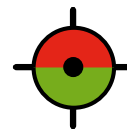


Vurderinger av årsaker og medvirkende faktorer som kan resultere i akutt utslipp til sjø fra petroleumsvirksomhet i Barentshavet og havområdene utenfor Lofoten



PETROLEUMSTILSYNET



Rapport

Rapporttittel Vurderinger av årsaker og medvirkende faktorer som kan resultere i akutt utslipp til sjø fra petroleumsvirksomhet i Barentshavet og havområdene utenfor Lofoten.	Rapportnummer
---	---------------

Gradering

<input checked="" type="checkbox"/> Offentlig	<input type="checkbox"/> Begrenset	<input type="checkbox"/> Strengt fortrolig
<input type="checkbox"/> Unntatt offentlighet	<input type="checkbox"/> Fortrolig	

Involverte

Petroleumstilsynet: Ingrid Årstad, Vidar Kristensen	Dato: 01.03.2010
Proactima: Hermann Steen Wiencke; Willy Roed, Karianne Haver, Karianne Eidesen	

Rapport og prosjektinformasjon

Sammendrag	
<p>Denne rapporten er utarbeidet som en del av underlaget til Rapport fra Faglig forum, Overvåkingsgruppen og Risikogruppen som legges frem for den interdepartementale styringsgruppen for forvaltningsplanen for Barentshavet og havområdene utenfor Lofoten 15.04.2010. Rapport fra Faglig forum, Overvåkingsgruppen og Risikogruppen vil etter en høringsprosess og eventuelle justeringer som følge av denne, utgjøre det faglige underlaget for oppdateringen av forvaltningsplanen for Barentshavet og havområdene utenfor Lofoten 2010.</p> <p>Rapporten redegjør for konteksten for Risikogruppens arbeid, vurderinger av risikopåvirkende faktorer, utvikling av risiko i rapporteringsperioden og forutsetninger for risikoutvikling videre.</p>	
Norske emneord	
Prosjektittel HP-M	Prosjektnr 999023
Antall sider	Opplag

RAPPORT

**Vurderinger av årsaker
og medvirkende
faktorer som kan
 resultere i akutt utslipp
til sjø fra
petroleumsvirksomhet i
Barentshavet og
havområdene utenfor
Lofoten**

Oppsummering:

Denne rapporten presenterer vurderinger av risiko for akutt utslipp til sjø fra norsk petroleumsvirksomhet i Barentshavet og Lofoten. Rapporten er utarbeidet av Proactima AS i samarbeid med, og på oppdrag for, Petroleumstilsynet. Rapporten inngår som en sentral del av Petroleumstilsynets grunnlag for rapportering og utarbeidelse av innspill til oppdateringen av Forvaltningsplanen for Barentshavet og havområdene utenfor Lofoten (BHL) i 2010-2011. Det gjøres vurderinger for årene 2010 og 2030, basert på data og informasjon samlet inn i frem til utgangen av 2008.

Som en følge av Oljedirektoratets mulige fremtidsbilde, er det i denne rapporten valgt å fokusere på forhold av betydning for risikoen forbundet med petroleumsvirksomhet i de samme kystnære områdene som Oljedirektoratet anser som mulige for petroleumsaktivitet i perioden frem til 2030.

Et av formålene med denne rapporten er å belyse årsaker og medvirkende faktorer til hendelser som potensielt kan resultere i akutt utslipp til sjø fra petroleumsvirksomheten i planområdet. Et annet sentralt formål er å belyse i hvor stor grad, og på hvilken måte, det eventuelt er mulig å påvirke risikoen for akutt utslipp til sjø. Det er derfor lagt stor vekt på å synliggjøre hvordan beslutninger og valg på ulike nivåer vil kunne påvirke risikoen i positiv eller negativ retning. Videre er det lagt vekt på å synliggjøre usikkerhet, hva som i stor grad er styrbart eller ikke, samt behov for eventuell ytterligere kunnskapsutvikling.

Hovedformålet er ikke å presentere et sett med tall og størrelser som på en forenklet måte skal kunne beskrive et sant eller riktig risikobilde. Hovedformålet er å synliggjøre at risikoen for akutt utslipp *ikke* er forhåndsbestemt og styrt av historiske data og statistikk, men at det er de tiltak, løsninger og beslutninger en fatter på ulike nivåer som er det avgjørende.

Nøkkelord	Risiko, akutt utslipp, Barentshavet, Lofoten
Rapport nr.	PS-0357-RE-03
Konfidensialitet	Åpen
Dato	01.03.2010
Revisjon nr.	00
Sider	159
Revidert dato	01. 03.2010

Innholdsfortegnelse

1	Introduksjon	7
1.1	Bakgrunn og formål	7
1.2	Metodisk tilnærming	11
1.3	Gjennomføring av vurderingene	14
2	Tilnærming til begrepene risiko og miljørisiko lagt til grunn i denne rapporten	15
2.1	Risikogruppens felles begrepsapparat	15
2.2	Kontekst for helhetlig forvaltning av miljørisiko	16
2.3	Risikogruppens tilnærming til helhetlig styring av miljørisiko	17
2.3.1	Dekningsområdet for denne rapporten	20
2.4	Sammenheng mellom ISO 31000 og Risikogruppens tilnærming til helhetlig styring av miljørisiko	20
2.5	Utvikling av helhetlige vurderinger av miljørisiko	23
2.6	Risikokommunikasjon.....	24
2.7	Overvåking av risikoutvikling i planområdet	25
2.8	Strategier for risikohåndtering	26
2.8.1	Rammene for risikohåndteringsstrategier	26
2.8.2	Alternative strategier for å oppnå ønsket effekt med risikoreducerende tiltak	26
2.9	Teoretisk fundament for å forstå årsakene til uønskede hendelser	27
3	METODEN – TRINN 1: Identifisere og vurdere hvilke hendelser som potensielt kan føre til akutt utslipp fra petroleumsvirksomheten	30
3.1	Relevante hendelsestyper for ulike innretninger og utbyggingsløsninger/konseptvalg	30
3.1.1	Konsept 1: Produksjonsinnretning over vann med transport av olje med tankskip.....	31
3.1.2	Konsept 2: Produksjonsinnretning over vann med rørledning til land	32
3.1.3	Konsept 3: Havbunnsinnretning med rørledning til land	32
3.1.4	Boreinnretning	33
3.2	Relevante hendelsestyper og ulike faser av en feltutvikling/-utbygging	34
3.3	Diskusjon	36
3.4	Valg av relevante hendelsestyper forbundet med petroleumsvirksomhet i planområdet ..	36
4	METODEN – TRINN 2: Vurdere hva og hvor mye som potensielt kan slippe ut, gitt at det skjer et akutt utslipp	37

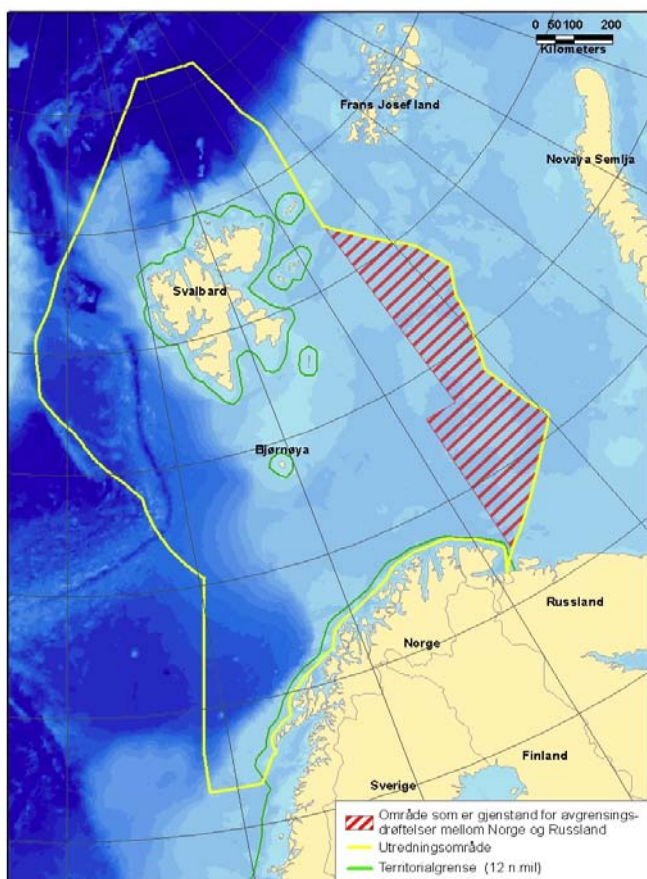
4.1	Avgrensninger og antagelser	39
4.2	Hendelsestype A – Utblåsning.....	40
4.2.1	Vurderinger for oljefelt	40
4.2.2	Vurderinger for gassfelt	43
4.3	Hendelsestype B – Brønnlekkasje	44
4.3.1	Vurderinger for oljefelt	44
4.3.2	Vurderinger for gassfelt	44
4.4	Hendelsestype C - Rørledningslekkasjer.....	45
4.4.1	Vurderinger for oljefelt	45
4.4.2	Vurderinger for gassfelt	48
4.5	Hendelsestype D - Stigerørslekkasjer	50
4.5.1	Vurderinger for oljefelt	50
4.5.2	Vurderinger for gassfelt	51
4.6	Hendelsestype E - Prosesslekkasjer.....	51
4.7	Hendelsestype F – Utslipp fra lagringstanker.....	52
4.8	Hendelsestype G – Lasting/lossing av olje	52
4.9	Hendelsestype H – Utslipp av kjemikalier	53
4.10	Hendelsestype I – Kollisjon mellom fartøy og innretning	54
4.11	Hendelsestype J – Oljeutslipp fra skipsfart relatert til petroleumsvirksomhet.....	55
4.12	Oppsummering.....	55
4.13	Kategorisering av utslippene	56
4.13.1	Vurderinger knyttet til å angi sannsynlighetsfordelinger for de ulike hendelsestypene for et oljefelt	58
4.13.2	Vurderinger knyttet til å sette sannsynlighetsfordelingene for de uønskede hendelsene for et gassfelt	62
5	METODEN – TRINN 3: Vurdere og diskutere forhold som har betydning for risiko for akutt utslipp til sjø i Barentshavet og Lofoten	64
5.1	Beskrivelse av trinn 3.....	65
5.2	Vurdering av forhold som kan påvirke risiko for akutt utslipp til sjø.....	70
5.2.1	Områdespesifikke forhold som kan påvirke risiko for akutt utslipp til sjø i Barentshavet og Lofoten	70
5.2.2	Tekniske forhold som kan påvirke sannsynlighet for akutt utslipp til sjø.....	73
5.2.3	Generelle forhold som kan påvirke risikoen for akutt utslipp til sjø.....	74
5.2.4	Vurdering av hvilke forhold som inkluderes i Trinn 3	78

6	Risikobeskrivelse	79
6.1	Risikobeskrivelse 2010	80
6.2	Risikoutvikling i planområdet i perioden 2005-2010	83
6.3	Risikobeskrivelse 2030	88
6.3.1	Risikobeskrivelse og sammenligning av en prøveboring versus oljefelt i drift	92
6.3.2	Sammenligning og risikobeskrivelse for FPSO sammenlignet med subsealøsning.....	98
6.4	Antatte endringer i risikopåvirkende faktorer frem mot 2030	101
6.5	Oppsummering av risikobeskrivelser for årene 2010 og 2030	103
7	Teknologi- og kunnskapsutvikling i petroleumsvirksomheten.....	104
7.1	Teknologiutvikling i petroleumsvirksomheten.....	104
7.2	Forvaltningens helhetlige styring av miljørisiko tilknyttet akutt forurensning.....	106
7.3	Risikostyring i petroleumsvirksomheten.....	108
7.4	Samfunnsmessige konsekvenser av forurensningsulykker	111
7.5	Kartlegging og overvåking av risikoutvikling knyttet til petroleumsvirksomheten i området 111	
7.6	Styrket kontroll og rettslig oppfølging.....	112
7.7	Samarbeid med Russland i nordområdene.....	113
8	Vurdering av tiltak for å hindre akutt utslipp til sjø	114
8.1	Tiltak i petroleumsnæringens regi for å redusere sannsynlighet for at det oppstår ulykker som kan føre til akutte utslipp	114
8.2	Tiltak i myndighetenes regi for å redusere sannsynlighet for at det oppstår ulykker som kan føre til akutte utslipp.....	116
9	Oppsummering.....	118
10	Referanser.....	124
11	Vedlegg A – Basisfrekvenser.....	128
11.1	Hendelsestype A – Utblåsning.....	128
11.2	Hendelsestype B – Brønnlekkasje	128
11.3	Hendelsestype C – Rørledningslekkasje og Hendelsestype D – Stigerørslekkasje	129
11.4	Hendelsestype E – Prosesslekkasjer	130
11.5	Hendelsestype F – Utslipp fra lagringstanker.....	131
11.6	Hendelsestype G – Utslipp ved lasting/lossing av olje	132
11.7	Oppsummering.....	134
12	Vedlegg B – Vurderinger av områdespesifikke, tekniske og generelle forhold	135

12.1 Hendelsestype A – Utblåsning og hendelsestype B – Brønnlekkasjer	137
12.2 Hendelsestype C – Rørledningslekkasje	144
12.3 Hendelsestype D – Stigerørslekkasje.....	147
12.4 Hendelsestype E – Prosesslekkasje	150
12.5 Hendelsestype F – Utslipp fra lagringstanker.....	153
12.6 Hendelsestype G – Utslipp ved lasting/lossing av olje	156

1 Introduksjon

Denne rapporten presenterer vurderinger av risiko for akutt utslipp til sjø fra norsk petroleumsvirksomhet i Barentshavet og Lofoten. Rapporten er utarbeidet av Proactima AS i samarbeid med, og på oppdrag for, Petroleumstilsynet. Rapporten inngår som en sentral del av Petroleumstilsynets grunnlag for rapportering og utarbeidelse av innspill til oppdateringen av Forvaltningsplanen for Barentshavet og havområdene utenfor Lofoten (BHL) i 2010-2011. Et kart over forvaltningsområdet er vist i Figur 1.



Figur 1: Kart over forvaltningsområdet, ref. /1/.

1.1 Bakgrunn og formål

Som en del av det faglige grunnlaget for oppdateringen av forvaltningsplanen, skal det blant annet gjennomføres vurderinger av risikoen forbundet med akutt utslipp til sjø i havområdet. Det skal gjøres vurderinger for årene 2010 og 2030, basert på data og informasjon samlet inn i frem til utgangen av 2008.

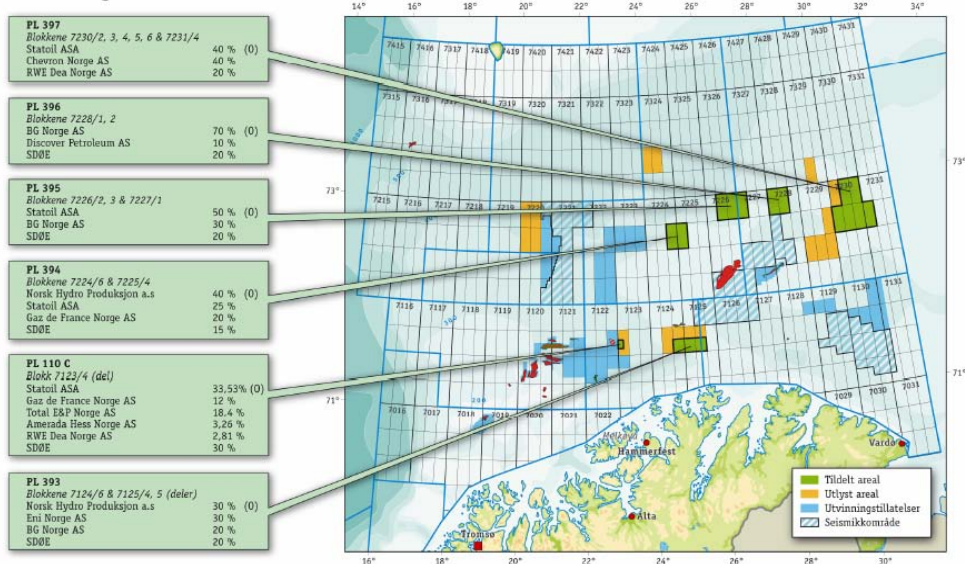
Antatt petroleumsaktivitet i 2010 og 2030

I 2010 er Snøhvitfeltet i produksjonsfasen, mens Goliat fortsatt vil være i planleggingsfasen. Utover disse to feltene er det til nå ikke besluttet flere utbygginger i Barentshavet og Lofoten. Basert på alle tildelingene av blokker, og særlig 19. og 20. konsesjonsrunde (se Figur 2 og Figur 3), er det mulig at det vil forekomme en eller flere prøveboringer.

I 2030 vil både Snøhvit og Goliat være i produksjonsfasen. Det er kun disse to feltene/utbyggingene i Barentshavet og Lofoten som per nå er besluttet igangsatt. Hva som skjer i fremtiden generelt, og i 2030 spesielt, er uvisst. At ingen nye felt bygges ut, eller at ett eller flere felt bygges ut (med utgangspunkt i tildelingene fra 19. og 20. konsesjonsrunde og eventuelle fremtidige konsesjonsrunder), er alle mulige løsninger. Det er derfor betydelig usikkerhet knyttet til hvor mange felt som eventuelt vil bli bygd ut innen 2030. I tillegg er det også usikkert hvor slike eventuelle utbygginger vil lokaliseres og hvilken teknologi og utbyggingsløsning som vil være gjeldende.

19. konsesjonsrunde

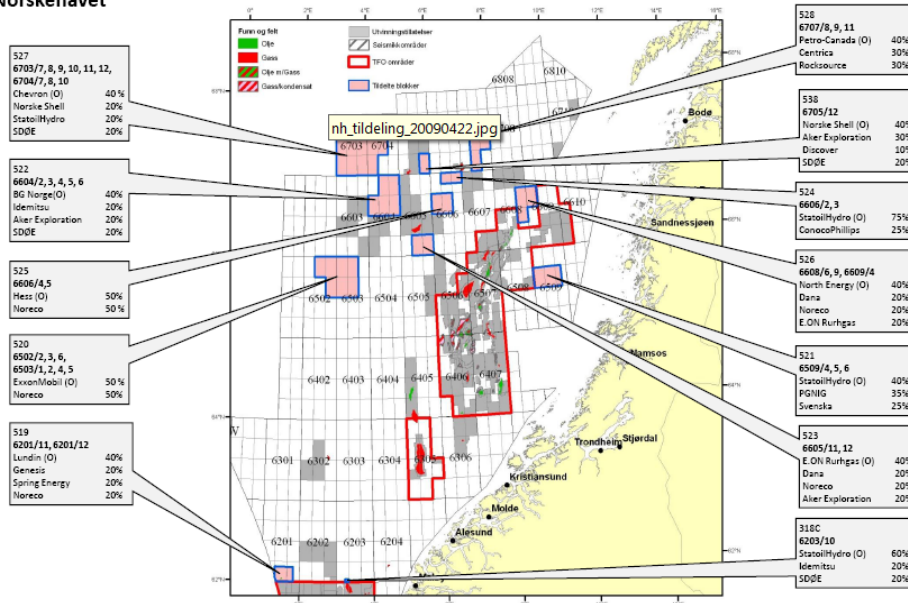
Tildelinger i Barentshavet



Figur 2: Kart over tildelinger i 19. konsesjonsrunde, ref. /2/.

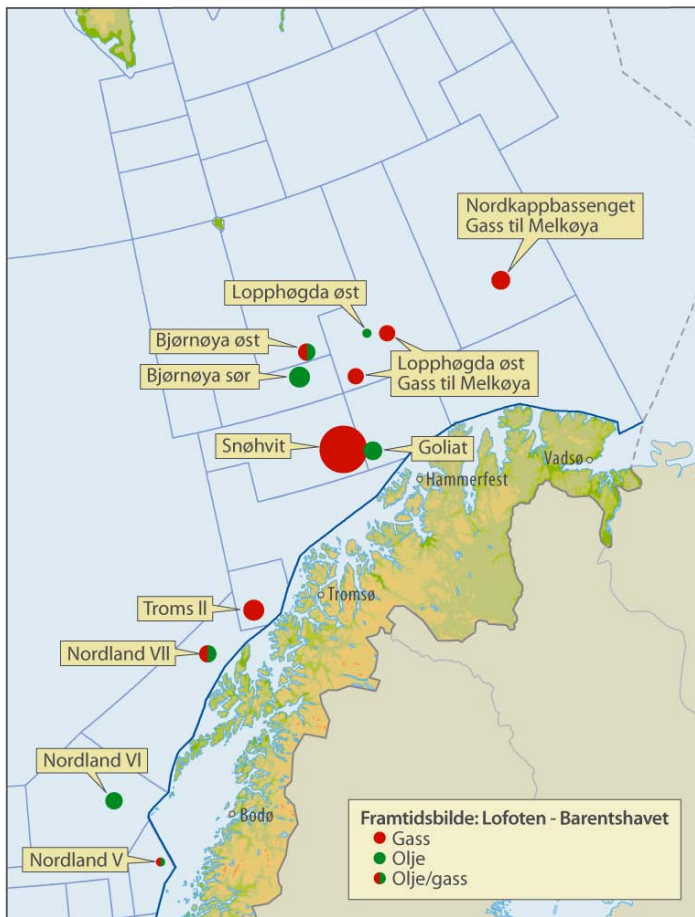
Tildelinger i 20. konsesjonsrunde

Norskehavet



Figur 3: Kart over tildelinger i 20. konsesjonsrunde, ref. /3/.

Figur 4 er utarbeidet av Oljedirektoratet, ref. /4/, og illustrerer det Oljedirektoratet legger til grunn som et mulig fremtidsbilde for petroleumsvirksomhet i Barentshavet og Lofoten. Figuren viser ti mulige fremtidige lokasjoner som kan tenkes å inneholde enten kun oljeressurser, en blanding av olje- og gassressurser eller kun gassressurser i tillegg til Snøhvit og Goliat. Figuren viser videre at det potensielle fremtidsbildet for igangsetting av eventuell ny petroleumsvirksomhet i Barentshavet og Lofoten vil være i relativt kystnære områder i den sørlige delen av planområdet, og omfatter således kun en liten del av det totale forvaltningsområdet presentert i Figur 1.



OD 0909007

Figur 4: Kart over potensielle fremtidige utbygginger av petroleumsvirksomhet i Barentshavet og Lofoten, ref. /4/.

Avgresninger i forhold til antatt geografisk område for petroleumsvirksomhet i perioden frem til 2030

Som en følge av Oljedirektoratets mulige fremtidsbilde, er det i denne rapporten valgt å fokusere på forhold av betydning for risikoen forbundet med petroleumsvirksomhet i de samme kystnære områdene som Oljedirektoratet anser som mulige for petroleumsvirksomhet i perioden frem til 2030. Forhold som vil være mer relevante eller sterkere fremtredende i områder lengre nord eller for områder lengre fra land, herunder pakkis og drivis, er derfor her kun omtalt og vurdert på et generelt grunnlag. Dette medfører at det på den ene siden vil være behov for å gjøre mer detaljerte vurderinger av petroleumsvirksomhet i områder med vesentlig forskjellige klimatiske forhold, samt vurderinger av forhold som relaterer seg til at det er lange avstander til etablert infrastruktur, dersom og når det eventuelt blir vurdert som aktuelt med petroleumsvirksomhet i disse områdene. På den andre siden så vil de fleste hendelsestypene og forhold som er av betydning for om et akutt utslipp vil kunne inntreffe eller ikke, være mer eller mindre de samme uavhengig av hvor i planområdet petroleumsvirksomheten foregår. Det vil si at de betraktninger og vurderinger som presenteres i denne rapporten i stor grad vil være representative for hele området, dog med eventuelle vurderinger som følge av områdespesifikke forhold.

Utgangspunkt i risikogrubbens tilnærming til helhetlig styring av miljørisiko

Under utarbeidelsen av St.meld. nr. 8 (2005-2006) Helhetlig forvaltning av det marine miljø i Barentshavet og havområdene utenfor Lofoten (forvaltningsplan), ref. /5/, ble begrepet risiko diskutert og benyttet i forbindelse med "Miljørisiko – fare for akutt forurensning". I dette arbeidet ble det klart at ulike fagmiljø benytter begreper, metoder og resultater ulikt for å beskrive beslektet analyse, hendelser, prosesser og konsekvenser innen miljørisiko. En av anbefalingene fra dette

arbeidet var derfor å opprette et "Forum for miljørisiko" som bl.a. skulle "styrke arbeidet med risikovurderinger og bidra til en bedre forståelse av utviklingen av risiko i havområdet for alle aktører og opinionen generelt, knyttet til akutt forurensning". Dette forumet ble etablert og har fra begynnelsen av fått betegnelsen "Risikogruppen", ref. /6/.

I prosessen med å utvikle en felles risikoforståelse har Risikogruppen utviklet en overordnet modell, eller en overordnet beskrivelse, av tilnærming til helhetlig styring av miljørisiko. Denne modellen, som beskrives mer detaljert i kapittel 2, har vært utgangspunktet for de vurderinger og analyser som er gjennomført i forbindelse med utarbeidelsen av denne rapporten.

Formålet med denne rapporten

Et av formålene med denne rapporten er å belyse årsaker og medvirkende faktorer til hendelser som potensielt kan resultere i akutt utslipp til sjø fra petroleumsvirksomheten i planområdet. Et annet sentralt formål er å belyse i hvor stor grad, og på hvilken måte, det eventuelt er mulig å påvirke risikoen for akutt utslipp til sjø. Det er derfor lagt stor vekt på å synliggjøre hvordan beslutninger og valg på ulike nivåer vil kunne påvirke risikoen i positiv eller negativ retning. Videre er det lagt vekt på å synliggjøre usikkerhet, hva som i stor grad er styrbart eller ikke, samt behov for eventuell ytterligere kunnskapsutvikling.

Hovedformålet er ikke å presentere et sett med tall og størrelser som på en forenklet måte skal kunne beskrive et sant eller riktig risikobilde. Hovedformålet er på mange måter det motsatte, det vil si å synliggjøre at risikoen for akutt utslipp ikke er forhåndsbestemt og styrt av historiske data og statistikk, men at det er de tiltak, løsninger og beslutninger en fatter på ulike nivåer som er det avgjørende.

1.2 Metodisk tilnærming

Enhver hendelse eller potensiell hendelse vil kunne ha en del aspekter ved seg som på mange måter gjør den unik. Prinsipielt vil det derfor være et nesten uendelig antall ulike potensielle uønskede hendelser som kan resultere i et akutt utslipp til sjø.

Å vurdere "alle" potensielle hendelser som kan føre til akutt forurensning hver for seg vil være en nærmest umulig og altomfattende oppgave. Videre så vil denne type vurderinger i de fleste tilfeller vise at det for en rekke hendelser vil være et rimelig sammenfallende bilde, både på årsakssiden og på konsekvenssiden. Det er derfor en normal risikoanalytisk tilnærming å gruppere ulike hendelser i definerte hendelsestyper. I noen tilfeller kan en slik gruppering være relatert til årsakssiden, i andre tilfeller konsekvenssiden, eller de kan være relatert til de ulike hovedsystemene som en innretning eller et anlegg består av. Eksempler på dette er "prosesslekkasjer" som da normalt dekker alle hendelser som kan inntreffe i de systemene som inneholder hydrokarboner i prosessanlegget. Lekkasje fra rørene som går mellom brønnventiler på havbunnen og innretningen/anlegget, eller mer spesifikt til prosessanlegget på innretningen/anlegget, inngår i hendelsestypen "stigerørslekkasjer", mens lekkasjer fra brønner, brønnventiler eller lekkasjer i forbindelse med boreoperasjoner inngår i kategoriene "brønnlekkasjer"/"utblåsning". Kategorien "kollisjon mellom fartøy og innretning" relaterer seg derimot til årsakene til at en hendelse inntreffer. Hvilke hendelsestyper som potensielt kan inntreffe, er i stor grad avhengig av konseptvalg/utbyggingsløsning, som blir diskutert i kapittel 3.

Det er ingen "automatikk" i at en lekkasje av olje eller kjemikalier alltid vil ende opp i sjøen. Hendelser som inntreffer oppe på en innretning, vil for eksempel kunne bli fanget opp av dreneringssystemet på innretningen gitt at hendelsen detekteres og/eller stanses på et tidlig nok tidspunkt til at kapasiteten til dreneringssystemet ikke overstiges. Andre hendelser, for eksempel en lekkasje i en rørledning på havbunnen, vil derimot medføre at sjøen eksponeres umiddelbart.

I denne rapporten er det valgt å gruppere de potensielle hendelsene i et sett med hendelsestyper. Med en **hendelsestype** menes her;

En naturlig gruppering av hendelser med utgangspunkt i 1. deres felles årsakssammenheng, 2. karakteristikken eller likhetstrekkene mellom de systemene/utstyr som inneholder hydrokarboner eller kjemikalier eller 3. basert på de aktivitetene som hendelsene eventuelt skjer i forbindelse med.

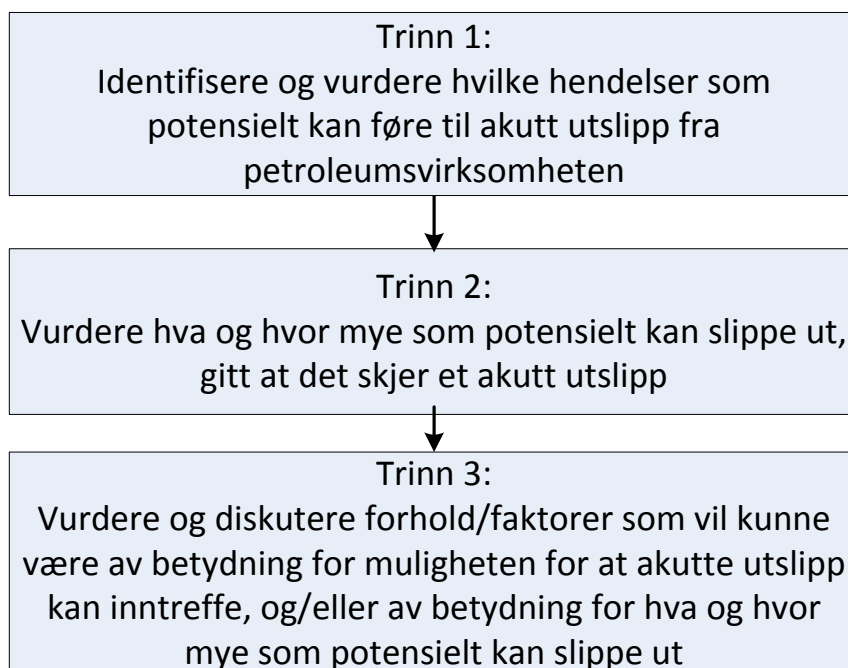
En hendelstype inkluderer her både:

- a) lekkasjer som samles opp/forhindres i å eksponere sjø som en følge av implementerte løsninger, og
- b) hendelser som resulterer i utslipp til sjø direkte eller som følge av feil/svikt/mangler i løsninger etablert for å forhindre utslipp til sjø.

I kapittel 4 presenteres de ulike hendelsestypene som er vurdert i denne rapporten, mer utfyllende.

For å vurdere ulike hendelsestyper som potensielt kan resultere i akutt utslipp til sjø, deres årsaker og medvirkende faktorer, er det valgt å benytte en metode bestående av følgende tre hovedtrinn:

1. Identifisere og vurdere hvilke hendelsestyper som potensielt kan føre til akutt utslipp til sjø fra petroleumsvirksomheten,
2. vurdere hva og hvor mye som potensielt kan slippe ut, gitt at det skjer et akutt utslipp, og
3. vurdere og diskutere forhold som vil kunne være av betydning for muligheten for at akutt utslipp til sjø kan inntreffe, og/eller av betydning for hva og hvor mye som potensielt kan slippe ut.



Figur 5: Metode anvendt for å vurdere årsaker og medvirkende faktorer som potensielt kan resultere i akutt utslipp til sjø i Barentshavet og havområdene utenfor Lofoten.

Mer inngående så består Trinn 1 i å vurdere ulike uønskede hendelser som potensielt kan resultere i akutt utslipp til sjø fra petroleumsvirksomhet, samt å velge ut hvilke uønskede hendelser det skal gjøres vurderinger av i Trinn 2 og Trinn 3. I Trinn 2 gjennomføres en vurdering av størrelsen på (total mengde) og varigheten til det potensielle akutte utslippet til sjø for hver av de uønskede hendelsene

valgt i Trinn 1. Vurderinger av utslippsrate (mengde per tidsenhet) gjøres som en del av disse vurderingene.

De ulike potensielle akutte utslipp grupperes så i forhold til fem utslippskategorier. Dette gjøres for at en enklere skal kunne sammenstille/sammenligne ulike potensielle utslipp. De fem utslippskategoriene relaterer seg til total mengde, gitt et bestemt utslipp. De fem kategoriene er:

- 1 – 1.000 tonn,
- 1.000 – 2.000 tonn,
- 2.000 – 20.000 tonn,
- 20.000 – 100.000 tonn, og
- >100.000 tonn.

Siste del av Trinn 2 består i å angi en sannsynlighetsfordeling innenfor de ulike utslippskategoriene for alle de uønskede hendelsene som det er valgt å se nærmere på i Trinn 1.

I Trinn 3 gjennomføres en vurdering av forhold og faktorer som vil kunne være av betydning for muligheten for at akutt utslipp kan inntreffe, og/eller av betydning for hva og hvor mye som potensielt kan slippe ut. Tradisjonelt når det skal presenteres informasjon knyttet til hyppigheten, frekvenser eller sannsynligheter for uønskede hendelser, blir historiske data lagt til grunn. Dette kan være data for alt fra hyppigheten til bestemte hendelsestyper til data om teknologier, utstyr og systemer (som eksempelvis kan inngå i ulike risikoanalysemodeller). Disse historiske dataene danner så grunnlag for å presentere frekvensen for en hendelsestype, f.eks. forventet antall utblåsninger per år. Denne form for informasjon kan i mange tilfeller være et godt utgangspunkt eller et basisnivå når en skal gjøre vurderinger knyttet til fremtidige aktiviteter. Det som derimot i mange tilfeller er utfordrende, er å fremskaffe representative data, gitt den lokasjon, den innretning, det utstyr, de aktiviteter, den kompetansen, osv. som vil være gjeldende i det spesifikke tilfellet. Ofte vil en være nødt til å bruke data hvor det kan stilles spørsmålsteget ved deres representativitet, noe som igjen da naturligvis bør fremtvinge en edruelig og nøktern bruk. Dette gjelder kanskje spesielt i forhold til hvordan en bruker og tolker resultater fra analyser og vurderinger der denne type data inngår.

Som en følge av et begrenset omfang av petroleumsaktiviteter i planområdet frem til nå, finnes det (naturligvis) tilsvarende begrensede mengder med historiske data fra petroleumsvirksomhet i området. Å etablere et risikobilde med utgangspunkt i disse dataene alene ville derfor vært lite hensiktsmessig. For å kunne si noe om hva som kan skje, hvor sannsynlig det er at ulike utslipp vil kunne inntreffe i planområdet osv., er det valgt å ta utgangspunkt i petroleumsvirksomheten i Nordsjøen og på norsk sokkel forøvrig. Det vil si at det innledningsvis i Trinn 3 etableres et "basisnivå" som på et grovt og overordnet nivå vil være representativt for en gjennomsnittlig innretning, en gjennomsnittlig boreoperasjon, osv. på norsk sokkel.

Andre del av trinn 3 består i å belyse hvilke forhold som påvirker risikoen for akutt utslipp. Hva som er annerledes eller spesifikt i planområdet sammenlignet med sokkelen for øvrig, og i hvilken grad dette påvirker risikoen, er en sentral del av disse vurderingene. Men det vil også kunne være en rekke forhold som er lokasjonsuavhengige, men som likevel er av stor betydning i forhold til om, og eventuelt hvor sannsynlig det er at akutt utslipp kan inntreffe. Det er derfor valgt å inkludere "alle" forhold som kan være av betydning, dog på et overordnet nivå.

Til tross for at en i dette arbeidet har utviklet og anvendt en metode med hensyn på å kunne vurdere petroleumsaktiviteter i området Lofoten og Barentshavet spesielt, så vil metoden kunne anvendes for å vurdere petroleumsvirksomhet også i andre havområder. Metoden vil således kunne anvendes for å vurdere andre havområder spesielt, og/eller for å sammenligne ulike områder.

Presentasjon av risikobildet

Det legges stor vekt på å presentere usikkerheten knyttet til de vurderingene som gjøres, for eksempel i forhold til eventuelle endringer av basisnivået som følge av områdespesifikke forhold. Det gis derfor en vurdering av hvorvidt usikkerheten er lav, middels eller høy. Det gjøres også en vurdering av i hvor stor grad en kan påvirke muligheten for at akutt utslipp kan inntreffe, eller påvirke hvor mye som potensielt vil kunne slippe ut. Eksempelvis så kan en ved valg av bestemte konsepter for utbyggingsløsninger eliminere enkelte hendelsestyper helt, samtidig som andre introduseres (sammenlignet med andre konsepter).

Intensjonen er at resultatene fra de tre trinnene i metoden skal gi en god oversikt over årsaker og medvirkende faktorer knyttet til de uønskede hendelsene som potensielt kan gi akutt utslipp til sjø i planområdet, hvor stort et potensielt akutt utslipp til sjø kan bli, samt i hvilken grad en kan påvirke dette på ulike nivåer.

I denne rapporten legges det også vekt på å presentere resultater som viser hvordan risikoen for akutt utslipp til sjø endres over tid og med potensielt flere utbygginger i planområdet. Det legges også vekt på å vise hvordan valg av ulike utbyggingskonsepter vil kunne påvirke dette bildet.

Hele risikobildet for akutt utslipp til sjø er sammensatt av hvilke uønskede hendelser som potensielt kan gi akutt utslipp til sjø, og hvor stort utslipp de ulike uønskede hendelsene potensielt kan føre til. I tillegg til å presentere hvilke uønskede hendelser som kan inntreffe og hvor stort det akutte utslippet kan være, blir det også lagt vekt på å synliggjøre hvor styrbar denne risikoen er. I rapporten er det valgt å presentere resultater knyttet til sammenligninger mellom ulike konsepter/aktiviteter for forskjellige år med ulik petroleumsaktivitet, henholdsvis år 2010 og år 2030, for å få frem potensialet og ulikhetene, samt å presentere hvordan påvirkende forhold og faktorer generelt, og i planområdet spesielt, påvirker risikoen for akutt utslipp til sjø.

Metoden og de tre trinnene presentert i Figur 5 dekker området eller elementer i et potensielt akutt utslippsforløp før et akutt utslipp resulterer i forurensning på sjøen. Dette vil bli diskutert og presisert mer inngående i kapittel 2. Dekningsområdet for metoden er illustrert i Figur 10 i kapittel 2. Det påpekes videre at beskrivelsen kun gjelder for petroleumsvirksomhet, men resultatene er utformet slik at de lett kan sammenlignes med skipsfart.

1.3 Gjennomføring av vurderingene

Grunnlaget for vurderingene av de uønskede hendelsene i denne rapporten er innsamlet data og studier/vurderinger gjennomført i perioden frem til utgangen av 2008. Vurderinger av risiko forbundet med akutt utslipp til sjø generelt, og for årene 2010 og 2030 spesielt, er således vurderinger gitt tilgjengelig kunnskapsstatus i 2008.

For år 2010 er det valgt å inkludere feltene som allerede er igangsatt og besluttet, altså Snøhvit og Goliat, samt prøveboring på et felt hvor det antas å være olje. Snøhvit er et gass-/kondensatfelt med en undervannsutbygging og rørledning inn til land, mens Goliat er et oljefelt med en FPSO-løsning. Prøveboringen tar utgangspunkt i typiske aktiviteter som gjennomføres ved boring av én brønn.

For år 2030 er det i tillegg til Snøhvit og Goliat valgt å inkludere prøveboring, samt et fremtidig felt i produksjon. For det fremtidige produksjonsfeltet er det valgt å ta utgangspunkt i et oljefelt da dette vil ha størst potensial relatert til akutt utslipp til sjø. Det er videre antatt at feltet bygges ut med en undervannsløsning. Dette er blant annet gjort for å kunne presentere et risikobilde med enn annen løsning enn det en ytterligere FPSO-løsning som på Goliat, vil gi.

2 Tilnærming til begrepene risiko og miljørisiko lagt til grunn i denne rapporten

2.1 Risikogruppens felles begrepsapparat

En viktig forutsetning for at Risikogruppen kan ivareta sin funksjon i en helhetlig økosystembasert forvaltning av Barentshavet og havområdene utenfor Lofoten er at involverte myndigheter og faginstanser etablerer et felles begrepsapparat og tilnærming til risiko. Det er i denne sammenheng valgt å legge til grunn internasjonale standarder.

ISO Guide 73:2002 er en internasjonal standard om begrepsbruk innen risikostyring. I henhold til denne standarden er begrepet risiko definert som en kombinasjon av sannsynligheten for en hendelse og dens konsekvenser.

Risikogruppens mandat er avgrenset til akutt forurensning, som etter forurensningslovens § 38 er definert som: "forurensning av betydning, som inntreffer plutselig, og som ikke er tillatt etter bestemmelse i eller i medhold av forurensningsloven".

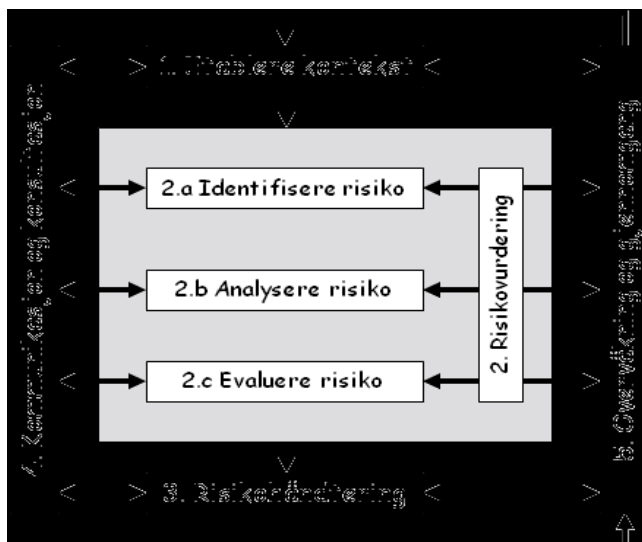
For Risikogruppens formål dekker begrepet risiko følgende elementer:

- potensielle årsaker til akutt forurensning med tilhørende usikkerhet
- potensielle konsekvenser som er negative for økosystemenes struktur, virkemåte og produktivitet som følge av akutt forurensning, med tilhørende usikkerhet

Beskrivelsen av risiko kan være kvantitativ og kvalitativ.

Figur 6: Risikobegrepet et utgangspunkt i ISO Guide 73.

Hva angår risikostyring er standarden ISO 31000:2009, ref. /7/, lagt til grunn for Risikogruppens arbeid. Denne standarden bruker en systematisk prosess tilnærming som strukturerer Risikogruppens tilnærming til helhetlig styring av miljørisiko. Figur 7 viser hovedprosessene tilknyttet risikostyring.

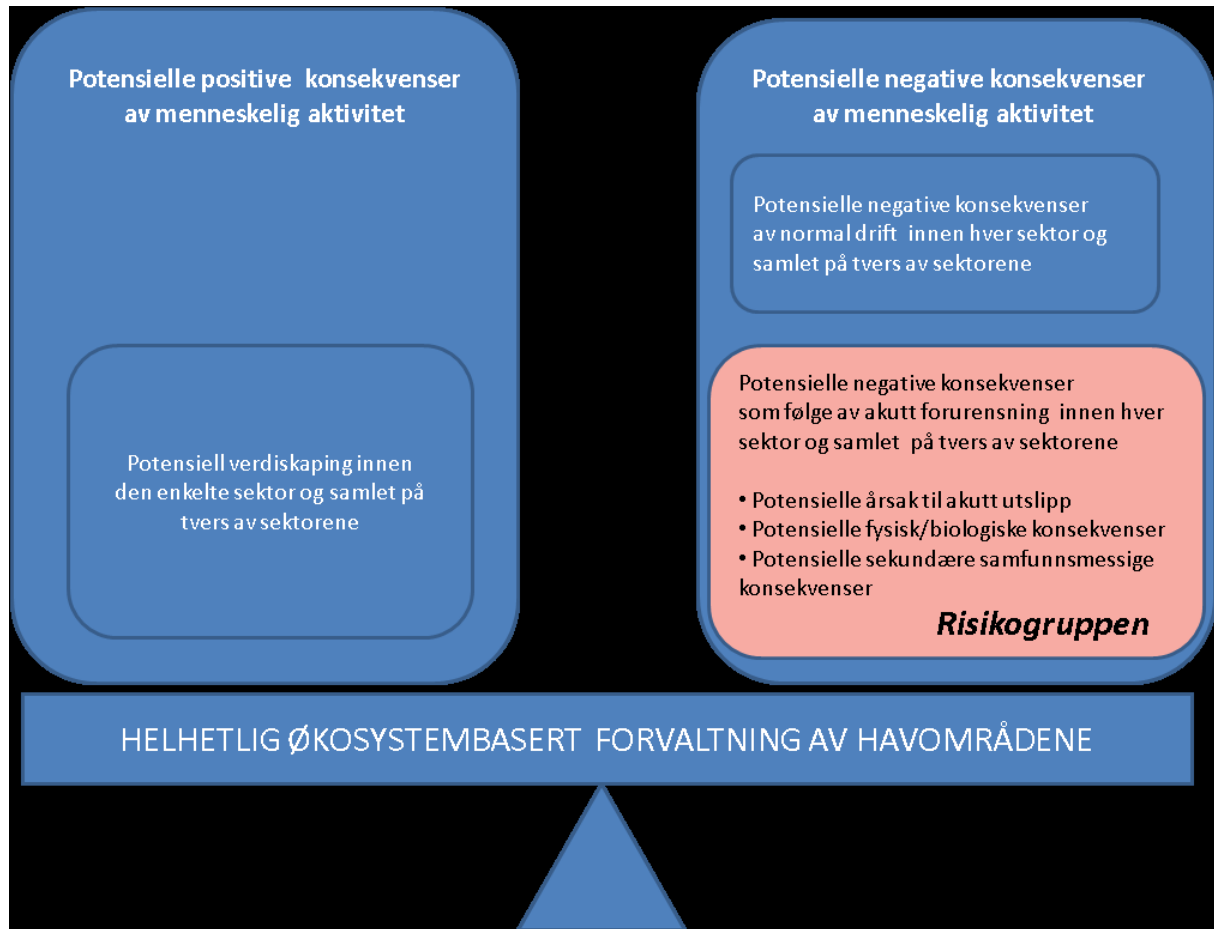


Figur 7: Risikostyringsprosesser, jf. ISO 31000:2009, ref. /7/.

ISO 31000:2009 er vurdert å dekke alle prosessene og krav til systematikk, transparens, etterprøvbarehet og medvirkning av interessenter som avledes av Risikogruppens mandat.

2.2 Kontekst for helhetlig forvaltning av miljørisiko

Formålet med forvaltningsplanen er å legge til rette for verdiskaping gjennom bærekraftig bruk av ressurser i Barentshavet og havområdene utenfor Lofoten og samtidig opprettholde økosystemenes struktur, virkemåte og produktivitet, ref. /5 pkt. 2.2/. Som redegjort for ovenfor har Risikogruppen blitt opprettet for å legge til rette for en samordnet innsats fra myndighetenes side med tanke på å forebygge akutt utslipp og redusere konsekvensene av akutt forurensning i havområdene. Risikogruppens mandat må derfor sees i sammenheng med prinsippene for økosystembasert forvaltning som ligger til grunn for forvaltningsplanen. Risikogruppens bidrag vil inngå i de interdepartementale vurderingene av tiltak som best kan balansere hensyn til verdiskaping opp mot målet om å opprettholde økosystemenes struktur, virkemåte og produktivitet.



Figur 8: Risikogruppens bidrag til helhetlig økosystembasert forvaltning.

Risikogruppens bidrag, som illustrert i Figur 8 utgjør således en del av det faglige grunnlaget for de interdepartementale avveininger mellom alle hensyn som må vurderes for en helhetlig økosystembasert forvaltning av havområdet.

Risikogruppen er et myndighetsforum som skal analysere og vurdere risiko og risikoutviklingen i planområdet. Disse helhetlige analysene og vurderingene skiller seg ut fra analysene og vurderingene som foretas av den enkelte aktør som deltar i menneskelig aktivitet i planområdet, ved at de har:

- et myndighetsperspektiv, som legger til grunn samfunnets interesser, ikke bare den enkelte aktørs interesser
- et regionalt perspektiv, på tvers av aktørene som deltar i menneskelig aktivitet i planområdet, både innen den enkelte sektor og på tvers av sektorene.

Myndighetene og faginstansene som deltar i Risikogruppen bidrar til fellesskapets mål med sin kompetanse og sine erfaringer. Innsatsen samordnes for å utarbeide det nødvendige faglige underlaget og frembringe best mulig beslutningsrelevant informasjon som kan underbygge forslag til tiltak som kan forebygge og redusere muligheten for og konsekvensene av potensiell akutt forurensning innen hver sektor og på tvers av sektorene. Det innebærer blant annet å:

- fremskaffe en bedre og mer helhetlig forståelse av risiko for akutt forurensning, både sektorvis og samlet
- frembringe kunnskap om både gitte og påvirkbare risikopåvirkende faktorer, og hvordan disse kan utvikle seg over tid
- fremlegge for overordnede myndigheter forslag til sektorspesifikke og tverrsektorielle proaktive tiltak som effektivt kan settes inn for å:
 1. forhindre ulykker som kan føre til akutt forurensning
 2. forbedre tidlig deteksjon av eventuell akutt forurensning
 3. effektivisere ulykkesbekjempelse for å redusere mengde og varighet av eventuell akutt forurensning
- effektivisere beredskapen mot akutt forurensning for å minimalisere konsekvenser av eventuell akutt forurensning
- utveksle informasjon og erfaringer på tvers av sektorer for å forbedre effekten av myndighetenes risikoreduserende innsats (regulering, tilsyn, veiledning, FOU etc.)
- forbedre risikokommunikasjon (kvalitet, tidsmessighet, transparens, beslutningsrelevans etc.)

Sentralt for risikovurderingenes kontekst er miljøgrunnlaget i planområdet, både hva angår miljøressursene og meteorologiske forhold, ref. kapittel 5.1 i "Forvaltningsplan – Barentshavet. Statusrapport fra Risikogruppen per 31.03.2009", ref. /6/. Miljøgrunnlaget vil inngå både i analyser av årsak og konsekvenser av akutt forurensning, og i vurderingene som legges til grunn for forslag til risikoreduserende tiltak.

Risikogruppen er et myndighetsforum som skal levere blant annet faglig begrunnede forslag til tiltak for å forebygge og redusere akutt forurensning. Disse tiltakene skal kunne gjennomføres av angjeldende myndigheter. Forslag til tiltak vil således i prinsippet blant annet angå:

- rammebetingelser for menneskelig aktivitet i planområdet (regelverk, konsesjonsvilkår, seilingsleder og lignende),
- myndighetenes oppfølging av etterlevelse av rammebetingelser,
- nasjonale ressurser (beredskap mot akutt forurensning, infrastruktur og lignende),
- kunnskapsutvikling (forskning og utvikling, overvåkinger, kartlegginger),
- kunnskapsformidling.

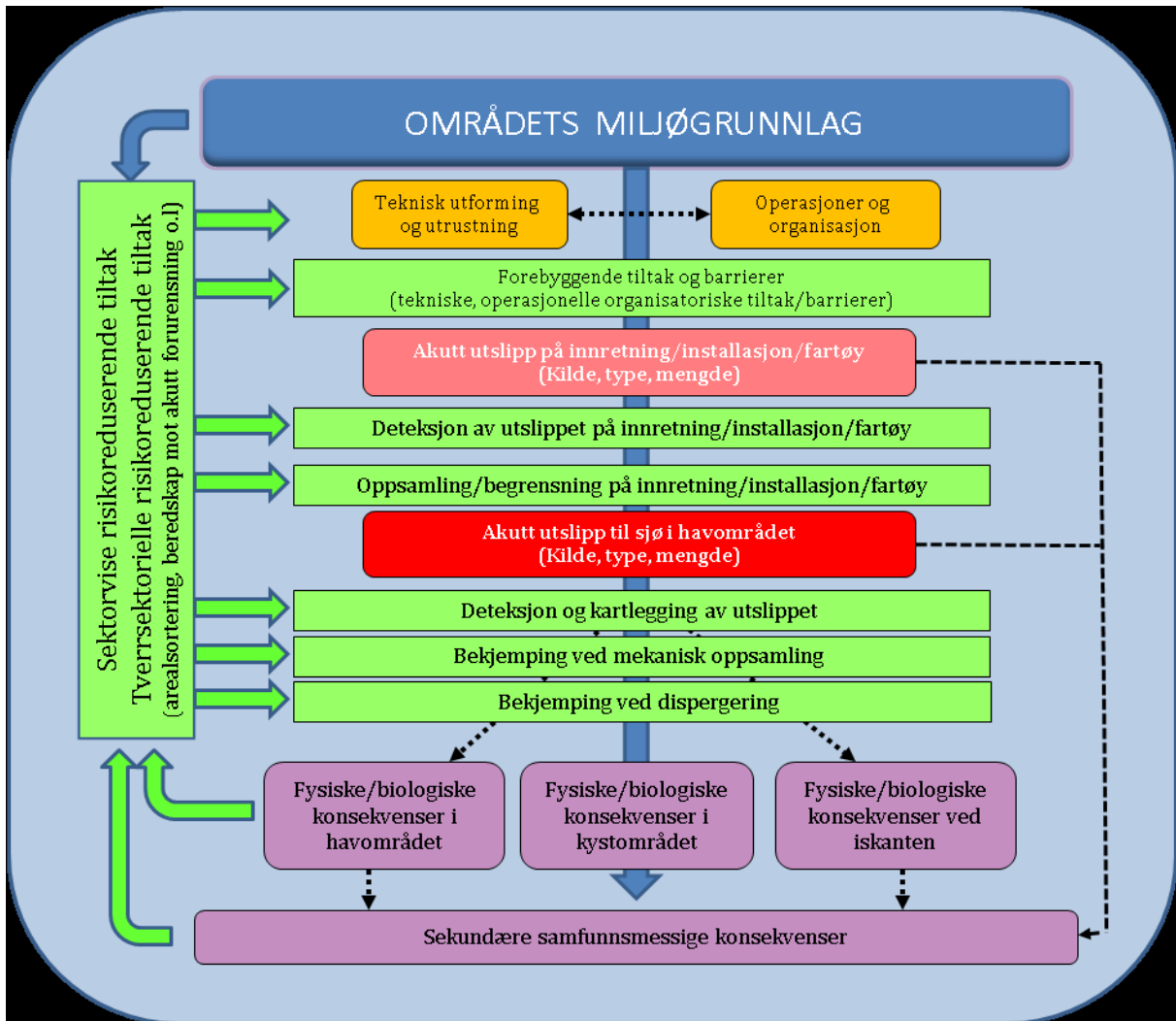
I sine vurderinger legger Risikogruppen til grunn etablerte mål for håndteringen av risiko for akutt forurensning i Barentshavet og havområdene utenfor Lofoten, ref. /5 pkt. 7.5.1/:

- *"Risikoen for skade på miljøet og de levende marine ressursene som følge av akutt forurensning skal holdes på et lavt nivå, og skal kontinuerlig søkes ytterligere redusert. Dette skal også være styrende for virksomhet som medfører fare for akutt forurensning.*
- *Sjøsikkerhet og oljevernberedskap skal utformes og dimensjoneres slik at den bidrar effektivt til fortsatt lav risiko for skade på miljøet og de levende marine ressursene."*

2.3 Risikogrubbens tilnærming til helhetlig styring av miljørisiko

Utover etablering av et felles begrepsapparat, forankret i internasjonale standarder, er det i regi av Risikogruppen blitt etablert en felles tilnærming til helhetlig styring av miljørisiko. For å illustrere

omfanget av gruppens mandat og strukturere gruppens arbeid har Risikogruppen utviklet en overordnet beskrivelse av tilnærmingen til helhetlig styring og forvaltning av miljørisiko. Dette er illustrert i Figur 9.



Figur 9: Overordnet beskrivelse av tilnærmingen til helhetlig styring av miljørisiko.

Den overordnede beskrivelsen tar utgangspunkt i et akutt utslipp som en hendelsessekvens eller en hendelseskjede. Dette er forsøkt illustrert ved at det går piler mellom de ulike elementene som er inkludert ovenifra og nedover. Modellen bygger således på de samme prinsippene som ligger til grunn for bow-tie modellen som ofte brukes for å fremstille og analysere hendelsesforløp og forhold som er av betydning for utfallet og bakenforliggende årsaker, ref. /26/.

Fargekode blått: Områdets miljøgrunnlag er plassert øverst i den overordnede beskrivelsen med tilsvarende fargekode som boksen rundt hele beskrivelsen, for å illustrere at områdets miljøgrunnlag vil danne et bakteppe for samtlige prosesser. Områdets miljøgrunnlag omfatter blant annet meteorologiske forhold og områdets sårbarhet. Dette gjelder både for området som helhet, men også for å vurdere sårbarheten til avgrensede områder, herunder særlig verdifulle områder. Områdets miljøgrunnlag vil derfor fungere som en sentral premissgiver eller input for vurderingene av de enkelte elementene, ved vurderinger av både årsak og konsekvensene av eventuelle akutte utslipp til sjø og for den overordnede vurderingen av miljørisikoen. De to blå pilene illustrerer at områdets miljøgrunnlag gjennomsyrrer både risikovurdering og risikohåndtering.

Fargekode rødt: "Midtpunktet" i beskrivelsen er et akutt utslipp til sjø i havområdet (rød boks). Dette kan for eksempel være et olje-, kjemikalie-, eller annen type akutt utslipp. Kilden til utslippet kan være fra skipsfart, petroleumsvirksomhet eller annen næring/virksomhet.

Fargekode oransje: Ovenfor "midtpunktet" (rød boks) i beskrivelsen er det inkludert noen sentrale og samlende elementer som er av betydning for å forhindre og/eller begrense faren for at et akutt utslipp skal kunne inntreffe, hvor et akutt utslipp vil kunne inntreffe og/eller hva og hvor mye som eventuelt kan/vil slippe ut dersom et akutt utslipp skulle inntreffe. Elementene inkludert i beskrivelsen er av forskjellig karakter:

- *Teknisk utforming og utrustning* (oransje boks øverst til venstre i Figur 9) omfatter blant annet design og utforming av de kildene (for eksempel petroleumsinnretninger eller skip) som kan gi et akutt utslipp, herunder hvilke utslipp som potensielt kan finne sted, og den tekniske tilstanden til innretningene.
- *Operasjoner og organisasjon* (oransje boks øverst til høyre i Figur 9). Dette elementet er tiltenkt å inkludere alle operasjonelle, organisatoriske og administrative aspekter ved de ulike virksomhetene som er av betydning for hvor og hvorvidt akutt forurensning vil kunne inntreffe.

Fargekode rosa: Hvis det skulle inntreffe en uønsket hendelse der det lekker ut olje, kjemikalier eller et annet medium på en innretning eller et fartøy, vil/kan/bør det være mulig i enkelte tilfeller å begrense/stanse/samle opp utslippet på innretningen/fartøyet før utslippet renner ut i/eksponerer havområdet. For å kunne synliggjøre hva som finnes/kan gjøres, og eventuelt hva som i fremtiden bør gjøres for å forhindre/begrense at et utslipp når sjøen, er *Akutt utslipp på innretning/fartøy* (rosa boks) inkludert.

Nedenfor "midtpunktet" (rød boks) i beskrivelsen er det inkludert noen sentrale og samlende elementer som er (kan være) av betydning for å beskrive potensielle konsekvenser av et akutt utslipp.

Fargekode lilla: Nederst i beskrivelsen er konsekvensene som følge av eventuelle akutte utslipp til sjø inkludert (lilla bokser). Disse er gruppert i forhold til fysiske og/eller biologiske konsekvenser i havområdet (fra havoverflaten og ned til havbunnen inklusiv bunnsedimenter), i kystområdet og ved iskanten. Videre er sekundære samfunnsmessige konsekvenser som følge av et akutt utslipp, enten direkte eller som en følge av skade på eller tap av ressurser/miljø i området, tatt med. Dette vil eksempelvis omfatte konsekvenser av akutte utslipp til sjø for matsikkerhet, omdømme, lokalsamfunn og lignende. Arbeidet med å identifisere, analysere og evaluere risiko kan dermed tilrettelegge for å beskrive forskjeller og likheter med tanke på hva konsekvensen i de ulike områdene vil kunne bli som følge av et akutt utslipp.

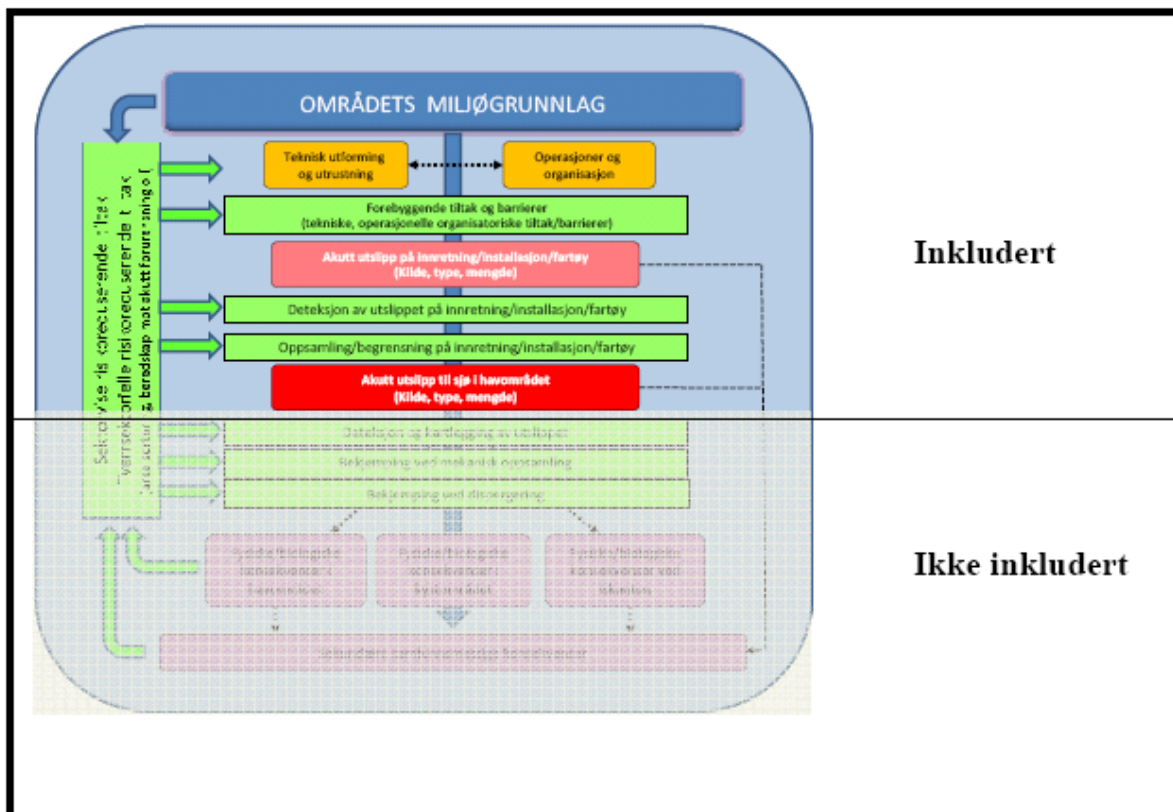
Fargekode grønn: Grønne bokser illustrerer barrierer som kan forhindre at det oppstår akutte utslipp til sjø, som kan redusere mengde utslipp og/eller som kan redusere konsekvensene av akutte utslipp til sjø. Dette gjelder både for sektorvise og tverrsektorielle barrierer. Informasjon om effektiviteten av eksisterende barrierer vil inkluderes i risikoanalysene. Forslag til risikoreduserende tiltak vil vise til hvilke barrierer som foreslås styrket/forbedret. De grønne pilene illustrerer hvor tiltak kan iverksettes for å redusere risiko for akutt forurensning og deres effekt på en rekke elementer i hendelseskjedene.

Det er viktig å poengtere at beskrivelsen i Figur 9 *ikke* er ment å være et matematisk eller analytisk verktøy (dataverktøy), som vil inkludere alle de ovenfor nevnte aspektene og som vil produsere enkle resultater som output. Til det er kompleksiteten for stor, og ambisjonsnivået for arbeidet i Risikogruppen for høyt til at det kan løses ved hjelp av ett bestemt verktøy. Figur 9 er derfor mer å betrakte som et hjelpemiddel for å arbeide med, vurdere, diskutere og kommunisere omkring

temaet miljørisiko relatert til akutte utslipp i havområdet på en strukturert, enhetlig og helhetlig måte. Arbeidet i Risikogruppen kan bestå av en rekke analyser og beregninger relatert til enkelte og flere av elementene inkludert, ved hjelp av en rekke ulike analyse-/dataverktøy. Risikogruppens vurderinger og konklusjoner er, og vil også i fremtiden være, basert på helhetlige vurderinger og innebærer dermed mer enn summen av enkelte analyser og utredninger alene.

2.3.1 Dekningsområdet for denne rapporten

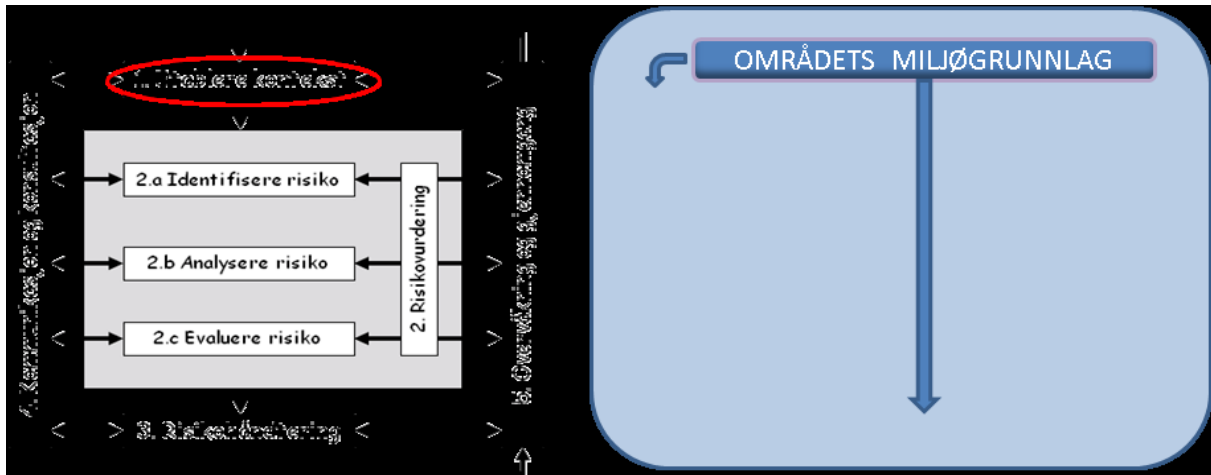
I innledningen til denne rapporten ble det presisert at denne rapporten kun dekker en del av de elementene som er presentert i Figur 9. Mer spesifikt så dekker denne rapporten kun de elementene som ligger ovenfor "midtpunktet" (rød boks), samt selve "midtpunktet" (rød boks) i Figur 9. Dette er illustrert i Figur 10.



Figur 10: Dekningsområdet for denne rapporten.

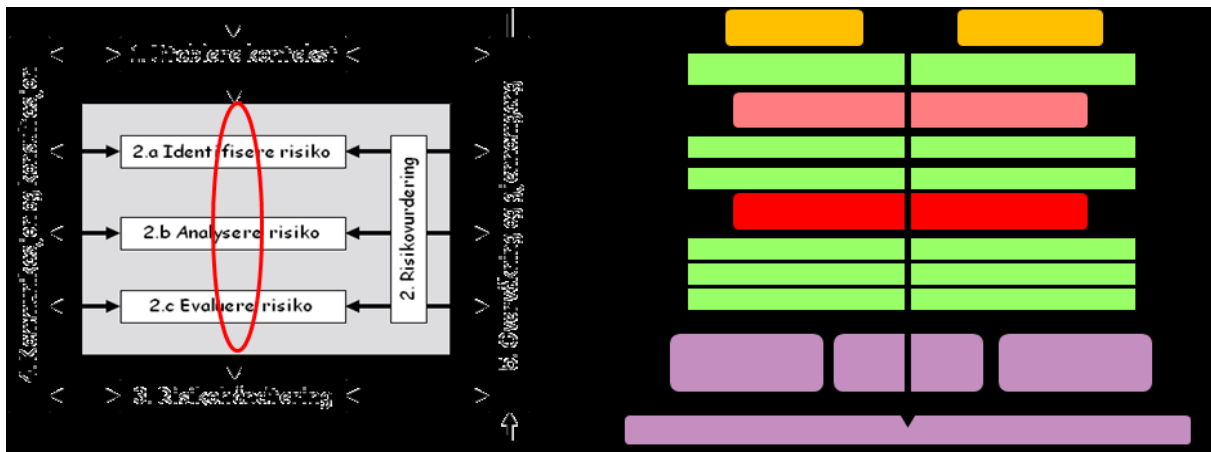
2.4 Sammenheng mellom ISO 31000 og Risikogruppens tilnærming til helhetlig styring av miljørisiko

Som redegjort for nedenfor, er ISO 31000 lagt til grunn for Risikogruppens tilnærming til risikostyring og dekker alle prosessene og krav til systematikk, transparens, etterprøvnbarhet og medvirkning av interessenter som avledes av Risikogruppens mandat. I dette avsnittet synliggjøres sammenhengen mellom ovenstående overordnet beskrivelse av tilnærmingen til helhetlig styring av miljørisiko (Figur 9) og ISO 31000 (Figur 7).



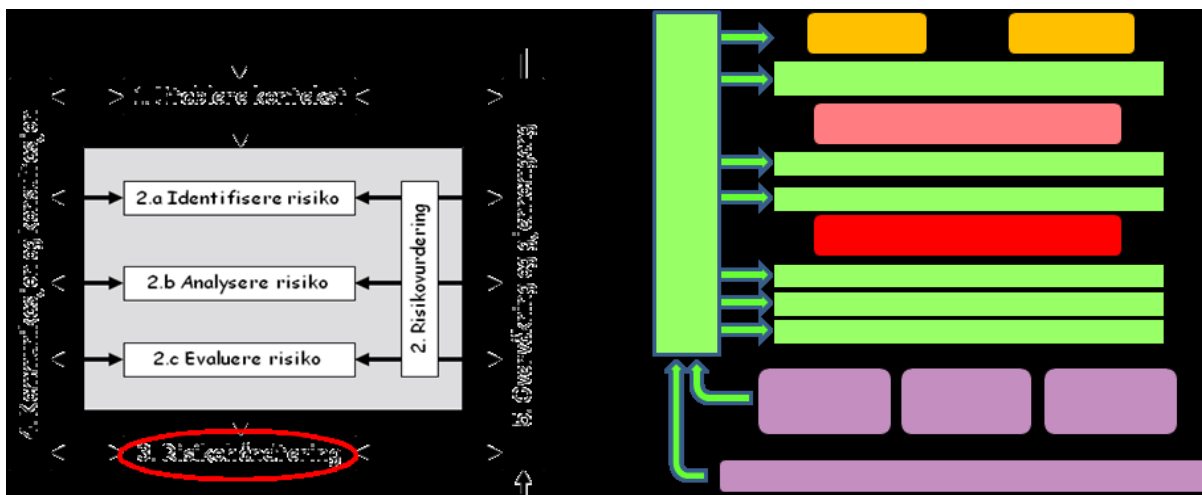
Figur 11: Sammenstilling: ISO 31000 og områdets miljøgrunnlag i beskrivelsen av tilnærmingen til helhetlig styring av miljørisiko.

Sammenstilt med ISO 31000-standarden er klargjøring av miljøgrunnlaget en sentral prosess for å etablere konteksten for risikostyring i området. Kontekstuelle variabler i planområdet vil legges til grunn for alle prosesser i alle sektorer og ved helhetlige vurderinger på tvers av sektorene. De to blå pilene illustrerer at områdets miljøgrunnlag gjennomsyrrer både risikovurdering og risikohåndtering. Beskrivelsen av miljøgrunnlaget fremgår av kapittel 5 i 2009 årsrapporten for Risikogruppen, ref. /6/.



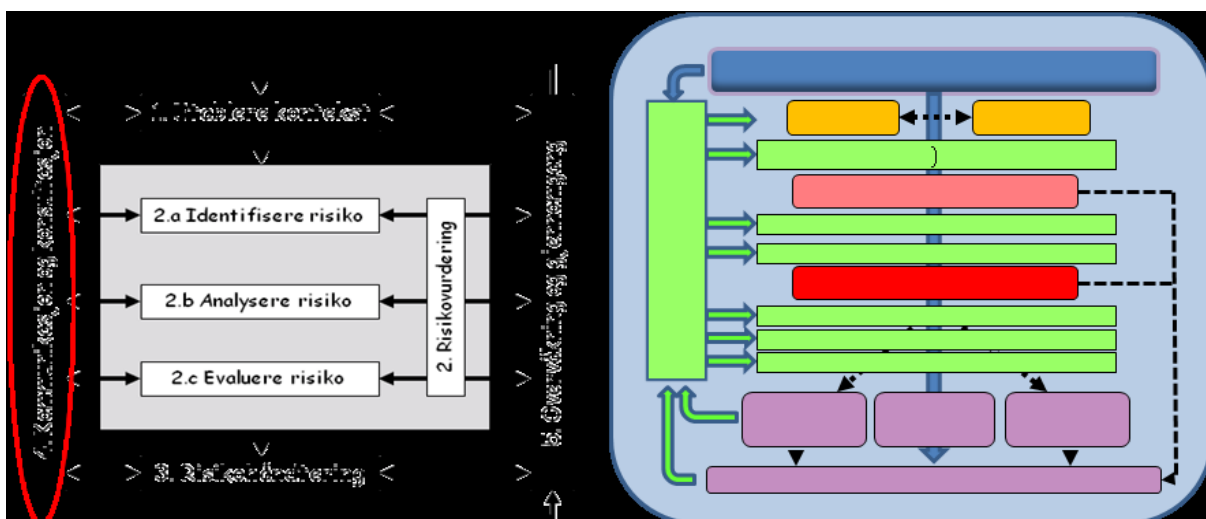
Figur 12: Sammenstilling: ISO 31000 og beskrivelsen av tilnærmingen til helhetlig styring av miljørisiko.

Sammenstilt med ISO 31000-standarden gir beskrivelsen av tilnærmingen til helhetlig styring av miljørisiko en beskrivelse av prosessene for å identifisere, analysere og evaluere miljørisiko og følgende samfunnsmessige konsekvenser. Informasjon om effektiviteten av eksisterende barrierer inngår i risikoanalysene. Dette legges til grunn både for sektorvise vurderinger og for vurderinger på tvers av sektorene i planområdet.



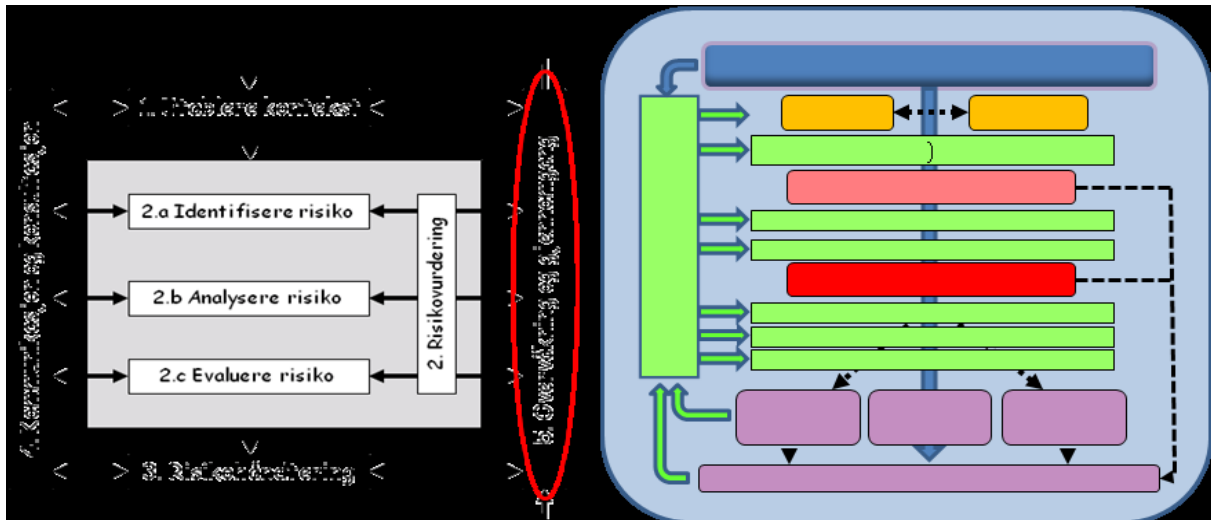
Figur 13: Sammenstilling: ISO 31000 og mulige risikoreduserende tiltak i beskrivelsen av tilnærmingen til helhetlig styring av miljørisiko.

Sammenstilt med ISO 31000-standarden gir beskrivelsen av tilnærmingen til helhetlig styring av miljørisiko en beskrivelse av prosessene for å håndtere risiko og synliggjør hvor det er mulig å iverksette risikoreduserende tiltak og hvilken effekt disse kan ha i hendelseskjeden. Dette legges til grunn både for sektorvise vurderinger og for vurderinger på tvers av sektorene i planområdet.



Figur 14: Sammenstilling: ISO 31000 og risikokommunikasjon og konsultasjon i beskrivelsen av tilnærmingen til helhetlig styring av miljørisiko.

Risikokommunikasjon og konsultasjon vil dekke samtlige prosesser i den overordnede beskrivelsen av tilnærmingen til helhetlig styring av miljørisiko, jf. Risikogruppens mandat.



Figur 15: Sammenstilling: ISO 31000 og overvåking av risikoutvikling over tid i beskrivelsen av tilnærmingen til helhetlig styring av miljørisiko.

Overvåking av risikoutvikling over tid vil også dekke samtlige prosesser i den overordnede beskrivelsen av tilnærmingen til helhetlig styring av miljørisiko, jf. Risikogruppens mandat.

2.5 Utvikling av helhetlige vurderinger av miljørisiko

Risikogruppen har søkt å videreutvikle etablert praksis med regionale risikovurderinger. Risikogruppens mandat er avgrenset til risiko for akutt forurensning. Økosystembasert forvaltning legger vekt både på **forebygging** og **reduksjon** av akutt forurensning. Risikogruppen må således frembringe konsistent og beslutningsrelevant informasjon av betydning både for ulykkesforebygging og reduksjon av ulykkeskonsekvenser. Risikogruppen arbeider derfor kontinuerlig med metodisk utvikling for blant annet å:

- forbedre sammenhengen mellom miljøgrunnet i planområdet og analyser av årsak og konsekvenser av akutt forurensning,
- velge ut hensiktsmessige scenarioer for å analysere potensielle konsekvenser av akutte utslipp på bakgrunn av en helhetlig vurdering av miljøgrunnet og relevante potensielle akutte utslipp,
- få frem mer og bedre beslutningsrelevant informasjon om forhold av betydning for å forhindre hendelser som fører til akutt forurensning, ved blant annet å bruke flere relevante informasjonskilder enn historisk informasjon om ulykker, og dermed klargjøre flere relevante handlingsalternativer for å redusere risikoen,
- klargjøre bedre samfunnsmessige konsekvenser av akutt forurensning (matsikkerhet, markedsomdømme osv.), og tilrettelegge for balanserte avveininger mellom potensielle positive og negative bidrag til verdiskaping, slik prinsippet om økosystembasert forvaltning tilsier,
- forbedre sammenhengen mellom vurderinger av forhold av betydning for å forhindre potensielle hendelser som fører til akutt forurensning og vurderinger av deres potensielle konsekvenser, slik at forslag til ulykkesforebyggende tiltak bedre står i forhold til miljørisiko, gitt miljøgrunnet i planområdet,
- forbedre vurderinger av utvikling av risiko i planområdet over tid, ved å supplere informasjon om eventuelle ulykker eller endringer i ulykkestrender med informasjon om utvikling av ulykkespåvirkende faktorer, og dermed tilrettelegge for effektive og proaktive tiltak fra myndighetene.

Ovennevnte forbedringsprosesser forblir sentrale i arbeidet med helhetlig økosystembasert forvaltning av miljørisiko fremover.

2.6 Risikokommunikasjon

Risikokommunikasjon inngår i Risikogruppens mandat. Hensikten med risikokommunikasjon er å tilrettelegge for risikoforståelse hos beslutningstakerne og øvrige interessenter, for en effektiv risikoreduksjon og for konkrete debatter som kan bidra til bedre risikobeskrivelse og mer effektiv risikoreduksjon. Risikokommunikasjon handler om å balansere hensynet til faglig integritet og hensynet til risikoforståelse hos interessentene. Dette forutsetter formidling av informasjon som har nødvendig kvalitet, tidsmessighet, transparens og beslutningsrelevans og fordrer oppmerksomhet blant annet på mulige kommunikasjonsutfordringer i tverrfaglige fora og mellom fagspesialister og lekfolk.

Som nevnt tidligere, har Risikogruppen valgt et felles begrepsapparat med forankring i internasjonale standarder, både hva angår risiko og risikostyring. Disse standardene formidler viktige konseptuelle aspekter ved disse begrepene som, sammen med den overordnede beskrivelsen av tilnærmingen til helhetlig styring av miljørisiko, jf. Figur 9, og pågående metodisk utvikling, kan bidra til bedre risikokommunikasjon og risikoforståelse hos interessentene.

Risiko er et uttrykk for **potensielle** akutte hendelser som kan oppstå som følge av menneskelig aktivitet, potensielle negative konsekvenser disse kan føre til, og tilhørende usikkerhet. Risiko er ikke et uttrykk for noe som **er**, men et uttrykk for noe som **kan** skje. Ingen aktivitet kan foregå uten risiko, det vil si uten usikkerhet om hva konsekvensene av aktiviteten **kan** bli. Enhver verdiskapende aktivitet er beheftet med en risiko for verdiødeleggelse, det vil si at det er umulig å skape verdier uten å ta risiko. Risiko, herunder usikkerhet, er uunngåelig. Men risiko kan derimot i stor grad styres. Risiko kan styres ved å iverksette relevante og adekvate tiltak for å unngå at det som **kan** skje, ikke skjer. Enhver verdiskapende aktivitet må derfor investere i tiltak som forhindrer verdiødeleggelse, også i et samfunnsperspektiv.

Risiko for akutt utslipp til sjø

I denne rapporten brukes begrepet "*Risiko for akutt utslipp til sjø*". Med dette forstås mulige hendelsestyper som kan føre til akutt utslipp, størrelsen på eventuelle utslipp som følge av en gitt hendelse, samt tilhørende usikkerhet (vil de ulike hendelsestypene inntreffe, og hva blir størrelsen på et utslipp gitt at en hendelse har inntruffet?).

De mulige *konsekvensene* av et eventuelt akutt utslipp til sjø er utenfor Petroleumstilsynets ansvarsområde, og er derfor ikke vurdert i rapporten.

Sannsynlighet

Sannsynlighet forstås i denne rapporten som et mål på usikkerhet, og dermed som en del av risikobeskrivelsen. Sannsynlighet brukes som et uttrykk for hvor trolig en hendelse er vurdert å være. En sannsynlighet lik 0 betyr at en hendelse er vurdert ikke å kunne inntreffe, og en sannsynlighet lik 1 (100 %) betyr at en hendelse er vurdert å ville inntreffe med sikkerhet.

Det er mange mulige årsaker til og konsekvenser av akutt forurensning i et så stort område som planområdet. Risiko vil være avhengig av svært mange risikopåvirkende faktorer og kombinasjoner av disse, som dessuten er i kontinuerlig endring. Enhver beskrivelse av risiko er en beskrivelse av et begrenset utvalg av aktuelle risikoer, basert på en rekke forutsetninger og antagelser. Risikokommunikasjon krever derfor stor åpenhet med hensyn til metodisk tilnærming, informasjonskilder, kriterier for utvelgelse av scenarioer, forutsetninger, antagelser og forenklinger som er lagt til grunn for analysene, kunnskapsbehov, vurderingskriterier for kategorisering av risikoer osv.

Kvantitative uttrykk for risiko er nyttig for å sammenligne ulike risikoer og for å få et perspektiv på hva som representerer en større eller mindre risiko ved en aktivitet eller i et område. Det må understrekes at rene kvantitative uttrykk ofte underkommunerer usikkerhet, frembringer for lite og for unyansert beslutningsrelevant informasjon og kan skape avstand og misforståelser mellom fagspesialister og interessenter. Ensidig bruk av kvantitative risikoanalyser fører tradisjonelt til at beslutningstaker kun får presentert få og forutsigbare hovedbudskap: "ulykker er sjeldne" og "jo større aktivitetsnivå, jo større risiko". Dette gir få og forutsigbare handlingsalternativer for å redusere risiko slik som seilingsleder, areal/aktivitetsbegrensninger og beredskap mot akutt forurensning. Ulykker *er* sjeldne, men dette er ingen naturlov. Derimot er det resultatet av kontinuerlig innsats på mange områder, en innsats som en ikke kan ta for gitt, en innsats som kan svekkes og som kan styrkes, en innsats som allerede kan være svekket uten at det ennå har skjedd en ulykke, en innsats som allerede kan være styrket av ny teknologi, ny kunnskap, nye krav mv., en innsats som kan være styrket hos noen aktører, en innsats som kan være svekket hos en annen aktør etc. Risikokommunikasjon innebærer derfor formidling av informasjon som kan supplere statistisk materiale knyttet til historiske hendelser, og som dermed kan skape bedre risikoforståelse og frembringe flere effektive handlingsalternativer for å redusere risiko.

2.7 Overvåking av risikoutvikling i planområdet

Overvåking av risikoutvikling i planområdet inngår i Risikogruppens mandat og har til hensikt å gi overordnet myndighet nødvendig informasjon om forbedringer og svekkelser av risikopåvirkende faktorer som er av betydning for å ivareta mål som er satt i St.meld. nr. 8 (2005-2006), pkt.7.5.1: *"Risikoen for skade på miljøet og de levende marine ressursene som følge av akutt forurensning skal holdes på et lavt nivå, og skal kontinuerlig søkes ytterligere redusert."*, ref. /5 pkt. 7.5.1/. En overvåking av risikoutvikling vil sette overordnet myndighet i stand til å vurdere behovet for nye risikoreduserende tiltak og handle proaktivt.

Overvåking av risikoutvikling er således ment å gi nødvendig informasjon for å sette overordnet myndighet i stand til å handle proaktivt og beslutte eventuelle tiltak som kan:

- redusere muligheten for at det inntreffer hendelser som kan medføre akutt forurensning og begrense mengde som potensielt kan slippe ut,
- redusere omfanget og konsekvensene av akutt forurensning, dersom det likevel skulle inntreffe en ulykke
- redusere usikkerhet omkring hvordan, hvor og hvor mye ulykker kan skade miljøet gjennom målrettet satsing på FOU, kartlegginger og overvåkinger.

Risiko handler om fremtiden. En oversikt over hendelser som faktisk har inntruffet i et område gir derfor utilstrekkelig informasjon om den enkelte sektors evne til å forebygge akutt forurensning fremover i tid eller om effektiviteten av beredskapen mot akutt forurensning som kan skje i fremtiden. Overvåking av risikoutviklingen vil blant annet innebære en systematisk tilnærming til og fremstilling av utviklingen over tid av blant annet:

- miljøgrunnlaget (ressursgrunnlag, klimaendringer og lignende)
- menneskelig aktivitet i området (omfang, type/egenskaper, mønster etc.)
- effektiviteten av eksisterende risikoreduserende tiltak
- teoretisk, empirisk og metodisk grunnlag (blant annet fenomenforståelse)
- rammebetingelser.

Overvåking av risikoutvikling vil gi nødvendig informasjon om positiv og negativ utvikling med hensyn på evne til å forebygge akutt forurensning i de ulike sektorene som har aktiviteter i planområdet, beredskap mot akutt forurensning og faktorer som påvirker sikkerheten og beredskapen i

planområdet. Overvåking av risikoutvikling innebærer således mye mer enn å føre regnskap på hendelser som eventuelt skjer i planområdet.

2.8 Strategier for risikohåndtering

Som redegjort for ovenfor er det alltid en risiko forbundet med menneskelig aktivitet. Hensikten med risikovurderinger er å forstå hvilke uønskede hendelser som kan skje, for å være i stand til å iverksette tiltak som forhindrer at det skjer noe uønsket. Det er viktig at tiltak gir ønsket effekt og at de er gjennomførbare. Dette avsnittet omhandler handlingsrommet som myndighetene har når de skal håndtere risiko.

En fordel med prosessene rundt helhetlige forvaltningsplaner er at det i langt større grad enn tidligere tilrettelegger for å øke myndighetenes samlede handlingsrom for håndtering av miljørisiko. Handlingsrommet dekker både fjerning av risiko, beredskap mot akutt forurensning og forebygging av akutt forurensning.

En annen fordel med prosessene rundt helhetlige forvaltningsplaner er at det tilrettelegger for å sammenligne risiko i ulike områder og sammenligne risikobidrag fra ulike virksomheter i et område. Dette forbedrer grunnlaget for å utnytte handlingsrommet for håndtering av miljørisiko og tilrettelegger for at risikoreducerende tiltak kan prioriteres også på tvers av sektorene.

2.8.1 Rammene for risikohåndteringsstrategier

Risikohåndteringsprosessen består i å utvikle og evaluere ulike handlingsalternativer for å redusere risiko så mye som mulig innenfor de gitte rammene. For Risikogruppen er disse rammene gitt av:

1. etablerte mål for håndteringen av risiko for akutt forurensning i Barentshavet og havområdene utenfor Lofoten, ref. /5 pkt. 7.5.1/:
 - a) *”Risikoen for skade på miljøet og de levende marine ressursene som følge av akutt forurensning skal holdes på et lavt nivå, og skal kontinuerlig søkes ytterligere redusert. Dette skal også være styrende for virksomhet som medfører fare for akutt forurensning.*
 - b) *Sjøsikkerhet og oljevernberedskap skal utformes og dimensjoneres slik at den bidrar effektivt til fortsatt lav risiko for skade på miljøet og de levende marine ressursene.”*
2. rammen for økosystembasert helhetlig forvaltning av havområdene, ref. /5 pkt. 2.2/, som er å legge til rette for verdiskaping gjennom bærekraftig bruk av ressurser i Barentshavet og havområdene utenfor Lofoten og samtidig opprettholde økosystemenes struktur, virkemåte og produktivitet.

2.8.2 Alternative strategier for å oppnå ønsket effekt med risikoreducerende tiltak

Det er to hovedstrategier for risikoreduksjon; føre-var-prinsippet (precautionary principle) og forsiktighetsprinsippet (cautionary principle), ref. /26/, samt ref. /61 §§ 6 og 9/ og ref. /62 pkt. 8.6.1.2 og 8.6.1.4/.

- Føre-var-prinsippet innebærer at en ikke skal gjennomføre en aktivitet dersom det er betydelig vitenskapelig usikkerhet (uvitenhet) knyttet til konsekvensene av denne aktiviteten og disse konsekvensene anses som potensielt alvorlige.
- Forsiktighetsprinsippet innebærer at forsiktighet skal være et rådende prinsipp når det er usikkerhet knyttet til hva som kan bli konsekvensene (utfallene).

Enhver menneskelig aktivitet er forbundet med risiko og med usikkerhet om den vil føre til uønsket miljøpåvirkning. En beslutning om petroleumsfrie områder er et typisk eksempel på anvendelse av

føre-var-prinsippet; en avstår fra å ta risiko forbundet med en aktivitet fordi risiko og usikkerhet vurderes som for store. En beslutning om å endre seilingsleder for skipstrafikk er et typisk eksempel på anvendelse av forsiktighetsprinsippet; en aksepterer å ta risiko forbundet med en aktivitet, men iverksetter tiltak for å redusere denne risikoen.

Ot.prp. nr. 52 (2008-2009) Om lov om forvaltning av naturens mangfold (naturmangfoldloven) kapittel 8, ref. /62/, utdyper de tverrsektorielle og samordnede mål, prinsipper og kriterier som skal legges til grunn ved bærekraftvurderingene i norsk forvaltning. Dette utgjør en viktig referanse hva angår en rekke miljørettslige prinsipper, herav prinsippet om å forebygge miljøskade, prinsippet om integrering av miljøhensyn i offentlig myndighetsutøving, føre-var-prinsippet, økosystemtilnærmingen mv. i forhold til blant annet aktsomhetsplikt og betydningen av kunnskapsgrunnlaget.

Føre-var-prinsippet anvendes langt sjeldnere enn forsiktighetsprinsippet. Føre-var-prinsippet anvendes når beslutningstaker vurderer forsiktighetsprinsippet som utilstrekkelig til å kunne forsvare miljørisiko forbundet med en aktivitet, og dermed velger forbehold fremfor risiko. Anvendelse av føre-var-prinsippet innebærer et valg om å håndtere miljørisiko forbundet med en aktivitet ved å forby aktiviteten.

Anvendelse av forsiktighetsprinsippet innebærer et valg om å håndtere miljørisiko forbundet med en aktivitet og redusere denne slik at den blir akseptabel. Det er en rekke risikopåvirkende faktorer som det ikke er mulig å gjøre noe med, som for eksempel miljøgrunnlaget og meteorologiske forhold. Men det er også mange områder der det er mulig å iverksette tiltak for å redusere miljørisiko forbundet med akutte utslipp til sjø. Som det fremgår av Figur 13, kan risikoreducerende tiltak av teknisk, operasjonell, organisatorisk og forvaltningsmessig karakter rettes på en rekke områder for å:

- unngå at det kan oppstå en farlig situasjon,
- unngå at en farlig situasjon kan utvikle seg til et akutt utslipp,
- unngå at et akutt utslipp når sjøen,
- redusere mengde/varighet av et akutt utslipp,
- begrense spredning av et akutt utslipp,
- begrense varighet av kontakt med miljøressursene.

Myndighetene har i prinsippet tre typer virkemidler for å redusere miljørisiko:

- påvirke rammeverket for en sektor,
- bidra til bedre etterlevelse av rammeverket hos aktørene i en sektor,
- bidra til å redusere usikkerhet, gjennom FOU-, overvåkings- og kartleggingsaktiviteter.

Det er uendelig mange og til dels komplekse mekanismer som kan lede til et akutt utslipp, og mulige mekanismer endrer seg hele tiden. Dessuten kan en aldri med sikkerhet forutsi alt som kan skje i fremtiden, og en må ha en ydmykhet i forhold til det en ikke vet i dag. Det er betydelig usikkerhet involvert. På grunn av kompleksiteten, dynamikken og usikkerheten i miljøgrunnlaget og i menneskelig aktivitet er det ikke en millimeterlogikk som legges til grunn for forsiktighetsprinsippet, men behovet for å velge løsninger som er robuste i forhold til den funksjonen som de er ment å ivareta og som etter en enkeltvis og samlet vurdering av skadepotensialet og nåværende og fremtidig bruk, gir de beste resultater så sant kostnadene ikke står i et vesentlig misforhold til den risikoreduksjonen som oppnås.

2.9 Teoretisk fundament for å forstå årsakene til uønskede hendelser

Dette kapitlet gir en introduksjon til ulykkesmodeller, taps- og årsakssammenhenger og et teoretisk fundament for å forstå årsakene til at uønskede hendelser forekommer.

Ulykkesmodeller

Erfaringer fra ulykker nasjonalt og internasjonalt viser at alvorlige hendelser ikke oppstår med bakgrunn i kun en enkelt årsak, men kan ha komplekse og sammensatte årsaker forankret i tekniske, operasjonelle og/eller organisatoriske systemer. HMS-regelverket krever at petroleumsvirksomhet skal være forsvarlig både ut fra en enkeltvis og samlet vurdering av alle faktorer som har betydning for planlegging og gjennomføring av petroleumsvirksomhet. Kunnskap om hvordan ulykker og skader blir til er dermed avgjørende for å kunne forstå og styre risiko. Ulike ulykkesmodeller er utviklet basert på analyser av historiske hendelser. I /40,41,42,43,44/ er teori for ulykkesmodeller presentert.

Noen ulykkesmodeller forutsetter at ulykker er resultatet av en serie med hendelser som skjer i en bestemt rekkefølge. Disse hendelsene skyldes tekniske, menneskelige og/eller organisatoriske feil som det gjelder både å unngå og å ha en adekvat beredskap for å møte, skulle de likevel oppstå. Denne type ulykkesmodeller ligger ofte til grunn ved kvantitative risikoanalyser.

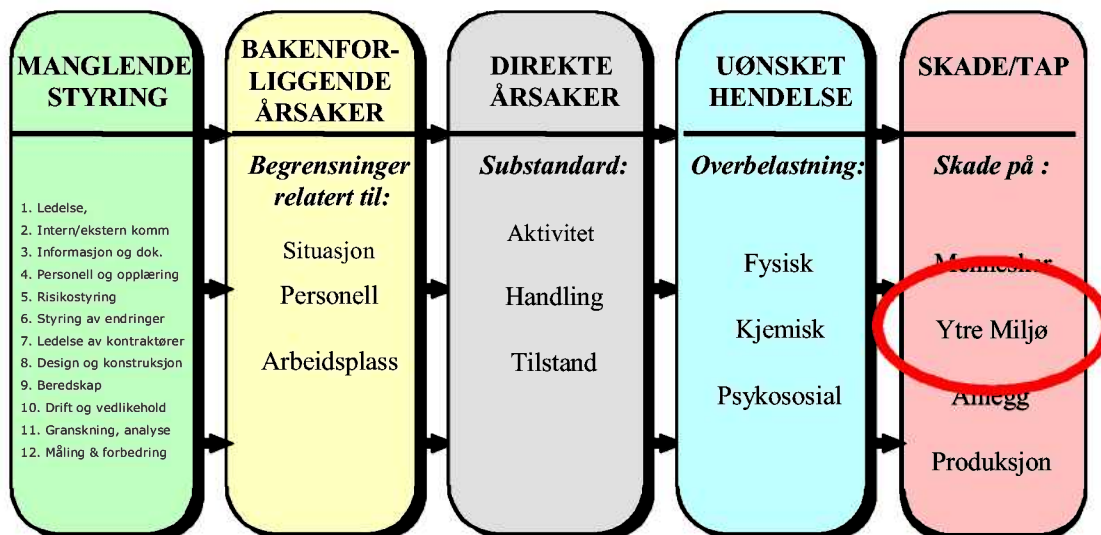
Andre ulykkesmodeller viser ulykker som resultatet av et komplekst møte mellom feil som trigger en hendelse i en bestemt operasjon og latente tilstander i organisasjonen som både øker sannsynligheten for at feil kan oppstå og som tilrettelegger for at en initiell hendelse får katastrofale konsekvenser. Disse latente tilstandene forårsakes blant annet av ledelsens strategiske beslutninger og organisasjonens håndtering av blant annet ressursallokering, design, vedlikehold, organisering, bemanning, kapasitet, kontroll, koordinering, håndtering av dilemmaer osv. Ulykkesforebygging består dermed i å følge opp effektiviteten av en rekke prosesser gjennom hele organisasjonen for å unngå forvitring og å styrke tekniske, menneskelige og organisatoriske barrierer.

Noen modeller viser at kompleksiteten og avhengighetsforholdet mellom ulike tekniske, operasjonelle og organisatoriske systemer skaper dilemmaer som svekker muligheter til å unngå ulykker. Andre ulykkesmodeller synliggjør at ulykker ikke bare kan avgrenses til feil. Ulykker kan også være et resultat av at ulike prosesser, som hver for seg er "normale", skaper dilemmaer og uforutsette farlige forstyrrelser når disse virker inn på hverandre. Ulykkesforebygging består i å forstå disse sammenhengene, overvåke og dempe variasjoner i disse prosessene og styrke organisasjonens evne til å kontinuerlig forutsi fremtidige forstyrrelser. Evnen til å forutsi, og dermed evnen til å styre risiko, er således ikke bare en funksjon av kunnskap, men krever også en evne til å oppfatte farlige tilstander som det ikke finnes erfaringer om, og improvisere en adekvat respons deretter.

Ovennevnte ulykkesmodeller fastslår at viktige årsaker til feil, farer og ulykker ikke bare er et spørsmål om teknologi, operasjoner og mennesker som arbeider på en innretning. De viser også at beslutninger som har andre hensikter enn å påvirke helse, miljø og sikkerhet på en innretning eller i en aktivitet, likevel kan påvirke helse, miljø og sikkerhet. Dette gjelder for eksempel beslutninger om fusjon, outsourcing, omorganisering, kostnadseffektivisering, budsjett, kontraktsutforming og lignende.

Taps-/årsakssammenhenger

Ovennevnte erfaringer fra ulykker og følgende ulykkesmodeller legges til grunn for forståelse av årsaksbildet og utviklingen av de ulike scenarioene for å kartlegge forhold av betydning for akutte utslipp til sjø. I denne sammenheng kan det være hensiktsmessig å ta utgangspunkt i en taps-/årsaksmodell. Det finnes mange forskjellige slike modeller. De ulike modellene har ulik kompleksitet, men enhver modell vil ha begrensninger. Figur 16 gir et eksempel på en slik modell.



Figur 16: Eksempel på en taps-/årsaksmodell, ref. /45/.

Denne type modell synliggjør hvor tiltak må settes inn for å redusere risiko fra myndighetsnivå til selskapsnivå og den spesifikke innretningen.

Forebygging av skade må adressere både direkte og bakenforliggende årsaker til skade. Risikostyring er dermed ikke avgrenset til vurdering og håndtering av årsaks-/virkningssammenhenger på en innretning. Risikostyring angår prosesser i alle faser og i hele virksomheten, uansett hvordan virksomheten er organisert.

For å begrense faren for akutt utslipp til sjø er det viktig å forebygge at akutte utslipp inntreffer. Det er flere forhold som er av betydning for å forhindre og/eller begrense faren for at et akutt utslipp skal kunne inntreffe, hvor et akutt utslipp vil kunne inntreffe og/eller hvor mye som eventuelt kan/vil slippe ut dersom et akutt utslipp skulle inntreffe. En deler ofte årsaker opp i det som kalles direkte årsaker og bakenforliggende årsaker, ref. Figur 16.

Mens de direkte årsakene knytter seg til tid og sted der utslippet inntreffer, det vil si selve aktiviteten, de handlingene som gjøres og tilstanden på utstyret, så er de bakenforliggende årsakene knyttet opp mot de forhold som har vært med på å utforme arbeidsplass, personell og aktivitet. Dette er forhold som tidsmessig kan ligge langt i forkant av den utløsende situasjonen, eller det kan være forhold som ligger nærmere i tidsaspektet opp mot den utløsende situasjonen, men som likevel ikke er en direkte utløsende årsak.

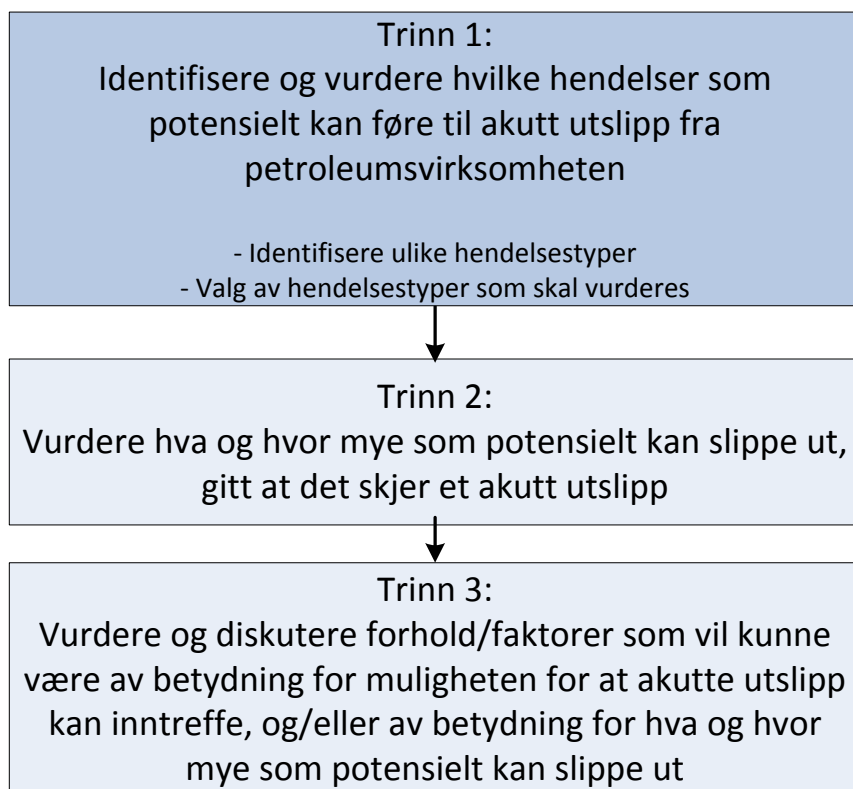
Bakenforliggende årsaker som ligger tidsmessig relativt nær opp til den utløsende situasjonen, vil kunne forekomme i petroleumsvirksomhet, men likevel er ikke disse en direkte utløsende årsak. Disse sentrale elementene som er (eller kan være) av betydning for å forhindre og/eller begrense faren for at et akutt utslipp skal kunne inntreffe, samt hvor et akutt utslipp vil kunne inntreffe og/eller hvor mye som eventuelt kan/vil slippe ut dersom et akutt utslipp skulle inntreffe, kan grupperes i tre deler:

- Barentshavet og Lofoten områdespesifikke forhold.
- Tekniske forhold.
- Generelle forhold.

Disse vil bli diskutert mer inngående under Trinn 3 i kapittel 5.

3 METODEN – TRINN 1: Identifisere og vurdere hvilke hendelser som potensielt kan føre til akutt utslipp fra petroleumsvirksomheten

I dette kapitlet synliggjøres ulike potensielle hendelsestyper som kan føre til akutt utslipp til sjø som følge av nåtidens og fremtidig petroleumsvirksomhet i Barentshavet og Lofoten. Dette svarer til Trinn 1 i Figur 17. For å kunne vurdere hvilke hendelsestyper som er aktuelle å studere må ulike hendelsestyper først identifiseres. I kapittel 3.1 og 3.2 vurderes relevante hendelsestyper for hhv. ulike utbyggingsløsninger/konseptvalg og ulike faser ved petroleumsvirksomhet. I kapittel 3.3 presenteres så de hendelsestypene som er valgt å benytte videre i Trinn 2 og Trinn 3.



Figur 17: Trinn 1 i metoden.

3.1 Relevante hendelsestyper for ulike innretninger og utbyggingsløsninger/konseptvalg

Hvilke hendelsestyper som potensielt kan inntreffe er i stor grad avhengig av konsept/utbyggingsløsning. I denne rapporten er det valgt å ta utgangspunkt i tre konsepter/utbyggingsløsninger:

- **Konsept 1:** Prosessering, lagring og tankring av olje offshore (FPSO). Transport med tankskip.
- **Konsept 2:** Prosessering offshore, oljeeksport i rørledninger til terminal (semi-sub + rørledning).
- **Konsept 3:** Havbunnsinnretning med rørledning til land (subsealøsning).

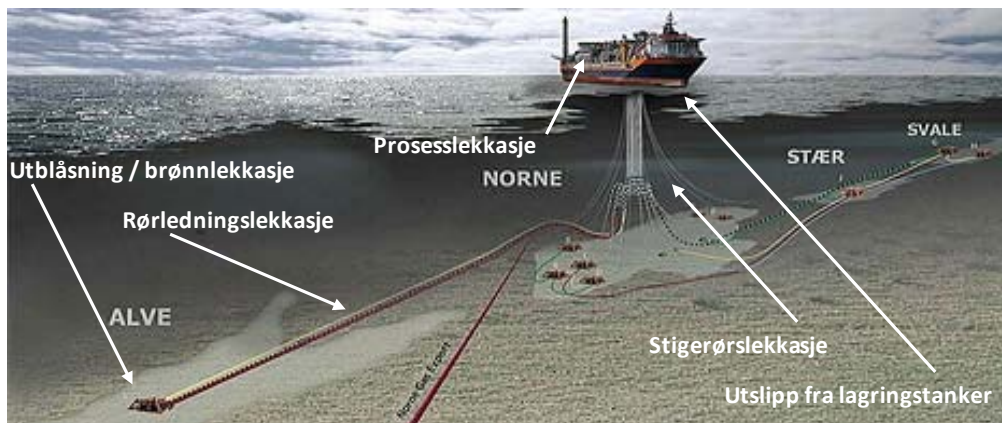
Disse tre konseptene er valgt ettersom de er vurdert til å være de mest aktuelle utbyggingsløsningene for fremtidig oljeutvinning i planområdet i perioden frem til 2030. Med det menes at en ikke kan utelukke at det i fremtiden vil kunne bli utviklet nye konsepter, men at disse tre per nå er vurdert som de mest realistiske/relevante. Dette er også i samsvar med vurderingene av fremtidig aktivitet i planområdet, ref. /4/, hvor det fremkommer at konsept 1 vil være den mest trolige løsningen for eventuelle fremtidige utbygginger av oljefelt, mens konsept 3 vil være den mest

trolige løsningen for eventuelle fremtidige utbygginger av gass-/kondensatfelt. Til informasjon så er Snøhvitfeltet bygd ut med konsept 3, mens Goliatfeltet vil bli bygd ut med konsept 1.

I det følgende gis en oversikt over hvilke ulike hendelsestyper som potensielt kan oppstå ved de ulike utbyggingsløsningene. Det gis i tillegg en oversikt over hendelsestyper som vil være relevante for en boreoperasjon med en boreinnretning.

3.1.1 Konsept 1: Produksjonsinnretning over vann med transport av olje med tankskip

Dette konseptet består av en produksjonsinnretning over vann hvor brønnstrømmen prosesseres. Oljen lagres i lagertanker før denne lastes over til tankskip. Produksjonsinnretningen kan for eksempel være en fast innretning som står på havbunnen, en halvt nedsenkbar plattform (ofte omtalt som semi-sub), et skip eller en annen form for flytende innretning. Denne typen innretninger har betegnelsen FPSO, som er en forkortelse for Floating (flytende), Production (produksjon) Storage (lagring) and Offloading (lossing). Figur 18 under illustrerer relevante potensielle hendelsestyper forbundet med en slik utbyggingsløsning.



Figur 18: Potensielle hendelsestyper for en flytende produksjonsinnretning hvor olje lagres i lagertanker før transport til land med tankskip. Bilde: Statoil.

I Figur 19 vises en løsning for lasting/lossing av olje og relevante hendelsestyper forbundet med en slik løsning.



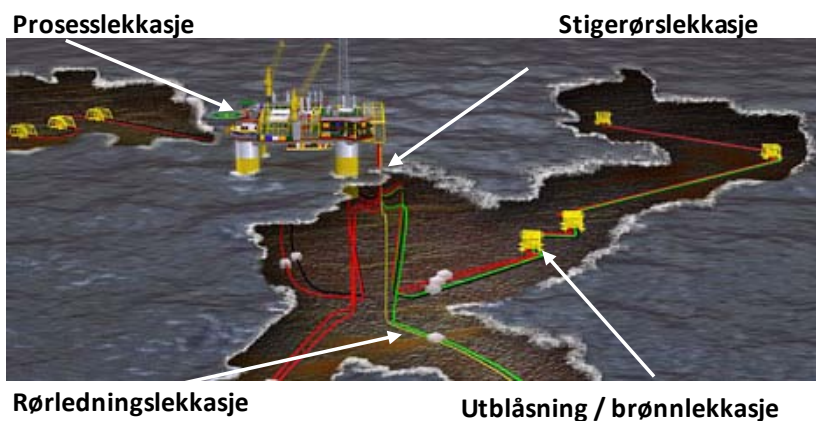
Figur 19: Potensielle hendelsestyper ved lossing av olje over til et tankskip. Bilde: Statoil.

For dette konseptet vil det også kunne inntreffe akutt utslipp til sjø som følge av skipskollisjon i forbindelse med transport av oljen, mellom innretning og forsynings-/beredskapsfartøy eller annen skipstrafikk. Det kan også inntreffe akutt utslipp til sjø i forbindelse med lasting/lossing av ulike kjemikalier, diesel, bulk, glykol osv. fra skip og over til innretningen.

På flytende produksjonsinnretninger er brønnehodene normalt plassert på havbunnen og innretningene selv har normalt ikke fasiliteter til å gjennomføre brønnoverhaling og/eller brønnvedlikehold. Dette innebærer at denne type aktiviteter må foregå med et spesialfartøy eller annen midlertidig innretning som har mulighet til å gjøre slike operasjoner. Dette er komplekse operasjoner der fartøyet eller innretningen midlertidig kobler seg på brønnehodene på havbunnen. På produksjonsinnretninger som står på havbunnen kan brønnehodene være plassert oppe på selve innretningen. Dette kan gjøre denne type operasjoner enklere og mindre risikofylte.

3.1.2 Konsept 2: Produksjonsinnretning over vann med rørledning til land

En alternativ løsning til å transportere oljen til land med tankskip er å sende oljen til land i rørledning. Figur 20 under viser potensielle hendelsestyper for et eksempel på en utbyggingsløsning med en produksjonsinnretning over vann med flere brønnerammer knyttet opp mot plattformen. Brønnstrømmen prosesseres på plattformen før separert olje og gass sendes til land for videre behandling.

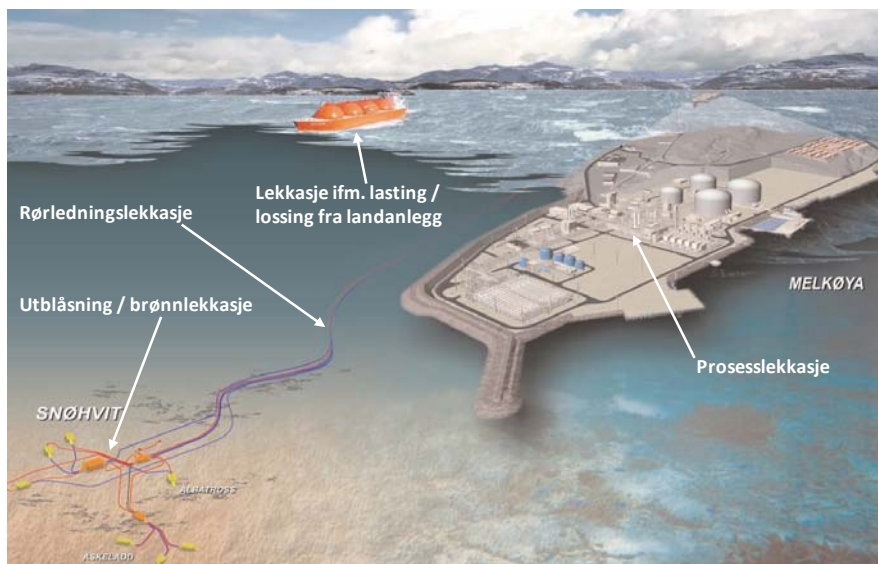


Figur 20: Potensielle hendelsestyper for en produksjonsinnretning med tilknyttede brønnerammer og rørledning til land. Bilde: Statoil.

Tilsvarende som for konsept 1, vil det kunne inntreffe akutt utslipp til sjø som følge av kollisjon mellom innretningen og et fartøy, og i forbindelse med lasting/lossing av ulike kjemikalier, diesel, bulk, glykol osv. Videre vil forhold relatert til brønnoverhaling og brønnvedlikehold være sammenfallende.

3.1.3 Konsept 3: Havbunnsinnretning med rørledning til land

Figur 21 under viser potensielle hendelsestyper for en typisk utbyggingsløsning med en havbunnsinnretning hvor brønnstrømmen blir sendt i rør til land for prosessering.



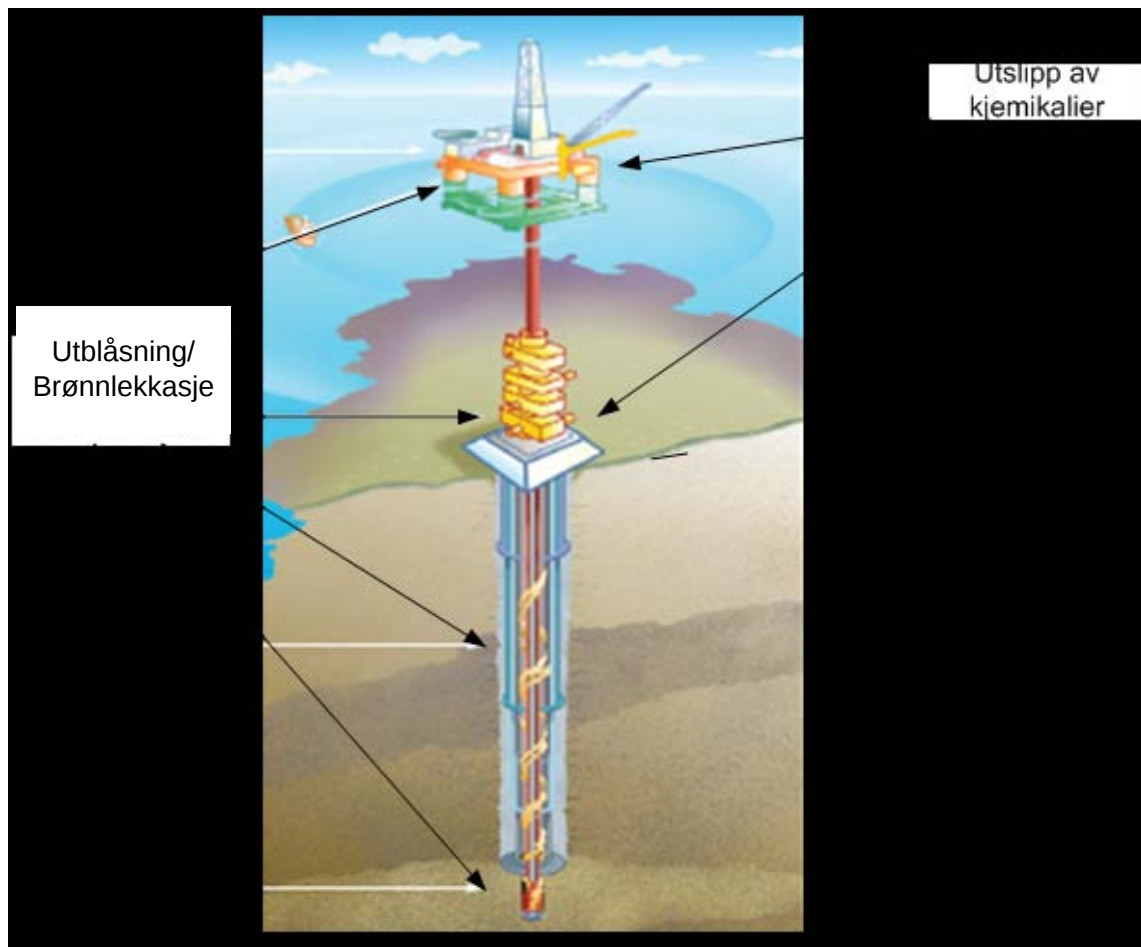
Figur 21: Potensielle hendelsestyper for et felt med en havbunnsinnretning hvor brønnstrømmen sendes i rør til land for prosessering. Etter prosessering fraktes hydrokarboner (gass/kondensat/olje) med skip. Bilde: Statoil.

Ved en slik utbyggingsløsning vil verken prosesslekkasjer eller stigerørslekkasjer kunne oppstå offshore. Prosesslekkasjer kan imidlertid oppstå på landanlegget. Vurderinger av hendelser på land er derimot ikke inkludert i arbeidet med denne rapporten.

For dette konseptet må brønnoverhaling og brønnvedlikehold foregå med et spesialfartøy eller annen midlertidig innretning som har mulighet til å gjøre slike operasjoner.

3.1.4 Boreinnretning

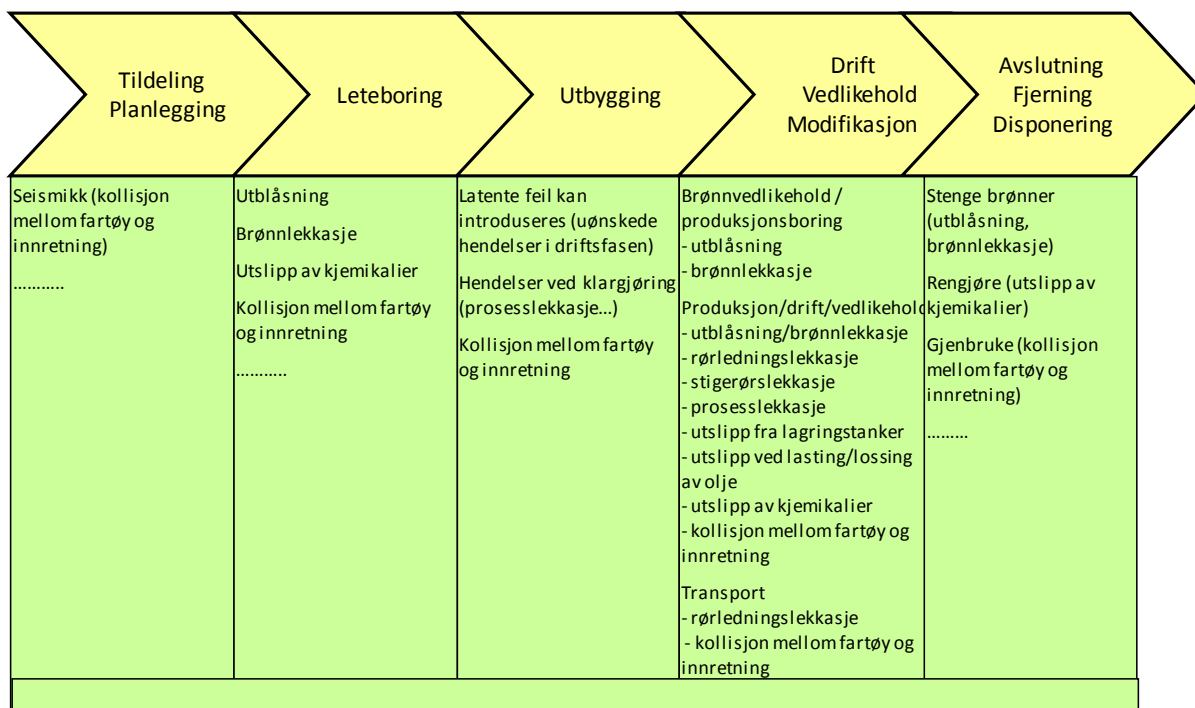
Figur 22 under viser potensielle hendelsestyper for en boreinnretning. For en boreinnretning er det i hovedsak utblåsninger, brønnlekkasjer og utslipp av kjemikalier som er de potensielle hendelsestypene. Det vil også kunne inntreffe akutte utslipp til sjø i forbindelse med lasting/lossing av ulike kjemikalier, diesel, bulk, glykol osv., og som følge av kollisjon mellom innretningen og et fartøy. I det siste tilfellet vil muligheten for lekkasjer fra innretningen være minimale og en eventuell lekkasje vil da trolig ha sitt opphav på fartøyet og ikke på innretningen.



Figur 22: Potensielle hendelsestyper for en boreinnretning. Bilde: OLF.

3.2 Relevante hendelsestyper og ulike faser av en feltutvikling/-utbygging

Hvilke hendelsestyper som er relevante, vil også variere avhengig av hvilken fase et utbyggingsprosjekt er i, ref. Figur 23. Fra en operatør blir tildelt en blokk og til et felt blir satt i produksjon kan det gå mange år, og prosjektet skal gjennom mange faser og aktiviteter. Figuren under illustrerer de ulike fasene i et utbyggingsprosjekt fra tildeling av blokk til fjerning av innretningene og eksempler på uønskede hendelser som kan føre til akutt utslipp til sjø for hver fase.



Figur 23: Aktiviteter i ulike faser av et felt.

I forbindelse med tildelings-/planleggingsfasen er aktivitetene på feltet knyttet til seismiske undersøkelser og det vil være en mulighet for akutt utslipp til sjø knyttet til skipskollisjon. I neste fase starter leteboring og akutt utslipp til sjø vil i hovedsak kunne være relatert til en potensiell brønnlekkasje/utblåsning.

I utbyggingsfasen planlegges og bygges innretningen. Utbyggingsfasen består ofte av flere delfaser som konsept, engineering, konstruksjon, installasjon og ferdigstillelse. Til tross for at det ikke kan forekomme lekkasjer i de tidlige fasene av et prosjekt, er det imidlertid i denne fasen av prosjektet at valg av konsept gjøres. Dette legger føringer for hvilke potensielle hendelsestyper som vil bli relevante i driftsfasen, ref. diskusjon av ulike konsepter ovenfor. Den videre detaljeringen frem mot endelig design vil naturligvis også legge rammer for den videre driftsfasen. Hensynet til forhold som er av betydning for å forhindre akutt utslipp til sjø, hvordan dette vektlegges og kvaliteten av arbeidet som gjøres vil derfor være avgjørende for risiko relatert til akutt utslipp til sjø i driftsfasen.

Med utgangspunkt i eksisterende petroleumsaktivitet i norske havområder kan et felt gjerne være i drift i 20-30 år. Innenfor denne tidsperioden vil reservoarforholdene endre seg og det kan bli behov for mer brønnintervensjon og/eller injeksjon av vann eller gass for å gi trykkstøtte til reservoaret. Dette kan medføre flere og andre typer operasjoner og dermed også endringer i risikoen for akutt utslipp til sjø. For andre deler av sokkelen har blant annet den teknologiske utviklingen medført at en stadig kan hente ut mer hydrokarboner fra reservoarene, og således utvidet den opprinnelige og planlagte produksjonsfasen betydelig.

En annen faktor som er relevant for driftsfasen, er planlegging av aktiviteter som skal gjennomføres. Hvordan drift, vedlikehold og modifikasjoner planlegges gjennomført og hvor stor grad av samtidige aktiviteter (for eksempel boring og produksjon) det planlegges med påvirker graden av kompleksitet i operasjonene, noe som kan ha betydning for risikoen for akutte utslipp til sjø. Høyere aktivitet og større grad av samtidighet kan øke risikoen for akutt utslipp til sjø. Men som diskutert i kapittel 5, er det ikke nødvendigvis en direkte og lineær sammenheng mellom aktivitetsnivå og risiko.

I den siste fasen, når plattformen fjernes, vil det være en mulighet for mindre akutte utslipp til sjø knyttet til for eksempel demontering og fjerning av prosessutstyr, lagertanker, rørledning, osv.

3.3 Diskusjon

Det er ulike typer utbyggingsløsning som kan velges for å gjennomføre petroleumsvirksomhet i planområdet. Hver løsning vil i utgangspunktet ha sikkerhetsmessige fordeler og ulemper. Mangfoldet av potensielle hendelsestyper som kan føre til akutt utslipp til sjø vil, som diskutert i kapittel 3.1 og 3.2, være avhengig av blant annet utbyggingsløsning og av hvilken fase gjennomføringen av utbyggingen er i. Ved å fokusere på gode designløsninger på konsept-, system- og komponentnivå kan mulighetene for at akutt utslipp til sjø skal kunne inntreffe reduseres betydelig for alle konsepter og i alle faser. Beslutninger tatt i en tidlig fase i et utbyggingsprosjekt påvirker således risiko tilknyttet akutt utslipp og potensielle hendelsestyper i resten av prosjektets levetid. Dette blir diskutert videre i kapittel 5.

3.4 Valg av relevante hendelsestyper forbundet med petroleumsvirksomhet i planområdet

I Risikonivå i norsk petroleumsvirksomhet (RNNP), ref. /57/, har en valgt å benytte inndelingen som vist i Figur 24 for skille mellom ulike typer definerte fare og ulykkesituasjoner (DFU).

DFU nr	DFU beskrivelse
1	Ikke-antent hydrokarbonlekkasje
2	Antent hydrokarbonlekkasje
3	Brønnehendelse/tap av brønnskontroll
4	Brann/eksplosjon i andre områder, antenbar væske
5	Skip på kollisjonskurs
6	Drivende gjenstand
7	Kollisjon med feltrelatert fartøy/innretning/skytteltanker
8	Skade på plattformkonstruksjon/stabilitets-/forankrings-/posisjoneringsfeil
9	Lekkasje fra undervanns produksjonsanlegg/rørledning/stigerør/ brønnstrømsrørledning/lasteboye/lasteslange
10	Skade på undervanns produksjonsutstyr/rørledningssystemer/ dykkerutstyr forårsaket av fiskeredskaper
11	Evakuering (føre var/nødevakuering)
12	Helikopterstyrt/nødlanding på/ved innretning
13	Mann over bord
14	Personskade
15	Arbeidsbetinget sykdom
16	Full strømsvikt
18	Dykkerulykke
19	H2S-utslipp
21	Fallende gjenstand

Figur 24: Oversikt over definerte fare og ulykkesituasjoner i RNNP, ref. /58/.

Det sentrale i RNNP er personrisiko, som innbefatter storulykker og arbeidsulykker. De fleste risikoindikatorer tilknyttet storulykkesrisiko er imidlertid direkte anvendelig å bruke for å vurdere hendelsestyper som kan føre til akutt utslipp til sjø.

Følgende DFUer er derfor inkludert i pilotprosjektet av RNNP for akutte utslipp, et prosjekt som har hatt som formål å utvikle en "modell", det vil si en analyse- og vurderingsprosess, som er egnet for å vurdere risikoen for akutte utslipp på norsk sokkel, samt identifisere mulige trender, ref. /56/:

- DFU1: Proseslekkasjer
- DFU3: Brønnhendelser
- DFU5: Passerende skip på kollisjonskurs
- DFU6: Drivende gjenstand/fartøy på kollisjonskurs
- DFU7: Kollisjon med feltrelatert fartøy/innretning/skytteltanker
- DFU8: Skade på bærende konstruksjon
- DFU9: Lekkasje og skader på undervannsproduksjonsanlegg/rørledning/stigerør/-brønnstrøms-rørledninger/lastebøye/lasteslange

Med utgangspunkt i tilgjengelig informasjon og hendelsestyper vurdert i kapittel 3.1 og 3.2 er følgende inndeling valgt i vurderingen av risikoen for akutt utslipp til sjø forbundet med petroleumsvirksomhet i Barentshavet og Lofoten (referanse til type DFU som er brukt i RNNP-prosjektet er angitt i parentes):

- A Utblåsning (DFU3)
- B Brønnlekkasje (DFU3)
- C Rørledningslekkasje (DFU9)
- D Stigerørslekkasje (DFU9)
- E Proseslekkasje (DFU1)
- F Utslipp fra lagringstanker (DFU9)
- G Utslipp ved lasting/lossing av olje (DFU9)
- H Utslipp av kjemikalier
- I Kollisjon mellom fartøy og innretning (DFU6)
- J Oljeutslipp fra skipsfart generert av norsk petroleumsvirksomhet

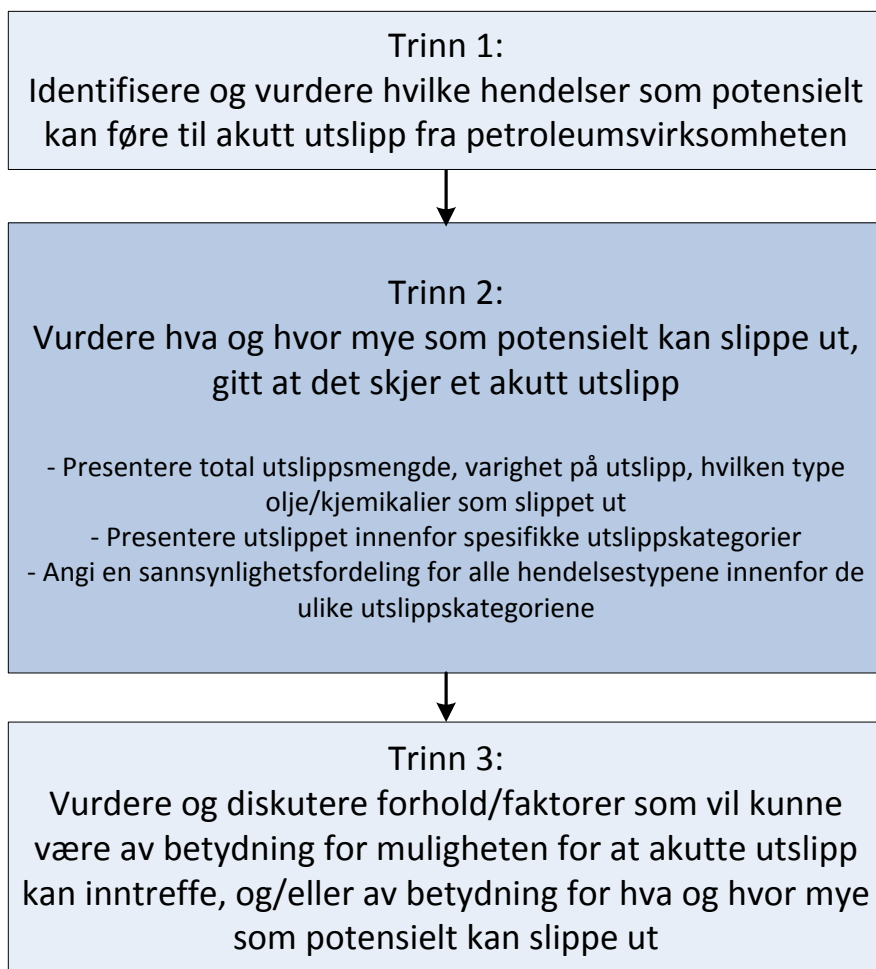
Denne listen omfatter alle ikke-planlagte potensielle utslippsscenarioer i alle faser som gjennomføres i petroleumsvirksomheten.

Grunnen til at enkelte hendelsestyper som for eksempel fallende last og jordskjelv, ikke er med er at disse hendelsene vil være potensielle årsaker til hendelser på listen over. Dermed er også slike hendelser inkludert.

Som nevnt, er ikke alle hendelsestyper relevant for alle typer utbyggingsløsninger/konsepter eller for alle faser i utbyggingen, jf. kapittel 3.1 og 3.2. Dette er det tatt hensyn til i risikovurderingene som er gjort i Trinn 2 og Trinn 3.

4 METODEN – TRINN 2: Vurdere hva og hvor mye som potensielt kan slippe ut, gitt at det skjer et akutt utslipp

Basert på valget av de ulike hendelsestypene fra Trinn 1, er det i dette kapitlet vurdert hvilket medium og hvilke mengder akutt utslipp til sjø som potensielt kan slippe ut, gitt at det skjer et akutt utslipp. Dette svarer til Trinn 2 i Figur 25.



Figur 25: Trinn 2 i metoden.

Formålet med å gjennomføre Trinn 2 er i hovedsak å kunne si noe om hvor stort et eventuelt akutt utslipp til sjø kan være, varigheten på utslippet og hva som eventuelt slippes ut for hver av hendelsestypene. Følgende vurderes:

- Utslippsmengde (m³ eller tonn).
- Varighet på utslippet.
- Hva som slippes ut (oljetype og/eller kjemikalietype).
- Sted/lokasjon for utslippet.

Som grunnlag for å kunne gjøre vurderingene i Trinn 2, er det behov for informasjon knyttet til hvor de potensielle uønskede hendelsene kan finne sted og informasjon om reservoarforhold og egenskaper til mediet som potensielt kan resultere i akutt utslipp til sjø. Relevante kunnskapskilder som omhandler ulike hendelsestyper som potensielt kan gi akutt utslipp til sjø i norsk petroleumsvirksomhet generelt, og for planområdet spesielt, er kartlagt og vurdert. I den grad det er blitt identifisert relevante og tilgjengelige kilder relatert til petroleumsvirksomhet i planområdet spesielt er disse vektlagt. Vurderingene av sted/lokasjon for utslippet er knyttet til informasjon fra Oljedirektoratet presentert i Figur 4, ref. /4/.

For hver hendelsestype (jf. Trinn 1) er det vurdert potensielle utslippsmengder og utslippssvarigheter, samt egenskaper for mediet som slippes ut. Spennvidden i utfallsrommet for de uønskede hendelsene er vurdert. I tillegg er det for hver av de uønskede hendelsene presentert en sannsynlighetsfordeling for ulike utslippskategorier.

I kapittel 4.1 presenteres antagelser og avgrensninger som er gjort i Trinn 2.

4.1 Avgrensninger og antagelser

I denne rapporten er det vurderinger av akutt utslipp til sjø som er hovedfokus, og i den sammenheng er det mest hensiktsmessig å se på akutt utslipp av olje i og med at det er utslipp av olje som har størst potensial til å skade miljøet. Snøhvit er et produksjonsfelt som i hovedsak produserer gass, men samtidig vil det også være eksport av kondensat på rundt 600.000 tonn per år, ref. /38/. Det betyr at det i denne rapporten også er nødvendig å inkludere vurderinger knyttet til akutt utslipp av kondensat fra gassfelt.

I det mulige fremtidsbildet for petroleumsvirksomhet i Barentshavet og Lofoten fremlagt av Oljedirektoratet (jf. Figur 4, ref. /4/) ligger noen av feltene lengre fra land enn hva som er tilfelle for Goliat- og Snøhvitfeltene. Avstand til land kan påvirke hvilke utbyggingsløsninger som regnes som gjennomførbare.

I denne rapporten er det tatt utgangspunkt i tilgjengelig informasjon fra tidligfaserapportene for Goliatutbyggingen i forbindelse med vurderingene som er gjort knyttet til oljefelt. Grunnen til dette er at denne informasjonen gir en god oversikt over Goliatkonseptstudien og kan gi en pekepinn på hvordan eventuelle konsepter i fremtiden vil kunne bli. Goliat er per i dag i planleggingsfasen og planlegges utbygd med en FPSO (konsept 1). Dersom en fremtidig utbygging av et oljefelt i Barentshavet og Lofoten bygges ut med konsept 2 eller konsept 3 og feltet ligger lengre fra land enn det Goliatfeltet gjør, vil dette kunne ha innvirkning på vurderingene av de forskjellige hendelsestypene, for eksempel hendelsestype C - Rørledningslekkasje. I tillegg er det også lagt til grunn en del informasjon for Snøhvitfeltet når det gjelder vurderingene knyttet til gassfelt. Det er imidlertid også tatt hensyn til informasjon fra andre områder i Barentshavet og Lofoten i den grad slik informasjon har vært tilgjengelig.

Reservoarforholdene i områder der det ikke har blitt gjennomført prøveboring er ukjente. Et startpunkt for vurderingene i rapporten har imidlertid vært oljetyperne for Goliatfeltet og kondensatet/blendoljen fra Snøhvitfeltet ettersom disse oljetyperne er kjente og de er representative også for de andre potensielle fremtidige områdene med petroleumsvirksomhet i Barentshavet og Lofoten som Oljedirektoratet har presentert (jf. Figur 4, ref. /4/).

En oversikt over utvalgte egenskaper for de ulike oljetyperne for Goliatfeltet er vist i Tabell 1. Kobbeoljen er kategorisert som en parafinsk oljetype med lavt innhold av asfaltener. Det er en lett olje på grensen til kondensat. Den har et høyere fordampningstap enn de andre oljetyperne og er svært dispergerbar. Oljen fra Realgrunnen er karakterisert som naftenisk, men har også egenskaper som grenser til både parafinske og voksholdige oljetyper. Goliat blendoljen består av 70 % Kobbeolje og 30 % Realgrunnenolje.

Tabell 1: Oversikt over oljetyper og deres egenskaper for Goliatfeltet, ref. /18/.

Oljetype	Referanse	Tetthet (kg/m ³)	Viskositet (cP)	Maksimalt vannopptak (%)	Voksinnhold (vekt%)	Harde asfaltener (vekt%)
Kobbe	SINTEF, 2008	0,796	22	80	3,4	0,03
Realgrunnen	SINTEF, 2003	0,857	257	91	5,0	0,1
Goliat blend 70:30 (Kobbe:Realgrunnen)	SINTEF, 2008	0,822	95	91	3,6	0,08

Det er generelt lave trykk i reservoarene på Goliatfeltet. Trykket i reservoaret er 120-125 bara for Realgrunnen og 190-200 bara for Kobbe. Temperaturen er 29-35 °C i Realgrunnen, og ca. 50 °C i Kobbe. Tettheten på stabilisert olje fra Kobbe er ca. 0,81-0,82 kg/l, mens oljen fra Realgrunnen er noe tyngre med tetthet på 0,86-0,87 kg/l, ref. /16/.

For Snøhvitfeltet er det tatt utgangspunkt i Snøhvit blendolje, jf. Tabell 2, ref. /30/.

Tabell 2: Oversikt over oljeegenskaper ved Snøhvit blendolje, ref. /30/.

Oljetype	Tetthet (kg/m ³)	Viskositet (cP)	Maksimalt vanninnhold (%)
Snøhvit blend	769	1 cP (ved 100 s ⁻¹)	85 %

Tabell 3 viser antatte oljetyper, egenskaper og reservoartrykk for det mulige fremtidsbildet for petroleumsvirksomhet i Barentshavet og Lofoten fremlagt av Oljedirektoratet (jf. Figur 4, ref. /4/) utover utbyggingene på Goliat og Snøhvit. Tabellen tar utgangspunkt i to ulike oljetyper, kalt Goliatolje og Svaleolje. Goliatoljen er beskrevet i avsnittet over. Med utgangspunkt i verdiene i siste kolonne i Tabell 3 er tettheten for Svaleoljen beregnet til 0,92 kg/l. Omregningen er basert på formlene i /28/.

Tabell 3: Oljetype, reservoartrykk og gass/oljeforhold for det mulige fremtidsbildet for petroleumsvirksomhet i Barentshavet og Lofoten /4/.

Oljefelt	Oljetype	Reservoartrykk (bara)	GOR (Sm ³ /Sm ³)	API
Nordland V	Svale	250	100	23
Nordland VI	Svale	136	50	23
Nordland VII	Svale	74	50	23
Bjørnøya Sør	Goliat	304	200	44
Bjørnøya Øst	Goliat	369	200	44
Lopphøgda Øst	Goliat	254	200	44

I kapitlene 4.2 til 4.11 presenteres vurderingene for de ulike hendelsestypene. For oljefelt er det gjennomført vurderinger for alle hendelsestyper og i hovedsak er det informasjon fra tidligfaserapportene for Goliatutbyggingen som er lagt til grunn. Når det gjelder vurderingene knyttet til potensielle akutte utslipp av kondensat fra et gassfelt, er det tatt utgangspunkt i informasjon fra Snøhvitfeltet. Det er da tatt hensyn til at Snøhvit er en konsept 3 utbyggingsløsning.

4.2 Hendelsestype A – Utblåsning

En utblåsning er en hendelse der formasjonsvæske (olje, kondensat/gass/vann osv.) strømmer ut av en brønn mellom formasjonslag til omgivelsene etter at alle definerte tekniske brønnbarrierer eller operasjoner av disse har sviktet. En utblåsning kan oppstå på sjøbunnen eller oppe på en eventuell innretning og kan forekomme både i forbindelse med boreoperasjoner, brønnoverhaling og brønnvedlikehold og under normal produksjon. Dette gjelder både oljefelt og gassfelt.

Det skilles ikke mellom de ulike konseptene når det gjelder utblåsning. Først presenteres vurderingene for et oljefelt, og deretter presenteres vurderingene for et gass-/kondensatfelt. Grunnen til at det gjennomføres to separate vurderinger er at oljetyperne for et oljefelt og et gassfelt er vesentlig forskjellige og vil gi forskjellige bidrag når det gjelder forurensning ved et eventuelt akutt utslipp til sjø.

4.2.1 Vurderinger for oljefelt

Hvor stor rate kan en utblåsning ha?

Lilleaker Consulting AS har gjennomført en vurdering av mulige akutte utslipp til sjø i forbindelse med en studie for rangering av ulike konsepter for Goliatfeltet, ref. /8/. I den rapporten er det lagt til grunn en utblåsningsrate på 4.200 m³ olje per døgn. Videre har DNV gjennomført en simulering av en oljeutblåsning utenfor Lofoten og Vesterålen på vegne av WWF, ref. /9/, i tillegg til å ha gjort en vurdering av frekvenser for uhellsutslipp av olje i Barentshavet, ref. /11/. I begge disse rapportene er det tatt utgangspunkt i en utblåsningsrate på 2.700 tonn per døgn.

I miljørisikoanalysen for Goliatutbyggingen utarbeidet av DNV, ref. /18/, er det oppgitt en sannsynlighetsfordeling for ulike utslippsrater for de forskjellige oljetyperne. Fordelingen for Kobbeolje er vist i Tabell 4, mens fordelingen for Realgrunnenolje er vist i Tabell 5. I de to tabellene ser en at høyeste rate for utblåsning for Kobbe er antatt å være i underkant av 10.000 m³/døgn, mens for Realgrunnen er den høyeste utblåsningsraten antatt å være større enn 20.000 m³/døgn. Dette svarer til i størrelsesorden henholdsvis 100 kg/s og 240 kg/s.

Tabell 4: Rate- og varighetsfordeling for Kobbeolje i borefasen. Det er ikke tatt hensyn til vannkutt i ratene. Ref. /18/.

Utslippssted		Utblåsningsrate		Varighet			
		Rate	Sannsynlighet	2 dager	5 dager	15 dager	45 dager
Overflate	70 %	2 095	26,2 %	68 %	12 %	14 %	6 %
		4 459	63,8 %				
		5 179	5,0 %				
		7 270	2,5 %				
		9 157	2,5 %				
Sjøbunn	30 %	4 091	24,3 %	51 %	14 %	16 %	19 %
		5 673	11,6 %				
		6 364	32,1 %				
		7 310	17,5 %				
		7 504	14,6 %				

Tabell 5: Rate- og varighetsfordeling for Realgrunnenolje i borefasen. Det er ikke tatt hensyn til vannkutt i ratene. Ref. /18/.

Utslippssted		Utblåsningsrate		Varighet			
		Rate	Sannsynlighet	2 dager	5 dager	15 dager	45 dager
Overflate	64 %	2 570	31,6 %	68 %	12 %	14 %	6 %
		4 920	62,9 %				
		8 391	2,3 %				
		13 669	2,1 %				
		20 729	1,0 %				
Sjøbunn	36 %	1 947	45,4 %	51 %	14 %	16 %	19 %
		4 505	17,5 %				
		5 616	23,1 %				
		10 489	9,3 %				
		11 543	4,7 %				

For andre potensielle fremtidige utbygginger i Barentshavet og Lofoten foreligger ikke tilsvarende informasjon og utblåsningsraten for en eventuell utblåsning på disse lokasjonene er således usikker. Tabell 3 viser imidlertid at det på enkelte av disse lokasjonene forventes lavere reservoartrykk enn på Goliat, mens det på andre lokasjoner forventes høyere reservoartrykk. Reservoartrykket er en av faktorene som påvirker utblåsningsraten. Informasjonen i Tabell 3 kan således antyde at det på enkelte av lokasjonene vil kunne være lavere utblåsningsrate enn på Goliat, mens det på andre lokasjoner vil kunne være høyere utblåsningsrate. Det er imidlertid vanskelig å konkludere entydig om utblåsningsrater på de aktuelle feltene basert på forutsetninger om reservoartrykk alene.

Safetec Nordic AS har imidlertid satt opp en generisk fordeling over utblåsningsrater, ref. /29/. Denne oversikten er basert på historisk informasjon om brønnsparke som har inntruffet for alle felt både i Nordsjøen, Norskehavet og Barentshavet, jf. Tabell 6. Oversikten kan gi en indikasjon om "typiske" utblåsningsrater ved en eventuell akutt utblåsning, og kan således gi en pekepinn på eventuelle utblåsningsrater på lokasjoner der det ikke foreligger spesifikk informasjon. Oversikten presenterer

et spekter av utblåsningsrater fra i størrelsesorden 1000 tonn per døgn til i størrelsesorden 4.000-6.000 tonn per døgn.

Tabell 6: Generiske utblåsningsrater utarbeidet av Safetec Nordic AS, ref. /29/.

Kategori	Utblåsningsrate [tonn/døgn]	Overflate [tonn/døgn]	Sjøbunn [tonn/døgn]
1	1.000-2.000	1248	1428
2	2.000-3.000	2752	2568
3	3.000-4.000	3221	3214
4	>4.000	4590	6346

Hvor lang varighet kan en utblåsning ha?

I /18/ er det presentert en sannsynlighetsfordeling av varigheten til en utblåsning, jf. Tabell 4 og Tabell 5. Fra tabellene ser en at det er 80 % sannsynlighet for at en potensiell overflateutblåsning vil være avsluttet/under kontroll innen 5 døgn, men at utblåsningen også kan ha en varighet på 45 døgn. I /8/ er det henvist til en sannsynlighetsfordeling for varigheten av en utblåsning, jf. Tabell 7. Der er det oppgitt 81 % sannsynlighet for at en potensiell utblåsning vil være avsluttet/under kontroll innen 5 døgn og at det er 13 % sannsynlighet for at utblåsningen vil vare lenger enn 15 døgn.

Tabell 7: Varighet av utblåsninger, ref. /8/.

Varighet av utblåsninger (døgn)			
<2	2-5	5-15	>15
71 %	10 %	6 %	13 %

I /9/ ble det tatt utgangspunkt i at en utblåsning vil ha en varighet på inntil fem dager. Begrunnelsen er følgende: "Varigheten er valgt på bakgrunn av hendelsesstatistikk som viser at de aller fleste utblåsninger blir stanset i løpet av kort tid (< 5 døgn)". En utblåsning kan stanses ved forskjellige tiltak. I det lengste er det stipulert at en utblåsning kan vare opp til 60 dager, ref. /15/. Lang varighet kan være aktuelt i tilfeller der det må bores en avlastningsbrønn. I /25/ er det stipulert at det vil ta inntil 50 døgn fordelt på mobilisering, boring, styring inn i og dreping av brønnen. Dette er uavhengig om utblåsningen oppstår på overflaten eller på sjøbunnen. I spesielle tilfeller må det bores mer enn én avlastningsbrønn for å få kontroll med situasjonen. I slike tilfeller vil varigheten av utblåsningen være lenger enn de stipulerte 60 dagene.

I rapporten "Oljedriftsmodellering i Lofoten og Barentshavet: Spredning av olje ved akutte utslipp", ref. /21/, er det gjennomført oljedriftsmodellering i Barentshavet og Lofoten med utgangspunkt i lokasjonene presentert i Tabell 8. For hver lokasjon presenteres både utslippsrate og sannsynlighetsfordeling over ulike utslippsvarigheter. Tabellen oppgir lavere utslippsrater enn det som er antatt i miljørisikoanalysen for Goliatfeltet utarbeidet av DNV, ref. /18/.

Tabell 8: Utslippsrater, samt sannsynlighetsfordeling over utslippsvarigheter for hver lokasjon, ref. /21/.

Oljefelt	Overflateutslipp			Sjøbunnsutslipp			FPSO	
	Utslippsrate (m ³ /d)	Varigheter (døgn)	Frekvensandeler (%)	Utslippsrate (m ³ /d)	Varigheter (døgn)	Frekvensandeler (%)	Utslippsrate (m ³ /d)	Varighet (døgn)
Nordland 6	3000	2 - 5 - 60	70 - 17 - 13	3000	2 - 14 - 60	30 - 15 - 55	70000	1
Nordland 7	3000	2 - 5 - 60	70 - 17 - 13	3000	2 - 14 - 60	30 - 15 - 55	70000	1
Troms1	1000	2 - 5 - 60	70 - 17 - 13	1000	2 - 14 - 60	30 - 15 - 55	70000	1
Lopparyggen Øst	3000	2 - 5 - 60	70 - 17 - 13	3000	2 - 14 - 60	30 - 15 - 55	70000	1
Bjørnøya Vest	3000	2 - 5 - 60	70 - 17 - 13	3000	2 - 14 - 60	30 - 15 - 55	70000	1
Finnmark Øst	6000	2 - 5 - 60	70 - 17 - 13	6000	2 - 14 - 60	30 - 15 - 55	70000	1

Informasjonen over viser at en potensiell utblåsning kan ende opp i et stort spekter av ulike størrelser. Nedre del av utfallsrommet er vurdert til å være en varighet på i størrelsesorden ett døgn, mens øvre del av utfallsrommet er vurdert til å være en varighet på 50 døgn. Utblåsningsraten er

vurdert til å kunne variere mellom 2.700 tonn (3.000 m³) olje per døgn til i størrelsesorden 20.000 m³ olje per døgn.

Dersom det inntreffer en utblåsning med varighet på ett døgn og den laveste utblåsningsraten legges til grunn, vil en ende opp med et akutt utslipp til sjø på i størrelsesorden 2.700 tonn (3.000 m³) olje. Dersom det inntreffer en utblåsning med varighet 50 dager og den høyeste utblåsningsraten presentert i Tabell 4 legges til grunn, vil dette gi et totalvolum på i overkant av 1 million m³ olje. Dette viser at det er stor spennvidde i utfallsrommet ved en potensiell utblåsning.

I 1979 skjedde det en utblåsning på IXTOC I innretningen i Mexicogulfen, ref. /27/. Denne utblåsningen varte fra juni 1979 til mars 1980 før de fikk kontroll over brønnen. Det totale utslippet fra denne utblåsningen var i størrelsesorden 550.000 tonn. Basert på informasjonen fra denne hendelsen er det i denne rapporten valgt at dette representerer øvre del av utfallsrommet.

Basert på ovennevnte informasjon anses utfallsrommet for hendelsestypen utblåsning til å være i størrelsesorden 2.700-550.000 m³ med en varighet på én til 50 dager.

Med bakgrunn i ovennevnte diskusjon er det valgt å legge til grunn en representativ utblåsningsrate på 4.500 m³/døgn (4.000 tonn/døgn) for hendelsestypen utblåsninger. Denne raten samsvarer med informasjonen oppgitt i Tabell 4 og Tabell 5. Den nevnte utblåsningsraten befinner seg i den øverste kategorien av utblåsningsrater i Tabell 6, som er basert på informasjon om historiske brønnsparke på alle felt både i Nordsjøen, Norskehavet og Barentshavet. At raten befinner seg i den øverste kategorien antyder at den kan anses å være representativ, men at den også kan anses å være konservativ.

Basert på Tabell 7 velges en utblåsning med varighet på inntil **to dager** å være representativ utslippsvarighet. Med en utblåsningsrate på **4.500 m³/døgn** vil en slik utblåsning resultere i et totalt utslippsvolum på **9.000 m³** (om lag 8.000 tonn) olje.

Som tidligere nevnt, er ikke informasjonen fra studien for rangering av ulike konsepter for Goliatfeltet nødvendigvis representativ for alle fremtidige utbygginger av oljefelt i Barentshavet og Lofoten. Denne informasjonen er imidlertid lagt til grunn for vurderingene i denne rapporten i og med at det finnes begrenset med informasjon om trykk, temperatur og forventede utblåsningsrater for andre oljefelt i Barentshavet og Lofoten.

4.2.2 Vurderinger for gassfelt

Når vurderingene knyttet til utblåsning fra et gassfelt gjøres, er det andelen kondensat og/eller andre tyngre hydrokarboner som er av interesse, da gassen ikke har potensial til å kunne skade miljøet på samme måte som tyngre hydrokarboner. I scenariobeskrivelsen av helårig petroleumsvirksomhet i området Lofoten og Barentshavet, ref. /46/, er gass-/oljeforholdet(GOR) oppgitt til å være 8.700 Sm³/Sm³ for alle gassfelt i Barentshavet.

Det er her valgt å benytte samme utblåsningsrate som i "Miljørettet beredskapsanalyse – Snøhvit", ref. /30/, det vil si en rate på 1.000 Sm³ kondensat/lettolje per døgn. Dette er også den raten som er benyttet i scenariobeskrivelsen av helårig petroleumsvirksomhet i området Lofoten og Barentshavet, ref. /46/. Ettersom det her er snakk om kondensat/lettolje, antas det her at 1 Sm³ er tilnærmet lik 1 m³. Det er videre valgt å anta samme varigheter som for vurderingene for et oljefelt, jf. Tabell 7.

Kondensatet/lettoljen fra en utblåsning på et gassfelt har andre egenskaper enn oljen fra en utblåsning på et oljefelt. For eksempel inneholder Snøhvitblenden en stor andel kondensat og avdampningen er høy, tilsvarende ca. 67 % etter ett døgn på sjøen ved 5 °C og 5 m/s vind. Snøhvitblenden har heller ikke så lang levetid på overflaten ved høyere vindhastigheter, ref. /30/.

Den emulsjonen som er på overflaten ved ulike tidspunkt i ulike vær-situasjoner har egenskaper som ligner lette oljer.

Da det ikke foreligger annen informasjon for gassutblåsninger, velges det her å benytte samme informasjon som foreligger for oljeutblåsninger. Basert på Tabell 7 velges en utblåsning med varighet på inntil **to dager** å være representativ utslippsvarighet. Med en utblåsningsrate på **1.000 m³ kondensat/lettolje per døgn** vil en slik utblåsning resultere i et totalt utslippsvolum på i størrelsesorden **2.000 m³** (om lag 1.600 tonn) kondensat/lettolje.

4.3 Hendelsestype B – Brønnlekkasje

En brønnlekkasje er, i motsetning til en utblåsning, en utilsiktet utstrømning av formasjonsvæske (olje, kondensat, gass, vann osv.) som stanses ved bruk av brønnens barrieresystem. En brønnlekkasje kan oppstå både i forbindelse med boring, brønnoverhaling og brønnvedlikehold og under normal produksjon. Dette gjelder både oljefelt og gassfelt. På samme måte som for utblåsninger, er det i denne rapporten valgt å ikke skille mellom de ulike konseptene når det gjelder brønnlekkasjer.

I /18/ angis det at en brønnlekkasje normalt vil ha en varighet på mindre enn 15 minutter. Det medfører at utslippsvolumene vil være lave, i størrelsesorden 40 m³, ref. /18/.

Brønnlekkasjer kan forekomme både på overflaten og på sjøbunnen. Varigheten av sjøbunnslekkasjer er vanligvis lenger enn brønnlekkasjer på overflaten, og utslippsvolumene vil dermed være noe høyere, ref. /18/. Dersom det tar lang tid før lekkasjen blir detektert, vil lekkasjen ha tilsvarende lengre varighet. Det er her antatt en varighet på 1 time. Egenskapene til oljen/kondensatet som slippes ut ved en brønnlekkasje, vil være tilsvarende som ved en utblåsning, jf. kapittel 4.1.

4.3.1 Vurderinger for oljefelt

Det er her konservativt antatt at utslippsraten for brønnlekkasjer i verste fall vil være den samme som ved en utblåsning. Det betyr at dersom utslippsratene fra /8,9, 18/ legges til grunn, og det antas at brønnlekkasjen har en varighet på inntil 1 time, vil utslippet til sjø være i størrelsesorden 100 m³ til 900 m³.

Utfallsrommet for hendelsestypen brønnlekkasjer er da 40-900 m³ med en varighet på 15 minutter - 1 time. En varighet på **15 minutter** og et volum på **40 m³** velges som representativt scenario for denne hendelsestypen.

4.3.2 Vurderinger for gassfelt

Også her er det konservativt antatt at utslippsraten for brønnlekkasjer i verste fall vil være den samme som ved en utblåsning. Det betyr at dersom utslippsratene fra /30/ og /46/ legges til grunn, og det antas at brønnlekkasjen har en varighet på inntil 1 time, vil utslippet av kondensat til sjø være i størrelsesorden 40 m³. Med en varighet på 15 minutter tilsvarer dette et utslipp på i størrelsesorden 10 m³.

Utfallsrommet for hendelsestypen brønnlekkasjer er da 10-40 m³ med en varighet på 15 minutter - 1 time. En varighet på **15 minutter** og et volum på **10 m³** velges som representativt scenario for denne hendelsestypen.

4.4 Hendelsestype C - Rørledningslekkasjer

Denne hendelsestypen innbefatter potensielle lekkasjer i rørledninger for transport av olje/kondensat til land, dvs. felteksterne rør. Rørledningslekkasje knyttet til feltinterne rør er dekket ved hendelsestypene D – Stigerørslekkasjer, se kapittel 4.5. Hendelsestypen rørledningslekkasjer er dermed kun aktuell for utbyggingsløsninger med transport av hydrokarboner til land i rør, dvs. konsept 2 og konsept 3.

4.4.1 Vurderinger for oljefelt

Det er her lagt til grunn en 18" rørledning med 70 km lengde, ref. /8/. Utslippet av olje ved rørledningslekkasjer kan deles i to faser:

1. Utslipp frem til rørledningen er nedstengt.
2. Utslipp etter at rørledningen er nedstengt.

Informasjon fra tidligfasestudien for rangering av ulike konsepter for Goliatfeltet, ref. /8/, er i denne rapporten lagt til grunn for vurderingene av rørledningslekkasjer for oljefelt. Ettersom det foreligger lite annen informasjon for andre oljefelt i Barentshavet og Lofoten, er informasjonen i /8/ valgt lagt til grunn for hele området.

Utslipp frem til rørledningen er nedstengt

Det totale volumet som lekker ut før rørledningen er nedstengt, er avhengig av lekkasjeraten, hvor lang tid det tar å detektere lekkasjen og tiden det tar å stenge ventilen som regulerer/stenger innstrømningen i rørledningen fra produksjonen på innretningen (normalt en nødavstengningsventil). Når en rørledningslekkasje er detektert, vil det typisk gå omlag 150 sekunder før nødavstengningsventilen er lukket, ref. /8/.

I Tabell 9 er det angitt en sannsynlighetsfordeling knyttet til lekkasjehullstørrelse for stigerør og rørledninger, ref. /8/. Informasjonen er basert på statistikk over historiske hendelser. Tabellen viser at små lekkasjehullstørrelser er vurdert å være mer sannsynlig enn store lekkasjehullstørrelser. Initiell oljelekkasjerate for de ulike hullstørrelsene er presentert i Tabell 10, ref. /8/.

Tabell 9: Sannsynlighetsfordeling over lekkasjehullstørrelse for stigerør og rørledninger, ref. /8/.

	Small (10 mm)	Significant (50 mm)	Large (Rupture)
Probability distribution:	68 %	11 %	21 %

Tabell 10: Initiell oljelekkasjerate for de ulike lekkasjehullstørrelsene, ref. /8/.

	Small (10 mm)	Significant (50 mm)	Large (Rupture)
Initial oil leak rate:	4.8 kg/s	120 kg/s	160 kg/s *

Notes to *: Corresponds to production rate

Det er antatt at signifikante og store lekkasjer vil bli detektert umiddelbart som følge av stort trykkfall i rørledningen, mens små lekkasjer bare kan bli oppdaget visuelt, ref. /8/. Mulige tiltak for å detektere små lekkasjer er:

- ROV-inspeksjon av de felteksterne rørene.
- Ved satellitt.
- Visuelt fra innretningen.
- Visuelt fra et forsyningsfartøy.
- Visuelt fra helikopter.

I /8/ er det videre antatt at det gjennomføres ROV-inspeksjoner to ganger i året. Tiden for å detektere små lekkasjer vil dermed gjennomsnittlig være tre måneder. Ved en lekkasje vil gass som er innblandet i oljen, etter hvert stige opp og vises som små bobler på overflaten. Dette kan registreres som "blue shine" av en satellitt, som gir oppdatert informasjon omtrent en gang per dag. Værforhold, mørketid og tap av kontakt med satellitten vil påvirke muligheten for deteksjon og tilgjengelighet av signal. Det er dermed konservativt satt to uker for å detektere små lekkasjer, ref. /8/. Ved visuell deteksjon fra innretningen, forsyningsfartøyet og/eller helikopter er det antatt at selv små lekkasjer vil være detektert innen 24 timer, ref. /8/.

Basert på ovennevnte hullstørrelse, lekkasjerate og deteksjonstid er det i Tabell 11 og Tabell 12 presentert utslippsvolum fra en lekkasje oppstår og frem til rørledningen er nedstengt for hhv. konsept 2 og konsept 3, ref. /8/.

Tabell 11: Oljeutslipp fra en lekkasje oppstår til rørledningen er nedstengt - konsept 2, ref. /8/.

Leak size	Region	Time till shutdown	Released volume (m3)
Small	Open sea	2 weeks	7 260
	Coast	24 hours	520
	Fjord	24 hours	520
Significant	All	3 minutes	25
Large	All	3 minutes	34

Tabell 12: Oljeutslipp fra en lekkasje oppstår til rørledningen er nedstengt - konsept 3, ref. /8/.

Leak size	Region	Time till shutdown	Released volume (m3)
Small	All	24 hours	520
Significant	All	3 minutes	25
Large	All	3 minutes	34

Grunnen til at det er antatt at det vil ta kortere tid til deteksjon av små lekkasjer for konsept 3 enn for konsept 2, er at det vil være mer gass i røret som skaper gassbobler på havoverflaten. Dette følger av at det for konsept 3 er uoprosessert olje som føres gjennom rørledningen.

For konseptene som ble vurdert i forbindelse med rangering av ulike konsepter i forbindelse med Goliatutbyggingen, ref. /8/, ble det totale utslippsvolumet antatt å kunne variere mellom 25 m³ og i størrelsesorden 7.300 m³ fra en lekkasje oppstår og frem til rørledningen er nedstengt, jf. Tabell 11 og Tabell 12 for henholdsvis konsept 2 og konsept 3.

Utslipp etter at rørledningen er nedstengt

Når rørledningen er nedstengt, vil det fortsatt kunne være utslipp som følge av innskrenkning av rørledningen på grunn av trykkfall ("pipeline contraction") og som følge av vanninntrengning. Utslippsmengdene er avhengig av totalvolumet i rørledningen, trykk, størrelsen på lekkasjehullet, havdybden røret ligger på, terrenget på havbunnen og hvor lekkasjen oppstår.

Utslipp på grunn av rørinnskrenkning ("pipeline contraction")

Studien for rangering av ulike konsepter for Goliatfeltet, ref. /8/, viser at volum med olje sluppet ut som følge av rørinnskrenkning ("pipeline contraction") er relativt lavt og varierer mellom 17 m³ og 31 m³ for en semi-sub med rørledning til land (konsept 2), jf. Tabell 13.

Tabell 13: Oljeutslipp grunnet rørinnskrenkning ("pipeline contraction"), ref. /8/.

Concept	Pipeline volume (m ³)	Released volume (m ³)
Concept 2: Markoppneset	6 480	28
Concept 2: Sarnesfjorden	7 020	31
Concept 2: Dønnesfjorden	3 880	17

For en eksportørledning fra en havbunnsinnretning (konsept 3) har denne effekten enda mindre betydning enn for konsept 2, ref. /8/. Bidraget til utslippsvolum som følge av rørinnskrenkning, er her valgt å se bort fra.

Utslipp på grunn av vanninntregning i røret

I og med at olje er lettere enn vann vil det kunne være tilfeller der olje siver ut og vann siver inn i rørledningen ved en lekkasje i rørledningen. Bidraget til utslippsvolum som følge av vanninntregning, er avhengig av havdybden, linjeføringen på havbunnen og hvor lekkasjen eventuelt oppstår. For et oljefelt på lik linje med Goliatfeltet, med en topografi på havbunnen tilsvarende de vurderingene som ble gjort i rapportene for tidlig fase for Goliatutbyggingen, vil en lekkasje i rørledningen kunne gi et utslipp som følge av vanninntregning mellom 0 m³ og 7.000 m³, ref. /8/. Vanninntregning er antatt å ikke være relevant for små lekkasjer (10 mm lekkasjehull), ref. /8/.

Oppsummering

Utslippsvolumet av olje til sjø pga. rørledningslekkasjer vil kunne variere betydelig. Tidsaspektet for utslippet vil også kunne variere avhengig av størrelsen på rørledningslekkasjen og da særlig lekkasjehullstørrelsen. Det er her lagt til grunn en 70 km lang rørledning med diameter 18".

Små lekkasjerater (small leaks)

For små lekkasjerater er vanninntregning, som nevnt over, vurdert til å ikke være aktuelt. Rørinnskrenkning kan gi et lite bidrag, i størrelsesorden 30 m³. Hovedbidraget er antatt å komme fra perioden før deteksjon, i og med at det vil ta tid å oppdage små utslipp. Totalt er det antatt at små lekkasjerater vil kunne gi et totalutslipp på i størrelsesorden 550 - 7.300 m³, først og fremst avhengig av hvor lang tid det tar å detektere utslippet.

Mellomstore lekkasjerater (significant leaks)

For mellomstore lekkasjerater er det antatt rask deteksjon, og dermed et begrenset utslipp før ventilen som regulerer/stenger innstrømningen i rørledningen fra produksjonen på innretningen (normalt en nødavstengningsventil) stenges (i størrelsesorden 25 m³). Bidraget som følge av rørinnskrenkning er vurdert til å være i størrelsesorden 30 m³. Bidraget fra vanninntregning kan imidlertid variere fra 0 til i størrelsesorden 7.000 m³, avhengig av havdyp og topografien på havbunnen der lekkasjen skjer. Totalt betyr dette at mellomstore lekkasjerater kan medføre utslipp på i størrelsesorden 50-7.000 m³, først og fremst avhengig av havdyp og topografien/linjeføringen på havbunnen.

Store lekkasjerate (large leaks)

Også ved store lekkasjerater er det antatt rask deteksjon, og dermed et begrenset utslipp før ventilen stenges (i størrelsesorden 34 m³). Utslipp som følge av rørinnskrenkning er antatt å være i samme størrelsesorden som over, det vil si ca. 30 m³. Lekkasje som følge av vanninntregning er vurdert til å være i størrelsesorden 50-7.000 m³. Totalt betyr dette at en lekkasje med stor lekkasjerate kan medføre et utslipp på i størrelsesorden 50-7.000 m³, først og fremst avhengig av havdyp og topografi/linjeføring på havbunnen.

Oppsummert

Av ovennevnte kan en se at det totale utslippet både fra små, mellomstore og store lekkasjer er antatt å være i størrelsesorden opp mot i overkant av 7.000 m³. Varigheten av utslippet vil imidlertid være vesentlig forskjellig for de tre utslippskategoriene.

Nedre del av utfallsrommet vil være i størrelsesorden 50 m³, representert ved en mellomstor eller stor lekkasje som detekteres raskt. Øvre del av utfallsrommet vil være i størrelsesorden 7.300 m³, representert ved en liten lekkasje som det tar lang tid å detektere. I henhold til Tabell 9 er det høyest sannsynlighet for små lekkasjerater. Derfor er et slikt scenario vurdert til å være representativt. Det representative scenarioet er, basert på dette, et utslipp på i størrelsesorden **7.300 m³ over en periode på 2 uker.**

Oljetyper i rørledningen vil variere avhengig av hvilket konsept som velges. For konsept 2 vil det være snakk om prosessert olje. For konsept 3 vil det være snakk om olje fra reservoaret, det vil si samme type olje som ved utblåsninger og brønnlekkasjer, jf. kapitlene 4.2.1 og 4.3.1.

Her er det lagt til grunn en 18" rørledning med 70 km lengde. Basert på det potensielle fremtidsbildet, presentert i Figur 4, kan det tenkes at fremtidige felt i Barentshavet og Lofoten vil bli bygd ut lengre fra land med lengre og kanskje også større rørledning. Spørsmålet er da om en slik utbygging vil føre til vesentlig større oljeutslipp ved en potensiell rørledningslekkasje. Dette er vurdert i de neste avsnittene både før og etter nedstengning (kollaps av rørledning og vanninntrengning).

Utslipp før nedstengning:

Store utslipp vil detekteres raskt på grunn av trykkfall i rørledningen ved oljeutslipp. Det antas at tid til deteksjon vil være i samme størrelsesorden som nevnt tidligere, jf. Tabell 11. Små utslipp vil også i dette tilfellet ta lang tid å detektere. For studien for rangering av ulike konsepter for Goliatfeltet var det antatt inntil to uker, ref. /8/. I og med at avstanden fra land er lengre vil det også i dette tilfellet ta lang tid til deteksjon, dvs. i samme størrelsesorden eller lenger. Dersom det legges til grunn to uker deteksjonstid også i dette tilfellet, vil utslippet før nedstengning være i samme størrelsesorden som beskrevet over i studien for rangering av ulike konsepter for Goliatfeltet, ref. /8/.

Utslipp etter nedstengning:

Utslipp på grunn av rørrinnskrenkning:

For et oljefelt i størrelsesorden med Goliatfeltet er disse utslippene i størrelsesorden mindre enn 31 m³, jf. Tabell 13. Ved større indre diameter og lengre rørledninger vil disse utslippene øke noe. De vil imidlertid fortsatt være lave, og i samme størrelsesorden, sammenlignet med utslippene før nedstengning.

Utslipp på grunn av vanninntrengning:

Utslippet bestemmes i all hovedsak av geometrisk linjeføring på havbunnen. Dersom en rørledning med større indre diameter følger samme trasé, vil utslippet øke med samme faktor som økningen av arealet av tverrsnittet på rørledningen. Ved å øke fra 18" til 24" vil denne økningen være ca. 80 %.

Det ovennevnte betyr at dersom det benyttes en lengre rørledning med høyere diameter enn det som ble antatt for Goliat, så vil utslippsmengden kunne øke sammenlignet med ovennevnte vurderinger. Det er først og fremst diameteren på rørledningen, og ikke lengden, som har betydning.

4.4.2 Vurderinger for gassfelt

For å kunne gjøre vurderinger av hvor stort et potensielt akutt utslipp fra en flerfaserørledning for et gassfelt i produksjon vil kunne bli er det viktig å finne ut hvor stor andel av det som går gjennom

røret er gass og hvor stor andel som er olje/kondensat. Det er her valgt å ta utgangspunkt i å finne ut hvor stor andel av det som produseres på feltet som er gass og hvor stor andel som er olje/kondensat. Utgangspunktet for vurderingene er opplysninger fra Snøhvitfeltet.

I /46/ står det at det skal produseres 20,8 MSm³ gass per dag på Snøhvitfeltet. Gass-/oljeforholdet er antatt å være 8700 Sm³/Sm³ for alle gassfelt i Barentshavet, ref. /46/. Benyttes denne informasjonen gir det at det totale volumet gass i rørledningen for Snøhvitfeltet er 20.800.000 Sm³ per dag, mens volumet av kondensat her kun utgjør rundt 2.400 Sm³/dag. Dette utgjør kun 0,012 % av totalvolumet produsert per dag. Det betyr at volumet av kondensat produsert per dag er veldig lite i forhold til gass. Imidlertid er massen av gassen rundt 17.000 tonn, mens kondensatet har en masse på rundt 1.800 tonn.

Da mer detaljert informasjon ikke har vært tilgjengelige som grunnlagsinformasjon for vurderingene av rørledningslekkasjer, er følgende antakelser lagt til grunn. Hovedrørledningen på Snøhvitfeltet er 158,6 km langt og har en indre diameter på 26,8", ref. /48/. Det er her antatt at det vil være olje og kondensat ytterst i rørledningen som har én hastighet, mens gassen vil ligge i midten og ha en annen hastighet. I /49/ oppgis det at olje i rør stort sett har en hastighet mellom 1-2 m/s. Her er det antatt at kondensatet har en hastighet på 1 m/s for da blir volumet størst. Med en hastighet på 1 m/s vil det ta om lag 44 timer for kondensatet å transporteres gjennom røret. Ettersom det per dag produseres rundt 2.400 m³ kondensat, betyr dette at den delen av tverrsnittsarealet av røret som kondensatet utgjør er 0,028 m². Dette gir at det til enhver tid er om lag 4.500 m³ kondensat i røret ved produksjon. Dette angir altså det totale volumet av kondensat eller Snøhvitblend som er i røret til enhver tid.

Utslippet av gass/kondensat ved rørledningslekkasjer kan deles i to faser:

1. Utslipp frem til rørledningen er nedstengt.
2. Utslipp etter at rørledningen er nedstengt

Utslipp frem til rørledningen er nedstengt

Det totale volumet som lekker ut før rørledningen er nedstengt, er avhengig av lekkasjeraten, hvor lang tid det tar å detektere lekkasjen og tiden det tar å stenge ventilen som regulerer/stenger innstrømningen i rørledningen fra produksjonen på innretningen (normalt en nødavstengningsventil).

For vurderingene for oljefelt, hvor det var tatt utgangspunkt i studien for rangering av ulike konsepter for Goliatfeltet, ref. /8/, var argumentasjonene at det antas kortere deteksjonstid for konsept 3 ettersom det er mer gass i røret. For et gassfelt vil det være store mengder gass som lekker ut, og det antas her at det er samme tidsaspekt som presentert i Tabell 12. Ettersom det til enhver tid er om lag 4.500 m³ kondensat i røret, antas det her at omtrent 25 % av det totale innholdet vil kunne slippes ut i løpet av 24 timer, hvilket tilsvarer omtrent 1.000 m³. Dette vil trolig være en relativt konservativ antagelse.

Utslipp etter at rørledningen er nedstengt

Når rørledningen er nedstengt, vil utslippsmengdene være avhengig av totalvolumet i rørledningen, trykk, størrelsen på lekkasjehullet og havdybden røret ligger på.

Hovedrørledningen på Snøhvitfeltet er 158,6 km langt og har en indre diameter på 26,8", ref. /48/. Totalvolumet er i størrelsesorden 56.000 m³. Som beregnet over, er det til enhver tid omtrent 4.500 m³ kondensat i røret ved produksjon. Når røret er stengt ned pga. lekkasje, vil det være det volumet som er i røret som potensielt vil kunne lekke ut. Det antas at forløpet etter nedstegning er noenlunde likt som for et oljefelt. Det gjøres her en konservativ antagelse om at om lag 40 % av det totale innholdet av kondensat potensielt vil kunne lekke ut. Dette gir et utslipp på 1.800 m³ kondensat.

Oppsummering

For hendelsestypen rørledningslekkasjer er det lagt til grunn en havbunnsinnretning med en eksportørledning til land på omtrent 160 km med en indre diameter på ca. 27". En representativ rørledningslekkasje er her vurdert å kunne være et utslipp med en total mengde på ca. **3000 m³** kondensat over en periode på inntil **24 timer**.

4.5 Hendelsestype D - Stigerørslekkasjer

Med stigerørslekkasjer menes her potensielle lekkasjer i både stigerør og feltinterne rørledninger (dvs. rør mellom undervannsinntakene og fra undervannsinntakene og til en eventuell innretning). For et felt som er bygget ut med en subsealøsning (konsept 3), er lekkasjer fra rørledninger mellom undervannsinntakene inkludert i denne hendelsestypen. Lekkasjer i felteksterne rørledninger, som eksportørledninger, er dekket ved hendelsestypen C – Rørledningslekkasjer, jf. kapittel 4.4.

4.5.1 Vurderinger for oljefelt

Som i studien for rangering av ulike konsepter for Goliatfeltet, ref. /8/, er det antatt at det vil være to stigerør, samt at den totale lengden for de feltinterne rørene er omtrent 12 km (jf. Tabell 14).

I studien for rangering av ulike konsepter for Goliatfeltet, ref. /8/, er det gitt en oversikt over volumer som inkluderes i stigerør, feltinterne rør og brønnrammer. Disse er gjengitt i henholdsvis Tabell 14 og Tabell 15.

Tabell 14: Segmentvolum inkludert stigerør, feltinterne rør og brønnrammer for konsept 1 og konsept 2, ref. /8/.

Part of segment	No. off	ID (m)	Length (m)	Volume (m ³)
Riser	2	0.3	840	119
Riser base to template E	2	0.3	2600	368
Template E to template A	2	0.3	3520	497
Template A to template B	2	0.3	90	13
Manifolds on template E, A and B	3	0.3	20	5
Total segment	1			1000

Tabell 15: Segmentvolum inkludert stigerør, feltinterne rør og brønnrammer for konsept 3, ref. /8/.

Part of segment	No. off	ID (m)	Length (m)	Volume (m ³)
SPS to template E	2	0.3	100	14
Template E to template A	2	0.3	3520	497
Template A to template B	2	0.3	90	13
Manifolds on template E, A and B	3	0.3	20	5
Total segment	1			530

Tabellene viser at for konsept 1, konsept 2 og konsept 3 varierer utslippsvolumene for hvert segment mellom 5 m³ og i størrelsesorden 500 m³ avhengig av hvor utslippet skjer.

Ettersom segmentet som her vurderes inneholder både olje og gass, og videre på grunn av at olje har lavere tetthet enn sjøvann, vil ikke en lekkasje nødvendigvis føre til at all oljen i segmentet vil lekke ut gitt en eventuell lekkasje. For store lekkasjer (fullstendig rørbrudd) er det i /8/ vurdert som sannsynlig at hele innholdet i segmentet vil lekke ut dersom ikke lekkasjen blir stanset før trykket har stabilisert seg. For små og mellomstore lekkasjer vil olje lekke ut samtidig som sjøvann presses inn i røret. Det antas i disse tilfellene at halvparten av oljen i segmentet ikke vil lekke ut, ref. /8/.

I regional konsekvensutredning for Nordsjøen, ref. /19/, står det følgende: *”De aller fleste utslippene fra feltinterne rørledninger vil være små lekkasjer som ikke fører til olje på havoverflata. De fleste rørledningsutslippene faller i denne kategorien. I ca 1/3 av tilfellene vil olje kunne nå overflata, men da oftest i moderate mengder. Dette har sammenheng med at volumet på rørledningene er begrenset (maks 5.500 m³, i de fleste tilfeller mindre enn 1.000 m³) og at lekkasjene raskt vil kunne stenges i det øyeblikk olje når overflata og blir oppdaget.”*

Utslippsstørrelser for hendelsestypen stigerørlekkasje er basert på overnevnte vurdert å kunne variere mellom 5 m³ og 1.000 m³. For konsept 1 og konsept 2 er det sannsynlig at utslippet vil oppdages relativt raskt, i og med at disse konseptene inkluderer bemannede innretninger. Da vil varigheten være i størrelsesorden timer. For konsept 3 vil utslippet kunne vare betydelig lenger (uker), spesielt for mindre utslippsrater. Hvor lenge utslippet vil pågå vil først og fremst være avhengig av tid til deteksjon. Se også diskusjon rundt tid til deteksjon i kapittel 4.4.

For konsept 3 vil oljen som slippes ut ved denne hendelsestypen, være av samme type som i reservoaret. For konsept 1 og konsept 2 vil det enten være snakk om reservoarolje eller ferdigprosessert olje, avhengig av hvilket stigerør/feltintern rørledning lekkasjen skjer i.

Basert på ovennevnte diskusjon velges et totalutslipp på inntil **500 m³** med en varighet på mellom **timer/dager** som representativt scenario for hendelsestypen stigerørlekkasje.

4.5.2 Vurderinger for gassfelt

Som en forenkling er det her valgt å anta at et potensielt utslipp av kondensat fra et gassfelt vil være mindre enn et tilsvarende utslipp fra et oljefelt. Dette både fordi mengde gass i brønnstrømmen er betraktelig større og dette gjør et potensielt utslipp lettere å detektere, samt at en mindre andel av brønnstrømmen er kondensat/olje.

Basert på ovennevnte diskusjon velges et totalutslipp på inntil **500 m³** med en varighet på mellom **timer/dager** som representativ scenario for hendelsestypen stigerørlekkasje.

4.6 Hendelsestype E - Prosesslekkasjer

Prosesslekkasjer er relevant for utbyggingsløsninger med prosessanlegg. Det vil si at hendelsestypen prosesslekkasjer kun er relevant for konsept 1 og konsept 2. For gassfelt vurderes i denne rapporten kun en konsept 3 utbyggingsløsning og hendelsestypen prosesslekkasjer er dermed ikke vurdert for gassfelt.

Et prosesselement kan typisk inneholde et volum på i størrelsesorden 50 m³ eller mindre. I studien for rangering av ulike konsepter for Goliatfeltet, ref. /8/, konkluderes det med at eventuelle prosesslekkasjer på Goliatfeltet gir veldig lite utslipp, særlig til sjø, da dreneringssystemet på Goliat er dimensjonert for å håndtere prosesslekkasjer inkludert brannvann. I /8/ er det dermed ikke sett nærmere på akutt utslipp til sjø fra prosesslekkasjer.

Basert på ovennevnte diskusjon vurderes utfallsrommet for hendelsestypen prosesslekkasjer til å være i størrelsesorden **0 m³ til 50 m³** over relativt kort tid (**inntil 1 time**). Dette forutsetter imidlertid at lekkasjen detekteres relativt tidlig og at en får isolert segmentet hvor det er lekkasje relativt raskt.

Oljetyper som slippes ut, vil avhenge av hvor i prosessanlegget utslippet eventuelt oppstår. Dersom det skjer tidlig i prosesstoget, vil oljen kunne sammenlignes med den som finnes i reservoaret. Dersom utslippet skjer sent i prosesstoget, vil utslippet være mer likt ferdigprosessert olje.

Dersom det på en fremtidig utbyggingsløsning blir valgt et dreneringssystem som kan håndtere både en prosessekkasje og brannvann, og systemet fungerer som det skal, vil en prosessekkasje ikke resultere i akutt utslipp til sjø.

4.7 Hendelsestype F – Utslipp fra lagringstanker

Det kun er konsept 1 (FPSO) som har lagringstanker, og denne hendelsestypen er derfor kun aktuell for dette konseptet.

Det kan være betydelige forskjeller i størrelsen på lagringstanker på ulike FPSOer. Alvheim har som et eksempel en lagringskapasitet på 560.000 fat, noe som tilsvarer i overkant av 92.000 m³, ref. /17/, mens Sevan Marines FPSO, som er valgt for Goliatutbyggingen, har en lagringskapasitet på 150.000 m³. Verdens største FPSO, Kizomba A, har en lagringskapasitet på 350.000 m³, ref. /20/.

Lagringstankene på denne type innretninger består normal ikke kun av en stor tank. Det normale er at en har flere celler eller mindre tanker. I /8/ står det at volum per tank (celle) typisk er i størrelsesorden 9.000 m³. På Goliat FPSO er for eksempel tankene delt opp i celler på 8.000 m³, ref. /12/.

Et totalhavari og worst-case knyttet til utslipp fra lagringstanker vil være like før lossing ("offloading") når tankene er fulle. Aktuelle hendelser som kan føre til akutt utslipp fra lagringstankene kan f.eks. være at FPSOen havarerer som følge av en tankeeksplosjon eller kollisjon. Tidsaspektet dersom et slikt akutt utslipp skulle skje, kan være alt fra 1 time til uker eller måneder. Lageret er som nevnt ovenfor normalt oppdelt i celler. Dette gjør at det må gå hull på flere celler for at de største utslippene skal kunne skje.

I /8/ er det gjort en vurdering av hvor mange celler det er sannsynlig vil bli skadet og som vil gi utslipp til sjø ved en eventuell tankeeksplosjon eller kollisjon. Se Tabell 16.

Tabell 16: Sannsynlighetsfordeling for antall celler som gir utslipp ved tankeeksplosjon eller kollisjon, ref. /8/.

Number of tanks spilled	Volume (m3)	Probability distribution
1	9 000	80 %
2	18 000	15 %
All	> 100 000	5 %

Utfallsrommet for den potensielle uønskede hendelsen utslipp fra lagringstanker vil, basert på ovennevnte, kunne variere mellom størrelsesorden: 8.000-150.000 m³ med en varighet fra noen timer til uker/måneder. Tabell 16 viser at det mest representative utslippsscenarioet knyttet til akutt utslipp til sjø fra en FPSO vil være utslipp fra én tank (80 %), mens sannsynlighet for at hele volumet vil lekke til sjø er vurdert til å inntreffe med en sannsynlighet på 5 %.

Basert på ovennevnte diskusjon vurderes akutt utslipp til sjø fra én celle som representativt. Dette innebærer et totalutslipp på inntil 9.000 m³. Det er her antatt at lagringstankene ved et eventuelt utslipp vil være fylt med ferdigprosessert olje.

4.8 Hendelsestype G – Lasting/lossing av olje

Denne hendelsestypen inkluderer lekkasje i rør og slanger knyttet til lasting og lossing av olje offshore. Hendelsestypen er kun relevant for konsept 1 (FPSO) da det kun er dette konseptet som har lagringstanker offshore og der oljen lastes over til og fraktes til land med tankskip.

Noen erfaringer av relevans for denne hendelsestypen er gitt nedenfor.

- *”Brudd i lasteslangen på et lastesystem på Statfjordfeltet den 12.12.2007 førte til at anslagsvis 4.400 kubikkmeter råolje ble pumpet til sjø. Hendelsen førte til det nest største oljeutslippet i petroleumsvirksomheten på norsk sokkel. Den direkte årsaken til bruddet i lasteslangen var et høyere trykk enn det lasteslangen var bygget for. Trykket skyldes en ukontrollert stenging av en ventil i lasteanordningen på tankfartøyet Navion Britannia.”*, ref. granskningsrapporten for hendelsen, ref. /14/.
- Den 10.01.2008 var det brudd i lasteslangen som førte til at det ble sluppet ut 6 m³ olje i sjøen under lasting fra Draugen i Norskehavet, ref. /51/.

Lossekapasiteten for Navion Britannia i 2007 ved utslippet på Statfjordfeltet den 12.12.2007 var på 6.000 m³/time, ref. /14/. Som en sammenligning, har Norne en lossekapasitet på 8.000 m³/time, ref. /22/. I verste fall klarer en ikke å detektere og/eller stanse utslippet og dermed vil stort sett all oljen lagret i tanken kunne bli pumpet på sjøen, dvs. 150.000 m³, jf. kapittel 4.7.

Basert på ovennevnte vurderes utfallsrommet ved hendelsen utslipp ved lasting/lossing av olje til å være i størrelsesorden 6 m³ til 150.000 m³. Det er ferdigprosessert olje som vil slippes ut ved et eventuelt utslipp.

Det er her antatt at utslippet normalt vil detekteres etter relativt kort tid, enten ved hjelp av tekniske innretninger eller visuelt. Utslippet på Statfjordfeltet pågikk i omtrent 45 minutter før det ble oppdaget og stanset, ref. /14/.

Basert på ovennevnte diskusjon velges et mindre utslipp i størrelsesorden **1.000 m³** som representativ utslippsmengde for denne hendelsestypen.

4.9 Hendelsestype H – Utslipp av kjemikalier

Et akutt utslipp av kjemikalier til sjø kan oppstå både når en gjennomfører prøveboringer og for felt i drift. Dette gjelder både oljefelt og gassfelt. I denne rapporten er det valgt å ikke presisere noen forskjell mellom de ulike konseptene for denne hendelsestypen.

Klima og forurensningsdirektoratet - KLIF (tidligere SFT) har definert fire ulike kategorier av kjemikalieutslipp knyttet til petroleumsvirksomheten avhengig av dens effekt på miljøet, jf. KLIFs publikasjon ”Utslipp på norsk kontinentalsokkel 2002”, ref. /10/.

- Svart: Kjemikalier som i utgangspunktet ikke tillates sluppet ut.
- Rød: Kjemikalier som er potensielt miljøskadelige og som dermed bør skiftes ut.
- Gul: Kjemikalier som er i bruk, men som ikke er dekket av noen av de andre kategoriene.
- Grønn (PLONOR): Kjemikalier som står på OSPAR sin PLONOR-liste, og som er vurdert til å ha ingen eller svært liten negativ miljøeffekt.

Bruk av kjemikalier ved boreoperasjoner

I forbindelse med boreoperasjoner på Eirik Raude innretning inntraff det i februar 2005 et akutt utslipp til sjø av kjemikalier. Kjemikaliene som ble sluppet ut, var i kategorien grønn (PLONOR) og størrelsen på utslippet var 6 m³, ref. /60/. I /10/ vises det at i hele 2002 var det for hele den norske kontinentalsokkelen akutte utslipp av kjemikalier til sjø på til sammen 344 m³.

I planen for utbygging og drift (PUD) av Goliatfeltet står det følgende /16/:

”De spesifikke boreinnretningsspesifikke kjemikaliene som planlegges benyttet, vil være samme kvalitet som har blitt benyttet tidligere i Barentshavet og størsteparten av norsk sokkel de seneste

årene. Hovedgruppen av kjemikalier som kan slippes ut, vil være gjengefett, riggvaskemiddel, BOP-væske og frostvæske. Samtlige kjemikalier i disse gruppene vil være i SFTs fargekategori grønn eller gul.”

Riggvaskemiddel blir ofte sendt ut i tanker på 1 m³ og det vil erfaringsvis normalt være 1-2 av disse ombord på en rigg. Når glykol benyttes i borevæske, er det snakk om store mengder, opp til noen hundre kubikkmeter. Gjengefett oppbevares i spann på ca. 0,2 m³. Dette har imidlertid en viskositet som tilsier at det ikke renner på sjøen. Frostvæske vil det normalt være små mengder av.

Bruk av kjemikalier på felt i drift

For å hindre uønsket hydratdannelse (fast stoff fra en reaksjon mellom hydrokarboner og vann som oppstår ved lave temperaturer) er brønnstrømmen fra et felt i drift ofte tilsatt kjemikalier. Behovet er avhengig av mengde vann som er til stede i brønnstrømmen. Dette gjelder alle de nevnte konseptene som er vurdert i denne rapporten. Som en forenkling er det imidlertid valgt å ta utgangspunkt i informasjon fra subseafeltet Snøhvit i disse vurderingene, ref. /48/.

MEG-rørledning

Størrelsen på MEG-rørledningen på Snøhvitfeltet er oppgitt til å være 4” i indre diameter og 157,4 km langt, ref. /48/. Det betyr at totalvolumet av røret er i overkant av 1.200 m³. Dersom det skulle oppstå en lekkasje i denne rørledningen, antas det at dette vil gi utslipp i samme prosentvise størrelsesorden som for rørledningslekkasje for oljefelt. Det vil si at dersom lekkasjen er stor, antas det at den stenger ned etter kun kort tid, mens små lekkasjer som er vanskeligst å oppdage, antas at vil ha en varighet på inntil 2 uker. Ettersom det ikke foreligger informasjon om hvor stort et utslipp av MEG fra rørledningen vil kunne bli, antas det her at utslippet før nedstegning vil kunne være i størrelsesorden mellom 50 m³ til 500 m³ MEG. Etter nedstegning antas det også at utslippet vil være i samme prosentvise størrelsesorden som for oljefeltet, dvs. om lag 20 % av totalmengden i røret slippes ut etter at nedstegning av røret er iverksatt. Det betyr at det totalt vil kunne slippes ut om lag 250 m³ MEG. I verste fall vil det da kunne slippes ut om lag 500 m³ + 250 m³ = 750 m³ MEG.

Metanolrørledning

På Snøhvit er det i tillegg til MEG-rørledningen også en metanolrørledning. Størrelsen på denne rørledningen er oppgitt til 2,5” i indre diameter og 157,4 km lang, ref. /48/. Totalvolumet av røret er dermed 481 m³. For dette røret antas samme argument som for MEG-rørledningen over. Det betyr at før nedstengning av røret antas det at utslippet vil kunne variere mellom 0 m³ til 100 m³. Etter nedstengning antas det at 20 % av røret maksimalt vil kunne slippe ut. Det gir et totalutslipp på 100 m³. Det totale utslippet vil da ligge mellom 100 m³ til 200 m³.

Videre behandling av kjemikalieutslipp i denne rapporten

I det videre i denne rapporten er det valgt å fokusere på hydrokarbonlekkasjer og hendelsestypen akutt utslipp av kjemikalier er derfor ikke vurdert videre.

4.10 Hendelsestype I – Kollisjon mellom fartøy og innretning

Denne hendelsestypen innbefatter kollisjon mellom et fartøy og en innretning. Kollisjon kan skje både med beredskapsfartøy og forsyningsfartøy på feltet, samt med andre forbi passerende fartøy. Hendelsestypen er kun relevant for konsept 1 og konsept 2 da det kun er disse utbyggingsløsningene som har overflateinnretning.

Kollisjon mellom fartøy og innretning fører ikke i seg selv til akutt utslipp til sjø. En potensiell kollisjon kan imidlertid være en årsak til hendelsestypen F – Utslipp fra lagringstanker og hendelsestypen J –

Utslipp fra skipsfart relatert til petroleumsvirksomhet. Denne hendelsestypen er derfor ikke vurdert nærmere i denne rapporten, men er inkludert som en mulig årsak til hendelsestypen F – Utslipp fra lagringstanker, jf. kapittel 4.7, og hendelsestypen J – Utslipp fra skipsfart relatert til petroleumsvirksomhet, jf. kapittel 4.11.

4.11 Hendelsestype J – Oljeutslipp fra skipsfart relatert til petroleumsvirksomhet

Denne hendelsestypen inkluderer oljeutslipp fra skipsfart som er direkte relatert til petroleumsvirksomhet i Barentshavet og Lofoten. Dette kan være fartøy som har lastet olje fra oljefelt (konsept 1) eller som har lastet olje/kondensat fra et landanlegg (konsept 2 og konsept 3). I begge tilfeller er det snakk om prosessert olje/kondensat. Varigheten av et potensielt akutt utslipp fra skip kan være alt fra timer til måneder, avhengig av hullstørrelse.

Nedenfor presenteres en grov oversikt over historiske skipsforlis som har resultert i store oljeutslipp.

- 19. januar 2004: MS Rocknes gikk på grunn i Vattlestraumen i Hordaland. Nær 500 tonn olje ble sluppet ut i sjøen.
- 14. november 2002: Oljetankeren Prestige sprang lekk og slapp ut 64.000 tonn olje i havområdene utenfor den nordlige kysten av Spania.
- 16. januar 2001: Oljetankeren Jessica gikk på grunn på et rev utenfor Galápagosøyene og slapp ut rundt 700.000 liter diesel og olje.
- 15. februar 1996: Det norskeide tankskipet Sea Empress gikk på grunn utenfor Milford Haven. 72.000 tonn olje rant ut fra skipet.
- Desember 1993: Den greskeide oljetankeren Aegean Sea gikk på grunn og eksploderte utenfor La Coruña i Spania. Rundt 70.000 tonn olje rant ut i sjøen.
- Januar 1993: Tankeren The Braer gikk på grunn i høy sjø og slapp ut rundt 85.000 tonn råolje utenfor Shetlandsøyene.
- 24. mars 1989: Supertankeren Exxon Valdez grunnstøtte i det uberørte området Prince William-sundet i Alaska. 33.000 tonn råolje rant ut.
- 16. mars 1978: Den fullastede supertankeren Amoco Cadiz gikk på et skjær og brakk i to i et forrykende uvær. 230.000 tonn råolje ble sluppet ut.

Kilder: Britannica, Keesings Record of world Events, Store norske leksikon, NTB.

Denne hendelsestypen er nærmere vurdert av Kystverket i forbindelse med de vurderinger de gjør relatert til Risikogruppens arbeid, jf. kapittel 2, og er derfor ikke vurdert nærmere i denne rapporten.

4.12 Oppsummering

Tabell 17 oppsummerer gjennomgangen av hendelsestypene som er vurdert å være relevante for et oljefelt i drift. Tabellen presenterer representative scenarier i form av utslippsmengde, varighet og oljetype. Tabellen indikerer også nedre og øvre del av utfallsrommet for et potensielt akutt utslipp til sjø.

Tabell 17: Representative scenarier for et oljefelt i drift.

Hendelses- type	Nedre del av utfallsrommet		Øvre del av utfallsrommet		Representativ utslippsmengde/ utslippsvarighet		Oljetype
	Vol (m ³)	Varighet	Vol (m ³)	Varighet	Vol (m ³)	Varighet	
A - Utblåsning	3.000 m ³	1 dag	650.000 m ³	Måneder	< 9.000 m ³	< 2 dager	Reservoarolje ¹
B - Brønnlekkasje	40 m ³	< 15 min	900 m ³	1 time	40 m ³	15 min	Reservoarolje ¹

Hendelses- type	Nedre del av utfallsrommet		Øvre del av utfallsrommet		Representativ utslippsmengde/ utslippsvarighet		Oljetype
	Vol (m ³)	Varighet	Vol (m ³)	Varighet	Vol (m ³)	Varighet	
C - Rørlednings-lekkasje	50 m ³	Noen timer	7.300 m ³	2 uker	7.300 m ³	2 uker	Reservoarolje ¹ for konsept 3. Prosessert olje for konsept 2.
D - Stigerørs-lekkasje	5 m ³	Timer/dager	1.000 m ³	Uker	500 m ³	Timer/dager/uker	Reservoarolje ¹ for konsept 3. Reservoarolje ¹ eller prosessert olje for konsept 1 og konsept 2.
E - Prosess-lekkasje	0 m ³	Minutter	50 m ³	1 time	< 50 m ³	1 time	Reservoarolje ¹ eller prosessert olje avhengig av hvor i toget lekkasje skjer
F - Utslipp fra lagringstanker	< 1000 m ³	Timer	150.000 m ³	Uker/mnd	< 9.000 m ³	Timer/dager/uker	Prosessert olje
G - Utslipp ved lasting/-lossing av olje	6 m ³	Minutter	150.000 m ³	Timer	<1.000 m ³	< 2 timer	Prosessert olje

1: Egenskapene til reservoaroljen vil variere fra lokasjon til lokasjon. Se oversikten over potensielle fremtidige lokasjoner i Figur 4, samt Tabell 3.

Tabell 18 oppsummerer gjennomgangen av hendelsestypene som er vurdert å være relevante for et gassfelt med en subsealøsning i drift. Tabellen presenterer representative scenarier i form av utslippsmengde, varighet og oljetype.

Tabell 18: Representative scenarier for et gassfelt med subsealøsning (konsept 3) i drift

Hendelses-type	Representativt utslippsmengde/ utslippsvarighet		Oljetype
	Vol (m ³)	Varighet	
A - Utblåsning	2.000 m ³	2 dager	Kondensat fra Snøhvit blend
B - Brønn-lekkasje	10 m ³	<15 min	Kondensat fra Snøhvit blend
C - Rørlednings-lekkasje	3000 m ³	< 1 dag	Kondensat fra Snøhvit blend
D - Stigerørs-lekkasje	500 m ³	Timer/dager/uker	Kondensat fra Snøhvit blend

4.13 Kategorisering av utslippene

Det benyttes forskjellige utslippskategorier knyttet til akutt utslipp til sjø i ulike rapporter. I DNV-rapporten "Frekvenser for uhellsutslipp av olje i Barentshavet", ref. /11/, presenteres frekvenser for uhellsutslipp av olje fra petroleumsvirksomheten og skipstrafikk i Lofoten og Barentshavet med år 2020 som basis. Rapporten begrenser seg til å inkludere hendelser med oljeutslipp over 1.000 tonn. I denne rapporten er det valgt å ta utgangspunkt i de samme utslippskategoriene som i DNV-rapporten "Frekvenser for uhellsutslipp av olje i Barentshavet", ref. /11/. DNV-rapporten begrenser seg imidlertid til å inkludere kun hendelser med oljeutslipp over 1.000 tonn, mens flere av scenarioene i kapitlene 4.2-4.11 er vurdert til å ha en representativ utslippsmengde på under 1.000 tonn. Det er derfor valgt å inkludere en utslippskategori som også dekker disse hendelsene, i tillegg

til kategoriene i ovennevnte rapport. I denne rapporten er derfor følgende utslippskategorier benyttet:

- Kategori 1: 1-1.000 tonn
- Kategori 2: 1.000-2.000 tonn
- Kategori 3: 2.000-20.000 tonn
- Kategori 4: 20.000-100.000 tonn
- Kategori 5: > 100.000 tonn

Tabell 19 gir en oversikt over de utslippskategoriene som er vurdert å være de mest representative for de ulike hendelsestypene. Både oljefelt og gassfelt er inkludert.

Tabell 19: Oversikt over representative utslippsmengder, varigheter og oljetype for ulike hendelsestypene for oljefelt i drift (hvite felt) og gassfelt med subsealøsning i drift (grå felt).

Utslippskat.	Representative utslippskategorier				Oljetype
	Hendelsestype	Mengde (m ³)	Mengde (tonn)	Varighet	
1-1.000 tonn	B- Brønnlekkasje (Gassfelt)	10 m ³	7-8 tonn	<15 min	Snøhvitt blend
	B- Brønnlekkasje	40 m ³	35 tonn	15 min	Reservoarolje ¹
	E- Prosesslekkasje	< 50 m ³	< 45 tonn	< 1 time	Reservoarolje ¹ eller prosessert olje avhengig av hvor i toget lekkasje skjer
	D- Stigerørslekkasje	500 m ³	500 tonn	Dager/Uker	Reservoarolje ¹ for konsept 3. Reservoarolje ¹ eller prosessert olje for konsept 1 og 2.
	G- Utslipp ved lasting/lossing av olje	< 1.000 m ³	< 1.000 tonn	< 2 timer	Prosessert olje
	D- Stigerørslekkasje (Gassfelt)	500 m ³	500 tonn	Dager/Uker	Kondensat fra Snøhvitt blend
1.000-2.000 tonn	A- Utblåsning (Gassfelt)	2000 m ³	1500 tonn	< 2 dager	Kondensat fra Snøhvitt blend
2.000-20.000 tonn	C- Rørledningslekkasje (Gassfelt)	3000 m ³	2.300 tonn	< 1 dag	Kondensat fra Snøhvitt blend
	A- Utblåsning	< 9.000 m ³	<8.000 tonn	< 2 dager	Reservoarolje ¹
	F- Utslipp fra lagringstanker	< 9.000 m ³	< 8.000 tonn	Timer /dager/ Uker	Prosessert olje
	C- Rørledningslekkasje	7.300 m ³	6.300 tonn	2 uker	Reservoarolje ¹ for konsept 3. Prosessert olje for konsept 2.
20.000-100.000 tonn	-	-	-	-	-
> 100.000 tonn	-	-	-	-	-

1: Egenskapene til reservoaroljen vil variere fra lokasjon til lokasjon. Se oversikten over potensielle fremtidige lokasjoner i Figur 4, samt Tabell 2 og Tabell 3.

4.13.1 Vurderinger knyttet til å angi sannsynlighetsfordelinger for de ulike hendelsestypene for et oljefelt

I dette kapittelet gjøres det vurderinger knyttet til å angi sannsynlighetsfordelinger over utslippskategoriene for de ulike hendelsestypene for et oljefelt. Denne informasjonen brukes så videre i vurderingene i Trinn 3, jf. kapittel 5. I kapittel 4.13.2 angis tilsvarende sannsynlighetsfordelinger for et gassfelt.

A – Utblåsning

I Tabell 7 i kapittel 4.2 er det angitt en sannsynlighetsfordeling for varigheter for hendelsestypen utblåsninger. Med en utblåsningsrate på 4.000 tonn/døgn gir dette følgende sannsynlighetsfordeling, se Tabell 23.

Tabell 20: Sannsynlighetsfordeling over varighet av en potensiell utblåsning med rate på 4.000 tonn/døgn.

Varighet (dager)	<2	2-5	5-15	>15
Sannsynlighet	71 %	10 %	6 %	13 %
Mengde (tonn)	8.000	8.000-20.000	20.000-60.000	> 60.000

Resultatene fra Tabell 20 stemmer imidlertid ikke overens med de utslippskategoriene som det er valgt å benytte i denne rapporten. I /11/ er det presentert en sannsynlighetsfordeling over de utslippskategoriene som skal benyttes i denne rapporten, i forhold til når visse mengder (grenseverdier) overstiges gitt en stabil rate på 2.700 tonn/døgn, se Tabell 21.

Tabell 21: Sannsynlighetsfordeling over varighet av en potensiell utblåsning med rate på 2.700 tonn/døgn, ref. /11/.

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.

Ved å sammenstille informasjonen i Tabell 23 og Tabell 21 er det i denne rapporten valgt å bruke sannsynlighetsfordelingen over de ulike utslippskategoriene som presentert i Tabell 22.

Tabell 22: Sannsynlighetsfordeling over varighet av en potensiell utblåsning med rate på 4.000 tonn/døgn.

Mengde (tonn)	1-1.000	1.000-2.000	2.000-20.000	20.000-100.000	> 100.000
Varighet	< 6 timer	6-12 timer	12 timer-5 døgn	5-25 døgn	> 25 døgn
Sannsynlighet	10 %	10 %	61 %	9 %	10 %

B – Brønnlekkasje

For hendelsestypen brønnlekkasjer det i kapittel 4.3 vurdert at et eventuelt utslipp vil kunne variere mellom 40 m³ og 900 m³. Det er i denne rapporten valgt å anta 98 % sannsynlighet for at utslippet vil ligge innenfor utslippskategori 1 (1-1.000 tonn), mens det for utslippskategori 2 (1.000-2.000 tonn) er valgt 2 % sannsynlighet for at utslippet vil ligge innenfor denne utslippskategorien.

C – Rørledningslekkasje

Tabell 23 er hentet fra DNV-rapporten "Frekvenser for uhellsutslipp i Barentshavet", ref. /11/. Tabellen angir sannsynlighetsfordelingen for felteksterne rørledninger innenfor de fem utslippskategoriene, og er lagt til grunn for vurderingene gjort i denne rapporten.

Tabell 23: Sannsynlighetsfordeling over ulike konsekvensklasser for oljelekkasje på felteksterne rørledninger, ref. /11/.

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.

Som i /11/ er det valgt å anta at kun 1/3 av rørledningslekkasjene fører til olje på havoverflaten. Sammen med Tabell 23 gir dette følgende sannsynlighetsfordeling over ulike konsekvensklasser, se Tabell 24.

Tabell 24: Sannsynlighetsfordeling over konsekvensklasser for hendelsestypen rørledninger.

Mengde (tonn)	1-1.000	1.000-2.000	2.000-20.000	20.000-100.000	> 100.000
Sannsynlighet	43 %	23 %	33 %	0 %	0 %

D – Stigerørslekkasje

Under hendelsestypen stigerørslekkasje i kapittel 4.5 er det valgt å inkludere både stigerørslekkasjer og feltinterne rørledningslekkasjer. I sannsynlighetsvurderingene av de ulike utslippskategoriene er det derfor synliggjort om utslippet kommer fra de feltinterne rørene eller om det kommer fra stigerør.

Tabell 25 og Tabell 26 er hentet fra SINTEF-rapporten "Frekvenser for akutte utslipp i Norskehavet", ref. /31/. De samme tabellene er også oppgitt i DNV-rapporten "Frekvenser for uhellsutslipp i Barentshavet", ref. /11/. Tabellene angir sannsynlighetsfordelingen for hhv. feltinterne rør og stigerør innenfor de fem utslippskategoriene. Som i /31/ er det valgt å anta at kun 1/3 av lekkasjene i stigerør og feltinterne rør fører til olje på havoverflaten.

Tabell 25: Sannsynlighetsfordeling over ulike konsekvensklasser for oljelekkasje på feltinterne rør, ref. /11/ og /31/.

Nivå	Mengde (tonn)	Olje på overflaten	Ikke olje på overflaten
0	< 1 000	95 %	30 %
1	1 000 - 2 000	2 %	30 %
2	2 000 - 20 000	3 %	38 %
3	20 000 - 100 000	Neglisjerbart	2 %
4	>100 000	Neglisjerbart	Neglisjerbart

Tabell 26: Sannsynlighetsfordeling over ulike konsekvensklasser for oljelekkasje fra stigerør, ref. /11/ og /31/.

Nivå	Mengde (tonn)	Olje på overflaten	Ikke olje på overflaten
0	< 1 000	99 %	99 %
1	1 000 - 2 000	1 %	1 %
2	2 000 - 20 000	Neglisjerbart	Neglisjerbart
3	20 000 - 100 000	Neglisjerbart	Neglisjerbart
4	>100 000	Neglisjerbart	Neglisjerbart

Sammen med hhv. Tabell 25 og Tabell 26 gir dette følgende sannsynlighetsfordeling over ulike konsekvensklasser for hhv. oljelekkasje fra feltinterne rør og stigerør, se Tabell 27 og Tabell 28.

Tabell 27: Sannsynlighetsfordeling over konsekvensklasser for feltinterne rør.

Mengde (tonn)	1-1.000	1.000-2.000	2.000-20.000	20.000-100.000	> 100.000
Sannsynlighet	52 %	21 %	26 %	1 %	0 %

Tabell 28: Sannsynlighetsfordeling over konsekvensklasser for stigerør.

Mengde (tonn)	1-1.000	1.000-2.000	2.000-20.000	20.000-100.000	> 100.000
Sannsynlighet	99 %	1 %	0 %	0 %	0 %

E – Prosesslekkasje

Alle prosesslekkasjer havner her innenfor den laveste utslippskategorien, ref. kapittel 4.6. Det betyr at sannsynligheten er 1 for at utslippet ligger innenfor utslippskategorien 1-1.000 tonn, gitt at det skulle inntreffe et akutt utslipp.

F – Utslipp fra lagringstanker

Som tidligere nevnt er det vanlig å dele lagringstanken på en FPSO inn i celler. Typisk er disse lagringscellene i størrelsesorden 9.000 m³, dvs. i størrelsesorden 8.000 tonn olje. Basert på en studie gjennomført av Lilleleaker Consulting AS, ref. /8/, er det i Tabell 16 vist en sannsynlighetsfordeling over antall tanker som det går hull på som følge av kollisjon mellom fartøy og innretning eller tankeeksplosjon. I /8/ er det vurdert at det er 80 % sannsynlighet for at det vil gå hull på én celle, 15 % sannsynlighet for at det vil gå hull på to celler og 5 % sannsynlighet for at all oljen i lagringstankene vil lekke ut, jf. Tabell 16.

En annen studie gjennomført av DNV, ref. /11/, angir at ved skipskollisjon mellom fartøy og innretning som fører til akutte utslipp, vil det være 28 % sannsynlighet for at utslippet er i kategorien 1.000-2.000 tonn, 28 % sannsynlighet for at utslippet vil være i kategorien 2.000-20.000 tonn, 30 % for kategorien 20.000-100.000 tonn, og 14 % for kategorien >100.000 tonn.

Som nevnt over er det gjort ulike vurderinger i ulike kilder, avhengig av hvilke forutsetninger og antagelser som legges til grunn. I denne rapporten er det valgt å legge til grunn at lagringstanken i FPSOen vil være inndelt i celler, og det er tatt utgangspunkt i en cellestørrelse på i størrelsesorden 8.000 tonn. Videre er det valgt å ta utgangspunkt i den ovennevnte sannsynlighetsfordelingen 80 % - 15 % - 5 % for henholdsvis brudd på én celle, brudd på to celler, og brudd på alle celler, jf. Tabell 16. Den siste kategorien (5%) reflekterer at sammenstøtet blir så kraftig at hele FPSOen havarerer og at oljen i alle cellene lekker ut. Det siste anses å være en konservativ antagelse i og med at det kan tenkes at ikke all oljen renner ut selv ved totalhavari av FPSOen.

Selv om det går hull på én tank, er det ikke sikkert at all oljen lekker ut. Mengden olje som lekker ut, kommer an på en rekke faktorer som for eksempel hullstørrelse, hvor på tanken hullet oppstår og andre effekter som for eksempel i hvilken grad FPSOen beveger seg frem og tilbake med bølgene. For å reflektere dette er det valgt å legge til grunn at hull på én celle også kan ende opp med utslipp under 2.000 tonn selv om det anses mest sannsynlig at alt innholdet vil renne ut, noe som vil resultere i størrelsesorden 8.000 tonn utslipp (ved en typisk cellestørrelse). Som en forenkling er det her valgt å anta at 10 % av utslippet fra én celle vil være i kategorien 1-1.000 tonn og 10 % i kategorien 1.000-2.000 tonn. I de resterende 80 % er det lagt til grunn at all oljen vil lekke ut ved brudd på én celle, tilsvarende kategorien 2.000-20.000 tonn. Tilsvarende resonnement er benyttet for utslipp av to celler.

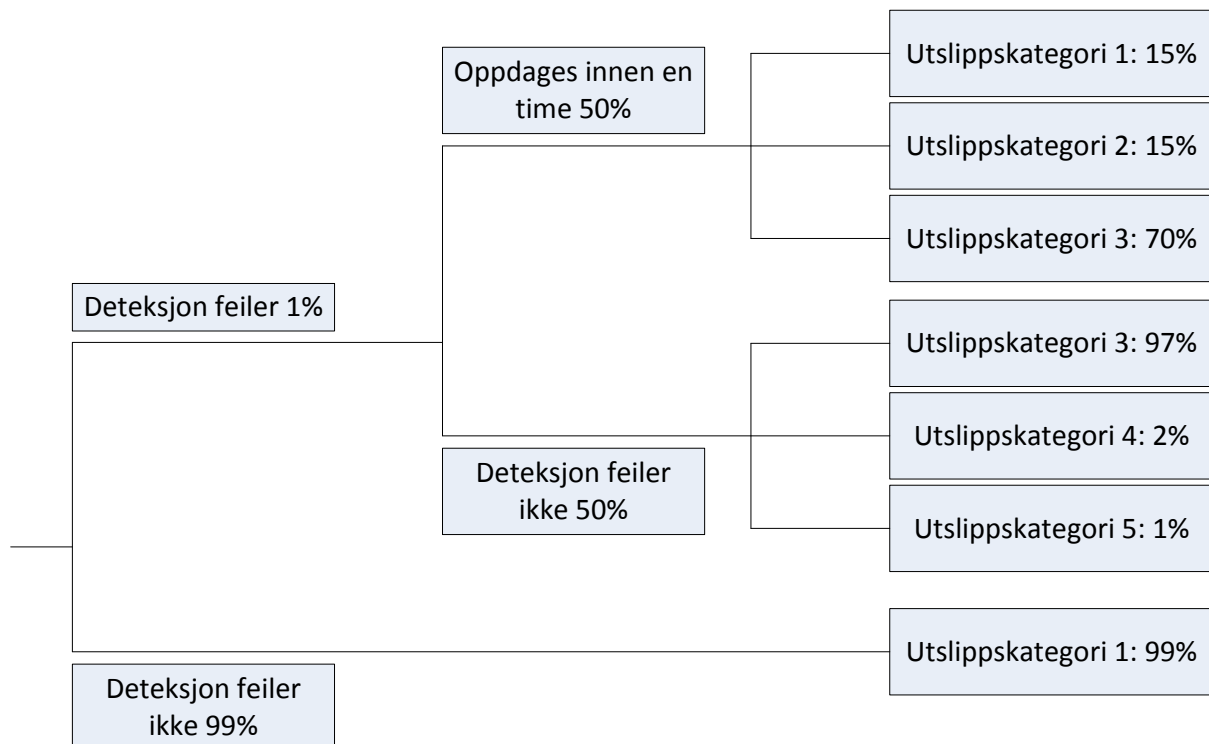
Basert på forutsetningene og antagelsene nevnt over, fremkommer sannsynlighetsfordelingen presentert i Tabell 29.

Tabell 29: Sannsynlighetsfordeling over utslippskategorier ved utslipp fra lagringstanker.

Mengde (tonn)	1-1.000	1.000-2.000	2.000-20.000	20.000-100.000	> 100.000
Sannsynlighet	9,5 %	9,5 %	76 %	5 %	0 %

G – Utslipp ved lasting/losing

Utslipp forbundet med lasting/losing er vurdert til å kunne variere mellom 6 m³ og 150.000 m³, jf. kapittel 4.8 Det betyr at en potensielt vil kunne få utslipp i alle utslippskategoriene. Representativt scenario ble imidlertid valgt å være i størrelsesorden 1.000 m³, jf. kapittel 4.8. For å vurdere og angi sannsynlighetsfordelingen for utslipp ved lasting/losing er det valgt å gjøre antagelser og vurderinger som illustrert i Figur 26.



Figur 26 Hendelsestre for utslipp ved lasting/losing av olje relatert til sannsynlighet for akutt utslipp til sjø.

Det antas at det er et automatisk deteksjonssystem som måler flow i begge ender av lasteslangen, og at dette systemet feiler i 1 % av tilfellene. Det betyr at det er 99 % sannsynlighet for at en lekkasje eller et brudd i forbindelse med lasting/losing blir oppdaget umiddelbart og utslippet vil ligge innenfor utslippskategori 1 (< 1.000 tonn).

Videre antas det at dersom det automatiske deteksjonssystemet feiler, så vil likevel lekkasjen bli oppdaget og stanset innen 1 time i 50 % av tilfellene. Det er videre antatt at tid til deteksjon i disse tilfellene vil være fra 1 minutt til 1 time. Med en lossekapasitet på 8.000 m³/time vil det i løpet av 1 time kunne pumpes 8.000 m³ olje på sjøen, noe som tilsvarer omtrent 7.000 tonn olje. Det vil si at det vil ta rundt 10 minutt å pumpe 1.000 tonn olje og rundt 20 minutt å pumpe 2.000 tonn olje. For dette tilfellet er det valgt å sette en sannsynlighet på 15 % for utslippskategori 1 (< 1.000 tonn), 15 % for utslippskategori 2 (1.000-2.000 tonn) og 70 % for utslippskategori 3 (2.000-20.000 tonn).

Dersom deteksjonssystemet feiler og lekkasjen ikke oppdages, er det antatt at utslippet potensielt vil kunne vare i mange timer (til alt er pumpet på sjøen). For dette tilfellet er det valgt å sette en sannsynlighet på 97 % for utslippskategori 3 (2.000-20.000 tonn), 2 % for utslippskategori 4 (20.000-100.000 tonn) og 1 % for utslippskategori 5 (> 100.000 tonn).

Basert på forutsetningene og antagelsene nevnt over, fremkommer sannsynlighetsfordelingen presentert i Tabell 30.

Tabell 30: Sannsynlighetsfordeling over utslippskategorier for utslipp ved lasting/lossing.

Mengde (tonn)	1-1.000	1.000-2.000	2.000-20.000	20.000-100.000	> 100.000
Sannsynlighet	99,075 %	0,075 %	0,835 %	0,01 %	0,005 %

Oppsummering

Tabell 31 nedenfor presenterer sannsynlighetsfordelingene over utslippskategoriene for hver av de ulike hendelsestypene.

Tabell 31: Sannsynlighetsfordeling over utslippskategoriene for hver av hendelsestypene for et oljefelt med FPSO i drift.

Utslipps-kategori mengde	A - Utbl.	B – Brønnl.	C - Rørl.	D – Stigerørsl.		E - Pross.	F - Lagert	G - Last./loss
				Stige-rør	Feltint. rør			
1-1.000 tonn	0,10	0,98	0,43	0,99	0,52	1	0,095	0,99075
1.000-2.000 tonn	0,10	0,02	0,23	0,01	0,21	0	0,095	0,00075
2.000-20.000 tonn	0,61	0	0,33	0	0,26	0	0,76	0,00835
20.000-100.000 tonn	0,09	0	0	0	0,01	0	0,05	0,0001
> 100.000 tonn	0,10	0	0	0	0	0	0	0,00005
Sum	1	1	1	1	1	1	1	1

4.13.2 Vurderinger knyttet til å sette sannsynlighetsfordelingene for de uønskede hendelsene for et gassfelt

A – Utblåsning

I Tabell 7 i kapittel 4.2 er det angitt en sannsynlighetsfordeling for varigheter for hendelsestypen utblåsninger. Med en utblåsningsrate på 1.000 m³/døgn (om lag 800 tonn/døgn) gir dette følgende sannsynlighetsfordeling, se Tabell 32.

Tabell 32: Sannsynlighetsfordeling over varighet av en potensiell utblåsning med rate på 800 tonn/døgn.

Varighet (dager)	<2	2-5	5-15	>15
Sannsynlighet	71 %	10 %	6 %	13 %
Mengde (tonn)	1.600	1.600-4.000	4.000-12.000	> 12.000

Resultatene fra Tabell 32 stemmer imidlertid ikke overens med de utslippskategoriene som det er valgt å benytte i denne rapporten. I /11/ er det presentert en sannsynlighetsfordeling over de utslippskategoriene som skal benyttes i denne rapporten, i forhold til når visse mengder (grenseverdier) overstiges gitt en stabil rate på 2.700 tonn/døgn, se Tabell 21.

Ved å sammenstille informasjonen i Tabell 32 og Tabell 21 er det i denne rapporten valgt å bruke sannsynlighetsfordelingen over de ulike utslippskategoriene som presentert i Tabell 33.

Tabell 33: Sannsynlighetsfordeling over varighet av en potensiell utblåsning med rate på 800 tonn/døgn.

Mengde (tonn)	1-1.000	1.000-2.000	2.000-20.000	20.000-100.000	> 100.000
Varighet (døgn)	< 1,25	1,25-2,5	2,5-25	25-60 døgn	N/A
Sannsynlighet	30 %	46 %	18 %	6 %	0 %

B – Brønnlekkasje

For hendelsestypen brønnlekkasje er det i kapittel 4.3 vurdert at et eventuelt utslipp vil kunne variere mellom 10 m³ og 40 m³. Det er i denne rapporten valgt å anta 100 % sannsynlighet for at utslippet vil ligge innenfor utslippskategori 1 (1-1.000 tonn).

C – Rørledningslekkasje

Hendelsestypen rørledningslekkasje er presentert i kapittel 4.4 og viser at totalmengden av utslippet maksimalt vil ligge på rundt 3.000 m³ (eller om lag 2.300 tonn) kondensat. Det betyr at hovedvekten av sannsynlighetsfordelingen vil ligge innenfor de to minste utslippskategoriene. Ettersom det ikke foreligger noe bedre informasjon, antas det at det er en sannsynlighet på 50 % innenfor utslippskategorien 1-1.000 tonn, 40 % innenfor utslippskategorien 1.000-2.000 tonn og 10 % innenfor utslippskategorien 2.000-20.000 tonn.

D – Stigerørslekkasje

Under hendelsestypen stigerørslekkasje i kapittel 4.5 er det valgt å inkludere både stigerørslekkasjer og feltinterne rørledningslekkasjer. Det betyr at når det skal angis en sannsynlighetsvurdering innenfor de ulike utslippskategoriene, er det viktig å synliggjøre om utslippet kommer fra de feltinterne rørene eller om det kommer fra stigerør. For en subsealøsning er det ingen stigerør og det er da kun de feltinterne rørene som er av interesse. I kapittel 4.5.2 presenteres det totale utslippet fra de feltinterne rørene på et gassfelt med en subsealøsning. Dette ble vurdert til 500 tonn som er innenfor den minste kategorien. Det velges her å angi sannsynlighetsfordelingen til å være 60 % i utslippskategorien 1-1.000 tonn, 35 % innenfor utslippskategori 1.000-2.000 tonn og 5 % i utslippskategorien 2.000-20.000 tonn.

Oppsummering

Tabell 34 nedenfor presenterer sannsynlighetsfordelingene over utslippskategoriene for hver av de ulike hendelsestypene.

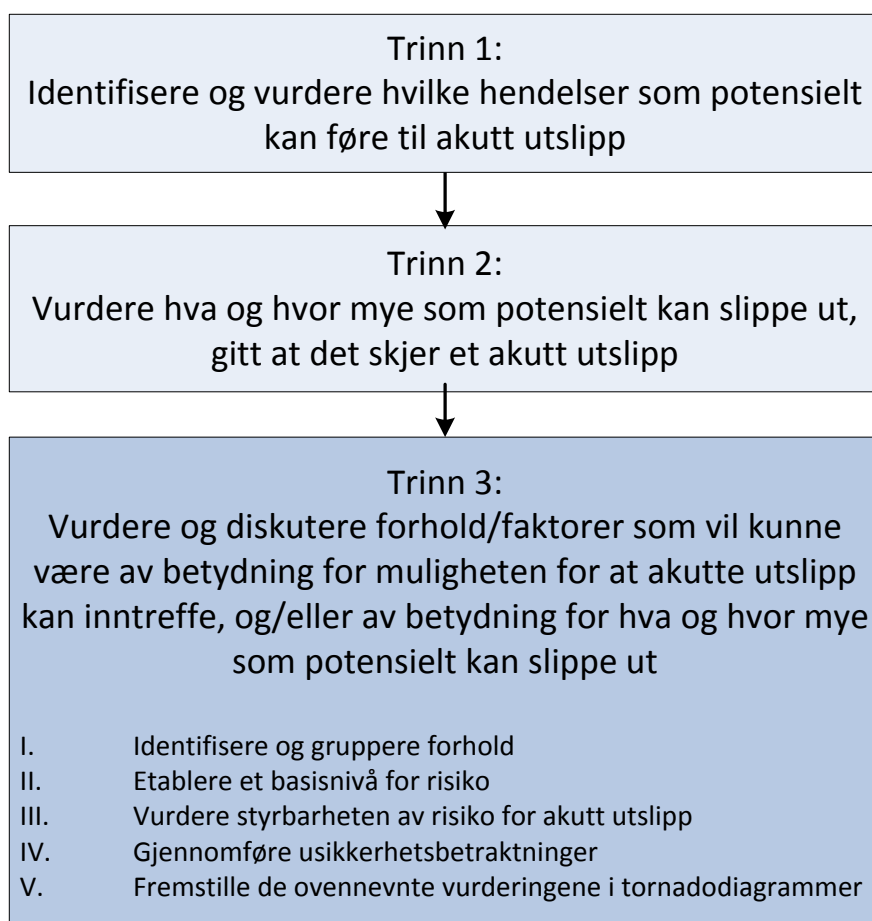
Tabell 34: Sannsynlighetsfordeling over utslippskategoriene for hver av hendelsestypene for et gassfelt med subsealøsning i drift.

Utslippskategori mengde	A - Utbl.	B – Brønnl.	C - Rørl.	D – Stigerørsl.		E - Pross.	F - Lagert	G - Last. /loss
				Stige- rør	Felt.int. rør			
1-1.000 tonn	0,30	1	0,60	N/A	0,60	N/A	N/A	N/A
1.000-2.000 tonn	0,46	0	0,35	N/A	0,35	N/A	N/A	N/A
2.000- 20.000 tonn	0,18	0	0,05	N/A	0,05	N/A	N/A	N/A

20.000-100.000 tonn	0,06	0	0	N/A	0	N/A	N/A	N/A
> 100.000 tonn	0	0	0	N/A	0	N/A	N/A	N/A
Sum	1	1	1	N/A	1	N/A	N/A	N/A

5 METODEN – TRINN 3: Vurdere og diskutere forhold som har betydning for risiko for akutt utslipp til sjø i Barentshavet og Lofoten

I dette kapitlet beskrives først Trinn 3 av metoden. Deretter vurderes og diskuteres forhold som vil kunne være av betydning for risiko for akutt utslipp til sjø i Barentshavet og Lofoten, jf. Figur 27.



Figur 27: Trinn 3 i metoden.

Trinn 3 består av å gjennomføre følgende aktiviteter:

- I. Identifisere og gruppere (på et overordnet nivå) hvilke forhold som kan påvirke muligheten for at et akutt utslipp skal kunne inntreffe og/eller mengden som potensielt kan slippe ut dersom et akutt utslipp skulle inntreffe.
- II. Etablere et basisnivå for risiko.
- III. Vurdere styrbarheten av risiko for akutt utslipp.
- IV. Gjennomføre usikkerhetsbetraktninger relatert til kunnskapsnivået (usikkerhet knyttet til bakgrunnskunnskapen) som vurderingene i punkt I- III over er basert på.
- V. Fremstille de ovennevnte vurderingene i tornadodiagrammer.

De fem aktivitetene nevnt over er beskrevet mer utførlig i kapittel 5.1. I kapittel 5.2 er bakgrunnen for de valgte forholdene presentert.

Ved å gjennomføre Trinn 3 etter den nevnte fremgangsmåten vil det være to betydelige fordeler:

- Den eksisterende kunnskapen om risiko på norsk sokkel inkluderes.
- Områdespesifikke forhold, tekniske forhold og generelle forhold som har betydning for risiko for akutt utslipp til sjø i Barentshavet og Lofoten identifiseres og vurderes.

5.1 Beskrivelse av trinn 3

I dette kapitlet beskrives de ulike aktivitetene som gjennomføres i trinn 3.

I. Identifisere og gruppere (på et overordnet nivå) hvilke forhold som kan påvirke muligheten for at et akutt utslipp skal kunne inntreffe og/eller mengden som potensielt kan slippe ut dersom et akutt utslipp skulle inntreffe

Det er en rekke faktorer som kan påvirke risiko for akutte utslipp i Barentshavet og Lofoten. Følgende faktorer er vurdert til å være de mest sentrale:

Områdespesifikke forhold i Barentshavet og Lofoten:

- Vær (vind/tåke/bølger) (kaldt klima).
- Ising/isfjell/sjøis.
- Reservoarforhold (trykk, temperatur, oljetype).
- Vanndybde.
- Rasfare og jordskjelv.
- Trålere og skipstrafikk i området.

Tekniske forhold:

- Valg av konsept

Under de tekniske forholdene inkluderes alle tekniske løsninger som følger med valg av konsept.

Generelle forhold:

- Aktørbilde (operatørs/lisenspartners erfaring og kompetanse).
- Områder som lyses ut.
- Rammebetingelser.
- Utbyggingstakt.

Begrunnelsen for valg av faktorer/forhold er presentert i kapittel 5.2.

II. Etablere et basisnivå for risiko

Da det finnes relativt begrensede mengder med historiske data for petroleumsvirksomhet i Barentshavet og Lofoten, ville etablering av et risikobilde med utgangspunkt i disse dataene alene vært lite hensiktsmessig. For å kunne si noe om hva som kan skje, sannsynligheten for at ulike utslipp vil kunne inntreffe i planområdet osv., er det derfor valgt å ta utgangspunkt i data fra petroleumsvirksomheten på norsk sokkel for øvrig (Norskehavet og Nordsjøen), heretter referert til som basisnivå for risiko. Vurderingene som er gjort ved etablering av basisnivået er dokumentert i Vedlegg A.

III. Vurdere styrbarheten av risiko for akutt utslipp

Risikoen for akutt utslipp til sjø vil være avhengig av svært mange faktorer, både enkeltvis og i kombinasjon. Disse faktorene vil dessuten også være i kontinuerlig endring. Beskrivelse av risiko vil være en beskrivelse av et begrenset utvalg av aktuelle scenarioer basert på viktige forutsetninger og antagelser. Et grunnleggende utgangspunkt for vurderingene er at risiko kan påvirkes og styres. Dette betyr at en ved å velge gode løsninger (gode tekniske løsninger, gode aktører, gode organisatoriske forhold) vil kunne styre risikoen. God styring av risiko betyr at en kan redusere sannsynlighetene/frekvensene for uønskede hendelser som kan resultere i akutt utslipp til sjø, eller mengden olje som slippes ut ved et potensielt utslipp. Samtidig er det slik at ved å velge mindre gode løsninger (tekniske løsninger, aktører, organisatoriske forhold etc.), vil resultatet kunne være et høyere risikonivå enn for norsk sokkel for øvrig.

Vurderingene av styrbarhet tar utgangspunkt i basisnivået for risiko på norsk sokkel for øvrig (ref. aktivitet II) og de faktorene som er vurdert til å påvirke risiko for akutt utslipp til sjø i Barentshavet og Lofoten (aktivitet I). Vurderingene er gjort for flere potensielle fremtidige utbyggingsløsninger/aktiviteter (havbunnsutbygging, FPSO, prøveboring etc.), og for to ulike år (2010 og 2030). Vurderingene er dessuten gjort for alle hendelsestypene nevnt under metodens trinn 1, jf. kapittel 3.

Vurderingene tar utgangspunkt i hvordan områdespesifikke, tekniske og generelle forhold i Barentshavet og Lofoten påvirker årsaksbildet for de ulike hendelsestypene. Det foreligger lite informasjon knyttet direkte til Barentshavet og Lofoten områdespesifikke forhold og grunnlaget for å gjøre disse vurderingene for hver av hendelsestypene er i hovedsak basert på mer generell informasjon om petroleumsvirksomhet i Arktiske strøk, jf. Berchagruppen /32, 33, 34/, og andre dokumenter. Basert på den generelle informasjonen er det foretatt en vurdering av styrbarhet. Vurderingene som er gjort er dokumentert i Vedlegg B.

Nedenfor presenteres et eksempel på hvordan vurderingene av styrbarhet er gjennomført i praksis. Eksemplet tar utgangspunkt i hendelsestypen utslipp ved lasting/lossing av olje på en FPSO, og vurderingene er knyttet til det områdespesifikke forholdet ising/sjøis/isfjell som kjennetegner Barentshavet og Lofoten.

Eksempel: Det tas utgangspunkt i basisnivået for risiko knyttet til lasting/lossing av olje på Norsk sokkel for øvrig. Forholdet ising/sjøis/isfjell er ikke en utfordring lengre sør på sokkelen, og dermed er ikke slike utfordringer reflektert i datamaterialet som basisnivået er basert på. Videre gjennomføres det vurderinger knyttet til hvilken betydning ising/sjøis/isfjell har på hendelsestypen lasting/lossing av olje i det området av Barentshavet og Lofoten som inngår i prognosene til Oljedirektoratet. Tilgjengelig litteratur peker da på at isfjell ikke er ansett å være aktuelt i denne delen av Barentshavet og Lofoten. Sjøis kan være aktuelt i perioder, men er ikke ansett å påvirke sannsynligheten for akutt utslipp i forbindelse med lasting og lossing. Ising på utstyr kan imidlertid være en utfordring ved gjennomføring av laste- og losseoperasjoner i den aktuelle delen av Barentshavet og Lofoten. Dersom det ikke iverksettes tiltak for å håndtere utfordringene knyttet til ising kan en derfor ende opp med et høyere risikonivå enn det basisnivået tilsier. Samtidig er det vurdert som mulig å iverksette tiltak som gjør at ising ikke vil medføre høyere risiko for akutt utslipp enn på sokkelen for øvrig.

IV. Gjennomføre usikkerhetsbetraktninger relatert til kunnskapsnivået (usikkerhet knyttet til bakgrunnskunnskapen) som vurderingene er basert på

Vurderingene av styrbarhet i Trinn 3 er gjort med basis i kompetanse en har i dag. Det betyr at enkelte forhold er velkjente og godt beskrevet i litteraturen. I andre tilfeller foreligger det mangelfull kunnskap om fenomenene som påvirker risiko. Det betyr at det er varierende grad av usikkerhet. For å synliggjøre dette poenget er alle vurderingene av styrbarhet blitt fulgt opp med en vurdering av usikkerhet. Det er benyttet tre kategorier for kategorisering av usikkerhet: lav (L), middels (M) og høy

(H). For å sikre konsistens i kartleggingen av usikkerhet er det benyttet følgende kriterier for de tre ulike kategoriene, ref. /39/:

Lav usikkerhet hvis samtlige av vilkårene under møtes:

- Fenomenene som betraktes er godt forstått; modellen(e) som brukes er kjent for å gi prediksjoner med tilstrekkelig nøyaktighet.
- Antakelsene som legges til grunn anses å være rimelige.
- Mye pålitelige data er tilgjengelig.
- Det er bred enighet blant eksperter.

Høy usikkerhet hvis ett eller flere av vilkårene under møtes:

- Fenomenene som betraktes er ikke godt forstått; modeller eksister ikke, eller er kjent for å gi dårlige prediksjoner.
- Antakelsene som legges til grunn representerer sterke forenklinger.
- Data er ikke tilgjengelig, eventuelt er upålitelige.
- Det er mangel på enighet blant eksperter.

Middels usikkerhet:

- Vilkår mellom de som karakteriserer lavt og høyt kunnskapsnivå.

Eksempel: Vurderinger av i hvor stor grad aktørbildet, herunder operatørs / kontraktørs / lisenspartners erfaring og kompetanse, vil kunne spille inn når det gjelder boreoperasjoner i Barentshavet og Lofoten. Basert på informasjon fra sokkelen for øvrig kan det angis et basisnivå for en boreoperasjon. Det å gjennomføre en boreoperasjon krever god kjennskap til hvilke hendelser som kan oppstå og hvordan disse kan detekteres og håndteres. Det er åpenbart at ulike aktører vil ha ulike forutsetninger for å gjennomføre en boreoperasjon på en forsvarlig måte. Således er det betydelig styrbarhet: Det kan velges aktører som er "bedre" enn gjennomsnittet for sokkelen for øvrig, men det kan også velges aktører som er "dårligere" enn gjennomsnittet for sokkelen for øvrig. Det foreligger imidlertid lite informasjon om hvor mye bedre og hvor mye dårligere risiko for akutt utslipp til sjø kan styres, sett i forhold til basisnivået for norsk sokkel for øvrig. Derfor velges usikkerhetskategorien "høy".

Vurderingene av styrbarhet og usikkerhet er utført på et overordnet nivå og inkluderer forenklinger og antakelser. I denne sammenheng har formålet vært å anslå en retning og en relativ størrelsesorden, for å få frem et viktig supplement til risikobildet som fremkommer ved kun bruk av historiske data og aktivitetsnivået. Det har videre vært et formål å vise det handlingsrommet som finnes - handlingsrommet for å velge løsninger og tiltak som bidrar til å påvirke risikoen for akutte utslipp til sjø i riktig retning. I forhold til disse formålene er tilnærmingen og vurderingene vurdert som solide og tilstrekkelig raffinerte. I forhold til konkrete valg som skal gjøres, kan det være fornuftig å gjøre mer detaljerte vurderinger.

Basisnivået for risiko anses å være basert på et solid kunnskapsnivå, og det er dermed ikke gjennomført en utvidet usikkerhetsvurdering av dette.

V. Fremstille de ovennevnte vurderingene i tornadodiagrammer

I Figur 28 under er det vist et eksempel på et såkalt tornadodiagram, med utgangspunkt i en tenkt fremtidig utbygging med FPSO i områdene som inngår i prognosen til Oljedirektoratet, jf. Figur 4. I et slikt diagram kan vurderingene som er gjort i punkt I. til V. over fremstilles grafisk.

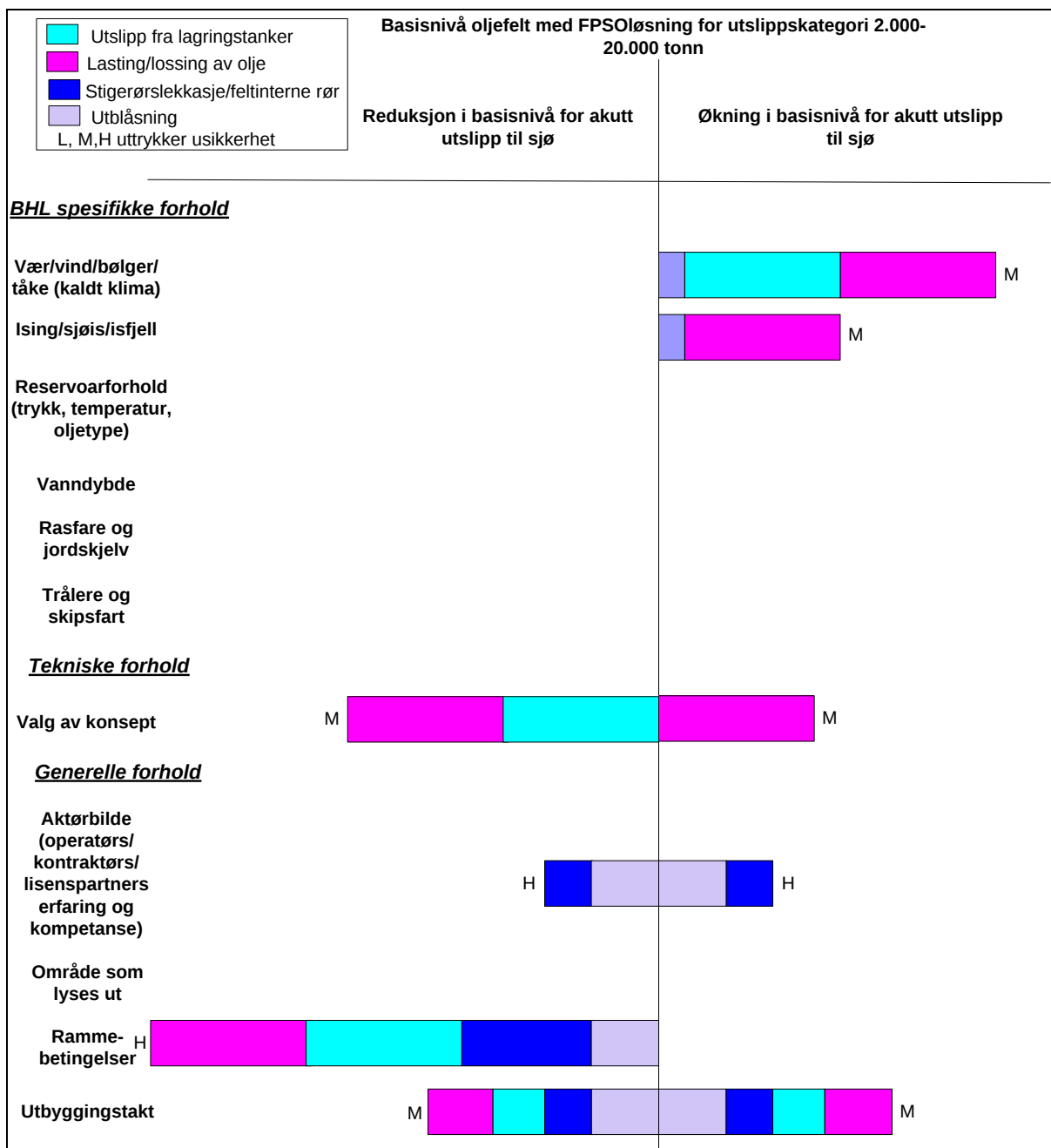
I venstre kolonne er de områdespesifikke, generelle og tekniske forholdene som kan påvirke risikonivået for akutt utslipp til sjø listet opp. Dette er faktorene som ble identifisert under aktivitet I. Den vertikale linjen reflekterer basisnivået¹ som gjelder norsk sokkel for øvrig. Dette svarer til aktivitet II.

Graden av styrbarhet, eller muligheten til å påvirke risikoen for akutt utslipp til sjø i den ene eller andre retningen (aktivitet III), er i figuren illustrert ved bredden på det enkelte forhold som er vurdert. Bredden på det enkelte forhold reflekterer i tillegg det enkelte forhold sin relative betydning for risikonivået. Det vil si at bredden på et forhold som er vurdert til å være av stor betydning, og som samtidig er vurdert til å ha høy grad av styrbarhet, vil i figuren være større enn et forhold som er av mindre betydning for risikobildet selv om den (i og for) seg kan være mer styrbar. Dette er nærmere forklart i Vedlegg B. Vurderinger av ulike hendelsestyper er illustrert ved bruk av forskjellige farger.

Det er også vurdert styrbarhet i forhold til områdespesifikke forhold. Med det menes *ikke* i hvilken grad en kan påvirke eller styre disse forholdene (for eksempel vind og bølger), men i hvilken grad en med beslutninger relatert til teknisk utforming, måten en velger å gjennomføre ulike aktiviteter på osv. vil kunne være i stand til å håndtere de områdespesifikke forholdene.

Vurderingene av kunnskapsnivå/usikkerhet (aktivitet IV) er vist i figuren til høyre og venstre for fremstillingen av styrbarhet, i form av kategoriseringene lav (L), middels (M) og høy (H).

¹ Summen av basisfrekvensene for de ulike hendelsestypene



Figur 28: Et eksempel på hvordan resultatet fra Trinn 3 kan presenteres i et tornadodiagram.

Figuren i eksemplet over viser for et fremtidig oljefelt i drift med en FPSO er valg av konsept og aktørbilde, herunder operatørens, kontraktørens og lisenspartners erfaring og kompetanse, vurdert til å være viktig for risikoen for akutt utslipp til sjø. Risikonivået kan være både høyere og lavere enn for sokkelen for øvrig, avhengig av de valg som gjøres.

Den viktigste informasjonen fra figuren er at en ved å gjøre gode valg vil kunne redusere risikoen for akutt utslipp til sjø. Mer spesifikt så viser figuren at det er viktig å gjøre gode konsept- og designvalg. Figuren viser også at risikoen potensielt vil kunne øke sammenlignet med norsk sokkel for øvrig dersom en ikke i tilstrekkelig grad tar hensyn til at en opererer i dette området. Denne typen figur, og andre resultater fra Trinn 3, presenteres mer utfyllende i kapittel 6.

5.2 Vurdering av forhold som kan påvirke risiko for akutt utslipp til sjø

I kapittel 5.2.1 til 5.2.3 identifiseres og vurderes henholdsvis Barentshavet og Lofoten områdespesifikke forhold, tekniske forhold og generelle forhold som kan påvirke risiko for akutt utslipp til sjø. I kapittel 5.2.4 presenteres de forholdene som er valgt å ta utgangspunkt i vurderingene som er gjort i denne rapporten, som et resultat av vurderingene i kapittel 5.2.1 til 5.2.3.

5.2.1 Områdespesifikke forhold som kan påvirke risiko for akutt utslipp til sjø i Barentshavet og Lofoten

Områdespesifikke forhold for Barentshavet og Lofoten vil kunne være relatert til:

- Vær (vind/bølger/tåke) (kaldt klima).
- Ising/isfjell/sjøis.
- Reservoarforhold (trykk, temperatur, oljetype).
- Vanndybde.
- Rasfare og jordskjelv.
- Trålere og skipstrafikk i området.

I det følgende gis en kort beskrivelse av de områdespesifikke forholdene i Barentshavet og Lofoten.

Vær (vind/bølger/tåke) (kaldt klima)

Barentshavet har lavere temperatur og raskere vekslinger i vær enn det som er vanlig lengre syd langs norskekysten eller i Nordsjøen. Nordområdene er dårlig dekket av værobservasjoner og kvaliteten på værvarslene for Barentshavet er dårligere enn det som er vanlig lengre syd. Dette gjelder særlig om vinteren. Det såkalte 'Hindcastarkivet', som brukes til dimensjonering og planlegging av virksomheten i norske farvann, har vesentlig dårligere kvalitet i Barentshavet enn hva som er tilfellet for Nordsjøen. Det er dokumentert at klimaet i Arktis endrer seg nesten dobbelt så raskt som det globale klimaet. I tillegg er den naturlige variabiliteten i nordområdene stor, ref. /1/.

Norskehavet og Barentshavet er områder utsatt for vær-situasjoner som innebærer kaldluftsutbrudd over relativt varmt hav. I typiske kaldluftsutbrudd oppstår gjerne et polart lavtrykk som en voksende forstyrrelse i nærheten av iskanten. Neste fase domineres av stor frigjøring av latent varme, samt varmefluks fra havet. Noen lavtrykk utvikler en struktur som tropiske orkaner med spiralformede skyer rundt et klart øye, forbundet med meget sterk vind og kraftig nedbør, ref. /1/. Av samme årsak antas det at polare lavtrykk neppe vil forsvinne, men de kan komme i andre områder enn i dag fordi isgrensene flytter seg. Temperaturkontrastene mellom åpent og islagt hav er en nøkkelfaktor for å få utløst de store energimengdene.

En forskergruppe fra Canada, Berchagruppen, har forsket på sammenhengen mellom kaldt klima og risikoen for akutt utslipp til sjø. Berchagruppen fokuserer på hvordan kaldt klima påvirker ikke-menneskelige faktorer og hvordan dette igjen påvirker faren for akutt utslipp til sjø ved petroleumsaktivitet.

Berchagruppen har publisert flere artikler og rapporter som ser på sammenhengen mellom kaldt klima og risikoen for akutt utslipp til sjø ved petroleumsaktivitet, for eksempel /32, 33, 34/. Resultatene fra arbeidene er i stor grad sammenfallende, og konklusjonen at risikoen for akutt utslipp til sjø ved petroleumsaktivitet i Arktis vurderes til å være lavere enn ved petroleumsaktivitet i et ikke-arktisk område, forutsatt at det tas hensyn til arktiske forhold i design.

Et eksempel som trekkes fram i Berchagruppens analyser, er korrosjon. Korrosjon på rørledninger kan resultere i akutt utslipp til sjø. Kaldere klima reduserer faren for korrosjon og dermed reduseres

risikoen for akutt utslipp til sjø ved petroleumsvirksomhet i Arktis som følge av korrosjon. Korrosjon er en type effekt som må tas hensyn til ved vurdering av risikoen for akutt utslipp både ved petroleumsvirksomhet i Arktisk og i et ikke-arktisk område.

Konklusjonen fra analysen til Berchagruppen er at alle indikatorene for akutt utslipp til sjø som benyttes (utslippsfrekvens per 1000 år, utslippsfrekvens per 10⁹ bbl produsert, m.fl.) for Chukchi Sea Non-Arctic er om lag 30 % høyere enn hva som er tilfellet for Chukchi Sea Arctic som er områdene Berchagruppen studerte i hovedsak, forutsatt at det tas hensyn til arktiske forhold i design.

I Berchagruppens analyser fokuseres det ikke på hvordan kaldt klima påvirker menneskets yteevne og hvordan dette igjen vil ha innvirkning på risikoen for akutt utslipp til sjø. Det er heller ikke funnet studier fra andre forskningsmiljøer som betrakter denne sammenhengen. I /35/ har imidlertid sammenhengen mellom temperatur og usikker adferd (unsafe behaviour) i to ulike typer fabrikker blitt studert. Usikker adferd kan sees på som adferd/aksjoner som er forbundet med ulykker. Sammenhengen mellom temperatur og usikker adferd er skissert som en u-formet kurve. Usikker adferd vil med andre ord øke hvis temperaturen er høyere eller lavere enn et gitt nivå. En endring i temperatur med 1 grad vil være mer og mer ugunstig desto lengre fra det anbefalte nivået en beveger seg. Optimal temperatur ble funnet til å ligge mellom 17-23 °C. I /36/ er det gjort en liknende analyse med samme resultat.

Det er også gjort mange studier som ser på sammenhengen mellom temperatur og ytelse, uten at ytelsen nødvendigvis linkes opp til usikker adferd/ulykker. Det er for eksempel betydelig fokus i forskningsmiljøer på sammenhengen mellom temperatur og ytelse i forhold til produktivitet. Resultatet av disse studiene er sammenfallende med resultatene fra /35/ og /36/. Produktiviteten vil med andre ord reduseres hvis temperaturen går under eller over et bestemt nivå. En endring i temperatur med 1 grad vil være mer og mer utslagsgivende desto lengre fra det anbefalte nivået en beveger seg.

Også medisinerere er opptatt av hvordan temperatur påvirker yteevnen. Yteevnen deles da ofte inn i tre ulike kategorier:

- fysisk ytelse (vanligvis sett på som et synonym til funksjonen for muskel-/skjelettsystemet),
- manuell ytelse (motorisk ferdighet som bestemmes av bevegelseevnen for arm, hånd og fingre), og
- kognitiv ytelse (evne til å forstå, integrere og behandle informasjon).

I /37/ fremgår det at jo sterkere kulde desto lavere fysisk og manuell ytelse. Sammenhengen mellom kulde og kognitiv ytelse er imidlertid annerledes. Eksponering til moderate ukomfortable lave temperaturer skjerper årvåkenheten og vil som et resultat kunne øke den kognitive ytelsen. En ytterligere reduksjon i komfort vil imidlertid redusere årvåkenheten, noe som vil resultere i en reduksjon av den kognitive ytelsen.

Alle disse forholdene presentert ovenfor kan medføre økt risiko for akutt utslipp til sjø dersom dette ikke tas hensyn til i design av utstyr og planlegging av arbeidsoperasjoner.

Ising/sjøis/isfjell

Her presenteres fenomenene ising, sjøis og isfjell og deres utbredelse og påvirkning i Barentshavet og Lofoten.

Ising:

Ising er et vinterfenomen som skyldes at sjøsprøyt fryser på innretninger og skip på havet. Med økt vind og bølger om vinteren vil dette problemet sannsynligvis øke. Det vil nok fortsatt være

tilstrekkelig kaldt i lufta i disse områdene om vinteren til at sjøvannet fryser, selv om man går mot et varmere klima, ref. /1/.

Sjøis:

Etter at man på slutten av 1970-årene hadde mer is enn gjennomsnittet, viser trenden i perioden 1979-2007 en klar reduksjon av isareal. For april, som oftest er måneden med størst isutbredelse, viser tidsserien en negativ trend i perioden 1979-2006, men med betydelig variasjon mellom år. For august måned (en måned før sesongminimum) viser tidsserien også en negativ trend for hele perioden. Nedgangen i areal med over 30 % iskonsentrasjon er omtrent 23 % per tiår for perioden 1979 til 2007. Mot slutten av perioden er det 4 år – 2001, 2004, 2006 og 2007 – da hele det angitte arealet har vært uten tett drivis og Barentshavet dermed har vært bortimot isfritt om sommeren de siste årene, ref. /1/.

Trenden i tilbaketrekking av is forventes å fortsette og det vil bli flere og flere somre fremover der Barentshavet vil være uten tett drivis og nærmest isfritt. Allikevel vil det fortsatt være betydelig variasjon fra år til år og høyst sannsynlig vil det i nær fremtid også bli noen år med mer is om sommeren enn det en har hatt de siste årene.

Isfjell:

Et eksempel som ofte trekkes fram i Berchagruppens analyser er "Ice Gouging". "Ice Gouging" er et fenomen som inntreffer når drivende is kommer i kontakt med havbunnen. Ved petroleumsaktivitet i Arktis vil drivende is kunne gi skader på utstyr som vil kunne medføre akutt utslipp til sjø. "Ice Gouging" er en effekt som kun vil være aktuell i Arktis.

Det finnes ikke detaljert informasjon om endringer i sjøistykkelse i Barentshavet over større områder, men nylig publiserte data over tykkelsen på sjøisen ved Hopen på Svalbard viser en reduksjon i istykkelsen over de siste 40 år, ref. /1/. På bakgrunn av denne informasjonen vil det trolig ikke være store isfjell i Barentshavet eller Lofoten verken sommer eller vinter som kan skade innretninger, dvs. som kan øke risikoen for akutt utslipp til sjø.

Reservoarforhold (trykk, temperatur og oljetype)

Det foreligger en del informasjon om Goliatfeltet som viser at reservoartrykket er henholdsvis 120-125 bara for Realgrunnen og 190-200 bara for Kobbe. Temperaturen er 29-35 °C i Realgrunnen, og ca. 50 °C i Kobbe. Tettheten på stabilisert olje fra Kobbe er ca. 0,81-0,82 kg/l, mens oljen fra Realgrunnen er noe tyngre med tetthet på 0,86-0,87 kg/l.

Reservoarforholdene på Goliatfeltet er presentert i Tabell 1. For andre deler av Barentshavet og Lofoten finnes det relativt lite informasjon, men det som er lagt til grunn i denne rapporten er informasjon fra Oljedirektoratet om mulige fremtidige utbygginger i Barentshavet og Lofoten og oljetype og trykket, jf. Figur 4 og i Tabell 3.

Basert på denne informasjonen kan en argumentere for at reservoarforholdene i Barentshavet og Lofoten ikke er verre enn for resten av Nordsjøen, heller tvert imot. De relativt lave trykkene og temperaturene i reservoarene er fordelaktig i forhold til brønnskontroll, ref. /24/.

Vanddybde

Barentshavet er et grunnhav (gjennomsnittsdybde 230 meter) som karakteriseres ved lave temperaturer, lite nedbør og stor sesongmessig variasjon. Vannmassene er knyttet til tre typer havstrømmer; kystvann med opprinnelse i Nordsjøen, varmt næringsrikt atlantehavsvann, og kaldt arktisk vann.

Vanndybden på Snøhvitfeltet varierer mellom 250 og 345 meter. Vanndybden på Goliatfeltet er ca. 370-400 meter.

Vanndybden både i Barentshavet og Lofoten er ikke uvanlige i forhold til erfaringer som er gjort fra andre deler av sokkelen. Det betyr at vanndybden trolig ikke vil bidra verken til å øke eller redusere risikoen for akutt utslipp til sjø sammenlignet med resten av sokkelen. Når det gjennomføres boreoperasjoner vil vanndybden kunne ha betydning for valg som gjøres i forbindelse med væskesøylen, som er en barriere for at det ikke skal forekomme utblåsninger.

Rasfare og jordskjelv

Det foreligger ikke noe spesifikk informasjon om rasfare og jordskjelv i Barentshavet og Lofoten. Oljedirektoratet har presentert et mulig fremtidsbilde for petroleumsutbygging i Barentshavet og Lofoten, ref. /4/ (jf. Figur 4), som innebærer utbygging i kystnære strøk. Basert på dette fremtidsbildet er det vurdert at forholdene knyttet til rasfare og jordskjelv ikke i betydelig grad skiller seg fra forholdene ellers på norsk sokkel.

Trålere og skipstrafikk i området

Områdespesifikke forhold kan også være andre aktiviteter i området, slik som skipstrafikk og fiskeri. Den generelle økonomiske utviklingen i Norge og verden for øvrig innvirker på skipstrafikken i nordområdene. Spesielt vil den planlagte økningen i petroleumsvirksomhet i Barentshavet og Nordvest-Russland føre til økt skipstrafikk. I dag er det fiskeriaktiviteten som utgjør den dominerende skipstrafikken i området, og denne aktiviteten er ikke avhengig av petroleumsvirksomheten i Barentshavet, ref. /1/.

Det er ikke forventet store endringer i omfanget av skipstrafikk grunnet fiskeriaktivitet i forvaltningsområdet. Tilgjengelighet på nye havområder på grunn av ismelting kan gi endring i fiskemønster. En klimautvikling i retning av mer isfritt farvann gjennom Arktis vil også kunne ha avgjørende betydning for en eventuell skipstrafikkøkning.

5.2.2 Tekniske forhold som kan påvirke sannsynlighet for akutt utslipp til sjø

Forhold knyttet til teknisk utforming og utrustning inkluderer alle tekniske aspekter ved de ulike kildene til akutt utslipp til sjø. Dette omfatter blant annet design og utforming av de kildene (for eksempel petroleumsinnretning eller skip) som kan gi et akutt utslipp til sjø, herunder hvilke utslipp som potensielt kan finne sted, samt den tekniske tilstanden til innretningene.

Valg av teknologi/design/utforming/materialer gjøres i leteboringsfasen (i forbindelse med valg av boreinnretning) og i utbyggingsfasen (i forbindelse med valg av utbyggingsløsning). Ved valg av teknologi/innretning/utbyggingsløsning vil veldig ofte hva som er tilgjengelig på markedet og pris spille en stor rolle, men det er også viktig å ta hensyn til de områdespesifikke forholdene som vil påvirke driften. Ved valg av utbyggingsløsning er det i denne rapporten kun diskutert tre ulike utbyggingsløsninger, ref kapittel 3.2. Disse tre utbyggingsløsningene er:

- Konsept 1: Prosessering, lagring og tankring av olje offshore (FPSO).
- Konsept 2: Prosessering offshore, oljeeksport i rørledninger til terminal (Semi-sub + rør).
- Konsept 3: Havbunnsinnretning med rørledning til land (subsea + rør).

Da valg av konsept for Goliatfeltet skulle tas var det også disse tre konseptene som ble evaluert. Resultatene av miljøanalysene fra feltutbygging for Goliat viser at miljørisikoen vil være klart høyere for ilandføringskonseptene (konsept 2 og konsept 3). De viktigste årsakene til at konseptene med rørledning har høyere miljørisiko er, ref. /18/:

- Det kan forekomme uhellsutslipp av olje i kystnære farvann i tillegg til åpent hav.
- Frekvensen av uhellsutslipp er høyere for disse konseptene på grunn av tilleggsaktiviteter som transport av olje i rør samt kystnær utskipping av olje.

Dette er informasjon som vil måtte inkluderes når eventuelt fremtidige utbygginger skal igangsettes.

5.2.3 Generelle forhold som kan påvirke risikoen for akutt utslipp til sjø

Mange bakenforliggende årsaker og påvirkende faktorer er forhold som tidsmessig kan ligge langt i forkant av den utløsende situasjonen og som gjerne knytter seg til valg som gjøres på ulike nivå. Dette er for eksempel valg relatert til:

- Rammebetingelser som settes for petroleumsaktiviteten i Barentshavet.
- Aktørbilde (operatørs/kontraktørs/lisenspartners erfaring og kompetanse).
- Område(r)/blokk(er) som lyses ut.
- Aktivitetsnivå, herunder utbyggingstakt.

Dette er eksempler på viktige valg som kan påvirke risikoen for akutt utslipp til sjø i Barentshavet og Lofoten og som krever virkemidler og tiltak på ulike nivåer og av ulike aktører, f.eks. politikere, tilsynsmyndigheter, operatører, lisenspartnere osv. Eksempel på slike typer tiltak kan være:

- Politiske tiltak (åpning av et område for petroleumsvirksomhet/tildeling av lisenser).
- Regulerende tiltak (regelverk som stiller krav til gjennomføring av petroleumsvirksomheten).
- Organisatoriske tiltak.
- Tekniske tiltak (utbyggingsløsning, teknologi, design, fysiske barrierer osv.).
- Operasjonelle tiltak.

Ulike aktører kan dermed påvirke risikoen for akutt utslipp til sjø gjennom å iverksette ulike virkemidler og tiltak. Aktørene er også med og påvirker risiko i gjennomføringen av de ulike aktivitetene knyttet til petroleumsvirksomhet. Aktørene dette gjelder er i tillegg til politikere, tilsynsmyndigheter, operatører, lisenspartnere også miljøvernorganisasjoner, engineeringsselskap og underleverandører.

De ulike valgene tas i forskjellige faser i forbindelse med petroleumsvirksomhet i et område. Tilsvarende må de ulike tiltakene settes inn i de ulike fasene. Som enser av Tabell 35 legges mange av rammene som har betydning for risikoen for akutt utslipp til sjø allerede i tildelings-/planleggingsfasen.

Tabell 35: Valg og andre forhold av betydning i de ulike fasene som påvirker sannsynlighet for akutt utslipp til sjø.

Fasespesifikke forhold				
Tildeling / planlegging	Leteboring	Utbygging	Drift / vedlikehold / modifikasjon	Avslutning / fjerning / disponering
<ul style="list-style-type: none"> - Utbyggingstakt. - Utlysing av område / blokk. - Selskap (erfaring og kompetanse) som tildeles operatørskap. - Selskap (erfaring og kompetanse) som blir lisenspartnere. - ... 	<ul style="list-style-type: none"> - Valg av boreinnretning. - Årstid / sesong for gjennomføring av leteboring. - Gjennomføring av leteboring. - ... 	<ul style="list-style-type: none"> - Valg av utbyggingsløsning. - Valg av teknologi. - Selskap (erfaring / kompetanse) som blir utbygger (kontraktør). - Gjennomføring av utbygging. - ... 	<ul style="list-style-type: none"> - Årstid / sesong for gjennomføring av drift / vedlikehold / modifikasjon. - Gjennomføring av drift / vedlikehold. - Behov for modifikasjoner. - Tilsyn. - HMS styring i operatørselskap. - ... 	<ul style="list-style-type: none"> - Valg av metode / løsning for fjerning / disponering. - Gjennomføring av fjerning / disponering. - ...

Aktørbilde (Operatørs/kontraktørs/lisenspartners erfaring og kompetanse)

Risiko er ikke en iboende egenskap slik som høyde og vekt, men en vurdering som inkluderer komplekse og dynamiske samspill mellom mennesker, teknologi og organisasjon i en dynamisk kontekst som kontinuerlig påvirkes av selskapsinterne og ytre forhold. Risiko er således i høyeste grad en aktørspesifikk størrelse, som påvirkes av aktørenes organisering, kompetanse, erfaring, kapasitet, kultur mv. og som utvikler seg over tid, blant annet som følge av ny teknologi, nye arbeidsmetoder, oppfølging, læring av ulykker, osv. Hvem som blir utbygger, og den kompetanse/erfaring denne besitter, vil påvirke hvordan utbyggingen gjennomføres og således påvirke risiko for akutt utslipp til sjø i en driftsfase.

Forhold knyttet til drift/operasjon vil være avhengig av hvilke selskap som er involvert i petroleumsaktivitetene. Dette gjelder både de selskap som er operatør og lisenspartnere, men vil også gjelde kontraktører og underleverandører. Slike forhold kan være relatert til for eksempel organisering/planlegging av arbeidsoperasjoner, erfaring/kompetanse, samt det psykososiale og fysiske arbeidsmiljøet. Slike forhold er ofte selskapsspesifikke og vil typisk være elementer i et HMS-styringssystem, samt den kompetanse og erfaring som selskapet besitter i å bygge ut og drive petroleumsvirksomhet. Slike forhold vil imidlertid også henge sammen med de områdespesifikke forholdene og forhold knyttet til teknisk utforming og utrustning som for eksempel utbyggingsløsning, designvalg og klimatiske forhold.

Aktørbildet på norsk sokkel er endret de siste årene idet det er kommet flere nye og mindre aktører på norsk sokkel. Disse kan ha mindre operasjonell erfaring og mindre organisasjoner enn det som hittil har vært vanlig, samt velge nye organisasjonsformer. Aktivitetsnivået på norsk sokkel har samtidig økt betraktelig, noe som kan påvirke risiko gjennom for eksempel økt kompleksitet i operasjoner, flere samtidige aktiviteter på den enkelte innretningen, vanskeligere tilgang til erfarne ressurser etc.

Disse risikopåvirkende faktorer er også relevante for aktiviteter i Barentshavet og Lofoten. Myndighetene har ved de siste tildelingene i Barentshavet forbeholdt operatøroppgaver til aktører som har operasjonell erfaring i form av at de selv skal ha boret minst en brønn på norsk kontinentalsokkel som operatør eller ha tilsvarende relevant operasjonell erfaring utenfor norsk kontinentalsokkel, ref. /65/.

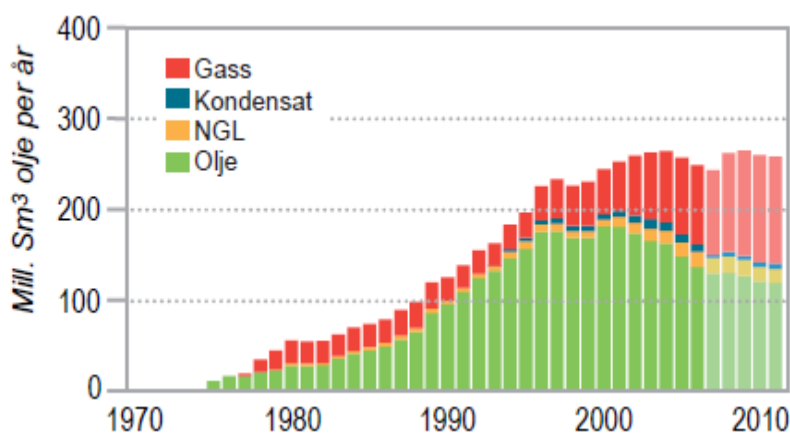
Aktivitetsnivå, læring og risiko

Aktivitetsnivå i et område kan påvirke risiko for akutt utslipp til sjø i negativ retning, blant annet ved å øke antall potensielle kilder til ulykker og øke kompleksiteten av aktivitetene samlet sett. Høyt aktivitetsnivå på norsk sokkel generelt kan også påvirke tilgang til kapasitet og kompetanse, kvaliteten av planleggingsprosesser, arbeidstempo og prioriteringer, med potensielt negative konsekvenser for risikoutvikling. Flere aktiviteter i et område kan også gi sikkerhetsmessige fordeler, ved for eksempel å styrke tilgang til ressurser som på kort varsel kan settes inn for å håndtere fare- og ulykkessituasjoner.

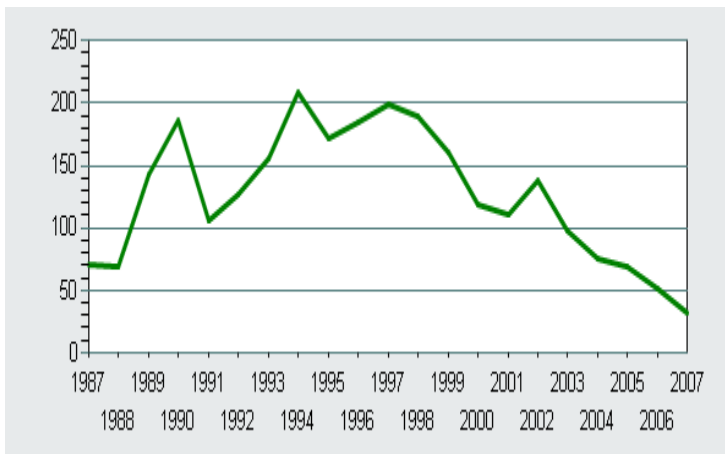
Aktivitetsnivå som risikopåvirkende faktor må imidlertid ikke tillegges overdreven vekt. Oversikt over historiske akutte utslipp i petroleumsvirksomheten på norsk sokkel, sammenstilt med ulike aktivitetsindikatorer, viser at det erfaringsmessig ikke er en direkte lineær sammenheng mellom aktivitetsnivå og antall akutte utslipp eller alvorlighetsgrad av akutte utslipp. Dette gjelder for øvrig for alle hendelsestyper. Dette har sammensatte årsaker, blant annet:

- Det er langt flere faktorer enn aktivitetsnivå som avgjør risikonivået i et område. Noen risikopåvirkende faktorer er områdespesifikke, som for eksempel værforhold, reservoarforhold, vanddybde, rasfare, jordskjelvsfare, skipstrafikk mv. Andre risikopåvirkende faktorer er knyttet til utbyggingsløsning og tekniske løsninger som velges, operasjoner som gjennomføres, aktører som deltar i virksomheten, måten virksomheten organiseres på mv. Det er også en rekke risikopåvirkende faktorer som er av mer generell karakter og som gjelder uavhengig av lokasjon, aktør, utbyggingskonsept etc. Dette er for eksempel konjunkturrendringer, rammebetingelser som settes for petroleumsvirksomheten, aktørbilde, aktivitetsnivå på industrinivå mv.
- Læring av hendelser, feil og suksesser, samt at teknologi og kunnskap utvikles kontinuerlig er viktige bidrag for å bedre håndtere ulykkesrisiko over tid.
- Ulykkesrisiko er i hovedsak avhengig av den *enkelte* aktivitetens egenart og operasjonelle forutsetninger, den *enkelte* innretningens robusthet og den *enkelte* aktørens evne til å styre en rekke risikopåvirkende faktorer i kontinuerlig endring.

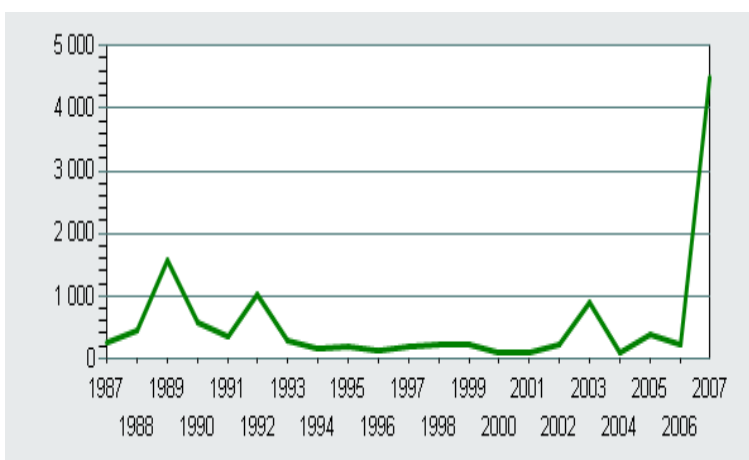
Historiske data fra akutte utslipp på norsk sokkel viser at aktivitetsnivået på norsk sokkel har økt kraftig i mange år uten at antall utslipp har økt tilsvarende (se Figur 29 og Figur 30 nedenfor). Den totale utslippsmengden (se Figur 31) viser heller ingen lineær sammenheng med aktivitetsnivået. Det vises for øvrig til Petroleumstilsynets rapport "Aktivitetsindikatorer og historiske hendelser", ref. /66/.



Figur 29: Historisk produksjon av olje og gass, samt prognose for de neste årene, ref. /63/.



Figur 30: Antall akutte oljeutslipp fra offshore, ref. /64/.



Figur 31: Mengde akutte oljeutslipp fra offshore [tonn], ref. /64/.

Læring og erfaring er noe en tilegner seg fra blant annet teknologiutvikling og etter hvert som en gjennomfører en aktivitet. Læring og erfaring fra teknologiutvikling er noe som tilfaller hele bransjen, mens erfaring og kompetanse knyttet til gjennomføring av en aktivitet tilfaller enkeltindivid og enkeltsekskap, ikke bransjen generelt. Det siste kan for eksempel være kompetanse og erfaring knyttet til design og drift av en innretning, gjennomføring av bestemte operasjoner, langsiktig samarbeid mellom bestemte aktører ol. Forhold relatert til kompetanse og påvirkningen dette har for risiko gjelder generelt for alle typer uønskede hendelser som kan medføre akutt utslipp til sjø. Videre er det forhold som ikke er spesifikt for Barentshavet, foruten at Barentshavet er et relativt nytt område med lite erfaring generelt. Det er viktig å være klar over og tilrettelegge for sammenhengen mellom læring/erfaring og aktivitet/produksjon for å redusere risiko.

Område/blokk som lyses ut

På bakgrunn av informasjonen fremlagt av Oljedirektoratet /4/ (jf. Figur 4) vil det kunne vurderes hvilke områder/blokker som i fremtiden muligens vil bli bygd ut. Basert på denne informasjonen er det ingenting som tyder på at det vil være store forskjeller mellom de potensielle nye områdene i Barentshavet og Lofoten og de som allerede er boret i.

Rammebetingelser som settes for petroleumsvirksomhet i Barentshavet og Lofoten

HMS-regelverket stiller krav til teknologi, operasjoner og styring i alle faser med den hensikt å forebygge akutt forurensning, og redusere konsekvenser av uønskede hendelser, skulle de likevel

oppstå. HMS-regelverket er således et viktig virkemiddel for at ansvarlig operatør velger forsvarlige utbyggingsløsninger som reduserer risikoen for akutt utslipp til sjø. I Barentshavet og Lofoten er det dessuten satt strengere miljømål til petroleumsvirksomhet på forskjellige områder. I tillegg kommer nasjonale miljømål som også gjelder i Barentshavet og Lofoten.

Myndighetene setter rammebetingelser som petroleumsvirksomheten må følge. Det er for eksempel stilt strengere krav til Barentshavet og Lofoten knyttet til utslipp til sjø ved boring og boreslam, noe som er med på å redusere totalmengdene utslipp i borefasen.

Det er viktig å få frem at myndighetene spiller en viktig rolle når det gjelder hvilke krav som settes som en betingelse for eventuell planlegging, utbygging, drift og nedbygging av petroleumsvirksomhet i Barentshavet og Lofoten. Det er viktig å presisere at risiko kan styres. Det vil si det er mulig at akutt utslipp til sjø vil forekomme, det kan en aldri kunne si at ikke vil kunne skje når en igangsetter petroleumsvirksomhet, men det er like viktig å presisere at hvilke rammebetingelser og hvilke krav som stilles til næringen og aktørene i alle faser av petroleumsvirksomhet, vil kunne styre risikoen for akutt utslipp til sjø. Et eksempel vil være at dersom det blir gitt en rammebetingelse som sier at alle flenser må være sveiset, vil dette kunne resultere i mindre utslipp fra pakninger.

Utbyggingstakt

Hvor raskt petroleumsvirksomhet bygges ut i et område vil for eksempel kunne påvirke tilgjengeligheten på ressurser, tilgjengeligheten av tekniske løsninger og mangel på erfaring til eventuelt å kunne dra erfaring fra de første feltene til de feltene som bygges etter hvert. For å si det enkelt har det en betydning om utbyggingene skjer parallelt eller i serie. I overført betydning betyr dette at dersom mange felt blir bygget ut på likt, vil de kunne bli angitt som å bli bygget parallelt. Det betyr at det finnes ikke nyere teknologiske løsninger tilgjengelig og det vil ikke være erfaringer som kan være nyttig informasjon fra utbygging til utbygging, siden de skjer på likt. Dersom mange felt bygges på likt, vil det også kunne bli rift om boreinnretninger i borefasen som gjør at flere aktører uten særlig erfaring velges for å få jobben gjort.

Dersom utbyggingstakten er litt senere, trekker litt ut over tid, vil en kunne sammenligne dette med at utbyggingen skjer i serie. Det betyr at en har tid og kan benytte erfaringer fra tidligere utbygginger i neste utbygging, og den teknologiske utviklingen kan føre til at det etter hvert som tiden går, vil bli bedre løsninger tilgjengelig. Samtidig vil det trolig ikke være lik rift om boreinnretningene ettersom de ulike feltene er i ulike faser.

5.2.4 Vurdering av hvilke forhold som inkluderes i Trinn 3

Informasjonen som er presentert i kapitlene 5.1 til 5.3 er viktig input i Trinn 3 og for å presentere et nyansert bilde av risikoen for akutt utslipp til sjø. Basisnivåene for de ulike hendelsestypene er i hovedsak hentet fra DNV-rapporten, ref. /11/, og alle basisfrekvenser som benyttes i denne rapporten er presentert i sin helhet i Vedlegg A.

Etter at basisnivået er etablert skal det identifiseres forhold av betydning som er spesifikke for forvaltningsplanens område, Barentshavet og Lofoten, tekniske forhold av betydning, og generelle forhold som vil kunne påvirke, dvs. enten øke eller redusere, risikoen for akutt utslipp til sjø.

Basert på informasjonen presentert i kapitlene 5.1 til 5.3 er det i denne rapporten valgt å inkludere følgende områdespesifikke forhold i Barentshavet og Lofoten i Trinn 3:

- Vær (vind/tåke/bølger) (kaldt klima).
- Ising/isfjell/sjøis.
- Reservoarforhold (trykk, temperatur, oljetype).

- Vanndybde.
- Rasfare og jordskjelv.
- Trålere og skipstrafikk i området.

De tekniske forholdene som er valgt å inkluderes i Trinn 3, er:

- Valg av konsept

Under de tekniske forholdene inkluderes alle tekniske løsninger som følger med valg av konsept.

De generelle faktorer som velges å inkluderes i Trinn 3, er:

- Aktørbilde (operatørs/lisenspartners erfaring og kompetanse).
- Området som lyses ut.
- Rammebetingelser.
- Utbyggingstakt.

Læring er en faktor som ikke velges som enkeltfaktor, men ervervelsen av læring inkluderes i de ulike faktorene, særlig i faktoren aktørbilde.

I selve gjennomføringen av Trinn 3 blir alle faktorene ovenfor vurdert for hver av hendelsestypene for ulike år. Den informasjonen som er presentert i dette kapitlet er hentet fra ulike rapporter og forskningsgrupper, men de sier ingenting spesifikt relatert til hver av hendelsestypene som blir vurdert i denne rapporten. Dermed vil den mer eller mindre generelle informasjonen presentert i dette kapitlet bli brukt for også å gjøre de spesifikke vurderingene knyttet til i hvor stor grad de ulike forholdene påvirker basisfrekvensen for hver av hendelsestypene.

Gjennomføringen av de spesifikke vurderingene baseres på at det lages grove årsaksanalyser knyttet til hver av hendelsestypene. Basert på den informasjonen som er presentert i kapittel 5.1 til 5.3 relatert til Barentshavet og Lofoten områdespesifikke, tekniske og generelle forhold påvirker dette årsakene til de uønskede hendelsene, som betyr at basisnivået enten justeres opp eller ned. Disse vurderingene er en skjønnsmessig vurdering i hvert tilfelle og eventuelle oppdateringer av disse vurderingene kan i fremtiden bli gjennomført i en workshop.

Hvorvidt og i hvilken grad de generelle, tekniske og områdespesifikke forholdene i planområdet er styrbare/påvirkbare, hvorvidt det er stor eller liten usikkerhet forbundet med dem, samt de ulike faktorenes relative viktighet i forhold til risikoen for akutt utslipp til sjø diskuteres i kapittel 6 Risikobilde nedenfor. Utgangspunktet for disse vurderingene er "basisnivået" for norsk sokkel for øvrig og aktivitetsnivået.

6 Risikobeskrivelse

I dette kapitlet presenteres risikobildet for akutt utslipp til sjø fra petroleumsvirksomhet i Barentshavet og havområdene utenfor Lofoten. Risikobildet tar utgangspunkt i de områder som Oljedirektoratet har vurdert som relevante for petroleumsvirksomhet i perioden frem til 2030, jf. Figur 4.

Formålet med kapitlet er å presentere et risikobilde for akutt utslipp til sjø for årene 2010 og 2030, herunder å vise hvilke hendelsestyper som bidrar til risiko, og i hvilken grad de ulike hendelsestypene bidrar i forhold til hverandre. Videre er formålet å vise i hvilken grad risikobildet for eventuelle fremtidige utbygginger kan *påvirkes* av valg og beslutninger som gjøres, det vil si i hvilken grad risikonivået er styrbart. Det er først og fremst risiko ved eventuelle fremtidige feltutbygginger som er

styrbart, i og med at det for disse ikke er fattet beslutninger relatert til de forhold som bidrar til risikonivået, herunder tekniske og organisatoriske løsninger, og valg av utbyggingsløsning.

Risiko for akutt utslipp til sjø fra norsk petroleumsvirksomhet er avhengig av mange forhold, blant annet hvilke aktiviteter som gjennomføres i området, i hvilken grad man faktisk finner olje og gass eller ikke, hvilke utbyggingsløsninger som eventuelt velges, klimatiske forhold, rammebetingelser som aktørene må forholde seg til ved eventuelle utbygginger etc. Det er lagt vekt på å vise hvordan slike faktorer, herunder Barentshavet og Lofoten områdespesifikke, tekniske og generelle forhold, påvirker risiko for akutt utslipp til sjø. Resultatene viser at det i hovedsak er noen forhold som har størst betydning og innvirkning på styringen av risikoen for akutt utslipp til sjø ved petroleumsvirksomhet i planområdet. Disse er:

- Valg av konsept/utbyggingsløsning.
- Aktørbilde, herunder kompetanse og erfaring hos operatør, leverandør og lisenspartner.
- Rammebetingelser.
- Utbyggingstakt.
- Klimatiske områdespesifikke forhold i Barentshavet og Lofoten (ising).

Risikobeskrivelsene presentert i dette kapitlet er et resultat av de tre trinnene presentert i metoden, jf. Figur 5. Som et utgangspunkt for vurderingene er basisnivået som gjelder for norsk sokkel for øvrig, lagt til grunn. Dette basisnivået er dokumentert i Vedlegg A. Deretter er det gjort en vurdering av i hvilken grad de ovennevnte Barentshavet og Lofoten områdespesifikke, tekniske og generelle forhold påvirker risiko for akutt utslipp til sjø. Dette er dokumentert i Vedlegg B. I de tilfeller forhold ved petroleumsvirksomhet i Barentshavet og Lofoten er vurdert til å kunne være en større utfordring enn for sokkelen for øvrig er basisnivået justert opp. I de tilfeller forhold ved petroleumsvirksomhet i Barentshavet og Lofoten er vurdert til å gi mindre utfordringer enn for sokkelen for øvrig er basisnivået justert ned.

Resultatene er presentert i tre typer diagrammer; søylediagrammer, kakediagrammer og tornadodiagrammer. Søyle- og kakediagrammene viser hvilke hendelsestyper som er vurdert som relevante, mens intensjonen med tornadodiagrammene er å illustrere hvordan en har vurdert områdespesifikke, tekniske og generelle forhold i forhold til de to aspektene styrbarhet og usikkerhet. Vurderingene dokumentert i Vedlegg A påvirker søylediagrammene og kakediagrammene, mens vurderingene i Vedlegg B påvirker tornadodiagrammene.

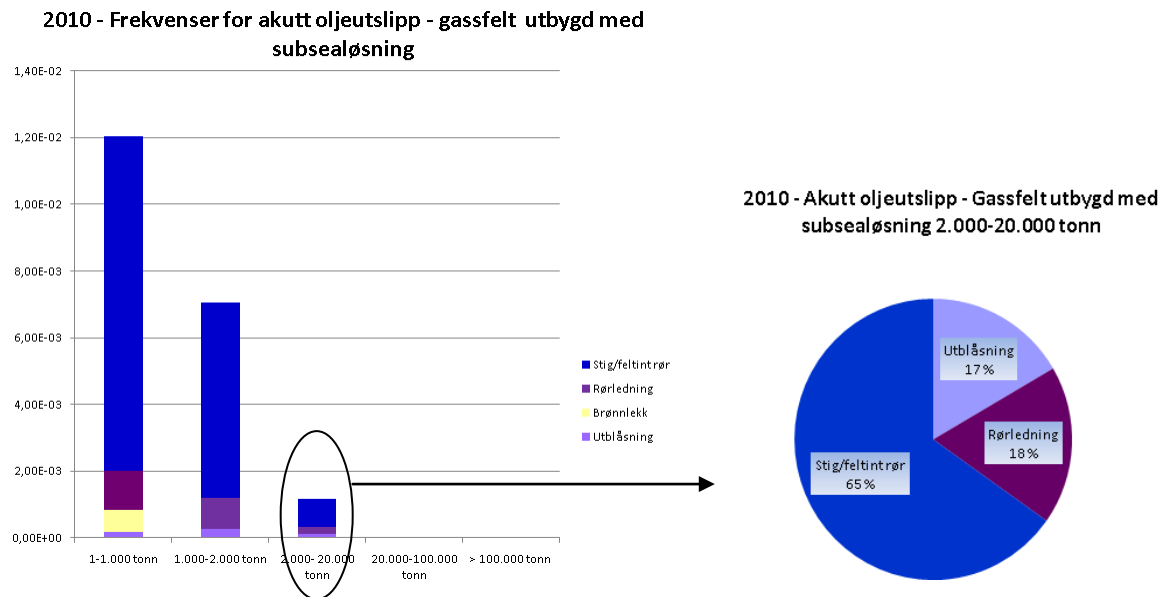
Det presenteres en risikobeskrivelse for hhv. år 2010 og år 2030. For år 2030 er det mye større usikkerhet knyttet til flere forhold som aktivitetsnivå, eventuell utbyggingstakt, utbyggingsløsninger, ny teknologi, rammebetingelser og om det eventuelt blir gjort noen funn av olje og gass eller ikke. For år 2030 sammenlignes og diskuteres det hvordan risikonivået varierer for ulike petroleumsaktivitet, hhv. prøveboring versus et oljefelt i drift. Det diskuteres også hvordan risikonivået varierer mellom ulike utbyggingsløsninger, hhv. et oljefelt utbygd med en FPSO (med offloading offshore) versus en subsealøsning (med rørledning til land). Det er vist i hvilken grad de ulike hendelsestypene bidrar i forhold til hverandre til risikonivået, og som nevnt, i hvilken grad risikonivået er styrbart.

6.1 Risikobeskrivelse 2010

I 2010 er Snøhvitfeltet i produksjonsfasen, mens Goliat fortsatt vil være i planleggingsfasen. Utover disse to feltene er det til nå ikke besluttet flere utbygginger i Barentshavet og Lofoten. Basert på alle tildelingene av blokker, og særlig 19. og 20. konsesjonsrunde, jf. Figur 2 og Figur 3, er det mulig at det vil forekomme en eller flere prøveboringer.

I vurderingene for 2010 er det lagt til grunn et gassfelt med en subsealøsning med ni produksjonsbrønner i drift og en 160 km lang rørledning til land. Også typiske aktiviteter i forbindelse som gjennomføres ved boring av én brønn er vurdert. Det sentrale i presentasjonen av risikobildet er ikke å gi et "riktig" bilde av en gitt petroleumsaktivitet, men å vise hvilke hendelsestyper som vil kunne resultere i akutt utslipp til sjø, og i hvilken grad hver hendelsestype bidrar.

På bakgrunn av basisfrekvensene som er gitt i Vedlegg A, samt ovennevnte aktivitetsnivå, fremkommer risikobildet vist i Figur 32. Figuren viser hvilke hendelsestyper som potensielt kan inntreffe for et gassfelt med subsealøsning, og i hvilken grad de ulike hendelsestypene bidrar til frekvensen for akutt utslipp av olje til sjø.

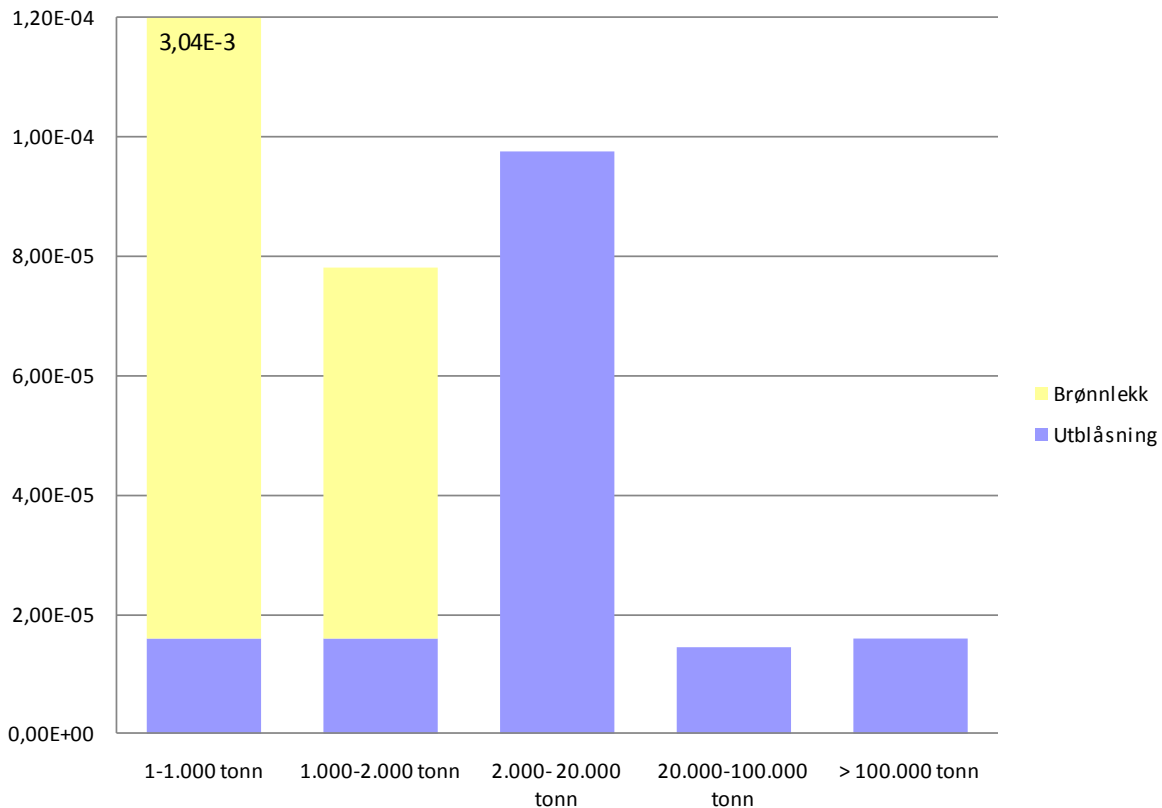


Figur 32: Frekvens for akutt utslipp av olje til sjø for gassfelt med subsealøsning for år 2010.

Figur 32 viser at det er de to laveste utslippskategoriene som har størst frekvens for akutt utslipp av olje til sjø. Bidraget kommer i all hovedsak fra lekkasjer i feltinterne rør. Figuren viser også at i utslippskategori 2.000-20.000 tonn er det lekkasjer i feltinterne rør, rørledningslekkasje og utblåsning som er vurdert til å gi bidrag. Ingen hendelsestyper er vurdert å kunne gi et utslipp til sjø i de to øverste utslippskategoriene. Siden vurderingene her er gjort for et gassfelt, er det lagt til grunn at kun en liten andel av utslippet vil være olje/kondensat.

I Figur 33 er risikobildet for en potensiell prøveboring presentert. Prøveboringen tar utgangspunkt i typiske aktiviteter som gjennomføres ved boring av én brønn.

2010 - Frekvenser for akutt oljeutslipp - prøveboring



Figur 33: Frekvens for akutt utslipp av olje til sjø i forbindelse med en prøveboring i år 2010.

Figur 33 viser at det er hendelsestypene brønnlekkasje og utblåsning som er vurdert å være relevante ved en prøveboring. En brønnlekkasje er en utilsiktet utstrømning av formasjonsvæske (olje, kondensat, gass, vann osv.) som stanses ved bruk av brønnens barrieresystem. En potensiell brønnlekkasje har kort varighet, opp mot 1 time, jf. kapittel 4.3, og er derfor kun representert i de to minste utslippskategoriene. En utblåsning er imidlertid en hendelse der formasjonsvæske strømmer ut av en brønn mellom formasjonslag til omgivelsene etter at alle definerte tekniske brønnbarrierer eller operasjoner av disse har sviktet.

Figur 33 viser at frekvens for utblåsning varierer mellom de ulike utslippskategoriene. Det største bidraget er i kategorien 2.000-20.000 tonn. Typiske utblåsningsrater varierer alt fra mellom 2.000 og 20.000 tonn, jf. kapittel 4.2. I denne rapporten er en representativ rate på 4.000 tonn/døgn valgt for hendelsestypen utblåsninger. En varighet på inntil 2 dager er i flere analyser og vurderinger vurdert som mest sannsynlig, jf. kapittel 4.2.1. Det er imidlertid også mulig at det vil ta lenger tid å stanse en eventuell utblåsning, og da vil utslippet kunne komme i de to øverste utslippskategoriene.

For et felt som er i drift i 2010 vil beslutninger knyttet til både aktør, utbyggingsløsning, design, teknisk utstyr osv. allerede være tatt. Det betyr at det er lav styrbarhet når det gjelder styring av risiko utover de tiltak som allerede er inkludert i design og i drift. Det betyr ikke at risikoen er høy eller lav, men at en i mindre grad kan påvirke valg av konsept og utbygging og tekniske tiltak ettersom feltet allerede er i drift.

Ved en eventuell prøveboring i 2010 vil en eksisterende boreinnretning og den teknologi som allerede finnes på markedet bli benyttet. Det betyr også at en har relativt lav styrbarhet når det gjelder å styre risikoen utover de tiltak som allerede eksisterer. Ved en prøveboring i Barentshavet og Lofoten vil et viktig tiltak for å potensielt kunne redusere risikoen for akutt utslipp til sjø være å velge

gode aktører. Boring er en kompleks operasjon som krever at aktørene har kompetanse og erfaring i å utføre operasjonen slik at de for eksempel er i stand til å tolke signaler fra brønnen på et tidlig tidspunkt for å iverksette nødvendige tiltak. Dersom aktøren har tilstrekkelig erfaring og kompetanse, vil dette kunne påvirke gjennomføringen av en boreoperasjon på en sikker måte. Også i produksjon er det viktig at aktøren har god kunnskap og tilstrekkelig erfaring slik at eventuelle uventede situasjoner håndteres på en god måte.

Dette betyr at for år 2010 er det relativt lav usikkerhet knyttet til aktivitetsnivået og de petroleumsvirksomheter som vil gjennomføres, men en vil ha relativt lav grad av styrbarhet utover de tiltak som allerede eksisterer når det gjelder å styre risiko for akutt utslipp til sjø.

6.2 Risikoutvikling i planområdet i perioden 2005-2010

I dette avsnittet beskrives forhold som er av betydning for å beskrive hvordan risiko for akutte utslipp til sjø fra petroleumsvirksomheten har endret seg i planområdet siden St.mld.nr.8 (2005-2006), ref. /5/. I skrivende stund er data for uønskede hendelser og tilløpshendelser for 2009 ikke ennå publisert. Denne beskrivelsen er derfor basert på publiserte/kvalitetssikrede data fra 2005-2008, supplert med rapporter om hendelser og risikoforhold som er publisert etter 2008.

Endringer i risikobildet belyses med utgangspunkt i:

- faktiske akutte utslipp og tilløpshendelser som kunne ha ført til akutte utslipp dersom barrierene hadde sviktet, gitt petroleumsvirksomheten som har pågått i planområdet,
- faktiske akutte utslipp og tilløpshendelser som kunne ha ført til akutte utslipp dersom barrierene hadde sviktet, i petroleumsvirksomheten på norsk sokkel, idet det gir et bilde av næringens evne til å forebygge akutte utslipp samlet sett,
- utvikling av aktivitetstype og -omfang/-nivå, geografisk beliggenhet og andre risikopåvirkende faktorer og
- status på implementering av risikoreduserende tiltak som var vurdert som viktige i St.mld. nr. 8 (2005-2006) for å holde ulykkesrisiko på et lavt nivå og søke å redusere denne risiko ytterligere.

Regelverket krever at ingen enkeltfeil skal kunne føre til en ulykke og at det skal etableres en rekke barrierer for å forhindre at en faresituasjon kan utvikle seg til en ulykkesituasjon. Tilløpshendelser er unormale situasjoner som ikke har fått utvikle seg til en ulykke fordi etablerte barrierer har fungert som forutsatt. Tilløpshendelser er en interessant risikoindikator fordi det kan gi tidligere indikasjoner på negativ risikoutvikling enn faktiske hendelser, og tilrettelegger derfor for mer proaktiv risikohåndtering.

Faktiske hendelser og tilløpshendelser i planområdet

Som tidligere redegjort for i Risikogruppens årsrapport fra 2009, ref. /6/, har petroleumsvirksomheten i planområdet ikke ført til akutt forurensning av betydning i perioden etter at forvaltningsplanen ble etablert.

I 2008 har det vært én tilløpshendelse som kunne gitt et akutt utslipp til sjø dersom barrierer hadde sviktet. Dette var en brønnehendelse på en flyttbar innretning i en leteboringsaktivitet. Etablerte barrierer fungerte som forutsatt.

Faktiske hendelser og tilløpshendelser i petroleumsvirksomheten på norsk sokkel generelt

I Tabell 36 presenteres antall faktiske akutte utslipp i petroleumsvirksomheten på norsk sokkel generelt i perioden 2006-2008.

Tabell 36 Antall faktiske akutte utslipp i petroleumsvirksomheten på norsk sokkel generelt i perioden 2006-2008.

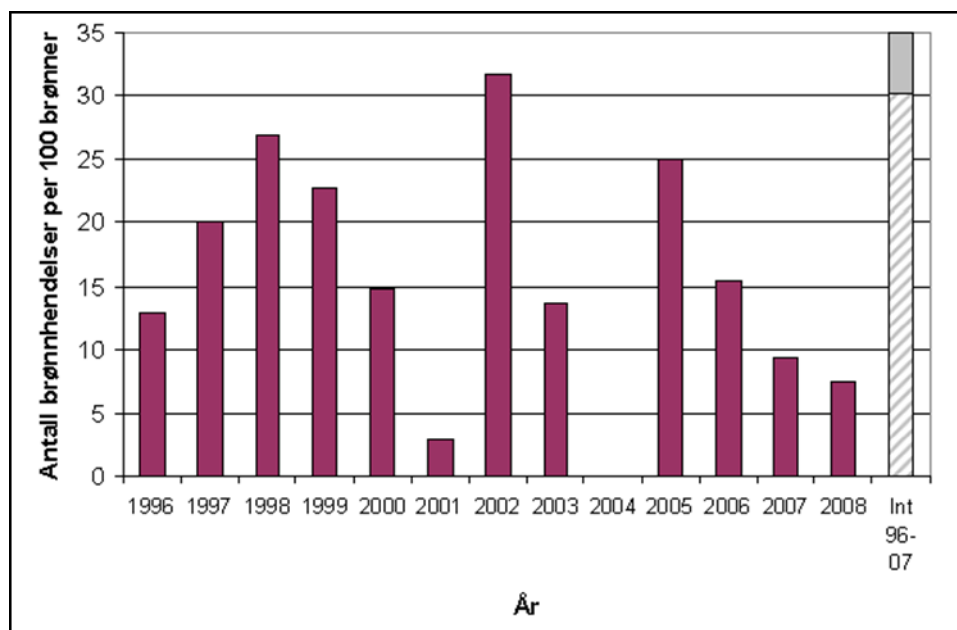
År	Akutte oljeutslipp	Akutte kjemikalieutslipp
2006	Antall: 122 Antall større enn 1 m ³ : 7 Totalt volum: 195 m ³	Antall: 103 Totalt volum: 442 m ³
2007	Antall: 166 Antall større enn 1 m ³ : 12 Totalt volum: 4488 m ³ Akuttutslipp av olje på Statfjordfeltet i desember 2007 i forbindelse med oljelasting førte til et akutt oljeutslipp på anslagsvis 4400 m ³ .	Antall: 109 Totalt volum: 5415 m ³ Lekkasjer av injiserte masser i forbindelse med injeksjon av oljeholdig kaks på Visundfeltet førte til et akutt kjemikalieutslipp som er anslått til om lag 5000 m ³ .
2008	Antall: 173 Antall større enn 1 m ³ : 9 Totalt volum: 195 m ³ <ul style="list-style-type: none"> • Et akutt oljeutslipp (ca. 6 m³) i forbindelse med oljelasting på Draugen. • Et akutt oljeutslipp (ca. 50 m³) i forbindelse med modifikasjonsarbeid i utstyrskaftet på Statfjord A i mai 2008. • Et akutt oljeutslipp (ca. 100 m³) på Tordis i forbindelse med injeksjon av oljeholdig vann. 	Antall: 132 Totalt volum: 366 m ³

Granskingen etter lekkasje fra kaksinjeksjonsbrønnen på Veslefrikk i 2009 og pågående undersøkelser av andre kaksinjeksjonsbrønner tyder på at tidligere rapporterte volumer tilknyttet akutte olje- og kjemikalieutslipp kan være betydelig høyere.

OLF har i sin rapport og tilhørende pressemelding om utslipp fra olje- og gassindustrien i 2008 selv vurdert at "Antall akutte utslipp fra olje- og gassindustrien har stabilisert seg på et for høyt nivå. Bransjen må arbeide aktivt for å redusere disse hendelsene.", ref. /67/ og /68/.

Som redegjort for ovenfor er det også viktig å se på utvikling av tilløpshendelser på norsk sokkel generelt. I perioden 2005-2010 er petroleumsvirksomheten i Barentshavet avgrenset til leteboring med flyttbare innretninger som er tilpasset regionale forhold og Snøhvitfeltet i driftsfase. De tilløpshendelser som vurderes som relevante å vurdere særskilt, er brønnehendelser og hendelser tilknyttet undervannsanlegg og rørledninger. Det vises til hovedrapport Risikonivå i norsk petroleumsvirksomhet (RNNP) 2008, ref. /53/, og pilotprosjektet utvikling av risiko for akutte utslipp i petroleumsvirksomheten, ref. /56/.

Brønnehendelser: Indikatoren relatert til brønnkontrollhendelser har hatt en gjennomgående positiv utvikling de senere år. Dersom vi ser på det potensielle bidraget fra denne type hendelser relatert til tap av liv, så er nivået i 2008 på det laveste nivået i perioden. Denne indikatoren har tilsvarende effekt på risiko for akutte oljeutslipp til sjø, og risiko for akutte utslipp fra brønnkontrollhendelser er slik sett også redusert.



Figur 34 Trender, brønnhendelser, leteboring, 2008 mot gjennomsnitt 1996-2008.

Det er grunn til å se utvikling av indikator relatert til brønnhendelser i lys av Petroleumstilsynets tilsyn i 2006 og næringens prioritering av forbedringsprosesser tilknyttet brønnintegritet som startet i 2007, med etablering av et dedikert samarbeidsforum for oljeselskaper, omfattende kartlegginger av brønnstatus, utarbeidelse av retningslinjer for oppfølging av brønnintegritet mv.

Hendelser tilknyttet undervannsanlegg: Bare en mindre andel av alle akutte utslipp til sjø på norsk sokkel har sin årsak i undervannsanlegg, men flere av de større akutte utslipp har oppstått ved undervannsanlegg. Årsaken kan være at de er vanskeligere å oppdage enn andre lekkasjer. I tillegg til teknologiutviklingen som rettes mot å hindre at lekkasjen oppstår i det hele tatt, har petroleumsindustrien de senere årene utviklet flere metoder for å detektere lekkasjer hurtig og effektivt. DNV er i ferd med å utgi en rapport som angir anbefalte praksis med hensyn til valg og bruk av ulike tekniske løsninger for deteksjon av lekkasjer ved undervannsanlegg.

Hendelser tilknyttet rørledninger: De fleste skader på rørledninger skjer erfaringsmessig innen sikkerhetssonen. Få av disse skadene har ført til lekkasje. Bare en mindre del av alle utilsiktede utslipp til sjø på norsk sokkel har sin årsak i fiskeredskaper. Det er imidlertid konstatert at utviklingen med feltskjøtskader på grunn av påkjønning fra fiskeredskaper fortsetter. Det er særlig rørledninger i skråningen ned mot norskerenna, der det er betydelig tråleraktivitet, som er utsatt for skader. Næringen har i 2008 satt i gang et større prosjekt for å undersøke denne problemstillingen nærmere, med blant annet fullskala tester og risikoanalyser.

I norsk petroleumsvirksomhet til havs generelt konkluderer RNNP 2008, ref /53/, at det er en positiv utvikling på indikatorene relatert til storulykke, gasslekkasjer og brønnhendelser. Tilgjengelighet av barrierer som skal hindre at tilløpshendelser utvikler seg til storulykker, viser stabile nivåer. RNNP 2008 og myndighetenes tilsyn viser at det er store forskjeller mellom individuelle innretninger og at det dermed må tas forbehold ved enhver generalisering.

Utvikling av aktivitetstype og -omfang/-nivå, geografisk beliggenhet og andre risikopåvirkende faktorer

Noen risikopåvirkende faktorer er områdespesifikke, som for eksempel værforhold, reservoarforhold, vanndybde, rasfare, jordskjelvsfare, skipstrafikk mv. Andre risikopåvirkende faktorer er knyttet til utbyggingsløsning og tekniske løsninger som velges, operasjoner som gjennomføres, aktører som deltar i virksomheten, måten virksomheten organiseres på mv. Det er også en rekke risikopåvirkende faktorer som er av mer generell karakter og som gjelder uavhengig av lokasjon, aktør, utbyggingskonsept etc. Dette er for eksempel konjunkturedringer, rammebetingelser som settes for petroleumsaktiviteten, aktørbilde, aktivitetsnivå mv.

Tabell 37. Risikopåvirkende faktorer – Endringer i perioden 2005-2010.

Risikopåvirkende faktorer	Endringer i perioden 2005-2010
<p>Områdespesifikke risikopåvirkende faktorer, som for eksempel værforhold, reservoarforhold, vanndybde, rasfare, jordskjelvsfare, skipstrafikk, aktivitetsnivå i området mv.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Det har ikke vært endringer av betydning i aktivitetstype og -omfang/-nivå, geografisk beliggenhet i planområdet i rapporteringsperioden. • Det er lav usikkerhet med hensyn til hvor et akutt utslipp fra petroleumsvirksomheten kan skje, oljeegenskap og type kjemikalier som kan inngå i et akutt utslipp. • Petroleumsvirksomheten i perioden har redusert usikkerhet med hensyn til reservoarforhold. Lavt reservoartrykk og -temperatur er bekreftet. • Usikkerhet omkring værforhold er redusert. Planområdet er i forbindelse med Barents 2020-prosjektet delt inn i åtte ulike områder med sammenlignbare værparametre, noe som klargjør nødvendige tekniske og operasjonelle tilpasninger. • Usikkerhet omkring skipstrafikk i planområdet er redusert.
<p>Aktivitetsspesifikke risikopåvirkende faktorer, som for eksempel utbyggingsløsning og tekniske løsninger som velges, operasjoner som gjennomføres, aktører som deltar i virksomheten, måten virksomheten organiseres på mv.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Aktivitetsspesifikke faktorer er uendret i rapporteringsperioden. • Goliatutbygging er besluttet, men feltet er ikke kommet i drift i rapporteringsperioden. • Usikkerhet tilknyttet akutte utslipp i forbindelse med kaksinjeksjon har økt betydelig.
<p>Industrispesifikke risikopåvirkende faktorer, konjunkturedringer, rammebetingelser som settes for petroleumsaktiviteten, aktørbilde, aktivitetsnivå i petroleumssektor mv.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Aktivitetsnivået på norsk sokkel har vært høyt i rapporteringsperioden, det har vært omfattende endringer i aktørbildet og betydelige konjunkturedringer. Disse faktorene kan ha betydning for kapasitet, kompetanse og prioriteringer med potensielt negative konsekvenser på risikoutvikling. • Det er i rapporteringsperioden kommet flere flyttbare innretninger på markedet som er tilpasset aktiviteter i kaldt klima.

Status på implementering av risikoreduserende tiltak som var vurdert som viktige i St.mld. nr. 8 (2005-2006) for å holde ulykkesrisiko på et lavt nivå og søke å redusere denne risiko ytterligere

Det er gjennomført en rekke forbedringsprosjekter i næringen på sentrale områder av betydning for risiko tilknyttet akutt forurensning i petroleumsvirksomheten. Dette gjelder for eksempel forbedringsprosesser tilknyttet forebygging av hydrokarbonlekkasjer, brønnintegritet og kjemikaliestyling. Granskningsrapporter, analyser og Petroleumstilsynets oppfølging viser imidlertid at det er behov for forbedring av risikostyring på en rekke områder, blant annet endringsprosesser, vedlikehold, kompetanse, kapasitet, sikkerhetsledelse og læring av ulykker. Det er også fremhevet behov for forbedring av teknologi og operasjonelle forhold tilknyttet blant annet oljelasting, lekkasjedeteksjon på undervannsanlegg, slip joint, fleksible stigerør og kaksinjeksjon. Det vises blant annet til kapittel 7.

Det er i rapporteringsperioden gjennomført eller initiert FOU som kan bidra til bedre risikoforståelse, bedre tilpasning av teknologi til en rekke risikopåvirkende faktorer, bedre operasjonsplanlegging og -overvåking, tidligere deteksjon av driftsavvik, raskere og mer effektiv intervensjon, forbedret tilgang til informasjon for problemløsning mv. FOU har dessuten redusert usikkerhet omkring en rekke risikopåvirkende faktorer. Det er for eksempel gjennomført en rekke prosjekter som bidrar til bedre reservoarforståelse, bedre værdata, bedre oversikt over utvikling av kollisjonsrisiko som følge av utvikling i skipstrafikk osv. Det er usikkert om FOU målrettet mot forebygging av akutte utslipp prioriteres høyt nok, sammenlignet med FOU av betydning for å redusere konsekvenser av akutt forurensning. Det er dessuten indikasjoner på at det kan være et gap mellom teknologi- og kunnskapsutvikling og **bruk** av ny teknologi og kunnskap. Det vises til rapport fra Petroleumstilsynet/Universitetet i Stavanger/IRIS: "Teknologi- og kunnskapsstatus av betydning for å redusere risiko for uønskede hendelser som kan føre til akutte utslipp akutte utslipp til sjø i nordområdene", ref. /55/.

Operasjonelle begrensninger for leteboringsaktiviteter er overholdt. Eneste mulighet til å eliminere risiko er å eliminere aktiviteter. Slike operasjonelle begrensninger bidrar således til null risiko for akutte utslipp fra leteboring i bestemte perioder av året. Det kan imidlertid bidra til en økning av ulykkesrisiko fra leteboring i øvrige perioder, hovedsakelig på grunn av tidspress og vanskeligere arbeidsforhold i mørketid og kalde perioder.

Myndighetenes arbeid med seilingsleder, separering av møtende skipstrafikk og øvrig forbedring av sjøsikkerhet er også et positivt bidrag til sikkerhet i petroleumsvirksomheten. Det bidrar blant annet til reduksjon av kollisjonsrisiko og forbedret sjøsikkerhet for skipstrafikken tilknyttet petroleumsvirksomheten.

Tildelingskriterier for nye utvinningstillatelser er innskjerpet i rapporteringsperioden, slik at kun aktører som har operasjonell erfaring kommer i betraktning. Det pågår vurderinger om behov for enda strengere tildelingskriterier som blant annet angår finansiell kapasitet til å delta i krevende virksomhet.

Petroleumstilsynet har igangsatt et større prosjekt for å utnytte eksisterende data for å følge opp utvikling av risiko for akutte utslipp i petroleumsvirksomheten og dermed tilrettelegge for forbedring av myndighetenes og næringens engasjement for å forebygge akutte utslipp fra petroleumsvirksomheten.

Samarbeid med Russland, USA og Canada er styrket og bidrar til erfaringsoverføring, kompetanseutvikling og standardisering, noe som kan bidra til å redusere risiko for akutte utslipp i petroleumsvirksomheten. Dette gjelder blant annet Barents 2020-prosjektet.

Forvaltningens arbeid med helhetlig styring av miljørisiko tilknyttet akutt forurensning, myndighetenes samordning i denne sammenheng, samt prioritering av oppfølging av selskapene som har aktiviteter i planområdet, kan være positive bidrag for risikoutvikling.

Det er funnet grunn til å konkludere at ulykkesrisikoen fra petroleumsvirksomheten i Barentshavet og havområdene utenfor Lofoten fortsatt vurderes lav sammenlignet med andre norske havområder. Det er lavt aktivitetsnivå i planområdet og det er ikke registrert endringer i risikopåvirkende faktorer som er av en slik karakter at risikobidraget fra petroleumsvirksomheten vurderes endret. Til denne konklusjonen bemerkes det imidlertid følgende:

- Det er lavt aktivitetsnivå i planområdet sammenlignet med andre havområder, noe som enkeltvis automatisk fører til at beregnede hendelsesfrekvenser blir lavere enn der aktivitetsnivået er høyere. Aktivitetsnivå som risikopåvirkende faktor må imidlertid ikke tillegges overdreven vekt. Det er erfaringsmessig ikke en direkte lineær sammenheng mellom aktivitetsnivå og antall akutte utslipp eller alvorlighetsgrad av akutte utslipp fordi det er langt flere risikopåvirkende faktorer enn aktivitetsnivået som avgjør ulykkesrisikoen fra begge sektorer i planområdet, fordi det skjer kontinuerlig teknologi- og kunnskapsutvikling, og fordi det som til syvende og sist avgjør ulykkesrisiko er hvordan risiko håndteres *i hver enkel* aktivitet.
- Lav risiko betyr ikke null risiko. En konklusjon om lav risiko i planområdet må ikke leses som at det ikke er en ulykkesrisiko forbundet med petroleumsvirksomhet og sjøtransport. En konklusjon om lav risiko i planområdet betyr heller ikke at det ikke er behov for tiltak for å holde risikoen på et lavt nivå. Lav risiko er ikke en tilstand, men noe som skapes og gjenskapes kontinuerlig i hver enkel aktivitet. Lav risiko er den dynamiske resultanten av et kontinuerlig arbeid, som forutsetter en grunnleggende erkjennelse av usikkerhet, kompleksitet og dynamikk i risiko og en kontinuerlig kritisk tilnærming til forsvarsverket som er etablert for å unngå ulykker. En konklusjon om lav risiko opprettholder behov for risikohåndtering og refleksjon om teknologi- og kunnskapsutvikling for ytterligere risikoreduksjon.
- Mellom 2005 og 2009 er det registrert alvorlige akutte oljeutslipp i petroleumsvirksomheten utenfor planområdet. Det viser at forbedringsprosesser er nødvendige.

6.3 Risikobeskrivelse 2030

I 2030 vil både Snøhvitfeltet og Goliatfeltet være i produksjonsfasen. Det er kun disse to feltene/utbyggingene i Barentshavet og Lofoten som per nå er besluttet igangsatt. Hva som skjer i fremtiden generelt, og i 2030 spesielt, er uvisst. At ingen nye felt bygges ut, eller at ett eller flere felt bygges (med utgangspunkt i tildelingene fra 19. og 20. konsesjonsrunde, jf. Figur 2 og Figur 3, og eventuelle fremtidige konsesjonsrunder) er alle mulige løsninger. Det er derfor betydelig usikkerhet knyttet til hvor mange felt som eventuelt vil bli bygd ut innen 2030. Det er også utsikkerhet i forhold til hvor en eventuell utbygging vil være lokalisert. I denne rapporten er det tatt utgangspunkt i de områder som Oljedirektoratet har vurdert som relevante for petroleumsvirksomhet i perioden frem til 2030, jf. Figur 4.

Videre er det usikkerhet knyttet til hvilken teknologi som i 2030 er gjeldene både når det gjelder boring og andre tekniske forhold. Dette gjelder ikke bare de tekniske forholdene på plattformen, men også valg av utbyggingsløsning: Det kan tenkes at fremtidige utbygginger vil benytte et konsept som i dag er kjent, for eksempel konseptene beskrevet i denne rapporten. Det kan imidlertid også tenkes at det vil bli benyttet konsepter som en i dag ikke har erfaring med. Totalt sett betyr dette at det er betydelig usikkerhet om forhold som er av avgjørende betydning for å vurdere både om det vil bli bygd ut petroleumsvirksomhet, og dersom det blir utbygging; hvor mange felt som blir bygd ut, valg av utbyggingsløsninger og lokasjon for utbyggingene.

I vurderingene for 2010 ble det lagt til grunn et gassfelt med subsealøsning med utgangspunkt i Snøhvitfeltet. I 2030 vil Snøhvitfeltet ha noe mer aktivitet, bl.a. flere operative brønner, men de vurderingene som er lagt til grunn for år 2010, vil i hovedsak også være representative for år 2030.

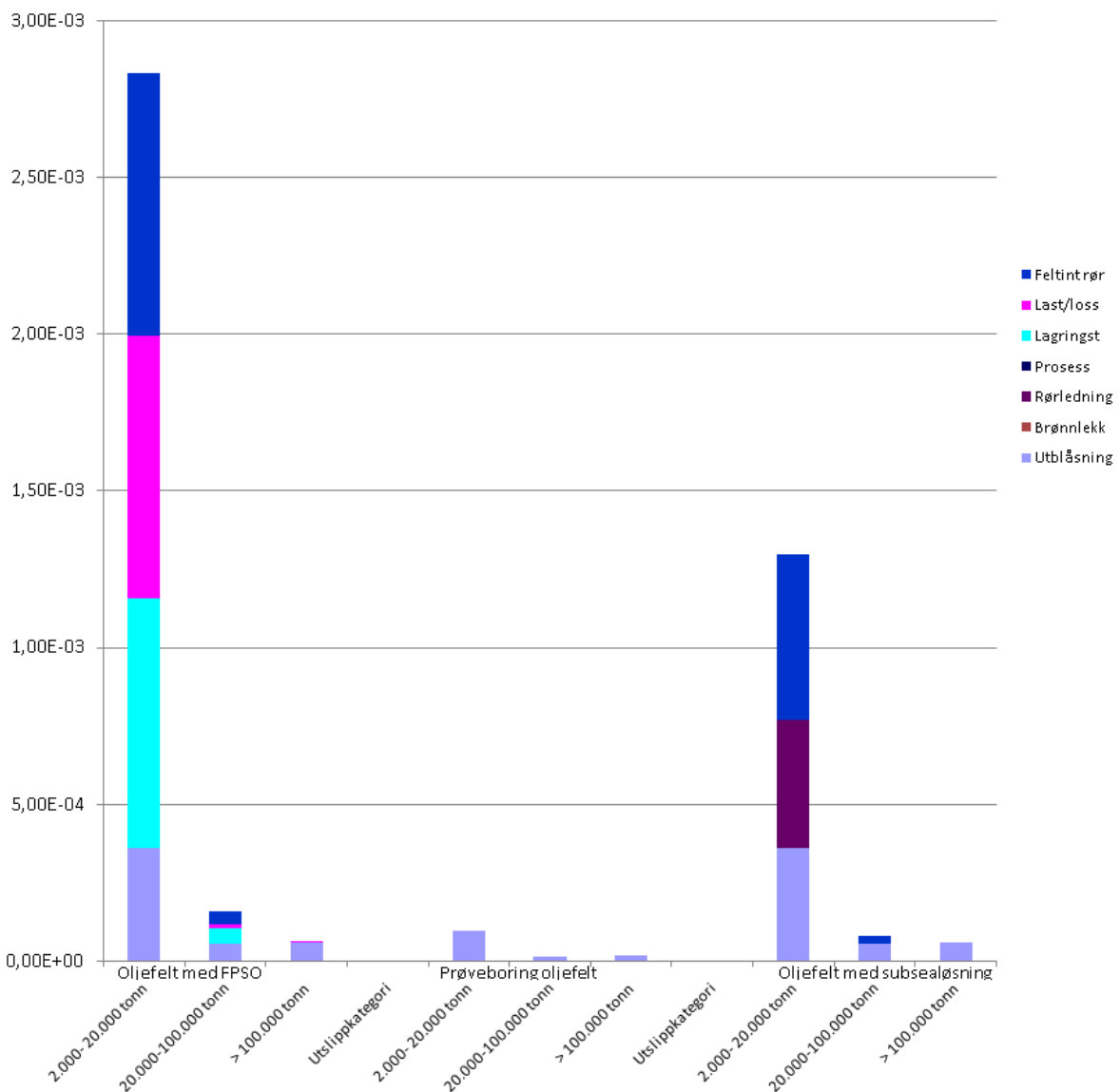
Dersom det imidlertid hadde blitt besluttet en ny utbygging av et gassfelt med subsealøsning frem mot år 2030, vil dette innebære at en har stor styrbarhet når det gjelder designvalg, tekniske løsninger, valg av aktører, samt det å ta læring fra Snøhvit. Det betyr at en har mye større styrbarhet av risiko for akutt utslipp til sjø knyttet til en fremtidig feltutbygging enn en som allerede eksisterer.

For år 2030 er det imidlertid mer interessant å fokusere på potensielle fremtidige utbygginger i de områder som av Oljedirektoratet er vurdert som relevante for fremtidig petroleumsvirksomhet i perioden frem til 2030, jf. Figur 4. Videre er det valgt å fokusere på et potensielt oljefelt fremfor et potensielt gassfelt da det er vurdert som mest hensiktsmessig å se på akutt utslipp av olje i og med at det er utslipp av olje som har størst potensial til å skade miljøet.

Basert på Oljedirektoratets vurderinger av mulig fremtidig aktivitetsbilde i planområdet, jf. Figur 4, er det i vurderingene for 2030 lagt til grunn et oljefelt med en FPSO-løsning som har 11 produksjonsbrønner i drift, i tillegg til et oljefelt med subsealøsning med 11 produksjonsbrønner i drift og en 70 km lang rørledning til land. Også typiske aktiviteter som gjennomføres ved boring av én brønn er vurdert. Som redegjort for over er fremtidsbildet for petroleumaktiviteter i planområdet forbundet med stor usikkerhet både hva angår aktivitetsomfang, -type, -lokasjon og tekniske løsninger. Det sentrale i presentasjonen av risikobildet er ikke å gi et "riktig" bilde av en gitt petroleumaktivitet, men å vise hvilke hendelsestyper som vil kunne resultere i akutt utslipp til sjø, og i hvilken grad hver hendelsestype bidrar.

I det følgende er det valgt å vise enkelte aspekter relatert til risiko for akutt utslipp til sjø for ulike felt/konsepter og aktiviteter som kan finne sted i området. Forhold som vil kunne påvirke risikobildet diskuteres.

2030 - Frekvenser for akutt oljeutslipp over 2.000 tonn



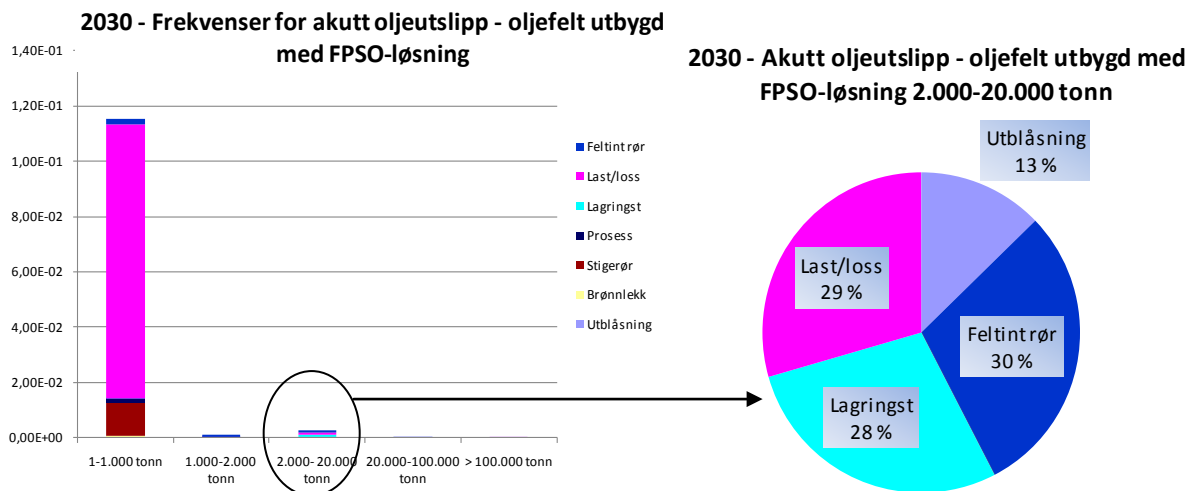
Figur 35: Frekvens for akutt utslipp til sjø over 2.000 tonn for år 2030.

Figur 35 viser frekvens for akutt utslipp til sjø på over 2.000 tonn for ulike utbyggingsløsninger / petroleumsaktiviteter. Figuren er i stor grad basert på historiske data for olje- og gassutbygging i Nordsjøen og i andre tilsvarende utbyggingsområder, noe som betyr at frekvensene på et grovt og overordnet nivå vil være representativt for en gjennomsnittlig innretning, en gjennomsnittlig boreoperasjon, osv. på norsk sokkel. Dette er data som ikke reflekterer alle spesifikke forhold som er relevante for Barentshavet og Lofoten, men som likevel gir et basisnivå og bilde av de utfordringene man har knyttet til risiko for akutt utslipp til sjø ved ulike petroleumsaktiviteter og utbyggingsløsninger.

Resultatene for oljefelt med subsealøsning og rørledning til land er basert på grove vurderinger fordi det finnes lite erfaring med denne typen konsept. Det finnes en rekke satelittfelter på norsk sokkel der brønnstrømmen føres inn til en plattform for prosessering. Dette er imidlertid over relativt korte avstander. Når det gjelder transport av useparert brønnstrøm over lange avstander (til land), er det fortsatt behov for kunnskapsutvikling.

Figuren viser også at en prøveboring har en relativt lav frekvens for store akutte utslipp til sjø. Dette er en aktivitet man tradisjonelt har hatt stort fokus på fordi det er den første aktiviteten man starter med når man åpner nye områder. Aktiviteten prøveboring er diskutert nærmere i kapittel 6.1.

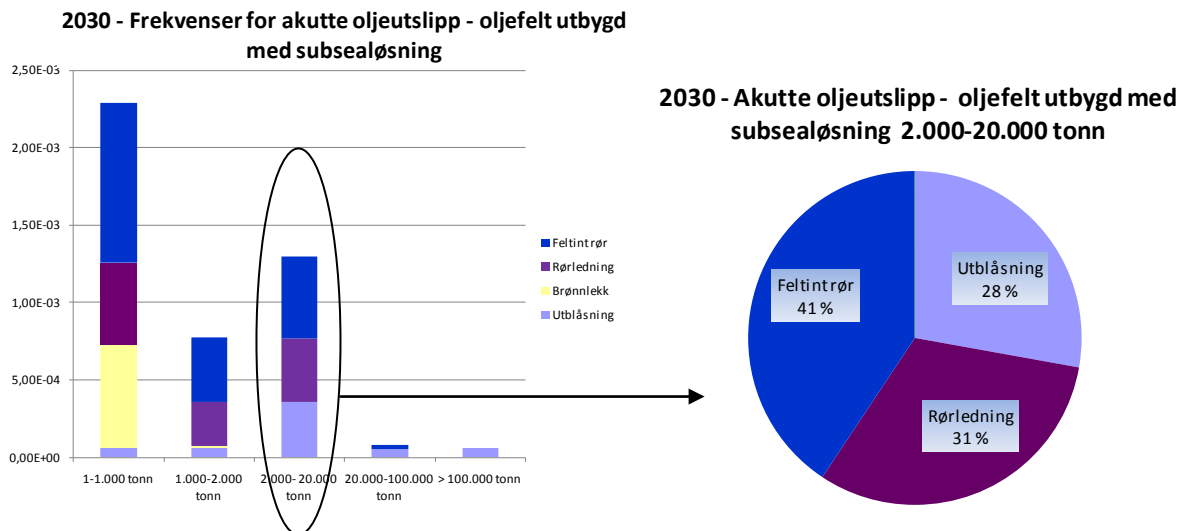
Utvider man Figur 35 og ser på alle utslippskategorier, fremkommer Figur 36 og Figur 37 for hhv. et oljefelt med FPSO-løsning og et oljefelt med subsealøsning og rørledning til land. Figurene viser også et utsnitt og mer utdypende informasjon om hvilke hendelsestyper som potensielt vil gi bidrag til akutt utslipp innenfor utslippskategorien 2.000-20.000 tonn.



Figur 36: Frekvens for akutt utslipp til sjø for et oljefelt med FPSO-løsning i år 2030.

Figur 36 viser at risiko for akutt utslipp til sjø fra en FPSO først og fremst er knyttet til utslipp fra lagringstanker (skipskollisjoner), lasting/lossing av olje og lekkasje i feltinterne rør. Dette skyldes egenskapene ved et slikt design, dvs. at en flytende produksjonsenhet kan være utsatt for kollisjon med skip som skal til og fra feltet, men vil også være utsatt i forhold til generell skipstrafikk i området der innretningen er lokalisert. Viktige tiltak for å holde kollisjonsrisikoen lavest mulig er det maritime regelverk og forbedring av sjøsikkerheten, slik som redegjort for i /4/, samt HMS-regelverket og teknologiutvikling i petroleumsvirksomheten, slik som redegjort for i kapittel 7 og Vedlegg B.

Konseptet kjennetegnes også av stigerør som forbinder innretningen med brønnrammer på havbunnen, og av lossing av olje over i tankskip til havs. Det er en rekke tiltak som er egnet til å forbedre forebygging og av akutte utslipp fra stigerør, rørledninger, undervannsanlegg og oljelastingsoperasjoner, jf. kapittel 7 og Vedlegg B. Hendelsestypen rørledningslekkasje er ikke relevant for dette konseptet da konseptet innebærer lagring og offloading offshore.



Figur 37: Frekvens for akutt utslipp til sjø for et oljefelt med subsealøsning i år 2030.

Figur 37 viser at risiko for akutt utslipp til sjø for et oljefelt med subsealøsning og rørledning til land først og fremst er knyttet til lekkasje i feltinterne rør, rørledningslekkasje eller en utblåsning. Det er en rekke tiltak som er egnet til å forbedre forebygging og av akutte utslipp fra rørledninger, undervannsanlegg og utblåsninger, jf. kapittel 7 og Vedlegg B. For dette konseptet blir uprosessert olje transportert til land i rørledning og det er dermed ingen overflateinnretning ved dette konseptet. Hendelsestypene utslipp fra lagringstank og utslipp ifm. lasting/lossing offshore er dermed ikke relevant for dette konseptet.

Som vist i figurene over vil ulike konsepter og aktiviteter ha ulikt potensial for akutt utslipp til sjø, både når det gjelder hvilke hendelsestyper som er relevante, samt størrelser og frekvens for akutt utslipp til sjø. Risiko vil være avhengig av svært mange risikopåvirkende faktorer og kombinasjoner av disse, som dessuten er i kontinuerlig endring. Beskrivelse av risiko er en beskrivelse av et utvalg av aktuelle risikoer basert på viktige forutsetninger og antagelser. En sentral del av vurderingene av risikobildet for planområdet er å vurdere de områdespesifikke forholdene - hvilke nye og særegne utfordringer en vil kunne møte, og i hvilken grad dette påvirker risikoen for akutt utslipp til sjø.

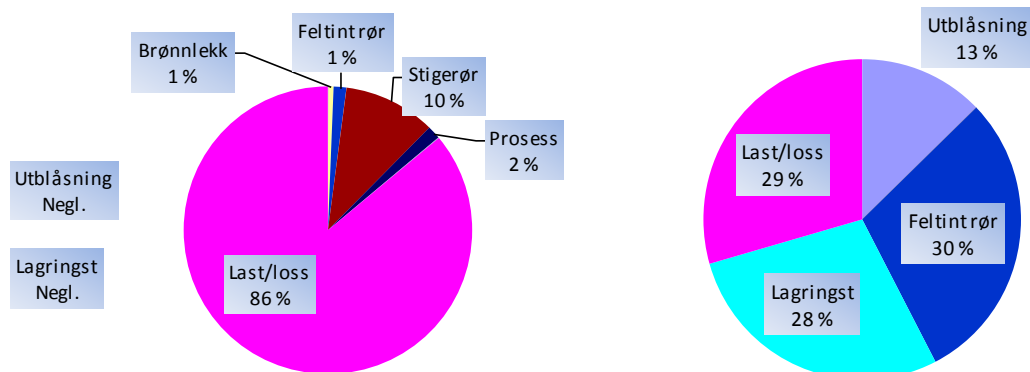
For å vurdere et potensielt fremtidig risikobilde på en mer nyansert måte, både relatert til potensielle utbygginger og petroleumsaktiviteter, er det i kapittel 6.2.1 og 6.2.2 presentert en sammenligning av hhv. en prøveboring versus et oljefelt i drift, samt av et oljefelt utbyggd med en FPSO-løsning og en subsealøsning. Det er her inkludert vurderinger knyttet til både Barentshavet og Lofoten områdespesifikke, tekniske og generelle forhold for de ulike konseptene/aktivitetene for å se hvordan dette vil kunne påvirke risikoen for akutt utslipp til sjø i.

6.3.1 Risikobeskrivelse og sammenligning av en prøveboring versus oljefelt i drift

I dette delkapitlet er det presentert en sammenligning av hvilke hendelsestyper som bidrar til risiko for akutt utslipp til sjø for en potensiell prøveboring og et potensielt oljefelt i drift.

Det er valgt å ta utgangspunkt i et tenkt fremtidig oljefelt utbyggd med en FPSO. I Figur 38 presenteres frekvensfordelingen for henholdsvis utslippskategoriene 1-1.000 tonn og 2.000-20.000 tonn.

2030 - Akutte oljeutslipp - oljefelt utbygd med FPSO- løsning 1-1.000 tonn **2030 - Akutt oljeutslipp - oljefelt utbygd med FPSO-løsning 2.000-20.000 tonn**

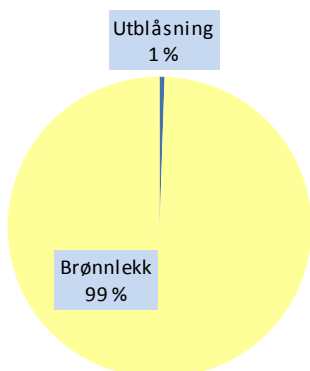


Figur 38: Sektordiagram som viser hvilke hendelsestyper som potensielt kan bidra til akutt utslipp til sjø innenfor utslippskategoriene 1-1.000 tonn og 2.000-20.000 tonn for et oljefelt utbygd med en FPSO-løsning.

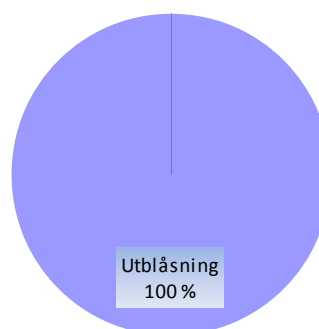
For en FPSO er det flere hendelsestyper som potensielt kan gi akutt utslipp til sjø for utslippskategoriene 1-1.000 tonn og 2.000-20.000 tonn. For den minste utslippskategorien er det hendelsestypen lasting/lossing av olje som gir hovedbidraget, mens lekkasje i stigerør også utgjør en relativt stor andel av totalen. Bidraget fra de andre hendelsestypene er lavt til sammenligning. Grunnen til at bidraget fra lasting/lossing av olje blir så stort er at frekvensen for hendelsen er relativt høy, basert på antagelser som for eksempel at det vil bli gjennomført i størrelsesorden 50 losseoperasjoner per år for en FPSO. For utslippskategorien 2.000-20.000 tonn er det også et vesentlig bidrag fra hendelsestypene utslipp fra lagringstanker, lekkasje i feltinterne rør og utblåsning. Førstnevnte skyldes i all hovedsak muligheten for kollisjon mellom fartøy og innretning, som kan føre til utslipp av oljen som befinner seg i én eller to celler i lagringstanken. For utblåsning er bidraget til frekvensen først og fremst fra ulike typer brønnintervensjoner. Antall brønnintervensjoner varierer betydelig fra felt til felt, og antall brønnintervensjoner som vil bli gjennomført for en potensiell fremtidig feltutbygging er således ukjent. Det er imidlertid lagt til grunn et representativt antall brønnintervensjoner i risikobildet som er presentert (3 kabeloperasjoner, 1 kveilerørsoperasjon, 1 snubbingoperasjon og 1 overhaling i gjennomsnitt per år).

Figur 39 presenterer hvilke hendelsestyper som bidrar til risiko for akutt utslipp av olje ved en tenkt fremtidig prøveboring etter olje. Vurderingene er gjort for utslippskategoriene 1-1.000 tonn og 2.000-20.000 tonn.

2030 - Akutt oljeutslipp - prøveboring: 1 - 1000 tonn



2030 - Akutt oljeutslipp - prøveboring: 2.000-20.000 tonn



Figur 39: Sektordiagram som viser hvilke hendelsestyper som potensielt kan bidra til akutt utslipp til sjø innenfor utslippskategoriene 1-1.100 tonn og 2.000-20.000 tonn for en prøveboring.

Av figuren fremkommer det at for den minste utslippskategorien er det i hovedsak brønnlekkasjer som dominerer risikobildet for akutt utslipp til sjø. Utblåsning har til sammenligning lav sannsynlighet, og dette gjør at denne hendelsestypen er neglisjerbar sammenlignet med brønnlekkasjer. Brønnlekkasjer er imidlertid vurdert å kun medføre små utslipp. Derfor er ikke denne hendelsestypen representert i utslippskategorien 2.000-20.000 tonn hvor hele bidraget kommer fra hendelsestypen utblåsning. Dette skyldes at det kun er denne hendelsestypen som er vurdert til å ha potensial for utslipp over 2.000 tonn ved prøveboring. Selv om hele bidraget kommer fra utblåsning, er frekvensen for denne hendelsen lav sammenlignet med sannsynlighet for utblåsning i produksjonsfasen, jf. Figur 35. Dette skyldes forskjeller i basisfrekvens mellom bore- og driftsfasen, antallet brønnintervensjoner lagt til grunn i produksjonsfasen, samt at prøveboringen foregår over et kortere tidsrom (noen uker) sammenlignet med produksjon (frekvenser per år).

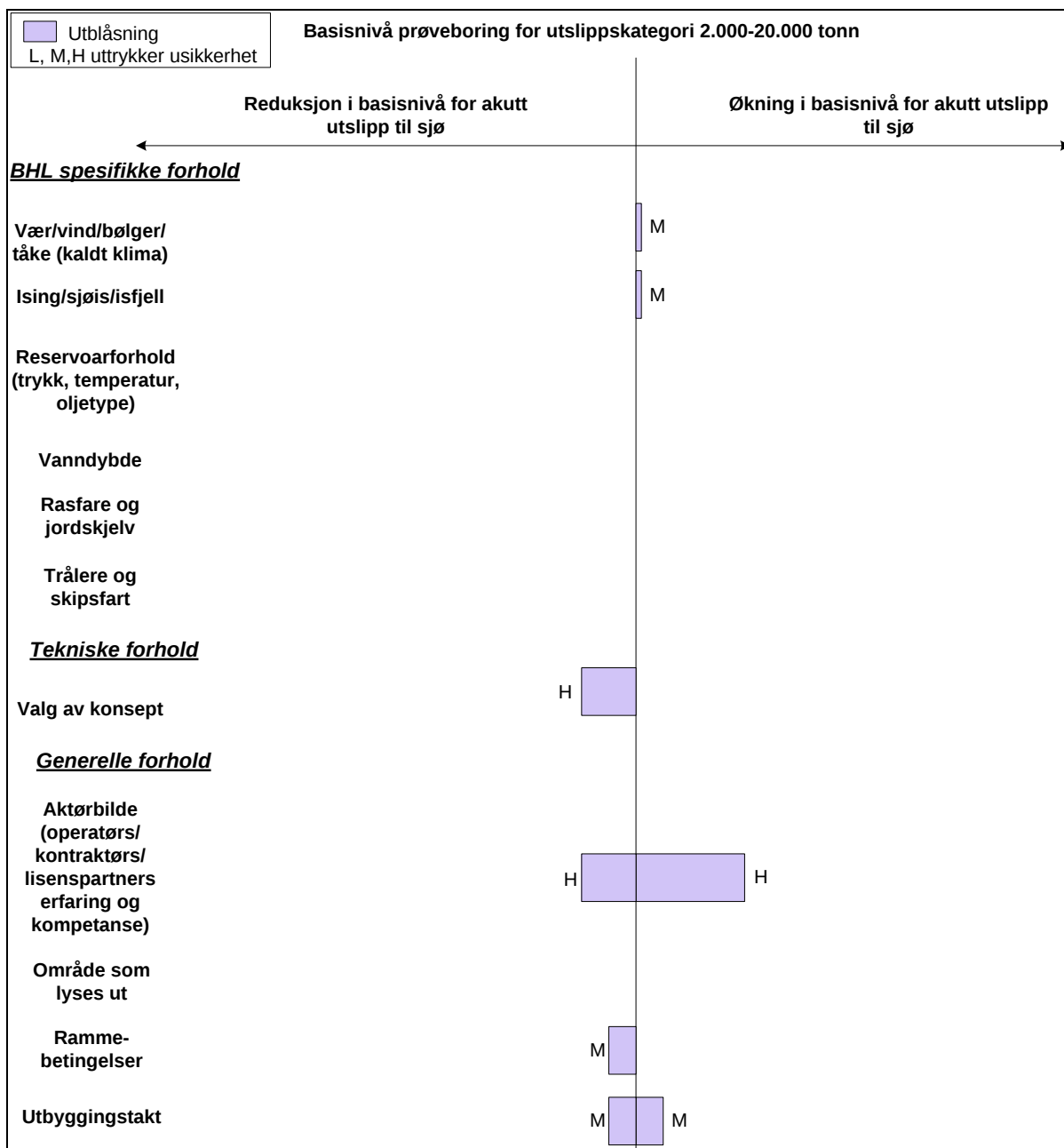
I forbindelse med en prøveboring på et felt vil det benyttes en eller annen form boreinnretning. På en slik innretning er det normalt ikke prosessanlegg, stigerør eller rørledninger, og siden det ikke er produksjon av hydrokarboner er det heller ikke lagringstank og lossing av olje. Dette er hovedgrunnen til at det er ulike hendelsestyper som bidrar ved prøveboring og produksjon, jf. Figur 38 og Figur 39.

Risikobildet - justert i forhold til områdespesifikke, tekniske og generelle forhold

Risiko er avhengig av mange risikopåvirkende faktorer og kombinasjoner av disse, som dessuten er i kontinuerlig endring. Beskrivelse av risiko er en beskrivelse av et begrenset utvalg av aktuelle risikoeer basert på viktige forutsetninger og antagelser.

I Figur 40 er det vist et såkalt tornadodiagram for potensielle utslipp i kategorien 2.000-20.000 tonn for en prøveboring. Intensjonen med denne type figurer er å illustrere hvordan en har vurdert områdespesifikke, tekniske og generelle forhold i forhold til to aspekter: styrbarhet og usikkerhet.

Styrbarhet i denne sammenheng uttrykker i hvilken grad utvikling eller valg av gode løsninger (inkludert i "valg av konsept"), hvordan aktørbildet, utbyggingstakt, osv., som en følge av de beslutninger som fattes på ulike nivåer, kan påvirke risikonivået i området sammenlignet med norsk sokkel generelt. Usikkerhet i denne forbindelse uttrykker i hvor stor grad en er sikker eller trygg på at god eller dårlig håndtering av de ulike styrbare forholdene vil kunne påvirke risikoen i den ene eller andre retningen. Graden av usikkerhet er i diagrammet, jf. Figur 40 illustrert med lav (L), middels (M) eller høy (H). For mer info relatert til metode og tornadodiagrammene, se kapittel 5. Vurderingene av de ulike forholdenes styrbarhet og usikkerhet er dokumentert i Vedlegg B.



Figur 40: Vurderinger av styrbarhet og tilhørende usikkerhet for forhold som vil være av betydning for risikoen for akutt utslipp forbundet med en prøveboring i 2030.

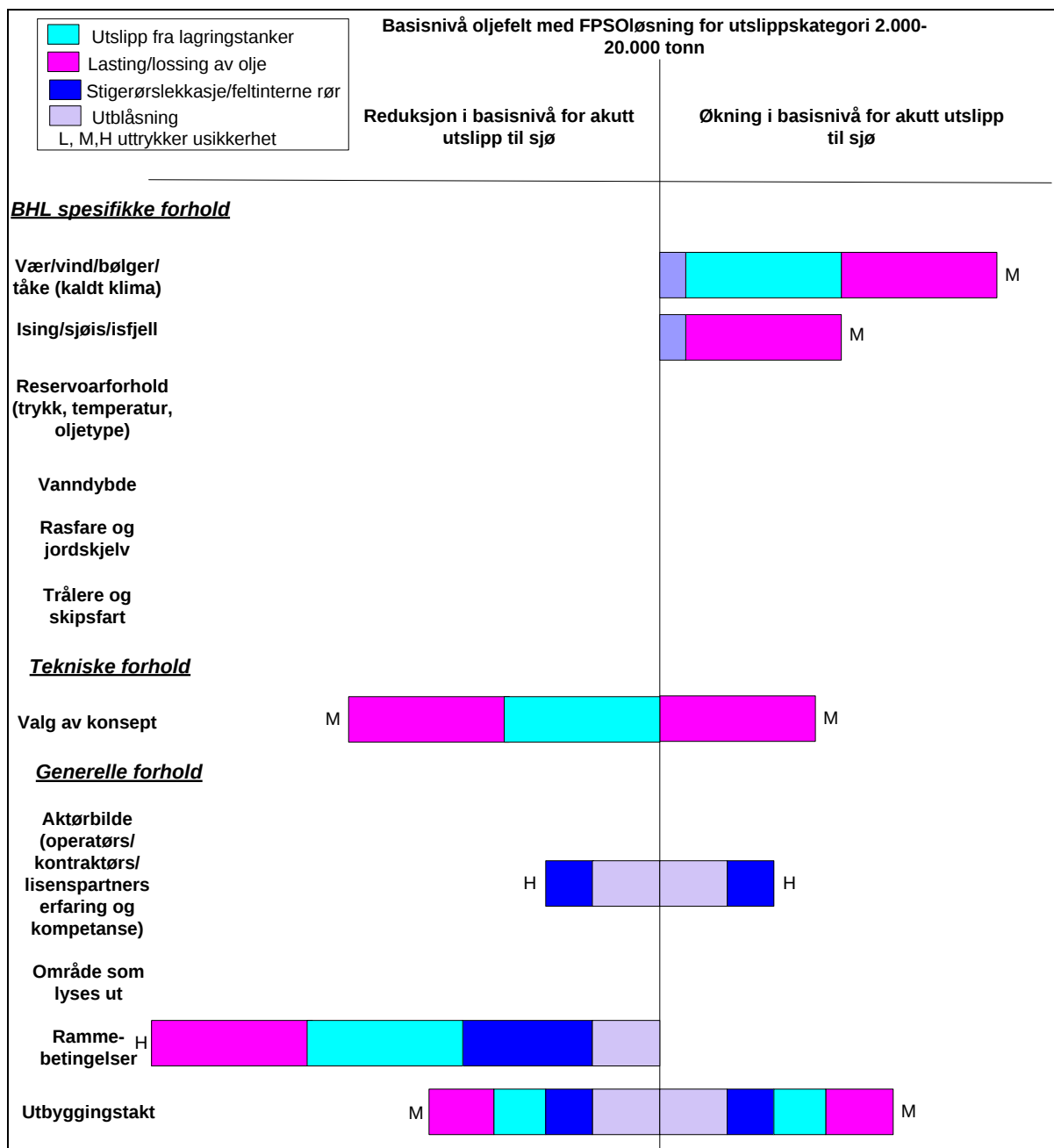
Figuren viser at for prøveboring er aktørbildet, herunder operatørens, kontraktørens og lisenspartnernes erfaring og kompetanse, vurdert å være viktig for risikoen for akutt utslipp til sjø. Dette henger sammen med at boring er en aktivitet hvor usikkerhet om undergrunnsforhold er størst og hvor erfaring og kompetanse vil kunne være av stor betydning for hvordan en planlegger aktiviteten, tolker og håndterer sentrale aspekter ved operasjonene, osv. Figuren viser samtidig at dette er et område som er vurdert til å ha høy grad av styrbarhet, gjennom for eksempel tekniske, organisatoriske og kontraktmessige tiltak som sikrer tilgang til nødvendig erfaring og kompetanse, læring og kompetanseutvikling.

Det er også vurdert som viktig at en i størst mulig grad oppnår læring fra det ene prosjektet til det andre og risiko for akutt utslipp til sjø kan reduseres ved å innføre tiltak som stimulerer til læring. En faktor som påvirker læring er utbyggingstakten, det vil si i hvilken grad ulike prosjekter gjennomføres

etter hverandre eller parallelt. Utbyggingstakten kan påvirke risiko i positiv retning ved eksempelvis å øke kompetanse, redusere usikkerhet og øke tilgang til ressurser for å raskere håndtere faresituasjoner. Utbyggingstakten kan imidlertid også påvirke risiko negativt ved for eksempel å legge press på tilgang til erfarent personell og andre sikkerhetskritiske ressurser.

Forholdet "valg av konsept" er også vurdert til å kunne styres og her redusere risikoen for akutt utslipp til sjø. For eksempel konkluderer rapporten "Teknologi- og kunnskapsstatus av betydning for å redusere risiko for uønskede hendelser som kan føre til akutte utslipp til sjø i de norske nordområdene", ref. /55/, med at det er en rekke nye teknologier under utvikling som kan redusere sannsynligheten for utblåsning eller omfanget av en utblåsning. Et eksempel på teknologi som er under utvikling, er et verktøy som borer seg ned og befester seg i havbunnen, og dermed tilrettelegger for boring fra havbunnen uten boreinnretning. Denne teknologien reduserer påvirkning av værforholdene på boreoperasjonen og har ambisjoner om å redusere risiko for hendelser som kan føre til akutt utslipp til sjø. Et eksempel på et mengdereduserende tiltak er en ny type utblåsningssikringsventil (BOP) som både skjærer og forsegler brønnen i én operasjon. Denne teknologien vil kunne redusere mengden olje som eventuelt slippes til sjø til et minimum, og dermed også redusere sannsynligheten for en større ukontrollert utblåsning. En annen teknologi som er under utvikling, går ut på å bygge en sikkerhetstank rundt en borelokasjon slik at et potensielt akutt utslipp samles opp. Et annet mengdereduserende tiltak er tiltak for å redusere utblåsningsraten, for eksempel ved å bore med redusert diameter i kritiske faser av boreoperasjonen.

I Figur 41 er det presentert et tornadodiagram for et tenkt fremtidig oljefelt med en FPSO-løsning for et potensielt utslipp i kategorien 2.000-20.000 tonn. Sammenlignet med Figur 40 er det flere farger i tornadodiagrammet. Dette skyldes at det for et oljefelt med en FPSO-løsning vil være flere hendelsestyper som bidrar til risiko for akutt utslipp av olje. Dette betyr igjen at styrbarheten av risiko relaterer seg til flere hendelsestyper.



Figur 41: Vurderinger av styrbarhet og tilhørende usikkerhet for forhold som vil være av betydning for risikoen for akutt utslipp i utslippskategorien 2000-20.00 tonn for et oljefelt med en FPSO-løsning i 2030.

Figuren viser at det er ulike forhold som potensielt kan påvirke risikonivået både i positiv og negativ retning, avhengig av hensiktsmessigheten av tiltak som besluttes iverksatt for å håndtere angjeldende risikopåvirkende faktor. Dersom gode beslutninger fattes vil risikonivået kunne reduseres, men dersom det gjøres uheldige valg, vil også risikonivået kunne økes sammenlignet med norsk sokkel for øvrig. Figuren viser at det først og fremst er forholdene "rammebetingelser", "valg av konsept", "utbyggingstakt" og "aktørbilde" som er vurdert til å ha størst betydning for hvordan risikonivået utvikler seg, sammenlignet med basisnivået for sokkelen for øvrig.

Figuren viser også at ved en FPSO-utbygging er det først og fremst risiko forbundet med hendelsestypene lasting/lossing av olje og utslipp fra lagringstanker som er vurdert å kunne påvirkes. For begge disse hendelsestypene vil det være mulig å gjøre teknologiske og operasjonelle valg som påvirker risikonivået. Et eksempel er valg av løsning for lasting og lossing av olje, et område der det

for tiden foregår teknologisk og operasjonell utvikling, blant annet som følge av læring etter granskning fra et alvorlig akutt utslipp på Statfjord A i desember 2007 og en lignende hendelse på Draugen i januar 2008. Et annet eksempel er tiltak for å redusere sannsynligheten for kollisjon mellom fartøy og innretning, samt relevante tiltak for å redusere mengden utslipp ved et eventuelt sammenstøt, for eksempel doble skrog, inndeling av tanken i celler og størrelsen på disse med mer.

På norsk sokkel er det bare registrert to kollisjoner med ikke-feltrelaterte skip – den ene er en ubåt mot Oseberginnretningen i 1988 og den andre et fartøy mot Norpipe H7 i 1995. Det er også registrert at antallet krenkninger av sikkerhetssonen de fem siste årene er betydelige lavere enn foregående år. Årsaken kan være bedre overvåking og bedre muligheter for oppkalling av fartøyer. Slike krenkninger er oftest forbundet med fiskeriaktivitet, og utgjør som regel ikke en stor kollisjonsrisiko.

Kollisjonsrisiko er større med feltrelaterte skip enn med ikke-feltrelaterte skip, men i perioden 1996-2008 er det for få hendelser til at en markert trend kan identifiseres, ref. /53/. Kollisjonen mellom fartøyet Big Orange XVIII og innretningen Ekofisk 2/4-W på Ekofiskfeltet 8. juni 2009 viser imidlertid at slike hendelser kan være alvorlige.

Viktige tiltak for å holde kollisjonsrisiko lavest mulig er det maritime regelverk og forbedring av sjøsikkerheten, HMS-regelverket og teknologiutvikling i petroleumsvirksomheten, slik som redegjort for i kapittel 7 og 8.

Tornadodiagrammet viser kritikaliteten av konsept- og designvalg og av å velge løsninger som er robuste og tilpasset lokasjonsspesifikke forhold. Den relative betydningen av "dårlig" styring i forhold til de områdespesifikke forholdene er derimot ikke vurdert til å være av særlig betydning fordi fremtidig aktivitet antas i tilsvarende kystnære områder som i dag. Dersom en skulle vurdere aktiviteter i mer nordlige farvann, eller i områder lenger vekk fra land, ville den relative betydningen av de områdespesifikke forholdene trolig bli større. Figuren viser også at aktørvalg, herunder operatørs, kontraktørs og lisenspartners erfaring og kompetanse, og hvilke rammebetingelser som settes til disse aktørene, er vurdert til å være viktig ved utbygging i områder der man har begrenset erfaring. Rammebetingelser for tildeling av utvinningstillatelser, organisering av virksomheten og kontraktsmessige insentiver som tilrettelegger for og premierer ulykkesforebygging er mulige tiltak. Også utbyggingstakten, som diskutert ovenfor, vil kunne påvirke risikonivået.

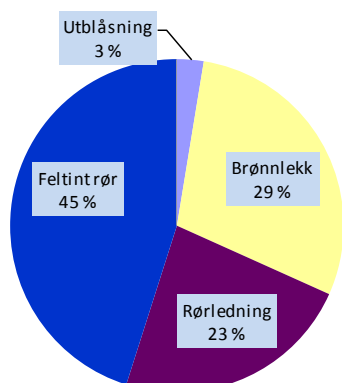
6.3.2 Sammenligning og risikobeskrivelse for FPSO sammenlignet med subsealøsning

I dette delkapitlet er det presentert en sammenligning av hvilke hendelsestyper som bidrar til risiko for akutt utslipp til sjø for et potensielt oljefelt utbygd med FPSO sett i forhold til utbygging med en subsealøsning og rørledning til land.

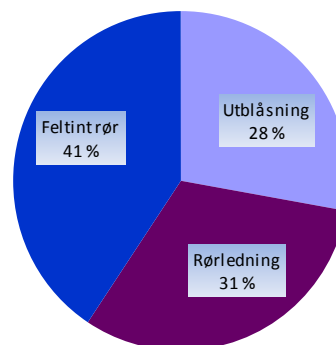
I Figur 38 ble det presentert hvilke hendelsestyper som bidrar til risiko for akutt utslipp til sjø for et oljefelt med en FPSO-løsning. De ulike bidragene ble diskutert i kapittel 6.3.1. Oppsummert er det hendelsestypen utslipp ifm. lasting/lossing av olje som er hovedbidragsyter i den laveste utslippskategorien, og utslipp ifm. lasting/lossing av olje, utslipp fra lagringstank, lekkasje fra stigerør og feltinterne rør, samt utblåsning som er bidragsyterne for utslippskategorien 2.000-20.000 tonn.

I Figur 42 er det vist hvilke hendelsestyper som bidrar til frekvens for akutt utslipp til sjø for et oljefelt utbygd med en subsealøsning for kategoriene 1-1.000 tonn og 2.000-20.000 tonn.

2030 - Akutt oljeutslipp - oljefelt utbygd med subsealøsning: 1-1.000 tonn



2030 - Akutt oljeutslipp - oljefelt utbygd med subsealøsning 2.000-20.000 tonn



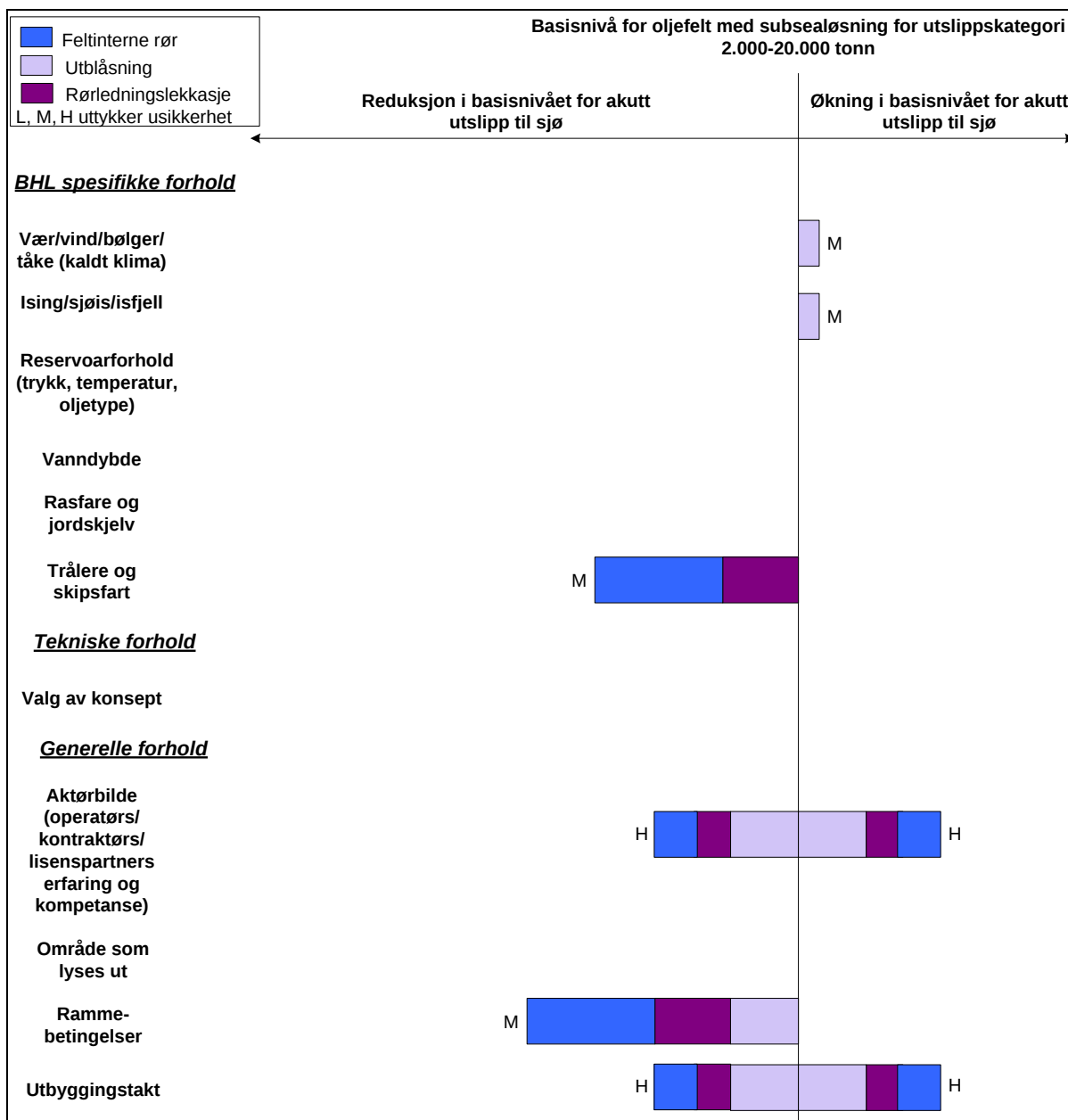
Figur 42: Sektordiagram som viser hvilke hendelsestyper som potensielt kan bidra til akutt utslipp til sjø innenfor utslippskategoriene 1-1.000 tonn og 2.000-20.000 tonn for et oljefelt med en subsealøsning.

Av figuren fremkommer det at et vesentlig bidrag til frekvensen skyldes lekkasje i feltinterne og felteksterne rørledninger. Dette gjelder begge de nevnte utslippskategoriene. I tillegg er det et vesentlig bidrag fra utblåsning i utslippskategorien 2.000-20.000 tonn og fra brønnlekkasje i den laveste utslippskategorien. Brønnlekkasjer har kun potensial til mindre utslipp, i og med at de kan håndteres med barrierene som er tilstede. Utblåsninger kan det imidlertid ta lenger tid å stanse. Med en utblåsningsrate på 4.000 tonn/døgn som her er lagt til grunn, vil utslippskategorien 2.000-20.000 tonn bli nådd etter ca. 12 timer. Siden det i mange tilfeller kan ta lenger tid å stanse utblåsningen er det et vesentlig frekvensbidrag fra utblåsning i kategorien 2.000-20.000 tonn, noe som fremkommer i figuren.

Ovennevnte diskusjon viser at det er ulike hendelsestyper som bidrar til frekvens for akutt utslipp til sjø for et oljefelt utbygd med hhv. en FPSO-løsning og en subsealøsning. Forskjellen skyldes i hovedsak at det på en FPSO er et potensial for utslipp fra lagringstanker, stigerør og ved losseoperasjoner, samt at innretningen er utsatt for skipskollisjoner. Ved en subsealøsning er det ingen overflateinnretning. Dette stiller også andre krav til deteksjon av et potensielt akutt utslipp til sjø. Det er tydelig at utfordringene som må løses for å oppnå sikker drift av innretningen varierer mellom de ulike utbyggingsløsningene: Dersom risiko for akutt utslipp til sjø skal reduseres, er det ulike typer tiltak som bør iverksettes for de ulike utbyggingsløsningene. I tillegg vil utslippsstedet kunne variere mellom de to løsningene. Eventuelle utslipp fra en FPSO vil naturlig nok være lengre fra land, mens eventuelle utslipp fra en subsealøsning også kan være nærmere land. Dette betyr at konsekvensene av eventuelle utslipp vil kunne variere mellom de ulike utbyggingsløsningene. Vurderingene av konsekvenser av akutt utslipp ligger imidlertid utenfor fokusområdet til denne rapporten.

Risikobildet - justert i forhold til områdespesifikke, tekniske og generelle forhold

I Figur 41 ble det presentert et tornadodiagram for utslipp i kategorien 2.000-20.000 tonn for en potensiell utbygging av et oljefelt med en FPSO-løsning. I Figur 43 er en tilsvarende figur presentert for et potensielt fremtidig oljefelt utbygd med subsealøsning og rørledning til land. Sistnevnte er en teknologi som til nå er lite brukt, blant annet på grunn av teknologiske utfordringer relatert til å transportere brønnstrømmen (olje) i rørledninger over lange avstander. Det finnes riktignok en rekke satelittfelter på norsk sokkel der brønnstrømmen føres inn til en plattform for prosessering. Dette er imidlertid over relativt korte avstander, noe som betyr at det er kunnskapsbehov for et oljefelt med en subseautbygging. Like fullt pågår det teknologisk utvikling på dette området, noe som gjør at dette kan tenkes å være en aktuell utbyggingsløsning i fremtiden.



Figur 43: Vurderinger av styrbarhet og tilhørende usikkerhet for forhold som vil være av betydning for risikoen for akutt utslipp til sjø i utslippskategorien 2.000-20.000 tonn for et oljefelt med en subsealøsning i 2030.

Figur 43 viser at risikobildet for akutt utslipp til sjø først og fremst kan påvirkes ved å innføre tiltak som påvirker faktorene "aktørbilde", "utbyggingstakt", "rammebetingelser" og "trålere/skipsfart". Alle disse kategoriene er diskutert ovenfor med unntak av den siste. Denne kategorien er tatt med for å reflektere muligheten for å iversette tiltak som gjør rørledningene mindre sårbare for skipsaktivitet, for eksempel tråling, fiskeri og ankring. Dette kan være teknologiske løsninger som eksisterer i dag, eller det kan være tiltak for å stimulere til ytterligere teknologisk utvikling på området. Tiltakene kan også være av operasjonell art (rutiner, prosedyrer etc.).

Figuren viser også at det først og fremst er risiko forbundet med potensielle lekkasjer fra feltinterne og felteksterne rørledninger, samt utblåsninger som kan påvirkes. Usikkerheten er vurdert til å være i kategori medium/høy, spesielt med tanke på at det er et kunnskapsbehov for dette konseptet.

Fra figuren fremkommer det at styrbarheten er vurdert til å være høy. Ved å foreta gode valg når det gjelder konseptløsning og teknisk utstyr for et potensielt fremtidig oljefelt utbygd med subsealøsning, er det vurdert at en kan redusere risikoen for akutt utslipp betraktelig. På den annen side er det også mulig å få et høyere risikonivå, sammenlignet med sokkelen for øvrig, dersom det ikke gjøres gode valg for å styre risikonivået.

En sammenligning av Figur 41 og Figur 43 viser at risikoen for akutt utslipp til sjø er relevant både ved en FPSO-løsning og ved en subsealøsning. Hver løsning har sikkerhetsmessige fordeler og ulemper. Det er imidlertid ulike hendelsestyper som bidrar, og dermed ulike utfordringer som må løses for å kunne bygge ut på en sikker måte. Således er det behov for ulike virkemidler for å drive forsvarlig med én utbyggingsløsning sammenlignet med en annen.

For en FPSO-løsning er det blant annet viktig å ha fokus på rutiner for varsling av skipskollisjoner, ny teknologi og nye prosedyrer for lasting/lossing av olje, vinterisering, samt varsling av polare lavtrykk. En havbunnsinnretning er ikke utsatt for vær og vind på samme måte som en FPSO. For dette konseptet er det viktig med blant annet pålitelige tekniske løsninger for deteksjon av lekkasjer i utstyr og rørledninger på havbunnen, samt robuste løsninger for drift og vedlikehold, idet vedlikehold krever bruk av intervensjonsfartøy eller -innretning og dermed er utsatt for vær og vind.

6.4 Antatte endringer i risikopåvirkende faktorer frem mot 2030

Det er i rapporteringsperioden besluttet å bygge ut Goliatfeltet. Det er planlagt at feltet vil komme i drift i 2013. Goliatprosjektet styrer risiko i utbyggingsfasen gjennom blant annet ulike risikoanalyser, kontrollaktiviteter rettet mot involverte entreprenører, integrering av miljø- og sikkerhetsingeniører i engineering og drilling prosjektgruppene og føringer/insentiver i kontraktene for å sikre at ulykkesforebygging vektlegges i videre utvikling av løsninger. Det er også lagt til grunn tekniske og operasjonelle barrierer mot akutt forurensning, som berører blant annet:

- brønndesign, bl.a. med valg av hulldiameter for å redusere potensielle utstrømningsvolumer, kompletteringsdesign med et livsløpsperspektiv som reduserer behov for brønnintervensjoner,
- brønnprogram, med blant annet boring av pilotbrønner og borerekkefølge på brønner,
- robust design på brønnbarrierer, herunder dobbel sikkerhetsventil i brønnene,
- kun ett åpent reservoar til enhver tid,
- nedstenging av alle brønnene ved nedstenging av prosessanlegget,
- robust design og materialvalg tilpasset forventede vær- og isingsforhold,
- minimering av lekkasjepunkter gjennom bruk av sveiste rørforbindelser,
- avstengingsventiler på alle stigerørene på havbunnen,
- materialvalg, utforming og pålitelighet av lekkasjedeteksjon for undervannsanlegg,
- tekniske og operasjonelle tiltak tilknyttet oljelasting til skip, med blant annet to likeverdige lossestasjoner, "breakaway-kobling" i lasteslange, krav til posisjonering av oljetanker,
- doble skrog i lastetanker,
- strenge krav til forankringssystemet (skal håndtere tre linebrudd) og
- utforming, plassering og kapasitet på dreneringssystemer.

Endringer som ellers anslås å påvirke risiko frem mot 2030 presenteres i følgende tabell.

Tabell 38 Risikopåvirkende faktorer – Endringer frem mot 2030.

Risikopåvirkende faktorer	Antatte endringer i perioden 2010-2030
Områdespesifikke	<ul style="list-style-type: none"> • Oljedirektoratets vurderinger av mulig utvikling av

Risikopåvirkende faktorer	Antatte endringer i perioden 2010-2030
<p>risikopåvirkende faktorer, som for eksempel værforhold, reservoarforhold, vanddybde, rasfare, jordskjelvsfare, skipstrafikk, aktivitetsnivå i området mv.</p>	<p>petroleumsvirksomheten i planområdet endrer ikke nevneverdig anslagene med hensyn til aktivitetstype og -omfang/-nivå, geografisk beliggenhet sammenlignet med anslag gitt i St.mld. nr. 8.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Det forventes heller ikke endringer i reservoarforhold (lavt trykk og normal temperatur). Usikkerhet med hensyn til reservoarforhold forventes ytterligere redusert. • Det forventes fortsatt lav usikkerhet med hensyn til hvor et akutt utslipp fra petroleumsvirksomheten kan skje, oljeegenskap og type kjemikalier som kan inngå i et akutt utslipp. • Usikkerhet omkring værforhold, isingsforhold, klimaendringer mv. forventes ytterligere redusert, noe som vil redusere usikkerhet med hensyn til nødvendige tekniske og operasjonelle tilpasninger. • Usikkerhet omkring skipstrafikken i planområdet vil bli redusert ytterligere. • Skipstrafikk forventes å øke. • Tiltak for å forbedre sjøsikkerheten forventes å kompensere for de negative effektene av økt skipstrafikk.
<p>Aktivitetsspesifikke risikopåvirkende faktorer, som for eksempel utbyggingsløsning og tekniske løsninger som velges, operasjoner som gjennomføres, aktører som deltar i virksomheten, måten virksomheten organiseres på mv.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Aktiviteter i området og oppfølging av helhetlig økosystembasert forvaltningsplan for området antas å redusere usikkerhet omkring aktivitetsspesifikke risikopåvirkende faktorer og øke næringens kompetanse til å forebygge ulykker. • Premissene for Goliatutbygging vektlegger en helhetlig tilnærming til ulykkesrisiko i virksomheten og planlegger tiltak som er egnet til å håndtere de relevante ulykkesrisikoer og risikopåvirkende faktorer. • Gitt planområdets økonomiske og strategiske betydningen, og gitt det vi kan se allerede av prioriteringer med hensyn til FOU, internasjonalt samarbeid, standardiseringsaktiviteter, utvikling av utdanningstilbud tilknyttet aktiviteter i nordområdene mv. er det grunn til å anta videre forbedringer i risikoforståelse og risikostyring, teknologi, regulering mv. av petroleumsvirksomheten og grensesnitt med øvrige aktiviteter i området.
<p>Industrispesifikke risikopåvirkende faktorer konjunktorendringer, rammebetingelser som settes for petroleumsaktiviteten, aktørbilde, aktivitetsnivå i petroleumssektor mv.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Aktivitetsnivå på norsk sokkel forventes å avta. Det er usikkert om dette vil redusere utfordringer tilknyttet tilgang til kapasitet og kompetanse. • Det er naturlig å forvente fortsatt endringer i aktørbildet og konjunktorendringer. Gitt kunnskapsutvikling omkring konsekvenser av industrispesifikke risikopåvirkende faktorer antas det redusert usikkerhet tilknyttet håndtering av disse risikofaktorer. • Det er ikke forventet at tilgang til moderne flyttbare innretninger som er tilpasset aktiviteter i kalde klima vil være en utfordring. • Myndighetsstyrte rammebetingelser og oppfølging forventes å

Risikopåvirkende faktorer	Antatte endringer i perioden 2010-2030
	utvikles i takt med teknologi- og kunnskapsutvikling og forvaltningens økende kompetanse med hensyn til helhetlig økosystembasert forvaltning av risiko i planområdet på tvers av sektorene.

Det er funnet grunn til å konkludere at det er mulig at ulykkesrisikoen forbundet med petroleumsvirksomheten ikke vil endre seg vesentlig frem mot 2030 til tross for økt aktivitetsnivå. Til denne konklusjonen bemerkes det imidlertid følgende:

- En grunnleggende forutsetning for denne konklusjonen er at risikoreducerende tiltak som det er redegjort for i kapittel 7 og 8 gjennomføres. Det forutsetter tiltak både i aktørenes regi i alle sektorer og i forvaltningens regi. Det forutsetter at nødvendige ressurser avsettes til teknologi- og kunnskapsutvikling som kan bidra til å redusere ulykkesrisiko og prioritering av arbeidet med å samordne forvaltningens innsats for en helhetlig økosystembasert forvaltning.
- Aktivitetsnivå som risikopåvirkende faktor må ikke tillegges overdreven vekt. Det er erfaringsmessig ikke en direkte lineær sammenheng mellom aktivitetsnivå og antall akutte utslipp eller alvorlighetsgrad av akutte utslipp fordi det er langt flere risikopåvirkende faktorer enn aktivitetsnivået som avgjør ulykkesrisikoen fra begge sektorer i planområdet, fordi det skjer kontinuerlig teknologi- og kunnskapsutvikling, og fordi det som til syvende og sist avgjør ulykkesrisiko er hvordan risiko håndteres *i hver enkel* aktivitet.
- Lav risiko betyr ikke null risiko. En konklusjon om lav risiko i planområdet må ikke leses som at det ikke er en ulykkesrisiko forbundet med petroleumsvirksomhet og sjøtransport. En konklusjon om lav risiko i planområdet betyr heller ikke at det ikke er behov for tiltak for å holde risikoen på et lavt nivå. Lav risiko er ikke en tilstand, men noe som skapes og gjenskapes kontinuerlig i hver enkel aktivitet. Lav risiko er den dynamiske resultatanten av et kontinuerlig arbeid, som forutsetter en grunnleggende erkjennelse av usikkerhet, kompleksitet og dynamikk i risiko og en kontinuerlig kritisk tilnærming til forsvarsverket som er etablert for å unngå ulykker. En konklusjon om lav risiko opprettholder behov for risikohåndtering og refleksjon om teknologi- og kunnskapsutvikling for ytterligere risikoreduksjon.

6.5 Oppsummering av risikobeskrivelser for årene 2010 og 2030

Risiko er et uttrykk for **potensielle** akutte hendelser som kan oppstå som følge av menneskelig aktivitet, potensielle negative konsekvenser disse kan føre til, og tilhørende usikkerhet. Risiko er ikke et uttrykk for noe som **er**, men et uttrykk for noe som **kan** skje. Ingen aktivitet kan foregå uten risiko, det vil si uten usikkerhet om hva konsekvensene av aktiviteten **kan** bli.

Usikkerhet er uløselig knyttet til risikobegrepet. Dette gjelder generelt og når en søker å beskrive potensielle utfordringer i et langsiktig perspektiv. Enhver beskrivelse av risiko er en beskrivelse av et begrenset utvalg av aktuelle risikoer, basert på en rekke forutsetninger, og antagelser. Et sentralt mål med risikovurderinger er nettopp å få frem usikkerhet for å være i stand til å håndtere denne, og dermed unngå ulykker og skader i praksis.

Risiko, herunder usikkerhet, er uunngåelig, men risiko kan styres ved å iverksette relevante og adekvate tiltak for å unngå at det som **kan** skje ikke skjer. Enhver verdiskapende aktivitet må derfor investere i tiltak som forhindrer verdiødeleggelse, også i et samfunnsperspektiv. Ved å fokusere på disse forholdene vil en kunne redusere risikoen for akutt utslipp til sjø.

Risikobeskrivelsene for årene 2010 og 2030 viser hvilke hendelsestyper som potensielt vil kunne resultere i akutt utslipp til sjø, og hvilke av disse som bidrar mest til ulykkesrisiko. Risikobeskrivelsen for 2030 er basert på Oljedirektoratets vurderinger av mulig fremtidig aktivitetsbilde i planområdet. Det er presentert frekvenser for ulike konsepter og aktivitet knyttet til potensiell fremtidig petroleumsvirksomhet i Barentshavet og Lofoten, og da i tilknytning til oljefelt enten i prøveboring eller driftsfase med ulike konsepter. Dette viser at det er ulike hendelsestyper som potensielt vil kunne resultere i akutt utslipp til sjø.

Det er mange mulige årsaker til og konsekvenser av akutt forurensning. Risiko vil være avhengig av svært mange risikopåvirkende faktorer og kombinasjoner av disse. Fra risikobeskrivelsen for år 2030 og sammenligningene mellom konsept (for eksempel FPSO versus subsealøsning) og aktivitet (for eksempel prøveboring versus felt i drift) ser en at det er de tilsvarende satsingsområder som er vurdert å ha viktig betydning for risiko for akutt utslipp til sjø ved petroleumsvirksomhet i planområdet. Disse forholdene er i hovedsak:

- Valg av konsept/utbyggingsløsning.
- Aktørbilde, herunder kompetanse og erfaring hos operatør, leverandør og lisenspartner.
- Rammebetingelser.
- Utbyggingstakt.
- Klimatiske områdespesifikke forhold i området (ising spesielt).

Dette viser områder som krever oppmerksomhet, både hos aktørene og myndigheter, for å ivareta mål for risiko og risikoutvikling som er satt for planområdet. Det vises i denne sammenheng til kapittel 7 og 8.

7 Teknologi- og kunnskapsutvikling i petroleumsvirksomheten

I St.meld. nr. 8 (2005-2006), ref. /5/, ble teknologi- og kunnskapsutvikling utpekt som avgjørende for å ivareta mål som er satt for risiko og risikoutvikling i planområdet. Dette kapitlet gir en oversikt over status på teknologi- og kunnskapsutvikling av betydning for å redusere risiko for uønskede hendelser som kan føre til akutte utslipp. Det pekes også på behovet for videreutvikling.

7.1 Teknologeutvikling i petroleumsvirksomheten

Beskrivelse av kunnskapsbehov

St.mld. nr. 8 (2005-2006) pkt.9.8 omtalte behovet for å videreføre og styrke forskning knyttet til teknologi basert på bærekraftig utnyttelse av ressursene i området, blant annet gjennom programmet Petromaks. Ambisjoner med hensyn til bærekraft innebærer blant annet en forventning om at teknologeutvikling skal bidra til mer effektiv forebygging av akutt forurensning som kan føre til skade av ressursene i området. Teknologeutvikling (og kunnskapsutvikling for øvrig) er en sentral forutsetning for å ivareta de mål som er satt for miljørisiko tilknyttet akutt forurensning i Barentshavet/Lofoten.

Hva pågår

Petroleumstilsynet, sammen med UiS og IRIS, gjennomførte i 2009 en undersøkelse for å etterspørre en beskrivelse av FOU-satsing av betydning for forsvarlig virksomhet i nordområdene, ref. /55/. Undersøkelsen dekket 76 oljeselskap, kontraktører og forskningsinstitusjoner. Med utgangspunkt i denne kartleggingen, prosjektarkivet for Petromaks og Demo 2000-programmet m.m. ble det utarbeidet en oversikt over:

- A. Utvikling og behov for utvikling av teknologi som bidrar til å redusere risiko for at petroleumsvirksomheten fører til akutt forurensning til sjø.
- B. Kunnskapsstatus, kunnskapsutvikling og kunnskapsbehov av betydning for risikoforståelse som kan bidra til å forhindre og stanse hendelser som kan føre til akutt forurensning til sjø ved aktiviteter i Barentshavet/Lofoten.
- C. Utvikling og behov for utvikling av metoder og verktøy for å forbedre risikoforståelse og risikostyring.

Oversikten viser at det er gjennomført en rekke prosjekter som kan bidra til bedre risikoforståelse, bedre tilpasning av teknologi til en rekke risikopåvirkende faktorer, bedre operasjonsplanlegging og -overvåking, tidligere deteksjon av driftsavvik, raskere og mer effektiv intervensjon, forbedret tilgang til informasjon for problemløsning mv. Flere av prosjektene dekker også utfordringer som er særskilte for petroleumsvirksomhet i nordområdene. Øvrig satsing på teknologiutvikling adresserer mer gjennomgående utfordringer i petroleumsvirksomheten, men bidrar også til teknologi- og kunnskapsutvikling av betydning for forsvarlig virksomhet i nordområdene. Det er satset på utvikling av boreteknologi, brønnkontrollteknologi, prosesseteknologi, sensorteknologi, informasjons- og kommunikasjonsteknologi, materialteknologi osv. som dekker sikkerhetsutfordringer i ulike faser, i ulike reservoarer, i ulike områder mv. Flere prosjekter bidrar til teknologi- og operasjonsutvikling på områder som historisk har vist seg kritisk for akutt forurensning slik som systemer for oljelasting og lekkasjedeteksjon for undervannsanlegg.

Foreliggende oversikt viser også at det pågår viktig standardiseringsarbeid både i internasjonal regi og i regi av blant annet Barents 2020-prosjektet. Dette kan også bidra til teknologiutvikling, bedre anvendelse av teknologi, kunnskapsutvikling, bedre risikoforståelse, bedre sikkerhet og arbeidsmiljø og dermed lavere risiko for at det kan oppstå akutte utslipp til sjø.

Vurdering

Petromaks programplan 2009 trekker frem prioriterte FOU-områder og prinsipper for styring av FOU som er egnet til å frembringe nye tekniske løsninger som stadig kan forbedre forebygging av akutte utslipp til sjø ved petroleumsvirksomheten i nordområdene. Det forutsetter imidlertid at nødvendig finansiering avsettes og at Petromaks programplan 2009 implementeres, spesielt med hensyn til:

- Fokus på FOU-behovet som er særskilte for nordområdene, spesielt med hensyn til klimaforhold, petroleumsvirksomhet nært land, petroleumsvirksomhet langt fra land og et høyt ambisjonsnivå med hensyn til sikkerhet som følge av de potensielle skadene en ulykke kan medføre på ressursene i området.
- Integrasjon av sikkerhets-, arbeidsmiljø- og miljøhensynet på tvers av alle programmets temaer og mål, for å unngå at teknologiutvikling på ett område fører til negative konsekvenser på andre områder eller at et FOU-prosjekt ivaretar ett av programmets mål, men ellers er i konflikt med programmets øvrige mål.

Det anses også som viktig at Petromaks-programmet prioriterer å fortløpende evaluere og formidle hvordan programmets prosjektportefølje bidrar til teknologi- og kunnskapsutvikling av betydning for forebygging av uønskede hendelser som kan føre til akutte utslipp i petroleumsvirksomheten generelt og i nordområdene spesielt. Tilsvarende ambisjoner bør gjelde for øvrig FOU i petroleumsvirksomheten blant annet med hensyn til ising, oljelasting, lekkasjedeteksjon på undervannsanlegg, slip joint, fleksible stigerør og kaksinjeksjon.

Ovennevnte oversikt over teknologiutvikling som prioriteres på næringsnivå må nyanseres i lys av variasjoner med hensyn til teknologiutvikling på selskapsnivå og variasjoner med hensyn til teknologiutvikling i hvert selskap. For at teknologiutvikling skal kunne bidra til reduksjon av

miljørisiko tilknyttet akutt forurensning i petroleumsvirksomheten er det viktig at teknologiutvikling og bruk av ny teknologi prioriteres også på selskapsnivå.

Det er viktig at standardiseringsarbeid støttes videre, og at medvirkning fra aktørene i petroleumsvirksomheten (operatørselskaper, arbeidstakerorganisasjoner, myndigheter, standardiseringsorganisasjoner og sentrale fagmiljøer) prioriteres. Dette kan bidra til at standardiseringsarbeidet reflekterer bedre teknologi- og kunnskapsutvikling som angår petroleumsvirksomheten, og dermed bidrar til å redusere miljørisiko tilknyttet akutt forurensning.

7.2 Forvaltningens helhetlige styring av miljørisiko tilknyttet akutt forurensning

Beskrivelse av kunnskapsbehov

Styring av miljørisiko tilknyttet akutt forurensning ansvarliggjør både aktørene som driver sin virksomhet i planområdet og forvaltningsorganer som er gitt oppgaver overfor disse aktørene. I dette avsnittet gis det en status i forhold til utviklingsbehovet som var definert for forvaltningen.

I St.mld. nr. 8 (2005-2006) pkt.5.7.6, ble det redegjort for de ulike risikoanalyser som kreves gjennomført og som samlet sett er nødvendige for å kunne styre miljørisiko. Behovet for utvikling som ble fremhevet i denne sammenheng angikk:

- utvikling av det metodiske grunnlaget for en økosystembasert forvaltning (St.mld. nr. 8 (2005-2006) pkt. 8.8),
- utvikling av forvaltningens arbeid med miljørisikovurderinger, herunder bidra til en bedre forståelse av utviklingen av risiko i havområdet, særlig når det gjelder akutt oljeforurensning, bidra til å håndtere denne risikoen på en best mulig måte både sektorvis og samlet, bidra til informasjonsutveksling på tvers av sektorer og kommunikasjon av risikoforhold, bidra til å videreutvikle overvåkingen av risikoutviklingen i området og koordinere overvåking som er relevant for risikohåndtering (St.mld. nr. 8 (2005-2006) pkt. 9.2).

Hva pågår

I 2007 ble det etablert et forum for samarbeid om miljørisiko knyttet til akutt forurensning i havområdet for å styrke forvaltningens arbeid med miljørisikovurderinger, i tråd med St.mld. nr. 8 (2005-2006) pkt. 9.2, heretter omtalt som Risikogruppen. Viktige sider ved Risikogruppens mandat var blant annet å prioritere utvikling av en mer enhetlig risikoforståelse i forvaltningen, tilrettelegging for mer helhetlige økosystembaserte risikovurderinger, tilrettelegging for sammenligning av risikobidrag fra petroleumsvirksomheten og maritim virksomhet og bedre risikokommunikasjon.

Det har vært et mål å beskrive ulykkesrisiko på en mer **helhetlig** måte. Sammenlignet med beskrivelsene som lå til grunn for St.meld. nr. 8 (2005-2006) er det nå tatt utgangspunkt i langt flere aktuelle risikopåvirkende faktorer, derav aktivitetsnivå fortsatt inngår som en viktig faktor. Det er fokusert på både reaktive og proaktive risikoindikatorer, og de kvantitative frekvensberegningene er supplert med tilleggsinformasjon og vurderinger. Det er utviklet en grafisk beskrivelse av en helhetlig tilnærming til risiko som viser sammenhengen mellom ulykkesrisiko, miljørisiko og samfunnsmessig risiko og som vektlegger betydningen av kontekst og risikostyrbarheten.

Det har vært et mål å utvikle en mer **enhetlig** tilnærming til risiko i forvaltningen. Det er således jobbet frem en felles beskrivelse av en slik helhetlig økosystembasert tilnærming til risiko, slik som redegjort for i kapittel 2. Denne tilnærmingen er basert på internasjonale anerkjente standarder, både hva angår terminologi og risikostyring. Dette arbeidet har bidratt blant annet til å klargjøre en felles overordnet beskrivelse av ulike risikostrategier som er relevante for myndighetenes helhetlige forvaltning av miljørisiko og en felles tilnærming til overvåking av risiko på tvers av sektorene og

involverte myndigheter i planområdet, for å tilrettelegge for helhetlig forvaltning av miljørisiko tilknyttet akutt forurensning over tid.

Det har vært et mål å sammenligne ulykkesrisiko fra petroleumsvirksomheten og skipstrafikken. Det er derfor foretatt nødvendig samordning på tvers av sektorene for å søke å ta utgangspunkt i **samme** indikatorer for å beskrive risikoutvikling i perioden 2005-2009 og antatt utvikling frem mot 2030. Følgende indikatorer er brukt for begge sektorer:

- **Hendelser og tilløpshendelser som har ført til akutt forurensning.** Dette er indikatorer som sier noe om historisk svikt i barrierer mot ulykker. Det er tatt hensyn til hendelser både i og utenfor planområdet for å dekke aktørene og næringssektorene som har eller kan komme til å ha aktiviteter i planområdet. Tilløpshendelser er hendelser som kunne ha ført til akutt forurensning dersom barrierene hadde sviktet. Tilløpshendelser kan være et tidlig varsel om svekkelse i risikostyringssystemer.
- **Utvikling av risikopåvirkende faktorer, herunder utvikling av aktivitetstype og -omfang/-nivå, geografisk beliggenhet.** Viktige risikopåvirkende faktorer er blant annet knyttet til aktivitetsnivå, -type, -mønster, lokasjon, type forurensning, aktører, teknologi mv.
- **Implementering av risikoreducerende tiltak.** I St.meld. nr. 8 (2005-2006) ble det forventet at sannsynlighets- og konsekvensreducerende tiltak ville føre til at miljørisikoen, herunder ulykkesrisikoen, ikke ville endre seg vesentlig frem mot 2020, selv med økt sjøtransport og petroleumsvirksomhet. Teknologi- og kunnskapsutvikling ble utpekt som avgjørende for at det i praksis ikke er en direkte sammenheng mellom økt aktivitet og antall ulykker.
- **Frekvenser** for ulykker som kan føre til akutt forurensning. Disse er basert på internasjonalt erfaringsmateriale fra henholdsvis petroleumsvirksomheten og skipstrafikk og legges til grunn for statistiske beregninger i kvantitative risikoanalyser.

Det har vært et mål å forbedre risikokommunikasjon. Det er lagt vekt på å bedre kommunisere omkring forskjeller mellom ulykkesrisiko og ulykke, nødvendigheten av å akseptere en viss risiko ved enhver verdiskapende aktivitet og forutsetninger for å kunne akseptere denne risikoen. Det er lagt vekt på å få frem at lav risiko ikke betyr null risiko og at lav risiko ikke er en tilstand, men noe som skapes og gjenskapes kontinuerlig i hver enkel aktivitet. Det er også lagt større vekt på blant annet å kommunisere usikkerhet og nødvendige forbehold i enhver risikobeskrivelse, samtidig som det er forsøkt å få frem at det nettopp er et poeng å belyse usikkerhet og nødvendige forbehold for å kunne ta robuste beslutninger. Andre viktige aspekter ved dette arbeidet har vært å få frem mangfold og dynamikken i faktorer som spiller inn på risiko og demonstrere en langt større bredde i handlingsrommet for å redusere risiko. Utvikling av tornadodiagram er dessuten et forsøk på å få frem beslutningsrelevant informasjon mer samlet og lettere tilgjengelig for beslutningstakere.

Arbeidet i Risikogruppen har bidratt til å forbedre samarbeidet på tvers av myndighetsområder og sektorer for en mer effektiv og mer helhetlig forvaltning av miljørisiko tilknyttet akutt forurensning. Samordning av forvaltningen for en helhetlig forvaltning av miljørisiko tilknyttet akutt forurensning er å anse som en kontinuerlig prosess med stadige ambisjoner om videreutvikling.

Det er gjennomført en evaluering av arbeidet i Risikogruppen i form av en egnevaluering av myndighetene som deltar i Risikogruppen og det er planlagt en ekstern uavhengig evaluering.

Vurdering

Det er i St.mld. nr. 37 (2008-2009) pkt.7.6, ref. /69 pkt. 7.6/, lagt opp til en reorganisering av samarbeidsfora for forvaltningens helhetlige styring av miljørisiko tilknyttet akutt forurensning der det legges opp til etablering av en ny Risikogruppe. Utviklingsarbeid i regi av den nye Risikogruppen bør:

1. Ha tilsvarende ambisiøse målsetting som mål som ble satt for Risikogruppen for havområdet Barentshavet/Lofoten i St.mld. nr.8 (2005-2006) med hensyn til samordning av forvaltningen for en helhetlig forvaltning av miljørisiko tilknyttet akutt forurensning.
2. Ta utgangspunkt i avklaringer og øvrige resultater fra prosesser som har pågått i Risikogruppen for havområdet Barentshavet/Lofoten siden 2007.
3. Tilrettelegge for en enhetlig tilnærming til helhetlig styring av miljørisiko tilknyttet akutt forurensning på tvers av havområdene.
4. Effektivisere forvaltningens arbeid med helhetlig styring av miljørisiko tilknyttet akutt forurensning, i tråd med konklusjoner fra gjennomført evaluering av arbeidet i Risikogruppen for havområdet Barentshavet/Lofoten.

Det tas ofte for gitt at forvaltningen og petroleumsnæringen har behov for tilsvarende analysemetoder og -verktøy for å styre miljørisiko tilknyttet akutt forurensning. Det bør vurderes å studere denne grunnantagelsen nærmere, og vurdere om forvaltningen uten videre kan anvende samme metoder og verktøy som industrien når forvaltningen skal overvåke risikoutvikling på tvers av menneskelig aktivitet i et område med et areal på nærmere 1 400 000 km², noe som tilsvarer fire ganger Norges landareal, og dette med et samfunnsmessig og langsiktig perspektiv. Et grundigere arbeid på dette området kan bidra til å utvikle prosesser, en metodisk tilnærming og analyseverktøy som er funksjonelle for forvaltningen, både sektorvis og samlet, og som er håndterbare for forvaltningen, gitt forvaltningens tilmålte ressurser.

7.3 Risikostyring i petroleumsvirksomheten

Beskrivelse av kunnskapsbehov

Styring av miljørisiko tilknyttet akutt forurensning ansvarliggjør både aktørene som driver sin virksomhet i planområdet, og forvaltningsorganer som er gitt oppgaver overfor disse aktørene. I dette avsnittet gis det en status i forhold til utviklingsbehovet som var definert for næringen.

St.mld. nr. 8 (2005-2006) kap. 5.7 omtalte behovet for utvikling av risikoforståelse, av risikostyringsprosesser og av risikokommunikasjon. Det ble lagt vekt på behovet for utvikling av risikoforståelse som forutsetning for å forstå tall og andre resultater fra risikoanalyser. Behovet som ble omtalt angikk blant annet forståelse av risiko som:

- en uunngåelig konsekvens av enhver menneskelig aktivitet,
- et uttrykk for usikkerhet om det som kan skje i fremtiden,
- noe som til enhver tid er i endring fordi det påvirkes av svært mange ulike faktorer i en kompleks interaksjon mellom teknologi, operasjoner og organisasjoner.

Det ble videre lagt vekt på behovet for utvikling av risikostyring, gjennom en sterkere anerkjennelse av kompleksiteten, dynamikken og usikkerheten i ulykkes- og skademekanismer, noe som fordrer blant annet:

- en sterkere vektlegging av risikostyring som en kontinuerlig prosess, der risikoanalyser kun er støtteverktøy som brukes punktvis til dette formålet,
- behovet for å gjennomføre mange ulike risikovurderinger for å kunne adressere mangfoldet av risikopåvirkende faktorer av betydning for å styre miljørisiko tilknyttet akutt forurensning og behovet for å bruke formålstjenlige analyseverktøy i hvert enkelt tilfelle,
- behovet for å ta høyde for usikkerhet i beslutningsgrunnlag og dermed for valg av robuste barrierer,
- behovet for å utvikle prosesser, metoder og verktøy som tar høyde for kunnskapsutvikling innen ulykkesteori.

Behov for bedre risikokommunikasjon ble også fremhevet, blant annet med hensyn til formidling av beslutningsrelevant informasjon tilpasset angjeldende målgruppe i hvert enkelt tilfelle, kommunikasjon av begrensningene i analysene og deres resultater, gitt de vurderinger og forutsetninger analysene er basert på og åpenhet om usikkerhet i beslutningsgrunnlaget.

Kunnskapsbehovet som her er beskrevet er innenfor forskning. Ved å fylle kunnskapsbehovet, vil dette bidra til å fylle kriterier.

Hva pågår

Styring av storulykkesrisiko i petroleumsvirksomheten har vært et prioritert satsingsområde i næringen i rapporteringsperioden. Dette har bidratt til utvikling av næringens styring av risiko forbundet med uønskede hendelser som kan føre til akutt forurensning. En slik redegjørelse av kunnskapsutvikling på næringsnivå har imidlertid sine begrensninger, i det den ikke kommuniserer variasjoner med hensyn til utvikling på selskapsnivå og variasjoner med hensyn til utvikling i hvert selskap.

Det er gjennomført en rekke prosjekter i næringen som har bidratt til erfaringsoverføring, kunnskapsutvikling og risikoreduksjon på sentrale områder av betydning for miljørisiko tilknyttet akutt forurensning i petroleumsvirksomheten generelt og i nordområdene. Dette gjelder for eksempel hydrokarbonlekkasjer, brønnintegritet og helhetlig kjemikaliestyling.

Det pågår ulike aktiviteter som bidrar til kunnskapsutvikling som retter seg mot mer helhetlige sammenhenger, og som er av stor betydning for reduksjon av ulykkesrisiko. Dette gjelder for eksempel:

- Håndtering av konsekvenser av nye organisasjonsformer og driftsmodeller som følger av aktørbildet, globalisering, IKT-utvikling og integrerte operasjoner.
- Videreutvikling av modeller for materialdegraderingsmekanismer og teknologi- og metodeutvikling for integritetsstyring og overvåking av teknisk tilstand.
- Videreutvikling av helhetlige modeller for risikostyring for å bedre tilpasse omfang av ulykkesforebyggende tiltak til alvorlighetsgrad av potensielle skader som følger av et områdets miljøfølsomhet.
- Utvikling av helhetlige risikomodeller og bedre arbeidsmetoder for å redusere bruk og utslipp av miljøfarlige kjemikalier, blant annet prosjektet Kjemisk helsefare i olje- og gassindustrien.

Det er arbeidet med metodisk utvikling av ulike typer risikoanalyseverktøy. Denne utvikling har dekket blant annet:

- Forbedring av eksisterende verktøy: OLF har for eksempel sammen med DNV utviklet Operational Environmental Risk Analysis Tool (OPERATo) for å forbedre blant annet analyse av årsaksanalyser som legges til grunn for etterfølgende miljørisikoanalyser. Forbedringene er rettet i denne sammenheng på analyse av tekniske barrierer, operasjonelle forhold og lokale risikopåvirkende faktorer.
- Utvikling av nye verktøy som tar høyde for kunnskapsutvikling innen ulykkest teori og som dermed tilrettelegger for å bedre styre svært viktige risikopåvirkende faktorer som ikke er dekket av tradisjonelle analyseverktøy. Dette gjelder for eksempel arbeid tilknyttet resilience engineering.

Det er gjennomført et eget utviklingsarbeid i regi av Petroleumstilsynet og Proactima AS for å bidra til bedre risikokommunikasjon, blant annet gjennom utvikling av verktøy som tilrettelegger for å bedre kommunisere grad av styrbarhet og usikkerhet relatert til sentrale risikopåvirkende forhold.

Kunnskapsutvikling om ulykkesmekanismer som følge av større industrielle ulykker har bidratt til styrket oppmerksomhet på betydningen av konteksten for å forstå og håndtere risiko, og dermed på behovet for mer helhetlige vurderinger av risiko. Dette gjelder blant annet styrket oppmerksomhet på betydningen av lokale og regionale forhold. Dette bidrar for eksempel til større oppmerksomhet på behovet for å dimensjonere barrierer som skal forhindre ulykker som kan føre til akutt forurensning ved også å ta hensyn til de potensielle skadene som akutt forurensning kan påføre miljøressurser lokalt og regionalt. Det er også styrket oppmerksomhet på endringer i risiko som følge av blant annet konjunkturrendringer, kontraktsstruktur, kontraktsinsentiver og strategiske beslutninger som tas på selskapsnivå. Det er dessuten en utvikling i forståelse av dilemmaer som kan oppstå når ulike typer risikoer skal styres, blant annet dilemmaer knyttet til behovet for å håndtere både miljørisiko tilknyttet akutt forurensning til sjø og luft, operasjonelle utslipp til sjø og luft og arbeidsmiljørisiko.

I tillegg til teknologiutviklingen som bidrar til bedre sikkerhet i petroleumsvirksomheten, er det gjennomført eller initiert en rekke FOU-prosjekter i selskapenes regi, i forskningsinstitusjoners regi og i NFR Petromaks-regi som direkte adresserer viktige aspekter tilknyttet risikostyring i petroleumsvirksomheten generelt, og i nordområdene spesielt. Eksempler fra Petromaks-programmet er:

- Building Safety in Petroleum Exploration and Production in the Northern Regions (179794/S30).
- Risk Modelling, Integration of Organisational, Human and Technical factors (183225/S30).
- Styling og oppfølging av integriteten til instrumenterte sikkerhetssystemer (179872/S30).
- Interdisciplinary Risk Assessment of Integrated Operations addressing Human and Organisational Factors (189562/S30).
- Regularity and uncertainty analysis and management for the Norwegian gas processing and transportation system (175967/S30).

Det har pågått en utvikling av standarder av betydning for risikostyring generelt, eksempelvis ISO 31000:2009 (risikostyring), NORSOK Z-013 (risiko- og beredskapsvurderinger) og NORSOK Z-008 (kritikalitetsvurderinger av utstyr til vedlikeholdsformål). Det er også jobbet med standard ISO 19906 "Arctic Offshore Structures" og med samarbeid med Russland for å gjennomgå eksisterende standarder for petroleumsvirksomhet for å vurdere deres egnethet for aktiviteter i Barentshavet.

Risikogruppen har i forbindelse med arbeidet med helhetlige forvaltningsplaner satset på å involvere flere fagmiljøer som er sentrale hva angår risikostyring i petroleumsvirksomheten (SINTEF, UiS, IRIS, Preventor AS, Proactima AS) for å formidle hensynet til helhetlige risikovurderinger som forener hensynet til sikkerhet, arbeidsmiljø og ytre miljø som ligger til grunn for forvaltningens arbeid med helhetlig forvaltning av miljørisiko tilknyttet akutt forurensning. Disse fagmiljøene er sentrale for videreutvikling av risikostyring i petroleumsvirksomheten gjennom deres bistand til petroleumsnæringen og bidrag innen forskning og utdanning.

Kunnskapsutvikling i petroleumsnæringen på øvrige områder, for eksempel hva angår teknologiutvikling og overvåking av risikoutvikling, er også viktige bidrag til kunnskapsutvikling av betydning for risikostyring i petroleumsvirksomheten.

Vurdering

Videreutvikling av risikostyring i petroleumsvirksomheten er fortsatt et prioritert satsingsområde både med hensyn til risikoforståelse, av risikostyringsprosesser og av risikokommunikasjon, både i næringen og i hvert selskap som deltar i petroleumsvirksomheten. Utover tidligere prioriterte utviklingsområder bør behovet for følgende utvikling prioriteres:

- Videreutvikling av en **helhetlig** tilnærming til ulykkesrisiko for å demonstrere at:

- type og omfang av ulykkesforebyggende tiltak er **robuste**, gitt kompleksitet, dynamikk og usikkerhet i virksomheten,
- ambisjonsnivå med hensyn til ulykkesforebygging står i forhold til de potensielle skadene som et akutt utslipp kan føre til, målkonflikter mellom hensynet til miljø, sikkerhet, arbeidsmiljø og verdiskaping identifiseres og håndteres på best mulig måte samlet sett og uten brudd på noen av gjeldende regelverkskrav.

7.4 Samfunnsmessige konsekvenser av forurensningsulykker

Beskrivelse av kunnskapsbehov

St.mld. nr. 8 (2005-2006) pkt. 8.8 omtalte behovet for utvikling av kunnskap om samfunnsøkonomiske spørsmål knyttet til de ulike næringene, for å sikre et best mulig beslutningsgrunnlag for forvaltningen. En helhetlig miljøforvaltning skal kunne tilrettelegge både for verdiskaping og for å opprettholde miljøverdiene i havområdet.

Hva pågår

Det er gjennomført et arbeid for å utvikle en metodikk for å analysere samfunnsmessige konsekvenser av akutt forurensning til sjø, ref. /50/. Det er foretatt en kartlegging av ulike metoder, deres fordeler og begrensninger. Det er foreslått en metode, som søker å utnytte eksisterende metoders styrker og som også dekker konsekvenser for mattrygghet og markedsomdømme, som en integrert del av den helhetlige modell for miljørisiko. Det er i denne sammenheng også søkt å klargjøre behovet for data og datautvikling.

Vurdering

Det er behov for å frembringe beslutningsrelevant kunnskap om både positive og negative konsekvenser av næringsvirksomheter. Det er i tillegg identifisert et behov for videre arbeid med metodisk utvikling for å forbedre vurdering av de samfunnsmessige konsekvenser av akutt forurensning, noe som vil forbedre beslutningsgrunnlaget for investeringer i ulykkesforebygging og beredskap mot akutt forurensning.

7.5 Kartlegging og overvåking av risikoutvikling knyttet til petroleumsvirksomheten i området

Beskrivelse av kunnskapsbehov

St.mld. nr. 8 (2005-2006) pkt. 9.7 omtalte behovet for utvikling av kartlegging og overvåking av risikoutvikling i planområdet for å forbedre forvaltningens informasjon om endringer over tid for risikopåvirkende faktorer. En bedre overvåking av risikoutvikling vil sette myndighetene og selskapene i stand til å handle proaktivt for å:

- redusere muligheten for at det inntreffer hendelser som kan medføre akutt forurensning,
- redusere mengde av akutt forurensning, dersom det likevel skulle inntreffe en ulykke,
- tilpasse aktørenes og myndigheters beredskap mot akutt forurensning til utvikling av risiko over tid,
- redusere usikkerhet knyttet til ulykkes- og skademekanismer tilknyttet akutt forurensning gjennom målrettet satsing på FOU, kartlegginger og overvåkinger.

Hva pågår

Petroleumstilsynet gjennomfører prosjektet Risikonivå i norsk petroleumsvirksomhet (RNNP), ref. /53/ og /57/, for å overvåke utviklingen av risikonivå i petroleumsvirksomheten og utgir en årlig rapport om utvikling av risiko for uønskede hendelser og ulykker (prosjektet startet opp i år 2000).

RNNP har hittil vurdert det omfattende datamaterialet som er innsamlet i denne sammenheng ut fra hensynet til både storulykker, arbeidsulykker, arbeidsmiljø og helse.

Arbeidet med helhetlige forvaltningsplaner av havområdene og annet arbeid for å nå nasjonale miljømål har på mange måter bidratt til å initiere et arbeid for å utnytte foreliggende datamaterialet for å få frem informasjon om utvikling av risiko forbundet med uønskede hendelser som kan føre til forurensning. Petroleumstilsynet har derfor sammen med Preventor AS gjennomført et innledende arbeid for å videreutvikle RNNP til også å omhandle risiko for akutte utslipp i norsk petroleumsvirksomhet, ref. /56/. Arbeidet har tatt utgangspunkt i tilgjengelige data fra blant annet RNNP og Environmental Web. Det er utviklet en "modell" for en analyse- og vurderingsprosess av en rekke data som er egnet for å vurdere risikoen for akutte utslipp på norsk sokkel og identifisere mulige trender. "Modellen" er testet ut med aktuelle data i periode 2004-2008 for de tre planområdene som er definert for helhetlig forvaltning av miljørisiko tilknyttet akutt forurensning, for å identifisere utviklingsbehovet både hva angår metode og data.

Vurdering

Det er behov for å videreføre de prosjektene som er gjennomført i forhold til modellering av oljedrift, kartlegging av oljevern og estimering av mulig skade på sjøfugl, fisk og fiskerier til også å omfatte scenarier lenger nord i planområdet, og metodikken som brukes bør også videreutvikles.

Det er behov for å videreføre RNNP med utgangspunkt i det gjennomførte pilotprosjektet for å bedre kunne overvåke utvikling av risikoen for at uønskede hendelser i petroleumsvirksomheten fører til akutte utslipp, være i stand til å handle proaktivt på eventuelle negative trender for dermed unngå at det skjer uønskede hendelser som kan føre til akutt forurensning i fremtiden. Videreutvikling av prosjektet bør prioritere følgende:

- videreutvikle metoden for utvikling av risikoindikatorer av betydning for å overvåke utvikling av risiko for at uønskede hendelser i petroleumsvirksomheten fører til akutt forurensning,
- benytte tilgjengelige data i perioden 1996-2009 (Pilotprosjektet har tatt utgangspunkt i data kun for perioden 2004-2008),
- benytte tilgjengelige data for å kunne overvåke utvikling av risiko for at uønskede hendelser i petroleumsvirksomheten fører til akutte utslipp av både olje og kjemikalier til sjø og akutte utslipp til luft,
- dekke risikoparametre som er listet opp i rapport fra Pilotprosjektet.

7.6 Styrket kontroll og rettslig oppfølging

Beskrivelse av kunnskapsbehovet

Det er i St.meld. nr. 8 (2005-2006) identifisert behov for en styrket kontroll og rettslig oppfølging i saker med ulovlig utslipp/forurensning fra innretninger og fartøyer i området.

Hva pågår

Det er gitt høy prioritet til granskninger av hendelser som har ført til akutte utslipp i petroleumsvirksomheten og det er gjennomført flere studier av gjennomførte granskninger i perioden 2002-2008 for å klarlegge både fellestrekk med hensyn til årsakssammenheng og forbedringspotensiale ved granskninger. Det er satset på metodisk utvikling av granskningsprosesser og det er satset betydelig på kompetanseutvikling på ulykkest teori og granskning. Det er i denne sammenheng blant annet utviklet en studiemodul på granskning på UiS på masternivå. UiS har også utviklet et masterprogram for aktiviteter i Barentshavet.

Vurdering

Metodisk utvikling på granskning og kompetanseutvikling på ulykkest teori og granskning må prioriteres videre både hos myndigheter og i petroleumsnæringen med tanke på å forbedre læringseffekten av akutte utslipp som inntreffer i petroleumsvirksomheten. Det må dessuten avsettes nødvendige ressurser for kontinuerlig utvikling av utdanningstilbud på ulykkest teori og granskning og prioritere samarbeid mellom utdanningsinstitusjoner, forskningsinstitusjoner, petroleumsnæringen, myndighetene og interesseorganisasjoner.

7.7 Samarbeid med Russland i nordområdene.

Beskrivelse av kunnskapsbehovet

St.mld. nr. 8 (2005-2006) pkt. 9.8 omtalte behovet for å videreutvikle den strategiske satsingen på kunnskap og samarbeid med Russland i nordområdene. Det ble også uttrykt forventninger om å styrke samarbeidet med Russland om kompetanseoppbygging og erfaringsutveksling knyttet til regulering av aktiviteter som påvirker miljøet i Barentshavet. (St.mld. nr. 8 (2005-2006) pkt. 9.11).

Hva pågår

Det har pågått viktig samarbeid med blant annet Russland i forbindelse med avklaring av regulerings- og standardiseringsbehovet for petroleumsvirksomhet i Barentshavet. Samarbeid med USA og Canada er også viktig i denne sammenheng. Dette har bidratt til erfaringsoverføring og kompetansebygging i petroleumsvirksomhet. Dette arbeidet vil dessuten bidra til å formidle viktig informasjon av betydning for forståelse og håndtering av risiko for blant annet hendelser som kan føre til akutte utslipp.

Det er jobbet frem en ISO standard: ISO 19906 "Arctic Offshore Structures", som nå er i "Final Draft International Standard" (FDIS) format. Standarden inkluderer alle de erfaringene som er gjort med petroleumsvirksomhet i kaldt klima og den normative delen gir en detaljert oversikt over hva som må ivaretas i prosjekteringsfasen. På denne måten representerer standarden et mulig løft med hensyn til sikkerhet som kan bidra til redusert sannsynlighet for uønskede hendelser i form av akutte utslipp til sjø.

Barents 2020-prosjektet har pågått i perioden 2007-2009. Prosjektet finansieres av UD og ledes av DNV. Prosjektet omhandler standardisering av tekniske krav for petroleumsvirksomhet i Barentshavet på tvers av norsk og russisk sokkel. Barents 2020-prosjektet har bidratt til å klargjøre 8 områder i Barentshavet med ulike klimaforhold, noe som kan bidra til å øke presisjon av teknologitilpasningen til værforhold, som i et så stort område naturligvis varierer mye. Det er nådd enighet blant annet om hvilke internasjonale standarder og NORSOK-standarder som anses relevante å legge til grunn for prosjekter på begge sokler. Barents 2020-prosjektet kan dessuten bidra til å styrke samarbeidet med Russland knyttet til regulering av petroleumsvirksomheten.

Vurdering

Samarbeid med Russland og andre land slik som USA og Canada, er en viktig satsing for å redusere miljørisiko tilknyttet akutt forurensning i fremtidig petroleumsvirksomhet i Barentshavet og må derfor fortsatt gis prioritet. Det er behov for å avsette nødvendige ressurser til dette formål og å organisere dette arbeidet med tanke på:

- koordinering av sammenfallende initiativer,
- involvering og medvirkning fra aktørene i petroleumsvirksomheten, arbeidstakerorganisasjoner, myndigheter, standardiseringsorganisasjoner og sentrale fagmiljøer.

Utvikling av standarder og regelverk som tar utgangspunkt i samarbeid med Russland, USA og Canada, må reflektere blant annet ambisjoner med helhetlig forvaltning av miljørisiko tilknyttet akutt forurensning og teknologi- og kunnskapsutvikling som er relevant i denne sammenheng.

8 Vurdering av tiltak for å hindre akutt utslipp til sjø

Enhver verdiskapende aktivitet er beheftet med en risiko for verdiødeleggelse, det vil si at det er umulig å skape verdier uten å ta risiko. Dette gjelder også for petroleumsvirksomheten. Dette betyr at åpning av et område for petroleumsvirksomhet innebærer en aksept av denne risikoen. Risiko, herunder usikkerhet, er uunngåelig, men risiko kan styres, det vil si at det er mulig å iverksette relevante og robuste tiltak for å unngå at det som kan skje ikke skjer. Å akseptere risiko betyr imidlertid ikke at en aksepterer en ulykke. Det betyr at en aksepterer at en ulykke *kan* skje, men samtidig gjør det som er mulig for å forhindre at en ulykke skjer. Risikoaksept forutsetter med andre ord at relevante og robuste tiltak iverksettes. Basert på vurderingene i kapittel 6 er det pekt på fem satsingsområder som er vurdert å være viktige for å ivareta mål for risiko og risikoutvikling i planområdet:

- Valg av konsept/utbyggingsløsning.
- Aktørbilde, herunder kompetanse og erfaring hos operatør, leverandør og lisenspartner.
- Rammebetingelser.
- Utbyggingstakt.
- Klimatiske områdespesifikke forhold i Barentshavet og Lofoten (ising).

I dette kapitlet presenteres myndighetenes og aktørenes mulighet for å iverksette tiltak som kan bidra både til å redusere sannsynlighet for at det oppstår ulykker som kan føre til akutte utslipp og/eller stanse ulykken ved kilden for dermed å redusere mengde forurensning som kan komme på eller i sjøen.

8.1 Tiltak i petroleumsnæringens regi for å redusere sannsynlighet for at det oppstår ulykker som kan føre til akutte utslipp

Ulykkesrisiko i petroleumsvirksomheten er i stor grad avhengig av den *enkelte* aktivitetens egenart og operasjonelle forutsetninger, den *enkelte* innretningens robusthet og svakhet eller den *enkelte* aktørens evne til å styre en rekke risikopåvirkende faktorer i kontinuerlig endring. Den enkelte aktør som deltar i petroleumsvirksomheten har derfor størst påvirkning på ulykkesrisiko og utvikling av ulykkesrisiko over tid.

Aktørene i petroleumsvirksomheten er gjennom regelverket pålagt å opparbeide seg en detaljert kunnskap om egen virksomhet, analysere risiko i alle faser og på alle nivåer, for å iverksette robuste tiltak som er tilpasset de spesifikke tekniske, operasjonelle og kontekstuelle forholdene i hvert enkelt tilfelle og som ivaretar regelverkets funksjonskrav. Aktørene er således pålagt å gå systematisk frem for selv å forsikre seg om, og for å kunne demonstrere for myndighetene og andre interessenter, at de ivaretar regelverkskrav og gjør det som må til for å redusere risiko så langt som praktisk mulig. Aktørene gjennomfører til dette formålet en rekke risikovurderinger i alle faser av virksomheten og på alle nivåer i organisasjonen. Aktørenes risikovurderinger har til hensikt å forstå hvilke uønskede hendelser som *kan* skje i virksomheten, for å iverksette adekvate tiltak som kan forhindre at hendelser skjer i praksis, og dermed *styre* risiko.

Utvikling av en helhetlig tilnærming til ulykkesrisiko

For å sikre forsvarlig virksomhet i planområdet er det viktig at aktørene prioriterer blant annet utvikling av en **helhetlig** tilnærming til ulykkesrisiko for å demonstrere at:

- type og omfang av ulykkesforebyggende tiltak er **robuste**, gitt kompleksitet, dynamikk og usikkerhet i virksomheten,
- ambisjonsnivå med hensyn til ulykkesforebygging står i forhold til de potensielle skadene som et akutt utslipp kan føre til,
- målkonflikter mellom hensynet til miljø, sikkerhet, arbeidsmiljø og verdiskaping identifiseres og håndteres på best mulig måte samlet sett og uten brudd på noen av gjeldende regelverkskrav.

Det er på mange områder sammenfallende interesser mellom hensynet til miljø, sikkerhet, arbeidsmiljø og verdiskaping, men løsninger vil ikke alltid være ideelle ut fra samtlige hensyn samtidig og det kan oppstå målkonflikter mellom ulike hensyn. Bruk av miljø- og arbeidsmiljømessig gunstigere kjemikalier kan i noen tilfeller representere en sikkerhetsutfordring og dermed øke risiko for akutte utslipp til sjø (boreslam for eksempel). Forbud mot leteboring i bestemte perioder av året er gunstig for miljøet, men kan bidra til økt risiko i de perioder hvor leteboring er tillatt på grunn av tidspress og aktiviteter konsentrert i perioder med mørketid og kulde. Tekniske og operasjonelle tiltak som er gunstige for å redusere utslipp til luft kan øke kompleksiteten av tekniske systemer, operasjoner og aktørbildet, og øke risiko for hendelser som kan føre til akutte utslipp til sjø. Ilandføring av borekaks kan redusere risiko for akutte utslipp i forbindelse med kaksinjeksjon, men kan øke risiko for skade av personell på grunn av økt lossing/lastingsoperasjoner, øke arbeidstakernes kjemiske eksponering, øke kollisjonsrisiko på grunn av økt skipstrafikk i sikkerhetszone osv.

Helhetlig økosystembasert forvaltning av havområdene legger vekt på helhetlig vurdering av både positive og negative konsekvenser av menneskelige aktiviteter og en balansert avveining mellom ulike hensyn. Myndighetene har etablert en rekke fora og prosesser for å samordne seg til dette formålet. Det er viktig at aktørene som deltar i petroleumsvirksomheten, også legger til grunn en helhetlig tilnærming til styring av sine aktiviteter. Et viktig tiltak i denne sammenheng er å øke åpenhet omkring målkonflikter, tilrettelegge for å identifisere eventuelle målkonflikter mellom hensynet til miljø, sikkerhet, arbeidsmiljø og verdiskaping, og håndtere disse på best mulig måte samlet sett og uten brudd på noen av gjeldende regelverkskrav.

Teknologi- og kunnskapsutvikling

Det er i rapporteringsperioden gjennomført eller initiert FOU som kan bidra til bedre risikoforståelse, bedre tilpasning av teknologi til en rekke risikopåvirkende faktorer, bedre operasjonsplanlegging og -overvåking, tidligere deteksjon av driftsavvik, raskere og mer effektiv intervensjon, forbedret tilgang til informasjon for problemløsning mv. FOU har dessuten redusert usikkerhet omkring en rekke risikopåvirkende faktorer.

Teknologi- og kunnskapsutvikling er avgjørende for å holde ulykkesrisiko i planområdet på et lavt nivå, både med dagens aktiviteter og dersom det besluttes å øke aktivitetsnivået. Det er særlig pekt på behovet for å prioritere utvikling av tekniske og operasjonelle løsninger tilpasset isingsforhold i planområdet. Sentrale satsingsområder som kan nevnes i denne sammenheng er blant annet materialteknologiske, designmessige og operasjonelle tiltak for å sikre barrierefunksjoner, og håndtering av dilemmaer mellom forsvarlig arbeidsmiljø og sikkerhet, for eksempel hva angår eksplosjonsrisiko.

Det er dessuten pekt på behovet for at aktørene prioriterer forbedringsprosesser, herunder FOU, på en rekke områder som ikke er spesifikke for petroleumsaktiviteter i planområdet, men som likevel også er relevante for forsvarlig virksomhet i planområdet. Dette gjelder blant annet:

- tekniske og operasjonelle løsninger tilknyttet oljelasting, lekkasjedeteksjon på undervannsanlegg, slip joint, fleksible stigerør og kaksinjeksjon,

- klargjøring og håndtering av de sikkerhetsmessige konsekvensene av endringsprosesser enkeltvis og samlet, herunder klargjøring og håndtering av målkonflikter mellom ulike hensyn,
- risikovurderinger som ligger til grunn for vedlikehold av teknisk integritet på komponent-, utstørs- og systemnivå,
- tilrettelegging for at kompetanse og kapasitet er tilpasset prosessenes kompleksitet, sikkerhetsledelse på ulike organisatoriske nivåer og i aktørkjede,
- organisatorisk læring av ulykker i egen og andres virksomhet på alle organisatoriske nivåer og i aktørkjede.

Det er dessuten pekt på at det kan være et gap mellom teknologi- og kunnskapsutvikling og **bruk** av ny teknologi, kunnskap og erfaringer. Aktørene som deltar i petroleumsvirksomheten, må prioritere ulykkesforebyggende tiltak i samsvar med teknologi- og kunnskapsutvikling for å sikre forsvarlig petroleumsvirksomhet i planområdet, både med dagens aktivitetsnivå og i tilfelle det skulle besluttes økt aktivitetsnivå.

Aktørene må prioritere å fortløpende evaluere FOU-behov og formidle hvordan FOU-prosjektportefølje bidrar til teknologi- og kunnskapsutvikling av betydning for forebygging av uønskede hendelser som kan føre til akutte utslipp i petroleumsvirksomheten generelt og i nordområdene spesielt. Det er dessuten viktig at aktørene kvalifiserer ny teknologi ut fra flere hensyn for å unngå unødige målkonflikter mellom hensynet til miljø, sikkerhet, arbeidsmiljø og verdiskaping.

Samarbeid og samspill mellom aktørene som deltar i petroleumsvirksomheten

Noen sikkerhetsutfordringer er felles for større grupper aktører og tjener erfaringsmessig av at det etableres samarbeidsprosjekter og -fora for å dele erfaringer og effektivt utvikle beste praksis. Det er vist til flere industriprosjekter som er viktige bidrag for å redusere ulykkesrisiko i petroleumsvirksomheten både generelt og i planområdet og som må prioriteres videre. Det gjelder for eksempel industriprosjekter tilknyttet brønnintegritet, reduksjon av hydrokarbonlekkasjer, helhetlig kjemikaliestyling, standardutvikling i samarbeid med Russland (Barents 2020-prosjektet), HMS i nordområdene, OPERAto-prosjektet, reduksjon av akutte olje- og kjemikalieutslipp mv. Det er også pekt på viktigheten av å forankre disse prosjektene hos blant annet myndigheter, samt å involvere arbeidstakerorganisasjonene og andre interessenter i slike industriprosjekter.

Det bør dessuten vurderes å prioritere et industriprosjekt for å sørge for bred erfaringsdeling på tvers av selskapene med hensyn til kaksinjeksjon og utvikle en robust beste praksis med hensyn til kvalifisering av reservoar, brønnplassering, brønndesign, operasjonelle forholdsregler mv. for forsvarlig kaksinjeksjon og øvrig injeksjon..

For å sikre forsvarlig virksomhet i planområdet er det viktig at næringen prioriterer og avsetter nødvendige ressurser til standardiseringsarbeidet generelt, og til Barents 2020-prosjektet spesielt.

Det vises for øvrig til kapittel 7.

8.2 Tiltak i myndighetenes regi for å redusere sannsynlighet for at det oppstår ulykker som kan føre til akutte utslipp.

I prinsippet er det tre typer virkemidler myndighetene har for å påvirke og kunne redusere ulykkesrisiko og forhindre at ulykker skjer:

- Utforme nødvendig rammeverk for en sektor,

- følge opp aktørene i en sektor og dermed bidra til bedre etterlevelse av gjeldende rammeverk og
- identifisere status og utvikling på risiko i en sektor, og bidra til nødvendige forbedringsprosesser og teknologi- og kunnskapsutvikling.

Videreutvikling av rammebetingelser

En sentral rammebetingelse for aktørenes forebygging av ulykker er HMS-regelverket. HMS-regelverket krystalliserer kunnskap og erfaringer om hvordan ulykker blir til. Regelverket er funksjonelt utformet for å kunne dekke mangfoldet av aktiviteter, aktører, lokasjonsspesifikke forhold, mv. Det er risikobasert for å sikre at risikoer er grundig kartlagt og at omfang og type barrierer er tilpasset risikoforhold som gjelder i hver enkel virksomhet. Det forhold at regelverket er risikobasert innebærer også at hensynet til miljø, sikkerhet og arbeidsmiljø skal vurderes både enkeltvis og samlet. Aktørene er videre pålagt å demonstrere en systematisk og proaktiv tilnærming til ulykkesrisiko og at regelverket etterleves. HMS-regelverket anses godt egnet til å sikre forsvarlig virksomhet, også i planområdet. Regelverket kan imidlertid utvikles videre for blant annet å lage tydeligere rammer for en helhetlig tilnærming til ulykkesrisiko, bedre reflektere teknologi- og kunnskapsutvikling og tydeliggjøre ansvaret til alle aktørene i hele aktørkjedet.

Andre aktuelle rammebetingelser som bør prioriteres er kriterier for tildeling av nye utvinningstillatelser i planområdet og vilkår i utvinningstillatelser som tildeles. Følgende tiltak bør vurderes:

- Tildeling av utvinningstillatelser i planområdet bør forbeholdes aktører som kan vise til operasjonell erfaring og som har nødvendig kompetanse og kapasitet til å understøtte et høyt ambisjonsnivå med hensyn til ulykkesforebygging i alle faser.

Vilkår i utvinningstillatelser som tildeles i planområdet bør eksplisitt adressere rettighetshaveres forpliktelser med hensyn til å tilrettelegge for og kontrollere at operatøren har en helhetlig tilnærming til ulykkesrisiko og vektlegger robuste løsninger med hensyn til å forebygge ulykker. Som nevnt er det en ulykkesrisiko forbundet med enhver aktivitet. Eneste mulighet for å eliminere risiko er å eliminere aktiviteter. Det er i noen områder stilt krav til operasjonelle begrensninger som forbyr leteboring i potensielt oljeførende lag i perioder der området er særlig miljørørbart. Fordelen med denne type krav er at ulykkesrisiko fra petroleumsvirksomheten er eliminert i enkelte områder i flere måneder av året. Det bør imidlertid vurderes å utrede om denne type rammebetingelse har ønsket effekt på miljørisiko. En slik utredning bør ta utgangspunkt i en helhetlig økosystembasert forvaltning av havområdene og dermed klargjøre konsekvenser av den type rammebetingelse på miljørisiko tilknyttet akutt forurensning og andre typer risikoer på tvers av menneskelige aktiviteter og over tid.

Overvåking av risikoutvikling i petroleumsvirksomheten

En viktig forutsetning for å holde ulykkesrisiko på et lavt nivå i planområdet, både med dagens aktivitetsnivå og dersom det besluttes å øke aktivitetsnivået, er at en har en pålitelig faktabasert oversikt over faktiske akutte utslipp og tilløpshendelser som kan føre til akutte utslipp i petroleumsvirksomheten.

Det er i kapittel 7 vist til Petroleumstilsynets arbeid med å videreutvikle RNNP for å bedre overvåke utvikling av risikoen for at uønskede hendelser i petroleumsvirksomheten fører til akutte utslipp, være i stand til å handle proaktivt på eventuelle negative trender for dermed unngå at det skjer uønskede hendelser som kan føre til akutt forurensning i fremtiden. Det er behov for å få nødvendige ressurser for å videreutvikle dette prosjektet og prioritere følgende:

- Videreutvikle metoden for utvikling av risikoindikatorerne av betydning for å overvåke utvikling av risiko for at uønskede hendelser i petroleumsvirksomheten fører til akutt forurensning.
- Benytte tilgjengelige data tilbake til 1999 (Pilotprosjektet har tatt utgangspunkt i data kun for perioden 2004-2008).
- Benytte tilgjengelige data for å kunne overvåke utvikling av risiko for at uønskede hendelser i petroleumsvirksomheten fører til akutte utslipp av både olje og kjemikalier til sjø.
- Dekke risikoparametre som redegjort for i rapport fra Pilotprosjektet for planområdet og øvrige havområdene.

Det legges opp til en årlig publisering av en egen RNNP-rapport som klargjør status på risiko og risikoutvikling tilknyttet akutte utslipp i petroleumsvirksomheten, herunder utvikling av aktivitetsindikatorer, faktiske akutte utslipp, tilløpshendelser, resultater fra barrieretester og andre risikopåvirkende faktorer.

Påvirkning av teknologi- og kunnskapsutvikling

Myndighetene bør utvikle adekvate virkemidler i Petromaks- og Climit-programmer i NFR for å sikre integrasjon av sikkerhets-, arbeidsmiljø- og miljøhensynet på tvers av programmenes temaer og mål. Målsettingen må være å unngå at det innføres målkonflikter mellom sikkerhets-, arbeidsmiljø- og miljøhensynet, og dermed unngå at teknologiutvikling på ett område fører til negative konsekvenser på andre områder eller at et FOU-prosjekt ivaretar ett av programmets mål, men ellers er i konflikt med programmets øvrige mål. Det anses også som viktig at Petromaks-programmet prioriterer å fortløpende evaluere og formidle hvordan programmets prosjektportefølje bidrar til teknologi- og kunnskapsutvikling av betydning for forebygging av uønskede hendelser som kan føre til akutte utslipp i petroleumsvirksomheten generelt og i nordområdene spesielt.

9 Oppsummering

Denne rapporten presenterer vurderinger av risiko for akutt utslipp til sjø fra norsk petroleumsvirksomhet i Barentshavet og havområdene utenfor Lofoten. Rapporten dekker den delen av hendelsesforløpet ved et potensielt utslipp som skjer *før* et eventuelt utslipp resulterer i forurensning på sjøen.

Et av formålene med rapporten er å belyse årsaker og medvirkende faktorer til hendelser som potensielt kan resultere i akutt utslipp til sjø fra petroleumsvirksomheten i planområdet. Et annet sentralt formål er å belyse i hvor stor grad, og på hvilken måte, det eventuelt er mulig å påvirke risikoen for akutt utslipp til sjø. Det er derfor lagt vekt på å synliggjøre hvordan beslutninger og valg på ulike nivåer vil kunne påvirke risikoen i positiv eller negativ retning. Videre er det lagt vekt på å synliggjøre usikkerhet, hva som i stor grad er styrbart eller ikke, samt behov for eventuell ytterligere kunnskapsutvikling.

For å vurdere ulike hendelsestyper som potensielt kan resultere i akutt utslipp til sjø, deres årsaker og medvirkende faktorer, er det valgt å benytte en metode bestående av følgende tre hovedtrinn, jf. Figur 5:

1. Identifisere og vurdere hvilke hendelser som potensielt kan føre til akutt utslipp til sjø fra petroleumsvirksomheten,
2. vurdere hva og hvor mye som potensielt kan slippe ut, gitt at det skjer et akutt utslipp, og
3. vurdere og diskutere forhold som vil kunne være av betydning for muligheten for at akutt utslipp til sjø kan inntreffe, og/eller av betydning for hva og hvor mye som potensielt kan slippe ut.

I Figur 44 presenteres de tre trinnene i metoden sammen med en oppsummering av hvilken informasjon som fremkommer av hvert trinn. Detaljer om metoden er beskrevet i kapittel 3-6.

Trinn 1:
Identifisere og vurdere hvilke hendelser som potensielt kan føre til akutt utslipp fra petroleumsvirksomheten

Presentere de ulike hendelsestypene

- Identifisere ulike hendelsestyper
- Valg av hendelsestyper som skal vurderes

- A- Utblåsning
- B- Brønnlekkasje
- C- Rørledningslekkasje
- D- Stigerørlekkasje
- E- Prosesslekkasje
- F- Utslipp fra lagringstanker
- G- Utslipp ved lastning/lossing av olje
- H- Utslipp av kjemikalier
- I- Kollisjon mellom fartøy og innretning

Trinn 2:
Vurdering hva og hvor mye som potensielt kan slippe ut, gitt at det skjer et akutt utslipp

Presentere:

- Presentere total utslippsmengde, varighet på utslipp, hvilken type olje/kjemikalier som slippet ut
- Presentere utslippet innenfor spesifikke utslippskategorier
- Angi en sannsynlighetsfordeling for alle hendelsestypene innenfor de ulike utslippskategoriene

Utslippskategori	A - Utbl.	B - Brønnl.	C - Rørled.	D - Stigerør	E - Prosess	F - Pross.
10-2 000 tonn	0,10	0,08	0,43	0,39	0,52	1
1 000-2 000 tonn	0,10	0,02	0,28	0,01	0,21	0
2 000-20 000 tonn	0,01	0	0,39	0	0,26	0
20 000-100 000 tonn	0,09	0	0	0	0,01	0
> 100 000 tonn	0,10	0	0	0	0	0
Sum	1	1	1	1	1	1

Trinn 3:
Vurdere og diskutere forhold/faktorer som vil kunne være av betydning for muligheten for at akutte utslipp kan inntreffe, og /eller av betydning for hvor mye som potensielt kan slippe ut

Presentere:

- I. Identifisere og gruppere forhold
- II. Etablere et basisnivå for risiko
- III. Vurdere styrbarheten av risiko for akutt utslipp
- IV. Gjennomføre usikkerhetsbetraktninger
- V. Fremstille de ovennevnte vurderingene i tornadodiagrammer



Figur 44: Oppsummering av trinnene i metoden lagt til grunn i rapporten.

I denne rapporten presenteres risikobildet for et utvalg av konsepter og aktiviteter som vil kunne være typiske for eventuell petroleumsvirksomhet i Barentshavet og havområdene utenfor Lofoten. Det er lagt vekt på å vise hvordan ulike Barentshavet og Lofoten områdespesifikke, tekniske og generelle forhold påvirker risikoen for akutt utslipp til sjø. Risikobildet som presenteres viser hvilke faktorer som er vurdert til å være viktige for hvordan risikonivået i Barentshavet og Lofoten vil kunne utvikle seg.

I denne rapporten presenteres et risikobilde for årene 2010 og 2030. Det er vist i hvilken grad de ulike hendelsestypene bidrar i forhold til hverandre til risikonivået, og som nevnt, i hvilken grad risikonivået er styrbart. Intensjonen med sammenligningene er å vise hvordan ulike forhold påvirker risikoen for akutt utslipp til sjø, og å vise hvordan dette varierer for forskjellige konsepter og aktiviteter, samt å diskutere usikkerhet og grad av styrbarhet.

Planområdet har et areal på nærmere 1 400 000 km², noe som tilsvarer fire ganger Norges landareal, og en vurdering av samlet risikobilde forventes her å ta utgangspunkt i et samfunnsmessig og langsiktig perspektiv. Konklusjoner med hensyn til et risikobilde er en vurdering basert på de fakta og vurderinger som er foretatt innen tilmålt tid og med tilmålte ressurser, gitt en vurdering av dagens kunnskapsstatus. Det er mange mulige årsaker til og konsekvenser av akutt forurensning og risiko enkeltvis og samlet vil være avhengig av svært mange risikopåvirkende faktorer og kombinasjoner av disse, som dessuten er i kontinuerlig endring. Enhver beskrivelse av risiko vil dermed kun i beste fall være en beskrivelse av et begrenset utvalg av aktuelle risikoer, basert på en rekke forutsetninger, og antagelser. Det er dessuten viktig å se slike konklusjoner i lys av at risiko er et uttrykk for **potensielle** akutte hendelser som kan oppstå som følge av menneskelig aktivitet, potensielle negative konsekvenser disse kan føre til, og tilhørende usikkerhet. Risiko er ikke et uttrykk for noe som **er**, men et uttrykk for noe som **kan** skje.

St.mld. nr. 8 (2005-2006), ref. /5/, konkluderte med at forurensningsrisiko i planområdet var vurdert lavt sammenlignet med andre norske havområder. Det er funnet grunn til å konkludere at ulykkesrisikoen fra petroleumsvirksomheten i planområdet fortsatt er lav sammenlignet med andre norske havområder. Det er lavt aktivitetsnivå i planområdet og det er ikke registrert endringer i risikopåvirkende faktorer siden som er av en slik karakter at risikobidraget fra petroleumsvirksomheten vurderes endret. Det er også funnet grunn til å konkludere at det er mulig at ulykkesrisikoen forbundet med petroleumsvirksomheten ikke vil endre seg vesentlig frem mot 2030 til tross for økt aktivitetsnivå. Til disse konklusjoner bemerkes det imidlertid følgende:

- Det er lavt aktivitetsnivå i planområdet sammenlignet med andre havområder, noe som enkeltvis automatisk fører til at beregnede hendelsesfrekvenser blir lavere enn der aktivitetsnivået er høyere. Aktivitetsnivå som risikopåvirkende faktor må imidlertid ikke tillegges overdreven vekt. Det er erfaringsmessig ikke en direkte lineær sammenheng mellom aktivitetsnivå og antall akutte utslipp eller alvorlighetsgrad av akutte utslipp, fordi det er langt flere risikopåvirkende faktorer enn aktivitetsnivået som avgjør ulykkesrisikoen fra begge sektorer i planområdet fordi det skjer kontinuerlig teknologi- og kunnskapsutvikling, og fordi det som til syvende og sist avgjør ulykkesrisiko, er hvordan risiko håndteres i *hver enkel* aktivitet.
- Mellom 2005 og 2009 er det registrert alvorlige akutte oljeutslipp i petroleumsvirksomheten utenfor planområdet. Det viser at forbedringsprosesser er nødvendige.
- En grunnleggende forutsetning for at ulykkesrisikoen forbundet med petroleumsvirksomheten ikke forventes å endre seg vesentlig frem mot 2030 til tross for om det skulle besluttes økt aktivitetsnivå er at risikoreduserende tiltak som det er redegjort for i kapittel 7 og 8 gjennomføres. Det forutsetter tiltak både i aktørens regi i alle sektorer og i forvaltningens regi. Det forutsetter at nødvendige ressurser avsettes til teknologi- og

kunnskapsutvikling som kan bidra til å redusere ulykkesrisiko og prioritering av arbeidet med å samordne forvaltningens innsats for en helhetlig økosystembasert forvaltning.

- Lav risiko betyr ikke null risiko. En konklusjon om lav risiko i planområdet må ikke leses som at det ikke er en ulykkesrisiko forbundet med petroleumsvirksomhet og sjøtransport. En konklusjon om lav risiko i planområdet betyr heller ikke at det ikke er behov for tiltak for å holde risikoen på et lavt nivå. Lav risiko er ikke en tilstand, men noe som skapes og gjenskapes kontinuerlig i hver enkel aktivitet. Lav risiko er den dynamiske resultatanten av et kontinuerlig arbeid, som forutsetter en grunnleggende erkjennelse av usikkerhet, kompleksitet og dynamikk i risiko og en kontinuerlig kritisk tilnærming til forsvarsverket som er etablert for å unngå ulykker. En konklusjon om lav risiko opprettholder behov for risikohåndtering og refleksjon om teknologi- og kunnskapsutvikling for ytterligere risikoreduksjon.

Et viktig budskap i rapporten er at risikonivået ikke "oppstår" av seg selv, men kan påvirkes både i positiv og negativ retning av de valg som gjøres. Ingen aktivitet, heller ikke petroleumsaktivitet, kan foregå uten risiko, det vil si uten usikkerhet om hva konsekvensene av aktiviteten **kan** bli. Enhver verdiskapende aktivitet er beheftet med en risiko for verdiødeleggelse, det vil si at det er umulig å skape verdier uten å ta risiko. Risiko, herunder usikkerhet, er uunngåelig, men kan styres, ved å iverksette relevante og robuste tiltak for å unngå at det som **kan** skje ikke skjer. Det har således vært et mål å vise det mulige handlingsrommet for å velge løsninger og tiltak som bidrar til å påvirke risikoen for akutt utslipp til sjø i riktig retning.

Det er redegjort for tiltak som kan bidra til å redusere risiko for uønskede hendelser som kan føre til akutt forurensning i petroleumsvirksomheten.

Tiltak i aktørenes regi, blant annet:

- *Utvikling av en helhetlig tilnærming til ulykkesrisiko*, herunder bedre identifikasjon og håndtering av målkonflikter mellom hensynet til miljø, sikkerhet, arbeidsmiljø og verdiskaping.
- *Teknologi- og kunnskapsutvikling*, blant annet med hensyn til ising, oljelasting, lekkasjedeteksjon på undervannsanlegg, slip joint, fleksible stigerør og kaksinjeksjon, endringsprosesser, vedlikehold, kompetanse, kapasitet, sikkerhetsledelse, organisatorisk læring.
- *Samarbeid og samspill mellom aktørene som deltar i petroleumsvirksomheten*, gjennom blant annet industriprosjekter og standardiseringsarbeid.

Tiltak i myndighetenes regi, blant annet:

- *Videreutvikling av rammebetingelser, herunder regelverksutvikling, tildelingskriterier ved åpning av nye områder og vilkår i utvinningstillatelser.*
- *Forbedring av overvåking av risikoutvikling i petroleumsvirksomheten gjennom utvikling av RNNP.*
- *Påvirkning av teknologi- og kunnskapsutvikling for bedre integrasjon av HMS-hensyn, samt bedre evaluering og formidling av bidrag til ulykkesforebygging.*

Prinsippet om helhetlig økosystembasert forvaltning er nå lovfestet i Naturmangfoldloven. Ambisjonen om å bedre samordne forvaltningen omkring dette felles prinsippet er å anse som et viktig tiltak for å redusere menneskeskapt miljørisiko i havområdene, også i planområdet. Det er pekt på viktigheten av å videreutvikle de prosessene som har pågått siden 2007 for å følge opp forvaltningsplan for havområdet Barentshavet/Lofoten, slik at forvaltningens oppfølging av de ulike aktivitetene i planområdet blir mer målrettet og effektive. Det er pekt på behovet for å utvikle en

metodisk tilnærming og nødvendige analyseverktøy som er funksjonelle for forvaltningen, både sektorvis og samlet, og som er håndterbare for forvaltningen, gitt forvaltningens tilmålte ressurser.

Det er i St.mld. nr. 37 (2008-2009) pkt. 7.6, ref. /69 pkt. 7.6/, lagt opp til en reorganisering av samarbeidsfora for forvaltningens helhetlige styring av miljørisiko tilknyttet akutt forurensning, der det legges opp til etablering av en ny Risikogruppe. Utviklingsarbeid i regi av den nye Risikogruppe bør ta utgangspunkt i avklaringer og øvrige resultater fra prosesser som har pågått i Risikogruppen for havområdet Barentshavet/Lofoten siden 2007.

De vurderinger av relevante ulykkesscenarioer mv. som fremkommer i denne rapporten, utgjør et bidrag i grunnlagsinformasjonen som brukes for de konsekvens- og miljørisikoanalyser som er gjennomført i Risikogruppens regi og følgende helhetlige vurderinger av risiko og risikoutvikling i planområdet på tvers av myndighetsområder og sektorer.

10 Referanser

1. Arealvurderinger – sårbare områder – interessekonflikter. Vedlegg til St.meld. nr. 8 (2005-2006) [ref./5/]. Rapport fra arbeidsgruppe. April 2005.
2. Olje- og energidepartementet. Tildelinger 19. konsesjonsrunde. 31.03.2006.
http://www.regjeringen.no/upload/kilde/oed/prm/2006/0053/ddd/pdfv/277127-19_runde_kart_norsk.pdf.
3. Olje- og energidepartementet. Tildelinger i 20. runde. 30.04.2009.
http://www.regjeringen.no/upload/OED/pdf%20filer/Konsesjonsrunder/20_runde_tildeling_30april09_NO.pdf.
4. Risikogruppen. Forvaltningsplan – Barentshavet. Statusrapport fra Risikogruppen. April 2010.
5. Miljøverndepartementet. Helhetlig forvaltning av det marine miljø i Barentshavet og havområdene utenfor Lofoten (forvaltningsplan). St.meld. nr. 8 (2005-2006).
<http://www.regjeringen.no/nb/dep/md/dok/regpubl/stmeld/20052006/stmeld-nr-8-2005-2006-.html?id=199809>.
6. Risikogruppen. Forvaltningsplan – Barentshavet. Statusrapport fra Risikogruppen. 31.03.2009.
7. ISO 31000:2009. Risk management – Principles and guidelines.
8. Lilleaker Consulting. Appendix A - Spill frequencies and volumes. Rapport nr.: LA-2007-16. Rev. 02. 31.10.2007.
9. DNV. Simulering av oljeutblåsning utenfor Lofoten og Vesterålen. Rapport nr.: 125POAF-6. Rev. 0. 26.08.2009.
10. Klima- og forurensningsdirektoratet. Utslipp på norsk kontinentalsokkel 2002. Rapport nr.: TA-2014/2004. 09.03.2004. <http://www.sft.no/publikasjoner/vann/2014/ta2014.pdf>.
11. DNV. Frekvenser for uhellsutslipp av olje i Barentshavet. Rapport nr.: 2006-0054. Rev 01. 11.01.2006.
12. ENI Norge. Goliat Development Project – concept selection phase – facility report. Rapport nr.: ENINO_n196247_v3A_Facility Report. 02.11.2007.
13. DNV. ERA Concept selection for Goliat field development. Rapport nr.: 2007-1885. Rev. 01. 22.11.2007.
14. Kystverket/SFT/Petroleumstilsynet. Granskningsrapport. Oljeutslipp Statfjord OLS-A 12.12.2007. <http://www.ptil.no/getfile.php/PDF/Granskningsrapport.pdf>
15. Statoil. Innspill til vurdering av miljørisiko forbundet med utblåsning ved utbygging av Gjøa. Teknisk notat. Hans Christian Karlsen og Thomas Nilsen, TNE PPT HSET. 27.11.2007.
http://www.sft.no/nyheter/dokumenter/statoilhydro_gjoa_soknad270608_vedlegg2.pdf.
16. Plan for utbygging og drift av Goliat. Del 2: Konsekvensutredning. 07.11.2008.
17. Stavanger Aftenblad. Snart olje fra Alvheim. 27.11.2007.
<http://web3.aftenbladet.no/energi/olje/article553368.ece>
18. DNV. Miljørisikoanalyse for Goliat feltutbygging. Rapport nr.: 2008-1305. Rev 01. 07.10.2008.
19. Statoil m.fl. Regional konsekvensutredning, Nordsjøen. Temarapport 4: Uhellsutslipp – sannsynlighet, miljørisiko og konsekvens. Foreløpig kortversjon.
<http://www.statoil.com/no/EnvironmentSociety/Environment/impactassessments/RegionalEIA/Downloads/RKU%20Nordsj%C3%B8en%201999%20Temarapport%204%20Uhellsutslipp%20-%20Januar%201999.pdf>
20. Wikipedia. Floating Production Storage and Offloading (FPSO).
http://en.wikipedia.org/wiki/Floating_Production_Storage_and_Offloading#Records.
21. DNV. Oljedriftsmodellering i Lofoten og Barentshavet: Spredning av olje ved akutte utslipp. Rapport nr. 2003-0385. Rev. 01.
22. Statoil.
[http://www.statoil.ru/statoilcom/svg00990.nsf/Attachments/feltbrosjyrer/\\$FILE/Norne%20brosjyre.pdf](http://www.statoil.ru/statoilcom/svg00990.nsf/Attachments/feltbrosjyrer/$FILE/Norne%20brosjyre.pdf)

23. SINTEF. Vurdering av risiko for akutte utslipp i Norskehavet. Innspill til Sektorutredning petroleum i forbindelse med helhetlig forvaltningsplan for Norskehavet (HFN). Rapport nr.: A4747. 03.01.2008.
24. ENI Norge. Fakta om Goliat.
<http://www.eninorge.no/EniNo.nsf/page/DED71D42177627E0C12574E60040DAF9?OpenDocument&Lang=norwegian>.
25. DNV. Miljørisikoanalyse for letebrønn 7120/12-5 Lunde. Rapport nr.: 2009-0402/126H314-3. Rev. 01. 28.04.2009.
http://www.sft.no/nyheter/dokumenter/eni_lunde_miljorisikoanalyse_280409.pdf.
26. Aven T, Røed W, Wiencke H.S. Risikoanalyse – Prinsipper og metoder, med anvendelser. Universitetsforlaget; 2008.
27. NOAA/Hazardous materials response and assessment division. Rapport Summaries of significant US and international spills. nr.: HMRAD 92-11. 09.1992.
28. Wikipedia. API gravity. http://en.wikipedia.org/wiki/API_gravity.
29. Safetec. E-post fra Beate Riise Wagnild (Safetec) til Vidar Kristensen (Petroleumstilsynet). 16.10.2009, 14:23.
30. DNV. Miljørettet beredskapsanalyse – Snøhvit. Rapport til Statoil ASA. Rapport nr.: 2006-1627. Rev 1. 22.02.2007.
31. SINTEF. Frekvenser for akutt utslipp i Norskehavet. Rapport nr.: A4735. 25.01.2008.
32. Bercha FG, Prentki R, Smith C, Cerovsek M. 2006. Probabilistic Prediction of Oil Spill Occurrence Probabilities in the Alaskan OCS. Presented at the International Conference and Exhibition on Performance of Ships and Structures in Ice (ICETECH-06), Banff, Alberta, Canada, 16-19 July 2006.
33. Bercha FG, Prentki R, Cerovsek M. Arctic subsea pipeline oil spill probabilistic analysis. Proceedings of the thirteenth International Offshore and Polar Engineering Conference, Honolulu, Hawaii, USA, 25-30 May 2003.
34. Bercha FG. Alternative Oil Spill Occurrence Estimators and Their Variability for the Chukchi Sea: Fault Tree Method. Volume 1 (Main Report) and Volume 2 (Appendices). Bercha International Inc. Calgary (Alberta). Bureau of land management, Anchorage, Alaska. Outer Continental Shelf Office.
35. Ramsey JD, Burford CL, Beshir MY, Jencen RC. Effects of workplace thermal conditions on safe work behaviour. Journal of Safety Research 1983; 14: 105-114.
36. Fogleman M, Fakhrzadeh L, Bernard TE. The relationship between outdoor thermal conditions and acute injury in an aluminium smelter. International Journal of Industrial Ergonomics 2005; 35: 47-55.
37. Hassi J et al. Håndbok for arbeide i kulde. Oulo; 2002.
38. Statoil. Sikkerhetsrapport for Hammerfest LNG anlegg. Rapport nr.: RA-SNØ 0658. Rev. 0. 15.12.2006.
39. Flage R, Aven T. Expressing and communicating uncertainty in relation to quantitative risk analysis. Risk & Reliability – Theory & Application 2009; 2(13): 9-18. http://gnedenko-forum.org/Journal/2009/022009/RATA_2_2009-01.pdf.
40. Rosness R, Guttormsen G, Steiro T, Tinmannsvik RK, Herrera IA. Organisational Accidents and Resilient Organisations: Five Perspectives. SINTEF. Rapport nr.: STF38 A 04403. Rev. 1. 15.01.2004.
41. Renn O. Risk Governance: Coping with Uncertainty in a Complex world. London: Earthscan; 2008.
42. Hollnagel E, Woods DD, Leveson N, editors. Resilience engineering: Concepts and precepts. Aldershot: Ashgate; 2006.
43. Tinmannsvik RK. Robust arbeidspraksis – Hvorfor skjer ikke flere ulykker på sokkelen? Trondheim: Tapir Akademiske Forlag; 2008.
44. Reason J. Managing the Risks of Organizational Accidents. Aldershot: Ashgate; 1997.

45. Bird FE, Germain GL. Practical Loss Control Leadership. Loganville, GA: International Loss Control Institute; 1990.
46. Scenarier for helårig petroleumsaktivitet i området Lofoten og Barentshavet i 2005-2020. Delutredning. Utredning av konsekvenser av helårig petroleumsvirksomhet i området Lofoten – Barentshavet.
http://www.regjeringen.no/upload/kilde/oed/hdk/2002/0004/ddd/pdfv/162996-scenarier_barentshavet_0710.pdf
47. Statoil. Miljørisiko- og Beredskapsanalyse, oljevern for Snøhvit – offshore – februar 2004. Rapport nr.: F&T MST-03061. 12.02.2004.
http://www.sft.no/nyheter/dokumenter/snohvit_beredskapsanalyse_statoil190204.pdf.
48. Statoil. Snøhvit LNG project: PDO/PIO support documentation Pipeline transportation system. Rapport nr.: RA-SNØ-00132. Rev. 0. 06.07.2001.
49. The engineering toolbox. Oil Pipes – Recommended Flow Velocities.
http://www.engineeringtoolbox.com/flow-velocity-steam-pipes-d_387.html.
50. Proactima. Verdien av samfunnsmessige konsekvenser av et akutt utslipp til sjø. Rapport nr. PS-0357-RE-04. Rev. 1. 12.03.2010.
51. Petroleumstilsynet. Granskningsrapport. Draugen - brudd i lasteslange 10.1.2008.
<http://www.ptil.no/getfile.php/Tilsyn%20p%C3%A5%20nettet/Granskinger/granskingsrapportdraugen.pdf>.
52. DNV. Frekvenser for uhellsutslipp av olje i Barentshavet. Notat nr.: MNBNC311/31100631/Brand. 24.08.2009.
53. Petroleumstilsynet. Risikonivå i Petroleumsvirksomheten (RNNP). Hovedrapport. Utviklingstrekk 2008. Norsk sokkel. Rapport nr.: Ptil-09-01. Rev 1b. 23.04.2009.
54. SINTEF. Frekvenser for akutte utslipp i Norskehavet. Rapport nr.: A4735. 25.01.2008.
55. Petroleumstilsynet/Universitetet i Stavanger/IRIS. Teknologi- og kunnskapsstatus av betydning for å redusere risiko for uønskede hendelser som kan føre til akutte utslipp til sjø i de norske nordområdene. April 2010.
56. Petroleumstilsynet/Preventor. Risikonivå i petroleumsvirksomheten. Pilotprosjekt. Overvåking av risiko for uønskede hendelser som kan føre til akutte utslipp – norsk sokkel 2005-08. April 2010.
57. Petroleumstilsynet. Risikonivå i norsk petroleumsvirksomhet (RNNP).
<http://www.ptil.no/risikonivaa-rnnp/category20.html>
58. Petroleumstilsynet. Risikonivå i norsk petroleumsvirksomhet (RNNP). Sammendragsrapport. Utviklingstrekk 2008. Norsk sokkel.
<http://www.ptil.no/getfile.php/PDF/RNNP%202008/RNNP%202008%20-%20sammendragsrapport%20sokkel.pdf>
59. Scandpower. Blowout and well release frequencies – Based on SINTEF offshore blowout database, 2007. 2008.
60. Klima- og forurensningsdirektoratet. Utslipp fra 'Eirik Raude'. Nyheter. 15.02.2005.
<http://klif.no/no/Aktuelt/Nyheter/2005/Februar/Utslipp-fra-Eirik-Raude/?cid=36585>
61. Miljøverndepartementet. Lov om forvaltning av naturens mangfold (naturmangfoldloven). LOV-2009-06-19-100. <http://www.lovdataba.no/all/hl-20090619-100.html>
62. Miljøverndepartementet. Om lov om forvaltning av naturens mangfold (naturmangfoldloven). Ot.prp. nr. 52 (2008-2009).
<http://www.regjeringen.no/nb/dep/md/dok/regpubl/otprp/2008-2009/otprp-nr-52-2008-2009-.html>
63. Olje- og energidepartementet/Oljedirektoratet. Fakta. Norsk petroleumsverksemd. 2007.
<http://www.faktaheftet.no/Global/Norsk/3%20-%20Publikasjoner/Faktahefter/Fakta2007.pdf>
64. Klima- og forurensningsdirektoratet. Miljøstatus i Norge. <http://www.miljostatus.no/Kart-og-miljodata/Miljodata/?sprak=NO&dsID=AKUTT>

65. Oljedirektoratet. Innbydelse til å søke om utvinningstillatelse for petroleum. 20. konsesjonsrunde. <http://www.npd.no/Global/Norsk/2%20-%20Tema/Utvinningstillatelser/20%20runde/Innbydelse%20til%20c3%a5%20s%c3%b8ke%20om%20utvinningstillatelse%20for%20petroleum.pdf>
66. Petroleumstilsynet. Aktivitetsindikatorer og historiske hendelser. April 2010.
67. OLF. Miljørapport 2009. <http://www.olf.no/getfile.php/Dokumenter/Milj%C3%B8/OLF%20Milj%C3%B8rapport%2009.pdf>
68. OLF. Pressemelding. Utslipp fra olje- og gassindustrien 2008. 10.06.2009. <http://www.olf.no/aktuelt/utslipp-fra-olje-og-gassindustrien-2008-article19206-198.html>
69. Miljøverndepartementet. Helhetlig forvaltning av det marine miljø i Norskehavet (forvaltningsplan). St.meld. nr. 37 (2008-2009). <http://www.regjeringen.no/nb/dep/md/dok/regpubl/stmeld/2008-2009/stmeld-nr-37-2008-2009-.html?id=560159>

11 Vedlegg A – Basisfrekvenser

I dette vedlegget presenteres basisfrekvensene som er valgt for hver av de ulike hendelsestypene vurdert i kapittel 3 til kapittel 5.

11.1 Hendelsestype A – Utblåsning

For oljefelt:

Basisfrekvensene for hendelsestypen utblåsning er hentet fra DNV-rapporten "Frekvenser for uhellsutslipp av olje i Barentshavet" fra 2009, ref. /52/. Rapporten er en oppdatert versjon av rapporten med samme navn fra år 2006, ref. /11/. Frekvensene som er oppgitt i DNV-rapporten er basert på beregninger utført av Scandpower basert på SINTEF Offshore Blowout Database 2007, ref. /59/. Frekvensene er gjengitt i Tabell 39 nedenfor.

Tabell 39: Basisfrekvenser for utblåsninger, ref. /52/.

Operasjon	Frekvens	Benevning
Leteboring	$1,6 \cdot 10^{-4}$	Per brønn
Produksjonsboring	$4,0 \cdot 10^{-5}$	Per brønn
Komplettering	$6,9 \cdot 10^{-5}$	Per operasjon
Kabeloperasjon	$5,4 \cdot 10^{-6}$	Per operasjon
Kveilerøperasjon	$1,1 \cdot 10^{-4}$	Per operasjon
Snubbing	$2,7 \cdot 10^{-4}$	Per operasjon
Overhaling	$1,7 \cdot 10^{-4}$	Per operasjon
Produksjon	$2,3 \cdot 10^{-6}$	Per brønnår

For gassfelt:

I rapporten "Miljørisiko- og Beredskapsanalyse, oljevern for Snøhvit – offshore", ref. /47/, er det oppgitt at en gassbrønn har noe høyere utblåsningssannsynlighet enn en oljebrønn, men at sannsynligheten for å få olje ut vil være betydelig lavere. Historisk sett har det imidlertid ikke på det tidspunkt rapporten ble utgitt skjedd oljeutslipp fra gassbrønner, ref. /47/.

I /47/ antas det at utblåsningsfrekvensen for rene gassutblåsninger er ca. 1/3 av utblåsningsfrekvensen for oljeutblåsninger. I denne rapporten er det konservativt valgt å benytte samme basisfrekvenser for gassfelt som for oljefelt, jf. Tabell 39.

11.2 Hendelsestype B – Brønnlekkasje

For oljefelt:

Basisfrekvensene for hendelsestypen brønnlekkasje er hentet fra Lilleaker Consulting-rapporten "Appendix A – Spill frequencies and volumes", ref. /8/, og DNV-rapporten "Miljørisikoanalyse for Goliat feltutbygging", ref. /18/. I /8/ er det beskrevet at frekvensene er hentet fra SINTEF Offshore Blowout Database, ref. /59 /, og gjelder for et felt i produksjon, jf. Tabell 40.

Tabell 40: Basisfrekvenser for brønnlekkasje for oljebrønner i produksjon, ref. /8/.

Operation	Category	Frequency, oil well	Unit
Wireline	Blowout	$5.1 \cdot 10^{-6}$	Per operation
	Well release	$1.1 \cdot 10^{-5}$	Per operation
Coiled tubing	Blowout	$1.1 \cdot 10^{-4}$	Per operation
	Well release	$1.5 \cdot 10^{-4}$	Per operation
Snubbing	Blowout	$2.6 \cdot 10^{-4}$	Per operation
	Well release	$1.2 \cdot 10^{-4}$	Per operation
Workover ¹	Blowout	$1.9 \cdot 10^{-4}$	Per operation
	Well release	$3.5 \cdot 10^{-4}$	Per operation
Producing wells ²	Blowout	$2.3 \cdot 10^{-6}$	Per well year
	Well release	$2.6 \cdot 10^{-6}$	Per well year

I forbindelse med boring er en basisfrekvens på $3,1 \cdot 10^{-3}$ per brønn benyttet, ref. /18/.

For gassfelt:

I rapporten "Miljørisiko- og Beredskapsanalyse, oljevern for Snøhvit – offshore", ref. /47/, er det oppgitt at en gassbrønn har noe høyere utblåsnings sannsynlighet enn en oljebrønn, men at sannsynligheten for å få olje ut vil være betydelig lavere. Historisk sett har det imidlertid ikke på det tidspunkt rapporten ble utgitt skjedd oljeutslipp fra gassbrønner, ref. /47/.

I /47/ antas det at utblåsningsfrekvensen for rene gassutblåsninger er ca. 1/3 av utblåsningsfrekvensen for oljeutblåsninger. I denne rapporten er det for brønnlekkasjer (som for utblåsninger) konservativt valgt å benytte samme basisfrekvenser for gassfelt som for oljefelt, jf. Tabell 40.

11.3 Hendelsestype C – Rørledningslekkasje og Hendelsestype D – Stigerørslekkasje

Basisfrekvensene for hendelsestypen rørledningslekkasje og hendelsestypen stigerørslekkasje er hentet fra DNV-rapporten "Frekvenser for uhellsutslipp av olje i Barentshavet" fra 2006, ref. /11/, jf. Tabell 41. Grunnen til at ikke frekvenser fra DNV-rapporten fra 2009, ref. /52/, er brukt er fordi disse frekvensene ikke var oppdatert i den utgaven.

Tabell 41: Basisfrekvenser for rørlednings- og stigerørslekkasje, ref. /11/.

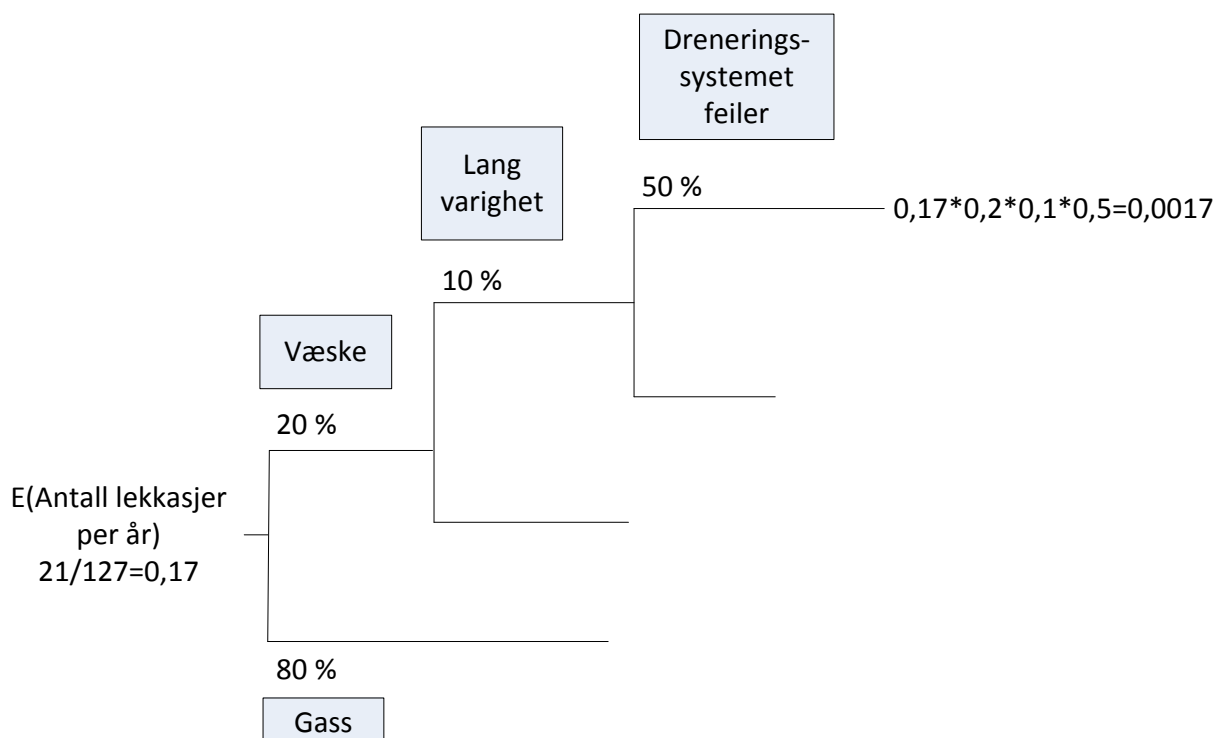
Rørledning	Beskrivelse		Feilfrekvens	Benevning
Rørledning under vann, åpent hav	Felt-interne	Brønnstrømsrør og andre små rørledninger med uprosessert væske	$2,0 \cdot 10^{-4}$	per km-år
	Felt-eksterne	Prosessert olje eller gass med rørdiameter $\leq 24''$	$1,25 \cdot 10^{-5}$ $1,75 \cdot 10^{-4}$	per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

Feilfrekvensen for felteksterne rørledninger under vann er delt opp i en lengdeavhengig komponent og en lengdeuavhengig komponent. Den lengdeuavhengige komponenten er avhengig av rørets beskaffenhet og eksterne forhold, og justeres gjennom en karaktersetting. Det er i denne rapporten valgt å anta samme karaktersetting som i /11/, dvs. karakter 2. Utrengningen av justeringsfaktor (karakter) er nærmere beskrevet i Vedlegg A i /11/.

11.4 Hendelsestype E – Prosesslekkasjer

Utgangspunktet for basisfrekvensene for prosesslekkasjer er hentet fra prosjektet Risikonivå i norsk petroleumsvirksomhet (RNNP) fra 2008, ref. /53/. I rapporten for RNNP 2008 finnes det imidlertid ikke direkte frekvenser for prosesslekkasjer. Det er derfor foretatt en vurdering av et utvalg av dataene fra RNNP-rapporten. Det er valgt å se på et 10 års perspektiv fra 1998 til 2008, og det er valgt å kun inkludere de prosesslekkasjene som har utslippsrate over 1 kg/s. Totalt gir dette 21 prosesslekkasjer over 1 kg/s i tidsperioden 1998-2008, ref. /53/ (side 64, figur 29). I løpet av samme tidsperiode har det vært 122 innretningsår av typen flytende innretninger, ref. /53/ (side 181). Dette gir forventet antall lekkasjer per år lik $21/122 = 0,17$.

Da formålet med denne rapporten er å vurdere akutt utslipp til sjø, er det foretatt en forenklet vurdering knyttet til hvor stor andel av det totale utslippet som potensielt kan ende på sjøen. Til dette brukes et hendelsestre, se Figur 45.



Figur 45: Hendelsestre for prosesslekkasjer relatert til sannsynlighet for akutt utslipp til sjø.

Det er vurdert at dersom en prosesslekkasje oppstår så er det 20 % sannsynlighet for at det er væske og ikke gass som lekker ut. Videre er det vurdert at det i kun 10 % av de tilfellene hvor det er væske som lekker ut, vil være en relativt lang varighet på utslippet. I tillegg vil dreneringssystemet kunne forhindre at utslippet vil kunne ende på sjøen i 50 % av tilfellene. Ettersom denne rapporten ser på Barentshavet og Lofoten og det til nå ikke er erfaringer med produksjon av oljefelt i dette havområdet, er det valgt å anta at dreneringssystemet feiler eller at lekkasjen overstiger kapasiteten til dreneringssystemet i 50 % av tilfellene.

Basert på disse vurderingene blir basisfrekvensen som benyttes i denne rapporten for prosesslekkasje som potensielt kan gi akutt utslipp til sjø $0,0017 = 1,7 \cdot 10^{-3}$ per år.

11.5 Hendelsestype F – Utslipp fra lagringstanker

Ved vurdering av basisfrekvens for hendelsestypen utslipp fra lagringstanker er det tatt utgangspunkt i DNV-rapporten "Frekvenser for uhellsutslipp av olje i Barentshavet", ref. /11/. Grunnen til at det er tatt utgangspunkt i 2006-utgaven av DNV-rapporten er at dette ikke er inkludert i den oppdaterte utgaven fra 2009, ref. /52/.

Vurderingene fra DNV tar utgangspunkt i totalrisikoanalysen for Norne, ref. /11/, hvor det er vurdert at følgende hendelsestyper kan medføre utslipp over 1000 tonn fra lagringstankene på en FPSO:

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

Disse hendelsestypene er i de neste avsnittene vurdert hver for seg. Deretter er det gjort en oppsummering.

FPSO som driver på land: Alle lokasjonene som er vurdert i fremtidsbildet fra Oljedirektoratet ligger langt fra land. Dersom en FPSO skulle komme i drift inn mot land, vurderes det som sannsynlig at fartøyet vil komme under slep før det når kysten. Basert på dette er sannsynligheten for at en FPSO skal drive på land vurdert som neglisjerbar sammenlignet med de andre hendelsene som kan føre til brudd på lagringstank, og er derfor ikke vurdert nærmere i rapporten.

Lekkasje/brann på topptankområdet: Lekkasje/brann på topptankområdet anses å være inkludert i hendelsestype E – Prosesslekkasjer, jf. kapittel 10.4. Denne hendelsestypen er derfor ikke vurdert nærmere i dette kapitlet.

Brudd på tank(er): I DNV-rapporten, ref. /11/, er det gjort vurderinger for brudd på tank som følge av miljølaster, herunder ekstreme værforhold, som potensielt kan føre til at skipet kantrer. Dette er videre vurdert å kunne medføre at det går hull på én eller flere av skipets tanker og at innholdet i stigerør og feltinterne rørledninger kan lekke ut. Frekvensen for en slik hendelse er i DNV-rapporten vurdert til $1 \cdot 10^{-5}$ per år.

Kollisjon med skip: Den ovennevnte DNV-rapporten, ref. /11/, oppgir at det er få FPSOer i drift på verdensbasis, og at tallmaterialet som ligger til grunn for frekvensvurderingene derfor er tynt. DNV-rapporten benytter en frekvens for akutt utslipp til sjø på $5 \cdot 10^{-4}$ per år.

I SINTEF-rapporten "Frekvenser for akutte utslipp i Norskehavet", ref. /54/, er det imidlertid gjort et resonnement som går ut på at 20 % av feltrelaterte fartøy og 80 % av ikke-feltrelaterte fartøy vil ha en fart høy nok i kollisjonsøyeblikket til at det kan gå hull på én eller flere lagringstanker på FPSOen. Basert på dette er det oppgitt en frekvens for akutt utslipp av olje som følge av kollisjon med innretning $4 \cdot 10^{-2}$ per år for feltrelaterte fartøy og $2,4 \cdot 10^{-3}$ per år for ikke-feltrelaterte fartøy. Til sammen gir dette en frekvens på $4,24 \cdot 10^{-2}$ per år.

Også Lilleaker Consulting har gjort vurderinger av frekvens for skipskollisjoner for FPSO i en tidlig fase av vurderingene for Goliat-utbyggingen, se "Appendix A – Spill frequencies and volumes", ref. /8/. Denne studien konkluderer med en frekvens for akutt utslipp til sjø på $1 \cdot 10^{-4}$ per år for en FPSO.

Som en ser av avsnittene over konkluderer ulike studier med svært ulike frekvenser, avhengig av hvilke forutsetninger og antagelser som legges til grunn. Årlig frekvens for akutt utslipp av olje som

følge av kollisjon mellom fartøy og innretning varierer betydelig fra $4,24 \cdot 10^2$ i SINTEF-studien, via $5 \cdot 10^{-4}$ i DNV-studien til $1 \cdot 10^{-4}$ i Lilleakerstudien. Grunnen til dette er antakelig, som DNV nevner, at det er få FPSOer i drift på verdensbasis og at tallmaterialet som er lagt til grunn er tynt. Dermed har det stor betydning hvilke forutsetninger og antagelser som gjøres, herunder hvilket historisk datagrunnlag som vurderes som relevant.

Oppsummering

Av de fire nevnte hendelsestypene som kan medføre akutt utslipp av olje fra lagringstank, er det først og fremst kollisjon mellom fartøy og innretning som bidrar til frekvensen. Hvilken frekvens en ender opp på varierer betydelig mellom tre studier gjennomført av henholdsvis DNV, SINTEF og Lilleaker.

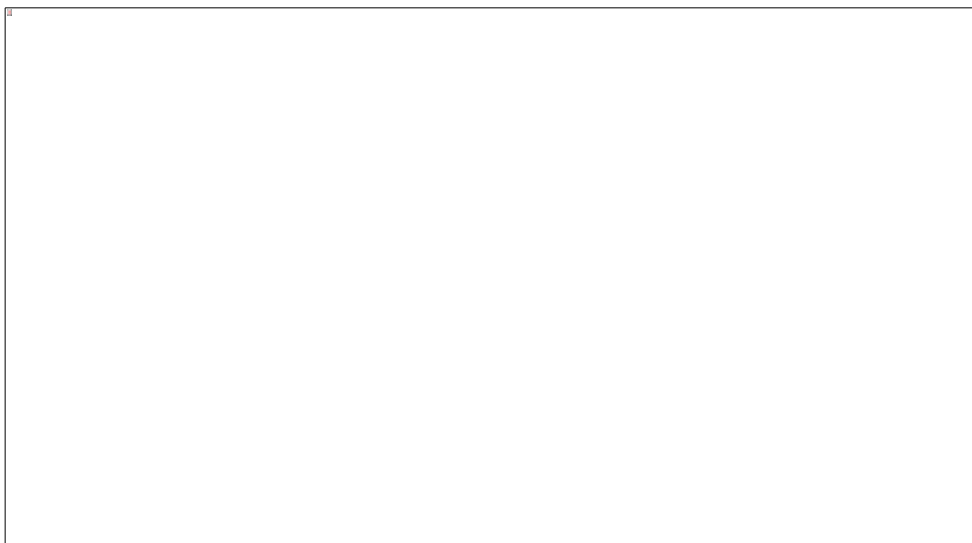
De siste årene har det vært samlet inn en del data fra norsk sokkel gjennom RNNP-prosjektet, ref. /53/. I dette prosjektet er det oppgitt at det i perioden 1998 til 2008 har vært 9 alvorlige kollisjoner på norsk sokkel. I samme periode har det vært avvirket 858 innretningsår (men bare et fåtall av disse er FPSO). Ovennevnte gir en historisk frekvens for akutt utslipp til sjø på $9/858 = 1,05 \cdot 10^{-2}$ per år. Ingen av disse historisk erfarte kollisjonene har medført alvorlige utslipp til sjø. Dersom det antas at 10 % av slike hendelser kan medføre utslipp til sjø, blir frekvensen $1,05 \cdot 10^{-3}$ per innretning per år. Denne frekvensen er noe lavere enn frekvensen oppgitt i ovennevnte studie gjennomført av SINTEF, men høyere enn resultatene fra DNV- og Lilleakerstudiene. Det presiseres imidlertid at de avvikende resultatene i ulike studier antyder et behov for ytterligere vurderinger og kunnskapsinnhenting.

Basert på ovennevnte er det i denne rapporten valgt å legge frekvensen $1,05 \cdot 10^{-3}$ per år til grunn som et basisnivå for hendelsestypen utslipp fra lagringstanker. Frekvensen er vurdert å dekke alle de fire hendelsestypene nevnt innledningsvis i dette kapitlet.

11.6 Hendelsestype G – Utslipp ved lastning/lossing av olje

I RNNP-rapporten, ref. /53/, er det presentert en oversikt over de mest alvorlige akutte utslipp på norsk sokkel i perioden 1977 til 2007, jf. Tabell 42 under. Tabellen viser utslipp som har inntruffet i Norskehavet og Nordsjøen. I og med at det ikke finnes data for Barentshavet er det vurdert som hensiktsmessig å ta utgangspunkt i dataene som gjelder for Norskehavet og Nordsjøen.

Tabell 42: Alvorlige akutte utslipp på norsk sokkel i perioden 1977-2007, ref. /53/.



For å reflektere dagens teknologi og kunnskapsnivå er det tatt utgangspunkt i de siste fem årene i ovennevnte tabell når basisfrekvensene skal etableres. I perioden 2003 til 2007 har det, som figuren

viser, inntruffet tre alvorlige akutte utslipp til sjø. Alle disse hendelsene er (konservativt) tatt med ved beregning av basisfrekvens selv om hendelsen på Draugenfeltet i 2003 ikke var direkte relatert til lasting/lossing av olje.

I perioden 2003 til 2007 ble det iht. RNNP-rapporten produsert i størrelsesorden 180 milliarder m³ olje på norsk sokkel, ref. /53/. Dersom en typisk tankstørrelse på 800.000 fat legges til grunn, betyr dette at det i samme periode har blitt utført i størrelsesorden 1500 skipninger av olje fra Nordsjøen og Norskehavet. En basisfrekvens i form av forventet antall alvorlige akutte utslipp per skipning kan da uttrykkes som 3 utslipp delt på 1500 skipninger = $2 \cdot 10^{-3}$ per skipning. Dette er lagt til grunn som basisnivå for vurderingene i denne rapporten.

11.7 Oppsummering

Tabell 43 viser en oversikt over alle basisfrekvensene som benyttes i denne rapporten.

Tabell 43: Basisfrekvensene som er lagt til grunn for de ulike hendelsestypene i denne rapporten.

Hendelsestype	Operasjon	Oljefelt		Gassfelt*	
		Frekvens/basisnivå	Benevning	Frekvens/basisnivå	Benevning
Utblåsning	Leteboring	1,6E-4	Per brønn	1,6E-4	Per brønn
	Produksjonsboring	4,0E-5	Per brønn	4,0E-5	Per brønn
	Komplettering	6,9E-5	Per operasjon	6,9E-5	Per operasjon
	Kabeloperasjon	5,4E-6	Per operasjon	5,4E-6	Per operasjon
	Kveilerøperasjon	1,1E-4	Per operasjon	1,1E-4	Per operasjon
	Snubbing	2,7E-4	Per operasjon	2,7E-4	Per operasjon
	Overhaling	1,7E-4	Per operasjon	1,7E-4	Per operasjon
	Produksjon	2,3E-6	Per brønnår	2,3E-6	Per brønnår
Brønnlekkasje	Boring	3,1E-3	Per brønn	3,1E-3	Per brønn
	Kabeloperasjon	1,1E-5	Per operasjon	1,1E-5	Per operasjon
	Kveilerøperasjon	1,5E-4	Per operasjon	1,5E-4	Per operasjon
	Snubbing	1,2E-4	Per operasjon	1,2E-4	Per operasjon
	Overhaling	3,5E-4	Per operasjon	3,5E-4	Per operasjon
	Produksjon	2,6E-6	Per brønnår	2,6E-6	Per brønnår
Rørledningslekkasje	Felteksterne rør (lengdeavhengig bidrag)	1,25E-5	Per km per år	1,25E-5	Per km per år
	Felteksterne rør (karakteravhengig bidrag)	1,75E-4	Per karakter og rør-år	1,75E-4	Per karakter og rør-år
	Feltinterne rør	2,0E-4	Per km per år	2,0E-4	Per km per år
	Ekstern ulykkesbelastning i nærplattformsonen ved diameter ≤ 16"	3,95E-4	Per år	NA	-
	Ekstern ulykkesbelastning i nærplattformsonen ved diameter > 16"	9,5E-5	Per år	NA	-
Stigerørslekkasje	Stigerør (fleksible)	6,0E-3	Per stigerør per år	NA	-
Prosesslekkasje	Prosess	1,7E-3	Per innretning per år	NA	-
Utslipp fra lagringstanker	Produksjon (FPSO)	1,05E-3	Per innretning per år	NA	-
Utslipp ved lasting/lossing av olje	Lasting/lossing av olje	2,0E-3	Per skipning	NA	-

* Vurderingene for gassfelt forutsetter en undervannsutbygging med rørledning til land (konsept 3).

12 Vedlegg B – Vurderinger av områdespesifikke, tekniske og generelle forhold

I dette vedlegget presenteres vurderingene som er gjort av styrbarhet og usikkerhet, jf. aktivitet III og IV i listen under (jf. kapittel 5.1):

- I. Identifisere og gruppere (på et overordnet nivå) hvilke forhold som kan påvirke muligheten for at et akutt utslipp skal kunne inntreffe og/eller mengden som potensielt kan slippe ut dersom et akutt utslipp skulle inntreffe.
- II. Etablere et basisnivå for risiko for akutt utslipp.
- III. Vurdere styrbarheten av risiko for akutt utslipp.
- IV. Gjennomføre usikkerhetsbetraktninger relatert til kunnskapsnivået (usikkerhet knyttet til bakgrunnskunnskapen) som vurderingene i punkt I- III over er basert på.
- V. Fremstille de ovennevnte vurderingene i tornadodiagrammer.

Vurderingen er gjort for følgende hendelsestyper:

- A Utblåsning
- B Brønnlekkasje
- C Rørledningslekkasje
- D Stigerørslekkasje
- E Prosesslekkasje
- F Utslipp fra lagringstanker
- G Utslipp ved lasting/lossing av olje

For hver hendelsestype er følgende forhold vurdert (jf. kapittel 5):

1. Områdespesifikke forhold:
 - Vær (vind/bølger/tåke) (kaldt klima).
 - Ising/sjøis/isfjell.
 - Reservoarforhold (trykk, temperatur, oljeegenskaper).
 - Vanddybde.
 - Rasfare og jordskjelv.
 - Trålere og skipstrafikk.
2. Tekniske forhold:
 - Inkludere alle tekniske løsninger og utrustning som følger av valg av konsept, herunder utforming av topside eller subsea innretninger/installasjoner, brønndesign, valg av boreinnretning, m.m.
3. Generelle forhold:
 - Aktørbilde (operatørs/kontraktørs/lisenspartners erfaring og kompetanse).
 - Område/blokk som lyses ut.
 - Rammebetingelser.
 - Utbyggingstakt.

Det er gjort vurderinger for årene 2010 og 2030. For år 2010 er det valgt å inkludere feltene som allerede er igangsatt og besluttet, altså et gassfelt med subsealøsning i drift, samt prøveboring på et felt hvor det antas å være olje. For år 2030 er det i tillegg valgt å inkludere et oljefelt med FPSO-løsning i drift, samt et fremtidig oljefelt med subsealøsning i drift, ref kapittel 3.

Vurderingene er avgrenset til petroleumsaktivitet i de områdene som Oljedirektoratet i sin aktivitetsbeskrivelse for årene 2010 og 2030 har vurdert som relevante, ref. Figur 4. Det medfører at

vurderingene av områdespesifikke forhold ikke er dekkende for hele planområdet, herunder områder lengre nord, og områder lengre fra land.

For de fleste av vurderingene er det vanskelig å tallfeste effekten av hvert av de områdespesifikke, tekniske og generelle forholdene. For å forenkle vurderingene av i hvor stor grad risikoen for akutt utslipp kan styres (i positiv retning (ned) eller negativ retning (opp) i forhold til basisnivået) er det vurdert som hensiktsmessig å benytte disse fem diskrete kategorier:

- Ingen forskjell
- Liten forskjell
- Noe forskjell
- Stor forskjell
- Veldig stor forskjell

For å oppnå en konsistent vurdering, og mulighet for å fremstille vurderingene av styrbarhet grafisk i tornadodiagrammer, har det blitt benyttet kvantitative faktorer for å reflektere de fem kategoriene. Følgende faktorer er benyttet:

- | | | | |
|--------------------------|---------|-----------|----------|
| • Ingen forskjell: | Faktor: | ned: 1 | opp: 1 |
| • Liten forskjell: | Faktor: | ned: 0,67 | opp: 1,5 |
| • Noe forskjell: | Faktor: | ned: 0,5 | opp: 2 |
| • Stor forskjell: | Faktor: | ned: 0,2 | opp: 5 |
| • Veldig stor forskjell: | Faktor: | ned: 0,1 | opp: 10 |

De kvantitative faktorene er utformet slik at "veldig stor forskjell" tilsvarer en endring av basisnivået fra for eksempel 10^{-4} til 10^{-3} (opp) eller 10^{-5} (ned) per år. Se eksempel i Tabell 44.

Tabell 44 Eksempel på vurdering av styrbarhet.

Kategori	Faktor	Ned	Basis	Opp	Faktor
Ingen forskjell	1	10^{-4}	10^{-4}	10^{-4}	1
Liten forskjell	0,67	$6,7 \times 10^{-5}$	1×10^{-4}	$1,5 \times 10^{-4}$	1,5
Noe forskjell	0,5	5×10^{-5}	1×10^{-4}	2×10^{-4}	2
Stor forskjell	0,2	2×10^{-5}	1×10^{-4}	5×10^{-4}	5
Veldig stor forskjell	0,1	10^{-5}	10^{-4}	10^{-3}	10

Eksempel: Gitt at basisnivået for en hendelsestype er vurdert til $1,5 \times 10^{-4}$ per år, kan følgende endringer eksempelvis gjøres:

- Dersom et forhold er vurdert til å utgjøre "liten forskjell" i positiv retning ("positiv" - vurdert til å redusere mulighetene for at akutt utslipp skal kunne inntreffe), så blir basisnivået justert på følgende måte:
 $1,5 \times 10^{-4} \times 0,67 = 1,01 \times 10^{-4}$ per år.
- Dersom et forhold er vurdert til å utgjøre "veldig stor forskjell" i negativ retning ("negativ" – vurdert til å øke mulighetene for at akutt utslipp skal kunne inntreffe), så blir basisnivået justert på følgende måte:
 $1,5 \times 10^{-4} \times 10 = 1,5 \times 10^{-3}$ per år.

I vurderingene av styrbarhet i positiv retning (reduksjon av risiko) inngår vurderinger av potensielle fremtidige risikoreducerende tiltak. Slike tiltak kan være både tiltak som reduserer sannsynligheten for akutt utslipp til sjø, og tiltak som kan redusere mengden utslipp, gitt at et akutt utslipp inntreffer.

Bakgrunnen for den grove inndelingen i kategorier er at vurderingene er utført på et overordnet nivå og inkluderer forenklinger og antakelser. Vurderingene av styrbarhet og usikkerhet er utført på et overordnet nivå og inkluderer forenklinger og antakelser. I denne sammenheng har formålet vært å

anslå en retning og en relativ størrelsesorden, for å få frem et viktig supplement til risikobildet som fremkommer ved kun bruk av historiske data og aktivitetsnivået. Det har videre vært et formål å vise det handlingsrommet som finnes - handlingsrommet for å velge løsninger og tiltak som bidrar til å påvirke risikoen for akutte utslipp til sjø i riktig retning. I forhold til disse formålene er tilnærmingen og vurderingene vurdert som solide og tilstrekkelig raffinerte. I forhold til konkrete valg som skal gjøres, kan det være fornuftig å gjøre mer detaljerte vurderinger.

Dette vedlegget er i de resterende kapitlene strukturert ved at hver hendelsestype er vurdert i et eget underkapittel. For hver hendelsestype vurderes så hvilke konsepter/operasjoner som hendelsestypen vil være relevant for. Deretter presenteres en oppsummering i tabellform av de vurderingene som er gjort. Til slutt presenteres bakgrunnen for de vurderingene som er gjort.

12.1 Hendelsestype A – Utblåsning og hendelsestype B – Brønnlekkasjer

Relevant for aktivitet/konsept

- Gassfelt med subsealøsning i 2010 og 2030
- Prøveboring i 2010 og 2030
- Oljefelt med FPSO-løsning i 2030
- Oljefelt med subsealøsning i 2030

Eksempler på mulige årsaker

- Spesielt vanskelige brønn- og reservoarforhold
- Menneskelige feilvurderinger (for eksempel i kombinasjon med ovennevnte)
- Teknisk feil på utstyr og sikkerhetsbarrierer
- At noe treffer brønnhodet (fallende last, kollisjon...)
- Utilstrekkelig vedlikehold

Vurderinger av styrbarhet

Tabell 45 presenterer en oversikt over vurderingene som er gjort for hendelsestypene utblåsning og brønnlekkasje. Det er gjort samme vurderinger for begge disse hendelsestypene. Bakgrunnen for vurderingene gis nedenfor.

Tabell 45: Vurdering av styrbarhet for hendelsestypene A (utblåsning) og B (brønnlekkasje).

Forhold	Konsept/operasjon	År	Just. ned ift. basis	Just. opp ift. basis	Usikkerhet
Vær (vind/bølger/tåke) (kaldt klima)	Prøveboring	2010	Ingen forskjell	Liten forskjell	M
	Gassfelt med subsea	2010	Ingen forskjell	Liten forskjell	M
	Oljefelt med FPSO	2030	Ingen forskjell	Liten forskjell	M
	Gassfelt med subsea	2030	Ingen forskjell	Liten forskjell	M
	Prøveboring	2030	Ingen forskjell	Liten forskjell	M
	Oljefelt med subsea	2030	Ingen forskjell	Liten forskjell	M
Ising/sjøis/isfjell	Prøveboring	2010	Ingen forskjell	Liten forskjell	M
	Gassfelt med subsea	2010	Ingen forskjell	Liten forskjell	M
	Oljefelt med FPSO	2030	Ingen forskjell	Liten forskjell	M
	Gassfelt med subsea	2030	Ingen forskjell	Liten forskjell	M
	Prøveboring	2030	Ingen forskjell	Liten forskjell	M
	Oljefelt med subsea	2030	Ingen forskjell	Liten forskjell	M
Reservoarforhold (trykk, temperatur og oljetype)	Prøveboring	2010	Ingen forskjell	Ingen forskjell	-
	Gassfelt med subsea	2010	Ingen forskjell	Ingen forskjell	-
	Oljefelt med FPSO	2030	Ingen forskjell	Ingen forskjell	-
	Gassfelt med subsea	2030	Ingen forskjell	Ingen forskjell	-
	Prøveboring	2030	Ingen forskjell	Ingen forskjell	-

Forhold	Konsept/operasjon	År	Just. ned ift. basis	Just. opp ift. basis	Usikkerhet
	Oljefelt med subsea	2030	Ingen forskjell	Ingen forskjell	-
Vanndybde	Prøveboring	2010	Ingen forskjell	Ingen forskjell	-
	Gassfelt med subsea	2010	Ingen forskjell	Ingen forskjell	-
	Oljefelt med FPSO	2030	Ingen forskjell	Ingen forskjell	-
	Gassfelt med subsea	2030	Ingen forskjell	Ingen forskjell	-
	Prøveboring	2030	Ingen forskjell	Ingen forskjell	-
	Oljefelt med subsea	2030	Ingen forskjell	Ingen forskjell	-
Rasfare og jordskjelv	Prøveboring	2010	Ingen forskjell	Ingen forskjell	-
	Gassfelt med subsea	2010	Ingen forskjell	Ingen forskjell	-
	Oljefelt med FPSO	2030	Ingen forskjell	Ingen forskjell	-
	Gassfelt med subsea	2030	Ingen forskjell	Ingen forskjell	-
	Prøveboring	2030	Ingen forskjell	Ingen forskjell	-
	Oljefelt med subsea	2030	Ingen forskjell	Ingen forskjell	-
Trålere og skipstrafikk i området	Prøveboring	2010	Ingen forskjell	Ingen forskjell	-
	Gassfelt med subsea	2010	Ingen forskjell	Ingen forskjell	-
	Oljefelt med FPSO	2030	Ingen forskjell	Ingen forskjell	-
	Gassfelt med subsea	2030	Ingen forskjell	Ingen forskjell	-
	Prøveboring	2030	Ingen forskjell	Ingen forskjell	-
	Oljefelt med subsea	2030	Ingen forskjell	Ingen forskjell	-
Valg av konsept	Prøveboring	2010	Ingen forskjell	Ingen forskjell	-
	Gassfelt med subsea	2010	Ingen forskjell	Ingen forskjell	-
	Oljefelt med FPSO	2030	Ingen forskjell	Ingen forskjell	-
	Gassfelt med subsea	2030	Ingen forskjell	Ingen forskjell	-
	Prøveboring	2030	Stor forskjell	Ingen forskjell	H
	Oljefelt med subsea	2030	Ingen forskjell	Ingen forskjell	-
Aktørbilde (Operatørs/kontraktørs/lisenspartners erfaring og kompetanse)	Prøveboring	2010	Stor forskjell	Veldig stor forskjell	H
	Gassfelt med subsea	2010	Ingen forskjell	Ingen forskjell	-
	Oljefelt med FPSO	2030	Noe forskjell	Noe forskjell	H
	Gassfelt med subsea	2030	Noe forskjell	Noe forskjell	H
	Prøveboring	2030	Stor forskjell	Veldig stor forskjell	H
	Oljefelt med subsea	2030	Noe forskjell	Noe forskjell	H
Område /blokk som lyses ut	Prøveboring	2010	Ingen forskjell	Ingen forskjell	-
	Gassfelt med subsea	2010	Ingen forskjell	Ingen forskjell	-
	Oljefelt med FPSO	2030	Ingen forskjell	Ingen forskjell	-
	Gassfelt med subsea	2030	Ingen forskjell	Ingen forskjell	-
	Prøveboring	2030	Ingen forskjell	Ingen forskjell	-
	Oljefelt med subsea	2030	Ingen forskjell	Ingen forskjell	-
Rammebetingelser	Prøveboring	2010	Ingen forskjell	Ingen forskjell	-
	Gassfelt med subsea	2010	Ingen forskjell	Ingen forskjell	-
	Oljefelt med FPSO	2030	Noe forskjell	Ingen forskjell	M
	Gassfelt med subsea	2030	Noe forskjell	Ingen forskjell	M
	Prøveboring	2030	Noe forskjell	Ingen forskjell	M
	Oljefelt med subsea	2030	Noe forskjell	Ingen forskjell	M
Utbyggingstakt	Prøveboring	2010	Ingen forskjell	Ingen forskjell	-
	Gassfelt med subsea	2010	Ingen forskjell	Ingen forskjell	-
	Oljefelt med FPSO	2030	Noe forskjell	Noe forskjell	M
	Gassfelt med subsea	2030	Noe forskjell	Noe forskjell	M
	Prøveboring	2030	Noe forskjell	Noe forskjell	M
	Oljefelt med subsea	2030	Noe forskjell	Noe forskjell	M

Vær (vind/bølger/tåke) (kaldt klima)

Boring

Det er lavere temperatur og raskere vekslinger i vær og vind i BHL enn det som er vanlig lengre syd langs norskekysten eller i Nordsjøen. Området er utsatt for polare lavtrykk og noen lavtrykk utvikler en struktur som tropiske orkaner forbundet med sterk vind og kraftig nedbør, jf. kapittel 5.1.1. I /55/ er det identifisert et kunnskapsbehov knyttet til varsel om polare lavtrykk.

For de konseptene som er lagt til grunn i denne rapporten, vil utblåsningssikringen (BOP – blowout preventor) være plassert på havbunnen. I denne rapporten vurderes kun de samme kystnære områdene som Oljedirektoratet anser som mulige for fremtidig petroleumsaktivitet i BHL (jf. Figur 4). Omgivelsestemperaturen (sjø) vil her være tilsvarende som ellers på sokkelen.

Vær og vind vil kunne påvirke arbeidsforholdene på boreinnretningen for de som gjennomfører boreoperasjonen, jf. kapittel 5.1.1. Dette vil imidlertid kunne påvirkes ved design/utforming.

Vind- og bølgeforholdene i BHL kan være utfordrende sammenlignet med resten av sokkelen, jf. kapittel 5.1.1. Ved boring vil det imidlertid normalt ta mindre enn 10 minutter å koble fra brønnen. Dermed kan risikoen styres ved å tilpasse boreoperasjonen etter værforholdene. Ved spesielle deler av en boreoperasjon, for eksempel når det settes foringsrør, vil det ta lenger tid å frakoble og under uheldige omstendigheter vil dette kunne ta inntil 1 døgn. Dette er såpass lang tid at værforholdene kan tenkes å bli endret, spesielt med tanke på at informasjon viser at værforholdene endrer seg raskere i BHL enn på andre deler av sokkelen, jf. kapittel 5.1.1. Dette er vurdert å kunne medføre en "liten" økning i forhold til basisnivået.

Tåke er vurdert til å utgjøre "ingen" forskjell på sannsynligheten for utblåsning ved boring.

Produksjon & vedlikehold

I dette avsnittet vurderes risiko for akutt utslipp til sjø som følge av utblåsninger og brønnlekkasjer både ved normal produksjon og ved brønnvedlikehold.

Vind- og bølgeforholdene i BHL kan være utfordrende sammenlignet med resten av sokkelen, jf. kapittel 5.1.1. Videre viser bakgrunnsinformasjonen at værforholdene endrer seg raskere i BHL enn på andre deler av sokkelen, jf. kapittel 5.1.1. For alle konseptene som er lagt til grunn i denne rapporten, vil imidlertid brønnhodene være plassert på havbunnen. Dette gjør at brønnhodene ikke utsettes for vær og vind. Også i forbindelse med brønnvedlikehold vil utblåsningssikringen (BOP) være plassert på havbunnen og dermed ikke være utsatt for vær og vind. Likevel kan det oppstå utfordringer relatert til vær og vind (arbeidsmiljø) oppe på innretningen som kan tenkes å øke risiko for akutt utslipp til sjø. For å ta høyde for dette er det valgt å la forholdet vær (vind/bølger/tåke) (kaldt klima) utgjøre en "liten" økning i forhold til basisnivået.

Basert på de ovennevnte vurderingene er det valgt å kategorisere styrbarhet som vist i tabellen under. Usikkerheten er vurdert til kategori middels på bakgrunn av mangel på spesifikk kunnskap relatert til de ulike forholdene/faktorene.

Tabell 46: Vurdering av styrbarhet for hendelsestypene A (utblåsning) og B (brønnlekkasje) – Forhold knyttet til vær (vind/bølger/tåke) (kaldt klima).

Konsept/operasjon	År	Just. ned ift. Basis	Just. opp ift. basis	Usikkerhet
Prøveboring	2010	Ingen forskjell	Liten forskjell	M
Gassfelt med subsealøsning	2010	Ingen forskjell	Liten forskjell	M
Oljefelt med FPSO	2030	Ingen forskjell	Liten forskjell	M
Gassfelt med subsealøsning	2030	Ingen forskjell	Liten forskjell	M
Prøveboring	2030	Ingen forskjell	Liten forskjell	M

Oljefelt med subsealøsning	2030	Ingen forskjell	Liten forskjell	M
----------------------------	------	-----------------	-----------------	---

Ising/sjøis/isfjell

Boring

Ising er et vinterfenomen som skyldes at sjøsprøyt fryser på innretninger, jf. kapittel 5.1.2. Dersom det gjennomføres boreoperasjoner på et tidspunkt da værforholdene tilsier at ising kan være et problem, vil ising kunne ha en innvirkning på boreoperasjonen, særlig det tekniske utstyret topside, men ikke relatert til utstyret som er under havoverflaten. For å ta høyde for usikkerheten rundt forholdet ising er det vurdert at forholdet utgjør "liten" økning i forhold til basisnivået.

Tilgjengelig bakgrunnsinformasjon tilsier at sjøis/isfjell ikke er en aktuell problemstilling i området som er dekket i denne rapporten, jf. kapittel 5.1.2. Dersom det blir aktuelt med petroleumsvirksomhet i områder utover de områdene som Oljedirektoratet har vurdert som relevante i perioden frem til 2030, jf. Figur 4, vil det måtte gjennomføres nye vurderinger med hensyn på sjøis og isfjell.

Produksjon & vedlikehold

I dette avsnittet vurderes risiko for akutt utslipp til sjø som følge av utblåsninger og brønnlekkasjer både ved normal produksjon og ved brønnvedlikehold.

For alle konseptene som er lagt til grunn i denne rapporten, vil brønnhodene være plassert på havbunnen. Dette gjør at brønnhodene ikke er påvirket av ising. Dersom det gjennomføres brønnvedlikehold på et tidspunkt da værforholdene tilsier at ising kan være et problem, vil ising kunne ha en innvirkning på operasjonen, særlig det tekniske utstyret topside, men ikke relatert til utstyret som er under havoverflaten. For å ta høyde for usikkerheten rundt forholdet ising er det vurdert at forholdet utgjør "liten" økning i forhold til basisnivået.

Tilgjengelig bakgrunnsinformasjon tilsier at sjøis/isfjell ikke er en aktuell problemstilling i området som er dekket i denne rapporten, jf. kapittel 5.1.2. Dersom det blir aktuelt med petroleumsvirksomhet i områder utover de områdene som Oljedirektoratet har vurdert som relevante i perioden frem til 2030, jf. Figur 4, vil det måtte gjennomføres nye vurderinger med hensyn på sjøis og isfjell.

Basert på de ovennevnte vurderingene er det valgt å gjøre kategoriseringene som vist i tabellen under. Usikkerheten er vurdert til kategori middels på bakgrunn av mangel på spesifikk kunnskap relatert til de ulike forholdene/faktorene.

Tabell 47: Vurdering av styrbarhet for hendelsestypene A (utblåsning) og B (brønnlekkasje) – Forhold knyttet til ising/sjøis/isfjell.

Konsept/operasjon	År	Just. ned ift. basis	Just. opp ift. basis	Usikkerhet
Prøveboring	2010	Ingen forskjell	Liten forskjell	M
Gassfelt med subsealøsning	2010	Ingen forskjell	Liten forskjell	M
Oljefelt med FPSO	2030	Ingen forskjell	Liten forskjell	M
Gassfelt med subsealøsning	2030	Ingen forskjell	Liten forskjell	M
Prøveboring	2030	Ingen forskjell	Liten forskjell	M
Oljefelt med subsealøsning	2030	Ingen forskjell	Liten forskjell	M

Reservoarforhold (trykk, temperatur og oljetype)

Som nevnt tidligere i rapporten, er det for Goliat og Snøhvit lagt til grunn lavere trykk enn det som er vanlig mange steder ellers på sokkelen, jf. kapittel 5.1.3. For fremtidige lokasjoner i BHL er imidlertid reservoarforholdene ukjente. Det er ikke funnet informasjon som tilsier at reservoarforholdene i de

områdene i BHL som Oljedirektoratet har vurdert som relevante for petroleumsvirksomhet i perioden frem til 2030, skulle være spesielt vanskelige. Det er derfor lagt til grunn at det ikke er spesielle reservoarforhold relatert til området som vurderes i denne rapporten, jf. kapittel 5.1.3. Ut fra dette er forholdet er vurdert å utgjøre "ingen" forskjell i forhold til basisnivået.

Vanndybde

Dette forholdet kan påvirke risiko for utblåsning/brønnlekkasje dersom vanddyppet er relativt stort og reservoaret ligger relativt grunt. En kan da få spesielle utfordringer relatert til balansering av væskesøylen ved boring. Det er imidlertid ikke funnet informasjon som tilsier at vanddybden vil medføre spesielle utfordringer i BHL, jf. kapittel 5.1.4. Derfor er forholdet vurdert å utgjøre "ingen" forskjell i forhold til basisnivået.

Rasfare og jordskjelv

I denne rapporten vurderes de samme kystnære områdene som Oljedirektoratet har vurdert som relevante for petroleumsaktivitet i perioden frem til 2030, jf. Figur 4. Det er ikke funnet informasjon som tilsier at det er spesielle forhold for ras og jordskjelv i dette området, jf. kapittel 5.1.5. Basert på dette er forholdet rasfare og jordskjelv vurdert å utgjøre "ingen" forskjell i forhold til basisnivået.

Trålere og skipstrafikk i området

Det er ingen informasjon som tilsier at eventuell påvirkning fra trålere og skipstrafikk vil forholde seg vesentlig annerledes enn på resten av sokkelen, jf. kapittel 5.1.6. Derfor er forholdet vurdert å utgjøre "ingen" forskjell i forhold til basisnivået.

Valg av konsept

Valg av konsept inkluderer forhold knyttet til teknisk utforming og utrustning og inkluderer alle tekniske aspekter ved de ulike kildene til akutt utslipp til sjø. Dette omfatter bl.a. design og utforming av innretningen, samt den tekniske tilstanden til innretningen, jf. kapittel 5.2.

Som tidligere nevnt er det utelukkende konsepter med brønnhodene plassert på havbunnen som er vurdert i denne rapporten. Det finnes imidlertid andre konsepter. For eksempel er det en rekke felt, spesielt i Nordsjøen, som er bygd ut med innretninger som står på havbunnen, og der brønnhodene står på dekk på innretningen. For denne typen innretning er foringsrørene (casing) trukket helt opp på dekk. Det finnes også nye konsepter under utvikling. For eksempel er det miljøer i Norge som utvikler konsepter der boring og produksjon skjer fra undersjøiske tunneler eller fra land. Ved et slikt konsept vil et eventuelt akutt utslipp skje på land.

Rapporten "Teknologi- og kunnskapsstatus av betydning for å redusere risiko for uønskede hendelser som kan føre til akutte utslipp til sjø i de norske nordområdene" utarbeidet av Petroleumstilsynet/UiS/IRIS, ref. /55/, konkluderer med at det er en rekke nye teknologier under utvikling som kan redusere sannsynligheten for utblåsning eller omfanget av en utblåsning i forbindelse med boreoperasjoner. Et eksempel på teknologi som er under utvikling, er et verktøy som borer seg ned og befester seg i havbunnen, og dermed tilrettelegger for boring fra havbunnen uten boreinnretning. Denne teknologien reduserer påvirkning av værforholdene på boreoperasjonen og har ambisjoner om å redusere risiko for hendelser som kan føre til akutt utslipp til sjø. Et eksempel på et mengdereduserende tiltak er en ny type utblåsningssikringsventil (BOP) som både skjærer og forsegler brønnen i én operasjon. Denne teknologien vil kunne redusere mengden olje som eventuelt slippes til sjø til et minimum, og dermed også redusere sannsynligheten for en større ukontrollert utblåsning. En annen teknologi som er under utvikling, går ut på å bygge en sikkerhetstank rundt en borelokasjon slik at et potensielt akutt utslipp samles opp. Et annet

mengdereduserende tiltak er tiltak for å redusere utblåsningsraten, for eksempel ved å bore med redusert diameter i kritiske faser av boreoperasjonen.

Det er vanskelig å tallfeste hvor mye slike teknologier som er under utvikling, kan tenkes å redusere risikoen for utblåsning i forhold til basisnivået. For fremtidige boreoperasjoner er det vurdert at slik ny teknologi kan utgjøre en "stor" reduksjon i forhold til basisnivået. Usikkerheten er vurdert til kategorien høy i og med at disse teknologiene ikke er ferdig utviklet. For boreoperasjoner i 2010 er det dagens teknologi som brukes og dette er vurdert å utgjøre "ingen" forskjell i forhold til basisnivået. For et felt i produksjon er det ikke funnet bakgrunnsinformasjon som tilsier at teknologien vil bli vesentlig bedre i perioden frem til 2030. Derfor er det vurdert at valg av konsept utgjør "ingen" forskjell i forhold til basisnivået for et felt i produksjon. Dette er oppsummert i Tabell 48.

Tabell 48: Vurdering av styrbarhet for hendelsestypene A (utblåsning) og B (brønnlekkasje) – Forhold knyttet til valg av konsept.

Konsept/operasjon	År	Just. ned ift. Basis	Just. opp ift. basis	Usikkerhet
Prøveboring	2010	Ingen forskjell	Ingen forskjell	-
Gassfelt med subsea	2010	Ingen forskjell	Ingen forskjell	-
Oljefelt med FPSO	2030	Ingen forskjell	Ingen forskjell	-
Gassfelt med subsea	2030	Ingen forskjell	Ingen forskjell	-
Prøveboring	2030	Stor forskjell	Ingen forskjell	H
Oljefelt med subsea	2030	Ingen forskjell	Ingen forskjell	-

Aktørbilde (Operatørs/ kontraktørs /lisenspartners erfaring og kompetanse)

Forhold knyttet til drift/operasjon vil være avhengig av hvilke selskap som er involvert i petroleumsaktiviteten, jf. kapittel 5.3.1. Risiko vil også påvirkes av aktørbildet og aktivitetsnivå. Aktørbildet på norsk sokkel er endret de siste årene da det er kommet flere nye og mindre aktører på norsk sokkel. Disse kan ha mindre operasjonell erfaring og mindre organisasjoner enn det som hittil har vært vanlig, samt velge nye organisasjonsformer. Aktivitetsnivået på norsk sokkel har samtidig økt betraktelig, noe som kan påvirke risiko gjennom for eksempel økt kompleksitet i operasjoner, flere samtidige aktiviteter på den enkelte innretningen, vanskeligere tilgang til erfarne ressurser, osv, jf. kapittel 5.3.1.

Boring er en kompleks operasjon som krever at aktørene har kompetanse og erfaring i å utføre operasjonen slik at de for eksempel er i stand til å tolke signaler fra brønnen på et tidlig tidspunkt for å iverksette nødvendige tiltak. Dersom aktøren har tilstrekkelig erfaring og kompetanse, vil dette kunne påvirke gjennomføringen av en boreoperasjon på en sikker måte. Også i produksjon er det viktig at aktøren har god kunnskap og tilstrekkelig erfaring slik at eventuelle uventede situasjoner håndteres på en god måte. Det er vurdert at aktørbildet i forbindelse med boreoperasjoner kan utgjøre både en "stor" reduksjon, men også en "veldig stor" økning i forhold til basisnivået. For et felt i drift er det vurdert at aktørbildet kan utgjøre "noe forskjell" i forhold til basisnivået. Usikkerheten er vurdert til kategori høy på bakgrunn av mangel på spesifikk kunnskap relatert til de ulike forholdene/faktorene. Dette er oppsummert i Tabell 49.

Tabell 49: Vurdering av styrbarhet for hendelsestypene A (utblåsning) og B (brønnlekkasje) – Forhold knyttet til aktørbilde.

Konsept/operasjon	År	Just. ned ift. Basis	Just. opp ift. basis	Usikkerhet
Prøveboring	2010	Stor forskjell	Veldig stor forskjell	H
Gassfelt med subsea	2010	Ingen forskjell	Ingen forskjell	-
Oljefelt med FPSO	2030	Noe forskjell	Noe forskjell	H
Gassfelt med subsea	2030	Noe forskjell	Noe forskjell	H
Prøveboring	2030	Stor forskjell	Veldig stor forskjell	H
Oljefelt med subsea	2030	Noe forskjell	Noe forskjell	H

Område/blokk som lyses ut

Som nevnt har Oljedirektoratet vurdert hvilke områder som er relevante for petroleumsvirksomhet i perioden frem til 2030, jf. Figur 4. Det er ikke forhold ved disse lokasjonene som tilsier endring i basisnivået sammenlignet med sokkelen for øvrig, og det som er vurdert under de andre BHL områdespesifikke forholdene. Derfor er forholdet vurdert å utgjøre "ingen" forskjell i forhold til basisnivået for sokkelen for øvrig.

Rammebetingelser som settes for petroleumsvirksomhet i Barentshavet og Lofoten

Hvilke rammebetingelser som settes fra myndighetenes side knyttet både til bruk av teknisk utstyr, valg av konsepter og håndtering av petroleumsvirksomhet vil i alle faser kunne påvirke risikoen for akutt utslipp til sjø i vesentlig grad, jf. kapittel 5.3.4. Rammebetingelsene for petroleumsvirksomhet i BHL i 2010 er allerede fastlagt. Hvilke rammebetingelser som blir fastsatt for petroleumsvirksomhet i BHL i 2030 er usikkert, men det er forutsatt at de krav som settes fra myndighetene er tilsvarende som for norsk sokkel for øvrig eller strengere. Usikkerheten er vurdert til kategori middels på bakgrunn av mangel på spesifikk kunnskap om sammenhengen mellom rammebetingelser og risikonivå. Vurderingene er vist i Tabell 50.

Tabell 50: Vurdering av styrbarhet for hendelsestypene A (utblåsning) og B (brønnlekkasje) – Forhold knyttet til rammebetingelser.

Konsept/operasjon	År	Just. ned ift. basis	Just. opp ift. basis	Usikkerhet
Prøveboring	2010	Ingen forskjell	Ingen forskjell	-
Gassfelt med subsea	2010	Ingen forskjell	Ingen forskjell	-
Oljefelt med FPSO	2030	Noe forskjell	Ingen forskjell	M
Gassfelt med subsea	2030	Noe forskjell	Ingen forskjell	M
Prøveboring	2030	Noe forskjell	Ingen forskjell	M
Oljefelt med subsea	2030	Noe forskjell	Ingen forskjell	M

Utbyggingstakt

Hvor raskt petroleumsvirksomhet eventuelt blir bygd ut i BHL vil kunne påvirke tilgjengeligheten på ressurser, tilgjengeligheten av tekniske løsninger og mangel på erfaring fra den ene utbyggingen/operasjonen til den neste, jf. kapittel 5.3.5. Dersom flere felt bygges ut samtidig, kan man i fremtiden risikere knapphet på ressurser, noe som kan påvirke risikonivået i negativ retning. Dersom felt bygges ut etter hverandre, vil man imidlertid kunne trekke erfaring fra den ene utbyggingen til den neste, noe som kan påvirke risikonivået i positiv retning. Dette forholdet henger også sammen med aktørbildet og operatørs/kontraktørs/lisenspartners erfaring og kompetanse, jf. kapittel 5.3.2.

Et annet aspekt ved utbyggingstakt er i hvilken grad ulike felt blir vurdert separat i stedet for å bli vurdert i en sammenheng i et større områdeperspektiv. At et og et felt vurderes separat kan i prinsippet føre til at en ender opp med mange mindre innretninger fremfor noen få større med tilknyttede satellittfelt. Hvilken av disse løsningene som i størst grad bidrar til forsvarlig petroleumsvirksomhet kan diskuteres. Uansett er det et aspekt ved utbyggingstakt som har betydning for risiko for akutt utslipp til sjø. Dette er et generelt aspekt som ikke bare angår hendelsestypene utblåsning og brønnlekkasjer.

Utbyggingstakten for 2010 er allerede fastlagt, mens eventuell utbyggingstakt frem til 2030 er usikker. Usikkerheten er vurdert til kategori middels på bakgrunn av mangel på spesifikk kunnskap relatert til de ulike forholdene/faktorene. Basert på dette er vurderingene i Tabell 51 lagt til grunn.

Tabell 51: Vurdering av styrbarhet for hendelsestypene A (utblåsning) og B (brønnlekkasje) – Forhold knyttet til utbyggingstakt.

Konsept/operasjon	År	Just. ned ift. basis	Just. opp ift. basis	Usikkerhet
-------------------	----	----------------------	----------------------	------------

Prøveboring	2010	Ingen forskjell	Ingen forskjell	-
Gassfelt med subsea	2010	Ingen forskjell	Ingen forskjell	-
Oljefelt med FPSO	2030	Noe forskjell	Noe forskjell	M
Gassfelt med subsea	2030	Noe forskjell	Noe forskjell	M
Prøveboring	2030	Noe forskjell	Noe forskjell	M
Oljefelt med subsea	2030	Noe forskjell	Noe forskjell	M

12.2 Hendelsestype C – Rørledningslekkasje

Relevant for

- Gassfelt med subsealøsning i 2010 og 2030.
- Oljefelt med subsealøsning i 2030.

Eksempler på mulige årsaker

Følgende liste henvises til av SINTEF, ref. /23/, som de mest relevante direkte årsakene til lekkasje eller brudd på havbunnsrørledninger:

- Utmatting og/eller sprekkdannelser i skjøter eller sveiser
- Korrosjon, for eksempel pga "surt" vann innblandet i oljen
- Ekstern påvirkning, for eksempel anker fra innretning eller fartøy som slepes over rør
- Fallende last fra innretning eller fartøy

Vurderinger av styrbarhet

Tabell 52 presenterer en oversikt over vurderingene som er lagt til grunn for hendelsestypen rørledningslekkasjer. Disse vurderingene vil også gjelde for feltinterne rørledninger som er inkludert i hendelsestypen stigerørslekkasjer. Bakgrunnen for vurderingene gis nedenfor.

Tabell 52: Vurdering av styrbarhet for hendelsestype C (rørledningslekkasjer).

Forhold	Konsept/operasjon	År	Just. ned ift. basis	Just. opp ift. basis	Usikkerhet
Vær (vind/bølger/tåke) (kaldt klima)	Gassfelt med subsea	2010	Ingen forskjell	Ingen forskjell	-
	Gassfelt med subsea	2030	Ingen forskjell	Ingen forskjell	-
	Oljefelt med subsea	2030	Ingen forskjell	Ingen forskjell	-
Ising/sjøis/isfjell	Gassfelt med subsea	2010	Ingen forskjell	Ingen forskjell	-
	Gassfelt med subsea	2030	Ingen forskjell	Ingen forskjell	-
	Oljefelt med subsea	2030	Ingen forskjell	Ingen forskjell	-
Reservoarforhold (trykk, temperatur og oljetype)	Gassfelt med subsea	2010	Ingen forskjell	Ingen forskjell	-
	Gassfelt med subsea	2030	Ingen forskjell	Ingen forskjell	-
	Oljefelt med subsea	2030	Ingen forskjell	Ingen forskjell	-
Vanndybde	Gassfelt med subsea	2010	Ingen forskjell	Ingen forskjell	-
	Gassfelt med subsea	2030	Ingen forskjell	Ingen forskjell	-
	Oljefelt med subsea	2030	Ingen forskjell	Ingen forskjell	-
Rasfare og jordskjelv	Gassfelt med subsea	2010	Ingen forskjell	Ingen forskjell	-
	Gassfelt med subsea	2030	Ingen forskjell	Ingen forskjell	-
	Oljefelt med subsea	2030	Ingen forskjell	Ingen forskjell	-
Trålere og skipstrafikk i området	Gassfelt med subsea	2010	Noe forskjell	Ingen forskjell	M
	Gassfelt med subsea	2030	Noe forskjell	Ingen forskjell	M
	Oljefelt med subsea	2030	Noe forskjell	Ingen forskjell	M
Valg av konsept	Gassfelt med subsea	2010	Ingen forskjell	Ingen forskjell	-
	Gassfelt med subsea	2030	Ingen forskjell	Ingen forskjell	-
	Oljefelt med subsea	2030	Ingen forskjell	Ingen forskjell	-
Aktørbilde (Operatørs/kontraktør)	Gassfelt med subsea	2010	Ingen forskjell	Ingen forskjell	-
	Gassfelt med subsea	2030	Liten forskjell	Liten forskjell	M

Forhold	Konsept/operasjon	År	Just. ned ift. basis	Just. opp ift. basis	Usikkerhet
s/lisenspartners erfaring og kompetanse)	Oljefelt med subsea	2030	Liten forskjell	Liten forskjell	M
Område/blokk som lyses ut	Gassfelt med subsea	2010	Ingen forskjell	Ingen forskjell	-
	Gassfelt med subsea	2030	Ingen forskjell	Ingen forskjell	-
	Oljefelt med subsea	2030	Ingen forskjell	Ingen forskjell	-
Rammebetingelser	Gassfelt med subsea	2010	Ingen forskjell	Ingen forskjell	-
	Gassfelt med subsea	2030	Noe forskjell	Ingen forskjell	M
	Oljefelt med subsea	2030	Noe forskjell	Ingen forskjell	M
Utbyggingstakt	Gassfelt med subsea	2010	Ingen forskjell	Ingen forskjell	-
	Gassfelt med subsea	2030	Liten forskjell	Liten forskjell	M
	Oljefelt med subsea	2030	Liten forskjell	Liten forskjell	M

Vær (vind/bølger/tåke) (kaldt klima)

Når rørledningene er installert, og feltet er i produksjonsfasen, vil rørledningene ligge på havbunnen og dermed vil ikke vær og vind påvirke rørledningene. Ved landfall benyttes normalt en tunnel, noe som reduserer påvirkningen av vær og kaldt klima. Basert på ovennevnte er forholdet vurdert å utgjøre "ingen" forskjell i forhold til basisnivået for sokkelen ellers.

Ising/sjøis/isfjell

Rørledningene ligger på havbunnen og vil derfor ikke bli påvirket av ising. Ved landfall går rørledninger normalt i tunnel, noe som gjør at ising ikke anses å være et problem. Ising kan tenkes å være en utfordring på landanlegg. Landanlegg er imidlertid ikke vurdert i denne studien. Basert på dette er forholdet vurdert å utgjøre "ingen" forskjell i forhold til basisnivået for sokkelen ellers.

Tilgjengelig bakgrunnsinformasjon tilsier at sjøis/isfjell ikke er en aktuell problemstilling i området som er dekket i denne rapporten, jf. kapittel 5.1.2. Dersom det blir aktuelt med petroleumsvirksomhet i områder utover de områdene som Oljedirektoratet har vurdert som relevante i perioden frem til 2030, jf. Figur 4, vil det måtte gjennomføres nye vurderinger med hensyn på sjøis og isfjell.

Reservoarforhold (trykk, temperatur og oljetype)

Det er ikke spesielle reservoarforhold relatert til de områdene som vurderes i denne rapporten, jf. kapittel 5.1.3. Dermed anser en ikke dette forholdet til å kunne øke eller redusere sannsynligheten for rørledningslekkasje i BHL. Ut fra dette er forholdet vurdert å utgjøre "ingen" forskjell i forhold til basisnivået.

Vanndybde

Vanndybden vil kunne ha en innvirkning på rørledningslekkasjer ettersom topografien på havbunnen og dermed hvordan røret ligger på havbunnen vil ha innvirkning på hvor store mengder olje som vil kunne lekke ut dersom en lekkasje skulle oppstå. Det er imidlertid ikke identifisert topografiske forhold som i vesentlig grad avviker fra forholdene ellers på sokkelen, jf. kapittel 5.1.4. Derfor er forholdet vurdert å utgjøre "ingen" forskjell i forhold til basisnivået ellers på sokkelen.

Rasfare og jordskjelv

I området som vurderes i denne rapporten, jf. Figur 4, er det ikke funnet informasjon som tilsier at det er spesielle forhold for ras og jordskjelv, jf. kapittel 5.1.5. Basert på dette er forholdet vurdert å utgjøre "ingen" forskjell i forhold til basisnivået ellers på sokkelen.

Trålere og skipstrafikk i området

Det er mulig å påvirke risikoen for at rørledninger skal bli skadet av tråling/oppankring ved å gjøre spesifikke konseptvalg (beskytte rørledningen etc.). Dersom ytterligere tiltak enn det som er vanlig ellers på sokkelen innføres, kan lavere risiko enn basisnivået ellers på sokkelen legges til grunn. Usikkerheten er vurdert til kategori middels basert på mangel på spesifikk kunnskap relatert til de ulike forholdene/faktorene. Basert på ovennevnte er vurderingene vist i Tabell 53 lagt til grunn.

Tabell 53: Vurdering av styrbarhet for hendelsestype C (rørledningslekkasjer) – Forhold knyttet til trålere og skipstrafikk i området.

Konsept/operasjon	År	Just. ned ift. basis	Just. opp ift. basis	Usikkerhet
Gassfelt med subsea	2010	Noe forskjell	Ingen forskjell	M
Gassfelt med subsea	2030	Noe forskjell	Ingen forskjell	M
Oljefelt med subsea	2030	Noe forskjell	Ingen forskjell	M

Valg av konsept

I /55/ er det identifisert et mulig sannsynlighetsreducerende tiltak i form av forbedret teknologi for strømnings i rør ved direkte brønnstrøm til et produksjonsanlegg. Dette kan bidra til redusert sannsynlighet for akutt utslipp i og med at det kan være mindre overflateutstyr involvert som påvirkes av det fysiske miljøet.

Det er lagt til grunn at materialvalg og teknisk utforming vil være i henhold til beste praksis. Derfor er forholdet vurdert å utgjøre "ingen" forskjell i forhold til basisnivået for sokkelen for øvrig.

Aktørbilde (Operatørs/ kontraktørs /lisenspartners erfaring og kompetanse)

Forhold knyttet til drift/operasjon vil være avhengig av hvilke selskap som er involvert i petroleumsaktiviteten, jf. kapittel 5.3.1. Risiko vil også påvirkes av aktørbildet og aktivitetsnivå. Det er vurdert at aktørbildet i noen grad kan påvirke sannsynligheten for rørledningslekkasje, dog i mindre grad enn for eksempel for utblåsning. Grunnen er at utformingen av rørledninger er veldefinert. Etter en totalvurdering er vurderingene vist i Tabell 54 lagt til grunn. Det er kun for potensielle felt i fremtiden (år 2030) det er mulig å påvirke, i og med at beslutninger for 2010 allerede er fattet. Usikkerheten er vurdert til å være kategori middels på bakgrunn av mangel på spesifikk kunnskap relatert til de ulike forholdene/faktorene.

Tabell 54: Vurdering av styrbarhet for hendelsestype C (rørledningslekkasjer) – Forhold knyttet til aktørbilde.

Konsept/operasjon	År	Just. ned ift. basis	Just. opp ift. basis	Usikkerhet
Gassfelt med subsea	2010	Ingen forskjell	Ingen forskjell	-
Gassfelt med subsea	2030	Liten forskjell	Liten forskjell	M
Oljefelt med subsea	2030	Liten forskjell	Liten forskjell	M

Område/blokk som lyses ut

Oljedirektoratet har vurdert hvilke områder som er relevante for petroleumsvirksomhet i perioden frem til 2030, jf. Figur 4. Det er ikke forhold ved disse lokasjonene som tilsier endring i basisnivået sammenlignet med sokkelen for øvrig. Derfor er forholdet vurdert å utgjøre "ingen" forskjell i forhold til basisnivået for sokkelen for øvrig.

Rammebetingelser som settes for petroleumsaktiviteten i Barentshavet og Lofoten

Hvilke rammebetingelser som settes fra myndighetenes side knyttet både til bruk av teknisk utstyr, valg av konsepter og håndtering av petroleumsvirksomhet i alle faser vil kunne påvirke risikoen for akutt utslipp til sjø, jf. kapittel 5.3.4. Rammebetingelsene for petroleumsvirksomhet i BHL i 2010 er allerede fastlagt. Hvilke rammebetingelser som blir fastsatt for petroleumsvirksomhet i BHL i 2030 er

usikkert, men det er forutsatt at de krav som settes fra myndighetene er tilsvarende som for norsk sokkel for øvrig eller strengere. Usikkerheten er vurdert til kategori middels basert på mangel på spesifikk kunnskap relatert til de ulike forholdene/faktorene. Basert på dette er vurderingene vist i Tabell 55 lagt til grunn.

Tabell 55: Vurdering av styrbarhet for hendelsestype C (rørledningslekkasjer) – Forhold knyttet til rammebetingelser.

Konsept/operasjon	År	Just. ned ift. basis	Just. opp ift. basis	Usikkerhet
Gassfelt med subsea	2010	Ingen forskjell	Ingen forskjell	-
Gassfelt med subsea	2030	Noe forskjell	Ingen forskjell	M
Oljefelt med subsea	2030	Noe forskjell	Ingen forskjell	M

Utbyggingstakt

Hvor raskt petroleumsvirksomhet eventuelt blir bygd ut i BHL vil kunne påvirke tilgjengeligheten på ressurser, tilgjengeligheten av tekniske løsninger og mangel på erfaring fra den ene utbyggingen/operasjonen til den neste, jf. kapittel 5.3.5. Dersom flere felt bygges ut samtidig, kan man i fremtiden risikere knapphet på ressurser, noe som kan påvirke risikonivået i negativ retning. Dersom felt bygges ut etter hverandre, vil man imidlertid kunne trekke erfaring fra den ene utbyggingen til den neste, noe som kan påvirke risikonivået i positiv retning. Dett forholdet henger også sammen med aktørbildet og operatørs/kontraktørs/lisenspartners erfaring og kompetanse, jf. kapittel 5.3.2.

Utbyggingstakten for 2010 er allerede fastlagt, mens eventuell utbyggingstakt frem til 2030 er usikker. Usikkerheten er vurdert til kategori middels på bakgrunn av mangel på spesifikk kunnskap relatert til de ulike forholdene/faktorene. Basert på dette er vurderingene i tabellen under lagt til grunn.

Tabell 56: Vurdering av styrbarhet for hendelsestype C (rørledningslekkasjer) – Forhold knyttet til utbyggingstakt.

Konsept/operasjon	År	Just. ned ift. basis	Just. opp ift. basis	Usikkerhet
Gassfelt med subsea	2010	Ingen forskjell	Ingen forskjell	-
Gassfelt med subsea	2030	Liten forskjell	Liten forskjell	M
Oljefelt med subsea	2030	Liten forskjell	Liten forskjell	M

12.3 Hendelsestype D – Stigerørslekkasje

Relevant for

- Oljefelt med FPSO-løsning i 2030

Eksempler på mulige årsaker

- Som rørledningslekkasje.
- I tillegg spesielle forhold i skvalpesonen (is, ekstreme værforhold...)
- Skipskollisjon
- Sannsynligheten kan påvirkes ved materialvalg, hvordan stigerørene tas om bord, beskyttelse mot kollisjon etc.

Vurderinger av styrbarhet

Tabell 57 presenterer en oversikt over vurderingene som er gjort for hendelsestypen stigerørslekkasjer. Vurderinger for feltinterne rørledninger er gitt i kapittel 11.2. Bakgrunnen for vurderingene gis nedenfor.

Tabell 57: Vurdering av styrbarhet for hendelsestype D (stigerørslekkasje).

Forhold	Konsept/operasjon	År	Just. ned ift. basis	Just. opp ift. basis	Usikkerhet
---------	-------------------	----	----------------------	----------------------	------------

Forhold	Konsept/operasjon	År	Just. ned ift. basis	Just. opp ift. basis	Usikkerhet
Vær (vind/bølger/tåke) (kaldt klima)	Oljefelt med FPSO	2030	Ingen forskjell	Ingen forskjell	-
Ising/sjøis/isfjell	Oljefelt med FPSO	2030	Ingen forskjell	Ingen forskjell	-
Reservoarforhold (trykk, temperatur og oljetype)	Oljefelt med FPSO	2030	Ingen forskjell	Ingen forskjell	-
Vanndybde	Oljefelt med FPSO	2030	Ingen forskjell	Ingen forskjell	-
Rasfare og jordskjelv	Oljefelt med FPSO	2030	Ingen forskjell	Ingen forskjell	-
Trålere og skipstrafikk i området	Oljefelt med FPSO	2030	Ingen forskjell	Ingen forskjell	-
Valg av konsept	Oljefelt med FPSO	2030	Ingen forskjell	Ingen forskjell	-
Aktørbilde (Operatørs/kontraktørs/lisenspartners erfaring og kompetanse)	Oljefelt med FPSO	2030	Liten forskjell	Liten forskjell	M
Område/blokk som lyses ut	Oljefelt med FPSO	2030	Ingen forskjell	Ingen forskjell	-
Rammebetingelser	Oljefelt med FPSO	2030	Noe forskjell	Ingen forskjell	M
Utbyggingstakt	Oljefelt med FPSO	2030	Liten forskjell	Liten forskjell	M

Vær (vind/bølger/tåke) (kaldt klima)

Det er vurdert at den delen av stigerøret som befinner seg under havoverflaten i liten grad vil være påvirket av vær og kaldt klima. Bakgrunnsinformasjon viser at korrosjon kan være et mindre problem i Barentshavet enn i på resten av sokkelen, ref. /32,33,34/, jf. kapittel 5.1.1. I skvalpesonen vil imidlertid stigerørene være utsatt for vær og kaldt klima. For felt som bygges ut med FPSO-løsning er det imidlertid vanlig at stigerørene kommer opp inne i selve innretningen, og ikke opp langs siden slik det er vanlig i tradisjonelle semi-sub innretninger og plattformer. Dermed vil stigerørene likevel i liten grad være utsatt for vær og kaldt klima. Tåke er ikke vurdert til å kunne påvirke sannsynligheten for stigerørslekkasje. Basert på ovennevnte er forholdet vurdert å utgjøre "ingen" forskjell i forhold til basisnivået for sokkelen ellers.

Ising/sjøis/isfjell

Det er vurdert at den delen av stigerøret som befinner seg under havoverflaten, i liten grad vil være påvirket av ising. I skvalpesonen vil imidlertid stigerørene kunne være utsatt for ising. Vanlig design for en FPSO-løsning er imidlertid at stigerøret kommer opp inne i selve innretningen og er derfor i mindre grad utsatt for vær og vind. Basert på dette er forholdet vurdert å utgjøre "ingen" forskjell i forhold til basisnivået for sokkelen ellers.

Tilgjengelig bakgrunnsinformasjon tilsier at sjøis/isfjell ikke er en aktuell problemstilling i området som er dekket i denne rapporten, jf. kapittel 5.1.2. Dersom det blir aktuelt med petroleumsvirksomhet i områder utover det området som er dekket i denne rapporten, jf. Figur 4, vil det måtte gjennomføres nye vurderinger med hensyn på sjøis og isfjell.

Reservoarforhold (trykk, temperatur og oljetype)

Dette forholdet er ikke relevant for hendelsestypen stigerørslekkasje.

Vanndybde

Vanndybden kan påvirke valg av stigerør. Det er imidlertid ikke spesielt dypt i de områdene som Oljedirektoratet har vurdert som relevante for petroleumsvirksomhet i perioden frem til 2030, jf. Figur 4. Derfor er forholdet vurdert å utgjøre "ingen" forskjell i forhold til basisnivået for sokkelen for øvrig.

Rasfare og jordskjelv

I området som vurderes i denne rapporten, jf. Figur 4, er det ikke funnet informasjon som tilsier at det er spesielle forhold for ras og jordskjelv, jf. kapittel 5.1.5. Basert på dette er forholdet vurdert å utgjøre "ingen" forskjell i forhold til basisnivået ellers på sokkelen.

Trålere og skipstrafikk i området

I og med at stigerørene normalt kommer opp inne i selve innretningen på en FPSO er det ikke vurdert at forholdet trålere og skipstrafikk i området skal endre risikonivået i forhold til ellers på sokkelen. Derfor er forholdet vurdert å utgjøre "ingen" forskjell i forhold til basisnivået for sokkelen for øvrig.

Valg av konsept

Det finnes forskjellige tekniske løsninger for valg av stigerør. Det er lagt til grunn at materialvalg og teknisk utforming vil være i henhold til beste praksis. Derfor er forholdet vurdert å utgjøre "ingen" forskjell i forhold til basisnivået for sokkelen for øvrig.

Aktørbilde (Operatørs/kontraktørs/lisenspartners erfaring og kompetanse)

Forhold knyttet til drift/operasjon vil være avhengig av hvilke selskap som er involvert i petroleumsaktiviteten, jf. kapittel 5.3.1. Risiko vil også påvirkes av aktørbildet og aktivitetsnivå. Det er vurdert at aktørbildet i noen grad kan påvirke sannsynligheten for stigerørslekkasje, dog i mindre grad enn for eksempel for utblåsning. Grunnen er at utformingen av stigerør er veldefinert. Vurderingene som er lagt til grunn er vist i Tabell 58. Usikkerheten er vurdert til kategori middels basert på den tilgjengelige kunnskapen om fenomenet.

Tabell 58: Vurdering av styrbarhet for hendelsestype D (stigerørslekkasje) – Forhold knyttet til aktørbilde.

Konsept/operasjon	År	Just. ned ift. basis	Just. opp ift. basis	Usikkerhet
Oljefelt med FPSO	2030	Liten forskjell	Liten forskjell	M

Område/blokk som lyses ut

Oljedirektoratet har vurdert hvilke områder som er relevante for petroleumsvirksomhet i perioden frem til 2030, jf. Figur 4. Det er ikke forhold ved disse lokasjonene som tilsier endring i basisnivået sammenlignet med sokkelen for øvrig. Derfor er forholdet vurdert å utgjøre "ingen" forskjell i forhold til basisnivået for sokkelen for øvrig.

Rammebetingelser som settes for petroleumsaktiviteten i Barentshavet og Lofoten

Hvilke rammebetingelser som settes fra myndighetenes side knyttet både til bruk av teknisk utstyr, valg av konsepter og håndtering av petroleumsvirksomhet i alle faser vil kunne påvirke risikoen for akutt utslipp til sjø, jf. kapittel 5.3.4. Rammebetingelsene for petroleumsvirksomhet i BHL i 2010 er allerede fastlagt. Hvilke rammebetingelser som blir fastsatt for petroleumsvirksomhet i BHL i 2030 er usikkert, men det er forutsatt at de krav som settes fra myndighetene er tilsvarende som for norsk sokkel for øvrig eller strengere. Usikkerheten er vurdert til kategori middels basert på mangel på spesifikk kunnskap relatert til de ulike forholdene/faktorene. Basert på dette er vurderingene vist i Tabell 59 lagt til grunn.

Tabell 59: Vurdering av styrbarhet for hendelsestype D (stigerørslekkasje) – Forhold knyttet til rammebetingelser.

Konsept/operasjon	År	Just. ned ift. basis	Just. opp ift. basis	Usikkerhet
Oljefelt med FPSO	2030	Noe forskjell	Ingen forskjell	-

Utbyggingstakt

Hvor raskt petroleumsvirksomhet eventuelt blir bygd ut i BHL vil kunne påvirke tilgjengeligheten på ressurser, tilgjengeligheten av tekniske løsninger og mangel på erfaring fra den ene utbyggingen/operasjonen til den neste, jf. kapittel 5.3.5. Dersom flere felt bygges ut samtidig, kan man i fremtiden risikere knapphet på ressurser, noe som kan påvirke risikonivået i negativ retning. Dersom felt bygges ut etter hverandre, vil man imidlertid kunne trekke erfaring fra den ene utbyggingen til den neste, noe som kan påvirke risikonivået i positiv retning. Dette forholdet henger også sammen med aktørbildet og operatørs/kontraktørs/lisenspartners erfaring og kompetanse, jf. kapittel 5.3.2.

Utbyggingstakten for 2010 er allerede fastlagt, mens eventuell utbyggingstakt frem til 2030 er usikker. Usikkerheten er vurdert til kategori M på bakgrunn av mangel på spesifikk kunnskap relatert til de ulike forholdene/faktorene. Basert på dette er vurderingene i Tabell 60 lagt til grunn.

Tabell 60: Vurdering av styrbarhet for hendelsestype D (stigerørslekkasje) – Forhold knyttet til utbyggingstakt.

Konsept/operasjon	År	Just. ned ift. basis	Just. opp ift. basis	Usikkerhet
Oljefelt med FPSO	2030	Liten forskjell	Liten forskjell	M

12.4 Hendelsestype E – Prosesslekkasje

Relevant for

- Oljefelt med FPSO-løsning i 2030

Eksempel på mulige årsaker

- Lekkasje på grunn av korrosjon som følge av pakninger som brister, økt bruk av isolering av prosessutstyr, økt bruk av oppvarming av prosessutstyr etc.
- At det oppstår lekkasje ved arbeid på utstyr (misforståelser, trodde det var trykløst, monteres feil sammen...) På resten av sokkelen har i størrelsesorden 2/3 av de historiske lekkasjene vært slike hendelser.
- Spesielle forhold som is på utstyr etc.?
- Sannsynligheten kan påvirkes ved valg som gjøres. Godstykkelse, bruk av sveiste forbindelser i stedet for flenser etc.

Vurderinger av styrbarhet

Tabell 61 presenterer en oversikt over vurderingene som er gjort for hendelsestypen prosesslekkasje. Bakgrunnen for vurderingene gis nedenfor.

Tabell 61: Vurdering av styrbarhet for hendelsestype E (prosesslekkasje).

Forhold	Konsept/operasjon	År	Just. ned ift. basis	Just. opp ift. basis	Usikkerhet
Vær (vind/bølger/tåke) (kaldt klima)	Oljefelt FPSO	2030	Noe forskjell	Ingen forskjell	M
Ising/sjøis/isfjell	Oljefelt FPSO	2030	Ingen forskjell	Noe forskjell	M
Reservoarforhold (trykk, temperatur og oljetype)	Oljefelt FPSO	2030	Ingen forskjell	Ingen forskjell	-
Vanndybde	Oljefelt FPSO	2030	Ingen forskjell	Ingen forskjell	-

Rasfare og jordskjelv	Oljefelt FPSO	2030	Ingen forskjell	Ingen forskjell	-
Trålere og skipstrafikk i området	Oljefelt FPSO	2030	Ingen forskjell	Ingen forskjell	-
Valg av konsept	Oljefelt FPSO	2030	Noe forskjell	Noe forskjell	M
Aktørbilde (Operatørs/kontraktørs/lisenspartners erfaring og kompetanse)	Oljefelt FPSO	2030	Noe forskjell	Noe forskjell	H
Område/blokk som lyses ut	Oljefelt FPSO	2030	Ingen forskjell	Ingen forskjell	-
Rammebetingelser	Oljefelt FPSO	2030	Noe forskjell	Ingen forskjell	M
Utbyggingstakt	Oljefelt FPSO	2030	Liten forskjell	Liten forskjell	M

Vær (vind/bølger/tåke) (kaldt klima)

Flere studier konkluderer med at vær og kaldt klima påvirker sannsynligheten for prosesslekkasjer, ref. /32, 33, 34, 35, 36, 37/, jf. kapittel 5.1.1. Disse rapportene konkluderer med at det kalde klimaet kan føre til at degraderingsmekanismene, i form av korrosjon, går saktere enn i varmere strøk. De konkluderer ut fra dette med at sannsynligheten for lekkasje kan være lavere i kaldt klima enn ellers. Vind kan føre til økt grad av ising. Dette er imidlertid diskutert i forbindelse med forholdet ising/sjøis/isfjell. Det er vurdert at tåke ikke påvirker sannsynligheten for prosesslekkasjer. Usikkerheten er vurdert til kategori middels basert på kunnskapen som er tilgjengelig om fenomenene nevnt over. Basert på ovennevnte fremkommer vurderingene vist i Tabell 62.

Tabell 62: Vurdering av styrbarhet for hendelsestype E (prosesslekkasje) – Forhold knyttet til vær (vind/bølger/tåke) (kaldt klima).

Konsept/operasjon	År	Just. ned ift. basis	Just. opp ift. basis	Usikkerhet
Oljefelt med FPSO	2030	Noe forskjell	Ingen forskjell	M

Ising/sjøis/isfjell

Ved ugunstig utforming av en innretning i kaldt klima vil is kunne fryse på prosessanlegget og kunne øke sannsynligheten for prosesslekkasjer. Spesielt er det i rapporten "Teknologi- og kunnskapsstatus av betydning for å redusere risiko for uønskede hendelser som kan føre til akutte utslipp til sjø i de norske nordområdene", ref. /55/, nevnt utfordringer relatert til instrumentering i prosessanlegget. Denne rapporten peker på at snødrift representerer en betydelig utfordring for instrumentering. Grad av ising og snødrift på prosessanlegget kan imidlertid påvirkes ved designvalg, for eksempel ved å skjerme prosessanlegget fra vær og vind. Ved skjerming må det imidlertid også tas hensyn til at vegger kan hindre utlufting av eventuelle hydrokarboner, noe som kan føre til økt fare for eksplosjon. På dette området foregår det imidlertid teknologiutvikling for å få til umiddelbar utluftning i tilfelle det detekteres eksplosiv gass, ref. /55/. Dessuten kan en se for seg en økt sannsynlighet for korrosjon som følge av økt bruk av isolasjon på prosessutstyr, og økt bruk av oppvaring for å hindre isdannelse.

Tilgjengelig bakgrunnsinformasjon tilsier at sjøis/isfjell ikke er en aktuell problemstilling i området som er dekket i denne rapporten, jf. kapittel 5.1.2. Dersom det blir aktuelt med petroleumsvirksomhet i områder utover det området som er dekket i denne rapporten, jf. Figur 4, vil det måtte gjennomføres nye vurderinger med hensyn på sjøis og isfjell.

Basert på ovennevnte fremkommer vurderingene vist i Tabell 63. Usikkerheten er vurdert til kategori middels basert på den tilgjengelige kunnskapen om fenomenene.

Tabell 63: Vurdering av styrbarhet for hendelsestype E (prosesslekkasje) – Forhold knyttet til ising/sjøis/isfjell.

Konsept/operasjon	År	Just. ned ift. basis	Just. opp ift. basis	Usikkerhet
Oljefelt med FPSO	2030	Ingen forskjell	Noe forskjell	M

Reservoarforhold (trykk, temperatur og oljetype)

Sannsynligheten for prosesslekkasjer påvirkes av brønnstrømmen, for eksempel om det er sand i brønnstrømmen, temperatur og andelen vann. Det er imidlertid ingenting som tyder på at disse forholdene skal være annerledes i Barentshavet og Lofoten enn andre steder på norsk sokkel, jf. kapittel 5.1.3. Derfor er forholdet vurdert å utgjøre "ingen" forskjell i forhold til basisnivået for norsk sokkel for øvrig.

Vanndybde

Dette forholdet er vurdert å ikke være relevant for hendelsestypen prosesslekkasjer.

Rasfare og jordskjelv

I området som vurderes i denne rapporten, jf. Figur 4, er det ikke funnet informasjon som tilsier at det er spesielle forhold for ras og jordskjelv, jf. kapittel 5.1.5. Basert på dette er forholdet vurdert å utgjøre "ingen" forskjell i forhold til basisnivået ellers på sokkelen.

Trålere og skipstrafikk i området

Dette forholdet er vurdert å ikke være relevant for hendelsestypen prosesslekkasjer.

Valg av konsept

Sannsynligheten for prosesslekkasjer kan påvirkes ved valg som gjøres i designfasen. For eksempel kan antall lekkasjekilder reduseres ved å bruke sveiste forbindelser i stedet for flenser. Også det å designe innretningen for å ta hensyn til de utfordringene som følger med kaldt klima (vinterisering), jf. diskusjonen over, samt tilstandsovervåking som tilrettelegger for umiddelbar melding om uønsket teknisk tilstand på utstyr og konstruksjoner, kan påvirke sannsynligheten for prosesslekkasjer. Også mengden utslipp kan påvirkes ved å innføre tiltak, for eksempel tiltak som gjør at sikkerhetskritisk utstyr (deteksjon, varsling, isolering, nedstengning etc.) fungerer som forutsatt under alle værforhold. Et annet eksempel på et mengdebegrensende tiltak er bruk av drenerings- og oppsamlingssystemer som fanger opp et eventuelt akutt utslipp før det når sjøen.

Basert på ovennevnte er vurderingene vist i Tabell 64 lagt til grunn. Usikkerheten er vurdert til kategori middels basert på den tilgjengelige kunnskapen om fenomenene.

Tabell 64: Vurdering av styrbarhet for hendelsestype E (prosesslekkasje) – Forhold knyttet til valg av konsept.

Konsept/operasjon	År	Just. ned ift. basis	Just. opp ift. basis	Usikkerhet
Oljefelt med FPSO	2030	Noe forskjell	Noe forskjell	M

Aktørbilde (Operatørs/kontraktørs/lisenspartners erfaring og kompetanse)

Forhold knyttet til drift/operasjon vil være avhengig av hvilke selskap som er involvert i petroleumsaktiviteten, jf. kapittel 5.3.1. Risiko vil også påvirkes av aktørbildet og aktivitetsnivå. Drifting av et prosessanlegg krever kunnskap og erfaring. Det er viktig å tolke de signalene man får på riktig måte. Spesielt sett i forhold til at kaldt klima kan føre til problemer med instrumentering er kanskje utfordringene ved drift av anlegget større enn ellers. Usikkerheten er vurdert til kategori høy basert på stor usikkerhet om årsakssammenhengene. Basert på dette er vurderingene i Tabell 65 lagt til grunn.

Tabell 65: Vurdering av styrbarhet for hendelsestype E (prosesslekkasje) – Forhold knyttet til aktørbilde.

Konsept/operasjon	År	Just. ned ift. basis	Just. opp ift. basis	Usikkerhet
Oljefelt med FPSO	2030	Noe forskjell	Noe forskjell	H

Område/blokk som lyses ut

Oljedirektoratet har vurdert hvilke områder som er relevante for petroleumsvirksomhet i perioden frem til 2030, jf. Figur 4. Det er ikke forhold ved disse lokasjonene som tilsier endring i basisnivået sammenlignet med sokkelen for øvrig. Derfor er forholdet vurdert å utgjøre "ingen" forskjell i forhold til basisnivået for sokkelen for øvrig.

Rammebetingelser som settes for petroleumsaktiviteten i Barentshavet og Lofoten

Hvilke rammebetingelser som settes fra myndighetenes side knyttet både til bruk av teknisk utstyr, valg av konsepter og håndtering av petroleumsvirksomhet i alle faser vil kunne påvirke risikoen for akutt utslipp til sjø, jf. kapittel 5.3.4. Et eksempel er krav til dreneringssystemet, slik at et eventuelt utslipp kan fanges opp før det kommer på sjøen. Rammebetingelsene for petroleumsvirksomhet i BHL i 2010 er allerede fastlagt. Hvilke rammebetingelser som blir fastsatt for petroleumsvirksomhet i BHL i 2030 er usikkert, men det er forutsatt at de krav som settes fra myndighetene er tilsvarende som for norsk sokkel for øvrig eller strengere. Usikkerheten er vurdert til kategori middels basert på stor usikkerhet om årsakssammenhengene. Basert på dette fremkommer vurderingene vist i Tabell 68.

Tabell 66: Vurdering av styrbarhet for hendelsestype E (prosesslekkasje) – Forhold knyttet til rammebetingelser.

Konsept/operasjon	År	Just. ned ift. basis	Just. opp ift. basis	Usikkerhet
Oljefelt med FPSO	2030	Noe forskjell	Ingen forskjell	M

Utbyggingstakt

Hvor raskt petroleumsvirksomhet eventuelt blir bygd ut i BHL vil kunne påvirke tilgjengeligheten på ressurser, tilgjengeligheten av tekniske løsninger og mangel på erfaring fra den ene utbyggingen/operasjonen til den neste, jf. kapittel 5.3.5. Dersom flere felt bygges ut samtidig, kan man i fremtiden risikere knapphet på ressurser, noe som kan påvirke risikonivået i negativ retning. Dersom felt bygges ut etter hverandre, vil man imidlertid kunne trekke erfaring fra den ene utbyggingen til den neste, noe som kan påvirke risikonivået i positiv retning. Dette forholdet henger også sammen med aktørbildet og operatørs/kontraktørs/lisenspartners erfaring og kompetanse, jf. kapittel 5.3.2.

Utbyggingstakten for 2010 er allerede fastlagt, mens eventuell utbyggingstakt frem til 2030 er usikker. Usikkerheten er vurdert til kategori middels på bakgrunn av mangel på spesifikk kunnskap relatert til de ulike forholdene/faktorene. Basert på dette er vurderingene i tabellen under lagt til grunn.

Tabell 67: Vurdering av styrbarhet for hendelsestype E (prosesslekkasje) – Forhold knyttet til utbyggingstakt.

Konsept/operasjon	År	Just. ned ift. basis	Just. opp ift. basis	Usikkerhet
Oljefelt med subsea	2030	Liten forskjell	Liten forskjell	M

12.5 Hendelsestype F – Utslipp fra lagringstanker

Relevant for

- Oljefelt med FPSO-løsning i 2030

Eksempel på mulige årsaker til utslipp fra lagringstanker

- Utilsiktet dumping (at det finnes linjer/ventiler der det kan renne ut, og at dette skjer)
- At det går hull på tanken (korrosjon, ytre hendelse/kollisjon, at det skjer som følge av en annen hendelse (eksplosjon) etc.
- Sannsynligheten kan påvirkes ved materialvalg, design/ tekniske løsninger, størrelsen på lagerceller etc.

Vurderinger av styrbarhet

Tabell 68 presenterer en oversikt over vurderingene som er gjort for hendelsestypen utslipp fra lagringstanker. Bakgrunnen for vurderingene gis nedenfor.

Tabell 68: Vurdering av styrbarhet for hendelsestype F (utslipp fra lagringstank).

Forhold	Konsept/operasjon	År	Just. ned ift. basis	Just. opp ift. basis	Usikkerhet
Vær (vind/bølger/tåke) (kaldt klima)	Oljefelt FPSO	2030	Ingen forskjell	Noe forskjell	M
Ising/sjøis/isfjell	Oljefelt FPSO	2030	Ingen forskjell	Ingen forskjell	-
Reservoarforhold (trykk, temperatur og oljetype)	Oljefelt FPSO	2030	Ingen forskjell	Ingen forskjell	-
Vanndybde	Oljefelt FPSO	2030	Ingen forskjell	Ingen forskjell	-
Rasfare og jordskjelv	Oljefelt FPSO	2030	Ingen forskjell	Ingen forskjell	-
Trålere og skipstrafikk i området	Oljefelt FPSO	2030	Ingen forskjell	Ingen forskjell	-
Valg av konsept	Oljefelt FPSO	2030	Noe forskjell	Ingen forskjell	L
Aktørbilde (Operatørs/kontraktørs/lisenspartners erfaring og kompetanse)	Oljefelt FPSO	2030	Ingen forskjell	Ingen forskjell	-
Område/blokk som lyses ut	Oljefelt FPSO	2030	Ingen forskjell	Ingen forskjell	-
Rammebetingelser	Oljefelt FPSO	2030	Noe forskjell	Ingen forskjell	M
Utbyggingstakt	Goliat FPSO	2030	Liten forskjell	Liten forskjell	M

Vær (vind/bølger/tåke) (kaldt klima)

Det er lavere temperatur og raskere vekslinger i vær og vind i BHL enn det som er vanlig lengre syd langs norskekysten eller i Nordsjøen. Området er utsatt for polare lavtrykk og noen lavtrykk utvikler en struktur som tropiske orkaner forbundet med sterk vind og kraftig nedbør, jf. kapittel 5.1.1. Hvis muligheten for slike værforhold ikke tas hensyn til i design, kan dette medføre en økt risiko for havari av en FPSO og dermed utslipp av olje fra lagringstanker. I /55/ er det identifisert et kunnskapsbehov knyttet til varsel om polare lavtrykk. For å ta høyde for usikkerheten rundt værforholdene i BHL er det vurdert at forholdet vær (vind/bølger/tåke) (kaldt klima) utgjør "liten" økning i forhold til basisnivået. Tåke er vurdert til å utgjøre "ingen" forskjell på sannsynligheten for utslipp fra lagertanker.

Basert på de ovennevnte vurderingene er det valgt å gjøre kategoriseringer som vist i tabellen under. Usikkerheten er vurdert til kategori middels på bakgrunn av mangel på spesifikk kunnskap relatert til de ulike forholdene/faktorene.

Tabell 69: Vurdering av styrbarhet for hendelsestype F (utslipp fra lagringstank) – Forhold knyttet til vær (vind/bølger/tåke) (kaldt klima).

Konsept/operasjon	År	Just. ned ift. basis	Just. opp ift. basis	Usikkerhet
Oljefelt med FPSO	2030	Ingen forskjell	Noe forskjell	M

Ising/sjøis/isfjell

Nedising kan føre til at en FPSO blir ustabil. Dette må ivaretas i design. Bedre kunnskap om ising tilrettelegger for bedre teknisk løsning, bedre utstyrvalg og sikrere operasjoner, ref. /55/. Forholdet ising er her vurdert til ikke å påvirke sannsynligheten for hendelsestypen utslipp fra lagringstank.

Tilgjengelig bakgrunnsinformasjon tilsier at sjøis/isfjell ikke er en aktuell problemstilling i området som er dekket i denne rapporten, jf. kapittel 5.1.2. Dersom det blir aktuelt med petroleumsvirksomhet i områder utover det området som er dekket i denne rapporten, jf. Figur 4, vil det måtte gjennomføres nye vurderinger med hensyn på sjøis og isfjell.

Reservoarforhold (trykk, temperatur og oljetype)

Dette forholdet er vurdert å ikke være relevant for hendelsestypen utslipp fra lagertanker.

Vanddybde

Dette forholdet er vurdert å ikke være relevant for hendelsestypen utslipp fra lagertanker.

Rasfare og jordskjelv

I området som vurderes i denne rapporten, jf. Figur 4, er det ikke funnet informasjon som tilsier at det er spesielle forhold for ras og jordskjelv, jf. kapittel 5.1.5. Basert på dette er forholdet vurdert å utgjøre "ingen" forskjell i forhold til basisnivået ellers på sokkelen.

Trålere og skipstrafikk i området

Dette forholdet er vurdert å ikke være relevant for hendelsestypen utslipp fra lagertanker (er dekket under skipskollisjon).

Valg av konsept

Det er mulig å påvirke hendelsestypen utslipp fra lagringstanker ved konseptvalg. For eksempel kan lagringstanken deles inn i flere celler slik at kun en begrenset mengde hydrokarboner kan slippe ut ved en eventuell lekkasje, det kan brukes dobbelt skrog, det kan brukes tanker som inneholder ballastvann ytterst mot sjøen, etc. Det forutsettes at det vil velges løsninger som er minst like gode som de løsningene som er vanlig å bruke ellers på norsk sokkel. Det er bred enighet om at tiltakene nevnt over har betydelig risikoreducerende effekt. Derfor er usikkerheten vurdert til kategori lav. Vurderingene som er lagt til grunn er vist i Tabell 70.

Tabell 70: Vurdering av styrbarhet for hendelsestype F (utslipp fra lagringstank) – Forhold knyttet til valg av konsept.

Konsept/operasjon	År	Just. ned ift. basis	Just. opp ift. basis	Usikkerhet
Oljefelt med FPSO	2030	Noe forskjell	Ingen forskjell	L

Aktørbilde (Operatørs/kontraktørs/lisenspartners erfaring og kompetanse)

Det er vurdert at dette forholdet utgjør "ingen" forskjell i risiko for akutt utslipp til sjø i forhold til hendelsestypen utslipp fra lagringstanker.

Område/blokk som lyses ut

Oljedirektoratet har vurdert hvilke områder som er relevante for petroleumsvirksomhet i perioden frem til 2030, jf. Figur 4. Det er ikke forhold ved disse lokasjonene som tilsier endring i basisnivået sammenlignet med sokkelen for øvrig. Derfor er forholdet vurdert å utgjøre "ingen" forskjell i forhold til basisnivået for sokkelen for øvrig.

Rammebetingelser som settes for petroleumsaktiviteten i Barentshavet og Lofoten

Hvilke rammebetingelser som settes fra myndighetenes side knyttet både til bruk av teknisk utstyr, valg av konsepter og håndtering av petroleumsvirksomhet i alle faser vil kunne påvirke risikoen for akutt utslipp til sjø, jf. kapittel 5.3.4. Eksempler er eventuelle krav til dobbel bunn eller til inndeling av lagringstanker i flere celler som gjør at risikoen for akutt utslipp til sjø kan reduseres. Et annet eksempel er systemer for å detektere fartøy på kollisjonskurs. Rammebetingelsene for petroleumsvirksomhet i BHL i 2010 er allerede fastlagt. Hvilke rammebetingelser som blir fastsatt for petroleumsvirksomhet i BHL i 2030 er usikkert, men det er forutsatt at de krav som settes fra myndighetene er tilsvarende som for norsk sokkel for øvrig eller strengere. Usikkerheten er vurdert til kategori middels basert på stor usikkerhet om årsakssammenhengene. Vurderingene som er lagt til grunn er vist i Tabell 71.

Tabell 71: Vurdering av styrbarhet for hendelsestype F (utslipp fra lagringstank) – Forhold knyttet til rammebetingelser.

Konsept/operasjon	År	Just. ned ift. basis	Just. opp ift. basis	Usikkerhet
Oljefelt med FPSO	2030	Noe forskjell	Ingen forskjell	M

Utbyggingstakt

Hvor raskt petroleumsvirksomhet eventuelt blir bygd ut i BHL vil kunne påvirke tilgjengeligheten på ressurser, tilgjengeligheten av tekniske løsninger og mangel på erfaring fra den ene utbyggingen/operasjonen til den neste, jf. kapittel 5.3.5. Dersom flere felt bygges ut samtidig, kan man i fremtiden risikere knapphet på ressurser, noe som kan påvirke risikonivået i negativ retning. Dersom felt bygges ut etter hverandre, vil man imidlertid kunne trekke erfaring fra den ene utbyggingen til den neste, noe som kan påvirke risikonivået i positiv retning. Dette forholdet henger også sammen med aktørbildet og operatørs/kontraktørs/lisenspartners erfaring og kompetanse, jf. kapittel 5.3.2.

Utbyggingstakten for 2010 er allerede fastlagt, mens eventuell utbyggingstakt frem til 2030 er usikker. Usikkerheten er vurdert til kategori middels på bakgrunn av mangel på spesifikk kunnskap relatert til de ulike forholdene/faktorene. Basert på dette er vurderingene i tabellen under lagt til grunn.

Tabell 72: Vurdering av styrbarhet for hendelsestype F (utslipp fra lagringstank) – Forhold knyttet til utbyggingstakt.

Konsept/operasjon	År	Just. ned ift. basis	Just. opp ift. basis	Usikkerhet
Oljefelt med FPSO	2030	Liten forskjell	Liten forskjell	M

12.6 Hendelsestype G – Utslipp ved lasting/lossing av olje

Relevant for

- Oljefelt med FPSO-løsning i 2030

Eksempel på mulige årsaker

- Menneskelige feilhandlinger
- Tekniske feil (sikkerhetssystemene fungerer ikke)
- At skipene endrer posisjon i forhold til hverandre ved lossing, slik at slangen får belastninger

- Sannsynligheten kan påvirkes ved design, valg av sikkerhetssystemer, valg av løsning (turret, slange...), og ved prosedyrer og rutiner for de som skal gjennomføre operasjonen.

Vurderinger av styrbarhet

Tabell 73 presenterer en oversikt over vurderingene som er gjort for hendelsestypen utslipp ved lasting/lossing av olje. Bakgrunnen for vurderingene gis nedenfor.

Tabell 73: Vurdering av styrbarhet for hendelsestype G (utslipp ved lasting/lossing av olje).

Forhold	Konsept/operasjon	År	Just. ned ift. basis	Just. opp ift. basis	Usikkerhet
Vær (vind/bølger/tåke) (kaldt klima)	Oljefelt med FPSO	2030	Ingen forskjell	Noe forskjell	M
Ising/sjøis/isfjell	Oljefelt med FPSO	2030	Ingen forskjell	Noe forskjell	M
Reservoarforhold (trykk, temperatur og oljetype)	Oljefelt med FPSO	2030	Ingen forskjell	Ingen forskjell	-
Vanndybde	Oljefelt med FPSO	2030	Ingen forskjell	Ingen forskjell	-
Rasfare og jordskjelv	Oljefelt med FPSO	2030	Ingen forskjell	Ingen forskjell	-
Trålere og skipstrafikk i området	Oljefelt med FPSO	2030	Ingen forskjell	Ingen forskjell	-
Valg av konsept	Oljefelt med FPSO	2030	Noe forskjell	Noe forskjell	M
Aktørbilde (Operatørs/kontraktørs/lisenspartners erfaring og kompetanse)	Oljefelt med FPSO	2030	Ingen forskjell	Ingen forskjell	-
Område/blokk som lyses ut	Oljefelt med FPSO	2030	Ingen forskjell	Ingen forskjell	-
Rammebetingelser	Oljefelt med FPSO	2030	Noe forskjell	Ingen forskjell	M
Utbyggingstakt	Oljefelt med FPSO	2030	Liten forskjell	Liten forskjell	M

Vær (vind/bølger/tåke) (kaldt klima)

Det er lavere temperatur og raskere vekslinger i vær og vind i BHL enn det som er vanlig lengre syd langs norskekysten eller i Nordsjøen. Området er utsatt for polare lavtrykk og noen lavtrykk utvikler en struktur som tropiske orkaner forbundet med sterk vind og kraftig nedbør, jf. kapittel 5.1.1.

Hvis muligheten for slike værforhold ikke tas hensyn til i design, kan risiko for akutt utslipp til sjø i forbindelse med laste-/losseoperasjoner økes. En typisk losseoperasjon av olje fra lagringstank til tankskip vil ta omlag 14 timer. Da været vil kunne endre seg raskt, vil risikoen kunne være høyere enn ellers på norsk sokkel med mindre tiltak iverksettes. Usikkerheten er vurdert til kategori middels basert på manglende kunnskap om sammenhengen mellom værforhold og sannsynlighet for slangebrudd. Basert på ovennevnte fremkommer vurderingene i Tabell 74.

Tabell 74: Vurdering av styrbarhet for hendelsestype G (utslipp ved lasting/lossing av olje) – Forhold knyttet til vær (vind/bølger/tåke) (kaldt klima).

Konsept/operasjon	År	Just. ned ift. basis	Just. opp ift. basis	Usikkerhet
Oljefelt med FPSO	2030	Ingen forskjell	Noe forskjell	M

Ising/sjøis/isfjell

Ising er et vinterfenomen som skyldes at sjøsprøyt fryser på innretninger, jf. kapittel 5.1.2. I forbindelse med hendelsestypen lasting/lossing av olje er ising vurdert til å kunne utgjøre "noe" økning risiko for akutt utslipp til sjø ettersom sjøsprøyt kan fryse på slangen og tilhørende ventiler og utstyr. Usikkerheten er vurdert til kategori middels basert på manglende kunnskap om sammenhengen mellom ising og sannsynlighet for slangebrudd ved lasting/lossing.

Tilgjengelig bakgrunnsinformasjon tilsier at sjøis/isfjell ikke er en aktuell problemstilling i området som er dekket i denne rapporten, jf. kapittel 5.1.2. Dersom det blir aktuelt med petroleumsvirksomhet i områder utover det området som er dekket i denne rapporten, jf. Figur 4, vil det måtte gjennomføres nye vurderinger med hensyn på sjøis og isfjell.

Basert på ovennevnte fremkommer vurderingene vist i Tabell 75.

Tabell 75: Vurdering av styrbarhet for hendelsestype G (utslipp ved lasting/lossing av olje) – Forhold knyttet til ising/sjøis/isfjell.

Konsept/operasjon	År	Just. ned ift. basis	Just. opp ift. basis	Usikkerhet
Oljefelt med FPSO	2030	Ingen forskjell	Noe forskjell	M

Reservoarforhold (trykk, temperatur og oljetype)

Dette forholdet er vurdert å ikke være relevant for hendelsestypen lasting/lossing av olje.

Vanndybde

Dette forholdet er vurdert å ikke være relevant for hendelsestypen lasting/lossing av olje.

Rasfare og jordskjelv

Dette forholdet er vurdert å ikke være relevant for hendelsestypen lasting/lossing av olje.

Trålere og skipstrafikk i området

Dette forholdet er vurdert å ikke være relevant for hendelsestypen lasting/lossing av olje.

Valg av konsept

Det finnes flere tekniske løsninger for lasting/lossing av olje. Det foregår også teknologiutvikling på området med utvikling av helt nye konsepter for lasting og lossing. Også rutiner og prosedyrer har blitt utviklet på området. For eksempel er det utviklet en ny prosedyre for oljelasting til havs. Det er også utviklet mengdereduserende tiltak, for eksempel at det kan legges inn et svakt ledd i laste-/losseslangen, med ventiler på begge sider som automatisk lukker seg ved slangebrudd. Da vil mengden som slippes ut kunne begrenses til et minimum. Det er lagt til grunn at avhengig av konseptvalg som gjøres, kan risiko for akutt utslipp til sjø i BHL være både lavere og høyere enn på norsk sokkel for øvrig. Usikkerheten er vurdert å være kategori middels, hovedsakelig på grunn av usikkerhet knyttet til fremtidig teknologiutvikling. Basert på ovennevnte fremkommer vurderingene vist i Tabell 76.

Tabell 76: Vurdering av styrbarhet for hendelsestype G (utslipp ved lasting/lossing av olje) – Forhold knyttet til valg av konsept.

Konsept/operasjon	År	Just. ned ift. basis	Just. opp ift. basis	Usikkerhet
Oljefelt med FPSO	2030	Noe forskjell	Noe forskjell	M

Aktørbilde (Operatørs/kontraktørs/lisenspartners erfaring og kompetanse)

Det er vurdert at dette forholdet utgjør "ingen" forskjell i risiko for akutt utslipp til sjø i forhold til hendelsestypen utslipp ved lasting/lossing av olje.

Område/blokk som lyses ut

Oljedirektoratet har vurdert hvilke områder som er relevante for petroleumsvirksomhet i perioden frem til 2030, jf. Figur 4. Det er ikke forhold ved disse lokasjonene som tilsier endring i basisnivået sammenlignet med sokkelen for øvrig. Derfor er forholdet vurdert å utgjøre "ingen" forskjell i forhold til basisnivået for sokkelen for øvrig.

Rammebetingelser som settes for petroleumsaktiviteten i Barentshavet og Lofoten

Hvilke rammebetingelser som settes fra myndighetenes side knyttet både til bruk av teknisk utstyr, valg av konsepter og håndtering av petroleumsvirksomhet i alle faser vil kunne påvirke risikoen for akutt utslipp til sjø, jf. kapittel 5.3.4. Dette kan være alt fra påvirkning av hvilke konsepter som skal brukes for lasting og lossing, til å stimulere til videre forskning og utvikling. Rammebetingelsene for petroleumsvirksomhet i BHL i 2010 er allerede fastlagt. Hvilke rammebetingelser som blir fastsatt for petroleumsvirksomhet i BHL i 2030 er usikkert, men det er forutsatt at de krav som settes fra myndighetene er tilsvarende som for norsk sokkel for øvrig eller strengere. Usikkerheten er vurdert til å være kategori middels, hovedsakelig på grunn av usikkerhet knyttet til fremtidig teknologiutvikling. Basert på dette er vurderingene vist i Tabell 77 lagt til grunn.

Tabell 77: Vurdering av styrbarhet for hendelsestype G (utslipp ved lasting/lossing av olje) – Forhold knyttet til rammebetingelser.

Konsept/operasjon	År	Just. ned ift. basis	Just. opp ift. basis	Usikkerhet
Oljefelt med FPSO	2030	Noe forskjell	Ingen forskjell	M

Utbyggingstakt

Hvor raskt petroleumsvirksomhet eventuelt blir bygd ut i BHL vil kunne påvirke tilgjengeligheten på ressurser, tilgjengeligheten av tekniske løsninger og mangel på erfaring fra den ene utbyggingen/operasjonen til den neste, jf. kapittel 5.3.5. Dersom flere felt bygges ut samtidig, kan man i fremtiden risikere knapphet på ressurser, noe som kan påvirke risikonivået i negativ retning. Dersom felt bygges ut etter hverandre, vil man imidlertid kunne trekke erfaring fra den ene utbyggingen til den neste, noe som kan påvirke risikonivået i positiv retning. Dette forholdet henger også sammen med aktørbildet og operatørs/kontraktørs/lisenspartners erfaring og kompetanse, jf. kapittel 5.3.2.

Utbyggingstakten for 2010 er allerede fastlagt, mens eventuell utbyggingstakt frem til 2030 er usikker. Usikkerheten er vurdert til kategori middels på bakgrunn av mangel på spesifikk kunnskap relatert til de ulike forholdene/faktorene. Basert på dette er vurderingene i tabellen under lagt til grunn.

Tabell 78: Vurdering av styrbarhet for hendelsestype G (utslipp ved lasting/lossing av olje) – Forhold knyttet til utbyggingstakt.

Konsept/operasjon	År	Just. ned ift. basis	Just. opp ift. basis	Usikkerhet
Oljefelt med FPSO	2030	Liten forskjell	Liten forskjell	M