



MRABA WISTING

Miljørisiko- (MRA) og Oljevernberedskapsanalyse (BA) for Wisting-feltet i Barentshavet

EQUINOR ENERGY AS

Rapportnr.: 2021-0737, Rev. 2

Dokumentnr.: 1163341

Dato: 2022-01-31



Prosjektnavn: MRABA Wisting DNV AS Oil & Gas
Rapporttittel: Miljørisiko- (MRA) og Oljevernberedskapsanalyse (BA) Environmental Risk Management-4100-NO
for Wisting-feltet i Barentshavet
Oppdragsgiver: EQUINOR ENERGY AS, Forusbeen 50 Veritasveien 1
4035 STAVANGER 1363 Høvik
Norway Norway
Kontaktperson: Endre Aas Tel: +47 67 57 99 00
Dato: 2022-01-31 945 748 931
Prosjektnr.: 10298166
Org. enhet: Environmental Risk Management-4100-NO
Rapportnr.: 2021-0737, Rev. 2
Dokumentnr.: 1163341

Levering av denne rapporten er underlagt bestemmelsene i relevant(e) kontrakt(er): Rammeavtale 4600022577 og PO 459026665.

Oppdragsbeskrivelse:

Miljørisiko- (ERA Acute) og Oljevernberedskapsanalyse (BA) for Wisting-feltet i Barentshavet, som innspill til Plan for utbygging og drift (PUD) for feltet.

Utført av:

Verifisert av:

Godkjent av:

Harald Bjarne Tvedt
Principal Consultant

Odd Willy Brude
Senior Principal Consultant

Hans Petter Dahlslett
Group leader

Hans Petter Dahlslett
Senior Principal Consultant

Anders Rudberg
Principal Specialist

Beskyttet etter lov om opphavsrett til åndsverk m.v. (åndsverkloven) © DNV GL 2022. Alle rettigheter forbeholdes DNV. Med mindre annet er skriftlig avtalt, gjelder følgende: (i) Det er ikke tillatt å kopiere, gjengi eller videreformidle hele eller deler av dokumentet på noen måte, hverken digitalt, elektronisk eller på annet vis; (ii) Innholdet av dokumentet er fortrolig og skal holdes konfidensielt av kunden, (iii) Dokumentet er ikke ment som en garanti overfor tredjeparter, og disse kan ikke bygge en rett basert på dokumentets innhold; og (iv) DNV påtar seg ingen aktsomhetsplikt overfor tredjeparter. Det er ikke tillatt å referere fra dokumentet på en slik måte at det kan føre til feiltolkning.

DNV distribusjon:

- ÅPEN. Fri distribusjon, internt og eksternt.
 INTERN. Fri distribusjon internt i DNV.
 KONFIDENSIELL. Distribusjon som angitt i distribusjonsliste.
Distribution within DNV according to applicable contract*
 HEMMELIG. Kun autorisert tilgang.

*Distribusjonsliste:

Nøkkelord:

Wisting-feltet, Miljørisikoanalyse, ERA Acute, Oljevernberedskap, Beredskapsanalyse

Rev.nr.	Dato	Arsak for utgivelser	Utført av	Verifisert av	Godkjent av
2	2022-01-31	Åpen klassifisering	HABT, HPDAHL, ARUD, BRUDE	BRUDE	Hans Petter Dahlslett
1	2022-01-12	Revisjon 1	HABT, HPDAHL, ARUD, BRUDE	BRUDE	Hans Petter Dahlslett
0	2021-10-25	Endelig versjon	HABT, HPDAHL, ARUD, BRUDE	BRUDE	Hans Petter Dahlslett
A	2021-08-13	Utkast	HABT, HPDAHL	BRUDE	Hans Petter Dahlslett

Innholdsfortegnelse

1	INTRODUKSJON	10
1.1	Aktivitetsbeskrivelse	10
1.2	Hensikt/formål	11
1.3	Equinors risikomatrise	11
1.4	Gjeldende regelverkskrav	12
2	AKTIVITETSNIVÅ OG UTSLIPPSSCENARIER FOR WISTING-FELTET	13
2.1	Aktivitetsnivå	13
2.2	Dimensjonerende DFU	13
2.3	Utblåsning og utslipp fra aktiviteter på Wisting-feltet	14
3	OLJEDRIFTSMODELLERING	17
3.1	Oljetyper og oljens egenskaper	17
3.2	Oljedriftsmodellen	17
3.3	Oljedriftsmodellering – Resultater	18
4	METODIKK FOR MILJØRETTET RISIKOANALYSE	28
4.1	Usikkerhet i miljørisikoanalyser	30
5	MILJØRESSURSER	31
5.1	Verdifulle Økosystem Komponenter (VØK)	31
5.2	Utvalgte VØK for analysen	31
6	MILJØKONSEKVENSER OG RISIKO	38
6.1	Konsekvenser for sjøfugl og -pattedyr	38
6.2	Konsekvenser for kyst og strand	77
6.3	Konsekvenser for fisk	100
6.4	Konsekvenser for Iskant og iskantressurser	102
6.5	Månedlig miljøskade gitt en utblåsning fra Wisting-feltet	105
6.6	Miljørisiko	107
7	BEREDSKAPSANALYSE FOR WISTING-FELTET	111
7.1	Barrierebeskrivelse	111
7.2	Analysegrunnlag	113
7.3	Beredskapsberegning i BarKal	117
7.4	Beredskapsbehov og responstider i barriere 1 og 2	121
7.5	Beredskapsbehov og responstider i barriere 3 og 4	122
7.6	Oljevernberedskapsmodellering i OSCAR	123
7.7	Andre forhold relevant for beredskap mot akutt forurensing	132
7.8	Vurdering	139
8	REFERANSER.....	141

[Vedlegg A Blowout Scenario analyse for Wisting](#)

[Vedlegg B Oljedriftsmodellen OSCAR](#)

[Vedlegg C Naturressurser](#)

[Vedlegg D Beregning av mulig kontakt mellom olje og havis](#)

KONKLUDERENDE SAMMENDRAG

Wisting-feltet er planlagt bygget ut basert på oljefunn i blokk 7324/8-1 lokalisert i Barentshavet, ca. 300 kilometer fra den nordlige delen av fastlands-Norge (Troms og Finnmark fylke) og ca. 185 km fra Bjørnøya. Vanndybden er 400 meter. Funnet ble påvist i 2013 og avgrenset med brønner 7324/7-3 S og 7324/8-3 henholdsvis i 2016 og 2017.

Feltet er planlagt utviklet med tre sjøbunnstemplater, to for Wisting reservoar og en for Hanssen, knyttet opp mot en FPSO (Equinor, 2021). Plan for utbygging og drift (PUD) ventes ferdigstilt i 2022

(<https://www.norskpetroleum.no/en/facts/discoveries/73248-1-wisting/>).

Equinor er operatør for utbygging og drift av Wisting-feltet og har engasjert DNV GL til å gjennomføre en miljørisiko- og beredskapsanalyse for feltes utviklingsfase. I foreliggende miljørisikoanalyse er det sett på et høyaktivitetsår for Wisting-feltet.

Miljørisiko

Miljørisikoanalysen er gjennomført som en skadebasert analyse i henhold til ERA Acute metodikken (NOROG, 2020). For studien er versjon 1.1.0.28 benyttet.

Drift og spredning av olje er basert på utslippsscenarioene som er definert for Wisting og Hanssen reservoarene. Modellering av utblåsningsscenarioene er gjennomført med Wisting Central og Hanssen olje mens Wisting Blend er brukt for lekkasjescenariene. Resultatene fra oljedriften viser et influensområde sentralt i Barentshavet rundt Wisting lokasjonen uten sannsynlighet for stranding av olje på Fastlands-Norge. Imidlertid er det en liten sannsynlighet for stranding av olje på Bjørnøya. Sjøfugl på åpent hav er dermed den ressursen som er mest utsatt og høyest bestandstap er beregnet for lomvi, polarlomvi, lunde og havhest i åpent hav. Konsekvenspotensialet for sjøfugl er klart høyest i perioden mars til august. På koloninivå er det hovedsakelig Bjørnøya og Hjelmsøya koloniene som er mest utsatt.

Resultatene viser sannsynlighet for *mindre* miljøskade på sjøfugl i perioden oktober - desember, *moderat* skade i januar og september og inntil *alvorlig* skade i perioden februar - august gitt en utblåsning i forbindelse med boring på Hanssen (Tabell 0-1). Størst konsekvenspotensiale er forbundet med utviklingsboring fra Hanssen reservoaret, men utblåsningsfrekvensen for Hanssen er lav med kun 2 planlagte brønner. Ved utblåsning fra produksjon på Wisting (17 produserende brønner) så er konsekvenspotensialet lavere med sannsynlighet for inntil *moderat* skade i perioden februar-august og sannsynlighet for *ubetydelig* og *mindre* skade i øvrige måneder. Dimensjonerende sjøfuglart varierer gjennom året og omfatter havhest, lomvi, polarlomvi og lunde.

Tabell 0-1 Månedlig fordeling på konsekvenskategorier for dimensjonerende sjøfuglbestand gitt en utblåsning i tilknytning til boring på Hanssen.

Konsekvenskategori	Januar	Februar	Mars	April	Mai	Juni	Juli	August	September	Oktober	November	Desember
Ubetydelig	79,7 %	65,4 %	57,9 %	59,0 %	59,8 %	59,5 %	57,5 %	60,3 %	70,5 %	79,6 %	79,7 %	89,9 %
Mindre	13,6 %	14,9 %	19,3 %	20,1 %	19,4 %	20,3 %	22,2 %	20,5 %	19,7 %	20,4 %	20,3 %	10,1 %
Moderat	6,7 %	13,0 %	6,2 %	14,0 %	13,3 %	16,0 %	15,2 %	16,8 %	9,7 %			
Alvorlig		6,7 %	16,6 %	6,9 %	7,4 %	4,2 %	5,1 %	2,4 %				
Svært alvorlig												
Stor												
Katastrofal												
Dimensjonerende sjøfuglbestand	havhest	lomvi	lomvi	lunde	lomvi	lomvi	lomvi	lunde	polarlomvi	polarlomvi	lunde	havhest

På kolonivå er det hovedsakelig Bjørnøya og Hjelmsøya koloniene av lomvi som er mest utsatt sammen med polarlomvi kolonien på Bjørnøya. I tillegg til de vanlige SEATRACK dataene er det utført analyser på dynamiske VØK data fra MARAMBS prosjektet. Dataene viser fordeling av fugl dag for dag basert på agent-basert modellering og er tatt med i vurderingen her da den på en bedre måte er i stand til å vise høyoppløselige temporære og romlige fordelinger av fugl. Spesifikt for lomvi gjelder dette svømmetrekket hvor fugl spesielt fra Bjørnøya trekker gjennom sentrale deler av Barentshavet og gjennom Wisting-området i perioden august – oktober. Resultatene viser stor variasjon for ulike perioder og år og at relativt høye bestandstap for lomvi kan forekomme både i august og oktober. Bestandstap for krykkje er noe lavere enn for lomvi og størst i vinterperioden.

For kysthabitater på Bjørnøya er det sannsynlighet for inntil *mindre* miljøskade og størst sannsynlighet for dette i vintermånedene (inntil 30,3 % sannsynlighet i februar). For fisk er det veldig små konsekvensutslag og kun sannsynlighet for *ubetydelig* miljøskade på arter som torsk, sild og polartorsk.

Alle VØK-grupper sett under ett, med nedre grenseverdier for hendelsesfrekvens (10^{-6}) og justering av dimensjonerende sjøfugl (lomvi) opp en konsekvenskategori grunnet status som nasjonal rødlisteart plasserer sjøfugl, kysthabitat Bjørnøya og fisk i grønt område i Equinors risikomatrikse. Fisk er i kategorien *ubetydelig*, kysthabitat Bjørnøya i kategorien *liten* og sjøfugl (Barentshavbestand av lomvi) i konsekvenskategori *Svært alvorlig*.

For alle lekkasjescenariene er det beregnet *ubetydelig* miljøskade for alle ressursgrupper.

Det er også kjørt spesifikke analyser på sannsynlighet for at olje skal drive inn i sjøis og resultatene viser at dette er svært lite sannsynlig de senere årene med avtagende isutbredelse i Barentshavet. Går en imidlertid tilbake til perioder med mer is så viser analyser for 1997 et visst potensiale for at olje kan nå områder med is etter en del dagers drivtid. Tilsvarende potensiale er vist for 2003 men da med mindre overlappare areal enn i 1997 ettersom iskanten også var noe lengre unna Wisting lokasjonen i 2003. I perioden etter 2006 har vært lite og sporadisk med is innen influensområdet til Wisting. Innenfor 50 km fra Wisting lokasjonen er iskanten observert siste gang i 2002.

Oljevernberedskap

Det er gjennomført en miljørettet beredskapsanalyse for Wisting-feltet basert på Veiledning for miljørettede beredskapsanalyser fra NOROG. Beredskapsbehovet er beregnet med bruk av BarKal basert på forutsetninger angitt i NOFOs planverk. Det er i tillegg gjennomført modellering av ulike tiltaksalternativer med OSCAR-modellen for å kunne sammenligne og vurdere effekten av ulike tiltak. Det er tatt utgangspunkt i eksisterende oljevernressurser på sokkelen, samt nye planlagte beredskapsfartøy på Johan Castberg-feltet og Wisting-feltet. Videre er det foretatt SIMA vurderinger, samt andre kvalitative vurderinger av aktuelle beredskapsrelaterte tema for beredskap mot akutt forurensing for Wisting-feltet.

For Wisting-feltet vil vektet rate for utviklingsboring være dimensjonerende for beredskap med beregnet rate på 4270 m³/d i henhold til veiledningen. I beredskapsanalysen er det for analyse av beredskapstiltak på sjøoverflaten valgt å legge til grunn vektet overflaterate, 8000 m³/d med vektet varighet på 6 døgn. Dette er en konservativ tilnærming for å ta høyde for beliggenheten til Wisting med stor avstand til totaliteten av oljevernutstyr på sokkel og baser. For sjøbunnsdispergering (SSDI) er det lagt til grunn sjøbunnsrate på 3400 m³/d med 16 dagers varighet. P90-rate for produksjonsfasen med både boring og produksjon er 3200 m³/d. Med årlig boreaktivitet på feltet i perioden 2026-2030, anses beregningene å være gjeldende for hele perioden. Responstider og kyst- og strandberedskap er dimensjonert ut fra korteste modellerte drivtid til land (Bjørnøya) 12 døgn i vintersesong, med en strandet mengde på 122 tonn emulsjon (95 persentil). For øvrige sesonger er det ingen modellert stranding. Wisting Central olje er benyttet som referanseolje i analysen, men Hanssen olje er også vurdert. Wisting Central har gode egenskaper for kjemisk dispergering og mekanisk oppsamling, mens Hanssen oljen ikke er dispergerbar.

Analysen viser at ytelseskravet til kapasitet i barriere 1 og 2 for Wisting-feltet kan ivaretas for dimensjonerende scenario med 5 NOFO-J systemer vinterstid og 4 NOFO-J systemer sommerstid. Equinors krav til initiell kapasitet på 500 m³ innen 5 timer og 2000 m³ innen drivtid til land eller særlig verdifulle og sårbare områder (eksisterende og foreslåtte

SVO) dekkes også av denne dimensjoneringen. Responstidskravet til barriere 1 og 2 kan ivaretas med god margin, men initiell responstid begrenses per i dag av responstid for slepefartøy (for tobåtsystemer). Beredskapsmodelleringen viser generelt liten tilleggseffekt av flere mekaniske systemer, men at MOS Sweeper systemer er noe mer effektive enn NOFO-J systemene. MOS Sweeper har høyere operasjonshastighet og kan derfor benyttes mer aktivt enn NOFO-J, noe som vil kunne være fordelaktig bl.a. dersom olje driver mot Bjørnøya. MOS Sweeper systemene er i tillegg enbåtsystemer som innebærer potensielt kortere responstid enn tobåtsystemer initielt.

Beredskapsmodelleringen indikerer svært god effekt av fartøysdispergering, både i kombinasjon med mekanisk oppsamling eller alene. Dispergering fra fartøy har også størst værmessig operasjonsvindu spesielt om vinteren og sen høst. Ettersom Hanssen oljen ikke er dispergerbar virker det imidlertid nødvendig med en kombinert løsning, hvor dispergering kan inngå i en innledende respons (gitt oljetype Wisting Central). Pga. avstanden til land vil imidlertid etterfylling av dispergeringsmiddel til fartøy ved landbasen være tidkrevende og gi dispergeringssystemene mer nedetid. Tiltak som kan øke mengde tilgjengelig dispergeringsveske på det enkelte fartøy og evt. på feltet kan motvirke nedetid i dispergeringen.

Fjernmålingssystemer og verktøy for å effektivt kunne se oljen på sjøen under ulike lys og siktforhold anses generelt dekket gjennom eksisterende teknologi, og forutsetter derfor primært en hensiktsmessig implementering.


For Bjørnøya vil barriere 3 og 4 i praksis omfatte havgående bekjempelse. En løsning kan være å benytte et eller flere havgående system gitt behov for å bekjempe olje som truer med å komme nær eller treffe Bjørnøya. Effektiv bekjempelse i barriere 1 og 2 vil også begrense stranding, og dimensjonering av barriere 1 – 4 bør derfor ses i en sammenheng. Aktive systemer slik som MOS Sweeper eller andre havgående høyhastighetssystemer muliggjør aktiv «jaktning» av spredte oljeflak noe som gjør slike systemer mer egnet kystnært enn NOFO-J. Responstidskravet (12 døgn) vil kunne ivaretas med dagens fartøys-tilgjengelighet. Barriere 5 (strandrensing) på Bjørnøya vil kunne være krevende og en strandrenseaksjon vil i stor grad måtte planlegges og gjennomføres avhengig av situasjonen, med basis i Equinors Strategiplan for oljevern i miljøprioritert område Bjørnøya og NOFOs operasjonelle planer.

Beredskapsmodelleringen for Wisting indikerer at sjøbunnsdispergering har svært begrenset effekt, sammenholdt med andre alternativer. SSID er uansett et tilgjengelig tiltak som kan iverksettes dersom situasjonen tilsier det. Dette gjelder også for dispergering fra fly som er en mulig ressurs, men primært sommerstid. *In-situ* brenning (ISB) er per i dag ikke en del av NOFOs beredskap og har også et vesentlig mindre operasjonsvindu enn øvrige systemer og metoder. Gitt den gode effekten av både mekanisk bekjempelse og dispergering fra fartøy vurderes ISB i utgangspunktet ikke som et relevant tiltaksalternativ for oljeutslipp ved Wisting.

Det ligger generelt til rette for god samordning og gjensidig støtte mellom beredskapsløsningene for Johan Castberg feltet og Wisting-feltet, samt øvrig aktivitet i Barentshavet. Dette anses positivt og er et viktig punkt i den videre beredskapsplanlegging og implementering for begge felt.

I tillegg til beredskapsmodellering og SIMA-vurderinger er det iht. Equinors retningslinjer gjort en vurdering av operasjonsvinduet for ulike oljevernssystemer ved Wisting lokasjonen. Vurderingen er basert på en analyse utført av DNV for Kystverket. Ulike oljevernssystemer og metoder har forskjellig toleranse mot ytre naturgitte forhold, slik som bl.a. vind, bølger, temperatur, ising, sikt og sjøis. Det er derfor relevant å se på de naturgitte forholdene på stedet og gjennom året for å se hvordan dette kan påvirke operasjonsvinduet for de ulike systemene og metodene

Dataene fra studien gir indikasjoner på operasjonsvindu for mekanisk oppsamling, dispergering fra fartøy, dispergering fra fly og *in-situ* brenning (ISB) ved Wisting lokasjonen. Operasjonsvinduet beregnes som tidsandel (%) per måned hvor forholdene vurderes som *gunstige*, *krevende* eller *uegnede*. Resultatene indikerer at dispergering fra fartøy relativt sett har størst operabilitet i vintersesongen av alle systemene, selv om forholdene gjennomgående er krevende. Bølger, vind og lave temperaturer utgjør de viktigste begrensende faktorene for dispergering fra fartøy i vintersesongen. Mekanisk oppsamling har nest høyest operabilitet i vintersesongen, også med vind og bølger som viktigste begrensende faktorer. Dispergering fra fly har lav operabilitet i vintersesongen, noe som hovedsakelig skyldes begrensninger i operasjonslys.



In-situ brenning har også lav operabilitet vinterstid noe som skyldes lavere toleranse mot bølger og vind enn de øvrige metodene. I sommersesongen er det liten forskjell mellom dispergering fra fartøy, mekanisk og dispergering fra fly, mens ISB ligger en del lavere. Sikt er den viktigste begrensende faktoren for alle systemene i sommermånedene. Gjennom høstsesongen øker forskjellene igjen mot det samme mønsteret som er i vintersesongen, og med de samme begrensende faktorene.

Samlet sett er dispergering fra fartøy og mekanisk oppsamling de metodene som gjennom året har størst operasjonsvindu. Vinter, vår og høst har dispergering fra fartøy også større operasjonsvindu enn mekanisk, noe som skyldes høyere toleranse for vind og bølger. Ved økende vind og bølger øker også graden av naturlig dispergering. Operasjonsvinduet for dispergering fra fly vil være på nivå med mekanisk og dispergering fra fartøy i den lyseste årstiden, men svært begrenset i de mørkeste høst og vintermånedene. ISB har til sammenligning med de øvrige systemene et mer begrenset operasjonsvindu gjennom hele året.

DEFINISJONER OG FORKORTELSER

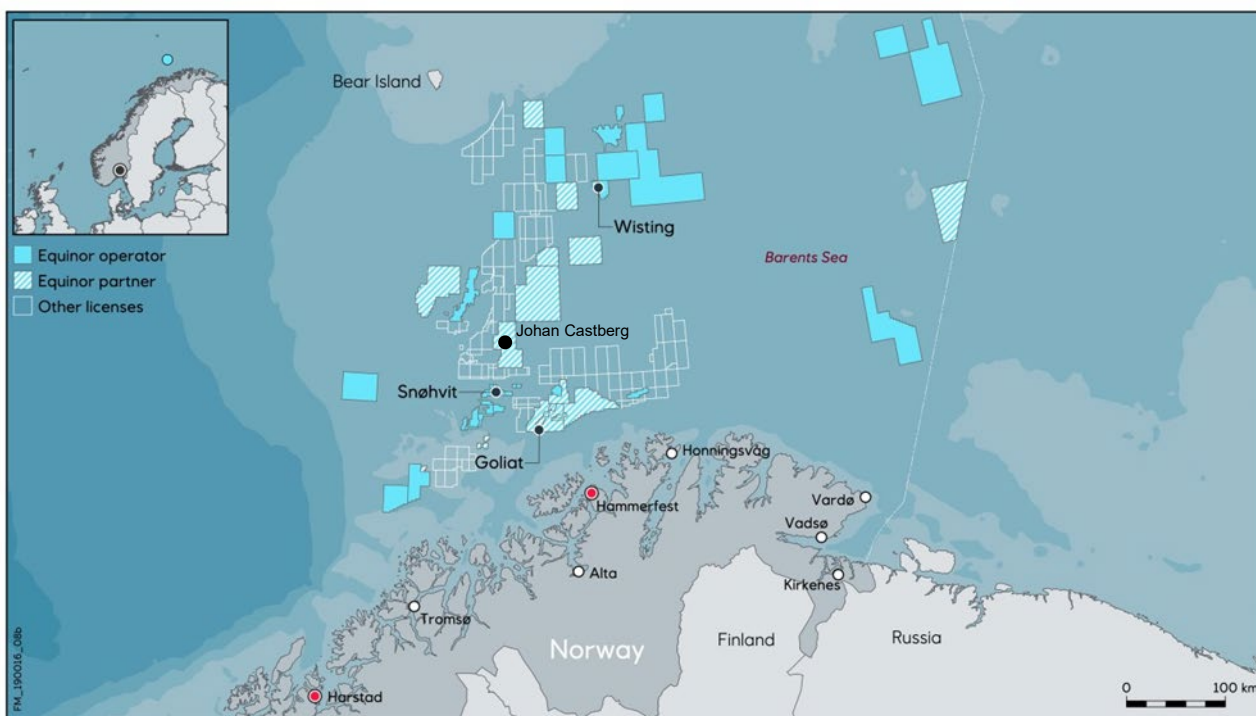
Akseptkriterier	Kriterier som benyttes for å uttrykke et akseptabelt risikonivå i virksomheten, uttrykt ved en grense for akseptabel frekvens for en gitt miljøskade
Akseptkriterier	Kriterier som benyttes for å uttrykke et akseptabelt risikonivå i virksomheten, uttrykt ved en grense for akseptabel frekvens for en gitt miljøskade
Analyseområde	Området som er basis for miljørisikoanalysen og som er større enn influensområdet. Ressursbeskrivelsen dekker analyseområde.
Bestand	Gruppe individer innen en art som er reprodusert isolert innen et bestemt geografisk område.
Bestands-år	Enhet for RDF konsekvenskategorier for sjøfugl, sjøpattedyr og fiskeegg og -larver. Basert på bestandstap (påvirkning) og restitusjonstid (skade).
Kilometer-år	Enhet for RDF konsekvenskategorier for strandhabitat. Basert på bestandstap (påvirkning) og restitusjonstid (skade).
cP	Centipoise, måleenhet for viskositet
DFU	Definerte fare- og ulykkeshendelser
DSHA	Defined Situation of Hazard and Accident. Som DFU over
ERA Acute	Ny metodikk for miljørettet risikoanalyse (NOROG, 2020)
Eksponeeringsgrad	Benyttes for å beskrive hvorvidt kysten er eksponert, moderat eksponert eller beskyttet mht. bølgeeksponering
ESI-klassifisering	Environmental Sensitivity Index. Inndeling av kystlinje i ulike predefinerte sårbarhets kategorier, fra 1 – 10, der 1 er minst følsom og 10 mest. Langs Norskekysten er kategoriene 2-4, 5 og 10 ikke benyttet.
Forvitring	Nedbrytning av olje i miljøet. Forvitningsanalysen måler fysiske og kjemiske egenskaper for oljen til stede i miljøet over tid.
FPSO	Floating Production, Storage and Offloading. (prosessere, lagre og utskipe)
GOR	Forkortelse for Gass/Olje forhold. Forholdet mellom produsert gass og produsert olje i brønnen.
Influensområde	Område som med en viss sannsynlighet kan bli berørt av et akutt utslipp. For olje på havoverflaten avgrenses influensområdet gjerne av de 10x10 km kartruter der det er mer enn 5 % sannsynlighet for filmtykkelse over 2 µm.
Korteste drivtid	Tiden det tar fra utslippets start til den første oljen når kyst- og strandsonen.
MARAMBS	Marine Animal Ranging Assessment Model Barents Sea
Miljø	Et ytre miljø som kan bli berørt av oljeutslipp til sjø, dvs. det marine miljø.
Miljørisikoanalyse	Risikoanalyse som vurderer risiko for ytre miljø.
Miljøskade	Direkte eller indirekte tap av liv for en eller flere biologiske ressurser på grunn av oljeutslipp som kan beskrives på individ- eller bestandsnivå. For at et oljeutslipp skal kunne gi en miljøskade må restitusjonstiden for den mest sårbare bestanden være lengre enn 1 måned.
Miljøkonsekvenskategorier	Kategorisering av miljøskader i hhv. ubetydelig, mindre, moderat, betydelig, alvorlig, svært alvorlig og katastrofal på grunnlag av bestandstap og restitusjonstid.
MIRA	Metode for miljørettet risikoanalyse (OLF, 2007).
MRA	Miljørettet risikoanalyse
NOROG	Norsk olje og gass.
Operasjon	En enkel, tidsbegrenset arbeidsoperasjon som kan medføre akutt utslipp, f.eks. boring av en letebrønn, som inkluderer all aktivitet fra leteriggen er på borelokasjonen til den forlater lokasjonen.
OSCAR	Oil Spill Contingency Analysis and Response (SINTEF modell for oljedriftssimuleringer)
Persentil	P-persentil betyr at p prosent av observasjoner i et utfallsrom er nedenfor verdien for p-persentilen. En 25-persentil er da slik at 25 % av data/observasjoner er under den gitte verdien.
PL	Utvinningsstillatelse (Produksjonslisens)
Ppb	Parts per billion / deler per milliard

1 INTRODUKSJON

1.1 Aktivitetsbeskrivelse

Wisting-feltet er planlagt bygget ut basert på oljefunn i blokk 7324/8-1 lokalisert i Barentshavet, ca. 300 kilometer fra den nordlige delen av fastlands-Norge (Troms og Finnmark fylke) og ca. 185 km fra Bjørnøya. Vanndybden er ca. 400 meter. Funnet ble påvist i 2013 og avgrenset med brønner 7324/7-3 S og 7324/8-3 henholdsvis i 2016 og 2017. Feltet er planlagt utviklet med tre sjøbunnstemplater, to for Wisting reservoar og en for Hanssen, knyttet opp mot en FPSO (Equinor, 2021). Plan for utbygging og drift (PUD) ventes levert sent i 2022

(<https://www.norskpetroleum.no/en/facts/discoveries/73248-1-wisting/>).



Figur 1-1 Beliggenhet av Wisting-feltet i Barentshavet (kilde: Equinor, 2021).

Equinor er operatør for utbygging og drift av Wisting-feltet og har engasjert DNV til å gjennomføre en miljørisiko- og beredskapsanalyse for utviklingsfasen (høyaktivitetsår) på feltet. Basisinformasjon for aktiviteten er oppsummert i Tabell 1-1.

Tabell 1-1 Basisinformasjon for Wisting-feltet.

Koordinater	73,4458 N 024,3081 E
Vandybde	400 meter
Avstand til nærmeste kystlinje	300 km fra land i Troms og Finnmark og 185 km fra Bjørnøya
Oljetyper	Wisting (Wisting Central), Hanssen og Wisting Blend (lekkasjescenarier)
GOR (Sm³/Sm³)	51 (Wisting) og 38 (Hanssen)
Tid for boring av avlastningsbrønn	28 døgn for overflate- og 98 døgn gitt sjøbunnsutblåsning
Aktiviteter	Felt (utviklingsboring, komplettering og produserende brønner)
Utslippsscenarioer	Utblåsning (overflate/sjøbunn) og lekkasjescenarier

1.2 Hensikt/formål

Gjennomføring av miljørisikoanalyse knyttet til leting og produksjon av olje og gass på norsk sokkel er påkrevd i henhold til norsk lovverk (se kapittel 1.4).

Miljørisikoanalysen er gjennomført som en ERA Acute analyse i henhold til Norsk olje og gass sin reviderte tilnærming for gjennomføring av miljørisikoanalyser for petroleumsaktiviteter på norsk sokkel (NOROG, 2020). En kort beskrivelse av metoden er gitt i Kapittel 4. For ytterligere informasjon henvises det til veiledningen.

Miljørisikoen vurderes opp mot Equinors risikomatrix. I en skadebasert analyse vil konsekvensene av oljeutslipp knyttes opp mot sannsynligheten (frekvensen) for en slik hendelse, for å tallfeste risikoen et akutt oljeutslipp kan ha på ulike ressurser i området. Ressursene i området som benyttes i analysen omtales som Verdsatte Økosystem Komponenter (VØK) og er en sammensetning av ulike populasjoner (sjøfugl, sjøpattedyr, fiskearter) og habitater (kystsonen). For å bli betraktet som en VØK i analysen må ulike krav tilfredsstilles (se avsnitt 5.1).

Når en leser miljørisikoanalyser får en gjerne inntrykk av at miljørisiko er en eksakt kvantitativ størrelse som uten forbehold kan avgjøre om planlagt aktivitet er akseptabel eller uakseptabel i forhold til mulig miljøpåvirkning. Bak tallene ligger en rekke parametere som rommer større eller mindre grad av usikkerhet. Usikkerhet i miljørisikoanalysen er omtalt i avsnitt 4.1.

1.3 Equinors risikomatrix

Equinor har som en integrert del av sitt styringssystem definert toleransekriterier for miljørisiko. For Wisting-feltet er Equinor sin risikomatrix RM100 benyttet i forbindelse med gjennomføringen av miljørisikoanalysen (Tabell 1-2). Tabell 4-3 angir koblingen mellom resultatene av miljørisikoanalysen og konsekvenskategoriene i risikomatriksen.

Tabell 1-2 Equinor's risikomatrixe RM100 for vurdering av miljørisiko (Equinor,2021a).

	Sannsynlighet / Returperiode	> 100 000 år	100 000 – 10 000 år	10 000 – 1 000 år	1 000 – 100 år	100 – 20 år	20 – 4 år	4 – 2 år	Oftere enn hvert 2. år
		< 0,001%	0,001 - 0,01%	0,01 - 0,1%	0,1 - 1%	1 - 5%	5 - 25%	25 - 50%	> 50%
		<10 ⁻⁵	10 ⁻⁵ - 10 ⁻⁴	10 ⁻⁴ - 10 ⁻³	10 ⁻³ - 10 ⁻²	0,01 - 0,05	0,05 - 0,25	0,25 - 0,5	> 0,5
Konsekvens	1/ Ubetydelig								
	2/ Ubetydelig								
	3/ Mindre								
	4/ Moderat								
	5/ Alvorlig								
	6/ Svært Alvorlig								
	7/ Stor								
	8/ Katastrofal								
	9/ Ekstrem								

Rød	Risiko tolereres ikke og risikoreduserende tiltak må iverksettes så raskt som mulig
Oransje	Risiko tolereres generelt ikke og risikoreduserende tiltak skal iverksettes
Gul	Risiko kan tolereres dersom det er vurdert og iverksatt risikoreduserende tiltak basert på ALARP (As Low as Reasonably Practicable) prinsippet, BAT (Best Available Technology) prinsippet e.l.
Grønn	Risiko er innenfor toleransegrensen og risikoreduserende tiltak er normalt sett ikke nødvendig. ALARP prinsippet gjelder også her.

1.4 Gjeldende regelverkskrav

Myndighetskrav til HMS (helse, miljø og sikkerhet) for petroleumsvirksomhet til havs omfatter følgende lover og forskrifter; forurensingsloven, rammeforskriften, styringsforskriften, innretningsforskriften og aktivitetsforskriften.

2 AKTIVITETSNIVÅ OG UTSLIPPSSCENARIER FOR WISTING-FELTET

De fleste former for uhellsutslipp i forbindelse med feltutbygging og drift er begrensede, med små mengder og lette forbindelser. De hendelsene som har de største mulige miljøkonsekvensene er ukontrollerte utslipp (utblåsning) fra brønnene under operasjoner som boring, komplettering og utslipp fra produserende brønner. Slike hendelser anses dimensjonerende for foreliggende analyse.

2.1 Aktivitetsnivå

Det har blitt gjennomført en kartlegging av aktivitetsnivå og utslippsscenarioene for aktivitetene knyttet til Wisting-feltet (Equinor, 2021; Vedlegg A). Planlagt aktivitetsnivå i et høyaktivitetsår (2029) er presentert i Tabell 2-1 og representerer et år med boring, komplettering og produksjon. Total utblåsningsfrekvens på 2,22E-03 pr. år, tilsvarende en forventet utblåsning hvert 450 år.

Tabell 2-1 Planlagte operasjoner og aktiviteter på Wisting-feltet, som kan medføre uhellsutslipp av olje i et høyaktivitetsår (Equinor, 2021). Utblåsningsfrekvensene er hentet fra SINTEF offshore database 2020 (Vysus Group, 2021), og er summert basert på aktivitetsnivået for feltet.

Aktivitet oljebrønner	# operasjoner	Utblåsningsfrekvens per aktivitet	Total utblåsningsfrekvens
Utviklingsboring Wisting	9	3,17E-05	2,85E-04
Utviklingsboring Hanssen	2	3,17E-05	6,34E-05
Komplettering Wisting	9	1,29E-04	1,16E-03
Komplettering Hanssen	2	1,29E-04	2,58E-04
Produksjon Wisting	17	2,53E-05	4,30E-04
Produksjon Hanssen	1	2,53E-05	2,53E-05
Totalfrekvens			2,22E-03

I tillegg er det gjennomført oljedrift for ulike lekkasjescenarier inkludert rørledning/stigerør, skipskollisjon med FPSO og i forbindelse med lasteoperasjon. Frekvensen for den enkelte hendelse er presentert i Tabell 2-9.

2.2 Dimensjonerende DFU

Definerte fare- og ulykkeshendelser (DFU) er de aktivitetene /scenarioene som har størst potensiale for å skade miljøet. Utblåsningsrate og -varighet er parametere som innvirker på en gitt hendelses potensiale for å utøve skade, mens sannsynligheten for hendelsen er med på å definere risikonivå.

Utblåsningsscenarier som er inkludert i denne analysen er de som forventes å ha de høyeste miljørisikobidragene, og slik sett være styrende for risikonivået.

2.3 Utblåsning og utslipp fra aktiviteter på Wisting-feltet

Lengste utblåsningsvarighet er satt til tiden det tar å bore en avlastningsbrønn, og tiden er fordelt på mobilisering av rigg, boring inn i reservoar og stopping av utblåsning. For Wisting er denne satt til 98 døgn for en sjøbunnsutblåsning og 28 døgn for en overflateutblåsning.

Rate-/varighetsmatrisene definerer de ulike scenariene som er lagt til grunn for oljedriftsmodelleringen. Matrisene for Wisting Central er presentert i Tabell 2-2 til Tabell 2-4 mens dataene for Hanssen er presentert i Tabell 2-5 til Tabell 2-7. Inngangsdata fra Equinor er basis for matrisene (Equinor, 2021).

Tabell 2-2 Rate- og varighetsfordeling med tilhørende sannsynligheter for overflate- og sjøbunnsutblåsning for **boring** på Wisting Central (Equinor, 2021).

	Fordeling overflate/sjøbunn	Rate Sm ³ /d	Varigheter (dg) og sannsynlighetsfordeling (%)					Sannsynlighet for raten (%)	Restricted/open hole	Rate tonn/d
			2	5	14	28	98			
Boring	20 %	6200	47,7	18,0	26,3	8,0	-	50		5158
		9700						50		8070
	80 %	2500	36,2	17,3	17,0	6,4	23,1	50	O	2080
		4200						50	O	3494

Tabell 2-3 Rate- og varighetsfordeling med tilhørende sannsynligheter for overflate- og sjøbunnsutblåsning for **komplettering** på Wisting Central (Equinor, 2021).

	Fordeling overflate/sjøbunn	Rate Sm ³ /d	Varigheter (dg) og sannsynlighetsfordeling (%)					Sannsynlighet for raten (%)	Restricted/open hole	Rate tonn/d
			2	5	14	28				
Komplettering	84 %	3200	47,7	18,0	26,3	8,0	-	100		2662
	16 %	3200	36,2	17,3	17,0	6,4	23,1	100	O	2662

Tabell 2-4 Rate- og varighetsfordeling med tilhørende sannsynligheter for sjøbunnsutblåsning for **produksjon** på Wisting Central (Equinor, 2021).

	Fordeling overflate/sjøbunn	Rate Sm ³ /d	Varigheter (dg) og sannsynlighetsfordeling (%)					Sannsynlighet for raten (%)	Restricted/open hole	Rate tonn/d
			2	5	14	28				
Produksjon	0 %	NA								
	100 %	3200	36,2	17,3	17,0	6,4	23,1	100	O	2662

Tabell 2-5 Rate- og varighetsfordeling med tilhørende sannsynligheter for overflate- og sjøbunnsutblåsning for **boring** på Hanssen (Equinor, 2021).

	Fordeling overflate/ sjøbunn	Rate Sm ³ /d	Varigheter (dg) og sannsynlighetsfordeling (%)					Sannsynlighet for raten (%)	Restricted/ open hole	Rate tonn/d
			2	5	14	28	98			
Boring	20 %	6200	47,7	18,0	26,3	8,0	-	50		5233
		9700								8187
	80 %	2500	36,2	17,3	17,0	6,4	23,1	50	O	2110
		4200								3545

Tabell 2-6 Rate- og varighetsfordeling med tilhørende sannsynligheter for overflate- og sjøbunnsutblåsning for **komplettering** på Hanssen (Equinor, 2021).

	Fordeling overflate/ sjøbunn	Rate Sm ³ /d	Varigheter (dg) og sannsynlighetsfordeling (%)					Sannsynlighet for raten (%)	Restricted/ open hole	Rate tonn/d
			2	5	14	28				
Komplettering	84 %	1500	47,7	18,0	26,3	8,0	-	100		1266
	16 %	1500	36,2	17,3	17,0	6,4	23,1	100	O	1266

Tabell 2-7 Rate- og varighetsfordeling med tilhørende sannsynligheter for sjøbunnsutblåsning for **produksjon** på Hanssen (Equinor, 2021).

	Fordeling overflate/ sjøbunn	Rate Sm ³ /d	Varigheter (dg) og sannsynlighetsfordeling (%)					Sannsynlighet for raten (%)	Restricted/ open hole	Rate tonn/d
			2	5	14	28				
Produksjon	0 %	NA								
	100 %	1500	36,2	17,3	17,0	6,4	23,1	100	O	1266

Tabell 2-8 viser oversikt over utslippsscenarioer fra andre operasjoner ved Wisting.

Tabell 2-8 *Utslippsrater og -varigheter samt frekvens for utslipp fra andre operasjon på Wisting (Equinor, 2021).*

Utslipp	Volum (m ³)	Varighet (timer)	Årlig frekvens	Kommentar
Fra losseoperasjon (overflate)	1000	1	1,5E-04	Castberg frekvens justert for antall operasjoner
Kollisjon mellom skytteltanker og FPSO (med utslipp fra FPSO)	5500	48	3,5E-05	Kollisjonsfrekvens for 2000 MJ (fra Wisting CRA)
Skipskollisjon med skytteltanker (overflate)	12000	48	1,2E-07	Castberg frekvens justert for antall lasteoperasjoner
Stigerør lekkasje (overflate)	1000	24	6,8E-04	Frekvens fra Wisting CRA
Stigerør lekkasje (sjøbunn)	1000	24	6,2E-04	Frekvens fra Wisting CRA
Lekkasje fra felt-internt rør (sjøbunn)	200	48	1,3E-02	

3 OLJEDRIFTSMODELLERING

I modelleringen av oljedrift gitt en utblåsning fra Wisting-feltet er det brukt Wisting Central og Hanssen. For lekkasjescenarier er det benyttet Wisting Blend. Bakgrunnsinformasjonen er innhentet fra forvitningsstudie gjennomført av Akvaplan-niva (2015) og SINTEF (2017). I dette kapitlet blir oljetypenes egenskaper, oljedriftsmodellen og dens begrensninger, samt resultater fra oljedriftsmodelleringen beskrevet.

3.1 Oljetyper og oljens egenskaper

Både levetid til olje på sjø, grad av nedblanding i vannmassene og de tilhørende mulige miljøeffektene avhenger av oljetype. Det samme gjelder egnetheten til og effekten av ulike typer oljevernberedskap (mekanisk og kjemisk bekjempelse). For utblåsning er det modellert med Wisting Central og Hanssen olje mens lekkasjescenariene er gjennomført med Wisting Blend (80 % Wisting Central og 20 % Hanssen olje).

Wisting Central oljen er en olje med en tetthet på 838 kg/m³, voksinnhold på 0,7 vekt% og lavt asfalteninnhold (hard) (0,05 vekt%). Den initielle fordampningen er 30 % etter en dag på sjø ved lav vindstyrke (5 m/s) i sommersesongen. Andelen olje på vannoverflaten er 62 % og andelen nedblandet olje er 6 %. Maksimalt vanninnhold er på 60 vol.%. Gitt sterk vind (10-15 m/s) oppnås vanninnhold på 59 % etter 24 timer. Ved rolige vindforhold (5 m/s) er vannopptaket på 38-39 % etter 1 døgn på vannoverflaten. Maksimal viskositet forekommer vinterstid med 3360 cP etter 5 døgn og sterk vind (15 m/s).

Wisting (Hanssen) oljen er en olje med en tetthet på 845 kg/m³, voksinnhold på 3,3 vekt% og lavt asfalteninnhold (hard) (0,03 vekt%). Den initielle fordampningen er 18 % etter en dag på sjø ved lav vindstyrke (5 m/s) i sommersesongen. Andelen olje på vannoverflaten er 82 % og andelen nedblandet olje er 0 %. Maksimalt vanninnhold er på 57 vol.%. Maksimal viskositet forekommer sommerstid med 12900 cP etter 5 døgn og sterk vind (15 m/s).

Wisting Central oljen er kjemisk dispergerbar. Noe redusert effekt kan forekomme ved sterk vind (15 m/s) og flere døgn forvitring (4-5 døgn). Dette reduseres i vintersesongen (5 °C) til 5 døgn. Hanssen oljen er ikke kjemisk dispergerbar. Karakteristikker for Wisting Central og Wisting (Hanssen) er sammenfattet i **Tabell 3-1**.

Wisting Blend har en tetthet på 841 kg/m³, voksinnhold på 1,3 vekt% og asfalteninnhold tilsvarende Wisting Central. Oljen er kjemisk dispergerbar (SINTEF, 2018).

Tabell 3-1 Parametere for Hanssen (Wisting) og Wisting Central olje benyttet i spredningsberegningene for Wisting-feltet (Akvaplan-niva, 2015 og SINTEF, 2017).

Parameter	Hanssen (Wisting) olje	Wisting Central olje
Oljetetthet [kg/ m ³]	845	838
Maksimum vanninnhold ved 1, 2 °C [volum %]	57	60
Voxsinnhold, fersk olje [vekt %]	3,3	0,7
Asfalteninnhold, fersk olje [vekt %]	0,03	0,05
Viskositet ved 1, 2 °C [cP] (10 m/s)	587	65

3.2 Oljedriftsmodellen

Oljedriftsmodellen som er anvendt er SINTEFs OSCAR modell v. 11.0.1 (Oil Spill Contingency And Response). Modelloppsettet av OSCAR er basert på beste praksis (Acona, Akvaplan-niva og DNV GL, 2020). En beskrivelse av modellen og dens begrensninger og krav til inngangsdata er gitt i Vedlegg B.

3.3 Oljedriftsmodellering – Resultater

Figurene nedenfor er basert på oljedriftscenariene presentert i kapittel 2.3. Det presenteres ett sett med helårige resultater samlet for sjøbunn- og overflateutblåsninger.

3.3.1 Spredning av olje på overflaten

For modellerte utblåsninger er det laget helårlig oljedriftsstatistikk på rutenivå (10×10 km ruter). Influensområdet er definert ved sannsynlighet for oljefilmtykkelse over effektgrensen på 2 µm og er vist i Figur 3-1 for de ulike aktivitetene:

- Boring, komplettering og produksjon for henholdsvis Hanssen og Wisting

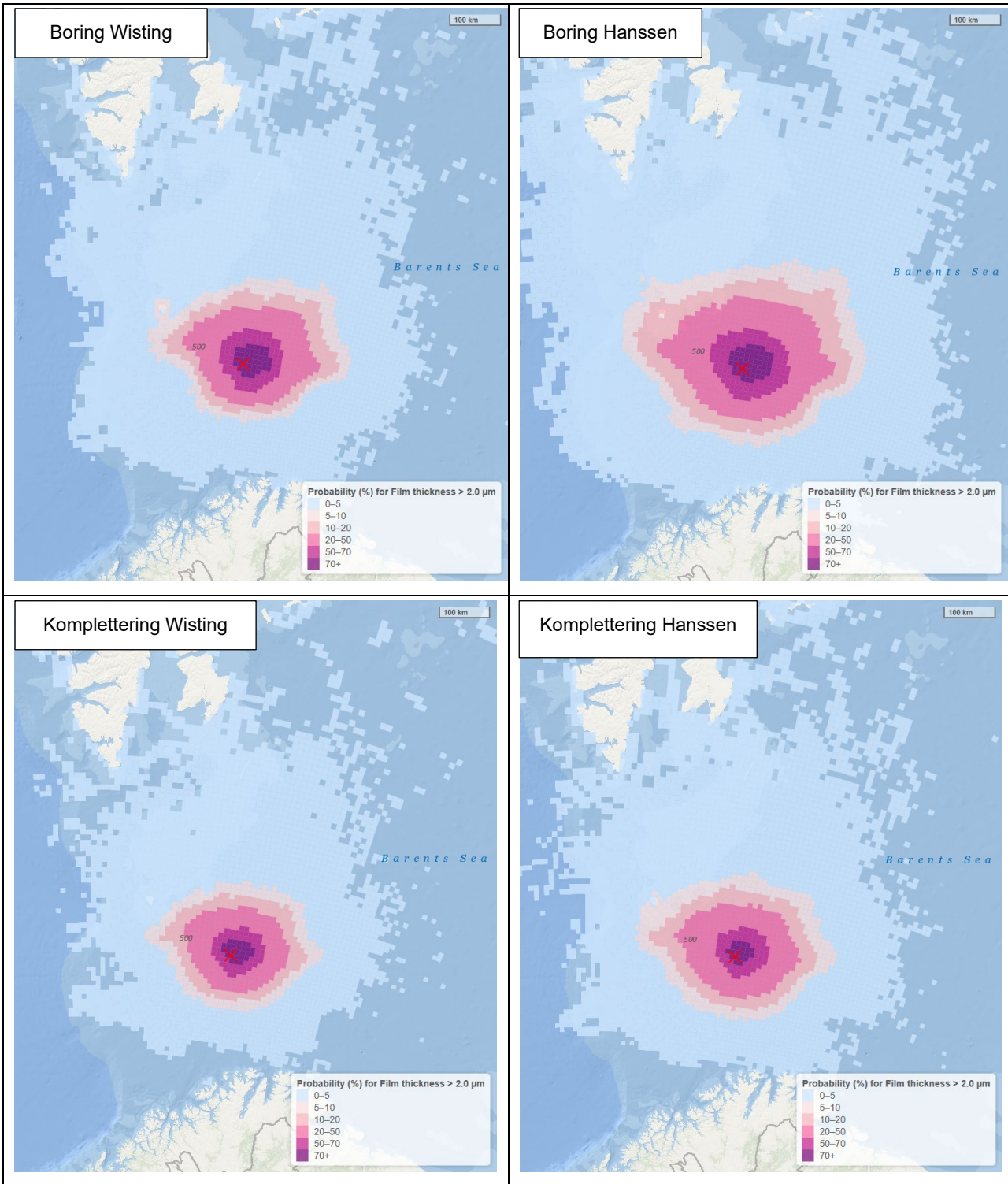
For andre utslippsscenarier er resultatene vist for skipskollisjon med skytteltanker og FPSO (Figur 3-2).

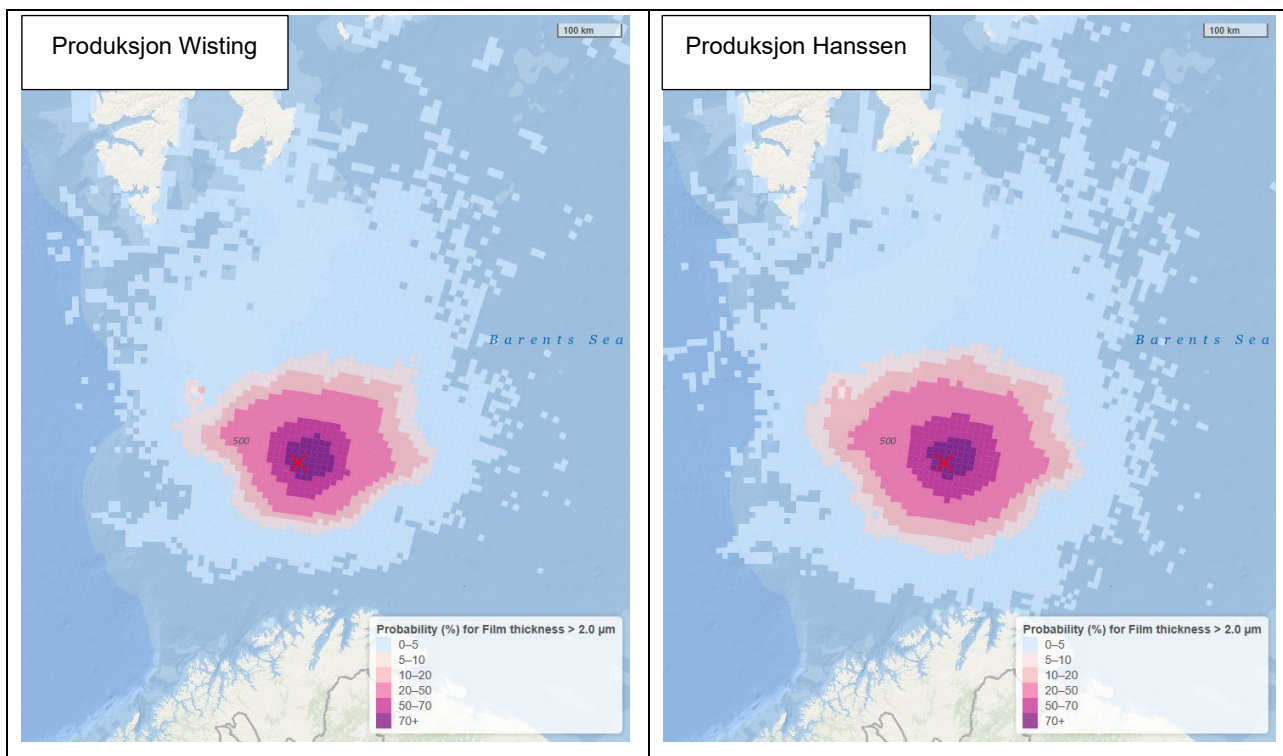
Bemerk at influensområdet ikke viser omfanget av en enkelt oljeutblåsning, men er det området som berøres over effektgrensen i mer enn 5 % av enkeltsimuleringene av oljens drift og spredning.

Influensområdet på sjøoverflaten er størst ved utblåsning fra boring på Hanssen etterfulgt av produksjonsaktivitet på Hanssen (Figur 3-1). Området med sannsynlighet >5 % er størst i retning nord og østover, men omfatter også området vestover til Bjørnøya. Unntaket er komplettering på Wisting, der influensområdet ikke forventes å nå Bjørnøya. Det er svært lite sannsynlig at olje skal nå fastlandet.

Større influensområder fra Hanssen sammenlignet med Wisting, selv ved høyere rater på Wisting for komplettering og produksjon, skyldes ulikheter i forvitringsegenskapene til de to oljetyperne. Hanssen oljen viser lavere andel fordampet og nedblandet olje sammenlignet med Wisting Central, noe som innebærer høyere oljeandel på vannoverflaten. At influensområdene er større for produksjon sammenlignet med komplettering skyldes overflate-sjøbunnsforholdet for utblåsning samt lengste varighet for henholdsvis overflate- og sjøbunnsutblåsning. Produksjon er utelukkende sjøbunnsutblåsning mens for komplettering er sannsynligheten 84 % overflateutblåsning. Lengste varighet for sjøbunnsutblåsning er 98 døgn mens den for overflateutblåsning er 28 døgn.

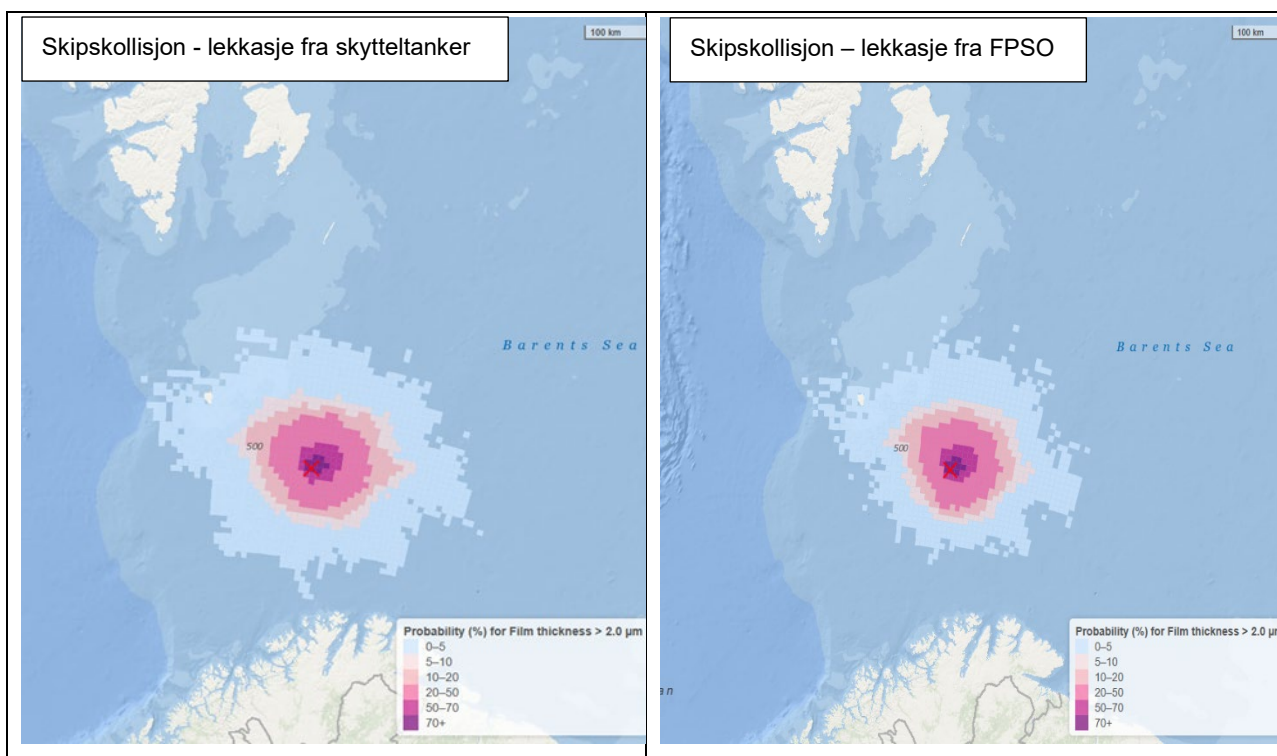
Spredningsbildet er påvirket av strømningsbildet ved og rundt utblåsningslokasjon (Figur 3-3).



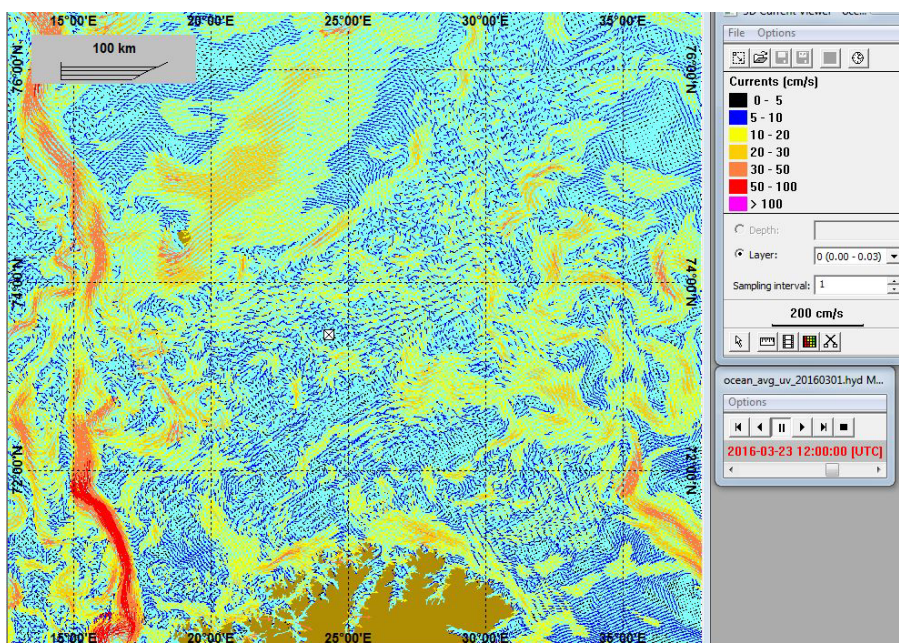


Figur 3-1 Sannsynlighet for oljefilmtykkelser over 2 μm i 10 \times 10 km ruter gitt utblåsning fra **boreaktivitet** på Wisting (øverst venstre) og Hanssen (øverst høyre), **komplettering** Wisting (midten venstre) og Hanssen (midten høyre) og **produksjon** Wisting (nederst venstre) og Hanssen (nederst høyre).

For skipskollisjon med skytteltanker, som er lekkasjescenariet med størst influensområde, er utformingen av influensområde tilsvarende som for utblåsningsscenariene om enn i mindre skala. Lekkasje fra FPSO gitt en kollisjon gir et noe mindre influensområde enn for scenariet med skytteltanker (Figur 3-2). Dette er som følge av mindre utslippet oljemengde.



Figur 3-2 Sannsynlighet for oljefilmtykkelser over 2 μm i 10 \times 10 km ruter gitt lekkasje (overflate) fra skytteltanker (venstre) og FPSO (høyre) grunnet skipskollisjon.



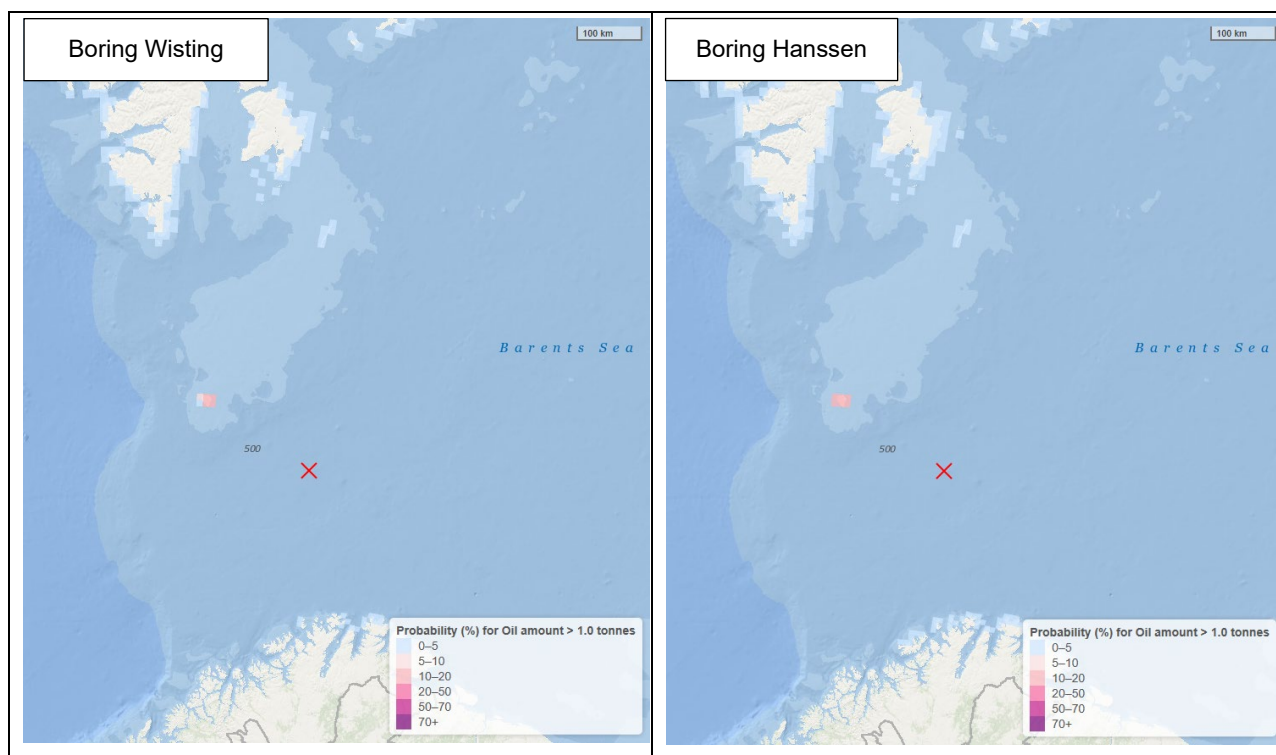
Figur 3-3 Øyeblikksbilde av overflatestrømmer i Barentshavet 23.03.2016 (Meteorologisk Institutt: SVIM arkivet for strøm- og isdata: <ftp://ftp.met.no/projects/SVIM-public/SVIMresults/>). Lokasjon for Wisting er merket inn med en firkant med kryss i.

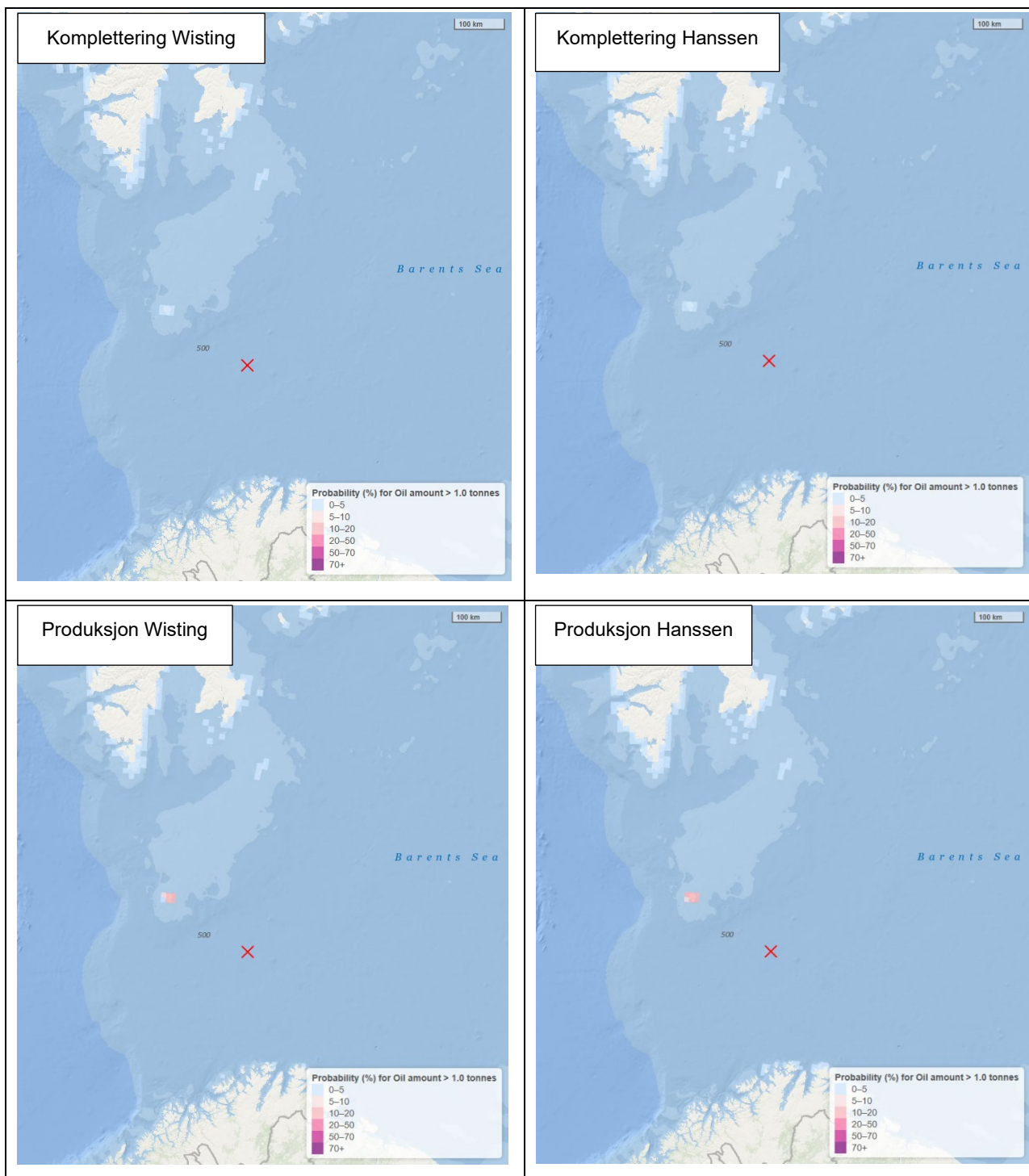
3.3.2 Stranding av olje i kystsonen

I Figur 3-4 og Figur 3-5 er det presentert sannsynlighet for stranding av oljemengde over 1 tonn i 10x10 km gridruter fra de statistiske oljedriftsberegningene for de ulike aktivitetene.

Størst sannsynlighet for berøring av kysten på Bjørnøya er fra utblåsning ved boring etterfulgt av produksjon med inntil 10-20 % treffsannsynlighet for >1 tonn olje (Figur 3-4). Det er noe større sannsynlighet for treff i vinterperioden enn i sommerperioden. For komplettering er det ikke observert treffsannsynlighet >5 % for mer enn 1 tonn på Bjørnøya.

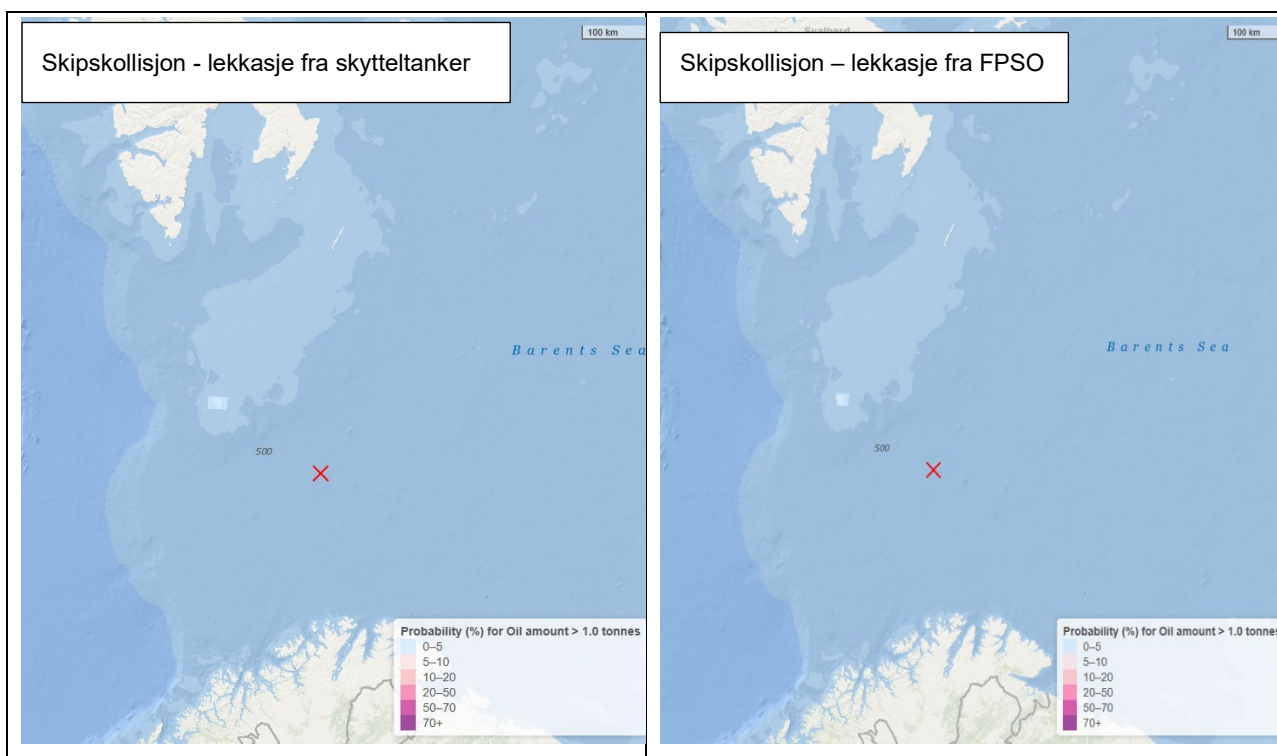
Egenskapene til Hanssen oljen, mindre nedblandbar og lavere fordamping enn for Wisting Central oljen, indikerer at en utblåsning med denne oljetypen kan resultere i mer stranding gitt de samme forholdene (rate, varighet og værforhold).





Figur 3-4 Sannsynlighet for oljemengder over 1 tonn i 10×10 km kystruter på Bjørnøya gitt utblåsning fra boreaktivitet på Wisting (øverst venstre) og Hanssen (øverst høyre), komplettering Wisting (midten venstre) og Hanssen (midten høyre) og produksjon Wisting (nederst venstre) og Hanssen (nederst høyre).

Gitt lekkasjeutslipp er sannsynligheten for stranding på Bjørnøya kun registrert for skipskollisjon scenariene. I begge tilfeller, fra skytteltanker og FPSO, er sannsynligheten for stranding av mer enn 1 tonn olje <5 % (Figur 3-5).



Figur 3-5 Sannsynlighet for oljemengder over 1 tonn i 10×10 km kyststruter gitt lekkasje fra skytteltanker på Wisting-feltet..

Korteste ankomsttid til Bjørnøya og største strandingsmengder av emulsjon er vist for 100- og 95-persentilen for boring på Wisting-feltet (Tabell 3-2). Resultatene for strandet emulsjon og drivtid presentert stammer ikke nødvendigvis fra samme simulering. Simuleringene som ligger til grunn, er hentet fra beredskapsmodelleringen for en overflateutblåsning med vektet rate på 8000 Sm³/d og vektet varighet på 8 døgn. Oljetypen er Wisting Central. 95-persentilen for boring gir høyest strandingsmengde i vintersesongen med 122 tonn oljeemulsjon langs kysten av Bjørnøya. 95-persentilen av korteste drivtid er 11,8 døgn, også i vintersesongen. For øvrige sesonger er det ingen stranding for 95-persentilen.

P95-persentilen av korteste drivtid til land og strandingsmengde tilsvarer Bjørnøya eksempelområde. Ingen eksempelområder langs kysten av Fastlands-Norge er berørt.

Tabell 3-2 Maksimale strandingsmengder av oljeemulsjon og korteste drivtid til Bjørnøya gitt utblåsning ved **boring** på Wisting-feltet. Alle simuleringene for overflateutblåsning i hver av sesongene er lagt til grunn for tallene presentert.

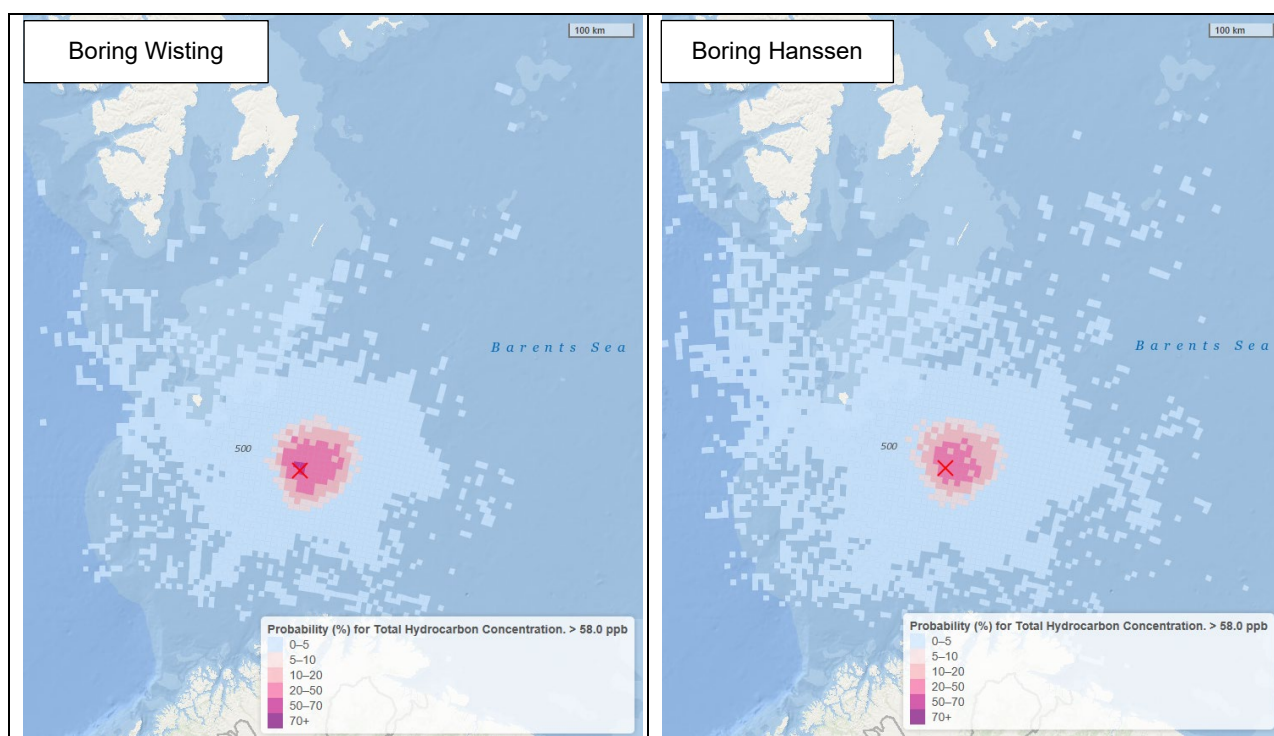
Persentil	Strandet oljeemulsjon (tonn)				Korteste drivtid (døgn)			
	Vår	Sommer	Høst	Vinter	Vår	Sommer	Høst	Vinter
100	30	488	143	880	14,4	12,7	8,5	9,3
95	0	0	0	122	-	-	-	11,8

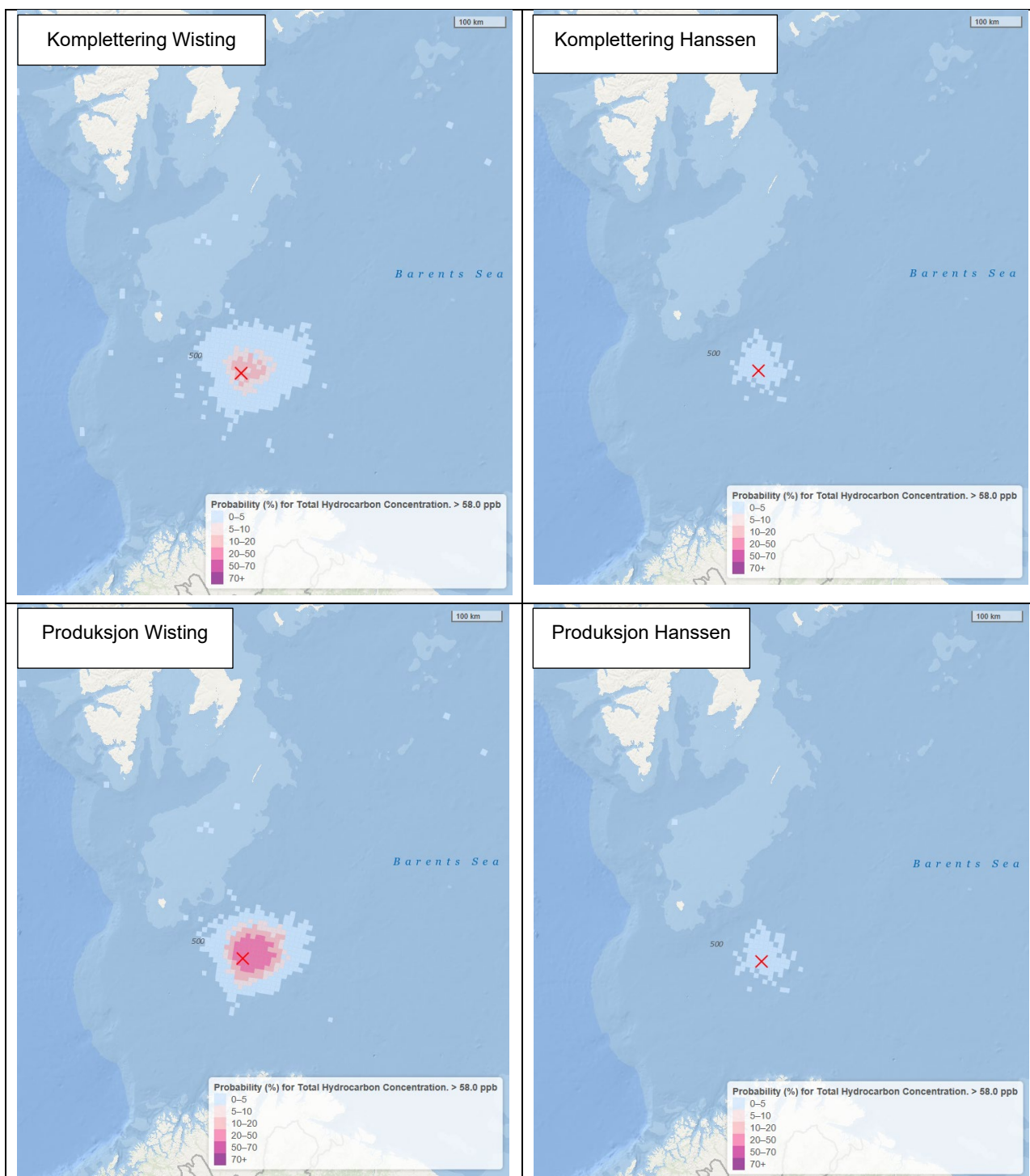
3.3.3 Vannsøylekonsentrasjoner

Resultatene av konsentrasjonsberegningene rapporteres vanligvis som totale konsentrasjonsverdier av olje (THC) i de øverste vannmassene, det vil si både dispergert olje og løste oljekomponenter. Oljen i vannmassene vil i hovedsak skrive seg fra olje som blandes ned i vannmassene fra drivende oljeflak (naturlig dispergering som følge av vind og bølger). Nedblanding av oljen fra overflaten beregnes på basis av oljens egenskaper og den rådende sjøtilstanden. Konsentrasjons-grensen på 58 ppb benyttes ettersom dette regnes som nedre effektgrense for skade på fiskeegg og – larver (Nilsen *et.al.*, 2006).

For Wisting aktivitetene så viser resultatene sannsynlighet >5 % for THC-konsentrasjoner over 58 ppb i området rundt feltlokasjonen mens det for Hanssen er begrenset til boreaktiviteten. Dette henger sammen med en halvering av raten for komplettering og produksjon sammenlignet med Wisting, 1500 Sm³/d vs. 3200 Sm³/d (Figur 3-6). Basert på like rater og overflate-/sjøbunnsfordeling for borescenarioene er det indikasjon på at ulikheter i oljetypenes forvitringsegenskaper bidrar til forskjellen.

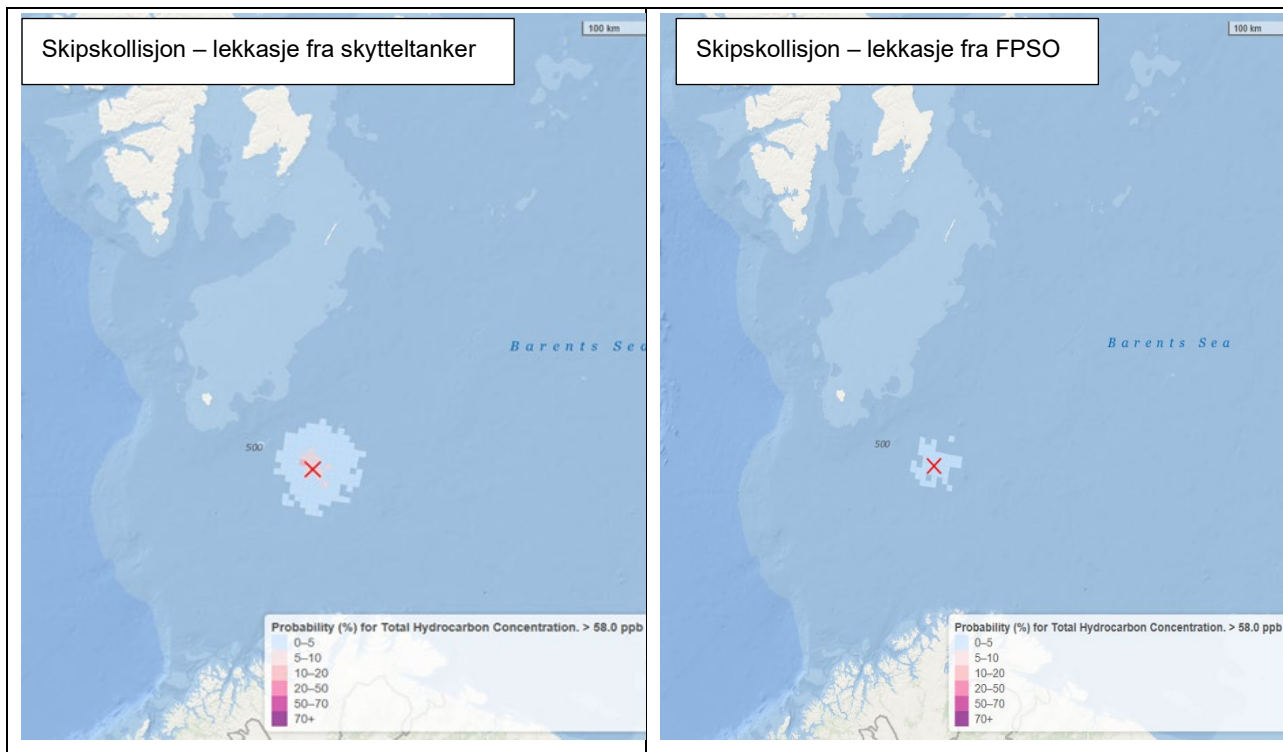
Forskjell i lengste varighet mellom en overflate- og sjøbunnsutblåsning, henholdsvis 28 og 98 dager, og sannsynlighet for utblåningssted (overflate/sjøbunn) bidrar til at komplettering med høyest sannsynlighet for overflateutblåsning har et mindre definert THC-område enn produksjonsaktivitet som har 100 % sannsynlighet for sjøbunnsutblåsning.





Figur 3-6 Sannsynlighet for maksimale tidsmidlede oljekonsentrasjoner (THC) over 58 ppb i 10×10 km ruter gitt utblåsning fra boreaktivitet på Wisting (øverst venstre) og Hanssen (øverst høyre), komplettering Wisting (midten venstre) og Hanssen (midten høyre) og produksjon Wisting (nederst venstre) og Hanssen (nederst høyre).

For lekkasjescenario (skipskollisjon med skytteltanker), med begrenset volum, varighet og overflateutblåsning er det inntil 20 % sannsynlighet for 58 ppb i et mindre område nær utslippslokasjonen (Figur 3-7). For de øvrige modellerte lekkasjescenariene, inkludert lekkasje fra FPSO, er maksimal sannsynlighet for 58 ppb i kategorien 0-5 %. Dette henger sammen med lave rater kombinert med kort varighet og utblåsningslokasjon. De største utslippene forekommer på vannoverflaten.



Figur 3-7 Sannsynlighet for maksimale tidsmidlede oljekonsentrasjoner (THC) over 58 ppb i 10x10 km ruter gitt lekkasje (overflate) fra skytteltanker (venstre) og FPSO (høyre) grunnet skipskollisjon.

4 METODIKK FOR MILJØRETTET RISIKOANALYSE

Analysen utføres i henhold til Norsk olje og gass veiledning for ERA Acute miljørisikoanalyse tilnærming (NOROG, 2020). For Wisting-feltet er det valgt å gjennomføre en skadebasert analyse for de antatt mest sårbare miljøressursene. Et sammendrag av metodikken i miljørisikoanalysen er beskrevet nedenfor med fokus på VØK bestander, mens det henvises til veiledningen for mer utfyllende informasjon.

I ERA Acute beregnes det først bestandstap for sjøfugl/sjøpattedyr og larvetap for fisk, samt antall kilometer påvirket strandflora og -fauna som følge av overlapp med oljedriftsimuleringene. Deretter beregnes restitusjonstid som følge av en slik påvirkning og skaden oppsummeres med en ressurskedefaktor RDF (Resource Damage Factor). RDF er målt som tapte bestandsår for sjøfugl/sjøpattedyr og fisk og som tapte habitatår (km-år) for strandflora og -fauna.

Ressurskedefaktoren RDF benyttes som mål for miljøskade i forbindelse med beregning og vurdering av miljørisiko og risikonivåer og bedømme om selskapets akseptkriterier for skade på ytre miljø er oppfylt. Kategorier av miljøskade benyttes også til å presentere miljørisiko vha. risikomatriser.

Kategorisering av RDF og de andre endepunktene er en viktig del av arbeidet med presentasjon av resultater og kommunisering av miljørisiko. Tabell 4-1, Tabell 4-2 og Tabell 4-3 viser anbefalte skadekategorier for endepunktene «påvirkning», «restitusjonstid» og miljøskade i ERA Acute. Skadekategoriene basert på RDF benyttes som endepunkt i analysen og er samkjørt med konsekvenskategoriene i Equinors risikomatrise RM100 (se kapittel 1.3). Det understrekes at konverteringen fra ERA Acute til Equinors konsekvenskategorier foretas utelukkende for risikomatrissene. I konsekvensgrunnlaget er inndelingen i henhold til ERA Acute verktøyet. ERA Acute kategoriene presentert i Tabell 4-4 viser opprinnelig kategorioppsett (2020) i samsvar med Tabell 4-3 og er en revidert versjon av kategoriene (forslag 2021). Basert på innspill fra Equinor er det den reviderte versjonen som er lagt til grunn for inneværende studie.

Tabell 4-1 Anbefalte kategorier for påvirkning for illustrasjon av ERA Acute resultater.

VEC	Enhet	Påvirkningskategorier (impact)						
		Kat. 1	Kat. 2	Kat. 3	Kat. 4	Kat. 5	Kat. 6	Kat. 7
Sjøfugl, sjøpattedyr	% bestandstap	0-1	1-5	5-10	10-20	20-30	30-50	50-100
Fiskeegg/-larver	% larvetap	0-1	1-5	5-10	10-20	20-30	30-50	50-100
Strandhabitat, Invertebrater (ESI 1-10)	km	0-1	1-50	50-250	250-500	500-1000	1000-2000	>2000
Strandhabitat, Flora (ESI 8-10)	km	0-1	1-30	30-150	150-300	300-600	600-1200	>1200

Tabell 4-2 Anbefalte kategorier for restitusjonstid for illustrasjon av ERA Acute resultater.

VEC	Enhet	Skadekategorier (recovery)						
		Kat. 1	Kat. 2	Kat. 3	Kat. 4	Kat. 5	Kat. 6	Kat. 7
Sjøfugl, sjøpattedyr og fisk	År	0-1	1-5	5-10	10-20	20-30	30-50	40-200
Strandhabitat, Invertebrater og flora	År	0-1	1-3	3-5	5-7	7-9	9-11	11-13

Tabell 4-3 Anbefalte kategorier for klassifisering av skade basert på RDF (ressursskadefaktor) i ERA Acute.

VEC	Enhet	Skadekategorier (RDF)						
		Ubetydelig	Mindre	Moderat	Alvorlig	Svært alvorlig	Stor	Katastrofal
Sjøfugl, sjøpattedyr	Bestands-år	0-10	10-50	50-100	100-200	200-400	400-800	>800
Fiske-egg/larver	Bestands-år	0-10	10-50	50-100	100-200	200-400	400-800	>800
Strandhabitat, Invertebrater (ESI 1-10)	Kilometer-år	0-10	10-350	350-2000	2000-4000	4000-8000	8000-16000	>16000
Strandhabitat, Flora (ESI 8-10)	Kilometer-år	0-5	5-150	150-750	750-1500	1500-3000	3000-6000	>6000

Tabell 4-4 Skadekategorier benyttet i ERA Acute og tilhørende konsekvenskategorier i risikomatriksen til Equinor.

ERA Acute (2020)	ERA Acute (revidert 2021)	Equinor
Ubetydelig	Ubetydelig	Ubetydelig (1-2)
Mindre	Mindre	Liten (3)
Moderat	Moderat	Moderat (4)
Betydelig	Alvorlig	Alvorlig (5)
Alvorlig	Svært alvorlig	Svært alvorlig (6)
Svært alvorlig	Stor	Stor (7)
Katastrofal	Katastrofal	Katastrofal (8)
		Ekstrem (9)

Kolonispesifikke vurderinger er utført med utgangspunkt i samme beregningsmetodikk som beskrevet over, men kun målt som bestandstap på de ulike koloniene. Vurderingene gir grunnlag for å differensiere mellom ulike kolonier og konkretisere hvilke kolonier som er mest utsatt.

Det er også analysert sannsynlighet for bestandstap på modelldata fra MARAMBS som er dynamiske i den forstand at de viser daglig utbredelse av utvalgte sjøfuglarter i perioden etter hekking (høst-vinter). Hvert enkelt daglige datasett er analysert uavhengig av hverandre som representative for en mulig faktisk utbredelse innenfor en gitt simuleringsperiode. Hver oljedriftssimulering får derfor et utfallsrom i resultater (bestandstap) basert på de ulike daglige datasettet i simuleringsperioden. Tilnærmingen jobbes det videre med i ERA Acute Dynamiske data og iskant JIP for å matche MARAMBS data med daglig output fra oljedriftsmodellen.

4.1 Usikkerhet i miljørisikoanalyser

I henhold til Ptil's oppdaterte definisjon av risikobegrepet, der det understrekes at usikkerhetsmomentet i en risikoanalyse bør belyses og hvordan usikkerheten skal håndteres, pekes det i foreliggende avsnitt på de viktigste usikkerhetsparametrene i miljørisikoanalysen.

I miljørisikoanalyser er ønsket å redusere usikkerheten så mye som mulig, noe som innebærer til enhver tid å benytte best tilgjengelig kunnskap. Det innebærer også å gjøre enkelte konservative valg for å håndtere de verdiene en ikke har tilstrekkelig kunnskap om, og på den måten ivareta usikkerheten ved en føre-var holdning.

Når en leser miljørisikoanalyser får man gjerne inntrykk av at miljørisiko er en eksakt kvantitativ størrelse som uten forbehold kan avgjøre om planlagt aktivitet er akseptabel eller uakseptabel i forhold til mulig miljøpåvirkning. Det er lett å glemme at bak tallene ligger en rekke parametre som rommer større eller mindre grad av usikkerhet, eksempelvis:

- a) Beregningsmetodikk
- b) Forekomst av miljøressurser i tid og rom
- c) Modeller (oljedrift og VØK data modeller)
- d) Oljetype og forvittringsdata
- e) Frekvenser og sannsynligheter

For ERA Acute metoden er det utført en egen studie på usikkerhet og sensitivitet rundt metodikken (Akvaplan-niva, Acona, DNV GL 2019). Anbefalinger fra denne studien er å benytte best tilgjengelige oljedriftsmodell og inngangsdata med fornuftige konservative parameter verdier for skade og restitusjon, samt å kontinuerlig jobbe for forbedring av disse. Etablering av industristandarder er også ansett som viktig ikke minst for å redusere variabilitet mellom analyser. Det har vært jobbet mye med dette i ERA Acute regi bl.a. med etablering av felles ressursdatasett, beste praksis for oppsett og kjøring av oljedriftsmodell, samt standarder for analysegjennomføring og rapportering.

5 MILJØRESSURSER

Wisting-feltet er lokalisert i Barentshavet ca. 185 km sørøst for Bjørnøya. En mulig utblåsning fra feltet forventes primært å spres på åpent hav. Oljedriftsberegningene indikerer mulig påslag på Bjørnøya så vel som drivbane nordover mot Svalbard og østover i Barentshavet, noe som kan gi overlapp med iskant og polarfront i deler av året. Naturressurser med utbredelse i Barentshavet som er benyttet i Wisting-analysen er presentert nedenfor. En mer utfyllende beskrivelse av de regionale miljøressursene, både de som er inkludert i analysen og andre, er gitt i Vedlegg C.

5.1 Verdifulle Økosystem Komponenter (VØK)

Som utgangspunkt for miljørisikoanalysene er det gjennomført en vurdering av hvilke naturressurser som har det største konfliktpotensialet innen influensområdet til Wisting-feltet. En Verdsatt Økosystem Komponent (VØK) er definert i veiledningen for gjennomføring av miljørisikoanalyser (OLF, 2007) som en ressurs eller miljøegenskap som:

- Er viktig (ikke bare økonomisk) for lokalbefolkningen, eller
- Har en nasjonal eller internasjonal interesse, eller
- Hvis den endres fra sin nåværende tilstand, vil ha betydning for hvordan miljøvirkningene av et tiltak vurderes, og for hvilke avbøtende tiltak som velges.

For å velge ut VØKer innen et mulig berørt område benyttes følgende prioriteringskriterier (OLF, 2007):

- VØK må være en populasjon eller bestand, et samfunn eller habitat/naturområde
- VØK må ha høy sårbarhet for oljeforurensning i den aktuelle sesong
- VØK bestand må være representert med en stor andel i influensområdet
- VØK bestand må være til stede i en stor andel av året eller i den aktuelle sesong
- VØK habitat må ha høy sannsynlighet for å bli eksponert for oljeforurensning

VØKer som blir valgt ut for analyse i en spesifikk operasjon kan representere et spenn av ressurser som vil bidra til miljørisikoen for operasjonen i ulik grad. Som et minimum skal alltid den eller de ressursene som er antatt å bidra mest til miljørisikoen være representert blant de utvalgte ressursene. I utvelgelsen av VØKer er rødlistearter som er til stede i influensområdet vurdert.

5.2 Utvalgte VØK for analysen

Utvalgte VØKer er basert på kriteriene beskrevet i kapittel 5.1 og er nærmere beskrevet nedenfor.

5.2.1 Sjøfugl data

En omfattende kunnskapsstatus for sjøfugl i Barentshavet med spesielt fokus på Wisting området er utarbeidet av Geir Systad fra Nina (Systad, 2022).

Tabell 5-1 viser utvalgte sjøfuglarter på åpent hav og kystnært inkludert i miljørisikoanalysen for Wisting-feltet. Datasettene i SEATRACK (SEATRACK, 2021) dekker pelagiske og kystnære bestander for følgende arter: alkekonge, havhest, krykkje, lomvi, lunde og polarlomvi. Øvrige kystnære data hentes fra SEAPOP (2017 med oppdatering av høyarktiske arter 2018).

Datasettet for kystnære sjøfugl fra SEAPOP inneholder nasjonale data (NO) mens SETRACK dataene er regionale bestander (Nordsjøen (NS), Norskehavet (NH), Barentshavet (BH)).

En oversikt over data og datasett og inngangsparameterne som er benyttet er gitt i Tabell 5-1. En screening av datasettene i forhold til overlapp med influensområdene fra oljedriften har begrenset VØK utvalget til de artene som er uthevet i tabellen.

Tabell 5-1 Utvalgte VØKer (sjøfugl) for miljørisikoanalysen for Wisting-feltet (SEATRACK, 2021; SEAPOP, 2017; NOROG, 2019). *P_phy* er sannsynlighet for død gitt eksponering over effektgrense og *p_beh* er sannsynlighet for eksponering. Gjenvekstrate angir forventet bestandsøkning i etterkant av hendelse, gitt definerte *P_phy* og *P_beh* forhold. Rødlisterkategorier fra Artsdatabanken (2021).

Artsgruppe	Art	Nasjonal rødliste	P_phy	P_beh	Gjenvekstrate
Pelagisk dykkende	Alkekonge (BH)	LC	90 %	88 %	110 %
	Alke (NO)	VU	90 %	88 %	110 %
	Lunde (NH)	EN	90 %	88 %	110 %
	Lunde (BH)	EN	90 %	88 %	110 %
	Lomvi (NH)	CR	90 %	88 %	110 %
	Lomvi (BH)	CR	90 %	88 %	110 %
	Polarlomvi (BH)	CR	90 %	88 %	110 %
Pelagisk overflatebeitende	Krykkje (NH)	EN	90 %	51 %	110 %
	Krykkje (BH)	EN	90 %	51 %	110 %
	Havhest (NS)	EN	90 %	51 %	105 %
	Havhest (NH)	EN	90 %	51 %	105 %
	Havhest (BH)	EN/LC¹⁾	90 %	51 %	105 %
	Havsule (NO)	LC	90 %	51 %	115 %
	Tyvjo (NO)	EN	90 %	51 %	105 %
	Ismåke (NO)	VU ¹⁾	90 %	51 %	115 %
	Sabinemåke (NO)	EN ¹⁾	90 %	51 %	115 %
	Storjo (NO)	LC	90 %	51 %	105 %
Kystbundne dykkende	Svartand (NO)	VU	90 %	76 %	120 %
	Storlom (NO)	LC	90 %	76 %	120 %
	Ærfugl (NO)	VU	90 %	76 %	120 %
	Islom (NO)		90 %	76 %	120 %
	Laksand (NO)	LC	90 %	76 %	120 %
	Toppskarv (NO)	LC	90 %	76 %	120 %
	Storskarv (NO)	NT	90 %	76 %	120 %
	Praktærfugl (NO)	NT ¹⁾	90 %	76 %	120 %
	Siland (NO)	LC	90 %	76 %	120 %
	Smålom (NO)	LC	90 %	76 %	120 %
	Stellerand (NO)	VU	90 %	76 %	120 %
	Sjørørre (NO)	VU	90 %	76 %	120 %
	Gulnebbblom (NO)	VU	90 %	76 %	120 %
	Havelle (NO)	NT	90 %	76 %	120 %

Artsgruppe	Art	Nasjonal rødliste	P_phy	P_beh	Gjenvekstrate
	Teist (NO)	NT	90 %	76 %	110 %
Kystbundne overflatebeitende	Rødnebbterne (NO)	LC	90 %	36 %	115 %
	Svartbak (NO)	LC	90 %	36 %	115 %
	Fiskemåke (NO)	VU	90 %	36 %	115 %
	Makrellterne (NO)	EN	90 %	36 %	115 %
	Polarmåke (NO)	VU¹⁾	90 %	36 %	115 %
	Gråmåke (NO)	VU	90 %	36 %	115 %
	Sildemåke (NO)	LC	90 %	36 %	115 %
Våtmarkstilknyttede	Hvitkinngås (NO)	LC	90 %	54 %	120 %
	Ringgås (NO)	NT ¹⁾	90 %	54 %	120 %
	Brunnakke (NO)	LC	90 %	54 %	120 %
	Dverggås (NO)	CR	90 %	54 %	120 %
	Stokkand (NO)	LC	90 %	54 %	120 %
	Grågås (NO)	LC	90 %	54 %	120 %
	Kortnebbgås (NO)	LC	90 %	54 %	120 %

Rødliste Kategorier: CR – kritisk truet, sterkt truet – EN, sårbar VU, nær truet – NT. Livskraftig – LC er per definisjon ikke en rødlistekategori. Nasjonal rødliste skiller ikke mellom regioner (med unntak av Svalbard) og samme art uavhengig av region er derfor gitt samme status. Dette gjelder også for bestander fra UK og Russland.

1) Svalbard bestand

5.2.1.1 MARAMBS data

I tillegg til de ovenfornevnte ressursdataene er det modellert med dynamiske ressursdata (MARAMBS (DHI)) for krykkje, polarlomvi og lomvi for høstperioden (etter hekking) for noen tilgjengelige år (2013 og 2016). Modelldataene representerer daglige tetthetsplott av miljøressursene i Barentshavet for å predikere en mer realistisk utbredelse basert på ressursenes adferd og habitatbruk.

5.2.1.2 Kolonispesifikke ressursdata

For å utdype mulig konsekvens for sjøfugl er det gjort bruk av kolonispesifikke data for beregning av påvirkning og miljøkonsekvens/-risiko å være en god tilnærming. De kolonibaserte datasettene er basert på de overordnede SEATRACK ressursdataene (kapittel 5.2.1.2). Tilrettelegging av data for bruk i ERA Acute er per juli 2021 gjennomført for totalt 19 kolonier fordelt på artene lunde, lomvi, polarlomvi og krykke. For Wisting er de mest utsatte knyttet til Bjørnøya og Hjelmøya (kapittel 6). For utdypende drøfting rundt kolonispesifikke bestandstrender, se Systad (2022).

5.2.2 Marine pattedyr

Havert og steinkobbe har høyest sårbarhet under kaste- og hårfellingsperioden da de samler seg i kolonier i kystnære områder (juni-september for steinkobbe og desember-april for havert). Ved en eventuell utblåsning kan influensområdet til Wisting strekke seg vest- og østover fra feltlokasjonen. Dette kan innebære treff på Bjørnøya og med mindre sannsynlighet fastlands-Norge. Det foreligger ikke modelldatasett for marine pattedyr på Bjørnøya/Svalbard, og det er derfor kun gjennomført risikoberegninger på de nordligste bestandene av havert og steinkobbe langs norskekysten (DN&HI, 2010).

Artsgruppe	Art	P_phy	P_beh	Gjenvekstrate
Marine pattedyr	Havert (NO)	10 %	95 %	113 %
	Steinkobbe (NO)	10 %	95 %	113 %

De fleste hvalarter har store utbredelsesområder og er generelt ansett som lite sårbare for oljeforurensning. Påvirkning på bestandsnivå er derfor usannsynlig selv om influensområdet fra Wisting overlapper med beiteområder for både finnhval, knølhval og vågehval i sommerperioden. Det er ikke foretatt videre vurderinger av konsekvenser for hval utover at konfliktpotensialet ansees som lite.

5.2.3 Isbjørn data

Dynamiske data for isbjørn fra Norsk Polarinstitutt er modellert basert på korrelasjon med is forekomst via en Resource Selection Function (RSF) og er tilrettelagt på samme format som MARAMBS data og kan benyttes på tilsvarende måte. Data er fra 1992 til 2015. Isbjørn har en habitatpreferanse for områder med 15-75 % is-konsentrasjon. Lokasjonen til Wisting-feltet ligger sør for havområdet der en kan forvente at den marginale issonen vil ligge til ulike tider av året. Isbjørn er derfor ikke spesielt relevant for borelokasjonen med dagens is-utbredelse, men det er likevel valgt å se på mulige konsekvenser på isbjørn ved en utblåsning.

5.2.4 Fisk

Effekten av olje på organismer i vannfasen (fisk og plankton) er avhengig av oljetype, nedblandingsgrad og kinetikk for utløsning av oljekomponenter til vannfasen, samt varighet av eksponeringen. Siden planktonforekomstene (plante- og dyreplankton) generelt er lite sårbare for oljeforurensning, er hovedfokus for miljørisikoanalyser satt på fisk. Egg og larver kan være svært sårbare for oljeforurensning i vannmassene, mens yngel (større enn 2 cm) og voksen fisk i liten grad antas å påvirkes. Dette er i tråd med feltobservasjoner som har vist liten dødelighet av voksen fisk etter virkelige oljeutslipp. For fisk er det hovedsakelig arter som gyter konsentrert både i tid og rom som har størst skadepotensiale for oljeutblåsninger.

I og med at influensområdene dekker sentrale deler av Barentshavet, til områder med tidvise konsentrasjoner av gyteprodukt, er det valgt å inkludere sild, torsk og polartorsk i den kvantitative delen av miljørisikoanalysen. Som følge av ikke tilrettelagte ressursdata for lodde i ERA Acute er det foretatt en kvalitativ vurdering for denne arten. Utbredelsen av arten er fra Bjørnøya og Svalbard i vest og østover til Nova Semlja, og gytingen finner sted langs kysten av Nord-Norge.

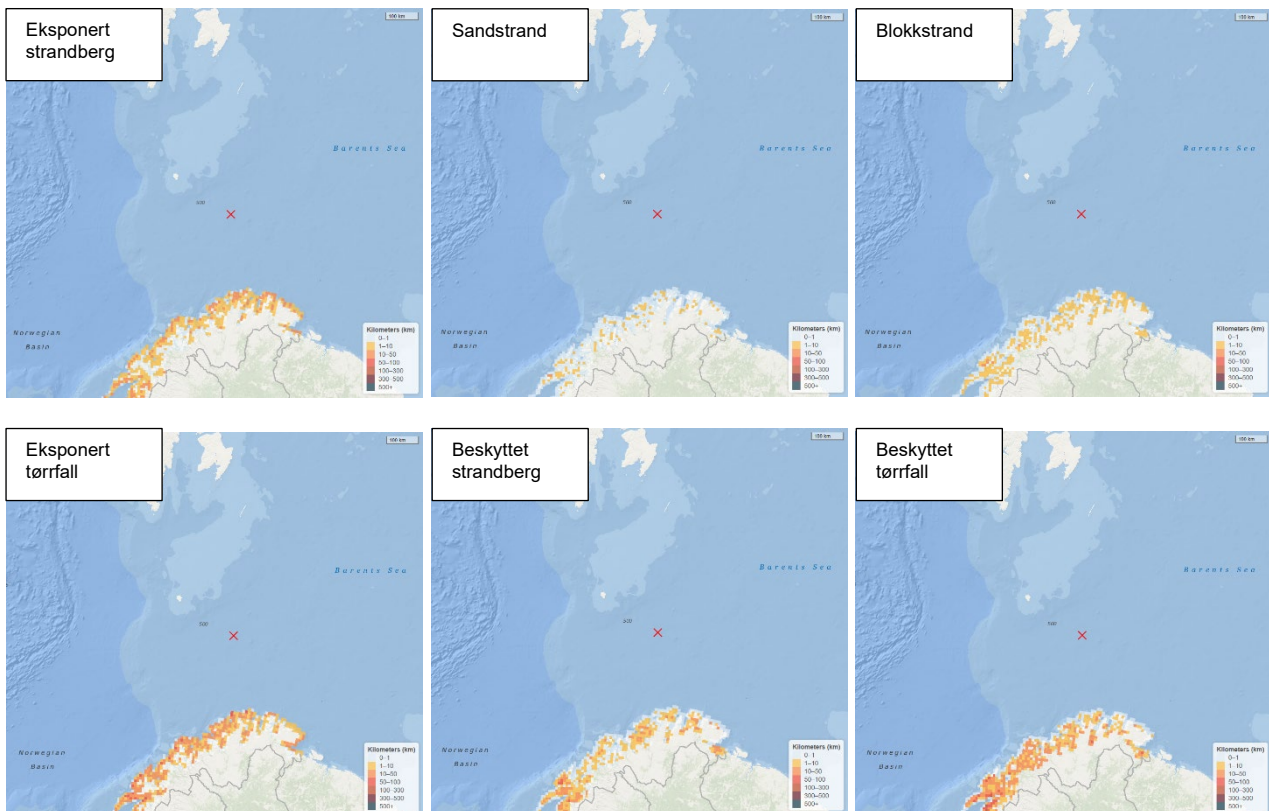
5.2.5 Strandhabitat

I tråd med ERA Acute metodikk er det foretatt analyser på strandtyper/habitater klassifisert med Environmental Sensitivity Index (ESI). Indeksen rangerer strandlinjen i forhold til deres sensitivitet for oljeeksponering og er delt inn i 10 hovedklasser (Tabell 5-2). De lavest rangerte klassene representerer områder som er minst sårbare for oljeeksponering og ESI ivaretar forhold som: relativ eksponering for bølger og tidevann, biologisk produktivitet og sensitivitet, substrat (kornstørrelse, permeabilitet, mobilitet), helningsgrad samt mulighet for beredskapstiltak og restitusjonstid.

Tabell 5-2 Oversikt over ESI strandtyper.

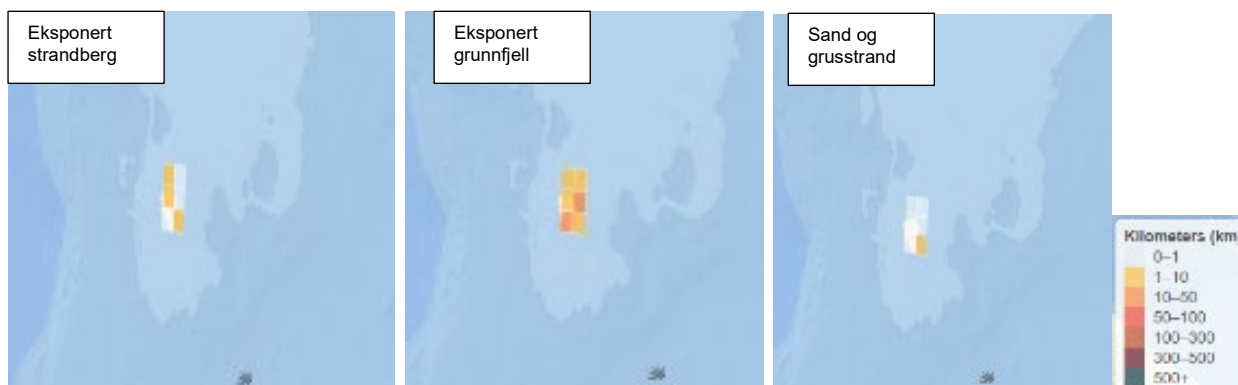
ESI Rank	Description of ESI shoreline types (estuarine)
ESI 1	Exposed, rocky shores and cliffs with bolder talus base, man-made structures
ESI 2	Exposed wave-cut platforms in bedrock, mud, or clays and scarps and steep slopes in clay
ESI 3	Fine to medium-grained sand beaches, scarps and steep slopes in sand and tundra cliffs
ESI 4	Coarse-grained sand beaches
ESI 5	Mixed sand and gravel beaches
ESI 6	Gravel beaches and riprap
ESI 7	Exposed tidal flats
ESI 8	Sheltered, scarps in bedrock, mud, clay, rocky shores, solid man-made structures, riprap, rocky rubble shores, peat shorelines
ESI 9	Sheltered tidal flats, vegetated low banks, hypersaline tidal flats
ESI 10ABE	Salt- and brackish-water marshes, freshwater marshes and inundated low-lying tundra
ESI 10CD	Swamps and scrub-shrub wetlands

Datasettet for Norskekysten er utarbeidet spesifikt for ERA Acute analyser i ERA Acute JIP og dokumentert i Akvaplan-Niva og DNV GL (2019). Datasettet omfatter ESI type 1 (eksponert strandberg), 4 (sandstrand), 6 (blokkstrand), 7 (eksponert tørrfall), 8 (beskyttet strandberg) og 9 (beskyttet tørrfall, leirstrand) (Figur 5-1).



Figur 5-1 Forekomst av antall km kyst (i 10x10 km ruter) av ESI1 - strandberg (øverst venstre), ESI4 - sandstrand (øverst midt), ESI6 - blokkstrand (øverst høyre), ESI7 - eksponert tørrfall (nederst venstre), ESI8 - beskyttet strandberg (nederst midten) og ESI9 - beskyttet tørrfall, leirstrand (nederst høyre).

For Bjørnøya er kategoriene ESI1 – strandberg, ESI2 – eksponert grunnfjell og ESI5 – sand og grusstrand tilrettelagt (Figur 5-2).



Figur 5-2 Forekomst av antall km kyst (i 10x10 km ruter) av ESI1 - strandberg (venstre), ESI2 - eksponert grunnfjell (midten) og ESI5 - sand og grusstrand (høyre) på Bjørnøya.

5.2.6 Iskant og iskantressurser

En overlappsanalyse mellom olje og is/iskant er gjennomført for et utvalg av oljedriftssimuleringene (se kap 6.4). En beskrivelse av ressurser tilknyttet iskanten og deres sårbarhet i tid og rom er grundig beskrevet i en tidligere rapport for Equinor «Analyse av miljøverdier og sårbarhet i iskantsonen» (DNV GL, 2020). For sjøfugl er polarlomvi, alkekonge, krykkje og ismåke de mest istilknyttede artene og de 3 første er dekket av eksisterende analyse og SEATRACK / MARAMBS data. Ismåke er mest iskanttilknyttet og mindre utsatt ved utslipp fra Wisting ettersom området ligger et godt stykke fra iskanten. I forbindelse med miljørisikoanalyse og konsekvensutredning for Wisting er det også utarbeidet en egen sjøfuglbeskrivelse for Wisting området (Systad 2022).


Av marine pattedyr vurderes isbjørn, hvalross og grønlandshval som prioriterte arter med hensyn til miljørisikovurderinger av oljesøl i iskantsonen. En overlappsanalyse med isbjørn data er tatt med i foreliggende analyse (se seksjon 5.2.3) da tilgjengelige data er best for isbjørn. Bestanden av grønlandshval er svært liten, og arten viser tendenser til å aggregere i enkelte områder. I tillegg ansees den som spesielt sårbar for oljesøl ettersom den filtrerer overflatevann når den furasjerer, og dermed er spesielt utsatt for olje i overflaten. Datagrunnlaget for denne arten er imidlertid svært begrenset.

Av fisk tilknyttet iskanten er polartorsk analysert kvantitativt i foreliggende analyse, ettersom det her er opparbeidet gode datasett for polartorskens gyteområder i Barentshavet.

5.2.7 Polarfronten

Polarfronten finnes der hvor atlantisk vann og arktisk vann møtes. Virvlene som oppstår når to så ulike vannmasser møtes fører til en omrøring og tilførsel av næring fra dypere lag, noe som bidrar til høy primærproduksjon i dette området (NPI, 2016).

Samlet sett er frontsystemet som vanligvis omtales under samlebetegnelsen polarfronten et viktig område for ulike arter på ulike trofisknivå til ulike tider på året. Om vinteren utgjør polarfronten overvintrings- og gyteområde for ulike fiskearter. Området generelt, og Spitsbergenbanken spesielt, er et område med høy biologisk aktivitet gjennom høy primærproduksjon om våren, og er derfor også et viktig beiteområde for sjøfugl. Utover sommeren utgjør hele området



også en del av beiteområdene for fisk. Videre, har både sel og hval beitevandring i området om sommeren, men uten at man kan dokumentere store opphopninger over tid (Lien, 2018).

Polarfronten er et særlig viktig område for polarlomvi, lomvi og krykkje. Polarlomvi, lomvi og andre alkefugler myter i åpent hav. Selv om disse områdene er dårlig kartlagt, er det rimelig å anta at polarfronten er et viktig område i denne perioden. Fordi alkefugler ikke er flyvedyktige i 45–50 dager under mytingen, vil de i denne perioden være ekstra sårbare (sensommer, tidlig høst).

I og med at polarfronten er dynamisk, og mange parametere er med på å bestemme hvor den er lokalisert gjennom året og fra år til år, finnes ingen gode data for å analysere miljørisiko på Polarfronten. Polarfronten er ikke sett på som en egen ressurs i foreliggende analyse, men ulike datasett for sjøfugl ivaretar tilstedeværelsen av ressurser i dette området. Datasettet for pelagiske sjøfugl gir månedlige tettheter i hele Barentshavområdet, mens lysloggerdata for lomvi (SeaTrack) og MARAMBS-data (polarlomvi og krykkje) er høyoppløselige data som ivaretar aggregeringer av fugl gjennom året basert på fuglenes livssyklus.

For ytterligere informasjon om modellerte og Ikke-modellerte ressursdata med utbredelse i Barentshavet henvises til Vedlegg C.

6 MILJØKONSEKVENSER OG RISIKO

Miljøskade er presentert for sjøfugl og sjøpattedyr, for kyst og strandhabitater og for fisk (vannsøyle). For sjøfugl sjøpattedyr beskrives først bestandstap med årlig oppsummering av sannsynlighet for ulike tapsandeler i gitte tapsekategorier iht. Tabell 4-1. Videre er det presentert gjennomsnittlig og maksimalt bestandstap for de mest utsatte artene. Til slutt er det oppsummert sannsynlighet for ulike miljøskader i form av bestandstapsår (RDF – Resource Damage Factor) i faste skadekategorier iht. Tabell 4-3.

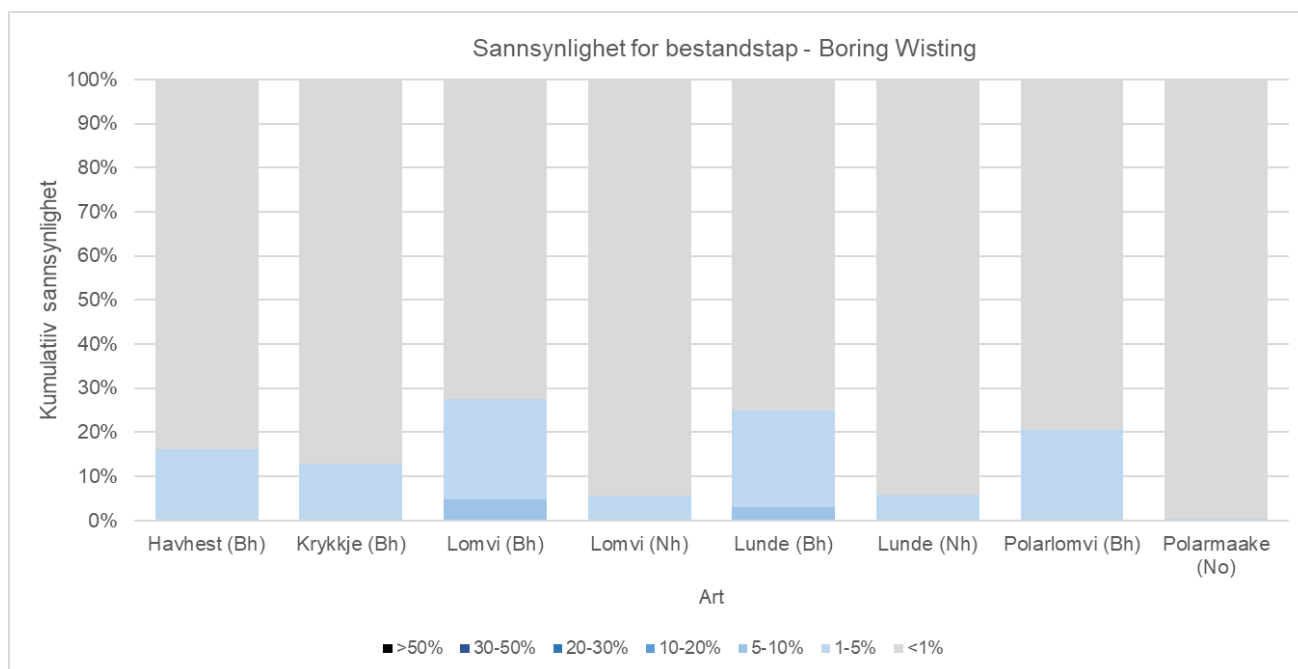
For fisk er det på tilsvarende måte presentert sannsynlighet for ulike larvetap (jfr. Tabell 4-1) og vist gjennomsnitt og maksimale tapsandeler for mest utsatte år. For fisk er larvetapet beregnet videre til populasjonstap ved hjelp av fiskepopulasjonsmodellen som er utviklet i ERA Acute. Populasjonstapet er oppsummert i skadekategorier som for sjøfugl og sjøpattedyr i form av bestandstapsår (jfr. Tabell 4-3).

For kyst og strand så er det presentert antall km påvirket kyst for ulike ESI klasser både for fauna og flora. Også her er presentert variasjon gjennom året, samt oppsummert sannsynlighet for ulike skadekategorier basert på RDF som for strand er gitt som habitattap (km-år).


6.1 Konsekvenser for sjøfugl og -pattedyr

6.1.1 Boring Wisting

En utblåsning fra boreaktiviteten på Wisting gir sannsynlighet for inntil 5-10 % bestandstap for de mest utsatte artene som er lomvi (Bh) og polarlomvi (Bh) (Figur 6-1). Barentshavet bestandene av havhest og lunde er andre arter med sannsynlighet for større bestandstap. Av de kystnære artene er polarmåke (No) den eneste arten med sannsynlighet for >1 % bestandstap (0,5 % i kategorien 1-5 %). For de nordligste bestandene av havert og steinkobbe er det ikke beregnet sannsynlighet for bestandstap over 1 % og resultatene er derfor ikke presentert i figur.



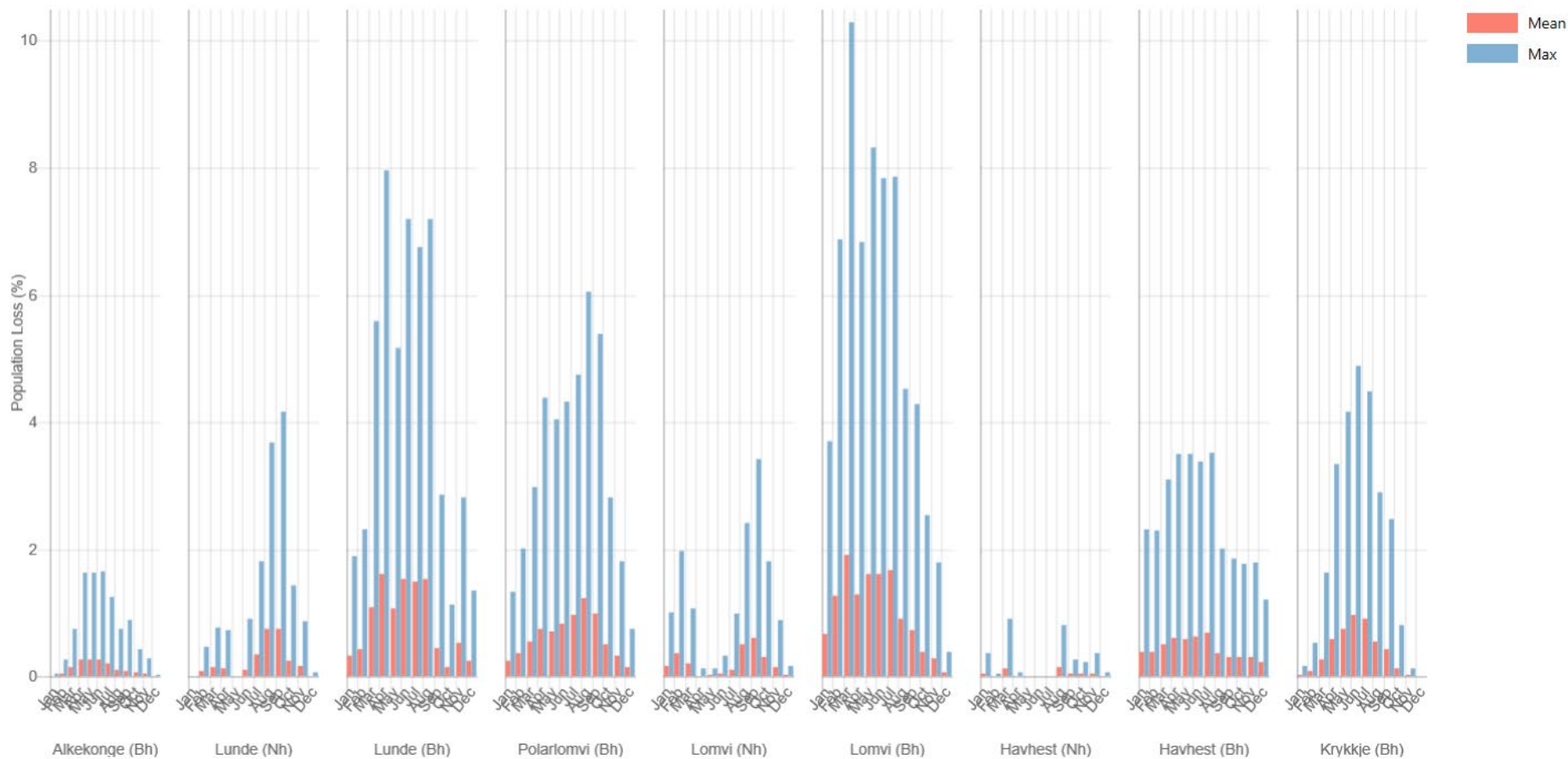
Figur 6-1 Sannsynlighet for ulike bestandstap av sjøfugl som følge av utblåsning fra boring på Wisting.

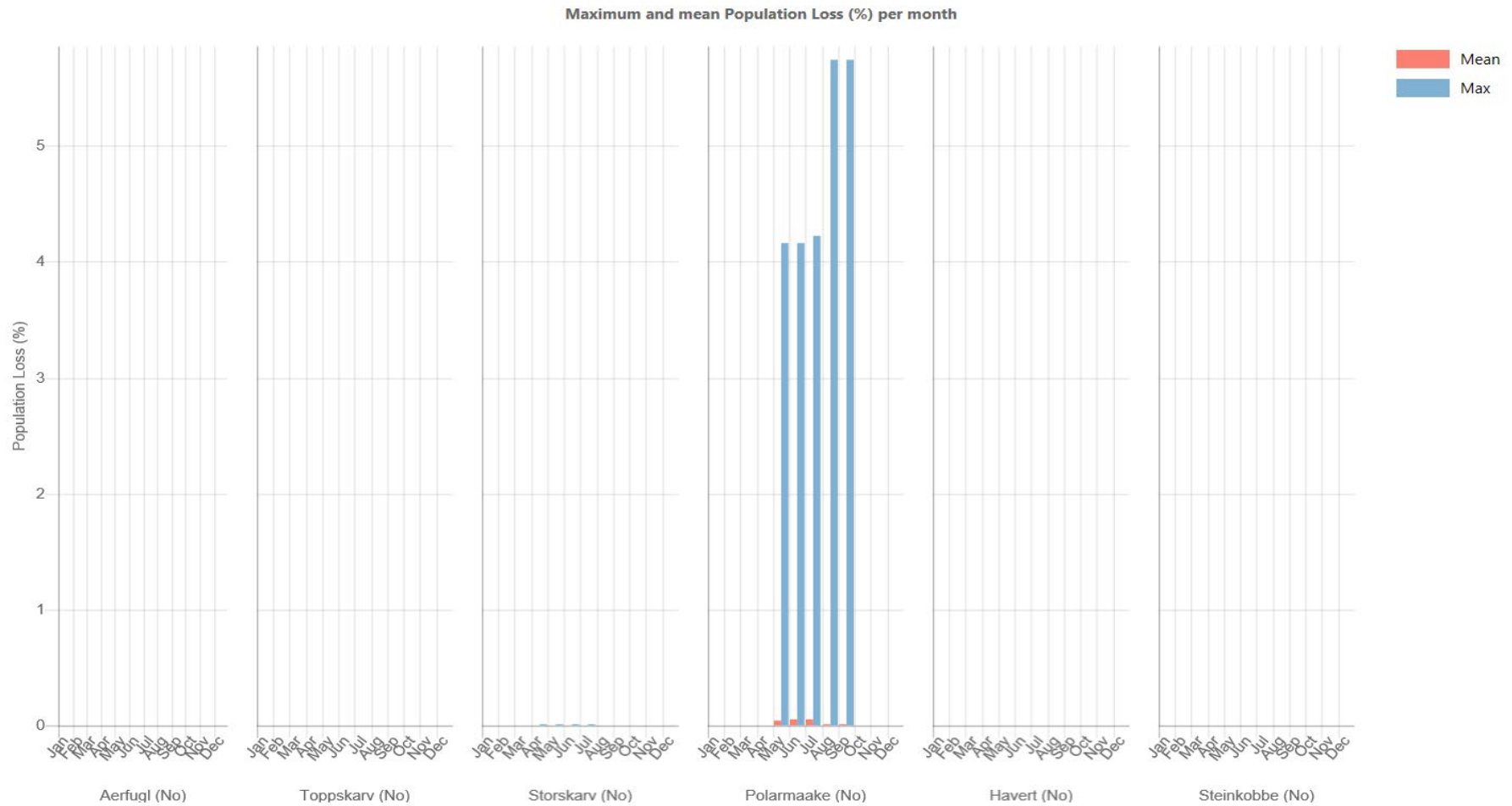


Gjennomsnittlige bestandstap er for alle arter under 2 % i alle årets måneder, mens maksimale tap kan overstige 10 % for lomvi (Bh) i mars (Figur 6-2). For kystnære arter er maksimal tapsandel 5,7 % for polarmåke i perioden august-september.



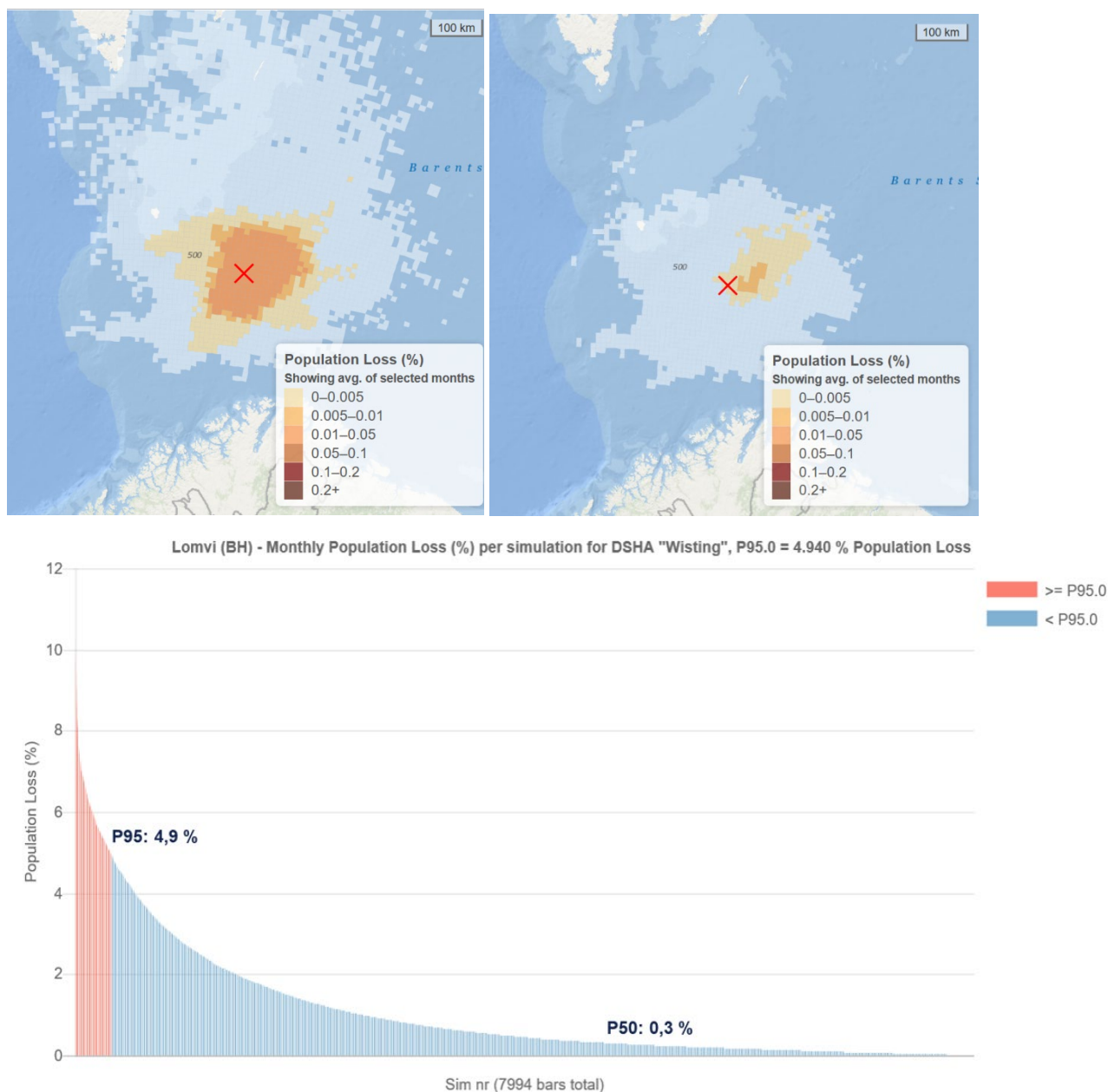
Maximum and mean Population Loss (%) per month





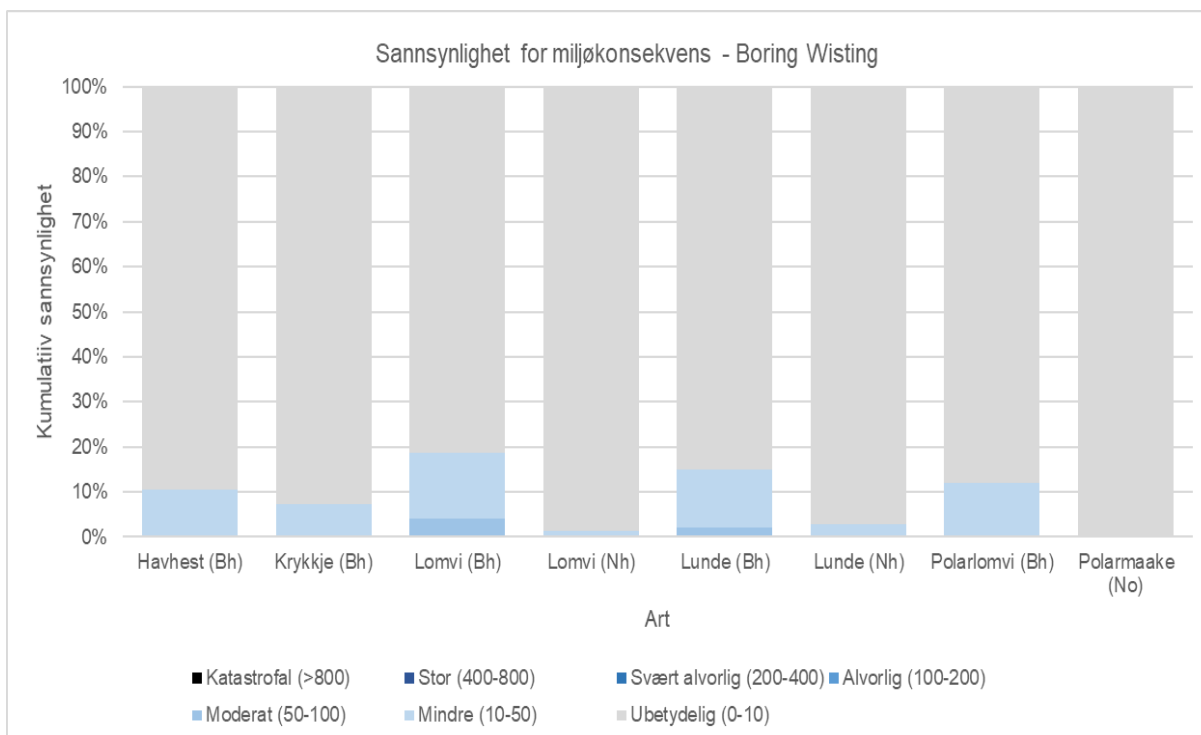
Figur 6-2 Gjennomsnittlige og maksimale månedlige bestandstap for pelagisk (øverst) og kystnær sjøfugl/ sjøpattedyr (nederst) som følge av utblåsning ved boring på Wisting.

Figur 6-3 viser kart over hvor lomvi kan bli påvirket ved utblåsning fra boring på Wisting, både ved forventet bestandstap (50-persentil) (0,3 %) og ved 95-persentil verste utfall (4,9 % bestandstap).



Figur 6-3 Bestandstap lomvi (Bh) for 95-persentil verste utfall og forventet utfall (50- persentil). Øverst er området for 95-persentil scenariet presentert til venstre (mai) og 50-persentil til høyre (juni).

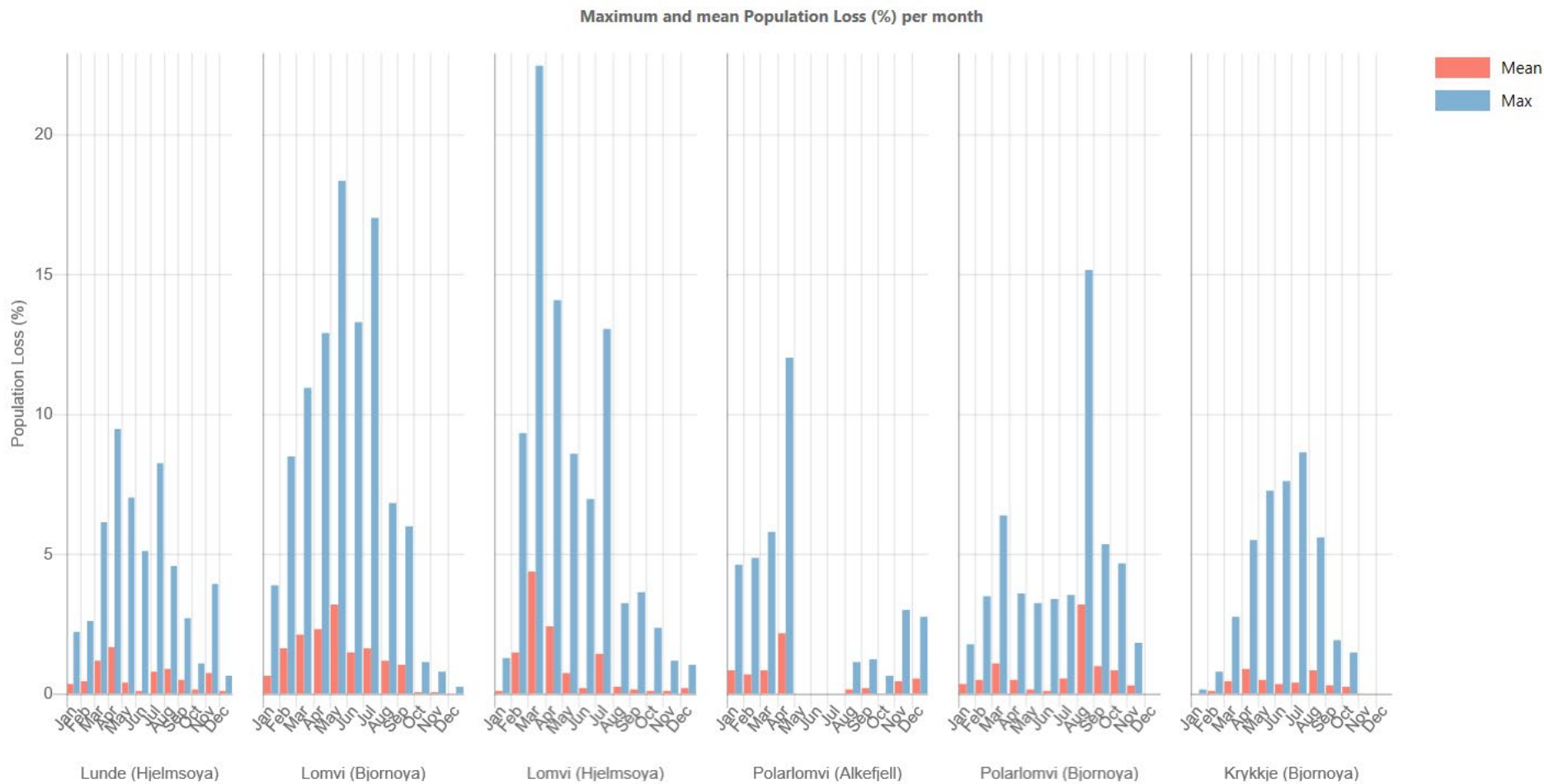
Konsekvensbildet medfører 81,4 % sannsynlighet for *ubetydelig* miljøskade, 14,5 % sannsynlighet for *mindre miljøskade*, 4,0 % sannsynlighet for *moderat* miljøskade og 0,1 % sannsynlighet for *alvorlig* miljøskade for lomvi (Bh) som er den mest utsatte arten (Figur 6-4). For VØK-gruppene kystnær sjøfugl og marine pattedyr (havert og steinkobbe) er det foruten polarmåke (No) kun resultat i kategorien *Ubetydelig* med ingen beregnet sannsynlighet for tapsandel >1 % av bestanden. For polarmåke (No) er det 0,1 % sannsynlighet for *mindre* miljøskade. Resultatene for sjøpattedyr er ikke presentert i figur.



Figur 6-4 Sannsynlighet for ulike miljøskader for sjøfugl som følge av utblåsning fra boring på Wisting.

6.1.1.1 Kolonispesifikke påvirkninger

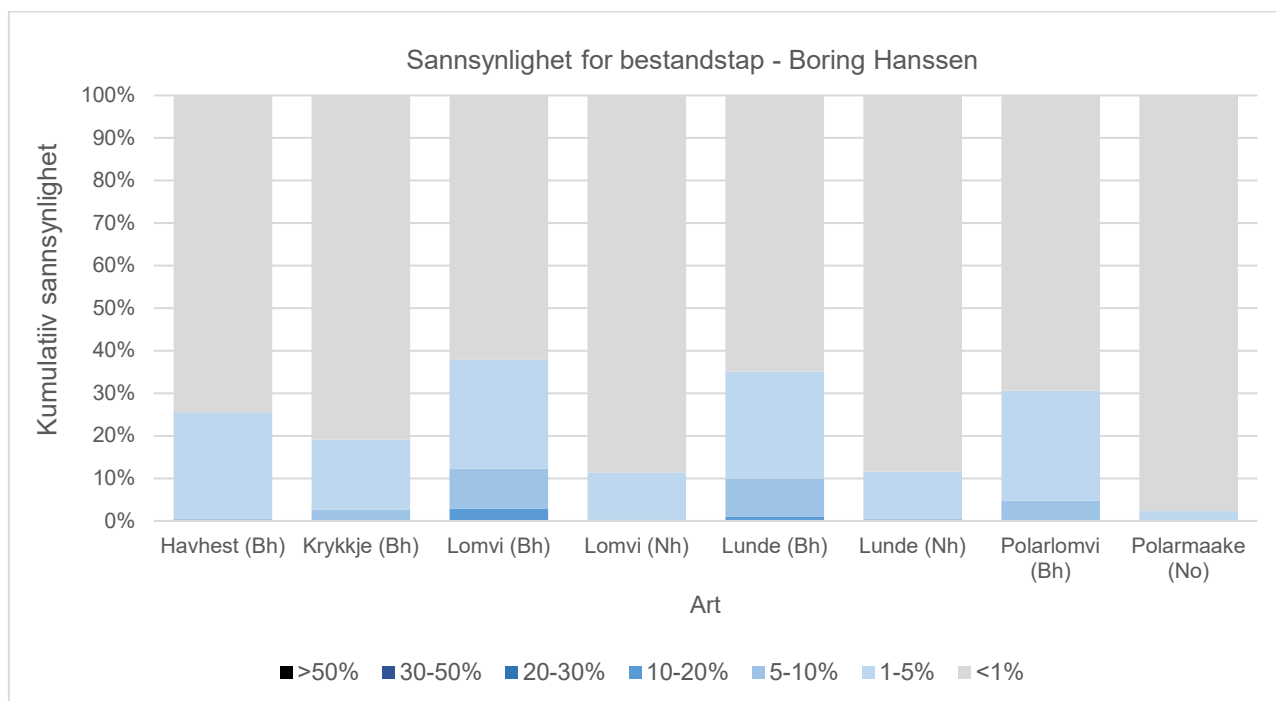
Med bakgrunn i nye og tilrettelagte kolonidata for sjøfuglbestander, er det gjennomført en kvantitativ beregning i ERA Acute av tapsandel for sjøfugl på koloninivå. På overordnet nivå (Figur 6-1) er det Barentshavet bestanden av lomvi som er mest utsatt gitt en utblåsning fra boreaktiviteten på Wisting. På koloninivå er det hovedsakelig Bjørnøya og Hjelmsøya koloniene (Figur 6-5) som er mest utsatt og som bidrar mest til bestandstapet for lomvi (Bh) totalt sett. Maksimalt bestandstap for Hjelmsøya kolonien er i mars (22 %), mens det for Bjørnøya kolonien er i mai måned (18 %). Polarlomvi kolonien på Bjørnøya er gruppen som høyest månedlig bestandstap etter lomvi koloniene, med 15 % i august måned.



Figur 6-5 Gjennomsnittlige og maksimale månedlige bestandstap for sjøfuglkolonier som følge av utblåsning ved boring på Wisting.

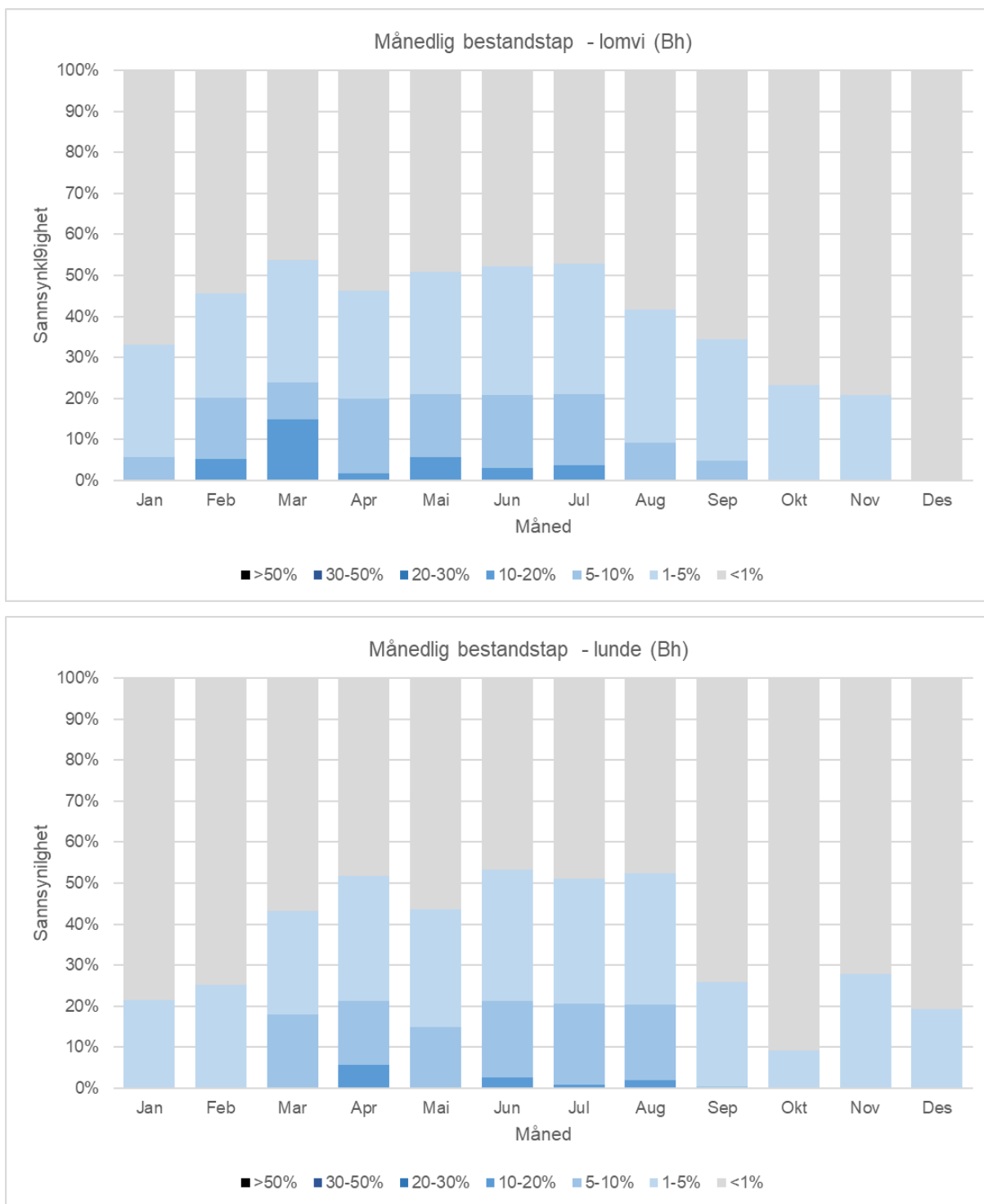
6.1.2 Boring Hanssen

En utblåsning fra boreaktiviteten på Hanssen gir sannsynlighet for inntil 10-20 % bestandstap for den mest utsatte arten som er lomvi (Bh) med 2,9 % (Figur 6-6). Barentshavet bestanden av lunde er den andre arten med sannsynlighet for bestandstap >10 %. Av de kystnære artene er polarmåke (No) den eneste arten med sannsynlighet for >1 % bestandstap (2,0 % i kategorien 1-5 % og 0,3 % i kategorien 5-10 %). For de nordligste bestandene av havert og steinkobbe er det ikke beregnet sannsynlighet for bestandstap over 1 % og resultatene er derfor ikke presentert i figur.



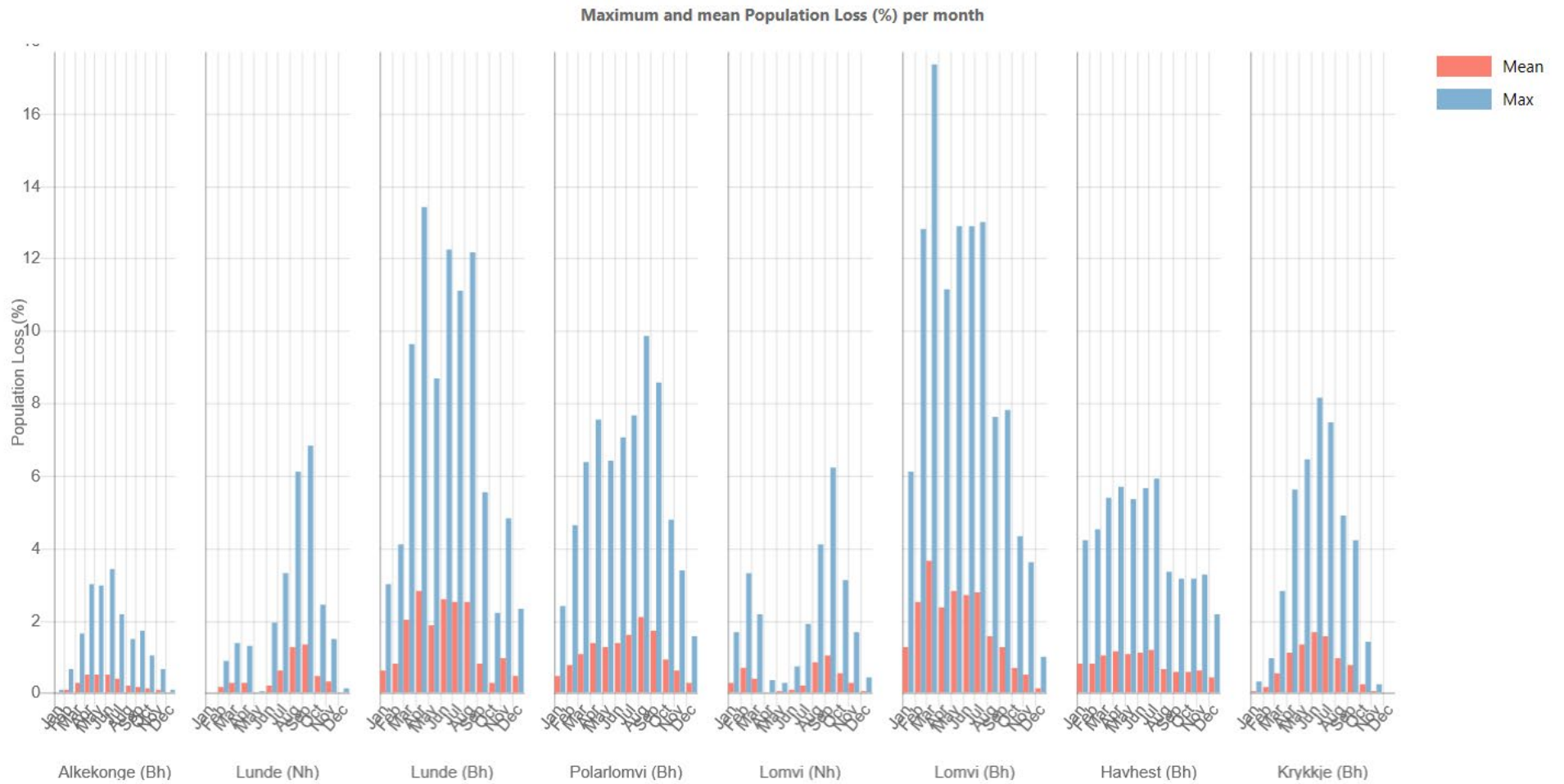
Figur 6-6 Sannsynlighet for ulike bestandstap av sjøfugl som følge av utblåsning fra boring på Hanssen.

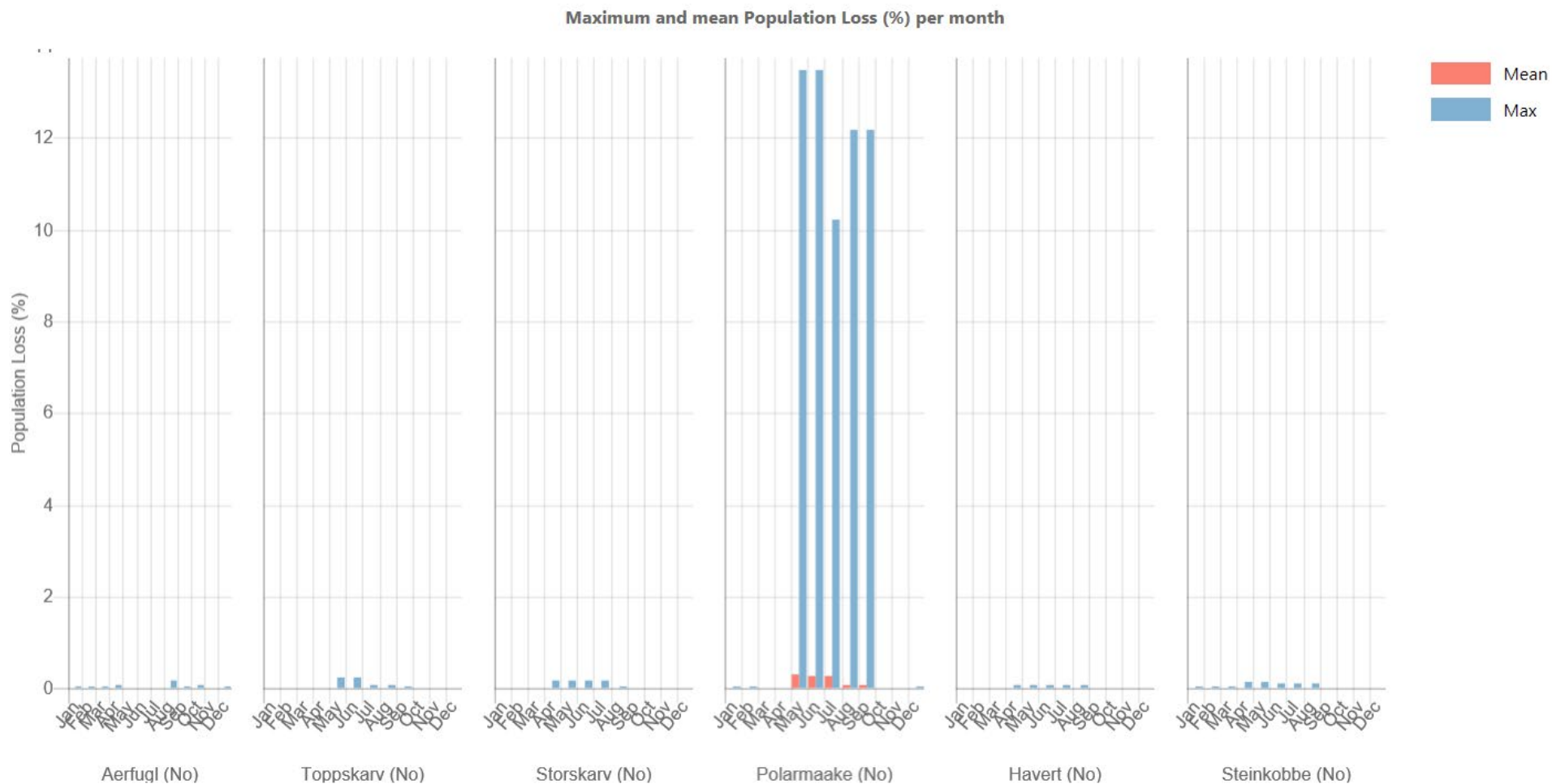
Månedlig sannsynlighetsfordeling for bestandstap er vist i Figur 6-7 for lomvi (Bh) og lunde (Bh). For lomvi (Bh) er det størst utslag i mars måned med 14,9 % sannsynlighet for tap av 10-20 % av bestanden. I desember måned viser beregningen <0,1 % sannsynlighet for tapsandel over 1 % av bestanden. For lunde (Bh) er april måned perioden hvor det er størst (5,6 %) sannsynlighet for bestandstap i kategorien 10-20 %.



Figur 6-7 Månedlig bestandstap for lomvi (Bh) (øverst) og lunde (Bh) (nederst) fordelt på ulike tapskategorier, gitt en utblåsning i forbindelse med boring på Hanssen.

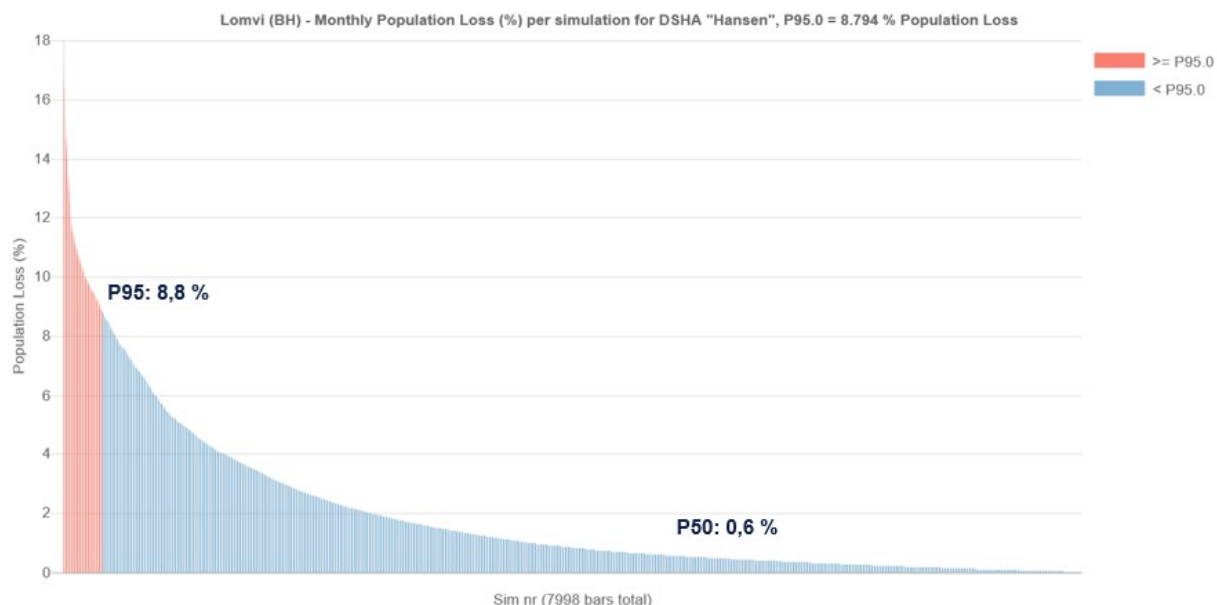
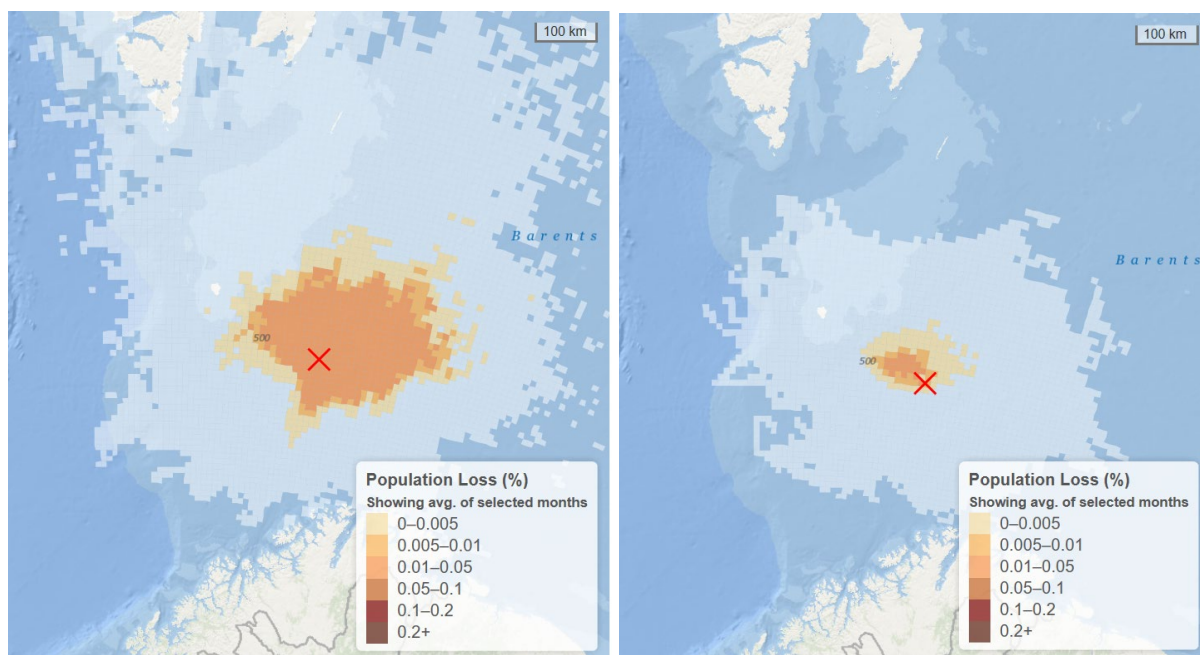
Gjennomsnittlige bestandstap er for alle arter under 4 % i alle årets måneder, mens maksimale tap kan komme opp i 17,3 % for lomvi i mars (Figur 6-8). For kystnære arter er det størst utslag for polarmåke med 13,5 % i perioden mai-juni. For modellerte bestander av sjøpattedyr er det marginale utslag.





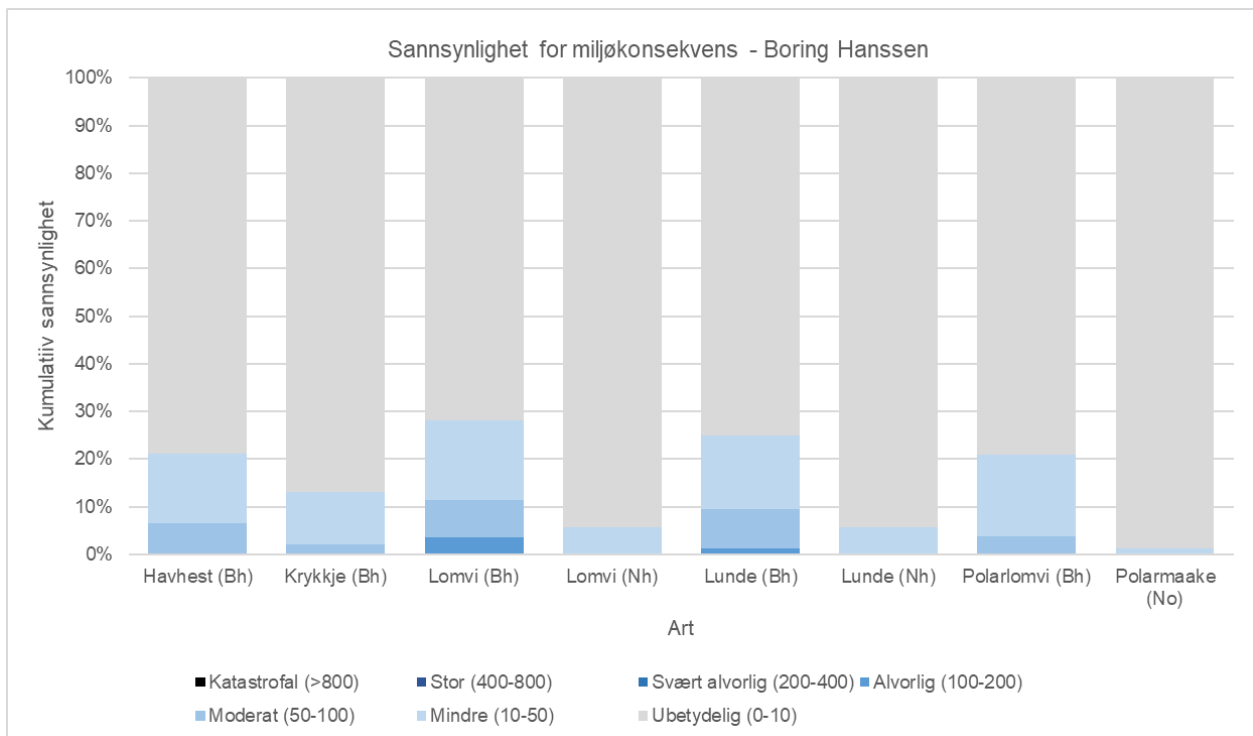
Figur 6-8 Gjennomsnittlige og maksimale månedlige bestandstap for pelagisk (øverst) og kystnær sjøfugl/ sjøpattedyr (nederst) som følge av utblåsning ved boring på Hanssen.

Figur 6-9 viser kart over hvor lomvi kan bli påvirket ved utblåsning fra boring på Hanssen, både ved forventet bestandstap (50-persentil) (0,6 %) og ved 95-persentil verste utfall (8,8 % bestandstap).



Figur 6-9 Bestandstap lomvi (Bh) for 95-persentil verste utfall og forventet utfall (50- persentil). Øverst er området for 95-persentil scenariet presentert til venstre (juli) og 50-persentil til høyre (februar).

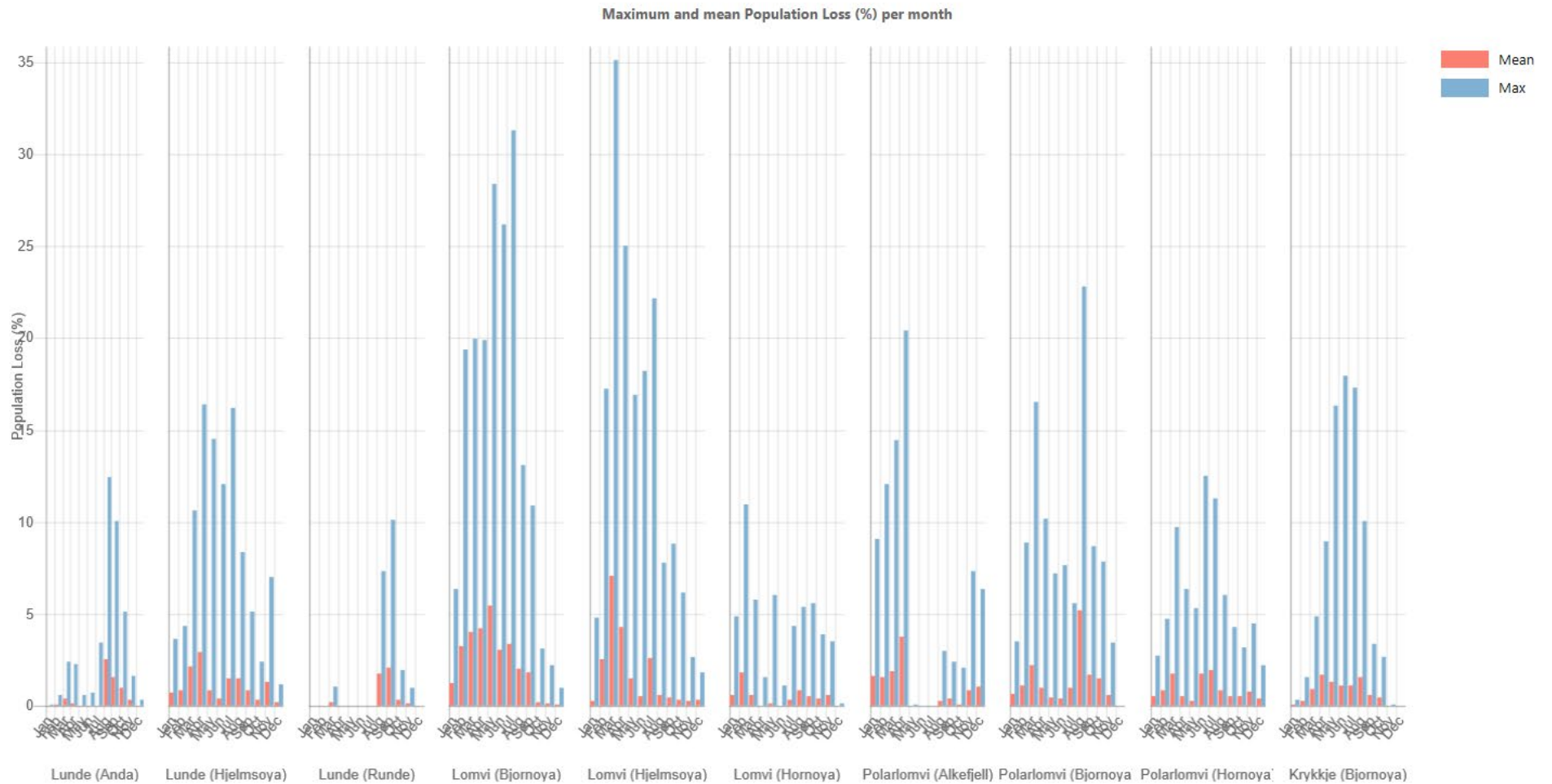
Konsekvensbildet medfører 71,9 % sannsynlighet for *ubetydelig* miljøskade, 16,7 % sannsynlighet for *mindre* miljøskade, 7,8 % sannsynlighet for *moderat* miljøskade og 3,6 % sannsynlighet for *alvorlig* miljøskade for lomvi (Bh) som den mest utsatte bestanden (Figur 6-10). Artene som etterfølger lomvi med henblikk på miljøskade, er Barentshavet bestandene av lunde og havhest. For den kystnære polarmåken er 98,7 % sannsynlighet for utslag i konsekvenskategorien *Ubetydelig*, 1,1 % i kategorien *Mindre* og 0,2 % i kategorien *Moderat*. For VØK-gruppen marine pattedyr (havert og steinkobbe) er resultatene i kategorien *Ubetydelig* med ingen sannsynlighet for tapsandel >1 % av bestanden. Resultatene for sjøpattedyr er derfor ikke presentert i figur.



Figur 6-10 Sannsynlighet for ulike miljøskader for sjøfugl som følge av utblåsning fra boring på Hanssen.

6.1.2.1 Kolonispesifikke påvirkninger

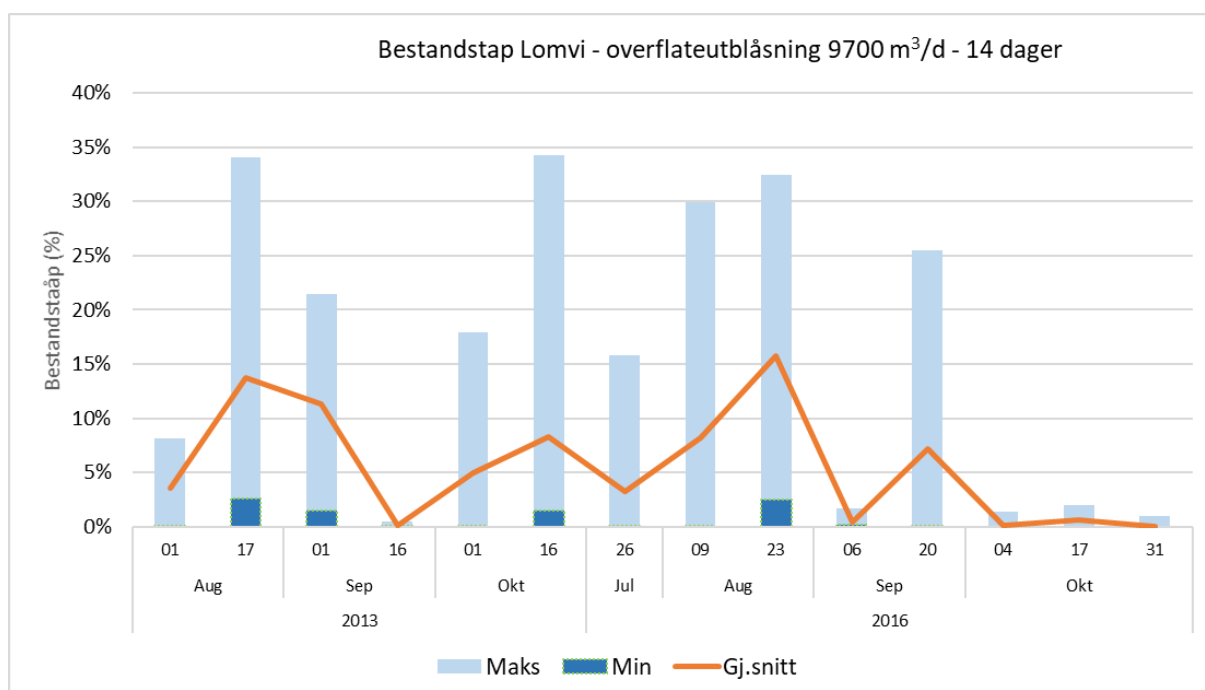
På overordnet nivå (Figur 6-11) er det Barentshavet bestanden av lomvi som er mest utsatt gitt en utblåsning fra boreaktiviteten på Hanssen. På koloninivå er det hovedsakelig Bjørnøya og Hjelmsøya koloniene (Figur 6-5) som er mest utsatt og som bidrar mest til bestandstapet for lomvi (Bh) totalt sett. Maksimalutslaget for Hjelmsøya bestanden er i mars (35 %), mens det for Bjørnøya bestanden er i august måned (31 %). Polarlomvi kolonien på Bjørnøya er gruppen med høyest månedlig bestandstap etter lomvi koloniene, med 23 % i august måned.



Figur 6-11 Gjennomsnittlige og maksimale månedlige bestandstap for sjøfuglkolonier som følge av utblåsning ved boring på Hanssen.

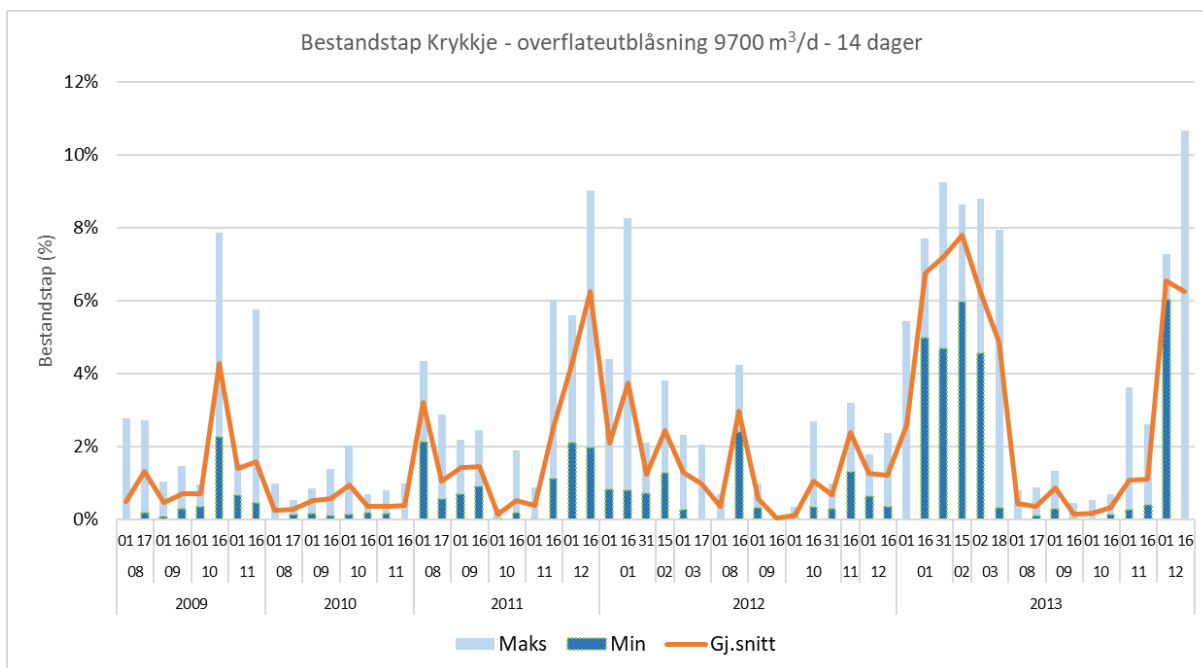
6.1.2.2 MARAMBS data

I tillegg til de vanlige SEATRACK dataene er det utført analyser på dynamiske VØK data fra MARAMBS prosjektet. Dataene viser fordeling av fugl dag for dag basert på agent-basert modellering og er tatt med i vurderingen her da den på en bedre måte er i stand til å vise høyoppløselige temporære og romlige fordelinger av fugl. Spesifikt for lomvi gjelder dette svømmetrekket hvor fugl spesielt fra Bjørnøya trekker gjennom sentrale deler av Barentshavet og gjennom Wisting-området i perioden august – oktober. Data for 2 år med daglige lomvi fordelinger er analysert for et scenario med største utblåsningsrate på 9700 m³/d i 14 dager fra overflateutblåsning fra boring i Wisting Hanssen. Resultater er vist i Figur 6-12 og indikerer at bestandstap for lomvi i slutten av august kan være høyt med gjennomsnittlige bestandstap på ca. 15 % (gitt høy utblåsningsrate). Bestandstap i oktober kan imidlertid også potensielt være på dette nivået i Wisting området, men her er det betydelig variasjon mellom årene.

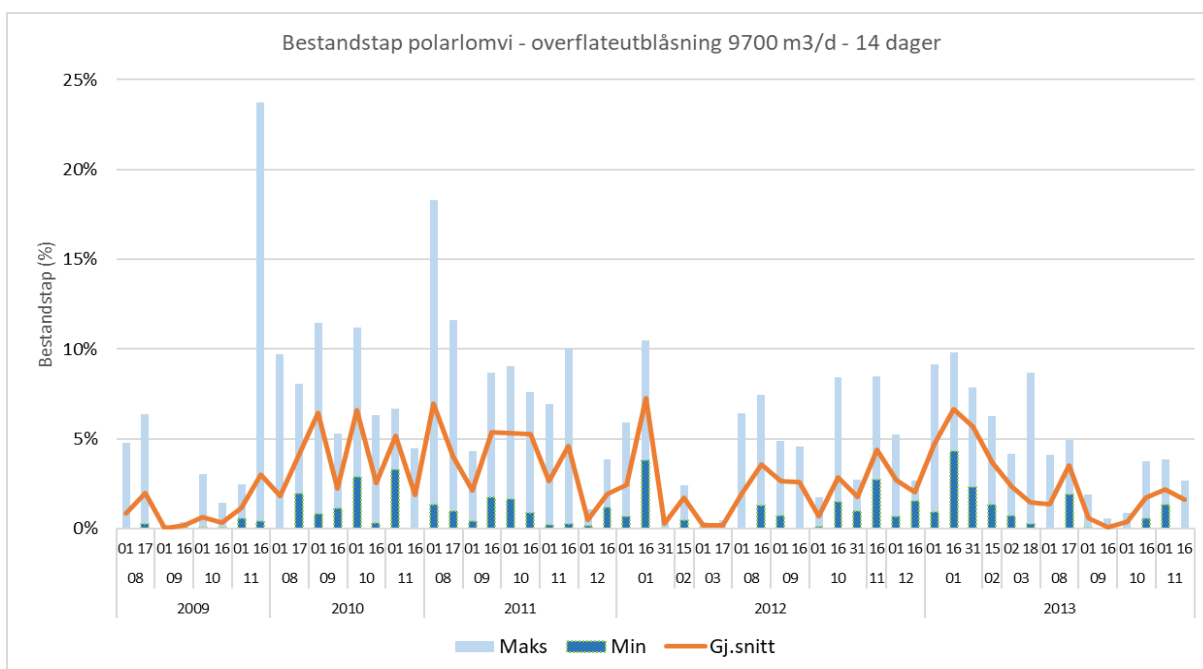


Figur 6-12 Sannsynlighet for ulike bestandstap for lomvi (MARAMBS data) som følge av utblåsning fra boring på Hanssen med høy utblåsningsrate (9700 m³/d i 14 dager).

Det er også analysert på MARAMBS data på krykkje og polarlomvi med data fra høst-vinter perioden 2009-2013. Bestandstap for krykkje ligger i gjennomsnitt på mellom 1 og 8 % og er størst i januar-mars 2013 med betydelig variasjon mellom år (Figur 6-13). Bestandstap fro polarlomvi er i gjennomsnitt lavere og varierer fra 0 til 6 % (Figur 6-14). Her er det også en del variasjon fra måned til måned og år til år og ingen periode peker seg vesentlig ut.



Figur 6-13 Sannsynlighet for ulike bestandstap for krykkje (MARAMBS data) som følge av utblåsning fra boring på Hanssen med høy utblåsningsrate (9700 m³/d i 14 dager).



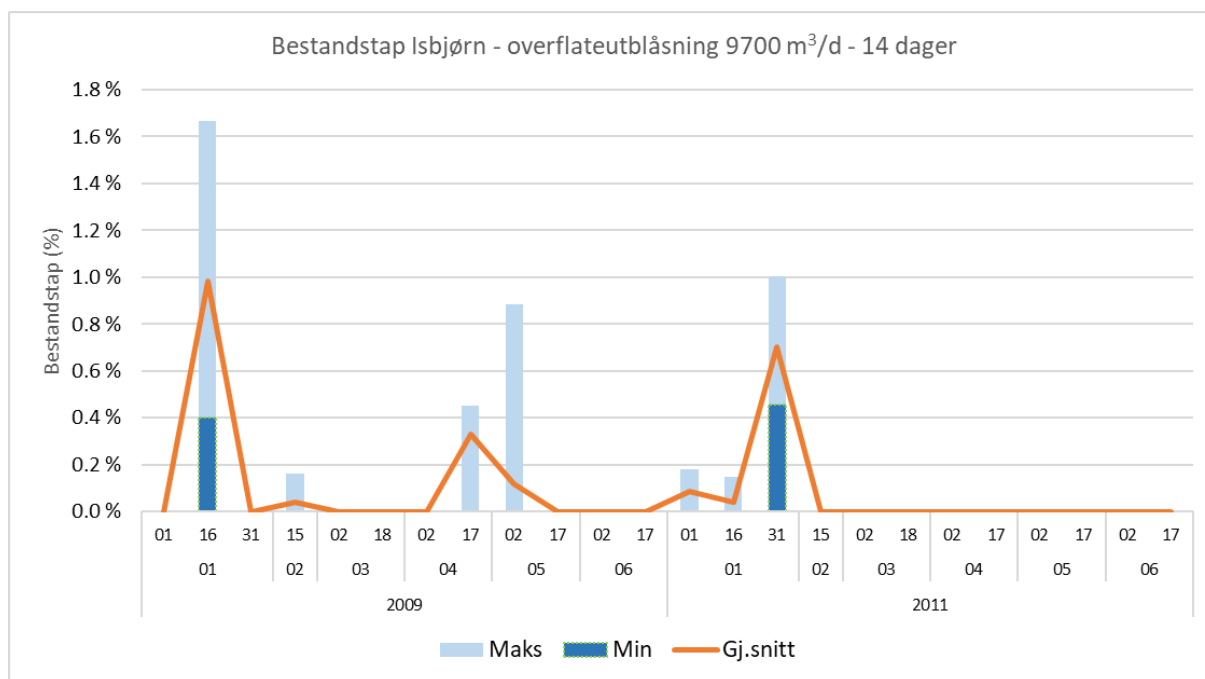
Figur 6-14 Sannsynlighet for ulike bestandstap for polarlomvi (MARAMBS data) som følge av utblåsning fra boring på Hanssen med høy utblåsningsrate (9700 m³/d i 14 dager).

6.1.2.3 Isbjørn

Som for MARAMBS data så er det også analysert på isbjørndata for et utblåsningsscenario fra boring på Hanssen med høy rate (9700 m³/d i 14 dager). Isbjørndata er tilrettelagt for 2009 og 2011. Analysen viser overlapp av olje fra hele simuleringsperioden for hver simulering sammen med predikert forekomst av isbjørn. Selv om analysen viser overlapp (og påfølgende bestandstap) så er det ikke nødvendigvis overlapp mellom olje og isbjørn i den gitt perioden da det er

stor variasjon i utbredelse av is (og isbjørnens habitat) innenfor en gitt simulering. Resultater fra iskant og iskantressurser (delkapittel 6.4) viser dette.

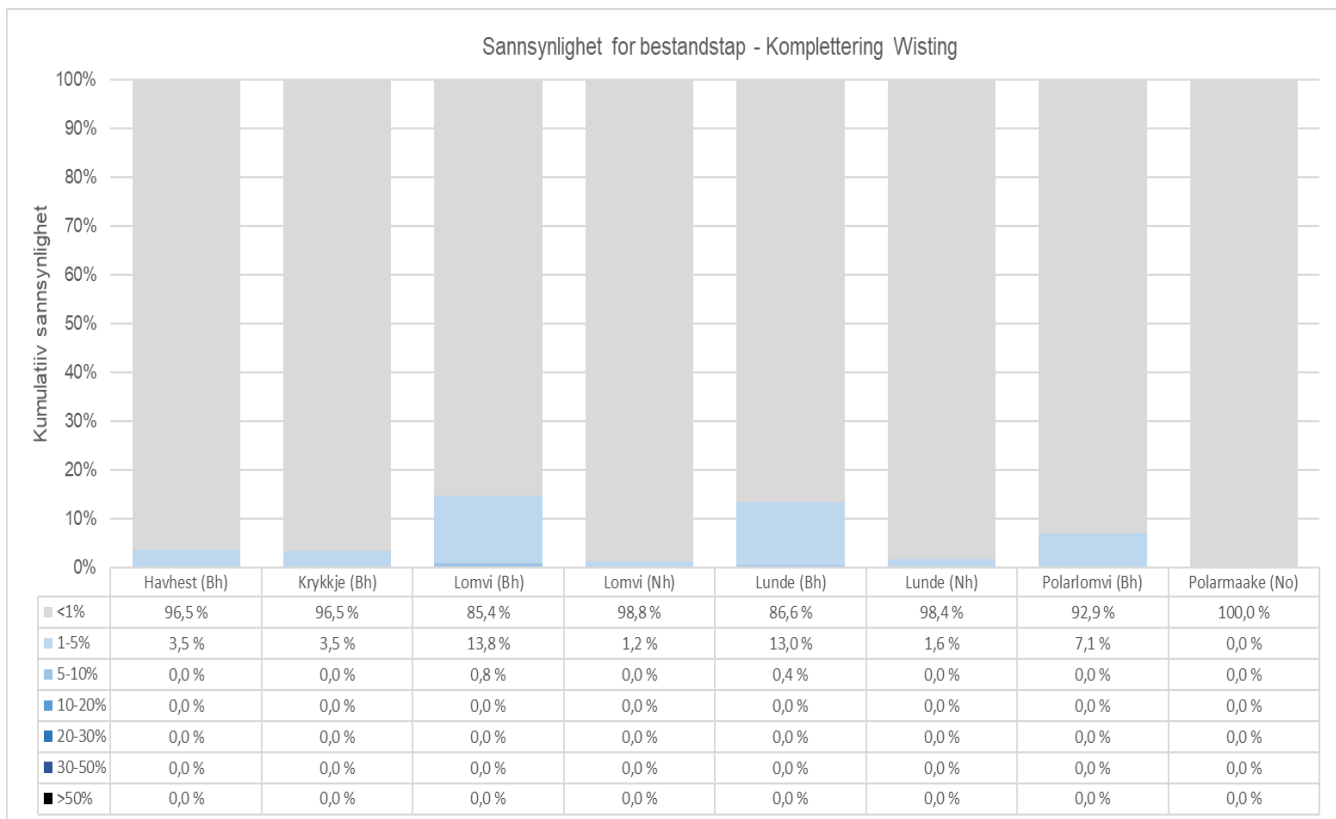
Resultatene for isbjørn indikerer imidlertid mulig overlapp og en liten bestandspåvirkning i januar 2009 og januar 2011, samt i april/mai 2009 (Figur 6-15). Dette er perioder med relativt mye is i Barentshavet og en relativ sørlig iskant (se Tabell 6-2)



Figur 6-15 Sannsynlighet for overlapp mellom olje og isbjørnhabitat (bestandstap) for isbjørn (RSF data fra Norsk polarinstitutt) som følge av utblåsning fra boring på Hanssen med høy utblåsningsrate (9700 m³/d i 14 dager).

6.1.3 Komplettering Wisting

En utblåsning ved komplettering på Wisting gir sannsynlighet for inntil 5-10 % bestandstap for de mest utsatte artene med lomvi (Bh) som den mest berørte (Figur 6-16). Av de kystnære artene er det ingen med sannsynlighet for >1 % bestandstap. For de nordligste bestandene av havert og steinkobbe er det ikke beregnet sannsynlighet for bestandstap over 1 % og resultatene er derfor ikke presentert i figur.

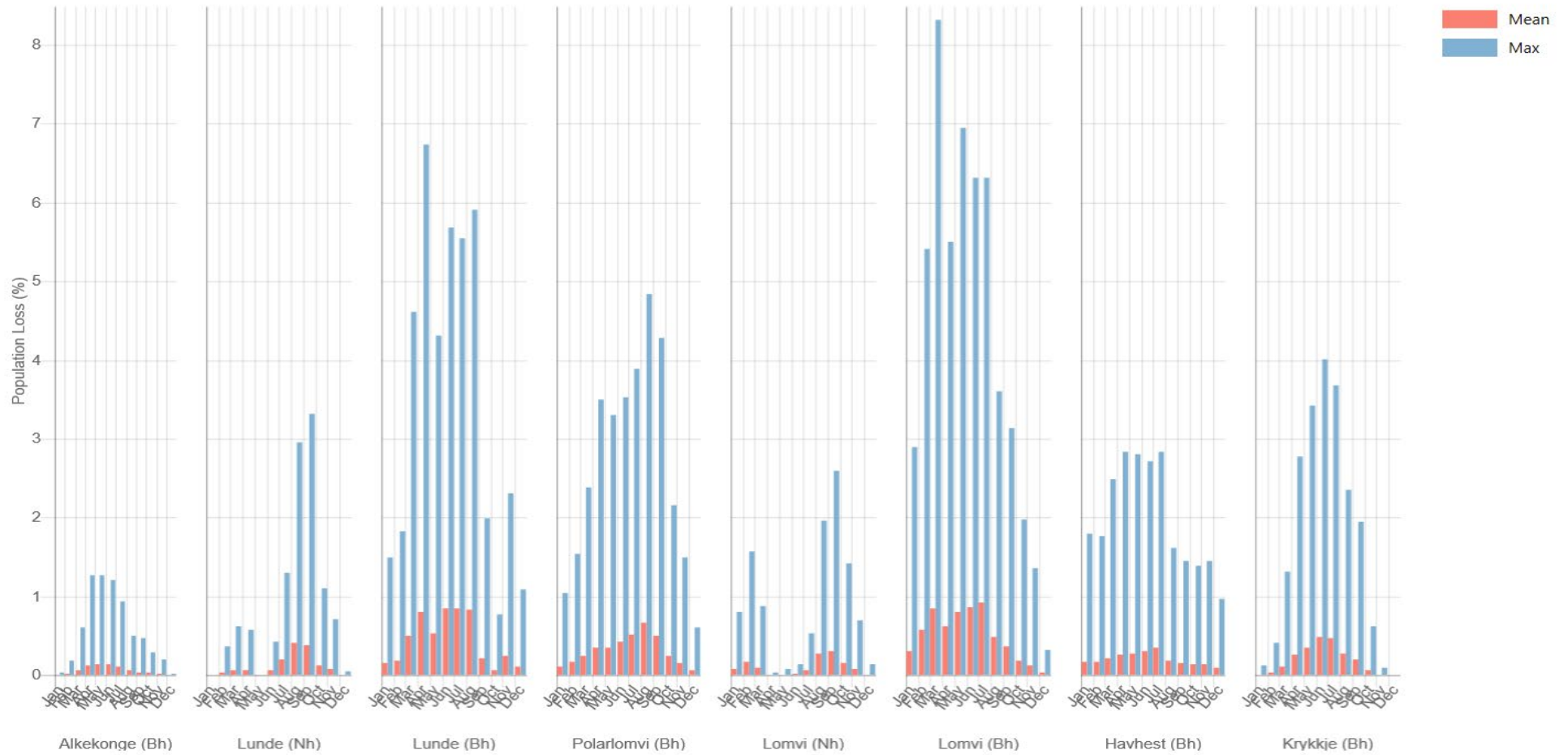


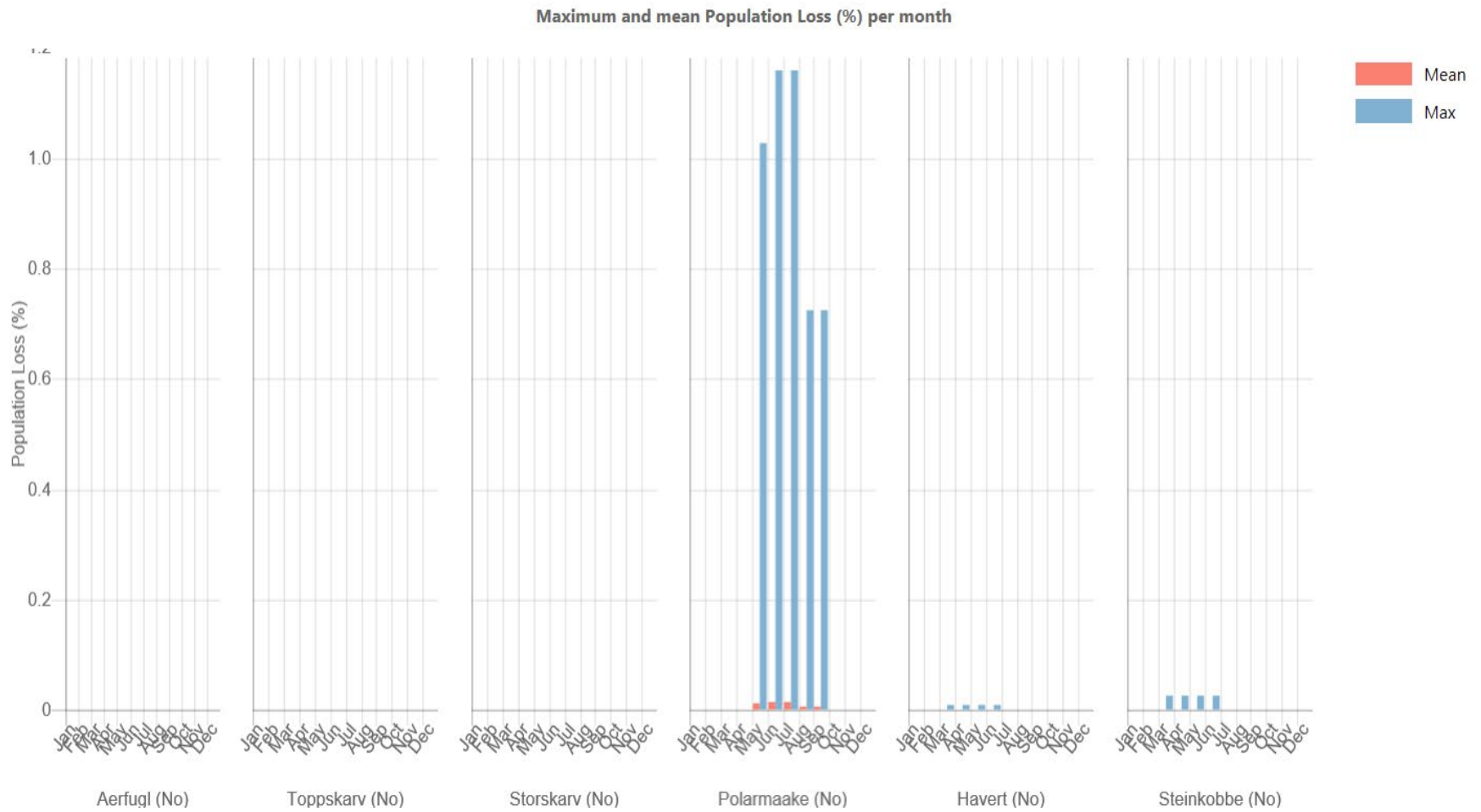
Figur 6-16 Sannsynlighet for ulike bestandstap av sjøfugl som følge av utblåsning ved komplettering på Wisting.

Gjennomsnittlige bestandstap er for alle arter under 1 % i alle årets måneder, mens maksimale tap kan overstige 8 % for lomvi i mars (Figur 6-17). For kystnære arter er det størst utslag for polarmaake med 1,2 % i perioden juni-juli. For modellerte bestander av sjøpattedyr er det marginale utslag.



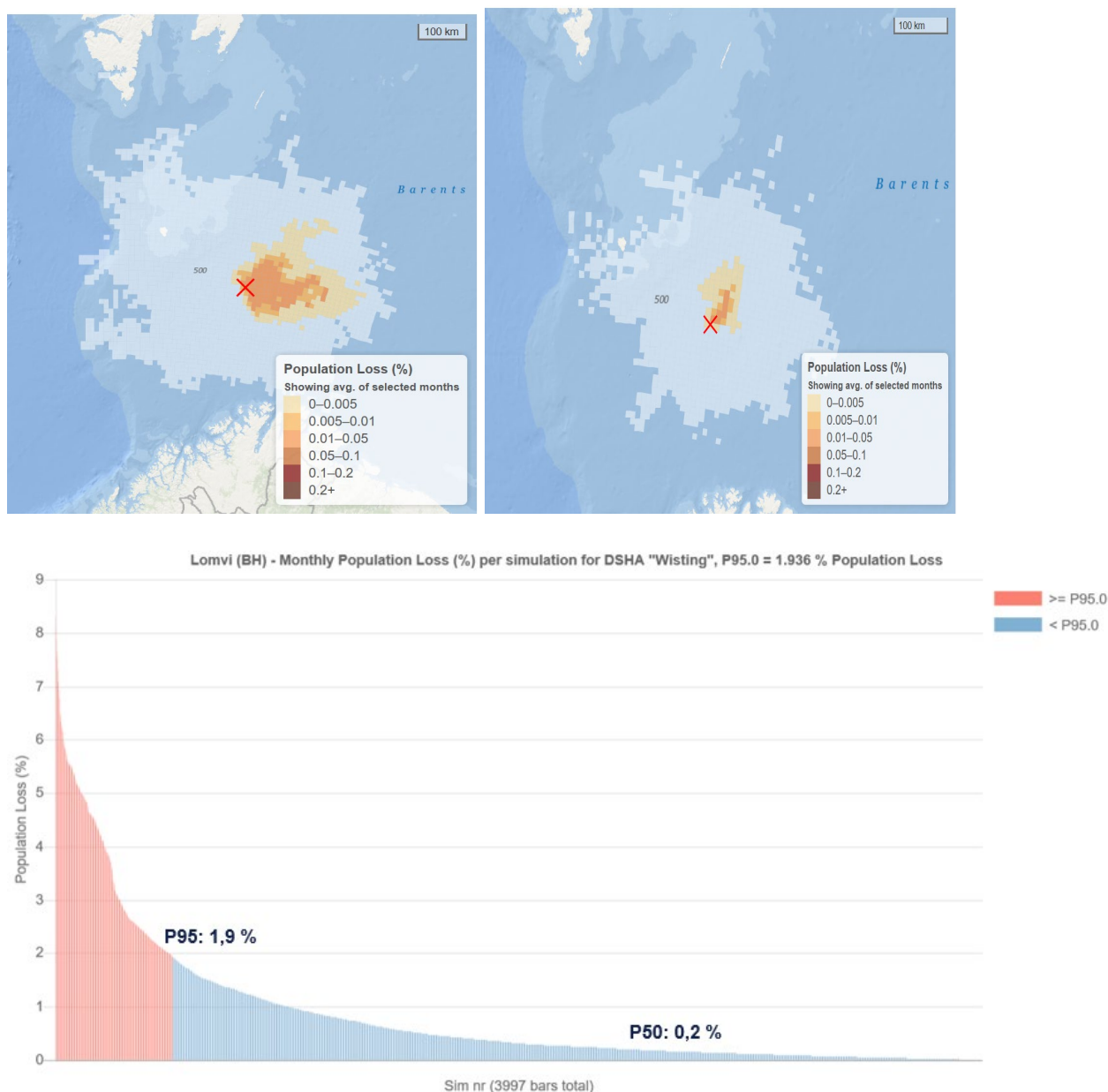
Maximum and mean Population Loss (%) per month





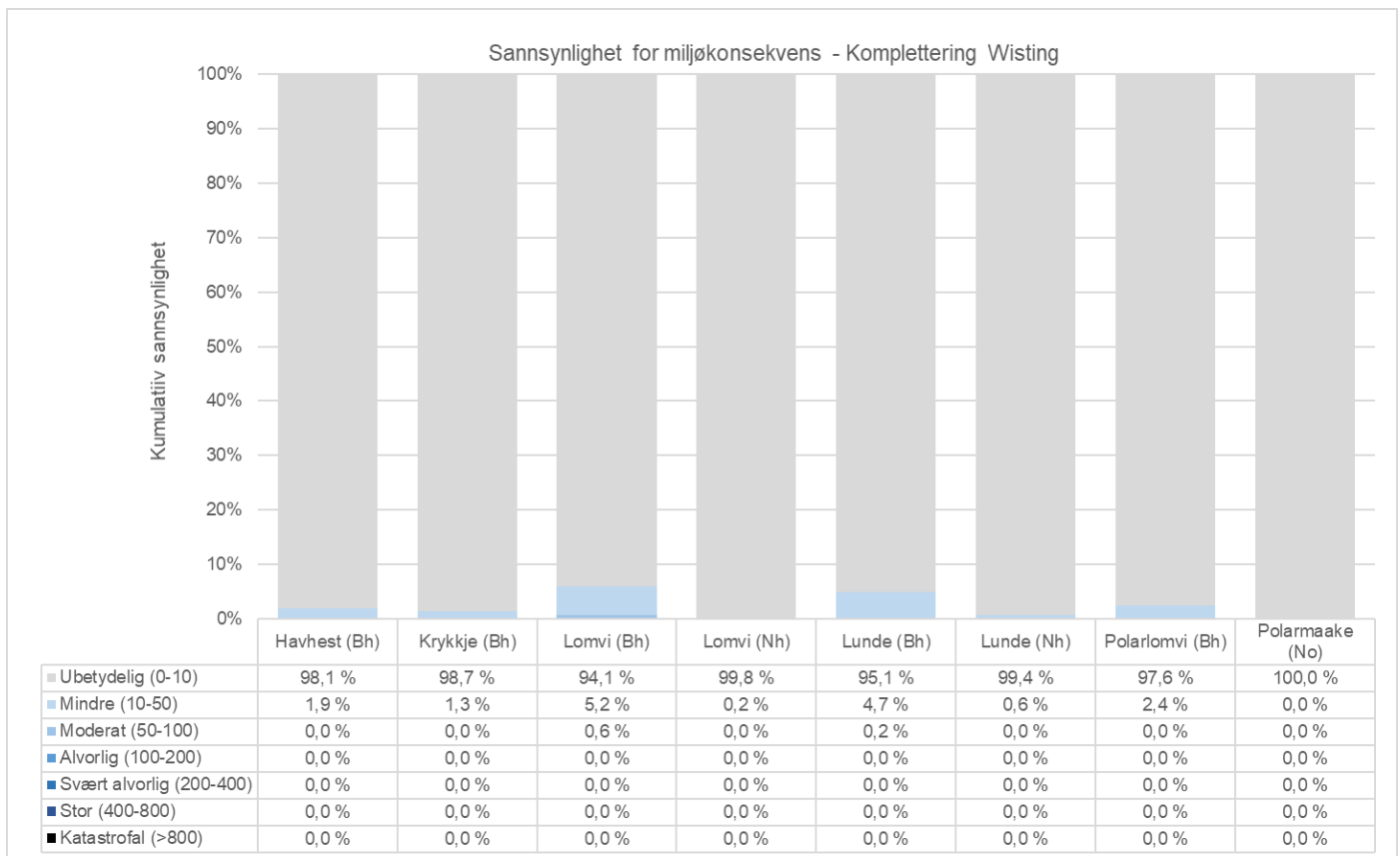
Figur 6-17 Gjennomsnittlige og maksimale månedlige bestandstap for pelagisk (øverst) og kystnær sjøfugl/ sjøpattedyr (nederst) som følge av utblåsning ved komplettering på Wisting.

Figur 6-18 viser kart over hvor lomvi kan bli påvirket ved utblåsning fra komplettering på Wisting, både ved forventet bestandstap (50-persentil) (0,2 %) og ved 95-persentil verste utfall (1,9 % bestandstap).



Figur 6-18 Bestandstap lomvi (Bh) for 95-persentil verste utfall og forventet utfall (50-persentil). Øverst er området for 95-persentil scenariet presentert til venstre (april) og 50-persentil til høyre (mars).

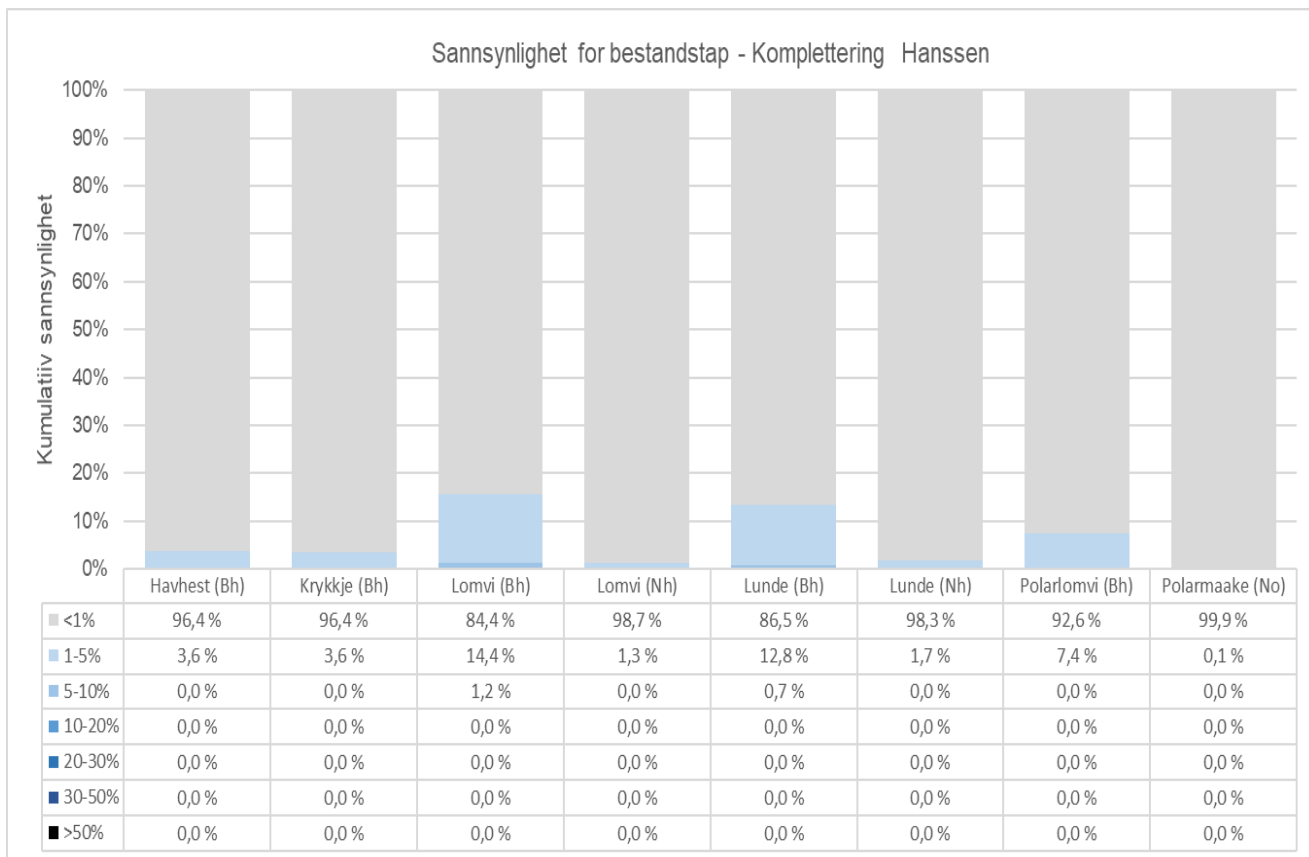
Konsekvensbildet medfører 94,1 % sannsynlighet for *ubetydelig* miljøskade, 5,2 % sannsynlighet for *mindre* miljøskade og 0,6 % sannsynlighet for *moderat* miljøskade for lomvi (Bh) som er den mest utsatte bestanden (Figur 6-19). For VØK-gruppene kystnær sjøfugl og marine pattedyr (havert og steinkobbe) er resultatene i kategorien *Ubetydelig*. Resultatene for sjøpattedyr er ikke presentert i figur.



Figur 6-19 Sannsynlighet for ulike miljøskader for sjøfugl som følge av utblåsning fra komplettering på Wisting.

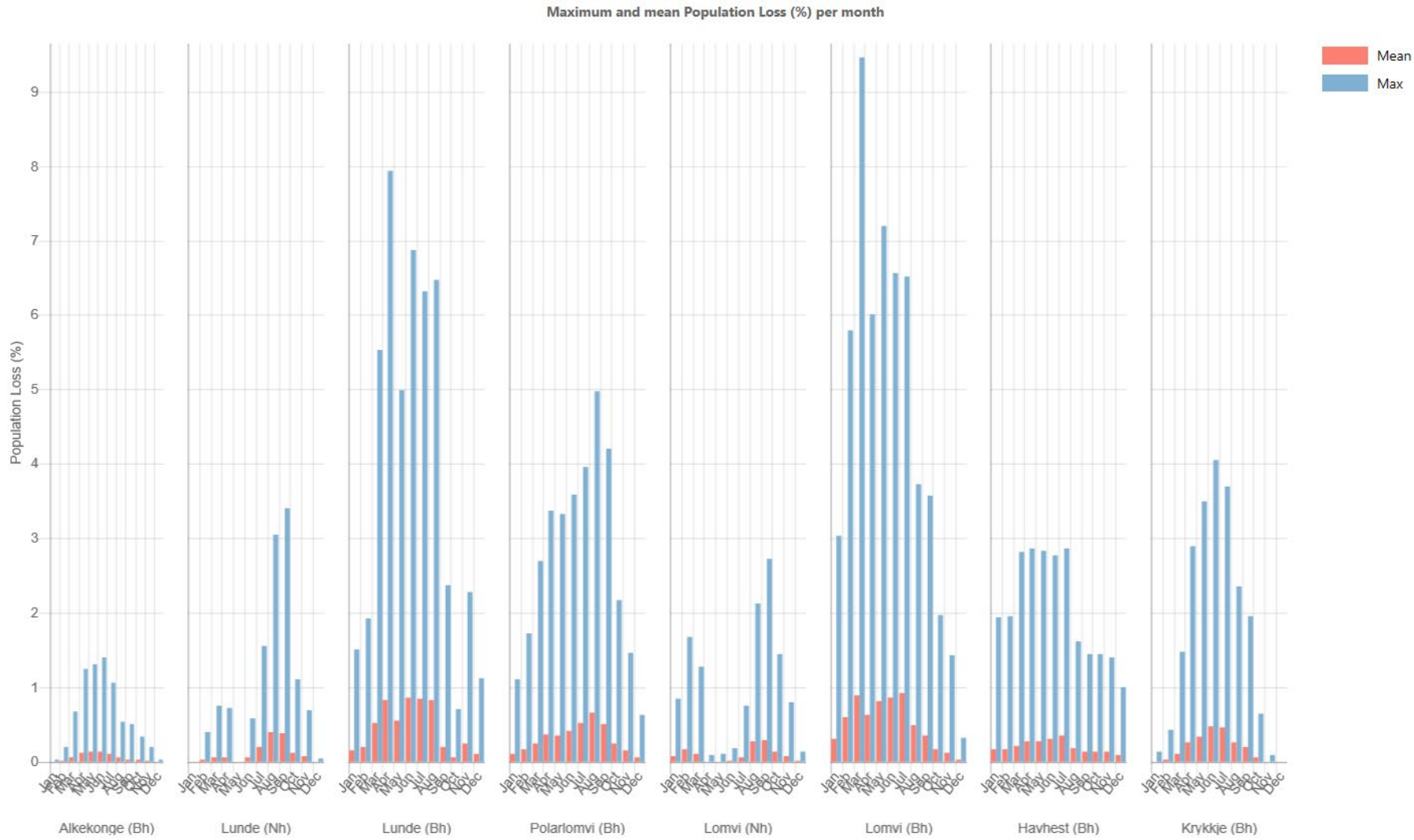
6.1.4 Komplettering Hanssen

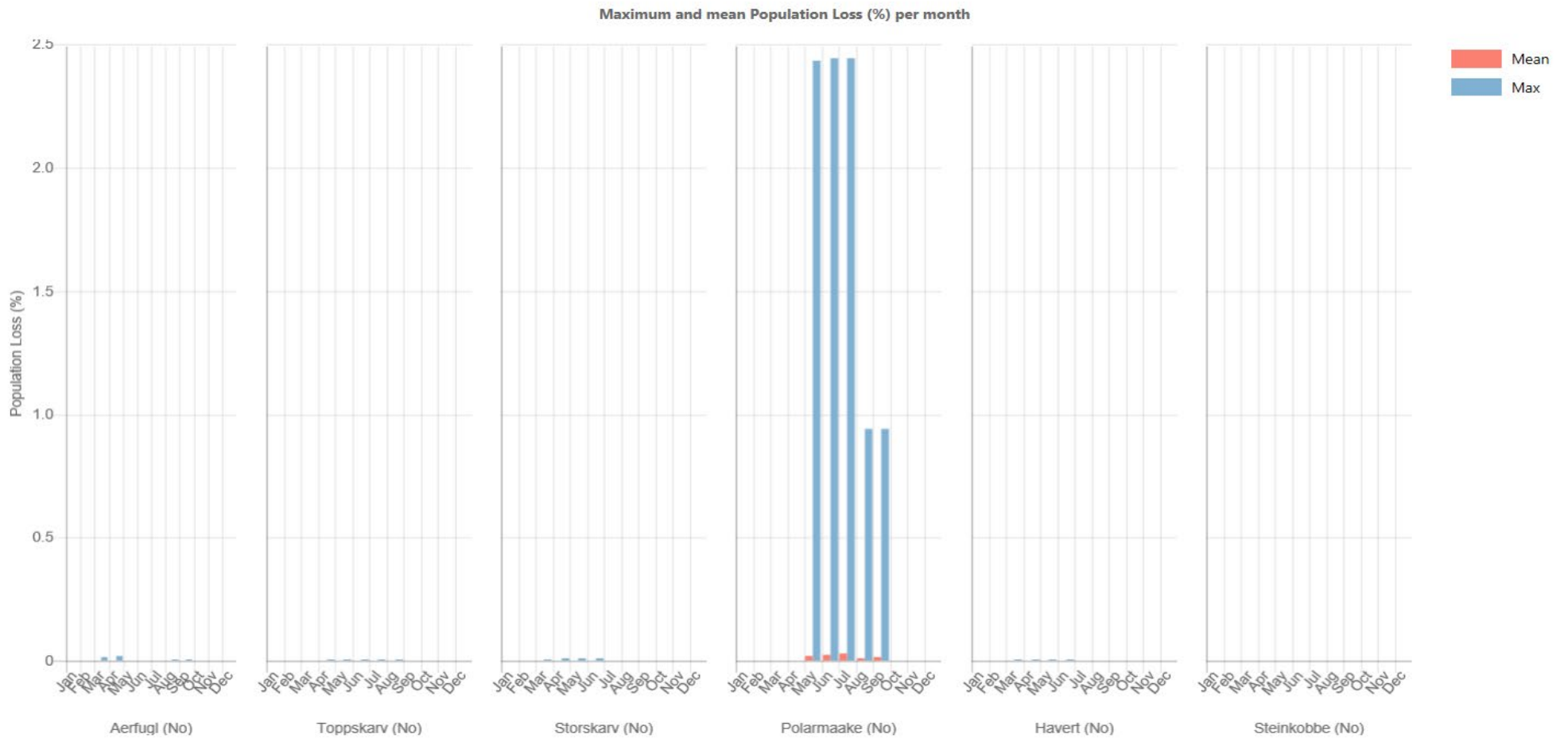
En utblåsning ved komplettering på Hanssen gir sannsynlighet for inntil 5-10 % bestandstap for de mest utsatte artene med lomvi (Bh) som den mest berørte (Figur 6-20). Av de kystnære artene har polarmaake en svært begrenset sannsynlighet for >1 % bestandstap. For øvrige kystnære sjøfuglarter og de nordligste bestandene av havert og steinkobbe er det ikke beregnet sannsynlighet for bestandstap over 1 %. Resultatene er derfor ikke presentert i figur.



Figur 6-20 Sannsynlighet for ulike bestandstap av sjøfugl som følge av utblåsning ved komplettering på Hanssen..

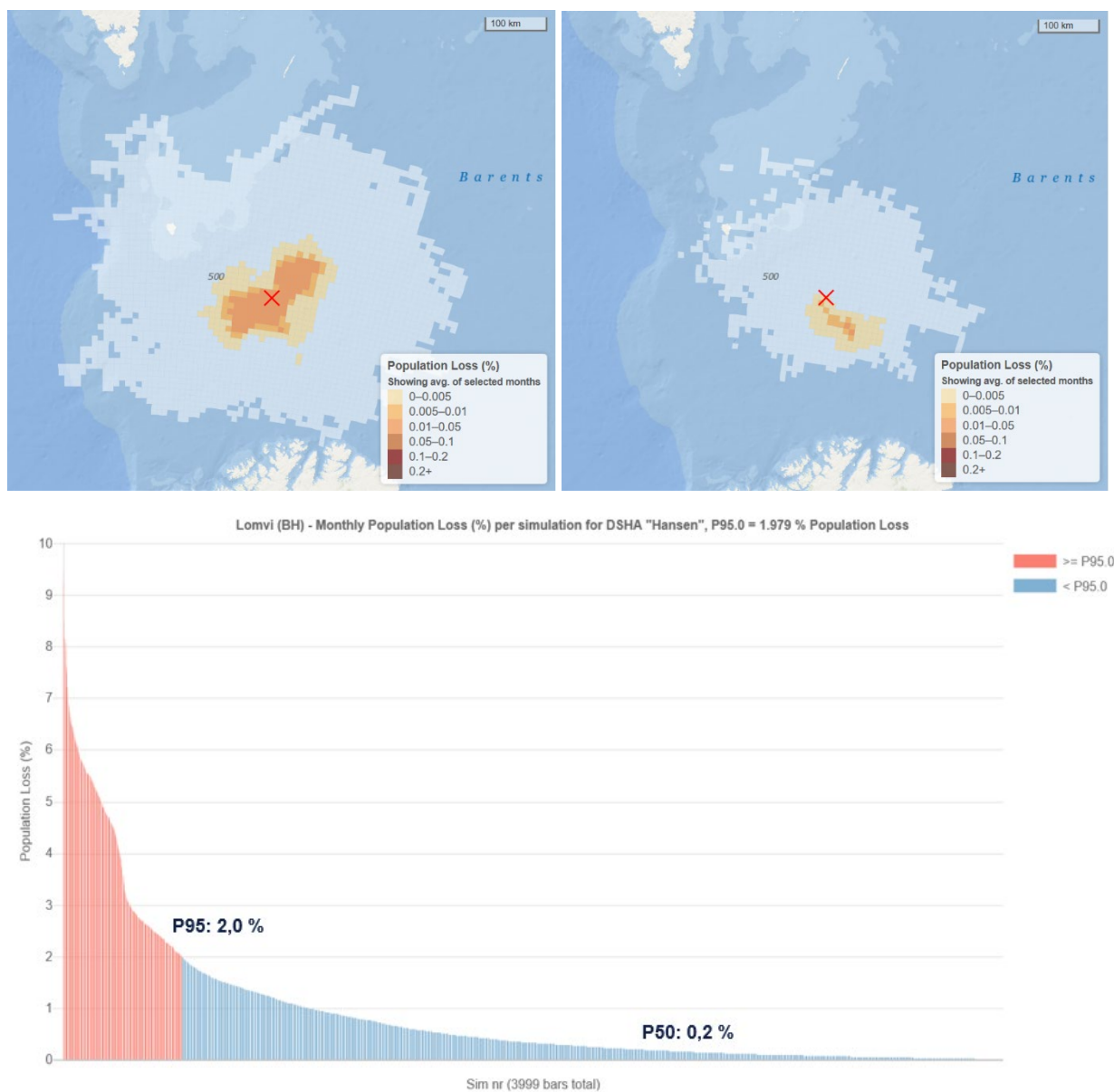
Gjennomsnittlige bestandstap er for alle arter under 1 % i alle årets måneder, mens maksimal tap kan overstige 9 % for lomvi i mars (Figur 6-21).





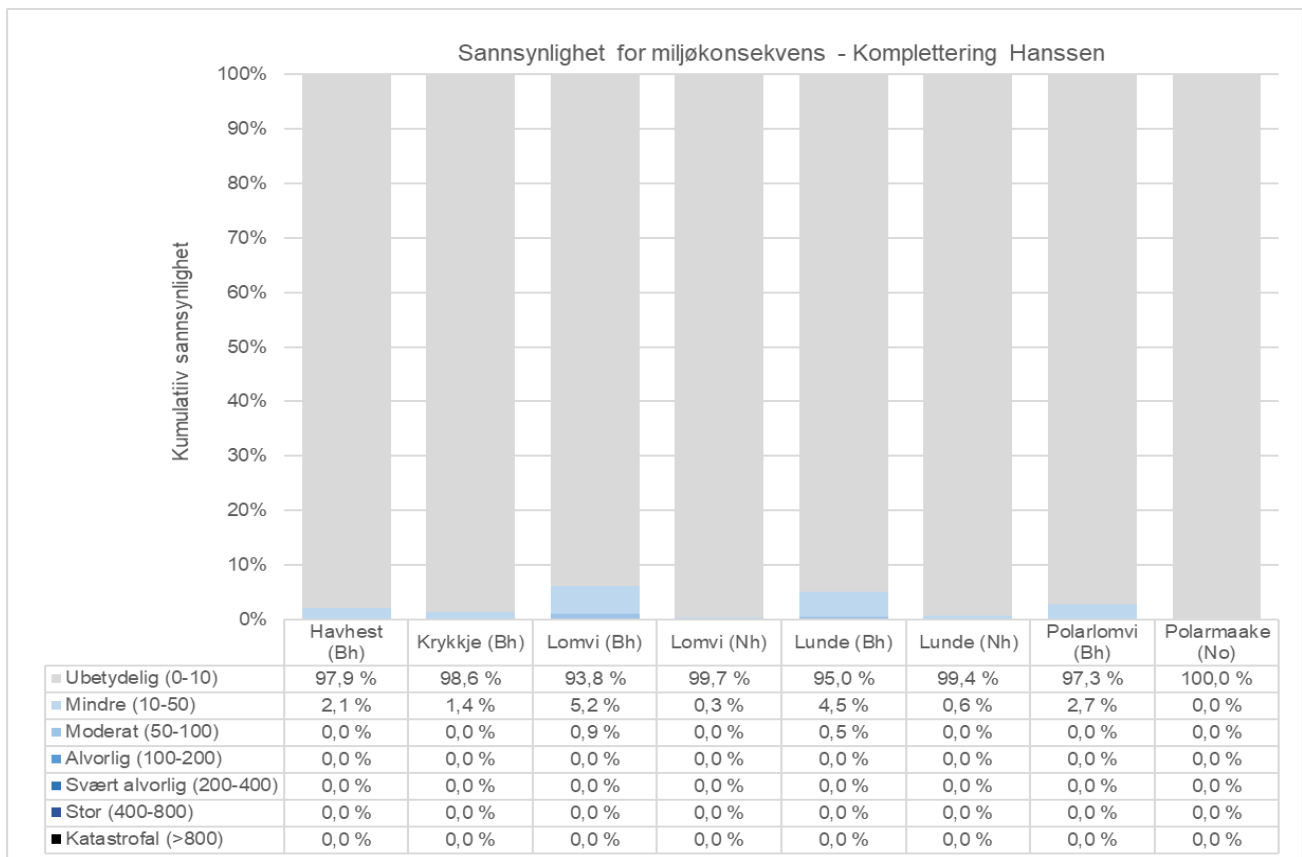
Figur 6-21 Gjennomsnittlige og maksimale månedlige bestandstap for pelagisk (øverst) og kystnær sjøfugl/ sjøpattedyr (nederst) som følge av utblåsning ved komplettering på Hanssen.

Figur 6-22 viser kart over hvor lomvi kan bli påvirket ved utblåsning fra komplettering på Hanssen, både ved forventet bestandstap (50-persentil) (0,2 %) og ved 95-persentil verste utfall (2,0 % bestandstap).



Figur 6-22 Bestandstap lomvi (Bh) for 95-persentil verste utfall og forventet utfall (50- persentil). Øverst er området for 95-persentil scenariet presentert til venstre (august) og 50-persentil til høyre (april).

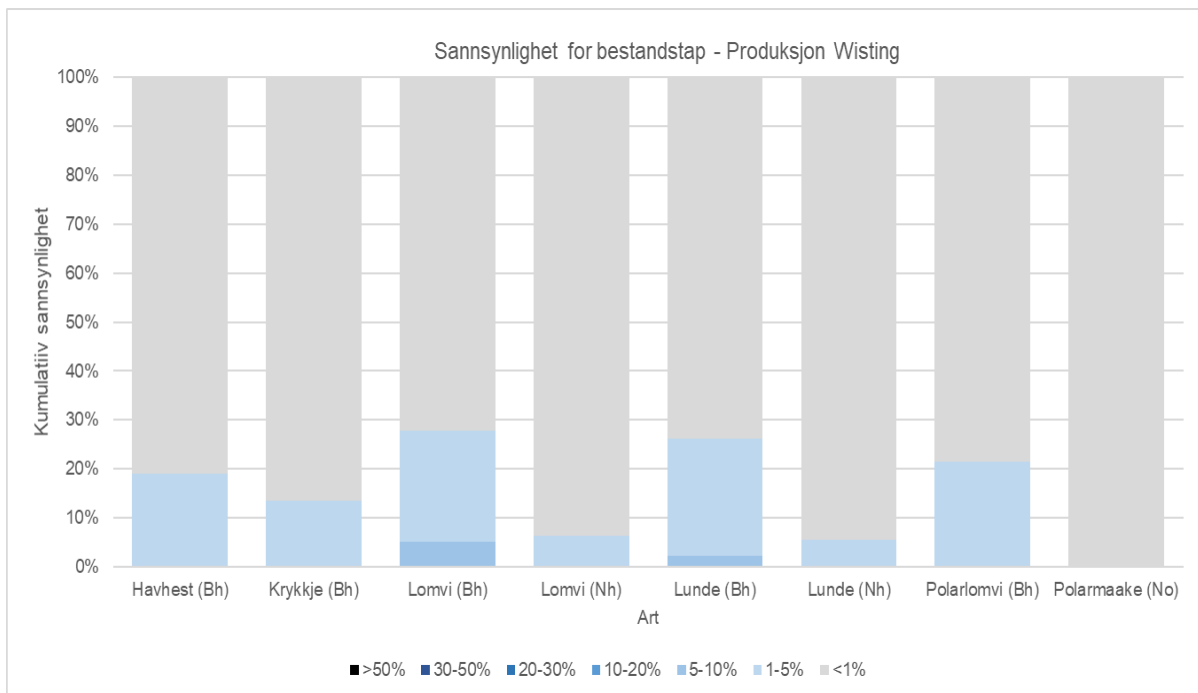
Konsekvensbildet medfører 93,8 % sannsynlighet for *ubetydelig* miljøskaade, 5,2 % sannsynlighet for *mindre* miljøskaade og 0,9 % sannsynlighet for *moderat* miljøskaade for lomvi (Bh) som er den mest utsatte bestanden (Figur 6-23). For VØK-gruppene kystnær sjøfugl og marine pattedyr (havert og steinkobbe) er resultatene i kategorien *Ubetydelig*. Resultatene for sjøpattedyr er ikke presentert i figur.



Figur 6-23 Sannsynlighet for ulike miljøskader for sjøfugl som følge av utblåsning fra komplettering på Hanssen.

6.1.5 Produksjon Wisting

En utblåsning ved produksjon på Wisting gir sannsynlighet for inntil -10 % bestandstap for den mest utsatte arten som er lomvi (Bh) (Figur 6-24). Av de kystnære artene er det 0,2 % sannsynlighet for 1-5 % bestandstap for polarmåke (No). For de nordligste bestandene av havert og steinkobbe er det ikke beregnet sannsynlighet for bestandstap over 1 % og resultatene er derfor ikke presentert i figur.

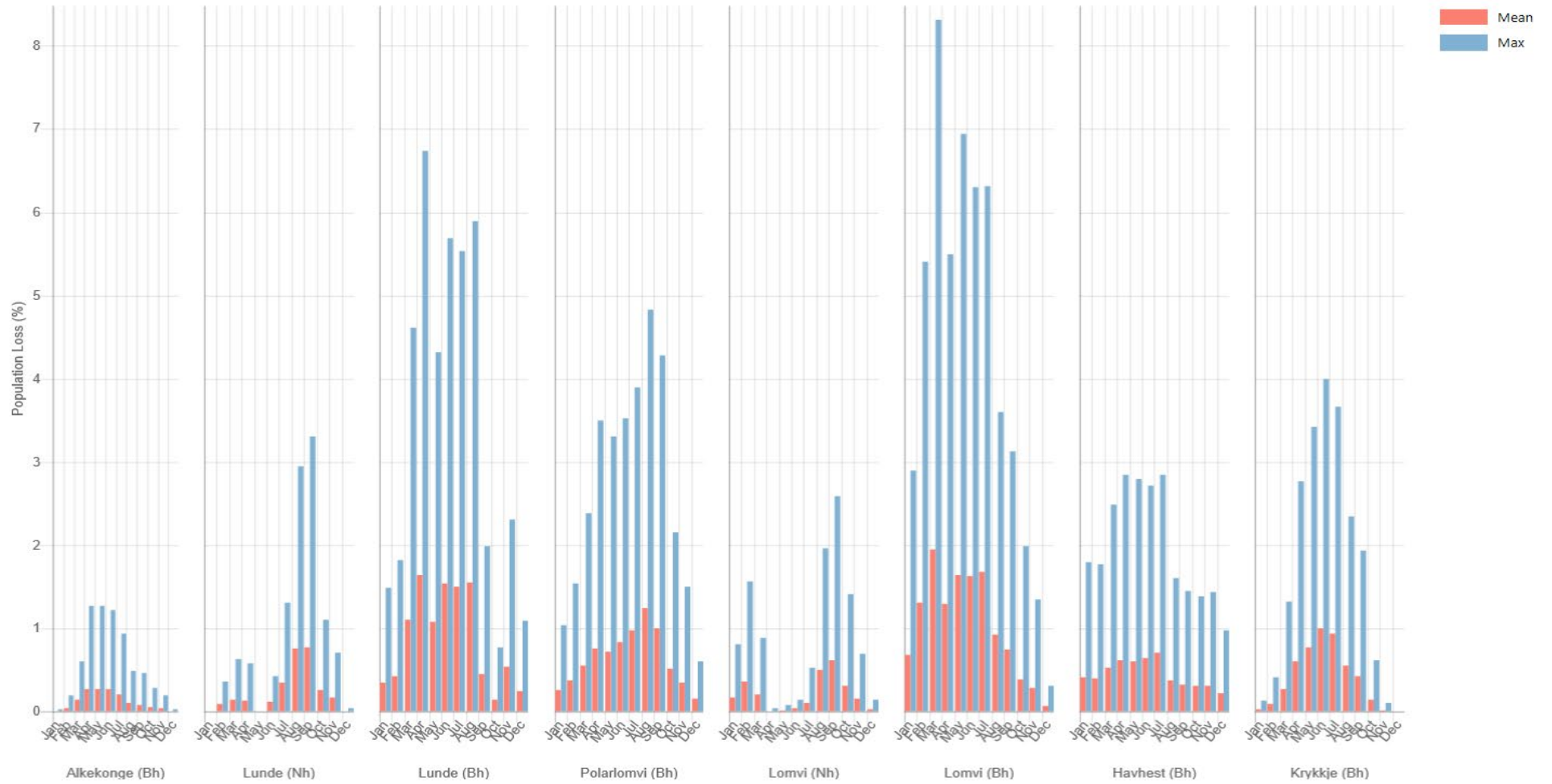


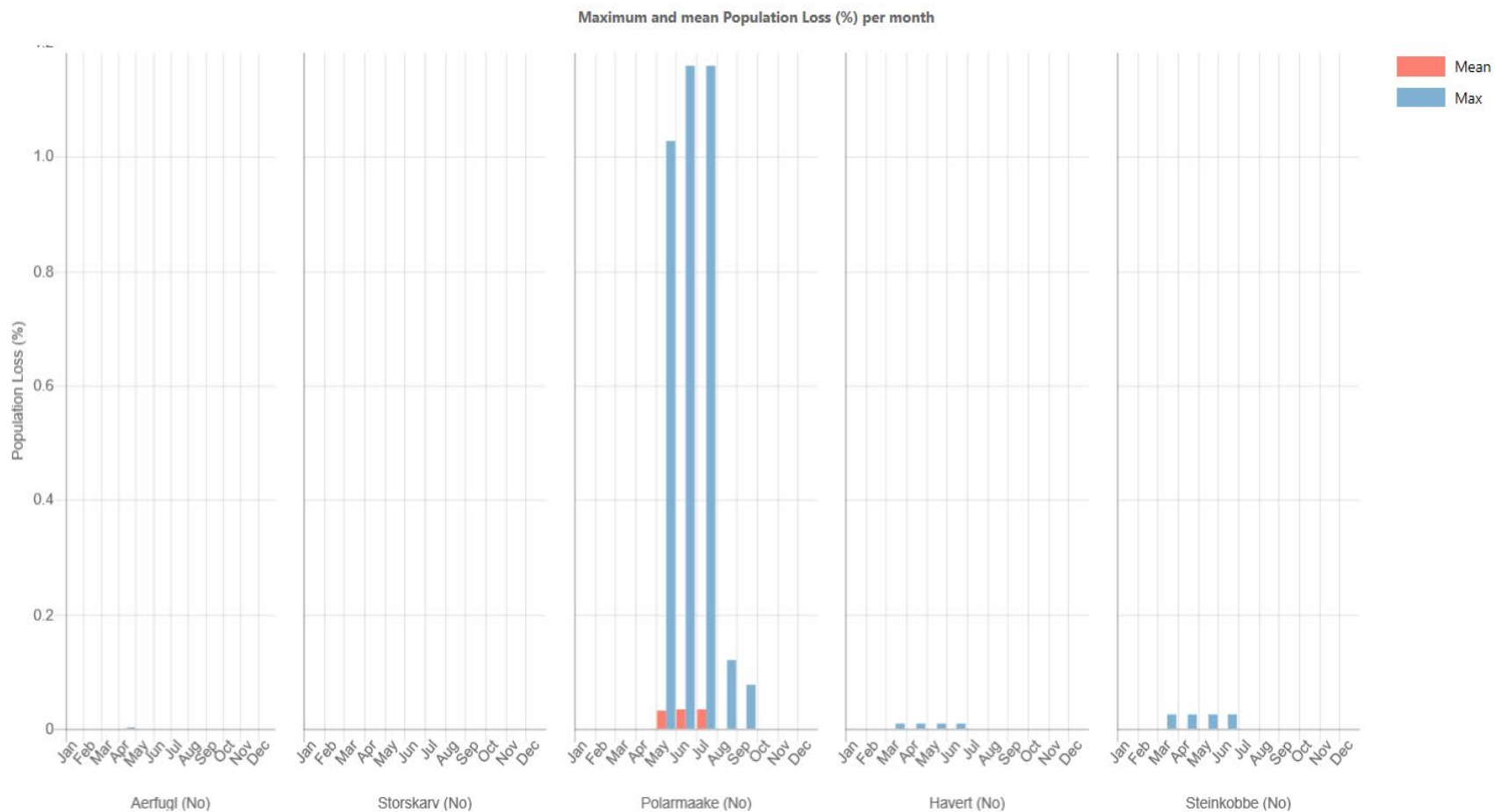
Figur 6-24 Sannsynlighet for ulike bestandstap av sjøfugl som følge av utblåsning ved produksjon på Wisting.

Gjennomsnittlige bestandstap er for alle arter under 2 % i alle årets måneder, mens maksimale tap kan komme opp i ca. 8 % for lomvi i mars (Figur 6-25).



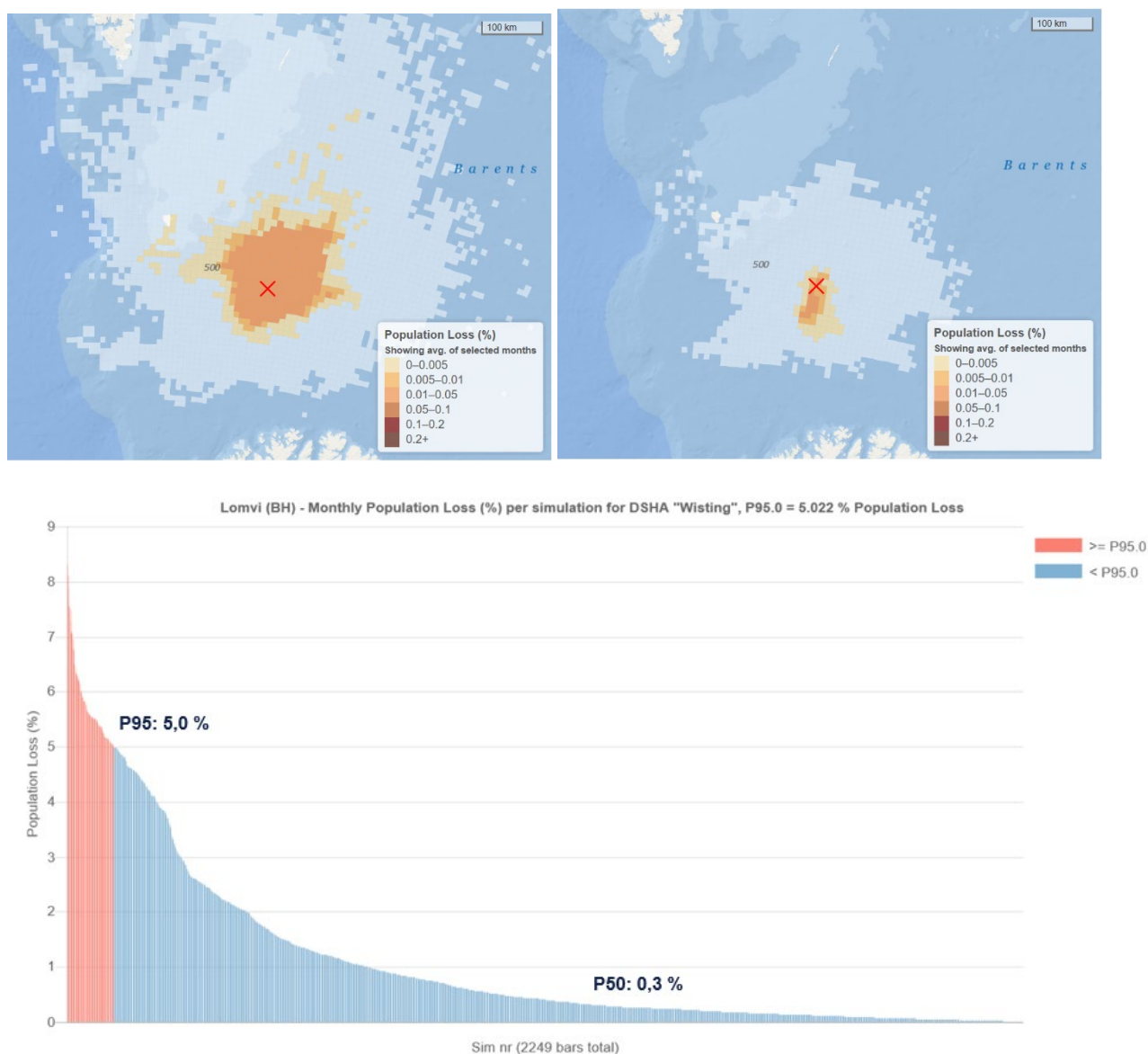
Maximum and mean Population Loss (%) per month





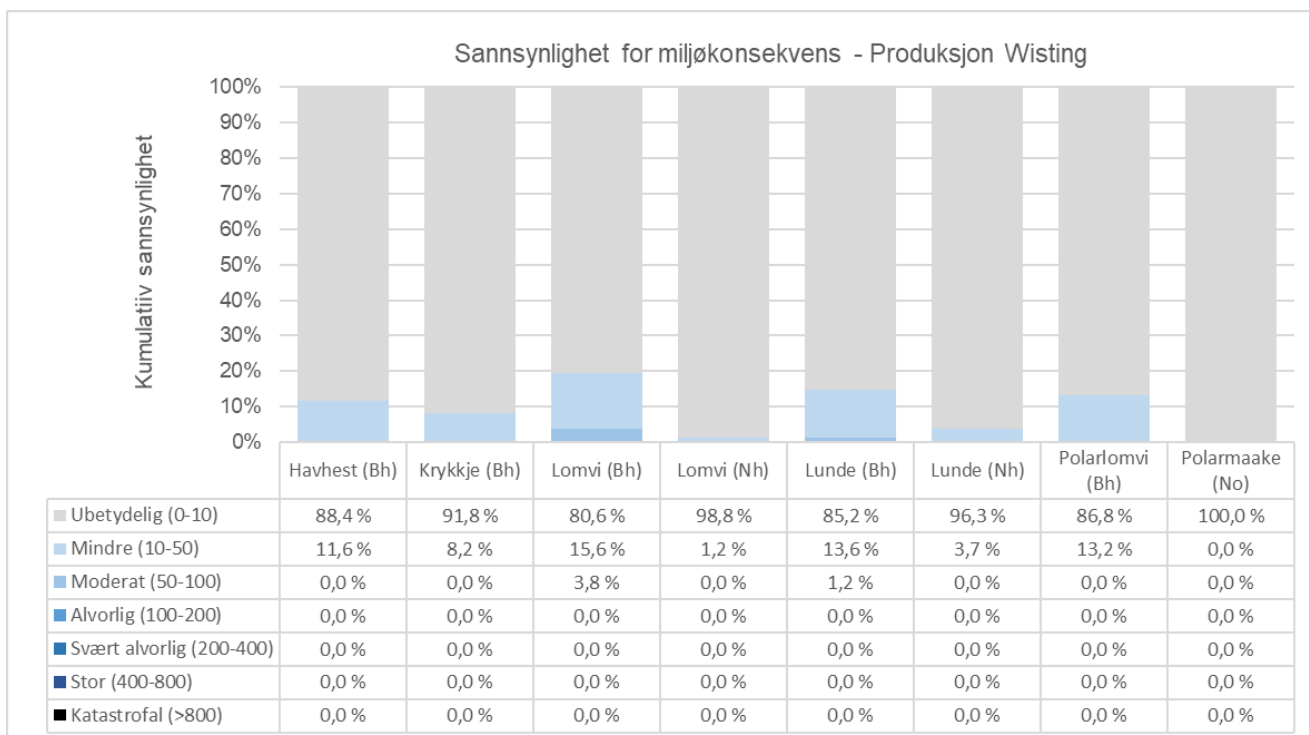
Figur 6-25 Gjennomsnittlige og maksimale månedlige bestandstap for pelagisk (øverst) og kystnær sjøfugl/ sjøpattedyr (nederst) I som følge av utblåsning ved produksjon på Wisting.

Figur 6-26 viser kart over hvor lomvi kan bli påvirket ved utblåsning fra produksjon på Wisting, både ved forventet bestandstap (50-persentil) (0,3 %) og ved 95-persentil verste utfall (5,0 % bestandstap).



Figur 6-26 Bestandstap lomvi (Bh) for 95-persentil verste utfall og forventet utfall (50- persentil). Øverst er området for 95-persentil scenariet presentert til venstre (februar) og 50-persentil til høyre (august).

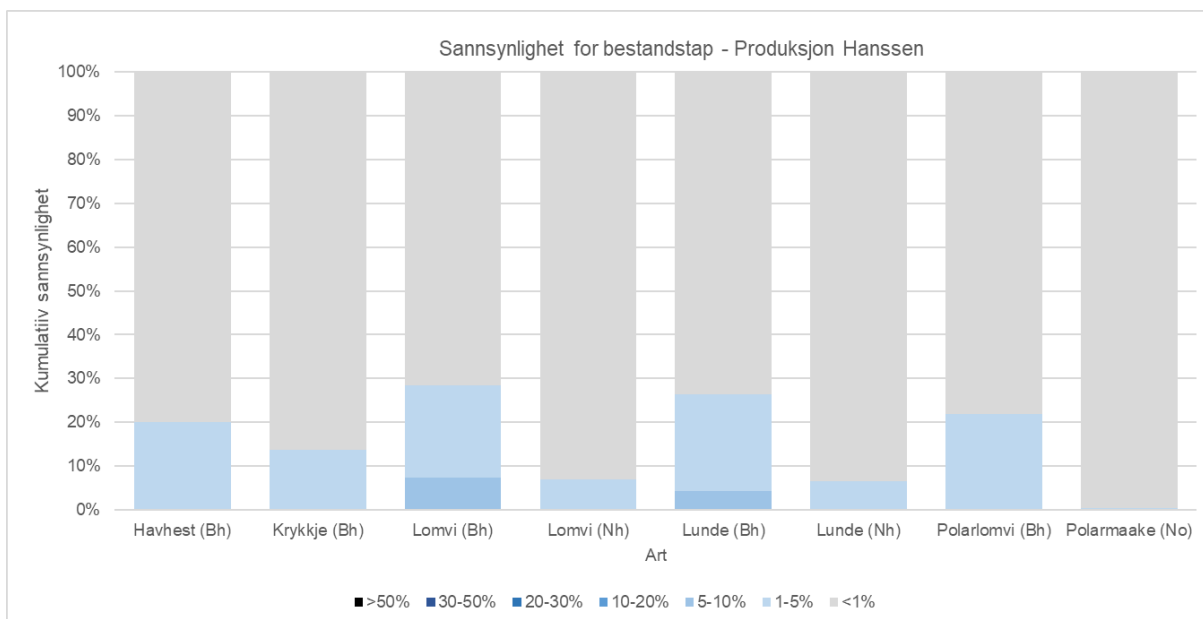
Konsekvensbildet medfører 80,6 % sannsynlighet for *ubetydelig* miljøskade, 15,6 % sannsynlighet for *mindre* miljøskade og 3,8 % sannsynlighet for *moderat* miljøskade for lomvi (Bh) som er den mest utsatte bestanden (Figur 6-27). For VØK-gruppene kystnær sjøfugl og marine pattedyr (havert og steinkobbe) er resultatene i kategorien *ubetydelig*. Resultatene for sjøpattedyr er ikke presentert i figur.




Figur 6-27 Sannsynlighet for ulike miljøskader for sjøfugl som følge av utblåsning fra produksjon på Wisting.

6.1.6 Produksjon Hanssen

En utblåsning ved produksjon på Hanssen gir sannsynlighet for inntil 5-10 % bestandstap for lomvi (Bh), som er den mest utsatte arten (Figur 6-28). Av de kystnære artene har ingen arter foruten polarmåke sannsynlighet for >1 % bestandstap. For polarmåke er det 0,4 % sannsynlighet for tapsandel i kategorien 1-5 % av bestanden. For de nordligste bestandene av havert og steinkobbe er det ikke beregnet sannsynlighet for bestandstap over 1 % og resultatene er derfor ikke presentert i figur.



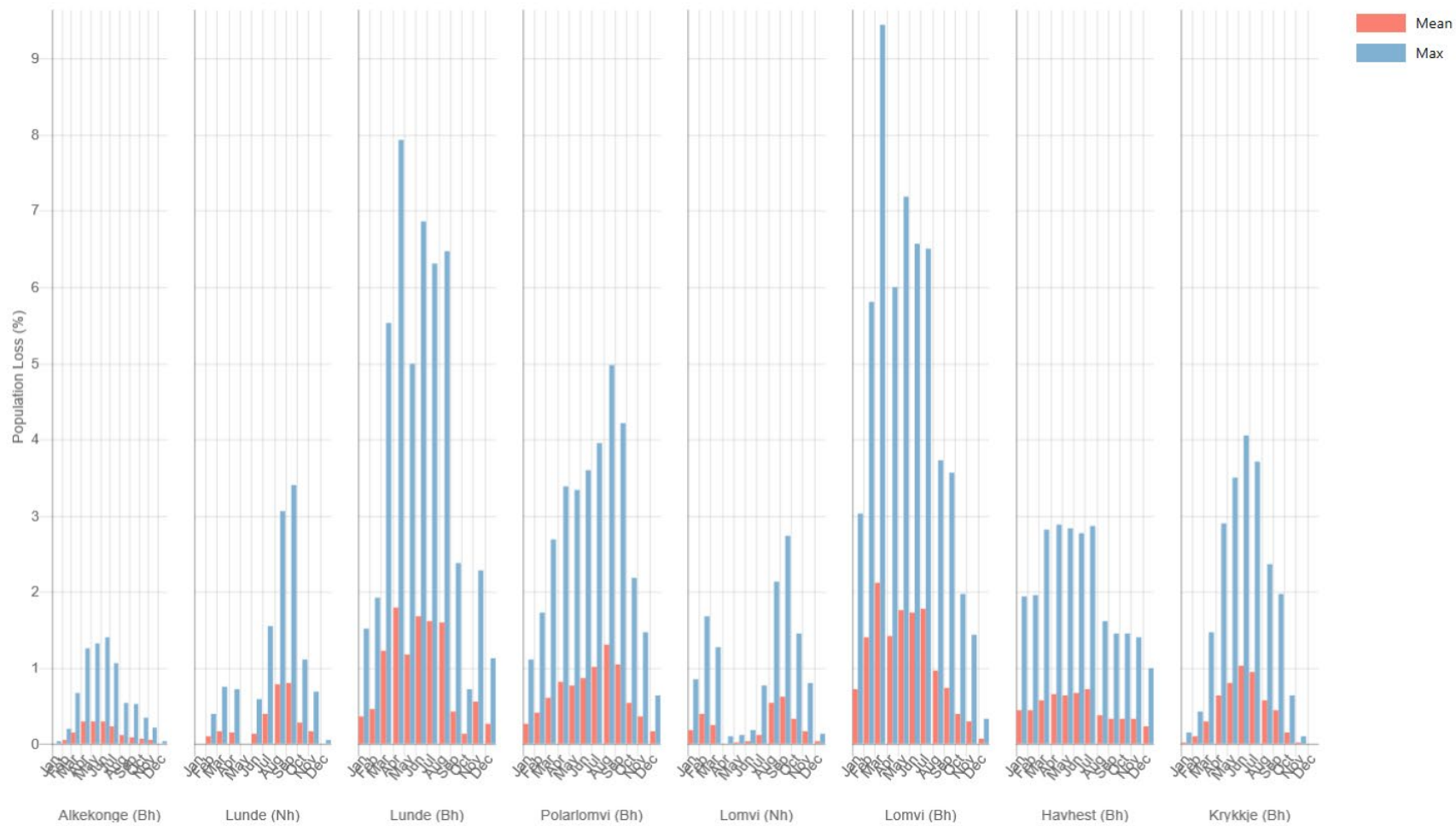
Figur 6-28 Sannsynlighet for ulike bestandstap av sjøfugl som følge av utblåsning ved produksjon på Hanssen.

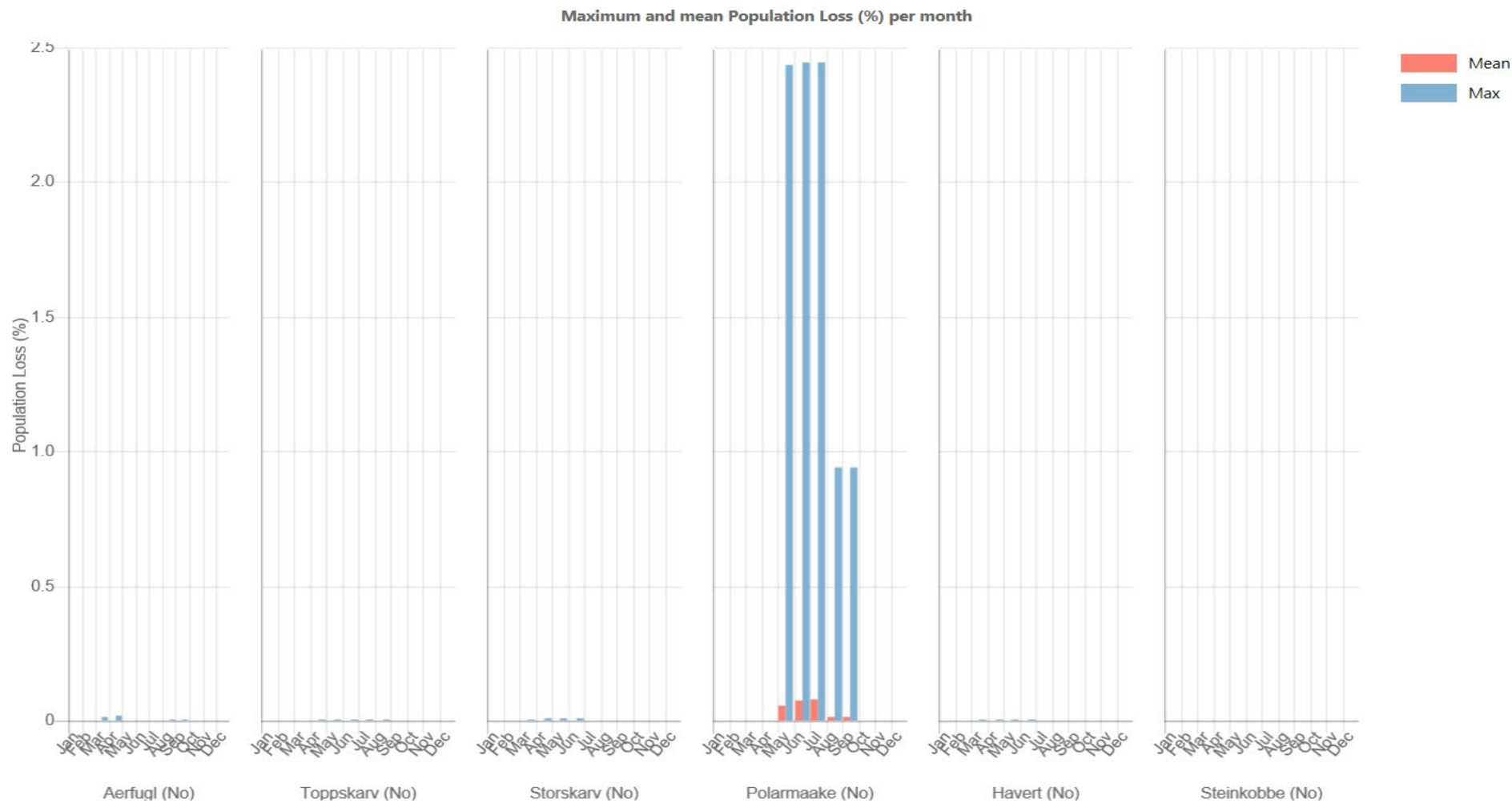


Gjennomsnittlige bestandstap er for alle arter under 3 % i alle årets måneder, mens maksimale tap kan overstige 9 % for lomvi i mars (Figur 6-29). For kystnære arter er det størst utslag for polarmåke med 2,4 % i perioden juni-juli.



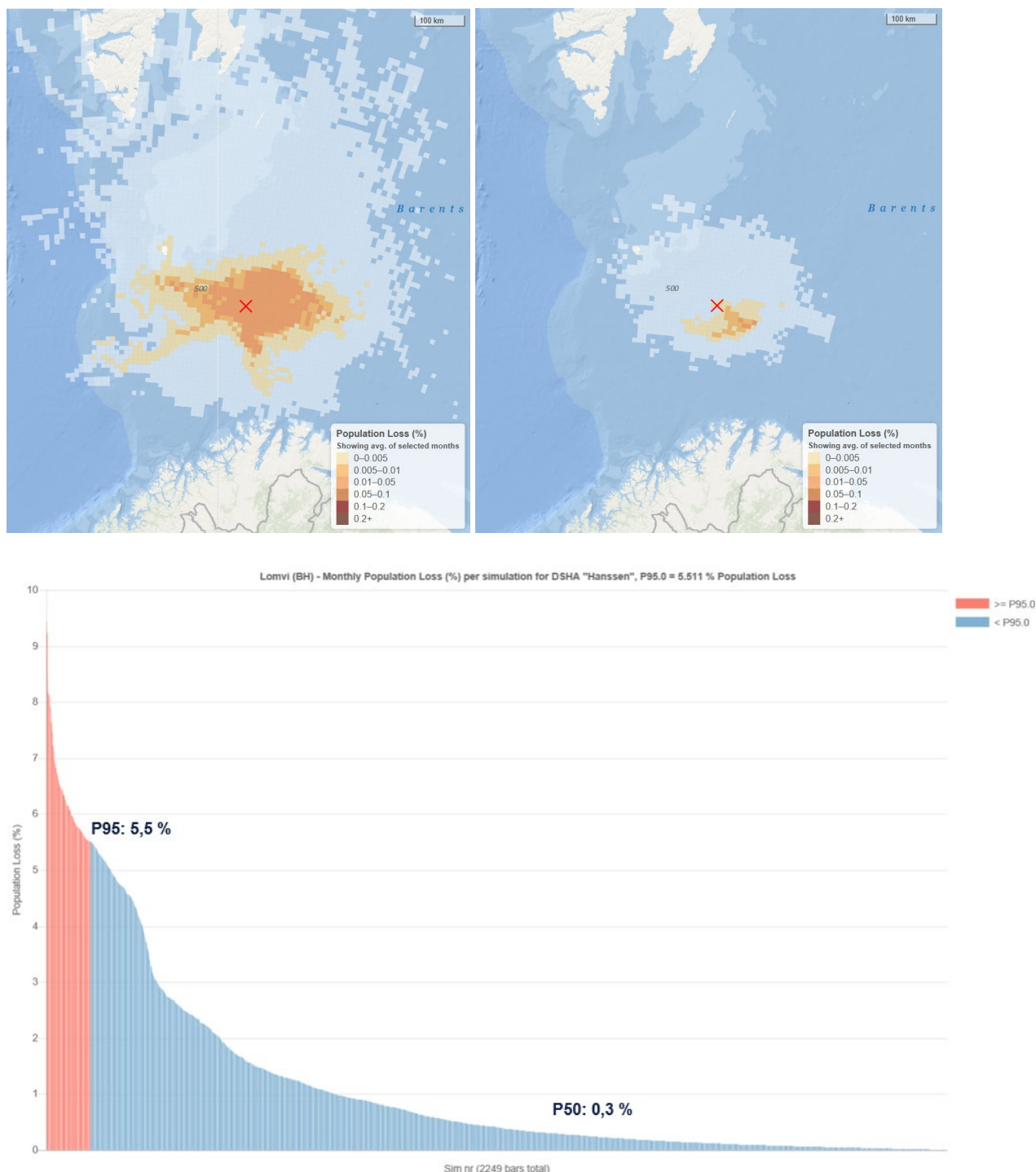
Maximum and mean Population Loss (%) per month





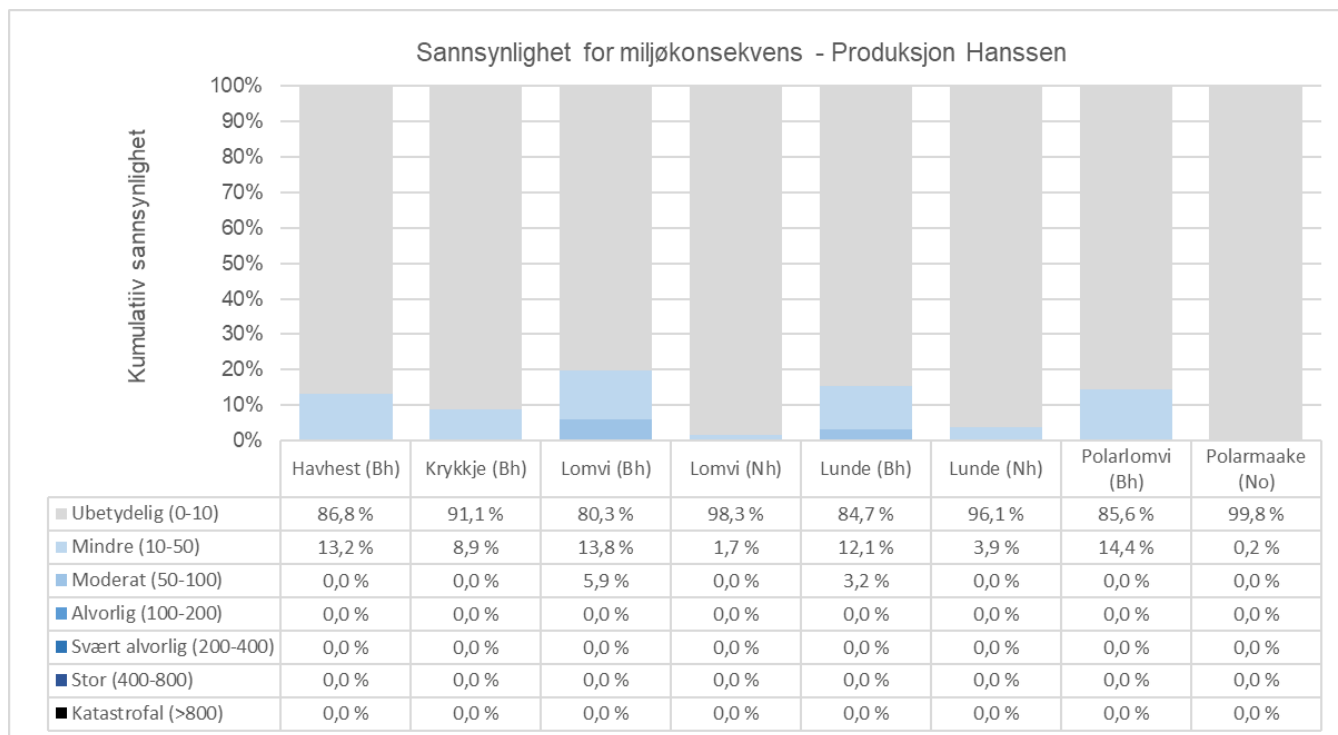
Figur 6-29 Gjennomsnittlige og maksimale månedlige bestandstap for pelagisk (øverst) og kystnær sjøfugl/ sjøpattedyr (nederst) som følge av utblåsning ved produksjon på Hanssen.

Figur 6-30 viser kart over hvor lomvi kan bli påvirket ved utblåsning fra produksjon på Hanssen, både ved forventet bestandstap (50-persentil) (0,3 %) og ved 95-persentil verste utfall (5,5 % bestandstap).



Figur 6-30 Bestandstap lomvi (Bh) for 95-persentil verste utfall og forventet utfall (50- persentil). Øverst er området for 95-persentil scenariet presentert til venstre (mai) og 50-persentil til høyre (juni).

Konsekvensbildet medfører 78,3 % sannsynlighet for *ubetydelig* miljøskade, 12,9 % sannsynlighet for *mindre* miljøskade, 7,2 % sannsynlighet for *moderat* miljøskade og 1,6 % sannsynlighet for *betydelig* miljøskade for lomvi (Bh) som er den mest utsatte bestanden (Figur 6-31). For VØK-gruppen kystnær sjøfugl er det 0,2 % sannsynlighet for *mindre* miljøskade for polarmåke. For marine pattedyr (havert og steinkobbe) er resultatene i kategorien *Ubetydelig*. Resultatene for sjøpattedyr er ikke presentert i figur.




Figur 6-31 Sannsynlighet for ulike miljøskader for sjøfugl som følge av utblåsning fra produksjon på Hanssen.

6.1.7 Lekkasjescenarier

Påvirkning på sjøfugl og sjøpattedyr som følge av lekkasjescenarier knyttet til operasjoner på Wisting-feltet er svært begrenset og kun over 1 % bestandstap gitt skipskollisjon med skytteltanker. Lunde (Bh) er den eneste bestanden som har sannsynlighet for tapsandel i kategorien 1-5 % med 0,2 % (Tabell 6-1).

Tabell 6-1 Sannsynlighet for bestandstap av sjøfugl gitt ett utslipp fra skytteltanker grunnet skipskollisjon på Wisting-feltet.

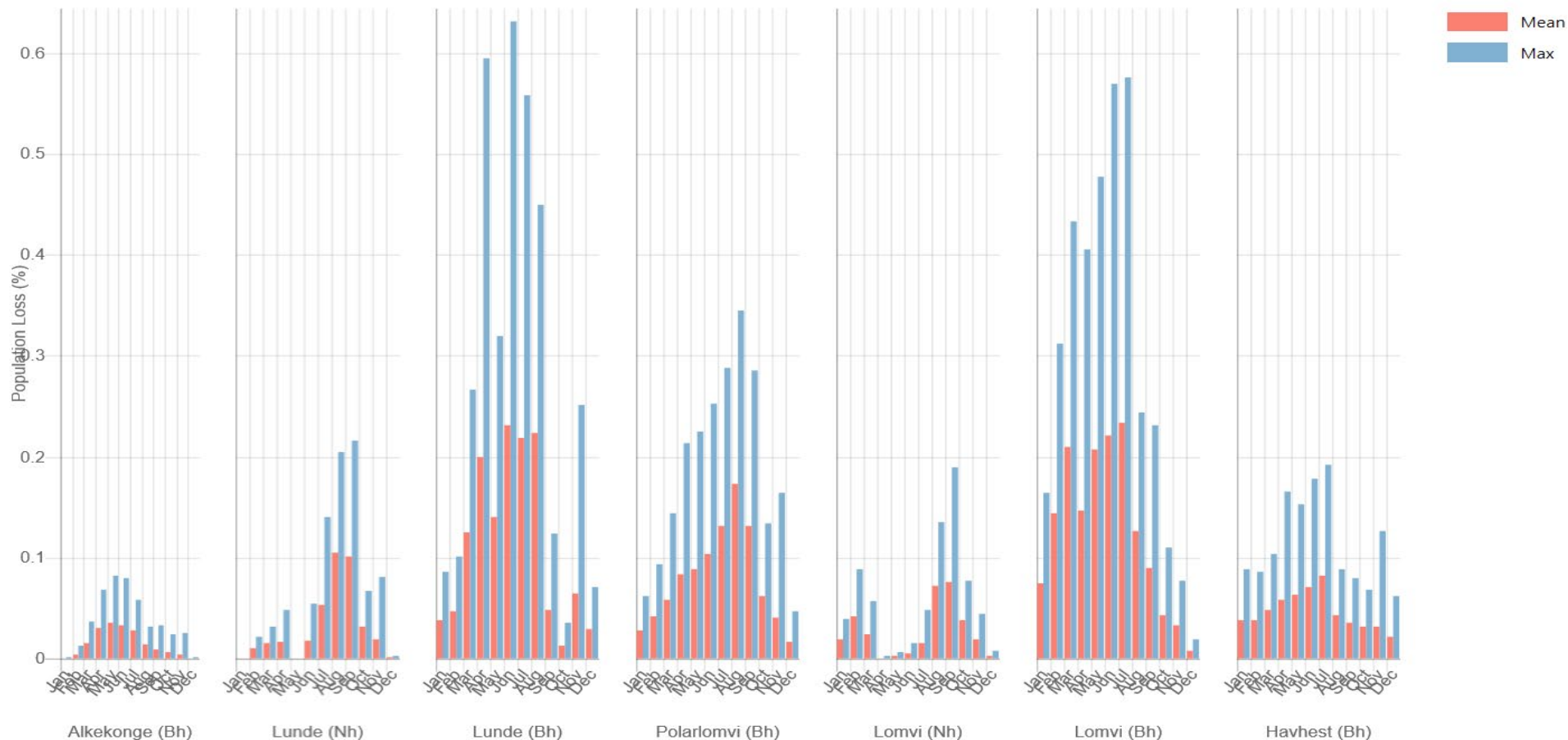
Bestandstap (kategorier)	Krykkje (Bh)	Havhest (Bh)	Lomvi (Bh)	Lomvi (Nh)	Lunde (Bh)	Lunde (Nh)	Polarlomvi (Bh)	Polarmåke (No)
<1 %	100,0	100,0	100,0	100,0	99,8	100,0	100,0	100,0
1 – 5 %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0
5 - 10 %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
10 - 20 %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
20 - 30 %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
30 – 50 %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
>= 50 %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0



Den månedlige fordelingen av bestandstap viser maksimalt bestandstap for lunde (Bh) i juni (ca. 0,6 %), og tilsvarende for lomvi (Bh) i juli (Figur 6-32).

Konsekvensbildet medfører 100 % sannsynlighet for *ubetydelig* miljøskade for sjøfugl og marine pattedyr gitt utslipp fra skytteltanker. Da dette er det modellerte lekkasjescenario som er dimensjonerende med henblikk på sjøfugl innebærer dette at de øvrige scenariene også tilfaller konsekvenskategorien *Ubetydelig*.

Maximum and mean Population Loss (%) per month



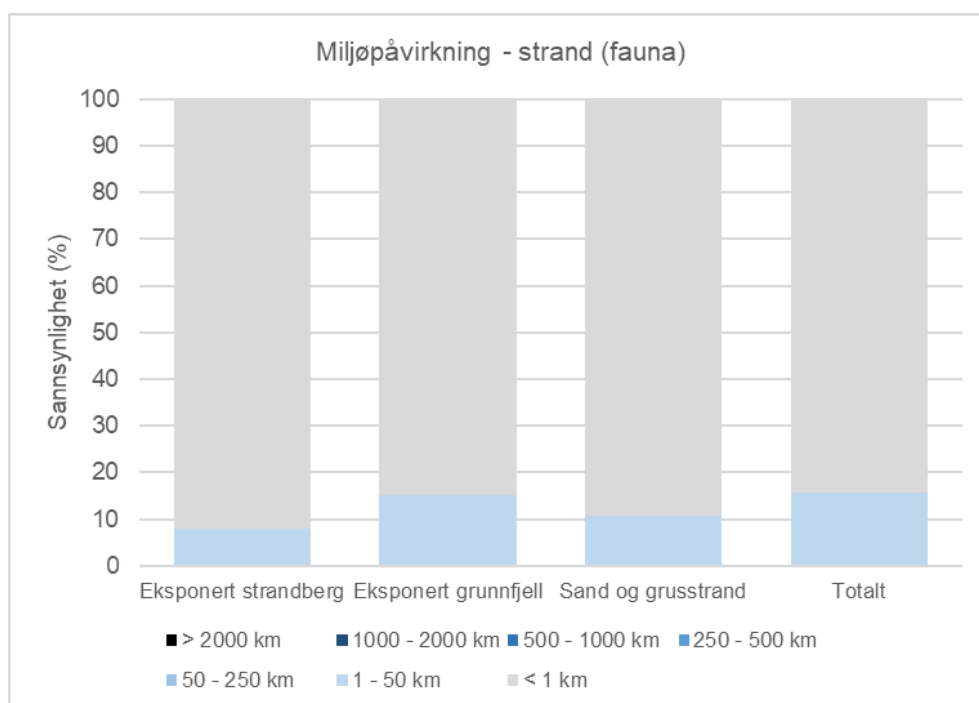
Figur 6-32 Gjennomsnittlige og maksimale månedlige bestandstap for sjøfugl som følge av lekkasjeutslipp fra skytteltanker grunnet skipskollisjon på Wisting-feltet.

6.2 Konsekvenser for kyst og strand

For alle modelleringsscenariene for Wisting-feltet ble utfallet ingen påvirkning langs kysten av fastlands-Norge. Dette innebærer at resultatene nedenfor utelukkende er basert på stranding av oljeemulsjon på Bjørnøya. Som illustrert i kapittel 5.2.5 er ESI kategoriene benyttet på Bjørnøya ESI1 – Eksponert strandberg, ESI2 – Eksponert grunnfjell og ESI3 – Sand og grusstrand.

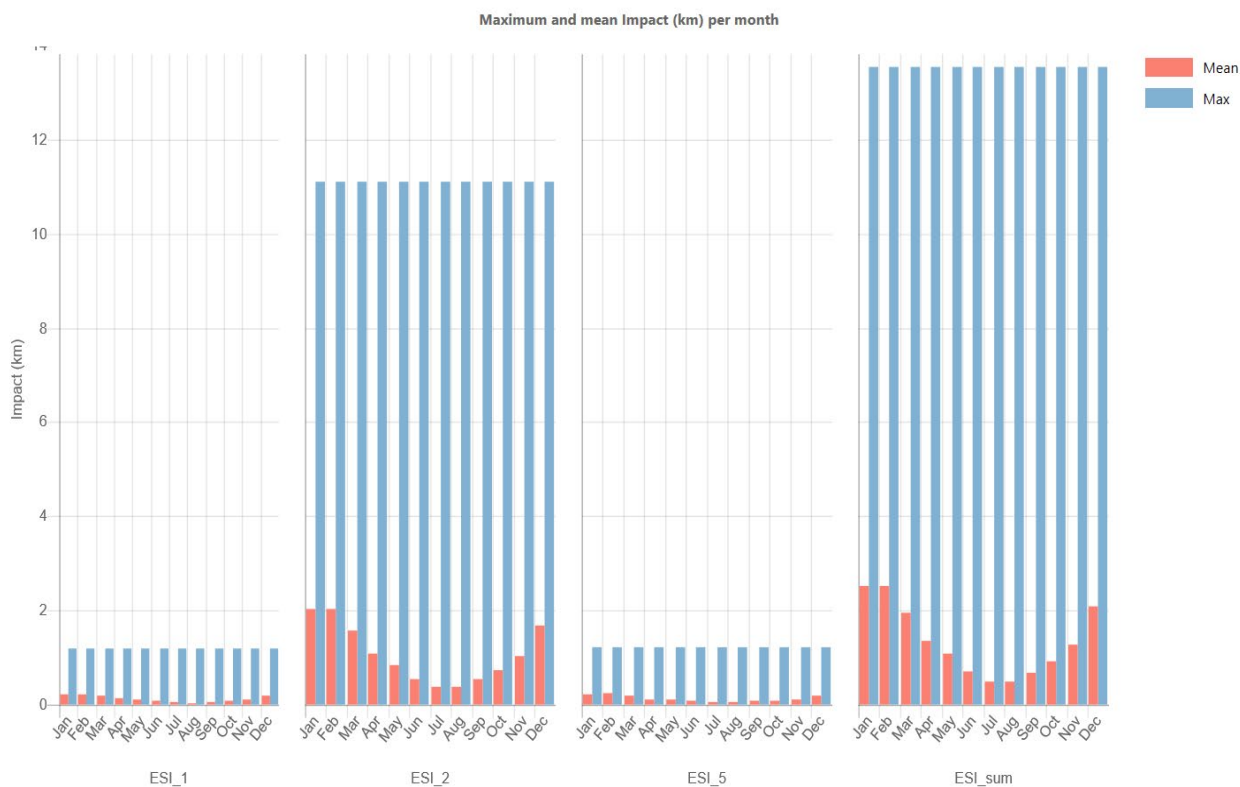
6.2.1 Boring Wisting

Utblåsning fra boring på Wisting gir 100 % sannsynlighet for mindre enn 50 km påvirket kyst med hovedvekt på kategorien <1 km berørt strandfauna. Størst utslag i kategorien 1-50 km berørt kystlinje er i ESI kategori 2 (eksponert grunnfjell) (Figur 6-33).



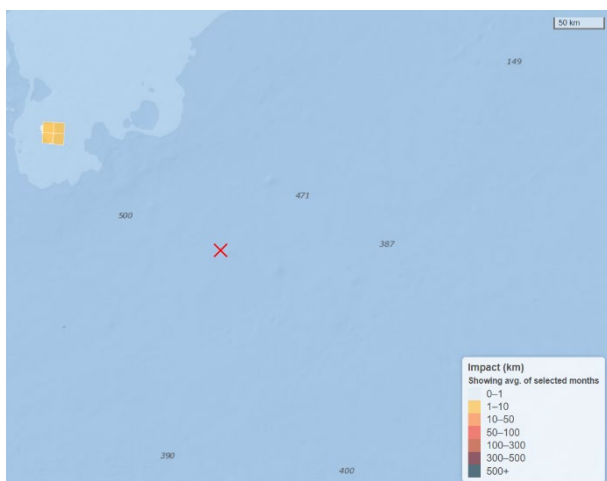
Figur 6-33 Sannsynlighet for påvirkning av strandfauna på Bjørnøya (ulike ESI klasser) som følge av utblåsning fra boring på Wisting.

Gjennomsnittlig og maksimalt antall kilometer påvirket strandfauna ved utblåsning fra Wisting er illustrert i Figur 6-34 og viser hovedsakelig påvirkning på ESI klasse 2 (eksponert grunnfjell). I gjennomsnitt blir 1-2 km strandfauna påvirket.



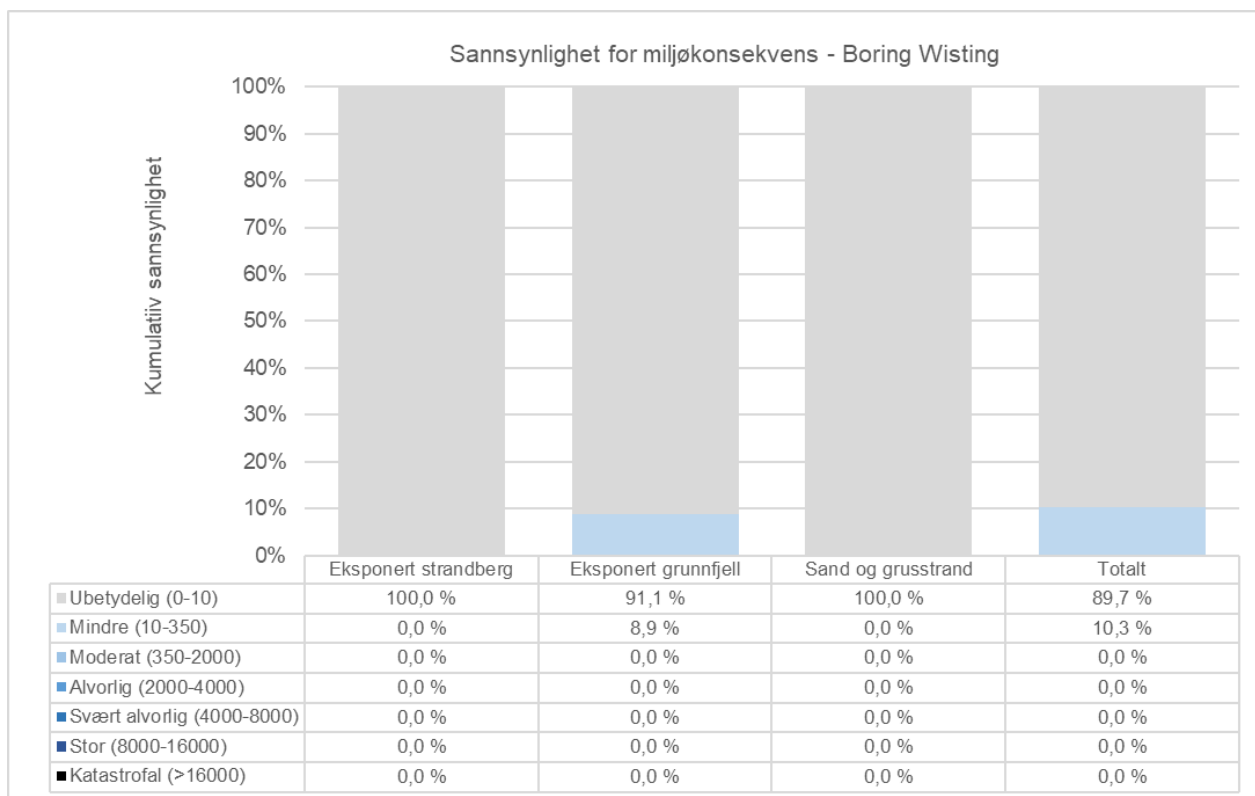
Figur 6-34 Gjennomsnittlige og maksimal månedlig påvirkning av strandfauna (ulike ESI klasser) som følge av utblåsning fra boring på Wisting.

Figur 6-35 viser kart over hvilket område på Bjørnøya som kan bli påvirket ved utblåsning fra boring på Wisting ved 95-persentil verste utfall (14 km berørt strandfauna). Forventningsverdien (50-persentil) gir ingen påvirkning på strandfauna.



Figur 6-35 Påvirkning av strandfauna med angivelse av 95- og 50-persentil (nederst) og kart over 95-persentil (øverste venstre).

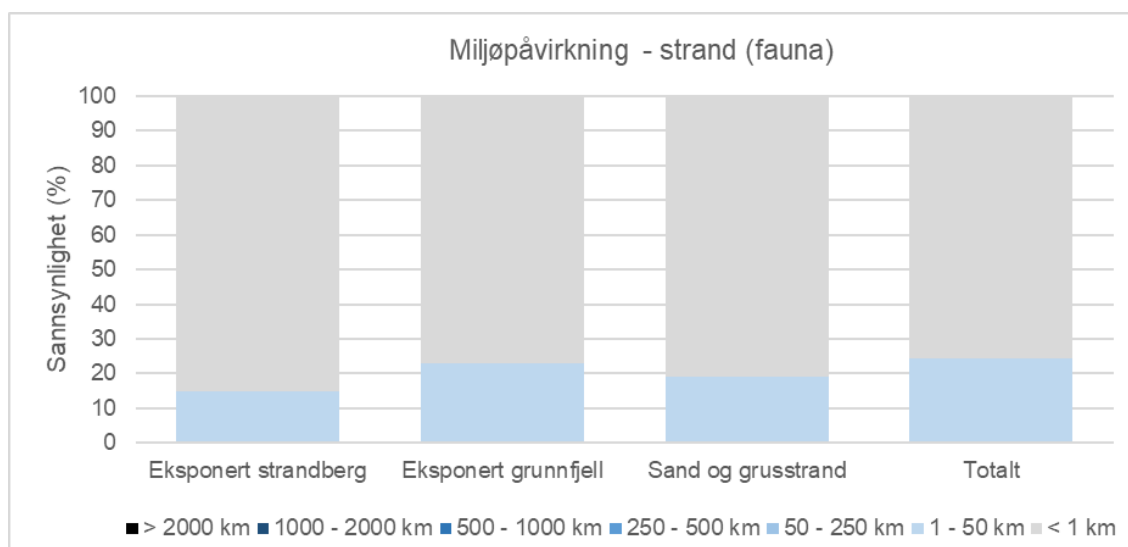
Ovenstående påvirkning på strandfauna medfører sannsynlighet for miljøskade i form av tapt habitat (km-år) klassifisert iht. Tabell 4-3. Det er 10,3 % sannsynlighet for *mindre* miljøskade og 89,7 % for *ubetydelig* skade på strandfauna (Figur 6-36).



Figur 6-36 Sannsynlighet for ulike miljøskader på strandfauna på Bjørnøya som følge av utblåsning fra boring på Wisting. Skade er vist for ulike ESI klasser og samlet for alle strandtyper.

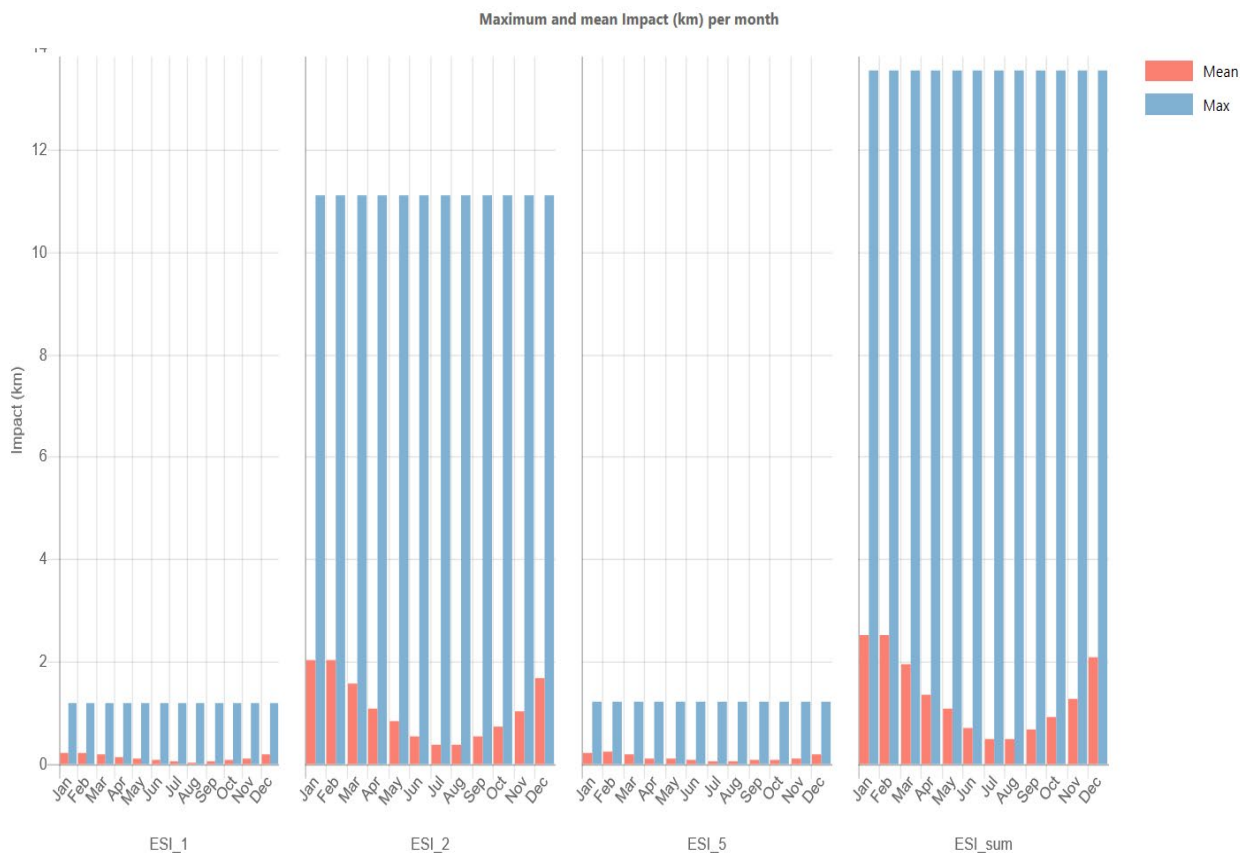
6.2.1 Boring Hanssen

Utblåsning fra boring på Hanssen gir 100 % sannsynlighet for mindre enn 50 km påvirket kyst med hovedvekt på kategorien <1 km berørt strandfauna. Størst utslag i kategorien 1-50 km berørt kystlinje er i ESI kategori 2 (eksponert grunnfjell) (Figur 6-37).



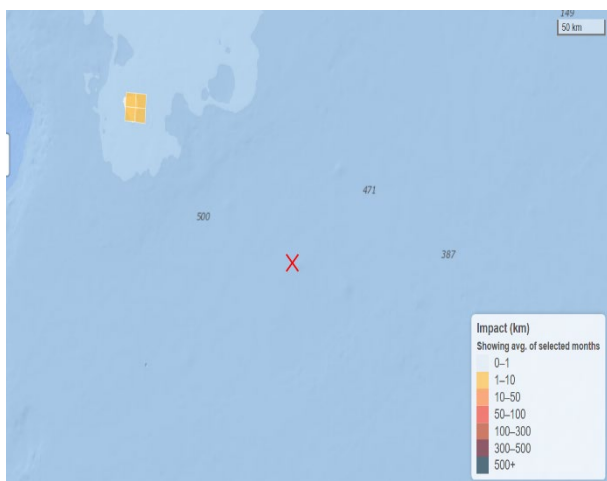
Figur 6-37 Sannsynlighet for påvirkning av strandfauna på Bjørnøya (ulike ESI klasser) som følge av utblåsning fra boring på Hanssen.

Gjennomsnittlig og maksimalt antall kilometer påvirket strandfauna ved utblåsning fra Hanssen er illustrert i Figur 6-38 og viser hovedsakelig påvirkning på ESI klasse 2 (eksponert grunnfjell). Maksimalt berørt kyststripe er 14 km per måned gjennom hele året. Det månedlige gjennomsnittet er høyest i perioden januar-februar med 2 km påvirket strandfauna.



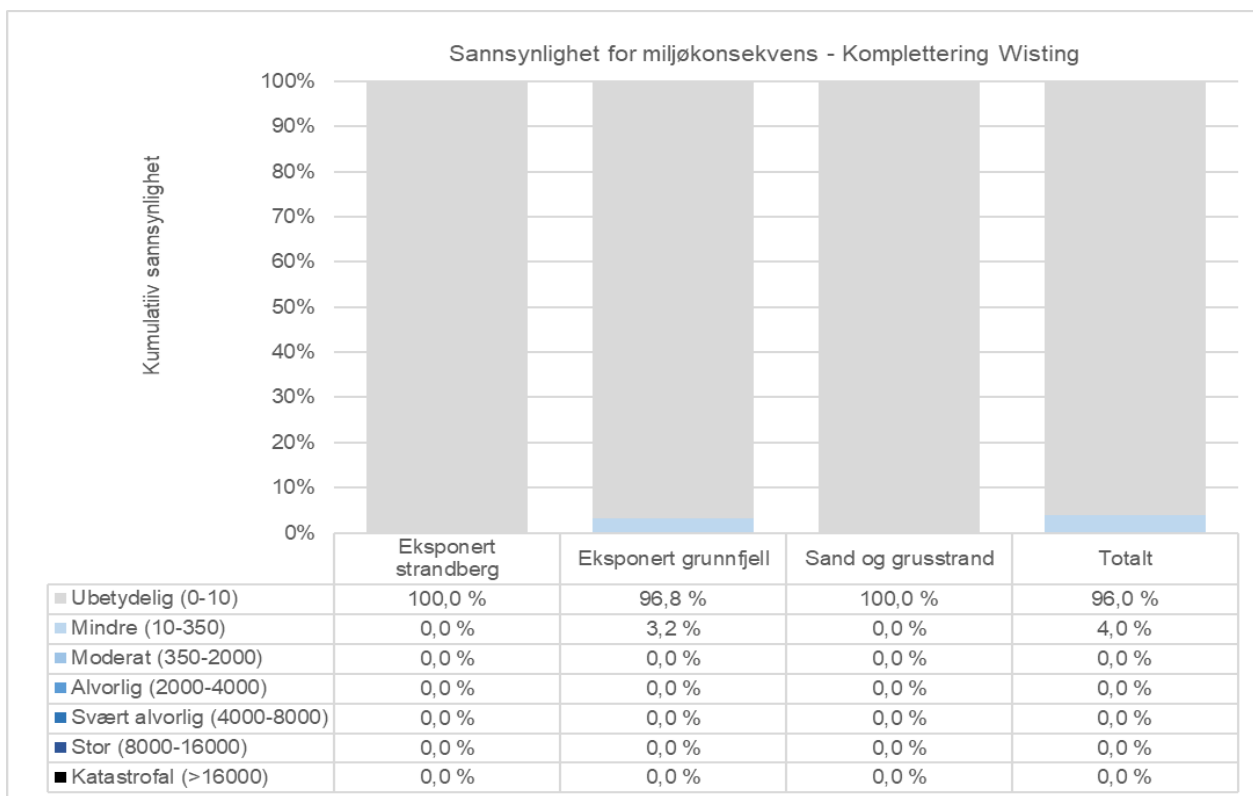
Figur 6-38 Gjennomsnittlige og maksimal månedlig påvirkning av strandfauna (ulike ESI klasser) på Bjørnøya som følge av utblåsning fra boring på Hanssen.

Figur 6-39 viser kart over hvilket område på Bjørnøya som kan bli påvirket ved utblåsning fra boring på Hanssen ved 95-persentil verste utfall (14 km berørt strandfauna). Forventningsverdien (50-persentil) gir ingen påvirkning på strandfauna.



Figur 6-39 Påvirkning av strandfauna med angivelse av 95- og 50-persentil (nederst) og kart over 95-persentil (øverste venstre).

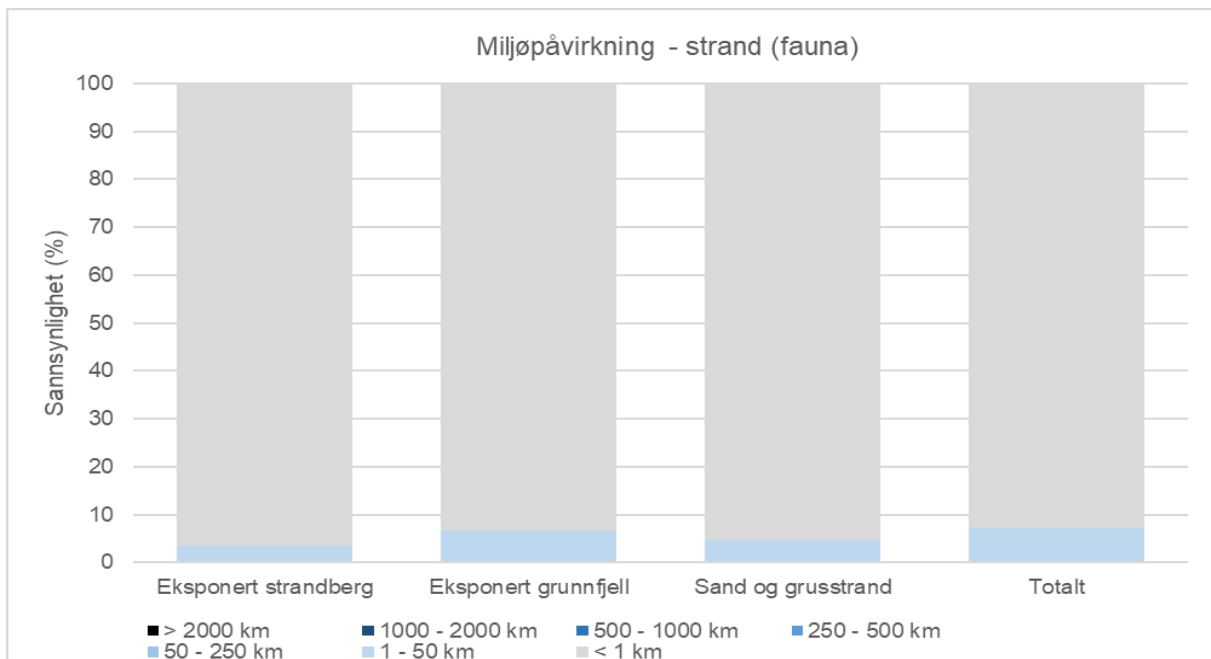
Ovenstående påvirkning på strandfauna medfører sannsynlighet for miljøskade i form av tapt habitat (km-år) klassifisert iht. Tabell 4-3. Det er 17,8 % sannsynlighet for *mindre* miljøskade og 82,2 % for *ubetydelig* skade på strandfauna (Figur 6-40).



Figur 6-40 Sannsynlighet for ulike miljøskader på strandfauna på Bjørnøya som følge av utblåsning fra boring på Hanssen. Skade er vist for ulike ESI klasser og samlet for alle strandtyper.

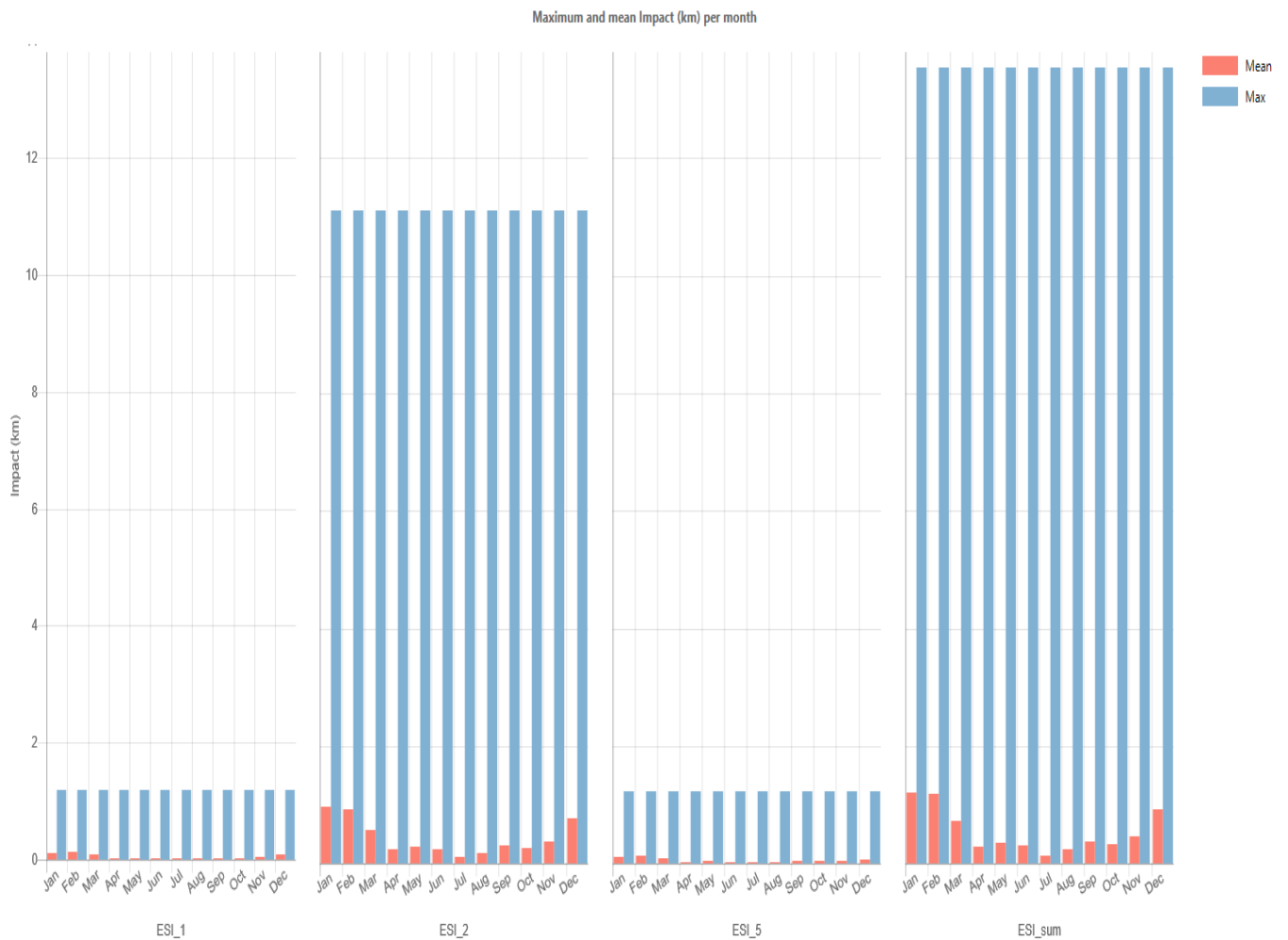
6.2.2 Komplettering Wisting

Utblåsning ved komplettering på Wisting gir 7 % sannsynlighet for 1- 50 km påvirket kyst og 93 % for <1 km berørt strandfauna. Størst utslag i kategorien 1-50 km berørt kystlinje er i ESI kategori 2 (eksponert grunnfjell) (Figur 6-41).



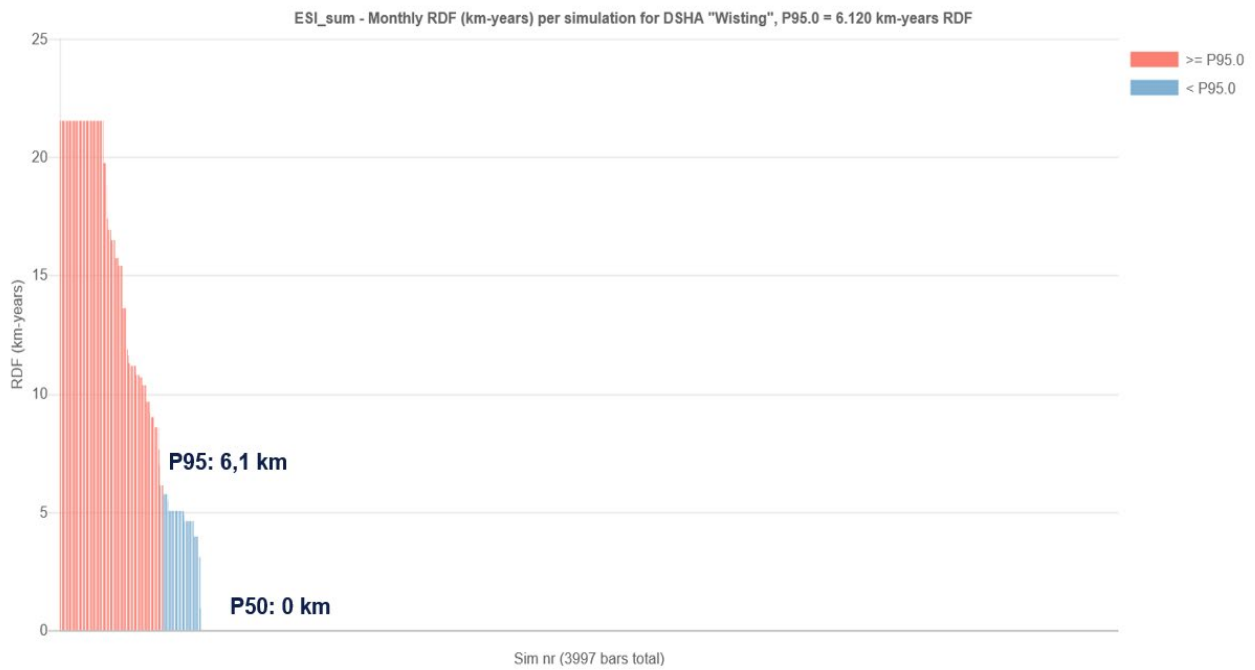
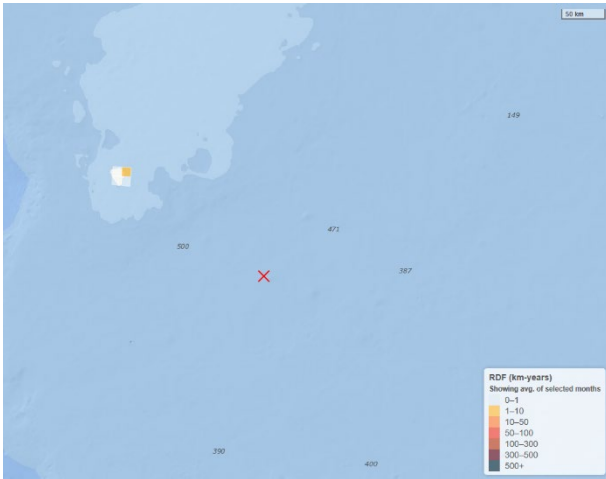
Figur 6-41 Sannsynlighet for påvirkning av strandfauna på Bjørnøya (ulike ESI klasser) som følge av utblåsning ved komplettering på Wisting.

Gjennomsnittlig og maksimalt antall kilometer påvirket strandfauna ved utblåsning fra Wisting er illustrert i Figur 6-42 og viser hovedsakelig påvirkning på ESI klasse 2 (ekspontert grunnfjell). Maksimalt berørt kyststripe er den samme som for de øvrige feltaktivitetene. Det månedlige gjennomsnittet er høyest i perioden januar-februar med ca. 1 km påvirket strandfauna.



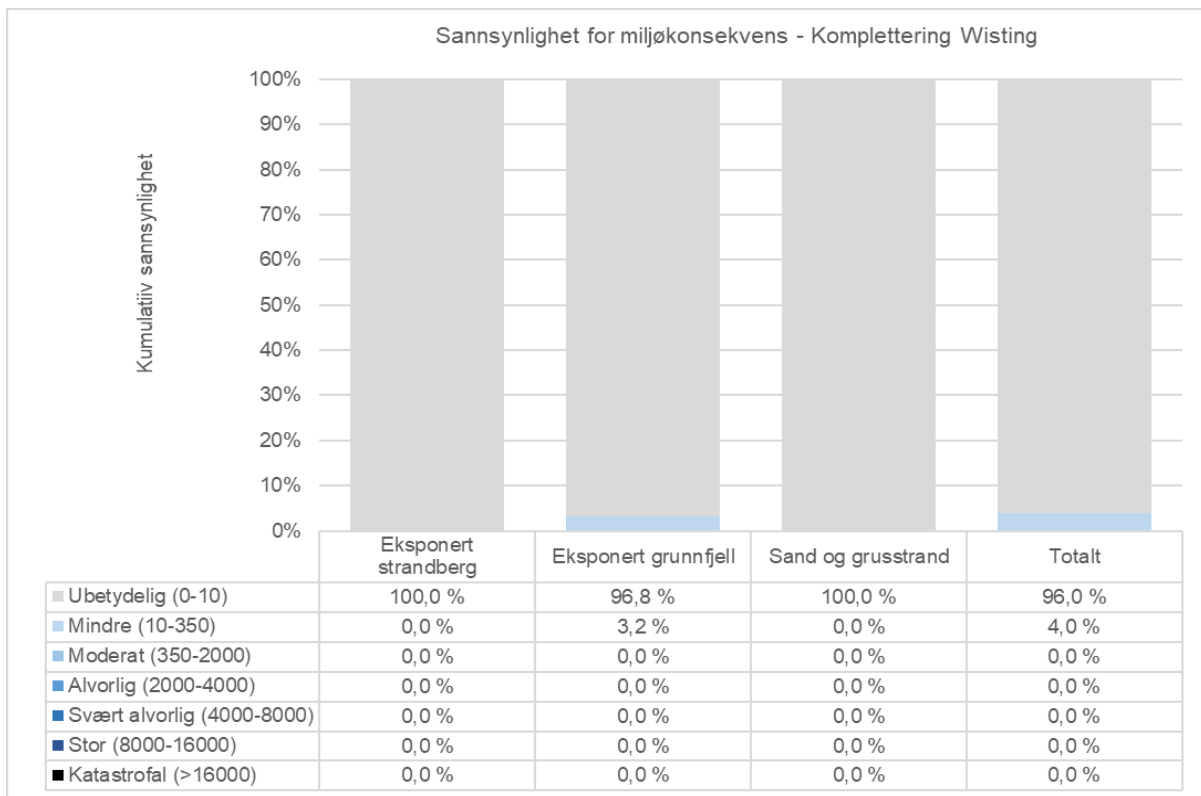
Figur 6-42 Gjennomsnittlige og maksimal månedlig påvirkning av strandfauna (ulike ESI klasser) på Bjørnøya som følge av utblåsning ved komplettering på Wisting.

Figur 6-43 viser kart over hvilket område på Bjørnøya som kan bli påvirket ved utblåsning fra komplettering på Wisting ved 95-persentil verste utfall (6 km berørt strandfauna). Forventningsverdien (50-persentil) gir ingen påvirkning på strandfauna.



Figur 6-43 Påvirkning av strandfauna med angivelse av 95- og 50-persentil (nederst) og kart over 95-persentil (øverste venstre).

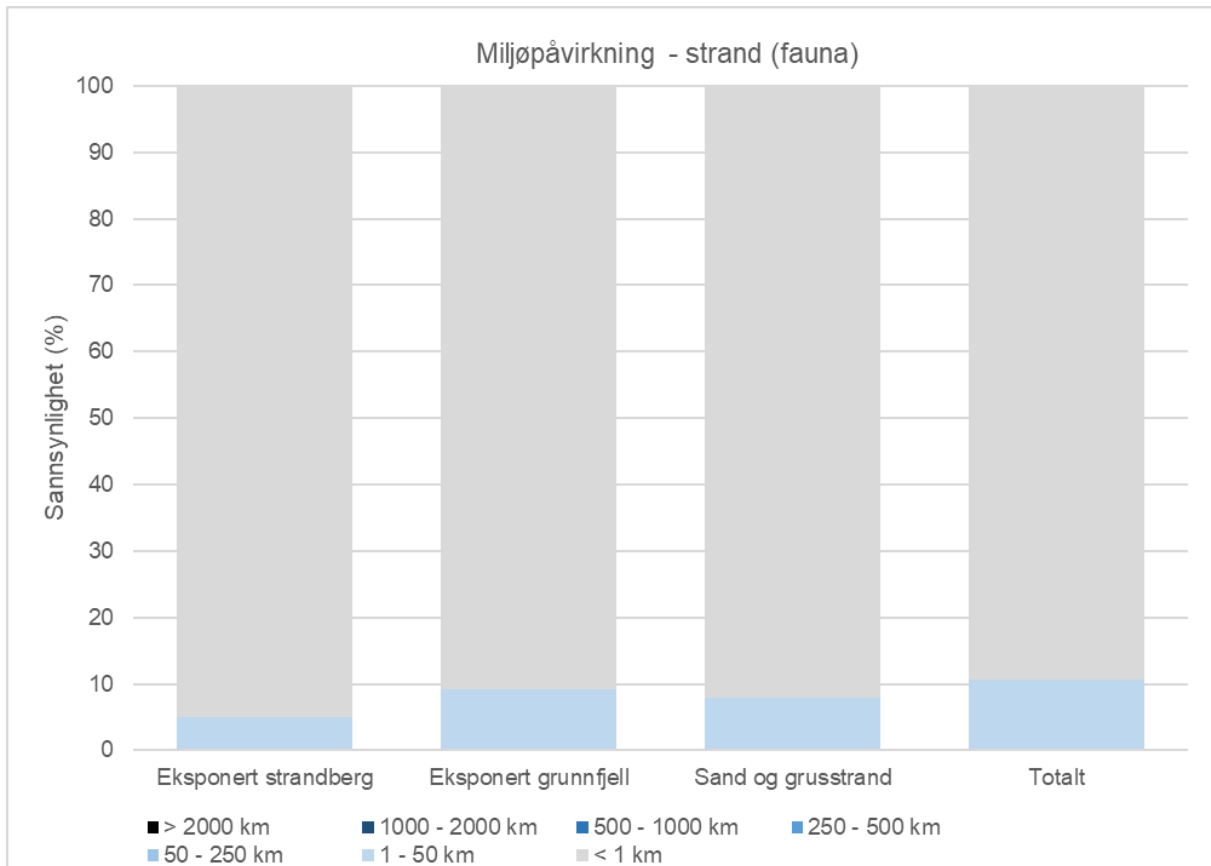
Ovenstående påvirkning på strandfauna medfører sannsynlighet for miljøskade i form av tapt habitat (km-år) klassifisert iht. Tabell 4-3. Det er 4 % sannsynlighet for *mindre* miljøskade og 96 % for *ubetydelig* skade på strandfauna (Figur 6-44).



Figur 6-44 Sannsynlighet for ulike miljøskader på strandfauna på Bjørnøya som følge av utblåsning ved komplettering på Wisting. Skade er vist for ulike ESI klasser og samlet for alle strandtyper.

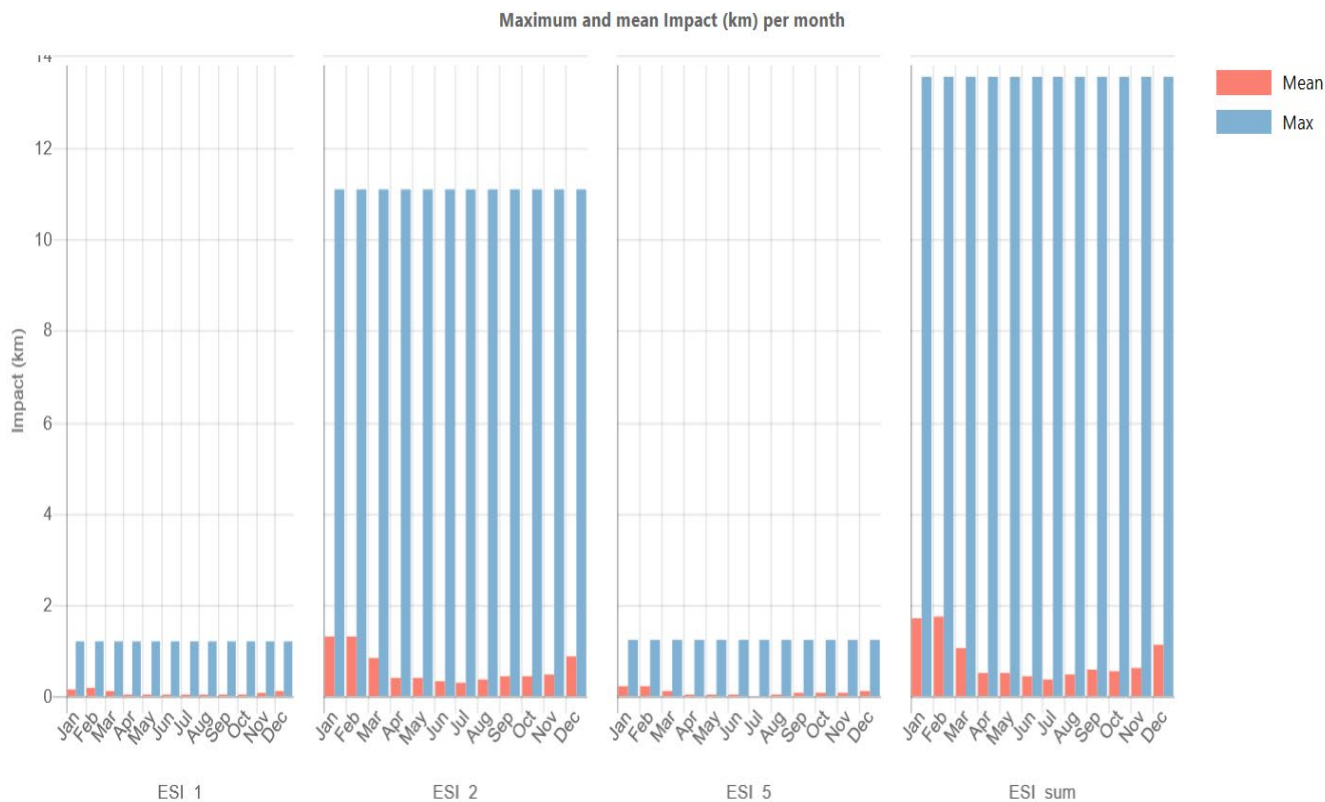
6.2.3 Komplettering Hanssen

Utblåsning ved komplettering på Hanssen gir ca. 11 % sannsynlighet for 1- 50 km påvirket kyst og 89 % for <1 km berørt strandfauna. Størst utslag i kategorien 1-50 km berørt kystlinje er i ESI kategori 2 (ekspontert grunnfjell) (Figur 6-45).



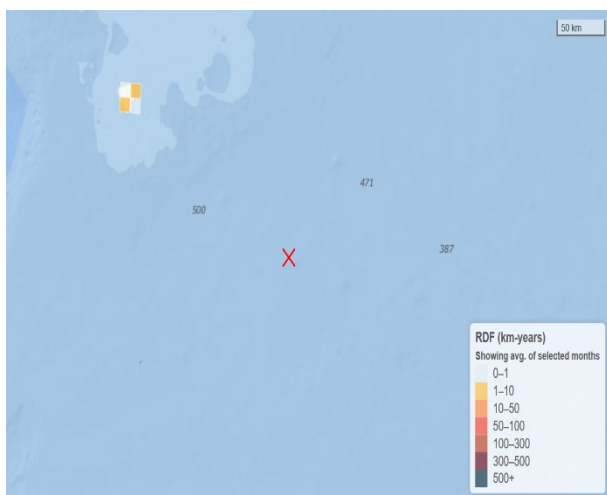
Figur 6-45 Sannsynlighet for påvirkning av strandfauna på Bjørnøya (ulike ESI klasser) som følge av utblåsning ved komplettering på Hanssen.

Gjennomsnittlig og maksimalt antall kilometer påvirket strandfauna ved utblåsning fra Wisting er illustrert i Figur 6-46 og viser hovedsakelig påvirkning på ESI klasse 2 (ekspontert grunnfjell). Maksimalt berørt kyststripe er den samme som for de øvrige feltaktivitetene. Det månedlige gjennomsnittet er høyest i perioden januar-februar med ca. 2 km påvirket strandfauna.



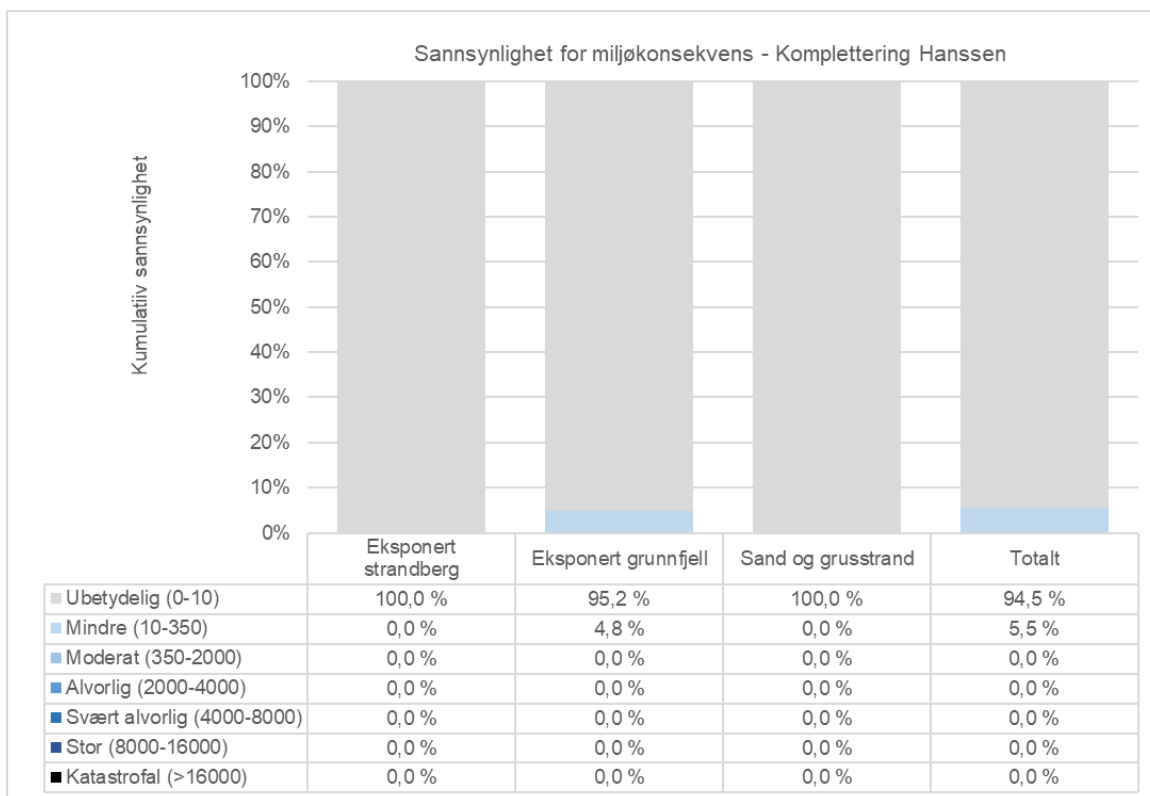
Figur 6-46 Gjennomsnittlige og maksimal månedlig påvirkning av strandfauna (ulike ESI klasser) på Bjørnøya som følge av utblåsning ved komplettering på Hanssen.

Figur 6-47 viser kart over hvilket område på Bjørnøya som kan bli påvirket ved utblåsning fra komplettering på Hanssen ved 95-persentil verste utfall (11 km berørt strandfauna). Forventningsverdien (50-persentil) gir ingen påvirkning på strandfauna.



Figur 6-47 Påvirkning av strandfauna med angivelse av 95- og 50-persentil (nederst) og kart over 95-persentil (øverste venstre).

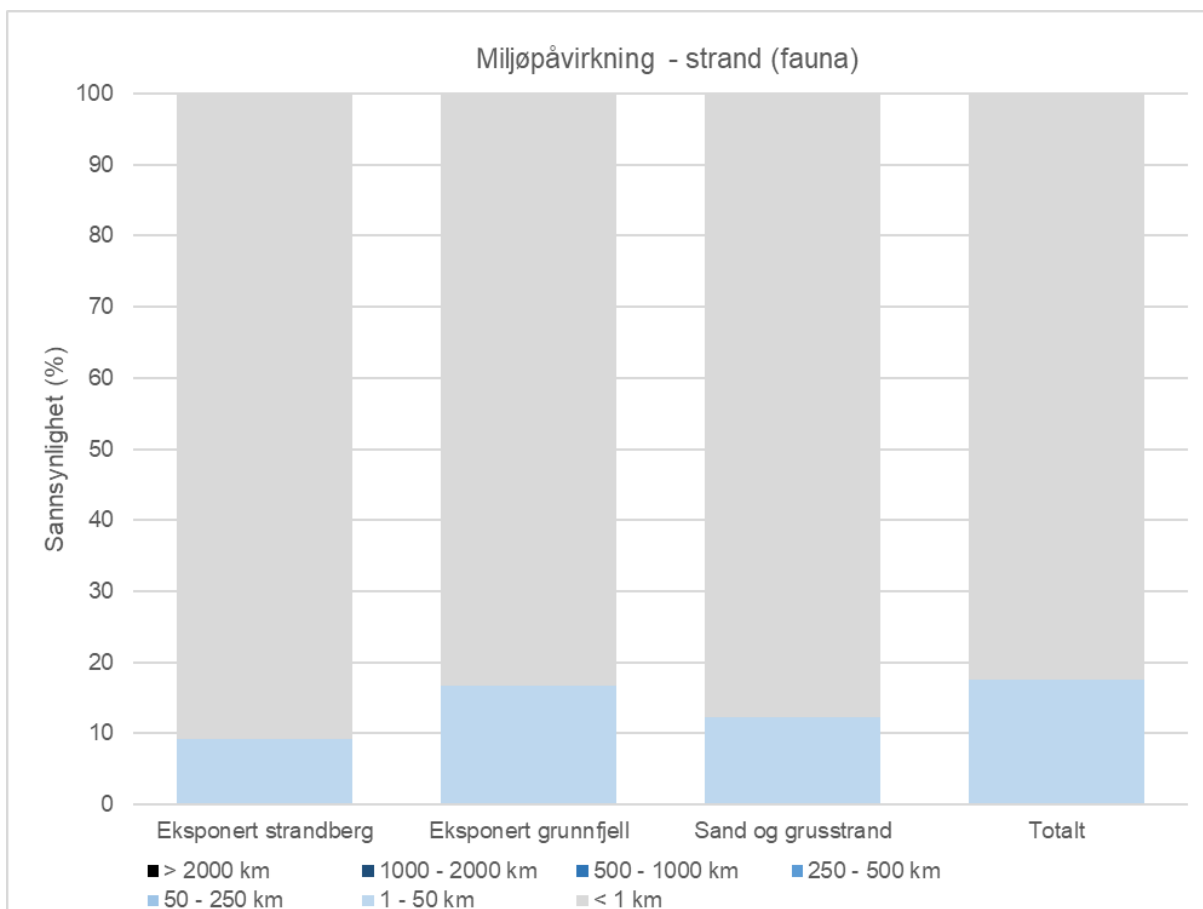
Ovenstående påvirkning på strandfauna medfører sannsynlighet for miljøskade i form av tapt habitat (km-år) klassifisert iht. Tabell 4-3. Det er 5,5 % sannsynlighet for *mindre* miljøskade og 94,5 % for *ubetydelig* skade på strandfauna (Figur 6-48).



Figur 6-48 Sannsynlighet for ulike miljøskader på strandfauna på Bjørnøya som følge av utblåsning ved komplettering på Hanssen. Skade er vist for ulike ESI klasser og samlet for alle strandtyper.

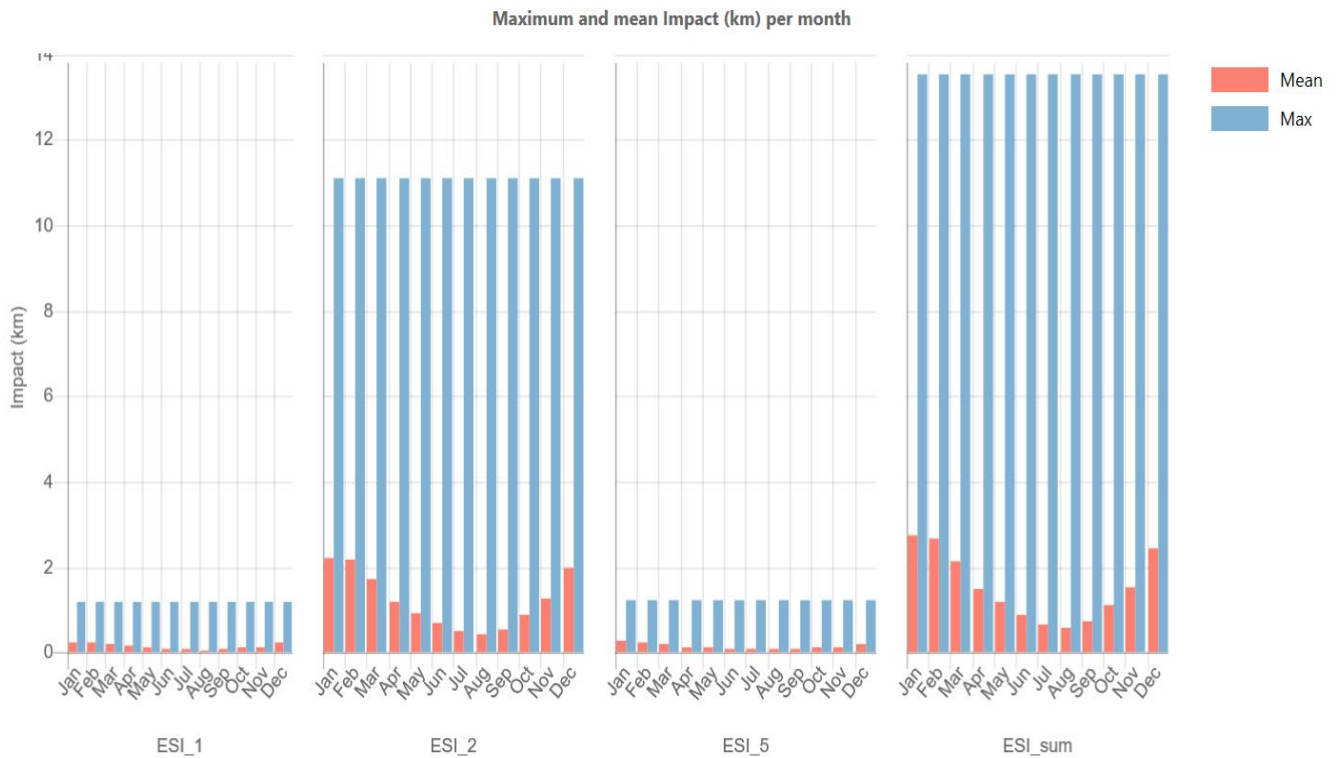
6.2.4 Produksjon Wisting

Utblåsning fra produksjon på Wisting gir ca. 18 % sannsynlighet for 1- 50 km påvirket kyst og 82 % for <1 km berørt strandfauna. Størst utslag i kategorien 1-50 km berørt kystlinje er i ESI kategori 2 (eksponert grunnfjell) (Figur 6-49).



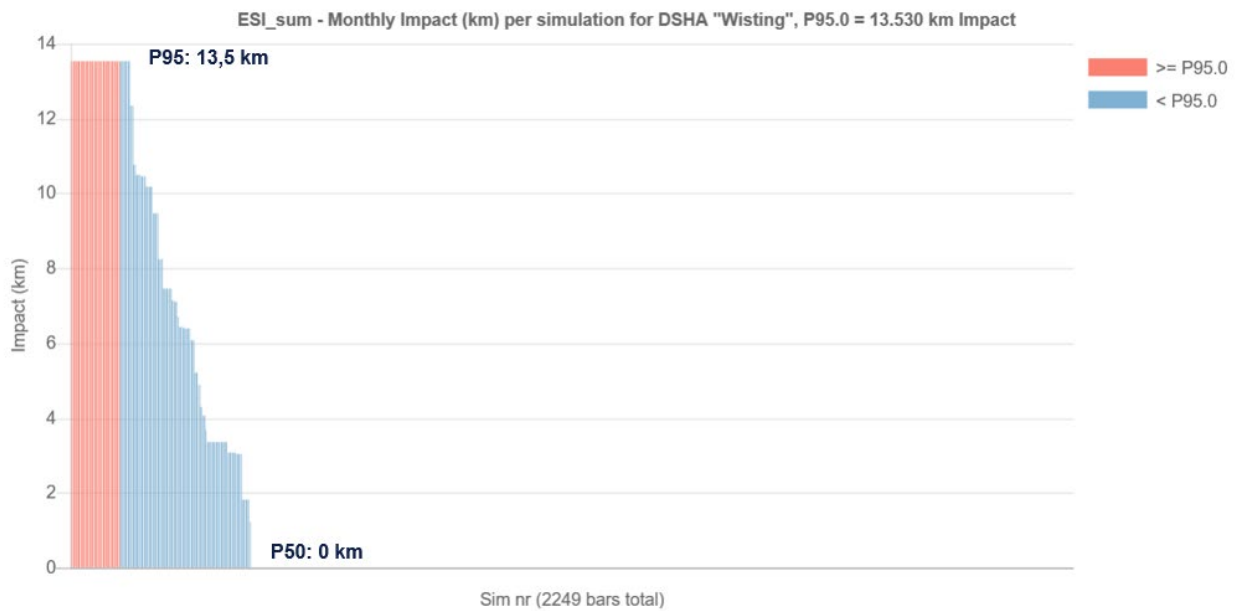
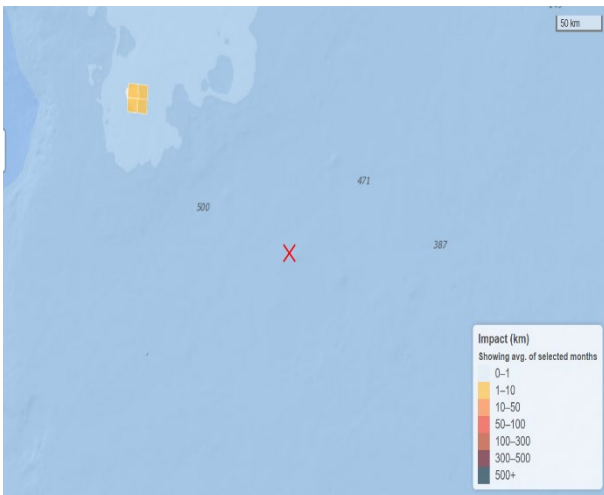
Figur 6-49 Sannsynlighet for påvirkning av strandfauna på Bjørnøya (ulike ESI klasser) som følge av utblåsning ved produksjon på Wisting.

Gjennomsnittlig og maksimalt antall kilometer påvirket strandfauna ved utblåsning fra Wisting er illustrert i Figur 6-50 og viser hovedsakelig påvirkning på ESI klasse 2 (ekspionert grunnfjell). Maksimalt berørt kyststripe er den samme som for de øvrige feltaktivitetene. Det månedlige gjennomsnittet er høyest i perioden januar-februar med ca. 2 km påvirket strandfauna.



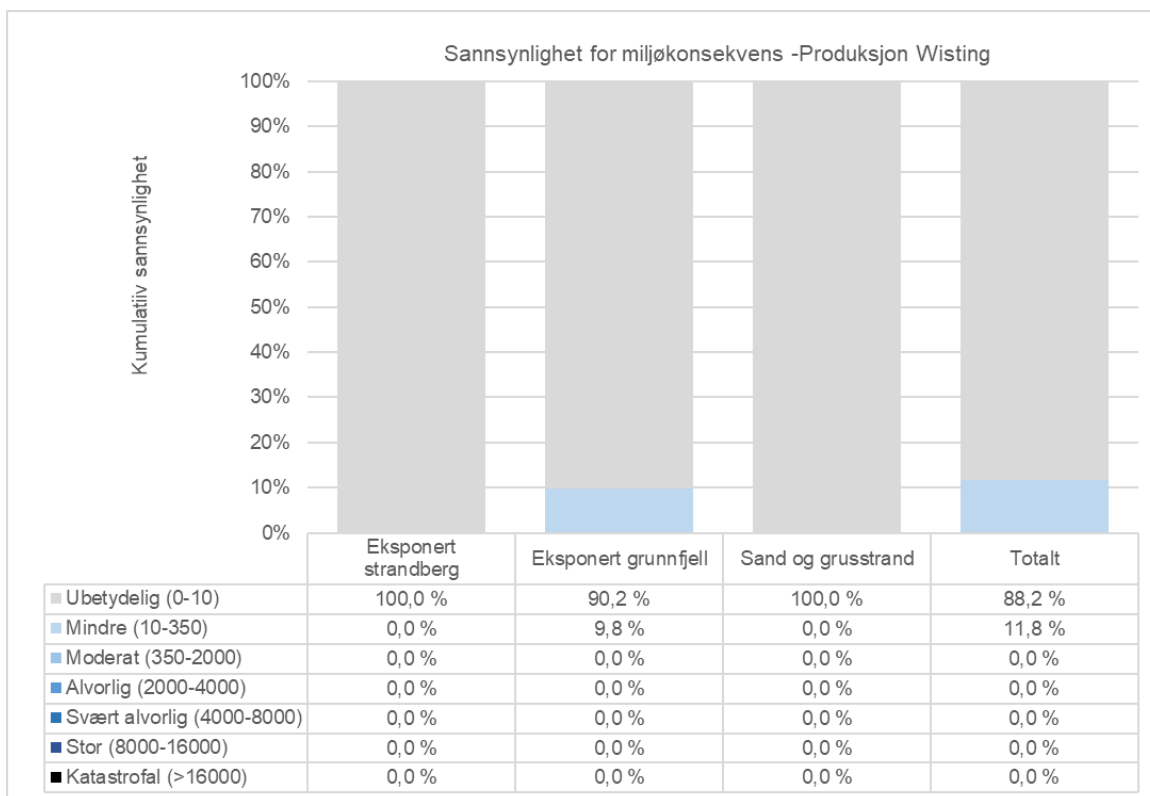
Figur 6-50 Gjennomsnittlig og maksimal månedlig påvirkning av strandfauna (ulike ESI klasser) på Bjørnøya som følge av utblåsning fra produksjon på Wisting.

Figur 6-51 viser kart over hvilket område på Bjørnøya som kan bli påvirket ved utblåsning fra produksjon på Wisting ved 95-persentil verste utfall (13,5 km berørt strandfauna). Forventningsverdien (50-persentil) gir ingen påvirkning på strandfauna.



Figur 6-51 Påvirkning av strandfauna med angivelse av 95- og 50-persentil (nederst) og kart over 95-persentil (øverst).

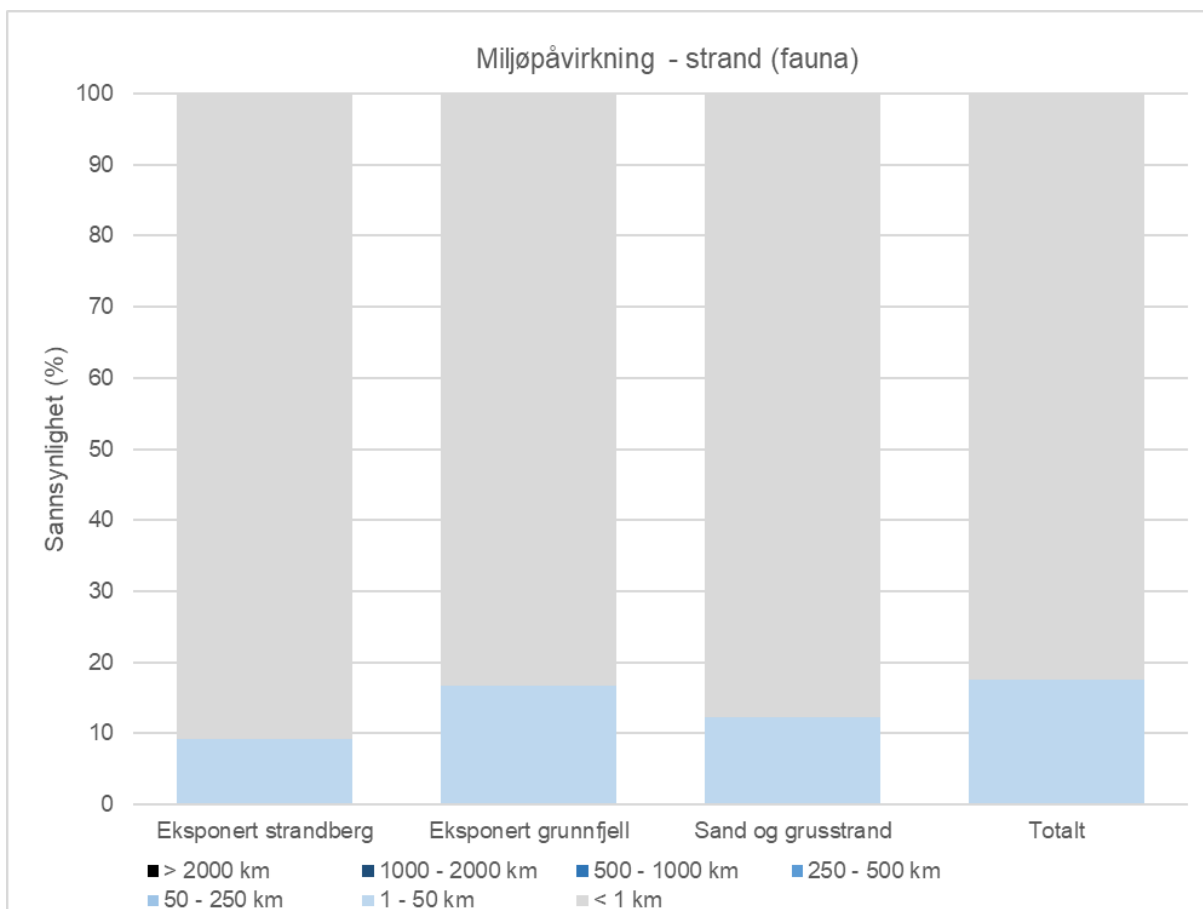
Ovenstående påvirkning på strandfauna medfører sannsynlighet for miljøskade i form av tapt habitat (km-år) klassifisert iht. Tabell 4-3. Det er 12 % sannsynlighet for *mindre* miljøskade og 88 % for *ubetydelig* skade på strandfauna (Figur 6-52).



Figur 6-52 Sannsynlighet for ulike miljøskader på strandfauna på Bjørnøya som følge av utblåsning fra produksjon på Wisting. Skade er vist for ulike ESI klasser og samlet for alle strandtyper.

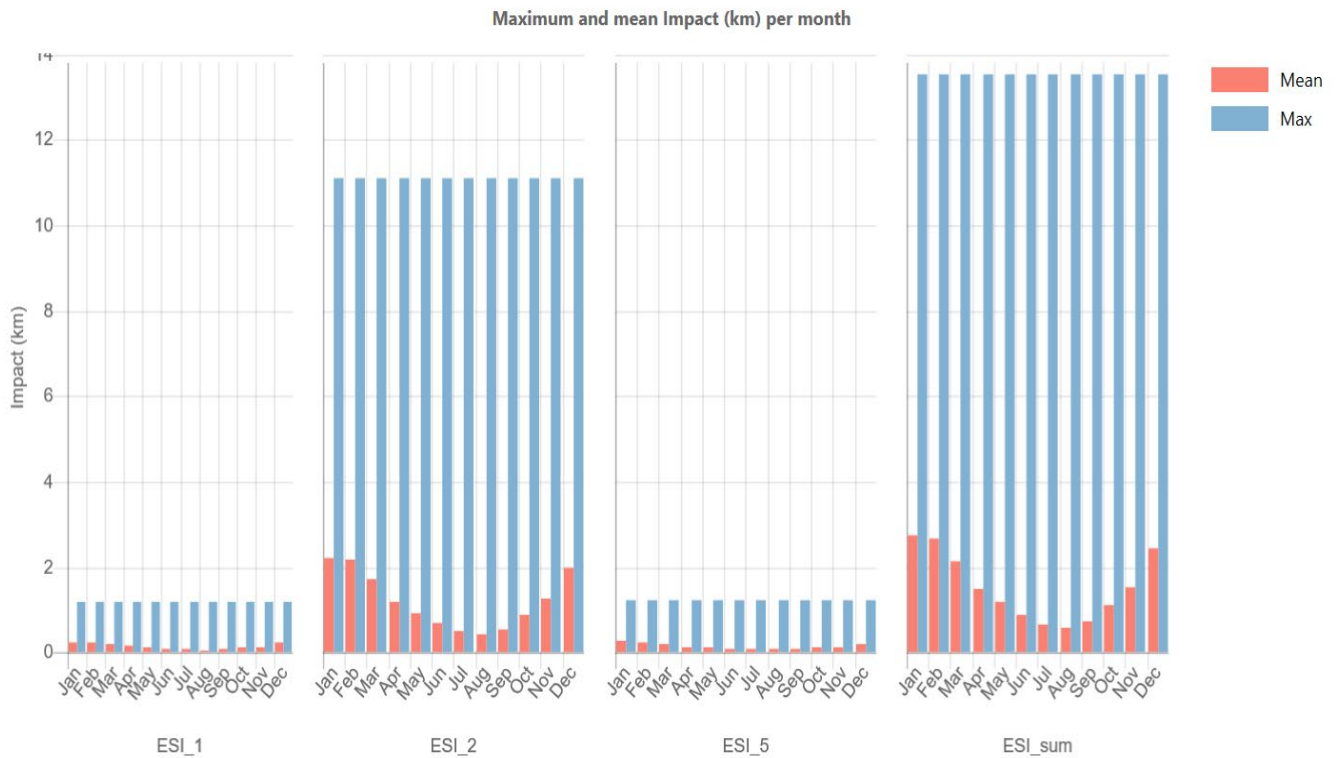
6.2.5 Produksjon Hanssen

Utblåsning fra produksjon på Wisting gir ca. 18 % sannsynlighet for 1- 50 km påvirket kyst og 82 % for <1 km berørt strandfauna. Størst utslag i kategorien 1-50 km berørt kystlinje er i ESI kategori 2 (ekspontert grunnfjell) (Figur 6-53).



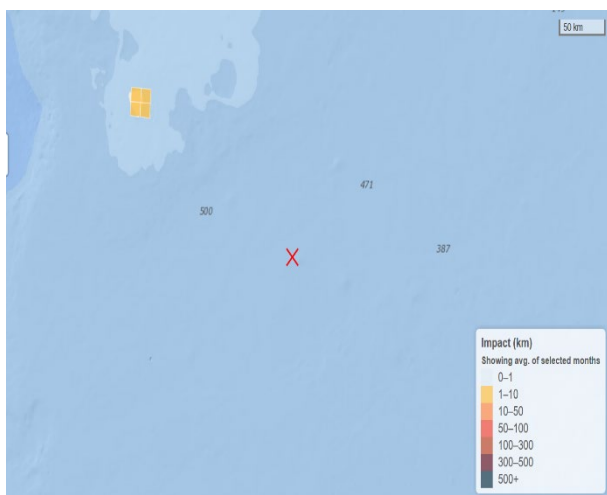
Figur 6-53 Sannsynlighet for påvirkning av strandfauna på Bjørnøya (ulike ESI klasser) som følge av utblåsning ved produksjon på Wisting.

Gjennomsnittlig og maksimalt antall kilometer påvirket strandfauna ved utblåsning fra Hanssen er illustrert i Figur 6-54 og viser hovedsakelig påvirkning på ESI klasse 2 (ekspionert grunnfjell). Maksimalt berørt kyststripe er den samme som for de øvrige feltaktivitetene (13,5 km). Det månedlige gjennomsnittet er høyest i perioden januar-februar med ca. 3 km påvirket strandfauna.



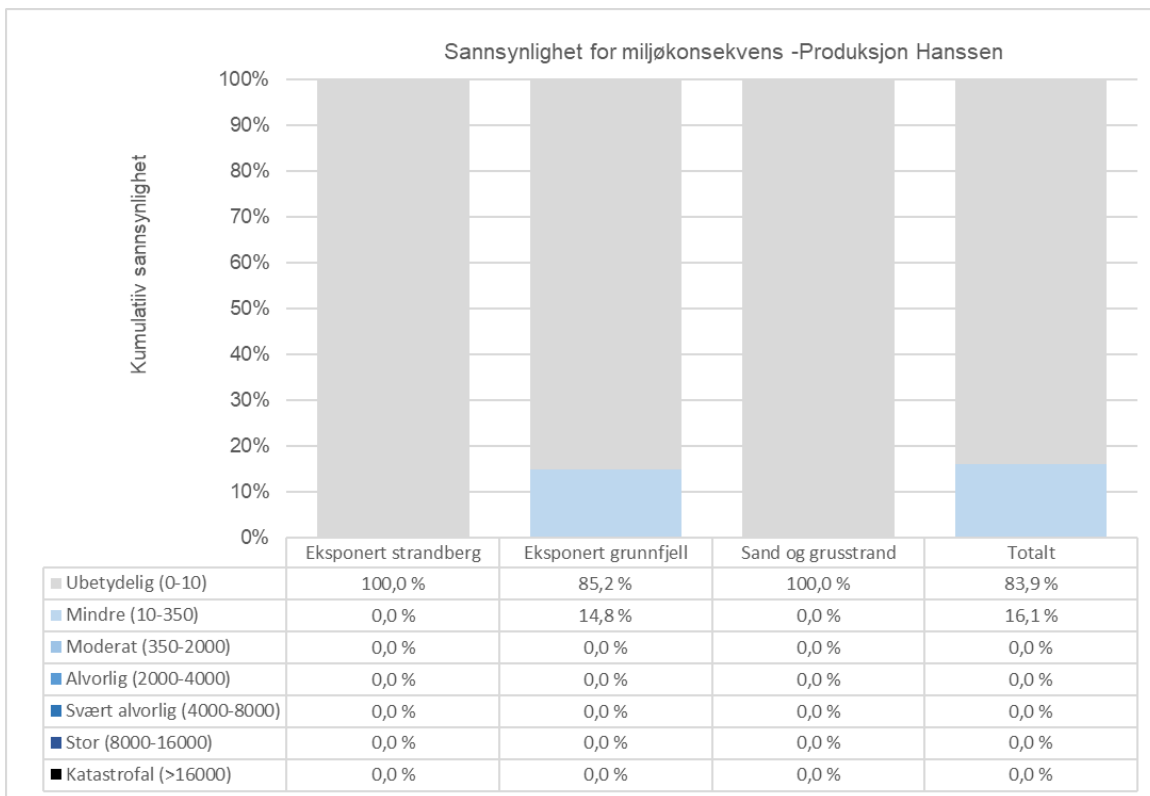
Figur 6-54 Gjennomsnittlig og maksimal månedlig påvirkning av strandfauna (ulike ESI klasser) på Bjørnøya som følge av utblåsning fra produksjon på Wisting.

Figur 6-55 viser kart over hvilket område på Bjørnøya som kan bli påvirket ved utblåsning fra produksjon på Hanssen ved 95-persentil verste utfall (13,5 km berørt strandfauna). Forventningsverdien (50-persentil) gir ingen påvirkning på strandfauna.



Figur 6-55 Påvirkning av strandfauna med angivelse av 95- og 50-persentil (nederst) og kart over 95-persentil (øverst).

Ovenstående påvirkning på strandfauna medfører sannsynlighet for miljøskade i form av tapt habitat (km-år) klassifisert iht. Tabell 4-3. Det er 16 % sannsynlighet for *mindre* miljøskade og 84 % for *ubetydelig* skade på strandfauna (Figur 6-56). Bidraget i konsekvenskategorien *Mindre* kommer utelukkende fra ESI2 (eksponert grunnfjell).

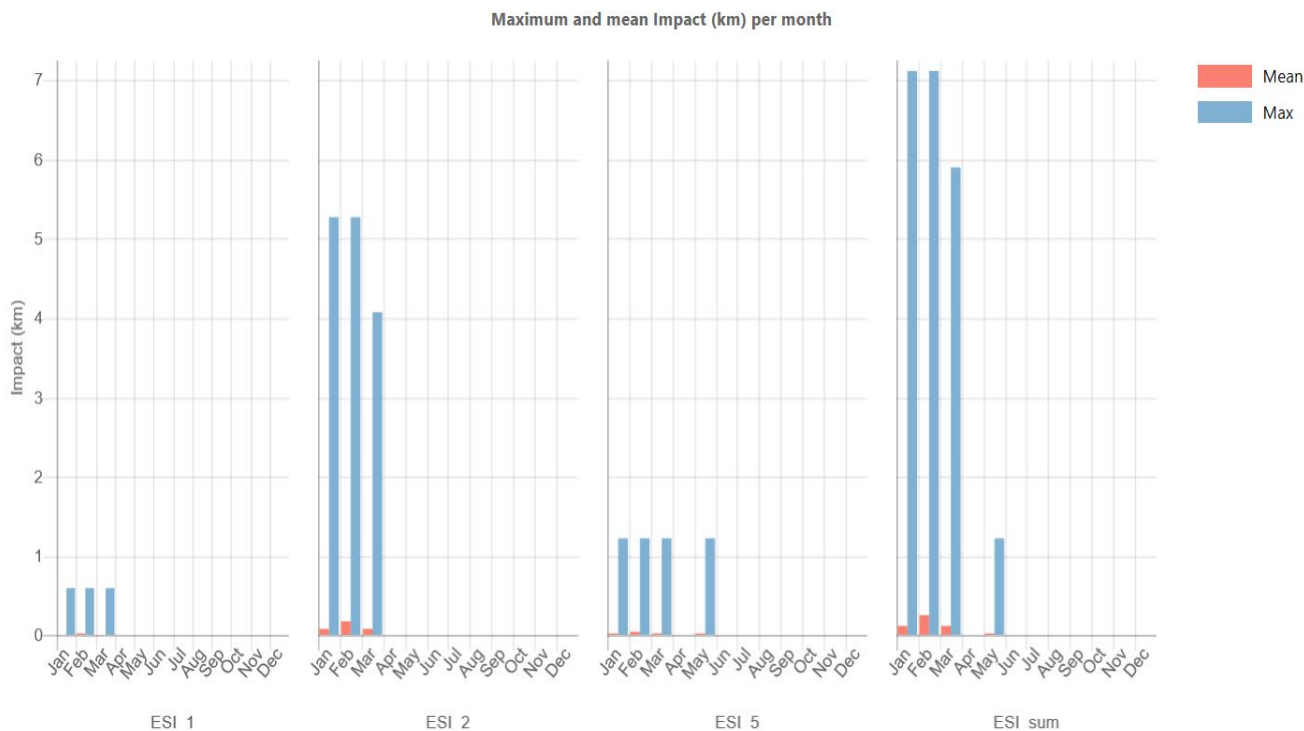


Figur 6-56 Sannsynlighet for ulike miljøskader på strandfauna på Bjørnøya som følge av utblåsning fra produksjon på Hanssen. Skade er vist for ulike ESI klasser og samlet for alle strandtyper.

6.2.6 Lekkasje-scenarier

Påvirkning på kyst og strandhabitater er svært begrenset gitt ulike lekkasje-scenarier på Wisting-feltet. Lekkasje fra skytteltanker, som er scenariet med størst utslippet volum, er sammen med lekkasje fra FPSO, de modellerte scenariene som har sannsynlighet for å påvirke kysthabitatet på Bjørnøya. Gjennomsnittlig og maksimalt antall kilometer påvirket strandfauna er svært begrenset med maksimalt 7 km (Figur 6-57). Det er hovedsakelig påvirkning på ESI klasse 2 (eksponert grunnfjell). Det er perioden januar-mars som er mest utsatt.

For samtlige lekkasje-scenarier er det 100 % sannsynlighet for RDF-verdier under 10, noe som innebærer laveste skadekategori i ERA Acute (ubetydelig miljøskade).



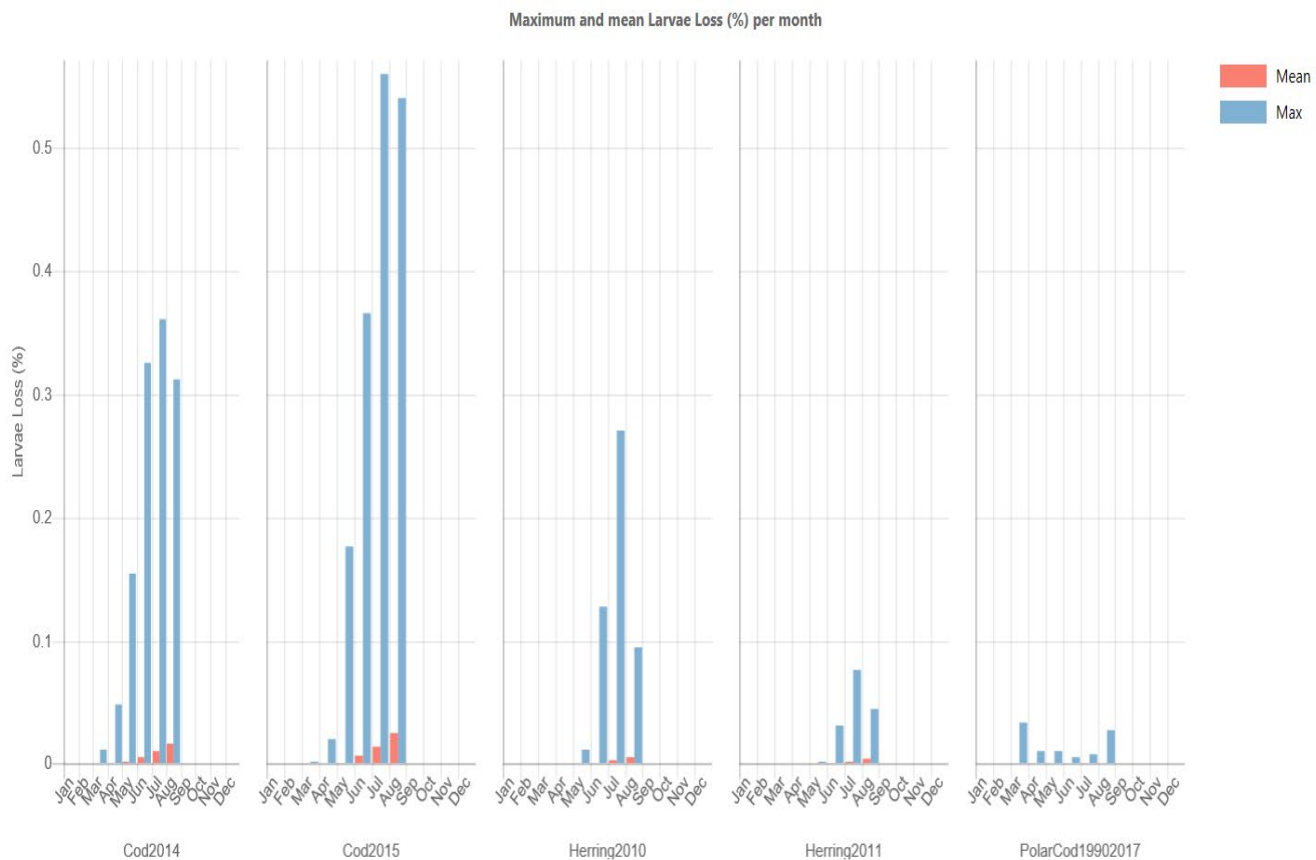
Figur 6-57 Gjennomsnittlig og maksimal månedlig påvirkning av strandfauna (ulike ESI klasser) som følge av lekkasje fra skytteltanker på Wisting-feltet.

6.3 Konsekvenser for fisk

Konsekvenser for fisk er beregnet med THC tilnærming i henhold til beste praksis (Akvaplan-niva, Acona, DNV GL 2019), hvor man ser på tidsmidlet maksimal hydrokarbonkonsentrasjon i vannsøylen og ser på om disse konsentrasjonene er over effektgrensen for dødelige effekter på fiskelarver. Konsentrasjonene overlappes fiskelarveutbredelsene og larvetap oppsummeres pr. simulering.

Det er ikke sannsynlighet for larvetap over 1 % for hverken sild, torsk eller polartorsk fra noe utblåsnings- eller lekkasjescenario på Wisting-feltet. Maksimale månedlige larvetap er vist i Figur 6-58 for utblåsning fra boring på Hanssen, som har høyest beregnet larvetap, og viser <0,6 % larvetap for torsk (2015) og inntil 0,3 % for sild (2010). Gjennomsnittlige månedlige larvetap er for begge arter <0,1 %. For polartorsk er det beregnet larvetap svært lavt (<0,1 %) på grunn av polartorskens nordlige utbredelse sammenlignet med influensområdet til Wisting.

Larvetapene som er beregnet er så marginale at det ikke er gjort videre vurderinger av konsekvenser på bestandsnivå for fisk utover å anta at dette medfører *ubetydelig* miljøskade (larvetap under 10 % gir RDF verdier i kategori 0-10 som er ubetydelig miljøskade) for sild, torsk og polartorsk.



Figur 6-58 Gjennomsnittlige og maksimale månedlige larvetap på sild, torsk og polartorsk som følge av utblåsning ved boring på Wisting-feltet.


6.4 Konsekvenser for Iskant og iskantressurser

Wisting feltet ligger sentralt i Barentshavet og i et område som er godt utenfor definert iskantområde. Likevel er det sett på mulig overlapp mellom en utblåsning fra Wisting og om olje kan spres til områder hvor iskanten er. Det er tatt utgangspunkt i en periode med mye is i Barentshavet og modellert opp en overflateutblåsning fra Wisting med høy utblåsningsrate (9700 m³/d i 14 dager) i perioden 1998 til og med 2002. Ser man på denne perioden så er 1999 det året med nest største isutbredelse Barentshavet i februar og mars og størst isutbredelse i april og mai de siste 40 år (Tabell 6-2).

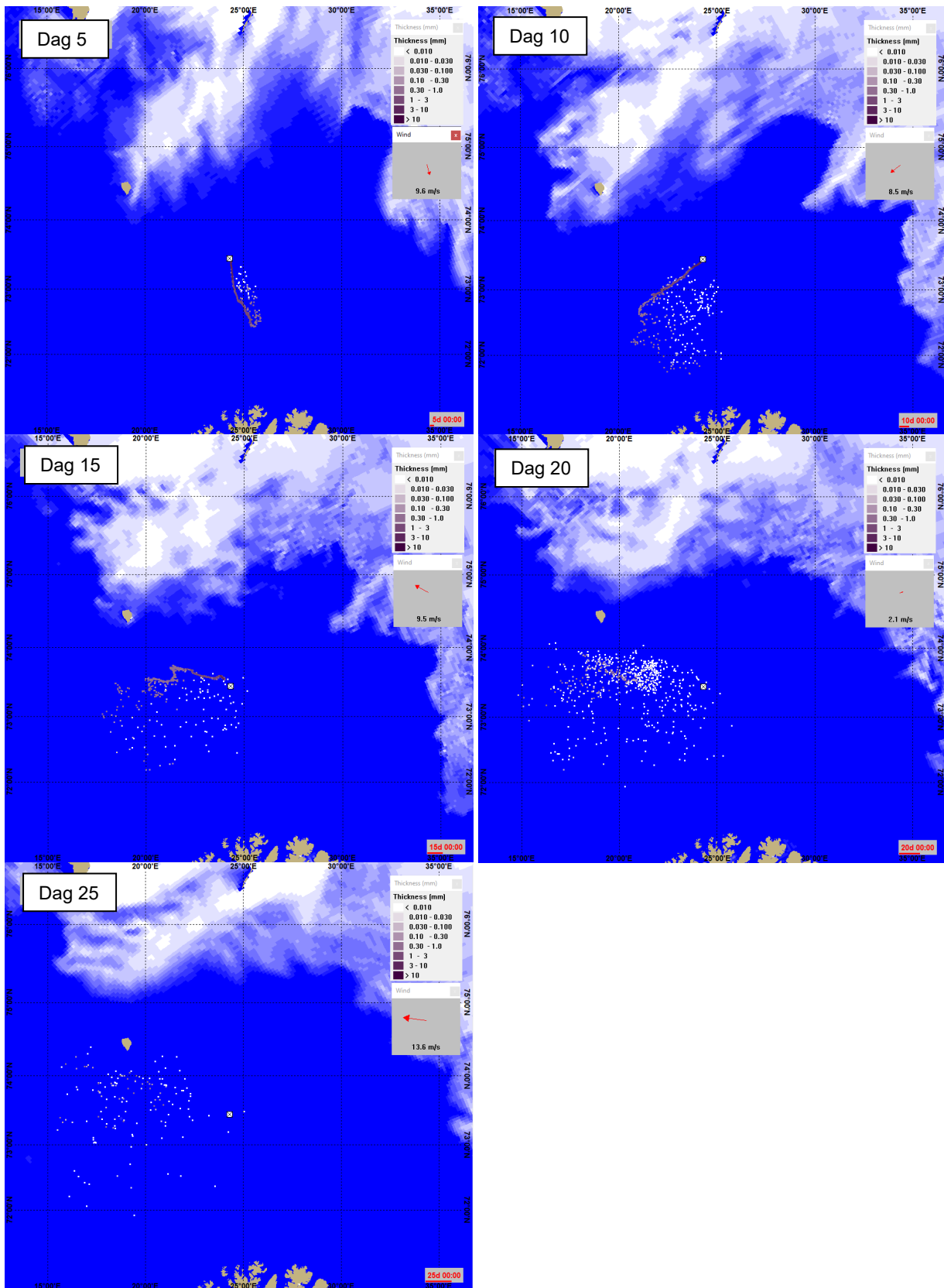
Tabell 6-2 Månedlig iskantutbredelse i Barentshavet siste 40 år med angivelse av arealvis utstrekning (extent) av is samt rangering (rank) av år med minst (1) og mest (40) is. Kilde (NSIDC, 2021)

	January		February		March		April		May		June	
	extent	rank	extent	rank	extent	rank	extent	rank	extent	rank	extent	rank
1983	697566	21	806046	25	798098	19	858861	26	729344	26	462480	25
1984	746870	25	689337	14	807798	20	878640	27	637958	22	416970	22
1985	752184	26	883535	27	813476	22	1013201	35	881576	36	605605	34
1986	879799	34	932751	32	892772	31	965800	33	863866	35	599991	33
1987	831425	30	1048903	40	1020192	38	1125478	39	930234	38	699476	38
1988			915492	30	929832	34	1000399	34	843653	33	548348	31
1989	945265	39	956081	35	857880	28	782813	20	583212	19	549395	32
1990	756771	27	748729	22	853281	26	707976	13	531535	16	395917	21
1991	728762	24	712339	18	812927	21	812483	22	737129	28	488058	26
1992	679091	18	768553	23	675511	9	746465	16	382053	6	343318	17
1993	693181	22	746377	21	825529	24	893909	29	729937	27	543932	30
1994	861478	33	933206	33	894416	32	888601	28	822891	30	491044	27
1995	717392	23	700441	16	689708	11	488591	3	430915	9	347517	18
1996	793061	28	927148	31	823663	23	838910	24	756317	29	520708	29
1997	813548	29	966727	36	892378	30	1057839	37	827841	31	503492	28
1998	861002	32	1039276	39	1077778	39	1142796	40	1048092	40	818719	40
1999	881841	35	967375	37	937886	35	1028268	36	989288	39	687128	37
2000	699043	17	709633	17	724029	15	750410	17	563173	18	356500	19
2001	568452	12	721777	19	901533	33	895291	30	661321	23	376984	20
2002	682975	19	823859	26	853404	27	767117	19	704350	25	451147	24
2003	920671	36	933847	34	987206	36	947377	31	851911	34	672830	35
2004	854114	31	902649	29	882022	29	830935	23	625291	21	418925	23
2005	514648	11	520832	7	768600	18	799969	21	669513	24	334044	16
2006	368152	4	554752	9	714923	14	591454	9	253388	2	136758	3
2007	393594	8	633089	12	552625	5	501364	4	381483	5	272457	13
2008	372749	5	437073	3	571361	7	587268	8	470348	14	327608	15
2009	570816	13	626772	11	679329	10	758165	18	609052	20	281628	14
2010	572469	14	667175	13	842659	25	856875	25	418902	8	165721	5
2011	685117	20	777800	24	698124	12	687635	12	537780	17	261492	11
2012	350426	3	391925	2	495513	2	530683	5	263567	3	94705	2
2013	376070	6	521553	8	750383	17	709936	14	397864	7	145578	4
2014	506249	10	484366	6	549866	4	618562	10	461965	13	209027	7
2015	618765	16	722460	20	560508	6	426644	2	359569	4	224214	9
2016	385483	7	379799	1	401871	1	373173	1	188529	1	67218	1
2017	294670	1	445049	4	545937	3	547939	6	483276	15	227462	10
2018	320822	2	462343	5	662322	8	730656	15	460287	12	167633	6
2019	415346	9	589970	10	732490	16	581307	7	440856	10	265975	12
2020	615018	15	670190	15	713411	13	682144	11	449156	11	218720	8

Ettersom april 1999 er den måneden med størst isutbredelse i Barentshavet så er det vist en overlapp av overflateutblåsning med start den 2. april 1999 med varighet 14 dager pluss 20 dager følgetid, samt isutbredelse i samme periode (Figur 6_60). Utslippet starter i en periode hvor iskanten trekker seg sørover i Barentshavet og dekker



etter hvert området rundt Bjørnøya. Utslipet starter også med en sørlig drivretning tilsvarende iskanten de første 5 dagene. Etter hvert dreier utslippet i en vestlig og nordvestlig drivretning, men samtidig driver også iskanten i samme retning og ligger ved dag 15 noe nord for Bjørnøya. Utslipet er nå over og resterende olje blir gradvis fordampet og nedblandet i området sør for Bjørnøya (dag 20 og 25), mens iskanten holder seg nord for Bjørnøya i samme periode. Ingen overlapp mellom olje og iskant observeres i perioden med maksimal isdekningsgrad i Barentshavet de siste 40 år og sannsynligheten for olje inn mot iskant er vurdert som svært marginal.



Figur 6-59 Visning av olje på sjøoverflaten ved overflateutblåsning fra Wisting Hanssen med start den 2 april 1999 med rate 9700 m³/d i 14 dager, sammen med isutbredelse i samme periode. Kart er vist etter 5, 10, 15, 20 og 25 dager etter utslippets start.

I slutføring av miljørisikoanalysen ble det utført et mer detaljert studie av mulig overlapp mellom olje og sjøis i samarbeid med SINTEF (Se vedlegg D). Studien bygger på løsninger som er under implementering i ERA Acute dynamiske data og iskant JIP og det er foretatt spesifikke analyser på sannsynlighet for at olje skal drive inn i sjøis for to år (1997 og 2003) med stor isutbredelse i Barentshavet og en iskant nær Wisting området. Anlysen er foretatt på en langvarig overflateutblåsning med rate på 8000 m³/d og varighet i 30 dager (verste fallshendelse). Resultatene viser at for 1997 er det potensiale for at olje kan nå områder med is etter en del dagers drivtid. Tilsvarende potensiale er vist for 2003 men da med mindre overlappsareal enn i 1997 ettersom iskanten også var noe lengre unna Wisting lokasjonen i 2003. I perioden etter 2006 har vært lite og sporadisk med is innen influensområdet til Wisting. Innenfor 50 km fra Wisting lokasjonen er iskanten observert siste gang i 2002 (se vedlegg D).

6.5 Månedlig miljøskade gitt en utblåsning fra Wisting-feltet

Til illustrasjon av miljøskade er det sett nærmere på boreaktivitet på Hanssen og produksjonsaktivitet på Wisting. Førstnevnte har størst potensiale for miljøskade gitt en utblåsning mens produksjonsaktiviteten på Wisting inkluderer flest operasjoner av lengre varighet. Månedlig konsekvensfordelinger vist for dimensjonerende sjøfuglbestand og kysthabitat på Bjørnøya.

Ved boring viser sjøfugl, beregnet som tapte bestand-år (RDF), sannsynlighet for konsekvenskategori *alvorlig* i perioden februar til august. Foruten i månedene april og august er det lomvi (Bh) som er dimensjonerende bestand. (Tabell 6-3). I perioden september til januar er skadepotensialet beregnet å være lavere med sannsynlighet for inntil *moderat* konsekvens.

Tabell 6-3 Månedlig fordeling på konsekvenskategorier for dimensjonerende sjøfuglbestand gitt en utblåsning i tilknytning til boring på Hanssen. Reviderte ERA Acute konsekvenskategorier er benyttet.

Konsekvenskategori	Januar	Februar	Mars	April	Mai	Juni	Juli	August	September	Oktober	November	Desember
Ubetydelig	79,7 %	65,4 %	57,9 %	59,0 %	59,8 %	59,5 %	57,5 %	60,3 %	70,5 %	79,6 %	79,7 %	89,9 %
Mindre	13,6 %	14,9 %	19,3 %	20,1 %	19,4 %	20,3 %	22,2 %	20,5 %	19,7 %	20,4 %	20,3 %	10,1 %
Moderat	6,7 %	13,0 %	6,2 %	14,0 %	13,3 %	16,0 %	15,2 %	16,8 %	9,7 %			
Alvorlig		6,7 %	16,6 %	6,9 %	7,4 %	4,2 %	5,1 %	2,4 %				
Svært alvorlig												
Stor												
Katastrofal												
Dimensjonerende sjøfuglbestand	havhest	lomvi	lomvi	lunde	lomvi	lomvi	lomvi	lunde	polarlomvi	polarlomvi	lunde	havhest

Konsekvensbildet for kysthabitat på Bjørnøya er i kategoriene *ubetydelig* og *mindre* gjennom hele året (Tabell 6-4).

Tabell 6-4 Månedlig fordeling på konsekvenskategorier for kysthabitat på Bjørnøya gitt en utblåsning i tilknytning til boring på Hanssen. Reviderte ERA Acute konsekvenskategorier er benyttet.

Konsekvenskategori	Januar	Februar	Mars	April	Mai	Juni	Juli	August	September	Oktober	November	Desember
Ubetydelig	70,1 %	69,7 %	78,1 %	84,2 %	86,1 %	89,1 %	90,2 %	89,9 %	86,2 %	84,9 %	83,0 %	76,3 %
Mindre	29,9 %	30,3 %	22,0 %	15,8 %	13,9 %	10,9 %	9,8 %	10,1 %	13,8 %	15,1 %	17,0 %	23,8 %
Moderat												
Alvorlig												
Svært alvorlig												
Stor												
Katastrofal												

Gitt en utblåsning fra produksjonsaktiviteten på Wisting er det sannsynlighet for *moderat* miljøskade i perioden februar-august med maksimalt utslag på 22,5 % for lomvi i mars måned (Tabell 6-5). For de øvrige månedene varierer miljøskaden fra *ubetydelig* (desember) til *mindre* konsekvens (januar og september - november). Sammenlignet med boreaktivitet viser utblåsning fra produksjon lavere månedlig skadepotensiale i alle månedene.

Tabell 6-5 Månedlig fordeling på konsekvenskategorier for dimensjonerende sjøfuglbestand gitt en utblåsning i tilknytning til produksjon fra Wisting. Reviderte ERA Acute konsekvenskategorier er benyttet.

Konsekvenskategori	Januar	Februar	Mars	April	Mai	Juni	Juli	August	September	Oktober	November	Desember
Ubetydelig	89,7 %	76,3 %	72,2 %	70,9 %	72,7 %	71,2 %	69,7 %	71,6 %	76,9 %	93,4 %	90,9 %	100,0 %
Mindre	10,3 %	23,1 %	5,3 %	19,7 %	18,2 %	23,4 %	23,9 %	25,2 %	23,1 %	6,6 %	9,1 %	
Moderat		0,6 %	22,5 %	9,4 %	9,1 %	5,4 %	6,4 %	3,2 %				
Alvorlig												
Svært alvorlig												
Stor												
Katastrofal												
Dimensjonerende sjøfuglbestand	havhest	lomvi	lomvi	lunde	lomvi	lomvi	lomvi	lunde	polarlomvi	polarlomvi	lunde	lomvi

Konsekvensbildet for kysthabitat på Bjørnøya er som for boring i kategoriene *ubetydelig* og *mindre* konsekvens gjennom hele året (Tabell 6-6). Sannsynligheten for *mindre* konsekvens ved produksjon fra Wisting er noe lavere enn ved boring på Hanssen.

Tabell 6-6 Månedlig fordeling på konsekvenskategorier for kysthabitat på Bjørnøya gitt en utblåsning i tilknytning til produksjon fra Wisting. Reviderte ERA Acute konsekvenskategorier er benyttet.

Konsekvenskategori	Januar	Februar	Mars	April	Mai	Juni	Juli	August	September	Oktober	November	Desember
Ubetydelig	78,5 %	79,6 %	83,3 %	88,4 %	90,1 %	92,3 %	94,6 %	95,2 %	95,5 %	91,7 %	88,0 %	81,2 %
Mindre	21,5 %	20,4 %	16,7 %	11,6 %	9,9 %	7,7 %	5,4 %	4,8 %	4,5 %	8,3 %	12,0 %	18,8 %
Moderat												
Alvorlig												
Svært alvorlig												
Stor												
Katastrofal												

6.6 Miljørisiko

Miljørisiko for sjøfugl/sjøpattedyr, strand og fisk samlet for alle aktiviteter på Wisting-feltet og plottet i risikomatrisen til Equinor i Figur 6-60. For fisk er det *ubetydelig* miljørisiko, mens det for sjøfugl (lomvi i Barentshavet) er risiko opp til kategori *alvorlig* miljøkonsekvens. Det er også beregnet en *liten* miljøkonsekvens for strandfauna på Bjørnøya. Beregninger viste ingen stranding av olje langs kysten av Fastlands-Norge. Lekkasjescenariene, ikke presentert i risikomatrise, bidrar utelukkende i kategorien *ubetydelig* miljøskade for sjøfugl og fisk. For kyst og strand er det begrenset sannsynlighet for *mindre* miljøskade på Bjørnøya med 0,7 % gitt utslipp fra skytteltanker. For alle andre scenarier er det 100 % sannsynlighet for miljøkonsekvens i kategorien *Ubetydelig*.

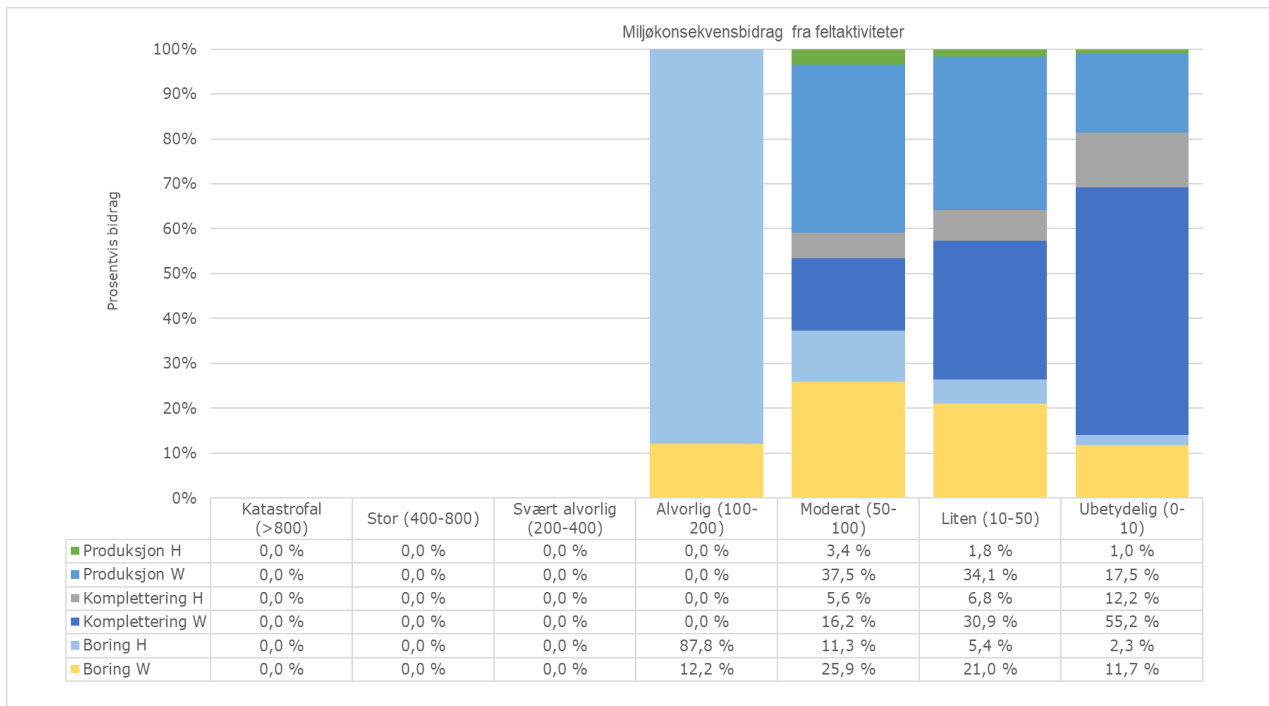
Sjøfugl lomvi (Bh)	Sannsynlighet							
	<0,001%	0,001-0,01%	0,01-0,1%	0,1-1%	1-5%	5-25%	25-50%	>50%
Miljøkonsekvens								
Ubetydelig (1-2)				89,1 %				
Liten (3)				8,9 %				
Moderat (4)				2,0 %				
Alvorlig (5)				0,1 %				
Svært Alvorlig (6)								
Stor (7)								
Katastrofal (8)								
Ekstrem (9)								

Strandfauna	Sannsynlighet							
	<0,001%	0,001-0,01%	0,01-0,1%	0,1-1%	1-5%	5-25%	25-50%	>50%
Miljøkonsekvens								
Ubetydelig (1-2)				93,4 %				
Liten (3)				6,6 %				
Moderat (4)								
Alvorlig (5)								
Svært Alvorlig (6)								
Stor (7)								
Katastrofal (8)								
Ekstrem (9)								

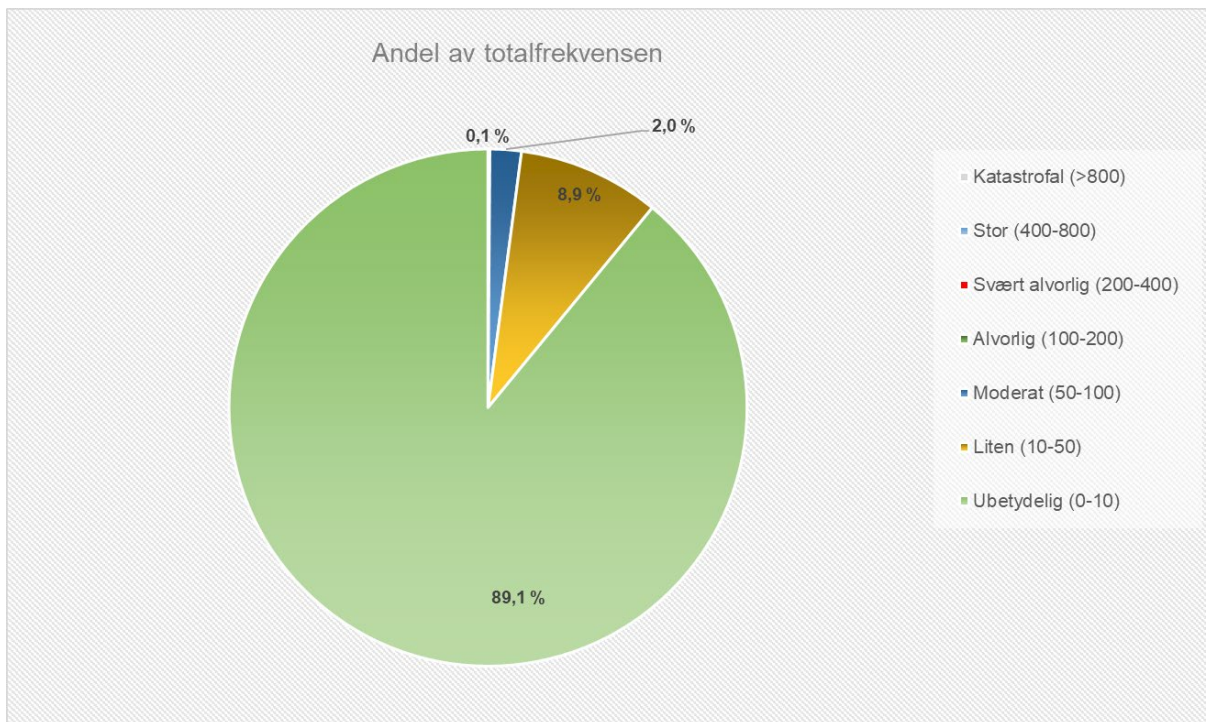
Miljøkonsekvens	Sannsynlighet							
	<0,001%	0,001-0,01%	0,01-0,1%	0,1-1%	1-5%	5-25%	25-50%	>50%
Ubetydelig (1-2)				● 100,0 %				
Liten (3)								
Moderat (4)								
Alvorlig (5)								
Svært Alvorlig (6)								
Stor (7)								
Katastrofal (8)								
Ekstrem (9)								

Figur 6-60 Miljørisiko for sjøfugl/sjøpattedyr, strand (Bjørnøya) og fisk som følge av utblåsning fra alle aktiviteter på Wisting-feltet. Sannsynlighet er gitt pr. år.

I den mest alvorlige skadekategorien, er det utelukkende bidrag fra boreaktivitet på Hanssen og Wisting pga. høye utblåsningsrater fra disse aktivitetene (Figur 6-61). Tas hendelsefrekvensen for den enkelte konsekvenskategori i betraktning utgjør de tre laveste kategoriene samlet 99,9 % av totalfrekvensen på 2,22E-03. Dette innebærer at sannsynligheten for utslag i kategorien *Alvorlig* i miljørisikomatrisen er svært lav (Figur 6-62).



Figur 6-61 Fordeling av miljøkonsekvensbidragene for alle aktivitetene som kan gi utblåsning på Wisting-feltet (sjøfugl) i høyaktivitetsår. Equinors konsekvenskategorier er benyttet.



Figur 6-62 Fordeling av totalfrekvens for utblåsning på konsekvenskategori nivå for sjøfugl. Equinors konsekvenskategorier er benyttet.

Alle VØK-grupper sett under ett, med nedre grenseverdier for hendelsesfrekvens (10^{-6}) og betinget sannsynlighet over 1 % resulterer i risiko i grønt område i Equinors risikomatrix (Figur 6-63). Fisk er i kategorien *Ubetydelig*, kysthabitat Bjørnøya i kategorien *Liten* og sjøfugl (lomvi, Bh bestand) i *Moderat* kategori.

	Sannsynlighet / Returperiode	> 100 000 år	100 000 – 10 000 år	10 000 – 1 000 år	1 000 – 100 år	100 – 20 år	20 – 4 år	4 – 2 år	Ofte enn hvert 2. år
		< 0,001%	0,001 - 0,01%	0,01 - 0,1%	0,1 - 1%	1 - 5%	5 - 25%	25 - 50%	> 50%
		$<10^{-5}$	$10^{-5} - 10^{-4}$	$10^{-4} - 10^{-3}$	$10^{-3} - 10^{-2}$	0,01-0,05	0,05-0,25	0,25-0,5	> 0,5
Konsekvens	1/ Ubetydelig								
	2/ Ubetydelig				F				
	3/ Mindre			K					
	4/ Moderat		S						
	5/ Alvorlig								
	6/ Svært Alvorlig								
	7/ Stor								
	8/ Katastrofal								
	9/ Ekstrem								

Figur 6-63 Miljørisiko (helårs) for sjøfugl (S), kyst og strand (K) og fisk (F) som følge av utblåsning fra alle aktiviteter på Wisting-feltet.

6.6.1 Justert miljørisiko

I miljørisikoberegninger er det ikke tatt hensyn til om den dimensjonerende miljøressursen er ført opp i nasjonal rødliste eller om den anses som livskraftig. Ifølge Artsdatabanken var lomvi i 2021 ansett som en kritisk truet (CR) art. For å vektlegge denne faktoren for Wisting-feltet har Equinor, i henhold til interne retningslinjer, forskjøvet de opprinnelige miljørisikoresultatene en konsekvenskategori opp (Figur 6-64). Justeringen innebærer 0,1 % sannsynlighet for *svært alvorlig* miljøskade, 2,0 % for *alvorlig* miljøskade, 8,9 % for *moderat* miljøskade og 89,1 % for *liten* miljøskade (Figur 6-64).

Miljøkonsekvens	Sannsynlighet							
	<0,001%	0,001-0,01%	0,01-0,1%	0,1-1%	1-5%	5-25%	25-50%	>50%
Ubetydelig (1-2)								
Liten (3)				89,1 %				
Moderat (4)				8,9 %				
Alvorlig (5)				2,0 %				
Svært Alvorlig (6)				0,1 %				
Stor (7)								
Katastrofal (8)								
Ekstrem (9)								

Figur 6-64 Revidert miljørisiko for sjøfugl som følge av utblåsning fra alle aktiviteter på Wisting-feltet. Sannsynlighet er gitt pr. år.

Basert på reviderte forutsetningene flyttes miljørisikoen for sjøfugl (lomvi) fra *moderat* til *alvorlig* miljøskade (Figur 6-65).

	Sannsynlighet / Returperiode	> 100 000 år	100 000 – 10 000 år	10 000 – 1 000 år	1 000 – 100 år	100 – 20 år	20 – 4 år	4 – 2 år	Ofte enn hvert 2. år
		< 0,001%	0,001 - 0,01%	0,01 - 0,1%	0,1 - 1%	1 - 5%	5 - 25%	25 - 50%	> 50%
		<10 ⁻⁵	10 ⁻⁵ - 10 ⁻⁴	10 ⁻⁴ - 10 ⁻³	10 ⁻³ - 10 ⁻²	0,01-0,05	0,05-0,25	0,25-0,5	> 0,5
Konsekvens	1/ Ubetydelig								
	2/ Ubetydelig				F				
	3/ Mindre			K					
	4/ Moderat								
	5/ Alvorlig		S						
	6/ Svært Alvorlig								
	7/ Stor								
	8/ Katastrofal								
	9/ Ekstrem								

Figur 6-65 Revidert miljørisiko (helårs) for sjøfugl (S), kyst og strand (K) og fisk (F) som følge av utblåsning fra alle aktiviteter på Wisting-feltet.

7 BEREDSKAPSANALYSE FOR WISTING-FELTET

Formålet med beredskapsanalysen er å kartlegge og analysere behovet for beredskap mot akutt forurensning. Dette skal gi grunnlag for valg og dimensjonering av oljevernberedskap i forbindelse med akutte utslipp. Aktivitetsforskriftens § 73 og Styringsforskriftens § 17 stiller krav til beregning av risiko og beredskap ved miljøforurensning som følge av akutte utslipp som grunnlag for beredskaps-etablering. Beredskap som et konsekvensreducerende tiltak kan være et viktig bidrag til risikoreduksjon. Effektiv oljevernberedskap vil redusere oljemengdene på sjø, og videre redusere influensområdet for et mulig oljeutslipp.

Equinor vil være ansvarlig for etablering av beredskap mot akutt forurensning for Wisting-feltet, og vil også være ansvarlig for en eventuell oljevernaksjon. NOFO står for den operative delen av beredskapen både til havs, nær kysten og ved eventuelle strandrensaksjoner og disponerer ressurser for dette. En nærmere beskrivelse av beredskapsressurser er beskrevet i kapittel 7.2.3.

Analysen er utført i henhold til veiledningen «Veiledning for miljørettede beredskapsanalyser» (NOROG, 2021) og er basert på dimensjonerende utslippshendelse (DFU, se avsnitt 2.2) som er en utblåsning. Beredskapsbehovet er beregnet med bruk av BarKal (versjon 14) som er et Excel basert verktøy for beregning av beredskapsbehov i de ulike barrierene, basert på forutsetninger for barrierer, systemer og ytelser angitt i NOFOs planverk (NOFO, 2021; <https://www.nof.no/planverk>). Det er i tillegg gjennomført modellering av ulike beredskap strategier og tiltaksalternativer med OSCAR (versjon 11.01) for å kunne sammenligne og vurdere effekten av ulike tiltak.

Både BarKal-beregningene og beredskapsmodelleringene er utført for vinter- og sommersesong. Vintersesongen er definert fra september til februar, og sommersesongen fra mars til august. Relevante beredskapsaspekter for Wisting som ikke adresseres direkte gjennom BarKal og beredskapsmodelleringene er vurdert kvalitativt. Avslutningsvis diskuteres resultatene både i forhold til eksisterende beredskapsløsninger og ressurser og eventuelle framtidige tiltak.

En nærmere beskrivelse av analysegrunnlaget gis nedenfor.

7.1 Barrierebeskrivelse

For å kunne beregne beredskapsbehovet på en måte som er best tilpasset de operative forholdene, bruker beredskapsanalysen begrepet barrierer (<https://www.nof.no/planverk/forutsetninger/barrierer/>). Barrierebegrepet samsvarer med de ulike sonene (se Figur 7-1) der oljen skal bekjempes, og er i henhold til internasjonale standarder (f.eks. IPIECA):

- Barriere 1 er nærmest mulig kilden
- Barriere 2 er mellom kilden og kysten
- Barriere 3 er kystnære områder
- Barriere 4 er knyttet til remobiliserbar strandet olje
- Barriere 5 er knyttet til strandet olje

Ingen tiltak eller barrierer er alene 100 % effektive, men kan under best mulige forhold samlet oppnå en høy ytelse. Beregningen av beredskapsbehov tar hensyn til ytelsen av systemene og dermed også barrierene. I hver barriere (unntatt den første) tas det hensyn til effekten av tiltak i foregående barriere. Barriere 1-4 retter seg mot akuttfasen av en oljevernaksjon med håndtering av mobil olje mens en i strandrensfasen (barriere 5) setter søkelys på strandet olje. Dette gir normalt bedre tid til å vurdere og planlegge innsats. I en miljørettet beredskapsanalyse er fokus hovedsakelig på barriere 1-4.



Figur 7-1 Barrierer i beredskapsanalysen (Kilde: NOFOs planverk).

Beredskapsanalysen for Wisting-feltet er fordelt på sommer- (vår og sommer) og vintersesong (høst og vinter). Statistikk for strandet oljemengde eller drivtider til land kan presenteres for hele året samlet, for hvert halvår eller for fire sesonger. Hvilket datagrunnlag man benytter har noe å si for hvilken størrelse som oppgis. Det er for eksempel ikke gitt at 95-persentilen for største strandede mengde oljeemulsjon basert på data for hele året vil være lik den samme persentilen når man benytter inndeling i to sesonger. For Wisting-feltet er det benyttet strandingsstatistikk inndelt i to sesonger for beredskapsanalysen, mens det for miljørisikoanalysen er presentert for fire sesonger.

7.1.1 Ytelseskrav for de ulike barrierene

Equinor legger til grunn felles minimum ytelseskrav i henhold til "Veiledning for miljørettede beredskapsanalyser" (NOROG, 2021):

- **Barriere 1 og 2 (nær kilden og mellom kilden og kysten):** Skal hver for seg ha tilstrekkelig kapasitet til å kunne håndtere emulsjonsmengden som er tilgjengelig som følge av dimensjonerende rate, med minimum responstid for fullt utbygd barriere innen 95-persentilen av korteste drivtid til land, eller til spesielt miljøfølsomme områder.
- **Barriere 3 (kystnære områder)** Skal ha tilstrekkelig kapasitet til å håndtere 95-persentilen av strandet emulsjonsmengde tilgjengelig som følge av dimensjonerende rate og etter effekten av forutgående barrierer. Synliggjøring av eksempelområder med tilflyt over 1 tonn/døgn. Responstid innen 95-persentilen av korteste drivtid til land og korteste drivtid til eksempelområder med drivtid under 20 døgn. Responstider over 20 døgn dekkes av NOFOs basisberedskap til alle eksempelområder.

- **Barriere 4 (remobiliserbar strandet olje):** Skal ha tilstrekkelig kapasitet til å håndtere 95-persentilen av strandet emulsjonsmengde tilgjengelig som følge av dimensjonerende rate og etter effekten av forutgående barrierer. Responstid innen 95-persentilen av korteste drivtid til land og korteste drivtid til eksempelområder med drivtid under 20 døgn.
- **Barriere 5 (strandet olje):** Skal ha tilstrekkelig kapasitet til å kunne bekjempe 95-persentilen av strandet emulsjonsmengde tilgjengelig som følge av dimensjonerende rate etter effekt av forutgående barrierer.

I tillegg skal havgående beredskap iht. Equinors egne krav (Equinor, 2021) ha:

- Lokal kapasitet for bekjempelse av minimum 500 m³ oljeutslipp med ressurser tilgjengelige for innsats 5 timer etter at utslippet er oppdaget
- Ha tilgjengelige ressurser klar for operasjon til bekjempelse av minimum 2000 m³ oljeutslipp innen minimum beregnet ankomsttid til viktige miljø- og sosioøkonomiske områder, eller til strand. Aktuelle viktige miljøområder for Wistingfeltet er SVOene Iskantsonen, Havområdene rundt Svalbard og det foreslåtte SVOet Det sentrale Barentshavet ([link](#)). Ruten for svømmetrek for alkefugler kan også regnes som et miljøviktig område på sensommeren (august).
- Beredskapsfartøyene skal kunne operere under relevante miljøforhold på den aktuelle lokasjonen og også fungere som initielle responsressurser ved større utslipp
- Initielle beredskapsfartøy skal ha egnet utstyr for å teste oljens kjemiske dispergerbarhet og utstyr for å kunne ta prøver av olje for laboratorieanalyser.

For strandrensing har Equinor følgende tilleggskriteria:

- En plan for grovrensing av forurenset strand skal utarbeides senest innen 7 døgn fra registrert påslag av oljeemulsjon. Grovrensing av de påslagsområder som prioriteres av operasjonsledelsen i samråd med aksjonsledelsen skal være gjennomført innen 100 døgn fra plan for grovrensing foreligger, forutsatt at dette kan gjennomføres på en sikkerhetsmessig forsvarlig måte.

7.2 Analysegrunnlag

7.2.1 Dimensjonerende utslippsscenario

For Wisting-feltet er vektet rate for utviklingsboring dimensjonerende med beregnet rate på 4270 Sm³/d, men man har i beredskapsanalysen valgt å legge til grunn vektet overflaterate, 8000 Sm³/d med vektet varighet på 6 døgn, for analyse av beredskapstiltak på sjøoverflaten (mekanisk oppsamling og kjemisk dispergering). For Subsea Dispersant Injection (SSDI) er det lagt til grunn sjøbunnsrate på 3400 m³/d med varighet 16 døgn pluss følgetid. P90-rate for produksjon er 3200 Sm³/d. Med årlig boreaktivitet på feltet i perioden 2026-2030, anses beregningene å være gjeldende for hele perioden.

Korteste modellerte drivtid til land (95 persentil) skal iht. ytelseskrav legges til grunn for vurdering av responstider. Korteste modellerte drivtid til land og største strandingsmengder av emulsjon fra Wisting-feltet er tidligere vist i

P95-persentilen av korteste drivtid til land og strandingsmengde tilsvarer Bjørnøya eksempelområde. Ingen eksempelområder langs kyststripen av Fastlands-Norge er berørt

Tabell 3-2. 95-persentilen av korteste modellerte drivtid til Bjørnøya er 11,8 døgn i vintersesongen. Strandet mengde skal iht. ytelseskrav legges til grunn for beregning av kapasitet i barriere 3 – 5. 95-persentilen for boring gir stranding av 122 tonn på Bjørnøya i vintersesongen. For øvrige sesonger er det ingen stranding for 95-persentilen.

7.2.2 Oljetypens nøkkelegenskaper ved oljevernaksjoner

7.2.2.1 Wisting Central råolje

Oljedriftssimuleringene for utblåsning er gjennomført med Wisting Central råolje som referanseolje og den samme oljetypen er benyttet for beregning og modellering av beredskap. Forvitningsstudie av Wisting Central råolje er gjennomført av SINTEF (2017). Forvitringsegenskapene for Wisting Central olje ved vinterforhold (5 °C, 10 m/s vind) og sommerforhold (15 °C, 5 m/s vind) er benyttet for dimensjonering av beredskap for Wisting-feltet i vinter- og sommerhalvåret. Vintersesongen er definert fra september til februar, og sommersesongen fra mars til august (Tabell 7-1). For nærmere oppsummering av oljens generelle egenskaper og parametere vises det til kapittel 3.1.

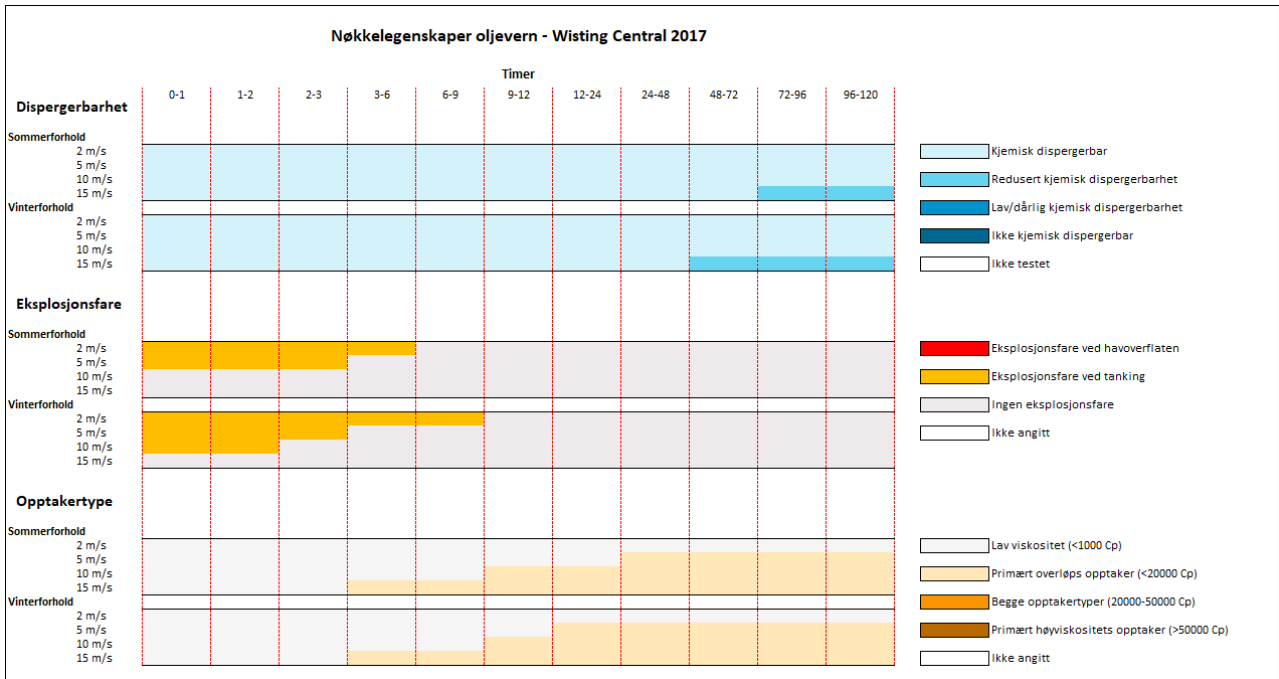
Tabell 7-1 Wisting Central olje, forvitringsegenskaper ved 2 og 12 timer for definerte vinter- og sommerforhold.

Timer	Parameter	Wisting Central råolje	
		Vinter, 2 °C, 10 m/s	Sommer, 5 °C, 5 m/s
2	Fordampning (%)	23	20
	Nedblanding (%)	12	0
	Vanninnhold (%)	14	4
	Viskositet av emulsjon (cP)	105	49
	Gjenværende olje på overflate (%)	63	79
12	Fordampning (%)	29	27
	Nedblanding (%)	37	4
	Vanninnhold (%)	51	23
	Viskositet av emulsjon (cP)	844	171
	Gjenværende olje på overflate (%)	32	68

Oljens egenskaper og forvitring over tid kan påvirke potensialet for mekanisk bekjempelse og kjemisk dispergering. For mekanisk bekjempelse viser bl.a. erfaringer fra norske feltforsøk at lensetapet øker dersom oljens/emulsjonens viskositet er < 1000 cP (SINTEF 2016). Studier foretatt av SINTEF viser også at viskositet mellom 15000 – 20000 cP kan gi reduksjon i opptak for overløpsopptakere, og at man fra rundt 20000 cP og høyere viskositet bør vurdere bruk av høyviskositets opptakere.

Som vist i Figur 7-2 har Wisting Central råolje lav viskositet (< 1000 cP) i de første timene på sjøen, og kan beholde dette i flere døgn gitt svært lite vind (2 m/s). Med økende vind vil viskositeten stige mot 2000 cP, slik at faren for lensetap reduseres og emulsjonen vil være godt egnet for mekanisk bekjempelse med bruk av overløps opptaker. Eksplosjonsfare ved tanking kan forekomme i inntil 9 timer med olje på sjøen, avhengig av vindstyrke.

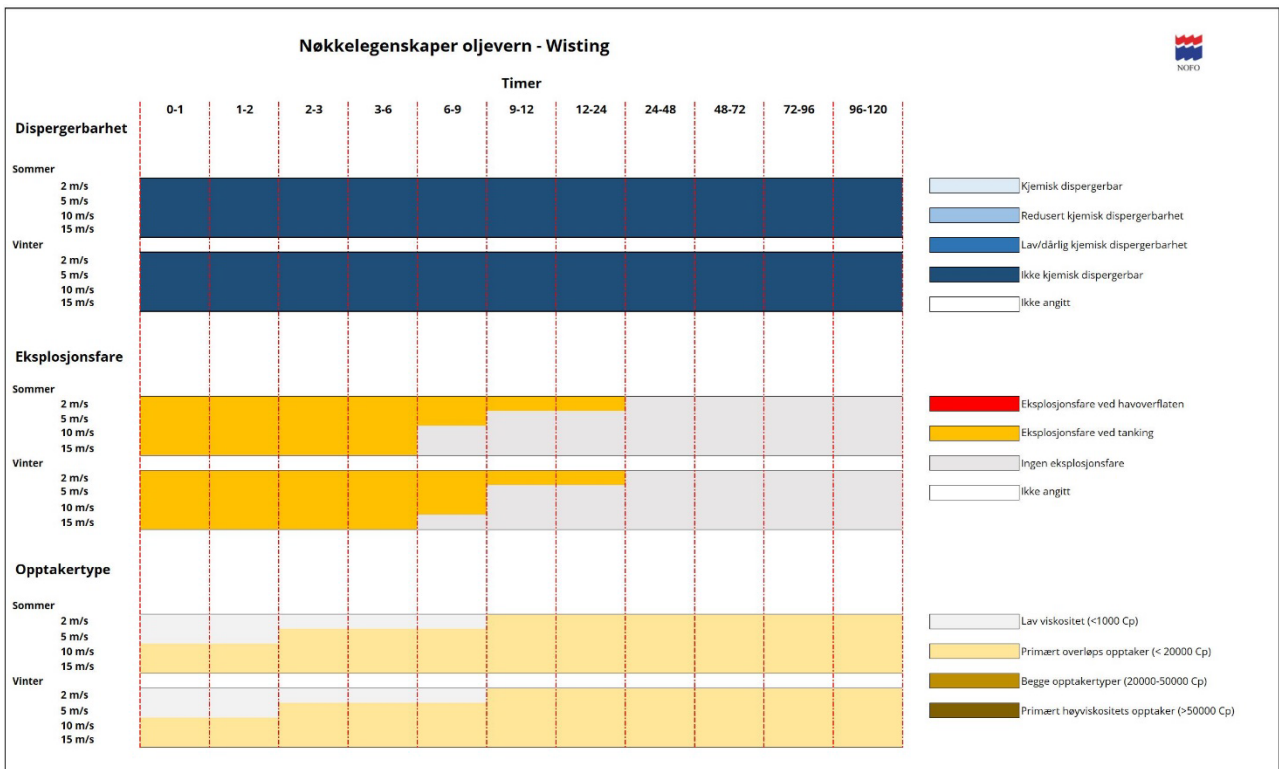
Som vist i Figur 7-2 er Wisting Central råolje kjemisk dispergerbar i hele forvitningsstudieperioden (5 døgn). Redusert kjemisk dispergerbarhet kan inntreffe etter 48 – 72 timer ved vind over 15 m/s. Forskjellene mellom Wisting Central-oljens egenskaper ved sommer- og vinterforhold er generelt små.




Figur 7-2 Nøkkelegenskaper oljevern – Wisting Central 2017 (https://www.nof.no/globalassets/planverk/3.-datasett/oljetyper-og-egenskaper/nokkeldata_oljer/wisting-central-2017_key.png)

7.2.2.2 Hanssen (Wisting) råolje

Nøkkelegenskaper for Hanssen råolje (tidligere Wisting) er vist i Figur 7-3.



Figur 7-3 Nøkkelegenskaper oljevern - Hanssen (Wisting) (https://www.nof.no/globalassets/planverk/3.-datasett/oljetyper-og-egenskaper/nokkeldata_oljer/wisting_key.jpg)



Hanssen råolje skiller seg fra Wisting Central ved å ikke være kjemisk dispergerbar, men er for øvrig godt egnet for mekanisk bekjempelse og bruk av overløpsskimmer.

7.2.3 Oljevernressurser- utstyrsplassing og forutsetninger

På vegne av operatørene har NOFO etablert en beredskap mot akutt oljeforurensning dimensjonert for boreaktivitet og felt i produksjon på norsk kontinentalsokkel. Nivået er basert på analyser av beredskapsbehov. Beredskapsbehovet dekkes av systemer permanent utplassert på fartøy i stående beredskap i sentrale produksjonsområder, samt mobiliserbare systemer på NOFOs landbaserte baser og depoter langs norskekysten. For operasjoner i etablerte områder vil system fra fartøyene i stående beredskap normalt ha den korteste responstiden. Figur 7-4 viser plasseringen av NOFOs ressurser per juli 2021 (NOFO planverk).

NOFO har per i dag følgende systemtyper i beredskapen rettet mot barriere 1, 2 og 3:

- NOFO J
- NOFO Åpen U
- NOFO MOS sweeper
- NOFO dispergering
- NOFO Kyst Høy Hastighet
- NOFO Kyst Standard Hastighet
- NOFO Kyst Åpen U

I tillegg er Equinor medlem i OSRL og vil kunne benytte deres oljevernressurser, bl.a. kjemisk dispergering fra fly, etter behov i en aksjon.

I analysen er det i hovedsak lagt til grunn systemenes egenskaper, plassering og øvrige forutsetninger slik det er beskrevet i NOFOs planverk per i dag. I lys av at aktiviteten på Wisting-feltet er planlagt startet opp i 2026 har Equinor i denne analysen også ønsket å se på konsekvensene av ulike forutsetninger, herunder ulike responstider og systemsammensetninger enn det som er situasjonen i 2021. Dette vil kunne gi innspill til vurderinger av endelig beredskapsløsning og evt. iverksetting av nye tiltak.

Equinor planlegger oppstart av Johan Castberg-feltet i 2024 og det ligger derfor godt til rette for at oljevernressurser for Wisting og Johan Castberg kan utfylle og forsterke hverandre, sammen med øvrige eksisterende oljevernressurser på sokkelen. Det er i denne analysen forutsatt at det er tilgjengelig et beredskapsfartøy ved Johan Castberg-feltet.



Figur 7-4 NOFOs utstyrsoversikt (baser/depoter/stående beredskap) per mars 2021.

7.3 Beredskapsberegning i BarKal

7.3.1 Metodikk

BarriereKalkulator (BarKal) er en Excel basert modell for beregning av beredskapsbehov i barriere 1 - 5. BarKal er et verktøy som er åpent tilgjengelig for bruk i analyser og beregninger gjennom NOFOs planverk, og er den anbefalte beregningsmetodikk iht. Veiledning for Miljørettede Beredskapsanalyser (NOROG, 2021), evt. supplert med beredskapsmodellering.

Nedenfor gis et sammendrag av de metodespesifikke faktorene som er benyttet i BarKal beregningen for Wisting-feltet

Faktorer som påvirker ytelse og effektivitet av bekjempelsessystemer

Ytelsen til enhetene som inngår i en aksjon mot akutt forurensning, målt i bekjempet mengde oljeemulsjon pr. døgn, er en funksjon av følgende forhold:

- Andel av tiden enheten kan operere (mørke/reduert sikt og bølgeforhold)
- Effektiviteten innen operasjonsvinduet (relatert til ulike bølgeforhold, eller antatt konstant)
- Opptaks-/bekjempelseskapasitet under operasjon (antall systemer og utstyr)
- Lagringskapasitet for oppsamlet olje (kun relevant for opptakssystemer)
- Frekvens og varighet av driftsstans (overføring av oppsamlet olje, plunder og heft)

- Andel av tiden hvor tilgangen/tilflyten av olje til lense er mindre enn oljeopptakerens kapasitet (for mekanisk bekjempelse) eller hvor emulsjonen har en fordeling som gjør at dispergeringsmiddel ikke kan påføres med best mulig effektivitet.

Funksjonene er brukt i BarKal for beregning av beredskapsbehov i alle barrierer. Ytelsen for havgående NOFO system (NOFO J med standard overløpsskimmer) under gunstige forhold, og med tilgang på tilstrekkelig emulsjon i forhold til sveipeareal og pumpe-rate er 2865 m³/døgn i barriere 1 og 2101 m³/døgn i barriere 2 (NOFO planverk, 2020).

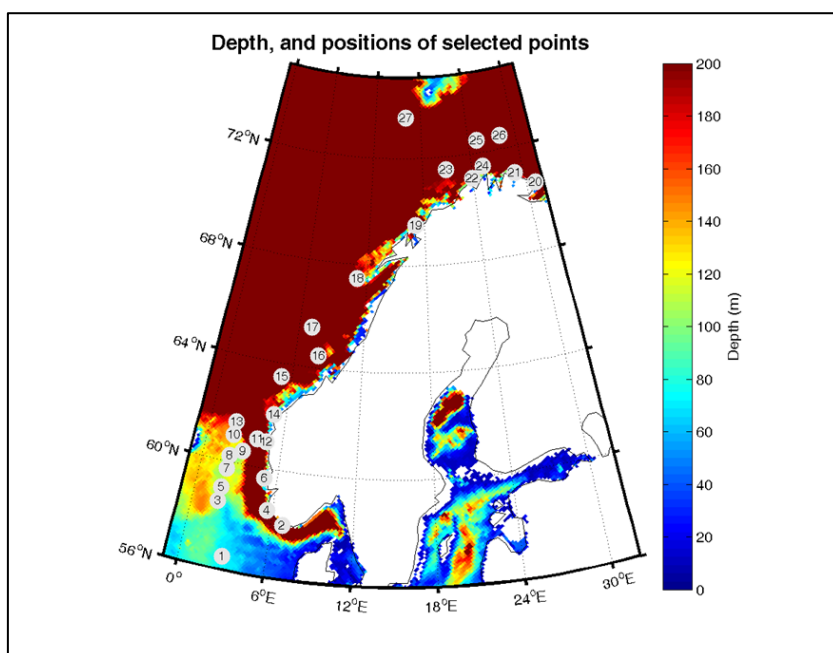
Faktorene som er benyttet i BarKal for Wisting-feltet er:

- **Bølgeforhold åpent hav**

BarKal benytter bølgedata for 27 stasjoner, som vist i Figur 7-5. Stasjon 27 er antatt å best representere bølgeforholdene ved Wisting-feltet (av de som er tilgjengelige). Antatt gjennomsnittlig opptakseffektivitet for systemene (som kan brukes i både barriere 1 og 2) er oppsummert i Tabell 7-2.

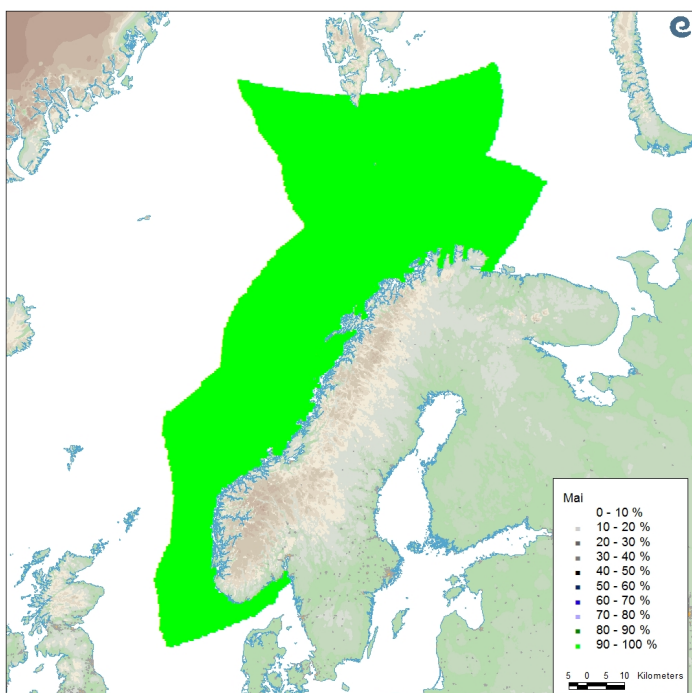
Tabell 7-2 Gjennomsnittlig opptakseffektivitet, gitt bølgeforhold ved Wisting-feltet (Stasjon 27).

	Vinterhalvår	Sommerhalvår	År
NOFO-system	54,9 %	72,2 %	63,6 %



Figur 7-5 Stasjoner brukt i beregning av bølgeforhold på åpent hav.

Et NOFO J system har iht. NOFO et operasjonsvindu inntil 4 m signifikant bølgehøyde. Figur 7-6 viser tidsandelen med dette operasjonsvinduet for norsk sokkel i mai. Datagrunnlaget er NORA10 hindcast arkiv for perioden 1958 til 2016. Kart for øvrige måneder er tilgjengelige i NOFOs planverk.

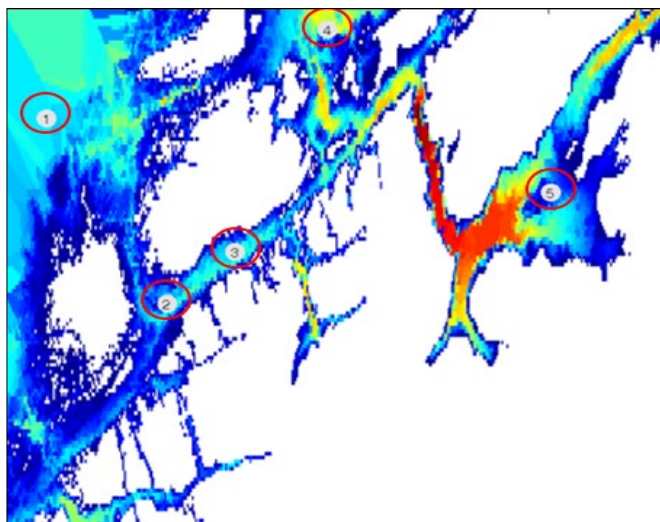


Figur 7-6 Operasjonsvindu (tidsandel i %) i værforhold med inntil 4 m signifikant bølgehøyde i mai for systemgruppe A (<https://www.nofo.no/planverk/datasett/klimatiske-forhold/bolgeklima/bolgedata4/>).

- **Bølgeforhold kyst og strandsonen**

Oljedriftsmodelleringen i kap. 3.3 viser at et utslipp fra Wisting-feltet ikke når fastlands-Norge, men at det kan nå eksempelområdet Bjørnøya i vintersesongen. BarKal har bølgedata for 5 stasjoner, som vist i Figur 7-7. Kysten rundt Bjørnøya er svært eksponert mot storhavet i forhold til vær og sjøtilstand og ligger i tillegg langt fra fastlandet, noe som kan medføre andre krav til beredskapsstrategier og tiltak for kyst- og strand enn det BarKal legger opp til.

Det er likevel utført en beregning av systembehov for barriere 3 og 4 for vintersesong basert på bølgedata fra Stasjon 1, jf. Figur 7-7. Antatt gjennomsnittlig opptakseffektivitet for kystsystem er oppsummert i Tabell 7-3.



Figur 7-7 Stasjoner brukt i beregning av bølgeforhold i kystsonen. Stasjonene er valgt ut i BarKal som representative for Norskekysten.

Tabell 7-3 Gjennomsnittlig opptakseffektivitet gitt bølgeforhold ved stasjon 1 (kystsystem).

	Vinterhalvår	Sommerhalvår	År
Kyst-system	7,8 %	59,1 %	33,5 %

7.4 Beredskapsbehov og responstider i barriere 1 og 2

Systembehovet i barriere 1 og 2 er presentert i Tabell 7-4. Det er beregnet et samlet behov for 5 NOFO-systemer for vintersesong og 4 NOFO-systemer for sommersesong. Beregningen er basert på NOFO-J system med ordinær overløpsskimmer. Responstidskrav til første NOFO system er satt til 2 timer etter at utblåsningen er oppdaget og er basert på at det vil være et beredskapsfartøy og slepekapasitet permanent på feltet. Fullt utbyggt barriere 1 og 2 kan være på plass innen 36 timer i sommersesong og 44 timer i vintersesong, gitt dagens fartøystilgjengelighet. Korteste drivtid til land (95-persentil) er 12 døgn i vinterhalvåret, og fullt utbyggt barriere 1 og 2 er innenfor kravet om å være etablert innen korteste drivtid til land. Ytterligere systemer vil kunne bli mobilisert gjennom NOFO ved behov.

Tabell 7-4 Beregnet systembehov ved dimensjonerende hendelse på Wisting-feltet i barriere 1 og 2 gitt en utblåsningsrate på 8000 Sm³/d.

Parameter	Vinter 2°C – 10 m/s	Sommer 5 °C – 5 m/s
Utstrømningsrate (Sm ³ /d)	8000	8000
Tetthet (kg/Sm ³)	838	838
Fordampning etter 2 timer på sjø (%)	23	20
Nedblanding etter 2 timer på sjø (%)	12	0
Oljemengde tilgjengelig for emulsjonsdannelse (Sm ³ /d)	5200	6400
Vannopptak etter 2 timer på sjø (%)	14	4
Emulsjonsmengde tilgjengelig for opptak i barriere 1 (Sm ³ /d)	6047	6667
Viskositet av emulsjon inn til barriere 1 (cP)	105	49
Økt systembehov grunnet høy cP (HiVisc: >10000 cP)?	Nei	Nei
Beregnet behov for NOFO systemer i barriere 1	3	3
Emulsjonsmengde inn til barriere 2 (Sm ³ /d)	3146	1425
Oljemengde inn til barriere 2 (Sm ³ /d)	2706	1368
Fordampning etter 12 timer på sjø (%)	29	27
Nedblanding etter 12 timer på sjø (%)	37	4
Oljemengde tilgjengelig for emulsjonsdannelse (Sm ³ /d)	1867	1217
Vannopptak etter 12 timer på sjø (%)	51	23
Emulsjonsmengde tilgjengelig for opptak i barriere 2 (Sm ³ /d)	3810	1581
Viskositet av emulsjon inn til barriere 2 (cP)	844	171
Økt systembehov grunnet høy cP (HiVisc: >10000 cP)?	Nei	Nei
Beregnet behov for NOFO systemer i barriere 2	2	1
Behov for NOFO-systemer i barriere 1 og barriere 2	5	4
Samlet effekt av barriere 1 og 2	38,7 %	71,1 %

Lokal kapasitet for bekjempelse av minimum 500 m³ oljeutslipp med ressurser tilgjengelige for innsats 5 timer etter at utslippet er oppdaget vil dekkes av lokalt fartøy med responstid på 2 timer. Ytterligere krav om bekjempelse av 2000 m³ innen drivtid til SVO områder vil oppnås ved 2 systemer innen 10 timer og det forhold at avstand til SVO områder er langt større enn 10 timers drivtid av olje (inntil 10 km fra lokasjon ved 0.25 m/s strøm).

Svømmetrekk til lomvi på sensommer (august) kan regnes som et miljøviktig område og dermed omfattes av ytelseskravet om å ha kapasitet til å starte bekjemping av 2000 m³ olje innen korteste drivtid. Svømmetrekket er vist å kunne gå forbi Wistingfeltet, og responstid på beredskapen vil da måtte være innen få timer. Uten boretidbegrensning i denne perioden vil en måtte se på muligheter for styrking av beredskapen for å tilfredsstille dette kravet. Det kan være å legge ytterligere et fartøy på feltet eller å styrke bekjempelseskapasiteten på eksisterende beredskapsfartøy på feltet i august måned.

7.5 Beredskapsbehov og responstider i barriere 3 og 4

95-persentilen av størst strandet emulsjonsmengde er 122 tonn i vinterhalvåret til eksempelområde Bjørnøya, uten implementering av tiltak i barriere 1 og 2. Beregning av kystnær oljevernberedskap for Wisting-feltet-baseres på daglig tilsig av olje til kyst. Til grunn for dagsraten benyttes totalt oljevolum til kyst fordelt på vektet varighet for en utblåsning, 6 døgn. Ved å ta effekten i barriere 1 og 2 i betraktning gir dette en tilførselsrate inn i barriere 3 på 2 tonn/døgn i vinterhalvåret. Basert på BarKal volumberegninger gir dette totalt ett kystsystem (NOFO Kyst HH CB4) for barriere 3 og ett for barriere 4.

En nærmere vurdering av aktuelle beredskapsløsninger gitt fare for oljepåslag på Bjørnøya er beskrevet i kapittel 7.8.2.

7.6 Oljevernberedskapsmodellering i OSCAR

7.6.1 Metodikk

I henhold til veiledning for miljørettede beredskapsanalyser (NOROG, 2020) kan BarKal beregninger suppleres med beredskapsmodellering noe som er valgt i beredskapsanalysen for Wisting. I beredskapsmodelleringen modelleres dynamisk interaksjonen mellom oljens drift og spredning og beredskapsressurser basert på systemenes ytelser og kapasiteter, herunder mekaniske oppsamlingssystemer eller kjemisk dispergering fra fartøy. OSCAR muliggjør modellering av mekanisk bekjempelse og kjemisk dispergering, men ikke brenning (In-situ brenning). Formålet med beredskapsmodelleringen er å se effekten av ulike beredskapsstrategier, bekjempelsesmåter og systemtyper, og evt. ulike kombinasjoner av disse. Dette gjør det mulig å vurdere hvilke tiltak som gir best effekt i form av bekjempet emulsjonsmengde og konsekvensreduksjon (reduisert miljøskade). I tillegg kan man belyse når effekten av flere systemer flater ut, samt hvordan ulike responstider påvirker beredskapseffekten. Beredskapsmodellering er derfor et nyttig tillegg til BarKal.

For nærmere beskrivelse av OSCAR modellverktøy vises det til vedlegg A.

7.6.2 Tiltaksalternativer

Det er modellert beredskapstiltak for overflate- og sjøbunnsutslipp. Overflateutslippet har en vektet rate på 8000 Sm³/d og vektet varighet på 6 døgn. Sjøbunnsutslippet har en utslippsrate på 3400 Sm³/d med vektet varighet på 16 døgn. Oljetypen er Wisting Central.

For overflateutslippet er det modellert 6 tiltaksalternativ i tillegg til referansealternativet uten tiltak. Det er tatt utgangspunkt i systembehovet for barriere 1 og 2 beregnet i BarKal (5 NOFO-systemer sommerstid), med modellering av variasjoner i responstider, systemtyper, økning av antall systemer, samt med og uten bruk av kjemisk dispergering fra fartøy. Tiltaksalternativene for overflateutslipp er beskrevet i Tabell 7-6.

Tabell 7-5 Modellerte tiltaksalternativer for overflateutslipp (8000 m³/d).

Navn	Strategi	Antall system	Responstid (t)	Kommentar
_0_0	Ingen tiltak	0	-	Referansealternativ
_5MEK	Mekanisk/ tankbåt 36 timer	5	2,10,36,36,36	Tankfartøy og slepefartøy på lokasjon etter 36 timer
_5MEK_72B	Mekanisk/tankbåt 72 timer	5	2,10,36,36,36	Tankfartøy på lokasjon etter 72 timer, slepefartøy etter 36 timer
_5MEK_MOS	Mekanisk/kort responstid	5	2,10,15,18,36	3 MOS sweeper (enbåtssystem)/USV
_8MEK	Mekanisk /flere systemer	8	2,10,36,36,36,44,46,48	8 system
_5DISP	Dispergering/kontinuerlig	5	2,10,15,18,24	Kontinuerlig
_Comb	Dispergering + Mekanisk	5	2,10,15,18,24	Først dispergere tomt, deretter mekanisk etter 48 timer

For sjøbunnsutslipp er det modellert 4 tiltaksalternativer i tillegg til referansealternativet uten tiltak. Det er modellert med 5 mekaniske systemer, samt kjemisk dispergering ved utslippskilden på sjøbunnen (Sub surface dispersant injection/SSDI) med ulike responstid og kombinasjoner av disse tiltakene. Tiltaksalternativene er beskrevet i Tabell 7-7.

Tabell 7-6 Modellerte tiltaksalternativer for sjøbunnsutslipp (3400 m³/d).

Navn	Strategi	Antall system	Responstid (t)	Kommentar
_0_0	Ingen tiltak	0	-	Referansealternativ
_5Mek	Mekanisk opptak	5	2,10,36,36,36	Mekanisk
_SSDI	sjøbunnsdispergering	0	8 døgn	SSDI (høyoppløselig strøm 800m)
_SSDI_24h	Sjøbunnsdispergering med kort responstid	0	24h	SSDI Wisting/Castberg (rask respons)
_SSDI_24h_5Mek	Sjøbunnsdispergering med kort responstid samt mekanisk opptak	5	24h / 2,10,36,36,36	SSDI Wisting/Castberg + mekanisk

7.6.3 Systemer og responstider

Tabell 7-8 gir beskriver hvilke OR-/slepefartøy og responstider som er benyttet i analysen. Det er tatt høyde for nye områdefartøy/OR-fartøy ved Johan Castberg og Wisting-feltene, for øvrig legges dagens situasjon til grunn (2021). Det påpekes at fartøysituasjonen kan endres som følge av planlagt aktivitet.

I BarKal er det for barriere 1 og 2 beregnet et systembehov på 5 systemer i vintersesong og 4 systemer i sommersesong. Pga. mannskapskifter, dokkinger, seilingsmønster og forpliktelser for sertifikatopprettelse anbefaler NOFO at man i analyser benytter en tilgjengelighetsfaktor for beregning av responstid for fullt utbyggt barriere 2. Tilgjengelighetsfaktoren tilsier at man tar høyde for at fullt utbygget barriere 2 for Wisting etter 46 timer vinterstid og 44 timer sommerstid. Systembehovet beregnet i BarKal og deres tilgjengelighet (inkludert tilgjengelighetsfaktor) er vist med lyseblå farge i Tabell 7-8.

Tabell 7-7 Beregninger av responstider for Wisting-feltet.

System nr.	Lokasjon OR-fartøy	Responstid (t)	Lokasjon slepefartøy	Responstid (t)	Total responstid (t)
1	Wisting-feltet	2	Wisting-feltet	2*	2
2	Johan Castberg	10	Johan Castberg	10*	10
3	Goliat	15	NOFO pool	36*	(15)/36
4	Avløser Nord	18	NOFO pool	36*	(18)/36
5	Hammerfest 1	24	NOFO pool	36	36
6	Hammerfest 2	44	NOFO pool	36	44
7	Aasta Hansteen	46	NOFO pool	36	46
8	Sandnessjøen	48	NOFO pool	36	48

* Kan bruke Daughter Craft (DC) til annen slepebåt er på plass avhengig av forholdene, eller starte kjemisk dispergering

I beredskapsmodelleringen er det modellert kombinasjoner av inntil 8 mekaniske systemer (NOFO J system og MOS Sweeper), og 5 dispergeringssystemer. Systemenes tekniske kapasiteter og ytelser er modellert iht. NOFOs planverk med enkelte tilpasninger og forenklinger for å se evt. utslag av endrede forutsetninger. Dette kan gi indikasjoner på hvilke løsninger og forutsetninger som kan ha vesentlig (eller ikke vesentlig betydning) for beredskapens ytelser, og som bør hensyntas i endelig løsning. Implementering av ev. nye tiltak må avklares ifm. beredskapsetableringen.

For det mekaniske alternativet med MOS Sweepere (_5MEK_MOS) er det ikke sett hen til MOS-systemenes faktiske lokalisering (De er i praksis fordelt langs kysten på NOFOs baser). Det er heller ikke vurdert om de anvendte OR-fartøylene i praksis er tilpasset bruk av denne systemtypen, ved å ha tilgang til kran og ha åpen hekk. Formålet er primært å belyse om MOS Sweeper skiller seg ut i forhold til NOFO-J systemer. For mekanisk oppsamling er det i alternativ _5MEK forutsatt en kortere responstid på tankfartøy (36 timer) enn det som angis i dagens planverk for Barentshavet (72 timer). Det er gjort for å kunne belyse om primærlagringskapasitet er en begrensende faktor.

For dispergeringsalternativet med innledende dispergering og deretter mekanisk bekjempelse (_Comb) er det av modelltekniske hensyn forutsatt en varighet av innledende dispergering på 48 timer før systemet erstattes av et mekanisk system. For dispergeringsalternativet med kontinuerlig dispergering (_5DISP) er det forutsatt at hvert system har tilgang på 500 m³ dispergeringsmiddel tilgjengelig, noe som ikke avspeiler dagens situasjon mht. lagring og logistikk for dispergeringsmiddel. Det belyser likevel hvilken potensial dispergering kan ha ved en styrket dispergeringslogistikk. Dette gjelder også for undervannsdispergering (SSDI) hvor modelleringen ikke setter begrensninger mht. tilgjengelig dispergeringsmiddel. For SSDI er responstider på hhv. 8 døgn og 24 timer basert på en forenklet forutsetning med formål å avdekke SSDIs eventuelle potensial.

7.6.4 Resultater

7.6.4.1 Overflateutslipp

Figur 7-8 viser massebalanse etter 26 dager i sommersesongen. Referansealternativet viser at over 99 % av utslippet etter 26 dager har fordampet, dispergert naturlig eller er nedbrutt, kun 1 % er igjen på sjøoverflaten. Utslipet gir ingen stranding av emulsjon.

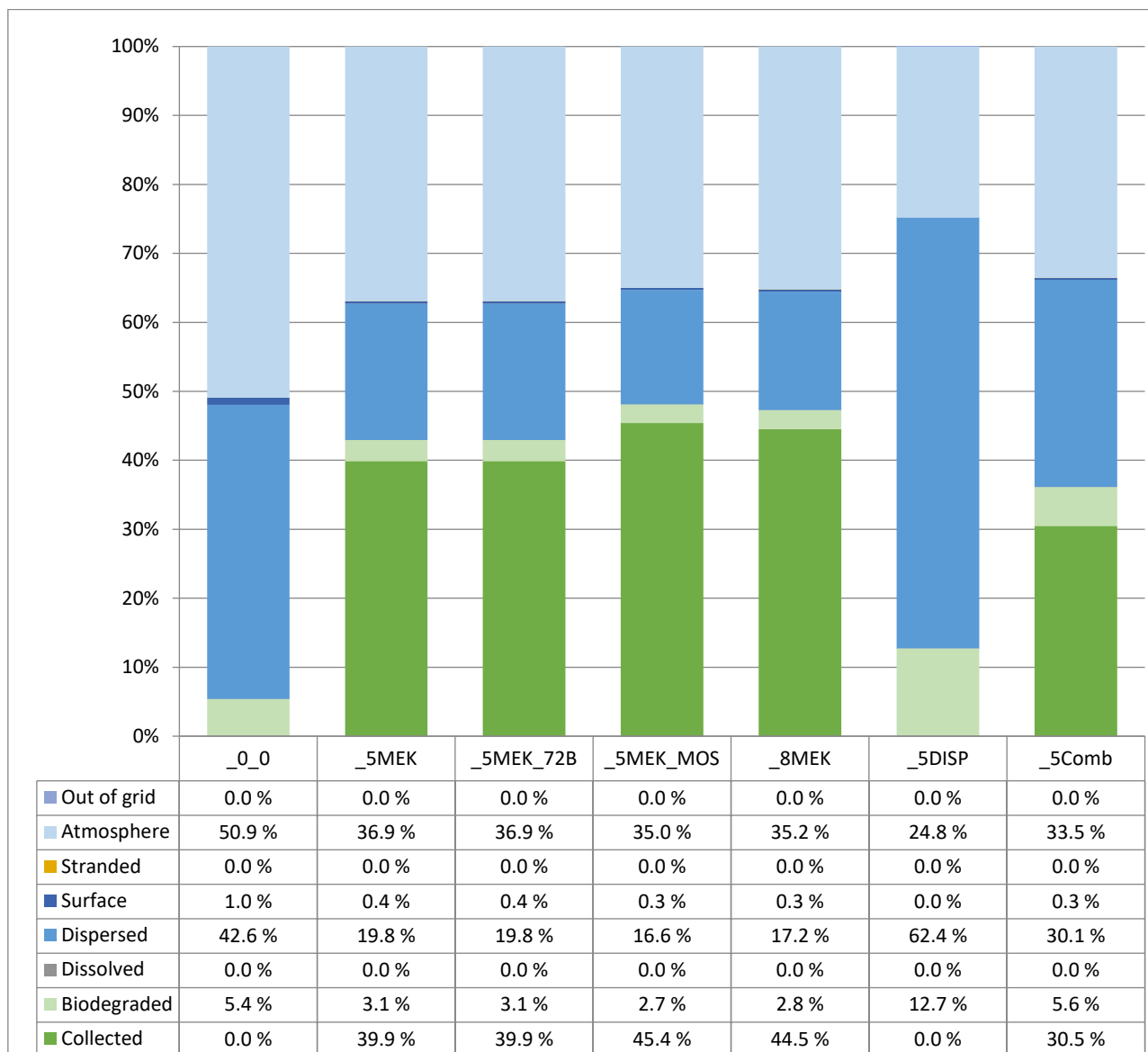
5 mekaniske NOFO-J systemer (_5MEK) samler opp i underkant av 40 % av utslippet uavhengig om tankbåt ankommer etter 36 eller 72 timer (_5MEK_72B), noe som betyr at primærlagringskapasiteten hos systemene ikke utgjør en begrensende faktor de første tre døgn.

I alternativet hvor tre NOFO-J system er erstattet med MOS systemer (_5MEK_MOS) oppnås et noe høyere opptak i overkant av 45 % av utslippet. Dette er som forventet ettersom MOS Sweeper systemet er et aktivt system med operasjonshastighet på inntil 2,5 knop, mens NOFO-J systemet har en operasjonshastighet på inntil 0,7 knop. Dette innebærer at MOS Sweeper systemet i større grad kan «jakte» olje, mens NOFO-J systemene er mer stasjonære og avhengig av at oljen driver mot systemet. I tillegg har MOS-alternativet kortere responstid for system 3 og 4 hvilket også kan bidra noe til økt opptak.

MOS-alternativet er også marginalt mer effektivt enn 8 NOFO-J systemer (_8MEK) som samler opp i overkant av 44 %. Det er kun ca. 4 % mer enn 5 NOFO-J systemer, hvilket indikerer begrenset mereffekt av et økende antall mekaniske systemer fra 5 til 8.

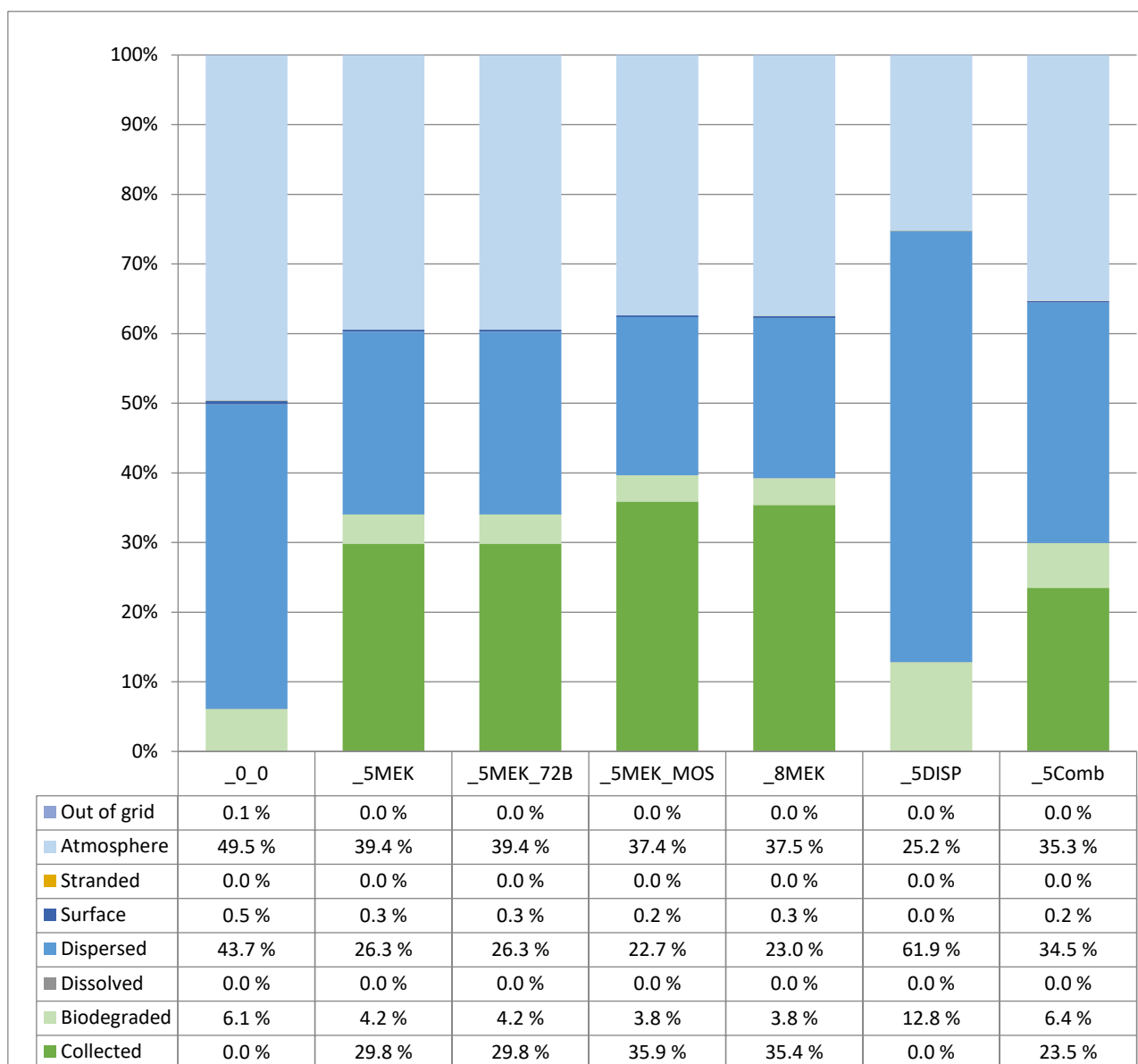
Tiltaksalternativet med kontinuerlig kjemisk dispergering fra 5 fartøy (_5DISP) øker som forventet andelen dispergert og biodegradert emulsjon, og det er ikke gjenværende emulsjon på overflaten etter 26 dager (mot 1 % i referansealternativet). Dette avspeiler at kjemisk dispergering har god effekt på Wisting Central råolje slik forvitningsstudien beskriver, samt at kontinuerlig påføringen gir god effekt. I kombinasjonsalternativet (_5Comb) som består av en innledende fase med dispergering (til fartøyet er tomt for dispergeringsmiddel/ca. 2 døgn) reduseres dispergeringseffekten på bekostning av mekanisk oppsamlet emulsjon, også som forventet. Andelen emulsjon på

overflaten øker imidlertid kun marginalt 0,2 %. En kontinuerlig dispergeringsoperasjon som modellert i _5DISP- alternativet vil kreve en annen logistikk-løsning for dispergeringsmiddel enn det NOFO har i dag. Dette omtales nærmere i kap. 7.7.5.



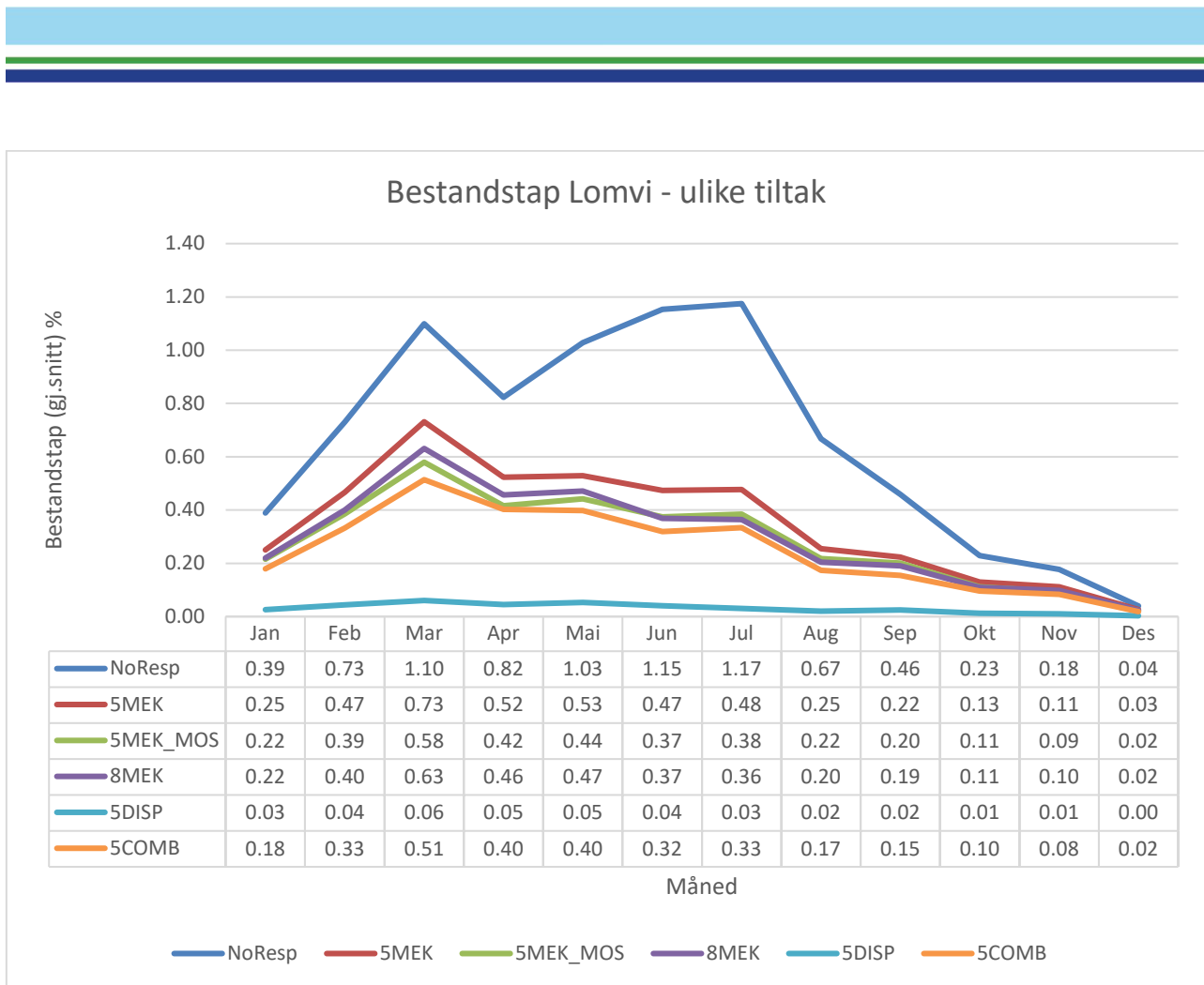
Figur 7-8 Overflateutslipp - massebalanse etter 26 dager, sommersesong.

Tilsvarende massebalanse for vintersesong er vist i Figur 7-9. Resultatene sammenfaller i stor grad med resultatene for sommersesong, men ca. 10 % lavere mekanisk opptak for alle tiltaksalternativer med mekanisk oppsamling, samt noe høyere grad av naturlig dispergering. Dette er som forventet i lys av høyere bølgeaktivitet i vintersesongen, noe som gir mindre effekt av mekanisk bekjempelse og større naturlig nedblanding.



Figur 7-9 Overflateutslipp - massebalanse etter 26 dager, vintersesong.

Figur 7-10 viser tiltaksalternativenes konsekvensreducerende effekt i forhold til bestandstap for Lomvi (gjennomsnitt). Uten tiltak viser kurven økende dødelighet fra januar til mars med en tilbakegang i april før en ny topp i juli. Deretter faller kurven relativt jevnt til desember. Med tiltak viser alle alternativene som involverer mekanisk oppsamling samme trend, hvor variasjonen av konsekvensreduksjon for de ulike tiltaksalternativene avspeiler respektiv andel olje på sjøoverflaten. Dette er som forventet for sjøfugl. Dette blir også tydelig når man ser på kurven for kontinuerlig dispergering (5DISP) som viser at dette tiltaket har stor effekt når det gjelder å redusere bestandstap for lomvi. Som massebalansen viste, er dette tiltaket særlig effektivt med tanke på å fjerne emulsjonsmengde fra overflaten hvor den utgjør en risiko for sjøfugl.



Figur 7-10 Bestandstap Lomvi – overflateutslipp. Konsekvensreduksjon av tiltaksalternativene (Gjennomsnitt).

7.6.4.2 SIMA vurdering

Basert på overstående resultater av modelleringa ulike tiltaksalternativer er det satt opp et samlet SIMA (Spill Impact Mitigation Assessment) vurderingsskjema for de ulike tiltaksalternativene. Vurderingene er foretatt for sommersesong (Figur 7-11) og vintersesong (Figur 7-12) og vurderinger er foretatt for sjøfugl, fisk og strandfauna. For fisk (vannsøyle) er det notert en liten negativ effekt av dispergering (liten økt tapsandel av fiskelarver), ingen signifikant endring som følge av kombinasjonsalternativet og en liten positiv effekt av de mekaniske oppsamlingstiltakene. For kyst og strand er det notert best effekt av 5MEK_MOS og dispergeringsalternativene i sommersesongen og av ren dispergering (5DISP) i vintersesongen.

Totalt er det dispergering fra fartøy (5DISP) og alternativ med mekanisk opptak som inkluderer enbåt-systemer (MOS Sweeper) som kommer best ut i sommersesongen og dispergering i vintersesongen.

Wisting - sommersesong

Resource compartments	Ingen respons		5MEK		5MEK_MOS		8MEK		5DISP		5COMB	
	Potensiell relativ konsekvens	A	Modifiseringsfaktor	Relative konsekvensreduksjon	Modifiseringsfaktor	Relative konsekvensreduksjon	Modifiseringsfaktor	Relative konsekvensreduksjon	Modifiseringsfaktor	Relative konsekvensreduksjon	Modifiseringsfaktor	Relative konsekvensreduksjon
Sjøfugl	Moderat	2	2	4	2	4	2	4	3	6	2	4
Fisk	Lav	1	1	1	1	1	1	1	-1	-1	0	0
Strand	Lav	1	0	0	2	2	1	1	2	2	2	2
Total påvirkningsverdi				5		7		6		7		6
Rangering				3		1		2		1		2

Figur 7-11 SIMA vurdering av ulike tiltaksalternativer for Wisting i sommersesongen.

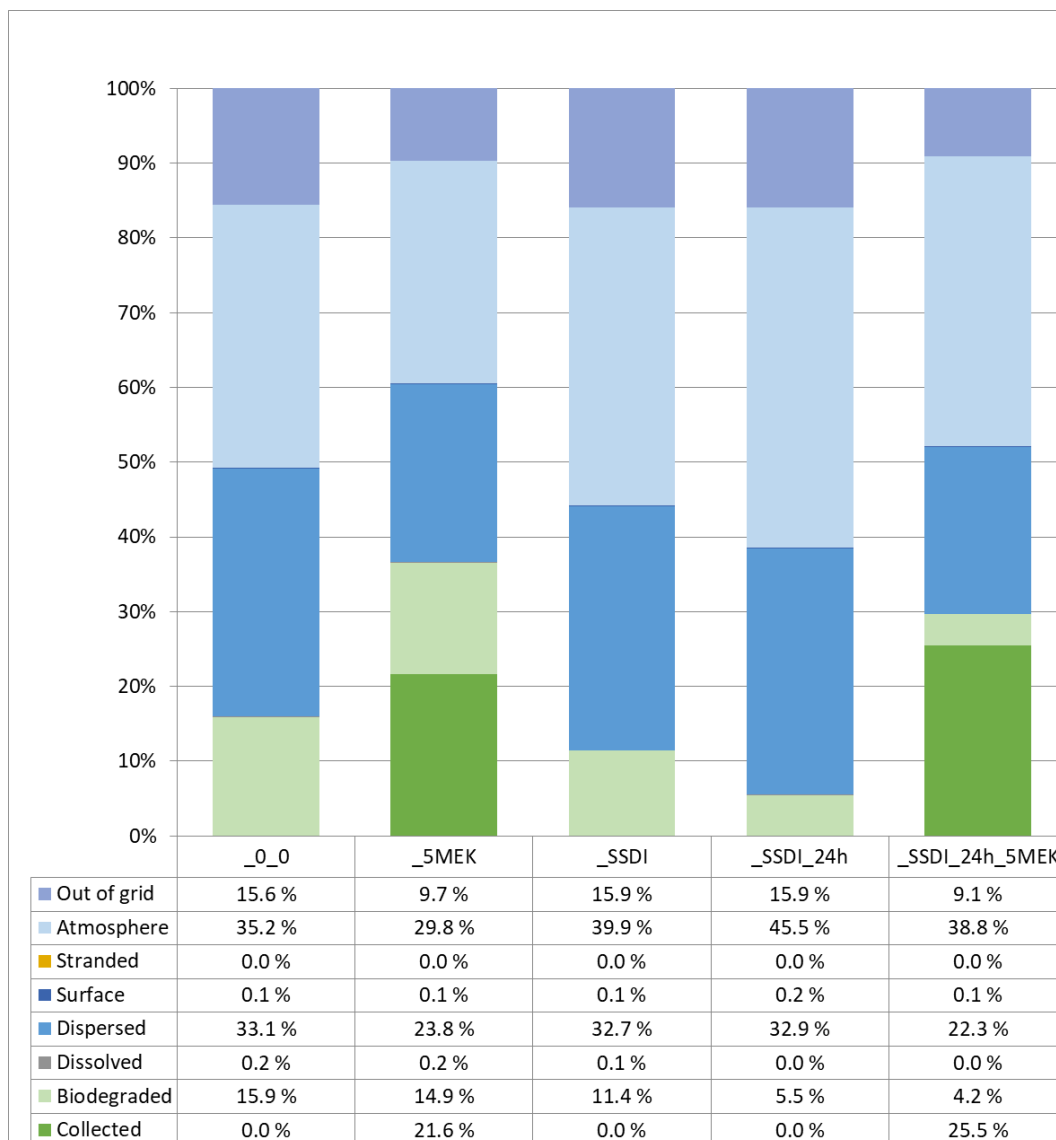
Wisting - vintersesong

Resource compartments	Ingen respons		5MEK		5MEK_MOS		8MEK		5DISP		5COMB	
	Potensiell relativ konsekvens	A	Modifiseringsfaktor	Relative konsekvensreduksjon	Modifiseringsfaktor	Relative konsekvensreduksjon	Modifiseringsfaktor	Relative konsekvensreduksjon	Modifiseringsfaktor	Relative konsekvensreduksjon	Modifiseringsfaktor	Relative konsekvensreduksjon
Sjøfugl	Lav	1	2	2	2	2	2	2	3	3	2	2
Fisk	Ingen	0	1	0	1	0	1	0	-1	0	0	0
Strand	Lav	1	0	0	1	1	0	0	2	2	1	1
Total påvirkningsverdi				2		3		2		5		3
Rangering				3		2		3		1		2

Figur 7-12 SIMA vurdering av ulike tiltaksalternativer for Wisting i vintersesongen.

7.6.4.3 Sjøbunnsutslipp

Figur 7-13 viser massebalanse for sjøbunnsutslipp etter 36 dager i sommersesong. Referansealternativet viser at 15,6 % er utenfor grid (begrenset gridstørrelse for sjøbunnsutslipp ettersom det er kjørt med høyoppløselige Norkyst800 data på strøm). Øvrig emulsjon har fordampet, dispergert naturlig eller er nedbrutt. Kun 0,1 % er igjen på sjøoverflaten. Utslippet gir ingen stranding av emulsjon.

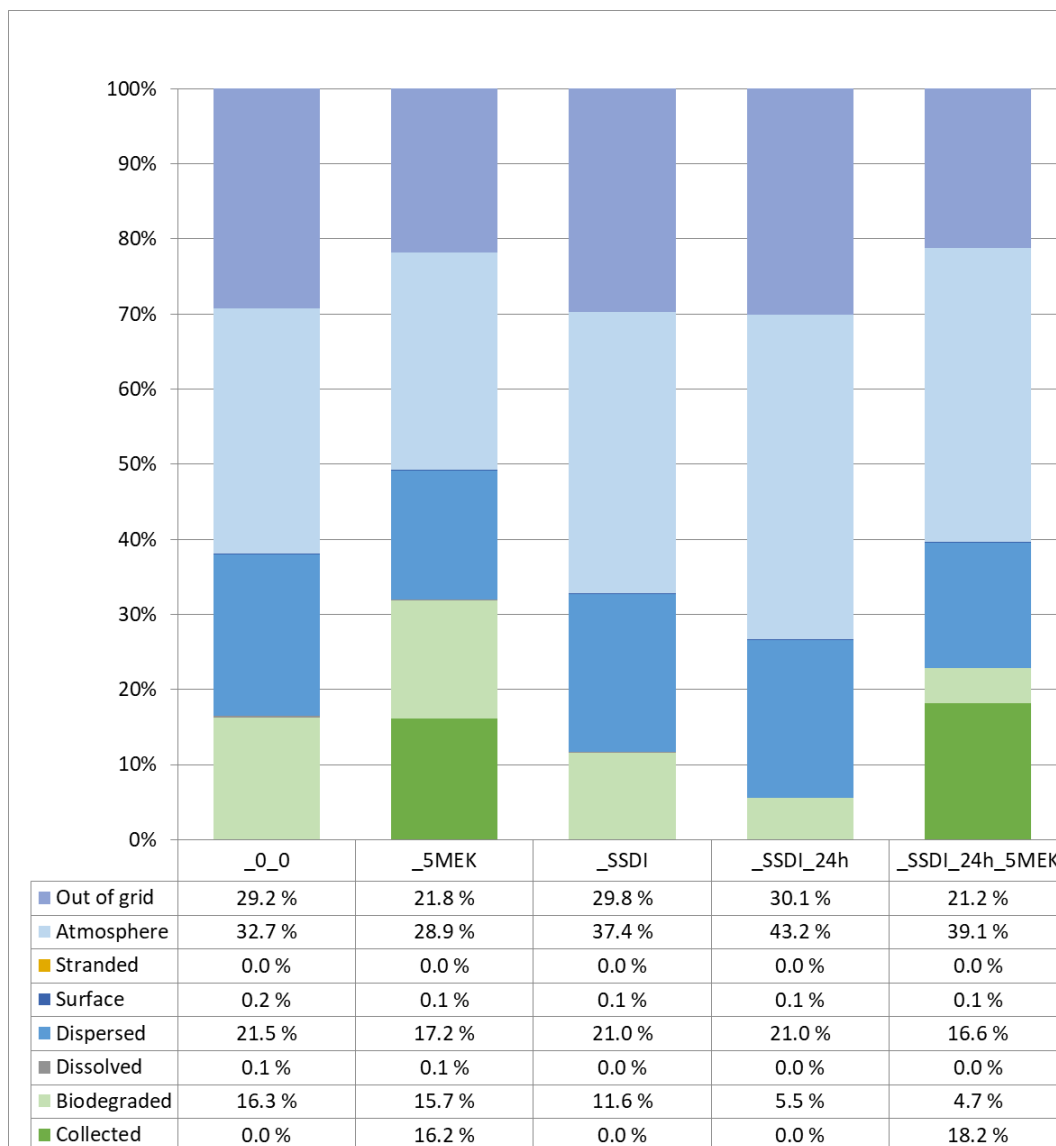


Figur 7-13 Sjøbunnsutslipp - massebalanse etter 36 dager, sommersesong.

Alternativet med 5 mekaniske systemer (_5MEK) gir et opptak på 21,6 %, men den oppsamlede emulsjonen hadde uten tiltak fordampet eller blitt dispergert naturlig, og tiltaket gir samme emulsjonsmengde på sjøoverflaten (0,1 %) som referansealternativet (_0_0).

SSDI tiltaket (_SSDI) øker andelen fordampet olje noe som indikerer at olje fortsatt kommer til overflaten, men trolig som tynnere oljefilm. Dette er spesielt merkbart der SSDI settes inn tidlig i forløpet (_SSDI_24h). Sammenlignet med referansealternativet ser man at SSDI har begrenset effekt i forhold til dispergering, med kun små variasjoner i dispergert mengde. Alternativet som kombinerer SSDI med 5 mekaniske systemer (_SSDI_24h_5MEK) gir en noe

høyere andel (ca. 4 % økning) oppsamlet emulsjon enn det rent mekaniske alternativet (_5MEK), og samtidig noe lavere andel dispergert. Også dette tyder på at SSDI har begrenset effekt og at olje som kommer til overflaten etter SSDI fortsatt er tykk nok til å være optakbar.

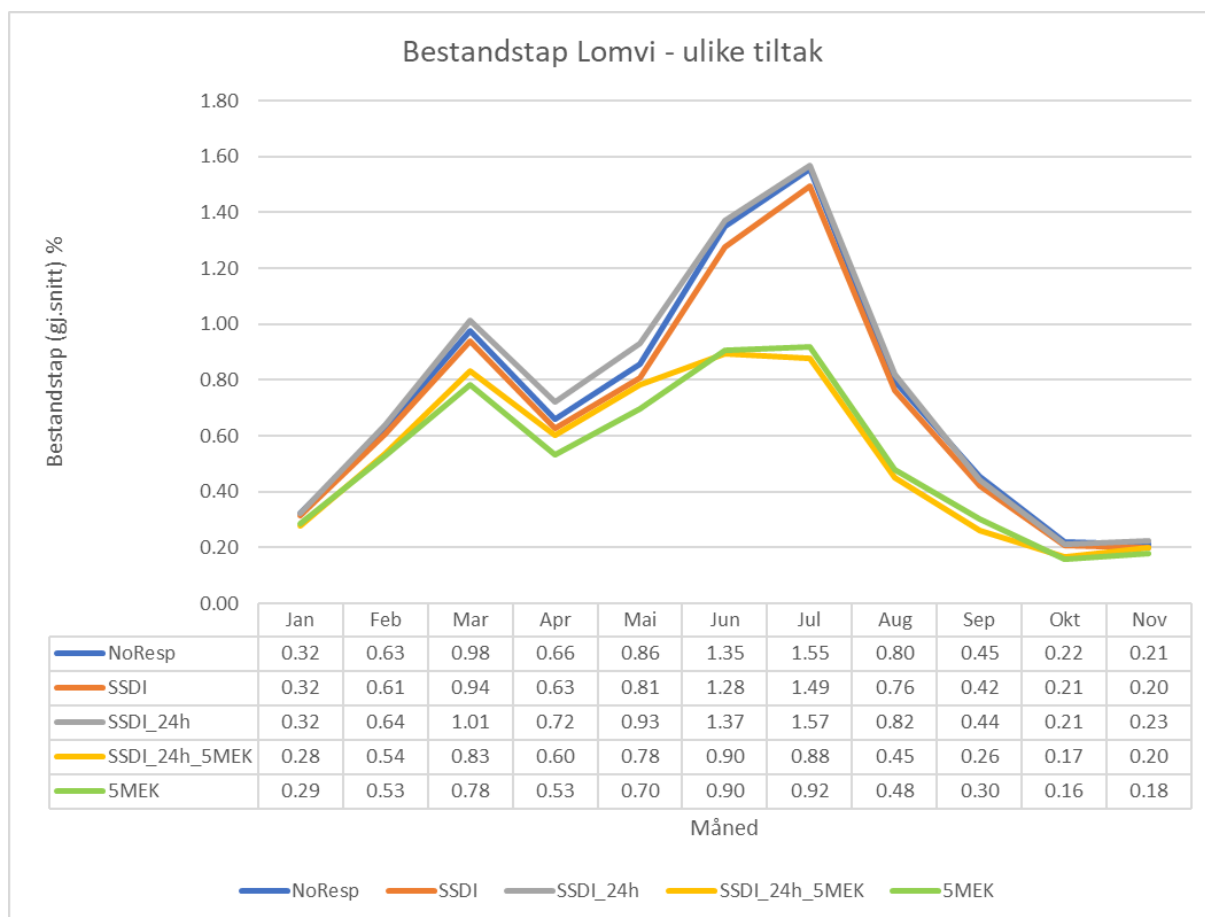


Figur 7-14 Sjøbunnsutslipp - massebalanse etter 36 dager, vintersesong.

Tilsvarende massebalanse for vintersesong er vist i Figur 7-14. Som for overflateutslippet viser resultatene for vintersesong samme mønster som sommersesong. Andelen rapportert utenfor grid øker i vintersesongen (større spredning), og effekten av mekanisk oppsamling faller noe (ca. 5 %). Dette er som forventet i lys av høyere bølgeaktivitet i vintersesongen, noe som gir mindre effekt av mekanisk bekjempelse. Det er sannsynlig at nedgangen i andel dispergert skyldes modelltekniske forhold og henger sammen med verdiene som er rapportert utenfor grid.

Figur 7-15 viser tiltaksalternativenes konsekvensreducerende effekt i forhold til bestandstap for lomvi (gjennomsnitt). Uten tiltak viser kurven samme trend som for overflateutslipp med økende dødelighet fra januar til mars med en tilbakegang i april før en ny topp i juli. Deretter faller kurven mot november/desember. Ser man på alternativene med SSDI er det imidlertid kun kombinasjonsalternativet med 5 mekaniske system (SSDI_24h_5MEK) som gir en

konsekvensreduksjon sammenlignet med referansealternativet, begge de øvrige (_SSDI og _SSDI_24h) gir ingen konsekvensreduksjon og indikerer ingen særlig effekt av SSDI. Dette understøttes også av at tiltaksalternativet med kun 5 mekaniske system (_5MEK), gir tilnærmevis samme nivå av konsekvensreduksjon som kombinasjonsalternativet med SSDI og mekanisk oppsamling.



Figur 7-15 Bestandstap Lomvi – sjøbunnsutslipp. Konsekvensreduksjon av tiltaksalternativene (Gjennomsnitt).

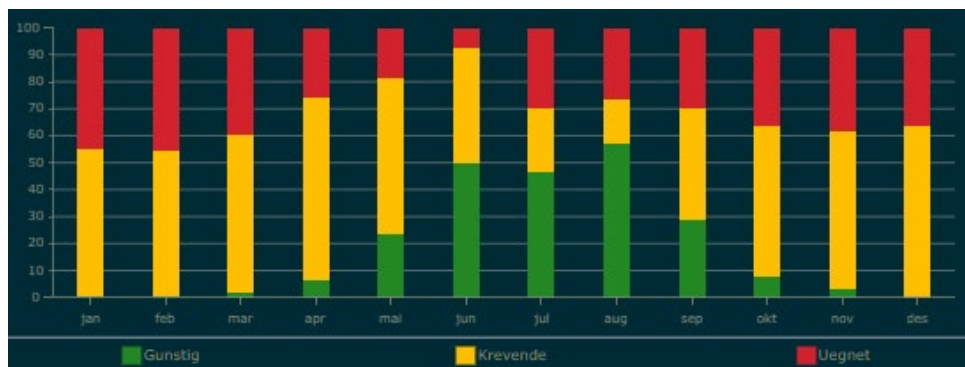
7.7 Andre forhold relevant for beredskap mot akutt forurensing

7.7.1 Operasjonsvindu for oljevern ved Wisting-feltet

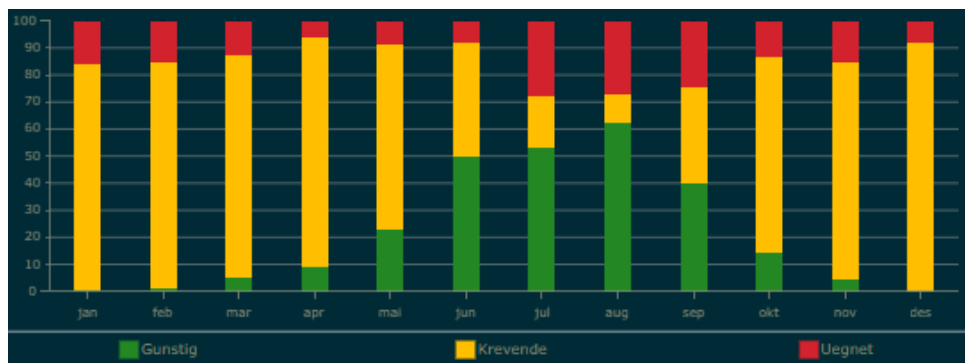
Ulike oljevernssystemer og metoder har forskjellig toleranse mot ytre naturgitte forhold, slik som bl.a. vind, bølger, temperatur, ising, sikt og sjøis. Ytre naturgitte forhold kan imidlertid variere vesentlig med geografi (lokasjon) og årstidsvariasjoner. For vurdering av oljevernberedskap for en gitt lokasjon er det derfor relevant å se på de naturgitte forholdene på stedet og gjennom året for å se hvordan dette kan påvirke operasjonsvinduet for de ulike systemene og metodene. Dette er iht. Equinors retningslinjer.

Systemenes toleranse mot ytre naturgitte forhold avhenger bl.a. av type, design og virkemåte. Selv om alle systemer og metoder har operasjonelle begrensinger, er det viktig å understreke at det i praksis vil være glidende overganger mellom ideelle forhold og forhold hvor et system eller en metode ikke lenger kan eller bør benyttes. Det understrekes også at det kan være andre forhold som kan påvirke operasjonsvinduet enn værforhold og sjøtilstand.

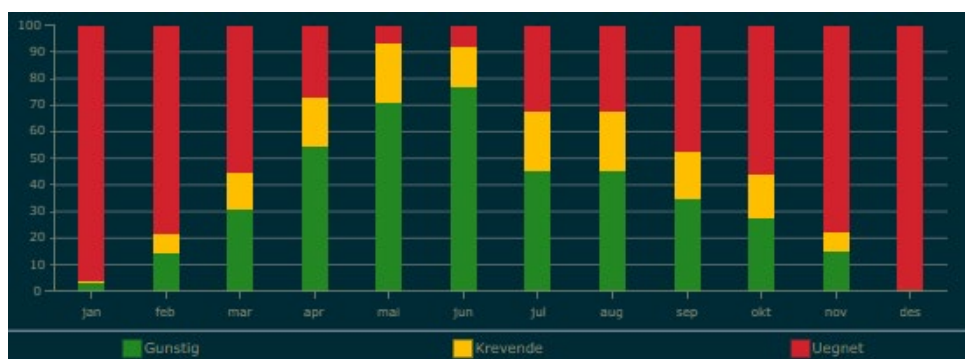
DNV har i en studie for Kystverket analysert operasjonsvindu for ulike oljeværnsystemer i norske havområder basert på 10 år med høyoppløselige meteocean data. Dataene fra studien gir indikasjoner på operasjonsvindu for mekanisk oppsamling, dispergering fra fartøy, dispergering fra fly og in-situ brenning (ISB) ved Wisting lokasjonen. Dispergering fra fly og ISB er ikke analysert i BarKal eller i beredskapsmodelleringen, men vises her som en sammenligning til mekanisk bekjempelse og fartøysdispergering. Figur 7-16, Figur 7-17, Figur 7-18 og Figur 7-19 viser månedlig operasjonsvindu for systemene gjennom året. Operasjonsvinduet beregnes som tidsandel (%) per måned hvor forholdene vurderes som Gunstige, Krevende eller Uegnede og er vist med hhv. grønn, gul og rød farge.



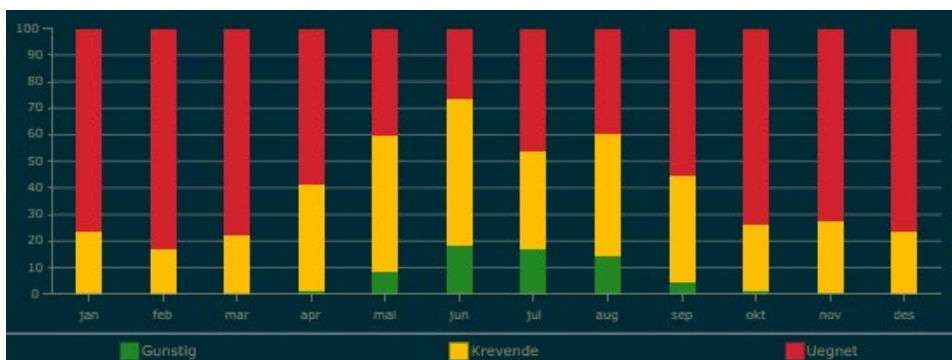
Figur 7-16 Operasjonsvindu for mekanisk bekjempelse. Andel gunstige forhold i grønt, krevende forhold i gult og uegnede forhold i rødt.



Figur 7-17 Operasjonsvindu for dispergering fra fartøy. Andel gunstige forhold i grønt, krevende forhold i gult og uegnede forhold i rødt.

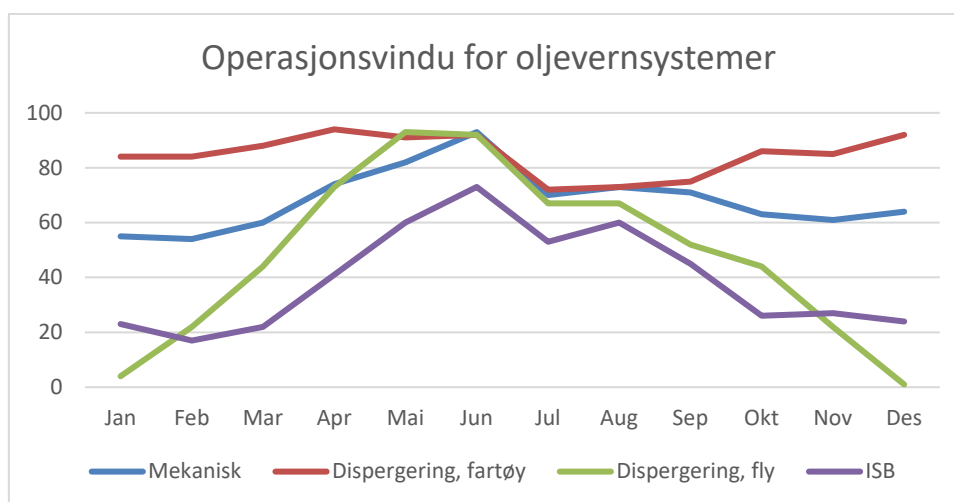


Figur 7-18 Operasjonsvindu for dispergering fra fly. Andel gunstige forhold i grønt, krevende forhold i gult og uegnede forhold i rødt.



Figur 7-19 Operasjonsvindu for in-situ brenning. Andel gunstige forhold i grønt, krevende forhold i gult og uegnede forhold i rødt.

For alle systemtyper/metoder er det summen av grønn og gul kategori (gunstige og krevende forhold) som utgjør det samlede operasjonsvinduet. Figur 7-20 gir en sammenstilling av totalt operasjonsvindu (gul og grønn kategori) ved Wisting for alle systemtypene beskrevet ovenfor.



Figur 7-20 Operasjonsvindu for alle systemtyper

Resultatene indikerer at dispergering fra fartøy relativt sett har størst operabilitet i vintersesongen av alle systemene, selv om forholdene gjennomgående er krevende. Bølger, vind og lave temperaturer utgjør de viktigste begrensende faktorene for dispergering fra fartøy i vintersesongen. Mekanisk oppsamling har nest høyest operabilitet i vintersesong, også med vind og bølger som viktigste begrensende faktorer. Dispergering fra fly har lav operabilitet i vintersesong, noe som hovedsakelig skyldes begrensninger i operasjonslys. In-situ brenning har også lav operabilitet vinterstid noe som skyldes lavere toleranse mot bølger og vind enn de øvrige metodene. I sommersesongen er det liten forskjell mellom dispergering fra fartøy, mekanisk og dispergering fra fly, mens ISB ligger en del lavere. Sikt er den viktigste begrensende faktoren for alle systemene i sommermånedene. Gjennom høstsesongen øker forskjellene igjen mot det samme mønsteret som er i vintersesongen, og med de samme begrensende faktorene.

Samlet sett er dispergering fra fartøy og mekanisk oppsamling de metodene som gjennom året har størst operasjonsvindu. Vinter, vår og høst har dispergering fra fartøy også større operasjonsvindu enn mekanisk, noe som skyldes høyere toleranse for vind og bølger. Ved økende vind og bølger øker også graden av naturlig dispergering. Operasjonsvinduet for dispergering fra fly vil være på nivå med mekanisk og dispergering fra fartøy i den lyseste årstiden, men svært begrenset i de mørkeste høst og vintermånedene. ISB har til sammenligning med de øvrige systemene et mer begrenset operasjonsvindu gjennom hele året. En nærmere beskrivelse av ISB og dispergering fra fly er gitt nedenfor.

7.7.2 Responstid for oljevern fartøy for sleping av lenser (to-båt systemer)

Oljevern fartøy for offshore sleping av lenser (heretter kalt slepefartøy) vil for to-båt systemer være en begrensende faktor for de første systemene som mobiliseres til en hendelse. For Wisting gjelder dette de 5 første systemene som mobiliseres.

NOFO har tilgang til en flåte av 34 oljevern fartøy for offshore sleping av lenser. For planleggingsformål benyttes en responstid på 36 timer for disse fartøyene når avstanden fra Hammerfest er mer enn 120 nautiske mil slik tilfellet er for Wisting-feltet. NOFO har også tilgang på redningsskøyter (RS), men dette er ikke relevant for Wisting pga. lang avstand fra land.

En mulighet er å benytte fartøyets egen Daughter Craft (DC) til å dra ut linsen. Det er imidlertid ikke mulig for DC å holde på lenge før de må få avløsning. Forbedringer av DC kan være en løsning slik at dette systemet kan holde linsen en lengre periode. De første OR-ressursene som er vurdert for Wisting har DC ombord, og kan brukes dersom man vil starte mekanisk oppsamling før slepefartøyet fra NOFO-pool ankommer.

7.7.3 Fjernmåling

Effektiv kartlegging av oljen er viktig for at ressursene som skal samle opp oljen faktisk vet hvor oljen er og hvor den bekjempbare delen av oljen befinner seg både dag og natt.

NOFO har følgende ressurser som kan benyttes i en oljevernaksjon:

- Satellitter
- Overvåkningsfly med bl.a. FLIR kamera
- Helikopter med fastmontert FLIR kamera (IR)
- Droner
- Aerostater med kamera
- Skipsbaserte oljedeteksjonsradarer
- Infrarøde kameraer
- AIS bøyer
- Visuell observasjon
- Maritime Broadband Radio (MBR).

Overvåkingen og valg av verktøy kan tilpasses de aktuelle sikt- og lysforhold.

Tabell 7-8 Tilgjengelige verktøy tilgjengelig under ulike lys- og siktforhold (hentet fra NOFO planverk).

Nr.	Sensor/plattform	Ved mørke	I nedsett sikt (yr, tåke)	Nasjonalt	Regionalt	Lokalt/nærsone	Posisjon/areal	Vurdere tykkelse av olje	Hvor ofte pr. døgn
1	SAR satellitt (D)	Ja	Ja	Ja	Ja	Nei	Ja	Nei	2 passeringer**
2	SLAR i fly (D)	Ja	Ja	Ja	Ja	Nei	Ja	Nei	2 x 4 timer*
3	FLIR i fly (D/K)	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja	2 x 4 timer
4	FLIR i helikopter (D/K)	Ja	Delvis	Nei	Ja	Ja	Ja	Ja	3 x 2 timer
5	IR i drone (D/K)	Ja	Ja	Nei	Nei	Ja	Ja	Ja	Kontinuerlig
6	IR i aerostat	Ja	Ja	Nei	Nei	Ja	Ja	Ja	Kontinuerlig
7	OSD radar skip	Ja	Delvis	Nei	Ja	Ja	Ja	Nei	Kontinuerlig
8	IR kamera håndholdt	Ja	Delvis	Nei	Nei	Ja	Nei	Delvis	Kontinuerlig
9	Visuell vurdering	Nei	Nei	Nei	Nei	Ja	Ja	Ja	Kontinuerlig

D & K = deteksjon og kartlegging

* = 2 tokt over skadested med varighet på ca 4 timer

** = Det er mulighet å bestille en satellittscene om morgenen og en om ettermiddagen

7.7.4 Kyst- og strandsoneberedskap (barriere 3 – 5)

Som beskrevet i kapittel 7.5 vil et dimensjonerende utslipp kunne nå Bjørnøya vinterstid innen 11,8 døgn (95 persentil av korteste modellerte drivtid), og Bjørnøya er eneste landområde innenfor Wistings modellerte influensområde. Avstanden mellom Wisting og Bjørnøya er ca. 187 km. BarKal beregner systembehovet i barriere 3 og 4 til to standard HH-kystsystemer. Pga. Bjørnøyas naturgitte forhold og beliggenhet bør imidlertid beredskapsstrategier og løsninger for Bjørnøya vurderes særskilt ettersom NOFOs standard kystsystemer ikke vil være aktuelle å benytte der. Det samme gjelder eventuell strandrensing ettersom det ikke eksisterer lokale ressurser til å utføre strandrensing, samt at adkomst til strandsonen normalt er vanskelig.

Equinor har på denne bakgrunn utarbeidet Strategiplan for oljevern i miljøprioritert område Bjørnøya (Equinor, 2018). I planen beskrives naturmiljøet og farvannet rundt Bjørnøya, med lokale forhold av betydning for planlegging og gjennomføring av en oljevernaksjon. I tillegg til å være eksponert og værhardt har Bjørnøya også store fuglekolonier og andre naturverdier som er sårbare mot oljeforurensning, og hele øya har status som MOB A. Lokal infrastruktur og fasiliteter til å understøtte en aksjon er svært begrenset, og forutsigbare adkomstmuligheter til land finnes ikke. Øya er i vinter/vårsesong ofte delvis omsluttet av sjøis/iskantsonen.

Strategiplanen forutsetter at hovedfokus i en eventuell oljevernaksjon vil være å hindre landpåslag av olje med bruk av tyngre systemer for mekanisk oppsamling til bekjempelse oppstrøms for området. Dette vil være barriere 1 og 2 systemer, og antall systemer skal iht. planen dimensjoneres «etter behov». I praksis betyr det at oljevernssystemer for barrierene 1 – 4 for Wisting bør bestå av havgående systemer, og at dette bør vurderes helhetlig for å sikre fleksibilitet og robusthet. Basert på resultatene fra beredskapsmodelleringen framstår kjemisk dispergering som et effektivt tiltak, evt. i kombinasjon med MOS-sweeper eller annet høyhastighetssystem som kan «jakte» spredte oljeflak som kan treffe Bjørnøya. En fordel med begge disse systemtypene er at de er enbåtsystemer, som gir høyere mobilitet og fleksibilitet. Alternative/supplerende ressurser kan være dispergeringsfly fra OSRL (primært sommerhalvåret pga. operasjonslys), samt statlige ressurser.

Strategiplanen beskriver i tillegg aktuelle behov og tiltak for relatert til ressurser, personell, ledelse, logistikk for en oljevernaksjon på Bjørnøya. Det anbefales at Equinor ifm. beredskapsablering for Wisting gjennomgår strategiplanen med NOFO for å vurdere og konkretisere løsningene og vurdere evt. tiltak for å sikre tilstrekkelig tilgang på disse.

7.7.5 Tilførsel av dispergeringsmiddel

Som vist i analysen har kjemisk dispergering god effekt på Wisting Central oljen, og dispergering fra fartøy er også det tiltaket som har størst operasjonsvindu vinterstid. På de fleste områdeberedskapsfartøyene som inngår i NOFOs avtaler er det dispergeringsmiddel ombord. I tillegg er det lagret ekstra dispergeringsmidler på NOFOs baser i Tananger, Sløvåg (tidl. Mongstad), Kristiansund og Hammerfest. NOFO sin totalbeholdning for dispergeringsvæske (på fartøy og fire baser) er i overkant 800 m³. Equinor har også tilgang på betydelige mengder dispergeringsmidler gjennom avtaler med OSRL.

Det mest vanlige på disse fartøyene er å ha rundt 50 m³ med dispergeringsmidler om bord, men de største tankene er på 100 m³. Ved å anta høydosering (120 liter pr minutt), vil en påføringsoperasjon med de forutsetningene som er lagt til grunn gjennomføres i 7-14 timer før væsken er brukt opp, avhengig av mengde dispergeringsmiddel ombord. Ved lavdosering kan en dispergeringsoperasjon vare dobbelt så lenge. Disse tidsestimaterne er beregnet med en forutsetning om en kontinuerlig dispergeringsaksjon, noe som antakelig er lite relevant. Med dagens løsning er det likevel begrensninger i hvor lenge dispergering kan pågå før det må etterfylles dispergeringsmiddel.

Det er etterfylling på det enkelte fartøy som anses å være begrensende faktor, ikke tilføring av dispergeringsmiddel til base på land. Det tar mye tid for et beredskapsfartøy å gå til kai for re-fylling av dispergeringsmidler, og så returnere til feltet. Dette avhenger selvsagt av hvor hendelsen skjer, men for Wisting-feltet må det beregnes 12 timer gangtid hver vei, samt normalt 8 timer påfyllingstid.

Den største potensielle besparelsen for re-fylling vil være å bringe ekstra dispergeringsmidler i bulk ut på feltet, slik at fartøyene kan få overført dispergeringsmidler offshore. Dette innebærer fartøy-til-fartøy overføringsoperasjoner i felt, som evt. må utredes nærmere for å finne praktiske løsninger, og identifisere hvilke vær og bølgebegrensninger som vil være tilstede. Det foreligger ikke noen prosedyre for slike operasjoner i NOFO i dag, men det er et spørsmål som kan vurderes.

7.7.5.1 Subsea dispergering (SSDI)

Dispergering kan også gjennomføres subsea, og inngår i beredskapsmodelleringen. Subsea Dispersant Injection (SSDI) anses i dag som en kvalifisert metodikk.

Ved subsea dispergering, vil dispergeringsmiddel injiseres direkte i brønnstrømmen, som består av fersk olje (ikke forvitret eller emulgert). Fersk olje og høy turbulens gir effektiv dispergering av oljen til små oljedråper. De små oljedråpene vil kunne innlagres i vannmassene og gi redusert mengde olje på overflaten og dermed også mindre andel flyktige oljekomponenter på overflaten. Den oljen som kommer til overflaten, vil typisk forekomme som tynnere oljefilmer med kortere levetid sammenlignet med olje som ikke er kjemisk dispergert. Økt oppholdstid i vannkolonnen gir høyere grad av biodegradering og økt utløsning av gasser og lettere komponenter i vannfasen før oljen når overflaten.

OSRL Subsea Well Intervention Services (SWIS) gir tilgang til utstyr for subsea brønnintervensjon (SIRT) og capping. SIRT utstyret er lagret på OSRL base ved Stavanger (Tananger). Utstyret er pakket klart til frakt med fly eller i lastebiler, og vil ta ca. 48 timer å frakte opp til Hammerfest. Alternativt kan det mobiliseres direkte på fartøy fra Tananger base og gå direkte til feltet. Equinor har gjort tidligere gjort vurderinger av tilgang på dispergeringsmiddel for SSDI operasjon i Barentshavet. Dispergeringsmiddel som er tilgjengelig via OSRL og tilfredsstillende krav til bruk i norske farvann er 5000 Sm³. Ved å anta en standard dosering (1:100), og bruk av GDS eksklusivt til subsea dispergering, er det tilstrekkelig volum dispergeringsmiddel for å håndtere en utblåsning frem til vellykket capping. Dersom capping ikke er vellykket, og utblåsning varer frem til boring av avlastningsbrønn vil det være tilstrekkelig volum dispergeringsmiddel til subsea dispergering frem til ferdigstilling av avlastningsbrønn.

7.7.5.2 Dispergering fra fly

Equinor har tilgang til fly gjennom avtale med OSRL. Mobiliseringstid for OSRL fly er 4 timer. OSRL har to Boeing 727 lokalisert på Doncaster Sheffield Airport i UK. Begge har dispergeringsutstyr og en kapasitet for transport og operasjoner av 15 m³ dispergeringsmidler per flyvning. Ved å anta en dosering 1:20 tilsvarer det behandlet emulsjon på 300 m³ emulsjon per operasjon.

OSRL flyet med dispergeringssystem er godkjent for å fly (transit og dispergere) under forhold med potensiale for ising. Sikt er en begrensende faktor, dispergeringsflyet trenger minimum 5 km sikt og mulighet for å se havoverflaten for å gjennomføre en dispergeringsoperasjon. OSRL estimerer at dispergeringsoperasjoner er mulig ca. 40- 60 % av tiden med tilstrekkelig operasjonslys. På grunn av disse utfordringene er en kjemisk dispergeringsaksjon fra fly mest aktuelt i sommerhalvåret i Barentshavet. Da er man ikke begrenset av mørke, men kan til gjengjeld være begrenset av tåke. Selv om det er midnattssol og det i teorien kan gjennomføres dispergeringsaksjoner døgnet rundt, er det krav til hviletid for pilotene. Det regnes da med at det maks kan være to til tre dispergeringsturer for flyet hvert døgn.

7.7.6 In-situ brenning

In-situ brenning (ISB) er et begrep som brukes om prosessen/metoden med målrettet brenning av olje på sjøen på eller i nærheten av et utslippssted. Under ideelle forhold har ISB potensiale til å fjerne relativt store mengder av olje fra sjøoverflaten med relativt begrensede innsatsmidler, noe som kan gi metoden fordeler bl.a. i fjerne/arktiske strøk sammenlignet med mekanisk oppsamling eller kjemisk dispergering.

NOFO har per i dag ikke in-situ brenning som en standard bekjempelsesmetode, men har de senere år gjennomført flere utviklingsforsøk og tester. Iht. NOFO strategi for 2021 – 2025 skal in-situ brenning også vurderes videre. Det er derfor ikke avklart hvorvidt in-situ brenning vil kunne bli en aktuell metodikk for fremtidig Wisting oljevernberedskap. Nedenfor beskrives noen nøkkelfaktorer som kan indikere potensialet for bruk av brenning i en slik sammenheng.

I praksis under reelle forhold er det mange forhold som kan begrense mulighet for effektiv in-situ brenning:

- Oljen må ikke være for forvitret, noe som avhenger av oljens egenskaper, opphold på sjøen, temperatur, sjøtilstand mv. Oljens antennbarhet kan reduseres betydelig når:
 - Lette komponenter er avdampet
 - Oljen har tatt opp vann og dannet emulsjon
- Oljen ha en tykkelse (bestemt av flere faktorer) som gjør den antennbar
- Vind og sjøtilstand må ikke være for krevende.
- Det trengs en egnet antenneskilde (igniter).

Beslutning om bruk eller ikke bruk av ISB er ofte kompleks. Det mest visuelle under brenning av olje er den mørke røyken som produseres. Røyken inneholder en del røygasser og sotpartikler som kan være skadelig for mennesker ved innånding. Likeledes blir det igjen en brenne-rest (residu) etter brannen. Teknikken er derfor best egnet til bruk offshore eller i ubebodde områder. Oljetype og oljens egenskaper er viktig for antennelse og brennbarhet. Brenneeffektiviteten er blant annet avhengig av oljetype, og lettere oljetyper har generelt en høyere brenneeffektivitet enn tyngre oljer. Når oljen forvitrer på sjøen, mister den de lettere fraksjonene gjennom fordampning og den kan ta opp vann og danne en emulsjon. Begge disse prosessene gjør oljen mer utfordrende å antenne. På åpen sjø kan brannsikre lenser eller overflateaktive kjemikalier (herders) brukes til å oppkonsentrere oljen før antennelse. Gitt de mange faktorene som må vurderes før bruk av ISB bør beslutningsprosessen adresseres i arbeidet med en beredskapsplan for oljevern.

7.8 Vurdering

I dette kapitlet vurderes resultatene fra beredskapsberegninger og beredskapsmodellering i forhold til Equinors ytelseskrav, samt øvrige tema som er beskrevet.

7.8.1 Havgående beredskap (barriere 1 – 2)

Ytelseskravet til kapasitet i barriere 1 og 2 for Wisting-feltet kan ivaretas for dimensjonerende scenario med 5 NOFO-J systemer vinterstid og 4 NOFO-J systemer sommerstid. Equinors krav til initiell kapasitet på 500 m³ innen 5 timer og 2000 m³ innen drivtid til land eller særlig verdifulle og sårbare områder (eksisterende og foreslåtte SVO) dekkes også av denne dimensjoneringen. Responstidskravet til barriere 1 og 2 kan ivaretas med god margin, men initiell responstid begrenses per i dag av responstid for slepefartøy (for tobåtsystemer). Wisting ligger også for langt fra land til at redningsskøyte kan benyttes som slepefartøy etter dagens ordning. Beredskapsmodelleringen viser generelt liten tilleggseffekt av flere systemer.

Svømmetrekke til lomvi på sensommer (august) kan regnes som et miljøviktig område og dermed omfattes av ytelseskravet om å ha kapasitet til å starte bekjemping av 2000 m³ olje innen korteste drivtid. Svømmetrekket er vist å kunne gå forbi Wistingfeltet, og responstid på beredskapskapen vil da måtte være innen få timer. Uten boretidbegrensning i denne perioden vil en måtte se på muligheter for styrking av beredskapskapen for å tilfredsstille dette kravet. Det kan være å legge ytterligere et fartøy eller oljevernressurser på eksisterende beredskapsfartøy på feltet i august måned.

Beredskapsmodelleringen indikerer at MOS Sweeper systemer er noe mer effektive enn NOFO-J systemene. MOS Sweeper har høyere operasjonshastighet og kan derfor benyttes mer aktivt enn NOFO-J, noe som vil kunne være fordelaktig bl.a. ved spredte flak eller dersom olje driver mot Bjørnøya. MOS Sweeper systemene er i tillegg enbåtsystemer som innebærer potensielt kortere responstid enn tobåtsystemer initielt. MOS Sweeper stiller noe andre krav til utforming av fartøyet enn NOFO-J.


For mekanisk oppsamling indikerer modelleringene at mellomlagring av emulsjon i utgangspunktet ikke vil utgjøre en begrensning innen normal responstid for tankfartøy til Barentshavet (72 timer).

Beredskapsmodelleringen indikerer også svært god effekt av fartøysdispergering, både i kombinasjon med mekanisk oppsamling eller alene. Dispergering fra fartøy har også størst værmessig operasjonsvindu, spesielt om vinteren og sen høst. Ettersom Hanssen-oljen er lite dispergerbar virker det imidlertid nødvendig med en kombinert løsning, hvor dispergering kan inngå i en innledende respons (gitt oljetype Wisting Central). Pga. avstanden til land vil imidlertid etterfylling av dispergeringsmiddel til fartøy ved landbase være tidkrevende og gi dispergeringsystemene mer nedetid. Tiltak som kan øke mengde tilgjengelig dispergeringsveske på det enkelte fartøy og evt. på feltet kan motvirke nedetid i dispergeringen. Utstyr og prosedyrer for prøvetaking av olje mht. dispergerbarhet eksisterer og vil enkelt kunne gjøres tilgjengelig lokalt.

Fjernmålingssystemer og verktøy for å effektivt kunne se oljen på sjøen under ulike lys og siktforhold anses generelt dekket gjennom eksisterende teknologi, og forutsetter derfor primært en hensiktsmessig implementering.

7.8.2 Kyst og strand (barriere 3 – 5)

Stranding av olje fra dimensjonerende hendelse på Wisting er begrenset til Bjørnøya vinterstid. Kapasitetskravet til barriere 3 og 4 kan ivaretas med 2 høyhastighets kystsystemer, men dette anses ikke å være aktuelle systemtyper for farvannet ved Bjørnøya. For Bjørnøya vil derfor barriere 3 – 4 i praksis omfatte havgående bekjempelse. En realistisk og mer robust løsning kan heller være å benytte et eller flere havgående system gitt behov for å bekjempe olje som truer med å komme nær eller treffe Bjørnøya. Effektiv bekjempelse i barriere 1 og 2 vil også begrense stranding, og dimensjonering av barriere 1 – 4 bør derfor ses i en sammenheng. Aktive systemer slik som MOS Sweeper eller andre



havgående høyhastighetssystemer muliggjør aktiv «jaktning» av spredte oljeflak noe som gjør slike systemer mer egnet kystnært enn NOFO-J. Responstidskravet vil kunne ivaretas med dagens fartøys-tilgjengelighet.

Barriere 5 (strandrensing) på Bjørnøya vil kunne være krevende og en strandrenseaksjon vil i stor grad måtte planlegges og gjennomføres avhengig av situasjonen, med basis i Equinors Strategiplan for oljevern i miljøprioritert område Bjørnøya og NOFOs operasjonelle planer. Disse gir imidlertid et godt utgangspunkt for utarbeiding av plan for grovrensing av forurenset strand innen 7 døgn fra registrert påslag av oljeemulsjon. Grovrensing av de påslagsområder som prioriteres av operasjonsledelsen i samråd med aksjonsledelsen og myndigheter kan også kunne gjennomføres innen 100 døgn fra plan for grovrensing foreligger, forutsatt at dette kan gjennomføres på en sikkerhetsmessig forsvarlig måte.

7.8.3 Andre forhold

Det ligger generelt til rette for god samordning og gjensidig støtte mellom beredskapsløsningene for Johan Castberg feltet og Wisting-feltet, samt øvrig aktivitet i Barentshavet. Dette anses positivt og er et viktig punkt i den videre beredskapsplanlegging og implementering for begge felt.

Beredskapsmodelleringen indikerer at SSID har svært begrenset effekt, sammenholdt med andre alternativer. SSID er uansett et tilgjengelig tiltak som kan iverksettes dersom situasjonen tilsier det. Dette gjelder også for dispergering fra fly som er en mulig en ressurs, men primært sommerstid.

Equinor har for øvrig gjennom NOFO tilgang på betydelige havgående oljevernressurser på norsk sokkel, totalt 25 komplette NOFO systemer inkludert slepefartøy, 5 MOS Sweepere, samt 10 OR-fartøy med mulighet for å benytte kjemisk dispergering.

In-situ brenning er per i dag ikke en del av NOFOs beredskap og har også et vesentlig mindre operasjonsvindu enn øvrige systemer og metoder. Gitt den gode effekten av både mekanisk bekjempelse og dispergering fra fartøy vurderes ISB i utgangspunktet ikke som et relevant tiltaksalternativ for Wisting for dimensjonerende scenario.

8 REFERANSER

Acona, Akvaplan-niva og DNV GL, 2020: *Oljedriftsmodellering for standard miljørisikoanalyser ved bruk av OSCAR – beste praksis*.

Akvaplan-niva, 2015. *Oil Weathering Studies of Wisting oil (1 °C and 5 °C)*. Akvaplan-niva AS report: 7419-01.

Akvaplan-niva, Acona & DNV GL 2019. *WP 5 ERA Acute Methodology Uncertainty Feasibility Study*. Akvaplan-niva dokument nr. 60043.03 til NOROG.

Akvaplan-Niva og DNV GL, 2019. *Norwegian Shoreline Data Set with ESI-classification in ERA Acute Format*. Akvaplan-Niva memo til NOROG. Nr. 60043.05. Juli 2019.

Artsdatabanken, 2021. <http://www.artsdatabanken.no>. Nasjonal kunnskapskilde for biologisk mangfold. Norske Rødliste for arter 2021.

Equinor; 2021a. RM-100 matrise. *Oppdatert risikomatrise oversendt DNV på epost 30.08.2021*.

Equinor, 2021b, *Blowout scenario analysis for Wisting 2026-2030*. Rev. 8.sep,2021

Equinor, 2018. *Strategiplan for oljevern i miljøprioritert område Bjørnøya*

Fauchald, P., Tarroux, A., Sandøy Bråthen, V., Descamps, S., Ekker, M., Helgi Helgason, H., Merkel, B., Moe, B., Åström, J. og Strøm, H. 2019. *Arctic-breeding seabirds' hotspots in space and time - A methodological framework for year-round modelling of environmental niche and abundance using light-logger data*. NINA rapport 1657.

Nilsen H., Greiff Johnsen H., Nordtug T., JoHanssen Ø., 2006. *Threshold values and exposure to risk functions for oil components in the water column to be used for risk assessment of acute discharges (EIF Acute)*. Statoil contract no.: C.FOU.DE.B02.

NOROG, 2020. *Guidance on environmental risk analyses using ERA Acute*. Version 01, February 2020.

Seapop, 2017. *Rådata innhentet for konsentrasjoner av kystnære sjøfuglarter fra Norsk Institutt for Naturforskning ved Geir Systad*. Nasjonale og regionale datasett.

SEATRACK, 2021. *Year-round distribution of Northeast Atlantic seabird populations: applications for population management and marine spatial planning*. Marine Ecology Progress Series (MEPS) prepress abstract. <https://www.int-res.com/prepress/m13854.html>

SINTEF, 2018. *Oil weathering properties and dispersibility on Wisting Blend*. Report: OC2018 F-046_Restricted.

SINTEF, 2017. *Wisting Central crude oil – Properties and behavior at sea*. Report: 2017:00119 - Unrestricted.

Systad. G.H.R. 2022. *Utbredelser og status for sjøfugl i Barentshavet med fokus på bestander som kan berøres av aktivitet på Wistingfeltet*. Kunnskapsstatus basert på arbeidet i nøkkellokalitetene SEAPOP. NINA rapport 2088. Norsk Institutt for naturforskning. 2022.

Vysus Group, 2021. *Blowout and Well Release Frequencies – based on Sintef Offshore Blowout Database 2020*, report 19.101.001-8/2021/R3, April 2021



VEDLEGG A

BLOWOUT SCENARIO ANALYSIS FOR WISTING 2026-2030



Blowout scenario analysis for Wisting 2026-2030

Doc. No.

Valid from:

Rev. no.

Summary

This note presents a quantitative assessment of blowout risk related to the Wisting field. Blowout probability, flow rates and duration are quantified for application in the Wisting environmental risk analysis (ERA). The blowout assessment is based on activity levels for year 2029 which is a high activity year, and year 2030 which is a low activity year.

For the Wisting field, the overall oil blowout frequency is judged to be $2,2 \cdot 10^{-3}$ for a year of high activity, and $7,2 \cdot 10^{-4}$ for a year with low activity. The P90 rate - the rate covering 90 % of all blowouts in a high activity year is 3200 Sm³/d for surface releases and 3500 Sm³/d for releases at the seabed. In a low activity year, the P90 blowout rate is stipulated to be 1500 Sm³/d for surface releases and 3600 Sm³/d for releases at the seabed. The weighted blowout rate for drilling is 4300 Sm³ for both high and low activity year.

It is found that the duration of a blowout could potentially amount to 98 days with 0,6 % probability for subsea wells. Topside blowout releases are not expected to last longer than 28 days. Using a capping stack reduce the weighted duration for subsea releases from 21 days for relief well only, to 16 days with the capping stack. The weighted duration for topside releases is 6 days.

For other types of oil spill, the volumes vary between 200 m³ (flowlines) and 12000 m³ (ship collision with shuttle tanker), with risers and offloading in between, at 1000 m³. The small leak volume has the highest frequency with $1,3 \cdot 10^{-2}$ per year, while the largest volume has a leak frequency of $1,2 \cdot 10^{-7}$. The offloading and riser leaks have frequencies in the range of $1,5$ to $6,8 \cdot 10^{-3}$. A shuttle tanker collision with highest possible energy towards the FPSO can give 5500 m³ oil spill with a frequency of $3,5E-05$.

Table of contents

1	Introduction	6
2	Abbreviations	6
3	System description.....	6
3.1	General	6
3.2	Field specific information	7
3.3	Fluid and reservoir properties	9
3.4	Activities.....	10
4	Blowout scenarios and probabilities	11
4.1	General	11
4.2	Blowout scenarios and flowpaths.....	11
4.3	Generic blowout probabilities.....	11
4.4	Flowpath	12
4.5	Blowout probability in a year of high activity for the Wisting field.....	12
4.6	Blowout probability in a year of low activity for the Wisting field	13
5	Blowout rates	14
5.1	General	14
5.2	Blowout rates	14
5.2.1	During drilling operation	14
5.2.2	Completed wells.....	15
5.2.3	Blowout rates in a year of high activity.....	15
5.2.4	Blowout rates in a year of low activity	16
5.3	P90 and weighted blowout rates.....	16
5.4	Summary, blowout rate	18
6	Blowout duration	18
6.1	General	18
6.2	Blowout stopping mechanisms	19
6.2.1	Operator action [5]	19
6.2.2	Bridging [5].....	19
6.2.3	Coning [5].....	20
6.2.4	Drilling a relief well [5]	20
6.2.5	Capping stack [2]	20

Doc. No.

Valid from:

Rev. no.

6.3	Background for duration calculations.....	21
6.3.1	Historical data	21
6.4	Duration of surface releases if drilled with DP [2]	21
6.5	Estimation of relief well duration	21
6.6	Duration without capping stack	22
6.7	Duration, drilling and completion – including capping stack	25
6.7.1	Input.....	25
6.7.2	Calculated blowout duration (including relief well and capping stack).....	26
6.8	Summary, duration of blowouts	28
7	Other sources of oil spills.....	28
8	Summary.....	29
9	References.....	29
Appendix A Activity input		31
Appendix B Capping stack probabilities for Wisting		32

1 Introduction

The purpose of this report is to provide input to the environmental risk analysis for the Wisting field regarding oil blowout frequency, rates and duration. Frequencies are calculated based on all activities in a high and a low activity year, and the blowout frequencies combined with rates give weighted drilling rates and the rates that covers 90 % of all blowout scenarios. The duration is based on statistics for natural causes which may stop the blowout, and the estimates of the project concerning duration for drilling a relief well or use of capping stack.

Due to Norwegian BSA working tools, a comma is often used as decimal marker instead of a dot.

2 Abbreviations

BSA	Blowout Scenario Analysis
BOP	Blowout preventer
DMA	Dead-man anchor
DP	Dynamic Positioning
FPSO	Floating, Production, Storage and Offloading
GOR	Gas Oil Ratio
LMRP	Lower Marine Riser Package
MSL	Mean Sea Level
NCS	Norwegian Continental Shelf
P	Probability
P90	The blowout rate that are the same as, or higher, than 90 % of all blowout scenario
ROV	Remotely Operated Vehicle
TVD	True Vertical Depth
TVT	True Vertical Thickness
WH	Wellhead

3 System description

3.1 General

This blowout scenario analysis (BSA) of blowout frequencies, rates and duration, are based on internal methodologies using Matlab and Excel, and the following:

- Statistics for blowout and well leak frequencies [1]
- Guideline for blowout scenario analysis [2]
- Input from Wisting, collected in [3]
- Judgements and considerations in TPD R&T FT SST and in dialogue with Wisting organisation

Only oil wells are relevant to include in the BSAs as their sole purpose is as input to oil spill preparedness and environmental risk analysis. For the same reason, well leaks are not included in the blowout scenario analysis, as these are of short duration and smaller blowout rates than blowouts - thus not causing a major contributor to oil spills or pollution. Also, shallow gas and well releases are excluded, due to minimal environmental impact.

Leaks from risers and subsea production system (including flowlines) are included as these also contribute to oil spill to sea.

3.2 Field specific information

The Wisting field is a discovery from 2013 in block 7324/8-1 in the Barents Sea, 300 kilometres north of the northern coast of Norway. Wisting is both the name of the field and of one of the reservoirs. The water depth is 400 meters, and thus the drilling will be carried out by DP rigs [3].

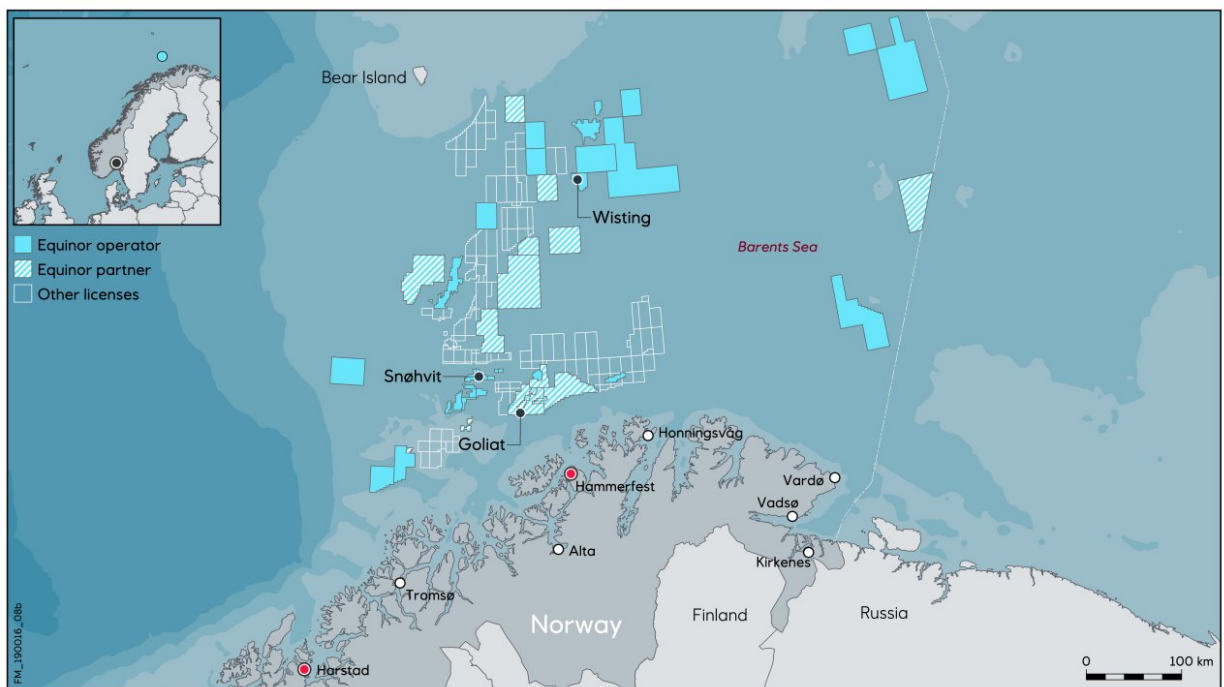


Figure 1 The Wisting field

The reservoir is very segmented. and contains oil in sandstone of early Jura age in the Stø- og Nordmela formations, and in the Fruholmen formation in upper Trias. The drainage strategy for the Wisting field [6] is based on water injection down flank for pressure support to the oil producers located up flanks. As the field consists of small segments, which can be seen from Figure 2, each segment will be rapidly pressure depleted from high production. This would be the case in the event of a blowout.

Doc. No.

Valid from:

Rev. no.

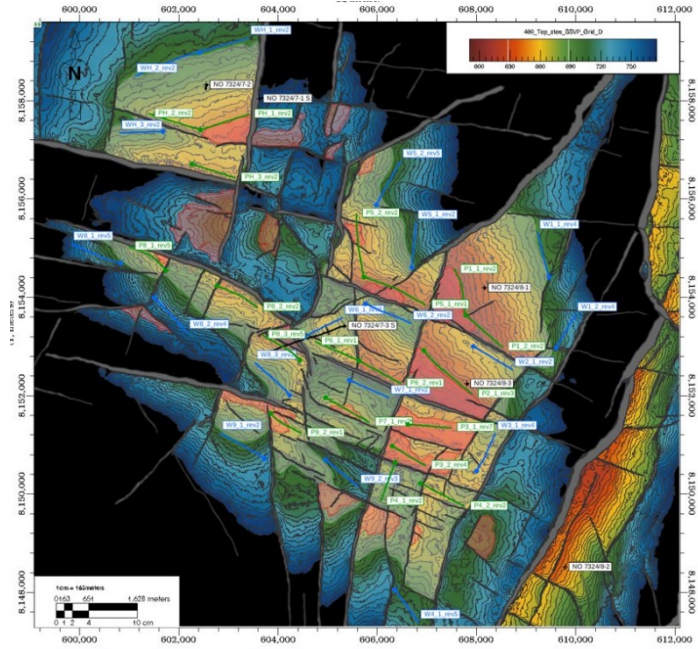


Figure 2 The Wisting reservoir

The field is planned to be developed using subsea templates producing towards a Sevan type FPSO. The three templates are divided by two templates at Wisting reservoir and one at Hanssen reservoir, all in the Stø formation. There will be 17 producing oil wells and 15 water injection wells. In addition, there will be pumps (downstream the seabed separator) which help lifting the oil. The well stream is collected from multiple satellites on the Wisting Central and Hanssen segments. Both Hanssen and Wisting Central production is routed to a single subsea processing station with gas-liquid separation and liquid boosting, located south of the FPSO location.

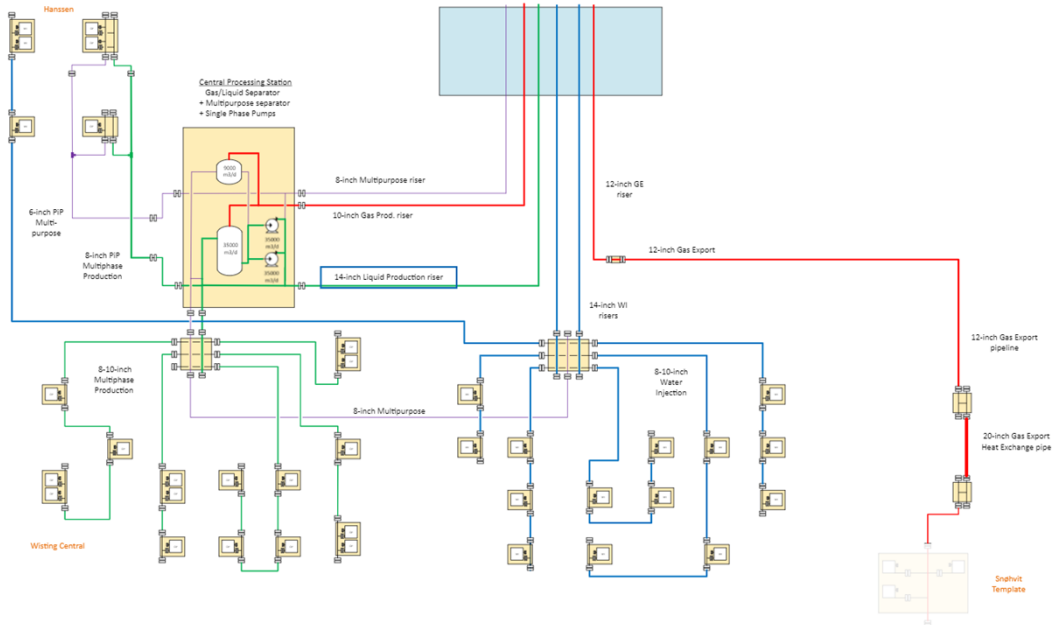


Figure 3 Wisting Schematics

3.3 Fluid and reservoir properties

The following tables show the fluid properties for the Wisting and Hanssen reservoirs. The reservoir properties are given in Table 2

Table 1 Fluid data, Wisting Central [3]

Fluid data	Unit	Wisting Stø	Hanssen Stø
Reference field/well for fluid properties			
Oil/water contact(s)	m TVD MSL	690	696
FLUID PROPERTIES AT SURFACE CONDITIONS			
Oil density	kg/m ³	832.17	847.9
Gas gravity	sg	0.849	0.8419
Condensate density	kg/m ³		
GOR	Sm ³ /Sm ³	51.2	37.5
GCR			
FLUID PROPERTIES AT RESERVOIR CONDITIONS			
Fluid type	gas/oil/cond	Oil	Oil
Reservoir fluid density	g/cc		
Gas density	g/cc	0.0603	0.00083
Oil density	Kg/m ³	781.6	812.8
Viscosity	cP	2.752	4.36
CO ₂	%	0.97	1.59
N ₂	%	0	0
H ₂ S	%	0	0

Fluid data	Unit	Wisting Stø	Hanssen Stø
Formation Volume Factor, 1/Bg		0.880	0.92
Formation Volume Factor, B	Rm3/Sm3	1.136	1.077

Table 2 Reservoir properties [3]

Reservoir Data	Unit	Wisting Central	Hanssen
Top reservoir	m TVD MSL	624	650
Reservoir pressure	bar	69.8	71.4
Total formation thickness	m TVT	25	18
Net/Gross	v/v	0.97	0.94
Porosity	v/v	0.24	0.24
Temperature (top res)	°C	17.7	17.7
Water cut	%	0	0

3.4 Activities

For the Wisting field, only oil wells with subsea wellhead is relevant. The activity for the years 2026 to 2030 are given in Table 3, and in App. A, the corresponding frequencies are calculated in order to select high and low activity year. Year 2029 is the high activity year due to high drilling activity and high number of producing wells. Year 2030 is selected as low activity year – this year there are less drilling activities.

The year 2026 is a year with very low activity, as there will only be drilled and completed two wells (see App. A). However, this is not considered representative and is thus not used as a low activity year. Instead, the year 2030 is used as a low activity level year on Wisting (Table 3).

Table 3 Activities on the Wisting field [3]

Activity	2026	2027	2028	2029	2030
Drilling Wisting	2	11	10	9	0
Drilling Hanssen				2	4
Completion Wisting	2	11	10	9	0
Completion Hanssen	0	0	0	2	4
Wireline	0	0	0	0	0
Workover	0	0	0	0	0
Coiled tubing	0	0	0	0	0
Production, Wisting	0	0	13	17	17
Production Hanssen				1	3
Water injection Wisting	0	6	10	15	15
Water injection Hanssen				1	3
Abandoned wells	0	0	0	0	0

Water injection wells are assumed, conservatively, to have the same blowout rate as producing wells. Also, blowout during completion is assumed to have the same blowout rate as producing wells. This may be somewhat unconservative but is weighed up by other conservative assumptions (e.g. water injection well blowout rate).

4 Blowout scenarios and probabilities

4.1 General

For Wisting field, blowout can only be released at the seabed as the well flow goes into a subsea separator. The release can be through an open hole (e.g. BOP, blowout preventer, has been blown off), or a restriction (BOP does not close properly).

During drilling operations, the blowout can be initiated in different depths in the well, thus giving different blowout rates – the deeper into the reservoir, the higher the blowout rate.

Finally, the blowout frequency for blowout during different activities varies. All the above affects the results of the BSA, and statistics [1] and methods [2] are used to perform the evaluations. The probabilities are discussed below, while rates are handled in ch.5.

4.2 Blowout scenarios and flowpaths

During a drilling operation a blowout may result if a reservoir is penetrated while well pressure is lower than the formation pore pressure (well pressure < reservoir pressure), and a loss of well control follows. An annular flow with no restrictions is assumed (app. C/D in [2]). The last version of [2] specifies that some for the blowouts from drilling should have 95 % restriction. However, this requirement came after the input in [3] was received and is thus not included in the present calculations.

Rates for both top and through the reservoirs are given by the project [3], and the distribution is set to 50 % and 50 % for each of these scenarios (ch.5.1).

For production wells and well intervention activities potential blowout rates have been calculated for through production tubing scenario (with no restrictions). This assumption is based on the blowout statistics in [1].

4.3 Generic blowout probabilities

The Wisting field consists of oil wells and water injection wells. When fully developed there will be 20 producing oil wells and 18 water injection wells on Wisting. The blowout frequencies in Table 4 taken from [1] are the basis of our assessment.

Table 4 Generic frequencies, relevant activities [1]

Activity	Frequency, oil wells	Unit	Description in [1]
Drilling	3,17E-05	Per well	Development drilling, deep (normal wells), blowout, oil well
Completion	1,29E-04	Per activity	Blowout, oil well
Production	2,53E-05	Per well year	Blowout, oil well
Water Injection	9,58E-06	Per well year	Blowout, average well

4.4 Flowpath

The activity specific flow path distribution for activities except for production, is planned to be carried out by a DP floater as recommended in [1] is presented in Table 5. The distribution is based on an overall assessment of scenarios and type of platform, and for Wisting, the values for a floating installation is applicable.

Table 5 Flow path distribution [1]

	Floating installation	
	Surface	Seabed
Drilling	0,2	0,8
Completion	0,84	0,16
Production	0	1
Water injection	0	1

4.5 Blowout probability in a year of high activity for the Wisting field

In the year 2029, which is a high activity year (see App.A), 11 wells are planned to be drilled on the Wisting field, while producing from 18 wells. The new wells will not produce the whole year, but in this analysis, it is assumed full year production time. This assumption has a relatively small effect on the total blowout frequency (an increase of the range of 10 %). The activities in the high activity year (2029) is presented in Table 6. It also gives the total frequency based on the base frequencies given in Table 4 and flow path distribution given in Table 5. Of the 11 drilled wells, 9 are on Wisting and 2 on Hansen. For production, 17 wells are on Wisting and 1 well on Hansen. As the water injection wells cannot produce any oil during a blowout, the blowout frequency for the water injection wells are not included in the calculations for total blowout frequency or for the P90 blowout rate (ref. ch.5). Multiplying the total number of wells per activity with the given blowout frequency given in Table 4 and applying the distribution in Table 5, results in the values in Table 6 and the pie chart in Figure 4, showing total blowout frequency and the distribution surface/ subsea releases.

Table 6 The blowout frequencies for a high activity year

Activity	No of activities	Per activity	Tot freq.	Flowpath distribution	
				Surface	Seabed
Drilling Wisting wells	9	3,17E-05	2,85E-04	2,6 %	10,3 %
Drilling Hanssen wells	2	3,17E-05	6,34E-05	0,6 %	2,3 %
Completion Wisting	9	1,29E-04	1,16E-03	43,9 %	8,3 %
Completion Hanssen	2	1,29E-04	2,58E-04	9,7 %	1,9 %
Production Wisting	17	2,53E-05	4,30E-04	0 %	19,3%
Production Hanssen	1	2,53E-05	2,53E-05	0 %	1,1 %
In total:			2,22E-03	56,8 %	43,2 %

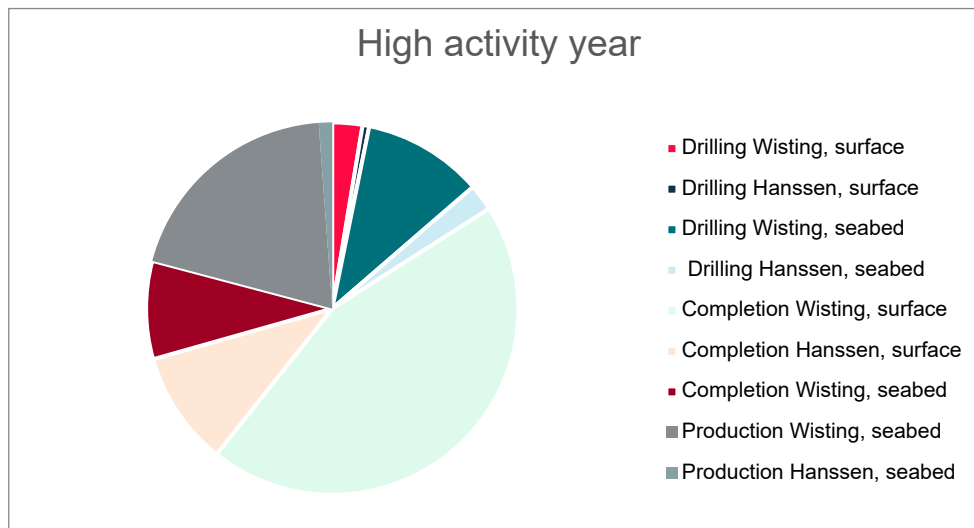


Figure 4 Blowout frequency distribution, high activity year (ref. Table 6)

4.6 Blowout probability in a year of low activity for the Wisting field

The activity level on Wisting for a year of low activity (year 2030) is presented in Table 7. As for high activity year, the water injection blowouts are not considered further. The same is the case for the Wisting production wells, because after two years of production they will not have blowouts with streaming oil due to low reservoir pressure. To not include any Wisting wells is slightly unconservative, as not all Wisting wells are two years old. This is compensated for by – in ch.5 – using full blowout rate for the Hanssen wells.

Table 7 Activity level, year of low activity, Wisting field

Activity	No of activities	Per activity	Tot freq.	Flowpath distribution	
				Surface	Seabed
Drilling Hanssen	4	3,17E-05	1,27E-04	3,5 %	14,1 %
Completion Hanssen	4	1,29E-04	5,16E-04	60,3 %	11,5 %
Production Hanssen	3	2,53E-05	7,59E-05	0 %	10,6 %
In total:			7,19E-04	63,8 %	36,2 %

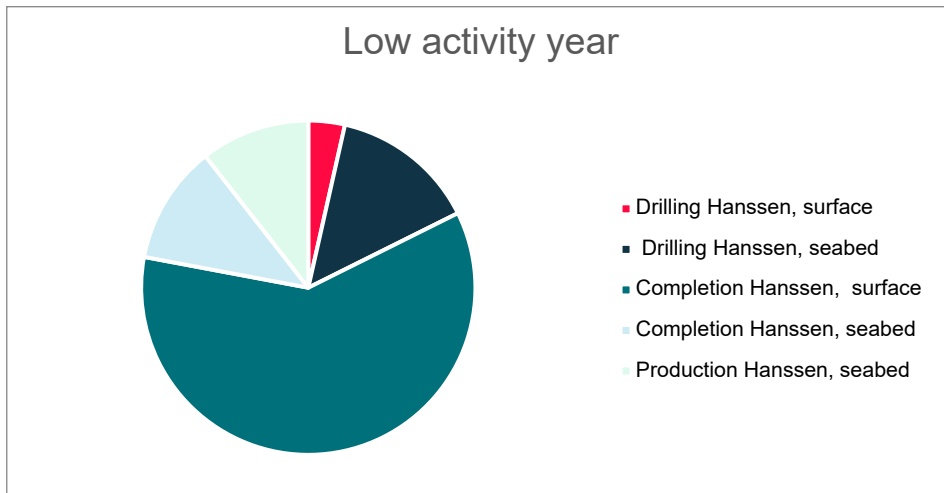


Figure 5 Blowout frequency distribution, low activity year, from Table 7

5 Blowout rates

5.1 General

As mentioned in ch.4.1, the blowout rate will vary with

- Different depths in a well if the blowout occurs during drilling
- Different activities
- Restrictions/no restrictions (not included here)

In the following calculations are performed which handles these variations. Weighted drilling rates (not including completion) and the P90 values (see ch.5.3 for definition) are the results.

5.2 Blowout rates

5.2.1 During drilling operation

During a drilling operation a blowout may result if a reservoir is penetrated while well pressure is in under balance with the formation pore pressure (well pressure < reservoir pressure), and a loss of well control follows. Three different scenarios are defined in [2]:

1. *Top penetration* - Kick and loss of well control after 150 m reservoir penetration, typically due to higher reservoir pressure than expected.
2. *Drilling ahead* - Kick and loss of well control after penetration of half the pay zone depth. Represents various causes of under balance while drilling ahead.
3. *Tripping* - Kick and loss of well control after full reservoir penetration, typically due to swabbing during tripping.

No “Drilling ahead” blowout rate is given, thus, with the assumption of annular flow, and with reference to the BSA Guideline [2], the following probabilities are applied:

$$P(\text{Top penetration} \mid \text{blowout}) = \underline{0,50}$$

$$P(\text{Tripping} \mid \text{blowout}) = \underline{0,50}$$

The simulations for blowout rates during drilling are performed under the following conservative assumptions:

- Unrestricted annulus flow where the BOP has failed entirely.
- Gas coning is not considered.
- As time passes reservoir pressure will decline from production, this factor is not accounted for.

Historical data during drilling has few recordings of open hole blowouts [1][4] and the likelihood of such a scenario is seen as negligible. Flow through annulus is considered the most likely flow path and annulus rates are therefore used to represent the flow potential of a blowout during drilling operations. For assessment of environmental risk, only the oil blowout rates are relevant, so the blowout rates presented below are not the complete blowout rates, only the oil fraction.

5.2.2 Completed wells

For completed wells blowouts through drill string, annulus and tubing have been recorded in [4] with drill string and tubing as the most likely flow paths. For these wells, simulations of blowouts through production tubing have been performed. For Wisting field, new wells will have high rate at onset of production but will soon decline (within a weeks time). This is due to several small segments in the reservoir (see ch. 3.2). Water injection and pumping are used to help lift the oil. The high rate is considered covered by the drilling blowout rates and frequencies, and the blowout rates from production/completion are blowout rates from after the first few weeks of production.

Water injection wells are from the project assumed to have no release of oil during a blowout. As for production blowout rates, it is assumed to only be blowouts subsea, as Wisting has a subsea processing unit, including separator and pumps. Leaks topside on the FPSO will be process leaks, not blowouts.

5.2.3 Blowout rates in a year of high activity

The frequencies in section 4.5 are based on different activities, relevant to a year of high activity (year 2029). These values are combined with relevant blowout rates in Table 8.

Table 8 Flowpath distribution for a high activity year at Wisting, and the corresponding blowout rates for oil [3]

	Flowpath distribution		Blowout rate, oil, Sm ³ /d	
	Surface	Seabed	Surface	Seabed
Drilling Wisting, top	1,3 %	5,15 %	6200	2500
Drilling Hanssen, top	0,3 %	1,15 %	6200	2500
Drilling Wisting, tripping	1,3 %	5,15 %	9700	4200
Drilling Hanssen, tripping	0,3 %	1,15 %	9700	4200
Completion Wisting	43,9 %	8,3 %	3200	3200
Completion Hanssen	9,7 %	1,9 %	1500	1500
Production Wisting	0 %	19,3 %	NA	3200
Production Hanssen	0 %	1,1 %	NA	1500
Total	56,8 %	43,2 %		

For the Wisting field (both reservoirs) the probability distribution between surface and seabed release is 57 % and 43 % respectively for a high activity year.

5.2.4 Blowout rates in a year of low activity

For a year relevant to a year of low activity (year 2030), the distributed values are given in Table 9. All blowouts will, according to statistics, occur subsea. Activities on Wisting reservoir is not included, as there is no drilling there, and the blowout rate is assumed to be zero.

Table 9 Flowpath distribution for a low activity year, and the corresponding blowout rates

	Flowpath distribution		Blowout rate, oil Sm ³ /d	
	Surface	Seabed	Surface	Seabed
Drilling Hanssen, top	1,76 %	7,06 %	6200	2500
Drilling Hanssen, tripping	1,76 %	7,06 %	9700	4200
Completion Hanssen	60,3 %	11,5 %	1500	1500
Production Hanssen	0 %	10,6 %	NA	1500
Total	63,8 %	36,2 %		

For the Wisting field the probability distribution between surface and seabed release is 64 % and 36 % respectively for a low activity year.

5.3 P90 and weighted blowout rates

For the high and low activity years, Wisting field will be considered as a field in operation. This means that for the oil dispersion/spreading calculations, the highest values of P90 for all activities or the weighted drilling rate shall be used (the P90 rate is the rate which is higher than, or identical to, 90 % of the blowout rates from all activities, ref. Table 8 and Table 9). Both P90 and weighted blowout rates are calculated and reported in the following. The P90 rates are given for surface, seabed and total blowout rates.

As Wisting and Hanssen reservoirs are assumed to have the same blowout rate during drilling, the weighted drilling blowout rate is the same for both the high and the low activity year. The weighted blowout rate takes the distribution between surface and seabed releases into account.

Figure 6 and Figure 8 show the deduction of the P90 rates, while Table 10 shows the result and the weighted drilling rate

Doc. No.

Valid from:

Rev. no.

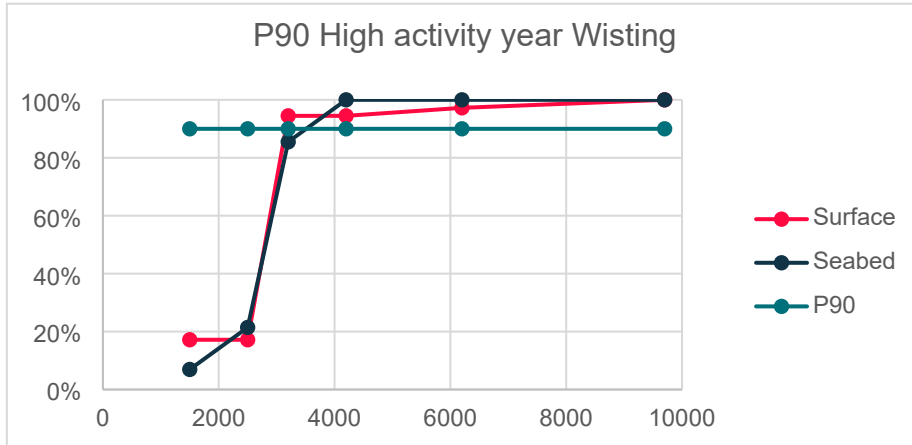


Figure 6 Deduction of 90 blowout rate for high activity year

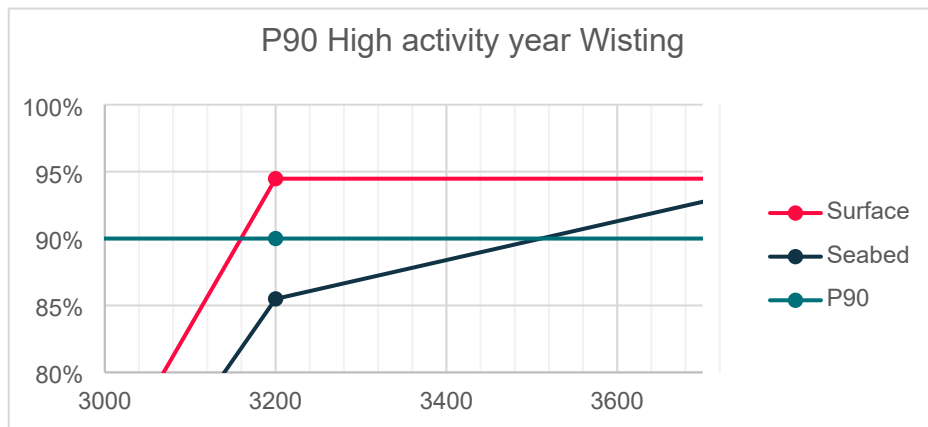


Figure 7 Deduction of 90 blowout rate for high activity year, enlarged

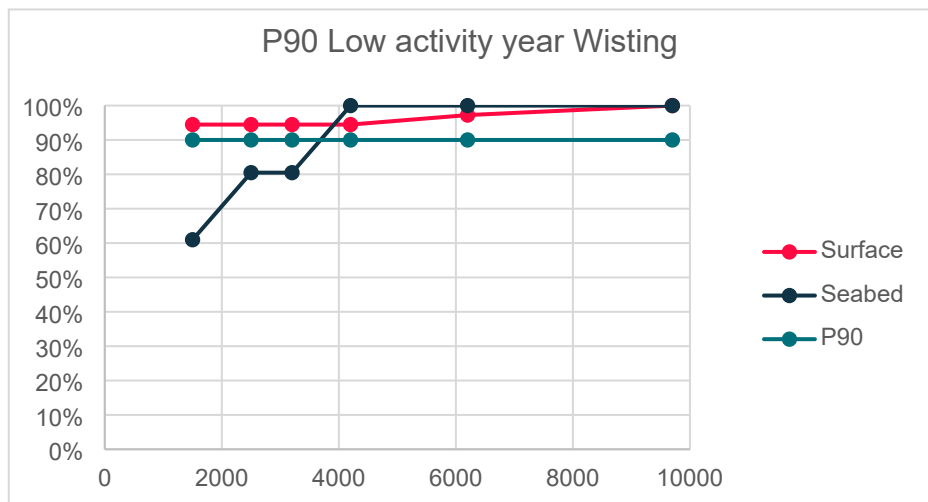


Figure 8 Deduction of 90 blowout rate for low activity year

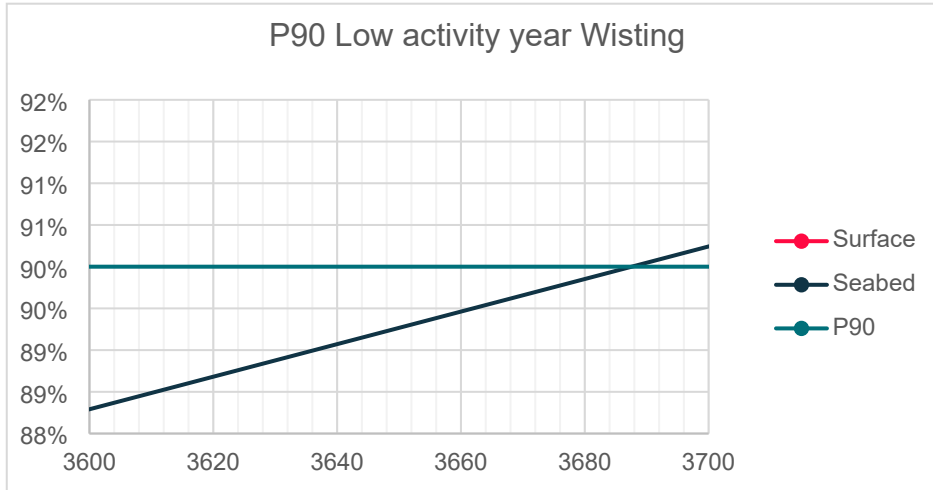


Figure 9 Deduction of 90 blowout rate for low activity year, enlarged

Table 10: P90 and weighted blowout rates, rounded off to nearest hundred

Scenarios	Blowout rates, Surface (Sm ³ /d)	Blowout rates, Seabed (Sm ³ /d)	Blowout rates, Total (Sm ³ /d)
P90, high activity year	3200	3500	3300
P90, low activity year	1500	3700	2300
Weighted rate (drilling) high/low activity year	8000	3400	4300

5.4 Summary, blowout rate

Several blowout rates have been calculated by the Wisting project. [3] . These have been used in this study to deliver P90 rates and weighted blowout rates. The latter only covers drilling, not completion – completion is included in the P90 rate, as are the drilling rates. The weighted blowout rate is 4300 Sm³/d while P90 varies from 2300 Sm³/d in a low activity year to 3300 Sm³/d in a high activity year.

6 Blowout duration

6.1 General

Chapter 6 describes stopping mechanisms for blowouts and input data for the duration calculations. The results are presented in tables and graphs.

An oil blowout can be stopped by:

1. Operator actions – mechanical (*capping*)
2. Wellbore collapse and/or rock material plugging the well – (*bridging*)
3. Altered fluid characteristics resulting from *water* or *oil coning* during a blowout
4. Drilling a *relief well* and applying kill mud
5. For drilling and completion - use of capping stack

6.2 Blowout stopping mechanisms

Below, the different mechanisms that can stop a blowout is described. Some occur by natural causes, others require human interference of different degrees.

6.2.1 Operator action [5]

Capping (without capping stack) is an operator action involving closing off the flow from the wellbore at the mudline, rather than downhole, using equipment available on the installation. This is either a mechanical shut-in of the well or killing the well with various types of mud and cement.

Depending on the type of operation, capping can involve closing one or more valves in the well's permanent barrier system, such as:

- one of the BOP valves
- valves in the Xmas tree
- valves in the drill or operation string
- downhole valves. This could be a possibility, for example, if one of the causes of the blowout was a failure in the valve's control system which subsequently proves to be repairable.

The ability to run a work string or having one already in place is a precondition for pumping mud down the well. A distinction can be made between hydraulic or dynamic killing. In the first case, a heavy mud is used which provides sufficient hydrostatic pressure to stop the flow from the reservoir. Dynamic killing involves circulating mud in the well at high pumping rates, so that the frictional pressure loss makes a substantial contribution to the counterpressure against the reservoir. A killing operation can also be a combination of these two methods.

Bullheading is another approach. In principle, this involves pumping liquid at high rates and under high pressure through the BOP's choke and kill lines. That presses the formation fluid back into the formation and eventually fills the well with sufficiently heavy kill mud. This method consequently again requires the ability to pump with sufficient rates and pressure to drive more mud into the well. Cement can be used in a kill process either by filling all or part of the well with this material, in the same way as with a kill mud, or by driving cement slurry into the formation.

6.2.2 Bridging [5]

Bridging is a natural mechanism which cause the wellbore to collapse or the well is plugged or filled up with produced sand, unconsolidated material or formation fragments.

Bridging is a collective term for mechanisms which alter downhole conditions so that the flow ceases. The following can be distinguished:

1. Accumulation of unconsolidated material in the well to block the flow.
2. Well collapse
3. Formation of a hydrate plug in the flow path.

Unconsolidated materials can derive from sand accompanying formation fluid out of the reservoir (sand production) or be loosened from the well walls by the production flow or as a result of stress changes in the formation surrounding the well. Relatively unconsolidated sandstone reservoirs with good permeability can give rise to substantial sand production. Depending on flow rates, the sand can accumulate over time in the well to restrict and eventually halt the flow. If blowout rates are high, however, the sand will accompany the oil stream out of the well. A combination of a brittle formation, friction from the fluid flow along the well wall and stress changes in the well wall could cause formation fragments large and small to flake off and plug the well. Should the drainage of formation fluid during a blowout cause formation pressure to fall to a level below the formation's

collapse gradient, the well may collapse or implode. The flow will then be sharply reduced or cease completely. Factors which could contribute to well collapse include:

- high flow rates which yield rapid drainage of the reservoir and pressure drop
- a small reservoir or poor communication between various reservoir areas, which gives rapid pressure drop per unit volume of liquid drained
- a high collapse gradient (loosely consolidated formation).

6.2.3 Coning [5]

If gas or water coning is a relevant mechanism in a well, this phenomenon could convert a blowout which initially conducts oil to the surface into a pure gas and/or water discharge. Three phases lie one above the other in the reservoir – gas on the top, water at the bottom and oil in between. The thickness of these layers and the extent to which all are present vary from reservoir to reservoir. When producing from the oil layer, a local pressure reduction arises in that part of this zone which is closest to the well. Depending on such factors as:

- thickness of the oil layer
- viscosity of the oil
- reservoir flow properties horizontally compared with vertically
- production rate, the interface between the three fluid layers during production will differ from the original in the vicinity of the well.

The water phase is pulled up and the gas phase down. With vertical wells, these changes form cones centred in the well. That increases water and/or gas cuts during oil production. Concern about water/gas coning could govern the design of the well path for producers and subsequently the actual production process. Production from an oil layer could convert entirely in this way to water or gas output. Water and gas coning could thereby be a mechanism which halts uncontrolled oil flow during a blowout.

6.2.4 Drilling a relief well [5]

A relief well will be spudded where it is difficult for various reasons to conduct effective kill measures from the rig. This is drilled in towards the bottom of the blowing well. If effective communication can be established between the two wells, control could be restored over the blowout with the aid of dynamic and hydraulic kill methods.

6.2.5 Capping stack [2]

A capping stack can be considered as a contingency BOP which is launched from one or more vessels, lowered, and installed on the BOP or wellhead of the blowing well. Clearance operations to remove equipment and debris from the BOP or wellhead may be necessary before the installation. When the capping stack is successfully installed, the capping stack blind rams are closed to stop the blowout.

Depending on the scenario, two installation methods may be used: vertical or offset installation. Vertical installation is comparable to installation of a subsea BOP. An important difference is that when installing the capping stack, the marine operation and closure of the BOP is disturbed by the flowing well, both at the wellhead and on the surface. Vertical installation is carried out using one vessel positioned directly above the well. Conditions that may challenge vertical installation include shallow waters, high gas rate, limited sea current.

If dictated by the scenario, in particular disturbance from the blowout plume, offset installation will be applied. Offset installation is carried out using the offset installation carrier to position the capping stack on the blowing well. This is done in combination with two vessels towing the carrier with the capping stack subsea on tensioned wires from both vessels and additional equipment used to manoeuvre the stack in position, including concrete dead man's anchors (DMAs). Offset installation is generally considered more complex and time consuming than vertical installation of the capping stack.

6.3 Background for duration calculations

6.3.1 Historical data

In [1], the Sintef database for blowouts [4] are treated statistically. In addition to frequencies, also durations are collected and treated. The results of this are used for the following duration calculations.

The probability distribution of the duration of a possible blowout is derived by way of the approach utilised in [2]. Water and oil coning are not considered in the assessment. Historical data for establishing distributions for stop mechanisms active measures from rig and bridging are found in tab.4 in [1] (updated annually):

Table 11 Weibull parameters for calculating duration of blowout

	α	β	Asymtote
Bridge	0,70	6,00	0,63
CapTopside	0,70	3,00	0,60
CapSubsea	0,70	6,00	0,45
ReliefWell ¹	15	80	1

6.4 Duration of surface releases if drilled with DP [2]

An important assumption in the analysis of blowout duration is that the surface blowout scenarios has a maximum duration of 28 days due to use of a DP rig. In case of a blowout from a well drilled by a DP rig, the crew will either try to cap the blowout from the rig, or disconnect the LMRP and drive off location, or abandon the rig, which will either result in a fire/explosion, a drift-off situation (DP system deactivated) or that the riser/rig is released from the wellhead by ROV intervention. The surface release may also stop before 28 days due to bridging.

Either way the surface release can be assumed to end within 28 days, where the blowout will either seize or transition to a seabed release. The probability of blowouts starting at surface lasting longer than 28 days is low and combining this with the consideration that the surface scenario probability is only 10 % and that only a fraction of these scenarios will transition to seabed, the risk contribution related to continued flow on the seabed is considered negligible and well covered by the 90 % seabed release scenario.

6.5 Estimation of relief well duration

Well specific input about time to drill a relief wells is given by the project and presented in Table 12. One assumption in the assessment of blowout duration is that one relief well is sufficient to kill the well. Also, the

¹ $T_{\text{Reliefwell}}$ is uniformly distributed between α and β , while $T_{\text{bridge}}/T_{\text{capping surface}}/T_{\text{capping seabed}}$ has Weibull distributions

relief well is assumed to drill into a horizontal well. The need for a second relief well would require a re-evaluation.

Table 12: Time to drill a horizontal relief well (days) [3]

	Min	Most likely	Max
1- Decision to mobilize	1	3	5
2- Mobilization of rig, including: collection of equipment/rearmament, transit, anchoring and preparation	8	12	30
3- Drilling down to the specific depth (8 ½")	18	31	51
4- Geo magnetic steering into the well	7	12	30
5- Killing of well	1	2	5
Sum	35	60	121

6.6 Duration without capping stack

The required time to drill a relief well and kill a blowout is judged by the project to be between 35 and 121 days. A Monte Carlo simulation is performed to produce a duration distribution from the well specific input given in Table 12. The statistical normal time for drilling a relief well if not killed by other remedies/occurrences, is 72 days based on summing up of the Weibull distributions of the five variables in Table 12. Note that this is not the same as the sum of "Most likely" column in Table 12. A probability distribution is presented in Figure 10.

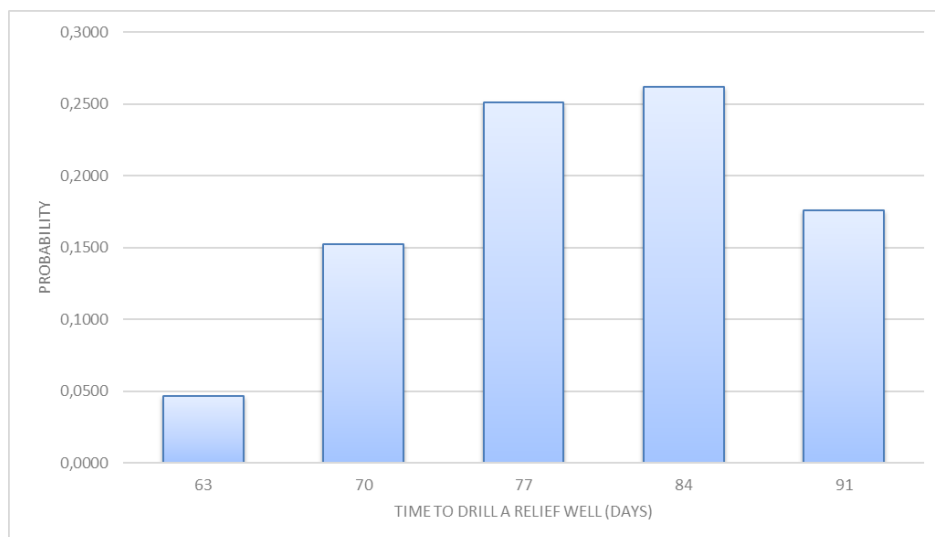


Figure 10: Duration distribution, 'Time to drill a relief well'

The probability distribution, found in Table 13 below, is constructed by combination of the well specific duration distribution for drilling a relief well and the probabilities that a blowout will end by the mechanisms capping and bridging [1]. The values are valid for blowouts from producing wells during interventions with a rig on DP (the capping stack cannot be applied on wellheads of producing wells, so relief well is the only alternative in this

case if the blowout is not closed by bridging or capping). As presented in Table 13, the maximum blowout duration is 98 days. This result is based on calculations which show very low probability of longer duration. In Table 14, the durations are grouped in five groups, and weighted, including the total weighted duration. Since interventions (as for drilling, [3]) are assumed carried out by rig on DP, the surface blowout duration is maximum 28 days [2].

For blowouts during production from a well, only the seabed values are applicable. Surface blowouts are not applicable due to Wisting field having a subsea processing station, ref. ch.3.2.

Table 13 Probability distribution for a blowout to end as a function of time, no capping stack

Duration (days)	For well intervention	For well intervention/ production	Duration (days)	For well intervention	For well intervention / production
	Surface blowout	Seabed blowout		Surface blowout	Seabed blowout
1	0,344	0,251	42	0,000	0,006
2	0,133	0,111	49	0,000	0,005
5	0,180	0,173	56	0,000	0,012
7	0,056	0,063	63	0,000	0,033
10	0,048	0,060	70	0,000	0,052
14	0,035	0,047	77	0,000	0,054
21	0,028	0,043	84	0,000	0,036
28	0,013	0,021	91*)	0,000	0,016
35	0,000	0,011	98	0,000	0,006

*Probabilities in the tail end of the duration distribution (< 0,002) are added to the probability of the preceding duration category.

Table 14 Weighted duration, no capping stack

Group	Duration	Weighted, days		Distribution	
		Surface	Seabed	Surface	Seabed
1	1 to 5 days	2,3	2,5	0,657	0,535
2	7 to 14 days	9,3	10,0	0,263	0,170
3	21 to 35 days	24,1	25,0	0,080	0,075
4	42 to 56 days	0,0	50,7	0,000	0,023
5	63 to 98 days	0,0	75,9	0,000	0,197
Weighted duration, days				5,883	21,038

Two ways of graphically describe the combination of probability and duration of a subsea or surface blowout are given below. Possible durations of a seabed or surface blowout are described by probabilities in Figure 11. In Figure 14, blowout duration and “time to drill a relief well” are described by cumulative probability curves.

Doc. No.

Valid from:

Rev. no.

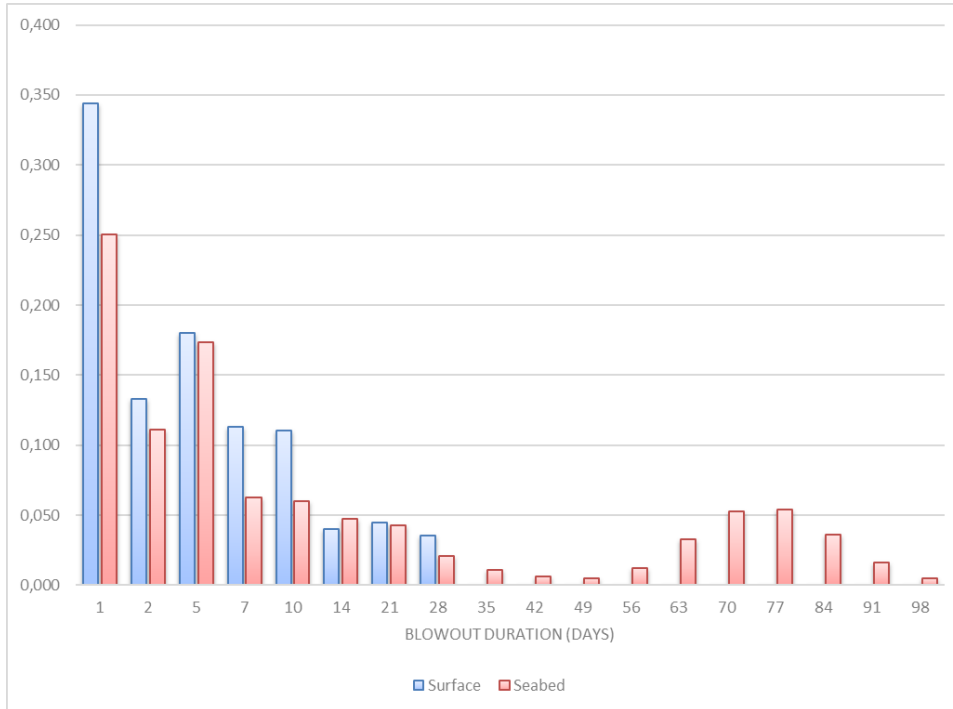


Figure 11: Blowout duration described by probability distributions, including relief well but not capping stack

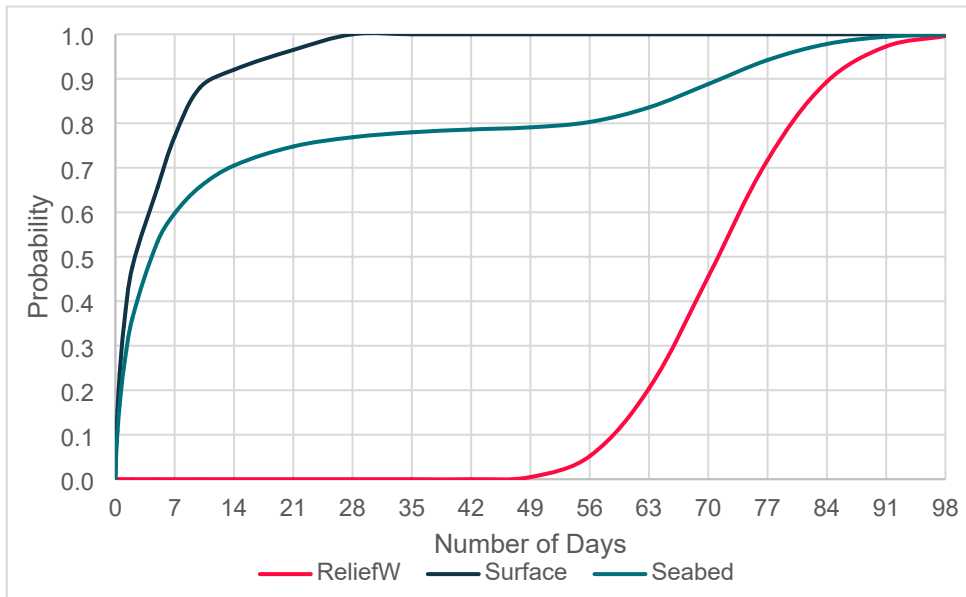


Figure 12 Cumulative probability distribution for predicted number of days for blowout duration, including relief well but not capping stack

6.7 Duration, drilling and completion – including capping stack

6.7.1 Input

Based on the information provided by the project during a workshop (Table 15, Table 16 and App.B) and the methodology presented in App. A in [2], the probability of successfully stopping the blowout by use of capping stack is 54 %. The probability of use of vertical capping stack at Wisting is 70 %. This implies that use of offset capping stack installation is 30 %.

The duration of vertical and offset capping stack installation for the Wisting drilling and completion operations are given in the Table 15 and Table 16 below. The probabilities for the different activities for the capping stack are listed in App. B. Grey cells are default values, and these are based on expert judgement from the discipline ladder and several capping stack workshops for exploration wells. Neither number of days or the probabilities listed in App.B are exact values but a best estimate. Since several factors are added to give a statistical distribution, inaccuracies in single value do not affect the total result in a significant way.

Bad weather conditions can lead to delays and increase the probability of success for landing the capping stack. Water depth and sea current also affects the success.

Table 15 Time to cap and contain well, vertical installation

Activity	Description	Duration		
		Min	Mean	Max
1. Decision	Time lost before mobilization is started	1 day		
2. Mobilization	Equipment and resource set-up, parts, and personnel transportation, ready for deployment from shore	8	10	14
3. Deployment	Time to deploy equipment to site and get ready for operation (typically, 1-3 days for the NCS)	3	4	6
4. Additional time for debris clearance	Additional time necessary for debris (pipe, items from the rig etc.) clearance beyond the time of decision, mobilization and deployment (LMRP disconnect successful). See guidance box below.	2 days		
		P(add. time) = 2 %		
5. Stack installation	Lower stack to WH/BOP (sensitive weather conditions (through splash zone)).			
	5a. Run stack from vessel to wellhead	6 hrs	8 hrs	12 hrs
	5b. Connect	1 hr	1,5 hr	2 hrs
	5c. Shut in well	8 hrs		
6. Operational delays	Delays throughout operation, not covered by above factors, e.g. related to mobilization, weather, vessel availability and ROV failure, operational failures (communication, sim ops) P = 7 % average over the year P(delay summer) = 2 % P(delay winter) = 15 % Local considerations apply	2 days	3	5

Table 16 Time to cap and contain, offset installation

Activity	Description	Duration		
		Min	Mean	Max
1. Decision	Time lost before mobilization is started	1 day		
2. Mobilization	Equipment and resource set-up, fabrication of parts, parts and personnel transportation, ready for deployment from shore	14	18	28
3. Deployment	Time to deploy equipment to site and get ready for operation	4	6	8
4. Prepare offset installation system	Plan subsea layout, establish wet storage area (mooring corridors, dead man anchors etc.), typically 15 runs. Restrict to additional time beyond mobilization and deployment. Sensitive weather conditions (through splash zone).	2	3	4
5. Set up offset installation system	Set up offset installation system (3 x DMA installations, air systems using wires/tug lines between two boats).	3	7	16
6. Additional time for debris clearance	Time necessary for debris (pipe, items from the rig etc.) clearance beyond the time of decision, mobilization and deployment (LMRP disconnect successful).	2	3	4
		P(add. time) = 2 %		
7. Stack installation	Transit carrier with capping stack to WH/BOP and install stack on the blowing well			
	• 7a. Transit stack to WH/BOP	24 hrs	27 hrs	36 hrs
	• 7b. Connect	8 hrs	12 hrs	24 hrs
	• 7c. Shut in well	8 hrs	8 hrs	8 hrs
8. Operational delays	Delays throughout operation, not covered by above factors, e.g. mobilization and fabrication, weather, vessel availability, position control and coordination/collaboration during subsea mooring, equipment failure (ROV, carrier, mooring wires, air supply systems, debris), operational failures (communication, sim ops 2+ vessels) P = 7 % average over the year P(delay summer) = 2 % P(delay winter) = 15 %	2	5	20

6.7.2 Calculated blowout duration (including relief well and capping stack)

The probability distribution in Table 17 is constructed by a combination of the well specific input on capping stack installation and relief well drilling together with probabilities that a blowout will end by the mechanisms capping and bridging.

Table 17 Probability distribution for a blowout to end as a function of time (days), detailed – including relief well and capping stack

Duration (days)	Surface blowout	Seabed blowout	Duration (days)	Surface blowout	Seabed blowout
1	0,344	0,251	42	0,000	0,023
2	0,133	0,111	49	0,000	0,014
5	0,180	0,173	56	0,000	0,007
7	0,113	0,063	63	0,000	0,015
10	0,110	0,060	70	0,000	0,024
14	0,040	0,048	77	0,000	0,025
21	0,044	0,137	84	0,000	0,017
28	0,035	0,014	91	0,000	0,007
35	0,000	0,010	98 ^{*)}	0,000	0,002

^{*)} Probabilities in the tail end of the duration distribution (< 0,002) are added to the probability of the preceding duration category.

Table 18 Weighted duration, including relief well and capping stack

Group	Duration	Weighted, days		Distribution	
		Surface	Subsea	Surface	Subsea
1	1 to 5 days	2,2980	2,5041	0,657	0,535
2	7 to 14 days	9,3148	10,0276	0,263	0,171
3	21 to 35 days	24,0919	22,4293	0,080	0,161
4	42 to 56 days	0,0000	46,3804	0,000	0,044
5	63 to 98 days	0	75,74293	0,000	0,090
Weighted duration				5,88	15,47

As presented in Table 17, the maximum blowout duration is suggested to be 28 days for surface release and 98 days for seabed release, while Table 18 indicates a weighted duration of 6 and 15,5 days for surface and subsea releases respectively. Figure 13 and Figure 14 illustrates the blowout probabilities and duration.

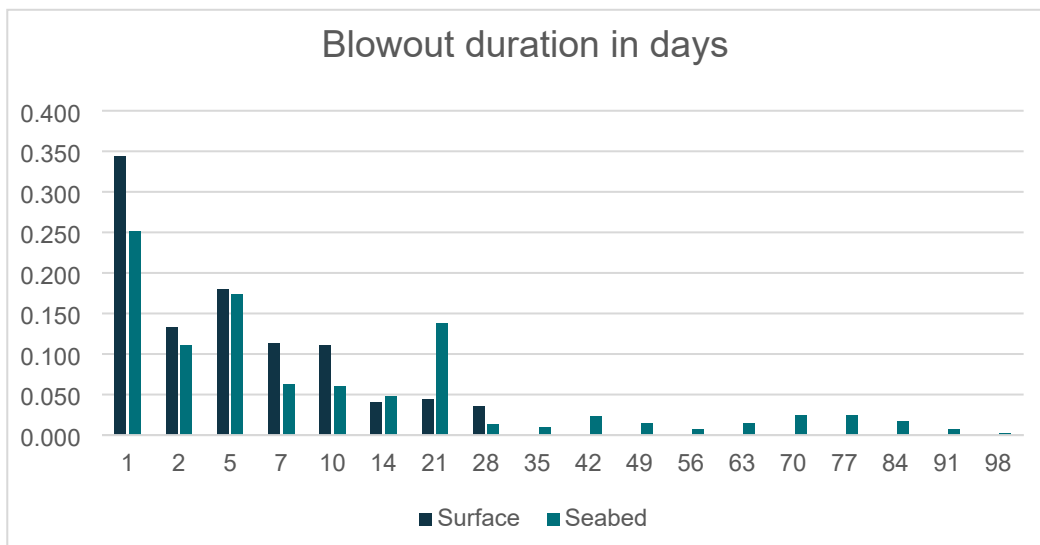


Figure 13 Blowout duration described by probability distributions including relief well and capping stack

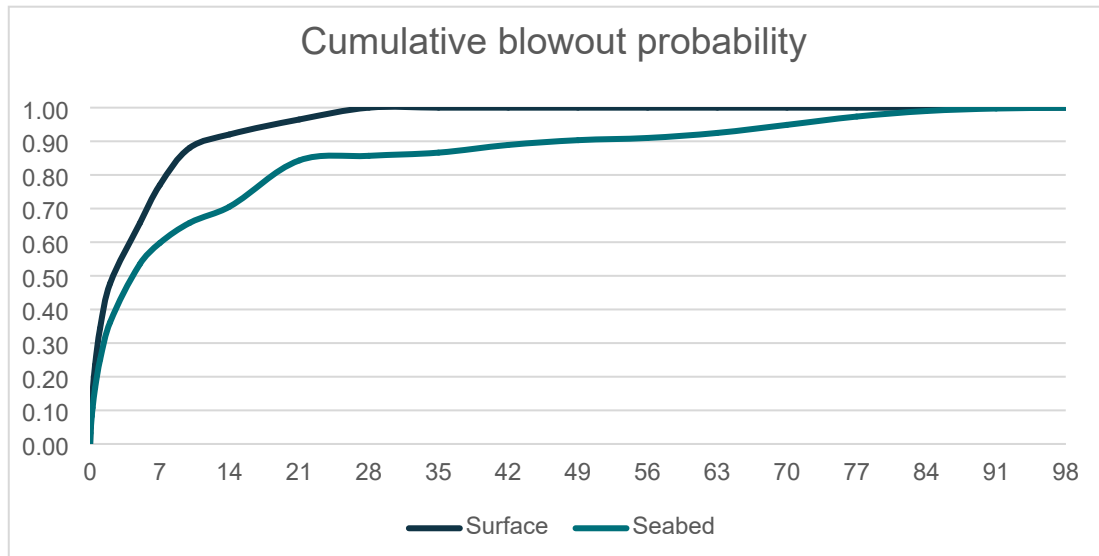


Figure 14 Blowout duration described by cumulative distributions including relief well and capping stack

6.8 Summary, duration of blowouts

The maximum duration of a blowout is estimated to be 98 days (with less than 0,6 % probability for higher duration), both for producing wells and wells under drilling or completion activities. The weighted duration for surface releases is 6 days for both relief well and capping stack, as capping stack only affects subsea blowouts. For seabed releases, the use of capping stack for blowouts from drilling or completion reduce the weighted duration from 21 days to 16 days.

7 Other sources of oil spills

Other sources of oil spills shall also be included in the environmental risk analysis. Due to the early stage of the project, most of the leak volumes are assumed equal to Johan Castberg leak volumes [7]. It is also assumed that the shuttle tanker is equal to the ones to be used by Castberg. The planned offloading frequency is less at Wisting than at Castberg (56 vs 81 visits per year, [8][10]), and this is accounted for in the offloading frequencies which also originates from the Castberg BSA [7] by the applying relationship between the visiting frequencies.

The riser leak frequencies are taken from the Wisting CRA [8]. Only one riser is taken into account, as two are gas risers and a third riser have 84 % water. Thus, the multiuse riser is used here, and the frequencies in Table 19 are from topside and subsea medium leak and rupture.

The flowline leak frequency multiplies the number of flowline km [8] with the flowline leak frequency from [9]. With several km of flowlines, this has the highest leak frequency, but at the same time the lowest oil spill volume.

A scenario where the shuttle tanker collides with the FPSO and cause a storage tank leak is estimated by using the base case collision frequencies in the Wisting CRA [8] for collision energies of 200 MJ and above. It is assumed that this energy (or more) is required to enable damage to the storage tanks of the FPSO. This is

what the project has assumed the shuttle tanker can affect the FPSO with [12]. The volume is given in the FPSO hull concept study [11]. The tanks that can be hit are the ones in the section where the FPSO enters the safety zone. During offloading the tanker can only give a side-on collision which will not have energy large enough to cause rupture/leak of a storage tank. The storage tanks in the section that may be hit by the shuttle tanker are filled with up to ca 5500 m³. This is considered conservative, as due to a likely position of collision point, not all oil will leak to sea. The duration of the leak is assumed to be the same as used for Castberg [10].

Table 19 Oil spill volumes, duration and frequencies for other releases

Release location	Volume m ³	Duration hours	Frequency per year	Comments
Offloading operation	1000	1	1,5E-04	Castberg values adjusted with number of offloading operations
Shuttle tanker collides with FPSO, FPSO storage tank leakage	5500	48	3,5E-05	Collision frequency for 200 MJ (Wisting CRA). Volume from [11]
Another ship collides with shuttle tanker, leak from shuttle tanker	12000	48	1,2E-07	Castberg values adjusted with number of offloading operations
Riser leak, surface (topside)	1000	24	6,8E-04	Frequencies from Wisting CRA
Riser leak, subsea	1000	24	6,2E-04	Frequencies from Wisting CRA
Leak from flowline	200	48	1,3E-02	Frequency from [9]

8 Summary

The blowout assessment is based on activity levels for year 2029 which is a high activity year, and year 2030 which is a low activity year. For the Wisting field, the overall oil blowout frequency is judged to be $2,2 \cdot 10^{-3}$ for a year of high activity, and $7,2 \cdot 10^{-4}$ for a year with low activity. The P90 rate in a high activity year is 3200 Sm³/d for surface releases and 3500 Sm³/d for releases at the seabed. In a low activity year, the P90 blowout rate is stipulated to be 1500 Sm³/d for surface releases and 3600 Sm³/d for releases at the seabed. The weighted blowout rate for drilling is 4300 Sm³ for both high and low activity year.

It is found that the duration of a blowout could potentially amount to 98 days with 0,2 % to 0.5 % probability, the latter for producing wells. The capping stack reduce the probability of having a blowout duration of maximum number of days. It also reduces the weighted duration, from 6 and 16 days for producing wells (surface and subsea release respectively), to 6 and 15,5 days respectively for blowouts during drilling and completion (surface and subsea release respectively).

For other types of oil spill, small leak volume of 200 m³ has the highest frequency with 1,3E-02 per year, while the large volume of 12000 m³ has a (leak due to ship colliding with shuttle tanker) has a very low frequency. A ship collision with highest possible energy between shuttle tanker and FPSO can give 5500 m³ oil spill with a frequency of 3,5E-05. Offloading and riser leaks are assumed to give a spill of 1000 m³, all with a frequency in the range of 1,5 to 6,8E-04.

9 References

- [1] Vysus: "Blowout and Well Release Frequencies – based on Sintef Offshore Blowout Database 2020", report 19.101.001-8/2021/R3, April 2021

Doc. No.

Valid from:

Rev. no.

-
- [2] Equinor: GL0498 "Guideline for Blowout Scenario Analysis as input to Environmental Risk Analysis", v.2, March 2021
 - [3] "Miljørisikoanalyse – Input scheme for blowout scenario analysis Wisting" - from the Wisting project
 - [4] SINTEF: "Blowout and Well Release Characteristics and Frequencies, 2020", report no. 2021:00131, 28 January 2021
 - [5] NOROG: "Guidance on calculating blowout rates and duration for use in environmental risk analyses", 2014
 - [6] Equinor: "Design basis", doc.no, PM757-PMS-050-001 (Wisting), 2021
 - [7] Equinor: "Blowout Scenario Analysis for Johan Castberg. Input to the Environmental Risk and Emergency Preparedness Analysis", K. Apneseth Gjerde, October 2020
 - [8] Aker/Proactima "Concept Risk Analysis - Wisting Field Development ", doc.no 160025-21-AS-S-RA- 00004, draft, May 2021
 - [9] DNV "Recommended Failure Rates for Pipelines", DNV GL report 2017-0547, rev. 02, 8.12.2017 / internal Equinor leak detection spreadsheet
 - [10] Aker/Lilleaker "Total risk analysis (TRA) report", doc.no C143-AS-S-RB-00010, Sept.2020
 - [11] Sevan SSP "Wisting FPSO Hull Concept Study», doc.no. 638-SE-X-91-RA-0001, June 2021
 - [12] E-mail regarding collision loads from Terje Solhaug, June 22nd 2021

Doc. No.

Valid from:

Rev. no.

Appendix A Activity input

Below the input concerning activities are given, with the corresponding blowout frequencies. Only oil wells, and only subsea wellheads.

Topside	2026		2027		2028		2029		2030	
Drilling Wisting	2	6,34E-05	11	3,49E-04	10	3,17E-04	9	2,85E-04	0	
Drilling Hanssen							2	6,34E-05	4	1,27E-04
Completion Wisting	2	2,58E-04	11	1,42E-03	10	1,29E-03	9	1,16E-03	0	
Completion Hansen							2	2,58E-04	4	5,16E-04
Workover										
Wireline										
Coiled tubing										
Production Wisting					13	3,29E-04	17	4,30E-04	17	4,30E-04
Production Hanssen							1	2,53E-05	3	7,59E-05
Water injection Wisting			6	5,75E-05	10	9,58E-05	15	1,44E-04	15	1,44E-04
Water injection Hanssen							1	9,58E-06	3	2,87E-05
Abandoned wells								All included		All included
		3,21E-04		1,83E-03		2,03E-03		2,38E-03		1,32E-03

Appendix B Capping stack probabilities for Wisting

The table below is the result of a capping stack workshop with mainly relevant project personnel and the discipline ladder. It shows the probability for the different aspects of the use of capping stack. Grey cells are set default values for capping stack probabilities for different parts of the operations. Blue and green cells are calculated values. The value in the green cell is used as input in the duration calculation.

Success, P(capping stack)		0,5428
P(blowout not through WH/BOP)		0,3
P(outside spec)		0,109
P(outside technical spec)	The technical spec has limitations like - water depth > 12500 ft/3810 m - max wellhead pressure (15K psi / ca 1000 bar) - GOR (liquid rate 15900 Sm ³ /d with GOR 356)	0,01
P(outside operational window)	Capping operation not undertaken due to restrictions related to environmental conditions, blowout rate and medium (uplift forces from flowing well) and vessel capabilities. E.g. · Water depth · Weather · Sea current · Vessel condition · Blowout flow rate · Blowout medium composition (GOR)	0,1 (No ice, less wind than North Sea, but polar low pressure)
P(Landing point not available)		0,0685
P(damaged landing points)	Most likely cause is failure of emergency disconnect to LMRP in case of loss of position	0,03
P(tilted wellhead)		0,03
P(no access)	The probability of this scenario is low and could be excluded if there are not specific conditions that suggest otherwise (e.g. subsea installations) makes installation impossible even after debris clearance.	0,01 (New default value, for water depth less than 500 m)
P(failed operation)		0,0657
P (Failed operation vertical)		0,0395
P(vertical)	The probability of vertical installation, P(vertical) should be based on well specific evaluations on the most probable installation method based on e.g. surface conditions (plume, induced currents, water depth).	0,7 (400 m water depth, low flowrate and low GOR)
P(inflct critical damage to landing point vertical)	The probability of damaging landing point (connectors, wellhead/BOP) during the deployment and installation phase is dependent on the type of installation method. The probability of this occurring during vertical installation is low and comparable to BOP installation.	0,01
P(failed well integrity)	The probability of failed well integrity during the capping stack installation (i.e. blowout outside casing) is studied in the well planning phase (casing collapse study) and should be based on well specific input.	0,02 (low reservoir pressure, calc.'s show sufficient strength)
P(capping blind shear ram not sealing)	Given inside spec, the probability of the blind shear ram not sealing is low and is not accounted for in the model.	0,01
P (Failed operation offset)		0,1268
P(offset)	(max water depth 600 m)	0,3
P(inflct critical damage to landing point offset)	The probability for damaging the landing point during offset installation is less compared to vertical installation method. However, overall operations prior to landing capping stack is more complex than vertical.	0,1



VEDLEGG B

Oljedriftsmodellen OSCAR

Oljedriftsmodellen som er anvendt er SINTEFs OSCAR modell (Oil Spill Contingency And Response), MEMW versjon 11.0.1 Modelloppsettet av OSCAR er basert på Best Practice (Acona, Akvaplan-niva og DNV GL, 2020).

OSCAR er en tre-dimensjonal oljedriftsmodell som beregner oljemengde på havoverflaten, på strand og i sedimenter, samt konsentrasjoner i vannsøylen. Resultater fra OSCAR er i tre fysiske dimensjoner samt tid. Modellen inneholder databaser for ulike oljetyper med tilhørende fysiske og kjemiske komponenter, vanddyb, sedimenttyper og strandtyper. Oljedriftssimuleringene er kjørt i et 3×3 km rutenett med en svært detaljert kystlinje (Oppløsning: 1:50 000). I etterkant er oljedriftsresultatene eksportert til 10×10 km rutenett til bruk i miljørisikoanalyse. Influensområdene i denne rapporten er også presentert i 10×10 km rutenett.

For sjøbunnsutslippene blir en egen modul i OSCAR anvendt; en nærsonemodell som beregner den første fasen av sjøbunnsutblåsningen (JoHanssen, 2006). Den beskriver hvordan plumen (olje, gass og vannpakken) oppfører seg fra sjøbunn til overflate eller til et eventuelt innlagringsdyb. Nærsonemodellen beregner plumens fortykning og stigetid oppover i vannsøylen. Modellen tar også hensyn til oppdriftseffekter av olje og gass, tetthetssjiktningen i det omkringliggende området samt sidestrøm. For sjøbunnsutslippene er vertikalprofil i vannmassene med hensyn til temperatur og salinitet lagt inn i modellkjøringene (Levitus, 1994).

Filmtykkelsen som dannes på overflaten etter en sjøbunnsutblåsning beregnes i nærsonemodelleringen.

For å bestemme oljens drift og skjebne på overflaten beregner modellen overflatespenning, transport av flak, dispergering av olje ned i vannmassene, fordampning, emulsjon og stranding. I vannkolonnen blir det simulert horisontal og vertikal transport, oppløsning av oljekomponenter, adsorpsjon, avsetninger i sedimenter samt nedbrytning.


OSCAR benytter både to- og tre-dimensjonale strømdata fra hydrodynamiske modeller. De anvendte historiske og dagsgjennomsnittlige strømdataene er fra perioden 2007-2016 med 4×4 km oppløsning (fra SVIM-arkivet, Meteorologisk Institutt). Datasettet inneholder både overflatestrøm og strøm nedover i vannsøylen. En begrensning ved å benytte dagsgjennomsnittlige strømdata er at effekten av tidevannsstrømmer faller bort. Dette er kombinert med historiske vinddata fra Meteorologisk institutt/Norsk dypvannsprogram med 10×10 km oppløsning fra perioden 2007-2016 med tidsintervall tre timer (NORA10).

Stokastiske simuleringer med forskjellige starttidspunkter er modellert. I de stokastiske modelleringene er et bestemt antall simuleringer utført etter hverandre i én kjøring. Antall simuleringer for de ulike scenariene avhenger av utslippsvarigheten, og målet er å ha tilstrekkelig antall simuleringer slik at perioden det modelleres for (årstid eller hele året) er dekket av historisk variabilitet i strøm og vind. Følgetiden til hver oljepartikkel som slippes ut, er simulert varighet for et utblåsingsscenario pluss 20 døgn. Antall simuleringer varierer fra 36 per år ved 2 dagers utblåsningsvarighet til 12 per år for lengste varighet (eksempelvis 75 dager). Oljedriftssimuleringene er utført for hele året.

For å kunne beregne statistiske resultater er oljedriftsparametere akkumulert for hver simulering i hver berørt rute. Disse resultatene er igjen brukt for bl.a. å beregne treffsannsynligheter i en gitt rute. Treffsannsynlighet er her definert som antall simuleringer (av totalt antall simuleringer) hvor et oljeflak/partikkel på havoverflaten har truffet en 10×10 km rute, uavhengig av hvor lenge det har vært olje i ruten.

Modellens begrensning og krav til inngangsdata

Enhver modell vil nødvendigvis være en forenkling av virkeligheten. Dette medfører at det vil være et visst avvik mellom modellens prediksjoner og virkeligheten, men det kan samtidig være med på å gjøre det enklere å avdekke og forstå generelle trender og fenomener i prosesser som studeres. I dette kapittelet påpekes noen av de viktigste kjente forenklingene og antakelsene i OSCAR. I tillegg gjøres det rede for usikkerheter som følge av modellens oppbygning, så vel som oppsettet av simuleringene og inngangsdataene som er benyttet.



Modelleringen av ulike prosesser som fjerner forurensningen fra en simulering er spesielt interessant da denne har stor effekt på omfanget av eventuelle skadevirkninger i kjølvannet av et oljeutslipp/oljeutblåsning. Olje i OSCAR fjernes fra miljøet gjennom fordampning, degradering og eventuelt mekanisk oppsamling. Videre kan olje til en viss grad immobiliseres på strand og i sedimenter. Av effektivitetshensyn følges ikke sedimentert olje i stokastiske simuleringer. Olje på strand degraderer både i virkeligheten og i modellen, men dette skjer saktere enn for olje i vannkolonnen. Olje kan transporteres ut av det modellerte området, men modellberegningene settes normalt opp slik at dette i verste fall bare gjelder en liten andel av det totale utslippet. I tillegg til degradering vil fortykning av oljen i vannkolonnen være en viktig kilde til at effekten av et utslipp reduseres over tid (JoHanssen, 2010).

OSCAR er en partikkelbasert modell, hvor olje og kjemikalier i modellen representeres som et sett med partikler. Hver partikkel har en rekke egenskaper som forandrer seg i løpet av en simulering. Dette inkluderer generelle egenskaper som posisjon, masse og fysisk utstrekning, så vel som egenskaper knyttet spesielt til oljedriftsmodellering: viskositet, vanninnhold, kjemisk sammensetning, vannløselighet, og andre egenskaper for den benyttede oljen.

I OSCAR finnes det tre hovedtyper av partikler. Disse representerer henholdsvis kjemikalier som er løst i vannet, dråpeskyer i vannkolonnen som følge av kjemisk eller naturlig dispergering og olje på havoverflaten.

En simulering består av en rekke tidssteg hvor partiklenes egenskaper forandres:

- Partiklenes posisjon endres som følge av pådrag fra vind og strøm.
- Massen og den kjemiske sammensetningen endres som følge av blant annet fordampning, biodegradering, og utløsning fra dråpeskyer og overflateflak til løste komponenter.
- Vannopptak og viskositet endres som del av en kompleks forvitningsprosess.

I tillegg kan partikler gå fra å representere dråpeskyer til å representere overflateflak og motsatt. Dråpeskyer kan stige til overflaten som følge av oljens oppdrift, og overflateflak kan blandes ned i vannkolonnen som følge av vindinduserte bølger og turbulens.

Som ved enhver forenkling av en kompleks kontinuerlig prosess, vil en partikkelbasert modell være følsom for hvilken oppløsning som velges. Hvis det benyttes flere partikler i beregningene er det større potensial for å oppnå realistiske simuleringer, gitt strøm-, vind-, dybde- og kystdata. Flere partikler betyr imidlertid også mer ressurskrevende beregninger, og det endelige valg av oppløsning blir en avveining mellom tilgjengelig regnekapasitet og nytten av å øke oppløsningen ytterligere. Det er i denne analysen brukt et standardisert oppsett (etter Best Practice) med et minimum antall partikler på 3000 og maksimum antall på 10000, avhengig av utslippsvarighet og utslippsrate.

Referanser

Acona, Akvaplan-niva og DNV GL, 2020 Oljedriftsmodellering for standard miljørisikoanalyser ved bruk av OSCAR – beste praksis.

Johansen, 2010. [Personal communication with Ø. Johansen].

Johansen, 2006. Implementation of the near-field module in the ERMS model, Technical report, SINTEF.

Levitus, S., 1994. LEVITUS94 MONTHLY sal: Salinity data. from The International Research Institute for Climate and Society <http://ingrid.ldgo.columbia.edu/SOURCES/LEVITUS94/MONTHLY/sal>



VEDLEGG C

NATURRESSURSER

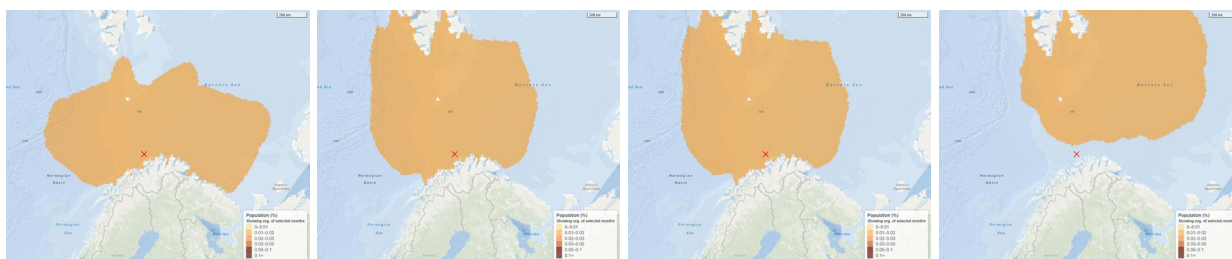
Følgende vedlegg gir en kort beskrivelse av naturressurser omtalt i kapittel 5 og som er grunnlaget for beregning av miljøkonsekvens og -risiko gitt en utblåsning på Wisting-feltet. I tillegg er det utarbeidet en oversikt over ressurser som forekommer i området, hvor det er foretatt overlappsanalyse eller som ikke er omhandlet i selve miljørisikoanalysen.

Grunnlaget for beskrivelsen er basert på nylig gjennomførte studier (DNV GL, 2020a, b) og et pågående studie i NOROG (ERA Acute Marginal Ice Zone and Dynamic Data JIP).

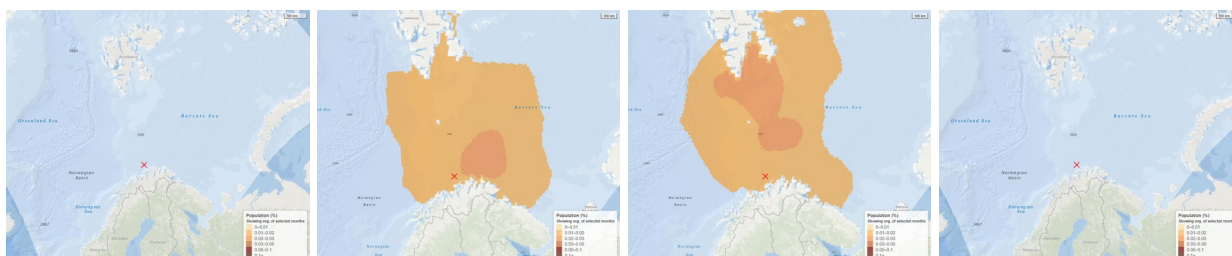
C1 Modellerte ressursdata

C1.1 SeaTrack sjøfugl data

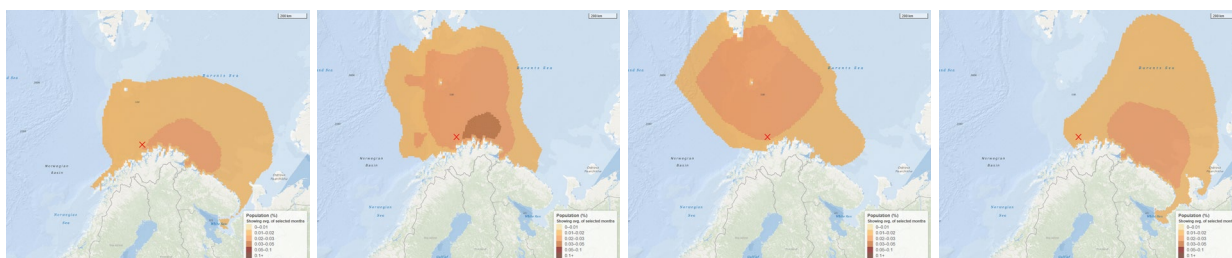
i. Alkekonge



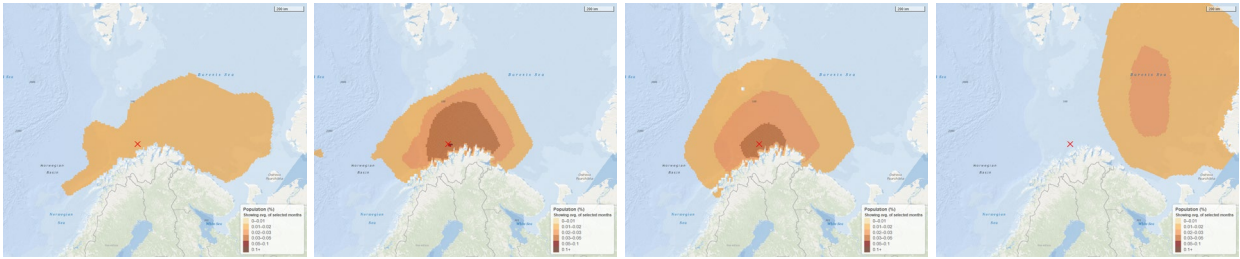
Figur C1 Fordeling av havhest fra hekkekolonier i Barentshavet (SEATRACK data) i januar, april, juli og oktober.



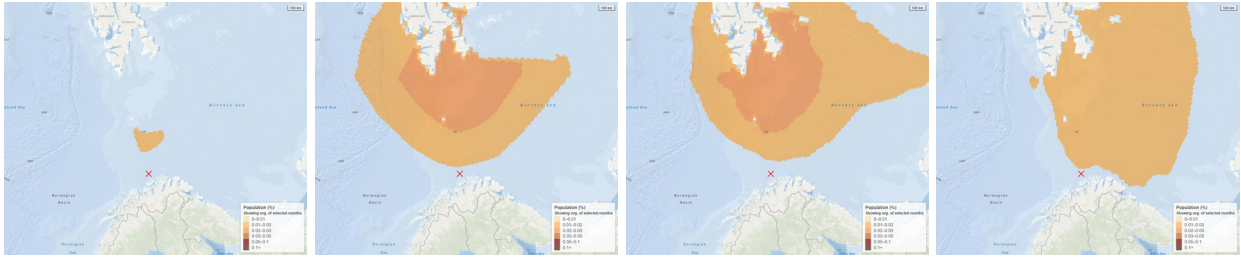
Figur C2 Fordeling av krykkje fra hekkekolonier i Barentshavet (SEATRACK data) i januar, april, juli og oktober.



Figur C3 Fordeling av lomvi fra hekkekolonier i Barentshavet (SEATRACK data) i januar, april, juli og oktober.



Figur C4 Fordeling av lunde fra hekkekolonier i Barentshavet (SEATRACK data) i januar, april, juli og oktober.

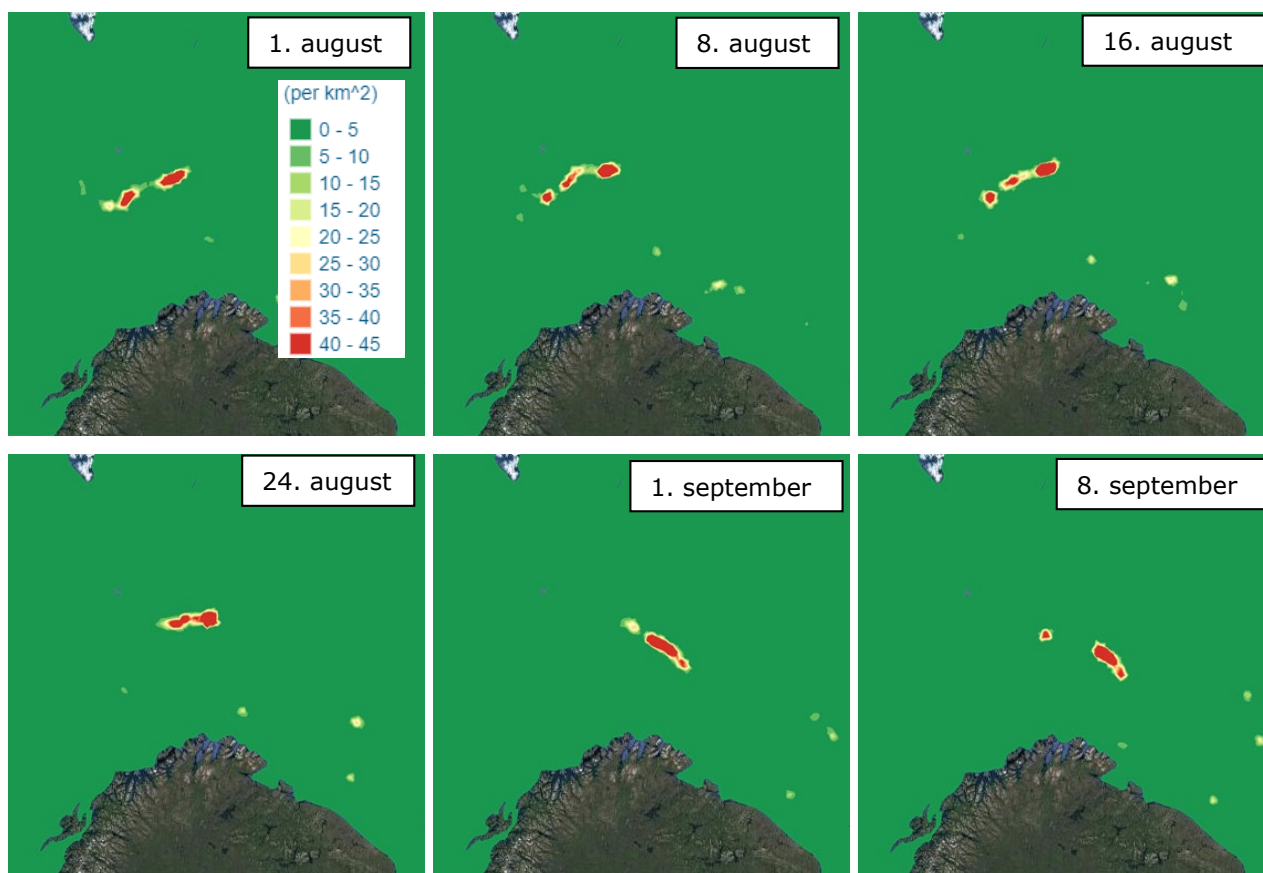


Figur C5 Fordeling av polarlomvi fra hekkekolonier i Barentshavet (SEATRACK data) i januar, april, juli og oktober.

C1.2 SEAPOP kystdatasett – for øvrige kystbundne arter

C1.3 MARAMBS – dynamiske data for lunde, krykkje, polarlomvi og lomvi i perioden etter hekking (høstperioden).

- i. Lomvi
- ii. Polarmåke
- iii. Krykkje



Figur-C6 Ukentlig fordeling av lomvi på svømmetrekk (MARAMBS data) i august- september 2016.

C1.4 Kolonispesifikke data

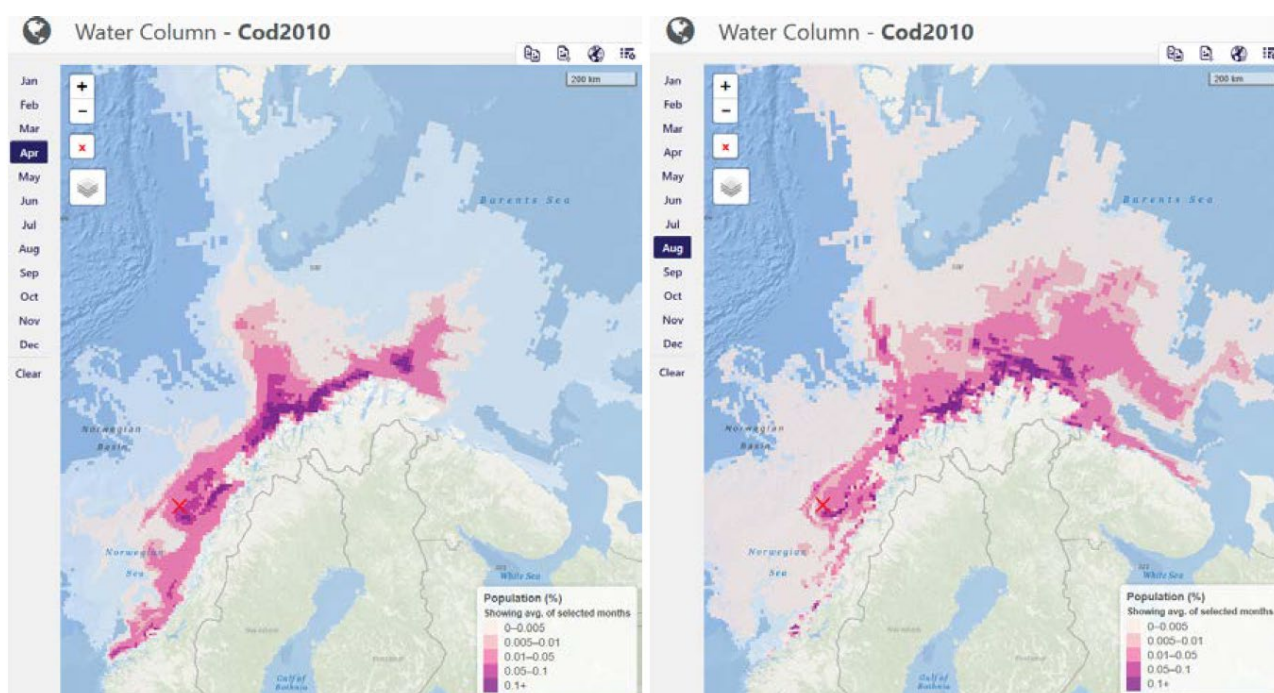
C1.5 Sjøpattedyr

- Kystdatasett fra MRDB på steinkobbe og havert fordelt på tre bestander i norske havområder (sør, midt og nord). Er tilrettelagt for standard ERA Acute analyser.
- Dynamiske data for isbjørn fra Norsk Polarinstitutt er modellert basert på korrelasjon med is forekomst via en Resource Selection Function (RSF) og er tilrettelagt på samme format som MARAMBS data og kan benyttes på tilsvarende måte. Data er fra 1992 til 2015. Tilsvarende modelleringer er foretatt på ringsele, men her er data foreløpig ikke tilrettelagt for miljørisikoanalyser.
- MARAMBS har inkludert 4 arter i sine modelleringer; kvitnos, grønlandssel, knølhval og vågehval. Prosjektet har foreløpig konkludert med generelt lite observasjonsdata og begrenset mulighet for modellvalidering, men at modellresultatene trolig er beste estimat på fordeling av disse artene for øyeblikket. Dataene er ikke tilrettelagt for ERA Acute analyser.

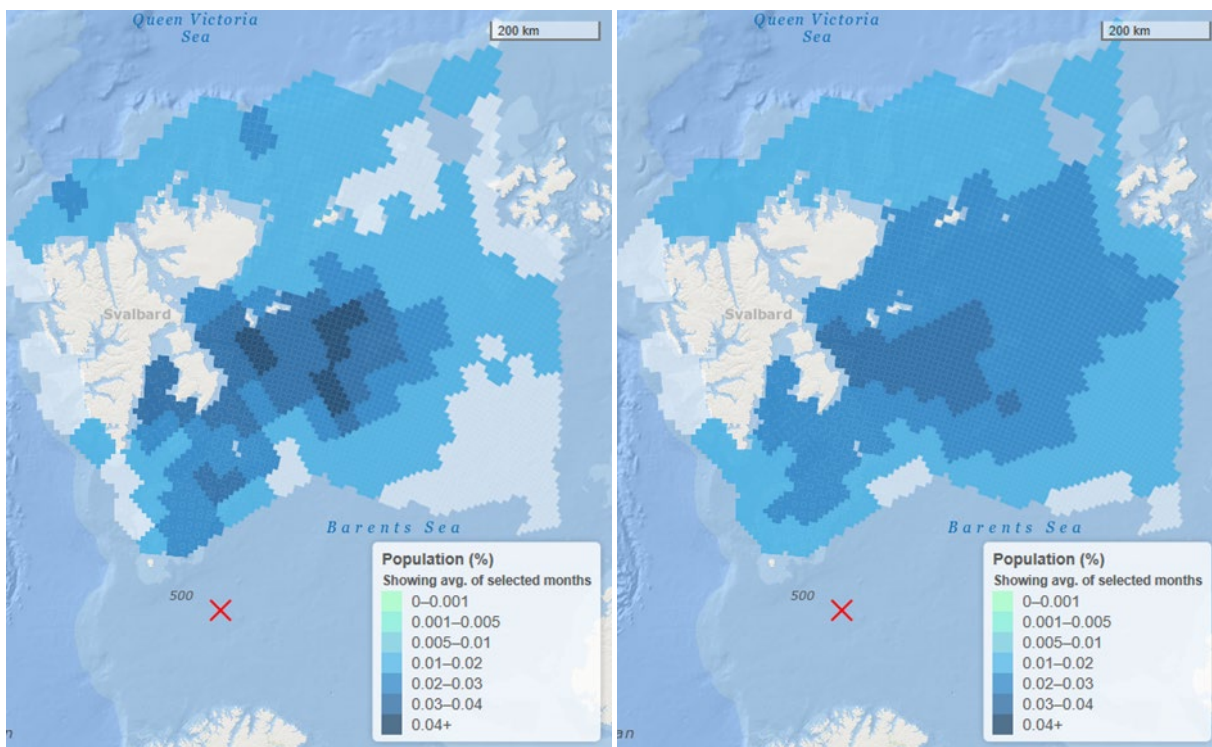
C1.6 Fiskeegg/larver

- Larvefordelingsdata for sild fra 2000-2011 og torsk fra 2000-2015. Er tilrettelagt for standard ERA Acute analyser.

- Tilsvarende data (sild og torsk) skal tilrettelegges som daglige data for 2 år og testes ut i ERA Acute MIZ and Dynamic Data JIP høst 2020/vår 2021.
- Loddedata for perioden 1998-2005 er tilrettelagt for standard MIRA analyser. Forslag til NOROG om å tilrettelegge disse på ERA Acute standard analyseformat.
- I prosjektet for BaSEC II miljøgruppe vil de utarbeides gyteområde (egg/larve) fordelingskart for polartorsk på standard ERA Acute format for perioden 1990-2017. Krever interaksjon med Havforskningsinstituttet, men vil ferdigstilles ila høst 2020.
- Polartorsk. Datasett på 0-gruppe fordeling av polartorsk er opparbeidet av Akvaplan-niva.



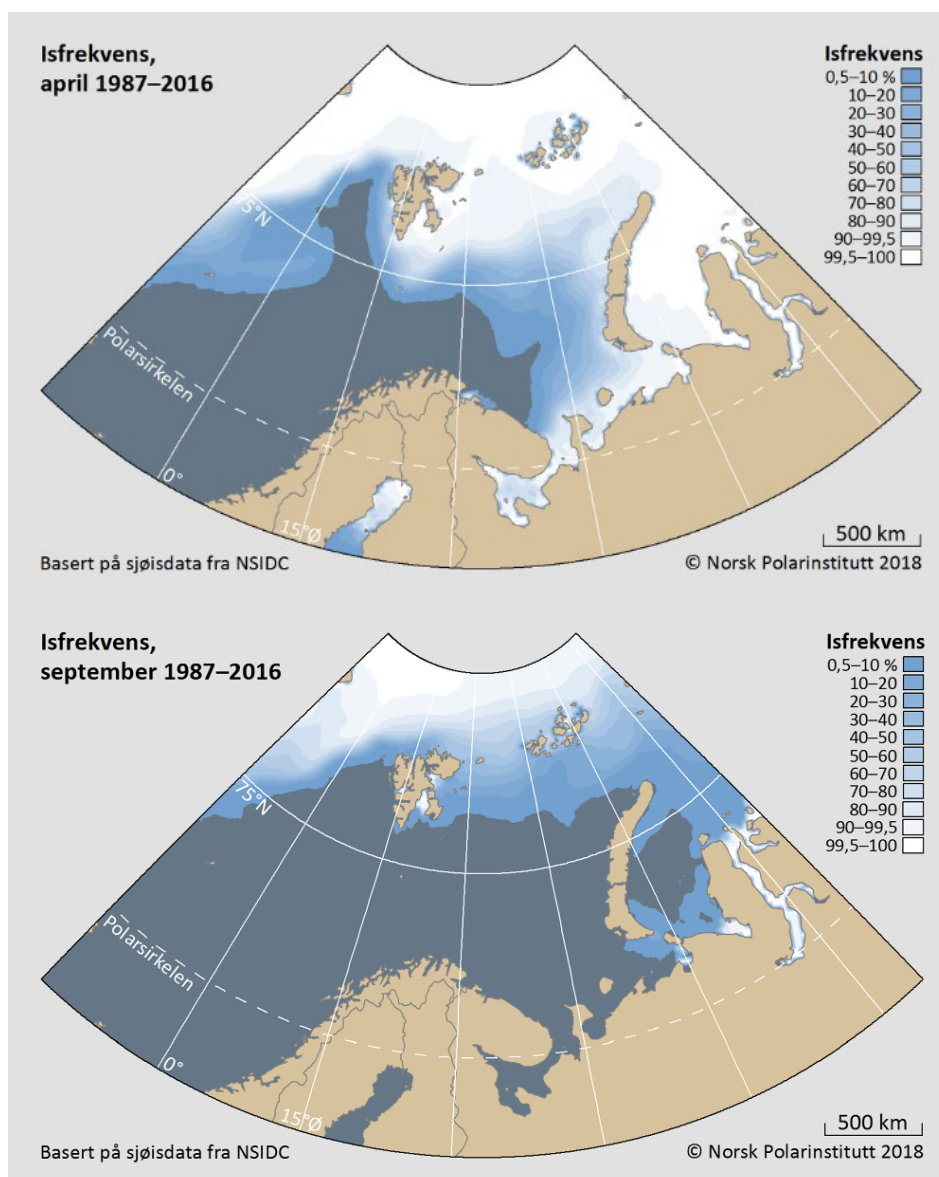
Figur C7 Fordeling av torskelarver (HI modelldata) i april og august 2010 tilrettelagt på ERA Acute format.



Figur C8 Fordeling av polartorsk gyteområder (egg/larver) i 1997 (venstre) og gjennomsnitt for perioden 1990-2017 (til høyre).

C1.7 Iskant / Iskantressurser

- ERA Acute MIZ JIP tilrettelegger iskonsentrasjons data for tre år tilsvarende MARAMBS data (2010, 2014 og 2019)
- Dataene skal benyttes i testing av både dynamiske og ikke-dynamiske tapsberegninger for iskant og iskant ressurser i ERA Acute MIZ JIP
 - Dataene vil representere iskantressurser i noen av disse beregningene
- I standard oljedriftsberegninger benyttes vind, strøm og isdata fra SVIM arkivet som går tilbake til 2002.
- Daglige iskantdata er tilrettelagt i foreliggende forstudie fra NSIDC i perioden 2009 – 2016
- ERA Acute MIZ JIP tilrettelegger i tillegg for beregning av indirekte påvirkning på primær/sekundærproduksjon ved å benytte iskonsentrasjonsdata som uttrykk for forekomst av pelagisk fytoplankton og zooplankton, samt isalger og sympagisk zooplankton.



Figur C9. Isfrekvens i norsk Arktis, månedsvis for perioden 1987–2016. Lastet opp fra, <https://www.npolar.no/tema/iskantsonen/>

Nøkkelarter i iskantsonen er hentet fra Analyse av miljøverdier og sårbarhet i iskantsonen (DNV GL, 2020).

Utvalget av arter som inngår i denne rapporten er identifisert på bakgrunn av at de fyller ett eller flere av følgende kriterier for miljøverdi og sårbarhet: 1) generell affinitet til iskantsonen – om en vesentlig andel av bestanden forekommer i området i løpet av året; 2) økologisk betydning av iskantsonen i bestandens livshistorie – om iskanten utgjør et kritisk habitat for artens reproduksjon og overlevelse; 3) egenskaper som nøkkel- eller indikatorart – om arten utgjør en særlig viktig rolle i næringskjeden som byttedyr eller predator, og/eller fungerer som indikator for økosystemtilstand; 4) bestandssituasjon (rødlitestatus) – om bestanden er særegen for området, truet og/eller viser en betydelig negativ utviklingstrend; 5) om arten er en symbolart for iskantøkosystemet. Kriteriene som er lagt til grunn for artsutvalget er i stor grad samfallende med kriteriene for å vurdere miljøverdi i henhold til Havmiljø (<http://www.havmiljo.no/>). Artene som er inkludert i vurderingen har en høy miljøverdi relatert til iskantsonen.

Tabell C1. Liste over de viktigste artene som er behandlet i denne rapporten. DD = datamangel, CR = kritisk truet, VU= sårbar, EN = truet, NT = nær truet, LC = livskraftig

Dyregruppe	Latinsk navn	Norsk navn	Kategori - Nasjonal rødliste	Kategori - Rødliste for Svalbard	IUCN ¹⁾	MOSJ indikator	Vurdert med miljøverdi i Iskantsoner rapporten
Sjøfugl	<i>Pagophila eburnea</i>	ismåke	-	VU	LC (Europa) NT (Global)	ja	ja (middels)
	<i>Rissa tridactyla</i>	krykkje	EN	NT	VU	ja	ja (lav)
	<i>Uria lomvia</i>	polarlomvi	EN	NT	LC	ja	ja (lav)
	<i>Larus hyperboreus</i>	polarmåke	NA	NT	LC	ja	ja (lav)
	<i>Fratercula arctica</i>	lunde	VU	LC	VU	nei	nei
	<i>Alle alle</i>	alkekonge	-	LC	LC	nei	ja (lav-middels)
	<i>Uria aalge</i>	lomvi	CR	VU	NT (Europa) LC (Global)	ja	nei
Isbjørn	<i>Ursus maritimus</i>	isbjørn	VU	–	VU	ja	ja (middels)
Seler	<i>Pusa hispida</i>	ringsel	VU	–	LC	nei	ja (middels)
	<i>Erignathus barbatus</i>	storkobbe	LC	–	LC	nei	ja (middels)
	<i>Odobenus rosmarus</i>	hvalross	VU	–	VU	ja	ja (middels)
		grønlandssel					
Hval	<i>Balaena mysticetus</i>	grønlandshval	CR	–	EN (Øst-Grønland-Svalbard-Barentshavet populasjon) LC (global)	nei	ja (høy)
	<i>Delphinapterus leucas</i>	hvithval	DD	–	LC	nei	ja (lav)
	<i>Monodon monoceros</i>	narhval	EN	–	LC	nei	Ja (middels)
Fisk	<i>Boreogadus saida</i>	polartorsk	NT	–	LC	ja	ja (høy)
	<i>Mallotus villosus</i>	lodde	LC	–	LC	ja	ja (middels)

¹⁾IUCN (International Union for the conservation of nature) www.Iucnredlist.org

²⁾MOSJ (Miljøovervåking Svalbard og Jan Mayen) er et miljøovervåkingssystem som er en del av den statelige miljøovervåkingen i Norge



VEDLEGG D

BEREGNING AV MULIG KONTAKT MELLOM OLJE OG HAVIS VED UTBLÅSNING FRA WISTING VED BRUK AV NY OG DYNAMISK MODELLERING

Memo til:
Endre Aas, Equinor

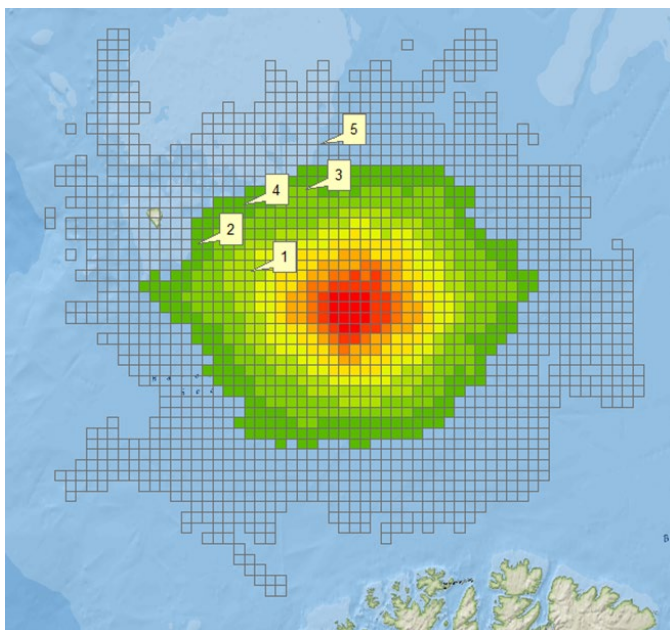
Kopiert til:
Kari Stokke, Equinor

Memo Nr.: 1377202
Fra: Odd Willy Brude
Dato: 2022-01-12
Skrevet av: Odd Willy Brude, DNV
Anusha Dissanayake, SINTEF
Jørgen Skancke, SINTEF

Beregning av mulig kontakt mellom olje og havis ved utblåsning fra Wisting ved bruk av ny og dynamisk modellering.

DNV og SINTEF har i samarbeid sett nærmere på muligheten for overlapp mellom olje og havis for et utblåsningsscenario fra Wisting. Bakgrunnen er mulighetene for en dynamisk tilnærming til problemstillingen ved å benytte ensamble kjøring i OSCAR som kan gi daglig output fra oljedriftsberegningene. Dette kombinert med daglig utbredelse av is muliggjør reelle overlappsanalyser mellom olje og is som etterlyst i miljørisikoanalysen for Wisting. Arbeidet bygger på løsninger som er under implementering i ERA Acute dynamiske data og iskant JIP hvor både Equinor, SINTEF og DNV deltar. JIP'en skal ferdigstilles i løpet av 2022 og vil bidra med bedre muligheter for olje-i-is analyser og for miljørisikovurderinger ved bruk av dynamiske data med høy tidsoppløsning.

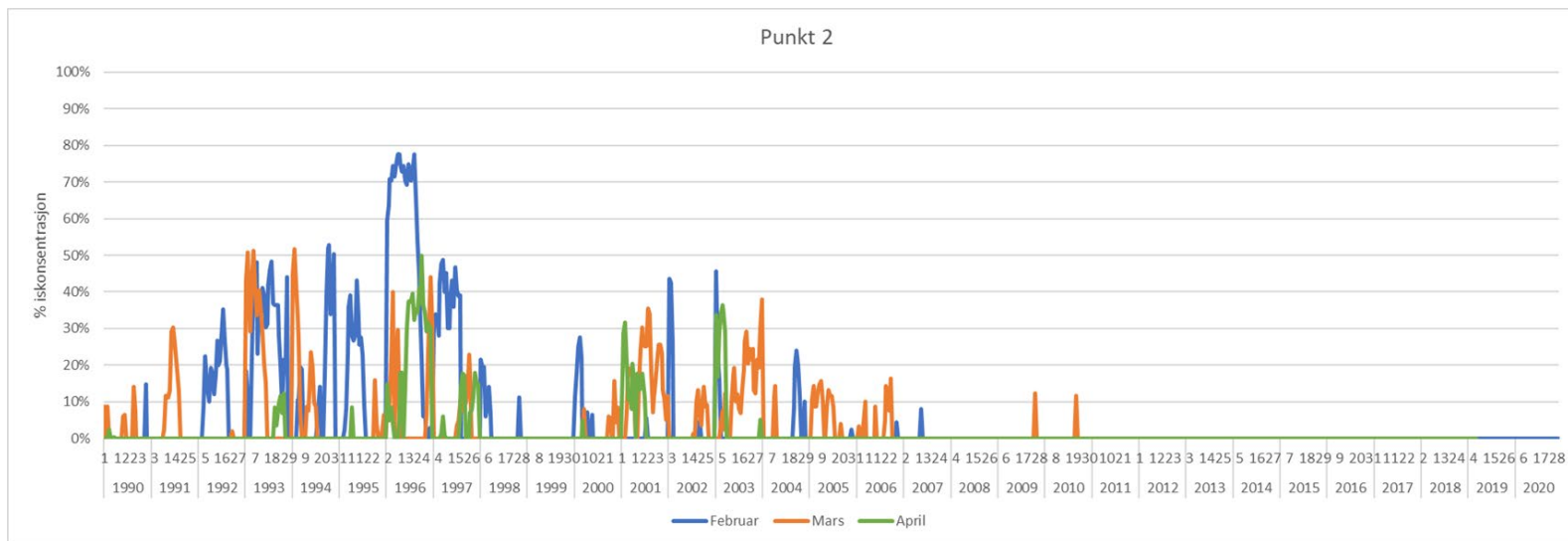
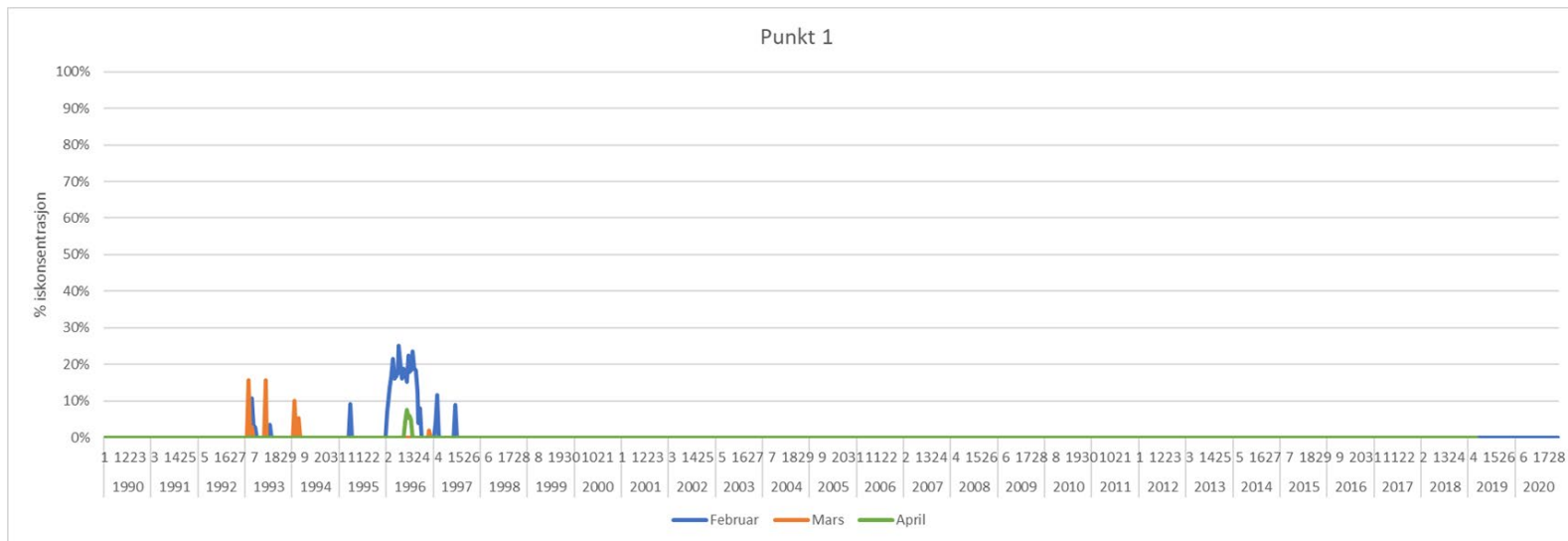
For å velge ut aktuelle analyseår med stor forekomst av is i Wisting influensområde er det innledningsvis tatt i bruk et nytt IceMapper verktøy hos DNV hvor isfrekvens fra de siste 30 år (1990-2020) kan plottes i et gitt punkt basert på data fra National Snow and Ice Data Center (NSIDC). 5 punkter i influensområdet til Wisting beredskapsanalyse scenario (8000 m³/d i 6 dager) ble valgt ut for å se på hvor ofte det har vært is (i ulike is-konsentrasjoner) i de aktuelle punktene de siste 30 år. Utvalgte punkter er vist i Figur 1.

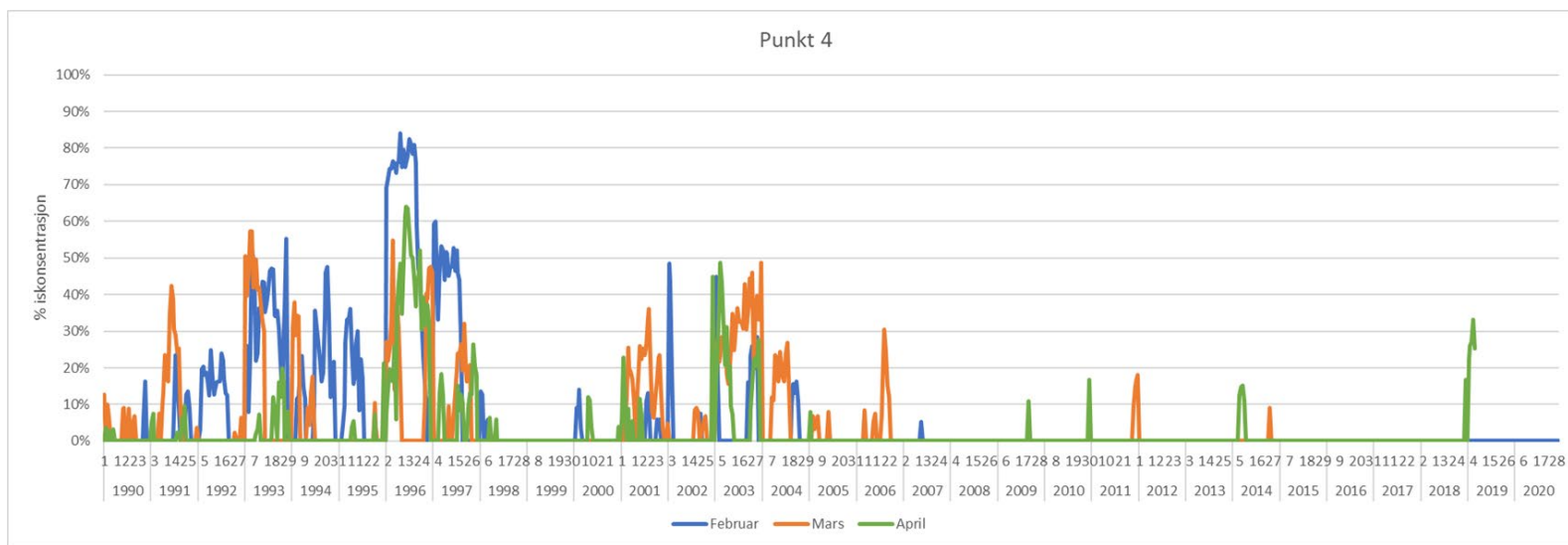
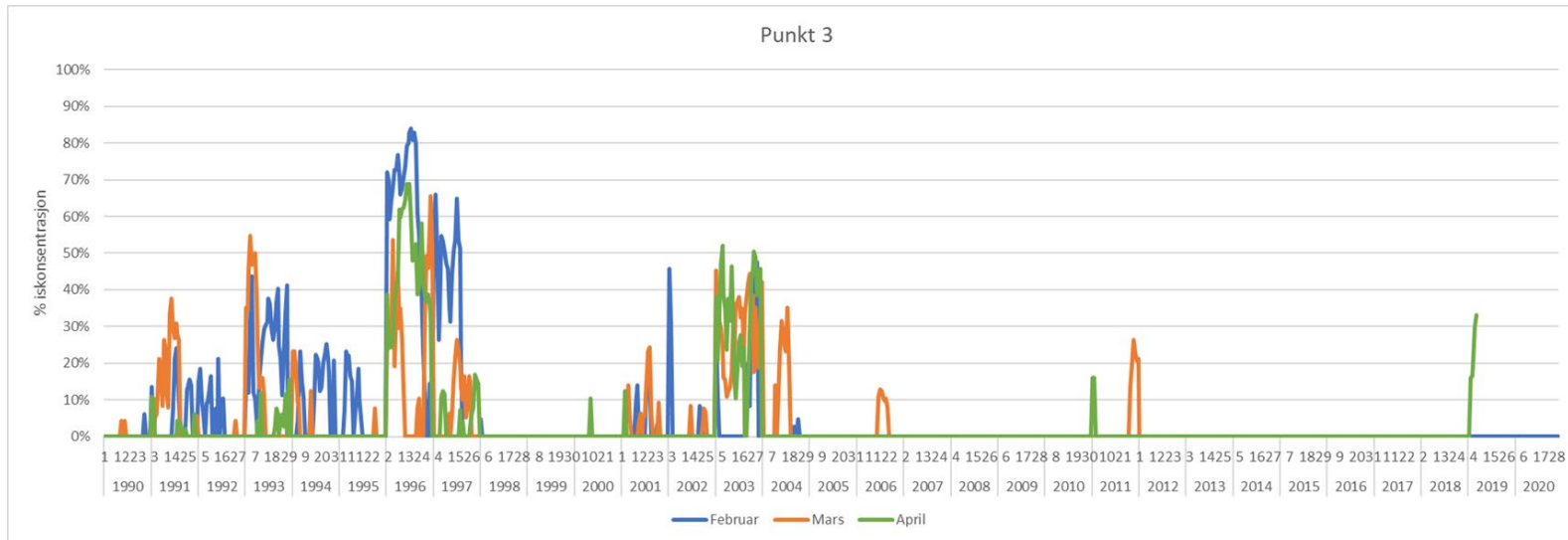


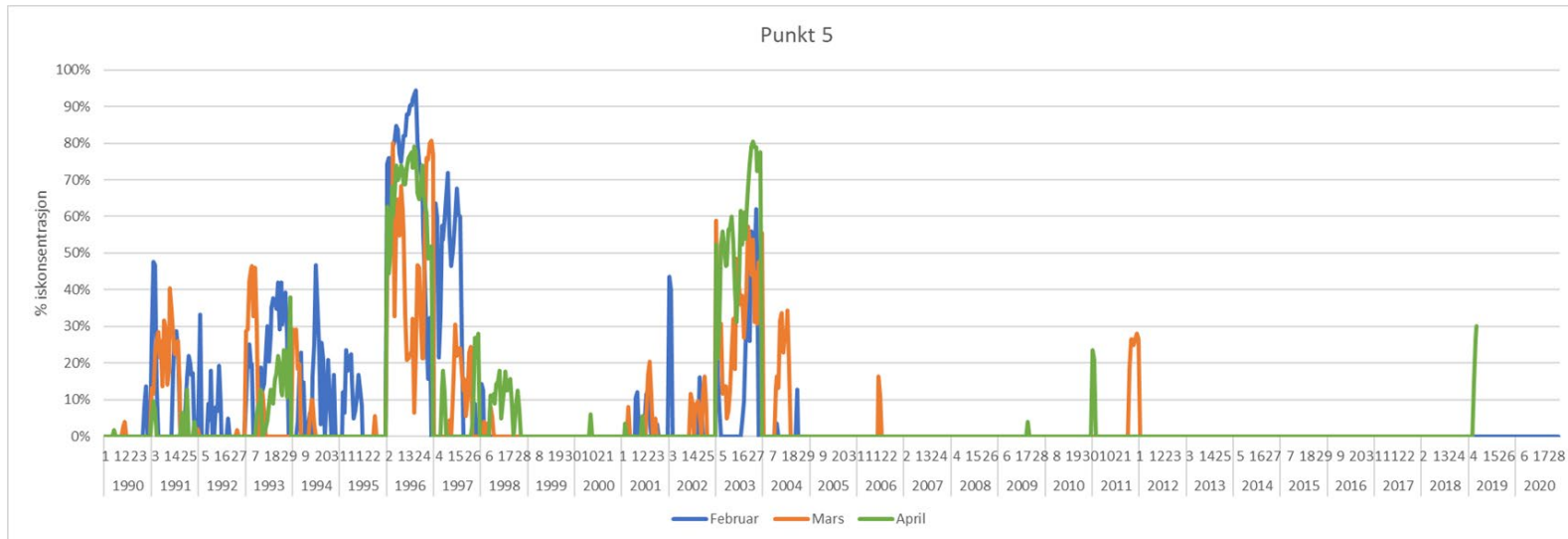
Figur 1 Influensområde (treffsannsynlighet for olje over 2 µm) ved utblåsning fra Wisting på 8000 m³/d i 6 dager. Utvalgte punkter for is-analyse er angitt ved nummer.

Side 2 av 11

Resultater av analysen er vist i Figur 2. For punkt 1 er det størst forekomst av is i perioden 1993 – 1997 med en maksimal is-konsentrasjon på om lag 25 % noen dager i februar 1996. For punkt 2 noe lenger unna Wisting lokasjonen er det sannsynlighet for is i området i korte perioder de fleste år frem til 2006 og enkelte dager i mars 2009 og 2010. For øvrige lokasjoner rett nord for Wisting (punkt 3 til 5) så er det også størst sannsynlighet for høye is-konsentrasjoner i 1996 og 1997, men også i 2003 og 2004. Det er mulighet for is i området i perioden etter 2004 også, men med lave is-konsentrasjoner og i korte perioder. Basert på de gjennomførte evalueringene ble det valgt ut 2 år (1997 og 2003) med særlig stor isutbredelse innen influensområdet for videre analyse. Dette er årene med størst sannsynlighet for is i influensområdet til Wisting med unntak av 1996 hvor man ikke hadde tilgjengelige is data i SVIM arkivet (går tilbake til 1997).







Figur 2 Is-frekvens i utvalgte lokasjoner (punkt 1 til 5 i figur 1) i perioden februar til april i 1990-2020 angitt med prosentvis is-konsentrasjon.

OSCAR modellering og analyse

For de utvalgte årene så ble det modellert et utblåsningsscenario på 8000 m³/d på overflaten i hele 30 dager for å se hvordan en langvarig stor utblåsning evt. kunne komme i kontakt med is. Dette er et scenario med en rate opp mot den høyeste beregnede raten for boring av Hanssen brønner kombinert med en utblåsningsvarighet som ligger godt over beregnet forventet varighet (6 dager for overflateutslipp og 21 dager for sjøbunnsutslipp). Det er altså et konservativt scenarivalg for Wisting feltet (se miljørisikoanalysen).

Det er foretatt stokastiske kjøring med 12 simuleringer i perioden 01.01 til 01.05 i 1997 og 12 simuleringer i samme periode i 2003. Følgetid på utslippene var ytterligere 20 dager etter de 30 dagene utblåsningen varer. En oversikt over modelloppsett er gitt i Tabell 1.

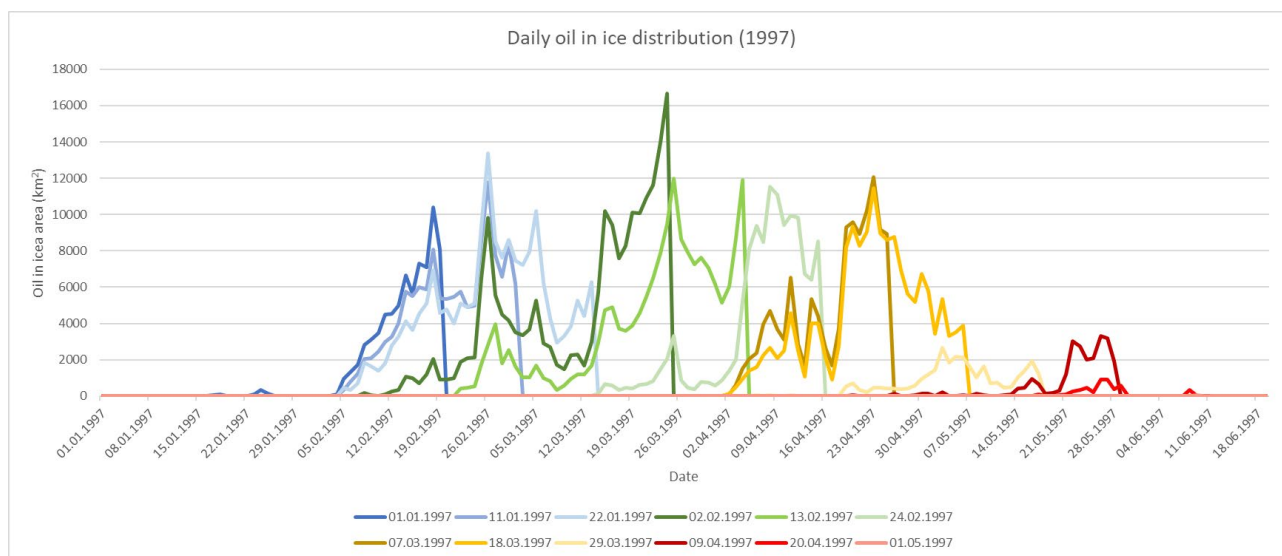
Tabell 1 Oversikt over modelloppsett for oljedriftsmodellering med ensemble kjøring i OSCAR

Parameter	Verdi	Enhet / kommentar
Utslipsrate	8000	m ³ /dag
Utslipsvarighet	30	dager
Oljetype	Wisting Central 5C, 2017	
Lokasjon	Overflateutslipp	
Varighet simulering	50	dager
Antall partikler (væske)	10000	#
Løste partikler	3000	#
Oppløsning overflategrid	3000	m
Refinement	3	
Breddegrad	73.4458	grader
Lengdegrad	24.3081	grader
Model tidssteg	15	minutter
Model utskriftsinterval	60	minutter
Vind data	12 km (romlig); timesverdier	GIN oppsett av SINMOD
Strøm data oppløsning	12 km (romlig); timesverdier	GIN oppsett av SINMOD
Is data oppløsning	4 km (romlig); 24 t (tæmporær)	SVIM arkiv
Ensemble periode 1	01.01.2003 - 01.05.2003	
Ensemble periode 2	01.01.1997 - 01.05.1997	
Simuleringsintervall	Hver 10 dag innenfor ensemble periode	

Det ble eksportert daglig utbredelse av olje fra hver simulering og foretatt en overlappsanalyse med daglige isutbredelsesdata (is-konsentrasjoner) fra samme periode. Det bemerkes at havis data i OSCAR modellering er fra SVIM arkivet (4 km oppløsning) til Havforskningsinstituttet (tilsvarende arkiv som strømdata) for best mulig korrelasjon mellom modellering og påfølgende overlappsanalyse. Overlappsanalysen ble utført mot daglige sjøiskonsentrasjonsdata (OSISAF) fra CMEMS (<https://doi.org/10.48670/moi-00136>) med 25x25 km oppløsning. Alle modelleringer og resultater er uten effekt av oljeverniltak.

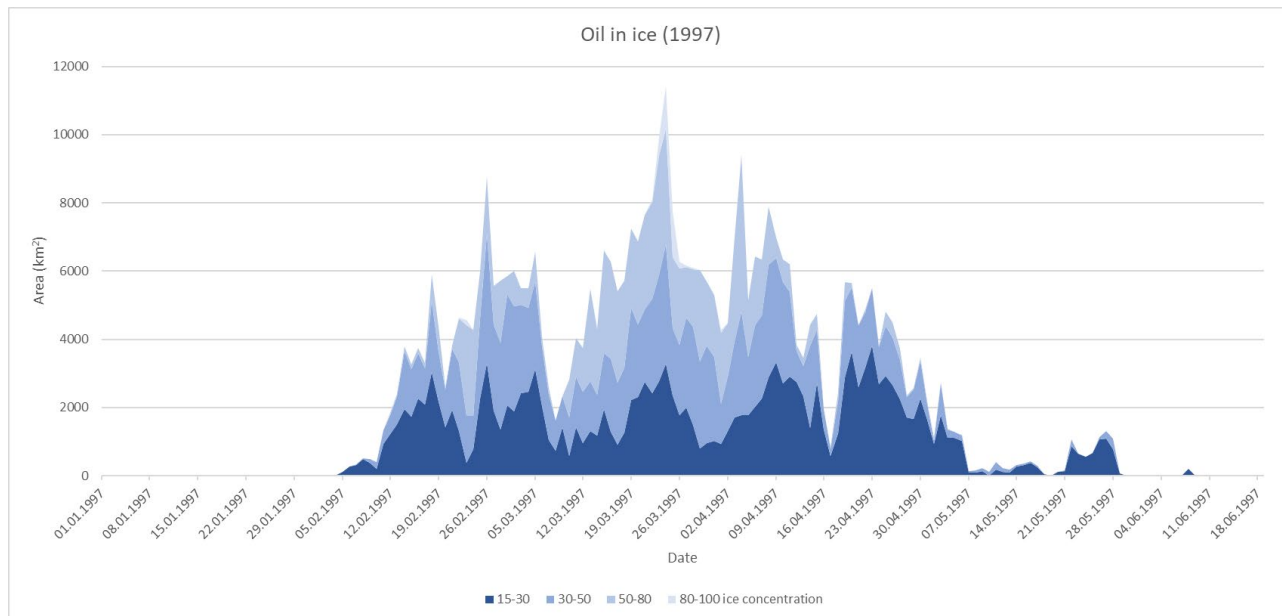
Resultater

Resultater fra de daglige overlappsanalysene er vist i Figur 3 for 1997. Figuren viser arealvis overlegg med is dag for dag for hver enkelt simulering (angitt med startdato). Samtlige simuleringer i simuleringperioden fra januar til juni med unntak av siste simulering (start 01.05.97) har overlegg med is (>0 % is-konsentrasjon). Maksimal overlegg er på inntil 16 600 km² for simulering med start 2 februar og maksimal overlegg nås ved endt simulering den 24 mars. Dette er også simuleringen med raskest iskontakt som oppnås 5 dager etter start av utblåsningen. Kontakten er imidlertid kort og først etter 12 dager oppnås en vedvarende og økende iskontakt. Øvrige simuleringer oppnår første iskontakt etter mellom 6 og 24 dager (i snitt etter 14 dagers) drivtid av olje. Simuleringer med start etter midten av mars har mer begrenset med iskontakt (inntil 3 300 km²).



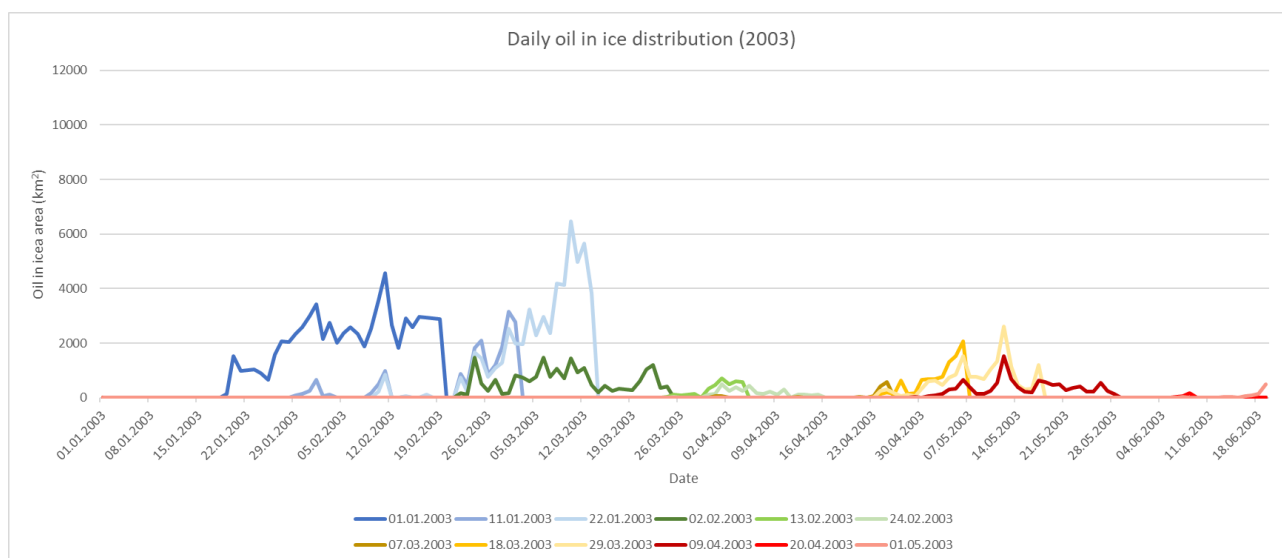
Figur 3 Arealvis overlegg mellom olje og is (> 0 % is konsentrasjon) fra simuleringer i perioden 1 januar til 1 mai 1997. Simuleringer er angitt ved simuleringstart.

Figur 4 viser daglig maksimal iskontakt over 15 % is-konsentrasjon for samtlige simuleringer i 1997 dvs den simuleringen som har størst arealvis overlegg med is hver dag. Ettersom grensen er satt ved 15 % konsentrasjon, er arealne noe redusert fra Figur 3 med en maksimal overlegg på i underkant av 11 400 km² i slutten av mars.



Figur 4 Arealvis overlapp mellom olje og is (> 15 % is-konsentrasjon) fra simuleringer i 1997. Maksimal overlapp er vist dvs simulering med størst olje-i-is areal hver dag.

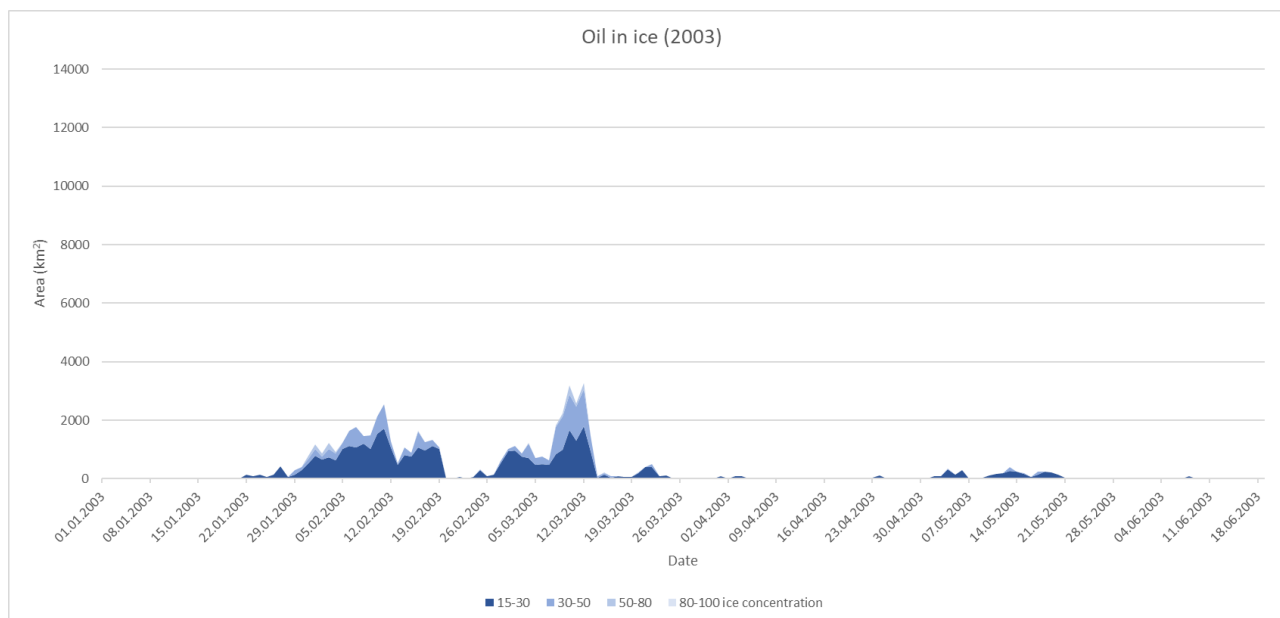
Tilsvarende figurer for 2003 er vist i Figur 5 og Figur 6. Olje i is kontakten i 2003 er langt lavere enn i 1997 med et maksimalt overlapsareal på i overkant av 6 000 km². Simuleringen med start 22 januar har størst iskontakt som oppnås etter 19 dager den 11 mars (Figur 5). Første iskontakt i denne simuleringen var etter 18 dagers drivtid av olje men kontakten var kortvarig og først etter en måned var det vedvarende og økende iskontakt. Øvrige simuleringer hadde første iskontakt etter 15 til 34 dager med snitt på 27 dager etter start av utblåsningen.



Figur 5 Arealvis overlapp mellom olje og is fra simuleringer i perioden 1 januar til 1 mai 2003. Simuleringer er angitt ved simuleringstart.

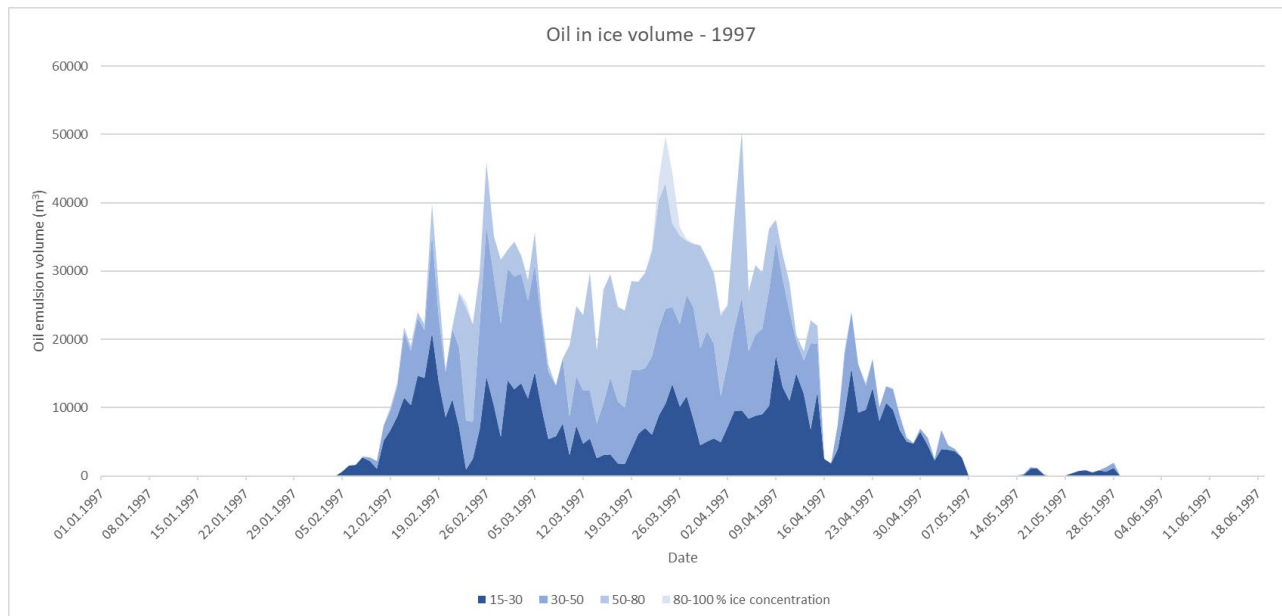
Side 9 av 11

I 2003 var det lavere iskonsentrasjon innen influensområdet og dersom man kun ser på olje i is-konsentrasjoner over 15 % så er overlapsareal redusert til maksimalt 3 300 km² i perioden rundt 12 mars (Figur 6). Etter denne perioden var det lite og kun sporadisk iskontakt i 2003.

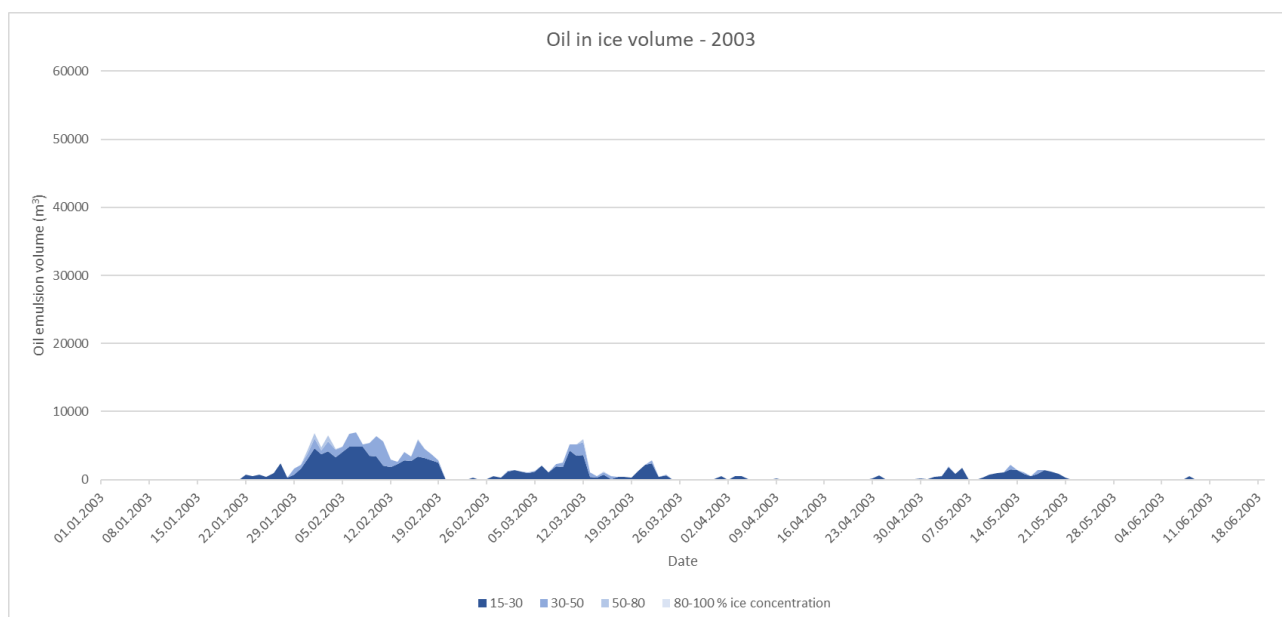


Figur 6 Arealvis overlapp mellom olje og is (> 15 % is-konsentrasjon) fra simuleringer i 2003. Maksimal overlapp er vist dvs simulering med størst olje-i-is areal hver dag.

Det er også beregnet hvilket oljeemulsjonsvolum som olje i is kontakten utgjør og resultatene er vist i Figur 7 for 1997 og i Figur 8 for 2003. Etter dager og uker på sjø er det høyt vannopptak (opp mot 70 %) for Wisting Central olje og samlet emulsjonsvolum er høyt i 1997 med inntil 50 000 m³ olje i kontakt med områder med is (>15 % iskonsentrasjon). I 2003 er volumet langt lavere med inntil 7 000 m³ oljeemulsjon i områder med is.



Figur 7 Volum av oljeemulsjon (m^3) i is-konsentrasjoner over 15 % fra simuleringer i 1997. Maksimalt volum er vist dvs simulering med størst oljeemulsjonsvolum i is hver dag.



Figur 8 Volum av oljeemulsjon (m^3) i is-konsentrasjoner over 15 % fra simuleringer i 2003. Maksimalt volum er vist dvs simulering med størst oljeemulsjonsvolum i is hver dag.

Oppsummering og risiko for overlapp med is

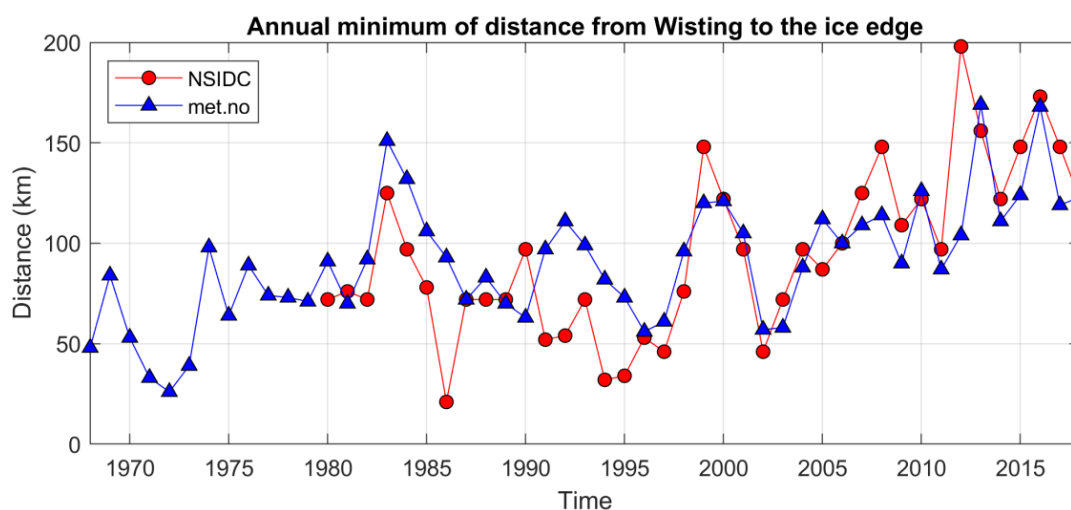
Detaljerte daglige overlappsanalyser mellom olje og is ved en stor og langvarig utblåsning fra Wisting viser et potensiale for at olje kan nå områder med havis og at for enkelt perioder kan denne overlappen være betydelig. Dette gjelder spesielt for modellåret 1997, et år med mye is i influensområdet for Wisting og hvor det viser seg at langvarige utblåsninger i perioden fra januar til april kan få inntil 11 400 km² overlapsareal med is-konsentrasjoner over 15 %. Dette utgjør et oljeemulsjonsvolum på inntil 50 000 m³. Det bør

Side 11 av 11

bemerkes at for 1997 var det is helt inn til 50 km fra Wisting (se figur 9) og at man i et slikt scenario ville hatt operasjonelle barrierer for å ytterligere minimere sannsynlighet for oljeutslipp. For eksempel vil dagens Ice Management System som benyttes i Barentshavet tilsi en borestans dersom iskanten kommer nærmere enn 50 km fra lokasjon. Det bør også bemerkes at foreliggende modelleringer og resultater er uten effekt av oljeventiltak.

For året 2003, også et år med is innen influensområdet er overlappsarealet langt lavere og inntil 3 300 km² med et maksimalt volum på inntil 7 000 m³ oljeemulsjon. Bemerk at det i disse modelleringene er sluppet ut 8000 m³ olje pr døgn i 30 dager dvs et samlet oljevolum på 240 000 m³. Med et vannopptak på inntil 70 % er det likevel en liten andel oljeemulsjon som havner i kontakt med havis.

Figur 9 viser årlig minimumsavstand til iskanten fra Wisting og det observeres en trend med økende avstand til iskanten fra 2002 frem til 2017 hvor nærmeste avstand til iskanten fra Wisting var på ca 120 km. De årene som er valgt for foreliggende analyse er perioder med iskanten mye nærmere Wisting og representerer sammen med valg av utblåsningsscenario (overflateutblåsning med høy rate og lang varighet) en type verstefallshendelse de siste 20-30 årene.



Figur 9 Årlig minimum avstand fra Wisting til iskanten basert på data fra NSIDC (rødt) og met.no iskart (blått). Kilde: Multiconsult, 2021.

Referanser:

Multiconsult 2021. *Sea Ice Occurrence. Wisting Ice and Ice Loads*. Rapport nr 713992-RIMT-RAP-001 til Equinor Energy AS.

CEMS (Copernicus Marine Service). Global Ocean Sea Ice Concentration Time Series REPROCESSED (OSI-SAF). <https://doi.org/10.48670/moi-00136>





Om DNV GL

DNV GL er et internasjonalt selskap innen kvalitetssikring og risikohåndtering. Siden 1864 har vårt formål vært å sikre liv, verdier og miljøet. Vi bistår våre kunder med å forbedre deres virksomhet på en sikker og bærekraftig måte.

Vi leverer klassifisering, sertifisering, teknisk risiko- og pålitelighetsanalyse sammen med programvare, datahåndtering og uavhengig ekspertrådgivning til maritim sektor, til olje- og gass-sektoren, og til energibedrifter. Med 80,000 bedriftskunder på tvers av alle industrisektorer er vi også verdensledende innen sertifisering av ledelsessystemer.

Med høyt utdannede ansatte i 100 land, jobber vi sammen med våre kunder om å gjøre verden sikrere, smartere og grønnere.



DNV
