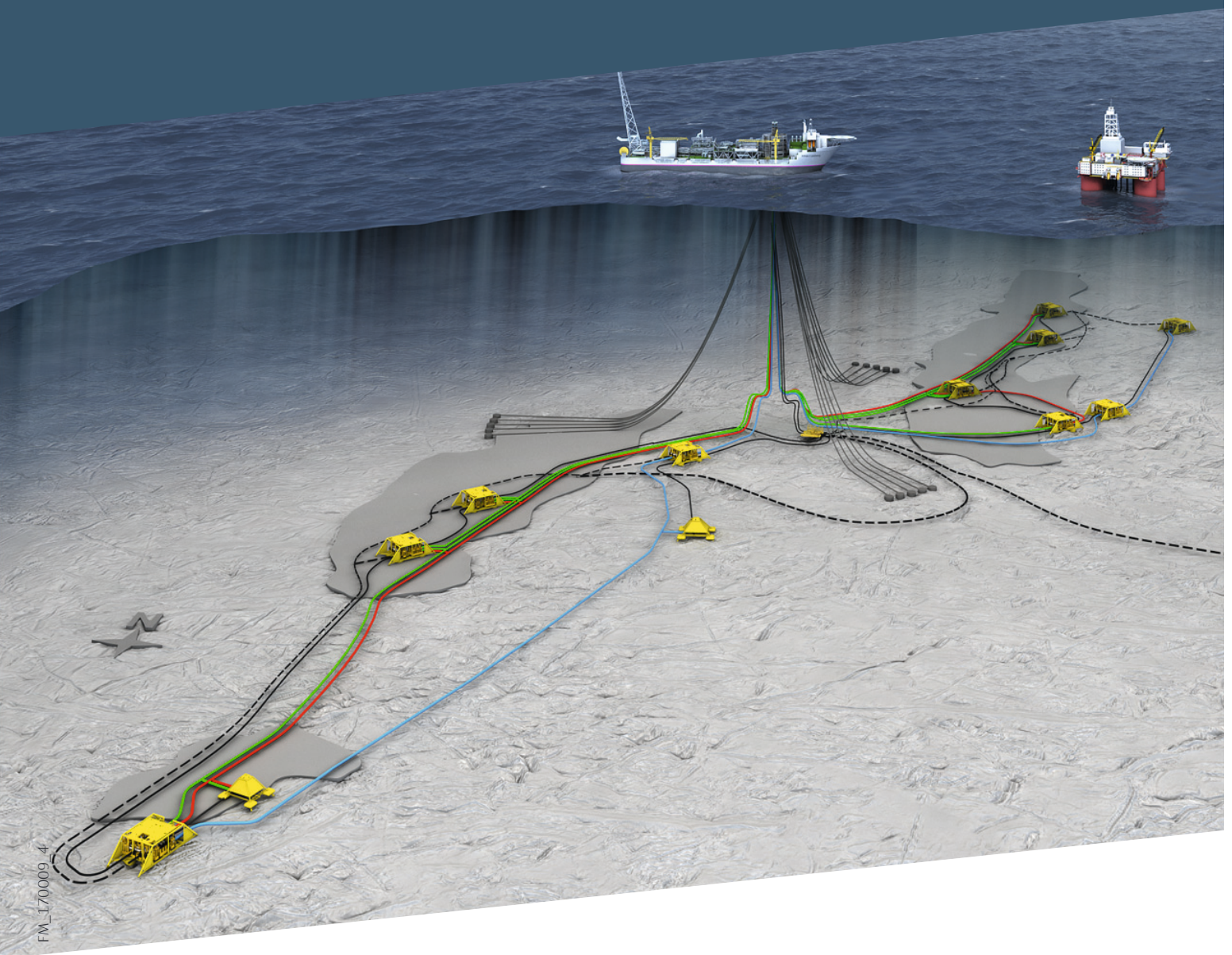


# PL532 Johan Castberg

PUD del II - Konsekvensutredning

Juni 2017





## FORORD

På vegne av rettighetshaverne i produksjonslisensen PL 532 legger Statoil Petroleum AS (Statoil) som operatør, fram konsekvensutredning for utbygging og drift av Johan Castberg-feltet. Konsekvensutredningen utgjør del II av Plan for utbygging og drift (PUD), som er planlagt fremmet for myndighetene i løpet av 2017.

Rettighetshaverne går inn for en utbyggingsløsning som omfatter en havbunnsutbygging av Skrugard-, Havis- og Dravis-funnene, hvor oljen prosesseres og lagres på et produksjonsskip (FPSO) for utskipping til markedet. Produksjonsskipets energiforsyning er basert på gassturbiner med varmegjenvinning.

Helikopter- og forsyningsbase er planlagt lokalisert i Hammerfest, og driftsorganisasjon for feltet er planlagt lagt til Harstad.

Feltet er forventet å komme i drift i 2022, og antatt å produsere i 30 år med muligheter for forlengelse ved påvisning av andre drivverdige funn i området.

Utredningsprogrammet fastsatt av Olje- og energidepartementet 4.april 2017 ligger til grunn for konsekvensutredningen, som er utarbeidet i tråd med veileder til PUD og PAD.

Denne konsekvensutredningen med underlagsdokumentasjon er også tilgjengelig elektronisk på [www.statoil.com/johancastberg](http://www.statoil.com/johancastberg)

Statoil, 30. juni 2017

## Innhold

<b>Forkortelser og begreper</b> .....	<b>8</b>
<b>Sammendrag</b> .....	<b>9</b>
<b>1 Innledning</b> .....	<b>12</b>
1.1 Kort om Johan Castberg-feltet og eierforhold .....	12
1.2 Konsekvensutredningsprosessen og forholdet til plan for utbygging og drift .....	13
1.2.1 Formålet med konsekvensutredningsprosessen .....	13
1.2.2 EUs krav til konsekvensutredning .....	13
1.2.3 Lovverkets krav til konsekvensutredning som del av PUD.....	13
1.2.4 Forvaltningsplanen for det marine miljø i Barentshavet og havområdene utenfor Lofoten .....	14
1.2.5 Andre lover og tillatelser .....	16
1.3 Statoils styringsprinsipper og overordnede krav til sikkerhet og bærekraft (HMS).....	17
1.4 Kort beskrivelse av Statoils plan- og beslutningsprosess .....	19
1.5 Hovedplan for utbyggingen og konsekvensutredningsprosessen.....	21
1.6 Videre organisering av dokumentet .....	21
<b>2 Johan Castberg-feltet</b> .....	<b>22</b>
2.1 Lisenshistorikk .....	22
2.2 Petroleumsressurser og prospekter i lisensen og i området rundt.....	23
2.2.1 Skrugard-, Havis- og Drivis-reservoarene .....	23
2.2.2 Andre funn og prospekter i PL532 og PL608.....	24
2.2.3 Andre funn og prospekter i området .....	24
<b>3 Beskrivelse av utbyggingsløsningen og alternativer som har vært vurdert</b> .....	<b>26</b>
3.1 Oversikt over utbyggingsløsningen.....	26
3.2 Utvinningsstrategi, produksjonsplaner og IOR.....	27
3.3 Boring og brønnaktiviteter.....	29
3.3.1 Borerigg og boreplaner .....	29
3.3.2 Håndtering av borevæske og kaks.....	30
3.3.3 Opprensning og testing av brønner for oppstart og drift.....	30
3.3.4 Konsekvenser for miljø av boreoperasjonene .....	31
3.4 Havbunnsutbyggingen og mulig system for reservoarovervåking.....	31
3.4.1 Produksjonssystemet og forbudsområde rundt brønnrammene .....	31
3.4.2 Installasjon av havbunnsanlegg og forberedelse til drift .....	34
3.4.3 Fiberoptisk kabel.....	36
3.4.4 Mulig system for reservoarovervåking.....	37
3.4.5 Varsel om mulig søknad om utvidet område med forbud mot oppankring og fiske med bunnredskap .....	38
3.5 Produksjons- og lagerskipet (FPSO) .....	38
3.5.1 Utforming og kapasiteter .....	38
3.5.2 Kraftløsning og tilrettelegging for eventuell fremtidig elektrifisering.....	40



3.5.3	Oversikt over prosesseringsanlegget .....	42
3.5.4	Boligkvarter.....	43
3.6	Oljeeksportløsning .....	44
3.7	Sikkerhet og bærekrafts-tiltak (HMS).....	45
3.7.1	Barrierestyring .....	45
3.7.2	Evakuering av- og beredskap for personell .....	46
3.7.3	Risiko og tiltak knyttet til is- og klimatiske forhold (vinterisering).....	46
3.7.4	Andre tiltak for å sikre et trygt arbeidsmiljø.....	47
3.7.5	Andre designtiltak for å hindre uønskete hendelser.....	47
3.8	Lokalisering av landbasert driftstøtte og alternativer som har vært vurdert .....	47
3.8.1	Lokaliteter som har vært vurdert .....	48
3.8.2	Kriterier som er lagt til grunn for vurdering av lokaliteter.....	48
3.8.3	Tredje parts vurdering.....	49
3.8.4	Rettighetshavernes vurdering og lokalisering som legges til grunn .....	51
3.9	Kostnadsanslag for investeringer og drift.....	52
3.10	Avvikling av virksomheten .....	52
3.11	Alternative utbyggingsløsninger som har vært vurdert .....	53
3.11.1	Generelt om prosess for vurdering av alternativer og valg av utbyggingsløsning.....	53
3.11.2	Utbyggingsløsninger og del-løsninger som har vært vurdert .....	53
3.12	Mulig terminal for oljeomlastning på Veidnes .....	55
<b>4</b>	<b>Oppsummering av høringsuttalelser og hvordan disse er hensyntatt .....</b>	<b>56</b>
4.1	Tematisk gruppering av høringsuttalelser.....	56
4.2	Oversikt over høringsuttalelser .....	56
<b>5</b>	<b>Miljøforhold i influensområdet .....</b>	<b>59</b>
5.1	Influensområdet.....	59
5.2	Datagrunnlag .....	59
5.3	Verneområder og andre særlig verdifulle områder .....	60
5.4	Isforhold.....	61
5.4.1	Isforhold og den variable iskanten.....	61
5.4.2	Økosystemet ved iskanten.....	65
5.5	Oseanografiske og klimatiske forhold .....	66
5.5.1	Dybde, strøm-, vind og bølgeforhold .....	66
5.5.2	Sjøtemperatur og salinitet .....	69
5.5.3	Lufttemperatur og lysforhold .....	70
5.6	Plankton og bunnhabitater .....	71
5.6.1	Plankton og vurdering av sprangsjiktet.....	71
5.6.2	Forekomster av koraller og svamp i Barentshavet og resultater fra grunnlagsundersøkelser ....	73
5.7	Fiskeressurser .....	76
5.7.1	Status for viktige arter .....	76
5.7.2	Gyte-, vandrings- og oppvekstområde .....	76

5.8	Sjøpattedyr .....	82
5.9	Sjøfugl .....	84
5.9.1	Generelt om sjøfugl og hekkekolonier .....	84
5.9.2	Viktigheten av Barentshavet utenom hekkesesongen .....	86
5.9.3	Årstidsvariasjoner, status og trender .....	87
5.9.4	Sjøfuglers sårbarhet for olje .....	87
<b>6</b>	<b>Utslipp til luft, tiltak og virkninger .....</b>	<b>90</b>
6.1	Kilder til utslipp og forutsetninger lagt til grunn for utslippsberegninger .....	90
6.1.1	Kilder til utslipp.....	90
6.1.2	Basis forutsetninger for utslippsestimatene .....	91
6.2	Utslipp av CO <sub>2</sub> og tiltak for å øke energieffektiviteten og redusere utslipp .....	91
6.2.1	Utslipp av CO <sub>2</sub> fra kraftgenerering .....	91
6.2.2	Energieffektivisering og andre planlagte tiltak for å redusere utslipp av CO <sub>2</sub> fra kraftgenerering .....	92
6.2.3	Energieffektiviseringstiltak ved boring .....	93
6.2.4	Energieffektiviseringstiltak på mellom- og lang sikt .....	93
6.3	Utslipp til luft av andre komponenter, og tiltak som er vurdert og lagt til grunn .....	94
6.3.1	Utslipp av NO <sub>x</sub> og SO <sub>x</sub> .....	94
6.3.2	Utslipp av CH <sub>4</sub> og nmVOC .....	95
6.3.3	Utslipp av sot - Black Carbon fra faking.....	96
6.4	Utslipp fra Johan Castberg i nasjonal sammenheng og vurdering av virkninger .....	97
6.4.1	Utslipp av klimagasser .....	98
6.4.2	Utslipp av sot - Black Carbon (BC).....	98
6.4.3	Forsuring, eutrofiering og økning av bakkenært ozon.....	98
6.4.4	Innfasing av nye funn og vurdering av virkninger .....	99
<b>7</b>	<b>Bruk av kjemikalier og konsekvenser av regulære utslipp til sjø.....</b>	<b>100</b>
7.1	Kjemikalieklassifisering.....	100
7.2	Bore- og brønnoperasjoner.....	101
7.2.1	Mengde utslipp og vurdering av virkninger .....	101
7.2.2	Realisering av IOR potensial og vurdering av virkninger .....	102
7.3	Bruk av vannbasert hydraulikkvæske med utslipp til sjø og begrunnelse for valg .....	102
7.4	Klargjøring av feltinterne produksjonsrørledninger .....	103
7.4.1	Bruk av kjemikalier for klargjøring og testing av produksjonsrørledninger.....	103
7.4.2	Virkninger .....	103
7.4.3	Tiltak.....	103
7.5	Produsertvann, oljeholdig utslipp fra fortyning av formasjonsvann og produksjonskjemikalier .....	104
7.5.1	Renseanlegg for produsert vann .....	104
7.5.2	Mengde produsert vann og utslippsscenarioer .....	105
7.5.3	Potensialet for redusert injektivitet .....	107
7.5.4	Produksjonskjemikalier i produsert vann .....	107
7.5.5	Virkninger av utslipp.....	108

7.5.6	Avbøtende tiltak .....	111
7.6	Sulfatfjerningsanlegget, miljøegenskaper til biocidet DBNPA og virkninger av utslipp .....	111
7.6.1	Sulfat og oksygenfjerningsanlegget .....	111
7.6.2	DBNPA - miljøegenskaper .....	113
7.6.3	Virkninger av utslipp av DBNPA.....	113
7.6.4	Avbøtende tiltak som har vært vurdert og tiltak som legges til grunn .....	115
7.7	Utslipp av oppvarmet kjølevann, restklor og mulige biprodukter.....	117
7.7.1	Sjøvannsinntak og kjølevannsystem .....	117
7.7.2	Virkninger av utslipp.....	118
7.7.3	Avbøtende tiltak .....	119
7.8	Sanitært avløpsvann og drenasjevann .....	119
7.9	Neddykkede sjøvannspumper .....	119
7.10	Risiko og konsekvens av fremmede arter introdusert med ballastvann .....	119
<b>8</b>	<b>Arealbeslag og påvirkning fra fysiske inngrep.....</b>	<b>121</b>
8.1	Vurdering av konsekvenser på feltet.....	121
8.2	Vurdering av konsekvenser av fiberoptisk kabel.....	122
<b>9</b>	<b>Undervannsstøy .....</b>	<b>123</b>
9.1	Innsamling av seismikk.....	123
9.2	Generelt om støy og effekter på marint liv .....	124
9.2.1	Kilder til støy fra petroleumsvirksomheten.....	124
9.2.2	Fisk.....	125
9.2.3	Marine pattedyr.....	125
9.3	Vurdering av virkninger av undervannsstøy fra boring, skipstrafikk og seismikk på Johan Castberg-feltet .....	126
9.3.1	Seismikk .....	126
9.3.2	Skipstrafikk .....	128
9.3.3	Boring.....	128
9.4	Avbøtende tiltak.....	128
<b>10</b>	<b>Effekter av lys på sjøfugl .....</b>	<b>130</b>
10.1	Mulige virkninger .....	130
10.2	Vurdering av tiltak ved behov .....	130
<b>11</b>	<b>Håndtering av avfall .....</b>	<b>131</b>
11.1	Oljeholdig borekaks/borevæske .....	131
11.2	Oljeholdig sand.....	131
11.3	Annet avfall.....	131
<b>12</b>	<b>Uhellsutslipp, lekkasjedeteksjon og oljevernberedskap.....</b>	<b>132</b>
12.1	Mindre uhellsutslipp.....	132
12.2	Miljørisikoanalyse (MRA) og mulige konsekvenser av et eventuelt større uhellsutslipp av olje .....	132
12.2.1	Generelt om miljørisikoanalyser og definerte ulykkeshendelser på Johan Castberg.....	132
12.2.2	Resultater fra oljedriftmodellering.....	134

12.2.3	Miljørisiko og mulige konsekvenser av et eventuelt større utslipp av olje .....	136
12.2.4	Sjøfugl .....	138
12.2.5	Bjørnøya og iskantsonen .....	141
12.2.6	Fisk.....	142
12.2.7	Marine pattedyr.....	142
12.2.8	Konklusjon.....	142
12.3	Designtiltak, lekkasjedeteksjon og andre forebyggende tiltak.....	143
12.3.1	Designtiltak .....	143
12.3.2	Overvåking av skipstrafikk .....	143
12.3.3	Lekkasjedeteksjon .....	144
12.4	Oljevernberedskap .....	144
12.4.1	Oljevernberedskap – ansvar og operative samarbeidsavtaler .....	144
12.4.2	NOFO systemer og barrierer.....	144
12.4.3	Beredskapsanalyse .....	145
12.4.4	Ytelseskrav og beredskapsbehov .....	145
12.4.5	Videre arbeid .....	146
<b>13</b>	<b>Virkninger for fiskeriene og havbruk.....</b>	<b>147</b>
13.1	Fiskeriaktivitet og havbruk i områder som berøres av planlagt utbygging .....	147
13.1.1	Fiskeri til havs.....	147
13.1.2	Kystfiske med fartøy som ikke omfattes av sporingsplikten .....	150
13.1.3	Havbruk i områder som krysses av en kommunikasjonskabel til Melkøya .....	150
13.1.4	Ressursgrunnlaget for fremtidig fiske .....	150
13.2	Virkninger for havfiske av feltutbygging og drift .....	151
13.2.1	Virkninger av feltinstallasjoner og drift av feltet.....	151
13.2.2	Virkninger av fiberoptisk kabel .....	151
13.2.3	Virkninger av seismikk på feltet.....	152
13.3	Virkninger for kystnære fiskerier og havbruk av fiberoptisk kabel.....	152
13.4	Virkninger av et eventuelt uhellsutslipp.....	153
13.4.1	Generelt om virkninger for fiskeri ved uhellsutslipp av olje .....	153
13.4.2	Stort havbunnsutslipp under boring - rate 10 000 Sm <sup>3</sup> /d med en varighet på 14 dager.....	153
13.4.3	Andre hendelser .....	155
13.5	Sammenstilling av virkninger for fiskeri og havbruk av utbygging og drift av Johan Castberg...156	
<b>14</b>	<b>Konsekvenser for skipstrafikk .....</b>	<b>157</b>
14.1	Skipstrafikk i området og internasjonalt rammeverk .....	157
14.2	Konsekvenser for skipstrafikk .....	158
<b>15</b>	<b>Kulturminner .....</b>	<b>159</b>
15.1	Forekomst av kulturminner .....	159
15.2	Sjøbunnskartlegging, varsling- og involvering av Tromsø Museum.....	159
<b>16</b>	<b>Samfunnsmessige konsekvenser .....</b>	<b>160</b>
16.1	Beregningsgrunnlaget og usikkerhet .....	160

16.2	Samfunnsøkonomisk lønnsomhet .....	161
16.3	Investeringsnivået på norsk sokkel .....	162
16.4	Beregning av verdiskaping og sysselsettingsvirkninger .....	163
16.4.1	Generelt om beregningene .....	163
16.4.2	Utbyggingsfasen .....	164
16.4.3	Driftsfasen .....	165
16.5	Virkninger av landbasert driftstøtte i vertskommunene .....	167
16.6	Tiltak for å styrke positive ringvirkninger lokalt og regionalt .....	167
16.6.1	Tilrettelegging for lokale og regionale leverandører .....	167
16.6.2	Kompetanseoppbygging og utdanning .....	169
<b>17</b>	<b>Oppsummering av konsekvenser, forpliktende tiltak og videre oppfølging .....</b>	<b>170</b>
17.1	Tiltak for å styrke positive ringvirkninger lokalt og regionalt .....	170
17.2	Oppsummering av konsekvenser, avbøtende tiltak og videre studier .....	171
17.3	Miljøovervåking .....	176
<b>18</b>	<b>Referanser .....</b>	<b>177</b>
18.1	Delutredninger til konsekvensutredning for Johan Castberg .....	177
18.2	Statoil referanser .....	177
18.3	Andre referanser .....	177
<b>VEDLEGG A - Fastsatt utredningsprogram .....</b>		<b>179</b>
<b>VEDLEGG B - Alternative kraftløsninger som har vært vurdert .....</b>		<b>180</b>
B1	Grunnlagesestimer i forslag til program for konsekvensutredning .....	180
B2	Vurderte alternativer og behov for importert kraft .....	181
B3	Vurderte teknologier for å forsyne FPSO med elektrisk kraft .....	183
B4	Lokale CO2 utslipp .....	185
B5	Tilleggsinvesteringer for de alternative kraftløsningene .....	187
B6	Tiltakskostnader for vurderte alternativer .....	188
B7	Tredje parts vurderinger av tiltakskostnad .....	190
B8	Eksterne vurderinger av fremtidig CO <sub>2</sub> -kostnad og samfunnsøkonomisk lønnsomhet .....	191
B9	Eksterne vurderinger av globale utslippsreduksjoner basert på kraftmiks .....	192
B10	Begrunnelse for valgt kraftløsning .....	193
<b>VEDLEGG C - Forutsetninger for beregning av utslipp til luft .....</b>		<b>195</b>
<b>VEDLEGG D - Grunnlagsundersøkelser .....</b>		<b>197</b>
D1	Grunnlagsundersøkelser .....	197
D2	Visuelle undersøkelser .....	198
<b>VEDLEGG E - Sjøfugldata .....</b>		<b>200</b>
<b>VEDLEGG F - Produksjonskjemikalier .....</b>		<b>206</b>
<b>VEDLEGG G - Biocid/DBNPA .....</b>		<b>208</b>
G1	Giftighets- og nedbrytningstester .....	208
G2	Utslipp og virkninger ved online behandling .....	209
<b>VEDLEGG H - Fiskeristatistikk 2014-2016 og influensområder til uhellsutslipp av olje .....</b>		<b>211</b>



## Forkortelser og begreper

### A

ALARP	As Low As Reasonable Practible (så lavt som praktisk mulig-risikoreduksjonsprinsipp)
AD	Arbeidsdepartementet (nå ASD)
ASD	Arbeids- og sosialdepartementet

### B

BAsEC	Barents Sea Exploration Collaboration
BAT	Best Available Techniques (Beste tilgjengelige teknikker)
BOV	Beslutning om videreføring

### C

CO <sub>2</sub>	Karbondioksid
CH <sub>4</sub>	Metan

### D

DG	Beslutningspunkt (eng. Decision gate)
----	---------------------------------------

### E

EIF	Environmental Impact Factor
-----	-----------------------------

### F

FPSO	Floating Production, Storage and offloading
------	---

### G

GSm <sup>3</sup>	Giga Standard kubikkmeter
GT	Gas turbine, open-cycle
GTG	Gas Turbine Generator
GW	Gigawatt

### H

HMS	Helse, miljø og sikkerhet
HVDC	High voltage Direct Current (Høyspent likestrøm)
HVAC	High voltage Alternating Current (Høyspent vekselstrøm)

### I

IMO	International marine organisation
IOR	Increased Oil Recovery (økt oljeutvinning)
IPPC	Integratedpollution prevention control

### K

KLD	Klima- og miljødepartementet
KU	Konsekvensutredning
KW	Kilowatt

### L

LC <sub>50</sub>	Lethal concentration. Den konsentrasjonen av et gitt stoff som gir 50% dødelighet i en testgruppe innen en gitt tid.
EC <sub>50</sub>	Effect concentration. Den konsentrasjonen av et gitt stoff som gir 50% effekt i en testgruppe innen en gitt tid.
LRA	Lavradioaktiv avleiring

### M

Mdir	Miljødirektoratet
MEG	Mono-etylen glykol
Mrd	Milliarder
MSm <sup>3</sup>	Million Standard kubikkmeter
MW	Megawatt

### N

NMVOC	Non-Methane Volatile Organic Components (flyktige organiske forbindelser unntatt metan)
NOFO	Norsk oljevernforening for operatørselskaper
NOX	Nitrogenoksider
NFD	Nærings- og fiskeridepartementet
NØA	Nordøst atlantisk

### O

o.e	Oljeekvivalenter
OD	Oljedirektoratet
OED	Olje- og energidepartementet
OSPAR	Oslo and Paris convention for the protection of the marine environment of the North-East Atlantic

### P

PCO	Pipeline Comissioning
PL	Produksjonslisens
PLONOR	Pose Little or No Risk to the Environment (liste over forhåndsgodkjente kjemikalier fra Mdir)
PRM	Permanent Reservoarovervåking
Ptil	Petroleumstilsynet
PUD	Plan for utbygging og drift

### R

ROV	Remote Operated Vehicle
-----	-------------------------

### S

SOx	Svoveloksider
SVO	Særlig verdifulle og sårbare områder

### T

Twh	Terra watt time
-----	-----------------

### V

VOC	Volatile Organic Components
-----	-----------------------------

### W

WHRU	Waste Heat recovery unit
------	--------------------------

## Sammendrag

Johan Castberg-feltet omfattes av produksjonslisensen PL532 i Barentshavet. Lisensens rettighetshavere er Statoil, Eni Norge og Petoro med henholdsvis 50%, 30% og 20% eierandel.

Konsekvensutredningen utgjør del II av Plan for utbygging og drift (PUD), som er planlagt fremmet for myndighetene i løpet av 2017 med påfølgende Stortingsbehandling i vårsesjonen 2018. Konsekvensutredningen redegjør for hvordan utbygging og drift vil påvirke miljø- og samfunnsinteresser. Tiltak som rettighetshaverne har vurdert og besluttet er beskrevet, både avbøtende tiltak for å unngå og redusere negative effekter og tiltak for å styrke positive virkninger. Konsekvensutredningsprosessen er en åpen prosess som skal sikre at aktører som har syn på utbyggingen får tilstrekkelig informasjon om prosjektet og får mulighet til å uttrykke sin mening.

Konsekvensutredningen omfatter utbyggings- og driftsløsningen for feltet inkludert alternativer som har vært vurdert. Utredningsprogrammet for Johan Castberg-feltet som fastsatt av Olje- og energidepartementet 4. april 2017, ligger til grunn for konsekvensutredningen.

### Johan Castberg-feltet og ressurser

Feltet ligger i sørvestre del av Barentshavet omtrent midt mellom kysten av Finnmark og Bjørnøya, 240 km nord-vest fra Hammerfest, og henholdsvis 100 og 150 km nord-vest for Snøhvit- og Goliat-feltene.

Feltet er en fellesbetegnelse for reservoarene Skrugard, Havis og Drivis. Dette er oljereservoarer, med gasskapper på toppen. Påviste oljeresurser er 450-650 millioner fat ( $72-104 \text{ MSm}^3$ ). Tilleggsressursene for Skrugard, Havis og Drivis reservoarene, som kan realiseres med økt oljeutvinningstiltak (IOR tiltak), er estimert til omtrent 150- 200 millioner fat olje ekvivalenter ( $24-32 \text{ MSm}^3$ ). I tillegg er det kapasitet til å fase inn eventuelle nye kommersielt drivbare funn i området.

Feltet har en utstrekning på omtrent  $125 \text{ km}^2$ , og havdypet i området er 360-405 meter.

### Utbyggingsløsning og utvinningsstrategi

Som lagt fram i forslag til program for konsekvensutredning (sendt på høring i september 2016), går rettighetshaverne inn for en havbunnsutbygging og et produksjonsskip (FPSO) med prosessering, lagring og lasting på feltet for utskipping av oljen i tankskip til markedet. Produksjonsskipets energiforsyning er basert på gassturbiner med varmegjenvinning, og er tilrettelagt for eventuell fremtidig elektrifisering av elektriske forbrukere.

Olje i de tre reservoarene vil dreneres med horisontale oljeproducenter. Dreneringsstrategien for å maksimere utvinningsgraden, er basert på trykkvedlikehold ved reinjeksjon av produsert gass og produsert vann, i tillegg til injeksjon av sjøvann hvor sulfat og oksygen er fjernet. Vanngjennombrudd forventes etter 2-3 år, og i denne perioden injiseres kun sjøvann. Det vil bli vurdert å eksportere den reinjiserte gassen (og gassen som ligger som en gasskappe over oljelaget) i sluttfasen av feltets levetid.

Produksjonen er planlagt å starte i løpet av 2022. Feltets forventede levetid er 30 år, med mulighet for forlengelse dersom det blir gjort andre kommersielle funn i området. Installasjon av havbunnsanlegg og boring vil starte i 2019. Boring av brønner vil pågå helårlig i perioden 2019-2024, to år inn i produksjonsperioden. Til sammen planlegges det i første omgang boret 30 brønner for produksjon av olje, og for gass- og vanninjeksjon. Brønnene er fordelt på 10 standard 4-slissers brønnrammer og to enkeltstående satellitter. For å realisere det estimerte IOR-potensialet, vil det kunne bores omtrent 30-40 brønner i tillegg. Disse brønnene vil bores fra ledige brønnsliisser, som sidesteg fra eksisterende og fremtidige brønner og fra fremtidige nye brønnrammer. Det vil installeres en fiberoptisk kabel til land for datakommunikasjon. Det vurderes å installere seismiske lyttekabler på havbunnen over reservoaret (Permanent Reservoir Monitoring, PRM) som alternativ til konvensjonell overflatebasert 4D seismikk.

**Mulig terminal for oljeomlastning på Veidnes**

En alternativ oljeeksportroute ut av Barentshavet som inkluderer en felles oljeomlastningsterminal på Veidnes i Nordkapp kommune, utredes som et separat prosjekt av Statoil, Eni, Lundin og OMW som er operatører av feltene Johan Castberg, Goliat, Alta/Gohta og Wisting. Dersom utbygging av en eventuell uavhengig oljeterminal besluttes av disse lisensene i 2019, vil den kunne stå ferdig til å ta imot oljen fra Johan Castberg i 2022.

**Valg av kraftforsyningsløsning**

Alternative kraftforsyningsløsninger, inkludert kraft fra land (elektrifisering) av produksjonsinnretningen, er vurdert. Det er ingen av de tekniske alternativene for elektrifisering eller grader av elektrifisering som anses å være hensiktsmessig. Denne konklusjonen er uavhengig av utbyggingsløsning, og teknisk løsning for overføring av energi. Avstand fra land, tap av energi ved overføring av kraft, behovet for anlegg og forsterkninger av nettet på land samt utstyr som kreves til havs gir høye investeringer og driftskostnader i forhold til utslippsbesparelser. Tiltakskostnaden for elektrifisering (5% samfunnsøkonomisk diskonteringsrente) er for de vurderte kraftløsningsalternativene beregnet til å være i området 5000-8000 NOK/tonn CO<sub>2</sub>, og er vesentlig høyere enn summen av en særnorsk CO<sub>2</sub> skatt pluss en antatt fremtidig CO<sub>2</sub> kvotekostnad.

**Valg av lokasjon for driftstøtte**

Flere lokasjoner i Nord-Norge for landbasert driftstøtte av feltet (driftsorganisasjon, helikopter- og forsyningsbase) er vurdert ut fra kriterier knyttet til funksjonalitet, kostnadseffektivitet og regionale ringvirkninger. Rettighetshaverne går inn for å lokalisere helikopter- og forsyningsbase i Hammerfest kommune, og driftsorganisasjon i Harstad kommune.

**Positive virkninger for Norge, Nord-Norge og i vertskommunene for driftstøtte**

Totalt investeringskostnader for utbygging av Johan Castberg er per 2016 estimert til 49 mrd-2016 kroner. Driftsutgiftene i et normalår er estimert til 1,15 mrd 2016-kroner. Oppdaterte investeringsanslag vil foreligge ved investeringsbeslutning og vil inngå i PUD.

Utbygging av Johan Castberg-feltet med en FPSO har en høy samfunnsøkonomisk lønnsomhet, og vil generere store inntekter til staten i form av skatter og avgifter både i utbygging og drift. Prosjektet har med de forutsetninger som er lagt til grunn, en positiv samfunnsøkonomisk nåverdi på over 83 mrd 2016-kroner, hvorav 62 mrd tilfaller staten i form av skatter og avgifter.

Utbyggingen vil utgjøre en betydelig del av investeringsnivået på norsk sokkel og vil være svært viktig for å bidra til å opprettholde aktivitetsnivået i olje- og gasssektoren, og dermed bidra positivt til å hindre nedbemanning og tap av kjernekompetanse.

Johan Castberg vil ha behov for store vare- og tjenesteleveranser fra norsk næringsliv, og vil på den måten gi ny verdiskaping og verdifulle sysselsettingseffekter både i berørte norske bedrifter og i det norske samfunn som helhet i mange år framover. Dette gjelder både i utbyggingsfasen og i driftsfasen.

I utbyggingsfasen viser beregningene at rundt 50% av leveransene er forventet å ville gå til norske leverandører og underleverandører. Sysselsettingsvirkningene i utbygging er spesielt store i årene 2019-2020 på over 11 000 årsverk per år. Samlede nasjonale sysselsettingsvirkninger i utbyggingsfasen er estimert til å bli omtrent 47 000 årsverk i perioden 2017-2024.

Spesielt i driftsfasen er de nasjonale- og nordnorske ringvirkningene store. Det meste av verdiskapingen i driftsfasen ventes å komme fra norsk næringsliv (omtrent 80%), hvorav 40% i Nord-Norge. Verdiskapingen i drift er innenfor oljevirkosomhet og transport, fordelt på offshorevirksomheten, Statoils driftsorganisasjon for Johan Castberg, samt helikopter- og forsyningsbaser. I driftsfasen er det estimert at Johan Castberg feltet vil kunne gi en sysselsettingseffekt på 1700 årsverk per år (beregnet ut fra et normalt driftsår). Omtrent en fjerdedel av disse, i overkant av 470 årsverk, vil kunne komme i Nord-Norge.

Driftsorganisasjonen i Harstad ventes å ville gi rundt 40-45 årsverk. Forsyningsbase i Hammerfest er forventet å generere 30–45 årsverk. I tillegg kommer sysselsettingsvirkningene av helikopterbasen, med forventede ytterligere 12–15 årsverk. Totalt er det forventet 42-60 årsverk i Hammerfest.

Det er og vil jobbes med tiltak for å styrke de lokale og regionale ringvirkningene av utbyggingen, spesielt gjennom leverandørutvikling, og gjennom langsiktig og målrettet kompetanseoppbygging.

### **Negative virkninger for samfunn og miljø**

De fleste negative virkninger som kan forutses for miljø- og samfunn er, med de avbøtende tiltak som er lagt til grunn, vurdert å være begrenset både i utbygging og drift.

Produsert vann skal renses i et tre-steps renseanlegg før re-injeksjon. Sjøvann for injeksjon skal behandles i et oksygen- og sulfatfjerningsanlegg. I sulfatfjerningsanlegget benyttes et biocid for å hindre tilgroing av sulfatfjerningsmembranene. Bruk og utslipp av biocidet er redusert til et minimum med tiltak implementert i design og ved operasjonelle prosedyrer.

Gass og vann injiseres som trykkstøtte for å øke feltets ressursutnyttelse, og dermed la minst mulig olje ligge igjen i undergrunnen etter endt produksjonsperiode. Dette krever mye energi. Johan Castberg representerer et middels stort felt ift utslipp av klimagasser. Johan Castberg har også et stort varmebehov blant annet på grunn av lav reservoartemperatur. Hele varmebehovet dekkes av varmegjenvinnings-enhetene på gassturbinene, noe som gjør at energieffektiviteten for Johan Castberg er høy sammenlignet med de fleste andre felt. Valg av løsninger og utstyr for å minimere utslippene til luft er basert på analyser av beste tilgjengelige teknikker (BAT). Det vil også være et kontinuerlig fokus på energioptimalisering og energistyring.

Konsekvenser for fiskeriene vil være begrenset til kortvarige operasjonelle ulemper. Utbygging og drift vil ikke være til hinder for skipstrafikk.

### **Miljørisiko som følge av uhellsutslipp av olje**

Miljørisiko knyttet til uhellsutslipp på feltet er funnet å være innenfor Statoil sine akseptkriterier. Eventuelle uhellsutslipp tilknyttet produksjonsboring og komplettering av brønner, er de hendelsene som vil kunne medføre høyest utslippsvolum. Sannsynlighet for at olje når fastlandet er ca 5-10 % basert på oljedriftsmodellering. Det er større sannsynlighet for at oljen når kysten av Finnmark enn Bjørnøya. Sannsynligheten for stranding ved en hendelse med høy rate og lang varighet (verste hendelse) er maksimalt 23%. Korteste modellerte drivetid til land (Finnmarkskysten) er 20-26 døgn. Korteste drivetid til Bjørnøya er mer enn 90 døgn. Et uhellsutslipp representerer størst miljørisiko for sjøfugl (lomvi og lunde). Miljørisiko for andre dyregrupper og sensitive habitater (inkludert iskanten) er beregnet som lav.

Eventuelle uhellsutslipp er vurdert å ha liten til middels virkning for fiskeri til havs avhengig av uhellsscenario og tid på året. Uhellsutslipp på Johan Castberg ventes ikke å ha direkte virkninger for kystfiske eller havbruk.

For å forebygge uhell og begrense utslipp er ulike tiltak implementert, inkludert lekkasjedeteksjon. I planlegging og dimensjonering av oljevernberedskapen er det tatt høyde for klimatiske forhold, og feltets plassering i et område langt fra land. For å møte responstiden må det være tilgjengelige oljevernressurser (lenser, mekanisk oppsamling, dispergeringsmidler og fjernmålingsutstyr) om bord på et dedikert beredskapsfartøy på feltet.

NOFO (Norsk Oljevernforening for Operatørselskap) står for den operative delen av beredskapen. NOFO har utstyr på depoter langs kysten og egne avtaler med fiskefartøy for å drive kystnær oljevernberedskap. Med dagens forutsetninger er det for dimensjonerende utslippshendelse beregnet et behov for mekanisk oppsamling med 15 fartøy fra NOFO poolen (inkludert beredskapsfartøyet på feltet) til å håndtere et eventuelt utslipp på åpent hav i barriere 1 og 2. Ved kysten, i barriere 3 og 4, er det beregnet et behov for fire fjord- og fire kystsystemer.

# 1 Innledning

## 1.1 Kort om Johan Castberg-feltet og eierforhold

Johan Castberg-feltet er en fellesbetegnelse for reservoarene Skrugard, Havis og Drivis.

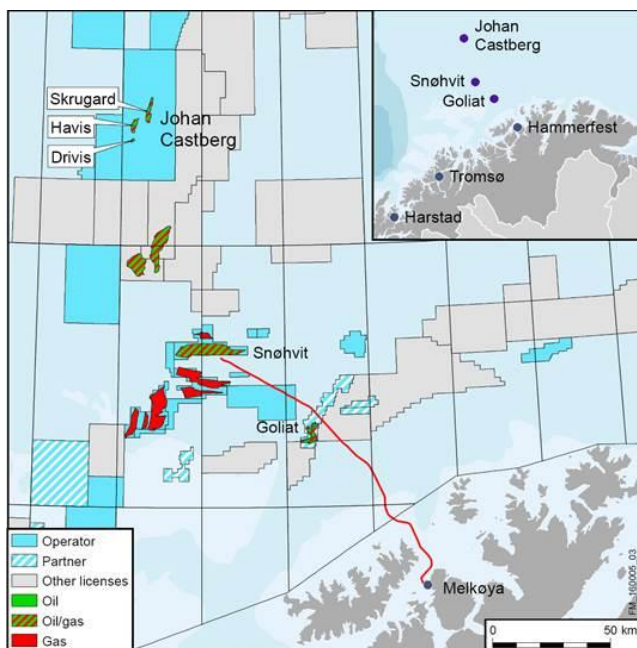
Dette er oljereservoarer med gasskapper på toppen. Økonomisk utvinnbare petroleumreserver i Johan Castberg feltet er beregnet til 450–650 millioner fat olje (72-104 MSm<sup>3</sup>). Dette gjør Johan Castberg til et middelsstort oljefelt på norsk kontinentalsokkel. Flere strukturer i området kan videre vise seg å gi tilleggsreserver.

Johan Castberg feltet er lokalisert i sørvestre del av Barentshavet midt mellom kysten av Finnmark og Bjørnøya, omtrent på 72°N og 20°Ø. Videre ligger feltet 240 km nord-vest fra Hammerfest, og henholdsvis 100 og 150 km nord-vest for Snøhvit- og Goliat-feltene. (jf. Figur 1-1).

Havdypet i området varierer mellom 360 og 405 meter.




Rettighetshaverne i Johan Castberg-feltet (produksjonslisens PL532), og de respektive eierandelene til disse er vist i Tabell 1-1. Statoil er utbyggings- og driftsoperatør.

Figur 1-1 Lokalisering av Johan Castberg feltet



Kilde: Statoil 20.09-2016

Tabell 1-1 Rettighetshavere og eierforhold Produksjonslisens-PL532

Statoil Petroleum AS	Eni Norge AS	Petoro AS
		
50%	30%	20%



## 1.2 Konsekvensutredningsprosessen og forholdet til plan for utbygging og drift

### 1.2.1 Formålet med konsekvensutredningsprosessen

Konsekvensutredningsprosessen, inkludert både forslag til utredningsprogram, selve konsekvensutredningen og den offentlige høringen av disse, skal sikre at forhold knyttet til miljø og samfunn, herunder enkeltindivider, naturmiljø, naturressurser, kulturmiljø, kulturminner, næringer og andre samfunnsøkonomiske forhold av betydning lokalt, regionalt og nasjonalt, blir belyst i planarbeidet på lik linje med tekniske, økonomiske, operasjonelle, sikkerhetsmessige og arbeidsmiljømessige forhold. Dette inkluderer også vurdering av avbøtende tiltak for å unngå eller redusere negative effekter på miljø og samfunn samt muligheter for å forsterke ringvirkningene av en utbygging.

Konsekvensutredningsprosessen er en åpen prosess som skal sikre at aktører som har syn på utbyggingen får tilstrekkelig informasjon om prosjektet og får mulighet til å uttrykke sin mening, bl.a. om eventuelle andre konsekvenser og mulige alternativer enn de utbygger legger til grunn, herunder alternative tiltak for å avbøte negative virkninger og forsterke positive virkninger.

Konsekvensutredningsprosessen er således en integrert del av planprosessen, og skal belyse spørsmål som er relevante både for de interne beslutningsprosessene hos tiltakshaverne og den eksterne godkjenningprosessen hos myndighetene.

### 1.2.2 EUs krav til konsekvensutredning

Kravet til konsekvensutredning er nedfelt i EUs regelverk som Norge har innarbeidet og gjenspeilet i norsk lovverk, slik som i forurensningsloven, plan- og bygningsloven og sektorlovgivningen, deriblant petroleumsloven. EUs rådsdirektiv 97/11/EC «Endringsdirektiv til Rådsdirektiv 85/337/EEC» krever konsekvensutredning for offentlige og private prosjekter som kan ha vesentlige miljø og/eller samfunnsøkonomiske konsekvenser.

### 1.2.3 Lovverkets krav til konsekvensutredning som del av PUD

Før rettighetshaverne til et felt kan bygge ut dette, må en plan for utbygging og drift (PUD) av petroleumsforekomsten godkjennes av myndighetene. PUD reguleres av lov om petroleumsvirksomhet (petroleumsloven) og forskrift til lov om petroleumsvirksomhet (petroleumsforskriften). PUD består av en utbyggingsdel og en konsekvensutredningsdel.

Johan Castberg prosjektet er konsekvensutredningspliktig i henhold til bestemmelsene i petroleumsloven (PL), § 4.2 og skal oppfylle bestemmelsene i Petroleumsforskriften, §§ 22 og 22a. Utredningen skal også oppfylle bestemmelsene om konsekvensutredning i Forurensningslovens § 13.

En konsekvensutredning skal i henhold til disse bestemmelsene baseres på et utredningsprogram. Olje- og energidepartementet (OED) som ansvarlig myndighet bestemmer hva som blir krevd utredet (fastsetter utredningsprogrammet for konsekvensutredningen) basert på en vurdering av uttalelsene fremkommet i den offentlige høringen av forslag til utredningsprogram. For Johan Castberg ble forslag til utredningsprogram for konsekvensutredning sendt på offentlig høring 13. september 2016, og programmet ble fastsatt av OED i brev av 4. april 2017 (jf. Vedlegg A). Forslag til utredningsprogram for konsekvensutredning, innkomne høringsuttalelser og tilsvar til disse, samt brev av 4. april er tilgjengelig på [www.statoil.com/johancastberg](http://www.statoil.com/johancastberg).

Konsekvensutredningen sendes på høring til de samme nasjonale-, regionale- og lokale myndigheter og interesseorganisasjoner som mottok eller uttalte seg til forslag til utredningsprogram. Samtidig kunngjøres

det i Norsk Lysingsblad at konsekvensutredningen er sendt på offentlig høring. Konsekvensutredningen og relevant underlagsdokumentasjon legges i tillegg ut på [www.statoil.com/johancastberg](http://www.statoil.com/johancastberg).

Når den offentlige høringen er avsluttet og rettighetshaver har beskrevet hvordan høringskommentarer er hensyntatt, vil departementet forestå den videre behandling av konsekvensutredningen. Høringen av konsekvensutredningen skal være avsluttet og oppsummert, og rettighetshaver skal ha beskrevet hvordan høringskommentarer er hensyntatt før utbyggingsdelen av PUD (del I) sendes inn til myndighetsbehandling.

Johan Castberg prosjektet vil kreve godkjenning av Stortinget. OED vil basert på PUD (inkludert KU og oppsummering av høringen) utarbeide en anbefaling i form av en Storingsproposisjon som legges fram for andre departementer før den godkjennes av Kongen i Statsråd.

Proposisjonen oppsummerer prosjektet i sin helhet, og inkluderer regjeringens forslag til eventuelle forutsetninger for og vilkår som skal ligge til grunn for godkjenningen. Storingsproposisjonen oversendes Stortinget for videre behandling og vedtak. Etter Storingsbehandling vil OED kunne godkjenne utbyggingen, gjennom et godkjenningbrev som omfatter både oppfyllelse av konsekvensutredningsplikten og godkjenning av PUD.

#### 1.2.4 Forvaltningsplanen for det marine miljø i Barentshavet og havområdene utenfor Lofoten

Meld.St.10 (2010-2011) «Oppdatering av forvaltningsplanen for det marine miljø i Barentshavet og havområdene utenfor Lofoten» (heretter omtalt som forvaltningsplanen) har en helhetlig og økosystembasert tilnærming til forvaltningen av havområdene.

Figur 1-2 Forvaltningsplanområdet /22/



Forvaltningsplanen/22/ gir en oversikt over økosystemene og naturmangfoldet i Barentshavet og Lofoten, og gir en helhetlig vurdering av miljøtilstanden i området og tilnærming til forvaltningen av dette. Johan Castberg-feltet ligger innenfor det området som er omfattet av forvaltningsplanen (jf. Figur 1-2).

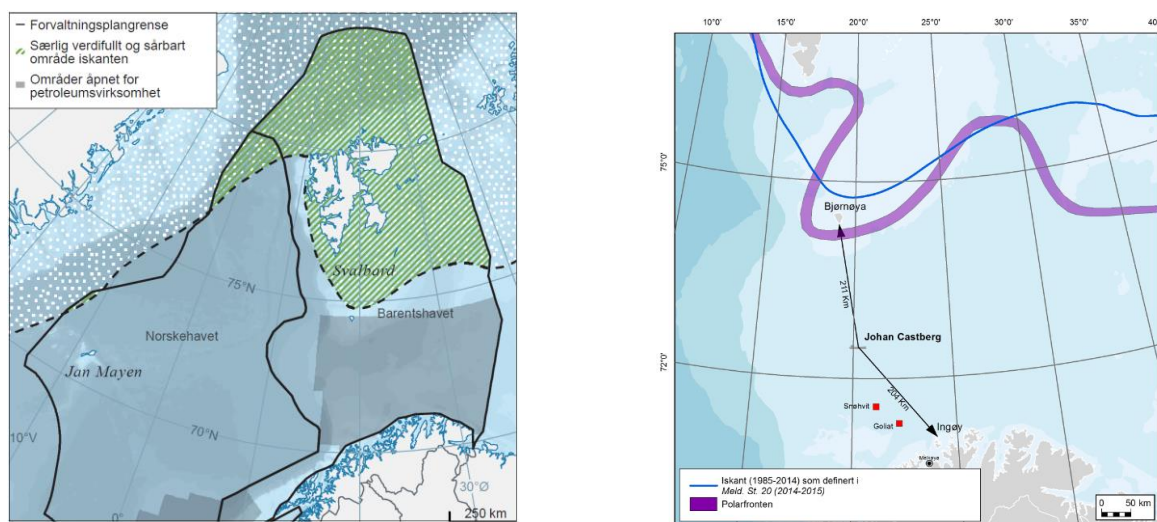
Forvaltningsplanen har således vært et sentralt referansearbeid for denne konsekvensutredningen, og de fagspesifikke utredningene som er gjennomført.

Det vises også til Meld.St.20 (2014-2015) «Oppdatering av forvaltningsplanen for Barentshavet og havområdene utenfor Lofoten med oppdatert beregning av iskanten» /23/.

Meld.St.20 (2014-2015) gir en statistisk definisjon av iskanten basert på gjennomsnittlig sørlig utbredelse i tidsrommet 1984-2015 (jf. Figur 1-3). Iskanten er definert som grensen hvor det forekommer havis i 30% av dagene i april måned, og hvor iskonsentrasjonen er større enn 15%. Iskanten som definert i Meld St. 20 (2014-2015) ligger nord for Bjørnøya. Figuren viser også lokalisering av Johan Castberg i forhold til denne definisjonen.

Meld.St.20 (2014-2015) ble behandlet av Stortinget 18.06.2015. I vedtak 733 vedtok Stortinget å sende meldingen tilbake til regjeringen, og be regjeringen om å igangsette arbeid med ordinær helhetlig revidering av forvaltningsplanen for Barentshavet og havområdene utenfor Lofoten, og komme tilbake til Stortinget med denne.

**Figur 1-3 Iskanten som definert i Meld. St. 20, (2014-2015 (til venstre,). Lokalisering av Johan Castberg-felte (til høyre).**



I 2016 startet regjeringen arbeidet med å oppdatere det faglige grunnlaget for en ny forvaltningsplan som skal foreligge i 2020. Denne vil erstatte gjeldende forvaltningsplan, Meld.St.10 (2010-2011). Delrapportene til det faglige grunnlaget vil bli lagt ut på nett etter hvert som de er ferdige (første rapport ventes våren 2017) og ferdig oppdatert faglig grunnlag skal foreligge ila. 2019.

En mer utførlig beskrivelse av iskanten, hvordan denne varierer og miljøet i iskantsonen er gitt i kapittel 5.4.1 side 59. Særlig verdifulle og sårbare områder som definert i forvaltningsplanen, som eggakanten, Tromsøflaket og den sørligste utstrekning av naturreservatet rundt Bjørnøya, er vist i Figur 5-1 side 60.

### 1.2.5 Andre lover og tillatelser

Utover petroleumsloven og petroleumsforskriften vil en rekke andre lover og forskrifter være gjeldende for Johan Castberg prosjektet. Rammeforskriften, styringsforskriften, innretningsforskriften og aktivitetsforskriften (HMS-forskriftene) er fellesforskrifter for flere myndigheter som er hjemlet i flere ulike lover, bla. forurensningsloven. Arbeidsmiljøforskriftene er innarbeidet i de nevnte forskrifter. Kulturminneloven og naturmangfoldloven er også sentrale lover i KU-arbeidet for prosjekt på norsk sokkel og kystnær infrastruktur.

#### Helse, miljø og sikkerhet

Det vises spesielt til rammeforskriften § 11 andre ledd, og Forurensningsloven § 2 punkt 3 «For å unngå og begrense forurensning og avfallsproblemer skal det tas utgangspunkt i den teknologi som ut fra en samlet vurdering av nåværende og fremtidig bruk av miljøet og av økonomiske forhold, gir de beste resultater».

Operatøren skal velge de tekniske, operasjonelle og organisatoriske løsninger som etter en samlet vurdering gir de beste resultater.

Det vises også til forurensningsforskriftens § 36-8 og prinsipper ift. anvendelse av beste tilgjengelige teknikker (BAT), effektiv energiutnyttelse og at utslipp av prioriterte helse- og miljøfarlige kjemikalier skal reduseres eller opphøre helt så langt det er teknisk og økonomisk mulig.

#### Kulturminneloven

Kulturminneloven definerer kulturminner som alle spor etter menneskelig virksomhet i vårt fysiske miljø, herunder lokaliteter det knytter seg historiske hendelser, tro eller tradisjon til. Kulturminner kan ligge både på land og i sjøområdene. Kulturminneloven beskytter alle typer fartøy og havnelokaliteter med sjøavsatte kulturlag eldre enn 100 år (kulturminneloven §§4 og 14). Det påhviler tiltakshaver en plikt til å avklare forholdet til marine kulturminner som kan bli berørt av tiltaket.

#### Naturmangfoldloven

Naturmangfoldloven skal sikre at naturen med dens biologiske, landskapsmessige og geologiske mangfold og økologiske prosesser tas vare på ved bærekraftig bruk og vern, også slik at den gir grunnlag for menneskenes virksomhet, kultur, helse og trivsel, nå og i fremtiden, også som grunnlag for samisk kultur. Loven gjelder på norsk landterritorium og norsk kontinentalfarvann unntatt Svalbard og Jan Mayen. I tillegg er noen av lovens generelle prinsipper gjort gjeldende på kontinentalsokkelen og i økonomisk sone. Loven har bestemmelser om kunnskapsgrunnlag og bruk av føre-var-prinsippet som grunnlag for beslutninger, og innebærer viktige prinsipper som er relevant for utarbeidelse av konsekvensutredninger. Konsekvensutredningen som skal utarbeides i forbindelse med PUD/PAD ivaretar allerede mange av de prinsipper som er nedfelt i naturmangfoldloven.

#### Tillatelser

For å gjennomføre utbyggingsplanen vil det måtte innhentes ulike tillatelser fra norske myndigheter. Noen av tillatelsene vil måtte innhentes i planfasen, mens andre tillatelser ikke er påkrevd før i utbyggingsfasen. Videre er noen tillatelser kun relevante for nedstengningsfasen. Hvilke tillatelser som må innhentes i de ulike fasene vil bli avklart i den videre prosessen og gjennom behandlingen av konsekvensutredningen for Johan Castberg prosjektet, jf. petroleumsforskriften § 22a pkt c).

Tabell 1-2 Oversikt over noen sentrale søknader/tillatelser i forbindelse med utbygging av Johan Castberg-feltet

Søknad/tillatelse	Lovverk	Ansvarlig myndighet
Plan for utbygging og drift, inkludert konsekvensutredning (PUD)	Petroleumsloven	Olje- og energidepartementet
Tillatelse til produksjon	Petroleumsloven	Olje- og energidepartementet
Samtykke til boring	Petroleumsloven	Petroleumstilsynet
Samtykke til å ta i bruk rørledninger	Petroleumsloven og Styringsforskriften	Petroleumstilsynet
Søknad om opprettelse av sikkerhetssone rundt FPSO	Petroleumsloven Aktivitetsforskriften	Arbeids- og sosialdepartementet m/kopi til Petroleumstilsynet
Samtykke til oppstart av drift av plattform	Petroleumsloven og Styringsforskriften	Petroleumstilsynet
Samtykke til å ta i bruk havbunnsinstallasjon	Petroleumsloven og Styringsforskriften	Petroleumstilsynet
Samtykke til bruk av fiskalt målesystem	Petroleumsloven	Oljedirektoratet
Tillatelse til bruk av frekvens for telekommunikasjon		Post- og teletilsynet
Utslippstillatelse for boring	Forurensingsloven	Miljødirektoratet
Tillatelse til utslipp fra rørledninger i forbindelse med klargjøring før drift	Forurensingsloven	Miljødirektoratet
Søknad om utslippstillatelse for drift	Forurensingsloven	Miljødirektoratet
Søknad om utslippstillatelse for bruk av dispergeringsmidler i tilfelle uforutsette utslipp av olje	Forurensingsloven	Miljødirektoratet
Søknad om CO <sub>2</sub> -kvoter	Klimakvoteloven	Miljødirektoratet
Søknad om utslippstillatelse for radioaktive stoffer gjennom produsert vann	Forurensingsloven	Statens strålevern
Plan for avvikling (inkludert KU)	Petroleumsloven	Olje- og energidepartementet

### 1.3 Statoils styringsprinsipper og overordnede krav til sikkerhet og bærekraft (HMS)

Statoils formål er å omgjøre naturressurser til energi for mennesker og framskritt for samfunnet. Vårt mål er å bruke naturressursene effektivt og å hindre skade på miljøet som leveområder og livsgrunnlag for mennesker, planter, dyr og andre organismer. Vi arbeider aktivt for å minimere utslipp av klimagasser fra våre aktiviteter. Statoils visjon for sikkerhet og sikring er null skader.

Statoil benytter terminologien sikkerhet og bærekraft. Begrepet HMS (Helse, miljø og sikkerhet) er omfattet av denne terminologien.

**Sikkerhet og sikring** omfatter i Statoil styring av sikkerhet, helse og arbeidsmiljø, sikring, beredskap og krisehåndtering. Begrepene sikring og sikkerhet kan beskrives som<sup>1</sup>;

<sup>1</sup> Dette er en forenklet beskrivelse og ikke en uttømmende definisjon



- Sikring av personell, informasjon og anlegg mot utenforstående menneskeskapte trusler (handlinger med ondsinnede hensikter).
- Sikkerhet for personell, anlegg og tredjepart mot ulykker og andre hendelser med fare for liv og helse, og som er forårsaket av naturgitte forhold, egne anlegg og aktiviteter.

**Bærekraft** omfatter en ansvarlig, sosial, miljøvennlig og økonomisk framferd som legger til rette for en robust og levedyktig virksomhet. Vår tilnærming til bærekraft omfatter:

- Ressurseffektivitet og ivaretagelse av biologisk mangfold
- Vern av lokalmiljøet
- Skape lokale muligheter
- Menneskerettigheter
- Åpenhet

Det er viktig for Statoil å ha en åpen dialog med samfunnet om de valg som tas, og å ha en tett oppfølging av våre leverandører for å sikre etterlevelse av våre mål og ambisjoner.

Dette synliggjør at Statoil tar et bredt miljø- og samfunnsansvar, og legger dette til grunn for planlegging, gjennomføring og drift av vår virksomhet uavhengig av hvor vi opererer. Forpliktelsene er integrert i Statoils styringssystem.

Statoil som utbyggings- og driftsoperatør har spesifikke krav til sikkerhet og bærekraft som er innarbeidet i all forretningsvirksomhet i Statoil, og følgelig også i prosjektets styrende dokumenter og i beslutningstakingsprosessene for planlegging, gjennomføring og drift. Det utarbeides blant annet et program for sikkerhet og bærekraft. Programmet omfatter overordnede mål og strategier og definerer spesielle prosjektkrav. Programmet oppdateres i de ulike planfasene av prosjektet, i gjennomføringsfasen og i drift. Det vises også til neste kapittel som beskriver Statoils overordnede styringsprosess, og spesielt hvordan miljø- og samfunnsansvar ivaretas i planfasen.

Statoils virksomhet i utbygging og i drift skal gjennomføres på en måte som forhindrer at ulykker og alvorlige hendelser skjer, samt at negative konsekvenser for mennesker, miljø og samfunn unngås eller begrenses.

Det er i tillegg et mål for Statoil å skape varige verdier og gjennomføre tiltak som ytterligere kan forsterke de positive ringvirkningene av en utbygging.

Alternative tiltak for å unngå, forbygge eller begrense negative konsekvenser for mennesker, miljø og samfunn vurderes systematisk, modnes og følges opp i alle faser av prosjektutviklingen. Tiltakene prioriteres etter et hierarki, hvor det først søkes å unngå eller forebygge negative konsekvenser, f.eks. ved lokalisering/plassering av anlegg, ved substitusjon eller teknisk utforming. Deretter vurderes tiltak for begrensnings av negative virkninger, og til slutt eventuelle tiltak som kompenserer eller erstatter varige tap.

Det er et viktig prinsipp å gjøre helhetlige vurderinger, bruke ALARP-prinsippet (As Low as Reasonable Practicable) for risikoreduksjon og gjennomføre vurderinger av Beste tilgjengelige teknikker (BAT) for vesentlige miljøaspekter. Dette er nedfelt i operatørens interne prosedyrer (se også kapittel 1.2.5 ift. Myndighetenes krav til BAT).

Sikkerhet og bærekraft har også stått sentralt ved valg av alternative løsninger for Johan Castberg. Dette gjelder fra overordnede valg til vurdering og valg av de beste tekniske løsningene etter prinsippene om ALARP og BAT. Overordnede valg:

- utbyggingsløsning (jf. kapittel 3.11),
- kraftforsyningsløsning (jf. vedlegg B),
- lokasjon for landbasert driftstøtte (jf. kapittel 3.8)

## 1.4 Kort beskrivelse av Statoils plan- og beslutningsprosess

Her beskrives kort Statoils overordnede prosess for styring av prosjekter i planfasen, med særlig fokus på integrering av konsekvensutredningsprosessen og hensynet til miljø og samfunn.

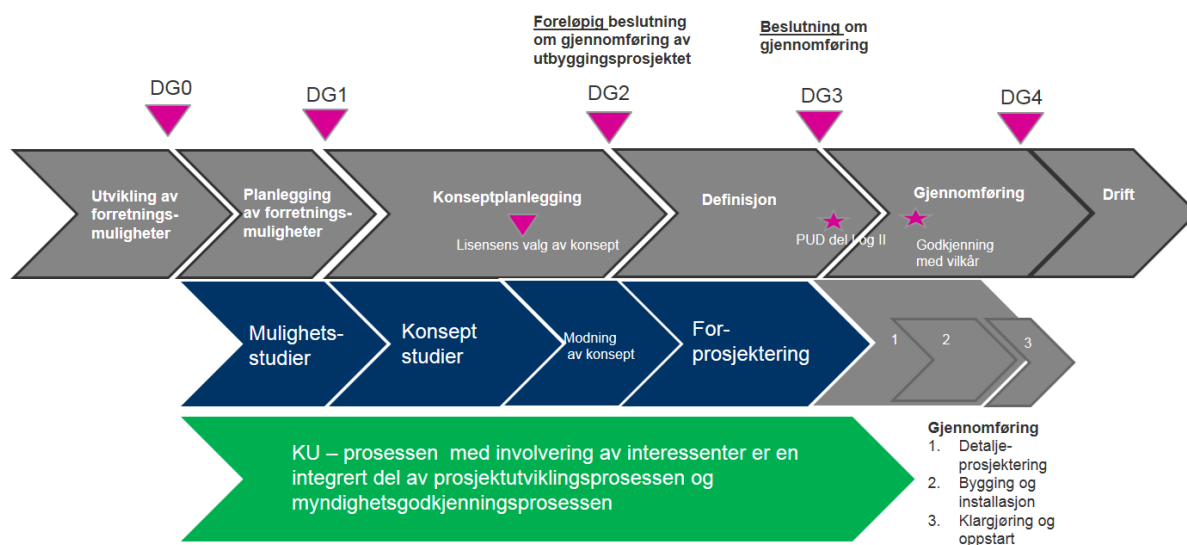
For å sikre en bærekraftig virksomhet, er det viktig å:

- Foreta valg basert på hvordan de påvirker våre interesser, samt interessene til de samfunnene og økosystemene der vi har virksomhet
- Sikre åpenhet rundt alle spørsmål relatert til bærekraft samt involvering av interessenter

Vurdering av risiko, konsekvenser og tiltak for miljø- og samfunn (herunder enkeltindivider) er, på lik linje med tekniske, økonomiske-, operasjonelle- sikkerhetsmessige- og arbeidsmiljømessige forhold, en integrert del av den interne beslutningsprosessen for planlegging av større utbyggingsprosjekter.

KU-prosessen er sentral både som en integrert del av i den interne beslutningsprosessen i lisensen og i Statoil som operatør, og den eksterne godkjenningsprosessen for et utbyggingsprosjekt. Den interne beslutningsprosessen i Statoil er en stegvis prosess hvor prosjektet gradvis modnes fram før det endelig besluttes om utbyggingen skal gjennomføres (jf.Figur 1-4). Planfasene og beslutningspunktene (DG=Decision gate) i Statoils beslutningsprosess er nærmere beskrevet under.

Figur 1-4 Prosjektutvikling og beslutningsprosess i Statoil ift konsekvensutredningsprosessen



### Planlegging av forretningsmuligheter (DG0-DG1)

I denne fasen mellom beslutningspunktene DG0 og DG1, gjennomføres det mulighetsstudier for å komme frem til om det er forretningsgrunnlag for et prosjekt, og om prosjektet kan være gjennomførbart med gjeldende interne og eksterne rammebetingelser og forventninger. DG1 er en beslutning om godkjenning til å starte konseptutvikling (utredning av alternative utbyggingsløsninger). Dette kalles "beslutning om konkretisering" (BOK) i veileder til PUD/PAD.

Tidlig innsendelse av forslag til utredningsprogram og konsekvensutredning er en forutsetning for en hensiktsmessig og effektiv myndighetsbehandling av den samlede utbyggingsplanen (PUD og eventuelt PAD). I denne og senere prosjektfaser vil en i dialog med myndighetene sikre at det etterfølgende arbeidet kan legges opp på en best mulig måte.

Rettighetshaverne har gjennom hele planfasen også kontakt med andre myndigheter og andre interessenter etter behov for å avklare forventninger og eventuelle bekymringer knyttet til de alternative utbyggingsløsningene og en eventuell utbygging.

### **Konseptplanlegging (DG1-DG2)**

I denne fasen gjennomføres konseptstudier hvor alternative utbyggingsløsninger, lokasjoner og delløsninger konkretiseres og vurderes for å komme fram til utbyggingsløsningen (e) som rettighetshaverne ut fra en helhetsvurdering ønsker å gå videre med. Utbyggingsløsningen og de delløsninger som legges til grunn modnes deretter ytterligere, før det besluttes ved DG2 om prosjektet kan gå videre. DG2 er i Statoil en «foreløpig beslutning om gjennomføring» og kalles "beslutning om videreføring" (BOV) i veileder til PUD/PAD.

Virkinger for miljø og samfunn av alternative utbyggingsløsninger, lokasjoner og delløsninger samt foreløpige avbøtende tiltak, eller tiltak for å forsterke ringvirkninger, vurderes i denne fasen på lik linje med andre forhold. Myndigheter og andre interessenter involveres etter behov.

Vurderingene danner grunnlaget for «Forslag til utredningsprogram for konsekvensutredning», som kort beskriver de utbyggingsløsningene og delløsningene som har vært vurdert, og begrunner valg av den utbyggingsløsning og delløsninger som ønskes lagt til grunn for videre arbeid. Forslag til utredningsprogram gir også forslag til videre utredningsaktiviteter for disse løsningene, og eventuelle alternativer som skal utredes nærmere. Forslag til utredningsprogram sendes på offentlig høring i denne perioden etter nærmere avtale med OED.

### **Definisjon (DG2-DG3)**

I denne fasen, som omfatter bl.a. forprosjektering, videreutvikles grunnlaget for den utbyggingsløsningen som vil legges til grunn for PUD, og eventuelt PAD der dette er aktuelt. På grunnlag av det fastsatte utredningsprogrammet vil operatøren utarbeide konsekvensutredningen, inklusive aktuelle forpliktende forebyggende og/eller avbøtende tiltak, samt eventuelle forpliktende tiltak for å forsterke ringvirkninger. Utredningsarbeidet er en integrert prosess med det øvrige prosjektarbeidet hvor vurdering av konsekvenser kan påvirke utforming av prosjektet og vis-à-versa. Myndigheter og andre interessenter involveres etter behov, og KU sendes på offentlig høring.

Først ved DG3 tas den endelige beslutning om prosjektet skal gjennomføres og PUD (inkluderte KU med behandlede høringskommentarer) sendes inn for godkjenning. Dette kalles "Beslutning om Gjennomføring" (BOG) i Statoil og i veileder til PUD/PAD.

### **Gjennomføring (DG3-DG4)**

Forutsetninger og vilkår som ligger til grunn for den godkjente planen følges deretter opp under gjennomføringen og i drift. Under gjennomføringen detaljprosjekteres anlegg, og installasjonsarbeidet planlegges i detaljer. Anlegg og moduler bygges og integreres, og anlegg og utstyr transporteres til feltet, installeres, klargjøres og testes for drift.

### **Drift (DG4 →)**

Samfunn og miljø, og forpliktelser i forbindelse med dette, følges deretter opp i drift som del av Statoils styringssystem som er basert på et kontinuerlig forbedringsarbeid i samsvar med systematikk i ISO 14001 (planlegg-gjennomfør-kontroller og implementer korrigerende tiltak).

## 1.5 Hovedplan for utbyggingen og konsekvensutredningsprosessen

Tidsplan for konsekvensutredningsprosessen for Johan Castberg er basert på prosjektets hovedplan og erfaringer fra tidligere utbygginger, samt dialog med Olje- og energidepartementet. Planen er basert på beslutning om gjennomføring (DG3) i løpet av 2017, stortingsbehandling i vårsesjonen i 2018 og produksjonsstart av feltet i løpet av 2022 (jf. Tabell 1-3).

**Tabell 1-3 Milepæler i prosjektplanen (grått) og konsekvensutredningsprosessen og myndighetsgodkjenning(hvitt)**

Offentlig høring av forslag til utredningsprogram	September - November 2016
DG2- Foreløpig beslutning om gjennomføring (Beslutning om videreføring, BOV i PUD/PAD veileder)	Desember 2016
Utredningsprogram fastsettes av OED	04. april 2017
Offentlig høring av konsekvensutredningen	30 juni -25 september 2017
DG-3- Beslutning om gjennomføring/ PUD sendes til myndighetene	I løpet av 2017
Stortingsbehandling og godkjenning av PUD	Vårsesjon 2018
Marine operasjoner (installasjon av havbunnsinstallasjoner, legging av fiberoptisk kabel, sammenkobling med FPSO og klargjøring for drift	2&3 kv. i perioden 2019 – 2022
Boreoperasjoner (helårlig)	2019 - 2024
Bygging av skrog med boligkvarter, dreieskive, moduler, FPSO integrering samt oppkobling mot havbunnsanlegget og ferdigstillelse før produksjonsoppstart.	2018-2022
Produksjonsoppstart	I løpet av 2022

## 1.6 Videre organisering av dokumentet

I kapittel 2 beskrives feltet og dets ressurser mer i detaljer. Kapittel 3 beskriver utbyggingsløsningen og de landbaserte funksjonene. Kapittel 3 identifiserer også HMS-tiltak. Videre beskrives alternative løsninger som har vært vurdert, men som rettighetshaverne ikke går inn for å videreføre, dvs alternative utbyggingsløsninger og lokaliteter som har vært vurdert for landbaserte driftstøttefunksjoner. Alternative kraftløsninger er omtalt i Vedlegg B. Til slutt omtales fellesprosjektet som ser på muligheten for å etablere en terminal på Veidnes for mottak og omlasting av olje fra flere felt og operatører i Barentshavet.

Kapittel 4 oppsummerer høringsuttalelser til forslag til utredningsprogram, og hvordan disse er ivarettatt i konsekvensutredningen. Kapittel 5 gir en oversikt over naturmiljøet i influensområdet, mens - nærings- og samfunnsmessige forhold som fiskeri og skipsfart, er omtalt i kapitlene 13 og 14. Kulturminner og håndtering av eventuelle funn er beskrevet i kapittel 15.

Konsekvenser av utbygging og drift av Johan Castberg fremkommer i kapitlene 6-16. Tiltak for å unngå- og redusere negative virkninger, samt fremme prosjektets ringvirkninger er også nærmere omtalt i disse kapitlene. Kapittel 17 summerer opp de forpliktelser og forutsetninger som er lagt til grunn i PUD for å sikre et bærekraftig prosjekt. Disse vil bli fulgt opp i videre prosjektering, i utbygging og drift. Foreslått oppfølging og overvåking for å etterprøve virkninger av utbygging og drift av feltet, samt for å kunne iverksette eventuell korrektive tiltak er også kort beskrevet i kapittel 17

## 2 Johan Castberg-feltet

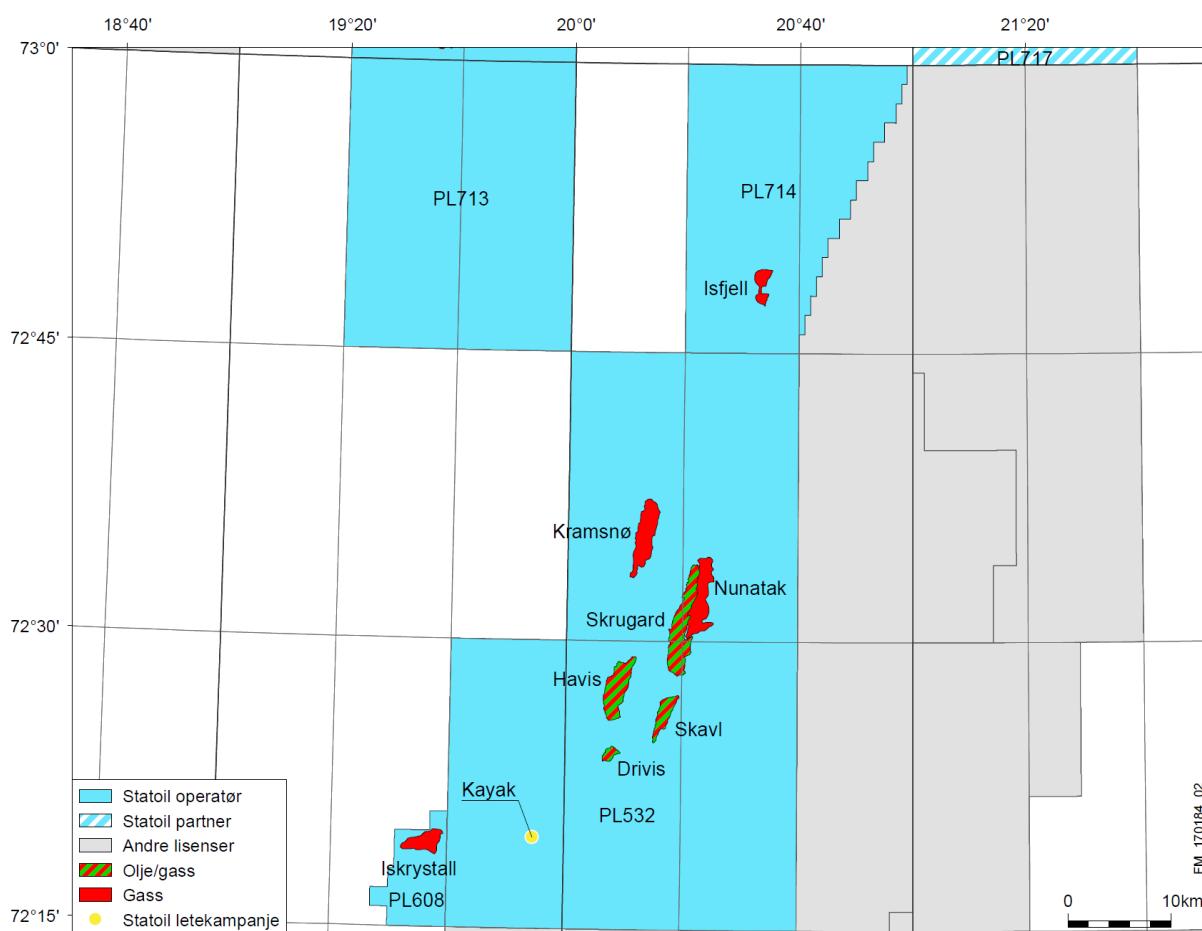
Dette kapittelet gir en oversikt over Johan Castberg-feltet og de petroleumsressurser som gir grunnlag for utbyggingen. Andre funn og prospekter i lisensen og i området er også omtalt.

### 2.1 Lisenshistorikk

PL532 ble tildelt i mai 2009 som en del av den 20. konsesjonsrunden. PL532 omfatter blokkene 7219/9, 7220/4,5,7 og 8.

I april 2011 påviste rettighetshaverne i produksjonslisensen olje i Skrugard-strukturen. I januar 2012 ble det påvist olje i den nærliggende Havis-strukturen i den samme lisensen. I april 2012 bekreftet en avgrensingsbrønn antatt oljepotensiale i Skrugard-strukturen. I april 2014 ble det påvist olje i Drivis reservoaret.

Figur 2-1 Gjennomførte leteboringer i PL532, PL608 og PL714 i 2014/2015, samt funnet Skavl og prospektet Kayak



Kilde: Statoil (April 2017)

I perioden 2013 til 2014 ble det gjennomført flere leteboringer i nærområdet rundt Johan Castberg-feltet; Nunatak, Kramsnø, Skavl, Iskrystall, Drivis og Isfjell (jf. Figur 2-1). Alle disse ligger i PL532 unntatt Iskrystall som ligger i PL 608 og isfjell som ligger i PL 714. PL 608 og PL 714 har samme eierstruktur som PL532 (jf. Tabell 1-1). Det ble påvist hydrokarboner i alle letebrønnene, men så langt er det kun Drivis i tillegg til Skrugard og Havis som er funnet å ha kommersielt utvinnbare hydrokarboner. Videre leteaktivitet og prospekter i PL532 og PL608 vurderes kontinuerlig (jf. kapittel 2.2.2).

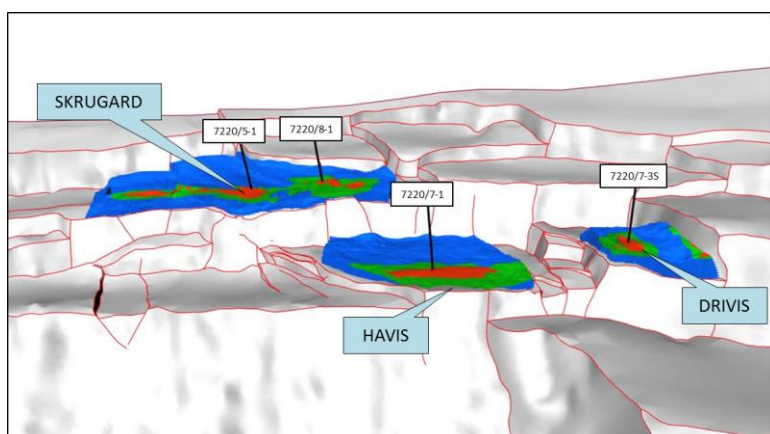


## 2.2 Petroleumsressurser og prospekter i lisensen og i området rundt

### 2.2.1 Skrugard-, Havis- og Drivis-reservoarene

Økonomisk utvinnbare petroleumsreserver i Johan Castberg feltet er beregnet til 450–650 millioner fat olje (72-104 MSm<sup>3</sup>). Reservoarene inneholder også mulig utvinnbare ressurser som kan realiseres med IOR-tiltak og ved fremtidig produksjon og eksport av gass. Tilleggsressursene for Skrugard, Havis og Drivis reservoarene er estimert til omtrent 150- 200 millioner fat olje ekvivalenter (24-32 MSm<sup>3</sup>). Figur 2-3 viser estimert oljeproduksjon for Skrugard, Havis og Drivis..

Figur 2-2 Skrugard-, Havis- og Drivis reservoarene. Olje i grønt og gasskappe i rødt.



Kilde: Statoil

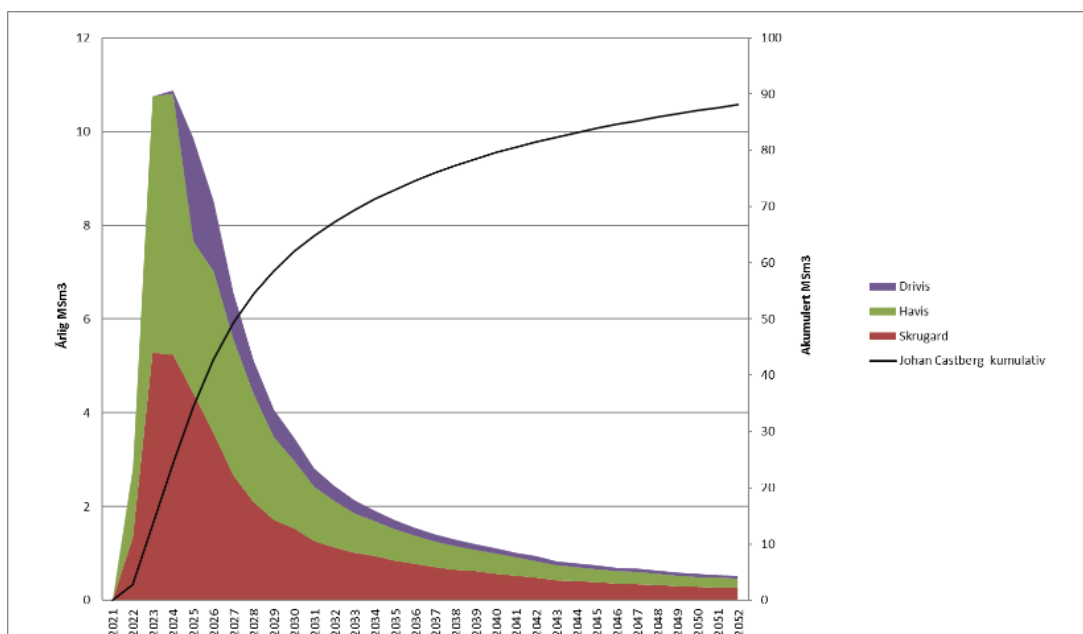
Oljereservoarene Skrugard, Havis og Drivis er av Jura alder.

Produksjonsegenskapene i alle tre reservoarene er meget gode.

De gode produksjonsegenskapene til reservoarene byr på utfordringer knyttet til gjennombrudd av vann og gass, noe som medfører høy vannproduksjon og gassproduksjon.

Reservoarene ligger relativt grunt slik at temperaturen er lav.

Figur 2-3 Estimater for oljeproduksjon for Johan Castberg-feltet (Havis, Skrugard og Drivis)



Kilde: Statoil mai 2017

## 2.2.2 Andre funn og prospekter i PL532 og PL608

Det gjenværende letepotensialet i Johan Castberg lisensen ble betydelig nedjustert i etterkant av letekampanjen i 2013/14. I Skavl strukturen (PL532) som er lokalisert omtrent 5 km sør for planlagt FPSO lokasjon (jf. Figur 2-4), ble det påvist olje og gass i desember 2013. Volumene er estimert til 2-5 MSm<sup>3</sup> oljeekvivalenter. Skavl funnet er per i dag ikke funnet lønnsomt.

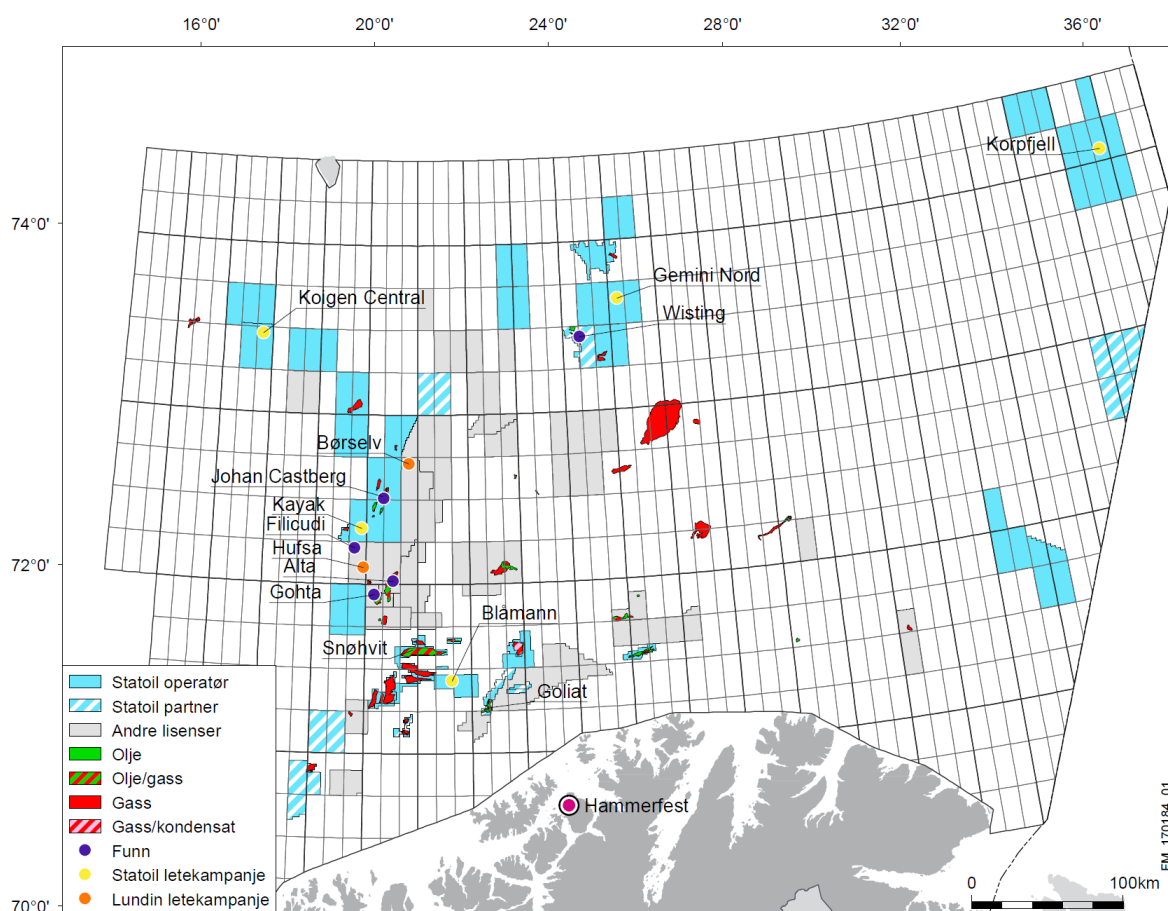
Videre leteaktivitet i lisensene PL532 og PL608 vurderes kontinuerlig. Per i dag er en rekke prospekter modnet frem, som; Kayak, Skruis, Isflak, Råk South, Polynya, Skrugard North Tubåen, Iskrem, Skrugard Snadd, Borealis, Sastrugi Main, Sørpe, Skred, Snøfonn, Havis North, Drivis Tubåen, Snøflak, Snøkrystall, Husky, Skavl South, Havis Snadd, Sinaaq, Drivis Snadd, Polaris, Isnål og Tåkehavet.

Flere av prospektene vil være aktuelle for leteboring på sikt. Kayak prospektet er det første av disse, der det planlegges for leteboring allerede sommeren 2017.

Foreliggende volumestimater for prospektmulighetene i Johan Castberg lisensen og Skavl funnet er av en størrelsesorden som forventes å bli produsert innenfor planlagte prosesseringskapasiteter som omfattes av PUD for Johan Castberg, inkludert foreliggende konsekvensutredning (Volumestimater for prospekter er gitt i kapittel 3.2)

## 2.2.3 Andre funn og prospekter i området

Figur 2-4 Johan Castberg og områdene rundt



Kilde: Statoil mai 2017

Gotha funnet ble påvist i september 2013. Funnet er lokalisert i PL492 og ligger omtrent 60 km sør for Johan Castberg feltcenter. Operatøren Lundin anslo i 2013 de utvinnbare volumer til 10-23 MSm<sup>3</sup> olje og 8-15 GSm<sup>3</sup> gass. Utvinnbare volumer er forventet redusert i løpet av året som funksjon av resultatene i en nylig avgrensingsbrønn.

Alta funnet ble påvist i oktober 2014. Funnet er lokalisert i PL609/PL609B og ligger omtrent 50 km sør for Johan Castberg feltcenter. Operatøren Lundin anslo i 2014 de utvinnbare volumer til 14-50 MSm<sup>3</sup> olje og 5-17 GSm<sup>3</sup> gass. Det planlegges for videre avgrensing av Alta funnet så vel som nye leteboringer i området; Børselv (PL609) og Hufsa (PL533).

Filicudi funnet ble påvist i februar 2017. Funnet er lokalisert i PL533 og ligger rundt 35 km sørvest for Johan Castberg feltcenter. Operatøren Lundin har anslått utvinnbare volumer til 5.5-16 MSm<sup>3</sup> oljeekvivalenter.

Wisting funnet ble påvist i september 2013. Funnet er lokalisert i PL537 og ligger omtrent 170 km nordvest for Johan Castberg feltcenter. Operatøren OMV har anslått utvinnbare volum i Wisting-området til 32-80 MSm<sup>3</sup> olje ekvivalenter.

Goliat, Alta-, Gotha- og Wisting lisensene deltar i fellesprosjektet vedrørende en omlastingsterminal for olje på Veidnes (jf. kapittel 3.12 side 55).

Statoil planlegger som operatør for en rekke lisenser en større letekampanje i Barentshavet med start i andre kvartal 2017: Blåmann (PL849), Kayak (PL532), Koigen Central (PL718), Korpjell (PL859) og Gemini Nord (PL855).

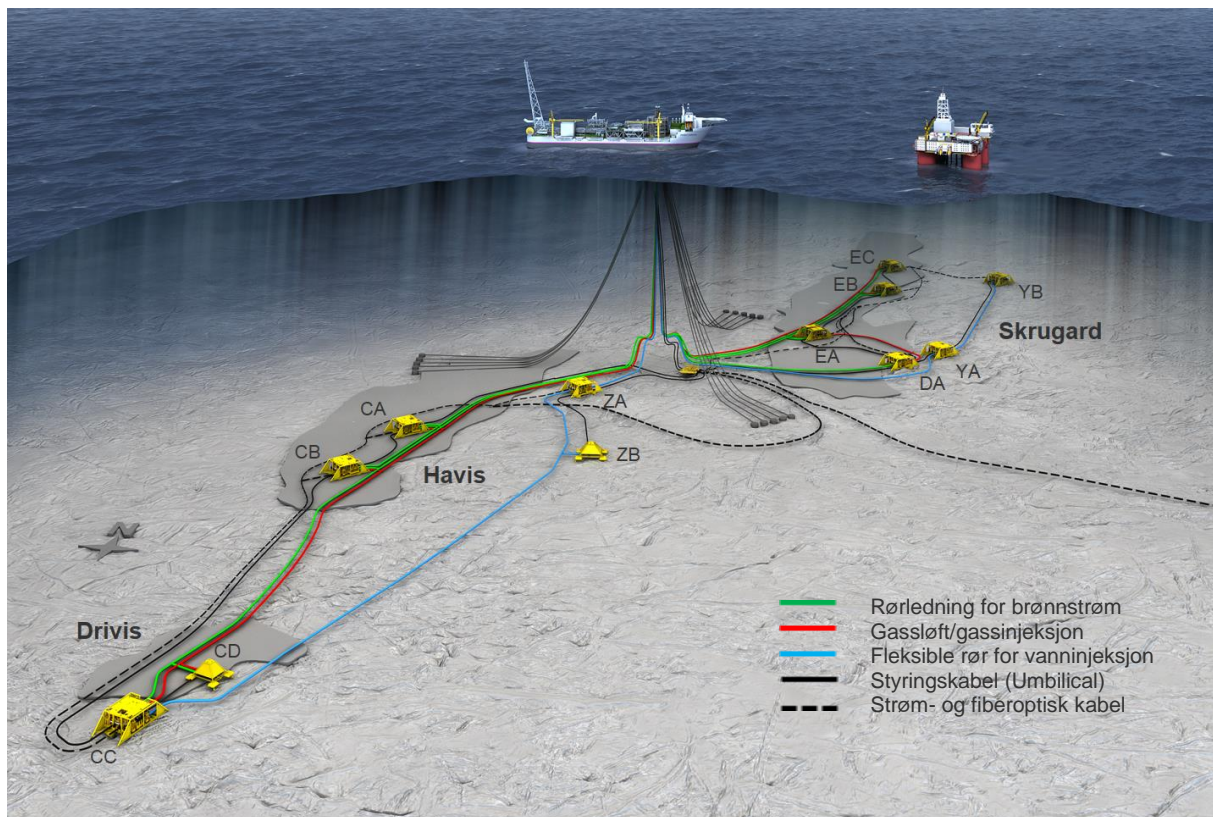
### 3 Beskrivelse av utbyggingsløsningen og alternativer som har vært vurdert

Dette kapitlet gir først en oversikt over utbyggingsløsningen som rettighetshaverne går inn for. Deretter beskrives utbyggingsløsningen i nærmere detaljer. Til slutt beskrives andre utbyggingsløsninger, og lokasjoner for landbasert driftsstøtte som har vært vurdert. Kapitlet gir grunnlag for vurdering av risiko og konsekvenser for enkeltindivider, miljø og samfunn.

#### 3.1 Oversikt over utbyggingsløsningen

Rettighetshaverne legger til grunn en havbunnsutbygging tilknyttet et produksjonsskip (FPSO) for prosessering, lagring og lastning på feltet for transport av olje i skytteltankere til markedet. Produksjonsskipets energiforsyning er basert på gassturbiner med varmegjenvinning.

Figur 3-1 Skisse av utbyggingsløsning for Johan Castberg



Kilde Statoil 2017. Skissen viser havbunnsutbygging, produksjon- og lagerskip (FPSO) og boreriggen Songa Enabler

Produksjon fra feltet er planlagt å starte i 2022. Feltets forventede levetid er 30 år, med mulighet for forlengelse dersom det blir gjort nye funn i området. Installasjon av havbunnsanlegg og boring vil starte i 2019. Boring av brønner vil pågå helårlig i perioden 2019-2024, to år inn i produksjonsperioden.

Til sammen planlegges det i første omgang å bore 30 undervannskompletterte brønner for produksjon av olje, og for gass- og vanninjeksjon. Brønnene er fordelt på 10 standard 4-slissers bunnrammer og to enkeltstående satellitter.

Havbunnsinstallasjonene, og rør og kabler fra og til disse, knyttes opp med stigerør til produksjonsskipet. Skipet vil ligge fast forankret ute på feltet.

Utbyggingsløsningen inkluderer også en datakommunikasjonskabel (fiberoptisk kabel) fra feltet til land. En alternativ trasé for den fiberoptiske kontrollkabelen er under vurdering. Denne vil i så fall gå fra feltet til havbunnsinstallasjonene på Snøhvit, der den kobles videre til eksisterende kabel til Melkøya.

Det vurderes å installere seismiske lyttekabler på havbunnen over reservoaret (Permanent Reservoir Monitoring, PRM).

### 3.2 Utvinningsstrategi, produksjonsplaner og IOR

Strategien for å maksimere utvinningsgraden er basert på trykkvedlikehold ved re-injeksjon av produsert gass og produsert vann, i tillegg til injeksjon av behandlet sjøvann der sulfat og oksygen er fjernet fra vannet. Sulfatfjerningsanlegget er nærmere omtalt i kapittel 7.6 side 104. Valg av utvinningsstrategi er basert på reservoarmodellering, simuleringsstudier inkludert risikoanalyse og potensialet for videre økning av oljeproduksjonen fra feltet (IOR-Improved Oil Recovery).

Johan Castberg planlegges med full reinjeksjon av produsert vann i reservoaret, noe som kan ha en negativ effekt på injektiviteten i brønnene. Den valgte injeksjonsstrategien inkluderer derfor tiltak for å kunne opprettholde god injektivitet gjennom feltets levetid. Rensing av vannet bidrar til å redusere risikoen for tiltetting i reservoaret. Kjølning i nærbrønnsområdet bidrar til å sikre en ønsket oppsprekking lokalt rundt brønnen som vil bidra til økt injektivitet. Vanngjennombrudd forventes etter 2-3 år, dvs at det vil være en periode hvor det kun injiseres sjøvann.

På grunn av relativt lavt trykk i reservoaret vil det i perioder være behov for kunstig løft i noen av produsentene ved at gass injiseres i brønnstrømmen for å øke oljeraten (nedihulls gassløft).

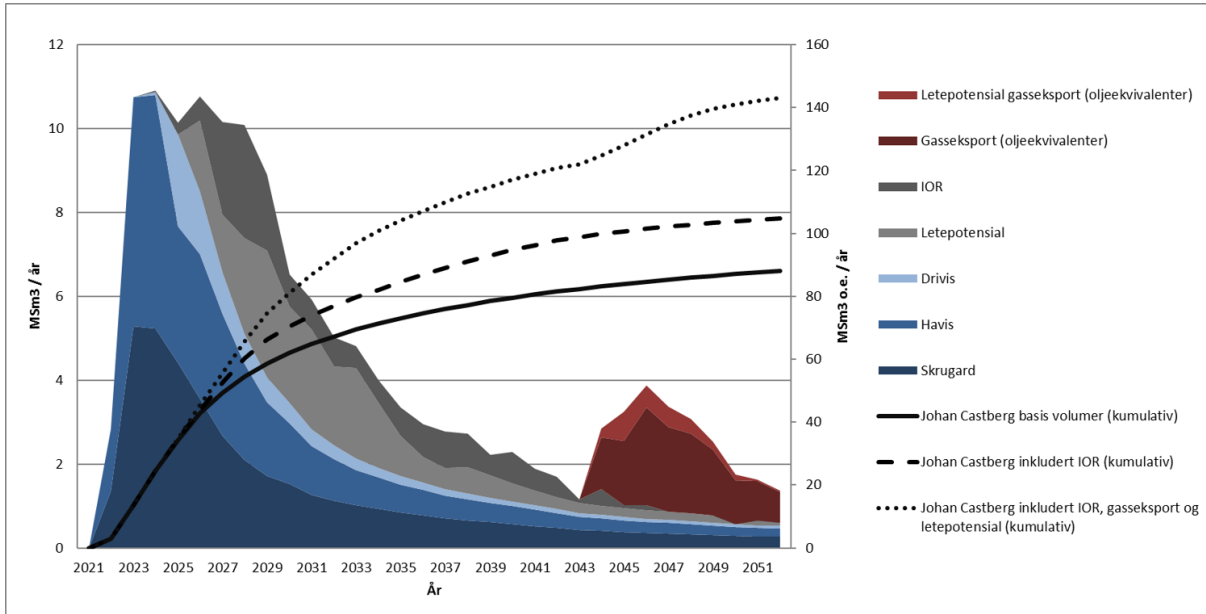
Boreplanen omfatter 18 horisontale produsenter, 8 vanninjektorer og 4 gassinjektorer. Det er identifisert et IOR potensiale for feltet, hovedsakelig relatert til boring av nye brønner. Basert på reservoarevalueringer forventes det å bli boret ytterligere 30-40 brønner for å realisere det estimerte potensialet. Disse brønnene vil bores fra ledige brønnsliiser (jf Figur 3-5 side 32), som sidesteg fra eksisterende og fremtidige brønner eller fremtidige nye bunnrammer.

Gassressursene inngår også i IOR potensialet. Gassen kan produseres og eksporteres mot slutten av feltets levetid dersom dette blir kommersielt gjennomførbart. Figur 3-2 viser produksjonsprofiler for olje og gass inkludert IOR potensialet og innfasing av potensielt nye funn. Figur 3-3 viser tilsvarende estimerte injeksjonsprofiler. Ved utarbeidelse av produksjons- og injeksjonsprofiler er det lagt inn en forventning om at de reelle prosesserings-kapasitetene vil være noe høyere enn spesifisert i design basis.

Det vurderes å installere seismiske lyttekabler på havbunnen over reservoarene for permanent reservoar monitorering (PRM). Formålet med disse kablene er å kartlegge fluidenes (olje, gass og vann) bevegelser i reservoarene over tid ved å samle inn seismiske data gjentatte ganger i produksjonsfasen. Dataene kan til en viss grad brukes til å øke basis volumene ved produksjonsoptimalisering og injeksjonsstyring, men hovedbegrunnelsen for eventuelt å installere PRM er å øke IOR-volumet ved kartlegging av udrenerte områder og ved optimal plassering av nye brønner. PRM er nærmere beskrevet i kapittel 3.4.4)

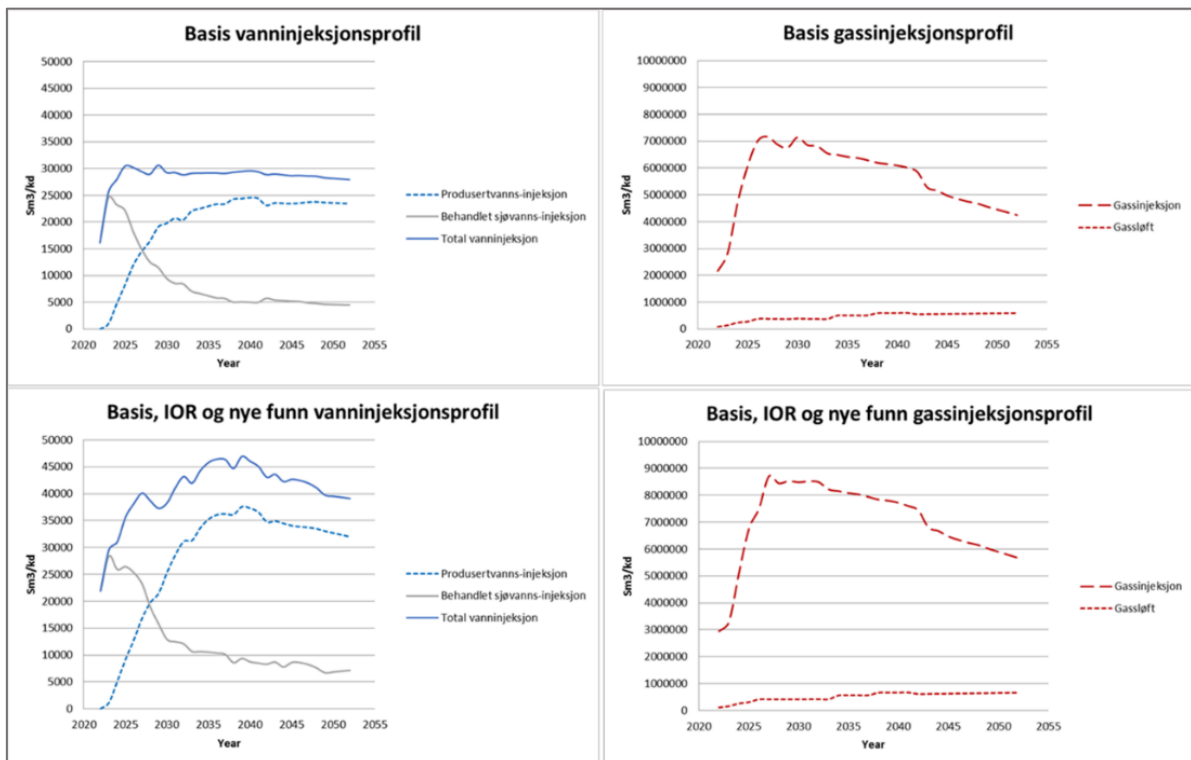


Figur 3-2... Estimater for olje og gass produksjon fra Johan Castberg-feltet, inkludert IOR og eventuell innfasing av fremtidige drivverdige funn. Mulig gass eksport.



Kilde: Statoil. Estimater per mai 2017

Figur 3-3 Estimater for produsertvann-, gass- og sjøvannsinjeksjons profiler for Johan Castberg med og uten innfasing av nye funn



Kilde: Statoil. Estimater per mai 2017



### 3.3 Boring og brønnaktiviteter

I dette kapittelet beskrives de planlagte boreoperasjonene, håndtering av borevæske, borekaks, samt opprensning og testing av brønner. Konsekvenser for miljø av boreoperasjonene er beskrevet i andre kapitler som spesifisert i kapittel 3.3.4 .

#### 3.3.1 Borerigg og boreplaner

Boring og komplettering av undervannsbrønner vil bli gjort fra en flytende, hovedsakelig dynamisk posisjonert, borerigg. Boring og komplettering av brønner planlegges gjennomført i perioden 2019-2024. Ved oppstart av boreoperasjonen planlegges det å bruke Songa Enabler som er en CAT D rigg, spesielt bygd for boring i arktiske farvann.

Det vil bli boret 18 horisontale produksjonsbrønner, 9 av disse er flergrens-brønner I tillegg vil det bores 8 vanninjeksjons- og 4 gassinjeksjonsbrønner, slik at samlet antall brønner blir 30 (jf. Tabell 3-1). Brønnene bores gjennom 10 brønnrammer på havbunnen. Hver av brønnrammene har fire brønnsliiser. I tillegg kommer to satellittbrønner, én for vanninjeksjon og én for gassinjeksjon. Brønnplasseringen er vist i Figur 3-5 i kapittel 3.4.1 side 31. Ledige brønnsliiser er markert med hvitt. Flere brønner, anslagsvis 30-40 brønner, forventes å bli boret utover i produksjonsperioden fra ledige brønnsliiser, som sidesteg fra brønner og fra nye brønnrammer.

Figur 3-4 Songa Enabler som skal bore helårlig på Johan Castberg feltet



Foto: Statoil

Tabell 3-1 Planlagte brønner på Johan Castberg feltet

Type brønn	Skrugard	Havis	Drivis	Totalt
Produksjon	10	6	2	18
Vanninjeksjon	4	3	1	8
Gass injeksjon	2	1	1	4
<b>TOTALT</b>	<b>16</b>	<b>10</b>	<b>4</b>	<b>30</b>

For å sikre produksjon fra første dag, vil 13 brønner (hvorav 8 produsenter) ferdigstilles før produksjonen starter i 2022. De resterende 17 brønnene (hvorav 10 produsenter) vil bores de to første årene av produksjonsperioden.

Gjennomsnittlig boretid for brønnene vil være i overkant av 50 dager. Det etableres en sikkerhetssone på 500 meter rundt brønnen når den bores. Totalt antall døgn med boreoperasjoner er beregnet til omlag 1600 dager.

Den totale lengden av en brønn, og hvordan denne bores er avhengig av hvilket reservoar det bores i. En typisk oljeprodusent brønn har en total lengde på rundt 3500 meter (de bores først til omtrentlig 1500 meter under havbunnen og deretter 1000 - 2000 meter horisontalt).

Alle oljeprodusentene og vanninjektorene planlegges boret i fem seksjoner (foringsrør dimensjonen er gitt i parentes).; 36 " (30"), 26 " (20"), 17 1/2 " (13 3/8"), 12 1/4 " (9 5/8") og 8 1/2 " (5 1/2").

Gassinjektorene planlegges boret i fire seksjoner, de samme som oljeprodusentene foruten 26" seksjonen.

Under boring, komplettering og brønnintervensjoner vil det være to uavhengige barrierer tilgjengelig under operasjonen for å hindre utilsiktet strømming fra/til brønnene.

### 3.3.2 Håndtering av borevæske og kaks

Borekaks er utboret steinmasse, bestående av partikler i ulike størrelser som fjernes fra borehullet etter hvert som brønnen bores. Under boring av brønner blir det benyttet borevæske for å frakte ut borekaks, smøre og kjøle borekronen, og for å kontrollere trykket i brønnen.

Borevæske består av basevæske (vann eller olje) og vektstoff, som kan inneholde spor av ulike tungmetaller. I tillegg tilsettes en rekke godkjente kjemikalier for at borevæsken skal få de ønskede egenskaper.

For boring av brønnene på Johan Castberg vil det benyttes vannbasert borevæske for toppseksjonene og oljebasert borevæske for dypere seksjoner. Ved boring av reservoarseksjonene i brønnene blir det benyttet oljebasert borevæske for produsentene og gass-injektorene, og vannbasert borevæske for vanninjektorene. Det vil hovedsakelig benyttes barytt som vektstoff og noe bentonitt. Kjemikaliene som er planlagt benyttet er klassifisert som grønne (jf. Tabell 7-1)

Det er laget en væskegjenvinningsplan for boreoperasjonene. Brukt vannbasert og oljebasert borevæske som kan brukes igjen, vil bli sendt til land for gjenvinning. Borekaks fra seksjoner boret med oljebasert borevæske vil også bli transportert til land for behandling, gjenvinning av baseolje og godkjent sluttddisponering av borekaks. Det er valgt å sende oljeholdig borekaks til land, fordi det ikke er egnede reservoar for injeksjon av oljeholdig kaks på Johan Castberg. Teknologi for rensing av denne type kaks på boreriggen er ennå under utprøving på norsk sokkel, og er derfor ikke vurdert som en mulighet for Johan Castberg.

Borekaks fra seksjoner boret med vannbasert borevæske vil slippes ut og deponeres lokalt på sjøbunnen. En pumpe vil sørge for å pumpe kaks fra den øverste seksjon, bort fra selve borestedet (50-100 meter). Resten tas til rigg og slippes ut.

Mengder kaks som går til utslipp til sjø og transport til land er vist i Tabell 3-2 og Tabell 3-3.

**Tabell 3-2 Mengder utboret kaks med vannbasert borevæske for utslipp til sjø og havbunn**

Boreseksjoner (tommer)	36	26	17,5	8,5	<b>Alle seksjoner</b>
Lengder boret med vannbasert borevæske(km)	2,4	16,4	2,4	0,9	22
Utboret kaks (tonn)	6760	25657	1717	144	34278

**Tabell 3-3 Mengder utboret kaks med oljebasert borevæske for transport til land**

Boreseksjoner (tommer)	17,5	12,25	8,5	<b>Alle seksjoner</b>
Lengder boret med oljeholdig borevæske(km)	7	13,8	42,1	63
Utboret kaks (tonn)	4081	4088	5851	14020

### 3.3.3 Opprensning og testing av brønner for oppstart og drift

Vanninjektorene må renses for borevæsker før injeksjon starter for å unngå at brønnene blir tette og for å sikre god injektivitet. Dette gjøres ved å sirkulere ut den brukte borevæsken når brønnen når planlagt dyp, og ved å bruke en borevæske som etterlater en filterkake som kan løses opp ved bruk av saltvann. Målet er at

en slik behandling vil kunne gi mulighet for å injisere sjøvann i brønnen uten først å produsere reservoarvæske til overflaten for å renske opp brønnen.

Det er ikke planlagt produksjonstesting eller brønnopprensning av produksjonsbrønnene til rigg, og dermed heller ikke brenning av hydrokarboner. Ved oppstart vil brønnene bli rutet til testseparator på produksjonsskipet.

### 3.3.4 Konsekvenser for miljø av boreoperasjonene

Boreoperasjonene gir utslipp til luft fra boreoperasjonen og ved transport av oljeholdig kaksavfall til land. Utslipp av CO<sub>2</sub> fra boring, og mulige energieffektiviseringstiltak på boreriggen er beskrevet i kapittel 6.2.3 side 93. Utslipp til luft av andre komponenter og virkninger av utslipp til luft er beskrevet i kapittel 6.3 og 6.4.

Oversikt over kjemikalier, mengde utslipp av borekaks og kjemikalier til sjø, samt virkninger for det marine naturmiljøet er dekket i kapittel 7.2 side 101.

Mulige uhellsutslipp ifm boring og brønnaktiviteter, samt beredskapsanalysen for feltet er beskrevet i kapittel 12.

## 3.4 Havbunnsutbyggingen og mulig system for reservoarovervåking

Dette kapittelet gir oversikt over havbunnsutbyggingen på feltet, den fiberoptiske kabelen til land og viktige operasjoner i forbindelse med installasjon og klargjøring for drift. Kapittelet gir også en beskrivelse av et mulig system for permanent reservoarovervåking.

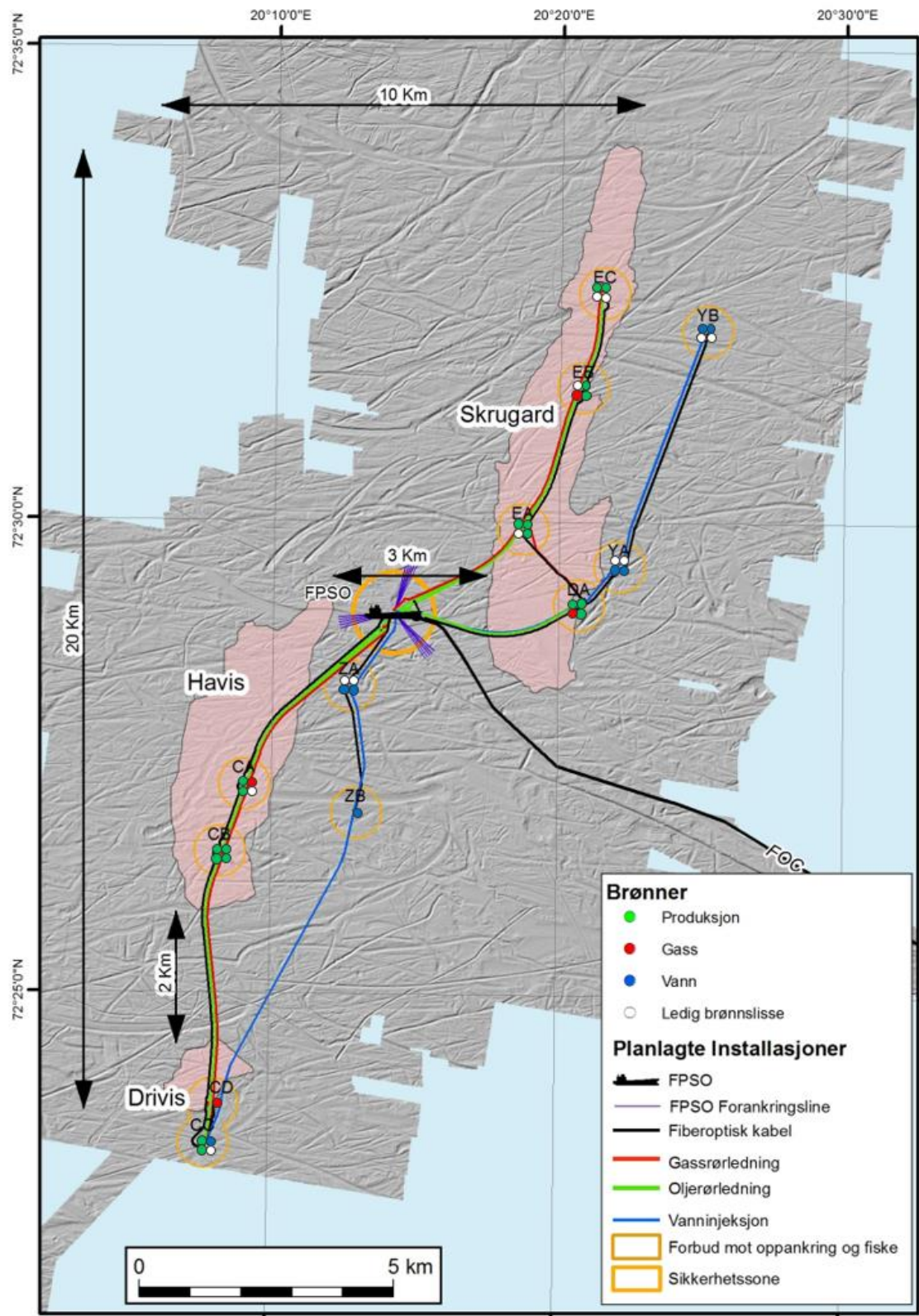
Konsekvenser i gjennomføring- og i driftsfasen av havbunnsutbyggingen og for den fiberoptiske kabelen, samt konsekvenser av et mulig PRM system og seismikk, er beskrevet i andre kapitler:

- virkninger for miljø
  - utslipp til luft, tiltak for å begrense utslipp og virkninger (jf. kapittel 6)
  - utslipp til sjø, avbøtende tiltak og virkninger (jf. kapittel 7)
  - arealbeslag og virkninger av fysiske inngrep i forhold til marint naturmiljø (jf. kapittel 8)
  - virkninger av seismikk på fisk og marine pattedyr, (jf. kapittel 9)
- virkninger for fiskeri av havbunnsutbyggingen og seismikk i gjennomføringsfasen og i drift, (jf. kapittel 13)
- virkninger for annen skipstrafikk (jf. kapittel 14)
- forekomst av marine kulturminner, og håndtering av eventuelle funn (jf. kapittel 15)
- uhellsutslipp og forebyggende tiltak som lekkasje deteksjon (jf. kapittel 12)

### 3.4.1 Produksjonssystemet og forbudsområde rundt brønnrammene

Brønnplassering og feltutforming er vist i Figur 3-5 og i Figur 3-1. Feltet har en relativt stor geografisk utstrekning. Avstand fra sørlige ende av Drivis til nordlige ende av Skrugard er omtrent 20 km. Avstand fra vest til øst er rundt 10 km.

Figur 3-5 Avstander, brønnplassering og feltutforming for Johan Castberg



Kilde Statoil. Oransje sirkler indikerer 500 m sone for forbud mot oppankring og fiske med bunnredskaper. Reservoarene vises med rosa farge. Dype og brede skuremerker etter is på havbunnen fremkommer tydelig på figuren.



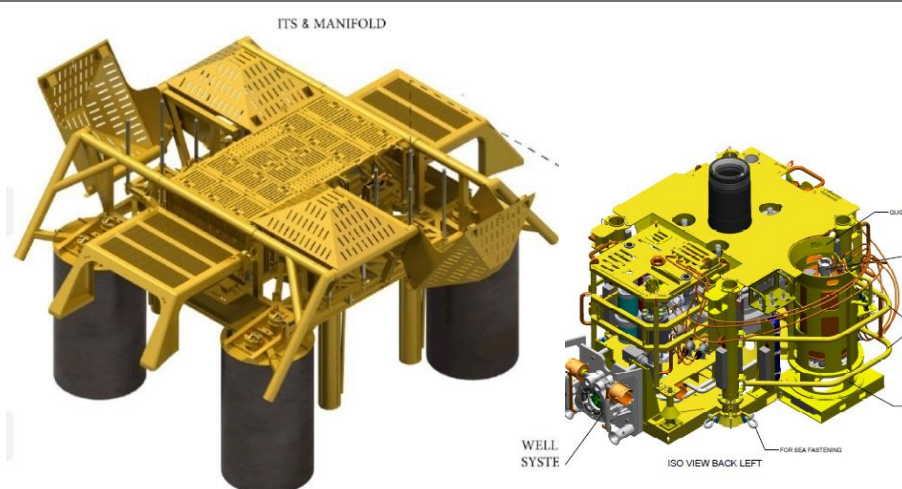
Total utstrekning på området som dekker de feltinterne installasjonene på Havis, Skrugard og Drivis er omtrent 125 km<sup>2</sup> (jf. Figur 3-12side 37)

Havbunnen på feltet er ujevn med brede, dype og bratte is-skuremerker. Disse er typisk 50-70 meter brede (opptil 300 meter), 10-15 meter dype og har en helning på opptil 40°.

Produksjonsinnretningen ligger fast forankret på feltet med 15 forankringslinjer og sugeankre. Sikkerhetssonen rundt produksjonsinnretningen er 500 meter fra stigerørskontakt med havbunnen, dvs 800 meter radius fra senter av dreieskiven til FPSO (jf. Figur 3-5). Dette utgjør et areal på omtrent 2 km<sup>2</sup>.

Arbeids- og sosialdepartementet har i januar 2017 innvilget søknad om etablering av en sone med radius 500 meter rundt hver av de 10 brønnrammene og de to satellittene med forbud mot oppankring og fiske med bunnredskap. Hver av disse forbudssonene utgjør 0,8 km<sup>2</sup>, samlet areal utgjør 9,5 km<sup>2</sup>.

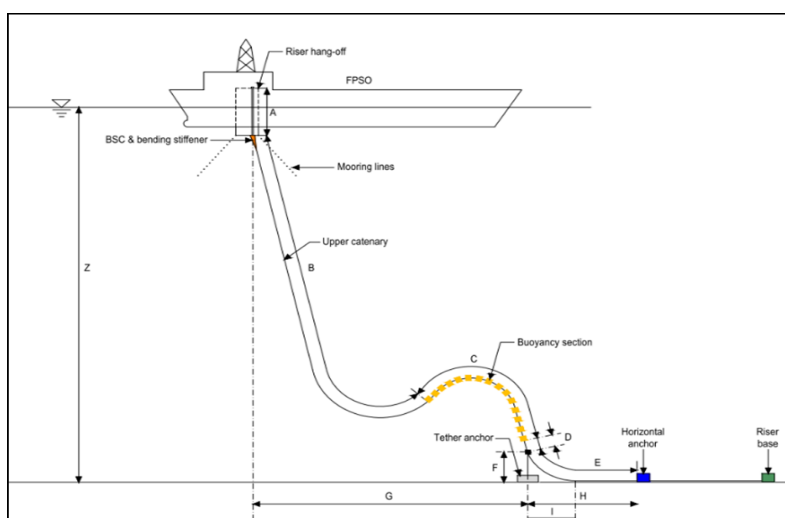
Figur 3-6 Standard brønnramme med fire brønnslisser og samlerør (manifold)



Kilde: Statoil

Hver av de 10 brønnrammene har en dimensjon på rundt 20 x 20 m. Høyden på brønnrammene er ca. 8m. Manifolde ligger under beskyttelsesstrukturen, og samler brønnstrømmen før denne ledes i produksjonsrørledningen mot produksjonsskipet.

Figur 3-7 Illustrasjon av fleksible stigerør og stigerørsbase



Kilde: Statoil

Fra brønnrammene går det feltinterne rørledninger som transporterer brønnstrømmen via en stigerørsbase og stigerør opp til FPSO-en.

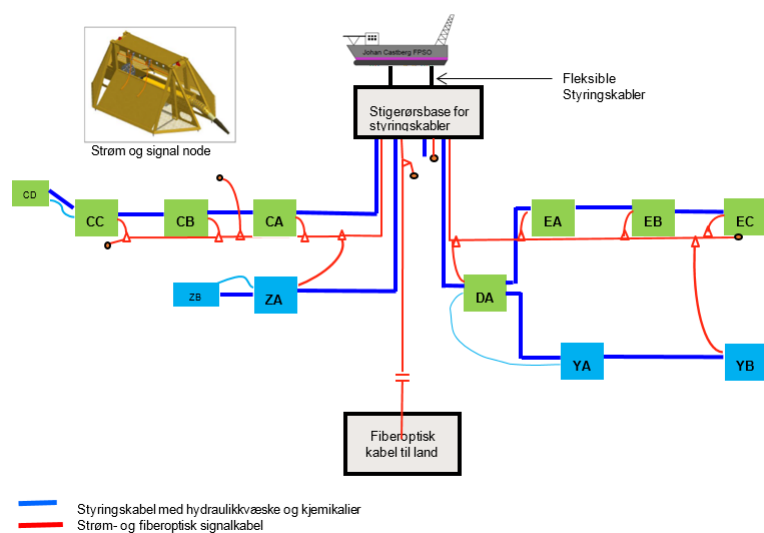
Gass- og vanninjeksjon går tilsvarende gjennom stigerør, og gjennom gass- og vanninjeksjonsrør ut til gass- og vanninjektorene. I tillegg til injeksjonsbrønner på brønnrammer er det to satellitter, for hhv vann- og gassinjeksjon.

Produksjonsrørene har en «rør i rør» utforming med ytre diameter på 16". Total lengde av produksjonsrørene for feltet er omtrent 35 km. Gassinjeksjonsrørene har en diameter på 12", og en total lengde på rundt 20 km. Vanninjeksjonsrørene har en diameter på 12" på Havis og Skrugard, og 9" på Drivis. Total lengde av vanninjeksjonsrør er omtrent 20 km. Dette gir en total lengde med rør i størrelsesorden på 75 km.

Det er ikke funnet koraller på feltet, og kun spredte forekomster av svamp (jf. grunnlagsundersøkelser omtalt i kapittel 5.6.2). Den kuperte sjøbunnen på Johan Castberg gjør at rør og kabler i stor grad vil ligge eksponert i frie spenn.

Brønnrammer og rør er plassert basert på detaljerte havbunnskartlegginger (ROV-studier) for å sikre en effektiv drift. Brønnrammer og rør plasseres også på en slik måte at frie spenn unngås i størst mulig grad, og behovet for steininstallasjoner blir dermed minst mulig. Foreløpige estimater antyder et maksimalt behov for steininstallasjoner i størrelsesorden 200 000- 300 000 m<sup>3</sup> for å understøtte og beskytte infrastruktur på feltet.

Figur 3-8 Oversikt over system for styring og overvåking av brønner



Installasjonene på havbunnen styres av to typer kontrollkabler. Én type benyttes for hydraulisk styring av brønnene, og til kjemikalieinjeksjon.

Den andre typen supplerer kraft og signal til brønnrammene ved hjelp av likestrøm og fiberoptikk.

De feltinterne fiberoptiske kablene er også knyttet sammen med den fiberoptiske kablen til land (se kapittel 3.4.3).

Det er lagt til grunn bruk av vannbasert hydraulikkvæske for å operere havbunnsmanifoldene med utslipp til sjø (åpent system). En nærmere begrunnelse for dette, og estimert utslipp til sjø er gitt i kapittel 7.3 side 102.

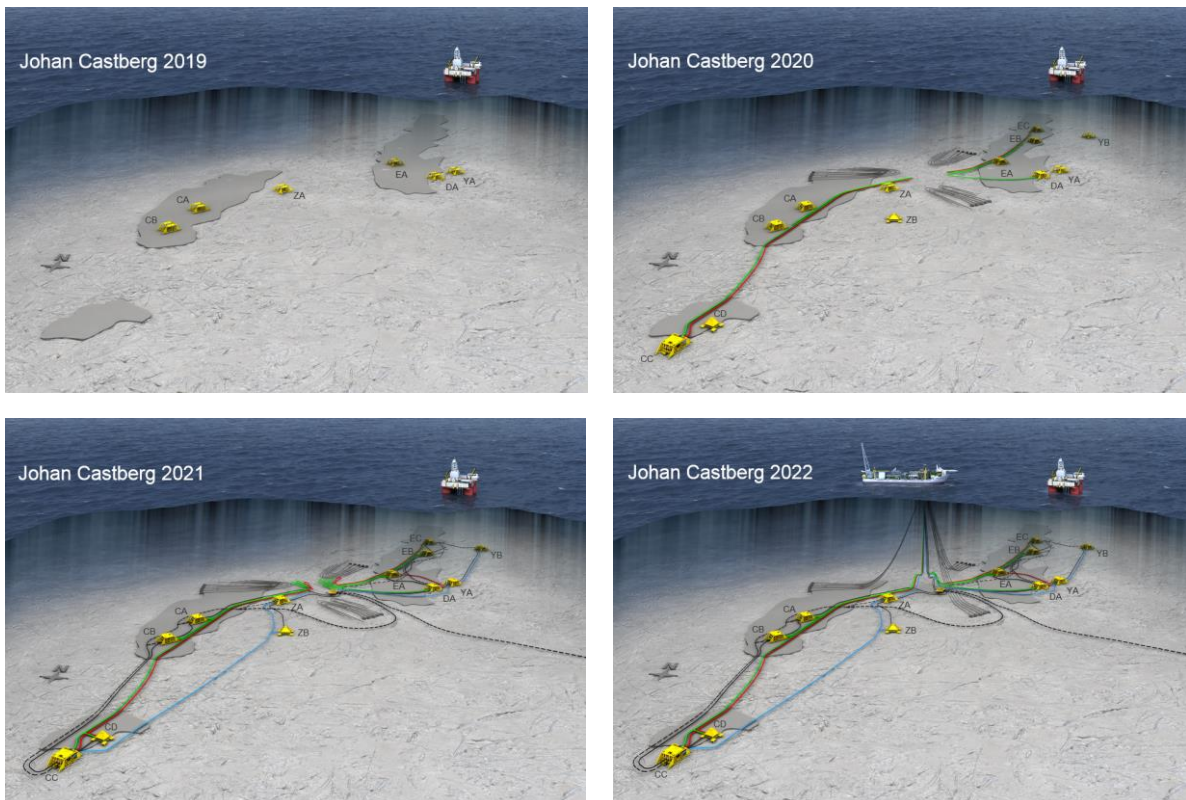
### 3.4.2 Installasjon av havbunnsanlegg og forberedelse til drift

Marine operasjoner (anleggs-fasen) for installasjon av utstyr på havbunnen og oppkobling til produksjonsskipet er omfattende.

Installasjonen er planlagt gjennomført over fire sesonger (sommer 2019-2022), med anslagvis 1200 fartøysdøgn totalt.



Figur 3-9 Illustrasjon av omfang av installasjonsarbeidet i perioden 2019-2020



Kilde Statoil. Illustrasjon av omfang. Kan endres noe i den videre detaljprosjektering

Installasjon av havbunnsutstyr og rørledninger vil gjennomføres med egnede konstruksjon- og installasjonsfartøy og vil innebære mange tunge løft. Det vil bli gjennomført flere risikoanalyser underveis i prosjektgjennomføringen for å unngå HMS relaterte -hendelser. Figuren under viser eksempel på fartøy og installasjon av en brønnramme.

Før oppstart av nye rørledninger, må disse klargjøres for drift. Dette omtales som Pipeline Commissioning (PCO). Første gang vann med kjemikalier vil pumpes inn i rørledningene for klargjøring til driftsstart er sommeren 2020. Utslipp til sjø fra siste PCO-operasjon er planlagt høsten 2022. Tidspunktene er bl.a. væravhengige. Detaljer vil bli beskrevet i søknad om utslippstillatelse til Miljødirektoratet. Virkninger av utslipp av PCO-kjemikalier er omtalt i kapittel 7.4 side 101. Utslipp til luft fra de marine operasjonene er nærmere omtalt i kapittel 6.

Figur 3-10 Eksempel på installasjonsfartøy og installasjon av brønnramme

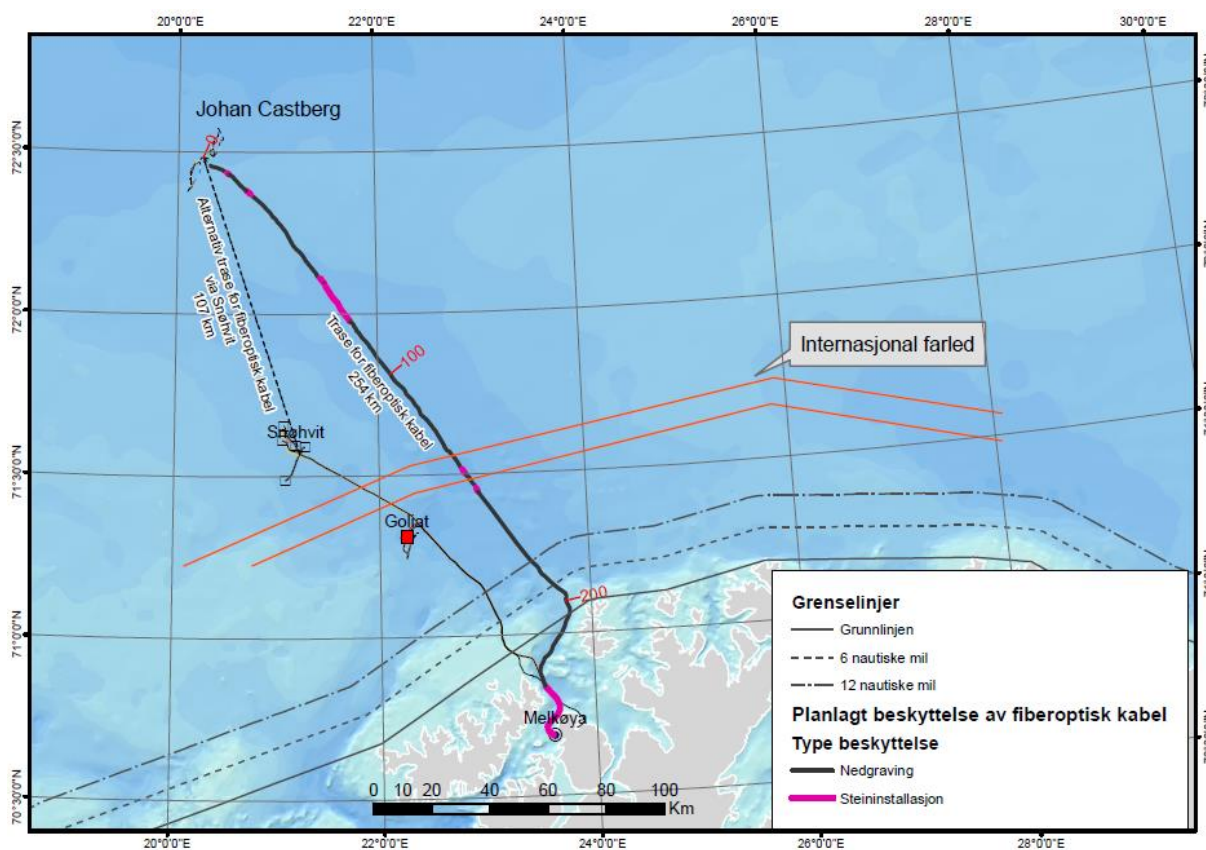


Foto Statoil.

### 3.4.3 Fiberoptisk kabel

Datakommunikasjon mellom Johan Castberg feltet og land vil muliggjøres ved hjelp av fiberoptisk kabel.. Det er ikke endelig besluttet hvor den fiberoptiske kabelen skal ilandføres, men det er foreløpig antatt at den vil gå til Melkøya. Den fiberoptiske kabelen til Melkøya er 254 km lang.

Figur 3-11 Alternative traséer for en fiberoptisk kommunikasjonskabel til Melkøya eller til Snøhvit.



Kilde: Statoil. Områder med potensielt behov for steinfyllinger for å sikre kabelen langs en trasé til land er markert på figuren

En alternativ trasé for den fiberoptiske kontrollkabelen er under vurdering. Denne vil i så fall gå fra feltet til havbunnsinstallasjonene på Snøhvit der den kobles videre på eksisterende kabel til Melkøya. Avstanden er omtrent 110 km.

Kabelen vil bli installert ved hjelp av et dynamisk posisjonert leggefartøy (DP-fartøy) som ikke etterlater ankermerker på havbunnen. Legging av kabel planlegges foreløpig gjennomført i sommerperioden. Kommunikasjonskabelen planlegges nedgravd der dette er nødvendig for å beskytte kabelen mot ytre skade.

Kabelen vil hovedsakelig bli grøftet ned i havbunnen, men vil på noen relativt korte strekk spyles ned.

For basisalternativet med kabel til Melkøya viser de gjennomførte trasékartleggingene at det på de siste 20 km mot land og i et område til havs, kan være nødvendig med steinfyllinger for å stabilisere kabelen og sikre den mot ytre påvirkninger fra fiskeredskap. Området som dekkes av steininstallasjon vil være omtrent 1 meter på hver side av kabelen. Traséen til Snøhvit er ikke undersøkt i samme grad som basisalternativet. Det er antatt at denne kan graves ned i sin fulle lengde hvis nødvendig for å beskytte kabelen mot ytre skade.

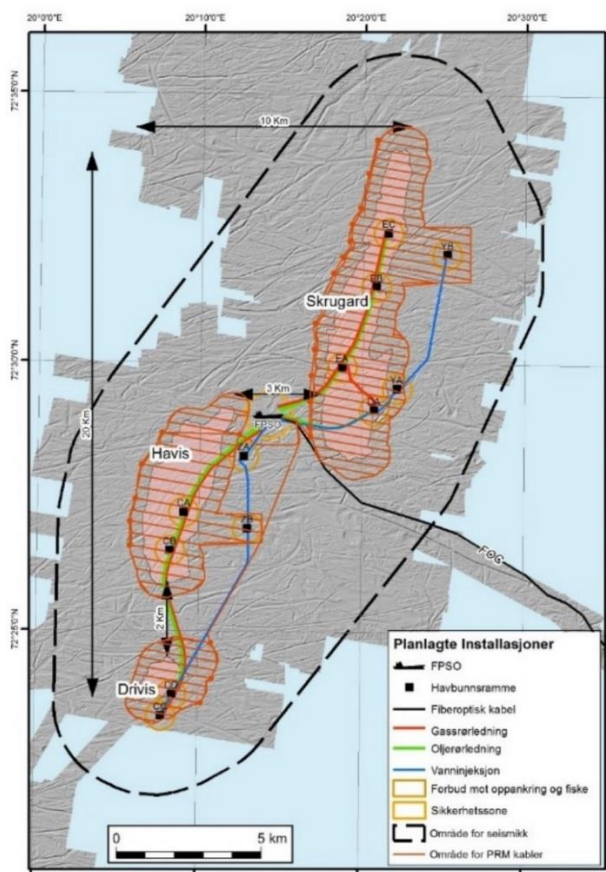
Det planlegges å gjennomføre en detaljert trasékartlegging i 2018 for å klarlegge behovet for steinfyllinger for den traséen som blir valgt. Områder der det kan være aktuelt med steinfyllinger for alternativet som går til Melkøya er vist i Figur 3-11.

Dersom det ved undersøkelse av traséen i 2018 registreres marine kulturminner vil Tromsø Museum som ansvarlig myndighet bli varslet, og en omlegging av traseen vil bli planlagt i samråd med Tromsø Museum (jf. Kapittel 15). Det vil også gjøres en visuell kartlegging i forbindelse med sjøbunnskartlegging av traséen, for å avdekke eventuelle forekomster av koraller og tette svampforekomster. Dersom sårbare arter og naturtyper blir oppdaget, vil disse bli dokumentert og hensyntatt ved legging av kabelen. Kjente forekomster av koraller og svamp er beskrevet i kapittel 5.6.2. Kapittel 8 beskriver virkninger av den fiberoptiske kabelen for det marine naturmiljø, og kapittel 13 beskriver virkninger for fiskeri og havbruk.

### 3.4.4 Mulig system for reservoarovervåking

Rettighetshaverne vurderer å installere lyttekabler permanent på havbunnen over reservoaret (Permanent Reservoar Monitoring, PRM) for å samle inn 4D -seismikk. Alternativet til PRM er å bruke en konvensjonell streamer båt der kablene taues bak en båt i et mønster. Innsamling av seismikk og konsekvenser av seismikk for fisk og marine pattedyr er beskrevet for begge alternativene i kapittel 9. Hovedkomponentene i et PRM system er et utlegg på sjøbunnen av 180 km fiberoptisk/elektrisk kabel for signaloverføring, med totalt 3600 sensorer. Sensorene er forbundet med innbyrdes avstand på 50m langs signaloverføringskabelen som ligger i 300-400 meters korridorer (jf. Figur 3-12 ).

Figur 3-12 Innsamlingsområdet for seismikk og mulig PRM system på Johan Castberg-feltet (omlag 125 km<sup>2</sup>)



Kilde: Statoil (2017). Det er samme område for innsamling med PRM og tradisjonell innsamling. Figuren viser også et eventuelt utlegg av kabler for PRM.



### 3.4.5 Varsel om mulig søknad om utvidet område med forbud mot oppankring og fiske med bunnredskap

Statoil søkte i mai 2016 om opprettelse av et område med forbud mot oppankring og fiske med bunnredskaper for et definert område på feltene Skrugard, Havis og Drivis knyttet til et mulig fremtidig kabelutlegg for seismisk reservoarovervåking (PRM-system), med en utstrekning på om lag 125 km<sup>2</sup>

Arbeids- og sosialdepartementet (ASD) innvilget i vedtak av 20.1.2017 et forbud mot oppankring og fiske med bunnredskap i en sone med radius 500 meter rundt bunnrammene på Johan Castberg. Det ble ikke innvilget forbudssone rundt et eventuelt fremtidig PRM-anlegg som omsøkt. ASD innvilget unntak fra bestemmelsene i rammeforskriftens §45 andre ledd for så vidt angår PRM-anlegget. PRM-anlegget unntas følgelig fra kravet til at innretninger skal «*utformes og installeres slik at disse kan tåle mekanisk skade som skyldes annen aktivitet, og slik at de ikke påfører fiskeredskaper skade eller hindrer fiskeriaktivitet i urimelig grad.*»

En eventuell hendelse der bunntrål treffer PRM systemet vil ødelegge det aktuelle delområdet av systemet, men vil ikke kunne skade eller hekte fiskeredskaper fordi kabelutlegget vil ha lavere bruddstyrke enn redskaper. En slik hendelse vil følgelig ikke representere noen sikkerhetsrisiko for verken fiskeredskap eller tredjepart. En hendelse med skade av deler av PRM anlegget vil imidlertid representere materielle skader og en økonomisk risiko for rettighetshaverne. Avhengig av skadeomfang og lokalisering av dette, vil det måtte vurderes å utbedre eller isolere skaden med de tilhørende operasjoner og kostnader forbundet med dette.

Rettighetshaverne vil før investeringsbeslutning eventuelt beslutte om installasjon av PRM-systemet skal inkluderes som del av utbyggingsløsningen som vil beskrives og fremmes for myndighetsgodkjenning gjennom innsending av PUD for Johan Castberg. Dersom dette besluttes inkludert i utbyggingsløsningen, vil Statoil på vegne av rettighetshaverne vurdere å fremme en ny søknad om etablering av område med forbud mot oppankring og fiske med bunnredskap.

## 3.5 Produksjons- og lagerskipet (FPSO)

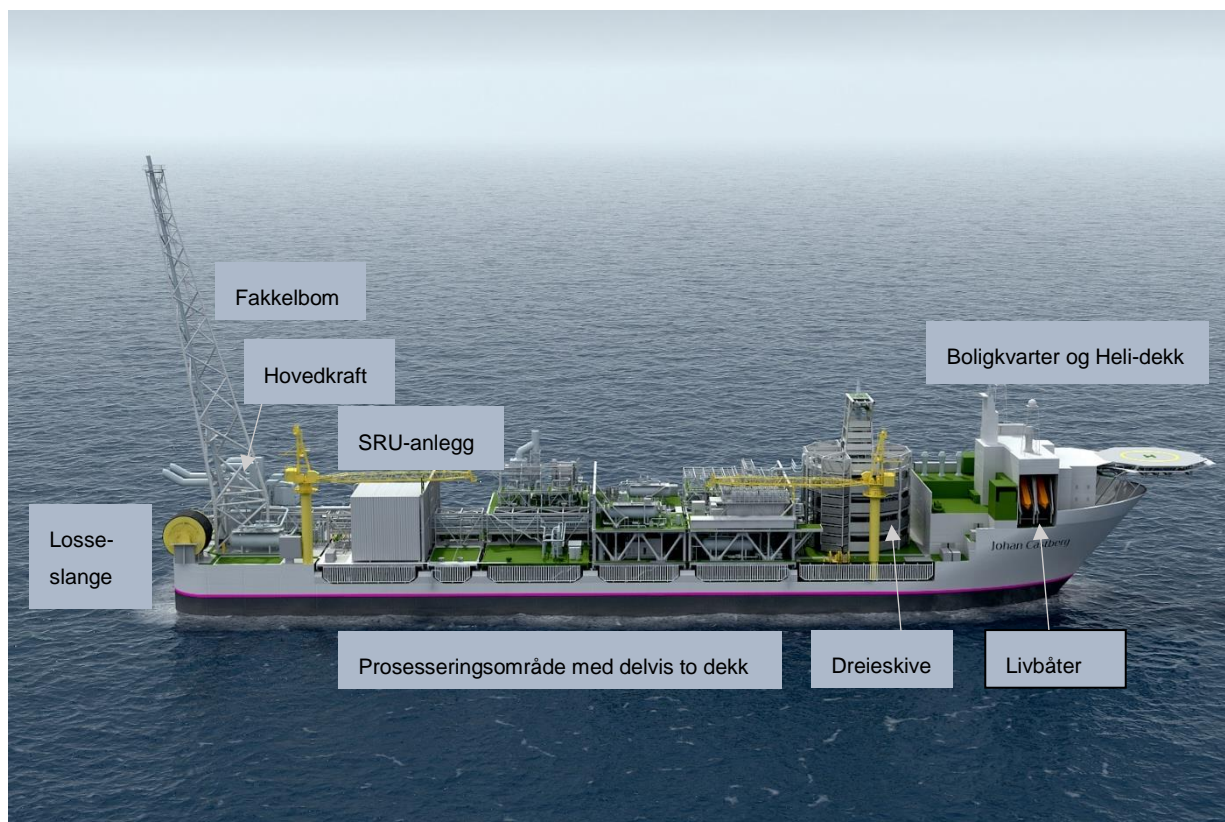
Dette kapittelet gir en oversikt over utforming av produksjons- og lagerskipet, de løsninger som rettighetshaverne legger til grunn for videre prosjektmodning, og hvordan FPSO er tilpasset for innfasing av eventuelle nye funn og en eventuell fremtidig elektrifisering. Hvordan FPSO er tilpasset til de klimatiske forhold (vinterisering) er beskrevet i kapittel 3.7.3, og alternative kraftløsninger som har vært vurdert er beskrevet i Vedlegg B. Konsekvenser for miljø er vurdert og oppsummert i andre kapitler:

- utslipp til luft, tiltak for å begrense utslipp og virkninger (jf. kapittel 6)
- utslipp til sjø, avbøtende tiltak og virkninger (jf. kapittel 7)
- uhellutslipp og forebyggende tiltak som lekkasje deteksjon (jf. kapittel 12)
- risiko og konsekvens av fremmede arter i ballastvann (jf. kapittel 7.6.1)
- håndtering av avfall (jf. kapittel 11)

### 3.5.1 Utforming og kapasiteter

Produksjonsskipet er omtrentlig 300 meter langt og 55 meter bredt og har en oppankret dreieskive (turret) for å kunne dreie fritt rundt sin akse og legge seg med baugen opp mot været. Avstand fra hoveddekket til kjølen er 30 meter. Vekten på skipet med utstyr er omtrentlig 83.500 tonn, hvorav skroget og boligkvarteret veier 58.000 tonn. Dreieskiven har en diameter på 30 meter og høyde på 80 meter, og veier omtrent 7.700 tonn.

Figur 3-13 Illustrasjon av produksjons- og lagerskipet (FPSO)



Statoil: 2016

Produksjonsenheten vil ha utstyr for separasjon av olje, gass og produsert vann, og full prosessering, lagring og eksport av stabilisert olje. Designkapasiteten er 30.000 Sm<sup>3</sup> olje pr dag. Lagerkapasiteten er på 1,1 millioner fat olje.

Tabell 3-4 Dimensjonerende kapasiteter

Oljeproduksjon	30.000 Sm <sup>3</sup> /sd
Væskeproduksjon	40.000 Sm <sup>3</sup> /sd
Gassproduksjon /-injeksjon	9.2 MSm <sup>3</sup> /sd
Produsertvann	34.000 Sm <sup>3</sup> /sd
Vanninjeksjon	40.000 Sm <sup>3</sup> /sd
Behandlet sjøvann fra sulfatfjerningsanlegget (SRU)	28.500 Sm <sup>3</sup> /sd
Lagervolum	1,1 millioner fat
Boligkvarter	120 lugarer (140 sengeplasser)
Stigerørslisser	21/10 (totalt/ledige)

Produksjonsskipet vil ha helikopterdekk og boligområde med 140 senger (100 enkeltlugarer og 20 lugarer med vendbare senger) i baugen av skipet (jf. kapittel 3.5.4). Prosessering av olje, gass og vann foregår i et område lokalisert i midtre del av produksjonsskipet på prosessdekket. Fakkeltrom, hovedkraft og lossing av oljen til oljetankerne, er lokalisert bak på skipet. Boligkvarteret og helikopterdekket er plassert fremst i skipet slik at når skipet dreier rundt dreieskiven og legger seg opp mot vinden vil eventuelle lekkasjer av gass drive bort.

Produksjonsskipet er tilpasset de klimatiske forhold på Johan Castberg feltet. Vær- og vindskjerming er planlagt for å sørge for et godt og sikkert arbeidsmiljø. Beredskapen, inkludert oljevernberedskapen, er også tilpasset de klimatiske forhold. Dette er nærmere omtalt i kapittel 3.7.3.

Viktige prosesser og funksjoner er beskrevet i flere detaljer i delkapitlene nedenfor.

Havbunnsanlegget og produksjonsskipet blir tilrettelagt for inkludering av fremtidige funn og/eller ekstra volumer. Det er ledige brønnsliiser på brønnrammene i tillegg til påkoblingspunkter for inntrekking av fremtidige rørledninger. Det er 10 ledige stigerørslisser i dreieskiven (turret) for inntrekking av fremtidige stigerør, og det er satt av plass på produksjonsskipet til fremtidig utstyr.

Det er videre satt av plass til fremtidig elektrifisering (av elektriske kraftforbrukere), fremtidig gasseksport, og PRM dersom dette blir besluttet.

Fremtidig gasseksport, dersom denne realiseres, vil kreve et dedikert stigerør for å kunne måle gassen fiskalt på produksjonsskipet.

### 3.5.2 Kraftløsning og tilrettelegging for eventuell fremtidig elektrifisering

#### Kraftløsning og kraftbehov

Kraft- og varmebehovet i driftsperioden (anslått til 30 år) vil dekkes av lav NO<sub>x</sub> gassturbiner med varmegjenvinningsenheter (WHRU-Waste Heat Recovery Unit). Varme som gjenvinnes fra turbineksosen dekker hele varmebehovet på innretningen. Dette gir en høy total virkningsgrad, estimert til 63%.

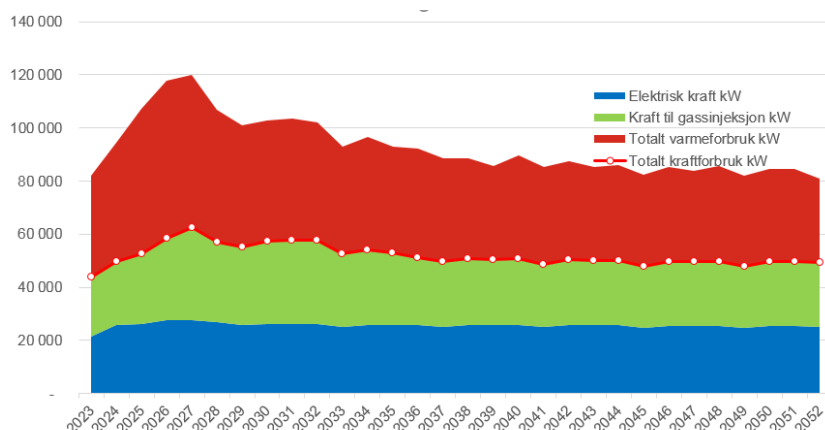
Estimert kraft- og varmebehov over feltets levetid er vist i Figur 3-14. Turbin- og kompressorkonfigurasjonen er beskrevet nedenfor og vist i Figur 3-15. Utslipp til luft og virkninger er beskrevet i kapittel 6.

Kraft- og varmebehovet på Johan Castberg er delt inn i følgende tre hovedgrupper.

1. **Elektrisk kraft** – Utover innretningens behov for å dekke basisfunksjoner, benyttes mesteparten av kraften til å drive prosessanlegget inkl. vanninjeksjonspumper, thrustere (sidepropeller) samt lossepumper. Maks effektbehov er estimert til 50 MW, mens gjennomsnittlig behov vil være ca. 25 MW. Den nødvendige kraften til elektrisk utstyr genereres lokalt av to gassturbiner. Begge turbinene er utstyrt med varmegjenvinningsenhet.
2. **Mekanisk kraft** – En gassturbin benyttes til å drive gassinjeksjonskompressortoget. Maks effektbehov er estimert til 40 MW, og gjennomsnittlig behov er ca. 30 MW. Turbinen er utstyrt med varmegjenvinningsenhet.
3. **Varme** – På grunn av lav reservoartemperatur kreves det mye prosessvarme for å varme opp brønnstrømmen og oljen. Innretningen har videre et høyt varmebehov grunnet klimatiske forhold. Maks effektbehov er estimert til 70 MW, mens gjennomsnittlig behov vil være ca. 40 MW. Hele varmebehovet dekkes av varme gjenfunnet fra turbineksosen.

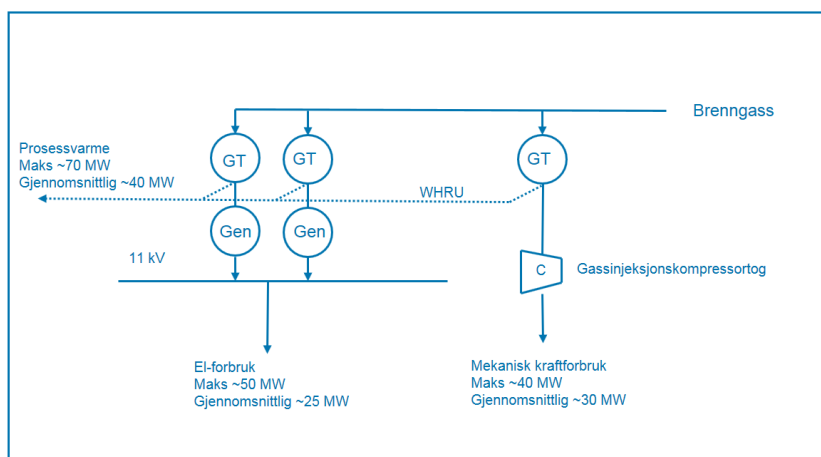


Figur 3-14 Estimert kraft- og varmebehov.



Kilde: Statoil. Foreløpige estimater per april 2017. Estimatenes vil kunne endre seg noe i den videre prosjekteringen

Figur 3-15 Turbin og kompressor konfigurasjon



Kilde Statoil mai 2017

### Tilrettelegging for eventuell fremtidig elektrifisering av elektriske forbrukere med vekselstrømteknologi

Det er tilrettelagt for fremtidig elektrifisering av elektriske forbrukere med vekselstrømteknologi dersom det skjer ytterligere utbygging i området som gjør dette tilgjengelig, eller teknologit utvikling skulle vise at strøm fra land eller fra fornybar havbasert energi vil være et sikkert, operasjonelt og samfunnsøkonomisk effektivt tiltak.

Det er satt av plass (ledig deksareal) til transformatorer for omforming fra mellomspenn til lavspenn vekselstrøm og til to gassfyrte kjeler for å dekke varmebehovet når to av tre gassturbiner tas ut av drift ved en eventuell elektrifisering. Det er også satt av plass til å installere en kraftsvivel i dreieskiven.

### Reservekraft og nødkraft

Johan Castberg FPSO vil bli utstyrt med en reservekraftgenerator (essensiell) og en nødkraftgenerator. Begge vil være drevet av hver sin dedikerte dieselmotor.

Reservegeneratoren (essensiell 7,7 MW) vil ikke være i drift i en normalsituasjon, men fungerer som en sekundær, uavhengig reserve kraftkilde som vil forsyne elektrisk kraft til basisforbrukere når hovedkraft ikke er tilgjengelig. Dette er forbrukere som må være i drift for å opprettholde installasjonens beboelighet, sikkerhets- og utvalgte hjelpesystemer, som f.eks. thrustere for å holde installasjonen i posisjon og MEG (MonoEtylenGlycol) pumpe for injeksjon av MEG til undervannsanlegget for å hindre hydratdannelse. Reservekraft distribueres i det normale distribusjonssystemet for elektrisk kraft, og er estimert til å være i drift opptil 500 timer i året.

Nødgeneratoren (2,6 MW) vil ikke være i drift i en normalsituasjon, men skal dekke strømbehovet hos dedikerte forbrukere som er nødvendige for å opprettholde innretningens integritet i en nødssituasjon, f.eks. nødbelysning for sikker evakuering (med backup fra batterisystemer). Nødkraftsystemet er uavhengig av andre elektriske systemer. Nødgeneratoren vil bli testet med jevne mellomrom, normalt ca 1 time pr uke.

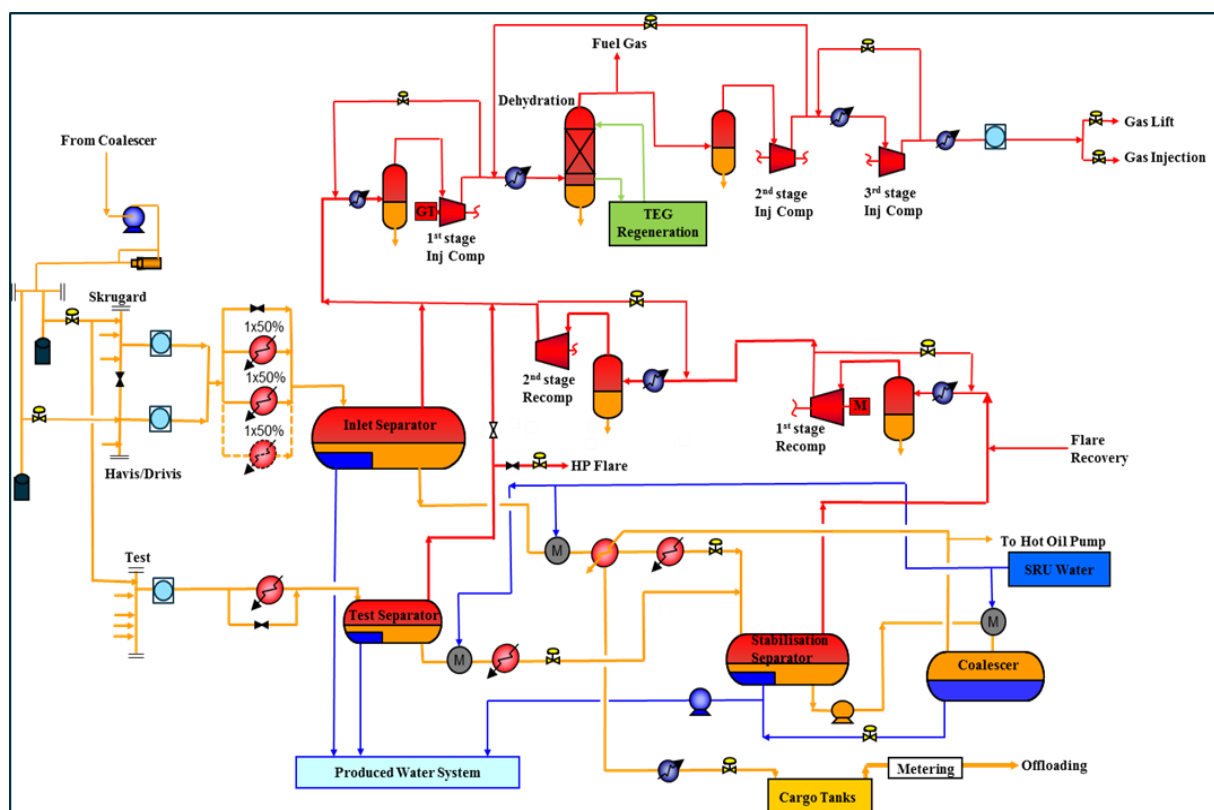
Utslipp fra reserve- og nødgeneratorer inkludert i de estimerte utslippene som er presentert i kapittel 6.

### 3.5.3 Oversikt over prosesseringsanlegget

Produsert gass vil sammen med produsert vann og behandlet sjøvann hvor oksygen og sulfat er fjernet, bli injisert i feltet som trykkstøtte for å øke utvinningen fra reservoaret (jf. kapittel 3.2).

Brønnstrømmen som ankommer til produksjonsskipet består av olje, gass og produsert vann samt tidvis noe sand fra reservoaret. Produsert vann er formasjonsvann og injisert sjøvann som har vært i kontakt med de geologiske formasjonene. Figuren under gir en foreløpig oversikt over hovedprosessanlegget. Hovedhensikten med prosessanlegget er å separere produsert vann (blått) og gass (rødt) fra olje (oransje) og stabilisere oljen før lagring. Separasjon og stabilisering gjøres i tre trinn.

Figur 3-16 Oversikt<sup>1)</sup> over prosessanlegget



Kilde: Aker/Statoil mai 2017. <sup>1)</sup>Anleggets utforming kan endre seg i detaljprosjekteringsfasen.

Formasjonsvannet på Johan Castberg har høyt saltinnhold. For å oppnå ønsket eksportsesifikasjon reduseres saltinnholdet i vannet ved uttynning, dvs. å tilsette vann med lavt saltinnhold. Den tilsatte vannstrømmen skilles fra oljen sammen med resten av det produserte vannet. Vannet som skilles ut sendes videre til renseanlegget for produsert vann før det re-injiseres. Håndtering av produsert vann og fortynningsvann er beskrevet i kapittel 7.5. I kapittel 7.5.3 beskrives også risiko for redusert injektivitet og virkninger av utslipp.

Det er forventet ingen til lav sandproduksjon avhengig av type brønn. Eventuell sand vil i hovedsak følge vannfasen til vannreanseanlegget og enten bli sluppet ut, eller sendt til land for godkjent behandling dersom oljevedhenget er > 1%. (jf. kapittel 11.2)

Sulfat- og oksygenfjerningsanlegget (SRU på figuren) er beskrevet i kapittel 7.6, hvor også utslippsvirkninger av biocid som benyttes for å fjerne påvekst på membranen i SRU anlegget er beskrevet. I kapittel 7.7 beskrives sjøvannsinntaket for sjøvann som går til SRU anlegget, og som benyttes til å kjøle prosessutstyret på produksjonsskipet. Utslipp og virkninger av oppvarmet kjølevann, restklor og eventuelle biprodukter er også beskrevet i kapittel 7.7.

Hovedprosessen har to kompresjonsanlegg. Et to-tinns anlegg hvor lavtrykksgass komprimeres til tilstrekkelig trykk for å blandes med gass fra innløpsseparatoren. Den totale gassmengden komprimeres så i tre trinn før den re-injiseres for trykkstøtte eller benyttes til gassløft i brønnene. Gass til brensel for turbinene tas ut i et mellomtrinn.

#### 3.5.4 Boligkvarter

Boligkvarteret på produksjonsskipet (jf. Figur 3-17) vil ha kapasitet til 120 enkeltlugarer hvorav 20 av disse er utstyrt med vendbare senger. Det dekker behovet for sengeplass til opptil 140 personer. Etter fem år i produksjon forventes bemanning å være om lag 90 personer fordelt over 3 skift. I perioder med driftsrevisjon og større modifikasjonsarbeider kan bemanningen om bord fylle hele boligkvarterets kapasitet. Total bemanning vil til enhver tid være en fordeling mellom fast- og midlertidig bemanning. Vedlikeholdspersonell eller annet personell for utførelse av oppgaver av begrenset varighet utgjør midlertidig bemanning og kan variere over året.

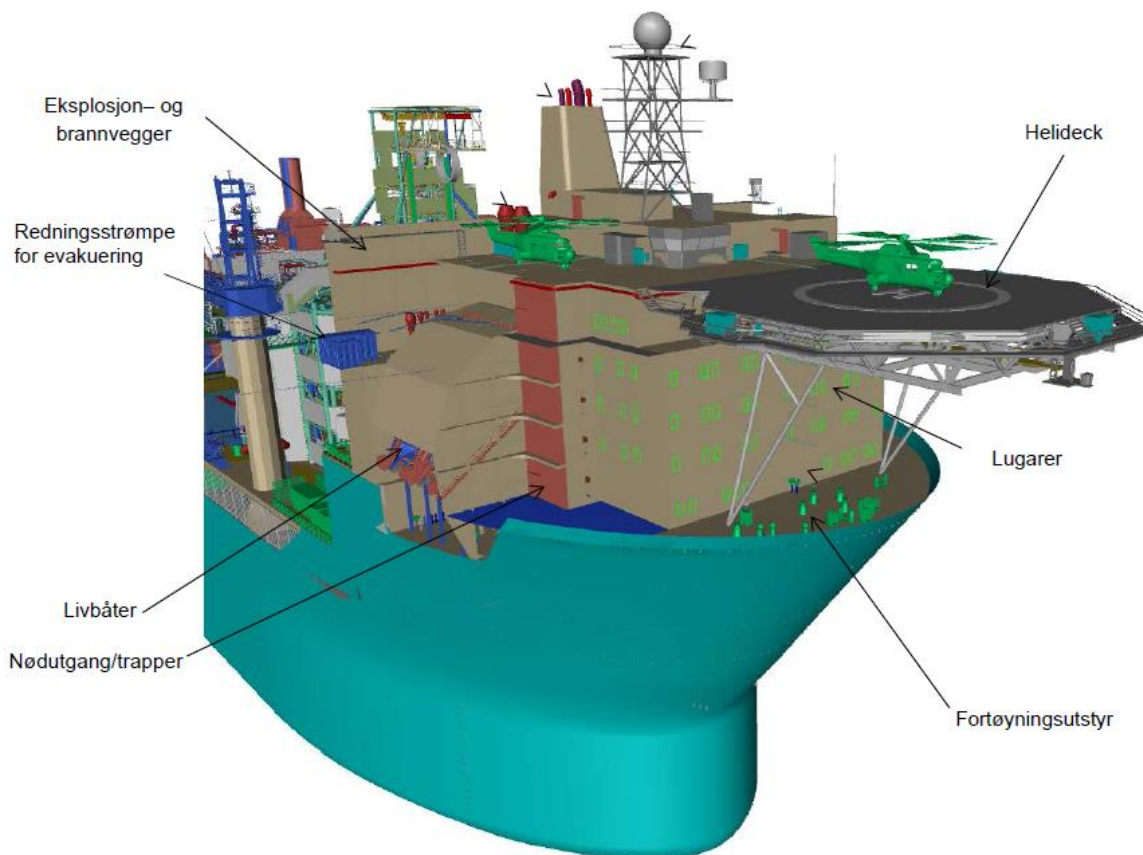
Mønstringsområdet er lokalisert i boligkvarteret med hovedtilgang fra sentralt plassert trappehus. Det er også tilgang til området via to eksterne trapper. Området går på tvers av skipet og personell har tilgang til alle livbåtenes inngangsparti. Mønstringsområdet er dimensjonert i henhold til livbåtenes totale kapasitet på 140 personer. Det er totalt 4 livbåter, der hver båt har en kapasitet på 70 personer. Båtene er av typen fritt-fall-båter.

Øverste del av boligkvarteret består av et oppvarmet helikopterdekk og kontrolltårn for helikoptertrafikk. I tillegg til dette er det plassert et alternativt kontrollrom samt et beredskapsrom i dette området.

Alle fasiliteter for å betjene opptil 140 personer er lokalisert i boligkvarteret, slik som kjøkken, bespisning, tørr-, kald- og fryselagre, vask og renhold, kontorer og møterom, skifterom, verksteder, sykestue, avfallshåndtering og felles arealer med hobbyrom, stillerom, loungen og egne områder/rom med apparater og utstyr for fysiske aktiviteter.

Kontrollrommet for overvåking og styring av prosessanlegget, hjelpe- og maritime systemer ligger i nedre del av boligkvarteret sammen med kontorene for driftspersonellet. Beredskapssentralen er også lagt i direkte tilknytning til kontrollrommet. I nederste del ligger sykestuen som har beliggenhet mot rømningstunnelen der all ferdse i forbindelse med beredskap vil foregå. Verksteder og lagre er også plassert på dette nivået.

Flere viktige nød- og hjelpesystemer er plassert i skroget under boligkvarteret. Dette er nødstrømsgenerator med nødtavle, brannvannpumper (av totalt 4 brannvannpumper er 2 stk. installert her). I tillegg kommer drikkevannsproduksjon og lagring av drikkevann samt essensiell kraftgenerering og luftkompressorer.

Figur 3-17 Boligkvarter og helidekk<sup>1)</sup>

Kilde: Aker/Statoil 2017. <sup>1)</sup>Utforming kan endres noe i den videre prosjektering

### 3.6 Oljeeksportløsning

Produsert olje vil transporteres med skytteltankere til markedet. Det forventes skipsanløp hver 4. til 6. dag ved oppstart. Deretter vil frekvensen avta ettersom produksjonen avtar.

Johan Castberg FPSO har lagerkapasitet på 1,1 millioner fat olje. Det er antatt at lastekapasiteten på skytteltankere vil være i størrelsesorden 850 000 fat. Det innebærer at det vil være mellom 70 og 100 anløp av tankskip gjennom året ved oppstart. Det er antatt at disse anløpene vil fordele seg jevnt over året. Ved utbygging til havs vil et fåtall (4-5) skytteltankere kunne dekke eksportbehovet de første årene. Etter noen års drift vil det være tilstrekkelig med færre skip.

Oljen vil bli eksportert til det til enhver tid best betalende markedet. Det forventes at Johan Castberg-oljen i all hovedsak kommer til å bli solgt til raffinerier i Nordvest-Europa.

Tankskipene vil etter gjeldende regelverk være utstyrt med anlegg for gjenvinning av nmVOC (jf kapittel 6.3.2). Miljørisiko- og oljevernberedskap forbundet med tankerkollisjon på Johan Castberg feltet er beskrevet i kapittel 12. Kapittel 7.6.1 beskriver risiko og konsekvenser ved introduksjon av fremmede arter som følger med ballastvann fra skytteltankerne.

### 3.7 Sikkerhet og bærekrafts-tiltak (HMS)

Operatørens overordnede krav til sikkerhet og bærekraft er beskrevet i kapittel 1.3.

Dette kapittelet beskriver barrierestyling og oppsummerer tiltak for å sikre et godt arbeidsmiljø og hindre definerte farer og ulykkeshendelser. Evakuerings- og beredskapstiltak for å begrense skadevirkninger dersom ulykker likevel skulle skje, er også beskrevet.

Barrierer og tiltak for å forebygge uhellsutslipp av olje samt beredskapstiltak er dekket i kapittel 12. Dette inkluderer også systemer for lekkasjedeteksjon på produksjonsinnretningen og på undervannsanleggene. Tiltak for å forebygge uhellsutslipp av olje er dekket i kapittel 12.3. Oljevernberedskap er dekket i kapittel 12.4.

Johan Castberg prosjektet har vurdert alternative avbøtende tiltak for å unngå og redusere negativ påvirkning på miljø og samfunn i henhold til interne krav som beskrevet i kapittel 1.3. Avbøtende tiltak som er vurdert og lagt til grunn er oppsummert i de respektive kapitlene 6 til 11 og 13 til 15. En samlet oppsummering av tiltak som legges til grunn er gitt i kapittel 17.2

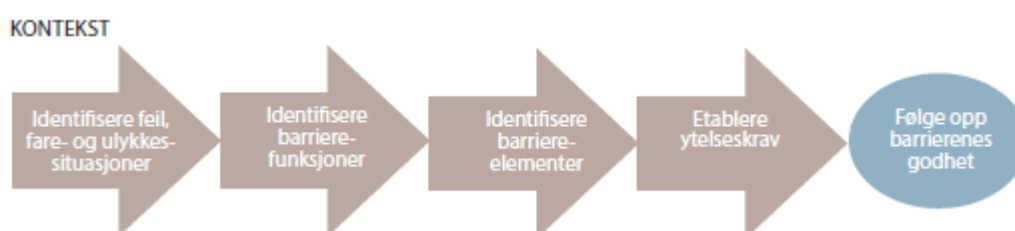
#### 3.7.1 Barrierestyling

Barrierestyling handler om at man systematisk og kontinuerlig sikrer at de nødvendige barrierene er identifisert, til stede og operative for å beskytte ved feil (f.eks. menneskelig- og teknisk svikt), fare- og ulykkessituasjoner.

Disse situasjonene skal knyttes til risikobildet på en spesifikk innretning eller et anlegg, eller til et konkret område på innretningen eller anlegget. Ifølge styringsforskriften § 5, er barrierer tiltak som tidlig skal oppdage feil, fare- og ulykkessituasjoner, redusere muligheten for at disse utvikler seg, samt begrense skader og ulemper som følge av disse.

Barrierestyling er de koordinerte aktivitetene som gjennomføres for å etablere og opprettholde barrierer slik at de til enhver tid opprettholder sin funksjon, se figur under.

Figur 3-18 Hovedpunkter i barrierestyling



Kilde: Ptil

Barrierens funksjon ivaretas av barriereelementene som kan være tekniske eller ikke-tekniske (organisatoriske eller operasjonelle). Barrierestyling handler videre om å sikre at de forskjellige barriereelementene har de egenskapene som er nødvendige for at disse samlet kan hindre, beskytte mot- og begrense skadeomfang av hendelser med fare for liv og helse, skade for miljøet og dets funksjoner for mennesker og dyr, og hendelser som kan gi tap av anlegg og verdier.

Det vil utarbeides installasjons- og områdespesifikke sikkerhetsstrategier (barrierestrategier) og ytelseskrav til barrierene.

### 3.7.2 Evakuering av- og beredskap for personell

Hovedformålet med rømnings- og evakueringsløsningene på Johan Castberg er å sørge for at alt personell har mulighet for en sikker evakuering fra skipet i alle fare- og ulykkessituasjoner.

På Johan Castberg er rømningsveiene utformet for å sikre rask og sikker rømning av alt personell fra ulike områder på installasjonen og til aktuelt mønstringssted. Det er lagt inn en rømningstunnel langs babord side for å sikre trygg rømning til/fra boligkvarter. Evakuering kan skje i prioritert rekkefølge via:

1. Helikopter fra helikopterdekk på skipet
2. Fritt fall livbåter til sjø
3. Redningsstrømpe til flåter

Type, antall og plassering av evakueringsløsningene er basert på risiko- og beredskapsanalyser og rømnings- og evakueringsstudier. Den mest optimale løsningen er valgt for å sikre sikker evakuering av alt personell fra skipet. Det vil utarbeides beredskapsplaner, og beredskapsøvelser vil gjennomføres for å sikre tilstrekkelig kjennskap til- og trening på en effektiv og sikker rømning og evakuering fra skipet under varierende værforhold.

### 3.7.3 Risiko og tiltak knyttet til is- og klimatiske forhold (vinterisering)

Is- og klimatiske forhold er beskrevet i kapitlene 5.4 og 5.5. Johan Castberg ligger 210 km sør for polarkodens virkeområde (jf. Figur 14-1 side 157)

Det er utarbeidet en strategi (vinteriseringsstrategi) som er lagt til grunn for designet av innretningen i forhold til is- og klimatiske forhold i området. Nedenfor gis det en kort omtale av tiltakene fra vinteriseringsstrategien som er rettet mot å hindre fare- og ulykkeshendelser, redusere omfanget av slike hendelser og sikre et trygt arbeidsmiljø.

#### **Sikkerhetstiltak for å hindre ulykker og sikre beredskap**

Risikoen for drivis og drivende isfjell er neglisjerbar (jf. kapittel 5.4.1 side 61). Det skal implementeres et Ice Risk Management System (IRMS) for Johan Castberg. Dette innebærer at isforholdene overvåkes kontinuerlig. Dersom sjøis driver sør for 73°N, og er varslet å bevege seg videre sørover, skal produksjonen stanses midlertidig og ikke gjenopptas før all is vest for 30°Ø på norsk sokkel er nord for 73°N igjen

Det vil etableres operasjonelle tiltak for å fjerne snø/is som legger seg på utstyr og strukturer i tillegg til prosedyrer for å kunne håndtere eventuelle hendelser i tilknytning til drivis/drivende isfjell.

Atmosfærisk ising av innretningen representerer ikke en sikkerhetsrisiko, og det er forventet lite snø på Johan Castberg. Det blir likevel tatt forhåndsregler som oppvarming av helikopterdekk og adkomstvei mellom helikopterdekket og boligkvarteret. Utvalgte områder vil i tillegg ha vanddamputstyr for fjerning av snø og is ved behov.

Varmekabler og varmeisolasjon vil bli benyttet på utstyr som er utsatt for frost. Dette gjelder særlig sikkerhetsutstyr som må være tilgjengelig i en beredskapssituasjon.

Det planlegges både for mekanisk oppsamling og kjemisk dispergering for håndtering av et eventuelt uhellsutslipp av olje. Det mekaniske systemet for oppsamling av olje skal være innebygget for beskyttelse mot vær og ising, og skal holdes isfritt med varmekabler og varmeisolasjon. Dette utstyret for bekjempelse av et evt oljeutslipp til sjø vil være lokalisert på beredskapsfartøyet som til enhver tid ligger på feltet. Beredskapsfartøyet vil også være tilpasset de klimatiske forholdene. Oljevernberedskap er nærmere beskrevet i kapittel 12.4.



### **Arbeidsmiljøtiltak i forhold til vinterforhold**

Analysen for å kunne utføre arbeid utendørs skal gjennomføres for åpne arbeidsområder og semi-åpne arbeidsområder. Analysene skal identifisere og avklare potensielle problemområder på grunn av eksponering for lave temperaturer, vind, ising og nedbør.

For å opprettholde et godt og sikkert arbeidsmiljø vil utsatte områder være beskyttet med vær- og vindskjerming og beskyttelse mot fallende is.

Et stort område akterut for boligkvarteret vil være innebygd med mekanisk ventilasjon. Området er avsatt til håndtering av containere og mellomagring av utstyr. Det vil samtidig også fungere som et skjermet område for avfallshåndtering.

Planlagt vedlikeholdsarbeid legges til sommerhalvåret.

### **3.7.4 Andre tiltak for å sikre et trygt arbeidsmiljø**

Støyanalyser utføres for å bestemme støykrav til utstyr og beregne støynivå i ulike områder på installasjonen. Vibrasjonsanalyser av skipsstrukturen og utstyr utføres for å vurdere behovet for vibrasjonsisolering.

Plassering av utstyr optimaliseres med hensyn til støy og vibrasjoner slik at områder som krever et lavt støynivå (eksempelvis boligområde eller områder hvor personell oppholder seg over lengre tid) ikke ligger i nærheten av områder med høyt støynivå. Behovet for absorpsjonsmaterialer på vegger og i himlinger vurderes for å oppnå et godt akustisk arbeidsmiljø, og for å sikre at beskjeder over høyttalere kan oppfattes.

Materialhåndteringsfilosofien tilsier at bruk av de to plattformkranene skal brukes primært til løft fra og til forsyningsfartøy. Fire heiser blir installert for materialhåndtering på innretningen. Det er tilrettelagt for bruk av gaffeltruck i enkelte områder.

### **3.7.5 Andre designtiltak for å hindre uønskete hendelser**

Det er implementert designtiltak for å øke sikkerheten for personell om bord. FPSOen er delt inn i brannområder. Brannvegger og gulv hindrer at brann og eksplosjon i ett område kan spre seg til nærliggende områder. Automatisk deteksjon av brann og gass gir videre hurtig, automatisk trykkavlastning og nedstengning av prosessanlegget, noe som begrenser omfanget av en hendelse. Et viktig designtiltak er rømningstunnelen som går fra båtens akterende og helt frem til boligkvarteret. Tunnelen er designet for å tåle branner og eksplosjoner som kan oppstå i prosessområdene. Det er overtrykk i tunnelen for å hindre inntrengning av røyk og andre branngasser.

## **3.8 Lokalisering av landbasert driftstøtte og alternativer som har vært vurdert**

I forbindelse med drift av Johan Castberg-feltet vil det være behov for landbasert støtte i form av en forsyningsbase for lagring og transport av varer og utstyr til feltet, en helikopterbase for personelltransport og en landbasert driftsorganisasjon.

Dette kapitlet gir en oversikt over de lokalitetene som har vært vurdert (kapittel 3.8.1), og de forhåndsdefinerte kriteriene som er lagt til grunn for å vurdere aktuelle lokaliteter for disse funksjonene (kapittel 3.8.2). De vurderinger rettighetshaverne har gjort (kapittel 3.8.4), er i tillegg også basert på en studie gjennomført av Agenda Kaupang /2/, som har vurdert de aktuelle stedene ut fra regionale virkninger, funksjonalitet og kostnadseffektivitet (jf. kapittel 3.8.3).

Landbasert driftsstøtte vil medføre positive ringvirkninger i drift, først og fremst lokalt i vertskommunene og regionalt i Nord-Norge. Disse virkningene er oppsummert i kapittel 16.

### 3.8.1 Lokalteter som har vært vurdert

Kommunene Hammerfest, Alta, Tromsø og Harstad har gjennom møter med Statoil og høringsuttalelser til forslag til program for konsekvensutredning, kommunisert og ytret ønske om å være vertskommune for en landbasert driftsorganisasjon. Alta, Tromsø og Hammerfest ønsker også å være vertskap for forsyningsbase og helikoptertransport.

Honningsvåg kommune har også ytret ønske om å bli vurdert i forhold til forsynings- og helikopterbase. Likeledes har Hasvik kommune vært vurdert som lokalitet for en helikopterbase på grunn av kort avstand fra feltet (kapittel 3.8.4). Nordkapp og Hasvik kommuner tilfredsstilte ikke kriteriene og ble ikke nærmere vurdert av Agenda Kaupang (kapittel 3.8.3).

Vertskommuner som er vurdert er gitt i Tabell 3-5.

Tabell 3-5 Vertskommuner som har vært vurdert

	Troms fylke		Finnmark fylke			
	Harstad	Tromsø	Alta	Hammerfest	Honningsvåg	Hasvik
<b>Forsynings- og helikopterbase</b>		x	x	x	x	x <sup>1)</sup>
<b>Driftsorganisasjon</b>	x	x	x	x		

1) Kun helikopterbase

### 3.8.2 Kriterier som er lagt til grunn for vurdering av lokaliteter

Agenda Kaupang ble i 2013 engasjert til å gjennomføre en studie for å vurdere lokalisering av landbasert driftstøtte/2/. Studien har inngått i beslutningsgrunnlaget til rettighetshaverne sammen med rettighetshavernes selskapsinterne vurderinger.

Det var flere kommuner som allerede i 2013, hadde kommunisert sin interesse for å være vertskommuner for driftstøtte for Johan Castberg. For å gi disse kommunene det samme informasjonsgrunnlaget, ble det gjennomført møter med Nordkapp, Hammerfest, Alta, Tromsø og Harstad kommuner og med Finnmark- og Troms fylkeskommuner. Kommuner og fylkeskommuner fikk anledning til å presentere sitt syn på lokaliseringen, og kommentere opplegget for studien og de kriteriene som ble foreslått lagt til grunn for valg av lokaliseringssteder. Kommunene fikk også anledning til å presentere sine øvrige utviklingsplaner og sine muligheter for å være vertskap for de ulike støttefunksjonene til drift av Johan Castberg.

I tiden etter oljeprisfallet høsten 2014, har planene for utbygging og drift av Johan Castberg blitt endret og optimalisert. Behovet for landbaserte støttefunksjoner og de kriteriene som er valgt for lokalisering av disse, er uendret.

Kriteriene ble også presentert i forslag til program for konsekvensutredning (september 2016), og en mottok ikke høringsuttalelser som gav grunnlag for å endre disse.

#### **Forsyningsbase**

Transport av forbruksvarer og utstyr til produksjonsinnretningen i driftsfasen er planlagt ved bruk av forsyningsbåt. Disse går i skytteltrafikk mellom forsyningsbasen og produksjonsinnretningen i hele produksjonsperioden.

En forsyningsbase må ha et godt kaianlegg og være lokalisert nært feltet for å redusere seilingstiden. Primærfunksjonen er å levere forsyningstjenester og vedlikeholdstjenester til produksjonsenheten i driftsfasen. Forsyningsbasen må derfor ha egnede lagringsmuligheter for utstyr både inne og ute. Forsyningsbasen må videre ha god driftskompetanse, og tilgang til relevante oljeservicebedrifter og

leverandører av varer og tjenester med tilstrekkelig verkstedkapasitet for mindre reparasjoner og periodisk vedlikehold av produksjonsutstyr.

Følgende kriterier er benyttet for å vurdere lokalisering av forsyningsbasen for Johan Castberg:

- Seilingstid fra base til felt
- Tilgang til eksisterende infrastruktur og tilstrekkelig kai- og lagerkapasitet
- Tilgang til kompetanse for basedrift og lokale leverandører av bl. a. verkstedtjenester
- Synergier i forhold til andre brukere av basen som f. eks samseiling
- Regionale virkninger

### **Helikopterbase**

Transport av personell og mindre utstyr til produksjonsinnretningen i driftsfasen er planlagt ved bruk av helikopter.

En helikopterbase må være lokalisert til en flyplass nær feltet, for sikker transport av personell og eventuelt også noe utstyr til boreplattformer og skip i utbyggingsfasen samt til produksjonsenheten og eventuelle borerigger og fartøyer i driftsfasen. Topografien mellom basen og feltet er viktig, fordi det ved enkelte værforhold er ønskelig å unngå å fly over land. Infrastruktur, kompetanse og servicefunksjoner på helikopterbasen med hensyn til hangar, vedlikeholdspersonell for helikoptre, passasjerterminal mv. er viktig for funksjonaliteten. Også basepersonellens kompetanse og flyplassens størrelse, kapasitet og regularitet er sentrale elementer for en samlet funksjonalitet.

Følgende kriterier er benyttet for å vurdere lokasjon av helikopterbasen for Johan Castberg:

- Flytid fra base til felt
- Ny/eksisterende infrastruktur og topografi
- Kapasitet og regularitet i forhold til fly
- Synergier i form av at andre benytter helikopterbasen
- Regionale ringvirkninger

### **Driftsorganisasjon**

Driftsorganisasjonen er hovedkontaktpunktet på land for sokkelorganisasjonen. Organisasjonen vil være basert på den til enhver tid gjeldende driftsmodell i Statoil. En driftsorganisasjon inneholder typisk tung faglig kompetanse innenfor HMS og driftsledelse, teknisk kompetanse for vurdering av behov for og gjennomføring av vedlikehold og modifikasjoner, geologi- og reservoar kompetanse, produksjonsstøtte og kompetanse innen boreplanlegging, logistikk, anskaffelser mm. Det er svært viktig at dette kompetansemangfoldet er samlokalisert for å kunne levere best mulig på en sikker, effektiv og bærekraftig drift.

Følgende kriterier er benyttet til å vurdere lokalisering av driftsorganisasjonen til Johan Castberg:

- Eksisterende infrastruktur som kontorfasiliteter og nærhet til transportinfrastruktur
- Tilgang til fagmiljøer (type og bredde)
- Synergier i forhold til eksisterende aktiviteter
- Rekrutteringsmuligheter både internt i Statoil og eksternt
- Regionale virkninger

### **3.8.3 Tredje parts vurdering**

I forbindelse med oppstart av lokaliseringsstudien i 2013 ble det avholdt et informasjonsmøte som beskrevet i foregående kapittel. På dette informasjonsmøtet fikk de ulike lokaliseringsstedene, herunder også Tromsø og Alta, anledning til å presentere sitt syn på mulighetene for å kunne imøtekomme Johan Castbergs behov. Kommunene viste også sine utviklingsplaner med hensyn til baseutvidelser, ny forsyningsbase nord for

Tromsø, ny flyplass for Hammerfest mv.

Agenda Kaupang sammen med Statoil, besøkte også eksisterende landbasert infrastruktur for oljevirksomhet i det aktuelle området for støttefunksjonene, herunder Snøhvitorganisasjonen på Melkøya og forsyningsbasen og helikopterbasen i Hammerfest. Agenda Kaupang hadde også møte med Statoils driftsorganisasjon i Harstad. På disse møtene ble utbyggings- og driftskonseptene for Johan Castberg gjennomgått, sammen med behovet for landbasert støtte. Videre har agenda Kaupang hatt tilgang til høringsuttalelser fra 2012 og 2013 ifm med tidligere vurdert utbyggingsløsning (SEMI plattform- eksportør og terminal for oljeomlastning), og som ble forlatt av rettighetshaverne som en mulig utbyggingsløsning (jf. kapittel 3.11).

Kommuner og fylkeskommuner har ellers avgitt høringsuttalelse til forslag til program for konsekvensutredning (høsten 2016).

Agenda Kaupangs vurdering er oppsummert i det følgende.

#### Forsyningsbase

Eksisterende basevirksomhet i Hammerfest er omfattende og veletablert, og er vurdert til å ha svært god funksjonalitet ved betjening av feltet. Hammerfest er på grunn av kortest avstand til feltet, også det klart mest kostnadseffektive alternativet, og de regionale virkningene blir også størst i Hammerfest. Samlet er derfor Hammerfest vurdert som *Svært godt egnet /2/*.

En forsyningsbase i Tromsø vil måtte bygges opp fra grunnen av. Kostnadseffektiviteten ved bruk av Tromsø som forsyningsbase er vurdert å bli vesentlig dårligere enn ved bruk av Hammerfest. Dette på grunn av betydelig lengre avstand til feltet og manglende synergieffekter ved samseiling. De regionale virkningene av etableringen blir videre vesentlig mindre i Tromsø på grunn av byens størrelse og større underliggende vekst. Samlet vurderes derfor Tromsø som *Relativt dårlig /2/*.

Alta har ingen etablert forsyningsbase i dag, og heller ingen konkrete planer om å bygge en slik. Det er dermed usikkert når en slik base kan stå ferdig, hvilket servicetilbud den vil få og hvor godt den vil fungere. Kostnadseffektiviteten ved en forsyningsbase i Alta er vurdert til å bli vesentlig dårligere enn i Hammerfest på grunn av betydelig større avstand til feltet, og mindre muligheter for samseilingsgevinster. De regionale virkningene av en base i Alta blir noe mindre enn i Hammerfest. Alta er derfor vurdert til å være *Relativt dårlig egnet /2/*.

Figur 3-19 Rangering av lokalitetenes egnethet som forsyningsbase for Johan Castberg

Viktige kriterier	Tromsø	Alta	Hammerfest
Funksjonalitet	Relativt dårlig	Relativt dårlig	Svært god
Kostnadseffektivitet	Relativt dårlig	Relativt dårlig	Svært god
Regionale virkninger	Lite utslagsgivende	Positive, men ikke avgjørende	Betydelige
<b>Sum rangering</b>	<b>Relativt dårlig egnet</b>	<b>Relativt dårlig egnet</b>	<b>Svært godt egnet</b>

#### Helikopterbase

Lokalisering av en helikopterbase i Tromsø eller Alta er i begge tilfeller vurdert som en relativt dårlig løsning. Hovedårsaken til dette er at begge byene ligger forholdsvis langt fra Johan Castberg, slik at flytiden blir 30–40 % lengre. På grunn av vesentlig kortere flytid ut til feltet, vurderes Hammerfest til å ha god funksjonalitet og sikkerhet /2/.

Tromsø og Alta vurderes begge til å få mindre god kostnadseffektivitet siden det er vanskelig å skape synergieffekter gjennom utleie av ledig helikopterkapasitet i disse byene, og fordi flytiden til Johan Castberg er betydelig lengre fra disse byene enn fra Hammerfest. Både transportkostnader og vedlikeholdsbehov vil derfor bli betydelig større fra Tromsø og Alta sammenlignet med Hammerfest. Av motsatte grunner er Hammerfest godt egnet /2/.

Med hensyn til regionale virkninger av helikopterbasen, så er disse forholdsvis beskjedne uansett hvor basen etableres. I Hammerfest gjør de regionale virkningene av økt helikoptertransport likevel en viss forskjell i forhold til byens størrelse og den underliggende utvikling.

Figur 3-20 Rangering av lokalitetenes egnethet som helikopterbase for Johan Castberg

Viktige kriterier	Tromsø	Alta	Hammerfest
Funksjonalitet	Relativt dårlig	Relativt dårlig	God
Kostnadseffektivitet	Mindre god	Mindre god	God
Regionale virkninger	Svært små	Relativt små	Middels store
<b>Sum rangering</b>	<b>Lite egnet</b>	<b>Lite egnet</b>	<b>Svært godt egnet</b>

#### Driftsorganisasjon

Samlet sett kommer Tromsø og Alta ut med rangeringen *Mindre godt egnet*. Hovedsakelig skyldes dette at Johan Castberg som enslig driftsorganisasjon på disse stedene, blir lite funksjonell og kostnadseffektiv som følge av mangel på fagmiljø og manglende synergieffekter for andre driftsorganisasjoner i Statoil. Funksjonaliteten er vurdert å være noe bedre i Tromsø enn i Alta, fordi Tromsø er en mye større by med et bredere fagmiljø og bedre rekrutteringsmuligheter. Til gjengjeld blir de regionale virkningene av driftsorganisasjonen betydelig mindre i Tromsø enn i Alta. Samlet sett er disse to lokasjonene vurdert som likeverdige.

Hammerfest er vurdert som forholdsvis svak med hensyn til funksjonalitet og kostnadseffektivitet på grunn av mangel på relevante fagmiljøer i Statoil, og følgelig små synergieffekter mot drift av Snøhvit/Melkøya. Regionale virkninger blir forholdsvis store, og vesentlig større enn i Alta.

Samlet er Hammerfest vurdert som *Middels godt egnet* som lokaliseringssted for driftsorganisasjonen til Johan Castberg. Funksjonalitet og kostnadseffektivitet for en driftsorganisasjon lokalisert i Harstad ventes å bli meget god, fordi alle faglige funksjoner som skal avgi personell til operasjonsgruppa allerede er tilstede, og fordi Statoil venter betydelige synergieffekter mellom driftsorganisasjonene til Johan Castberg, Norne og Aasta Hansteen. De regionale virkningene av Johan Castberg i Harstad blir også betydelige på grunn av situasjonen på det regionale arbeidsmarkedet. Harstad er derfor samlet sett vurdert til å være *Svært godt egnet* for etablering av en driftsorganisasjon for Johan Castberg.

Figur 3-21 Rangering av lokalitetenes egnethet som driftsorganisasjon for Johan Castberg

Viktige kriterier	Harstad	Tromsø	Alta	Hammerfest
Funksjonalitet/kostnadseffektivitet	Meget god	Svak	Svak	Forholdsvis svak
Regionale virkninger	Forholdsvis store	Relativt små	Positive, men ikke avgjørende	Forholdsvis store
<b>Sum rangering</b>	<b>Svært godt egnet</b>	<b>Mindre godt egnet</b>	<b>Mindre godt egnet</b>	<b>Middels godt egnet</b>

### 3.8.4 Rettighetshavernes vurdering og lokalisering som legges til grunn

Agenda Kaupangs anbefalinger sammenfaller med de lokasjoner som rettighetshaverne går inn for, dvs lokalisering av basefunksjoner i Hammerfest og driftsorganisasjon i Harstad. Rettighetshavernes vurdering og begrunnelse er oppsummert i det følgende.

#### Forsyningsbase

Rettighetshaverne har vurdert Alta, Hammerfest, Honningsvåg og Tromsø som lokalitet for forsyningsbase.

Rettighetshaverne går inn for å lokalisere forsyningsbasen for Johan Castberg i Hammerfest, med hovedbegrunnelse at Hammerfest har:

- kortest avstand til feltet
- tilgang på eksisterende forsyningsbase med infrastruktur og kompetanse

- store synergier med eksisterende brukere

I utbyggingsperioden kan det være aktuelt å benytte seg av andre baser for lagring og/eller klargjøring av utstyr.

#### **Helikopterbase**

Rettighetshaverne har vurdert Alta, Hammerfest, Hasvik, Honningsvåg og Tromsø som lokalitet for helikopterbase.

Rettighetshaverne går inn for å lokalisere helikopterbasen for Johan Castberg i Hammerfest, med hovedbegrunnelsen at Hammerfest har:

- kort avstand til feltet
- tilgang på eksisterende helikopterinfrastruktur/kompetanse
- store synergier med eksisterende brukere

#### **Driftsorganisasjon**

Rettighetshaverne har vurdert Alta, Hammerfest, Harstad og Tromsø som vertskommune for driftsorganisasjonen.

Rettighetshaverne går inn for å lokalisere driftsorganisasjonen for Johan Castberg i Harstad, med hovedbegrunnelsen at Harstad har

- størst tilgang på alle relevante fagmiljøer
  - Tilsvarende oljefelt v/Norne FPSO har siden 1997 vært driftet fra Harstad
  - Aasta Hansteen skal driftes fra Harstad fra 2018
- størst synergier med eksisterende aktiviteter

### **3.9 Kostnadsanslag for investeringer og drift**

Anslagene for de totale investeringskostnadene for utbygging av Johan Castberg er estimert til 49 mrd 2016-kroner. I tillegg kommer kostnader på nær 8 milliarder 2016-kroner til fjerning av installasjoner og stenging av brønner ved produksjonsslutt. Investeringsperioden på Johan Castberg ventes å strekke seg over 8 år i perioden 2017-2024, med oppstart av produksjonen i 4 kv. 2022.

Kostnader til drift av Johan Castberg er i et normalår estimert til 1,15 mrd 2016-kroner. Produksjonsperioden for Johan Castberg er beregnet til vel 30 år med mulighet for forlengelse gjennom innfasing av andre strukturer en måtte finne drivverdige i området.

Kostnadsanslagene vil oppdateres ved investeringsbeslutning og vil inngå i PUD.

### **3.10 Avvikling av virksomheten**

Etter avsluttet produksjon og nedstengning vil innretninger på feltet bli fjernet i henhold til OSPAR-beslutning 98/3. I tråd med petroleumslovens § 5-1 (jmf petroleumsforskriften § 43) vil det i god tid (senest to år) før planlagt avslutning av produksjonen bli lagt fram en avslutningsplan bestående av en disponeringsdel og konsekvensutredning. Her vil de aktuelle disponeringsalternativene beskrives sammen med mulige virkninger for miljø og fiskeri, og gi forslag til disponering av produksjonsinnretning, havbunnsinstallasjoner, rørledninger og kabler.

For rørledninger er etterlatelse på stedet eller fjerning og sluttdisponering annetsteds, aktuelle alternativer som vurderes. Etablert praksis (Meld. St. nr. 47 (1999-2000) om disponering av utrangerte rørledninger og kabler på norsk kontinentalsokkel) er å etterlate rørledninger og kabler på sjøbunnen, såfremt de ikke er til



ulempe for fiskeri eller medfører fare for miljøpåvirkning. Gamle rørledninger skal rengjøres på en slik måte at de ikke inneholder stoffer som kan medføre skader på livet i havet, og endestykker og integrerte strukturer skal tildekkes før etterlatelse.

Etter gjeldende praksis antas det for Johan Castberg at både feltinterne rør og kontrollkabler derfor kan bli etterlatt på havbunnen i Barentshavet etter endt produksjon. Kabler og sensorer fra et eventuelt PRM system og brønnrammer vil fjernes. Sugeankre og strukturer med sugeankre vil bli tildekket og/eller de deler som står over havbunnen vil bli fjernet. Forankringslinene vil bli kuttet fra sugeankrene og fjernet. Operatøren vil på tidspunkt for nedstengning forholde seg til aktuelt regelverk og praksis på det aktuelle tidspunktet, og vil legge dette til grunn i avslutningsplanen.

### **3.11 Alternative utbyggingsløsninger som har vært vurdert**

#### **3.11.1 Generelt om prosess for vurdering av alternativer og valg av utbyggingsløsning**

Planlegging av et stort felt som Johan Castberg og modning av utbyggingsløsninger, er en stegvis prosess for å kunne realisere prosjekter, og sikre store verdier og optimale løsninger for rettighetshaverne og samfunn. En helhetlig vurdering av alternativer det være seg utbyggingsløsninger, konseptuelle del-løsninger som kraftløsning, lokalisering av driftsstøtte og vurdering av alternativer for å implementere BAT, er en integrert del av KU -prosessen og den interne beslutningsprosessen i Statoil (jf. kapittel 1.3 og 1.4), og hos de andre rettighetshaverne i lisensen.

Prosedyrer og tidsskjema for behandling av PUD del I (teknisk og økonomisk del) og PUD del II (KU) er fastlagt i petroleumsforskriften og ytterligere detaljert i veileder til PUD/PAD. Det følger av disse at rettighetshaverne ved BOV (Beslutning om videreføring) velger den/de utbyggingsløsningen(e) inkludert eventuelle konseptuelle del-løsninger man ønsker å gå videre med. I forslag til konsekvensutredningsprogram gis det en kort beskrivelse av alternative utbyggingsløsninger som har vært vurdert, samt flere detaljer for den utbyggingsløsningen rettighetshaverne går inn for, og eventuelle delløsninger en anbefaler å gå videre med. Med mindre noe annet blir bestemt gjennom fastsettelse av utredningsprogrammet, er det dette konseptet som videreutvikles fram mot en investeringsbeslutning ved BOG (Beslutning om gjennomføring), og som ligger til grunn for konsekvensutredning og PUD.

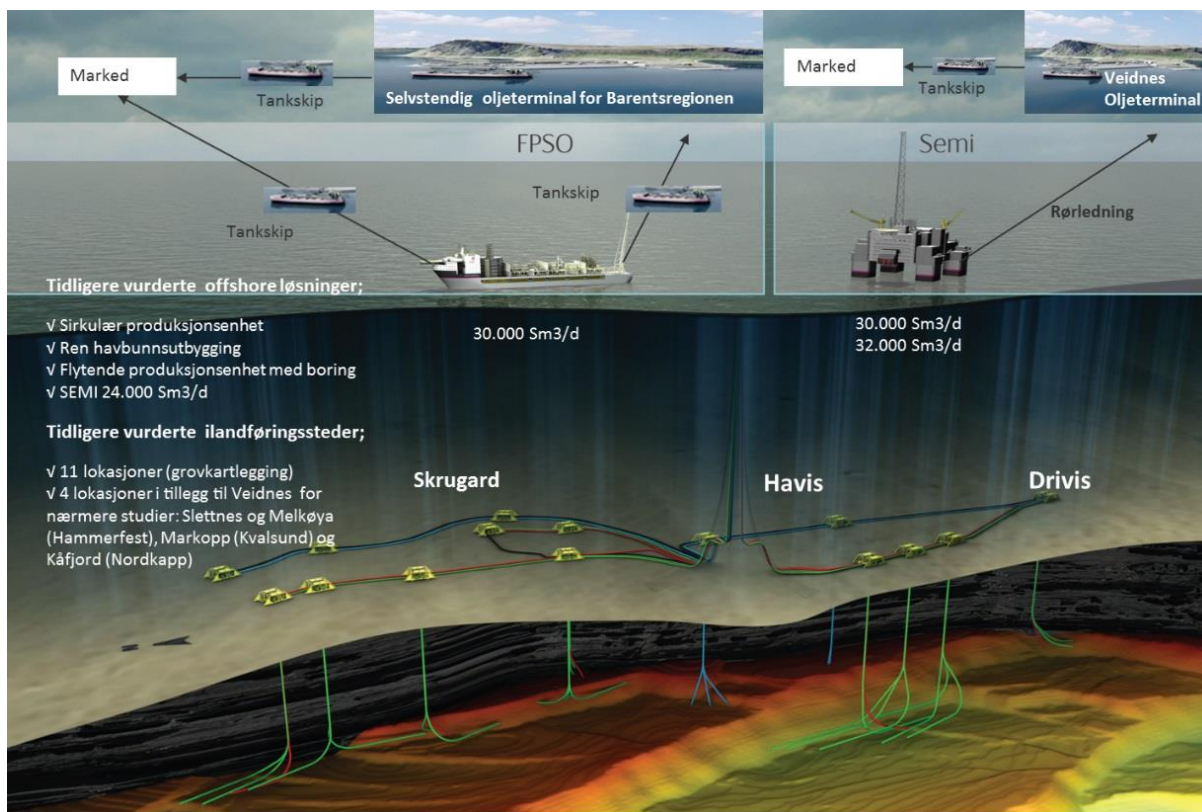
Tidlig i prosessen med å velge den utbyggingsløsningen som rettighetshaverne vil legge til grunn, gjøres disse vurderingene på et grovere nivå sammenlignet med senere i konseptvalgprosessen hvor alternativene typisk reduseres til to-tre alternativer. I Statoil gjøres disse vurderingene tidlig gjennom mulighetsstudier, og deretter i konseptplanleggingsfasen (jf. kapittel 1.4).

I FPK (september 2016) la rettighetshaverne frem utbyggingsløsningen som er beskrevet og utredet i denne konsekvensutredningen.

#### **3.11.2 Utbyggingsløsninger og del-løsninger som har vært vurdert**

Flere alternative utbyggingsløsninger, delløsninger og produksjonskapasiteter for utbygging av Johan Castberg har vært vurdert i perioden 2011- 2016. Disse er illustrert i figuren under. Alternativene ble vurdert etterhvert som resultatene fra letekampanjen i området ble tilgjengelig, og etter hvert som de tekniske løsningene ble optimalisert.

Figur 3-22 Illustrasjon av utbyggingsløsninger som har vært vurdert fra mulighetsstudier og i konseptplanleggingsfasen



Kilde Statoil Basert på utforming i siste del av konseptstudie fasen (2015).

Tabell 3-6 Oversikt over hovedkonsepter og delløsninger som er blitt vurdert, men som er forlatt

Hovedkonsepter	Kort begrunnelse for hvorfor alternativet er forlatt
Flytende produksjonsplattform uten lagring (Semi), med ilandføring av stabilisert olje i rørledning (≈ 280 km) til oljeterminal på Veidnes ( <i>Semi, rør og terminal</i> )	Økonomiske forhold. Ikke tilstrekkelige oljevolum
Flytende sirkulær produksjons-enhet, med lagring og offshore lasting av olje til skip ( <i>Sirkulær produksjonsenhet</i> )	Økonomiske forhold
Ren havbunnsutbygging med havbunnsseparasjon/injeksjon av vann, med flerfasetransport av olje og gass til prosessanlegg på land ( <i>Ren havbunnsutbygging</i> )	Økonomiske forhold Store teknologigap Ikke robust nok i forhold til endringer i reservoarforhold i Skrugard, Havis og Drivis. Ikke robust nok i forhold til å ivareta gjenværende letepotensial i lisensen/området
Flytende produksjonsenhet med borefasiliteter	Økonomiske forhold Begrenset rekkevidde på brønner boret fra flyteren grunnet relativt grunne og langstrakte reservoarer
Lavere prosesseringskapasiteter, mindre antall stigerør, etc. ( <i>Lavere kapasiteter</i> )	Økonomiske forhold Redusert fleksibilitet til å ivareta gjenværende letepotensial i lisensen/området.
Alternative kraftløsninger (Vedlegg B)	Høye kostnader, høy tiltakskostnad, teknologiuutfordringer påvirkning på fremdriftsplan

### 3.12 Mulig terminal for oljeomlastning på Veidnes

Realisering av en eventuell omlastningsterminal krever en større samlet oljeproduksjon enn Johan Castberg-feltet kan produsere. På initiativ fra Statoil ble fellesprosjektet Barents Sea Oil Infrastructure (BSOI) etablert i februar 2015.

BSOI-prosjektet er et samarbeid mellom Goliat-, Johan Castberg-, Alta/Gohta- og Wisting-lisensene. Prosjektets formål er å utvikle en kostnadseffektiv flerbruks omlastingsterminal for olje på Veidnes i Nordkapp kommune som skal kunne bli en del av en eksport rute for olje ut av Barentshavet.

Dersom utbygging av en eventuell uavhengig oljeterminal besluttes av lisensene i 2019, vil den kunne stå ferdig til å ta imot oljen fra Johan Castberg i 2022. Myndighetsgodkjenningen, inkludert konsekvensutrednings-prosessen, for en slik felles oljeterminal vil derfor skje på et senere tidspunkt, og uavhengig av utvikling og godkjenning av Johan Castberg prosjektet.

Eierne av og tiltakshaverne for en slik terminal vil være ansvarlig for å avklare myndighetsprosessen, utarbeide og levere inn de nødvendige søknader, samt innhente de nødvendige tillatelser for anlegg og drift av en slik terminal.

## 4 Oppsummering av høringsuttalelser og hvordan disse er hensyntatt

### 4.1 Tematisk gruppering av høringsuttalelser

Høringsuttalelsene fra 45 høringsinstanser, hvorav 10 ikke hadde merknader, ble gruppert og håndtert etter følgende tematiske inndeling:

- A. Generelle merknader til programmet og konsekvensutredningsprosessen
- B. Miljøverdier og kunnskap om disse
- C. Kulturminner
- D. Klima, utslipp til luft, kraftløsning /elektrifisering og BAT (Best Available Technology)
- E. Konsekvenser for marint miljø- bruk av kjemikalier, utslipp til sjø og BAT, fysiske inngrep, undervannsstøy o.l.
- F. Sikkerhet, miljørisiko og oljevernberedskap
- G. Fiskeri- og andre næringsinteresser
- H. Samfunnsmessige konsekvenser- samfunnsøkonomi, verdiskaping, sysselsetting og andre samfunnsvirkninger
- I. Lokalisering av driftsorganisasjon og basetjenester
- J. Infrastruktur (luftfart, vegtransport, kystfart)
- K. Annet
- L. Ilandføring

En grovoversikt over hvilke kapitler hvor høringsuttalelsene er håndtert er gitt i tabellen under.

Tabell 4-1 Oversikt over hvor høringsuttalelsene er håndtert

Tema	Kapittelreferanser	
A	Generelle merknader til programmet og konsekvensutredningsprosessen	1.3, 1.4 og 3.11
B	Miljøverdier og kunnskap om disse	5
C	Kulturminner	15
D	Klima, utslipp til luft, kraftløsning /elektrifisering og BAT (Best Available Technology)	Vedlegg B og kapittel 6
E	Konsekvenser for marint miljø- bruk av kjemikalier, utslipp til sjø og BAT, fysiske inngrep, undervannsstøy o.l.	7, 8 og 9
F	Sikkerhet, miljørisiko og oljevernberedskap	12
G	Fiskeri- og andre næringsinteresser	13 og 14
H	Samfunnsmessige konsekvenser- samfunnsøkonomi, verdiskaping, sysselsetting og andre samfunnsvirkninger	16
I	Lokalisering av driftsorganisasjon og basetjenester	3.8
J	Infrastruktur (luftfart, vegtransport, kystfart)	
K	Annet	
L	Ilandføring	3.12

### 4.2 Oversikt over høringsuttalelser

Høringsuttalelser og tilsvaret til uttalelsene som ligger til grunn for OEDs godkjenning av utredningsprogrammet er lastet opp på [www.statoil.com/johancastberg](http://www.statoil.com/johancastberg).

En oversikt over hvilke tema hver enkelt høringsinstans har uttalt seg om er gitt i Tabell 4-2..

Tabell 4-2 Oversikt over uttalelser

HØRINGSINSTANS	MERKNADER TIL OPPSUMMERINGSTEMA													Ingen Merknader
	<b>A</b> Generelt til prosess <b>B</b> Miljøtilstand <b>C</b> Kulturminner, <b>D</b> Klima. Utslipp til luft/Elektrifisering/BAT <b>E</b> Konsekvenser for marint miljø-Utslipp til sjø/BAT, <b>F</b> Sikkerhet/Miljørisiko/Oljevernberedskap <b>G</b> Fiskeri- og andre næringsinteresser <b>H</b> Samfunnmessige virkninger <b>I</b> Landbaserte drifts-funksjoner <b>J</b> Infrastruktur <b>K</b> Annet <b>L</b> Ilandføring													
	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L		
<b>Statlige- og regionale myndigheter</b>														
Sámediggi-Sametinget													X	
Oljedirektoratet(OD)													X	
Norges vassdrag og energidirektorat(NVE)													X	
Arbeidsdepartementet (ASD) og Petroleumstilsynet (Ptil)													X	
Klima og miljødepartementet (KLD)	X			X	X	X		X						
Miljødirektoratet (Mdir)	X	X		X	X	X		X						
Norsk Polarinstitutt (NPI)		X				X								
Riksantikvaren			X											
Tromsø Museum			X											
Fiskeridirektoratet (FDir)							X							
Sjøfartsdirektoratet (SDir)					X		X							
Samferdselsdepartementet													X	
Justis- og beredskapsdepartementet(JBD)													X	
Utenriksdepartementet (UD)							X							
Statens strålevern													X	
Forsvarsdepartementet													X	
Finnmark fylkeskommune (FFK)	X	X		X		X	X	X	X	X		X		
Nordland Fylkeskommune (NFK)	X			X	X	X	X	X	X			X		
Troms Fylkeskommune (TFK)	X	X		X	X	X	X	X	X	X		X		
<b>Lokale myndigheter</b>														
Alta kommune	X							X	X	X		X		
Hammerfest kommune	X					X			X			X		
Harstad Kommune				X		X		X	X			X		
Lenvik Kommune						X		X	X			X		
Narvik Kommune						X		X	X			X		
Nordkapp Kommune	X			X		X	X	X	X	X	X	X		
Tromsø Kommune				X		X		X	X					

Tabell 4-2 Oversikt over uttalelser- (Fortsetter)

HØRINGSINSTANS	MERKNADER TIL OPPSUMMERINGSTEMA													Ingen Merknader
	<b>A</b> Generelt til prosess <b>B</b> Miljøtilstand <b>C</b> Kulturminner, <b>D</b> Klima. Utslipp til luft/Elektrifisering/BAT <b>E</b> Konsekvenser for marint miljø-Utslipp til sjø/BAT, <b>F</b> Sikkerhet/Miljørisiko/Oljevernberedskap <b>G</b> Fiskeri- og andre næringsinteresser <b>H</b> Samfunnsmessige virkninger <b>I</b> Landbaserte drifts-funksjoner <b>J</b> Infrastruktur <b>K</b> Annet <b>L</b> Ilandføring													
	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L		
<b>Nærings-, arbeidsgiver- og arbeidstakerorganisasjoner</b>														
Alta Næringsforening		X				X		X	X	X		X		
Arena Arktisk vedlikehold	X							X	X					
Energiklyngen Nord	X													
Fiskebåt							X							
Harstadregionens næringsforening				X		X		X	X			X		
Industri Energi	X			X		X		X				X		
Landsorganisasjonen i Norge (LO)								X				X		
Nordkapp regionens næringshage	X					X	X	X		X		X		
Nordkappregionen Havn IKS	X									X		X		
Norges Fiskerilag							X							
Norges Rederiforbund													X	
Olje- og gassklynge Helgeland								X						
Petro Arctic								X	X			X		
Yrkesorganisasjonenes sentralforbund (YS)													X	
<b>Miljø-, natur- og samfunnsinteresse organisasjoner</b>														
Naturvernforbundet Vest finmark				X		X								
<b>Andre</b>														
Nordnorsk Petroleumsråd	X	X		X		X	X	X	X	X		X		
Polarkonsult AS						X		X	X			X		
Teknor								X	X					
Troms Høyre								X	X			X		



## 5 Miljøforhold i influensområdet

I dette kapitlet beskrives naturmiljøet i influensområdet som grunnlag for vurdering av tekniske løsninger, operasjonelle tiltak og konsekvenser i kapittel 6 til kapittel 12. Fiskeri, skipstrafikk og kulturminner er beskrevet innledningsvis i kapitlene 13, 14 og 15. Miljøforhold som havdyp, isforhold, temperatur, vind, strøm og bølger er også viktige forhold for å kunne tilpasse tekniske løsninger for å oppnå sikker utbygging og drift. I tillegg er vind- og værforhold sammen med lysforhold viktige i forhold til beredskap, inkludert beredskap mot akutt oljeforurensning.

### 5.1 Influensområdet

Influensområdet defineres som det området som vil kunne bli påvirket av den planlagte aktiviteten, i denne sammenheng utbygging, drift og avslutning av Johan Castberg-feltet.

Utstrekning av området som vil kunne påvirkes varierer med påvirkningsfaktor; f.eks. utslipp til sjø av produsert vann, boreavfall, kjølevann, uhellsutslipp av olje, utslipp til luft, fysiske inngrep etc., og med hvilke sårbare ressurser som vurderes.

Ved vurdering av konsekvenser for det marine naturmiljø, fiskeri, skipstrafikk og kulturminner er området rundt Johan Castberg feltet og den fiberoptiske kabelen til land eller til Melkøya definert som influensområdet.

Utstrekning av influensområdet ved et eventuelt uhellsutslipp på Johan Castberg-feltet er beregnet med grunnlag i spredningsberegninger for ulike utslippsbetingelser og for ulike årstider (jf. kapittel 12.2). Hekkende sjøfugl har en stor aksjonsradius, og for også å dekke et verstefallscenario, er derfor også de nærmeste kystnære områdene beskrevet.

### 5.2 Datagrunnlag

Naturressurser og miljøforhold innenfor det marine influensområdet til Johan Castberg er utførlig beskrevet i Meld. St 10 (2010-2011), «Oppdatering av forvaltningsplanen for det marine miljø i Barentshavet og havområdene utenfor Lofoten», samt tilhørende underlagsrapporter /22/.

Beskrivelsen i dette kapitlet er hovedsakelig basert på fagspesifikke utredninger som underlag til denne konsekvensutredningen, jf. referanser i kapittel 18. De fagspesifikke utredningene er utført av anerkjente norske fagmiljøer med god kunnskap om andre sektorer og andre petroleumsrelaterte aktiviteter i området. Disse fagmiljøene har også deltatt i forvaltningsplanarbeidet, både det oppdaterte faggrunnlaget for planen (2010), og flere er også sentrale i det pågående arbeidet med å revidere faggrunnlaget for planen. Den mest oppdaterte miljøkunnskapen om området er således benyttet i de fagspesifikke delutredningene.

De fagspesifikke utredningene har også benyttet seg av blant annet;

- Miljødirektoratets databaser vedrørende forvaltningsområder, særlig verdifulle områder i Barentshavet og miljøverdier i norske havområder
- Havforskningsinstituttets Mareano prosjekt
- SEAPOP og SEATRACK-databaser for kartlegging og overvåking av norske sjøfugl
- Gjennomførte grunnlagsundersøkelser for Johan Castberg og for andre lisenser

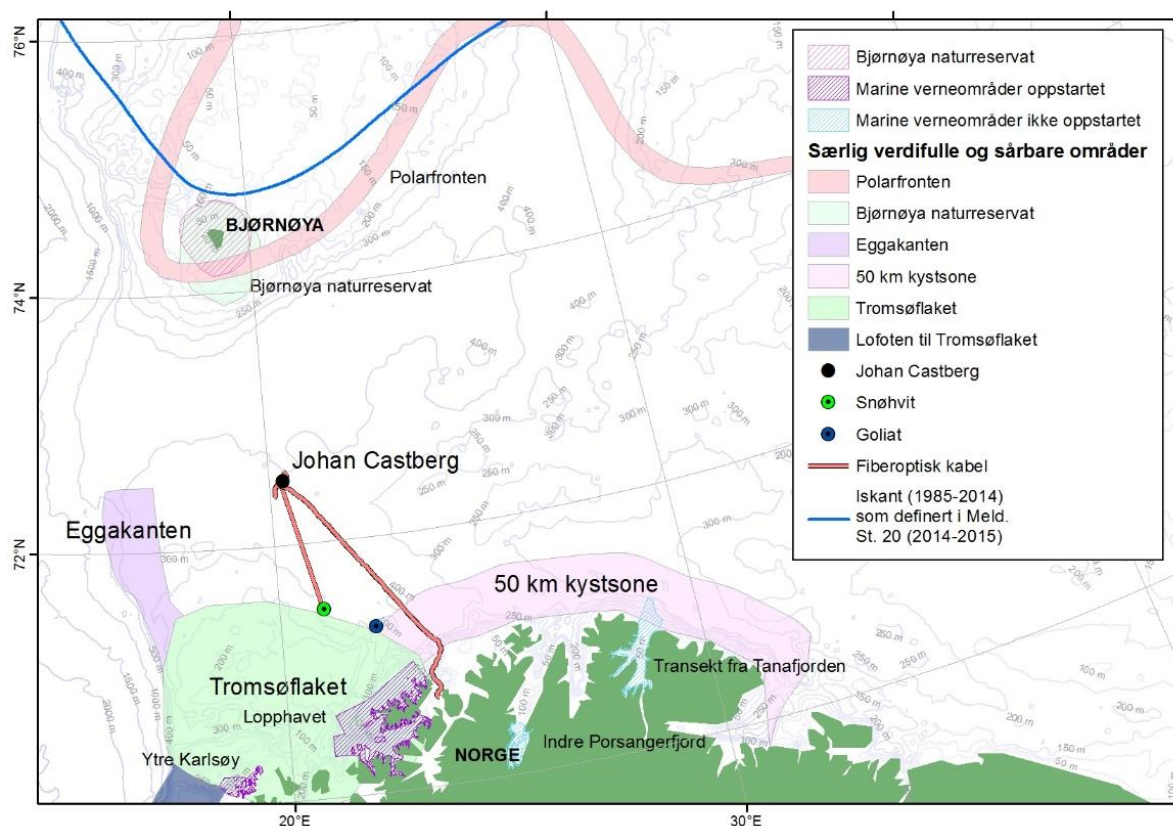
I tillegg har Statoil bidratt med oppdatert grunnlagsdata fra BAsEC arbeidet, og egne registreringer av meteorologiske og oseanografiske forhold. Det vises til de fagspesifikke del-utredningene for detaljerte litteratur referanser (originalkildene er ikke referert her).

### 5.3 Verneområder og andre særlig verdifulle områder

Johan Castberg ligger i sørvestre del av Barentshavet, nord for de områdene langs kysten (Tromsøflaket og Eggakanten) som i forvaltningsplanen (Meld St. 10, 2011) er pekt ut som spesielt miljøfølsomme. Lokalisering av Johan Castberg i forhold til vernede områder og de særlig verdifulle og sårbare områdene i det sørvestlige Barentshavet (grunnlag fra Meld. St. 10, 2011) er vist i Figur 5-1.

Johan Castberg ligger 210 km sør for Bjørnøya og omtrent 190 km fra sørspissen av naturreservatet rundt øya, samt mer enn 200 km fra iskanten som definert i Meld. St. 20 /23/. Det er ikke funnet korallrev på Johan Castberg og det er kun registrert få og spredte forekomster av svamp (jf. kapittel 5.6.2). Økosystemet ved iskanten er omtalt i kapittel 5.4.2.

Figur 5-1 Lokalisering av Johan Castberg feltet i forhold til særlig verdifulle og sårbare områder



Kilde: Akvaplan-niva /3/ med grunnlag fra Meld. St. 10, 2011 /22/ og Statoil

Porsangerfjorden og et 50 km bredt kystbelte utenfor hele kysten fra Lofoten og nordover er identifisert som særlig verdifullt område. Dette området har ikke formell vernestatus, men forvaltningsplanen (Meld St. 10, 2011) slår fast at de mest kystnære 35 km av denne sonen er skjermet mot petroleumsvirksomhet.

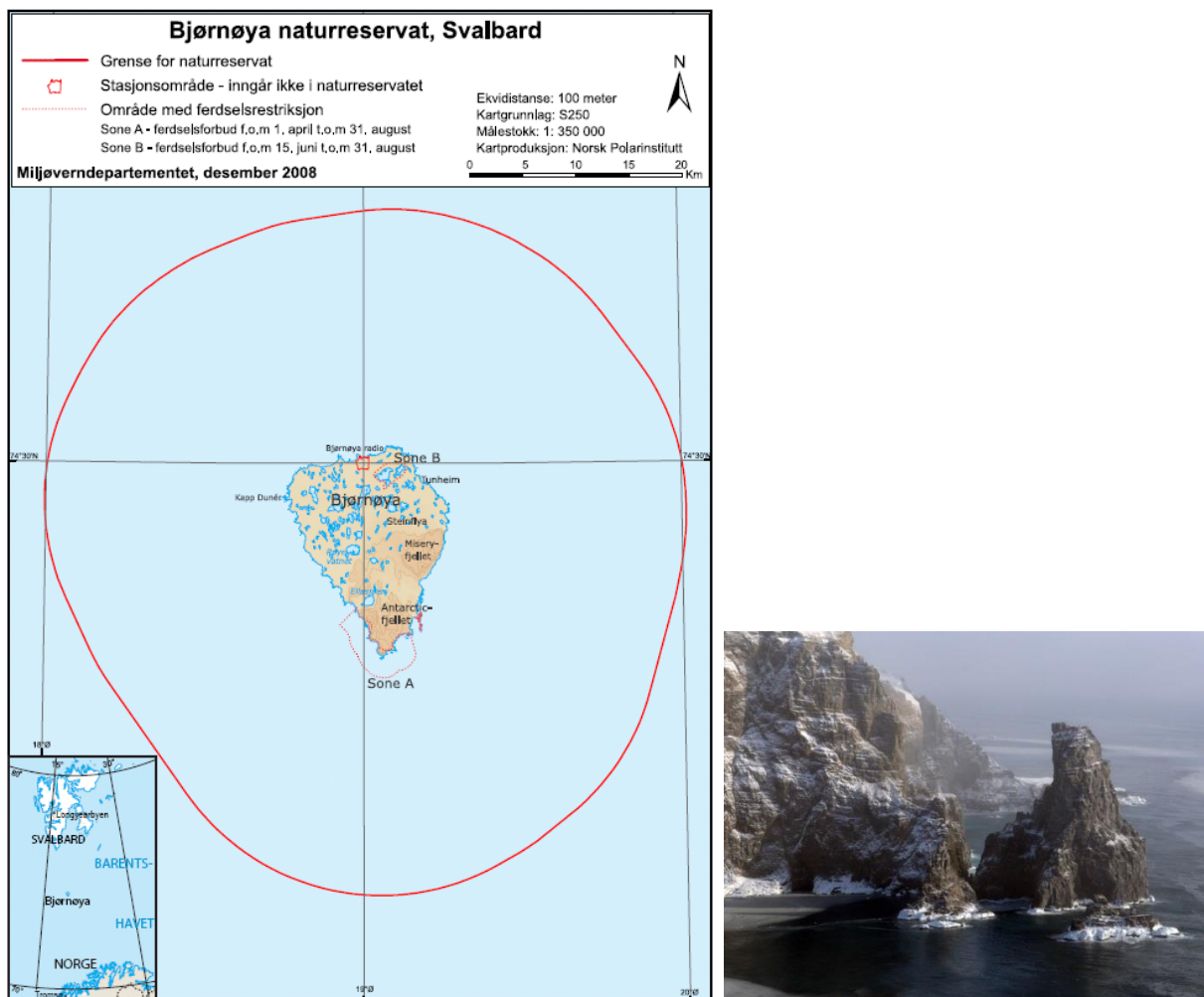
Det ligger ikke noen verneområder i influensområdet for Johan Castberg, men verneområder som er nøkkelområder for sjøfugl er allikevel omtalt da sjøfugl beveger seg ut på åpent hav (jf. kapittel 5.9).

Bjørnøya er et nøkkelområde for sjøfugl og er vernet som naturreservat /14/. Naturreservater er den strengeste formen for områdevern etter Naturmangfoldloven. Det biologiske mangfoldet på og rundt øya er knyttet til det produktive marine økosystemet i Barentshavet. De grunne områdene omkring Bjørnøya er blant de mest produktive delene av Barentshavet /3/.

Langs Finnmarkskysten finnes også naturreservatene Gjesværstappan, Hjelmsøya og Sværholtklubben. Disse er vernet på grunn av deres betydning som hekkekolonier for sjøfugl (jf. kapittel 5.9).

Bjørnøya naturreservat dekker selve øyen, samt en sone 12 nm (22,2 km) utenfor Bjørnøya, men med unntak for området rundt Bjørnøya Radio. Kystlinjen på Bjørnøya består stort sett av klippekyst med "loddrette" vegger ned i havet. Den sørligste delen er høyest, og har rike fuglefjell. De øvrige delene er flatere, men har også loddrette klippevegger ned i havet. Bjørnøya omfattes av iskanten når denne er på sitt sørligste/4/.

Figur 5-2 Bjørnøya Naturreservat med sin karakteristiske klippekyst ved fuglefjellene på sørpissen av Bjørnøya



Kilde : Kart: Norsk Polarinstitutt/Lovdata. Foto: Cathrine Stephansen/4/

## 5.4 Isforhold

### 5.4.1 Isforhold og den variable iskanten

Havis og sjøis brukes som en generell betegnelse på is som dannes ved at havoverflaten fryser ved lave temperaturer (-1.9°C). Drivis eller pakk-is er den delen av havisen som er i bevegelse med strøm og vind. I tillegg finnes det tidvis is i fjorder, sund og mellom øyer nær land som ligger fast. Dette kalles fastis eller landfast is /13/.

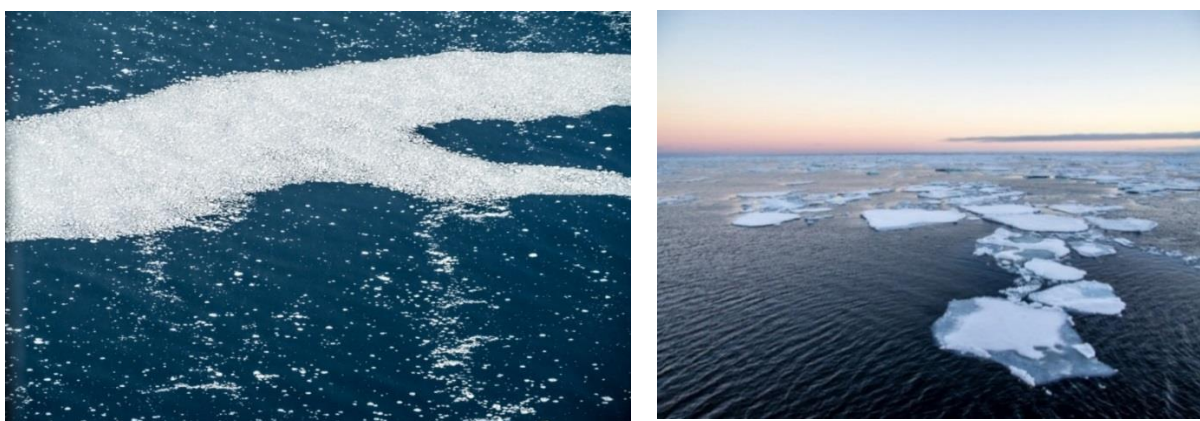
Iskanten eller iskantsonen er overgangen mellom tett drivis og åpent hav. Denne overgangssonen kan variere i bredde fra noen hundre meter til ca 100 kilometer. Iskanten er også brukt som betegnelsen på et særlig verdifullt og sårbart område i forvaltningsplanen (Meld. St.10 (2010-2011) og Meld.St. 20 (2014-2015), jf. kapittel 1.2.4.

Definisjon av iskanten har vært gjenstand for diskusjon i utredningsarbeider og analyser. Begrepet «iskant» omfatter ulike begreper og ulike definisjoner, avhengig av om begrepet benyttes i økologisk, fysisk eller i forvaltningssammenheng.

Iskanten som definert og lagt til grunn i Meld. St. 20, (2014-2015) gir en statistisk definisjon av iskanten basert på gjennomsnittlig sørlig utbredelse i tidsrommet 1984-2015 (jf. kapittel 1.2.4, Figur 1-3 side 15). Iskanten er der definert som grensen hvor det forekommer havis i 30% av dagene i april måned. Det er lagt til grunn at områder der iskonsentrasjonen er større enn 15% skal defineres som islagt, mens områder med mindre enn 15% ikke er islagt. Iskanten som definert i Meld. St 20, (2014-2015) ligger nord for Bjørnøya, og er derfor mer enn 210 km fra Johan Castberg.

Ved behandlingen av Meld.St.20 (2014-2015) i juni 2015, vedtok Stortinget i vedtak 733 å sende meldingen tilbake til regjeringen, og be regjeringen om å igangsette arbeid med ordinær helhetlig revidering av forvaltningsplanen for Barentshavet og havområdene utenfor Lofoten, og komme tilbake til Stortinget med denne.

Figur 5-3 Illustrasjon av sjøis. Mellom Bjørnøya og Svalbard (til venstre) og mellom Svalbard og Grønland (til høyre)



Kilde : Akvaplan-niva, Sense /4/, Foto: Geir Morten Skeie

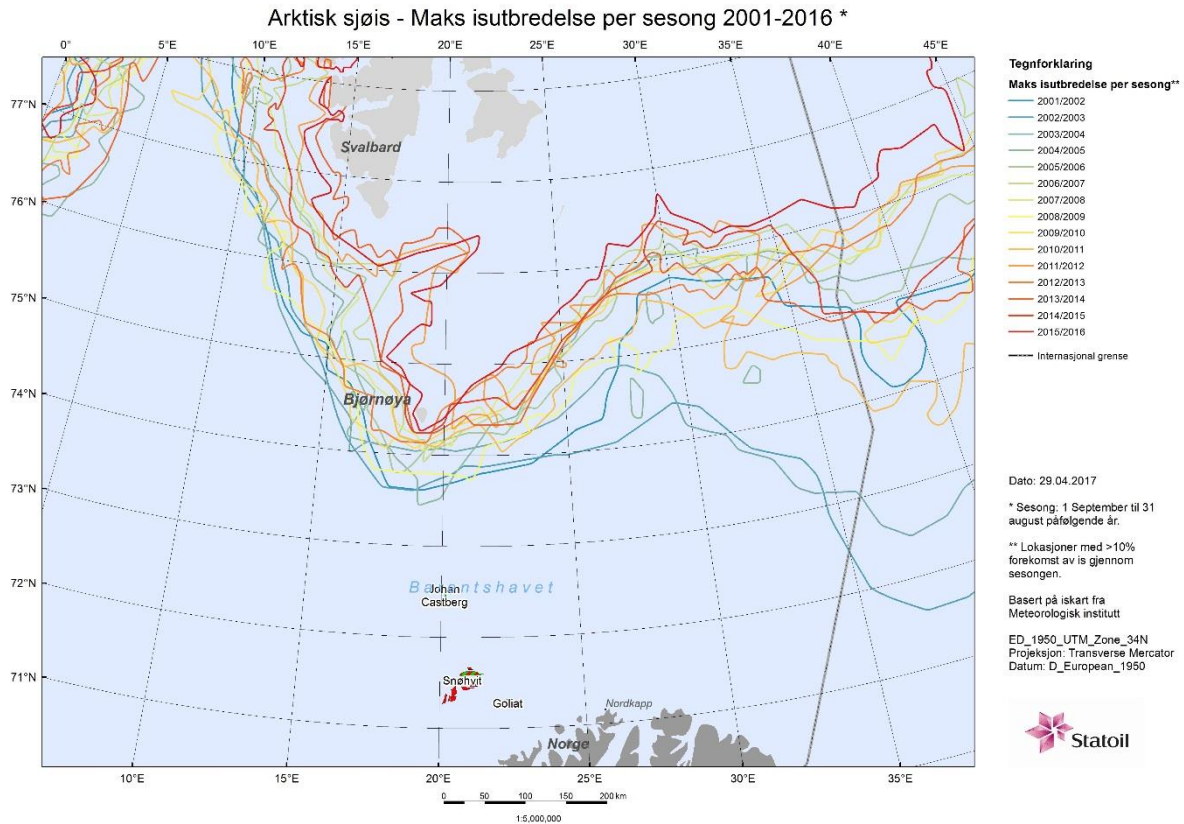
Generelt er den sydligste (og største) utbredelsen av sjøis i februar/mars og april måned, men utbredelse og tetthet viser store variasjoner i tid og rom. Isen flytter seg hurtig og blir kompakt eller åpner seg i løpet av noen timer /4/. Normal drivhastighet av sjøis i Barentshavet er ca 0.2 m/s, men hastigheter på noe over 1 m/s har blitt registrert i tilknytning til spesielle hendelser.

Isutbredelsen varierer gjennom året og fra år til år. Isutbredelsen overvåkes av bl.a. av Istjenesten ved Norsk Meteorologisk Institutt (NMI), som basert på satellittobservasjoner utarbeider og publiserer iskart daglig.

Figur 5-4 viser den maksimale utbredelsen av iskanten hver vinter for perioden 2001 til 2016. Enkeltpunktene som utgjør de årlige isolinjene framkommer ved å identifisere sydligste punkt med is for hver enkelt lengdegrad. Isolinjene representerer derfor ikke iskanten på et gitt tidspunkt, og gir noe misvisende (konservativt) bilde på hvor stor maksimal isutbredelse faktisk har vært. Figuren viser imidlertid at isen vanligvis trekker noe sør for Bjørnøya, men har ikke vært sør for 73.5°N på noe tidspunkt de siste 15 årene. Dette innebærer at isen i denne perioden ikke har vært nærmere Johan Castberg enn 110 km. Statistikken inkluderer 2003 som var et spesielt år med langvarig perioder med nordlige vinder og stort isdekke i Barentshavet.



Figur 5-4 Maksimal utstrekning av is (10% isdekke på hvilket som helst tidspunkt i løpet av året)



Kilde : Statoil – basert på iskart distribuert av Istjenesten ved Norsk Meteorologisk Institutt

I løpet av sommeren smelter isen, og på sensommeren og tidlig høst ligger iskanten som regel nord og øst for Svalbard /3/. Hvordan isens utstrekning (10 % isdekke) varierer er vist i Figur 5-5. For hver måned i perioden april til september er havområdene skyggelagt med ulike gråsjatteringer avhengig av hvor mange dager det statistisk sett er is i området. Blå farge viser områder hvor det statistisk sett ikke er sjøis, mørk grå viser områder hvor det statistisk sett er mellom 0 og 3 dager med is. Den nest mørkeste gråfargen viser områder hvor det er mellom 3 til 6 dager med is. Det er tegnet inn en blå line der det statistisk sett er 15 dager med is. Dette kan tolkes som en gjennomsnittsverdi for isutbredelse innen de respektive månedene.

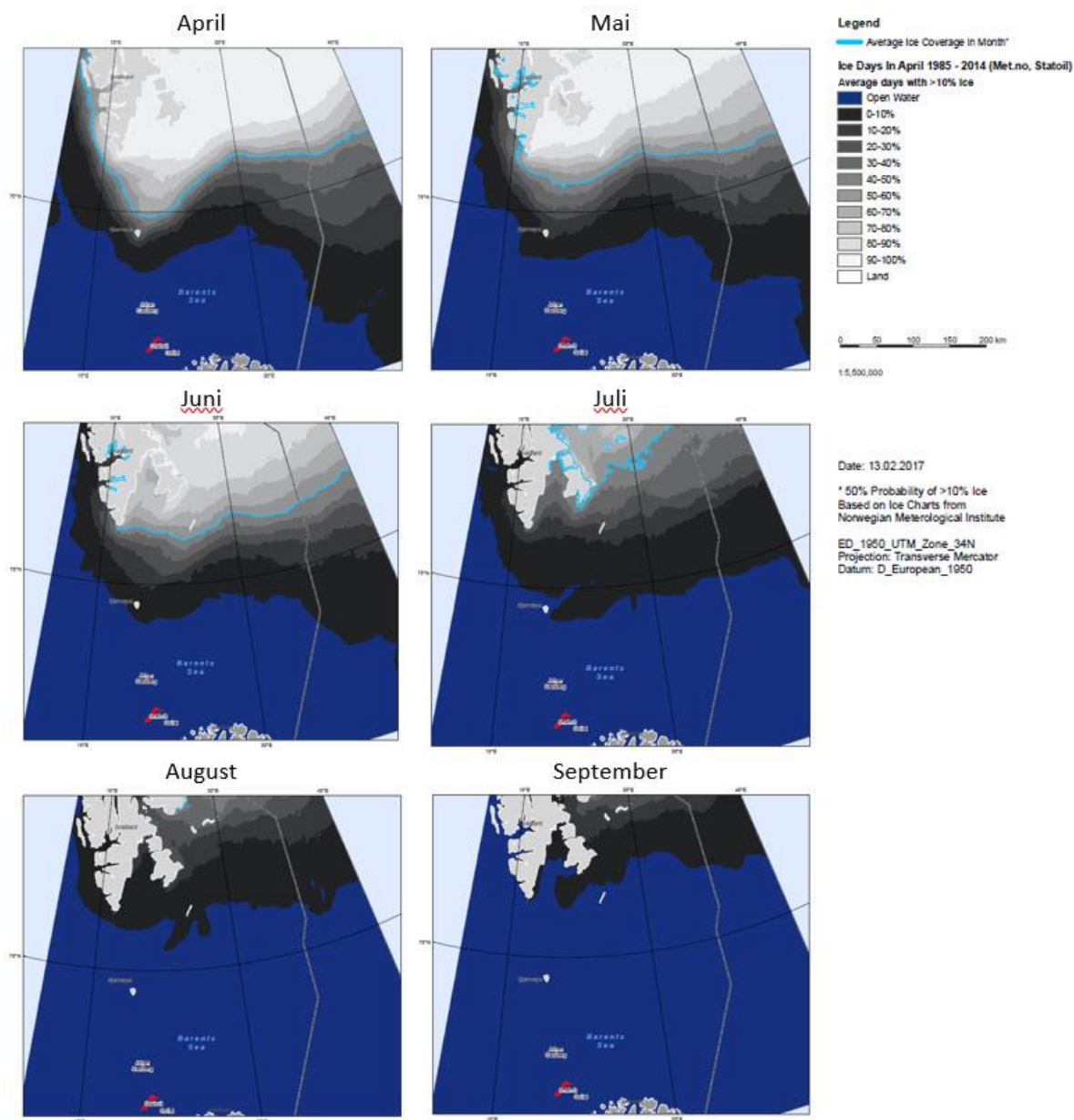
Selv om de islagte områdene svært sjelden strekker seg sør for 73°N på norsk sokkel kan det likevel ikke utelukkes at dravis ved helt spesielle og vedvarende værforhold kan komme nordfra helt ned til Johan Castberg-feltet. Statistisk er det estimert at dravis ved Johan Castberg vil opptre en gang per 10.000 år./12/

Det er også svært sjeldent at isfjell driver så langt sør som til Johan Castberg-feltet, og selv om isfjell skulle komme så langt, er det svært usannsynlig at sammenstøt mellom innretninger og isfjell skal forekomme. Årsaken til lav sannsynlighet for sammenstøt skyldes at både isfjell og installasjon er av relativt liten størrelse sammenlignet med areal på omkringliggende havområder. Med utgangspunkt i isfjellarealtetthet (gjennomsnittlig antall isfjell per arealenhet)<sup>2</sup> og geometribetraktninger er det estimert at sammenstøt mellom isfjell og en installasjon vil forekomme sjeldnere enn en gang per 10.000 år på Johan Castberg feltet/12/.

<sup>2</sup> Eksempelvis er det i sentrale deler av Barentshavet i gjennomsnitt 0.02 isfjell per 10<sup>4</sup> km<sup>2</sup>

Det skal implementeres et Ice Risk Management System (IRMS) for Johan Castberg. Dette innebærer at isforholdene overvåkes kontinuerlig. Dersom sjøis driver sør for 73°N, og er varslet å bevege seg videre sørover, skal produksjon stanses midlertidig og ikke gjenopptas før all is på norsk sokkel er nord for 73°N igjen.

Figur 5-5 Variasjon i månedlig isdekke



Kilde: Statoil (2017). basert på iskart distribuert av Istjenesten ved Norsk Meteorologisk Institutt

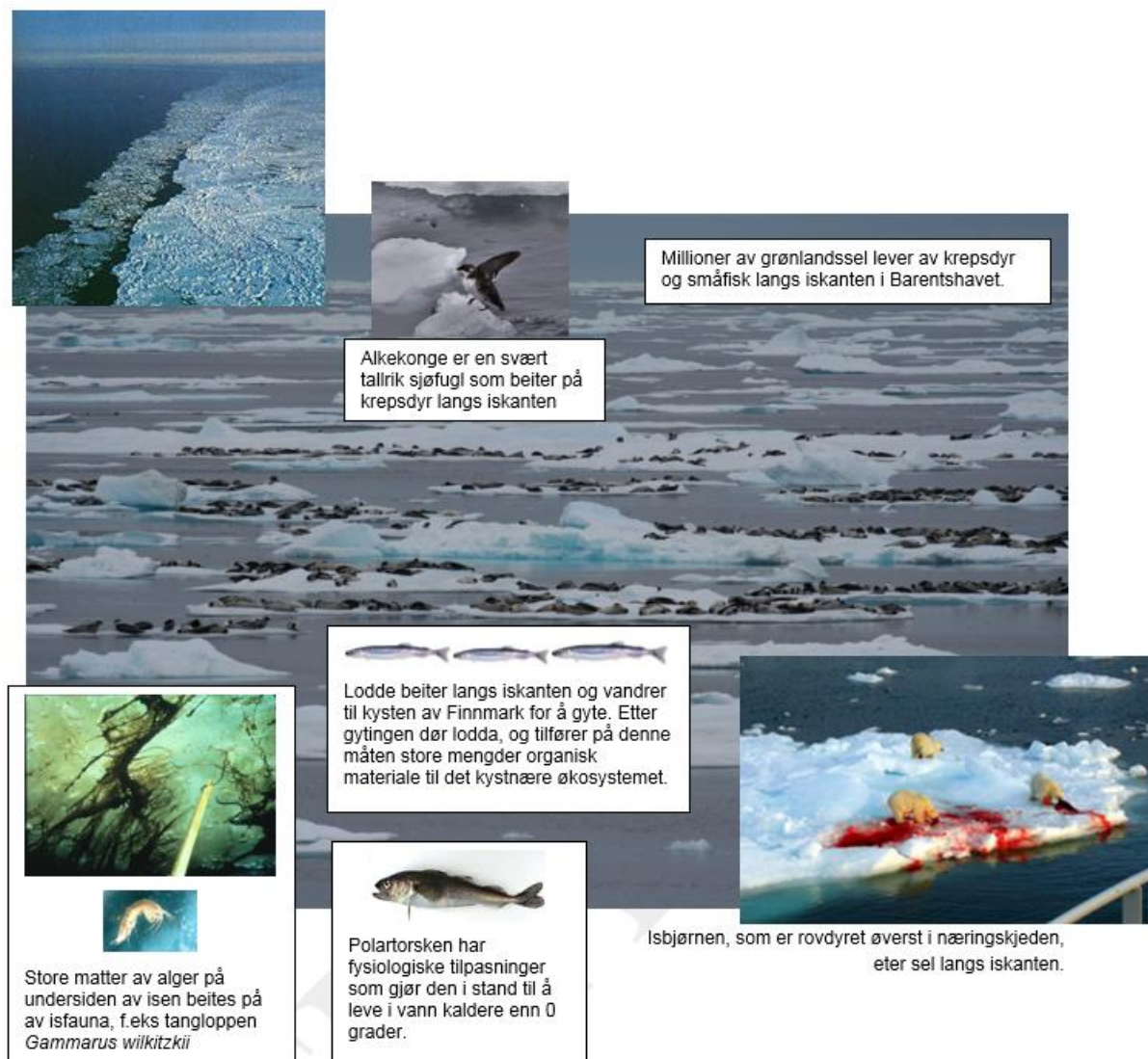


### 5.4.2 Økosystemet ved iskanten

Smelting av isen frigir ferskvann, som danner et overflatelag på 10 – 50 m tykkelse med lavere saltholdighet langs kanten av isen. Vannmassene stabiliseres, og på grunn av liten vertikal omrøring forblir planteplanktonet i de øvre vannlag, der sollys og næringssalter gir grobunn for en svært kraftig algeoppblomstring. Denne oppblomstring flytter seg nordover i takt med isens tilbaketrekking.

Produksjonen i iskantsonen er svært høy, og planktonet tiltrekker seg både fisk, fugl og pattedyr. På grunn av rik produksjon, forekomst av arter som kun forekommer i tilknytning til iskanten, og der flere er rødlistede, samt høy tetthet av organismer på flere trofiske nivå, er iskantsonen regnet som et svært sårbart økosystem /3/. Naturvernområdene ved Bjørnøya, langs kysten av fastlandet, og iskanten ligger så langt unna Johan Castberg at de ikke vil bli påvirket av de regulære aktivitetene som beskrives i denne utredningen. Miljørisiko- og vurdering av konsekvenser ved et eventuelt uhellsutslipp av olje er vurdert i kapittel 12.2.

Figur 5-6 Økosystemet ved iskanten



Kilde : Akvaplan-niva /3/.Foto: Bjørn Gulliksen, Rune Palerud, Christian Lydersen, Cathrine Stephansen og Michael Carroll.

## 5.5 Oseanografiske og klimatiske forhold

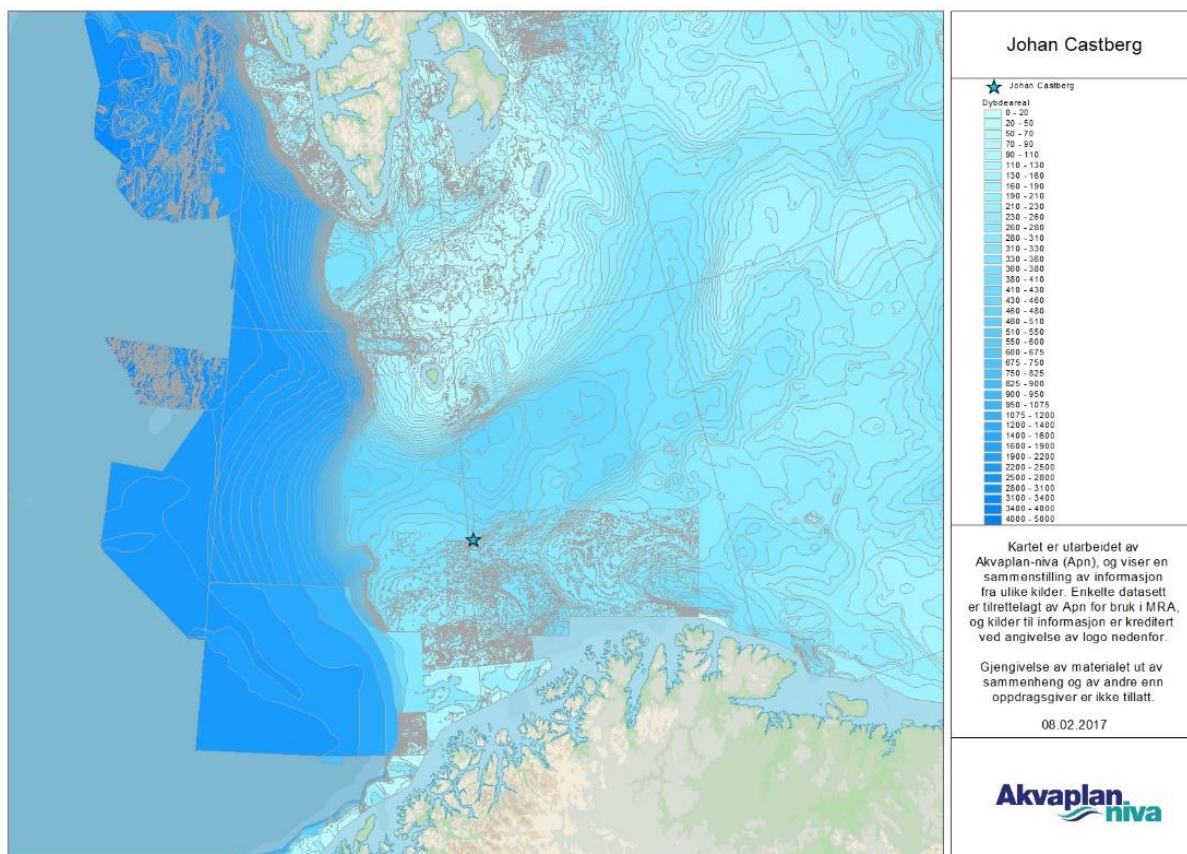
Omfattende studier som inkluderer målinger og modellering har blitt gjennomført for å forstå og beskrive fysisk miljø ved Johan Castberg. Datakilder, analyser og statistisk representasjon av det fysiske miljøet ved Johan Castberg er dokumentert i Johan Castberg Metocean Design Basis /11/.

### 5.5.1 Dybde, strøm-, vind og bølgeforhold

Vanndybden på Johan Castberg feltet varierer mellom 360 og 405 meter.

Strømsystemene i Barentshavet er styrt av bunntopografien (Figur 5-7 og Figur 5-8). Strømmens hastighet og retning er viktig for iskanten, isdrift og nedbryting av is i Barentshavet, samt oljens drift ved et større uhellsutslipp. De dominerende strømforholdene, som i stor grad forårsakes av innstrømming av varmt Atlanterhavsvann til Barentshavet og styres av bunntopografien, viser at vannmassene i overflaten beveger seg mot øst store deler av tiden (jf. Figur 5-9). Strømforholdene er også viktige i forhold til transport av næringsrikt, varmere vann inn i Barentshavet, som igjen er viktig for det rike livet i Barentshavet.

Figur 5-7 Bunntopografi

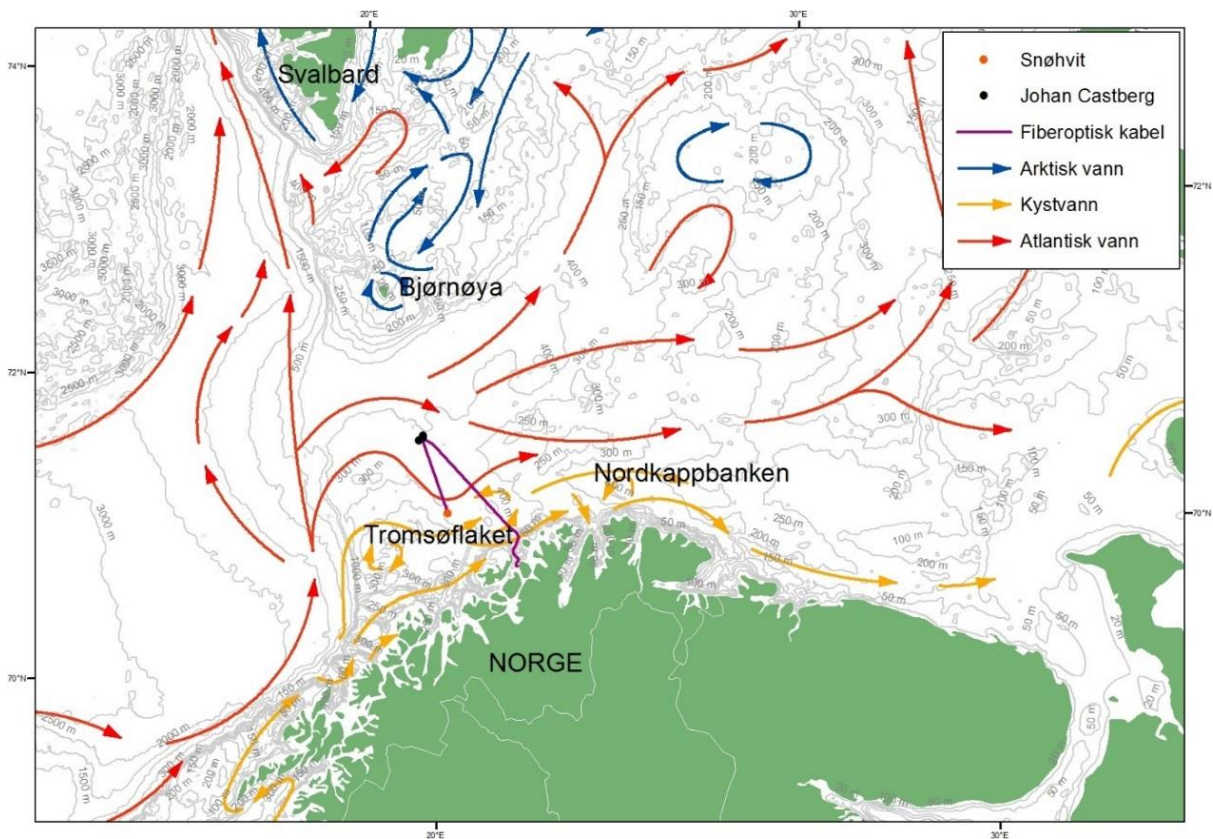


Kilde : Akvaplan-niva, Sense/4/

Polarfronten er der varmt Atlanterhavsvann møter kaldt polart vann. I likhet med iskanten er også polarfronten dynamisk, men pga bunntopografien flytter denne seg mindre gjennom året og mellom år enn det iskanten gjør. Johan Castberg feltet er lokalisert godt sør for polarfronten (jf Figur 5-1) i en del av Barentshavet som er karakterisert ved innstrømming av relativt varmt vann fra sørvest med fluks videre mot øst.



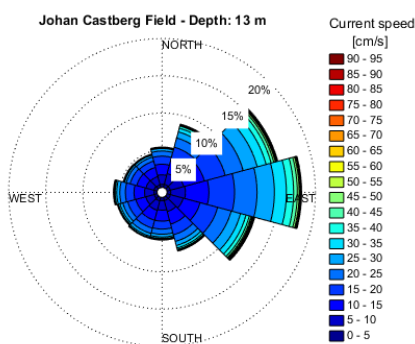
Figur 5-8 Dominerende strømforhold i Barentshavet



Kilde : Proactima/7/

Det kan forekomme relativt kraftige strømmer med ekstremverdi (100-års returperiode) på 138 cm/s i overflaten og 52 cm/s ved havbunnen. Figur 5-9 viser strømrose på 13 meters dyp hvor dominerende strømretning er mot øst. Tabell 5-1 viser gjennomsnittlig strøm på utvalgte dyp.

Figur 5-9 Strømrose ved 13 m dyp ved Johan Castberg basert på målinger fra tre lokasjoner i området.



Kilde : Statoil /11/

Tabell 5-1 Gjennomsnittlig strøm (cm/s) på utvalgte dyp på Johan Castberg-feltet

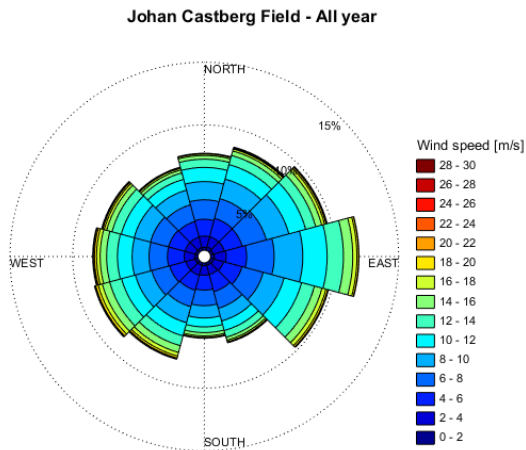
Dyp (m)	Strøm (cm/s)
0 - 10	18
20	17
30	17
40	16
60	15
80	15

Kilde : Statoil /11/

Det er ingen typisk dominerende vindretning, men for bølger dominerer bølger fra sørvest. Figur 5-10 viser retningsfordeling for vind, mens Figur 5-11 viser gjennomsnittlig og maksimal vindstyrke per måned. Figur 5-12 viser retningsfordeling for bølger, mens Figur 5-13 viser gjennomsnittlig og maksimal signifikant

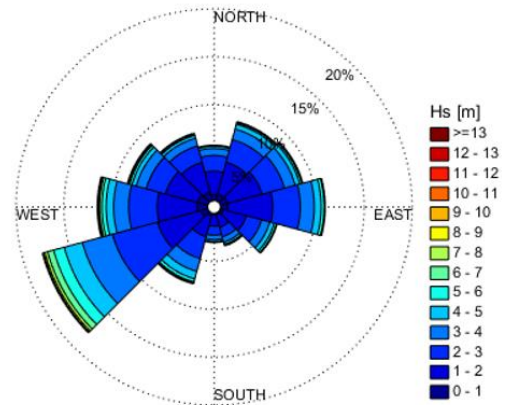
bølgehøyde per måned. Maksimalverdier er hentet fra en 35 år lang tidsserie, og er noe lavere enn ekstremverdier. Figur 5-10 til Figur 5-13 er basert på modellerte data (Nora 10) som er validert med målte data. Frekvensfordelingen av ulike bølgehøyder over året er vist i Figur 5-14

Figur 5-10 Vindrose for Johan Castberg



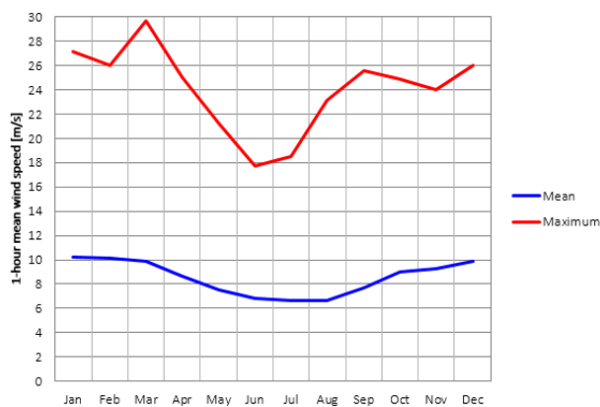
Kilde: Statoil (2016) /11/. Basert på Nora10 data<sup>3</sup> for perioden 1980-2015 ved Johan Castberg lokasjon

Figur 5-12 Bølgerose for Johan Castberg



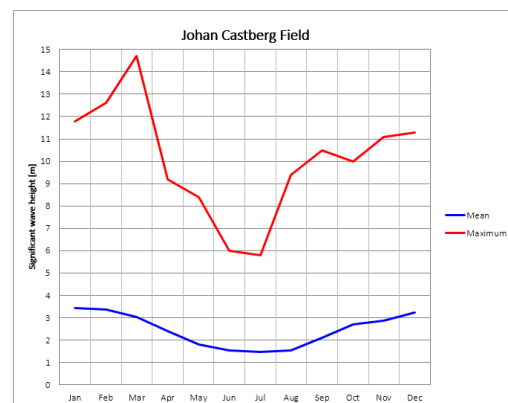
Kilde: Statoil (2016) /11/. Basert på Nora10 data for perioden 1980-2015 ved Johan Castberg lokasjon

Figur 5-11 Gjennomsnittlig og maksimal vindstyrke ved 10 m høyde ved Johan Castberg



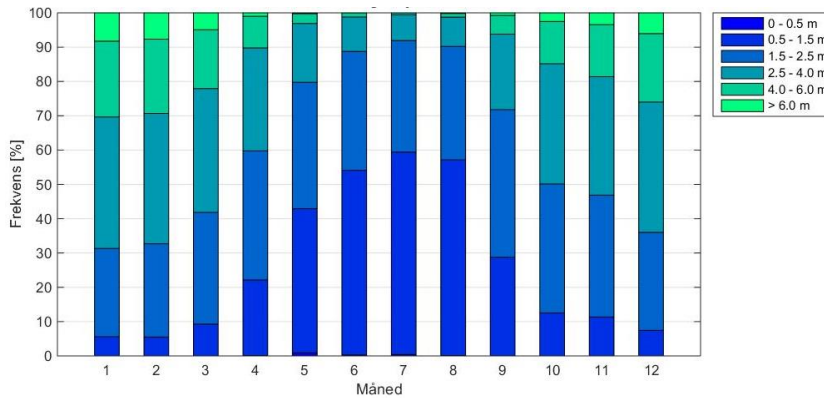
Kilde: Statoil. Basert på Nora10 data for perioden 1980-2015 ved Johan Castberg lokasjon

Figur 5-13 Gjennomsnittlig og maksimal signifikant bølgehøyde ved Johan Castberg



Kilde: Statoil. Basert på Nora10 data for perioden 1980-2015 ved Johan Castberg lokasjon

Figur 5-14 Frekvensfordeling av bølgehøyder ved modellpunkt 585 (met.no).



Kilde: Statoil (2016) /11/

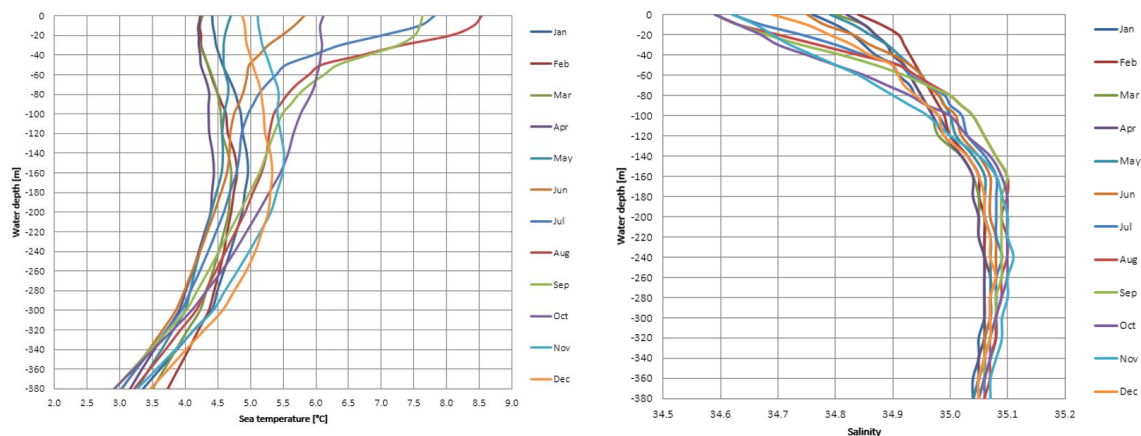
### 5.5.2 Sjøtemperatur og salinitet

I det området hvor Johan Castberg ligger er endringene i sjøtemperatur over året relativt moderate; fra gjennomsnittlig 4,2 °C i april måned til 8,5 °C i august måned. Saliniteten varierer som forventet lite i de frie havmassen, og ligger rundt 35‰.

Tabell 5-2 Gjennomsnittlig sjøtemperatur (°C) på utvalgte dyp på Johan Castberg-feltet

Dyp	Jan	Apr	Jul	Okt
Overflate	4.4	4.2	7.8	6.1
10 m	4.4	4.2	7.6	6.1
20 m	4.5	4.2	7.0	6.1
30 m	4.5	4.2	6.4	6.1
40 m	4.5	4.2	6.0	6.1
50 m	4.6	4.3	5.5	6.1
60 m	4.6	4.3	5.4	6.0
70 m	4.7	4.4	5.2	6.0
80 m	4.8	4.4	5.1	5.9
90 m	4.8	4.4	5.0	5.9
100 m	4.9	4.4	5.0	5.8

Figur 5-15 Gjennomsnittlig sjøtemperatur (venstre) og salinitet (høyre) som funksjon av dybde ved Johan Castberg



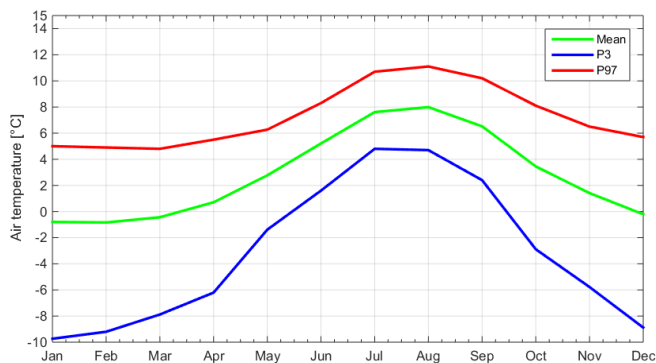
Kilde- Johan Castberg Metocean Design Basis/XX/.



### 5.5.3 Lufttemperatur og lysforhold

Innstrømming av relativt varmt atlantisk vann fører til høyere lufttemperaturer ved Johan Castberg enn hva breddegraden skulle tilsi. Det er likevel en del kaldere ved Johan Castberg-feltet enn eksempelvis i Nordsjøen og Norskehavet.

Figur 5-16 Gjennomsnittlig lufttemperatur på Johan Castberg feltet i 30 meters høyde, samt P3 og P97 verdier.



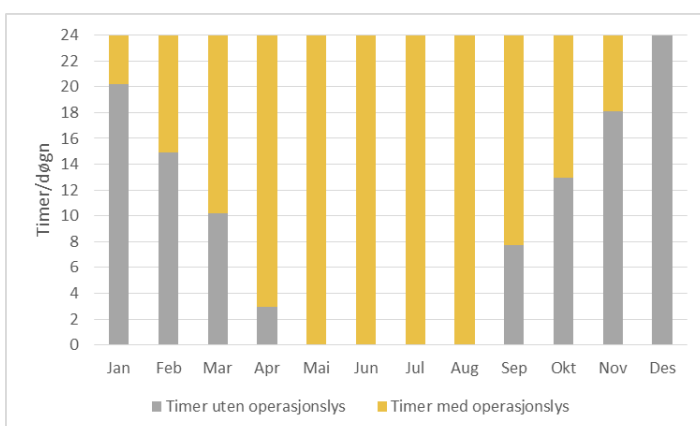
Kilde : Johan Castberg Metocean Design Basis/XX/. Det er normalt en dag kaldere enn P3 verdi per mnd og en dag varmere enn P97 verdi innefor hver enkelt mnd.

Det vil være relativt store variasjoner i lufttemperatur (pr. måned) over året, ekstremverdien er fra  $-20,0\text{ }^{\circ}\text{C}$  i januar til  $+15\text{ }^{\circ}\text{C}$  i august. Den gjennomsnittlige årsmiddeltemperaturen vil typisk variere mellom  $-1\text{ }^{\circ}\text{C}$  og  $+8\text{ }^{\circ}\text{C}$ .

Tilgangen på lys ved Johan Castberg er svært varierende. Figur 5-17 viser dette summert i to kategorier som er spesielt relevante for Statoils analyse av beredskap mot akutt oljeforurensning for aktiviteten (jf. kapittel 12.4);

- Timer med operasjonslys, som inkluderer den del av døgnet hvor solen er over horisonten ("Dagslys") eller mindre enn  $6^{\circ}$  under horisonten ("Borgerlig tussmørke")
- Timer uten operasjonslys, hvor aktiviteter utendørs, inkludert oljevernaksjoner, må foregå med tilførsel av kunstig lys

Figur 5-17 Lysforhold i området gjennom året ved  $72.30^{\circ}\text{ N}$ .



Kilde : Akvaplan-niva, Sense/7/

## 5.6 Plankton og bunnhabitater

### 5.6.1 Plankton og vurdering av sprangsjiktet

Plankton er små organismer som finnes i de frie vannmasser, og som i hovedsak driver med havstrømmene. Det består av;

- primærprodusentene planteplankton (alger),
- dyreplankton som beiter på planteplanktonet og
- mesoplankton (0,2 – 20 mm store) som er en samlebetegnelse på fritt drivende larver og fiskeegg.

De dominerende artene av planteplankton tilhører gruppen kiselalger (diatomerer), men det kan også forekomme masseoppblomstring av *Phaeocystis*, som er en kolonidannende svepeflagellat.

Det sørlige Barentshavet er karakterisert ved en kraftig våroppblomstring av planteplankton over 3-5 uker i mai-juni når solinnstrålingen etter vinteren pånytt tar seg opp, og det samtidig er rikelig tilgang på uorganiske næringssalter. Tidspunktet for våroppblomstringen er bestemt av stabilisering av vannmassene (lagdeling på grunn av tetthetsforskjeller) og lys. Denne lagdelingen kalles også det vertikale sprangsjiktet. Om sommeren er primærproduksjonen lav, mens en ny oppblomstring finner sted tidlig på høsten når høststormene har ført næringsrikt dypvann til overflaten /3/.

Det vertikale sprangsjiktet (tetthetsforskjeller pga. høyere temperatur og lavere saltholdighet) ligger på 25-30 meter i juni måned i denne delen av Barentshavet. Sprangsjiktet synker gradvis ned mot 50 meter i juli og august og utover høsten blir sprangsjiktet mer diffust /3/.

Figur 5-18 viser klorofyllkonsentrasjon (mål på innhold av planteplankton) i de øvre 100 m på transektet Fugløya - Bjørnøya i mars, april og juni 2008. Området ved Johan Castberg ligger omtrent midt i dette transektet. Sprangsjiktet er dynamisk og påvirkes av strømningsforhold og vind i området

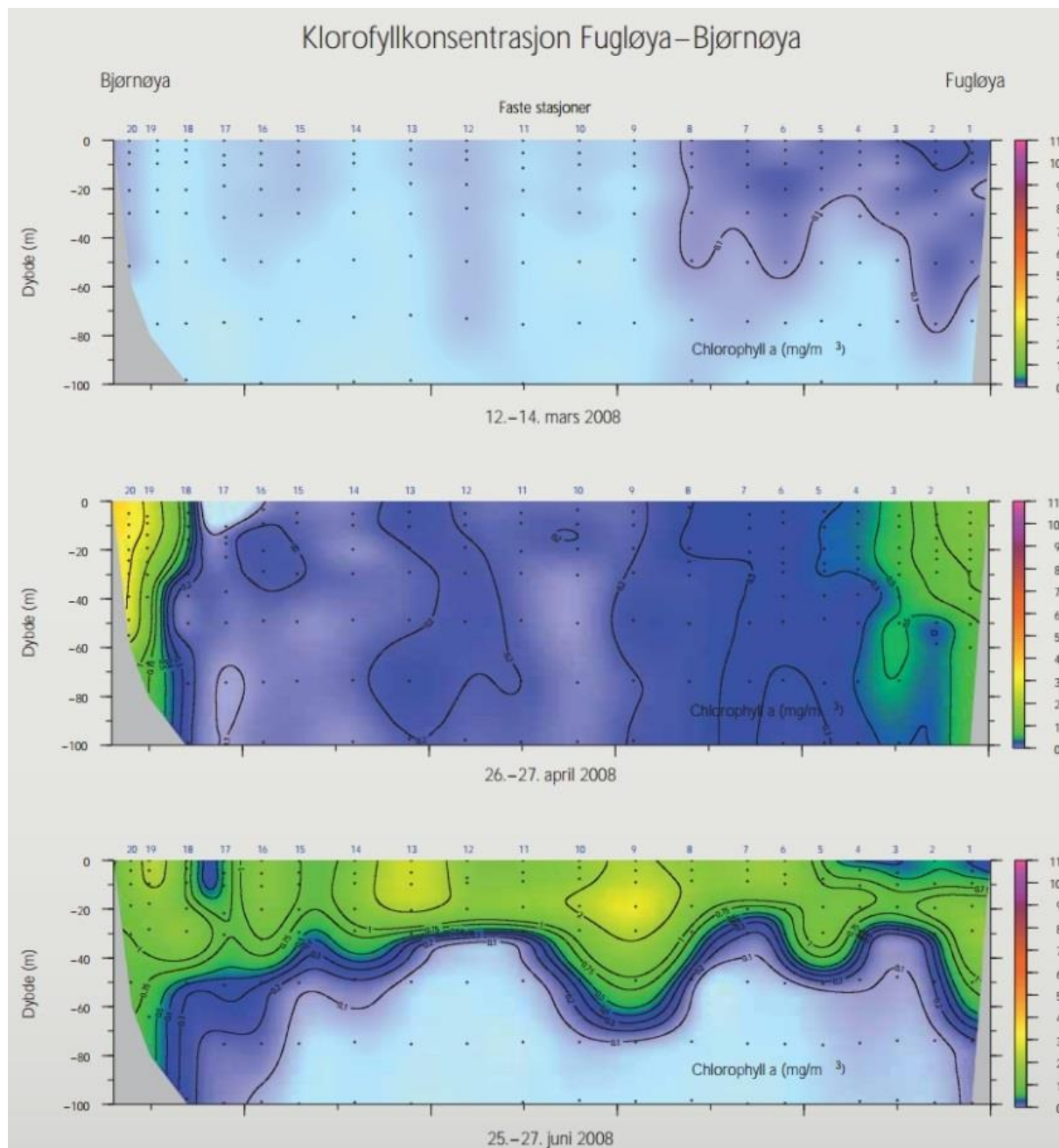
Den intense våroppblomstringen av planteplankton, hovedsakelig i løpet av 3-5 uker i mai – juni, danner grunnlaget for en effektiv lipid (fett) dreven næringskjede. I de nordlige havområdene dominerer to grupper av algespisende dyreplankton: hoppekreps (hovedsakelig arter i slekten *Calanus*) og krill (hovedsakelig arter i slekten *Thysanoessa*). Disse artene har evnen til å danne energirik fett fra karbohydrater og proteiner, som algene består av. Algespisende dyreplankton kan inneholde så mye som 60% fett og utgjør føden til større arter dyreplankton som amfipodene *Themisto libellula* og *T. abyssorum*, samt til yngel og yngre stadier av de store pelagiske bestandene som lodde, sild og makrell som igjen er føde for torskefisk /3/.

Algeoppblomstringen og dyreplanktonets energiomsetning er grunnlaget for migrasjonen av lodde, sild, sjøfugl, sel, og hval mot nord i sommerhalvåret. De energirike fettsyrene som dannes nede i næringskjeden kan overføres til topp-predatorer som sel og hval i løpet av 7 til 10 måneder /3/.

Hoppekrepsen raudåte (*Calanus finmarchicus*) har sin hovedutbredelse i Norskehavet, men er også den dominerende dyreplanktonarten langs kysten av Nord-Norge og i det sørlige Barentshavet. Raudåta beiter på alger i 4 til 8 uker i de øvre vannlag under våroppblomstringen, hvoretter den migrerer nedover til dype vannlag. Atlantiske vannmasser sør for polarfronten har også høy tetthet av krill, hver art av *Thysanoessa longicaudata* og *T. inermis* har en typisk horisontal tetthet på 30-50 individer eller mer pr m<sup>2</sup>. Det er noe høyere tetthet av krill i Barentshavet om vinteren (januar - mars) i forhold til om sommeren (mai - august). Krill foretar både vertikal døgn- og sesongvandring i vannmassene. Den klassiske beskrivelsen av denne vandringen er at krill befinner seg i de øvre vannmassene (0-50 m) om natten og under 50 m om dagen. Dernest oppholder tilnærmet hele populasjonen seg nær bunnen om vinteren. I tillegg påvirkes den vertikale døgnvandringen av kontinuerlig lys på sommeren, og av kontinuerlig mørke på vinteren. Den vertikale vandringen er felles for også andre grupper av dyreplankton som kopepoder (hoppekreps) og amfipoder (tanglopper). Det detaljerte bildet av krill og andre dyreplanktons populasjonsstørrelser og vertikale

vandringsmønster i vestre og sentrale deler av Barentshavet, hvor Johan Castberg ligger, er ikke kartlagt i detalj, men gjennomgang av litteratur tyder på at systemet er dynamisk, påvirket av predasjon fra fisk og at klimavariasjon påvirker systemet /3/.

Figur 5-18 Klorofyllkonsentrasjon, klorofyll [a] ( $\text{mg}/\text{m}^3$ ), i ulike dyp for transektet Fugløya -Bjørnøya



Kilde : Akvaplan-niva /3/ Kopi av figur 1.3.1.2 fra "havets ressurser og miljø" i Naustvoll og Kleiven (2009)

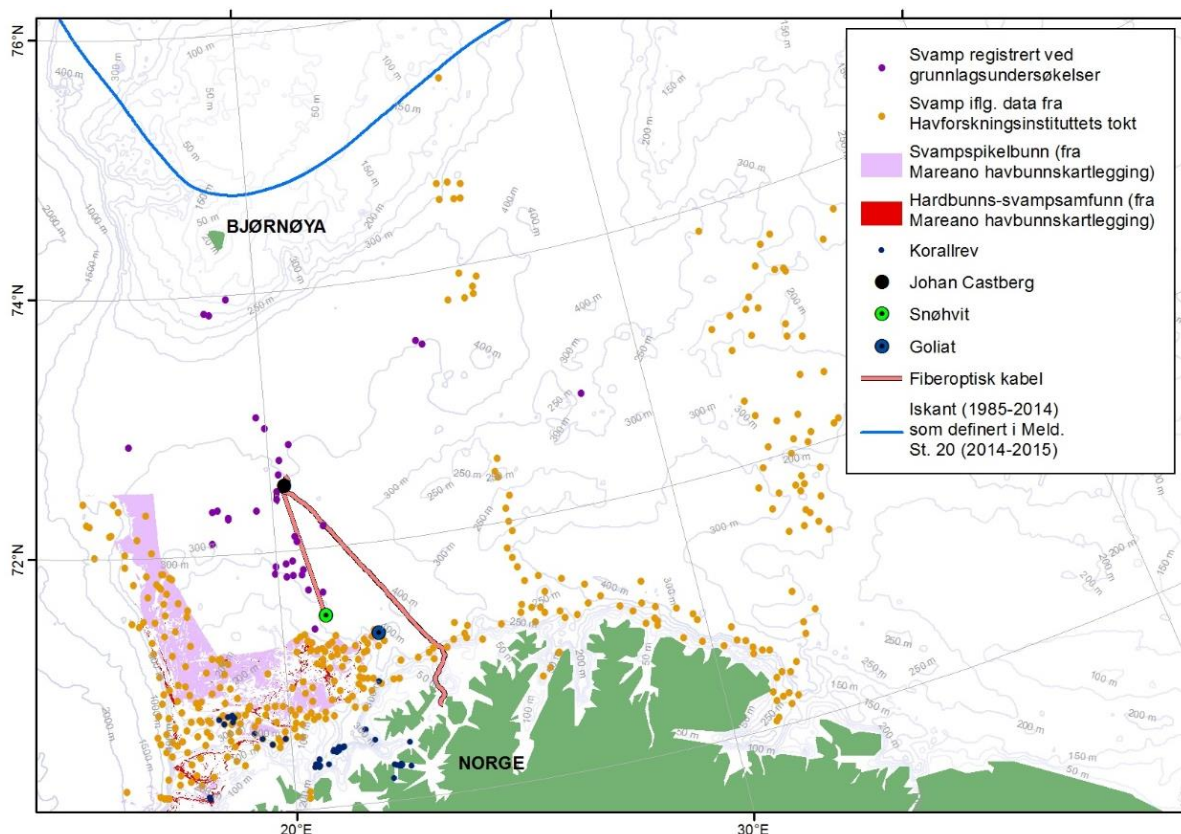
## 5.6.2 Forekomster av koraller og svamp i Barentshavet og resultater fra grunnlagsundersøkelser

Det sørlige Barentshavet har en variert bunnfauna med flere viktige naturtyper som svampområder og korallrev. I forvaltningsplanen for Barentshavet og Lofoten er habitatdannende arter som koraller og svamper definert som potensielt sårbare.

### Koraller

Korallrev vokser sakte, og er sårbare for fysiske påvirkninger som tråling, ankring, legging av kabler og rør. Det er flere steder konstatert skader på korallrev, som oftest som følge av tråling. Selv om navnet kaldtvannskorall kan antyde noe annet, så forekommer rev av *Lophelia* sp. sjeldent eller aldri ved vanntemperaturer lavere enn ca. 4 grader. Det nordligste kjente korallrevet «Korallen» ligger på «innersiden» av Tromsøflaket utenfor Sørøya /3/. Se Figur 5-19 for kjente forekomster av korallrev.

Figur 5-19 Kjente forekomster av koraller, og lokasjoner som er undersøkt for andre sårbare habitater i Barentshavet



Kilde: Akvaplan-niva /3/

### Svamp

Svamp finnes i de fleste bunnfaunasamfunn, både på bløt og hard bunn. I det sørvestlige Barentshavet utgjør svamp opp til 57% av bunnfaunaens biomasse. OSPAR 2010 definerer svamphabitater som spesielt sårbare og hensynskrevende, med bakgrunn i at svamp lever lenge, vokser sakte, og danner habitater som utgjør viktige oppvekst- og leveområder for en rekke andre arter. I Norsk rødliste for arter er det ingen marine svamper som er listet som truede, og svampsamfunn står heller ikke som truet naturtype i Norsk rødliste for naturtyper /3/.

Det finnes enkeltindivider og moderate forekomster av svamp over det meste av havbunnen i Barentshavet. Norske myndigheter har bestemt at tette forekomster av bløttbunns svamp (habitatdannende) skal vurderes



som sårbare for menneskelig påvirkning, og følgelig tas hensyn til ved planlegging av olje og gass virksomhet. Det er derfor etablert en kategorisering av svamp i forbindelse med visuell kartlegging som gjennomføres som del av grunnlagsundersøkelsene på Norsk sokkel. Ved oppdagelse av tette forekomster skal dette rapporteres til Miljødirektoratet og en vurdering gjøres i hvert enkelt tilfelle om området bør tas spesielt hensyn til.

Mareano-programmet har avdekket forekomster av svamp i de deler av Barentshavet som er undersøkt, men tette forekomster er i hovedsak registrert på Tromsøflaket og langs kysten (Jf. rosa område Figur 5-19). På stasjonene til havforskningsinstituttet (gule stasjoner), er det registrert svamp, men tettheten kan være varierende. Det samme er den for stasjonene fra grunnlagsundersøkelsene (lilla stasjoner).

#### **Grunnlagsundersøkelser på Johan Castberg og i området rundt**

Miljøforholdene på havbunnen er i motsetning til de frie vannmassene mindre variabel, og avspeiler på mange måter forholdene i vannmassene over, samt menneskelig påvirkning som fiskeri- og petroleumsvirksomhet. Det er samlet inn data om miljøforhold ved grunnlagsundersøkelser og visuell kartlegging av bunnmiljøet på Johan Castberg og i områdene rundt (Jf Figur 5-21). Denne informasjonen beskriver nå-tilstanden og er av betydning for fremtidig vurdering av type, omfang og alvorlighetsgrad av påvirkningene fra anlegg og drift av feltet. Resultater fra grunnlagsundersøkelsene og de visuelle undersøkelsene for brønner som vist i Figur 5-21 er oppsummert av Akvaplan-niva /3/ og gjengitt i vedlegg D.

Figur 5-20 Sediment grabb og visuelle undersøkelser med ROV med kamera

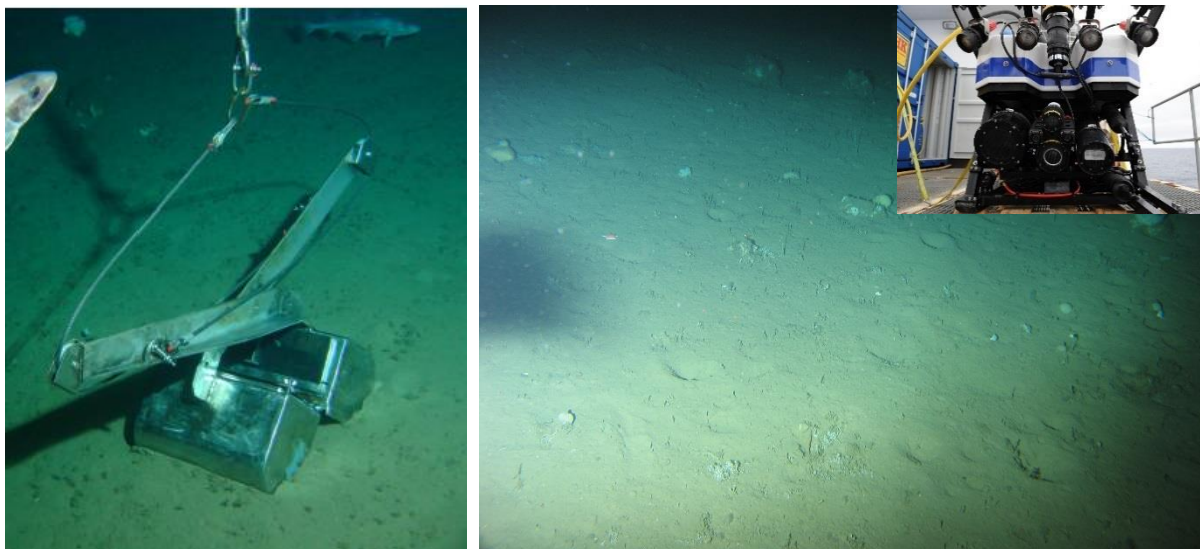


Foto til venstre, Van Ween grabb (Akvaplan-niva på oppdrag for Statoil). Foto til høyre. Bilde av svamp på Johan Castberg og ROV kamera (DNV på oppdrag for Statoil)

Grunnlagsundersøkelsene viser at sedimentene både på Skrugard, Havis og Drivis hovedsakelig består av silt og leire. Konsentrasjonene av hydrokarboner (THC) er relativt lave. Alt i alt viser resultatene fra de biologiske analysene en uforstyrret havbunn og et sunt bunndyrssamfunn.

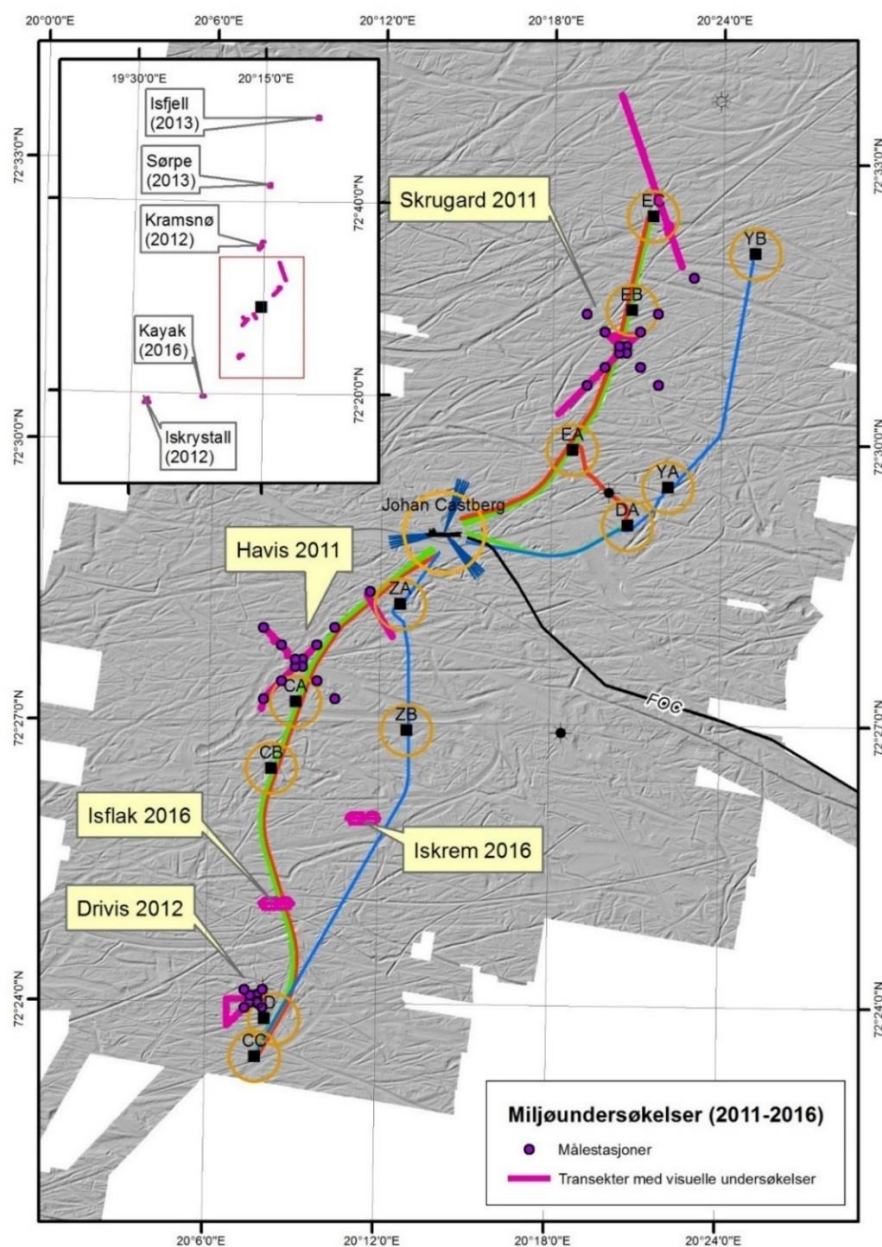
Økt fokus på forekomst av sårbare koraller og svamp har ført til gjennomføring av flere visuelle undersøkelser i forbindelse med petroleumsvirksomhet. På felt rundt Johan Castberg ble ROV-undersøkelser gjennomført i 2011, 2012 og 2013. Arbeidet omfattet visuelle undersøkelser (undervannsbilder og film) av bunnforhold og naturtyper for å vurdere og karakterisere området. Vurderingene baserer seg på registreringer av megafauna (bunndyr >1 cm). Generelt avdekket grunnlagsundersøkelsene på Johan Castberg et naturlig bunnhabitat. Det ble funnet høy diversitet i bunnfauaen, men det ble ikke registrert spesielt sjeldne eller sårbare arter inklusiv koraller. De visuelle kartleggingene viste spredte forekomster av flere arter svamp. Det ble funnet noen få spor av tråling på feltet, men det er ikke registrert trålere på Johan Castberg-feltet som er sporet via satellitter (jf. kapittel 13). Den manglende korrelasjonen mellom observasjonene av trålspor på havbunnen



og sporingsdata kan forklares med at trålingen er eldre enn satellittsporingsdataene (som er fra 2001). Trålspor på havbunnen kan være synlige i lang tid.

I 2016 ble det utført grunnlagsundersøkelser og en visuell kartlegging på Iskrem, Isflak og Kayak med de samme hovedkonklusjoner som over.

Figur 5-21 Skrugard, Havis, Drivis og letelokaliteter i området rundt disse, der det er foretatt undersøkelser av sediment og bunnfauna



Kilde : Statoil 2017

### Svamp langs fiberoptisk kabel trasé

I 2013 ble det foretatt en visuell kartlegging av prospektet Saturn som ligger omtrent halvveis mellom Johan Castberg og Melkøya langs den planlagte traséen for fiberoptisk kabel (Jf Figur 5-19). Bunnfaunaen hadde spredte til høye forekomster av bløtbunns- og hardbunns-svamp. Ingen koraller eller andre sårbare habitater ble registrert. I nærheten av korridoren for den alternative kabeltraséen til Snøhvit er det gjort flere visuelle undersøkelser (Jf Figur 5-19). Disse viser at området har moderate til lave forekomster av svamp.

## 5.7 Fiskeressurser

Dette kapitlet fokuserer på artene som er spesielt viktige i Barentshavet, både for fiskerier, sjøfugl og marine pattedyr. Beskrivelsene er videre begrenset til de artene som er av størst relevans ift mulig påvirkning fra Johan Castberg i utbygging og i drift. Oppsummeringen er hovedsakelig basert på Akvaplan niva sin delutredning til denne konsekvensutredningen /3/, og til dels også delutredning til Proactima /7/.

### 5.7.1 Status for viktige arter

Av Barentshavets mer enn 150 fiskearter er det kun et titalls arter som utnyttes i det kommersielle fisket. De viktigste er torsk, sild, lodde, sei og hyse, samt bunnfiskene blåkveite, brosme, lange, kveite og uer /7/. De kommersielle fiskebestander i Barentshavet er stort sett "i godt hold" /7/.

Nordøstarktisk torsk (skrei) er den viktigste arten i fisket. Gytebestanden er på et svært høyt nivå, selv om toppunktet ble nådd i 2013 da det ble åpnet for fiske av en historisk høy kvote på 1 million tonn av denne bestanden. Totalkvoten i 2017 er fortsatt høy og på samme nivå som i 2016, 805 000 tonn. Gytebestanden er noe lavere enn rekordnivået i 2013, men den er fortsatt godt over føre-var-nivået, noe den har vært siden 2002. Det er økt innstrømming av varmere vann, god rekruttering og god mattilgang, som i kombinasjon med en stram forvaltning over flere år har bygd opp torskebestanden til et svært høyt nivå /7/.

Loddebestanden var på et høyt og stabilt nivå til 2013, men de to siste årene er bestanden kraftig redusert. Sviktende rekruttering for lodde skyldes bla stort beitepress fra torsk og sild. Det ble ikke åpnet for loddefiske verken i 2016 eller vinteren 2017.

Hysebestanden er også over toppunktet, men er fremdeles på et høyt nivå. Som for torsken kan det ventes en nedgang i hysebestanden de nærmeste årene.

Snabeluer og blåkveite er på et stabilt og bærekraftig nivå. Den voksne bestanden av vanlig uer er på et svært lavt nivå, men det er registrert mye yngel av uerartene i Barentshavet i 2014-2016 /7/.








### 5.7.2 Gyte-, vandrings- og oppvekstområde

Hovedgyteområdene for de fleste av Barentshavets kommersielle fiskebestander ligger i Norskehavet, og Johan Castberg feltet overlapper ikke med de viktigste og best dokumenterte gyteområdene. Gyteområdene som ligger nærmest Johan Castberg, er gyteområde for blåkveite og NØA Hyse. Ytterkanten av disse ligger henholdsvis 20 nm og 22 nm fra feltet. Disse er illustrert i Figur 5-22.

Gyteproduktene (egg og larver) fra gytefeltene i Barentshavet og Norskehavet spres inn i Barentshavet som en følge av de overordnede strømsystemene i det sørvestlige Barentshavet (jf. Figur 5-8 side 67). Området rundt Johan Castberg feltet er en del av oppvekst-, beite- og gytevandringområdet for mange av de kommersielt viktige fiskeartene. Dette gjelder for eksempel lodde, blåkveite, norsk vårgytende sild, nordøstarktisk torsk og uer (Bakketeig et al. 2013 og 2014). Lodden sin gytevandring er vist i Figur 5-22. Hovedvandringområdet til lodde ligger nord-øst for Johan Castberg.

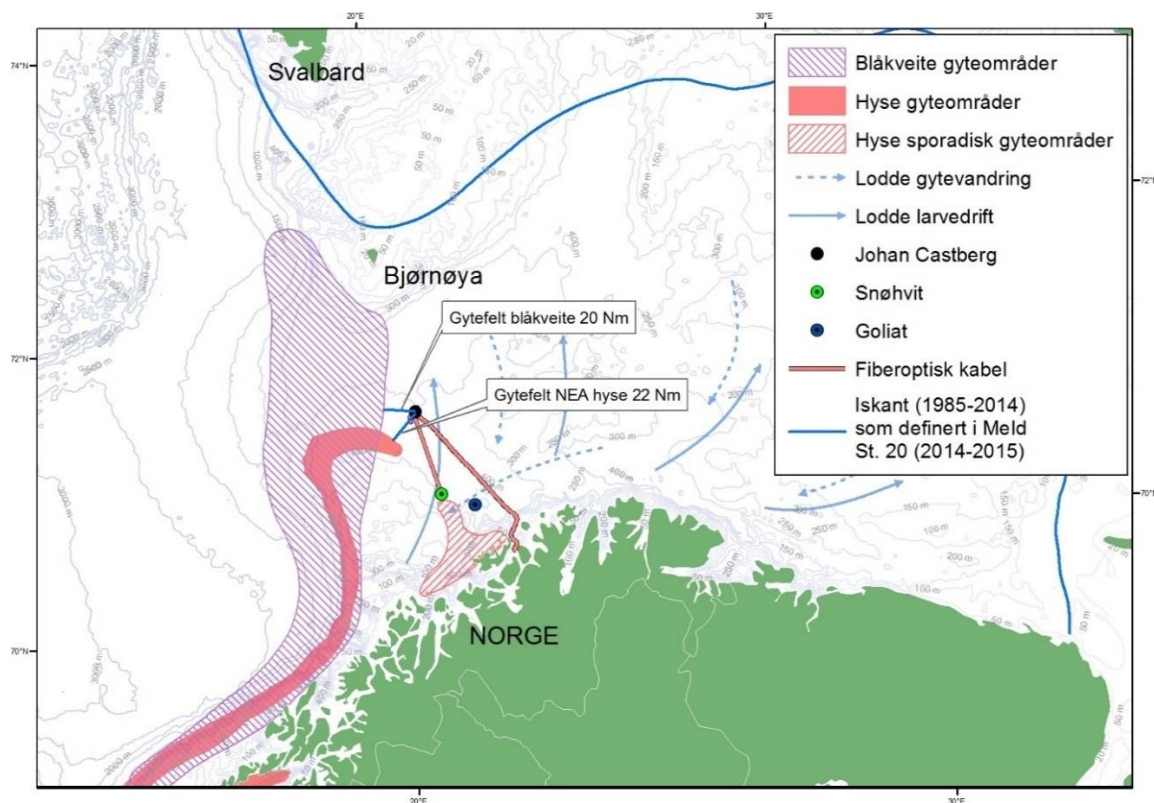
Figur 5-24 og Tabell 5-3 viser gyteområder, gyteperioder og livsstadier av vanlige fiskearter i Barentshavet i forhold til Johan Castberg-feltet /3/. April – juli angis å være den viktigste/mest følsomme perioden med forekomst av yngre livsstadier av fisk langs Finnmarkskysten og i det sørvestlige Barentshavet. Det er registrert store variasjoner mellom år i mengder, tettheter og geografisk fordeling av de ulike livsstadierne/3/.

Tabell 5-3 Livsstadier og avstand fra feltet til gyteområder for noen fiskearter på Johan Castberg-feltet

Fiskeart		Gyting/larver i Barentshavet	Aktivitet i Johan Castberg-området	Avstand fra gyteområdet til Johan Castberg-feltet
<b>Blåkveite</b> ( <i>Reinhardtius hippoglossoides</i> )		Gyting: Desember-Februar Larver: Januar-April	Generelt utbredelsesområde	20 nm vest for feltet
<b>NØA Hyse* og Hyse</b> ( <i>Melanogrammus aeglefinus</i> )		Gyting: Mars-Mai Larver: April-August	Generelt utbredelsesområde	NØA Hyse 22 nm vest for feltet Hyse 35 nm vest for feltet
<b>Lodde</b> ( <i>Mallotus villosus</i> )		Gyting: Mars-Mai Larver: April-August	Gytevandring over feltet i Januar-Februar.	88 nm sør for feltet
<b>NØA Torsk og Kysttorsk</b> ( <i>Gadus morhua</i> )		Gyting: Februar-April Larver: Mars-Juli	Generelt utbredelsesområde for NØA torsk	NØA Torsk 102 nm sør for feltet Kysttorsk 110 nm sør for feltet
<b>Snabeluer</b> ( <i>Sebastes mentella</i> )		Gyting: Mars-April Larver: Mars-Juni	Generelt utbredelsesområde	Gyteområde 79 nm vest for feltet
<b>Sild</b> ( <i>Clupea harengus</i> )		Gyter ikke i Barentshavet Larver: Mars-Juni	Oppvekstområde	
<b>Uer</b> ( <i>Sebastes marinus</i> )		Gyter ikke i Barentshavet Larver: Mars-Juni	Generelt utbredelsesområde	

Kilde: Akvaplan-niva /3/ Basert på informasjon fra faktasider om fisk på [www.imr.no](http://www.imr.no), innhentet januar 2017). Artsbilder fra FAO og IMR. \* NØA Hyse er den nord-østarktiske bestanden av hyse.

Figur 5-22 De nærmeste gyteområdene for fisk til Johan Castberg-feltet.

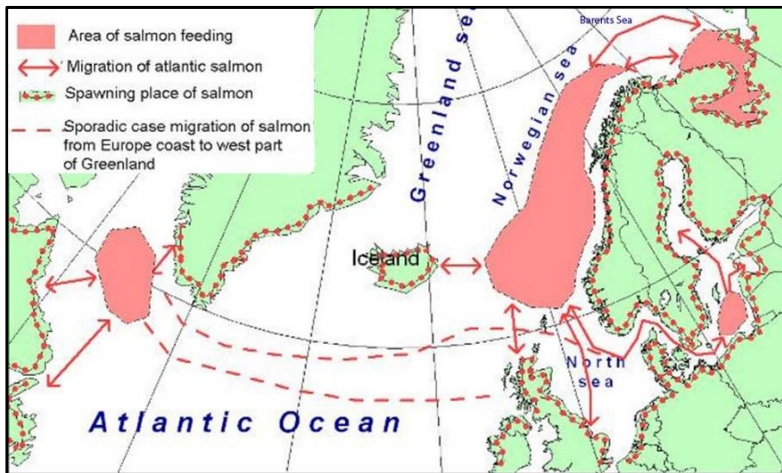


Kilde: Akvaplan-niva /3/ basert på data for HI



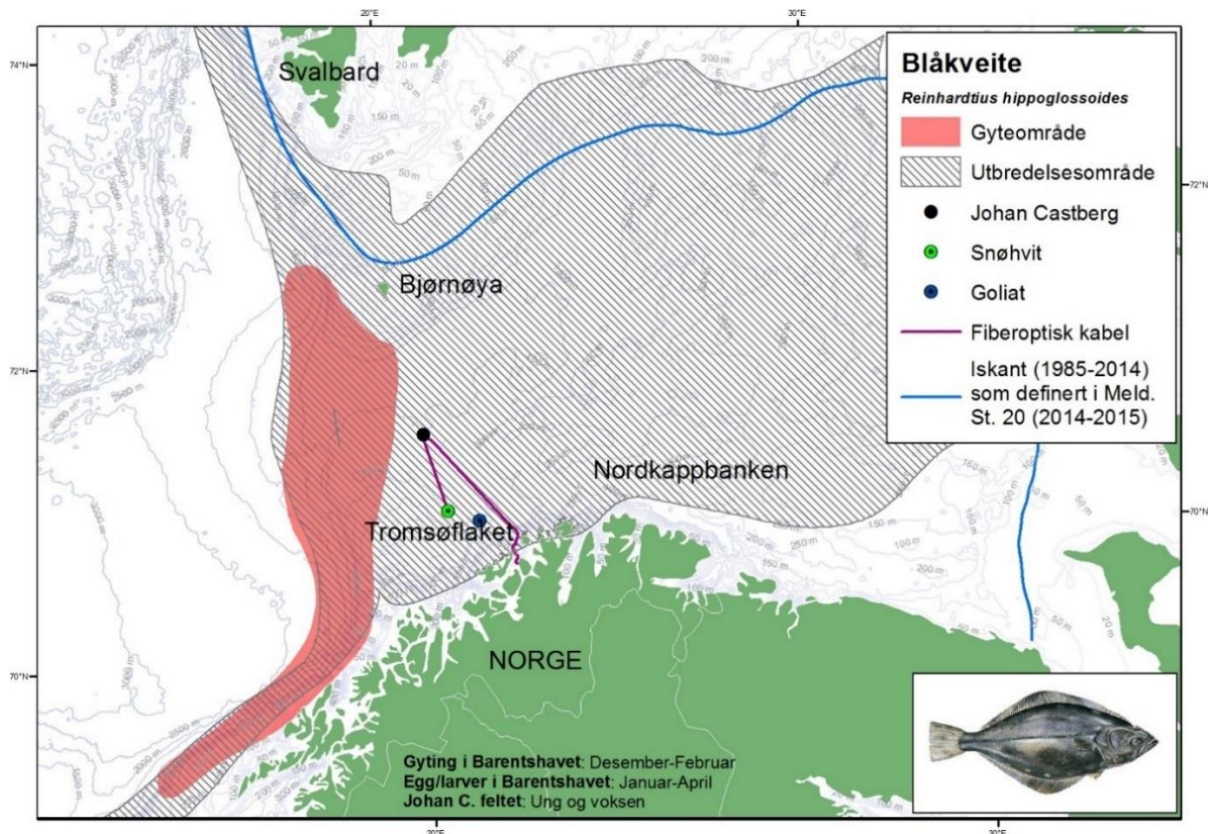
Nyere merkestudier tyder på at atlantisk laks fra elver i Finnmark (og med stor sannsynlighet også fra elver på Kola og øst til Pechoraelva) benytter havområdene mellom fastlands-Norge og Svalbard både som beiteområde og som vandringsvei til og fra beiteområder lenger vest i Atlanterhavet, og de produktive havområdene langs polarfronten. I tillegg til laks fra nordlige vassdrag, er det indikasjoner på at også laks fra flere europeiske bestander benytter det nordlige og østlige Barentshavet som oppvekstområde. Dette innebærer at laks vil kunne forekomme i havområdet ved Johan Castberg i de fleste av årets måneder.

Figur 5-23 Beiteområder og vandringsveier for atlantisk laks



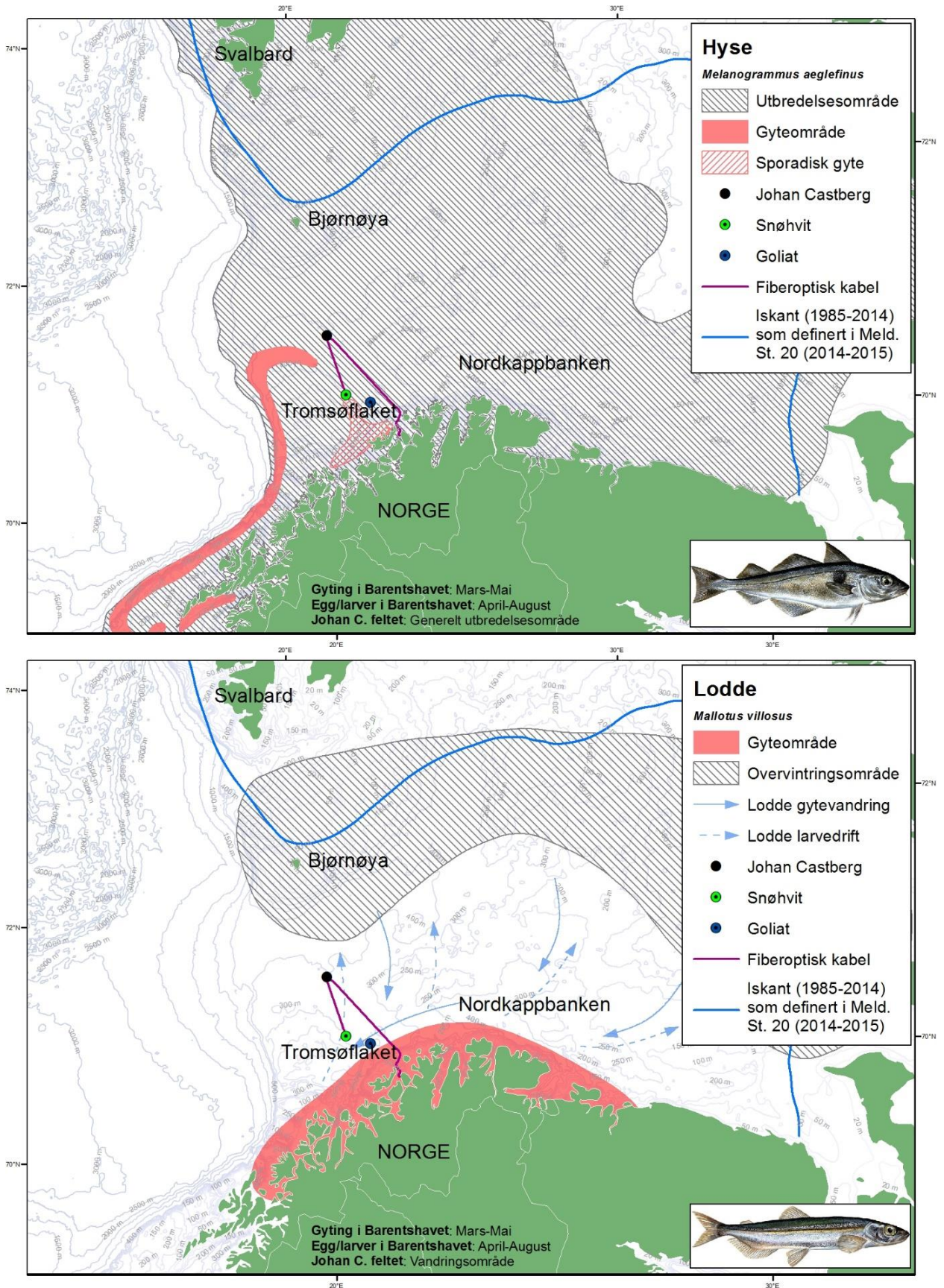
Kilde: Akvaplan-niva /3/

Figur 5-24 Gyteområder, utbredelse og livsstadier for utvalgte fiskearter i det sørvestlige Barentshavet.





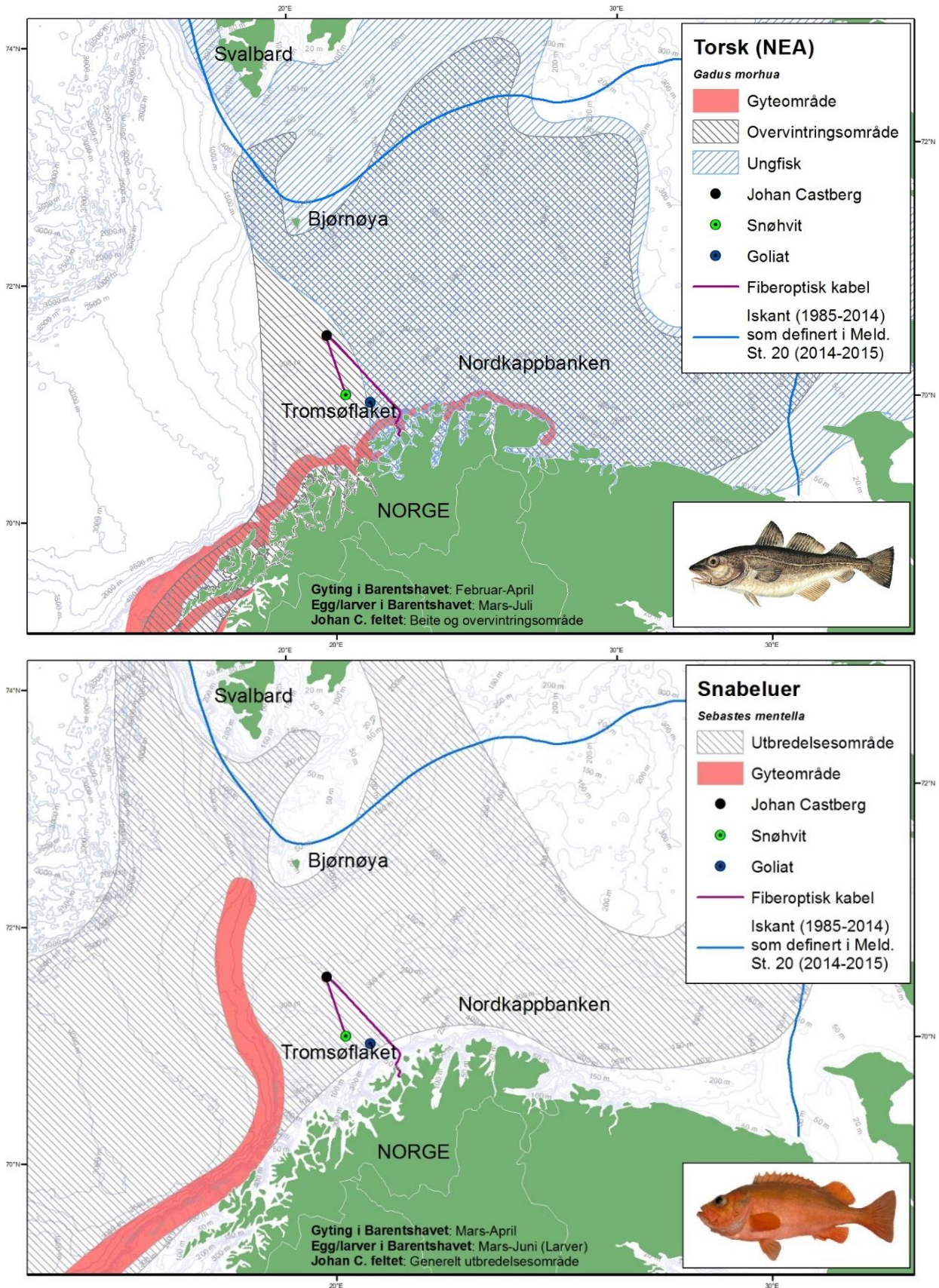
Figur 5-24 Gyteområder, utbredelse og livsstadier for utvalgte fiskearter i det sørvestlige Barentshavet.



Kilde: Akvaplan-niva /3/



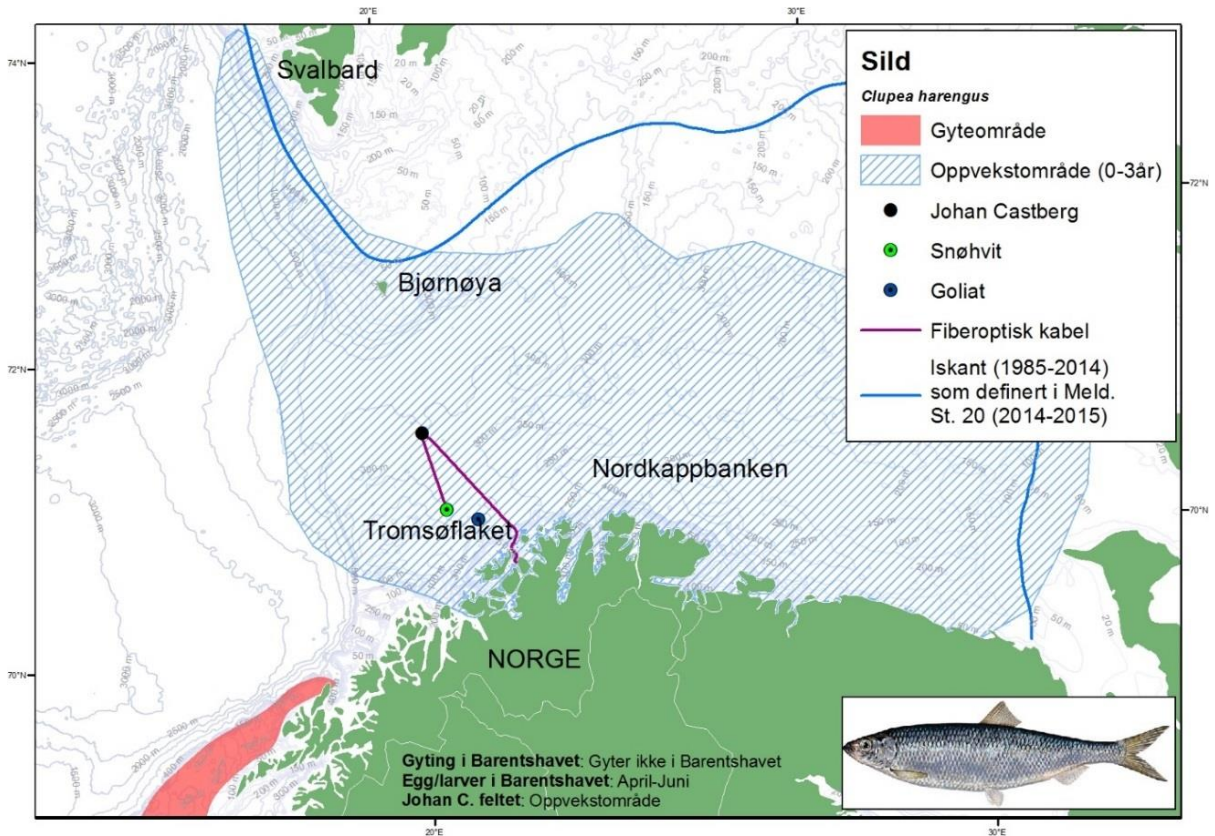
Figur 5-24 Gyteområder, utbredelse og livsstadier for utvalgte fiskearter i det sørvestlige Barentshavet.



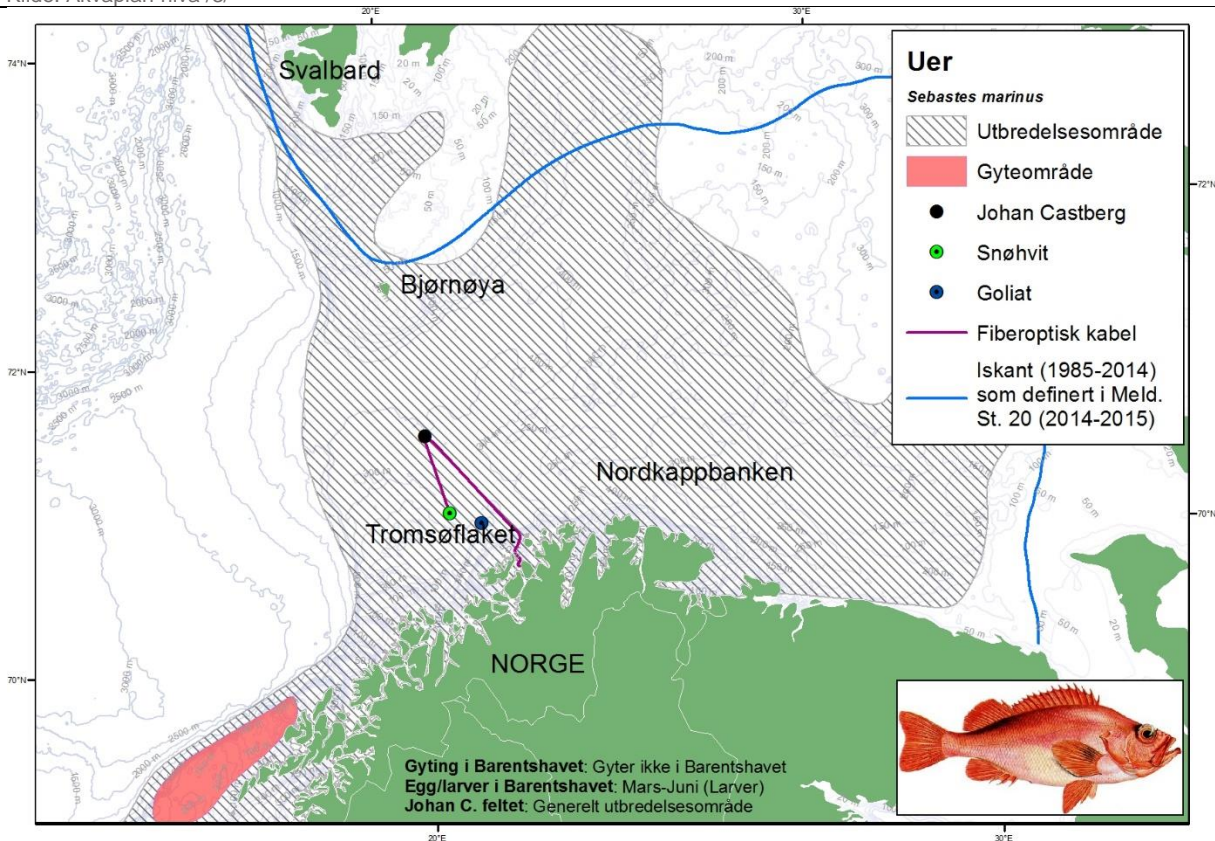
Kilde: Akvaplan-niva /3/



Figur 5-24 Gyteområder, utbredelse og livsstadier for utvalgte fiskearter i det sørvestlige Barentshavet.



Kilde: Akvaplan-niva /3/



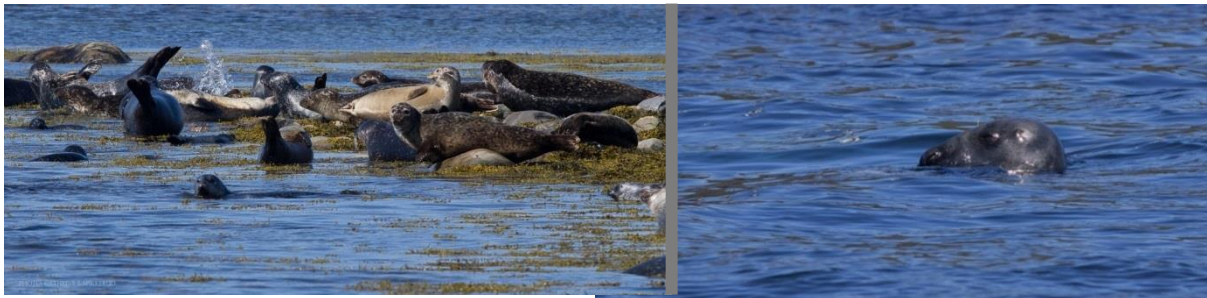
Kilde: Akvaplan-niva /3/

## 5.8 Sjøpattedyr

Det rike økosystemet i Barentshavet, med store bestander av dyreplankton og fisk, utgjør en viktig næringsressurs for en mengde sjøpattedyr. Blant de syv selartene og 17 hvalartene som jevnlig observeres i Barentshavet, oppholder noen seg der hele året, feks nise, kvitnos, ringsel og storkobbe. Andre vandrer inn i Barentshavet fra områder lengere sør og vest i den høyproduktive sommerperioden (f.eks. bardehvalene vågehval, knølhval og finnhval). Grønlandssel er vanlig i åpent hav i Barentshavet og klappmyss kan til tider også bruke området, hovedsakelig de vestre delene.

Havert og steinkobbe er de vanligst forekommende selartene i den kystnære delen av Barentshavet, med flere viktige kasteplasser (der selen føder unger) og kolonier langs Finnmarkskysten /3/.

Figur 5-25 Steinkobbe i kasteperioden og havert (gråsel)



Kilde: Akvaplan-niva, Sense/4/ (Foto: Cathrine Stephansen).

Havforskningsinstituttet (HI) utfører telletokt av hval i Barentshavet i juli hvert år. Hvalobservasjoner blir også gjennomført under de årlige økosystemtoktene i august-september i samarbeid mellom HI og det russiske havforskningsinstituttet PINRO fra Murmansk. Sammen utgjør disse toktene grunnlaget for bestandsovervåkingen. I tillegg driver HI også telling av kystselbestandene i perioder av året da disse artene oppholder seg mye på land (kasteperioden, tiden når de får unger) eller hårfellingen når de skifter pels.

Figur 5-26 Knølhval (øverst) og spekkhogger (nederst)



Kilde: Akvaplan-niva, Sense/4/ (Foto: Cathrine Stephansen).



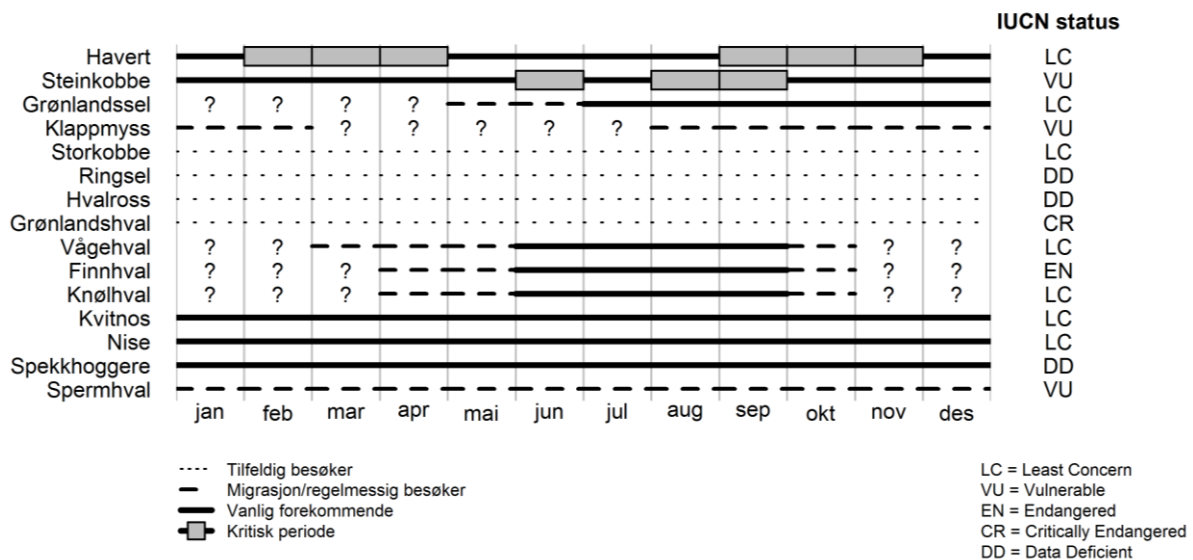
Tilstedeværelse, kritiske sesonger og populasjonsstatus for de vanligste forekommende sjøpattedyrene i Barentshavet er vist i figuren under. Kritiske perioder er f. eks. reproduksjon og hårfelling. Spørsmålstejn i figuren innebærer begrenset datagrunnlag. Som oftest gjelder dette migrerende arter, der visse demografiske grupper (f.eks. yngre dyr) kan befinne seg i området.

Informasjon om sjøpattedyr er generelt mangelfull, spesielt utenfor den perioden da telletokt er blitt regelmessig gjennomført. For hval er informasjonen mest pålitelig for de mest tallrike artene (finn-, våge- og knølhval, samt kvitnosdelfin).

Migrasjonsperioder og forekomst av hval i disse periodene er spesielt viktige ifm innsamling av seismikk, jf. kapittel 9. Dette gjelder f.eks. bardehvaler som vandrer gjennom områder i nærheten av feltet på våren og høsten, men som først og fremst oppholder seg i nordligere strøk i beiteperioden om sommeren /3/.

Migrasjonen har sammenheng med utbredelsen av dyreplankton som krill og amfipoder. Hvalene trekker trolig nordover langs eggakanten tidlig i sesongen ettersom planktonet blir nedbeitet sørfra, og de oppholder seg fortrinnsvis nord for polarfronten på seinsommeren.

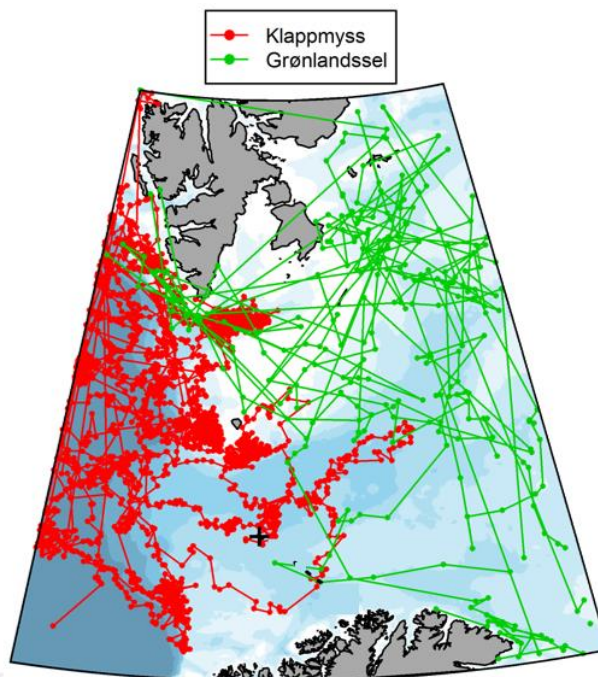
**Figur 5-27 Tilstedeværelse, kritiske sesonger og populasjonsstatus for de vanligste forekommende sjøpattedyrene i Barentshavet**



Kilde: Akvaplan-niva /3/

Det er størst sannsynlighet for å påtreffe knølhval, vågehval, kvitnosdelfin og finnhval på Johan Castberg, men også andre arter kan forekomme. Spesielt klappmyss, men også grønlandssel vil kunne observeres (Jf Figur 5-28).

Figur 5-28 Vandringsmønster hos klappmyss og grønlandssel i Barentshavet, fra satellittmerket sel.



Kilde: Akvaplan-niva /3/ Johan Castberg er markert med et kryss

## 5.9 Sjøfugl

Dette kapitlet beskriver forekomst av sjøfugl i influensområdet til et eventuelt større uhellsutslipp av olje. Også de nærmeste kystnære områdene utenfor et slikt influensområde er beskrevet, fordi hekkende sjøfugl har en stor aksjonsradius.

Oppsummeringen er basert på underlagsrapporten til KU skrevet av Norsk Institutt for Naturforskning (NINA)/6/, som har brukt data fra det nasjonale overvåkingsprogrammet for sjøfugl (SEAPOP, [www.seapop.no](http://www.seapop.no)), sjøfugldatabasene til Norsk Polarinstittutt og NINA, samt nye data fra lysloggerprosjektet til SEAPOP, SEATRACK, for å beskrive status og tilstedeværelse av sjøfugl. SEATRACK dataene viser omtrentlige posisjoner til fugler fra flere kolonier merket med såkalte gls-loggere (lysloggere) (<http://seatrack.seapop.no>). Rødlistestatus for de enkelte artene er hentet fra artsdatbanken ([www.artsdatbanken.no](http://www.artsdatbanken.no)).

Fokus i denne oppsummeringen er på de arter og kystnære hekkeområder som er utsatt for størst miljørisiko ved et eventuelt uhellsutslipp av olje fra Johan Castberg feltet (jf. kapittel 12). En fullstendig oversikt over arter og status finnes i NINAs delutredning /6/.

### 5.9.1 Generelt om sjøfugl og hekkekolonier

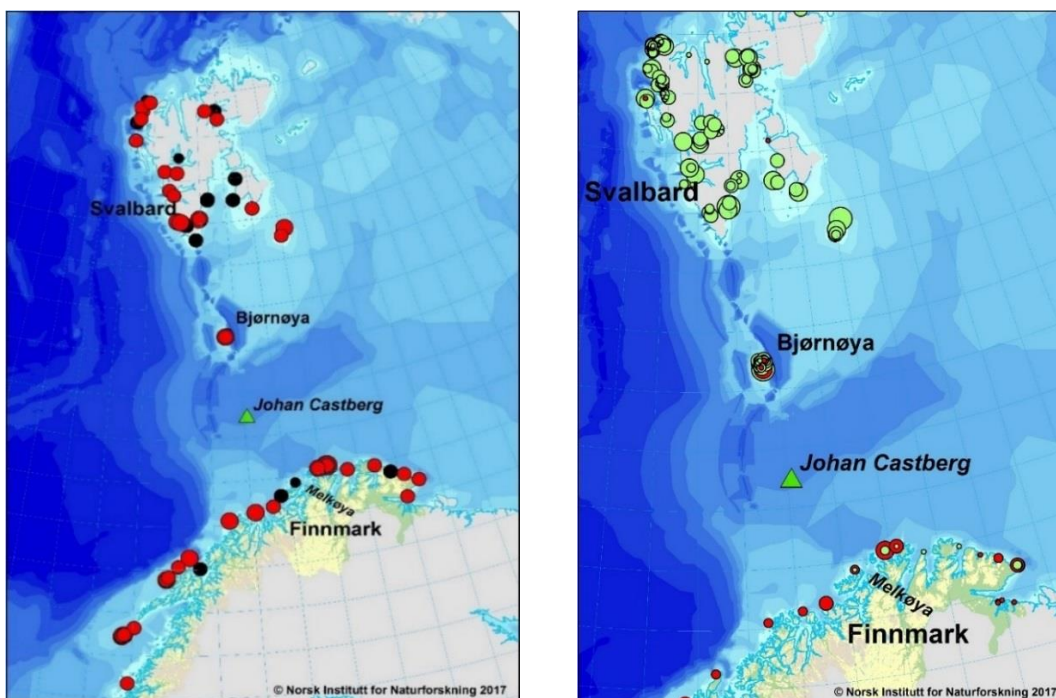
Økosystemet i Barentshavet har en særlig tallrik forekomst av sjøfugl. Mange av sjøfuglbestandene i Barentshavet er av nasjonal og internasjonal betydning, og havområdet er en viktig sjøfuglregion i global sammenheng /6/.

Sjøfugler tilbringer det meste av tiden på sjøen, hvor de fleste artene henter all sin næring. Noen arter er bare avhengige av å oppsøke land i hekketiden. Mens de kystnære artene har en begrenset aksjonsradius, kan de pelagiske artene bevege seg mange titalls kilometer ut fra hekkekoloniene. Det finnes en rekke viktige



hekketolonier spredt langs hele Finnmarkskysten, Bjørnøya og Svalbard, jf. Figur 5-29. Figur 5-30 viser viktige fuglefjell langs Finnmarkskysten.

Figur 5-29 Plassering av viktige hekketolonier langs Finnmarkskysten, Bjørnøya og Svalbard



Kilde: NINA /6/ Til venstre – over 20.000 (rød) og over 10.000 (svart) hekkende sjøfugl, Til Høyre hekketolonier med lomvi (rødt) og polarlomvi (grønt) i norske deler av Barentshavet.

Det er en stor dynamikk i artssammensetning og forekomst av sjøfugl langs kysten av Finnmark og havområdene utenfor. Fire vesentlige punkter er verdt å merke seg:

1. Kyststripen (< 20 km<sup>4</sup> fra land) har generelt en høyere diversitet og høyere konsentrasjon av sjøfugl enn åpent hav.
2. Utredningsområdet er et viktig hekkeområde for en rekke sjøfuglarter med mange store sjøfuglkolonier på over 20 000 individer<sup>5</sup> på fastlandet. Omgangstauran, Sværholtklubben, Gjesværstappan og Hjelmøya ligger nærmest utbyggingen. Kamøya og Bondøya, og Andotten på Sørøya er også viktige kolonier i området. Særlig er hekkeforekomsten av lunde, lomvi, krykkje, alke og teist betydelige, i tillegg hekker en stor andel av toppskarv, gråmåke- og svartbakbestandene i Barentshavet i dette området. Bjørnøya har den desidert største hekkebestanden for lomvi i Norge, og her hekker det også store antall polarlomvi og krykkje.
3. Kyststripen i utredningsområdet er et viktig overvintringsområde for en rekke havdykkender og lomer. Dette gjelder i særlig grad praktærfugl, ærfugl og gulnebbblom.
4. I år med stor loddebestand, og hvor loddene har et vestlig gyteinnsig, skaper loddas gytevandring og gyting spesielt gode næringsforhold i utredningsområdet fra februar til mai. Store mengder alkefugl følger gyteinnsiget, og i gyteområdene finnes store konsentrasjoner av alkefugl, måkefugl, ender og havhest.

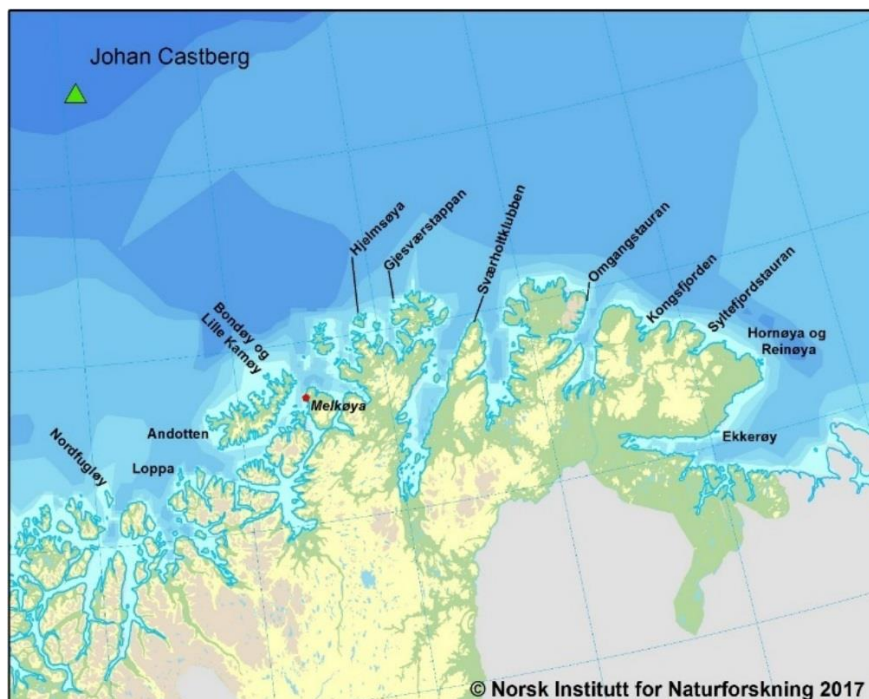
Det er også flere store kolonier på Svalbard og Bjørnøya med bestander over 20 000 individer. Dette gjelder spesielt lomvi og polarlomvi på Bjørnøya (jf. Figur 5-29), alkekonge og polarlomvi på Svalbard. På Bjørnøya

<sup>4</sup> <11 nautiske mil

<sup>5</sup> En sjøfuglkoloni med flere enn 20 000 individer klassifiseres som en stor sjøfuglkoloni

hekket det i 2014 132 000 par lomvi, 95 000 par polarlomvi, 30 000 par havhest og 135 000 par krykkje. Hekkekolonier for ulike arter er gitt i vedlegg E.

Figur 5-30 Fuglefjell langs Finnmarkskysten



Kilde: NINA /6/

### 5.9.2 Viktigheten av Barentshavet utenom hekkesesongen

Barentshavet er svært viktig for sjøfugl også utenom hekkesesongen. Hekkesesongen er i perioden april-juli. Havområdet mellom Bjørnøya og fastlandet er viktig for ikke-hekkende og overvintrende bestander av lomvi, polarlomvi, lunde, krykkje og havhest. Det er kun noen få arter som forlater Barentshavet tidlig på høsten. De fleste sjøfuglene blir værende lenge, samtidig som sjøfugler fra andre hekkebestander trekker inn i området. Data fra havgående sjøfugltokt som ligger til grunn for åpent hav databasene til SEAPOP, har dokumentert at det er mye sjøfugl i Barentshavet også utenom sommeren.

Det som er nytt, er kunnskapen fra SEATRACK og andre prosjekter som har benyttet loggerteknologi. Ved å sette lysloggere på sjøfugl i kolonier spredt i ulike deler av artenes utbredelsesområde, er det kartlagt hvor de ulike bestandene forflytter seg etter hekkesesongen. På denne måten har SEATRACK-prosjektet avdekket bestandstilørigheten til sjøfuglene i norske havområder utenfor hekketiden, og blant annet vist at fugler helt fra kolonier i Skottland i sør og Island i vest trekker opp til Barentshavet på høsten.

Deler av bestanden av havhest som hekker i Skottland, Færøyene, Island og Jan Mayen, trekker ofte opp til Barentshavet om høsten. Her blander de seg med havhestene som hekker rundt Barentshavet (jf Figur E 4).

Også lomvi fra Skottland, Færøyene og Jan Mayen trekker til Barentshavet om høsten. Alle lomviene som hekker i området (Finnmark, Bjørnøya, Murmanskysten) holder seg i Barentshavet på høsten og gjennom hele vinteren (se Figur 5-32, og Figur 12-8 og Figur 12-9 side 140).

Ingen av krykkjene eller lundene fra Skottland, Færøyene eller Island ser ut til å dra til Barentshavet, men nesten alle lundene fra koloniene langs Norskekysten gjør det (jf. Figur 5-3 og Figur 12-7 side 140). Det samme gjør mange krykkjer (Figur E 6 i vedlegg E), og andelen ser ut til å øke jo lenger nord de hekker. Nesten alle krykkjene og lundene fra koloniene ved Barentshavet (Finnmark, Svalbard, Russland) holder seg

i Barentshavet på høsten. Denne innvandringen av fugler betyr at sammensetningen av sjøfuglsamfunnet i Barentshavet endres fra sommer til høst. Det går fra en situasjon hvor alle fuglene er hjemmehørende i Barentshavet til en mer sammensatt situasjon, der mange flere hekkebestander er representert.

Etter den energikrevende hekkesesongen har de voksne fuglene behov for å bygge opp kropps-ressursene. De skal også skifte fjær (myte), noe som gjør mange arter flygeudyktige og reduserer deres evne til næringssøk i en periode. De skal også forberede seg til vinteren. Det er da viktig med god næringstilgang. Etter hekking (i juli/august) gjennomfører lomvi og polarlomvi et svømmetrekk fra Bjørnøya hvor hannene følger ungene til beiteområdene. Nyere studier med bruk av lysloggere indikerer at den sør-østlige del av Barentshavet er et sted hvor store deler av den norske lomvibestanden samles etter endt hekkesesong. Svømmetrekket er nærmere beskrevet i kapittel 12.2.4 side 138.

Siden Barentshavet tiltrekker sjøfugler fra mange hekkebestander, opptil 2000 km unna, tyder det på en relativt stabil og forutsigbar næringstilgang. Barentshavet er et grunt havområde, et såkalt sokkelhav, og det er spesielt gode forhold for marin produksjon der det kalde arktiske vannet møter og blandes med de varmere og salte atlantiske vannmassene. Den nordlige lokaliseringen og strømforholdene gir klimatiske og fysiske forutsetninger for gode forhold på høsten. En viktig faktor er havisen. Den har størst utbredelse i mars/april og minst utbredelse i september. Iskanten og området som bare er dekket av is i deler av året er en veldig produktiv sone, men oppblomstringen av fytoplankton og utvikling av næringskjeden i disse kalde havområdene skjer seinere på sesongen enn lengre sør. Derfor er også næringstilgangen for sjøfugl forskjøvet noe mot høsten sammenlignet med sørligere strøk. Store brefronter som blir tilgjengelige når havisen smelter, gir også god næringstilgang fordi smeltevannet som strømmer ut under breene bringer zooplankton opp til havoverflaten. En annen viktig faktor er innsiget av fiskelarver som driver med den norske kyststrømmen og ender opp i Barentshavet. Disse stammer særlig fra sild og torsk som gyter lenger sør på kysten om våren. Når larvene ankommer Barentshavet om høsten har de også nådd et størrelse som gjør dem mer attraktive for sjøfuglene.

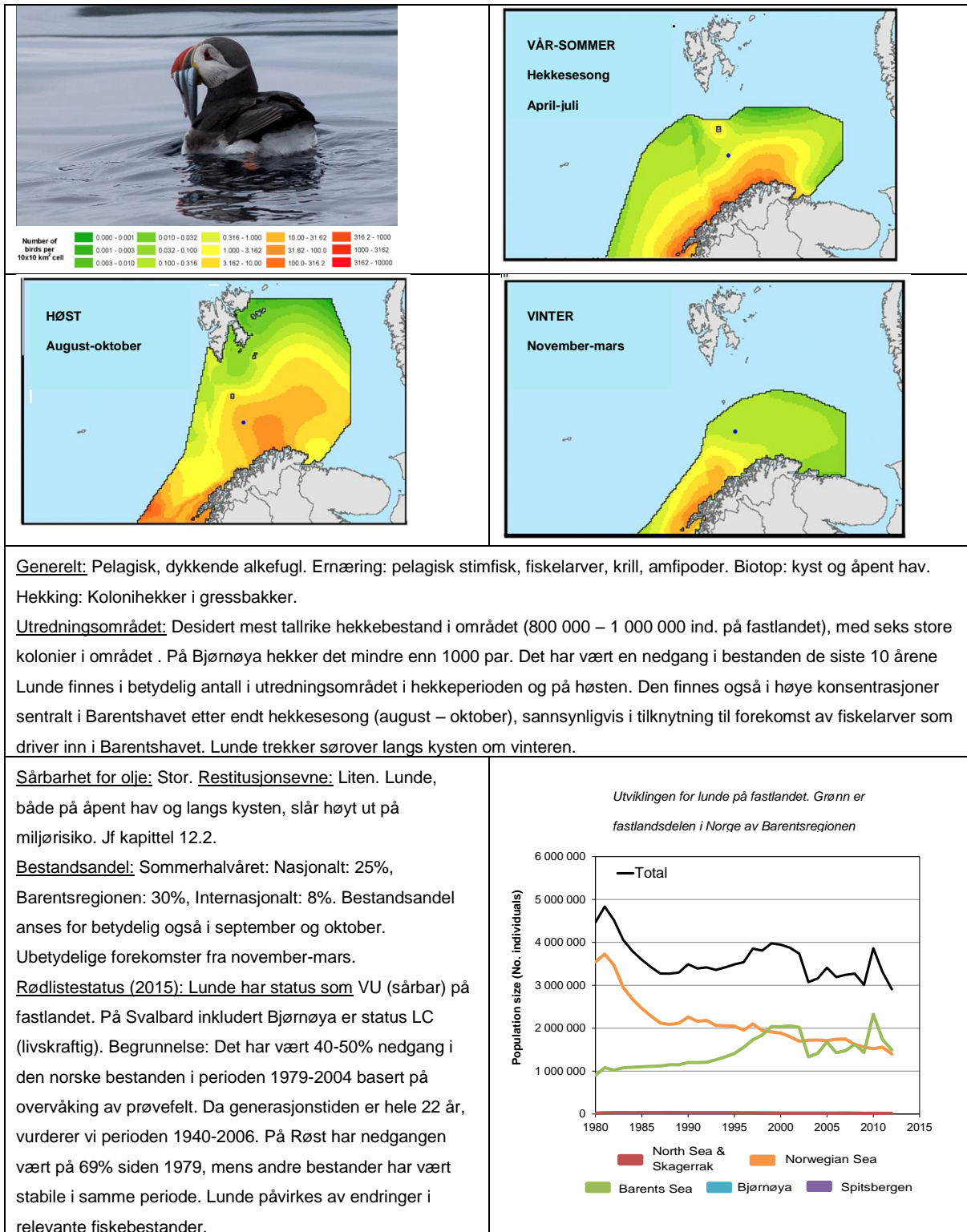
### 5.9.3 Årstidsvariasjoner, status og trender

Figur 5-31 og Figur 5-32 viser utbredelsen av sjøfugl på åpent hav for lunde og lomvi fordelt på årstider. Figurene summerer også opp nøkkeldata om fuglene, trender i bestandsutvikling og rødlistestatus. Kartene er fra SEAPOPOP med data fra sjøfugltellingene for perioden 1980-2011. Tilsvarende figurer er gitt i vedlegg E for Alke (Figur E 3 side 202), havhest (Figur E 4 side 203), polarlomvi (Figur E 5 side 204) og krykkje (Figur E 6 side 205). Mange bestander av sjøfugl i området har hatt en sterk tilbakegang siden overvåkingen startet. Dette gjelder eksempelvis polarlomvi, lomvi og krykkje, men problemene er størst for de mest tallrike artene som typisk hekker i fuglefjell og beiter i åpent hav.

### 5.9.4 Sjøfuglers sårbarhet for olje

Sjøfugler tilbringer det meste av tiden på sjøen, hvor de fleste artene henter all sin næring. Noen arter er bare avhengige av å oppsøke land i hekketiden. Ved oljesøl er det derfor svært sannsynlig at sjøfugl kommer i kontakt med oljen. Den individuelle oljesårbarheten til en sjøfugl varierer med en lang rekke forhold som blant annet art, fysisk tilstand og flygedyktighet samt tilstedeværelse, atferd og arealutnyttelse i influensområdet. Sårbarheten er generelt størst for de artene som ligger på havoverflaten og dykker etter næring. Det gjelder især alkefugler som lomvi og lunde, lommer, skarver og marine ender. NINA /6/ gir en uførlig beskrivelse av hver art som kan være i influensområdet til et større uhellsutslipp, og deres respektive sårbarhet for olje. Dette er også oppsummert for de artene som gir størst utslag på miljørisiko, og som er oppsummert her og i vedlegg E. Figur 5-31, Figur 5-32, Figur E 3 side 202, Figur E 4 side 203, Figur E 5 side 204) og Figur E 6 side 205.

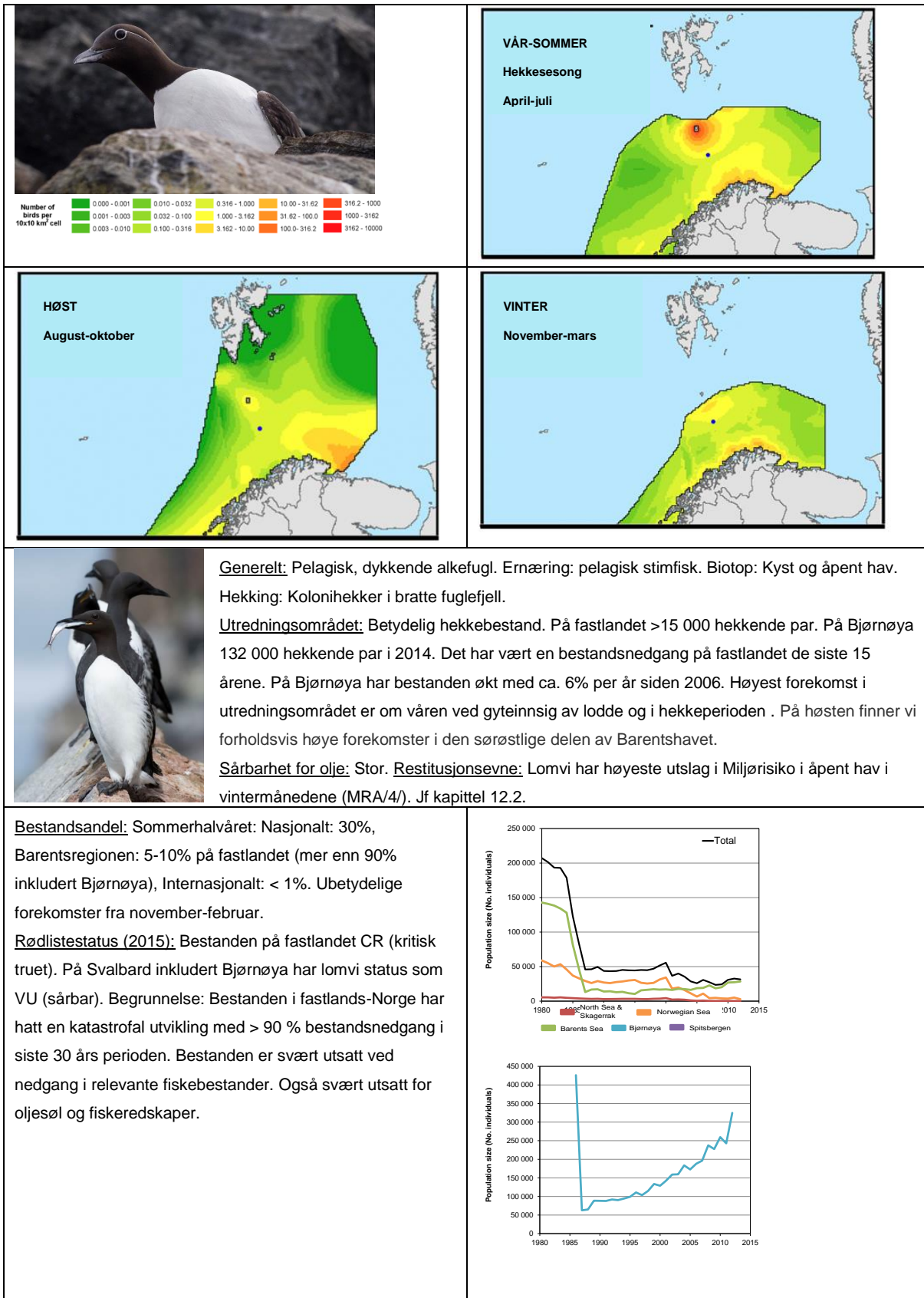
Figur 5-31 Lunde (*Fratercula arctica*) - forekomst, sårbarhet for olje og trender



Kilde: NINA /6/ bearbeidet av Statoil Foto: Akvaplan niva Sense/4/ (Cathrine Stephansen).



Figur 5-32 Lomvi (*Uria aalge*) - forekomst, sårbarhet for olje og trender



Kilde: NINA /6/ bearbeidet av Statoil Foto: Akvaplan niva Sense/4/ (Cathrine Stephansen).



## 6 Utslipp til luft, tiltak og virkninger

Dette kapittelet beskriver først kilder til utslipp og de forutsetninger som er lagt til grunn for utslippsestimatene. Deretter presenteres estimerte utslipp av CO<sub>2</sub> og andre komponenter, og design- og operasjonelle tiltak som legges til grunn for å redusere utslippene. Til slutt beskrives virkninger av utslipp, og hvordan eventuelle nye funn vil påvirke utslippsestimater og virkninger.

### 6.1 Kilder til utslipp og forutsetninger lagt til grunn for utslippsberegninger

#### 6.1.1 Kilder til utslipp

Utbygging og drift av Johan Castberg feltet vil føre til utslipp til luft av CO<sub>2</sub>(karbondioksid), CH<sub>4</sub> (metan), NMVOC (flyktige organiske forbindelser unntatt metan), NO<sub>x</sub> (Nitrogenoksider), SO<sub>x</sub> (Svoveloksider), partikler (PM<sub>10</sub>) og BC (Black karbon). Ozon (O<sub>3</sub>) vil også kunne dannes ved utslipp av NO<sub>x</sub>.

Disse utslippene er knyttet til:

- Bore- og brønnoperasjoner
- Marine anleggsoperasjoner
- Kraftgenerering
- Fakling
- Diffuse utslipp fra FPSO
- Lasting av olje til skytteltankere
- Annen transportvirksomhet

#### **Bore- og brønnoperasjoner/utslipp fra borerigg**

I forbindelse med boring av brønner vil det bli utslipp til luft fra kraftgenerering på boreriggen. Boreoperasjonene vil medføre utslipp av CO<sub>2</sub> og NO<sub>x</sub> samt mindre mengder SO<sub>2</sub> fra dieselmotorer på riggen.

#### **Utslipp fra fartøy som deltar i marine anleggsoperasjoner**

I anleggsfasen vil det bli utslipp fra kraftgenerering på fartøy knyttet til marine operasjoner i forbindelse med boring, installasjon av havbunnsinnretninger og klargjøring for drift. Dieselmotorer på de involverte fartøyene vil gi utslipp av CO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> og mindre mengder SO<sub>2</sub>.

#### **Kraftgenerering**

Kraftgenerering er den dominerende kilden til utslipp av CO<sub>2</sub> og NO<sub>x</sub>. Lav-NO<sub>x</sub> gassturbiner med varmegjenvinning er valgt som kraftforsyningsløsning i drift. Produksjons-innretningen er tilrettelagt for en eventuell fremtidig elektrifisering av de elektriske forbrukerne med vekselstrømteknologi. Dieselgeneratorer benyttes for å forsyne skipet med reserve(essensiell)- og nødkraft (jf kapittel 3.5.2). Det vises også til vedlegg B for utredning av alternative kraftløsninger, inkludert kraft fra land.

#### **Fakling**

Fakling vil ikke forekomme i normal drift. Fakling benyttes som en nødprosedyre når anlegget skal trykkavlastes og tømmes for gass ved rask nedstengning. Dette er en del av sikkerhetssystemet og kan forekomme i hele driftsperioden. Fakling kan også forekomme i perioder ved oppstart av anlegget etter at gassinjeksjonssystemet har vært ute av drift, spesielt i anleggs- og oppstartsfasen før anlegget er godt innkjørt.

#### **Diffuse utslipp fra FPSO**

- Utslipp ved lagring og omlasting fra produksjonsinnretningen
- Lekkasjer fra flenser og ventiler

### Lasting av olje og annen transportvirksomhet i drift

I driftsfasen vil utslipp til luft fra transport stamme fra:

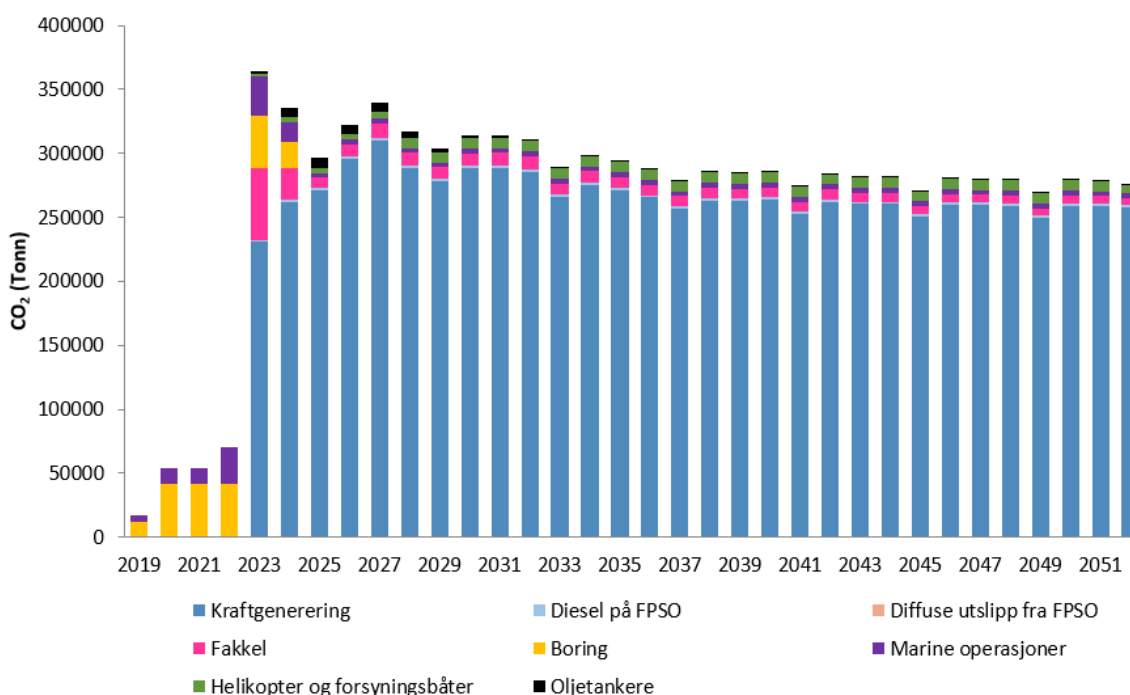
- Utslipp fra lasteskip, mens de ligger på feltet og laster
- Utslipp fra beredskaps- og støttefartøy som ligger på feltet
- Utslipp fra helikopter og forsyningsfartøy som transporterer personell, forsyninger og vedlikeholdsmateriell til feltet, og retur av materiell og avfall fra feltet
- Fartøy som er på feltet i perioder, eksempelvis for å støtte boreoperasjoner eller gjennomføre seismiske operasjoner

#### 6.1.2 Basis forutsetninger for utslippsestimatene

Produksjonsprofilene som beskrevet i Figur 3-2 og Figur 3-3 er lagt til grunn for utslippsberegningene. Vedlegg C gir en oversikt over utslippsfaktorer og forutsetninger lagt til grunn for estimatene. Estimatenes er foreløpige og vil kunne endre seg noe i den videre prosjekteringen. Endelige estimater vil bli lagt til grunn for søknad om utslippstillatelse til Miljødirektoratet.

## 6.2 Utslipp av CO<sub>2</sub> og tiltak for å øke energieffektiviteten og redusere utslipp

Figur 6-1 Estimerte utslipp av CO<sub>2</sub> over feltets levetid, fordelt på ulike utslippskilder.



Kilde: Statoil. Foreløpige estimater per april 2017. Estimatenes vil kunne endre seg noe i den videre prosjekteringen.

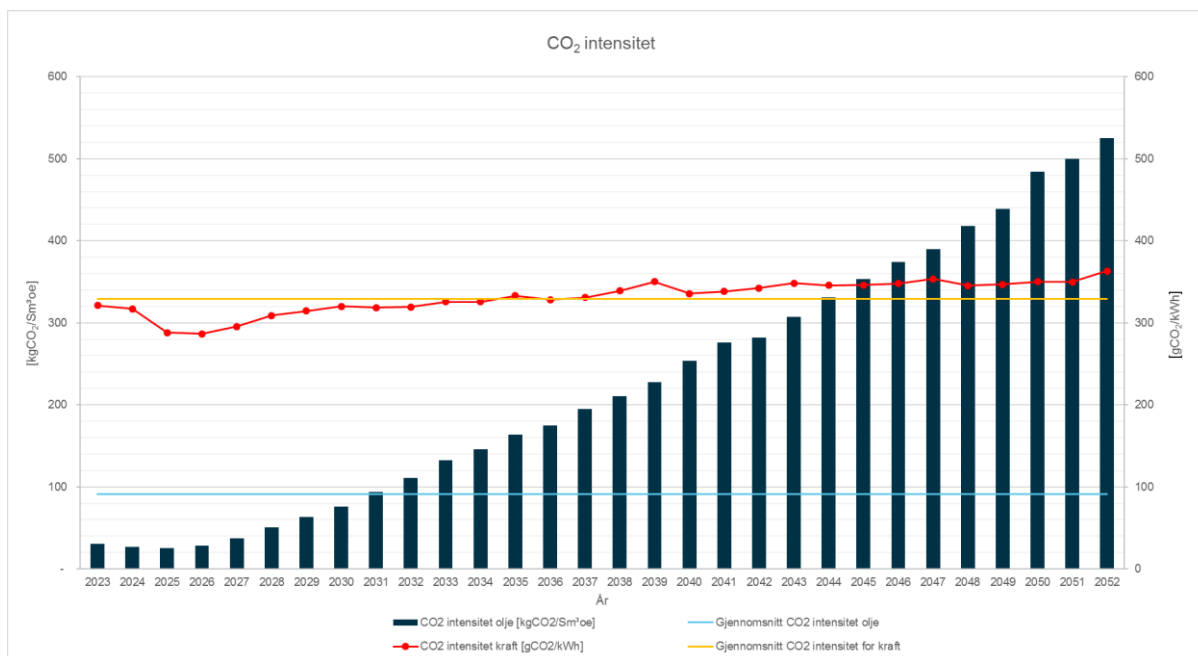
#### 6.2.1 Utslipp av CO<sub>2</sub> fra kraftgenerering

Gass injiseres for trykkstøtte sammen med vann for å øke feltets ressursutnyttelse, og for å la minst mulig olje ligge igjen i undergrunnen etter endt produksjonsperiode, ref Petroleumsloven om å ikke øde ressenser. Injeksjon av vann, og spesielt gass, krever mye energi. Beregnede kraft- og varmeprofiler er vist i Figur 3-14 side 41. Figur 6-1 viser at kraftgenerering er den dominerende kilden til utslipp av CO<sub>2</sub>.

CO<sub>2</sub>-intensiteten regnet som utslipp per Sm<sup>3</sup> oljeequivalenter produsert for eksport over feltets levetid (kg CO<sub>2</sub>/Sm<sup>3</sup> oe) er høy sammenlignet med mange andre felt på norsk sokkel, på grunn av et høyt energibehov

og ingen gass eksport før i de siste leveårene. I figuren er CO<sub>2</sub> intensiteten over feltets levetid vist som kg CO<sub>2</sub>/Sm<sup>3</sup> olje ekvivalenter på venstre akse og som g CO<sub>2</sub>/kwh på høyre akse. Tilsvarende gjennomsnittstall for norsk sokkel er i størrelsesorden 52,5 kg CO<sub>2</sub>/Sm<sup>3</sup> oe (NOROG, 2016).

Figur 6-2 CO<sub>2</sub> intensitet uttrykt som kg CO<sub>2</sub>/Sm<sup>3</sup> og som g CO<sub>2</sub>/kwh



CO<sub>2</sub> utslipp fra boreaktiviteter før 2023, er ikke inkludert i tallene, men er med i gjennomsnittsberegningen.

Kilde: Statoil. Foreløpige estimater per april 2017. Estimatenes vil kunne endre seg noe i den videre prosjekteringen.

Johan Castberg har et stort behov for prosessvarme sammenlignet med andre felt. Dette skyldes lav reservoartemperatur, og de klimatiske forholdene som krever ekstra varme for sikker drift av produksjonsenheten. Energieffektiviteten er høy sammenlignet med andre felt siden det store varmebehovet dekkes gjennom varmegjenvinning fra gassturbinene (Figur 3-14 side 41). Derfor er også utslipp i g CO<sub>2</sub>/kwh lavere enn for de fleste andre felt på norsk sokkel.

## 6.2.2 Energieffektivisering og andre planlagte tiltak for å redusere utslipp av CO<sub>2</sub> fra kraftgenerering

I henhold til Industriutslippsdirektivet (tidligere IPPC-direktivet) og forurensningsloven § 36-8, stilles det krav til at energien utnyttes effektivt og at beste tilgjengelige teknikker (Best available techniques- BAT) tas i bruk for å forebygge og begrense forurensing. BAT-vurderinger skal inneholde kost-nytteberegninger. Krav om vurderinger av BAT er nedfelt i Statoils interne prosedyrer og er således gjennomført og lagt til grunn ved valg av konsept og teknologi (jf kapittel 1.3 side 17).

Prosjektet legger vekt på å ha god energistyring, med tekniske løsninger som minimerer energibruk og maksimerer energieffektivitet. Energireduserende og utslippsreducerende tiltak er en integrert del av konseptvalg og design. Det er derfor jobbet intensivt med å finne de mest miljø- og energieffektive løsningene for:

- 1) å redusere kraftbehovet
- 2) å minimere utslippene fra kraftgenererende utstyr

Det vil være en høy grad av varmegjenvinning fra eksosgassen fra turbinene, og varmeintegrasjon i prosessanlegget. Det er gjennomført tekniske BAT analyser for å minimere utslippene. Eksempelvis vil drivvalg og turtallsregulering av pumper og elektriske motorer redusere energiforbruket og utslippene. Det er også lagt opp til gjenvinning av gass fra separatorer/tanker (fakkalgassgjenvinning), slik at utslipp fra fakkell blir lave.

Det vil være kontinuerlig oppmerksomhet på energieffektivisering, og det vil jobbes videre med tiltak, inklusiv energianalyser og energiledelse, for å minimere behovet for kraft og redusere utslippene som følger av kraftgenerering.

### 6.2.3 Energieffektiviseringstiltak ved boring

Det er planlagt å bore 30 brønner på Johan Castberg (jf. kapittel 3.3.1 side 29). Ved oppstart av boringen skal riggen Songa Enabler som er en CAT D rigg benyttes. Denne boreriggen ble tatt i bruk i 2016 i forbindelse med boring av brønner på Snøhvit/Barentshavet. Statoil har nå flere rigger av typen CAT D i operasjon, og har gjort en vurdering av potensielle energieffektiviseringstiltak for disse riggene.

Hybridløsninger er ett av tiltakene som er blitt vurdert. Andre tiltak som har vært vurdert er utbytting av propellene (trustere) som holder riggen i posisjon, gjenvinning av eksosvarme fra dieselgeneratorene, bruk av anker istedenfor dynamisk posisjonert borerigg, forbedret regulering av varmekablene som skal hindre at utstyr ikke kjøles ned eller fryser, bytte til LED flombelysning og forbedring av styringen til kjølepumpene.

Redusert dieselforbruk, potensialet for redusert utslipp til luft, kompleksitet ved å innføre nye tiltak på en rigg i operasjon og kostnader er blitt vurdert for de ulike tiltakene. Basert på denne første grovvurderingen, er det i første omgang anbefalt å fokusere på mulighetene for gjenvinning av eksosvarme, forbedret regulering av varmekablene og forbedret styring av pumpene som benyttes til å kjøle borekronen. Disse tiltakene er kort omtalt i det følgende.

Ved å installere et system på dieselgeneratorene på riggen kan eksosvarme gjenvinnes, og distribueres som varmt vann til oppvarming, slik at elektrisk oppvarming kan unngås. Dette tiltaket fører til et mer stabilt kraftbehov, og reduserer behov for elektrisk kraft til oppvarming, og dermed også forbruk av diesel. Tiltaket kan være et mulig tiltak å installere mens riggen er operativ.

Oppvarming med varmekabler på riggen kan forbedres ved en forbedret styring av tidspunktet når oppvarmingen slås på og av. Ved å innføre en slik temperaturregulering, og slå på oppvarming etter behov, kan varmebehov og dieselforbruk reduseres.

Forbedret styring av kjølepumper kan gjøres ved å stenge ned pumper som ikke er i bruk. Barentshavet er kaldere enn den temperaturen pumpene starter på, og ved å installere mykstart på dedikerte pumper kan volumet som pumpes opp reduseres. Dette er også et tiltak som reduserer energibehov og dieselforbruk.

Alle disse tre nevnte tiltakene er til vurdering for Statoils CAT D borerigger, og det er muligheter for at de kan bli gjennomført før oppstart av boring på Johan Castberg.

### 6.2.4 Energieffektiviseringstiltak på mellom- og lang sikt

Johan Castberg vil også i senere faser i prosjektet og i drift, arbeide videre med energieffektiviseringstiltak. Planer for energiledelse vil bli utarbeidet, og energiledelse vil være spesielt viktig for å redusere utslippene i drift.



## 6.3 Utslipp til luft av andre komponenter, og tiltak som er vurdert og lagt til grunn

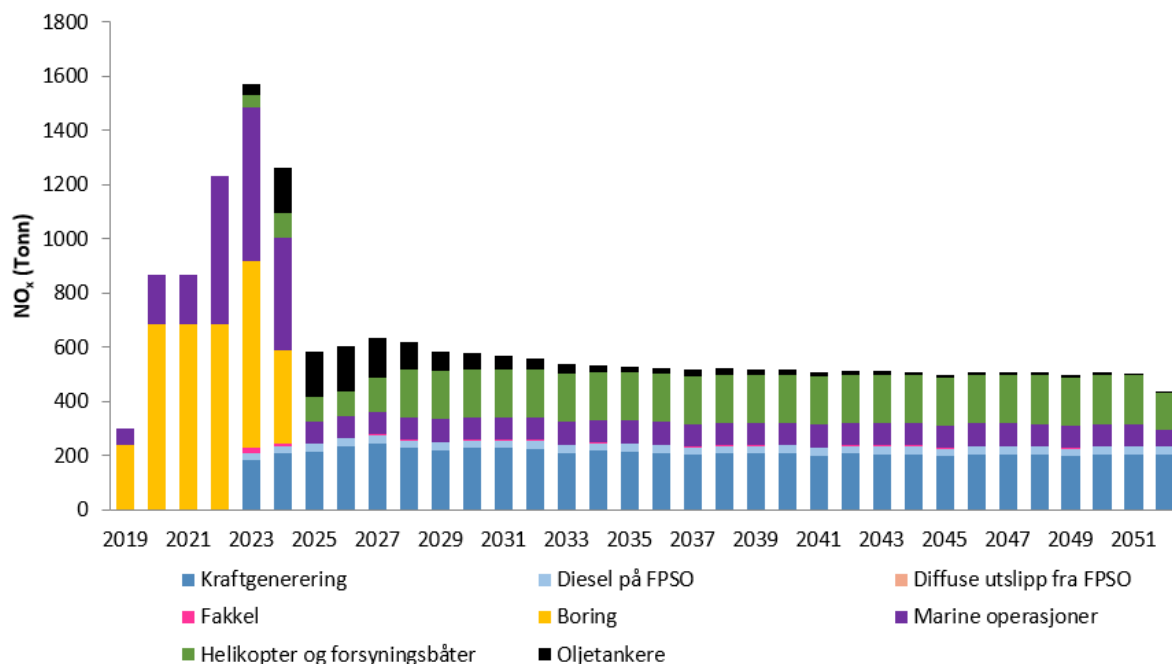
### 6.3.1 Utslipp av NO<sub>x</sub> og SO<sub>x</sub>

De høyeste utslippene av NO<sub>x</sub> og SO<sub>x</sub> finner sted i borefasen på grunn av dieselforbruket til borerigg. Marine operasjoner bidrar også mye i anleggsfasen. Leverandørene skal utarbeide planer for energieffektiviserende tiltak for installasjonsfartøylene som Statoil vil følge opp i gjennomføringen av prosjektet. Tiltakene for å redusere utslippene fra boring er for øvrig de samme som beskrevet i kapittel 6.2.3

I drift er det kraftgenerering, helikopter og forsyningsfartøy som er hovedbidragsytere til utslipp av NO<sub>x</sub>. Gassturbinene har installert lav-NO<sub>x</sub> teknologi. For utslipp av SO<sub>x</sub> er det først og fremst dieselforbruket på støttefartøylene, oljelasting og fartøy som deltar i marine vedlikeholdsoppdrag som bidrar. Det er også noe utslipp av SO<sub>x</sub> i drift fra dieselgeneratorene som forsyner skipet med kraft når hovedkraftgenereringen er nede.

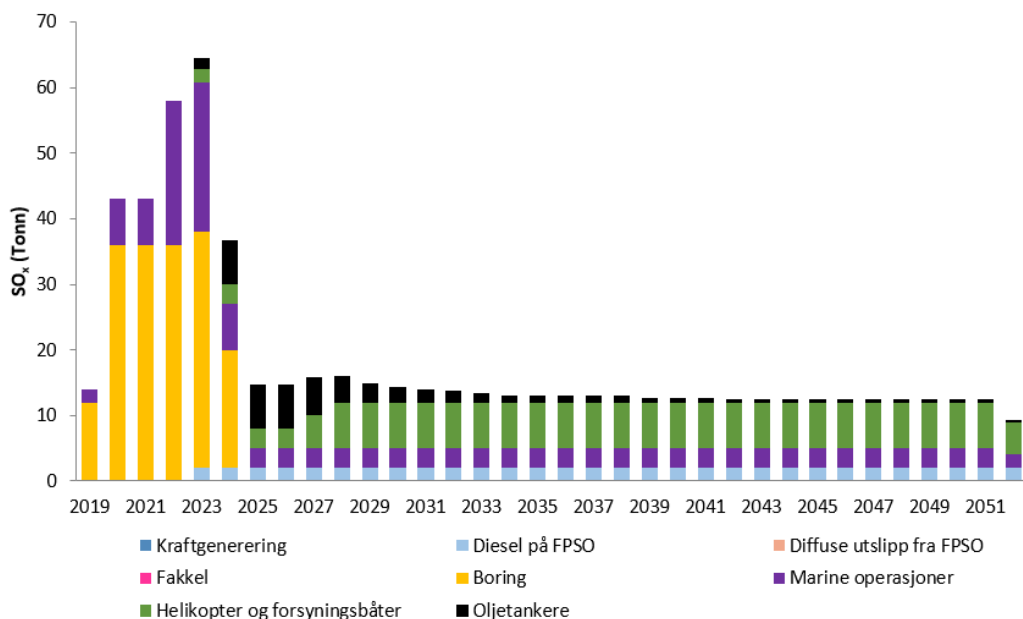
Utslippene, spesielt fra oljelasting, vil avta utover i produksjonsperioden etter som oljeproduksjonen går ned.

Figur 6-3 Estimerte utslipp av NO<sub>x</sub> over feltets levetid, fordelt på ulike utslippskilder.



Kilde: Statoil. Foreløpige estimater per april 2017. Estimatenes vil kunne endre seg noe i den videre prosjekteringen.

Figur 6-4 Estimerte utslipp av SO<sub>x</sub> over feltets levetid, fordelt på ulike utslippskilder.

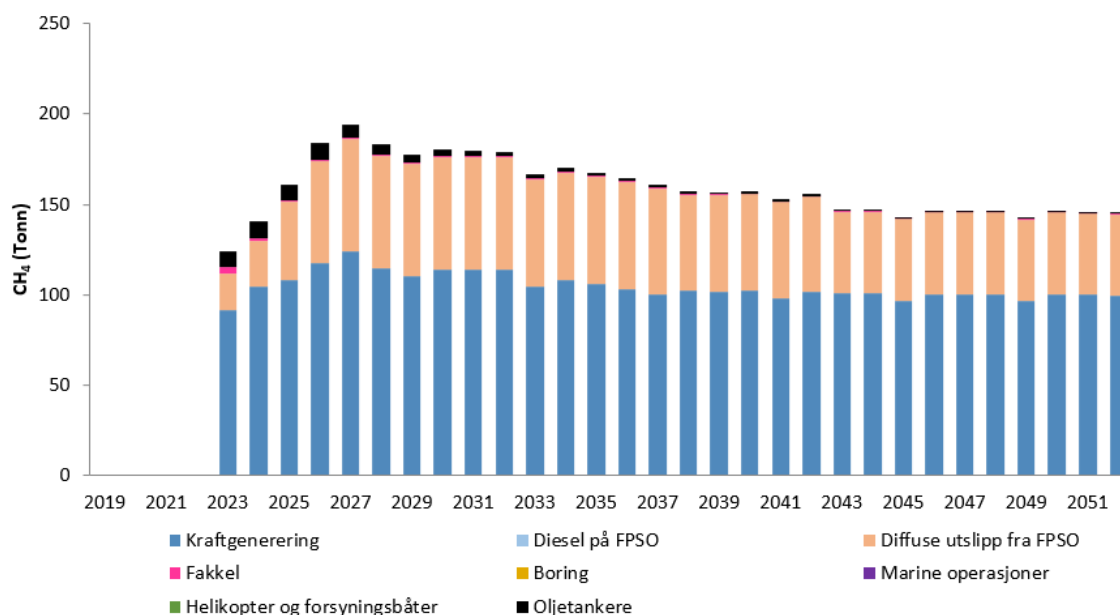


Kilde: Statoil. Foreløpige estimater per april 2017. Estimatenes vil kunne endre seg noe i den videre prosjekteringen.

### 6.3.2 Utslipp av CH<sub>4</sub> og nmVOC

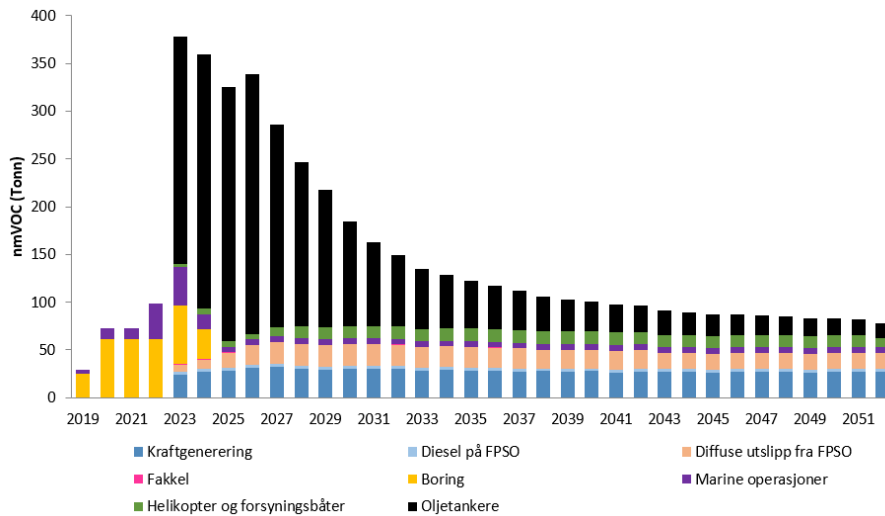
Det er størst utslipp av CH<sub>4</sub> i drift, hvor det er spesielt diffuse utslipp fra flenser, ventiler, og kraftgenerering som bidrar. Utslipp av metan fra lasting av olje utgjør en mindre andel. Utslippene av metan vil være lavere enn fra eldre plattformer, og de synker utover i produksjonsperioden som resultat av fallende oljeproduksjon. Det er noe utslipp av NMVOC i anleggs- og oppstartsfasen under boring. Den største kilden til utslipp av NMVOC i drift er under lasting. Utslippene synker med fallende oljeproduksjon.

Figur 6-5 Estimerte utslipp av CH<sub>4</sub> over feltets levetid, fordelt på ulike utslippskilder.



Kilde: Statoil. Foreløpige estimater per april 2017. Estimatenes vil kunne endre seg noe i den videre prosjekteringen.

Figur 6-6 Estimerte utslipp av nmVOC over feltets levetid, fordelt på ulike utslippskilder.



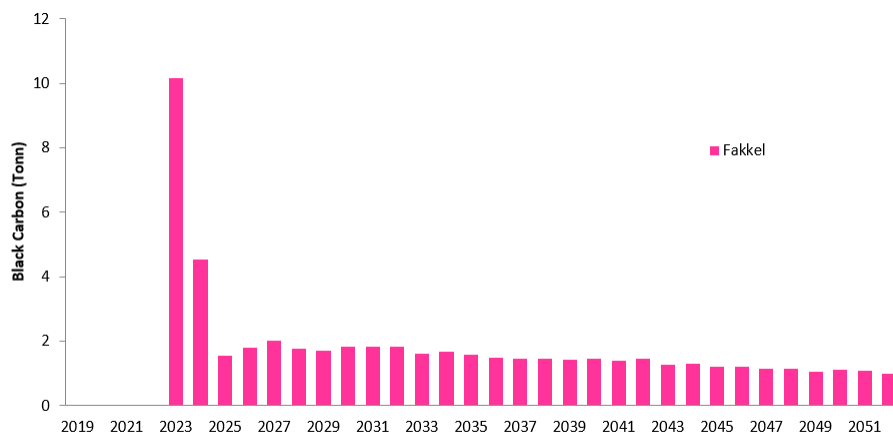
Kilde: Statoil. Foreløpige estimater per april 2017. Estimatenes vil kunne endre seg noe i den videre prosjekteringen.

På FPSO gjenvinnes VOC, dvs både NMVOC og metan fra lagertankene. Hydrokarbongass brukes som teppegass for å hindre at VOC gassen unnslipper, og en kompressor brukes for å returnere VOC tilbake til prosessen. For oljetankere vil det bli gjenvinningsanlegg for NMVOC, i henhold til myndighetskrav.

### 6.3.3 Utslipp av sot - Black Carbon fra fakling

Black carbon (forkortet BC) er et uttrykk som brukes om den karbonholdige lysabsorberende delen av partikler. I dagligtale omtales gjerne BC som sot, selv om dette er en betydelig forenkling. Sot-partikler, dannes ved ufullstendig forbrenning. Utslipp av BC fra Johan Castberg vil forekomme ved fakling, dvs. episoder der overskytende gass brennes. Fakling benyttes som en nødprosedyre når anlegget skal trykkavlastes og tømme for gass ved rask nedstengning. Dette er en del av sikkerhetssystemet og kan forekomme i hele anleggets driftsperiode. Men fakling skjer også i perioder når gassinjeksjonssystemet er ute av drift. Dette forekommer spesielt i anleggs- og oppstartsfasen når det måtte oppstå problemer med gassinjektorene før anlegget er godt innkjørt.

Figur 6-7 Estimerte utslipp av sot fra fakling over feltets levetid



Kilde: Statoil. Foreløpige estimater per april 2017. Estimatenes vil kunne endre seg noe i den videre prosjekteringen. Utslipp av BC er basert på antakelser om totalt faklet volum, utslippsfaktor 0,856 g PM<sub>10</sub>/Sm<sup>3</sup> og antagelsen om at BC utgjør 80% av PM<sub>10</sub>.

Et viktig poeng ved fakling av gass, er hvor "lett" eller "tung" gassen som fakles er. Ved fakling av lett gass (som vil være tilfelle for Johan Castberg), dvs. gass med få karbonatomer pr molekyl (korte karbonkjeder, som eksempelvis etan, propan), vil forholdet mellom karbonatomer i gassen/oksygen i luften være lite. Det vil være nok oksygen tilstede for å gi fullstendig forbrenning. Ved fakling av tung gass, dvs. gass med lange karbonkjeder vil forholdet karbon/oksygen være stort. Da vil det ikke være nok oksygen til alle karbonatomer for å danne CO<sub>2</sub> og ufullstendig forbrenning oppstår /5/. Utslippsfaktoren som benyttes ifm med fakling har derfor hensyntatt at Johan Castberg gassen vil være en lett gass.

Det vil utarbeides en egen faklingsstrategi for å redusere utslippene mest mulig.

## 6.4 Utslipp fra Johan Castberg i nasjonal sammenheng og vurdering av virkninger

Norsk institutt for luftforskning (NILU) har vurdert miljøkonsekvenser av utslipp til luft /5/. Utslipp og virkningene er vurdert for utslipp av karbondioksid (CO<sub>2</sub>), metan (CH<sub>4</sub>), nitrogenoksider (NO<sub>x</sub>), svoveloksider (SO<sub>x</sub>), hydrokarboner unntatt metan (NMVOC), partikler og Black karbon. Utslipp til luft vil bidra til økning i globale utslipp av klimagasser. Utslipp kan også ha regionale effekter som kan bidra til blant annet eutrofiering, sur nedbør og dannelse av bakkenært ozon.

De ulike utslippskomponentene har som vist i foregående kapitler litt ulik utslippsprofil siden de stammer fra ulike prosesser og kilder. Oversikt over de ulike kildene og tidshorizonten for utslipp er oppsummert i Tabell 6-1.

**Tabell 6-1 Kilder til utslipp, tidshorizont og komponenter som slippes ut.**

Prosess	Tidshorizont	Komponenter
Kraftgenerering på FPSO	4.kv 2022 → 2052	CO <sub>2</sub> , NO <sub>x</sub> , CH <sub>4</sub>
Boring	2019-2024	NO <sub>x</sub> , SO <sub>x</sub> , NMVOC
Fakkel	Spesielt i starten	CO <sub>2</sub> , PM <sub>10</sub> og BC
Diffuse utslipp fra FPSO	4.kv 2022 → 2052	CH <sub>4</sub>
Marine operasjoner	Spesielt 2019-2022	CO <sub>2</sub> , NO <sub>x</sub> , SO <sub>x</sub>
Diesel på FPSO	4.kv 2022 → 2052	Små utslipp
Helikopter og forsyningsfartøy	4.kv 2022 → 2052	SO <sub>x</sub> og NO <sub>x</sub>
Oljetankere, Lasting	4.kv 2022 → 2052	NMVOC, CH <sub>4</sub>

For å vurdere miljøkonsekvensene av utslippene, benyttet NILU /5/ maksimumsverdiene for de ulike komponentene selv om de ikke gjelder samme år.

**Tabell 6-2 Maksimale utslipp til luft av komponentene som er vurdert av NILU.**

Komponent	Utslipp (tonn)	År
CO <sub>2</sub>	363 813	2023
NO <sub>x</sub>	1 571	2023
SO <sub>x</sub>	65	2023
CH <sub>4</sub> <sup>footnote 1</sup>	194	2027
NMVOC <sup>footnote 1</sup>	353	2023
PM <sub>10</sub> <sup>footnote 2</sup>	12,7	2023
BC <sup>footnote 2</sup>	10,2	2023

1) Det vil være gjenvinning av metan og NMVOC på FPSO og gjenvinning av NMVOC på skytteltankere. 2) Utslipp av PM<sub>10</sub> og BC er basert på totalt faklet volum 14,9 mill Sm<sup>3</sup> i 2023, utslippsfaktor 0,856 g PM<sub>10</sub>/Sm<sup>3</sup> og antagelsen om at BC utgjør 80% av PM<sub>10</sub>.



Hvis man sammenligner de maksimale utslippene i Tabell 6-2 med de største utslippskildene fra petroleumsvirksomhet til havs i Norge i 2015, så ville 363 813 tonn CO<sub>2</sub> fra Johan Castberg gitt en 12. plass på listen. Videre ville 1571 tonn NO<sub>x</sub> gitt en 8. plass, 65 tonn SO<sub>x</sub> ville gitt en 3. plass og 194 tonn CH<sub>4</sub> ville gitt en 25. plass. Disse tallene indikerer at Johan Castberg vil bli et mellomstort felt i norsk sammenheng mtp utslipp til luft /5/.

#### 6.4.1 Utslipp av klimagasser

CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub> og NMVOC er vurdert utfra deres bidrag til de samlede klimagassutslippene. Utslipp av CH<sub>4</sub> som er en 23 ganger sterkere klimagass enn CO<sub>2</sub> i 100 års perspektiv, og NMVOC som oksideres til CO<sub>2</sub> i atmosfæren, er i NILUs vurderinger omregnet tilsvarende utslipp av CO<sub>2</sub> ekvivalenter.

Selv om metan er 23 ganger kraftigere klimagass enn CO<sub>2</sub> er utslippene av CH<sub>4</sub> fra Johan Castberg såpass lave sammenlignet med CO<sub>2</sub> at effekten av CO<sub>2</sub> er klart viktigst (eksempelvis 363 813 tonn CO<sub>2</sub> i 2023 mot 194 tonn CH<sub>4</sub> i 2027, se Tabell 6-2). Det samme gjelder for NMVOC. Utslippene av NMVOC fra Johan Castberg er såpass lave (353 tonn NMVOC i 2023) at CO<sub>2</sub> er klart viktigst.

Omregnet til CO<sub>2</sub> ekvivalenter er utslippet 370 000 tonn (dersom en antar at maks. utslippene opptrer i samme år). Det gjennomsnittlige årlige bidraget i perioden 2019-2052 vil bli lavere.

#### 6.4.2 Utslipp av sot - Black Carbon (BC)

Et overblikk av relevante problemstillinger ift. BC i arktiske strøk er gitt i NILU 2017 /5/, hvor spesielt klimaeffekten av BC og andre partikler er relevant for Johan Castberg.

BC-partikler kan påvirke strålingsbalansen og klimaet på tre måter /5/:

1. BC i luft absorberer solstråling effektivt og har dermed en direkte, oppvarmende effekt.
2. Avsetning av de mørke BC-partiklene på hvit snø/is vil føre til redusert refleksjon (mindre tilbakespredning av sollys) og dermed en indirekte oppvarming.
3. BC i luft kan fungere som kondensasjonsskjerner og dermed føre til økt skydannelse, redusert størrelse på skydråpene og dermed en indirekte avkjølede effekt.

Uavhengig av beregningsmetode, som med dagens modeller er usikre, er hovedbudskapet at BC sluppet ut i og nær Arktis har større oppvarmingseffekt enn BC sluppet ut lenger sør. Typisk vil temperaturøkningen grunnet en bestemt mengde utslipp være 3-5 ganger større om utslippene skjer i Arktis enn om de skjer på sørligere breddegrader. Utslippene fra Johan Castberg vil regnes som arktiske utslipp /5/.

Maksimale årlige utslipp av BC opptrer i innkjøringsfasen av anlegget og er beregnet å bli 10,2 tonn (år 2023), se Tabell 6-2. Figur 6-7 viser at utslippet etter de to første innkjøringsårene er antatt å stabilisere seg på under 2 tonn per år, for deretter å reduseres til omtrentlig 1 tonn per år etter som produksjonen avtar.

NILU /6/ konkluderer med at middelverdien av BC på Svalbard vil øke mellom 0,04 og 0,1%, dvs. en beskjeden økning, og konkluderer med at klimaeffekten av installasjonene på Johan Castberg vil bli liten.

Det vurderes at klimaeffekten av sotpartikler (BC) fra installasjonene på Johan Castberg vil være lav. Likefullt gir utslipp av BC i Arktis større effekt pr utslippsenhet enn utslipp lenger sør /5/.

#### 6.4.3 Forsuring, eutrofiering og økning av bakkenært ozon

Utslipp av NO<sub>x</sub> kan gi bidrag til eutrofiering og forsuring. Maksimal beregnet økning i avsetning av nitrogen er 1 mg N/(m<sup>2</sup> år). Gitt at nåværende avsetning er rundt 200 mg N/(m<sup>2</sup> år), er forventet maksimumsbidrag som opptrer i oppstartsfasen fra Johan Castberg ubetydelig (under 5 % av eksisterende avsetning i Nord-

Norge). I driftsfasen vil bidraget være 1/5 av dette. Maksimalt bidrag fra Johan Castberg vil også være mindre enn variasjonen fra år til år (som styres av langtransportert NO<sub>x</sub> og nedbørsmønster) /5/.

Svovel er viktig med tanke på sur nedbør (svoveloksider løst i vann som H<sub>2</sub>SO<sub>4</sub>) som bidrar til forsuring av jord og vann. Sur nedbør er mindre kritisk i Norge i dag enn det var tidligere. Det er forventet en maksimal økning i avsetning av svovel på 0,5 mg S/(m<sup>2</sup> år) mot nåværende avsetning rundt 200 mg S/(m<sup>2</sup> år), dvs. ~2% av eksisterende avsetning. Bidraget fra Johan Castberg er dermed ubetydelig. I driftsfasen vil bidraget være omtrentlig 1/10 av dette. Maksimalt bidrag fra Johan Castberg vil også være mindre enn variasjonen fra år til år (som styres av langtransportert svovel og nedbørsmønster) /5/.

Bakkenært ozon stammer fra fotokjemiske reaksjoner mellom flyktige organiske forbindelser (VOC,) og nitrogenoksider (NO<sub>x</sub>) under påvirkning av kortbølget solstråling. Ozon er en meget reaktiv gass som skader cellene når den tas opp i biologisk materiale (dyr og planter). Den har negative virkninger på helse og vegetasjon, men også en korrosiv/nedbrytende virkning på materialer. Økning i bakkenært ozon pga. utslipp fra Johan Castberg kan gi overskridelse av grenseverdien for bakkenært ozon. Antall dager med 8-timers løpende middelværdi av bakkenært ozon over 120 µg/m<sup>3</sup>, kan øke med 1 tilfelle fra dagens 10 tilfeller pr år. Dette er en parameter som varierer fra år til år, og den beregnede økningen må sies å være innenfor usikkerheten av denne parameteren.

Gitt at Johan Castberg ligger langt fra både Bjørnøya og kysten av Finnmark er det ikke sannsynlig at bidraget fra Johan Castberg vil gi sporbare effekter på land. Konklusjonen er at bidraget til eutrofiering og forsuring i Nord-Norge fra Johan Castberg feltet er ubetydelig.

#### 6.4.4 Innfasing av nye funn og vurdering av virkninger

Foreliggende volumestimater for prospektmlighetene i PL532 og PL608 er av en størrelsesorden at slike nye volum forventes å bli produsert innenfor planlagte prosesseringskapasiteter til de produksjonsanlegg som er dekket av PUD for Johan Castberg og foreliggende konsekvensutredning.

Det er vanskelig å angi tidspunkt for når utbygging av slike prospektmligheter vil skje.

Utslippene av CO<sub>2</sub> fra Johan Castberg FPSO er høyest i året 2027, det vil si i året med høyest gassinjeksjon. Etter 2027 avtar volumene av gass injisert og CO<sub>2</sub>-utslippene synker sakte. Dersom nye prospekt-muligheter knyttes til Johan Castberg, kan det forventes at denne lille nedgangen i gassinjeksjon og CO<sub>2</sub>-utslipp ikke inntreffer etter 2027. Det forventes at CO<sub>2</sub>-utslippene blir liggende stabilt på samme nivå som i 2027 utover i tid, før de begynner å synke når gassinjeksjonen avtar.

Det samme gjelder for de andre komponentene. Dersom nye funn fases inn, og platåproduksjonen forlenges eller økes noe, vil maksimale utslipp i drift opptre over en lengre periode, men virkningene vil være i samme størrelsesorden som beskrevet i foregående kapitler.

## 7 Bruk av kjemikalier og konsekvenser av regulære utslipp til sjø

Utbygging og drift av Johan Castberg feltet vil føre til regulære utslipp til sjø knyttet til;

- Bore og brønnoperasjoner (borekaks og vannbasert borevæske tilsatt borekjemikalier)
- Testing og tømning av produksjonsrør på feltet (PCO)
- Styring av brønnrammer (utslipp av vannbasert hydraulikkvæske)
- Produsert vann og produksjonskjemikalier
- Sulfat- og oksygenfjerningsanlegget (SRU) med utslipp av biocidet DBNPA
- Kjølevann med restklor
- Drenasjevann
- Sanitæravløpsvann
- Neddykkede sjøvannspumper
- Ballastvann fra tankskip

Disse utslippene og virkninger av disse er omtalt i det følgende basert på utredning om virkninger for marint naturmiljø, Akvaplan-niva, 2017 /3/.

Først gis en generell omtale av kjemikalier og klassifisering av disse.

### 7.1 Kjemikalieklassifisering

Kjemikalier som skal benyttes blir klassifisert og delt inn i fargekategorier ut fra sine miljøegenskaper (giftighet, bioakkumulerbarhet og bionedbrytbarhet), jf. aktivitetsforskriften § 63 og "Harmonized Offshore Chemicals Notification Format".

Tabell 7-1 Klassifisering av kjemikalier i henhold til OSPAR

	Svart kategori: Stoffer som er lite nedbrytbare og samtidig viser høyt potensial for bioakkumulering og/eller er svært akutt giftige. I utgangspunktet er det ikke er lov å slippe ut kjemikalier i svart kategori. Tillatelse til bruk og utslipp til spesifikke kjemikalier gis dersom det er nødvendig av sikkerhetsmessige og tekniske grunner.
	Rød kategori: Stoffer som brytes sakte ned i det marine miljøet, og viser potensiale for bioakkumulering og/eller er akutt giftige. Kjemikalier i rød kategori kan være miljøfarlige og skal derfor prioriteres for utskifting med mindre miljøfarlige alternativer. Tillatelse til bruk og utslipp gis kun av sikkerhetsmessige og tekniske hensyn.
	Gul kategori: Kjemikalier i gul kategori omfatter stoffer som ut ifra iboende egenskaper ikke defineres i svart eller rød kategori og som ikke er oppført på PLONOR-listen (se under). Ren gul kategori er uorganiske kjemikalier med lav giftighet eller kjemikalier som brytes ned >60% innen 28 dager. Gul-Y1 er 20-60% nedbrutt og forventes å brytes ned fullstendig over tid. Gul-Y2 er moderat nedbrytbare til ikke giftige og ikke-nedbrytbare komponenter. Y2 skal forsøkes substituert på lik linje med røde kjemikalier.
	Grønn kategori: Stoffer som er oppført på OSPAR-konvensjonens PLONOR-liste (Substances used and discharged offshore which are considered to Pose Little Or No Risk to the Environment). Disse kjemikaliene vurderes å ha ingen eller svært liten negativ miljøeffekt. Kjemikalier i grønn kategori omfatter også vann som inngår i kjemikaliene.

## 7.2 Bore- og brønnoperasjoner

### 7.2.1 Mengde utslipp og vurdering av virkninger

Borekaks fra seksjoner boret med vannbasert borevæske (jf. kapittel 3.3.2) vil bli sluppet ut til sjø. Det er estimert at det i løpet av boreperioden (2019 – 2024) slippes ut i overkant av 34 200 tonn borekaks og 10 600 m<sup>3</sup> vannbasert borevæske.

Sammensetning og mengde av de ulike komponentene i vannbasert borevæske som slippes ut er vist i tabellen under.

Utslipp av barytt og bentonitt partikler er omtrentlig 2 000 tonn.

Tabell 7-2 Estimert utslipp av borekjemikalier klassifisert som grønne

Vannbasert borevæske (WBM) (kg/m <sup>3</sup> )	36"seksjoner (Tonn)	26"seksjoner (Tonn)	17"seksjoner (Tonn)	8 1/2" Seksjoner (Tonn)	Totalt utslipp <sup>1)</sup> (Tonn)
Natriumkarbonat 1-3 Kg/m <sup>3</sup>	10		-	-	10
Kaliumklorid-løsning 0,938 m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup>	-	6 331	422	38	6 791
Glykolpolymer, 2-4% vol	-	200	14	1	216
Viskositetsdanner, Xanthan gum 5-10 Kg/m <sup>3</sup>	-	68	5		73
Filtertapskontroll, PAC (poly-anionisk cellulose) eller modifisert stivelse. 15-20 Kg/m <sup>3</sup>	-	135	9	1	145
Bentonitt 20-40 Kg/m <sup>3</sup>	134		-	-	134
Barytt 280 Kg/m <sup>3</sup>	-	1 772	126	11	1 909

Kilde: Statoil 2017 Estimer. Avrundet til nærmeste 10 tonn

#### **Bunnfauna**

Området som vil bli påvirket av nedslamming av borekaks er avhengig av strømforhold i området der kaksen slippes ut. Effekter på bunnfauna oppstår når tykkelsen på sedimentert borekaks blir 3 mm eller mer, noe som vanligvis forekommer 100-500 m fra borestedet. Endringene har vist seg å være relativt kortvarige. Restitusjon og kolonisering av boremasser, boret med vannbasert borevæske, starter kort tid etter at boringen er over, og kakshaugene er godt koloniserte av pionéerarter innen 3 år etter boring /3/.

Dersom en antar at inntil 500 meter rundt hver av brønnrammene og satellittene på Johan Castberg kan påvirkes, vil dette havbunnsarealet utgjøre i størrelsesorden 9 km<sup>2</sup>.

Arealet som kan bli påvirket er lite i forhold til havområdene rundt, og effektene på bunnmiljøet er vurdert å være liten.

#### **Fisk**

Ut fra resultatene fra forskningsprogrammet PROOFNY - "Langtidsvirkninger av utslipp til sjø fra petroleumsvirksomheten (PROOF)" kan man trekke den konklusjonen at vannbasert borevæske og -kaks kan gi biologiske effekter på fisk både som suspensjon i vannmassene og etter sedimentering. Effektene synes først og fremst å komme av fysisk stress, men også oksygenreduksjon i sedimentet og kjemisk toksisitet kan spille en rolle. De kaks suspensjonene som ved forsøk har gitt effekter vil ved boring normalt



forekomme i vannsøylen ut til maksimalt 1 – 2 km fra utslippene. Strømforhold, utslipp ved bunn eller overflate og partikkelstørrelse vil være avgjørende for hvor lenge suspensjonen befinner seg i vannsøylen. Suspensjoner av kaks og borevæske sedimenterer og vil være borte fra vannsøylen noen timer etter at utslippet har stanset.

Johan Castberg ligger i ytterkanten av utbredelsesområdet til den delvis sedimentlevende fisken tobis (*Ammodytes* sp.), som har vært svært mye i fokus ved havbunnspåvirkende aktiviteter i Nordsjøen. Det er ikke sannsynlig at virksomheten på Johan Castberg vil påvirke tobis /3/.

Yngre livsstadier av marine fisk er individuelt sårbare ved eksponering til hydrokarboner, kjemikalier eller partikler i vannsøylen. Det er likevel lite trolig at utslipp av borekaks og borekjemikalier vil ha noen effekter på disse fiskene, ettersom området for påvirkning er svært begrenset i tid og rom sammenlignet med utbredelsesområdene i åpent hav.

### 7.2.2 Realisering av IOR potensial og vurdering av virkninger

Flere brønner, anslagsvis 30-40 brønner, forventes å bli boret utover i produksjonsperioden fra ledige brønnsliiser, som sidesteg fra brønner og fra nye brønnrammer

Dette vil rundt regnet øke mengde utslipp av borevæske og borekaks til det dobbelte (jf. kapittel 3.3.2 side 30 og Tabell 7-2). Havbunnsarealet som vil bli berørt vil ikke øke tilsvarende, da flere av brønnene vil bores fra eksisterende brønnrammer.

Virkningene er vurdert å være de samme som beskrevet i foregående kapittel.

### 7.3 Bruk av vannbasert hydraulikkvæske med utslipp til sjø og begrunnelse for valg

Det er lagt til grunn bruk av vannbasert hydraulikkvæske for hydraulisk åpning og lukking av brønnventiler og ventiler på havbunnsmanifoldene (jf. kapittel 3.4.1). Det er valgt et åpent system som vil medføre utslipp av hydraulikkvæske til sjø i fm operering av ventilene.

Løsning er valgt basert på en totalvurdering ut fra teknisk funksjonalitet, sikkerhet og hensyn til miljø for både lukkede systemer med syntetiske hydraulikkvæsker og åpne systemer med vannbaserte hydraulikkvæsker.

Statoil sin erfaring fra felt i drift med lukket retursystem viser at returvæsken i enkelte tilfeller kan være kontaminert med brønnvæsker, avleiringshemmer, sjøvann og kompletteringsvæske. En slik mulig kontaminering kan tolereres i syntetiske væsker, men de kan forårsake blokkering i vannbaserte systemer. Dersom dette skulle skje, vil det være en risiko både for sikkerhet og tilgjengelighet. Havbunnsmanifolder med åpen retur og vannbasert væske er også mer kostnadseffektivt på grunn av at lavere viskositet tillater mindre dimensjoner på rør og mulighet til å benytte standardutstyr. Bruk av standardutstyr er også mer effektivt ifm. vedlikehold.

Fra lukkede hydraulikksystemer vil det også være et visst forbruk og utslipp av hydraulikkvæske, som erfaringsmessig har vist seg å være omtrentlig 10% av utslippet fra åpne systemer.

De vannbaserte væskene inneholder hovedsakelig vann og glykol, samt noen tilsatte kjemikalier. Omtrent 10% av væskevolumet klassifiseres som gul (Y2). De syntetiske væskene inneholder syntetisk olje, og rundt 90% av væsken er klassifisert som gul.

Konsekvensen av utslipp basert på miljøegenskapene til væskene og mengde utslipp vil derfor være relativt lik. De årlige utslippene av vannbasert hydraulikkvæske fra boreoperasjonene er estimert til 1,5 – 2 m<sup>3</sup> pr

brønnhode, noe som gir et utslipp på 45 til 60 m<sup>3</sup> vannbasert hydraulikkvæske pr år, hvorav 6 m<sup>3</sup> årlig utslipp av gule (Y2) kjemikalier. Dette er vurdert å gi en ubetydelig konsekvens.

Basert på disse vurderingene har Statoil valgt å ha åpen retur på det vannbaserte systemet.

Elektrisk styring av strupeventiler, ventiler på havbunnsmanifolder samt barriereventiler på ventiltrær har blitt vurdert. Dette er ny teknologi, og leverandørenes løsninger har forskjellig modenhetsnivå. Teknologien er ikke tilstrekkelig moden til å kunne bli implementert innenfor tidsrammen for prosjektering og utbygging av Johan Castberg.

## 7.4 Klargjøring av feltinterne produksjonsrørledninger

### 7.4.1 Bruk av kjemikalier for klargjøring og testing av produksjonsrørledninger

For å hindre korrosjon i rørledningene etter at de er installert, og før disse settes i drift, fylles de med ferskvann tilsatt oksygenfjerner. Oksygenfjerner inneholder natriumbisulfitt som i følge PLONOR-listen er et grønt kjemikalie.

Etter tilkobling må rørledningene gjennomspyles med en kjemikalieblanding som består av det lite giftige og lett nedbrytbare MEG (Monoetylglykol) og vann. MEG/vannblandingen benyttes for å unngå hydratproblematikk under oppstart. I tillegg blir det brukt fargestoffer for å lettere kunne detektere eventuelle lekkasjer i forbindelse med trykktesting som gjennomføres.

Det er også en mulighet for at rørledningene for gassinjeksjon/gassløft blir fylt med sjøvann, og da vil det i tillegg bli tilsatt mindre mengder biocider for å unngå begroing/bakterievekst.

En gelblanding vil bli benyttet for å etablere en viskøs barriere for å hindre inntrenging av sjøvann under sammenkobling av rørledninger og undervannsanlegg. Gelen er vannbasert og inneholder ulike kjemikalier bestående av grønne- og gule komponenter (i henhold til klassifisering Tabell 7-1).

Gelen er vannløselig og vil følge MEG/vannblandingen til sjø.

### 7.4.2 Virkninger

MEG er klassifisert som grønt kjemikalie. Det har lav toksisitet, binder seg ikke til partikler og brytes raskt ned i både ferskvann og sjøvann forutsatt god tilgang på oksygen. MEG akkumuleres ikke i næringskjeden /3/.

I umiddelbar nærhet til utslippet vil bunnlevende og planktoniske organismer kunne bli utsatt for dødelige nivåer av MEG. Utslippet vil pågå over relativt kort tid, og etter utslipp vil bunnområdet kunne rekoloniseres av dyr fra omkringliggende områder. Utslipp av store mengder MEG og mindre mengder andre PCO-kjemikalier på Goliat-feltet er blitt vurdert til ikke å ha effekter ut over umiddelbar nærhet til utslippet. Johan Castberg ligger i likhet med Goliat i åpent vann og er en resipient med god vannutskiftning, og dermed god oksygentilgang i vannet. Utslippet vil derfor raskt fortynnes og brytes ned i vannmassene. Virkninger for bunndyr og fisk er vurdert å være ubetydelig /3/.

### 7.4.3 Tiltak

Det vil i størst mulig grad benyttes grønne og gule PCO-kjemikalier. Kjemikaliene vil raskt fortynnes og brytes ned. Det er ikke identifisert behov for avbøtende tiltak utover dette. Det vil bli gjort nærmere rede for type kjemikalier og mengde utslipp fra klargjøring av rørledninger i en egen søknad om tillatelse til utslipp, som sendes Miljødirektoratet.

## 7.5 Produsertvann, oljeholdig utslipp fra fortynning av formasjonsvann og produksjonskjemikalier

Olje-, gass- og vannseparasjonsprosessen er overordnet beskrevet i kapittel 3.5.3 side 42.

Produsertvann er formasjonsvann og tilbakeprodusert sjøvann som har vært injisert og i kontakt med de geologiske formasjonene. Produsertvann inneholder dispergert olje og en rekke løste naturlige komponenter fra reservoarene, blant annet mono- og polysykliske aromatiske hydrokarboner (PAH), alkylfenoler, tungmetaller, naturlig radioaktivt materiale (hovedsakelig isotopene  $^{226}\text{Ra}$ ,  $^{228}\text{Ra}$ ,  $^{210}\text{Pb}$  og  $^{228}\text{Th}$ ), organiske syrer, uorganiske salter, mineralpartikler, svovel og sulfider.

Produksjon av olje krever også at det tilsettes kjemikalier for bl.a. å hindre avleiring i brønner og produksjonssystem, fjerne voksutfelling i rør, bedre separere olje og vann i renseanlegget, redusere oljeinnhold i produsertvann, og for å hindre begroing i produksjonssystemet. Kjemikaliene vil i hovedsak følge oljefasen til terminal eller raffineri, men de vannløselige og litt av de oljeløselige kjemikaliene følger produsert vann.

Formasjonsvannet på Johan Castberg har høyt saltinnhold. For å oppnå ønsket eksportsesifikasjon reduseres saltinnholdet i vannet ved uttynning, dvs. å tilsette vann med lavt saltinnhold. Den tilsatte vannstrømmen fortynnes/vaskes med behandlet sjøvann fra SRU anlegg, og skilles fra oljen sammen med resten av det produserte vannet.

Produsertvann skal injiseres. I dette kapitlet beskrives produksjonskjemikaliene, renseanlegget for produsertvann og virkninger av utslipp når injeksjonsanlegget er nede. Risiko for redusert injektivitet er også vurdert.

### 7.5.1 Renseanlegg for produsert vann

Vann som ledes til renseanlegget for produsert vann inneholder dispergert olje, andre naturlige komponenter fra formasjonen og produksjonskjemikalier.

På Johan Castberg skal alt produsertvann behandles i en trestegs renseprosess (hydroykloner, kompakte flotasjonsenheter og avgassingstank) før det re-injiseres i reservoaret. Figuren under viser en prinsippskisse. Detaljert utforming kan endre seg i detaljprosjektering.

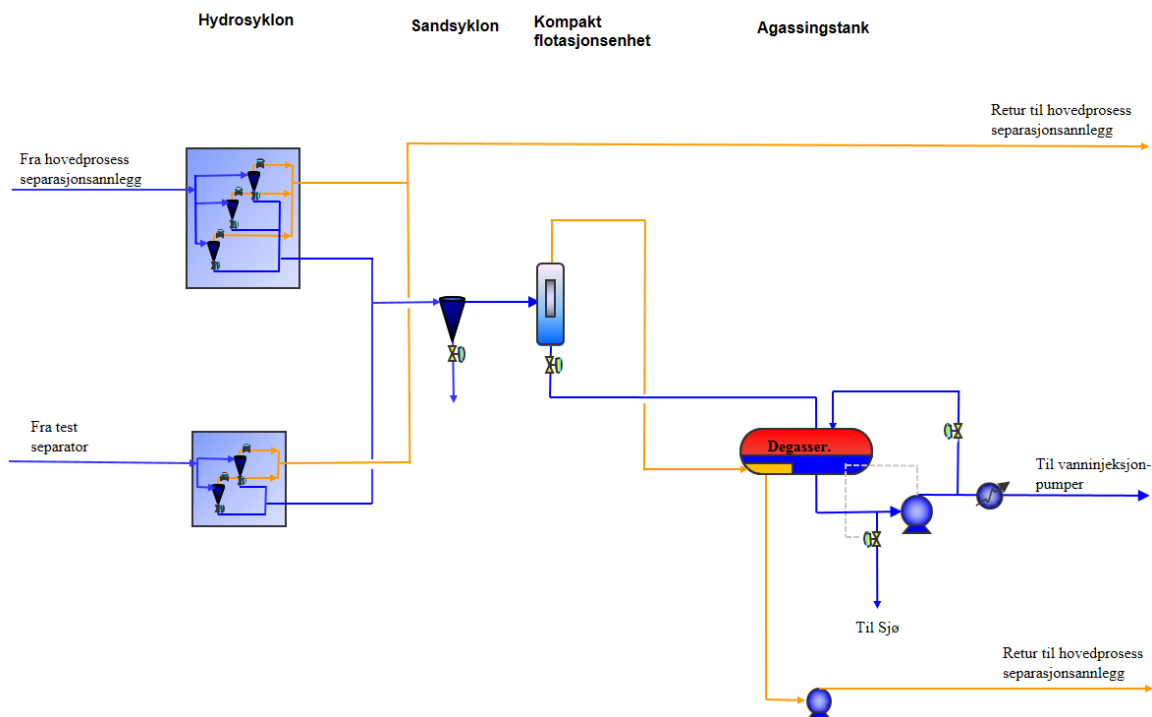
Først fordeles vannet i tre hydroykloner som ved sentrifugalkraft skiller vann og olje som opptrer som små dråper i vannet. Deretter passerer vannet en sandsyklon, hvor eventuelle sandpartikler fjernes (jf. kapittel 11.2 side 131). Per i dag er det forventet lav sandproduksjon.

En oljerik vannstrøm fra hydroyklonene sendes tilbake til prosessanlegget for olje, mens vannet går videre til en kompakt flotasjonsenhet hvor mer dispergert olje fjernes. Her vil også noe av de løste komponentene i produsertvann fjernes sammen med den dispergerte oljen. Konsentrasjonen av løste komponenter er korrelert til dispergert olje. Erfaringsmessig medfører en reduksjon i dispergert olje også til en reduksjon i løste komponenter (Faksness et al. 2004). Det tilsettes flokkulant flere steder i vannrenseanlegget, primært i flotasjonsenheten, for å bidra til at oljedråpene bindes sammen til større oljedråper slik at disse lettere kan fjernes fra vannet.

Det fraseparerte vannet som fortsatt inneholder en del olje, sendes via avgassingstanken. I avgassingstanken renses vannet ytterligere for oljeinnhold. Utskilt olje sendes tilbake til oljeseparasjonstoget.

Renset produsert vann pumpes deretter ned i reservoaret ved bruk av to vanninjeksjonspumper. Når pumpene er ute av drift slippes rensert produsert vann ut til sjø (se neste kapittel).

Figur 7-1 Prinsippskisse <sup>1)</sup> for produsertvann-renseanlegg



Kilde: Aker/Statoil mai 2017. <sup>1)</sup>Anleggets detaljer kan endre seg i detaljprosjektering.

Renseanlegget er utformet for å oppnå 15 mg/l dispergert olje i utløpsvannet (regnet som månedsmiddel), og er dimensjonert for å håndtere 34.000 m<sup>3</sup>/dag. For optimal utnyttelse og tidsmessig innfasing av IOR og nye funn forventes det at flaskehalsen i renseanlegget fjernes.

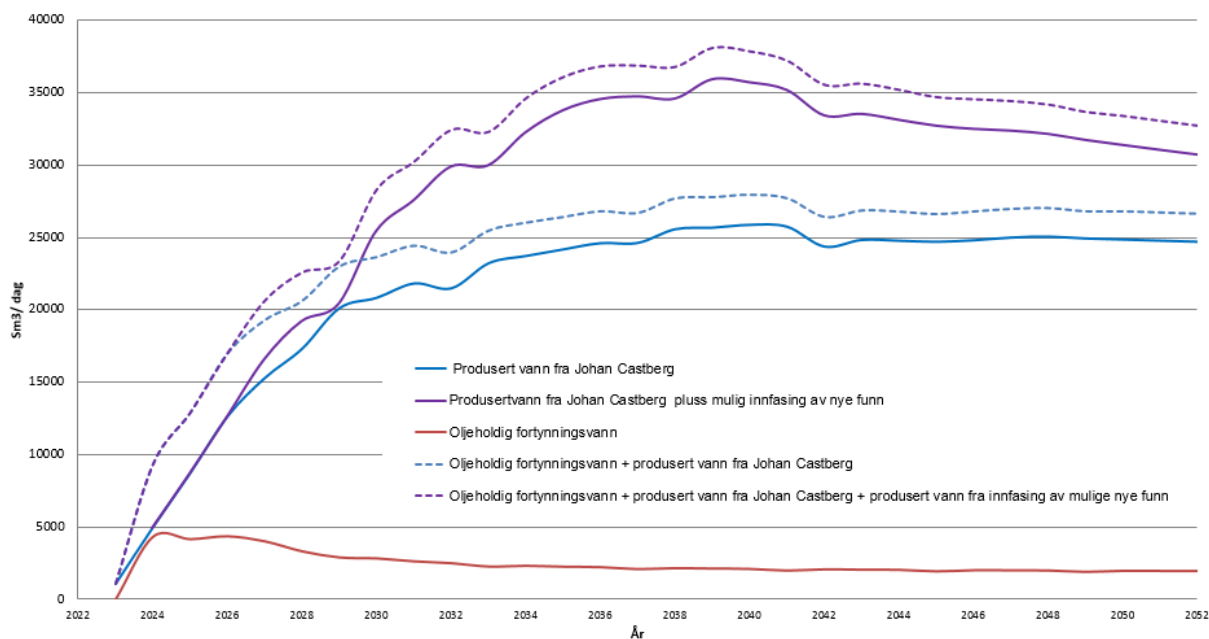
Det er mange forhold som spiller inn med hensyn til oppnådd rensesgrad for ulike komponenter i produsertvann, og hvor mye av de tilsatte produksjonskjemikalierne som følger vannfasen. Før feltene kommer i drift er det også lite kunnskap om innløpskonsentrasjonen i produsert vann for det spesifikke feltet. Rensesgraden kan dermed ikke anslås. Basert på målinger gjennomført for felt i drift, er det imidlertid anslått forventede utløpskonsentrasjoner av andre naturlige komponenter i vann ut fra en utløpskonsentrasjon på 15 mg/l dispergert olje. Kjemikalievurdering, inkludert kunnskap om hvor stor andel som følger vannet, benyttes for å anslå konsentrasjon av kjemikaliekomponentene i utslippsvannet. Disse antatte utløpskonsentrasjonene og virkninger av utslipp når re-injeksjonsanlegget er nede er beskrevet i kapittel 7.5.5.

## 7.5.2 Mengde produsert vann og utslippsscenarioer

Mengde produsert vann (formasjonsvann pluss tilbakeprodusert sjøvann som er blitt injisert) vil være lavest de første produksjonsårene, for så å øke gjennom feltets levetid (jf. Figur 7-2).

Fortynningsvannet for at oljen skal nå ønsket kvalitet er betegnet som oljeholdig fortynningsvann i figuren under. Dette kommer i tillegg til mengdene med produsert vann, og antas å ha samme oljeinnhold som produsertvannet. Det går i en felles strøm gjennom renseanlegget og deretter til injeksjon, eventuelt til sjø. Estimerte mengder er vist sammen med mengdene produsertvann i Figur 7-2.

Figur 7-2 Estimert mengde produsert vann og oljevaskevann<sup>1)</sup> fra Johan Castberg med og uten innfasing av nye funn



Kilde: Statoil mai 2017.<sup>1)</sup> Volumene kan endres noe i den videre prosjekteringen, spesielt IOR volumene som er usikre.

For å vurdere virkninger av produsert vann, er tre ulike scenarier definert:

1. 95% re-injeksjonsregularitet (scenario 1),
2. innfasing av nye funn og 95% re-injeksjons regularitet (scenario 2), samt
3. utslipp dersom injektiviteten i brønnen går ned (scenario 3).

Forutsetningene som er lagt til grunn for scenarioene er nærmere beskrevet under.

Mengde utslipp av produsert vann for tre forskjellige scenarier er vist i Tabell 7-3. Tabellen viser også antall dager i løpet av et år hvor utslipp går til sjø. I år 2040 vil det for scenario 1 inkludert oljeholdig fortynningsvann, slippes ut 0,5 MSm<sup>3</sup> mot omtrentlig 9,5 MSm<sup>3</sup> som vil injiseres. Ved innfasing av nye funn vil utslippet øke til omtrentlig 0,7 MSm<sup>3</sup> per år inklusiv utslipp av oljeholdig fortynningsvann. Dersom injektiviteten i brønnene går ned, vil årlig utslipp inkludert oljeholdig fortynningsvann være i størrelsesorden 0,8 MSm<sup>3</sup>.

Tabell 7-3 Estimerte mengder produsert vann og utslipp fra Johan Castberg-feltet i år 2040

	Produsert vann volumer i Sm <sup>3</sup> /d	Utslipp i Sm <sup>3</sup> /d for de dagene det er utslipp	Antall dager med utslipp	Total mengde produsert vann/utslipp i år 2040 MSm <sup>3</sup>	Total mengde oljeholdig fortynningsvann-utslipp MSm <sup>3</sup>
Johan Castberg volumer	25 856	-	-	9,44 produsert	0,77 produsert
Scenario 1 Johan Castberg volumer og 95% regularitet	25 856	25 856	18 dager	0,47 til utslipp	0,04
Scenario 2 JC volumer pluss nye funn, 95% reg.	35 725	35 725	18 dager	0,64 til utslipp	0,04
Scenario 3 Johan Castberg volumer og 80% regularitet	25 856	5 171	55 dager	0,75 til utslipp	0,04



### **Forutsetninger lagt til grunn for utslipps-scenarioene**

#### *Scenario 1- Produsertvann fra Johan Castberg:*

Alt produsert vann reinjiseres. Antatt nedetid (dager da injeksjonsanlegget av ulike årsaker ikke er i drift) er forventet å være 5% av årets dager (95% regularitet). I perioder hvor injeksjonsanlegget er nede slippes alt produsert vann til sjø etter rensing.

#### *Scenario 2- Produsertvann fra Johan Castberg og innfasing av eventuelt nye funn:*

Som scenario 1 foruten at volumene for eventuelle nye funn som fases inn til Johan Castberg er medregnet.

#### *Scenario 3- Produsertvann fra Johan Castberg og redusert injektivitet i brønnene:*

Alt produsert vann reinjiseres. I dette scenariet har en antatt at mulige problemer med injeksjonsanlegget og/eller vanninjektorene fører til irregularitet for vanninjeksjon i inntil 20% av årets dager (80% regularitet). I perioder hvor injeksjonsanlegget er nede (antatt til 5% av årets dager, dvs. 18 dager) slippes alt produsert vann ut etter rensing. For de resterende dagene med irregularitet hvor det er problemer med injektiviteten i en eller flere av de åtte vanninjeksjonsbrønnene, dvs. antatt til 55 dager, er det antatt at 20% av vannvolumet slippes ut.

### **7.5.3 Potensialet for redusert injektivitet**

Et viktig element i injeksjonsstrategien for feltet og for å opprettholde injektiviteten, er at injeksjonsvannet i tillegg til å renses, kjøles før det injiseres. Rensing av vannet vil i tillegg til å redusere mengde utslipp av olje og andre komponenter når injeksjonsanlegget er nede, også redusere risikoen for tilsetning i reservoaret. Kjøling i nærbrønnsområdet bidrar til å sikre en ønsket oppsprekking lokalt rundt brønnen, som vil bidra til nødvendig injektivitet i reservoaret. Sannsynligheten for at scenario 3 skal inntreffe er derfor forventet å være lav.

Dersom injektiviteten i brønnene går ned, vil en måtte vurdere tiltak for å opprettholde injeksjonsregulariteten. Slike tiltak kan eksempelvis være å injisere rent sjøvann i perioder for å rense opp brønnen, utføre brønnvedlikehold eller rekomplettere/sidestegsbore vanninjeksjonsbrønnene. Det mest aktuelle tiltaket er å øke injeksjonstrykket for å re-etablere injeksjonen. Det er også mulig å bore flere nye injeksjonsbrønner.

Injeksjon i andre formasjoner enn de påviste reservoarsonene (Stø, Nordmela, Tubåen) anses ikke på dette tidspunktet som et alternativ, fordi det ikke er identifisert formasjoner med tilstrekkelig reservoarkvalitet og utstrekning. Injeksjon i andre formasjoner, vil som et alternativ måtte vurderes i drift dersom injektiviteten reduseres og det ikke er bedre alternativer for å opprettholde denne.

I en eventuell utredning i drift (dersom det skulle oppstå perioder med redusert injektivitet), vil en også som alternativ måtte vurdere risiko og konsekvensene av å slippe ut noe mer rensert produsert vann i perioder. Slike fremtidige vurderinger vil måtte basere seg på reservoartekniske analyser, faktiske utslippsmålinger og renseanleggets funksjonalitet.

### **7.5.4 Produksjonskjemikalier i produsert vann**

Produsert vann vil også inneholde rester av produksjonskjemikalier. Det er et stort potensiale for avleiringer i rør og produksjonsutstyr på Johan Castberg. Avleiringshemmer kan tilsettes i produksjonsbrønnene, på bunnrammer, ut fra innløpsseparator og testseparator, og diverse andre steder i prosessen. Dosering kan variere fra 10 til 100 ppm av produsertvannraten.

Miljøvurderingene av kjemikaliene er basert på de mest vanlige produktene brukt på norsk sokkel som forventes å løse de feltspesifikke forhold på Johan Castberg. Tabell 7-4 oppsummerer de viktigste miljømessige egenskapene til hovedgruppene av produksjonskjemikalier som vil brukes på Johan Castberg. En beskrivelse av kjemikaliene er gitt i vedlegg F.

Det vil også være forbruk av mindre volumer av andre kjemikalier enn produksjonskjemikalier, som vaskemidler, smøreoljer og hydraulikkolje på produksjonsinnretningen. De fleste av disse kjemikaliene vil ikke bli sluppet til sjø siden de benyttes i lukkede systemer.

Glutaraldehyd klassifiseres som gult pga. giftighet, og er ikke bioakkumulerende. Det er ingen av de andre produksjonskjemikaliene som er giftige eller bioakkumulerende. Disse klassifiseres til rødt eller gult avhengig av grad av bionedbrytning. Miljøproblematikken rundt enkelte av disse kjemikaliene tenderer mot marin kontaminering uten direkte giftighet. De røde produksjonskjemikaliene vil hovedsakelig følge oljefasen og ikke komme ut i miljøet, mens en svært liten del vil følge produsert vann til injeksjon eller utslipp.

**Tabell 7-4 Miljømessige egenskaper til produksjonskjemikalier som vil følge produsert vann fra Johan Castberg-feltet**

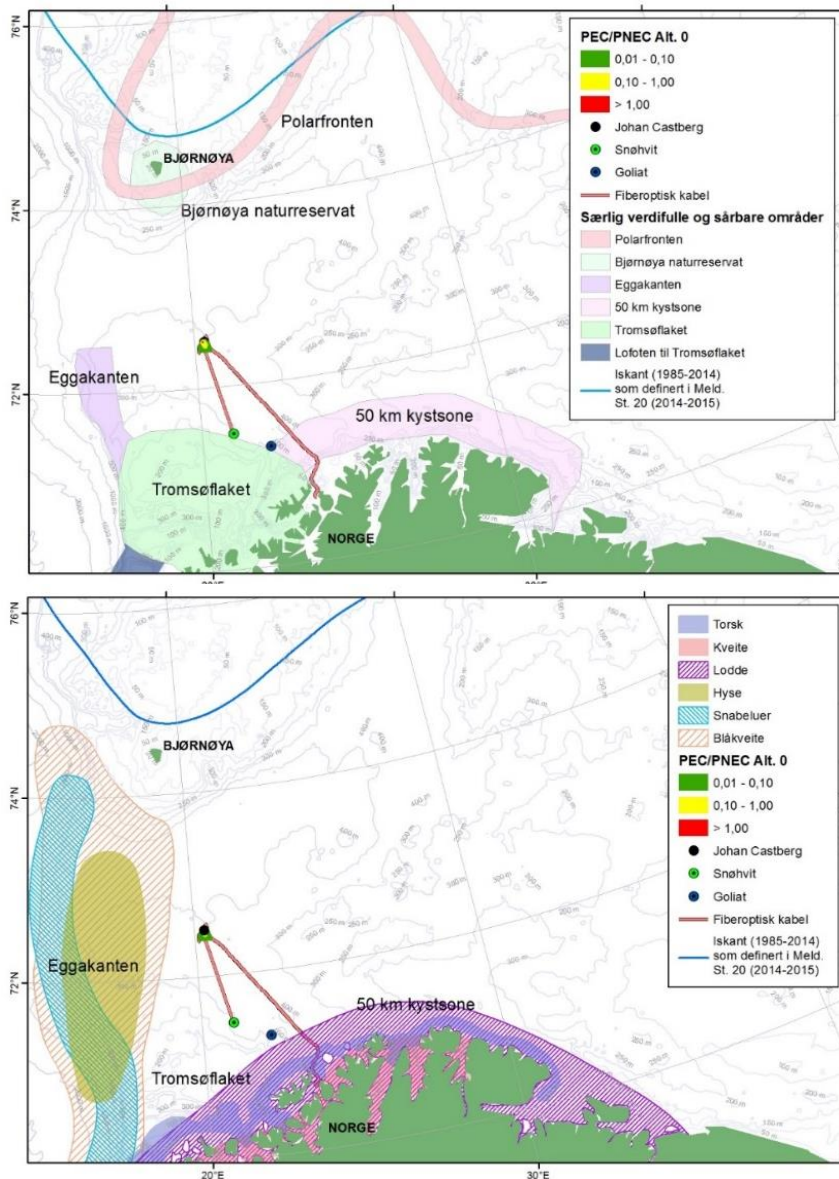
Type kjemikal	Vannfase/oljefase	Klassifisering
Avleiringshemmer	Vannløselig. Følger produsert vann.	Det er antatt at gult kjemikalie (i klassen Y2) kan velges. Kjemikaliene er moderat bionedbrytbart til ikke bionedbrytbart. Det er ikke giftig og vil ikke bioakkumuleres i næringskjeden.
Emulsjonsbryter	Oljeløselig. Følger hovedsakelig oljefasen (95%). 5% følger produsert vann.	Alle disse kjemikaliene er klassifisert som røde, pga det ikke er bionedbrytbart.  De er ikke giftige og vil ikke bioakkumuleres i næringskjeden.
Vokshemmer	Oljeløselig. Følger oljefasen.	
Skumdemper	Oljeløselig. Følger i all hovedsak oljefasen, lave konsentrasjoner i produsert vann.	
Flokkulant	Vannløselig, men binder seg til oljedråper. Følger hovedsakelig oljefasen (80%). 20% er antatt å følge produsert vann.	
Biocid/Glutaraldehyd	Vannløselig. Følger injeksjonsvannet eller produsert vann.	Kjemikalie er klassifisert som gult pga giftighet. Det er ikke nedbrytbart og vil ikke bioakkumuleres i næringskjeden.

## 7.5.5 Virkninger av utslipp

Virkninger av utslipp, inkludert mulige samvirkende effekter i form av additive effekter av stoffer i produsert vann, er vurdert av Akvaplan-niva /3/. Alt produsert vann skal renses og re-injiseres i brønner på feltet. Renset produsert vann er antatt å ha en konsentrasjon av dispergert olje på gjennomsnittlig 15 mg/l. Ved nedetid på injeksjonsanlegget eller ved redusert injektivitet vil hele eller deler av utslippet slippes ut på 20 m dyp i et gitt antall dager (jf. Tabell 7-3)

Utslippsscenario 0 er et referansescenario, der man antar at alt produsert vann slippes ut etter rensing. Vurdering av virkninger av utslipp av de andre scenariene 1, 2 og 3 avledes av dette scenariet. Figur 7-3 viser spredningen av produsert vann med innhold av 15 mg/l dispergert olje ved utslippsscenario 0 gjennom mai måned i år 2040. Konsentrasjoner ved maksimums utstrekning av områdene for PEC/PNEC >1, >0,1 og >0,01, er oppsummert i Tabell 7-5 for de seks naturlige stoffgruppene som utgjør størst miljørisiko.

Figur 7-3 Modellert spredning av produsert vann fra Johan Castberg for utslippsscenario 0, ift særlig verdifulle og sårbare områder og ift gyteområder for noen viktige fiskearter i Barentshavet



Kilde: Akvaplan-niva/3/ basert på EIF beregning fra SINTEF/17/

Tabell 7-5 Maks. og gjennomsnittskonsentrasjoner av naturlig forekommende komponenter i avstand fra utslippet

	Ytterkant av PEC/PNEC > 1 1,3 km, 30 m dyp		Ytterkant av PEC/PNEC > 0,1 2 km, 35 m dyp		Ytterkant av PEC/PNEC > 0,01 4 km, 40 m dyp	
	Maks. ( µg/l)	Gj. sn./dag (µg/l)	Maks. (µg/l)	Gj. sn./dag (µg/l)	Maks. (µg/l)	Gj. sn./dag (µg/l)
<b>BTEX</b>	16.76	1.24	70.47	7.57	0.97	0.05
<b>2-3 ring PAH</b>	0.22	0.02	0.08	0.01	0.03	0.003
<b>4-5 ring PAH</b>	3.35E-03	3.17E-04	0.001	1.36E-04	4.45E-04	4.49E-05
<b>Fenol</b>	8.56	0.70	2.90	0.24	0.78	0.05
<b>Dispergert olje</b>	24.19	2.26	8.59	0.95	3.18	0.30
<b>Naftalen</b>	1.35	0.11	0.46	0.04	0.13	0.01

**Virknings av scenario 0**

Produksjonskjemikaliene (jf. kapittel 7.5.4) som følger produsert vann, utenom glutaraldehyd, er ikke giftige og ikke bioakkumulerende. De vil derfor ikke ha noen umiddelbar virkning på dyr i vannsøylen.

Glutaraldehyd vil bidra til akutt giftighet til produsert vann like nedstrøms utslippspunktet, men fordi det er vannløselig og brytes raskt ned til CO<sub>2</sub> i både ferskvann og sjøvann forutsatt god tilgang på oksygen, vil det ikke ha noen effekt på marint liv utenom helt i nærområdet til utslippspunktet /3/.

Dyr og alger som befinner seg innenfor området med PEC/PNEC > 1 blir eksponert for konsentrasjoner av produsert vann som for noen arter kan være dødelige, mens andre arter kan påvirkes på subletalt nivå (dvs det oppstår skader som ikke medfører at organismen dør). Noen effekter er kortvarige og forsvinner når påvirkningen opphører, mens andre effekter kan være av mer langvarig karakter. Følsomheten for ulike stoffer varierer mellom arter, men generelt må individene eksponeres for lave konsentrasjoner av produsert vann over lang tid hvis effekter skal oppstå. Strømhastigheten på 20m dyp på Johan Castberg-feltet er i gjennomsnitt 17 cm/s (jf. Tabell 5-1 side 67). En planktonisk organisme vil da i gjennomsnitt bruke ca. 6,5 timer på å drive fra utslippspunktet til ytterkanten av området der PEC/PNEC > 0,01. Ifølge simuleringene vil det være høye nok konsentrasjoner av ulike stoffer i produsert vann til at plankton (inkludert fiskelarver) kan bli påvirket i området fra utslippspunktet og utover. Fordi et plankton som driver med strømmen ikke vil oppholde seg i dette området i mer enn 5-7 timer antas eksponeringstiden å være for kort til at målbare effekter vil oppstå /3/.

Scenario 0 (referansescenario for vurdering av effekter) har kontinuerlig utslipp av produsert vann, vil derfor påvirke området hele året gjennom hele driftsfasen. Størst mengde planteplankton vil bli eksponert for produsert vann i oppblomstringsperioden i mai-juni, der et høyere antall individ forekommer sammenliknet med resten av året. Bestanden av dyreplankton når et maksimum etter algeoppblomstringen, og det høyeste antallet dyreplankton vil bli eksponert i juni-august. Selv om det er mulig at mye plankton vil kunne eksponeres for- og påvirkes av utslippet av produsert vann, vil mengdene være små sammenliknet med mengdene som finnes i omkringliggende havområder. Ingen arter i området har sin hovedandel av populasjonen i utslippsområdet, eller driftende gjennom utslippsområdet. Effekter på bestandnivå er usannsynlige /3/.

Mengdene av plankton, fiskelarver og pelagisk fisk som vil påvirkes vil være begrenset i forhold til mengdene i havområdene rundt. Konsekvensen er vurdert å være liten /3/

**Virknings av scenario 1, 2 og 3**

I scenario 0 (referansescenarioet) slippes produsert vann ut hver dag hele året, mens i scenario 1 og 2 (hvor begge er antatt å ha 95% injeksjonsregularitet) vil utslippet foregå over kortere perioder, maksimalt 18 dager i strekk. Ettersom de totale utslippsmengdene av produsert vann er betydelig mindre for alternativene 1 og 2 sammenliknet med scenario 0 (jf. Tabell 7-5), vil også mengde miljøskadelige stoffer tilført miljøet være mindre. De ekstra vannvolumene for scenario 2 (innfasing av eventuelt nye funn) sammenliknet med scenario 1 (produsertvann fra Johan Castberg) er så små at de ikke vil ha noen betydning i forhold til påvirkning på miljøet.

I de dagene utslippet foregår vil det påvirke det samme vannvolumet og samme mengde biota som scenario 0. De samme miljøeffektene som for scenario 0 vil kunne oppstå i utslippsperioden. Siden utslippsperioden for scenarioene 1 og 2 er så mye kortere enn for scenario 0, og antakelig spredt ut over året, vil risiko for overlapp mellom miljøressurser og vannvolum med PEC/PNEC > 1 og den totale påvirkningen på miljøet være betydelig mindre enn for scenario 0, og vurdert som ubetydelig /3/

I scenario 3 er det antatt at en kan få problemer med vanninjektorene, og 20% av vannvolumet, dvs omtrentlig 5 200 m<sup>3</sup> /dag slippes ut. Antall dager dette kan skje er antatt til 55 dager totalt (15%) av tiden. Størstedelen av området som har PEC/PNEC > 1 er i en avstand på 200-300 meter fra utslippspunktet. Mengden organismer som vil påvirkes er derfor lavere sammenliknet med scenario 0, og liten sammenliknet med mengdene som finnes i omkringliggende vannmasser. Også for scenario 3 kan injeksjonsanlegget være

nede. På disse dagene (18 dager i året) er utslippet av produsert vann likt scenario 1 og 2. Utslippet i disse 18 dagene vil da ha konsekvenser lik konsekvensene i scenario 1 og 2.

### **Oppsummering**

Konsekvens av utslipp av rensert produsert vann ved utslippsscenario 0 er vurdert å være liten. Størst påvirkning på plankton vil forekomme innenfor 1,3 km fra utslippet. Etter dette er utslippet så fortynnet at det vil ha få eller ingen skadelige miljøeffekter, og effekter vil ikke kunne måles på bestandsnivå. Additive effekter av stoffer i produsert vann kan potensielt oppstå ved visse strømforhold, men dette vil forekomme sjeldent gjennom utslippssperioden. Når injeksjonsanlegget er ute av drift ved scenario 1 (valgt re-injeksjonsløsning), 2 og 3 vil alt produsert vann slippes ut etter rensing, som i scenario 0, men varigheten på utslippet vil være betydelig mindre enn i scenario 0. Disse scenarioene har derfor betydelig mindre totale utslippsmengder av produsert vann og effekter av disse utslippene regnes som ubetydelige /3/.

### **7.5.6 Avbøtende tiltak**

Produsert vann på Johan Castberg vil renses i et tre-steps renseanlegg, og vil bli re-injisert for å minimere utslipp av naturlig forekommende stoffer i produsert vann, og spesielt produksjonskjemikalier. En tre stegs renseprosess vil ha to funksjoner som begge reduserer utslipp til sjø;

- 1) Rensing er et viktig tiltak for å opprettholde injektiviteten i brønnene, og dermed redusere utslipp til sjø
- 2) I tilfeller der injeksjonsanlegget er nede, vil dispergert olje og flere av de andre naturlige komponentene reduseres før utslipp til sjø.

I henhold til tiltakshierarkiet som beskrevet i kapittel 1.3, søker en å unngå bruk av miljøfarlige kjemikalier gjennom substitusjon, og redusere bruk og effekt av kjemikalier i miljøet. Johan Castberg har gjort materialvalg som fører til at man unngår bruk av korrosjonshemmer. Korrosjonshemmer er vanlig på de fleste installasjoner og er giftige. De følger produsert vann og gir vesentlig bidrag til akuttgiftigheten til produsert vann der hvor det benyttes.

På grunn av stort potensiale for avleiring skal avleiringshemmer injiseres både på brønnhodet og flere steder i prosessanlegget. Det vil være et kontinuerlig fokus på optimal dosering av avleiringshemmer for å unngå overdosering.

Ved detaljert design av renseanlegget for produsert vann vil en også søke å minimere behovet for flokkulant,

Valg av leverandør og produksjonskjemikalier er ennå ikke gjort for Johan Castberg. Ved valg av kjemikalier fokuseres det på kjemikalienes iboende miljøegenskaper og vannløselighet slik at en velger kjemikalier med lavest mulig miljørisiko. Valg vil bli koordinert med de substitusjonsplaner Statoil har for sine produksjonskjemikalier som brukes på de ulike installasjonene. En oppdatert og detaljert oversikt over produksjonskjemikalier vil bli presentert i utslippssøknaden som sendes til Miljødirektoratet.

## **7.6 Sulfatjerningsanlegget, miljøegenskaper til biocidet DBNPA og virkninger av utslipp**

### **7.6.1 Sulfat og oksygenfjerningsanlegget**

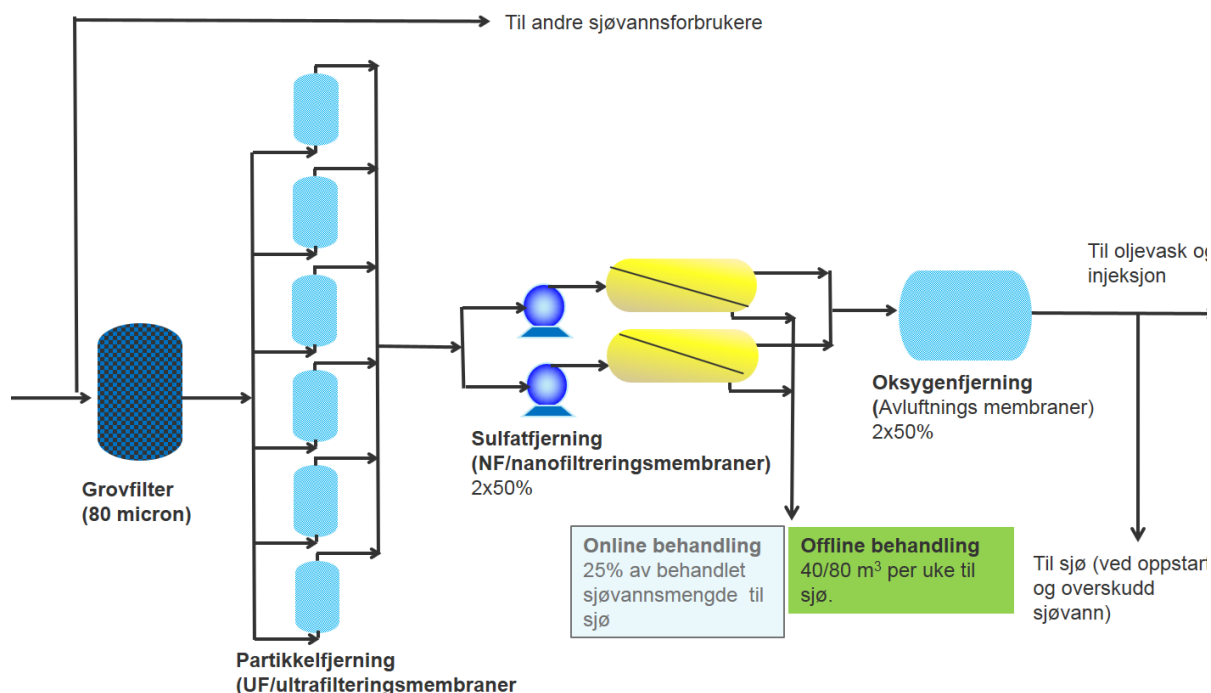
Under driftsperioden vil det være behov for å injisere sjøvann og produsert vann for trykkstøtte. Behovet for sjøvannsinjeksjon er størst tidlig i feltets levetid når oljeproduksjonen er størst, og mengdene produsert vann er lave. Behovet avtar med avtagende oljeproduksjon og økende produksjon av produsert vann. Sjøvannsinjeksjonsprofilene er vist i Figur 3-3 side 28.



Sulfat fjernes fra sjøvannet før det injiseres, for å unngå avleiringer i reservoaret. Hvis sulfatrikt sjøvann blandes med bariumrikt formasjonsvann, vil et ikke-vannløselig bariumsulfat-salt ( $\text{BaSO}_4$ ) felles ut. Dette saltet vil danne avleiringer i reservoaret, rørledninger og i prosessanlegget.

Sulfatfjerningsanlegget (SRU – Sulphate Removal Unit), jf Figur 7-4, er derfor en kritisk prosessfunksjon for å hindre at eksempelvis brønner går tette, og for dermed å unngå store og uakseptable følger for produksjonen. Enten ved at brønner blir ødelagt, eller ved at det medfører høye kostnader for å rebore brønnene.

Figur 7-4 Oversikt over sulfat- og oksygenfjerningsanlegget med forbehandling og offline og online behandling



Kilde: Statoil

Sulfat fjernes fra sjøvannet ved bruk av nanofiltreringsmembraner i to parallelle membran-tog. Hvert av membran-togene består av over 500 membraner. Membranene som brukes, utsettes for begroing av bakterier og alger som følger med sjøvannet. For å unngå at membranene tettes igjen, tilsettes biocidet DBNPA (2,2-dibromo-3-nitripropionamid) som dreper bakterier og alger.

Før biocidbehandling av membranene kreves det en effektiv forbehandling for å sikre at de ikke tettes igjen, og for å redusere bruk av DBNPA og andre kjemikalier som injiseres oppstrøms membranene. Sjøvannet tas inn på minimum 45 meters dyp (jf. kapittel 7.7.1), og blir tilsatt hypokloritt for å hindre begroing i sjøvannssystemet og forbehandlingsanlegget. Forbehandlingsanlegget består av et grovfilter og deretter ultrafilteringsmembraner. Etter forbehandlingsanlegget og før sjøvannet kommer til sulfatfjerningsmembranene må det tilsettes natriumbisulfitt for å fjerne klor, slik at klor ikke ødelegger membranene. Avleiringshemmer er også nødvendig for å hindre avleiringer i membranene.

Prosjektet har gjennomført en omfattende BAT-vurdering der ulike teknologier og metoder for å redusere bruk av biocidet er vurdert. Offline biocid-behandling er kvalifisert og vurdert som BAT. Ved offline biocid-behandling tas det ene membran-toget ut av drift når biocidet tilsettes, og biocidet sirkulerer i en lukket sløyfe rundt membranene. Deretter behandles det andre membran-toget. Utslippet fra offline behandling tilsvarer det innelukkede volumet av membranene og omkringliggende rør, og er derfor uavhengig av hvor mye sjøvann som behandles og injiseres, og dermed også uavhengig av injeksjonsprofilene for produsert vann. Foreløpige estimater viser at mengden sjøvann som skal injiseres, vil gå ned til mindre enn 50% av totalkapasiteten til anlegget etter de første seks produksjonsårene. Det er mulighet for å blinde av membraner

i hvert av togene slik at kapasiteten tilpasses faktisk injeksjonsbehov, noe som vil kunne redusere utslippet tilsvarende.

Miljøegenskaper til DBNPA og virkninger av utslipp fra offline biocid-behandling er nærmere omtalt i neste kapittel og i 7.6.3. Kapittel 7.6.4 beskriver hvilke utslippsreduserende tiltak som har vært vurdert.

Miljøegenskaper til DBNPA og virkninger av utslipp fra offline behandling er nærmere omtalt i neste kapittel og i 7.6.3. Kapittel 7.6.4 beskriver hvilke utslippsreduserende tiltak som har vært vurdert.

## 7.6.2 DBNPA - miljøegenskaper

DBNPA er giftig og har en  $LC_{50}/EC_{50}$  i området 0,1-1 mg/liter for de marine planktonorganismene hoppekreps (*Acartia tonsa*) og kiselalge (*Skeletonema costatum*). Disse organismene brukes i standardtester (ref. Aktivitetsforskriftens §62).

Øvrige  $LC_{50}$ -verdier for ulike typer organismer varierer fra 0,10 mg/l for grønnalger til 13,9 mg/l for Fiddler krabbe (*Uca pugilator*). Videre er  $LC_{50}$  for pungreker (*Americamysis bahia*) 0,72 mg/l og for fisk varierer  $LC_{50}$  verdiene fra 2,3 for regnbuørret (*Salmo gairdneri*) til 3,3 mg/l for piggvar (*Psetta maxima*).

Det foreligger ikke toksisitetsdata for arktiske arter, men studier av to andre biocider, 3,5-dichlorophenol på raudåte og glutaraldehyd på polartorsk (*Boreogadus saida*), viste responser i samme størrelsesområde på arktiske arter som på standard testarter som *Acartia tonsa* og piggvar (*Psetta maxima*). Videre ser ikke arter tilpasset forholdene i Barentshavet ut til å være mer sensitive enn tilsvarende arter i tempererte strøk /3/.

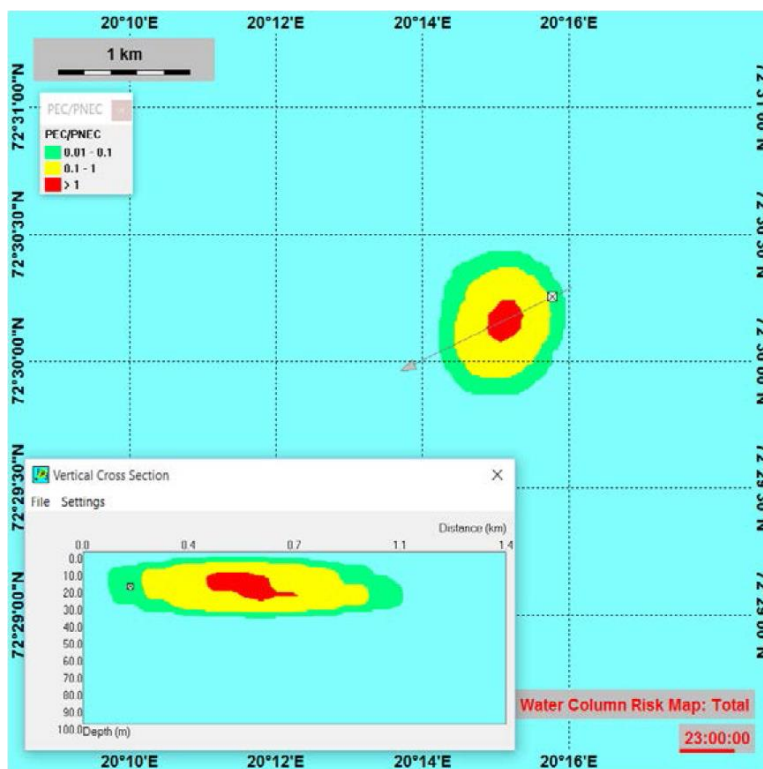
Den akvatiske giftigheten i kombinasjon med «moderat nedbrytbarhet», svarer til rød miljøkategori etter aktivitetsforskriften § 63.

DBNPA er vannløselig ( $17 \pm 0.05$  g/L ved 25,7 °C) og har en  $\log Kow = 0.8$  (AP, 2014), som betyr at stoffet ikke vil bioakkumuleres. Det er noe usikkerhet knyttet til DBNPAs evne til å brytes ned av mikroorganismer i det marine miljø og stoffet testes og vurderes videre med tanke på bionedbrytbarhet i marint miljø. En oppsummering fra eksisterende og pågående tester er gitt i vedlegg G

## 7.6.3 Virkninger av utslipp av DBNPA

Ved anbefalt teknisk løsning, offline biocid-behandling av membranene 2 ganger i uken, vil det slippes ut 20 m<sup>3</sup> vann med 20 mg/l DBNPA per membran-tog. Dette utgjør et estimert utslipp på 80 m<sup>3</sup> i uken for de to togene, og rundt 0,1 tonn per år de første seks produksjonsårene, deretter rundt 0,05 tonn per år.

Figur 7-5 Utsnitt som viser maksimal risiko etter utslipp av 2,2-dibromo-3-nitroproplonamide (DBNPA) ved offline behandling



Kilde: SINTEF/18/

Utslipet av 20 m<sup>3</sup> vann vil vare i kun 6 minutter.

Ved denne utslippsmengden vil maksimalt område hvor konsentrasjonen er høy nok til at det utgjør en potensiell miljørisiko (PEC/PNEC > 1) strekke seg ut til 2-300 meter fra utslippet på 10-25 meters dyp (jf Figur 7-5).

Etter seks år når utslippet halveres fra 0,1 tonn til 0,05 tonn begrenses denne sonen ytterligere.

Det er i hovedsak plankton og dyr i de øverste meterne av vannsøylen som vil bli påvirket av DBNPA.

Plantep plankton befinner seg i hovedsakelig i de øvre vannmassene. Dyreplankton som raudåte og krill vertikalvandrer gjennom døgnet og vil i perioder bli eksponert for de operasjonelle utslippene. Influensområdet vil imidlertid være begrenset på grunn av rask fortykning til ikke-giftige konsentrasjoner. Lav-dose-effekter, kombinasjonseffekter og effekter av nedbrytningsproduktene kan ikke utelukkes, men på grunn av utslippets karakter er det lite sannsynlig at konsentrasjoner over effektgrense vil opprettholdes mer enn noen få timer /3/.

Ettersom DBNPA har en relativt høy vannløselighet (lav Kow-verdi) vil det ikke binde seg til partikler i vannsøylen. Stoffet forblir løst i vannet og vil dermed ikke påvirke bunnsfauna /3/.

Larver av fisk som befinner seg i de øvre deler av vannsøylen om våren/tidlig sommer vil kunne påvirkes av utslipp av DBNPA eller dets nedbrytningsstoffer, siden de flyter passivt med havstrømmene. Antall fiskelarver som blir berørt vil imidlertid være begrenset ettersom området med konsentrasjoner over effektgrense vil være lite /3/.

Ettersom DBNPA ikke bioakkumuleres er det lite trolig at marine pattedyr vil ta skade, med mindre de befinner seg i umiddelbar nærhet av utslippet. I motsetning til fisk har både sel og hval tykk hud, puster luft og er derfor i mye mindre grad følsomme for dette utslippet /3/.

#### 7.6.4 Avbøtende tiltak som har vært vurdert og tiltak som legges til grunn

##### Tiltak som har vært vurdert

Det har vært gjennomført en omfattende BAT-analyse og teknologikvalifisering for få komme frem til den beste løsningen for å unngå bruk og utslipp av biocidet DBNPA, å redusere bruk og utslipp, samt å redusere effekt av kjemikaliet når det slippes ut i vannmiljøet. 11 ulike tiltak og kombinasjoner av disse blitt vurdert. BAT-analysen er oppsummert i tabellen under.

Online versus offline biocid-behandling har stått sentralt i denne evalueringen. Online behandling har frem til i dag vært ansett som konvensjonell design. Ved online behandling tilsettes biocidet oppstrøms membranen 1-2 ganger i uken for hver av de to membranenehetene og med 1-3 timers varighet. Biocidet går gjennom membranen og følger vannstrømmen som går videre til injeksjon (75%) og i returstrømmen (25%) som slippes til sjø. Utslipet er avhengig av mengden sjøvann som skal behandles for injeksjon. Utslippsmengder fra online behandling og miljørisiko er vist i vedlegg G.

Tabell 7-6 Oppsummering av BAT analysen for å unngå og redusere bruk og utslipp av DBNPA

Unngå bruk av DBNPA	Evaluering	
Ikke bruke biocid	Hvis ikke membranene behandles med biocid, vil dette føre til en høy kjemisk vaskefrekvens (kjemisk vask med høy og lav pH). Dette vil øke nedetiden på anlegget, og membranene må skiftes betydelig oftere.	Ikke gjennomførbart
Substitusjon av kjemikalie	Egnet substitusjonsprodukt er ikke identifisert per i dag. Alternative biocider har enten for lang reaksjonstid, eller er ikke kompatible med membranen og vil ødelegge denne. Vil kunne implementeres ved et senere tidspunkt.	Ikke mulig per i dag, men Statoil vil ha et fortsatt fokus mot leverandører for å finne egnet substitutt
Minimere bruk og utslipp	Evaluering	
God forbehandling av sjøvannet for å minimere biologisk vekst på sulfatfjerningsmembranene	Sjøvannet vil klorineres kontinuerlig på inntaket og partikler ned til 0.02 micron vil fjernes i ultrafiltrerings-membraner før sulfatfjernings-membranene. Dette er ansett som den mest optimale og foretrukne forbehandling av sjøvann til sulfatfjerningsmembraner, og vil minimere behovet for biocidbehandling	Anbefalt og vil bli implementert
Reaktiv biocid-behandling i stedet for preventiv biocid-behandling	Reaktiv biocid-behandling krever kontinuerlig måling av bakterievekst som kan predikere behov for biocid-behandling. Det er per i dag ingen kvalifiserte måleteknikker til bruk på sulfatfjerningsmembraner, men flere utstyrsleverandører i markedet har utstyr som vil vurderes nærmere.	Ikke kvalifisert per i dag. Det planlegges for kvalifisering, og muligheten for å implementere utstyr vil vurderes
Optimalisering av dose, frekvens og oppholdstid	Dose, frekvens og oppholdstid kan optimaliseres i driftsfasen, inklusiv justering i forhold til innhold av mikroorganismer i sjøvannet som vil være sesongbestemt.	Anbefalt
Redusere sjøvannsrate under biocid-behandlingen (ved online biocid-behandling)	Redusere sjøvannsraten under online biocid-behandling ved å utnytte anleggets nedre kapasitetsgrense (ned til 70%).	Anbefalt, men ikke aktuelt for offline behandling
Tilpasse kapasiteten på anlegget til faktisk injeksjonsbehov	Behovet for sjøvannsinjeksjon vil avta etter hvert som produksjon av formasjonsvann øker. Kapasiteten kan tilpasses sulfatfjernings-membranene ved å permanent å ta ut membranelementer i hvert av membran-togene.	Anbefalt

Tabell 7-6 Fortsetter

Minimere bruk og utslipp	Evaluering	
Offline biocid-behandling	Ved 'offline biocid-behandling' tas de ene membran-toget ut av drift når biocidet tilsettes og biocidet sirkulerer i en lukket sløyfe rundt membranen.	Anbefalt og implementert i design
Unngå utslipp	Evaluering	
Transport og behandling av biocid-holdig vaskevann på land (ved offline biocidbehandling)	Krever håndtering på produksjonsskipet, og etablering av en egen transport- og behandlingsskjede. Vaskevannet vil måtte håndteres og behandles som farlig avfall, og sannsynligvis brennes. Det er ingen godkjente eller egnete mottak for dette i Nord-Norge, og svært begrenset mulighet lenger sør. Det vil ikke være aktuelt å transportere dette avfallet til utlandet. Dette er derfor vurdert som en dårlig miljøløsning.	Ikke anbefalt. En dårlig miljøløsning totalt sett
Injeksjon av biocid-holdig vaskevann i vanninjeksjonsbrønn (ved offline biocidbehandling)	Vaskevannet vil inneholde frigjort cellemateriale som vil gi næring til bakterier som overlever biocidbehandlingen, og til bakterier som eksisterer i reservoaret fra før av. Dette kan gi en sekundær mikrobiell vekst i reservoaret som kan medføre redusert permeabilitet og injektivitet. Denne løsningen er ikke ansett som kvalifisert per i dag, men det er lagt til rette for denne løsningen i design	Tilrettelagt for i design, og vil vurderes videre
Redusere virkning av utslipp	Evaluering	
Kjemisk nedbrytning av DBNPA før utslipp	DBNPA vil i reaksjon med natriumbisulfitt bli avgiftet ved at brom-ionene spaltes av DBNPA-molekylet. Tester har vist at reaksjonen skjer tilstrekkelig raskt. Det pågår tester for å undersøke biologisk nedbrytning av kjemisk degradert DBNPA. Løsning som muliggjør kjemisk degradering av DBNPA før utslipp er implementert i design.	Tilrettelagt for i design, og vil vurderes videre

### Tiltak som er lagt til grunn

Det viktigste tiltaket, i tillegg til en effektiv forbehandling og klorinering av sjøvannsinntaket (jf. kapittel 7.7), som vil redusere bruk og utslipp av DBNPA betraktelig, er offline vask av membraner istedenfor konvensjonell online biocid-behandling.

Offline biocid-behandling er ansett som BAT, og er kvalifisert for bruk. Sammenlignet med online behandling reduseres utslippet av DBNPA fra 3 tonn per år i starten av feltets levetid og 5-700 kg per år i feltets modne fase, til 85 kg per år (~0.1 tonn/ år) og deretter (~0.05 tonn/ år) gjennom hele levetiden til feltet. Hvis en legger til grunn 500 kg utslipp per år i 30 år, vil akkumulert utslipp ved online behandling minimum være 15 tonn, mot 1,5 tonn over feltets levetid ved offline behandling. Det vil si en reduksjon på minimum 90%.

Det jobbes også videre med muligheten for å injisere restmengdene fra offline vasking i reservoaret, men per i dag kan ikke dette bekreftes som en mulig løsning.

Det er utført tester som viser at DBNPA kan avgiftes ved å tilsette natriumbisulfitt (grønt kjemikalie). Kjemisk degradering av DBNPA før utslipp kan derfor være et alternativ for å redusere virkningen. Dette vil gi den laveste miljøbelastningen med dagens teknologi, men vil gi et tilleggsforbruk av natrium bisulfitt på ca 0,15 tonn per år. En teknisk løsning som muliggjør kjemisk degradering av DBNPA før utslipp er implementert i design av sulfatfjerningsanlegget. Tiltaket vil vurderes videre.

Videre vil det jobbes med å kvalifisere måleteknikker for reaktiv biocidbehandling, og med å optimalisere dose og frekvens av behandlingen når feltet kommer i drift.



## 7.7 Utslipp av oppvarmet kjølevann, restklor og mulige biprodukter

### 7.7.1 Sjøvannsinntak og kjølevannsystem

I tillegg til å behandle sjøvann i SRU-anlegget, benyttes sjøvann til å kjøle ned prosessen og utstyr under dekk.

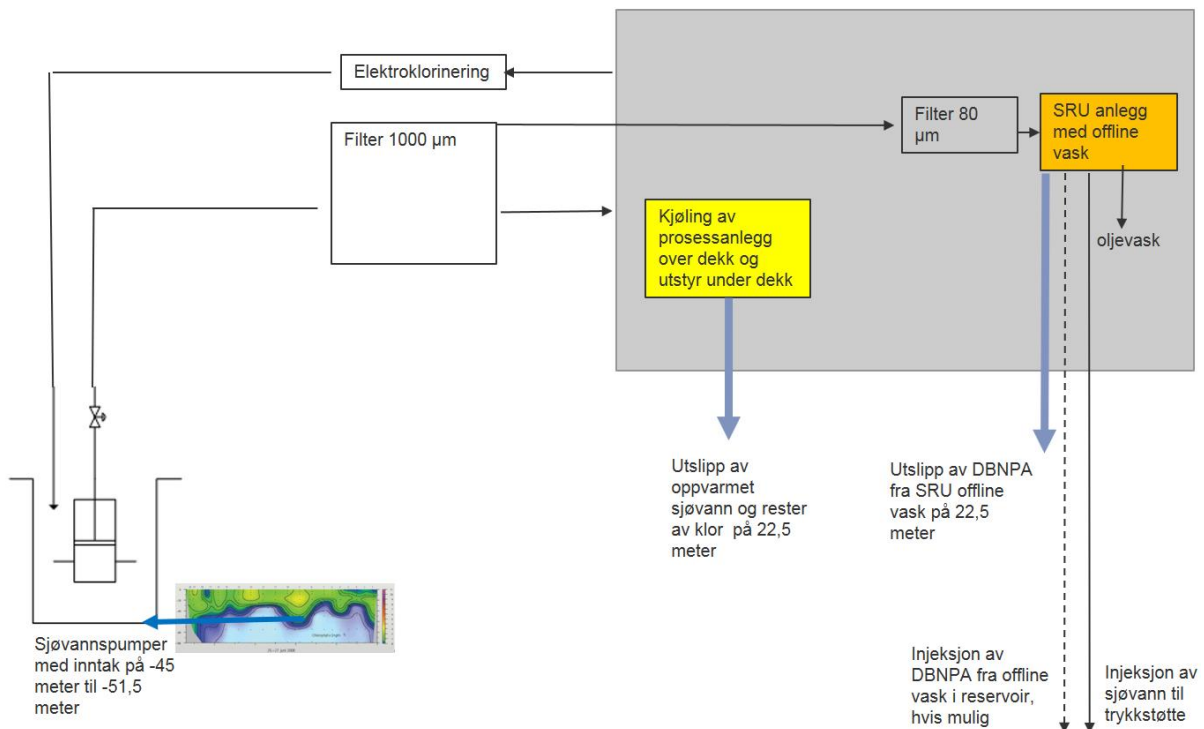
Sjøvannsinntakene for produksjonsskipet vil være på minimum 45 meters dyp (når skipet ikke har last), og vil være på 51,5 meters dyp ved full last. Produksjonsskipet losses 1-2 ganger i uken ved platåproduksjon. Det er totalt tre sjøvannsinntak, hvert med en inntaksslange på 30 meter.

Sjøvannet vil inneholde alger og bakterier, og kjølevannet må tilsettes klor for å hindre begroing av utstyr. Klorering av kjølevannet gjennomføres ved at natriumhypokloritt (heretter kun omtalt som hypokloritt) produseres i en generatorcelle via elektrolyse av sjøvann. Importert hypoklorittløsning kan også tilsettes som et tillegg (sjokkdosering) dersom det i perioder med algeoppblomstring er behov for økt dosering. Hypokloritt er en vanlig metode for å hindre begroing i drikkevannsreservoar og i industriell produksjon.

I årene med maksimalproduksjon er det estimert at det kan slippes ut inntil 7 000 m<sup>3</sup> kjølevann per time med 35°C vann eller 8 000 m<sup>3</sup> per time med 30°C vann. Det vil tilsettes 2 mg/l hypokloritt til innløpet av sjøvannsløftepumpene. Restklormengden vil være 0.3 – 0.7 mg/l hypokloritt (OCI-) løsning som gir 21 – 49 tonn hypokloritt utslipp per år.

Temperaturvirkninger og virkning av utslipp av hypokloritt og eventuelle klorerte bi-produkter er beskrevet i neste kapittel.

Figur 7-6 Prinskippskisse for sjøvannsinntak, elektroklorinering og bruk av sjøvann til kjøling og til injeksjon for trykkstøtte



Kilde: Statoil 2017

I tillegg til elektrokloring er det to andre mulige metoder for kloring av kjølevannet på norsk sokkel, henholdsvis

- importert hypokloritt som sjokkdoseres eller som doseres med jevne intervaller og
- kloring med kobberelektroder.

Kobber vil kunne ødelegge membranen i sulfatfjerningsanlegget og kan ikke benyttes på Johan Castberg. Dosering av hypokloritt med jevne intervaller gir dårligere kontroll med begroing, og kan føre til at frekvensen for dosering blir for hyppig og man får overforbruk. Transport av ekstra kjemikalier ut til FPSO er også noe man ønsker å redusere.

### 7.7.2 Virkninger av utslipp

Virkninger av utslipp av oppvarmet kjølevann med temperatur høyere enn sjøvann, utslipp av restklor og dannelse av klorerte forbindelser er vurdert av Akvaplan-niva /3/ og oppsummert her.

#### Virkninger av oppvarmet kjølevann

Det oppvarmede vannet har samme saltholdighet som sjøvannet, og vil derfor stige fra utslippspunktet på 22,5 meter mot havoverflaten. Utslipet vil relativt raskt bli fortynt og etter 100 meter vil temperaturskjell mellom kjølevannsplumen og omliggende sjøvann være mindre enn en halv grad. Konsekvensen for plankton og fisk er vurdert å være ubetydelig /3/. Temperaturstigning vil også være godt innenfor Statoil sitt krav, som er i samsvar med internasjonale retningslinjer om at temperaturøkningen i sjøen ikke skal overstige 3 °C i primærfortynningssonen.

#### Virkninger av hypokloritt og bi-produkter

Ideelt sett skal klorret forbrukes før utslipp, men for å sikre at det er tilstrekkelig klor i kjølevannet gjennom hele prosessen, vil det være noe restklor i utslippet. Hypokloritt er giftig for vannlevende organismer, og er et kraftig oksidasjonsmiddel som reagerer med alt oksiderbart materiale. Hypokloritt vil derfor reagere hurtig med organisk materiale i sjøvannet og danne klorid, i tillegg til enkelte biprodukter som trihalometaner, dvs bromoform og kloroform.

Kjemisk prosess påvirkes av surheten til vannet (pH) og saltinnholdet. Sjøvann er en god buffer og pH vil derfor være stabil. Saltinnholdet gir imidlertid mulighet for at det dannes en rekke klor- eller bromholdige biprodukter. IMO (International Maritime Organization) sin arbeidsgruppe av eksperter for beskyttelse av miljøet (IMO, 2009) foreslo en liste av 18 potensielle biprodukter som burde testes etter kloring av ballastvann. Etter testing av fem ulike kloringssystemer av ballastvann, fant Norsk institutt for vannforskning (NIVA) at 22 av omkring 100 potensielle biprodukter var målbare ved utslipp av ballastvannet. Av disse 22 biproduktene ble fire vurdert til å kunne utgjøre en risiko for miljøet lokalt ved utslippspunktet. NIVA kunne ikke vurdere giftigheten til disse fire biproduktene på grunn av manglende toksisitetsdata, men det ble heller ikke påvist effekt på alger, krepsdyr eller fisk, hverken for de individuelle stoffene eller som blanding. Dette samsvarer med Statoil sine vurderinger av effekter fra biprodukter fra natriumhypokloritt brukt i kjølevannsanlegget på Melkøya. Statoil vurderte giftighet av biproduktene bromoform, dibromo-aceto-nitrile (DBAN) og dibromo-acetic acid (DBAA) for giftighet i form av EC<sub>50</sub> (effektkonsentrasjon på 50% av individene), LC<sub>50</sub> (dødelighetskonsentrasjon for 50% av individene), LOEC (lavest observert konsentrasjonseffekt) og NOEC (ingen observert effektkonsentrasjon) på marine alger, østerslarver, mysider, fisk og fisk embryo og skjell. I alle tilfellene var konsentrasjonen av biprodukter på utslippspunktet 10 – 50 ganger lavere enn NOEC, noe som også støttes av andre studier /3/.

Det er ikke forventet effekter fra biproduktene ved utslipp av restklor på Johan Castberg feltet /3/.

### 7.7.3 Avbøtende tiltak

Som beskrevet i kapittel 5.6, vil de øverste 25 – 30 meterne av vannsøylen i sør-vestlig del av Barentshavet ha høyere tetthet av plankton (alger) i slutten av mai og i juni måned. Under 30-40 meter reduseres planktoninnholdet betraktelig samtidig som sprangsjiktdypet synker ned mot 50 meter.

Ved å hente kjølevann dypere enn - 45 til – 51,5 meter, slik det er lagt opp til på Johan Castberg, vil inntaket av begroingsorganismer reduseres kraftig, spesielt i perioden mai til juni når primærproduksjonen er på topp. Ved minimum inntaksdyp (-45 meter) er inntaket i nedre del av sprangsjiktet. Dette er derfor også et tiltak for å redusere bruken av natriumhypokloritt.

### 7.8 Sanitært avløpsvann og drenasjevann

Sanitært avløpsvann vil slippes til sjø fra produksjonsskipet og borerigg. Utslippsvolumet vil variere med antall personer ombord. Produksjonsskipet vil kunne ha 140 personer med fullt belegg, men i de fleste driftsår vil gjennomsnittlig bemanning være 60 personer. Boreriggen er designet for 177 personer. Forbruk av sanitærvann er forventet å være ca. 200 l/dag per person. Dette vil gi et årlig utslipp på 4 380 m<sup>3</sup> for produksjonsskipet (i et gjennomsnittså) og 12 921 m<sup>3</sup> for boreriggen.

Drenasjevann (regnvann, spylevann) fra boreriggen og FPSO-en kan inneholde rester av vaskemidler og smøremidler, samt rester av gjengefett og borevæske på borerigg. Vannet skal samles opp i et avrenningssystem. Vann som inneholder oljerester renses før det slippes til sjø.

Drenasjevann fra områder på FPSO-en som ikke er forurenset av olje, kan slippes direkte til sjø. Systemet for oppsamling av drenasjevann må tilpasses for vinterforholdene på feltet. Snø og is fra kontaminerte områder må samles inn og renses før utslipp til sjø. Det er beregnet at ca. 600 kg olje vil slippes til sjø med drenasjevann hvert år, totalt ca. 17 tonn i feltets levetid (30 år).

Utslipp av sanitært avløpsvann i resipienten til Johan Castberg vil raskt fortynnes og brytes ned. Drenasjevann som inneholder rester av olje og kjemikalier skal samles opp og renses, og kun vann med mindre enn 30 mg/l olje vil slippes til sjø. Effektene av disse utslippene regnes som neglisjerbare /3/.

### 7.9 Neddykkede sjøvannspumper

Det planlegges med tre neddykkede sjøvannspumper på Johan Castberg. Smøreoljen som er tenkt benyttet vil være en mineralolje. Pumpene har enkle mekaniske tetninger, og tetningslekkasje mellom motor og pumpe vil være årsak til forbruk av smøreolje. Forbruket er 10-20 ml per time når pumpene går, og årlig forbruk vil være avhengig av driftstid. Forbruket er estimert til noen hundre liter pr år. Det er planlagt med sjøvannsinjeksjon på Johan Castberg, og utslippet vil reduseres med andelen av vann som går tilbake til reservoaret. Utslippet vil derfor være en god del lavere enn forbruket. Det finnes foreløpig ingen andre kvalifiserte alternativer til de valgte sjøvannspumpene. Leverandør av pumpene arbeider med pilotprosjekter for å erstatte oljen med annen type olje, og med uttesting av dobbelt mekanisk tetning. Statoil vil følge med på utviklingen av dette arbeidet.

### 7.10 Risiko og konsekvens av fremmede arter introdusert med ballastvann

Introduksjon av fremmede arter regnes i dag som en av de alvorligste truslene mot det biologiske mangfoldet i marine økosystemer /3/. For å sikre stabilitet under seilas uten last, har et lasteskip dedikerte ballasttanker som fylles med sjøvann), og som tømmes når skipet får oljelast om bord. Ballastvann vil inneholde ulike livsstadier av marine organismer, hovedsakelig plankton eller arter som har planktoniske livsstadier. Utslipp

av ballastvann på andre steder enn der det ble lastet medfører risiko for spredning av fremmede arter. Fastsittende (påvekst) arter på utsiden av skipsskrog kan også føre til spredning av arter.

Den internasjonale Ballastvannkonvensjonen ble vedtatt av FNs Sjøfartsorganisasjon (IMO) i 2004, og skal regulere håndtering av og redusere risiko for spredning av fremmede arter via ballastvann. Konvensjonen sier blant annet at innen 2020 skal alle skip ha installert rensesystemer for ballastvann, dvs før Johan Castberg feltet kommer i drift.

Norske myndigheter innførte i juli 2009 Forskrift om hindring av spredning av fremmede organismer via ballastvann og sedimenter fra skip (ballastvannforskriften), som regulerer håndtering og utslipp av ballastvann i norsk territorialfarvann og i norsk økonomisk sone. I henhold til forskriften skal skip med urensset ballastvann tatt inn sør for 62° N skifte ballastvann (også norske havner) i definerte utskiftningsområder til havs på veg til Barentshavet.

Oljen fra Johan Castberg vil skipes til kontinental-Europa. Det er lite trolig at arter som kommer fra kystnære områder (f. eks. fjæresone eller grunne habitater langs kysten) i Europa kan etablere seg på dypt vann ute ved Johan Castberg i Barentshavet. Risikoen for introduksjon av fremmede arter via ballastvann eller påvekster på skip til Johan Castberg området regnes derfor som ubetydelig, men konsekvensen vil være stor dersom disse klarer å etablere seg /3/.

## 8 Arealbeslag og påvirkning fra fysiske inngrep

Utviklingen av petroleumsindustrien har medført at det i løpet av de seneste 40 årene har blitt installert mer enn 12 000 km olje- og gassrørledninger på norsk sokkel, og i hovedsak medfører ikke disse målbare miljøpåvirkninger<sup>3/</sup>. Arealbeslag og påvirkning fra fysiske inngrep på felter og langs de alternative fiberoptiske kabeltraseene er beskrevet i dette kapittelet.

### 8.1 Vurdering av konsekvenser på feltet

Oppankring av produksjonsskipet, nedsetting av havbunnsinstallasjoner, deponering av borekaks, og legging av rørledninger og kabler medfører inngrep på havbunnen. Slike inngrep vil først og fremst kunne ha en innvirkning på korallrev, svamper og andre bunnlevende organismer. Påvirkning på havbunn fra vannbasert borekaks er vurdert i kapittel 7.2.

#### Havbunnsmiljø

På Johan Castberg-feltet består havbunnen hovedsakelig av bløte sedimenter, og det er ikke funnet koraller eller tette svampforekomster i området (jf. kapittel 5.6). Foreløpig estimerte volumer for steininstallasjon er mellom 200.000-300.000 m<sup>3</sup> for å beskytte rørledningene på feltet. Det vurderes å søke om et utvidet område med forbud mot oppankring og bunnfiske utover 500 meter sonene som er innvilget for brønrammene og satellittene (jf. kapittel 3.4.5). Dersom det innvilges et utvidet forbudsområde mot oppankring og fiske med bunnredskap vil behovet for steininstallasjoner reduseres til det som er nødvendig for understøttelse av rørene for å unngå frie spenn.

Finpartikulært og lettere organisk materiale vil virvles opp ved installasjon av havbunnsanlegg og steininstallasjoner, og kan føres nedstrøms til omkringliggende områder hvor de etterhvert sedimenterer opp på dyrene som lever der. Hvor stort område som påvirkes av økt sedimentasjon avhenger av størrelse og form på partiklene, samt lokale strømforhold. Fastsittende organismer er jevnt over mer følsomme for sedimentasjon enn gravende organismer som kan grave seg opp til sedimentoverflaten etter tildekning. Størrelsen på det påvirkede området sammenliknet med omkringliggende bunnområder med samme type bunnhabitat og fauna tilsier også at potensialet for rekolonisering av forstyrret sediment med dyr fra omkringliggende havbunn er stort. Konsekvensen under utbygging og drift er vurdert å være liten<sup>3/</sup>.

Noen av installasjonene vil også føre til at området får tilført hardt substrat der fastsittende arter kan etablere seg, og dermed føre til større heterogenitet i habitatet.

Ved eventuelt utlegg av kabler til PRM-seismikk vil det kunne virvles opp noe sediment, men ettersom kablene bare skal legges ut på havbunnen og ikke graves ned eller dekket med grus, vil dette medføre svært liten påvirkning på bunnsamfunnet. Kablene er tynne og ligger med 300-400 m avstand. Konsekvensen er vurdert å være ubetydelig<sup>3/</sup>.

#### Fisk

Direkte kontakt med finpartikulært materiale kan føre til irritasjoner og skade på gjellene til fisk, spesielt hvis partiklene består av tynne, spisse eller skarpkantede korn. Denne påvirkningen er knyttet til anleggsfasen og vil sannsynlig ikke være målbar mere enn noen få meter nedstrøms fra aktiviteten. Det ventes begrenset partikkelspredning i vannmassen som følge av anleggsarbeidet på feltet, og mengden fisk vil sannsynlig være liten siden de kan flytte seg vekk fra områder med ugunstige miljøforhold. Grovkornet masse vil raskt legge seg på bunnen og ikke påvirke fisk som befinner seg i vannsøylen i nevneverdig grad. Konsekvens for fisk er vurdert som ubetydelig<sup>3/</sup>.

#### Pattedyr

Installasjonene på Johan Castberg-feltet, kan tiltrekke seg fisk. Blant de vanlige hvalartene i området er det hovedsakelig spermhval som kan beite på/nær bunnen, og det er også trolig at annen dyptdykkende hval, som nebbhval, kan utnytte konsentrasjoner av byttedyr rundt havbunnsinstallasjoner. Virkningen antas som



liten, men økt beiteaktivitet rundt installasjoner vil ikke være av negativ betydning for dyrene det gjelder/3/.

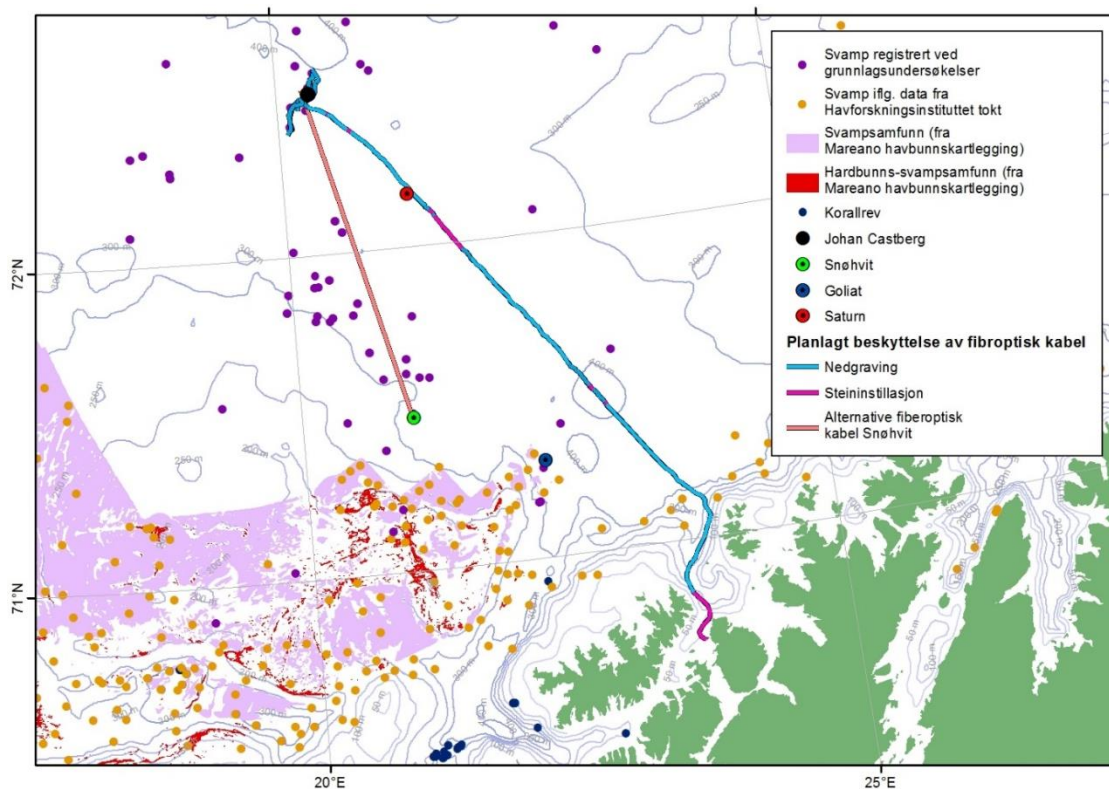
### **Avbøtende tiltak**

Brønnrammer og rør er plassert basert på detaljert havbunnskartlegging (ROV-studier) for å sikre en effektiv drift. Brønnrammer og rør plasseres også på en slik måte at frie spenn unngås i størst mulig grad, og behovet for steininstallasjoner blir dermed minst mulig. Konsekvensene identifisert over anses ikke å utløse behov for målrettede avbøtende tiltak, hverken i anleggs- eller driftsfasen.

## **8.2 Vurdering av konsekvenser av fiberoptisk kabel**

Figur 8-1 viser utbredelse av svampsamfunn (rosa), og stasjoner fra grunnlagsundersøkelser hvor det er blitt registrert svamp i ulik grad. Stasjonene fra havforskningsinstituttet viser registrert svamp, men ikke tettheten av svamp.

Figur 8-1 Mulige traseer for fiberoptisk kabel fra Johan Castberg til Melkøya/Snøhvit.



Kilde: Akvaplan-niva

Det er ingen kjente forekomster av sårbare habitater, som koraller eller tette svampsamfunn langs traséen for den fiberoptiske kabelen til Melkøya. Traséen passerer nord-øst for kjente tette forekomster av bløtbunnsvamp. Innenfor 50 km kystsonen vil kabelen til Melkøya passere områder hvor svamp er registrert, men vil ikke berøre disse direkte. Tett inn mot kysten og i en strekning til havs vil kabelen måtte dekkes av grus. Grus er en naturlig del av havbunnen i Barentshavet, og små mengder som vil legges langs kabelen vil således ikke føre til store endringer i bunnmiljøet. Både strekningen som graves ned og områdene som tildekkes vil være små og vil rekoloniseres. Konsekvensen for havbunnsmiljøet er vurdert som liten/3/. Den samme vurderingen gjelder for traseen til Snøhvit som er antatt gravd ned.

### **Avbøtende tiltak**

Dersom sårbare arter og naturtyper på sjøbunnen blir oppdaget i forbindelse med sjøbunnskartlegging langs kabeltraseen, vil disse bli dokumentert og hensyntatt ved legging av kabelen.

## 9 Undervannsstøy

Virkninger av undervannsstøy for fisk og marine pattedyr er vurdert i forhold til innsamling av seismikk, boring og skipstrafikk. Vurderingen er gjennomført av Akvaplan niva /3/. Det refereres til Akvaplan-niva 2017 /3/ for flere detaljer og kildehenvisninger.

Rettighetshaverne har enda ikke besluttet om en skal samle inn 4D seismikk ved hjelp av konvensjonell 4D seismikkinnsamling, eller ved hjelp av PRM. Begge alternativene er derfor beskrevet i dette kapitlet, og konsekvensutredet i forhold til marin støy.

### 9.1 Innsamling av seismikk

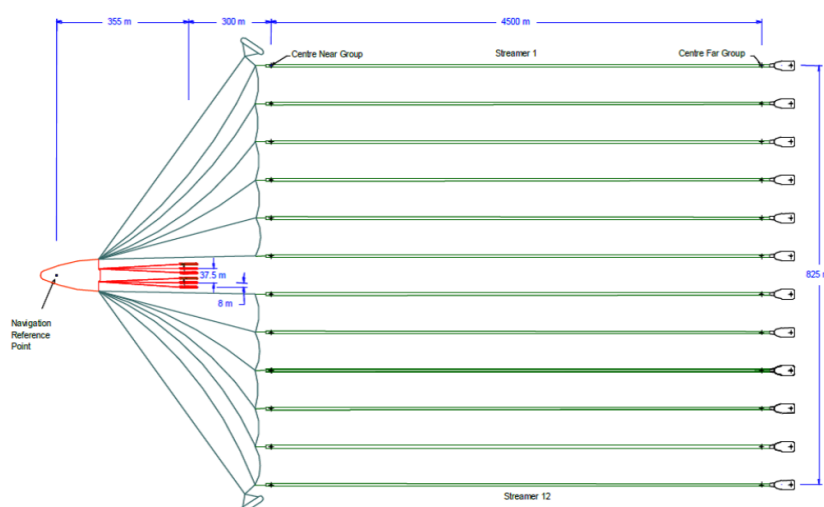
Gjennom feltets levetid er det nødvendig å kartlegge fluidenes bevegelser i reservoarene over tid for å kunne oppdage lommer der oljen ikke blir drenert, og for å utføre tiltak for å produsere oljen som ligger i lommene. For å forstå den dynamiske situasjonen trenger man først et tre-dimensjonalt (3D) bilde av reservoaret før produksjon starter. Det beste verktøyet for å danne et slikt 3D bilde er å benytte 3D seismikk. Med 3D seismikk genereres et lydsignal fra en kilde tauet av en båt, og der signalet reflekteres opp fra reservoarene til flere lyttekabler samtidig.

Ved å repetere 3D innsamlingen og sammenligne data fra forskjellige tidspunkt, vil forskjellen i bildene beskrive hvordan fluidene beveger seg. Repetisjonen av det samme seismiske området ved forskjellige tidspunkt betegnes som 4D (fire dimensjonal) seismikk der den fjerde dimensjonen er tid.

For å sikre god kvalitet av 4D-seismikk er det viktig at signalene ikke forstyrres av at lyttekablene er posisjonert forskjellig fra innsamling til innsamling. For å sikre dette vurderes det å installere lyttekabler permanent på havbunnen over reservoaret (Permanent Reservoir Monitoring, PRM), jf kapittel 3.4.4.

Alternativet til PRM er å bruke en konvensjonell streamer båt der kablene taues bak en båt i et mønster.

Figur 9-1 Prinsippskisse for konvensjonell innsamling av 3D- og 4D-seismikk



Kilde. Statoil

Under innsamling av seismikkdata vil det i begge tilfeller være behov for et fartøy med seismisk kildeutstyr (luftkanoner). Kilden genererer en energipuls som reflekteres fra undergrunnen, og det er disse refleksjonene som benyttes til å beskrive reservoaret.

Innsamlingsfrekvens vil avhenge av hvilken løsning som velges for seismisk kartlegging av feltet.

Begge innsamlingsmetodene vil samle inn seismikk på et om lag 125 km<sup>2</sup> stort område, jf. Figur 3-12 side 37. Første innsamling vil være før feltet settes i drift i 2022.

Ved konvensjonell 4D seismikkinnsamling vil det typisk samles inn seismikk én gang hvert andre år i hele driftsperioden. Frekvensen vil være avhengig av utviklingen i reservoarene. Det er estimert at luftkanonene vil benyttes totalt ca. 100 timer i løpet av ca. 30 dager.

Med et permanent system for reservoarovervåking vil det samles inn data en til to ganger per år de første årene, deretter én gang per år, for så å gå ned til en gang hvert andre år. Frekvensen vil avhengig av utviklingen i reservoarene. Tidsrom for innsamling er 30 dager som for konvensjonell 4D-seismikk, men det er estimert at lydkilden vil brukes inntil 280 timer i løpet av de 30 dagene.

Det er fra et operasjonelt ståsted ønskelig å skyte seismikk i perioden mai-september slik at innsamlingen kan gjennomføres effektivt og med høyest mulig kvalitet. I denne perioden er været mest stabilt, og bakgrunnsstøy fra eksempelvis bølger og vind lavest. Dette gjelder både ved innsamling via PRM og ved konvensjonell innsamling. Ved konvensjonell seismikk samling er en i tillegg avhengig av været for operasjonen forbundet med utlegg av kabler.

Dersom det skal skytes seismikk to ganger per år, som kan være tilfelle hvis PRM blir installert, vil en i tillegg til vær og bakgrunnsstøy ønske at innsamlingen er tilpasset produksjonen. Ved en jevn produksjon vil dette typisk medføre at en ønsker å samle inn seismikk med 5-6 måneders intervaller. Ut fra dette kan april og oktober kunne være to aktuelle innsamlingsmåneder i løpet av et år. Dette vil bestemmes på et senere tidspunkt dersom PRM blir valgt, og etter en nærmere erfaring fra seismikk skyting på Johan Castberg-feltet.

## 9.2 Generelt om støy og effekter på marint liv

### 9.2.1 Kilder til støy fra petroleumsvirksomheten

Lydens evne til å spre seg fra en kilde under vann beror på flere faktorer som lydets styrke og frekvens, vannets temperatur, bunnforhold og andre fysiske trekk ved omgivelsene. Som regel beveger lavfrekvent lyd seg over lengre avstand enn høyfrekvent lyd. Lyd fra petroleumsvirksomhet varierer fra 10 Hz til 150 kHz /3/. Noen typiske lydnivåer fra petroleumsaktiviteter er gitt i Tabell 9-1.

Tabell 9-1 Eksempler på karakteristiske lydkilder fra petroleumsindustrien, med snittverdier av publiserte oppmålte lydnivåer (avrundet til nærmeste heltall).

	Type	Frekvens	SPL	SEL	RMS
Seismikk	Luftkanon	70 Hz - 140 Hz			172
Pæling	Støt ved hamring	10 Hz - 120 kHz	203	178	
	Vibrering	20 Hz - 40 Hz			148
Grøfting		10 Hz - 150 kHz	123		
Legging av rør		10 Hz - 20 kHz			175
Boring		10 Hz - 10 kHz			140

Kilde: Akvaplan niva /3/ (Modifisert etter Wyatt, 2008). SPL = Sound Pressure Level (re: 1  $\mu$ Pa), SEL = Sound Exposure Level (re: 1  $\mu$ Pa<sup>2</sup>-s), RMS = Mean Square level (re: 1  $\mu$ Pa).

I en seismisk skyting vil frekvensen være avhengig av energien som sendes ut, og vil variere over en seismisk skyting. Seismiske kilder har også høyere frekvenser opp i kHz område, men mesteparten vil være under 500Hz. Som det fremgår i tabellen over er snittverdien basert på målinger oppgitt til å være i område 70-100 Hz og dermed hovedsakelig i et lavfrekvent område.

De aller fleste marine organismer kan oppfatte lyd, men generelt sett har det blitt fokusert på fisk og marine pattedyr når konsekvenser av støy har vært utredet. Dette er fordi disse gruppene aktivt bruker lyd til bl. a. kommunikasjon, orientering og næringssøk.

### 9.2.2 Fisk

All fisk er i stand til å høre lyd, og flere fiskearter har vist seg å bruke lyd aktivt i bl. a. kurtise og gytesammenhenger (f.eks. hyse og torsk). Steinbit bruker også lyd som advarsel til mulige fiender. Fisk har flere måter å oppfatte lyd på, og ulike arter oppfatter lyd forskjellig. Generelt kan man si at fisk er mest følsomme for lavfrekvent lyd under 200 Hz. Det er disse frekvensene som normalt utløser unnvikelse og alarmrespons, og det er foreslått at dette er lyd som likner naturlige lyder fisk er redde for /3/.

Støy fra seismikkinnsamling har vist seg å kunne påføre fisk fysiske skader og være dødelig for fiskeegg, men slike skader er størst inntil 1,4 m og begrenset til de umiddelbare 5 meter fra luftkanonene. Støy fra seismikkinnsamling kan føre til adferdsendringer hos fisk og mulig forstyrre viktig naturlig adferd som gyting/gytevandring og næringssøk. Havforskningsinstituttet fraråder innsamling av ordinær 3D seismikk nærmere enn 20 nm fra gyteområder /3/.

Fisk er i stand til å høre lyd fra skipstrafikk, og flere studier har funnet at fisk viser adferdsrespons på støy fra skip, som unnvikelse i horisontal eller vertikal retning. Nyere studier på fiskers respons på skipsstøy viser at fisk sannsynligvis kan venne seg til lyder som er til stede over lengre tid. Det er uttrykt bekymring for at kontinuerlig skipsstøy kan føre til at fisk må komme nærmere hverandre for å kommunisere, og at de får vanskeligheter med å oppdage mulige predatorer /3/.

### 9.2.3 Marine pattedyr

Alle marine pattedyr bruker, og er avhengig av, lyd for kommunikasjon mellom individer, for navigasjon og for å finne byttedyr ved hjelp av ekkolokalisering. Støy ansees å ha en negativ effekt gjennom å vanskeliggjøre ekkolokalisering av byttedyr (hos tannhvaler som spermhval og kvitnos), og ved å forstyrre navigering og kommunikasjon mellom individer under migrasjon (f.eks. kommunikasjon mellom mor og kalv hos hvaler).

Pattedyr som eksponeres for støy kan oppleve både fysiske og psykiske effekter som kan variere fra neglisjerbare til akutte. Graden av effekter påvirkes av en rekke faktorer, som avstand mellom lydkilde og mottaker, følsomheten hos mottaker, lydnivået hos mottaker, samt lydets varighet og evt. repetisjon.

Tabellen under viser hørselsbåndbredden (hørbare båndbredden) til de ulike marine pattedyrene. De som er uthevet vil typisk kunne forekomme på Johan Castberg feltet (jf kapittel 5.8). Nivåer hvor midlertidige og permanente hørselskader opptrer er avhengige av forholdene nevnt over. Generelt for de pattedyrene som kan forekomme på Johan Castberg, gjelder at midlertidige hørselskader kan forekomme fra 170 dB, og permanente hørselsskader kan forekomme fra 185 dB.

Tabell 9-2 Hørselspekter og høreterskel for marine pattedyr

Gruppe av sjøpattedyr	Relevante arter for Barentshavet	Estimert auditiv båndbredde	Høreterskel i det optimale frekvensområdet SPL (dB SPL)
Lavfrekvens (Bardehvaler)	Blå-, finn-, knøl-, vågehval, (grønlandshval)	7 Hz - 35 kHz	54
Midtfrekvens (Delfiner, nebbhval og spermhval)	Kvitnos, spekkhogger, spermhval (nebbhval)	150Hz -160kHz	54
Høyfrekvens hvaler	Nise	275Hz -160kHz	48
Ekte seler	Havert, steinkobbe, grønlandssel, klappmyss, (storkobbe, ringsel)	50 Hz - 86 kHz	53

Kilde: Utdrag fra Akvaplan-niva/3/

Innsamling av seismikk kan føre til atferdsendringer hos sjøpattedyr. Adferdsendringer kan gi effekter på populasjonsnivå som kan være alvorlige dersom arten som påvirkes er sårbar, eller har lave bestander og er truet av andre årsaker (samvirkninger) /3/. Det finnes per i dag ingen studier fra norske farvann som tar for seg atferdsendringer hos sjøpattedyr i forbindelse med seismikk. I studier fra andre farvann er det vist at bl.a. grønlandshval og nise viser unnvikelsesadferd og endret dykkemønster opptil 10 km fra seismiske undersøkelser. Unnvikelsene var ikke langvarige, og nise var tilbake på stedet for undersøkelsen bare noen timer etter at seismikkaktiviteten opphørte. Det er heller ikke funnet noen spesifikk endring i adferd hos knølhval på vandring sørover langs kysten av Australia når de ble utsatt for seismikkskyting. Andre adferdsendringer som er observert hos bardehvalene når de utsettes for lyd fra seismikk, er endringer i vokal adferd, antakelig for å "overdøve" de seismiske lydene ved kommunikasjon med annen hval. Slike endringer er observert hos knølhval, finnhval og grønlandshval /3/.

Mulige negative effekter av skipsstøy på hval er hovedsakelig maskering, dvs. at dyrene ikke hører hverandre på grunn av bakgrunnsstøy fra skip. Det ble funnet at finnhval skiftet frekvens for vokalisering når de ble utsatt for mye skipsstøy, antakelig for å kunne høre hverandre bedre over støyen. En studie som undersøkte effekter av seismikk på knølhval fant at hvalene antakelig forsøkte å unngå selve seismikkskipet, og ikke lyden av seismikkskytingen/3/.

### 9.3 Vurdering av virkninger av undervannsstøy fra boring, skipstrafikk og seismikk på Johan Castberg-feltet

#### 9.3.1 Seismikk

##### Fisk

Virkninger på fisk fra undervannsstøy på Johan-Castberg vil i hovedsak være tilknyttet innsamling av seismikk. Direkte skader på fiskeegg og larver fra innsamling av seismikk er begrenset til det umiddelbare nærområdet for luftkanonene (<5 m), og vil derfor påvirke en forsvinnende liten del av individene som måtte befinne seg på feltet. Atferdsendringer som følge av støy er sannsynligvis begrenset til tiden mens innsamling av seismikk pågår, men kan potensielt forekomme hos fisk flere nautiske mil fra seismikkområdet. De nærmeste gyteområdene til Johan Castberg er gyteområde for blåkveite og NØA Hyse (jf Figur 5-22 side 77).



Ytterkanten av disse ligger henholdsvis 20 nm og 22 nm fra feltet, noe som er i tråd med Havforskningsinstituttets anbefalte avstand.

Seismikk kan også potensielt påvirke lodde på gytevandring over feltet. Lodde er en sildefisk, og i mangel av studier mht. effekter av seismikk på lodde, antas det at effekter på lodde vil være lik de på sild. Hovedvandringsområdet til lodde ligger nord-øst for Johan Castberg (jf Figur 5-22 side 77), og det vil bare være en svært liten del av loddebestanden som vil vandre over feltet. Loddas vandring foregår i januar-februar, og vil således foregå utenom perioden(e) en ønsker å gjennomføre de seismiske undersøkelsene. Disse periodene er mellom mai og september dersom seismikk utføres en gang per år, og april og oktober dersom seismikk utføres to ganger per år. (jf. kapittel 3.4.4). Mulige effekter av seismikk på lodde vurderes derfor som neglisjerbare.

Eventuelle adferdsendringer hos fisk vil gi utslag i avbrutt næringssøk eller andre aktiviteter som ikke vil ha noen innvirkning på bestandene.

### **Marine pattedyr**

Av marine pattedyr som kan finnes på Johan Castberg-feltet er det hovedsakelig hval som kan bli påvirket av støy. Sel kan forekomme i området (som klappmyss, Figur 5-28), men er generelt mer knyttet til kystområder og har ikke spesielle vandringsruter over feltet. Vurderingene av konsekvenser av seismikk baserer seg på de tre vanligste bardehvalene (vågehval, knølhval og finnhval) som påtreffes rundt Johan Castberg da disse har hørselsspekter som ligger innenfor det som produseres fra de seismiske aktivitetene.

Kvitnos kan påtreffes rundt Johan Castberg hele året, og har et hørselsspekter som ligger over det som genereres av seismiske luftkanoner (Tabell 9-2). Denne arten vurderes derfor som lite følsom for seismikk.

Vågehval, finnhval og knølhval migrerer mest sannsynlig over Johan Castberg-feltet på vei nordover mot iskanten i april-mai og sørover i september-oktober. I sommermånedene juni-august holder disse hvalene seg mest rundt Svalbard, men kan påtreffes i hele Barentshavet, også på Johan Castberg -feltet. Det er også disse artene det er best datagrunnlag for. Basert på dette kan det antas at de mest sårbare periodene for hval på og rundt Johan Castberg-feltet er under migreringsperiodene april-mai og september-oktober.

Direkte hørselsskader på bardehvalene nevnt ovenfor kan oppstå dersom disse opptrer i nærområdet til lydilden, men sannsynligheten for at hval skal oppholde seg innenfor 700 m rundt et seismikkfartøy er liten. Hvalene vil antakelig forsøke å unngå fartøyet. Adferdsendringer hos hvalene kan forekomme på lengre avstand. Som et konservativt anslag er det antatt at konvensjonell 4D-seismikk på Johan Castberg har potensiale til å påvirke hval på opptil 10 km avstand, og muligens lengre unna /3/.

Perioden for innsamling av konvensjonell 4D-seismikk kan styres utenom migrasjonsperiodene. Ved implementering av andre avbøtende tiltak som eksempelvis «myk» start, er det mest sannsynlig at et svært begrenset antall hval vil bli utsatt for seismisk lydforurensing. Konsekvensene av tradisjonell 4D-seismikkinnsamling er derfor vurdert å være små.

Dersom PRM-seismikk blir implementert på feltet gir dette mulighet for innsamling av seismikk 1-2 ganger per år med 5-6 måneders mellomrom. Frekvensen for innsamling vil evalueres basert på utviklingen i reservoarene. Denne typen seismikk vil da kunne berøre flere hvaler enn tradisjonell 4D-seismikk, og den har også potensiale til å påvirke flere av hvalenes naturlige aktiviteter. Naturlig adferd til hvalene endres gjennom året alt etter parringstid, næringssøk, migrasjon, eller andre aktiviteter. Effektene vil i så fall være noe mer fremtredende enn for konvensjonell 4D-seismikk, men ved bruk av avbøtende tiltak ventes effektene å være små.

Akvaplan-niva påpeker at vurderingene ift marine pattedyr er gjort på et generelt dårlig kunnskapsgrunnlag mht. utbredelse av hval i Barentshavet gjennom året, og med hensyn på effekter av seismikk på hval over lange avstander.

## Oppsummering av konsekvenser og sårbare perioder

Tabell 9-3 Perioder da fisk og hval kan være sårbare for undervannsstøy, og oppsummering av konsekvens

FISK			HVAL		
Sårbarhetsperioder	Grunnlag for vurdering	Foreløpig konsekvensvurdering	Sårbarhetsperioder	Grunnlag for vurdering	Foreløpig konsekvensvurdering
<b>Mest sårbar</b> Februar-Mai, gyteperiode for flere arter.	Ingen fiskearter har sitt hovedutbredelsesområde på Johan Castberg-feltet.  Gyteområder ligger 20 nm eller mer fra Johan Castberg. (jf. kapittel 5.7)	Liten påvirkning ved både trad. 4D og PRM seismikk innsamling	<b>Mest sårbar</b> April-mai, vandring nordover mot iskanten på næringssøk.  September-oktober, vandring sørover for reproduksjon	Basert på data fra knølhval, vågehval og finnhval.  Mye hval i Barentshavet i mest sårbare periode  Fare for midlertidig hørselskade innen 700 m fra seismikkfartøy	PRM skytes ofte og vil berøre flere hval enn trad. 4D.  Påvirkning er vurdert å være liten, forutsatt at migrasjonsperiodene unngås i størst mulig grad og øvrige avbøtende tiltak gjennomføres
<b>Sårbar</b> Januar-Mars, når lodde foretar gytevandring over feltet	Fisk kan høre og bli skremt av seismikk, men adferdsmessige effekter synes å være kortvarige.		<b>Sårbar</b> Juni-august, oppholder seg i Barentshavet hovedsakelig langs iskanten		
<b>Minst sårbar</b> August-Desember			<b>Minst sårbar</b> November- April	Fare for maskering eller skremme-effekt lenger unna.	

Kilde: Akvaplan-niva /3/. Sel oppholder seg langt fra Johan Castberg i sine sårbare perioder og er derfor ikke tatt med her.

### 9.3.2 Skipstrafikk

Det vil være jevn skipstrafikk til og fra Johan Castberg-feltet gjennom hele driftsperioden. Som nevnt kan fisk antakelig venne seg til jevn og gjentakende støy og utviser sjeldent responser til støy fra skip. Det er heller ikke vist noen effekter av allerede eksisterende skipstrafikk i Barentshavet på fiskebestander, og det er ingen grunn til å tro at skipstrafikk til og fra Johan Castberg-feltet vil ha slike effekter.

Selv om støy fra skipstrafikk har potensiale til å forstyrre marine pattedyr er det høyst sannsynlig at hval og sel vil unngå skip, og slik unngå negativ påvirkning.

### 9.3.3 Boring

Fisk vil kunne høre lyd fra boreoperasjoner, men ettersom det vil være jevn lyd og ikke impulslyder som i seismikkinnsamling, er det sannsynlig at fisken venner seg til dette og ikke påvirkes nevneverdig.

Lavfrekvent during fra boreaktiviteter vil kunne merkes av, og muligens påvirke negativt hovedsakelig bardehvaler. Påvirkning vil være størst under vår- og høstmigrasjoner når flere arter passerer området. Konsekvensen er vurdert å være liten.

## 9.4 Avbøtende tiltak

For støy generert av boreaktiviteter og skipstrafikk er det ikke forventet at konsekvensene for marine pattedyr og fisk vil være av et slikt omfang at avbøtende tiltak anses som nødvendig.

For både tradisjonell seismikkinnsamling og ved PRM på Johan Castberg, vil det anvendes «soft start» prosedyre for kilden på innsamlingsfartøyet før selve seismikkinnsamlingen begynner. Dette betyr at en starter svakt med for eksempel en kildekomponent og øker gradvis til at hele kilden har full styrke over en gitt tidsperiode. Dette gjøres for å gi fisk og pattedyr som eventuelt er i området mulighet til å flytte på seg dersom signalet oppleves ubehagelig.

Ved tradisjonell seismikkinnsamling vil migrasjonsperiodene for hval kunne unngås. Ved PRM innsamling (og i år med to innsamlingsperioder per år) vil en i størst mulig grad unngå å innsamling av seismikk i vandringsperiodene for marine pattedyr. April og oktober vil kunne være to ønskelige innsamlingsmåneder ut fra et operasjonelt synspunkt.

Før oppstart av første seismikkoperasjon vil det gjennomføres en mer detaljert vurdering av mulig påvirkning på marine pattedyr fra seismikk. En slik vurdering vil bli basert på modellert utbredelse av lyd fra seismikk, kunnskap om lydnivåer og effekter, og modellert utbredelse av hval i Barentshavet. Modellen som er tenkt benyttet for å predikere utbredelse av hval i Barentshavet er under utvikling i samarbeid mellom Norges forskningsråd, Norsk institutt for naturforskning (NINA), DHI (modelleringssekspertise), Havforskningsinstituttet, Total og Statoil (<http://marambs.dhigroup.com>).

Periodene for seismikkinnsamling vil kunne justeres i driftsperioden ettersom en får mer operasjonell erfaring ift forekomst av hval på feltet, og dermed forbedret grunnlag for vurderingene.

## 10 Effekter av lys på sjøfugl

I høringsuttalelsen fra Miljødirektoratet til Forslag til program for konsekvensutredning, ønsker direktoratet en vurdering av om lys fra innretningen kan være en problemstilling for sjøfugl, og en vurdering av mulige tiltak for å redusere belysning dersom dette er relevant og innenfor sikkerhetsmessig forsvarlige rammer. Miljødirektoratet viser til OSPARs retningslinjer for å redusere effekter på fugl fra belysning på offshore innretninger (OSPAR agreement 2015-08).

NINA har vurdert mulige virkninger /6/.

### 10.1 Mulige virkninger

Såkalt lysforurensning kan ha en rekke kilder som lys fra byer og industrianlegg, større veier, fyrlykter, fiskebåter, større fartøyer og gassflammer fra offshore olje- og gassinstallasjoner. Mulige effekter av kunstig lys på levende organismer inkluderer blant annet forstyrrelser i døgnrytme, årstidsrytmer (bl.a. tidspunkt for vandring og migrasjon), endringer i tidspunkt for fødesøk samt forstyrrelser i navigasjon under migrasjon og andre forflytninger /6/.

Ved normal drift vil lyskilden fra Johan Castberg være fra produksjonsskipets boligkvarter og prosessområde. Forsyningsbåter og beredskapsfartøy vil utgjøre mindre lyskilder. I perioden september-mars vil omlasting av olje foregå i mørke/tussmørke. Det vil være 1-2 omlastinger per uke.

Det er svært få studier som beskriver effekter av lys fra installasjoner på havet. Oljeplattformer kan ha en betydelig effekt på migrerende fugler, men dette gjelder først og fremst for spurvefugler, vadefugl og ender som kan kretse rundt lyset fra en plattform under høsttrekket som ofte skjer i mørket. Imidlertid er det kontinuerlig dagslys i det aktuelle området fra slutten av april til slutten av august (jf. Figur 5-17 side 70). I denne perioden vil det ikke være noen effekter på fugler av belysning fra produksjonsskipet eller lasteskip.. Vår og høsttrekket til gjess, snøspurv, rødnebbterne, joer og vadefugl foregår i perioden med konstant dagslys, og det forventes derfor ikke noen effekter av lys fra Johan Castberg på trekkende fugl.

I høst-vinterperioden der lys fra produksjonsskipet vil kunne ha en potensiell effekt, vil de fleste sjøfugl i området kunne påtreffes (jf. kapittel 5.9). Dette gjelder først og fremst lunde, lomvi, polarlomvi, krykkje, alke og havhest. Imidlertid vil det ikke kunne være mulig å forutsi noe om effekter, annet enn at det kanskje kan forventes at fugler til en viss grad tiltrekkes av lys, og i enkelte tilfeller vil kunne nyttiggjøre seg dette ved fødesøk i nærområdet.

### 10.2 Vurdering av tiltak ved behov

Avbøtende tiltak som er beskrevet i forhold til lysforurensning fra oljeplattformer, er å slå av lyset for en periode hvis man oppdager at det har samlet seg mye fugl rundt installasjonen. Et annet alternativ er at man i den mest intensive fugletrekkperioden har faste sykluser der lyset slås av i et visst antall minutter hver time eller halvtime /6/.

Det vil ikke være et aktuelt tiltak å slå av lyset på produksjons- og lasteskipet, selv ikke et par minutter. Dette er ut fra operasjonelle-, sikkerhetsmessige- og beredskapsmessige hensyn.

Det vil også måtte avkrefte/bekreftes i drift om lyset har en signifikant påvirkning på fugl. Eventuelle tiltak må vurderes og implementeres etter behov. Effektivitet av tiltak må også vurderes opp mot andre forhold, spesielt sikkerhetsmessige og praktiske forhold.

## 11 Håndtering av avfall

### 11.1 Oljeholdig borekaks/borevæske

Det er laget en egen væskegjenvinningsplan for boreoperasjonene. Oljeholdig borekaks/brukt borevæske vil bli transportert til land for gjenvinning av borevæske og avfallsminimering. Renset borekaks vil bli sendt til godkjent sluttdisponering. (jf. kapittel 3.3.2 side 30)

### 11.2 Oljeholdig sand

Det er ikke forventet sandproduksjon fra reservoarene. Dersom sand likevel skulle opptre i fremtiden, vil dette være mindre mengder, og sandpartiklene vil bli fanget i en sandsyklon. Dersom oljevedhenget skulle være mindre enn 1% olje/sand vil utslippet gå til sjø. Alternativt dersom oljevedhenget er større enn 1%, vil dette på samme måte som for oljeholdig borekaks bli transport til land, renset og sendt til godkjent avfallsdisponering.

### 11.3 Annet avfall

Det er blitt utarbeidet en avfallsplan for Johan Castberg FPSO. Avfallsplanen beskriver hvilke avfallskategorier og mengder som forventes å ville oppstå. Basert på dette er det laget forslag til hvor oppsamlingsstasjoner for ikke-farlig og farlig avfall bør plasseres. Det vil bli innført et system for kildesortering. Avfallsplanen beskriver også hvordan de ulike kategorier med avfall skal behandles på en sikker og trygg måte i samsvar med myndighetskrav.

Ikke-farlig avfall kan ofte bli gjenbrukt eller resirkulert. Mesteparten av ikke-farlig avfall vil oppstå i boligkvarteret, og er avhengig av antall personer om bord. Dette er definert som husholdningsavfall, typiske fraksjoner her er matavfall, metall, glass, plast, papir, papp, elektrisk (EE) avfall og restavfall. Annet ikke-farlig avfall vil bli generert i verksteder og under vedlikehold, typiske fraksjoner er metall og trevirke. Matavfall vil bli kvernet opp og sluppet ut til sjø, alt annet husholdningsavfall og avfall fra vedlikehold vil bli kildesortert og sendt til land for videre avfallshåndtering. Kildesorteringen er lagt opp til å samsvare med de muligheter mottaksanleggene på land har for gjenbruk og resirkulering. Rapport over type og mengder avfall vil bli utarbeidet, og innarbeidet i miljøregnskapet for feltet. Årsrapporten som oversendes til forurensningsmyndighetene vil inneholde en oppsummerende avfallsrapportering.

Farlig avfall vil bli skilt ut og lagret adskilt fra annet avfall, merket, deklart og sendt separat til autorisert avfallsmottak på land, i henhold til kravene i avfallsforskriften. Farlig avfall som oppstår under drift og vedlikehold, kan være oljerester, smøreolje, spraybokser, maling, LED-avfall, batterier og kjemikalieavfall fra laboratoriet. Medisinsk avfall (eksempelvis sprøyter og bandasjer) vil også bli merket og håndtert separat som smittefarlig avfall.

Farlig avfall kan også oppstå fra produksjonsprosessen. Dette kan være brukte kjemikalierester, oljerester, rester av oljeholdig vann og produsert sand. Dersom avleiringer fra rørledninger, tanker og prosessutstyr skulle oppstå, kan dette være lavradioaktivt avfall, såkalt LRA. Dette vil da bli samlet opp, klassifisert og transportert på en trygg måte til et mottaksanlegg som er godkjent av myndighetene.



## 12 Uhellsutslipp, lekkasjedeteksjon og oljevernberedskap

Dette kapitlet fokuserer på de større uhellsutslippene av olje og sannsynligheten for at disse skal skje. Mindre uhellsutslipp er kun kort omtalt.

Den miljørettede risikoanalysen (MRA) fra 2012 for uhellsutslipp i forbindelse med planlagt aktivitet ved Johan Castberg er oppdatert som del av denne konsekvensutredningen. Analysen er gjennomført av Akvaplanntiva, Sense /4/, og resultater fra analysen er oppsummert i kapittel 12.2. Kapittel 12.3 beskriver forebyggende tiltak for å hindre eller redusere sannsynligheten for uhellsutslipp av olje, inkludert lekkasjedeteksjon. Kapittel 12.4 oppsummerer foreløpig beregning av beredskapsbehov. Statoil 2017 /10/

### 12.1 Mindre uhellsutslipp

For boreoperasjoner vil det kunne forekomme uhellsutslipp av borevæsker. Normalt vil eventuelle utslipp av borevæsker omfatte relativt små volumer, anslagsvis mindre enn 10 m<sup>3</sup>. vannbaserte borevæsker vil normalt fortynnes og spres ut i vannmassene, mens oljebasert borevæsker kan akkumuleres i sedimentene eller danne en tynn oljefilm på overflaten.

Historisk sett er de hyppigst forekommende uhellsutslipp i en driftsfase mindre utslipp av hydraulikkolje og andre oljebaserte produkter knyttet til prosessanlegg og dekksonråder på innretninger. Utslippene er kun unntaksvis større enn 100 liter. Virkningen av uhellsutslipp av mindre mengder borevæske eller kjemikalier på Johan Castberg-feltet vurderes som ubetydelige, og omtales ikke i det videre.

Andre utslipp er lekkasjer på ventiler knyttet til sjøbunnsinstallasjoner og injeksjon av kjemikalier i brønnstrømmen, hvor utslippsvolumene kan bli relativt store (>100 m<sup>3</sup>). De minste volumene som er vurdert i MRA (2017) er utslipp ned til 500 m<sup>3</sup>.

### 12.2 Miljørisikoanalyse (MRA) og mulige konsekvenser av et eventuelt større uhellsutslipp av olje

#### 12.2.1 Generelt om miljørisikoanalyser og definerte ulykkeshendelser på Johan Castberg

Formålet med miljørisikoanalyser er å gi grunnlag for aktivt å styre og redusere miljørisiko for uønskede hendelser, og skal blant annet gi svar på om Statoil sine akseptkriterier for denne type risiko møtes og hvilke tiltak som vil måtte iverksettes. En miljørettet risikoanalyse danner grunnlag for en beredskapsanalyse, der aktuelle beredskapstiltak evalueres og implementeres i en detaljert beredskapsplan for den planlagte aktiviteten. Miljørisikoanalysen og beredskapsanalysen er en del av søknaden operatøren må levere til myndighetene for å få tillatelse til forurensende virksomhet (Miljødirektoratet) og samtykke til aktiviteten (Petroleumstilsynet).

Miljørisikoanalysen angir både sannsynlighet for gitte utslippshendelser og skadepotensialet knyttet til disse. Miljørisikoanalysen tar ikke hensyn til effekten av de beredskapstiltak som planlegges.

Petroleumsindustrien har gjennom OLF (nå NOROG; Norsk Olje og Gass) utviklet en standard metodikk for gjennomføringen av miljørisikoanalyser, MIRA-metoden, som anvendes på norsk sokkel, og som også er lagt til grunn for analysen for Johan Castberg.

Miljørisikoanalysen gjennomføres i flere trinn. Første trinn er å beskrive hvilke hovedtyper av hendelser som kan opptre (f.eks. en utblåsning fra en boring, utlekking fra lagertanker, uhell ved lasting etc). Dette betegnes som DFU (Definert fare- og ulykkeshendelse). Miljørisikoanalysen for Johan Castberg-feltet /3/ har vurdert seks ulike DFU som vist i Tabell 12-1.

Deretter bestemmes tid og sted for et mulig utslipp, utslippsrate og varighet av utslipp, oljetype og om det er utslipp på havbunnen eller på havoverflaten. Hver utslippsrate og tilhørende varighet for en DFU har en beregnet sannsynlighet for å kunne skje.

En DFU (eksempelvis brønnhendelser, DFU1 og DFU 2) kan også bestå av en eller flere kombinasjoner av rater og varigheter med tilhørende sannsynlighet, kalt «scenario/enkeltscenario». For disse DFUene opererer en derfor med vektet rate og sannsynlighet. Vektet rate for overflateutblåsning og sjøbunnsutblåsning ved produksjonsboring (DFU 1) er begge 8100 Sm<sup>3</sup>/d. Vektet varighet er 9 døgn ved overflateutblåsning og 16 døgn ved sjøbunnsutblåsning. Den samme vektete varigheten opptrer for DFU 2, men hvor raten er 4200 Sm<sup>3</sup>/d. Kombinasjonen av utslippsrate og –varighet som har høyest frekvens for DFU 2 er et overflateutslipp på 4 200 Sm<sup>3</sup>/døgn i 2 døgn. Den lengste forventede varigheten av utblåsning ved Johan Castberg, og den hendelsen som har minst sannsynlighet for å inntreffe, er beregnet til 70 døgn.

Rater, varigheter og sannsynligheter for de andre definerte utslippshendelsene er gitt i Tabell 12-1.

Tabell 12-1 Definerte fare og ulykkeshendelser for Johan Castberg-feltet

Hendelse	Rate	Sannsynlighet	Varighet
DFU 1 Ukontrollert utstrømning under produksjonsboring	8100 <sup>1)</sup> Sm <sup>3</sup> /døgn	Avhengig av rate og varighet som varierer fra 2-70 døgn, hvor 2 døgn er mest sannsynlig	Vektet varighet 16 døgn (sjøbunn), 9 døgn (overflate)
DFU 2 Ukontrollert utstrømning (fra brønn) under produksjon, ved komplettering eller kabeloperasjoner	4200 <sup>1)</sup> Sm <sup>3</sup> /døgn		
DFU 3 Utslipp fra FPSO lagertank	16 600 Sm <sup>3</sup>	4,4x10 <sup>-5</sup> (≈hvert 23.000 år)	2 døgn
DFU 4 Utslipp fra skytteltanker på feltet	12 000 Sm <sup>3</sup>	9,5x10 <sup>-4</sup> (≈hvert 1000 år)	2 døgn
DFU 5 Utslipp fra stigerør/feltinterne rør			
-basert på lengste rør med Skrugard og Havis i produksjon	500 Sm <sup>3</sup>	9,7 *10 <sup>-3</sup> (≈hvert 100 år)	1 døgn
-basert på lengste rør etter Drivis kommer i produksjon	800 Sm <sup>3</sup>	1,67 x 10 <sup>-2</sup> (≈hvert 60 år)	
DFU 6 Utslipp under omlasting fra FPSO til skytteltanker	1000 Sm <sup>3</sup>	1,1x10 <sup>-2</sup> (≈hvert 100 år)	1 time

<sup>1)</sup> DFU 1 og DFU 2. Beregnede utblåsningsrater med tilhørende fordeling av utslippsvarigheter er gitt i Tabell 7 i MRA 2017 /4/

I oljedriftsmodelleringene kjøres mange enkeltsimuleringer av hvert scenario (en kombinasjon av en rate og en varighet) med et tusentalls kombinasjoner av strøm, vind og is, slik at man oppnår tilstrekkelig statistikk over utfallsrommet dersom hendelsen med et gitt scenario inntreffer. På basis av disse defineres influensområdet (eller det statistiske influensområdet). Det er det geografiske området hvor et oljesøl med en gitt sannsynlighet vil spre seg.

Vanligvis uttrykkes influensområdet som det området hvor, ved en gitt hendelse, det er mer enn 5% sannsynlighet for at det vil kunne være mer enn 1 tonn olje på overflaten i en 10x10 km rute. Influensområdet kan også illustreres som området som mottar en sannsynlig mengde olje på overflaten i en 10x10 km rute.

I de tilfellene hvor en har flere scenarier som inngår i en DFU (flere kombinasjoner av rater, varigheter og sannsynlighet), slik som for brønnhendelser, vil oljedriftssimuleringene representere et vektet estimat for olje

i en rute og en vektet treffsannsynlighet. For disse DFUene aggregeres alle scenariene basert på en rate- og sannsynlighetsfordeling.

Det er viktig å påpeke at et gitt uhell ikke vil spre seg i hele influensområdet, men at det viser en yttergrense for mest sannsynlige berøring. Influensområdet benyttes til å vurdere skadeomfang i forhold til potensiale for treff av biologiske ressurser og for planlegging av beredskapsinnsats.

I miljørisikoanalysen er enkeltsimuleringer vist for å illustrere hvordan et faktisk utslipp vil kunne spre seg over tid. Simuleringen får et historisk starttidspunkt (dato og klokkeslett) med tilhørende strøm og vinddata for den påfølgende tiden simuleringen pågår. Enkeltsimuleringen kan benyttes til å vise hvordan én enkelt hendelse ville forløpt om den hadde startet på det bestemte tidspunktet. Ved et eventuelt reelt utslipp benyttes operative oljedriftsmodeller sammen med reelle vær og vinddata til å koordinere beredskapsinnsatsen. Et eksempel på en enkeltsimulering fra analysen er gitt i neste kapittel.

### 12.2.2 Resultater fra oljedriftmodellering

Utslippshendelsene som gir hovedbidraget til miljørisiko er utblåsninger som en konsekvens av tap av brønnkontroll. Tap av brønnkontroll og påfølgende utblåsning fra brønnen kan inntreffe under boring, produksjon, komplettering og kabeloperasjoner (DFU1 og DFU2).

Høyaktivitetsåret for Johan Castberg vil være i 2022 med boring av 8 brønner. Influensområdet med treffsannsynlighet (området med mer enn 5 % sannsynlighet for å bli truffet med mer enn 1 tonn olje i en 10x10 km rute) er vist i Figur 12-1 for hendelser som medfører utslipp til sjøbunnen ved utblåsning fra produksjonsboring (alle scenarier for DFU 1 og statistikk for hele året). Sesongvariasjoner og andre influensområder for andre DFUer kan sees i analysen /3/.

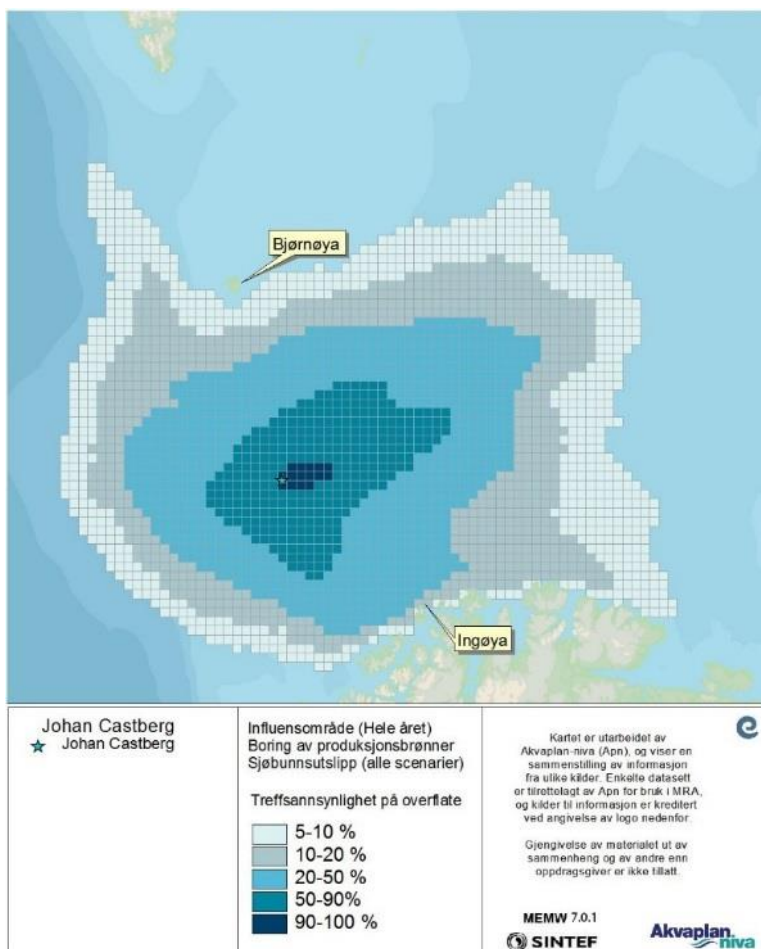
Ved en ukontrollert utstrømning av olje under boring, produksjon eller ved brønnintervensjon (DFU 1 og DFU 2) vil utslippet kunne nå land. Kysten av Finnmark har høyere treffsannsynlighet enn Bjørnøya.

Sannsynligheten for stranding ved de største og mest langvarige hendelsene, og dermed de hendelsene som har minst sannsynlighet for å inntreffe, er modellert til 21 – 23 %, avhengig av sesong. Sannsynligheten for stranding er vesentlig mindre for de resterende hendelsestypene, DFU 3-6, avhengig av værforhold og dermed avhengig av sesonger (2-5 %).

Korteste drivtid til land (95-persentil), ved en ukontrollert utstrømning er funnet å være fra 20-26 døgn, avhengig av sesong, til Finnmarkskysten. Korteste drivtid til Bjørnøya, som har lavere treff-sannsynlighet, er beregnet til mer enn 90 døgn.

De største strandede mengdene på Finnmarkskysten varierer fra 1011 tonn (for oktober-desember) til 6546 tonn (for april-juni). For andre utslipp enn utblåsninger er stranding kun registrert for noen få simuleringer.

Figur 12-1 Statistisk influensområde til et uhellutslipp ifm. Produksjonsboring, vektet scenarie (i et høyaktivetsår)



Kilde Akvaplan-niva, Sense/3/. Sjøbunnsutslipp, alle rater og varigheter. Temperatur, vind, strøm, og bølgedata for hele året

Til å illustrere en enkelthendelse som representerer et verstefallsscenario, er det valgt å vise den simuleringen fra scenariet med størst rate og lengste varighet som har 95-prosentilen av størst strandet mengde.

Dette er et sjøbunnsutslipp med rate 10000 m<sup>3</sup>/døgn som varer i 70 døgn.

Hendelsesfrekvensen for dette scenariet er  $2,27 \times 10^{-5}$  (dvs en hendelse hvert 350.000 år per brønn).

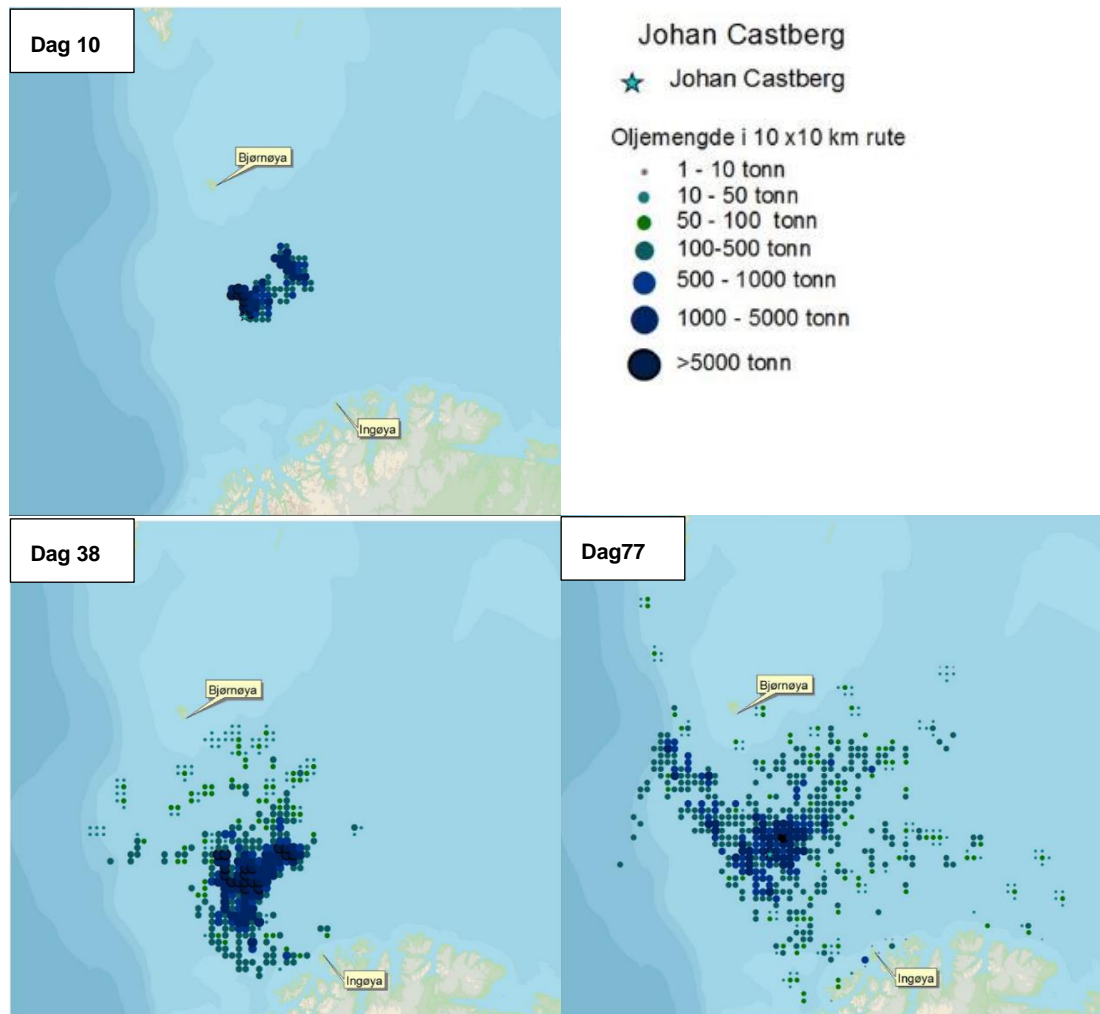
Simuleringen er vist for tidsstegene 10, 38 og 77 døgn etter utslippets start.

Dag 10: Utslipet dekker et areal som vist i kartet. Hoveddelen av utslippet befinner seg nord og øst for lokasjonen.

Dag 38: Utslipet dekker et areal som vist i kartet. De første oljemengdene strander langs Finnmarkskysten (tynne oljefilmer). Hoveddelen av utslippet befinner seg sør og øst for lokasjonen.

Dag 77: Utslipet stanses etter 70 døgn og har drevet videre i 7 døgn til dag 77. Det ligger olje i alle retninger rundt lokasjonen, og tynnere oljefilmer er spredt i større avstand. Totalt berørt areal er høyest på dette tidspunktet.

Figur 12-2 Eksempel på enkeltsimulering fra et verste falls scenario.

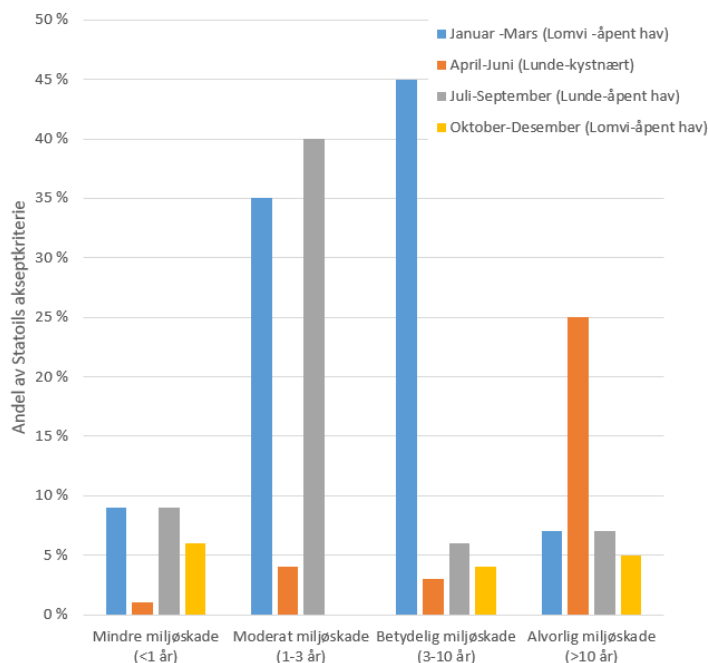


### 12.2.3 Miljørisiko og mulige konsekvenser av et eventuelt større utslipp av olje

Miljøriskoen beregnes for hver måned, og presenteres for hver av sesongene januar-mars, april-juni (hekkesesongen), juli-september og oktober-desember. Miljørisiko beregnes for biologiske ressurser i fire kategorier av alvorlighetsnivå, basert på antatt restitusjonstid for bestanden.



**Figur 12-3 Høyeste utslag i miljørisiko i hver skadekategori i hver sesong<sup>1)</sup>.**



Maksimale utslag i miljørisiko i de fire sesongene, for hver skadekategori, er gitt i figuren.

Verdiene i figuren representerer utslaget som en andel av Statoils feltspesifikke akseptkriterier for aktiviteten i hver skadekategori.

Tallene som er gitt i parentes for hver av skadekategoriene på den horisontale akse representerer forventet restitusjonstid etter MIRA-metoden, dvs. tiden det tar før den berørte bestanden av en gitt naturressurs er ført tilbake til 99 % av bestandsstørrelsen før hendelsen inntraff

<sup>1)</sup>Det er angitt verdier for den arten som ga høyeste utslag i forhold til Statoils akseptkriterier i en av skadekategoriene.

Miljørisiko for de 6 ulike DFUene er også plassert inn i Statoils miljørisikomatrix, som angir sannsynlighet for ulike kategorier av miljøskade (Figur 12-4). Rødt område indikerer ikke-akseptabel miljørisiko, grønt indikerer akseptabel risiko, mens gult er ALARP området. Aksepten for miljørisiko er lavere for de mest alvorlige konsekvenskategorier. Miljørisikoanalysen viser at den planlagte aktiviteten ved Johan Castberg feltet er akseptabel i forhold til Statoils feltspesifikke akseptkriterier for miljørisiko gjennom hele året.

**Figur 12-4 Statoils miljørisikomatrix, med DFUer og del-DFU innplassert mht. sannsynlighet for ulike skadekategorier.**

Sannsynlighet			$10^{-6}$ - $10^{-5}$	$10^{-5}$ - $10^{-4}$	$10^{-4}$ - $10^{-3}$	$10^{-3}$ - $10^{-2}$	$10^{-2}$ - $5 \cdot 10^{-2}$	$5 \cdot 10^{-2}$ - $0,3$	$0,3$ - $0,7$	$> 0,7$
Sannsynlighet			< 0,001%	0,001 - 0,01%	0,01 - 0,1%	0,1 - 1%	1 - 5%	5 - 25%	25 - 50%	> 50%
Konsekvens-kategorier	Restitusjonstid	Skadekategori								
1, 2, 3										
4, 5	1 måned - 1 år	Mindre	1 2A 3	2B 5	4 6					
6	1-3 år	Moderat	4 3	1 2B 2A 5	4 6					
7	3-10 år	Betydelig		2A 1 2B						
8, 9	>10 år	Alvorlig	2A	1 2B						

Kilde. Alvaplan niva Sense /4/. Den enkelte DFU er angitt med tall i matrisen, og den horisontale plasseringen angir sannsynligheten for den enkelte DFU innen det respektive intervallet. En gitt DFU vil kunne ha bidrag i flere konsekvenskategorier. DFU 2 er i tabellen delt i 2A (produksjon), 2B (komplettering) og 2C (kabeloperasjoner). DFU 2C har en sannsynlighet for miljøskade mindre enn  $10^{-6}$ , og er derfor ikke vist i tabellen.

Det er sjøfugl som i hovedsak er utslagsgivende for miljørisiko. Artene som er utslagsgivende for hver DFU i Figur 12-4 er vist Figur 12-5. Disse to figurene viser også at bidraget til den høyeste miljørisikoen i de mest alvorlige skadekategoriene er størst fra utblåsninger fra borer og komplettering (DFU 1 og DFU 2). Bidraget til miljørisiko fra utslipp fra FPSO og skytteltankere, utslipp fra rørledning/stigerør og under omlasting er lavere. For disse hendelsene er utslagene hovedsakelig i lavere skadekategorier. Potensialet for skade for hendelsene DFU3-DFU6, er mindre enn for utblåsninger med lange varigheter. Dette skyldes kortere varighet og mindre totalvolum, men høyere hendelsesfrekvens bidrar til å øke miljørisikoen.

### 12.2.4 Sjøfugl

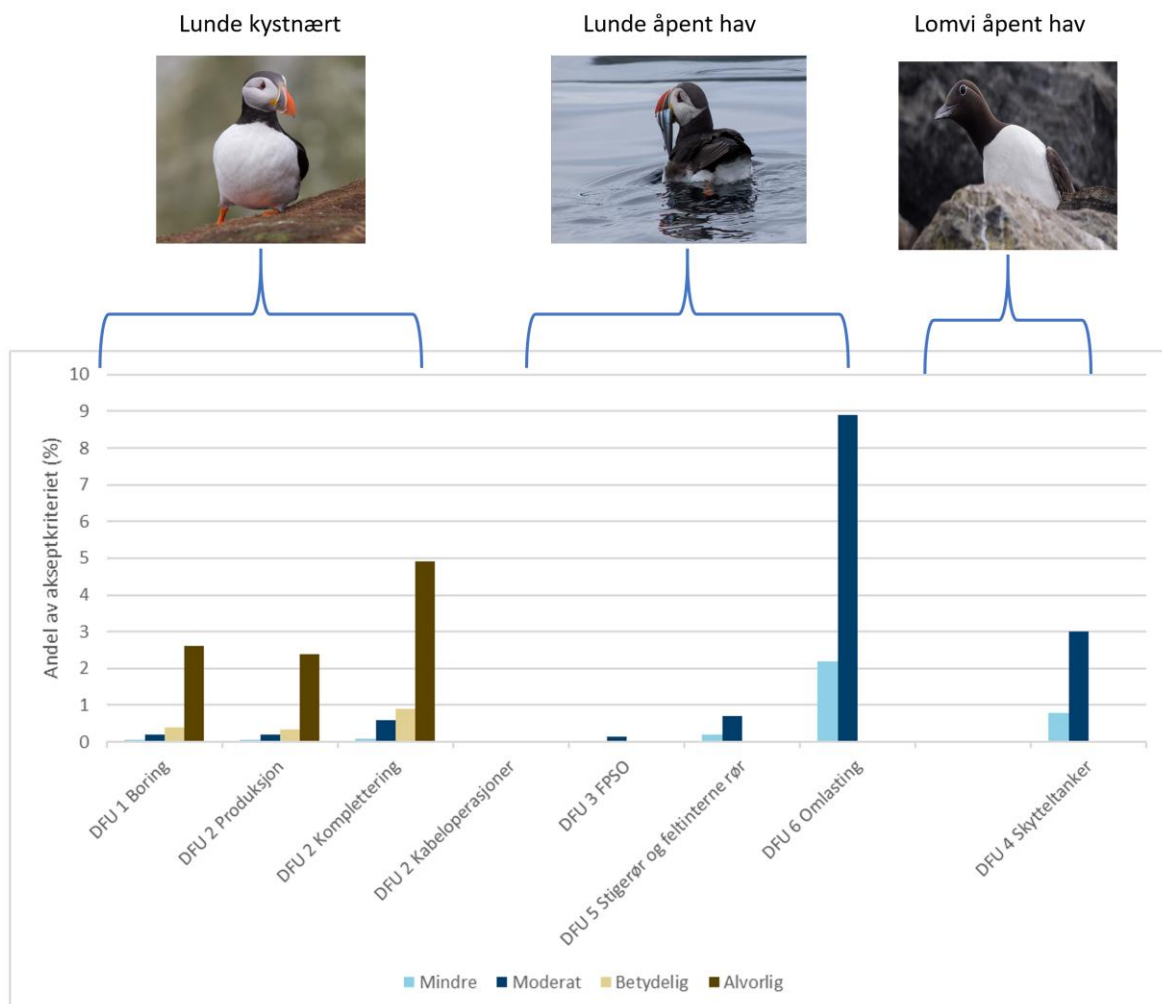
Figur 12-3 og Figur 12-5 viser at det er sjøfugl som er den mest sårbare ressursen i alle årets sesonger og sett over hele året. Alkefuglene (lomvi og lunde) gir størst utslag i miljørisiko. Disse pelagiske dykkerne er blant de mest sårbare, og de er tilstede i åpent hav innen influensområdet hele året.

Utslagene for sjøfugl i åpent hav er høyere enn utslagene kystnært utenom hekke-sesongen.

I hekkesesongen april til og med juni er det høyest miljørisiko for kystnær sjøfugl da det er mange kolonier langs Finnmarkskysten og på Bjørnøya. (jf. kapittel 5.9). Næringssøkområdet for hekkefuglene kan gå opptil 100 km ut fra kolonien.

Miljørisikoen uttrykt som sannsynligheten for miljøskade er høyest i månedene juli til og med mars for moderat miljøskade, mens sannsynligheten for betydelig eller alvorlig miljøskade er høyest i perioden januar til og med juli.

Figur 12-5 Bidrag fra den enkelte DFU til miljørisiko sett over hele året



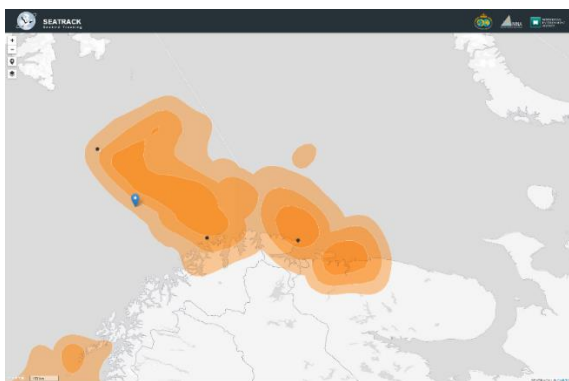
Kilde: Akvaplan-niva, Sense /3/. (Foto Cathrine Stephansen). Bidrag fra den enkelte DFU til miljørisiko sett over hele året for Johan Castberg. Figuren viser også mest utslagsgivende art for den enkelte DFU.

### Januar-Mars

I denne perioden er det lomvi som blir vurdert til høyest miljørisiko med 45% av akseptkriteriet i skadekategorien betydelig og 35% av akseptkriteriet i skadekategorien «moderat».

Dette har sammenheng med relativ høy grad av overlapp mellom influensområde og utbredelsesområde og at lomvi sårbar art som har hatt kraftig bestandsnedgang på fastlandet /6/. Figur 5-32 side 89 viser utbredelse og nøkkelinformasjon for lomvi. Figur 12-6 viser lomvi data fra SEATRACK:

Figur 12-6 Senvinterutbredelsen (februar-april 2016) til 108 lomvi fra seks kolonier (sterkest farge er størst tetthet)



Kilde: Nina /6/ fra SEATRACK

Sporingsdataene viser at lomvi fra blant annet Sklinna, Jan Mayen, Hornøya, Hjelmsøya, Kola og Bjørnøya oppholder seg i havområdet mellom Bjørnøya og Finnmarkskysten.

Fra mars begynner lomviene å samles i hekkekoloniene og de vil dermed foreta fødesøksturer til havs med base i hekkekolonien. Havområdet blir dermed svært viktig i forhold til mat for lomvi fra Bjørnøya og koloniene på Finnmarkskysten, som for eksempel Hjelmsøya.

Det betyr at gitt en hendelse som tar livet av en viss andel av lomviene som befinner seg i området, så vil en i tillegg til hekkebestanden fra Bjørnøya og Finnmarkskysten kunne ramme hekkebestandene til kolonier fra lengre sørover norskekysten samt lomvier fra Russland og Jan Mayen /6/.

### April-Juni

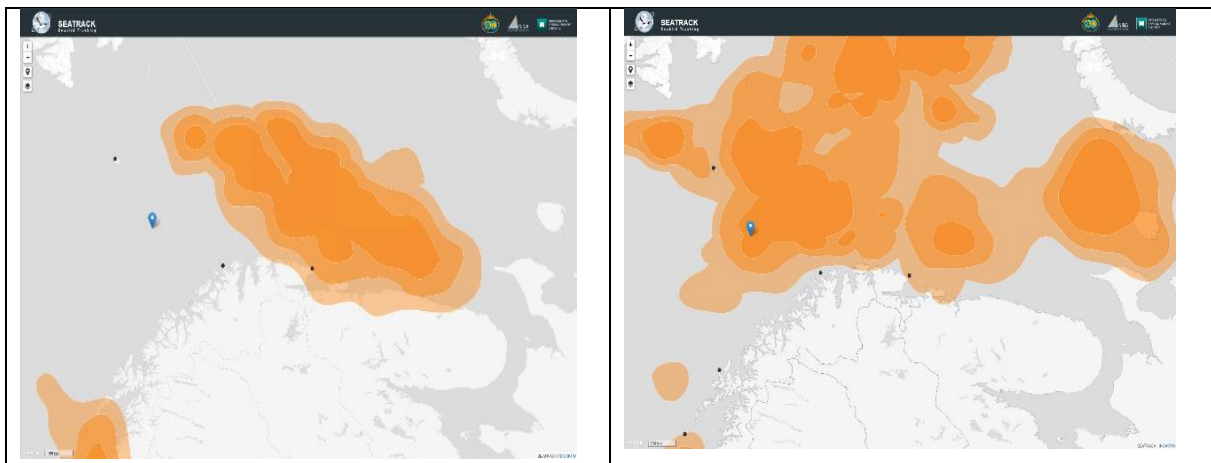
I denne perioden er det lunde og alke som befinner seg kystnært som blir vurdert å gi høyest bidrag til miljørisiko. Henholdsvis 25% og 24 % av akseptkriteriet i skadekategori «alvorlig». Figur E 2 i vedlegg E viser at både alke og lunde har store hekkekolonier på blant annet Hjelmsøya og Gjesværsstappan. I hekkeperioden har disse artene tilhold i områdene rundt disse koloniene, og det vil være store konsentrasjoner langs hele Finnmarkskysten /6/. Figur 5-31 for lunde side 88 og Figur E 3 for alke viser sesongmessige utbredelser.

### Juli-September

Perioden juli-september markerer slutten på hekkeperioden og overgang til høsten der mange sjøfugler går inn i fjærskifte (myting), og ikke er flygedyktige for en periode. Dette er derfor en svært sårbar periode for sjøfugl i forhold til olje på sjø. Lunde på åpent hav slår høyest ut med 40% av akseptkriteriet i skadekategorien «moderat». Lunde som befinner seg kystnært slår ut med 14% av akseptkriteriet i skadekategorien «alvorlig».

SEAPOPSs åpent hav database viser stor sannsynlighet for å påtreffe lunde, spesielt i området mellom Johan Castberg og Finnmarkskysten i denne perioden (Figur 5-31 side 88). Dataene fra SEATRACK viser at Barentshavet rundt og øst for Bjørnøya er svært viktige områder for lunde om høsten. Alle de sporete koloniene (totalt antall 10) er representert i området, bortsett fra koloniene fra Island og Skottland. Data fra august-oktober 2014 der til sammen 103 lundefugler er fulgt med lysloggere viser en høyere konsentrasjon av lundefugl nærmere Finnmarkskysten og Johan Castberg sammenlignet med data fra høsten 2015 (Figur 12-7). Dette viser at fordeling og tetthet av lundefugl i Barentshavet vil variere fra år til år.

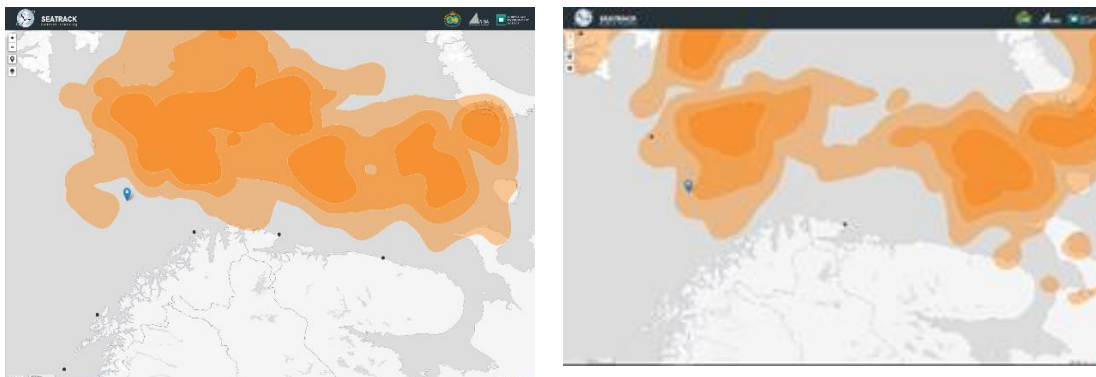
Figur 12-7 Høstutbredelsen (august-oktober) 2015 (til venstre) og 2014 (til høyre) til 122 lunder i 2015 og 103 lunder i 2014 fra sju kolonier



Kilde: Nina /6/ fra SEATRACK

Sporingsdataene indikerer at lomvi fra blant annet Sklinna, Jan Mayen, Hornøya, Hjelmsøya, Færøyene, Kola og Bjørnøya bruker et område nord for Kolakysten og Finnmark intensivt i en periode på høsten. Dette er relativt ny kunnskap (Figur 5-32 side 89). Sporingsdatene vist i figuren under indikerer at polarlomvi fra blant annet Alkefjellet på Svalbard, Bjørnøya og Hornøya bruker et område øst for Johan Castberg og Bjørnøya i høstperioden (Se også Figur E 5 side 204).

Figur 12-8 Utbredelse til Lomvi (til venstre) og polarlomvi (høyre) etter hekkesesongen og i perioden for svømmetrekk mot øst i Barentshavet



Lomvi: SEATRACK har data fra 108 lomvi i august-oktober 2015 fra 9 forskjellige kolonier

Polarlomvi: SEATRACK data for høstutbredelsen (august-oktober 2015) til 102 polarlomvi fra fire kolonier

Kilde: Nina /6/ fra SEATRACK

Når det gjelder polarlomvi så viser data fra SEAPOP store tettheter i havområdet øst for Bjørnøya og Svalbard. Lyslogger studier viser at hekkepopulasjonen av polarlomvi på Finnmarkskysten trekker til havområdet nord for Finnmark og Kola om høsten, men ikke lengre nord enn dette. Polarlomvi som hekker på Bjørnøya ser ut til å oppholde seg i området rett øst for Bjørnøya og Johan Castberg i høstperioden. Data fra SEATRACK tyder på at det er polarlomvi som hekker i Barentshavet som oppholder seg her om høsten. For eksempel ser det ut som polarlomvi som hekker på vestkysten av Spitsbergen (Isfjorden) har et svømmetrekk som går vestover, mens Polarlomvi fra østkysten av Spitsbergen (Alkefjellet) trekker østover inn i Barentshavet om høsten.

### Svømmetrekk til lomvi og polarlomvi

På Hornøya på Finnmarkskysten hopper lomviene fra fuglefjellet i løpet av juli, i gjennomsnitt litt før midten av juli. På Bjørnøya skjer det litt senere, vanligvis mellom like etter 20 juli og mot midten av august med en topp i begynnelsen av august.

Ungen følges vanligvis av hannen som forer den under oppveksten fram til den er uavhengig i en alder av 4-8 uker (polarlomvi) og 10-12 uker (lomvi). I denne perioden skifter de voksne fjær og er flygeudyktige i 45-50 døgn. Svømmetrekket foregår i en periode med bortimot konstant dagslys, noe som gjør at data fra lysloggere gir posisjoner med stor usikkerhet i dette tidsrommet.

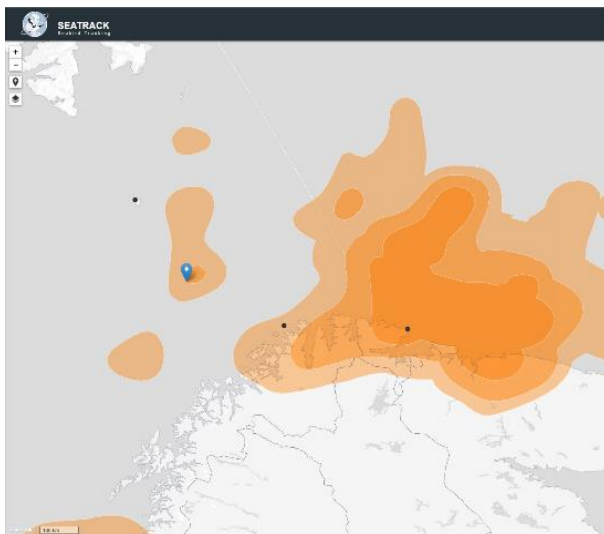
Lomvi fra både Finnmarkskysten og Bjørnøya flytter seg (svømmer) til området nord og øst for Øst-Finnmark litt senere ut på høsten (august-oktober), der de også oppholder seg deler av vinteren (Figur 5-32). Det er derfor god grunn til å anta at svømmetrekket til lomvi foregår sørøstover fra Bjørnøya og at en hel del vil kunne passere nært Johan Castberg.

Svømmetrekket fra Finnmarkskysten antas å gå mer eller mindre i øst-nordøstlig retning, og en mindre andel av lomvi fra Finnmarkskysten vil kunne rammes ved en hendelse på Johan Castberg.

### Oktober-Desember

Høyeste bidrag til miljørisiko for denne perioden er for lomvi, med 26% av akseptkriteriet i skadekategorien «moderat».

Figur 12-9 Vinterutbredelsen (november 2015-januar 2016) til 108 lomvi fra seks kolonier



Kilde: Nina /6/ fra SEATRACK

SEATRACK har data fra 108 individer fra november 2015 - januar 2016 fra 9 forskjellige kolonier.

Sporingsdataene viser at lomvi fra blant annet Sklinna, Jan Mayen, Hornøya, Hjelmøya, Kola og Bjørnøya fortsatt oppholder seg i det samme området som i høstperioden, i Barentshavet nord for Kola og Øst-Finnmark.

Dette er relativt ny kunnskap da deler av dette området er utenfor det som er kartlagt fra åpent hav dataene i SEAPOP (Figur 5-32 side 89).

## 12.2.5 Bjørnøya og iskantsonen

Bjørnøya og iskanten er berørt av enkeltsimuleringer, spesielt i scenarier med lange varigheter. Omfanget av overlappet er likevel meget begrenset. Disse scenariene har lav sannsynlighet for å inntreffe /4/. Generelt vil risikoen for å eksponere fauna tilknyttet iskanten være størst i mars-april, når iskanten er lengst sør, og mindre resten av året. På grunn av lang drivtid vil de letteste oljekomponentene være fordampet før et eventuelt treff skjer. Miljørisiko for strandhabitater på Bjørnøya er svært lav som resultat av lav strandingssannsynlighet.



Både miljørisikoen og konsekvens av et eventuelt uhellsutslipp er vurdert som liten for Bjørnøya og iskanten, primært som et resultat av lite overlapp og lang drivtid /2 og 3/.

### 12.2.6 Fisk

I motsetning til sjøfugl og marine pattedyr, som hovedsakelig rammes av fysiske effekter av olje, vil fisk eksponeres for enkeltkomponenter av olje som blandes i vannsøylen. Fisk skiller seg også fra andre ressurser ved at voksne individer og til en viss grad yngel (større enn ca. 2 cm) ser ut til å skjermes for effekter ved at de aktivt kan unngå oljeforurensset vann. Egg og larver, som forekommer konsentrert i avgrensede områder over en kort periode, har begrenset svømmekapasitet og kan ikke unnvike eksponering. Gyteområder er derfor sårbare for oljeforurensning i vannmassene. Dette er i tråd med feltobservasjoner som har vist liten dødelighet av voksen fisk etter oljeutslipp /3/.

Siden fiskeegg og fiskelarver er mer følsomme overfor hydrokarboner i vannmassene enn voksen fisk, vil de største skadene kunne oppstå i vår/sommerperioden når disse livsstadier driver med vannmassene. Det er særlig egg og larver av blåkveite, hyse, lodde, snabeluer og torsk som naturlig vil kunne forekomme rundt Johan Castberg (jf. kapittel 5.7). Feltet ligger utenfor de viktige gytefeltene i Barentshavet, og et eventuelt oljesøl vil dekke et lite område innenfor utbredelsesområdene for fiskeegg og-larver. I tillegg er den naturlige dødeligheten stor på de yngste stadiene hos fisk og gyteproduktene er spredt over store områder. Et utslipp vil derfor vanligvis bare kunne ramme en mindre del av årsklassen av egg og larver.

Begrensede deler av gyteområdene for artene kveite og NØA-hyse overlapper med områdene med en sannsynlig THC-konsentrasjon over 50 ppb gitt et større utilsiktet oljeutslipp fra Johan Castberg. Miljørisikoen kan betegnes som svært lav for fisk /4/, og konsekvensen dersom et uhell skulle skje som ubetydelig /3/.

### 12.2.7 Marine pattedyr

I miljørisikoanalysen /4/ er de to kystselene steinkobbe og havert analysert kvantitativt, mens øvrige marine pattedyr (sel og hval) er analysert kvalitativt eller semikvantitativt. Kunnskapen om hvalers utbredelse er fortsatt mangelfull, fremfor alt utenfor den perioden da telletokt er regelmessig gjennomført (juli-august).

Utslagene i miljørisiko vurderes som lave for alle analyserte arter av marine pattedyr. Maksimale utslag for kystsel er 0,8 % av Statoils akseptkriterier (havert, Vesterålen-Finnmarksbestanden, i perioden oktober-desember). Det er funnet en begrenset grad av overlapp mellom influensområdet for Johan Castberg-feltet og viktige leveområder for finnhval, knølhval, nebbhval, spermhval og vågehval. Konfliktpotensialet vurderes samlet sett som lavt for alle disse artene /4/.

### 12.2.8 Konklusjon

Et uhellsutslipp av olje fra Johan Castberg feltet representerer størst miljørisiko for sjøfugl. Det største utslaget i den alvorligste skadekategorien er i hekkesesongen og da for lunde. Lunde har også høyest risiko i åpent hav på sommeren. Fra oktober til mars er det lomvi i åpent hav som har høyest risiko.

Det er større sannsynlighet for at oljen når kysten av Finnmark enn Bjørnøya, med størst mengde strandet olje i april-juni. Miljørisiko for andre dyregrupper og sensitive habitater (inkludert iskanten) er beregnet som liten, og konsekvens for disse dersom et utslipp skulle skje, vurderes også som begrenset.

Miljørisikoanalysen viser at miljørisikoen for boring og produksjon av Johan Castberg feltet er innenfor Statoil sine akseptkriterier.

### 12.3 Designtiltak, lekkasjedeteksjon og andre forebyggende tiltak

Tiltak for å hindre uhellsutslipp samt beredskapstiltak for å begrense skadevirkning dersom uhellet skulle skje, er omtalt i dette kapitlet og i neste kapittel.

Tiltak for å hindre og begrense hendelser er delt inn i tekniske, organisatoriske og operasjonelle barrierer. Her er tekniske og organisatoriske barrierer til en viss grad beskrevet, mens operasjonelle barrierer etableres i en senere fase.

#### 12.3.1 Designtiltak

##### Boring

Under boring, komplettering og brønnintervensjoner vil det være to uavhengige barrierer tilgjengelig under operasjonen for å hindre utilsiktet utstrømning fra brønnene

##### Oppsamling av spill

For å hindre mindre utslipp til sjø vil man designe anlegg og utstyr på en slik måte at eventuelle søl vil bli fanget opp av barrierer (kanter), og ikke går til sjø. Det vil være nivååmalere og alarmer i oljetanker og kjemikalietanker for å hindre overfylling, og varsle om lekkasjer.

##### Rørledninger

«Rør i rør» produksjonsrørledningen blir designet for å tåle ytre påkjenninger gjennom levetiden. Gassinjeksjonsrørledningen vil bli lagt inntil den større «rør i rør» produksjonsrørledningen for beskyttelse mot ytre skade.

##### Lekkasje fra lagringstank på FPSO

FPSO vil ha doble vegger (double hull), slik at risiko for lekkasje hvis et annet fartøy skulle støte mot den er liten. Det er for tidlig å si noe om operasjonelle tiltak i denne rapporten. Dette vil framgå av blant annet beredskapsplanen som skal foreligge i en senere fase.

##### Lekkasje fra lagringstank i skytteltanker

Skytteltankere som er planlagt brukt vil ha doble vegger (double hull), slik at risiko for lekkasje etter en kollisjon bli mindre enn ved enkelt skrog.

#### 12.3.2 Overvåking av skipstrafikk

Skipstrafikken vil overvåkes for å hindre kollisjoner med produksjonsskipet og andre fartøy på feltet, samt opprettholdelse av sikkerhetssoner.

Operasjonssenter overvåking og beredskap driver havovervåking av ca 70 forskjellige installasjoner for Statoil og andre operatører i Nordsjøen og Barentshavet. Overvåkingen foregår ved hjelp av radarer, AIS basestasjoner (Automatic Identification System), VHF stasjoner samt Kystverkets AIS kjede. Radarer er plassert med tanke på optimal dekning og sammen med AIS, danner dette grunnlaget for informasjon om all skipstrafikk rundt de overvåkede installasjonene.

For alle installasjoner det er inngått avtaler med, skal operasjonssenteret blant annet:

- Overvåke skipstrafikken samt alle maritime operasjoner rundt installasjonene innenfor radar/transponder sitt dekningsområde
- Søke å opprettholde kontroll med all maritim aktivitet innenfor definerte soner
- I samarbeid med beredskapsfartøy, holde alle fartøy borte fra områder med restriksjoner, herunder soner med forbud mot fiske, ankring, dykking osv.
- Assistere ved maritime redningsaksjoner i samarbeid med installasjonen og Hovedredningssentralene (HRS)

### 12.3.3 Lekkasjedeteksjon

#### Undervannsl lekkasjedeteksjon

Implementering av teknologi for deteksjon av undervannsl lekkasjer vil forhindre at små utslipp vedvarer over tid. For havbunnsrammene på Johan Castberg er ulike teknologier for lekkasjedeteksjon vurdert, blant annet akustisk deteksjon og dråpetelling. Teknologien som har blitt valgt er metan-sniiffere. Ved eventuelle lekkasjer fra produksjonsbrønner og havbunnsrammer vil disse snifferne oppdage olje og gass.

#### Lekkasjedeteksjon på produksjonsskipet og på beredskapsfartøy samt kartlegging under oljevernaksjoner

Det vil være ulike systemer for lekkasjedeteksjon på produksjonsskipet. For å overvåke spesielt lasteoperasjonene vil det bli installert et IR kamera med vidvinkel ved lastestasjonen bak på skipet. Eventuelle lekkasjer som måtte oppstå nedstrøms, vil også kunne oppdages av dette kameraet.. Det planlegges i tillegg å installere en ISPAS radar på skipet, dersom denne teknologien kvalifiseres. Teknologien er nå under kvalifisering på Edvard Grieg, og Statoil deltar her. Satellitradar vil inngå som en kapasitet både for deteksjon og kartlegging gjennom nedlasting av daglige radarbilder.

Statoil stiller krav til at beredskapsfartøy for oljevern har utstyr og rutiner for å oppdage olje samt kunne kartlegge oljeutbredelse i fm utslipp og en eventuell aksjon.

Dette vil inkludere oljedetekterende radar, IR kamera og mulighet for downlink av bilder tatt fra fly eller helikopter til bruk for å optimalisere innsatsen. Frekvens for nedlasting av radarbilder fra satellitt kan økes ifm en oljevernaksjon. NOFO har tilgang på aerostat (Ocean Eye), som kan benyttes for å få oversikt over olje ved en aksjon. Kystverkets overvåkningsfly LN-KYV vil bli benyttet ved en hendelse. SAR helikoptre vil også kunne benyttes i en aksjon. Brønnovervåkning på boreriggen vil detektere uregelmessigheter og utslipp i forbindelse med boreoperasjonene

## 12.4 Oljevernberedskap

### 12.4.1 Oljevernberedskap – ansvar og operative samarbeidsavtaler

Statoil vil ha det fulle ansvaret for oljevernberedskap ved et (akutt) oljeutslipp som følge av sin egen aktivitet. NOFO (Norsk Oljevernforening for Operatørselskap) står for den operative delen av beredskapen både til havs, nær kysten og ved eventuelle strandrenseaksjoner, og disponerer ressurser og personell for å håndtere dette. I tillegg er Statoil medlem i OSRL (Oil Spill Response Limited) og vil kunne benytte oljevernressurser herfra basert på behov i en aksjon.

Ved en eventuell hendelse med uhellsutslipp av olje til sjø, mobiliseres beredskapsressurser i henhold til etablert oljevernberedskapsplan og hendelsens omfang og utvikling.

Statoils krav til beredskap mot akutt oljeforurensning for boring og produksjon av Johan Castberg er etablert basert på myndighetskrav og Statoil interne krav, samt retningslinjer og metodikk satt av bransjen. Dette omfatter krav til utstyr for utslippsdeteksjon, overvåkning, mekanisk bekjempelse og kjemisk dispergering.

### 12.4.2 NOFO systemer og barrierer

Ved oljevernberedskap for et felt eller et område, refereres det til antall NOFO systemer og barrierer som må være til stede. En fullt utbygd oljevernberedskap kan bestå av opptil 5 barrierer, der hver barriere har sin funksjon.

De fem barrierene er barriere 1 (nær utslippskilden), barriere 2 (i åpent hav), barriere 3 og 4 (kystnært), og barriere 5 (strandrensing).

Et NOFO system inkluderer ett oljevern fartøy med NOFO standard, lenser (400 m) og skimmerutstyr for mekanisk oppsamling (Transrec 150), samt ett slepe fartøy for å slepe linse. NOFO standard setter krav til lagringskapasitet, fjernmålingsutstyr og til beskrivelse av hvordan utstyret skal brukes

NOFO har tilleggsutstyr på depot langs kysten og egne avtaler med fiske fartøy for å drive kystnær oljevernberedskap. Det er god dekningsgrad av kystberedskapen fra Hammerfest og nordover. ENI Norge og Statoil har vært foregangsselskaper for etableringen av en styrket oljevernberedskap i Finnmark gjennom NOFO, med for eksempel to nye oljeverndepoter på Hasvik og Måsøy og en styrket avtale med fiske fartøy for operasjoner nær kysten.

### 12.4.3 Beredskapsanalyse

Det er gjennomført en beredskapsanalyse med formål å kartlegge behovet for oljevernberedskap ved et større uhellsutslipp. Dimensjonerende utslippsscenario for Johan Castberg er en utblåsning på feltet i forbindelse med produksjonsboring. Dette scenariet utgjør grunnlaget for dimensjonering av oljevernberedskapen på feltet.

Beredskapsbehovet er beregnet basert på en konstant utblåsningsrate, og er beregnet som antall NOFO systemer som vil være nødvendig for å håndtere den dimensjonerende utblåsningsraten.

En forventet varighetsfordeling av en utblåsning er beregnet i analysen. Beregnet varighet av utblåsning ved Johan Castberg feltet er fra 2 timer til 70 døgn. Maksimal varighet er bestemt av forventet tid for boring av en avlastningsbrønn. En utblåsning på feltet vil kunne stoppes på ulike vis:

- Operatør stenger brønnen ved bruk av utblåsningsventilen (Blow Out Preventer, BOP)
- brønnen kollapser av seg selv som følge av at formasjonen raser sammen rundt brønnhullet og plugges brønnen.
- innkapsling av brønnhodet på havbunnen og oppsamling av brønnstrømmen med eksternt mobilisert utstyr
- boring av avlastningsbrønn

Basert på analysen er det vurdert at Statoil gjennom sin avtale med NOFO og gjennom sitt medlemskap i OSRL, har tilgang på ressurser som er tilstrekkelige for å kunne håndtere en slik hendelse over lengre tid.

Hver av de tre reservoarene på feltet, Skrugard, Havis, og Drivis, har noe ulike oljetyper og forvitringsegenskaper. Det er utført eget forvitringsstudie for hver oljetype /19, 20 og 21/. Skrugardoljen er dimensjonerende i forhold til beredskapsbehov grunnet høyt og raskt vannopptak. Alle tre oljer er egnet for mekanisk oppsamling og kjemisk dispergering.

### 12.4.4 Ytelseskrav og beredskapsbehov

Statoil setter, som et minimum, krav til tilstrekkelig kapasitet for å bekjempe et oljeutslipp på minimum 500 Sm<sup>3</sup> med ressurser som skal være klar for operasjon innen 5 timer etter at utslippet er oppdaget. I praksis vil det bety at dette utstyret må være på feltet som en del av beredskapsløsningen på feltet, ettersom avstand til ressurser fra land og Goliat er for stor til å muliggjøre operasjon innen 5 timer.

Beredskapsfartøyet som til enhver tid ligger på feltet, skal derfor ha NOFO system om bord.

Med dagens forutsetninger er det for dimensjonerende utslippsscenario beregnet et behov for mekanisk oppsamling med 15 NOFO-systemer i barriere 1 og 2 (inkludert beredskapsfartøy på feltet) , og 4 fjord- og 4 kystsystemer i barriere 3 og 4. For barriere 5 er det ikke beregnet beredskapsbehov ettersom korteste modellerte drivtid til land ikke er kortere enn 20 døgn, og de foregående barrierene skal kunne håndtere emulsjonen. Mekanisk oppsamling alene skal kunne håndtere dimensjonerende hendelse, og Statoil har tilstrekkelig med ressurser gjennom sine avtaler med NOFO for å håndtere en langvarig hendelse. Kjemisk dispergeringsmiddel vil være tilgjengelig både på beredskapsfartøyet på feltet og fra andre fartøy i NOFO poolen. Det finnes også lagre av dispergeringsmidler på NOFO baser og hos OSRL.

#### **12.4.5 Videre arbeid**

Beredskapsplanlegging for feltet vil være en kontinuerlig prosess. Beredskapsanalysen vil oppdateres før oppstart slik at den nyeste informasjonen og teknologien benyttes for å få en best mulig beredskap. Den oppdaterte beredskapsanalysen vil være grunnlag til søknad til Miljødirektoratet om utslippstillatelse på feltet. En feltspesifikk oljevernberedskapsplan vil deretter utarbeides og være i henhold til Miljødirektoratet krav.



## 13 Virkninger for fiskeriene og havbruk

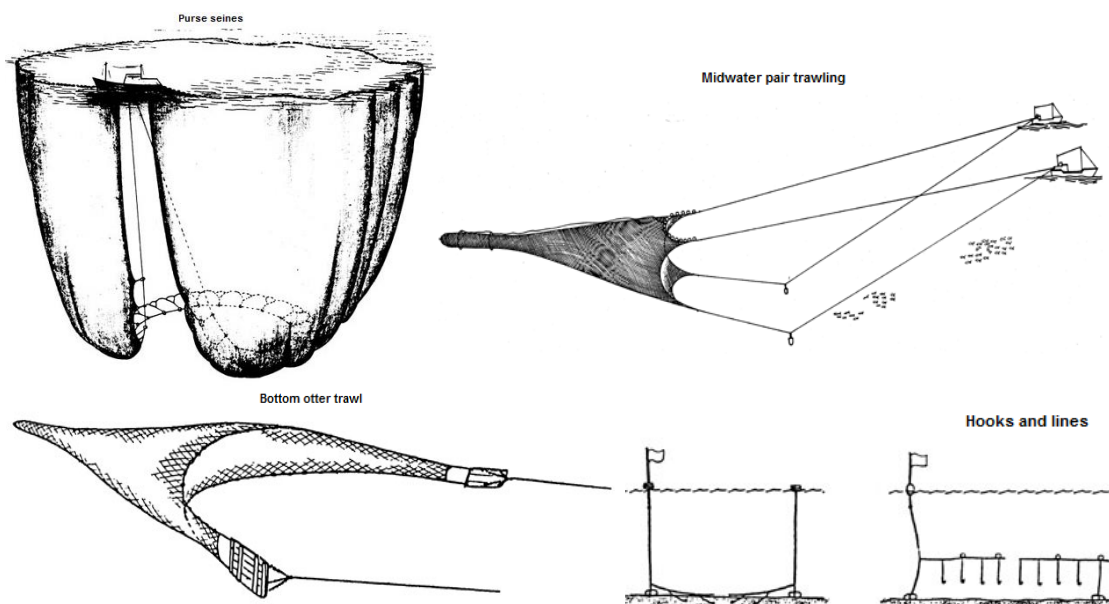
Dagens fiskeri- og havbruksaktivitet i influensområdet til utbyggingen, og virkninger for fiskeri av Johan Castberg i gjennomføring og i driftsfasen, er utredet av Proactima med Akvaplan-niva som underkonsulent (Aaserød og Larsen, 2017) /7/. Dette kapitlet beskriver først dagens fiske, før en kort berører ressursgrunnlaget for fremtidig fiske. Deretter beskrives virkninger av Johan Castberg, inkludert et eventuelt uhellsutslipp av olje.

Det er innhentet og sammenstilt satellittsporingsdata for årene 2010 – 2016 fra Fiskeridirektoratet. For nærområdet omkring Johan Castberg, er det i tillegg benyttet sporingsresultater fra registreringen startet i 2001 frem til 2016.

### 13.1 Fiskeriaktivitet og havbruk i områder som berøres av planlagt utbygging

Fiskeressursene i Barentshavet er beskrevet i kapittel 5.7. Av mer enn 150 fiskearter som finnes i Barentshavet, er det kun et titalls arter som utnyttes i det kommersielle fisket. De viktigste er torsk, sild, lodde, sei og hyse, samt bunnfiskene blåkveite, brosme, lange, kveite og uer. Fiskeredskaper som benyttes i utredningsområdet er illustrert i figuren under.

Figur 13-1: Illustrasjon av ulike typer fiskeredskaper som brukes i utredningsområdet

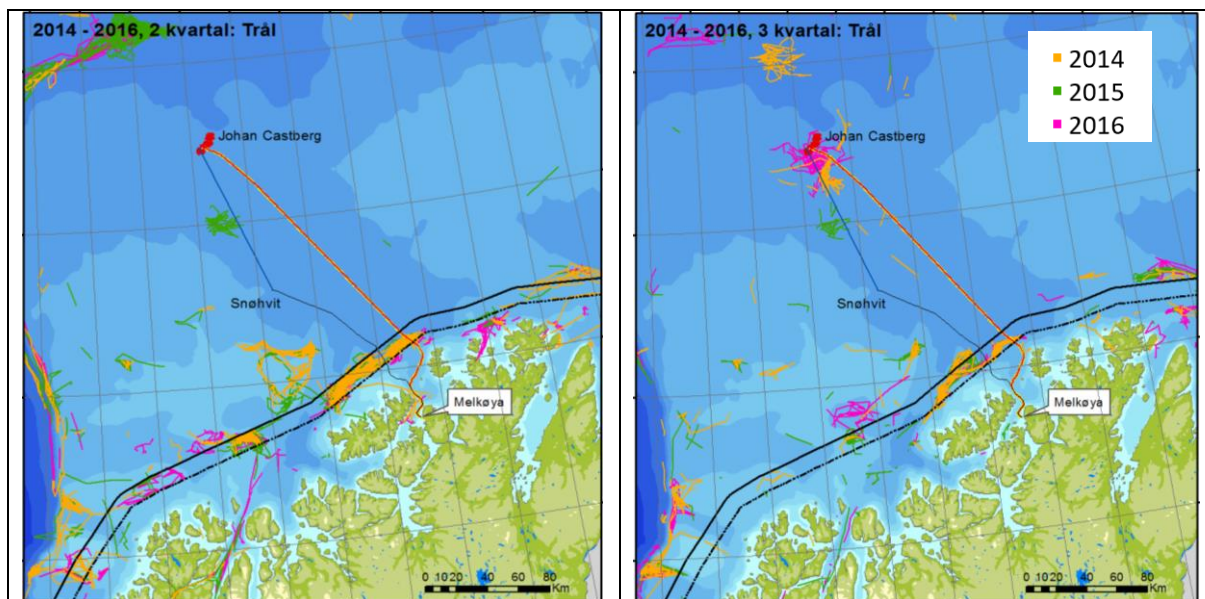


Kilde. Proactima/7/ - Purse seine = ringnot, midwater trawl = pelagisk trål (Det er kun en trål som benyttes. Partråling som vist i figuren praktiseres ikke i Barentshavet), bottom otter trawl = bunntrål, hooks and lines = krok og line

#### 13.1.1 Fiskeri til havs

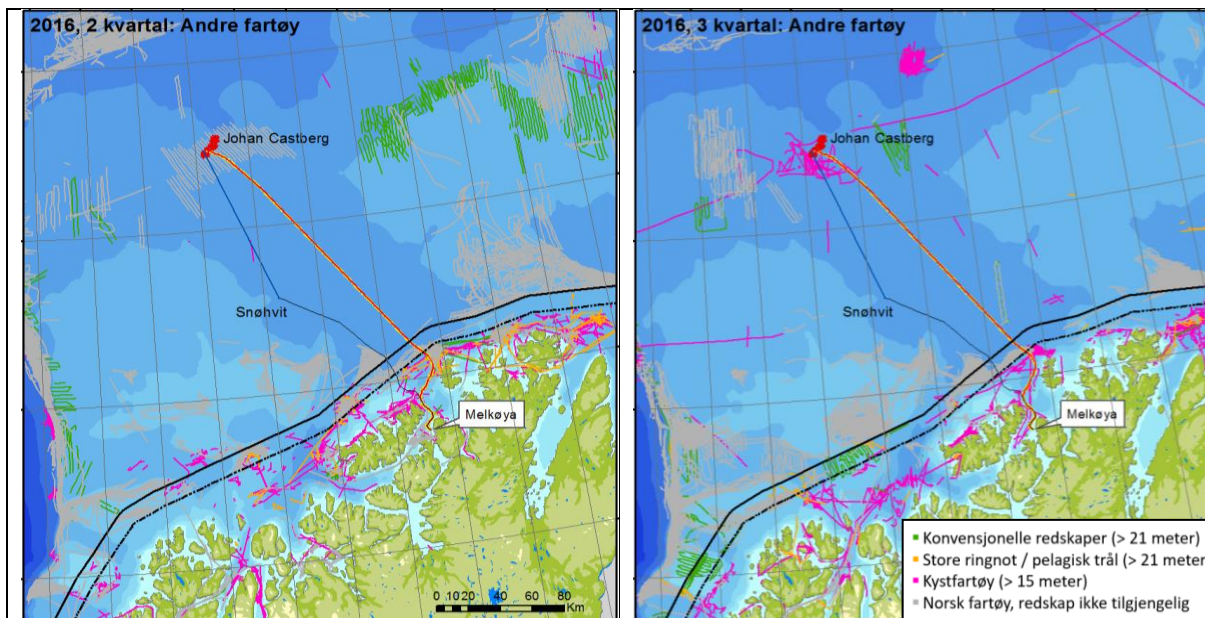
Med fiskeriaktivitet til havs menes fiske med havgående fiskefartøyer med en lengde på 15 meter eller mer, og som dermed omfattes av plikten til å kunne spores via satellitt. Figurene under presenterer sporingspliktig norsk fiske, samt sporingsdata for utenlandsk fiske i perioden 2014-2016. Det er kun 2. og 3. kvartal som vises. Alle kvartal i perioden 2014-2016, er presentert i vedlegg H. Proactima/7/ har også tilsvarende statistikk for perioden 2010-2013, og disse viser samme fiskerimønster som presentert her.

Figur 13-2 Norsk bunntrålfiske i 2. og 3 kvartal i perioden 2014-2016



Kilde: Proactima/7/ basert på data fra Fiskeridirektoratet. Registrert aktivitet rundt feltet er ikke fiske, men bevegelse til fiskefartøy som var engasjert som hjelpefartøy i petroleumsvirksomhet. Begge alternativene for fiberoptisk kabel er vist i figuren, samt fiskerigrensene ved 6 og 12 nautiske mil.

Figur 13-3 Springspliktig norsk fiske i 2016 unntatt trålfiske



Kilde: Proactima/7/ basert på data fra Fiskeridirektoratet.. Det grunne området østover fra Johan Castberg er Nordkappbanken. Aktivitet ved Johan Castberg i tredje kvartal er fartøyer som driver forsøksfiske etter raudåte med flytetral. Det ble benyttet fartøyer under 21 meter, som framkommer som kystfartøy i figuren. Begge alternativene for fiberoptisk kabel er vist i figuren, samt fiskerigrensene ved 6 og 12 nautiske mil.

Med en avstand på i overkant av 200 km til kysten av Finnmark, ligger Johan Castberg-feltet utenfor området som benyttes av kystfiskeflåten. Det foregår havfiske med flytetral, ringnot og autoline på og rundt feltet, og



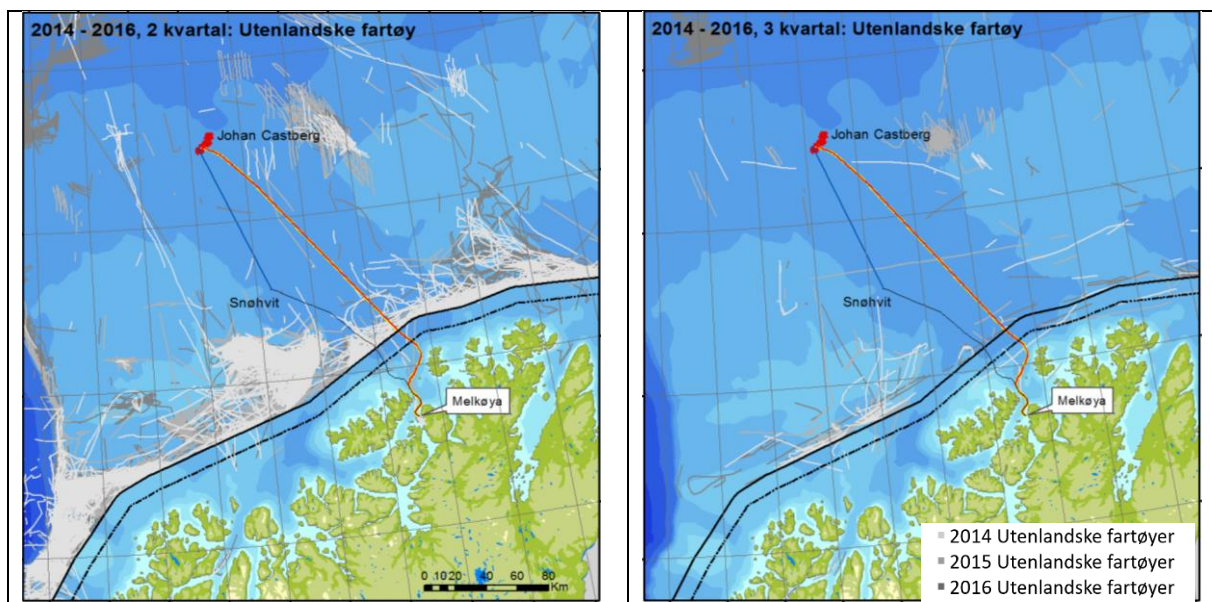
dette fisket drives med store, havgående og fleksible fartøyer. Fiskeridirektoratets sporing av fiskefartøyer over 15 meter for årene 2014 – 2016 viser at det er et moderat norsk fiske på og omkring feltet, med autoline som viktigste redskap.

De trålerne som er sporet på selve feltet var fartøyer som var engasjert som hjelpefartøy i forbindelse med leteboringer og/eller bunnkartlegging. I området rundt Johan Castberg er bunnforholdene lite egnet for fiske med bunntål på grunn av brede og dype isskuremerker, og det forventes derfor heller ikke fiske med bunntål i fremtiden /7/.

Detaljert gjennomgang av sporingsresultatene for perioden fra 2001 til og med 2016 viser at det i enkelte år har forekommet tilfeller av bunntåling i området, men ikke innenfor det planlagte utbyggingsområdet. Den korteste avstanden fra registrerte tråltrekk til felt som inngår i planlagt utbygging (Drivis) er 4 nautiske mil, tilsvarende om lag 7,5 kilometer. I forbindelse med visuelle grunnlagsundersøkelser (jf. kapittel 5.6.2) ble det registrert noen få spor etter tråleraktivitet. Disse sporene er mest sannsynlig fra årene før ordningen med satellittsporing ble iverksatt /7/.

I følge Fiskeridirektoratet tar noen fartøyer på vei sørover fra sei/hysefiske i fiskevernsonen ved Svalbard i sommermånedene, gjerne et tråltrekk underveis for å fylle ledig kapasitet med fangst av uer eller snabeluer. Selv om dette er et direktefiske, regnes det som lovlig bifangst så lenge andelen ved levering er under en viss prosent. I følge Fiskeridirektoratet vil det i fremtiden kunne bli begrensninger på uerfiske av bestandsmessige årsaker, men snabeluer vil fortsatt være tillatt /7/.

Figur 13-4 Sporingsspliktig utenlandsk fiske i perioden 2014-2016 (alle redskaper)



Kilde: Proactima/7/ basert på data fra Fiskeridirektoratet. Begge alternativene for fiberoptisk kabel er vist i figuren, samt fiskerigrensene ved 6 og 12 nautiske mil.

For utenlandske fartøyer gir sporingssystemet ikke informasjon om hvilke redskaper som benyttes. Men som hovedregel benytter utenlandske fartøyer samme typer redskap som de norske fartøyerne som fisker i samme område. Utenlandske fiskefartøyer har ikke lov å fiske nærmere land enn 12-mils grensen.

I de grunne havområdene østover fra Johan Castberg, er det ut fra driftsmønster vurdert å være et utenlandsk fiske med garn og line. Aktiviteten er høy i første og til dels også i andre kvartal, men det foregår også et spredt utenlandsk fiske resten av året. Det foregår imidlertid bare et begrenset utenlandsk fiske med slike redskaper i utbyggingsområdet.

Fiskeområdene til havs som krysses av traséen til den fiberoptiske kabelen til Melkøya (jf. kapittel 3.4.3 side 36) er av stor viktighet for torskefiskeriene, dette gjelder særlig områdene sør for 71°30' N. I de senere årene er det også tatt betydelige mengder lodde her. I områder som krysses av kabelen øker omfanget av bunntråling (torskefiskerier) innover mot landbakken (Figur 13-2), dvs skråningen fra de grunne kystområdene ned mot større havdyp.

Aktiviteten er høyest i området ved 12-mils grensen (~22 km fra grunnlinjen). I dette området foregår både norsk og utenlandsk bunntrålfiske. Det er også en høy norsk trållaktivitet i beltet mellom 6 og 12 nautiske mil (mellom ~11-22 km fra grunnlinjen). De viktigste fiskeområdene varierer noe fra år til år, men det er gjennomgående svært høy trållaktivitet i disse områdene i første kvartal. Det drives også et betydelig trålfiske i dette beltet resten av året. Det foregår bare et moderat norsk fiske med andre redskaper enn trål i områder som berøres av kabelen. Autoline er nest viktigste redskap i kystområdet etter bunntrål.

I området som berøres av en eventuell fiberoptisk kabel mellom Johan Castberg og Snøhvit-feltet drives det enkelte år et fiske med konvensjonelle redskaper som autoline og garn, med høyest aktivitet i andre kvartal. Det drives bare et sporadisk trålfiske i dette området.

### 13.1.2 Kystfiske med fartøy som ikke omfattes av sporingsplikten

Med kystfiske menes fiske nær land med fartøyer som ikke omfattes av sporingsplikten (fartøy mindre enn 15 meter). Kystfisket er viktig gjennom hele året. Kystflåten lander hovedsakelig torsk, sei, hyse og kongekrabbe.

I landbakken foregår det et utstrakt fiske med faststående (konvensjonelle) redskaper. Det foregår også et sjøsamisk fiske i områder som krysses av traséen for en fiberoptisk kabel til Melkøya. Det sjøsamiske fisket kan ikke skilles fra annet fiske. De som betegner seg som sjøsamere fisker imidlertid i noe større grad enn andre fiskere inne i fjordene.

Begrepet rekreasjonsfiske er en vanlig samlebetegnelse på fritidsfiske, turistfiske og alt annet fiske som ikke er yrkesfiske. Det foregår et moderat rekreasjonsfiske i sjøen i Hammerfest kommune.

### 13.1.3 Havbruk i områder som krysses av en kommunikasjonskabel til Melkøya

Havbruksnæringen ekspanderer i Finnmark, og bl.a. med utgangspunkt i et varmere havklima er det forventninger til betydelig vekst, først og fremst av lakseoppdrett, i dette fylket. Det er i dag begrenset med oppdrettsvirksomhet i Hammerfest kommune. Dette skyldes hovedsakelig høy bølgeeksponering. Det ligger pr januar 2017 ingen havbrukslokaliteter nær traséen for en fiberoptisk kabel til Melkøya. Korteste avstand fra godkjente lokaliteter til traséen er 4 – 5 kilometer.

### 13.1.4 Ressursgrunlaget for fremtidig fiske

Norge og Russland samarbeider om å forvalte fiskeressursene i Barentshavet. Inntil for få år siden har det foregått et betydelig ukontrollert, uregistrert og ulovlig fiske i internasjonalt farvann i Barentshavet. Dette er stort sett brakt til opphør, og med store bestander av de kommersielle fiskeartene, utsikter til fortsatt høy sjøtemperatur i Barentshavet, og enighet om forvaltningsregime, synes det å være grunnlag for et fiskerimønster nokså likt dagens i de nærmeste årene/7/.

På lengre sikt vil ytterligere temperaturøkning kunne medføre forflytning mot nord og øst av gyte- og oppvekstområder, og også økt utbredelse av arter som i dag har sin hovedutbredelse i Norskehavet. Dette kan for eksempel gjelde makrell og kolmule som påtreffes stadig lenger nord, og også inn i Barentshavet. Dette er pelagiske arter som går i stim og fiskes med not, slik at denne typen redskap kan bli mer vanlig i Barentshavet og i Johan Castberg-området. Dersom det skulle bli økte fiskbare konsentrasjoner av bunnfisk

omkring Johan Castberg ventes det imidlertid ikke økt tråleraktivitet i området. Dette skyldes at bunnforholdene ikke er egnet til tråling på grunn av brede og dype isskuringsmerker i området. Et varmere klima kan også føre til at lodde migrerer mot nordøst og forblir i russisk sone hele sin livssyklus /7/.

## 13.2 Virkninger for havfiske av feltutbygging og drift

For vurdering av virkninger av den planlagte utbyggingen for fiskeriene, har Proactima /7/ benyttet samme metode og skala som i utredninger om virkninger for fiskeriene i arbeidene med forvaltningsplanene for Norskehavet og Barentshavet, kunnskapsinnhenting for Barents havet nordøst og konsekvensutredningen for Barentshavet sørøst. Det er benyttet en firedelt skala for vurdering av virkninger; ingen/ ubetydelig, liten, middels og stor.

### 13.2.1 Virkninger av feltinstallasjoner og drift av feltet

Området som berøres av feltutbygging og drift er lite egnet for bunntrålfiske, og det ventes derfor ikke noen utvikling av dette fisket på feltet i fremtiden. Det foregår bare et moderat fiske med konvensjonelle redskaper i området omkring Johan Castberg. I hovedsak er dette et fiske med autoline. Autolinefisket er et svært mobilt fiskeri, som gjerne sveiper over store områder på jakt etter brukbare fangster. For denne fartøygruppen vil det i første rekke være tale om mindre operasjonelle ulemper som følge av at en må ta hensyn til sikkerhetssonen omkring selve produksjonsenheten, sikkerhetssonen rundt borelokalitetene når det bores og fartøy i installeringsperioden. Johan Castberg omfatter imidlertid et stort område, og bore- og installasjonsaktivitetene vil til enhver tid foregå innenfor et begrenset område. Det vil bli lagt vekt på å ha en god dialog med fiskeriinteressene gjennom møter og kunngjøringer i forkant av aktivitetene.

Autolinefisket begrenses ikke av forbudssonen for bunnfiske som etableres rundt brønnrammelokasjonene. Det samme er tilfelle for et eventuelt utvidet forbudsområde i tilknytning til PRM kabelutlegg på havbunnen dersom dette installeres.

I driftsfasen er det behov for forskjellige støttetjenester. Dette inkluderer blant annet forsynings- og beredskapsfartøy. Dette medfører økt trafikk fra baser på land til Johan Castberg. Forsyningsfartøy vil seile mellom en basehavn og installasjonen med forsyninger og gods. Seilingsfrekvensen på forsyningsfartøy til Johan Castberg antas erfaringsmessig å være i størrelsesorden én gang per uke. Seilingsfrekvensen for skytteltankere fra Johan Castberg antas erfaringsmessig å være i størrelsesorden én til to ganger per uke. Forutsatt at vanlige sjøtrafikkregler overholdes av skipstrafikken til og fra feltet ventes ikke denne trafikken å medføre problemer for fiskeriene.

Virkningene for havfiskeriene knyttet til feltutbygging og drift vurderes som ubetydelige. Dette gjelder også dersom det innvilges et større forbudsområde for oppankring og fiske med bunnredskap /7/.

### 13.2.2 Virkninger av fiberoptisk kabel

Installasjon av den fiberoptiske kabelen gjennomføres i sommerperioden. I leggeperioden vil det være nødvendig for fiskefartøyene å holde avstand fra leggefartøyet i et avgrenset område som forflytter seg med leggearbeidet. For alternativet med kabel til Melkøya er det få fartøyer som til enhver tid kan bli berørt av leggearbeidet på strekningen sørover mot 12-mils grensen. I beltet mellom 12 og 6 nautiske mil fra grunnlinjen foregår det noe trålfiske i den aktuelle perioden. Legging av kabler foregår med en hastighet på inntil 1 km per time, avhengig av hvor man er og hvilken metode som benyttes for å beskytte kabelen. Det er dermed snakk om aktiviteter av kort varighet i dette beltet, og hele strekningen berøres ikke samtidig. For alternativet med kabel til Snøhvit foregår det bare et sporadisk fiske langs traséen. Uten hensyn til valg av alternativ vurderes virkningene av installasjonsarbeidene for fiskeriene til havs som ubetydelige /7/. Det vil bli lagt vekt på å ha en god dialog med fiskeriinteressene gjennom informasjonsbrev, eventuelle møter og kunngjøringer i forkant av aktivitetene.



Den fiberoptiske kabelen planlegges nedgravd der dette er nødvendig for å beskytte den mot ytre skade. En eventuell kabel til Snøhvit planlegges nedgravd i sin fulle lengde (jf kapittel 3.4.3). For alternativet med kabel til Melkøya viser de gjennomførte trasékartleggingene at det på de siste 20 km mot land og i et område til havs kan være nødvendig med steinfyllinger for å stabilisere kabelen og sikre den mot ytre påvirkninger fra fiskeredskap. Det planlegges gjennomført en detaljert trasékartlegging i 2018 for å klarlegge behovet for steinfyllinger. Kabler som er stabilt nedgravd medfører ingen ulemper for fisket. I områder der det kan være nødvendig med steinfyllinger er det bare fiske med bunnredskaper som kan påvirkes. Fiske med garn og line eller med pelagiske redskaper som ringnot og flytetrål påvirkes ikke av steinfyllinger etter at installasjonsarbeidet er avsluttet. Fisket med bunnredskaper foregår med trålere med stort og tungt trålutstyr. Slike fartøyer krysser normalt lave steinfyllinger over kabler uten at det oppstår problemer eller skade på redskaper. Virkningene av kabelen for norske havfiskerier vurderes som ubetydelige i driftsfasen /7/.

Omfang og posisjoner av steinfyllinger kartlegges og gjøres tilgjengelig for fiskerne.

### 13.2.3 Virkninger av seismikk på feltet

Det vil som beskrevet i kapittel 3.4.4 samles inn 4D seismikk på feltet i driftsfasen. Seismikkskyting kan føre til adferdsendringer hos fisk og forstyrre viktig naturlig adferd som gyting/ gytevandring og matsøk. Vurdering av mulige virkninger for fisk er beskrevet i kapittel 9.

Noen bunnfiskarter som eksponeres for seismikk blir mer aktive, samtidig som de ikke aktivt søker etter mat. Linefangst er avhengig av at fisken aktivt søker mat, og fangsten kan dermed gå ned i områder der det innhentes seismikk.

I området omkring Johan Castberg foregår det meste av fisket med noen få autolinefartøyer, med andre kvartal som viktigste periode. Virkningen av innhenting av seismikk for dette fisket vurderes som liten i andre kvartal og ubetydelig resten av året. Dette gjelder uten hensyn til hvilken metode som benyttes for innhenting av seismikk /7/.

Som et avbøtende tiltak vil det bli lagt vekt på å ha en god dialog med fiskeriinteressene i forkant av aktivitetene gjennom møter og kunngjøringer.

### 13.3 Virkninger for kystnære fiskerier og havbruk av fiberoptisk kabel

Feltutbyggingen vil ikke berøre kystflåten utover skipstrafikk fra forsyningsbase på land til feltet. Det meste av installasjonsarbeidene for en fiberoptisk kabel til Melkøya vil heller ikke berøre kystflåten. Områder med et betydelig kystnært fiskeri vil berøres av aktivitetene i en periode med noen få dagers varighet i forbindelse med installasjonsarbeid (steininstallasjon, grøfting og nedgraving) i de kystnære områdene. Forutsatt at det etableres gode opplysnings- og varslingsrutiner i forkant av de planlagte arbeidene, vurderes anleggsaktivitetene å ha liten virkning for de kystnære fiskeriene. Eventuell installering av en kabel til Snøhvit vil ikke berøre kystflåten.

Det er kun fiske med bunnredskaper som trål og snurrevad som kan direkte påvirkes av steinfyllinger på sjøbunnen. Det er generelt ikke tillatt å fiske med trål i de kystnære områdene, men det er flere unntak fra denne regelen, bla fiske etter reker. Kartleggingsarbeidet utført i forbindelse med utbyggingen av Snøhvit viser at det ikke er snurrevadfelter i berørt område. Det kystnære fisket foregår i hovedsak med faststående redskaper som garn og line, og i noe grad et lokalt rekefiske med trål nord for Melkøya. En kommunikasjonskabel som er nedgravd eller dekket med stein vurderes å ikke ville ha noen virkning for fiskeriene /7/.

Installasjon og tilstedeværelse av en fiberoptisk kabel til Melkøya vil ikke å ha noen virkning for havbruk.

### 13.4 Virkninger av et eventuelt uhellsutslipp

Ved vurdering av virkninger av uhellsutslipp av olje er det lagt til grunn hendelser som inngår i gjennomførte miljørisikoanalyser for utslipp fra felt under boring, utslipp som følge av brudd på lagertank på FPSO og utslipp ved omlasting av olje på feltet (jf kapittel 12.2). Virkninger for fiskeri er beskrevet dersom et uhell skulle inntreffe, og tar ikke hensyn til sannsynligheten for at dette skal skje. Det er kun tatt utgangspunkt i noen enkeltsimuleringer, og ikke kombinasjoner av rater, varighet og frekvens.

Det beregnede influensområdet for et uhellsutslipp av olje viser ikke spredning av et gitt oljesøl, men mulige utfall av et utslipp (med en definert rate og varighet) i alle mulige vær-situasjoner gjennom hele året. Området som overlappes av området for et eventuelt utslipp (enkeltsimulering), vil derfor være mye mindre enn det beregnede influensområde for et scenario (summen av alle enkeltsimuleringene).

#### 13.4.1 Generelt om virkninger for fiskeri ved uhellsutslipp av olje

Erfaringen fra de internasjonale hendelsene med større oljeutslipp har vist at i løpet av 3-8 måneder har stort sett alle berørte fiskefelt vært gjenåpnet, dog noe lengre for skalldyr. Mest ugunstige hendelse kan således antas å medføre en ekskluderingsperiode på f.eks. en måned i beste fangstperiode; første kvartal. Tapt fangst i en slik periode er imidlertid ikke tapt for fisket, idet den ventelig vil kunne tas i andre områder, eller i samme område senere. Det kan imidlertid være andre fartøygrupper som tar denne fangsten. For fiskeflåten som har planlagt aktivitet i det berørte området kan oljeutslipp medføre noe fangsttap, operasjonelle ulemper og noe økte driftskostnader.

Fiskefeltene innenfor berørte deler av det beregnede influensområdet ventes å bli underlagt adgangsrestriksjoner i perioden mens utslippet pågår, og frem til overvåking ikke lenger kan påvise olje i miljøet. For å vurdere virkninger av et oljesøl for fiskeriene er det lagt til grunn at fisket begrenses eller stanses innenfor deler av området med høy sannsynlighet for å bli berørt av et oljesøl. For å illustrere slike forhold er områder med hhv 50% og 90 % sannsynlighet for å bli berørt av oljesøl illustrert. Hele området vil ikke berøres samtidig.

#### 13.4.2 Stort havbunnsutslipp under boring - rate 10 000 Sm<sup>3</sup>/d med en varighet på 14 dager.

I den gjennomførte miljørisikoanalysen for produksjonsboring og drift av Johan Castberg /4/inngikk et stort havbunnsutslipp under boring av produksjonsbrønnene på feltet; rate 10 000 Sm<sup>3</sup>/døgn med en varighet varierende fra 2 døgn til inntil 70 døgn. En varighet på 70 døgn er et absolutt verstefalltilfelle («worst case» scenario) med svært liten sannsynlighet. Varigheten på 2 døgn er den mest sannsynlige varigheten dersom en får en utblåsning, men er likevel et uhellsutslippsscenario med en lav frekvens for å kunne inntreffe.

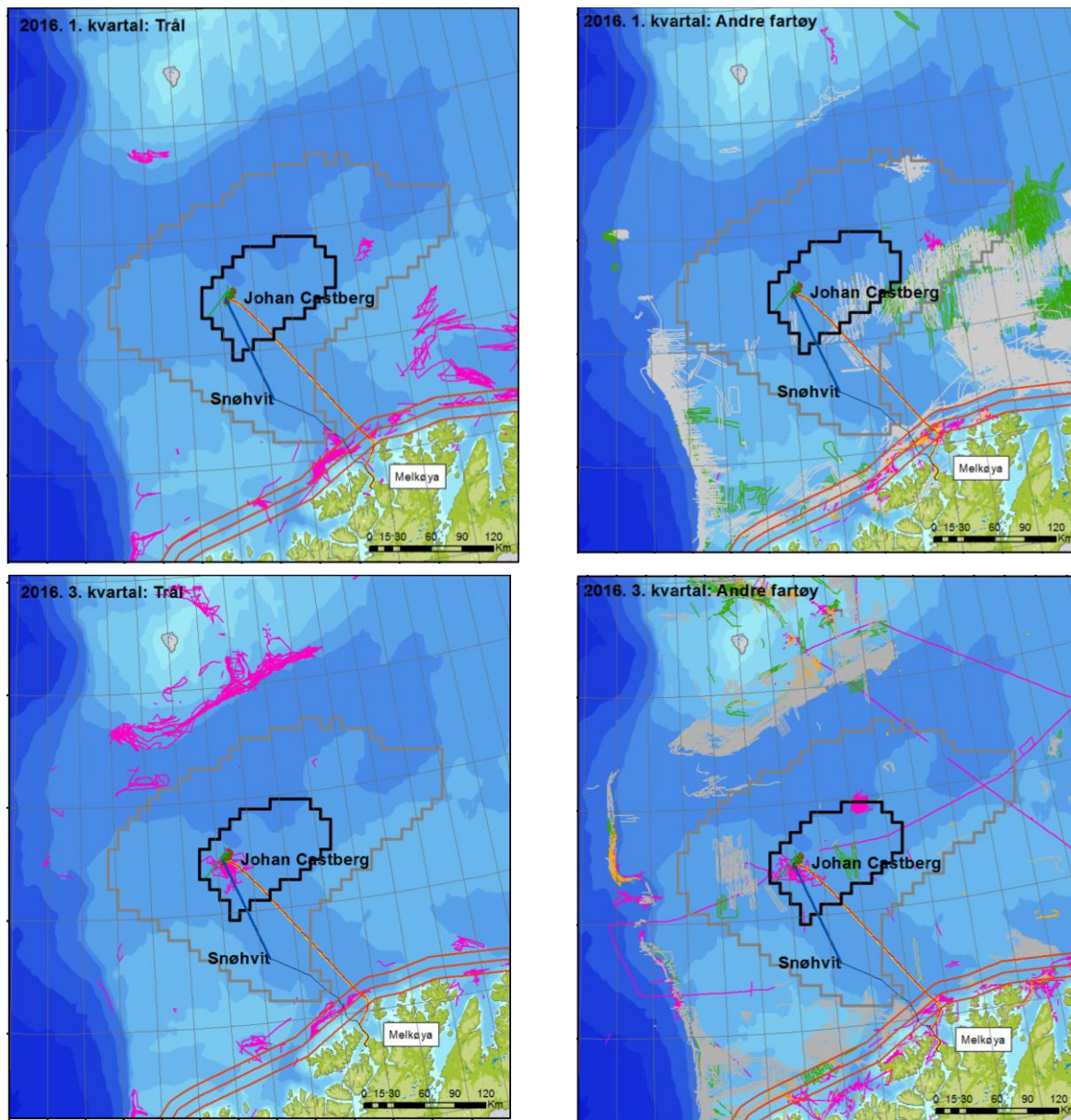
For å illustrere en hendelse som representerer et midlere verstefalltilfelle er det for vurdering av fisket valgt et utslipp med en varighet på 14 dager. Frekvensen for at et slikt uhell skal inntreffe er  $3,22 \cdot 10^{-5}$  i høyaktivitetsåret for boring (8 brønner). Det tilsvarer en hendelse hvert 31.000 år ved boring av 8 brønner hvert år. Det vil si en hendelse hvert 250.000 år for hver brønn som bores.

Området som kan bli berørt av dette utslippsscenariet er av stor viktighet for norsk fiske i deler av året. Dette gjelder særlig i første og fjerde kvartal, knyttet blant annet til fiske etter torsk på gytevandring. Det fiskes i området gjennom hele året, men aktiviteten er generelt lavest i tredje kvartal. Det utenlandske fisket følger samme mønster.. Havstrømmene utenfor Finnmark er sterke og retningsstabile over tid. Når utslippet er brakt til opphør ventes det å bli mulig å gjenoppta fisket fra vest mot øst innen influensområdet.

Det benyttes samme firedelte skala som ovenfor for vurdering av virkninger av uhellsutslipp av olje; ingen/ubetydelig, liten, middels og stor. Virkningen av et eventuelt havbunnsutslipp på feltet, vurderes å ha middels virkning for fiskeriene i vinterhalvåret, dvs første og fjerde kvartal. Tilsvarende vurderes virkningen

for fiskeriene å være liten i sommerhalvåret, andre og tredje kvartal. Dette utslippsscenario berører ikke områder hvor det drives kystfiske eller havbruk.

Figur 13-5 Scenario med havbunnsutslipp fra Johan Castberg med en rate på 10 000 Sm<sup>3</sup>/døgn og en varighet på 14 døgn.



Norsk fiske i 2016 med bunntål (venstre) og med andre redskaper (høyre). Første kvartal (øverst) og tredje kvartal (nederst). Grå kurve viser områder som i de scenario som er gjennomført har en beregnet sannsynlighet på 50 % eller mer for å bli berørt av mer enn ett tonn olje per 10 x 10 km rute (10 g olje per 1000 m<sup>2</sup>). Svart kurve viser områder som tilsvarende har en beregnet sannsynlighet på 90 % eller mer for å bli berørt av slik oljemengde.

Symboler for norsk fiske med annet enn bunntål:

- Konvensjonelle redskaper (> 21 meter)
- Store ringnot / pelagisk trål (> 21 meter)
- Kystfartøy (> 15 meter)
- Norsk fartøy, redskap ikke tilgjengelig

### 13.4.3 Andre hendelser

Tilsvarende figurer som er vist over er presentert i vedlegg H for hendelsene;

- *Brudd på den største lagertanken på FPSO - utslipp på inntil 16 600 Sm<sup>3</sup> olje i løpet av to døgn*
- *Utslipp under omlasting på feltet - et utslipp på 1000 Sm<sup>3</sup> i løpet av én time*

Mengden olje som går til sjø ved brudd på lagertank er mindre enn i scenariet foran, fordi varigheten av utslippet er antatt å være to døgn. Sannsynligheten for at dette uhellsutslippet skal skje på Johan Castberg er beregnet til  $4,4 \cdot 10^{-5}$ , det vil si en hendelse hvert 23.000 år.

Området som eventuelt kan berøres har mindre utstrekning enn ved havbunnsutslippet under boring, men det er de samme fiskeriene som berøres. Dersom det var benyttet en kontinuerlig skala for vurdering av påvirkning, ville virkningene for fiskeriene til havs blitt noe mindre enn for havbunnsutslippet. Ved bruk av den firedelte skalaen som er benyttet, klassifiseres imidlertid virkningene for fiskeriene tilsvarende som for utslippet som beskrives over. Dette utslippsscenarioet berører heller ikke områder hvor det drives kystfiske eller havbruk.

Sannsynligheten for at et uhellsutslipp ved omlasting på Johan Castberg feltet er beregnet til  $1,1 \cdot 10^{-2}$ , det vil si én hendelse hvert 100 år.

Hvilke fiskerier som påvirkes av et uhellsutslipp knyttet til lasting og lossing på feltet vil avhenge av når på året utslippet skjer, tilsvarende som beskrevet over. Det samme gjelder virkningen av et oljeutslipp for de aktuelle fiskeriene.

Områdene som ligger innenfor influensområdet for denne hendelsen er langt mindre enn for de scenarioer som er vurdert ovenfor, men det er de samme fiskeriene som berøres. Basert på den firedelte skalaen som er benyttet for å vurdere virkninger, vurderes et overflateutslipp på feltet knyttet til omlasting å være liten gjennom hele året.

### 13.5 Sammenstilling av virkninger for fiskeri og havbruk av utbygging og drift av Johan Castberg

Virkninger for fiskeri og havbruk av utbygging og drift av Johan Castberg-feltet vurderes til å være ubetydelig til liten. Eventuelle uhellsutslipp er vurdert å ha liten til middels virkning for havfisket avhengig av uhellsscenario og tid på året. Størst virkning har utslipp i første eller fjerde kvartal. Oljeutslipp på Johan Castberg ventes ikke å ha direkte virkninger for kystfiske eller havbruk.

Tabell 13-1 Virkninger av utbygging og drift av Johan Castberg og et eventuelt uhellsutslipp for fiskeriene til havs, kystnære fiskerier og havbruk

Ingen/ubetydelig: - Liten:  Middels:  Stor:

Aktivitet som er vurdert	Havfiskerier				Kystfiske				Havbruk			
	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4
<b>Feltutbygging og drift</b>												
- Feltutbygging	-	-	-	-	Ikke relevant				Ikke relevant			
- Drift	-	-	-	-								
- Forbudsområde	-	-	-	-								
- Seismikk	-		-	-								
- Skipstrafikk	-	-	-	-								
<b>Fiberoptisk kabel til Melkøya</b>												
- Utbygging	-	-	-	-	-			-	-	-	-	-
- Drift (fiske med bunntål)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- Drift (fiske med annet enn bunntål)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Fiberoptisk kabell til Snøhvit</b>												
- Utbygging	-	-	-	-	Ikke relevant				Ikke relevant			
- Drift (fiske med bunntål)	-	-	-	-								
- Drift (fiske med annet enn bunntål)	-	-	-	-								
Stort havbunnsutslipp med varighet på 14 dager under boring					-	-	-	-	-	-	-	-
Brudd på den største lagertanken på FPSO					-	-	-	-	-	-	-	-
Utslipp under omlasting					-	-	-	-	-	-	-	-

Kilde: Proactima/7.



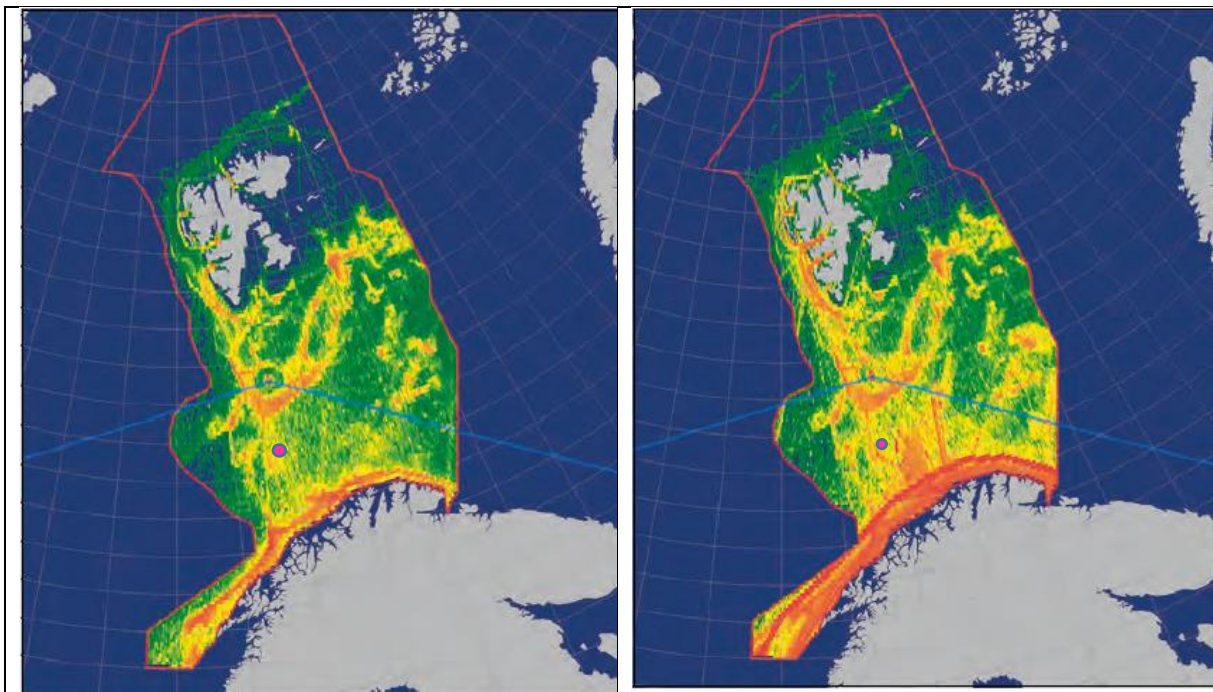
## 14 Konsekvenser for skipstrafikk

### 14.1 Skipstrafikk i området og internasjonalt rammeverk

FNs sjøfartsorganisasjon (IMO) har etablert «Polarkoden», et internasjonalt bindende tilleggskrav innen sikkerhet og miljø for skip som skal operere i Arktis og Antarktis. Johan Castberg ligger omtrent 210 km sør for polarkodens virkeområde (avgrensning går ved Bjørnøya, se figuren under). Omtrentlig plassering av Johan Castberg-feltet er også vist på figuren. For eksakt plassering av Johan Castberg ift Bjørnøya vises det til Figur 1-3 side 15.

Figur 14-1 viser tetthet av skipstrafikk innenfor forvaltningsplanområdet fordelt på fiskefartøy og alle typer skip. Som drøftet i foregående kapittel er det liten fiskeriaktivitet i området ved Johan Castberg, noe som også figuren under viser. Johan Castberg ligger utenfor hovedstrømmene for øvrig skipstrafikk i Barentshavet, men det er som figuren viser noe annen trafikk enn fiske i området.

Figur 14-1 Trafikktetthet. Fiskefartøy i forvaltnings-planområdet i 2014 (til venstre) og alle typer skip (til høyre)

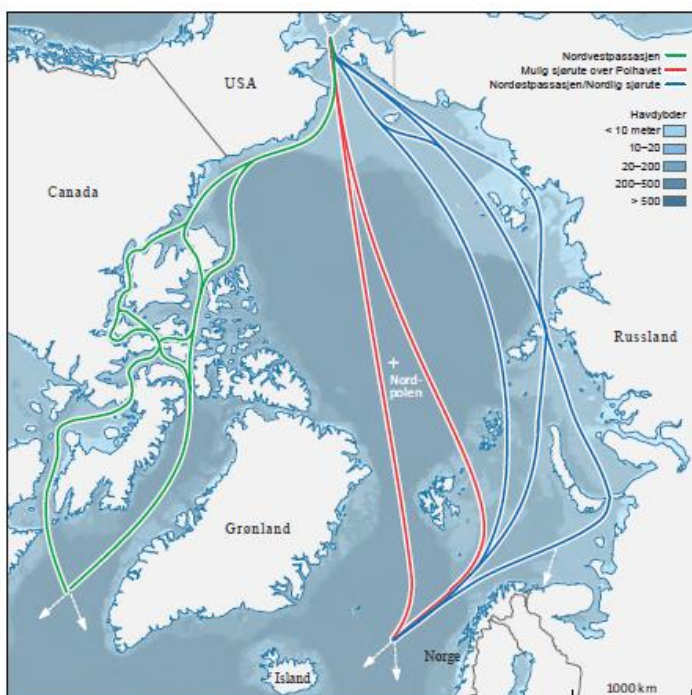


Kilde: Meld. St. 20, (2014-2015)/23/. Polarkodens virkeområde er markert med blå linje, med knekkpunkt ved Bjørnøya.

Tilgjengelige analyser av skipstrafikken i Arktis /23/ viser at den må forventes å ville øke som følge av endrede temperatur- og isforhold. Den største trafikkveksten i området er forventet innen trafikk tilknyttet petroleumsvirksomheten, samt transitt-trafikk som følge av reduksjon i flerårsis og isutbredelse.

Figur 14-2. viser hovedruter for framtidig skipstrafikk gjennom Polhavet, inklusive Nordøstpassasjen.

Figur 14-2 Hovedruter for forventet skipstrafikk gjennom Polhavet. Direkterutene må ses på som som korridorer med mange seilingsmuligheter /16/.



Kilde: Meld. St. 20 (2014-2015) /23/

## 14.2 Konsekvenser for skipstrafikk

Johan Castberg er lokalisert utenfor hovedstrømmene for skipstrafikk i Barentshavet. Det er forventet økning av skipstrafikken i områdene rundt Johan Castberg, jf. Figur 14-2.

De åpne områdene gir imidlertid gode muligheter for alternative seilingsruter innenfor korridoren for å unngå konflikter med Castberg og soner med begrensninger av hensyn til petroleumsaktiviteten.

Johan Castberg forventes verken i utbyggingsfasen eller i drift å medføre konsekvenser eller ulemper av betydning for dagens og framtidig skipsfart i området. Dette gjelder også ved installasjon av fiberkabel nær land, samt ved transport til og fra Johan Castberg-feltet. Skipstrafikken til og fra feltet vil bruke spesielt opprettede farleder, og skal overholde vanlige sjøtrafikkregler.

Et eventuelt område med forbud mot oppankring og fiske med bunnredskap rundt et eventuelt PRM system vil heller ikke være til ulempe for ordinær skipstrafikk gjennom området, da allmenn ferdsel i sjøområdet ikke vil reguleres og rammes av begrensninger.

## 15 Kulturminner

### 15.1 Forekomst av kulturminner

Det er ikke kjente marine kulturminner i havområdene berørt av utbyggingen av Johan Castberg. Dette gjelder også områdene som berøres av et eventuelt havbunnsbasert kabelutlegg for PRM system og alternativet hvor den fiberoptiske kabelen går til Melkøya.

NIKU/15/ vurderer allikevel potensialet for funn av hittil ukjente marine kulturminner å være stort, selv om sjansen for å treffe på eventuelle kulturminner anses som liten, ut fra havdyp og størrelsen på det berørte arealet. Potensialet for funn øker generelt etter hvert som man nærmer seg land pga. den lange historien med marin ferdsel, fiske og fangst i kystnære områder.

### 15.2 Sjøbunnskartlegging, varsling- og involvering av Tromsø Museum

Etter kulturminnelovens § 14 er Tromsø Museum rette myndighet for forvaltning av kulturminner under vann i Nord-Norge. Dette medfører at Tromsø Museum ved inngrep i havbunnen innenfor norsk territorialgrense må vurdere nødvendigheten av marinarkeologisk forundersøkelser. Operatøren har i møte med Tromsø Museum 6. juni 2013 gjennomgått tidligere undersøkelser og avklart behovet for nærmere marinarkeologiske avklaringer ihht kulturminnelovens bestemmelser (§§14 og 9).

Det er enighet om at det er de siste 30 km av den fiberoptiske kabelen inn mot land (for alternativet som skal til Melkøya) som skal undersøkes, jf side 36. Dette ble også bekreftet av Tromsø Museum i deres høringsuttalelse til forslag til program for konsekvensutredning (datert 28. oktober 2016).

Etter nærmere avtale med Tromsø Museum i etterkant av denne uttalelsen (7. november 2016), er det avklart at Tromsø Museum ikke ser behov for marinarkeologisk deltakelse i videre planlegging eller gjennomføring av sjøbunnskartlegging for fiberkabelen. Statoil vil sende oppdatert trasé i forkant av undersøkelsen, og video-opptak og rapport i etterkant av undersøkelsen. Statoil vil ellers stille andre data til rådighet, eksempelvis fra multistråle-ekkolodd undersøkelsen. Dersom det skulle bli gjort funn langs traséen, vil disse rapporteres til Tromsø Museum og traséen bli lagt om i samråd med museet

Undersøkelsene av traséen er planlagt gjennomført i 2018.

## 16 Samfunnsmessige konsekvenser

Utbygging og drift av et stort felt som Johan Castberg vil gi samfunnsmessige virkninger både for det norske samfunnet som helhet, regionalt i Nord-Norge og i de lokalsamfunn der støttefunksjoner til drift av feltet lokaliseres. Inntektene av utbyggingen av feltet vil bidra til å øke den norske stats inntekter i form av skatter og avgifter. Videre vil verdier skapes i offshore rettet næringsliv med påfølgende sysselsettingseffekter ved at Johan Castberg har behov for vare- og tjenesteleveranser både under utbygging og i driftsfasen. Økt verdiskaping og sysselsetting danner også grunnlag for økt skatteinngang til kommunene.

Nedenfor oppsummeres virkninger av den valgte utbyggingsløsningen, basert på analyser som er gjennomført av Agenda Kaupang /1/. Følgende tema har vært vurdert;

- Samfunnsmessig lønnsomhet for utbygging og drift av Johan Castberg, og fordeling på staten og selskapene
- Virkninger for investeringsnivået på norsk kontinentalsokkel
- Vare- og tjenesteleveranser ved utbygging og drift for norsk, regionalt og lokalt næringsliv
- Sysselsettingseffekter (direkte-, indirekte- og konsumvirkninger) av utbygging og drift nasjonalt, regionalt og lokalt

Regionalt nivå defineres som Nord-Norge. Lokalt nivå er innenfor Statens tiltakssone<sup>6</sup> for Nord-Troms og Finnmark. Samfunnsmessige virkninger i Hammerfest- og Harstad kommuner hvor landbasert driftstøtte er anbefalt lokalisert (jf. Kapittel 3.8), er også omtalt.

### 16.1 Beregningsgrunnlaget og usikkerhet

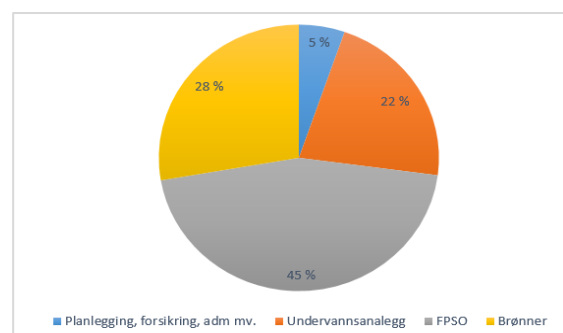
Nødvendige investeringer til utbygging av Johan Castberg er beregnet til rundt 49 milliarder 2016-kr, fordelt over åtte år i perioden 2017–2024. Fjerningskostnader på nær 8 milliarder 2016-kr vil i tillegg påløpe ved produksjonsslutt. Årlige driftskostnader for Johan Castberg i et gjennomsnittså er beregnet til nær 1,15 milliarder 2016-kr. Antatt levetid er 30 år, men dette kan endre seg med innfasing av eventuelt nye funn. Dette er kostnader som beregnet per desember 2016.

Antatt kostnadsfordeling av investeringene per hovedkomponent er vist i Figur 16-1.

På dette stadiet i prosjektmodningen har kostnadsanslagene en usikkerhet på +/- 30%. Anslagene vil kunne endre seg i den videre prosjekteringen. Oppdaterte investeringsanslag vil foreligge ved investeringsbeslutning og vil inngå i PUD.

I tillegg er det usikkerhet i modellen knyttet til beregningene av leveranse av varer og tjenester og sysselsettingsevirkninger. Spesielt for sysselsettingsevirkningene må en regne med en usikkerhet på +/-20%.

Figur 16-1 Antakelse om kostnadsfordeling for investeringer per hovedkomponent



Kilde: Statoil (2016). Antakelser som lagt til grunn i beregninger av samfunnsmessige virkninger Agenda Kaupang 2017/1/. Estimaterne vil endre seg noe i den videre prosjekteringen

<sup>6</sup> Statens tiltakssone ble opprettet av den norske stat i 1990. Tiltakssonen for Finnmark og Nord-Troms. Målsettingen er å gjøre Finnmark og Nord-Troms mer attraktiv for bosetting, næringsvirksomhet og arbeid, gjennom virkemidler som skal stimulere til positive utviklingstrekk. Tiltakssonen omfatter alle kommuner i Finnmark samt sju kommuner i Nord-Troms: Kåfjord, Skjervøy, Nordreisa, Kvænangen, Karlsøy, Lyngen og Storfjord.

## 16.2 Samfunnsøkonomisk lønnsomhet

Samlet inntekt av produksjonen på Johan Castberg basert på rimelige forutsetninger om framtidig dollarkurs og framtidige salgspriser for olje er beregnet av Agenda Kaupang til omtrentlig 290 mrd 2016-kr. Kostnadene består dels av investeringskostnader, og dels av kostnader til drift av disse installasjonene. I tillegg vil det påløpe CO<sub>2</sub> avgift og fjernings-kostnader. Samlede kostnader til investering og drift er beregnet til 103 milliarder 2016-kr. For beregning av framtidig inntektsgrunnlag har en benyttet middelverdien for ressursgrunnlaget (550 millioner fat, 88 MSm<sup>3</sup>), jf kapittel Figur 2-3 side 23.

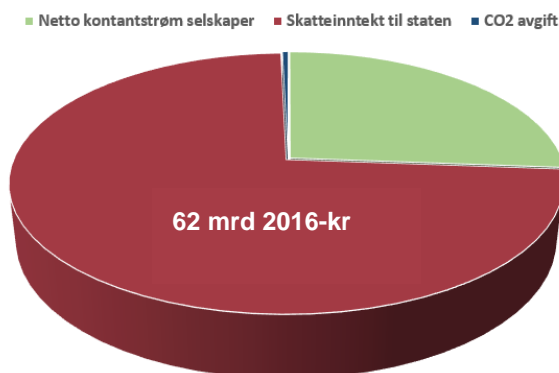
Netto kontantstrøm (Inntekter minus utgifter) fra produksjonen på Johan Castberg blir rundt 188 milliarder 2016-kr, hvorav rundt 138 milliarder kr tilfaller staten i skatter og 1 mrd i CO<sub>2</sub> avgift.

Samfunnsmessig lønnsomhet av et investeringsprosjekt uttrykkes gjennom en nåverdiberegning der framtidige inntekter og utgifter neddiskonteres med en samfunnsmessig kalkulasjonsrente (6%) til beslutningstidspunktet.

Prosjektet har en positiv samfunnsøkonomisk nåverdi på vel 83,5 milliarder 2016-kr, og er dermed meget klart samfunnsmessig lønnsomt, hvorav 74 % av disse tilfaller staten i form av skatter og avgifter.

I tillegg vil staten gjennom Petoro (20%) få direkte inntekter gjennom sin eierandel ved SDØE (statens direkte økonomiske engasjement).

Figur 16-2 Nåverdi av netto kontantstrøm



Kilde: Agenda Kaupang/1/

### Agenda Kaupangs basisforutsetninger for oljepris /1/

Oljevirkosomheten utgjør en stor del av norsk eksport. En økende oljepris vil derfor normalt medføre økt etterspørsel etter norske kroner, en styrket krone i forhold til andre valutaer, og en fallende dollarkurs.

Hva oljeprisen vil bli i årene framover er vanskelig å forutse, men de fleste prognoser viser økt etterspørsel etter petroleum og en økende forventet prisbane /1/. Som grunnlag for økonomiberegningene har Agenda Kaupang lagt til grunn en konstant oljepris på 70 USD pr. fat i hele produksjonsperioden, med en forventet dollarkurs på 7,50 kr, basert på tidligere erfaringer med en oljepris på det nivået /1/.

### Agenda Kaupangs basisforutsetninger for CO<sub>2</sub> kostnad /1/

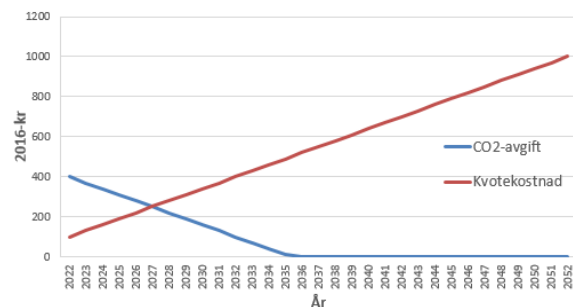
Våren 2017 betaler petroleumsindustrien en statlig CO<sub>2</sub>-avgift på vel 470 kr pr. tonn CO<sub>2</sub> og i tillegg en kvotekostnad til EU på 40 kr pr. tonn utsluppet CO<sub>2</sub>. Det betales også en liten avgift til staten på utslipp av nitrogenoksider (NO<sub>x</sub>), som vanligvis i de samfunnsøkonomiske beregningene slås sammen med CO<sub>2</sub>-avgiften. Den særnorske CO<sub>2</sub>-avgiften og NO<sub>x</sub>-avgiften er rene fiskale statlige avgifter, som behandles i de samfunnsøkonomiske beregningene på lik linje med vanlige skatter. En endring i nivået på disse avgiftene endrer derfor ikke den samfunnsmessige lønnsomheten av Johan Castberg, bare fordelingen av denne lønnsomheten mellom staten og oljeselskapene /1/. Kvotekostnaden til EU er annerledes. I en samfunnsmessig lønnsomhetsberegning er dette en produksjonskostnad. Øker kvotekostnaden, så øker også kostnadene ved produksjonen på Johan Castberg og den samfunnsmessige lønnsomheten av prosjektet går ned /1/. Det finnes ingen offisielle prognoser for hvordan kvoteprisen på utslipp av klimagasser vil utvikle seg i årene framover.



Agenda Kaupang har derfor skjønnsmessig lagt til grunn for de samfunnsøkonomiske beregningene at kvoteprisen øker fra dagens nivå på 40 kr pr. tonn CO<sub>2</sub> til 100 2016-kr pr. tonn ved produksjonsstart for Johan Castberg i 2022, og at den deretter øker gradvis til 1000 2016-kr pr. tonn CO<sub>2</sub> ved antatt produksjonsslutt i 2052.

I samsvar med anbefalingen i NOU 2015:15 Sett pris på miljøet /16/, har Agenda Kaupang videre lagt til grunn at for å unngå ekstra belastninger på norsk næringsliv i forhold til utenlandske konkurrenter, vil den særnorske CO<sub>2</sub>-avgiften for petroleumindustrien til staten bli redusert i samme takt, slik at denne utfases rundt 2035, og at det deretter bare er kvoteavgifter som gjelder. Disse forutsetningene er vist i figuren.

**Figur 16-3 Agenda Kaupangs basis-scenario for endring i CO<sub>2</sub>-avgift og kvotekostnader over tid**



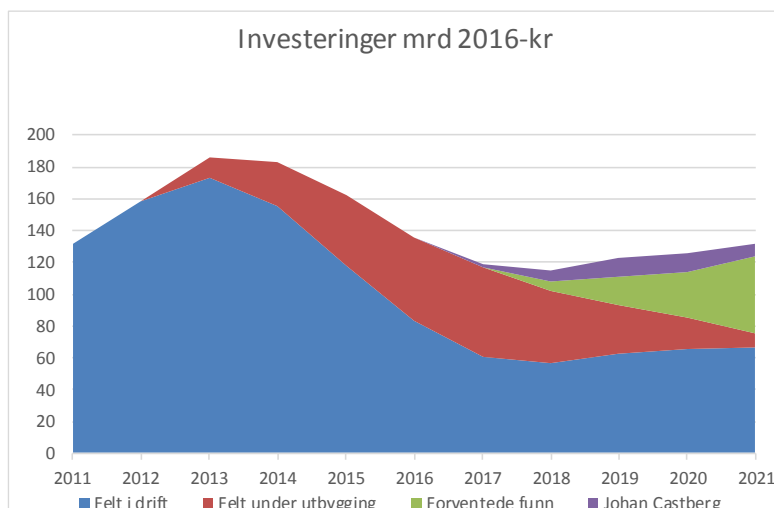
Kilde: Agenda Kaupang /1/

Agenda Kaupang /1/ har også testet andre forutsetninger for oljepris og CO<sub>2</sub> kostnad. Den store samfunnsmessige nåverdien viser at Johan Castberg-prosjektet er robust overfor endrede oljepriser, endret dollarkurs og endrede miljøkostnader /1/.

### 16.3 Investeringsnivået på norsk sokkel

En oversikt over gjennomførte og planlagte investeringer i norsk petroleumsvirksomhet i perioden 2011–2021 er vist i Figur 16-4. Figuren er basert på Oljedirektoratets publikasjon Norsk petroleum, og omfatter investeringer i feltinstallasjoner, landanlegg og rørledninger. Letekostnader inngår ikke, da det ikke foreligger offisielle prognoser for denne aktiviteten. Letekostnadene varierer noe over tid, men lå i 2016 på rundt 22 milliarder kr.

**Figur 16-4: Investeringer på norsk sokkel. Milliarder 2016-kr**



Kilde: Agenda Kaupang/1/

Investeringene i norsk petroleumsvirksomhet, eksklusiv letekostnader, har gått i bølger, men generelt vist en økende tendens fra 2005 – 2013.

Investeringene nådde en historisk topp på 186 milliarder 2016-kr i 2013. I 2015 og 2016 falt investeringsnivået som resultat av oljeprisfallet, og endte opp på 135 milliarder kr i 2016, hvorav 53 milliarder kroner til felt i utbygging. Johan Sverdrup utbyggingen bidro spesielt til disse investeringene.

Investeringer i felt i drift ventes fortsatt å gå ned fram til 2018, før det igjen ventes å øke noe /1/.

Som det framgår av Figur 16-4, ventes også investeringsnivået å være forholdsvis lavt i årene framover til 2021. Med utbygging av Johan Castberg, kommer imidlertid investeringer for 49 milliarder 2016-kr i tillegg, fordelt over perioden 2017–2024. Investeringene i Johan Castberg vil bli særlig store i årene 2019 og 2020 da investeringene ventes å bli på rundt 13 milliarder 2016-kr hvert år, samt i år 2021 hvor investeringene ventes å bli vel 10 milliarder. Investeringene i Johan Castberg vil også pågå i flere år etter 2021, men for disse årene foreligger det ennå ikke offisielle prognoser for investeringsnivået på kontinentalsokkelen.

Kapasiteten i norsk offshorerettet næringsliv er ganske fleksibel, men var i perioden 2012–2014 sterkt presset, særlig innenfor prosjektering, verkstedproduksjon og offshorerettet bygge- og anleggsvirksomhet. Dette førte til at prosjekteringsoppdrag gikk til utlandet som følge av mangel på norsk kapasitet. Videre at flere store utbyggingsoppdrag helt eller delvis ble utført i Øst-Asia, slik at norsk andel av verdiskapingen i investeringene på kontinentalsokkelen ble lavere enn vanlig i denne perioden. I tillegg var riggmarkedet inne i en periode der etterspørselen etter riggtjenester var større enn tilbudet, slik at prisnivået på riggtjenester økte betydelig. Fra 2015 har etterspørselen fra utbyggere på kontinentalsokkelen imidlertid gått betydelig ned som følge av oljeprisfallet, slik at store deler av norsk offshorerettet næringsliv i dag har ledig produksjonskapasitet, og har måttet permittere eller si opp ansatte. Samtidig har prisnivået i de aktuelle næringene også gått betydelig ned, særlig innenfor borevirksomhet.

På bakgrunn av det ovenstående kan det konkluderes med at Johan Castberg vil utgjøre en betydelig del av investeringsnivået på norsk kontinentalsokkel, og utbygging etter planen blir særdeles viktig for norsk offshorerettet næringsliv. Utbyggingen vil i denne perioden skape verdifull aktivitet og sysselsetting, og ikke føre til pressproblemer /1/.

## 16.4 Beregning av verdiskaping og sysselsettingsvirkninger

### 16.4.1 Generelt om beregningene

For å kunne anslå virkningene for norsk næringsliv, er det nødvendig å gjøre forutsetninger om forventede norske, regionale og lokale andeler av verdiskapingen i vare- og tjenesteleveransene til prosjektet, både i investeringsfasen og i driftsfasen. Disse andelene anslås med bakgrunn i empiriske data, dvs. erfaringer fra tidligere utbyggingsprosjekter på norsk kontinentalsokkel. I henhold til Meld.St. 28 (2010-2011) skal alle samfunnsmessige ringvirkningsanalyser for nye selvstendige feltutbyggingsprosjekter på norsk sokkel etterprøves

I tillegg vurderes antatt lokal og regional andel ut fra prosjektets kontraktstrategi og kjennskap til- og kontakt med lokal- og regional leverandørindustri. Blant annet kan en støtte seg på flere rapporter fra Petro Arctic om leveranseområder for nordnorsk næringsliv og til Kunnskapsparken i Bodø sin publikasjon levert 2015 /14/, samt det kvalifiseringsarbeidet som både Statoil og andre selskaper har satt i gang for å kvalifisere nordnorsk næringsliv som utstyrsleverandører til utbyggingsprosjektene (jf kapittel 16.6.1).

Den generelle markedssituasjonen; oljepris, fokus på kostnadsreduksjoner hos operatør og leverandører og kapasiteten i det norske leverandørmarkedet legges også til grunn for analysen. Samlet gir dette et grunnlag for på best mulig måte kunne vurdere og estimere norske, regionale og lokale andeler av verdiskapingen fra utbyggings- og driftsleveransene.

Beregningsmodellene for sysselsettingsvirkninger tar utgangspunkt i de anslåtte vare- og tjenesteleveranser fra norsk og regionalt næringsliv fordelt på næring og år. Det vil si virkningene av denne aktivitetsøkningens samlede produksjonsverdi som skapes i norsk og regionalt næringsliv som følge av disse leveransene, både i leverandørbedriftene selv, og hos deres underleverandører. Produksjonsverdien blir deretter regnet om til sysselsetting målt i årsverk, ved hjelp av statistikk for produksjon pr. årsverk i ulike bransjer. Produksjonsvirkningene utgjør da summen av *direkte sysselsettingsvirkninger* hos leverandører pluss indirekte sysselsettingsvirkninger hos deres underleverandører

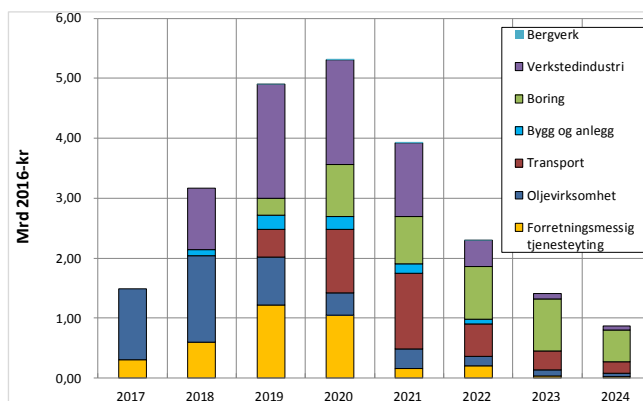
I tillegg beregner modellene konsumvirkninger (indirekte sysselsetting) som følge av de sysselsattes forbruk, skattebetalinger mv. Til sammen gir dette prosjektets sysselsettingsvirkninger. Det er viktig å poengtere at dette er antall årsverk som skapes. Årsverkene som de sysselsatte i leverandørbedrifter eller hos underleverandører alternativt hadde besatt, fylles av andre som skaper dertil tilhørende konsumvirkninger. Merk også at nyskapt årsverk ikke nødvendigvis fullt ut er nyskapt sysselsetting. Noen av de beregnede årsverkene fyller trolig ledig kapasitet hos dem som allerede er sysselsatt i offshorerettet virksomhet. Andre årsverk dekkes opp gjennom inntak av permittert arbeidskraft, mens resten dekkes opp av nytilsatt arbeidskraft enten gjennom økning av leverandørbedriftenes egne ansatte, eller i form av innleid arbeidskraft fra bemanningsbyråer /1/.

Det understrekes igjen at både økning i vare- og tjenesteleveranser som en funksjon av investeringer og driftskostnader samt sysselsettingsvirkninger er basert på beregnede tall og modeller, som inneholder betydelig usikkerhet.

## 16.4.2 Utbyggingsfasen

### Virksomheter i Norge

Figur 16-5 Beregnet norsk verdiskaping i utbyggingsfasen



Kilde: Agenda Kaupang/1/

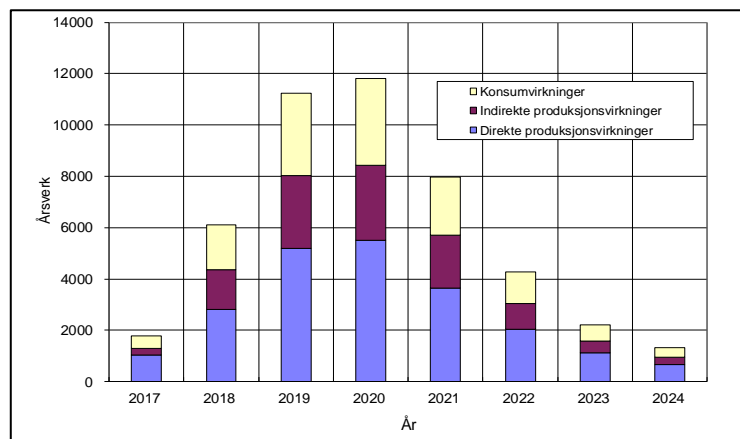
Nasjonale sysselsettingsvirkninger av utbyggingsfasen er beregnet til i underkant av 47 000 årsverk, fordelt over åtte år i perioden 2017–2024, hvor rundt 70% av årsverkene er sysselsettingsvirkninger hos leverandørene og deres underleverandører.

I toppårene (2019-2020) ventes Johan Castberg å gi en sysselsettingseffekt i norsk næringsliv på over 11 000 årsverk hvert år. Forretningsmessig tjenesteyting, industri, og varehandel får de største sysselsettingseffektene.

I utbyggingsfasen viser beregningene en forventet verdiskaping i norske vare- og tjenesteleveranser til Johan Castberg på vel 23 milliarder 2016-kr. Det vil si omtrentlig halvparten av totalinvesteringene går til norske leverandører og underleverandører.

Verktedindustri, borevirksomhet, transport og oljevirkosomhet er de næringer som ventes å få de største leveransene.

Figur 16-6 Nasjonale sysselsettingseffekter i utbyggingsfasen



Kilde: Agenda Kaupang/1/

**Virkninger regionalt i Nord-Norge**

Utbyggingen av feltet vil også gi positive ringvirkninger for Nord-Norge i utbyggingsfasen, og spesielt i drift. Det er viktig for Statoil å ha god kontakt med regionalt næringsliv gjennom hele prosjektperioden og videre inn i driftsfasen. På regionalt nivå i Nord-Norge venter man en verdiskaping på vel 1,5 milliarder 2016-kr, eller 6,5 % av den nasjonale verdiskapingen i utbyggingsfasen. Regionalt i Nord-Norge er det transport, herunder også basevirksomhet, oljevirksomhet, nordnorsk verkstedindustri, fulgt av borevirksomhet som har de største leveransene av varer og tjenester. Sysselsettingsvirkningene i utbyggingsfasen er beregnet til omtrentlig 1750 årsverk fordelt over utbyggingsperioden, hvorav 80% er sysselsetting hos leverandører og underleverandører.

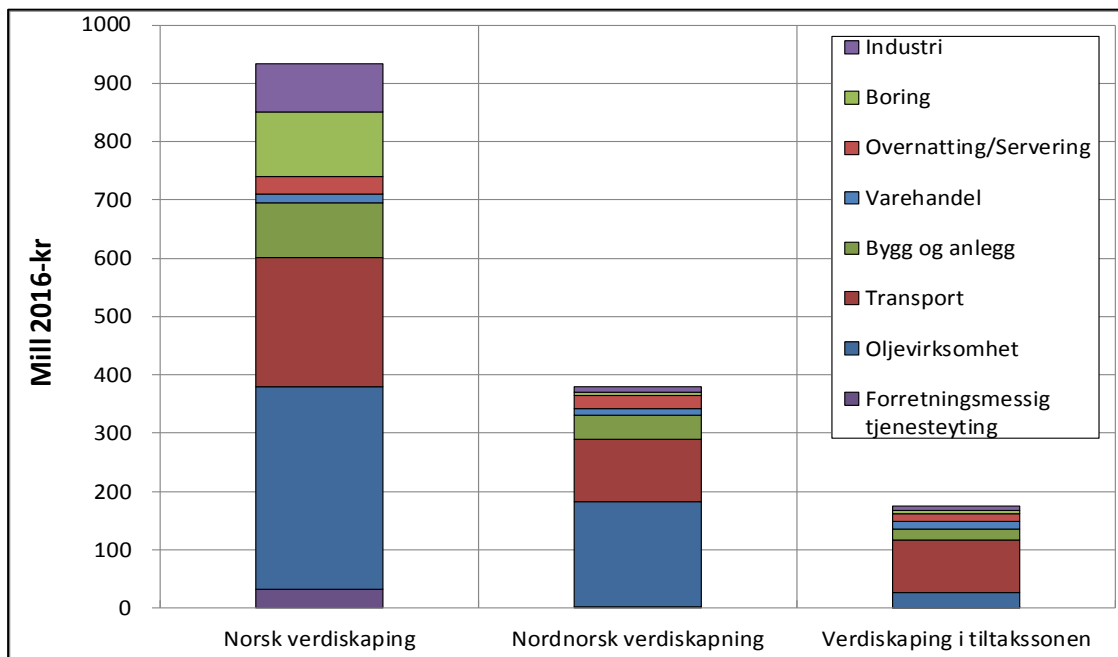
**Virkninger i tiltakssonen**

Lokalt innenfor tiltakssonen for Nord-Troms og Finnmark venter man en verdiskaping i vare- og tjenesteleveranser til utbygging av Johan Castberg på nær 600 millioner 2016-kr, fordelt over utbyggingsperioden. Transportvirksomhet, herunder basevirksomhet, er her den næring som får den klart største verdiskapingen, med vel 300 årsverk eller over 40 % av de totale sysselsettingsvirkningene som er i overkant av 700 årsverk.

**16.4.3 Driftsfasen**

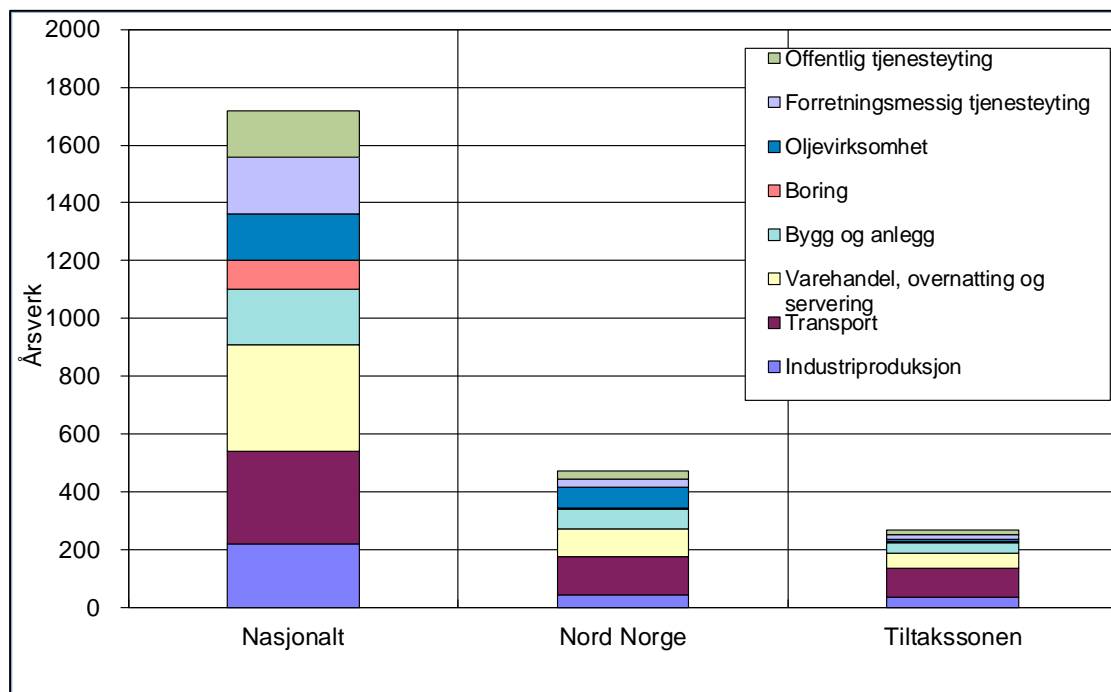
I driftsfasen som strekker seg over 30 år vil det være betydelige ringvirkninger av Johan Castberg. Drift av Johan Castberg feltet er i et normalt driftsår beregnet til å koste nær 1,15 milliarder 2016-kr.

Figur 16-7 Beregnet verdiskaping i driftsfasen i et normalt driftsår



Kilde: Agenda Kaupang/1/

Figur 16-8 Beregnet sysselsettingsvirkninger i driftsfasen i et normalt driftsår



Kilde: Agenda Kaupang/1/

### **Virkinger i Norge**

Det meste av verdiskapingen i drift ventes å komme fra norsk næringsliv.

Samlet ventes norsk andel av verdiskapingen å bli nærmere 950 millioner 2016-kr per år, eller vel 80 % i et normalt driftsår. Oljevirksomhet og transport (inkl basevirksomhet) er de næringene som får den største nasjonale verdiskapingen i driftsfasen, fordelt på offshorevirksomheten og landbaserte støttefunksjoner.

Sysselsettingsvirkningene nasjonalt er beregnet til i overkant av 1700 årsverk i et normalt driftsår. Oljevirksomhet, transport (herunder basevirksomhet) og varehandel og overnatting er de næringene som får de største sysselsettingsvirkningene. Størst sysselsettingsvirkning kommer innenfor varehandel, overnatting og servering. Dette skyldes konsumvirkninger som nasjonalt utgjør omtrentlig 30 % av sysselsettingsvirkningene.

Drift av offshoreinstallasjonene krever rundt 90 årsverk, i hovedsak fordelt på tre skift, inkludert daglig vedlikehold og et team for planbasert vedlikehold som tidvis er ombord. Tradisjonelt har bemanningen offshore i sin helhet vært norske statsborgere, så dette vil trolig være en ren norsk leveranse

### **Virkinger regionalt i Nord-Norge**

Regional verdiskaping i næringslivet i Nord-Norge i driftsfasen, er beregnet til å bli 380 millioner 2016-kr per år, og dermed rundt 40% av den norske verdiskapingen. Også her er det oljevirksomhet (inkludert offshore og landbasert drift) samt transport (inkludert basetjenester) som får størst verdiskaping.

Sysselsettingsvirkningene i driftsfasen er beregnet til 470 årsverk i et normalt driftsår, og i overkant av en fjerdedel av de nasjonale sysselsettingsvirkningene. Transport får 130 årsverk, vesentlig på og rundt forsyningsbasen og helikopterbasen, mens oljevirksomhet ventes å få en regional sysselsettingseffekt i Nord-Norge på omtrent 75 årsverk. Rundt 25 - 30 av disse ventes å være tilknyttet en landbasert driftsenhet for Johan Castberg i Harstad (se neste kapittel), mens resten forventes å være personell offshore med bosted i Nord-Norge. Av de beregnede 130 årsverkene knyttet til basevirksomhet, vil inntil 60 av disse være estimerte



virksomheter av basen i Hammerfest (se neste kapittel), mens de resterende er sysselsettingsvirkninger knyttet til eksempelvis økt flytrafikk, transport av varer og utstyr til og fra basen på land og sjø, og sysselsetting på forsyningsfartøy og beredskapsfartøy. Omtrent 80% av sysselsettingsvirkningene er i Statoil, i leverandørbedrifter og hos deres under-leverandører. Konsumvirkningene slår spesielt ut i varehandel, overnattingsvirksomhet og servering med omtrent 100 årsverk i et normalt driftsår.

### **Virksomheter i tiltakssonen**

Lokalt i tiltakssonen ventes en verdiskaping i driftsfasen på nær 175 millioner 2016-kr pr. år, hvorav vel halvparten innenfor transportvirksomhet (90 millioner), inkludert helikopter- og forsyningsbase. Lokalt innenfor tiltakssonen er sysselsettingsvirkningene i driftsfasen i et gjennomsnittså beregnet til 265 årsverk, med transport (vesentlig på og rundt forsynings- og helikopterbasen) og varehandel som største næringer. Omtrent 85% av sysselsettingsvirkningene er i Statoil, leverandørbedrifter og hos deres underleverandører.

## **16.5 Virksomheter av landbasert driftstøtte i vertskommunene**

De landbaserte driftsfunksjonene vil først og fremst medføre positive virksomheter i drift, lokalt for vertskommunene og regionalt i Nord-Norge. Disse virksomhetene er hensyntatt i de beregnede virksomhetene som er oppsummert i foregående kapittel. Lokaliteter som har vært vurdert, og begrunnelse for lokaliteter som rettighetshaverne går inn for, er beskrevet i kapittel 3.8 side 47.

Etablering av driftsorganisasjonen i Harstad ventes å ville gi rundt 25–30 årsverk i direkte virksomheter og øke bredden i byens oljemiljø. Inkludert regionale ringvirkninger er det forventet å ville gi en sysselsettingsvekst i byen på 40–45 årsverk. Etablering av driftsorganisasjonen vil også trolig gi en befolkningsvekst på rundt 70–90 personer i Harstad, og dermed også gi en viktig vekstimpuls for dette området /1/.

Hammerfest har i dag to etablerte forsyningsbaser, Polarbase i Rypefjord og ASCO på Fugleneset nord for Hammerfest sentrum, med utvidelsesmuligheter og en sikker og velfungerende helikopterbase. Utvidet bruk av eksisterende forsyningsbase i Hammerfest til også å omfatte Johan Castberg, er forventet å ville gi en samlet sysselsettingsvekst på 30–45 årsverk, og en forventet befolkningsvekst på 55–80 personer. I tillegg kommer virksomhetene av helikopterbasen, med forventede ytterligere 12–15 nye årsverk og 20–25 nye innbyggere. Til sammen gir dette en svært viktig vekstimpuls for Hammerfest /1/.

## **16.6 Tiltak for å styrke positive ringvirkninger lokalt og regionalt**

### **16.6.1 Tilrettelegging for lokale og regionale leverandører**

Statoil følger overordnede prinsipper om konkurranse mellom flere tilbydere, objektive tildelingskriterier og likebehandling av tilbydere. Ved inngåelse av langsiktige rammekontrakter og større EPC-kontrakter (Engineering, Procurement and Construction), vil Statoil gå ut med informasjon om leveransmuligheter til norsk og internasjonalt næringsliv. En vil deretter gå ut med en anbudskonkurranse, og velge de leverandørbedrifter, norske eller utenlandske, som samlet sett vurderes som mest konkurransedyktige.

Statoil generelt og Johan Castberg prosjektet spesielt, jobber aktivt mot leverandørindustrien i Nord-Norge for å kunne tilrettelegge for regional verdiskaping. Statoil har forventninger til sine leverandører ift ringvirkninger i nord.

Det har primært vært gjort gjennom LUNN prosjektet (Leverandørutvikling i Nord-Norge), og ved direkte kontakt mot leverandørnettverk som Petro Arctic. I regi av Statoil har det vært, og det vil bli gjennomført leverandørseminarer skreddersydd for de ulike behovene prosjektet har.

Det er også etablert en ny kontraktsform (Master service agreements) for vedlikeholdskontrakter for å kunne muliggjøre større andel lokal og regional verdiskaping.

Disse gruppene av tiltak er nærmere omtalt under.

### **LUNN prosjektet**

Statoil og Innovasjon Norge har stått bak LUNN prosjektet som ble avsluttet i 2016. Øvrige samarbeidspartnere har vært Forskningsrådet, leverandørnettverkene og industriinkubatorer i landsdelen. LUNN-prosjektet som er under evaluering har vært et kompetansehevingsprosjekt for leverandørindustrien i Nord-Norge. Ambisjonen til programmet var å styrke konkurranseevnen til bedriftene ved å skape strategiske allianser som kan møte petroleumsnæringens krav til anskaffelser. Gjennom dette var ambisjonen å bidra til økte leveranser, og dermed bidra til verdiskaping og andre ringvirkninger i Nord-Norge.

Gjennom programmet har leverandørene fått kunnskap om markedsmulighetene, petroleumsnæringens behov og kundekrav, og bistand i prekvalifiseringsprosesser. Kursene spenner fra prosjektledelse, prekvalifisering, mentorordninger, kontraktforståelse og generell innføring i petroleumsnæringen. Kompetanse som bedriftene har tilegnet seg i dette programmet forblir i bedriftene, og kan også benyttes inn mot andre næringer og markedssegmenter.

Statoil har med bakgrunn i LUNN prosjektet, i januar 2017 gjennomført en spørreundersøkelse om mulige fremtidige utviklingsbehov i nordnorsk industri. Undersøkelsen ble gjennomført hos utviklingsaktører og klyngeinitiativer i Nord-Norge. Resultatet fra denne undersøkelsen vil bli tatt med når Statoil skal vurdere hvilke kompetansehevende tiltak som er riktig å jobbe med videre.

### **Samarbeid med Petro Arctic**

Johan Castberg prosjektet har i samarbeid med leverandørforeningen Petro Arctic, satt i gang et prosjekt for å identifisere mulige leverandører i Nord-Norge spesifikt for utbygging og drift av Johan Castberg feltet.

Petro Arctic har i første omgang identifisert potensielle leverandører for utbyggingsfasen. Dette dreier seg om del-leveranser inn mot:

- Produksjon og installasjon av havbunnsutstyr (produksjonsutstyr, rørledninger, kontroll- og strømkabler) og fabrikasjon av produksjonsskipet
- Utstyrslagre
- Tilgang til grov grus og stein for understøttelse eller tildekking av feltinterne rør og installasjoner

Denne kartleggingen er videreformidlet til Statoil sine potensielle leverandører.

I etterkant av leverandørkartleggingen har Statoil og Petro Arctic gjennomført leverandørseminar der Statoil sine potensielle leverandører og potensielle nordnorske underleverandører, ble presentert for hverandre med tanke på mulig samarbeid og kontraktsinngåelser.

Lignende initiativ vil bli vurdert for leverandører for bore- og driftsfasen.

### **Ny kontraktsform**

Et av verktøyene som er tatt i bruk i det siste er en ny kontraktsform; Master Service Agreement. Det er en avtale der Statoil og leverandør er enige om betingelsene som gjelder for Statoils kjøp. Avtalen forenkler tilbuds- og innkjøpsprosessen, men den forplikter ikke Statoil til å benytte leverandøren.

Hensikten med disse avtalene er å gjøre det enklere for Statoils operative driftsmiljøer i nord å benytte lokale/regionale leverandører når disse er konkurransedyktige. Så langt har Statoil undertegnet en rekke slike avtaler med nordnorske selskap.

For å forsterke de regionale virkningene av Johan Castberg, vil det også bygges på erfaringer fra utbygging og drift av Snøhvit, Norne og Aasta Hansteen.

### **16.6.2 Kompetanseoppbygging og utdanning**

Statoil tar hvert år inn rundt 160 lærlinger fra hele landet innenfor fagene prosess, mekanisk, automasjon og elektro. Målsettingen er at 1/3 av disse skal komme fra Nord-Norge.

Statoil har nylig gjennomført møter med representanter for kompetanseutvalget i Finnmark fylkeskommune og rektorer ved videregående skoler i hele Finnmark. Det er i tillegg arrangert møter mellom industrien og opplæringsenheter i Harstad og i Hammerfest.

Hensikten med møtene var å etablere relevante kontakter, samt få et oppdatert bilde av situasjonen i nord vedrørende utdanningstilbud og interessen blant ungdommen for vår industri.

Statoil vil fremover sørge for en videreføring av dialogen mellom opplærings- og utdanningsinstitusjoner og næringsliv, samt i samråd med andre, vurdere hvilke tiltak som kan være relevante å igangsette for å bidra til tilgang på relevant kompetanse til våre aktiviteter i nord i et langsiktig perspektiv.

Som ledd i dette vil en før PUD blir fremmet, og i samarbeid med andre operatører, leverandører og lokale myndigheter ta initiativ til en gjennomgang av mulige tiltak for å styrke det totale petroleumsmiljøet i Hammerfest og Finnmark

Det vises også til kompetanseoppbygging av leverandørnettverket i regi av LUNN initiativet som beskrevet i foregående kapittel.

## 17 Oppsummering av konsekvenser, forpliktende tiltak og videre oppfølging

### 17.1 Tiltak for å styrke positive ringvirkninger lokalt og regionalt

Øke lokal og regional andel av leveranser i utbygging og i drift (jf kapittel 16.6.1)	
Statoil generelt og Johan Castberg prosjektet spesielt, jobber aktivt mot leverandørindustrien i Nord-Norge for å kunne tilrettelegge for regional verdiskaping. Statoil har forventninger til sine leverandører i ft ringvirkninger i nord.	
Gjennomførte analyser og vurderinger av tiltak	Forpliktende tiltak
<ul style="list-style-type: none"> <li>Petro Arctic, kartlegging av mulige leverandører i Nord-Norge for utbygging av Johan Castberg</li> <li>Spørreundersøkelse om mulig fremtidig utviklingsbehov hos leverandørindustrien (basert på erfaringer fra LUNN prosjektet)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Kartleggingen gjennomført av Petro Arctic er videreformidlet til Statoil sine potensielle leverandører</li> <li>Leverandørseminar/nettverksbygging</li> <li>Leverandørutvikling (bygge videre på LUNN prosjektet og resultat fra spørreundersøkelse)</li> <li>Ny kontraktsform-Master service agreement.</li> </ul>
Legge til rette for lokal og regional sysselsetting gjennom kompetanse oppbygging og utdanning (jf kapittel 16.6.2)	
Rekrutteringen skjer i et nasjonalt marked, men regional andel av sysselsetting i drift er med langsiktige opplærings- og utdanningstiltak forventet å bli høyere enn befolkningsandelen i Nord-Norge skulle tilsi. Statoil tar hvert år inn rundt 160 lærlinger fra hele landet innenfor prosess, mekanisk, automasjon og elektro fagene. Målsettingen er at 1/3 av disse skal komme fra Nord-Norge.	
Gjennomførte analyser og vurderinger av tiltak	Forpliktende tiltak
<ul style="list-style-type: none"> <li>Det er gjennomført initielle møter med representanter for Kompetanseutvalget i Finnmark fylkeskommune og rektorer ved videregående skoler i hele Finnmark. I tillegg er det arrangert møter mellom industrien og opplæringsenheter i Harstad og i Hammerfest. Hensikten har vært å få en første oversikt over interesse blant ungdom, opplærings- og utdanningstilbud</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Statoil vil jobbe i et langsiktig perspektiv for å bidra til tilgang til relevant kompetanse til våre aktiviteter i nord. Dialogen mellom utdannings- og opplæringsinstitusjoner og næringsliv vil videreføres for å kunne vurdere relevante tiltak.</li> <li>På kort sikt (før PUD blir fremmet) vil Statoil i samarbeid med andre operatører, leverandører og lokale myndigheter ta initiativ til en gjennomgang av mulige tiltak for å styrke det totale petroleumsmiljøet i Hammerfest og Finnmark</li> </ul>

#### Etterprøvningsstudier for samfunnsmessige virkningen

Etterprøvningsstudier, som viser faktisk nasjonal, regional og lokal verdiskaping i utbygging og drift, vil gjennomføres innen to år<sup>7</sup> etter Johan Castberg er kommet i drift.

#### Følgforskning

Statoil vil basert på etterprøvningsstudien, og de faktiske tiltak som ble gjennomført for leverandørutvikling, evaluere tiltak og bygge kunnskap om effektive tiltak.

<sup>7</sup> Ref. Stortingsmelding nr. 28 (2010-2011) «Operatøren for ny, selvstendige utbygginger skal senest to år etter at feltet er satt i produksjon, gjennomføre en analyse av regionale og lokale ringvirkninger av utbyggingen» som ble støttet av Energi- og miljøkomiteen i Innst. 143 S (2011-2012)

## 17.2 Oppsummering av konsekvenser, avbøtende tiltak og videre studier

Energiforbruk, utslipp av CO <sub>2</sub> , andre klimagasser og andre komponenter til luft (kapittel 6)	
<p>Gass og vann injiseres som trykkstøtte for å øke feltets ressursutnyttelse og dermed la minst mulig olje ligge igjen i undergrunnen etter endt produksjonsperiode. Dette krever mye energi, og utslipp fra kraftgenerering fra Johan Castberg per eksportert enhet er høyere sammenlignet med andre felt. Johan Castberg har også et stort varmebehov blant annet på grunn av lav reservoarstemperatur. Hele varmebehovet dekkes av varmegjennvinnings-enhetene på gassturbinene, noe som gjør at energieffektiviteten for Johan Castberg er høy sammenlignet med de fleste andre felt. Johan Castberg representerer et middels stort felt på norsk sokkel ift til utslipp av klimagasser. Klimaeffekten av sotpartikler (BC) fra Johan Castberg vil være lav, men utslipp av BC i Arktisk gir større virkning enn utslipp lenger sør. Johan Castberg ligger langt fra Finnmark og Bjørnøya. Bidraget til bakkenært ozon, eutrofiering og forsuring er ubetydelig, og mindre enn variasjonene fra år til år.</p>	
Gjennomførte analyser og vurderinger av tiltak	Avbøtende tiltak som er lagt til grunn
<ul style="list-style-type: none"> <li>Vurdering av alternative kraftforsyningsløsning (jf. Vedlegg B)</li> <li>Evaluerer av kraft- og varmebehov</li> <li>BAT-vurdering av teknologier som kan redusere energibehov, fakkling og utslipp til luft</li> <li>Studie for valg av kjøle- og varmemedium</li> <li>Studie av energieffektiviseringstiltak på borerigg</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Energioptimalisering/energistyling på borerigg</li> <li>Brønntesting og – opprensning over produksjonsskipet uten avbrenning på borerigg</li> <li>Tilrettelegging for mulig fremtidig elektrifisering av elektriske forbrukere på FPSO</li> <li>Energioptimalisering/og energistyling på FPSO <ul style="list-style-type: none"> <li>Energianalyser- og planer for energiledelse</li> <li>Varmeintegrering i prosessen</li> <li>Varmegjenvinning fra turbineksosen</li> <li>Drivvalg</li> <li>Turtallsregulering for hastighetsstyring på pumper</li> </ul> </li> <li>Lav-Nox-teknologi for turbiner</li> <li>Gjenvinning av fakklegass fra høytrykk- og lavtrykkfakkell</li> <li>NMVOC og metangjenvinning på FPSO</li> <li>NMVOC gjenvinning på skytteltankere</li> </ul>
Videre studier og tiltak som er til vurdering	
<ul style="list-style-type: none"> <li>Varmegjenvinning fra eksosgass fra boreriggens dieselgeneratorer</li> </ul>	

Utslipp til sjø og havbunn fra boring (kapittel 7.2) og håndtering av boreavfall (kapittel 11.1)	
<p>Vannbasert borevæske og -kaks avsettes på havbunnen nær utslippspunktet. Borekjemikaliene er i grønn kategori og vil ikke ha noen miljøskadelige effekter. Sedimentavsetning vil være størst ca 100 meter fra utslippspunktet, og bunnlevende organismer og bunnlevende fisk vil bli påvirket i dette området. Effekter på bunndyr forekommer vanligvis i en 250 m radius fra utslippspunktet og sjeldent lenger ut enn 500 m. Restitusjon og kolonisering av boremasser starter kort tid etter at boringen er over, og kakshaugene er godt koloniserte av pionéerarter innen 3 år etter boring. Influensområdet på maks 500 m er relativt lite sammenliknet med omkringliggende bunnområder med lik bunnfauna. Plankton og pelagisk fisk forventes ikke å bli berørt ved utslipp av borekaks på bunnen da disse holder seg i vannsøylen over utslippet, eller kan svømme unna. Det forventes heller ikke effekter på yngre livsstadier av marin fisk ettersom området for påvirkning er svært begrenset i tid og rom sammenlignet med utbredelsesområdene i åpent hav. Effekter av utslipp av borekaks fra Johan Castberg-utbyggingen forventes å være liten for bunndyr og ubetydelig for fisk.</p>	
Gjennomførte analyser og vurderinger av tiltak	Avbøtende tiltak som er lagt til grunn
<ul style="list-style-type: none"> <li>Akvaplan-niva, 2017 /3/</li> <li>TFM-plan (total fluid management plan) for analyse av borevæskeforbruk, gjenvinning av borevæsker, utslipp og avfallsstrømmer fra boring og håndtering av disse</li> <li>Vurdering av alternative tiltak for håndtering av oljeholdig kaks; injeksjon, rensing og utslipp på feltet og transport til land for sluttdisponering</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Bruk av vannbasert borevæske med grønne kjemikalier</li> <li>Transport av oljeholdig borekaks til land for rensing, gjenvinning av baseolje og godkjent sluttdisponering.</li> <li>Transport av brukt vann- og oljebasert borevæske til land for gjenvinning og avfallsminimering</li> </ul>
Videre studier og tiltak som er til vurdering	



Utslipp av vannbasert hydraulikkvæske (kapittel 7.3) og klargjøring av feltinterne rørledninger (kapittel 7.4)	
<p>Det er lagt til grunn bruk av vannbasert hydraulikkvæske for å operere ventiler på brønnhoder og havbunnsmanifolder. Systemet er et såkalt åpent system hvor returvæske slippes til sjø. De vannbaserte væskene inneholder hovedsakelig vann og glykol, samt noen tilsatte kjemikalier. Omtrent 10% av væskevolumet klassifiseres som gult (Y2). Utslipet er vurdert å gi en ubetydelig konsekvens. Under klargjøring av rørledninger er det i hovedsak grønne kjemikalier som slippes ut, og som raskt fortynnes og brytes ned.</p>	
<b>Gjennomførte analyser og vurderinger av tiltak</b>	<b>Avbøtende tiltak som er lagt til grunn</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>BAT vurdering av hydraulikkssystem</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Fokus på bruk av grønne kjemikalier og minimering av gule kjemikalier i hydraulikkvæske</li> </ul>
<b>Videre studier og tiltak som er til vurdering</b>	
<p><b>Utslipp av produsert vann og produksjonskjemikalier ( kapittel 7.5)</b></p>	
<p>Konsekvens av utslipp av rensert produsert vann er vurdert å være liten. Størst påvirkning på plankton vil forekomme innenfor 1300 m fra utslippet. Etter dette er utslippet så fortynnet at det vil ha få eller ingen skadelige miljøeffekter, og effekter vil ikke kunne måles på bestandsnivå. Additive effekter av stoffer i produsert vann kan potensielt oppstå ved visse strømførhold, men dette vil forekomme sjeldent gjennom utslippssperioden. Produksjonskjemikaliene er klassifisert som røde og gule ifølge OSPAR fordi de ikke er biologisk nedbrytbare, men med unntak av glutaraldehyd er de ikke giftige eller bioakkumulerende. Disse kjemikaliene vurderes derfor ikke å ha noen direkte effekt på marint naturmiljø.</p>	
<b>Gjennomførte analyser og vurderinger av tiltak</b>	<b>Avbøtende tiltak som er lagt til grunn</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>EIF-vurdering av ulike utslippsløsninger (utslipp versus reinjeksjon)</li> <li>BAT-vurdering for håndtering av produsert vann</li> <li>Akvaplan-niva, 2017 /3/</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Re-injeksjon for å minimere utslipp av naturlig forekommende stoffer og produksjonskjemikalier i produsert vann.</li> <li>Rensing i et tre-steps renseanlegg for å:               <ul style="list-style-type: none"> <li>oppretholde injektiviteten i brønner og</li> <li>redusere utslipp av dispergert olje og andre naturlig forekommende stoffer når injeksjonsanlegget er nede</li> </ul> </li> <li>Unngå bruk av miljøfarlige kjemikalier gjennom substitusjon, og redusere bruk og effekt av kjemikalie i miljøet.               <ul style="list-style-type: none"> <li>Korrosjonsbestandig materialvalg → unngår bruk av korrosjonshemmer.</li> <li>Fokus på reduksjon av avleiringshemmer og flokkulant gjennom optimalisering.</li> </ul> </li> </ul>
<b>Videre studier og tiltak som er til vurdering</b>	
<ul style="list-style-type: none"> <li>Oppdatering av EIF studier når vannanalyser av produsert vann foreligger.</li> </ul>	
<p><b>Utslipp av biocidet 2,2-dibromo-3-nitropropionamide (DBNPA) (kapittel 7.6)</b></p>	
<p>Kjemikalet er giftig. DBNPA er vannløselig slik at det fortynnes raskt, og det er ikke bioakkumulerende. Konsekvensene av utslippet ved offline behandling er vurdert å være ubetydelige.</p>	
<b>Gjennomførte analyser og vurderinger av tiltak</b>	<b>Avbøtende tiltak som er lagt til grunn</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>BAT-vurdering av tiltak for å redusere mengde utslipp og effekt i miljøet</li> <li>Vurdering av sjøvannsinntaksdyp ift å redusere begroing og derav kjemikaliebruk</li> <li>EIF vurdering</li> <li>Akvaplan-niva, 2017 /3/</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Minimalisere forbruk og utslipp med :               <ul style="list-style-type: none"> <li>Plassering av sjøvannsinntak på 45 -51 meters dyp (avhengig av last) hvor planktonkonsentrasjonen er lav</li> <li>Klorinering av sjøvannsinntak</li> <li>Forbehandling før sulfatfjerningsmembraner</li> <li>Offline biocid behandling</li> </ul> </li> </ul>
<b>Videre studier og tiltak som er til vurdering</b>	
<ul style="list-style-type: none"> <li>Fokus på substitusjons-produkter.</li> <li>Kvalifisere måleteknikk for reaktiv biocid-behandling, og vurdere å implementere dette</li> <li>Vurdere muligheten for injeksjon i reservoar etter offline behandling</li> <li>Nøytralisere giftighet med natriumbisulfitt (grønt kjemikalie).</li> </ul>	

Utslipp av oppvarmet kjølevann og hypokloritt (kapittel 7.7)	
<p>Sjøvann som benyttes til kjøling av prosessutstyr, tas inn på mellom 45-51,5 meters dyp (avhengig av hvor mye last skipet har). Sprangsjiktet varierer mellom 25-50 meter, men under 30-40 meter reduseres planktoninnholdet betraktelig. Kjølevannet slippes ut på 22.5 meters dybde. Utslippsvannet holder en temperatur på 35°C og inneholder rester av hypokloritt (OCI-) som brukes for å hindre begroing. Hypokloritt brytes raskt ned, men fire av omkring 100 potensielle biprodukter har blitt vurdert til å kunne utgjøre en risiko for miljøet ved utslippspunktet. Imidlertid har det ikke blitt funnet at biprodukter av hypokloritt gir noen effekter på alger, krepsdyr eller fisk, hverken for de individuelle stoffene eller som blanding. Kjølevannet vil blandes med omliggende havvann og både temperatur og hypokloritt antas kun å ha små til ubetydelige effekter for plankton i vannsøylen.</p>	
<b>Gjennomførte analyser og vurderinger av tiltak</b>	<b>Avbøtende tiltak som er lagt til grunn</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>Vurdering av sjøvannsinntaksdyp ift begroing</li> <li>BAT vurdering av andre alternativer for biocidbehandling</li> <li>Simulering av temperatur i resipienten ved utslipp av kjølevann</li> <li>Akvaplan-niva, 2017 /3/</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Plassering av sjøvannsintak på 45 -51 meters dyp (avhengig av last) hvor planktonkonsentrasjonen er lav</li> </ul>
<b>Videre studier og tiltak som er til vurdering</b>	
Utslipp av sanitæravløpsvann og drenasjevann (kapittel 7.8)	
<p>Utslipp av sanitært avløpsvann vil raskt fortynnes, og brytes ned. Drenasjevann som inneholder rester av olje og kjemikalier skal samles opp og renses, og kun vann med mindre enn 30 mg/l olje kan slippes ut til sjø. Effektene av disse utslippene regnes som neglisjerbare for alle dyregrupper.</p>	
<b>Gjennomførte analyser og vurderinger av tiltak</b>	<b>Avbøtende tiltak som er lagt til grunn</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>Akvaplan-niva, 2017 /3/</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Barrierer for å hindre utslipp av oljeholdig drenasjevann til sjø.</li> <li>Oppsamling av oljeholdig drenasjevann, og rensing før utslipp til sjø.</li> </ul>
<b>Videre studier og tiltak som er til vurdering</b>	
Ingen	
Risiko og konsekvens av fremmede arter introduser med ballastvann (Kapittel 7.10)	
<p>Dersom en fremmed art klarer å etablere seg i Barentshavet kan dette potensielt ha stor påvirkning og konsekvens for økosystemet. Risikoen for at fremmede arter skal kunne etablere seg er likevel relativt liten i de frie vannmassene offshore, og begrenses ytterligere ved rensing av ballastvann og ved oppfølging av andre operasjonelle prosedyrer i ballastvannforskriften.</p>	
<b>Gjennomførte analyser og vurderinger av tiltak</b>	<b>Avbøtende tiltak som er lagt til grunn</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>Akvaplan-niva, 2017 /3/</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Rensing av ballastvann</li> <li>Implementering av andre operasjonelle tiltak i ballastvannforskriften</li> </ul>
<b>Videre studier og tiltak som er til vurdering</b>	
Ingen	
Arealbeslag og påvirkning fra fysiske inngrep (kapittel 8)	
<p>Johan Castberg ligger i et område der havbunnen hovedsakelig består av bløtbunn med silt, leire og noe grus, og det er ikke oppdaget sårbare habitater (koraller og tette forekomster av svamp). Fysiske inngrep på havbunnen vil påvirke bunnfauna ved at disse blir gravd vekk eller tildekket av masser. Bunnfauna i umiddelbar nærhet til inngrepene vil gå tapt, men områdene som vil bli påvirket er små sammenliknet med omkringliggende bunnområde av samme karakter. Potensialet for rekolonisering av forstyrret sediment fra omkringliggende havbunn er stort. Fysiske inngrep på havbunnen ventes ikke å ha noen annen effekt. Feltinterne rørledninger, utlagt grov grus og stein og havbunns-installasjoner på Johan Castberg fører til større heterogenitet i habitatet ved at et bløtbunnsområde får tilført hardt substrat der fastsittende arter kan etablere seg. Den fiberoptiske kabelen planlegges nedgravd der dette er nødvendig. Noen strekninger vil kunne dekket med steinfyllinger. Utlagt grus og områder som det graves i vil rekoloniseres av naturlig bunnfauna etter kort tid.</p>	
<b>Gjennomførte analyser og vurderinger av tiltak</b>	<b>Avbøtende tiltak som er lagt til grunn</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>Akvaplan-niva, 2017 /3/</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Feltutforming (ruting av feltinterne rør og kabler) er planlagt slik at behovet for steininstallasjoner minimeres.</li> <li>Et eventuelt PRM system vil ikke grus- og stein beskyttes.</li> <li>Det antas at det ikke finnes sårbare bunnhabitater langs noen av de alternative fiberoptiske kabeltraséene, men om slike oppdages ved ROV-undersøkelse (planlagt 2018) vil disse bli dokumentert og tatt hensyn til ved legging av kabelen.</li> </ul>
<b>Videre studier og tiltak som er til vurdering</b>	

Undervannsstøy (Kapittel 9)	
<p>Hovedkildene til undervannsstøy fra Johan Castberg-feltet vil være boreoperasjoner, skipstrafikk og skyting av seismikk for å kartlegge reservoarene. Det er hovedsakelig fisk og hval som vil kunne påvirkes av støyen. Støy fra boreoperasjoner og skipstrafikk ventes ikke å ha noen påviselige effekter på disse dyregruppene. Konvensjonell 4D-seismikk vil typisk skytes en gang hvert 2. år. Frekvensen vil være avhengig av utviklingen i reservoarene. Hver undersøkelse varer i 30 dager, og med 100 timers totalt bruk av luftkanonene. Johan Castberg ligger 20 NM fra nærmeste gyteområde, som er Havforskningsinstituttets anbefalte avstand fra gytefelt når seismikk skal skytes. Hval som oppholder seg nærmere enn 700 m fra luftkanonene kan potensielt få midlertidige reversible hørselsskader. Lengre unna skytingen kan det oppstå effekter på adferd og maskering, hvor hvalenes vokalisering blir forstyrret av lydene fra seismikken. Så lenge sårbare perioder for hval unngås så langt det er mulig, og at det brukes "soft start" prosedyrer før seismikkskyting ventes effektene av konvensjonell 4D-seismikk å være små på både fisk og hval. Dersom PRM-seismikk blir implementert på feltet vil det i perioder av feltes levetid skytes seismikk 1-2 ganger årlig med 5-6 mnd mellomrom. Frekvensen vil avhengig av utviklingen i reservoarene. Hver undersøkelse varer 30 dager med 280 timers bruk av luftkanonene. Denne typen seismikk vil da kunne berøre flere hval enn konvensjonell 4D-seismikk, og den har også potensiale til å berøre flere av hvalenes naturlige aktiviteter. Effektene vil i så fall være noe mer fremtredende enn for konvensjonell 4D-seismikk, men ved bruk av avbøtende tiltak som nevnt over ventes effektene å være små.</p>	
<p><b>Gjennomførte analyser og vurderinger av tiltak</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Akvaplanniva, 2017 /3/</li> </ul>	<p><b>Avbøtende tiltak som er lagt til grunn</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Bruk av soft start prosedyre ved seismikkskyting med gradvis økning av styrke.</li> <li>• Unngå migrasjonsperioder i størst mulig grad</li> </ul>
<p><b>Videre studier og tiltak som er til vurdering</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Studie for å vurdere effekter av seismikk på marine pattedyr, basert på modellert utbredelse av lyd fra seismikk, kunnskap om lydnivåer og effekter og modellert utbredelse av hval i Barentshavet (før første seismikkskyting)</li> <li>• Vurdering av sårbare perioder basert på observasjoner i drift</li> </ul>	
Effekt av lys på sjøfugl (kapittel 1010)	
<p>Vår- og høsttrekktet til gjess, snøspurv, rødnebbterne, joer og vadefugl foregår i perioden med konstant dagslys, og det kan ikke forventes noen effekter av lys fra Johan Castberg på trekkende fugl. I høst-vinterperioden hvor lys vil kunne ha en potensiell effekt vil man påtreffe de fleste sjøfugl i området. Det er manglende kunnskapsgrunnlag for å vurdere effekter av lys på sjøfugl.</p>	
<p><b>Gjennomførte analyser og vurderinger av tiltak</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Norsk Institutt for Naturforskning, 2017 /6/</li> </ul>	<p><b>Avbøtende tiltak som er lagt til grunn</b></p>
<p><b>Videre studier og tiltak som er til vurdering</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Det vil måtte avkreftes/bekreftes i drift om lys fra innretningen har en signifikant påvirkning på fugl.</li> <li>• Eventuelle tiltak må vurderes og implementeres etter behov. Effektivitet av tiltak må vurderes opp mot andre forhold, spesielt sikkerhetsmessige og praktiske forhold</li> </ul>	
Avfall (kapittel 11)	
<p>Det er ikke forventet sandproduksjon fra reservoarene, men det er likevel tatt forbehold om produksjon av små mengder. Sandpartiklene vil bli separert fra brønnstrømmen i en sandsyklon. Videre håndtering av produsert sand styres av mengde oljevedheng på sandkornene.</p> <p>Ikke-farlig avfall kildesorteres og sendes til land for resirkulering eller gjenvinning. Mesteparten av ikke-farlig avfall vil oppstå i boligkvarteret, og er avhengig av antall personer om bord. Dette er definert som husholdningsavfall. Annet ikke-farlig avfall vil bli generert i verksteder og under vedlikehold. Farlig avfall kan være oljerester, smøreolje, spraybokser, maling, LED-avfall, batterier, kjemikalieavfall fra laboratoriet, smittefarlig avfall og lavradioaktivt avfall (LRA). LRA oppstår dersom avleiringer i rørledninger, tanker og prosessutstyr skulle oppstå, og dette utstyret rengjøres offshore.</p>	
<p><b>Gjennomførte analyser og vurderinger av tiltak</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Avfallsplan med forventede mengder, kategorier og plassbehov for avfallsstasjoner på FPSO</li> </ul>	<p><b>Avbøtende tiltak som er lagt til grunn</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Produsert sand: Dersom oljevedheng er større enn 1%, vil dette på samme måte som for oljeholdig borekaks bli transport til land for rensing og godkjent avfallsdisponering</li> <li>• Kildesortering av ikke-farlig avfall</li> <li>• Farlig avfall vil bli skilt ut, lagret adskilt fra annet avfall, merket, deklart og sendt separat til autorisert avfallsmottak på land.</li> </ul>
<p><b>Videre studier og tiltak som er til vurdering</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Avfallshåndteringsplan for installasjons- og driftsfasen med anbefaling om sluttbehandlingsløsninger</li> </ul>	

Uhellutslipp av olje (kapittel 12)	
<p>Miljørisiko for et uhellutslipp på feltet fra produksjonsboring og fra ulike hendelser i drift er akseptabel. Produksjonsboring og komplettering av brønner er de hendelsene som slår høyest ut. Det er større sannsynlighet for at oljen når kysten av Finnmark enn Bjørnøya, med størst mengde strandet olje i april-juni. Sannsynligheten for stranding for de verste hendelsene er maksimalt 23%. Korteste drivtid til land er 20-26 døgn. Et uhellutslipp representerer størst miljørisiko for sjøfugl. Utslagene for sjøfugl i åpent hav er høyere enn utslagene kystnært utenom hekke-sesongen. Det største utslaget i den alvorligste skadekategorien er i hekkesesongen. Fra oktober til mars er det lomvi i åpent hav som har høyest risiko og fra april til september er det lunde som har høyest risiko, kystnært på våren i hekkesesongen og i åpent hav om sommeren. Miljørisiko for andre dyregrupper og sensitive habitater (inkludert iskanten) er beregnet som liten, og konsekvens for disse dersom et utslipp skulle skje, vurderes også som liten.</p>	
<p><b>Gjennomførte analyser og vurderinger av tiltak</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• MRA -Akvaplan-niva Sense, 2017 /4/</li> <li>• Beredskapsanalyse, Statoil 2017/10/</li> </ul>	<p><b>Tiltak som er lagt til grunn</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Designtiltak for å hindre uhell eller minimere utslipp,</li> <li>• Undervannslekkasjedeteksjon-metan-sniffere</li> <li>• Lekkasjedeteksjon på produksjonsskipet og overvåking ifm oljevernaksjoner (IR kamera, satellitt overvåking)</li> <li>• Overvåking av skipstrafikk for å hindre kollisjoner med produksjonsskipet og andre fartøy på feltet, samt opprettholdelse av sikkerhetssoner.</li> </ul>
<p><b>Videre studier og tiltak som er til vurdering</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Oppdatering av beredskapsanalyse</li> <li>• Beredskapsplan</li> <li>• Vurdering av ISPAS radar</li> </ul>	<p><b>Analysert behov for beredskapstiltak</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Dedikert beredskapsfartøy på feltet med mekanisk oppsamling, kjemisk dispergering og utstyr for deteksjon og kartlegging av et eventuelt oljeutslipp (fjernmåling)</li> <li>• Foreløpig konklusjon er at det er et behov for 14 NOFO system utenom fartøy på feltet (1 NOFO system=oljevernartøy med lenser og oppsamlings utstyr pluss et slepefartøy for å slepe linse) (totalt 15 NOFO system)</li> <li>• 8 kyst/fjord system</li> </ul>
Fiskeri og havbruk (kapittel 13)	
<p>Virkninger for fiskeri og havbruk av utbygging og drift av Johan Castberg-feltet vurderes å være ubetydelig til liten, og stort sett begrenset til operasjonelle ulemper ifm installasjon av fiberoptisk kabel, sikkerhetssoner under boring, installasjon på feltet og seismikkinnnsamling. Eventuelle uhellutslipp er vurdert å ha liten til middels virkning for havfisket avhengig av uhellsscenario og tid på året. Uhellutslipp på Johan Castberg ventes ikke å ha direkte virkninger for kystfiske eller havbruk. Området som berøres av feltutbygging og drift er lite egnet for bunntrålfiske, og det ventes derfor ikke noen utvikling av dette fisket på feltet i fremtiden. Det foregår bare et moderat fiske med konvensjonelle redskaper i området omkring Johan Castberg. I hovedsak er dette et fiske med autoline. Autolinefisket begrenses ikke av forbudssonen for bunnfiske som etableres rundt brønnrammelokasjonene. Det samme er tilfelle for et eventuelt utvidet forbudsområde i tilknytning til et eventuelt PRM kabelutlegg.</p>	
<p><b>Gjennomførte analyser og vurderinger av tiltak</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Proactima, 2017 /7/</li> </ul>	<p><b>Avbøtende tiltak som er lagt til grunn</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• god dialog med fiskeriinteressene gjennom informasjonsbrev, kunngjøringer og eventuelle møter i forkant av aktivitetene</li> <li>• -tiltak for å hindre eller begrense skade av et uhellutslipp som beskrevet over</li> </ul>
<p><b>Videre studier og tiltak som er til vurdering</b></p>	
Skipstrafikk (kapittel 14)	
<p>Johan Castberg er lokalisert utenfor hovedseilingsleden for skipstrafikk i Barentshavet. Det er forventet økning av skipstrafikken i områdene rundt Johan Castberg. De åpne områdene gir imidlertid gode muligheter for alternative seilingsruter innenfor korridoren for å unngå konflikter med Castberg og soner med begrensninger av hensyn til petroleumsaktiviteten. Johan Castberg forventes verken i utbyggingsfasen eller i drift å medføre konsekvenser eller ulemper av betydning for dagens og framtidig skipsfart i området. Et eventuelt område med forbud mot oppankring og fiske med bunnredskap rundt et eventuelt PRM system vil heller ikke være til ulempe for ordinær skipstrafikk gjennom området, da allmenn ferdsel i sjøområdet ikke vil reguleres og rammes av begrensninger.</p>	
<p><b>Gjennomførte analyser og vurderinger av tiltak</b></p>	<p><b>Avbøtende tiltak som er lagt til grunn</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Skipstrafikken til og fra feltet vil bruke spesielt opprettede farleder, og skal overholde vanlige sjøtrafikkregler.</li> </ul>
<p><b>Videre studier og tiltak som er til vurdering</b></p>	

Kulturminner (kapittel 15)	
<p>Det er ikke kjente marine kulturminner i havområdene berørt av utbyggingen av Johan Castberg. Dette gjelder også områdene som berøres av et eventuelt havbunnsbasert kabelutlegg for PRM system og alternativet hvor den fiberoptiske kabelen går til land. Potensialet for funn øker generelt etter hvert som man nærmer seg land pga. den lange historien med marin ferdsel, fiske og fangst i kystnære områder. Tromsø Museum er myndighet for forvaltning av kulturminner under vann i Nord-Norge. De siste 30 km av den fiberoptiske kabelen inn mot land skal undersøkes nærmere mhp marine kulturminner.</p>	
Gjennomførte analyser og vurderinger av tiltak	Avbøtende tiltak som er lagt til grunn
	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Tromsø Museum vil varsles i forkant av sjøbunnskartlegging og få tilsendt oppdatert trasé,</li> <li>• Videooptak og rapport sendes i etterkant av undersøkelsen. Tromsø Museum vil få tilgang til andre data, eksempelvis fra multistråle-ekkolodd undersøkelsen.</li> <li>• Dersom det skulle bli gjort funn langs traséen, vil disse rapporteres til Tromsø Museum og traséen bli lagt om i samråd med museet</li> </ul>

### 17.3 Miljøovervåking

Johan Castberg-feltet ligger i region X for sedimentovervåking som del av den regionale miljøovervåkingen av norsk sokkel. Felt i produksjon blir overvåket hvert tredje år, og undersøkelsene gjøres samlet innenfor hver region. Før planlagte leteboringer blir det i tillegg utført visuelle kartlegginger i nye områder og/eller områder med mistanke om forekomst av koraller eller svamp. I noen tilfeller blir det også gjennomført sedimentprøvetaking før leteboringer.

Johan Castberg ligger i et område med ensartede bunn- og sedimentforhold, og med god avstand til spesielt miljøfølsomme og sårbare områder i Barentshavet (jf kapittel 5.6.2). Som del av grunnlagsundersøkelsene for letebrønnene i Johan Castberg området, ble den visuelle kartleggingen tilpasset for å kunne representere området som helhet. Disse tilpasningene ble utført i felt på grunnlag av at man ikke fant spesielt miljøfølsomme og/eller sårbare områder (se oppsummering av resultater fra den visuelle kartleggingen i kapittel 5.6.2 og i vedlegg D). Statoil anser Johan Castberg området for godt nok undersøkt mht visuelle kartlegginger, og planlegger derfor ikke for ytterligere visuelle kartlegginger i området som del av utbyggingen.

Det er ikke avdekket habitat eller miljøforhold som tilsier behov for sedimentovervåking med høyere frekvens enn hvert tredje år på Johan Castberg feltet. Følgelig gjennomføres sedimentprøvetaking på lik linje med resten av norsk sokkel.



## 18 Referanser

### 18.1 Delutredninger til konsekvensutredning for Johan Castberg

- (1) Agenda Kaupang- 2017 (Holmelin, E.), Utbygging og drift av Johan Castberg- Samfunnsmessige konsekvenser
- (2) Agenda Kaupang- 2017 (Holmelin, E.), Lokalisering av landbasert driftstøtte. Vedlegg til rapport om samfunnsmessige konsekvenser
- (3) Akvaplan-niva 2017 (Dahl-Hansen, I.E., Sagerup, K, Dahl-Hansen G, Biuw , M., Falk-Petersen S., Emblow Chris) Utbygging og drift av Johan Castberg, virkninger for marint naturmiljø. Akvaplan-niva rapport 6397-02)
- (4) Akvaplan-niva Sense 2017 (Stephansen, C., Sørnes, T., Skeie, G. M.) Miljørisikoanalyse Johan Castberg - produksjonsboring og drift. Akvaplan-niva rapport 8610-01, 157 pp)
- (5) NILU 2017 (Berglen, T.F., Tønnesen, D., Solberg, S.). Johan Castberg feltet i Barentshavet – Virkninger av utslipp til luft. NILU Rapport 14/2017).
- (6) NINA 2017 (Hanssen, S.A., Bårdsen, B-J, Systad, G.H.). Vurdering av konsekvenser for sjøfugl. Underlag til konsekvensutredningen for Johan Castberg.
- (7) Proactima 2017 (Aaserød, M.I., Larsen L-H.) Utbygging og drift av Johan Castberg, Virkninger for fiskeri og havbruk. Proactima rapport 1072509
- (8) Pöyry Management Consulting 2016, Elektrifisering av Johan Castberg - tiltakskost- og klimaanalyse
- (9) Thema Consulting Group 2016 (Schemde, A.V, Tennbakk B., Eriksrud, A.L., Lystad, G. Johan Castberg - konsekvenser av elektrifisering

Referanse 1, 3, 5, 7 er en oppdatering av tidligere rapporter som ikke er referert her.

### 18.2 Statoil referanser

- (10) Statoil 2017. Beredskapsanalyse for oljevern – Johan Castberg
- (11) Statoil 2016. Johan Castberg Metocean Design Basis, rev. 6, Statoil report RE-SKR-00001, TEX doc no. SMT MMG MGE RA58.
- (12) Statoil 2016. Johan Castberg sea ice frequency and characteristics, Statoil report RT FT MMT MAD RE2016-03


### 18.3 Andre referanser

- (13) ISO 19906:2010 Petroleum and natural gas industries – Arctic offshore structures, 2010
- (14) Kunnskapsparken i Bodø 2016. Levert 2015. Petroleumsrelatert leverandørindustri i Nord Norge.
- (15) NIKU 2014 (Barlindhaug, S.) Johan Castberg- Konsekvensutredning for marine kulturminner, NIKU Oppdragsrapport 107/2013
- (16) Norges offentlige utredninger 2015: 15, Sett pris på miljøet, Rapport fra grønn skattekommissjon
- (17) SINTEF 2017- EIF beregninger for produsert vann fra Johan Castberg
- (18) SINTEF 2017 EIF calculation for treated sea water discharge for Johan Castberg
- (19) SINTEF 2012 Skrugard crude oil - weathering studies Oil properties related to oil spill response
- (20) SINTEF 2013 Havis crude oil – properties and behavior at sea related to oil spill response
- (21) SINTEF 2017 Drivis crude oil – Properties and behavior at sea

- (22) Stortingsmelding. 10 (2010-2011) Oppdatering av forvaltningsplanen for det marine miljø i Barentshavet og havområdene utenfor Lofoten
- (23) Stortingsmelding. 20 (2014-2015). Oppdatering av forvaltningsplanen for Barentshavet og havområdene utenfor Lofoten med oppdatert beregning av iskanten,
- (24) Veiledning til plan for utbygging og drift av en petroleumsforekomst (PUD) og plan for anlegg og drift av innretninger for transport og for utnyttelse av petroleum (PAD).

**VEDLEGG A - Fastsatt utredningsprogram**

Statoils forslag til utredningsprogram, sendt på offentlig høring 13. september 2016, samt oppsummering av mottatte høringsuttalelser, er tilgjengelig på [www.statoil.com/johancastberg](http://www.statoil.com/johancastberg)

 <b>DET KONGELIGE OLJE- OG ENERGIDEPARTEMENT</b>			
Statoil Petroleum AS Forusbeen 50 4033 STAVANGER			
Deres ref AU-PM050-005-00002	Vår ref 16/552	Dato 4.4.2017	
<b>Johan Castberg - Fastsattelse av program for konsekvensutredning</b>			
Det vises til Statoil Petroleum AS (Statoil) sitt forslag til program for konsekvensutredning for utbygging og drift av Johan Castberg, sendt på offentlig høring 13. september 2016 med høringsfrist 31. oktober 2016. Høringsfristen ble forlenget til for enkelte instanser til 16. november 2016. Det vises videre til brev fra Statoil av 24. februar 2017 hvor innkomne høringsuttalelser og Statoils kommentarer til disse er gjengitt.			
I medhold av forskrift til lov om petroleumsvirksomhet 27. juni 1997 nr. 663 § 22 tredje ledd fastsetter Olje- og energidepartementet med dette utredningsprogrammet for Johan Castberg i tråd med det fremlagte forslag til utredningsprogram, innkomne høringsuttalelser og operatørens kommentarer til disse. Det forutsettes at Statoil i det videre konsekvensutredningsarbeidet tar hensyn til de innkomne høringsuttalelsene slik det fremgår av vedlegget.			
Med hilsen			
Kristoffer Stabrun (e.f.) underdirektor		Magnus Tjøstheim rådgiver	
<i>Dokumentet er elektronisk signert og har derfor ikke håndskrevne signaturer.</i>			
Postadresse Postboks 8148 Dep 0033 Oslo postmottak@oed.dep.no	Kontoradresse Akersgata 59 <a href="http://www.oed.dep.no/">http://www.oed.dep.no/</a>	Telefon* 22 24 90 90 Org no. 977 161 630	Olje- og gassavdelingen Saksbehandler Magnus Tjøstheim +47 22 24 61 13

## VEDLEGG B - Alternative kraftløsninger som har vært vurdert

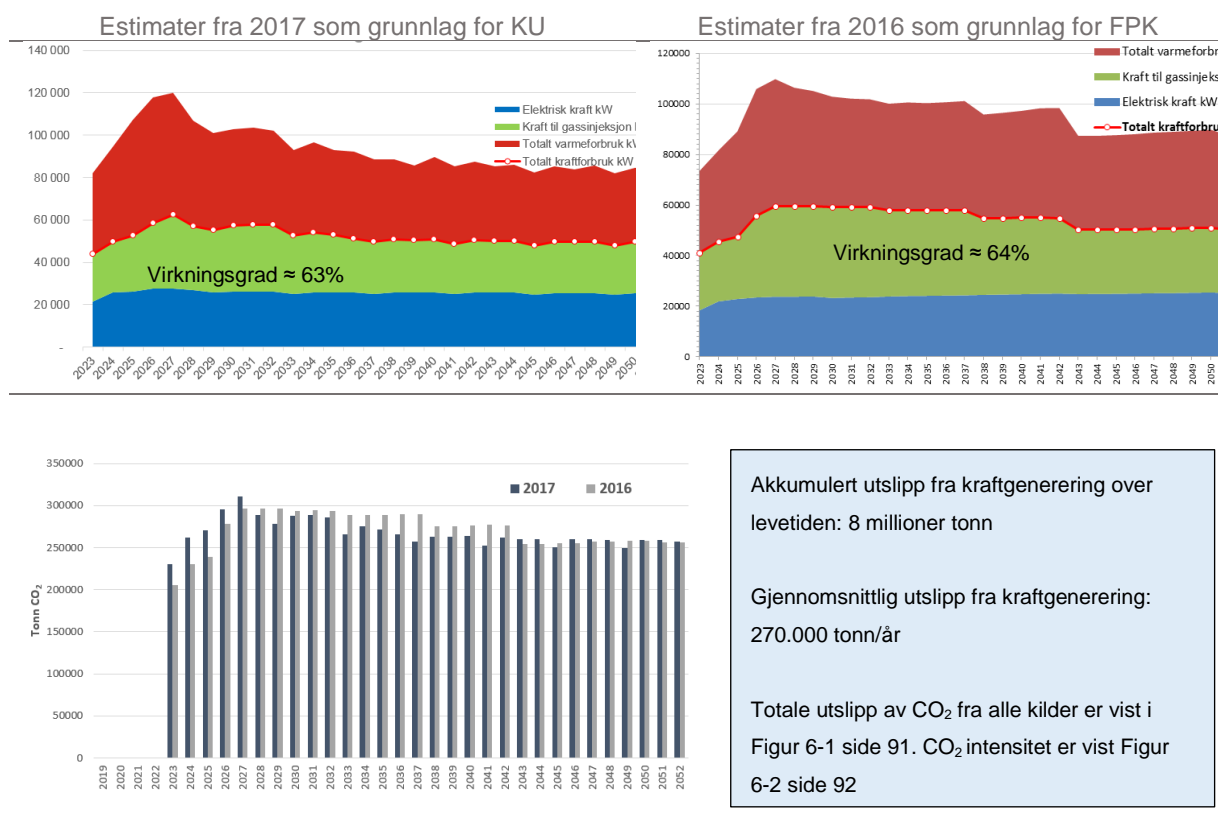
### B1 Grunnlagsestimater i forslag til program for konsekvensutredning

I tråd med vedtak i Stortinget (1996), skal det ved alle nye feltutbygginger på norsk sokkel utredes om kraft fra land er hensiktsmessig. Det skal legges frem en oversikt over energimengden og kostnadene ved å forsyne innretningen med kraft fra land fremfor å bruke gassturbiner til havs.

I samsvar med utredningskravet vedtatt av Stortinget, har rettighetshaverne utredet ulike kraftløsninger for Johan Castberg. Rettighetshaverne går inn for å forsyne produksjonsskipet med kraft generert vha. gassturbiner med varmegjenvinning. Både muligheten for å dekke behovet for kraft og varme gjennom elektrisk kraft fra land, og fra havvindmøller er vurdert, samt ulik grad av elektrifisering og alternative tekniske løsninger for overføring av energi.

Estimatene for utslipp av CO<sub>2</sub> fra kraftgenerering som lå til grunn for vurderingene presentert i forslag til utredningsprogram for KU (FPK, sendt på offentlig høring 13. september 2016), er fortsatt om lag de samme. Det vises til Figur B 1 som viser oppdaterte estimater (2017) for utslipp av CO<sub>2</sub> fra kraftgenerering, sammenlignet med estimater som lå til grunn i FPK. Utslipp av CO<sub>2</sub> fra kraftgenerering basert på oppdaterte estimater (2017) er høyere de første fem årene av produksjonsperioden sammenlignet med estimatene i FPK, men figuren viser at dette jevner seg ut over levetiden. Utslipper basert på bruk av gassturbiner er beregnet til gjennomsnittlig 270 000 tonn per år, og 8 millioner tonn over levetiden på 30 år.

**Figur B 1 Oppdaterte estimater for kraft-, varmebehov og utslipp av CO<sub>2</sub> ved lokal kraftgenerering med gassturbiner er tilnærmet det samme som lagt til grunn i Forslag til program for KU**



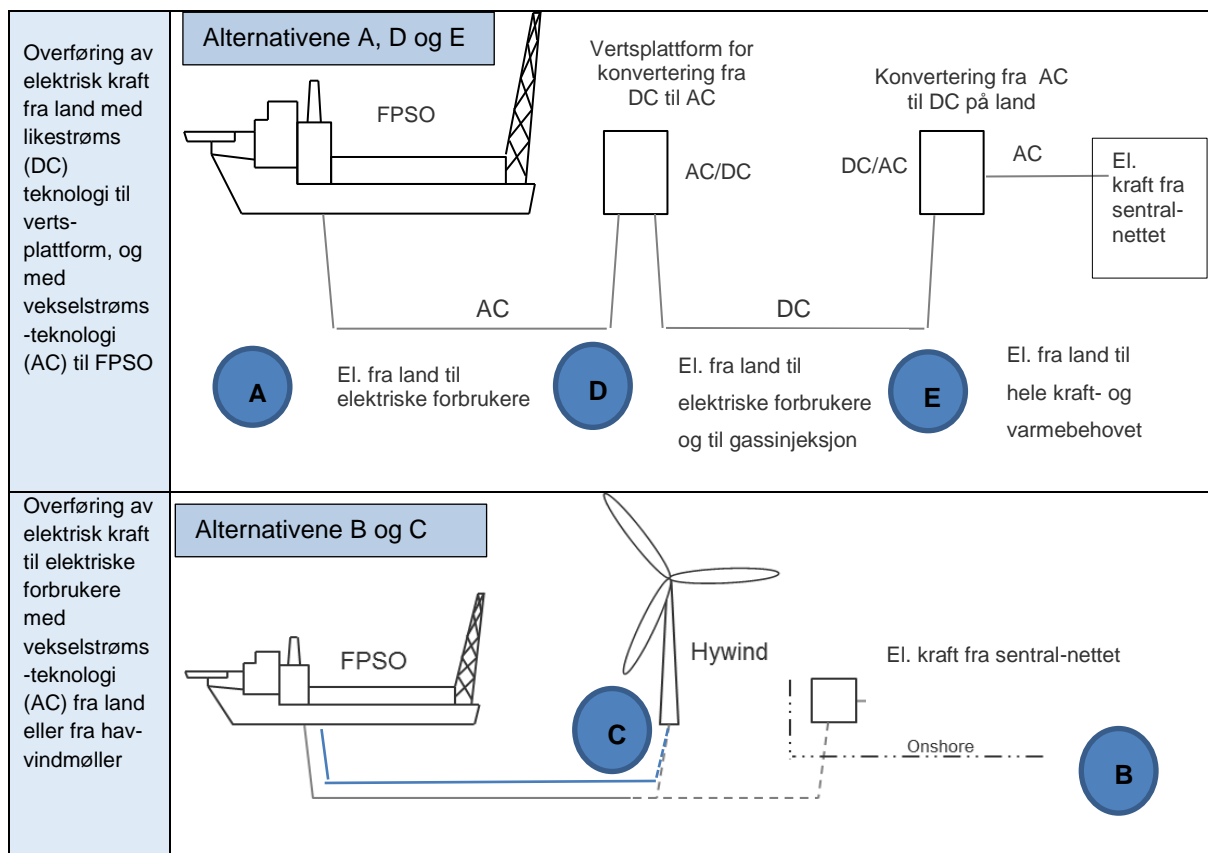
Vurderingene av de ulike kraftløsningene som oppsummert i FPK (2016) legges derfor fortsatt til grunn, og er også presentert i foreliggende konsekvensutredning. I tillegg er noen elementer utdypet som svar på høringsuttalelser fra Klima- og Miljødepartementet (KLD) og Miljødirektoratet (Mdir).

## B2 Vurderte alternativer og behov for importert kraft

De alternative kraftløsningene som har vært vurdert er kort beskrevet nedenfor og illustrert i Figur B 2.

- **Alternativ 0:** To gassturbiner for drift av elektrisk utstyr. En gassturbin for drift av gassinjeksjonskompressorer. *Den løsningen rettighetshaverne går inn for, jf. Figur 3-15 side 41.*
- **Alternativ A:** Elektrisitet fra land til elektriske forbrukere ved bruk av likestrømteknologi. En gassturbin for drift av gassinjeksjonskompressorer, og to gassfyrte kjeler for generering av prosessvarme.
- **Alternativ B:** Elektrisitet fra land til elektriske forbrukere ved bruk av vekselstrømteknologi. En gassturbin for drift av gassinjeksjonskompressorer, og to gassfyrte kjeler for prosessvarme.
- **Alternativ C:** Elektrisitet fra havvindmøller til elektriske forbrukere. En gassturbin for drift av gassinjeksjonskompressorer, og to gassfyrte kjeler for prosessvarme. To gassturbiner for drift av elektrisk utstyr når det ikke er tilstrekkelig vind.
- **Alternativ D:** Elektrisitet fra land til elektriske forbrukere og til drift av gassinjeksjonskompressorer ved bruk av likestrømteknologi. Tre gassfyrte kjeler for prosessvarme.
- **Alternativ E:** Elektrisitet fra land til elektriske forbrukere, til drift av gassinjeksjonskompressorer og til prosessvarme (elektriske kjeler) ved bruk av likestrømteknologi (*fullelektrifisering*).

Figur B 2 Alternative kraftløsninger som har vært vurdert



Kilde: Statoil 2017

Gjennomsnittlig og maksimalt behov for elektrisk kraft er oppgitt som effekt levert på produksjonsskipet, ikke medregnet tap i overføringssystemet fra land. Overføringstapet vil variere med størrelsen på effektuttaket,



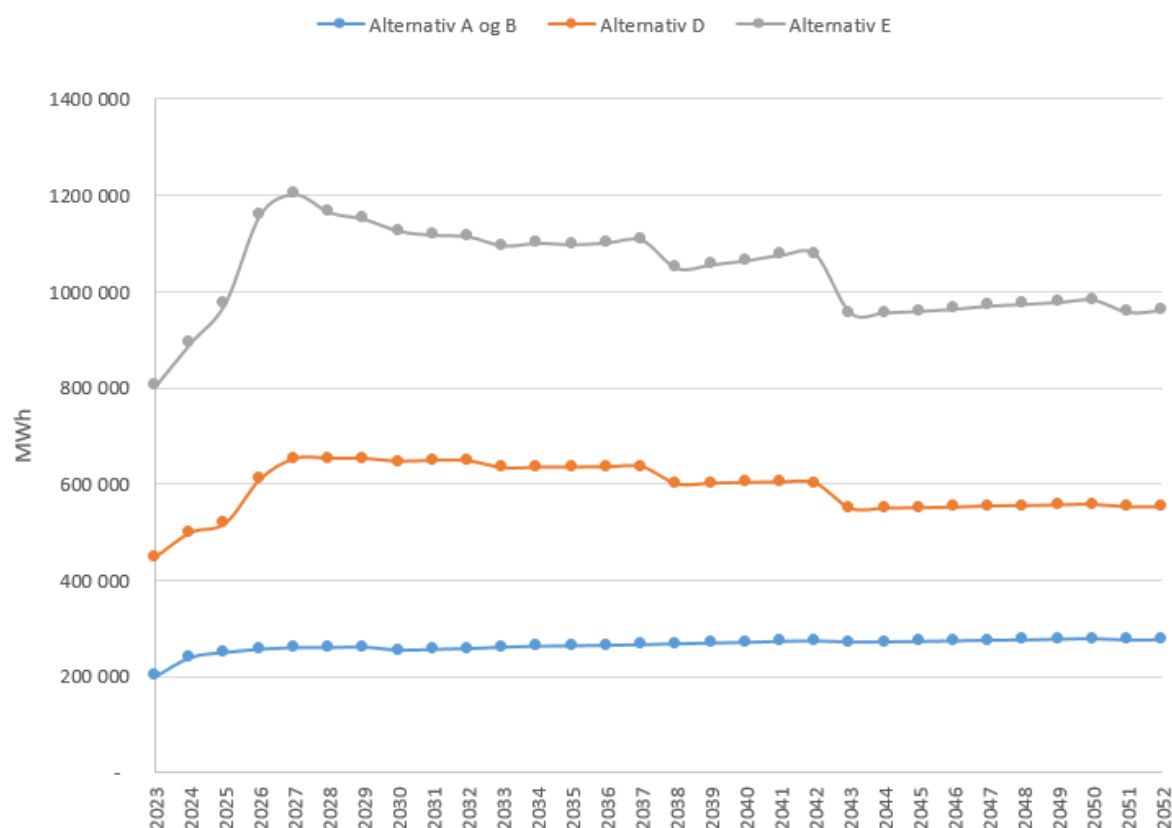
men vil typisk være omtrent 20% for både likestrøm og vekselstrøm. Forutsetningene som ligger til grunn for å anta 20% tap er nærmere begrunnet i neste kapittel. Behovet for importert elektrisk kraft for alternativene A-E er vist i Figur B 3.

Ved Alternativ E (fullelektrifisering) vil elektrisitetsuttaket fra nettet (gjennomsnittlig behov på 95 MW pluss 20% tap) være omtrent 1 TWh i året. Til sammenligning er det årlige norske forbruket omtrent 140 TWh (Pöyry -2016 /8/).

**Tabell B 1 Oversikt over elektrifiseringsalternativer**

Alternativ	Strøm fra land / vind til:			Gjennomsnitt/maks behov for importert el. kraft
	Elektrisk utstyr	Gass-injeksjon	Varme	
0	Lokal generering av kraft og varme med gassturbiner			-
A	√	-	-	25/50 MW
B	√	-	-	25/50 MW
C	√	-	-	25/50 MW
D	√	√	-	55/90 MW
E	√	√	√	95/160 MW

**Figur B 3 Estimert behov for elektrisk kraft fra land (alternativene A/B, D og E)**



Kilde: Statoil 2016

### B3 Vurderte teknologier for å forsyne FPSO med elektrisk kraft

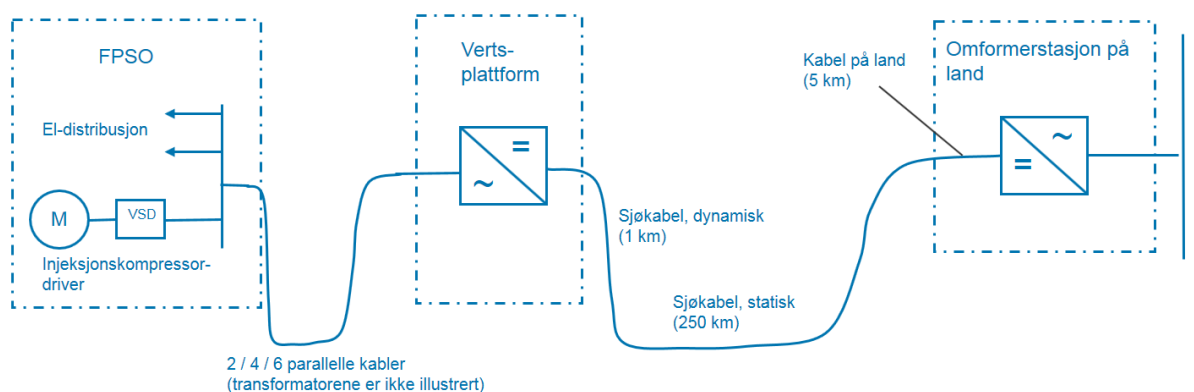
#### Høyspent likestrømteknologi (HVDC) og kostnadselementer (Alternativ A, D og E)

Likestrømteknologi er en egnet teknisk løsning for overføring av kraft over store avstander. Denne teknologien vil bli benyttet for Johan Sverdrup-feltet og Utsirahøyden (ca. 200 km).

Ved overføring av høyspent likestrøm er det behov for anlegg på land for omforming og konvertering av vekselstrøm fra sentralnettet. Størrelsen på transformator- og omformerstasjoner, dimensjonering av utstyr i disse stasjonene, samt behov for å forsterke/bygge ut linjenettet er avhengig av mengde kraft som skal overføres (jf Figur B 4).

For alternativ A og D vil det måtte bygges en ny 132 kV linje fra sentralnettet. Eksisterende transformatorstasjon på Hyggevann vil måtte utvides. For alternativ E vil det være behov for en ny 420 kV linje og en ny transformatorstasjon.

Figur B 4 Prinsipiell illustrasjon av det vurderte HVDC systemet for alternativene A, D og E



Kilde-Statoil 2017

Fra omformerstasjonen vil det være behov for to 5 km landkabler og to parallelle sjøkabler som legges i grøft, hver på rundt 250 km, men med ulik diameter avhengig av mengden energi som skal overføres.

En FPSO roterer rundt en oppankret dreieskive for hele tiden å kunne ligge med baugen mot været. Per i dag eksisterer det ikke kvalifisert teknologi for å overføre høyspent likestrøm gjennom en slik dreieskive.

Ved overføring av høyspent likestrøm (HVDC) fra land kreves det derfor også en vertsplattform for å konvertere HVDC til mellomspenst vekselstrøm før den elektriske kraften transporteres via vekselstrømkabler til produksjonsskipet. Det er også begrensninger for hvor store kraftmengder som kan overføres i dynamiske vekselstrømkabler til en flytende innretning og gjennom dreieskiven. Avhengig av kraftmengden som overføres i alternativ A, D og E, vil det kreves henholdsvis 2, 4 og 6 parallelle AC-kabler med tilhørende transformatorer, på både vertsplattform og FPSO, og kraftsvivler på dreieskiven.

For alternativ A må det installeres to gasskjeler for å dekke opp varmeunderskuddet ved bortfall av to gassturbiner med varmegjenvinning, og for alternativ D må det installeres tre gasskjeler for bortfall av tre turbiner med varmegjenvinning.

**Høyspent vekselstrømteknologi (HVAC) og kostnadselementer (Alternativ B)**

Vekselstrømteknologien er velkjent, men blir teknisk og operasjonelt utfordrende dess større avstanden mellom land og felt er, og dess større kraftmengde som skal overføres. Da Martin Linge-feltet, som ligger omtrentlig 165 km fra land, valgte å basere seg på overføring ved hjelp av vekselstrøm, var det ansett som et teknologisprang. Martin Linge-feltet er planlagt å starte produksjonen i 2018.

Det eksisterer per i dag kun teknologi for å overføre begrensede kraftmengder av mellomspenning vekselstrøm gjennom dreieskiven på en FPSO. Dynamiske vekselstrømkabler kan også kun overføre begrensede mengder med elektrisk kraft, og med større kraftmengder kreves det derfor flere parallelle kabler, transformatorer og kraftsvivler.

Statoil har gjennomført tekniske studier som indikerer at det kan være mulig å benytte vekselstrømteknologi til elektrifisering av de elektriske forbrukerne, også for Johan Castberg feltet med en kabellengde på 265 km. Grundig verifisering gjenstår før endelig teknisk og operasjonell gjennomførbarhet kan bekreftes, alternativt avkreftes.

Det er ikke realistisk å overføre større kraftmengder fra land med vekselstrømteknologi, dvs mengdene som kreves for å elektrifisere både elektriske forbrukere og gassinjeksjon, eller hele kraft- og varmebehovet.

Alternativ B vil kreve en ny 132 kV linje fra sentralnettet og utvidelse av transformatorstasjonen på Hyggevan. Flere kompensierende elementer må installeres for å håndtere kabelens shunt-kapasitans og serie-impedans. Det må installeres HVAC-kabel på land (luftlinje og kabel), HVAC-kabel på havbunnen og to dynamiske MVAC-kabler opp til to kraftsvivler og transformatorer på FPSO'en. En subsea transformator må installeres for å kunne benytte kvalifisert kraftsvivelteknologi.

Det må installeres to gasskjeler på produksjonsskipet for å dekke varmeunderskuddet ved bortfall av to gassturbiner med varmegjenvinning.

**Havvindmøller (Alternativ C)**

Havvindmøllleteknologien for dypt vann, dvs. vindmøller plassert på flytende strukturer, er under stadig utvikling. Statoil har gjennomført en langtidstest av en flytende havvindmølle utenfor Karmøy de siste årene, og har besluttet å investere i en pilot (Hywind Scotland Pilot Park) med fem 6 MW havvindmøller som skal komme i drift i 2017. En utfordring med vindmøller er behovet for en alternativ kraftkilde når det enten blåser for mye eller for lite.

For dette alternativet er det lagt til grunn 3 vindmøller á 8 MW, hver med batteri for å jevne ut kortvarige svingninger i kraftbehov. Det må legges en AC-kabel på havbunnen og dynamiske AC-kabler til vindmøllene og opp til én kraftsvivel og transformator på FPSO'en.

**Tap av energi ved konvertering og overføring av elektrisk kraft**

Energitapet ved overføring av elektrisk kraft til Johan Castberg feltet fra land er antatt å være betydelig (20%), for både vekselstrøm- og likestrømteknologi

Mdir har i sine høringsuttalelser til program for konsekvensutredning ytret ønske om en nærmere redegjørelse av en slik antakelse sett i forhold til tapsprosent som ble benyttet i de eksterne vurderingene av Pöyry, 2016 /8/ og Thema, 2016 /9/.

Pöyry og Thema har benyttet et estimert overføringstap på 8,5% for overføring av likestrøm basert på tidligere antakelser fra Statoil. Statoil har i ettertid av estimatene som ble benyttet av Pöyry og Thema (8,5%), og som del av de tekniske utredningene for Johan Castberg, fått gjennomført eksterne vurderinger for verifisering av overføringstap ( i kabler, omformerutstyr og annet utstyr). I de tidligere antakelsene var ikke el-forbruket til

hjelpesystemene medregnet. I ettertid viser det seg at disse er betydelige, og i stor grad belastningsuavhengige. Tap for overføring med **likestrøm** (antatt 20%), består av:

- Strømvarmetap i likestrømkabel
- Strømvarmetap i omformerkomponenter og transformatorer på land og til havs
- EI-forbruk til hjelpesystemer

For Johan Sverdrup fase 1 (overføring av likestrøm) er det benyttet et estimert overføringstap på 12,5%, inkludert tap i omformerutstyr og annet utstyr. Grunnen til et antatt høyere tap for Johan Castberg enn for Johan Sverdrup fase 1, skyldes hovedsakelig større avstand fra land, og en mindre dimensjon på likestrømkablene.

1. Kabelen til Johan Castberg er vesentlig lengre enn kabelen til Johan Sverdrup, noe som tilsier høyere tap i kabelen.
2. Kabelen til Johan Castberg er ikke dimensjonert for å minimere tap, men for å minimere total kostnad, inkludert kostnader knyttet til tap. Ved å akseptere noe lavere kabelvernsnitt (høyere tap) og legging som to parallelle kabler, oppnås lavere installasjonskostnader, fordi en kan legge hele kabellengden uten skjøting. Dersom en unngår å sveise sammen kablene til havs, reduseres også risikoen for senere irregulariteter i drift (en skjøt er alltid et svakt punkt, og dermed uønsket).

Tap for overføring av **vekselstrøm** (antatt 20%), består av:

- Tap i overføringskabel for vekselstrøm (større enn for likestrømkabel)
- Tap i transformatorer, og tap i spoler som må benyttes for å holde spenningen konstant ved transport over lengre avstander (mindre enn for likestrømsomformere)
- EI-forbruk til hjelpesystemer (mindre enn for likestrømsomformere)

Selv om en unngår å konvertere landstrømmen før den transporteres i vekselstrømkabler, er tapet høyere i vekselstrømkabler sammenlignet med likestrømkabler, og veier dermed opp for andre tap som er mindre for vekselstrømt teknologi sammenlignet med likestrømt teknologi.

## B4 Lokale CO<sub>2</sub> utslipp

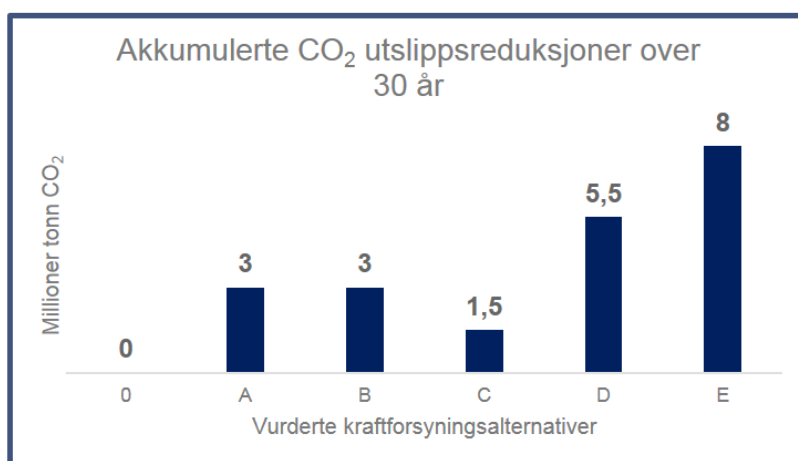
De alternative kraftløsningene er beregnet å gi utslipp av CO<sub>2</sub> på Johan Castberg feltet som vist i Tabell B 2. Figur B 5 viser de akkumulerte utslippsreduksjonene over feltets levetid.

Bruk av havvindmøller (alternativ C) har en relativt sett liten effekt på reduksjon av CO<sub>2</sub>-utslipp. Hovedårsaken til dette er at strømleveransene fra en vindpark kun er egnet til å dekke kraft til elektrisk utstyr, og at gassturbiner må benyttes i perioder hvor vindmøllene ikke dekker energibehovet.

Tabell B 2 Estimerte CO<sub>2</sub>- utslipp fra de ulike alternativene midlet over levetiden

Kraftløsningsalternativer	Strøm fra land /vind til	Midlere årlige CO <sub>2</sub> utslipp fra kraft- og varme-generering i tonn			
		Elektrisk utstyr	Gass-injeksjon	Varme	
0	3 Gassturbiner m/ WHRU	Energieffektivitet på 63%			270 000
A	HVDC-Vertsplattform, 1 Gassturbin-2 gasskjeler	✓	-	-	170 000
B	HVAC-1 gassturbin, 2 Gasskjeler	✓	-	-	170 000
C	Vind- Tre gassturbiner-2 gasskjeler	✓	-	-	230 000
D	HVDC-Vertsplattform- 3 Gasskjeler	✓	✓	-	90 000
E	HVDC-Vertsplattform	✓	✓	✓	0

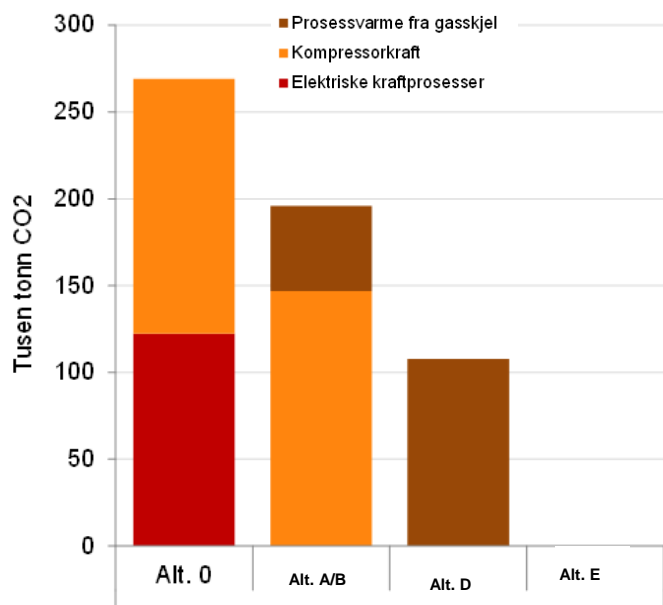
Figur B 5 Estimerte utslippsreduksjoner fra kraft- og varmegenerering over feltets levetid sammenlignet med alternativ 0



Figur B 6 illustrerer utslipp i et gitt år fordelt på delprosess. Alternativ 0 har en høy virkningsgrad fordi varmen som gjenvinnes fra turbinen dekker det høye varmebehovet. I alternativ A og B (og C som ikke er vist) vil gassfyrte kjeler benyttes for varmegenerasjon, siden tilgangen på overskuddsvarme fra gassturbiner er redusert (antall gassturbiner er redusert fra tre til en). Det blir følgelig et ekstra lokalt utslipp av CO<sub>2</sub> fra de gassfyrte kjelene). I alternativ D dekkes hele varmebehovet med gassfyrte kjeler. I alternativ E er alle utslippskilder på installasjonen fjernet ved at behovet for prosessvarme dekkes med elektriske kjeler.



Figur B 6 Illustrasjon av CO<sub>2</sub>-utslipp i et gitt år



## B5 Tilleggsinvesteringer for de alternative kraftløsningene

De alternative kraftløsningene medfører store tilleggsinvesteringer.

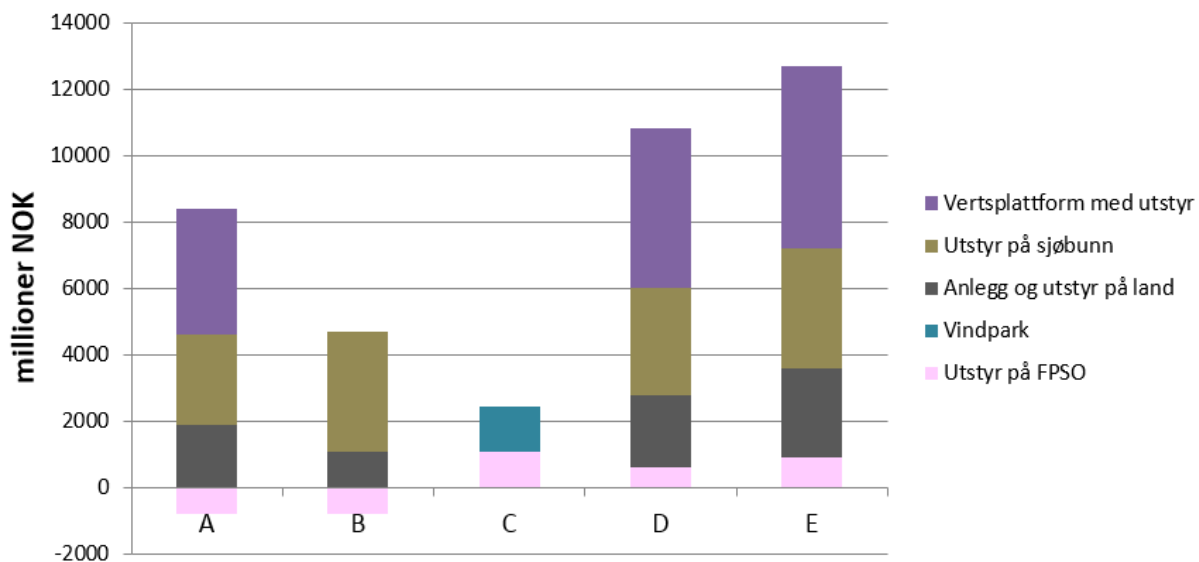
Investeringsestimaterne som er vist i Figur B 7 er basert på erfaringstall og tilgjengelig informasjon fra inngåtte kontrakter på tilsvarende utstyr for Johan Sverdrup. Hoved kostnadselementene som inngår for hvert alternativ er beskrevet i kapittel B3.

Det er ingen endringer i kostnadsestimatene sammenlignet med forslag til program for konsekvensutredning (september 2016). Kostnadene er som i programmet, oppgitt i 2016-kroner.

Hovedårsaken til at elektrifisering av Johan Castberg feltet med kraft fra land er kostbart, er den lange avstanden mellom land og feltet. Likestrømalternativene er dyrest da disse inneholder en omformerstasjon for vekselstrøm til likestrøm på land, og en dedikert plattform (vertsplattform) på feltet med utstyr for å konvertere høyspent likestrøm til mellomspenst vekselstrøm før strømmen tas ombord på produksjonsskipet.

Figuren viser besparelse på FPSO for bortfall av utstyr, pluss tilleggsinvesteringer for utstyr på FPSO ved elektrifisering. Tilleggsinvesteringer på FPSO er eksempelvis utstyr for omforming av mellomspenst vekselstrøm til lavspenst vekselstrøm (C og B), kraftsvivel for inntrekking av kraftkabler for kraftoverføring over dreieskiven, investeringer i gasskjeler mm. Den største besparelsen vil være bortfall av gassturbiner og generatorer. Det er en nettobesparelse i utstyr på FPSO for alternativ A og B, og netto tilleggsinvesteringer på FPSO for alternative C, D og E.

Figur B 7 Tilleggsinvesteringer for alternative kraftløsninger (millioner 2016-kroner)



Kilde Statoil 2016-. Investeringsestimater med +/- 30 % usikkerhet

## B6 Tiltakskostnader for vurderte alternativer

### Tiltakskostnad

Tiltakskostnaden benyttes for å vurdere tiltakets samfunnsøkonomiske lønnsomhet (effektivitet) i forhold til å nå klimamålsettinger til lavest pris, og til sammenligning av kostnadseffektiviteten for ulike tiltak innenfor en sektor og på tvers av sektorer.

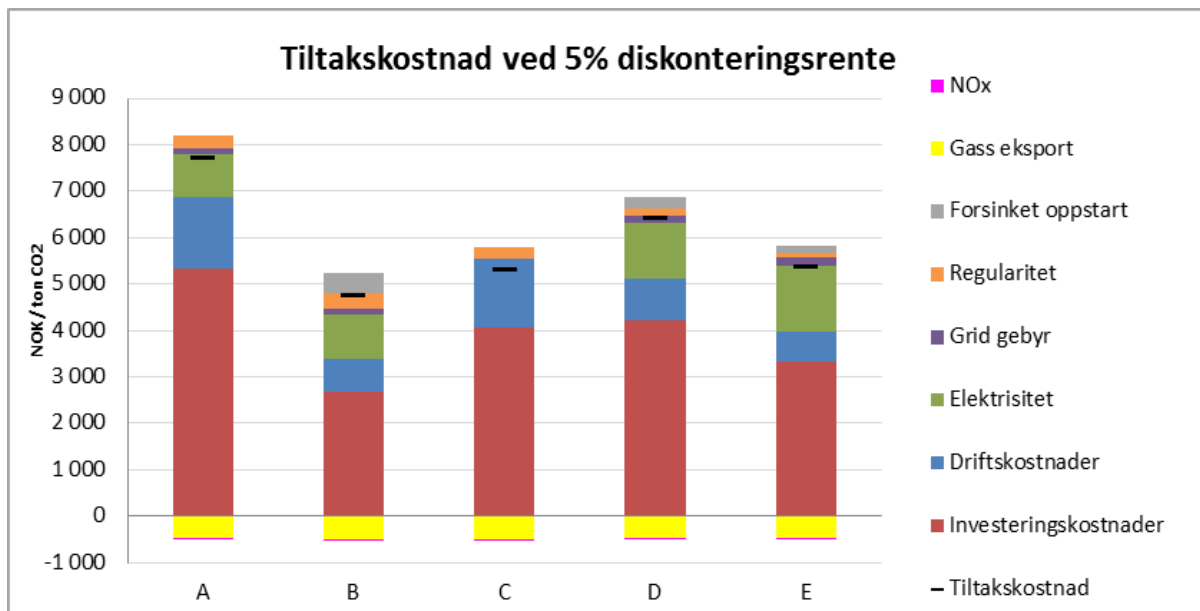
Tiltakskostnad er definert som nåverdien av netto kostnad av tiltaket, målt i norske kroner, dividert på nåverdien av den akkumulerte CO<sub>2</sub> reduksjonen over tiltakets levetid sammenlignet med Alternativ 0, målt i tonn CO<sub>2</sub>. Netto kostnad av elektrifisering er summen av alle ekstra drifts- og investeringskostnader som påløper over tiltakets levetid, minus eventuelle inntekter og besparelser som følge av elektrifisering.

Tiltakskostnader er beregnet for de alternative kraftløsningene med en diskonteringsrente på 5%. Beregningene er basert på lokale utslippsreduksjoner av CO<sub>2</sub> som vist i kapittel B4.

Som vist i Figur B 8, er det investeringskostnadene som er hovedbidragsyteren til de høye tiltakskostnadene.

Kjøp av elektrisk kraft (inkludert 20% overføringstap) og andre driftskostnader utgjør også et vesentlig bidrag, mens inntekt fra gass eksport utgjør et mindre bidrag, da en eventuell gass eksport ikke kan starte før etter 2040. Alternativ B er den alternative kraftløsningen som gir lavest tiltakskostnad, med anslagsvis 5000 NOK / tonn CO<sub>2</sub> redusert.

Figur B 8 Tiltakskostnad for de alternative kraftløsningene



Kilde Statoil 2016

Tabell B 3 Tiltakskostnad med +/- 30% usikkerhet for investeringskostnadene

Alternativ	Tiltakskostnad -med +/-30% usikkerhet for investeringskostnadene og avrundet til nærmeste 500 kroner (NOK /tonn CO <sub>2</sub> redusert)
A	<b>8000</b> (6000-9500)
B	<b>5000</b> (4000-5500)
C	<b>5500</b> (4000-6500)
D	<b>6500</b> (5000-7500)
E	<b>5500</b> (4500-6500)

### Synliggjøring av tiltakskostnad for andre alternativer

Både KLD og Mdir har uttalt at en utbyggingsløsning med produksjonsskip (FPSO) kan ha tekniske begrensninger mht. å muliggjøre kraft fra land til Johan Castberg på et senere tidspunkt, og ønsker en nærmere redegjørelse for teknologistatus og utviklingsforløp for kvalifisering av ulike løsninger for krafttilførsel til produksjonsskipet. De uttaler at selv om vekselstrømteknologien krever teknologikvalifisering for elektrifisering ved større kraftmengder, ønsker de å få belyst hva det vil koste om vekselstrøm skal benyttes for større kraftmengder. KLD og MDir ønsker også at tiltakskostnadene for elektrifisering av en sirkulær produksjonseenhet med likestrømsteknologi synliggjøres.

#### Elektrifisering av en sirkulær produksjonsenhet med likestrømsteknologi

En sirkulær produksjonsenhet er ikke en aktuell utbyggingsløsning for Johan Castberg, og ble valgt bort på grunn av en helhetlig vurdering.

En eventuell beregning av tiltakskostnadene for elektrifisering av en sirkulær produksjonsenhet med likestrømsteknologi, ville gitt en tiltakskostnad i samme størrelsesorden som beregnet for en FPSO (Alternativene A, D og E). Det vil si langt høyere enn antatt utvikling av CO<sub>2</sub> kostnad.

Forskjellen i tiltakskost for en sirkulær produksjonsenhet versus en FPSO ville i hovedsak være utgjort av forskjellen mellom kostnadene knyttet til vertsplattformen (struktur, forankring og tilhørende hjelpesystemer) og tilsvarende merkostnader for plassering av omformerutstyret direkte på den sirkulære produksjonsenheten. På vertsplattformen er det omformerutstyr med tilhørende hjelpesystemer som utgjør den dominerende utstyrsinvesteringen og arealbehovet (jf. Figur B 7 ).

#### Bruk av vekselstrømteknologi med større kraftmengder

Ingen av de tekniske alternativene for elektrifisering eller grader av elektrifisering er vurdert å være hensiktsmessige. Denne konklusjonen er uavhengig av utbyggingsløsning og tekniske løsninger for overføring av energi.

Det arbeides ikke med kvalifisering av teknologi for overføring av større mengder vekselstrøm.

Forutsatt verifisering av overføring av større kraftmengder med vekselstrømteknologi (både i kabler og svivel), vil tiltakskostnadene likevel langt overstige en antatt utvikling i fremtidig CO<sub>2</sub> kostnad.

Dette skyldes at tiltakskost ved bruk av vekselstrømteknologi domineres av utstyr på sjøbunnen, dvs kabelkostnader (jf. Figur B 7). Ved overføring av større kraftmengder må antall kabler økes med tilhørende økning av investeringskostnadene.

## **B7 Tredje parts vurderinger av tiltakskostnad**

KLD og MDir har i sine høringsuttalelser til programmet ønsket en tydeliggjøring av forutsetningene lagt til grunn i Statoil sine estimater av tiltakskostnad, inkludert en tydeliggjøring av forskjeller ift. estimater gjennomført av tredjepart.

Pöyry Management Consulting AS har gjennomført en uavhengig vurdering av tiltakskostnaden for *Alternativ A, D og E* (Pöyry 2016 /8/).

Pöyry har basert på kostnadsestimater fra Rambøll og en diskonteringsrente på 5 %, beregnet tiltakskostnaden til mellom 3900 og 5300 kroner/tonn CO<sub>2</sub>.

Investeringskostnader er hovedbidragsyteren til de høye tiltakskostnadene (jf. Figur B 8). Hovedforskjellen mellom Statoil og Pöyry sine vurderinger ligger i investeringsanslagene, der Pöyry(Rambøll) sine estimater er om lag 30% lavere enn Statoils anslag.

Hovedårsakene til denne forskjellen er:

- Ulik prising av omformerutstyr fra vekselstrøm til likestrøm på land, og fra likestrøm tilbake til vekselstrøm til havs
- Ulik vurdering av uforutsette utgifter

Statoil baserer seg på erfaringsdata fra tidligere gjennomførte studie- og byggeprosjekter, inkludert erfaring fra inngåtte kontrakter på Johan Sverdrup. Pöyry (Rambøll) baserer seg på sine interne erfaringsdata fra gjennomførte studieprosjekter i ulike sektorer, inkludert olje- og gasssektoren.

Statoil har vurdert eventuelle endrete forutsetninger for sine kostnadsestimater basert på fremdrift i Johan Sverdrup prosjektet. Det er ikke funnet grunnlag for å endre basisforutsetningene for investeringsestimater som presentert i FPK (september 2016), jf. kapittel B1, og følgelig heller ikke estimater for tiltakskostnad som beskrevet i foregående kapittel.

Tabell B 3 viser imidlertid at dersom investeringene skulle være antatt 30% for høyt av Statoil, er likevel tiltakskostnaden svært høy. Det gjøres oppmerksom på at usikkerheten i både investerings- og driftskostnader er +/- 30%, og at utviklingen følgelig også kan gå den andre veien.

Driftskostnader, herunder kjøp av elektrisk kraft og nettleie utgjør også et vesentlig bidrag, men sparte drifts- og vedlikeholdskostnader for gasturbiner og inntekt for mulig fremtidig gasseksport utgjør en mindre andel.

Når det gjelder driftskostnader har Pöyry beregnet en høyere fremtidig strømpris, men har regnet med lavere overføringstap enn Statoil har lagt til grunn. Driftskostnadene for vertsplattformen og landanlegget er ikke inkludert i estimatene fra Pöyry. Konsekvensen av at det er benyttet 8,5% tap og ikke 20% tap i Pöyrys tiltakskostnadsberegninger, er at mengden strøm som må kjøpes fra landnettet og dermed også nettleie (driftskostnad) er underestimert i estimatene som ligger til grunn for Pöyry sin beregning av tiltakskostnad. På den andre siden er utvikling i strømpris antatt høyere av Pöyry sammenlignet med Statoil sine anslag. Den største forskjellen i driftskostnader er at vertsplattformen samt landanlegget ikke er inkludert i Pöyrys estimater.

Statoil kan på grunn av teknologibeskyttelse, fremtidige tilbudskonkurranser og selskapsinterne vurderinger ikke redegjøre i nærmere detaljer for kostnader for utstyr eller andre markedsvurderinger.

Det påpekes også at Pöyry/Rambøll sine anslag for tiltakskostnad er høye, og langt overstiger beregninger for mulige utviklingsbaner for fremtidig CO<sub>2</sub> kostnad. Dette selv med de høyeste CO<sub>2</sub> kostnadsanslagene og de laveste tiltakskostnadene. Sensitivitetsberegninger i Pöyry /8/ viser at konklusjonen om at elektrifisering ikke er et samfunnsøkonomisk lønnsomt tiltak er robust for variasjoner i både samfunnsmessig kalkulasjonsrente, investeringsanslag og mulig utvikling i CO<sub>2</sub> kostnad.

## **B8 Eksterne vurderinger av fremtidig CO<sub>2</sub>-kostnad og samfunnsøkonomisk lønnsomhet**

Et tiltak for å redusere utslipp av klimagasser er samfunnsmessig lønnsomt dersom tiltakskostnaden ikke er høyere enn CO<sub>2</sub>-kostnaden. CO<sub>2</sub>-kostnaden gjenspeiles av summen av kvoteprisen for CO<sub>2</sub>-utslipp innenfor ETS, og den norske CO<sub>2</sub>-avgiften<sup>8</sup>.

Pöyry og Thema har gjennomført modelleringer av hvordan kvoteprisen kan utvikle seg i ulike scenarier for å nå internasjonale og nasjonale energi- og klimamålsettinger. Det er også sett på scenarier der den norske CO<sub>2</sub>-avgiften økes for å oppfylle norske klimamålsettinger (Pöyry 2016 /8/ og Thema 2016 /9/).

---

<sup>8</sup> Den særnorske CO<sub>2</sub> avgiften er en fiskalavgift og inngår ikke i den samfunnsøkonomiske lønnsomhetsberegningen (jf. kapittel 16.2 side 114). Pöyry og Thema har behandlet denne som en CO<sub>2</sub> kostnad.



Resultatene fra disse uavhengige studiene gir modellerte CO<sub>2</sub>-kostnader i intervallet 650-1150 NOK/tonn CO<sub>2</sub> (Pöyry 2016). Thema (2016) har på sin side lagt til grunn at kostnadene vil kunne bli opp til 1000 NOK/tonn CO<sub>2</sub> (5% diskonteringsrente).

Med dette utgangspunktet vil tiltak med tiltakskostnad opp til 650 NOK/tonn CO<sub>2</sub> regnes som samfunnsmessig lønnsomme, mens tiltak opp til 1150 NOK/tonn CO<sub>2</sub> vil kunne være lønnsomme, avhengig av hvilket scenario for utviklingen i kraftmarkedene som slår til.

Konklusjonen er at ingen av elektrifiseringsalternativene som er studert, kan anses som samfunnsmessig lønnsomme. Denne konklusjonen gjelder enten en legger operatørens eller Pöyry/Rambølls kostnadsestimater til grunn, og selv med den høyeste modellerte CO<sub>2</sub> kostnaden.

## B9 Eksterne vurderinger av globale utslippsreduksjoner basert på kraftmiks

Utslipp fra norsk sokkel er omfattet av EUs kvotesystem, ETS, som Norge har sluttet seg til. I prinsippet vil derfor utslipp fra Johan Castberg ikke påvirke de totale utslippene.

Pöyry /8/ og Thema /9/ har gjort modellberegninger av hvor stor reduksjonen av globale CO<sub>2</sub>-utslipp kan bli som følge av elektrifisering av Johan Castberg, når man ser bort fra kvotesystemet. Premissen er at Europa er ett kraftmarked og at elkraften som går til Johan Castberg, må erstattes av alternative energikilder. Beregningene er gjort for flere alternative utviklingsscenarier som beskriver hvordan det europeiske kraftmarkedet kan utvikle seg innenfor rammene av internasjonal, europeisk og nasjonal energi- og klimapolitikk.

Tabell B 4 Global effekt av elektrifisering av Johan Castberg i % av lokale utslippsreduksjoner

	Alternativ A/B	Alternativ D	Alternativ E
Thema Scenarier	(65-75%)	(60-70%)	(50-65 %)
Pöyry Scenarier	(25-35%)	(0-20%)	(0-20%)

<sup>9</sup>overføringstap 8,5%<sup>9</sup>

\*\*rødt indikerer netto utslippsøkning og grønt indikerer netto utslippsreduksjon

Slike beregninger er selvsagt beheftet med stor usikkerhet. Hvilke forutsetninger som legges til grunn er avgjørende, blant annet om elektrifisering av Johan Castberg vil føre til nyinvesteringer i den europeiske kraftsektoren og andel fornybart i energimiksen. Resultatene spriker da også betydelig.

Det er likevel sannsynlig at den globale klimavirkningen av å elektrifisere Johan Castberg blir lavere enn den lokale utslippsreduksjonen skulle tilsi, eller endog negativ i ett av de modellerte scenariene (netto utslippsøkning). Kraften som overføres fra land kan således ikke anses som uten CO<sub>2</sub>-utslipp. Det henvises til rapportene fra hhv. Pöyry og Thema for mer detaljer om disse beregningene.

<sup>9</sup> 13,5% tapsprosent som benyttet av Pöyry og Thema betyr også at de mulige globale virkningene av elektrifisering er overestimert.

Det vil si at de estimerte globale utslippsreduksjonen av elektrifisering skulle vært mindre enn det som er presentert i programmet.

## B10 Begrunnelse for valgt kraftløsning

Kraft fra land til Johan Castberg er ikke samfunnsmessig lønnsomt, hverken med Statoil sine tiltakskostnadsestimater eller uavhengige beregninger av tiltakskostnad. Tiltaket vil være svært lite kostnadseffektivt. Denne konklusjonen er uavhengig av utbyggingsløsning og teknisk løsning for overføring av energi.

Det er i tillegg vurdert at et annet kraftalternativ enn lokale gassturbiner vil påvirke prosjektgjennomføringsplanen negativt for flere av de studerte alternativene. Alternativ B vurderes som teknisk umoden, og vil påføre prosjektet en utsettelse på minimum et år. Det samme gjelder Alternativ D og E, da disse vil resultere i store endringer av FPSO designet.

I Tabell B 5 er det gitt en oversikt av vurderte alternative kraftløsninger sammen med en kort begrunnelse for hvorfor disse alternativene ikke er anbefalt.

Tabell B 5 Oversikt over alternative kraftløsninger som er blitt vurdert, men som er lagt bort

Alternative kraftløsninger	Kort begrunnelse
<p>Alternativ A: Elektrisitet fra land til elektriske forbrukere ved bruk av likestrømteknologi. En gassturbin for drift av gassinjeksjonskompressorer, og to gassfyrte kjeler for generering av prosessvarme.</p>	<p>Høye kostnader Høy tiltakskostnad</p>
<p>Alternativ B: Elektrisitet fra land til elektriske forbrukere ved bruk av vekselstrømteknologi. En gassturbin for drift av gassinjeksjonskompressorer, og to gassfyrte kjeler for prosessvarme.</p>	<p>Høye kostnader Høy tiltakskostnad Umoden teknologi Operasjonell risiko Utsatt produksjonsoppstart</p>
<p>Alternativ C: Elektrisitet fra havvindmøller til elektriske forbrukere. En gassturbin for drift av gassinjeksjonskompressorer, og to gassfyrte kjeler for prosessvarme. To gassturbiner for drift av elektrisk utstyr når det ikke er tilstrekkelig vind.</p>	<p>Begrenset utslippsreduksjon Høy tiltakskostnad Umoden teknologi Operasjonell risiko</p>
<p>Alternativ D: Elektrisitet fra land til elektriske forbrukere og til drift av gassinjeksjonskompressorer ved bruk av likestrømteknologi. Tre gassfyrte kjeler for prosessvarme.</p>	<p>Høye kostnader Høy tiltakskostnad Utsatt produksjonsoppstart</p>
<p>Alternativ E: Elektrisitet fra land til elektriske forbrukere, til drift av gassinjeksjonskompressorer og til prosessvarme (elektriske kjeler) ved bruk av likestrømteknologi (fullelektrifisering).</p>	<p>Høye kostnader Høy tiltakskostnad Utsatt produksjonsoppstart</p>

Valg av gassturbiner for kraft- og varmegenerering er i hovedsak basert på at denne løsningen har:

- lavest kostnad og er samfunnsøkonomisk lønnsomt
- god energiutnyttelse på grunn av gjenvinning og utnyttelse av varme (foreløpig beregnet til 63%)
- neglisjerbar teknisk og operasjonell risiko sammenlignet med elektrifiseringsalternativene
- ingen negative konsekvenser på prosjektgjennomføringsplan

Det er likevel tilrettelagt for fremtidig elektrifisering av elektriske forbrukere med vekselstrømteknologi dersom det skjer videre utvikling og utbygging i området, eller teknologiutvikling skulle vise at strøm fra land eller fra fornybar havbasert energi vil være et sikkert, operasjonelt og samfunnsøkonomisk effektivt tiltak (jf. kapittel 3.5.2 side 40).

Disse konklusjonene er ikke direkte overførbare til andre elektrifiseringsprosjekter. Det er egenskaper ved Johan Castberg-prosjektet som tilsier at det er mindre egnet for elektrifisering enn andre felt kan vise seg å være.

## VEDLEGG C - Forutsetninger for beregning av utslipp til luft

Tabell C 1 Utslippsfaktorer og andre faktorer lagt til grunn for beregning av utslipp

Utslippskilde/prosess	Enhet	Faktor	Kildereferanse	
Dieselforbruk for mobile borerigger.	m <sup>3</sup> / døgn	42	Erfaringsdata fra Songa Enabler, 2016	
Dieselforbruk for mobile intervensjonsrigger	tonn / døgn	3	Novatech rapport, miljøbudsjett 2014	
Utslipp fra diesel motorer	tonn CO <sub>2</sub> /tonn diesel	3,17	Norsk Olje og Gass (retningslinje 044) Vendor IMO Tier 2 NOROG	
	g NO <sub>x</sub> /kWh	9,6 @ rpm=750 8,9 @ rpm=1000 6 @ rpm=1800 8 @ rpm=1500		
	tonn SO <sub>x</sub> /tonn diesel	0,0028		
Diffuse utslipp	CH <sub>4</sub>	g /Sm <sup>3</sup> av prosessert gass	0,384755	Aker rapport 2017 og Norsk Olje og Gass (retningslinje 044)
	nmVOC	g/Sm <sup>3</sup> av prosessert gass		
Utslipp fra lagring	CH <sub>4</sub>	kg CH <sub>4</sub> /Sm <sup>3</sup> oil	0,044	Aker rapport 2017 og Novatech rapport 2014 (lossing tankere)
	nmVOC	kg nmVOC/Sm <sup>3</sup> oil	1,21	
Utslipp fra lasting	CH <sub>4</sub>	kg CH <sub>4</sub> /Sm <sup>3</sup> oil	0,047	
	nmVOC	kg nmVOC/Sm <sup>3</sup> oil	1,37	
Utslipp fra brenngass til turbinene	tonn CO <sub>2</sub> /kSm <sup>3</sup>	2,28	Norsk Olje og Gass (retningslinje 044) / , prosessimuleringer / Aker rapport 2017	
	tonn NO <sub>x</sub> /kSm <sup>3</sup>	1,8		
	tonn CH <sub>4</sub> /kSm <sup>3</sup>	0,91		
	tonn nmVOC/kSm <sup>3</sup>	0,24		
Utslipp fra fakkell	CO <sub>2</sub> ,	tonn CO <sub>2</sub> /kSm <sup>3</sup>	3,73	Aker rapport 2017 Norsk Olje og Gass (retningslinje 044)
	NO <sub>x</sub>	tonn NO <sub>x</sub> /kSm <sup>3</sup>	0,0014	
	CH <sub>4</sub>	tonn CH <sub>4</sub> /kSm <sup>3</sup>	0,00091	
	nmVOC	tonn nmVOC/kSm <sup>3</sup>	0,00006	
Virkningsgrad for turbinene	%	32-40	Aker rapport 2017	

Tabell C 1 - Fortsetter

Utslippskilde/prosess	Enhet	Faktor	Kildereferanse
Utslipp fra essensiell generatorer	timer / år	500	Aker rapport 2017
	timer / uka	1	
Testing nød og brannvann generatorer	m3/døgn	44	
	m3/døgn	16	
Diesel forbruk Essensiellgenerator 7,7 MW Nødgenerator 2,9 MW Brannvann generator 4x2,9MW 2 pumper	m3/døgn	15	
Fakling, som en del av prosessert gass	Første året %	1,5	Aker rapport 2017
	Andre året % fakling	0,4	
	Flere år %	0,1	
Utslipp fra transport i driftsfasen (Scenario 1) Helikopter og forsyningsfartøy, dieselforbruk	tonn diesel /år	2544	Novatech rapport 2014

Tabell B 6 Forutsetninger lagt til grunn i anleggsfasen

Utslippskilde/prosess	Enhet	Faktor	Kildereferanse
Marine operasjoner, dieselforbruk	tonn/år	3336	Novatech rapport 2014
Transport, dieselforbruk	tonn/år	1860	Novatech rapport 2014



## VEDLEGG D - Grunnlagsundersøkelser

Grunnlagsundersøkelser inklusiv visuelle undersøkelser er oppsummert av Akvaplan-niva/3/ og gjengitt her. Komplette litteraturreferanser kan finnes i rapporten til Akvaplan-niva.

### D1 Grunnlagsundersøkelser

#### Grunnlagsundersøkelsen på Skrugard og Havis 2011

Det ble utført en grunnlagsundersøkelse i region IX og X i 2011 (Nøland et al. 2012), der det bl. a. ble tatt sedimentprøver fra Skrugard og Havis med 13 stasjoner på hvert felt. I tillegg ble det tatt 10 regionale stasjoner som referansepunkter.

Sedimentene på Skrugard består hovedsakelig av silt og leire, og innhold av totalt organisk materiale (TOM) var 3,8 - 5,2 %. Konsentrasjonene av hydrokarboner (THC) er lave og på samme nivå som på den nærmeste regionale stasjonen R105. Syv av stasjonene på feltet har høyere barium-konsentrasjon enn den nærmeste regionale stasjonen. Konsentrasjonene av THC varierer fra 3 – 21 mg/kg og for barium 97 – 125 mg/kg. Det er store variasjoner i antall individer av bunnfauna mellom stasjonene, noe som resulterer i svingninger i de univariate (diversitetsindekser) og multivariate (cluster/MDS) faunaanalysene. Alt i alt viser resultatene fra de biologiske analysene at området hadde uforstyrret havbunn og upåvirket bunnfauna.

Sedimentene på Havis består hovedsakelig av silt og leire og innhold av TOM var 2,9 - 4,5 %. 10 av 13 stasjoner har THC-konsentrasjoner på samme nivå eller høyere enn den nærmeste regionale stasjonen, R105. Alle stasjoner har lavere barium-konsentrasjon enn den regionale stasjonen. Konsentrasjonene av THC varierer fra 3 – 21 mg/kg og for barium 82 – 102 mg/kg. Diversitetsindeksene og artssammensetningen på alle Havis-stasjonene gjenspeiler et uforstyrret bunnfaunasamfunn. Likheter mellom stasjonene (inkludert den regionale stasjonen R105) er høy, og det er kun mindre variasjoner i faunaindeksene.

#### Grunnlagsundersøkelse på Iskrystall, Drivis og Kramsnø 2012

I 2012 ble det gjort en ny grunnlagsundersøkelse på planlagte leteboringslokaliteter i Barentshavet (Nøland et al. 2013). Det ble også gjennomført visuell kartlegging. Her er kun resultatene for Drivis presentert siden denne vil være en del av Johan Castberg utbyggingen.

Sedimentene på Drivis består av silt og leire med noe grus, og totalt organisk materiale (TOM) varierer fra 2,6 – 4,1 %, som er noe lavere enn de regionale stasjoner. Det er funnet relativt lave verdier av THC (2-19 mg/kg) og barium (76-80 mg/kg), som er samme nivå som på de to regionale stasjonene. Det er ikke påvist forhøyede bariumverdier på feltene (72-132 mg/kg). Bunnfaunaen domineres av mangelbørstemark (Polychaeta) men også en del krepsdyr (Crustacea) og bløtdyr (Mollusca). Diversitetsindeksene for fauna er høye og sammen med likhetsanalysene gjenspeiler de et uforstyrret faunasamfunn. Artssammensetningen varierer relativt mye mellom de ulike stasjonene. Det er ingen tydelig sammenheng mellom variasjonene i faunasammensetningen og nivåer av målte fysisk-kjemiske miljøvariabler.

#### Visuell undersøkelse 2009, 2011 og 2012 av Skrugard og Havis

Skrugardfeltet ble første gang undersøkt med ROV i 2009 (DNV, 2010). Undersøkelsen viste lav artsrikdom på en homogen sjøbunn bestående av sand og grus. Tettheten av svamp var lav og ingen koraller eller rødlistede arter ble observert. Få trålspor ble registrert (0,6 spor/100 m ROV transekt).

Denne kartleggingen ble i 2011 fulgt opp av en ROV-undersøkelse over et større område og inkluderte også Havis (DNV, 2012). Hovedformålet var å registrere eventuelle forskjeller i artsrikhet i området. Havisfeltet hadde en relativt flat sjøbunn med sediment som inneholdt ca. 70 % mudder/sand og ca. 29 % grus/stein. 21

stk. trålspor ble observert (0,6 spor/100 m). Det ble ikke registrert koraller eller rødlistede arter på Havis. Svampforekomst med lav tetthet ble observert på 23 % av området.

Havbunnen på Skrugard var relativt flat, og hadde et sediment bestående av 93 % mudder/sand og ca. 5 % stein. Det ble registrert få trålspor (0,5 spor/100 m), noe som synes å stemme overens med at området ut fra satellittsporingsdata er vurdert som uten viktighet for trålfiske (Aaserød et al. 2017). Ingen koraller eller rødlistede arter ble registrert på feltet. Området var relativt artsrikt med forskjellige makrobentos og hadde en moderat tetthet av svamp.

I 2012 ble det også gjennomført en ROV-undersøkelse på Skrugard og Havis, denne gangen utført av Subsea7 (ST12521 Skrugard Survey 2012, Acergy Viking) med formål å kartlegge strukturer på havbunnen. Undersøkelsen bekreftet bunnforhold fra undersøkelsen i 2011, og meldte også om isskuringsrenner og store mengder pockmarks. Det ble også registrert spor av tråling.

Tråling på feltet, basert på sporingsdata i perioden 2001-2016, er beskrevet i Aaserød et al. 2017. Satellittsporingsresultatene viser at det ikke er bunntåling på feltet. Den manglende korrelasjonen mellom observasjonene av trålspor på havbunnen og sporingsdata kan forklares med at satellittsporingsdataene er samlet inn etter at trålingen har foregått. Trålspor på havbunnen kan være synlige i svært lang tid.

## D2 Visuelle undersøkelser

### Visuell undersøkelse 2013 av Isfjell og Sørpe

I 2013 utførte DNV (DNV 2014) ROV-undersøkelser på Isfjell og Sørpe. Resultatene viste at sjøbunnen på Isfjell var relativt flat. Sedimentene bestod hovedsakelig av mudder og sand (97 %). Spor etter tråling var relativt vanlig, med 54 registreringer innenfor undersøkt område (1,45 spor/100 m). Det ble ikke observert koraller eller rødlistede arter. Artsrikdom og individtetthet var generelt lav. Svamper forekom i lav tetthet. Sjøbunnen på Sørpe var flat med små variasjoner i dybde. Sedimentet besto av mudder/sand (98 %). Trålspor ble registrert 58 ganger innenfor det undersøkte området (1,4 spor/100 m). Det ble ikke registrert noen koraller eller rødliste arter. Området hadde lav tetthet av svamp. Artene med høyest individtetthet var dyphavsreke (*Pandalus* spp.) og sjøstjerne (*Ceramaster granularis*).

### Visuell undersøkelse 2012 av Drivis, Kramsnø og Iskrystall

I 2012 utførte DNV (DNV 2013) en ROV-undersøkelse på Drivis, Kramsnø og Iskrystall. På Drivis viste undersøkelsen at bunnen er flat, og sedimentet består av mudder/sand (89 %). Bare seks trålspor ble registrert (0,3 spor/100 m). Ingen koraller eller arter oppført på rødlisten ble registrert. Området er vurdert å ha lav artsrikdom og bare på 6 % av området ble det observert svamp.

Sjøbunnen på Kramsnø var i likhet med Drivis flat. Sedimentet besto av mudder/sand (94 %). Bare 2 trålspor ble observert (0,06 spor/100 m). Det ble ikke registrert rødlistede arter eller koraller på feltet. Tettheten av svamp var lav (2,4 % av området). Gruppene med høyest individtetthet var dyphavsreke (*Pandalus borealis*) og sjøstjerner (*Asteroidea* sp.).

På Iskrystall var sjøbunnen flat. Sedimentet besto av ca. 80 % mudder/sand og ca. 13 % grus. Kun et stk. trålspor ble observert (0,03 spor/100 m). Her ble det, akkurat som på de andre to feltene, ikke registrert noen koraller eller rødliste arter. Tettheten av svamp var meget lav (Tabell D 1).

### Visuell undersøkelse 2016 av Iskrem, Isflak og Kayak

I 2016 utførte DNV (DNV 2017) en visuell kartlegging på Iskrem, Isflak og Kayak. Det ble ikke registrert svampsamfunn tilsvarende OSPAR habitatet «Deepsea sponge aggregations», og det ble ikke registrert rødlistede korall arter eller samfunn på noen av de tre lokaliteter. Det ble funnet meget få spor etter bunntåling (Tabell D 1).

På Iskrem besto sedimentet av mudder (99.9% av registreringene) med noen få grovere fragment. Det ble registrert to trålspor på Iskrem.

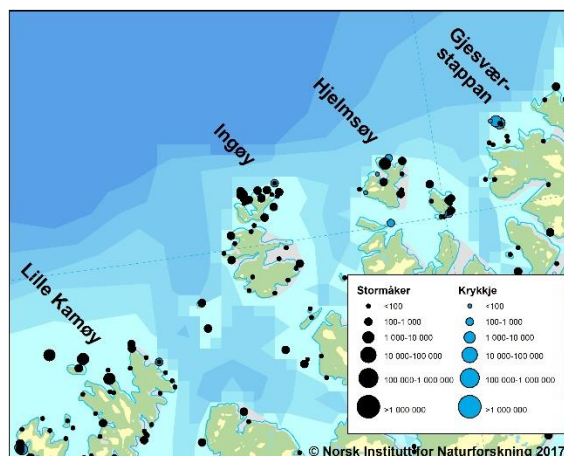
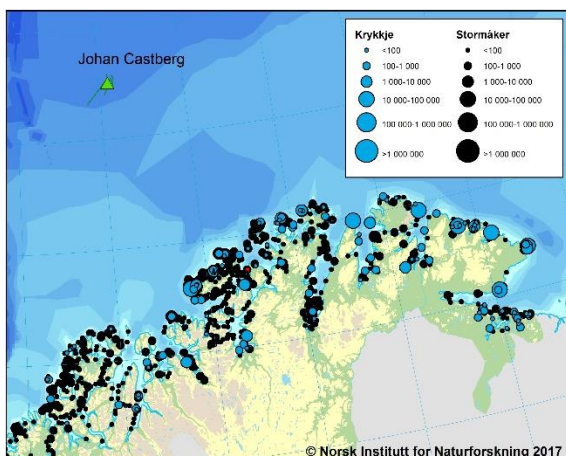
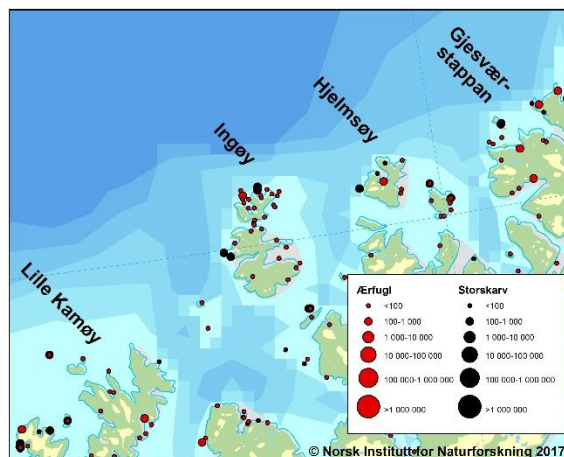
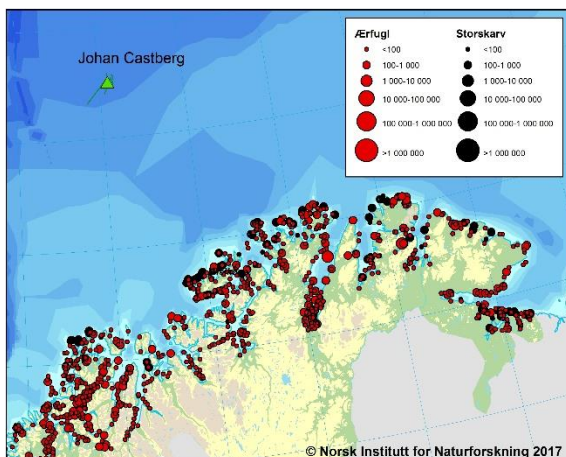
På Isflak besto bunnen av flate mudderflater (92%) små rygger med grus og stein (7 %). Det ble funnet ett trålspor, tilsvarende 0,03 spor/100 m transekt. På Kayak besto havbunnen av flate mudderområder ispedd noe sand (92% av observasjonene) og mindre områder med grus og stein. Det ble påvist tre mindre pockmarks på Kayak, samt ett enkelt trålspor.

Tabell D 1 Oppsummering av resultater fra visuell kartlegging av borelokasjoner på og rundt Johan Castberg 2009 – 2016.

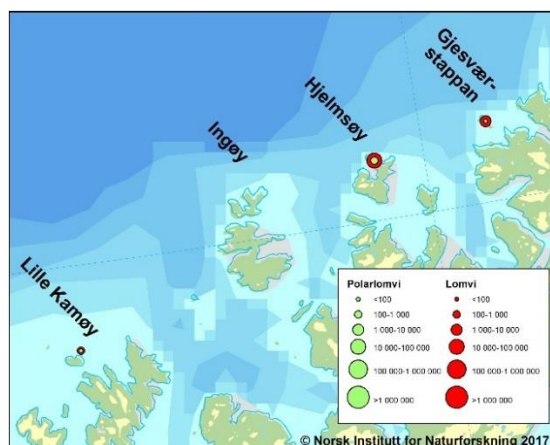
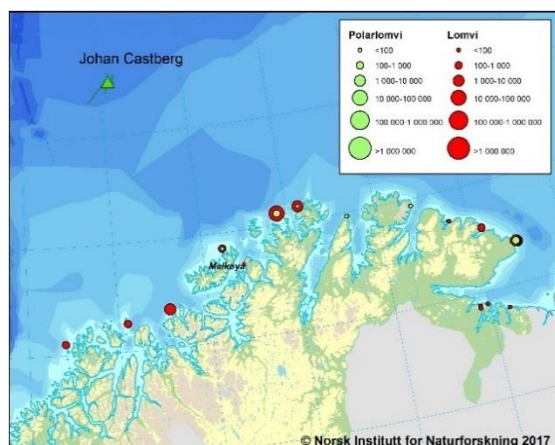
Felt	År	Dyp (m)	Transektlengde (m)	Substrat	Artsrikdom	Individ-tetthet	Tetthet av svamp	Trålspor/100 m
Isfjell	2013	433-424	3800	Mudder/sand med pukk og noen blokker	Lav	Lav	Lav	1,4
Sørpe	2013	141-410	4000	Mudder/sand med pukk og noen blokker	Moderat	Moderat	Lav	1,45
Drivis	2012	345-356	2300	Mudder/sand med stein, og noe grus, blokker	Fattig	Lav	Lav	0,3
Kramsnø	2012	402-408	3500	Mudder/sand med stein, og noen blokker	Fattig	Lav	Lav	0,06
Iskrystall	2012	342-349	3400	Mudder/sand med stein, og noe grus, blokker	Fattig	Lav	Lav	0,03
Skrugard Appraisal	2011	376-403	6890	Mudder/sand med noen blokker	Rik	Moderat	Moderat	0,5
Havis	2011 og 2012	370-403	3700	Mudder/sand og stein	Moderat	Lav-moderat	Moderat	0,6
Skrugard	2009 og 2012	370-378	3450	Mudder/sand og grus	Lav	Lav	Lav	0,6
Iskrem	2016	348-360	2900	Mudder/sand	moderat	moderat	Noe	0,07
Isflak	2016	346-359	2600	Mudder/sand pukk	moderat	moderat	Noe	0,03
Kayak	2016	328-341	3000	Mudder/sand	moderat	moderat	Noe	0,03

## VEDLEGG E - Sjøfugldata

Figur E 1 Hekkekolonier i Nord-Troms og Finnmark til stormåker, storskarv, ærfugl og krykkje.

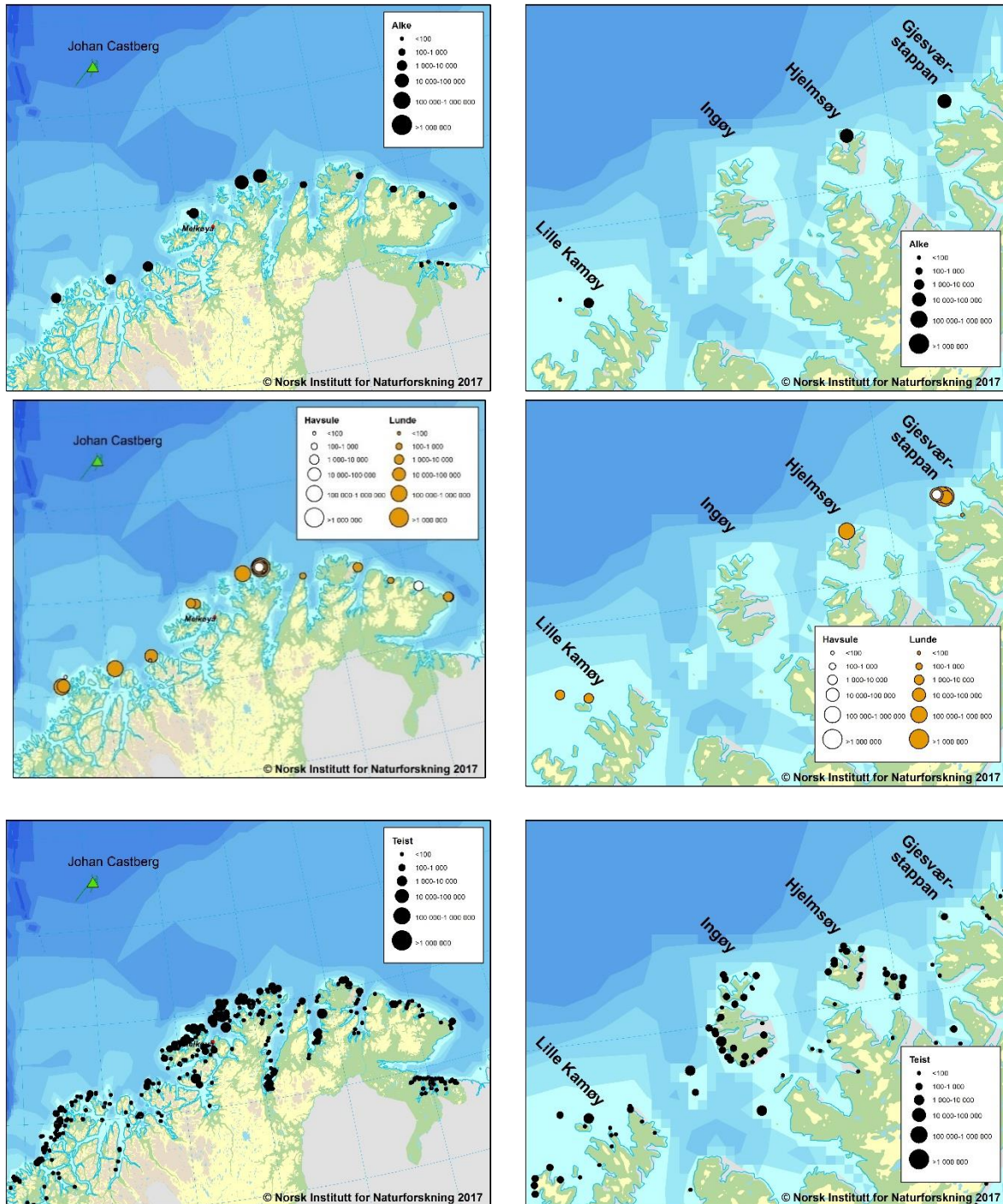


Figur E 2 Hekkekolonier til lomvi, polarlomvi, alke, lunde, havsule og teist i Nord-Troms og Finnmark





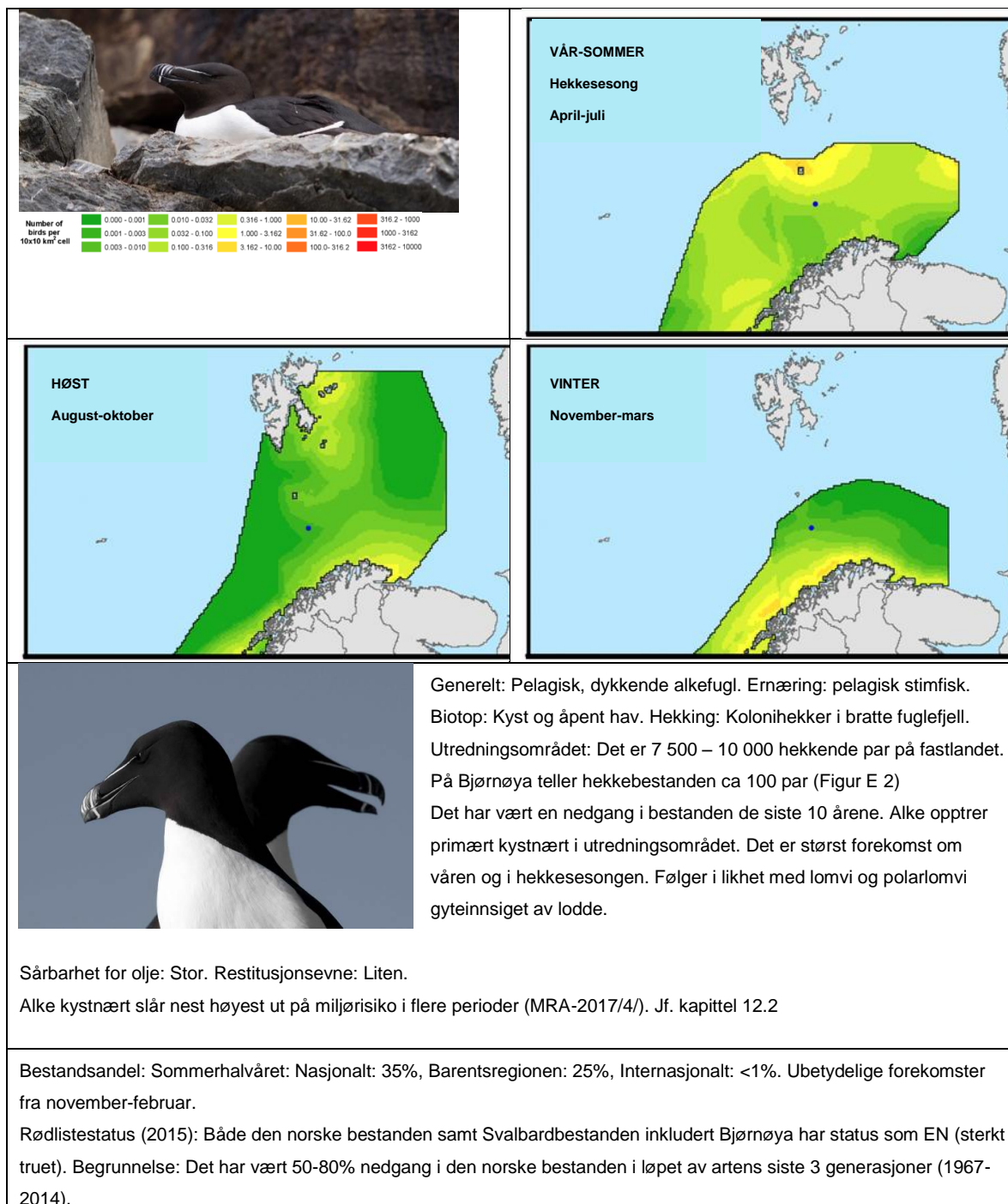
Figur E 2 Hekkekolonier til lomvi, polarlomvi, alke, lunde, havsule og teist i Nord-Troms og Finnmark



Antall oppgitt som individer. Utsnitt for viktige hekkekolonier i området rundt Ingøy (korteste drivtid til land) er vist i figurene til høyre.

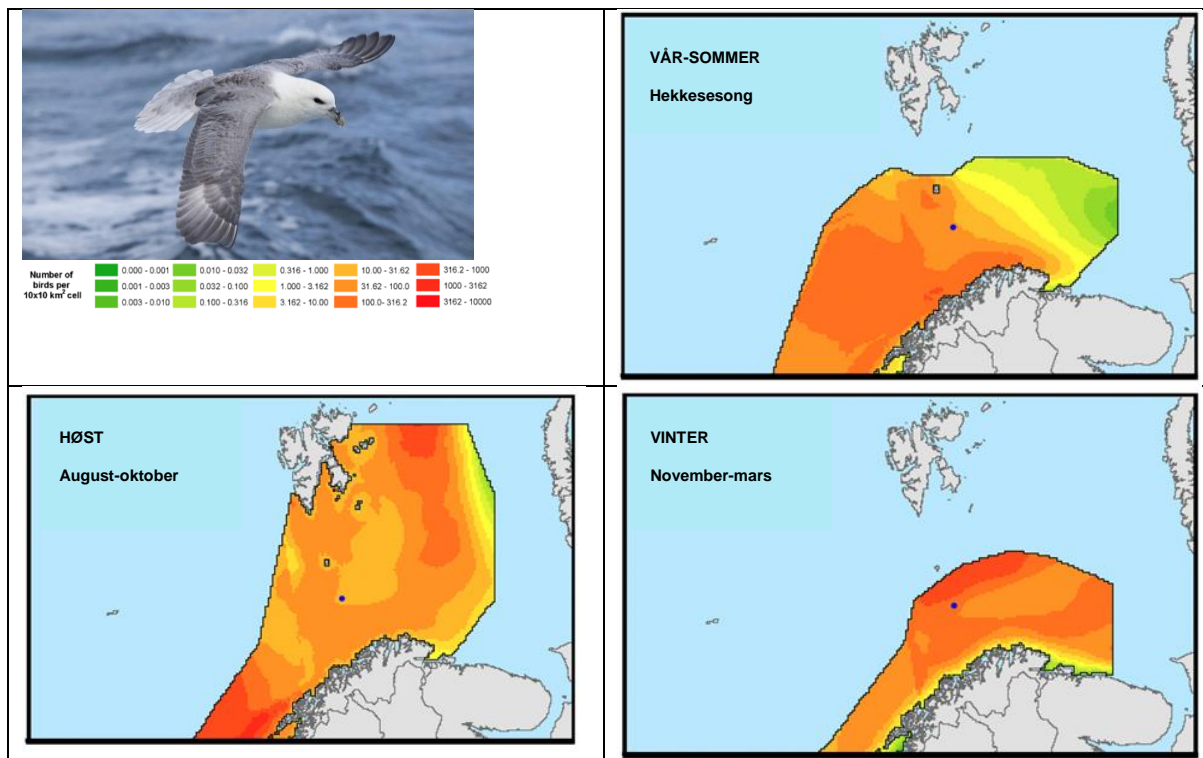


Figur E 3 Alke (*Alca torda*) - forekomst, sårbarhet for olje og trender



Kilde: NINA /6/ bearbejdet av Statoil. Foto øverst: Akvaplan niva Sense/4/ (Cathrine Stephansen).

Figur E 4 Havhest (*Fulmarus glacialis*) -forekomst, sårbarhet for olje og trender



Generelt: Overflatebeitende pelagisk stormfugl. Ernæring: Pelagisk fisk, fiskelarver, krill amfipoder. Biotop: Åpent hav.

Hekking: Kolonier i fuglefjell.

Utredningsområdet: Arten hekker på Bondøya og Gjesværstappan på fastlandet med under 100 par. På Bjørnøya hekker det 30 000 par. Finnes i stort antall i åpent hav gjennom hele året. Finnes i spesielt høye forekomster om høsten og mer kystnært i tilknytning til gyteinnsig av lodde om våren.

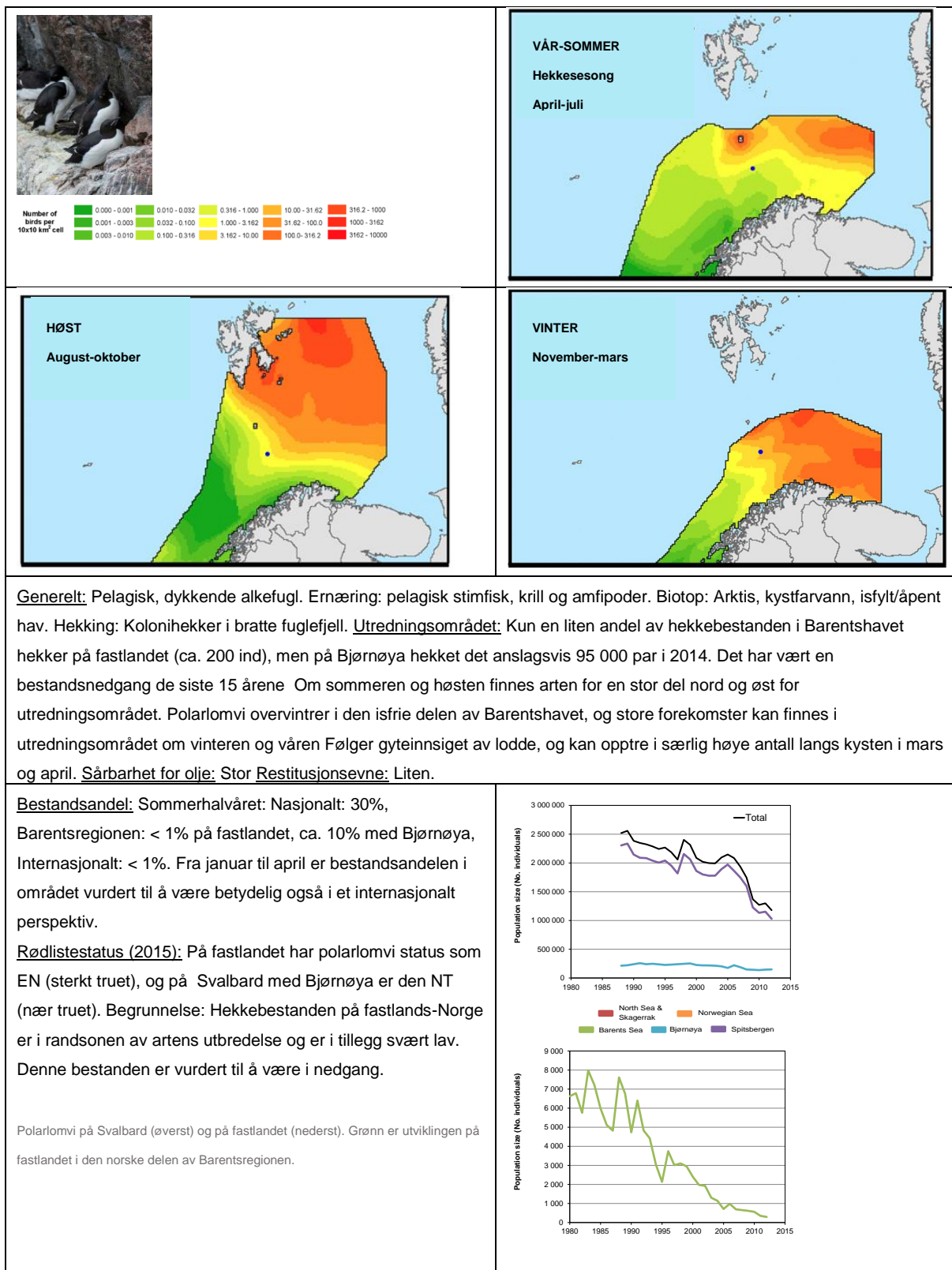
Sårbarhet for olje: Lav - middels. Restitusjonsevne: Liten. Havhesten har høyeste utslag i Miljørisiko i åpent hav i flere enkeltmåned (MRA, 2017/47). Jf kapittel 12.2.

Bestandsandel: Bestanden i åpent hav anses for betydelig på nasjonalt- og regionalt nivå, men ikke på internasjonalt nivå.

Rødlistestatus (2015): Den norske bestanden er sterkt truet (EN). Svalbard bestanden inkludert Bjørnøya er klassifisert som LC (livskraftig). Begrunnelse: Det antas at norsk bestand som har gått til reproduksjon de siste årene har vært i intervallet 1000-2000 individ, og dette utgjør trolig bare ca 10-20 % av reproduserende bestand i forhold til når den var på sitt største mot slutten av 1900-tallet. Med den sterke nedgangen som er registrert i reproduserende bestand for siste 15-års periode antar vi at vi har hatt en bestandsnedgang i intervallet 50-80 % siste 50 år.

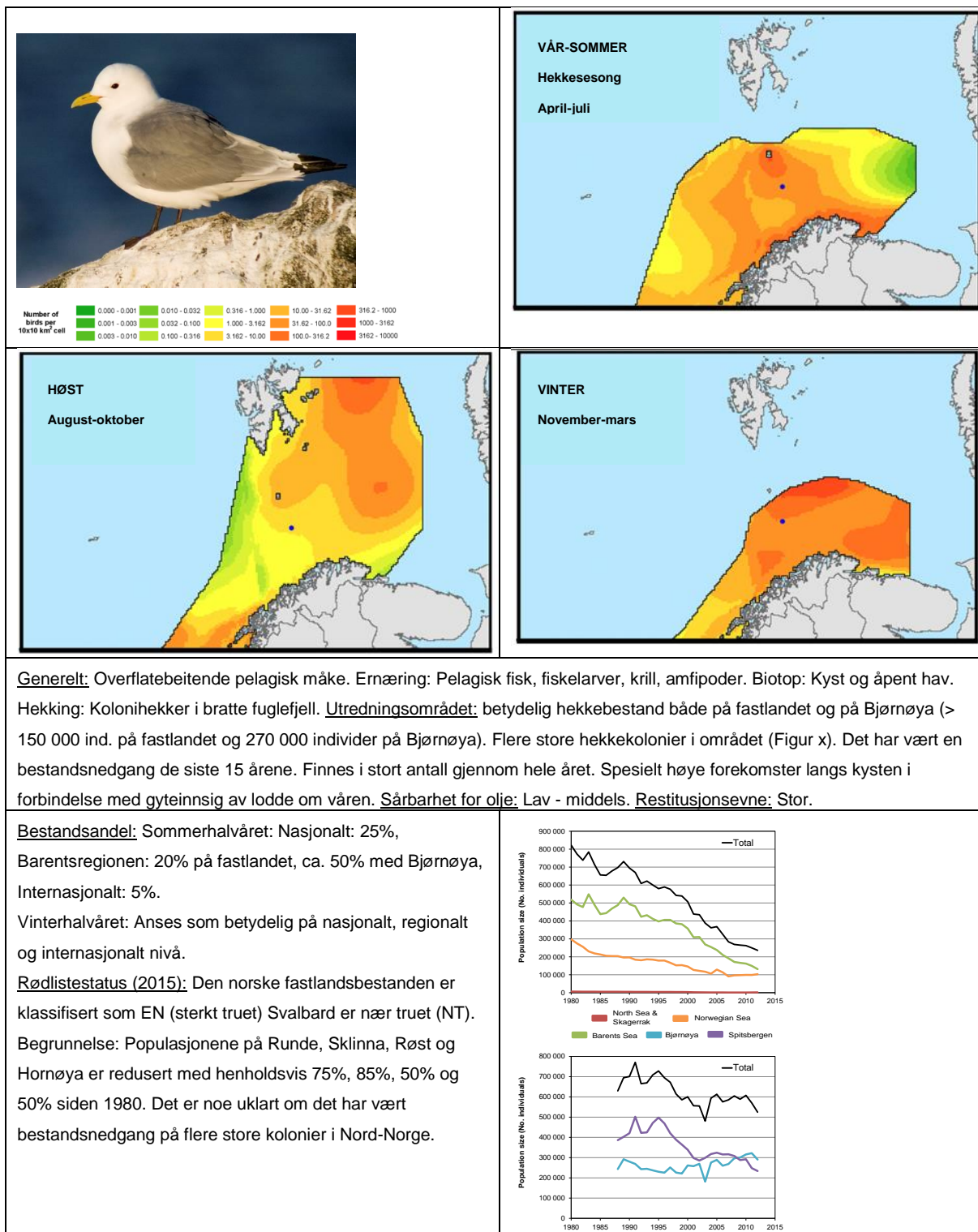
Kilde: NINA /6/

Figur E 5 Polar lomvi (*Uria lomvia*)-forekomst, sårbarhet for olje og trender



Kilde: NINA /6/ bearbejdet av Statoil

Figur E 6 Krykkje (*Rissa tridactyla*) forekomst, sårbarhet for olje og trender



Kilde: NINA /6/ bearbejdet av Statoil Foto: Akvaplan niva Sense/4/ (Cathrine Stephansen).



## VEDLEGG F - Produksjonskjemikalier

### Avleiringshemmer

Det er stort potensiale for avleiring i rør og produksjonsutstyr på Johan Castberg, og avleiringshemmer er det kjemikaliet som det vil bli størst forbruk av. Avleiringshemmer kan tilsettes i produksjonsbrønnene, på brønnrammer, ut fra innløpsseparator og testseparator, og diverse andre steder i prosessen. Dosering kan variere fra 10 til 100 ppm av produsertvannraten. Avleiringshemmere er vannløselige og følger produsert vann til injeksjon eller til sjø når injeksjonsanlegget er ute av drift. De er som regel ikke giftige, ikke bioakkumulerende og har varierende grad av bionedbrytbarhet.

### Emulsjonsbryter

Emulsjonsbryter tilsettes i prosessen for å separere olje og vann. Emulsjonsbryter kan tilsettes på produksjonsrør og ulike steder i prosessanlegget. Dosering er typisk 5 – 50 ppm av væskeraten. En emulsjonsbryter består av løsemiddel og polymeriske tensider. Produktet har til hensikt å koalitere små olje- eller vandrdråper slik at vann og olje lettere splittes i separator. Løsemiddelet er gult, men de aktive stoffene er klassifisert som røde grunnet lav bionedbrytbarhet. Det finnes enkelte gule alternativer som man kan strekke seg etter i substitusjonsarbeidet, men i tilfeller der det er tunge emulsjonsutfordringer, kreves det velfungerende kjemikalier. Emulsjonsbrytere er hovedsakelig oljeløselige og vil følge oljefasen. Surfaktantene vil kunne oppholde seg i interfasen mens en mindre andel er vannløselig. Et konservativt anslag er at 5% av forbruket følger vannfasen.

### Vokshemmer

En vokshemmer har til oppgave å hindre voksutfelling i rør og prosessanlegg. Den tilsettes på brønnhodet til produksjonsbrønnene, typisk 200 ppm av oljeraten. Voksinhibitor inneholder polymer og tensid løst i et løsemiddel og hindrer avsetninger på rørvegger. Produktet skal virke i oljefasen og er fullstendig uløselig i vann. Kjemikaliet vil derfor ved normal bruk ikke foreligge i produsert vann, men løses i oljen og følger denne til raffineringprosessen. Til slutt vil vokshemmeren sammen med evt. voks ende opp i andre oljeprodukter. Når det er et krevende utfordringer med voksutfelling, er det per i dag bare polymerbaserte kjemikalier som fungerer. Disse komponentene er høymolekylære polymerer som har til funksjon å blokkere dannelsen av fast voks når temperaturen synker i transportrørene. Polymerer i vokshemmere er røde grunnet lav bionedbrytbarhet, men er for øvrig ikke giftige og vil ikke akkumulere i næringskjeden. Miljørisiko er lav fordi disse kjemikaliene er oljeløselige og aldri vil nå det marine miljøet.

### Skumdemper

Råolje er ofte overmettet på gass som frigjøres som bobler og skum i separator tilsvarende sjampanjeeffekten. Skumdemper brukes i separator for å effektivt hindre skum når trykket senkes og på den måten hindre væskemedrivning til gassfasen og bedre vann/olje-separasjon. Typisk doseringsrate er 1 – 20 ppm av produksjonsraten. En typisk skumdemper består av silikonolje og løsemiddel. Silikonbaserte skumdemperer er klassifisert som røde kjemikalier siden silikonoljen er organisk og ikke nedbrytbar. Risiko for marin miljøskade er svært lav fordi kjemikaliet er fullstendig oljeløselig og bare i ubetydelige mengder vil følge produsertvann til sjø. Det finnes gule produkter tilgjengelig, men disse krever ofte høyere dosering og de har en tendens til å være mer vannløselige og vil i større grad følge produsert vann til miljøet og ansees å totalt sett være en større belastning for omgivelsene

### Flokkulant

Flokkulant benyttes for å binde oljedråpene i produsert vann sammen, og dermed lettere rense produsert vann for dispergert olje. Den tilsettes produsert vann i vannutløpet fra separatorene i oljeseparasjonstoget og nedstrøms hydrokyklonene i produsertvannsanlegget. Typisk dosering vil være 5 – 10 ppm av produsertvannraten. Flokkulanten binder seg til de små oljedråpene i hydrokyklonene flotasjonscellene og avgassingstanken slik at flokkulant-oljedråpe-komplekset flyter i vannet og dermed kan fjernes og sendes til



oljefasen. Kjemikaliet er ikke giftig for marine organismer, og heller ikke bioakkumulerende. Det er imidlertid ikke biologisk nedbrytbar og er derfor klassifisert som et rødt kjemikalie. Under og etter bruk vil polymeren hovedsakelig være bundet til oljedråper som går i oljefasen. Overskudd av polymer vil følge produsertvannet. Det antas at om lag 20% av forbruket følger vann, mens 80% vil ende opp i oljefasen. Grunnet lav giftighet, høy vannløselighet og intet potensiale for bioakkumulering vil utslipp ikke medføre hverken lang- eller kortidseffekter i resipienten. Polymeren vil imidlertid være tilgjengelig men svært fortynnet i miljøet over lang tid.

#### **Biocidet glutaraldehyd**

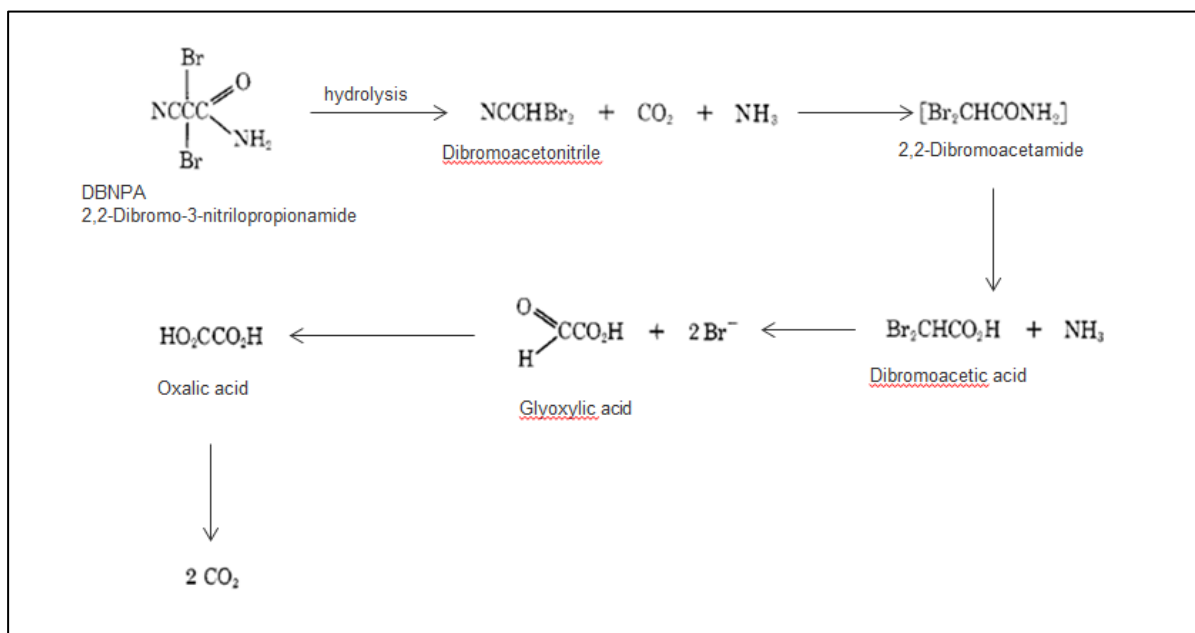
Kjemikalie kan bli brukt til periodevis behandling av separatorer, sloptanker og dieseltanker om bord for å hindre begroing. I tillegg doseres Biocidet ukentlig inn i sjøvannsstrømmen som går fra SRU-anlegget til vanninjeksjon (typisk 2 ganger per uke med 4 timers varighet). Glutaraldehyd har til hensikt å holde vannførende systemer fri for mikroorganismer, og er klassifisert som gult. Det er giftig for planktoniske organismer, ikke bio-akkumulerende og lett biologisk nedbrytbar. Kjemikaliet er fullstendig vannløselig og vil følge vannfasen enten som injeksjonsvann eller utslipp til sjø. Dersom det slippes ut vil det være i fortynnet tilstand og vil fordele seg i vannmassene og brytes ned av bakterier.

## VEDLEGG G - Biocid/DBNPA

### G1 Giftighets- og nedbrytningstester

I henhold til produsentens beskrivelse, brytes DBNPA ned i et akvatisk miljø ved hydrolyse, fotolyse og ved biologisk nedbrytning, jf Figur G 1.

Figur G 1 Hydrolyse nedbrytning av DBNPA



Nedbrytnings hastigheten av DBNPA påvirkes av surhetsgrad og temperatur. Ved lav temperatur og pH rundt 8,1 (forventet ved Johan Castberg) vil halveringstiden være lang. Halveringstiden gjelder også kun første trinn i nedbrytningsprosessen og det er forventet at fullstendig mineralisering vil ta vesentlig lengre tid, sannsynligvis flere måneder i kaldt og mørkt sjøvann/3/.

Den første nye nedbrytningstesten av DBNPA utført for Statoil viste at DBNPA ikke ble brutt ned i sjøvann (Baker Huges Norge AS, 2016). Testen ble gjennomført av et laboratorium som er godkjent i henhold til OECDs prinsipper for god laboratoriepraksis og i henhold til OECDs retningslinjer for testing av kjemikalier, test nummer 306, som beskrevet i aktivitetsforskriften §62.

Måling av bionedbrytbarhet av biocider er vanskelig fordi testkjemikaliene ofte inhiberer eller dreper bakteriene som skal stå for nedbrytningen i forsøket. For lav dosering av testmaterialet øker feilkilder som bakgrunnsstøy, og for høy dosering medfører inhibering slik at testresultater må forkastes.

I utgangspunktet er DBNPA et giftstoff som har til hensikt å hindre etablering av bakteriefilm. Det er kjent at DBNPA nøytraliseres raskt ved bruk av natriumbisulfitt. Ved nøytralisering fjernes det aktive bromionet og løsningen forandres til en ikke-giftig løsning. For å bekrefte dette ble det utført kjemiske analyser for å måle nødvendig blandingsforhold mellom de to kjemikaliene, faktisk avspaltning av brom og miljøegenskaper til reagent produkt. Like mengder (mol: mol) med DBNPA og natriumbisulfitt viste at kort tid etter var brom fjernet fra modermolekylet.

Da reaksjonsmekanismene var kjente og bekreftet, ble det gjennomført økotoksikologiske tester. En ønsket å måle miljøegenskapene til tre varianter.

- i) Ren DBNPA løst i sjøvann
- ii) Eldet DBNPA løst 7 dager i sjøvann
- iii) Reagert DBNPA med natriumbisulfitt løst i sjøvann

Giftighetstester på den mest sensitive testarten, *Skeletonema costatum*, viste at giftigheten til ren DBNPA samsvarte med etablerte data fra både produsent og litteratur. Mulig hydrolyse etter en tid i sjøvann, elding, hadde ingen effekt slik at DBNPA viste samme giftighet etter 7 dager som ren DBNPA. DBNPA som var reagert med natriumbisulfitt viste helt tydelig avgiftning. Dette ble vist ved at målte negative effekter på vekstraten hos algen fant sted først under vesentlig høyere konsentrasjoner, og ved at giftigheten til reagert DBNPA var i størrelsesorden 200 ganger mindre enn for ren DBNPA. Giftigheten til ren DBNPA er i området 0,1 mg/liter, mens EC50 for DBNPA reagert med natriumbisulfitt var om lag 20 mg/liter for samme testorganisme.

Bionedbrytbarhet av ren DBNPA og eldet DBNPA, viste seg å være vanskelig å måle nøyaktig ihht OECD 306 av årsaker forklart over (inhibering). Sulfittreagert DBNPA derimot inhiberte ikke mikroorganismene, og er derfor egnet for test av bionedbrytbarhet. Etter 21 dager var nedbrytningen av sulfittreagert DBNPA lav. Resultatene indikerer at reaksjonsproduktet av DBNPA med natriumbisulfitt er vesentlig mindre giftig, men reaksjonsproduktet kan ikke anses som «lett bionedbrytbart», dvs nedbrytningen vil ta lengre tid en 28 dager som kriteriet for «lett nedbrytbart».

Resultatene viser at det er vanskelig å få nøyaktige data for bionedbrytning i sjøvann av DBNPA

## G2 Utslipp og virkninger ved online behandling

Studier av virkninger av utslipp av biocid /3/ ble foretatt før teknologikvalifisering av avbøtende tiltak var avsluttet.

Figur G 2 viser utslippsmengder av DBNPA ved offline behandling og ved konvensjonell behandling.

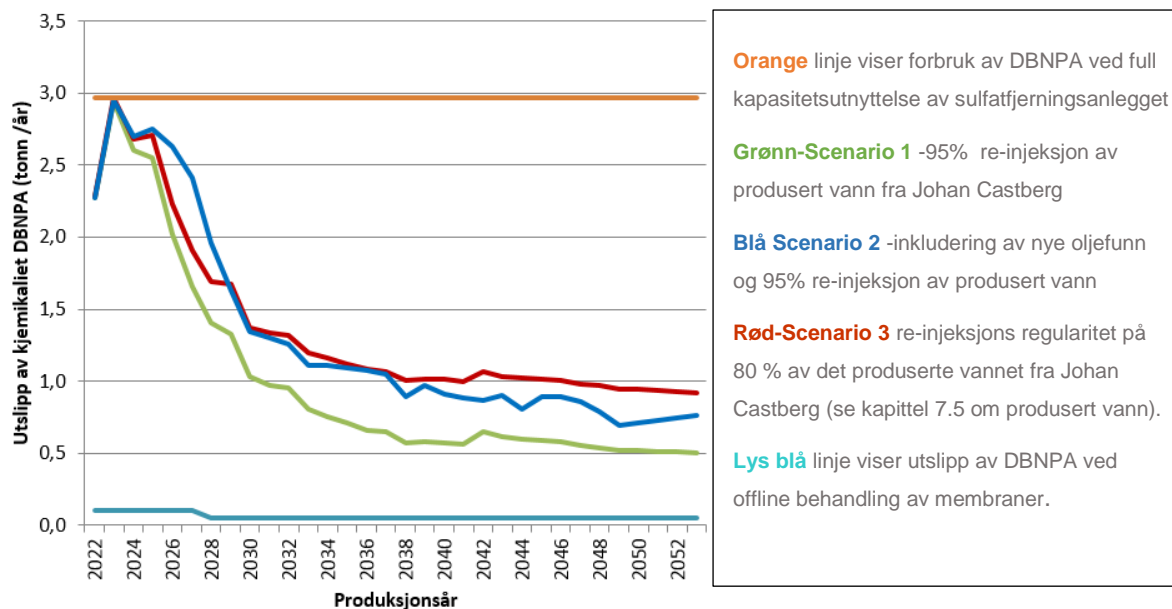
Figur G 3 viser potensiell miljørisiko ved konvensjonelt design (online behandling).

De beregnede utslippsvolumene ved online behandling er basert på at begge membranene behandles med biocid 2 ganger i uken med 3 timers varighet og der den gjennomsnittlige konsentrasjonen av aktiv ingrediens (DBNPA) er 20 mg/l.

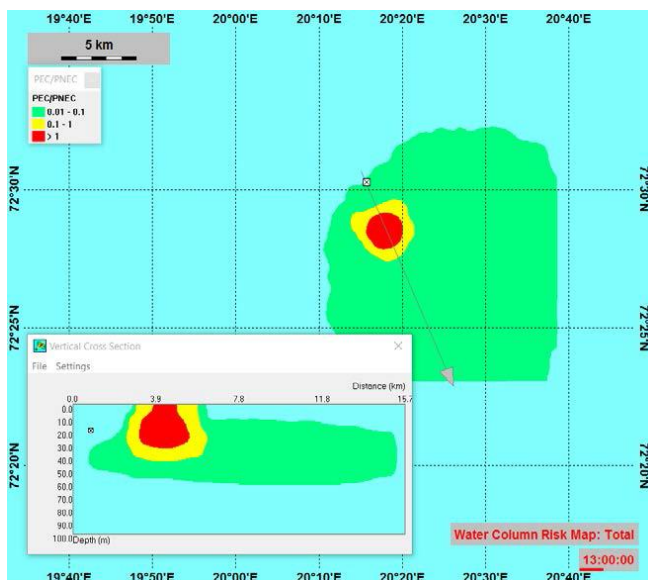
De tre ulike scenariene for produsertvann injeksjon (se kapittel 7.5 om produsert vann) vil sammen med oljeprofilen legge grunnlaget for hvor mye sjøvann som må behandles og injiseres ved online behandling, og dermed bruk og utslipp av biocidet DBNPA.

Ved konvensjonell behandling vil bruk og utslipp være høyest i starten av produksjonsperioden. Deretter reduseres utslippene til det flater ut i perioden 2032 – 2052 med et gjennomsnittlig utslipp per år på 0.6 tonn (forutsatt at olje- og vanninjeksjonsprofilene for Johan Castberg og en injeksjonsregularitet på 95% er lagt til grunn).

Figur G 2 Estimerte årlige utslipp av DBNPA ved konvensjonell- og offline behandling av membranene



Figur G 3 Utsnitt som viser maksimal risiko etter utslipp av 2,2-dibromo-3-nitropropionamide (DBNPA) ved utnyttelse av full kapasitet på sulfatrenseanlegget



Kilde: SINTEF/18/

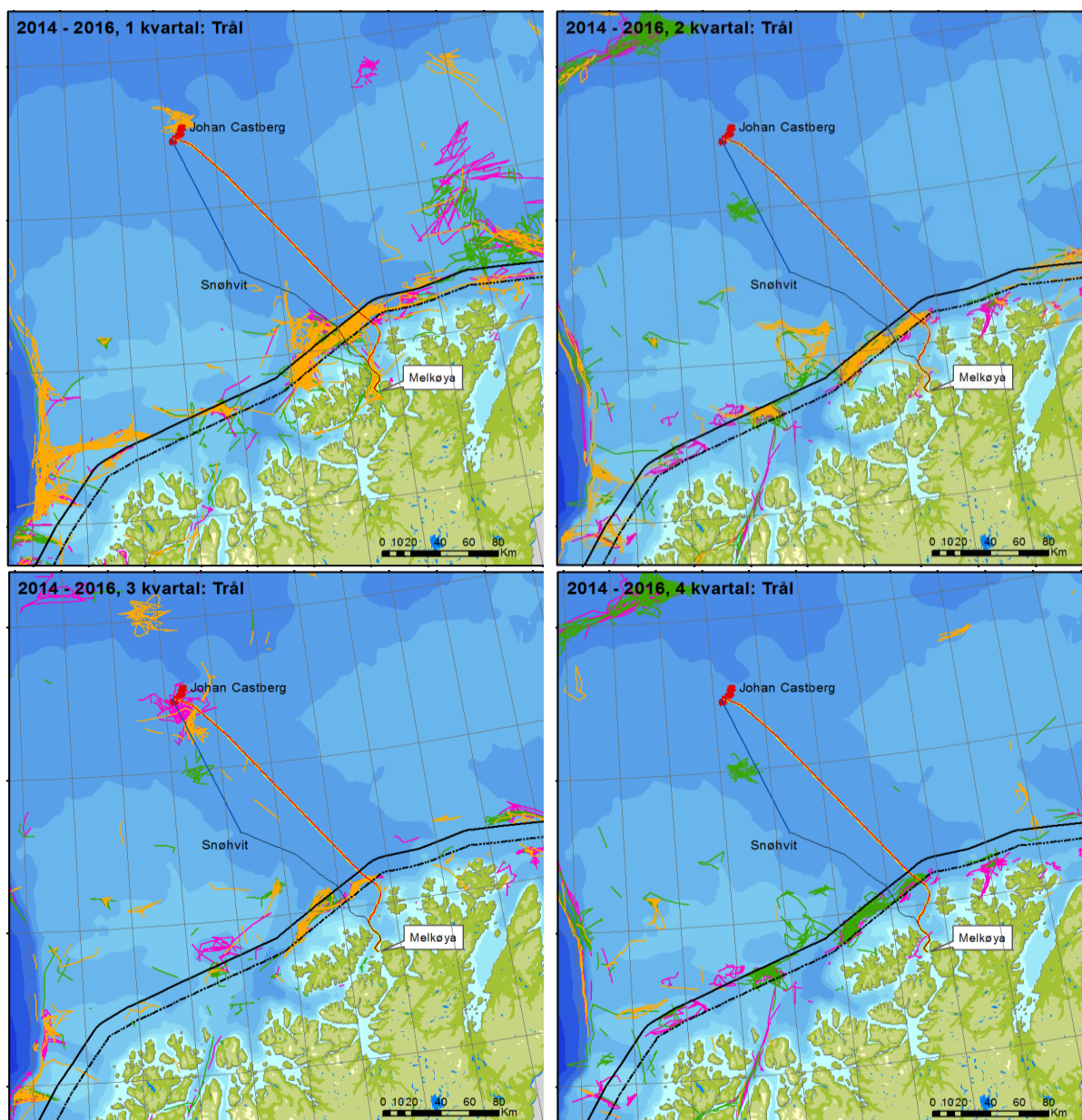
Online behandling ville gitt et utslipp på 3 tonn DBNPA per år, ved full utnyttelse av sulfatrenseanlegget.

Ved denne utslippsmengden vil maksimalt område hvor konsentrasjonen er høy nok til at det utgjør en potensiell miljørisiko (PEC/PNEC > 1) strekke seg ut til 3,2 km fra utslippet (jf Figur G 3).

For årene 2032-2052, og med årlig utslipp 0,6-1 tonn/år avhengig av scenariet, vil område hvor PEC/PNEC > 1 reduseres til 0,8-1 km.

## VEDLEGG H - Fiskeristatistikk 2014-2016 og influensområder til uhellsutslipp av olje

Figur H 1 Kvartalsvis fordeling av norsk bunntålfiske 2014- 2016 i området omkring den planlagte utbyggingen og alternative traséer for kommunikasjonskabel.



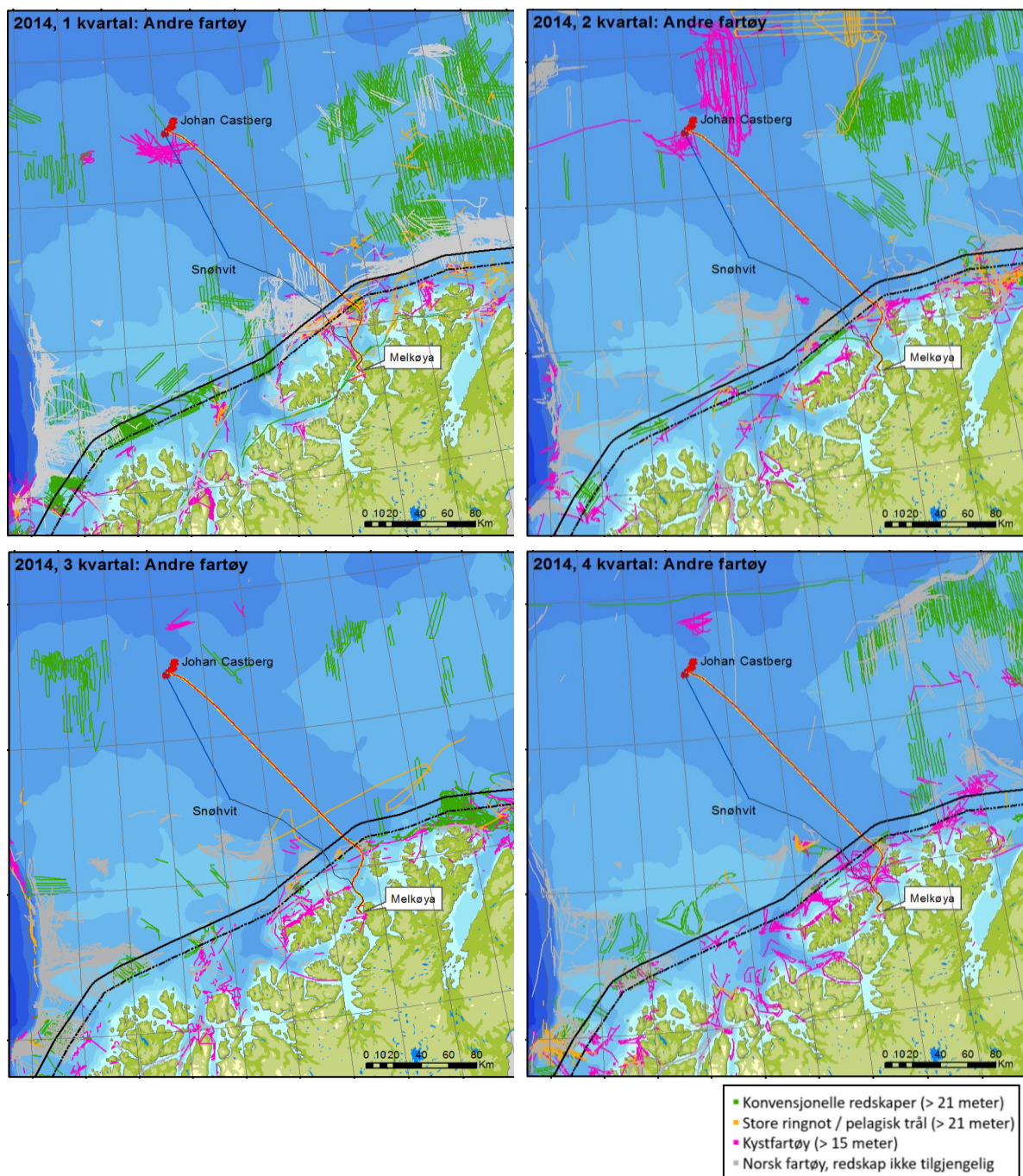
(Data fra Fiskeridirektoratet.) Registrert aktivitet rundt feltet er ikke fiske, men bevegelse til fiskerfartøy som var engasjert som hjelpefartøy i petroleumsvirksomhet.

- 2014
- 2015
- 2016

Kilde: Proactima /7/



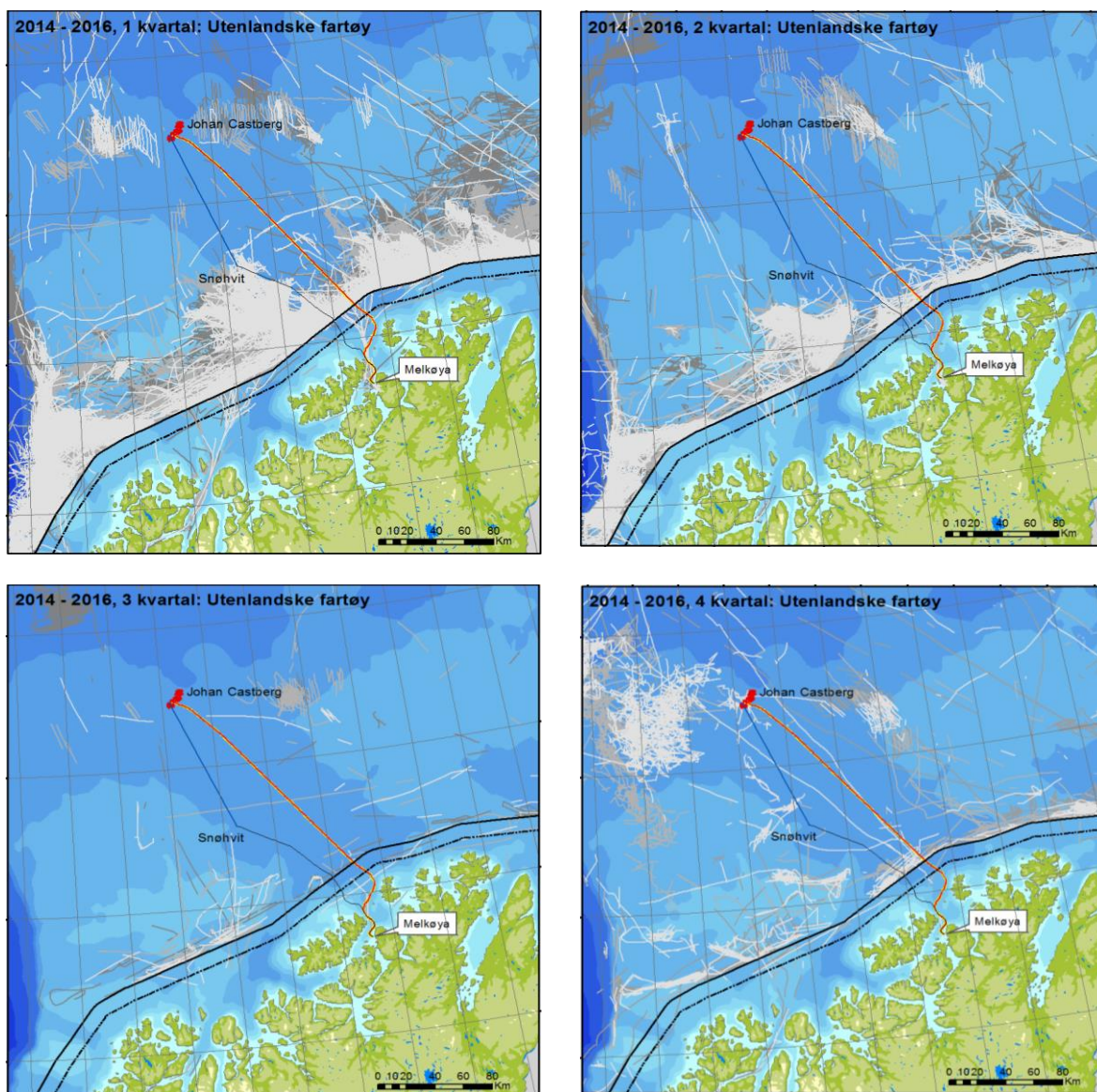
Figur H 2 Kvartalsvis fordeling av alt sporingspliktig norsk fiske i 2014 unntatt bunntrålfiske i området omkring den planlagte utbyggingen og alternative traséer for kommunikasjonskabel.



Kilde: Proactima/7/ (Data fra Fiskeridirektoratet.) Det grunne området østover fra Johan Castberg er Nordkappbanken. Rød klynge sør for feltet i første kvartal er ikke fiske, men bevegelser til fiskerifartøy som var engasjert som hjelpefartøy i petroleumsvirksomhet.



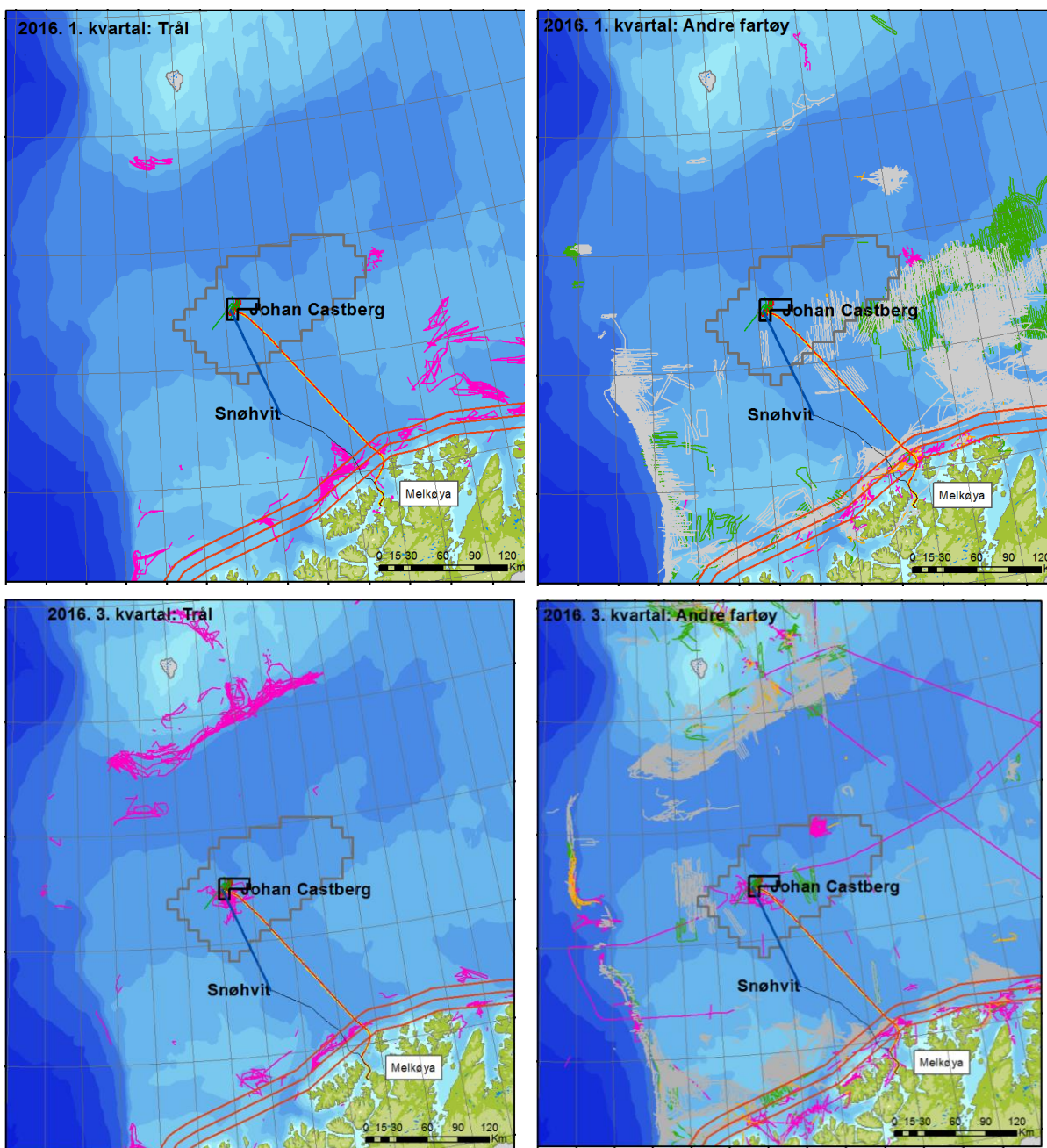
Figur H 3 Kvartalsvis fordeling av utenlandsk fiske (alle redskaper) i årene 2014 – 2016 i området omkring den planlagte utbyggingen og alternative traséer for kommunikasjonskabel.



Kilde: Proactima/7/ (Data fra Fiskeridirektoratet.) Det grunne området østover fra Johan Castberg er Nordkappbanken. Rød klynge sør for feltet i første kvartal er ikke fiske, men bevegelser til fiskefartøy som var engasjert som hjelpefartøy i petroleumsvirksomhet.

- 2014 Utenlandske fartøyer
- 2015 Utenlandske fartøyer
- 2016 Utenlandske fartøyer

Figur H 4 Scenario med brudd på den største lagertanken på FPSO, med et utslipp på 16 500 Sm<sup>3</sup> olje i løpet av to døgn.



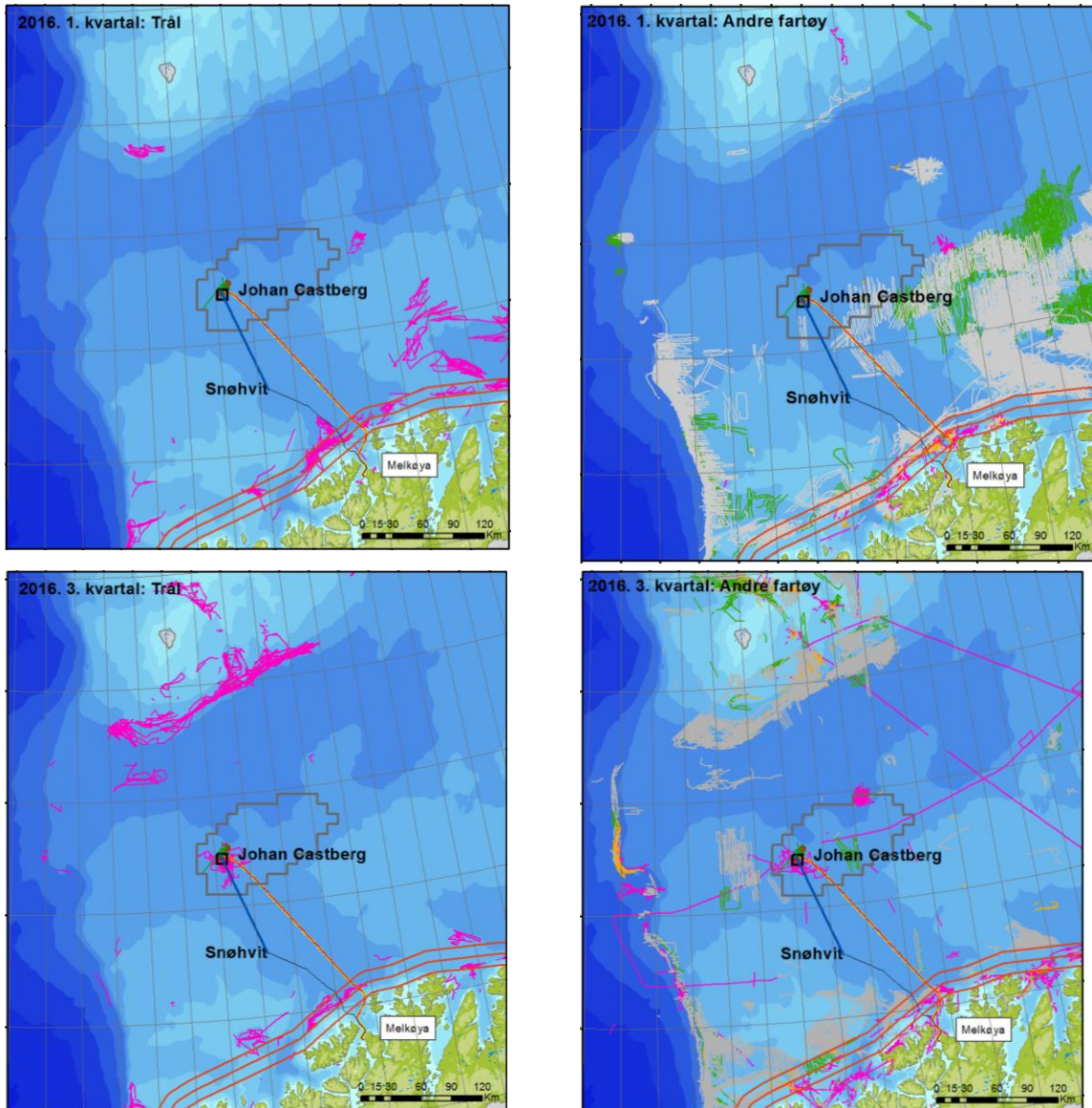
Norsk fiske i 2016 med bunnetrål (venstre) og med andre redskaper (høyre). Første kvartal øverst og tredje kvartal nederst. Grå kurve viser områder har en beregnet sannsynlighet på 50 % eller mer for å bli berørt av mer enn ett tonn olje per 10 x 10 km rute (10 g olje per 1000 m<sup>2</sup>). Svart kurve viser områder som tilsvarende har en beregnet sannsynlighet på 90 % eller mer for å bli berørt av en slik oljemengde.

Symboler for norsk fiske med annet enn bunnetrål:

- Konvensjonelle redskaper (> 21 meter)
- Store ringnot / pelagisk trål (> 21 meter)
- Kystfartøy (> 15 meter)
- Norsk fartøy, redskap ikke tilgjengelig



Figur H 5 Scenario med utslipp av 1000 Sm<sup>3</sup> olje i løpet av én time under lasting/lossing på feltet.



Norsk fiske i 2016 med bunnetrål (venstre) og med andre redskaper (høyre). Første kvartal øverst og tredje kvartal nederst. Grå kurve viser områder som i de scenario som er gjennomført har en beregnet sannsynlighet på 50 % eller mer for å bli berørt av mer enn ett tonn olje per 10 x 10 km rute (10 g olje per 1000 m<sup>2</sup>). Svart kurve viser områder som tilsvarende har en beregnet sannsynlighet på 90 % eller mer for å bli berørt av en slik oljemengde.

Symboler for norsk fiske med annet enn bunnetrål:

- Konvensjonelle redskaper (> 21 meter)
- Store ringnot / pelagisk trål (> 21 meter)
- Kystfartøy (> 15 meter)
- Norsk fartøy, redskap ikke tilgjengelig

