

# Johan Sverdrup-feltet

PL 265, PL 501, PL 501B og PL 502  
PUD del II - Konsekvensutredning  
November 2014



COM 130669



**Johan Sverdrup-feltet  
PL 265, PL 501, PL 501B og PL 502  
PUD del II - Konsekvensutredning  
November 2014**

**RE-PM312-00126**

## Innhold

<b>Forkortelser og begreper .....</b>	<b>11</b>
<b>0 Sammendrag .....</b>	<b>13</b>
<b>1 Innledning.....</b>	<b>17</b>
1.1 Formålet med konsekvensutredningen.....	17
1.2 Lovverkets krav.....	17
1.2.1 Norsk og internasjonalt lovverk.....	17
1.2.2 Tillatelser etter andre lover enn Petroleumsloven .....	18
1.3 Prosess, saksbehandling og tidsplaner .....	19
1.4 Tilknyttede prosjekter og utredningsprosesser .....	20
1.4.1 Kraftforsyning fra land.....	20
1.4.2 Rørledninger for olje- og gasstransport .....	21
1.4.3 Modifikasjoner på Mongstad.....	21
<b>2 Johan Sverdrup-feltet.....</b>	<b>23</b>
2.1 Beliggenhet.....	23
2.2 Rettighetshavere og eierforhold.....	24
2.3 Lisenshistorikk .....	24
2.4 Petroleumsressurser og produksjonsplaner .....	25
2.4.1 Reservoarbeskrivelse .....	25
2.4.2 Petroleumsressurser.....	26
2.4.3 Andre funn og prospekter i området .....	26
2.5 Alternative utbyggingsløsninger som har vært vurdert .....	26
<b>3 Beskrivelse av anbefalt utbyggingsløsning for utbyggingsfase 1.....</b>	<b>29</b>
3.1 HMS.....	29
3.1.1 Støy.....	30
3.1.2 Evakueringsløsninger .....	30
3.2 Utvinningsstrategi .....	30
3.3 Produksjonsplaner .....	32
3.4 Boring.....	34
3.4.1 Metode for behandling av oljeforurenset borekaks.....	36
3.5 Feltinstallasjoner .....	38
3.5.1 Plattformer på feltenteret.....	41
3.5.2 Dimensjonering av boligkvarter.....	45
3.5.3 Feltinterne rørledninger og kabler.....	46
3.5.4 Undervannsanlegg.....	48
3.5.5 Materialvalg.....	48
3.5.6 BAT-vurderinger.....	49
3.5.7 Permanent reservoarovervåking.....	52
3.6 Regularitet.....	53

3.6.1	Produksjonsregularitet .....	53
3.6.2	Vanninjeksjonsregularitet.....	53
3.7	Integrerte operasjoner.....	54
3.8	Kraftbehov og kraftløsninger.....	55
3.8.1	Energibehov.....	55
3.8.2	Løsninger for dekning av energibehov.....	58
3.8.3	Løsninger utredet av Utsira High Power Hub – prosjektet (UHPH) .....	58
3.8.4	Beskrivelse av valgt løsning for utbyggingsfase 1 .....	60
3.8.5	Alternative løsninger for oppvarming .....	61
3.8.6	Nødkraft og essensiellkraft .....	61
3.9	Eksport av olje og gass. Ilandføringssted .....	62
3.10	Forsyningsbaser og driftsorganisasjon .....	63
3.10.1	Forsyningsbaser .....	63
3.10.2	Helikoptertjenester .....	64
3.10.3	Driftsorganisasjon .....	65
3.11	Økonomi.....	65
3.12	Avvikling av virksomheten.....	66
<b>4</b>	<b>Utbygging i framtidige faser .....</b>	<b>67</b>
4.1	Scenario 1: Undervannsutbygging i alle delområdene .....	70
4.2	Scenario 2: Frittstående brønnhodeplattform på Avaldsnes.....	71
4.3	Scenario 3: Integrert produksjon, bore og boligplattform på Avaldsnes .....	72
4.4	Scenario 4: Enkle ubemannede plattformer i alle delområdene .....	73
4.5	Kraftløsning for framtidige faser.....	74
<b>5</b>	<b>Områdebeskrivelse.....</b>	<b>79</b>
5.1	Influensområde .....	79
5.2	Miljøtilstand .....	80
5.3	Særlig verdifulle og sårbare områder, sjøfugl, pattedyr og kulturminner .....	82
5.4	Fiskeressurser .....	85
<b>6</b>	<b>Utslipp til luft.....</b>	<b>91</b>
6.1	Utslipp i anleggsfasen.....	91
6.1.1	Bore- og brønnoperasjoner.....	91
6.1.2	Utslipp fra anleggsaktiviteter.....	93
6.2	Driftsfasen.....	94
6.2.1	Transportvirksomhet .....	94
6.2.2	Fakling og lekkasjer .....	95
6.2.3	Oppvarming .....	98
6.3	Samlede utslipp til luft.....	99
6.4	Planlagte tiltak for å redusere utslipp til luft .....	102
6.5	Konsekvenser av utslipp til luft.....	102
<b>7</b>	<b>Utslipp til sjø .....</b>	<b>103</b>

7.1	Utslipp i anleggsfasen.....	103
7.1.1	Utslipp fra bore- og brønnoperasjoner.....	103
7.1.2	Klargjøring av rørledninger.....	106
7.1.3	Installasjon og oppstart.....	106
7.2	Utslipp i driftsfasen.....	106
7.2.1	Produsert vann.....	106
7.2.2	H <sub>2</sub> S.....	108
7.2.3	Produksjonskjemikalier.....	109
7.2.4	Kjølevann.....	110
7.2.5	Andre utslipp til sjø.....	111
7.3	Planlagte tiltak for å redusere utslipp til sjø.....	112
7.3.1	Rensing og injeksjon av produsert vann.....	112
7.4	Konsekvenser av regulære utslipp til sjø.....	112
<b>8</b>	<b>Uhellsutslipp og oljevernberedskap.....</b>	<b>117</b>
8.1	Konklusjon miljørisikoanalyse.....	118
8.2	Beredskapsanalyse.....	120
8.3	Videre arbeid.....	120
<b>9</b>	<b>Fysisk påvirkning.....</b>	<b>121</b>
9.1	Permanent reservoarovervåking.....	121
9.2	Konsekvenser av fysiske inngrep.....	121
<b>10</b>	<b>Konsekvenser for fiskeriene og andre næringer til havs.....</b>	<b>123</b>
10.1	Sikkerhetssoner.....	123
10.2	Fiskerier.....	123
10.3	Skipstrafikk.....	125
<b>11</b>	<b>Samfunnmessige konsekvenser.....</b>	<b>127</b>
11.1	Investerings- og driftskostnader.....	127
11.2	Virkninger for investeringsnivået på norsk kontinentalsokkel.....	129
11.3	Samfunnmessig lønnsomhet.....	130
11.4	Vare- og tjenesteleveranser.....	131
11.4.1	Utbyggingsfasen.....	131
11.4.2	Driftsfasen.....	133
11.5	Sysselsettingsvirkninger.....	133
11.5.1	Utbyggingsfasen.....	134
11.5.2	Driftsfasen.....	135
<b>12</b>	<b>Oppsummering av avbøtende tiltak, oppfølgende undersøkelser og overvåking.....</b>	<b>137</b>
<b>13</b>	<b>Referanser.....</b>	<b>139</b>
	<b>VEDLEGG 1: Fastsatt utredningsprogram.....</b>	<b>141</b>
	<b>VEDLEGG 2: Forutsetninger lagt til grunn for beregning av utslipp til luft.....</b>	<b>143</b>

## Figurliste

Figur 2-1 Lokalisering av Johan Sverdrup feltet .....	23
Figur 2-2 Johan Sverdrup feltcenter, kraftkabler fra land, og kryssende rørledninger .....	24
Figur 2-3 Kart som viser utstrekning av reservoaret, samt borede avgrensingsbrønner .....	25
Figur 3-1 Statoils overordnede mål innen HMS .....	29
Figur 3-2 Produksjonsprofil for olje, full feltutbygging .....	32
Figur 3-3 Produksjonsprofil for gass, full feltutbygging .....	32
Figur 3-4 Produksjonsprofil for vann, full feltutbygging .....	33
Figur 3-5 Injeksjonsprofil for vann og produsert vann, full feltutbygging .....	33
Figur 3-6 Borelokasjoner og brønnbaner for utbyggingsfase 1 .....	34
Figur 3-7 Flyterigg, illustrasjonsbilde .....	34
Figur 3-8 Installasjoner, brønnlokasjoner og rørledninger i første utbyggingsfase .....	35
Figur 3-9 Skisse av feltcenteret slik det vil se ut i fase 1 .....	39
Figur 3-10 Skisse av installasjoner for første fase, inkludert plattformer, undervannsinstallasjoner og rørledninger .....	40
Figur 3-11 Prosessplattformen (P1), med broer til hhv. boligkvarter og boreplattform .....	41
Figur 3-12 Stigerørplattformen (RP), med bro til boreplattform .....	42
Figur 3-13 Boreplattformen med broforbindelse til hhv stigerørplattform og prosessplattform .....	43
Figur 3-14 Boligplattform (LQ) med broforbindelse til prosessplattform .....	44
Figur 3-15 Havbunnsinstallasjoner, kabler og rørledninger som knyttes opp til Johan Sverdrup Feltcenter i utbyggingsfase 1 .....	46
Figur 3-16 Feltskjematikk for Johan Sverdrup – Utbyggingsfase 1 .....	47
Figur 3-17 Standard bunnramme med fire brønnsliiser, manifold og beskyttelsesstruktur .....	48
Figur 3-18 Beregnet årlig maksimalt energibehov for Johan Sverdrup knyttet til utbyggingsfase 1. Boring er inkludert. ....	55
Figur 3-19 Beregnet årlig maksimalt energibehov for Johan Sverdrup for full feltutbygging. Boring er inkludert. Avhengig av hvilket utbyggingsscenario som besluttes, forventes samlet energibehov å ligge innen det fargede området. ....	56
Figur 3-20 Beregnet årlig maksimalt energibehov for full feltutbygging, scenario 1, fordelt på kraft og varme .....	56
Figur 3-21 Foreløpig anslått kraftbehov for Gina Krog, Edvard Grieg og Ivar Aasen, .....	57
Figur 3-22 Utvikling i kostnadsbildet for en felles distribusjonsplattform for Utsirahøyden .....	60
Figur 3-23 Forventet økning i helikoptertrafikk fra Sola .....	64
Figur 4-1 Mulige lokasjoner for full feltutbygging, Scenario 1 .....	69
Figur 4-2 Scenario 1 .....	70
Figur 4-3 Scenario 2 .....	71
Figur 4-4 Scenario 3 .....	72
Figur 4-5 Scenario 4 .....	73
Figur 4-6 Estimert kraftbehov for Johan Sverdrup full feltutbygging .....	75
Figur 4-7 Beregnede besparelser av CO <sub>2</sub> -utslipp som følge av kraft fra land. Johan Sverdrup full feltutbygging .....	76



Figur 5-1 Sediment-typer i Nordsjøen. Johan Sverdrup-feltet er lokalisert like nord for grusområdet (oransje) midt på kartet. Kart: NGU, 2012 .....	81
Figur 5-2 Eksempel på utbredelse av sjøfugl (her Lomvi) i åpent hav gjennom ulike årstider. Kilde: Seapop .....	83
Figur 5-3 Særlig verdifulle områder (SVO) i Nordsjøen .....	84
Figur 5-4 Illustrasjon av norsk fangst på lokasjonsnivå, konsentrasjon av fiskefartøy.....	86
Figur 5-5 Aktivitet av norske og utenlandske fiskefartøy i norsk sone i Nordsjøen og Skagerrak i 1.-4. kvartal for årene 2000-2009.....	88
Figur 5-6 Frekvens av fiskefartøy som er utstyrt med sporingssystemer .....	90
Figur 6-1 Estimerte årlige CO <sub>2</sub> -utslipp fra boreoperasjoner. Fase 1 (rødt) og framtidige faser (blått). Basert på eksempel-scenario vist i tabell 6.1 .....	92
Figur 6-2 Estimerte årlige NO <sub>x</sub> -utslipp fra boreoperasjoner. Fase 1 (rødt) og framtidige faser (blått). Basert på eksempel-scenario vist i tabell 6.1 .....	92
Figur 6-3 Estimerte utslipp av CO <sub>2</sub> i anleggsperioden fra transport og marine operasjoner. Se Vedlegg 2 ang. forutsetninger lagt til grunn for beregningene .....	93
Figur 6-4 Estimerte utslipp av NO <sub>x</sub> i anleggsperioden fra transport og marine operasjoner. Se kapittel 6.1 ang. forutsetninger lagt til grunn for beregningene .....	94
Figur 6-5 Estimerte utslipp av CO <sub>2</sub> i forbindelse med nød-fakling .....	95
Figur 6-6 Estimerte utslipp av NO <sub>x</sub> i forbindelse med nød-fakling.....	96
Figur 6-7 Estimerte utslipp av VOC i forbindelse med nød-fakling .....	96
Figur 6-8 Estimerte utslipp av CH <sub>4</sub> fra smålekkasjer .....	97
Figur 6-9 Estimerte utslipp av nmVOC fra smålekkasjer .....	97
Figur 6-10. Estimerte utslipp av CO <sub>2</sub> fra gassfyrte kjeler .....	98
Figur 6-11. Estimerte utslipp av NO <sub>x</sub> fra gassfyrte kjeler.....	98
Figur 6-12. Forventede utslipp av CO <sub>2</sub> for fase 1 (øverst) og full felt utbygging, scenario 1 (nederst) .....	99
Figur 6-13. Forventede utslipp av NO <sub>x</sub> for fase 1 (øverst) og full feltutbygging, scenario 1 (nederst).....	100
Figur 6-14. Forventede utslipp av VOC for fase 1 (øverst) og full feltutbygging, scenario 1 (nederst).....	101
Figur 6-15 Estimerte utslipp av CO <sub>2</sub> for fase 1 (rød strek) og for full feltutbygging (blått område). .....	101
Figur 6-16 Estimerte utslipp av NO <sub>x</sub> for fase 1 (rød strek) og for full feltutbygging (blått område). .....	101
Figur 6-17 Estimerte utslipp av VOC for fase 1 (rød strek) og for full feltutbygging (blått område). .....	102
Figur 7-1 Prinsippskisse for produsertvann-renselanlegg .....	107
Figur 7-2 Forventet mengde produsert vann (for full feltutbygging). Rød linje viser estimert andel som slippes til sjø .....	107
Figur 7-3 Forventet forbruk av H <sub>2</sub> S-fjerner for Fase 1 og fremtidige faser. Merk at estimatene er svært usikre. ....	108
Figur 7-4 Kjølevann til hhv injeksjon og utslipp. Fase 1 øverst, full feltutbygging nederst.....	110
Figur 8-1 Eksempel på beregnet årlig miljørisiko for et normalt produksjonsår presentert som prosentandel av Statoils feltspesifikke akseptkriterier (fra miljørisikoanalysen) .....	119
Figur 10-1 Installasjoner og total utstrekning av sikkerhetssone for feltsenteret .....	123
Figur 10-2 Hovedruter for passerende større skip innen en avstand på 10 sjømil fra boligplattformen .....	125
Figur 10-3 Hovedruter for fiskefartøy i transitt i 2011, innen en avstand på 10 sjømil fra boligplattformen .....	125
Figur 10-4 Fiskeriaktivitet i år 2011 .....	126

Figur 11-1 Investerings- og driftskostnader for Johan Sverdrup, første utbyggingsfase. Mill. 2014-kr.....	128
Figur 11-2 Investeringer på norsk kontinentalsokkel i perioden 2000 – 2018. Milliarder 2014-kroner.....	129
Figur 11-3 Inntekter fra Johan Sverdrup, første utbyggingsfase. Millioner 2014-kroner.....	130
Figur 11-4 Norsk verdiskapning for første utbyggingsfase, fordelt på ulike næringer. Mill 2014-kroner.....	132
Figur 11-5 Norsk verdiskapning for full feltutbygging, fordelt på ulike næringer. Mill 2014-kroner.....	132
Figur 11-6 Beregnet norsk verdiskapning i vare og tjenesteleveranser til Johan Sverdrup i driftsfasen fordelt på næring og utviklingsfase. Mill 2014-kr.....	133
Figur 11-7 Nasjonale sysselsettingsvirkninger i utbyggingsfase 1 fordelt på næring og år. Årsverk.....	135
Figur 11-8 Nasjonale og regionale sysselsettingsvirkninger i driftsfasen fordelt på hovednæring. Årsverk i et gjennomsnittså.....	136

## Tabelliste

Tabell 1-1 Oversikt over noen sentrale søknader/tillatelser i forbindelse med utbygging av Johan Sverdrup- feltet.....	18
Tabell 1-2 Milepæler for konsekvensutredning og myndighetsgodkjenning.....	19
Tabell 1-3 Hovedplan for prosjektet.....	20
Tabell 2-1 Rettighetshavere og eierandeler.....	24
Tabell 3-1 Oversikt over mengder boreavfall transportert til land og sluppet ut til sjø.....	36
Tabell 3-2 Oversikt over fakkelsystemer.....	50
Tabell 3-3 Produksjonsregularitet.....	53
Tabell 6-1 Oversikt over antall og total boretid for brønner boret med hhv. integrert boreanlegg og mobile borerigger, basert på et eksempel-scenario for framtidige faser.....	92
Tabell 6-2 Estimerte utslipp til luft fra transport av forsyninger og personell i driftsfasen.....	94
Tabell 7-1 Oversikt over utslippsmengder fra boring med integrert borerigg på boreplattform.....	104
Tabell 7-2 Oversikt over utslippsmengder fra boring med flytende borerigg.....	104
Tabell 7-3 Oversikt over typisk innhold av komponenter i vannbasert og oljebaserte bore- og kompletteringsvæsker.....	105
Tabell 7-4 Kjemikalietyper planlagt brukt på Johan Sverdrup.....	109
Tabell 7-5 Resultater av EIF-beregninger for ulike mengder produsert vann. Uten H <sub>2</sub> S-fjerner.....	113
Tabell 7-6 Resultater av EIF-beregninger for ulike mengder produsert vann. Med H <sub>2</sub> S-fjerner.....	114
Tabell 8-1. Oppsummering av Statoils krav til beredskap mot akutt forurensning.....	120



## Forord

På vegne av rettighetshaverne i produksjonslisensene 265, 501, 501 B og 502 legger Statoil fram konsekvensutredning for utbygging og drift av Johan Sverdrup-feltet. Konsekvensutredningen utgjør en del av Plan for utbygging og drift (PUD), som vil bli overlevert myndighetene i februar 2015.

Johan Sverdrup-feltet vil bli bygget ut gjennom flere faser, der den første utbyggingsfasen omfatter et feltsenter bestående av 4 plattformer, 3 havbunnsinstallasjoner knyttet til feltsenteret, eksportørledninger for olje og gass, samt anlegg for overføring av kraft fra land. Det er utarbeidet egne konsekvensutredninger for eksportørledningene og for kraftoverføringsanleggene.

Plan for utbygging og drift av feltet vil gjelde for utbyggingsfase 1, med planlagt produksjonsstart i år 2019. Konsekvensutredningen gir i tillegg en beskrivelse av mulige scenarier for en full feltutbygging.

Konsekvensutredningen er utarbeidet i henhold til veileder for PUD/PAD fra februar 2010, og er basert på utredningsprogrammet fastsatt av Olje- og energidepartementet 2. september 2014.

Dokumentet er også tilgjengelig elektronisk på [www.statoil.com/ku/johansverdrup](http://www.statoil.com/ku/johansverdrup)

Stavanger 1. november 2014



## Forkortelser og begreper

ALARP	As low as reasonably practicable. (Så lavt som praktisk mulig)	NOK	Norske kroner
bara	absolutt trykk	NO <sub>x</sub>	Nitrogenoksider
Barytt	Tungt mineral, bestående av BaSO <sub>4</sub> (Bariumsulfat). Benyttes som vektstoff i borevæske	NVE	Norges vassdrags- og energidirektorat
Bentonnitt	Leirbergart fra omdannet vulkansk aske, benyttes som vektstoff i borevæske	OD	Oljedirektoratet
BAT	Best available techniques (Beste tilgjengelige teknikker)	OED	Olje- og energidepartementet
BOD	Biologisk oksygenforbruk	oe	Oljeekvivalenter, den energimengde som frigjøres når 1 Sm <sup>3</sup> råolje forbrennes
BOV	Beslutning om videreføring	OIW	Oil In Water
CAPEX	Capital expenditure (investeringskostnader)	OLF	Oljeindustriens Landsforening
CFU	Compact flotation unit – renseutstyr for produsertvann	OPEX	Operating expenditure (driftskostnader)
CH <sub>4</sub>	Metan	OSPAR	Oslo and Paris convention for the protection of the marine environment of the North-East Atlantic
CO <sub>2</sub>	Karbondioksid	PDQ	Brukes om plattform med produksjon, boring (Drilling) og boligkvarter (Quarter)
DG	Decision gate	PAD	Plan for Anlegg og Drift
DGC	Digital selective calling. System brukt for å unngå skipskollisjoner	PAH	Polisykliske aromatiske hydrokarboner
DLE	Dry low emission (lav-NO <sub>x</sub> ) – teknologi for å redusere NO <sub>x</sub> -utslipp fra turbiner	PL	Produksjonslisens
DP	Dynamically Positioned	PLONOR	Pose Little Or No Risk to the Environment
DP	Drilling Platform, boreplattform	ppm	Parts per million, mg/l
DREAM	Dose-related risk and effects assessment model	PDQ	Plattform med prosessering, boring og boligkvarter (Processing, drilling and living quarter)
EIF	Environmental Impact Factor	PNEC	Predicted no-effect concentration
Fat	Volumenhet, 159 liter	Ptil	Petroleumstilsynet
FEED	Front end engineering	PUD	Plan for utbygging og drift
G	Giga, 1 milliard	PRM	Permanent reservoarovervåking
H <sub>2</sub> S	Hydrogensulfid	PW	Produced water
Hub	Engelsk for "nav"; knutepunkt	PWRI	Produced water re-injection
HMS	Helse, miljø og sikkerhet	RFO	Ready For Operation (klargjøring for drift)
HVAC	Heating, ventilation and air conditioning	RKU	Regional konsekvensutredning
Hz	Hertz, måleenhet for frekvens	ROV	Remotely Operated Vehicle
IMO	International marine organisation	RP	Riser platform, stigerørsplattform
IKT	Informasjons- og kommunikasjonsteknologi	SAR	Search and rescue
IO	Integrerte operasjoner	Scale	Betegnelse på avsetninger av uorganiske salter i rørledninger og prosessutstyr
IOR	Increased oil recovery	sd	Strømnings-døgn

IPPC	Integrated pollution prevention control	slop	Oljeholdig avfallsvann fra boring
ISO-personell	Isolasjons-arbeidere	SMO	Spesielt miljøfølsomme områder
J-rør	Stålrør med J-form, festet til stålunderstellet. Kabler og rørledninger føres inn gjennom disse og kobles til utstyret på plattformdekket	Sm <sup>3</sup>	Standard kubikkmeter – målt ved 15 grader C og trykk lik 1,01325 bar
Kaks	Kaks = borekaks = utboret, knust fjellmasse	Sm <sup>3</sup> oe	Standard kubikkmeter oljeekvivalent. 1 Sm <sup>3</sup> oe = 1 Sm <sup>3</sup> olje = 1000 Sm <sup>3</sup> gass
knop	1852 meter. Hastighet 1 knop = 1852 meter pr. time	SO <sub>2</sub>	Svoveldioksid
KU	Konsekvensutredning	St.prp.	Stortingsproposisjon
kV	Kilovolt	St.meld	Stortingsmelding
M	Mega, 1 million	SVO	Særlig verdifulle områder
LRA	Lav-radioaktive avleiringer	TEG	Trietylen glykol
m	Meter	Template	Havbunns-brønnramme
m/s	Meter per sekund	TCC	Thermomechanical cuttings cleaner
Manifold	Innløpsrør	TFO	Tildeling (av lisenser) i forhåndsdefinerte områder
MW	Megawatt = 1000 watt	VHF	Kommunikasjonssystem benyttet offshore
NGL	Natural gas liquid	VOC	Flyktige organiske forbindelser, incl. metan (CH <sub>4</sub> )
NOFO	Norsk oljevernforening for operatørselskap	VSD	Variable speed drive - variabel hastighetsstyring
MEG	Metyletylenglykol	VØK	Verdisatt økosystem-komponent
nmVOC	Flyktige organiske forbindelser uten metan	V&M-personell	Vedlikeholds og modifikasjons-arbeidere
mrd	milliard	WAG	Vekselvis vann- og gassinjeksjon (Water alternating gas)
NGU	Norges geologiske undersøkelser		

## 0 Sammendrag

Johan Sverdrup-feltet omfatter produksjonslisensene 265, 501, 501 B og 502, og eies av Statoil Petroleum AS, Petoro AS, Lundin Norway AS, Det Norske og Maersk Oil. Statoil er operatør fram til innlevering av Plan for utbygging og drift (PUD).

Feltet er lokalisert i Nordsjøen like sør for 59. breddegrad, vest av Stavanger. Korteste avstand til land på Karmøy er 155 km. Feltet har en utstrekning på ca. 200 km<sup>2</sup>, og vanddybden i området er 110-120 m.

Feltet vil bli bygget ut i flere faser. Første utbyggingsfase vil ha oppstart av produksjonen i år 2019. Installasjonen av brønnrammer ventes å skje allerede i år 2015, og forboring av brønner ventes å starte i år 2016. Utbyggingen i første fase omfatter et feltsenter bestående av 4 plattformer knyttet sammen med broer: En prosessplattform, en boreplattform, en stigerørsplattform og en boligplattform. I tillegg vil det bli etablert 3 havbunnsrammer for injeksjon av vann. Ytre mål på plattformdekkene varierer mellom 2.300 m<sup>2</sup> og 3.500 m<sup>2</sup>, og totalvekten inkl. stålunderstell varierer mellom 26.000 tonn og 45.000 tonn. Boligplattformen vil ha sengeplass for opptil 560 personer.

Eksport av olje og gass vil skje gjennom nye rørledninger til hhv Mongstad og Kårstø.

I lete- og avgrensingsfasen har det allerede blitt boret 36 brønner på og nær feltet, inkludert sidesteg. I første utbyggingsfase planlegges det boret 35 brønner, herav 18 produksjonsbrønner, 16 vanninjeksjonsbrønner og 1 observasjonsbrønn. Ca. halvparten av disse brønnene vil bli boret med mobile borerigger. De øvrige brønnene vil bli boret med det integrerte boreanlegget på boreplattformen, drevet med kraft fra land.

### Reservoar og reserver

Samlede utvinnbare petroleumsressurser for Johan Sverdrup-feltet er anslått til mellom 1,8 og 2,9 milliarder fat oljeekvivalenter, herav ca. 95 % olje og ca. 5 % rikgass. Når feltet er fullt utbygget og produksjonskapasiteten utnyttes, vil det bli produsert 90-115.000 Sm<sup>3</sup> olje og opp mot 4 millioner Sm<sup>3</sup> gass pr. dag.

Vanninjeksjon som trykkstøtte er valgt som dreneringsstrategi. Til å begynne med vil det være lite produsertvann, og sjøvann vil bli benyttet. Etter hvert vil alt produsertvann bli injisert som trykkstøtte, i kombinasjon med sjøvann, totalt opp mot 180.000 m<sup>3</sup> pr. dag for full feltutbygging.

Reservoaret har svært gode strømningssegenskaper, men på grunn av relativt lavt trykk vil det i alle oljeproduserende brønner bli injisert gass under trykk i bunnen av brønnen for å øke oljestrømmen (gassløft).

Feltet ventes å ha en levetid på ca. 50 år.

### Kraftbehov

Johan Sverdrup-feltet vil bli drevet med kraft fra land fra oppstart i 2019 og i hele feltets levetid. I første fase bygges det kapasitet for overføring av 100 MW til feltsenteret. Dette er tilstrekkelig til å dekke behovet for Johan Sverdrup i fase 1, med ca. 20 % anbefalt operasjonsmargin.

For neste utbyggingsfase vil det bli etablert ekstra overføringskapasitet som skal dekke framtidig behov for kraft fra land både for full utbygging av Johan Sverdrup og for de andre tre feltene; Gina Krog, Edvard Grieg og Ivar Aasen. Denne tilleggskapasiteten skal være etablert så raskt som mulig og senest i år 2022.

Kraftbehovet for en full utbygging av Johan Sverdrup vil avhenge av hvilken produksjonskapasitet som velges for full feltutbygging, tidspunktet for vanngjennombrudd og væskeproduksjonsnivå, boreplan og valgt boremetode, samt tidspunkt for iverksetting av tiltak for økt oljeutvinning. Dette vil bli avklart fram mot konseptvalg for neste utbyggingsfase i 2016.

Videre vil det være nødvendig å avklare kraftbehovet for de tre andre feltene.

Foreløpige vurderinger indikerer at kraftbehovet for et fullt utbygd Johan Sverdrup-felt vil bli i intervallet 120-170 MW. Kraftbehovet for de tre andre feltene er tidligere anslått til opp mot ca. 75 MW. Legger man dette sammen, tar hensyn til overføringstap på 10-12 % og inkluderer nødvendige sikkerhetsmarginer, vil det kunne bli behov for å ta ut opp mot 280 MW fra land i neste utbyggingsfase.

### Områdebeskrivelse

Ressurssituasjonen og natur- og miljøforholdene i Nordsjøen er godt dokumentert gjennom tidligere utredninger, overvåkings-undersøkelser og forskningsprosjekter.

Det foreligger oversikter over særlig verdifulle områder (SVO) i Nordsjøen og Skagerak. Dette er områder som er viktige for biologisk produksjon, for det biologiske mangfoldet, og som leveområder for arter eller grupper av arter. I disse områdene regner en med at miljøkonsekvensene kan bli betydelige dersom de utsettes for negativ påvirkning. Ingen slike områder er identifisert innenfor Johan Sverdrups influensområde.

Det er heller ikke registrert spesielt sårbare gyte- eller oppvekstområder ved eller rundt Johan Sverdrup-feltet.

Nordsjøen er generelt kjent som et fiskerikt havområde. Det foregår også fiske i området rundt Johan Sverdrup, og dette er nærmere beskrevet i konsekvensutredningen. Men feltet er lokalisert utenfor de områdene som har den høyeste fiskeriaktiviteten.

### Utslippsreducerende tiltak

Det er lagt vekt på å finne fram til løsninger som reduserer utslipp og negative miljøkonsekvenser. Flere tiltak er inkludert. Av disse er de viktigste:

- Kraft fra land - gir en vesentlig reduksjon av utslipp av klimagasser fra plattformene
- Rensing av alt produsert vann gjennom tre rensetrinn
- Injeksjon av produsert vann til reservoaret som trykkstøtte, med høy regularitet
- Minimering av vannproduksjon gjennom styrt drenering av reservoaret
- Bruk av korrosjonsbestandig materiale i prosessanlegg, rørledninger og brønner – reduserer kjemikaliebruk
- Bruk av variabel hastighetsstyring av større elektriske motorer – reduserer energiforbruk
- Gjenvinning av overskuddsvarme – benyttes bl.a. til oppvarming av boligkvarter og injeksjonsvann
- Bruk av lav-NO<sub>x</sub>-teknologi på gasskjeler
- Lukket høytrykksfakkel med gjenvinning
- Gjenvinning av gass fra produsert vann-rensesanlegg
- Tiltak for å redusere fakling i forbindelse med opptrykking og igangkjøring av kompressorer



### Utslipp til luft

På grunn av at feltet forsynes med kraft fra land vil utslipp av CO<sub>2</sub> og NO<sub>x</sub> fra Johan Sverdrup-feltet bli svært lave sammenlignet med andre feltutbygginger. De spesifikke utslippene av CO<sub>2</sub> pr. produsert oljeeinheit (oe) for en full feltutbygging er beregnet til 6,7 kg CO<sub>2</sub>/Sm<sup>3</sup> oe. Tilsvarende gjennomsnittstall for norsk sokkel er i størrelsesorden 52 kg CO<sub>2</sub>/Sm<sup>3</sup> oe.

CO<sub>2</sub>-besparelsen utgjør i gjennomsnitt ca.460.000 tonn CO<sub>2</sub>/år, når en sammenligner med hva utslippene ville ha vært med en standard utbygging med gassturbiner. Da er ikke besparelser på de andre tre feltene regnet med.

Gjenværende utslipp av CO<sub>2</sub> er beregnet til i gjennomsnitt 61.000 tonn CO<sub>2</sub>/år, regnet over feltets levetid. Hovedkildene er boring med mobile borerigger, produksjon av varme med gassfyrte kjeler, transportvirksomhet og nødfakling.

### Utslipp til sjø

Produsert vann vil bli reinjisert til reservoaret, etter at det har passert gjennom tre rensetrinn. Det er beregnet at injeksjonsanlegget vil være tilgjengelig i 98 % av tida. Det betyr at det i kortere perioder kan bli nødvendig å slippe produsertvann til sjø, men dette vannet vil da være renset med best tilgjengelige teknologi.

Det skal bores et stort antall brønner på feltet. For seksjoner som bores med vannbasert borevæske vil borekaks bli sluppet til sjø. For de nedre seksjonene vil det måtte benyttes oljebasert borevæske. For brønner som bores fra det faste boreanlegget på boreplattformen, vil slik oljeforurenset borekaks bli renset og deretter sluppet til sjø. For brønner som bores fra mobile borerigger vil all oljeforurenset kaks bli fraktet til land for rensing og etterfølgende deponering på land.

### Akutte utslipp og oljevern

Det er gjennomført foreløpige miljørisikoanalyser for å vurdere sannsynlighet for og konsekvenser av eventuelle uhellsutslipp. Analyseresultatene viser at miljørisikoen for forventet aktivitetsnivå for et normalt produksjonsår på Johan Sverdrup-feltet er godt innenfor Statoils feltspesifikke akseptkriterier.

Det er også gjort vurderinger av behov for oljevernberedskap. Kravene til responstid er satt til best oppnåelig responstid til borelokasjonen. Dette er i tråd med forutsetninger og metodikk som benyttes i NOFOs planverk. Foreløpig konklusjon for beredskapsanalysen er et behov på 17 NOFO-systemer (oljevernssystem for bruk i åpen sjø) i barriere 1 og 2, med responstid fem timer for første system og fullt utbygd barriere 1 og 2 innen 41 timer.

### Konsekvenser for naturmiljø og fiskerier

Produsert vann vil i en normalsituasjon ikke bli sluppet til sjø. Det er gjort en modellberegning av et worst-case-scenario der en injeksjonspumpe svikter, og der det i 8 dager slippes ut 30.000 m<sup>3</sup> renset produsertvann til sjø pr. dag. Spredningsberegningene viste at det i et slikt tilfelle ikke ville bli noen overlapp mellom modellerte risikonivåer og identifiserte områder for verdifulle og sårbare ressurser. Det ble konkludert med at effektene vil være små og ikke målbare på populasjonsnivå.

Det er også gjennomført miljørisikovurderinger av utslipp av borekaks, og det er gjort en sammenligning mellom en løsning der all oljeforurenset kaks tas til land, og en løsning der en del av den oljeforurensete kaksen renses offshore og deretter slippes til sjø.

Ingen av de partikkel-konsentrasjonsnivåene som er modellert for utslipp av borekaks fra Johan Sverdrup overstiger 100 mg/l, som er identifisert som nedre letale grenseverdi.

Konsentrasjonsverdiene ligger i området for subletale effekter (3,5 – 100 mg/l) Disse verdiene opptrer i en kort tidsperiode, og innenfor et begrenset vannvolum. Det er ikke registrert noen overlapp mellom konsentrasjonsverdier i dette subletale området, og identifiserte sårbare ressurser. Det var ingen klar forskjell mht. miljørisiko mellom alternativene med og uten rensing av kaks offshore.

Mulige konsekvenser av utslipp av borekaks er i første rekke knyttet til den fysiske overdekningen av organismer som lever i sedimentene. Det konkluderes med at sedimentasjon av partikler på havbunnen i den skala som det her er snakk om bare har lokal og kortvarig effekt på sediment-faunaen. Dette understøttes av forsøk og omfattende overvåkingsundersøkelser gjennomført på norsk sokkel.

Mulige negative konsekvenser for fiskerier er først og fremst knyttet til arealbeslag som følge av sikkerhetssoner rundt plattformer. For feltsenteret på Johan Sverdrup vil den permanente sikkerhetssonen utgjøre totalt ca. 2 km<sup>2</sup>. For trålfiske vil det arealet som faktisk beslaglegges være noe større enn selve sikkerhetssonen, siden båtene må starte unna-manøvreringen i god tid når de nærmer seg sikkerhetssonen. I tillegg vil det gjelde midlertidige sikkerhetssoner rundt borerigger, og anleggsperioden med betydelig aktivitet av installasjonsfartøyer vil til en viss grad kunne være til hinder for fiskeutøvelse. Siden feltsenteret er lokalisert i et område med moderat fiskeriaktivitet vil de samla ulempene bli tilsvarende små.

Det er også gjennomført analyser av skipstrafikk i området, og resultater fra disse er lagt til grunn ved lokalisering av feltsenteret og ved vurdering av nødvendige tiltak for å sikre mot skipskollisjoner.

### **Samfunnmessige konsekvenser**

Totalt investeringskostnader for første utbyggingsfase for Johan Sverdrup var ved DG2 (februar 2014) estimert til i størrelsesorden 100 - 120 milliarder (2013-kroner). Dette tilsvarer 102 – 122 milliarder regnet i 2014-kroner.

For første utbyggingsfase er samlet inntekt av produksjonen på Johan Sverdrup beregnet til vel 1.000 milliarder 2014-kr over 50 år. Samlede kostnader til investering og drift av Johan Sverdrup fase 1 er beregnet til vel 280 milliarder 2014- kr.

Et slikt gigantprosjekt vil ha behov for store vare- og tjenesteleveranser fra norsk næringsliv, og vil på den måten gi stor ny verdiskapning 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.

For første utbyggingsfase er norsk andel av verdiskapningen anslått til ca. 57 % (totalt 58 milliarder 2014-kroner). Samlet er norsk andel av verdiskapningen i driftsleveransene i første fase beregnet til vel 3,3 milliarder 2014-kr i et gjennomsnittså, eller 94 % av totalen.

Beregnete nasjonale sysselsettingsvirkninger av utbyggingsfasen av Johan Sverdrup fase 1, er beregnet til rundt 51.000 årsverk, fordelt over 13 år i perioden 2014 – 2019. For driftsfasen i utbyggingsfase 1 er det beregnet at utbyggingen i et gjennomsnittså genererer nær 2.700 årsverk.

## 1 Innledning

### 1.1 Formålet med konsekvensutredningen

Konsekvensutredningen er en integrert del av planleggingen av større utbyggingsprosjekter. Konsekvensutredningen skal sikre at forhold knyttet til miljø, samfunn og naturressurser blir inkludert i planarbeidet på lik linje med tekniske, økonomiske og sikkerhetsmessige forhold.

### 1.2 Lovverkets krav

Kravet til konsekvensutredning er gjenspeilet i EUs regelverk som Norge har implementert i norsk lovverk. EUs Rådskonferanse 97/11/EC «Endringsdirektiv til Rådskonferanse 85/337/EEC» krever konsekvensutredning for offentlige og private prosjekter som kan ha vesentlige miljø og/eller samfunnsøkonomiske konsekvenser.

#### 1.2.1 Norsk og internasjonalt lovverk

Det planlagte prosjektet er konsekvensutredningspliktig i henhold til bestemmelsene i Petroleumsloven (PL), §§ 4.2 og 4.3 samt forskrift til lov om Petroleumsvirksomhet, § 22. En konsekvensutredning skal i henhold til disse bestemmelsene baseres på et utredningsprogram. Utredningsprogrammet blir fastsatt av ansvarlig myndighet (Olje- og energidepartementet - OED) etter en forutgående offentlig høring. For dette prosjektet ble utredningsprogrammet fastsatt av OED i brev av 2. september 2014. Se vedlegg 1.

Den foreliggende konsekvensutredningen vil også oppfylle bestemmelsene om konsekvensutredning i Forurensingslovens § 13, samt i andre lover og reguleringer, herunder Kulturminneloven, Naturmangfoldsloven etc.

Nordsjøen har hatt omfattende petroleumsvirksomhet i lang tid, og det er gjennomført et stort antall utredninger som belyser konsekvensene av virksomheten. Konsekvensutredningen for Johan Sverdrup har basert seg på eksisterende informasjon om naturressurser og miljøkonsekvenser, og i stor grad støttet seg på den omfattende dokumentasjonen som er framlagt i forbindelse med Helhetlig forvaltningsplan for Nordsjøen og Skagerak. I tillegg har den også basert seg på de regionale konsekvensutredninger som er gjennomført for Nordsjøen, siste gang i 2006.

## 1.2.2 Tillatelser etter andre lover enn Petroleumsloven

For å gjennomføre anbefalte utbyggingsplaner vil det måtte innhentes flere 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.

Tabellen nedenfor gir en oversikt over noen sentrale søknader og tillatelser som må innhentes. Listen er ikke utfyllende, og ytterligere informasjon finnes i konsekvensutredningene for kraft fra land, og for eksportørledninger.

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

Søknad/tillatelse	Lovverk	Ansvarlig myndighet
Plan for utbygging og drift, inkludert konsekvensutredning (PUD)	Petroleumsloven	Olje- og energidepartementet
Konesjon for overføring av kraft fra land	Energiloven	Olje- og energidepartementet /NVE
Tillatelse til produksjon	Petroleumsloven	Olje- og energidepartementet
Samtykke for boring	Petroleumsloven	Petroleumstilsynet
Samtykke for å ta i bruk rørledninger	Petroleumsloven og Styringsforskriften	Petroleumstilsynet
Samtykke til oppstart av drift av plattform	Petroleumsloven og Styringsforskriften	Petroleumstilsynet
Samtykke for å ta i bruk havbunnsinstallasjon	Petroleumsloven og Styringsforskriften	Petroleumstilsynet
Samtykke til bruk av dukking	Petroleumsloven og Styringsforskriften	Petroleumstilsynet
Samtykke for 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	Forurensningsloven	Miljødirektoratet
Utslippstillatelse for drift	Forurensningsloven	Miljødirektoratet
Søknad om CO <sub>2</sub> -kvoter	Klimavoteloven	Miljødirektoratet
Tillatelse til utslipp av radioaktive stoffer gjennom produsert vann	Forurensingsloven	Statens strålevern

### 1.3 Prosess, saksbehandling og tidsplaner

Konsekvensutredningsprosessen starter med at rettighetshaver oversender forslag til program for konsekvensutredning til berørte myndigheter og interesseorganisasjoner, og innhenter uttalelser fra disse. OED fastsetter det endelige programmet for konsekvensutredningen på bakgrunn av forslaget, sammen med en redegjørelse av innkomne uttalelser og hvordan disse er vurdert og ivaretatt.

På grunnlag av det fastsatte utredningsprogrammet utarbeider operatøren konsekvensutredningen som en del av Plan for utbygging og drift (heretter omtalt som PUD).

Konsekvensutredningen sendes, på tilsvarende måte som forslaget til utredningsprogram, på høring til berørte myndigheter og interesseorganisasjoner. Samtidig kunngjøres det i Norsk Lysingsblad at konsekvensutredningen er sendt på offentlig høring. Konsekvensutredningen og relevant underlagsdokumentasjon legges i tillegg ut på internett på [www.statoil.com/ku/johansverdrup](http://www.statoil.com/ku/johansverdrup).

Når høringen er avsluttet og innkomne uttalelser er oppsummert, vil departementet forestå den videre behandling av konsekvensutredningen, og til slutt ta stilling til hvorvidt utredningsplikten er oppfylt i henhold til Petroleumslovens bestemmelser.

Prosjektet vil på grunn av størrelsen på investeringene kreve godkjenning av Stortinget. Olje- og energidepartementet lager en anbefaling i form av en Stortingsproposisjon. Denne godkjennes av Kongen i Statsråd før den oversendes Stortinget for videre behandling og vedtak. Deretter vil OED kunne godkjenne utbyggingen. Proposisjonen oppsummerer prosjektet i sin helhet, og inkluderer eventuelle forutsetninger og tiltak som skal ligge til grunn for godkjenningen.

**Tabell 1-2 Milepæler for konsekvensutredning og myndighetsgodkjenning**

Aktivitet	Milepæl
Forslag til utredningsprogram sendes på høring	1. kvartal 2014
Utredningsprogram fastsatt av OED	3. kvartal 2014
Konsekvensutredning for eksportørledninger sendes på høring	22. september 2014
Konsekvensutredning for feltutbygging sendes på høring (dette dokumentet)	1. november 2014
Konsekvensutredning for kraft fra land sendes på høring (separat dokument)	1. november 2014
Konsesjonssøknad iht. Energiloven sendes til NVE (separat dokument)	1. november 2014
Plan for anlegg og drift av eksportørledninger (PAD) sendes til myndighetene	1. kvartal 2015
Plan for utbygging og drift, for feltutbygging (PUD) sendes til myndighetene	1. kvartal 2015
Plan for anlegg og drift av kraftoverføringsanlegg fra land (PAD) sendes til myndighetene	1. kvartal 2015
Stortingsbehandling og godkjenning av PUD	Vårsesjonen 2015

Johan Sverdrup-prosjektets hovedplan er vist i tabellen nedenfor. Planen er basert på produksjonsstart i fjerde kvartal 2019.

**Tabell 1-3 Hovedplan for prosjektet**

Aktivitet	Tidsplan
Forventet godkjenning av Stortinget	2. kvartal 2015
Installasjon av brønnrammer	3. kvartal 2015
Forboring av 5 brønner	sommer 2016 – sommer 2017
Forboring av 1 brønn	høst 2017 – vinter 2018
Installasjon av understell for stigerørsplattform	Høst 2017
Installasjon av understell for boreplattform og plattformdekk for stigerørsplattform,	Vår 2018
Installasjon av plattformdekk for boreplattform, understell for prosessplattform og for boligplattform	Sommer 2018
Inntrekning av kraftkabel fra land	Høst 2018
Inntrekning av eksportørledning	Høst 2018
Installasjon av plattformdekk for prosessplattform og boligplattform	Vår 2019
Produksjonsoppstart	4. kvartal 2019

## 1.4 Tilknyttede prosjekter og utredningsprosesser

### 1.4.1 Kraftforsyning fra land

Johan Sverdrup vil bli drevet med kraft fra land fra oppstart og i hele feltets levetid. En del av den infrastrukturen som etableres for utbyggingsfase 1 vil ha tilstrekkelig kapasitet for å dekke kraftbehovet også for Johan Sverdrup fase 2, samt de tre andre feltene i området: Gina Krog, Edvard Grieg og Ivar Aasen. Det gjelder utvidelse av bryteranlegg på Kårstø, vekselstrøms-kabler mellom Kårstø og Haugsneset, landfallsarrangement på Haugsneset, samt vei og opparbeidelse av tomt. Selve omformerstasjonen, kablene ut til feltet og mottaksanleggene på feltsenteret vil i første omgang ha kapasitet til å dekke behovet som følger av Johan Sverdrups fase 1-utbygging.

For neste utbyggingsfase vil det bli etablert overføringskapasitet som dekker framtidig behov for kraft fra land både for Johan Sverdrup og for de andre tre feltene på Utsirahøyden. Kraftbehov og teknisk løsning vil bli nærmere beskrevet i en framtidig Plan for utbygging og drift.

Uttak og overføring av kraft fra land krever konsesjon etter både Energiloven, Petroleumsloven og Havenergiloven, og det gjennomføres en særskilt konsekvensutredning knyttet til konsesjonssøknad og Plan for anlegg og drift (PAD). Denne er til offentlig høring samtidig med denne konsekvensutredningen.



### **1.4.2 Rørledninger for olje- og gasstransport**

Eksportløsningene for olje- og gass fra Johan Sverdrup planlegges, konsekvensutredes og omsøkes som egne prosjekter. Et eget utredningsprogram for oljerørledningen har vært på offentlig høring og ble godkjent av OED 10. oktober 2012. Forslag til utredningsprogram for gasseksportløsningen ble godkjent av OED 11. juni 2014, og konsekvensutredningen ble sendt ut til offentlig høring 22. september 2014.

Endelig behandling av konsekvensutredninger og Plan for anlegg og drift (PAD) for eksportløsningene vil skje i parallell med tilsvarende prosesser for feltutbyggingen.

Det vil bli etablert en ny 36" rørledning for eksport av stabilisert olje til eksisterende landterminal på Mongstad i Lindås og Austrheim kommuner. Rørledningen vil være ca. 275 km lang, og være dimensjonert for en kapasitet på 100.000 Sm<sup>3</sup>/dag.

Gass vil bli eksportert til Kårstø via Statpipe rikgassrør. Tilknytningsrørledningen fra Johan Sverdrup vil være ca. 155 km lang, ha en ytre diameter på 18", og en kapasitet for rikgass på 4 - 10 MSm<sup>3</sup>/dag. Dette muliggjør en eventuell senere oppkobling til Åsgard Transport til Kårstø dersom Statpipe tas ut av drift 10-20 år etter oppstart av Johan Sverdrup.

Senere kan det bli behov for en egen rørledning for gassimport til Johan Sverdrup. Dette vil i så fall utredes og omsøkes særskilt.

### **1.4.3 Modifikasjoner på Mongstad**

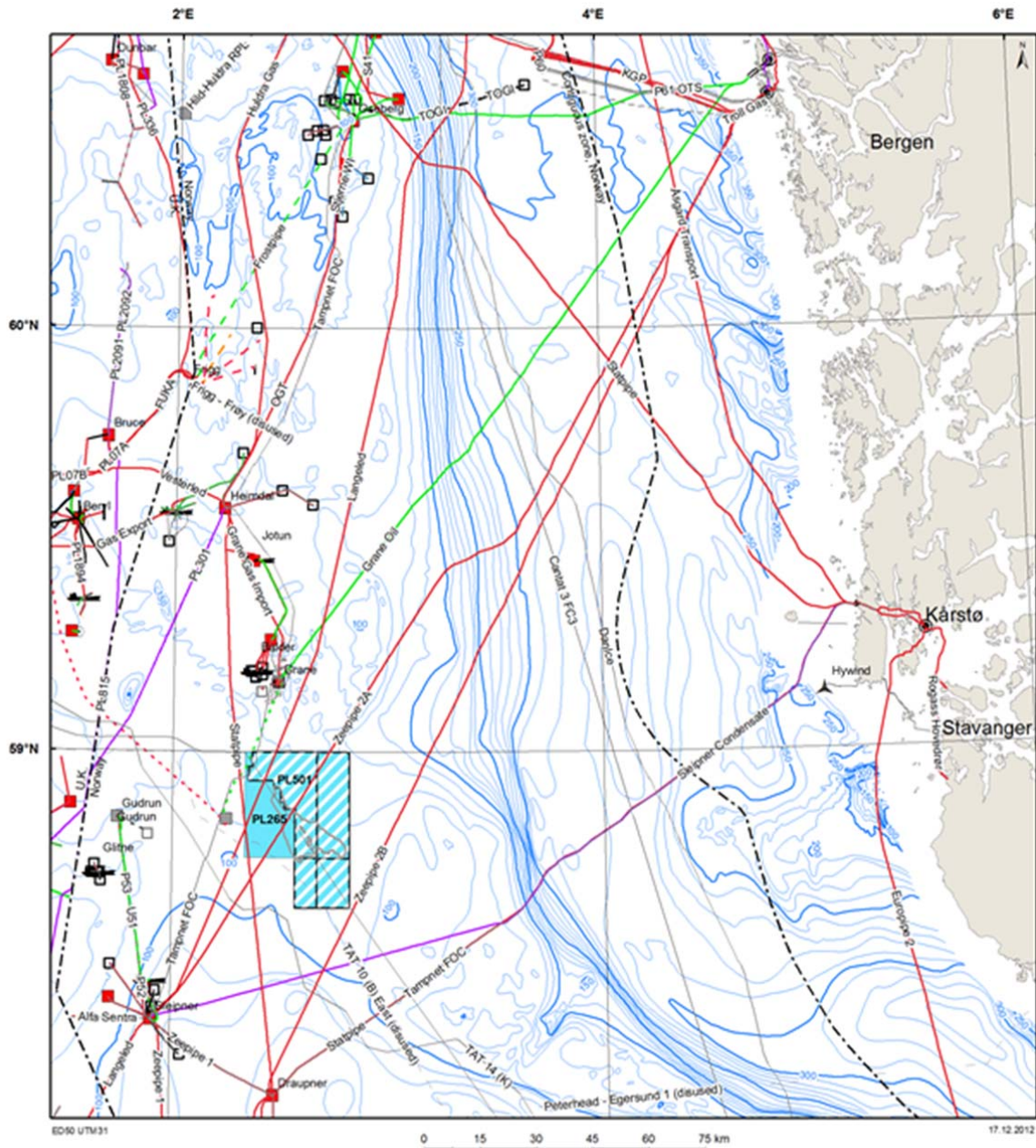
Det vil bli behov for modifikasjoner av oljeterminalen på Mongstad. Dette vil bli beskrevet i konsekvensutredning og Plan for anlegg og drift (PAD) for oljeeksportløsningen.



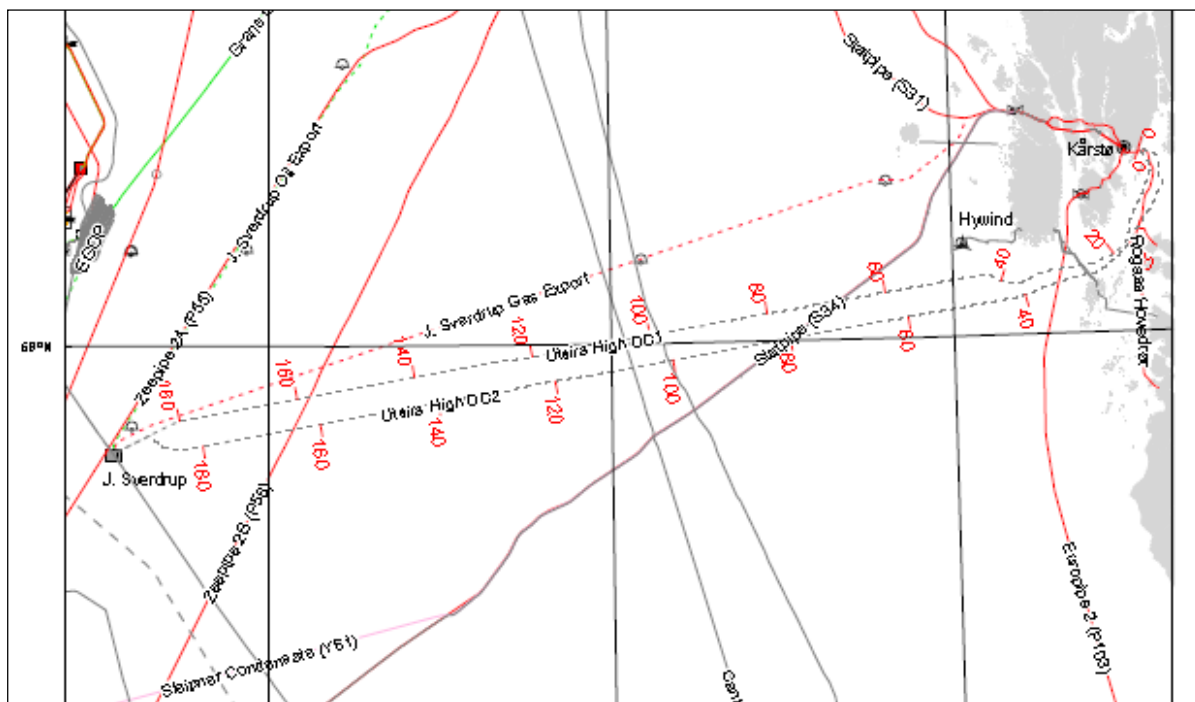
## 2 Johan Sverdrup-feltet

### 2.1 Beliggenhet

Avstanden fra Johan Sverdrup til Grane i nord er om lag 40 km, og til Sleipner i sørvest om lag 65 km. Vanndybden på feltet er 110-120 m. Korteste avstand til land (Karmøy) er om lag 155 km. Feltets utstrekning er ca. 200 km<sup>2</sup>.



Figur 2-1 Lokalisering av Johan Sverdrup feltet



Figur 2-2 Johan Sverdrup feltcenter, kraftkabler fra land, og kryssende rørledninger

## 2.2 Rettighetshavere og eierforhold

Rettighetshaverne i produksjonslisensene 265, 501, 501B og 502 framgår av tabellen nedenfor, sammen med de respektive eierandelene. Det er inngått en samarbeidsavtale mellom lisenseierne som regulerer samarbeidet fram til innsending av PUD. Statoil er gitt ansvar som operatør i planleggingsfasen. Det arbeides med en samordning av lisensene (unitisering), og en avtale vil være på plass før innlevering av PUD.

Tabell 2-1 Rettighetshavere og eierandeler

Selskap	PL265	PL501	PL501B	PL502
Statoil Petroleum AS	40 % *	40 %	40 %	44,44 % *
Petro AS	30 %			33,33 %
Lundin Norway AS	10 %	40 % *	40 % *	
Det Norske	20 %			22,22 %
Maersk Oil		20 %	20 %	

\*Lisensoperatør

## 2.3 Lisenshistorikk

PL265 ble tildelt 27.4.2001 som en del av Nordsjøtildelingene i 2000 (NST 2000). Lisensen omfatter pr. i dag del av blokk 16/2.

PL501 ble tildelt 23.1.2009 som en del av Tildeling i forhåndsdefinerte områder i 2008 (TFO 2008). Lisensen omfatter deler av blokkene 16/2, 16/3, 16/5 og 16/6.

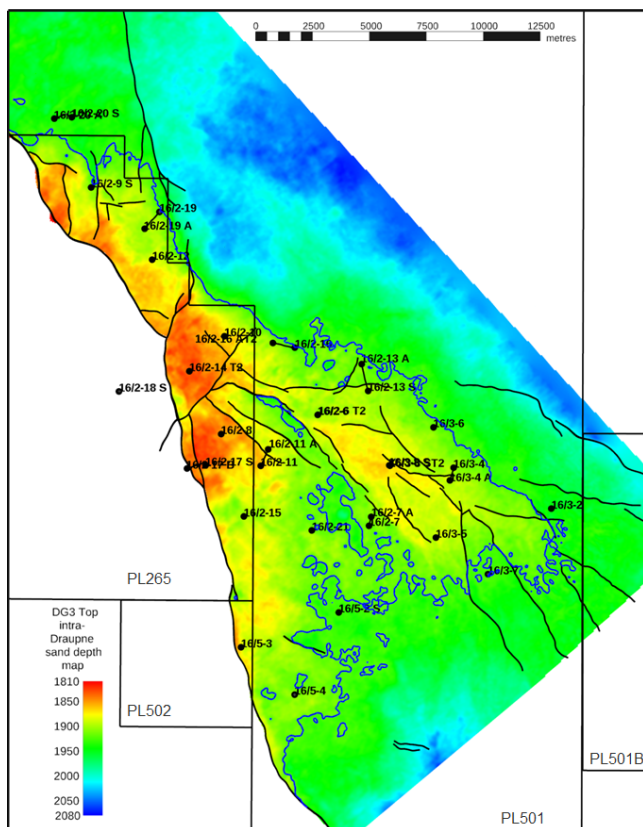
PL501B ble tildelt 4.2.2011 som en del av Tildeling i forhåndsdefinerte områder i 2010 (TFO 2010). Lisensen omfatter deler av blokkene 16/3 og 16/6.

PL502 ble tildelt 23.1.2009 som en del av Tildeling i forhåndsdefinerte områder i 2008 (TFO 2008). Lisensen omfatter del av blokk 16/5.

## 2.4 Petroleumsressurser og produksjonsplaner

### 2.4.1 Reservoarbeskrivelse

Johan Sverdrup reservoaret er relativt homogent, med høy til svært høy permeabilitet, og de sentrale delene av feltet har en reservoartykkelse på 40-70 m. Dybden på olje-vann kontakten varierer noe, men innsamlede data indikerer at de påviste funnene kan behandles som ett felt. Reservoaret har ingen initial gasskappe. Oljen har moderat viskositet, og er sterkt undermettet med lavt gass-olje forhold. Inicialt reservoartrykk er hydrostatisk (ca. 195 bar ved 1922 m dyp) og temperaturen er ca. 83 °C. I lete- og avgrensingsfasen har det blitt boret 36 brønner på og nær feltet, inkludert geologiske og tekniske sidesteg.



Figur 2-3 Kart som viser utstrekning av reservoaret, samt borede avgrensingsbrønner

## 2.4.2 *Petroleumsressurser*

Samlede utvinnbare petroleumsressurser for Johan Sverdrup-feltet er anslått til mellom 1,8 og 2,9 milliarder fat oljeekvivalenter, herav ca. 95 % olje og ca. 5 % rikgass. Feltet ventes å ha en levetid på ca. 50 år.

## 2.4.3 *Andre funn og prospekter i området*

Funn og flere prospekter er identifisert i Utsirahøyden-området. Ingen av disse inngår med volumer i grunnlaget for den pågående planleggingen. Den planlagte utbyggingen vil imidlertid ha fleksibilitet for eventuell framtidig tilknytning av funn i prospekter i området. Flere andre felt i området kan også være aktuelle for innfasing av framtidige funn.

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

Johan Sverdrup prosjektet har vært gjennom omfattende utredninger for å komme fram til et best mulig teknisk og økonomisk utbyggingskonsept. HMS og samfunnmessige hensyn har vært viktige elementer i de vurderinger som er foretatt. Nedenfor er omtalt noen av de viktige valgene, og hvilke avveininger som er gjort.

- Dreneringsstrategi
  - Det er gjennomført flere evalueringer med gass som dreneringsmekanisme:
    - Injeksjon av importert gass på de sentrale delene av feltet og vanninjeksjon på flankene
    - Full trykkstøtte ved injeksjon av importert gass
    - Re-injeksjon av produsert gass på de sentrale delene av feltet og vanninjeksjon på flankene

Basert på simuleringsstudier, analyse av risiko ved reservoarstyring ved gassinjeksjon og mulighetene for økt oljeutvinning (IOR = Improved oil recovery) med vanninjeksjon, ble vanninjeksjon vurdert som den mest hensiktsmessige dreneringsstrategien.

- Offshore kraftgenerering kontra kraft fra land
  - Alle nye felt på norsk sokkel er pålagt å utrede en kraft fra land løsning. Johan Sverdrup har i en tidlig fase vurdert både tradisjonell kraftgenerering med offshore gassturbiner, fullstendig elektrifisering med bruk av strøm fra land også til prosessvarme, samt ulike mellomløsninger. En kombinasjon med kraft fra land til drift av roterende utstyr, samt bruk av gassfyrte kjeler for varmeproduksjon har vist seg å være en energieffektiv løsning, som også gir totalt sett lavest utslipp av CO<sub>2</sub> når en tar hensyn til utslipp knyttet til produksjon av erstatningskraft på land.
- Eksport av olje i skytteltankere kontra transport av olje i rør
  - Med en forventet levetid på 50 år er rørtransport den økonomisk mest fordelaktige løsningen. Faren for uhellsutslipp knyttet til lasting/lossing og transport anses å være lavere ved rørtransport enn ved bruk av skytteltankere. Energien som kreves for å pumpe olje gjennom rørledninger skaffes tilveie via kraft fra land, og utslippene til luft blir dermed lavere enn ved bruk av skytteltankere.



- Delvis prosessering på land
  - Det ble vurdert en løsning med bare delvis prosessering av olje offshore, og eksport av olje med et relativt høyt vanninnhold for videre prosessering på land. Prosessering offshore viste seg å være den økonomisk sett mest fordelaktige løsningen. Når oljen sendes gjennom rørledning til land blir den nedkjølt, og prosessering på land ville kreve mye energi for gjenoppvarming av oljen for å kunne skille ut resten av vannet. Prosessering på land ville også representert betydelige utfordringer mht. rensing og videre håndtering av produsert vann, og betydelige utvidelser av eksisterende renseanlegg ville blitt nødvendig.
- Håndtering av produsert vann
  - Det er gjennomført beregninger av relativ miljørisiko, der en har sammenlignet ulike strategier for håndtering av produsert vann. Mengdene av produsert vann forventes å bli store i løpet av feltets levetid. Samtidig vil Johan Sverdrup ha bruk for store mengder vann for trykkstøtte. Det har derfor vært nærliggende å benytte produsert vann som trykkstøtte. Slik bruk innebærer imidlertid også en risiko for redusert injektivitet i reservoaret. Prosjektet mener å ha kommet fram til en strategi som reduserer denne risikoen, bl.a. gjennom at alt produsert vann som injiseres renses tilfredsstillende, og gjennom en styrt injeksjon i reservoaret. Samtidig tilstrebes en høy grad av regularitet på injeksjonssystemene, noe som også reduserer risikoen for negative konsekvenser knyttet til utslipp. Skulle injeksjon av produsert vann i reservoaret vise seg å føre til redusert injektivitet, kan det bli nødvendig å måtte vurdere alternative disponeringsmåter.

Det er også gjennomført en vurdering av mulighetene for å injisere produsert vann i andre geologiske formasjoner enn i reservoaret. Resultatene viser at disse mulighetene begrenses av de store vannmengdene. Derfor vil slik injeksjon kun bli vurdert for en begrenset mengde vann dersom det skulle oppstå problemer med re-injeksjon i reservoaret. Injeksjon i grunne formasjoner vil også medføre risiko for oppsprekking, og dermed fare for utlekking til sjø.

- Håndtering av borekaks fra boreoperasjonen
  - Gjennom feltets levetid vil det bli boret et stort antall brønner både fra feltcenteret og fra mobile flyterigger. For seksjoner med boretekniske utfordringer vil det bli nødvendig å benytte oljebasert borevæske. Dette produserer borekaks med vedheng av oljebasert slam. Dette kan ikke slippes direkte til sjø. Det finnes følgende alternativer for behandling:
    - Injeksjon
    - Transport til land for videre rensing på land og deponering av rensert borekaks.
    - Offshore rensing og utslipp av rensert borekaks til sjø

Injeksjon krever boring av to dedikerte injeksjonsbrønner. Brønnene ville måtte bores tidlig for å kunne bli tatt i bruk under borekampanjen. Injeksjon av borekaks innebærer risiko for oppsprekking og lekkasje. Kost / nytte- evalueringer favoriserer andre alternativ.

Offshore rensing og utslipp av rensert borekaks til sjø er foretrukket alternativ på feltcenteret for håndtering av oljeholdig borekaks. Denne prosessen er nærmere beskrevet i kap. 3.4.1. Transport til land for videre rensing og deponering av rensert borekaks, er vurdert som et alternativ til rensing offshore. Rensemetoden vil i begge tilfeller være lik.

For mobile flyterigger er det i dag mest sannsynlig at borekaks blir transportert til land for videre rensing og deponering av rensert borekaks. Dersom det tilrettelegges for det på mobile flyterigger,

kan rensing og utslipp til sjø også her bli et foretrukket alternativ. Dersom det velges oppjekkable borerigger eller andre faste boreinstallasjoner for selvstendige brønnhodeplattformer, kan både offshore rensing og utslipp av rensed borekaks til sjø eller transport til land for videre rensing på land og deponering av rensed borekaks være aktuelle alternativ.

- Håndtering av oljeholdig vann fra boreoperasjonen
  - Foretrukket behandling av oljeholdig vann (slop) er offshore rensing og utslipp av rensed vann til sjø. Oljeholdig vann som ikke kan renses offshore vil bli transportert til land for rensing og avfallshåndtering.
  
- Avsalting av sjøvann for trykkstøtte
  - Erfaringer fra andre felt har vist at en i noen tilfeller kan oppnå en bedre utvinningsgrad dersom man i stedet for sjøvann benytter ferskvann eller avsaltet sjøvann som trykkstøtte. Med de vannmengdene som det vil være behov for på Johan Sverdrup, vil et anlegg for avsalting av sjøvann bli stort, tungt og plasskrevende. En har sett på alternativer til å foreta avsaltingen offshore. Et av alternativene har vært å plassere avsaltingsanlegget på land og transportere avsaltet vann i rørledning til feltet. Et annet alternativ kunne være å hente ferskvann fra en elv, og derfra transportere det i rørledning til feltet. Det er gjort foreløpige avveininger mht. energiforbruk, miljømessige forhold og samfunnsmessige konsekvenser. Foreløpig er det besluttet å ikke inkludere avsaltingsanlegg i fase 1, men å sette av plass til slikt anlegg på en av plattformene offshore. Videre er det konkludert at dersom det blir aktuelt å ta i bruk avsalting, så må det skje med et anlegg offshore. En beslutning om bruk av avsaltet vann vil bli vurdert på selvstendig grunnlag og i sammenheng med en eventuell beslutning om bruk av polymerinjeksjon.
  
- Bruk av polymerinjeksjon for å oppnå økt oljeutvinning
  - I forbindelse med vurdering av polymerinjeksjon som økt utvinningstiltak er bruk av avsaltet vann en av mulighetene. Hensikten med å avsalte vann er å oppnå høyere viskositet med en lavere konsentrasjon av polymer. I fase 1 vil vanlig sjøvann benyttes som injeksjonsvann. Avsalting blir eventuelt en del av framtidige utbygginger.

### 3 Beskrivelse av anbefalt utbyggingsløsning for utbyggingsfase 1

#### 3.1 HMS

Operatørens overordnede mål er null skade, og HMS-forpliktelser er således innarbeidet i all forretningsvirksomhet. Det er et uttalt mål å konstruere og drive anlegg og installasjoner på en måte som sikrer at ulykker og alvorlige hendelser ikke skjer, og slik at negative miljøkonsekvenser ikke oppstår. HMS har stått sentralt i planleggingen av de tekniske løsningene for utbyggingen av Johan Sverdrup gjennom hele prosjektfasen. Alle aktiviteter er underlagt operatørens overordnede retningslinjer for HMS. Utbyggingen av Johan Sverdrup skal møte operatørens målsetninger som vist i Figur 3-1. Målsetningene vil videreføres under drift av feltet for å sikre null skader på mennesker og miljø.



The image shows a poster with the title 'Helse, miljø og sikkerhet' and the subtitle 'Vårt mål er null skade'. Below the title is a list of eight bullet points: 'Vi forstår og håndterer risiko', 'Vi kan forhindre alle ulykker', 'Vi stanser uønskede handlinger og operasjoner', 'Vi minimaliserer vår påvirkning på miljøet og klimaet', 'Vi bryr oss om hverandre', 'Vi skaper et trygt og sunt arbeidsmiljø', 'Vi samarbeider med våre partnere for å oppnå bedre HMS-resultater', and 'Vi har en åpen dialog med samfunnet'. At the bottom left is the website 'www.statoil.com' and at the bottom right is the Statoil logo.

**Helse, miljø og sikkerhet**  
Vårt mål er null skade

- Vi forstår og håndterer risiko
- Vi kan forhindre alle ulykker
- Vi stanser uønskede handlinger og operasjoner
- Vi minimaliserer vår påvirkning på miljøet og klimaet
- Vi bryr oss om hverandre
- Vi skaper et trygt og sunt arbeidsmiljø
- Vi samarbeider med våre partnere for å oppnå bedre HMS-resultater
- Vi har en åpen dialog med samfunnet

www.statoil.com



Figur 3-1 Statoils overordnede mål innen HMS

### 3.1.1 Støy

I tråd med Statoils null skade-filosofi, vil det bli lagt vekt på å redusere støy og å eliminere tilfeller av arbeidsrelaterte hørselsskader. Johan Sverdrup er et komplekst prosjekt som vil bestå av flere installasjoner og grensesnitt, og det blir gjort en stor innsats for å identifisere potensiell støyrisiko. Johan Sverdrup-prosjektet har lagt særlig stor vekt på å identifisere støykilder og forebygge mulige støyskader. Følgende tiltak er implementert i prosjektet:

- Støy har vært satt på agendaen på alle nivåer og i alle disipliner
- Personell med støyekspertise har blitt tidlig mobilisert i prosjektet, for å kunne gi tidlige innspill i design og valg av utstyr
- BAT-evalueringer. Det er lagt vekt på å finne de beste teknologiene med hensyn på støy og å ta disse i bruk

### 3.1.2 Evakueringsløsninger

Hovedformålet med rømnings- og evakueringsmidlene på Johan Sverdrup feltcenter er:

- Å sørge for at alt personell har mulighet for en sikker evakuering til en sikker lokasjon i alle dimensjonerende ulykkesscenarier
- Å sørge for sikkert tilfluktsted på feltcenteret den tiden det tar å ha en kontrollert evakuering

Rømning fra et feltcenter er mer komplekst enn på en integrert plattform på grunn av lange distanser og høyt antall personer om bord. Et feltcenter med broforbundne plattformer har likevel en stor fordel ved at personell kan rømme over broer til en sikker plattform. På Johan Sverdrup feltcenter er rømningsveier designet for å sikre rask og sikker rømning av et stort antall personer fra stigerørplattform, boreplattform og prosessplattform til mønstringssted på boligplattformen. Evakueringen er tenkt å skje slik, i prioritert rekkefølge:

- Evakuering over bro til sikker installasjon
- Evakuering med helikopter fra helikopterdekk på boligplattformen
- Evakuering til sjø med fritt fall livbåter (9 stk. på boligplattformen)
- Evakuering til sjø via redningsstrømpe til flåter (på prosess- bore- og stigerørplattform)

Type, antall og plassering av evakueringsmidlene er basert på risikoanalyse, beredskapsanalyse og rømnings- og evakueringsstudie, og den mest optimale løsningen er valgt for å sikre sikker evakuering for alt personell på feltcenteret. Det er gjort vurdering av å ha livbåt også på stigerørplattformen, men en livbåt her er dokumentert å ikke gi vesentlig bidrag til økt sikkerhet. Det er ingen dimensjonerende hendelser på stigerørplattformen som ved valgt design vil gjøre rømning over bro til boreplattformen utilgjengelig. Den valgte løsningen tilfredsstiller alle myndighets- og Statoilkrav, og sikrer sikker evakuering for alt personell ombord på feltcenteret. Endelig utforming av evakueringsløsningen vil skje i forbindelse med detalj-design.

## 3.2 Utvinningsstrategi

Vanninjeksjon som trykkstøtte er vurdert som den mest hensiktsmessige dreneringsstrategien, basert på simuleringsstudier, risikoanalyse av reservoarstyring ved gassinjeksjon og mulighetene for IOR. I dreneringsstrategien er de fleste produksjonsbrønnene planlagt med lokasjon høyt oppe på strukturen, med vanninjektorer lenger nede, i eller nær vannsonen. Boreplanene omfatter 35 brønner i fase 1. Det foreligger ingen beslutning om antall brønner i framtidige faser, men for denne konsekvensutredningen er det lagt til grunn 77 brønner for

hele feltet. På grunn av relativt lavt trykk i reservoaret, vil det i alle oljeproduserende brønner bli injisert gass under trykk i bunnen av brønnen for å øke oljestrømmen (gassløft).

Johan Sverdrup planlegges med full reinjeksjon av produsert vann i reservoaret. Produsert vann kan potensielt ha en negativ effekt på injektiviteten i reservoaret. For å motvirke dette er strategien å forsøke å utsette produksjonen av vann så lenge som mulig, ved å plassere injektorene med god avstand til produsentene og operere med uttaksrater som gir en mest mulig stabil fortrenkning i reservoaret. Når brønnene får gjennombrudd av vann, vil produsertvann bli re-injisert i reservoaret for trykkstøtte. Alle satellittbrønner vil ha doble injeksjonslinjer, slik at det er mulig å veksle mellom injeksjon av hhv. sjøvann og produsert vann. På denne måten vil en ha mulighet for å gjenopprette eventuelt redusert injektivitet etter en periode med injeksjon av produsert vann, samt at en vil ha fleksibilitet mht. å velge vanntype basert på identifisert behov for økt oljeutvinning.

Totalt behov for injeksjonsvann (produsert vann + sjøvann) er foreløpig beregnet til å være i størrelsesorden 180.000 m<sup>3</sup> pr. dag for hele feltet.

Ulike IOR-metoder er vurdert og det har blitt inkludert fleksibilitet for IOR i designet. Basert på erfaring fra andre felt av samme størrelse som Johan Sverdrup er det forventet at boring av brønner etter det planlagte boreprogrammet vil bidra til økt utvinning. Etter produksjonsplatå kan det bli aktuelt å veksle mellom vann- og gassinjeksjon for å øke utvinningen. Produsert gass fra feltet er planlagt brukt, men det kan også bli aktuelt å importere gass. Det er foretatt en grov vurdering av å injisere CO<sub>2</sub> gass i reservoaret, men dette er ikke så langt vurdert som en aktuell løsning. Årsaken er at CO<sub>2</sub>-gassen under gjeldende reservoarbetingelser ikke er blandbar med oljen, og pt. er det ikke tilgang på tilstrekkelige mengder CO<sub>2</sub>-gass.

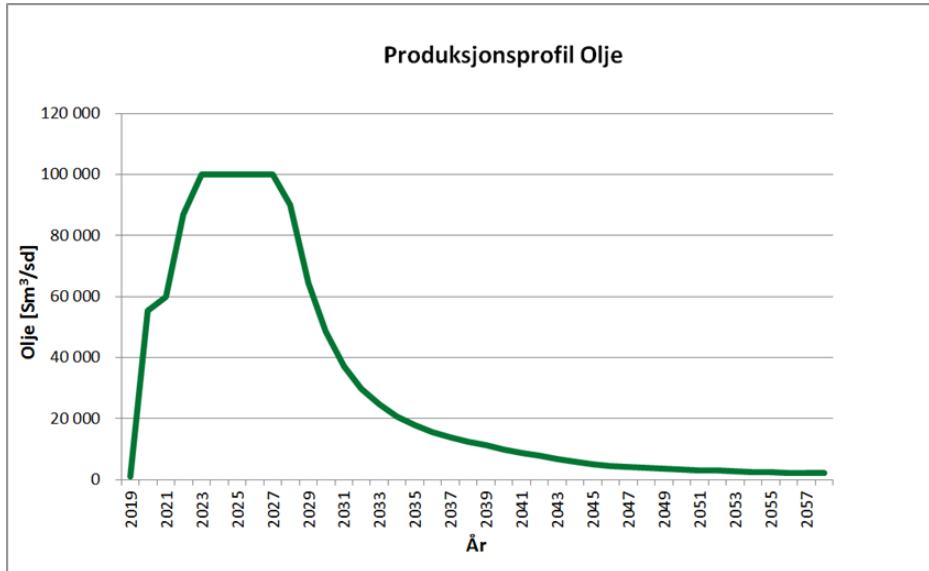
Også andre metoder for å øke utvinningsgraden vil bli vurdert, herunder bruk av kjemikalier som øker viskositeten på det injiserte vannet (polymerer). Detaljering og eventuell beslutning av en pilot for polymerinjeksjon vil bli knyttet til evalueringen av de fremtidige fasene. Hensikten med en pilot er å få mer kunnskap om både teknisk gjennomførbarhet, reservoarforhold og tilbakeproduksjon. To ulike alternativer synes aktuelle; enten en relativt liten pilot (tentativt 5000 Sm<sup>3</sup>/d) som involverer leveranse fra et oppankret skip i en avgrenset periode eller en noe større pilot/tidlig implementering (tentativt 20 000 Sm<sup>3</sup>/d) som etableres på en av plattformene.

Det vurderes å installere seismiske lyttekabler på havbunnen over reservoaret (Permanent reservoir monitoring, PRM) i en senere fase. Formålet med disse kablene er å overvåke endringer i reservoaret ved å samle inn seismiske data gjentatte ganger i produksjonsfasen. Kartet i Figur 4-1 illustrerer et mulig omfang av slike kabler.

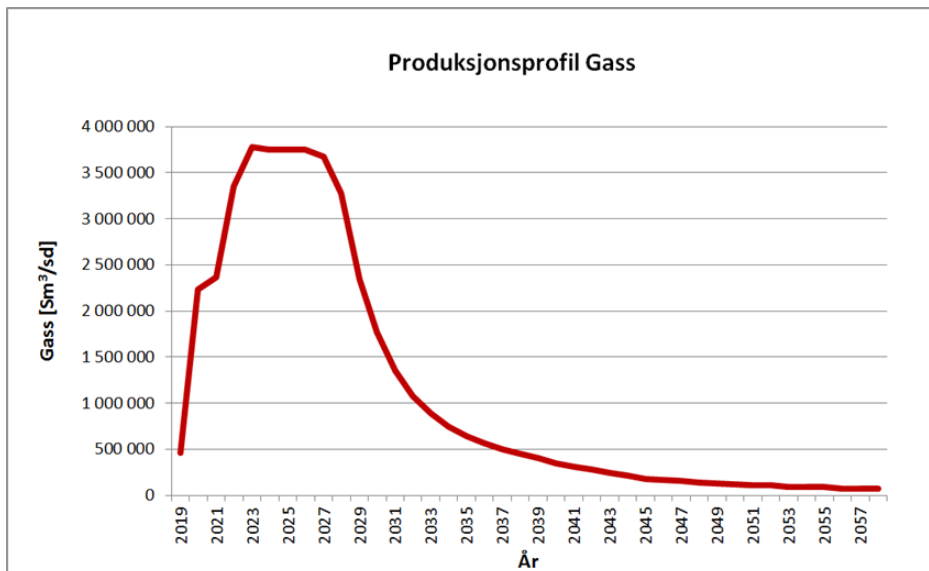
Det vil i perioder være mulig å øke produksjons- og injeksjonskapasiteten gjennom å fjerne flaskehalsen og utnytte reserveutstyr, som for eksempel reservepumper for oljeeksport og vanninjeksjon. Dette gjelder spesielt når vannproduksjonen er lav.

### 3.3 Produksjonsplaner

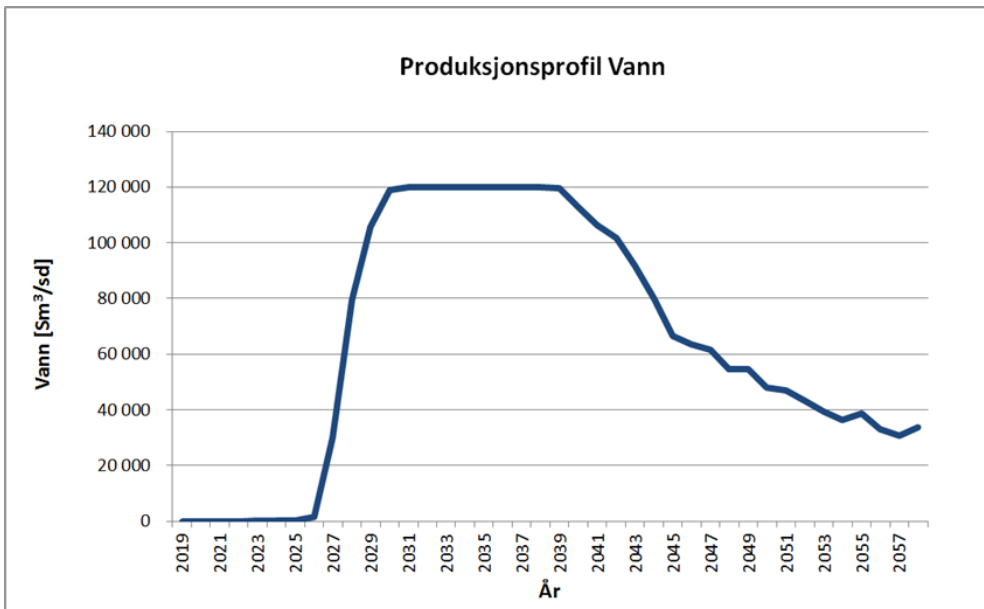
Følgende figurer viser foreløpige, ikke riskede produksjonsprofiler for henholdsvis olje, vann og gass, samt vanninjeksjon i et fullfelt scenario for Johan Sverdrup. «Ikke riskede» innebærer at det gjenstår ytterligere vurderinger før endelige produksjonsprofiler er klare. Profilene er basert på at brønner stenges ned når andelen vann overstiger 95 %. Framtidige optimaliseringer kan gjøre det økonomisk forsvarlig å fortsette produksjonen ut over dette tidspunktet. I så fall vil det bety at maks vannproduksjon (120.000 m<sup>3</sup>/d) vil kunne fortsette lenger ut i tid.



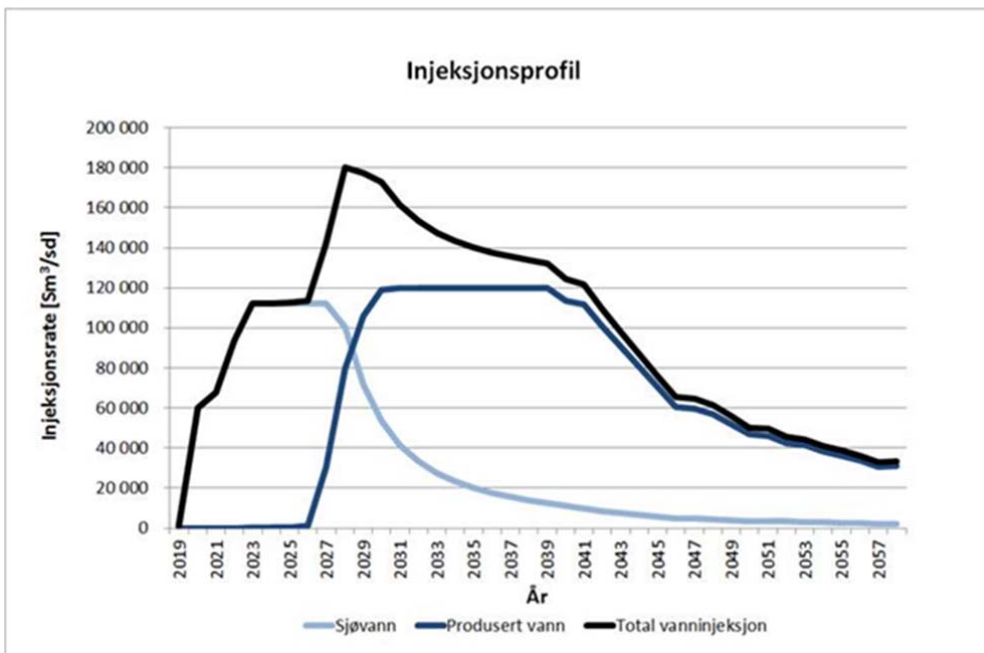
Figur 3-2 Produksjonsprofil for olje, full feltutbygging



Figur 3-3 Produksjonsprofil for gass, full feltutbygging



Figur 3-4 Produksjonsprofil for vann, full feltutbygging

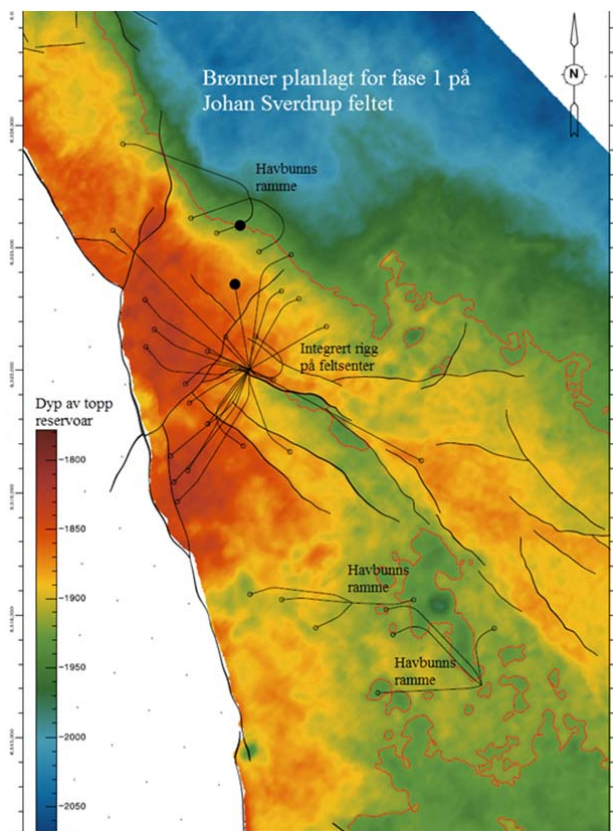


Figur 3-5 Injeksjonsprofil for vann og produsert vann, full feltutbygging

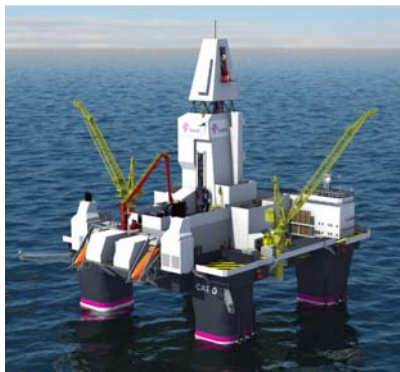


### 3.4 Boring

For utbyggingsfase 1 planlegges det boret totalt 35 brønner, ref. Figur 3-6. Disse fordeler seg på 18 produsentbrønner, 16 injektorbrønner og 1 observasjonsbrønn. 12 av injektorbrønnene vil bli boret fra undervanns brønnrammer, og vil bli boret med en flyterigg (halvt nedsenkbar flytende borerigg) se Figur 3-7. Flyterigg drives med kraft fra dieselaggregater. 6 produksjonsbrønner, som senere skal knyttes opp mot den faste boreplattformen på feltenteret, vil bli forboret ved hjelp av en flyterigg og en undervanns støtteramme.



Figur 3-6 Borelokasjoner og brønnbaner for utbyggingsfase 1



Figur 3-7 Flyterigg, illustrasjonsbilde



En boreplattform på stålunderstell (se Figur 3-13) vil bli installert over brønnslissene og den forhåndsinstallerte støtterammen. Når den faste boreplattformen er installert, vil de forhåndsbores produksjonsbrønnene bli ferdigstilt. Boreplattformen vil være utstyrt med integrert boreanlegg, drevet med kraft fra land. Videre boring, komplettering og vedlikehold av brønner på feltcenteret vil skje med boreanlegget på boreplattformen.

Iht. nåværende planer vil det for neste utbyggingsfase bli boret ytterligere 42 brønner. Det betyr at det i perioden 2016-2026 blir boret totalt 77 brønner, hvorav 40 brønner er planlagt som produksjonsbrønner. Det vil bli etablert både plattformbrønner og undervannsbrønner. I perioden 2016-2026 vil inntil 4 brønner kunne bores samtidig, på ulike lokaliteter. Gjennomsnitts boretid for en enkelt brønn vil være 70 dager. Senere kan det bli aktuelt å bore sidesteg fra brønnene.

Brønnlokasjoner for utbyggingsfase 1 framgår av Figur 3-6. Brønnlokasjoner for framtidige faser vil avhenge av hvilket utbyggingskonsept som velges. Ett mulig eksempel, basert på scenario 1, er vist i kapittel 4.



Figur 3-8 Installasjoner, brønnlokasjoner og rørledninger i første utbyggingsfase

Vanninjektorene må renses for borevæsker før injeksjon starter for å unngå at brønnene blir tette og for å sikre injektivitet. Kjemisk opprensning innebærer at det tilsettes kjemikalier (hovedsakelig organiske syrer eller enzymer) til kompletteringsvæsken som brukes i brønnens reservoarseksjon. Kjemikalierne løser opp filterkake og andre forurensinger som borevæsken har etterlatt. Målet er at en slik behandling vil kunne gi mulighet for å injisere sjøvann i brønnen uten sirkulasjon til overflaten. Opprensning av de første vanninjektorbrønnene kan skje ved hjelp av kveilerør. Vaskevannet fra disse operasjonene vil bli fraktet til land for rensing. Muligheten for å foreta kjemisk opprensning av injektorbrønnene vil bli undersøkt.

Når prosessplattformen er installert, vil opprensning og testing av produksjonsbrønner i hovedsak skje mot testseparator. Opprensning består i å tilbakestrømme (produsere) brønnen mot testseparator eller mot eget testanlegg; på plattform eller flyterigg. Rester av bore- og kompletteringsvæske vil bli separert ut fra oljen og fraktet til land. Fra feltenteret er direkte eksport til Mongstad et alternativ under opprensning. Se Figur 3-8 som bl.a. viser rørledninger for fase 1.

En typisk brønn på Johan Sverdrup er horisontal og har total lengde på ca 4 000 m. Den er planlagt boret i fem seksjoner. Tabell 3-1 viser en oversikt over total mengde boreavfall i løpet av en boreperiode på ca. 10 år, basert på at det bores 27 brønner med integrert boreanlegg og 50 brønner med mobile borerigger. En mer inngående beskrivelse av dette finnes i kapittel 7.

**Tabell 3-1 Oversikt over mengder boreavfall transportert til land og sluppet ut til sjø**

Borevæske-system	Håndtering	Kaks, tonn	Baritt, tonn	Bentonitt, tonn	Totalt, tonn
Vannbasert	Til sjø	64000	11500	3500	79000
Oljebasert	Til sjø etter rensing	22000	9500	0	31500
Oljebasert	Til land	39000	16000	0	55000

### 3.4.1 Metode for behandling av oljeforurenset borekaks

TCC-metoden (TCC- termomechanical cuttings cleaner) brukes for å rense oljeforurenset borekaks. Teknologien brukes på landbaserte anlegg i Norge og har vært i bruk i over 20 år. TCC anses som en utprøvd og velfungerende rensemetode. På britisk sektor har metoden vært i bruk offshore.

TCC innebærer at borekaks knuses og varmes opp til en temperatur som er tilstrekkelig høy til at olje og vann fordampes. Oppvarmingen skjer som følge av mekanisk friksjon i en hammermølle. På Johan Sverdrup vil det være behov for en slik mølle, og den vil bli drevet med strøm fra land. Kraftforbruket når møllen er i drift er om lag 1-2 MW, og kapasiteten er på ca. 9 tonn per time. Typisk behandlingstemperatur er mellom 250 og 300 °C. Ved oppstart tilsettes sand, og når temperaturen er blitt tilstrekkelig høy, tilsettes borekaks som skal behandles.

TCC prosessen gir tre sluttprodukter: vann, rensert borekaks og gjenvunnet baseolje. Væskefasen fordampes/kondenseres og separeres i egne tanker for vann og olje. Baseoljen gjenvinnes og vannet renses videre i produsertvann-rensesystemet.

Den rensede borekaksen vil bli pumpet til sjø, eventuelt etter tilsetning av vann. Dette forutsetter at oljevedheng etter rensing er tilstrekkelig lavt til at utslippstillatelse blir gitt. Erfaringstall viser at oljevedheng etter rensing med TCC vil bli vesentlig lavere enn gjeldende akseptgrense for utslipp av kaks med oljevedheng. Borevæskeleverandører er forespurt om å komme opp med løsninger for oljebasert borevæske for Johan Sverdrup, som ikke inneholder røde kjemikalier. Ref. Tabell 7-3.

Dersom TCC anlegget på den integrerte riggen ikke kan benyttes, er alternativet at borekaks med oljevedheng fraktes til land for videre behandling. Kaks samles da opp i containere eller tanker, og enten løftes over fra plattform til skip med kran (containere), eller eventuelt pumpes/blåses over fra oppsamlingstankene til en båt. Metoden er i vanlig bruk, men innebærer risiko knyttet til kranløft, fare for søl, avhengighet av værforhold og utfordringer knyttet til frost mm. Kapasiteten avgjøres av tilgjengelig lagringsvolum, krantilgjengelighet og værforhold. Primærvalget for kakshåndtering dersom TCC anlegget ikke kan benyttes er tanklagring med påfølgende pumping til båt. Ved ankomst til land vil borekaket bli behandlet ved hjelp av TCC anlegg som ligger på land.

Nødvendig bemanning for å drive TCC-anlegget er 4-5 personer pr. skift. Til sammenligning er bemanningskravet ved transport til land i containere normalt 3 personer per skift (utenom personell til skipstransport og behandling på land).

Den integrerte boreriggen på Johan Sverdrup har et planlagt areal tilgjengelig, dedikert til TCC kaksbehandlingssanlegg. For å best mulig ivareta arbeidsmiljøforhold vil Johan Sverdrup gå i dialog med leverandører for å sikre gode løsninger i tråd med krav og forskrifter. Støydemping av utstyr, samt mulighet for fjernoperering vil være viktige fokuspunkter.

Miljødirektoratet har den 4. august 2014 gitt tillatelse til at metoden kan benyttes for boring på feltet Martin Linge. Dette vil være første gang metoden tas i bruk offshore på norsk sokkel.

På oppdrag fra Norsk Olje og Gass er det utarbeidet en rapport som beskriver TCC-metoden, med bl.a. oppsummering av erfaringer fra praktisk bruk på britisk sokkel, samt resultater fra forsøk gjennomført for å belyse mulige miljøvirkninger (Aquateam 2013).

Erfaringer fra britisk sokkel fra 2005 viste et oljeinnhold i rensed kaks på i gjennomsnitt 0,4 g/kg tørrstoff. Dette er lavere verdier enn rapportert fra tidligere forsøk, og indikerer at det oppnås bedre rensing av fersk borekaks, enn når kaks lagres og transporteres forut for rensingen. Gjeldene krav på norsk sokkel er at kaks med oljeinnhold på mer enn 10 g/kg tørrstoff ikke kan slippe ut til sjø. Erfaring viser at TCC-teknologien vil gi vesentlig lavere verdier enn dette.

Spredningsmodellering av utslipp av TCC-renset borekaks fra en enkelt representativ brønn på Ivar Aasen-feltet viste at den maksimale konsentrasjonen av rensed borekaks i vannsøylen var 1-5 mg/l, og at den maksimale tykkelsen av sedimentert borekaks på havbunnen forekom 250-300 m fra utslippsriggen, med maksimal tykkelse 1,8 mm innenfor et areal på 50X50 m. Konsentrasjon i vannsøylen og tykkelsen på avsetningene på havbunnen vil avhenge av mengdene som slippes ut.

Aquateam-rapporten konkluderer med at:

- Miljørisiko forbundet med utslipp av TCC-behandlet kaks vil tilsvare den man har sett ved utslipp av vannbasert borekaks.

- Nivåene av olje, PAH og metaller på TCC-behandlet kaks forventes å ligge på samme nivå som på vannbasert borekaks.
- En eventuell endret miljøkonsekvens ved bruk av TCC, sammenlignet med å bringe tilsvarende mengde kaks til land, vil være knyttet til partikkelavsetning og tilslamming i områder med høyest sedimentering av kaks. Den kjemiske forurensningen forventes å ha en neglisjerbar effekt både på vannlevende og bunnlevende organismer. Ingen effekt forventes i vannsøylen.
- Fordi partikkelstørrelsen av varmebehandlet borekaks er noe mindre enn på vannbasert borekaks forventes nedslammingen å kunne bli noe mindre.

Rensing av borekaks på plattform offshore innebærer at antall båttransporter til land reduseres. Dette gir reduserte utslipp til luft.

Det er gjennomført en separat studie for å beskrive mulige konsekvenser av utslipp av borekaks fra Johan Sverdrup. Resultatene fra denne er referert i kapittel 7.4.

### 3.5 Feltinstallasjoner

Johan Sverdrup vil bli bygd ut gjennom flere faser. Fase 1-utbyggingen omfatter et feltsenter (Figur 3-9), bestående av:

- En prosessplattform (P1)
- En boreplattform (DP)
- En stigerørsplattform (RP)
- Et boligkvarter (LQ)

Kapasiteter for feltsenteret:

- Olje : 50.000-60.000 m<sup>3</sup>/dag
- Produsert vann : 60.000 m<sup>3</sup>/dag
- Vanninjeksjon totalt : 85.000 m<sup>3</sup>/dag

Alle plattformer vil ha stålunderstell plassert på havbunnen. Installasjonene på feltsenteret vil bli knyttet sammen med broer, hver med en lengde på 80-120 m.

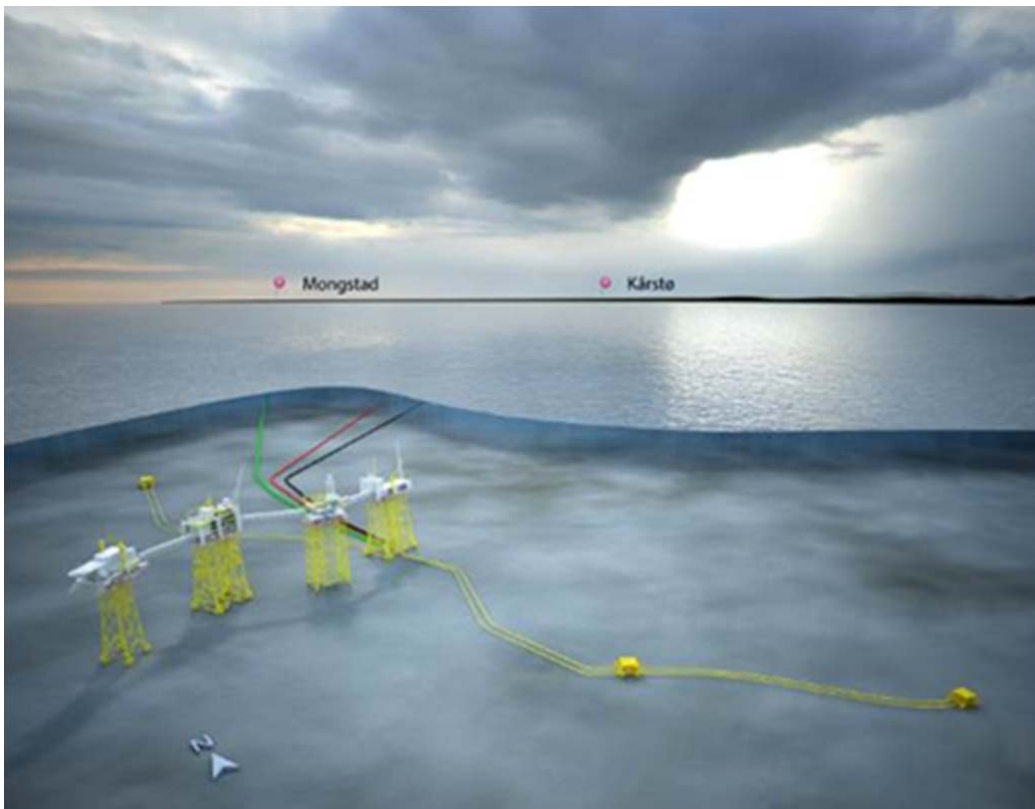


**Figur 3-9 Skisse av feltsenteret slik det vil se ut i fase 1**

I første fase vil det også bli installert tre havbunnsbrønnrammer for injeksjon av vann. Plassering av disse framgår av Figur 3-10. Se også Figur 3-8. Fra feltsenteret til havbunnsrammene blir det installert rørledninger og kontrollkabler. For å kunne styre produsert vann og sjøvann til ulike brønner, vil det være behov for to vann-injeksjonsrørledninger til hver havbunnsramme, og det vil være doble injeksjonsmanifolder.

Alle faste installasjoner blir designet for drift i 50 år. Utstyr blir designet for å kunne skiftes ut i løpet av driftsperioden.

I senere faser kan det være aktuelt å installere en andre prosessplattform på feltsenteret. Foreløpig er det antatt at den vil være av tilsvarende størrelse som den første. Dette vil også være en stålunderstellsplattform, tilknyttet feltsenteret med en bro. Videre vil det kunne bli installert frittstående plattformer og/eller undervanns produksjonsrammer for å drenere andre deler av feltet. Disse vil bli tilknyttet feltsenteret via rørledninger og kontrollkabler. Kapittel 4 gir en nærmere beskrivelse av mulige utbyggingsløsninger for framtidige faser.



**Figur 3-10 Skisse av installasjoner for første fase, inkludert plattformer, undervannsinstallasjoner og rørledninger**

Lokaliseringen av feltsenteret er bl.a. valgt for å oppnå sikre og effektive boreoperasjoner for de planlagte brønnlokasjonene. En pilotbrønn har blitt boret for å verifisere at det ikke er grunn gass i området. Det er tatt hensyn til dominerende vindretninger ved orientering av plattformene og lokalisering av boligkvarter. Det er også gjennomført en studie for å kartlegge all skipstrafikk i området. Denne er nærmere beskrevet i kapittel 10.3.

En transatlantisk telekommunikasjonskabel (Atlantic crossing cable) krysser området. Med den valgte plasseringen av plattformene, vurderes det at risikoen for skader på kabelen er liten.

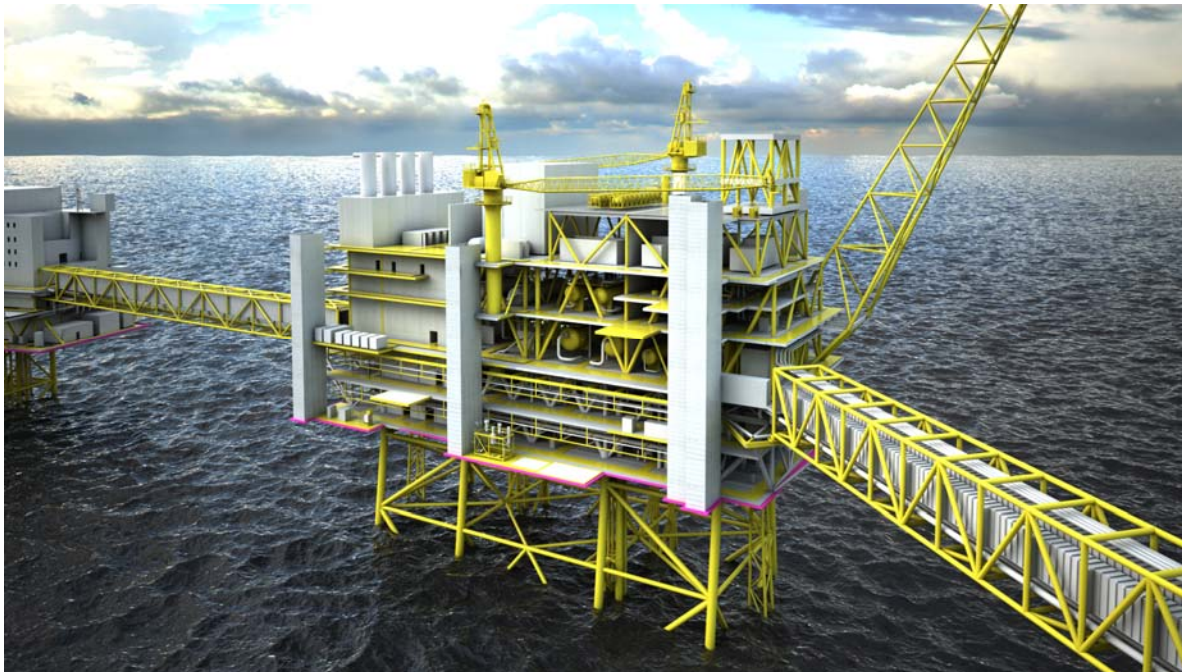
Sjøbunnen i området ved feltsenteret er flat, med en svak helning mot nordøst.

Det har blitt utført 3 runder med grunnundersøkelser. Grunnforholdene varierer veldig lite i området der feltsenteret blir plassert. Det øverste laget består av 10-12m bløt silt/leire. Deretter er det medium leire ned til 40-50 meters dybde. Så kommer det et 30 m tykt sandlag, under der er det veldig hard leire, og under der igjen fjell.

Under installasjonene sikres stabiliteten av hvert stålunderstell av 4 store «mudmats»; en i hvert hjørne i bunnen av stålunderstellet. Hovedfunksjonen til disse er å sikre geoteknisk stabilitet mens stålunderstellet står på den bløte silten/leira, før pelene er blitt installert. Alle «mudmats» har 4m lange skjørt. Etter at pelene er blitt installert ned til ca. 65-75 meters dybde, sikres stabiliteten av pelegruppene i hvert hjørne. Disse pelene dimensjoneres for å oppta alle belastningene som plattformdekket utsetter stålunderstellet for.



### 3.5.1 Plattformen på feltcenteret



Figur 3-11 Prosessplattformen (P1), med broer til hhv. boligkvarter og boreplattform

Prosessplattformen (P1) er en prosess- og hjelpeutstyrplattform som er broforbundet med boligplattformen og boreplattformen i hver sin ende. Plattformen inneholder feltcenterets hovedprosesssystemer, bestående av to separasjonstog og to kompressortog. På plattformen finner en også produsertvannrensing, varmemedium, kjølemedium, fakkell osv. Kapasiteter er som angitt for feltcenteret.

Brønnstrømmen mottas fra boreplattformen, og oljen stabiliseres i et tretrinns separasjonstog til eksportbetingelser. Oljen sendes deretter videre til stigerørsplattformen for eksport i rørledning. Gassen komprimeres og tørkes til gasseksportkvalitet, for så å eksporteres eller brukes til gassløft.

Plattformdekket består av tre moduler: En støtterammemodul, en prosessmodul og en kombinert prosess- og utstyrmodul. Det er satt av plass til fremtidige moduler for H<sub>2</sub>S-fjerning og Water Alternating Gas-injeksjonskompressor på toppen av modulene.

Plattformens ytre mål er ca. 100x28x47 meter og den har en total vekt på ca. 25.000 tonn (ekskl. vekt av stålunderstellet). Vekt på stålunderstellet er ca. 15.500 tonn.





**Figur 3-12 Stigerørsplattformen (RP), med bro til boreplattform**

Stigerørsplattformen (RP) har som navnet tilsier funksjonen med å ivareta alle utgående og innkommende rørlinjer og kabler til og fra feltcenteret. Totalt er plattformen designet med 45 stigerør/J-rør. Dette inkluderer rørlinjer og kabler nødvendig for fase 1, men også flere J-rør som er tenkt brukt for inntrekning av rør og kabler for kommende utbyggingsfaser, og for eventuell tilknytning av andre felt i nærheten.

I tillegg til dette inneholder plattformen pumper, rør og utstyr for oljeeksport til Mongstad og gasseksport til Kårstø via Statpipe, samt vanninjeksjonspumper og manifolder for injeksjon av både sjøvann og produsertvann, enten lokalt via boreplattformen eller til vanninjeksjonsbrønner på havbunnsrammer.

Stigerørsplattformen er også mottakerplattform for kabler som overfører kraft fra land, og inneholder omformerstasjonen som er nødvendig for å konvertere likestrøm tilbake til vekselstrøm før distribusjon til de ulike forbrukerne på feltcenteret.

Stigerørsplattformen inneholder to av de fem brannvannspumpene som dekker feltcenteret, samt en turbindrevet generator som dekker behovet for essensiellkraft. (Se kapittel 3.8.6 for nærmere omtale av essensiell- og nødkraft). Videre er det et mannskapsområde som inneholder kontorer og mindre verksteder for lokalt bruk, samt store HVAC og elektrorom.

Fakkelsystemer for både stigerørsplattformen og boreplattformen er lokalisert på stigerørsplattformen.

Som det fremgår av illustrasjonen er det tilrettelagt for videre utbygging ved at plattformen er designet med et stort ledig hoveddekk. Decket er 90 meter langt og 30 meter bredt med en lastekapasitet på ca. 17.000 tonn, med plass til at det kan installeres moduler av forskjellige størrelser og med forskjellige funksjoner for senere faser. Et eksempel kan være moduler for framtidig polymerinjeksjon.

Plattformen er designet som en lang slank struktur som inneholder to hoveddekk i tillegg til værdekk. Denne strukturen er splittet i to deler/moduler, slik at de eventuelt kan installeres med tungløftfartøy. På vestre side av plattformen er det en utstys-/kraftmodul, som står oppå deler av den ene bunnstrukturen.

Plattformens ytre mål er ca. 124x28x42 meter, og den har en total vekt på ca. 21.000 tonn (ekskl. vekt av stålunderstellet). Vekt på stålunderstellet er ca. 24.000 tonn.



**Figur 3-13 Boreplattformen med broforbindelse til hhv stigerørsplattform og prosessplattform**

Boreplattformen (DP) er beregnet for samtidig drift, boring, intervensjon og produksjon. Den består av tre hovedmoduler: Støtterammemodul, borestøtte-modul og boreutstyr-sett.

Boreplattformen er broforbundet med prosessplattformen og stigerørsplattformen i hver sin ende. Når alle plattformer på feltcenteret er fullt tilkoblet, vil boreplattformen motta alle hjelpesystemer fra andre plattformer på feltcenteret.

Fra slutten av 2018 og til 2019 vil boreplattformen operere frittstående, kun koblet mot stigerørsplattformen. I denne perioden vil det være midlertidig hjelpeutstyr/systemer installert på både boreplattformen og flotellet som er koblet til boreplattformen. Dette inkluderer alt utstyr nødvendig for sikker drift.

Plattformens ytre mål er ca. 71x33x112 meter og en total vekt på ca. 18.500 tonn (ekskludert vekt av stålunderstellet). Vekt på stålunderstellet er ca. 18.500 tonn.



**Figur 3-14 Boligplattform (LQ) med broforbindelse til prosessplattform**

Boligplattformen (LQ) er en bolig- og hjelpesystemplattform som mot øst er broforbundet med prosessplattformen. Plattformen inneholder feltsenterets boligkvarter med 450 lugarer, hvorav 110 lugarer er utstyret med vendbare senger. Dette dekker behovet for sengeplass til opptil 560 personer. Alle fasiliteter for å betjene opptil 560 personer er lokalisert på plattformen, så som kjøkken, bespisning, tørr-, kald- og fryselagre, vask og renhold, kontorer og møterom, skifterom, verksteder, hospital, avfallshåndtering og felles arealer med hobbyrom, stillerom, lounges og egne områder/rom med apparater og utstyr for fysiske aktiviteter.

De viktigste og største hjelpesystemene er installert på kjellerdekket av plattformen, og de forsyner også alle de andre plattformene på feltet. Dette er nødstrømsgenereringen med nødtavle, brannvannspumper (av totalt 5 brannvannspumper er 3 stk. installert på boligplattformen og 2 stk. plassert på stigerørplattformen), drikkevannsproduksjon og lagring og behandling av diesel.

Kontrollrommet for overvåking og styring av feltsentret med alle 4 plattformene er også lokalisert på boligplattformen. Beredskapssenter med tilhørende fasiliteter ligger i nær tilknytning til kontrollrommet.

På vestsiden av plattformen er alle livbåtene installert. Det er totalt 9 stykker, og hver har en kapasitet på 70 personer. De er av typen fritt-fall-båter.

Øverste del av boligkvarteret består av et helikopterdekk og kontrolltårn for helikoptertrafikk. Der er også tilrettelagt for SAR- helikopter med tilhørende fasiliteter, så som garasje for helikopter og kontorer for piloter og mannskap.



Plattformdekket for boligplattformen består av to moduler: Den nederste inneholder hovedsakelig hjelpesystemene som er beskrevet over, og kontrollrommet med tilhørende kontorfasiliteter. Den øverste er boligmodulen med lugarer og fasiliteter som beskrevet over, og med helikopterdekk og arrangement på toppen.

Plattformens ytre mål er ca. 91x28x47 meter og en total vekt på ca. 18.000 tonn (ekskludert vekt av stålunderstellet). Vekt på stålunderstellet er ca. 8.000 tonn.

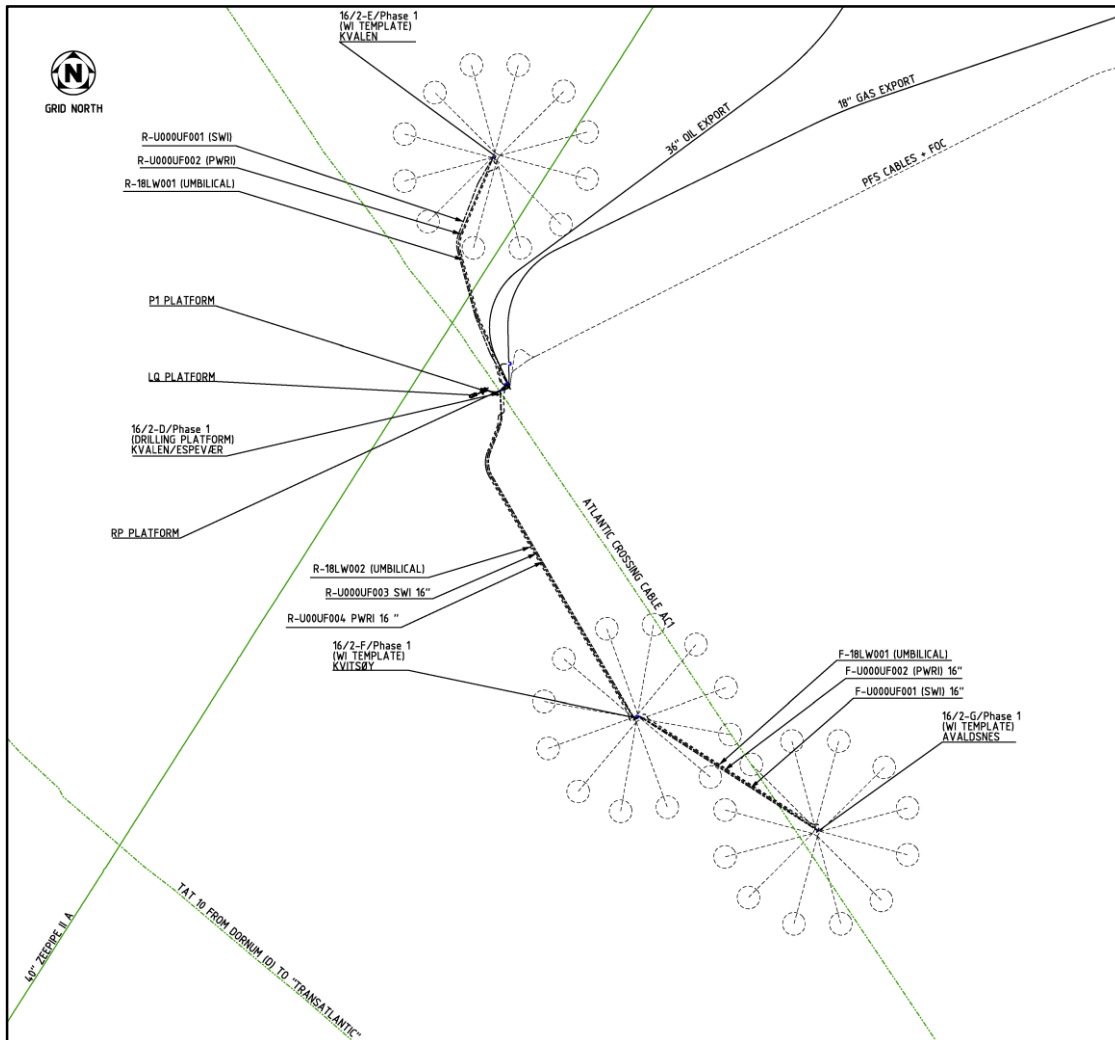
### **3.5.2 Dimensjonering av boligkvarter**

Prosjektet har gjennomført en analyse for å bestemme størrelsen av boligkvarteret, basert på de forventede aktiviteter i feltets levetid. Her framkommer det at sengebehov i forbindelse med vedlikeholdsstanser (revisjonsstanser) er den dimensjonerende aktiviteten. Dette er en aktivitet som historisk skjer typisk hvert 3. år, og med basis i dette behovet har boligkvarteret blitt dimensjonert med 450 lugarer, hvorav 110 lugarer er tilrettelagt med vendbar seng slik at maksimalt 560 personer kan på bo på plattformen under gitte forhold. Statoil planlegger ikke med lugardeling, men det kan bli vurdert, i første rekke i forbindelse med oppkobling og oppstart av feltet.

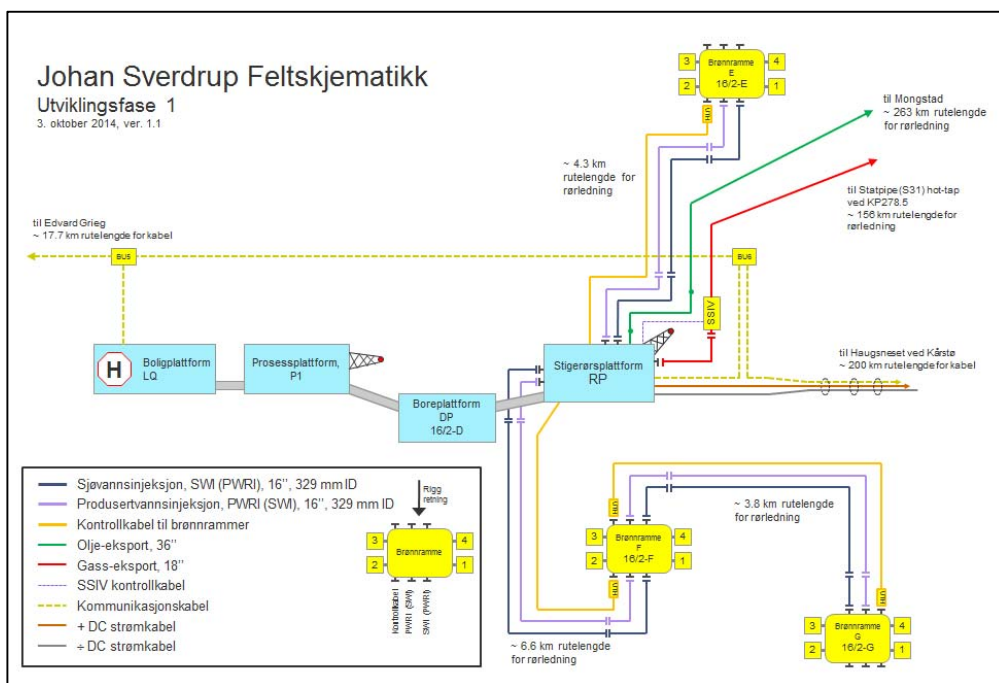
I den foreløpige bemanningsstudien til Sverdrup er det estimert en basis bemanning offshore på ca. 250 personer i utbyggingsfase 1 og ca. 280 personer ved full utbygging av feltet med en eventuell ny prosessplattform på feltsenteret. Denne bemanningen skal dekke ordinær drift av feltet med tilhørende støtte av vedlikeholdsentreprenører samt bore- og brønnarbeid. Det betyr at boligkvarteret har kapasitet til 150 – 180 personer for modifikasjoner og større prosjekter i tillegg til en ordinær driftsfase med pågående bore- og brønnoperasjoner. Dette vurderes som en robust design. I tillegg blir feltsenteret tilrettelagt for tilkobling av flotell både på boligplattform, prosessplattform, boreplattform og stigerørsplattform. Flotell planlegges brukt i forbindelse med installasjonsfasen og vil også være en mulighet i forbindelse med større framtidige prosjekter dersom hensiktsmessig.

### 3.5.3 Feltinterne rørledninger og kabler

Figur 3-15 viser de plattformer og havbunnsrammer, feltinterne rørledninger og kabler, eksportørledninger og kraftkabler som skal installeres i første fase av Johan Sverdrup feltutbyggingen. Dette arrangementet er vist skjematisk i Figur 3-16.



Figur 3-15 Havbunnsinstallasjoner, kabler og rørledninger som knyttes opp til Johan Sverdrup Feltcenter i utbyggingsfase 1



**Figur 3-16 Feltskjematikk for Johan Sverdrup – Utbyggingsfase 1**

Vanninjeksjons-brønnrammene som installeres i første utbyggingsfase vil bli tilført behandlet sjøvann og produsert vann fra stigerørplattformen gjennom rørledninger som installeres på havbunnen. Det planlegges to parallelle rørledninger til hver brønnramme for å forsyne både sjøvann og produsert vann til dedikerte brønner. Alle rørledningene vil bygges for å kunne håndtere både behandlet sjøvann og produsert vann med hensyn til trykk, temperatur og væskesammensetning.

Tilsvarende vil brønnrammene bli styrt fra feltsenteret via kontrollkabler. Disse kontrollkablene har en ytre diameter på ca. 130 mm og inneholder strøm- og kommunikasjonskabler samt hydrauliske linjer, service- og kjemikalieinjeksjonslinjer for kontroll og vedlikehold av brønner og brønnrammemanifold.

For utbyggingsfase 1 av Johan Sverdrup vil det installeres følgende seks feltrørledninger og tre kontrollkabler:

- 2 stk. 16" vanninjeksjonsrørledninger og 1 stk. kontrollkabel fra stigerørplattformen til brønnramme 16/2-E. Rutelengden er 4,3 km
- 2 stk. 16" vanninjeksjonsrørledninger og 1 stk. kontrollkabel fra stigerørplattformen til brønnramme 16/2-F. Rutelengden er 6,6 km
- 2 stk. 16" vanninjeksjonsrørledninger og 1 stk. kontrollkabel fra brønnramme 16/2-F til brønnramme 16/2-G. Rutelengden er 3,8 km

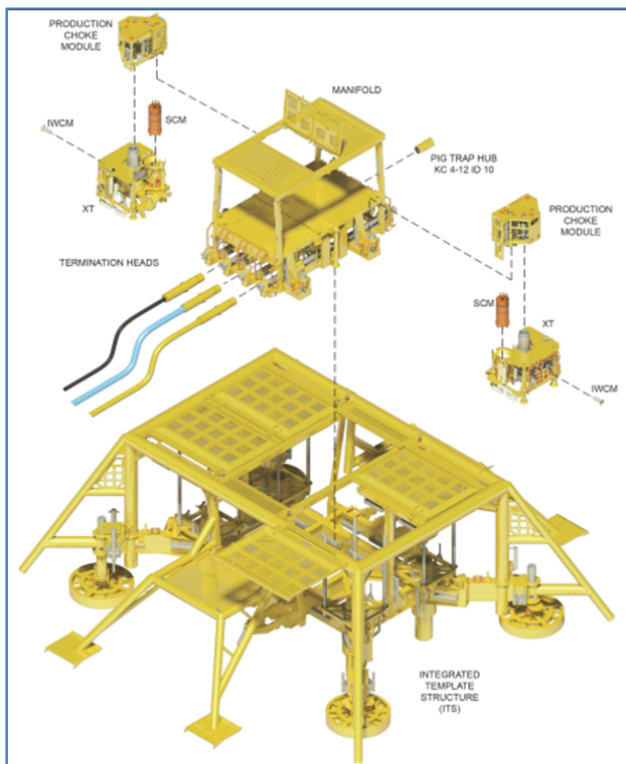
Total lengde for alle feltrørledningene og kontrollkablene er henholdsvis ca. 29,5 km og ca. 15,5 km.

Rørledningene vil designes for overtrålbarhet basert på vurderinger av fiskeriaktiviteter ved Johan Sverdrup feltet (ref. kapittel 10.1). Rørledningene vil ligge eksponert på havbunnen med steindekke over enkelte seksjoner for beskyttelse mot fallende laster og ekspansjonskontroll. Kontrollkablene til brønnrammene vil bli beskyttet mot fallende laster og fiskeriaktiviteter med kontinuerlig steindekker som sikrer overtrålbarhet.

### 3.5.4 Undervannsanlegg

På Johan Sverdrup-feltet vil det bli installert tre standard bunnrammer; E, F & G, med fire brønnsliiser på hver, ref. kart i kapittel 3. E-installasjonen vil bli liggende nord for feltcenteret mens F & G blir liggende i sør. Alle blir liggende på ca. 110 - 120 meters dyp, og vil bli designet for overtrålbarhet. Det er planlagt å bruke alle tolv brønnsliisene til injeksjon av både behandlet sjøvann og produsertvann. Bunnrammene forsynes med to parallelle rør, ett for hver vanntype. Det kan velges hvilken vanntype som går til hvilken brønn.

Bunnrammene styres ved hjelp av et åpent hydraulikksystem fra feltcenteret. Det vil bli lagt kontrollkabler mellom feltcenteret og bunnrammene, ref. kapittel 0. Disse benyttes for overføring av kontrollsignaler og vannbasert hydraulikkvæske. Det blir tilrettelagt for kjemikalieinjeksjon.



Figur 3-17 Standard bunnramme med fire brønnsliiser, manifold og beskyttelsesstruktur

### 3.5.5 Materialvalg

Siden det er forventet relativt høye H<sub>2</sub>S-verdier og siden feltet designes for en lang levetid, vil det i både prosessanlegg, produksjonsrørledninger og brønner bli benyttet materialer som er korrosjonsbestandige. Dette vil redusere behovet for å tilsette korrosjonshemmende kjemikalier.



### 3.5.6 BAT-vurderinger

I henhold til Industriutslippsdirektivet (tidligere IPPC-direktivet) 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.

De viktigste BAT-vurderingene som er gjennomført for Johan Sverdrup er kort listet som følger:

- Kraftgenerering og kraftforsyning
- Energistyring og prosessering
- Fakling og kaldventilering
- Behandling av produsert vann
- Materialvalg
- Behandling av borekaks

En nærmere beskrivelse av disse BAT-vurderingene er gitt under.

#### Kraftgenerering og kraftforsyning

Det er besluttet at all elektrisk kraft for normal drift til utbyggingsfase 1 hentes fra landbasert nett (ref. kapittel 1.4.1).

Nødkraft og essensiell kraft (se kapittel 3.8.6) til bruk ved eventuelt bortfall av elektrisitetsforsyningen er planlagt dekket av 3-4 dieseldrevne aggregat (nødkraft) og en gass/diesel-drevet turbin (essensiellkraft). Det vil også bli installert dieselmotorer for drift av brannvannspumpene (se også kapittel 3.8.6). Turbinen for essensiellkraft vil være utstyrt med lav-NO<sub>x</sub>-teknologi.

#### Energistyring og prosessering

Prosjektet legger vekt på å ha god energistyring, med tekniske løsninger som minimerer energibruk og maksimerer energieffektivitet. Energireducerende og utslippsreducerende tiltak er en integrert del av konseptvalg og design:

- Energianalyser for å øke energieffektiviteten til prosessanlegget
- Variabel hastighetsstyring på større elektriske motorer, tilsvarende 85 % av total motorlast
- Gjenvinning av overskuddsvarme
- Ekstra varmebehov til prosess dekkes av energieffektive gasskjeler med lav-NO<sub>x</sub>-brennere

Det er lagt vekt på å redusere varmebehovet i prosessen. Kjølesystemet er en kilde til varme, og det er antatt at rundt 50 MW varme hentes ut fra kjølemediet. Mesteparten av denne varmen går til oppvarming av sjøvann som delvis injiseres i reservoaret som trykkstøtte og delvis slippes stil sjø. Det vil bli overført overskuddsvarme til boligkvarteret, og det er her antatt en besparelse av oppvarmingsbehovet tilsvarende 16-20 GWh/år.

Varmebehov i prosessen som ikke kan dekkes gjennom varmegjenvinning vil bli dekket gjennom bruk av gassfyrte kjeler med en total installert kapasitet på ca. 31,5 MW (3x50 %).

### Gassfyrte kjeler kontra elektrisk oppvarming

Gassfyrte kjeler er valgt for første utbyggingsfase, og det er vurdert at disse oppfyller kravene til BAT. Kapittel 3.8.5 gir en nærmere vurdering av fordeler og ulemper for hhv. gassfyrte og elektriske kjeler. En beslutning om hvilken teknologi som skal benyttes for å dekke evt. ekstra varmebehov i neste utbyggingsfase vil bli fattet i forbindelse med DG2 for neste fase, planlagt i 2016.

### Fakkell

Fakling av gass er iht. gjeldende regelverk ikke tillatt, med mindre det er nødvendig for å unngå kritiske situasjoner. Unødvendig fakling representerer dessuten både et miljøproblem og tapte inntekter. Det er derfor lagt vekt på å implementere en prosessdesign som i størst mulig grad unngår at slik brenning av gass må skje.

De viktigste tiltakene er:

- Lukket høytrykksfakkell med gjenvinning.
- Renseanlegg for produsert vann designet for høyt trykk, slik at gass føres til høytrykksfakkell og gjenvinnes der.
- 2x100 % konfigurasjon av rekompresor for å unngå ekstra fakling når re-kompressoren faller ut.
- Det er etablert muligheter for å benytte gass fra gasseksportørledningen for bruk til opptrykking av anlegget og igangkjøring av kompressorene. Dette vil muliggjøre oppstart etter produksjonsstart med minimalt behov for fakling.

Utslipp av gass gjennom fakkell vil skje ved oppstart, driftsavbrudd, vedlikehold og nedstengning. Fakkellgassen antennes da automatisk ved hjelp av et ballistisk tennsystem. Ved valg av fakkellspiss skal det legges vekt på ren brenning av gassen. En oversikt over fakkellsystemene på feltet er gitt i Tabell 3-2.

**Tabell 3-2 Oversikt over fakkellsystemer**

Nr	Plattform	Åpen/lukket	Beskrivelse
1	Produksjonsplattform (P1)	Lukket	Fakkell med kontinuerlige kilder. Lukket med gjenvinning.
2	Produksjonsplattform (P1)	Åpen	Lavt trykk uten kontinuerlige kilder.
3	Boreplattform (DP)	Åpen	Lavt trykk uten kontinuerlige kilder. Boreplattformen har ingen fakkell, fakkellgass rutes til RP.
4	Stigerørplattform (RP)	Åpen	Lavt trykk uten kontinuerlige kilder.

Høytrykksfakkellen på produksjonsplattformen er lukket med gjenvinning til førstetrinns-separator. Det vil derfor ikke være utslipp fra denne under normal drift. Lavtrykksfakkellen på P1 har ingen kontinuerlige kilder, siden disse føres over til høytrykksfakkellen. Lukking av denne lavtrykksfakkellen har derfor ikke blitt vurdert.

På boreplattformen og på stigerørplattformen er det valgt et åpent fakkellsystem siden det her ikke er kontinuerlige kilder. Ventilene i systemet skal i utgangspunktet være tette, men noe lekkasje kan likevel forventes. Under modning av designet har det blitt identifisert et høyt antall ventiler, noe som igjen kan føre til at lekkasjeratene ut av fakkellen på stigerørplattformen blir høyere enn tidligere vurdert. Selskapet har derfor startet en studie for å se på muligheter for å begrense disse lekkasjene, og eventuelt om fakkellen bør lukkes med tilbakeføring av lekkasjegass til prosessplattformen.

På produksjonsplattformen er det investert i en ekstra rekompresor for å unngå fakling ved utfall av rekompresortoget. Det er beregnet at utfall av rekompresoren ville kunne medføre fakling tilsvarende 36.000 t CO<sub>2</sub>-ekvivalenter når oljeproduksjonen er på platå. Alternativet ville være å stenge ned produksjonen dersom en slik situasjon skulle oppstå. Tiltaket har en investeringskost på ca. 450 millioner NOK.

For å minimere lekkasjepunkter vil det bli valgt mest mulig tette ventiler der dette er praktisk mulig.

Før oppstart skal det utarbeides en egen faklingsstrategi for å minimere fakling under produksjon.

### **Behandling av produsert vann**

Produsert vann består av formasjonsvann (vann fra reservoaret) og rester av produksjonskjemikalier.

I henhold til Statoils interne krav skal produsert vann håndteres i følgende prioriterte rekkefølge:

1. Minimering av vannproduksjonen
2. Reinjeksjon til reservoaret for å opprettholde trykket.
3. Injeksjon til en annen geologisk formasjon.
4. Behandling med rensing og utslipp til sjø. Miljørisikoanalyse skal gjennomføres for å oppnå målet om null skadelige utslipp.

### Minimering av vannproduksjonen

Brønnene på Johan Sverdrup er designet for å maksimere produksjon av olje og minimere produksjon av vann. Det er planlagt å styre dreneringen av reservoaret slik at vannproduksjonen utsettes så lenge som mulig.

### Reinjeksjon for å opprettholde trykket

Dreneringsstrategien innebærer injeksjon av vann til trykkstøtte. For å minimere utslipp til sjø har prosjektet valgt å reinjisere produsert vann til reservoaret. For å redusere mulige negative effekter på reservoaret skal produsert vann renses før reinjeksjon.

### Injeksjon til annen geologisk formasjon

Injeksjon til andre formasjoner har blitt vurdert, se kapittel 2.5.

### Rensing og utslipp til sjø

Utslipp til sjø vil kun forekomme ved driftsforstyrrelser på injeksjonsanlegget. Anlegget er designet for høy driftssikkerhet, og det er satt som mål at regulariteten skal være 98 % eller mer. Produsert vann går gjennom en tretrinns renseprosess før injeksjon/utslipp til sjø.

Det er selskapets oppfatning at de valgte tiltakene for å minimere utslipp av oljeholdig vann er i henhold til beste praksis og BAT.

### **Materialvalg**

For å hindre korrosjon og begrense bruken av korrosjonshindrende kjemikalier vil det bli brukt korrosjonsbestandige materialer i prosessanlegg, produksjonsrørledninger og brønner. (ref. kapittel 3.5.5)

### Behandling av borekaks

Borekaks fra boring med vannbasert borevæske skal slippes ut til sjø. Dette er standard prosedyre på norsk sokkel. Når det gjelder håndtering av oljeholdig borekaks finnes følgende tre alternativer for behandling:

1. Injeksjon til reservoar
2. Transport til land for videre rensing og avfalls-håndtering
3. Lokal rensing og utslipp til sjø

Injeksjon krever boring av to dedikerte injeksjonsbrønner for å kunne håndtere det store volumet av borekaks. Brønnene ville måtte bores tidlig for å kunne bli tatt i bruk under borekampanjen. Injeksjon av borekaks innebærer risiko for oppsprekking og lekkasje. Kost / nytte- evalueringer favoriserer derfor andre alternativ. Offshore rensing og utslipp til sjø er foretrukket alternativ på feltcenteret for håndtering av store volumer av oljeholdig borekaks. Transport til land for videre behandling og deponering er også et aktuelt alternativ.

Fra et miljøsynspunkt er ulike fordeler og ulemper ved de to aktuelle alternativene for håndtering av oljeforurenset borekaks. Ved lokal rensing og utslipp til sjø (TCC), minimeres transport og utslipp til luft i forbindelse med dette. Imidlertid medfører TCC utslipp av finmalt kaks til sjø. En nærmere beskrivelse av forventede miljøkonsekvenser ved bruk av TCC vil bli presentert i utslippssøknad for boreoperasjonene.

### 3.5.7 Permanent reservoarovervåking

Det vil bli vurdert å installere seismiske lyttekabler på havbunnen over reservoaret (Permanent reservoir monitoring, PRM). Formålet med disse kablene er å overvåke endringer i reservoaret gjennom å samle inn seismiske data gjentatte ganger i produksjonsfasen. I første omgang kan det bli aktuelt å installere slike kabler i et område på ca. 80 kvadratkilometer, over den sentrale delen av feltet. Selve lyttekablene vil bli installert med 300 – 400 meters avstand. Dette er illustrert i kart i Figur 4-1.

Kablene vil bli grøftet ned i havbunnen for beskyttelse mot fiskeaktiviteter. Der kablene krysser annen infrastruktur vil kablene bli overdekket med stein for beskyttelse. Kablene vil bli knyttet inn mot en av plattformene på Johan Sverdrup feltcenter. Tidspunkt for installering av PMR-kabler vil bli besluttet senere.

Under innsamling av seismikkdata vil det være behov for et fartøy med seismisk kildeutstyr (luftkanoner) som skyter kilde-signal. Innsamling av data forventes å foregå årlig i store deler av feltets levetid. En senere utvidelse av systemet kan også være aktuelt. Seismikk-kabler for permanent overvåking av reservoaret vil da bli installert på havbunnen også på andre områder av feltet. Dette må tas hensyn til ved installasjon av rørledninger. Enten vil rørledningene bli lagt oppå sjøbunnen og beskyttet med steindumping, eller så vil de bli grøftet og dekket til etter behov for beskyttelse, og for å tilfredsstille tekniske krav.

## 3.6 Regularitet

### 3.6.1 Produksjonsregularitet

Produksjonsregularitet er estimert for hele produksjonskjeden for Johan Sverdrup fase 1. Tabellen under gir en oversikt over estimert produksjonsregularitet.

Estimater for 2028 gjelder for alle påfølgende år med revisjonsstans. Estimater for 2029 gjelder for alle påfølgende år uten revisjonsstans. Produksjonstap som følge av brønntilgjengelighet er ikke med i estimatene.

**Tabell 3-3 Produksjonsregularitet**

2019	2020	2021	2022	2023 – 2027	2028	2029
83.1 %	86.6 %	91.1 %	84.4 %	92.3 %	85.5 %	92.3 %

I 2019 og 2020 er det oppstart av nytt anlegg og eventuelle innkjøringsproblemer som forventes å ha størst påvirkning på regulariteten. I år med revisjonsstans så vil revisjonsstansen ha størst påvirkning. I år uten revisjonsstans og innkjøringsproblem forventes det at feil på produksjonskritisk utstyr på feltet vil ha størst påvirkning på regulariteten.

### 3.6.2 Vanninjeksjonsregularitet

Det er satt et mål om 98 % vanninjeksjonsregularitet. For å oppnå dette er det i første utbyggingsfase inkludert fire injeksjonspumper. Disse pumpene vil injisere produsertvann, og i tillegg sjøvann så langt det er behov for det. Dette gir en meget god regularitet på injeksjonssystemet. I tillegg vil det også være relativt mange vanninjeksjonsbrønner tilgjengelig, slik at brønntilgjengelighet ikke forventes å påvirke injeksjonsregulariteten.

I fase 2 av Johan Sverdrup vil det bli etablert en ekstra strømtilførsel fra land, og en vil da ha to uavhengige strømtilførsler. Skulle en av disse falle ut, vil det måtte foretas en last-avkastning. Injeksjon av vann for trykkstøtte kan utsettes en tid uten at det går ut over produksjonen på lengre sikt. I en slik situasjon vil det derfor være naturlig å benytte tilgjengelig kraft til å opprettholde produksjonen av olje og gass. Dette må imidlertid avveies i forhold til behovet for å unngå utslipp av produsert vann, som forutsetter at en eller flere injeksjonspumper holdes i drift slik at produsertvann fortsatt kan injiseres.

For fase 1 er ikke dette en aktuell problemstilling i og med at tap av strøm fra land vil føre til nedstengning av all produksjon, og dermed av all injeksjon.

### 3.7 Integrerte operasjoner

Integrerte Operasjoner (IO) er en sentral og grunnleggende arbeidsform i Statoils driftsmodell, og skal implementeres i alle disipliner. IO skal sikre samarbeid og enkel tilgang til intern og ekstern informasjon og ekspertise på tvers av lokasjon, fag, disiplin, funksjon og organisasjon. IO skal bidra til å utvikle løsninger som gir en optimal integrering av teknologi, organisasjon, arbeidsprosesser og den menneskelige faktor.

Sentrale virkemidler er Informasjons- og kommunikasjons-teknologi (IKT). Det planlegges for en rekke systemer for overvåking og kontroll av anleggets tilstand og ytelse, overføring av sanntidsdata fra anlegget, tilrettelegging av informasjon for selskapets arbeidsprosesser, fjerntilgang og fjernstyring, høy grad av automatisering, intra- og inter-organisatorisk samarbeid, samt en effektiv utvikling og bruk av menneskelige ressurser.

IO skal bidra til:

- Å legge grunnlag for høy kvalitet i samhandling hav – land, samt å skape felles situasjonsforståelse mellom operatør, leverandører, kompetansesentre og andre involverte aktører
- Risikobevissthet og proaktivitet gjennom å formidle sanntidsdata og historiske data
- Robustgjøring av det operative ledd gjennom informasjon, kunnskap og sentral ekspertstøtte etter behov.
- Tilrettelegge for at arbeidsoppgaver kan utføres hvor det er mest effektivt, og at flere oppgaver kan utføres på land

Disse faktorene skal bidra til bedre sikkerhet og reservoarutnyttelse, høyere gjennomføringsevne samt reduserte investerings- og driftskostnader.

### 3.8 Kraftbehov og kraftløsninger

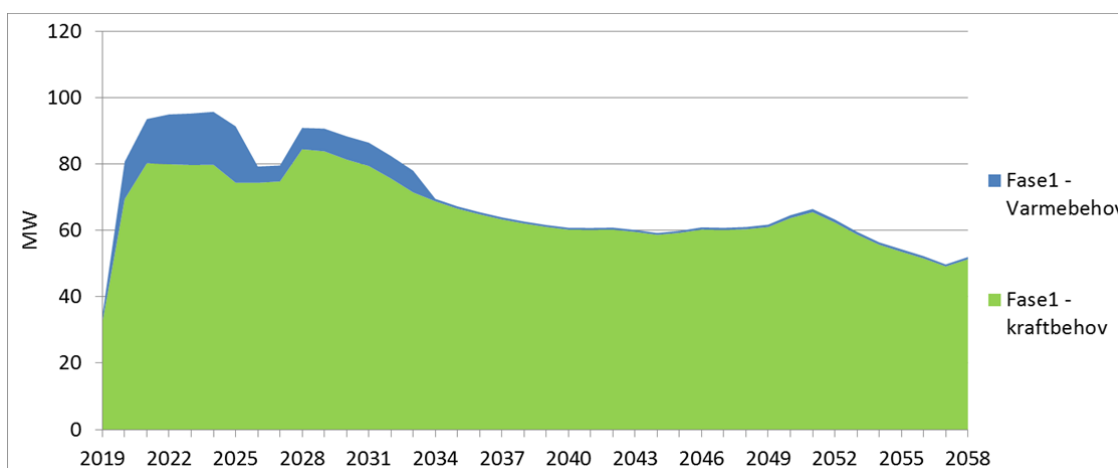
Det ble tidlig besluttet å forsyne Johan Sverdrup med kraft fra land. Hvordan dette skulle gjøres har vært et sentralt spørsmål gjennom planleggingen av første fase av feltutbyggingen. Dette kapitlet gir en kortfattet oversikt over alternative løsninger som har vært vurdert og de valg som er tatt. En oversikt over mulige kraftløsninger for framtidige faser, med tilhørende grove anslag av kostnader, er gitt i kapittel 4.

Det vises for øvrig til underlagsrapporten «Power solutions for Johan Sverdrup field in phase 1 and for full field» (Statoil 2014) for ytterligere detaljer.

#### 3.8.1 Energibehov

Drift av installasjonene på Johan Sverdrup vil kreve betydelige mengder energi til drift av roterende utstyr (inkl. boring), til prosessformål, og til lys og oppvarming av boligkvarter mm. I tillegg kommer energi til transportformål (forsyningskip, helikopter etc.).

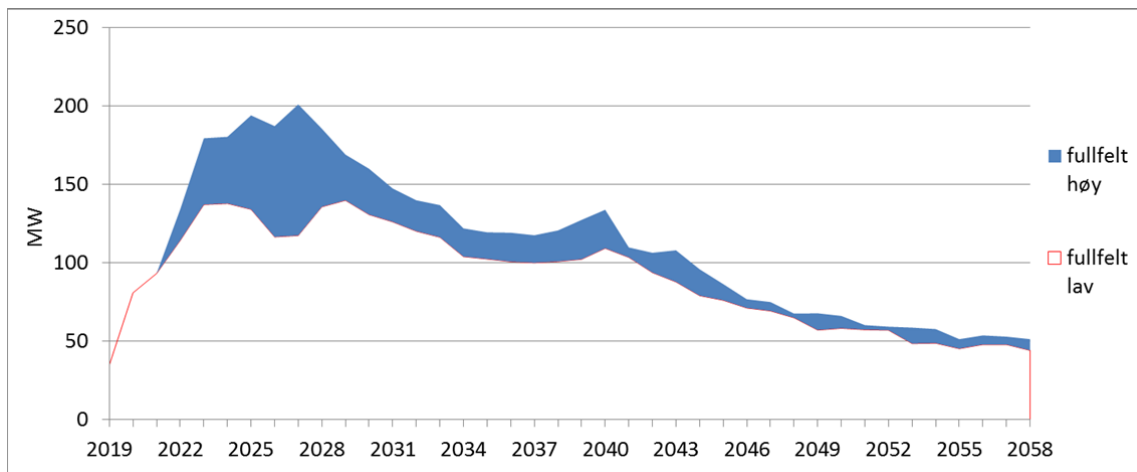
Nødvendig tilgjengelig effekt for å dekke behovet for hhv. elektrisitet og varme på Johan Sverdrup-installasjonene er estimert for hele feltets levetid. Behov knyttet til fase 1-utbyggingen er beregnet på grunnlag av gjennomførte FEED-studier. (Figur 3-18).



**Figur 3-18 Beregnet årlig maksimalt energibehov for Johan Sverdrup knyttet til utbyggingsfase 1. Boring er inkludert.**

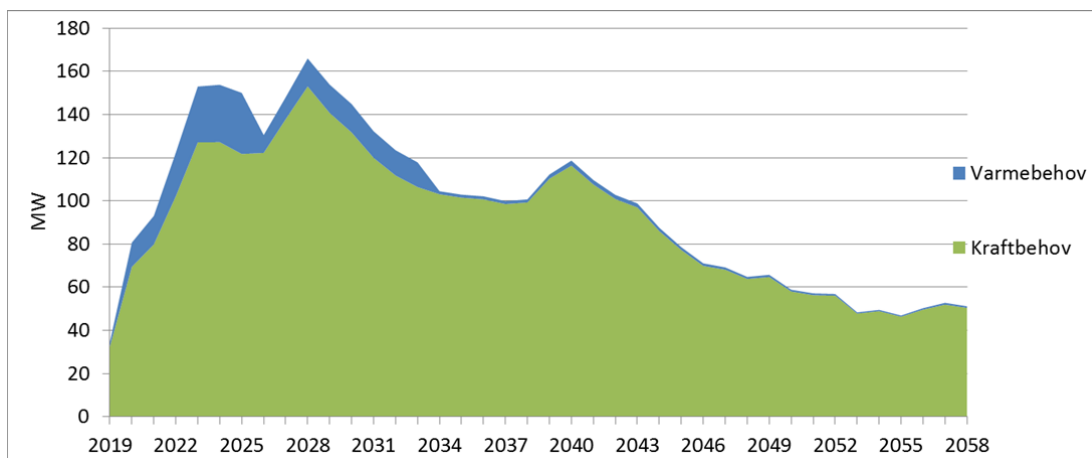
Energibehovet knyttet til framtidige utbygginger vil være svært avhengig av hvilke utbyggingsløsninger som velges. I Figur 3-19 er dette illustrert med et øvre og nedre estimat. Alle de scenariene som er beskrevet i kapittel 4 ventes å ha et energibehov innenfor denne variasjonsbredden.





**Figur 3-19 Beregnet årlig maksimalt energibehov for Johan Sverdrup for full feltutbygging. Boring er inkludert. Avhengig av hvilket utbyggingsscenario som besluttes, forventes samlet energibehov å ligge innen det fargede området.**

Figur 3-20 viser hvordan energibehovet fordeler seg på kraft og varme for ett av de mulige utbyggingsscenariene nevnt i kapittel 4; scenario 1.



**Figur 3-20 Beregnet årlig maksimalt energibehov for full feltutbygging, scenario 1, fordelt på kraft og varme**

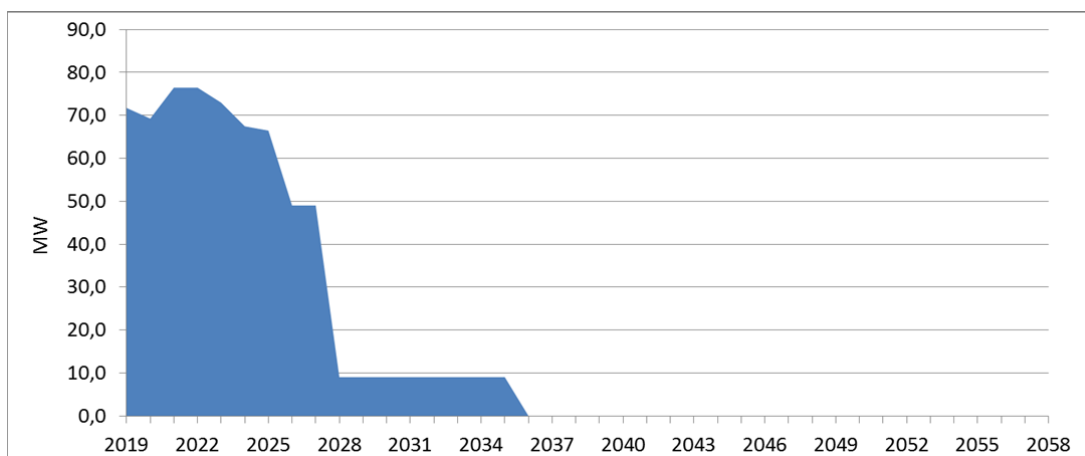
De store forbrukerne av elektrisitet vil være pumper for løfting av sjøvann, pumper for injeksjon av sjøvann og produsert vann, diverse trykkøkningspumper, oljeeksportpumper, kompressorer for gassløft, gassinjeksjon og eksport av gass, samt boreanlegget på boreplattformen.

På de fleste eksisterende offshore-installasjoner produseres energi ved hjelp av gassturbiner. Disse driver generatorer som produserer strøm, og mesteparten av varmebehovet til prosessen skaffes gjennom utnyttning av overskuddsvarmen fra turbinene. For Johan Sverdrup er det besluttet at elektrisitet skal skaffes gjennom kabler knyttet til nettet på land, mens prosessvarme for fase 1-utbyggingen skal skaffes gjennom varmeintegrering og fra gassfyrte kjeler på prosessplattformen.

For utbyggingsfase 1 vil det bli etablert infrastruktur for å overføre inntil 100 MW elektrisitet fra land til stigerørsplattformen på feltenteret. Tatt hensyn til tap i omformere, kabler mm innebærer det at uttaket av kraft fra nettet ved Kårstø for fase 1 vil være i underkant av 115 MW. For neste utbyggingsfase vil denne kapasiteten bli utvidet.

Det er av Stortinget besluttet at de andre feltene på Utsirahøyden (Gina Krog, Edvard Grieg og Ivar Aasen) så raskt som mulig og senest i år 2022 skal kunne koble seg opp til Johan Sverdrup og motta kraft fra land. Kraftbehovet for disse feltene er ikke inkludert i tallene som ligger til grunn for Figur 3-19.

Det foreligger foreløpige anslag av kraftbehovet for de andre feltene, slik som vist i Figur 3-21



**Figur 3-21 Foreløpig anslått kraftbehov for Gina Krog, Edvard Grieg og Ivar Aasen,**

Mens det for fase 1-utbyggingen er valgt å generere varme ved hjelp av gassfyrte kjeler, er det enda ikke besluttet hvordan en eventuell økning i varmebehovet i neste utbyggingsfase skal dekkes. Statoil er av myndighetene bedt om å vurdere elektriske kjeler som et alternativ. Se nærmere om dette i kapittel 3.8.5. Videre er det foreløpig ikke avklart hvor mange brønner som vil bli boret med hhv mobile borerigger og med integrerte boreanlegg på fast plattform, noe som vil ha betydning for muligheten for å drive boreanlegg med kraft fra land. Også andre valg vil i vesentlig grad påvirke framtidig energibehov. Ett eksempel er avsalting av sjøvann, som alene vil kunne kreve i størrelsesorden 15 MW.

### 3.8.2 Løsninger for dekning av energibehov

I en tidlig fase av planleggingen ble følgende alternativer vurdert:

1. Elektrisitets- og varmebehov fullt ut dekket med kraft fra land
2. All elektrisitet og varme generert offshore med gassturbiner (standard utbygging)
3. Elektrisitetsbehov dekket med kraft fra land, varmebehov dekket med gassfyrte kjeler

Det ble konkludert med at en kombinert løsning (3) var den foretrukne. Det ble lagt vekt på at en slik løsning er i samsvar med Stortingets målsetting om å erstatte offshore gassturbiner med kraft fra land. Videre ble det lagt vekt på at denne løsningen også innebærer høy energieffektivitet, og gir de laveste globale CO<sub>2</sub>-utslippene, når en tar hensyn til at redusert norsk eksport av fornybar kraft medfører økning av fossil kraftproduksjon på kontinentet. Det ble vurdert at oppvarming med strøm fra land ville gi lavere utslipp fra feltet, men høyere globale utslipp, og at en slik løsning ville vært vesentlig dyrere.

I utgangspunktet var planen at Johan Sverdrup skulle knytte seg opp til og motta kraft fra land fra en separat distribusjonsplattform, som også skulle levere kraft til de tre andre feltene på Utsirahøyden. En slik løsning ble utredet av Statoil på vegne av eierne av de fire feltene under navnet «Utsira High Power Hub – Utsirahøyden elektrifiseringsprosjekt». Det viste seg at en slik løsning ville bli svært kostbar, og det var dessuten betydelig usikkerhet knyttet til om en slik løsning ville kunne være på plass tidnok til å sikre oppstart av produksjonen på Johan Sverdrup i 2019. Som en følge av dette ble det besluttet å gå videre med å utrede en separat løsning for Johan Sverdrups fase 1-utbygging, der kraft fra land overføres direkte til feltsenteret. Se nærmere om dette i neste kapittel.

### 3.8.3 Løsninger utredet av Utsira High Power Hub – prosjektet (UHPH)

Arbeidet med dette prosjektet startet med utgangspunkt i feltene Gina Krog (den gang Dagny), Edvard Grieg (den gang Luno) og Ivar Aasen (den gang Draupne). Mandatet for prosjektet var å framskaffe et beslutningsunderlag for et eventuelt vedtak om en felles kraft-fra-land-løsning for de tre feltene. Dette var før Johan Sverdrup-ressursene var påvist, og det samlede kraftbehovet for de tre feltene var estimert til maks 150 MW.

Etter at Johan Sverdrup var kommet til ble det, etter avtale med Olje- og energidepartementet, besluttet å gå videre med utredning av en felles kraftløsning. Tidlig i 2012 var forventet maksimalt kraftbehov for de 4 feltene anslått til 250-300 MW. Målsettingen var å kunne levere kraft fra land innen oppstart av Edvard Grieg, Ivar Aasen og Gina Krog. Flere konsepter ble vurdert, og etter de innledende rundene stod en igjen med følgende hovedkonsepter:

1. En uavhengig og frittstående, ubemannet distribusjonsplattform med kapasitet inntil 300 MW
2. Faset utbygging
  - a) Som 1, men med ca. 50 % kapasitet fra oppstart, utvidelse til full kapasitet før oppstart av Johan Sverdrup
  - b) Som 2a, bortsett fra at utvidelsen til full kapasitet skjer ved at det installeres en egen modul på Johan Sverdrup-plattformen, med forbindelse til distribusjonsplattformen
3. En ubemannet distribusjonsplattform med broforbindelse til Johan Sverdrup med kapasitet inntil 300 MW
  - a) Med plattformdekk som for en ubemannet plattform (boligkvarter, helikopterdekk, livbåter)
  - b) Med plattformdekk optimalisert med tanke på felles bruk av fasiliteter med Johan Sverdrup
4. En minimumsløsning med maksimum kapasitet 150 MW og bruk av offshore gassturbiner for å dekke overskytende behov

Det ble tidlig besluttet å stanse utredningen av alternativ 2 (faset utbygging), da dette klart var mindre optimalt enn de andre alternativene. Etter avklaring med myndighetene ble det besluttet å legge bort alternativ 4, da dette ble ansett å være en løsning som ikke oppfylte det opprinnelige mandatet med å framskaffe et beslutningsunderlag for en fullelektrisering av hele Utsiraområdet.

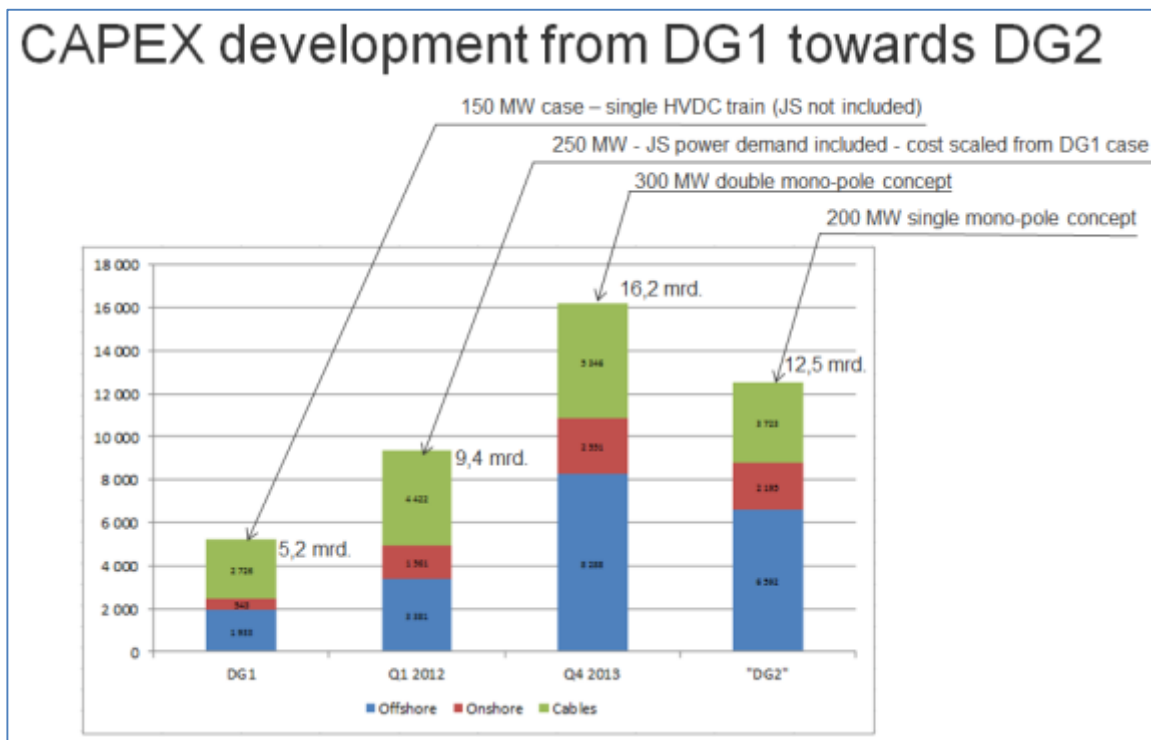
Dermed var det alternativene 1, 3a og 3b som ble videre utredet. Av disse ble alternativ 3b valgt som basisalternativ, da dette ga de laveste investerings- og driftskostnadene.

Det ble tidlig klart at kostnadene for en kraft fra land løsning ville bli betydelige. Med utgangspunkt i basisalternativet ble ulike tekniske løsninger utredet. Det ble lagt vekt på løsninger som sikret regulariteten på feltet, og med sikte på kostnadsbesparelser ble det utredet et konsept der det ene kabelsettet ble erstattet med sjøelektroder for bruk i kortvarige avbruddssituasjoner (såkalt bipolar løsning). Samtidig ble det lagt til grunn å utnytte tilgjengelig kapasitet i nettet maksimalt ved å dimensjonere anlegget for opp til 300 MW.

Oppdaterte kostnadstall fra leverandørene viste at en løsning med plattform tilknyttet Johan Sverdrup, optimalisert med hensyn på utnyttelse av fellessystemer, og kapasitet 300 MW, ble kalkulert til en investeringskostnad på 16,2 mrd. NOK 2013. (+/- 30 %). Det var liten forskjell på kostnadene enten en valgte en bi-polar løsning (med ett kabelsett og sjøelektroder) eller en dobbel monopolar løsning (med to kabelsett). Løsningene ville gi en beregnet tiltakskost på ca. NOK 2.200 / 3.000 pr. tonn CO<sub>2</sub>. (ved hhv. 5 % og 8 % diskonteringsrente, 2014-kroner).

Oppdatering av utbyggingsplanene indikerte at kraftbehovet var lavere enn tidligere antatt, og at en kapasitet på 200 MW fra land kunne være tilstrekkelig, kombinert med offshore kraft-generering som backup. En ny kalkulasjon med dette som utgangspunkt viste at investeringskostnadene for en slik løsning kunne reduseres til 12,5 NOK 2013. (+/- 30 %). Beregnet tiltakskost ble redusert til ca NOK 1.700 / 2.300 pr. tonn CO<sub>2</sub>. (ved hhv. 5 % og 8 % diskonteringsrente, 2014-kroner).

Alle beregninger er gjort med grunnlag i standard prisforutsetninger som benyttes for utbyggingsprosjekter. Tiltakskostnaden er sensitiv for produktpriser, det vil si forskjellen mellom strømpris og gasspris. Lavere strømpris sammen med høyere gasspris gir lavere tiltakskostnad. Tiltakskostnaden er også sensitiv for endringer i investeringskostnader, både i form av økte kostnader knyttet til kraft fra land, og i form av reduserte kostnader som følge av at en slipper å installere turbiner.



**Figur 3-22 Utvikling i kostnadsbildet for en felles distribusjonsplattform for Utsirahøyden**

Figuren ovenfor viser utviklingen i kostnadsbildet fram til 2014. Også kostnadene for det siste 200 MW-alternativet ble vurdert som svært høye. Dette, sammen med betydelig usikkerhet knyttet til kraftprofiler og når en slik løsning kunne stå klar, gjorde at det i Johan Sverdrup-lisensen ble tatt en beslutning om å gå bort fra løsningen med å knytte seg opp til en felles distribusjonsplattform for Utsirahøyden. I stedet valgte en å gå for en separat løsning med kraft fra land direkte til feltsenteret på Johan Sverdrup i første utbyggingsfase, og med mulighet for tilkobling av de andre feltene i neste utbyggingsfase.

Alle alternativene ovenfor forutsatte tilknytning til nettet på Kårstø. I en tidlig fase ble det vurdert alternative tilknytningspunkter til strømmettet på land. Dette er nærmere beskrevet i en egen konsekvensutredning for kraft-fra-land-løsningen.

### 3.8.4 Beskrivelse av valgt løsning for utbyggingsfase 1

Det er utarbeidet en egen konsekvensutredning for kraft fra land. Her inkluderes bare noen hovedpunkter.

Kraftløsningen for fase 1-utbyggingen omfatter utvidelse av eksisterende 300 kV bryterstasjon på Kårstø, vekselstrøms-kabler fra Kårstø til Haugsneset, omformerstasjon på Haugsneset, sjøkabler mellom Haugsneset og feltsenteret, og en kraftmodul plassert på stigerørplattformen. Kraftmodulen på stigerør-plattformen omformer og transformerer strømmen fra 80 kV likestrøm til 33 kV, 60 Hz vekselstrøm. Fra stigerørplattformen blir strømmen distribuert til de ulike forbrukerne på feltsenteret.

Kapasiteten i dette systemet (omformerstasjon på land, likestrøms-kabler og kraftmodul på stigerørplattformen) vil i fase 1 dekke behovet for kraft til plattformene på Johan Sverdrup feltsenter (100 MW). Den vil ikke ha ledig

kapasitet utover dette, og vil heller ikke ha utstyr nødvendig for overføring av kraft til andre felt. Utvidelsen av bryterstasjonen, vekselstrøms-kablene ut til Haugsneset, anlegg for inntrekning av sjøkabler, anlegg for inntak og utslipp av sjøvann for kjøling samt veier og tomteopparbeidelse på Haugsneset vil imidlertid være dimensjonert for den utvidelsen av kapasiteten som følger av neste utbyggingsfase for Johan Sverdrup, samt behovet for de andre feltene som skal kobles til.

Basert på tall ved DG2-tidspunktet, er det anslått at Investeringene knyttet til utbyggingsfase 1 for en overføringskapasitet på ca. 100 MW, vil være ca. 6 mrd. NOK. Dette inkluderer da anlegg på land, kabler og mottaks-fasiliteter på stigerørplattformen. Basert på forutsetningene ved DG2 ble det beregnet at denne løsningen ga en reduksjon i feltets utslipp av CO<sub>2</sub>, sammenlignet med en «standard» kraftløsning, på totalt 11,6 mill. tonn CO<sub>2</sub> over feltets levetid. Dette ga en tiltakskost på NOK 1.100 / 1700 pr. tonn CO<sub>2</sub>. (ved hhv. 5 % og 8 % diskonteringsrente, 2014-kroner).

### **3.8.5 Alternative løsninger for oppvarming**

Varmebehovet for første utbyggingsfase vil bli dekket ved hjelp av varmegjenvinning fra prosessen og bruk av gassfyrte kjeler, slik som omtalt ovenfor.

Avhengig av hvilket utbyggingsscenario som realiseres for full feltutbygging, vil det kunne bli behov for ekstra kapasitet for varmegenerering. Det er gjort en vurdering av elektrisk oppvarming som alternativ til eventuelt å installere en ekstra gassfyrte kjel. Vurderingen viser at gassfyrte kjeler har lavere investerings- og driftskostnader enn elektriske kjeler. De gir dessuten en bedre energiutnyttelse enn elektriske kjeler. Gassfyrte kjeler representerer utprøvd teknologi. Elektriske kjeler benyttes typisk for å generere prosessvarme i området opp til 2-3 MW, men har så langt ikke blitt benyttet som hovedvarmekilde for en installasjon.

Fordelen med elektriske kjeler er at de veier mindre og tar noe mindre plass. Dessuten vil en ved bruk av elektriske kjeler unngå utslipp av CO<sub>2</sub> og NO<sub>x</sub> offshore. Størrelsen på utslippsbesparelsene vil være avhengig av hvor stort det ekstra varmebehovet blir. Eksempelvis vil en ved et ekstra varmebehov på 5 MW kunne oppnå en besparelse i offshore utslipp på ca. 10.000 tonn CO<sub>2</sub>/år og 6 tonn NO<sub>x</sub>/år.

De aktuelle gassfyrte kjelene er utstyrte med lav-NO<sub>x</sub>-teknologi, og oppfyller EU-kravene med hensyn til BAT. Det finnes teknologier for å redusere NO<sub>x</sub>-utslipp ytterligere, men disse anses generelt ikke som anvendbare offshore. Det skyldes først og fremst at disse teknologiene forutsetter plasskrevende ekstrautstyr, eller at de er svært krevende å operere på en sikker måte i situasjoner der sammensetningen av brenngassen varierer.

En beslutning om hvilken teknologi som skal benyttes for å dekke evt. ekstra varmebehov i neste utbyggingsfase vil bli fattet i 2016, når utbyggingskonsept, brønnstrømmer og størrelsen på varmebehovet er bedre kjent.

### **3.8.6 Nødkraft og essensiellkraft**

For utbyggingsfase 1 vil det bli installert et sett med dieseldrevne generatorer (3-4 stk) for nødkraft. Disse vil ha en samlet installert elektrisk effekt på rundt 8 MW. I tillegg vil det bli installert en essensiellgenerator drevet av en gass/diesel-turbin med installert elektrisk effekt på rundt 28 MW. Turbinen vil være utstyrt med lav-NO<sub>x</sub>-teknologi (DLE). Det er antatt at turbinen vil kjøres i total ca. 9 dager i året, basert på regularitet for strøm fra land og behov for testkjøring.



Nødkraftgeneratorene skal dekke strømbehovet hos dedikerte forbrukere som er nødvendige for å opprettholde innretningens integritet i en nødssituasjon. Nødbelysning for sikker evakuering er også forsynt fra nød-kraftsystemet, med backup fra batterisystemer. Nødkraftsystemet er uavhengig av andre elektriske systemer.

Essensiellgeneratoren fungerer som sekundær, uavhengig kraftkilde for å sikre brønnoperasjoner, og den skal også opprettholde feltsenterets beboelighet i perioder hvor hovedkraftkilden er utilgjengelig. Essensiell kraft distribueres i det normale distribusjonssystemet for elektrisk kraft på feltsenteret.

Det kan også være aktuelt å bruke essensiellgeneratoren som hjelp til å begrense tap av produksjonen når det er behov for vedlikehold av strøm-fra-land-anleggene, eller dersom det ene av de to parallelle kraftsystemene i kortere perioder er ute av drift.

Essensiell- og nødgeneratorene vil således ikke være i drift i en normalsituasjon, men vil bli testet med jevne mellomrom. I den forbindelse vil de avgi noe utslipp til luft. Dette er medregnet i de beregnede utslipp som er presentert i kapittel 6.

I perioden fra desember 2018 til oppstart av produksjonen i 4. kvartal 2019 vil essensiellgeneratoren kunne bli benyttet for drift av boreanlegg, dersom kraft fra land ikke skulle være tilgjengelig i det tidsrommet.

### **3.9 Eksport av olje og gass. Ilandføringssted**

Olje vil bli eksportert i ny rørledning til eksisterende landterminal på Mongstad. Gass vil bli eksportert i ny tilknytningsledning til Statpipe rørgassledning, og derfra videre til Kårstø. Dette behandles i en egen konsekvensutredning/Plan for anlegg og drift.

Se nærmere om dette i kapittel 1.4.2.

### 3.10 Forsyningsbaser og driftsorganisasjon

#### 3.10.1 Forsyningsbaser

Det er gjennomført en logistikk- og beredskapsanalyse for Johan Sverdrup. Denne er lagt til grunn for å beskrive en mulig løsning for basetjenester (lager), frakttjenester med båt og helikoptertransport. Følgende kriterier er lagt til grunn:

- Rammebetingelser
- HMS
- Kapasitet
- Avstand til feltet og antall fartøy
- Infrastruktur og logistikk
- Risiko og utfordringer knyttet til implementering
- Kostnader

Alternative lokasjoner for logistikkbase som har blitt vurdert:

- Dusavik
- Tananger
- Farsund
- Gismarvik (Haugalandet Næringspark)

Anbefalt løsning er å bruke Dusavik base til forsyning av varer og tjenester for Johan Sverdrup. Begrunnelsen for valget er:

- Dusavik har muligheter for utvidelse av basekapasiteten for å imøtekomme Johan Sverdrups behov
- Statoil er operatør for planfasen av prosjektet. Videreføres operatørskapet til utbyggings- og driftsfasen vil bruk av Dusavik gi synergieffekter siden basen allerede leverer tjenester for felt i nærheten av Johan Sverdrup. Dette vil være et positivt bidrag til reduserte driftskostnader samt lavere energiforbruk knyttet til drift av forsyningsfartøyene
- Etablering av ny baselokalitet innebærer operasjonell risiko.
- Dusavik vil kunne levere basetjenester både i utbyggingsfasen og i driftsfasen

I utbyggingsperioden kan det også bli aktuelt å benytte seg av andre baseløsninger, for eksempel i forbindelse med lagring av rør for eksportørledning og feltinterne rørledninger.

### 3.10.2 Helikoptertjenester

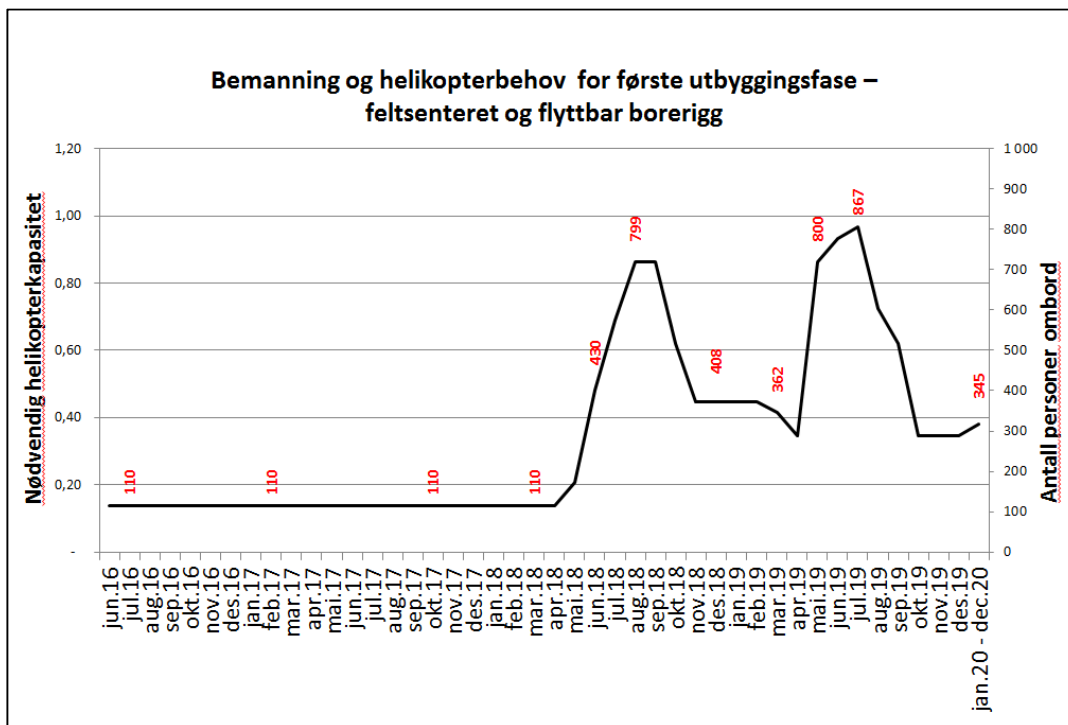
Vurderinger rundt tilbringertjenester for Johan Sverdrup er basert på følgende kriterier:

- Flytid
- Infrastruktur for helikopter til/fra Nordsjøen
- Flyplasskapasitet
- Synergieffekt for å optimalisere flytrafikken
- Hotellkapasitet

Anbefalt sted for helikopterbase er Sola flyplass. Begrunnelsen for dette er:

- Sola gir kortest flytid
- Sola har gode flyforbindelser for de som skal reise til og fra Sola flyplass
- Sola flyplass imøtekommer i stor grad myndighetenes og operatørens krav ved at det er helikopterbase og flyplass på samme sted, og at flyplassen er lokalisert slik at en har mulighet for å skjerme nærmiljøet mot negativ påvirkning

Det at Sola velges som helikopterbase vil medføre en betydelig økning i trafikken fra denne flyplassen. I Figur 3-23 er vist forventet passasjerantall for de første årene. Høyaktivitetsperiodene vil være oppkobling og ferdigstilling av Johan Sverdrup.



Figur 3-23 Forventet økning i helikoptertrafikk fra Sola

### 3.10.3 Driftsorganisasjon

Driftsorganisasjonen for Johan Sverdrup er tenkt plassert i Stavangerområdet. Statoil er operatør for planfasen av prosjektet. Videreføres operatørskapet til utbyggings- og driftsfasen vil driftsorganisasjonen inngå som en del av Statoil sin Drift Sør-enhet. Landbasert driftsstøtte til Johan Sverdrup er foreløpig beregnet til å sysselsette rundt 115 personer hos operatøren, basert på Statoil sin driftsmodell.

Offshore bemanningen på Johan Sverdrup er i fase 1 foreløpig beregnet til ca. 250 personer pr skift. Det vil si 250 personer tilstede på plattformen. Dette inkluderer drift- og vedlikeholds-personell, forpleining, boring samt ISO- og V&M-personell. Ved full utbygging øker offshore bemanning til ca. 280 personer pr skift.

Driftsorganisasjonen offshore vil i tillegg til den daglige driften av anlegget på plattformene ivareta overvåking av landdelen av strøm fra land (Haugneset). Ved behov for vedlikehold av hjelpesystemer knyttet til strøm fra land og utrykning ved alarm, er det tenkt å bruke lokale leverandører. Arbeid på HVDC-systemene knyttet til strøm fra land, vil være knyttet opp mot en serviceavtale

### 3.11 Økonomi

Totalt investeringskostnader for første utbyggingsfase for Johan Sverdrup er ved DG2 (februar 2014) estimert til i størrelsesorden 100 - 120 milliarder (2013-kroner). Endelig oppdaterte planer for første utbyggingsfase, med tilhørende gjennomarbeidede kostnadsestimater, vil bli lagt fram som grunnlag for investeringsbeslutningen for første utbyggingsfase (DG3) i begynnelsen av 2015.

Driftskostnadene for første utbyggingsfase for Johan Sverdrup var ved DG2 anslått til mellom 3 og 5 milliarder pr. år (2013-kroner). Dette inkluderer drift av anlegg både på land og offshore, utstyr, logistikk, brønnskostnader, kjøp av strøm og eksporttariffer.

I beregningene av samfunnsmessige virkninger for denne konsekvensutredningen er det lagt til grunn tidlige estimater med et økonomisk eksempel på en full feltutbygging (DG2) med investeringer på totalt 215 milliarder (2013-kroner). Dette estimatet er benyttet som basis for samfunnsanalysen. Etter DG2 har det vært jobbet videre med aktuelle fullfelt scenarier som er nærmere beskrevet i kapittel 4. Totale investeringsestimater for disse fullfelt scenariene er i størrelsesorden 170 – 220 milliarder (2014-kroner). Total prosesskapasitet blir et viktig element som vil være med å avgjøre om man ligger i den høyere eller lavere delen av denne rammen. Det er knyttet en større usikkerhet til investeringsestimater for de senere utbyggingsfasene enn det er for første byggetrinn. Valg av konsept for neste fase blir besluttet i et eget beslutningsløp for de fremtidige fasene.

Gjennomsnittlig driftskostnad for et typisk driftsår ved full feltutbygging er anslått til å kunne bli mellom 4 og 7 milliarder (2014-kroner). Dette inkluderer også drift av anlegg både på land og offshore, utstyr, logistikk, brønnskostnader, kjøp av strøm og eksporttariffer.

Tidspunktet for fjerning av installasjoner ligger langt fram i tid, men ved DG2 ble det antatt at kostnader for fjerning av installasjoner ville beløpe seg til ca. 28 milliarder (2014-kroner).

### 3.12 Avvikling av virksomheten

Johan Sverdrup designes for en levetid på 50 år. I god tid før avslutning av produksjonen vil det bli lagt fram en avslutningsplan med forslag til disponering av plattformer, havbunns-installasjoner og rørledninger.

I hht. gjeldende regelverk, ref. OSPAR- beslutning 98/3, vil innretninger på feltet bli fjernet etter avsluttet produksjon og nedstengning.

For rør og kabler gjelder retningslinjene i St.meld. nr. 47 (1999-2000) Disponering av utrangerte rørledninger og kabler. Som en generell regel kan rør og kabler etterlates når de ikke er til ulempe eller utgjør en risiko for fiske med bunnredskaper, vurdert ut fra kostnadene med nedgraving, tildekking eller fjerning.

## 4 Utbygging i framtidige faser

De fremtidige fasene på Johan Sverdrup-feltet omfatter en videreutvikling av fase 1-området, samt utbygging av delområdene i øst (Avaldsnes), sør (Kvitsøy) og nord (Geitungen). Det vil i neste fase være behov for å øke prosesskapasiteten på feltet utover det som er planlagt i fase 1.

Neste utbyggingsfase vil etter planen være klar til oppstart i 2022. Ulike utbyggingsalternativer er fortsatt til vurdering, og mye planlegging gjenstår. I det følgende beskrives de mest aktuelle hovedscenariene. Ingen beslutninger relatert til disse er tatt i partnerskapet, og tidspunkt, type installasjoner, og rekkefølge vil kunne endre seg.

For å få frem et realistisk bilde av mulige full felt scenarier har det vært gjennomført en screening prosess hvor over 30 ulike fullfelt-scenarier har vært vurdert. Disse har alle tatt utgangspunkt i konseptvalget som er foretatt i fase 1. Det vil si at de fremtidige utbyggingsfasene vil, der det er mulig, utnytte kapasitet som ligger på de fire plattformene på feltsenteret.

De ulike scenariene representerer variasjoner med hensyn til:

- total feltkapasitet for olje produksjon (90 000 til 115 000 Sm<sup>3</sup> per strømningsdag) og behov for total væskekapasitet
- lokasjon og teknisk løsning for å øke prosess kapasitet (ett eller to prosess-tog på feltsenteret eller på en selvstendig plattform)
- utbyggingsrekkefølge og valg av produksjon og injeksjonsfasiliteter i satellittområdene (undervannsproduksjon, ubemannede plattformer eller periodisk bemannet plattformer)
- type og antall borerigger (flyterigger, oppjekkable rigger, modulær-rigg, eller integrert boreanlegg)

Med hensyn til brønnantall, dreneringsstrategi og oppstartstidspunkt er det antatt kun små variasjoner.

Ved full utbygging av Johan Sverdrup vil det være behov for mer kraft fra land enn det som kan leveres gjennom kraftkabelen som installeres i utbyggingsfase 1. Videre skal de andre feltene på Utsirahøyden ha tilgang på kraft fra land via Johan Sverdrup så raskt som mulig og senest i år 2022. En planlegger derfor i neste byggetrinn å bygge et nytt kabel-sett fra land, parallelt med det første, for å dekke det totale kraftbehovet. I tillegg til ny kraftkabel vil en ny kraftmodul måtte installeres på feltet for å distribuere kraft med riktig spenningsnivå til feltene. Kraftløsningen skal være operativ innen utgangen av 2022, noe som har gitt føringer på tidsplanen for neste fase.

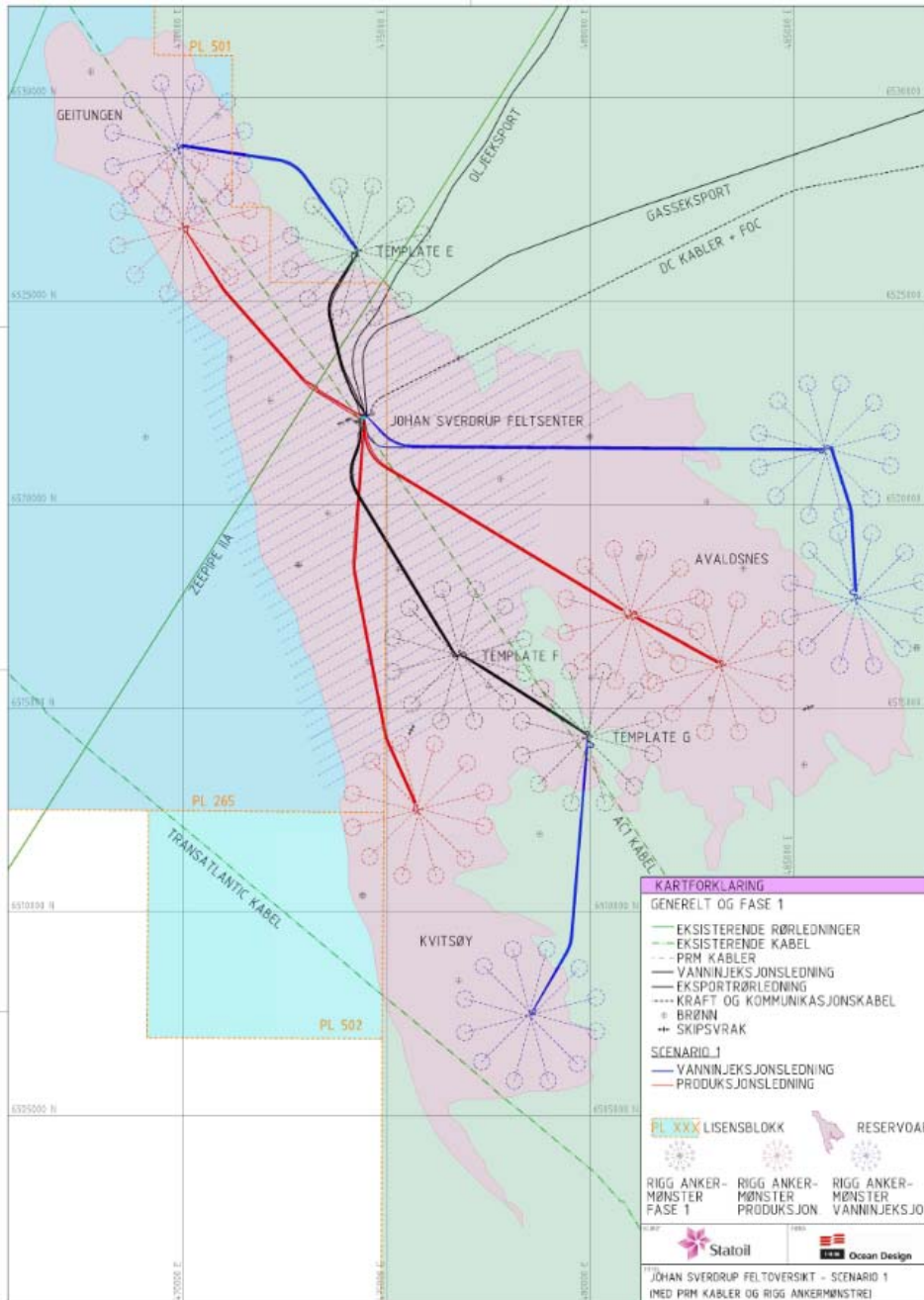
Alle scenariene ivaretar mulighet for implementering av de IOR tiltak som har vært vurdert å gi effekt på Johan Sverdrup. Dette gjelder eksempelvis polymer injeksjon, vann/alternerende gassinjeksjon (WAG) og boring av ekstra brønner.

Scenariene beskrevet under gir et forventet utfallsrom for fremtidige faser, men også scenarier som ikke er beskrevet vil kunne vurderes i det videre arbeidet. Det er likevel antatt at slike scenarier vil falle innenfor det utfallsrom som er beskrevet. Det gis ikke detaljerte parametere for hvert scenario, men det er andre steder i rapporten gitt et spenn for blant annet fullfelt investeringer, kraftbehov og utslipp.



Beslutning om videreføring (BOV) for neste utbyggingsfase er planlagt i 2. kvartal 2016, og utbyggingsplanene vil bli presentert i en ny Plan for utbygging og drift planlagt innlevert i 4.kvartal 2017. Oppstart av neste fase planlegges i 2022.

Kartet i Figur 4-1 gir en oversikt over feltet, med avgrensning av lisenser og navn på de ulike delområdene. I tillegg er infrastruktur og brønnlokasjoner for ett av de mulige utbyggingskonseptene tegnet inn (Scenario 1). I de følgende kapitlene er de ulike utbyggingskonseptene beskrevet og illustrert med prinsippkisser.



Figur 4-1 Mulige lokasjoner for full feltutbygging, Scenario 1

## 4.1 Scenario 1: Undervannsutbygging i alle delområdene

I neste fase bygges en ny produksjonsplattform (P2) som knyttes opp mot eksisterende stigerørsplattformen (RP) med en stålbro. Det antas i dette scenariet at den nye P2 har to prosesstog tilsvarende P1, noe som gir en total prosesskapasitet opp mot 115.000 Sm<sup>3</sup>/sd olje. En variasjon av dette scenariet har en mindre P2 med ett prosess-tog og total prosesskapasitet på 100.000 Sm<sup>3</sup>/sd olje.

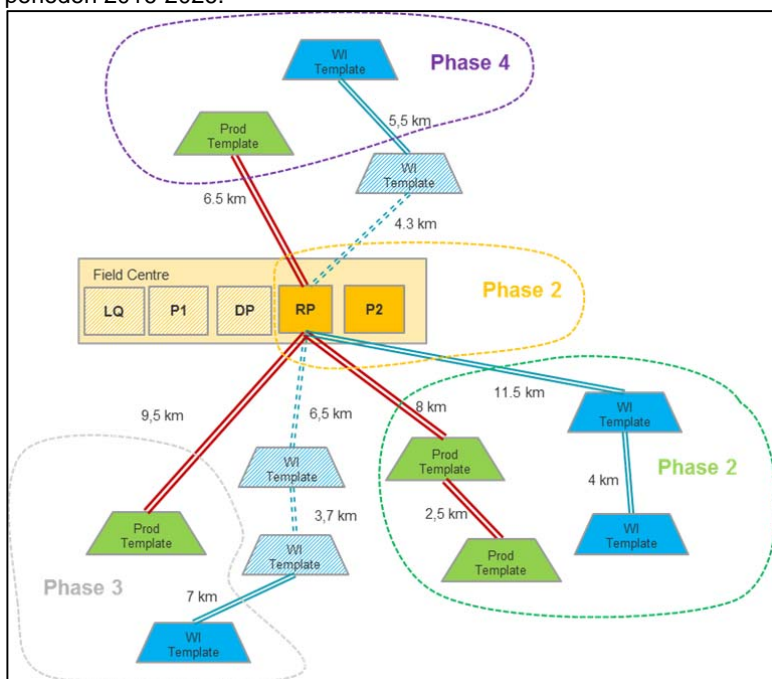
En ny kraftoverføringskabel fra land knyttes opp mot en ny kraftmodul lokalisert på P2 eller på RP. Herfra fordeles kraft fra land til de andre feltene på Utsirahøyden og til forbrukere på Johan Sverdrup-feltet.

Dette scenario har en undervannsutbygging i Avaldsnes området i fase 2 samt nye brønner på feltenteret. Det er antatt behov for to nye produksjonsrammer og to nye injeksjonsrammer på Avaldsnes med totalt 16 undervannsbrønner. Flere brønnrammer kan henges på ved behov på et senere tidspunkt.

Produksjonen fra undervannsbrønnene går tilbake til RP på feltenteret via to flerfaserør. Vanninjeksjonsrør forsyner injeksjonsrammene med vann fra feltenteret. Eksport og vanninjeksjonskapasitet ut fra RP må økes, og det må installeres nytt utstyr på RP for å håndtere mottak av flerfase produksjon.

I de neste fasene kommer flere undervannsrammer på Kvitsøy (x2) og på Geitungen (x2) for å fase inn produksjon fra delområdene. Produksjonen herfra kobles opp mot stigerørsplattformen, som er tilrettelagt for mottak av denne produksjonen.

Alle undervannsbrønnene vil bores med flytende borerigger, mens brønnene på feltenteret bores fra det permanente anlegget på boreplattformen. Samlet er det pr. i dag planlagt 77 brønner på Johan Sverdrup, boret i perioden 2016-2026.



Figur 4-2 Scenario 1

## 4.2 Scenario 2: Frittstående brønnhodeplattform på Avaldsnes

I neste fase bygges en ny produksjonsplattform (P2) koblet opp mot RP med stålbru tilsvarende scenario 1. Det antas også i dette scenariet en P2 med to prosessstog og en total prosesskapasitet på feltet på 115.000 Sm<sup>3</sup>/sd olje. Dette scenariet kan også varieres med en P2 med redusert prosesskapasitet.

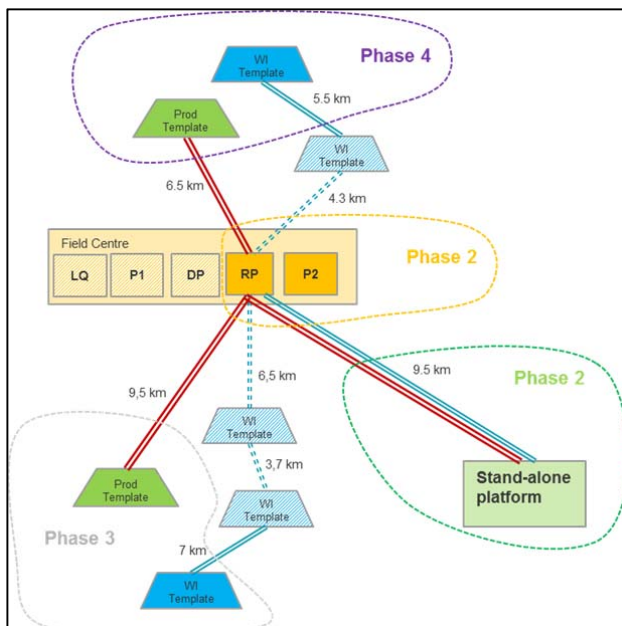
En ny kraftoverføringskabel fra land kan også i dette scenariet knyttes opp mot en kraftmodul lokalisert på P2 eller RP. Herfra vil kraft fra land distribueres til andre felt på Utsirahøyden og Johan Sverdrup.

I fase 2 vil det komme ny produksjon fra en frittstående brønnhodeplattform på Avaldsnes i tillegg til flere brønner på feltsenteret. Brønnhodeplattformen vil i utgangspunktet være ubemannet men ha mulighet til å bemannes i perioder for vedlikeholdsoppgaver. En variasjon av dette scenariet kan være en undervannsløsning på andre delområder før brønnhodeplattformen på Avaldsnes.

En annen variant som vurderes i dette scenariet er å installere en enkel prosessmodul (1.trinn separasjon) på brønnhodeplattformen. Dette kan gi et enklere rørsystem og mindre behov for modifikasjoner på feltsenteret, men mer utstyr på brønnhodeplattformen vil kreve mer vedlikehold.

Kvitsøy og Geitungen vil dekkes av undervannsløsninger som skissert i scenario 2. Det vil også være behov for økt eksport og vanninjeksjonskapasitet på RP samt utstyr for å håndtere mottak av flerfase produksjon.

Brønnene på feltsenteret vil bores med det permanente anlegget og undervannsbrønnene bores fra flytende boreinretninger. Når det gjelder brønnen på den frittstående brønnhodeplattformen planlegges disse boret med en oppjekkbar rigg. På grunn av vanskelige bunnforhold for vil det være behov for grusdumping eller andre metoder for å tilrettelegge sjøbunnen for en slik rigg. Modulære rigg-løsninger er vurdert som et alternativ. Samlet er det planlagt 77 brønner på Johan Sverdrup i dette scenariet, boret i perioden 2016-2026.



Figur 4-3 Scenario 2

### 4.3 Scenario 3: Integrert produksjon, bore og boligplattform på Avaldsnes

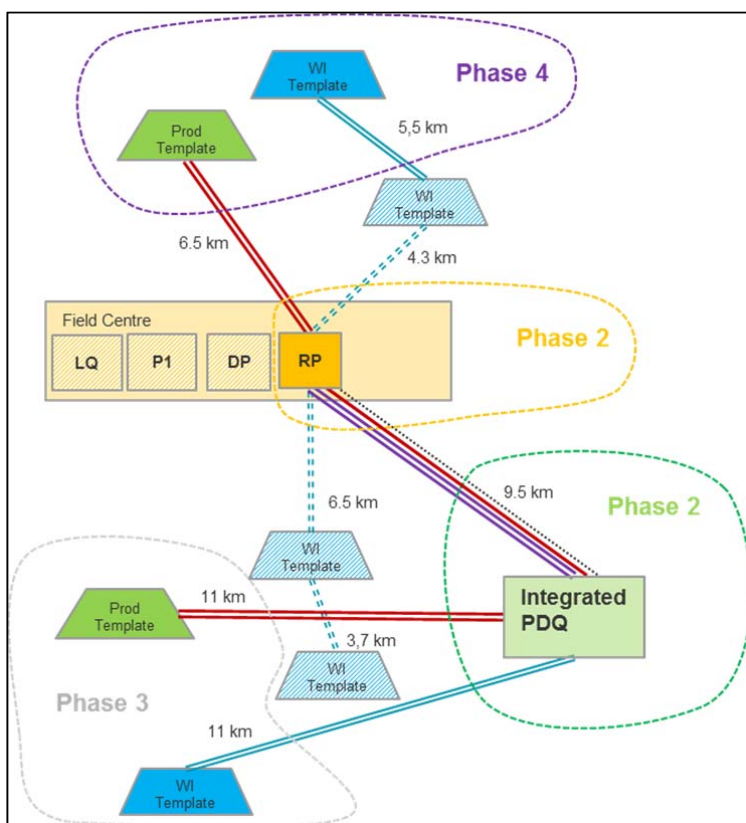
I neste fase bygges en ny integrert produksjon, bore og boligplattform (PDQ) på Avaldsnes med ett prosess-tog og en prosesskapasitet på om lag 30.000 Sm<sup>3</sup>/sd olje. I dette scenario vil det ikke bygges ut mer prosesskapasitet på feltsenteret, og total kapasiteten blir omlag 90.000 Sm<sup>3</sup>/sd olje. Fra PDQ'en blir ferdig prosessert olje og gass sent via feltsenteret inn i henholdsvis olje og gasseksport rørene.

I dette scenarioet er det også vurdert å installere en flerfase rørledning mellom PDQ'en og feltsenteret for i perioder å utnytte eventuell ekstra prosesskapasitet på PDQ'en.

En ny kraftoverføringskabel fra land må i dette scenario knyttes opp mot en ny kraftmodul lokalisert på RP som kan distribuere kraft fra land til alle feltene på Utsirahøyden.

Også i dette scenario vil det komme nye brønner på feltsenteret boret fra det integrerte anlegget mens brønnene på Avaldsnes vil bores fra det integrerte boreanlegget på PDQ'en.

I senere faser vil man som i scenario 1 og 2 bygge undervannsløsninger på Kvitsøy og Geitungen. I dette scenario vil imidlertid produksjon fra og injeksjon til Kvitsøy brønnrammene kobles mot PDQ'en på Avaldsnes. Geitungen kobles opp mot RP på feltsenteret som i de andre scenariene. Samlet er det planlagt 77 brønner på Johan Sverdrup i dette scenariet, boret i perioden 2016-2026.



Figur 4-4 Scenario 3

#### 4.4 Scenario 4: Enkle ubemannede plattformer i alle delområdene

I neste fase bygges en ny produksjonsplattform (P2) knyttet opp mot eksisterende RP med en stålbru. I dette scenariet antas en P2 med kun ett prosess-tog med inntil 40.000 Sm<sup>3</sup>/sd oljekapasitet. Dette gir en total feltkapasitet på 100.000 Sm<sup>3</sup>/sd olje. En variasjon av scenariet kan være en P2 med to prosess-tog.

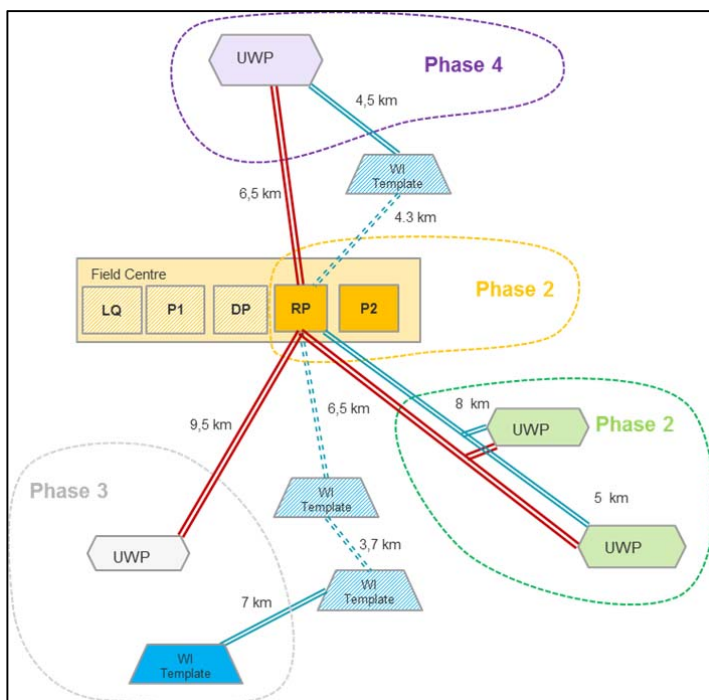
Et nytt kabel-sett fra land knyttes opp mot en ny kraftmodul lokalisert på den nye P2 eller RP. Herfra vil kraft fra land distribueres til alle feltene på Utsirahøyden i tillegg til Johan Sverdrup feltet.

I fase 2 vil det bores nye brønner på feltsenteret samt komme to enkle ubemannede brønnhodeplattformer på Avaldsnes med kapasitet på opptil 10 brønner hver. Dette scenariet vil kreve mer modning og teknologiutvikling for å verifisere alle operasjonelle forhold.

Flerfase produksjonsrør og vanninjeksjonsrør knyttes mot RP på feltsenteret. Det vil også i dette scenario være behov for å øke eksport og vanninjeksjonskapasiteten på RP samt installere utstyr for å håndtere mottak av flerfase produksjon.

Videre faser vil bygges ut med flere ubemannede plattformer på Geitungen og Kvitsøy. Videre arbeid vil måtte gjøres for å vurdere antall ubemannede plattformer ut fra endelig brønnlokasjon og tilgjengelig boreradius.

Brønnene på feltsenteret vil bores fra det permanente anlegget på boreplattformen, undervannsbrønner vil bores med flyterigg, mens brønnene på de ubemannede brønnhodeplattformene vil bores med oppjekkbar rigg. Som for scenario 2 kan en modulær riggløsning være et alternativ hvis grunnforholdene gjør oppjekkbar rigg uaktuelt. Samlet er det planlagt 77 brønner på Johan Sverdrup, boret i perioden 2016-2026.



Figur 4-5 Scenario 4



#### 4.5 Kraftløsning for framtidige faser

Det er lagt til grunn at energibehovet også for framtidige utbyggingsfaser skal dekkes med kraft fra land, og at en løsning for framtidige faser skal være på plass så raskt som mulig og senest i 2022. Det vises til underlagsrapporten «Power solutions for Johan Sverdrup field in phase 1 and for full field» (Statoil 2014) for ytterligere detaljer.

All pågående evaluering for de fremtidige fasene på Johan Sverdrup er basert på at kraftbehovet for disse fasene dekkes gjennom utvidelse av kraft fra land løsningen valgt for fase 1-utbyggingen. Alle konseptene legger også til grunn at den valgte løsningen skal ha tilstrekkelig kapasitet og nødvendige fasiliteter slik at Edvard Grieg/Ivar Aasen og Gina Krog kan legge kabler og koble seg til for å få forsynt sine installasjoner med kraft fra land.

Den endelige løsningen for kraft til hele området kan vanskelig velges før konfigurasjon, lokasjon og kapasitet for framtidig prosessutvidelse på Johan Sverdrup er valgt.

Utbyggingskonseptene som vurderes har et betydelig utfallsrom med hensyn til størrelsen på Johan Sverdrups framtidige kraftbehov og distribusjonsløsninger. Dessuten må kraftbehovet for de tre andre feltene på Utsirahøyden nærmere avklares.

Konseptvalget for de fremtidige fasene på Johan Sverdrup er planlagt i 2016, og endelig myndighetsgodkjenning vil bli gjenstand for en egen PUD- behandling på et senere tidspunkt.

Felles for alle kraftløsninger i neste fase er at det må bygges en ekstra omformermodul på Haugsneset og det må legges et ekstra sett likestrøms-kabler fra Haugsneset og ut til en mottaksplattform. Grunnundersøkelser langs traséen for dette ekstra kabelsettet er allerede gjennomført.

I tillegg må det etableres en ekstra kraftmodul på mottaksplattformen, og det må etableres fasiliteter som gjør det mulig å trekke inn og koble til vekselstrøms-kabler fra de andre feltene.

Maksimalt kraftbehov for Johan Sverdrup-feltet, inkludert framtidige faser, vil avhenge av i hovedsak følgende faktorer:

- Valgt produksjonskapasitet for full feltutbygging
- Tidspunkt for vanngjennombrudd og væskeproduksjonsnivå
- Boreplan og valgt boremetode (mobile rigger eller integrerte anlegg)
- Tidspunkt for iverksetting av IOR-tiltak

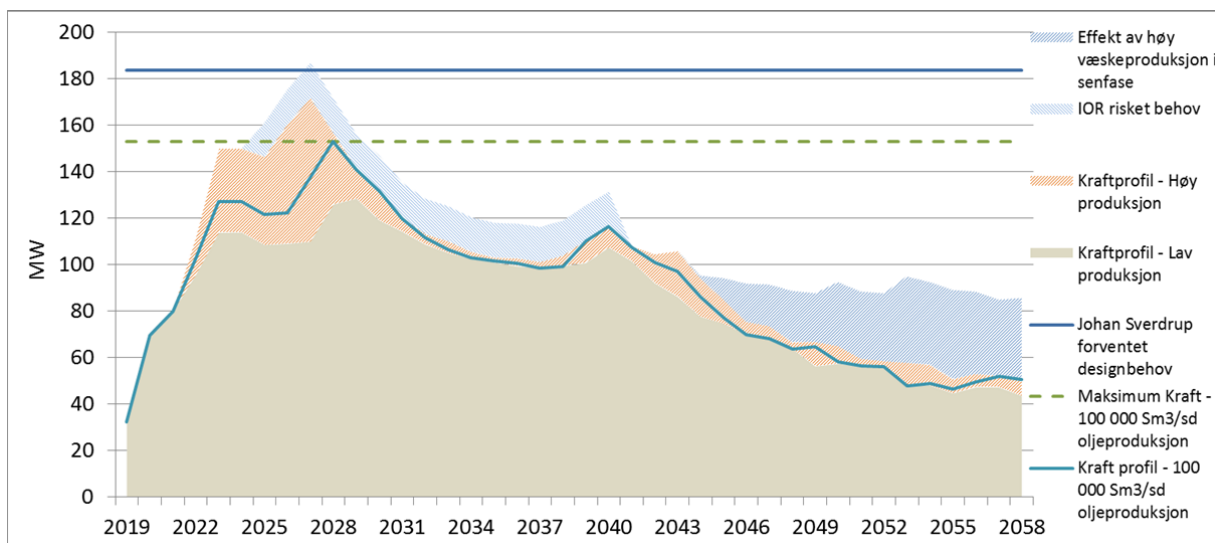
Foreløpige beregninger indikerer at maksimum kraftbehov inntreffer mellom år 2025 og år 2028. Avhengig av hvilken utbyggingsløsning som velges, kalkuleres kraftbehovet på Johan Sverdrup til mellom 120 og 170 MW for en full feltutbygging. Dette korresponderer med en platåproduksjon på 90.000 til 115.000 Sm<sup>3</sup>/d. Disse tallene inkluderer ingen tillegg for usikkerhet, ei heller eventuelt behov for kraft til framtidige IOR-tiltak.

Alle beregninger av kraftbehov på dette stadiet vil være usikre, og endelige designkrav for kraft fra land kan først etableres i forbindelse med konseptvalg for framtidige faser.

Med utgangspunkt i kjent behov for fase 1, og de ulike utbyggingsløsninger som vurderes for framtidige faser, antas det at et realistisk kraftbehov for Johan Sverdrup alene i perioden 2025 – 2028 vil være opp mot 185 MW. Dette er basert på et kalkulert behov på i overkant av ca. 150 MW knyttet til en produksjon av 100.000 Sm<sup>3</sup>/sd, og inkluderer et tillegg på 20 % for usikkerhet. Avhengig av når behovet for IOR-tiltak inntreffer, vil dette også kunne være nok til å dekke kraft til IOR, men det er en viss risiko for at med denne øvre kapasiteten på kraftforsyningen kan produksjonen i perioder måtte begrenses.

Behovet for varme i framtidige faser er svært usikkert. Skulle det bli behov for å benytte elektrisk oppvarming, vil dette mest sannsynlig inntreffe før vanngjennombrudd. Det estimerte maksimumbehovet for kraft vil således ikke påvirkes av hvorvidt det velges gassfyrt eller elektrisk kjel for å dekke eventuelt ekstra varmebehov.

Det har blitt vurdert ulike IOR-tiltak, inkludert WAG (Water alternating gas), polymerinjeksjon med eller uten lav-salt vanninjeksjon. Estimert kraftbehov for disse IOR-tiltakene er i området 5 til 15 MW, og hvorvidt dette vil påvirke maksimum kraftbehov avhenger av hvilken løsning som velges, og når tiltakene settes i gang.



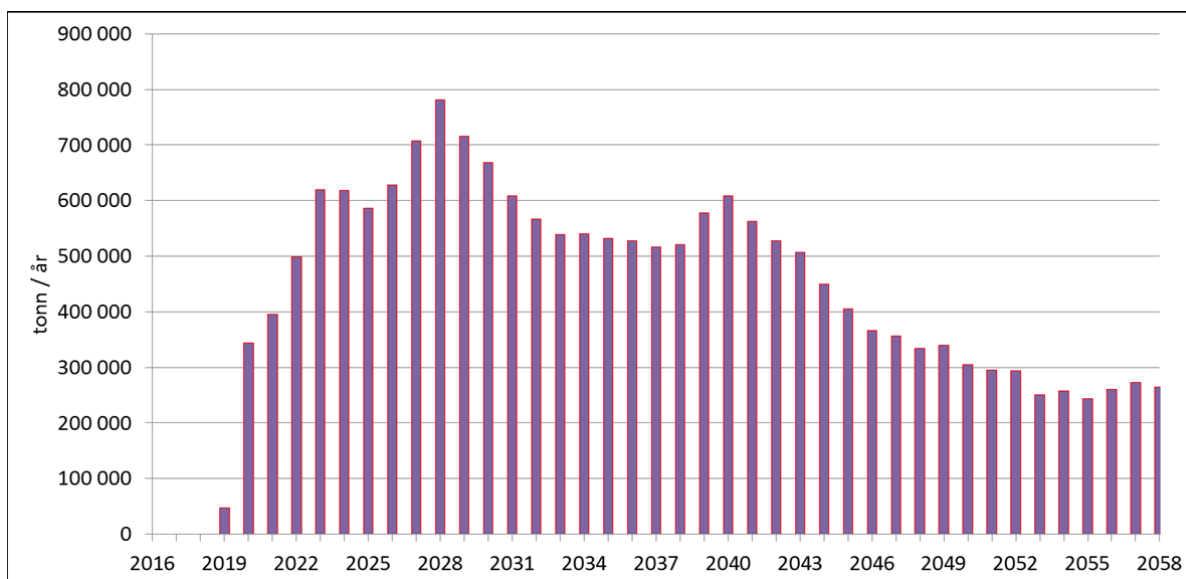
Figur 4-6 Estimert kraftbehov for Johan Sverdrup full feltutbygging

I tillegg til Johan Sverdrups eget kraftbehov, avgjøres nødvendig totalkapasitet av kraftbehovet på de andre feltene, Gina Krog, Edvard Grieg og Ivar Aasen. Se Figur 3-21 i kapittel 3.8.1. Legger en dette til Johan Sverdrups behov, vil nødvendig totalkapasitet for kraft fra land bli i området 200 – 250 MW, altså 100 – 150 MW i tillegg til den kapasiteten som bygges ut for første fase.

Kostnaden for en slik utvidelse av kapasiteten er beregnet til 6 – 8 milliarder NOK 2014. Da inkluderer dette kostnader til en ekstra omformer på Haugsneset, ett ekstra sett likestrøms-kabler ut til feltet, en ny omformer på feltet og nødvendige fasiliteter for at de andre feltene skal kunne koble seg til. Kabler til de andre feltene og eventuelle modifikasjoner på de andre installasjonene er ikke inkludert.

Det er ikke bestemt hvor på feltsenteret en ny omformer skal plasseres, men det vurderes som mulig både på stigerørplattformen, som bygges i fase 1, og på en eventuell framtidig ekstra prosessplattform knyttet til feltsenteret. Optimal plassering vil avhenge av hvilken utbyggingsløsning som velges for framtidige faser, og hvor mye plass som er tilgjengelig på hver plattform.

Det er gjort en beregning av besparelser i offshore utslipp av CO<sub>2</sub> fra Johan Sverdrup-feltet, som følge av kraft fra land. En har lagt til grunn full feltutbygging og en produksjonsperiode på ca. 50 år, og en har sammenlignet med hva utslippene ville ha blitt om en hadde valgt en løsning med kraftgenerering med offshore gassturbiner og varmegjenvinning. Resultatet er vist i Figur 4-7. Totalt over denne perioden er utslippsbesparelsen summert til i overkant nær 19 millioner tonn CO<sub>2</sub>, tilsvarende i gjennomsnitt ca. 460.000 tonn CO<sub>2</sub>/år.



**Figur 4-7 Beregnede besparelser av CO<sub>2</sub>-utslipp som følge av kraft fra land. Johan Sverdrup full feltutbygging**

Utslippsbesparelser på de andre feltene, som vil koble seg til kraft fra land senest i 2022, er ikke inkludert i tallene ovenfor.

Når kraft hentes fra nettet på land i Norge, genereres det ikke utslipp til luft offshore. Men konsekvensen blir at Norges eksport av kraft til utlandet reduseres (i dagens situasjon), eller at Norge eventuelt må øke importen av kraft. I begge tilfeller vil kraftproduksjonen i utlandet øke, og slik økt kraftproduksjon vil pr. i dag i hovedsak skje med fossile energikilder (kullkraftverk). Kraftproduksjon i gasskraftverk på land er mer energi-effektivt enn med offshore gassturbiner. Dersom kullkraftverk i Europa i økende grad avløses av gasskraftverk og fornybare energikilder i tiden som kommer, viser beregninger at petroleumsindustriens samlede bidrag til globale drivhusgassutslipp vil bli mindre med kraft fra land enn med bruk av standard offshore gassturbiner. Det vises til rapporten "*CO<sub>2</sub>-emissions effect of electrification. Econ Report no. R-2011-041*" (EconPöyry 2011) for ytterligere informasjon om hvilke effekter kraft fra land kan ha for nasjonale og globale CO<sub>2</sub>-utslipp.



## 5 Områdebeskrivelse

Ressurssituasjonen og natur- og miljøforholdene i Nordsjøen er godt dokumentert gjennom tidligere utredninger, overvåkingsundersøkelser og forskningsprosjekter. Resultater og informasjon er tilgjengelig gjennom tallrike rapporter og databaser.

Av de underlagsrapporter som er utarbeidet som del av konsekvensutredningen for Johan Sverdrup, er det i første rekke følgende to som gjennomgår og sammenstiller eksisterende informasjon om slike forhold:

- DNV / Sintef, 2014: Johan Sverdrup – produsert vann og borekaks EIF og spredningsberegninger
- Ecofact, 2014: Konsekvenser for fisk, fiskeri og akvakultur ved etablering av rørledninger fra Johan Sverdrup-feltet
- DNV, 2013: Miljørisikoanalyse (MRA) for utbygging og drift av Johan Sverdrup-feltet

Viktige kilder for informasjon har bl.a. vært:

- Helhetlig forvaltningsplan for Nordsjøen og Skagerak – flere faglige rapporter
- Regionale konsekvensutredninger for Nordsjøen, 1999 og 2006
- Miljødirektoratets databaser vedrørende forvaltningsområder, særlig verdifulle områder i Nordsjøen og miljøverdier i norske havområder
- Havforskningsinstituttets Mareano prosjekt
- MOD – miljøovervåkingsdatabase
- Seapop – database for kartlegging og overvåking av norske sjøfugler

Det vises til de to nevnte rapportene ovenfor for detaljerte litteraturreferanser

### 5.1 Influensområde

Influensområdet defineres som det området som på den ene eller andre måten vil kunne bli påvirket av den planlagte aktiviteten, i denne sammenheng utbygging, drift og avslutning av Johan Sverdrup-feltet. Influensområdet for eksportørledninger, for landanlegg og for kraftkabler fra land er behandlet i egne dokumenter.

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

Ved vurdering av konsekvenser for fiskeriaktivitet er det for eksempel sett på et område rundt Johan Sverdrup feltsenter med radius 20 km. (Ecofact 2014).

Utstrekning av influensområdet for regulære utslipp til sjø er vurdert med utgangspunkt i modellsimuleringer av hhv produsertvann-utslipp og utslipp av boreavfall.

Utstrekning av influensområdet ved en eventuell oljeutblåsning på Johan Sverdrup-feltet er beregnet med grunnlag i spredningsberegninger for ulike utslippsbetingelser og for ulike årstider.

## 5.2 Miljøtilstand

Status på miljøtilstanden i Nordsjøen er tidligere beskrevet i RKU 2006 underlagsrapport "Kilder til forurensning", og i helhetlig forvaltningsplan for Nordsjøen og Skagerrak (Miljødirektoratet 2012). Beskrivelsen nedenfor er i første rekke hentet fra forvaltningsplanen.

Nordsjøen og Skagerrak karakteriseres ved stor grad av menneskelig aktivitet. Dette er et av de mest trafikkerte sjøområdene i verden. Det tas ut store mengder olje og gass fra området, og det er stor fiskeriaktivitet. I tillegg er området omkranset av tett befolkede og høyt industrialiserte land. De fleste aktivitetene i og i tilknytning til Nordsjøen og Skagerrak påvirker miljøet på en eller annen måte.

Økt havtemperatur har de siste tiårene medvirket til store endringer i både mengde og artssammensetning av dyreplankton i Nordsjøen, med en særlig betydelig reduksjon i mengden av raudåte.

Fortsatt tilføres betydelige mengder miljøgifter og radioaktive stoffer til havområdet, og langtransporterte tilførsler med hav- og luftstrømmer synes totalt sett å være de største kildene. Nasjonale kilder gir ofte mer lokal påvirkning. Registrerte nivåer av miljøgifter i sjømat fra Nordsjøen og Skagerrak er generelt lave.

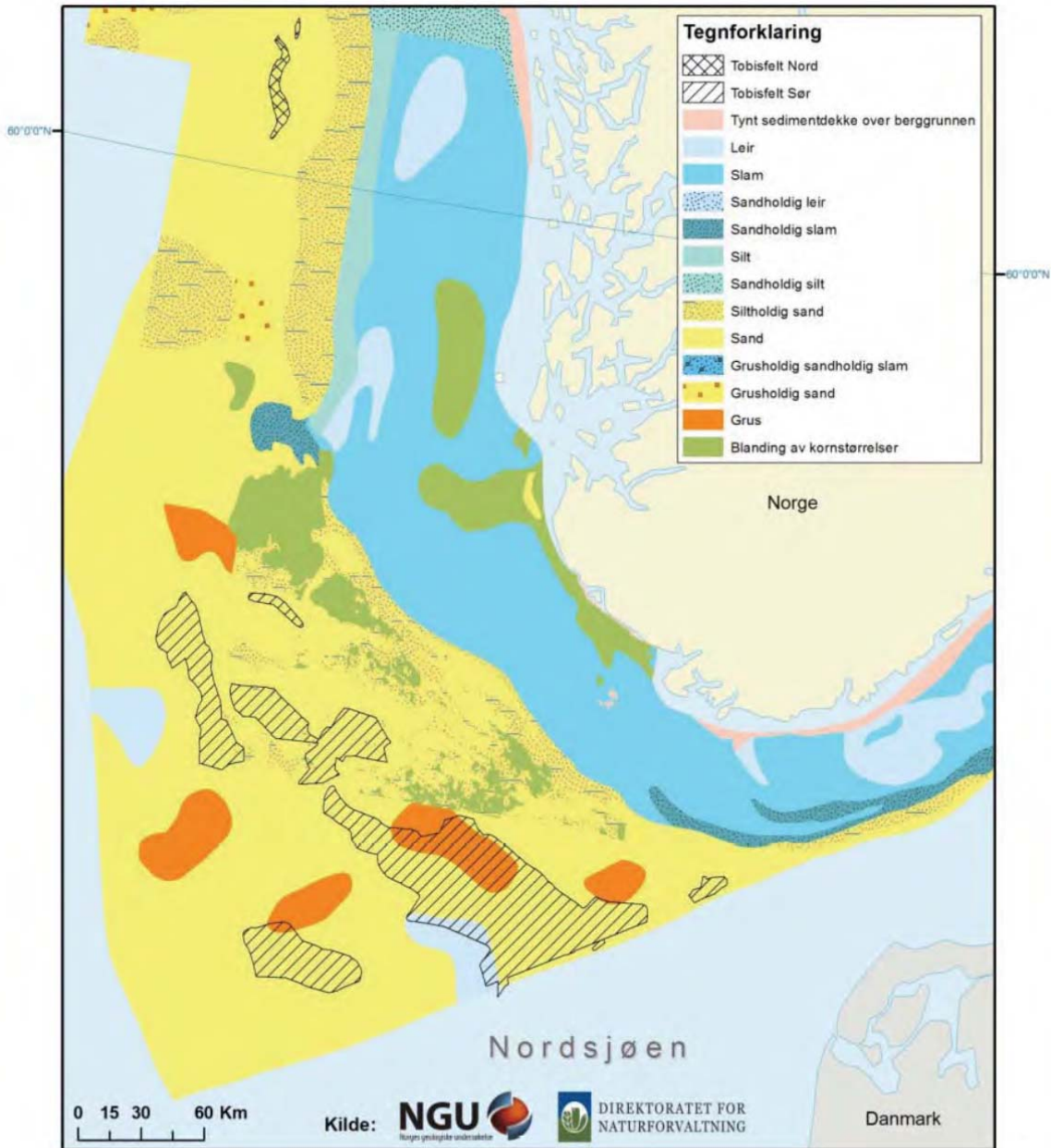
I en årrekke har det vært gjennomført registreringer av ilanddrevne fugler på Jærstrendene i Rogaland. Variasjonene mellom år er stor, men enkelte år har vist stor andel av oljetilgriset sjøfugl, og det antas at småutslipp av olje fra ulike kilder kan være en påvirkningsfaktor for sjøfugl. De siste årene har andelen av oljetilsølte fugler vært lav.

Nordsjøen har et høyt nivå av marint søppel, sammenlignet med Nordøst-Atlanteren for øvrig.

På grunn av den høye menneskelige aktiviteten er det en økende bekymring knyttet til den samlede støybelastningen i Nordsjøen (undervannsstøy).

Selv om Nordsjøen også er et av de mest undersøkte havområdene, er det fortsatt en god del som mangler på at en har full oversikt over de fulle effekter av de ulike påvirkningsfaktorene.





Figur 5-1 Sediment-typer i Nordsjøen. Johan Sverdrup-feltet er lokalisert like nord for grusområdet (oransje) midt på kartet. Kart: NGU, 2012

### 5.3 Særlig verdifulle og sårbare områder, sjøfugl, pattedyr og kulturminner

Enkelte organismer og naturtyper i Nordsjøen er ekstra sårbare. Et eksempel er fiskearten tobis og dens leveområder. Tobis gyter på områder med helt spesifikke bunnforhold, og fisken er derfor sårbar for endringer i bunnsstrat, lokale strømforhold og sedimentering. Tilsvarende kan også gyteområder for andre bunngytende arter utgjøre særskilt sårbare områder. Sild er eksempel på en slik art.

Tobis utnytter både bunn og vannsøyle, har plankton som næring og er byttedyr for andre fisk, sjøfugl og sjøpattedyr. Av denne grunn blir det vurdert at tobis har en lignende nøkkelfunksjon i Nordsjøen som lodde har i Barentshavet.

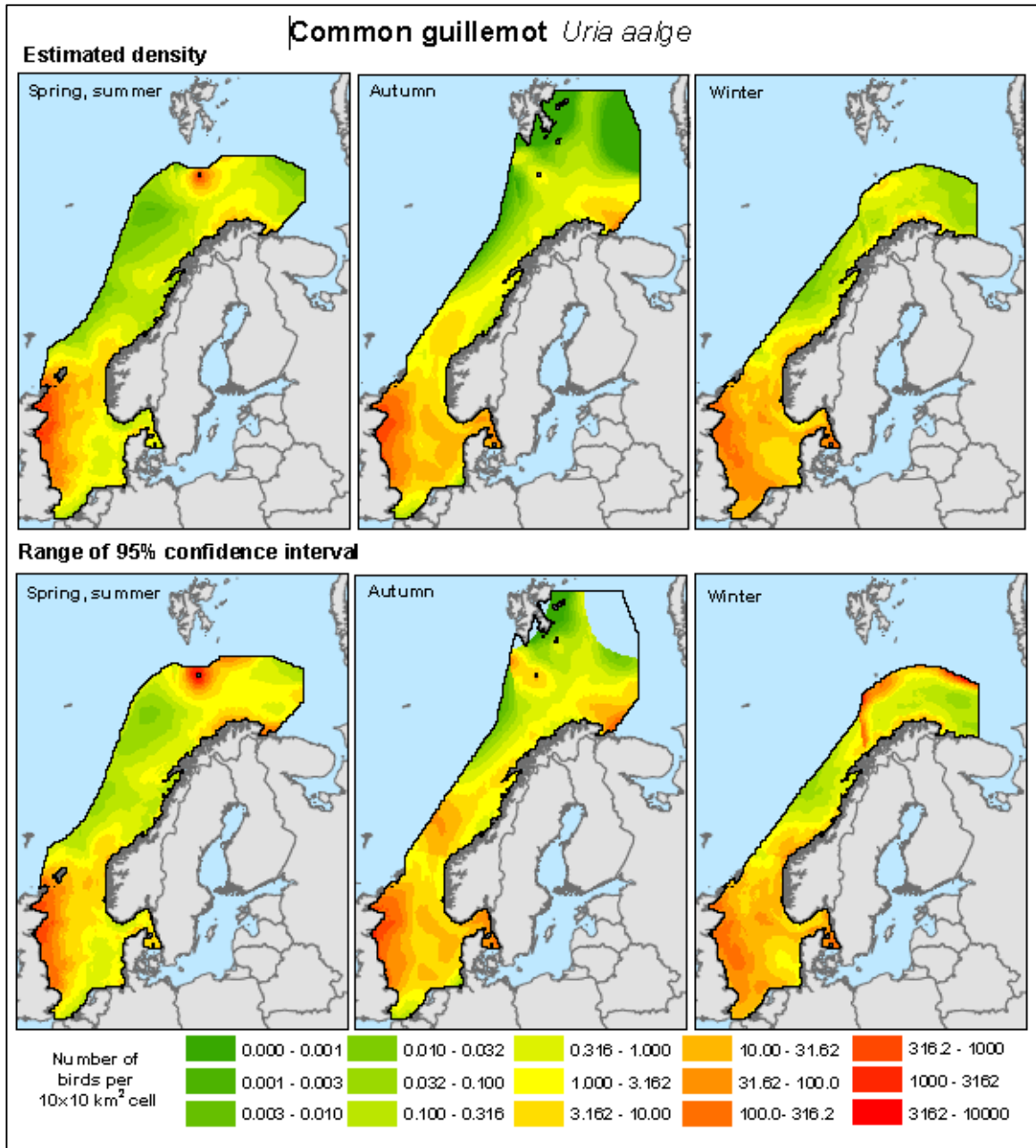
Mange områder i kystsonen har høy produksjon og kan være særskilt viktige som oppvekstområder og leveområder for mange arter. Negative endringer i slike områder kan ha betydelige effekter på store deler av kystøkosystemene, og i neste omgang også på arter som har leveområder i havområdene utenfor.

Flere hekkende bestander av sjøfugl er betydelig redusert i området. Spesielt gjelder dette arter som beiter på fisk og krepsdyr i åpent hav, slik som krykkje, lomvi og lunde. Men også kystnære arter som ærfugl, toppskarv og teist, har gått tilbake.

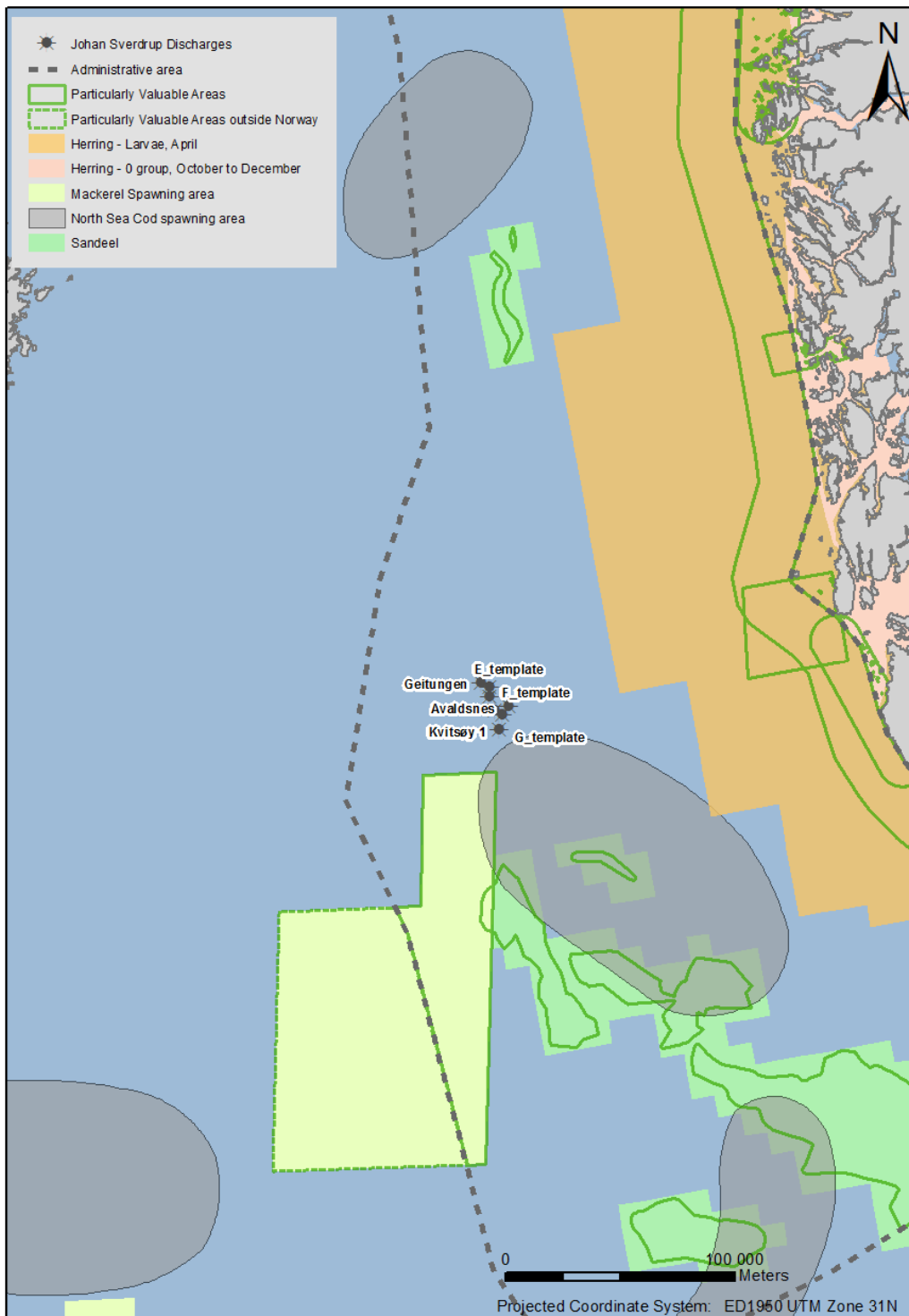
På grunnlag av den kunnskap en etter hvert har opparbeidet om økosystemene i Nordsjøen, er det utarbeidet oversikter over særlig verdifulle områder (SVO) i Nordsjøen og Skagerak. Dette er områder som er viktige for biologisk produksjon, for det biologiske mangfoldet, og som leveområder for arter eller grupper av arter. I disse områdene regner en med at miljøkonsekvensene kan bli betydelige dersom de utsettes for negativ påvirkning. Slik negativ påvirkning kan for eksempel være for høy beskatning gjennom fiske, eller akutt oljeforurensning.

Kartet i Figur 5-3 gir en oversikt over identifiserte SVO-områder i den aktuelle delen av Nordsjøen. Det framgår at Johan Sverdrup-feltet er lokalisert i god avstand til de mest sårbare områdene (gyteområder for tobis). De nærmeste områdene som er markert er gyteområder for hhv. torsk og makrell. Dette er arter som gyter i de frie vannmassene, og over relativt store områder. Av den grunn er de ikke sårbare i samme grad som for eksempel gyteområder for tobis.

Sjøfugl representerer en sårbar ressurs som kan bli negativt påvirket ved en eventuell oljeutblåsning. De ulike artene har ulik utbredelse, og utbredelsen varierer sterkt gjennom årstidene. Eksisterende kunnskap om dette er lagt til grunn for gjennomførte miljørisikoanalyser.



Figur 5-2 Eksempel på utbredelse av sjøfugl (her Lomvi) i åpent hav gjennom ulike årstider. Kilde: Seapop



Figur 5-3 Særlig verdifulle områder (SVO) i Nordsjøen

## 5.4 Fiskeressurser

Nordsjøen er kjent som et fiskerikt havområde. Noen av de store fiskebestandene er under "føre var"-grensen for gytebestandens størrelse (sei og tobis på noen av feltene i Nordsjøen), blant annet som følge av høy beskatning. Torsk er under kritisk nivå, mens bestandene av øyepål, nordsjøsil, makrell, kolmule og rødspette er større enn "føre var"- grensen for gytebestandens størrelse.

Noen arter som tidligere var ganske vanlige i Nordsjøen, er borte eller har blitt sterkt redusert. På den nasjonale rødlista er ål, storskate og pigghå listet som kritisk truet. De fleste bruskfiskbestandene er på lavt nivå. Flere andre fiskebestander er truet eller nær truet.

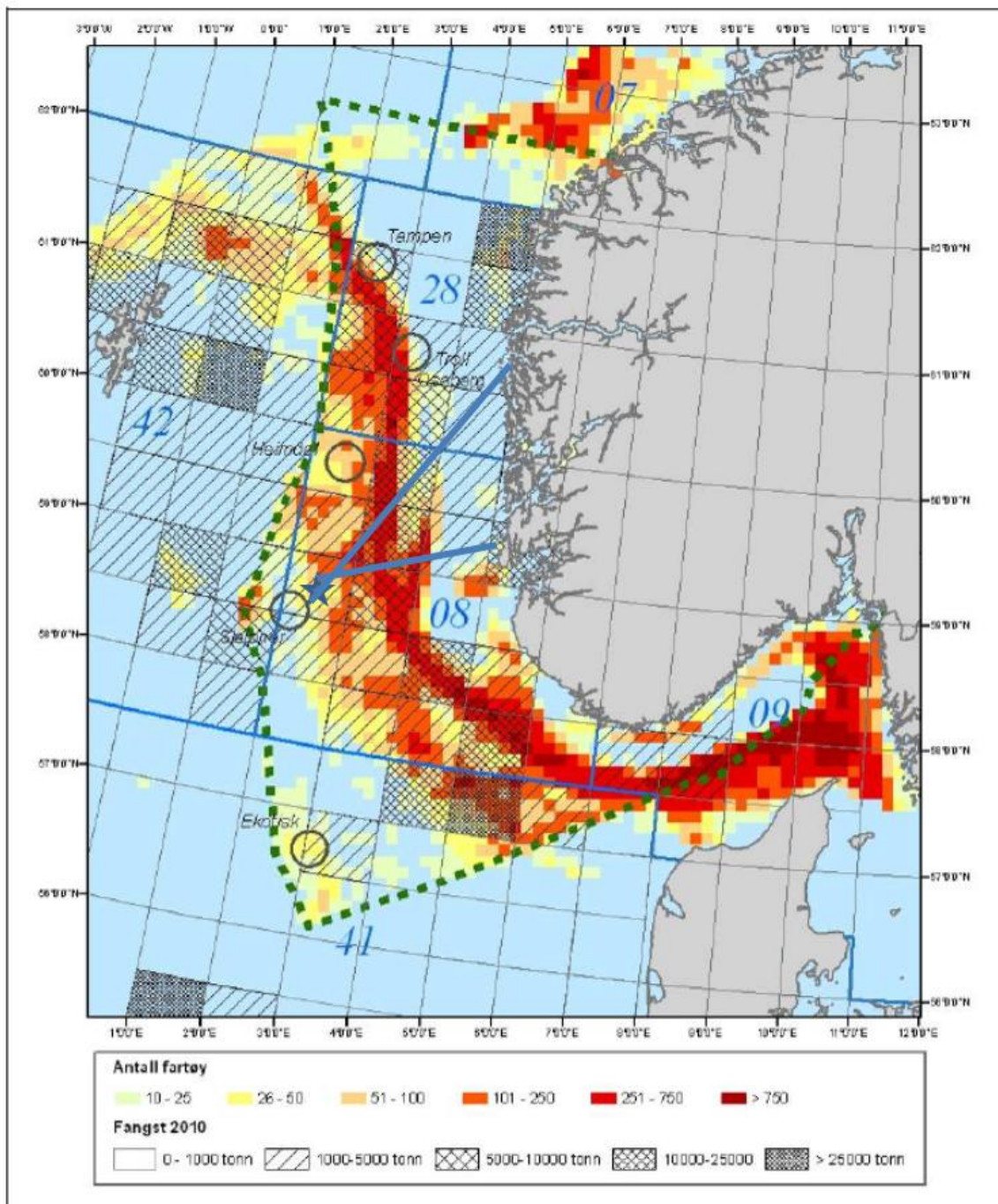
For enkelte fiskebestander (sei, nordsjøsil, torsk tobis og makrell) er fiskeriaktivitet en av de enkeltfaktorene som i forvaltningsplanen er vurdert å ha betydning. Det samme gjelder langtransporterte miljøgifter og tilførsler fra land- og kystbasert aktivitet. Lovlige driftsutslipp fra aktiviteter i havområdet er vurdert å ha mindre konsekvens på fisk.

Sei, makrell, sil, torsk og reke er de viktigste kommersielle artene med tanke på konsum i Nordsjøen. Andre kommersielt viktige arter er kolmule, øyepål og tobis, som i all hovedsak fiskes av industritrålere, og benyttes i produksjon av fiskemel og fiskeolje, som i sin tur benyttes i fôr til oppdrettsnæringen. Artene som er nevnt ovenfor er viktige både for økonomisk verdiskapning og som bestander i økosystemet.

Andre kommersielt viktige arter er brisling, taggmakrell, hyse, hvitting og sjøkreps.

Det er ikke kjent at det finnes noen spesielt sårbare gyte- eller oppvekstområder ved eller rundt Johan Sverdrup-feltet.





**Figur 5-4 Illustrasjon av norsk fangst på lokasjonsnivå, konsentrasjon av fiskefartøy**

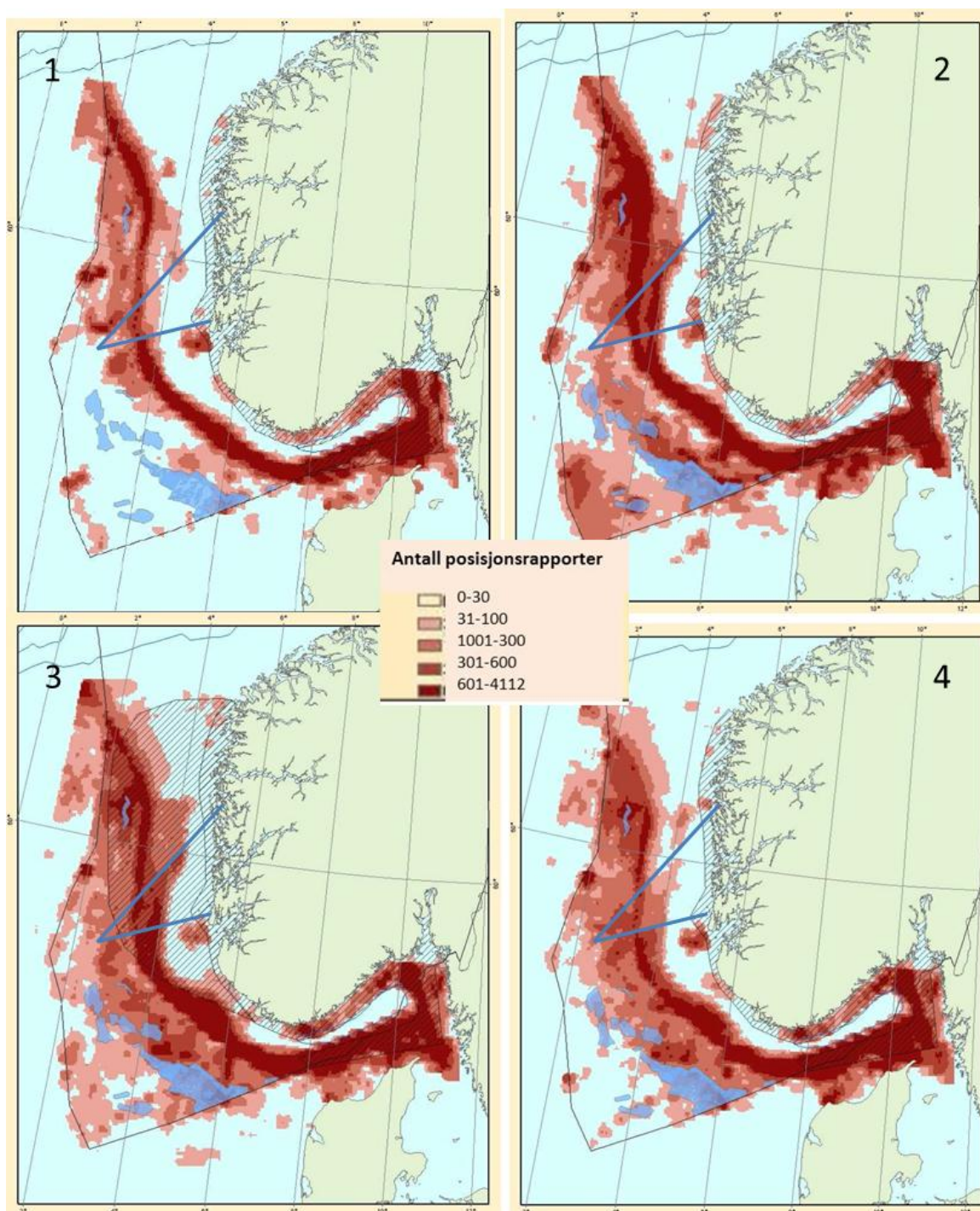
Figur 5-4 er basert på alle båter som er utstyrt med springssystem, både norske og utenlandske båter. Hovedområdene tilhørende norsk sone er oppgitt (08, 09, 28, 41 og 42). I tillegg er hovedfeltene med olje- og gassproduksjon på norsk sokkel i Nordsjøen vist. Feltsenter og eksportørledningstraseer er indikert med hhv. blå stjerne og blå linjer.

Som det framgår av Figur 5 3 er Johan Sverdrup-feltet lokalisert utenfor de områdene som har den høyeste fiskeriaktiviteten. Likevel foregår det også i dette området noe fiske. Aktiviteten varierer mellom årstider og fra år til år. Statistikkdata for perioden 2003 – 2011 viser at det i første rekke var sild, og makrell som ble fisket innenfor den fiskerilokasjonen som Johan Sverdrup-feltet ligger i (Lokasjon 08-53). Dette fisket foregår med redskaper som ringnot og flytetrål. Det brukes ikke bunnrål for denne typen fiske. Fisket er ikke stedbundet, og fangstområdene kan variere fra år til år avhengig av hvor innsiget av fisk skjer. Omfanget av annet norsk fiske er lite i lokasjon 08-53. Enkelte år fanges det likevel en del hvitfisk (hyse, torsk og sei) samt øyepål (kolmule fanges i hovedsak ved Norskerenna). Disse artene tas ved hjelp av bunnrål, og aktiviteten varierer fra år til år avhengig av pris og tilgang på fisk. Fangststatistikken inkluderer ikke trålfangster tatt av utenlandske (skotske) båter i området.

Sild og makrell fiskes i hovedsak med ringnot og flytetrål. Vanligste fiskeperiode for nordsjøisild er mai – desember og for makrell mai – november.

Sporingsdata for fiskefartøy i perioden 2000 – 2009 indikerer at det i området ved Johan Sverdrup er minst fiskeriaktivitet i 1. kvartal, noe mer i 2. kvartal, og høyest aktivitet i 3. og 4. kvartal. Se Figur 5-5. Dette vil imidlertid variere fra år til år.





Figur 5-5 Aktivitet av norske og utenlandske fiskefartøy i norsk sone i Nordsjøen og Skagerrak i 1.-4. kvartal for årene 2000-2009.

Skraverte felt i Figur 5-5 viser aktivitetssområdet for ikke sporingspliktige fartøy (< 15 m). Tobisfelt er vist som blå felt (Fiskeridirektoratet m.fl. 2010). Rørledningstraseene er grovt indikert med blå linje.

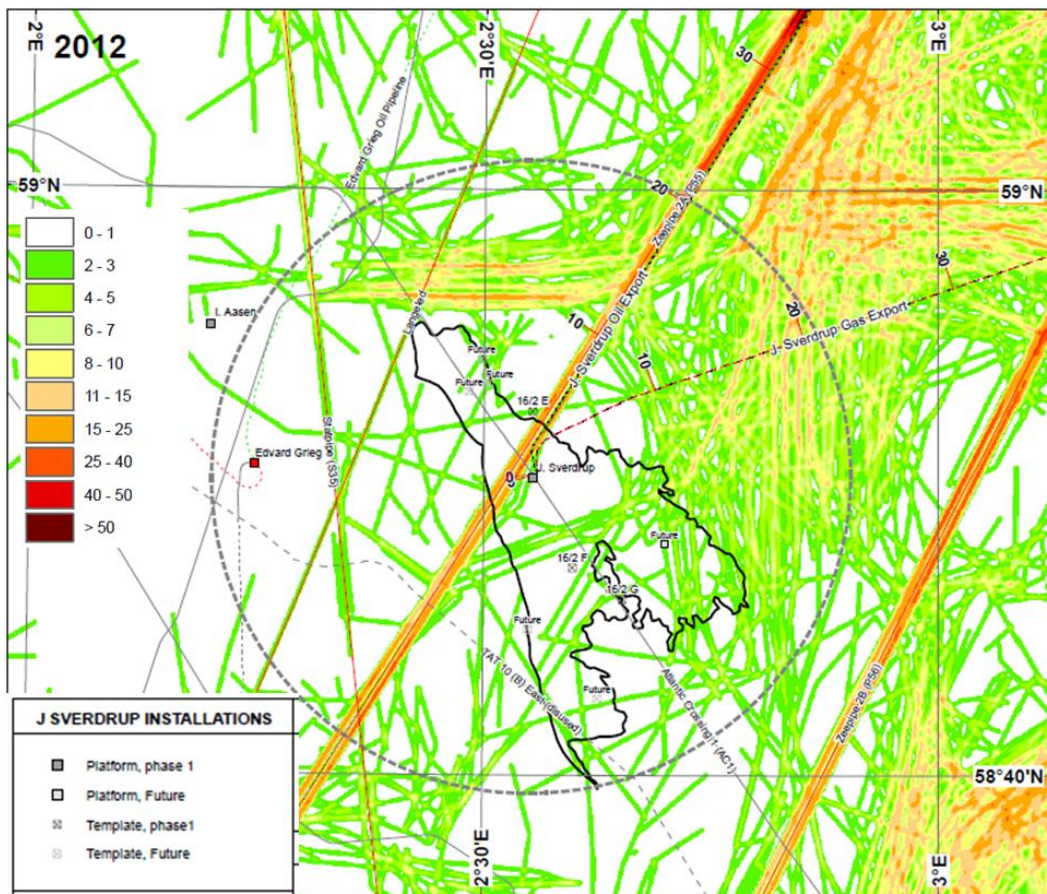
Det er innhentet sporingsdata for området rundt Johan Sverdrup-feltet for perioden 2007 – 2011 (Ecofact 2014). Felles for alle disse årene er at fisket er konsentrert til trålfeltet nord i influensområdet og at det tråles langs eksisterende rørledninger som krysser dette. Fiskeaktiviteten i den østre delen av influensområdet varierer fra år til år.

Feltsenteret blir lokalisert tett opp mot tråltraseen langs Zeepipe II a, men øvrige planlagte og framtidige installasjoner ligger i områder med lavere fiskerifrekvens.

2012 representerer et år med relativt stor fiskeriaktivitet i nærområdene til Johan Sverdrup-feltet. Sammenlignet med data for årene 2007-2012 er det bare i 2010 at fiskeriaktiviteten har vært større. Enkelte år, som i 2007 og 2008, er det svært få registreringer av fiskeriaktivitet innenfor feltet.

Figur 5-6 illustrerer registrert fiskeriaktivitet for året 2012, nær Johan Sverdrup-feltet.

Opplysninger mottatt fra Fiskeridirektoratet viser at i området rundt Johan Sverdrup er frekvensen av utenlandske, særlig britiske fartøy, betydelig høyere enn frekvensen av norske fiskefartøyer. De britiske trålerne fisker framfor alt langs rørledningene som går gjennom influensområdet for feltsenteret, men det er også et intensivt fiske i den nordlige og østlige delen av influensområdet. Det er i hovedsak skotske trålere som fisker etter hvitfisk (sei, torsk, hyse). Disse båtene er relativt små (20-28 m), og for å få nok trekraft driver de partråling. Det vil si at to båter trekker en bunntråd. Denne fiskemetoden er ikke spesielt utbredt blant norske fiskere. Partråling er en bidragende årsak til at sporingskartene viser høy frekvens av utenlandske fartøy.



**Figur 5-6 Frekvens av fiskefartøy som er utstyrt med springssystemer**

Figur 5-6 omfatter både norske og utenlandske fartøy > 15 m lange i influensområdet for Johan Sverdrup feltcenter i 2012. En radius på 20 km fra feltcenteret er markert med en sirkel.



## 6 Utslipp til luft

Utslipp til luft oppstår i hovedsak som følge av:

- Produksjon av energi (kraft og varme)
  - for drift av roterende utstyr
  - for prosessformål
  - for lys og oppvarming av bolig- og oppholdsområder
  - for transportformål (forsyningskip, helikopter)
- Fakling av gass
- Diffuse lekkasjer fra prosessanleggene

Av disse er produksjon av energi den absolutt største kilden. For Johan Sverdrup medfører bruk av kraft fra land at offshore utslipp til luft fra energiproduksjon reduseres vesentlig sammenlignet med bruk av gassturbiner.

For fase 1 vil varme til prosessformål bli generert med gassfyrte kjeler, og dette vil være en hovedkilde til utslipp av til luft. I tillegg vil dieselmotorer på mobile borerigger være en betydelig kilde til utslipp til luft.

Forutsetninger som er lagt til grunn for beregning av utslipp til luft er vist i Vedlegg 2.

### 6.1 Utslipp i anleggsfasen

#### 6.1.1 Bore- og brønnoperasjoner

Johan Sverdrup vil foreta testing av produksjonsbrønner mot et eget midlertidig bygget testanlegg eller fast installert testseparator. Testseparator skal bli installert på feltsenteret. Det er ikke planlagt brenning av hydrokarboner (fakling) ved testing av produksjonsbrønner.

Boring med integrert boreanlegg på feltsenteret vil ikke medføre utslipp til luft fra plattformen. Dersom det i senere faser etableres nye selvstendige plattformer med integrert boreanlegg, vil det bli vurdert om også disse boreanleggene kan drives med kraft fra land.

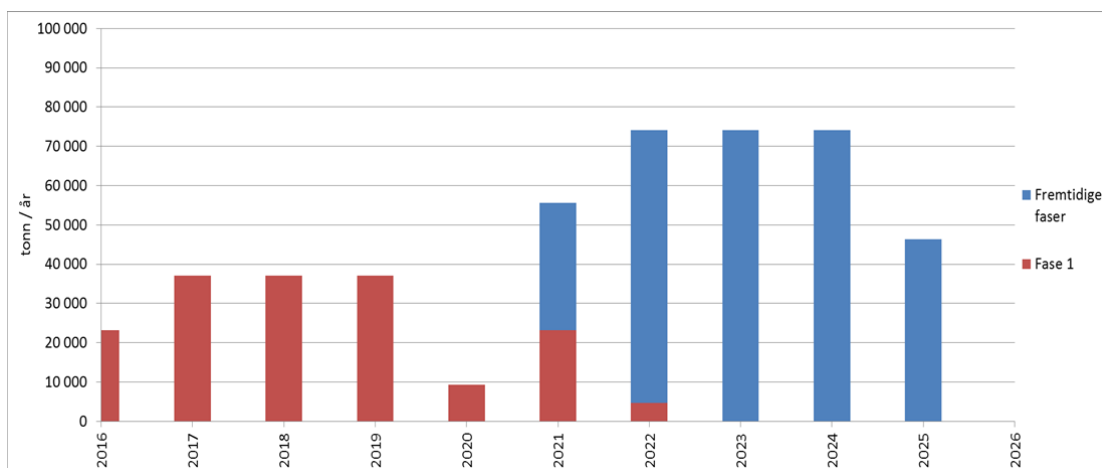
Når det gjelder brønner på lokaliteter uten selvstendige plattformer (undervannsanlegg), er det i denne konsekvensutredningen lagt til grunn at de vil bli boret med mobile borerigger (flytende eller oppjekkbare) drevet av dieselmotorer. Dette gjelder også forboring av brønner på plattformlokaliteter, før de faste innretningene er på plass. Borerigger som drives av dieselmotorer gir utslipp av CO<sub>2</sub> og NO<sub>x</sub> samt mindre mengder SO<sub>2</sub>.

Tabellen nedenfor gir en oversikt over antall brønner boret med hhv. integrert boreanlegg og mobile borerigger, fordelt på fase 1 og framtidige faser. Det understrekes at hverken brønnantall eller type borerigg for framtidige faser er besluttet. Tallene i tabellen må oppfattes som et mulig scenario, som er lagt til grunn for beregning av utslipp og vurdering av konsekvenser.

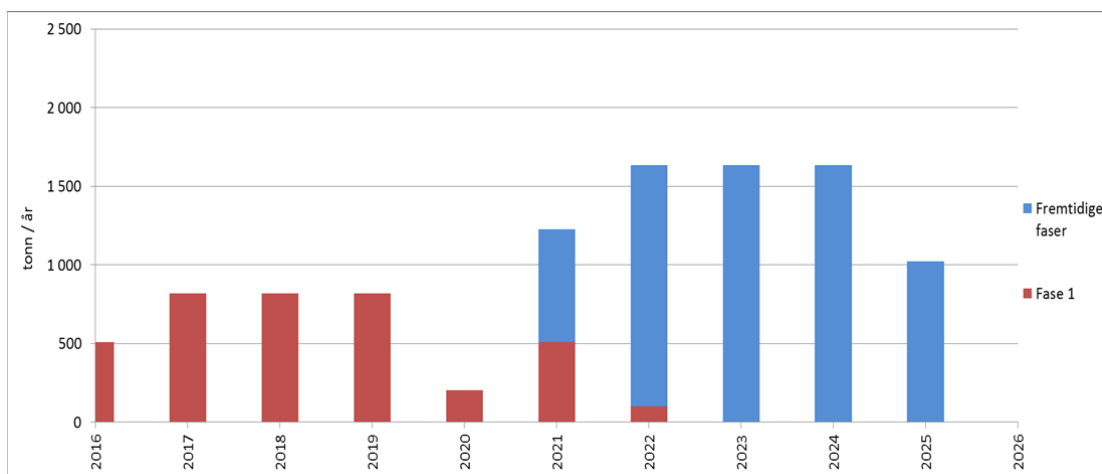
**Tabell 6-1 Oversikt over antall og total boretid for brønner boret med hhv. integrert boreanlegg og mobile borerigger, basert på et eksempel-scenario for framtidige faser**

Type borerigg	Fase 1 (2016-2022)		Framtidige faser (Oppstart 2022)	
	Antall	Total varighet	Antall	Total varighet
Integrert boreanlegg	17		10	
Mobil borerigg	18		32	
<b>Totalt antall brønner</b>	<b>35</b>	<b>2450 dager</b>	<b>42</b>	<b>2940 dager</b>

Med utgangspunkt i at 50 brønner vil bli boret med mobile borerigger, er de totale utslippene til luft fra boring beregnet slik som vist i Figur 6-1 og Figur 6-2.



**Figur 6-1 Estimerte årlige CO<sub>2</sub>-utslipp fra boreoperasjoner. Fase 1 (rødt) og framtidige faser (blått). Basert på eksempel-scenario vist i tabell 6.1**



**Figur 6-2 Estimerte årlige NO<sub>x</sub>-utslipp fra boreoperasjoner. Fase 1 (rødt) og framtidige faser (blått). Basert på eksempel-scenario vist i tabell 6.1**

Total estimert besparelse av offshore utslipp til luft som følge av at boreanlegget på boreplattformen drives med kraft fra land, er ca. 195.000 tonn CO<sub>2</sub> og 4.300 tonn NO<sub>x</sub>.

Brønner som bores fra faste installasjoner vil bli boret med kraft fra land. For fase 1 utbyggingen vil dette være 17 brønner. De resterende brønnene på feltcenteret som er planlagt for fase 1 vil bli forboret med en halvt nedsenkbar flyterigg; i alt 6 brønner. Feltcenteret har totalt 48 brønnsliesser. Dersom de resterende brønnsliessene tas i bruk i senere faser, vil disse også bli boret med kraft fra land.

Den fremtidige utbyggingen av feltet har ikke fått fastsatt utbyggingsstrategi. Det er størst sannsynlighet for at fremtidige faser vil utbygges med undersjøiske brønner.

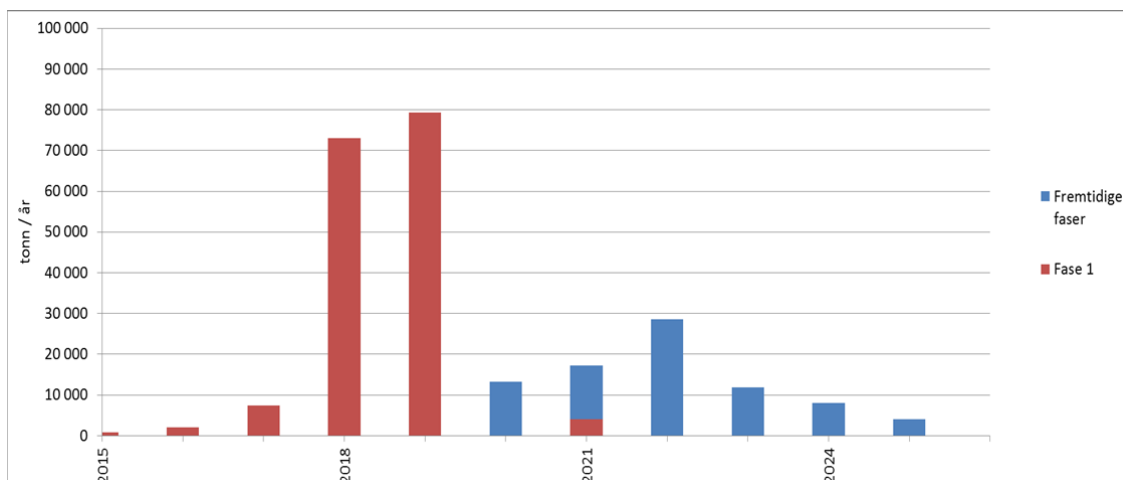
Foreløpige planer indikerer at av de framtidige brønnene vil 10 brønner bli boret fra fast installasjon på feltcenteret, og de resterende 32 brønnene bli boret med flyterigg.

### 6.1.2 Utslipp fra anleggsaktiviteter

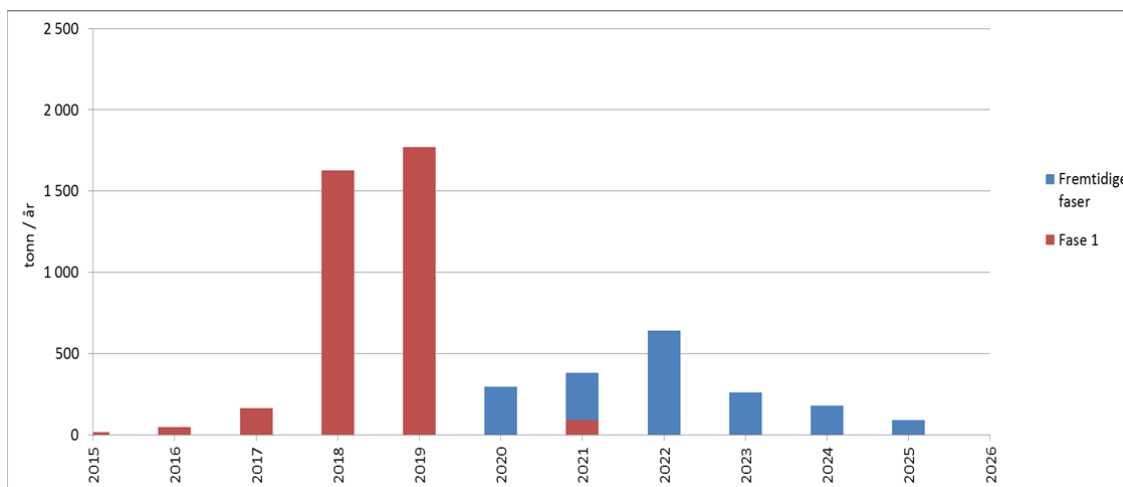
På grunn av utbyggingens omfang, med fire store plattformer, havbunnsrammer og feltinterne rørledninger, vil også installasjonsaktivitetene bli mer omfattende enn på noen andre felt på norsk sokkel hittil. Disse aktivitetene vil generere utslipp til luft, vesentlig knyttet til forbrenning av diesel. Følgende hovedaktiviteter er identifisert:

- Marine operasjoner og innkvartering av personell (flotell)
- Transport av utstyr og personell
- Kraftgenerering inntil kraft fra land blir tilgjengelig

En oversikt over utslipp til luft fra anleggsaktiviteter er vist i Figur 6-3 og Figur 6-4. Forutsetninger for beregningene er vist i Vedlegg 2. I tillegg vil det i 2018/2019, inntil strøm fra land blir installert, komme utslipp som følge av lokal kraftgenerering med dieselaggregat på plattformene, foreløpig anslått til ca. 50 000 tonn CO<sub>2</sub> og 250 tonn NO<sub>x</sub>.



**Figur 6-3 Estimerte utslipp av CO<sub>2</sub> i anleggsperioden fra transport og marine operasjoner. Se Vedlegg 2 ang. forutsetninger lagt til grunn for beregningene**



**Figur 6-4 Estimerte utslipp av NO<sub>x</sub> i anleggsperioden fra transport og marine operasjoner. Se kapittel 6.1 ang. forutsetninger lagt til grunn for beregningene**

## 6.2 Driftsfasen

Pumper og kompressorer på Johan Sverdrup vil bli drevet med kraft fra land, og genererer derfor ikke utslipp til luft offshore. Hovedkildene for utslipp til luft i driftsfasen vil være:

- Transport (forsyningskip og helikoptertransport)
- Nødfakling av gass
- Diffuse lekkasjer fra prosessanleggene
- Oppvarming av prosessen ved hjelp av gassfyrte kjeler
- Testing av brannvannpumper og generatorer (nød- og essensiell)

### 6.2.1 Transportvirksomhet

I driftsfasen vil det være anløp av forsyningsfartøy og transport av personell med helikopter. Estimerte utslipp til luft er basert på analyser av logistikkbehov i et år med normal produksjon og brønn-intervensjon. Som følge av boring fra feltet vil det være noe høyere aktivitet i perioden fram til 2023 for Fase 1 og fram til 2025 for fremtidige faser. Beregningene er fordelt på forsyningsfartøy og helikopter (Tabell 6-2).

**Tabell 6-2 Estimerte utslipp til luft fra transport av forsyninger og personell i driftsfasen.**

Periode	Årlige utslipp CO <sub>2</sub> (tonn)		Årlige utslipp NO <sub>x</sub> (tonn)	
	Skip	Helikopter	Skip	Helikopter
2020-2024*	6800	1800	160	40
2025-2058	4600	1800	100	40

\* 2020-2022 for Fase 1

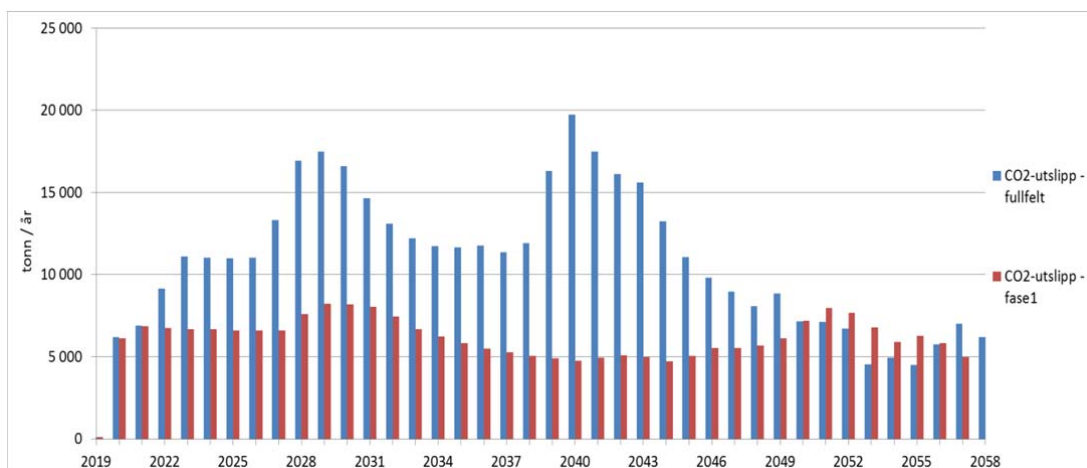


## 6.2.2 Fakling og lekkasjer

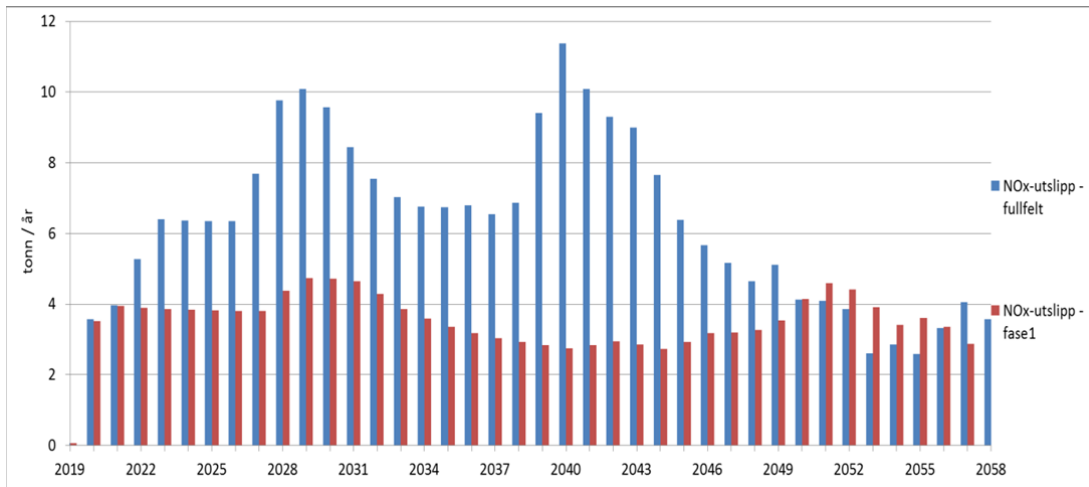
Det vil ikke være kontinuerlig fakling på feltsenteret. Fakling av sikkerhetsgrunner vil forekomme, og det er antatt en faklingsmengde på ca. 0,3 % av total mengde gass som håndteres av produksjonssystemet. Estimerte utslipp som følge av nødfakling er vist i Figur 6-5, Figur 6-6 og Figur 6-7.

Lekkasjer fra ventiler vil kunne forekomme i fakkelsystemene. Det vil også være noe tilførsel av gass som følge av testing og vedlikehold. I åpne fakkelsystem vil denne gassen ventileres uten antenning. Det er svært vanskelig å estimere mengden gass som ventileres som følge av dette, og eventuelle tiltak vil derfor først bli iverksatt i senere utbyggingsfaser etter at man har kunnet innhente konkret informasjon om gassmengder gjennom målinger i fakkelen.

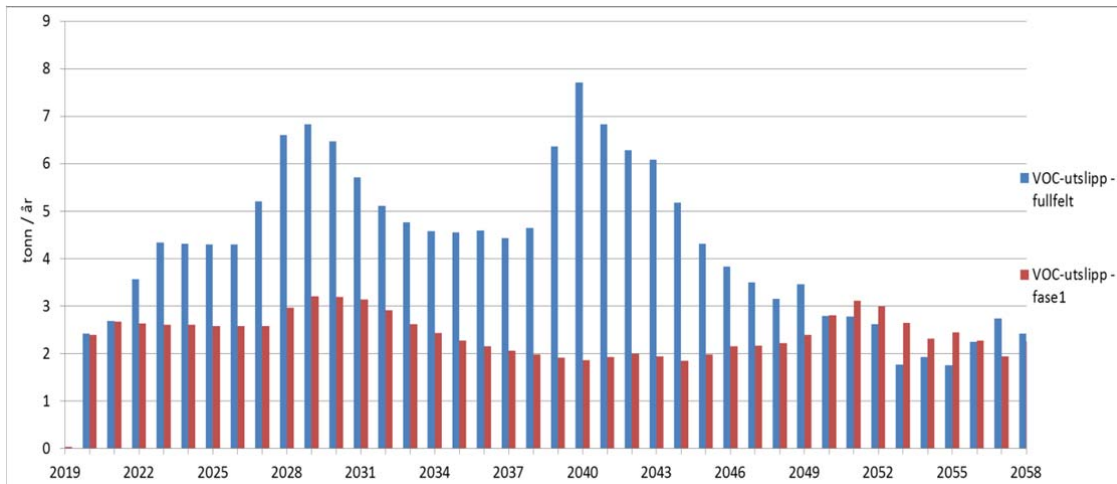
Smålekkasjer i prosessen, såkalte diffuse utslipp, er mer eller mindre kontinuerlige og unngåelige utslipp som er vanskelig å kvantifisere. Diffuse utslipp vil kunne forekomme fra alle systemer som håndterer hydrokarboner. Estimerte utslipp fra smålekkasjer er vist i Figur 6-8 og Figur 6-9.



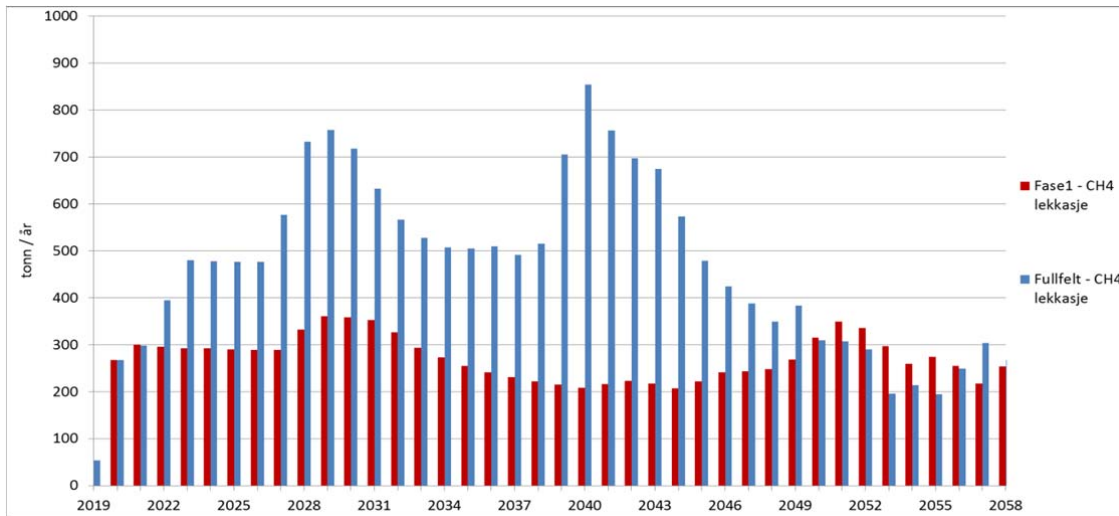
Figur 6-5 Estimerte utslipp av CO<sub>2</sub> i forbindelse med nødfakling



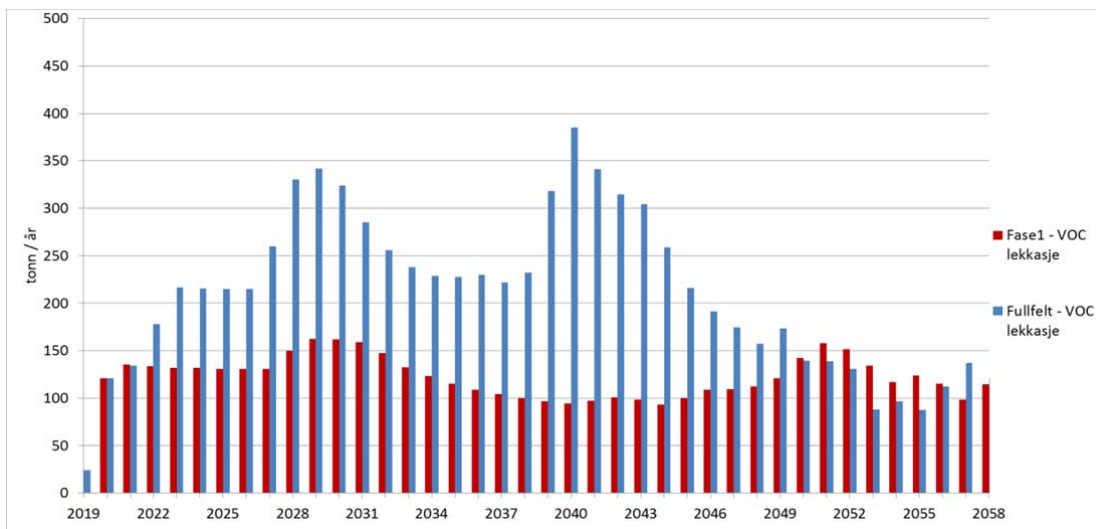
Figur 6-6 Estimerte utslipp av NO<sub>x</sub> i forbindelse med nød-fakling



Figur 6-7 Estimerte utslipp av VOC i forbindelse med nød-fakling



Figur 6-8 Estimerte utslipp av CH<sub>4</sub> fra smålekkasjer



Figur 6-9 Estimerte utslipp av nmVOC fra smålekkasjer

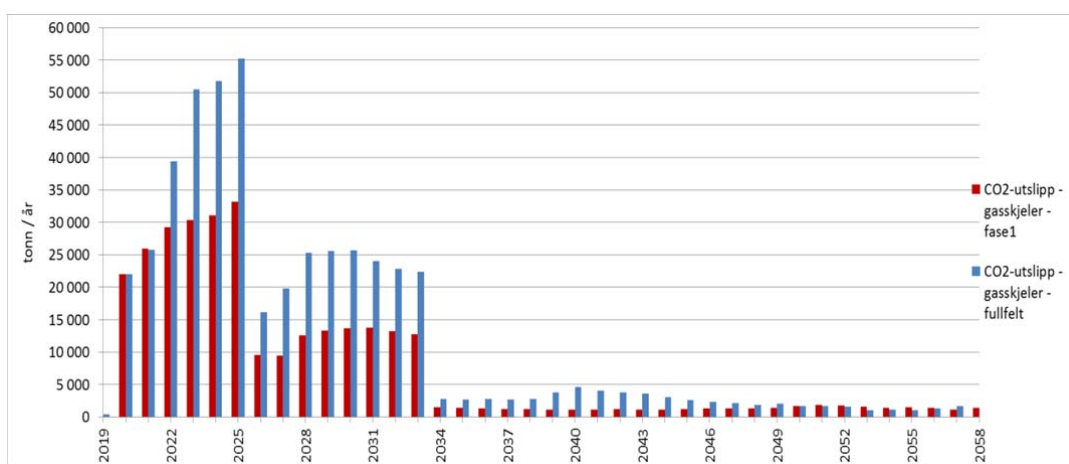
### 6.2.3 Oppvarming

Det vil være behov for ekstra oppvarming i ulike deler av produksjonen, blant annet:

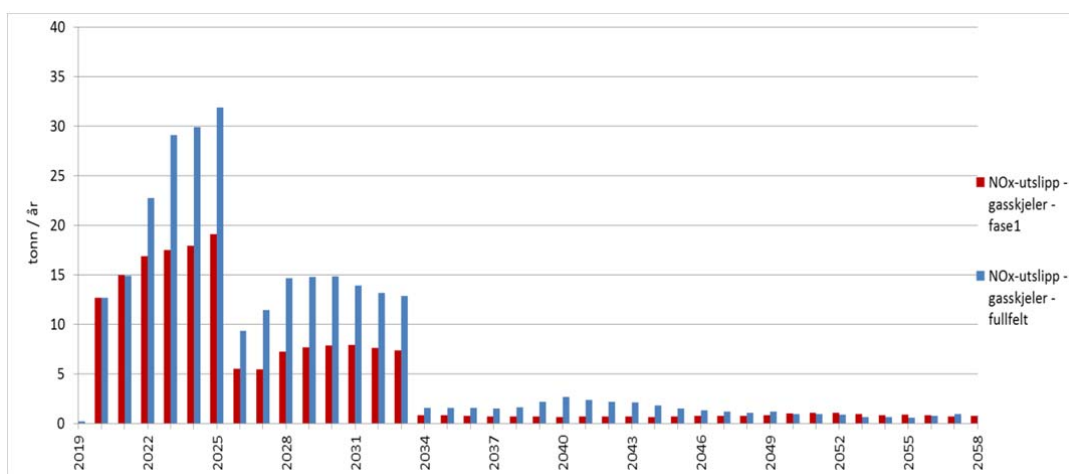
- Varme til prosessering av olje frem til vanngjennombrudd: inntil 23 MW
- Varme i forbindelse med gassbehandling: ca. 2 MW
- Oppvarming av flerfasestrømmer: inntil 12 MW

I fase 1 er det antatt et varmebehov på inntil 17 MW. For å sikre dette varmebehovet skal det installeres tre gassfyrte kjeler, hvorav én er reserve. Fase1 får dermed en totalt installert effekt på  $3 \times 10,5 = 31,5$  MW.

I framtidige faser er varmebehovet antatt å kunne komme opp i ca. 35 MW. Utslipp til luft fra generering av varme med gassfyrte kjeler er vist i Figur 6-10 og Figur 6-11.



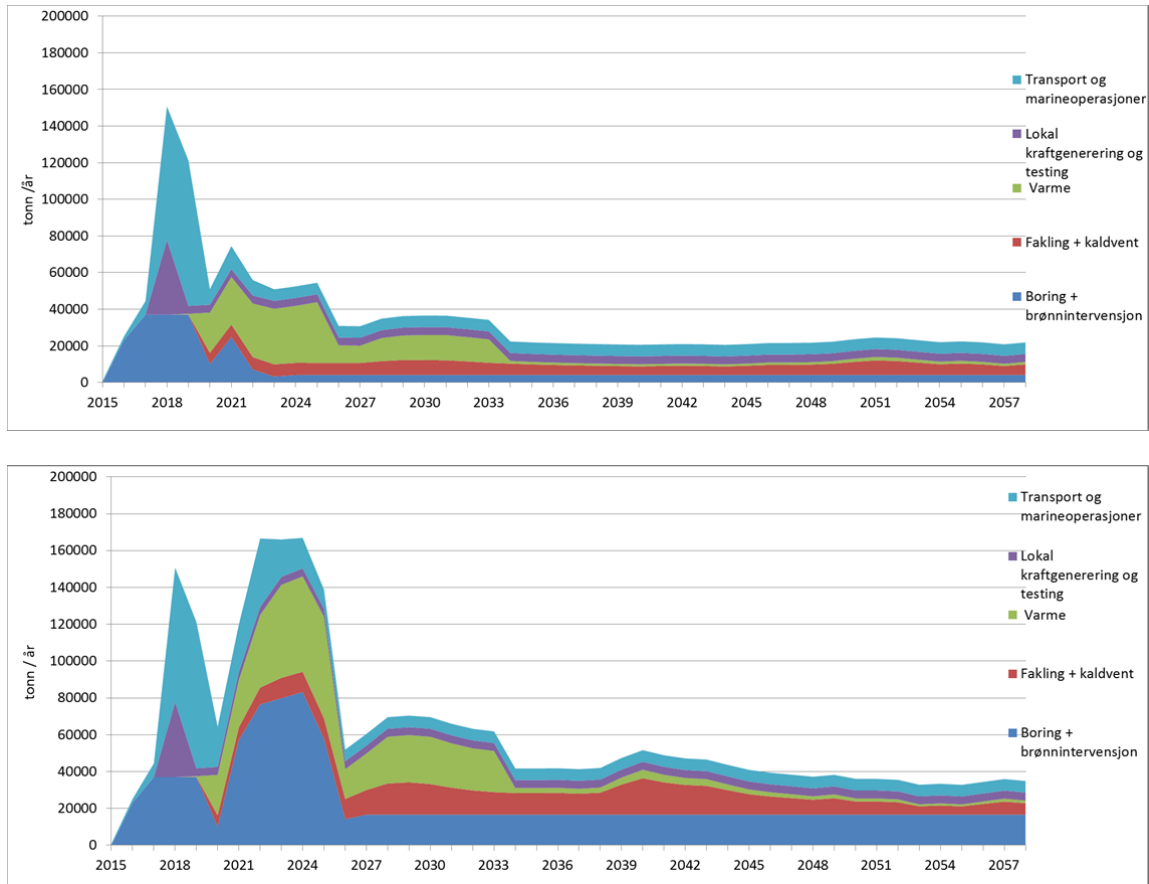
Figur 6-10. Estimerte utslipp av CO<sub>2</sub> fra gassfyrte kjeler



Figur 6-11. Estimerte utslipp av NO<sub>x</sub> fra gassfyrte kjeler

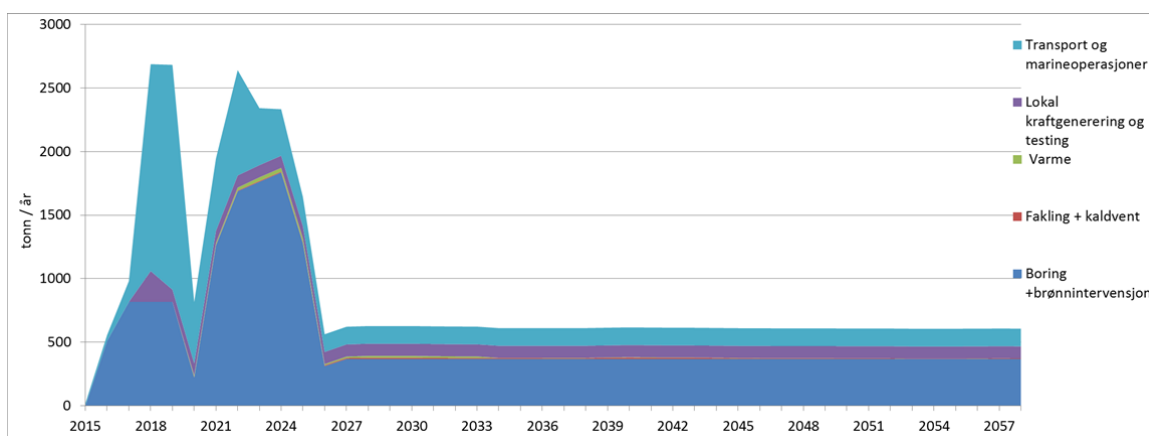
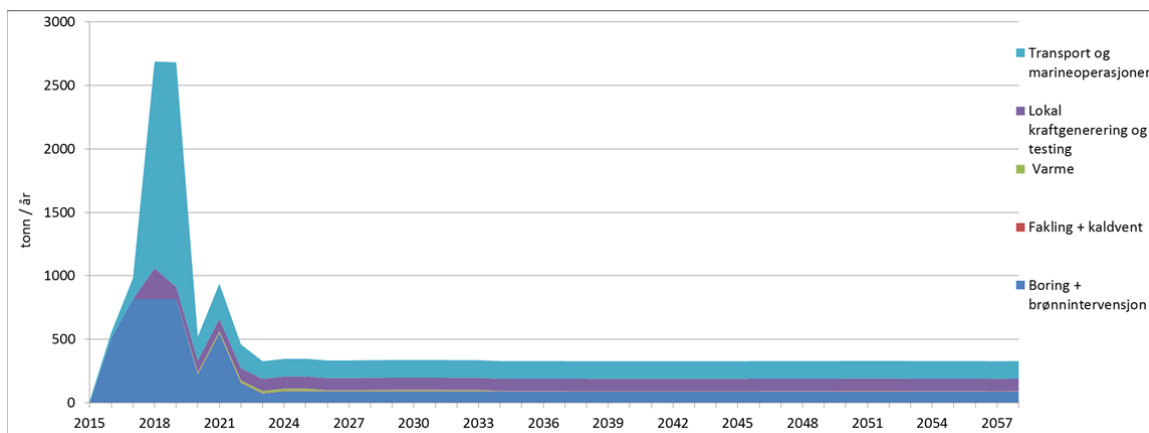
### 6.3 Samlede utslipp til luft

En samlet presentasjon av forventede utslipp til luft fordelt på ulike kilder for utbygging og drift av Johan Sverdrup er presentert under. Estimatenes for fremtidige faser er basert på scenario 1, jf. kapittel 4.



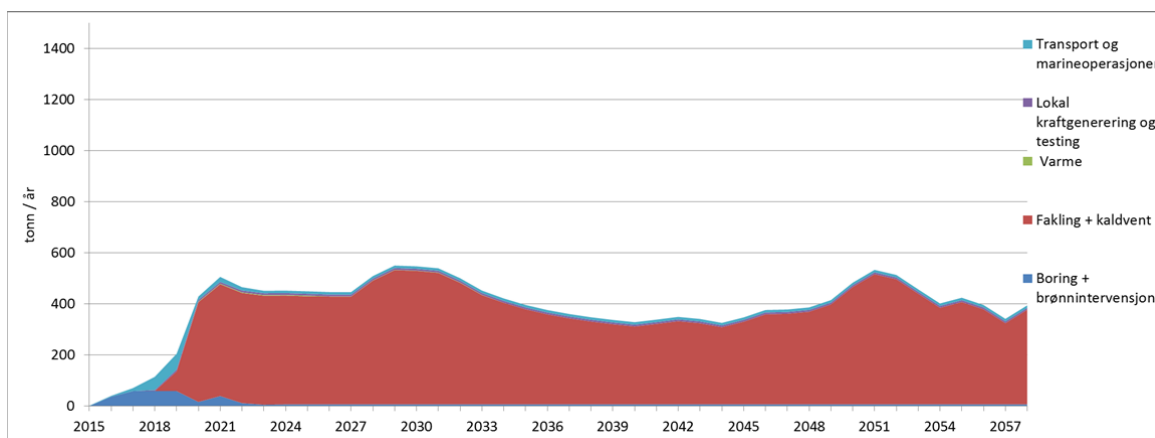
Figur 6-12. Forventede utslipp av CO<sub>2</sub> for fase 1 (øverst) og full felt utbygging, scenario 1 (nederst)

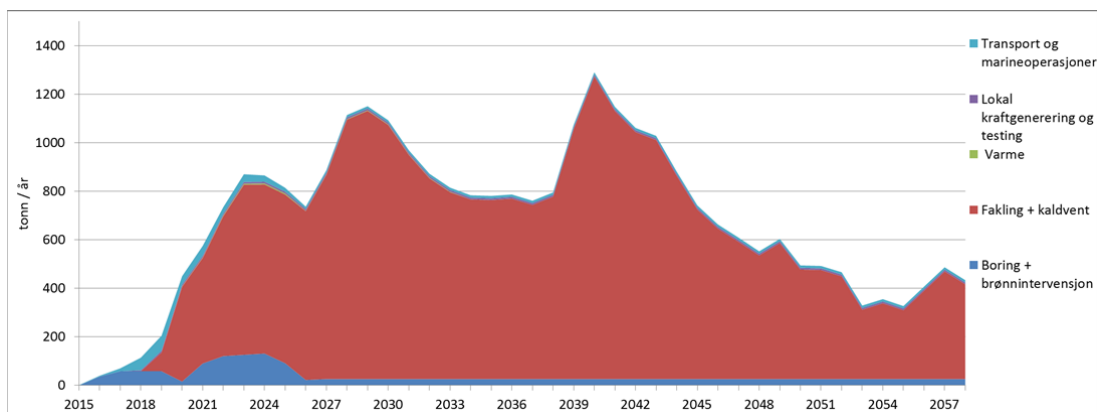
For første utbyggingsfase er de spesifikke utslippene beregnet til 4,75 kg CO<sub>2</sub>/Sm<sup>3</sup> oe. For full feltutbygging, scenario 1, er det tilsvarende tallet 6,7 kg CO<sub>2</sub>/Sm<sup>3</sup> oe.



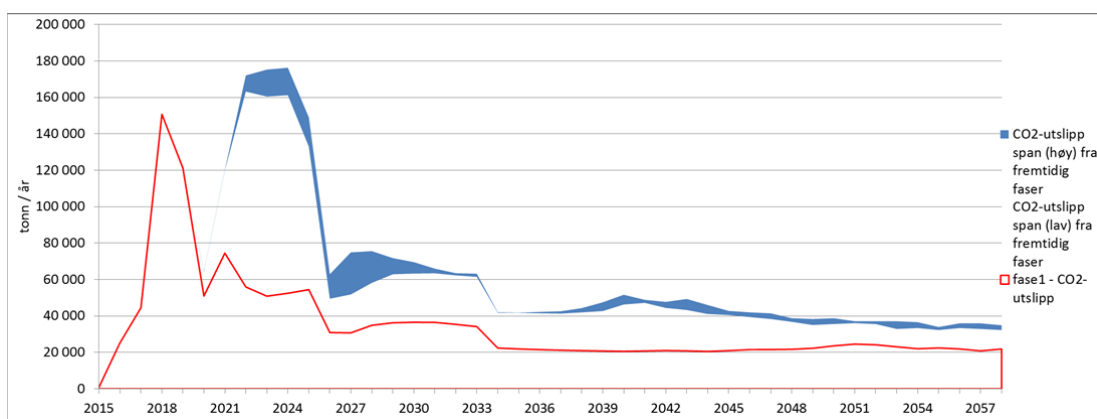
Figur 6-13. Forventede utslipp av NO<sub>x</sub> for fase 1 (øverst) og full feltutbygging, scenario 1 (nederst)

For første utbyggingsfase er de spesifikke utslippene beregnet til 0,065 kg NO<sub>x</sub>/Sm<sup>3</sup> oe. For full feltutbygging, scenario 1, er det tilsvarende tallet 0,097 kg NO<sub>x</sub>/Sm<sup>3</sup> oe.

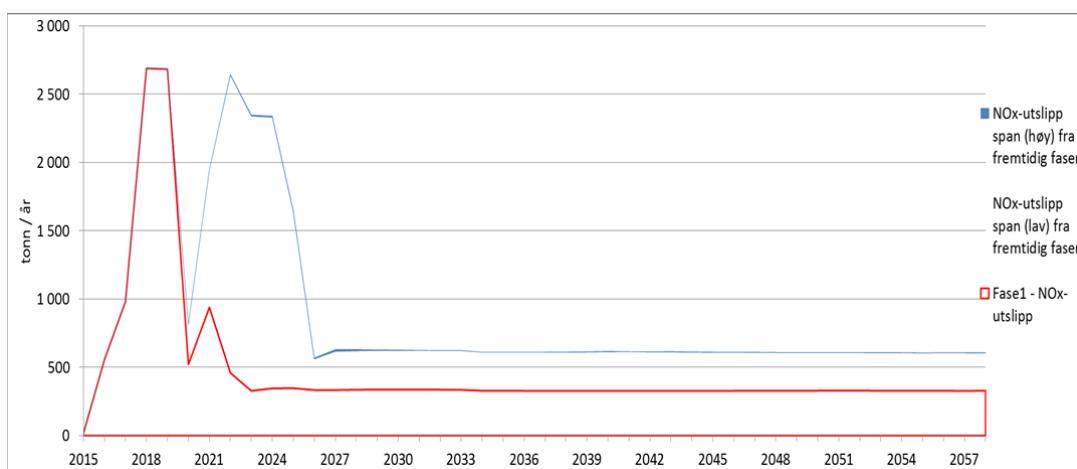




Figur 6-14. Forventede utslipp av VOC for fase 1 (øverst) og full feltutbygging, scenario 1 (nederst)

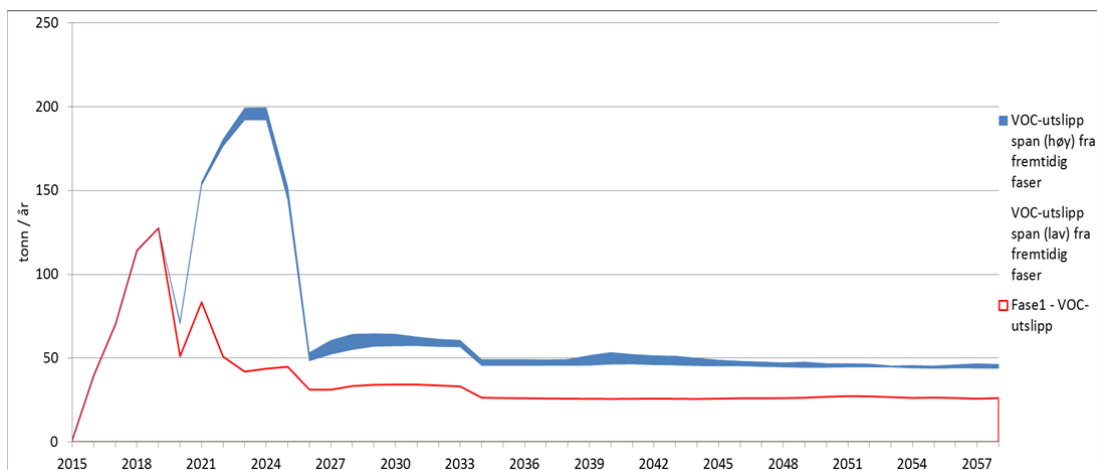


Figur 6-15 Estimerte utslipp av CO<sub>2</sub> for fase 1 (rød strek) og for full feltutbygging (blått område).



Figur 6-16 Estimerte utslipp av NO<sub>x</sub> for fase 1 (rød strek) og for full feltutbygging (blått område).





Figur 6-17 Estimerte utslipp av VOC for fase 1 (rød strek) og for full feltutbygging (blått område).

For forutsetninger som ligger til grunn for beregning av energibehov og bruk av kraft fra land, se kapittel 3.8.

## 6.4 Planlagte tiltak for å redusere utslipp til luft

For BAT-vurderinger vises det til kap.3.5.6. Følgende tiltak er planlagt implementert for å redusere utslipp til luft:

- Alt roterende utstyr drives med kraft importert fra land
- Større energikrevende utstyr blir utstyrt med VSD for å redusere kraftbehov
- Overskuddsvarme fra kjølemediet blir gjenvunnet og benyttet bl.a. for oppvarming av sjøvann for injeksjon
- Høytrykksfakkell på prosessplattformen vil være lukket, og gass tilbakeføres til produksjonen unntatt i nødsituasjoner
- Det blir installert en rekompresor på prosessplattformen for å kunne lede avgasser fra produsertvannsystemet til det lukkede fakkelsystemet
- En egen faklingsstrategi for driftsperioden vil bli utarbeidet
- Det vil bli tilrettelagt for mulig fremtidig lukking av fakkell på stigerørsplattformen
- Det er valgt gasskjeler med teknologi for å redusere utslipp av NO<sub>x</sub>

## 6.5 Konsekvenser av utslipp til luft

Kraft fra land reduserer de lokale og nasjonale utslippene til luft vesentlig. Restutslippene av CO<sub>2</sub> og metan CH<sub>4</sub> vil bidra til drivhuseffekt og global oppvarming. Flyktige organiske forbindelser (nmVOC) utgjør en heterogen gruppe forbindelser som både har en klimaeffekt og bidrar til dannelse av bakkenært ozon. Utslipp av NO<sub>x</sub> vil bidra til forsuring og overgjødning. For en nærmere beskrivelse av konsekvenser av utslipp til luft, langtransporterte forurensinger og avsetninger på land vises til Regional konsekvensutredning for Nordsjøen (Statoil 2006)

## 7 Utslipp til sjø

Utbygging og drift av Johan Sverdrup vil gi regulære utslipp til sjø knyttet til:

- Bore- og brønnoperasjoner
- Klargjøring av rørledninger
- Produsert vann (når injeksjonsanlegget er ute av drift)
- Drenasjevann
- Sanitæravløpsvann
- Kontrollsystem til bunnrammer
- Kjølevann

### 7.1 Utslipp i anleggsfasen

#### 7.1.1 Utslipp fra bore- og brønnoperasjoner

Ved boring av den øverste brønnseksjonen på 42" eller 36" vil det i hovedsak bli benyttet sjøvann, men med enkelte mindre volumer av sjøvann tilsatt viskøse piller (som øker viskositeten på sjøvannet). Det samme gjelder for neste brønnseksjon (24"), men her kan det alternativt bli benyttet vannbasert borevæske.

Oljebasert borevæske vil benyttes for de mer krevende seksjonene dypere nede (17,5", 12,25" og 8,5").

Borekaks fra boring med sjøvann, viskøse piller eller vannbasert borevæske vil bli sluppet til sjø, sammen med den brukte borevæsken. Kaks fra boring av 42"/36" -seksjonene og 24" -seksjonen (for havbunnsbrønner) vil bli sluppet ut nede ved havbunnen. En pumpe på havbunnen vil sørge for å transportere kaks bort fra selve borestedet (50-100m). For øvrige seksjoner vil kaks fra boring med vannbasert borevæske bli sluppet ut fra plattform/borerigg, 25 meter under havoverflata.

Borekaks fra boring med oljebasert borevæske vil på integrert boreplattform bli samlet opp, borevæsken vil bli gjenvunnet, og den rensede borekaksen vil ha et oljevedheng som ligger under akseptgrensen for rensed borekaks som kan slippes til sjø. Den rensede borekaksen kan derfor pumpes til sjø, eventuelt etter tilsetning av vann.

Dersom renseanlegget på den integrerte boreplattformen ikke kan benyttes, er alternativet at borekaks med oljevedheng fraktes til land for videre behandling. Behandlingsmåten på land vil være den samme rensemetoden som er planlagt på integrert rig. For mobile flyterigger er det i dag mest sannsynlig at borekaksen blir transportert til land for videre rensing og til slutt deponering.

Tabellene nedenfor gir en oversikt over utslipp av borekaks og borevæsker fra hhv. integrert boreanlegg på boreplattform og fra flytende borerigg.

Utslippstallene for integrert borerigg er basert på at kaks fra boring med oljebasert borevæske renses på riggen og slippes ut til sjø.

Tabell 7-1 Oversikt over utslippsmengder fra boring med integrert borerigg på boreplattform

	36"	24"	17,5"	12,25"	9,5"	Totalt pr. brønn	Totalt for 27 brønner
<b>Væskesystem</b>	Vannbasert	Vannbasert	Oljebasert	Oljebasert	Oljebasert		
<b>Håndtering av kaks</b>	Til sjøbunn	Til sjøbunn	Rensing på rigg	Rensing på rigg	Rensing på rigg		
<b>Lengde, m</b>	160	920	1341	1102	500	4023	108621
<b>Hullvolum inkludert utvasking, m<sup>3</sup></b>	137	323	229	92	24	804	21713
<b>Vekt av kaks, tonn</b>	273	646	526	240	62	1747	47160
<b>Totalt forbruk av borevæske, m<sup>3</sup></b>	221	807	297	129	52	1506	40668
<b>Barytt til sjø, tonn</b>	49	117	231	101	19	517	13964
<b>Bentonitt til sjø, tonn</b>	7	41	0	0	0	48	1304

Tabell 7-2 Oversikt over utslippsmengder fra boring med flytende borerigg

	42"	24"	17,5"	12,25"	8,5"	Totalt pr. brønn	Totalt for 50 brønner
<b>Væskesystem</b>	Vannbasert	Vannbasert	Oljebasert	Oljebasert	Oljebasert		
<b>Håndtering av kaks</b>	Til sjøbunn	Til sjøbunn	Rensing på land	Rensing på land	Rensing på land		
<b>Lengde, m</b>	80	850	893	1701	506	4030	201500
<b>Hullvolum inkludert utvasking, m<sup>3</sup></b>	94	298	153	142	20	706	35279
<b>Vekt av kaks, tonn</b>	187	595	352	369	51	1554	77695
<b>Totalt forbruk av borevæske, m<sup>3</sup></b>	134	745	199	199	43	1319	65934
<b>Barytt til sjø, tonn</b>	34	108	0	0	0	142	7081
<b>Bentonitt til sjø, tonn</b>	3	38	0	0	0	41	2070

En oversikt over de viktigste komponentene som kan inngå i hhv vannbasert og oljebaserte bore- og kompletteringsvæsker er vist i Tabell 7-3. En kort beskrivelse av fargekodene er gitt i kapittel 7.2.3.

**Tabell 7-3 Oversikt over typisk innhold av komponenter i vannbasert og oljebaserte bore- og kompletteringsvæsker**

Komponent	Funksjon	Vannbasert borevæske	Oljebasert borevæske	Kompletterings væske
<b>Kjemikalier i bore- og kompletteringsvæsker</b>				
Bentonitt	Viskositetsmiddel	x		
Barytt	Tetthetskontroll	x	x	
pH Kontroll	pH Kontroll	x		
KCl (Potassium Chloride)	Leirskiferstabilisator	x		
CaCO <sub>3</sub> (Lime)	pH Kontroll		x	
Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub> (Soda Ash)	pH Kontroll	x		
Base Olje	Base Olje		x	
Viskositetsmiddel	Viskositetsmiddel	x	x	
Emulgator	Emulgator		x	
CaCl <sub>2</sub> (Calsium Chloride)	Leirskiferstabilisator		x	
Filtertapskontroll	Filtertapskontroll	x	x	
Korrosjonsdemper	Korrosjonsdemper			x
K <sub>2</sub> CO <sub>3</sub> (Potassium Carbonate)	pH Kontroll	x		
KOH (Liquid Potassium hydroxide)	pH Kontroll	x		
MEG	Hydrathemmer			x
(NH <sub>4</sub> )HSO <sub>4</sub> (Ammonium Bisulfite)	O <sub>2</sub> fjerner			x
Biosid	Biosid			x
NaHCO <sub>3</sub> (Sodium Bicarbonate)	pH Kontroll	x		x
Organiske syrer og enzymer	Breaker			x
O <sub>2</sub> fjerner	O <sub>2</sub> fjerner			x
<b>Sementer</b>				
Sement		x		
Lettvekt sement	Sementblanding	x		
Styrkestabilisator		x		
Vekt materiale		x		
CaCl <sub>2</sub> brine	Akselerator	x		
Dispergeringsmiddel		x		
Retarder		x		
Skumdemper		x		
<b>Vasking</b>				
Vaskemiddel		x		

Leverandører er forespurt om å finne fram til oljebaserte borevæsker som ikke inneholder røde kjemikalier.

Generert mengde borekaks og forbruk av borevæske gjenspeiler det store antallet brønner som skal bores på hele Johan Sverdrup gjennom feltets levetid. Brønnene fordeler seg over et område på 200 km<sup>2</sup>, og borefasen strekker seg over lang tid (fra 2016 til 2026). Det er gjennomført en beregning av spredning og sedimentasjon av boreavfall som et grunnlag for konsekvensvurderingene. Dette er nærmere omtalt i kapittel 7.4.

### **7.1.2 Klargjøring av rørledninger**

Klargjøring av rørledningene før drift vil medføre utslipp av kjemikalier som skal hindre korrosjon og begroing, samt fargestoff som benyttes for søk etter lekkasjer under trykktesting. Kjemikaliene som er planlagt brukt er miljøklassifisert som gule (miljøakseptable) eller grønne (Plonor). Bruk av kjemikalier vil bli minimert og tilpasset rørledningene.

Det vil bli gjort nærmere rede for utslipp fra klargjøring av rørledningene i egen utslippssøknad som sendes til Miljødirektoratet.

### **7.1.3 Installasjon og oppstart**

Det vil bli noe utslipp til sjø i forbindelse med installasjon og oppstart. Dette vil i hovedsak være utslipp med små miljøvirkninger og stamme fra blant annet: sanitærvløpsvann fra flotell, testing av utstyr, drenasjevann fra installasjonene o.a.

## **7.2 Utslipp i driftsfasen**

Hovedkilder for utslipp til sjø under normal drift vil være:

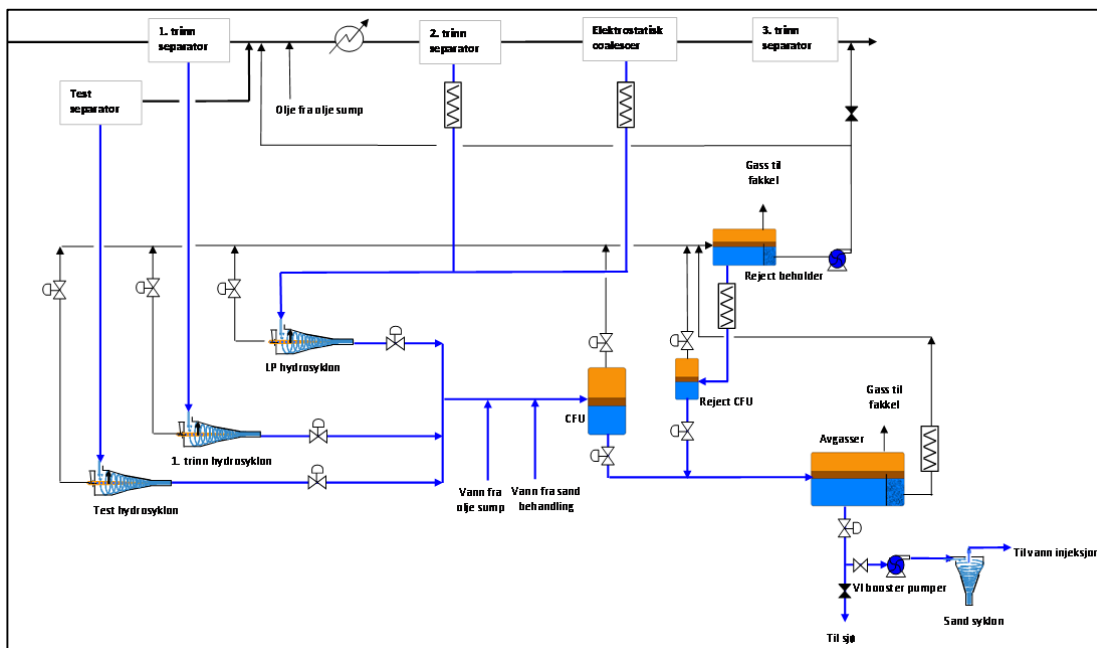
- Renset produsert vann når renseanlegget er ute av drift, som inkluderer
  - Produksjonskjemikalier
  - Naturlig forekommende radioaktive komponenter
  - Eventuelt tilbake-produsert polymer (mulig fremtidig IOR-tiltak)
- Kjølevann
- Sanitær avløpsvann
- Drenasjevann

### **7.2.1 Produsert vann**

Produsert vann er formasjonsvann som har vært i kontakt med de geologiske formasjonene og som inneholder ulike uorganiske salter, tungmetaller og organiske stoffer, samt dispergert olje og kjemikalier som er tilsatt brønnen eller brønnstrømmen.

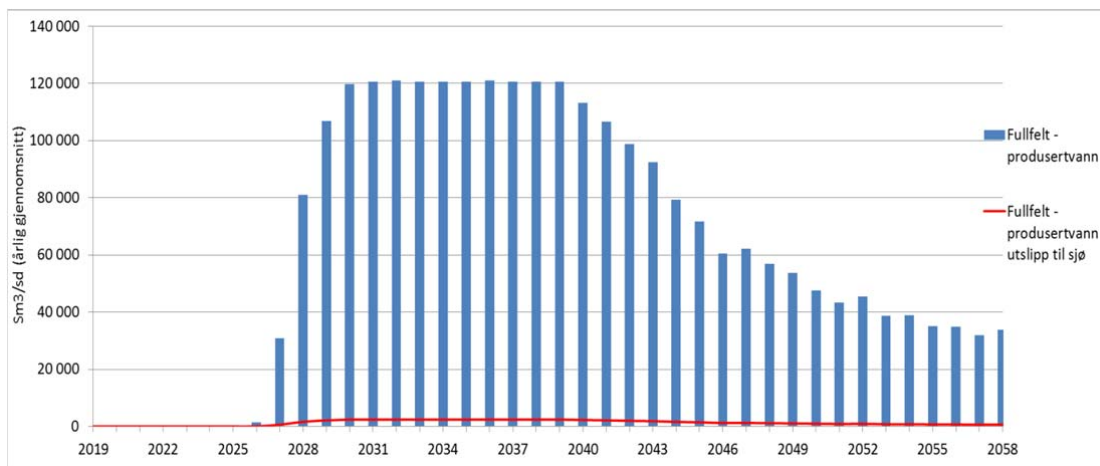
I en normalsituasjon vil rensert produsert vann fra Johan Sverdrup bli injisert til reservoaret for å opprettholde trykket, og det vil dermed ikke bli utslipp til sjø. I kortere perioder, når injeksjonsanlegget er ute av funksjon, vil rensert produsert vann bli sluppet til sjø. Det er lagt vekt på å holde høy regularitet på injeksjonsanlegget, ref. kapittel 3.6.2.

En prinsippsskisse for produsertvann-renseanlegget er vist i Figur 7-1.



Figur 7-1 Prinsippskisse for produsertvann-renseslegg

De første årene (Fase 1) vil mengden produsertvann være ubetydelig. Etter hvert vil imidlertid produsertvann utgjøre en stor andel av den samlede væskeproduksjonen (olje + vann). Forventet mengde produsertvann og andel sluppet til sjø for full utbygging av feltet er vist i Figur 7-2. Mengde vann produsert i første utbyggingsfase er illustrert med stiplet linje i figuren.



Figur 7-2 Forventet mengde produsert vann (for full feltutbygging). Rød linje viser estimert andel som slippes til sjø

Johan Sverdrup-feltet vil etterhvert produsere mye vann, opp mot ca. 40 mill. m<sup>3</sup>/år. Til sammenligning er de totale utslippene av produsert vann i Nordsjøen i år 2020 anslått til ca. 119 mill. m<sup>3</sup>/år, uten bidrag fra Johan Sverdrup (Kilde: Helhetlig forvaltningsplan for Nordsjøen og Skagerak – Sektorutredning for petroleumsvirksomhet).

Gitt en regularitet på ca. 98 % for vanninjeksjonssystemet, vil de totale utslippene av rensert produsert vann kunne bli i størrelsesorden 1 million m<sup>3</sup> pr. år i de årene når vannproduksjonen er på topp. Dette utgjør i så fall mindre enn 1 % av de samlede produsertvann-utslippene i Nordsjøen. Oljemengden som slippes til sjø vil tilsvarende kunne bli opp mot 15 tonn pr. år, basert på et oljeinnhold etter rensing på 15 mg/l.

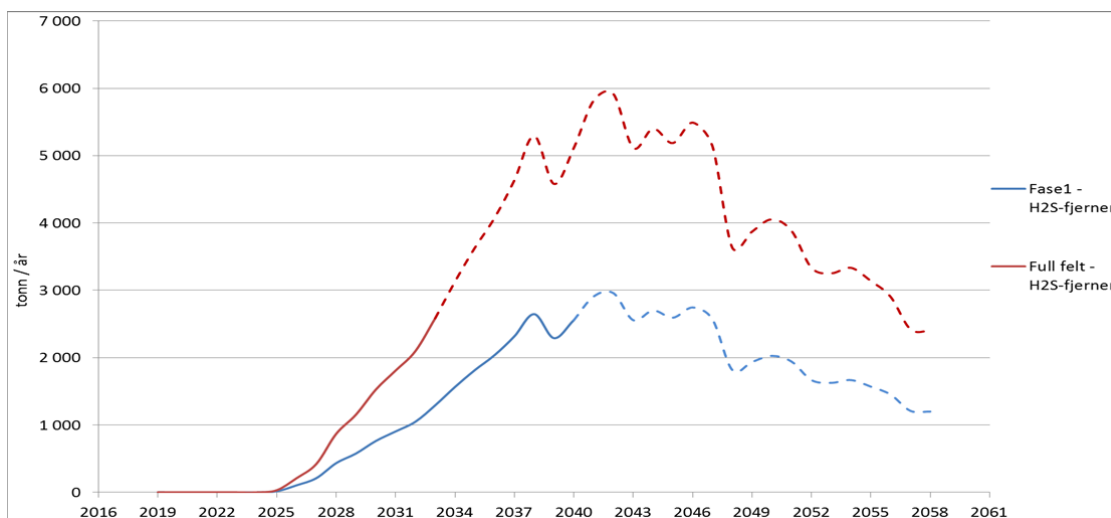
Hyppigheten og varigheten av ikke planlagte utslipp av produsert vann er usikker. Det er derfor gjort beregninger av ulike scenarier som grunnlag for å vurdere mulige miljøkonsekvenser. Et slikt scenario kan være at en av de 4 pumpene som er tilgjengelig for injeksjon av sjøvann svikter i en periode når vannproduksjonen er på topp. Pumpen har en kapasitet på 30.000 m<sup>3</sup>/dag. Det vil ta noe tid før en slik pumpe kan være reparert/erstattet, og det er simulert et scenario der et utslipp av 30.000 m<sup>3</sup>/dag pågår i 8 dager. Dette vurderes som et lite sannsynlig scenario, men er likevel benyttet som en «worst-case» beskrivelse av mulige miljøkonsekvenser. Dette er nærmere omtalt i kapittel 7.4.

## 7.2.2 H<sub>2</sub>S

Når vannproduksjonen øker, er det også forventet økte mengder H<sub>2</sub>S. Det vil bli benyttet kjemikalier for å redusere konsentrasjonen av H<sub>2</sub>S-gass slik at disse møter salgsspesifikasjonen for eksportgass. Kjemikaliene er vannløselige og restproduktet vil bli injisert i reservoaret sammen med produsert vann. Estimert forbruk av H<sub>2</sub>S-fjerner er vist i Figur 7-3. Gitt en regularitet for injeksjonsanlegget på 98 %, vil 2 % av restproduktene fra H<sub>2</sub>S-fjerner bli sluppet til sjø.

Ulike tiltak for å hindre H<sub>2</sub>S-dannelse i reservoaret har blitt vurdert, blant annet fjerning av salt fra injisert sjøvann, tilsetning av nitrat og injeksjon av biocid. Det har imidlertid blitt konkludert med at slike tiltak har liten eller ingen effekt. Merk at det er stor usikkerheter knyttet til hvilke nivåer av H<sub>2</sub>S som kan forventes.

Når dannelsen av H<sub>2</sub>S etter noen år når høye nivåer, vil det bli vurdert å installere et aminanlegg for å fjerne H<sub>2</sub>S. Restproduktet fra et slikt anlegg vil være svoveldioksid (SO<sub>2</sub>), som etter omdannelse til sulfat kan slippes til sjø.



**Figur 7-3 Forventet forbruk av H<sub>2</sub>s-fjerner for Fase 1 og fremtidige faser. Merk at estimatene er svært usikre.**



### 7.2.3 Produksjonskjemikalier

Det vil være behov for flere ulike kjemikalier på Johan Sverdrup. Basert på miljøegenskapene deles kjemikalier inn i fire kategorier: grønn (PLONOR), gul, rød og svart. Kjemikalier i grønn og gul kategori regnes ikke som miljøskadelige. Kjemikalier i rød og svart kategori er definert som miljøfarlige og bør/skal erstattes av andre mer miljøvennlige alternativ. Enkelte av produksjonskjemikaliene som er planlagt brukt på feltet er klassifisert som røde. I samarbeid med kjemikalieleverandør jobbes det kontinuerlig med å substituere røde kjemikalier.

Kjemikalier som benyttes for injeksjon eller i prosessen vil dels være vannløselige og følge produsertvannstrømmen, og dels vil de være oljeløselige og følge produktstrømmen. En viss andel av de vannløselige kjemikaliene vil bli fjernet i renseanlegget for produsertvann, og resten vil bli injisert i reservoaret sammen med produsertvann. I avbruddssituasjoner når injeksjonsanlegget er ute av drift, vil disse kjemikaliene gå til sjø. En oversikt over forventede kjemikalietyper er gitt i Tabell 7-4.

Tabell 7-4 Kjemikalietyper planlagt brukt på Johan Sverdrup

Kjemikalietype	Vannløselighet	Miljøklassifisering
Avleiringshemmer	100 %	Gul
Skumdemper oljesystem	0,1 %	Rød
Emulsjonsbryter	10 %	Rød
Korrosjonshemmer	85 %	Gul
Korrosjonshemmer i lukkede system	100 %	Gul
Flokkulant	85 %	Gul
Biocid	100 %	Gul
Oksygenfjerner	100 %	Grønn
Skumdemper vannsystem	90 %	Rød
Polyelektrolytt	100 %	Grønn
H <sub>2</sub> S-fjerner	100 %	Gul
pH-regulator	100 %	Gul
Hydraulikkvæske	100 %	Gul
MEG	100 %	Grønn
TEG	100 %	Gul
Polymer*	100 %	Rød

\* Polymerinjeksjon kan bli aktuelt i fremtidige faser.

Dersom det i framtidige faser besluttes å gjennomføre injeksjon av polymerer for å øke oljeutvinningen, vil noe av de injiserte polymerene bli tilbakeprodusert i produksjonsbrønnene. Polymerene følger produsertvannstrømmen. Syntetiske polymerer er definert som røde kjemikalier fordi de ikke brytes ned i naturen, og utslipp er derfor ikke ønskelig.

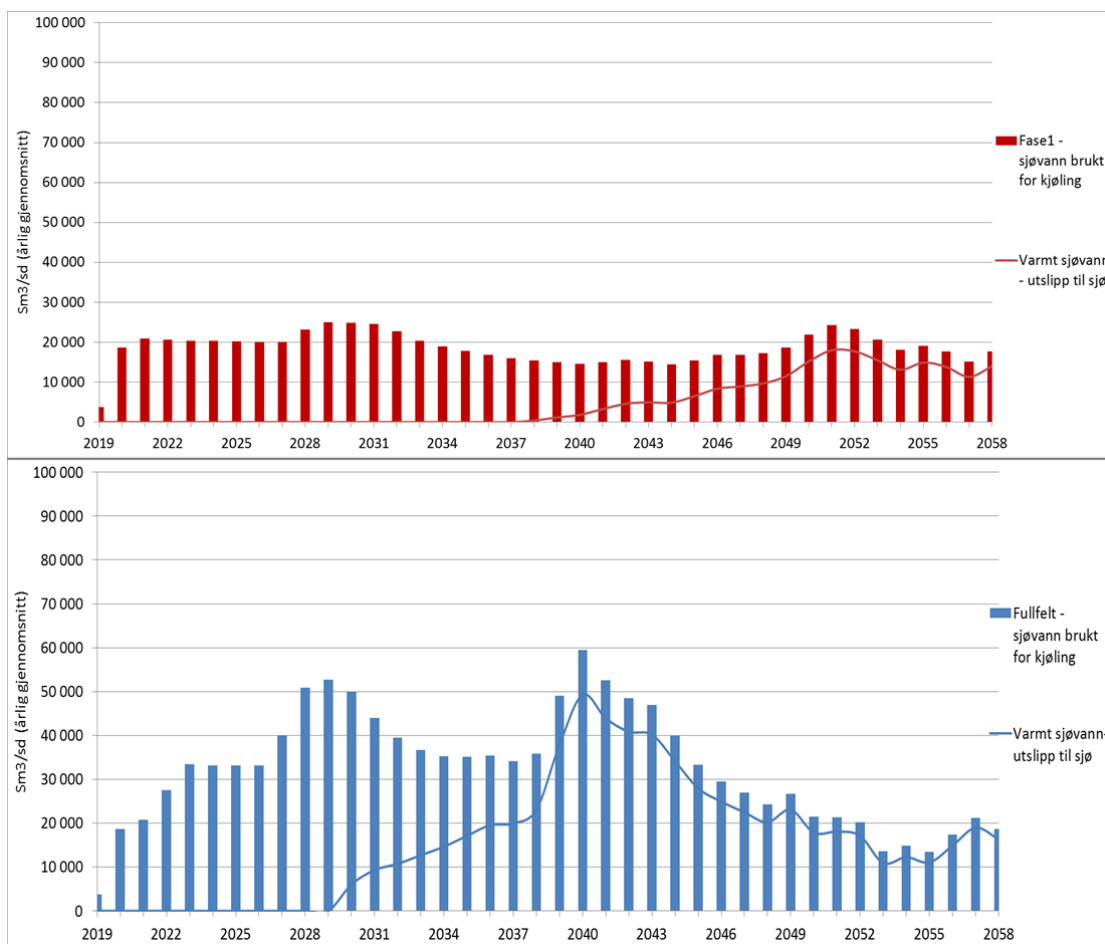
Basert på studier foretatt i 2014 kan mengden polymer lagret på stigerørsplattformen variere mellom 400 og 800 tonn. Dette vil blant annet avhenge av; valgt produkt, injeksjonsvolum, konsentrasjon og krav til lagerkapasitet. En mulig transportløsning er via lagerskip. Overføring av polymer vil trolig skje ved blåsing gjennom slanger fra skip til lagersiloer. Polymersystemet skal være et lukket system.

En oppdatert og detaljert oversikt over kjemikalier vil bli presentert i utslippssøknaden.

## 7.2.4 Kjølevann

Sjøvann brukes til avkjøling av kjølesystemene. For å minimere begroing hentes sjøvannet fra ca. 75 m under havoverflaten. Oppvarmet sjøvann vil deretter delvis bli brukt til injeksjon og delvis sluppet til sjø. Alle plattformene vil ha utslipp av oppvarmet sjøvann, og utslippspunktene ligger ca. 17 m under havoverflaten. Maksimum rate er estimert til ca. 4 000 m<sup>3</sup> pr. time. Utslippsvannet vil holde en temperatur på ca. 45 °C.

Kobber og/eller klor vil tilsettes sjøvannssystemet for å hindre begroing. Kjølevannet som slippes ut vil derfor inneholde spor av disse stoffene.



Figur 7-4 Kjølevann til hhv injeksjon og utslipp. Fase 1 øverst, full feltutbygging nederst

### 7.2.5 Andre utslipp til sjø

#### Produsert sand

Det er ikke planlagt utslipp av produsert sand. Denne vil samles opp og fraktes til land for videre behandling.

#### Drenasjevann

Drenasjevann fra ikke-forurensede områder vil bli rutet direkte til sjø. Drenasjevann fra hydrokarbonholdige områder renses i henhold til krav før utslipp til sjø.

#### Sanitæravløpsvann

Sanitæravløpsvann vil bli sluppet til sjø 17 m under overflaten. Årlig utslipp fra en besetning på 280 personer (ved full feltutbygging) er beregnet til ca. 22 millioner m<sup>3</sup>.

#### Kontrollvæske

Bunnrammene vil ha åpne kontrollsystem med utslipp av vannbasert kontrollvæske til sjø. Kontrollvæsken som er planlagt brukt er klassifisert som gul. Forventet årlig utslipp er 1 m<sup>3</sup> per brønn. I Fase 1 er det planlagt 3 bunnrammer med i alt 12 brønner. I fremtidige faser er det foreløpig planlagt for åtte bunnrammer i tillegg til Fase 1.

#### Radioaktive komponenter

Når sjøvann med sulfat blandes med formasjonsvann som inneholder barium, strontium eller kalsium, dannes det tungt løselige sulfatavleiringer. Radium reagerer kjemisk på samme måte som barium, og dette fører til at bariumsulfatavleiringer som dannes i rør og prosessutstyr (scale) inneholder radium. Avleiringene kalles lav-radioaktive avleiringer (LRA). For å hindre at slike avleiringer skaper problemer i form av tetting av blant annet ventiler og rørledninger, blir det benyttet kjemikalier som dels hindrer at avleiringer dannes, dels løser opp allerede dannede avleiringer.

#### Utslipp av tilbake-produsert syntetiske polymerer

Bruk av syntetiske polymerer for å oppnå økt oljeutvinning vil ikke bli tatt i bruk for første utbyggingsfase, men vil bli vurdert for neste fase. En av utfordringene ved bruk av denne metoden er at polymerene som injiseres etter hvert vil bli tilbake-produsert, med mulige konsekvenser knyttet både til prosessen, og til eventuelle utslipp til sjø. Det vurderes derfor tiltak for å unngå slike utslipp:

- Degradering mekanisk
- Degradering kjemisk (deoksidering)
- Høy regularitet på produsertvann-reinjeksjon
- Nedstengning av brønner med tilbake-produsert polymer i korte perioder når produsertvann injeksjonssystemet ikke er tilgjengelig

For de to første punktene pågår det teknologiutviklingsprogrammer. I tillegg er det aktuelt med dedikerte forsøk knyttet til Johan Sverdrup-forhold i 2015.

Foreløpige tester gjennomført med syntetisk tillaget produsertvann, inneholdende tilbakeprodusert syntetisk polymer (HPAM), viser at dette ikke innfrir kravet om bio-nedbrytbarhet (BOD28 < 20 %), og vil dermed bli kategorisert som et rødt kjemikalie. Produsertvann-reinjeksjon (PWRI) med høy planlagt regularitet anses derfor som påkrevd.

Foreløpig er det lite kunnskap om spredning og fordeling av polymer i vannsøylen og/eller i sediment. I tillegg er det liten kunnskap om hvordan polymerer i miljøet f.eks. kan påvirke gjeller på fisk og filtrerende organismer. Enkle toksisitetstester som er utført viste lav giftighet i alger og bakterier. Ytterligere forskningsarbeid innen dette området er planlagt, og skal påbegynnes i 2015. Her vil det bl.a. bli fokusert på de nevnte kunnskaps-hullene. I tillegg er det også planen å se på metoder for å analysere nedbrytningsprodukter i miljøet (sjøvann og sediment), samt måter å vurdere risiko av utslipp av slike typer stoffer til sjø.

### 7.3 Planlagte tiltak for å redusere utslipp til sjø

For BAT-vurderinger vises det til kapittel 0. Følgende tiltak er planlagt implementert for å redusere utslipp til sjø:

- Reinjeksjon av produsert vann
- Tretrinns rensing av produsert vann
- Bruk av mest mulig miljøvennlige kjemikalier
- Produsert sand med oljevedheng samles opp og transporteres til land
- Kaks fra boring med oljebasert borevæske renses før utslipp til sjø, eller transporteres til land for videre behandling

#### 7.3.1 Rensing og injeksjon av produsert vann

Før injeksjon vil alt produsert vann bli rensert i et anlegg bestående av en tre-trinns renseprosess; hydrosykloner, kompakte flotasjonsceller (CFU) og avgassingstank, for å sikre så lavt olje-i-vann innhold som mulig (BAT). Målsettingen er å oppnå verdier ned mot 10-15 ppm. olje i vann.

Skulle det i kortere perioder oppstå problemer med injeksjonsanlegget, vil dermed det vannet som slippes ut ha et lavt oljeinnhold. Krav til regularitet for vanninjeksjonssystemet er satt til 98 %. I kapittel 3.6.2 er nærmere beskrevet hvilke tiltak som er iverksatt for å sikre en slik høy regularitet.

### 7.4 Konsekvenser av regulære utslipp til sjø

Det skal bores ett stort antall brønner, og mengden av borekaks som planlegges sluppet til sjø er beregnet til totalt ca 86.000 tonn borekaks og ca. 25.000 tonn partikler fra borevæske. Disse utslippene vil fordele seg over et stort areal, og over en boreperiode på ca. 10 år.

Dersom all kaks fra boring med oljebasert borevæske ble brakt til land ville de tilsvarende tallene vært ca 64.000 tonn borekaks og 15.000 tonn partikler fra borevæske til sjø.

Produsertvann planlegges reinjisert til reservoaret og vil således ikke representere noen miljørisiko under normal drift. Injeksjonssystemet er designet slik at det vil ha stor regularitet, men det kan ikke utelukkes korte perioder der injeksjon ikke kan skje. I slike korte perioder vil utslippsraten kunne bli relativt høy, men moderat sammenliknet med andre store felt i Nordsjøen. En har vurdert det som et mulig worst-case scenario at en av pumpene for produsertvann-injeksjon svikter i en situasjon der vannproduksjonen er på topp, og der det går 8 dager før pumpa er reparert eller erstattet.

For å kunne vurdere konsekvensene både av de planlagte utslippene av borekaks og av det skisserte worst-case scenarioet for utslipp av produsertvann, er det gjennomført spredningsanalyser og modellberegninger av

miljørisiko uttrykt som EIF- Environmental risk factor (DNV 2014). Den gjennomførte studien sammenligner konsekvensene av rensing og utslipp av borekaks med den alternative metoden med å bringe oljeforurenset borekaks til land.

Økologisk eller biologisk verdifulle ressurser og områder i den aktuelle delen av Nordsjøen er identifisert. I tillegg er det studert litteraturdata for utvalgte substanser som inngår i EIF-beregningene. Dette er gjort for å finne informasjon om effektgrenser, og på grunnlag av det kunne si noe om stedsspesifikk miljørisiko.

Følgende verdifulle ressurser og områder har blitt identifisert som relevante for Johan Sverdrup:

- 5 bunnlevende arter som er klassifisert i kategorien «data mangel» på rødlista, eller listet opp av OSPAR
- Tobisområder (gyte- og beiteområder)
- Gyteområder for nordsjø-torsk
- Gyteområder for makrell
- Områder viktige for larver og ungfisk av nordsjøsil

Produsert vann. Det skisserte caset for utslipp av produsertvann innebærer at det i 8 dager slippes ut 30.000 m<sup>3</sup> produsertvann pr. dag, med et oljeinnhold på 15 ppm. Modellberegningene viste en maks EIF på 269, og en tidsintegret EIF på 91 i vannvolumer over 2 km fra utslippspunktet. Sammenlignet med erfaringstall fra vannsøyleovervåking kan dette synes som en overestimert av risiko. De komponentene som bidro mest til disse EIF-verdiene var H<sub>2</sub>S-fjerner, dispergert olje og 2-3 rings PAH.

Det ble ikke registret noen overlapp mellom modellerte risikonivåer og identifiserte verdifulle områder eller ressurser.

For det modellerte caset med utslipp av produsertvann fra Johan Sverdrup blir det konkludert med at effektene vil være små og ikke målbare på populasjonsnivå.

Prosessanlegget på Johan Sverdrup er designet med en øvre kapasitet på 120.000 m<sup>3</sup> produsert vann pr. dag. En tilgjengelighet av injeksjonssystemet på 98 % tilsier en teoretisk gjennomsnittlig utslippsmengde på 2.400 m<sup>3</sup> produsertvann pr. dag. Det er gjennomført modelleringer av EIF for scenarier med vannmengder på hhv. 2.000, 3.000 og 3.600 m<sup>3</sup>/dag, og med olje-i-vann konsentrasjoner på 10 ppm. og 29 ppm. I disse scenariene er det lagt til grunn at det ikke benyttes kjemikalier for å fjerne H<sub>2</sub>S. Se Tabell 7-5. Disse resultatene viser at EIF-verdien vil være godt under 10, med de forutsetninger som er lagt til grunn.

**Tabell 7-5 Resultater av EIF-beregninger for ulike mengder produsert vann. Uten H<sub>2</sub>S-fjerner**

Gjennomsnittlig utslipp ved 98 % regularitet, Sm <sup>3</sup> /d	Olje-i-vann konsentrasjon, ppm.	EIF
3.600	29	12
3.000	29	6
2.000	29	4
3.600	10	7
3.000	10	5
2.000	10	2

Det er også gjennomført EIF-beregninger for scenarier der H<sub>2</sub>S-fjerner er inkludert. Mengden av dette kjemikalet er den samme i alle de undersøkte casene, men vannmengden er forskjellig, noe som innebærer at konsentrasjonen av H<sub>2</sub>S-fjerner er lavest for caset med mest vann.

Siden det er benyttet ulike vannmengder, er ikke EIF-resultatene i Tabell 7-5 og Tabell 7-6 direkte sammenlignbare. Resultatene gir likevel grunnlag for å anta at dersom en legger til grunn en utslippsmengde på 2.400 m<sup>3</sup> produsertvann pr. dag, olje-i-vann innhold på 15 ppm., og dersom H<sub>2</sub>S-fjerner inngår som et av de brukte kjemikaliene, vil beregnet EIF kunne bli i størrelsesorden 20-25.

**Tabell 7-6 Resultater av EIF-beregninger for ulike mengder produsert vann. Med H<sub>2</sub>S-fjerner**

Gjennomsnittlig utslipp ved 98 % regularitet, Sm <sup>3</sup> /d	Olje-i-vann konsentrasjon, ppm	EIF
6.427	29	62
9.461	29	89
11.569	29	109
20.000	29	250
6.427	10	43
9.641	10	67
11.569	10	88
20.000	10	171

Partikler i vannsøylen. Modellverktøyet som brukes for risikovurdering (EIF) av økt partikkelkonsentrasjon i vannsøylen (DREAM) benytter grenseverdier for hvor lave konsentrasjonene må være for at en skal være sikker på at det ikke oppstår skade på organismer (PNEC-verdier): 0,088 mg/l for bentonitt, 0,2 mg/l for barytt, og 10 mg/l for borekaks. Dette er «globale» grenseverdier, som inkluderer alle slags vannlevende organismer, inkludert mikroalger, filtrerende organismer og hoppekreps.

Basert på disse verdiene indikerer modellverktøyet mulig risiko i flere kilometer fra utslipps-punktene. Gjennomførte studier i felt støtter ikke opp om dette. DNV (2014) viser til forsøk der ingen økt turbiditet kunne registreres hhv. 0,8, 1,35 og 2 kilometer fra utslippspunktet.

Verdiene som kommer ut av slike modellberegninger må derfor oppfattes som svært konservative. For å få et mer realistisk bilde av reell risiko har en sett på de beregnede partikkelkonsentrasjonene, og vurdert disse opp mot aktuelle arter i Johan Sverdrup-området (DNV 2014).

Vektstoffene barytt og bentonitt vurderes begge som ufarlige og inerte mineralpartikler. Eventuelle forskjeller mht påvirkning av organismer skyldes mest sannsynlig ulikheter mht. størrelse og form på partiklene. Generelt har små partikler større effektpotensielle enn store, og avrundede partikler er mindre farlige enn partikler med skarpe kanter. Slik sett vurderes barytt- og bentonittpartikler på linje med andre mineralpartikler.

Biologisk effekt av eksponering til forhøyede partikkelkonsentrasjoner avhenger både av konsentrasjonen av partikler og av varigheten av eksponeringen. En mulig effekt kan være redusert vekst som følge av redusert

fødeinntak. En annen kan være skader på gjeller. Noen arter kan utvise økt stressnivå, og i noen tilfeller er det påvist endringer i populasjonshierarki, ved at forekomst av territorie-hevding svekkes.

Bunnlevende fiskearter er mer tolerante overfor forhøyede partikkelkonsentrasjoner enn pelagiske fiskearter. Fiskelarver og fiskeegg er mindre tolerante enn voksne fisk.

Basert på flere studier er det identifisert grenseverdier for hhv. subletale og letale effekter på egg, larver og voksen fisk slik som listet nedenfor (DNV 2014). Tallene gjelder for eksponering opp til 2 uker:

- Letale effekter voksen fisk/ungfisk: 400 mg/l
- Letale effekter fiskeegg/larver: 100 mg/l
- Subletale effekter voksen fisk/ungfisk: 7 mg/l
- Subletale effekter fiskeegg/larver: 3,5 mg/l

Basert på disse verdiene vil konsentrasjoner opp til 3,5 mg ikke ha noen konsekvens for fiskeegg eller –larver, og konsentrasjoner opp til 7 mg/l vil ikke ha noen effekt på voksen fisk.

Ingen av de konsentrasjonsnivåene som er modellert for utslippene fra Johan Sverdrup overstiger 100 mg/l, som er identifisert som nedre letale grenseverdi.

Konsentrasjonsverdiene som er modellert for Johan Sverdrup ligger i området for subletale effekter (3,5 – 100 mg/l). Det er viktig å understreke at disse verdiene i tillegg opptre i en kort tidsperiode, og innenfor et begrenset vannvolum. Videre er det verdt å merke seg at det ikke er registrert noen overlapp mellom konsentrasjonsverdier i dette subletale området, og identifiserte sårbare ressurser.

Et alternativ med bruk av TCC på fast borerigg ble sammenlignet med et alternativ der all oljeforurensset kaks tas til land, men det var ingen klar forskjell mht. miljørisiko mellom disse alternativene.

Sedimenter på havbunnen. Vurdering av effekter av sedimentasjon av borekaks på havbunnen har tatt utgangspunkt i de arealene der sedimentasjonen kan overstige 6,5 mm, som i DREAM-modellen benyttes som nedre grense for når effekter kan påregnes. Studier på norsk sokkel har for eksempel vist at koraller som utsettes for tilslamming av borekaks kan klare å fjerne nedslamming på 6 mm.

Beregningene viser at slike araler i hovedsak forekommer ut til 150 – 500 m fra utslippspunktene. Totalt ble det beregnet et areal med sedimentering over dette nivået på 790 da for alternativet der rensset kaks slippes ut fra fast borerigg (TCC-alternativet), og 610 da for alternativet der all oljeforurensset borekaks tas til land.

Modellberegningene viste ingen overlapp mellom områder med mer enn 6,5 mm kaks og identifiserte verdifulle områder nevnt ovenfor. Det kan ikke utelukkes at de nevnte bunnlevende artene nevnt i punktlista ovenfor kan bli påvirket, men da avgrenset til et relativt lite område rundt utslippene.

Generelt er det sterkt faglig belegg for å konkludere at sedimentasjon av partikler på havbunnen i den skala som det her er snakk om bare har lokal og kortvarig effekt på sediment-faunaen. Dette understøttes av forsøk og omfattende overvåkingsundersøkelser gjennomført på norsk sokkel. Alternativet med utslipp av rensset kaks fra boreplattformen gir naturlig nok en noe større sedimentering av borekaks på havbunnen enn alternativet der den samme mengde kaks fraktes til land, men dette gir seg altså ikke utslag i målbare miljøkonsekvenser.



Andre utslipp til sjø. Et stykke ut i driftsperioden vil det bli utslipp av mindre mengder kjølevann som ikke trengs for injeksjon. Det er gjennomført simuleringer som indikerer at kjølevannet vil inn-lagres 5-10 m under overflaten, avhengig av årstid. Over-temperaturen er beregnet til maks 3,0 °C ved innlagringsdypet, og maks 1,7 °C 100 m nedstrøms utslippspunktet.

Spredningsberegninger for kjølevann er også benyttet som grunnlag for lokalisering av utslippspunkt i forhold til inntak av sjøvann for drikkevannsformål.

De øvrige utslipp til sjø som er omtalt i teksten har begrenset omfang eller har liten potensiell påvirkning på miljøet. Det gjelder for eksempel drenasjevann, sanitæravløpsvann og kontrollvæske for styring av ventiler på bunnrammene.

## 8 Uhellsutslipp og oljevernberedskap

Utilsiktete utslipp fra petroleumsvirksomheten kan forekomme blant annet som følge av:

- Utblåsninger fra feltinnretninger under boring og drift
- Lekkasjeer fra rør
- Lekkasjeer fra undervannsinstallasjoner
- Prosesslekkasjeer
- Lekkasjeer fra skytteltankere eller lasteoperasjoner

Det er planlagt å installere systemer for automatisk deteksjon av olje på sjø. Endelig valg av system er foreløpig ikke foretatt.

Konsekvensene av et utilsiktet utslipp til sjø avhenger av faktorer som oljetype (olje, gass, kondensat), overflate- eller havbunnsutslipp, størrelse på utslippet, vind, strømretning og overlapp med sårbare naturressurser. Et akutt utslipp av gass er i hovedsak en sikkerhetstrussel og ikke en miljøtrussel siden effekter på marint miljø er kortvarige og lokale. Faren for dannelse av et oljeflak er størst ved overflateutblåsninger.

Miljøkonsekvensene ved et overflateutslipp er i hovedsak knyttet til påfølgende skader på sjøfugl, særlig dykkende arter, samt sel og områder som er definert som spesielt miljøfølsomme (SMO). I tillegg vil giftvirkninger av et oljesøl kunne medføre skader på organismer i vannsøylen, i hovedsak egg og larver. Potensialet for effekter på fiskeegg- og larver er imidlertid størst ved et havbunnsutslipp.

Det er utarbeidet en separat miljørisikoanalyse og en foreløpig beredskapsanalyse for akutte oljeutslipp (DNV 2014: "Miljørisikoanalyse for utbygging og drift av Johan Sverdrup-feltet", Statoil 2014: "Beredskapsanalyse Johan Sverdrup"). Disse rapportene er gjort tilgjengelige på Statoils hjemmeside: [www.statoil.com/ku](http://www.statoil.com/ku)

Miljørisikoanalysen er gjennomført som en full analyse. Den består av en sammenstilling av sannsynlighet for utslippshendelser og potensiell miljøskade relatert til disse. Oljedriftsmodeller gir innspill til beregning av skadeomfang på utvalgte "Verdsatte Økologiske Komponenter" (VØKer) i influensområdet.

Hovedkonklusjonene fra rapportene er presentert i det følgende. For utfyllende informasjon vises det til hovedrapporten.

## 8.1 Konklusjon miljørisikoanalyse

I miljørisikoanalysen er det sett på et normalt produksjonsår, da et slikt år ga høyere samlet sannsynlighet for hendelse ( $2,64 \cdot 10^{-3}$ ) enn et høyaktivitet-sår ( $2,25 \cdot 10^{-3}$ ).

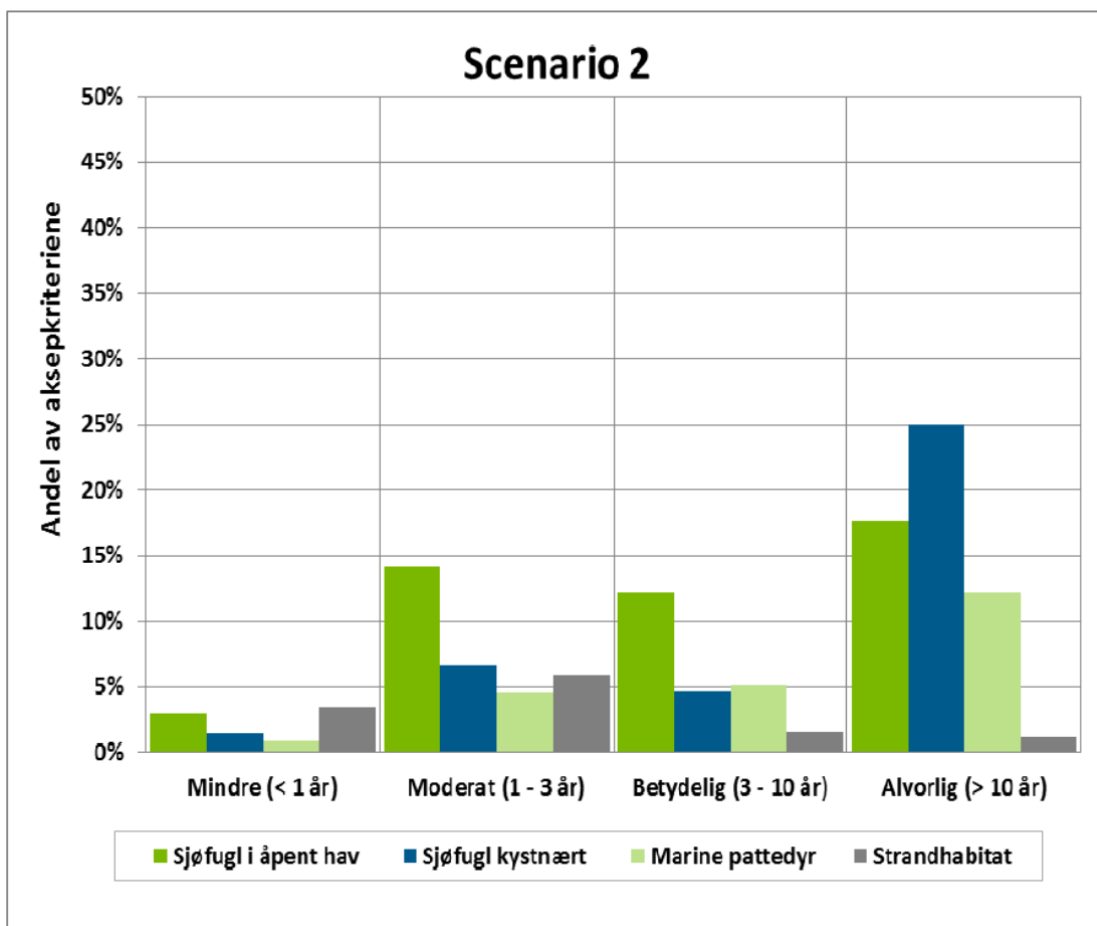
Miljørisikoanalysen er gjennomført som en skadebasert analyse i henhold til «Veiledning for gjennomføring av miljørisikoanalyser for petroleumsaktiviteter på norsk sokkel» (OLF, 2007). Miljørisikoen er vurdert opp mot Statoils feltspesifikke akseptkriterier.

I et normalt produksjonsår inngår boring av 4 produksjonsbrønner, 4 kompletteringer, 2 brønnoverhalinger (workover), 24 wireline operasjoner, 1 brønnintervensjon, 3 kveilerørs-operasjoner, 17 pumping, 50 brønner i drift/produksjon samt 30 vanninjeksjonsbrønner.

Høyeste beregnede miljørisiko for Johan Sverdrup-feltet representerer i et normalt produksjonsår 25 % av de feltspesifikke akseptkriteriene for alvorlig miljøskade for kystnære sjøfugl (se Figur 8-1

Analyseresultatene viser at miljørisikoen for forventet aktivitetsnivå for et normalt produksjonsår på Johan Sverdrup-feltet er godt innenfor Statoils feltspesifikke akseptkriterier. Miljørisiko forbundet med aktiviteten på feltet er derfor vurdert som akseptabel.

Oljedriftsberegningene for utblåsninger er gjennomført for én lokasjon med posisjon  $58^{\circ} 34' 19,484''$  N,  $01^{\circ} 41' 48,436''$  Ø og et havdyp på 116 m. Spredningsmodelleringer er gjennomført for overflate- og sjøbunns-utblåsninger fra feltet. Spredningsmodelleringer viser at ved et eventuelt storutslipp vil oljen spre seg hovedsakelig i sør-østlig retning. Det er mindre enn 10 % sannsynlighet for treff på land. Det er et begrenset område med THC-konsentrasjon i vannsøylen, og ingen overlapp mellom THC-konsentrasjon og tobisbestander.



Figur 8-1 Eksempel på beregnet årlig miljørisiko for et normalt produksjonsår presentert som prosentandel av Statoils feltspesifikke akseptkriterier (fra miljørisikoanalysen)

## 8.2 Beredskapsanalyse

Statoils krav til oljevernberedskap for utbyggingen av Johan Sverdrup er satt ut fra to delprosesser. For barriere 1 og 2, oppsamling nær kilden og på åpent hav, er det beregnet et behov for antall NOFO-systemer basert på vektet rate og oljetype. Kravene til responstid er satt til best oppnåelig responstid til borelokasjonen. Dette er i tråd med forutsetninger og metodikk som benyttes i NOFOs planverk. For barriere 3 og 4, oppsamling i kyst- og strandsone, er det satt krav til mobilisering etter behov og i henhold til NOFOs planverk for produserende felt i området.

Foreløpig konklusjon for beredskapsanalysen er et behov på 17 NOFO-systemer (oljevernssystem for bruk i åpen sjø) i barriere 1 og 2, med responstid fem timer for første system og fullt utbygd barriere 1 og 2 innen 41 timer (Tabell 8-1).

**Tabell 8-1. Oppsummering av Statoils krav til beredskap mot akutt forurensning.**

<b>Barriere 1 – 2 Bekjempelse nær kilden og på åpent hav</b>	
Systemer og responstid	17 NOFO-systemer. Første system innen 5 timer, fullt utbygd barriere innen 69 timer.
<b>Barriere 3 – 4 Bekjempelse i kyst- og strandsone og strandsanering – dimensjonerende hendelse</b>	
Systemer og responstid	Det settes krav til kapasitet tilsvarende 13 kystsystemer (type A eller B) og 19 fjordsystemer (type A eller B) innen 6 døgn.
<b>Barriere 5 Strandsanering</b>	
Antall strandrenselag og responstid	Totalt behov for kapasitet tilsvarende 68 strandrenselag vinterstid og 6 strandrenselag sommerstid innenfor de prioriterte områdene. Personell og utstyr skal være klare til operasjon i de aktuelle områdene innen de respektive drivtidene. Første respons innen 7 døgn.
<b>Miljøundersøkelser</b>	Miljøundersøkelser igangsettes snarest mulig og senest innen 48 timer

## 8.3 Videre arbeid

I tiden frem mot borestart er beredskapsplanlegging en kontinuerlig prosess. Beredskapsplanene vil være "levende" dokumenter, slik at viktig erfaring og kunnskap kan inkluderes for å sikre best mulig beredskap. Johan Sverdrup vil bli inkludert i NOFOs planverk. Eventuelle endringer i planverket som har innvirkning på responstid, vil bli implementert i endelige planer for produksjonsboring og driftsfase.

## 9 Fysisk påvirkning

Etablering av plattformene på feltcenteret vil påvirke bunnsedimentene i området. Det samme gjelder installering av havbunnsrammer, feltinterne rørledninger og kabler.

Utslipp av borekaks vil også fysisk påvirke sedimentets egenskaper og betingelsene for organismene som lever der. Dette er beskrevet i kapittel 7.4.

### 9.1 Permanent reservoarovervåking

Dersom det besluttes å installere seismikk-kabler og sensorer for permanent reservoarovervåking (se kapittel 3.5.7) vil bli disse bli spylt ned i sedimentet med en jetstråle. Dette vil i betydelig grad forstyrre bunnsedimentene i en 3 m vid korridor langs kablene. Med en total lengde på kablene utgjør dette et areal på 0,75 km<sup>2</sup>. Et noe større område vil bli påvirket av resedimentering av de oppvirvlede partiklene.

Partikler som virvles opp vil holde seg i vannmassene en tid, men etter hvert vil det aller meste sedimentere igjen innenfor en avstand av 100 m fra kablene (DNV 2012).

Mulige konsekvenser for fiskerier er omtalt i kapittel 10.1.

### 9.2 Konsekvenser av fysiske inngrep

Regional konsekvensutredning for Nordsjøen (Statoil 2006) gir en fyldig oversikt over lovverkets krav til ivaretagelse av kulturminner, en oversikt over kjente kulturminner i området samt en vurdering av muligheten for nye funn. I forbindelse med gjennomførte kartlegginger for planlegging av Johan Sverdrup-utbyggingen har det vært kontakt med Stavanger maritime museum.

Gjennomførte kartlegginger av sjøbunnen i området ved feltcenteret har ikke avdekket skipsvrak eller andre kulturminner, og det er ikke kjent at det aktuelle området representerer noen større sannsynlighet for slike funn enn andre områder i Nordsjøen med tilsvarende dybdeforhold. Det kan imidlertid ikke utelukkes at funn kan gjøres i de videre forberedelsene. Ved eventuelle slike funn vil det umiddelbart bli tatt kontakt med vedkommende kulturminnemyndighet, i tråd med bestemmelsene i Kulturminnelovens § 14.

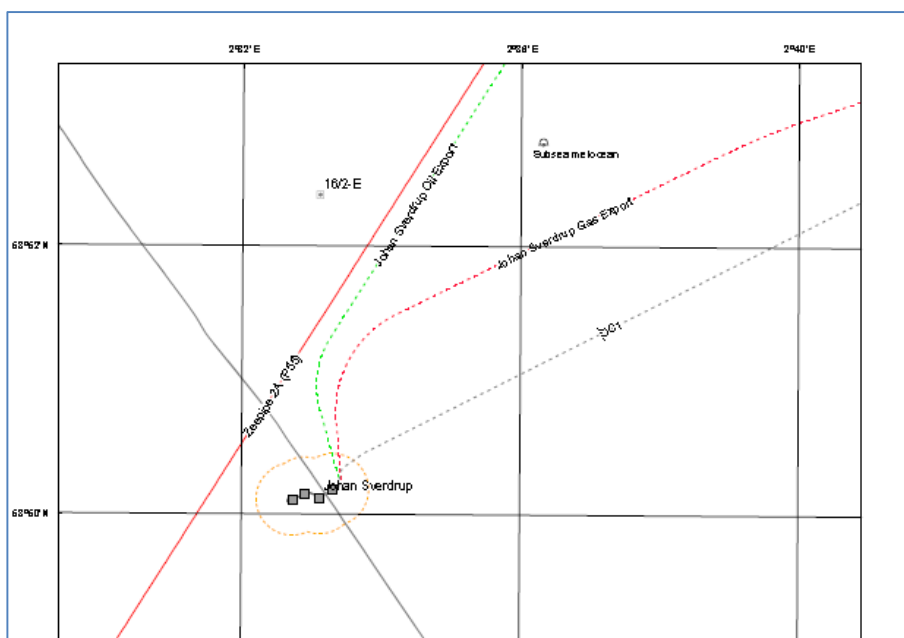




## 10 Konsekvenser for fiskeriene og andre næringer til havs

### 10.1 Sikkerhetssoner

Hver enkelt av plattformene på feltet vil være omgitt av en sikkerhetssone med horisontal utstrekning 500 m regnet fra plattformenes ytterpunkter. Sonene strekker seg fra havbunnen og opp til 500 meter over plattformenes høyeste punkt. Siden plattformene blir liggende med innbyrdes avstand ca. 100 meter vil sikkerhetssonene overlape. Det samlede arealbeslaget vil bli i størrelsesorden ca. 2 km<sup>2</sup>.



**Figur 10-1** Installasjoner og total utstrekning av sikkerhetssone for feltet

Før den permanente boreplattformen settes på plass på feltet skal det forbores et antall brønner med en flytende borerigg. Disse vil bli boret gjennom en bunnramme som installeres på feltet allerede i juni 2015. Det vil bli søkt om å etablere en sikkerhetssone på denne lokaliteten fra samme tidspunkt.

Når det ellers foregår boring på feltet vil det gjelde en tilsvarende sikkerhetssone omkring hver enkelt borerigg. Avhengig av type borerigg, vil denne kunne være oppankret med ankere som kan strekke seg ut over sikkerhetssonen, og således utgjøre et praktisk hinder for fiske.

### 10.2 Fiskerier

De generelle konsekvensene for fiskerier som følge av petroleumsaktivitet er beskrevet i flere utredninger, og oppsummert i en egen underlagsrapport (Ecofact 2014). Negative konsekvenser er først og fremst knyttet til arealbeslag som følge av sikkerhetssoner. Til en viss grad kan også rørledninger, havbunnsrammer og andre installasjoner på havbunnen representere en ulempe for fiskeutøvelse, selv om alle slike installasjoner er bygget for å være overtrålbare.

Sikkerhetssonen som etableres rundt de faste installasjonene på feltsenteret har til hensikt å hindre at det oppstår farlige situasjoner ved at båter kommer for nær installasjonene, se Figur 10 1. All fiskeaktivitet er således forbudt innenfor disse sonene. For trålfiske vil det arealet som faktisk beslaglegges være noe større enn selve sikkerhetssonen, siden båtene må starte unna-manøvreringen i god tid når de nærmer seg sikkerhetssonen.

For Johan Sverdrup vil anleggs- og installasjonsperioden for første utbyggingsfase strekke seg over mer enn 4 år. I denne perioden vil det være aktivitet med flyttbare borerigger, rør- og kabelleggingsfartøyer, installasjonsfartøyer, løftefartøyer, persontransport mm. For flytende borerigger med oppankring vil ankere og ankerkjettinger kunne strekke seg utenfor sikkerhetssonen, og slik sett i praksis utgjøre et ytterligere arealbeslag. Når boreriggen flyttes til en ny lokalitet, vil ankrene kunne etterlate groper og forhøyninger i sjøbunnen, som i en periode kan representere en ulempe for utøvelse av trålfiske.

For øvrig vil alle undervannsinstallasjoner, rørledninger og kabler på feltet bli designet og installert på en slik måte at de er fullt ut overtrålbare. Beskyttelse av rørledninger gjøres dels ved at de spyles ned i sedimentet, dels ved at de overdekkes med stein. Slik overdekning blir søkt gjennomført på en slik måte at faren for ulemper for fiskeaktivitet blir så liten som mulig.

Som det framgår av beskrivelsene i kapittel 6.4 er Johan Sverdrup-feltet lokalisert utenfor de mest intensivt benyttede fiskeområdene. De fiskeriene som foregår skjer hovedsakelig med ringnot og flytetrål etter pelagiske fiskearter, og er således ikke stedbundne. Utbyggingsaktivitetene ventes ikke å medføre vesentlige operasjonelle ulemper eller fangsttap for disse fiskeriene.

For fiske med bunntål vil arealbeslagene medføre et reelt men begrenset tap av fiskeareal.

Installasjon av permanent reservoarovervåkingssystem (PRM) kan potensielt påvirke forholdene for bunntåling. Kablene vil i utgangspunktet bli spylt ned i sedimentet nettopp for å beskytte dem mot påvirkning fra trålrעדskaper. Ved kryssing av andre kabler eller rørledninger må imidlertid seismikkablene beskyttes med steinoverdekning, og dette kan medføre ulemper for tråling. Siden trållaktiviteten i området er svært liten, regner en ikke med at det vil oppstå vesentlige ulemper.

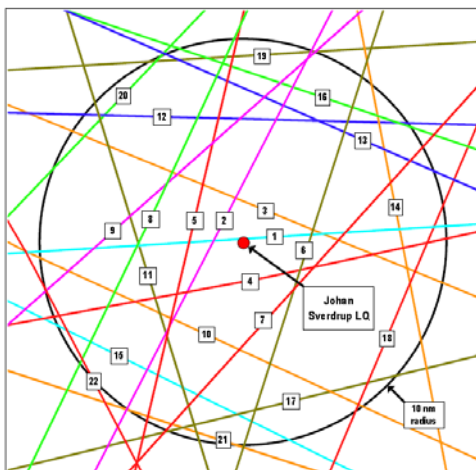
Sammenlignet med tradisjonell seismikkdatainnsamling, vil PRM medføre et mindre arealbeslag, siden overflatefartøyene ikke behøver å slepe kabler etter seg. Så selv om frekvensen av seismikkinnsamling blir større med PMR (flere tokt), vurderes de samlede ulempene for fisket å bli mindre.

Sporingsdata viser at frekvensen av fiskefartøy tett opp mot planlagte over- og undervannsinstallasjoner på Johan Sverdrup-feltet er lav, selv om den enkelte år er høyere enn andre. Unntaket er langs Zeepipe II a-rørledningen. Avstanden fra feltsenteret til Zeepipe II a er om lag 1 km (se kart i Figur 10-1). Den nordlige havbunnsrammen som installeres i utbyggingsfase 1 vil bli liggende like nord for rørledningen, og mens boringen pågår her vil ankerkjettingene for boreriggen strekke seg over rørledningen. I denne perioden vil trålfisket langs rørledningen hindres. Det vil i størst grad gå utover utenlandske (britiske) fartøyer som driver partråling langs traseen.

### 10.3 Skipstrafikk

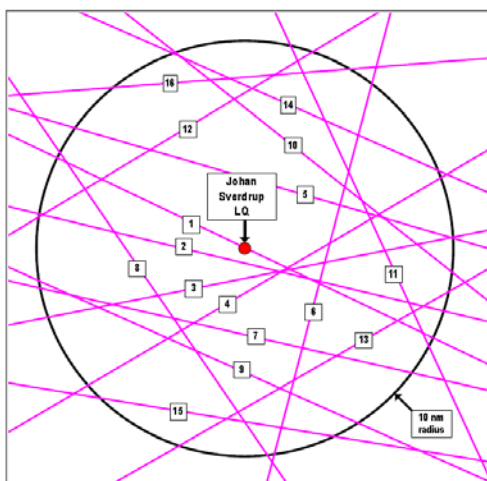
Det er gjennomført en studie for å kartlegge all skipstrafikk i området (Lloyds, 2014). Denne er benyttet som grunnlag for å kalkulere kollisjonsfrekvenser for alle de fire plattformene på feltetsenteret, og å vurdere konsekvensene av ulike kollisjonsscenarioer.

Trafikkintensiteten i området ved feltetsenteret er lav. Studien viste at i gjennomsnitt 21 større fartøyer pr. uke passerer innen en avstand av 10 sjømil fra den planlagte lokaliteten for boligkvarteret, fordelt på 22 identifiserte hovedruter slik som vist i Figur 10-2. Rutene med høyest frekvens var nr. 10 (Færøyene – Hanstholm, 196 passeringer) og nr. 13 (Oslofjorden – Harding Field, 62 passeringer).



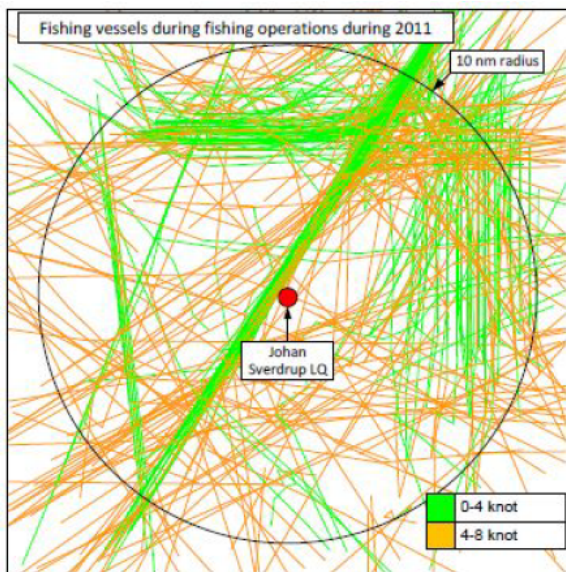
**Figur 10-2 Hovedruter for passerende større skip innen en avstand på 10 sjømil fra boligplattformen**

I tillegg kommer fiskefartøyer, der fiskefartøyer i transitt, innenfor en avstand på 10 sjømil, utgjorde 284 passeringer pr. år i 2011. Disse passeringene fordelte seg på 16 hovedruter slik som illustrert i Figur 10-3. Rutene med høyest frekvens var rute nr. 9 (46 passeringer) og rute nr. 1 (31 passeringer).



**Figur 10-3 Hovedruter for fiskefartøy i transitt i 2011, innen en avstand på 10 sjømil fra boligplattformen**

Fiskefartøyer under utøvelse av fiske utgjorde hhv 239 stk. og 211 stk. i år 2011 og år 2012. Mønsteret på fiskeriaktiviteten varierer fra år til år. Figur 10-4 gir et bilde på aktiviteten innenfor 10 sjømil fra boligplattformen i år 2011. Hver strek representerer tilbakelagt rute for en fiskebåt. Alle sporinger med hastighet under 8 knop antas å representere fiskefartøyer under utøvelse av fiske. Aktiviteten langs Zeepipe-rørledningen (retning nord-øst/sør-vest) peker seg ut.



**Figur 10-4 Fiskeriaktivitet i år 2011**

Selv om trafikkintensiteten i området er lav, bidrar skipskollisjoner i vesentlig grad til risikobildet for installasjonene på feltet. Beregnet risiko overstiger ikke gjeldende akseptgrenser, men er høy, og krever at det gjennomføres tiltak. Hovedbidragsyteren til beregnet risiko er forsynings-båter som ankommer til feltet.

De viktigste risikoreducerende tiltakene er gjennomført gjennom lokalisering av feltinstallasjonene iht. de resultater som er framkommet i risikoanalysene. I tillegg vil følgende tiltak vil bli vurdert for å redusere risikoen for kollisjoner ytterligere:

- Sørge for overholdelse av regelen om at forsyningsbåter ikke tillates å benytte installasjoner på feltet som definert endepunkt («final way point») ved navigering
- Særskilte ankomstprosedyrer for å unngå at stigerplattformen utsettes for unødvendig høy risiko
- Bruk av DSC (Digital selective calling). Dette er et system som tillater sending av signaler til skip på kollisjonskurs, selv om volumet på VHF er skrudd av eller ned.
- Bruk av «Virtual aid to navigation». Dette er en funksjon/applikasjon til navigasjonssystemet som gjør at virtuelle varsels-bøyer kommer til syne som fysiske bøyer på skipenes navigasjonsskart, sammen med en advarsels-tekst.

## 11 Samfunnsmessige konsekvenser

Det er gjennomført beregninger av samfunnsmessige virkninger av Johan Sverdrup-utbyggingen, herunder inntekter og kostnader, virkninger for investeringsnivået på norsk sokkel, vare- og tjenesteleveranser og sysselsettingsvirkninger. Operatøren legger til grunn at det senest to år etter at feltet er satt i produksjon skal gjennomføres en analyse av regionale og lokale ringvirkninger av utbyggingen (ref. Meld. St.28 2010-2011).

Etter konseptvalg (DG2) er planene for feltet utviklet videre, og det er gjort endringer både for første utbyggingsfase (kapasiteter, tekniske løsninger etc.) og med hensyn til hvilke utbyggingsscenarier som er mest aktuelle for framtidige utbyggingsfaser. De tekniske beskrivelsene i de foregående kapitlene i dette dokumentet gjenspeiler dette.

Endelig oppdaterte planer for første utbyggingsfase, med tilhørende gjennomarbeidede kostnads- og lønnsomhetsestimater vil bli lagt fram som grunnlag for investeringsbeslutningen for første utbyggingsfase (DG3) i starten av 2015. Det understrekes at beslutninger om senere utbyggingsfaser vil bli fattet som del av et eget beslutningsløp for fremtidige faser, se kapittel 4.

Beregningene i dette kapitlet tar utgangspunkt i tidlige estimater for første utbyggingsfase, og mulige utbyggingsscenarier for senere utbyggingsfaser slik som beskrevet i kapittel 4. Basert på dette er det etablert et økonomisk eksempel for første utbyggingsfase, og et økonomisk eksempel for full feltutbygging (se kapittel 11.1)

Alle tall og figurer i dette kapitlet er relatert til de to valgte økonomiske eksemplene, og det understrekes at de ikke relaterer seg til besluttede utbyggingsløsninger, hverken for fase 1 eller for full feltutbygging. Tallene må ses som illustrasjoner av hvilke samfunnsmessige konsekvenser utbyggingen vil medføre. Det er betydelig usikkerhet knyttet til enkeltelementer i framstillingen, men samlet sett gir den likevel et godt bilde på de samfunnsmessige virkningene av utbyggingen.

### 11.1 Investerings- og driftskostnader

Totale investeringskostnader for første utbyggingsfase for Johan Sverdrup var ved DG2 (februar 2014) estimert til i størrelsesorden 100 - 120 milliarder (2013-kroner). Dette tilsvarer 102 – 122 milliarder regnet i 2014-kroner. Det er ingen endringer i dette estimatet pr i dag. Oppdaterte investeringsanslag vil foreligge ved tidspunktet for investeringsbeslutning for de ulike utbyggingsfasene.

For å beregne samfunnsmessige virkninger knyttet til utbyggingsfase 1 er det valgt å legge til grunn et økonomisk eksempel med en investering på 120 milliarder (2014-kroner), fordelt med 96 milliarder NOK på feltutbygging og landanlegg, og 24 milliarder på borevirksomhet. Endelig oppdaterte planer for første utbyggingsfase, med tilhørende gjennomarbeidede kostnadsestimater, vil bli lagt fram som grunnlag for investeringsbeslutningen for første utbyggingsfase (DG3) i begynnelsen av 2015.

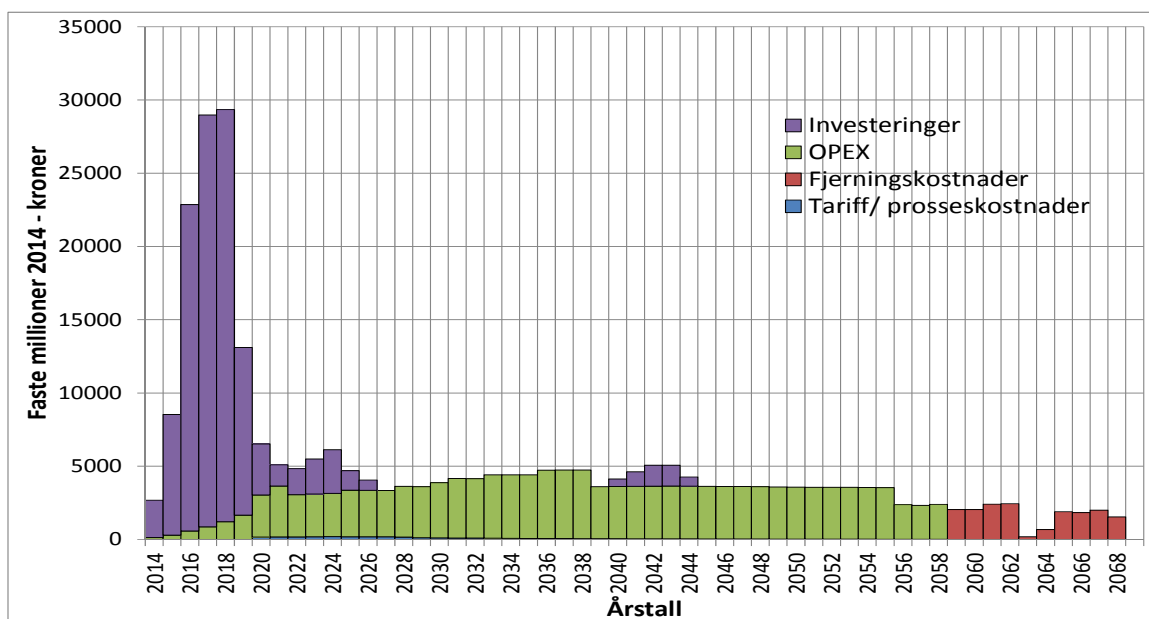
I beregningene av samfunnsmessige virkninger for denne konsekvensutredningen er det lagt til grunn tidlige estimater med et økonomisk eksempel på en full feltutbygging (DG2) med investeringer på totalt 215 milliarder (2013-kroner), fordelt med 163 milliarder kr på feltutbygging og landanlegg og rundt 52 milliarder kr på borevirksomhet. Etter DG2 har det vært jobbet videre med aktuelle scenarier og man har et investeringsestimat for full feltutbygging på i størrelsesorden 170 – 220 milliarder (2014-kroner), avhengig av fremtidige valg av kapasiteter og tekniske løsninger. Det er knyttet en større usikkerhet til investeringsestimatet for de senere

utbyggingsfasene enn det er for første byggetrinn. Valg av konsept for neste fase blir besluttet i et eget beslutningsløp for de fremtidige fasene.

I det økonomiske eksempelet som er benyttet for beregningene er det lagt til grunn 3,5 milliarder 2014-kroner i et gjennomsnittlig driftsår for første utbyggingsfase. Ved DG2 var driftskostnadene for første utbyggingsfase anslått til mellom 3 og 5 milliarder (2013-kroner).

Ved full feltutbygging er det antatt at de årlige driftskostnadene øker til totalt ca. 4-7 milliarder (2014-kroner). I beregningene er det lagt til grunn 4,8 milliarder 2014-kroner i et gjennomsnittlig driftsår ved full feltutbygging. Dette inkluderer drift av anlegg både på land og offshore, utstyr, logistikk, brønnkostnader, kjøp av strøm og eksporttariffer.

Johan Sverdrup-feltet har en antatt levetid på 50 år. Tidspunktet for fjerning av installasjoner ligger således langt fram i tid, men ved DG2 ble det antatt at kostnader for fjerning av installasjoner ville beløpe seg til 28 milliarder (2014-kroner).



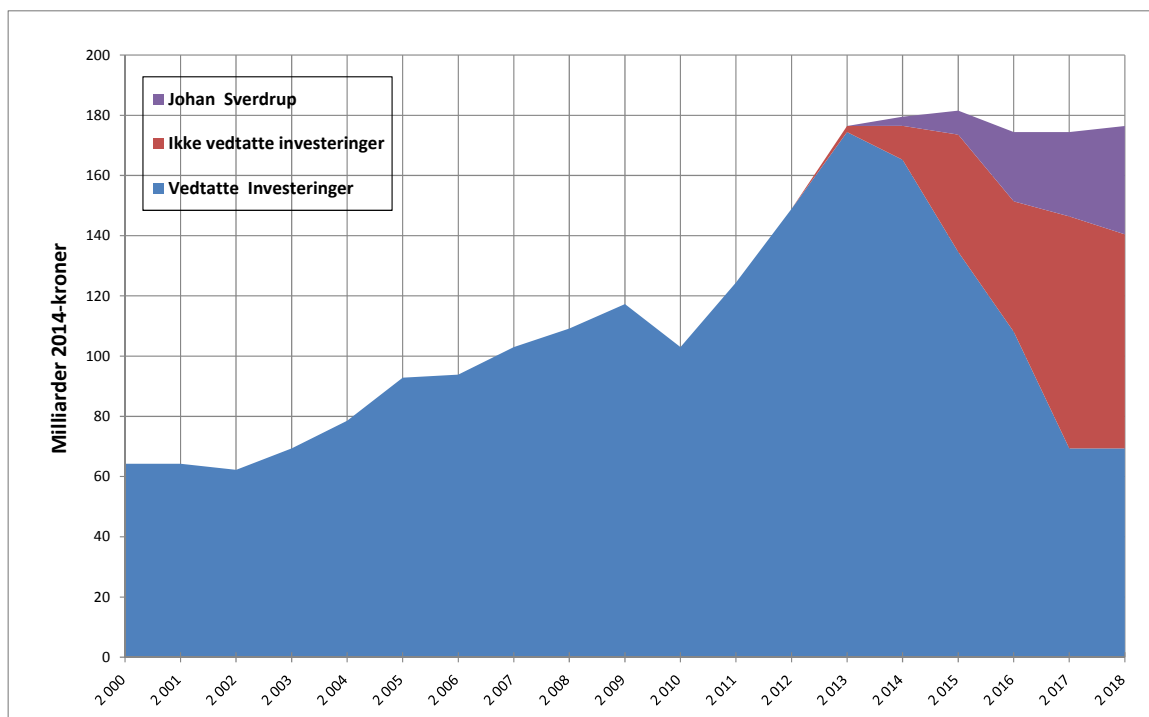
**Figur 11-1 Investerings- og driftskostnader for Johan Sverdrup, første utbyggingsfase. Mill. 2014-kr**

Full utbygging av Johan Sverdrup krever investeringer i en mye lengre periode enn om man bare bygger ut fase 1. Ved full utbygging vil investeringskostnadene dominere kostnadsbildet helt fram til 2024. I toppåret 2018 innebærer det valgte økonomiske eksempelet at det investeres over 35 milliarder 2014-kr. Fra ca. 2025 overtar driftskostnadene som største kostnadskomponent.

Samlede kostnader til investering og drift ved full utbygging i tidsrommet 2014 - 2068 er for det valgte økonomiske eksempelet beregnet til ca. 450 milliarder 2014-kr. Av dette er 215 milliarder kr investeringskostnader, 206 milliarder kr er kostnader til drift av feltinstallasjoner og rør, 4 milliarder er tariffkostnader for gass og NGL, mens 28 milliarder er kostnader til fjerning av installasjonene ved produksjonsslutt. CO<sub>2</sub>- og NO<sub>x</sub>-avgifter til staten på vel 1 milliard 2014-kr er da trukket ut.

## 11.2 Virkninger for investeringsnivået på norsk kontinentalsokkel

En oversikt over gjennomførte og planlagte investeringer i norsk petroleumsvirksomhet i perioden 2000-2018 er vist i Figur 11-2. Figuren er basert på Olje- og energidepartementets hefte Fakta 2014, 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 har de siste årene ligget på et nivå rundt 30 mrd. 2014-kr pr år.



**Figur 11-2 Investeringer på norsk kontinentalsokkel i perioden 2000 – 2018. Milliarder 2014-kroner**

Planlagte investeringer i prosjekter som ennå ikke var vedtatt våren 2014, herunder Johan Sverdrup, ventes å bidra til at investeringsnivået på norsk kontinentalsokkel opprettholdes og øker videre til ca. 180 mrd. 2014-kr i 2015, og holder seg over 150 mrd. kr helt fram til 2018. Det understrekes at prognosen inneholder betydelig usikkerhet, særlig med hensyn til tidsinnfasing av utbyggingsprosjekter.

Investeringene i Johan Sverdrup kommer som en del av ikke vedtatte prosjekter, med antatt nærmere 100 mrd. 2014-kr i perioden 2014-2018, dersom full utbygging blir vedtatt. Disse investeringene er markert med lilla farge i Figur 11-2. Ved fase 1 alene er investeringene i perioden nær 90 milliarder 2014-kr. Investeringene for de neste fasene i Johan Sverdrup er antatt i hovedsak å komme først fra 2019-2026, og er derfor ikke med i figuren.

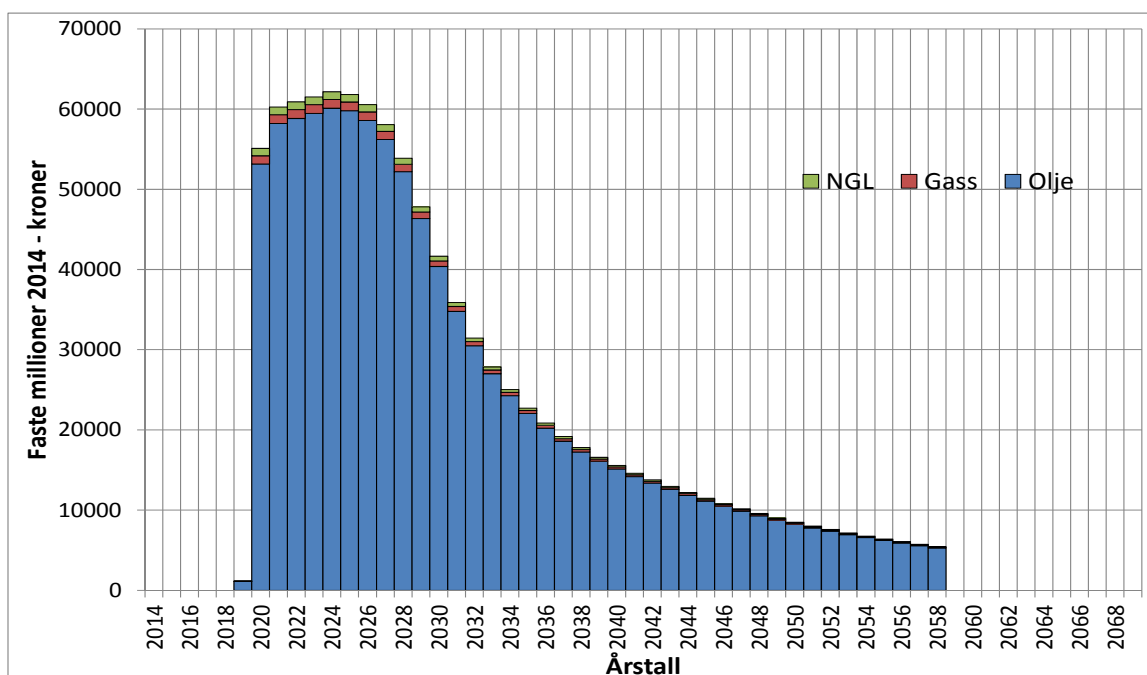
De første investeringene i Johan Sverdrup kommer i en periode der kapasiteten i norsk offshorerettet næringsliv fortsatt kan bli presset. Innenfor prosjektering er allerede kapasiteten i norske leverandørbedrifter så fullt utnyttet at store deler av forprosjektering til Johan Sverdrup foregår i utlandet. Det kan også bli kapasitetsproblemer for offshore-verftene, selv om disse kan øke kapasiteten betydelig gjennom delproduksjon i utlandet.



På den annen side er det imidlertid ikke så mange andre store feltutbygginger i gang på norsk kontinentalsokkel, og heller ikke planer om slike, de nærmeste årene framover. En ser da også klart av Figur 11-2 at investeringene i Johan Sverdrup utgjør en ganske stor del av de planlagte investeringene på kontinentalsokkelen fram til 2018, og med full utbygging vil de utgjøre en stor del videre til 2024 også. Det er dermed i stor grad investeringene i Johan Sverdrup norsk offshorerettet næringsliv vil måtte basere seg på i årene framover. En gjennomføring av utbyggingen av Johan Sverdrup fase 1 etter planen vil således være svært viktig for norsk offshorerettet næringsliv.

### 11.3 Samfunnsmessig lønnsomhet

For det valgte økonomiske eksemplet for første utbyggingsfase er samlet inntekt av produksjonen på Johan Sverdrup beregnet til vel 1.000 milliarder 2014-kr over 50 år, fordelt med ca. 97 % på olje og ca. 3 % på NGL og gass. Samlede kostnader til investering og drift av Johan Sverdrup fase 1 er beregnet til ca. 280 milliarder 2014-kr.



Figur 11-3 Inntekter fra Johan Sverdrup, første utbyggingsfase. Millioner 2014-kroner

Tidlige beregninger for full feltutbygging indikerer at samlet inntekt av produksjonen kan bli 1.350 milliarder 2014-kr over 50 år, fordelt med ca. 1.300 milliarder kr på olje og ca. 45 milliarder på NGL og gass. Samlede kostnader til investering og drift ved full utbygging av Johan Sverdrup er beregnet til i området 450 milliarder 2014-kr.

Det er altså svært store inntekter for det norske samfunn det dreier seg om. Trekker man kostnadene fra inntektene år for år i hele perioden, framkommer en netto kontantstrøm fra prosjektet bare for første utbyggingsfase på ca. 750 milliarder 2014-kr i perioden 2014–2068. Netto kontantstrøm fordeler seg med ca. 1 milliard kr i avgifter, 560 milliarder kr i selskapsskatt til staten, og 180 milliarder 2014-kr til oljeselskapene.

For full utbygging av Johan Sverdrup viser tidlige beregninger en netto kontantstrøm på ca. 900 milliarder 2014-kr, fordelt over 54 år i perioden 2014-2068. Denne fordeler seg med vel 1 milliard i avgifter, vel 670 milliarder kr i selskapsskatt til staten, og ca. 230 milliarder 2014-kr til oljeselskapene som deltar i prosjektet.

Basert på disse beregningene er Johan Sverdrup det klart mest lønnsomme investeringsprosjektet det norske samfunn står overfor de nærmeste tiårene.

Tallene oppgitt her er basert på tidlige estimater, men gir likevel en indikasjon på hvilke samfunnsmessige virkninger utbyggingen vil kunne medføre. Endelige investeringsanslag vil være klare ved investeringsbeslutning for fase 1 og ved investeringsbeslutning for de neste byggetrinn. Størst usikkerhet er det knyttet til de senere utbygginger.

## 11.4 Vare- og tjenesteleveranser

Et gigantprosjekt som Johan Sverdrup vil ha behov for store vare- og tjenesteleveranser fra norsk næringsliv, og vil på den måten gi stor ny verdiskapning 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.

For å anslå disse virkningene, er det nødvendig å gjøre en del forutsetninger om forventet norsk andel av verdiskapningen i vare- og tjenesteleveransene til prosjektet, både i investeringsfasen og i driftsfasen. Det er gjort en slik beregning både isolert for første utbyggingsfase, og for full feltutbygging.

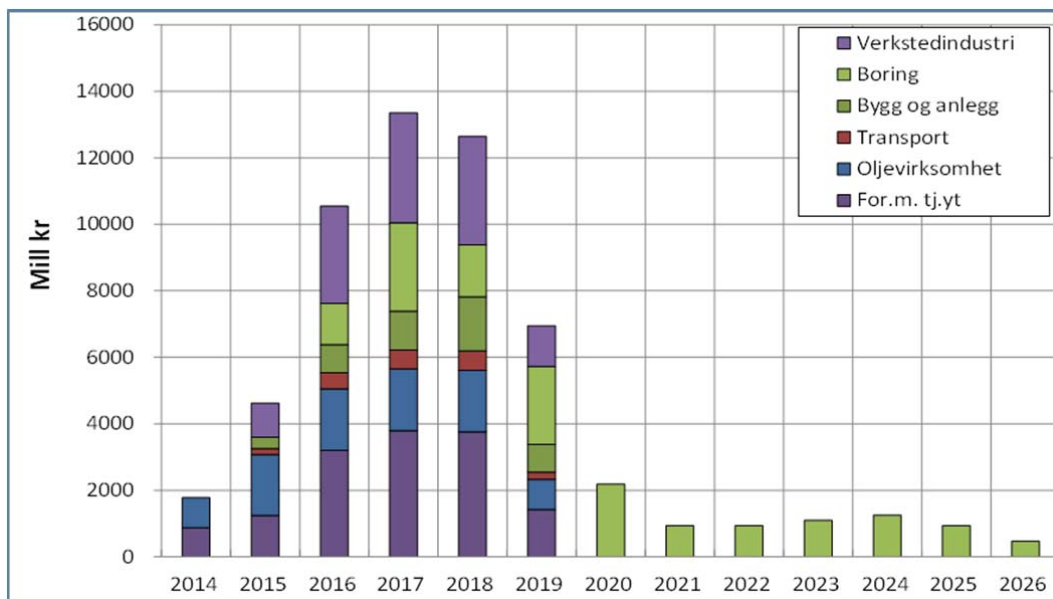
For kontrakter inngått med norske bedrifter utgjøres norsk verdiskapning, i form av vare- og tjenesteleveranser, av kontraktsverdien fratrukket verdien av underleveranser innkjøpt i utlandet. Omvendt vil norsk verdiskapning i kontrakter inngått med utenlandske bedrifter, være verdien av eventuelle norske underleveranser til kontrakten. En er her særlig opptatt av verdiskapningen i kontraktene, fordi det er verdiskapningen og ikke kontraktsverdiene som gir sysselsettingseffekter og andre virkninger for norsk næringsliv.

### 11.4.1 Utbyggingsfasen

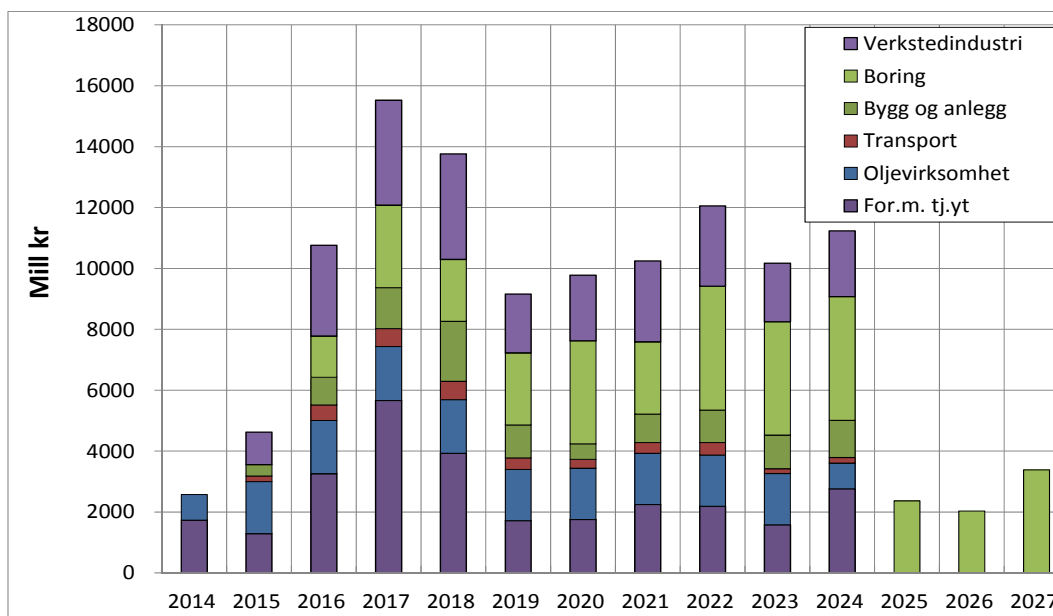
Mulige vare- og tjenesteleveranser, og norsk verdiskapning i disse, er basert på en oppsplitting av utbyggingsprosjektet i enkelt-anlegg og undergrupper, og deretter en videre oppdeling i hovedkomponenter. For hver hovedkomponent har en så vurdert norske leverandørers leveringsmuligheter, konkurranseevne og kompetanse, og mulig norsk verdiskapning i produksjon av disse hovedkomponentene. Dette er gjort på bakgrunn av erfaringer fra tidligere utbyggingsprosjekter av lignende type på norsk kontinentalsokkel. Resultatene er deretter summert opp på enkelt-anlegg, og videre opp på prosjektnivå for utbygging av Johan Sverdrup fase 1 alene, og for full utbygging av feltet.

For første utbyggingsfase er norsk andel av verdiskapningen anslått til ca. 57 %. Denne andelen er litt i overkant av det en har sett de senere år for større feltutbygginger på norsk kontinentalsokkel. Årsaken til dette er i stor grad at Johan Sverdrup bygges ut på forholdsvis grunt vann, slik at en kan benytte norskproduserte stålunderstell, og at en har forutsatt at flere av anleggene bygges i Norge. Videre at eksportørledningene til land, med lav norsk andel av verdiskapningen, ikke inngår i beregningene, da de er dekket i egen konsekvensutredning. For full feltutbygging er norsk andel av vare- og tjenesteleveranser anslått til 58 % basert på det valgte økonomiske eksempelet

Det må understrekes at dette er beregninger basert på erfaringstall, og således ingen fasit på hvordan resultatet vil bli. Likevel illustrerer beregningene på en god måte hvilken betydning prosjektet vil ha for norsk økonomi.



Figur 11-4 Norsk verdiskaping for første utbyggingsfase, fordelt på ulike næringer. Mill 2014-kroner.



Figur 11-5 Norsk verdiskaping for full feltutbygging, fordelt på ulike næringer. Mill 2014-kroner

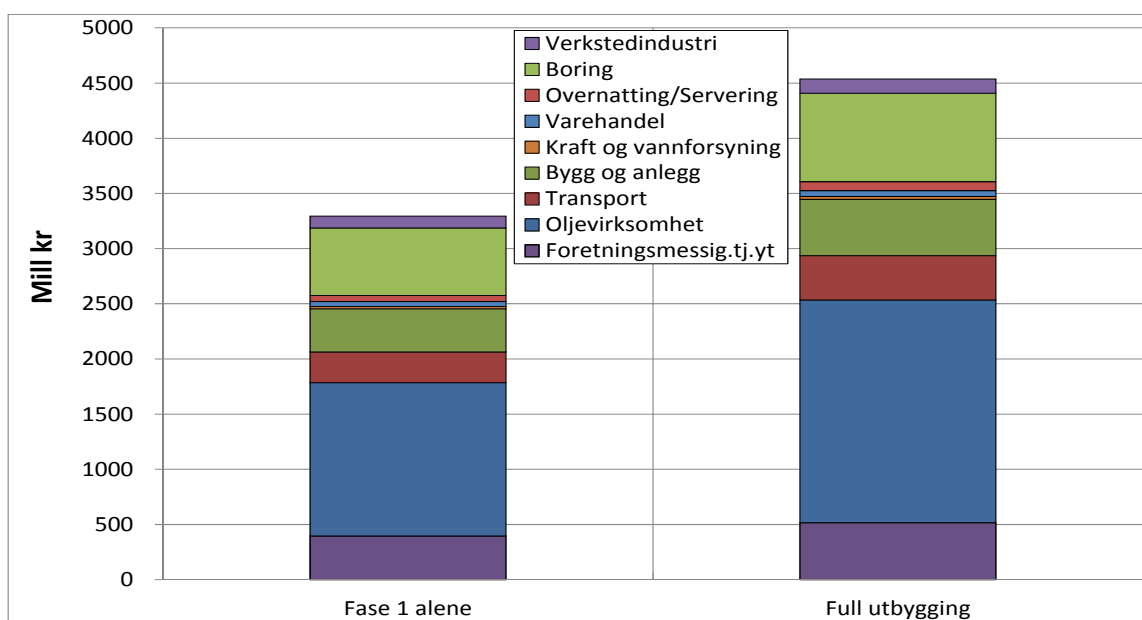
Som det framgår av figurene ovenfor er det virksomheter tilknyttet boring som får den største andel av verdiskapingen, men også andre næringer får en svært stor verdiskaping. Dette basert på det valgte økonomiske eksempelet for neste utbyggingsfaser.

### 11.4.2 Driftsfasen

Ved beregning av vare- og tjenesteleveranser er det lagt til grunn at driftskostnadene i et gjennomsnittså for installasjoner knyttet til første utbyggingsfase er 3,5 milliarder 2014-kr. Da er holdt utenfor CO<sub>2</sub> - og NO<sub>x</sub> -avgifter og mindre transporttariffer for gass, som bare i liten grad gir sysselsettingseffekter i driftsfasen.

Samlet er norsk andel av verdiskapningen i driftsleveransene i første fase beregnet til vel 3,3 milliarder 2014-kr i et gjennomsnittså, eller 94 % av de estimerte totale driftskostnadene. En lignende andel forventes for full feltutbygging.

Disse beregningene viser at drift av et petroleumfelt på norsk kontinentalsokkel i all hovedsak er en ren norsk aktivitet. I Figur 11-6 er illustrert hvordan vare- og tjenesteleveranser fordeler seg på ulike næringer. Virksomheter i kategorien oljevirksomhet får den største norske verdiskapningen som følge av driften av Johan Sverdrup, men også andre næringer får en betydelig del av verdiskapningen.



Figur 11-6 Beregnet norsk verdiskapning i vare og tjenesteleveranser til Johan Sverdrup i driftsfasen fordelt på næring og utviklingsfase. Mill 2014-kr

### 11.5 Sysselsettingsvirkninger

Sysselsettingsvirkninger av utbyggingen beregnes med utgangspunkt i den beregnede verdiskapning i vare- og tjenesteleveranser, slik som vist ovenfor. Samlet produksjonsverdi som skapes i norsk, regionalt og lokalt næringsliv som følge av disse leveransene, både i leverandørbedriftene selv, og hos deres underleverandører regnes ut. Produksjonsverdien blir deretter regnet om til sysselsetting målt i årsverk, ved hjelp av statistikk for produksjon pr årsverk i ulike bransjer. Som resultat av modellberegningene får en dermed direkte sysselsettingsvirkninger hos leverandørbedriftene, og indirekte sysselsettingsvirkninger hos bedriftenes underleverandører. Til sammen gir dette prosjektets produksjonsvirkninger.

I tillegg beregner modellen også prosjektets konsumvirkninger. Konsumvirkningene oppstår ved at de sysselsatte betaler skatt, og bruker sin lønn til kjøp av forbruksvarer og tjenester. For beregning av konsumvirkninger benytter modellen marginale konsumtilbøyeligheter hentet fra planleggingsmodeller på nasjonalt og regionalt nivå.

Legger en sammen produksjonsvirkninger og konsumvirkninger, framkommer prosjektets totale sysselsettingsvirkninger. Siden utbyggingsprosjektet er forventet å strekke seg over en periode på godt over 10 år, har en også, for ikke å overdrive sysselsettingsvirkningene fram i tid, lagt inn en årlig produktivitetsvekst på 2 %, på linje med produktivitetsveksten i det norske samfunn de senere år.

Det understrekes at man i sysselsettingsberegningene opererer med beregnede tall, som inneholder betydelig usikkerhet. En usikkerhet på 20 % bør en trolig regne med.

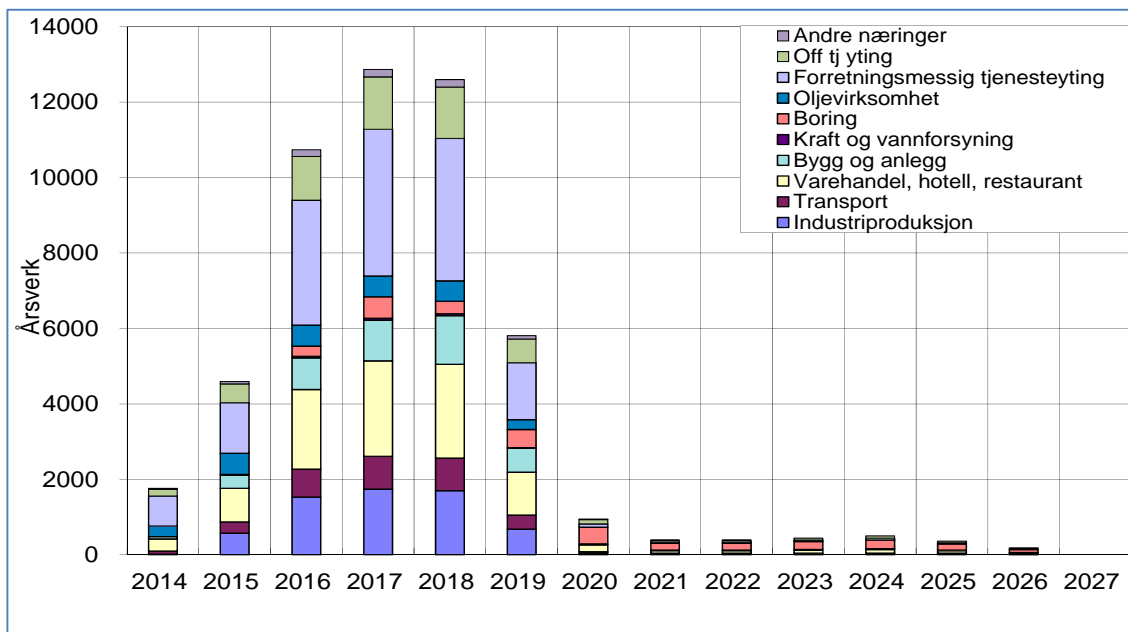
### **11.5.1 Utbyggingsfasen**

Nasjonale sysselsettingsvirkninger av utbyggingsfasen av Johan Sverdrup fase 1, er beregnet til rundt 51.000 årsverk, fordelt over perioden 2014 – 2026. Av disse kommer ca. 22.000 årsverk i norske leverandørbedrifter, 12.000 kommer i deres norske underleverandørbedrifter, mens vel 17.000 årsverk utgjøres av de nevnte konsumvirkningene.

Det understrekes at dette ikke nødvendigvis er nyskapt sysselsetting. De fleste av aktørene i utbyggingsfasen vil allerede være ansatt på norske offshoreverft, i verkstedindustri rundt om i landet, i transportvirksomhet og i forretningsmessig tjenesteyting og i operatørselskapet selv. Det utbyggingsprosjektet gjør, er i hovedsak å holde disse i arbeid i byggeperioden.

Gjør man en tilsvarende vurdering av full feltutbygging, gir modellene et totalt antall årsverk for utbyggingsperioden på vel 95.000 årsverk, og da fordelt over perioden 2014 – 2029. Av disse kommer ca. 41.000 årsverk i form av direkte produksjonsvirkninger i norske leverandørbedrifter, vel 22.000 årsverk i deres norske underleverandørbedrifter, og i tillegg ca. 32.000 årsverk i konsumvirkninger.

I Figur 11-7 er vist hvordan årsverkene fordeler seg på ulike næringer for fase 1 av Johan Sverdrup-utbyggingen. Et tilsvarende bilde ville en få også for en full feltutbygging, men altså med vesentlig høyere tall og opprettholdelse av høy sysselsetting lenger ut i tid.



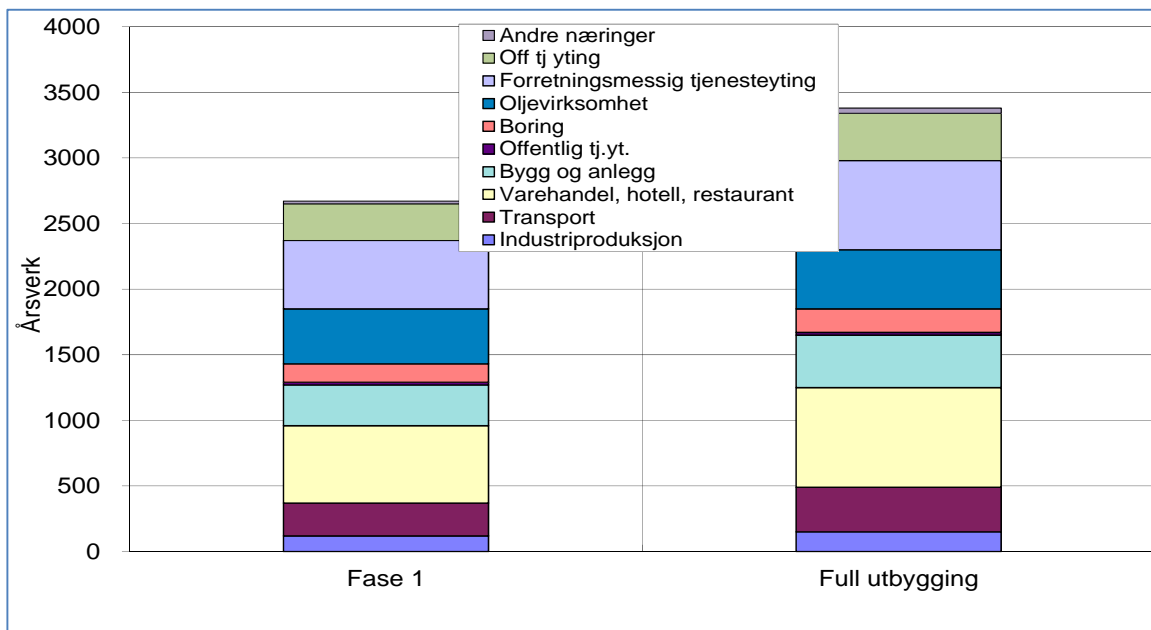
Figur 11-7 Nasjonale sysselsettingsvirkninger i utbyggingsfase 1 fordelt på næring og år. Årsverk

### 11.5.2 Driftsfasen

En tilsvarende beregning av sysselsettingsvirkninger er foretatt for driftsfasen. For driftsfasen i fase 1 er det beregnet at utbyggingen i et gjennomsnittså genererer ca. 2.700 årsverk på nasjonalt nivå, herav ca. 1.300 årsverk i leverandørbedriftene, 500 årsverk i deres underleverandørbedrifter, og nærmere 900 årsverk i form av konsumvirkninger. For full feltutbygging er på tilsvarende måte de årlige sysselsettingsvirkningene beregnet til i området 3.400 årsverk for et gjennomsnittså.

Det understrekes igjen at disse tallene er beregnede størrelser basert på et gitt sett forutsetninger. Usikkerheten er derfor betydelig, og særlig er usikkerheten stor når det gjelder beregningene for framtidige faser.

I Figur 11-8 er vist hvordan årsverkene fordeler seg på ulike næringer.



**Figur 11-8 Nasjonale og regionale sysselsettingsvirkninger i driftsfasen fordelt på hovednæring. Årsverk i et gjennomsnittså**

Uavhengig av disse modellberegningene har Statoil anslått at offshorebemanningen på Johan Sverdrup i fase 1 vil være ca. 250 personer pr skift. Dette inkluderer drifts- og vedlikeholdspersonell, forpleining, boring samt ISO og V&M personell. Ved full feltutbygging antas at dette tallet øker til ca. 280 personer pr skift. Landbasert driftsstøtte til Johan Sverdrup er foreløpig beregnet til å sysselsette rundt 115 personer hos operatøren. Se også kapittel 3.10.3



## 12 Oppsummering av avbøtende tiltak, oppfølgende undersøkelser og overvåking

Det er lagt vekt på å finne fram til løsninger som reduserer utslipp og negative miljøkonsekvenser. Flere tiltak er inkludert. Av disse er de viktigste:

- Kraft fra land - gir en vesentlig reduksjon av utslipp av klimagasser fra plattformene
- Rensing av alt produsert vann gjennom tre rensetrinn
- Injeksjon av produsertvann til reservoaret som trykkstøtte, med høy regularitet
- Minimering av vannproduksjon gjennom styrt drenering av reservoaret
- Bruk av korrosjonsbestandig materiale i prosessanlegg, rørledninger og brønner – reduserer kjemikaliebruk
- Bruk av lav-NO<sub>x</sub>-teknologi på turbin for essensiell-kraft
- Bruk av variabel hastighetsstyring av større elektriske motorer – reduserer energiforbruk
- Gjenvinning av overskuddsvarme – benyttes bl.a. til oppvarming av boligkvarter og injeksjonsvann
- Bruk av lav-NO<sub>x</sub>-teknologi på gasskjeler
- Lukket høytrykksfakkel med gjenvinning
- Gjenvinning av gass fra produsertvann-renselanlegg
- Tiltak for å redusere faking i forbindelse med opptrykking og igangkjøring av kompressorer

Omfang og krav til miljøovervåking er beskrevet regulert av Aktivitetsforskriften. Norsk sokkel er inndelt i regioner for sedimentovervåking. Johan Sverdrup-feltet ligger i region II. De første sedimentundersøkelsene vil bli gjennomført innen produksjonsboring starter i 2016. Deretter vil det bli gjennomført oppfølgende overvåkingsundersøkelser hvert 3. år.

For nærmere beskrivelse av miljøovervåking vises det til Regional konsekvensutredning for Nordsjøen (Statoil 2006).



## 13 Referanser

Agenda Kaupang AS, 2014: Utbygging og drift av Johan Sverdrup, samfunnsmessige konsekvenser. Rapportnummer R 8647.

Aquateam COWI AS, 2013: Karakterisering av varmebehandlet oljebasert borekaks. Prøvetaking, karakterisering, miljøanalyser og miljørisikoanalyse av offshore utslipp. Aquateam COWI AS, 2013, Rapport nr: 13-046, Prosjekt nr. O-12117

DNV 2012: Environmental study of Snorre permanent reservoir monitoring system. Report NO/DNV REG NO: 2012-4074/14EPG7G-10. Rev Final, 2012-08-14

DNV GL / Sintef 2014: Johan Sverdrup – Produced water and drilling discharges – EIF and dispersion modelling. Report No.: 2014-1165. Document No.: 1GQ4X7R-2. 2014-08-13. Sintef, DNV GL

DNV 2014: Miljørisikoanalyse for utbygging og drift av Johan Sverdrup-feltet

Ecofact 2014: Konsekvenser for fisk, fiskeri og akvakultur ved etablering av rørledninger fra Johan Sverdrup feltet. Fagrapport. ISSN:1891-5450. ISBN: 978-82-8262-361-2

EconPöyry, 2011: CO<sub>2</sub>-emissions effect of electrification. Econ Report no. R-2011-041. ISBN 978-82-8232-190-7. ISSN 0803-5113

Lloyd's Register Consulting 2014: TN-8: Ship collision. Technical note no 104724-0400-P1\_DP\_LQ\_RP-TN-8\_draft\_b Rev: Draft B. Date: 13 August 2014.

Miljødirektoratet 2012: Helhetlig forvaltningsplan for Nordsjøen og Skagerak. Samlet påvirkning og miljøkonsekvenser

Olje- og energidepartementet, 2011: Meld.St.28, 2010-11: Melding til Stortinget: En næring for framtida – om petroleumsvirksomheten

Statoil 2006: Regional konsekvensutredning for Nordsjøen. Sammenstillingsrapport



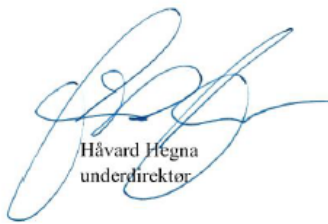
Statoil 2014: Beredskapsanalyse Johan Sverdrup

Statoil 2014: Power solutions for Johan Sverdrup field in phase 1 and for full field



## VEDLEGG 1: Fastsatt utredningsprogram

Statoils forslag til utredningsprogram, sendt på offentlig høring 20. februar 2014, samt oppsummering av mottatte høringsuttalelser, er tilgjengelig på [www.statoil.com/ku/johansverdrup](http://www.statoil.com/ku/johansverdrup)

 <b>DET KONGELIGE OLJE- OG ENERGIDEPARTEMENT</b>			
Statoil ASA Forusbeen 50 4035 STAVANGER MOTT. 04.09.2014			
Deres ref	Vår ref	Dato	
	14/450-	2.9.2014	
<b>Fastssettelse av program for konsekvensutredning for Johan Sverdrup</b>			
Det vises til forslag til utredningsprogram for Johan Sverdrup fra Statoil ASA (Statoil) som ble sendt på offentlig høring 20. februar 2014. Det vises videre til innkomne høringsuttalelser til forslaget til utredningsprogram, samt Statoils kommentarer til disse som ble oversendt departementet 20. juni 2014.			
Konsekvensutredningen gjelder første byggetrinn av Sverdrup-feltet. Utbyggingsløsninger for fremtidige byggetrinn vil bli beskrevet så langt det er mulig.			
I medhold av forskrift til lov om petroleumsvirksomhet 27. juni 1997 nr. 653 § 22 tredje ledd fastsetter Olje- og energidepartementet med dette at utredningsprogrammet for Johan Sverdrup skal bygge på det fremlagte forslag til utredningsprogram og innkomne høringsuttalelser med kommentarer. Det forutsettes at Statoil i det videre konsekvensutredningsarbeidet tar hensyn til de innkomne høringsuttalelsene slik det fremgår av vedlegget. Det vises også til Stortingets behandling av Dokument 8:58 S (2013–2014), jf. Innst. 237 S (2013-2014).			
Med hilsen  Gunnar Hognestad (e.f.) avdelingsdirektør		 Håvard Hegna underdirektør	
Vedlegg: Innkomne høringsuttalelser m/operatørens kommentarer			
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



## VEDLEGG 2: Forutsetninger lagt til grunn for beregning av utslipp til luft

	Beskrivelse	Faktor	Kilde																		
<b>GENERELT</b>																					
1	Dieselforbruk for mobile borerigger. Cirka 90 dager lagt til grunn for å bore en brønn.	32 tonn / døgn	Erfaringsdata																		
2	Dieselforbruk for mobile intervensjonsrigger	15 tonn / døgn	Erfaringsdata																		
3	Utslipp fra <table style="width: 100%; border: none;"> <tr> <td style="width: 20%; padding-left: 20px;">Dieselmotor</td> <td style="padding-left: 20px;">CO<sub>2</sub></td> <td style="padding-left: 20px;">3,17 tonn/tonn</td> <td rowspan="6" style="text-align: center; vertical-align: middle;">OLF</td> </tr> <tr> <td></td> <td style="padding-left: 20px;">NO<sub>x</sub></td> <td style="padding-left: 20px;">0,07 tonn/tonn</td> </tr> <tr> <td></td> <td style="padding-left: 20px;">VOC</td> <td style="padding-left: 20px;">0,005 tonn/tonn</td> </tr> <tr> <td style="padding-left: 20px;">Dieselturbin</td> <td style="padding-left: 20px;">CO<sub>2</sub></td> <td style="padding-left: 20px;">3,17 tonn/tonn</td> </tr> <tr> <td></td> <td style="padding-left: 20px;">NO<sub>x</sub></td> <td style="padding-left: 20px;">0,016 tonn/tonn</td> </tr> <tr> <td></td> <td style="padding-left: 20px;">VOC</td> <td style="padding-left: 20px;">0,00003 tonn/tonn</td> </tr> </table>	Dieselmotor	CO <sub>2</sub>	3,17 tonn/tonn	OLF		NO <sub>x</sub>	0,07 tonn/tonn		VOC	0,005 tonn/tonn	Dieselturbin	CO <sub>2</sub>	3,17 tonn/tonn		NO <sub>x</sub>	0,016 tonn/tonn		VOC	0,00003 tonn/tonn	
Dieselmotor	CO <sub>2</sub>	3,17 tonn/tonn	OLF																		
	NO <sub>x</sub>	0,07 tonn/tonn																			
	VOC	0,005 tonn/tonn																			
Dieselturbin	CO <sub>2</sub>	3,17 tonn/tonn																			
	NO <sub>x</sub>	0,016 tonn/tonn																			
	VOC	0,00003 tonn/tonn																			
4	Utslipp fra kaldventilering <table style="width: 100%; border: none;"> <tr> <td style="width: 20%;"></td> <td style="padding-left: 20px;">CH<sub>4</sub></td> <td style="padding-left: 20px;">0,384755 g/Sm<sup>3</sup> av prosessert gass</td> <td rowspan="2" style="text-align: center; vertical-align: middle;">Norsk Olje og Gass (retningslinje 044)</td> </tr> <tr> <td></td> <td style="padding-left: 20px;">nmVOC</td> <td style="padding-left: 20px;">0,173615 g/Sm<sup>3</sup> av prosessert gass</td> </tr> </table>		CH <sub>4</sub>	0,384755 g/Sm <sup>3</sup> av prosessert gass	Norsk Olje og Gass (retningslinje 044)		nmVOC	0,173615 g/Sm <sup>3</sup> av prosessert gass													
	CH <sub>4</sub>	0,384755 g/Sm <sup>3</sup> av prosessert gass	Norsk Olje og Gass (retningslinje 044)																		
	nmVOC	0,173615 g/Sm <sup>3</sup> av prosessert gass																			
5	Utslipp fra brenngass <table style="width: 100%; border: none;"> <tr> <td style="width: 20%;"></td> <td style="padding-left: 20px;">CO<sub>2</sub></td> <td style="padding-left: 20px;">2,948 tonn/kSm<sup>3</sup></td> <td rowspan="4" style="text-align: center; vertical-align: middle;">Norsk Olje og Gass (retningslinje 044) *justert for Johan Sverdrup-gass</td> </tr> <tr> <td></td> <td style="padding-left: 20px;">NO<sub>x</sub></td> <td style="padding-left: 20px;">0,0017 tonn/kSm<sup>3*</sup></td> </tr> <tr> <td></td> <td style="padding-left: 20px;">CH<sub>4</sub></td> <td style="padding-left: 20px;">0,00091 tonn/kSm<sup>3</sup></td> </tr> <tr> <td></td> <td style="padding-left: 20px;">nmVOC</td> <td style="padding-left: 20px;">0,000240804 tonn/kSm<sup>3</sup></td> </tr> </table>		CO <sub>2</sub>	2,948 tonn/kSm <sup>3</sup>	Norsk Olje og Gass (retningslinje 044) *justert for Johan Sverdrup-gass		NO <sub>x</sub>	0,0017 tonn/kSm <sup>3*</sup>		CH <sub>4</sub>	0,00091 tonn/kSm <sup>3</sup>		nmVOC	0,000240804 tonn/kSm <sup>3</sup>							
	CO <sub>2</sub>	2,948 tonn/kSm <sup>3</sup>	Norsk Olje og Gass (retningslinje 044) *justert for Johan Sverdrup-gass																		
	NO <sub>x</sub>	0,0017 tonn/kSm <sup>3*</sup>																			
	CH <sub>4</sub>	0,00091 tonn/kSm <sup>3</sup>																			
	nmVOC	0,000240804 tonn/kSm <sup>3</sup>																			
6	Varmebehov opp til 31 MW er dekket av gassfyrte kjeler som er installert i Fase1. Varmebehov over 31 MW er dekket av elektriske kjeler.																				
7	El-virkningsgrad for offshore gassturbin – benyttet for å beregne CO <sub>2</sub> -besparelse ved kraft fra land	37 %	Erfaringsdata																		
<b>DRIFTSFASEN</b>																					
8	Utslipp fra essensiell-og nød generator Testing Bruk Diesel forbruk <table style="width: 100%; border: none;"> <tr> <td style="width: 20%;"></td> <td style="padding-left: 20px;">Essensiellgenerator</td> <td style="padding-left: 20px;">140 m<sup>3</sup>/døgn</td> <td rowspan="2" style="text-align: center; vertical-align: middle;">Erfaringsdata</td> </tr> <tr> <td></td> <td style="padding-left: 20px;">Nødgenerator</td> <td style="padding-left: 20px;">38,6 m<sup>3</sup>/døgn</td> </tr> </table>		Essensiellgenerator	140 m <sup>3</sup> /døgn	Erfaringsdata		Nødgenerator	38,6 m <sup>3</sup> /døgn													
	Essensiellgenerator	140 m <sup>3</sup> /døgn	Erfaringsdata																		
	Nødgenerator	38,6 m <sup>3</sup> /døgn																			
9	Fakling, som en del av prosessert gass	0,3 %	Erfaringsdata																		
10	Utslipp fra transport i driftsfasen (Scenario 1) Helikopter, dieselforbruk <table style="width: 100%; border: none;"> <tr> <td style="width: 20%; padding-left: 20px;">til felt senter</td> <td style="padding-left: 20px;">513 tonn/år</td> <td rowspan="3" style="text-align: center; vertical-align: middle;">Erfaringsdata</td> </tr> <tr> <td style="padding-left: 20px;">til flyter</td> <td style="padding-left: 20px;">228 tonn/år</td> </tr> <tr> <td style="padding-left: 20px;">til SAR</td> <td style="padding-left: 20px;">31 tonn/år</td> </tr> </table> Forsyningsfartøy, dieselforbruk <table style="width: 100%; border: none;"> <tr> <td style="width: 20%; padding-left: 20px;">til felt senter (i boreperioden)</td> <td style="padding-left: 20px;">1801 tonn/år</td> <td rowspan="3" style="text-align: center; vertical-align: middle;">Erfaringsdata</td> </tr> <tr> <td style="padding-left: 20px;">til felt senter (utenom boring)</td> <td style="padding-left: 20px;">1113 tonn/år</td> </tr> <tr> <td style="padding-left: 20px;">til flyter</td> <td style="padding-left: 20px;">1064 tonn/år</td> </tr> </table> Beredskapsfartøy, dieselforbruk <table style="width: 100%; border: none;"> <tr> <td style="width: 20%;"></td> <td style="padding-left: 20px;">329 tonn/år</td> <td></td> </tr> </table>	til felt senter	513 tonn/år	Erfaringsdata	til flyter	228 tonn/år	til SAR	31 tonn/år	til felt senter (i boreperioden)	1801 tonn/år	Erfaringsdata	til felt senter (utenom boring)	1113 tonn/år	til flyter	1064 tonn/år		329 tonn/år				
til felt senter	513 tonn/år	Erfaringsdata																			
til flyter	228 tonn/år																				
til SAR	31 tonn/år																				
til felt senter (i boreperioden)	1801 tonn/år	Erfaringsdata																			
til felt senter (utenom boring)	1113 tonn/år																				
til flyter	1064 tonn/år																				
	329 tonn/år																				
<b>ANLEGGSSFASEN</b>																					
11	Dieselforbruk i flotell (2 flotell på plass 6 mnd i 2018, og 1 flotell på plass i hele 2019)	20 tonn/døgn	Erfaringsdata																		
12	Behov for kraft fra midletidlig dieselgenerator i		Erfaringsdata																		



	<p>anleggsfasen er satt til 6 MW fra juni 2018 til november 2018 (dieselforbruk ca. 29 m<sup>3</sup>/d). Essensiell-generator forutsettes brukt i en måned før kraft fra land er på plass i januar 2019.</p>		
13	<p>For Gina Krog ble det beregnet utslipp av 20 000 tonn CO<sub>2</sub> og 450 tonn NO<sub>x</sub> i forbindelse med installasjonsaktiviteter. For Johan Sverdrup er det som en forenkling lagt til grunn 4 ganger høyere utslipp. Disse utslippene er fordelt likt på årene 2018 og 2019</p>		Gina Krog KU