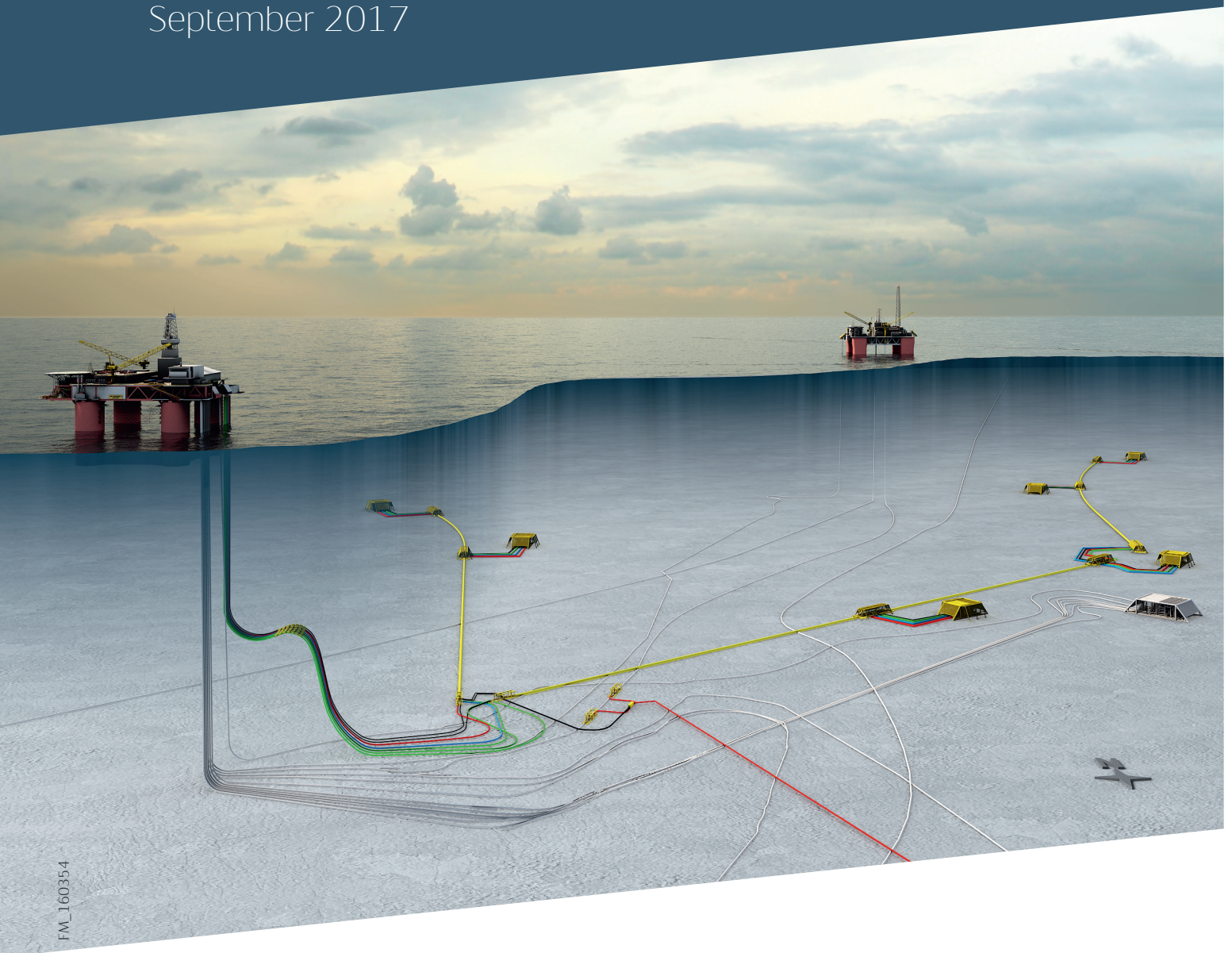


PL057 og PL089 Snorre Expansion Project

PUD del II – Konsekvensutredning

September 2017



FM_160354



FORORD

På vegne av rettighetshaverne i produksjonslisensene PL057 og PL089 (unitisert som Snorre Unit) legger Statoil som operatør frem konsekvensutredning for utbygging og drift av Snorre Expansion Project (SEP). Konsekvensutredningen utgjør del II av Plan for utbygging og drift (PUD), som vil bli overlevert myndighetene i desember 2017.

Rettighetshaverne anbefaler en utbyggingsløsning basert på en undervannsutbygging med 6 brønnrammer knyttet opp til den eksisterende Snorre A plattformen for prosessering av brønnstrømmen, samt injeksjon av vann og gass for trykkstøtte.

Planlagt produksjonsstart er i 1. kvartal 2021. Produksjonsperioden for SEP er 20 år.

Prosessert olje vil bli eksportert i eksisterende Vigdis olje-eksportør til Gullfaks A i en initiell fase frem til 2023. Fra 2023 planlegger Snorre rettighetshaverne en ny og langsiktig eksportløsning til land for olje. Dette er ikke en del av SEP, og vil bli fremmet som et eget prosjekt med en egen PAD.

Konsekvensutredningen er utarbeidet i henhold til veileder for PUD/PAD og er basert på utredningsprogrammet fastsatt av Olje- og energidepartementet 28. mars 2017.

Denne konsekvensutredningen med tilhørende underlagsrapporter er også tilgjengelig elektronisk på www.statoil.com/snorreexpansionproject

Statoil, 15. september 2017

Innhold

Forkortelser og begreper	8
Sammendrag	9
1 Innledning	12
1.1 Kort om Snorre Expansion Project og eierforhold.....	12
1.2 Konsekvensutredningsprosessen og forholdet til plan for utbygging og drift	13
1.2.1 Formålet med konsekvensutredningsprosessen	13
1.2.2 EUs krav til konsekvensutredning	13
1.2.3 Lovverkets krav til konsekvensutredning som del av PUD.....	13
1.2.4 Forvaltningsplanen for Nordsjøen og Skagerrak (Stortingsmelding 37 (2012-2013))	14
1.2.5 Andre lover og tillatelser	15
1.3 Statoils styringsprinsipper og overordnede krav til sikkerhet og bærekraft (HMS).....	17
1.4 Kort beskrivelse av Statoils plan- og beslutningsprosess	18
1.5 Hovedplan for utbyggingen og konsekvensutredningsprosessen.....	21
2 Snorre-feltet	22
2.1 Beliggenhet.....	22
2.2 Rettighetshavere og eierforhold.....	22
2.3 Lisenshistorikk	22
2.4 Reservoar og petroleumsressurser	22
2.4.1 Reservoarbeskrivelse	22
2.4.2 Tilstedeværende og utvinnbare volumer	23
2.4.3 Utvinningsstrategi	23
3 Beskrivelse av utbyggingsløsningen	24
3.1 Eksisterende infrastruktur på Snorre-feltet	24
3.2 Oversikt over utbyggingsløsningen.....	25
3.3 Utvinningstrategi og produksjonsplaner.....	26
3.4 Boring og brønnaktiviteter.....	29
3.4.1 Borerigg og boreplaner	29
3.4.2 Håndtering av borekaks og borevæske.....	30
3.4.3 Opprensning og testing av brønner	31
3.5 Havbunnsinnretninger.....	31
3.5.1 Brønnrammer	31
3.5.2 Feltinterne rørledninger og kabler - rørbunter.....	34
3.5.3 Gassimport rørledning	35
3.5.4 Oljeeksportløsning	36
3.6 Modifikasjoner på Snorre A plattformen.....	38
3.6.1 Tilnknytning av nye havbunnsinstallasjoner til SNA.....	38
3.6.2 Prosessanlegg og kapasiteter.....	39
3.6.3 Kraftbalanse på Snorre-feltet	40
3.6.4 Produsert vann systemet på Snorre A plattformen	41

3.7	BAT vurderinger og utslippsreducerende tiltak	42
3.7.1	Samlet oversikt over vurderte tiltak	42
3.7.2	Elektrifisering - kraft fra land	44
3.7.3	Optimal utnyttelse av kombikraft på SNB	45
3.7.4	Oppgradering av kompressorer og pumper	45
3.7.5	Forbedret virkningsgrad på gassturbiner	46
3.7.6	Fakling	46
3.7.7	Kaldventilering	47
3.7.8	Produsert vann håndtering – vurdering av reinjeksjon	47
3.7.9	Lekkasjedeteksjon	49
3.8	Driftsorganisasjon og forsyningsbaser	49
3.9	Tidsplan for utbyggingen	49
3.10	Investeringer	50
3.11	Avslutning av produksjonen	50
4	Oppsummering av høringsuttalelser	51
5	Områdebeskrivelse	52
5.1	Naturtyper	53
5.2	Menneskelig påvirkning	54
5.3	Plankton	54
5.4	Koraller	55
5.5	Sjøfugl	55
5.6	Fisk	55
5.7	Områder for fiskerier	55
5.8	Kulturminner	56
6	Utslipp til luft	57
6.1	Utslipp i anleggsfasen	57
6.1.1	Bore- og brønnoperasjoner for SEP	57
6.1.2	Utslipp fra marine installasjonsarbeider og transport i anleggsfasen for SEP	58
6.2	Utslipp i driftsfasen	58
6.2.1	Utslipp til luft fra kraftgenerering og fakling (forbrenningsprosesser)	59
6.2.2	Andre utslipp til luft	62
6.3	Kraftforbruk og utslipp av CO ₂ per produsert enhet	62
6.4	Historiske samlede utslipp til luft fra Snorre-feltet og videre utvikling	64
6.5	Planlagte tiltak for å redusere utslipp til luft	65
6.6	Konsekvenser av utslipp til luft	65
7	Utslipp til sjø	66
7.1	Kjemikalieklassifisering	66
7.2	Utslipp i anleggsfasen	67
7.2.1	Utslipp fra bore- og brønnoperasjoner	67
7.2.2	Klargjøring av rørledninger	69
7.3	Utslipp i driftsfasen	69
7.3.1	Produsert vann	69

7.3.2	Kjemikalier	71
7.3.3	Hydraulikkvæske	73
7.3.4	Andre utslipp til sjø	73
7.4	Planlagte tiltak for å redusere utslipp til sjø	74
7.5	Konsekvenser av regulære utslipp til sjø	74
8	Uhellsutslipp og oljevernberedskap	77
8.1	Konklusjon miljørisikoanalyse	77
8.2	Beredskapsanalyse	79
8.3	Videre arbeid	79
9	Fysiske påvirkning	80
9.1	Konsekvenser av fysiske inngrep	80
10	Konsekvenser for fiskeriene og andre næringer til havs	81
10.1	Konsekvenser for fiskeri	81
10.1.1	Fangst i området omkring Snorre / Tampen-området	81
10.1.2	Nærmere om registrert fiskeriaktivitet	82
10.1.3	Forventet framtidig utvikling av fisket i området ved Snorre	85
10.1.4	Virkninger for fiskeriene	85
10.1.5	Avbøtende tiltak	88
10.2	Utvidelse av sikkerhetssonen rundt Snorre A	88
10.3	Skipstrafikk	89
11	Samfunnsmessige konsekvenser	92
11.1	Investerings- og driftskostnader	92
11.2	Virkninger for investeringsnivået på norsk kontinentalsokkel	93
11.3	Samfunnsmessig lønnsomhet	95
11.4	Vare- og tjenesteleveranser	97
11.4.1	Beregnet norsk, regional og lokal verdiskapning i utbyggingsfasen	98
11.4.2	Beregnet norsk, regional og lokal verdiskapning i drift	100
11.5	Sysselsettingsvirkninger	100
11.5.1	Sysselsettingsvirkninger i utbyggingsfasen	101
11.5.2	Sysselsettingsvirkninger i driftsfasen	103
12	Referanser	105
12.1	Underlagsrapporter til konsekvensutredningen for Snorre Expansion Project	105
12.2	Statoil referanser	105
12.3	Andre referanser	105
	Vedlegg A - Fastsatt utredningsprogram	106
	Vedlegg B – Oppsummering av høringsuttalelser til “Forslag til program for konsekvensutredning for Snorre Expansion Project – SEP”	107
	Vedlegg C – Elektrifiseringsløsninger som har vært vurdert for Snorre-feltet.	121
	Vedlegg D - Forutsetninger lagt til grunn for beregning av utslipp til luft	137

Liste over Figurer

Figur 1-1 Lokalisering av Snorre-feltet.....	12
Figur 1-2 Forvaltningsplanområdet /12/.....	15
Figur 1-3 Prosjektutvikling og beslutningsprosess i Statoil ift konsekvensutredningsprosessen	19
Figur 2-1 Tverrsnitt av Snorre-feltet.....	23
Figur 3-1 Oversikt over eksisterende infrastruktur i Tampen-området.....	25
Figur 3-2 Snorre Expansion Project (ny infrastruktur vist i farger)	26
Figur 3-3 Årlig produksjon av olje på Snorre-feltet (inklusive Vigdis) med SEP og uten SEP (Referanse).27	
Figur 3-4 Daglig produksjon av olje, gass og vann fra Snorre-feltet med SEP inkludert og i referansescenariet uten SEP.	28
Figur 3-5 Daglige vann- og gassinjeksjonsrater i Snorre-feltet med SEP og i referansescenariet uten SEP.	29
Figur 3-6 Eksempel på borerigg som kan bli benyttet av Snorre Expansion Project	30
Figur 3-7 Infrastruktur på Snorre-feltet etter utbygging av Snorre Expansion Project.....	32
Figur 3-8 Standard brønnramme med fire brønnslisser og manifold	33
Figur 3-9 Eksempel på rammestruktur i tilkoblingspunkt på rørbunt.....	34
Figur 3-10 Rørbuntkonseptet i Snorre Expansion Project	35
Figur 3-11 Infrastruktur i Tampen-området.....	37
Figur 3-12 Plassering og utforming av ny stigerørsmodul på SNA	38
Figur 3-13 Oversikt over prosessanlegget på Snorre A og planlagte modifikasjoner for SEP	39
Figur 3-14 Kraftbalanse på Snorrefeltet.....	40
Figur 3-15 Oversikt over produsert vann anlegget på SNA (kun vannstrømmer vist i figuren)	42
Figur 5-1 Dybdeforhold og sirkulasjonsmønstre i Nordsjøen og Skagerrak.....	52
Figur 5-2 Særlig verdifulle områder i Nordsjøen (St.meld. 37 2012-2013)	54
Figur 5-3 Sporingsskart av fiskefartøy for 2015/2016. Grønne linjer viser sporingsdata fra fartøy med marsjfart under 5,5 knop. Disse antas å være fiskende fartøy.....	56
Figur 6-1 Utslipp av CO ₂ og NO _x fra bore- og brønnoperasjonene	58
Figur 6-2 Utslipp av CO ₂ og NO _x fra marine installasjonsarbeider og transport	58
Figur 6-3 Utslipp av CO ₂ fra kraftgenerering og fakling i referanse-caset og SEP-caset.....	60
Figur 6-4 CO ₂ utslipp fordelt på kilde.....	60
Figur 6-5 Utslipp av NO _x fra kraftgenerering og fakling i referanse-caset og SEP-caset.....	61
Figur 6-6 NO _x utslipp fordelt på kilde.....	61
Figur 6-7 Spesifikke CO ₂ utslipp for referanse-scenariet og Snorre med SEP	63
Figur 6-8 CO ₂ utslipp pr kWh kraftforbruk i referanse-scenariet og Snorre med SEP.	63
Figur 6-9 Samlede utslipp av CO ₂ fra Snorre-feltet. Historiske tall 2005-2017, estimerte utslipp 2018-2040.	64
Figur 6-10 Samlede utslipp av NO _x fra Snorre-feltet. Historiske tall 2005-2017, estimerte utslipp 2018-2040.	64
Figur 7-1 Produsert vann produksjon på Snorre A i referanse-caset og SEP-caset (normal produksjonsdag)	70
Figur 7-2 Utslipp av olje til sjø med produsert vann.....	71
Figur 7-3 Utslipp av olje til sjø med produsert vann sammenlignet med historiske utslipp	71

Figur 7-4	Årlige utslipp av olje til sjø med produsert sand på Snorre A	73
Figur 7-5	Miljørisiko (uttrykt som EIF) i SEP-caset. Maksimalåret 2026	76
Figur 7-6	EIF på Snorre A gjennom levetiden	76
Figur 8-1	Beregnet årlig miljørisiko for et høyaktivitetsår på Snorre-feltet presentert som andel av Statoils feltspesifikke akseptkriterier.....	78
Figur 10-1	Lokaliseringen av Snorre i forhold til fiskeristatistikkens inndeling i lokasjoner.	81
Figur 10-2	Norske fiskefangster i Tampen-området og i Nordsjøen totalt	82
Figur 10-3	Fiskeriaktivitet med norske og utenlandske fartøyer over 15 meter i området omkring Snorre i 2016. Figuren er utarbeidet av Fiskeridirektoratet.....	83
Figur 10-4	Fiskeriaktivitet med norske og utenlandske fartøyer over 15 meter i området omkring Snorre i 2012. Figuren er utarbeidet av Fiskeridirektoratet.....	84
Figur 10-5	Utvidelse av sikkerhetssonen på Snorre A.....	89
Figur 10-6	Skipstrafikk i Nordsjøen, AIS data fra juni 2011, /12/	90
Figur 10-7	Skipstrafikk på Snorre-feltet og i nærområdene - 2016.....	91
Figur 11-1	Kostnadsfordeling for investeringer i Snorre Expansion Project fordelt på hovedkomponenter .	93
Figur 11-2	Investeringer på norsk sokkel. Milliarder 2016 kroner	94
Figur 11-3	Netto kontantstrøm for Snorre Expansion Project. Mill 2016-kr.....	96
Figur 11-4	Beregnet nåverdi av netto kontantstrøm fra Snorre Expansion Project. Mill 2016-kr	97
Figur 11-5	Beregnet norsk verdiskaping i utbyggingsfasen fordelt på næring og tid. Millioner 2016-kr	98
Figur 11-6	Beregnet regional verdiskaping i utbyggingsfasen, fordelt på næring og tid. Mill 2016-kr	99
Figur 11-7	Beregnet norsk, regional og lokal verdiskaping i et gjennomsnittlig driftsår fordelt på næring. Mill 2016-kr/år	100
Figur 11-8	Nasjonale sysselsettingsvirkninger i utbyggingsfasen fordelt på type virkning. Årsverk.....	102
Figur 11-9	Regionale sysselsettingsvirkninger i Sogn og Fjordane i utbyggingsfasen fordelt på næring. Årsverk.....	103
Figur 11-10	Nasjonale og regionale/lokale sysselsettingsvirkninger i et gjennomsnittlig driftsår fordelt på hovednæring. Årsverk.....	103

Liste over Tabeller

Tabell 1-1 Rettighetshavere og eierandeler i Snorre Unit.....	13
Tabell 1-2 Oversikt over noen sentrale søknader/tillatelser i forbindelse med utbygging av Snorre Expansion Project	17
Tabell 1-3 Milepæler i prosjektplanen (grått) og konsekvensutredningsprosessen/myndighetsgodkjenning (hvitt).....	21
Tabell 3-1 Lokalisering av viktige SEP installasjoner (WGS 84).....	33
Tabell 3-2 Samlet oversikt over utslippsreducerende tiltak på Snorre A og Snorre B. Dersom tiltaket gjelder Snorre B er dette særlig markert.....	43
Tabell 3-3 Hovedplan for prosjektet.....	49
Tabell 4-1 Oversikt over hovedtema i høringsuttalelser.....	51
Tabell 6-1 Gjennomsnittlige årlige utslipp av CH ₄ , nmVOC og SO ₂ fra forbrenningsprosesser på Snorre-feltet	62
Tabell 7-1 Klassifisering av kjemikalier i henhold til OSPAR	66
Tabell 7-2 Oversikt over mengder og håndtering av borekaks og borevæske.....	67
Tabell 7-3 Oversikt over typisk innhold av komponenter i vannbaserte og oljebaserte bore- og kompletteringsvæsker	68
Tabell 7-4 Kjemikalier – økning i forbruk og utslipp som følge av SEP.....	72
Tabell 8-1 Oppsummering av Statoils krav til beredskap mot akutt forurensning fra Snorre-feltet.	79
Tabell 10-1 Skalering av påvirkning fra petroleumsvirksomhet på fiskeri	86

Forkortelser og begreper

A

ASD: Arbeids- og sosialdepartementet

B

BOV: Beslutning om videreføring

C

CO₂: Karbondioksid

CH₄: Metan

D

DG: Beslutningspunkt (eng. Decision gate)

F

FEED: Front End Engineering and Design.

FKD: Fiskeri- og kystdepartementet (nå NFD)

G

GSm³: Giga Standard kubikkmeter

GT: Gas turbine

GW: Gigawatt

H

HMS: Helse, miljø og sikkerhet

HVDC: High voltage Direct Current (Høyspent likestrøm)

HVAC: High voltage Alternating Current (Høyspent vekselstrøm)

I

IOR: Increased Oil Recovery (økt oljeutvinning)

K

KLD: Klima- og miljødepartementet

KU: Konsekvensutredning

kW: Kilowatt

kWh: Kilo watt time

M

Mrd: Milliarder

Msm³: Million Standard kubikkmeter

MW: Megawatt

N

NGL: Natural Gas Liquids

nmVOC: non-methane Volatile Organic Components (hydrokarboner unntatt metan)

NO_x: Nitrogenoksider

NFD: Nærings- og fiskeridepartementet

O

o.e: OljEEKvivalenter

OD: Oljedirektoratet

OED: Olje- og energidepartementet

OSPAR: Oslo and Paris convention for the protection of the marine environment of the North-East Atlantic

P

PL: Produksjonslisens

PRM: Permanent Reservoarovervåking

Ptil: Petroleumstilsynet

PUD/PAD: Plan for utbygging og drift/Plan for Anlegg og Drift (rørledninger)

R

RFO: Ready for Operation, klargjøring og trykktesting av rørledninger

ROV: Remote Operated Vehicle

S

SO_x: svoveloksider

SVO: Særlig verdifulle og sårbare områder

T

TWh: Terra watt time

V

VOC: Volatile Organic Components

VØK: Verdsatte Økosystem Komponenter

W

WHRU: Waste Heat recovery unit

Sammen drag

Formålet med Snorre Expansion Project (SEP) er å øke oljeutvinningen fra Snorre-feltet i Nordsjøen. Snorre-feltet omfatter produksjonslisensene PL057 og PL089. Rettighetshaverne i Snorre-feltet er Statoil Petroleum, Petoro, Exxon Mobil, DEA Norge, Idemitsu og Point Resources. Statoil er utbyggings- og driftsoperatør.

Konsekvensutredningen utgjør del II av Plan for utbygging og drift (PUD), som er planlagt fremmet for myndighetene i desember 2017 med antatt endelig godkjenning i 2. kvartal 2018. Konsekvensutredningen redegjør for hvordan utbygging og drift vil påvirke miljø- og samfunnsinteresser. Tiltak som rettighetshaverne har vurdert og som enten er besluttet, forkastet eller vurderes videre er beskrevet, både avbøtende tiltak for å unngå og redusere negative effekter og tiltak for å styrke positive virkninger. Konsekvensutredningsprosessen er en åpen prosess som skal sikre at aktører som har syn på utbyggingen får tilstrekkelig informasjon om prosjektet og får mulighet til å uttrykke sin mening.

'Program for konsekvensutredning for Snorre Expansion Project' som ble fastsatt av Olje- og energidepartementet 28. mars 2017, ligger til grunn for konsekvensutredningen.

Snorre-feltet og Snorre Expansion Project

Snorre-feltet er lokalisert i Tampen-området i nordre Nordsjøen. Avstanden til Statfjord- og Gullfaks-feltene i sør er 25-30 km. Vanndybden er 300-380 m. Korteste avstand til land (Florø) er 140 km. Feltet har en utstrekning på omlag 200 km².

Feltet har vært i produksjon siden 1992. Ved årsskiftet 2016/17 var det produsert totalt i overkant av 1,3 milliarder fat olje (om lag 208 millioner Sm³ olje) og 9 millioner Sm³ NGL fra feltet samt mindre mengder gass og kondensat. Det meste av produsert gass har blitt reinjisert i reservoaret.

Snorre Expansion Project er å anse som et såkalt IOR prosjekt (IOR - Increased Oil Recovery). Samlede utvinnbare petroleumsressurser i SEP er anslått til om lag 180 millioner fat olje. All egenprodusert gass vil bli reinjisert og i tillegg vil det bli importert gass for injeksjon som trykkstøtte og bedre drenering av reservoaret.

Utbyggingsløsning og utvinningsstrategi

Rettighetshaverne legger til grunn en havbunnsutbygging for SEP knyttet opp mot den eksisterende Snorre A (SNA) plattformen for prosessering og eksport av produkt til markedet. Det planlegges totalt 24 brønner. Det skal installeres seks standard brønnrammer med plass til fire brønner på hver ramme. Av de 24 brønnene er 12 produksjonsbrønner og 12 brønner for alternerende vann- og gassinjeksjon (VAG). Havbunnsinstallasjonene knyttes opp med stigerør mot SNA plattformen. Utbyggingsløsningen har fleksibilitet for fremtidig utvidelse med ytterligere brønnrammer.

Prosessering av SEP brønnstrøm baseres i størst mulig grad på bruk av eksisterende utstyr og prosesskapasitet på SNA plattformen. Prosesskapasiteten på SNA er tilstrekkelig til å motta produksjonen fra havbunnsbrønnene i Snorre Expansion Project uten større modifikasjoner.

Arbeidsomfanget knyttet til vekt fjerning og tilkobling av de nye produksjons- og injeksjonsrørene fra og til undervannsanleggene har i seg selv et betydelig omfang.

Produksjonen fra SEP er planlagt å starte i 2021. Det planlegges nå for en levetid til 2040. Installasjon av havbunnsanleggene for SEP vil starte i 2019. Boring og komplettering av brønner vil pågå helårlig i perioden 2019-2024. Fem brønner vil være ferdigstilte til produksjonsstart i 2021.

Krafforsyningsløsning

Krafforsyningen vil skje ved hjelp av eksisterende gassturbiner på Snorre A og eksisterende gassturbiner og damp turbin på Snorre B. Det er kraftutveksling gjennom kabel mellom Snorre A og B.

Det er gjennomført en separat mulighetsstudie for forsyning av Snorre-feltet med kraft fra land (elektrifisering). Det er sett på to alternative løsninger med uttak av kraft fra land i Sogn og Fjordane i begge tilfeller. Begge

alternativene gir høye investeringskostnader i forhold til estimerte reduksjoner i utslipp av CO₂. Tiltakene er vurdert som klart bedriftsøkonomisk og samfunnsøkonomisk ulønnsomme, og anbefales ikke gjennomført.

Lokalisering av driftsorganisasjon og forsyningsbaser

Driften av SEP vil bli en integrert del av driften av Snorre-feltet. Driftsorganisasjonen for Snorre-feltet ligger i Stavanger. Forsyningsbase for Snorre-feltet og helikopterterminal for personelltransport til feltet ligger i Florø.

SEP innebærer ingen endring i disse lokaliseringene.

Områdebeskrivelse

Natur- og miljøforholdene i Nordsjøen er godt dokumentert gjennom tidligere utredninger, overvåkingsundersøkelser og forskningsprosjekter. Forvaltningsplanen for Nordsjøen og Skagerrak fra 2013 er et spesielt viktig referansegrunnlag i denne utredningen.

Det foreligger oversikter over særlig verdifulle områder (SVO) i Nordsjøen og Skagerrak. Dette er områder som er viktige for biologisk produksjon, for biologisk mangfold og som leveområder for arter eller grupper av arter. Det er ikke registrert slike områder i umiddelbar nærhet av Snorre-feltet.

Det er heller ikke registrert spesielt sårbare gyte- eller oppvekstområder for fisk nær Snorre.

Nordsjøen er generelt å anse som et fiskerikt havområde. Det foregår også fiske i områdene rundt Snorre-feltet. Snorre er lokalisert utenfor de mest fiskeriintensive områdene og har et havdyp som gjør at fiske med bunnredskaper er mindre omfattende enn i grunnere områder sørvest for feltet.

Konsekvenser av utslipp til luft

Snorre-anleggene har i utgangspunktet tilstrekkelig kapasitet til å ta imot ny produksjon fra SEP. Det er en forutsetning at eksisterende prosess- og kraftproduksjonsutstyr benyttes i størst mulig grad. Årlige utslipp til luft på Snorre-feltet endres i liten grad i forhold til historiske utslipp fra feltet.

Siden SEP kun medfører små endringer i utslippene til luft fra Snorre-feltet, vil også konsekvensbildet forbli i hovedsak uendret. Konsekvensene er knyttet til CO₂-utslippenes bidrag til global oppvarming samt et marginalt bidrag til forsuring og gjødslingseffekter på den norske vestkysten.

Gjennomsnittlig årlig utslipp av CO₂ fra Snorre-feltet (Snorre A og Snorre B) over produksjonsperioden til SEP (2021-2040) er beregnet til om lag 435 000 tonn CO₂/år. Utslippene i referanse-scenariet uten SEP er estimert til 370 000 tonn CO₂/år. Tilsvarende tall for NO_x er 2 270 tonn NO_x/år med SEP og 1 930 tonn NO_x/år i referansen uten SEP.

Konsekvenser av utslipp til sjø

SEP vil innebære økte utslipp av produsert vann fra Snorre A plattformen. Økningen innebærer også økte utslipp av komponenter som bidrar til miljørisiko. Det er beregnet at miljørisikoen vil øke med om lag 50 %. Miljørisikoen er beregnet ved hjelp av EIF-metoden (Environmental Impact Factor). EIF fra Snorre A ble rapportert til 110 i 2016, og vil med SEP øke til 166 i maksimalåret 2026. EIF vil ligge rundt 160 i perioden 2024-2029 og vil deretter synke til rundt 70 når Vigdis avslutter produksjonen i 2030.

Boreaktivitetene for SEP innebærer utslipp av borekaks og borevæske til sjø. Utslipp fra de to øverste brønnseksjonene slippes ut på sjøbunnen i umiddelbar nærhet av borehullet og innebærer liten spredning av partikler og borevæskekomponenter. De dypere seksjonene skal i utgangspunktet bores med oljebasert borevæske. Det er ingen utslipp til sjø fra disse seksjonene, all borekaks og borevæske transporteres til land for rensing og sluttdisponering. Den tredje brønnseksjonen (17,5" seksjonen) kan alternativt bli boret med vannbasert borevæske som da vil bli sluppet ut til sjø med borekakset. Dette vil medføre spredning og sedimentering av partikler og borevæskekomponenter innenfor noen hundre meter fra borestedet.

Effekten av utslippene vil trolig ikke være målbar på bestandsnivå for bunnlevende organismer. Mulighetene for rekolonisering fra omkringliggende bunnområder er også gode, og etter endt boring vil bunnfaunaen etter

en tid vende tilbake til en tilnærmet naturtilstand. Negative effekter på fisk er heller ikke forventet ettersom påvirket område er svært begrenset i tid og rom sammenlignet med utbredelsesområdene i åpent hav.

Akutte utslipp og oljevern

Det er gjennomført en miljørisikoanalyse for å vurdere sannsynlighet for og konsekvenser av eventuelle uhellsutslipp. Analyseresultatene viser at miljørisikoen for et forventet aktivitetsnivå på Snorre-feltet etter oppstart av SEP aktivitetene ligger innenfor Statoils feltspesifikke akseptkriterier.

Det er også gjort vurderinger av behov for oljevernberedskap. Kravene til kapasitet og responstid er bestemt av forutsetninger og metodikk som benyttes i NOFOs planverk. Det er konkludert at det er behov for 13 NOFO-systemer for respons i åpen sjø, med en responstid på fem timer for første system og fullt utbygd barriere innen 60 timer.

Konsekvenser for fiskeri

De viktigste fiskeriaktivitetene i området omkring Snorre-feltet er fiske med pelagiske redskaper som ringnot og flytetrål. Bunntrålfiske har tradisjonelt foregått fra 160-170 meters dyp og mot grunnere vann i sørvest. Vanndyppet på Snorre-feltet er 300-380 meter og området benyttes kun sporadisk av bunntrålere. Aktiviteten kan variere noe fra år til år.

Samlet sett vurderes konsekvensene for fiskeri i utbyggingsfasen for små basert på at området benyttes av et relativt lite antall fartøyer som kun vil oppleve begrensede operasjonelle ulemper. Gassimportrøret fra Gullfaks ligger for en stor del i et område som er attraktivt for bunntrålere. Prosjektet planlegger umiddelbar steinoverdekning av røret etter installasjon for raskt å kunne oppheve restriksjoner mot bunntråling.

Fiske med pelagisk utstyr påvirkes ikke av undervannsanlegget til SEP i driftsfasen. Selv om hele undervannsanlegget er overtrålbart, kan deler av anlegget oppfattes som hindringer for fiske med bunntrål. Omfanget av slikt fiske er imidlertid lite pga. havdypet på Snorre-feltet. Samlet sett er virkningene for fiskeri i driftsfasen vurdert som små. Gassimportrøret fra Gullfaks vil ikke være til hinder for fiskeriene når denne i driftsfasen er ferdig tildekket av steinfylling.

Samfunnsmessige virkninger

Totale investeringskostnader i Snorre Expansion Project er estimert til i størrelsesorden 22 milliarder norske kroner (2016).

Samlet inntekt av produksjonen fra SEP er beregnet til vel 83 milliarder 2016-kr over 20 år. Samlede kostnader til investering og drift er beregnet til rundt 28 milliarder 2016-kr.

Prosjektet vil ha behov for store vare- og tjenesteleveranser fra norsk næringsliv, og vil på den måten gi verdiskapning og sysselsettingseffekter både i berørte bedrifter og i det norske samfunn i mange år fremover. Norsk andel av verdiskapningen for SEP er anslått til 61 %. Samlet norsk andel av verdiskapningen i utbyggingsfasen vil være om lag 13 milliarder 2016-kr, mens norsk andel av driftsleveransene er beregnet til i overkant av 200 millioner 2016-kr pr år.

Beregnete nasjonale sysselsettingsvirkninger av Snorre Expansion Project i utbyggingsfasen er beregnet til 23 400 årsverk fordelt over åtte år i perioden 2017 – 2024. For driftsfasen er det beregnet at utbyggingen i et gjennomsnittså genererer nær 300 årsverk.

Utbygging av Snorre Expansion Project er et viktig bidrag for opprettholdelse av aktiviteten for norsk offshorerettet næringsliv. Utbyggingen vil skape verdifull aktivitet og sysselsetting, uten å gi pressproblemer av noen art.

1 Innledning

1.1 Kort om Snorre Expansion Project og eierforhold

Formålet med Snorre Expansion Project (SEP) er å øke oljeutvinningen fra Snorre-feltet i Nordsjøen. Snorre-feltet omfatter produksjonslisensene PL057 og PL089. Feltet er lokalisert i Tampen-området i nordre Nordsjøen, se Figur 1-1. Avstanden til Statfjord- og Gullfaks-feltene i sør er 25-30 km. Vanddybden er 300-380 m. Korteste avstand til land (Florø) er om lag 140 km. Feltet har en utstrekning på ca 200 km².

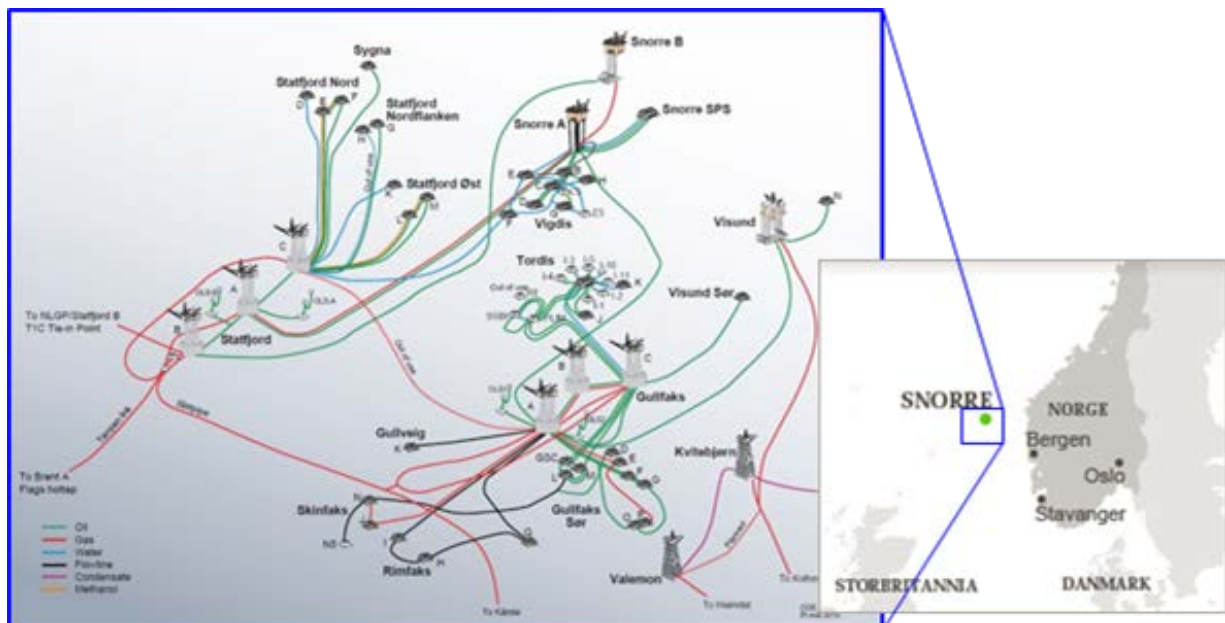
Snorre-feltet har vært i produksjon siden 1992. Ved årsskiftet 2016/17 var det produsert totalt i overkant av 1,3 milliarder fat olje (om lag 208 millioner Sm³ olje) og 9 millioner Sm³ NGL fra feltet samt mindre mengder gass og kondensat. Det meste av produsert gass har blitt reinjisert i reservoaret.

SEP er å anse som et såkalt IOR prosjekt (IOR - Increased Oil Recovery). Samlede utvinnbare petroleumsressurser i SEP er anslått til om lag 180 millioner fat olje. All egenprodusert gass vil bli reinjisert og i tillegg vil det bli importert gass for injeksjon som trykkstøtte og bedre drenering av reservoaret.







Prosessering av SEP brønnstrøm baseres i størst mulig grad på bruk av eksisterende utstyr og prosesskapasitet på Snorre A plattformen. Kraftforsyningen vil skje ved hjelp av eksisterende gassturbiner på Snorre A og eksisterende gassturbiner og damp turbin på Snorre B. Det er kraftutveksling gjennom kabel mellom Snorre A og B.

Rettighetshaverne i Snorre-feltet (produksjonslisensene PL057 og 089, Snorre Unit), og de respektive eierandelene pr september 2017 er vist i Tabell 1-1. Statoil er utbyggings- og driftsoperatør.

Figur 1-1 Lokalisering av Snorre-feltet



Tabell 1-1 Rettighetshavere og eierandeler i Snorre Unit

Statoil Petroleum		33,27556%
Petoro		30%
Exxon Mobil		17,44596%
DEA Norge		8,57108%
Idemitsu		9,6%
Point Resources		1,1074%

1.2 Konsekvensutredningsprosessen og forholdet til plan for utbygging og drift

1.2.1 Formålet med konsekvensutredningsprosessen

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

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

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

1.2.2 EUs krav til konsekvensutredning

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

1.2.3 Lovverkets krav til konsekvensutredning som del av PUD

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

Snorre Expansion Project er konsekvensutredningspliktig i henhold til bestemmelsene i petroleumsløven (PL), § 4.2 og skal oppfylle bestemmelsene i Petroleumsforskriften, §§ 22 og 22a. Utredningen skal også oppfylle bestemmelsene om konsekvensutredning i Forurensingslovens § 13.

En konsekvensutredning skal i henhold til disse bestemmelsene baseres på et utredningsprogram. Olje- og energidepartementet (OED) som ansvarlig myndighet bestemmer hva som blir krevd utredet (fastsetter utredningsprogrammet for konsekvensutredningen) basert på en vurdering av uttalelsene fremkommet i den offentlige høringen av forslag til utredningsprogram. For Snorre Expansion Project ble forslag til utredningsprogram for konsekvensutredning sendt på offentlig høring 5. desember 2016, og programmet ble fastsatt av OED i brev av 28. mars 2017 (jf. Vedlegg A). Forslag til utredningsprogram for konsekvensutredning, innkomne høringsuttalelser og tilsvaret til disse, samt brev av 28. mars er tilgjengelig på www.statoil.com/snorreexpansionproject

Konsekvensutredningen sendes på høring til de samme nasjonale-, regionale- og lokale myndigheter og interesseorganisasjoner som mottok eller uttalte seg til forslag til utredningsprogram. Samtidig kunngjøres det i Norsk Lysingsblad at konsekvensutredningen er sendt på offentlig høring. Konsekvensutredningen og relevant underlagsdokumentasjon legges i tillegg ut på www.statoil.com/snorreexpansionproject

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

For prosjekter som krever godkjenning av Stortinget, vil OED basert på PUD (inkludert KU og oppsummering av høringen) utarbeide en anbefaling i form av en Stortingsproposisjon som legges fram for andre departementer før den godkjennes av Kongen i Statsråd.

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

1.2.4 Forvaltningsplanen for Nordsjøen og Skagerrak (Stortingsmelding 37 (2012-2013))

Stortingsmelding 37 (2012-2013) «Helhetlig forvaltning av det marine miljø i Nordsjøen og Skagerrak» /12/, heretter omtalt som forvaltningsplanen, har som formål å legge til rette for verdiskaping gjennom bærekraftig bruk av ressurser og økosystemtjenester i Nordsjøen og Skagerrak og samtidig opprettholde økosystemenes struktur, virkemåte, produktivitet og naturmangfold. Forvaltningsplanen er derfor et verktøy både for å tilrettelegge for verdiskaping og for å opprettholde miljøverdiene i havområdet.

Figur 1-2 Forvaltningsplanområdet /12/



Snorre-feltet er markert med en blå sirkel.

Forvaltningsplanen gir en oversikt over økosystemene og naturmangfoldet i Nordsjøen og Skagerrak, og gir en helhetlig vurdering av miljøtilstanden i området og tilnærming til forvaltningen av dette. Snorre-feltet ligger innenfor det området som er omfattet av forvaltningsplanen (Figur 1-2).

Forvaltningsplanen og de fagspesifikke utredningene som er gjennomført som en del av denne, er et sentralt referansegrunnlag for denne konsekvensutredningen.

1.2.5 Andre lover og tillatelser

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

Helse, miljø og sikkerhet

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

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

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

Kulturminneloven

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

Naturmangfoldloven

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

Tillatelser

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

Tabell 1-2 Oversikt over noen sentrale søknader/tillatelser i forbindelse med utbygging av Snorre Expansion Project

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

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

Det er et mål å bruke naturressursene mest mulig effektivt og å hindre skade på miljøet som leveområder og livsgrunnlag for mennesker, planter, dyr og andre organismer. Vi arbeider aktivt for å minimere utslipp av klimagasser fra våre aktiviteter. Statoils visjon for sikkerhet og sikring er null skader.

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

Sikkerhet og sikring omfatter i Statoil styring av sikkerhet, helse og arbeidsmiljø, sikring, beredskap og krisehåndtering. Begrepene sikring og sikkerhet kan beskrives som:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Det er et viktig prinsipp å gjøre helhetlige vurderinger, bruke ALARP-prinsippet (As Low as Reasonably Practicable) og gjennomføre vurderinger av BAT (Best Available Techniques - beste tilgjengelige teknikker) for alle typer miljøaspekter. Dette er nedfelt i operatørens interne prosedyrer (jf. Kapittel 3.7).

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

Overordnede valg er:

- utbyggingsløsning (jf. Kapittel 3.1),
- kraftforsyningsløsning (jf. Kapittel 3.6.3)

1.4 Kort beskrivelse av Statoils plan- og beslutningsprosess

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

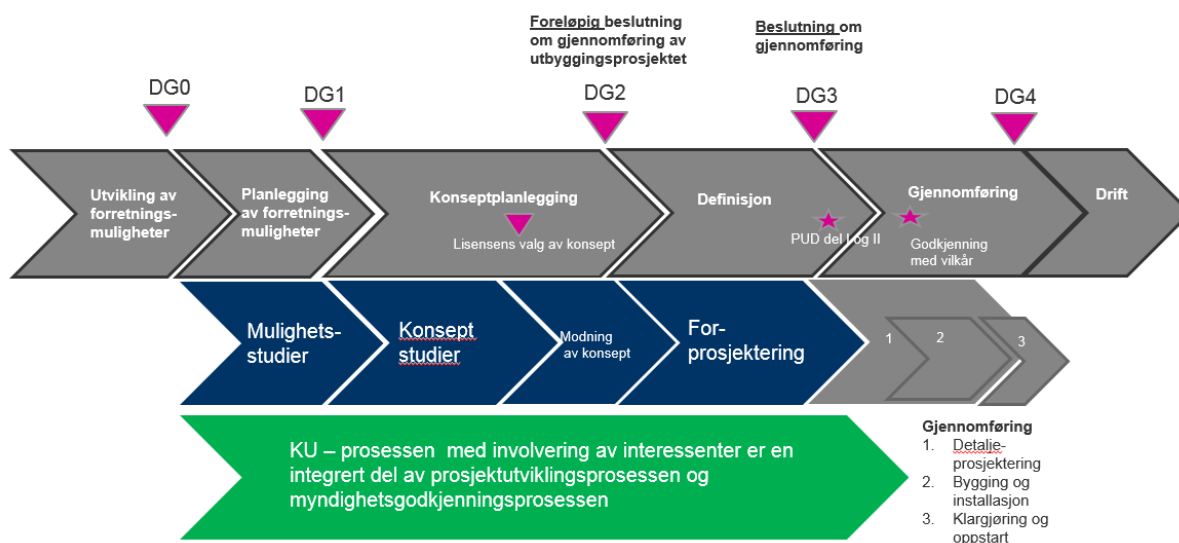
For å sikre en bærekraftig virksomhet, er det viktig å:

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

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

KU-prosessen er sentral både som en integrert del av i den interne beslutningsprosessen i lisensen og i Statoil som operatør, og den eksterne godkjenningsprosessen for et utbyggingsprosjekt. Den interne beslutningsprosessen i Statoil er en stegvis prosess hvor prosjektet gradvis modnes fram før det endelig besluttes om utbyggingen skal gjennomføres (jf.Figur 1-3). Planfasene og beslutningspunktene (DG=Decision gate) i Statoils beslutningsprosess er nærmere beskrevet under.

Figur 1-3 Prosjektutvikling og beslutningsprosess i Statoil ift konsekvensutredningsprosessen



Planlegging av forretningsmuligheter (DG0-DG1)

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

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

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

Konseptplanlegging (DG1-DG2)

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

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

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

Definisjon (DG2-DG3)

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

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

Gjennomføring (DG3-DG4)

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

Drift (DG4 →)

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

1.5 Hovedplan for utbyggingen og konsekvensutredningsprosessen

Tidsplan for konsekvensutredningsprosessen for Snorre Expansion Project er basert på prosjektets hovedplan og erfaringer fra tidligere utbygginger, samt dialog med Olje- og energidepartementet. Planen er basert på beslutning om gjennomføring (DG3) i løpet av 2017, godkjenning av PUD i 2. kvartal 2018 og produksjonsstart av feltet i januar 2021 (se Tabell 1-3).

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

Offentlig høring av forslag til utredningsprogram	Desember 2016 – Februar 2017
DG2- Foreløpig beslutning om gjennomføring (BOV)	Desember 2016
Utredningsprogram fastsettes av OED	28. mars 2017
Offentlig høring av konsekvensutredningen	15. sept. -15. nov 2017
DG-3- Endelig investeringsbeslutning. PUD sendes til myndighetene	Desember 2017
Godkjenning av PUD	2. kvartal 2018
Modifikasjonsarbeider Snorre A	2018- 1. kvartal 2021
Boreoperasjoner	2019-2024
Marine operasjoner (havbunnsinstallasjoner, stigerørsmodule, gassimportrør)	2019-2020 og 2023
Produksjonsoppstart	1.kvartal 2021

2 Snorre-feltet

2.1 Beliggenhet

Snorre-feltet er lokalisert i Tampen-området i nordre Nordsjøen ca. 210 km nordvest for Bergen, se Figur 1-1. Avstanden til Statfjord og Gullfaks feltene i sør er 25-30 km. Korteste avstand til land (Florø) er om lag 140 km. Vanddybden er 300-380 m. Feltet har en utstrekning på ca. 200 km².

2.2 Rettighetshavere og eierforhold

Rettighetshaverne og eierandeler på Snorre-feltet (produksjonslisensene 057 og 089) er de samme som for Snorre Expansion Project og fremgår av Tabell 1-1. Eierforholdene i de to produksjonslisensene er samordnet (unitisert) i Snorre Unit.

2.3 Lisenshistorikk

Snorre-feltet omfatter produksjonslisensene PL057 og PL089.

PL057 ble tildelt 6. april 1979 som en del av tildelingsrunde nummer 4 i Nordsjøen. Lisensen omfatter del av blokk 34/4.

PL089 ble tildelt 9. mars 1984 i tildelingsrunde 8 i Nordsjøen. Lisensen omfatter del av blokk 34/7.

Opprinnelig lisensperiode for begge lisenser er utgått. Det er gitt midlertidig lisensforlengelse i påvente av endelig godkjenning av PUD for Snorre Expansion Project. Videre lisensforlengelse innvilges når PUD er godkjent, etter planen i 2. kvartal 2018.

Produksjonsstart på Snorre-feltet (Snorre A) var 3. august 1992. Snorre B kom i produksjon i 2001. Ved årsskiftet 2016/17 er det produsert totalt 223 millioner Sm³ oljeekvivalenter (1,4 milliarder fat oljeekvivalenter) fra Snorre-feltet, i det alt vesentligste olje.

2.4 Reservoar og petroleumsressurser

2.4.1 Reservoarbeskrivelse

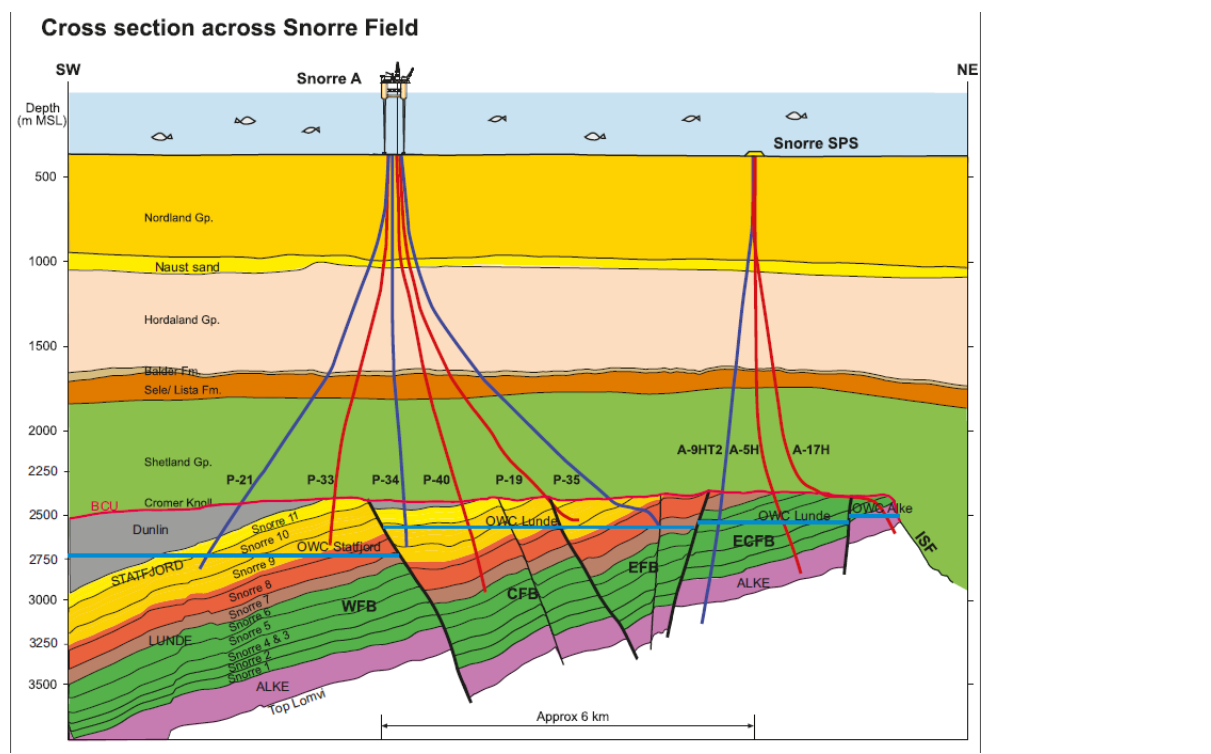
Snorre-feltet består av mange store forkastningsblokker. Reservoaret er i sandstein av trias og tidlig jura alder i Lundeforrasjonen og Statfjordgruppen, og ligger på 2.000-2.700 meters dyp. Reservoaret har en kompleks struktur med kanaler og strømningsbarrierer. Reservoartrykket er deplettert/reduisert i nær alle formasjoner på grunn av den historiske produksjonen på Snorre-feltet, og varierer fra 200 til 380 bar.

Det er en rekke store forkastninger på feltet. Disse følger en NNØ/SSV strukturell trend, og kalles (fra vest til øst) Murchison forkastning, Outer Snorre Fault (OSF) og inner Snorre Fault (ISF). I tillegg finnes Central Snorre Fault (CFS) som går mellom OSF og ISF og deler den sentrale forkastningsblokk og østlige forkastningsblokk. I Snorre strukturen finnes også et sett med øst-vest og sørøst-nordvest orienterte forkastninger, men disse er mindre fremtredende enn hovedforkastningene. Disse forkastningene, sammen

med en tredje forkastningstrend som er N-S og NNW-SSØ, deler de store forkastningsblokkene inn i mindre blokker (Figur 2-1). Det er kartlagt over 180 forkastninger på feltet.

Reservoaret på Snorre er begrenset til Lunde formasjonen (Trias) og Statfjord Gruppen (Trias-til-tidlig Jura) i tillegg til Alke formasjonen i nordøst.

Figur 2-1 Tverrsnitt av Snorre-feltet.



2.4.2 Tilstedeværende og utvinnbare volumer

Snorre feltet hadde opprinnelig om lag 605 millioner Sm³ tilstedeværende olje. Snorre A og Snorre B har fram til utgangen av 2016 produsert 208 millioner Sm³. Det er forventet at eksisterende og fremtidige Snorre A og Snorre B brønner vil produsere ytterligere 71 millioner Sm³ før slutten av 2040. SEP er estimert til å bidra til ytterligere om lag 28 millioner Sm³ oljeproduksjon fra feltet. Dette vil totalt gi en utvinningsgrad på 51.5 %.

2.4.3 Utvinningsstrategi

Både Statfjord og Lunde reservoarene produseres ved hjelp av trykkstøtte fra alternerende vann- og gassinjeksjon (VAG).

Det er utfordringer knyttet til dreneringen av feltet:

- Kanalutbredelse og -orientering har stor innvirkning på konnektivet (forbindelse mellom ulike reservoardeler) og trykkstøtte, spesielt i svakere reservoarsoner
- Forekomster av leirskifer (paleosoller og floodplain fines) kan forsegle og skape trykkbarrierer
- Trykkvedlikehold er utfordrende å få til i soner med lav andel oljeførende berggrunn og i isolerte forkastningsblokker
- Forkastninger gir mange segmenter, som ofte fører til redusert kommunikasjon mellom produsent og injektor

3 Beskrivelse av utbyggingsløsningen

3.1 Eksisterende infrastruktur på Snorre-feltet

Snorre-feltet produserer i dag fra to fullintegreerte plattformer, Snorre A (SNA) og Snorre B (SNB), som begge er utstyrt med prosessanlegg, boreanlegg og boligkvarter. Feltet startet produksjon fra SNA i 1992. Se oversikt over eksisterende infrastruktur i Tampen-området i Figur 3-1.

SNA er en strekkstagsplattform (TLP - Tension Leg Platform) forankret til sjøbunnen med stålstag (steel tethers). Delstabilisert olje og gass eksporteres til nærliggende Staffjord A plattformen for videre prosessering. Etter ferdig prosessering eksporteres oljen til markedet i skytteltankere.

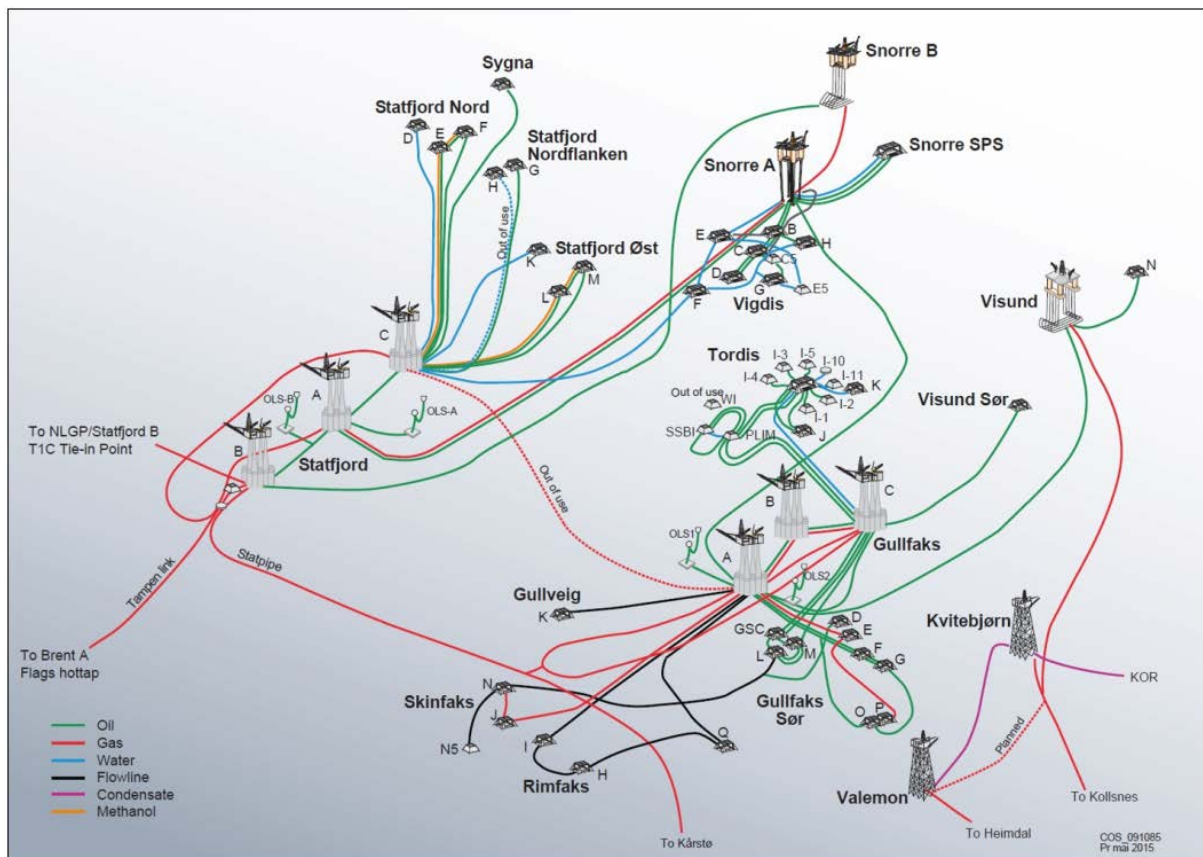
SNB er en halvt nedsenkbar, flytende plattform lokalisert omlag 9 km nord for SNA. Plattformen kom i produksjon i juni 2001. Stabilisert olje fra SNB sendes i rørledning til Staffjord B (SFB) for lagring og endelig eksport med skytteltankere.

Snorre Undervanns Produksjonsanlegg (UPA) er en eksisterende brønnramme for produksjon og vanninjeksjon på Snorre-feltet. Brønnrammen er koblet til SNA med rørledninger og styringskabel og forventes å være i produksjon frem til januar 2024. Stigerør og tilhørende utstyr på SNA kan fra dette tidspunktet fjernes for å frigjøre plass og vektmarginer på SNA. Det er antatt at undervannsstrukturer og rørledninger vil bli tømt, rengjort, sikret og etterlatt på sjøbunnen i påvente av avslutning av Snorre-feltet i sin helhet.

Vigdis er et felt lokalisert like sør for Snorre. Vigdis-reservene produseres gjennom et undervanns produksjonsanlegg knyttet opp mot SNA. Vigdis brønnstrøm fullstabiliseres på SNA og eksporteres gjennom Vigdis oljerør til Gullfaks A (GFA) for lagring og videre eksport med skytteltankere.

Produsert gass fra Snorre og Vigdis feltene har frem til i dag blitt delvis reinjisert og delvis eksportert. Eksport kan skje via eksisterende 8" gassrør fra SNA til Staffjord A (SFA) og videre i Statpipe eller Tampen link. Gasseksport til Staffjord A planlegges stengt ned i 2019. Gasseksport fra Snorre etter dette tidspunkt er ikke mulig med eksisterende infrastruktur. Eksisterende 8" gassrør mellom SNB og SNA benyttes for håndtering av gassbalansen mellom plattformene.

På Snorre-feltet er det installert et såkalt permanent seismisk monitorerings-system (PRM - Permanent Reservoir Monitoring System). PRM systemet ble installert i 2014. Monitoreringskablene er nedgravd og ligger i hovedsakelig i øst-vest retning med ca. 400 m innbyrdes avstand, se Figur 3-7 og Figur 3-11. Kablene er overdekket/gravd ned med ca. 0,5 – 1 m overdekning. På grunn av PRM systemet vil nye feltinterne rørledninger i forbindelse med SEP ikke bli gravd ned. Steinoverdekning vil bli benyttet der overdekning er nødvendig.

Figur 3-1 Oversikt over eksisterende infrastruktur i Tampen-området


3.2 Oversikt over utbyggingsløsningen

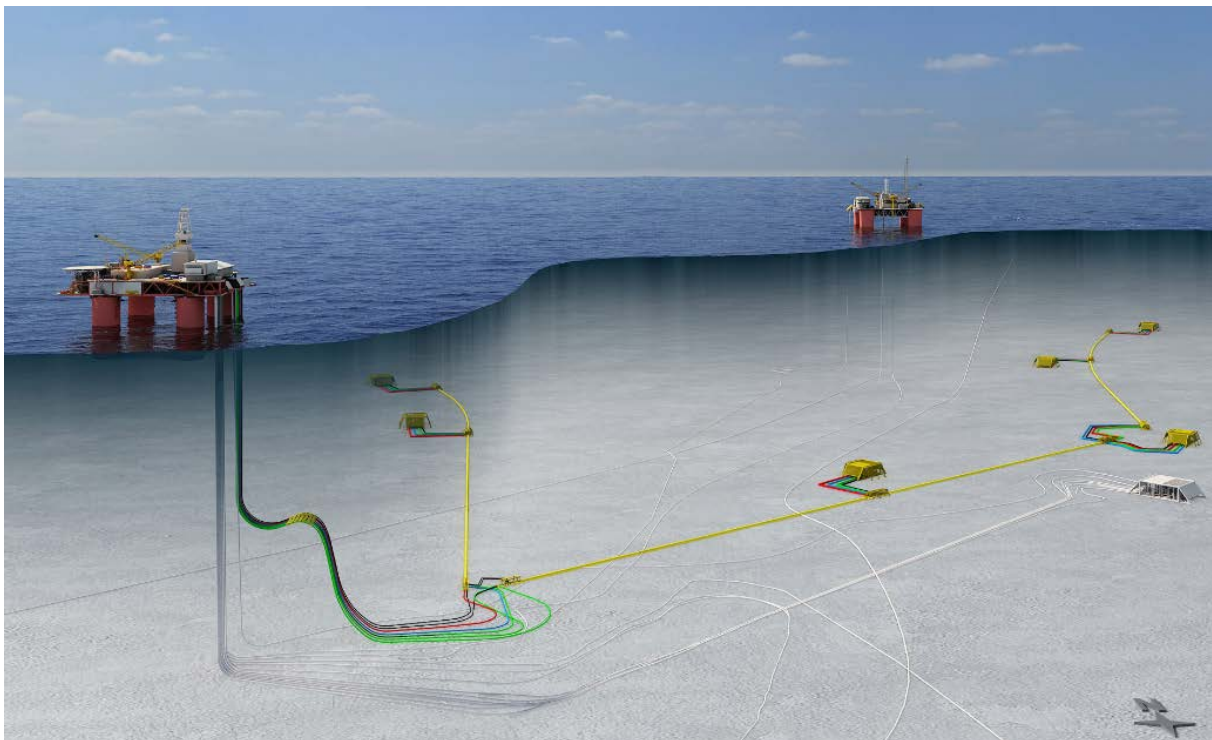
Rettighetshaverne legger til grunn en havbunnsutbygging for SEP knyttet opp mot den eksisterende Snorre A (SNA) plattformen for prosessering og eksport av produkt til markedet. Prosesskapasitet og tilgjengelig kraft på SNA er tilstrekkelig til å motta produksjonen fra havbunnsbrønnene i Snorre Expansion Project uten større modifikasjoner. Et overordnet bilde er derfor at årlige utslipp fra Snorre-feltet i liten grad endres som følge av SEP når det sammenlignes med historiske utslipp fra feltet.

Selv om prosess- og kraftanleggene modifiseres i begrenset grad, vil et større modifikasjonsarbeid på SNA måtte gjennomføres for å koble til de nye produksjons- og injeksjonsrørene på SNA plattformen.

Produksjonen fra SEP er planlagt å starte i 2021. Det planlegges nå for en levetid til 2040. Installasjon av havbunnsanleggene for SEP vil starte i 2019. Boring av brønner vil pågå helårlig i perioden 2019-2024. Fem brønner vil være ferdigstilte til produksjonsstart i 2021.

Det planlegges totalt 24 brønner. Det skal installeres seks standard brønnrammer med plass til fire brønner på hver ramme. Av de 24 brønnene er 12 produksjonsbrønner og 12 vann- og gassinjeksjonsbrønner. Havbunnsinstallasjonene knyttes opp med stigerør mot SNA plattformen. Ny infrastruktur for SEP er vist i Figur 3-2. Utbyggingsløsningen har fleksibilitet for fremtidig utvidelse med ytterligere brønnrammer.

Figur 3-2 Snorre Expansion Project (ny infrastruktur vist i farger)



Figuren viser undervannsanleggene for Snorre Expansion Project knyttet opp mot Snorre A plattformen til venstre på figuren. Snorre B plattformen i bakgrunnen.

3.3 Utvinningstrategi og produksjonsplaner

Dreneringsstrategien er basert på alternerende vann- og gassinjeksjon (VAG – Alternerende vann- og gassinjeksjon). Det planlegges totalt 12 produksjonsbrønner og 12 VAG brønner for SEP. Fire brønner blir etter planen forhåndsboret og vil være klare til produksjon i januar 2021. Alle 6 brønnrammene vil ha funksjonalitet for både produksjon og VAG injeksjon. Konseptet innebærer import av inntil 2 millioner Sm³/dag med gass fra Gullfaks A for trykkstøtte fra 2024 til 2036. Tidspunkt for start av gassimport kan bli endret dersom ny informasjon tilsier dette.

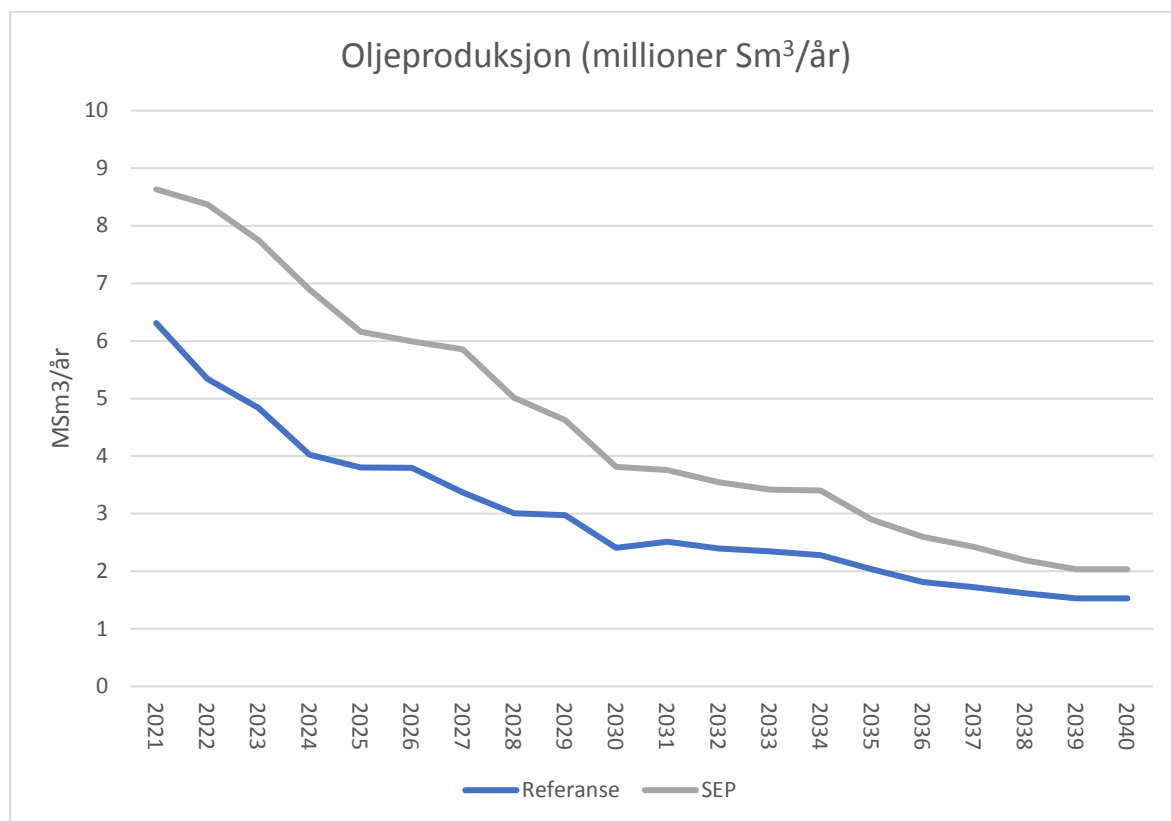
Det benyttes sjøvann til injeksjon. Injeksjon av produsert vann i stedet for sjøvann som et tiltak for å redusere utslipp til sjø har vært vurdert. Siden injeksjon av produsert vann kan medføre tiltetting i reservoaret med redusert injektivitet som resultat, samt fare for at nødvendig oppsprekking i reservoaret ikke vil inntreffe pga. for høy temperatur på vannet, er produsert vann reinjeksjon ikke anbefalt. Produsert vann reinjeksjon er nærmere beskrevet i kapittel 3.7.8.

På Snorre-feltet ble det i 2014 installert permanente seismiske lyttekabler på havbunnen over reservoaret for permanent reservoar monitorering (PRM). Hovedhensikten med PRM er å kartlegge reservoarvæskenes bevegelser over tid, samt å identifisere udrenerte områder og plassere nye brønner mest mulig optimalt med mål å øke IOR-volumet. PRM kablene er indikert i Figur 3-7 og Figur 3-11.

Figur 3-3 viser årlig produksjon av olje fra Snorre-feltet inklusive SEP sammenlignet med alternativet uten SEP (referanse-scenariet). Produksjonen fra Vigdis er inkludert i profilene. Produksjonen fra SEP isolert sett vil være differansen mellom de to profilene.

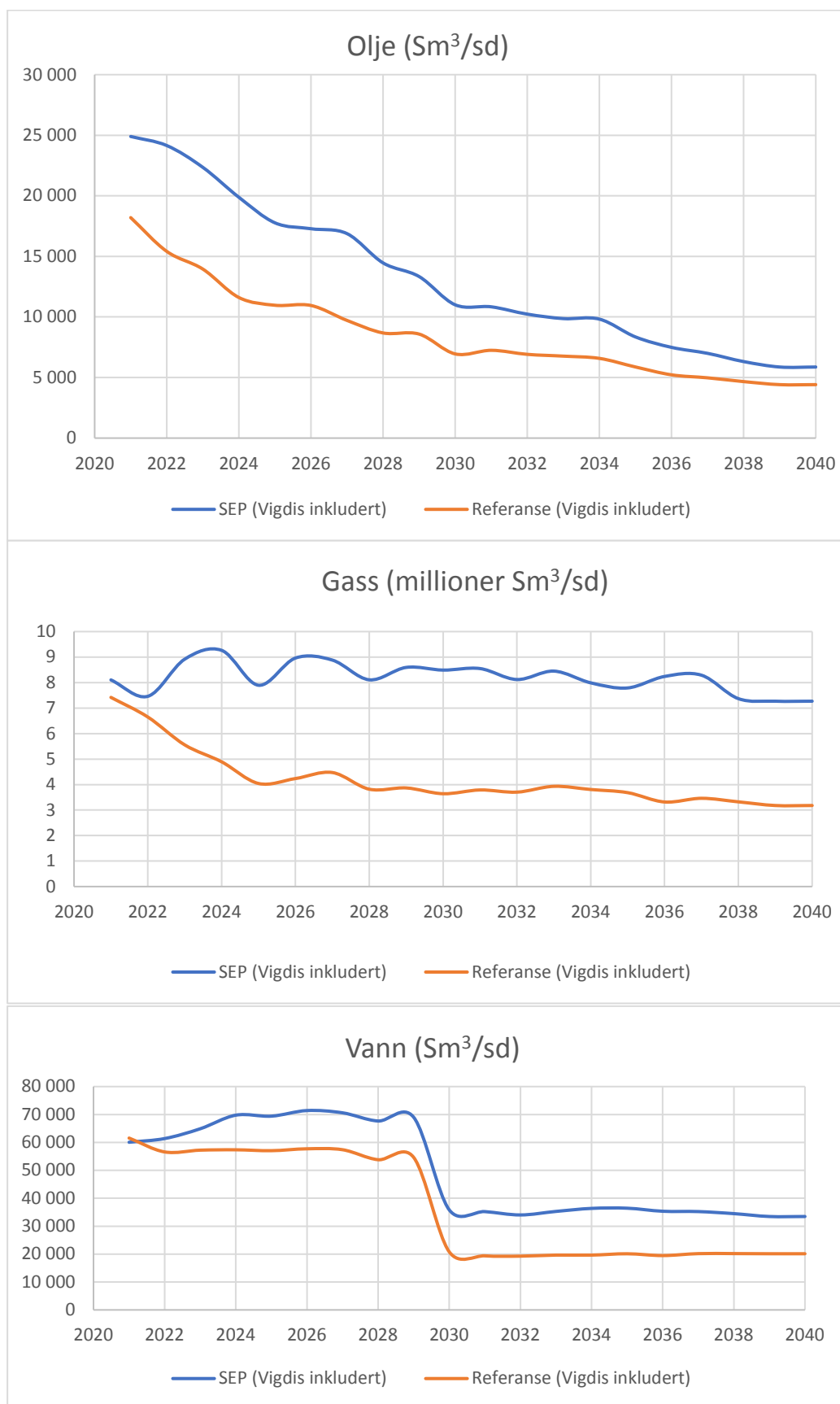
Det eksporteres ingen gass fra Snorre-feltet etter oppstart av SEP. All produsert gass på Snorre benyttes enten til trykkstøtte i reservoaret eller som brenngass i kraftproduksjonen.

Figur 3-3 Årlig produksjon av olje på Snorre-feltet (inklusive Vigdis) med SEP og uten SEP (Referanse).



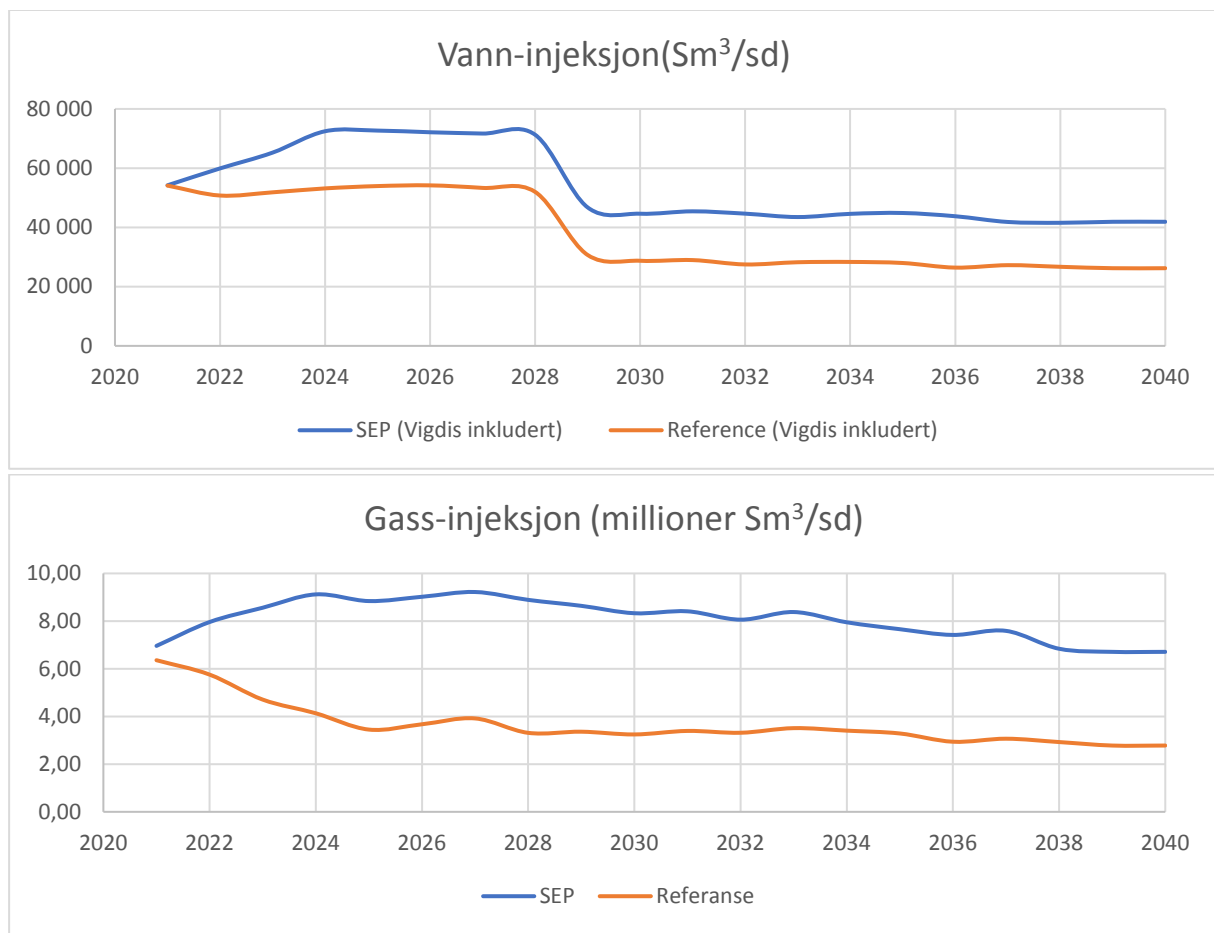
Daglige produksjonsrater for olje, gass og vann samt injeksjonsrater for vann og gass til trykkstøtte er gitt i henholdsvis Figur 3-4 og Figur 3-5. Produksjons- og injeksjonsratene gjelder for Snorre-feltet totalt, dvs Snorre A inklusive produksjonen fra Vigdis og Snorre B.

Figur 3-4 Daglig produksjon av olje, gass og vann fra Snorre-feltet med SEP inkludert og i referansescenariet uten SEP.



Sm³/sd = Standard kubikkmeter pr strømningsdag (normal dag med full produksjon)

Figur 3-5 Daglige vann- og gassinjeksjonsrater i Snorre-feltet med SEP og i referansescenariet uten SEP.



3.4 Boring og brønnaktiviteter

3.4.1 Borerigg og boreplaner

Boring og komplettering av undervannsbrønnene vil bli gjort fra en flytende, hovedsakelig dynamisk posisjonert, borerigg. Boreoperasjonene gjennomføres i perioden 2019-2024.

Ved ferdigstilling av denne konsekvensutredningen var det ikke endelig besluttet hvilken borerigg (eller borerigger) som vil utføre boreoperasjonene. Det legges likevel til grunn at en av de siste generasjoners borerigger vil bli benyttet.

Figur 3-6 Eksempel på borerigg som kan bli benyttet av Snorre Expansion Project



Fem brønner, hvorav fire produsenter og en injeksjonsbrønn, planlegges ferdigstilt til produksjonsstart i januar 2021.

Gjennomsnittlig boretid for en brønn vil være rundt 60 dager. Totalt antall døgn med boreoperasjoner er estimert til 1 630 dager. Det etableres en sikkerhetssone på 500 meter rundt boreriggen når boring pågår.

Typisk lengde på brønnene er 3500 meter.

Alle brønnene planlegges boret i fem seksjoner (dimensjon for foringsrør i parentes): 36" (30"), 26" (20"), 17 ½" (13 5/8"), 12 ¼" (9 5/8") og 8 ½" (5 ½").

Under boring, komplettering og brønnintervensjoner vil det være to uavhengige barrierer installert for å hindre utilsiktet strømming fra eller til brønnen.

3.4.2 Håndtering av borekaks og borevæske

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

Borevæske består av basevæske (vann eller olje) og vektstoff. I tillegg tilsettes en rekke godkjente kjemikalier for å gi borevæsken de rette egenskapene for den aktuelle brønnen.

For boring av SEP brønnene vil det bli benyttet vannbasert borevæske for de øverste seksjonene (36" og 26") og oljebasert borevæske for de dypere seksjonene. Borekaks fra seksjoner som bores med oljebasert borevæske vil bli transportert til land for rensing, gjenvinning av baseolje og sluttdisponering av kaks.

Borekaks og borevæske fra de to øverste brønnseksjonene vil bli sluppet ut på sjøbunnen i umiddelbar nærhet av borehullet (50-100 meter).

Mengder av vannbasert og oljebasert kaks som går til henholdsvis utslipp til sjø og transport til land er nærmere beskrevet i kapittel 7.2.1.

3.4.3 Opprensning og testing av brønner

All brønnopprensning og brønntesting vil skje mot testseparator eller 1. trinns separator på Snorre A plattformen. Det vil ikke forekomme avbrenning av hydrokarboner på borerigg i forbindelse med disse operasjonene.

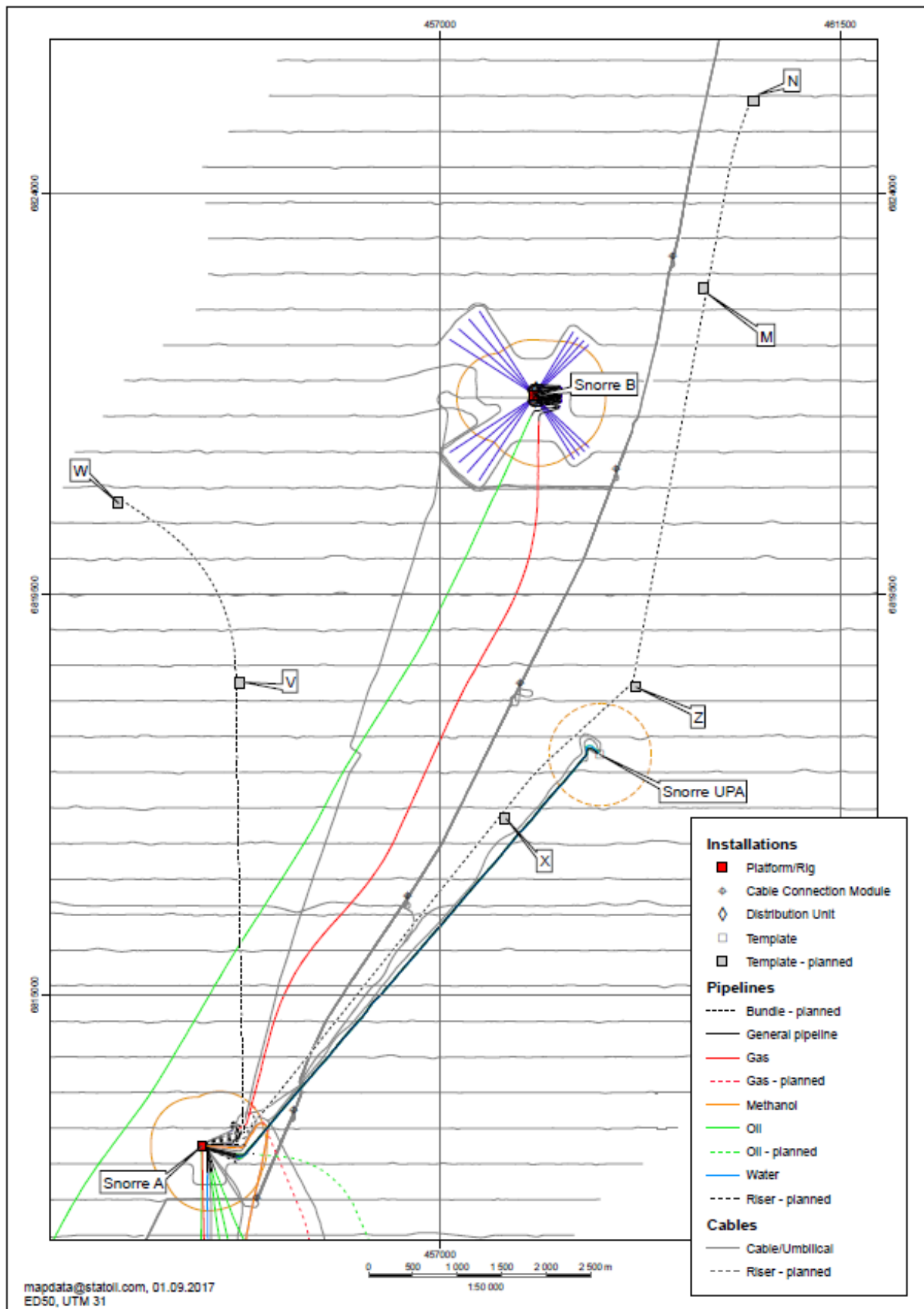
3.5 Havbunnsinnretninger

Undervannsanlegget omfatter brønnrammene, 3 stk. rørbunter som inneholder feltinterne rørledninger for produksjon og injeksjon samt styringskabler, fleksible stigerør for tilknytning til Snorre A og påkoblingspunkt for stigerør på sjøbunnen med sikkerhetsventiler. Rørbunt-konseptet er nærmere beskrevet i kapittel 3.5.2.

3.5.1 Brønnrammer

Det skal installeres 6 brønnrammer med plass til 4 brønner på hver ramme knyttet opp mot Snorre A plattformen. Plassering av bunnrammene og feltutforming er vist i Figur 3-7 og Figur 3-11.

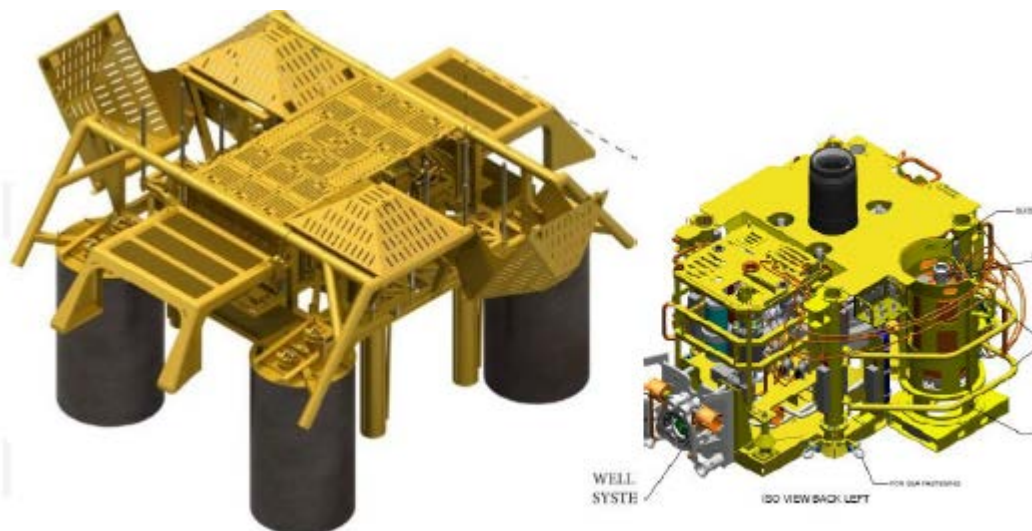
Figur 3-7 Infrastruktur på Snorre-feltet etter utbygging av Snorre Expansion Project



* Øst-vestgående, gråfargede linjer viser installerte seismikk-kabler – PRM (Permanent Reservoir Monitoring)

Hver av de 6 bunnrammene har en dimensjon på rundt 20 x 20 m. Høyden på bunnrammene er ca. 8 m. Manifolde ligger under beskyttelsesstrukturen, og samler brønnstrømmen før denne ledes i produksjonsrørledningen mot Snorre A. Brønnrammene er overtrålbare.

Figur 3-8 Standard brønnramme med fire brønnslisser og manifold



Nøyaktig lokalisering for de viktigste SEP relaterte nåværende og fremtidige anleggsdeler på Snorre-feltet fremgår av Tabell 3-1. Brønnrammelokasjonene er optimalisert i forhold til brønnmål, brønnbaner, grunn gass, ruting av rør bunter, tilstand på sjøbunnen og nødvendig avstand til eksisterende innretninger.

Tabell 3-1 Lokalisering av viktige SEP installasjoner (WGS 84)

Installasjon	WGS 84			
	Lengde	Bredde	Easting (UTM31)	Northing (UTM 31)
Snorre A	2° 8.496' E	61° 26.932' N	454230	6813088
Snorre B	2° 12.587' E	61° 31.497' N	457968	6821516
Snorre Brønnramme SPS/UPA	2° 13.476' E	61° 29.329' N	458709	6817482
SEP Brønnramme M	2° 14.720' E	61° 32.160' N	459873	6822724
SEP Brønnramme N	2° 15.321' E	61° 33.297' N	460430	6824829
SEP Brønnramme V	2° 8.895' E	61° 29.737' N	454653	6818291
SEP Brønnramme W	2° 7.331' E	61° 30.818' N	453292	6820314
SEP Brønnramme X	2° 12.274' E	61° 28.936' N	457633	6816765
SEP Brønnramme Z	2° 13.911' E	61° 29.745' N	459104	6818249

Lokasjon for fremtidige brønnrammer kan bli endret basert på ytterligere optimalisering.

3.5.2 Feltinterne rørledninger og kabler - rørbunter

For feltinterne rørledninger og kabler har to alternative hovedkonsept vært vurdert:

1. Separate, grusoverdekte rørledninger/kabler
2. Rørbunter, dvs. større ytre vare-rør ('carrier pipe') som inneholder alle enkeltrør og kabler.

I alternativet med separate rørledninger og kabler er ingen av rørledningene store nok til å ligge ubeskyttet på havbunnen. Rørledninger og kabler kan heller ikke graves ned fordi det er installert et såkalt permanent seismisk monitoringsystem (PRM) på Snorre-feltet som nedgraving vil komme i konflikt med. I dette alternativet må derfor alle rørledninger og kabler grusoverdekkes i sine fulle lengder utenfor sikkerhetssonen på Snorre A.

Separat installasjon av hvert enkelt rør på havbunnen med etterfølgende tildekning med stein for beskyttelse mot bl.a. fiskeredskap og ankre var lenge det foretrukne alternativet. Samtidig ble muligheten for å bunte rørene sammen inni et ytre vare-rør (carrier pipe) vurdert. Dette er en teknologi som er benyttet av flere operatører i Nordsjø-området. Statoil har erfaring med konseptet fra Åsgard og Gullfaks feltene.

Basert på tekniske og økonomiske vurderinger går rettighetshaverne i SEP nå inn for en løsning med bunting av rørledninger og kabler.

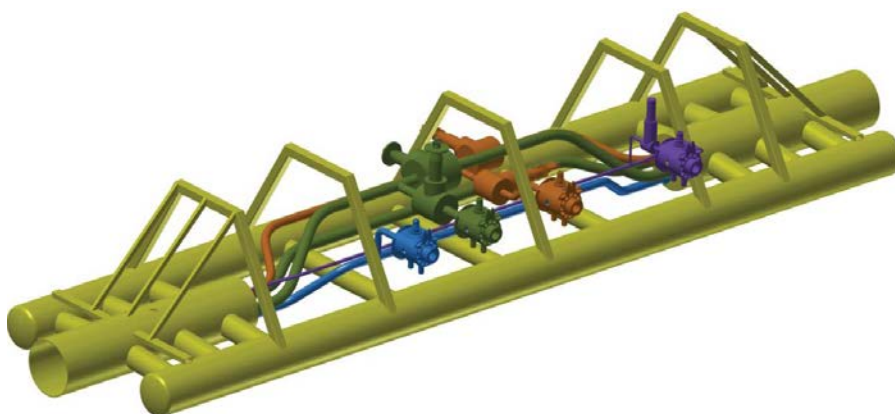
Rørbunt-alternativet innebærer at rørbuntene installeres ubeskyttet på havbunnen. Det ytre vare-røret er dimensjonert for å tåle treff av trålutstyr og ankre.

Det planlegges tre rørbunter med en samlet lengde på om lag 20 kilometer:

- Rørbunt som går fra SNA til brønnrammene i vest (V og W). Lengde 7,33 km, ytre diameter 49,1".
- Rørbunt som går fra SNA til brønnrammene i øst (X og Z). Lengde 6,62 km, ytre diameter 57,5".
- Rørbunt som går fra brønnrammeområdet i øst til brønnrammene i nord (M og N). Lengde 6,71 km, ytre diameter 49,1".

Rørbuntene er utstyrt med tilkoblingspunkter for brønnrammene i hver ende og lateralt der rørbuntene passerer brønnrammer som skal tilkobles. I praksis vil tilkoblingspunktene fremstå som mindre beskyttelsesstrukturer på havbunnen som inneholder tilkoblingsstusser, manifolder og ventiler, se Figur 3-9. Hele anlegget inklusive tilkoblingspunktene er overtrålbart.

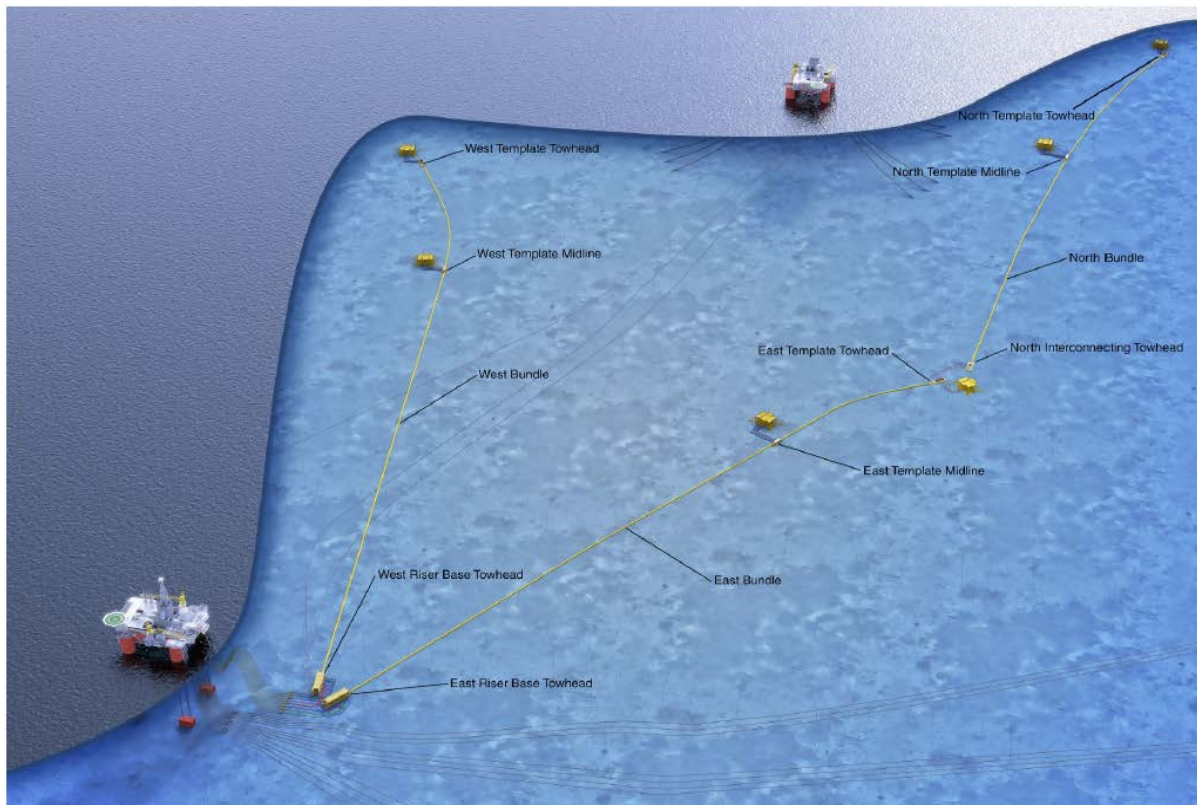
Figur 3-9 Eksempel på rammestruktur i tilkoblingspunkt på rørbunt



Takstruktur kommer i tillegg. Innretningen er overtrålbart.

Rørbuntene prefabrikeres på land i Skottland, taues flytende, men i neddykket tilstand ut til feltet, og senkes ned på sjøbunnen i riktig posisjon. I utgangspunktet planlegges det ingen understøtting eller tildekking med grus etter legging. Sjøbunnskartleggingen rundt Snorre viser ujevn sjøbunn i deler av utbyggingsområdet. Rørbuntene søkes installert slik at en i størst mulig grad unngår frie spenn som kan skape operasjonelle problemer for fiskeriene. Dersom frie spenn ikke kan unngås vil grusinstallasjon kunne bli benyttet som avbøtende tiltak, se nærmere vurdering i Kapittel 10 .

Figur 3-10 Rørbuntkonseptet i Snorre Expansion Project



3.5.3 Gassimport rørledning

For at IOR potensialet i SEP skal kunne tas ut på en mest mulig effektiv måte er injeksjon av vann og gass til trykkstøtte avgjørende. Snorre-feltets egenproduksjon av gass er ikke tilstrekkelig til å forsyne de nødvendige mengder med gass for injeksjon. Det planlegges derfor å importere gass til dette formålet fra Gullfaks A fra og med 2024. Installasjon av røret planlegges i 2023.

Det ligger i dag en gassrørledning mellom plattformene Gullfaks A og Stafjord C. SEP planlegger å koble seg til denne rørledningen med en ny rørledning som vist i Figur 3-11.

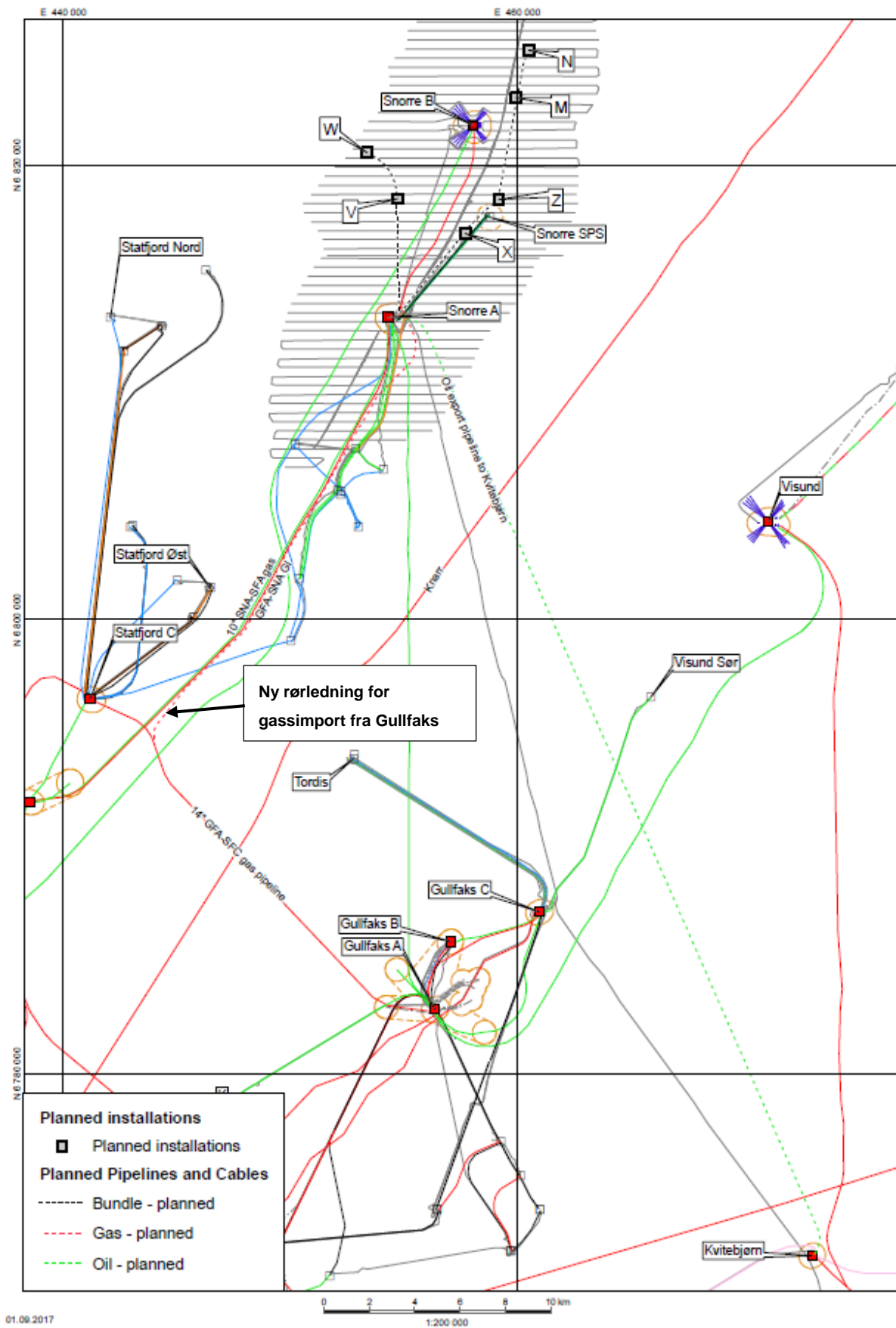
Gassimportrørledningen fra Gullfaks A vil bli koblet til eksisterende SNA-Statfjord A (SFA) 8" gassrør på havbunnen i nærheten av SNA plattformen. Det vil derfor ikke være behov for installasjon av nytt stigerør i denne sammenheng på SNA.

Den nye rørledning har en ytre diameter på 14". Det er nødvendig å beskytte rørledningen mot treff av bl.a. tråldører og ankre. Rørledningen blir derfor dekket av steinfylling i sin totale lengde.

3.5.4 Oljeeksportløsning

Fullstabilisert olje fra Snorre-feltet planlegges eksportert i eksisterende Vigdis olje-eksportør til Gullfaks A-plattformen fra 2019. Oljen vil bli lagret og skipet ut med tankskip sammen med Gullfaks-olje. Fra 2023 planlegger Snorre rettighetshaverne en ny og langsiktig eksportløsning til land for olje. Dette er ikke en del av SEP og vil bli fremmet som et eget prosjekt med en egen PAD.

Den nye eksportløsningen inkluderer et rør som knyttes til Kvitebjørn oljerør (KOR) ved Kvitebjørn-plattformen. Derfra vil oljen gå via KOR og Troll oljerør II (TOR II) til Mongstad. I utgangspunktet vil det nye røret gå fra Snorre A plattformen og transportere olje fra Snorre og Vigdis-feltene.

Figur 3-11 Infrastruktur i Tampen-området


3.6 Modifikasjoner på Snorre A plattformen

SEP kommer i produksjon på et tidspunkt når eksisterende produksjon på SNA er på vei nedover. SEP volumene kan derfor produseres gjennom eksisterende prosessanlegg på SNA, og det planlegges ingen utvidelse av prosess- eller kraftproduksjonskapasiteten på SNA. For å maksimere IOR potensialet økes gassinjeksjonskapasiteten med ca. 30% gjennom oppgraderinger og justeringer på eksisterende kompressorer på plattformen.

Selv om modifikasjonene i selve prosessanlegget er begrensede, må et større modifikasjonsarbeid gjennomføres for tilknytning av rørledninger og kabler fra de nye undervannsanleggene.

3.6.1 Tilknytning av nye havbunnsinstallasjoner til SNA

Det skal installeres en ny modul på Snorre A plattformen for mottak av stigerørene fra undervannsinstallasjonene. Modulen er en relativt stor konstruksjon som vil være lokalisert i plattformens nord-østre hjørne, delvis som en uthengende balkong, se Figur 3-12. Modulen strekker seg over 4 etasjer, er om lag 20 meter bred og veier 700 tonn. Modulen produseres i sin helhet på land og løftes om bord på plattformen med et tungløft-fartøy.

For at plattformens totale vektmarginer ikke skal overskrides når den nye modulen plasseres ombord, vil det i forkant ha blitt gjennomført et betydelig arbeid med fjerning av vekt (570 tonn) for å gi rom for modulen.

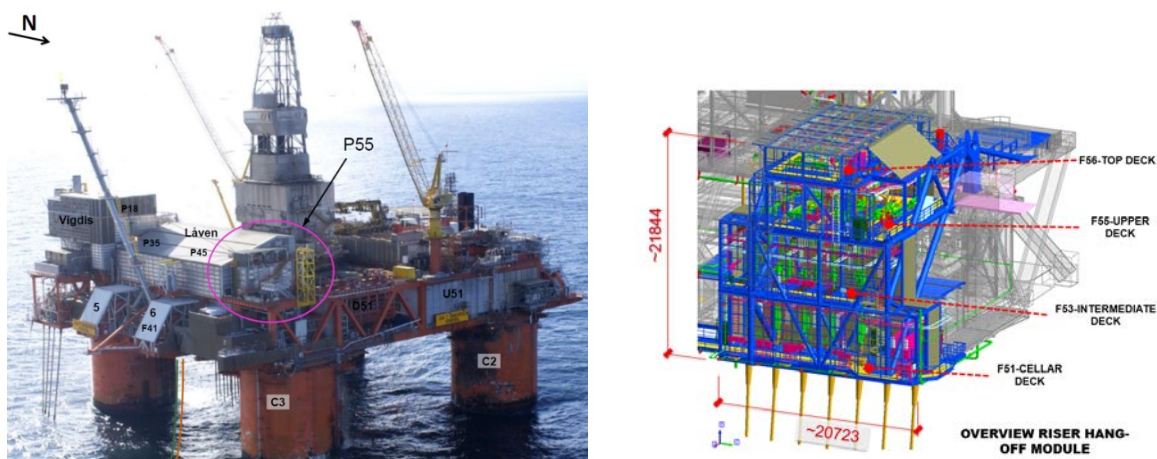
Når den nye stigerørsmodulen er på plass gjenstår et betydelig arbeid om bord på plattformen for tilkobling av nye rør til det eksisterende prosessanlegget.

I tillegg skal gasskompresjons-kapasiteten utvides og det skal gjennomføres mindre modifikasjoner i prosessanlegget.

En betydelig del av det totale arbeidsomfanget kan bare gjennomføres når plattformen er nedstengt. Det planlegges en SEP spesifikk nedstengning (revisjonsstans) i 2019. I tillegg benyttes en revisjonsstans som Snorre Drift allerede har lagt inn i sine planer i 2020.

Totalt innebærer vekt fjernings- og integrasjonsarbeidet på Snorre A plattformen 760 000 arbeidstimer. Produksjonen av stigerørsmodulen på land vil til sammenligning kreve om lag 200 000 arbeidstimer.

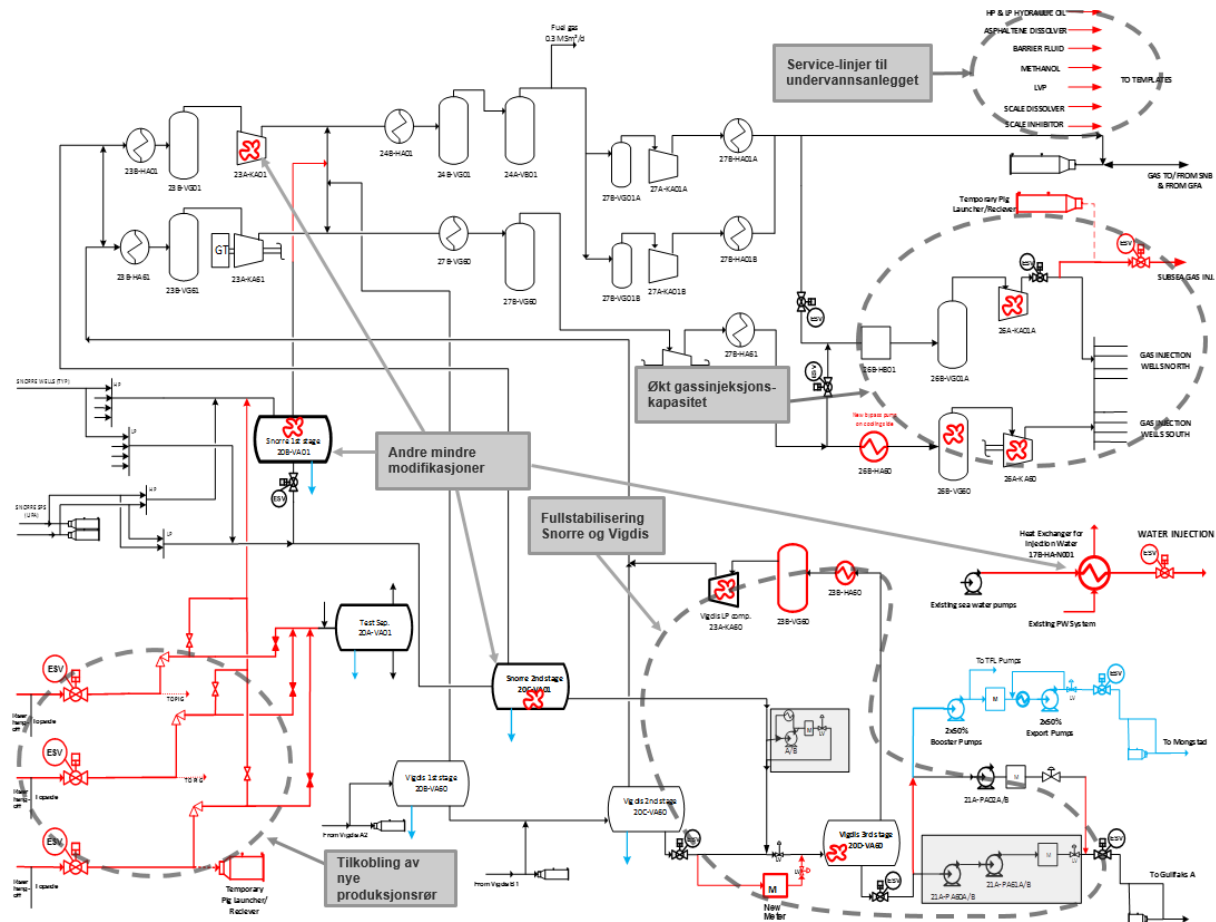
Figur 3-12 Plassering og utforming av ny stigerørsmodul på SNA



3.6.2 Prosessanlegg og kapasiteter

Det er en avgjørende forutsetning for realisering av SEP at eksisterende prosess- og kraftproduksjonsutstyr på Snorre A og Snorre B blir utnyttet maksimalt uten omfattende modifikasjoner.

Figur 3-13 Oversikt over prosessanlegget på Snorre A og planlagte modifikasjoner for SEP



Prosessanlegget på Snorre A består i utgangspunktet av to separate prosessanlegg, Snorre anlegget og Vigdis anlegget. På Snorre-siden passerer brønnstrømmen gjennom en to-trinns separasjonsprosess hvor oljen del-stabiliseres før eksport til Statfjord A for sluttbehandling, lagring og eksport til markedet. Vigdis-anleggene består av en tre-trinns separasjonsprosess hvor oljen fra Vigdis-feltet full-stabiliseres før eksport til Gullfaks A plattformen for lagring og eksport til markedet.

Gassen som skilles ut i separasjonsprosessene ledes til separate gasskompresjonsanlegg på henholdsvis Snorre- og Vigdis-siden og injiseres i Snorre-reservoaret for trykkstøtte. Vann som skilles ut i separasjonsprosessen ledes til egne renseanlegg for produsert vann på henholdsvis Snorre- og Vigdis-siden, se nærmere diskusjon i kapittel 3.6.4.

SEP fases inn på et tidspunkt når den samlede produksjonen over Snorre A er på vei nedover. Det er tilstrekkelig kapasitet i anleggene totalt sett til å ta imot den økte produksjonen fra SEP. Det er en forutsetning at Snorre-anlegget og Vigdis-anlegget utnyttes maksimalt og at anleggene integreres for å oppnå tilstrekkelig kapasitet.

På Snorre-siden eksporteres oljen i dag til Staffjord A. Denne eksporten opphører i 2019. Det planlegges fra dette tidspunkt at oljen fra Snorre 2. trinns separator skal rutes videre til Vigdis 3. trinns separator og derfra til Gullfaks A som fullstabilisert olje sammen med Vigdis-olje.

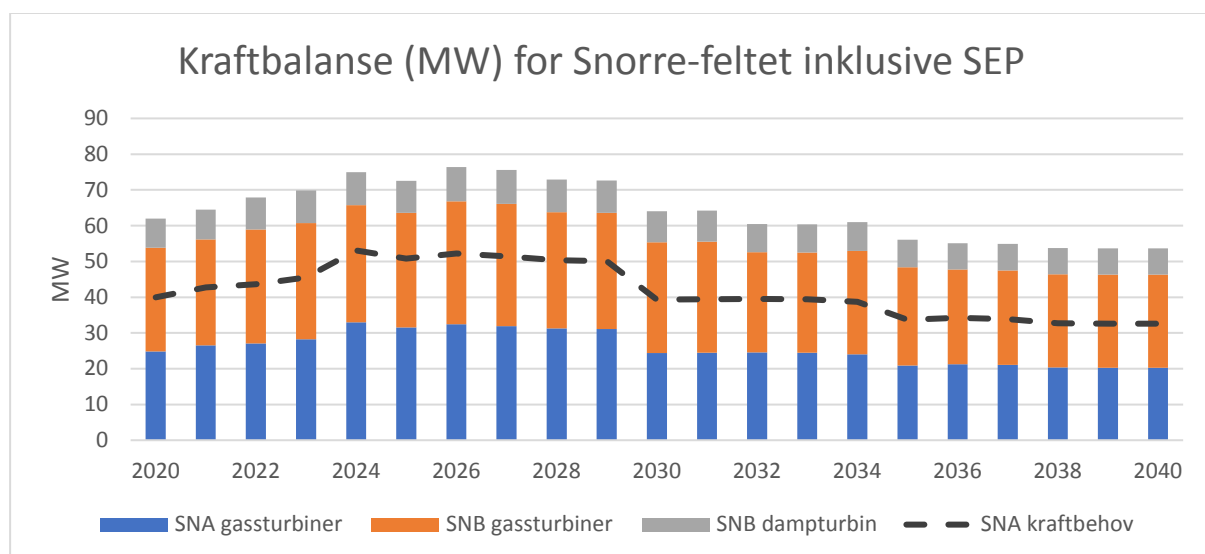
Det skal gjennomføres et avgrenset modifikasjonsarbeid i prosessanleggene for å kunne ta imot produksjonen fra SEP. De nye produksjonslinjene skal knyttes til. Gassinjeksjonskapasiteten skal økes vesentlig. Det skal videre etableres en felles oljeeksportløsning for fullstabilisert olje fra Snorre- og Vigdis-siden i anleggene med tilhørende måleutstyr for allokering av mengder. Det er også nødvendig med mindre oppgraderinger på bl.a. separatorene, kjølere, scrubbere og roterende utstyr for optimalisering.

3.6.3 Kraftbalanse på Snorre-feltet

Dagens kraftforsyning på Snorre-feltet er basert på gassfyrte turbiner på Snorre A og Snorre B. På Snorre B gjenvinnes varme fra turbineksosen og brukes til å produsere damp som driver en dampturbin. Kraftproduksjonen på Snorre B er derfor mer effektiv enn på Snorre A. Kraftanleggene på Snorre A og B fungerer som en integrert enhet gjennom at plattformene er koblet sammen med en kabel for overføring av elektrisk kraft mellom dem. Kabelen er 10 km lang og maksimal overføringskapasitet er 22 MW. Overføringskapasiteten kan imidlertid ikke utnyttes fullt ut i en normalsituasjon fordi kabelen til enhver tid må ha ledig kapasitet for å tåle raske lastforandringer (reaktiv kraft kapasitet) i systemet ved start og stopp av større utstyr. I praksis kan det overføres om lag 15-17 MW i kabelen ved normal drift. Dette ligger til grunn for miljøbudsjettberegningene i denne utredningen.

Kraftbalansen på Snorre-feltet fremgår av Figur 3-14.

Figur 3-14 Kraftbalanse på Snorrefeltet



Hovedmengden av kraftbehovet forsynes fra gassturbinene (GT) på Snorre A og Snorre B. I tillegg kommer et bidrag på 6-8 MW fra dampturbinen på Snorre B. Den prikkete linjen i Figur 3-14 viser kraftforbruket på SNA inklusive SEP. Tilgjengelig kraft over denne linjen er kraftforbruket på Snorre B.

Rettighetshaverne legger til grunn at dagens kraftforsyningsløsning skal videreføres etter at SEP er satt i drift. Det skal legges vekt på å utnytte kraftanleggene på Snorre A og Snorre B inklusive overføringskapasiteten så miljømessig optimalt som mulig, se diskusjon i kapittel 3.7.

Det er gjennomført studier av elektrifisering av Snorre-feltet med kraft fra land. Studiene konkluderer at en kraft fra land løsning har for høy kostnad og anbefales ikke. Nærmere beskrivelse av de vurderte elektrifiseringsløsningene er gitt i kapittel 3.7.2 og i Vedlegg C.

3.6.4 Produsert vann systemet på Snorre A plattformen

Snorre produsert vann system

Produsert vann fra test separator, 1. trinns separator og 2. trinns separator behandles i separate hydrosyklonpakker. For å øke størrelsen på oljedråpene og bedre separasjonen i hydrosyklonene er det installert et såkalt C-Tour anlegg før hydrosyklonpakken på vannet fra 1. trinns separator. Se beskrivelse av C-Tour virkemåte nedenfor. Den utskilte oljen fra hydrosyklonene på testseparator og 1. trinn separator ledes til 2. trinns separator. Den utskilte oljen fra hydrosyklonene på 2. trinn ledes til oljekammer i Snorre avgassings-tank. Herfra pumpes den utskilte oljen tilbake til 2. trinns separator. Vannet fra hydrosyklonene ledes til Snorre avgassingstank før det går til sjø.

Vigdis produsert vann system

Produsert vann fra 1. trinns separator rutes til C-Tour anlegg og deretter til hydrosykloner av samme grunn som beskrevet ovenfor. Den utskilte oljen fra hydrosyklonene på 1. trinn ledes til 2. trinns separator. Produsert vann fra 2. trinn ledes først gjennom hydrosyklonene og deretter videre til et CFU anlegg (flotasjonsanlegg – Epcon). Den utskilte oljen fra hydrosyklonene på 2. trinn ledes til oljekammer i Vigdis avgassingstank. Herfra pumpes den utskilte oljen tilbake til 2. trinns separator. Vannet fra både 1. og 2. trinn ledes deretter til Vigdis avgassingstank før det går til sjø.

Epcon anlegg. Funksjonsbeskrivelse

Epcon består av tre 2. trinns kompakte flotasjonsceller montert i parallell. Disse har kapasitet på hhv 150 m³/t, 150 m³/t og 300 m³/t. Antall flotasjonsceller i drift tilpasses mengden produsertvann ut av Vigdis 2. trinn separator. Nitrogen tilsettes oppstrøms 2. trinnet på Epcon. Det er tilstrekkelig oppløst gass i det produserte vannet på Epcon 1.trinn og N₂-tilsetning er unødvendig

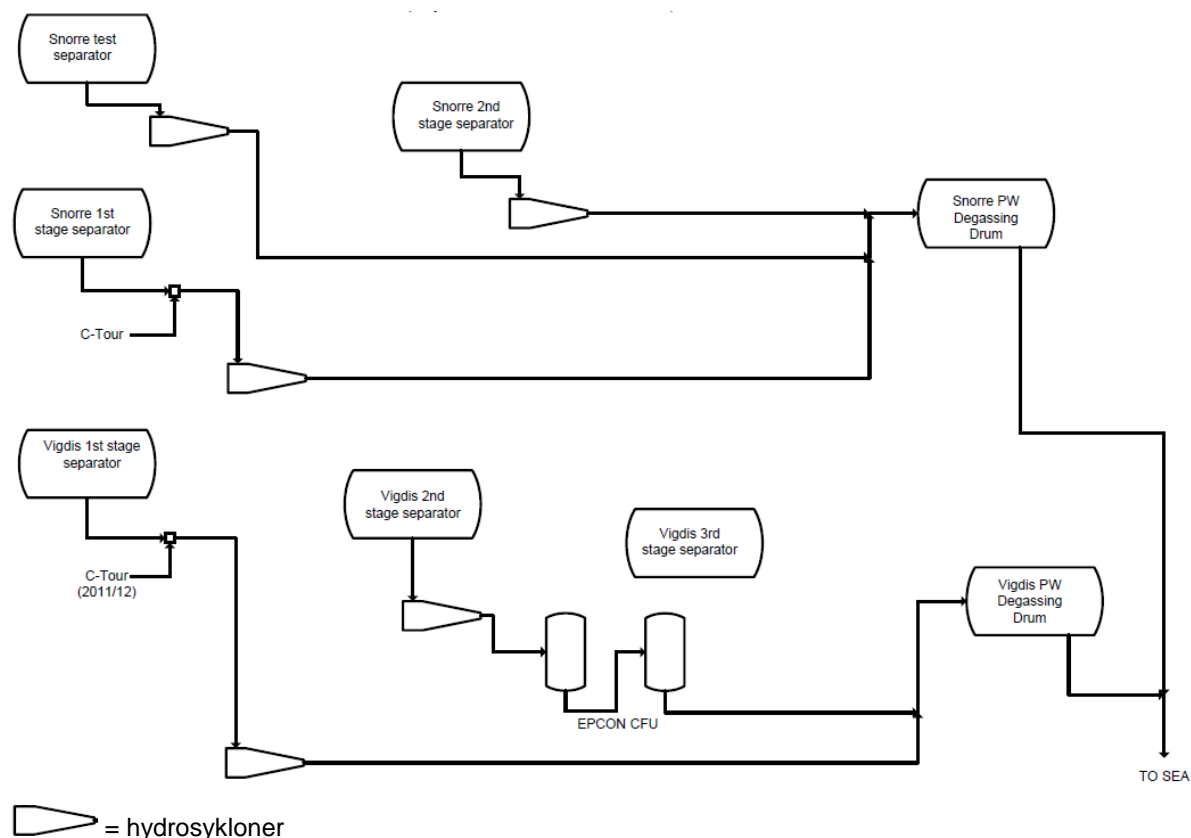
C-Tour anlegg. Funksjonsbeskrivelse

C-Tour består av en trefase kondensatseparator, en pumpe og to mikserne. Prinsippet er at flytende kondensat med de rette egenskapene injiseres i produsertvannet gjennom et miksesystem oppstrøms hydrosyklonene. Mengden som injiseres tilsvarer 0,5 – 1,5 vol% av produsertvannraten. En del av de løste komponentene og oljen i produsertvannet bindes til kondensat ved hjelp av en prosess som er en blanding av ekstraksjon og koalesens. Blandingen av olje og kondensat fjernes da fra produsertvannet i hydrosyklonene. Oljeblandingen fjernes via skimmelinjene som er montert på innløpskammeret på hydrosyklonene og tilbakeføres til prosessen.

Rørbunt-konseptet som er valgt for feltinterne rørledninger gir høyere temperatur på brønnstrømmen inn til SNA plattformen enn ved bruk av separate rørledninger. Dette gir mulighet for redusert bruk av hydrathemmer

(metanol) som gir bedre separasjon og lavere oljeinnhold i produsert vann i forhold til en løsning med separate rørledninger.

Figur 3-15 Oversikt over produsert vann anlegget på SNA (kun vannstrømmer vist i figuren)



3.7 BAT vurderinger og utslippsreducerende tiltak

I henhold til industriutslippsdirektivet-IED (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 forurensning. Dette er også innarbeidet i norsk forurensningslovgivning. BAT-vurderinger skal inneholde kost-nytteberegninger. Krav om vurdering av BAT er nedfelt i Statoils interne prosedyrer og er således gjennomført som en del av prosjektplanleggingen.

Det understrekes at handlingsrommet når det gjelder alternative tekniske løsninger er begrenset for SEP siden prosessering og kraftgenerering skjer på en eksisterende plattform, og hvor prosjektets økonomiske gjennomførbarhet avhenger av at eksisterende utstyr utnyttes i størst mulig grad.

Det er likevel gjennomført vurdering av en rekke tiltak for å forbedre energieffektiviteten eller forebygge og begrense forurensning. Tiltakene som presenteres i det følgende er noen tilfeller initiert av SEP, men også tiltak som vurderes og eventuelt blir gjennomført av Snorre Drift, er inkludert.

3.7.1 Samlet oversikt over vurderte tiltak

Tabellen nedenfor gir en samlet oversikt over tiltak som har vært vurdert, om tiltakene er besluttet gjennomført, bli vurdert videre eller ikke anbefales. Det gis en kortfattet begrunnelse. For tiltak der en mer

detaljert diskusjon er inkludert i denne konsekvensutredningen, er det i tabellen gitt referanse til aktuelle kapitler og vedlegg.

Tabell 3-2 Samlet oversikt over utslippsreducerende tiltak på Snorre A og Snorre B. Dersom tiltaket gjelder Snorre B er dette særlig markert.

Tiltak	Status	Begrunnelse
Kraftproduksjon og energistyring		
Elektrifisering av Snorre-feltet	Ikke anbefalt	Høy tiltakskostnad. (Kapittel 3.6.3, 3.7.2 og Vedlegg C)
Økt kraftoverføring i sjøkabel mellom SNB og SNA for bedre utnyttelse av kombikraft på Snorre B	Vurderes videre	Lønnsomt med gjeldende tekniske forutsetninger. Ytterligere modning kreves. (Kapittel 3.7.3)
Snorre A: Oppgradering av 2 kompressorer i Vigdis gass-kompresjon for økt effektivitet.	Vurderes videre	Akseptabel kost/nytte. (Kapittel 3.7.4)
Snorre A: Redusere interne lekkasjer i Snorre VAG kompressor.	Vurderes videre	Akseptabel kost/nytte. (Kapittel 3.7.4)
Snorre A: Installere vannvasksystemer eller oppgraderte innløpsfiltre på fire LM2500 gassturbiner på Snorre A for høyere energieffektivitet og reduserte CO ₂ og NO _x utslipp.	Vurderes videre	Akseptabel kost/nytte. (Kapittel 3.7.5)
Snorre B: Installere vannvasksystemer eller oppgraderte innløpsfiltre på to LM2500+ gassturbiner på Snorre B for høyere energieffektivitet og reduserte CO ₂ og NO _x utslipp.	Vurderes videre	Akseptabel kost/nytte. (Kapittel 3.7.5)
Snorre B: Operativt tiltak - energioptimalisering ved trykkjustering mellom 1. og 2. trinns injeksjonskompressor.	Vurderes videre	Akseptabel kost/nytte. (Kapittel 3.7.4)
Snorre B: Utskifting av innmat på vanninjeksjonspumper for å tilpasse pumpetrykket til nødvendig injeksjonstrykk.	Vurderes videre	Akseptabel kost/nytte. (Kapittel 3.7.4)
Snorre A: Bygge ned størrelse på oljeeksportpumper i takt med synkende rater fra 2027. Reduserer kraftforbruk med 0,5 MW fra 2027.	Vurderes videre	Akseptabel kost/nytte. (Kapittel 3.7.4)
Snorre A: Hastighetsregulering (VSD – Variable Speed Drive) på vanninjeksjonspumper på SNA	Ikke anbefalt	Negativ kost/nytte. Teknisk gjennomførbarhet utfordrende pga. stort og tungt utstyr.
Snorre A: Hastighetsregulering (VSD) på elektrisk drevne kompressorer på Snorre A	Ikke anbefalt	Negativ kost/nytte. Teknisk gjennomførbarhet utfordrende pga. stort og tungt utstyr.
Snorre A: Lav- NO _x på SNA turbiner	Forkastet i tidligere fase pga teknisk kompleksitet og behov for lang driftsstans med tapt produksjon som følge. Ikke realitetsvurdert i forbindelse med PUD/KU for SEP.	
Snorre A: Kombikraft på SNA	Forkastet i tidligere fase pga teknisk kompleksitet og behov for lang driftsstans med tapt produksjon som følge. Ikke realitetsvurdert i forbindelse med PUD/KU for SEP.	

Tabell 3-2 fortsetter

Tiltak	Status	Begrunnelse
Fakling og kaldventilering		
Snorre A: Gjenvinning av lavtrykks og høytrykks fakkalgass på Snorre A. Slukket fakkel	Besluttet gjennomført	Kapittel 3.7.6
Snorre A: Bytte ut brenngass som spyle- og teppegass med nitrogen i oppsamlingssystemene og lagertank for oljestrømmer som skal tilbakeføres til prosessen (reclaimed oil).	Vurderes videre	Akseptabel kost/nytte. (Kapittel 3.7.7)
Snorre A: Flytte utslipp fra regenereringsenheten for glykol fra kaldventing til lavtrykksfakkel systemet. Siden lavtrykksfakkalgass skal gjenvinnes (se ovenfor) elimineres utslippet helt.	Vurderes videre	Akseptabel kost/nytte. (Kapittel 3.7.7)
Utslipp til sjø		
Produsert vann reinjeksjon	Ikke anbefalt	Stor risiko for negativ påvirkning på injektivitet og produksjon. (Kapittel 3.7.8)
Rørbunt-løsning	Besluttet gjennomført	Mindre varmetap reduserer bruk av hydrathemmer (metanol) og bidrar til bedre olje-vann separasjon
Videreføre arbeidet med optimalisering av kjemikaliebruk og kjemikaliesubstitusjon for å redusere miljørisiko av utslipp.	Vurderes videre	Kapittel 7.3.2
En lekkasjedeteksjonsløsning for SEP skal etableres. Endelig beslutning er ikke fattet på tidspunkt for ferdigstilling av konsekvensutredningen.	Vurderes videre	Kapittel 3.7.9

3.7.2 Elektrifisering - kraft fra land

I tråd med Stortingets krav (St. innst. 114, 1996) er det gjennomført vurderinger av kraft fra land for Snorre-feltet i forbindelse med SEP.

Det er sett på to alternative løsninger:

1. Alternativ 1 innebærer erstatning av all elektrisk kraftgenerering på Snorre A og Snorre B med kraft fra land, dvs. at 3 gassdrevne generatorturbiner på Snorre A og 2 gassdrevne generatorturbiner og en damp turbin på Snorre B tas ut av drift. Vigdis turbinen som driver kompressorer i Vigdis-anlegget ved direkte drift (ikke via elektrisk kraft) vil fortsette på gassdrift. Årsaken til at Vigdis turbinen ikke inkluderes er de uforholdsmessig høye kostnadene en utbytting av turbinen med en elektrisk driver vil medføre.
2. Alternativ 2 innebærer erstatning av all elektrisk kraftgenerering på Snorre A samt kraftgenerering på Snorre B innenfor rammene av det som er til overs etter at kraftbehovet på Snorre A er dekket, og som det er kapasitet til å overføre i eksisterende kraftkabel mellom Snorre A og Snorre B. Vigdis turbinen beholdes på gassdrift som i Alternativ 1.

Tiltakskostnadene er beregnet til 1411 NOK/tonn CO₂ i Alternativ 1 og 1360 NOK/ tonn CO₂ i Alternativ 2 ved 5 % diskonteringsrente og forutsatt at elektrisk kraft fra kraftnettet på land er 100 % CO₂-fri.

Begge alternativene fremstår følgelig som ulønnsomme både bedriftsøkonomisk og samfunnsøkonomisk.

En fylldig dokumentasjon av kraft fra land alternativene og samfunnsmessig nytte av tiltakene er inkludert i Vedlegg C. Dokumentasjonen inkluderer sensitiviteter for CO₂-pris, kraftpris, gasspris, investeringskostnader og tidshorisont.

3.7.3 Optimal utnyttelse av kombikraft på SNB

Eksisterende kraftkabel mellom Snorre B og Snorre A innebærer at kraftanleggene på de to plattformene er fullt integrert og fungerer som en enhet.

Kraftanlegget på Snorre B er mer energieffektivt enn anlegget på Snorre A fordi eksosvarme fra gassturbinene på Snorre B gjenvinnes og benyttes til produksjon av damp som driver en dampturbin. Det er derfor i utgangspunktet gunstig for energi-effektiviteten på Snorre-feltet totalt at kraftanlegget på Snorre B utnyttes maksimalt, dvs. at begge gassturbinene kjøres på maksimal last noe som gir maksimal produksjon i dampturbinen. Dette gir i en normalsituasjon langt mere kraft enn Snorre B trenger selv, og det overskytende må overføres til Snorre A i eksisterende kraftkabel og erstatte produksjon i mindre effektive turbiner på Snorre A.

Maksimal overføringskapasiteten i kabelen mellom SNB og SNA er 22 MW. Denne kapasiteten kan som tidligere nevnt ikke utnyttes fullt ut, se kapittel 3.6.3.. SEP har lagt til grunn en kraftoverføring som vil variere i takt med turbinlastene på Snorre A fra 15-17 MW.

Det er sett på ulike alternativer for å øke overføringen av kraft mellom Snorre B og Snorre A:

- Implementere algoritmer/prosedyrer for å optimalisere kraftoverføring fra SNB til SNA. Det kan potensielt overføres 20 MW i en normal driftssituasjon.
- Oppgradere kondensator batteri på Snorre A for å øke reaktiv kraft kapasitet.
- Øke overføringskapasiteten i sjøkabelen til 26 MW ved oppgradering av kjølesystemet for kabelen. Dette vil muliggjøre overføring av 24 MW kraft i en normal driftssituasjon.

Tiltakene, som er delvis overlappende, vil innebære redusert behov for produksjon i kraftanlegget på Snorre A og muliggjøre nedstengning av den ene av to turbiner i drift på Snorre A fra tidlig på 2030 tallet. Mulige utslippsreduksjoner vil ligge i størrelsesorden 20-30 000 tonn CO₂/år.

På tidspunktet for ferdigstilling av denne konsekvensutredningen var ingen av disse tiltakene endelig besluttet. Foreløpige vurderinger tilsier at tiltakene kan være lønnsomme. En videre modning av tiltakene er nødvendig før endelig beslutning kan tas, og arbeid er igangsatt. Oppdatert status for dette arbeidet vil bli gitt i PUD (desember 2017) og videre i forbindelse med oppdatering av utslippstillatelsen for Snorre-feltet.

3.7.4 Oppgradering av kompressorer og pumper

Følgende mulige tiltak er identifisert:

- Redusere kraftbehovet ved oppgradering av kompressorer i Vigdis-delen av anlegget. Tiltaket innebærer utskiftning av innmat i to kompressorer som står på samme aksling og som har felles innebygging. Målsetting er optimal tilpasning til aktuelle driftsbetingelser for SEP og med den mest oppdaterte aerodynamikken for høyest mulig effektivitet. Mulige utslippsreduksjoner kan være i størrelsesorden 7 000 tonn CO₂/år.
- Redusere interne lekkasjer i Snorre VAG kompressor. Mulige utslippsreduksjoner kan være i størrelsesorden 2 500 - 3 000 tonn CO₂/år.

- Utskifting av innmat i eksportpumper for olje på Snorre A i takt med fallende produksjonsrater for høyest mulig energieffektivitet. Mulige utslippsreduksjoner kan være i størrelsesorden 3 000 tonn CO₂/år.
- Snorre B: Energoptimalisering ved å justere trykket mellom 1. og 2. trinns injeksjonskompressor. Dette er et rent operativt tiltak, ingen investeringskostnader. Mulige utslippsreduksjon kan være i størrelsesorden 1 500 tonn CO₂/år.
- Snorre B: Utskifting av innmat på vanninjeksjonspumper for å tilpasse pumpetrykket til nødvendig injeksjonstrykk. Mulige utslippsreduksjon kan være i størrelsesorden 1 500 - 2 000 tonn CO₂/år.

På tidspunktet for ferdigstilling av denne konsekvensutredningen var ingen av disse tiltakene endelig besluttet. Foreløpige vurderinger tilsier at tiltakene kan være lønnsomme. En videre modning av tiltakene er nødvendig før endelig beslutning kan tas, og arbeid vil bli igangsatt. Oppdatert status for dette arbeidet vil bli gitt i PUD (desember 2017) og videre i forbindelse med oppdatering av utslippstillatelsen for Snorre-feltet.

3.7.5 Forbedret virkningsgrad på gassturbiner

Følgende mulige tiltak er identifisert:

- Installere vannvasksystemer på fire LM2500 gassturbiner på Snorre A for å oppnå renere kompressordel i turbinene og høyere effektivitet med redusert CO₂ utslipp som resultat.
- Oppgradere innløpsfiltre på fire LM 2500 gassturbiner på Snorre A for å oppnå en renere kompressordel i turbinene og høyere effektivitet med redusert CO₂ utslipp som resultat.
- Installere vannvasksystemer på to LM2500+ gassturbiner på Snorre B for å oppnå renere kompressordel i turbinene og høyere effektivitet med redusert CO₂ utslipp som resultat.
- Oppgradere innløpsfiltre på to LM 2500+ gassturbiner på Snorre A for å oppnå en renere kompressordel i turbinene og høyere effektivitet med redusert CO₂ utslipp som resultat.

Som det fremgår er disse tiltakene aktuelle på både Snorre A og Snorre B. Både installasjon av vannvask systemer og oppgradering av innløpsfiltre er tiltak for å holde kompressordelen av turbinene renere. Bare det mest kosteffektive tiltaket vil derfor bli gjennomført på hver av plattformene. Tiltakene vil kunne gi en utslippsreduksjon på i størrelsesorden 1000-1500 tonn CO₂/år for hver turbin. På tidspunktet for ferdigstilling av denne konsekvensutredningen var endelig beslutning ikke fattet. Foreløpige vurderinger tilsier at tiltakene kan være lønnsomme. En videre modning av tiltakene er nødvendig før endelig beslutning kan tas, og arbeid vil bli igangsatt. Oppdatert status for dette arbeidet vil bli gitt i PUD (desember 2017) og videre i forbindelse med oppdatering av utslippstillatelsen for Snorre-feltet.

3.7.6 Faking

Det er besluttet at fakkalgass på Snorre A skal gjenvinnes og at fakkelen skal slukkes (ingen pilotflamme). Tiltaket gjennomføres uavhengig av SEP. Nødvendige modifikasjoner utføres i forbindelse med vedlikeholdstans på Snorre A i 2017 og tiltaket startes opp i andre kvartal 2018.

Gjenvinning av fakkalgass på Snorre A vil gi en estimert reduksjon i utslipp av CO₂ på om lag 30 000 tonn CO₂/år.

3.7.7 Kaldventilering

Følgende mulige tiltak er identifisert

- Det benyttes i dag brenngass (CH₄ - metan) som spyle- og teppegass i oppsamlingsystemene og lagertank for oljestrømmer som skal tilbakeføres til prosessen (reclaimed oil). Dette medfører relativt betydelige utslipp av metan og nmVOC ved kaldventilering til atmosfæren. Utslippene er estimert til 533 tonn CH₄/år og 512.5 tonn nmVOC/år. Omregnet til CO₂ ekvivalenter innebærer dette et utslipp på 15 630 tonn CO₂/år. Ved å bytte ut brenngass med nitrogen (N₂) som spyle- og teppegass i disse systemene kan dette utslippet elimineres helt. Tiltaket er foreløpig vurdert som et klart lønnsomt tiltak.
- Det benyttes brenngass som strippegass for fjerning av vann fra glykol (TEG) i glykolkokeren (regenereringsenheten for TEG) på Snorre A. Forbruket av strippegass (CH₄ - metan) og medfølgende nmVOC kaldventileres direkte til atmosfæren. Det slippes ut 98 tonn CH₄/år og 138 tonn nmVOC/år. Ved omregning til CO₂ ekvivalenter utgjør utslippene ca 3 200 tonn CO₂/år. Ved å flytte vent fra glykolkokeren over til lavtrykks fakkell systemet vil utslippet kunne elimineres helt siden fakkellgass gjenvinning er besluttet implementert på Snorre A, se kapittel 3.7.6.

På tidspunktet for ferdigstilling av denne konsekvensutredningen var ingen av disse tiltakene endelig besluttet. Foreløpige vurderinger tilsier at tiltakene kan være lønnsomme. En videre modning av tiltakene er nødvendig før endelig beslutning kan tas, og arbeid er igangsatt. Oppdatert status for dette arbeidet vil bli gitt i PUD (desember 2017) og videre i forbindelse med oppdatering av utslippstillatelsen for Snorre-feltet.

3.7.8 Produsert vann håndtering – vurdering av reinjeksjon

Produsert vann er formasjonsvann og tilbakeprodusert injeksjonsvann (sjøvann) som har vært i kontakt med de geologiske formasjonene i reservoaret. Produsert vann inneholder dispergert olje og en rekke oppløste naturlige komponenter fra reservoaret, blant annet aromatiske hydrokarboner, alkylfenoler, tungmetaller, naturlig radioaktivt materiale, organiske syrer, uorganiske salter, mineralpartikler, svovel og sulfider. I tillegg inneholder det produserte vannet rester av tilsatte vannløselige produksjonskjemikalier.

Produsert vann skilles fra olje og gass i prosessanlegget på SNA og gjennomgår en tre-trinns rensing før utslipp til sjø, se kapittel 3.6.4. Dispergert olje innholdet i det produserte vannet reduseres til om lag 10 mg/liter (ppm) før utslipp. Innholdet av løste komponenter er normalt korrelert med dispergert olje innholdet. Renseanlegget er i mindre grad effektivt på de oppløste komponentene i det produserte vannet.

Selv om miljøovervåking på Snorre-feltet i perioden fra feltet kom i produksjon i 1992 ikke indikerer noen miljøskade som følge av utslipp av produsert vann, indikerer vurderinger basert på EIF-metoden (Environmental Impact Factor) at utslippene innebærer miljørisiko. Hovedbidragene til miljørisikoen uttrykt ved EIF er kjemikalier for H₂S-fjerning og korrosjonskontroll. Disse kjemikalierne bidrar med mer enn 50% av miljørisikoen. Det vurderes derfor som avgjørende at det fokuseres på reduksjon i bruken av disse kjemikalierne og kjemikaliesubstitusjon med mer miljøvennlige kjemikalier.

Snorre A produsertvann-anlegg ble i en teknologivurdering i 2015 vurdert å være på BAT. Betydelige tekniske modifikasjoner av anlegget for å forbedre ytelsen kan ikke forsvares ut fra en kost/nytte-vurdering. Det kontinuerlige arbeidet med kjemikaliesubstitusjon som nevnt vil imidlertid fortsette.

Miljødirektoratet har i sine hørings-kommentarer til konsekvensutredningsprogrammet bedt om at tiltak for å redusere risikobidraget fra produsert vann vurderes på nytt i lys av den økte mengden produsert vann som følge av SEP.

Statens Strålevern uttalte i sine hørings-kommentarer til utredningsprogrammet at prosjektet bør revurdere planene om å slippe ut produsert vann grunnet de relativt store utslippene av radioaktive stoffer fra Snorre-feltet.

Det er på bakgrunn av disse kommentarene gjennomført en ny vurdering av muligheten for reinjeksjon av produsert vann på Snorre A.

Ny vurdering av produsert vann reinjeksjon:

Reinjeksjonsløsningen som er vurdert er basert på den grunnleggende forutsetningen at sjøvann og produsert vann må holdes adskilt. Dersom sulfatrikt sjøvann blandes med bariumrikt produsert vann fra reservoaret vil ikke-løselig bariumsulfat (BaSO_4) felles ut og gi avleiringer og tiltetting i reservoar, ventiler, rørledninger og prosessanlegg.

Det er derfor forutsatt at produsert vann blir benyttet til injeksjon i SEP injeksjonsbrønnene, mens sjøvannsinjeksjon beholdes i SNA injektorene. Det er teknisk mulig å skille de to vannstrømmene i vanninjeksjonsanlegget på SNA innenfor en relativt begrenset kostnadsramme. Det er likevel en rekke utfordringer knyttet til implementering av reinjeksjon. Disse diskuteres i det følgende.

Injeksjonsbehovet i SEP er lavere enn total mengde produsert vann på SNA. Omlag 50 % av det produserte vannet vil gå til injeksjon i SEP brønner, resten vil fortsatt gå til utslipp etter rensing. Utslippsvannet vil sannsynligvis ha et økt kjemikalieinnhold fordi injeksjon av produsert vann fører til økt H_2S dannelse i reservoaret og følgelig behov for økt dosering av bl.a. H_2S -fjerner, se også nedenfor.

Det er en betydelig risiko for redusert injektivitet for vann og gass pga. høyere temperatur på det produserte vannet sammenlignet med injeksjon av sjøvann. Produsert vann holder typisk en temperatur på 80-90 °C mot om lag 30 °C i sjøvannsinjeksjonen. Høyere temperatur medfører at nødvendig oppsprekking av reservoarbergarten for injeksjon blir mindre effektiv ved samme injeksjonstrykk. Dette medfører i neste omgang redusert produksjon av olje og gass.

Injektiviteten påvirkes også i negativ retning av plugging/tiltetting i reservoaret som følge av forhøyet partikkelinnhold i produsert vann.

Dersom en ser bort fra kostnadssiden, vil det være mulig å finne løsninger på flere av de ovennevnte utfordringene. Det er allerede nevnt at det lar seg relativt enkelt gjøre å holde produsert vann og sjøvann adskilt i prosessanlegget på Snorre A. Det er også mulig å kjøle det produserte vannet for å unngå problemer med økt fraksjoneringstrykk. Implementering av ytterligere partikkelfjerning fra produsert vann for å unngå tiltetting pga. høyt partikkelinnhold er også en mulighet men innebærer relativt store operasjonelle utfordringer.

Det som imidlertid gjenstår, og som ovennevnte tiltak ikke gir noen løsning på, er å unngå blanding av produsert vann med sulfatrikt vann som allerede er i reservoaret. SEP brønnene bores inn i områder i reservoaret som allerede har vært eksponert for sjøvannsinjeksjon siden produksjonsstarten på Snorre-feltet i 1992. Resultatet vil være utfelling av ikke-løselig bariumsulfat (scale) og forsuring av reservoaret (økt H_2S produksjon). I neste omgang er det sannsynlig at dette vil føre til økt kjemikaliforbruk (avleiringshemmer, H_2S -fjerner og korrosjonshemmer).

Det er på denne bakgrunn konkludert at produsert vann reinjeksjon ikke kan anbefales.

3.7.9 Lekkasjedeteksjon

På tidspunktet for ferdigstilling av denne konsekvensutredningen var løsning for lekkasjedeteksjon for undervannsanleggene på SEP ikke endelig besluttet. Det er likevel besluttet at løsningen i alle tilfeller skal innbefatte prosessovervåking, satellittovervåking og visuell overvåking fra båt, fly, helikopter og plattform.

Alternative teknologiutviklingsmuligheter for lekkasjedeteksjon kan være aktuelle for det valgte rørkonseptet for SEP som gir muligheter for effektiv deteksjon og lokalisering av lekkasjer. Aktuelle metoder er pr i dag ikke tilstrekkelig modne for direkte implementering. SEP vil gjennomføre en studie i samarbeid med kontraktører for undervannsanleggene for å modne og eventuelt kvalifisere aktuelle teknologier, før endelig beslutning mht. lekkasjedeteksjonsløsning fattes.

Dersom teknologikvalifiseringer som nevnt ovenfor ikke lykkes, vil SEP installere punkt-sensorer på brønrammene.

3.8 Driftsorganisasjon og forsyningsbaser

Driften av SEP vil bli en integrert del av driften av Snorre-feltet. Driftsorganisasjonen for Snorre-feltet ligger i Stavanger. Forsyningsbase for Snorre-feltet og helikopterterminal for personelltransport til feltet ligger i Florø.

SEP innebærer ingen endring i disse lokaliseringene.

3.9 Tidsplan for utbyggingen

SEP prosjektets foreløpige hovedplan er vist i Tabell 3-5 nedenfor. Planen er basert på produksjonsstart i første kvartal 2021.

Tabell 3-3 Hovedplan for prosjektet

Aktivitet	Tidsplan
Godkjenning av PUD	Q2 2018
Modifikasjoner SNA	
- Vekt fjerning	Q1 2018 – Q4 2020
- Installasjonsarbeid	Q1 2020- Q4 2021
Installasjon av brønrammer	Q2 2019 og Q2 2020
Installasjon av rørledninger og kabler	Q1 2020 – Q4 2021
Boreoperasjoner	Q3 2019 – Q2 2024
Produksjonsoppstart	Q1 2021

3.10 Investeringer

De totale investeringskostnadene for SEP er estimert til i størrelsesorden 22 milliarder norske kroner (2016). Estimater inkluderer kostnader for modifikasjoner på Snorre A, havbunnsanlegg og brønner.

Investeringene vil i all hovedsak komme i årene 2018 til 2024.

3.11 Avslutning av produksjonen

Nye innretninger som installeres for Snorre Expansion Project, dvs. undervannsanlegg og feltinterne rørledninger og kabler (i rørbunter), har en design levetid på 20 år. Standard utstyr, som normalt vil ha lengre levetid enn 20 år, vil også bli benyttet. Etter avsluttet produksjon og nedstengning vil innretninger på feltet bli fjernet i henhold til gjeldende regelverk, ref. OSPAR- beslutning 98/3. Brønner vil bli permanent plugget og forlatt.

I god tid før avslutning av produksjonen på Snorre-feltet vil det bli lagt fram en avslutningsplan med tilhørende konsekvensutredning som presenterer forslag til disponering av plattformer, havbunnsinstallasjoner og rørbunter/rørledninger.

4 Oppsummering av høringsuttalelser

'Forslag til program for konsekvensutredning – Snorre Expansion project' ble lagt ut til høring 5. desember 2016 med høringsfrist 13. februar 2017. Det ble mottatt høringsuttalelser fra 19 instanser. Tre av disse hadde ingen kommentarer. En oppsummering av høringsuttalelsene med Statoils tilsvaer og forslag til haendtering av de enkelte kommentarene i denne konsekvensutredningen er lagt ved i Vedlegg B.

Hovedtema i høringsuttalelsene er listet nedenfor. Det er ogsaa angitt hvor i denne konsekvensutredningen de ulike tema er omhandlet.

Tabell 4-1 Oversikt over hovedtema i høringsuttalelser

Hovedtema	Kapittelreferanse
Lokalisering av driftsorganisasjon og basetjenester	Kapittel 3.8 og 11
Samfunnsmessige virkninger nasjonalt, regionalt og lokalt – aktivitetsnivaa, verdiskapning og sysselsetting	Kapittel 11
Miljøstatus	Kapittel 5
Utslipp til luft, klima, kraftløsning/elektrifisering, utslippsreducerende tiltak/BAT (Best Available Techniques)	Kapittel 6 og 3.7 (BAT). Vedlegg C (elektrifisering)
Utslipp til sjø, kjemikalier, utslippsreducerende tiltak og BAT	Kapittel 7 og 3.7 (BAT)
Miljørisiko ved akutte utslipp, oljevernberedskap. Lekkasje-deteksjon.	Kapittel 8 og 3.7.9
Fiskeri	Kapittel 10

5 Områdebeskrivelse

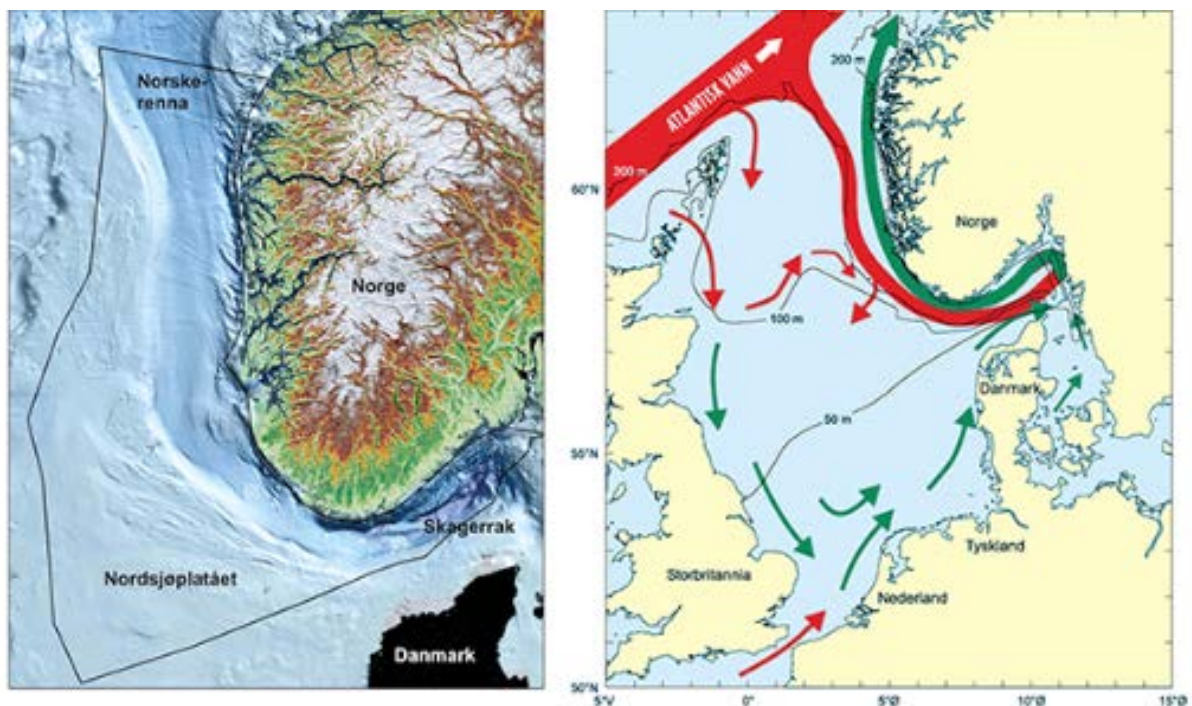
Grundige beskrivelser av miljø- og naturressurser i Snorre-området er gitt i Forvaltningsplanen for Nordsjøen og Skagerrak fra 2013 (Forvaltningsplanen), /12/ og i fortsatt relevante deler av Regional konsekvensutredning for Nordsjøen (RKU-Nordsjøen) fra 2006, /11/. I dette kapitlet gis et sammendrag av miljø- og ressursbeskrivelsene i disse referansedokumentene.

Nordsjøen er et grunt hav sammenlignet med Norskehavet og Barentshavet. To tredeler av Nordsjøen er grunnere enn 100 m. Den dypeste delen er Norskerenna nær norskekysten, som har dyp på over 700 m (i Skagerrak), og som strekker seg fra Skagerrak og nordover langs Vestlandet. Terskeldypet i Norskerenna er på 270 m (utenfor Jæren), mens den er dypere både lenger nord og lenger sør. Dybdeforholdene er viktige for sirkulasjonen, siden topografien i stor grad styrer vannmassenes bevegelse.

Nordsjøen og Skagerrak er møtested for atlantehavsvann og ferskvann, som har forskjellige egenskaper mht. egenvekt, saltinnhold og temperatur. Vannmassene i Nordsjøen strømmer for det meste mot klokken, svinger innom Skagerrak og fortsetter så nordover som en del av Den norske kyststrømmen. Snorre-feltet ligger i vestskråningen av Norskerenna i Nordre Nordsjøen på dyp varierende mellom ca. 300 m og 380 m. Området er påvirket både av atlantisk vann som strømmer inn fra vest og kystvann som strømmer nordover langs norskekysten, se Figur 4-1.

De øverste 10-15 m av sjøbunnen består av bløt leire. Under dette, og ned til ca. 50-60 m dybde, finnes leire med et tynt sandlag.

Figur 5-1 Dybdeforhold og sirkulasjonsmønstre i Nordsjøen og Skagerrak



Røde piler: atlantisk vann. Grønne piler: kystvann.

Variasjoner i strømbildet har stor effekt på økosystemet i Nordsjøen. Om vinteren er vertikalblandingen god i de fleste områdene, slik at det blir liten forskjell i vannmassenes egenskaper mellom øvre og nedre lag. Om sommeren gjør oppvarmingen i det øvre vannlaget at det blir et klart temperatursprang i 20–50 m dyp.

De viktigste områdene for sjøfugl ligger inne ved kysten. Pelagisk dykkende sjøfugl vil likevel kunne finnes i utbyggingsområdet både sommer og vinter.

Snorre-feltet ligger i region IV for regional miljøovervåking av sedimenter. Regionene blir overvåket hvert tredje år. Det er gjennomført grunnlagsundersøkelser på alle borelokasjonene/brønnrammelokasjonene for SEP som en del av den regionale overvåkingen i region IV i 2017. Prøvene er ikke ferdig analysert og rapportert ved utsending av denne konsekvensutredningen på høring. Det forventes at resultatene vil vise et relativt homogent bilde over hele området som berøres av aktiviteter i forbindelse med SEP, og at sedimenter og bunnfauna er lite påvirket av historiske aktiviteter på Snorre-feltet. Dersom resultatene skulle vise uventede eller forhøyede forurensningsnivåer på noen av prøvetakingsstasjonene vil dette bli nærmere analysert for å forstå årsaken, og bli hensyntatt i den videre planleggingen.

Miljøovervåkingen i region IV er gjennomført 7 ganger siden oppstarten av det regionale miljøovervåkningsprogrammet. Sedimenter og bunnfauna rundt Snorre A og Snorre B viser påvirkning fra aktiviteten på Snorre-feltet siden oppstarten i 1992. Både totalt hydrokarboninnhold (THC) og metallinnhold viser forhøyede verdier på enkelte stasjoner. Bunnfaunaen beskrives som påvirket på stasjonene nærmest plattformene, /15/ og /9/.

5.1 Naturtyper

Særlig verdifulle områder (SVO)

I Forvaltningsplanen for Nordsjøen og Skagerrak, /11/ er det identifisert særlig verdifulle områder (SVO), /12/. I alt 12 områder er valgt ut som særlig verdifulle; åtte områder langs kysten og fire i åpne havområder i Nordsjøen (Figur 4-2). Det er ingen identifiserte Særlig Verdifulle Områder (SVO) i det umiddelbare nærrområdet til Snorre-feltet.

Figur 5-2 Særlig verdifulle områder i Nordsjøen (St.meld. 37 2012-2013)



Plassering av Snorre-feltet er vist med en gul stjerne

5.2 Menneskelig påvirkning

Økosystemet i Nordsjøen er i betydelig grad påvirket av menneskelig aktivitet. Nordsjøen er et av de mest trafikkerte sjøområdene i verden. Her foregår stor fiskeriaktivitet, utvinning av olje og gass, uttak av sand og grus og dumping av mudder. Rundt hele Nordsjøen ligger det tett befolkede og høyt industrialiserte stater med den konsekvens at økosystemet er påvirket av utslipp fra bebyggelse, jordbruk og industri. Utslippene tilføres i stor grad fra elvene som renner ut i Nordsjøen. Nordsjøen påvirkes også av innstrømmingen fra Østersjøen.

5.3 Plankton

Planktonsamfunnet utgjøres av en rekke små planter og dyr som driver med havstrømmene. Disse organismene utgjør grunnlaget for det marine økosystemet og mange arter av større dyr som fisk, fugl og pattedyr er avhengig av dem. Fordelingen av plankton har derfor en direkte effekt på distribusjonen av andre marine arter.

5.4 Koraller

Det er ingen registrerte korallforekomster innenfor det området som berøres direkte av anleggsaktiviteter i forbindelse med Snorre Expansion Project.

5.5 Sjøfugl

Nordsjøen og Skagerrak er viktige områder for mange sjøfuglbestander. Sjøfuglene i området hekker i hovedsak i Sør-Norge og nordøstlige deler av Storbritannia. Utenfor hekkesesongen er Nordsjøen og Skagerrak viktige områder for mange sjøfuglbestander som er hjemmehørende i nordøstlige deler av Storbritannia og som trekker over Nordsjøen etter avsluttet hekking. Området tiltrekker seg også store antall sjøfugler fra både Norskehavet og Barentshavet. Mange sjøfuglarter har derfor viktige trekk-, raste- og overvintringsområder her.

Det er mange sjøfuglkolonier på norskekysten i Nordsjøen og Skagerrak, men ingen store fuglefjell som lenger nord. Sjøfugl fra fuglefjellet på Runde (sør i Norskehavet) beiter i nordlige deler av Nordsjøen.

5.6 Fisk

Nordsjøen er kjent som et fiskerikt havområde. Den pelagiske komponenten er dominert av sild og brisling, som befinner seg i Nordsjøen over hele året. Makrell og hestmakrell er i hovedsak til stede om sommeren når de kommer inn i Nordsjøen fra sør og nordvest. De dominerende torskefiskene er torsk, hyse, hvitting og sei mens de viktigste flyndrefiskene er rødspette, gapeflyndre, sandflyndre, tunge og lomre. De viktigste byttedyrfiskene er tobis, sild, brisling og øyepål. Den totale fiskemengden i Nordsjøen har variert mellom 11 og 15 millioner tonn de siste 20 årene. I tillegg til variasjonen i totalbiomasse er det variasjon i den relative fordelingen av biomasse mellom arter.

En del sårbare arter som tidligere var ganske vanlige i Nordsjøen har fullstendig forsvunnet (f.eks. tunfisk) eller blitt veldig sjelden (f.eks. kveite). De fleste bruskfisk er på et lavt bestandsnivå. Pigghå var tidligere vanlig i Nordsjøen, men har nå en biomasse på bare 5 % av den opprinnelige bestandsstørrelsen. De fleste skateartene er også på et lavt nivå og har forsvunnet fra store deler av Nordsjøen. Disse problemene er i stor grad knyttet til høyt fiskepress, men samtidig fører den pågående temperaturøkningen til at mange arter flytter sin utbredelse nordover. Tilsvarende får Nordsjøen "påfyll" av sydligere arter som er i ferd med å etablere seg der. Snorre-feltet ligger i gyte- og larveområde for blant annet torsk, hyse, hvitting, sei og nordsjømakrell. Det kan forventes at egg og larver fra andre gyteområder blir ført forbi Snorre.

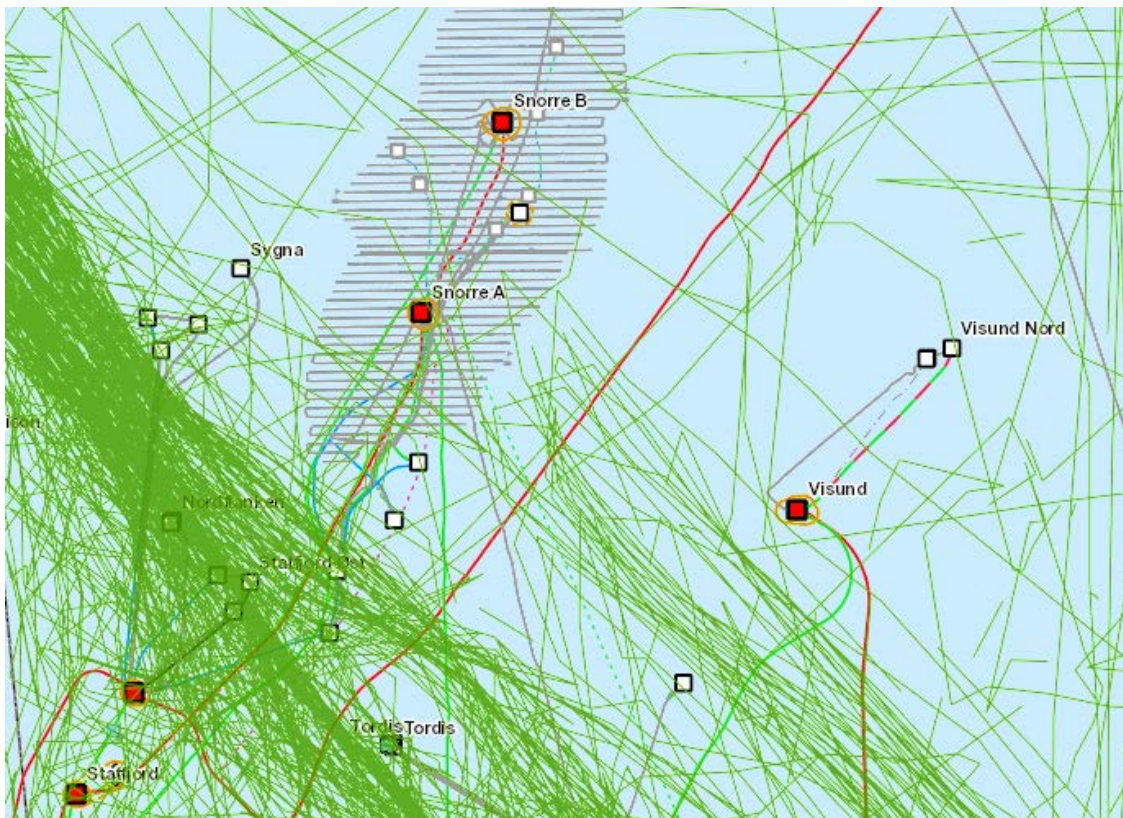
5.7 Områder for fiskerier

Snorre feltet er lokalisert på vanddyb som variere fra om lag 320 til 380 meter. Dette gjør at større norske bunntålere vurderer området som for dypt og vesentlig mindre attraktivt enn alternative områder i rimelig nærhet. Illustrasjonen i Figur 5-3 nedenfor viser aktiviteten til sporingspliktige fartøy i årene 2015 og 2016. Det fremgår av figuren at Snorre-feltet ligger utenfor de områdene som er aller viktigst for fiske med bunntål.

Snorre-feltet ligger i et område, og på et vanddyb, hvor det i hovedsak fiskes med småmasket flytetral etter kolmule. Fisket har foregått om vinteren (januar-mars) med danske fartøy, og sensommer og høst også med norske fartøy. Slikt fiske kommer ikke i konflikt med de nye installasjonene for SEP.

Fiskerimessige forhold er nærmere dokumentert og diskutert i kapittel 10.

Figur 5-3 Sporsingskart av fiskefartøy for 2015/2016. Grønne linjer viser sporsingsdata fra fartøy med marsjfart under 5,5 knop. Disse antas å være fiskende fartøy



5.8 Kulturminner

Alle aktiviteter som innebærer inngrep på havbunnen har potensiale for å skade eventuelle kulturminner. Store deler av havbunnen i Nordsjøen (ned til omlag 140 m dyp) var tørt land for om lag 12 - 18.000 år siden, og forekomst av kulturminner fra steinalderen kan ikke utelukkes, /11/. Snorre-feltet ligger på 300-380 m dyp og ligger derfor utenfor områder som kan ha vært bebodde i pre-historisk tid. Kulturhistorisk verneverdige skipsvrak vil kunne forekomme over hele Nordsjøen.

Som følge av eksisterende virksomhet i området er sjøbunnen på Snorre-feltet meget godt kartlagt, og det er ikke forventet funn av kulturminner. Dersom det likevel skulle gjøres slike funn innenfor områdene som blir påvirket av aktivitetene, vil kulturminnemyndighetene bli kontaktet og videre håndtering avklares nærmere.

6 Utslipp til luft

Utbygging og drift av Snorre Expansion Project vil føre til utslipp til luft av CO₂, CH₄, nmVOC, NO_x, SO_x, partikler og sot.

Utslippene er knyttet til:

- Kraftproduksjon
- Bore- og brønnoperasjoner
- Marine anleggsoperasjoner
- Fakling
- Diffuse utslipp fra prosessanleggene
- Transport

Av disse er kraftproduksjon den desidert største kilden. Kraftforsyningen vil skje ved hjelp av eksisterende gassturbiner på Snorre A og eksisterende gassturbiner og dampturbin på Snorre B. Eksisterende kabel for overføring av kraft mellom Snorre B og Snorre A vil bli benyttet.

Forutsetninger som er lagt til grunn for beregning av utslipp til luft fremgår av vedlegg D.

6.1 Utslipp i anleggsfasen

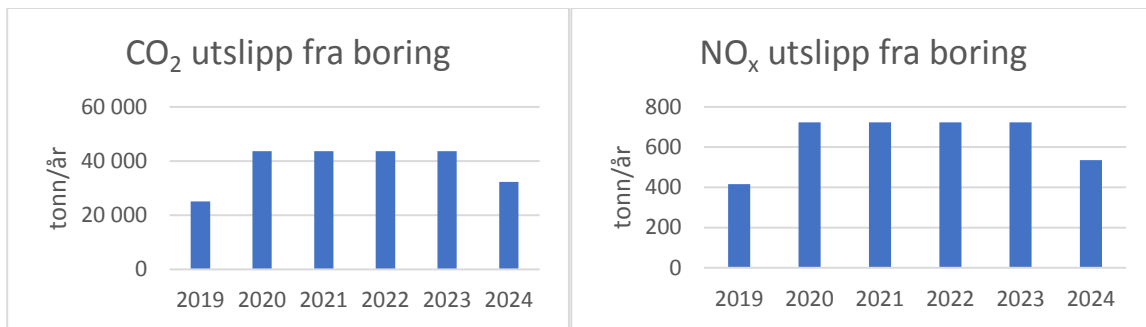
6.1.1 Bore- og brønnoperasjoner for SEP

I forbindelse med boring av brønner vil det bli utslipp til luft fra kraftgenerering på boreriggen. Boreoperasjonene vil medføre utslipp av CO₂, NO_x og mindre mengder SO₂ fra dieselmotorer på riggen.

Brønnopprensning vil bli gjennomført ved at produksjonen under opprensning transporteres i rørledning til separasjonsanlegget på Snorre A plattformen. Det vil følgelig ikke være utslipp på boreriggen knyttet til brønnopprensning.

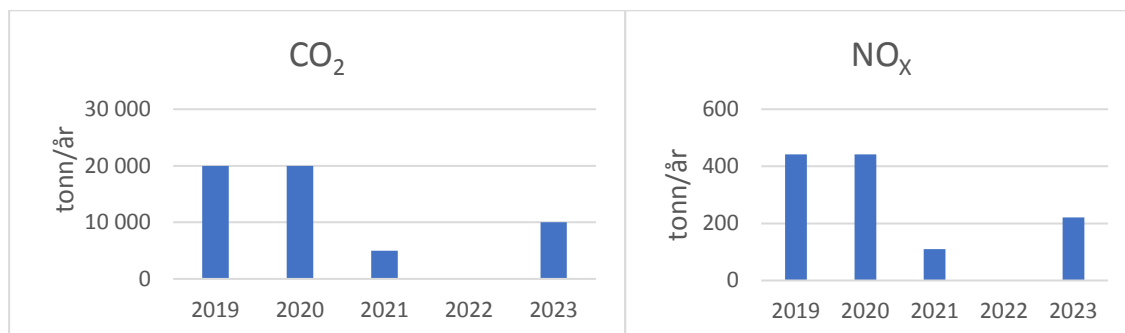
Det vil bli boret i alt 24 brønner i perioden 2019-2024. Brønnene bores fra en hovedsakelig dynamisk posisjonert (DP) borerigg. Boreriggen kan i perioder også ligge på anker. Det er lagt til grunn et gjennomsnittlig dieselforbruk på boreriggen på 52 m³/døgn ved dynamisk posisjonering og 32 m³/døgn når riggen er forankret. I tillegg til dette innebærer boreaktivitetene forbruk av diesel på forsyningskip og på skip som utfører brønnkomplettering. Totalt antall riggdøgn for å bore brønnene for SEP er anslått til om lag 1 630. Totale utslipp til luft fra boreaktivitetene er beregnet til 225 000 tonn CO₂ og 3 750 tonn NO_x.

Utslippene til luft fra boreaktivitetene fordelt på årene 2019-2024 er vist i Figur 6-1.

Figur 6-1 Utslipp av CO₂ og NO_x fra bore- og brønnoperasjonene


6.1.2 Utslipp fra marine installasjonsarbeider og transport i anleggsfasen for SEP

Marine installasjonsarbeider og transport av ekstra personell og utstyr i anleggsfasen vil generere utslipp til luft. Basert på erfaringstall fra tidligere prosjekter er det estimert et samlet utslipp på 55 000 tonn CO₂ og 1 200 tonn NO_x fordelt på årene 2019, 2020, 2021 og 2023 (installasjon av gassimportørledning i 2023). En oversikt over utslipp til luft av CO₂ og NO_x fra installasjonsarbeidene og transport er gitt i Figur 6-2.

Figur 6-2 Utslipp av CO₂ og NO_x fra marine installasjonsarbeider og transport


6.2 Utslipp i driftsfasen

Hovedkildene for utslipp til luft i driftsfasen for SEP vil være:

- Kraftgenerering (elektrisk kraft og kompressorarbeid)
- Fakkell
- Testing av brannvannspumper og generatorer for nød- og essensiellkraft.
- Kaldventilering og diffuse lekkasjer fra prosessanleggene

Utslippsestimatene i dette kapitlet er basert på beregninger i FEED-studien (Front End Engineering and Design) utført av Aibel, /6/. Beregningene er basert på en basis for design, bl.a. produksjonsrater, datert april 2017. Det har skjedd visse endringer i designgrunnlaget etter dette tidspunktet. Det kan derfor forekomme mindre avvik mellom dokumentasjonen i denne konsekvensutredningen og det som legges frem i PUD i desember 2017.

Prosessering av SEP brønnstrøm baseres i størst mulig grad på bruk av eksisterende utstyr og prosesskapasitet på Snorre A plattformen. Siden produksjons- og injeksjonsratene øker som følge av SEP, vil lasten på en del av de eksisterende utstyrskomponentene øke, men fremdeles i hovedsak ligge innenfor de designkapasiteter anlegget var bygget for. Økningen i utslipp til luft fra Snorre-feltet som følge av SEP blir derfor relativt beskjeden.

Kraftgenereringsanlegget på Snorre-feltet består av gassturbiner på Snorre A og et kombikraftanlegg (gasturbiner + dampturbin) på Snorre B. Gasturbinene på Snorre A utgjøres av tre strømproduserende generatorturbiner av typen GE LM 2500, hver med en maksimal ytelse på 18 MW. I tillegg er det på Snorre A en kompressorturbin (Vigdis-turbinen) som driver kompressorer i gassdelen av Vigdis-anlegget ved direkte drift. Vigdis-turbinen er også av typen GE LM 2500 og yter maksimalt 18 MW. På Snorre B er det to generatorturbiner av typen GE LM 2500+. Disse har en ytelse på maksimalt 25 MW. Generatorturbinene er utstyrt med varmegjenvinning fra eksosgassen som benyttes til å produsere damp som driver en dampturbin. Dampturbinen yter maksimalt 14 MW ved maksimal last på de to generatorturbinene. Ingen av gassturbinene på Snorre-feltet er utstyrt med lav-NO_x teknologi. Kraftanlegget på Snorre-feltet er fullintegret gjennom en kabel for overføring av kraft mellom de to plattformene og fungerer som én enhet som forsyner begge plattformene. Utslippsestimatene nedenfor er gitt for Snorre-feltet som helhet (Snorre A (inklusive Vigdis) + Snorre B) i referansescenariet (Snorre uten SEP) og for SEP (Snorre med SEP). SEP isolert sett utgjør differansen mellom disse.

Fakkeltgass fra både lavtrykks- og høytrykksfakkelt på Snorre A brennes i dag på brennerbom. Det er imidlertid besluttet at slik avbrenning skal opphøre, bortsett fra i nødsituasjoner, fra medio 2018. Gjenvinning av fakkeltgass er implementert på Snorre B plattformen. Fakkeltgassgjenvinning for hele Snorre-feltet er lagt til grunn i utslippsbudsjettet som presenteres i det følgende.

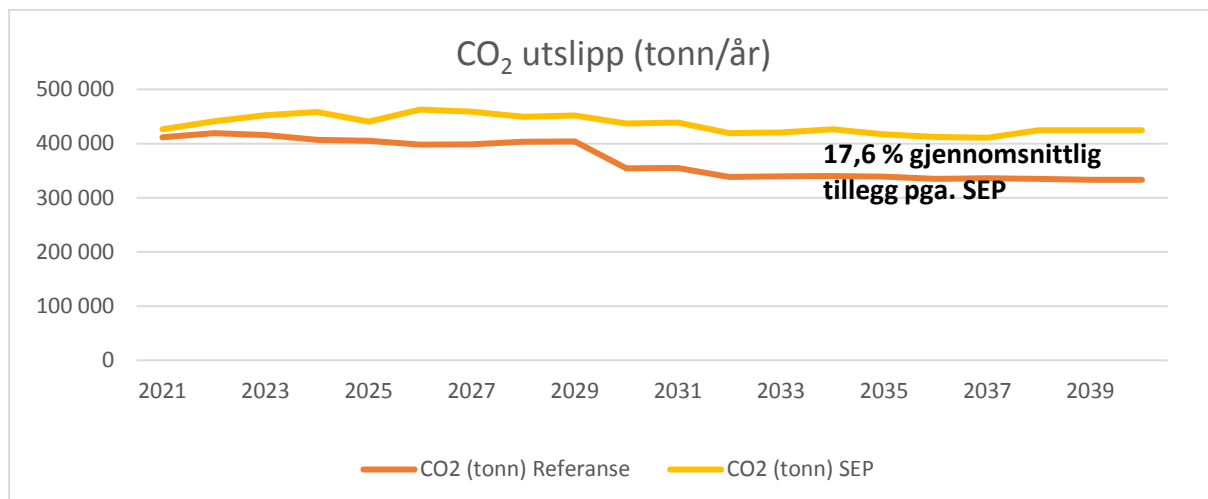
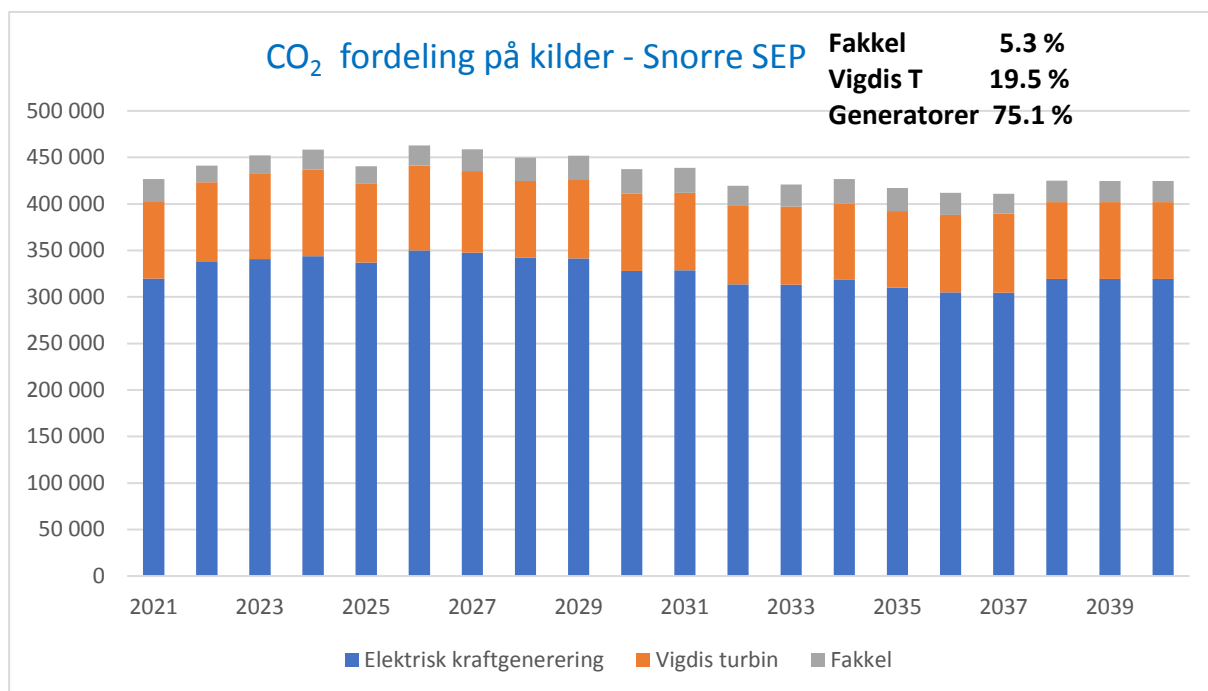
Utslipp knyttet til rutinemessig testing av nød- og essensiell-generator, brannvannspumper samt kaldventilering og diffuse utslipp fra prosessanlegget vil være uendret som følge av SEP. Disse utslippene er derfor holdt utenfor utslippsbudsjettet. Utslippene fra disse kildene presenteres separat i kapittel 6.2.2. Tiltak for å redusere diffuse utslipp og kaldventilering fra prosess er diskutert som en del av BAT vurderingene, se kapittel 3.7.

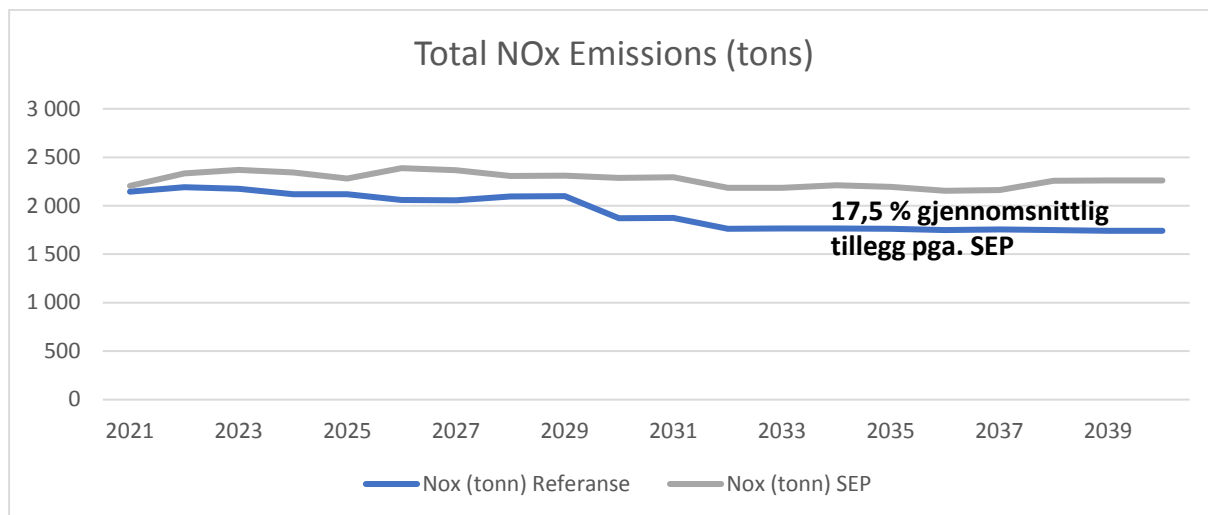
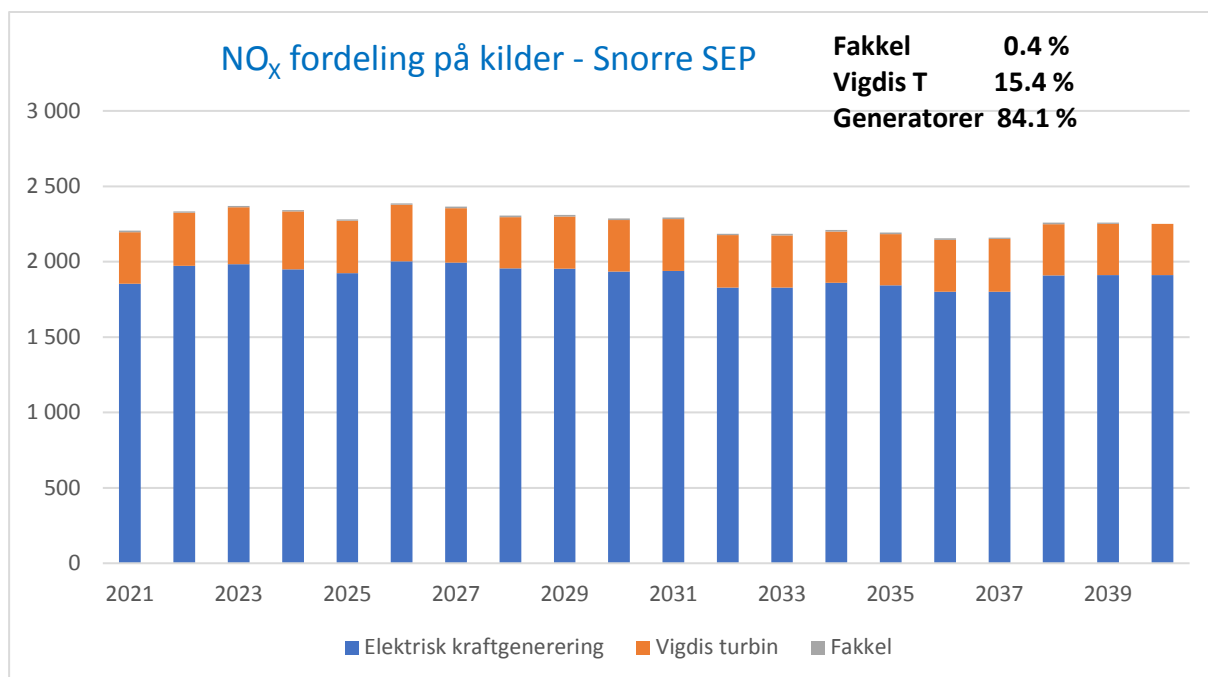
Det er gjennomført en mulighetsstudie av kraftforsyning til Snorre-feltet fra kraftnettet på land. Et fylldig sammendrag av studien er inkludert i Vedlegg C.

6.2.1 Utslipp til luft fra kraftgenerering og faking (forbrenningsprosesser)

Estimerte utslipp av CO₂ og NO_x fra kraftgenerering og faking er vist i Figur 6-3, Figur 6-4, Figur 6-5 og Figur 6-6.

Gjennomsnittlig årlig utslipp av CO₂ fra Snorre-feltet (Snorre A med Vigdis + Snorre B) etter SEP er beregnet til nær 435 000 tonn CO₂/år. Dette innebærer en 17,6 % økning av utslippene sammenlignet med referansen uten SEP (370 000 tonn CO₂/år). Tilsvarende tall for NO_x er 2 270 tonn NO_x/år med SEP og 1 930 tonn NO_x/år i referansen. Økningen skyldes økte volumer,

Figur 6-3 Utslipp av CO₂ fra kraftgenerering og faking i referanse-caset og SEP-caset

Figur 6-4 CO₂ utslipp fordelt på kilde.


Figur 6-5 Utslipp av NO_x fra kraftgenerering og faking i referanse-caset og SEP-caset

Figur 6-6 NO_x utslipp fordelt på kilde.


Bidraget fra fakkell er kun 0,4 % og er nesten ikke synlig i figuren

Gjennomsnittlige årlige utslipp av metan (CH₄), nmVOC (flyktige hydrokarboner unntatt metan) og svoveldioksyd (SO₂) fra forbrenningsprosessene på Snorre-feltet er vist i Tabell 6-1.

Tabell 6-1 Gjennomsnittlige årlige utslipp av CH₄, nmVOC og SO₂ fra forbrenningsprosesser på Snorre-feltet

	CH ₄ (tonn/år)	nmVOC (tonn/år)	SO ₂ (tonn/år)
Snorre med SEP	117	31	1,39
Referanse	99	26	1,18

CH₄ og nmVOC bidrar sammen med CO₂ til global oppvarming. Dersom utslippene av CH₄ og nmVOC gjøres om til CO₂-ekvivalenter (CH₄ utslippet multipliseres med 25 og nmVOC utslippet multipliseres med 4) og legges sammen med CO₂ utslippene fremkommer det total globale oppvarmingspotensialet GWP (Global Warming Potential). For Snorre med SEP er dette beregnet til 438 000 tonn CO₂-ekvivalenter/år, og til 372 600 tonn CO₂-ekvivalenter/år i referansen.

6.2.2 Andre utslipp til luft

Utslipp av metan og nmVOC fra kaldventilering og diffuse utslipp på Snorre A kommer i hovedsak fra følgende kilder:

- Spyle- og teppegass i lukkede drenerings og oppsamlingssystemer for olje (reclaimed oil)
- Glykol regenereringsanlegg
- Produsert vann systemet (utslippscaisson)
- Gassfakling (ved utent fakkel)
- Trykkavlastning og gassfriing av prosess-systemer
- Generelt tillegg for mindre uidentifiserte lekkasjer (1 %)

Totalt er utslippene estimert til omlag 700 tonn CH₄/år og 700 tonn nmVOC/år. Disse utslippene utgjør ved omregning til CO₂ ekvivalenter i overkant av 20 000 tonn CO₂-ekvivalenter/år. Utslippene endres ikke som følge av SEP.

Utslipp fra rutinemessig testing av nød- og essensiellgenerator samt brannvannspumper er estimert til om lag 15.000 tonn CO₂/år. Utslipet endres ikke som følge av SEP.

6.3 Kraftforbruk og utslipp av CO₂ per produsert enhet

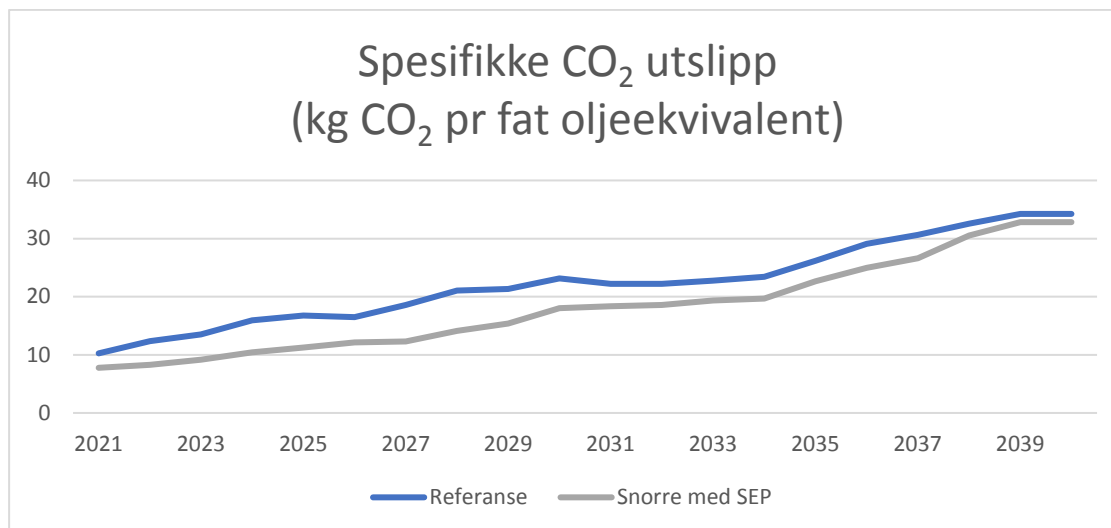
Utslipp av CO₂ pr produsert enhet (f.eks. pr fat oljeekvivalent (oe)) eller pr produsert enhet kraft (kWh) er begge et uttrykk for hvor CO₂ intensiv produksjonen er. CO₂ utslipp pr fat oljeekvivalent og pr kWh kraft produsert er vist i henholdsvis Figur 6-7 og Figur 6-8.

En kan legge merke til at CO₂ utslippet pr produsert enhet øker mot slutten av feltets levetid. Dette skyldes at brønnstrømmen over tid vil ha en økende andel vann og tilsvarende forholdsmessige reduksjon i mengden olje. Dette medfører at selv om oljeproduksjonen faller, vil ikke kraftforbruket og tilhørende CO₂ utslipp gå ned i samme takt. En tilsvarende effekt kan observeres på alle felt i sen produksjonsfase.

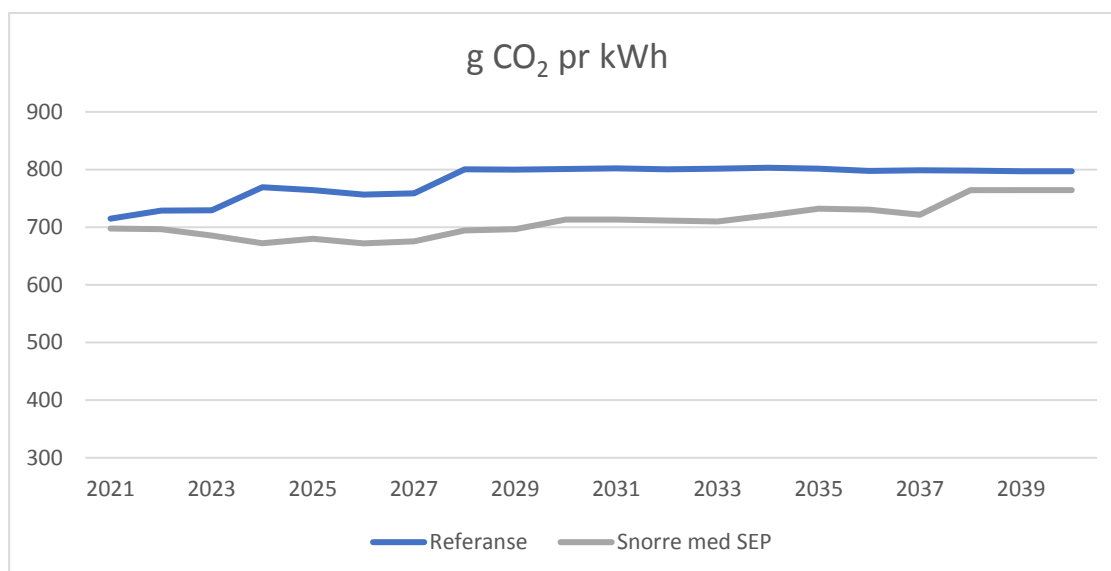
Det er også verdt å merke seg energieffektiviteten på Snorre-feltet blir forbedret som følge av gjennomføring av SEP. Sett over hele perioden 2021-2040 er CO₂ intensiteten i referanse-scenariet uten SEP beregnet til 19,5 kg CO₂/fat oe, mens det tilsvarende tallet for Snorre med SEP er 15,0 kg CO₂/fat oe. CO₂ intensiteten

for SEP alene er beregnet til 6,4 kg CO₂/fat oe for perioden 2021-2040. Merk at utslipp fra SEP i anleggsfasen (boring og installasjonsarbeider) ikke er medregnet i dette tallet.

Figur 6-7 Spesifikke CO₂ utslipp for referanse-scenariet og Snorre med SEP



Figur 6-8 CO₂ utslipp pr kWh kraftforbruk i referanse-scenariet og Snorre med SEP.



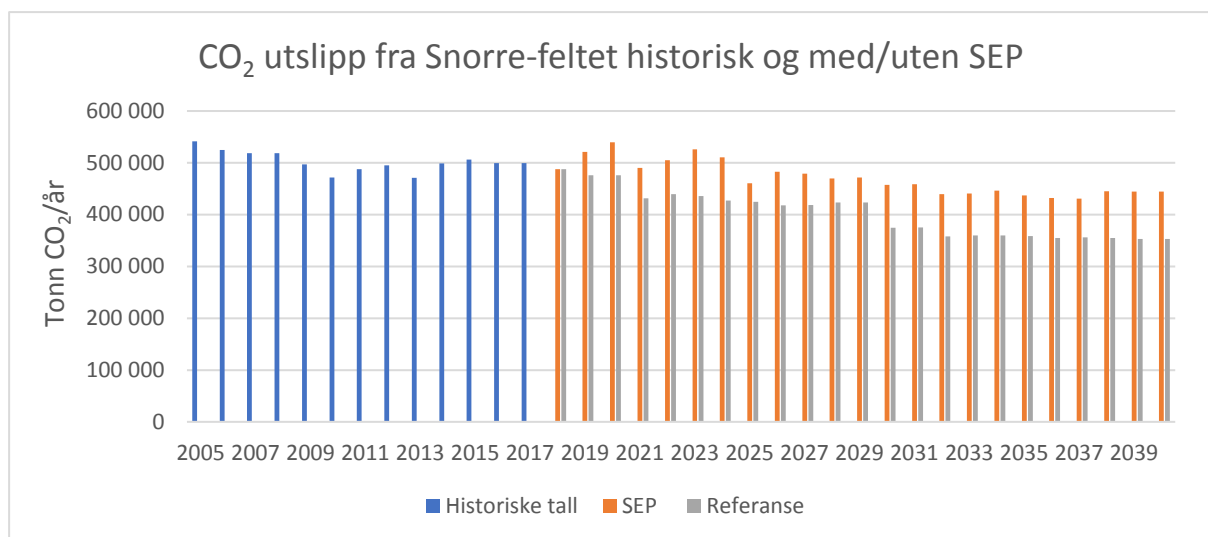
Varmebehovet på Snorre-feltet er lavt. Det er ikke installert varmegjenvinning på noen av gassturbinene på Snorre A. På Snorre B benyttes varme fra eksosgassen fra gassturbinene til produksjon av damp til en dampturbin (kombikraft). Energieffektiviteten på Snorre-feltet målt i utslipp av CO₂ pr kWh kraftforbruk ligger likevel samlet sett relativt høyt. Det er et mål å utnytte kombikraftanlegget på Snorre B mer optimalt ved å øke kraftoverføringen fra Snorre B til Snorre A gjennom eksisterende kraftkabel mellom plattformene, se kapittel 3.7.3.

6.4 Historiske samlede utslipp til luft fra Snorre-feltet og videre utvikling

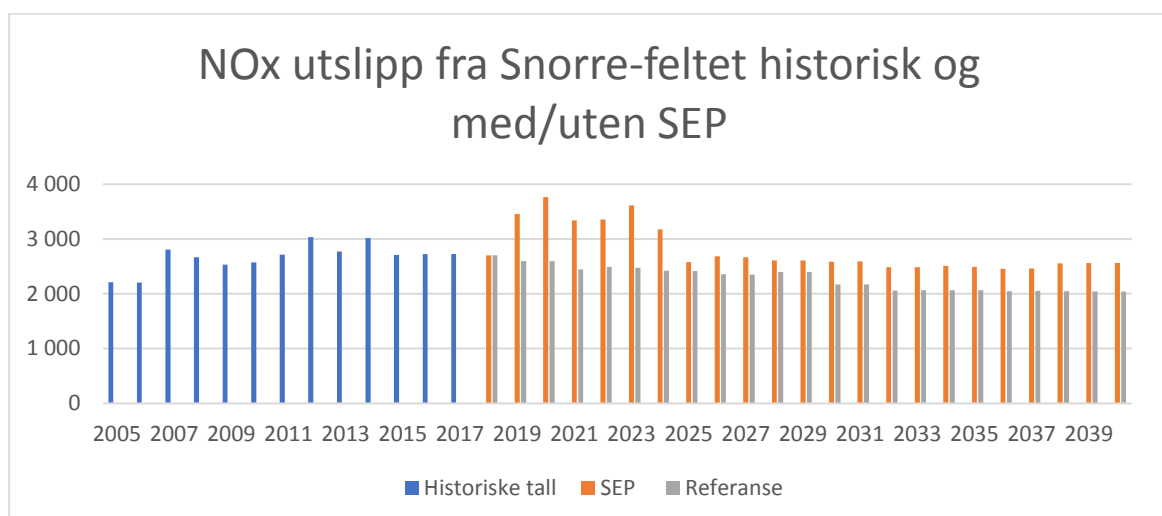
En samlet presentasjon av historiske og forventede utslipp til luft av CO₂ og NO_x fra Snorre-feltet er vist i Figur 6-9 og Figur 6-10. Med unntak av økte utslipp i noen år i forbindelse med boreaktiviteter og marine installasjonsarbeider for SEP, er den generelle trenden at SEP ikke innebærer noen økning i de årlige utslippene fra Snorre-feltet. Utslippene er generelt lavere enn historiske nivåer, og synker også videre utover i produksjonsperioden. SEP utnytter ledig kapasitet i Snorre-anleggene. Dette innebærer at utslippene fra Snorre-feltet faller langsommere enn om Snorre Expansion Project ikke ble realisert (referansescenariet).

De økte utslippene i anleggsfasen for prosjektet i perioden 2019-2024 skyldes kraftgenerering i dieselmotorer på borerigg og installasjonsfartøyer. En kan legge merke til at økningen i utslippet av NO_x er forholdsmessig større enn økningen i utslippet av CO₂ ved kraftgenerering i dieselmotorer.

Figur 6-9 Samlede utslipp av CO₂ fra Snorre-feltet. Historiske tall 2005-2017, estimerte utslipp 2018-2040.



Figur 6-10 Samlede utslipp av NO_x fra Snorre-feltet. Historiske tall 2005-2017, estimerte utslipp 2018-2040.



6.5 Planlagte tiltak for å redusere utslipp til luft

Anleggsfasen

Borerigg er ikke valgt ved ferdigstilling av denne konsekvensutredningen. I forbindelse med rigg-anbudet blir leverandørene bedt om å bidra til å nå operatørens mål om å være ledende innen CO₂ effektivitet. Leverandørene skal presentere hvordan organisasjonen systematisk arbeider med mål om å øke boreriggens energi- effektivitet og redusere utslipp til luft. Det skal presenteres en plan for hvordan energiforbruk på rigg kan reduseres. I rigg kontrakten vil det også inkluderes insentiv for energieffektivitet og fokus på lavere utslipp til luft under operasjoner.

Når rigg for prosjektet vurderes vil energi effektivitet og mulige tiltak for å redusere utslipp til luft være en del av evalueringen. Mulige tiltak kan være bruk av anker i stedet for dynamisk posisjonering, gjenvinning av eksosvarme, forskjellige hybridløsninger og bytte til LED flombelysning. Rene batteri-baserte løsninger er ikke tilgjengelige i markedet. Overføring av kraft fra mer energieffektive faste installasjoner vurderes i dette tilfellet som uaktuelt siden boreriggen befinner seg i flere kilometers avstand til Snorre A eller Snorre B plattformene og skal flyttes flere ganger i løpet av boreperioden.

Driftsfasen

For BAT-vurderinger vises det til kapittel 3.7. Følgende tiltak er planlagt implementert for å redusere utslipp til luft i driftsfasen (inkluderer tiltak som gjennomføres av Snorre drift og som ligger utenfor SEP arbeidsomfang)

- Fakkeltgass gjenvinning gjennomføres på SNA. Pilotflamme slukkes.
 - Høytrykksfakkelt på SNA lukkes og gass tilbakeføres til prosess, unntatt i nødsituasjoner.
 - Gass fra produsert vann avgassing går i dag til i lavtrykksfakkelt-systemet og avbrennes. Ejektorer vil bli benyttet til å lede gass fra avgassingstanken for produsert vann tilbake til prosessen.
- Tiltak til vurdering: Se kapittel 3.7.

6.6 Konsekvenser av utslipp til luft

Konsekvensen av utslipp til luft fra Snorre-feltet før og etter SEP vil i liten grad endres fordi utslippene i liten grad endres, se kapittel 6.4. Utslipp av CO₂ og CH₄ vil bidra til drivhuseffekt og global oppvarming. Flyktige organiske forbindelser (nmVOC) utgjør en heterogen gruppe forbindelser som både har klimaeffekt og bidrar til dannelsen av bakkenært ozon. Utslipp av NO_x vil bidra til forsurening i ferskvann og gjødslingseffekter (overgjødsling).

I forhold til forsurening er det dokumentert en forbedring i Sør-Norge de siste årene, som følge av utslippsreduksjoner generelt i Europa. Overskridelse av naturens tålegrenser skyldes i svært liten grad utslipp fra petroleumsvirksomheten, anslått til mindre enn 3 prosent. I forhold til overgjødslingseffekter overskrides tålegrensene i enkelte områder. Bidraget til nitrogenavsetning fra petroleumsvirksomheten totalt sett kan utgjøre 7-9 % i mindre områder ytterst på kysten fra Sogn og nordover. Utslippene fra Snorre-feltet utgjør en mindre andel av de totale utslippene fra petroleumsvirksomheten, og Snorre Expansion Project innebærer kun små endringer i de årlige utslippene på Snorre-feltet. Det konkluderes derfor at SEP ikke vil bidra til forsurening eller overgjødslingseffekter av betydning, se Helhetlig forvaltningsplan for det marine miljø i Nordsjøen og Skagerrak, Sektorutredning petroleum og Samlet påvirkning og miljøkonsekvenser, /12/.

7 Utslipp til sjø

Utbygging og drift av Snorre Expansion Project vil medføre visse endringer i regulære utslipp til sjø fra Snorre A plattformen. Utslipp til sjø er generelt knyttet til følgende aktiviteter og kilder:

- Bore- og brønnoperasjoner
- Klargjøring av rørledninger
- Produsert vann
- Hydraulisk kontrollsystem
- Drenasjevann
- Sanitæravløpsvann
- Kjølevann

Dokumentasjonen i dette kapitlet er i hovedsak avgrenset til utslipp fra bore- og brønnoperasjoner, klargjøring av rørledninger og produsert vann. Hydraulikkssystemene på Snorre A er lukkede systemer uten operasjonelle utslipp. Samme type hydraulikkssystem vil bli benyttet av SEP og er kort beskrevet i kapittel 7.3.3. SEP innebærer ingen vesentlige endringer i utslipp av drenasjevann, sanitæravløpsvann eller kjølevann. Disse utslippene omtales kortfattet i kapittel 7.3.4.

7.1 Kjemikalieklassifisering

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

Tabell 7-1 Klassifisering av kjemikalier i henhold til OSPAR

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

7.2 Utslipp i anleggsfasen

7.2.1 Utslipp fra bore- og brønnoperasjoner

Ved boring av de øverste brønnseksjonene på 36" og 26" vil det bli benyttet vannbasert borevæske. Borekaks fra boring av disse seksjonene vil bli sluppet ut nede på sjøbunnen sammen med brukt borevæske. En pumpe vil sørge for å transportere kaks med vedheng av borevæske bort fra selve borestedet (50-100m).

17,5", 12,25" og 8,5" seksjonene skal i utgangspunktet bores med oljebasert borevæske. Borekaks fra boring med oljebasert borevæske vil bli fraktet til land for rensing og slutt disponering. Det er ingen utslipp til sjø ved boring av disse seksjonene.

17,5" seksjonen kan alternativt bli boret med vannbasert borevæske. Ved boring av 17,5" seksjonen vil stigerør for boreoperasjonene være installert. Utslipp av kaks og borevæske vil derfor ikke skje på sjøbunnen som for 36" og 26" seksjonene, men fra boreriggen. Før borekaket går til utslipp gjenvinnes så mye som mulig av borevæsken for gjenbruk. Utslipet skjer via en dumpelinje fra boreriggen på ca. 20 meters dyp umiddelbart under riggen.

Tabell 7-2 nedenfor gir en oversikt over mengder av borekaks og borevæske som går til henholdsvis utslipp til sjø og transporteres til land for rensing og slutt disponering. Siden 17,5" seksjonen alternativt kan bli boret med vannbasert borevæske er det i tabellen inkludert informasjon for både vannbasert og oljebasert boring. Kolonnen som gjelder vannbasert boring er gråfarget.

Tabell 7-2 Oversikt over mengder og håndtering av borekaks og borevæske

	36"	26"	17,5"	17,5"	12,25"	8,5"	Totalt pr. brønn	Totalt for 24 brønner
Væskesystem	Vannbasert	Vannbasert	Vannbasert	Oljebasert	Oljebasert	Oljebasert		
Håndtering av kaks	Til sjøbunn	Til sjøbunn	Til sjø	Rensing på land	Rensing på land	Rensing på land		
Lengde, m	60	819	738	738	933	935	3485	83640
Hullvolum inkludert utvasking, m³	47	337	137	126	78	38	626	15024
Vekt av kaks, tonn	123	875	357	328	203	98	1627	39048
Totalt forbruk av borevæske, m³	47	337	137	113	70	34	601	14424
Borevæske til sjø, m³	47	337	137	0	0	0	521	12504
Barytt til sjø, tonn	3	381	140	0	0	0	524	12576
Bentonitt til sjø, tonn	10	31	0	0	0	0	41	984

De angitte mengdene borekaks og forbruk av borevæske gjenspeiler antallet brønner som skal bores i forbindelse med Snorre Expansion Project. Brønnene fordeler seg over et stort område på Snorre-feltet, og borefasen strekker seg over lang tid (fra 2019 til 2024). Spredning og sedimentasjon av boreavfall er nærmere omtalt i kapittel 7.5.

En oversikt over de viktigste komponentene som kan inngå i hhv vannbasert og oljebaserte bore- og kompletteringsvæsker er vist i Tabell 7-3.

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

Komponent	Funksjon	Vannbasert borevæske	Oljebasert borevæske	Kompletteringsvæske
Kjemikalier i bore- og kompletteringsvæsker				
Bentonitt	Viskositetsmiddel	x		
Barytt	Tetthetskontroll	x	x	
pH Kontroll	pH Kontroll	x		
KCl (Potassium Chloride)	Leirskiferstabilisator	x		
CaCO ₃ (Lime)	pH Kontroll	x	x	x
CaCO ₃ (Calcium Carbonate - different sizes)	LCM	x	x	x
Grafitt (different sizes)	LCM	x	x	
Na ₂ CO ₃ (Soda Ash)	pH Kontroll	x		
Base Olje	Base Olje		x	x
Viskositetsmiddel	Viskositetsmiddel	x	x	x
Emulgator	Emulgator		x	x
CaCl ₂ (Calcium Chloride)	Leirskiferstabilisator		x	x
Filtertapskontroll	Filtertapskontroll	x	x	x
Korrosjonsdemper	Korrosjonsdemper			x
CaBr ₂ (Calcium Bromide)	Base fluid (LSOBM)			x
K ₂ CO ₃ (Potassium Carbonate)	pH Kontroll	x		
KOH (Liquid Potassium hydroxide)	pH Kontroll	x		
MEG	Hydrathemmer			x
(NH ₄)HSO ₄ (Ammonium Bisulfite)	O ₂ fjerner	x		x
Biosid	Biosid	x		x
NaHCO ₃ (Sodium Bicarbonate)	pH Kontroll	x		x
Organiske syrer og enzymer	Breaker			x
O ₂ fjerner	O ₂ fjerner	x		x
Cs/K-COOH brine (Cesiumformat brine)	Kompletteringsvæske			x
NaCl brine (NaCl brine)	Packerfluid			x
KCOOH (Kaliumformat brine)	Kompletteringsvæske			x
Lubricant	Lubricant	x	x	x
H ₂ S scavanger	H ₂ S fjerner	x	x	x
Lettvekt sement	Sementblanding	x		
Styrkestabilisator		x		
Vekt materiale		x		
CaCl ₂ brine	Akselerator	x		
Dispergeringsmiddel		x		
Retarder		x		
Skumdemper		x		
Vasking (brønnavask)				
Vaskemiddel	Surfactant	x	x	x
Vaskemiddel	Solvent	x	x	x
Base Olje	Thinner		x	x

7.2.2 Klargjøring av rørledninger

Rørbunt-konseptet medfører at utslippene fra RFO (Ready for Operation – klargjøring og trykktesting) reduseres i svært betydelig grad sammenlignet med et scenario med separate rørledninger. Dette skyldes at trykktesting (systemtesting) av rørbuntene gjennomføres på land i Skottland før de taues ut til feltet.

Det vil være mindre utslipp i forbindelse med klargjøring av stigerør til Snorre A og tilkoblingsrør for brønnrammer. Det vil ikke bli benyttet kjemikalier for korrosjonsbeskyttelse eller begroingshindring. Utslippene vil kun bestå av vann, glykol (MEG - Monoetylglykol) og fargestoff.

Det vil bli sendt egen utslippssøknad for RFO aktivitetene til Miljødirektoratet.

7.3 Utslipp i driftsfasen

Hovedkilder til utslipp til sjø under normal drift vil være:

- Renset produsert vann, som inneholder
 - Dispergert olje
 - Naturlig forekommende løste komponenter fra reservoaret (inklusive radioaktive komponenter)
 - Rester av produksjonskjemikalier
- Hydraulikkvæske
- Kjølevann
- Sanitærløpsvann
- Drenasjevann

Som tidligere nevnt påvirker SEP bare i liten grad utslipp av kjølevann, sanitærløpsvann og drenasjevann.

7.3.1 Produsert vann

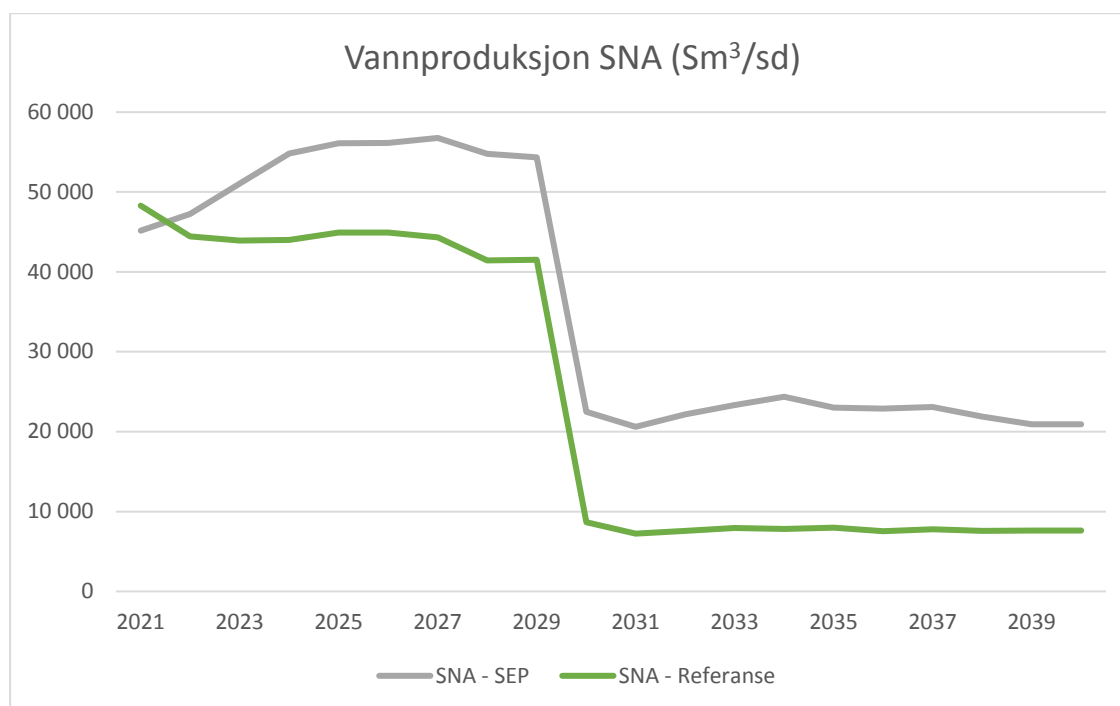
Det vises til kapittel 3.6.4 for en nærmere beskrivelse av produsert vann systemet på Snorre A plattformen.

Produsert vann mengdene på Snorre A vil øke som følge av SEP. Renseanlegget for produsert vann har kapasitet til å ta imot de økte vannmengdene. Det er lagt til grunn at rensegraden i anlegget vil opprettholdes som i dag.

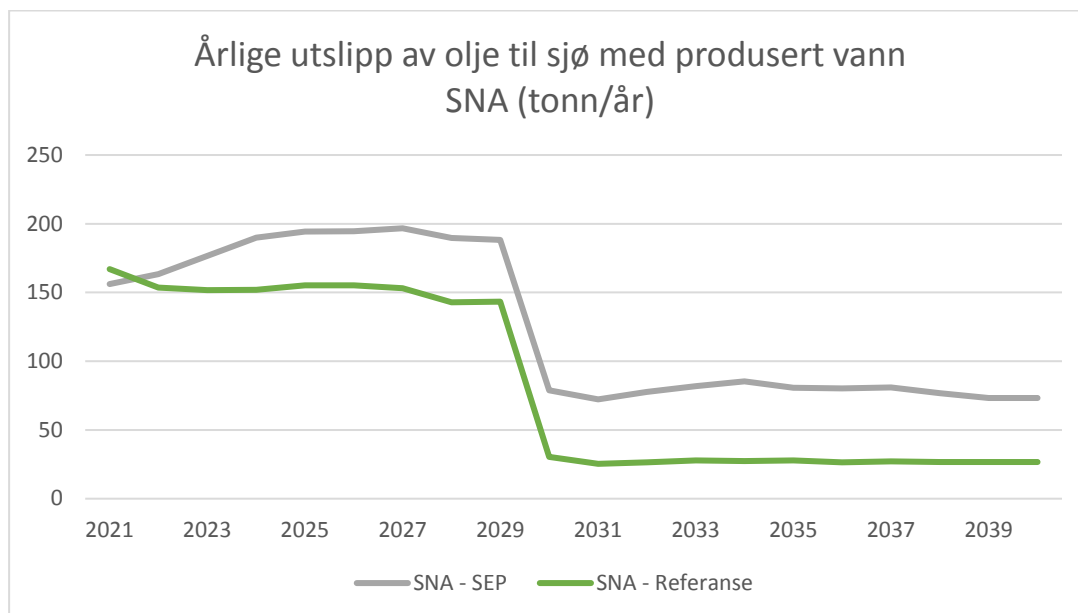
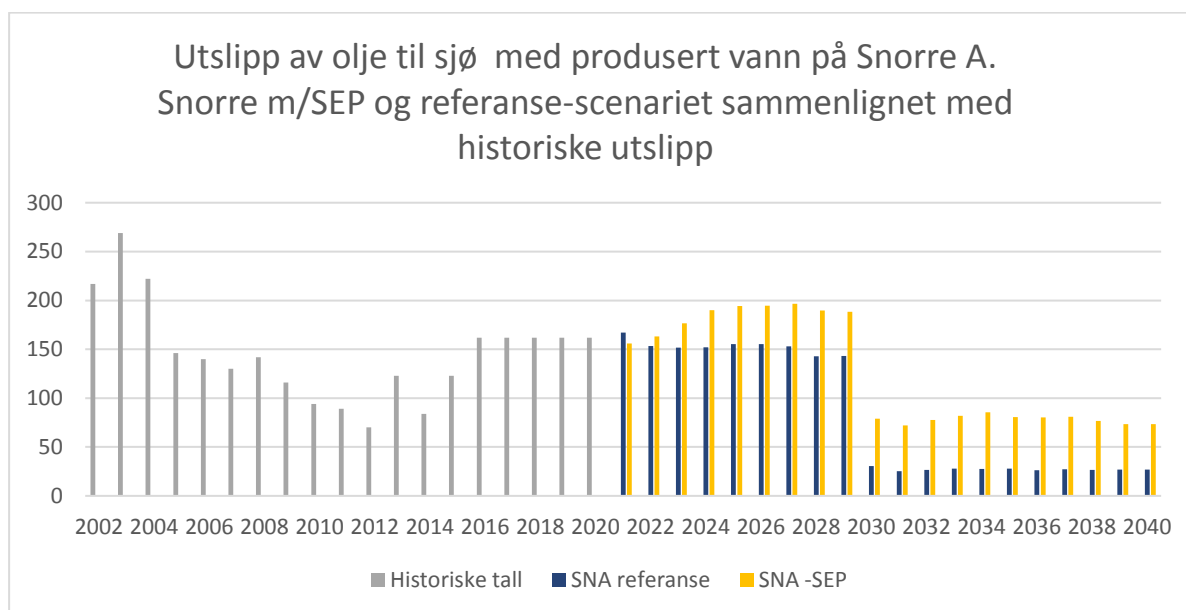
Aktuelle utslipp av produsert vann på en normal produksjonsdag på Snorre A i referanse-scenariet og SEP scenariet fremgår av Figur 7-1. Den store reduksjonen i 2030 skyldes at Vigdis tas ut av produksjon.

Det maksimale utslippet av produsert vann som en direkte følge av SEP (differansen mellom Snorre med SEP og referanse-scenariet) er beregnet til om lag 15 000 Sm³/dag. Det tilhørende utslippet av olje som kan relateres direkte til SEP vil være om lag 150 kg/dag eller 53 tonn/år (regularitet 96 %).

Figur 7-1 Produsert vann produksjon på Snorre A i referanse-caset og SEP-caset (normal produksjonsdag)



Årlige utslipp av olje til sjø med det produserte vannet er vist i Figur 7-2. Utslippene vil stige til nær 200 tonn olje pr år i perioden 2024-2029 før utslippene synker til rundt 80 tonn pr år fra 2030 når produksjonen fra Vigdis avsluttes. Utslippene fra Snorre med SEP og i referanse-scenariet er sammenlignet med historiske utslipp av olje til sjø i Figur 7-3.

Figur 7-2 Utslipp av olje til sjø med produsert vann

Figur 7-3 Utslipp av olje til sjø med produsert vann sammenlignet med historiske utslipp


Utslippene i årene 2017- 2020 er satt lik rapporterte utslipp i 2016

7.3.2 Kjemikalier

Forbruk av kjemikalier på Snorre A vil øke som følge av SEP. Dette skyldes i hovedsak at kjemikaliene doseres for å oppnå et visst konsentrasjonsnivå i prosessstrømmene, og forbruket vil øke når produserte mengder øker. Både totalt prosesserte mengder, produsert vann og gassinjeksjonsmengdene går opp som følge av SEP.

Oversikt over forbruk, injeksjon og utslipp av kjemikalier som følge av SEP er gitt i Tabell 7-4. Miljømessige virkninger av de økte kjemikalieutslippene er diskutert i kapittel 7.5, side 75.

Tabell 7-4 Kjemikalier – økning i forbruk og utslipp som følge av SEP.

Funksjon	Navn	Frekvens	Forbruk tonn	Utslipp tonn	Injisert tonn	Miljøfare-kategori
Produksjonskjemikalier						
Korrosjonshemmer	KI-3343	Kontinuerlig	30,9	26,1	0	
Avleiringshemmer	SI-4613	Kontinuerlig	120,0	119,0	0	
Flokkulant	WT-1378	Kontinuerlig	16,2	3,23	0	
Hydrathemmer	Metanol	Intermittent	79,0	49,0	29,9	
Emulsjonsbryter	EB-8331	Kontinuerlig	16,1	5,85	0	
Injeksjonskjemikalier						
Biosid	MB-5111	Intermittent	349,0	0	349,0	
Avleiringshemmer	SI-4470	Intermittent	2,6	0		
Oksygenfjerner	OR-13	Kontinuerlig	110,0	0		
Barrierefluid	MEG (Mono-Etylen-Glykol)	Intermittent	2,2	0,02	1,98	
Voksinhibitor	Flexoil FM-276	Intermittent	0,09	0	0,02	
Skumdemper	DF-550	Kontinuerlig	20	0,5	19,5	
Gassbehandlingskjemikalier						
Gasstørking	TEG (Tri-Etylen-Glykol)	Intermittent	29,1	24,7	0	
H ₂ S fjerner	HR-2737	Kontinuerlig	645,1	645,1	0	
Avleiringshemmer	Maursyre	Kontinuerlig	234,6	234,6	0	
Kjemikalier som tilsettes eksportstrømmer						
Korrosjonsinhibitor	KI-3343	Kontinuerlig	8,13	0	0	
Diverse						
Avleiringshemmer	Noxol	Intermittent	1,77	1,77		

Tabell 7-4 er basert på kjemikalieforbruket på Snorre A slik det er rapportert i 'Årsrapport til Miljødirektoratet 2016 – Snorre A og Snorre B', og skalert i forhold til produserte og injiserte volumer for SEP. I forbindelse med vedlikeholdsstansen på Snorre A i 2017 introduseres visse endringer i kjemikalieregimet, bl.a. vil mer H₂S-fjerner bli dosert på brønnrammene enn tidligere. Detaljert driftsregime for disse endringene er ikke endelig etablert, og endringene er ikke tatt høyde for i Tabell 7-4.

Det arbeides også kontinuerlig med å finne mer miljøvennlige erstatninger for kjemikaliene som bidrar til miljørisikoen. Det fokuseres særlig på emulsjonsbryter, flokkulant og avleiringshemmer.

Ovennevnte forhold vil bli nærmere dokumentert i forbindelse med oppdatering av utslippstillatelsen for Snorre-feltet og i dialogen med Miljødirektoratet i denne sammenheng.

7.3.3 Hydraulikkvæske

Eksisterende hydraulikksystemer på Snorre A er lukkede systemer. Samme type hydraulikksystem vil bli benyttet for SEP.

Et lukket hydraulikksystem benytter væsker som inneholder syntetiske baseoljer tilsatt additiver av forskjellige slag, noe som gjør dem lite nedbrytbare og med høyt potensiale for bioakkumulering. De fleste hydraulikkvæskene som benyttes i lukkede systemer er derfor kategorisert i rød eller svart miljøfareklasse. Det er imidlertid ingen operasjonelle utslipp fra lukkede systemer og selv om væskene er kategorisert som røde eller svarte, bidrar de ikke til økt miljørisiko. Forbrukt olje tappes rutinemessig av under vedlikehold og avhendes som spillolje til avfallsmottaker.

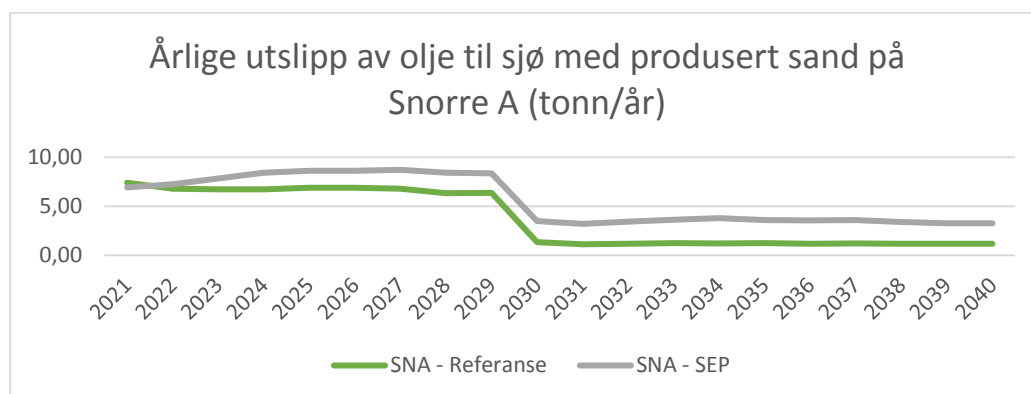
Elektrisk styrte ventiler har vært vurdert, men er valgt bort siden en slik løsning ikke er kompatibel med eksisterende systemer på Snorre A og at systemene generelt har en lavere modenhet enn hydraulisk baserte systemer.

7.3.4 Andre utslipp til sjø

Produsert sand

Utslipp av olje på sand er vist i Figur 7-5. Bidraget fra SEP er om lag 2 tonn olje på sand/år.

Figur 7-4 Årlige utslipp av olje til sjø med produsert sand på Snorre A



Drenasjevann

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

Sanitæravløpsvann

Sanitæravløpsvann vil bli sluppet til sjø under overflaten. Årlig utslipp fra en besetning på 140 personer er beregnet til ca. 10 millioner m³.

Kjølevann

Sjøvann som pumpes opp på Snorre A for injeksjon i reservoaret, benyttes til varmeveksling mot en lukket krets med kjølemedium på plattformen. Vannet går etter denne varmevekslingen direkte videre til injeksjon. I

prinsippet er det derfor ingen kontinuerlige utslipp av kjølevann fra Snorre A. Av reguleringstekniske årsaker kan mindre mengder overskytende vannmengder bli sluppet ut periodevis.

Radioaktive komponenter

Når sjøvann med sulfat blandes med formasjonsvann som inneholder barium, strontium eller kalsium, dannes det tungt løselige sulfatavleiringer. Naturlig forekommende radium i formasjonsvannet 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. Radioaktive komponenter i det produserte vannet som ikke avleires, vil følge produsert vann strømmen til sjø. Se også diskusjon av mulig reinjeksjon av produsert vann i kapittel 3.7.8.

7.4 Planlagte tiltak for å redusere utslipp til sjø

For BAT-vurderinger vises til kapittel 3-7. Følgende tiltak er planlagt implementert for å redusere utslipp til sjø:

- Opprettholde høy rensesgrad (BAT) i vannrenseanlegget på SNA.
- Bruk av mest mulig miljøvennlige kjemikalier, etterstrebe substitusjon av røde og gule (Y2) kjemikalier.

7.5 Konsekvenser av regulære utslipp til sjø

Utslipp av borekaks og borevæske

Et betydelig antall forskningsprosjekter om mulige miljøskadelige virkninger av utslipp fra borevirksomhet på marine organismer i vannsøylen og på havbunnen har blitt utført av norske forskningsmiljøer de siste 20 årene. En oppsummering av disse er utarbeidet av Bakke et al. (2013), /8/.

Eksperimentelle undersøkelser i forskningsprogrammet "Langtidsvirkninger av utslipp til sjø fra petroleumsvirksomheten (PROOF)", som ble satt i gang høsten 2002, og er blitt videreført som et eget delprogram PROOFNY i forskningsprogrammet "Havet og kysten" i regi av Norges Forskningsråd, har vist at slik borevæske kan gi effekter som er alvorlige for de individene som blir eksponert, men at effektene sannsynligvis er begrenset i tid og rom (Bakke et al. 2012a), /7/.

Området som vil bli påvirket av nedslamming av borekaks er avhengig av strømforhold i området der kaksen slippes ut. Partikler vil spres videre ut fra borestedet, men mengden som legger seg på bunnen vil gradvis avta utenfor nærsone (rundt 100 m fra borestedet) til et ubetydelig nivå lenger bort. Det er funnet effekter på bunnfauna når tykkelsen på sedimentert borekaks blir 3 mm eller mer (Trannum et al. 2010), /14/. Effekter på makrofauna forekommer vanligvis i en 250 m radius fra utslippspunktet og forekommer sjeldent lenger ut enn 500 m (Bakke et al. 2013), /8/.

Regner en at inntil 500 m rundt hver brønnramme i SEP kan påvirkes, vil dette havbunnsarealet utgjøre mindre enn 5 km². Effektene vil trolig ikke være målbar på bestandsnivå for bunnlevende organismer. Mulighetene for rekolonisering fra omkringliggende bunnområder er også gode, og etter endt boring vil bunnfaunaen etter en tid vende tilbake til en tilnærmet naturtilstand (Gates et al. 2016), /10/.

Ut fra resultatene fra PROOFNY kan man trekke den konklusjonen at vannbasert borevæske og kaks kan gi biologiske effekter på fisk både som suspensjon i vannmassene og etter sedimentering. Effektene synes først og fremst å komme av fysisk stress, men også oksygenreduksjon i sedimentet og kjemisk toksisitet kan spille

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

Den sedimentlevende fisken tobis (*Ammodytes sp.*) har vært mye fokusert i forbindelse med havbunnspåvirkende aktiviteter i Nordsjøen. Det finnes viktige områder for tobis i nordre Nordsjøen, men ikke i umiddelbar nærhet av Snorre-feltet, se Figur 5-2. Tobis-områdene befinner seg typisk oppe på nordsjøplatået på 120-160 meters dyp. Det er derfor ikke sannsynlig at virksomheten knyttet til Snorre Expansion Project på 300-380 meters dyp vil påvirke tobis.

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

Produsert vann

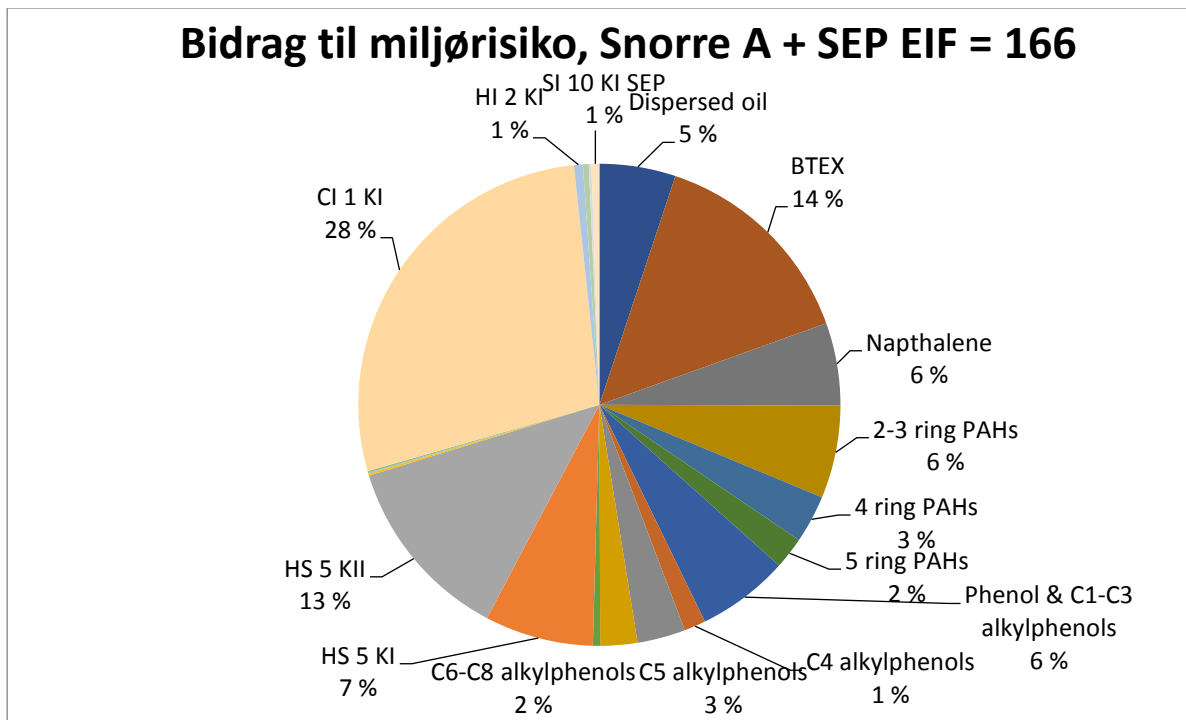
Utslipet av produsert vann fra Snorre A som følge av SEP vil øke. Dette vil medføre at også miljørisikoen knyttet til utslippene øker. Ved hjelp av EIF-metoden (Environmental Impact Factor) er det gjennomført en beregning av hvordan miljørisikoen endres som følge av SEP, og hvordan EIF nivået vil utvikle seg gjennom produksjonsperioden, se Figur 7-5 og Figur 7-6.

Det fremgår av figurene at risikobidraget fra produsert vann som følge av SEP vil føre til en omlag 50 % økning i EIF på Snorre A. Økningen skyldes i all hovedsak en tilsvarende økning i mengden av produsert vann samt økte vann- og gassinjeksjonsmengder.

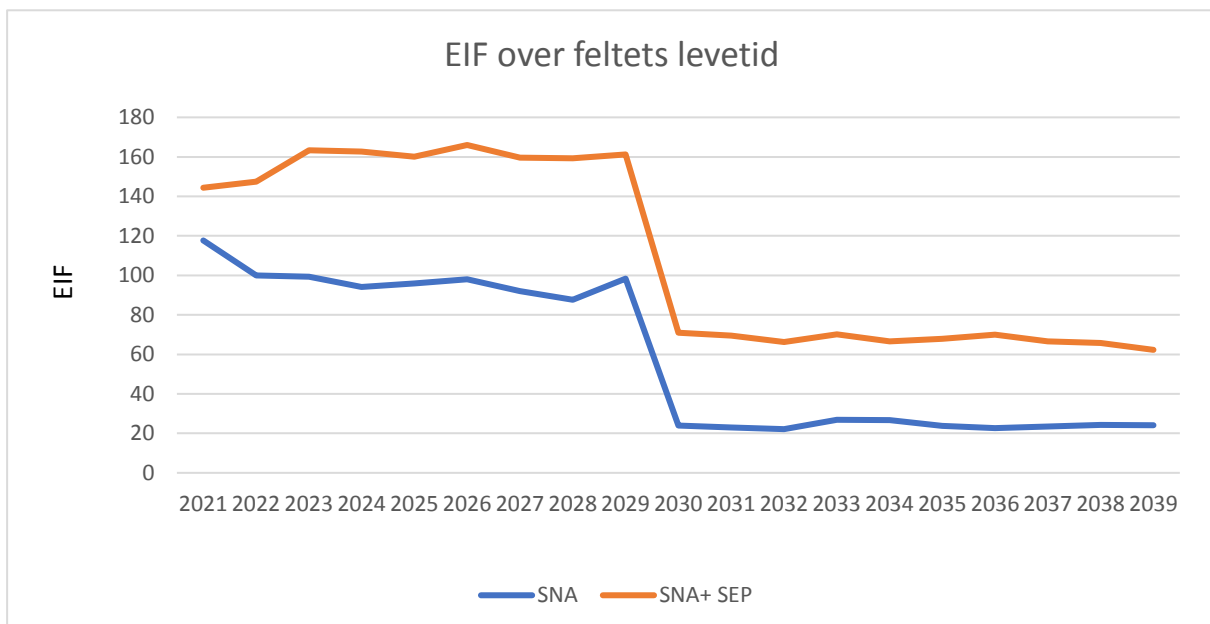
En ser av figurene at det er kjemikalier for H₂S-fjerning (HS 5 KII og HS 5 KI) og korrosjonskontroll (CI 1 KI) som utgjør de største risikobidragene med til sammen ca. 50 % av den totale EIF.

Figur 7-6 viser EIF over levetiden på Snorre A. Det fremgår at EIF vil ligge på rundt 160 i perioden 2024-2029, men vil falle markert i 2030 når produksjonen fra Vigdis opphører. EIF i perioden 2030-2040 vil ligge på rundt 70.

Figur 7-5 Miljørisiko (uttrykt som EIF) i SEP-caset. Maksimalåret 2026



Figur 7-6 EIF på Snorre A gjennom levetiden



8 Uhellsutslipp og oljevernberedskap

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

- Utblåsninger fra borerigg eller feltinnretninger under boring og drift
- Lekkasje fra rør
- Lekkasje fra undervannsinstallasjoner
- Prosessekkasjer
- Lekkasje fra skytteltankere eller lasteoperasjoner

De største akuttutslippene er assosiert med utblåsninger under boring og drift. Dette er hendelser med svært lav sannsynlighet.

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.

Miljøkonsekvensene ved et akuttutslipp er i hovedsak knyttet til påfølgende skader på sjøfugl, særlig dykkende arter, samt sel og områder som er definert som spesielt miljøfølsomme. I tillegg vil giftvirkninger av et oljesøl kunne medføre skader på organismer i vannsøylen, i hovedsak egg og larver.

Miljørisikoanalysen og beredskapsanalysen for Snorre-feltet er oppdatert i forbindelse med planleggingen av Snorre Expansion Project, /2/ og /5/. Disse rapportene er gjort tilgjengelige på Statoils hjemmeside: www.statoil.com/snorreexpansionproject

Miljørisikoanalysen er gjennomført som en skadebasert analyse i henhold til «Veiledning for gjennomføring av miljørisikoanalyser for petroleumskarakterer på norsk sokkel» (OLF, 2007), /13/.

Miljørisikoen vurderes opp mot Statoils feltspesifikke akseptkriterier. I en skadebasert analyse vil konsekvensene av oljeutblåsning knyttes opp mot sannsynligheten (frekvensen) for en slik hendelse, for å tallfeste risikoen et akutt oljeutslipp kan ha på ulike ressurser i området. Ressursene i området som benyttes i analysen omtales som Verdsatte Økosystem Komponenter (VØK) og er en sammensetning av ulike populasjoner (sjøfugl, sjøpattedyr, fiskearter) og habitater (kystsonen).

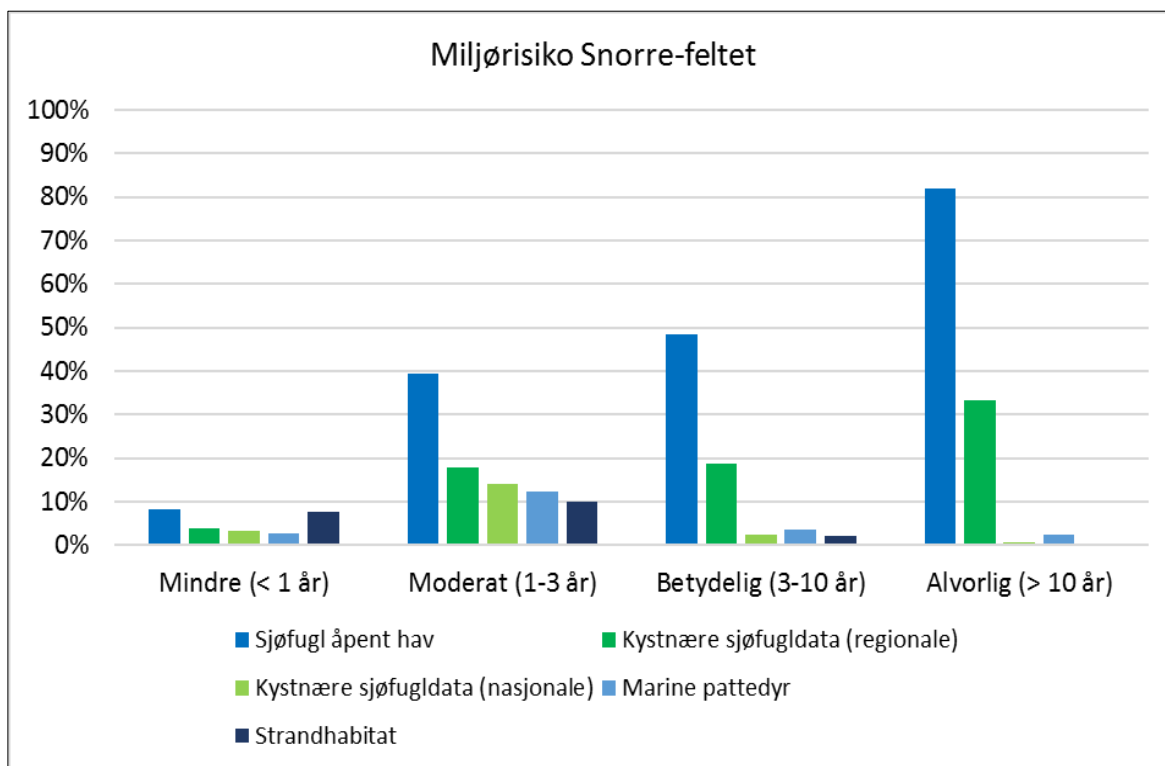
Hovedkonklusjonene fra rapportene er presentert i det følgende. For utfyllende informasjon vises det til de refererte rapportene.

8.1 Konklusjon miljørisikoanalyse

I miljørisikoanalysen er det sett på et høyaktivitetsår på Snorre-feltet (2022) og inkluderer Snorre A, Snorre B, Vigdis og SEP. I beregning av sannsynligheten for en utblåsning er det tatt utgangspunkt i boring og komplettering av nye oljeprodusenter, oljebrønner i produksjon med tilhørende brønnoperasjoner (workover og wireline), vanninjeksjonsbrønner og gassinjeksjonsbrønner. Den totale utblåsningsfrekvensen er vurdert til $5,4 \times 10^{-3}$ pr år for en utblåsning av olje.

Beregnet miljørisiko for Snorre-feltet er presentert i Figur 8-1.

Figur 8-1 Beregnet årlig miljørisiko for et høyaktivitetsår på Snorre-feltet presentert som andel av Statoils feltspesifikke akseptkriterier.



Oljedriftsberegningene er gjennomført for én lokasjon på Snorre-feltet med posisjon 61° 26' 58" N, 2° 8' 40" Ø og et havdyp på ca. 325 m. Spredningsmodelleringer er gjennomført for overflate- og sjøbunnsutblåsning. Spredningsmodellering viser at ved et eventuelt større akuttutslipp vil oljen spre seg i hovedsakelig nord-østlig retning. Korteste drivetid til land er 8 døgn. Det er 18 prioriterte områder (VØK) i influensområdet til Snorre-feltet som har mer enn 5% sannsynlighet for stranding. Strandingstider til prioriterte områder varierer mellom 12 og 104 dager.

Et uhellsutslipp av olje fra Snorre-feltet representerer størst miljørisiko for sjøfugl i åpent hav. Det største utslaget i den alvorligste skadekategorien er for alkekonge om høsten. Høyeste beregnede miljørisiko for Snorre-feltet i høyaktivitetsåret 2022 utgjør rundt 80 % av de feltspesifikke akseptkriteriene for alvorlig miljøskade.

Resultatene viser at miljørisikoen for boring og produksjon på Snorre-feltet inkludert Snorre Expansion Project er innenfor Statoil sine akseptkriterier.

8.2 Beredskapsanalyse

Statoils krav til oljevernberedskap for Snorre-feltet er fastsatt 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.

Konklusjon fra beredskapsanalysen er et behov på 13 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 60 timer.

Tabell 8-1 Oppsummering av Statoils krav til beredskap mot akutt forurensning fra Snorre-feltet.

Barriere 1 – 2 Bekjempelse nær kilden og på åpent hav	
Systemer og responstid	13 NOFO-systemer. Første system innen 5 timer, fullt utbygd barriere innen 60 timer.
Barriere 3 – 4 Bekjempelse i kyst- og strandsone og strandsanering – dimensjonerende hendelse	
Systemer og responstid	Det settes krav til kapasitet tilsvarende 8 kystsystemer og 8 fjordsystemer innen 8 døgn.
Barriere 5 Strandrensing	
Antall strandrenselag og responstid	Totalt behov for kapasitet tilsvarende 52 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 8 døgn.
Miljøundersøkelser	Miljøundersøkelser igangsettes snarest mulig og senest innen 48 timer

8.3 Videre arbeid

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

9 Fysiske påvirkning

Installasjon av brønnrammer, rørbunter med tilkoblingsrør til brønnrammene, gassimportrør, steininstallasjoner for overdekning og stabilisering samt ankerhåndtering vil medføre fysisk påvirkning på sjøbunnen.

Utslipp av borekaks vil også fysisk påvirke sedimentenes egenskaper og betingelsene for organismene som lever der. Dette er nærmer beskrevet i kapittel 7.5.

Fysiske inngrep kan komme i konflikt med kulturminner.

9.1 Konsekvenser av fysiske inngrep

Fysiske inngrep på sjøbunnen har et potensiale for å skade bunnlevende organismer. I det aktuelle området er det ikke identifisert særlig verdifulle områder, viktige gyteområder for fisk eller lignende (ref. kapittel 5). En regner ikke med vesentlige negative effekter av ovennevnte aktiviteter.

Alle aktiviteter som innebærer inngrep havbunnen har potensiale for å skade eventuelle kulturminner. Muligheten for forekomst av kulturminner på Snorre-feltet er diskutert i kapittel 5.8. Det er ingenting som tyder på forhøyet konsentrasjon av kulturminner i Snorre-området. Det kan likevel ikke utelukkes helt at funn av kulturminner (her skipsvrak) blir gjort i forbindelse med anleggsarbeidene for SEP. Ved eventuelle funn vil det umiddelbart bli tatt kontakt med kulturminnemyndighetene i samsvar med bestemmelsene i Kulturminneloven § 14.

10 Konsekvenser for fiskeriene og andre næringer til havs

10.1 Konsekvenser for fiskeri

En beskrivelse av fiskeriaktiviteten i influensområdet for Snorre Expansion Project, og virkninger for fiskeri i utbyggings- og driftsfasen er utredet av Proactima som underlag for denne konsekvensutredningen, (Aaserød, 2017) /3/. Beskrivelsen i dette kapitlet er basert på denne underlagsrapporten. Rapporten er tilgjengelig på Statoil sin nettside, www.statoil.com/snorreexpansionproject

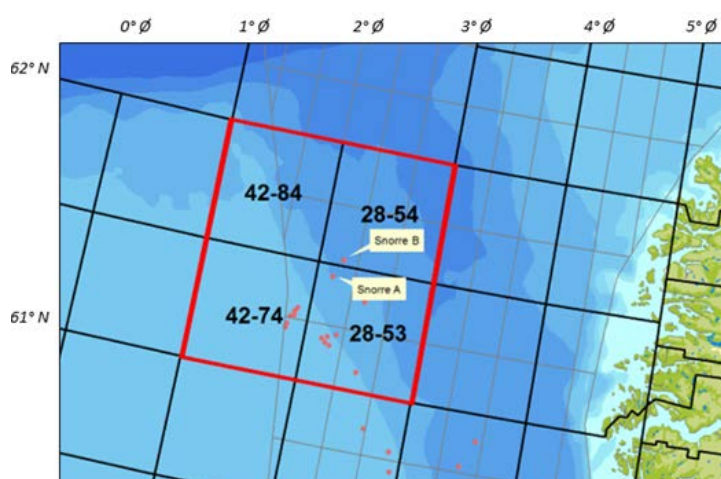
10.1.1 Fangst i området omkring Snorre / Tampen-området

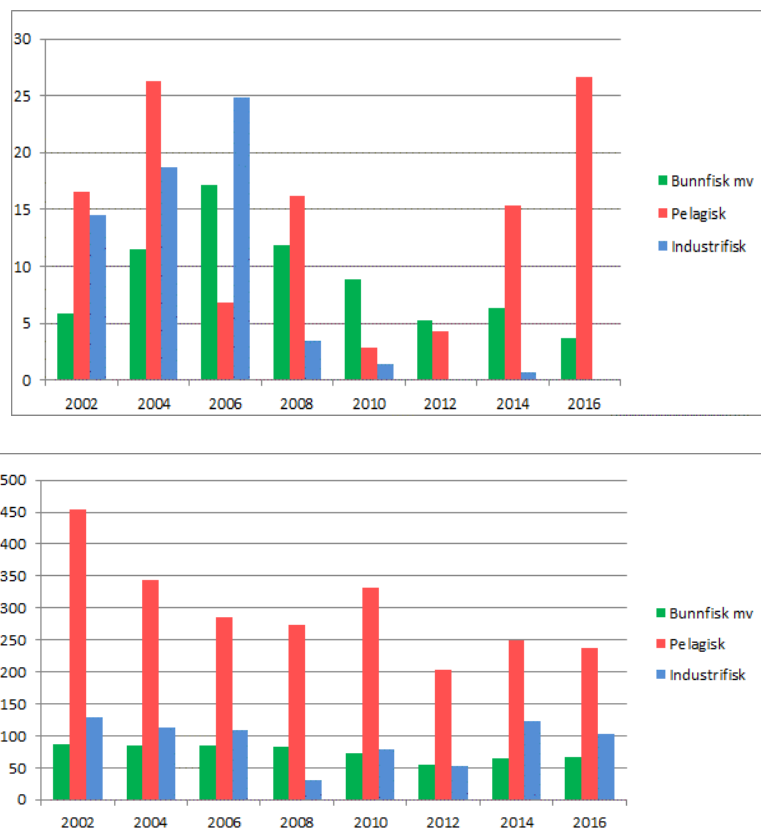
Det er innhentet fiskeristatistikk for fangst i området som berøres av den planlagte utbyggingen og for Nordsjøen samlet for årene 2002 - 2016. Den minste enheten i fiskeristatistikken er en statistikklokasjon, tilsvarende seks oljeblokker. Snorre A er lokalisert i blokk 34/7 som ligger nord i fiskeristatistikken lokasjon nr 28-53 (oljeblokkene 34/7 til 12). Snorre B er lokalisert i blokk 34/4 innenfor lokasjon 28-54 (blokkene 34/1 til 6), jf. Figur 10-1. Den planlagte utbyggingen vil foregå innenfor disse statistikklokasjonene.

I det følgende presenteres fangst i de to lokasjonene som berøres direkte av planlagt utbygging sammen med de tilgrensende lokasjonene mot vest, som dekker oljekvadrant 33 og bankområder på britisk sokkel. De fire statistikklokasjonene refereres til som Tampen-området. Årlige fangster i området sammenholdt med hele Nordsjøen er presentert i Figur 10-2. Fangstene er inndelt i tre grupper; bunnfisk mv (konsumfiskarter som torsk, hyse, sei, flatfisk mv og reker), industriarter som benyttes for produksjon av fiskemel og -olje (kolmule, øyepål og tobis) og pelagiske arter (sild, makrell og hestmakrell).

I årene fram til 2006 var det betydelige fangster av industrifisk, med øyepål som viktigste art, i lokasjonen tilsvarende blokkene 34/1-6. Det siste tiåret har det bare vært begrensede fangster av industrifisk, med kolmule som viktigste art. I dag dominerer fangstene av pelagiske arter, med makrell som viktigste art. Det meste av fangstene er tatt i tredje og fjerde kvartal. Det er store svingninger i disse fangstene fra år til år. Dette er typisk for de pelagiske fiskeriene, med store svingninger avhengig av fiskens vandringer. Lokasjonen tilsvarende blokkene 34/7 til 12 har hatt en tilsvarende utvikling. Her tas det også betydelige fangster av bunnfiskarter. Dette er fangster som hovedsakelig er tatt i sørvestlig del av lokasjonen som dekker vestskråningen av Norskerenna og grunne bankområder vest for denne.

Figur 10-1 Lokaliseringen av Snorre i forhold til fiskeristatistikken inndeling i lokasjoner.



Figur 10-2 Norske fiskefangster i Tampen-området og i Nordsjøen totalt


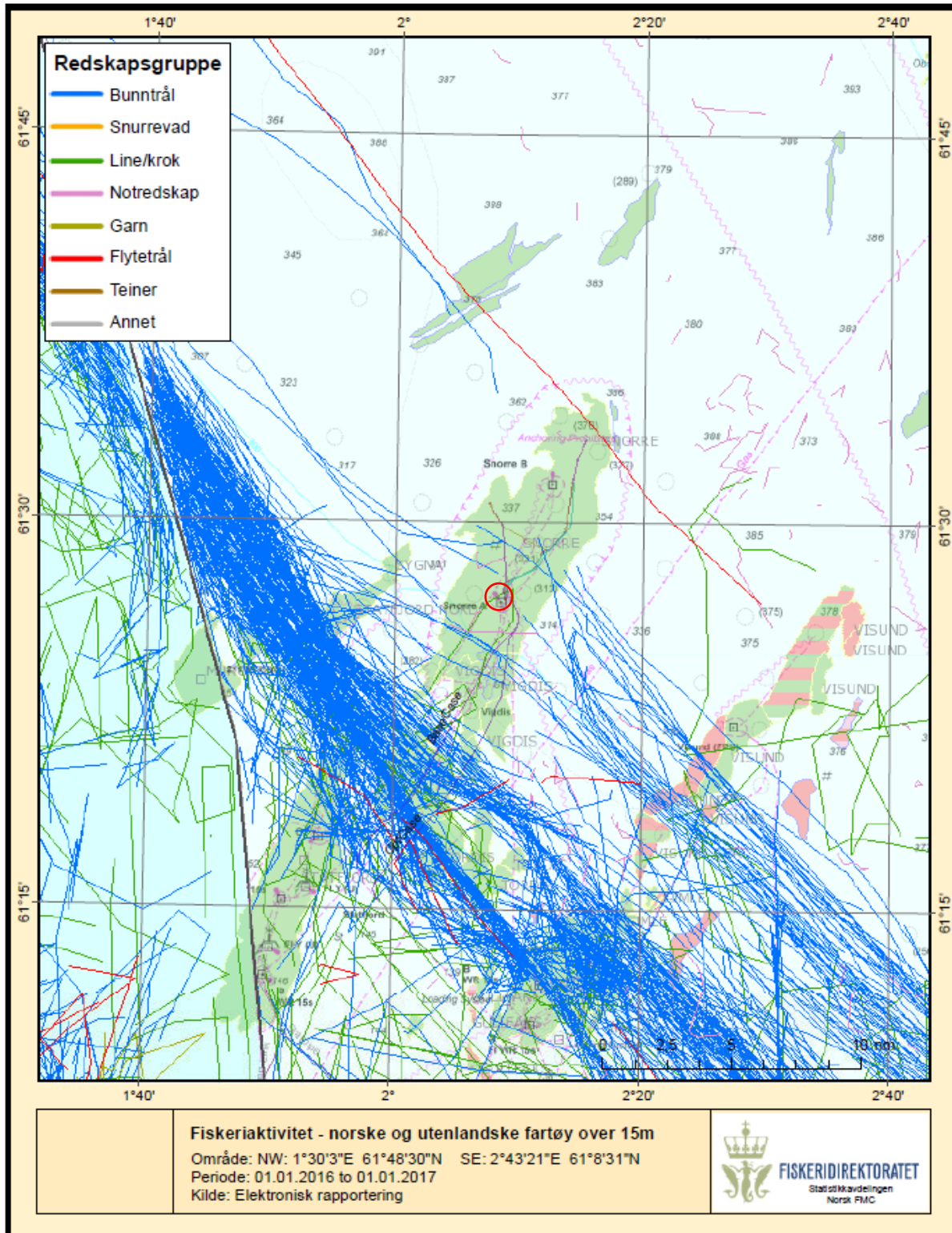
Figuren øverst viser årlige norske fangster i et område tilsvarende 24 oljeblokker i Tampen-området (lokasjonene 28-54, 28-53, 42-84 og 42-74). Figuren nederst (med annen målestokk) viser årlige norske fangster i hele Nordsjøen. Fangst angitt i 1000 tonn rund vekt. Data innhentet fra Fiskeridirektoratet.

På bankområdene vest for Snorre er det fangst av bunnfisk, med typiske konsumfiskarter som torsk, sei mv som dominerer fangstene. Dette er fortsatt et viktig fangstområde for konsumfisk. Det siste tiåret har fra 5% til 20 % av de norske nordsjøfangstene blitt fisket i dette området. Nedgangen i fangst de siste tiårene skyldes både bestandsutviklingen for de aktuelle fiskeslagene og strukturelle endringer i den norske fiskeflåten. I det norske nordsjøfisket og i Tampen-området er det i dag fiske på pelagiske arter som dominerer. Fisket på industriarter er nesten borte, i hovedsak som følge av for stor beskatning av øyepål og kolmule.

10.1.2 Nærmere om registrert fiskeriaktivitet

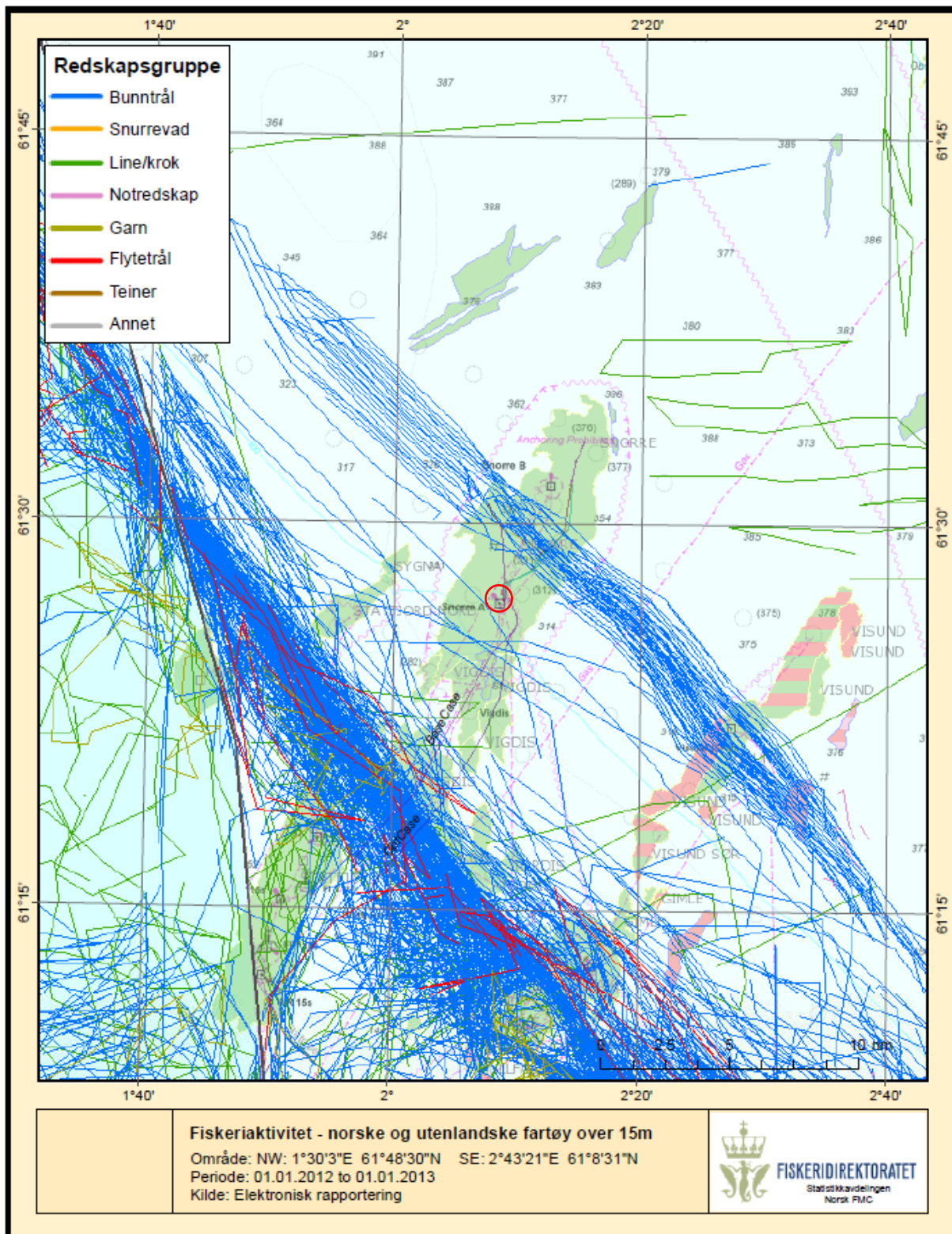
For å gi et oppdatert bilde av fiskeriaktiviteten i området omkring planlagt feltutbygging er det innhentet helårige kart fra Fiskeridirektoratet for årene 2012 – 2016, som viser fiskeriaktivitet basert på resultater fra den elektroniske fangstrapporteringen som ble innført i 2011. Videre er det innhentet kvartalsvise satellittsporsingsdata for årene 2014 – 2016. Dette materialet dekker alt fiske med fartøyer over 15 meter i området omkring Snorre. Nærmere land drives det i enkelte år et dorgefiske etter makrell i tredje kvartal med fartøyer under 15 meter. Figurene på de neste sidene viser sporsingsresultater i 2016 og 2012. Generelt er det lite fiskeriaktivitet i utbyggingsområdet, som har en dybde på 300 – 380 meter. Det kan imidlertid observeres at det er en viss variasjon fra år til år med 2012 som et år som skiller seg ut med større aktivitet enn normalt, se Figur 10-4.

Figur 10-3 Fiskeriaktivitet med norske og utenlandske fartøyer over 15 meter i området omkring Snorre i 2016. Figuren er utarbeidet av Fiskeridirektoratet.



Snorre A er markert med en rød sirkel

Figur 10-4 Fiskeriaktivitet med norske og utenlandske fartøyer over 15 meter i området omkring Snorre i 2012. Figuren er utarbeidet av Fiskeridirektoratet.



Snorre A er markert med en rød sirkel

Den viktigste aktiviteten i området omkring Snorre basert på fangstmengde er fiske med pelagiske redskaper som ringnot og flytetral. Felles for disse redskapene er at fisket foregår i de frie vannmassene. I områder med så stort havdyp som omkring Snorre vil de ikke være nær bunnen. Fangstområdet for de pelagiske artene varierer fra år til år, avhengig av fiskens vandringsmønster. I 2016 var aktiviteten i Tampen-området høyest under sildefisket i andre kvartal.

Området i vestskråningen av Norskerenna har tradisjonelt vært et viktig område for industritrålfisket etter øyepål, som i hovedsak har foregått langsetter dybdekotene fra 300 meters dyp og videre vestover mot grunnere vann. I senere år har det foregått lite øyepålfiske på mindre enn 170 – 180 meters dyp.

Mesteparten av norsk bunntålfiske etter konsumfisk foregår fra ca 160-170 meters dyp i vestskråningen av Norskerenna og videre vestover mot mindre havdyp. I senere år er det også registrert et fiske med bunntål etter sei på vel 300 meters dyp langs vestskråningen av Norskerenna, med størst aktivitet i 2012. Sporingsresultatene viser at tråleraktiviteten i området omkring Snorre er høyest i første kvartal.

10.1.3 Forventet framtidig utvikling av fisket i området ved Snorre

I senere år er det tatt makrellfangster lengre nord enn tidligere, som ofte tilskrives høyere vanntemperaturer. Øyepålbstanden har i senere år vært på et lavt nivå. Dersom en lykkes med gjenoppbyggingen av bestanden, vil det bli økt tråleraktivitet i områdene sørvest for Snorre A.

Bunntålfisket etter konsumfiskarter har vært drevet av noen av de største trålerne i den norske fiskeflåten. Sei i Nordsjøen gyter på 150 til 300 meters dyp på eggakanten fra vest av Shetland, Tampen og til Vikingbanken. Seien er til stede på havdyp der utbyggingen planlegges, men det har ikke vært tradisjon eller kommersiell interesse for å fiske den på så store dyp. Sporingsdata og fangstrapportering i årene etter 2012 viser mindre aktivitet i Snorre-området, men det har vært trålfiske på tilsvarende dyp både nord og sør for Snorre. Dette innebærer at det kan utvikle seg et bunntålfiske innenfor og omkring Snorre-feltet.

10.1.4 Virkninger for fiskeriene

For vurdering av virkninger av planlagt utbygging for fiskeriene er det benyttet samme metode som i utredninger om virkninger for fiskeri i forvaltningsplanene for Norskehavet og Barentshavet, kunnskapsinnhentingen for Norskehavet nordøst, konsekvensutredningen for Barentshavet sørøst og i arbeidet tilknyttet utbyggingen av Johan Castberg i Barentshavet. De ulike påvirkningsfaktorer knyttet til petroleumsvirksomheten medfører virkninger for fiskeriene som klassifiseres på en firedelt skala, se Tabell 10-1.

Tabell 10-1 Skalering av påvirkning fra petroleumsvirksomhet på fiskeri

Ingen / Ubetydelig	Liten	Middels	Stor
Områder av liten viktighet for fiske påvirkes.	Påvirket område benyttes av få fartøyer i aktuell tidsperiode.	Påvirket område er viktig for både lokale og tilreisende fiskefartøy i aktuell tidsperiode.	Påvirket område er av stor viktighet for flere fartøy-grupper i aktuell tidsperiode.
Medfører ikke fangsttap, operasjonelle ulemper eller økte driftskostnader av noen betydning.	Kan medføre begrenset fangsttap / begrensede operasjonelle ulemper og begrenset økning i driftskostnader.	Planlagt aktivitet kan medføre noe fangsttap / operasjonelle ulemper og noe økte driftskostnader.	Medføre vesentlig fangsttap/ operasjonelle ulemper og betydelig økte driftskostnader.

Fangsttap: Redusert driftsgrunnlag på grunn av redusert fangst, fiske i mindre attraktive områder/perioder, eller på arter med lavere verdi.

Operasjonelle ulemper: Økt behov for årvåkenhet, justering av kurs mv under fiske på grunn av tilstedeværelse av fartøy/installasjoner eller annen petroleumsrelatert aktivitet.

Driftskostnader: Kostnader knyttet til økt gangavstand til ledig fiskefelt, evt. midlertidig flytting til annen basehavn.

Virksomheter for fiskeriene i utbyggingsfasen

Under utbyggingen av SEP vil det pågå aktiviteter på feltet som inkluderer bruk av borerigg, kranfartøyer, rørleggingsfartøyer og andre støttfartøyer. Modifikasjonsarbeidene på Snorre A-plattformen vil i hovedsak foregå innenfor eksisterende sikkerhetssone med fiskeforbud, men vil medføre en utvidelse av sikkerhetssonen med i størrelsesorden om lag 100 meter i østlig retning, se kapittel 10.2. I forbindelse med boreoperasjoner, installasjon av brønnrammer og installasjon av rørbuntene etableres det sikkerhetssoner omkring de innretningene som benyttes. I tilknytning til disse aktivitetene vil det foregå arbeid i en toårsperiode fra andre kvartal 2019 til andre kvartal 2021. I denne perioden vil fisket med alle typer redskaper bli berørt.

De feltinterne rørbuntene prefabrikeres på land i Skottland i lengder på inntil 7 kilometer og taues til feltet. Det forventes restriksjoner på alt fiske i området som berøres av slepet. Uten hensyn til valg av transportrute vil slepet medføre et midlertidig arealbeslag av kort varighet. Virkningen for fiskeriene av boreoperasjoner og installering av brønnrammer mv vil være som beskrevet ovenfor. Det vil være begrensninger for alt fiske i området i forbindelse med installering av rørbuntene, men ikke etter at installeringsarbeidene er fullført. Aktivitetene ventes å kunne medføre begrenset fangsttap og begrensede operasjonelle ulemper. Samlet sett vurderes aktivitetene i utbyggingsfasen å ha **liten virkning** for fiskeriene.

Ved installering av rørledning for gassimport fra Gullfaks A til Snorre vil områder nordvest for Gullfaks med stor tråleraktivitet langsetter vestskråningen av Norskerenna bli berørt. Rørledningen krysser et viktig trålerområde. Tråleraktiviteten i området er høyest i første kvartal, og avtar deretter utover året. Rørledningen planlegges tildekket med stein. I tidsrommet mellom rørlegging og tildekking med stein kan rørledningen ikke overtråles. Dersom rørlegging gjennomføres i perioden andre til fjerde kvartal og arbeidet med tildekking gjennomføres umiddelbart etter rørleggingen, medfører aktivitetene et midlertidig arealbeslag av begrenset varighet for alle typer fiskeri. Anleggsaktivitetene ventes ikke å medføre fangsttap, operasjonelle ulemper eller økte driftskostnader av noen betydning, og det er tale om **liten virkning** for fiskeriene.

Dersom det er nødvendig med begrensinger i fisket i første kvartal eller over lengre tid (måneder) etter leggearbeidet må det påregnes både fangsttap og operasjonelle ulemper. Basert på skalaen i Tabell 10-1 er det i så fall tale om **middels virkninger** for fiskeriene.

Virkninger for fiskeriene i driftsfasen

Det installeres seks nye brønnrammer. Fire av disse ligger mellom Snorre A og Snorre B (X, Z, V og W), mens to ligger nordøst for Snorre B (M og N). Brønnrammene og andre beskyttelsesstrukturer gjøres overtrålbare. Det er bare fiske med bunnredskaper som kan påvirkes av havbunnsinnretninger. Fiske med garn og line eller med pelagiske redskaper som ringnot og flytetral påvirkes ikke i driftsfasen

Utbyggingsløsning med store rørbunter

Rørbuntene er dimensjonert for å tåle treff av trålutstyr og ankre og kan derfor ligge ubeskyttet på sjøbunnen. Det planlegges i utgangspunktet ikke tildekking eller understøtting av rørbuntene med stein på noen strekninger. Rørbunt-traséene planlegges for å unngå frie spenn. Det kan imidlertid ikke helt utelukkes at frie spenn kan forekomme. I områder der det drives trålfiske medfører frie spenn en risiko for fastkjøring og hekking av tråldører. Dersom tråldøren ikke lar seg frigjøre kan fastheking medføre tap av tråredskapen, tapt fangst og lengre avbrudd i fisket. Når posisjonen for frie spenn på en rørledning er kjent kan frie spenn medføre arealbeslag for fiskere som velger å tråle utenom de aktuelle røravsnitt. Fastheking av tråldører i frie spenn kan medføre en sikkerhetsmessig risiko for fiskefartøyet.

Forsøk gjennomført ved Marintek/Sintef i 2002 viste at det foreligger en betydelig risiko for fastheking av tråldører ved kryssing av store frie spenn, men at denne risikoen i høy grad avhenger av hvilken tråltipe som benyttes. Risikoen for fastkjøring var størst i situasjoner med kryssing i liten vinkel. Problemstillingen knyttet til overtråling i spiss vinkel vil være knyttet til den vestligste rørbunten. De to andre krysses i tilnærmet rett vinkel ved tråltrekk som passerer mellom Snorre A og B.

Det er utenlandske trålere og noen av de største trålerne i den norske fiskeflåten som fisker i den nordlige delen av Nordsjøen. Dersom det forventes tilstrekkelige mengder med sei på vel 300 meters dyp i vest-skråningen kan det bli trålt mellom Snorre A og B, jf. registrert aktivitet i 2012, eventuelt med unnvikende manøvrering i forhold til frie spenn som det ut fra fartøyenes egen erfaring er vanskelig å tråle over. Med unntak for 2012 har det i senere år bare vært et sporadisk bunntålfiske i området som berøres av planlagt utbygging. De fleste fartøyene har avbrutt trålingen uten å ha krysset utbyggingsområdet. Det har tradisjonelt ikke vært annet enn sporadisk bunntåling i selve Snorre-området. Dersom det tradisjonelle fangstmønsteret videreføres vil utbyggingsalternativet medføre begrenset fangsttap og begrensede operasjonelle ulemper for trålfisket i området, og medføre **liten virkning** for fiskeriene.

Seien er imidlertid til stede i utbyggingsområdet, og skulle fisket utvikle seg som en har eksempel på fra 2012 kan dette bildet endres. Det er lite erfaring med tråling over store frie spenn med så tungt trålutstyr som det som benyttes i dette området. Under tråling kan en rørledning med store frie spenn i praksis være et hinder for overtråling. I praksis kan en regne med operasjonelle ulemper, alternativt tapt fangsttid og fangsttap for trålere som vil trekke trålen før passering av rørbuntene og eventuelt sette den igjen etterpå. De som eventuelt hekter fast, vil forsøke å trekke tråldøren løs igjen. I tilfelle en slik utvikling ventes denne utbyggingsløsningen å ha **middels virkning** for fiskeriene.

Gassimportrøret fra Gullfaks A vil etter steinoverdekning er gjennomført medføre **liten virkning** for fiskeriene i driftsfasen.

10.1.5 Avbøtende tiltak

Følgende avbøtende tiltak er identifisert:

- God informasjon til fiskeriinteressene i forkant av aktivitetene gjennom kunngjøringer, og bruk av fiskerisakkyndig ombord på leggefartøy under viktige operasjoner.
- Rørledningen for gassimport fra Gullfaks A steindekkes kort tid etter installering for å unngå fangsttap og operasjonelle ulemper for fartøyer som tråler langs vestskråningen av Norskerenna.
- Steinfyllinger installeres i begge ender av større frie spenn langs rørbunter for å unngå fastkjøring av tråldører. Dette gjelder spesielt langs den vestligste rørbunten som vil bli krysset i forholdsvis spiss vinkel.
- Rørbuntene inspiseres etter installering for å kartlegge omfang og posisjoner for steinfyllinger og eventuelle frie spenn. Resultatene fra slik kartlegging gjøres tilgjengelig for fiskerne.

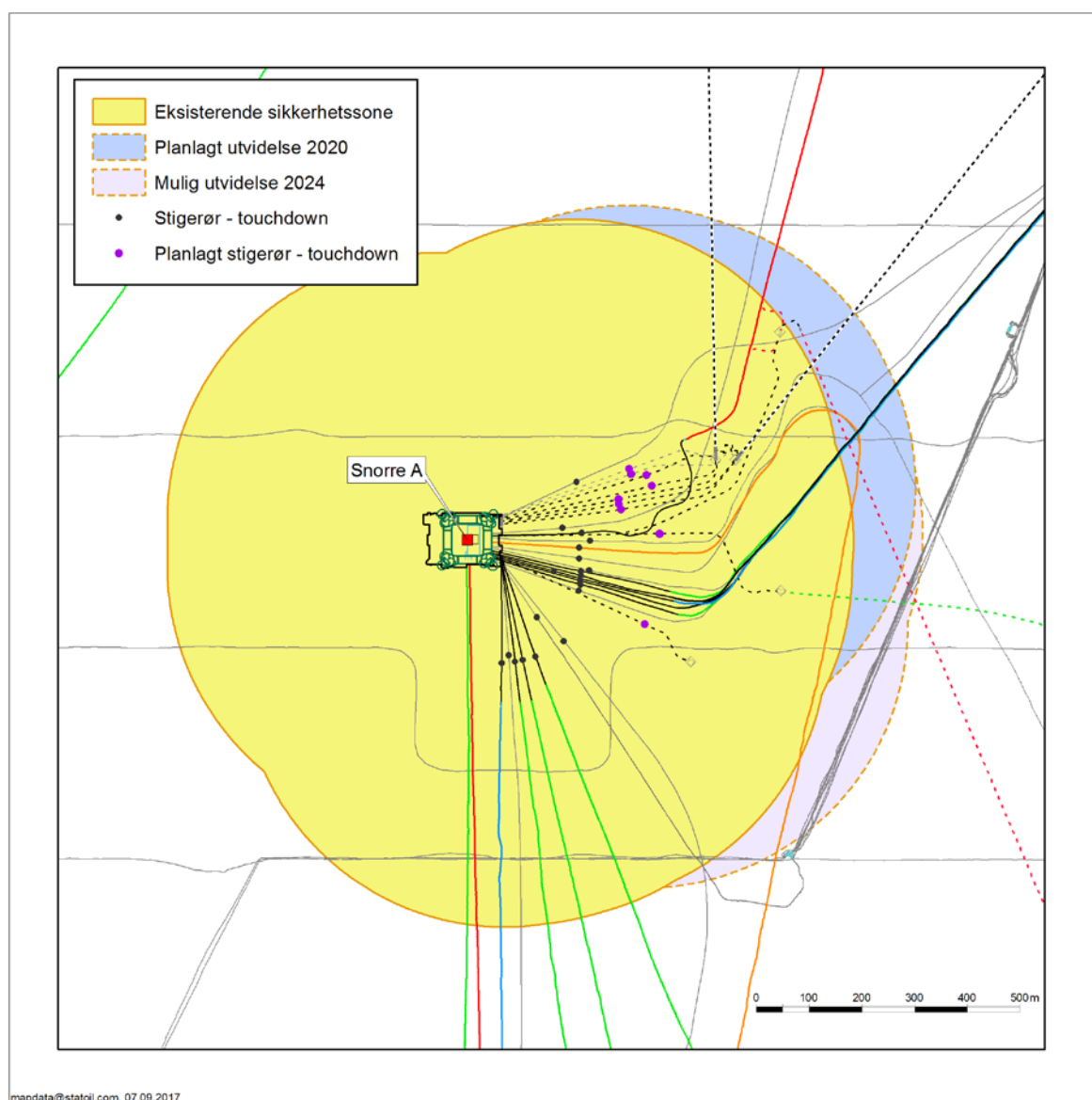
10.2 Utvidelse av sikkerhetssonen rundt Snorre A

Kravet til sikkerhetssoner rundt petroleumsinnretninger til havs fremgår av Rammeforskriften § 52. Sikkerhetssonen fastsettes basert på innretningens ytterpunkter og er normalt 500 meter ut fra disse ytterpunktene i alle retninger. Med innretningens ytterpunkt omfattes også deler av innretningen som er under vann helt ned til sjøbunnen. Dette gjelder for eksempel stigerør som i mange tilfeller kan henge i en bue ut fra plattformen og berøre sjøbunnen langt utenfor overflateinnretningens ytterpunkter.

Snorre Expansion Project innebærer installasjon av en rekke nye stigerør på Snorre A plattformen. På grunn av begrensede vektmarginer på Snorre A er det valgt en konfigurasjon hvor det benyttes oppdriftselementer på stigerørene. Dette innebærer at stigerørene blir liggende i en S-form nede i vannsøylen, og punktet hvor stigerørene treffer sjøbunnen vil komme lenger bort fra plattformen. Siden sikkerhetssonen fastsettes basert på stigerørenes berøringspunkt med sjøbunnen, vil SEP innebære en utvidelse av sikkerhetssonen fra 2020. Det vil også kunne bli en ytterligere utvidelse av sikkerhetssonen fra 2023-24. Utvidelsene er vist i Figur 10-5

Utvidelsene vil innebære en marginal reduksjon i tilgjengelig sjøareal for fiskeriene i området. Konsekvensene i form av fangsttap eller operasjonelle ulemper vil være ubetydelige

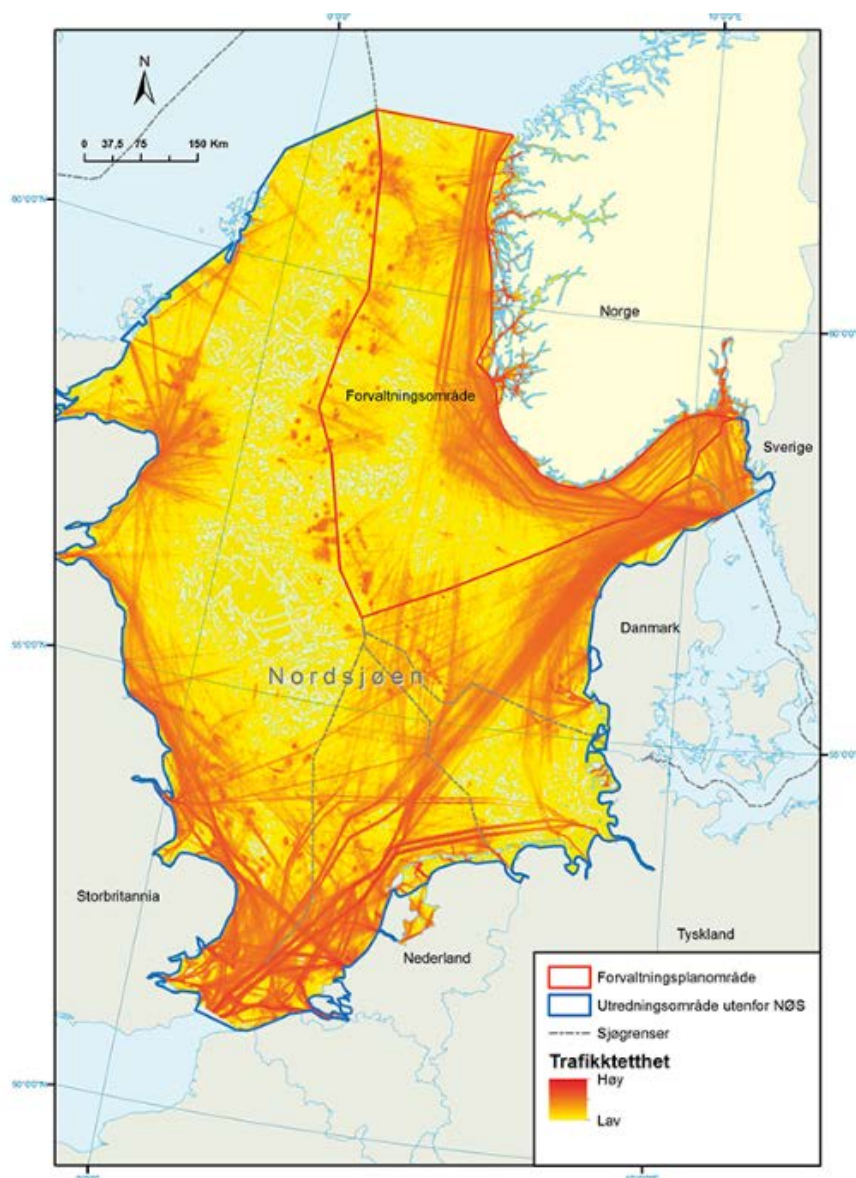
Utvidelsene vil bli varslet og kunngjort i henhold til etablerte rutiner.

Figur 10-5 Utvidelse av sikkerhetssonen på Snorre A


10.3 Skipstrafikk

Snorre Expansion Project er en undervannsutbygging. Utbyggingen innebærer ingen nye installasjoner på havoverflaten som kan bidra til økt kollisjonsrisiko i forhold til skipstrafikk. Sikkerhetssonen for Snorre A plattformen vil bli utvidet marginalt i to omganger og innebærer en marginal økning i beslaglagt areal, se kapittel 10.2. Skipstrafikken i Nordsjøområdet som helhet er vist i Figur 10-6 mens trafikken med utvalgte skipskategorier på Snorre-feltet og nærområdene fremgår av Figur 10-7.

Figur 10-6 Skipstrafikk i Nordsjøen, AIS data fra juni 2011, /12/

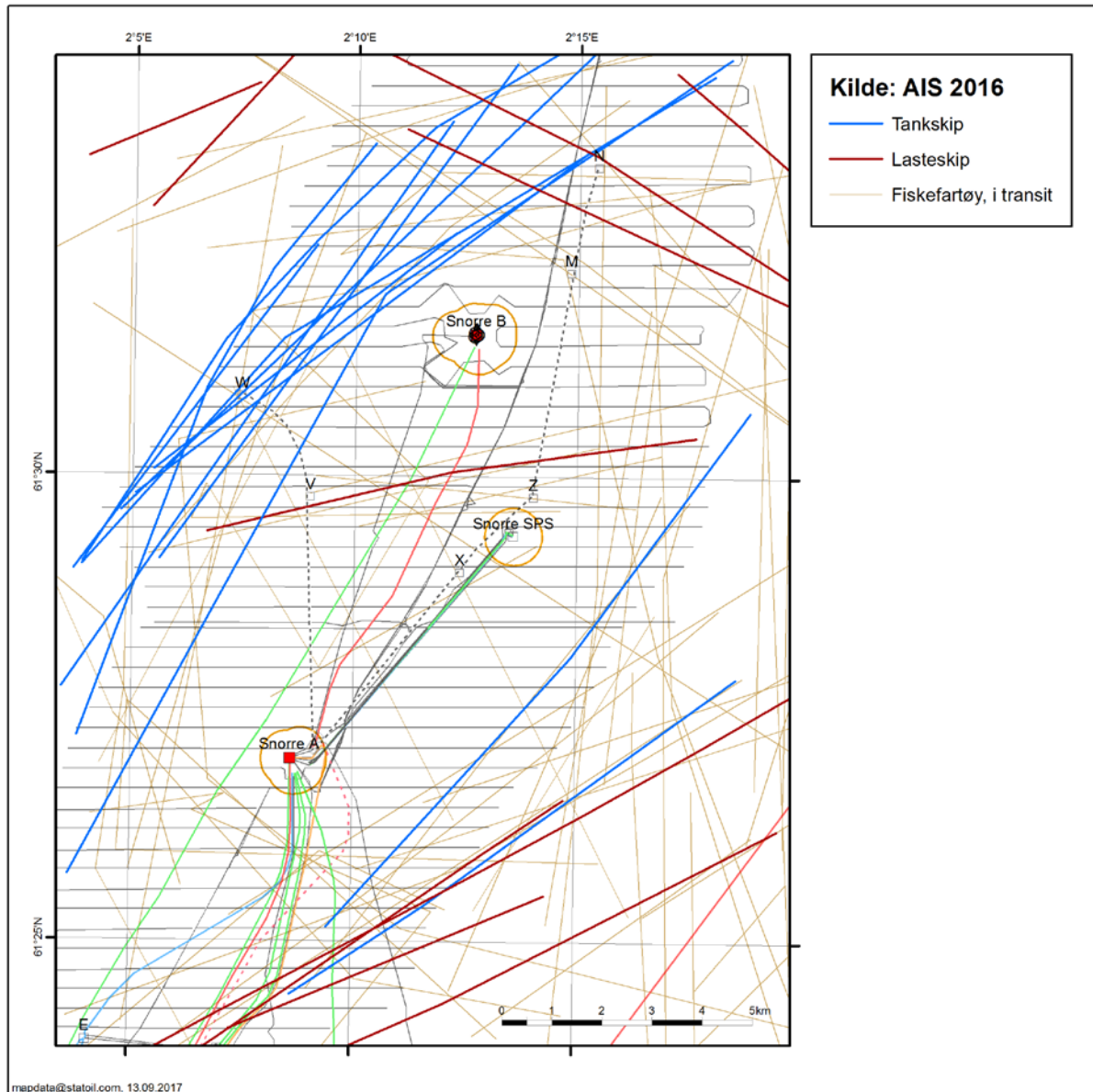


Skipstrafikken i Nordsjøen er generelt tettest langs nordsjø-landenes kyster og i utløpet av den engelske kanal og i Skagerrak. Det fremgår i tillegg at det er betydelig trafikk knyttet til oljefeltene i Nordsjøen, både på norsk og britisk side. Dette er i hovedsak forsyningskip og skytteltankere som betjener feltene. Oljefeltene i nordre Nordsjøen er her ikke noe unntak og Figur 10-6 viser tydelig økt trafikktetthet i dette området.

Figur 10-7 viser skipstrafikken i Snorre-området i skipskategoriene tankskip, lasteskip og fiskefartøyer i transit i 2016. Én linje er én seiling. Omfanget av fiskefartøyer i aktivt fiske er beskrevet i kapittel 10.1.2. Den vanligste fartøygruppen på Snorre-feltet, forsyningskip som betjener feltet, er utelatt. Trafikktettheten for øvrig er liten. Det fremgår at trafikken av fiskefartøyer i transit har et visst omfang, men at seilingsrutene ikke følger noe bestemt mønster. Trafikken av tankskip er meget beskjeden, de fleste registreringene i 2016 var samme skip som ser ut til å passere på en nogenlunde fast rute nord-vest på Snorre-feltet. Trafikken av lasteskip er meget begrenset og følger ikke noe fast seilingsmønster.

Samlet sett konkluderes at Snorre Expansion Project verken i anleggs- eller driftsfasen vil medføre vesentlige negative konsekvenser for skipstrafikken i området. Skipstrafikken gir også et bidrag til risikoen for kollisjoner med overflateinstallasjonene på feltet. Hoved-bidragstyteren til risikobildet er forsyningsfartøy som betjener feltet.

Figur 10-7 Skipstrafikk på Snorre-feltet og i nærrområdene - 2016



11 Samfunnsmessige konsekvenser

Det er gjennomført beregninger av samfunnsmessige virkninger av utbyggingen av Snorre Expansion Project, herunder inntekter og kostnader, virkninger for investeringsnivået på norsk sokkel, samfunnsmessig lønnsomhet, vare- og tjenesteleveranser og sysselsettingsvirkninger. De nevnte aspekter er utredet i en egen studie utført av Agenda Kaupang som underlag for denne konsekvensutredningen (Holmelin, 2017) /1/. Beskrivelsen i dette kapitlet er basert på denne underlagsrapporten. Rapporten er tilgjengelig på Statoil sin nettside, www.statoil.com/snorreexpansionproject

Beregningene tar utgangspunkt i kostnadsestimater ved konseptvalg (DG2) i desember 2016. Større endringer i konseptet etter dette tidspunkt er hensyntatt. Dette gjelder for eksempel valg av rørbunt-konseptet i juni 2017.

De viktigste problemstillingene i den samfunnsmessige konsekvensutredningen er følgende:

- Hvilken samfunnsmessig lønnsomhet gir utbygging og drift av Snorre Expansion Project og hvordan fordeler gevinsten seg på staten og oljeselskapene
- Hvilke virkninger har utbygging av Snorre Expansion Project for investeringsnivået på norsk kontinentalsokkel
- Hvilke vare- og tjenesteleveranser vil utbygging og drift av Snorre Expansion Project gi for norsk næringsliv og for næringslivet regionalt i Sogn og Fjordane og lokalt i Florø
- Hvilke sysselsettingseffekter vil utbygging og drift av Snorre Expansion Project gi på nasjonalt, regionalt og lokalt nivå.

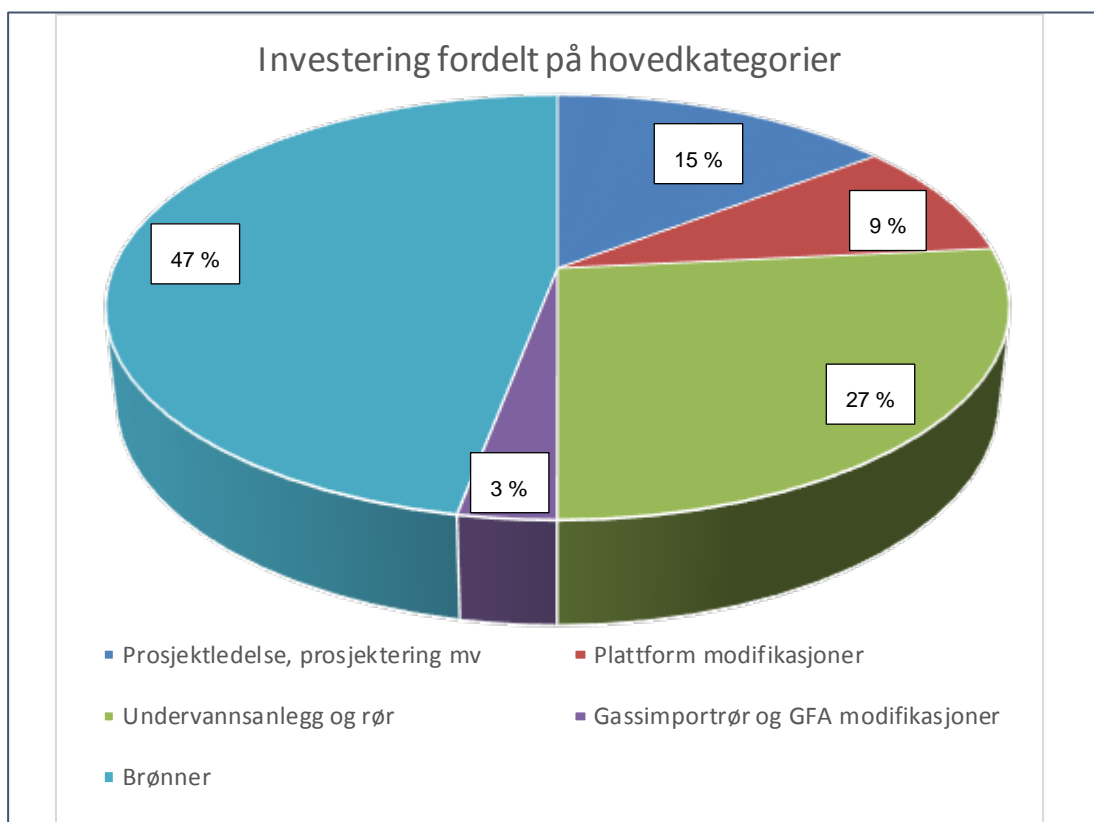
11.1 Investerings- og driftskostnader

Beregnete investeringer til utbygging av Snorre Expansion Project fordelt på hovedkomponenter er vist i Figur 11-1. Investeringene skjer i perioden 2017-2024. Totale investeringer i prosjektet er i størrelsesorden 22 milliarder 2016-kroner.

Den største andelen av investeringskostnadene er knyttet til boring og brønn med 47 %, fulgt av investeringskostnadene for undervannsanlegget som utgjør 27 %. Modifikasjonene på Snorre A plattformen utgjør i underkant av 10 %.

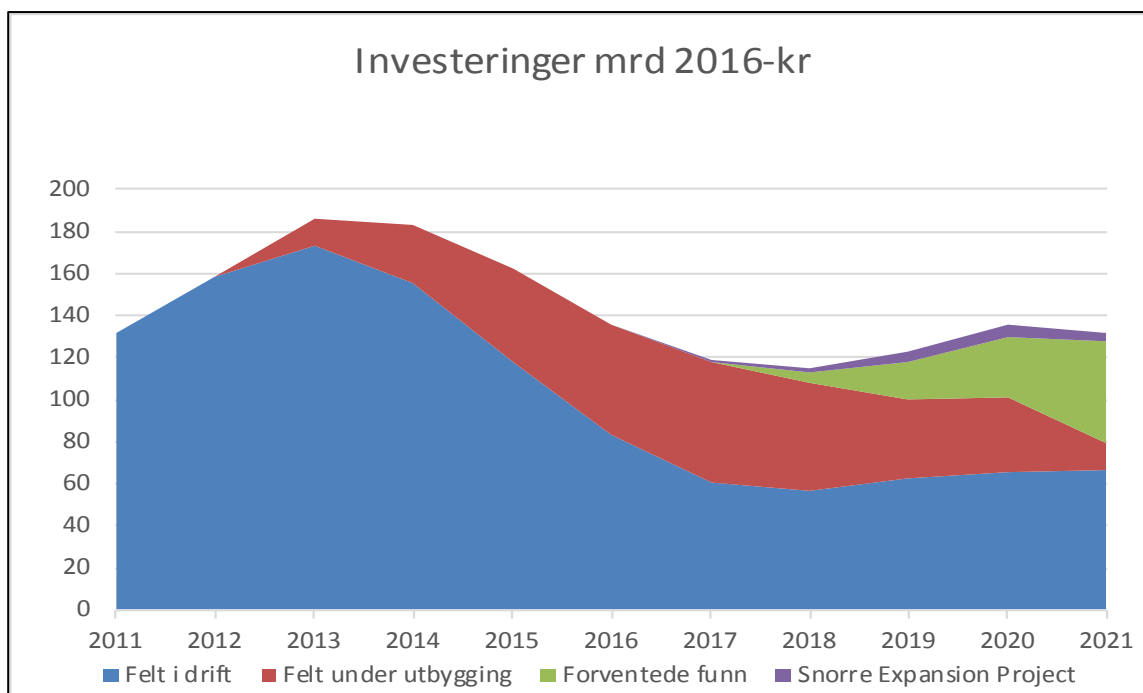
Kostnader til drift av Snorre Expansion Project i et gjennomsnittlig driftsår er beregnet til vel 300 millioner 2016-kr. Dette omfatter drift og vedlikehold av undervannsanlegg og brønner og diverse landbaserte støttefunksjoner. Miljøavgifter til Staten og EU kommer i tillegg.

Figur 11-1 Kostnadsfordeling for investeringer i Snorre Expansion Project fordelt på hovedkomponenter



11.2 Virkninger for investeringsnivået på norsk kontinentalsokkel

En oversikt over gjennomførte og planlagte investeringer i norsk petroleumsvirksomhet i perioden 2011 - 2021 er vist i Figur 11-2. Figuren er basert på Oljedirektoratets publikasjon Norsk petroleum, og omfatter investeringer i feltinstallasjoner, landanlegg og rørledninger. Letekostnader inngår ikke, da det ikke foreligger offisielle prognoser for denne aktiviteten. Letekostnadene varierer noe over tid, men lå i 2016 på rundt 22 milliarder kr.

Figur 11-2 Investeringer på norsk sokkel. Milliarder 2016 kroner


En ser av Figur 10-2 at investeringene i norsk petroleumsvirksomhet, eksklusive leteteknisk, går litt i bølger. Investeringene var i 2011 rundt 132 milliarder 2016-kr. Deretter økte investeringsnivået gradvis og kom helt opp i en historisk topp på 186 milliarder 2016-kr i 2013. Nær 173 milliarder kr var her investeringer i felt i drift, mens resten var investeringer i felt under utbygging. I 2014 var investeringsnivået fortsatt over 180 milliarder kr, før oljeprisfallet satte inn sent på høsten 2014. Mye lavere oljepris, førte i 2015 til at investeringsnivået på kontinentalsokkelen falt betydelig, og endte opp på vel 160 milliarder 2016-kr, hvorav hele 44 milliarder kr var investeringer i felt under utbygging. I 2016 falt investeringsnivået som en ser av figuren ytterligere til 135 milliarder kr, hvorav 53 milliarder kr i felt under utbygging. Særlig den store Johan Sverdrup-utbyggingen slo ut her.

Forventet utvikling i investeringsnivået framover er basert på oljeselskapenes rapporteringer til Revidert Nasjonalbudsjett høsten 2016. En ser at investeringer i felt i drift ventes fortsatt å gå ned til 61 milliarder kr i 2017 og 57 milliarder kr i 2018, før de igjen ventes å øke til rundt 65 milliarder 2016-kr i hvert år i perioden 2018 – 2021. Planlagte investeringer i prosjekter under utbygging, her vist uten Snorre Expansion Project, og nye funn som kan bygges ut, ventes imidlertid å bremse nedgangen og sørge for at investeringsnivået på norsk kontinentalsokkel bare faller til rundt 119 milliarder 2016-kr i 2017. Videre forventes et ytterligere fall til 108 milliarder kr i 2018, før investeringsnivået igjen ventes å få en svak vekst.

Investeringene i Snorre Expansion Project vil etter planen starte opp i 2017 og bli særlig store i årene 2019 og 2020 med henholdsvis nær 4,5 og nær 6 milliarder 2016-kr hvert år (jf. Tabell 10-1). Dette sammenfaller med en periode der det forventede investeringsnivået på norsk kontinentalsokkel fortsatt er på vei ned. Investeringsnivået ventes også, som det framgår av Figur 10-2 å være forholdsvis lavt i årene framover til 2021. Dette betyr at utbygging av Snorre Expansion Project de nærmeste årene framover blir viktig for norsk offshorerettet næringsliv. Utbyggingen vil akkurat i denne perioden skape verdifull aktivitet og sysselsetting, uten å gi pressproblemer av noen art.

11.3 Samfunnsmessig lønnsomhet

Økonomisk utvinnbare petroleumsressurser i Snorre Expansion Project er anslått til om lag 28 millioner Sm³ olje, eller nær 180 mill fat. Denne oljemengden ligger til grunn for økonomiberegningene.

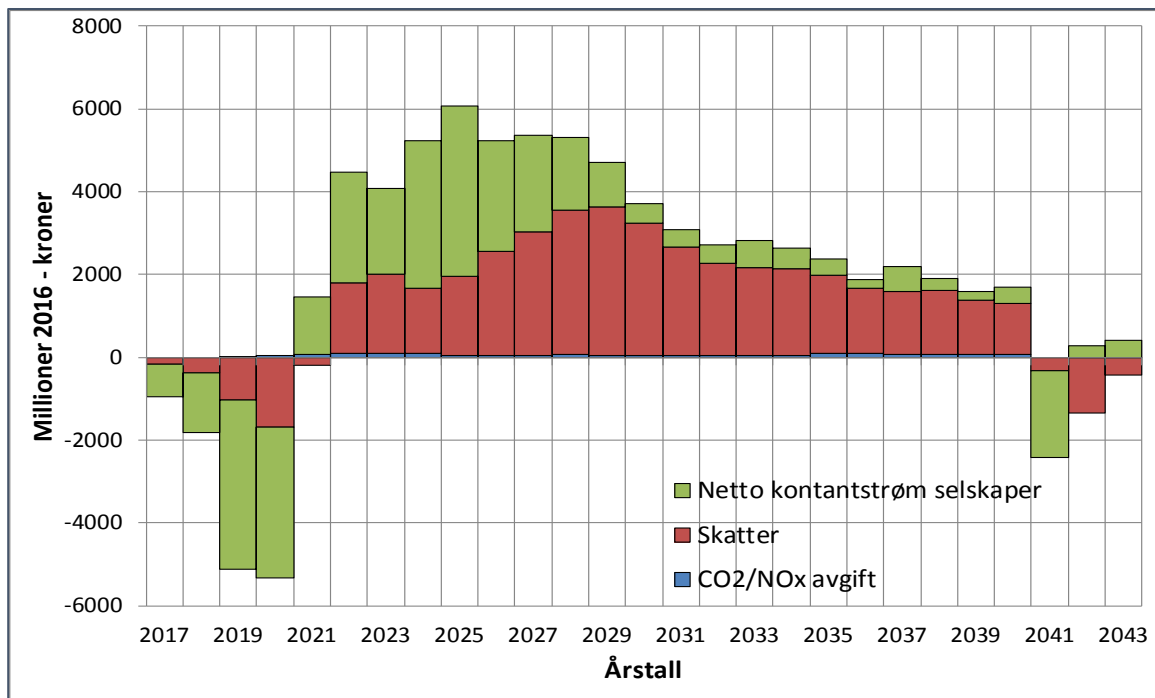
For det norske samfunn representerer disse petroleumsressursene meget store verdier. For å beregne de samlede inntekter fra Snorre Expansion Project, har en tatt utgangspunkt i den planlagte produksjonsprofilen for prosjektet, og lagt inn forutsetninger om framtidig dollarkurs og framtidige salgspriser for olje.

Pr. juni 2017 ligger oljeprisen i underkant av 50 USD pr fat med en dollarkurs på rundt 8,50 kr. Hva oljeprisen vil bli i årene framover er vanskelig å forutse, men de fleste prognoser viser økt etterspørsel etter petroleum og en økende forventet prisbane. Som grunnlag for økonomiberegningene er det lagt til grunn en oljepris på 70 USD pr fat i 2020, gradvis økende til 90 USD pr fat i 2030 og konstant i årene deretter. Den tilsvarende dollarkursen ventes i beregningene å falle gradvis fra 6,50 kr pr USD i 2020, til 6,00 kr pr USD i 2030 og holdes deretter konstant i resten av produksjonsperioden. Merk at særlig prisforventningene for olje her er usikre.

En annen usikkerhetsfaktor i økonomiberegningene er det framtidige kvote- og avgiftsnivået på bruk av gass som energikilde offshore. Våren 2017 betaler oljeselskapene en statlig CO₂-avgift på nær 480 kr pr tonn CO₂ som slippes ut i atmosfæren gjennom brenngassen, og i tillegg en kvotekostnad til EU på 40 kr pr tonn utsluppet CO₂. Det betales også en avgift til staten på vel 20 000 kr pr tonn utslipp av nitrogenoksider (NO_x). Disse kostnadene er holdt konstant på dagens nivå.

Siden både utviklingen av oljepriser, dollarkurs og miljøavgifter framover er usikre, er det gjennomført følsomhetsanalyser som viser samfunnsmessig lønnsomhet ved Snorre Expansion Project under ulike forutsetninger for oljepris/dollarkurs og for endrede miljøavgifter.

Samlet inntekt av produksjonen i Snorre Expansion Project er med utgangspunkt i en petroleumspris på 70 USD pr fat i 2020, gradvis økende til 90 USD pr fat i 2030, og en dollarkurs på 6,50 kr i 2020, fallende til 6,00 kr i 2030, beregnet til vel 83 milliarder 2016-kr, fordelt over vel 20 år i perioden 2019 – 2040. Samlede kostnader til investering og drift er beregnet til rundt 28 milliarder 2016-kr. I tillegg kommer fjerningskostnader. Netto kontantstrøm fra produksjonen på Snorre Expansion Project blir dermed nær 52 milliarder 2016-kr, fordelt med nær 37 milliarder kr på skatter og avgifter til staten, og nær 15 milliarder kr på oljeselskapene som deltar i prosjektet. Statens direkte eierskap i SEP gjennom Petoro (SDØE) er på 30 %. Netto kontantstrøm for SEP er vist i Figur 11-3.

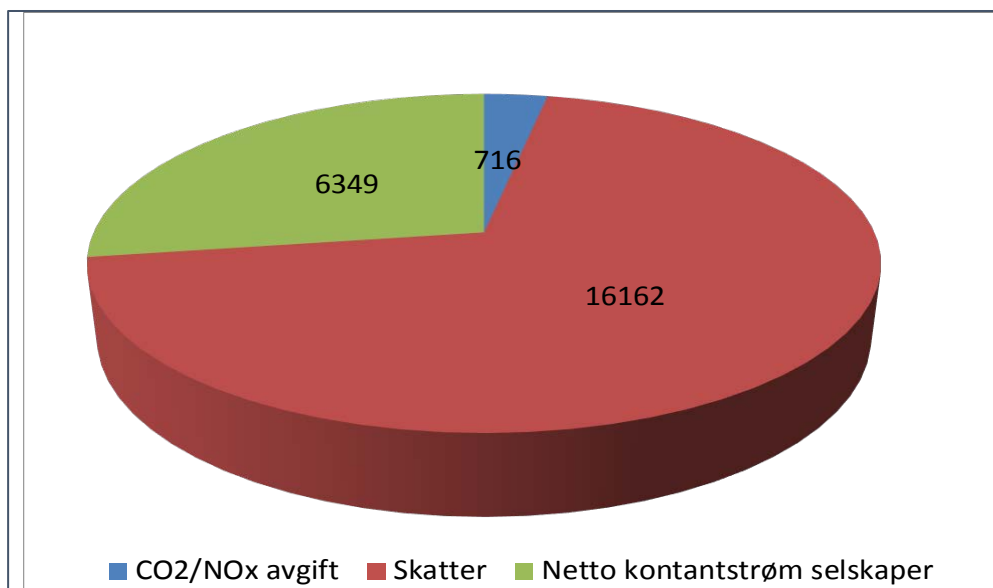
Figur 11-3 Netto kontantstrøm for Snorre Expansion Project. Mill 2016-kr


Samfunnsmessig lønnsomhet av et investeringsprosjekt uttrykkes gjennom en nåverdiberegning der framtidige inntekter og utgifter ved prosjektet neddiskonteres med en samfunnsmessig kalkulasjonsrente til beslutningstidspunktet og sammenliknes. Er nåverdien positiv, regnes investeringsprosjektet som samfunnsmessig lønnsomt, og bør gjennomføres.

Den samfunnsmessige kalkulasjonsrenten er av Finansdepartementet fastsatt til 4 %, pluss en risikopremie avhengig av prosjektets usikkerhet. For petroleumsprosjekter der usikkerheten med hensyn til framtidige petroleumspriser er stor, anbefales det en risikopremie på 2 %, slik at den samfunnsmessige kalkulasjonsrenten blir 6 %.

Nåverdien av netto kontantstrøm fra Snorre Expansion Project prosjektet ved 6 % samfunnsmessig kalkulasjonsrente er beregnet til vel 23,2 milliarder 2016-kr. Etter vanlige samfunnsøkonomiske prinsipper er dermed Snorre Expansion Project helt klart et lønnsomt prosjekt. Beregningene viser også hvor stor grunnrente, eller ekstraavkastning utover vanlig lønnsomhet i investeringsprosjekter, som ligger i uttak av petroleumsressurser. Det er vanligvis ingen innenlandske investeringsprosjekter som er i nærheten av den samfunnsmessige lønnsomheten en får ved investeringer i petroleumsressursene på kontinentalsokkelen.

Figur 11-4 Beregnet nåverdi av netto kontantstrøm fra Snorre Expansion Project. Mill 2016-kr



Figur 11-4 viser fordelingen av nåverdien på henholdsvis skatter til staten, CO₂/NO_x avgift til staten og oljeselskapenes andel. En ser her at staten får størsteparten av inntektene fra prosjektet med en nåverdi på nær 16,2 milliarder 2016-kr i skatter og vel 0,7 milliarder kr i CO₂/NO_x avgift. Til sammen gir dette staten rundt 73 % av den samfunnsmessige lønnsomheten i prosjektet, mens de resterende vel 6,3 milliarder 2016-kr, eller 27 %, tilfaller oljeselskapene som deltar i prosjektet.

Den store samfunnsmessige nåverdien viser at Snorre Expansion Project-prosjektet er meget robust overfor endrede oljepriser, endret dollarkurs og endrede miljøkostnader. Selv med en oljepris på 30 USD pr fat og en tilhørende dollarkurs på 9,50 kr, vil Snorre Expansion Project-prosjektet være samfunnsmessig lønnsomt. Det vil prosjektet også være med alle realistiske utviklingsbaner for fremtidige kvotekostnader til EU for å redusere klimagassutslipp. Selv ved en opptrapping av kvoteprisen fra dagens nivå til 2100 2016-kroner i 2040, vil Snorre Expansion Project fortsatt være et samfunnsmessig meget lønnsomt prosjekt.

11.4 Vare- og tjenesteleveranser

Snorre Expansion Project har en samlet investeringsramme på om lag 22 milliarder 2016-kr, fordelt over åtte år i perioden 2017 – 2024, med hovedtyngden i perioden 2019 – 2021. Et så stort investeringsprosjekt som dette er viktig for norsk offshorerettet næringsliv, fordi prosjektet ventes å gi en betydelig verdiskaping i form av vare- og tjenesteleveranser og skape verdifulle sysselsettingseffekter. Særlig gjelder dette på nasjonalt nivå, men i noen grad også regionalt i Sogn og Fjordane og lokalt i Florø.

For å kunne anslå disse virkningene, er det nødvendig å gjøre forutsetninger om norske, regionale og lokale andeler av verdiskapingen i vare- og tjenesteleveransene til prosjektet, både i investeringsfasen og i driftsfasen.

Med norsk verdiskaping i vare og tjenesteleveranser menes, for kontrakter inngått med norske bedrifter, kontraktsverdien fratrukket verdien av underleveranser innkjøpt fra utlandet. Omvendt vil norsk verdiskaping i kontrakter inngått med utenlandske bedrifter, være verdien av eventuelle norske underleveranser til

kontrakten. En tilsvarende beregningsmetode gjelder også på regionalt og lokalt nivå. En er i beregningene særlig opptatt av verdiskapingen i kontraktene, fordi det er verdiskapingen og ikke kontraktsverdiene som gir sysselsettingseffekter og andre virkninger for næringslivet.

Det regionale nivå en legger til grunn i denne konsekvensutredningen er Sogn og Fjordane fylke. Med lokalt nivå menes Florø, der forsyningsbasen og helikopterbasen til Snorre-feltet ligger.

11.4.1 Beregnet norsk, regional og lokal verdiskaping i utbyggingsfasen

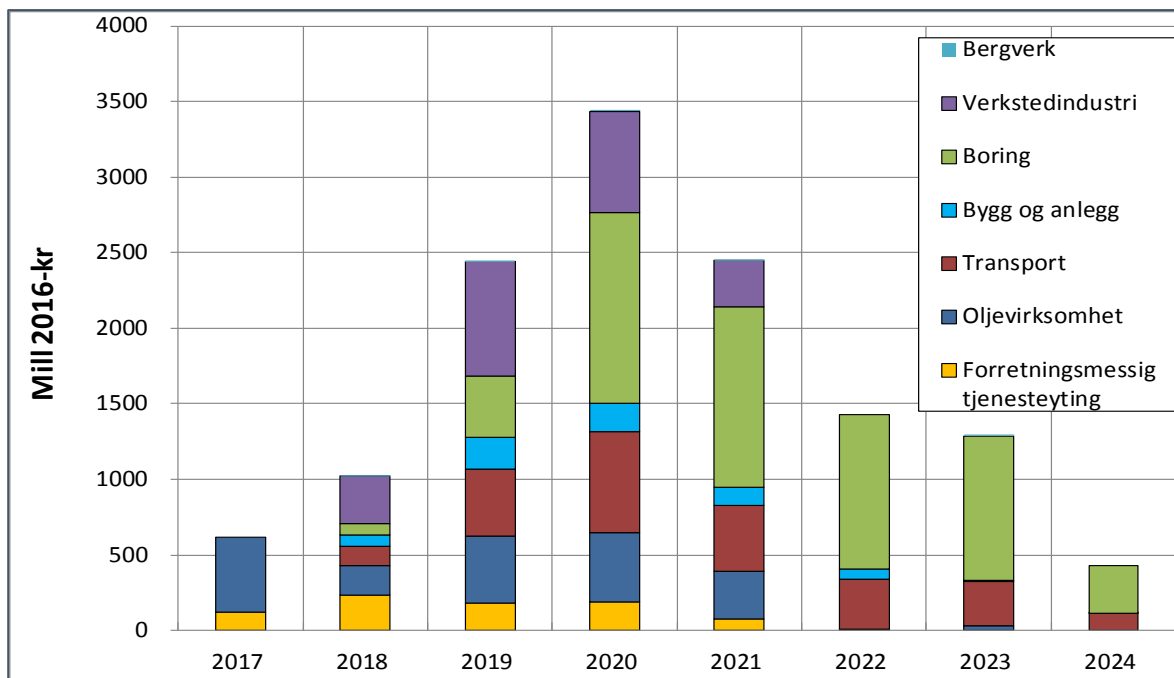
Norsk verdiskaping

Utgangspunktet for vurdering av norske leveranser i investeringsfasen, er erfaringer fra tidligere utbyggingsprosjekter av samme type på norsk kontinentalsokkel. Ved vurdering av mulige norske vare- og tjenesteleveranser må en dele opp Snorre Expansion Project i undergrupper, og for hver undergruppe vurdere norske leverandørers leveringsmuligheter, konkurranseevne og kompetanse.

Det er også tatt hensyn til fallet i oljeprisene, med tilhørende fokus på kostnadsreduksjoner både hos utbygger og i leverandørmarkedet det siste to årene. Samlet gir dette et grunnlag for på forhånd å kunne vurdere norske andeler av verdiskapingen i leveransene.

Det er anslått at norsk andel av verdiskapingen for Snorre Expansion Project vil være 61 %. Av en total investering på om lag 22 milliarder 2016-kroner tilsvarer dette en norsk andel av verdiskapingen på 13 milliarder. I forhold til andre feltutbygginger på norsk kontinentalsokkel er dette en forholdsvis høy norsk andel av verdiskapingen. Dette skyldes at Snorre Expansion Project ikke er en selvstendig ny feltutbygging, men et IOR-prosjekt som blir en integrert del av et eksisterende felt på norsk sokkel.

Figur 11-5 Beregnet norsk verdiskaping i utbyggingsfasen fordelt på næring og tid. Millioner 2016-kr.



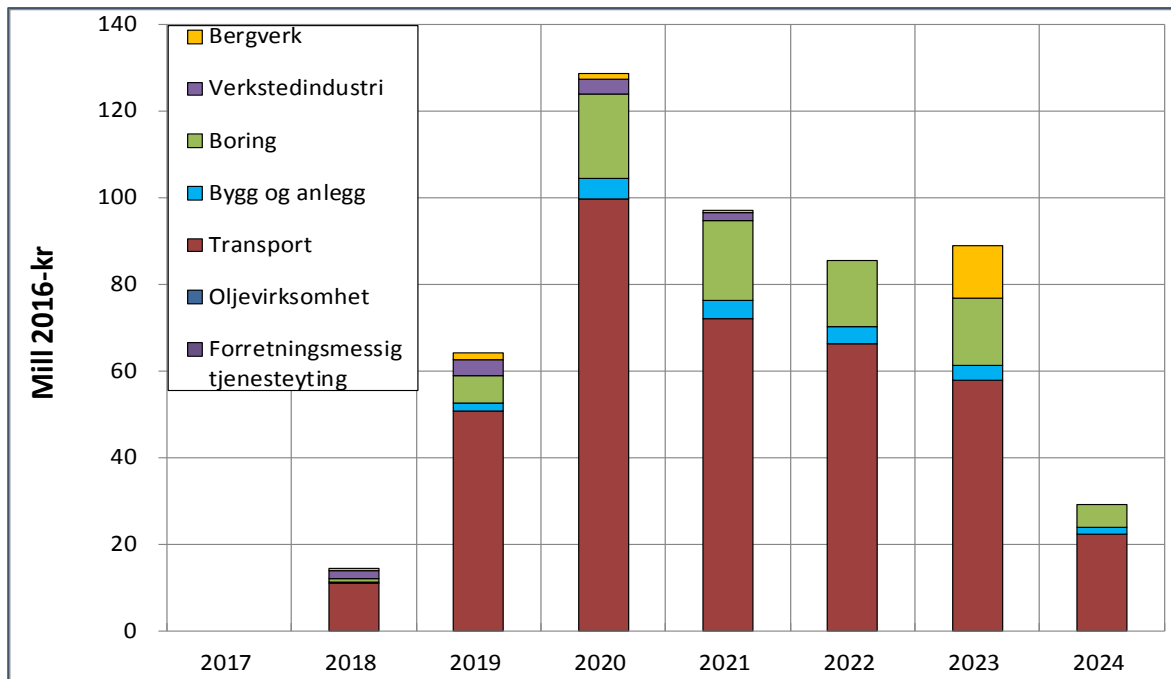
Det understrekes at beregningene er basert på erfaringstall fra andre prosjekter, og derfor ikke innebærer noen fasit på hvordan resultatet vil bli. Likevel illustrerer beregningene godt at prosjektet vil ha stor betydning for norsk økonomi.

Som det fremgår av Figur 11-5 er det virksomheter tilknyttet boring som får den største andelen av verdiskapningen, men prosjektet vil ha stor betydning også for andre næringer.

Regional verdiskapning

Figur 11-6 viser regional verdiskapning som følge av Snorre Expansion Project.

Figur 11-6 Beregnet regional verdiskapning i utbyggingsfasen, fordelt på næring og tid. Mill 2016-kr



Det framgår av Figur 11-6 at regional verdiskapning i Sogn og Fjordane til gjennomføring av Snorre Expansion Project, er beregnet til vel 500 millioner 2016-kr, fordelt over sju år i perioden 2018 - 2024.

Det fremgår også at transportvirksomhet, i hovedsak basevirksomhet, forsynings- og beredskapsbåter og helikoptertransport, ventes å få størst verdiskapning med nær 380 millioner 2016-kr. Boring ventes også å få en betydelig andel med rundt 80 millioner 2016-kr, i første rekke tilknyttet boreservicebedrifter på forsyningsbasen.

Lokal verdiskapning i Florø

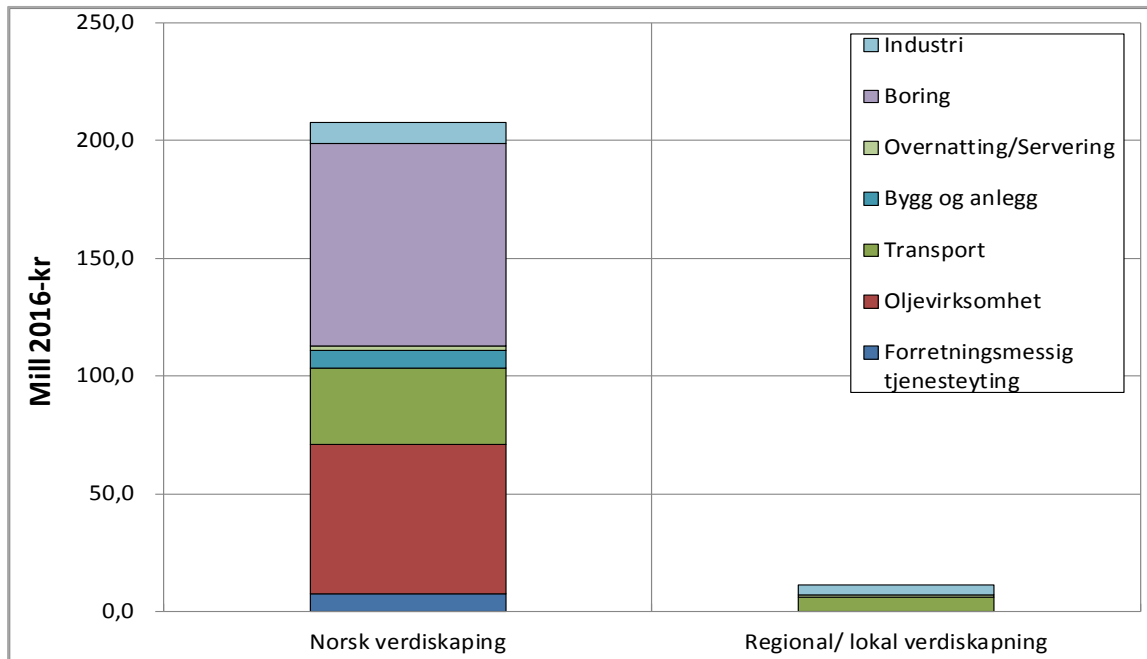
Den lokale verdiskapningen i Florø i utbyggingsfasen er beregnet til 97 % av den regionale verdiskapningen i Sogn og Fjordane. Forskjellen er bare rundt 16 millioner 2016-kr. Verdiskapningen lokalt blir dermed omtrent identisk med det som framgår av Figur 11-6 ovenfor.

Merk imidlertid at det regionale næringslivet andre steder i Sogn og Fjordane likevel godt kan få leveranser i forbindelse med utbygging av Snorre Expansion Project, men da som under-leverandører til de regionale leverandørbedriftene. Dette framgår av sysselsettingsberegningene nedenfor. Det er videre sannsynlig at folk bosatt i Sogn og Fjordane vil være engasjert både i modifikasjonsarbeidene på Snorre A og i installasjon av havbunnsanleggene, som ansatt i leverandørbedrifter utenfor fylket.

11.4.2 Beregnet norsk, regional og lokal verdiskaping i drift

Beregnet nasjonal, og regional/lokal verdiskaping i driftsleveransene til Snorre Expansion Project, er vist i Figur 11-7. Beregnet regional og lokal verdiskaping er like, og er derfor slått sammen i figuren.

Figur 11-7 Beregnet norsk, regional og lokal verdiskaping i et gjennomsnittlig driftsår fordelt på næring. Mill 2016-kr/år



En ser av Figur 11-7 at oljevirkosmhet er den næringen som får den klart største nasjonale verdiskapingen i driftsfasen, med rundt 86 mill 2016-kr i et gjennomsnittlig driftsår. Stor nasjonal verdiskaping får også oljevirkosmhet med nær 64 millioner kr, fordelt på Snorre Expansion Projects andel av offshorevirkosmheten på Snorre A og på landbaserte støttefunksjoner. Transportvirkosmhet, herunder basetjenester, forsyningstjenester, beredskapstjenester og helikoptertransport, får også en betydelig nasjonal verdiskaping med vel 32 millioner 2016-kr i et gjennomsnittlig driftsår.

Regionalt i Sogn og Fjordane (dvs lokalt i Florø), ser en av Figur 11-7 at transport og industrivirkosmhet er de næringene som får den klart største verdiskapingen i driftsfasen med henholdsvis 6,0 millioner 2016-kr og 4,5 millioner 2016-kr pr år. Overnattings og serveringsvirkosmhet i forbindelse med mannskapsbytte o.l. får her de resterende 1,1 millioner 2016-kr.

11.5 Sysselsettingsvirkninger

Sysselsettingsvirkninger for utbyggingen beregnes med utgangspunkt i den beregnede verdiskapingen i vare- og tjenesteleveranser som vist ovenfor. På dette grunnlag beregnes den samlede produksjonsverdi som skapes i norsk og regionalt næringsliv som følge av disse leveransene, både i leverandørbedriftene selv, og hos deres underleverandører. Produksjonsverdien, eller om en vil verdiskapingen, blir deretter regnet om til

sysselsetting målt i årsverk, ved hjelp av statistikk for verdiskaping (bruttoprodukt) pr. årsverk i ulike bransjer. Som resultat av modellberegningene får en dermed direkte sysselsettingsvirkninger hos leverandørbedriftene og indirekte sysselsettingsvirkninger hos deres underleverandører. Til sammen gir dette prosjektets produksjonsvirkninger.

I tillegg til produksjonsvirkningene beregner også modellen prosjektets konsumvirkninger i det norske samfunn som helhet, og regionalt i Sogn og Fjordane og i Florø. 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 prosjektets produksjonsvirkninger og konsumvirkninger, framkommer til slutt prosjektets totale sysselsettingsvirkninger. Det understrekes at dette er beregnede tall, som inneholder betydelig usikkerhet. En usikkerhet på rundt 20 % bør en trolig regne med.

11.5.1 Sysselsettingsvirkninger i utbyggingsfasen

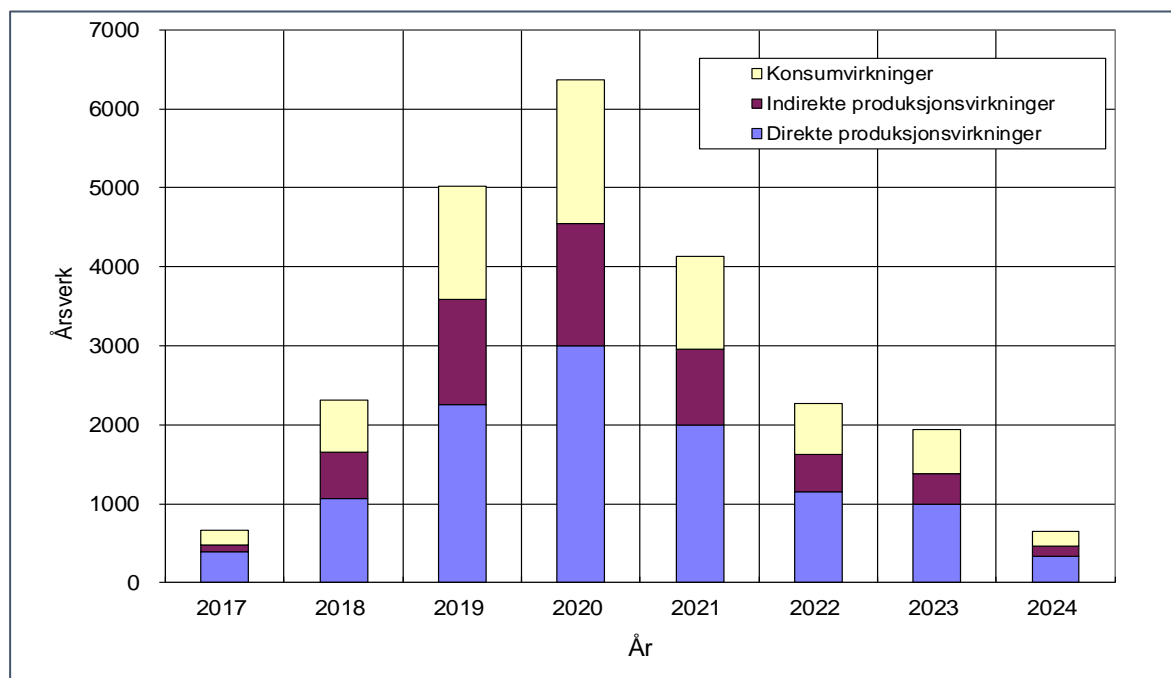
Nasjonale sysselsettingsvirkninger

Nasjonale sysselsettingsvirkninger av utbygging av Snorre Expansion Project er beregnet til nær 23 400 årsverk, fordelt over åtte år i perioden 2017 – 2024. Toppårene for sysselsettingsvirkningene er 2019 og 2020, når utbygging av Snorre Expansion Project ventes å gi en sysselsettingseffekt i norsk næringsliv på 5 - 6 000 årsverk hvert år, se Figur 11-8.

De beregnede nasjonale sysselsettingsvirkningene fordeler seg med rundt 11 200 årsverk eller 48 % på direkte sysselsettingsvirkninger i leverandørbedrifter til utbyggingsprosjektet, og rundt 5 500 årsverk eller 24 % på indirekte sysselsettingsvirkninger hos deres underleverandørbedrifter. Det vil si at produksjonsvirkningene er beregnet til totalt 16 700 årsverk eller 72 % av totalen. Resten er konsumvirkninger som følge av de sysselsattes forbruk, skattebetalinger mv.

Merk at dette ikke nødvendigvis er nye arbeidsplasser. Snorre Expansion Project gir en økt nasjonal verdiskaping som medfører en aktivitetsøkning i næringslivet og i offentlig sektor på vel 23 000 årsverk. Noen av disse årsverkene fyller trolig ledig kapasitet hos folk som allerede er sysselsatt i offshorerettet virksomhet eller underleverandørbedrifter. Andre årsverk dekkes opp gjennom inntak av permittert arbeidskraft, mens resten dekkes opp av nytilsatt arbeidskraft enten gjennom økning av leverandørbedriftenes egne ansatte, eller i form av innleid arbeidskraft fra bemanningsbyråer o.l.

Figur 11-8 Nasjonale sysselsettingsvirkninger i utbyggingsfasen fordelt på type virkning. Årsverk

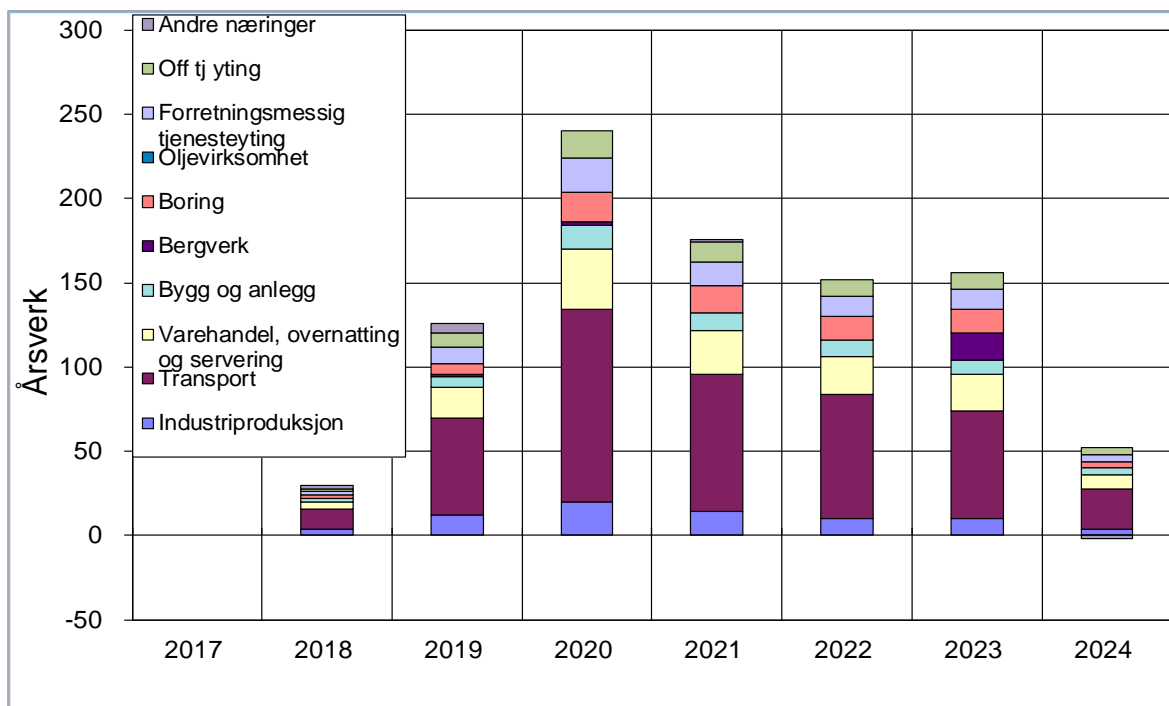


Regionale og lokale sysselsettingsvirkninger

Utbygging av Snorre Expansion Project gir en beregnet regional sysselsettingseffekt i Sogn og Fjordane på 930 årsverk, fordelt over sju år i perioden 2018 - 2024. Toppåret i utbyggingsfasen er 2020 med 240 årsverk, men hele perioden 2019 – 2023 gir over 150 årsverk hvert år i Sogn og Fjordane.

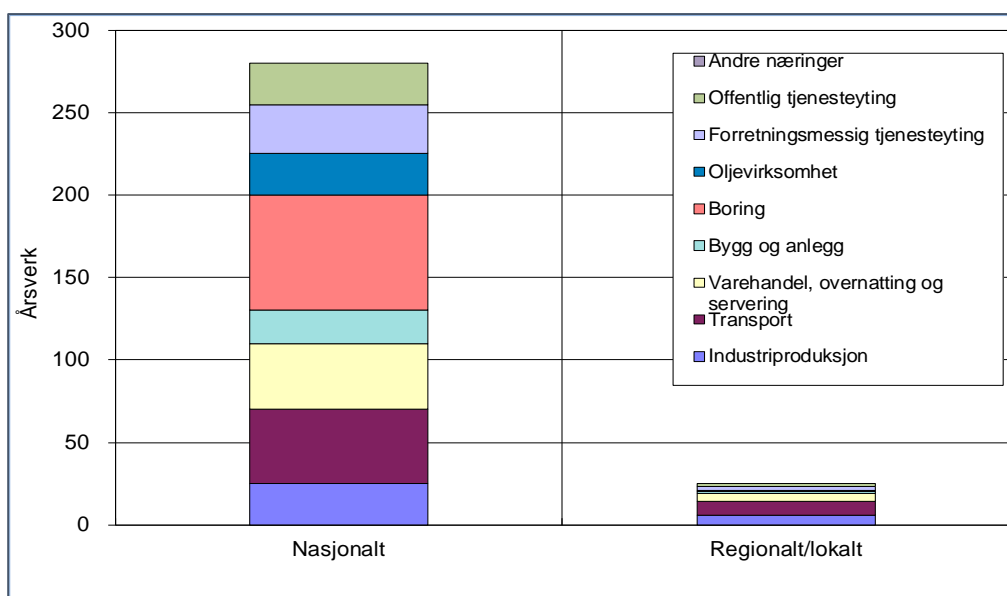
En ser av Figur 11-9 at transport er den næring som får de klart største regionale sysselsettingsvirkningene i utbyggingsfasen, med nær 430 årsverk, fordelt over sju år. Basevirksomhet inngår her, det samme gjør forsyningskip og helikoptertransport. Varehandel, overnatting og servering får også betydelige regionale sysselsettingseffekter i Sogn og Fjordane med nær 140 årsverk, i hovedsak i form av konsumvirkninger, mens borevirksomhet, industriproduksjon og forretningsmessig tjenesteyting får nær 75 årsverk hver. Videre får offentlig tjenesteyting vel 60 årsverk i form av konsumvirkninger, bygg og anlegg vel 50 årsverk og bergverk 20 årsverk. De resterende 8 årsverk fordeler seg på andre næringer.

Florø er i dag, særlig på grunn av basevirksomheten, hovedsenteret for petroleumsvirksomhet i Sogn og Fjordane. Siden hele 97 % av den beregnede regionale verdiskapning av utbygging av Snorre Expansion Project ventes å komme i Florø, kommer også det aller meste av de regionale sysselsettingsvirkningene lokalt i Florø. Samlet er de lokale sysselsettingsvirkningene i Florø beregnet til nær 870 årsverk, med omtrent samme fordeling som de regionale sysselsettingsvirkningene som er vist i Figur 11-9.

Figur 11-9 Regionale sysselsettingsvirkninger i Sogn og Fjordane i utbyggingsfasen fordelt på næring. Årsverk.


11.5.2 Sysselsettingsvirkninger i driftsfasen

I driftsfasen er det på tilsvarende måte som ovenfor beregnet nasjonale, regionale og lokale sysselsettingsvirkninger av verdiskapingen i driftsleveransene til Snorre Expansion Project. Resultatene er vist i Figur 11-10. Siden de beregnede regionale og lokale sysselsettingsvirkningene i driftsfasen er omtrent helt like, vises bare de regionale sysselsettingsvirkningene i figuren.

Figur 11-10 Nasjonale og regionale/lokale sysselsettingsvirkninger i et gjennomsnittlig driftsår fordelt på hovednæring. Årsverk


En ser av Figur 11-10 at borevirksomhet, her vedlikehold av brønner, får de største nasjonale sysselsettingseffektene i driftsfasen med 70 årsverk. Transport ventes videre å få en nasjonal sysselsettingseffekt på 45 årsverk, mens industri og oljevirkosomhet får en sysselsettingseffekt på 25 årsverk hver. I tillegg får forretningsmessig tjenesteyting 30 årsverk og bygg og anlegg 20 årsverk. En ser også at varehandel og overnattingsvirksomhet får en beregnet sysselsettingseffekt på 40 årsverk, mens offentlig tjenesteyting får 25 årsverk. Årsaken til dette er i første rekke de beregnede konsumvirkningene, som slår ut sterkt i disse næringene. Arbeidstakerne bruker nesten 40 % av sin lønn på slike produkter og tjenester.

En ser videre at de regionale sysselsettingseffektene i driftsfasen er beregnet til 25 årsverk i et gjennomsnittlig driftsår. Industrivirkosomhet ventes her å få en regional sysselsettingseffekt på 6 årsverk, særlig knyttet til vedlikehold av undervannsinstallasjoner. Transport, her særlig basevirksomhet, ventes videre å få 8 årsverk som følge av drift av Snorre Expansion Project, mens forretningsmessig tjenesteyting får 2 årsverk og boring og bygg og anlegg 1 årsverk hver. Resten av den regionale sysselsettingseffekten er beregnede konsumvirkninger i varehandel, overnatting og servering og i offentlig tjenesteyting.

De beregnede sysselsettingsvirkningene lokalt i Florø i et gjennomsnittlig driftsår er beregnet til vel 23 årsverk, fordelt på næring omtrent som de regionale sysselsettingseffektene i Sogn og Fjordane.

12 Referanser

12.1 Underlagsrapporter til konsekvensutredningen for Snorre Expansion Project

- (1) Agenda Kaupang 2017 (Holmelin, E.), Snorre Expansion Project – Samfunnsmessige virkninger
- (2) DNV-GL 2017 (Østbøll, H.), Miljørisikoanalyse for Snorre-feltet. DNV-GL rapport 2017-0677
- (3) Proactima 2017 (Aaserød, M.I.), Snorre Expansion Project – Konsekvenser for fiskeriene til havs
- (4) Thema Consulting Group (Schemde, A.V., Tennbakk, B., Persen, G., Eriksrud, A.), Snorre Expansion Project – vurdering av alternativer for elektrifisering

12.2 Statoil referanser

- (5) Statoil 2017, Beredskapsanalyse for oljevern – Snorre-feltet

12.3 Andre referanser

- (6) Aibel, 2017, Front End Engineering and Design, SEP Topside (FEED)
- (7) Bakke, T., Klungsøyr, J., Sanni, S. 2012a. Langtidsvirkninger av utslipp til sjø fra petroleumsvirksomheten: Resultater fra ti års forskning. Oslo Norway, Norges forskningsråd: 40.
- (8) Bakke, T., Klungsøyr, J., Sanni, S. 2013. Environmental impacts of produced water and drilling waste discharges from the Norwegian offshore petroleum industry. Marine Environmental Research 92:154-169.
- (9) DNV 2012, Environmental study of Snorre permanent reservoir monitoring system. Report NO/DNV RegNo. 2012-4074/14EPG7G-10. Rev Final 2012-08-14
- (10) Gates, A.R., Benfield, M.C., Booth, D.J., Fowler, A. M., Skropeta, D., Jones, D.O.B. 2016. Deep-sea observations at hydrocarbon drilling locations: Contributions from the SERPENT Project after 120 field visits. Deep-Sea Research II.
- (11) Regional konsekvensutredning (RKU) for Nordsjøen, 2006
- (12) Stortingsmelding 37 (2012-2013). Helhetlig forvaltning av det marine miljø i Nordsjøen og Skagerrak (Forvaltningsplanen)
- (13) OLF, 2007. Veiledning for gjennomføring av miljørisikoanalyser for petroleumaktiviteter på norsk sokkel.
- (14) Trannum, H.C., Nilsson, H.C., Schaanning, M.T., Oxnevad, S., 2010. Effects of sedimentation from water-based drill cuttings and natural sediment on benthic macrofaunal community structure and ecosystem processes. J. Exp. Mar. Biol. Ecol. 383, 111e121.
- (15) UniResearch, 2015, Miljøovervåking av olje og gassfelt i Region IV i 2014.

Vedlegg A - Fastsatt utredningsprogram

Statoils forslag til utredningsprogram, sendt på offentlig høring 5. desember 2016, samt oppsummering av mottatte høringsuttalelser, er tilgjengelig på www.statoil.com/snorreexpansionproject

 DET KONGELIGE OLJE- OG ENERGIDEPARTEMENT				
Statoil Petroleum AS Forusbeen 50 4035 STAVANGER				
Deres ref	Vår ref	Dato		
	16/3746	28.03.2017		
Program for konsekvensutredning				
<p>Det vises til Statoil Petroleum AS (Statoil) sitt forslag til program for konsekvensutredning for utbygging og drift av Snorre Expansion Project (SEP), sendt på offentlig høring 5. desember 2016 med høringsfrist 13. februar 2017. Det vises videre til Statoils oppsummering av innkomne høringsuttalelser og Statoils kommentarer til disse, overlevert departementet den 28. mars 2017.</p> <p>I medhold av forskrift til lov om petroleumsvirksomhet 27. juni 1997 nr. 663 § 22 tredje ledd fastsetter Olje- og energidepartementet med dette utredningsprogrammet for SEP i tråd med det fremlagte forslag til utredningsprogram, innkomne høringsuttalelser og operatørens kommentarer til disse. Det forutsettes at Statoil i det videre konsekvensutredningsarbeidet tar hensyn til de innkomne høringsuttalelsene slik det fremgår av vedlegget.</p>				
Med hilsen				
Kristoffer Stabrun (e.f.) Underdirektør			Henrik Mohr Nordviste Førstekonsulent	
<i>Dokumentet er elektronisk signert og har derfor ikke håndskrevne signaturer</i>				
Postadresse Postboks 8148 Dep 0033 Oslo postmottak@oed.dep.no	Kontoradresse Akersgata 59 oed.dep.no	Telefon* 22 24 90 90 Org no. 977 161 630	Avdeling Olje- og gassavdelingen	Saksbehandler Henrik Mohr Nordviste 22 24 62 79

Vedlegg B – Oppsummering av høringsuttalelser til “Forslag til program for konsekvensutredning for Snorre Expansion Project – SEP”

Innledning

Forslag til program for konsekvensutredning for Snorre Expansion Project (SEP) ble sendt på høring 5. desember 2016, med frist for uttalelser 13.februar 2017. Det er mottatt respons fra følgende instanser:

	Høringsinstans	Dato	Merknad
1	Flora kommune	10.02.2017	
2	Sogn og Fjordane fylkeskommune	06.02.2017	
3	Distriktskontoret LO Sogn og Fjordane	10.02.2017	
4	Industri Energi	31.01.2017	
5	NHO Sogn og Fjordane	10.02.2017	
6	Landsorganisasjonen i Norge (LO)	14.02.2017	
7	NITO Sogn og Fjordane	06.02.2017	
8	Miljødirektoratet	06.02.2017	
9	Statens strålevern	10.02.2017	
10	Riksantikvaren	14.12.2016	
11	Klima- og miljødepartementet	10.02.2017	
12	Fiskeridirektoratet	10.02.2017	
13	Havforskningsinstituttet	13.02.2017	
14	Norges Fiskarlag	03.02.2017	
15	Fiskebåt – Havfiskeflåten organisasjon	01.02.2017	
16	Utenriksdepartementet	13.02.2017	Ingen kommentarer
17	Justis- og beredskapsdepartementet	13.02.2017	Ingen kommentarer
18	Samferdselsdepartementet	13.02.2017	Ingen kommentarer
19	Arbeids- og sosialdepartementet	07.03.2017	

I det følgende har Statoil oppsummert hovedpunktene fra de mottatte uttalelsene, og foreslått hvordan disse kan ivaretas i det videre arbeidet med konsekvensutredningen.

Flora kommune

Ringvirkninger i Sogn og Fjordane

Ein stor del av norsk petroleumsproduksjon skjer utanfor Sogn og Fjordane. Historisk har det vore ein ubalanse mellom produksjon og aktivitet. Like fullt er Flora kommune, som er vertskommune for forsynings- og helikopterbase og nest størst kommune i fylket, svært avhengig av sysselsettinga i petroleumsindustrien. Forsyningar og driftsstøtte til Snorre spelar her ei avgjerande rolle for funksjonsbreidde og konkurransevne. At Snorre Expansion Project (SEP) legg til grunn forsynings- og helikopterbase i Florø, og dermed drar vekslar på kortaste avstand, er positivt.

Statoils kommentar:

SEP vil være en integrert del av Snorre drift. SEP innebærer ingen endring i lokaliseringen av drifts- og basefunksjoner for Snorre-feltet.

Driftsorganisasjon og basefunksjoner

I KU-programmet står det at driftsorganisasjonen ligg i Stavanger. I St.prp. nr. 56 (1987-88) står det derimot at «...dele aktivitetene i forbindelse med drift og vedlikehold i to driftsenheter, i henholdsvis Stavanger og Florø. Arbeidsdelingen mellom de to driftsenhetene innebærer at Stavanger blir hovedsete for driftsorganisasjonen, mens en utvidet forsyningsbase legges til Florø.” Vedlikehold av innsendt utstyr er blant oppgåvene som vart lagde til Florø. Leiing av - og ingeniørfunksjonar knytt til – vedlikehold vart føresett delt mellom Stavanger og Florø. Vi legg til grunn at denne modellen også gjeld for SEP.

SEP er eit stort subseaprojekt, og lagring og vedlikehold av subseautstyr kan gje mykje aktivitet. På Fjord base og i området elles er det over tid utvikla infrastruktur og erfaring til å ta hand om slike oppgåver. Lokalt bachelorstudium i undervassteknologi er med å styrkje denne kompetansebasen. Vi forventar at desse funksjonane vil bli utførde i Florø (ref avsnittet over), og vi ber om at dette vert synleggjort i konsekvensutgreiinga.

I utbyggingsprosjekt som dette, vil mykje av aktiviteten skje i regi av store underleverandørar. Rettidig og relevant kontakt med desse, i tillegg til med operatørselskap, er avgjerande for at lokal leverandørindustri skal kome i inngrep med konkurransedyktige løysingar. Her vil operatøren spele ei svært viktig rolle. Dette var eit viktig motiv for at også innkjøpsfunksjonar for Snorre vart lagde til Florø (ref St.prp. nr. 56 (1987-88)). Vi ber om synleggjering av korleis operatøren vil leggje til rette for at lokal leverandørindustri får best mogleg føresetnader for å delta i prosjekt- og seinare driftsfase.

Statoils kommentar:

Angående lokalisering av drifts- og basefunksjoner vises til ovenstående kommentar, se foregående punkt.

Kontraktene til Snorre Expansion Project tildeles av et partnerskap, og ikke av Statoil alene. Statoil vil på vanlig måte vurdere leverandørene på et kommersielt grunnlag etter forutgående konkurranse.

Kapasitet i utbyggings- og modifikasjonsperioden

SEP vil innebære hektisk aktivitet. Det er til dømes sannsynleg at to riggar vil bore kontinuerleg i området over fleire år. Dette kan fort medføre at det i periodar er trang for meir transportkapasitet, eksempelvis når det gjeld båt og helikopter. Vi reknar med at operatøren vil løyse desse utfordringane, og vi ber om at det i konsekvensutgreiinga blir synleggjort korleis dette reint praktisk er tenkt gjennomført.

Statoils kommentar:

Det påregnes ikke behov for utvidelse av eksisterende basetjenester. Dette vil bli dokumentert i konsekvensutredningen.

Kraftuttak ved elektrifisering

Elektrifisering er eit viktig element i forhold til utvikling av sentral fysisk infrastruktur. Skulle vidare utgreiingar gje rom for å innfri politiske målsettingar om kraft frå land, så bør arbeidet ta utgangspunkt i at krafta skal hentast frå Sogn og Fjordane. Tidleg involvering av regionalt nettselskap blir i tilfelle viktig.

Statoils kommentar:

Elektrifiseringsmuligheter for Snorre-feltet, inklusive alternativ med uttakspunkt for kraft i Sogn og Fjordane, vil bli vurdert i konsekvensutredningen.

Sogn og Fjordane fylkeskommune

Sogn og Fjordane fylkeskommune gir likelydende uttalelse som Flora kommune.

Distriktskontoret LO i Sogn og Fjordane

LOs distriktskontor i Sogn og Fjordane gir likelydende uttalelse som Flora kommune.

Industri Energi

Kompetansmiljøer og distriktsbosetting

Distriktsbosetting er et verdifullt kjennetegn ved Norge. Industri Energi jobber aktivt for å opprettholde dette mønsteret, og sikre at folk fortsatt har arbeidsplasser der de bor. Store deler av norsk olje- og gass produksjon skjer utenfor Sogn og Fjordane. Spesielt har denne næringen skapt arbeidsplasser i Florø og omegn. Den har dannet grunnlaget for å etablering av en forsyningsbase og helikopterbase, samt drifts og støttefunksjoner for flere selskaper og felt. Snorre Expansion Project er svært viktig for å kunne opprettholde et høykomptent og konkurransedyktig offshoremiljø i Florø.

Statoils kommentar:

Se kommentarer til uttalelsen fra Flora kommune

Forsyningsbase og helikopterterminal

Industri Energi er fornøyd med at en i programmet for konsekvensutredning for SEP viser til at forsyningsfunksjoner og helikopterterminal for personelltransport blir en integrert del av

driften for Snorre-feltet, og derav benytter eksisterende forsyningsbase og helikopter terminal i Florø.

Statoils kommentar:

Se kommentarer til uttalelsen fra Flora kommune

Kraftforsyning fra land

I følge program for konsekvensutredning medfører ikke SEP – utbyggingen behov for ytterligere kraftgenerering ut over eksisterende gassturbiner. Industri Energi ønsker å understreke vår støtte til at Statoil etterstreber å holde planlagt produksjonsstart for SEP, men samtidig utfører lovpålagte kartlegginger for å se på mulige alternativer til tradisjonell kraftproduksjon i gassturbiner.

Sogn og Fjordane har mye kraftforedlende industri. Industri Energi ønsker å fremheve at en kraftløsning for SEP ikke må svekke konkurranseevnen til kraftforedlende Industri.

Statoils kommentar:

Tilgjengelighet av tilstrekkelig kraft uten negative konsekvenser for andre kraftforbrukere vil være en del av vurderingen av elektrifiseringsløsninger.

Driftsorganisasjon

Med tanke på driftsorganisasjon ønsker vi å nyansere vårt syn. Det fremgår av program for konsekvensutredning at driftsorganisasjon skal ligge i Stavanger. I St.Prp. nr. 56 (1987-88) - Innfasing og feltutbygginger i årene fremover. Utbygging og ilandføring av olje og gass fra Snorre-feltet, fremgår det derimot at «... dele aktivitetene i forbindelse med drift og vedlikehold i to drifts - enheter, i henholdsvis Stavanger og Florø. Arbeidsdelingen mellom de to driftsenhetene innebærer at Stavanger blir hovedsete for driftsorganisasjonen, mens en utvidet forsyningsbase legges til Florø.” Videre vises det til at «arbeidsdelingen mellom Stavanger og Florø innebærer at normalt vedlikehold av innsendt utstyr skal skje i Florø. Vedlikeholdsledelse og vedlikeholdsrelaterte ingeniørfunksjoner forutsettes imidlertid delt mellom Florø og Stavanger»

Industri Energi forutsetter at nyanseringen beskrevet i St. Prp. Nr. 56 (1987-88) med hensyn til driftsorganisasjon også følger SEP.

Statoils kommentar:

Se kommentarer til uttalelsen fra Flora kommune

Behov for ytterligere avklaringer og kunnskap

Industri Energi ber om at Statoil belyser følgende forhold i den videre prosessen med konsekvensutredning for SEP.

- SEP er et stort subseaprojekt, og lagring og vedlikehold av subseautstyr kan gi mye aktivitet. Dette kan ha stor betydning med hensyn til foregående punkt. På Fjordbasen i Florø og området rundt er det over tid utviklet en infrastruktur og erfaring innenfor slike oppgaver. Det har blant annet blitt opprettet et lokalt bachelorprogram i undervannsteknologi for å styrke denne kompetansen. Industri Energi ber om innsikt i hvordan disse oppgavene vil bli organisert.
- SEP vil innebære en hektisk aktivitet i utbyggings – og modifikasjonsperioden. Det trolig at en kan ha to rigger som kontinuerlig borer i området over flere år. Dette kan i perioder medføre et økt behov for transportkapasitet, båt og helikopter. Industri Energi ber om innsikt i hvordan dette vil bli handtert.

- SEP vil innebære mye aktivitet for leverandører og underleverandører. Industri Energi ber om innsikt i hvordan SEP planlegger å muliggjøre at nasjonal, regional og lokale leverandører kan komme i posisjon for å levere konkurransedyktige løsninger.

Statoils kommentar:

Se kommentarer til uttalelsen fra Flora kommune

NHO Sogn og Fjordane

Generelt

NHO Sogn og Fjordane er glad for at Snorre Expansion Project blir ein realitet og at Statoil ønskjer å vidareføre, og utvikle, Florø som forsyningsbase og helikopterterminal for Snorrefeltet. At SEP skal bli ein integrert del av drifta av Snorrefeltet, må også innebære at lokalisering av basetenester og helikoptertjenester blir vidareført med Florø som lokasjon for heile Snorreområdet. At betydeleg aktivitet blir kopla til Florø i samband med utbyggings- og modifikasjonsfasen av SEP er også svært viktig.

Det er avgjerande for det petromaritime miljøet i Sogn og Fjordane generelt og Florø som baseby spesielt at SEP blir kopla til og forsterkar aktiviteten i Florø. Det har mykje å seie for leverandørindustrien og for anna kompetanse som jobbar innanfor dette segmentet. Det har også mykje å seie for aktiviteten på Florø Lufthamn, noko som igjen er avgjerande for anna næringsliv i området. Aktivitet skaper som kjent aktivitet.

I tillegg har ei vidareføring og vidareutvikling av Snorreområdet mykje å seie for oppretthalding og vidareutvikling av bachelorstudiet i subsea-/havromsteknologi i Florø, gjennom Høgskulen på Vestlandet. Dette er eit studietilbod som også Statoil har vore med på å etablere.

Elektrifisering av olje- og gassinstallasjonar med landstraum har vore ei politisk målsetjing. Skulle ei slik elektrifisering bli aktuell i høve Snorreområdet, bør ein ha som målsetjing at krafta skal hentast ut frå Sogn og Fjordane, i samråd med dei relevante kraftselskapa.

Statoil er eit selskap som viser samfunnsansvar på mange områder. Det at ein no etablerer SEP og vidarefører og utvidar satsinga på Florø som lokasjon for basetenester og helikopterterminal, er eit viktig bidrag i så måte.

Statoils kommentar:

Se kommentarer til uttalelsen fra Flora kommune

LO

Ringvirkninger i Sogn og Fjordane

Denne utbyggingen vil gi viktige bidrag i en krevende tid for leverandørindustrien.

LO er fornøyd med at en i programmet for konsekvensutredning for Snorre Expansion Project viser til at forsyningsfunksjoner og helikopterterminal for personelltransport blir en integrert del av driften for Snorre-feltet, og derav benytter eksisterende forsyningsbase og helikopter terminal i Florø.

Det fremgår av program for konsekvensutredning at driftsorganisasjon skal ligge i Stavanger. I St.Prp. nr. 56 (1987-88) - Innfasing og feltutbygginger i årene fremover, herunder utbygging og ilandføring av olje og gass fra Snorre-feltet, fremgår det derimot at: "... dele aktivitetene i forbindelse med drift og vedlikehold i to drifts - enheter, i henholdsvis Stavanger og Florø. Arbeidsdelingen mellom de to driftsenhetene innebærer at Stavanger blir hovedsete for driftsorganisasjonen, mens en utvidet forsyningsbase legges til Florø." Videre vises det til at "... arbeidsdelingen mellom Stavanger og Florø innebærer at normalt vedlikehold av innsendt utstyr skal skje i Florø. Vedlikeholdsledelse og vedlikeholdsrelaterte ingeniørfunksjoner forutsettes imidlertid delt mellom Florø og Stavanger".

LO forutsetter at nyanseringen beskrevet i St. Prp. Nr. 56 (1987-88) med hensyn til driftsorganisasjon også følger Snorre Expansion Project.

LO ber om at Statoil belyser følgende forhold i den videre prosessen med konsekvensutredning for Snorre Expansion Project:

- Snorre Expansion Project er et stort subseaprojekt, og lagring og vedlikehold av subseautstyr kan gi mye aktivitet. Dette kan ha stor betydning med hensyn til foregående punkt. På Fjordbasen i Florø og området rundt er det over tid utviklet en infrastruktur og erfaring innenfor slike oppgaver. Det har blant annet blitt opprettet et lokalt bachelorprogram i undervannsteknologi for å styrke denne kompetansen. LO ber om innsikt i hvordan disse oppgavene vil bli organisert.
- Snorre Expansion Project vil innebære en hektisk aktivitet i utbyggings – og modifikasjonsperioden. Det er trolig at en kan ha to rigger som kontinuerlig borer i området over flere år. Dette kan i perioder medføre et økt behov for transportkapasitet (båt og helikopter). LO ber om innsikt i hvordan dette vil bli håndtert.
- Snorre Expansion Project vil innebære mye aktivitet for leverandører og underleverandører. LO ber om innsikt i hvordan Snorre Expansion Project planlegger å muliggjøre at nasjonale, regionale og lokale leverandører kan komme i posisjon for å levere konkurransedyktige løsninger.

Statoils kommentar:

Se kommentarer til uttalelsen fra Flora kommune

NITO Sogn og Fjordane

Utbyggingsprosjektet innebærer en videre utvikling av Snorre feltet, et felt som har hatt vesentlig betydning for oppbygging av oljeaktiviteten i Sogn og Fjordane. Beslutningen om å etablere en delt driftsorganisasjon mellom Stavanger og Florø har vært nøkkelen til å bygge opp kompetansemiljø innenfor de funksjoner som ble lagt til Florø (anskaffelser, økonomistøtte, vedlikehold, forsyning osv).

Det er med glede NITO Sogn og Fjordane registrerer Statoils ønske om at Snorre Expansion Project skal videreutvikle dette kompetansemiljøet. Oppbygging av Subsea kompetanse og infrastruktur gjennom Subsea Ingeniørstudie, nye vedlikeholds- og lagringsfasiliteter, kommersielle og tekniske fagmiljøer/selskaper er tydelige bevis for den beviste satsingen som Statoil og andre operatører har vært med å etablere i Sogn og Fjordane.

Det er nå viktig at Snorre Expansion utbyggingen er med å videreutvikle dette Subsea miljøet i regionen. NITO Sogn og Fjordane mener derfor at drift og vedlikehold av Subsea anleggene må legges til Florø

Statoils kommentar:

Se kommentarer til uttalelsen fra Flora kommune

Miljødirektoratet

Valg av utbyggingsløsning

Miljødirektoratet viser til forskrift til lov om petroleumsvirksomhet § 22 a første ledd bokstav a. Her framgår det blant annet at en konsekvensutredning skal beskrive alternative utbyggingsløsninger som rettighetshaver har undersøkt, og at operatøren skal begrunne valg av utbyggingsløsning og utvinningsstrategi. Rettighetshaver skal dessuten redegjøre for miljøkriteriene for de valgene som er gjort. Formålet med konsekvensutredninger er å klargjøre virkningene av en utbygging eller et anlegg, og driften av disse, på miljø, naturressurser og samfunn. Konsekvensutredningen skal sikre at disse virkningene blir tatt hensyn til under planleggingen. Den skal også være utgangspunktet for behandling og en eventuell godkjenning av planen for utbygging og drift. Miljødirektoratet er innforstått med at handlingsrommet når det gjelder alternative utbyggingsløsninger kan være noe begrenset når en eksisterende plattform skal brukes. SEP er imidlertid en utbygging av betydelig størrelse og Miljødirektoratet forventer at operatøren redegjør for miljøkriteriene for de valg som gjøres og at BAT er styrende for valg av teknologi/utbyggingsløsninger.

Statoils kommentar:

Det vil i konsekvensutredningen bli redegjort for miljøkriterier som ligger til grunn for de utbyggings- og teknologiløsninger som er valgt. BAT vil bli dokumentert.

Utslipp til luft – muligheter for elektrifisering

I program for konsekvensutredning legger operatøren fram en foreløpig konklusjon om at kraft fra land til Snorre A ikke vil være teknisk mulig grunnet plass og vektbegrensninger. Operatøren påpeker at det er lagt vekt på å sikre at gjennomføringen av SEP ikke vil vanskeliggjøre en kraft fra land-løsning til Snorre-feltet på et senere tidspunkt. Vi forventer at konsekvensutredningen redegjør nærmere for dette forholdet tatt i betraktning vektbegrensningene på Snorre A, herunder tiltaksmuligheter og hva som planlegges gjennomført for å tilrettelegge for kraft fra land til Snorrefeltet. Elektrifisering av petroleumssinnretninger basert på bruk av fornybar energi er et viktig tiltak dersom Norge skal nå sine klimaforpliktelser. Vi ser det derfor som viktig at mulighetene for dette er grundig belyst i konsekvensutredningen, og at utredningen synliggjør kostnadene og forutsetninger ved alternative løsninger.

Statoils kommentar:

Statoil vil dokumentere alternative muligheter for elektrifisering av Snorre-feltet i konsekvensutredningen.

Utslipp til luft – energioptimalisering og utslippsreducerende tiltak

Statoil peker på energioptimalisering som et tiltak for å redusere utslipp til luft. Vi forventer at konsekvensutredningen gir en grundig vurdering av tiltak for å redusere utslippene til luft, herunder energieffektivisering og muligheten for oppgradering av eksisterende energianlegg på Snorre-feltet (inklusive damp turbin), bl.a. virkningsgrader (kraft og varme) og NOx-reducerende tiltak (lav-NOx-teknologi og vann- eller dampinjeksjon). Vi ber også om at konsekvensutredningen synliggjør forventet energiforbruk (kraft- og varmebehov) over feltets levetid og i tillegg spesifikt energiforbruk og CO₂-utslipp per produsert enhet.

Statoils kommentar:

Basert på gjennomførte BAT vurderinger, vil det bli gitt en grundig dokumentasjon av tiltak som er vurdert for å redusere utslippene til luft, herunder energieffektivisering og mulig oppgradering av eksisterende energianlegg på Snorre-feltet. Totalt energiforbruk over feltets levetid samt spesifikt energiforbruk og CO₂-utslipp pr produsert enhet vil bli dokumentert.

Utslipp til luft – kaldventilering og diffuse utslipp

Utslipp av metan og NMVOC fra prosessen kan reduseres vesentlig ved å implementere utslippsreducerende teknikker. Vi viser i denne sammenheng til VOC-prosjektet som Miljødirektoratet nylig har avsluttet "Kaldventilering og diffuse utslipp fra petroleumsvirksomheten offshore; kartlegging av utslippskilder, oppdatering av metoder for bestemmelse av utslipp, BAT- og tiltaksvurderinger", jf. rapport M509-514/2016. Videre viser vi til informasjon oversendt i e-mail av 1. juli 2016. Konsekvensutredningen må redegjøre for hvilke tiltak som planlegges gjennomført for å redusere utslippene av metan og NMVOC på Snorre-feltet.

Statoils kommentar:

Basert på Statoils innsendte vurdering av tiltaksmuligheter for bl.a. Snorre-feltet i e-post av 1. juli 2016, vil det bli redegjort i konsekvensutredningen for hvilke tiltak som vil bli gjennomført for å redusere utslippene av metan og NMVOC på Snorre-feltet.

Utslipp til luft – mobil rigg

Vi forventer at konsekvensutredningen inneholder vurderinger av utslippsreducerende tiltak mht. utslipp til sjø og luft fra mobile rigger, herunder energieffektivisering, lav-NO_x-motorer, muligheten for tilkobling til Snorre A og B for mottak av kraft, batteridrift etc.

Statoils kommentar:

En av de siste generasjoners borerigger vil bli benyttet. Det vil bli redegjort for teknisk kvalitet og utslippsreducerende tiltak på riggen, herunder energieffektivitet og lav-NO_x motorer. Det vurderes som lite aktuelt å koble mobil rigg til Snorre A eller B for mottak av kraft eller å operere borerigg på batteridrift. Dette vil bli nærmere begrunnet i konsekvensutredningen.

Utslipp til luft – fakling

Valg av fakkelsystem/-teknologi har innvirkning på utslipp av CO₂, NO_x, uforbrente hydrokarboner (metan og NMVOC) og partikler (svart karbon). Ifølge program for konsekvensutredning planlegger Statoil å lukke fakkelsystemet på Snorre A, dvs. at høy- og lavtrykksfakkel utstyres med gjenvinningssystem tilsvarende som på Snorre B. Vi ber om at det redegjøres nærmere for dette tiltaket i konsekvensutredningen.

Statoils kommentar:

Gjenvinning av lavtrykks fakklegass på Snorre A, dvs. hovedsakelig gass fra produsert vann avgassing, ble tidlig identifisert av SEP som et mulig utslippsreducerende tiltak. Tiltaket er nå overtatt av Snorre Drift og er utvidet til også å omfatte høytrykks fakklegass slik at tiltaket nå også omfatter slukket fakkell på Snorre A. Tiltaket vil bli gjennomført i 2018, dvs. i god tid før SEP volumene kommer i produksjon. Konsekvensutredningen vil dokumentere den tekniske løsningen for fakklegassgjenvinning og slukket fakkell i detalj.

Utslipp til sjø – produsert vann

I program for konsekvensutredning viser Statoil til at beregninger anslår at den maksimale mengden produsert vann fra Snorre vil være 15 millioner m³ per år over feltets levetid. Det er imidlertid uklart for Miljødirektoratet hva som er inkludert i dette estimatet. Vi ber om at konsekvensutredningen

viser årlige utslipp for mengde produsert vann til sjø over feltets levetid, der andelen av produsert vann fra SEP synliggjøres.

Statoil har beregnet en EIF (Environment Impact Factor) på 90 for Snorre A, noe som er høyt på norsk sokkel og som representerer en betydelig miljørisiko. Etter vår vurdering må Statoil synliggjøre den forventede utviklingen av EIF på Snorre A etter at SEP har begynt å produsere i konsekvensutredningen. Vi viser til Statoils "Teknologi kost/nytte vurderinger for produsert vann på Snorre A 2015/2016" der det blir konkludert med at renseanlegget er å anse som BAT. Vi forventer at operatøren vurderer mulige tiltak for å redusere det høye risikobidraget fra produsert vann på nytt i lys av at vannet fra SEP også skal renses i anlegget og at dette synliggjøres i konsekvensutredningen.

Statoils kommentar:

Statoil vil dokumentere utslippene av produsert vann fra Snorre og SEP slik direktoratet ber om. Mulige tiltak for å redusere risikobidraget fra produsert vann vil bli dokumentert. Prosjektets anbefalte løsninger vil bli begrunnet.

Utslipp til sjø - kjemikalier

Miljødirektoratet understreker at operatøren skal legge en helhetlig vurdering til grunn for valg av kjemikalier. Alle variabler som spiller inn for miljørisikoen skal inkluderes slik at man kan vurdere den samlede belastningen. For øvrig vil bruk og utslipp av kjemikalier være gjenstand for en søknadsprosess for tillatelse til virksomhet etter forurensningsloven og vil bli nærmere behandlet i denne prosessen.

Som nevnt i avsnittet over har Snorre A en høy EIF og ifølge Snorres årsrapport for 2015 bidrar bruk av korrosjonshemmer og H₂S-fjerner til omtrent halvparten av EIF. Miljødirektoratet forventer at SEP tilstreber å redusere bruk av kjemikalier gjennom for eksempel materialvalg.

Statoils kommentar:

Det vil i konsekvensutredningen bli redegjort for hvordan bruk og utslipp av miljøskadelige kjemikalier på Snorre A søkes minimert.

Miljørisiko og beredskap

Det framgår av Kap. 4.3.1 "Resultater av foreløpige miljørisiko- og beredskapsvurderinger" at en aksjon i forbindelse med et mulig uhellsutslipp fra Snorre i verste fall vil kunne legge beslag på en stor del av de tilgjengelige oljevernressursene på norsk sokkel. Utredningsprogrammet bør omfatte en nærmere beskrivelse av ressursbehovet og hvordan det best kan sikres at de nødvendige ressursene er tilgjengelige, både i en mobiliseringsfase og i en langvarig aksjon der det er en mulighet for at det også inntreffer et annet uhellsutslipp på sokkelen som vil kunne kreve ressurser.

Statoils kommentar:

Det vil i konsekvensutredningen bli redegjort for hvordan Statoil vil sikre at nødvendig beredskapsressursene er tilgjengelige dersom et større akutt utslipp av olje fra Snorre-feltet skulle inntreffe.

Undervanns lekkasjedeteksjon

Små akutte utslipp og lekkasjer av hydrokarboner og hydraulikkvæsker fra subseasystemer (havbunnsrammer) kan til sammen gi betydelige utslippsmengder over tid. Implementering av teknologi for deteksjon av undervannslekkasjer ved kilden, vil forhindre at små utslipp vedvarer over tid. Vi forventer at Statoil utreder systemer for lekkasjedeteksjon knyttet til havbunnsanlegg, herunder punktmåling (biosensorer, kapasistans og metan-sniffere) og områdedetektering (aktiv og

passiv akustisk og optiske kameraer og fiberoptiske metoder). Også elektrisk styrte ventiler for bruk på havbunnen bør utredes. Ventilene vil redusere behovet for kjemikalier og volum med hydraulikkvæske i sirkulasjon. Løsningen gjør også at utbyggingen blir mindre komplisert da antall ventiler for å styre hjelpesystemene blir redusert, jf. Petroleumstilsynets RNNP-AU-rapport av 2016.

Vi ser det som viktig at Statoil redegjør for planer for lekkasjedeteksjon knyttet til havbunnsrammer og hvilke systemer som er planlagt implementert.

Statoils kommentar:

Konsekvensutredningen vil redegjøre for vurderinger som er gjennomført mht lekkasjedeteksjon på havbunnsinstallasjonene og for hvilke systemer som er planlagt implementert.

Statens strålevern

Radioaktivt utslipp (NORM)

På norsk sokkel står Snorre-feltet for ca. 8% av de radioaktive utslippene, og er dermed den tredje største bidragsyteren på norsk sokkel. Det er derfor svært viktig at Statoil vurderer hvordan utbyggingen vil påvirke utslippene av radioaktive stoffer med produsert vann, med mål om å redusere utslippene fra Snorre-feltet.

I «Forslag til program for konsekvensutredning» står det at utvidelsen vil medføre en økning av mengdene produsert vann over feltets levetid. Statoil skriver videre at de derfor har vurdert injeksjon av produsert vann for trykkstøtte, men at de ikke anbefaler dette på grunn av faren for redusert injektivitet i reservoaret over tid. Statoil planlegger derfor å slippe ut produsert vann til sjø.

Statens strålevern mener at Statoil bør revurdere planene med å slippe ut produsert vann til sjø grunnet de relativt store utslippene av radioaktive stoffer fra Snorre. Det eneste som står om radioaktive utslipp i programmet er at innholdet av radioaktive stoffer i det produserte vannet vil bli gjort rede for, det er derimot ikke nevnt som en del av vurderingen om eventuell injeksjon av produsert vann.

Statoils kommentar:

Det vil i konsekvensutredningen bli redegjort for hvordan radioaktive komponenter er hensyntatt i vurderingene av injeksjon av produsert vann på Snorre A.

Riksantikvaren

Prosedyrer ved funn av kulturminner

Riksantikvaren viser til den beskyttelse som kulturminner innenfor territorialfarvannet er gitt i lovverket, og den rettspraksis som er etablert for tilstøtende sone. Riksantikvaren peker på at utredningsprogrammet bør suppleres med opplysninger om hvordan en vil håndtere eventuelle funn av kulturminner, eller samarbeide med kulturminneforvaltningen.

Funn av skipsvrak skal meldes til vedkommende myndighet.

Statoils kommentar

Statoil er kjent med de prosedyrer som gjelder i tilfelle det gjøres funn av arkeologisk interesse underveis. Havbunnen på Snorre-feltet er meget godt kartlagt i flere omganger siden oppstart på feltet i 1998. Det er lite sannsynlig at nye funn blir gjort. Skulle nye funn bli gjort vil disse meldes i tråd med etablerte rutiner.

Tidlig kontakt med kulturminneforvaltningen

Riksantikvaren påpeker at det er hensiktsmessig så tidlig som mulig å kontakte kulturminneforvaltningen for å klarlegge om tiltaket vil komme i kontakt med kulturminner under vann.

Dersom skipsvrak skulle bli påvist, bør videre håndtering avklares nærmere med kulturminnemyndighetene. Det kan tas kontakt med Bergens Sjøfartsmuseum for vurdering av eventuelle marinarkeologiske funn. Vandndypet på Snorre-feltet er for dypt til at det er potensial for funn av spor fra steinalderen i området.

Statoils kommentar

Statoil anser utsending av utredningsprogrammet som en tidlig informasjon til kulturminneforvaltningen om hvilke tiltak om planlegges. Statoil vil følge dette opp i kontakt direkte mot Bergens Sjøfartsmuseum etter hvert som oppdatert informasjon foreligger.

Klima- og miljødepartementet

Departementet viser til høringsuttalelsene fra Miljødirektoratet, Statens Strålevern (vedlagt departementets brev) og Riksantikvaren som departementet slutter seg til.

Statoils kommentar

Statoil tar dette til etterretning.

Fiskeridirektoratet

Rørledninger – frie spenn

Fiskeridirektoratet er opptatt av at frie spenn reduseres til et minimum, samt at en graver ned rør og kabler der det er mulig for å redusere bruk av steinfyllinger. Videre er det viktig at helningsvinkel på steininstallasjoner er så liten som mulig slik at trålrudskaper lettere kan krysse disse uten å grave med seg steinmasser som kan medføre tap av redskap og/eller fangst.

Statoils kommentar:

Feltinterne rørledninger kan i liten grad graves ned på Snorre-feltet pga. det permanente seismiske overvåkingssystemet som er installert på feltet (gruntliggende kabler). Mindre rørledninger som ikke tåler direkte treff av trålutstyr må derfor beskyttes med grusoverdekning. Steininstallasjonene vil i så stor grad som mulig bli utformet slik Fiskeridirektoratet anmoder om. Frie spenn vil ikke forekomme.

Avslutning av produksjonen

I KU programmet står det at etter avsluttet produksjon og nedstenging vil innretninger på feltet bli fjernet i henhold til gjeldende regelverk, ref. OSPAR-beslutning 98/3. Per dags dato innebærer dette at alle innretninger skal være mulige å fjerne. Videre står det at brønner vil bli permanent plugget og forlatt og det vil bli lagt frem en avslutningsplan med forslag til disponering av plattform, havbunnsinstallasjoner og rørledninger. Det står ikke skrevet om undervannsanlegget og rørledninger skal fjernes eller beskyttes med steindumping. Fiskeridirektoratet er på generelt grunnlag skeptisk til dagens praksis, hvor rørledninger blir etterlatt etter avvikling av feltene. Det tar svært lang tid før etterlatte rørledninger blir brutt ned naturlig. Over tid vil etterlatte rørledninger kunne skape hefter for fiske med bunnredskaper, og kan også være en fare for fartøyets sikkerhet,

selv om rørledningene opprinnelig var nedgravd eller på andre måter gjort overtrålbare. Fiskeridirektoratet vil be om at det utredes fjerning av rørledninger m.v. etter avslutning av SEP.

Statoils kommentar:

Statoil tar Fiskeridirektoratets synspunkter til etterretning. Som beskrevet i programmet vil innretningene på Snorre-feltet bli fjernet i henhold til gjeldende regelverk. En avslutningsplan for feltet med tilhørende konsekvensutredning vil bli utarbeidet i god tid før produksjonen på feltet tar slutt. Konsekvensutredningen vil som del av beslutningsprosessen være gjenstand for ekstern involvering av berørte parter som fiskerimyndighetene og andre.

Fiskeressurser og fiskeriaktivitet

Programmets beskrivelse av fiskeressursene antas å være dekkende for området. Men Fiskeridirektoratet må påpeke at fisket er en dynamisk aktivitet og vil variere alt etter fiskens vandringsmønster og de til enhver tid gjeldende reguleringer. På sikt kan dette føre til en økende fiskeriaktivitet inn i området.

Aktiviteter i forbindelse med boring og installasjon av innretninger, rørledninger og kabler vil kunne utgjøre en midlertidig hindring for skipstrafikk og utøvelse av fiske. I dette område vil det foregå fiskeri gjennom store deler av året. Området er spesielt viktig for trålfiske etter sei og kolmule gjennom året, samt dorg- og notfiske etter makrell fra ca. september og utover høsten.

Statoils kommentar:

Det vil i konsekvensutredningen bli redegjort for historiske variasjoner i fiskeriaktiviteten i Snorre-området.

Arealbeslag

Fiskeridirektoratet forventer at det benyttes en løsning som beslaglegger minst mulig areal i driftsfasen.

Statoils kommentar:

Det vil i konsekvensutredningen bli redegjort for hvordan arealbeslag av undervannsinnretningene søkes minimert.

Havforskningsinstituttet

Havforskningsinstitutt mener at forslaget gir en adekvat utredning av miljøkonsekvensene for utslipp til sjøen. Instituttet har ingen ytterligere kommentarer.

Statoils kommentar

Statoil tar dette til etterretning.

Norges Fiskarlag

Forurensningstilførsler

I forslag til program er det under miljøtilstand gitt følgende oppsummering:

«Samlet tilførsel av forurensende stoffer er uoversiktlig. Best oversikt har man over tilførslene fra olie- og gassvirksomheten, som er underlagt strenge rapporterings- og kontrollrutiner, og hvor det er etablert omfattende overvåkingsaktivitet»

Norges Fiskarlag registrerer at det pekes på at tilførsel av forurensende stoffer er uoversiktlig, noe som er bekymringsfullt. Det er også bekymringsfullt at selv om en har kontroll for en sektor, så har man liten oversikt over hva den totale belastningen fra petroleumsindustrien sammen med den «uoversiktlige» situasjonen vil medføre.

Det hadde vært positivt om man i forbindelse med Snorre Expansion Project hadde kunnet gi en beskrivelse av konsekvensene for miljøet av ytterligere tilførsel av forurensende stoffer, og ikke bare sett på de konkrete utslipp knyttet til SEP.

Statoils kommentar:

Beskrivelsen av forurensningstilførsler og forurensningssituasjonen i influensområdet for SEP-utbyggingen vil baseres på Helhetlig forvaltningsplan for Nordsjøen og Skagerrak fra 2013, samt utslippsrapportering og regionale miljøovervåkingsundersøkelsene i det aktuelle området. Selv om det kan hevdes at det fortsatt finnes kunnskapsmangler om tilførsler og virkninger i Nordsjøområdet, er Nordsjøen å anse som et av de mest undersøkte havområdene på verdensbasis. Basert på de nevnte referanser vil Statoil dokumentere miljøtilstand og konsekvensene av utslipp fra Snorre-feltet som et resultat av SEP, og se dette i sammenheng med andre forurensningstilførsler i regionen og i en større Nordsjø-sammenheng. Statoil har ikke til hensikt å igangsette ytterligere undersøkelser i denne sammenheng.

Fiskeriaktivitet

Norges Fiskarlag registrerer også fra programmet at fiskerne synes ikke å benytte området i særlig grad. Dette er nok riktig, men årsaken er samtidig at det her finnes aktivitet og installasjoner som hindrer fiskeriaktivitet. Beskrivelsen av aktivitet har en kort tidshorison, noe som ikke fanger opp den dynamikken som er i fiskeriene. Ved å benytte en så kort tidshorison fanges heller ikke fiskeriaktiviteten som var før utbygging opp, slik at konsekvensene for fiskeriene er større enn det som omtales.

Statoils kommentar:

Ved utredningen av konsekvenser for fiskeri vil de momenter som anføres fra Norges Fiskarlag bli vektlagt.

Fiskebåt – Havfiskeflåtens organisasjon

Fiskebåt bekrefter at det kun er registrert sporadisk tråling ved Snorre-feltet av norske fartøy. I 2012 og 2013 var det mer aktivitet, men dette er kun fra danske trålere (blandingsfiske, flatfisk), og hovedtyngden av disse er lenger sør mot Visund.

Statoils kommentar

Statoil tar dette til etterretning.

Utenriksdepartementet

Departementet har ingen merknader.

Justis- og beredskapsdepartementet

Departementet har ingen merknader.

Samferdselsdepartementet

Departementet har ingen merknader

Arbeids- og Sosialdepartementet

Arbeids- og sosialdepartementet har forelagt saken for Petroleumstilsynet som opplyser at de ikke har kommentarer til Statoils forslag til program for konsekvensutredning for Snorre Expansion Project.

Arbeids- og sosialdepartementet har ikke ytterligere merknader til saken.

Statoils kommentar

Statoil tar dette til etterretning.

Vedlegg C – Elektrifiseringsløsninger som har vært vurdert for Snorre-feltet.

I tråd med vedtak i Stortinget (1996), skal det ved alle nye feltutbygginger og større modifikasjoner på norsk sokkel utredes om kraft fra land er hensiktsmessig. For prosjekter som knyttes opp mot eksisterende plattformer, slik som Snorre Expansion Project (SEP), er bestemmelsen å forstå som et krav om utredning av kraft fra land for de mottakende innretninger. Det skal legges frem en oversikt over energimengden og kostnadene ved å forsyne innretningen med kraft fra land fremfor å bruke gassturbiner til havs.

I samsvar med utredningskravet vedtatt av Stortinget, har rettighetshaverne utredet ulike kraft fra land løsninger for Snorre-feltet. Det er gjennomført en mulighetsstudie for to alternative elektrifiseringsløsninger. Disse sammenliknes med 0-alternativet – bruk av eksisterende kraftanlegg på Snorre-feltet.

C1 Snorre-feltet – beskrivelse av behovet for elektrisk kraft

Det elektriske kraftbehovet på Snorre A og Snorre B er basert på SEP Snorre A topside FEED study (Aibel, Juli 2017). Totale elektriske kraftlaster varierer mellom 55 MW og 85 MW i perioden 2021-2040. Total installert elektrisk kraftproduksjon er vist i Tabell C-1.

Table C-1: Installert kraftproduksjonskapasitet for elektrisk kraft på Snorre-feltet

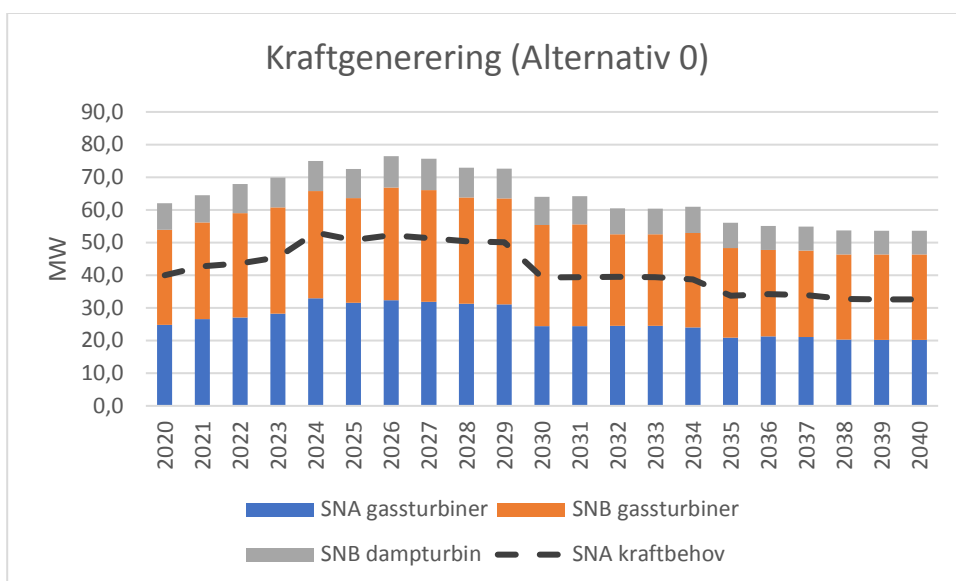
Snorre A gassturbin generatorer (3 x 18 MW)	54 MW
Snorre B gassturbin generatorer (2 x 25 MW)	50 MW
Snorre B dampturbin ⁽¹⁾	14 MW
Totalt installert elektrisk kraftproduksjon	118 MW

⁽¹⁾ Angitt kapasitet på dampturbinen er med nominell last på begge gassturbiner. Med redusert last på gassturbinene reduseres dampturbinens kapasitet. Med kun én gassturbin i drift vil kapasiteten til dampturbinen være 6 MW.

Den eksisterende kraftkabelen mellom Snorre A og Snorre B har kapasitet til å overføre 22 MW fra Snorre B til Snorre A. Av operasjonelle årsaker er utnyttelsen av overføringskapasiteten i praksis lavere enn dette, og prosentvis i samme størrelsesorden som aktuell lastfaktor på Snorre A generatorturbiner.

Det nødvendige elektriske kraftbehovet kan skaffes til veie ved flere forskjellige kombinasjoner av generatorer på Snorre A og Snorre B. For beregning av brenngassforbruk og CO₂ utslipp i denne sammenheng er det antatt et normalt driftsmodus hvor 2 gassturbiner på Snorre A og begge gassturbinene og dampturbinen på Snorre B er i drift. Det er videre antatt at den maksimale overføringskapasiteten i kabelen mellom Snorre B og Snorre A blir utnyttet. På denne måten blir dampturbinutnyttelsen, og derved den totale energieffektiviteten i systemet, optimalisert.

Figur C-1 viser elektrisk kraftproduksjon på Snorre-feltet i perioden 2020 – 2040 fordelt på Snorre A gassturbiner, Snorre B gassturbiner og Snorre B dampturbin.

Figur C-1 Kraftproduksjon på Snorre-feltet i 0-alternativet


*Elektrisk last over den prikkete linjen er Snorre B kraftbehov

C2 Elektrifiseringsalternativer

Avstanden fra et mulig uttakspunkt på land til Snorre-feltet er ca. 168 km enten mottakspunktet er Snorre A eller Snorre B. Det er vurdert som gjennomførbart å overføre vekselstrøm over denne avstanden. Vekselstrømsoverføring er derfor lagt til grunn.

Kraftnettet på Snorre-feltet har 60 Hz frekvens. Strømmen må derfor omformes fra 50 Hz i nettet på land før overføring. Frekvensomformerer er en meget stor og tung anleggsdel som må plasseres på land. Utstyr på feltet vil i hovedsak være transformatorer.

Elektrifisering - Alternativ 1:

Det installeres en 110 MVA høyspent vekselstrøms-kabel (HVAC) fra Grov i Sogn og Fjordane til Snorre B for forsyning av hele det elektriske kraftbehovet til både Snorre B og Snorre A. Alternativet innebærer at det må etableres en ny kabel mellom Snorre B og Snorre A. En ny dieseldrevet reservekraft (essensiell) generator på Snorre B er inkludert i kostestimatet siden reservekraft ikke lenger er tilgjengelig via kabel fra Snorre A. Alternativ 1 er vist i Figur C-2.

Figur C-2 Illustrasjon av Alternativ 1


Elektrifisering – Alternativ 2

Det installeres en 75 MVA høyspent vekselstrøms-kabel (HVAC) fra Grov i Sogn og Fjordane til Snorre A for forsyning av det elektriske kraftbehovet til Snorre A og kraftbehovet på Snorre B utover produksjonen fra en gassturbin og dampturbinen. Eksisterende kabel mellom Snorre A og Snorre B benyttes. Reservekraft til Snorre B forsynes via eksisterende kabel som i dag. Alternativ 2 er vist i Figur C-3.

Figur C-3 Illustrasjon av Alternativ 2


C3 Tilkobling til det nasjonale kraftnettet

I en tidligere mulighetsstudie for elektrifisering av Snorre-feltet (business-case Snorre C) ble Sogn og Fjordane identifisert som et interessant område for tilkobling til det nasjonale kraftnettet. Det ble antatt at det aktuelle området vil ha tilstrekkelig nettkapasitet fra 2021 og samtidig at avstanden til Snorre A/B var kortest. Nettoperatøren Statnett har tidligere anbefalt Grov som tilkoblingspunkt for en kraftkabel til Snorre. Grov ligger 15 km øst for Florø. Kabellengden fra Grov til Snorre A/B er 168 km.

En ny 420 kV kraftlinje mellom Ørskog (Ålesund) and Fardal (Sogndal) har nylig blitt satt i drift. Med denne linjen i drift er Grov et robust tilkoblingsalternativ for kraft til Snorre-feltet. Eksisterende transformatorstasjon på Grov er imidlertid tilknyttet det eksisterende 132 kV nettet og ikke den nye 420 kV linjen. Det må følgelig etableres en ny forbindelse til 420 kV linjen på Grov for Snorre transformator- og omformerstasjon.

C4 Brenngassforbruk, utslipp til luft og kraftuttak fra nettet

Basert på elektriske kraftprofiler og produksjon fra forskjellige kilder som beskrevet foran, blir brenngassforbruk og utslipp av CO₂ og NO_x relatert til elektrisk kraftproduksjon beregnet. Følgende faktorer er benyttet:

Table C-2 Beregningsforutsetninger

Plattform	Brenngass GHV (MJ/Sm ³)	CO ₂ factor (Kg CO ₂ /Sm ³)	NO _x -factor (g NO _x /Sm ³)	Gassturbin effektivitet (*)
Snorre A	45.87	2.625	14.5	35%
Snorre B	65.95	4.174	21.6	37%

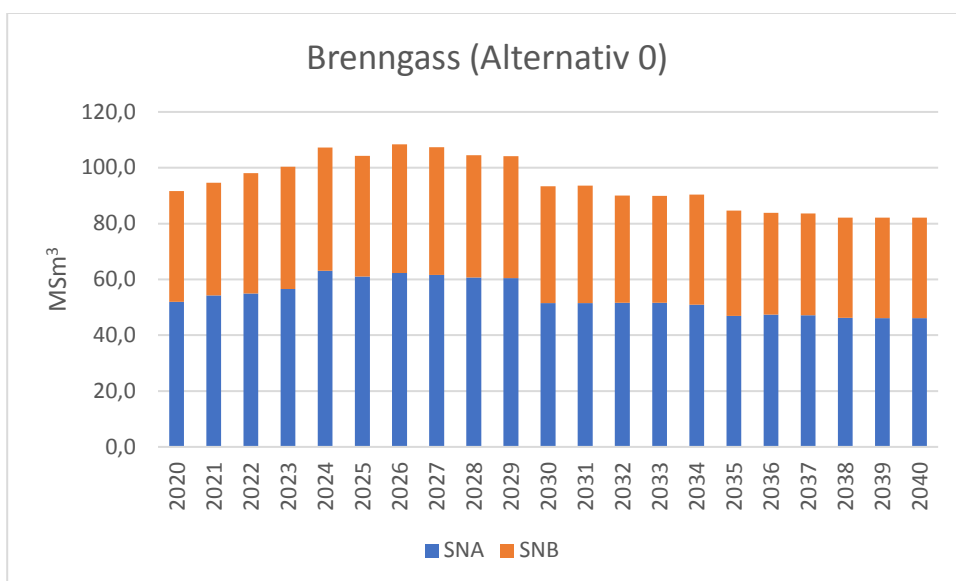
(*) Ved maksimal last

Følgende regularitetsforutsetninger er benyttet ved beregningene:

- Snorre B dampturbin regularitet: 90% (dvs. at i 10% av tiden blir kraften på Snorre B produsert kun med gassturbiner)
- Snorre A gassturbiner: 96%
- Snorre B gassturbiner: 96%

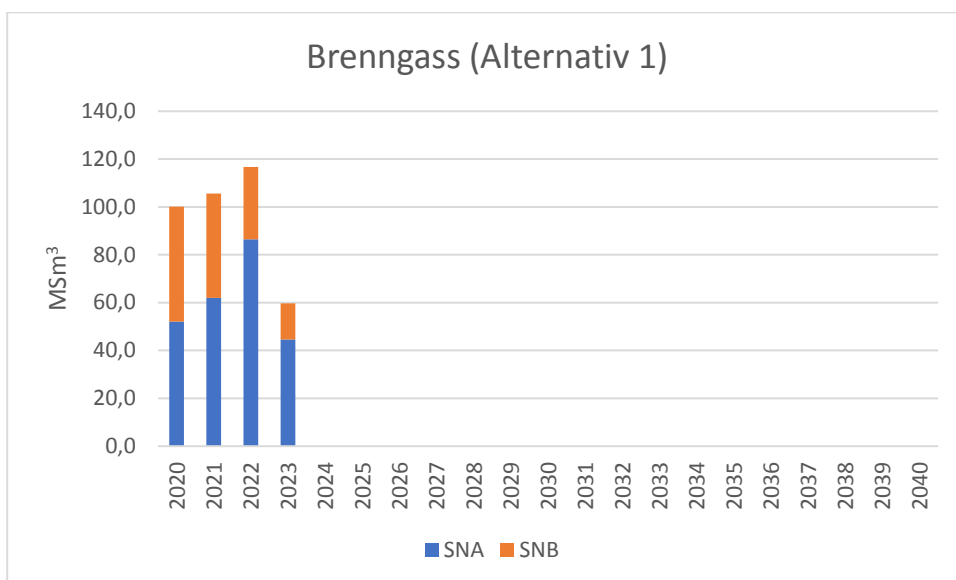
Brenngassforbruk

Brenngassforbruket på Snorre-feltet med nåværende kraftløsning basert på gassturbiner er vist i Figur C-4.

Figur C-4 Brenngassforbruket i 0-alternativet


I Alternativ 1 vil hele det elektriske kraftbehovet på Snorre A og Snorre B bli forsynt fra land fra 3Q 2023. Det vil si at det ikke er noe forbruk av brenngass til elektrisk kraftgenerering etter 2023.

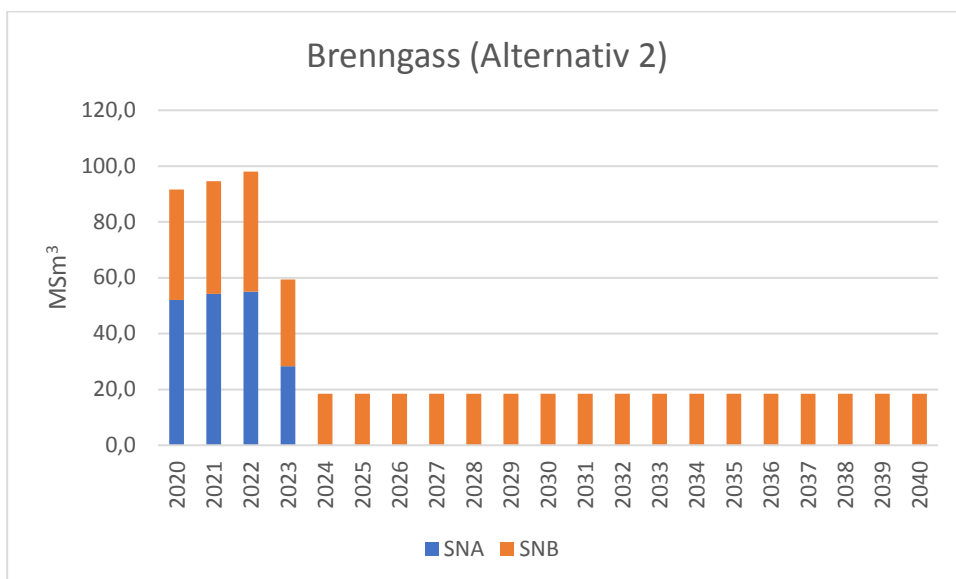
Dette gir følgende brenngassforbruk i Alternativ 1 (Figur C-5).

Figur C-5 Brenngassforbruk til elektrisk kraftproduksjon i Alternativ 1


I Alternativ 2 vil elektrisk kraftforbruk på Snorre A bli dekket med kraft fra land fra 3Q 2023. I tillegg vil Snorre B bli forsynt med kraft fra land tilsvarende restkapasiteten i kabelen fra land etter at Snorre A har dekket sitt behov. Totalkapasiteten i kabelen fra land er omlag 65 MW etter overføringstap. Snorre B forsynes via eksisterende kabel mellom plattformene. Snorre B kraftproduksjon inklusive damp turbinen er forutsatt å bli holdt på minimum 20 MW. Maksimum overføringskapasitet fra Snorre A til Snorre B er rundt 13 MW (merk at dette er mindre enn

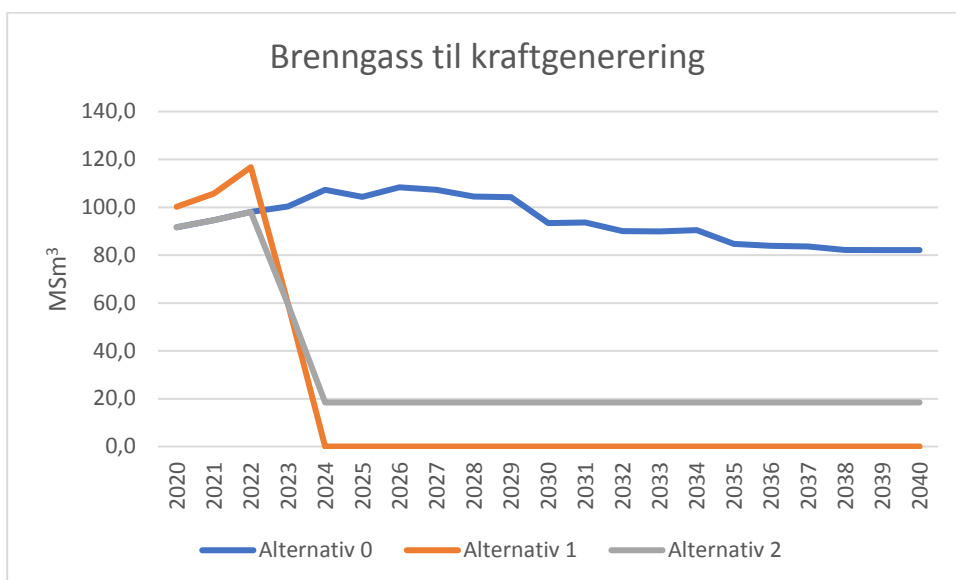
overføringskapasiteten motsatt vei som er 22 MW). Følgende brenngassforbruk er beregnet for Alternativ 2 (Figur C-6).

Figur C-6 Brenngassforbruk til elektrisk kraftproduksjon i Alternativ 2



Brenngassforbruket i de ulike alternativene er sammenliknet i Figur C-7.

Figur C-7 Sammenlikning av brenngassforbruket i de ulike alternativene



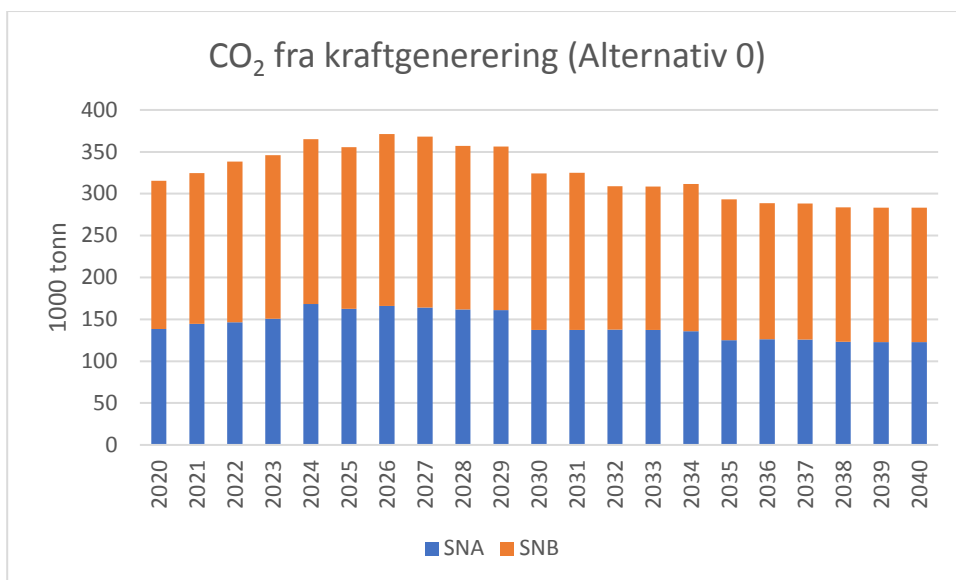
Akkumulert brenngassforbruk i perioden 2020 – 2040 for elektrisk kraftproduksjon i de ulike alternativene er:

- 0-alternativet: 2 035 MSm³
- Alternativ 1: 418 MSm³
- Alternativ 2: 707 MSm³

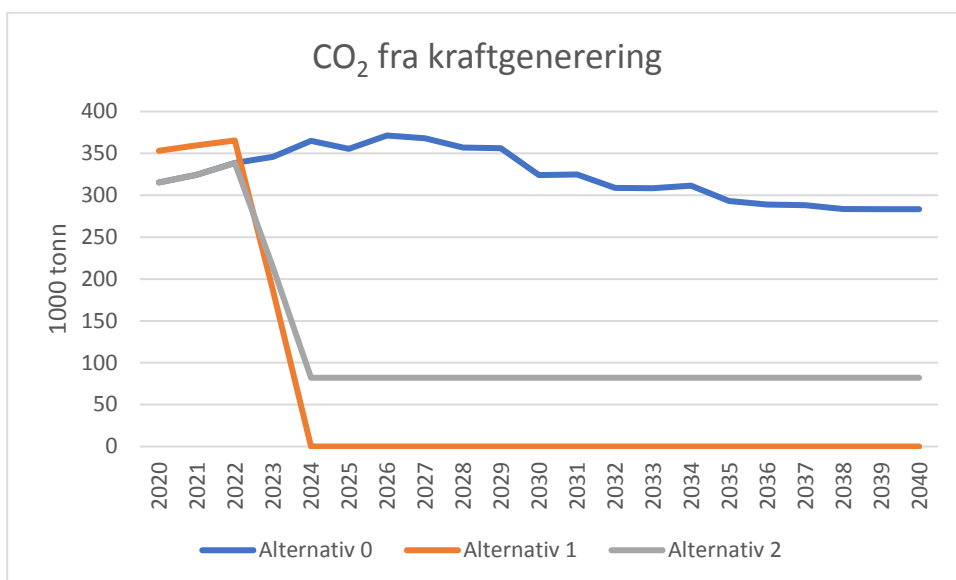
Utslipp til luft

CO₂ og NO_x utslipp er beregnet basert på årlig brenngassforbruk på Snorre A og Snorre B. Se følgende Figurer C-8, C-9 og C-10.

Figur C-8 CO₂ utslipp fra elektrisk kraftgenerering i 0-alternativet

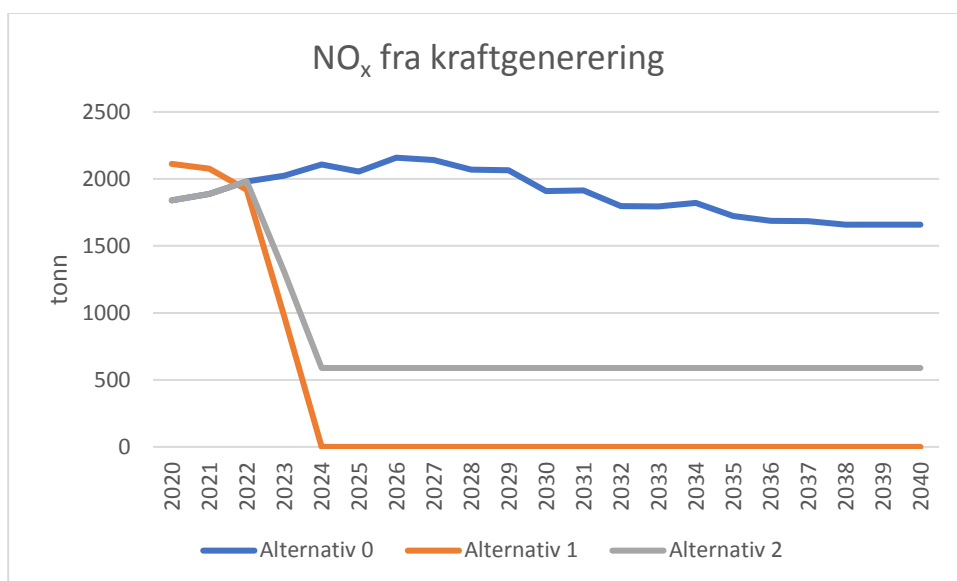


Figur C-9 Sammenlikning av CO₂ utslipp i de ulike alternativene



Akkumulerte CO₂ utslipp i perioden 2020-2040 for elektrisk kraftproduksjon i de ulike alternativene er:

- 0-alternativet: 6.9 millioner tonn
- Alternativ 1: 1.4 millioner tonn
- Alternativ 2: 2.7 millioner tonn

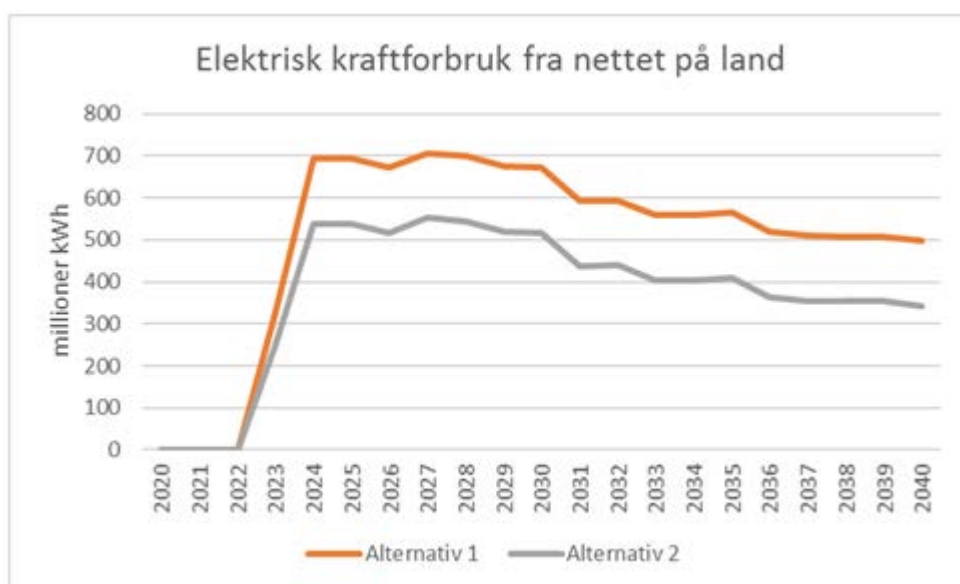
Figur C-10 Sammenlikning av NO_x utslippene I de ulike alternativene


Akkumulerte NO_x utslipp i perioden 2020-2040 for elektrisk kraftproduksjon i de ulike alternativene er:

- 0-alternativet: 36 900 tonn
- Alternativ 1: 7 300 tonn
- Alternativ 2: 14 000 tonn

Kraftuttak fra land

Kraftuttaket fra land i de to elektrifiseringsalternativene er vist i Figur C-11. Det er tatt høyde for 10 % overføringstap.

Figur C-11 Kraftuttak fra land


C5 Investerings- og driftskostnader

Investeringsestimater for Alternativ 1 og Alternative 2 samt spart brenngass og reduserte utslipp av CO₂ er vist i Tabell B-1.

Tabell C-3 Investeringskostnader (CAPEX), spart brenngass og reduserte CO₂ utslipp

	Alternative 1 (110 MVA)	Alternative 2 (75 MVA)
CAPEX, mill NOK2017	5 129	3 878
Prosjektering	346	261
Landanlegg	797	666
Undervannskabel	1 983	1 791
Snorre A/B	987	415
Contingency	1 016	746
Spart brenngass, mill Sm³	1 594	1 320
Redusert CO₂ utslipp, mill tonn	5,5	4,2

Statoil 2017 - Investeringsestimater med +/- 30% usikkerhet

Tabell C-4 Driftskostnader (gjennomsnitt/år)

		Totalt
Alternativ 1: spart vedlikehold på turbiner (5 turbiner)	5 millioner NOK/år pr turbin	25 millioner NOK/år
Alternativ 2: spart vedlikehold på turbiner (3 turbiner)	5 millioner NOK/år pr turbin	15 millioner NOK/år
Vedlikehold av kraft fra land (forutsetter samme driftskostnad for begge alternativer)		10 millioner NOK/år

C6 Tiltakskostnader

Tiltakskostnaden benyttes for å vurdere tiltakets samfunnsmessige lønnsomhet og effektivitet i forhold til å nå klimamålsettinger til lavest mulig pris, og til sammenligning av kostnadseffektiviteten for ulike tiltak innenfor en sektor eller på tvers av sektorer.

Tiltakskostnaden er definert som nåverdien av netto kostnad av tiltaket dividert med nåverdien av den akkumulerte CO₂ reduksjonen over levetiden til tiltaket. Netto kostnad av elektrifisering er summen av alle ekstra drifts og investeringskostnader (sammenlignet med 0-alternativet), fratrukket besparelser og eventuelle inntekter som følge av elektrifiseringen.

Tiltakskostnader er i utgangspunktet beregnet med en diskonteringsrente på 5% i henhold til retningslinjer fra myndighetene.

Prosjektets vurdering

Det er gjennomført en tiltakskostnadsberegning med prisforutsetninger for innsatsfaktorer og prisutvikling for CO₂ og NO_x som vist i tabell C-5. Kraften som tas ut fra land forutsettes å være 100 % fornybar og CO₂ fri. Hele den lokale utslippsreduksjonen på feltet anses følgelig som miljø-nytte (OD metoden).

Tabell C-5 Prisforutsetninger

	2023	2025	2030	2035	2040
Elektrisitet (NOK/kWh)	0,31	0,32	0,36	0,39	0,40
Gass (NOK/S m ³)	1,68	1,86	1,86	1,86	1,86
CO ₂ (NOK/tonn)	582	602	653	704	755
NO _x (NOK/tonn)	23011	23011	23011	23011	23011

Ved en diskonteringsrente på 5% som benyttes ved vurdering av samfunnsmessig lønnsomhet for elektrifiseringsprosjekter i henhold til OD-metoden, viser beregningene en tiltakskostnad på **1411 NOK/tonn CO₂** i Alternativ 1 og **1360 NOK/tonn CO₂** i Alternativ 2.

Elektrifisering av Snorre-feltet i forbindelse med Snorre Expansion Project (SEP) er et samfunnsøkonomisk lønnsomt klimatilak dersom nytten av tiltaket er større enn kostnadene ved elektrifisering. Nyten av reduserte CO₂ utslipp (i denne sammenheng prisen på CO₂-utslipp) er antatt å øke fra omlag 500 NOK/tonn CO₂ i dag til omlag 750 NOK/tonn CO₂ i 2040. Tiltakskostnaden er vesentlig høyere enn nytten. Det er derfor konkludert med at tiltaket er samfunnsmessig ulønnsomt med de forutsetninger som er lagt til grunn.

Elektrisitet fra kraftnettet på land er i beregningene ovenfor forutsatt å være produsert fra kun fornybare kilder og følgelig 100 % CO₂ fri. Siden Norge er en integrert del av det europeiske kraftmarkedet, hvor en vesentlig andel av kraftproduksjonen i dag er basert på fossile brensler, vil denne forutsetningen i praksis ikke være realistisk. Det er lagt til grunn at CO₂-intensiteten i kraft fra kraftnettet på land vil følge en utviklingsbane som vist i Tabell C-6. Som det fremgår av tabellen så vil CO₂ utslippet pr produsert kWh synke over tid pga. en økende andel fornybar kraft i den europeiske kraftmixen.

Tabell C-6 CO₂ intensitet i kraft fra kraftnettet på land

	2023	2025	2030	2035	2040	2045	2050
CO ₂ -intensitet i kraft fra nettet (g/kWh)	240	220	200	160	120	80	30

Dersom CO₂-intensiteten i kraft fra nettet hensyntas, vil sparte CO₂ utslipp ved elektrifisering av Snorre-feltet bli vesentlig mindre enn i beregningene ovenfor. Akkumulerte CO₂ reduksjoner ved CO₂-fri kraft i Alternativ 1 er 5,5 millioner tonn CO₂ (Tabell C-3). Med CO₂-intensiteten fra Tabell C-6 blir akkumulerte CO₂ reduksjoner om lag 2,2 millioner tonn. Tilhørende tiltakskostnad er beregnet til i overkant av 3000 NOK/tonn CO₂. En tilsvarende effekt vil gjelde for Alternativ 2.

Ekstern vurdering

For å studere hvordan tiltakskostnaden og samfunnsmessig lønnsomhet påvirkes av ulike forutsetninger for utviklingen i klimapolitikken nasjonalt, regionalt og globalt, er det gjennomført en ekstern underlagsstudie til konsekvensutredningen (Thema, 2017), /4/. Studien diskuterer de samme alternativene som er beskrevet ovenfor. Rapporten er tilgjengelig på Statoil sin nettside, www.statoil.com/snorreexpansionproject

Klimapolitiske scenarier

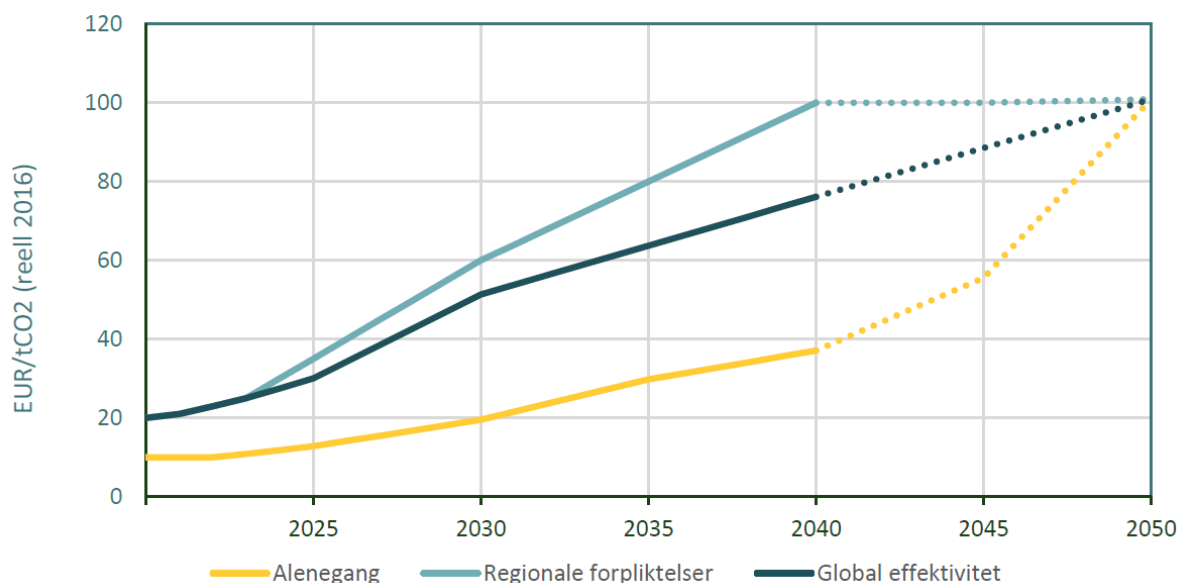
Elektrifisering av Snorre-feltet er et langsiktig tiltak med en levetid beregnet til 2040. Både tiltakskostnaden og nytten ved elektrifisering avhenger av hvilket klimapolitisk scenario som antas i perioden. Når det gjelder tiltakskostnaden påvirker klimapolitikken både kraftprisen og verdien av frigjort gass, mens nytten avgjøres av hvilke alternative tiltak som vil bli gjennomført dersom Snorre ikke elektrifiseres.

Rammeverket for fremtidig klimapolitikk er usikkert. Analysen er derfor basert på tre politikkscenarier med ulik grad av fragmentering av europeisk og internasjonal klimapolitikk:

- *Alenegang:* I dette scenarioet, er klimapolitikk regionalt fragmentert (som i dag). Det benyttes ulike klimapolitiske virkemidler for ulike sektorer i EU (EUs kvotehandelsystem EU-ETS dekker enkelte sektorer (f.eks petroleumssektoren), mens innsatsdelingsdugnaden ESD dekker de øvrige sektorene).
- *Regionale forpliktelser:* I dette scenarioet antar vi et felles marked for alle karbonutslipp i Europa, det vil si at EU-ETS og ESD er slått sammen. Det finnes ikke et globalt kvotemarked eller bindende globalt klimasamarbeid. Likevel har også andre regioner utenfor Europa innført strammere klimapolitikk enn i dag, men tiltakene er ikke like strenge som i Europa.
- *Global effektivitet:* Dette scenarioet er basert på ideen om en global klimaavtale, med en høy grad av globalt samarbeid og felles mekanismer, og en global karbonpris.

Alle de politiske scenarioene forutsetter at den internasjonale klimapolitikken styrer mot å oppnå 2-gradersmålet etablert i Paris-avtalen, men veien til måloppnåelse varierer. De ulike scenarioene beskriver ulike baner for karbonpriser, brenselpriser, utbygging av fornybar energi og termisk kapasitet i Europa og på verdensbasis (som påvirker teknologiutviklingen), kjernekraftpolitikk, teknologiutvikling i karbonfangst og -lagring og graden av markedsintegrasjon mellom det nordiske og kontinentale kraftmarkedet.

Prisutviklingsbane for CO₂ i de ulike politikkscenariene er vist i Figur C-12.

Figur C-12 Prisutviklingsbaner for CO₂ i de ulike politikkscenariene


Tiltakskostnad

Tiltakskostnaden er beregnet med utgangspunkt i netto kostnadsøkning ved elektrifisering sammenlignet med lokal energiforsyning på feltet gjennom bruk av gassturbiner. Beregningene er basert på den metoden som Oljedirektoratet anbefaler.

De viktigste elementene i beregningen av tiltakskostnader er

- Netto investeringskostnader
- Kostnader for kjøp av kraft fra land
- Markedsverdien av frigjort gass

Av disse er investeringskostnadene den klart største komponenten, etterfulgt av energikostnaden som varierer avhengig av scenario. Betydningen av investeringskostnadene er større enn beløpet skulle tilsi fordi kraftkostnaden og gassinntekten er korrelerte og motvirker hverandre: Høy gasspris øker verdien av frigjort gass og gir høyere kvotepris, og begge deler øker kraftprisen også i Norge.

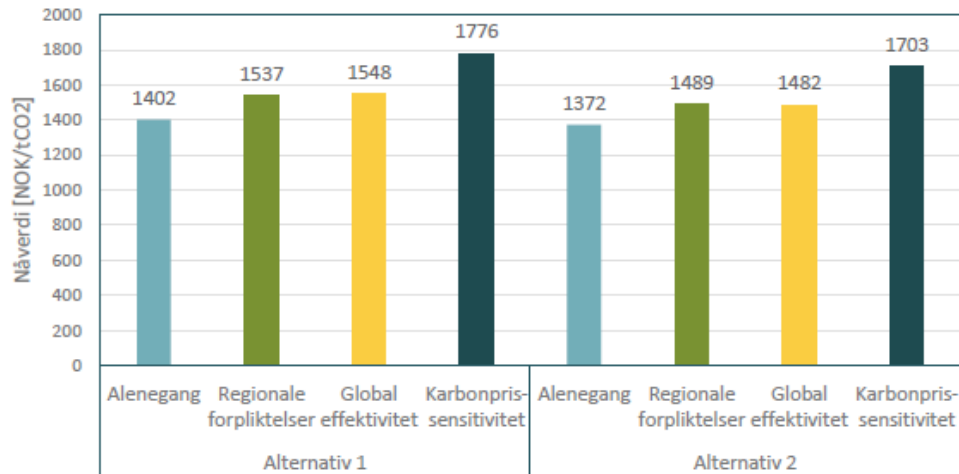
Investeringskostnadene er beregnet av Statoil, mens kraftprisene er beregnet ved hjelp av THEMAs kraftmarkedsmodell. Verdien av frigjort gass i de ulike scenarioene er basert på antagelser om utviklingen i gassmarkedet i lys av den internasjonale klimapolitikken.

Analysene viser at tiltakskostnadene for elektrifisering av Snorre ligger på mellom 1372 og 1548 NOK/tCO₂ avhengig av hvilket politikksenario og elektrifiseringsalternativ som legges til grunn. Alternativ 2, delelektrifisering av Snorre, er det billigste alternativet og har en tiltakskostnad som i snitt ligger 119 NOK/tCO₂ lavere enn tiltakskostnaden ved full elektrifisering av Snorre.

I tillegg er det utført en sensitivitetsanalyse hvor en legger til grunn en betydelig høyere karbonprisbane som reflekterer gjennomsnittet av en rekke analyser referert av IPCC. Med denne karbonprisbanen øker energikostnadene, og tiltakskostnadene stiger til henholdsvis 1776 og 1703 NOK/t CO₂ for Alternativ 1 og

Alternativ 2. Figur C-13 viser tiltakskostnadene for de to elektrifiseringsalternativene i de tre politikkscenariene og i den nevnte sensitiviteten med ekstra høy karbonprisbane.

Figur C-13 Tiltakskostnader for Alternativ 1 og 2 i de ulike politikkscenariene



Kalkulasjonspris

Kalkulasjonsprisen for verdien av reduserte utslipp kommer an på hvilket klimapolitisk scenario som legges til grunn. Her legger en til grunn de prinsippene som er anbefalt av Hagen-utvalget (Finansdepartementet, 2012), og som tilsier at verdien skal reflektere kostnaden knyttet til det alternative tiltaket som gjennomføres eller den marginale skadeposten.

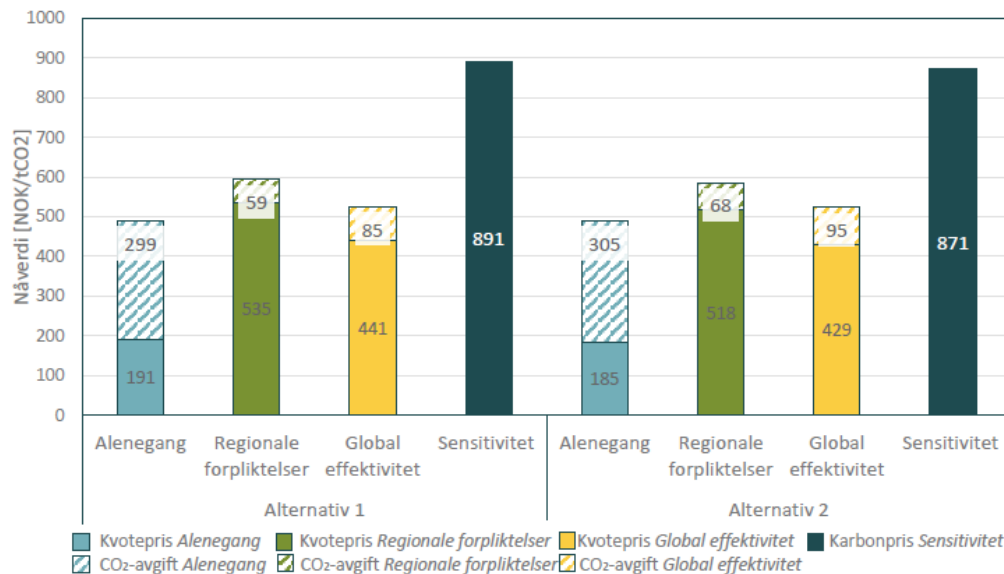
- **Alenegang:** Her antar vi at dagens klimapolitikk i stor grad videreføres fram mot 2040. Det innebærer at utslipp på norsk sokkel reguleres gjennom EUs kvotemarked, EU ETS, som fortsetter under de rammene som er forventet for den fjerde handelsperioden (2020-2030). EUs ambisjonsnivå dempes av frykten for karbonlekkasje slik at kvoteprisen ligger relativt lavt.
- **Regionale forpliktelser:** Her antar vi en mer ambisiøs oppfølging av Paris-avtalen globalt. EUs klimapolitikk er mer ambisiøs, og alle utslipp i Europa omfattes etter hvert av kvotemarkedet. Det gir høyere marginal tiltakskostnad og høyere kvotepriser.
- **Global effektivitet:** Her antar vi at vi etter hvert får en felles global kvotepris som reflekterer de marginale skadepostenene og en effektiv oppnåelse av togradersmålet.

Videre anbefaler Hagen-utvalget (2012) å utføre følsomhetsanalyser med ulike prinsipper for kalkulasjonspriser for utslippene på bakgrunn av flere motstridende hensyn om fastsettelsen av kalkulasjonspriser for klimagassutslipp. I tråd med dette er det gjennomført en sensitivitetsanalyse som legger til grunn en betydelig høyere karbonprisbane gjennom hele prosjektets levetid. Gjennomsnittet av anslagene fra 33 analyser av karbonprisbaner som er referert i IPCC-rapporten fra 2015 blir benyttet. Karbonprisene er justert til 2016-kroner og stiger fra 491 NOK/tCO₂ i 2020 til 1450 NOK/tCO₂ i 2040.

I beregningene estimeres den diskonterte nåverdien av utslippsreduksjonene med utgangspunkt i de relevante karbonprisbanene for hvert scenario/sensitivitet. Figur C-14 viser de kalkulasjonsprisene som er benyttet i beregningene og hvor det er lagt til grunn en diskonteringsrente på fem prosent for

karbonprisbanene. De samme karbonprisbanene er også brukt i modelleringen av utviklingen i kraftmarkedet som ligger til grunn for prognosene for kraftpris i de ulike scenarioene.

Figur C-14 Kalkulasjonspriser i scenariene og i sensitiviteten, 5 % diskonteringsrente



Samfunnsøkonomisk lønnsomhet

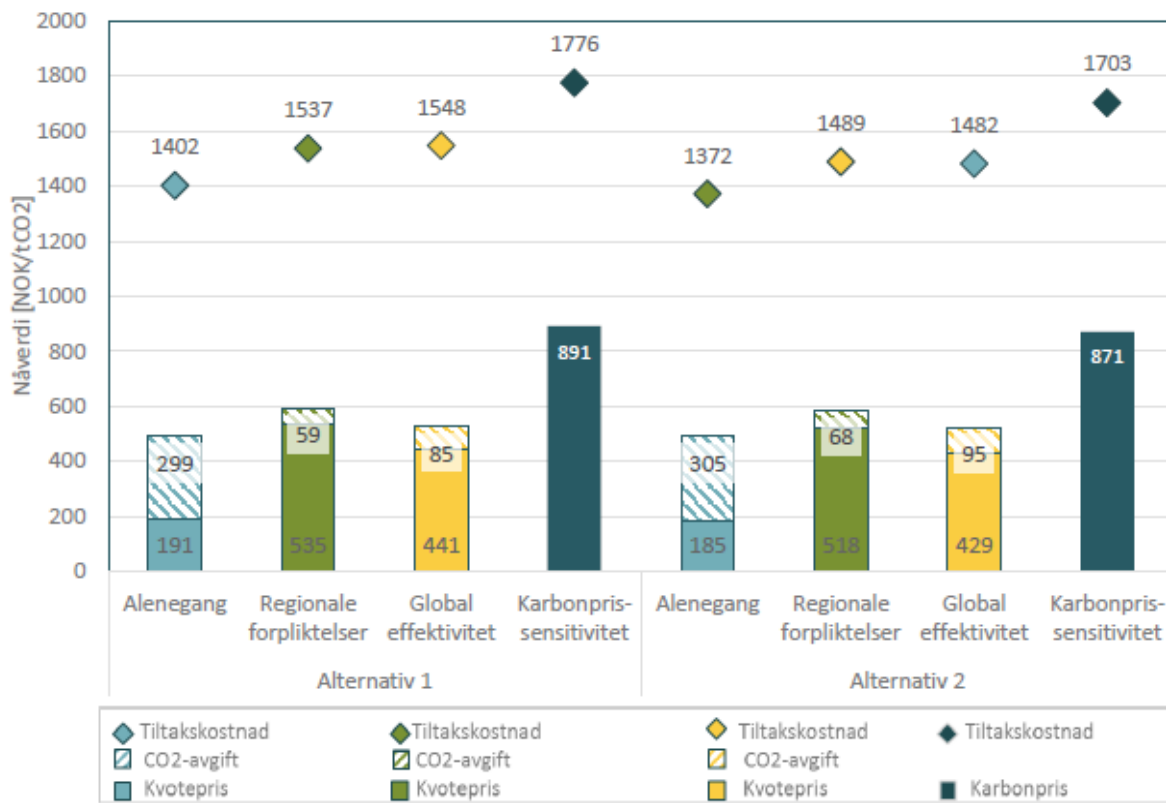
Beregningene viser at elektrifisering av Snorre ikke er samfunnsøkonomisk lønnsom i noen av scenarioene. Det gjelder både Alternativ 1, fullelektrifisering, og Alternativ 2, delelektrifisering. Delelektrifisering er noe mindre ulønnsomt enn fullelektrifisering, og elektrifisering er minst ulønnsomt i scenarioet alenegang.

På tvers av scenarioene ligger nåverdien av de marginale tiltakskostnadene i scenarioene på mellom 187 og 536 NOK/tCO₂, og er dermed betraktelig lavere enn tiltakskostnadene ved å elektrifisere Snorre. I hvert scenario er de marginale tiltakskostnadene tilnærmet like for de to elektrifiseringsalternativene, men varierer noe som følge av at de reduserte CO₂-utslippene er forskjellige ved full elektrifisering og delelektrifisering av Snorre.

Hvis man antar at den norske særavgiften på CO₂-utslipp reflekterer en samfunnsøkonomisk skyggekostnad på bindinger i norsk klimapolitikk, er tiltaket fortsatt ikke lønnsomt å gjennomføre. Da antar vi at den norske særavgiften på CO₂-utslipp fra sokkelen videreføres så lenge karbonprisen er lavere enn 490 NOK/tCO₂ som er summen av kvoteprisen og CO₂-avgiften i dag.

Videre viser følsomhetsberegninger at tiltaket heller ikke er lønnsomt gitt en kalkulasjonspris basert på karbonprisbanen i sensitivitetsberegningen. Ved en diskonteringsrente på 5 % får vi en kalkulasjonspris på 890 NOK/tCO₂ for Alternativ 1 og 877 NOK/tCO₂ for Alternativ 2. Dersom man legger til grunn at miljønyten ikke skal diskonteres i det hele tatt, blir kalkulasjonsprisen henholdsvis 953 NOK/tCO₂ i Alternativ 1 og 941 NOK/tCO₂ i Alternativ 2. Dette er likevel betraktelig lavere enn tiltakskostnaden for elektrifisering av Snorre både i global effektivitet, som er et sammenlignbart scenario, så vel som i de andre scenarioene. Figur C-15 viser de neddiskonterte marginale tiltakskostnadene, CO₂-avgiftene og tiltakskostnadene i de ulike scenarioene samt i sensitivitetsanalysen med karbonprisbanene fra IPCC.

Figur C-15 Tiltakskostnader (markør) og kalkulasjonspriser (søyler) i de tre politikkscenariene og i sensitivitetsanalysen ved 5% diskonteringsrente.



Virkning på CO₂-utslipp

Elektrifisering av Snorre-feltet har en direkte og målbar virkning på CO₂-utslippene i Norge. Virkningen på europeiske og globale utslipp er mer kompleks, og må analyseres ved å studere virkningene på kraftmarkedet og kvotemarkedet. Virkningen på utslippene i Europa og globalt, avhenger av politikksenario og hvordan elektrifisering påvirker prisen i kvotemarkedet.

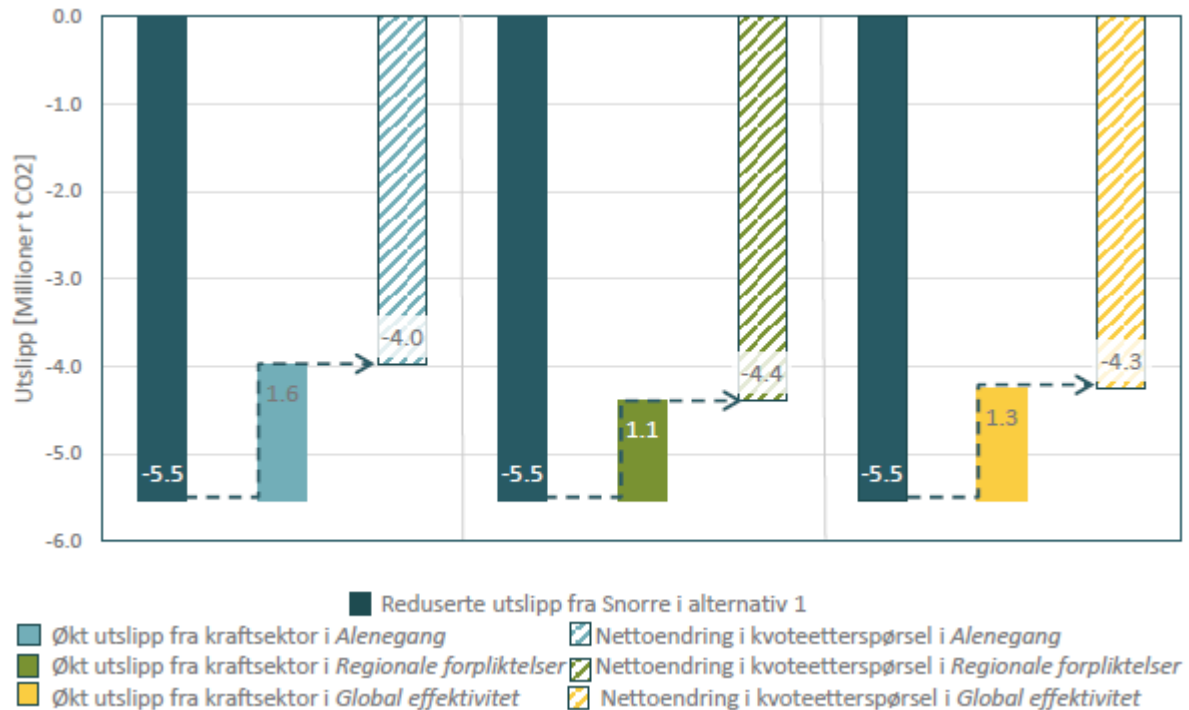
Sammenlignet med nullalternativet, reduseres de totale CO₂-utslippene fra Snorre-feltet med 5,5 millioner tonn CO₂ i Alternativ 1, mens Alternativ 2 gir en reduksjon på 4,2 millioner tonn CO₂ totalt. Etterspørselen etter kvoter fra Snorre-feltet reduseres tilsvarende.

Samtidig øker elektrifisering etterspørselen etter kraft i det europeiske kraftmarkedet, noe som gir økt etterspørsel etter kvoter fra kraftproduksjon, avhengig av hvilke kraftverk som øker sin produksjon for å dekke den økte kraftforbruket til Snorre. Ettersom elektrifiseringen av Snorre er en varig etterspørselsøkning som vil være kjent for markedet, kan vi anta at produksjonskapasiteten i kraftmarkedet vil tilpasse seg på sikt. For perioden 2023-2040, som utgjør perioden for Snorres kraftforbruk, antar vi at det er solkraftverk, vindkraftverk og gasskraftverk som er de reelle alternativene for nyinvesteringer i kraftsektoren.

Figure C-16 viser utslippsreduksjonene på Snorre i Alternativ 1 (mørkeblå søyle), økte utslipp fra kraftmarkedet i alenegang (blå søyle), regionale forpliktelser (grønn søyle) og global effektivitet (gul søyle), samt den netto endringen i kvoteetterspørsel pr. scenario. Ettersom kvoteetterspørselen (utslippene) fra Snorre reduseres mer enn de økte utslippene fra kraftsektoren, er nettoeffekten at kvoteetterspørselen

(utslippene) reduseres. Alternativ 1 gir en netto reduksjon i kvoteetterspørselen (utslipp) på 4,0 millioner tonn CO₂ i alenegang, 4,4 millioner tonn CO₂ i regionale forpliktelser og 4,3 millioner tonn CO₂ i global effektivitet.

Figur C-16 Netto endring i kvoteetterspørsel (utslipp) per scenario for Alternativ 1



Beregninger for Alternativ 2 gir tilsvarende resultater, men volumene er mindre. Nettoeffekten på kvoteetterspørselen (utslipp) i Alternativ 2 er en reduksjon på mellom 3,1 og 3,4 millioner tonn CO₂.

Konklusjoner

Hovedspørsmålet er om elektrifisering av Snorre-feltet i forbindelse med Snorre Expansion Project er et samfunnsøkonomisk lønnsomt, eller effektivt, klimatiltak. Konklusjonen fra analysen er at det ikke er det. Det innebærer at elektrifisering av Snorre vil fortrenge andre klimatiltak som har lavere kostnad. På tvers av de ulike scenarioene vi legger til grunn for utviklingen i den internasjonale klimapolitikken, har elektrifisering av Snorre en tiltakskostnad på mellom 1372 og 1548 NOK/tCO₂. Dette er betraktelig høyere enn de marginale tiltakskostnadene som ligger på mellom 185 og 535 NOK/tCO₂ i de ulike scenarioene. Dette innebærer at Snorre elektrifisering ikke er et effektivt miljøtiltak fordi man kan oppnå betraktelig større CO₂-utslipps reduksjoner for samme sum ved å prioritere andre prosjekter.

I scenarioene legges det videre til grunn at den særnorske CO₂-avgiften videreføres. Summen av kvoteprisen og CO₂-avgiften er likevel langt under tiltakskostnadene i alle scenarioene. Hovedkonklusjonen om at det ikke er samfunnsøkonomisk lønnsomt å elektrifisere Snorre støttes også opp av følsomhetsberegninger av tiltakskostnadene og kalkulasjonsprisen. Selv med relativt ekstreme følsomhetsberegninger som 30 % reduksjon i investeringskostnadene eller 30% forlengelse av levetiden (6 år) viser resultatene at tiltakskostnaden fortsatt er høyere enn kalkulasjonsprisen i alle scenarier.

Vedlegg D - Forutsetninger lagt til grunn for beregning av utslipp til luft

Tabell D-1 Utslippsfaktorer for utslipp fra turbiner, fakkell og dieselmotorer på Snorre A og Snorre B

Kilde	CO ₂ utslippsfaktor	NO _x utslippsfaktor	nmVOC utslippsfaktor	CH ₄ utslippsfaktor	SO _x utslippsfaktor
SNA turbin	2,738303 tonn/tonn	0,000011 Tonn /Sm ³	0,00000024 tonn/Sm ³	0,00000091 tonn/Sm ³	0,000000027 tonn/ppm H ₂ S/Sm ³
SNA HP- fakkell	0,00303604 tonn/Sm ³	0,0000014 tonn/Sm ³	0,00000006 tonn/Sm ³	0,00000024 tonn/Sm ³	0,000000027 tonn/ppm H ₂ S/Sm ³
SNA LP- fakkell	0,0030039 tonn/Sm ³	0,0000014 tonn/Sm ³	0,00000006 tonn/Sm ³	0,00000024 tonn/Sm ³	0,000000054 tonn/ppm H ₂ S/Sm ³
SNB turbin	2,971 tonn/tonn	0,000032 tonn /Sm ³	0,00000024 tonn/tonn	0,00000091 tonn/Sm ³	0,000000027 tonn/ppm H ₂ S/Sm ³
SNB fakkell	0,003275 tonn/Sm ³	0,0000014 tonn/Sm ³	0,00000006 tonn/Sm ³	0,00000024 tonn/Sm ³	0,000000027 tonn/ppm H ₂ S/Sm ³
Diesel turbin	3,17 tonn/tonn	0,025 tonn/tonn	0,00003 tonn/tonn		0,000999 tonn/tonn
Diesel motor	3,17 tonn/tonn	0,045 tonn/tonn	0,005 tonn/tonn		0,000999 tonn/tonn

Tabell D-2 Forutsetninger lagt til grunn i anleggsfasen

Utslippskilde/prosess	Enhet	Faktor	Kildereferanse
Dieselforbruk for mobile borerigger.	m ³ /døgn	32-52	Erfaringsdata

