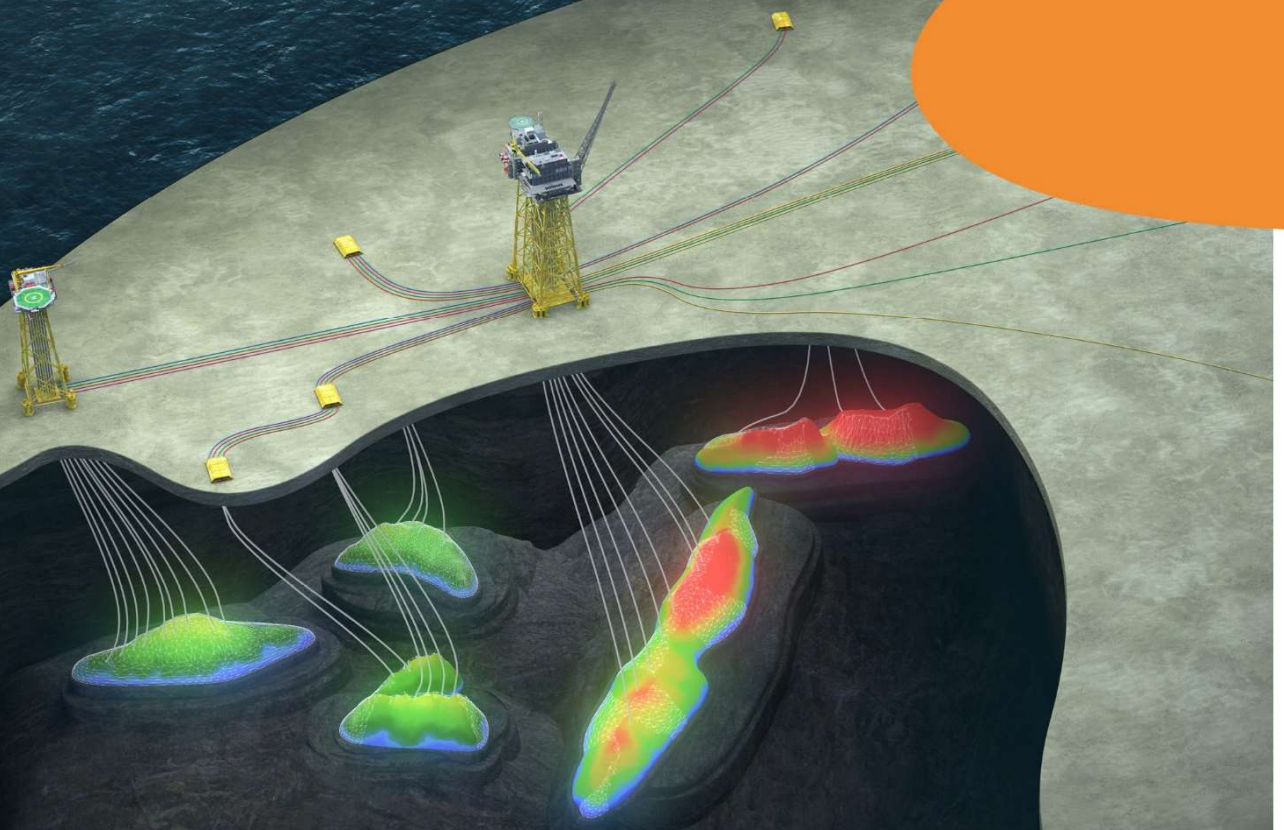


Konsekvensutredning for utbygging og drift av petroleumforekomster omfattet av NOA Fulla

Utvinningstillatelsene
(PL) 026, 026B, 364, 442, 442B, 442C og 873



Konsekvensutredning for utbygging og drift av
petroleumsforekomster omfattet av NOA Fulla.
Utvinningstillatelsene (PL) 026, 026B, 364, 442, 442B, 442C og 873.

Forord

Det er gjort flere funn av olje og gass i et geografisk område som ligger mellom Alvheim i sør og Oseberg i nord. Rettighetshaverne til de aktuelle utvinningstillatelsene har kommet frem til at det er hensiktsmessig å se disse funnene i sammenheng og koordinere utviklingen av ressursene. Området omtales som NOAKA; "North Of Alvheim" og Krafla/Askja. Etter grundige vurderinger gjennom flere år er det avtalt at området vil omfatte to utbyggingsplaner. Den i nord vil omfatte funnene Krafla (PL 035) og Askja (PL 272) og operert av Equinor. Den i sør som omfatter Frøy (PL 364), Frigg Gamma Delta og Langfjellet (PL 026B, 442, 442B, 442C), Fulla (PL 873) og Rind (PL 026). Denne sørlige utbyggingen omtales NOA Fulla og er operert av Aker BP.

Aker BP og Equinor har inngått en avtale om at operatørskapet for Krafla skal overføres til Aker BP. Operatørskiftet vil skje ved en endelig investeringsbeslutning i lisens og innlevering av plan for utbygging og drift (PUD) innen utgangen av 2022.

Det er gjennomført to konsekvensutredninger for den totale utbyggingen i NOAKA-området, én for PUD for Krafla/Askja og en felles for PUD for NOA og PUD for Fulla. I tillegg er det utført en felles konsekvensutredning som omfatter kraft fra land til den samlede utbyggingen.

Foreliggende konsekvensutredning omhandler NOA Fulla, men relevante grenseflater mot de to andre nevnte konsekvensutredningsprosessene blir omtalt.

Konsekvensutredningen er utarbeidet i henhold til fastsatt program for konsekvensutredning (datert 13. mai 2022), jf. gjeldende veileder for plan for utbygging og drift (PUD) og plan for anlegg og drift (PAD) utgitt av Olje- og energidepartementet.

I samråd med Olje- og energidepartementet er høringsperioden satt til 12 uker. Eventuelle kommentarer eller merknader bes sendt til Aker BP med kopi til Olje- og energidepartementet. Konsekvensutredningen finnes også tilgjengelig på www.akerbp.com

17. juni 2022

Innholdsfortegnelse

Forkortelser	6
Sammendrag	7
1 Innledning	10
1.1 Formålet med konsekvensutredning	11
1.2 Lovverkets krav til konsekvensutredning	11
1.2.1 Krav i internasjonalt lovverk	11
1.2.2 Krav i norsk lovverk	11
1.3 Konsekvensutredningsprosess og tidsplan for PUD	12
1.4 Søknader og tillatelser	13
2 Plan for utbygging og drift	15
2.1 Bakgrunn for utbyggingsplanen	15
2.2 Områdebeskrivelse	15
2.3 Rettighetshavere og eierforhold	15
2.4 Anbefalt utbyggingsløsning	15
2.5 NOA PdQ	18
2.6 Frøy NUI	20
2.7 Havbunnsinfrastruktur på feltet	21
2.8 Boring og brønn	22
2.8.1 Borerigger	23
2.8.2 Brønner og brønndesign	23
2.9 Reservoarforhold, ressurser og produksjonsplaner	27
2.10 Olje- og gasseskport	29
2.11 Energiløsning	30
2.12 Avvikling av virksomheten	32
2.13 Investeringer og kostnader	32
2.14 Gjennomføring og tidsplan	32
2.15 Prospekter og videre muligheter i området	33
2.16 Helse, miljø, sikkerhet og klimatiltak	34
3 Høringskommentarer til programforslaget	35
4 Områdebeskrivelse	56
4.1 Kort om området	56
4.2 Datagrunnlag og tidligere utredninger	56
4.3 Fysiske og oseanografiske forhold	56
4.4 Beskrivelse av naturressurser	58
4.4.1 Fiskeressurser	58
4.4.2 Sjøfugl	60
4.4.3 Sjøpattedyr	61
4.4.4 Bunndyr	62
4.4.5 Særlig verdifulle områder	63
4.4.6 Kulturminner	64
4.5 Aktiviteter i området	65
4.5.1 Annen petroleumsvirksomhet	65
4.5.2 Fiskeri	65

Konsekvensutredning for utbygging og drift av
petroleumsforekomster omfattet av NOA Fulla.
Utvinningstillatelsene (PL) 026, 026B, 364, 442, 442B, 442C og 873.

4.5.3	Skipstrafikk	71
4.5.4	Eventuelle planer for havenergi	71
4.5.5	Andre forhold	71
5	Miljømessige konsekvenser	73
5.1	BAT-vurderinger	73
5.1.1	Løsning for håndtering av produsert vann	73
5.1.2	Materialvalg i produksjonsrørledninger	75
5.1.3	Løsning for styring av havbunnsventiler	76
5.1.4	Brønnopprensning	78
5.1.5	Anlegg for sulfatreduksjon	80
5.1.6	Fjerning av lavtrykksfakkel	82
5.1.7	Tiltak mot diffuse utslipp	83
5.1.8	Kompressorer og pumper med variabel frekvensdrift	85
5.1.9	Lekkasjedeteksjon på havbunnsutstyr	85
5.1.10	Åpent drencsystem Frøy NUI	85
5.2	Miljøtiltak på rigger	88
5.3	Energiløsning og utslipp til luft	88
5.3.1	Bore- og anleggsfase	88
5.3.2	Driftsfase	90
5.4	Regulære utslipp til sjø	94
5.4.1	Bore- og anleggsfase	94
5.4.2	Driftsfase	95
5.5	Fysiske inngrep	104
5.5.1	Bunnhabitater/bunndyrsamfunn	104
5.5.2	Kulturminner	104
5.6	Avfall	104
5.6.1	Avfall i borefasen	105
5.6.2	Avfall i driftsfasen	105
5.6.3	Avfall ved avslutning av virksomheten	106
5.7	Andre miljøaspekter	106
6	Risiko for akutt forurensning og beredskap	107
6.1	Utslippskilder – og mengder	107
6.2	Influensområde	107
6.3	Potensial for miljøkonsekvenser	108
6.4	Miljørisiko	111
6.5	Beredskap mot akutt forurensning	113
6.6	Havbunnsbasert lekkasjedeteksjon	115
7	Virkninger for andre havbaserte næringer	116
7.1	Konsekvenser for fiskeriene	116
7.1.1	Anleggsfase	116
7.1.2	Driftsfase	116
7.1.3	Avslutning av virksomheten	117
7.2	Konsekvenser for skipstrafikk	117
8	Samfunnsmessige virkninger	119
8.1	Investeringsnivået på sokkelen	119
8.2	Nasjonale andeler av investeringer	119
8.3	Nasjonale sysselsettingsvirkninger	120

Konsekvensutredning for utbygging og drift av
petroleumsforekomster omfattet av NOA Fulla.
Utvinningsstillatelsene (PL) 026, 026B, 364, 442, 442B, 442C og 873.

8.4	Statlige inntekter	122
8.5	Lokalisering av drifts- og støttefunksjoner	122
9	Feltavvikling	124
10	Sammenstilling av konsekvenser, anbefalinger om avbøtende tiltak	125
10.1	Miljømessige virkninger i utbyggingsfasen	125
10.2	Miljømessige virkninger i driftsfasen	126
10.3	Miljømessige virkninger i avslutningsfasen	126
10.4	Virkninger for andre havbaserte næringer i utbyggingsfasen	127
10.5	Virkninger for andre havbaserte næringer i driftsfasen	127
10.6	Virkninger for andre havbaserte næringer i avslutningsfasen	127
10.7	Samfunnsmessige virkninger	127
11	Videre planer for oppfølging av miljørelaterte forhold, inkludert beredskap mot akutt forurensning og miljøovervåking.....	129
	Referanser og litteratur	131

Konsekvensutredning for utbygging og drift av
petroleumsforekomster omfattet av NOA Fulla.
Utvinningstillatelsene (PL) 026, 026B, 364, 442, 442B, 442C og 873.

Forkortelser

BAT	Best available techniques
boe	Fat oljeekvivalenter
CFU	Compact flotation unit
CRA	Corrosion resistant alloy/korrosjonsbestandig legering
ESD	Emergency shut down (nødnedstengning)
FGD	Frigg Gamma Delta
FPSO	Floating, production, storage and offloading (flytende produksjons og lagerskip)
HIPPS	High-integrity pressure protection system
HMS	Helse, miljø og sikkerhet
JU	Jack-up (oppjekkbar innretning)
KU	Konsekvensutredning
NOA	North of Alvheim
NOAKA	North of Alvheim – Krafla/Askja
OED	Olje- og energidepartementet
OTS	Oseberg Transport System
PAD	Plan for anlegg og drift
pl	Petroleumsloven
PL	Production Licence (utvinningstillatelse)
PdQ	Processing, drilling and quarter (prosessering, boring og bolig)
PSD	Process shut down (prosessnedstengning)
SVO	Særlig verdifulle og sårbare områder
LSC	Level of significant contamination (grense for signifikant kontaminering)
PUD	Plan for utbygging og drift
THC	Total hydrocarbon
TRL	Technology readiness level
UPP	Unmanned production platform (ubemannet produksjonsplattform)

Konsekvensutredning for utbygging og drift av petroleumforekomster omfattet av NOA Fulla. Utvinningstillatelsene (PL) 026, 026B, 364, 442, 442B, 442C og 873.

Sammendrag

Utbyggingen av NOA Fulla er en områdeutbygging som omfatter mange funn innenfor et geografisk område sentralt i Nordsjøen. Frigg Gamma Delta, Frøy, Langfjellet, Rind, Lille-Frigg og Fulla inngår i utbyggingen.

Området vil bli bygget ut med en sentralt plassert prosesserings-, bore- og boligplattform (NOA PdQ), lokalisert ved Frigg Gamma Delta. Frøy vil bli bygd ut med en normalt ubemannet brønnhodeplattform (Frøy NUI), mens de andre funnene blir bygd ut havbunnsinnretninger knyttet inn til NOA PdQ. NOA PdQ vil i tillegg motta brønnstrøm og levere vann for injeksjon, kjemikalier og strøm for funnene Krafla, Sentral og Askja (omtalt Krafla), som ligger nord for NOA Fulla.

Samlet omtales den totale utbyggingen av NOA Fulla og Krafla som NOAKA. Gass- og oljeeksport fra området vil gå gjennom nye rørledninger fra NOA PdQ til eksisterende rørledninger, henholdsvis Statpipe til Kårstø og Oseberg Transport System til Stureterminalen.

Utviklingen av NOAKA-området er en av de største feltutbyggingene på norsk sokkel i årene framover. De samlede utvinnbare ressursene er anslått til rundt 600 millioner fat oljeekvivalenter, i tillegg til at det er påvist ytterligere utforskningspotensiale. Totale investeringer i hele området er i størrelsesorden 10 milliarder dollar. Av dette representerer NOA Fulla henholdsvis 250-370 millioner fat oljeekvivalenter (boe) og 40-55 milliarder kroner i investeringer.

Utbyggingsløsningene i området representerer stor grad av fjernstyring og automasjon, og det planlegges omfattende bruk av digitale løsninger både i utviklings- og driftsfasen. Utbyggingen er fremtidsrettet både innen teknologiske løsninger og driftsstrategi.

NOAKA er planlagt med kraft fra land som energiløsning. Dette er gjenstand for en egen konsekvensutredning og er ikke omhandlet her.

En konsekvens av kraft fra land er at NOA Fulla vil produsere med svært lave klimagassutslipp. CO₂-intensitet for produksjonen over levetiden er estimert til 0,8-1 kg CO₂/fat produsert oljeekvivalent (oe). Til sammenligning er gjennomsnittet for norsk sokkel omkring 8 kg CO₂/fat oe.

Det er foreløpig planlagt 31 brønner i NOA Fulla. Boringen vil starte i 2025 og pågå i to til tre år med to rigger – en for boring av plattformbrønner og en for boring av havbunnsbrønner.

NOA Fulla-prosjektet vil medføre samfunnsmessige virkninger, blant annet i form av inntekter til staten samt ringvirkninger fra norske andeler av investeringer i form av sysselsetting. Med antatte olje- og gasspris, dollarkurs osv. kan de statlige inntektene bli i størrelsesorden 50 milliarder kroner (udiskontert). Årlige sysselsettingsvirkninger vil bli størst i utbyggingsfasen, og er foreløpig beregnet til 4 000-5 000 årsverk i 2025-2026. Totalt vil utbyggingsfasen gi om lag 17 500 årsverk. Totalt gjennom driftsperioden genereres det årlig 500-700 årsverk slik at samlet sysselsettingsvirkning av prosjektet gjennom levetiden vil bli i størrelsesorden 35 500 årsverk.

På lik linje med andre feltutbygginger, vil utbygging og drift av NOA Fulla medføre enkelte negative virkninger for naturressurser og miljøforhold, samt for utøvelse av annen havbasert næringsvirksomhet i området. Dette er redegjort for i foreliggende konsekvensutredning. Ambisjonen er å ha minst mulig negative virkninger på naturressurser og miljøforhold, og sameksistens med andre havbaserte næringer. I tilfeller hvor negative virkninger er avdekket, blir mulige avbøtende tiltak vurdert og eventuelt implementert.

Konsekvensutredning for utbygging og drift av
petroleumsforekomster omfattet av NOA Fulla.
Utvinningsstillatelsene (PL) 026, 026B, 364, 442, 442B, 442C og 873.

For å sikre teknisk robuste og økonomisk gjennomførbare løsninger med minimale negative miljøvirkninger, blir det gjennomført vurderinger av beste tilgjengelige teknikker (BAT) for en rekke teknologivalg. Eksempler på dette er kraft fra land som energiløsning (ivaretatt i egen konsesjonssøknad/konsekvensutredning), reinjeksjon av hovedvolumet av produsert vann, to tre-trinns renseanlegg for vann som slippes til sjø, brønnopprensning, og materialvalg i produksjonsrørledninger med flere.

Det geografiske området som omfatter NOA Fulla er karakterisert av lav miljøfølsomhet relativt til de fleste andre deler av norske havområder. Her finnes generelt ikke spesielt følsomme bunnhabitater og ingen viktige, avgrensede gyteområder for fisk. Flere arter av sjøfugl forekommer tidvis i området, og miljøfølsomheten for sjøfugl her varierer derfor både mellom arter og gjennom året.

De største miljøvirkningene er ventet i utbyggingsfasen og er knyttet til boring av brønner med tilhørende utslipp til sjø og luft samt installasjonsarbeid. Installering av rørledninger og kabler vil kreve betydelig bruk av stein for beskyttelse. Dette gir lokale og permanente virkninger på bunnforhold og bunnfauna. Utslipp til sjø fra boring med vannbaserte borevæsker vil medføre lokal nedslamming, med endring i lokal bunndyrfauna som konsekvens. Miljøovervåking viser imidlertid at bunnforholdene over tid utjevnes og naturlig bunndyrfauna vil etableres på nytt.

Hovedstrategi for produsert vann er reinjisering i grunnen. Vann fra Frøy er ikke planlagt reinjisert fra oppstarten for å begrense risiko for avleiringer og forsuring. Det blir tilrettelagt for reinjeksjon i utformingen og det kan bli aktuelt på et senere tidspunkt. Produsert vann fra Frøy samt vann fra NOA PdQ i perioder uten reinjeksjon, vil bli sluppet til sjø etter rensing med BAT-løsning. Basert på eksisterende kunnskap fra forskning og miljøovervåking på norsk sokkel, er det ikke forventet målbar virkning fra utslipp av produsert vann på bestandsnivå av fisk. Det vil bli gjennomført regelmessig miljøovervåking av feltet.

Bruk av fossile drivstoff fra borerigger og fartøyer i utbyggingsfasen vil medføre utslipp av avgasser til luft. Utslippene av CO₂ er anslått til 138 000 tonn fra boreaktiviteten og 50 000 tonn fra installeringsarbeidet. Flere tiltak blir vurdert for å redusere disse utslippene. I driftsfasen blir utslipp til luft lave, som følge av energiløsning med kraft fra land, anslått til 8 000 tonn CO₂ per år.

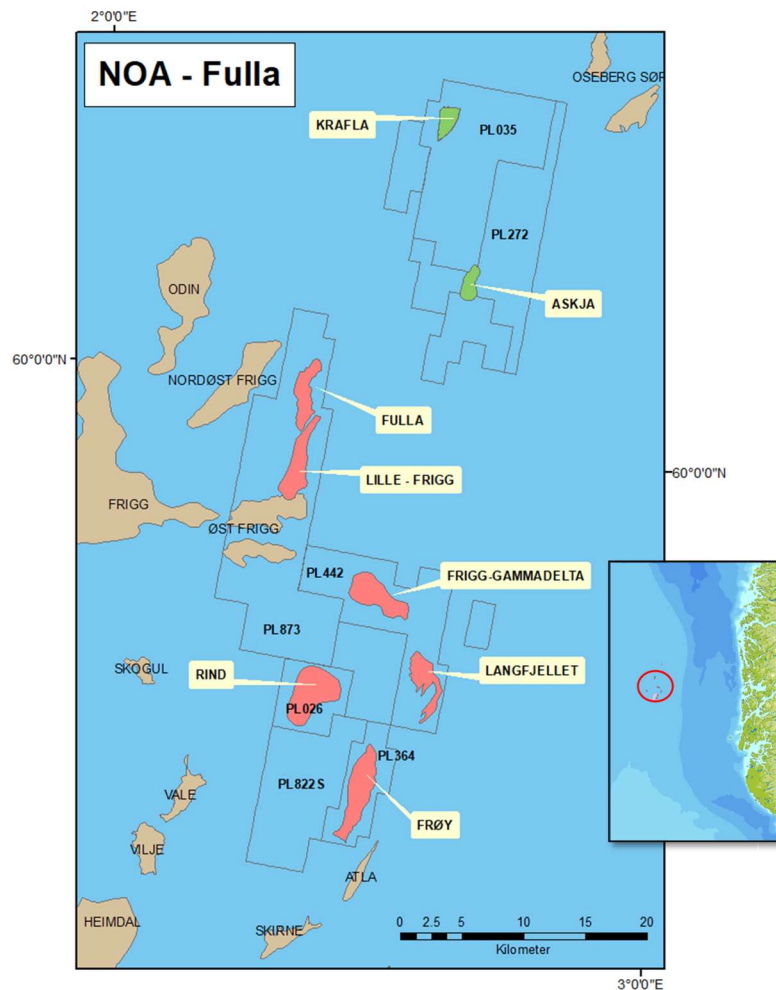
Produksjon av olje og gass medfører et potensial for akuttutslipp med tilhørende negative konsekvenser for naturressurser, miljøforhold og verdier. Miljørisikoen er analysert for boreperioden og funnet å være godt innenfor Aker BPs akseptkriterier. Tilsvarende analyse vil bli gjennomført i forkant av produksjonsstart. Beredskap mot akutt forurensning vil bli etablert for virksomheten og samordnet med regional løsning.

I forhold til andre havbaserte næringer som fiskeri og sjøtransport, vil NOA Fulla i hovedsak ha negative virkninger i form av permanente arealbeslag i driftsperioden, knyttet til de to faste innretningene, samt midlertidige arealbeslag i perioden med boring av havbunnsbrønner. Arealbeslagene er begrenset i omfang med ~1 km² per innretning, og aktivitetsnivået for henholdsvis fiskerivirksomhet og passerende skipstrafikk i området er også moderat. I anleggsperioden vil det i tillegg være en del fartøyer i området for installasjon av innretninger, rørledninger og kabler. Dette vil ha midlertidige virkninger for de andre havbaserte næringene, gjerne omtalt som operasjonelle ulemper, herunder mindre kursjusteringer eller noe endret fiskemønster. Virkningene knyttet til både arealbeslag og fartøyaktivitet vurderes imidlertid ikke å gi vesentlige konsekvenser for næringsutøvelsen. I driftsfasen vil havbunnsanleggene og tilhørende infrastruktur være overtråkbare og ingen virkninger på fiskeritiløvet er forventet fra disse.

Når produksjonen på feltet opphører, vil innretninger bli fjernet fra feltet i henhold til aktuelle regelverkskrav og rammebetingelser. Rørledninger og kabler vil bli rengjort før eventuell etterlatelse. Disponeringsløsninger vil bli utredet og dokumentert i feltets avslutningsplan med tilhørende konsekvensutredning.

1 Innledning

Det er gjort en rekke funn av olje og gass innenfor et geografisk område på norsk sokkel i Nordsjøen rundt Frigg, som strekker seg fra Frøy i sør til Krafla i nord (figur 1-1). Det er også identifisert flere prospekter som kan inneholde ytterligere ressurser. I dialog med norske myndigheter har rettighetshaverne til de aktuelle utvinningstillatelsene kommet frem til at det er hensiktsmessig med en koordinert utvikling av området for å realisere verdiene i funnene. Området er omtalt som NOAKA; «North Of Alvheim» og Krafla/Askja.



Figur 1-1. Beliggenhet av NOAKA-området sentralt i Nordsjøen, med NOA Fulla i sør og Krafla i nord (Kartkilde: Oljedirektoratet).

Etter grundige vurderinger gjennom flere år er det avtalt at området vil bli utviklet med koordinerte utbyggingsplaner:

- En plan for funnene i nord som vil omfatte Krafla, Sentral (PL 035) og Askja (PL 272), heretter omtalt som Krafla – operert av Equinor.
- En plan som omfatter Frøy (PL 364), Frigg Gamma Delta og Langfjellet (PL 442, 442B, 442C, 026B), og Rind (PL 026).
- En plan for Fulla og Lille-Frigg (PL 873)

Den sørlige delen av utbyggingen omtales NOA Fulla og er operert av Aker BP. Aker BP og Equinor har inngått en avtale om at operatørskapet for Krafla skal overføres til Aker BP. Operatørskiftet vil skje ved en endelig investeringsbeslutning i lisens og innlevering av plan for utbygging og drift (PUD) innen utgangen av 2022.

Konsekvensutredning for utbygging og drift av petroleumsforekomster omfattet av NOA Fulla. Utvinningstillatelsene (PL) 026, 026B, 364, 442, 442B, 442C og 873.

Det er gjennomført to konsekvensutredninger for den totale utbyggingen, én for PUD Krafla og en felles for PUD NOA og PUD Fulla. I tillegg er det utført en felles konsekvensutredning som omfatter kraft fra land til den samlede utbyggingen. Foreliggende konsekvensutredning omhandler utbygging og drift av NOA Fulla.

1.1 Formålet med konsekvensutredning

En konsekvensutredningsprosess er et lovmessig krav som utgjør en del av planen for utbygging og drift (PUD) av en petroleumsforekomst.

En konsekvensutredning har som formål å redegjøre for virkningene et større utbyggingsprosjekt har på miljø, naturressurser, kulturminner og samfunn. Arbeidet med konsekvensutredningen er en viktig del av planleggingsfasen til et utbyggingsprosjekt og sikrer at virkningene av prosjektet tas i betraktning i en tidlig fase. Konsekvensutredningsprosessen er åpen og virkningene av en utbygging skal gjøres synlige for myndigheter og interesseorganisasjoner. Konsekvensutredningen utgjør en integrert del av en Plan for utbygging og drift (PUD) og/eller Plan for anlegg og drift (PAD). Beslutningstakerne vil på denne måten ha et godt beslutningsgrunnlag når det skal avgjøres om, eller på hvilke vilkår, en godkjenning av utbyggingen skal gis.

1.2 Lovverkets krav til konsekvensutredning

1.2.1 Krav i internasjonalt lovverk

EUs Rådskdirektiv 97/11/EC krever konsekvensutredninger for offentlige og private prosjekter som kan ha vesentlige miljø- og/eller samfunnsøkonomiske konsekvenser. FNs "Konvensjon om konsekvensutredninger av tiltak som kan ha grenseoverskridende miljøvirkninger" (Espoo-konvensjonen) forplikter parter om å varsle nabostat om planlegging av tiltak som kan få miljøvirkninger ut over landegrensene. Konvensjonen trådte i kraft i 1997 og er implementert i norsk lovverk.

Basert på resultater fra spredningsmodellering for akuttutslipp i området er det, på tross av en viss nærhet til delelinjen mot Storbritannia, svært lav sannsynlighet for at olje drifter mot britiske landområder. I henhold til praksis på sokkelen, og som avklart gjennom høringen av programforslaget, vil utbyggingen ikke kreve spesifikk høring etter denne konvensjonen.

1.2.2 Krav i norsk lovverk

I henhold til Lov om petroleumsvirksomhet (Petroleumsloven) § 4-2, datert 1. juli 1997 (sist endret 19. juni 2015), samt Forskrift til lov om petroleumsvirksomhet (petroleumsforskriften) § 22, vil den planlagte utbyggingen av NOA Fulla være konsekvensutredningspliktig. Konsekvensutredningen skal i henhold til disse bestemmelsene baseres på et program for konsekvensutredning som er fastsatt av myndighetene etter en offentlig høringsrunde (nærmere omtalt i kapittel 1.3 og kapittel 3).

Petroleumsforskriften § 22a konkretiserer hva konsekvensutredningen skal omfatte, og for det aktuelle prosjektet ble dette nærmere spesifisert i forslaget til program for konsekvensutredning. Dette omfatter blant annet (forkortet):

- a) beskrivelse av alternative utbyggingsløsninger som er undersøkt og begrunnelse av valg av utbyggingsløsning og utvinningsstrategi, samt redegjørelse for kriteriene for valg som er gjort,

Konsekvensutredning for utbygging og drift av petroleumforekomster omfattet av NOA Fulla. Utvinningstillatelsene (PL) 026, 026B, 364, 442, 442B, 442C og 873.

- b) beskrivelse av det miljø som i vesentlig grad kan bli berørt, og vurdere og avveie miljøkonsekvenser av utbyggingen,
- c) vurdere hvilke tillatelser, godkjenninger eller samtykker det skal søkes om etter ellers gjeldende lovgivning,
- d) vurdere hvordan innretningene vil kunne disponeres ved avslutning av petroleumsvirksomheten,
- e) vurdere innretninger for transport eller utnyttelse som omfattes av loven § 4-3,
- f) vurdere tekniske tiltak for beredskap,
- g) vurdere hvordan miljøovervåking i området kan gjennomføres,
- h) ha et sammendrag av ovennevnte punkter.

Olje- og energidepartementets PUD/PAD veileder (OED 2018) gir nærmere omtale av tema og omfang for utredning, som beskrevet for NOA Fulla i fastsatt program for konsekvensutredning.

1.3 Konsekvensutredningsprosess og tidsplan for PUD

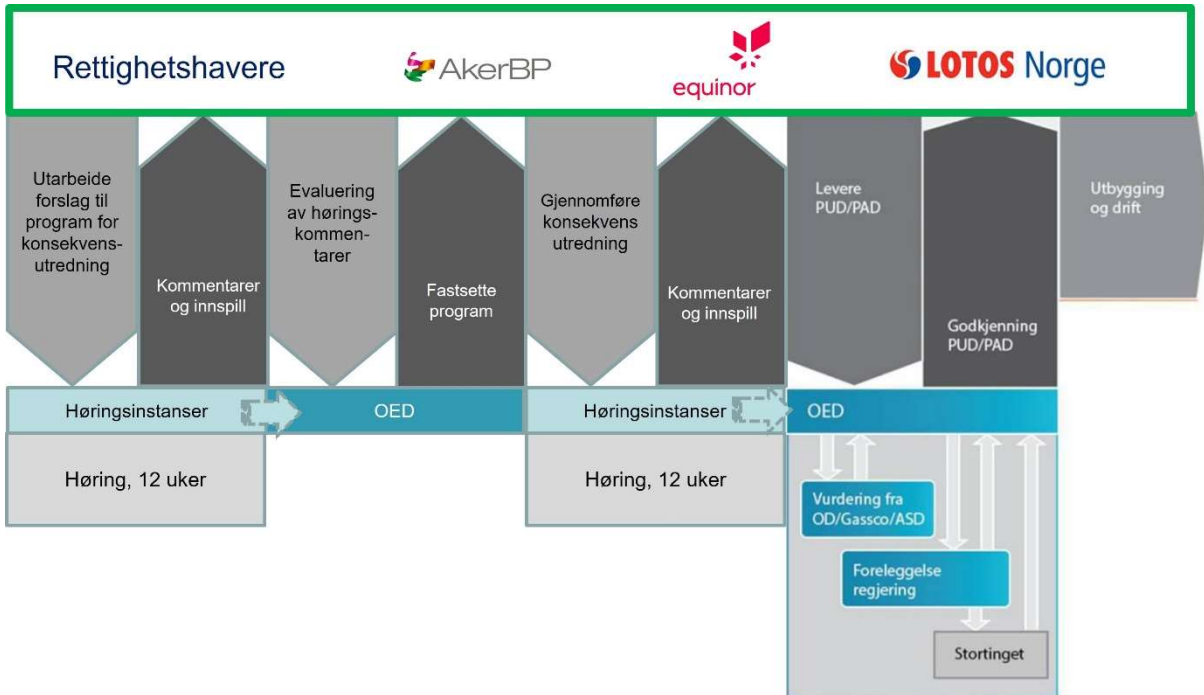
Konsekvensutredningsprosessen starter med at rettighetshaverne utarbeider et forslag til utredningsprogram. Aker BP sendte 11. oktober 2021 forslaget til utredningsprogram for NOA Fulla på elektronisk høring til relevante høringsparter (myndigheter, organisasjoner og andre interessenter) som er anbefalt av OED, totalt til 76 parter. Samtidig ble forslaget til program for konsekvensutredning gjort tilgjengelig på internett ([Vår virksomhet - Aker BP](#)). I samråd med OED var høringsperioden satt til 12 uker. Uttalelsene til forslaget til program for konsekvensutredning ble sendt til Aker BP med kopi til OED. Aker BP sammenfattet disse og ga en vurdering av hvordan disse kan implementeres i programmet. Dette ble så lagt frem for OED som fastsatte programmet for konsekvensutredning basert på uttalelsene og rettighetshavernes kommentarer til og/eller implementering av disse. Dette er nærmere redegjort for i kapittel 3.

Rettighetshaverne har nå gjennomført konsekvensutredningsarbeidet i henhold til fastsatt program for konsekvensutredning.

Konsekvensutredningen sendes elektronisk på høring til myndigheter og interesseorganisasjoner, samtidig som det kunngjøres i Norsk Lysingsblad at konsekvensutredningen er sendt på høring. Konsekvensutredningen, og så langt som mulig relevant bakgrunnsinformasjon, gjøres tilgjengelig på internett. Fristen for høring skal ikke være kortere enn seks uker, og er for NOA Fulla satt til 12 uker. Uttalelser til konsekvensutredningen som kommer inn under høringsperioden sendes til Aker BP (med kopi til OED).

Departementet vil, på bakgrunn av høringen, ta stilling til om det er behov for tilleggsutredninger eller dokumentasjon om bestemte forhold. Eventuelle tilleggsutredninger skal forelegges berørte myndigheter og dem som har avgitt uttalelse til konsekvensutredningen før det fattes vedtak i saken. OED presenterer saksdokumentene for Regjeringen (pt < 15 mrd NOK investeringer) eller Stortinget for beslutning.

Myndighetsprosessen for konsekvensutredningsprosessen for NOA Fulla er skissert i figur 1-2. Antatt tidsplan for konsekvensutredningen for NOA Fulla er angitt i tabell 1-1.



Figur 1-2. Skisse over PUD-prosessen inkludert konsekvensutredning. (Basert på OED, 2018).

Tabell 1-1. Milepæler og tidsplan for konsekvensutredningen.

Beskrivelse	Tidsplan
Aker BP utarbeider forslag til program for konsekvensutredning	1.-3. kvartal 2021
Høring av forslag til program	4. kvartal 2021 (12 uker)
Aker BP vurderer mottatte kommentarer og innspill	Januar-februar 2022
OED fastsetter program for konsekvensutredning	13. mai 2022
Operatøren gjennomfører konsekvensutredning i henhold til fastsatt program	4. kvartal 2021 – 2. kvartal 2022
Høring av konsekvensutredningen	2.-3. kvartal 2022 (12 uker)
Operatøren vurderer mottatte kommentarer og innspill og avklarer behov for tilleggsutredning med OED	3. kvartal 2022
PUD leveres med tilhørende konsekvensutredning	4. kvartal 2022
PUD behandling	Stortingsbehandling vårsesjon 2023

1.4 Søknader og tillatelser

For å gjennomføre prosjektet med å bygge ut funn omfattet av NOA Fulla, må ulike tillatelser innhentes fra myndighetene i de ulike fasene av prosjektet. En foreløpig oversikt over hvilke tillatelser som må innhentes i planleggings- og utbyggingsfasen er presentert i tabell 1-2.

Tabell 1-2. Relevante søknader og myndighetsprosesser for NOA Fulla.

Aktivitet og tema for søknad	Lovhjemmel	Myndighet	Anslagsvis tidspunkt for søknad
Samtykke til å ta i bruk innretninger (hvv. borerigg, faste innretninger, havbunnsinnretninger,	Styringsforskriften § 25, bokstav a	Petroleumstilsynet	2026

Konsekvensutredning for utbygging og drift av
petroleumsforekomster omfattet av NOA Fulla.
Utvinningsstillatelsene (PL) 026, 026B, 364, 442, 442B, 442C og 873.

Aktivitet og tema for søknad	Lovhjemmel	Myndighet	Anslagsvis tidspunkt for søknad
eksportørledning (Equinor), kraft fra land anlegg)			
Konsesjon for kraftoverføringsanlegg	Havenergiloven/ Energiloven	OED/NVE	Leveret i 2021
Installasjon av rør og havbunnsinnretninger, etablering av steinfyllinger, jf. avhengig av omfang og forholdet til sårbar bunnfauna	Aktivitetsforskriften §68a (jf. forurensningsforskriften §22.6)	Miljødirektoratet	2024
Produksjonsboring, søknad om samtykke	Styringsforskriften § 25	Petroleumstilsynet	2024
Produksjonsboring, søknad om klimavote	Klimakvoteloven § 5 (for boring hvor det foreligger PUD)	Miljødirektoratet	2024
Produksjonsboring (inklusive komplettering og brønnopprensning), søknad om tillatelse for virksomhet (for bruk av kjemikalier og utslipp til sjø og luft, samt avfallsgenerering)	Forurensningsloven §11, jf. aktivitetsforskriften kap. XI-XIII.	Miljødirektoratet	2024
Testing og oppstart av rørledning, søknad om tillatelse for virksomhet	Forurensningsloven §11, jf. aktivitetsforskriften kap. XI-XII.	Miljødirektoratet	2025
Søknad om produksjonstillatelse	Petroleumsforskriften §23	Olje- og energidepartementet (kopi til Oljedirektoratet).	2026
Driftsfase, søknad om tillatelse for virksomhet	Forurensningsloven §11, jf. aktivitetsforskriften kap. X-XIII.	Miljødirektoratet	2026
Driftsfase, søknad om tillatelse til reinjeksjon (utslipp til grunn) og utslipp til sjø av lavradioaktive forbindelser	Forurensningsloven §11, jf. aktivitetsforskriften §60, 66a, 70a.	Direktoratet for strålevern og atomsikkerhet	2026
Installasjon av kabler i territorialt farvann	Havne- og farvannsloven	Kystverket	2024
Opprettelse av sikkerhetssoner rundt faste innretninger (følger av PUD), ikke søknadspliktig	Petroleumsloven, jf. rammeforskriften §52	Arbeids- og sosialdepartementet	-

2 Plan for utbygging og drift

2.1 Bakgrunn for utbyggingsplanen

Innenfor et geografisk område sentralt i Nordsjøen er det gjort en rekke funn, som ikke hver for seg gir grunnlag for en selvstendig plan for utbygging og drift. Det er derfor fornuftig, og i tråd med petroleumslovens bestemmelser for å optimalisere positive virkninger for det norske samfunn, å se på en samlet plan for utbygging av disse ressursene. Det er tatt initiativ til en slik områdeutbyggingsplan, som er nærmere presentert i foreliggende dokument.

Etter grundige vurderinger gjennom flere år er det avtalt at området vil omfatte tre utbyggingsplaner. Den i nord vil omfatte funnene Krafla (PL 035) og Askja (PL 272) og er operert av Equinor. De to andre omfatter henholdsvis Frøy (PL 364), Frigg Gamma Delta og Langfjellet (PL 026B, 442, 442B, 442C) og Rind (PL 026), og Fulla og Lille-Frigg (PL 873). Denne sørlige delen av utbyggingen omtales NOA Fulla og er operert av Aker BP.

2.2 Områdebeskrivelse

Utbyggingsplanene for NOA Fulla omfatter funn i følgende utvinningstillatelser:

- PL 364 - Frøy
- PL 442, 442B, 442C, 026B - Langfjellet og Frigg Gamma Delta
- PL 873 – Fulla og Lille-Frigg
- PL 026 - Rind

Arealet som inngår i PUD for NOA Fulla vil også inkludere deler av produksjonslisens 822S og 874. Se figur 1-1 for lokalisering av de ulike funnene.

Planene omfatter også Øst-Frigg (PL 873) og Epsilon (PL 442) prospektene som ved funn vil utgjøre en del av NOAKA fase 1. Prospektene er nærmere beskrevet i avsnitt 2.15.

2.3 Rettighetshavere og eierforhold

En oversikt over rettighetshaverne og eierfordeling i de ulike utvinningstillatelsene er gitt i tabell 2-1. Aker BP er operatør for de individuelle utvinningstillatelsene som inngår i utbyggingen.

Tabell 2-1. Oversikt over rettighetshaverne i utvinningslisensene.

Rettighetshavere	Utvinningsstillatelse (PL)					
	PL 442, 442B, 442C, 026B		PL 364	PL 026	PL 873	
	Frigg Gamma Delta	Langfjellet	Frøy	Rind	Fulla	Lille-Frigg
Aker BP	87,7%				47,7%	47,7%
LOTOS	12,3%				12,3%	12,3%
Equinor					40%	40%

Aker BP og Equinor har inngått en avtale om at operatørskapet for Krafla skal overføres til Aker BP. Operatørskiftet vil skje ved en endelig investeringsbeslutning i lisens og innlevering av plan for utbygging og drift (PUD) innen utgangen av 2022.

2.4 Anbefalt utbyggingsløsning

Det har tidligere vært gjort separate vurderinger av utbyggingsløsninger for funnene lokalisert henholdsvis nord og sør i området. Krafla var vurdert med tilknytning til Oseberg for

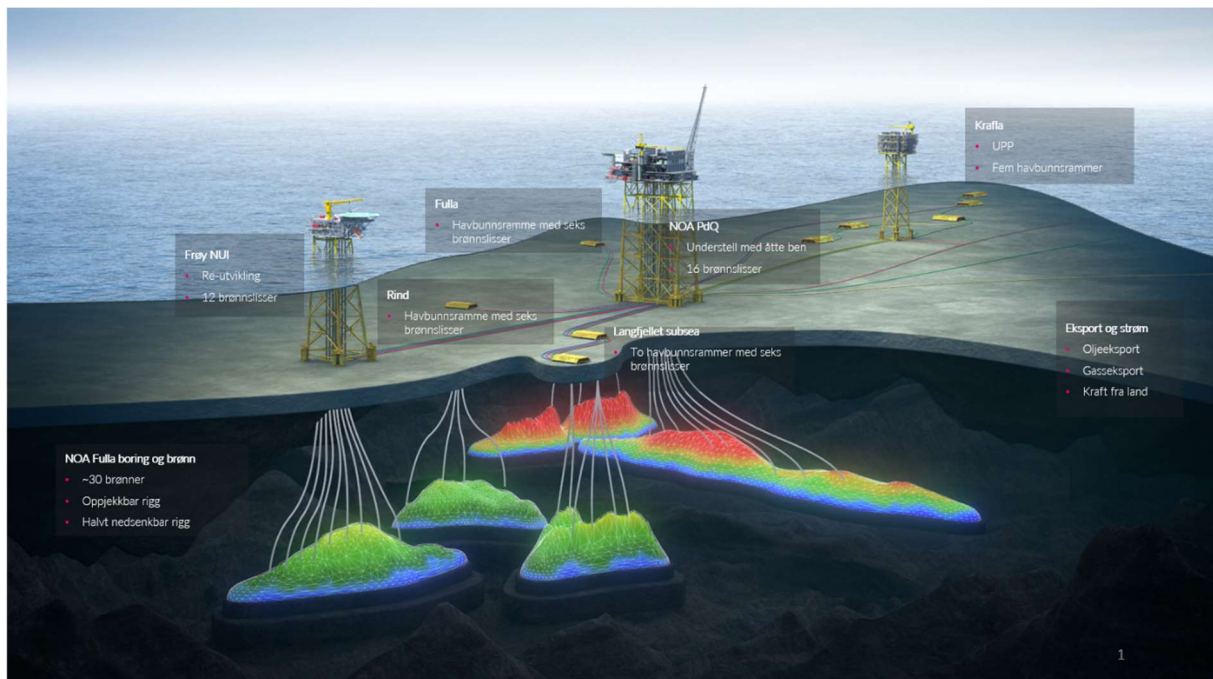
Konsekvensutredning for utbygging og drift av petroleumforekomster omfattet av NOA Fulla. Utvinningstillatelsene (PL) 026, 026B, 364, 442, 442B, 442C og 873.

prosessering og eksport, mens funnene fra Fulla og sørover ble vurdert for tilknytning til Alvheim FPSO, samt som en selvstendig utbygging med ulike konsept- og eksportløsninger.

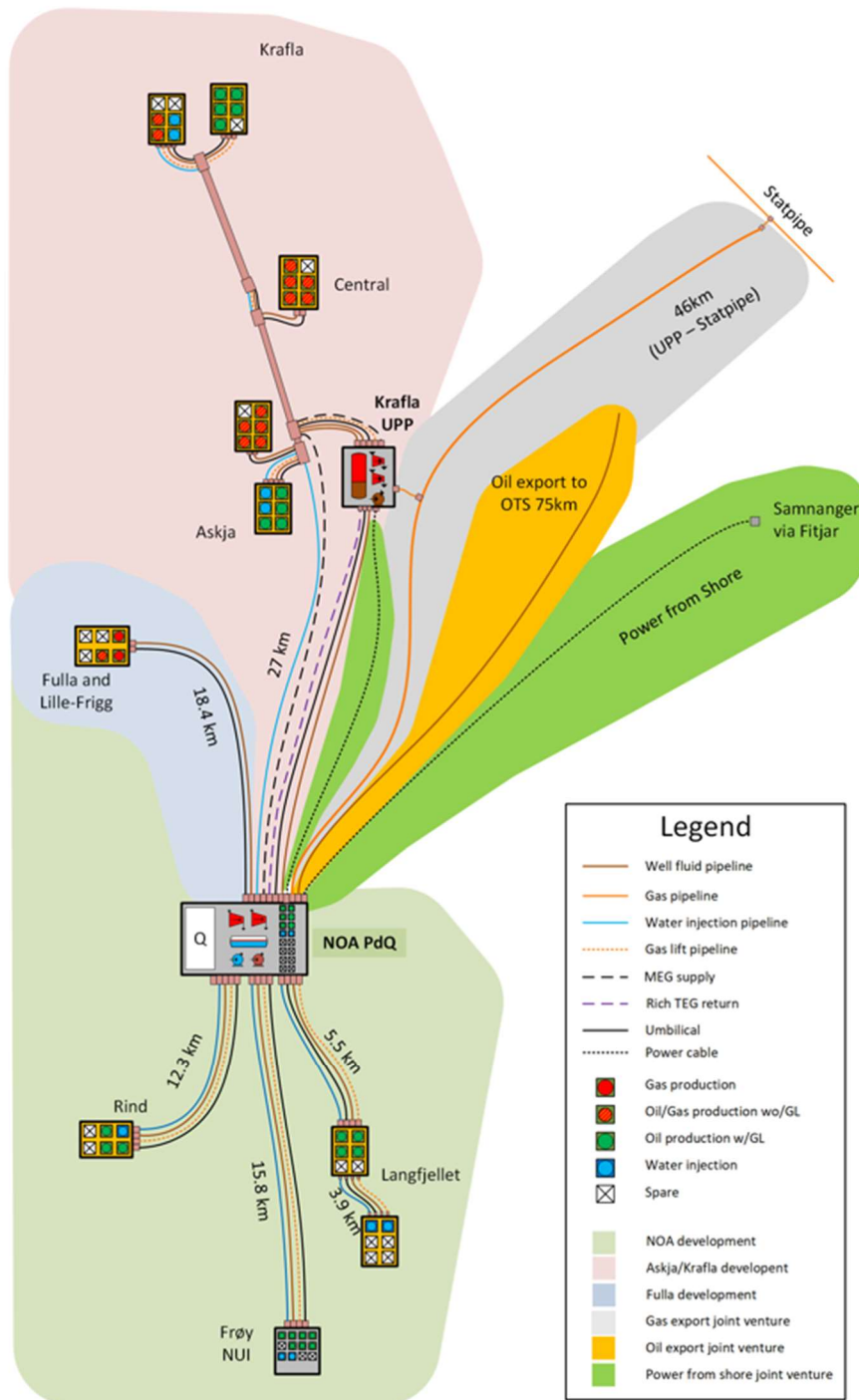
I dialog mellom de involverte operatørselskapene og norske myndigheter er det nå enighet om en samlet løsning for området, som vil omfatte tre planer for utbygging og drift av funnene:

- En plan for funnene i nord som vil omfatte Krafla, Sentral (PL 035) og Askja (PL 272), heretter omtalt som Krafla.
- En plan som omfatter Frøy (PL 364), Frigg Gamma Delta og Langfjellet (PL 442, 442B, 442C, 026B), og Rind (PL 026).
- En plan for Fulla og Lille-Frigg (PL 873)

Utbyggingene vil være knyttet sammen gjennom rørledninger og kabler som sikrer god effektivitet og bedre utnyttelse av kapasitet for prosessering, injeksjon og eksport. Feltene vil også ha felles kraftforsyning fra land. Områdekonseptet er skissert i figur 2-1 og 2-2.



Figur 2-1. Illustrasjon av den totale feltutbyggingen for NOA Fulla, inkludert tilknytning til Krafla.



Figur 2-2. Oversikt over totalt utbyggingskonsept for NOAKA, med NOA Fulla i sør og Krafla i nord.

Formelt konseptvalg (anbefaling) ble anbefalt av rettighetshaverne i september 2021. Anbefalt konsept for NOA Fulla er en utbygging bestående av:

1. **En integrert plattform for prosessering, boring¹ og bolig (NOA PdQ)**

Denne plattformen blir lokalisert på Frigg Gamma Delta og vil motta brønnstrøm fra de ulike funnene i NOA Fulla for prosessering og eksport, i tillegg til produksjon fra egne brønner.

¹ Brønner vil bli boret via oppjekkbar borerigg.

Konsekvensutredning for utbygging og drift av petroleumforekomster omfattet av NOA Fulla. Utvinningstillatelsene (PL) 026, 026B, 364, 442, 442B, 442C og 873.

Innretningen vil være koblet direkte mot Krafla-anleggene i nord. Herfra vil delvis stabilisert olje og produsert vann bli eksportert til NOA PdQ for videre prosessering. Vann for trykkstøtte, kjemikalier og elektrisk kraft vil bli levert til Krafla.

2. En normalt ubemannet brønnhodeplattform på Frøy

Frøy vil bli bygget ut med en enkel ubemannet brønnhodeplattform. Reservoarforholdene her gir grunnlag for betydelig avleiring og tilhørende brønnvedlikehold. En overflateinnretning er derfor fordelaktig for optimalt brønnvedlikehold og en havbunnsutbygging er således ikke anbefalt. Funksjonene på innretningen vil bli styrt fra den sentrale feltinnretningen NOA PdQ.

3. Havbunnsanlegg på Fulla/Lille-Frigg, Rind og Langfjellet (nord og sør)

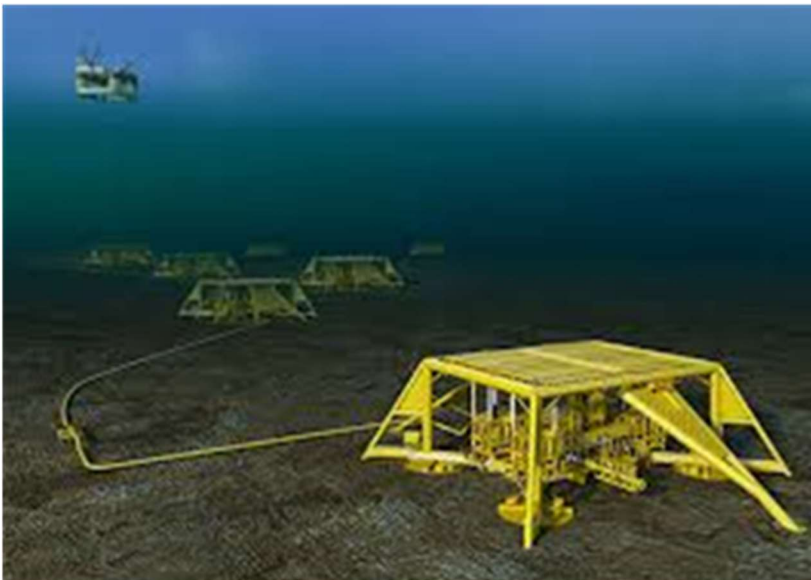
Anleggene skal i størst mulig grad være standardiserte, men også et teknologikvalifiseringsprogram er etablert for disse funnene. Bunnrammene vil ha plass til seks brønner og vil være tilrettelagt for samtidige boreoperasjoner, såkalt dual drilling. Et eksempel på slike havbunnsanlegg er angitt i figur 2-3. Det er planlagt med en lete-/avgrensingsbrønn på Øst-Frigg i 2023. Gitt funn vil det også bli plassert en bunnramme på Øst-Frigg.

4. Eksportløsninger

Olje vil bli eksportert via Oseberg Transport System (OTS) til Stureterminalen og gass via Statpipe til Kårstø. Olje- og gasseksport er skilt ut i et eget fellesforetak med Equinor som operatør. Eksportrørledningene utredes av Equinor i konsekvensutredningen for Krafla.

5. Kraft fra land

Energiløsning for områdeutbyggingen er kraft fra land, nærmere omtalt i kapittel 2.11.



Figur 2-3. Illustrasjon av havbunnsanlegg som vil være utbyggingsløsning for flere av funnene.

2.5 NOA PdQ

NOA PdQ vil være en relativt stor innretning med anslått vekt av dekkсанlegget på 26 000 tonn, montert på et stålunderstell (anslått vekt på vel 12 000 tonn) med åtte bein (figur 2-5). Ytre mål av dekkсанlegget vil være ca. 108 x 47 x 30 m. Boligenheten vil ha kapasitet til 60 personer.

Konsekvensutredning for utbygging og drift av petroleumforekomster omfattet av NOA Fulla. Utvinningstillatelsene (PL) 026, 026B, 364, 442, 442B, 442C og 873.

NOA PdQ vil være tilrettelagt med totalt 16 brønnsliiser fordelt på to rekker. I utgangspunktet er det planlagt å benytte åtte av disse brønnsliisene, hvorav to til vann injektorer og seks til produsenter. Resterende slisser er for fremtidig fleksibilitet. Boring og brønnvedlikehold vil bli utført av en oppjekkbar boreinnretning, mens lettere brønnvedlikehold vil foregå fra egen innretning.

Totalt være det være i overkant av 30 stigerør og J-rør for inntak av brønnstrøm, leveranse av injeksjonsvann, løftegass og kjemikalier, samt styre- og elkabler til Frøy, de ulike havbunnsutbyggingene og til Krafla. I tillegg kommer rør for hovedeksport av olje og gass og inntak av kraftkabel fra land.

Hovedfunksjonene for NOA PdQ er å:

- Være vertsfelt for inntak av brønnstrøm fra eksterne felt
- Stabilisere olje for eksport til OTS/Sture
- Prosessere riggass for eksport til Statpipe/Kårstø
- Yte support på følgende områder:
 - Leverer vann til injeksjon for trykkstøtte
 - Behandle produsert vann og sjøvann for reinjeksjon/injeksjon/utslipp
 - Leverer gass for gassløft
 - Leverer kjemikalier
 - Kraft- og kontrollsystem

Innretningen vil motta delvis stabilisert olje og produsert vann fra Krafla, og eksportere behandlet sjø- og produsert vann for injeksjon. Den vil styre produksjonen og prosessere brønnstrøm fra Fulla, Lille-Frigg, Frøy, Langfjellet og Rind, og eksportere behandlet sjø- og produsert vann for injeksjon. Innretningen vil motta kraft fra land.

Prosessanlegget blir designet til å håndtere 24 000 Sm³ olje, 10 millioner Sm³ gass og 37 000 m³ produsert vann per døgn. Sjøvannsbehandling for injeksjon vil ha en kapasitet på 22 000 m³ og vanninjeksjonsraten vil være 35 000 m³.



Figur 2-4. Skisse av feltinnretningen NOA PdQ.

Feltet vil i stor grad bli fjernoperert fra land og blir designet for å kunne opereres ubemannet i perioder. Det vil være begrenset behov for vedlikehold gjennom materialvalg og løsninger,

samt løsninger som generelt krever lite tilstedeværende bemanning, herunder digitale løsninger og utstrakt bruk av sensorer og robotteknologi. I første driftsperiode på et par år vil innretningen imidlertid være fullt bemannet. Deretter er målsetningen å gå inn i en ordning hvor feltet er periodevis ubemannet.

For å begrense risiko for avleiringer vil vannstrømmen fra Frøy bli holdt adskilt fra andre produsert vann-strømmer. NOA PdQ vil derfor ha to separate vannbehandlingsanlegg. Vann fra Frøy blir av samme grunn heller ikke planlagt for reinjeksjon fra oppstart av produksjonen. Det blir imidlertid tilrettelagt i design for fremtidig mulig reinjeksjon, slik at dette på sikt kan vurderes dersom man oppnår akseptabel kvalitet for injeksjon med tanke på sulfatinnhold i vannet og reservoarforsuring. Anslagsvis kan dette bli vurdert på nytt etter seks års drift (jf. kapittel 5.1.1 og 5.4.2).

Begge de to anleggene for behandling av produsert vann er gjenstand for BAT-vurdering, presentert i kapittel 5.1.1.

2.6 Frøy NUI

Frøy-innretningen vil ha et dekkсанlegg på ca. 2 000 tonn og være plassert på stålunderstell med fire bein og med vekt på ca. 3 500 tonn (figur 2-5). Adkomst vil være direkte fra båt eller helikopter. Det vil være sjøvannspumpe for brannvann på Frøy NUI.



Figur 2-5. Skisse av Frøy NUI.

Det blir tilrettelagt for 12 brønner på Frøy NUI, som i utgangspunktet planlegges utbygd med fem produsenter og to injektorer. Det vil installeres manifold for gassløft. Boring vil foregå fra en oppjekkbar boreinnretning, mens brønnvedlikehold og brønnstimulering vil skje fra egen innretning.

Innretningen vil normal være ubemannet.

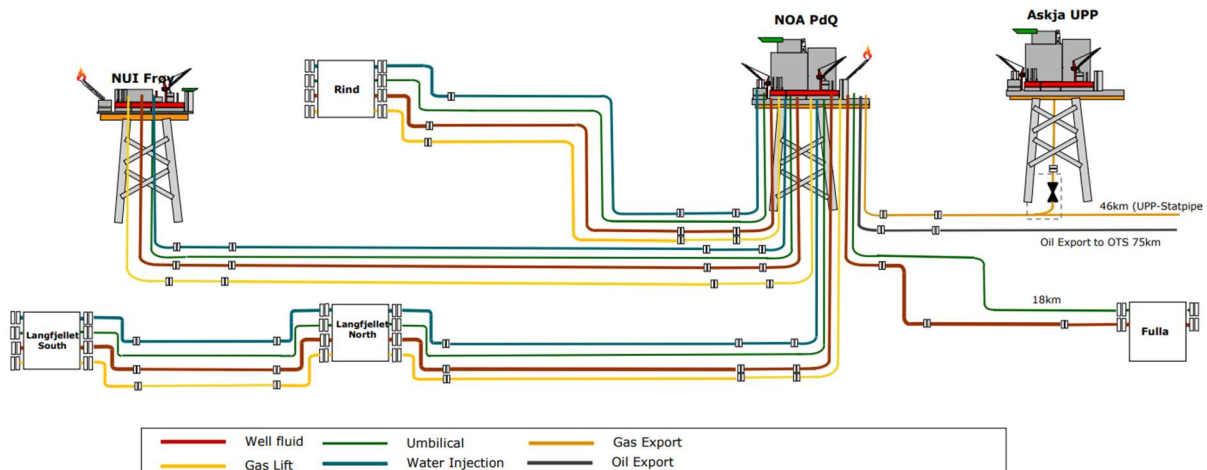
2.7 Havbunnsinfrastruktur på feltet

Det totale omfanget av havbunnsinnretninger vil være tre brønnrammer (Langfjellet Nord, Langfjellet Sør og Rind) og tre manifolder for NOA og tilsvarende en bunnramme og en manifold for Fulla (inkludert Lille-Frigg). Totalt er det planlagt 13 brønner fra brønnrammene med 13 vertikale juletrær. Gassrørledningen fra Fulla vil ha et høytrykks integritetssystem (HIPPS) og en havbunnsbasert sikkerhetsventil (SSIV). Sistnevnte vil bli plassert innenfor sikkerhetssonen til NOA PdQ. En oversikt over havbunnsanlegget og hvordan dette knyttes inn til NOA PdQ er vist i Figur 2-6.

Feltinterne rørledninger fra henholdsvis Rind, Langfjellet og Frøy vil være våtisolerte med diameter på 12 tommer. Fra Fulla vil det være et 12 tommers rør-i-rør-system. Materialene vil være korrosjonsbestandige. En oversikt over rørledninger med lengder og dimensjoner er gitt i tabell 2-2.

Produksjonsrørledningen fra Fulla til NOA PdQ vil være et rør-i-rør design med et ytre rør i karbonstål. Løsningen sikrer isolering uten energibruk og reduserer behovet for vokshemmer.

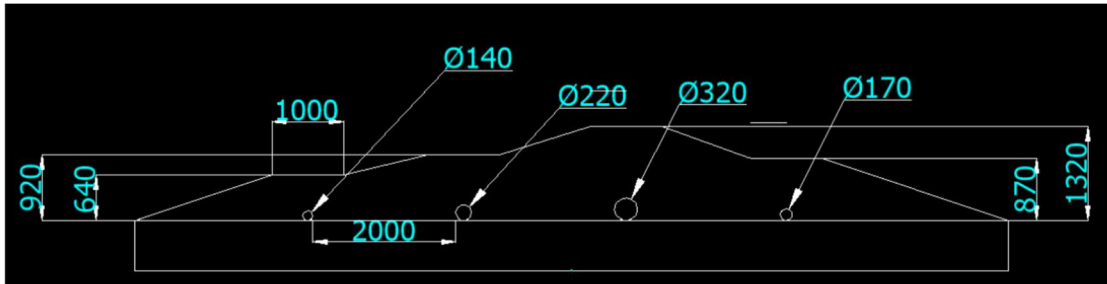
For produksjonsrørledningene fra Frøy, Langfjellet og Rind til NOA PdQ er det valgt en løsning med våtisolering, det vil si et stålrør med et beskyttende isolasjonslag av komposittmateriale. Dette gir god isoleringsevne og fjerner behovet for aktiv tilsetning av vokshemmer.



Figur 2-6. Havbunnsanlegg (og Frøy NUI) med innkobling mot NOA PdQ

Havbunnsundersøkelser viser at det er stor variasjon i områdene omfattet av utbyggingen når det gjelder sedimentforholdene. I enkelte områder vil det være utfordrende å gjennomføre grøfteoperasjoner, mens enkelte områder ikke vil gi god naturlig tilbakefylling. Situasjonen skaper usikkerhet og risiko til gjennomføringsmuligheten for grøfting. Rørledninger og kabler må da i stor grad beskyttes ved hjelp av steinoverdekning. Et foreløpig anslag tilsier et behov for om lag 800 000 tonn stein. Dette behovet vil bli forsøkt redusert gjennom videre planfase.

Eksempelvis blir det planlagt et konsept med å legge rørledninger og kabler relativt nær hverandre (anslagvis et par meter) for så å beskytte disse med felles steinfyllinger. Et eksempel er vist i figur 2-7 for fire rør/kabler av ulike dimensjoner.



Figur 2-7. Eksempel med tverrsnitt med fire parallelle rørledninger/kabler og felles steinfylling.

Prosjektet har vurdert muligheten for å kunne benytte samlerør for rørledninger og kabler til de enkelte feltene, i stedet for flere parallelle rørledninger og kabler. Dette ble også kommentert i høringskommentar til prosjektforslaget. En slik løsning er imidlertid ikke valgt for NOA Fulla. Det finnes kun en fabrikkasjonslokalitet for produksjon av slike samlerør. Her finnes ikke kapasitet for å levere i henhold til prosjektets tidsplan. I tillegg er en løsning med samlerør funnet å medføre høyere investeringskostnader sammenlignet med referanseløsningen.

Tabell 2-2. Oversikt over feltinterne rørledninger

Rørledning	Lengde (km)	Dimensjon (tommer)
NOA PdQ-Langfjellet – multifase produksjon	5,5 + 3,9	12
NOA PdQ-Langfjellet – vanninjeksjon		10
NOA PdQ-Langfjellet – gassløft		6
NOA PdQ-Langfjellet – styringskabel		5
NOA PdQ – Rind – multifase produksjon	12,3	12
NOA PdQ – Rind – vanninjeksjon		10
NOA PdQ – Rind – gassløft		6
NOA PdQ – Rind – styringskabel		2
NOA PdQ – Frøy – multifase produksjon	15,8	12
NOA PdQ – Frøy – vanninjeksjon		10
NOA PdQ – Frøy – gassløft		6
NOA PdQ – Frøy – styringskabel		6
NOA PdQ – Fulla – gassproduksjon	18,4	16/12
NOA PdQ – Fulla - styringskabel	18,4	7

Som vist i tabellen over vil det fra NOA PdQ gå styringskabler til alle feltene med funksjoner for styring, kraft- og kjemikalieforsyning. Styringskablene vil legges i samme korridor og under samme steinfylling som feltinterne rørledninger.

2.8 Boring og brønn

Det skal bores totalt 31 brønner på NOA-Fulla i løpet av tre år. 14 av brønnene vil bli boret med halvt nedsenkbar rigg. Resterende blir boret fra oppjekkbar rigg for de to plattformene.

2.8.1 Borerigger

Det er en intensjon å bruke den halvt nedsenkbare riggen Scarabeo 8 til å bore havbunnsbrønnene. Denne kan gjennomføre to boreoperasjoner samtidig og er en svært effektiv rigg. Muligheten for to samtidige boreoperasjoner står sentralt i valget av rigg. Dette medfører kortere tid på feltet for riggen og gir både kostnadmessige og miljømessige fordeler.

Scarabeo 8 er utformet i henhold til strenge miljøkrav, blant annet med fokus på doble fysiske barrierer for væskesystemer med risiko for akutte utslipp til sjø. Områder på riggen hvor olje- og kjemikalie søl kan oppstå, er koblet til lukket drenasjesystem. Tanken for drenasjevann har stor kapasitet.

Valg av oppjekkbar rigg til boring av plattformbrønnene på NOA PdQ og Frøy NUI vil inngå som en del av alliansesamarbeidet. Intensjonen er å bruke Maersk Integrator.

2.8.2 Brønner og brønndesign

De ulike delene av utbyggingen vil ha ulikt antall produksjonsbrønner og, med unntak av Fulla, være støttet av vanninjeksjonsbrønner. Tabell 2-3 gir foreløpig antall og type av brønner per funn som vil bli omfattet av utbyggingsplanen.

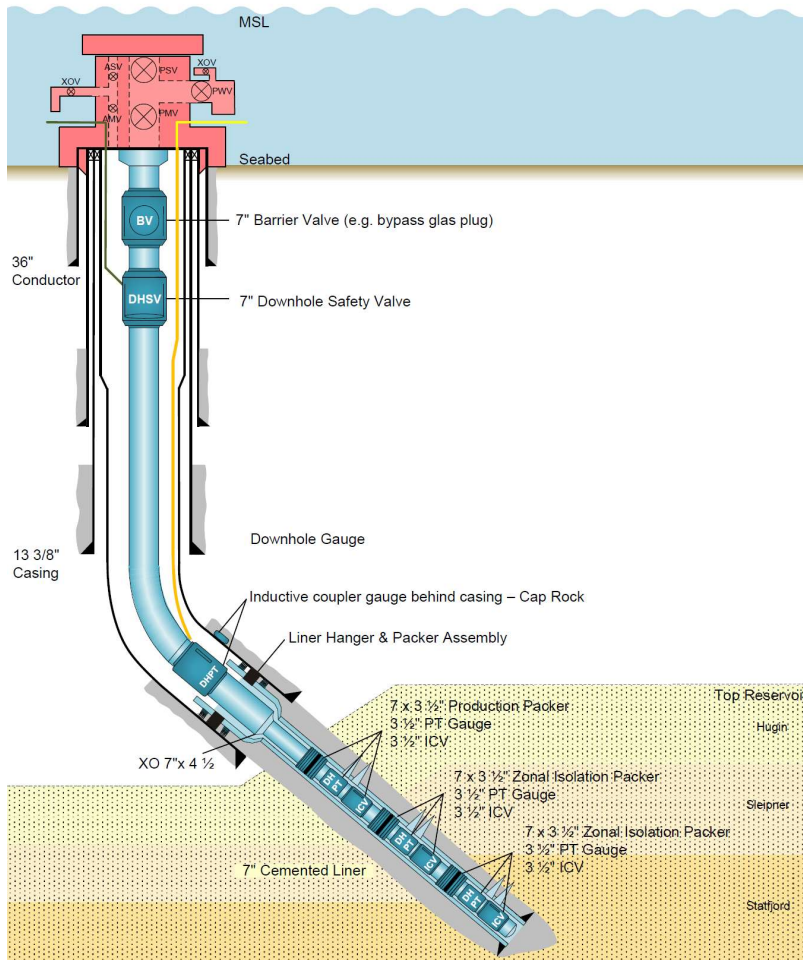
Tabell 2-3. Antall og type av brønner som planlegges for de ulike funnene i utbyggingen.

Antall brønner	PL 442 Frigg Gamma Delta	PL 442 Langfjellet	PL 364 Frøy	PL 873 Fulla	PL 873 Lille-Frigg	PL 026 Rind	PL 873 Øst-Frigg	PL 442 Epsilon
Produksjon	6	4	7	2	1	3		
Vanninjeksjon	2	2	2	0	0	2		
Prospekter							0-4*	0-4*

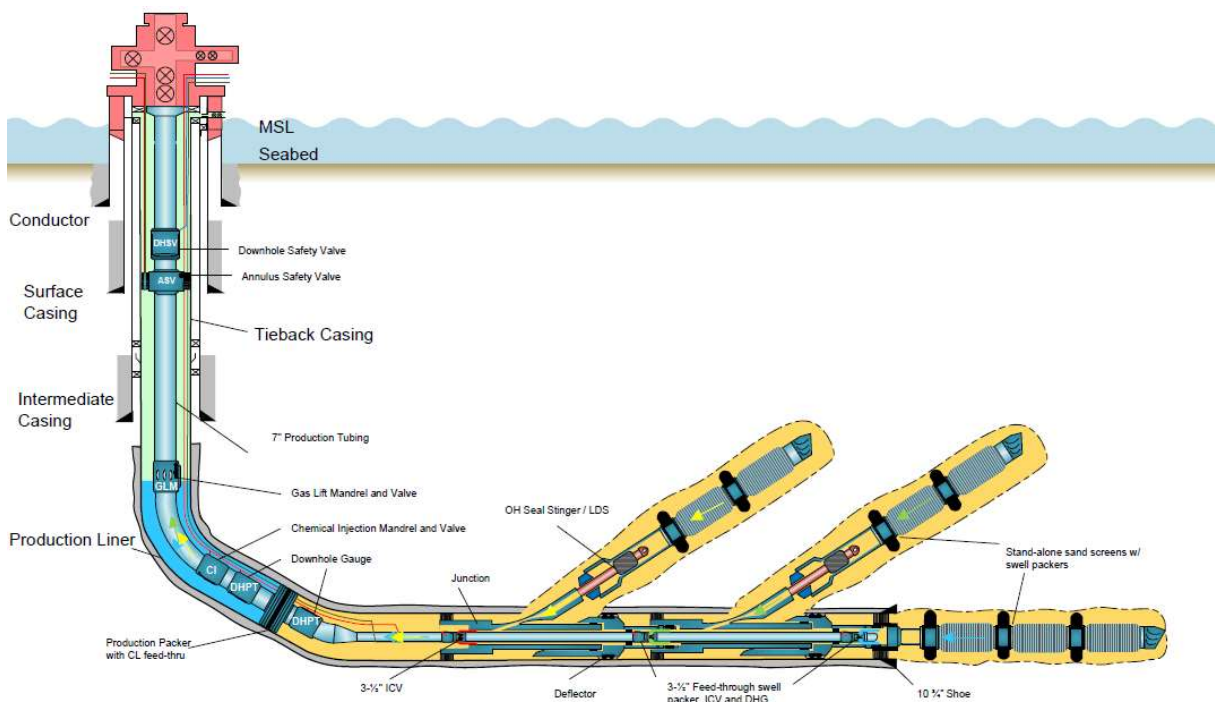
*Basert på lete-/avgrensingsbrønn i 2023

Det vil være noe ulike brønndesign mellom ulike typer av brønner og mellom de ulike feltene. Også lengdene på de enkelte brønnene vil være forskjellige.

I figur 2-8 er det som et eksempel angitt design for en vanninjeksjonsbrønn for Rind. Figur 2-9 angir layout for komplettering av produksjonsbrønn for Frigg Gamma Delta, med lange horisontale seksjoner i reservoarsonen.

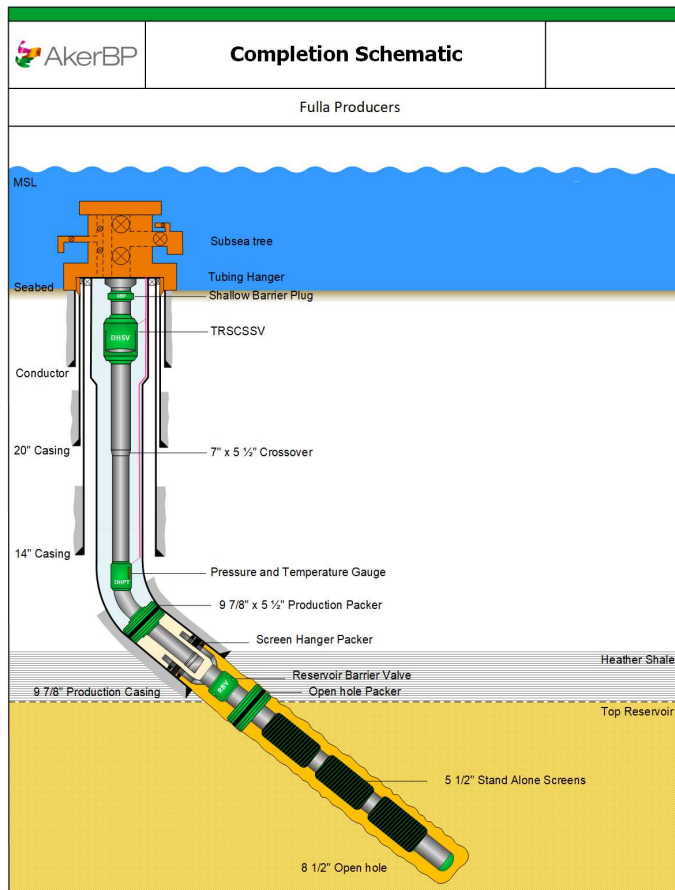


Figur 2-8. Løsning for komplettering, vanninjeksjonsbrønn Rind.

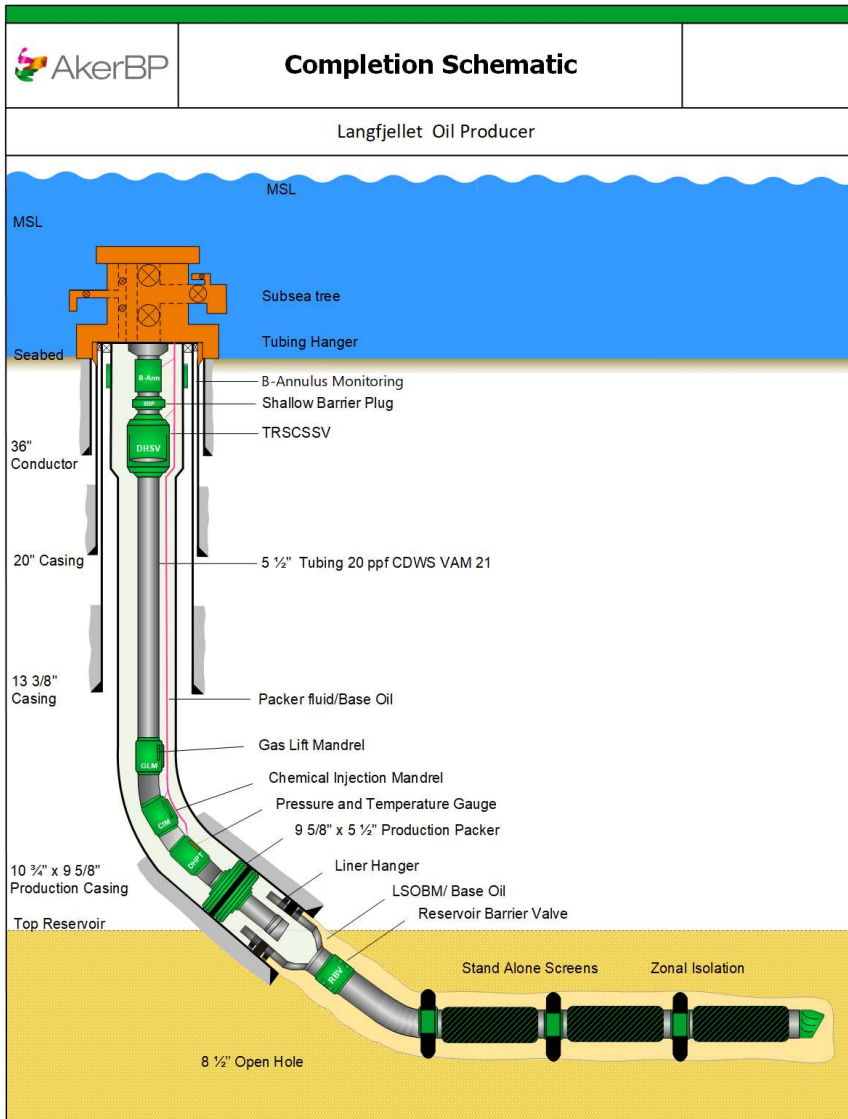


Figur 2-9. Løsning for komplettering, produksjonsbrønn Frigg Gamma Delta.

Brønndesign som blir planlagt for henholdsvis Fulla og Langfjellet er vist i Figur 2-10 og 2-11.



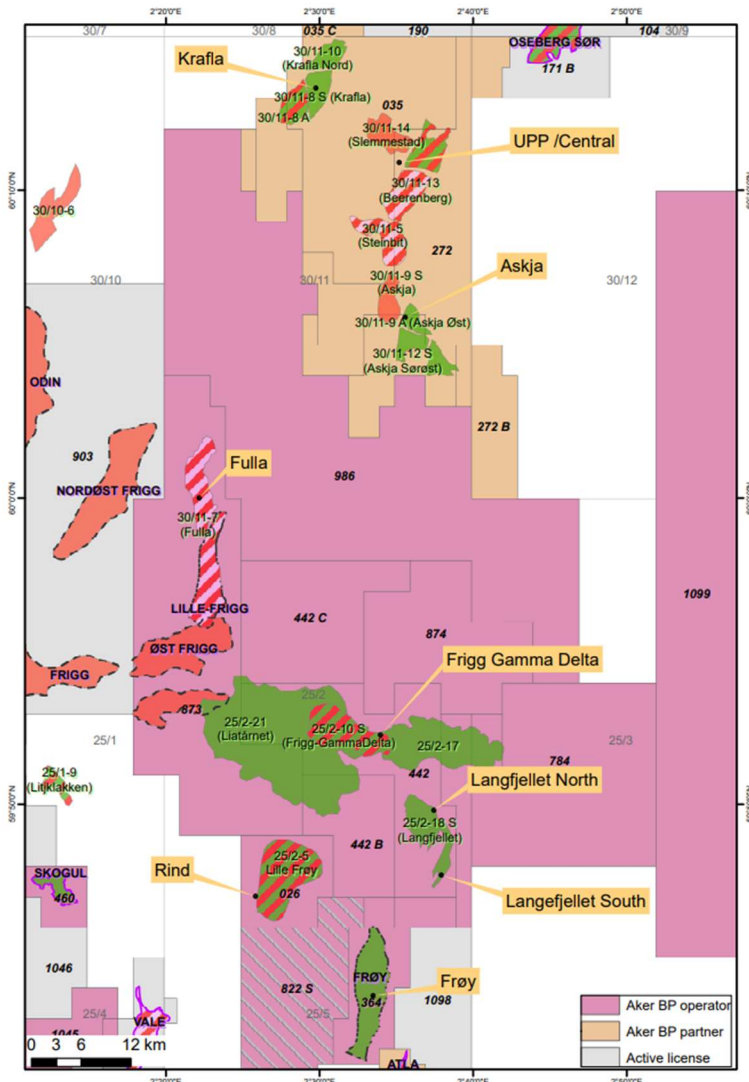
Figur 2-10. Brønndesign og kompletteringsløsning for produksjonsbrønn Fulla



Figur 2-11. Brønnedesign og kompletteringsløsning for produksjonsbrønn Langfjellet.

Konsekvensutredning for utbygging og drift av petroleumforekomster omfattet av NOA Fulla. Utvinningstillatelsene (PL) 026, 026B, 364, 442, 442B, 442C og 873.

Figur 2-12 angir plassering av brønnlokalitetene.



Figur 2-12. Borelokaliteter.

2.9 Reservoarforhold, ressurser og produksjonsplaner

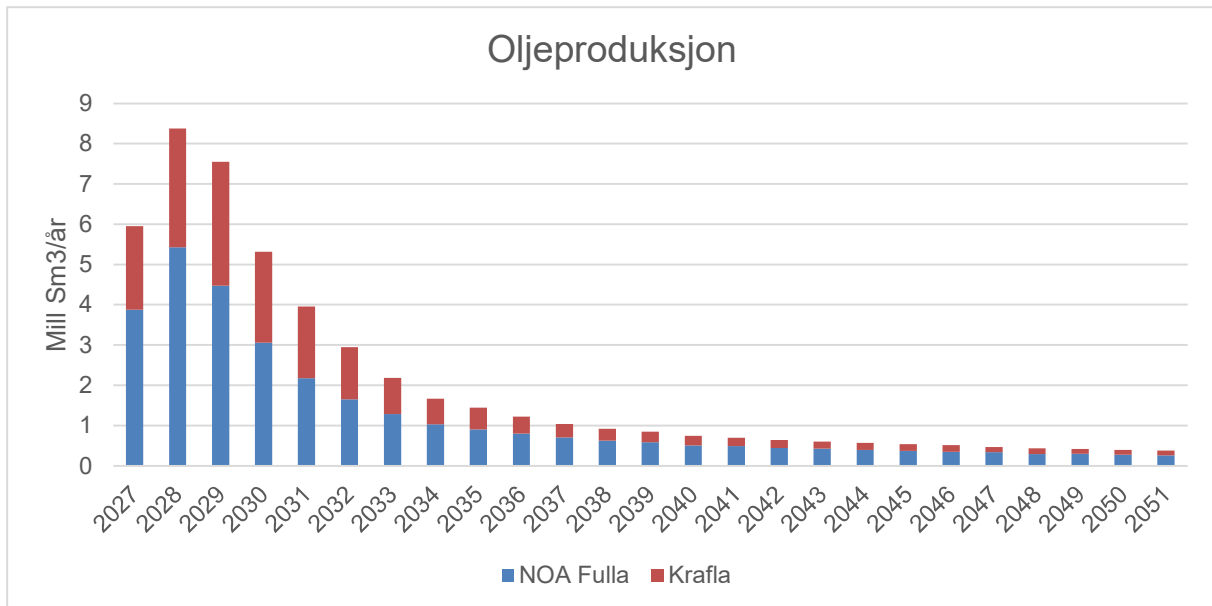
De aktuelle funnene for utbygging inkluderer både olje- og gassressurser, totalt anslått til i størrelsesorden 250 - 370 millioner fat oljeequivalenter (boe) for NOA Fulla. Fulla har størst andel av gass, med noe kondensat, mens de andre funnene har mest olje.

Gassdominerte reservoar i Fulla og Lille-Frigg vil bli produsert med normal trykkavlastning, mens vanninjeksjon vil bli benyttet for trykkvedlikehold i oljereservoarene i Frigg Gamma Delta, Frøy, Rind og Langfjellet. Gassløft vil også bli benyttet. Vann for trykkstøtte vil også bli eksportert til Askja/Krafla-utbyggingen.

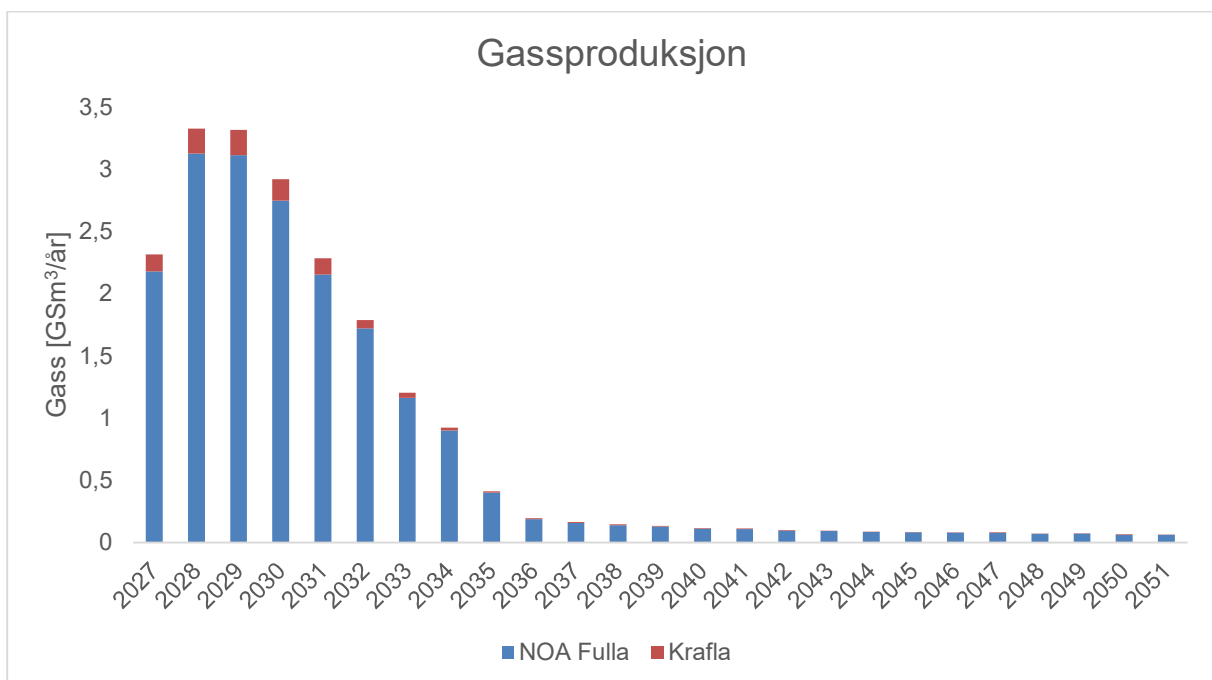
Vann til trykkstøtte vil dels bli dekket av rensert produsert vann og dels av sjøvann. Tidligere produksjon fra Frøy (1995-2001) erfarte reservoarmessige utfordringer. Det er derfor risiko for tiltetting og redusert produksjon forbundet med vanninjeksjon i disse reservoarene. For å motvirke dette vil kjemikaliebehandling være nødvendig. Injisert produsert vann vil i første omgang kun bli benyttet for Frigg Gamma Delta-brønner, inntil bedre kunnskap om eventuelle reservoarpåvirkninger er fremskaffet. For de andre reservoarene vil behandlet sjøvann initielt

bli benyttet til injeksjon. Etter hvert planlegges det med reinjeksjon av behandlet produsert vann også i andre reservoarer.

Foreløpig produksjonsprofil for henholdsvis olje og gass for NOA Fulla og Krafla separat er presentert i figur 2-13 og 2-14. Som dette angir vil platåproduksjonen være ganske kortvarig på om lag 24 000 Sm³ olje per døgn, og gradvis avta. Platåproduksjonen for gass vil være noe forskjøvet i tid i forhold til olje og produksjonsnivået vil etter hvert være mer stabilt.



Figur 2-13. Produksjonsprofil for olje for NOAKA (NOA Fulla og Krafla).



Figur 2-14. Gasseksportsprofil for NOAKA (NOA Fulla og Krafla). Andel gass for Krafla som kommer via NOA PdQ assosiert med oljeproduksjonen er angitt.

Konsekvensutredning for utbygging og drift av petroleumforekomster omfattet av NOA Fulla. Utvinningstillatelsene (PL) 026, 026B, 364, 442, 442B, 442C og 873.

Foreløpig tidspunkt for oppstart av produksjonen er første kvartal 2027. Produksjonen er planlagt å starte med Frigg Gamma Delta og Frøy, og kort tid etter vil Fulla starte. Andre funn vil bli fasett inn etter hvert som brønnene er boret og klargjort. Lille-Frigg er siste funn som blir fasett inn, anslagsvis i 2029. En foreløpig tidsplan er angitt i Tabell 2-4.

Tabell 2-4. Boreperiode og oppstart av produksjonen for de ulike feltene i utbyggingen.

Funn	Boreperiode	Oppstart av produksjon
Frigg Gamma Delta	4. kvartal 2025 - 2.kvartal 2026, 4. kvartal 2026 - 3.kvartal 2027	1. kvartal 2027
Frøy	2. kvartal 2026 - 1. kvartal 2027, 3. kvartal 2027 - 4. kvartal 2027	1. kvartal 2027
Fulla	3. kvartal 2026	1. kvartal 2027
Rind	2. kvartal 2026, 4. kvartal 2026 – 2. kvartal 2027	2. kvartal 2027
Langfjellet	2. kvartal 2026, 2.-4. kvartal 2027	4. kvartal 2027
Lille-Frigg	3.kvartal 2026	3. kvartal 2029

2.10 Olje- og gass eksport

For olje er det vurdert alternativer for eksport via Osebergfeltet, direkte tilknytning til Oseberg Transport System (OTS) til Stureterminalen og direkte tilkobling til Grane Oil Pipe (GOP) til Sture.

Direkte tilknytning til OTS er anbefalt etter en totalvurdering. Viktige faktorer i vurderingen er levetid for rørsystemene, kapasitet, samt kommersielle forhold knyttet til priser ved blanding av oljetyper.

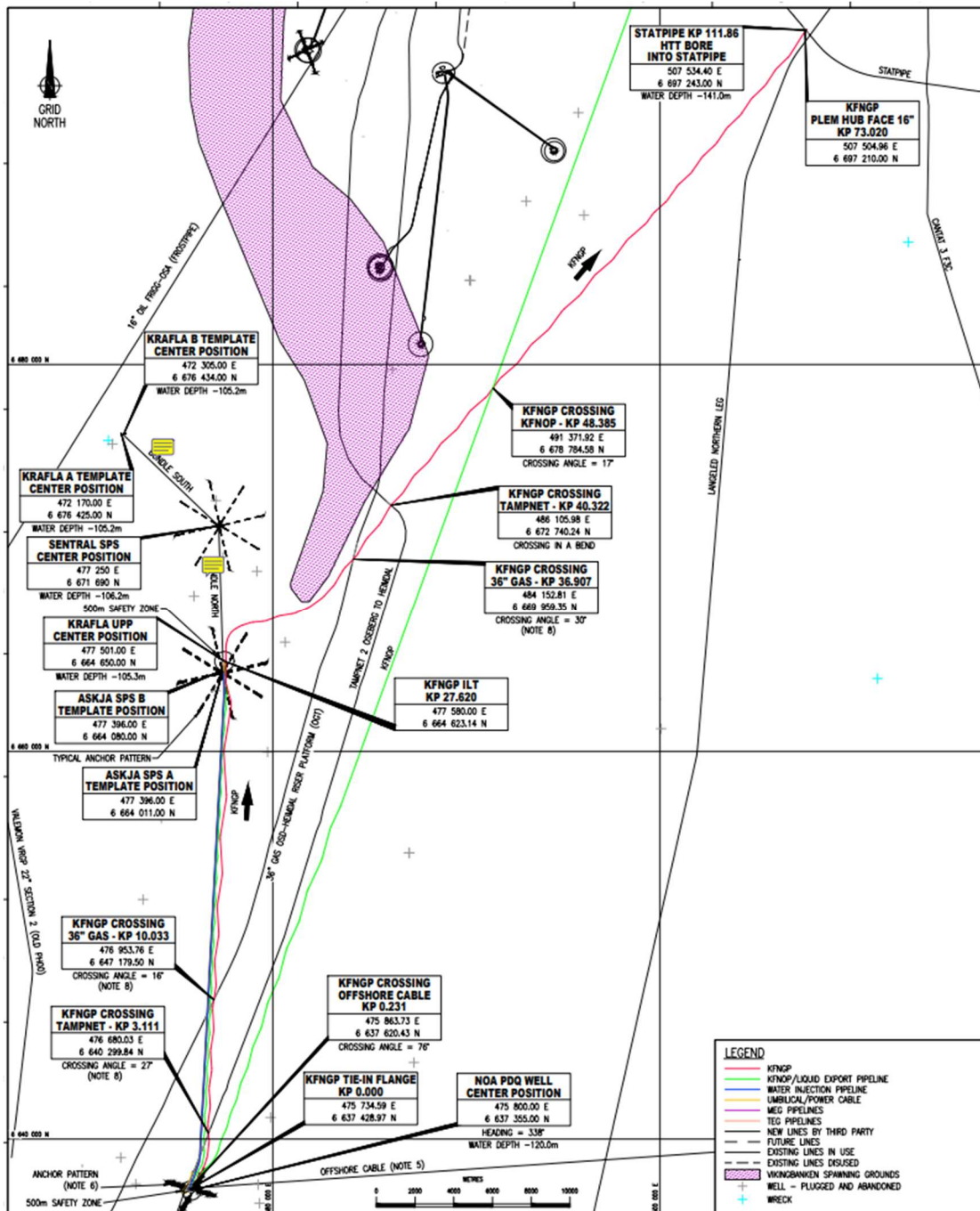
Oljeeksportrøret vil ha en diameter på 24 tommer og være ca. 75 km langt før det kobles på OTS gjennom en y-kobling.

Det vil være felles gass eksportrør for hele NOAKA-området. Røret fra NOA PdQ vil tilkobles gass eksportrøret fra Krafla på havbunnen nær Askja. Røret vil ha en diameter på 28 tommer og kobles på Statpipe med en såkalt «hot tap» T-kobling. Det er tidligere vurdert separate rør for NOA Fulla og Krafla, men et felles rør er funnet kostnadmessig gunstig.

De nye eksportrørene er omfattet av KU-prosessen for Krafla og angitt i Figur 2-15.

Konsekvensutredning for utbygging og drift av
petroleumsforekomster omfattet av NOA Fulla.

Utvinningsstillatelsene (PL) 026, 026B, 364, 442, 442B, 442C og 873.



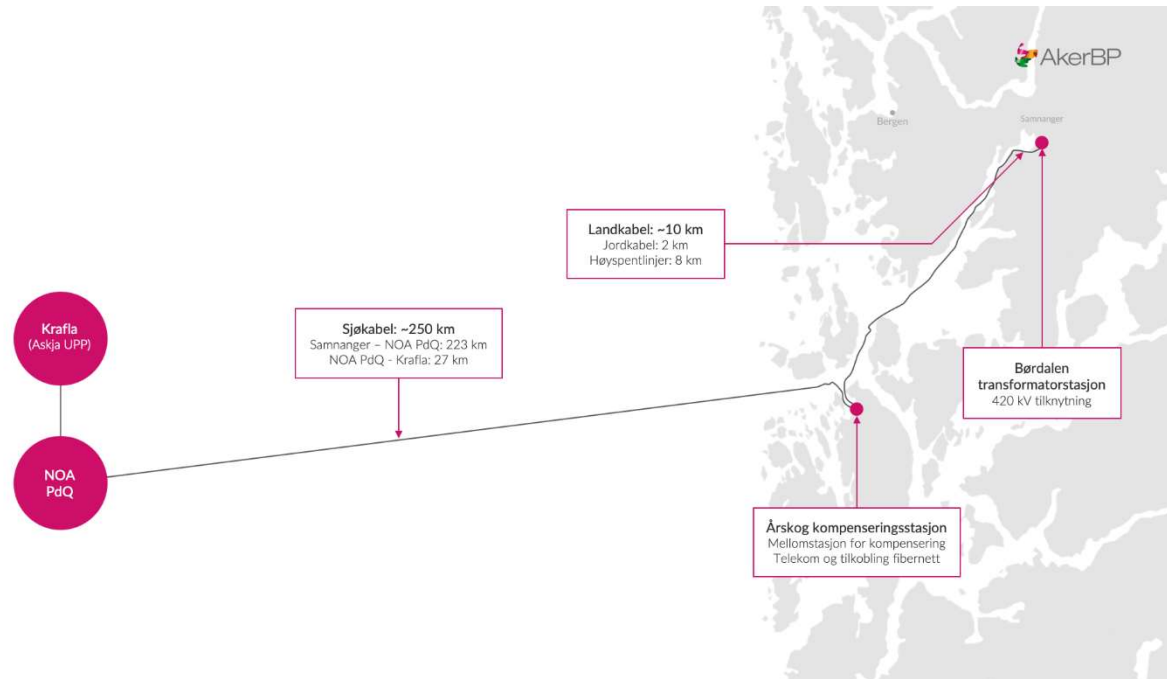
Figur 2-15. Eksportører for henholdsvis olje (rød) og gass (grønn) fra NOA PdQ og eksisterende infrastruktur i området.

2.11 Energiløsning

Kraft fra land er en del av det valgte konseptet for NOAKA-området. Dette vil være en felles energiløsning for NOA Fulla og Krafla.

En melding som presenterer ulike alternativer for nettilkobling ble sendt på høring av NVE 16. mars 2021. Tre ulike steder for nettilkobling ble vurdert; Kollsnes, Samnanger og Gismarvik. Kollsnes og Gismarvik ble lagt vekk på bakgrunn av tilbakemelding fra Statnett. Samnanger er valgt som tilkoblingspunkt, se figur 2-16.

Konsekvensutredning for utbygging og drift av petroleumforekomster omfattet av NOA Fulla. Utvinningstillatelsene (PL) 026, 026B, 364, 442, 442B, 442C og 873.



Figur 2-16. Konesjonssøkt alternativ for nettilkobling for NOA Krafla kraft fra land-løsning.

Kraft fra land er gjenstand for en separat konsekvensutredning etter energiloven og havenergiloven, og temaet er derfor kun kort gjengitt i konsekvensutredningen for NOA Fulla. Prosjektet omtales «NOA Krafla Power from shore». Konsekvensutredningen er tilgjengelig på nettsidene til NVE².

Det vil være en felles kraftkabel fra Samnanger til NOA PdQ og kabel videre til Krafla UPP. Prosjektet har søkt om inntil 150 MW i kraftuttak.

Tilknytning til havvind

NOAKA-området er avhengig av sikker og stabil strømforsyning. Prosjektet trenger kraft allerede fra 2025 i landanleggene og 2026 offshore. En eventuell framtidig bruk av offshore havvind blir ikke utredet som en del av Aker BPs plan for utbygging og drift av NOA Fulla. Når havvind blir tilgjengelig på norsk sokkel på et senere tidspunkt, vil det være gjenstand for en egen vurdering for å se på om det er teknisk og økonomisk fornuftig for NOAKA-området. Aker BP vil for eksempel vurdere å kjøpe strøm fra havvind levert via hovednettet. Skulle havvind ha hatt betydning for NOAKA, ville det vært en fordel om vindkraft fra norsk sokkel var tilgjengelig raskt etter oppstart.

NOAKA-området er planlagt forsynt med kraft fra land fra Samnanger i Vestland. Dette er et sterkt punkt i nettet og det er ledig kapasitet der. To andre alternativer - Kollsnes og Gismarvik – ble utredet som mulige tilknytningspunkt for kraft fra land for NOAKA-området. I Gismarvik så Aker BP muligheter for tilkobling til havvind via Utsira Nord på et senere tidspunkt. Men begge disse alternativene ble lagt vekk i august 2021 på bakgrunn av føringer fra Statnett.

² [Konesjonssak - NVE](#)

Konsekvensutredning for utbygging og drift av petroleumforekomster omfattet av NOA Fulla. Utvinningstillatelsene (PL) 026, 026B, 364, 442, 442B, 442C og 873.

2.12 Avvikling av virksomheten

Fremtidig avvikling av driften fra NOA Fulla og innretningene i området vil følge de krav som ligger i OSPAR 98/3 – som er implementert i norsk lovverk, eller de krav som gjelder ved aktuelt tidsrom for avvikling. Per dags dato medfører dette at alle innretninger skal være fjernbare. Feltavvikling er nærmere omtalt i kapittel 9.

2.13 Investeringer og kostnader

De totale investeringene for NOA Fulla-utbyggingen, eksklusive eksportledninger og kraft fra land, er foreløpig anslått i størrelsesorden 40-55 milliarder kroner.

2.14 Gjennomføring og tidsplan

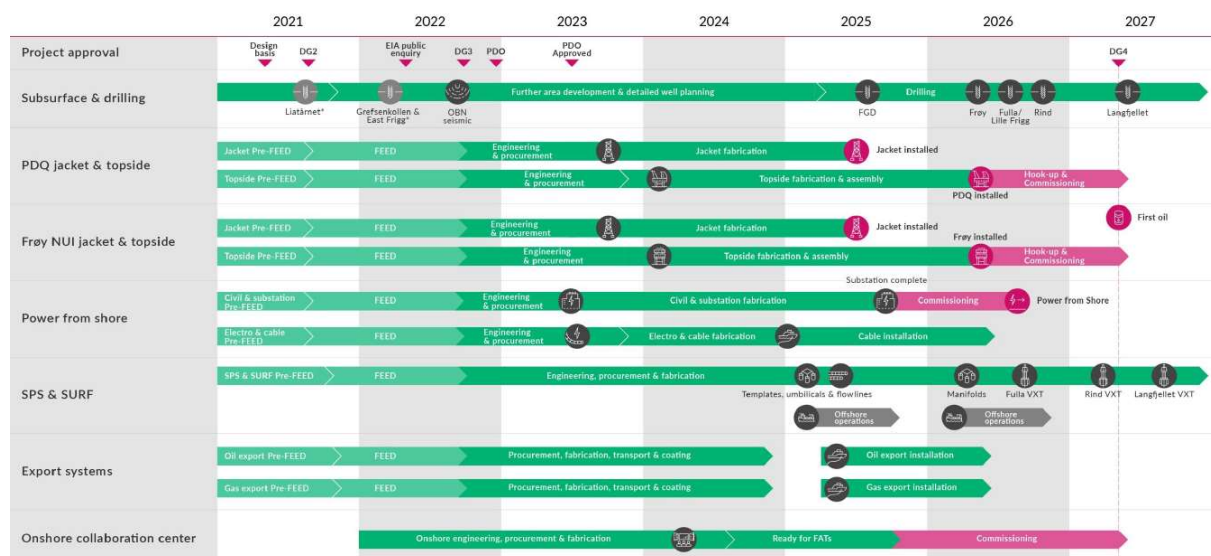
Aker BP har etablert en prosjektorganisasjon for utbygging av NOA Fulla. Det er tett dialog med tilsvarende prosjektorganisasjon hos Equinor for Krafla-utbyggingen, samt med prosjektorganisasjonene kraft fra land og eksportledningen.

Aker BPs forretningsmodell bygger på tett samarbeid med langsiktige strategiske partnere i allianser. I modellen jobber Aker BP integrert med alliansepartnerne med felles mål og incentiver. Langsiktig samarbeid skal skape verdi for alle alliansepartnerne, og modellen gir en sikker og effektiv måte å gjennomføre prosjekter på – gjennom hele verdikjeden. NOA Fulla-prosjektet utvikles gjennom alliansemodellen.

Allianser i utviklingsfasen for NOA Fulla er:

- Subsea-alliansen mellom Aker BP, Subsea 7 og Aker Solutions
- Plattformalliansen mellom Aker BP, Siemens Energy, Aker Solutions
- Alliansen for oppjekkable rigger mellom Aker BP, Maersk Drilling og Halliburton
- Alliansen for brønnintervensjon mellom Aker BP, Schlumberger og Stimwell

En tidsplan for prosjektets hovedaktiviteter er presentert i Figur 2-17. Dette angir boring fra 2025 til 2027, prosjektering, fabrikasjon og installasjon av NOA PDQ, Frøy NUI samt havbunnsanlegg (SPS & SURF), frem mot produksjonsstart i første kvartal 2027.



Figur 2-17. Overordnet tidsplan for hovedaktivitetene i NOA Fulla-utbyggingen frem til produksjonsstart.

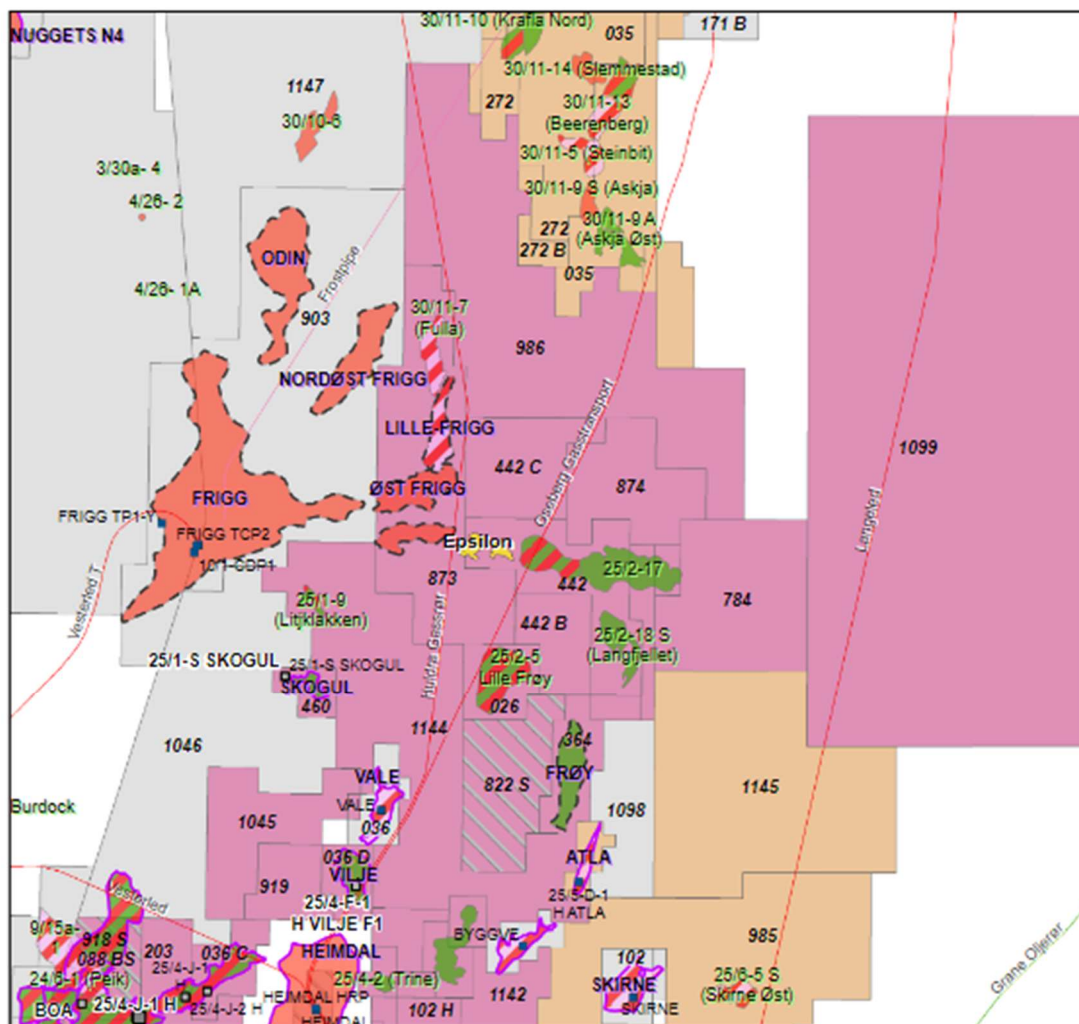
2.15 Prospekter og videre muligheter i området

Det finnes flere leteprospekter og funn i området, samt reserver i tidligere felt som har avviklet produksjonen, som det kan være aktuelt å vurdere for senere utbygging og innfasing til NOA Fulla.

Aker BP er operatør for en rekke utvinningstillatelser i området (Figur 2-18) som gir et godt utgangspunkt for eventuelle nye tilknytninger til feltet. NOA Fulla-konseptet tilrettelegger for fremtidig tilknytning av nye funn.

Boring av prospektene Øst Frigg og Grefsenkollen startet sent i 2021. Undersøkelserbrønnen på Grefsenkollen var tørr. Et lite funn ble gjort i avgrensingsbrønnen på Øst-Frigg Alfa Videre avgrensingsboring planlegges i 2023. Sammen med Epsilon-prospektet, mellom Øst-Frigg Beta og Frigg Gamma Delta, vil dette kunne gi en attraktiv tilleggsressurs til NOA Fulla-utbyggingen. Øst Frigg har tidligere vært i produksjon, operert av Elf, og gassproduksjonen ble avsluttet på 1990-tallet.

Øst Frigg-funnet er en mulig fremtidig tilknytning til NOA Fulla.



Figur 2-18. Funn og prospekter innen relevant geografisk område for NOA Fulla.

2.16 Helse, miljø, sikkerhet og klimatiltak

Aker BP er et rendyrket oppstrøms olje- og gasselskap. Oljen og gassen selskapet utvinnes brukes til energi som verden trenger og bidrar med råstoff til en rekke produkter. Over tid er det ventet at verden vil bli mindre avhengig av fossil energi. Olje og gass vil likevel spille en viktig rolle også i mange tiår framover, og det er selskapene som produserer med lavest utslipp og lavest kostnader som kan bidra i overgangen til fornybarsamfunnet.

Aker BP er godt posisjonert, og har i dag en CO₂-intensitet på under 5 kg CO₂ per produserte fat oljeekvivalent. Selskapet jobber for å redusere utslippene ytterligere til under 4 kg CO₂ per fat. Dette er blant de laveste utslippene i olje- og gassindustrien på verdensbasis. Aker BPs målsetting er netto null utslipp fra egne operasjoner innen 2030.

Olje og gass er en felles naturressurs som har skapt en nasjonal formue og lagt grunnlag for velferdssamfunnet i Norge. Aker BP jobber hver dag for å maksimere verdiskapningen fra ressursene selskapet forvalter på vegne av felleskapet. Verdiskapningen fra Aker BP tilfører kapital til selskapets eiere, og bidrar til å styrke deres evne til å investere i fornybar energi og nye næringer. Skatter og avgifter til staten bidrar til velferdssamfunnet og er avgjørende for overgangen til fornybarsamfunnet. Aker BP bidrar også gjennom samarbeid, og deling av kunnskap og erfaring utenfor egen industrien. Det gir selskapet tilgang på nye digitale løsninger og teknologi.

Aker BP jobber aktivt med å være en ansvarlig samfunnsaktør og en god arbeidsgiver. Lokalsamfunn skal dra nytte av at selskapets operasjoner og aktivitet. Alliansemodellen, der Aker BP jobber integrert med strategiske partnere, sikrer en høy andel norske leverandører i prosjekter og drift. Fram mot 2028 planlegger Aker BP investeringer på over 135 milliarder kroner. Dette sikrer aktivitet, bevarer arbeidsplasser og utvikler kompetanse i leverandørindustrien før tilfang av fornybar-prosjekter ventes å tilta det neste tiåret.

For å opprettholde samfunnets tillit til å operere på norsk sokkel, er Aker BP avhengig av sikre operasjoner som utføres under de høyeste helse-, miljø og sikkerhetsstandardene (HMS). HMS er alltid førsteprioritet i Aker BPs aktiviteter og standarder og forventninger er beskrevet i HMS-rammeverket

Aker BP har etablert overordnede HMS-visjoner og mål for å sikre en robust og trygg aktivitet med minimal risiko for liv, helse og verdier. Et eget HMS-program vil bli utviklet for NOA Fulla-prosjektet. Det vil etableres målbare indikatorer for å overvåke at prosjektets krav og mål er i samsvar med Aker BPs styringssystem. For å møte kravene/målene vil det utarbeides handlingsplaner og planene vil integreres i den videre planleggingen, prosjekteringen, installasjonen og driften av NOA Fulla.

HMS-programmet blir fortløpende oppdatert for å dekke de ulike fasene i prosjektet.

Aker BP skal velge de tekniske, operasjonelle og organisatoriske løsninger som etter en samlet vurdering gir de beste resultater, jf. forurensingsloven § 2 nr. 3 og rammeforskriften § 11 andre ledd. Gjennomføring av vurderinger av Beste Tilgjengelige Teknikker (Best Available Techniques, BAT) er nedfelt i våre interne krav og prosedyrer og ligger til grunn for teknologivalg.

BAT-vurderinger skal ta hensyn til kostnader og fordeler. Prosjektet vil gjennomføre de nødvendige vurderinger av BAT slik at disse kan være en del av grunnlaget ved valg av design. Ytterligere målsettinger vil bli beskrevet i prosjektets HMS-plan.

3 Høringskommentarer til programforslaget

Forslaget til program for konsekvensutredning ble 18. oktober 2021 sendt på høring til 79 parter og med en høringsperiode på 12 uker.

Tilbakemelding ble mottatt fra 19 parter:

- Arbeids- og velferdsdirektoratet, NAV
- Direktoratet for strålevern og atomsikkerhet, DSA
- Fiskarlaget Vest
- Fiskeridirektoratet
- Fitjar kommune
- Forsvarsbygg
- Havforskningsinstituttet
- Industri Energi
- Justis- og beredskapsdepartementet
- Kartverket
- Klima- og miljødepartementet, KLD
- Kystverket
- LO
- Miljødirektoratet
- Norges fiskarlag
- Riksantikvaren
- Samferdselsdepartementet
- Stavanger kommune
- Vestland fylkeskommune

Tabellen under er lik den som ble oversendt Olje- og energidepartementet i forbindelse med anmodning om fastsettelse av endelig program for konsekvensutredning. Programmet ble formelt fastsatt av departementet 13. mai 2022.

I evalueringen vår av de mottatte kommentarene er uttrykkene «tas til orientering» og «tas til etterretning» benyttet på følgende måte:

- Tas til orientering er benyttet om mottatte synspunkt og kommentarer som Aker BP merker seg, og som er vurdert å ikke kreve et tilsvarende eller en konkret oppfølging fra Aker BP.
- Tas til etterretning er benyttet om mottatte kommentarer og innspill som Aker BP tar til følge eller vil forsøke å ta hensyn til i videre oppfølging av prosjektet.

Høringsinstans/-kommentar	Evaluering av mottatt kommentar
Arbeids- og velferdsdirektoratet, NAV	
Arbeids- og velferdsdirektoratet har gjort seg kjent med hovedinnholdet i høringssaken. Vi har ingen merknader til det fremlagte forslaget.	Kommentaren tas til orientering.
Direktoratet for strålevern og atomsikkerhet, DSA	
Det står i dokumentets kapittel 4.2.2 at «Produsert vann fra PdQ vil bli re-injisert i	Kommentaren tas til etterretning. Påpekte forhold vil inngå i oversikten over

Konsekvensutredning for utbygging og drift av petroleumforekomster omfattet av NOA Fulla. Utvinningstillatelsene (PL) 026, 026B, 364, 442, 442B, 442C og 873.

Høringsinstans/-kommentar	Evaluering av mottatt kommentar
<p>Frigg Gamma Delta i første omgang og etter en periode på om lag 2 år også i andre reservoar.» DSA gjør oppmerksom på at produsert vann inneholder radioaktive stoffer, og Aker må søke DSA om tillatelse etter forurensningsloven til utslipp av radioaktive stoffer før oppstart av produksjon jf. forurensningsloven § 11 jf. forskrift om forurensningslovens anvendelse på radioaktiv forurensning og radioaktivt avfall §4. DSA presiserer også at rensing av produsert vann ikke fjerner radioaktive stoffer.</p>	<p>nødvendige tillatelser for prosjektet, som presenteres i KU.</p>
<p>Vi minner samtidig om kravet i aktivitetsforskriften § 59a om analyse av radioaktivitet i formasjonsvann. Dersom det blir tilgjengelig prøver av formasjonsvannet i forbindelse med testing av nye funn, skal disse vannprøvene analyseres for innhold av naturlig forekommende radioaktive stoffer. Dersom prøver av formasjonsvannet ikke blir tatt, skal det tas prøver av produsert vann for analyse av innhold av naturlig forekommende radioaktive stoffer så snart som mulig etter at produsert vann fra feltet er tilgjengelig.</p>	<p>Høsten 2021 ble det gjennomført analyse av en formasjonsvannprøve fra NOA (Langfjellet, brønn 25/2-18). Målt radioaktivitet er relativ lav. Resultatene vil presenteres i konsekvensutredningen.</p>
Fiskarlaget Vest	
<p>Fiskarlaget Vest finn det positivt at det blir lagt felles kabel frå NOAKA-området til land og meiner det bør søkjast slike løysingar òg i framtidige prosjekt. Dette reduserer arealbeslag og negativ innverknad for t.d. fiskerinæringa. Fiskarlaget Vest vil uttale seg ytterlegare om kabelen og traséen i høyringa som gjeld konsesjonssøknad for kraft frå land, men vil peike på at kraftkabelen må leggjast i eksisterande trasèar for røyr/leidningar der det er mogleg.</p>	<p>Kommentaren tas til orientering.</p>
<p>NOA Fulla ligger i eller tett opp til gyteområde for torsk, hvitting, hyse, sei, makrell og øyepål. I tillegg ligg området tett opp mot Vikingbanken som er eit særleg verdifullt område (SVO), då dette er eit viktig tobisfelt. Ein føreset at ein under utbygging og drift iverkset tilstrekkeleg avbøtande tiltak for å unngå forureining, støy eller anna negativ innverknad på det marine liv.</p>	<p>Kommentaren tas til orientering.</p>
<p>I konsekvensutgreiinga må det synleggjerast kva direkte og indirekte innverknad utbygging, drift og eventuelle uhell (t.d. utslepp, lekkasjar, utblåsing) kan ha på det marine liv og fiskeriverksemd. Effektane av planlagte utslepp som borevæske og andre</p>	<p>Kommentaren tas til etterretning. Dette er i henhold til programforslaget.</p>

Konsekvensutredning for utbygging og drift av petroleumsforekomster omfattet av NOA Fulla. Utvinningstillatelsene (PL) 026, 026B, 364, 442, 442B, 442C og 873.

Høringsinstans/-kommentar	Evaluering av mottatt kommentar
<p>kjemikalier må òg utgreiast. Ein må sjå større område under eitt, og ikkje kvart einskild utslepp for seg.</p>	
<p>Fiskerinæringa er basert på fornybar biologisk produksjon, og er difor avhengig av eit reint og produktivt kyst- og havmiljø mest mogeleg fritt for miljøgifter, framandstoff og legemiddel. Ein har eit stort felles ansvar, både nasjonalt og internasjonalt, for å oppretthalde eit reint og produktivt hav. Det er avgjerande for kvalitet, omdøme og marknadsvardi for norsk sjømat. Det er viktig å førebyggje då det ofte er vanskeleg og dyrt å rydde opp i ettertid.</p>	<p>Kommentaren tas til orientering.</p>
<p>Ein føreset at det er ein plan for opprydding etter endt verksemd.</p>	<p>Kommentaren tas til orientering. Dette vil bli nærmere beskrevet i feltets avslutningsplan og blir en del av avslutningsvedtaket.</p>
Fiskeridirektoratet	
<p>Under punkt 2.4 – Anbefalt utbyggingsløsning, beskrives et konsept som omfatter en integrert plattform for prosessering, boring og bolig (NOA PdQ), et normalt ubemannet brønnhodeplattform på Frøy, havbunnsanlegg på Fulla, Rind og Langfjellet og eksportløsninger for olje og gass. På et generelt grunnlag er Fiskeridirektoratet 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 helningsvinklene på fyllingene er så liten at bunnredskaper kan krysse fyllingene uten å ta med seg steinmasser som kan medføre tap av redskap og/eller fangst. Fiskeridirektoratet vil også oppfordre prosjektet til se på muligheten til å benytte rørledningsbunter for å kortere anleggsperiode og færre steinfyllinger.</p>	<p>Å unngå frie spenn på rørledninger er viktig for sikkerheten. Det avbøtes gjennom design og tiltak i installasjon (nedgrøfting, steinunderstøttelse og overdekking) og følges opp gjennom inspeksjoner.</p> <p>Referanseløsningen er at alle rørledninger og kabler blir nedgravd. I områder hvor dette ikke er mulig, vil det tildekkes med stein eller velges et konsept med rørledningsbunter. Videre vurderinger av dette pågår.</p> <p>Bruk av stein er kostbart, og omfanget tilpasses derfor behovet. Helningsvinkel på fyllingene er tatt hensyn til i relevante industristandarder som blir fulgt i prosjektet.</p> <p>Å unngå negative virkninger for fiskeri er en målsetning for prosjektet uavhengig av valgt løsning.</p>
<p>Under punkt 2.9 – Avvikling av virksomheten, står det at i konsekvensvurderingen skal det gjøres betraktninger omkring forventet avvikling for anbefalt løsning, samt antatte virkninger i forhold til miljø og 3. parts virksomhet (fiskeri og sjøtransport). Fiskeridirektoratet er på generelt grunnlag skeptisk til dagens praksis, hvor rørledninger mv. blir etterlatt etter avvikling av feltene.</p>	<p>Kommentaren tas til orientering. Sluttdisponering av rørledninger og kabler på norsk sokkel følger de prinsipper myndighetene har etablert, jf. St Meld 47 (1999-2000). KU vil redegjøre nærmere for både materialvalg og installeringsstrategi for aktuelle feltinterne rør og kabler, og hvordan dette vil innvirke på sluttdisponering. Når det gjelder gjenbruk</p>

Konsekvensutredning for utbygging og drift av petroleumsforekomster omfattet av NOA Fulla. Utvinningstillatelsene (PL) 026, 026B, 364, 442, 442B, 442C og 873.

Høringsinstans/-kommentar	Evaluering av mottatt kommentar
<p>Over tid vil etterlatte rørledninger kunne skape hefter for fiske med bunnredskaper selv om rørledningene opprinnelig var nedgravd eller på andre måter gjort overtrålbare. Fiskeridirektoratet vil derfor oppfordre til at prosjektet også ser på muligheten for at en større del av feltinnretningen kan bli gjenbrukt etter sirkulærøkonomiske prinsipper.</p>	<p>av feltinnretninger og sirkulærøkonomiske prinsipper, viser vi til erfaringer fra fjerning av plattformer på norsk sokkel. Her er generelt dokumentert en gjenvinningsgrad langt over 90 prosent, samt gjenbruk av en del utstyr og komponenter. Spesifikke foretak er nylig etablert for gjenbruk av utstyr, noe vi forventer vil medvirke til økning innen dette segmentet.</p>
<p>Under punkt 3.5.2 – Fiskeri, antas dette å være dekkende for området. Men Fiskeridirektoratet vil likevel påpeke at fiskeri er en dynamisk aktivitet og vil variere alt er fiskens vandringmønster og de til enhver tid gjeldende reguleringer. Fiskeridirektoratet anser det som positivt at prosjektet legger opp til dialog med næringen for å kartlegge aktiviteten til mindre fartøystyper som ikke inngår i fartøysporingen (VMS). Angående arealbeslag i forbindelse med installasjon og legging av kabler og rørledninger vil Fiskeridirektoratet også oppfordre til dialog med relevante fiskeriinteresser for å begrense konfliktpotensialet i anleggsperioden.</p>	<p>Vi noterer kommentaren om dynamikk innen fiskeriutøvelsen, og bekrefter at vi vil legge tidsserier over fiskeriaktivitet i området til grunn for våre vurderinger. Vi tar videre til etterretning anmodningen om direkte dialog med de aktuelle fiskeriinteressene, og vil innlemme dette i våre planer.</p>
<p>Fiskeridirektoratet har ingen øvrige merknader til høring av forslag til program for konsekvensutredning for NOA Fulla. Eventuelle merknader vedrørende biologiske ressurser anses ivaretatt av Havforskningsinstituttet.</p>	<p>Kommentaren tas til orientering.</p>
Fitjar kommune	
<p>Det er i forslaget til program for konsekvensutredning gjort greie for dagens kunnskap om området som vil bli råka av ein utbygging. Planforslaget går tett opp imot dei 2 andre konsekvensutredningane i forhold til utbygging av heile området. Planen er detaljert og tek føre seg natur og naturressursane på ein god måte, og det gjev utrykk for ein oversikteleg prosess med fokus på arealbruk og ressursbruk på ein berekraftig måte. Heile planen verkar oversikteleg og gjer utrykk for at ein tek omsyn til alle relevante forhold opp imot utbygging og drift. Fitjar kommune stiller seg positiv til program for konsekvensutredning for utbygging og drift av NOA Fulla, og har ikkje innspel til endringar av innhaldet i programforslaget.</p>	<p>Kommentaren tas til orientering.</p>

Konsekvensutredning for utbygging og drift av petroleumsforekomster omfattet av NOA Fulla. Utvinningstillatelsene (PL) 026, 026B, 364, 442, 442B, 442C og 873.

Høringsinstans/-kommentar	Evaluering av mottatt kommentar
Forsvarsbygg	
<p>Forsvaret benytter en rekke skytefelt i nærliggende sjøområder som kan på følger for tiltaket. Forsvarets skytefeltstruktur er under revisjon. Forsvarsdepartementet har under høring forslag til forskrift om skytefelt i sjø.</p> <p>Forskriften definerer skyte- og øvingsfeltene som forbudsområder der ferdsel, aktivitet og etablering av faste eller midlertidige installasjoner er forbudt når Forsvaret avholder skyteøvelser. Forskriften gir definerte unntak for petroleumsrelatert virksomhet i forskriftens §3 c), d) og j), herunder rørledninger og kabler.</p> <p>Høringsnotatet til forskriften beskriver videre forholdet til olje- og gassnæringen. Under skyting kan prosjektilrester/ tomhylser synke ned i vannmassene. Rørledninger og kraftledninger på havbunnen må dimensjoneres for å tåle dette.</p>	<p>Kommentaren tas til etterretning, og vil tas hensyn til i dimensjonering/beskyttelse av kraftkabel fra land (egen konsekvensutredningsprosess).</p> <p>Foreslåtte videreførte skytefelt synes ikke å komme i konflikt med planlagt aktivitet på feltlokalitetene for NOA Fulla, og tas til orientering.</p>
Havforskningsinstituttet	
<p>Utbyggingsområdet grensar opp mot det særlig verdifulle og sårbare tobisområdet på Vikingbanken og det er viktig at det blir lagt fokus på mulig påverknad på tobisbestanden i tillegg til påverknad for identifiserte sjøfuglartar, andre fiskeartar og sjøpattedyr i området.</p>	<p>Kommentaren tas til orientering. Planlagt virksomhet dekket av aktuell utbygging vil ikke komme i konflikt med nevnte tobisområde. Risiko knyttet til akuttutslipp og konsekvenser for tobis vil bli analysert og presentert i konsekvensutredningen.</p>
<p>Det er summen av samla påverknad av olje- og gassaktivitetar på Vikingbanken som kan påvirke økosystemet og vi ber om at utslipp av produsert vatn blir planlagt reinjisert til reservoaret og at mengde som blir sluppet ut blir redusert og reinsa i så stor grad som best tilgjengelige teknologi tillet.</p>	<p>Kommentaren tas til orientering. NOA Fulla har reinjeksjon av produsert vann som hovedløsning, og kun mindre volumer av produsert vann vil bli sluppet til sjø etter rensing. En vurdering av beste tilgjengelige teknikker (BAT) ligger til grunn for produsert vannhåndteringen. Utslipet skjer i betydelig avstand til Vikingbanken.</p>
Industri Energi	
<p>Industri Energi takker for muligheten til å gi kommentarer i den pågående høringsprosessen, og vi ønsker å gratulere operatør og rettighetshaverne med utbyggingen av Kraftla og NOA Fulla prosjektene.</p> <p>Høringsinnspillet er utarbeidet i samarbeid med tillitsvalgte i Equinor og AkerBP. Industri Energi ser positivt på at Equinor og AkerBP har funnet en enighet for en områdeløsning for Kraftla og NOA Fulla. Begge prosjektene er avhengig av å finne gode løsninger sammen, og at løsningene gir</p>	<p>I forhold til konsekvensutredningen tas kommentarene til orientering. Uttalelsen nevner en rekke viktige forhold som vil hensyntas i det videre arbeidet med utbygging og drift av NOA Fulla.</p>

Konsekvensutredning for utbygging og drift av petroleumforekomster omfattet av NOA Fulla. Utvinningstillatelsene (PL) 026, 026B, 364, 442, 442B, 442C og 873.

Høringsinstans/-kommentar	Evaluering av mottatt kommentar
<p>gjensidig god produksjon og dreneringsstrategi gjennom å ta mest mulig ut av feltene.</p> <p>Krafla og NOA Fulla styrer mot godkjenning innenfor de midlertidige endringene i skatteregimet, som Stortinget vedtok i juni 2020. I en særlig krevende tid lykkes man innenfor rammene av den norske modellen å gjennom partssamarbeid med KonKraft-fellesskapet å komme frem til løsninger for en samlet olje- og gassnæring i krise.</p> <p>En helt avgjørende forutsetning bak oppslutning og støtten til dette forliket er forventningene til faste norske arbeidsplasser og aktivitet gjennom hele verdikjeden og ringvirkninger for hele landet. Dette er et ansvar vi forventer at operatør er bevisst i alle ledd av utbyggingsprosessen, og her er arbeidstakermedvirkning sentralt.</p> <p>Industri Energi ønsker å understreke viktigheten av tidlig involvering av klubb og vernetjeneste i en situasjon med økt digitalisering, bruk av ny teknologi, nye arbeidsformer og nye metoder.</p> <p>Industri Energi vil spesielt oppfordre operatørene i den videre prosessen med Krafla og NOA-Fulla utbyggingene å sikre tidlig og god involvering av klubb og vernetjeneste særlig i forhold knyttet til:</p> <ul style="list-style-type: none"> · Fjernstyring fra to selvstendige og ikke samlokaliserte kontrollrom på land, og utfordringer knyttet til eventuelle hendelser. · Hyppighet og varighet på revisjonsstanser, og fasiliteter for bemanning av installasjoner i en lengre periode. · Beredskap, rømningsveier og sikkerhet · Transport av personell mellom plattformer/ installasjoner med båt (WTW) <p>Industri Energi er positive til at oljen går til OTS / Stureterminalen og rikgass via Statspipe til Kårstø. Dette vil bidra til å forlenge levetiden og trygge arbeidsplasser på Sture og Kårstø, og samtidig utnytte infrastrukturen godt.</p> <p>Et funksjonelt regelverk må ligge til grunn for aktiviteten på norsk sokkel.</p> <p>Det er viktighet at vurderinger knyttet til kraftbehov og kraftforsyning gjøres ut fra et helhetsperspektiv, der den landbaserte- og offshoreindustriens behov for konkurranse-dyktige kraftkostnader er ivaretatt.</p>	

Konsekvensutredning for utbygging og drift av petroleumforekomster omfattet av NOA Fulla. Utvinningstillatelsene (PL) 026, 026B, 364, 442, 442B, 442C og 873.

Høringsinstans/-kommentar	Evaluering av mottatt kommentar
<p>Industri Energi forutsetter at driftsmodell må utvikles for å sikre faste ansettelser og reel arbeidstakermedvirkning i Norge i alle faser av prosjektet.</p> <p>Ved utlysninger av anbudskonkurranser for oppdrag enten på sokkelen eller på fastlandet, må norsk industris styrker vektlegges i utforming og tildelingen av oppdrag.</p> <p>Kontraktene må utformes slik at de norske leverandørenes evne til leveringspresisjon, byggetid og at klima- og miljøkrav får en reel og riktig verdi. Kriterier for ordnede arbeidsvilkår, kompetanse og HMS må vektles høyt i anbudskonkurransen.</p> <p>Olje- og gassnæringen har en god tradisjon for sitt bidrag til å øke kunnskap og kompetanse i hele landet, samt være en attraktiv arbeidsplass. Dette er spesielt viktig for ungdom og unge voksne. Kunnskapsløft og rekruttering til Kraftla og NOA Fulla gjennom eksisterende norske arbeidsmarked, fagutdanning og høyere utdanning er av høy prioritet. Ungdom og unge voksne bør særlig prioriteres.</p> <p>Den støtten næringen trenger for å sikre gode og langsiktige rammebetingelser henger tett sammen med den aktiviteten og sysselsettingen næringen skaper i Norge.</p>	
Justis- og beredskapsdepartementet	
Justis- og beredskapsdepartementet har ingen merknader.	Kommentaren tas til orientering.
Kartverket	
Kartverket har ingen merknader til høringsforslaget på nåværende tidspunkt.	Kommentaren tas til orientering.
Klima- og miljødepartementet, KLD	
Viser til innspill fra Miljødirektoratet og Riksantikvaren. Klima- og miljødepartementet støtter innspillene fra disse, og viser særlig til at utredningsprogrammet må stille eksplisitte krav om at konsekvensutredningen omtaler forholdet til kulturminner basert på kjent kunnskap.	Kommentaren tas til etterretning. Det henvises til direktoratenes spesifikke kommentarer for våre tilsvarende på disse.
Det vises også til at valg av utbyggingsløsning må baseres på helhetlige miljøvurderinger og den totalt sett beste klima- og miljømessige løsningen av de reelle alternativene, og at kravet om at beste tilgjengelige teknikker skal dokumenteres for alle deler av prosjektet og hele feltets levetid.	Omfattende og helhetlige vurderinger er gjort gjennom flere år, i samarbeid mellom Aker BP og Equinor, for å finne den totalt sett beste utbyggingsløsningen for det samlede NOAKA-området. Det er valgt tekniske løsninger som gir optimal ressursutnyttelse og samtidig sikrer en robust utbygging både med tanke på økonomi og HMS.

Konsekvensutredning for utbygging og drift av petroleumforekomster omfattet av NOA Fulla. Utvinningstillatelsene (PL) 026, 026B, 364, 442, 442B, 442C og 873.

Høringsinstans/-kommentar	Evaluering av mottatt kommentar
	Miljø- og klimarelaterte forhold er vektlagt i disse vurderingene, med robuste, fremtidsrettede og bærekraftige løsninger, og fokus på BAT for teknologiløsninger. Dette vil bli nærmere redegjort for i konsekvensutredningen.
Ut over dette har klima- og miljødepartementet ingen merknader til høringen.	Kommentaren tas til orientering.
Kystverket	
<p>I Aker BPs forslag til program for NOA Fulla, punkt 5.3 («Konsekvenser for skipstrafikk») vises det til at NOA Fulla ligger i et relativt lite trafikkert område i forhold til andre deler av Nordsjøen, men at det finnes noen leder i øst-vestgående og nord-sørgående retning med en viss trafikk av ulik karakter. Fartøyaktiviteten tilknyttet NOA Fulla forventes å være størst i anleggsfasen, og med regulær forsyningstransport og beredskapsfartøy til stede i drift. Det opplyses at konfliktpotensialet mellom skipstrafikk og NOA Fulla med tilhørende trafikk vil vurderes i konsekvensutredningen.</p> <p>Kystverket legger til grunn at det i utredningsprogrammet, og i selve utredningen, vil bli tatt tilbørlig hensyn til skipstrafikken. Vi regner med at konsekvensen for eksisterende skipstrafikk vil utredes, herunder mulige endringer i seilingsmønster og foretting av trafikk som følge av endring i seilingsmønster. Utredningen må også ta høyde for forventet økning i skipstrafikken og om dette vil få konsekvenser.</p> <p>I denne forbindelse vil vi påpeke viktigheten av å benytte tilgjengelig kunnskap for å utrede hvilke konsekvenser tiltaket vil få for sjøsikkerheten og forutsigbar og effektiv ferdsel, herunder tilgang til effektive og etablerte seilingsleder.</p>	<p>Kommentaren tas til etterretning. Tilgjengelig informasjon, eksempelvis fra Kystverkets database over trafikk (Havbase) og fremtidsbilder fra forvaltningsplanen (Meld St 20 (2019-2020)) vil bli lagt til grunn for vurdering av mulige konsekvenser på skipstrafikken i området.</p> <p>Feltet vil medføre drift av to overflateinnretninger, med en intern avstand på ca. 16 km. Det er ingen andre overflateinnretninger i området. Foreløpig vurdering tilsier at dette ikke vil medføre særskilte ulemper for skipstrafikken, kun eventuelt marginale justeringer av kurs og uten reelt potensial for foretting av trafikken. I anleggsperioden vil det være mer aktivitet på feltet, blant annet med to borerigger med tilhørende forsyningstjenester, samt installasjonsfartøyer. Virkninger av dette vil vurderes nærmere i konsekvensutredningen.</p>
<p>Funnene som planlegges utbygd, ligger i sentrale deler av Nordsjøen, altså i et område med omfattende petroleumsvirksomhet fra langt tilbake i tid. Det er likevel viktig å tilpasse beredskapen mot akutt forurensning til den til enhver tid eksisterende miljørisiko. Grundige analyser av miljørisiko representert ved de nye utbyggingene, og dimensjonering av beredskapen mot akutt forurensning i henhold til denne, er altså av vesentlig betydning for å være i stand til å begrense</p>	<p>Kommentaren tas til etterretning, og er i henhold til foreslått programforslag.</p>

Konsekvensutredning for utbygging og drift av petroleumforekomster omfattet av NOA Fulla. Utvinningstillatelsene (PL) 026, 026B, 364, 442, 442B, 442C og 873.

Høringsinstans/-kommentar	Evaluering av mottatt kommentar
skadene ved en eventuell akutt oljeforurensning.	
LO	
<p>LO har fulgt utviklingen knyttet til feltene og er tilfreds med at Equinor og Aker BP har funnet en enighet for en områdeløsning for Krafla og NOA-Fulla. Begge prosjektene er avhengig av å finne gode løsninger sammen, og at løsningene gir gjensidig god produksjon og dreneringsstrategi gjennom å ta mest mulig ut av feltene.</p> <p>Dette prosjektet styrer mot godkjenning innen det midlertidige oljeskatte regime. Det ble utformet og støttet av LO basert på formålet om å opprettholde aktiviteten i leverandørindustrien. Knyttet til vedtaket er det tydelige politiske forventninger til å sikre aktivitet og faste arbeidsplasser i hele verdikjeden. Driftsmodell må utvikles for å sikre faste ansettelser, reell arbeidstakermedvirkning og bruk av et funksjonelt regelverk for aktivitet på sokkelen.</p> <p>LO venter at næringen følger opp forutsetningene i alle leveranser til utviklingen av prosjektet.</p> <p>LO legger til grunn at ved utlysning av anbudskonkurranser for oppdrag enten det er på sokkelen eller på fastlandet, må norsk industris styrke vektlegges i utformingen og tildelingen av oppdrag.</p> <p>Kontraktene må utformes slik at de norske leverandørenes evne til leveringspresisjon, byggetid og at klima- og miljøkrav får en reell og riktig verdi. Kriterier for ordnede arbeidsvilkår, kompetanse og HMS må vektles høyt i anbudskonkurranser.</p> <p>LO vil minne om at maritime oppdrag i norske farvann må basere seg på norske tariffavtaler. Bruk av rederier med fartøy registrert i det norske ordinære registeret sikrer dette.</p> <p>LO forutsetter at arbeidet utføres av aktører som er bundet av landsomfattende norske tariffavtaler.</p> <p>Det er viktig at vurderinger knyttet til kraftbehov og kraftforsyning gjøres ut fra et helhetsperspektiv, der den landbaserte- og offshoreindustriens behov for konkurransedyktige kraftkostnader er ivarettatt.</p> <p>Den støtten næringen trenger for å sikres gode langsiktige rammebetingelser henger</p>	<p>I forhold til konsekvensutredningen tas kommentarene til orientering. Uttalelsen omfatter en rekke viktige forhold som vil hensyntas i det videre arbeidet med utbygging og drift av NOA Fulla.</p>

Konsekvensutredning for utbygging og drift av petroleumsforekomster omfattet av NOA Fulla. Utvinningstillatelsene (PL) 026, 026B, 364, 442, 442B, 442C og 873.

Høringsinstans/-kommentar	Evaluering av mottatt kommentar
<p>sammen med den aktiviteten og sysselsettingen næringen skaper i Norge. LO vil understreke betydningen av tidlig involvering av klubb og vernetjeneste i en situasjon med økt digitalisering, bruk av ny teknologi, nye arbeidsformer og nye metoder. LO vil spesielt påpeke at klubb og vernetjeneste må involveres i følgende:</p> <ul style="list-style-type: none"> · Fjernstyring fra to selvestendige og ikke samlokaliserte kontrollrom på land, og utfordringer knyttet til eventuelle hendelser. · Hyppighet og varighet på revisjonsstanser, og fasiliteter for bemanning av installasjoner i en lengre periode. · Beredskap, rømningsveier og sikkerhet. · Transport av personell mellom plattformer/installasjoner med båt (WTW). 	
Miljødirektoratet (MDIR)	
<p>Valg av utbyggingsløsning må baseres på helhetlige miljøvurderinger og den totalt sett beste klima- og miljømessige løsningen av de reelle alternativene. Dette må belyses i konsekvensutredningen.</p> <p>Helhetlige miljøvurderinger må foreligge for alternative utbyggingsløsninger, bl.a.</p> <ul style="list-style-type: none"> • energiløsning (bl.a. muligheter for tilknytning til havvind og elektrifisering av borerigg) • håndtering av produsert vann • materialvalg i rørledninger og prosessanlegg • styringssystem for havbunnsanlegg • fysiske inngrep på havbunnen (legging av rørledninger og kabler) • brønnopprensning mot Stureterminalen <p>Alternativene må beskrives slik at de er mulig å sammenligne.</p> <p>Kravet om anvendelse av beste tilgjengelige teknikker (BAT) skal oppfylles og dokumenteres i utredningen for alle deler av prosjektet og over feltets levetid. Dette inkluderer anleggsfasen, boring, oppstartsfasen, drift og avslutning av feltet. Vi forutsetter at det gis en grundig begrunnelse dersom det velges andre løsninger enn de som framstår som best for miljø og klima.</p>	<p>Omfattende og helhetlige vurderinger er gjort gjennom flere år, i samarbeid mellom Aker BP og Equinor, for å finne den totalt sett beste utbyggingsløsningen for det samlede området omfattet av NOAKA. Det er valgt tekniske løsninger som gir optimal ressursutnyttelse og samtidig sikrer en robust utbygging både med tanke på økonomi og HMS.</p> <p>Miljø- og klimarelaterte forhold er vektlagt i disse vurderingene, med robuste, fremtidsrettede og bærekraftige løsninger, og fokus på BAT for teknologiløsninger. I tillegg til selve feltinnretningene og driftsfilosofi for disse, omfatter dette blant annet reinjeksjon av produsert vann hvor og når dette er mulig, samt kraft fra land som energiløsning. Hele NOAKA-området er da ivaretatt i disse helhetlige løsningene. Helhetlige miljøvurderinger for anbefalt utbyggingsløsning vil inngå i konsekvensutredningen.</p> <p>Alternative utbyggingsløsninger som har vært vurdert er forlatt, og vil ikke dokumenteres nærmere i konsekvensutredningen.</p> <p>BAT-vurderinger blir i tillegg gjennomført for mer detaljerte teknologivalg, som trukket frem av MDIR. Disse vil dokumenteres i konsekvensutredningen, inklusive vurderte alternativer.</p>

Høringsinstans/-kommentar	Evaluering av mottatt kommentar
	<p>Våre konkrete evalueringer følger til de påfølgende kommentarene.</p>
<p>Konsekvensutredningen må, i tillegg til å redegjøre for kraft fra land-løsningen, belyse muligheten for å knytte et eventuelt havvindanlegg til NOA Fulla i framtiden.</p>	<p>NOAKA-området bygges ut med kraft fra land. Operatørene i området skal levere inn planer for utbygging og drift innen utgangen av 2022. Planlagt oppstart av feltene er i 2027, altså lenge før havvind er et alternativ.</p> <p>NOAKA-området trenger stabil og sikker strømforsyning, og områdeløsningen baserer seg på tilgjengelig teknologi i markedet. Aker BP ser derfor på kraft fra land som det eneste realistiske alternativet for NOAKA, da det i tillegg til stabil og sikker kraftforsyning også vil minimere utslipp fra området.</p> <p>En eventuell framtidig tilkobling til havvind blir ikke utredet som en del i Aker BPs plan for utbygging og drift av NOA Fulla. Dersom havvind blir tilgjengelig i området på et senere tidspunkt, vil det være gjenstand for en egen vurdering for å se på om det er teknisk og økonomisk rasjonelt.</p>
<p>Aker BP skriver at muligheter for bruk av elektrifisert borerigg til boring av (noen av) plattformbrønnene vil bli vurdert etter at kraft fra land blir tilgjengelig på feltet. Miljødirektoratet forventer at elektrifisering og andre utslippsreducerende tiltak vurderes og belyses i konsekvensutredningen. Dette inkluderer tiltak før kraft fra land blir tilgjengelig på NOA Fulla, herunder lav-NOx-motorer, batteriløsning og bruk av alternative drivstoff.</p>	<p>Kommentaren tas til etterretning. Det blir tilrettelagt for elkraft til borerigg for PdQ etter at dekkсанlegget er installert og uttestet. Rigger for boring på Frøy og havbunnsbrønnene kan ikke tilknyttes kraft fra land. Dette vil redegjøres nærmere for i konsekvensutredningen.</p> <p>Aker BP har en aktiv holdning til klima- og miljø ved valg av rigg. Gjennom våre allianser sikrer vi langtidsavtaler som gir betydelig større innflytelse på gjennomføring av miljøtiltak på en rigg enn på kortere riggavtaler. En av riggene som inngår i avtalen med Aker BP kan opereres fullt elektrifisert. Flere andre rigger har gjennomført miljø- og klimatiltak med støtte fra Aker BP. Dette inkluderer tiltak for drivstoffreduksjon, installasjon av NO_x-scrubbere, installasjon av batteripakker for hybriddrift, osv. Som et incitament for klimatiltak på riggene deler Aker BP gevinsten fra reduserte miljøavgifter med riggeieren.</p>

Konsekvensutredning for utbygging og drift av petroleumforekomster omfattet av NOA Fulla. Utvinningstillatelsene (PL) 026, 026B, 364, 442, 442B, 442C og 873.

Høringsinstans/-kommentar	Evaluering av mottatt kommentar
	For rigger til NOA Fulla vil det være en forutsetning at det finnes utslippsreducerende tiltak. Dette vil redegjøres nærmere for i konsekvensutredningen.
Miljødirektoratet forventer at Aker BP ved valg av rigg vektlegger klima- og utslippsreducerende tiltak.	Dette utgjør en viktig forutsetning i prosessen med valg av rigg. Det henvises til forrige kommentar.
Fakkelsystemet på NOA PdQ må beskrives. Miljødirektoratet anser fakkellagring (lukket fakkellagring), både høytrykks- og lavtrykksfakkellagring, som BAT for nye utbygginger.	Høytrykksfakkellagring på NOA PdQ vil være lukket. Per nå ligger åpen lavtrykksfakkellagring inne i design da det ikke er identifisert noen kontinuerlige kilder til denne. Lavtrykksfakkellagringen vil være gjenstand for en oppdatert BAT-vurdering i FEED-fasen, som vil dokumenteres i konsekvensutredningen.
BAT-vurderinger og utslippsreducerende tiltak, herunder hvilke designtiltak som operatøren vil implementere for å redusere diffuse utslipp, samt forventet årlig utslipp av metan og NMVOC, må beskrives i konsekvensutredningen.	Kommentaren tas til etterretning. Påpekte forhold vil studeres i FEED og dokumenteres i konsekvensutredningen.
Det må redegjøres grundig for BAT-vurderinger for håndtering av produsert vann, herunder hvordan sikre høy regularitet på reinjeksjonssystemet, samt høy rensegrad ved utslipp til sjø. Miljødirektoratet forventer at oljeinnholdet i produsert vann som slippes ut til sjø, er så lavt som mulig også i tilfeller hvor reinjeksjon av produsert vann er hovedløsningen. Vår vurdering er at BAT for rensing av produsert vann på et nytt felt kan gi oljekonsentrasjoner på under 10 mg/liter. Vi anser derfor et designkrav på 15 mg/l for ikke å være i tråd med BAT for nye utbygginger. Aker BP må også redegjøre for tiltak for å øke robustheten til renseanlegget på PdQ med tanke på å håndtere komplekse blandinger med vannstrømmer fra mange forskjellige reservoarer, og ved innfasing av nye ressurser. Dette inkluderer metoder for overvåking av vannstrømmer på innretningen.	BAT-vurderinger knyttet til produsert vann vil bli presentert i konsekvensutredningen, herunder tiltak for å sikre kompatibilitet mellom væskestrømmer.
Injeksjon av produsert vann for deponering er av Aker BP vurdert til å være for kostbart. Miljødirektoratet ber om at de konkrete vurderingene rundt dette belyses i konsekvensutredningen, herunder kostnadsanslag.	Hovedløsningen for produsert vann er reinjeksjon. Injeksjon for deponi er således irrelevant. Unntaket er Frøy, som basert på tidligere produksjon er kjent å ha store utfordringer knyttet til tilklogging av reservoar. Etablering av en brønn kun for deponi av produsert vann for Frøy er både kostbart og energikrevende. En 3. trinns renseløsning med svært god rensegrad er

Konsekvensutredning for utbygging og drift av petroleumsforekomster omfattet av NOA Fulla. Utvinningstillatelsene (PL) 026, 026B, 364, 442, 442B, 442C og 873.

Høringsinstans/-kommentar	Evaluering av mottatt kommentar
	vurdert som BAT. Dette vil redegjøres nærmere for i konsekvensutredningen.
Aker BP opplyser om at væsker/avfallsstrøm ifm brønnopprensning fra både Noa Fulla og Krafla vil bli sendt fra NOA PdQ til Stureterminalen via eksportørledningen. Dette innebærer at utslipp vil skje fra Stureterminalen. Miljødirektoratet forventer at operatørene gjør helhetlige vurderinger av håndtering av brønnvæsker og miljørisiko knyttet til utslipp fra Sture, herunder tiltaksmuligheter og håndtering offshore. Disse forholdene må belyses i konsekvensutredningen.	Kommentaren tas til etterretning. Innvirkning av både oljeeksport og væske/partikler fra brønnopprensning fra NOA Fulla på Sture er studert, herunder både partikler, emulsjoner og kjemikalierester. Løsninger er identifisert for gjennomføring hvor forholdene på Sture-anlegget ikke påvirkes (innenfor normale spesifikasjoner). Dette vil bli nærmere finjustert og planlagt for i detaljert prosjektering. Alternativer for håndtering av brønnvæsker fra brønnopprensning offshore blir også vurdert.
Hvilke vurderinger som ligger til grunn for materialvalg, inklusive kostnader og miljørisiko, må belyses i utredningen. Miljødirektoratet forventer at korrosjonsbestandige materialer tas i bruk for å minimere utslippene av kjemikalier til sjø fra NOA Fulla.	Kommentaren tas til etterretning, og påpekte forhold vil ivaretas i konsekvensutredningen.
Ifølge Aker BP gir reservoarforholdene på Frøy grunnlag for betydelig avleiring og tilhørende brønnvedlikehold. Hvilke vurderinger som ligger til grunn for valg av strategi mot avleiringer, må belyses i utredningen, herunder kjemikalieforbruk og kostnader.	Under tidligere produksjon på Frøy (1995-2001) ble det injisert sjøvann som trykkstøtte. Høye bariumnivå blandet med sulfat fra sjøvannet medførte betydelige avleiringsproblemer, og var hovedårsaken for kort produksjonsperiode fra feltet. Å sikre kontroll over denne problemstillingen er derfor helt avgjørende for produksjon fra Frøy. Det forventes avleiringsutfordringer spesielt i de første 3-5 driftsår, med tilbakeproduksjon av gammelt sjøvann, før nytt og sulfatfritt sjøvann overtar. Valgt strategi er kontinuerlig injeksjon av avleiringshemmer samt batchvis bruk av scale squeeze. Sekundært tiltak er ved brønnintervensjon. Nye teknikker som er under utvikling blir også vurdert. Hovedmålet er å minimere avleiringer og ha kontroll på dette. Alle nødvendige tiltak vil bli gjort for å sikre god produksjon. Konsekvensutredningen vil redegjøre nærmere for de ulike tiltakene.
Rensing av membraner i sulfatreduserende anlegg for behandling av sjøvann til injeksjon kan gi store uønskede kjemikalieutslipp. Miljødirektoratet forventer at	Kommentaren tas til etterretning. Som en del av arbeidet med å vurdere ulike SRU-anlegg på PdQ fokuseres det på å finne miljømessig akseptable løsninger for rengjøring av membraner. Resultatet fra

Konsekvensutredning for utbygging og drift av petroleumforekomster omfattet av NOA Fulla. Utvinningstillatelsene (PL) 026, 026B, 364, 442, 442B, 442C og 873.

Høringsinstans/-kommentar	Evaluering av mottatt kommentar
utslippsreduserende løsninger undersøkes ifm konsekvensutredningen.	vurderingene vil presenteres i konsekvensutredningen.
Forbruk av MEG og TEG og løsninger for håndtering/gjenvinning av disse må belyses i konsekvensutredningen.	TEG vil bli benyttet for dehydrering av gass, og systemet vil inkludere en regenereringsenhet, og kun med mindre tap av kjemikalie (vil følge gasstrømmen). MEG vil bli brukt i forbindelse med oppstart/nedstengning av produksjon og dersom det oppstårproblemer med hydratdannelse (prosessrør og rørledning). Behovet varierer litt mellom de ulike feltene, grunnet ulike rørledningslengder, men anslagvis i størrelsesorden 15-60 m ³ per felt. Det er ikke planlagt med regenerering av MEG, og MEG vil følge vannstrømmen fra separatorene. Dette vil bli nærmere redegjort for i konsekvensutredningen.
Valg av subsea hydraulikkssystem har stor betydning for utslipp til sjø. Alternative løsninger for styring av havbunnsanlegg må utredes for NOA Fulla. Dette inkluderer full elektrisk styring ("subsea all electric") og lukket hydraulikkssystem.	En BAT-vurdering er gjennomført i FEED-fasen og omfattet åpent og lukket hydraulisk system samt en full-elektrisk løsning. For hydraulikk-løsningene er også ulike hydraulikkvæsker evaluert. Et åpent hydraulisk system med mest miljøgunstig hydraulikkvæske er anbefalt. Et lukket system er funnet mer sikkerhetsmessig utfordrende, på grunn av mulig blokkering av returlinje. Et full-elektrisk system er ikke anbefalt ut fra sikkerhetsmessige forhold samt utilstrekkelig teknologisk modenhet (TRL3). Vurderingene vil bli nærmere presentert i konsekvensutredningen.
Miljødirektoratet anser undervannslakkasjedeteksjon som BAT. Konsekvensutredningen må beskrive alternative løsninger, herunder punktsensorer og områdedetektorer, og hvilke(t) system som planlegges installert på havbunnsrammene på NOA Fulla.	Kommentaren tas til etterretning. Referansealternativet er basert på installasjon av en passiv akustisk lekkasjedetektor på hver bunnramme. Disse skal kunne gi områdeovervåking av bunnramme og brønner. Pågående arbeid inkluderer modellering av lekkasjescenario og vurdering av miljørisiko. Videre skal ulike lekkasjedeteksjonsmetoder vurderes som underlag for endelig valg av teknologi for lekkasjedeteksjon. Dette vil det bli nærmere redegjort for i konsekvensutredningen.
Mulige konsekvenser av fysiske inngrep og forstyrrelser av havbunn samt avbøtende tiltak for å unngå oppvirvling og spredning av partikulært materiale, må belyses i konsekvensutredningen. Dette inkluderer utslipp av kaks, legging av rørledninger og	Kommentarene tas til orientering og er i henhold til programforslaget.

Konsekvensutredning for utbygging og drift av petroleumsforekomster omfattet av NOA Fulla. Utvinningstillatelsene (PL) 026, 026B, 364, 442, 442B, 442C og 873.

Høringsinstans/-kommentar	Evaluering av mottatt kommentar
kabler herunder metoder, volumer av stein, evt. grus og bruk av madrasser eller liknende, samt utslipp til luft fra leggefartøyer. Miljødirektoratet forutsetter at miljøtilstand og naturverdier på havbunnen er godt kartlagt før endelig valg av rørlednings- og kabeltraséer.	
Miljødirektoratet forventer også at forurensningssituasjonen på Frøy, er felt som tidligere har vært aktivt, er godt kartlagt, herunder avstand til eksisterende kakshauger og forurenset sediment, utbredelse og forurensningsgrad. Mulige konsekvenser av fysiske inngrep og forstyrrelser av eksisterende kakshauger og forurenset sediment, samt avbøtende tiltak, må belyses i konsekvensutredningen.	<p>Kommentaren tas til etterretning. Avstand mellom planlagt Frøy NUI og tidligere Frøy-innretning er ca. 800 m. Det vil sikres at ev. rørledninger eller kabler ikke rutes direkte gjennom denne lokaliteten, for å unngå ev. sekundær forurensning fra anleggsarbeidet.</p> <p>Miljørelatert informasjon fra lokasjon for tidligere Frøy-innretning er tilgjengelig fra regulær miljøovervåking (siste gang undersøkt i 2006) og vil bli lagt til grunn. Oppdatert kunnskap vil bli innhentet som en del av grunnlagsundersøkelsen for NOA Fulla. Dette vil bli nærmere redegjort for i konsekvensutredningen.</p>
Ulike kilder til undervannsstøy og mulig påvirkning på miljøet må beskrives, bl.a. pattedyr, fisk og sjøfugl.	Kommentaren tas til etterretning. Dette vil bli vurdert basert på tilgjengelig kunnskap fra tilsvarende aktiviteter, og bli nærmere redegjort for i konsekvensutredningen..
Ubemannede innretninger vil potensielt kunne medføre problemer relatert til fugl. Belysning og fugleproblematikk må belyses i utredningen.	<p>Ubemannede innretninger vil generelt ha lite lys sammenlignet med bemannede innretninger. Det er imidlertid påkrevd med lyssetting av sikkerhetsmessige årsaker, knyttet til både luftfart og skipstrafikk (Innretningsforskriftens §71, jf. Kystverkets bestemmelser).</p> <p>Litteraturen gir noe kunnskap om problemstillinger av lys i forhold til sjøfugl. Ulike tiltak kan også være relevante. Dette vil belyses nærmere i konsekvensutredningen.</p>
Lekkasjer av naturgass fra havbunnen forekommer naturlig fra områder med mye naturlige sprekker og forkastinger. I områder med naturlig seismisk aktivitet kan forkastninger og sprekker endre seg naturlig over tid, men kan også utløses eller forsterkes av menneskelig aktivitet som f.eks. petroleumsutvinning. Metan utgjør vanligvis den alt overveiende delen av naturgassen som lekker ut. På grunn av at metan er en kraftig klimagass, har det blitt økende oppmerksomhet rundt disse utslippene de	<p>Kommentaren tas til orientering.</p> <p>I forbindelse med undersøkelser i NOA-området har Fugro samlet inn vannkolonne rådata. Dataene blir i første omgang analysert for Frigg Gamma Delta-området for å forstå mer om naturlige gasslekkasjer i dette området. Behovet for eventuell fremtidig overvåking vil bli vurdert basert på resultatene av analysen.</p>

Konsekvensutredning for utbygging og drift av petroleumsforekomster omfattet av NOA Fulla. Utvinningstillatelsene (PL) 026, 026B, 364, 442, 442B, 442C og 873.

Høringsinstans/-kommentar	Evaluering av mottatt kommentar
<p>siste årene. Omfang av naturlige lekkasjer på NOA Fulla før utbyggingen gjennomføres må belyses i konsekvensutredningen, og mulige alternative løsninger for overvåking av havbunnen for å kunne følge utviklingen over tid, må utredes.</p>	<p>Eventuelle naturlige gasslekkasjer foreslås ikke videre utredet i konsekvensutredningen.</p>
<p>Ifølge Aker BP vil konsekvensutredningen redegjøre for relevante forhold knyttet til framtidig avslutning. Vi legger til grunn at gjenbruk av materialer i et sirkulærøkonomisk perspektiv er en del av Aker BPs vurdering, herunder rørledninger og kabler, og at dette adresseres i konsekvensutredningen.</p>	<p>Forhold av relevans for senere avslutning av virksomheten ligger generelt til grunn i BAT-vurderingene som blir gjennomført. Design og materialvalg i rør er eksempler på dette. Vi forventer økende oppmerksomhet på sirkulær økonomi i fremtiden, med nye muligheter både innen gjenbruk og materialgjenvinning, selv for mer sammensatte produkter. Slike forhold vil nok best adresseres i forbindelse med framtidig avslutningsplan basert på datidens rammebetingelser, teknologi og løsninger. Detaljer om dette foreslås ikke nærmere utredet i konsekvensutredningen ved utbygging. Konsekvensutredningen vil imidlertid gi en vurdering av forhold vi på nåværende tidspunkt finner relevante med tanke på framtidig avslutning.</p>
Norges fiskarlag	
<p>Forslaget til utredningsprogram fremstår som grundig i forhold til beskrivelsen av de ulike fiskeriene i området. Forslaget presiserer at det ikke er registrert såkalte SVOer (særlig verdifulle områder) i utredningsområdet, men at er registrerte gytefelt for flere kommersielle fiskearter. Norske fiskerier høster av en fornybar ressurs, og er derfor avhengig av et rent og rikt hav med intakte økosystem inkludert gyte-, oppvekst og fiskeområder. God forvaltning av gyteområdene er derfor helt avgjørende for de norske fiskeriene.</p>	<p>Kommentaren tas til orientering.</p>
<p>Fisket er en dynamisk aktivitet som varierer med f. eks årstid, mellom år og med utvikling og utbredelse av de høstbare bestandene. Fiske-, gyte- og oppvekstområder har heller ingen skarp avgrensning. Fiskeriene er derfor en næring i stadig utvikling og endring. Det legges til grunn at tiltakshaver, særlig i anleggsfasen tar hensyn til eventuell fiskeriaktivitet i område, slik at de ikke blir skadelidende i form av redusert tilgang til fiskefeltene. Det er også viktig at valg av trasé for rørledninger, kabler og elektriske kabler blir besluttet i dialog med fiskeriinteressene og at disse, så langt det er</p>	<p>Kommentaren tas til orientering. Konsekvensutredningen vil belyse eventuelle ulemper for fiskeriene i anleggsfasen. Dialog vil bli opprettet med relevante fiskeriaktører i aktuelt område. Feltinterne rør og kabler vil bli lagt i områder hvor det ikke finnes eksisterende rør og kabler. I tilfeller hvor flere linjer skal etableres mellom innretninger, vil disse generelt bli lagt i de samme korridorene. Havbunnsinnretninger og tilhørende infrastruktur skal være overtrålbart, og forventes ikke å medføre ulemper for utøvelse av fiske i driftsfasen.</p>

Konsekvensutredning for utbygging og drift av petroleumsforekomster omfattet av NOA Fulla. Utvinningstillatelsene (PL) 026, 026B, 364, 442, 442B, 442C og 873.

Høringsinstans/-kommentar	Evaluering av mottatt kommentar
mulig, blir lagt i samme trasé og/eller i nærheten av allerede eksisterende traséer.	
Norges Fiskarlag registrerer og er tilfreds med at tiltakshaverne erkjenner at kablene må graves ned eller tildekkes på en forsvarlig måte for å sikre at det ikke oppstår fremtidig skade på kabler eller fiskeredskaper. Vi ønsker imidlertid å tilføye at det bør stilles krav om at eventuelle fremtidige skader på kabler eller fiskeredskaper som skyldes at tiltakshaverne ikke har overdekt eller gravd ned kablene på forsvarlig måte, må dekkes av tiltakshaverne.	Kommentaren tas til orientering. For eventuelle skader på utstyr henvises til petroleumslovens bestemmelser. Beskyttelsesstrategien for rørledninger og styringskabler er at disse primært graves ned, og i områder hvor dette er vanskelig, at de dekkes med steinfylling.
Etterlatte rørledninger vil over tid kunne skape hefter for bunnredskaper selv om rørledningene opprinnelig var nedgravd eller på andre måter gjort overtrålbare. Norges Fiskarlag ønsker derfor å påpeke at alle innretninger, inkludert nedgravde kabler bør fjernes ved avvikling av driften.	Kommentaren tas til orientering.
Riksantikvaren	
I forslaget til program for konsekvensutredning for Noa – Fulla står det kort om potensialet for kulturminner generelt i havområdene i Nordsjøen og litt om funn i nærområdet til planområdet. Utredningsprogrammet stiller ingen eksplisitte krav om at konsekvensutredningen omtaler forholdet til kulturminner, basert på kjent kunnskap. Dette bør tas inn i utredningsprogrammet.	Kommentaren tas til etterretning. Relevante forhold knyttet kulturminner vil ivaretas i konsekvensutredningen. Vi vil imidlertid påpeke at det ikke er avdekket slike som blir berørt av utbyggingen. Vi vil videre nevne at Aker BP i løpet av 2021, i forbindelse med havbunnsundersøkelser, avdekket fem nye skipsvrak. Disse er innrapportert til kulturminnemyndigheten. To av disse var i forbindelse med kabeltrase fra land for NOAKA, men begge langs en rute som nå er forlatt (innaskjærs like sør av Karmøy).
Dersom skipsvrak skulle bli påvist, bør videre håndtering avklares nærmere med kulturminnemyndighetene. Det kan tas kontakt med Bergen sjøfartsmuseum for vurdering av eventuelle marinarkeologiske funn. Det vil være en fordel om det søkes tidlig kontakt med Bergen sjøfartsmuseum for å planlegge hvordan kartleggingen skal gjennomføres.	Kommentaren tas til orientering. Vi henviser til forrige kontakt, herunder varsling av kulturminnemyndighetene i 2021.
Olje og energidepartementet og Miljøverndepartementet presiserte i 2006 følgende i vilkåret i miljøkravene til nye utvinningstillatelser: <i>I forkant av fysiske inngrep i havbunnen pålegges rettighetshavere, i samråd med Riksantikvaren, å avklare forholdet til kjente kulturminner og foreta nødvendig kartlegging av kulturminner i leteområdet der dette ikke</i>	Kommentaren tas til orientering.

Konsekvensutredning for utbygging og drift av petroleumsforekomster omfattet av NOA Fulla. Utvinningstillatelsene (PL) 026, 026B, 364, 442, 442B, 442C og 873.

Høringsinstans/-kommentar	Evaluering av mottatt kommentar
<p><i>tidligere er gjennomført. Om det registreres kulturminner i planleggingsfasen eller senere, må avbøtende tiltak, eventuelt utgravning eller dokumentasjon og flytting av kulturminnet, gjennomføres i samarbeid med kulturminneforvaltningen.</i></p>	
<p>Vanndypet på feltet er oppgitt til ca. 110-120 meter. Dette er så grunt at området på slutten av istida har vært fast land og en del av Nordsjøkontinentet. Nordsjøkontinentet var et sammenhengende landområde som bandt sammen de britiske øyer og det europeiske kontinentet. Området var antagelig en variant av arktisk tundra eller slettelandskap. Det er funnet rester av dyrebein fra mammut, ullhåret nesehorn, villhest, rein osv i trål fra hele Nordsjøen. Fiskere har også levert inn funn av bearbeidete beinspisser og andre steinalderredskaper fra særlig de sørlige delene av Nordsjøen og Doggerbanken. Det er dermed et visst potensial for funn fra steinalderen innenfor planområdet. Det er grunn til å anta at Nordsjøkontinentet står sentralt i forståelsen av pionerbosetningen av dagens Norge.</p>	<p>Kommentaren tas til orientering. I tilfelle av funn vil dette bli varslet til kulturminnemyndigheten.</p>
<p>Det er et visst potensial for funn av skipsvrak innenfor planområdet. Her er det i første rekke tale om forlis i åpent hav. Det er ikke mulig å gå inn på om enkelte deler av planområdet har større potensial for skipsfunn fordi forlis på åpent hav er resultat av en eller flere utenforliggende faktorer som i stor grad ikke er påvirkbar. Det foreligger heller ikke systematisk registrering av havbunnen i planområdet, med den hensikt å lokalisere skipsfunn vernet etter kulturminneloven.</p>	<p>Kommentaren tas til orientering. Vi henviser til tidligere kommentar.</p>
<p>En tilfredsstillende kartlegging av eventuelle skipsfunn i forbindelse med leting og utvinning av olje og gass forutsetter gode rutiner for rapportering mellom kulturmiljøforvaltningen og oljeindustrien. Det er mest hensiktsmessig at tiltakshaver samkjører eventuelle surveys med kulturmiljøforvaltningen, slik at man unngår å måtte kjøre doble slike. Jo tidligere kulturmiljøforvaltningen kobles inn i dette arbeidet, jo tidligere vil konflikter med eventuelle kulturminner under vann oppdages og unngås. Kostnadmessig er dette også i aller høyeste grad den beste løsningen.</p>	<p>Kommentaren tas til orientering.</p>

Konsekvensutredning for utbygging og drift av petroleumsforekomster omfattet av NOA Fulla. Utvinningstillatelsene (PL) 026, 026B, 364, 442, 442B, 442C og 873.

Høringsinstans/-kommentar	Evaluering av mottatt kommentar
<p>Før det gjøres tiltak på havbunnen, i form av infrastruktur, rørledninger og kabler, samt andre inngrep som for eksempel mudring, graving, spyling eller massedumping, skal forholdet til kulturminner avklares. Det er hensiktsmessig så tidlig som mulig å kontakte kulturmiljøforvaltningen for å klarlegge om tiltaket vil komme i kontakt med kulturminner under vann.</p>	<p>I forhold til konsekvensutredningen tas dette til orientering, mens det vil følges opp i videre arbeid med planlegging og gjennomføring av prosjektet.</p>
<p>Videre gjør Riksantikvaren oppmerksom på at finner av skipsfunn m.m. plikter å melde disse til vedkommende myndighet jf. Kulturminnelovens § 14 tredje ledd.</p>	<p>Kommentaren tas til orientering.</p>
Samferdselsdepartementet	
<p>Det fremkommer av forslaget pkt. 3.5.3 at Aker BP vil vurdere konfliktpotensialet mellom skipstrafikk og utbygging av og drift av NOA Fulla i konsekvensutredningen. Videre legger Aker BP til grunn under pkt. 3.5.4 at NOA Fulla-utbyggingen ikke vil komme i konflikt med områder som er åpnet for havvind.</p> <p>Departementet vil gjøre tiltakshaveren oppmerksom på at til tross for at NOA Fulla ikke kommer i konflikt med områder som er åpnet for havvind, kan det i fremtiden potensielt oppstå konflikt mellom skipstrafikk i tilknytning til utbygging og drift av havvandanlegg i de åpnete områdene og skipstrafikken i tilknytning til driften av NOA Fulla. I konsekvensutredningen bør vurderingen av skipstrafikken i tilknytning til NOA Fulla sees i sammenheng med områdene åpnet for havvind.</p> <p>For øvrig slutter vi oss til høringssvaret fra Kystverket og ber om at merknadene om skipstrafikk og akutt oljeforurensning hensyntas i den videre konsekvensutredningen. Departementet har ingen merknader til høringen utover dette.</p>	<p>Kommentarene tas til etterretning. Forsyningstrafikk til feltet vil bli vurdert i forhold til områder åpnet for havvind. Stavanger er antatt forsyningsbase for NOA Fulla, og forsyningstrafikk kan således tenkes å berøre området «Utsira Nord», åpnet for havvind. Eventuelle tilpasninger i seilingsrute vil bli vurdert i forbindelse med ev. konkrete fremtidige utbygginger av havvind her, som for øvrig passerende skipstrafikk. Vedr. kommentarene fra Kystverket, henvises til vår evaluering av disse.</p>
Stavanger kommune	
<p>1. Stavanger kommune er positive til aktiviteten som NOAKA vil representere. Bare investeringskostnaden til NOA Fulla anslås å være mellom 40-55 milliarder. Stavanger kommune vil understreke viktigheten av og forventningen til at investeringer knyttet til utbyggingen og driften av anleggene gir økt lokal sysselsetting og verdiskaping.</p>	<p>Kommentaren tas til orientering.</p>

Konsekvensutredning for utbygging og drift av petroleumforekomster omfattet av NOA Fulla. Utvinningstillatelsene (PL) 026, 026B, 364, 442, 442B, 442C og 873.

Høringsinstans/-kommentar	Evaluering av mottatt kommentar
<p>2. Det er positivt at lisenshaverne samordner utbyggingen gjennom felles løsninger for begge feltene. Dette gir totalt sett bedre ressursutnyttelse og bedre løsninger for både aktørene og for samfunnet.</p>	<p>Kommentaren tas til orientering.</p>
<p>3. Planprogrammene er omfattende og dekker de fleste områder basert på beste praksis for norsk sokkel.</p>	<p>Kommentaren tas til orientering.</p>
<p>4. Utbyggingene legger til grunn at installasjonene skal forsynes med kraft fra land, nærmere bestemt Samnanger i Vestland fylke. Samtidig er landet i en situasjon der det er et sterkt press på kraftnettet i generell forstand, og et økende behov for kraft til industriutvikling på land, noe som igjen fører til prispress. Stavanger kommune oppfordrer derfor utbyggerne til å vurdere om det er mer fornuftig å dekke det samlede energibehovet med offshore gassturbiner og/eller selvforsynende havvind.</p>	<p>Kommentaren tas til orientering. Vi henviser til våre tilsvarende kommentarer fra henholdsvis Miljødirektoratet og Vestland fylkeskommune med vår begrunnelse for valg av energiløsning.</p>
<p>5. Forsyningsfartøyene som skal betjene de planlagte installasjonene bør i all hovedsak være hybride lavutslippsfartøy (Liquefied Natural Gas (LNG) og batteri).</p>	<p>Aker BP har en aktiv holdning til klima og miljø ved valg av fartøyer, inklusive forsyningsfartøy. Som en del av arbeidet med å redusere utslipp fra fartøyoperasjoner inngår vurderinger av operasjonelle tiltak, energioptimalisering, i tillegg til utvikling av nye teknologier. Status for pågående arbeid relatert til reduksjon av klimagassutslipp fra forsyningsfartøyflåten vil redegjøres nærmere for i konsekvensutredningen</p>
<p>Vestland fylkeskommune</p>	
<p>Vi vil konsentrere fråsegnar rundt kraftsituasjonen. Vestland fylke har store ambisjonar i høve grøne arbeidsplassar på land. Føreseieleg og rein kraft til konkurransedyktige prisar er ein viktig premis for å få dette til. 2021 har vist at også kraftsituasjonen i Noreg kan kome under press. Utvekslingskapasiteten har auka, samstundes som kraftproduksjonen i nabolanda blir relativt meir veravhengig og ustabil, grunna endra forhold mellom sol- og vindkraft og stabil og regulerbar kraft, m.a. som følgje av utfasing av kjernekraft. Ein fersk analyse av kraftsituasjonen i Vestland finn de på https://www.vestlandfylke.no/globalassets/inn</p>	<p>Kommentaren tas til orientering</p>

Konsekvensutredning for utbygging og drift av petroleumforekomster omfattet av NOA Fulla. Utvinningstillatelsene (PL) 026, 026B, 364, 442, 442B, 442C og 873.

Høringsinstans/-kommentar	Evaluering av mottatt kommentar
<p>ovasjon-og-naringsutvikling/gron-region-vestland/gron-region_rapport-om-kraftsituasjonen-i-vestland.pdf.</p>	
<p>Utbygginga av Krafla og NOA Fulla fordrar ein kapasitet på opp mot 150 MW. Dette er relativt mykje, og noko som truleg kan skape stressituasjonar for anna verksemd på land. Vi vil difor oppmode om at operatørskapen utvidar KU-programmet til å omfatte følgjande problemstillingar:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Kva moglegheiter finnest for å kople ut kraftbruken på dei planlagde installasjonane om kraftsituasjonen på land vert pressa? Kva føresetnader ligg til grunn for at dette kan realiserast? 2. Fleire parti peikar på havvind som eit svært aktuelt utviklingsområde for Noreg. I Hurdalsplattforma står det at «Elektrifiseringen av sokkelen skal i størst mulig grad skje med havvind eller annan fornybar strøm produsert på sokkelen.» Nokre hevdar at havvind ligg langt fram i tid. På den andre sida ser vi at Hywind Tampen no vert realisert og slutført i løpet av året. Vidare ser vi stor optimisme, også i det korte bildet, i høve flyttbare løysingar frå t.d. Odfjell Oceanwind. Kva moglegheiter finnest for å realisere utbygging av Krafla og NOA Fulla med kraft frå havvind i staden for kraft frå land? Kva fordrar dette i tilfelle i form av rammevilkår, tilrettelegging mm? 	<p>Kommentaren tas til orientering.</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Driften av NOA Fulla vil være helt avhengig av kraft fra land. Anlegget vil ikke ha alternativ kraftforsyning. Bortfall av kraftforsyning vil derfor medføre produksjonsstans med tilhørende konsekvenser. Det er valgt et nettilkoblingspunkt på land som skal sikre høy regularitet i kraftforsyningen. Tiltakshaver vil ha en tilknytningsavtale med Statnett med vilkår som for en vanlig industriell avtale. Vilkårene vil beskrives i avtalen. 2. NOAKA-området bygges ut med kraft fra land som en del av konseptet. Operatørene i området skal levere inn planer for utbygging og drift innen utgangen av 2022. Vi trenger kraft i anleggene på land for testing allerede i 2025 og offshore i 2026, altså lenge før havvind er et reelt alternativ. <p>NOAKA-området trenger stabil og sikker strømforsyning, og områdeløsningen baserer seg på tilgjengelig teknologi i markedet. Aker BP ser derfor på kraft fra land som det eneste realistiske alternativet for NOAKA. I tillegg til stabil og sikker kraftforsyning, vil kraft fra land også minimere utslipp fra området.</p> <p>Havvind blir ikke aktuelt før lenge etter at NOAKA-området trenger kraft. Derfor blir en eventuell framtidig tilkobling til havvind ikke utredet som en del av Aker BPs plan for utbygging og drift av NOA Fulla. Dersom havvind blir tilgjengelig i området på et senere tidspunkt, vil det være gjenstand for en egen vurdering for å se på om det er teknisk og økonomisk rasjonelt.</p> <p>Kraft fra land-løsningen er gjenstand for en egen konsekvensutredningsprosess og konsesjonssøknad. En oppsummering vil inngå i konsekvensutredningen for NOA Fulla.</p>

4 Områdebeskrivelse

4.1 Kort om området

NOA Fulla er lokalisert i den sentrale delen av norsk sektor i Nordsjøen. NOA Fulla-området ligger plassert like sør og øst for Frigg-området, med Fulla i nord og Frøy i sør (figur 1-1). Havgypet i området er om lag 110-120 meter.

4.2 Datagrunnlag og tidligere utredninger

I dette geografiske området har det tidligere vært petroleumsvirksomhet med produksjon fra feltene Frigg, Nordøst Frigg, Lille-Frigg, Øst Frigg, Frøy, samt Odin. Produksjonen på disse feltene ble avsluttet på 1990-2000-tallet. Det er i dag produksjon fra flere felt i Alvheim- og Heimdal-området, hvor henholdsvis Alvheim FPSO og Heimdal gassenter utgjør vertsplattformer for flere havbunnsutbygginger. Heimdal blir for tiden planlagt for avslutning.

I Oseberg-området har det vært petroleumsproduksjon siden 1988 og området er en moden petroleumsprovinc med produksjon fra en rekke funn.

Det er tidligere utført flere konsekvensutredninger og utredningsprogram i området, deriblant:

- Frøy (Elf, 1991,1999; Det norske, 2007)
- Frigg Gamma Delta (Centrica, 2014)
- Fulla (Centrica, 2013)
- Frigg avvikling (TOTAL, 2003)
- Alvheim (Marathon, 2004)
- Volund (Marathon, 2006)
- Heimdal Gass Senter med Vilje og Skirne (Hydro, 1998)
- Vale (Hydro, 2000)

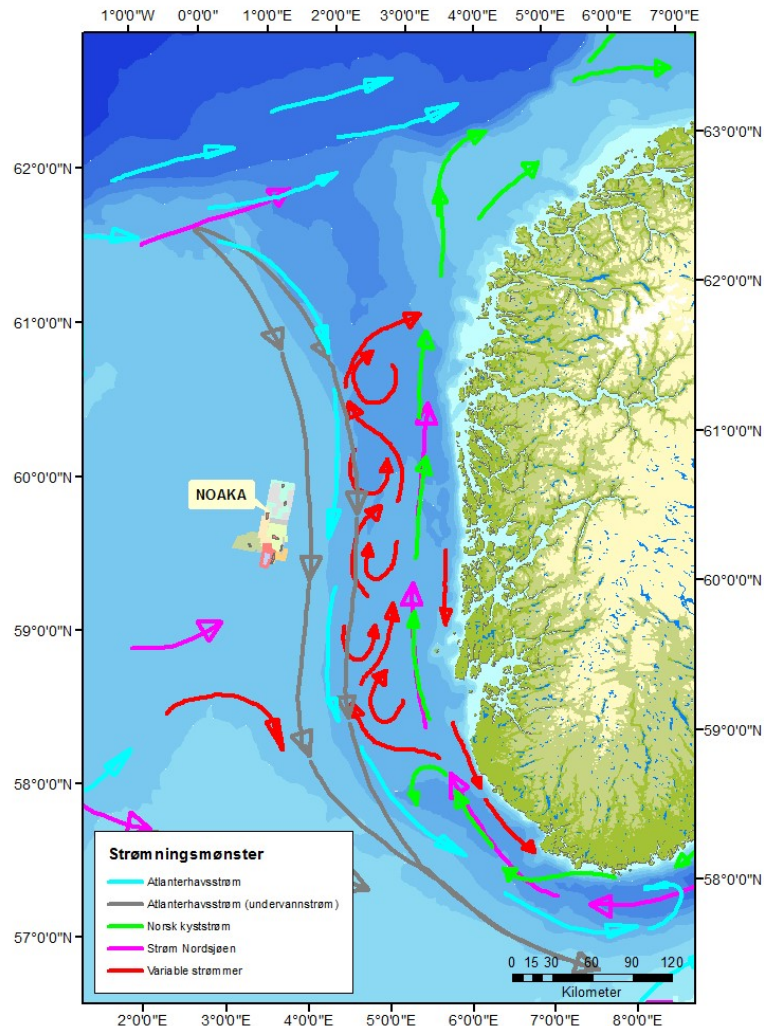
I Oseberg-området er det også gjort betydelig utredningsarbeid (Oseberg videre utbygging (Hydro 1996), Delta/G-sentral (Hydro 2005)). De siste utbyggingstrinnene har vært gjenstand for forenklede konsekvensutredninger³ som følger av god områdekunnskap.

Konsekvensutredningen for utbygging og drift av NOA Fulla vil være en selvstendig, feltspesifikk konsekvensutredning, basert på feltspesifikke forhold og aktiviteter. Den vil imidlertid, hvor det er relevant, legge til grunn kunnskap og informasjon fra tidligere utredninger i området, samt tilgjengelige data om blant annet miljøforhold, naturressurser og fiskeriaktivitet. Sentrale informasjonskilder vil blant annet være underlagsrapportene til forvaltningsplanene for norske havområder utarbeidet av Faglig Forum for Norske Havområder (FFNH, sist oppdatert i 2019), og RKU Nordsjøen (2006) for enkelte tema. Det er gjennomført miljørisiko- og beredskapsanalyser samt havbunnsundersøkelser forut for leteboringer i området. Disse vil bli vurdert i utredningsarbeidet.

4.3 Fysiske og oseanografiske forhold

Nordsjøen er et grunt hav. To tredjedeler er grunnere enn 100 meter. Norskerenna er formet som en bratt skråning, hvor dypeste område er på over 700 meter, og skiller kysten fra de grunnere partiene mot vest og sør. Denne topografien styrer i stor grad vannsirkulasjonen i den sentrale delen av Nordsjøen, men strømmen, særlig i overflaten, er også i stor grad styrt av vinden. Området hvor NOA Fulla er lokalisert preges av at salt og næringsrikt Atlanterhavsvann strømmer inn fra nord og følger vestskråningen av Norskerenna inn i Skagerrak (figur 4-1). Kyststrømmen dominerer strømbildet nærmere land.

³ Utredningsplikt oppfylt gjennom eksisterende konsekvensutredninger (pl. § 4-2 tredje ledd).



Figur 4-1. Dominerende strømningsmønstre i Nordsjøen. Datakilde: Havforskningsinstituttet.

Sedimentforholdene i Nordsjøen gjenspeiler bunntopografien og strømmønstret, der de grunnere partiene som oftest har grove sedimenter (sandbunn), mens de dypere områdene har sedimenter bestående av silt og leire. Generelt viser sedimentundersøkelsene i NOA Fulla-området et høyt innhold av fin sand og et lavt innhold av leire og silt (for eksempel DNV, 2010; UNIFOB, 2007).

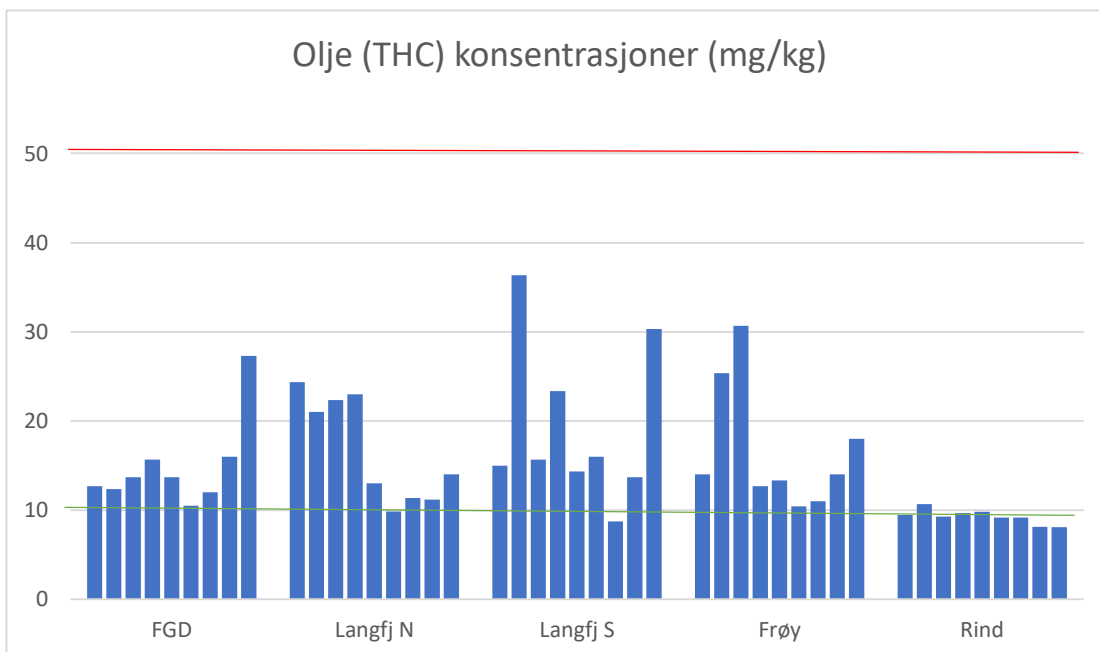
Lokaliteten for de ulike funnene er generelt ikke påvirket av tidligere petroleumsvirksomhet, med unntak av leteboring (STIM, 2018; DNV GL, 2019). Disse antas derfor å ha god miljøtilstand, noe som vil bli dokumentert i senere grunnlagsundersøkelse.

Unntaket til dette er Frøy. Her har det tidligere vært produksjon, men virksomheten er avviklet og feltinnretningen er fjernet til land. I tillegg til utslipp av kaks fra boring med vannbasert borevæske, ble det sluppet ut noe kaks med rester av syntetisk borevæske (etter rensing). Før fjerning av innretningen ble kakslaget vurdert til 20 cm tykkelse og med en utstrekning avgrenset til innenfor 100 meter. Det ble konkludert med at innholdet av tungmetaller var svært begrenset, men med et forhøyet organisk innhold (Rogalandsforskning, 1999) som følge av rester av syntetisk borevæske. Etter avvikling er feltet undersøkt gjennom de regionale undersøkelsene i 2003 og 2006. Nivået av THC (olje) ble funnet å ha en nedadgående trend,

og området ble i 2006 angitt som lett forurenset. Med unntak av én stasjon plassert der innretningen tidligere var (250 mg/kg THC), viste alle stasjoner lave nivåer av THC (1-8 mg/kg). Forstyrrelse på bunnfauna var avgrenset til innenfor 250 meter (UNIFOB, 2007). Region II ble sist gang undersøkt i 2018 og region III i 2019.

Som en del av den regionale undersøkelsen i Region II i 2018 (STIM, 2019) ble det gjennomført en grunnlagsundersøkelse ved Langfjellet (PL442). Sedimentene her ble karakterisert som «svært fin sand» og konsentrasjonene av THC var over grenseverdi for kontaminering (LSC) for samtlige stasjoner.

Med unntak av Fulla, var de andre funnene som inngår i NOA Fulla gjenstand for miljøgrunnlagsundersøkelse i 2021. Fulla, inkludert Lille-Frigg, skal bores først i 2026, og grunnlagsundersøkelse her planlegges derfor gjennomført i 2024. Den regionale undersøkelsen fra 2021 er ikke ferdig rapportert, men foreløpige resultater fra THC-målingene er mottatt (Figur 4-2). Nivåene målt for Rind ligger på regionalt gjennomsnitt, mens det for de andre feltene generelt er verdier over og tildels godt over dette nivået. For Langfjellet ble tilsvarende nivået også målt i 2018 (STIM, 2019). Årsaken til nivåene er antatt å være tidligere boreaktivitet, for Frøy også tidligere utvinning i området.



Figur 4-2. Målte verdier av olje (THC) i sedimentprøver fra de ulike feltene i NOA i 2021. Rød linje angir grense for antatte miljøvirkninger (50 mg/kg), mens grønn linje angir snitt for de regionale (referanse)stasjonene. Data fra DNV.

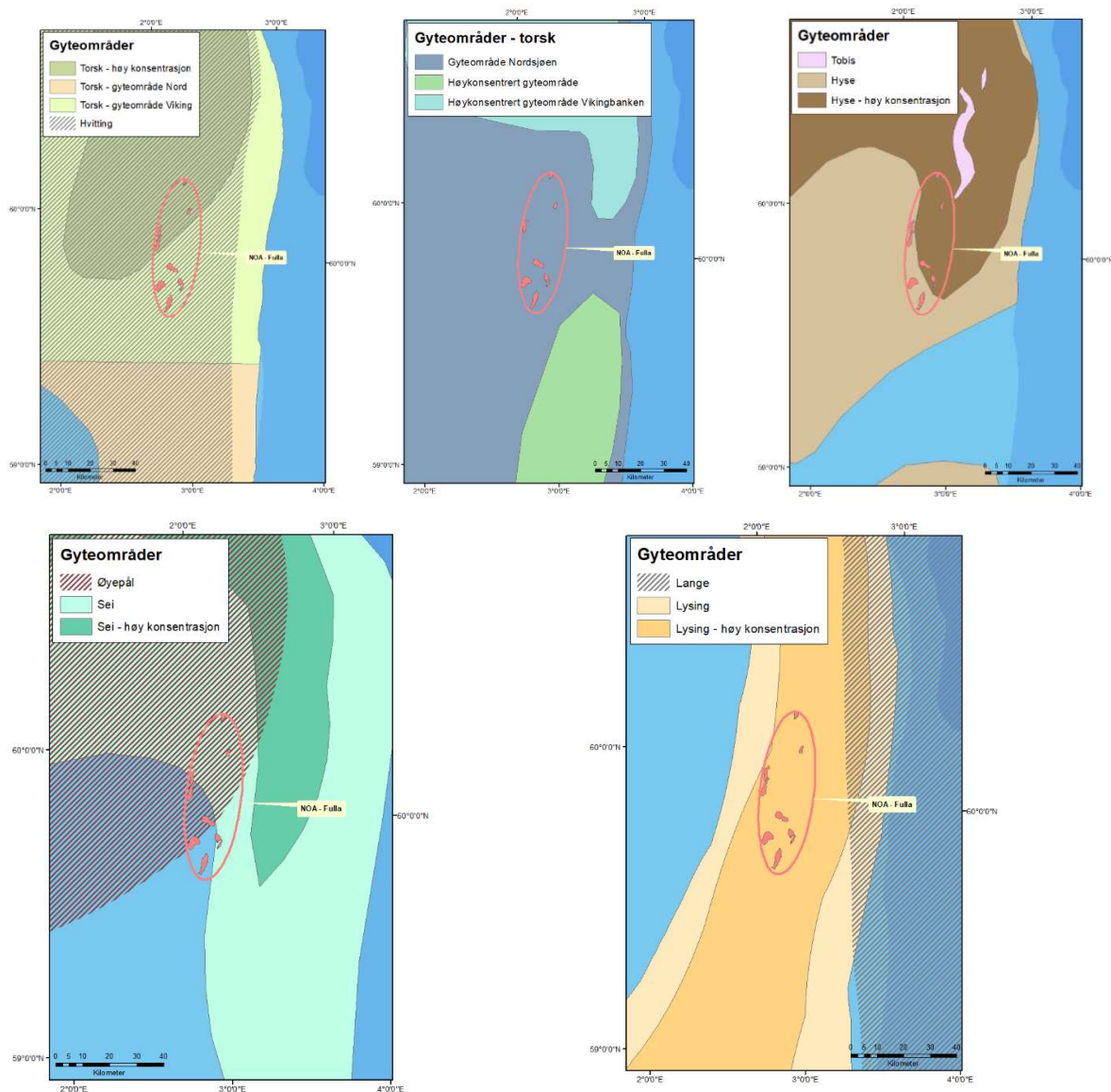
4.4 Beskrivelse av naturressurser

4.4.1 Fiskeressurser

De viktigste kommersielle fiskebestandene i Nordsjøen er nordsjøtsild, makrell, tobis og øyepål (FFNH, 2019a). Flere viktige fiskearter som torsk, sei, sild, makrell, taggmakrell, hyse, øyepål, brisling og hvitting oppholder seg i området hvor NOA Fulla er lokalisert (HI, 2017; HI, 2018). Hvitting, makrell, hyse, sei, torsk og øyepål har gyteområder som overlapper eller som ligger nært opp til NOA Fulla (figur 4-3). For torsk har gyteområdene i Nordsjøen endret seg med redusert bestand, og gyteområder i dag er mindre enn hva som har vært tilfellet historisk. Det

Konsekvensutredning for utbygging og drift av
petroleumsforekomster omfattet av NOA Fulla.
Utvinningstillatelsene (PL) 026, 026B, 364, 442, 442B, 442C og 873.

er derfor vist gyteområder for torsk både representativt for de siste årene og den større historiske utbredelsen.

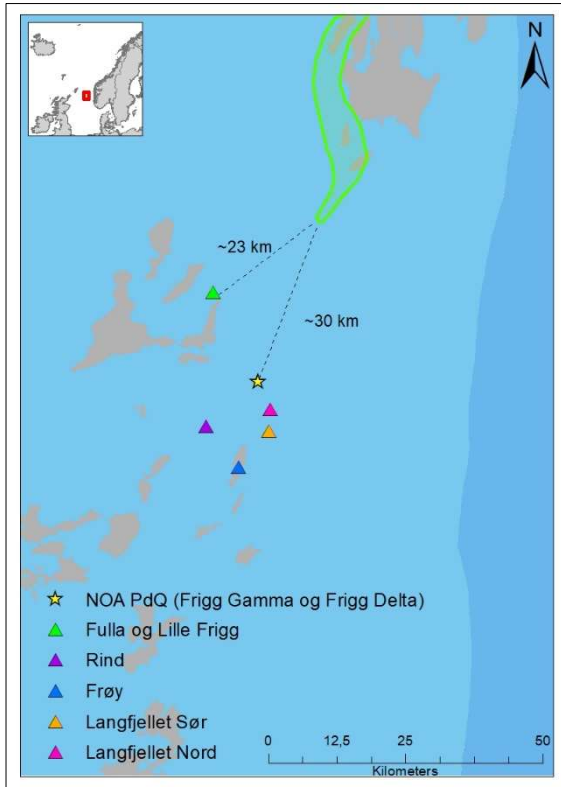


Figur 4-3. Fiskearter i Nordsjøen som har overlappende gyteområder eller som gyter i områder nært opp til NOAKA-området inkludert NOA Fulla. Kart øverst til venstre viser historisk gyteområde for torsk, mens kartet øverst i midten gir gyteområder representativt for de siste årene (Kilde: HI/Mareano).

Tobis gyter på Vikingbanken nord for Krafla, med avstand til NOA Fulla på minimum 23 km (Fulla, Figur 4-4). Gytingen for de ulike fiskeartene foregår i ulike perioder gjennom året: hvittingen gyter i januar-juli, makrellen i mai-juli, hysa i mars-mai, sei i februar-mars, torsk i januar-april, øyepål i januar-mai og tobis rundt årsskiftet. Oppdatert kunnskap om tobis (havsil) på norsk sokkel er nylig publisert av Havforskningsinstituttet på oppdrag for Miljødirektoratet (Johnsen m.fl., 2021).

Miljøverdien beskriver hvor viktig et bestemt område er for økosystemet som helhet, basert på økologi, biologi og livsløp for arten. Miljøverdien går fra en skala fra 1-100, hvor 100 er av størst betydning. Vikingbanken, som er et særlig verdifullt område (SVO, se avsnitt 3.4.5), ligger like nord for Krafla. I dette området er tobis sårbar gjennom hele året (miljøverdi 90 av 100) (havmiljø.no). Like øst for NOA Fulla finnes det et område som er noe sårbart for norsk-

vårgytende-sildelarver (NVG-sild) i april (miljøverdi 10 av 100). Området er ikke registrert som utbredelsesområde, gyteområde eller som oppvekstområde for NVG-sild i andre databaser. NOA Fulla-området regnes ellers som et lite sårbart havområde for fisk gjennom hele året (miljøverdi <1 av 100).



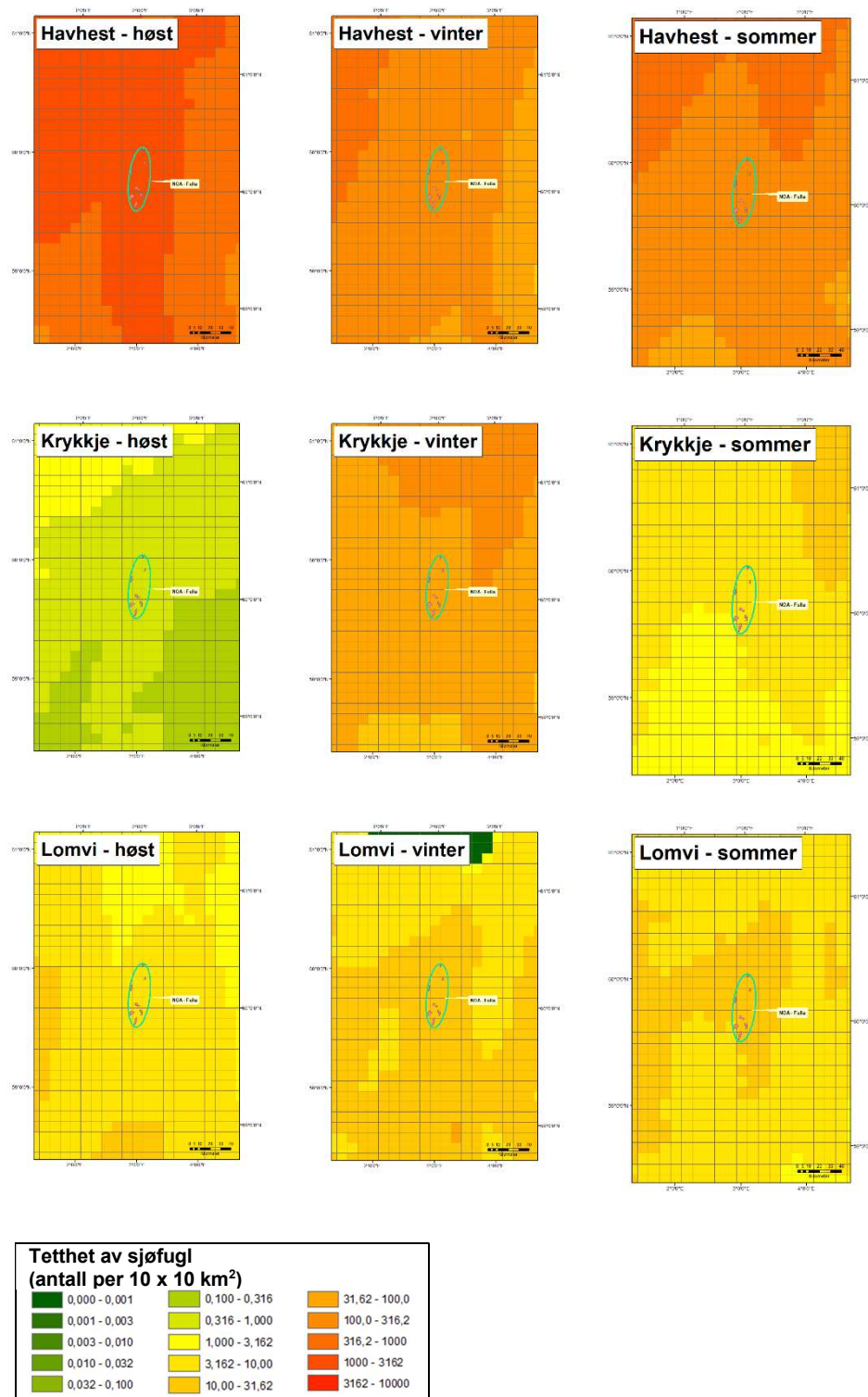
Figur 4-4. Avstand fra NOA Fulla til Vikingbanken tobysonnøråde.

4.4.2 Sjøfugl

Sjøfugl finnes utbredt i åpne havområder og deres utbredelse forandrer seg gjennom hele året og fra år til år, i hovedsak avhengig av næringstilgang. Sjøfugl regnes som svært sårbare ovenfor oljeforurensning og de pelagisk dykkende artene (lomvi, alke, lunde og alkekonge) anses som den mest utsatte gruppen. En estimert tetthet av de pelagisk overflatebeitende artene havhest og krykkje, samt den pelagisk dykkende arten lomvi, fordelt på ulike årstider i NOAKA-området, er vist i figur 4-5. Havhest og krykkje er klassifisert som *sterkt truet* (EN) og lomvi som *kritisk truet* (CR) i Norsk Rødlister 2021 (Artsdatabanken).

Området hvor NOA Fulla er lokalisert regnes som sårbart for lomvi i perioden april-juli (miljøverdi 67 av 100) og som moderat sårbart (miljøverdi 50 av 100) for havhest i perioden april-november. De samme områdene regnes også som noe sårbare for Havsule i perioden desember til mars (miljøverdi 17 av 100). I tillegg finnes det et område like nordøst for NOA Fulla som regnes som sårbart for lomvi i perioden desember-juli (miljøverdi 67 av 100) (Havmiljø.no).

Konsekvensutredning for utbygging og drift av
petroleumsforekomster omfattet av NOA Fulla.
Utvinningstillatelsene (PL) 026, 026B, 364, 442, 442B, 442C og 873.



Figur 4-5. Estimert tetthet av Havhest, Krykkje og Lomvi fordelt på årstider (Kilde: SEAPOP).

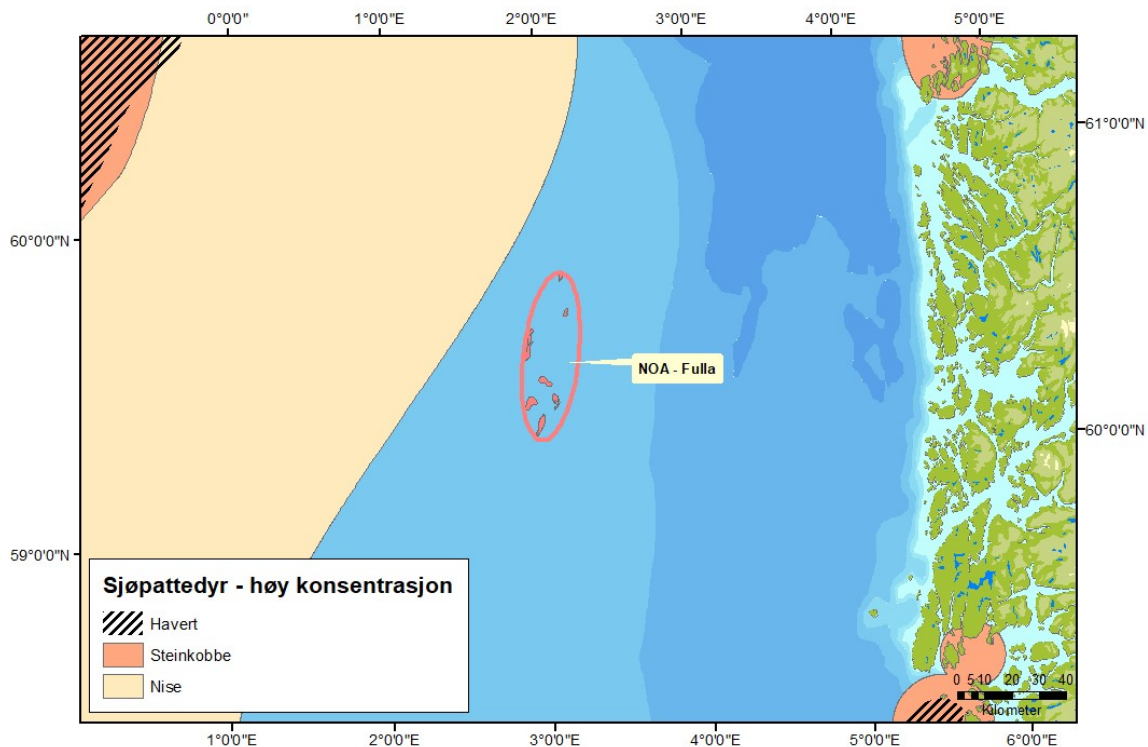
4.4.3 Sjøpattedyr

De vanligste hvalartene i Nordsjøen er vågehval, springere (kvitnos og kvitskjeving) og nise. Vågehvalen oppholder seg i Nordsjøen i forbindelse med næringsvandring, mens nise og springere er mer stedbundne. Også andre hvalarter kan være på kortere besøk i Nordsjøen. Resultater fra tre store hvaltelling, i henholdsvis 1994, 2005 og 2016 (Hammond et al. 2017),

viste at bestanden av nise, vågehval og springere har vært relativt stabil gjennom denne perioden. En høy konsentrasjon av nise er å finne i området vest for NOA Fulla (figur 4-6).

Selartene steinkobbe og havert er de vanligste i Nordsjøen (FFNH, 2019a). Disse lever året rundt i kolonier spredt langs norskekysten, med kaste- og hvileplasser på land (figur 4-6). Haverten er flokkdyr som danner kolonier særlig i forbindelse med ungekasting (fødsel) og parring (september–desember) og hårfelling (februar–april). Steinkobbe var tidligere klassifisert som *sårbar* (VU) i Norsk Rødliste, men er nå å regne som *livskraftig* (LC) (Artsdatabanken).

NOA Fulla ligger i et område av Nordsjøen som regnes som et lite sårbart havområde for sjøpattedyr gjennom hele året (miljøverdi <1 av 100) (Havmiljø.no).



Figur 4-6. Områder med en høy konsentrasjon av nise i NOA Fulla-området. Kaste- og hvileområder til havert og steinkobbe langs norskekysten (Kilde: HI/Mareano).

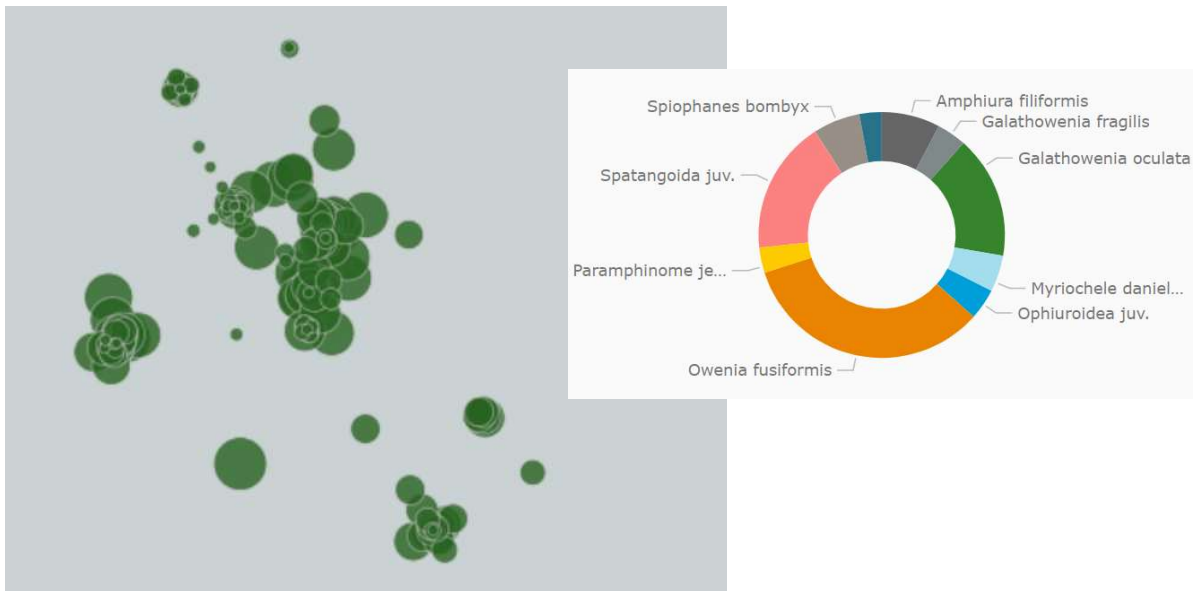
4.4.4 Bunnedyr

Bunnfaunaen i Nordsjøen varierer geografisk og henger sammen med sedimentenes sammensetning. Dybde, temperaturvariasjon og strømforhold virker også inn på artssammensetningen, blant annet fordi de fleste bunnlevende arter har larver som transporteres med vannmassene. Det finnes rike forekomster av kaldtvannskorallen *Lophelia pertusa* langs norskekysten. Larvene til kaldtvannskorallen bunnsår på hardt substrat og det er derfor lite sannsynlig at koraller kan forekomme i NOA Fulla-området. Det er ikke påvist koraller eller annen sårbart havbunnfauna i de deler av NOA Fulla-området som er undersøkt.

Havbunnen i NOA Fulla-utbyggingens nærområde kartlegges før produksjonsboring, i form av en grunnlagsundersøkelse. For flere av feltene ble dette gjennomført i 2021, mens det for felt med senere borestart skal gjennomføres i 2024.

Som følge av Covid-19-situasjonen er de biologiske analysene av 2021-undersøkelsen forsinket, og de vil ikke bli rapportert slik at dette kan benyttes i foreliggende

konsekvensutredning. Det finnes imidlertid betydelig kunnskap om området fra undersøkelser i forbindelse med tidligere aktivitet, tilbake fra 1990-tallet og til dags dato. Figur 4-7 angir stasjoner fra området med analyser av bunnfauna, fra Odin i nord til Frøy i sør. Bunnfaunaen er sammensatt av ulike arter av flerbørstemark, pigghuder (slangestjerner), krepsdyr og mollusker. De mest hyppig forekommende er listet i figuren.



Figur 4-7. Tidligere prøvestasjoner fra NOA Fulla-området med analyse av bunnfauna. Innfelt: Oversikt over de ti mest tallrike artene funnet i alle undersøkelser i området siden tidlig 1990-tallet. Kilde: MOD.

4.4.5 Særlig verdifulle områder

Særlig verdifulle og sårbare områder (SVO) er geografisk avgrensede områder som inneholder en eller flere særlig betydelige forekomster av miljøverdier, verdsatt etter andel av internasjonal, nasjonal og regional bestand, samt restitusjonsevne, bestandsstatus og rødlistestatus (FFNH, 2019b).

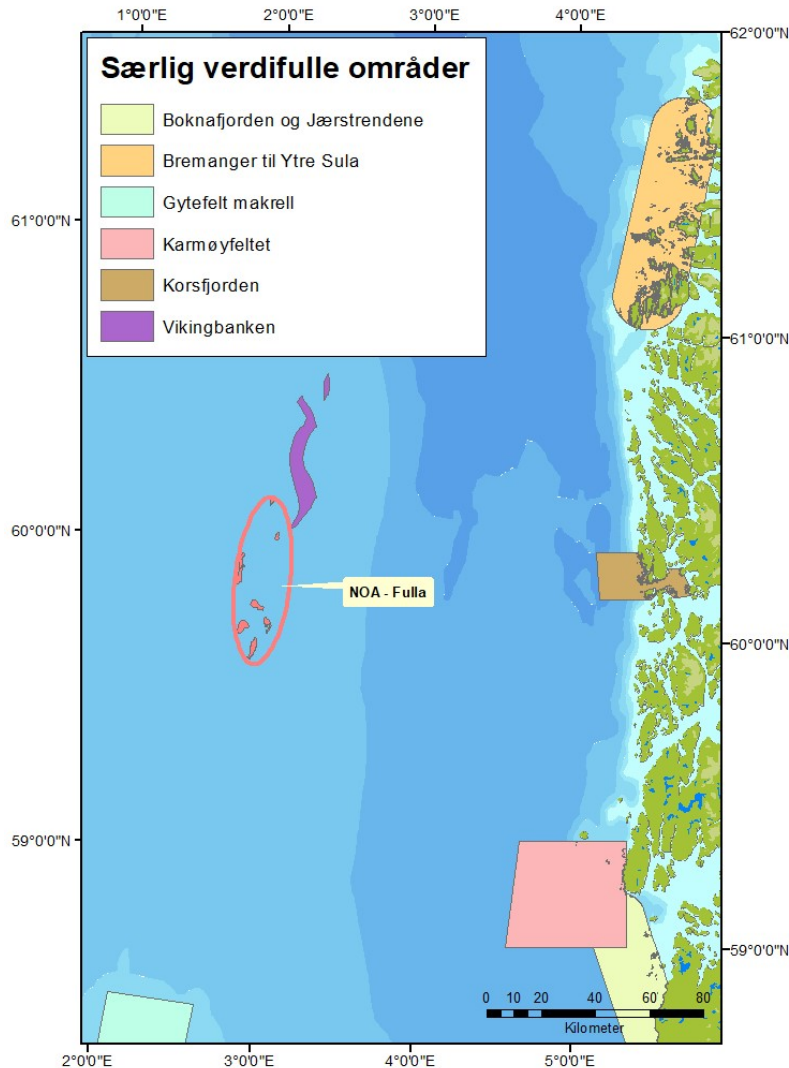
I arbeidet med forvaltningsplanen for Nordsjøen har områdene blitt valgt ut på bakgrunn av forhåndsdefinerte kriterier. De identifiserte områdene i Nordsjøen tilfredsstillende minst ett av de to viktigste utvalgs-kriteriene; viktighet for biologisk mangfold og viktighet for biologisk produksjon (FFNH, 2019b). Det ble i 2021 lagt frem et forslag til revisjon av SVOene, og hvor et internasjonalt kriterisett er benyttet (Eriksen m.fl., 2021). Eventuelle endringer i SVO vil formelt bli gjort i forbindelse med Stortingets behandling av revidert forvaltningsplan.

Vikingbanken er et særlig verdifullt område som ligger nord for NOA Fulla, i relativ nærhet til funnene Krafla og Askja (figur 4-8). Det finnes ingen andre SVO i nærheten av NOA Fulla. Ved et større akuttutslipp vil det imidlertid finnes flere slike områder innenfor et mulig influensområde. Dette gjelder i hovedsak de særlig verdifulle områdene: Gytefelt makrell, Karmøyfeltet, Korsfjorden, Boknafjorden-Jærstrendene og Bremanger-Ytre Sula. Områdene er kort beskrevet under:

- Vikingbanken: gyte og leveområde for tobis.
- Gytefelt makrell: gyteområde for makrell
- Karmøyfeltet: gyteområde for norsk vårgytende sild, egg og larver. Beiteområde.
- Korsfjorden: representativt område for Nordsjøen, mangfold av naturtyper, landskap, kulturhistorie, geologi, fugleliv.

Konsekvensutredning for utbygging og drift av petroleumforekomster omfattet av NOA Fulla. Utvinningstillatelsene (PL) 026, 026B, 364, 442, 442B, 442C og 873.

- Bremanger-Ytre Sula: hekke-, beite-, myte-, trekk-, overvintringsområde for sjøfugl, samt kasteområde for kobbe.
- Boknafjorden-Jærstrendene: hekke-, beite-, myte-, trekk- og overvintringsområde for sjøfugl. Kasteområde for kobbe.



Figur 4-8. Særlig verdifulle områder (SVO) i NOAKA-området (Kilde: Miljødirektoratet).

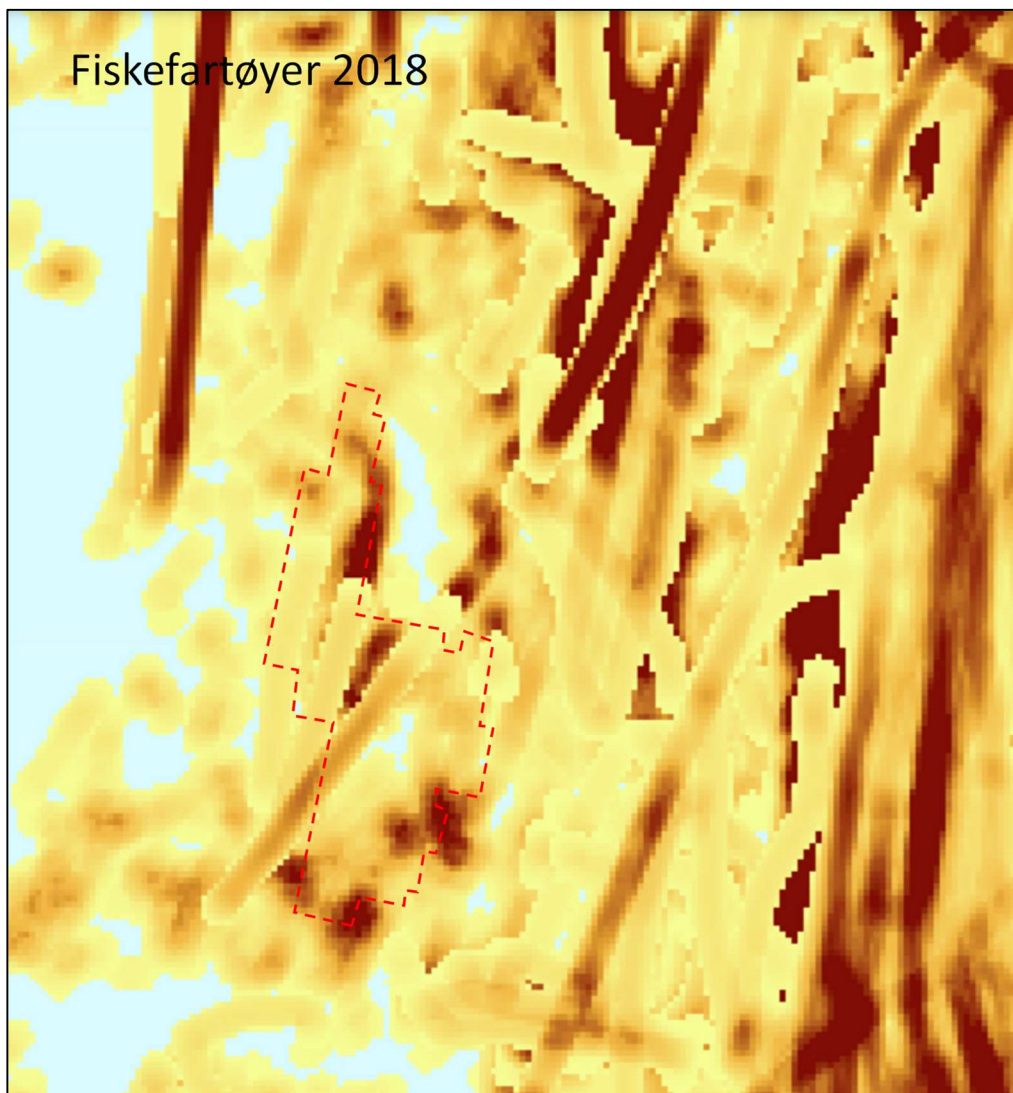
4.4.6 Kulturminner

Det er ingen kjente funn av menneskeskapt materiale fra steinalderen i området hvor NOA Fulla er lokalisert. Basert på kunnskap om tidligere havnivå, samt historiske data, vil det derimot kunne være et potensiale for slike funn i området, men sannsynligheten for funn vurderes som lav.

I forbindelse med havbunnsundersøkelser knyttet til NOA Krafla kraft fra land-prosjektet i 2022 ble det avdekket flere skipsvrak i området mellom Samnanger og 12 nm fra grunnlinjen. Funnene er rapportert til Bergens Sjøfartsmuseum som har gjennomgått ROV-video fra registreringer i området. Basert på dette har Aker BP har mottatt en tilbakemelding om at funnene ikke omfattes av Lov av 9. juni 1978 nr. 50 om kulturminner, § 14.

forholdsvis begrenset fiskeriaktivitet i nærområdet til NOA Fulla (figur 4-10), men med variasjon gjennom området. Det er også forskjeller i omfang av aktivitet mellom norske og utenlandske fartøy. Den høyeste fartøyaktiviteten finnes lengre øst, i området langs vestskråningen av Norskerenna.

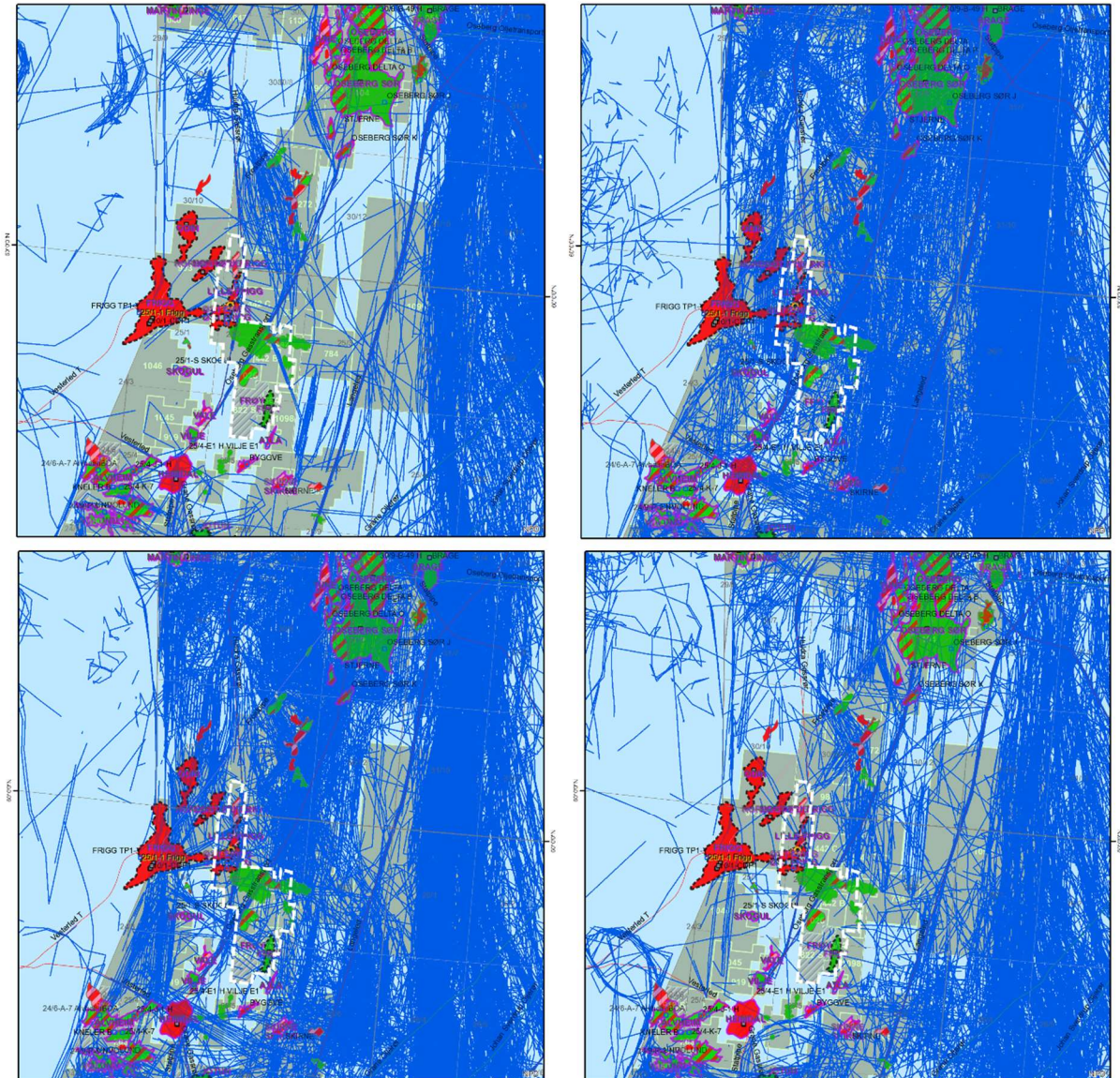
Fiskeridirektoratets kartverktøy danner et godt grunnlag for å vurdere omfang av aktivitet med fiskefartøyer i ulike områder. Bildet nedenfor angir fartøyaktivitet for norske fartøyer (alle størrelser omfattet av sporingsordningen) i 2018. Dette angir varierende omfang av fiskeaktivitet i den større regionen, men også med lokale forskjeller innen de petroleumsblokkene som omfatter NOA-Fulla, angitt i stiplet område.



Figur 4-10. Fiskeriaktivitet i området i 2018. Petroleumsblokker omfattet av NOA-Fulla angitt i stiplet område. Kilde: Fiskeridirektoratets karttjeneste.

Figur 4-11 angir videre aktivitetsnivået per kvartal, for å indikere ulik viktighet av området gjennom året. Dette er av særlig interesse for anleggsaktivitet. Dette angir mest omfang av fiskeriaktivitet i andre og tredje kvartal, samme periode som normalt har høyest anleggsaktivitet knyttet til installasjon, rør- og kabellegging osv.

Konsekvensutredning for utbygging og drift av petroleumforekomster omfattet av NOA Fulla. Utvinningstillatelsene (PL) 026, 026B, 364, 442, 442B, 442C og 873.



Figur 4-11. Kvartalsvis angivelse av fiskeriaktivitet i området i perioden 2018-2020. Første kvartal øverst til venstre osv. Data fra Fiskeridirektoratet.

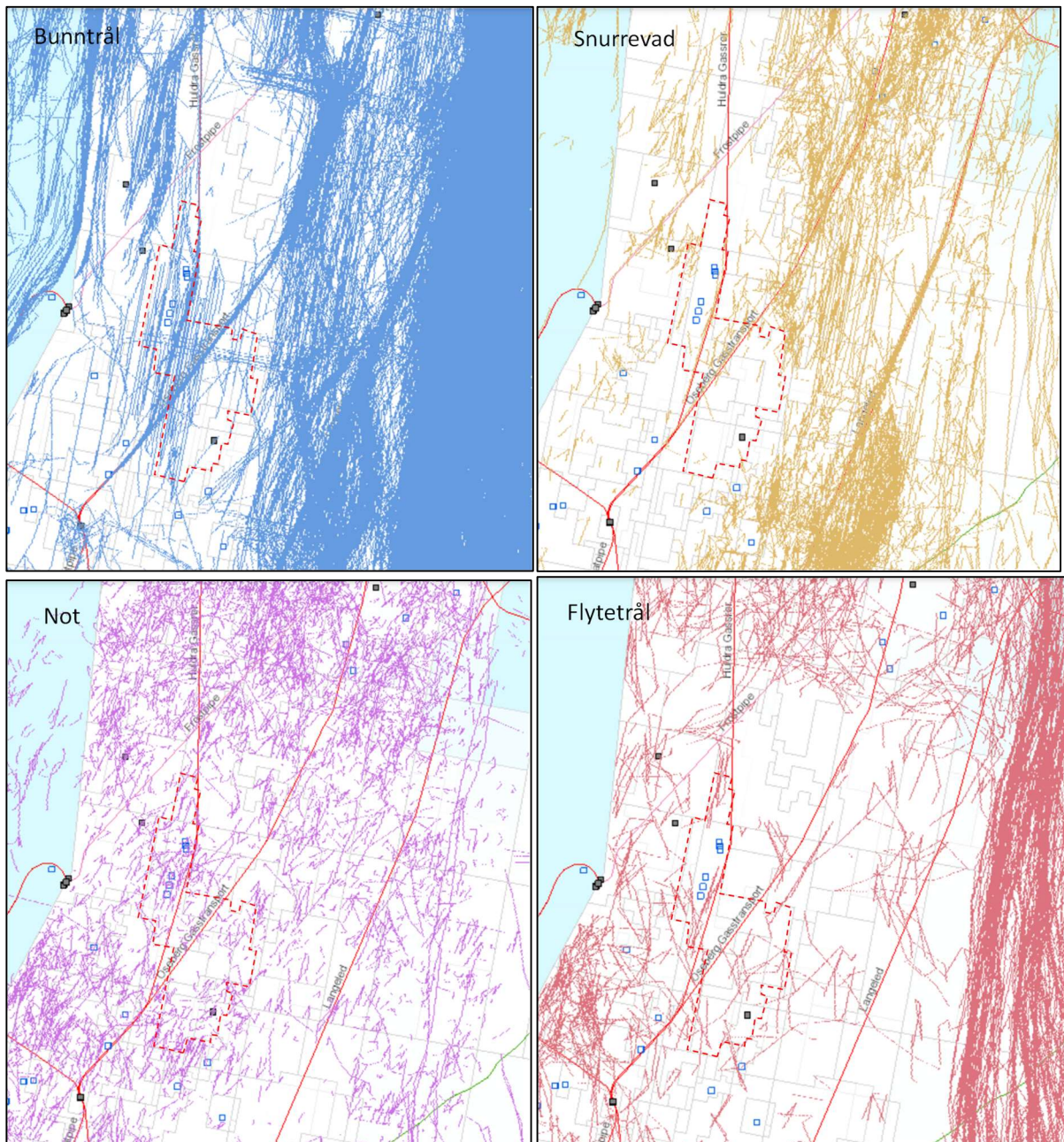
Det er videre sett på hvilke typer av redskap som blir benyttet i aktuelt område. Figur 4-12 viser aktivitet med henholdsvis bunnetrål, snurrevad, not og flytetrål. De to sistnevnte fisker pelagisk, i hovedsak etter sild (se omtale nedenfor).

Kartet angir at bunnetrålfiske i regionen i hovedsak foregår lengre øst, langs vestkanten av Norskerenna. I tillegg kan vi se en del bunnetrål langs rørledninger. Omfanget av snurrevad- og flytetrålfiske innen de aktuelle petroleumblokkene er begrenset. Notfiske har derimot en mer jevn fordeling gjennom områdene.

Det er avdekket at det i deler av aktuelt område foregår noe partrålfiske. I regionen er det også observert en del tråling langs eksisterende rørledninger.

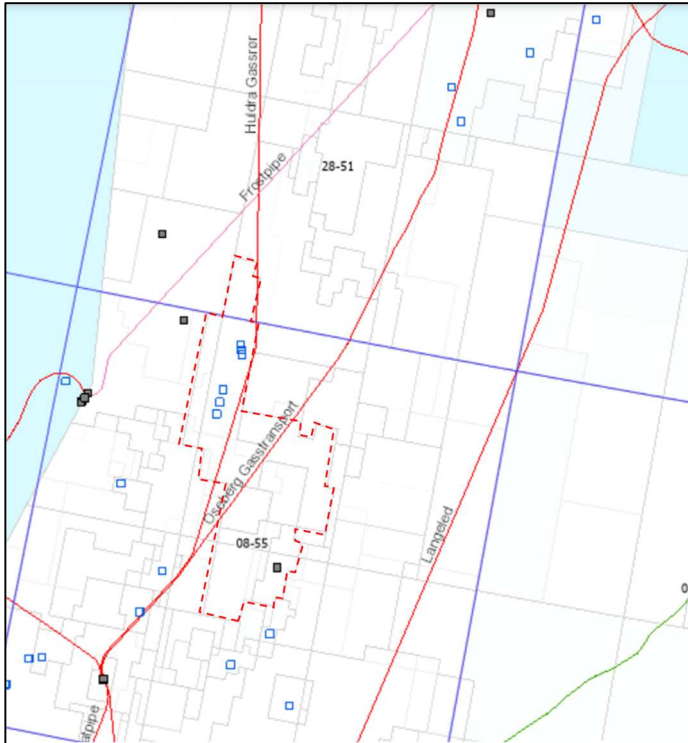
Fiske med mindre fartøyer inngår ikke i fartøysporingsordningen. I en periode fra slutten av august og et par måneder foregår makrelldorgfiske, i hovedsak langs vestlandskysten. Dette fisket kan også bevege seg ut i sokkelområdet.

Konsekvensutredning for utbygging og drift av
petroleumsforekomster omfattet av NOA Fulla.
Utvinningstillatelsene (PL) 026, 026B, 364, 442, 442B, 442C og 873.



Figur 4-12. Fiske med ulike redskaper i NOA Fulla-området. Kart fra Fiskeridirektoratets karttjeneste. Utvinningstillatelsene som inngår i NOA Fulla er markert med rødt stiplet område.

For å få et bedre bilde over viktigheten av fiske i området er det også innhentet fangststatistikk fra Fiskeridirektoratet. Det er innhentet fangstdata for de to fiskerilokasjonene (Figur 4-13) som dekker henholdsvis NOA (08-55) og nordre del av Fulla (28-51) for årene 2019-2021. Områdene har ganske stor utstrekning (seks petroleumsblokker), men sett sammen med fartøysporingskartene gir dette et godt grunnlag for vurdering av aktiviteten.



Figur 4-13. Geografisk angivelse av fiskerilokasjonene 08-55 og 28-51 sammen med blokkene som omfatter NOA-Fulla.

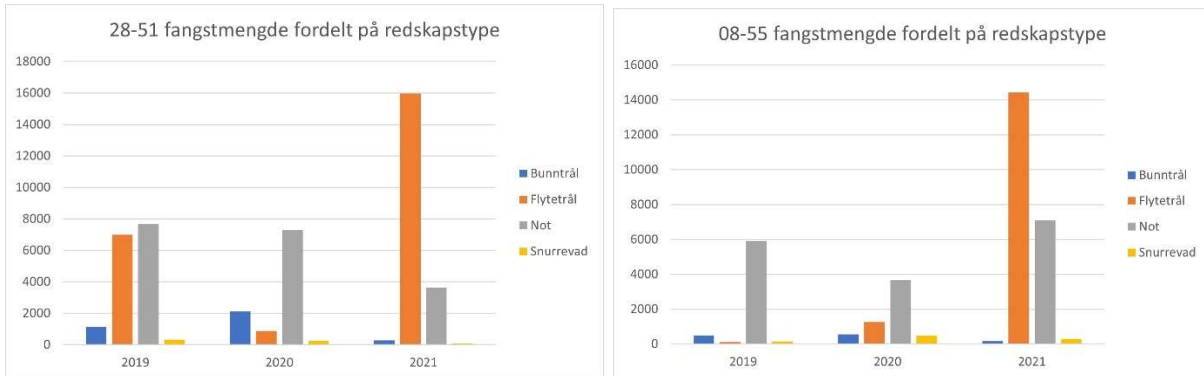
For norske fartøy er fangst som er levert både i Norge og utlandet inkludert. For utenlandske fartøy inngår kun fangstdata for det som er levert i Norge. Ingen utenlandske leveranser er rapportert for perioden 2019-2021. Dataene representerer således kun norsk fangst og omfanget av det utenlandske er da usikkert.

I begge fiskerilokasjoner er det pelagisk fiske med not (snurpenot/ringnot) og flytetrål som dominerer (Figur 4-14), og fisket er hovedsakelig etter nordsjøild (Figur 4-15). I 2021 var dette fisket spesielt betydelig – opp mot 40 000 tonn totalt for de to lokasjonene. Om lag tre fjerdedeler av silden ble fanget med flytetrål. Som angitt i kartene over foregår imidlertid dette fisket i hovedsak lengre øst i forhold til NOA Fulla.

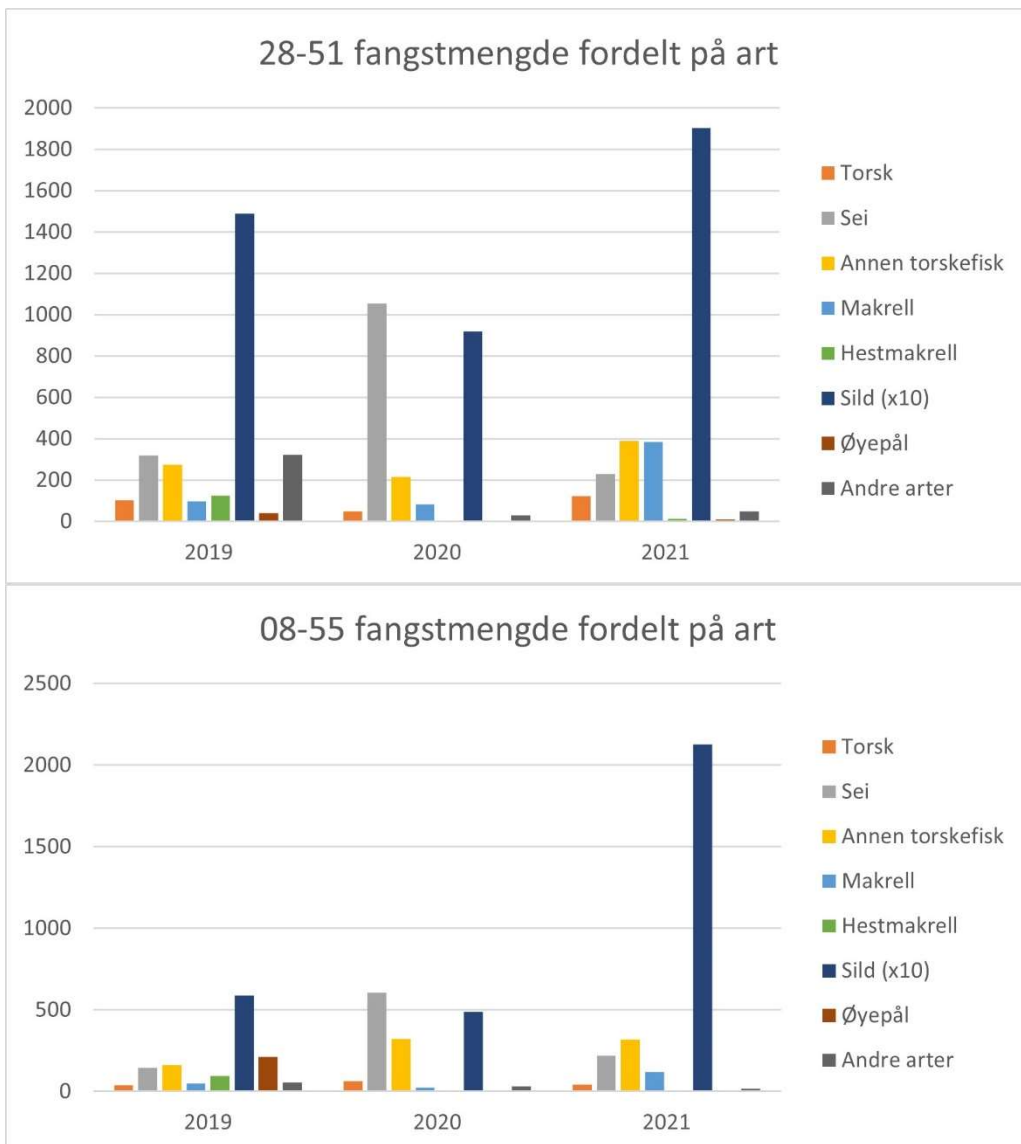
Omfanget av bunntålfiske er mer beskjedent, noe større i 28-51 sammenlignet med 08-55. Det er noe bruk av snurrevad (etter torsk, sei og annen torskefisk) og generelt lite garnfiske i de to lokasjonene.

Dataene viser også at det er betydelig variasjon i omfang av fiske i de to lokasjonene, da særlig knyttet til det pelagiske fisket etter sild. For andre arter er fangstene mer beskjedne, men tidvis med betydelige fangster av sei og ulike arter av torskefisk. Utenlandsk fiske som ikke inngår i datagrunnlaget, er antatt i hovedsak å være rettet mot torskefisk.

Konsekvensutredning for utbygging og drift av
petroleumsforekomster omfattet av NOA Fulla.
Utvinningstillatelsene (PL) 026, 026B, 364, 442, 442B, 442C og 873.



Figur 4-14. Fangststatistikk for ICES-områdene 28-51 og 08-55 fordelt på redskapstype for årene 2019-2021. Merk at sild har annen skala (høyt kvantum). Tall i tonn rundvekt. Data fra Fiskeridirektoratet.



Figur 4-15. Fangststatistikk for ICES-områdene 28-51 og 08-55 fordelt på art for årene 2019-2021. Merk at sild har annen skala (høyt kvantum). Tall i tonn rundvekt. Data fra Fiskeridirektoratet.

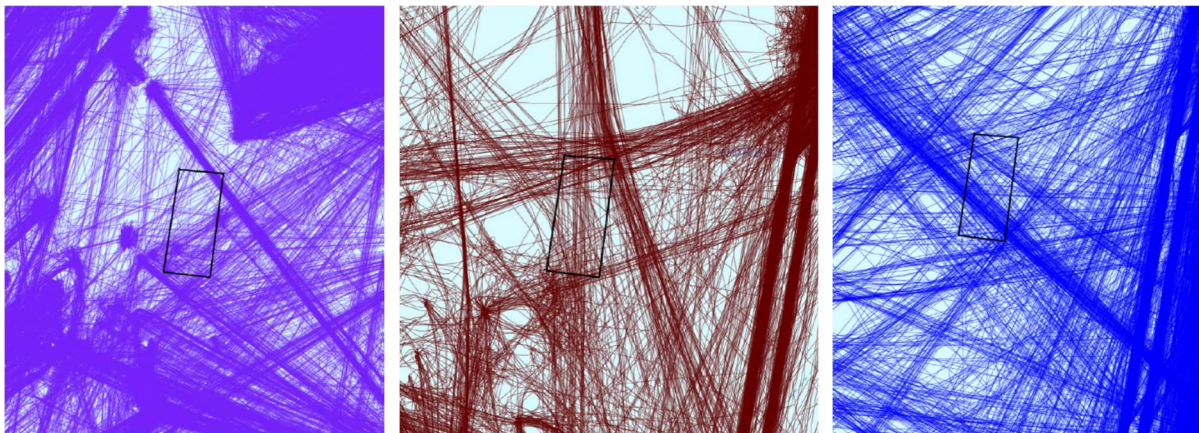
Siden fiskeriene varierer til dels betydelig både over kortere og lengre tid, er det i tillegg sett på fangststatistikk fra tidligere år; perioden 2010-2018 (IKM Acona 2021). For lokasjon 08-55

er notfiske dominerende redskapstype, funnet å variere fra tilnærmet lik null i 2010 til 18 500 tonn i 2018. I perioden 2018-2021 er dette i området 4 000 til 7 000 tonn. Trålfiske er i perioden 2010-2018 oppgitt som varierende mellom 100 og 2 100 tonn. Av de nyere data ser vi imidlertid en betydelig økning i fangst med flytetral. Dette understreker igjen den variasjonen som finnes innen fiskeriene, både knyttet til redskapstype og geografi. I tillegg kommer naturligvis variasjon mellom arter, som angitt i Figur 4-15, og som skyldes både bestandssvingninger og reguleringer.

4.5.3 Skipstrafikk

Nordsjøen og Skagerrak er et av verdens mest trafikkerte seilingsområder. Området har flere viktige transportåre, som transitt til nordområdene langs Norskekysten, trafikk til og fra Østersjøen og trafikk mellom de store havnene i Norge og andre nordsjøland (FFNH, 2019c).

De viktigste trafikkrutene går nærmere kysten i forhold til NOA Fulla. NOA Fulla ligger i et område hvor det finnes enkelte mindre trafikkerte leder i øst-vestgående retning og nord-sørgående retning (figur 4-16). Petroleumsaktivitet og skipstrafikk utgjør et konfliktpotensial hovedsakelig knyttet til bruk av de samme havområdene. Potensialet for konflikt mellom petroleumsaktivitet og skipstrafikk er størst i områder der petroleumsvirksomheten har overflateinstallasjoner. For feltutbygginger med havbunnsinnretninger gjelder dette boring og installasjonsfasen med tilhørende trafikk av fartøy som krysser. Fartøyaktiviteten ved NOA Fulla forventes å være størst i anleggsfasen.



Figur 4-16. Skipstrafikk i området ved NOA Fulla i 2019, representert ved hhv. offshore forsyningsfartøy (venstre), oljetankere (midten) og stykkgodsskip (høyre). Kilde: Havbase/Kystverket.

4.5.4 Eventuelle planer for havenergi

Staten har åpnet to områder på norsk sokkel for kommersiell vindkraftutbygging, Utsira nord og Sørlige Nordsjøen II. Pilotprosjektet Hywind-Tampen kommer i tillegg og ligger lengre nord i Nordsjøen. NOA Fulla-utbyggingen kommer ikke i konflikt med områder som er åpnet for havvind.

4.5.5 Andre forhold

Et område nord for Frøy er angitt som mulig dumpeområde for ammunisjon/miner fra 1. verdenskrig (figur 4-17). Havbunnsundersøkelser blir gjennomført for å identifisere eventuelle funn av dette, og tiltak vil iverksettes. Havbunnsundersøkelser gjennomføres også for alle feltlokasjoner og rørledning- og kabelruter. En første undersøkelse er gjennomført, og denne vil bli fulgt opp med mer detaljerte undersøkelser i neste prosjektfase (2022/2023), samt før installasjon i selve anleggsfasen. Undersøkelsene vil sikre kunnskap om bunnforholdene for

trygg installasjon, herunder identifikasjon av eventuelle objekter slik at infrastrukturen kan legges utenom disse.



Figur 4-17. Områder med mulige funn av miner/ammunisjon fra 1. verdenskrig, angitt med piler. Kilde: MapInsight.

5 Miljømessige konsekvenser

5.1 BAT-vurderinger

I henhold til Aker BP's styringssystem er det gjennomført miljøaspektsoppganger og BAT-vurderinger (Best Available Techniques) for de vesentlige miljøaspektene for ulike deler av prosjektet. Vurderingene er utført i henhold til ny BAT-veileder fra Norsk olje og gass (2022) og inkluderer både borerelaterte vurderinger, løsninger for rørledninger, produksjonsanlegg på havbunnen og teknologivalg på faste innretninger. Kraft fra land er gjenstand for en separat konsekvensutredning (etter energiloven og havenergiloven) og vurderinger knyttet til energiløsning og tiltakskost inngår i konsesjonssøknaden som ble oversendt NVE i november 2021. En oversikt over utslippsreducerende tiltak og utvalgte BAT-vurderinger er gitt i de følgende delkapitler. For de fleste tema er BAT avklart, mens dette fremdeles er under vurdering for brønnopprensning og anlegg for sulfatfjerning. Beslutningsgrunnlaget vil modnes videre frem mot levering av PUD og BAT avklares. Aker BP vil fortsette dialogen med Miljødirektoratet i forbindelse med de endelige BAT-vurderingene.

En enkel fargekategorisering er benyttet for visualisering av BAT-vurderinger, gitt i tabell 5-1. De viktigste miljøvisjonene og -målene er presentert i kapittel 2.11 og ligger til grunn for vurdering og valg av løsninger.

Tabell 5-1. Beskrivelse av fargekoder benyttet i BAT-vurderinger

Ytelse
God ytelse/lav påvirkning, teknisk og økonomisk gjennomførbar
Utfordrende ytelse/moderat påvirkning, forhold knyttet til teknisk tilgjengelighet, økonomisk utfordrende eller høy usikkerhet
Ikke akseptabel/gjennomførbar
Ikke relevant

5.1.1 Løsning for håndtering av produsert vann

Primær løsning for håndtering av produsert vann er reinjeksjon av produsert vann for trykkstøtte etter rensing på NOA PdQ. Reinjeksjon for trykkstøtte er vurdert som BAT ihht NORSOK S:003. Produsert vann fra Frigg Gamma Delta, Langfjellet, Rind, Fulla, Lille-Frigg, Askja, Sentral og Krafla vil bli re-injisert i Frigg Gamma Delta i første omgang, og etter en periode på om lag to år også i andre reservoar.

Erfaringer fra tidligere produksjon fra Frøy har vist store utfordringer produksjonsmessig som følge av sjøvanninjeksjon. For prosessforløpet fra Frøy blir det derfor planlagt med et eget rensesanlegg for produsert vann plassert på NOA PdQ, med utslipp til sjø. Reinjeksjon av produsert vann fra Frøy vil revurderes dersom man oppnår akseptabel kvalitet for injeksjon med tanke på sulfatinnhold i vannet, som gir utfordringer med avleiringer (BaSO₄) og reservoarforsuring ved dannelse av H₂S. Sistnevnte medfører materialutfordringer. Injeksjon for deponi av Frøy produsert vann er vurdert som for kostbart, investering i størrelsesorden 1 milliard kroner, og ikke ansett som BAT.

Det vil være to rensesanlegg for produsert vann på NOA PdQ, et for Frøy og et for resterende vannstrømmer. Rensesanleggene for produsert vann på NOA PdQ har vært gjenstand for BAT-vurderinger i ulike faser av prosjektet. På bakgrunn av vurderinger gjennomført i konseptfasen ble tre rensetrinn (hydrosykloner, CFU og avgassingstank) ansett som BAT for Frøy rensesanlegg, da reinjeksjon her ikke er gjennomførbart. For hovedrensanlegget ble en løsning med to rensetrinn (hydrosykloner og avgassingstank) vurdert som en god løsning, da størstedelen av vannvolumene vil bli re-injisert (ref. kap 5.4.2). I prosjekteringsfasen (FEED)

har imidlertid hovedanlegget for produsert vann vært gjenstand for en oppdatert BAT-vurdering som inkluderte miljøkonsekvenser, ulike tekniske aspekter og økonomiske forhold. I tillegg ble en mulig endring av aktivitetsforskriftens §60 om krav til oljeinnhold i produsert vann og robusthet vektlagt i vurderingen.

Som vist i oppsummeringen under vil et tredje rensetrinn (CFU) i hovedrenseanlegget, og en målsetning om rensing til under 10 mg/l, redusere utslipp av olje til sjø fra dette renseanlegget med om lag en tredjedel (ca. 40 tonn) over NOAKA-feltes levetid. Dette inkluderer Krafla/Sentral/Aksja. Videre medfører løsningen en større robusthet i forhold til en mulig endring i aktivitetsforskriften §60. Implementering av et tredje rensetrinn vil gi et fleksibelt og robust konsept for behandling av produsert vann i hovedanlegget på NOA PdQ. Samtidig vil dette redusere risiko for nedetid, utslipp av produsert vann over myndighetskrav samt behov for fremtidige modifikasjoner med tilhørende kostnader og teknisk/operasjonelle implikasjoner. Løsningen er vurdert som BAT.

Den anbefalte løsningen for håndtering av produsert vann på NOA PdQ er derfor basert på tre rensetrinn og en målsetning om rensing til under 10 mg/l for begge anleggene.

Tabell 5-2. BAT-vurdering for hovedanlegg for produsert vann på NOA PdQ

Kriterie	Underkriterie	Tre rensetrinn på hovedanlegg for produsert vann	To rensetrinn på hovedanlegg for produsert vann
Miljø	Olje til sjø over NOAKA feltes levetid (tonn)	85 tonn	128 tonn
	Myndighetskrav/ omdømme	Fleksibilitet ift mulig fremtidig endring i aktivitetsforskriften §60 om krav til oljeinnhold	Usikkert om en mulig endring av krav til oljeinnhold på 15 ppm vil kunne møtes med to rensetrinn
Teknisk Prosess	Fleksibilitet	Økt fleksibilitet ift å slippe ut mer produsert vann til sjø i perioder dersom målet om 96 prosent oppetid ikke møtes av tekniske eller reservoarmessige årsaker	
			Svært utfordrende å etterinstallere et tredje rensetrinn på grunn av layout og restriksjoner ift adkomst. En eventuell etterinstallasjon vil også medføre kostnader og teknisk/operasjonelle implikasjoner
	Prosess	Økt robusthet med tanke på å håndtere emulsjoner og kompleks væskesammensetning	Usikkerhet knyttet til separasjonseffektivitet og væskekompleksitet

	Plass/vekt	Økt vekt/plassbehov	Reduserer vekt med om lag 98 tonn
Økonomi	CAPEX	Øker kostnader med om lag 54 MNOK	
	Konsekvenser for produksjon	Risiko for nedetid reduseres	Risiko for at overskridelse av myndighetskrav kan medføre nedstengelse av enkelte felt for å møte tilfredstillende vannkvalitet

5.1.2 Materialvalg i produksjonsrørledninger

Det er et krav i prosjektet at alle rørledninger som inneholder hydrokarboner skal designes med korrosjonsresistent materiale mot produksjonsstrøm. Dette er på grunn av materialets gode motstand mot CO₂-korrosjon. En løsning med karbonstål som rørledningsmateriale er således ikke aktuelt. Dette medfører da at bruk av korrosjonshemmer ikke er nødvendig, noe som vurderes å representere et viktig miljøtiltak i prosjektet. Alternative løsninger som har vært gjenstand for BAT-vurdering inkluderer rør av korrosjonsbestandig materiale med ulike prosentandeler av krom eller nikkel (CRA; *corrosion resistant alloy* – rør utformet i 316, duplex, inconel eller lignende), samt to løsninger med et innerlag av rustfritt stål (316 L) med henholdsvis mekanisk eller metallurgisk korrosjonsbeskyttelse. Vurderingene favnet kriterier innen henholdsvis miljø, teknisk og økonomisk, med en rekke underkriterier. Resultatene er angitt i tabell 5-3, og angir kun de kriteriene hvor løsningene har forskjeller. For rørledninger med et rør-i-rør design vil ytterlaget være av karbonstål, da dette ikke er i kontakt med brønnstrømmen.

Som vist i tabell 5-3 er alternativ 2, det vil si rørledninger med innerlag med mekanisk korrosjonsbeskyttelse/rustfritt stål (316 L) vurdert som BAT og anbefalt for NOA Fulla utbyggingen. 316 L materialet har god resistens mot CO₂-korrosjon og er vurdert å ha det laveste energibehovet i forbindelse med framstilling av rørledningsmaterialer på grunn av en enklere konstruksjonsmetodikk sammenlignet med alternativ 3. Videre har den anbefalte løsningen de laveste investeringskostnadene. Løsningen med korrosjonsbestandig materiale (alternativ 1) er vurdert som det beste alternativet på det tekniske kriteriet, men scorer lavere på miljø og økonomi på grunn av høyere energibruk og noe høyere investeringskostnader sammenlignet med alternativ 2. Alternativ 3, det vil si rørledninger med innerlag med metallurgisk korrosjonsbeskyttelse, gir samme korrosjonsbeskyttelse som alternativ 2, men krever metallurgisk binding mellom metallene og dermed høyere energibruk i produksjonsfasen. Videre er investeringskostnadene omtrent det dobbelte sammenlignet med den anbefalte løsningen. I forhold til levetid på materialer er alle tre løsningene foretrukket fremfor karbonstål.

Tabell 5-3. Resultat fra BAT vurdering for materialvalg i feltinterne produksjonsrørledninger.

Kriterie	1) Korrosjons-- bestandig rør (CRA)	2) Innerlag med mekanisk korrosjons- beskyttelse (316L)	3) Innerlag med metallurgisk korrosjons- beskyttelse (316 L)
Miljø	Medium energibruk Lavest materialbruk Begrenset gjenvinningsmulighet	Medium energibruk, mindre enn CRA Medium materialbruk Begrenset gjenvinningsmulighet	Høyest energibruk Høyest materialbruk Begrenset gjenvinningsmulighet
Teknisk	Utprøvd teknologi Lavest kompleksitet	Mindre utprøvd Lavest kompleksitet	Utprøvd teknologi Medium kompleksitet
Økonomisk	Noe høyere investeringskostnad enn mekanisk innerlag	Lavest investeringskostnad av alternativene, men to til tre ganger høyere enn karbonstål	Høyest investeringskostnad, om lag seks ganger høyere enn karbonstål
Total vurdering, BAT	Nest beste løsning, vurdert litt mindre gunstig enn løsningen med mekanisk innerlag	BAT	Vurdert som dårligste alternativ

Videre vil tilkoblingsrør og rørendestykker («spools») være i karbonstål med innerlag av kvalitet 825 eller 625. Vanninjeksjonsrøret vil være et karbonstålrør med innerlag av plast (HDPE) og med rørendestykker med innerlag av 625-stålkvalitet. Gassløftrørledning og rørendestykker er ikke utsatt for korrosjon (tørr gass) og vil være av karbonstål med noe tillatt korrosjon.

5.1.3 Løsning for styring av havbunnsventiler

Alternative løsninger for styring av havbunnsventiler på NOA Fulla har vært gjenstand for en BAT-vurdering. Vurderingen for styring av sikkerhetskritiske havbunnsventiler på ventiltreer og manifolder for NOA Fulla konkluderer med at bruk av et åpent hydraulisk system med den gulklassifiserte hydraulikkvæsken Oceanic ECF (Y1) er BAT for NOA Fulla utbyggingen. Dette er basert på en totalvurdering av miljø, sikkerhet, teknisk funksjonalitet og kostnader.

Alternative løsninger som er vurdert er et hydraulisk lukket system, i tillegg til åpent hydraulisk system med andre hydraulikkvæsker (HW 443 og SP). Et fullelektrisk system er vurdert, men ikke funnet å være teknisk modent for bruk på NOA Fulla. Vurderingene er oppsummert nedenfor og illustrert i tabell 5-4.

Fullelektrisk løsning:

Løsningen er vurdert for bruk på ventiler på ventiltreet og på choker. Generelt gjelder at en slik løsning ikke er teknologisk kvalifisert for slik bruk (technology readiness level 4), og vil ikke være det innenfor den tidsrammen som gjelder for NOA Fulla. Det er også spesielle krav

Konsekvensutredning for utbygging og drift av
petroleumsforekomster omfattet av NOA Fulla.
Utvinningstillatelsene (PL) 026, 026B, 364, 442, 442B, 442C og 873.

tilknyttet HIPPS-systemet, og dette krever velutprøvde og sikre løsninger. Denne løsningen er derfor forlatt.

Løsningen er kvalifisert for bruk på choker. En slik løsning vil redusere utslipp av hydraulikkvæske til sjø med anslagsvis 85 liter per brønn per år. Teknisk sett vil imidlertid løsningen påvirke designet rundt strukturen og øke risikoen for skade ved ROV-operasjoner. Merkostnaden med løsningen er estimert til 40 millioner NOK og ikke vurdert som BAT.

Lukket hydraulisk system:

Et lukket hydraulisk system kan kreve bruk av en syntetisk oljebasert hydraulikkvæske. Disse er miljøklassifisert som svarte, og er ikke et aktuelt alternativ. Aker BP har imidlertid erfaring med bruk av vannbaserte alternativ, som vil inneholde kjemikaliekomponenter innen kategori gul Y1 eller Y2. For slike løsninger regnes utsvetting og lekkasjer å utgjøre om lag 10 prosent, eller knappe 2 tonn årlig samlet for alle brønnene i NOA Fulla. Aktuelt område har ikke spesiell miljøsårbarhet, og slikt utslipp er vurdert å ikke medføre målbare negative miljøvirkninger. Det er imidlertid erfart at slike løsninger har en risiko for mulig tiltetting av returlinjen, med sikkerhetsmessige og operasjonelle konsekvenser. Kostnadmessig er det estimert at denne løsningen vil ha en merkostnad på nær 53 millioner NOK sammenlignet med en løsning med åpen returlinje.

Åpent hydraulisk system:

Et åpent hydraulisk system er den vanligste løsningen på norsk sokkel, den er velutprøvd og godt fungerende. Denne muliggjør bruk av standardiserte løsninger og standardutstyr fra leverandørene. Vannbaserte hydraulikkvæsker vil bli benyttet, og hydraulikkvæske med best mulig miljømessige egenskaper skal velges. Som illustrert i tabellen under har flere alternativ er blitt vurdert og den anbefalte løsningen innebærer bruk av Oceanic ECF for NOA Fulla. Oceanic ECF har miljøklassifisering gul Y1 og er derfor foretrukket sammenlignet med hydraulikkvæskene HW 443 ND og SP, som begge inneholder gul Y2-komponent. Årlig utslipp fra 13 brønner med disse to væskene vil innebære totale utslipp på om lag 18-19 tonn, hvorav gule komponenter utgjør henholdsvis 1,3 og 2,5 tonn for ECF og 443-løsningene. Aktuelt område har ikke spesiell miljøsårbarhet, og slikt utslipp av hydraulikkvæske med gul Y1 klassifisering er vurdert å ikke medføre vesentlige negative miljøvirkninger.

Tabell 5-4 gir en oppsummering av vurderingene og har en relativ vurdering mellom alternativene. I tilfeller hvor de vurderes likt er de gitt samme vurdering.

Konsekvensutredning for utbygging og drift av petroleumforekomster omfattet av NOA Fulla. Utvinningstillatelsene (PL) 026, 026B, 364, 442, 442B, 442C og 873.

Tabell 5-4. Vurdering av løsninger for styring av sikkerhetskritiske havbunnsventiler.

Kriterie	Åpent hydraulisk system – ECF	Åpent hydraulisk system – 443	Åpent hydraulisk system – SP	Lukket hydraulisk system – syntetisk hydraulisk væske	Lukket hydraulisk system – ECF	Elektriske juletrær
Miljø	Utslipp til sjø: Y101: 118 kg/år 100/104: 1120 kg/år	Utslipp til sjø: Y101: 313 kg/år Y102: 2087 kg/år 100/104: 52 kg/år	Utslipp til sjø: Y101: 2464 kg/år Y102: 0,2 kg/år	Utslipp til sjø: Svart: > 0 kg/år Materialforbruk: Ekstra forbruk av stål og polymerer ifm konstruksjon	Utslipp til sjø: Y101: 12 kg/år 100/104: 112 kg/år Materialforbruk: Ekstra forbruk av stål og polymerer ifm konstruksjon	Utslipp ikke eliminert. Utslipp fra SCSSV & HIPPS system
Teknisk	Standard løsning. Kompatibelt med installert utstyr	Standard løsning. Kompatibelt med installert utstyr	Standard løsning. Kompatibelt med installert utstyr	Moderat kompleksitet i design og drift	Moderat kompleksitet i design og drift.	Teknologi "stretch" – signifikant risiko ift kvalitet/pålitelighet og påvirkning på tidsplan
Sikkerhet	Mest robust EDS/PSD	Mest robust EDS/PSD	Mest robust EDS/PSD	Returlinje introduserer EDS & PSD kompleksitet	Returlinje introduserer EDS & PSD kompleksitet	Ingen erfaring med bruk i ikke trykksatte system med HIPPS
Kost	< 10 MNOK	Referanse-kost	< 10 MNOK	> 50 MNOK	>50 MNOK	> 100 MNOK

5.1.4 Brønnopprensning

Etter boring og komplettering av nye brønner er det nødvendig å gjennomføre brønnopprensning før de kan settes i produksjon. Denne prosessen innebærer at partikler, rester av bore- og kompletteringsvæsker og andre rester fra boreaktiviteten fjernes fra brønnen. Prosessen er et viktig steg før produksjon kan starte ettersom dårlig brønnopprensning kan føre til produksjonssvekkelser og/eller skade på produksjonsutstyret.

Konsekvensutredning for utbygging og drift av petroleumforekomster omfattet av NOA Fulla. Utvinningstillatelsene (PL) 026, 026B, 364, 442, 442B, 442C og 873.

Aktivitetsforskriftens §69 krever planlegging og gjennomføring av brønnopprensning på en slik måte at utslipp til sjø og luft minimeres. Ved brenning over brennerbom skal dette optimaliseres for å sikre høy forbrenningseffektivitet. Forskriften understreker også viktigheten av å sikre at mottaksanlegg på land er egnet og har tillatelse til dette, dersom væskestrømmen fra opprensningen eksporteres med produksjonsstrømmen. Sistnevnte forhold er også påpekt som viktig i NOROGs BAT veileder (NOROG 2022).

Opprensning av alle brønner som omfattes av NOAKA utbyggingen vil skje mot NOA PdQ. Basisalternativet innebærer opprensning mot testseparator på NOA PdQ og eksport av produksjonsstrøm til Stureterminalen. På bakgrunn av volumene NOAKA utbyggingen representerer, og usikkerhet knyttet til håndtering av partikler og emulsjon, er i tillegg ulike alternative vurdert. Disse er listet i tabellen under.

Tabell 5-5. Oversikt over vurderte alternativ for brønnopprensning NOAKA

1 (Basisalternativ)	Eksport med produksjonsstrøm til Stureterminalen enten via OTS (base case) eller Grane olje eksportør (GOP). Ingen partikkelfjerning offshore
1A	Opprensning av de tre første Frigg Gamma Delta (FGD) brønnene til rigg, etterfulgt av opprensning av 47 enkeltbrønner til Stureterminalen
1B	Opprensning av de tre første FGD brønner til tankskip, etterfulgt av opprensning av 47 enkeltbrønner til Stureterminalen
2	Opprensning av alle brønner (50 brønner) til rigg
3	Installasjon av midlertidig utstyr for partikkelfjerning på NOA PdQ før eksport til Stureterminalen
4	Opprensning av alle brønner (50 brønner) til tankskip

Som grunnlag for en anbefaling er det utført en BAT-vurdering der følgende kriterier er vurdert for de ulike alternativene:

- Teknisk gjennomførbarhet offshore/Sture
- Teknisk modenhet offshore/Sture
- Operasjonelle faktorer offshore/Sture
- Arbeidsmiljø offshore/Sture
- Utslipp til luft offshore/Sture
- Utslipp til sjø offshore/Sture
- Kjemikalieforbruk
- Lekkasje
- Økonomi
- Opprampingstid og tidsplan
- Omdømme
- Kommersiell risiko

På bakgrunn av vurderingene vil alternativene med opprensning av 50 eller 47 brønner til Stureterminalen (det vil si basisalternativet og alternativ 1B) studeres videre. Basisalternativet er vurdert å ha lavest utslipp til luft, laveste kostnader offshore og lavest opprampingstid. Alternativet representerer imidlertid størst risiko for Stureanlegget med tanke på emulsjoner

Konsekvensutredning for utbygging og drift av petroleumsforekomster omfattet av NOA Fulla. Utvinningstillatelsene (PL) 026, 026B, 364, 442, 442B, 442C og 873.

og utfelling av partikler i anlegget med tilhørende risiko for nedetid på anlegget, økonomiske bøter og påvirkning av opprampingsplan. Videre er alternativet forbundet med utslipp fra rensanlegget på Stureterminalen og usikkerhet knyttet til mulig overskridelse av utslippstillatelse samt risiko for "off-spec" cargo.

Sammenlignet med basisalternativet medfører alternativ 1B lavere risiko for problemer knyttet til emulsjoner og partikkelhåndtering på Sture-terminalen og overskridelse av utslippstillatelse. Alternativet krever midlertidig tilkobling til egnet tankskip og innebærer derfor en risiko for forsinkelser på grunn av værforhold. Alternativet vil føre til høyere utslipp til luft da oljen først må stabiliseres på NOA PdQ før transport til tankskip, som innebærer fakling av test separator samt utslipp fra kraftgenerering på tankskip. Alternativet medfører også samtidige operasjoner da borerigg vil være tilkoblet NOA PdQ under operasjonen.

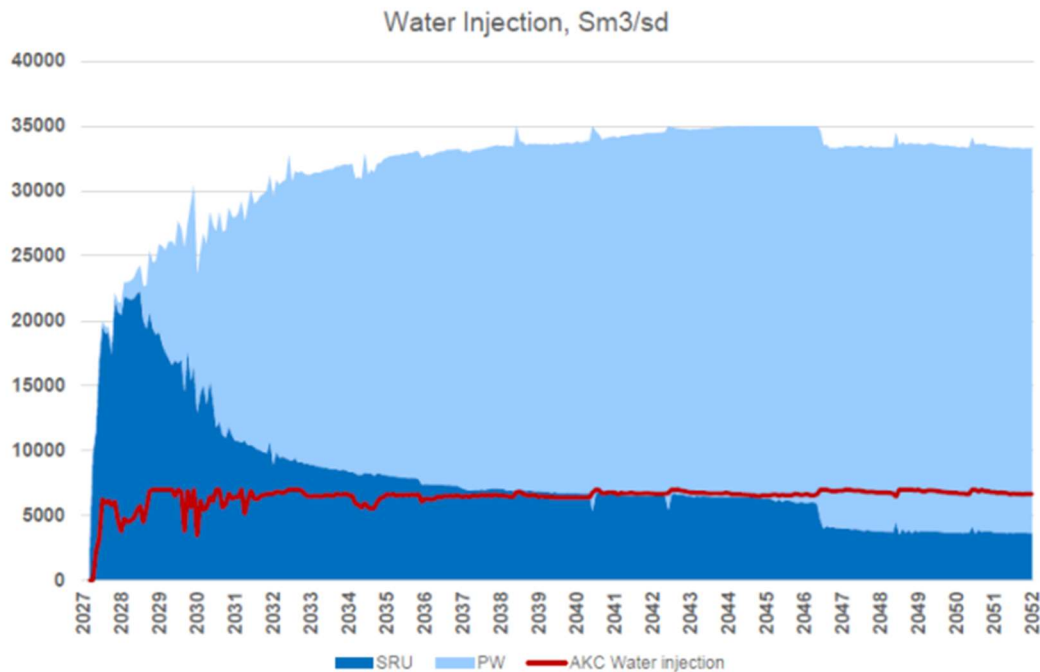
Alternativ 1A er vurdert til å gi lavere risiko for problemer knyttet til partikkelhåndtering og på Sture-anlegget og overskridelse av utslippstillatelse. Alternativet medfører imidlertid samtidige operasjoner på NOA PdQ, en signifikant forsinkelse av boreplan, høyere utslipp til luft og økte kostnader offshore sammenlignet med basisalternativet. Alternativet er derfor forlatt.

Alternativ 2 og 4 er forlatt på grunn av risiko for signifikant påvirkning på tidsplan og opprampingstid. Videre er alternativene forbundet med signifikante utslipp til luft på grunn av store faklingsvolum (om lag 50 brønner) og høye kostnader. Tilsvarende ble alternativ 3 forlatt da løsningen ikke vil redusere utfordringene med partikler og emulsjoner og produktkvalitet på Sture-terminalen signifikant. Videre innebærer løsningen utslipp til luft offshore på grunn av fakling av FGD brønner og en risiko knyttet til bruk av ny teknologi for partikkelfjerning.

5.1.5 Anlegg for sulfatreduksjon

Sjøvann som skal injiseres i brønnene for trykkstøtte må forbehandles for å unngå blant annet forsuring av reservoaret og bakterievekst. Forbehandlingen inkluderer å redusere sulfatinnholdet til under 20 ppm, oksygeninnholdet til under 10 ppb og fjerne bakterier (filter og kjemikalier). Det vil være høy grad av injeksjon av sulfatredusert sjøvann for trykkstøtte de første produksjonsårene på NOAKA på grunn av lave volum av produsert vann (Figur 5-1). For å ivareta spesifikasjonene til innhold i det injiserte sjøvannet vil et sulfatfjerningsanlegg (SRU anlegg) derfor bli installert på NOA PdQ. Sulfatfjerningsanlegget fungerer slik at sjøvannet blir filtrert gjennom flere trinn. Sjøvannet vil først bli finfiltrert før det går inn i nanofiltrerings-membraner som reduserer sulfatet før injeksjon. Sulfatfjerningsmembranene må behandles med membranbiosid for å forhindre gjengroing av disse. Per i dag er kun biosidet DBNPA (2,2-dibromo3-nitrilopropionamid) teknisk kvalifisert for membranene og godkjent for bruk. DBNPA har høy giftighet i marint miljø, er løselig i vann, bioakkumuleres ikke og har rød miljøklassifisering. I tillegg til membranbiosid vil SRU-enheten medføre behov for avleiringshemmer og vaskemidler (syrevask og alkalisk vask).

Konsekvensutredning for utbygging og drift av petroleumforekomster omfattet av NOA Fulla. Utvinningstillatelsene (PL) 026, 026B, 364, 442, 442B, 442C og 873.



Figur 5-1. Oversikt over volum injisert SRU-behandlet sjøvann og produsert vann over feltets levetid. AKC vanninjeksjon illustrerer produsert vann fra Krafla, Askja og Sentral.

Det finnes ulike løsninger for håndtering av biosid for rengjøring av membraner, ofte omtalt som "offline" og "online" rengjøring. En løsning med offline behandling av membraner reduserer forbruk og utslipp av membranbiosid vesentlig da membranene som skal behandles tas ut av drift. Dette betyr at kun ett membranvolum behandles med biosid, som får sirkulere i membranen. Ulempen med løsningen er at en trenger større kapasitet på systemet for å sikre nok produksjon av injeksjonsvann mens membranene behandles med biosid. For en løsning med offline behandling av membraner, må biosid doseres i en batch over en viss tid for å sikre nok kontakttid mellom biosid og membraner, for eksempel en time. I løpet av denne tiden må hele sjøvannsvolumet som går igjennom membranene inneholde en gitt konsentrasjon av membranbiosid og forbruket blir dermed høyere. For å redusere miljøpåvirkningen ved bruk av membranbiosid, DBNPA, er det mulig å installere et system for kjemisk degradering/nøytralisering av brukt biosid-løsning med natriumbisulfitt (NaHSO_3) før utslipp til sjø. Sulfitt er en effektiv reagent som fjerner bromin-atomene fra DBNP-molekylet. Dette skjer ved at DBNPA reagerer med natriumbisulfitt og danner cyanoacetamide og natriumbromid.

Leverandør av anlegget på NOA PdQ er nå valgt og det utarbeides et detaljert design av anlegget. For å minimere miljøkonsekvenser vil implementering av en løsning med offline biosidbehandling og automatisk injisering av biosid bli vurdert. En slik løsning vil som beskrevet over redusere biosidforbruket betraktelig sammenlignet med en løsning med online biosidbehandling. Videre vil mulighet for å injisere forbrukt biosid, samt alternativ biosidkemi, bli vurdert nærmere. Som vist i tabell 5.6 angir foreløpige BAT-vurderinger at en løsning med offline biosidbehandling og injeksjon av forbrukt biosid er den beste løsningen for SRU-anlegget miljømessig. Det er imidlertid ikke konkludert med BAT for dette systemet da vurderinger av tekniske og operasjonelle aspekt ikke er ferdigstilt. Dette vil inngå i en oppdatert BAT-vurdering. Merk at tabellen kun angir de kriteriene hvor løsningene har forskjeller.

Tabell 5-6. Foreløpige BAT-vurderinger for SRU-anlegg

Vurderings-- kriterie	Underkriterie	Online biosid- behandling uten nøytralisering/ injeksjon av biosid	Offline biosid- behandling med injeksjon av biosid	Offline biosid- behandling med nøytralisering av biosid
Miljø	Utslipp til sjø	Høye utslipp av biosid	Ingen utslipp	Små volum av biosid og nøytraliserings-kjemikalie.
	Kjemikalie- forbruk	Høyt forbruk av biosid	Lavt forbruk av biosid	Lavt forbruk av biosid, forbruk av nøytraliserings--kjemikalie (natriumbisulfitt)
	Lekkasje	Høyere risiko på grunn av større kjemikalieforbruk	Lavere risiko	Lavere risiko
Teknisk	Modenhet	I bruk på andre installasjoner	Installert, men ikke tatt i bruk på andre installasjoner enda	I bruk på andre installasjoner
	Kompleksitet	Komplekst, skal opereres ubemannet	Komplekst, skal opereres ubemannet	Komplekst, skal opereres ubemannet
	Vekt/ plassbehov	Foreløpig ikke vurdert	Foreløpig ikke vurdert	Foreløpig ikke vurdert
Økonomi		Foreløpig ikke vurdert	Foreløpig ikke vurdert	Foreløpig ikke vurdert

5.1.6 Fjerning av lavtrykksfakkel

I konseptstudiene ble en åpen lavtrykksfakkel (LP-fakkel) foreløpig vurdert som BAT, da kilder til fakkelen var minimert gjennom design og det ikke var noen kontinuerlige kilder til denne. På bakgrunn av vekt- og plassbegrensninger har imidlertid fjerning av LP-fakkel på NOA PdQ vært gjenstand for en oppdatert BAT-vurdering i prosjekteringsfasen (FEED). Som vist i tabellen under angir dette at fjerning av LP-fakkel kan redusere vekt på NOA PdQ med 25 tonn og gi en arealbesparelse på 48 m². Fjerning av LP-fakkel vil redusere investeringskostnadene med om lag 69 MNOK og også redusere behovet for vedlikehold. For alternativet med åpen LP-fakkel ble det ikke identifisert noen kontinuerlige kilder, og utslipp til luft er derfor vurdert som små. Alternativet med fjerning av LP-fakkelen innebærer at kilder til fakkel i stedet ledes til 3. trinnseparator før utslipp via atmosfærisk vent. Løsningen vil ikke medføre økte utslipp sammenlignet med alternativet med åpen fakkel. En løsning uten LP-fakkel er derfor vurdert som BAT og anbefalt for NOA Fulla.

Tabell 5-7. BAT-vurdering for fjerning av lavtrykksfakkel

Vurderings-kriterie	Underkriterie	1. Åpen LP-fakkel, KO/lukket drain drum	2. Ingen LP-fakkel, ingen KO/lukket drain drum
Miljø	Utslipp til luft	Utslippskilder begrenset gjennom design. Ingen kontinuerlige kilder. LP-kilder føres til LP-fakkel og slippes til luft	Utslippskilder begrenset via design. Ingen kontinuerlige kilder. LP-kilder føres til 3. trinns separator. Utslipp via atmosfærisk vent. Utslipp tilsvarende utslipp for alternativ 1
Teknisk	Modenhet	Industristandard med lukket avløp	Finnes innretninger med enkelt fakkelsystem (Grane, Ivar Aasen, Johan Sverdup P2, Wisting)
	Driftserfaringer	Ja	Ja, noe
	Vedlikehold		Reduksjon i totale antall vedlikeholdstimer.
	Arbeidsmiljø	Enklere rengjøring og arbeidsmiljøforhold	Større væskeområde i "drain sump" kan medføre HC eksponering av personell under enkelte værforhold.
	Teknisk sikkerhet	Mer fleksibelt design	Mulig økt behov for passiv brannbeskyttelse på enkelte rør.
	Vekt/areal	Krever plass/vekt for LP-fakkelsystem, LP-fakkel KO drum/tank for lukket avløp og pumper.	Fjerning av LP-fakkel KO drum og assosiert utstyr reduserer vekt med 25 tonn og plassbehov med 48 m ² . Størrelse på "reclaimed oil sump" må økes fra 25 m ³ til 50 m ³ sammenlignet med alternativ 1.
Kostnader	CAPEX		Reduserer CAPEX med om lag 69 MNOK

5.1.7 Tiltak mot diffuse utslipp

Ulike designtiltak er implementert for å motvirke diffuse utslipp fra NOA PdQ og Frøy NUI. En noe forenklet BAT-vurdering er utført for relevante utslippskilder på NOA PdQ. Tilsvarende vil bli utført for relevante utslippskilder også på Frøy NUI. Som underlag for BAT-vurderingen er Miljødirektoratets publikasjon M-512 lagt til grunn (Miljødirektoratet, 2016). I henhold til rapporten er gjenvinning av hydrokarbonholdige avgasser BAT for de fleste av utslippskildene for nye feltutbygginger. Tabellen under gir en oversikt over foreslått BAT og status for implementering for de ulike utslippskildene på NOA PdQ. For utslippskilder der løsning ikke er avklart enda, er dette markert med "ikke besluttet" i tabellen.

Tabell 5-8. Oversikt over foreslått BAT og status for implementering for ulike kilder for diffuse utslipp.

Hovedprosess	Delprosess	Foreslått BAT	Status for implementering av BAT
Spyle- og teppegass		Skifte gass til N2	Implementert
Regenerering av glykol		Gjenvinning, bruke N2 som strippegass	Ikke implementert. For å unngå degradering av TEG benyttes drivstoffgass som strippegass
Behandling av produsert vann	Avgassingstank	Gjenvinning	Implementert
	CFU	Gjenvinning	Implementert
	Flotasjonsgass	Bruke N2 som tetningsgass. Gjenvinning når HC benyttes som flotasjonsgass	Implementert (gjenvinning av HC)
	Utslippscaisson	Reinjisere alt produsert vann. Lavt trykk i avgassingstank oppstrøms.	Implementert Reinjeksjon av vann fra NOA PdQ. Utslipp fra Frøy. Lavt trykk i avgassingstank.
Tetningsolje kompressorer	Avgassingspotter, oljetanker, separator kammer	Gjenvinning	NA. Tetningsoljer er ikke benyttet.
Tørre kompressortetninger	Primær barriere	Gjenvinning	Ikke besluttet
	Sekundær barriere	Bruke N2 gass som barrieregass. Gjenvinning ved HC gass som barrieregass.	
Gassanalytatorer		Sidestrøm til gjenvinning	Implementert. Brukt prøvegass som inneholder HC og/eller giftige komponenter skal returneres til fakkelsystem
Lavtrykk scrubberer		Gjenvinning	Implementert. Gass til kompressorer for gjenvinning. Til fakkell i tilfeller med nedstengning av kompressorer.
Piggsluser		Gjenvinning	Implementert. Til fakkell.
Trykkavlastning ringrom produksjonsstigerør/ fleksibelt stigerør		Gjenvinning	Ikke besluttet

5.1.8 Kompressorer og pumper med variabel frekvensdrift

Variabel frekvensdrift (VFD) på kompressorer og pumper er vurdert som BAT fordi det gir mulighet til å justere energiforbruket i henhold til varierende belastning på utstyr. Dette gir redusert energiforbruk i forhold til en løsning med trinnvis styring. Tabell 5-9 gir en oversikt over det mest kraftkrevende prosessutstyret på NOA PdQ og status for implementering av VFD.

Tabell 5-9. Oversikt over mest kraftkrevende prosessutstyr og status for implementering av VSD (BAT)

System	Status
Pumper for oljeeksport	Pumpene deler en felles VFD. Det betyr at en pumpe vil gå på fast hastighet mens en annen vil bli ha variabel hastighet. Løsningen er vurdert som BAT
1. og 2. trinns rekompresorer	Elektrisk motor for 1. og 2. trinns kompressorer har implementert VSD.
Gassløftkompressor	VFD implementert
Tog for eksportkompresjon	Tog for eksportkompresjon består av en to-trinns kompresjonsprosess. VFD er inkludert i begge trinn.
Pumper for vanninjeksjon	Pumper for vanninjeksjon er elektriske og VFD implementert.
Sjøvannsløftepumper	VFD er ikke implementert for sjøvannsløftepumper. Drift av sjøvannspumper på lav strømningsrate gir imidlertid store vibrasjoner og VFD er ikke anbefalt fra et driftsperspektiv. 3 x 50 prosent konfigurasjonen gir imidlertid god energioptimalisering og løsningen er vurdert som BAT.

5.1.9 Lekkasjedeteksjon på havbunnsutstyr

Risikobaserte vurderinger er gjennomført for etablering av strategi for deteksjon og overvåking av eventuelle lekkasjer fra havbunnsanlegg på NOA Fulla. Referansealternativet er basert på installasjon av en passiv akustisk lekkasjedetektor på hver bunnramme. Denne typen detektor skal gi god områdedekning av bunnrammer og brønner. Videre er det nylig gjennomført et risikobasert lekkasjemodelleringsstudie for NOA Fulla (DNV, 2022-b). Hensikten med studiet er å få en bedre forståelse av utslippskarakteristikk for mulige havbunnslekkasjer inkludert potensielle miljøkonsekvenser for fisk og sjøfugl, samt mulighet for å detektere utslippet med ulike teknologier. Resultatet fra analysen vil benyttes i videre prosjektplanlegging for å verifisere at planlagt konsept for lekkasjedeteksjon på NOA Fulla er i henhold til BAT.

5.1.10 Åpent drensssystem Frøy NUI

På Frøy NUI, som normalt vil være ubemannet, vil drenasjevann fra rene områder slippes direkte til sjø. Følgende løsninger har blitt vurdert for å rense drenasjevann fra forurensede områder:

1. Basisalternativ - Gravimetrisk separasjon av olje og vann i tank for åpent drensvann
2. Dreneringskolonne (tilsvarende NOA PdQ)
3. Sende alt drenasjevann til land ifm kampanjer/bemannede perioder, slippe drenasjevann til sjø i ubemannede perioder. Den åpne dreneringstanken vil ellers være lik som for basisalternativet

Konsekvensutredning for utbygging og drift av
petroleumsforekomster omfattet av NOA Fulla.
Utvinningsstillatelsene (PL) 026, 026B, 364, 442, 442B, 442C og 873.

Som vist i tabell 5-10 er det utført en forenklet BAT vurdering av de vurderte alternativene. Basert på denne vurderingen er basisalternativet anbefalt for Frøy NUI. Løsningen er vurdert å være akseptabelt miljømessig da den ubemannede innretningen vil ha få lekkasjepunkt og det er ikke forventet olje i det åpne drenasjesystemet under normal drift. Løsningen har lite plass/vektbehov og er også foretrukket på parameterne økonomi og materialbruk. Det vil installeres en nivåmåler for hydrokarboner i tanken slik at pumpe for oppsamling av olje starter automatisk ved behov.

En løsning med dreneringskolonne (Alternativ 2) vil kunne gi noe økt separasjon av olje/vann sammenlignet med alternativene, men er ikke vurdert som BAT på Frøy NUI på grunn av høyere vekt- og plassbehov samt høyeste kostnader. Tilsvarende har alternativet det høyeste materialforbruket og tilhørende energibehov i forbindelse med fremstilling samt at det gir behov for ytterligere støttestrukturer for å stabilisere den og motstå bølgeaktivitet.

Alternativ 3, det vil si å sende drenasjevann til land i bemannede perioder, medfører logistikkoperasjoner med tilhørende utslipp fra fartøy og behandlingsanlegg på land. Videre medfører alternativet risiko knyttet til løfteoperasjoner og høyere kostnader enn basisalternativet og er derfor ikke anbefalt for Frøy NUI.

Det vil tas manuelle prøver av drenasjevannet under kampanjer for å undersøke innholdet i vannet som går i overløp til sjø. Dette vil kunne gi et konservativt anslag på eventuelt oljeinnhold i dette vannet, fordi det i ubemannede perioder vil være lite sannsynlig med lekkasjer siden det for eksempel ikke utføres vedlikehold da.

Tabell 5-10. BAT vurdering for alternative løsninger for håndtering av drenasjevann fra forurensede områder på Frøy NUI

Vurderings- kriterie	Under- kriterie	1 Basisalternativ - gravimetrisk separasjon av olje og vann i tank for åpent drensvann	2- Drenerings- kolonne (skim pile)	3 - Sende alt drenasjevann til land ifm kampanjer/ bemannede perioder
Miljø	Utslipp til luft ifm fremstilling av materialer/ logistikk	Små utslipp (krever kun en liten tank på Frøy NUI, ingen fartøy-operasjoner)	Stålproduksjon ifm. produksjon av utslippskolonne og støttestrukturer vil gi økt utslipp til luft sammenlignet med basisalternativet	Økte utslipp til luft sammenlignet med basisalternativet da alternativet innebærer transport og håndtering av drenasjevann på land
	Planlagte utslipp til sjø offshore	Olje/vann separeres i tank, lave oljenivå i utslippsvann	Olje/vann separeres i utslippskolonne, lavere oljenivå i utslippsvann	Olje/vann sendes til land i bemannede perioder, lave oljenivå i utslippsvann
	Avfalls-- håndtering	Ikke relevant	Ikke relevant	Store vannvolum som må håndteres på land
	Prøvetaking	Manuell. Enklere prøvetaking på grunn av enklere tilgang til prøvepunkt	Manuell. Noe mer utfordrende prøvetaking da prøven tas på bunn av kolonne	Manuell. Enklere prøvetaking på grunn av enklere tilgang til prøvepunkt
Teknisk	Regularitet	Oppholdstid i tank kan bli for kort ved store nedbørsmengder	God	Oppholdstid i tank kan bli for kort ved store nedbørsmengder. Kan være sårbart med tanke på gjennomføring av vedlikeholdsarbeid
	Plass/vekt	Lite plassbehov/lav vekt, liten tank	Høy vekt på utslippskolonne	Trenger lagringstank på innretningen
	Operasjonell sikkerhet	Lav risiko	Lav risiko	Risiko forbundet med løfteoperasjoner til fartøy

Konsekvensutredning for utbygging og drift av petroleumforekomster omfattet av NOA Fulla. Utvinningstillatelsene (PL) 026, 026B, 364, 442, 442B, 442C og 873.

Økonomi	CAPEX	Lavest kostnad	Kostnader ikke estimert, men forventes å være vesentlig dyrere enn basisalternativet	Ikke estimert
	OPEX	Lav	Lav	Ekstra kostnader for fartøy og håndtering av drenasjevann på land sammenlignet med basisalternativet

5.2 Miljøtiltak på rigger

Alliansemodellen vil ligge til grunn ved valg av oppjekkbar rigg (Kapittel 2.14). Langsiktige gjensidige avtaler sikrer tilgang på rigger som Aker BP er kjent med og hvor Aker BP har innflytelse på oppgraderinger og tiltak for å redusere klima- og miljøfotavtrykket. Det er flere eksempler på denne type tiltak, inkludert NO_x-tiltak (scrubbere) og batteripakker for hybriddrift, og én rigg er tilrettelagt for elektrisk drift (Mærsk Invincible - tidligere benyttet av Aker BP på Valhall, mens tilsvarende anlegg nå blir installert på Maersk Integrator). Alliansemodellen inneholder også insentivordninger knyttet til redusert dieselforbruk. I tillegg til sparte drivstoffkostnader gir dette økonomisk gevinst for riggselskapet og rettighetshaverne gjennom reduserte miljøavgifter – som deles mellom partene. Slike gode miljøtiltak vil ha positive virkninger også etter riggen går av kontrakt med Aker BP.

Det er inngått en intensjonsavtale med Saipem for bruk av den halvt nedsenkbare riggen Scarabeo 8. Denne kan gjennomføre to boreoperasjoner samtidig og er en svært effektiv rigg. En rigg kapabel til å gjennomføre to boreoperasjoner samtidig var ikke tilgjengelig gjennom alliansen Aker BP har med Odfjell på halvt nedsenkbare rigger. Utslippsbesparelsene ved bruk av slik rigg er presentert i kapittel 5.3.1.

5.3 Energiløsning og utslipp til luft

I følgende delkapitler er det gitt en beskrivelse av utslipp til luft for de ulike fasene av utbyggingen. Fokus er på utslipp fra aktiviteter i utbygging og drift, herunder tiltak for å redusere utslippene. Utslippene er sammenlignet med nasjonale utslipp fra petroleumindustrien og miljøvirkninger er kort vurdert blant annet basert på tidligere studier.

5.3.1 Bore- og anleggsfase

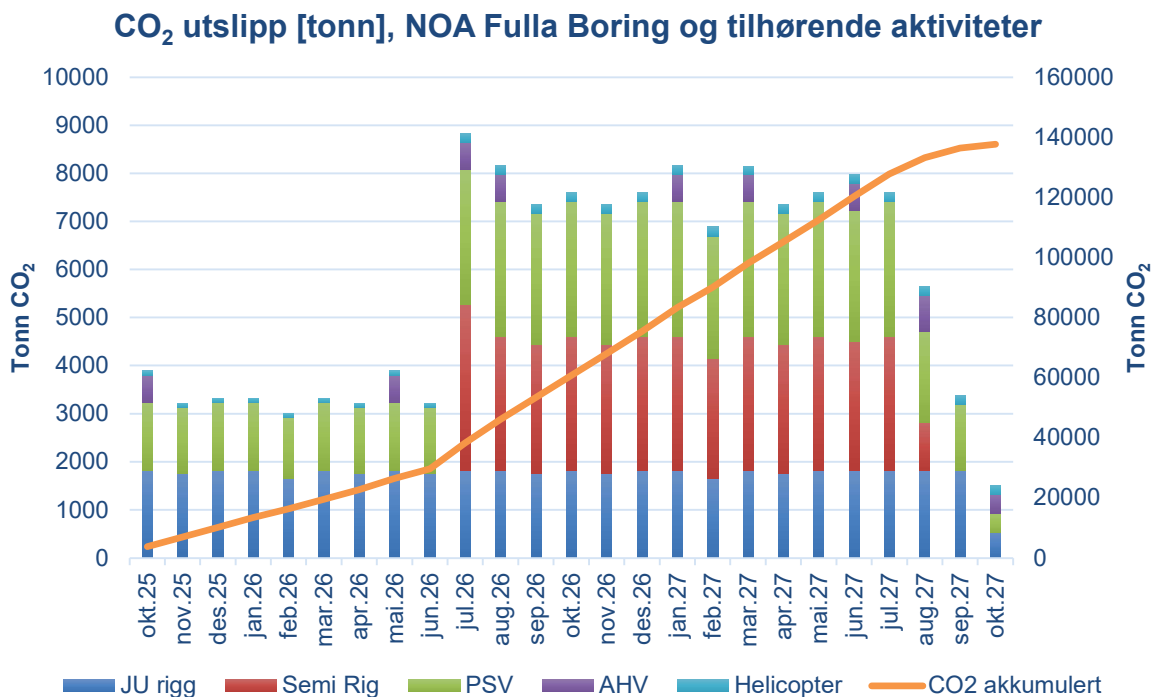
I borefasen vil utslipp til luft være knyttet til kraftgenerering på borerigg og støttefartøy. Boreoperasjonen vil medføre utslipp av CO₂ og NO_x, samt mindre mengder SO₂ fra dieselmotorer på boreriggen. Videre vil støttefartøy bli benyttet under boreoperasjonen, midlertidig fakling ved oppstart, og eventuelt testing eller opprensning av brønner også gi utslipp til luft fra NOA Fulla-feltet. Det skal bores 31 brønner.

I boreperioden vil det generelt være to borerigger engasjert på feltet, én for boring av plattformbrønnene og én for boring av havbunnsbrønnene. Plattformbrønnene er planlagt boret i perioden 2025-2028, havbunnsbrønnene i en noe kortere periode innenfor samme tidsrom. I tillegg kommer boring på Lille-Frigg, anslagsvis i 2029. Plattformbrønnene vil bli

boret fra en oppjekkbar rigg, mens det planlegges å bruke en halvt nedsenkbar flyterigg på havbunnsutbygginger.

Totale CO₂-utslipp fra boring og tilhørende logistikk gjennom perioden anslås å være i størrelsesorden 138 000 tonn. Dette estimatet er basert på bruk av borerigger som drives på diesel. Det blir imidlertid tilrettelagt mulighet for boring av Frigg Gamma Delta-brønnene med kraft fra land når NOA PdQ er installert og operativ. Dette kan potensielt eliminere utslipp fra dieseldrevet rigg i perioden januar-juli 2027, og er i størrelsesorden 12 500 tonn CO₂ og 170 tonn NO_x.

For boring av havbunnsbrønner er det er valgt en løsning med en rigg som sikrer to samtidige boreoperasjoner når dette er operasjonelt mulig. Det er beregnet at dette gir anslagsvis tre dager redusert boretid per brønn for syv havbunnsbrønner, det vil si totalt 21 dagers redusert boretid. Dette representerer en utslippsreduksjon i størrelsesorden 1870 tonn CO₂ og 26 tonn NO_x.

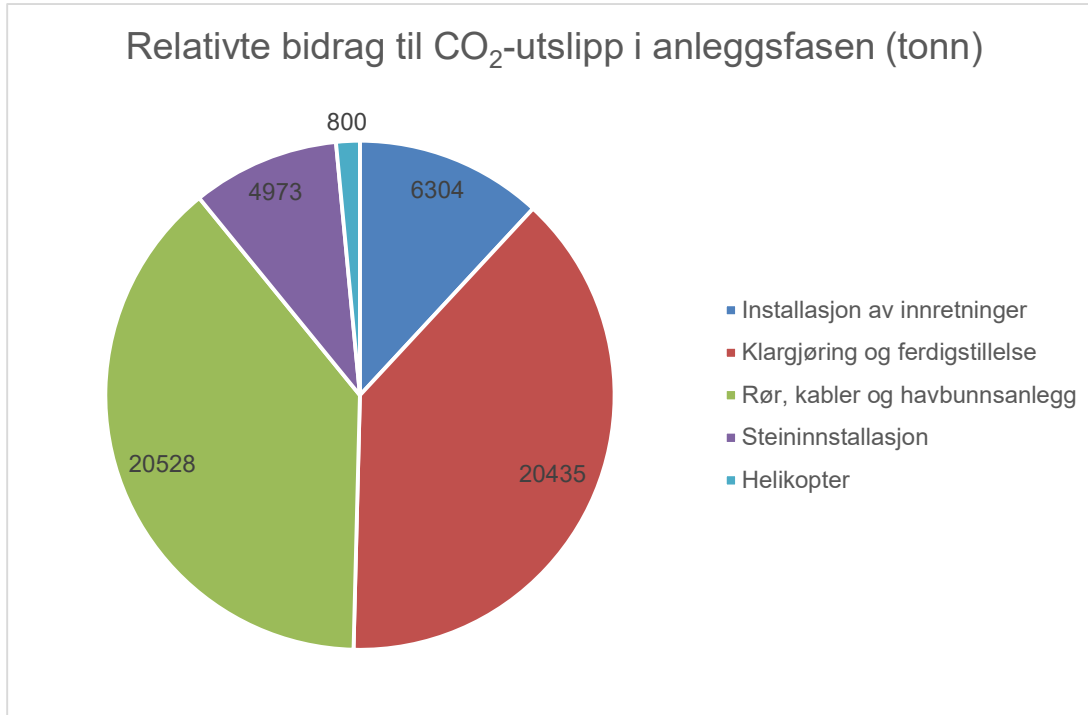


Figur 5-2. Utslipp fra boring på NOA Fulla i en 25 måneders periode. JU er oppjekkbar rigg, semi er halvt nedsenkbar rigg, PSV er forsyningsfartøy, AHV er ankerhåndteringsfartøy.

Brønnopprensning planlegges primært til NOA PdQ (se kapittel 5.1.4). For et alternativ med brønnopprensning til rigg, vil dette medføre utslipp til luft både knyttet til drift av riggen og forbrenning av brønnstrømmen. Det er estimert at riggen vil gi CO₂-utslipp i størrelsesorden 20 000 tonn, mens forbrenningen vil gi vel 100 000 tonn. NO_x-utslippet er beregnet til 1 700 tonn.

I anleggsfasen vil utslipp til luft være knyttet til kraftgenerering på fartøy i forbindelse med installasjonsarbeid, rørlegging og andre marine operasjoner. Det vil også være et flotell til stede under arbeidene med ferdigstilling av NOA PdQ, anslått til en periode på vel åtte måneder. Installasjon av stålunderstell og dekkplanlegg på Frøy NUI og NOA PdQ vil bli gjort med store tungløftfartøy. Dieselmotorene på de involverte fartøyene vil gi utslipp av CO₂, NO_x og SO₂. Omfanget av aktiviteter er imidlertid betydelig, anslått til vel 1 000 fartøydøgn

inklusive flotell. I tillegg kommer helikoptertrafikk, men med relativt mindre bidrag til drivstoffbruk og tilhørende utslipp til luft. Aktiviteten er samlet estimert å medføre i størrelsesorden 50 000 tonn CO₂-utslipp og 750 tonn NO_x-utslipp. Miljøkrav vil inngå i anbudsdokumentene for maritime aktiviteter for å oppnå reduserte utslipp til luft.



Figur 5-3. Relative bidrag av CO₂-utslipp fra ulike aktiviteter i anleggsfasen.

5.3.2 Driftsfase

Noa Fulla og Krafla vil forsynes med kraft fra land. For NOA Fulla vil det største energibehovet være knyttet til prosessering og eksport av olje og gass. I tillegg vil injeksjon av vann og gass til gassløft (økt oljeutvinning) kreve energi for kompresjon og drift av pumper. Gjennomsnittlig kraftbehov over feltets levetid forventes å følge produksjonsprofilene til feltene. NOA Fulla og Krafla har søkt om uttak av inntil 150 MW fra nettet i Samnanger, og uttaket forventes å bli justert ned når endelig systemdesign for kraftoverføringen er konkludert.

Hovedenergibrukerne vil være gasskompresjon (21-30 MW), vanninjeksjon (10-15 MW) og andre systemer herunder ventilasjon, kjøling og vannrensing (13-15 MW). Kraftbehovet vil variere i driften av NOA PdQ, og det vil etableres et energistyringssystem for å sikre energieffektiv drift av NOA Fulla.

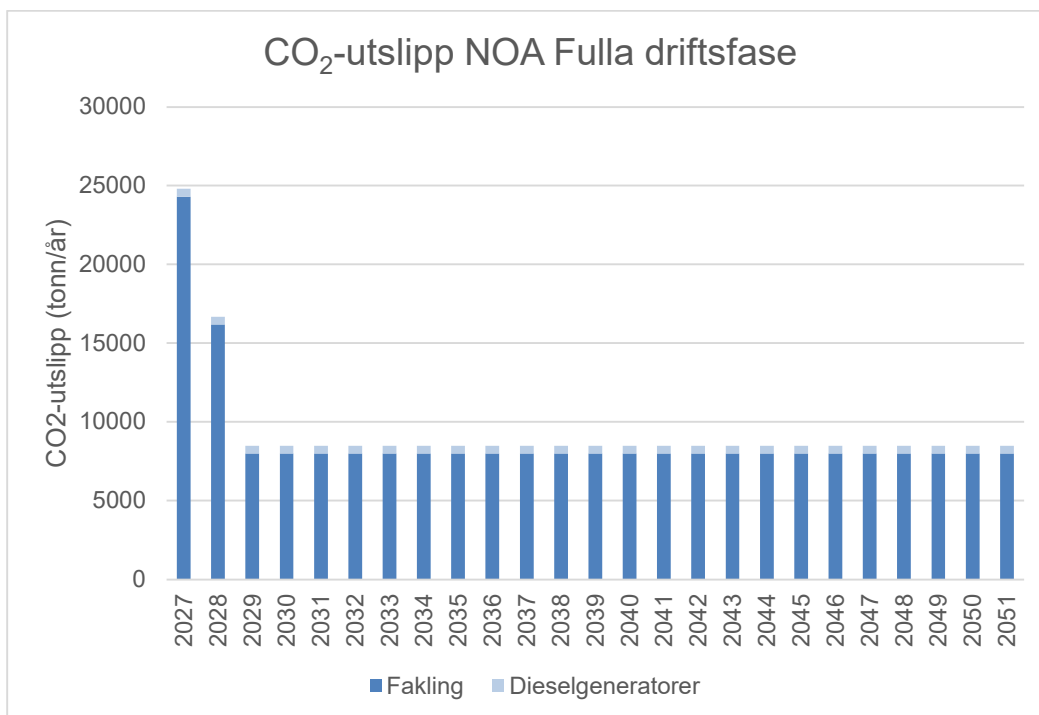
Dieseldrevne løsninger for nødstrøm og brannvann vil være installert på NOA PdQ. Energibruken vil være forbundet med testing av disse og vil ikke medføre vesentlige utslipp til luft, estimert til årlig knappe 500 tonn CO₂ og 7 tonn NO_x.

Utslipp til luft kan forekomme ved fakling, diffuse utslipp og kaldventilering. Hydratstrategi på NOA Fulla er basert på trykkavlastning kombinert med MEG-injeksjon, og er valgt på bakgrunn av aktuell vanddybde (rundt 120 m) i kombinasjon med operasjonstrykk på 20 bara på innløpsseparator. Elektrisk oppvarming eller sirkulasjon av varm væske på havbunnsrør er ikke valgt da prosessanlegget er designet for svært høy tilgjengelighet (98,1 prosent) kombinert med høy investeringskostnad. Strategien medfører at det i en periode (i snitt tre

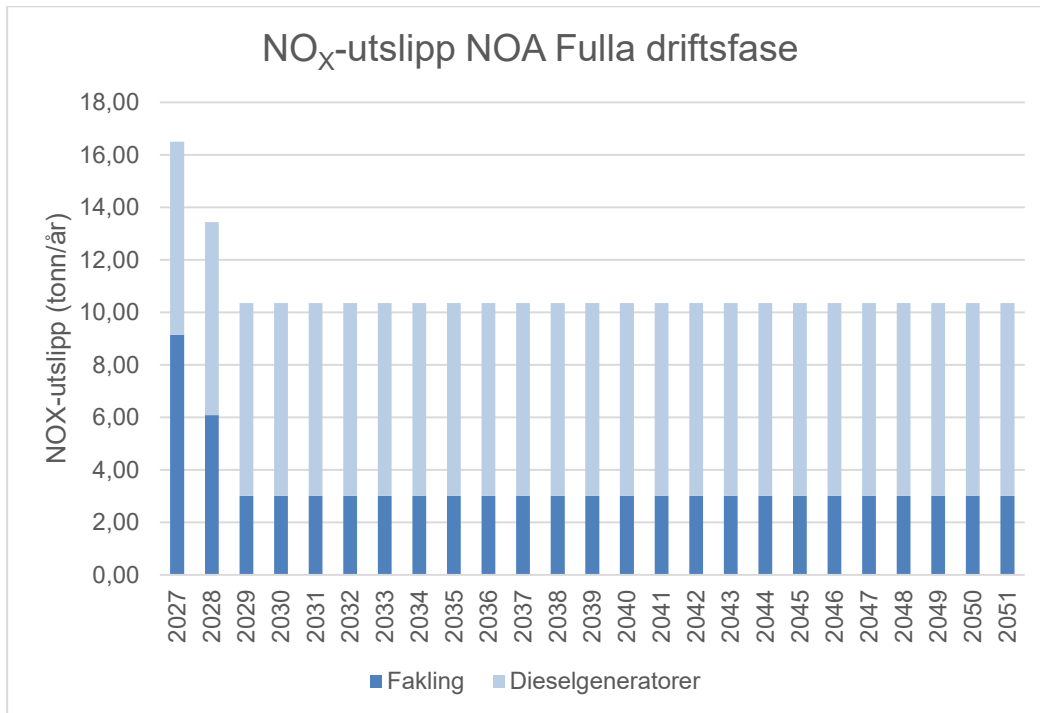
timer per havbunnsfelt) må fakles under kald oppstart. I situasjoner med behov for trykkavlastning vil gassen ledes til høytrykksfakkkel, som er slukket i normal driftssituasjon.

En løsning med åpen lavtrykksfakkkel ble vurdert som BAT i konseptfasen da det ikke var identifisert kontinuerlige kilder til fakkelen. I forbindelse med gjennomgang av vektbehov for NOA PdQ i FEED-fasen var fjerning av lavtrykksfakkkel gjenstand for en ny BAT-vurdering. Fjerning av lavtrykksfakkelen vil redusere vekt på NOA PdQ med 25 tonn og innebærer en arealbesparelse på 48 m². Videre vil fjerning av lavtrykksfakkkel medføre reduserte kostnader. Løsningen innebærer at kilder til fakkkel ledes til 3. trinnsseparator. Fjerning av lavtrykksfakkelen vil ikke medføre økte utslipp sammenlignet med alternativet med åpen fakkkel og løsningen ble derfor vurdert som BAT (ref. kap 5.1.6).

Det vil være en del fakling de to første driftsårene knyttet til oppstart av nye brønner. Dette vil avta i normale driftsår og representere om lag 8 000 tonn CO₂ årlig (Figur 5-1). NO_x fra fakling vil variere fra ti tonn første driftsår til tre tonn i normale driftsår (Figur 5-2).



Figur 5-4. Prognose for CO₂-utslipp fra NOA Fulla i driftsfasen.



Figur 5-5. Prognose for NO_x-utslipp fra NOA Fulla i driftsfasen.

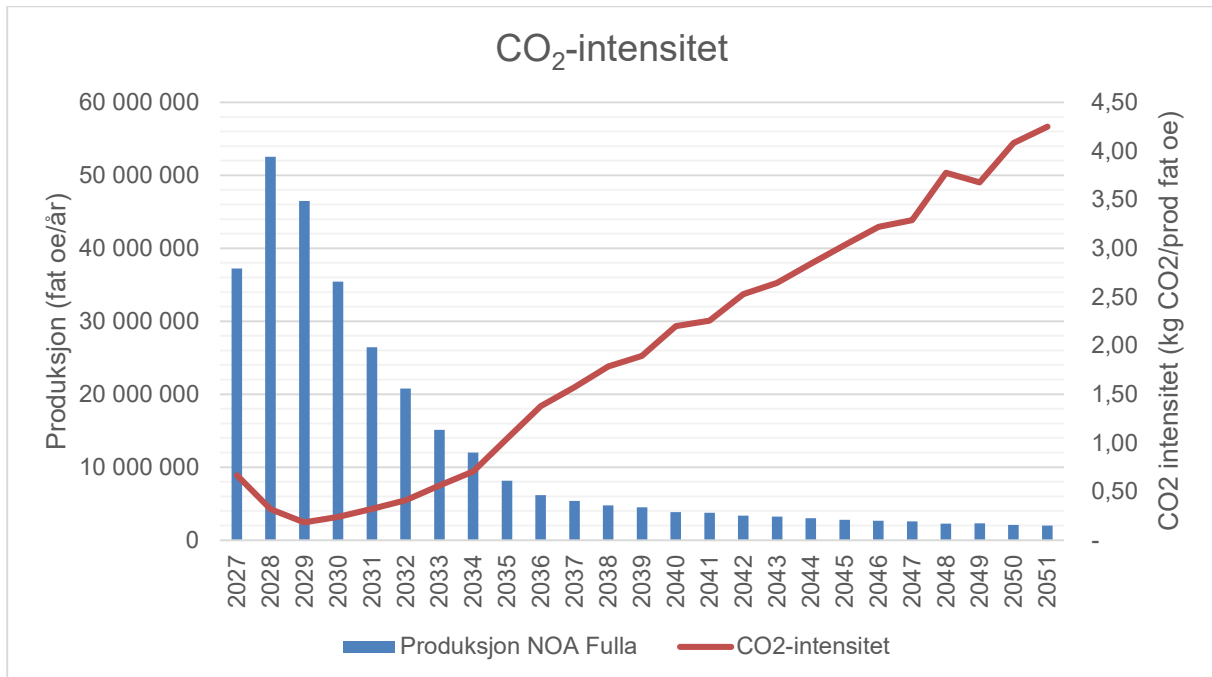
De totale utslippene av både CO₂ og NO_x fra NOA Fulla i driftsfasen er svært lave, i hovedsak som følge av energiløsningen med kraft fra land. Årlige utslipp av NO_x på vel ti tonn kan ikke ventes å medføre målbare virkninger i form av forsurelseeffekter, overgjødning eller dannelse av bakkenær ozon⁴. Bidraget fra NOA Fulla representerer i størrelsesorden 0,2 promille av NO_x-totalen for petroleumsvirksomheten på sokkelen. For CO₂ vil NOA Fulla representere om lag 0,7 promille av årlige utslipp fra sokkelen.

Det er estimert CO₂-intensitet for driftsfasen av NOA Fulla. Aker BP legger da til grunn produksjonsboring, fakling og utslipp fra dieselbruk på feltinnretningene (dvs. direkte utslipp, scope 1 i henhold til normal terminologi). Utslipp knyttet til logistikk, prosessering på land og kraft fra land inngår ikke.

Gjennomsnittlig CO₂-intensitet gjennom perioden er estimert til 1,03 kg/fat oe, basert på boring med diesel som drivstoff på riggene. For en situasjon som tidligere beskrevet, med boring av Frigg Gamma Delta-brønnen fra NOA PdQ med kraft fra land, reduseres dette til 0,99 kg/fat oe. Ved å se bort fra boring blir gjennomsnittlig CO₂-intensitet 0,77, varierende fra 0,18 til 4,25 gjennom perioden (Figur 5-4). Det er viktig å understreke at langsiktig prognose er usikker, ny produksjon inn til NOA PdQ kan forventes, og dette vil gi økt effektivitet (reduert CO₂-intensitet). Bidraget fra boring er ikke lagt inn i figuren, da en stor del av utslippene skjer før produksjonen starter, og således vanskeliggjør en illustrasjon av dette. Til sammenligning ligger gjennomsnittet for norsk sokkel på 8 og internasjonalt gjennomsnitt er på 17 kgCO₂/produsert fat oe (NOROG 2021).

⁴ Tidligere regionale utredninger har estimert at bidraget fra petroleumsvirksomheten i Nordsjøen, eksempelvis til nitrogenavsetninger på land, var i størrelsesorden 7-9 prosent (OLF 2006). Siden den gang er det gjennomført omfattende utslippsreducerende tiltak på sokkelen og assosierte maritime fartøyer. Totale årlige NO_x utslipp var i 2007 i størrelsesorden 60 000 tonn fra Nordsjøen, mens dagens totalutslipp er på knappe 41 000 tonn - fra hele sokkelen (NOROG 2022).

Konsekvensutredning for utbygging og drift av petroleumforekomster omfattet av NOA Fulla. Utvinningstillatelsene (PL) 026, 026B, 364, 442, 442B, 442C og 873.



Figur 5-6. CO₂-intensitet for NOA Fulla over tid, og sammenstilt mot produksjonsprofil. Boring inngår ikke i figuren.

Olje vil bli eksportert via rørledning og en unngår således utslipp av flyktige hydrokarboner (metan og VOC) knyttet til oljelagring og -lastning.

Utslipp fra NOA PdQ av nmVOC og metan fra fakling er estimert til normalt 0,13 tonn og 0,5 tonn per år, kun med noe høyere de to første driftsårene (0,3-0,4 tonn nmVOC/år og 1-1,5 tonn metan/år).

Diffuse utslipp er små gasslekkasjer gjennom ventilpakninger, flenser, diffusjon gjennom fleksible slanger, osv. Slike utslipp kan være vanskelige å kvantifisere eksakt. Som vist i kapittel 5.1.7 er ulike designtiltak implementert for å motvirke direkteutslipp av metan og nmVOC og det vil kun være mindre kilder til utslipp via atmosfærisk vent på NOA PdQ (avtrekk fra prøvetakingskabinett, kompressorpakninger og avblødningspunkt). Utslippene er ikke kvantifisert. Basert på en foreløpig vurdering av design er diffuse utslipp fra prosesslekkasjer fra NOA PdQ beregnet med utgangspunkt i tellinger av mulige lekkasjepunkter (ventiler, flenser, pumper, osv.) og NOROG retningslinje 044. Årlige utslipp fra lekkasjer i prosessanlegget på NOA PdQ er estimert til 127 kg metan og 127 kg nmVOC. Videre er årlige utslipp fra produsert vann caisson estimert til opptil 10 tonn metan og om lag 2 tonn nmVOC per år i produksjonsfasen. Utslipp fra andre kilder vil bli estimert som en del av pågående arbeid.

Det vil være noe kaldventilering på Frøy NUI da en liten og ubemannet innretning som Frøy NUI ikke vil ha et lukket vent-system med kompressorer for gjenvinning. Kaldventilering fra Frøy vil derfor forekomme ved trykkavlastning av ringrommet i forbindelse med vedlikehold, samt ved delvis trykkavlastning for lekkasjetesting av ESD ventil og for hydratkontroll. Utslippene er foreløpig ikke estimert. Basert på foreløpig vurdering av design og mulige lekkasjepunkter er diffuse utslipp fra Frøy NUI i drift estimert til 17 kg metan og 17 kg nmVOC per år.

Totale anslag over volum som vil slippes ut ved kaldventilering/diffuse utslipp på NOA PdQ og Frøy NUI foreligger ikke på nåværende tidspunkt, men vil inngå i fremtidig søknad om tillatelse for virksomhet.

5.4 Regulære utslipp til sjø

5.4.1 Bore- og anleggsfase

I anleggsfasen vil regulære utslipp til sjø som følge av NOA Fulla-utbyggingen være knyttet til boreoperasjonene (boring og komplettering) og klargjøring/oppstart av rørledninger.

Boreoperasjoner

Kaks fra boring med vannbasert borevæske vil bli sluppet til sjø på feltet i henhold til gjeldende regelverk og spesifikk tillatelse for aktiviteten. Boring fra topphullseksjonene vil bli gjort med en kombinasjon av sjøvann og vannbasert borevæske, og utslippet vil skje like over havbunnen (eventuelt pumpes noen meter for å unngå lokal nedslamming). Seksjoner som bores med vannbasert borevæske etter setting av stigerør, vil bli sluppet til sjø fra rigg etter fraseparering av borevæsken. Utslippene vil skje på den respektive borelokaliteten for de ulike feltene i utbyggingen, tabell 5-3, totalt vel 10 000 m³ fordelt på 31 brønner fra de seks feltene og boreperioden fra 2025 til 2027/29.

Avfall fra boring med oljebasert borevæske er omhandlet under «Avfall», kapittel 5.6.

Tabell 5-11. Oversikt over borekaks og borevæske for de ulike feltene (m³ tørrvekt)

Felt	Sjøvann, rester av vannbasert borevæske og borekaks som planlegges sluppet ut ved sjøbunnen	Vannbasert borevæske og borekaks som planlegges sluppet til sjø fra rigg (brukt borevæske tas til land) (brukt borevæske tas til land)	Oljebasert borevæske og borekaks som tas til land for behandling og avhending
Frigg Gamma Delta	394	1714	3174
Frøy	1047	2668	1047
Rind	1751		2069
Fulla og Lille-Frigg	1222		1282
Langfjellet	2429		1907
Totalt	6845	4382	9478

Ulike typer av miljøvirkninger kan oppstå fra utslipp av borekaks fra boring med vannbaserte borevæsker. Dette kan være midlertidige effekter i vannfasen, knyttet til økt partikkelinnhold (turbiditet) og eventuelle økotoksikologiske virkninger av vannløste komponenter. Det kan også være mer langvarige, lokale virkninger gjennom nedslamming fra det partikulære borekaks materialet.

Det er ikke forekomster av verdifulle kaldivannskoraller, svampaggregeringer eller andre kjente forekomster av sårbare bunnhabitater/-fauna på OSPAR-lista (OSPAR 2008/online) i området ved NOA Fulla.

Basert på miljøovervåking og erfaringer fra tidligere boring, er det ikke forventet vesentlige miljøkonsekvenser fra utslipp av kaks med vannbasert vedheng utover nærmeste 50-100 m (Renaud m.fl., 2008; Bakke m.fl., 2012). Effektene vil være relatert til overdekking (nedslamming) av lokal bunnfauna, og er forventet å ville restituere naturlig i løpet av få år.

Klargjøring av feltinterne rørledninger

For de feltinterne rørene omfatter klargjøringsaktivitetene på NOA Fulla følgende:

- Rørledninger vil være fylt med luft ved installasjon og gjennomspyles med ferskvann (produksjonslinjer) før oppkobling. Vannet slippes til sjø ved havbunnen i den ene enden av rørlinjen.
- I forbindelse med oppkobling av såkalte "spooler" mot stigerør og samlerør spyles produksjonslinjene med kjemikalietilsatt ferskvann. Dette gjøres for å fjerne sjøvannsinntrengning i koblingspunktene. Vannet vil slippes til sjø ved både havoverflate og ved havbunn, i begge ender av hver rørledning.
- Alle rørledninger vil gjennomgå trykktesting etter oppkobling for å verifisere at systemet er tett. Medium som trykkes inn i røret (det vil si sjøvann og ferskvann) slippes til sjø ved havoverflaten i forbindelse med trykkavlastning.
- Rørledninger for gassløft og gassproduksjon vil vanntømmes med bruk av MEG og nitrogen. Når rørledningene etterlates vil disse være klargjort for oppstart og fylt med nitrogen. Kjemikalietilsatt sjøvann slippes til sjø ved havoverflaten eller ved havbunn. MEG vil enten slippes ved havbunnen eller fra NOA PdQ.
- Når de resterende rørledningene etterlates klargjort for oppstart vil disse være fylt med ferskvann (produksjonsrør) eller sjøvann (vanninjeksjonsrør).
- I forbindelse med oppstart av vanninjeksjonssystemet vil rørledningene først gjennomspyles med operasjonelt sjøvann.
- I forbindelse med opprensning og oppstart av produksjonsrør føres brønnvæsker til NOA PdQ.
- I forbindelse med oppstart av brønner for gassløft vil sannsynligvis nitrogengass trykkavlastes mot NOA PdQ før hydrokarboner føres inn i rørledningene.

For å forhindre korrosjon vil oksygenfjerner benyttes i feltinterne rørledninger. Videre vil biosid tilsettes alle rørledninger som vil være eksponert for sjøvann i mer enn tre måneder. I tillegg vil fargestoff tilsettes rørledninger for å detektere mulige lekkasjer. For en mindre del av rørsystemet, som ikke skal settes i drift før lenger ut i feltets levetid, vil MEG stå igjen for preservering.

I forbindelse med klargjøringsoperasjonene på feltet vil det totalt sett slippes ut betydelige mengder kjemikaliebehandlet sjøvann/ferskvann og potensielt også MEG. Utslippene vil imidlertid skje over tid, ved ulike lokasjoner og raskt fortynnes i vannmassene. NOA Fulla ligger i åpent hav, i et område med god vannutskiftning og god oksygentilgang i vannet. Mengder av andre kjemikalier (oksygenfjerner, biosid og fargestoff) vil være små til moderate og kjemikalierne vil raskt fortynnes til nivå som ikke er skadelige. Det vil søkes om egen utslippstillatelse etter forurensningslovgivningens bestemmelser for bruk og utslipp av kjemikalier knyttet til klargjøringsoperasjonene.

5.4.2 Driftsfase

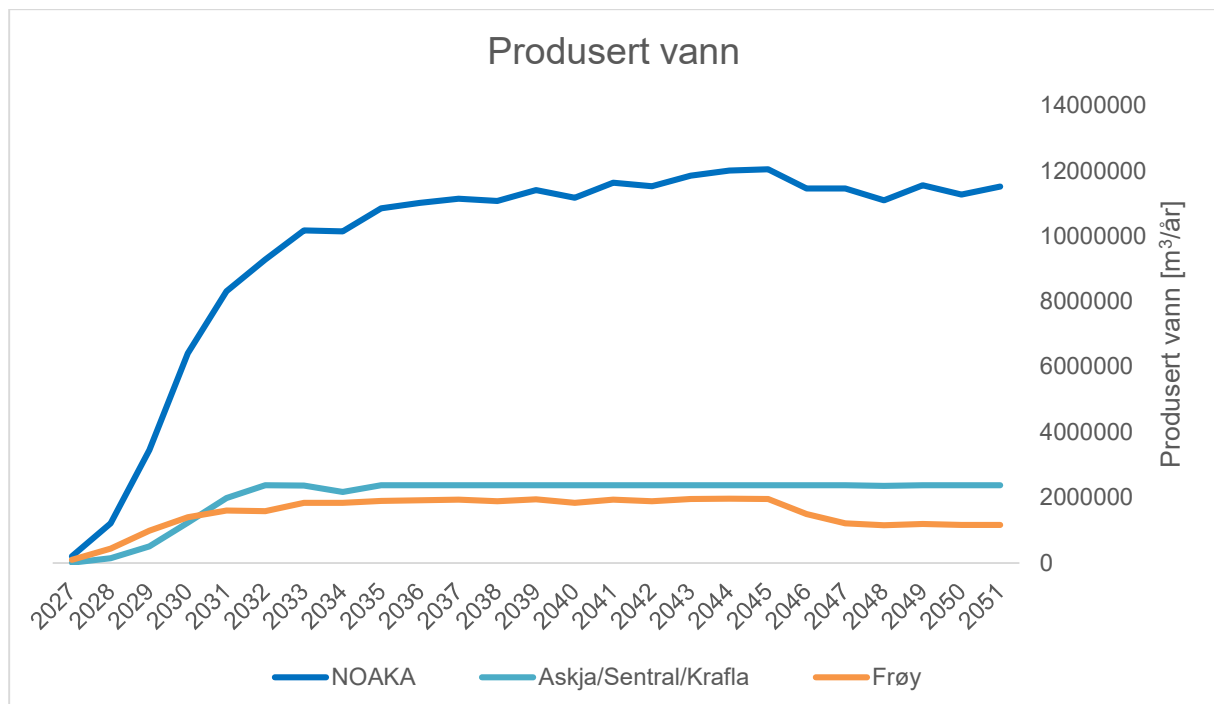
Produsert vann

Den største potensielle kilden til utslipp i driftsfasen er produsert vann, lav i startfasen og etter hvert med daglig produksjon i størrelsesorden 30 – 34 000 m³/d, tilsvarende 11 – 12 millioner m³ per år (figur 5-7). Dette inkluderer også produsert vann fra Krafla som vil behandles på NOA PdQ, anslagsvis 2,4 millioner m³ per år. Det er planlagt med reinjeksjon av produsert vann for trykkstøtte (med tilhørende renseanlegg). Injeksjon for kun deponi er vurdert som for kostbart. Produsert vann fra NOA PdQ vil bli re-injisert i Frigg Gamma Delta i første omgang, og etter en periode på om lag to år også i andre reservoar. Løsning for rensing av vannet har

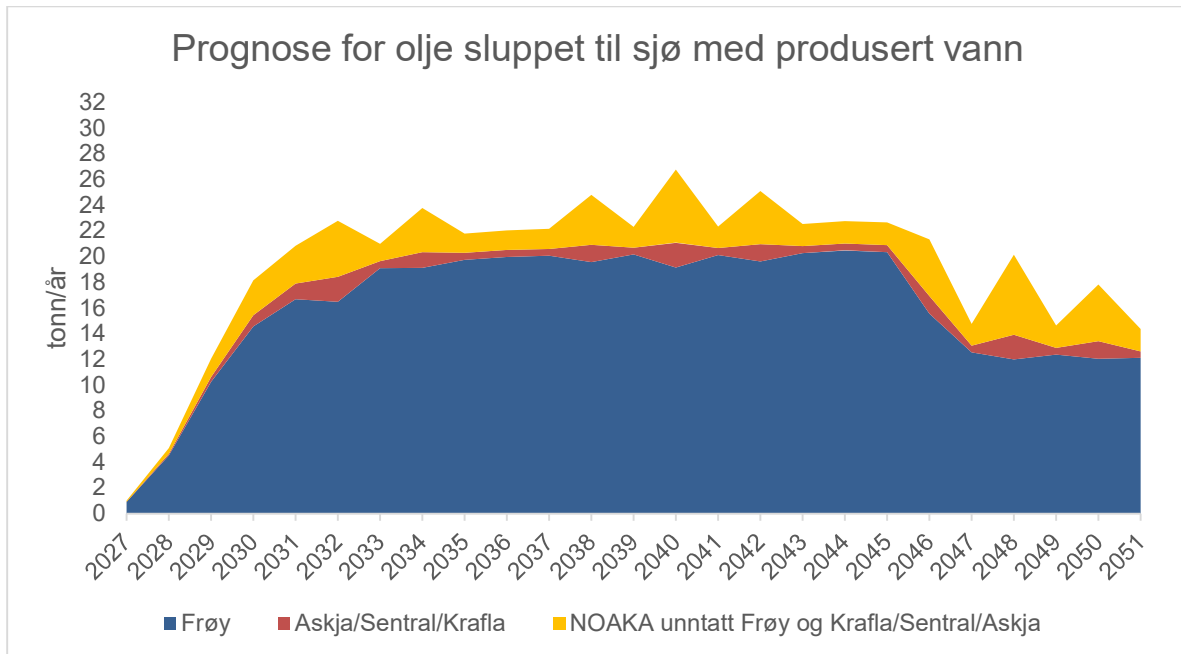
vært gjenstand for BAT-vurdering (kapittel 5.1.1), anbefalt løsning inneholder tre rensetrinn, og designkravet er på 10 mg/l for begge renseanleggene (se omtale av Frøy-vann under). I foreliggende estimerer representerer reinjeksjon 96 prosent av det totale volumet av produsert vann som går gjennom hovedrenseanlegget, med gjennomsnittlig årlig utslipp på opptil 700 000 m³ i maks år.

Erfaringer fra tidligere produksjon fra Frøy har vist store utfordringer produksjonsmessig som følge av vanninjeksjon. For prosessforløpet fra Frøy blir det derfor planlagt med et eget renseanlegg for produsert vann på NOA PdQ. Reinjeksjon av produsert vann fra Frøy vil revurderes dersom man oppnår akseptabel kvalitet for injeksjon med tanke på sulfatinnhold i vannet, som gir utfordringer med avleiringer (BaSO₄) og reservoarforsuring ved dannelse av H₂S. Sistnevnte medfører materialutfordringer. Designkrav for rensing av olje i anlegget er foreløpig satt til mindre enn 10 mg olje pr. liter. Produsert vann-volumet fra Frøy ventes i størrelsesorden 5 000-5 700 m³/d, eller omtrent 1,9 millioner m³ per år (figur 5-8).

Det totale utslippet av olje med produsert vann fra NOAKA er estimert til i størrelsesorden 12 til 26 tonn, hvorav Frøy representerer en andel olje sluppet ut til sjø på 10 – 20 tonn per år (figur 5-8).



Figur 5-7. Totalprognose for produsert vann for NOAKA, med individuelle bidrag fra henholdsvis Krafla og Frøy.



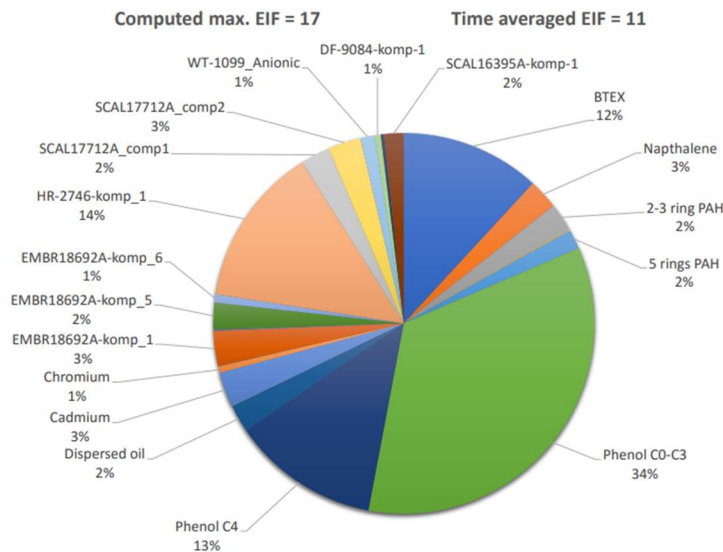
Figur 5-8. Prognose for utslipp av olje fra rensed produsert vann fra NOAKA.

Renseanleggene er designet med høy fleksibilitet for å sikre optimal separasjon av ulike brønnstrømmer. Dette inkluderer:

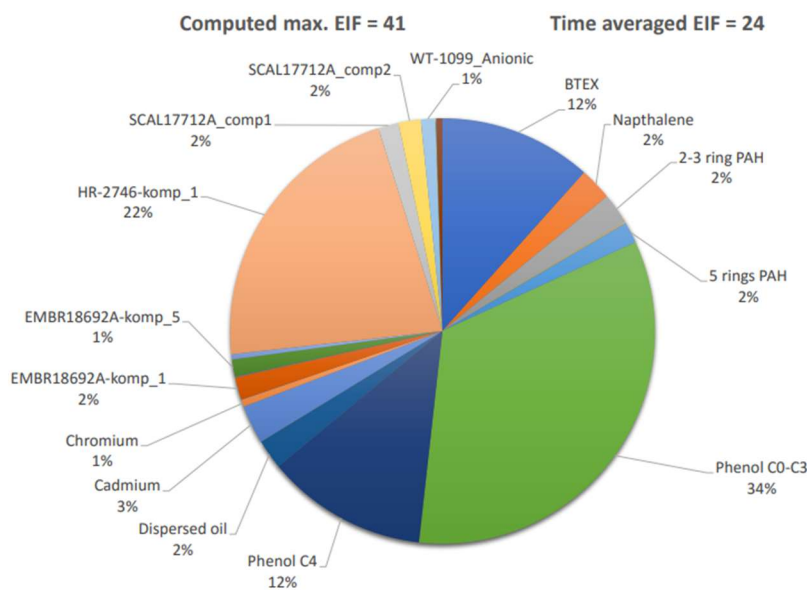
- Fire innløpsseparatorer med høy fleksibilitet i manifoldsystem
- Krysskoblinger som muliggjør optimal distribusjon av brønnstrøm for å utnytte separatorkapasiteten
- Strupeventiler på mottak og pumper for oljegyvinning med lav skjærkraft er foretrukket i design
- Tre "heatere" for å tilføre tilstrekkelig varme for god separasjon
- To innløpsseparatorer oppstrøms
- En innløpsseparator mellom førstetrinnsseparator og andretrinnsseparator
- Eksport coalescer for forbedret separasjon i siste trinn. Forbedrer både både olje- og vannfase
- Omfattende system for kjemisk injeksjon for å øke separasjonseffektiviteten
- Separatorer vil bli konfigurert med mulighet for fremtidig installasjon av elektrostatiske innvendige deler

Det er utført en foreløpig beregning av EIF for Frøy produsert vann (SINTEF, 2021). EIF-beregningene er utført på typiske kjemikalier da faktiske produkter ikke er valgt enda. Videre er et oljeinnhold på 7 mg/l i produsert vann som slippes til sjø lagt til grunn. Som vist i figurene under er tidsintegrert EIF foreløpig beregnet til 11 for et scenario med årlig utslipp av produsert vann på om lag 1 millioner Sm³. Tilsvarende er tidsintegrert EIF beregnet til 24 for et scenario med årlig utslipp på om lag 2,2 millioner sm³ produsert vann (som angitt i Figur 5-7 tilsier dagens prognose et volum mellom 1 og 2 millioner sm³ produsert vann fra Frøy). Fenoler utgjør totalt om lag 46 prosent av EIF, BTEX utgjør om lag 12 prosent, mens oppløst olje bidrar med om lag 2 prosent. Av de tilsatte kjemikalierne er det H₂S-fjerner som gir det største bidraget (om lag 14 prosent). EIF-beregningene vil bli oppdatert på et senere tidspunkt når faktiske produkter er valgt for Frøy. Tilsvarende vil EIF for produsert vann som slippes ut av hovedrenseanlegget på NOA PdQ bli utført når informasjon om innhold av naturlige komponenter i det produserte vannet foreligger.

Konsekvensutredning for utbygging og drift av
petroleumsforekomster omfattet av NOA Fulla.
Utvinningstillatelsene (PL) 026, 026B, 364, 442, 442B, 442C og 873.



Figur 5-9. Foreløpig EIF beregning for Frøy produsert vann (1 mill Sm³ produsert vann/år)



Figur 5-10. Foreløpig EIF beregning for Frøy produsert vann (om lag 2,2 mill Sm³ produsert vann/år)

Det er gjort betydelig arbeid rettet mot virkninger av produsert vann-utslipp fra norsk sokkel, både gjennom forskning og miljøovervåking. Forskning viser at komponenter i produsert vann kan forårsake en rekke negative effekter på helsetilstand, funksjon og reproduksjon i enkeltindivider av fisk og virvelløse dyr (Bakke et al. 2012). Generelt regnes potensialet for miljøskade som moderat, og konsentrasjonene som har gitt effekter hos enkeltindivider forekommer kun nær utslippspunktene (Bakke et al. 2012). Samtidig viser effektovervåking at organismer som har blitt eksponert for moderate nivåer av komponenter fra produsert vann har avtagende biologiske responser også lenger vekk fra utslippskilden (Sundt et al., 2012). Senere forskning viser at hyselarver og -egg som blir eksponert for små og kortvarige oljeutslipp utvikler deformiteter i hjertet, samt i kjeveregionen (Sørhus et al., 2016). Den økologiske betydningen av utslippene er derimot uvisst da effektene man har målt hos enkeltindivider ikke kan kobles til konsekvenser for bestander og samfunn (Bakke et al. 2012).

Konsekvensutredning for utbygging og drift av petroleumsforekomster omfattet av NOA Fulla. Utvinningstillatelsene (PL) 026, 026B, 364, 442, 442B, 442C og 873.

Risikosimuleringer viser en ubetydelig risiko for uønskede miljøeffekter på utslipp av produsert vann på villfiskpopulasjoner offshore (Beyer et al., 2019; 2020).

Betydelig arbeid blir gjort med tanke på kompatibilitet mellom væskestrømmer, herunder kjemiske og fysiske forhold ved blanding, og tiltak gjennom bruk av kjemikalier, temperaturregulering osv. Kjemikaliebruken er nærmere presentert nedenfor.

Kjemikalier

Kun kjemikalier som tilfredsstiller regelverket vil bli brukt og sluppet ut til sjø, etter søknad og tillatelse. Det vil bli innført rutiner for å minimere kjemikaliebruk og for at gjenbruk av kjemikalier skal skje når dette er mulig. Videre er ulike designtiltak implementert for å minimere behov for kjemikalier, herunder:

- Anleggene er designet for å sikre at temperatur i rørledninger er over temperatur for voksdannelse. Dette medfører at det kun vil være behov for å tilsette vokshemmer i eksportør.
- Det vil kun være behov for å tilsette korrosjonshemmer i eksportør, da prosessanlegg og produksjonsledningene på feltet er designet med korrosjonsresistent materiale.
- For Frøy brønner vil det benyttes "coatinger" som kan redusere behov for avleiringshemmer.
- Det er lagt opp til å varme enkelte av væskene. Dette vil bedre separasjon og vannkvalitet, og minimere behov for emulsjonsbrytere.
- Frøy produksjon holdes adskilt fra resten av produksjonen på NOAKA for å redusere risiko for karbonat- og sulfatavleiring og dermed også behovet for avleiringshemmer.

Foreløpige vurderinger angir behov for følgende type kjemikalier/hovedfunksjoner:

- Emulsjonsbryter
- Flokkuleringsmidler
- Biosid
- H₂S-fjerner
- Asfaltenhemmer
- Avleiringshemmer
- «Scale squeeze»
- Vokshemmer
- Korrosjonshemmer
- Skumdemper
- MEG/TEG

MEG vil bli brukt for å hindre hydratdannelse i forbindelse med lange nedstengninger og oppstart av brønner, samt eventuelt i rørsystemer på havbunnen og dekkсанlegget ved hydratproblemer. MEG blir levert fra NOA PdQ via kontrollkabelen. Injeksjonssystemet skal kunne betjene to eller flere felt samtidig. MEG-forbruket vil variere mellom de ulike feltene, anslagvis mellom 16 og 60 m³. MEG vil ikke bli regenerert på NOA PdQ og vil følge produsert vann ut fra separatorene. MEG er PLONOR og det er ikke forventet å gi miljøvirkninger etter utslipp til sjø.

TEG skal bli brukt for tørking av gassen. Det blir installert en regenereringsenhet for TEG, og kun mindre mengder vil gå tapt og følge gassfasen.

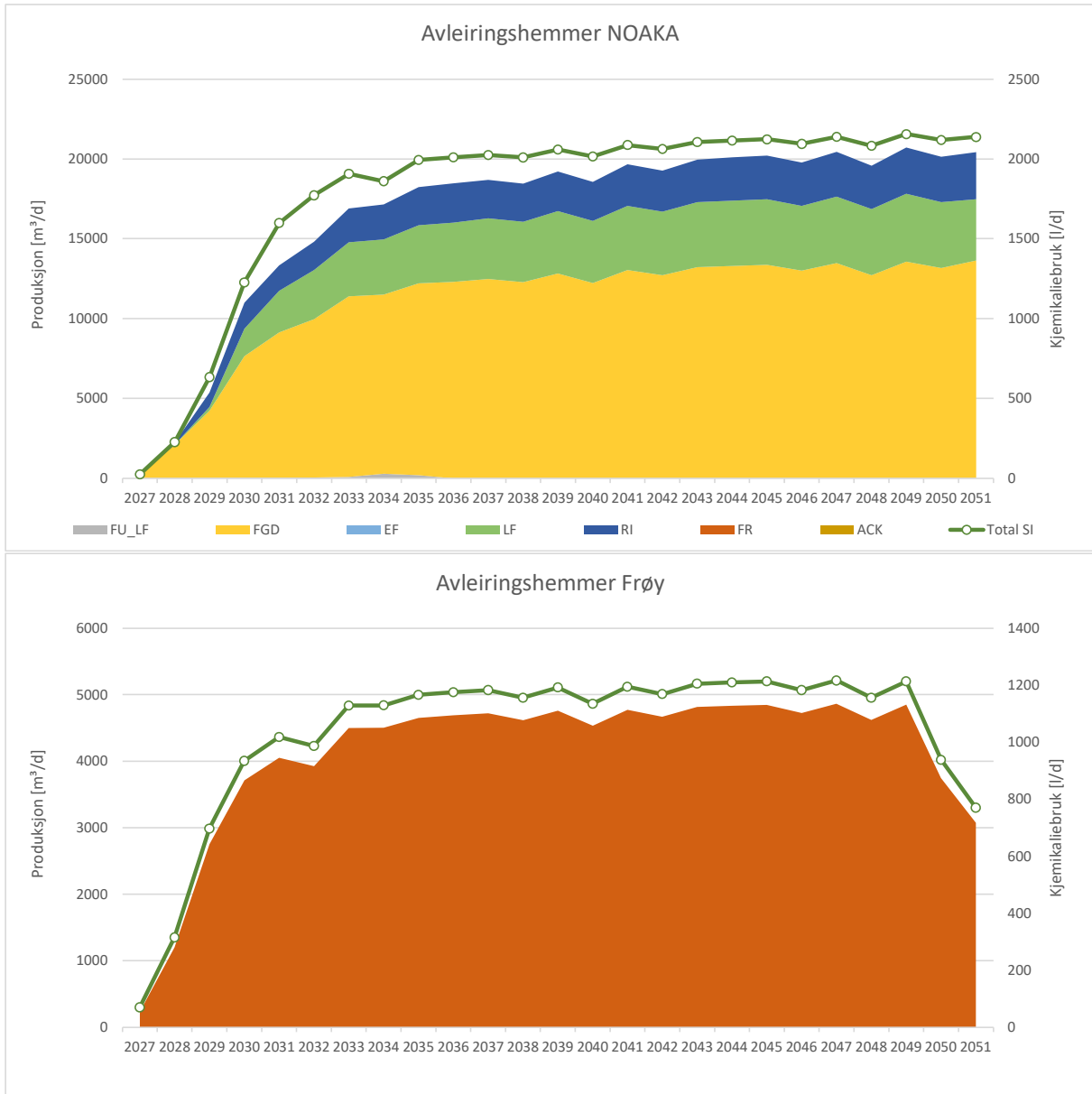
Tabell 5-12. Oversikt over kjemikaliefunksjoner for NOA Fulla.

Kjemikaliefunksjon	Konsentrasjonsintervall (ppmv)	Bruk	Strøm
Emulsjonsbryter	2-30	Kontinuerlig	Olje og vann
Flokkuleringsmidler	5-20	Kontinuerlig	Vann
Biosid	500-2000	Batch	Vann
H ₂ S-fjerner	10-20 l/kg H ₂ S	Kontinuerlig	Gass
H ₂ S-fjerner	3-10 l/kg H ₂ S	Kontinuerlig	Multifase
Asfaltenhemmer	50-300	Kontinuerlig	Olje
Avleiringshemmer, Frøy	50-200	Kontinuerlig	Vann
Avleiringshemmer	10-50	Kontinuerlig	Vann
«Scale squeeze», Frøy	0,1-15 prosent	Batch	Vann
Vokshemmer	20-100	Kontinuerlig	Olje
Korrosjonshemmer	10-30	Kontinuerlig	Olje og vann
Skumdemper	1-30	Kontinuerlig	Olje
pH regulator	Uavklart	Kontinuerlig	

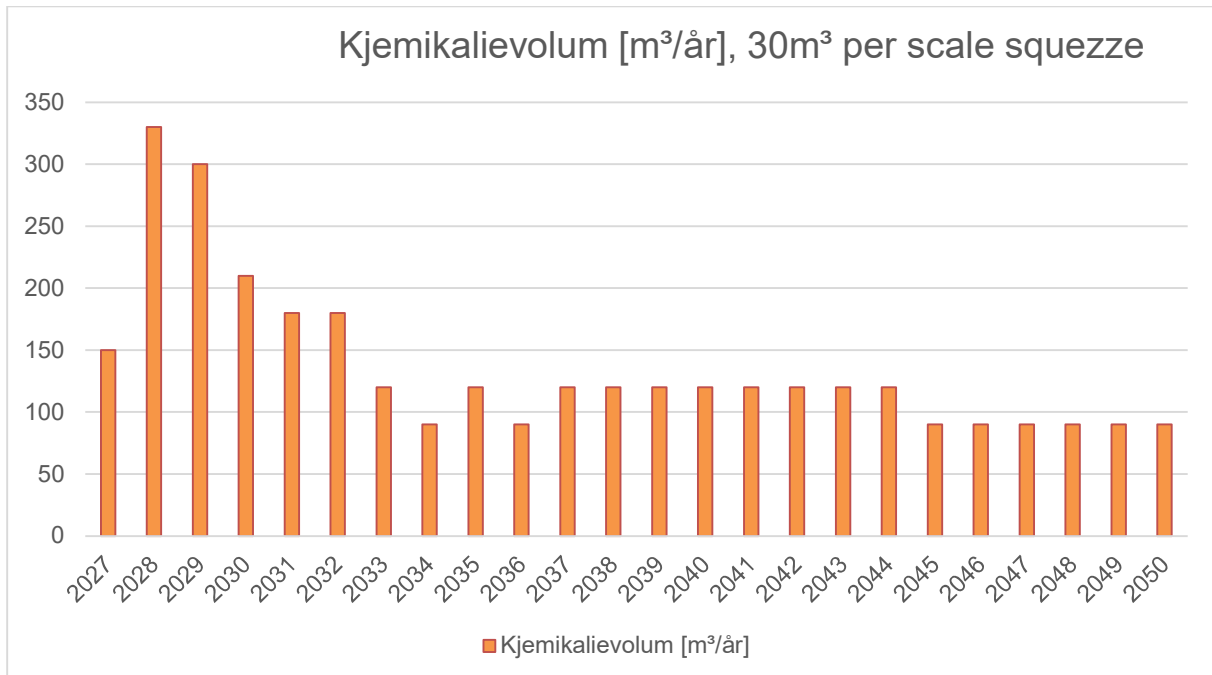
På eksisterende innretninger er det både manuell og automatisk dosering, men som kalibreres fra kontrollrommet. Dette driftes gjennom en periode, anslagsvis ett døgn, før det igjen kalibreres. Selv om produksjonen endrer seg underveis vil doseringen være den samme. Det er også vanlig å dosere noe høyere enn antatt behov. De nye ventilene på NOA Fulla vil måle væskestrømmen kontinuerlig, slik at de alltid doserer korrekt mengde i forhold til behovet. Ventilene blir også automatisk justert i henhold til produksjonen. Dette medfører optimalisert og redusert kjemikaliebruk.

Forbruket av forskjellige kjemikalier vil være ulikt mellom de ulike feltene og også over tid, generelt avhengig av produksjonsvolumet. En oversikt over prognoser for forbruk per funn og totalt per NOAKA per år er presentert i Vedlegg 1.

I figur 5-11 (øverst) er det angitt estimert behov for avleiringshemmer for hele NOAKA over tid (anslagsvis 2 m³ per dag), relatert til produksjon fra samtlige funn. Dette inkluderer også kjemikalier med brønnstrøm fra Equinor-opererte Krafla (KCA). Behovet for avleiringshemmer er spesielt stort for Frøy, anslagsvis 1,2 m³ per dag (figur 5-11, nederst), og her planlegges også kampanjebasert "scale squeeze" i tillegg til kontinuerlig injeksjon, anslagsvis 3- 11 kampanjer årlig (figur 5-12).



Figur 5-11. Prognose for bruk av avleiringshemmer i NOAKA, som funksjon av produksjon fra samtlige felt i utbyggingen og år. Separat prognose for Frøy nederst.



Figur 5-12. Prognose for bruk av kampanjebasert avleiringshemmer (scale squeeze) for Frøy.

Lavradioaktivitet

Formasjonsvann inneholder varierende nivåer av naturlig forekommende radioaktive komponenter. På norsk sokkel er det, med unntak av et par felt, generelt målt lave verdier. Høsten 2021 ble det gjennomført analyse av en prøve fra formasjonsvann fra NOA (Langfjellet, brønn 25/2-18). Målt aktivitet er relativt lav sammenlignet med rapporterte nivåer fra petroleumsvirksomhet internasjonalt. Det er ikke forventet at produsert vann fra NOA Fulla vil inneholde høye verdier av radioaktive komponenter. Verdier fra andre reservoarer enn Langfjellet vil bli klargjort når produksjonen kommer i gang.

Tabell 5-13. Lavradioaktive komponenter i formasjonsvann fra Langfjellet, samt rapporterte internasjonale verdier.

Bq/l	^{226}Ra	^{228}Ra	^{210}Pb
Langfjellet	$2,2 \pm 0,4$	$1,05 \pm 0,15$	$0,19 \pm 0,12$
Rapportert fra industrien (OGP 2008)	0,002-1200	0,3-180	0,05-190

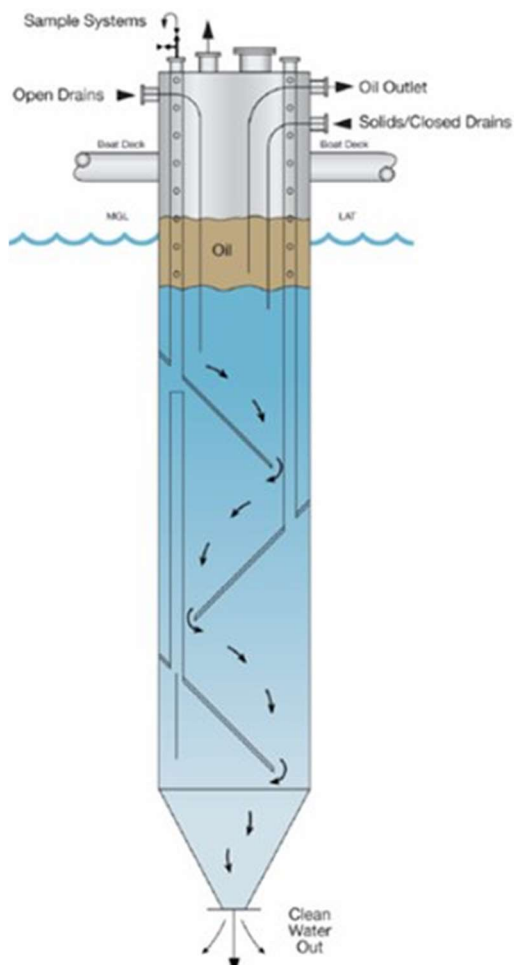
For Nordsjøen er det konkludert med at utslipp av lave nivåer av radioaktive komponenter ikke vil ha miljøvirkninger på marine organismer, hverken i sedimenter eller i sjøvannet (Hylland & Eriksen, 2013). De antatt lave verdiene på radioaktive komponenter samme lite utslipp av produsert vann grunnet strategi om reinjeksjon av produsert vann, medfører at det ikke forventes negative virkninger av lavradioaktive komponenter i utslipp fra NOA Fulla.

Utslipp av drenasjevann

Det åpne drens-systemet på NOA PdQ skal håndtere drenasjevann fra ikke-forurensede områder og drenasjevann fra forurensede områder. Drenasjevann fra disse systemene ledes til en dreneringskolonne (skim pile, figur 5-13), det vil si en åpen kolonne med med gravimetrisk separasjon av olje og vann, som er plassert langs en av plattformens bein. I kolonnen vil oljen

skilles fra vannet som følge av gravitasjon og oppholdstid, og blir ført tilbake til prosessen via "reclaimed oil sump" ved hjelp av en pumpe i kolonnen. Vannet går ut av bunnen på kolonnen, som per nå er designet til å være om lag 40 meter under havoverflaten. Da NOA PdQ i perioder vil være ubemannet er dette drens-systemet foretrukket over eksempelvis sentrifuge da det vil ha mindre plassbehov og medføre mindre manuelle operasjoner og vedlikehold.

Det legges opp til regelmessig manuell prøvetaking av oljeinnholdet i drenasjevann når innretningen er bemannet, og det vil i det videre arbeides med å utarbeide prosedyrer for representativ prøvetaking. Erfaringer fra felt i drift med tilsvarende løsning viser lave rapporterte oljenivå i vann som slippes til sjø (årlig gjennomsnitt i 2020 var 3,23 ppm for Johan Sverdrup og 5,77 ppm for Grane (ref. feltspesifikke årsrapporter til Miljødirektoratet).



Figur 5-13. Skjematisk fremstilling av dreneringskolonne (skim pile).

Basert på en foreløpig BAT-vurdering (ref. kap 5.1.10) er en løsning med gravimetrisk separasjon av olje og vann i tank for åpent drens vann anbefalt for Frøy NUI, som normalt vil være ubemannet. Det legges opp til manuell prøvetaking av oljeinnhold i vann som slippes til sjø før og etter kampanjer (for eksempel ved brønnintervensjon). Dette vil gi et konservativt anslag på olje i vann som slippes til sjø via åpent avløp. Videre vil erfaringer fra prøvetaking på installasjoner med tilsvarende løsning (Valhall Flanke Vest og Hod) benyttes når prosedyrer for prøvetaking av drenasjevann på Frøy NUI skal etableres.

Konsekvensutredning for utbygging og drift av petroleumforekomster omfattet av NOA Fulla. Utvinningstillatelsene (PL) 026, 026B, 364, 442, 442B, 442C og 873.

Neddykkede sjøvannspumper

For å eliminere utslipp til sjø fra denne kilden, vil neddykkede sjøvannspumper på Frøy NUI være lukkede med "cofferdam". Tilsvarende vil utslippsfrie sjøvannspumper også være et krav på NOA PdQ.

5.5 Fysiske inngrep

Fysiske inngrep på havbunnen i forbindelse med utbyggingen av NOA Fulla vil være knyttet til boring, installering av plattform/havbunnsinnretninger, rørlegging og grøfting eller understøttelse/tildekking med stein.

Det er ingen SVO eller områder med kjente sårbare bunnhabitater i områdene dekket av feltet.

5.5.1 Bunnhabitater/bunndyrsamfunn

Midlertidig plassering av oppjekkbar borerigg, innstallering av innretninger (NOA PdQ, Frøy NUI og havbunnsinnretninger), og legging av feltinterne rørledninger og kabler, vil forstyrre havbunnen lokalt. Dette vil være i form av direkte fysiske inngrep, men også ved midlertidig oppvirvling av sedimenter fra aktivitetene, som generelt avsettes igjen relativt raskt.

Den mest omfattende påvirkningen vil være knyttet til installering av feltinterne rørledninger og kabler, med tilhørende tiltak for beskyttelse. Det er estimert et vesentlig behov for steinfyllinger, inntil 800 000 tonn. Som beskrevet i kapittel 2.7 gjøres det tiltak i planleggingen for å samordne rør og kabler i samme rute og med felles steinfylling, for å begrense mengden stein. Plassering av stein vil være et varig tiltak. Fauna som dekkes vil gå tapt, mens steinen etter hvert vil gi grobunn for andre bunndyr.

Som nevnt vil også selve installeringen, inkludert stein, virvle opp sedimenter som spres noe lokalt for de igjen avsettes. I aktuelt område finnes imidlertid ikke sårbar bunnfauna som kaldvannskoraller eller svampaggregeringer, som er særlig utsatt ved høy sedimentasjon. Lokal bunnfauna (flerbørstemark, slangestjerner, små krepsdyr, osv., se kap. 4.4.4) vil i stor grad være tilpasset til og robust for slik påvirkning. Kun i nærområdet til aktiviteten vil immobil bunnfauna kunne gå tapt. NOROGs veileder for sårbar bunnfauna/habitater (NOROG 2019) angir at selve rørleggingen påvirker et område på inntil 5 m ut fra røret, mens steininstallasjon påvirker 5-15 m utenfor. Grøfting kan ha større påvirkning, avhengig av teknikk, sedimentforhold og lokal strøm. Totalt påvirket område fra rørlegging og steininstallasjon kan således antas å være dobbelt så stort som arealet dekket av steinfyllingene.

5.5.2 Kulturminner

Kulturminner kan eksponeres, dekkes til, eller skades som følge av fysiske inngrep i havbunnen. Som beskrevet i kapittel 4.4.6 er det gjennomført flere undersøkelser av havbunnen i området, men det er ikke avdekket skipsvrak eller andre former for marine kulturminner.

Det vil gjennomføres nye havbunnsundersøkelser før utbyggingen av NOA Fulla settes i gang, og dersom kulturminner blir avdekket under disse undersøkelsene vil Riksantikvaren bli kontaktet for å avklare videre håndtering.

Basert på dagens kunnskap vil prosjektet ikke ha negative virkninger på kjente marine kulturminner.

5.6 Avfall

Avfall vil bli generert i borefasen samt under normal drift.

I tillegg representerer innretningen materialer som vil håndteres etter avslutning av virksomheten.

5.6.1 Avfall i borefasen

Boreriggene vil ha riggspesifikke avfallsplaner med tilhørende logistikk for transport og levering på forsyningsbasen for videre avhending. Planene vil være i henhold til industristandard med ordninger for segregering og lagring.

Hovedavfallskilden er imidlertid fra selve boreprosessen. I seksjoner som blir boret med oljebasert borevæske vil utboret kaks og rester av borevæske primært bli fraktet til land for behandling og avhending. Volumenslaget er på 9 500 m³, med detaljer per felt gitt i tabell 5-11. Det var en ambisjon å gjennomføre BAT-vurderinger for alternative håndteringsløsninger for oljekontaminert borekaks og dokumentere dette i konsekvensutredningen. Siden håndteringsløsninger til havs avhenger sterkt av aktuell rigg, er denne BAT-vurderingen utsatt til detaljert planleggingsfase når borerigger er endelig avklart.

Referanseløsningen er transport til land, primært ved hjelp av ISO-tanker, eventuelt containere («skips»), for termisk behandling på land med etterfølgende avhending av borekakset i deponi. Dette er en veletablert løsning i Norge siden tidlig på 1990-tallet.

Ulike løsninger for termisk behandling til havs, enten på plattform, rigg eller fartøy, blir dels benyttet og er under utvikling for bruk på norsk sokkel. Dette kan gi vesentlig reduksjon i CO₂-utslipp sammenlignet med transport til land for behandling, men må vurderes spesifikt både teknisk og logistikkmessig i forhold til aktuell rigg, og med tanke på utslipp til sjø i aktuelt område. BAT-vurderingen vil bli gjort på et senere tidspunkt og resultatene angitt i forbindelse med søknad om virksomhet for produksjonsboringen.

Injeksjon i egen deponibrønn inngår ikke som en del av utbyggingen grunnet høy kostnad – anslagsvis flere hundre millioner kroner. En slik løsning er også lite egnet ved boring på seks ulike lokaliteter. Dette alternativet er derfor ikke videre utredet og vil ikke inngå i BAT-vurderingen.

5.6.2 Avfall i driftsfasen

Avfallsstyring for NOA Fulla vil være i henhold til regelverkskrav, selskapsinterne krav og følge relevante industristandarder (NORSOK S-003, Norsk olje og gass retningslinje 093, osv.). Hovedambisjonen er å sikre et effektivt system for avfallshåndtering i henhold til avfallshierarkiet, primært å unngå generering av avfall, sekundært god og sikker avfallshåndtering, logistikk og avhending – med minimum miljøpåvirkning.

I nåværende prosjektfase er det viktigste å sikre at adekvate arealer avsettes for avfallshåndtering i design, inkludert spesifikke arealbehov per avfallstype og nødvendig utstyr. Det er også utarbeidet en foreløpig avfallsplan for NOA PdQ, med kategorier av avfall, som vil bli oppdatert og operasjonalisert før innretningen settes i drift. Hovedprinsipper inkluderer å klassifisere og sortere avfall. Det vil naturligvis etableres egne systemer for håndtering av farlig avfall.

Spesifikke produksjonsrelaterte avfall inkluderer produsert sand (normalt ikke forventet), kjemikalieavfall, avfall fra filtre, avfall fra piggeoperasjoner og vedlikeholdsarbeid. I tillegg kommer avfall fra normal drift av innretningen.

Det vil være en egen avfallsplan for Frøy NUI, som vil følge samme prinsipper som for NOA PdQ.

5.6.3 Avfall ved avslutning av virksomheten

Petroleumsinnretninger fra norsk sokkel har vært fraktet til land for avhending siden midt på 1990-tallet, og det finnes betydelig med erfaring og veletablert praksis for dette.

Generelt består petroleumsinnretninger av stål i ulike kvaliteter, samt andre metaller. Noe utstyr kan normalt bli gjenbrukt, men med tanke på vekt vil det meste normalt bli materialgjenvunnet. Erfaringstall fra industrien angir normalt over 98 prosent gjenbruk/materialgjenvinning for stålunderstell⁵ og anslagsvis 90-95 prosent for dekkсанlegg.

Det er gode rutiner i bransjen for identifikasjon, fjerning og håndtering av farlig avfall. Dette gjøres før innretningen hogges. Tilsvarende blir elektrisk og elektronisk avfall håndtert spesielt. Etter opphogging vil materialer separeres og avfallsfraksjoner ivaretas.

5.7 Andre miljøaspekter

Boreaktivitet medfører vibrasjoner og undervannsstøy. Tilsvarende gir fartøybruk undervannsstøy, fra propeller og trustere. Det er tidligere utført modellering for å analysere om denne type støy kan antas å medføre vesentlige virkninger på marine dyr, med fokus på sjøpattedyr (hval) (DNV GL, 2013). Det ble konkludert med at slik støy er tilsvarende normal fartøystøy i havområdene og ikke forventes å medføre målbare miljøvirkninger. I utenlandske studier er støy ved boreoperasjoner eksempelvis funnet å medføre tidsbegrenset og kun lokal skremmeeffekt på nise (Todd m.fl. 2020). Det er ikke antatt at slike aktiviteter for NOA Fulla vil medføre målbare miljøvirkninger.

Ved installering av stålunderstellene for NOA PdQ og Frøy NUI vil stålpløer hamres ned i havbunnen for å forankre disse. Det vil installeres flere pløer i hvert bein, totalt 20 på NOA PdQ og åtte på Frøy NUI. Aktiviteten vil ha en varighet på henholdsvis ca. 5,5 og 2 døgn. Pløingen medfører undervannsstøy lokalt og tidsavgrenset. Slik støy er undersøkt ved tilsvarende aktivitet i dansk sektor og funnet å medføre en tidsbegrenset lokal skremmeeffekt på niser (Bach et al. (2010)).

I vanlig drift vil det ikke være aktiviteter fra NOA Fulla som gir opphav til undervannsstøy.

Lys fra installasjoner til havs kan ha påvirkning på sjøfugl og trekkfugl ved at de tiltrekkes hit, eller forstyrrer naturlige døgnrytmer og levemønstre. Om dette har vesentlig betydning er imidlertid usikkert (OSPAR, 2015). Mulige avbøtende tiltak for dette kan være å minimere lysbruk, bruk av lysskjold, eller vinkle lyskastere inn mot installasjonene. Både Frøy NUI og NOA PdQ vil i stor grad være ubemannet i normal drift og vil derfor ikke ha samme behov for belysning som konvensjonelle installasjoner. Innretningene vil ha nødvendige lys for å opprettholde sikker drift i henhold til regelverkskrav, samt signallys til passerende fartøy.

⁵ Eksempelvis ble det for nylig avhendet stålunderstell for Valhall QP (2021/2022) oppnådd 17,8 prosent gjenbruk og vel 80 prosent materialgjenvinning. Kun to prosent ble avhendet som avfall; «oppsop» fra aktiviteten (Allseas, 2022).

6 Risiko for akutt forurensning og beredskap

En spesifikk miljørisiko- og beredskapsanalyse er gjennomført for NOA Fulla som et grunnlag for konsekvensutredningen (DNV 2022-a). Analysen har fokus på boring, mens risiko i produksjonsfasen vil utredes nærmere i forkant av driftsoppstart.

De ulike funnene som inngår i NOA Fulla har ulike oljetyper og varierende andel av gass. Oljetype er en viktig faktor i forhold til både spredning, fordampning, grad av nedblanding i vannmassene og de tilhørende mulige miljøeffektene etter et utslipp. Det er derfor analysert med fire ulike oljekvaliteter for å få frem et mest mulig representativt bilde av miljørisikoen. Gass har generelt et lavt potensial for miljøskade i marint miljø (DNV 2012) og er ikke vektlagt i analysen.

Dette kapitlet gir en oppsummering av viktige forhold og resultater som har kommet frem gjennom studien.

6.1 Utslippskilder – og mengder

Utsiktede utslipp fra petroleumsvirksomheten kan forekomme som uhell forårsaket av forskjellige foranledninger, blant annet:

- Utblåsninger fra feltinnretninger under boring og drift
- Lekkasje fra rør
- Lekkasje fra undervannsinstallasjoner
- Prosesslekkasje
- Lekkasje fra skytteltankere eller lasteoperasjoner
- Mindre uhellsutslipp ifm. operasjoner eller skader på utstyr og tanker.

De største akuttutslippene er assosiert med utblåsninger under boring og drift, og benyttes normalt som dimensjonerende hendelse i miljørisiko- og beredskapssammenheng. Utblåsninger er imidlertid hendelser med svært lav sannsynlighet. Sannsynlighet for en hendelse er en viktig faktor ved analyse av miljørisiko. Statistiske verdier for utslipp er lagt til grunn og relatert til planlagt aktivitetsnivå. Basert på dette er «forventet verdi» for utblåsning beregnet til en gang hvert 416. år med aktuelt aktivitetsnivå.

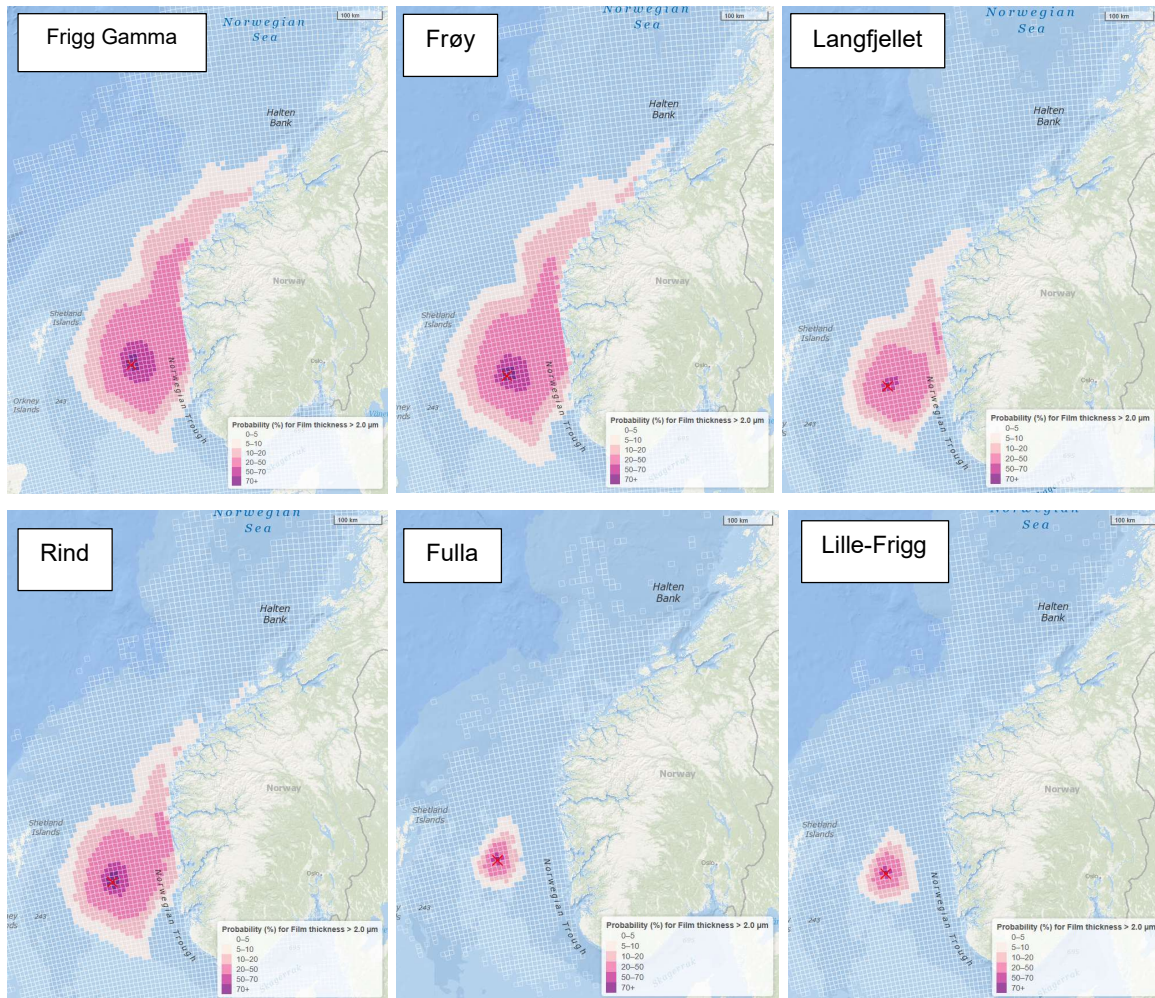
Utstrømningsrate og varighet av utblåsningen gir det totale volumet sluppet ut ved en utblåsning. Dette er derfor vesentlige premisser også for en miljørisikoanalyse. Ratene varierer med trykk- og strømningsforhold i reservoar og brønn, mens varighet dels bestemmes av hvorvidt utblåsningen kan stanses av seg selv eller med ulike tiltak. Estimerte rater varierer mellom noen titalls kubikkmeter per døgn til over 15 000 m³/d. I analysen blir disse vektet etter individuell sannsynlighet. Lengste varighet blir bestemt basert på tid for boring av en avlastningsbrønn, som for de aktuelle funnene er anslått til 42-54 dager.

Det er i tillegg til utblåsning også modellert hendelser med utslipp fra rørledninger.

6.2 Influensområde

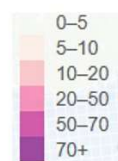
Influensområdet er definert ved areal modellert med en statistisk sannsynlighet for oljefilmtykkelse over 2 µm (definert som effektgrense). For konsekvensutredning settes grensen for influensområdet normalt ved 5 prosent eller høyere statistisk sannsynlighet for treff av olje. Av de ulike funnene er det utblåsning fra Frigg Gamma og Frigg Delta som gir det største influensområdet. Fulla og Lille-Frigg har gass med noe kondensat, og dette gir betydelig mindre influensområder etter brønnutblåsning (figur 6-1). Lekkasje modellert fra rørledning gir betydelig mindre influensområde, avgrenset til et mindre område (10-30 km) rundt utslippsstedet.

Konsekvensutredning for utbygging og drift av petroleumforekomster omfattet av NOA Fulla. Utvinningstillatelsene (PL) 026, 026B, 364, 442, 442B, 442C og 873.



Figur 6-1. Influensområder for de ulike funnene omfattet av utbyggingen av NOA Fulla. Etablert som statistisk sannsynlighet for oljefilmtykkelse over 2 µm. Bildene angir statistisk sannsynlighet og ikke område berørt av olje fra ett oljeslipp. Kilde: DNV 2022-a.

Sannsynlighet (%) for filmtykkelse > 2 µm



6.3 Potensial for miljøkonsekvenser

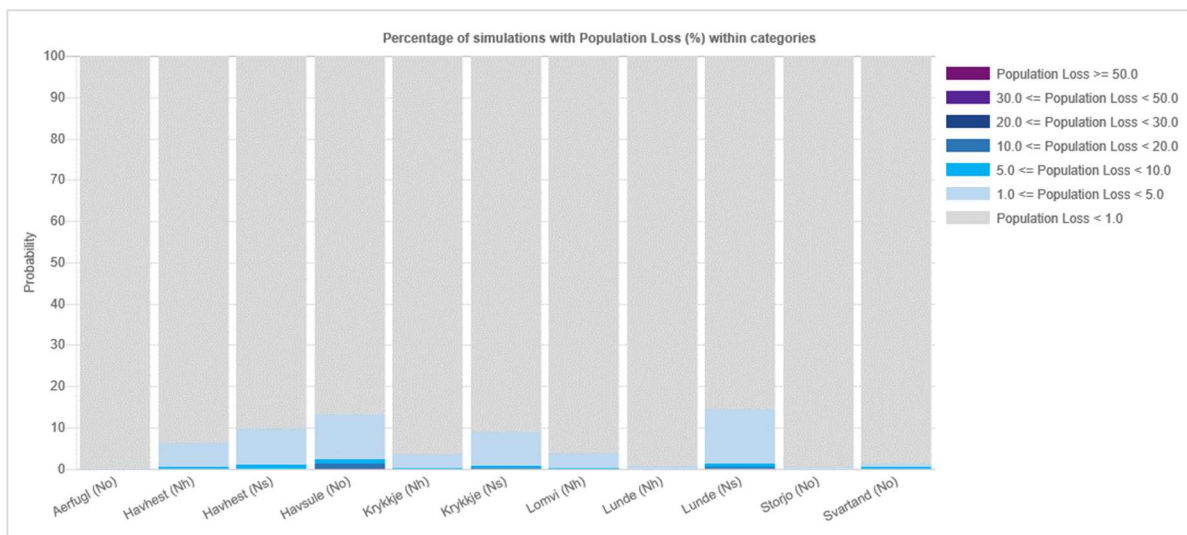
Oljeforurensning kan være svært skadelig for ulike miljøkomponenter både på kort og lengre sikt, ved at olje kan oppholde seg i miljøet over lengre tid. Alvorlige akutte virkninger kan videre medføre bestandsreduksjoner, som det vil ta lang tid å restituere. Generelt er sjøfugl vurdert som særskilt utsatt for oljeforurensning, men også sjøpattedyr, strandmiljø og fisk er utsatte.

Sjøfugler tilbringer det meste av tiden på sjøen, hvor de fleste artene henter all sin næring. Noen arter er kun avhengige av å oppsøke land i hekketiden. Ved oljesøl i områder hvor det forekommer sjøfugl, enten rundt hekkekolonier eller i områder hvor de beiter, er det sannsynlig at sjøfugl kommer i kontakt med oljen. Sjøfugl er sårbar for både direkte og indirekte effekter av oljesøl. Oljen får fjærene til å klistre seg sammen slik at de mister isolasjonsevnen, sjøvannet kommer i kontakt med huden og fuglen fryser i hjel. I tillegg kan tilsølte individer bli forgiftet ved at de får olje inn i fordøyelsessystemet når de pusser fjærdrakten. Den individuelle oljesårbarheten til en sjøfugl varierer med en lang rekke forhold som blant annet art, fysisk tilstand og flydyktighet samt tilstedeværelse, atferd og arealutnyttelse i risikoområdet (Anker-

Nilssen, 1987). Sårbarheten er generelt størst for de artene som ligger på havoverflaten og dykker etter næring fordi disse er særlig utsatt for varmetap og har større sannsynlighet for å komme i kontakt med olje. Det gjelder især alkefugler som lomvi og lunde, lommer, skarver og marine ender. Dessuten er ande- og alkefugler svært sårbare i myte (fjærfellings) perioden, hvor de ikke er flygedyktige i flere uker. Mytetiden for alkefugler er i august-september mens andefugler myter i perioden juli-september.

Sjøfugl på åpent hav forekommer ofte aggregert i flokker og høye konsentrasjoner. En slik fordeling øker fuglenes sårbarhet for små oljesøl. Hvis et oljesøl først treffer større konsentrasjoner av fugl, kan tusenvis av individer bli berørt. Blant de viktigste artene av pelagisk sjøfugl i Nordsjøen/Norskehavet er lomvi, alkekonge og lunde vurdert å ha høyest sårbarhet for olje (SFT og DN, 2000). Sårbarheten til disse artene er like høy gjennom hele året (hekking, næringssøk, hvile, myting og vinterområder). Av kystbundne dykkende sjøfugl er de viktigste artene toppskarv, storskarv og ærfugl.

I miljørisikoberegninger er effektene på sjøfugl av modellerte oljeutslipp gitt i form av en sannsynlighetsberegning for hvor stor en andel av bestanden som vil omkomme. Dette er gjort ut ifra fordelingen av sjøfuglene og hvor sårbare artene er overfor olje. Videre beregnes den endelige miljøskaden som restitusjonstid for en sjøfuglbestand. Det vil si tiden det tar for en sjøfuglbestand å bygges opp igjen til samme bestandsnivå som før skade av et oljesøl. Gjennomgående karakteriseres de typiske sjøfuglartene ved sein kjønnsmodning, høy levealder og lav reproduktiv kapasitet, noe som medfører at de fleste artene har en liten til middels restitusjonsevne. Et eksempel på bestandstap av lundefugl ved utblåsning fra Frigg Delta er vist i Figur 6-2, og angir ulikt konsekvenspotensial per måned. Høyeste konsekvens kan oppstå i mai måned, med anslagvis 2 prosent sannsynlighet for tap av 20 prosent av bestanden.



Figur 6-2. Månedlig sannsynlighet for bestandstap for lunde ved utblåsning på Frigg Delta.

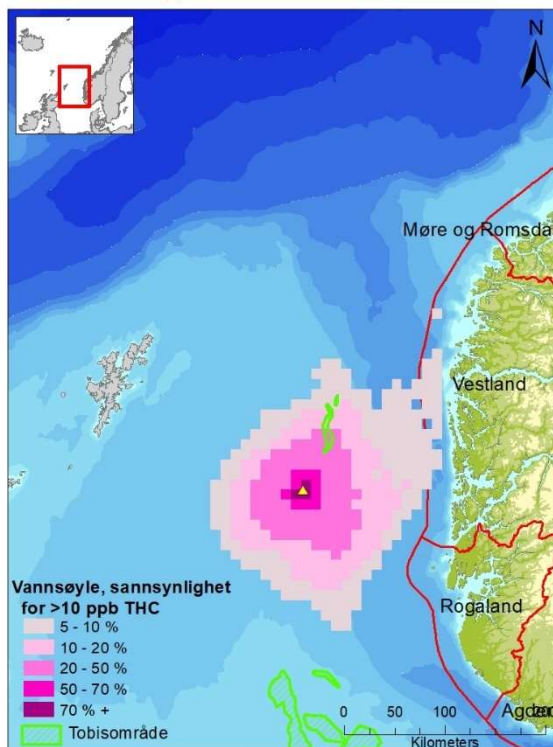
Sjøfugl i NOA Fulla-området er presentert i kapittel 4.4.2 og området regnes tidvis som sårbart for ulike arter av sjøfugl, som lomvi, havhest og havsule. Betydelig avstand fra land/hekkeområder samt viktige beiteområder, begrenser imidlertid området totale sårbarhet for sjøfugl.

Sjøpattedyr kan påvirkes av oljesøl både direkte gjennom tilgrising eller giftvirkninger, eller indirekte gjennom stress og adferdspåvirkning. Kystsel som havert og steinkobber er mest sårbare i perioder med pelsskifte og ungekasting. Også oter er utsatt for oljeforurensning, da

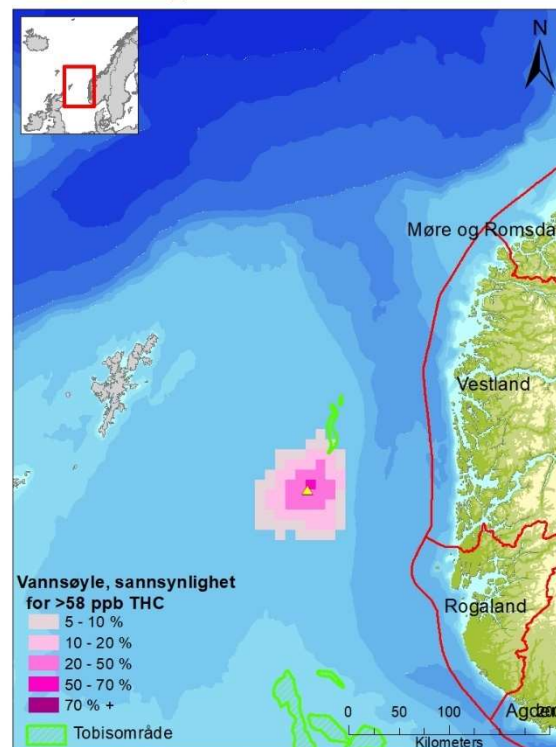
de tilbringer mye tid i tilknytning til standsonen. Influensområdet for akuttutslipp fra NOA Fulla berører kystområder med betydelige forekomster av kystsel, ofte flekkvis fordelt (stedbundne), og har således et visst potensial for konsekvenser også på slike.

Fiskeegg og -larver er fiskens mest sårbare livsstadier i forhold til oljeforurensning. Juvenile og voksne fisk klarer å unngå vannmasser med høye konsentrasjoner av hydrokarboner og det er sjelden rapportert om store mengder døde fisk etter oljeutslipp (Hjermann et al., 2007). I aktuell del av Nordsjøen er det flere arter som gyter og som generelt har gyteområder med stor geografisk utbredelse (kap. 4.4.1). Et unntak er tobisområdet på Vikingbanken, i en avstand på minimum 23 km fra Fulla. Det er gjennomført modellering av olje nedblandet i vannmassene og spredning av denne, spesielt sett i sammenheng med gyteområde for tobis på Vikingbanken. Skadelig konsentrasjon for mest sårbare stadium for fisk (egg og larver) er normalt vurdert til 58 ppb, men er også modellert for en konsentrasjon på 10 ppb. For NOA Fulla, i både boring og produksjon, viser resultatene at 58 ppb kan oppstå maksimalt ut til 30 km avstand fra utslippspunktet (størst influensområde for Rind), Figur 6-3. For Fulla, som ligger nærmest tobisområdet på Vikingbanken, er influensområdet svært begrenset med betydelig avstand til tobisområdet (DNV 2022-a). Miljøskadeberegningen som er utført angir 99,5 prosent sannsynlighet for ubetydelig miljøskade, og kun 0,5 prosent sannsynlighet for liten miljøskade på tobis. Potensialet for konsekvenser på fisk er derfor vurdert som lokalt avgrenset og svært lavt.

Rind, THC >10 ppb



Rind, THC >58 ppb

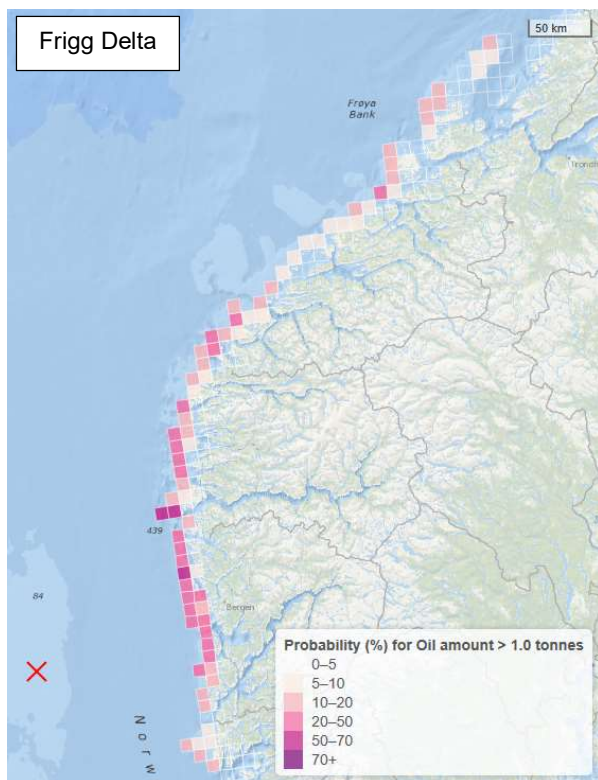


Figur 6-3. Sannsynlighet for oljekonsentrasjon (THC) over hhv 10 og 58 ppb i 10x10 km ruter gitt utblåsning, her for Rind (venstre) som berører flest ruter – sett i forhold til tobisområdet.

Effekter av olje på strandhabitat oppstår ved en kombinasjon av oljens giftighet og dens mekaniske belastning over tid. Den samlede mengde olje vil være av betydning for skadebildet på lokalt og regionalt nivå, i tillegg til hvor mye olje som blir liggende i ulike deler av miljøet over tid. Viktige fysiske faktorer for oljens skjebne på kysten er dyp (-vertikal transport av olje),

tidevann, bølgeeksponering (-strandens evne til selvrensing), topografi og type substrat (-strandens "lagringskapasitet" for olje) (Moe m.fl., 1993).

Erfaringer fra historiske uhellsutslipp av olje viser at skadene på strandmiljøet kan variere i omfang og varighet; fra nærmest total desimering av samfunnene til marginale, subletale effekter på individnivå. Skade på en organismegruppe kan forplante seg til en annen gruppe ved at strukturerende organismer og grupper dør, byttedyrene faller fra, eller at andre økologiske interaksjoner i samfunnene forrykkes. I de tilfeller hvor det har forekommet omfattende dødelighet på samfunnens strukturerende arter, reflekteres dette i relativt lange restitusjonstider (Brude et al., 2003). Influensområdet for akuttutslipp fra NOA Fulla berører kystområder fra Nord-Rogaland til Trondheimsfjorden (Figur 6-1), med store forskjeller i strandtyper og sårbarhet for olje gjennom dette området. Konsekvenspotensialet varierer derfor tilsvarende. Sannsynligheten for at olje skal nå kystlinjen ligger statistisk generelt i området 20-50 prosent eller lavere, med enkelte unntak (10x10 km ruter) med høyere sannsynlighet (Figur 6-3). Dette er hensyntatt i selve miljørisikoanalysen.



Figur 6-4. Sannsynlighet for at oljemengde over 1 tonn treffer en 10x10 km kyststrupe gitt utblåsning, her for Frigg Delta som har størst influensområde.

6.4 Miljørisiko

Miljørisiko er analysert i henhold til siste industrimetode – ERA akutt (NOROG, 2020; Stephansen m.fl., 2021). Metoden måler miljørisiko i forhold til forhåndsdefinerte miljøindikatorer relevant for aktuell region. Basert på sannsynligheten for at olje treffer de utsatte miljøindikatorerne, måles dette i forhold til påvirkning, restitusjonstid og miljøskade. Skadekategoriene er tilpasset operatørens akseptkriterier, og miljørisiko blir målt i forhold til denne.

En rekke fuglearter, fisk, to arter av kystsel samt strandmiljø er valgt som miljøindikatorer i analysen. For sjøfugl omfatter dette både sjøfugl på havet og i kystsonen. Tobis er valgt som

indikatorart for fisk, da den gyter innenfor et avgrenset område og således anses som sårbar for påvirkning. Strandmiljø er inndelt i ulike kategorier basert på eksponering og sårbarhet for olje.

Resultatene fra miljørisikoanalysen er presentert for henholdsvis sjøfugl, strandmiljø og fisk i figur 6-5 til 6-7. Miljørisikoen for sjøfugl er representert ved havsule og viser 95,4 prosent sannsynlighet for ubetydelig miljøkonsekvens. Det er kun 2 prosent sannsynlighet for moderat eller verre miljøkonsekvens.

Havsule (No)	Frekvens					
	< 10 ⁻⁴	10 ⁻⁴ - 10 ⁻³	10 ⁻³ - 10 ⁻²	10 ⁻² - 10 ⁻¹	10 ⁻¹ - 0,5	>0,5
Miljøkonsekvens	Sannsynlighet pr år					
	<0,01%	0,01-0,1%	0,1-1%	1-10%	10-50%	>50%
Svært alvorlig/Katastrofal (A)						
Alvorlig (B)	●		0,2 %			
Betydelig (C)	●		0,8 %			
Moderat (D)	●		1,0 %			
Liten (E)	●		2,6 %			
Ubetydelig (F)			● 95,4 %			

Figur 6-5. Miljørisiko for sjøfugl samlet for alle funn som inngår i NOA Fulla.

For strandmiljø er det 87,2 prosent sannsynlig med liten eller ubetydelig miljøkonsekvens, og 0,2 prosent sannsynlighet for svært alvorlig konsekvens.

Kyst (fauna)	Frekvens					
	< 10 ⁻⁴	10 ⁻⁴ - 10 ⁻³	10 ⁻³ - 10 ⁻²	10 ⁻² - 10 ⁻¹	10 ⁻¹ - 0,5	>0,5
Miljøkonsekvens	Sannsynlighet pr år					
	<0,01%	0,01-0,1%	0,1-1%	1-10%	10-50%	>50%
Svært alvorlig/Katastrofal (A)	●		0,2 %			
Alvorlig (B)	●		1,1 %			
Betydelig (C)	●		1,9 %			
Moderat (D)		●	9,6 %			
Liten (E)		●	17,2 %			
Ubetydelig (F)			● 70,0 %			

Figur 6-6. Miljørisiko for strandfauna samlet for alle funn som inngår i NOA Fulla.

For fisk (tobis) er det 99,8 prosent sannsynlighet for ubetydelig konsekvens og 0,8 prosent sannsynlighet for liten konsekvens.

Fisk (tobis)	Frekvens					
	< 10 ⁻⁴	10 ⁻⁴ - 10 ⁻³	10 ⁻³ - 10 ⁻²	10 ⁻² - 10 ⁻¹	10 ⁻¹ - 0,5	>0,5
	Sannsynlighet pr år					
Miljøkonsekvens	<0,01%	0,01-0,1%	0,1-1%	1-10%	10-50%	>50%
Svært alvorlig/Katastrofal (A)						
Alvorlig (B)						
Betydelig (C)						
Moderat (D)						
Liten (E)	○		0,8 %			
Ubetydelig (F)			● 99,2 %			

Figur 6-7. Miljørisiko for tobis samlet for alle funn som inngår i NOA Fulla.

Samlet miljørisiko for utblåsning fra NOA Fulla er vist i Figur 6-8, sammenstilt med Aker BP sine akseptkriterier. Høyest miljørisiko er funnet å være kystmiljø med begrenset sannsynlighet for svært alvorlig miljøkonsekvens. For sjøfugl er det funnet begrenset sannsynlighet for alvorlig miljøkonsekvens, og for fisk er det liten miljøkonsekvens.

Samlet	Frekvens					
	< 10 ⁻⁴	10 ⁻⁴ - 10 ⁻³	10 ⁻³ - 10 ⁻²	10 ⁻² - 10 ⁻¹	10 ⁻¹ - 0,5	>0,5
	Sannsynlighet pr år					
Miljøkonsekvens	<0,01%	0,01-0,1%	0,1-1%	1-10%	10-50%	>50%
Svært alvorlig/Katastrofal (A)	Ⓚ					
Alvorlig (B)	Ⓢ					
Betydelig (C)						
Moderat (D)						
Liten (E)	ⓕ					
Ubetydelig (F)						

Figur 6-8. Miljørisiko for tobis samlet for alle funn som inngår i NOA Fulla. K=kystmiljø, S=sjøfugl, F=fisk.

6.5 Beredskap mot akutt forurensning

Behovet for beredskap mot akutt forurensning er beregnet basert på de utførte oljedriftsmodelleringene (DNV 2022-a). Dette vil bli brukt til senere i planfasen å dimensjonere en beredskap for utbyggingen.

Som nevnt tidligere representerer de ulike funnene ulike kvaliteter av olje. Dette er viktig å hensynta ved vurdering av beredskap mot akutt forurensning, da prosesser som fordampning, dispergering og emulsjon har stor påvirkning både for totalt volum av oljeemulsjon og hvilke beredskapstiltak som eventuelt kan iverksettes. Andre viktige forhold å legge til grunn for analysen er oljemengder som kan nå land, samt korteste drivtid til land. Strandingsmengder er beregnet til vel 1750 og 2150 for henholdsvis sommer og vinter (uten tiltak), mens korteste drivtid til land i disse periodene er 11,7 og 8,7 døgn.

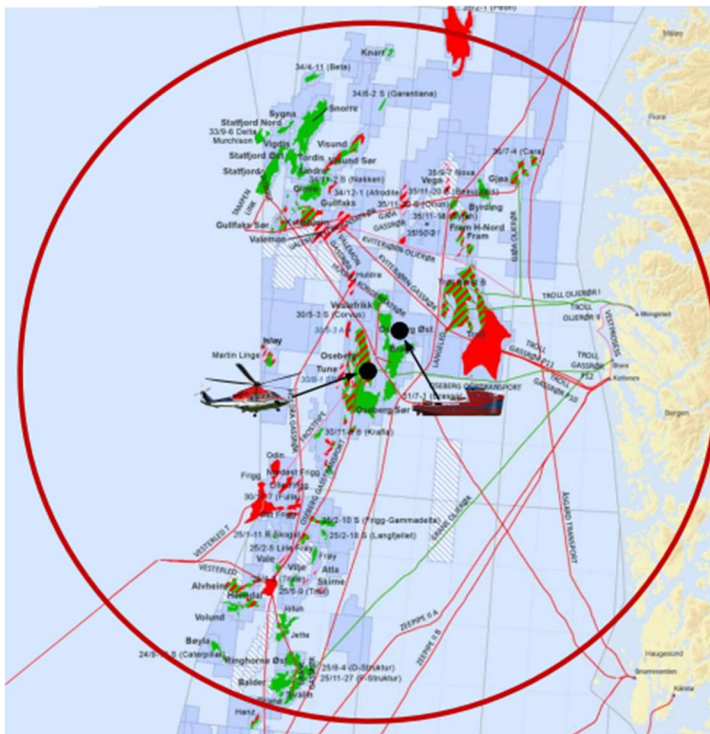
Rent operasjonelt og ytelsesmessig er vind- og bølgeførhold av stor viktighet i forhold til effektiviteten av beredskapstiltak. Dette er hensyntatt.

Totalt sett er det beregnet et behov for sju NOFO-system (system med fartøy, oljelenser og -opptaker) i vintersesongen og tre systemer i sommersesongen, for barriere 1 og 2 (tiltak i åpent hav). Beredskapsanalysen viser hvor disse beredskapsressursene kan hentes fra og den responstid dette har. Første system vil være operativt innen 10 timer, mens samtlige sju systemer vil være operative innen et døgn.

Det er også analysert beredskapsbehov for barriere 3 og 4 (kystsonen), basert på modellerte mengder oljeemulsjon. Dette hensyntar videre effekten av barrierene 1 og 2, slik at strandet mengde oljeemulsjon er anslagsvis 60 tonn i vintersesongen og 20 tonn om sommeren. Kapasitetsmessig vil dette kreve to kystsystemer i begge sesonger.

Det planlegges for at NOA Fulla vil inngå i områdeberedskapsordningen for Troll-Oseberg, se Figur 6-9. Gjennom denne ordningen vil feltet ha tilgang til SAR-helikopter, områdeberedskapsfartøy og havovervåking. Områdeberedskapsfartøyet ligger i midtposisjon mellom Brage og Troll B. Beregnet seilingstid fra midtposisjonen til områdeberedskapsfartøyet til NOA Fulla er ca. 2 timer (Safetec, 2022). Equinor Marine vil være ansvarlig for havovervåking for NOA Fulla. Behov og tilgjengelighet av områderessurser koordineres mellom Aker BP og Equinor.

NOA Fulla har også tilgjengelig oljevernressurser gjennom Aker BPs medlemskap i NOFO, som er hensyntatt i analysen gjengitt over. Håndtering av et utslipp vil bli beskrevet i oljevernplan for NOA Fulla, som vil bli utarbeidet før produksjonsboring og driftsstart.



Figur 6-9 Oversikt over Troll-Oseberg områdeberedskap (Safetec, 2022).

Med fjernmåling menes et system som uavhengig av sikt, lys og værforhold kan oppdage og kartlegge posisjon og areal av forurensning på havoverflaten (Aktivitetsforskriften §57). Slike

Konsekvensutredning for utbygging og drift av
petroleumsforekomster omfattet av NOA Fulla.
Utvinningsstillatelsene (PL) 026, 026B, 364, 442, 442B, 442C og 873.

systemer kan bestå av sensorer og utstyr plassert i satellitt, fly og helikopter, eller på fartøy og innretninger med tilhørende tjenester og prosedyrer. Et fjernmålingssystem består således av både systemer for tidlig deteksjon av et utslipp, samt bruk av teknikker for å overvåke utslipp i en beredskapssituasjon. Overvåkning viser her til både deteksjon av olje på overflaten, lokalisering av de tykkeste områdene på et oljeflak, samt generell monitorering av akutte utslipp. Fjernmålingssystemene på NOA Fulla vil bestå av forskjellige elementer og inkluderer to uavhengige oljedetekterende radarer (OSD) - en på NOA PdQ og en på Frøy NUI, kontrollsystem (massebalanse i prosessen), sensorer på bunnrammer samt visuelle observasjoner fra innretningene (når disse er bemannet), beredskapsfartøy og helikopter utstyrt med infrarødt kamera (FLIR).

I god tid før oppstart vil det utarbeides en plan for lekkasjedeteksjon som beskriver de ulike lekkasjedeteksjonsmetodene inkludert omfang og ytelse av systemet samt ansvar og varslingslinjer for feltet.

6.6 Havbunnsbasert lekkasjedeteksjon

Samtlige havbunnsbaserte brønnrammer vil ha installert lokalt lekkasjedeteksjonssystem. Videre vil også system for massebalanse benyttes for deteksjon av større lekkasjer. Klargjøring av ytelseskrav er basert på en miljørisikobasert tilnærming og pågår (DNV 2022-b). BAT-vurderinger blir gjennomført for valg av sensorer, omfang og plassering av disse (kapittel 5.1.9).

7 Virkninger for andre havbaserte næringer

7.1 Konsekvenser for fiskeriene

7.1.1 Anleggsfase

Det vil være to borerigger i aktivitet i området, henholdsvis en oppjekkbar rigg som vil ligge inntil NOA PdQ og Frøy NUI, og en halvt nedsenkbar borerigg som vil bore havbunnsbrønner for de andre feltene i utbyggingen. Havbunnsbrønnene vil bli boret gjennom en periode på halvannet år (2. kvartal 2026 – 4. kvartal 2027, jf. Tabell 2-4). Plattformbrønnene vil bores i samme periode. Boreriggene vil medføre arealbeslag som omfatter en midlertidig sikkerhetssone rundt disse.

Det vil også være forsyningstrafikk til boreriggene med to fartøyer gjennom hele boreperioden.

Feltutbyggingen omfatter også betydelig fartøyaktivitet knyttet til installasjon, tungløft, oppkobling og klargjøringen av plattformer og havbunnsinnretninger med tilhørende infrastruktur. Installasjon av feltinterne rørledninger og kabler krever også betydelig omfang av steinfyllinger, med anslått installasjonsperiode på 16 uker. Før rørledninger og kabler dekkes til vil det være en periode med restriksjoner mot bruk av slepende bunnredskaper (bunntål og snurrevad). Denne perioden vil derfor gjøres så kort som mulig. Et flotell vil ligge ved NOA PdQ i perioden for ferdigstilling av plattformen, anslagsvis fra mai 2025 og inn i første kvartal 2026. Det er totalt anslått vel 1000 fartøydøgn i området gjennom anleggsperioden fra 2025 til 2027.

I tillegg kommer anleggsaktivitet for tilgrensende prosjekter (Krafla, eksportørledninger og kabel fra land), som til dels vil pågå i samme geografiske område og medfører omfattende fartøybruk.

Det totale omfanget av boreaktivitet og fartøybevegelser i området i anleggsfasen blir betydelig og vil representere et potensial for negative virkninger for utøvelse av fiskeri her.

Ifølge satellittsporsingsdata og fangststatistikk (kapittel 4.5.2) er det forholdsvis begrenset fiskeriaktivitet i NOA Fulla-området relativt til områder lengre nord og lengre øst, og med noe forskjell i ulike deler av det totale området som berøres av utbyggingen. En del av aktiviteten er i form av trålfiske, inkludert utenlandsk fiske.

Foruten boreperioden og anleggsperioden med NOA PdQ og Frøy NUI installert - som vil medføre direkte arealbeslag, forventes virkningene for fiskeri i hovedsak å være knyttet til operasjonelle ulemper av mye fartøyer i området. Dette vil medføre behov for kursjustering og mulighet for midlertidige arealkonflikt. God dialog og varslingsrutiner blir viktig for å minimere konfliktpotensialet.

Det direkte arealbeslaget i anleggsfasen blir tre områder (NOA PdQ, Frøy NUI og område for boring av havbunnsbrønner), hvert på rundt 1 km². For oppankret borerigg blir området i praksis noe større som følge av ankerlinjer og ankere.

7.1.2 Driftsfase

I driftsfasen vil arealbeslaget være knyttet til sikkerhetssonene rundt NOA PdQ og Frøy NUI, totalt ca. 2 km². I perioder med brønnvedlikehold vil det være fartøy/rigg ved havbunnsfeltene, men normalt vil det ikke være aktivitet her. Det vil være regelmessig forsyningstrafikk til NOA PdQ i drift, mens det kun antas færre enn månedlige anløp til Frøy NUI.

Konsekvensutredning for utbygging og drift av petroleumforekomster omfattet av NOA Fulla. Utvinningstillatelsene (PL) 026, 026B, 364, 442, 442B, 442C og 873.

Alle havbunnsanlegg utenfor sikkerhetssonene vil være overtrålbare. Dette inkluderer brønnrammer, rørledninger og kabler osv. Det vil være omfattende steinfyllinger installert i området. Design på disse skal være slik at de muliggjør overtråling uten å medføre problemer for tråldører eller skade på trålrudskap. Tidligere rapporterte problemer med steinfyllinger og kryssing av rørledninger (OLF 2006) vurderes i hovedsak som løst gjennom design og økt kunnskap.

7.1.3 Avslutning av virksomheten

Etter endt produksjon vil brønnene bli permanent plagget og forlatt. Dette krever normalt bruk av borerigg og med en varighet per brønn i størrelsesorden 20-40 dager.

For hvert enkelt felt vil det videre være fartøyaktivitet knyttet til frakobling av utstyr, rengjøring og etter hvert fjerning av innretninger. Fjerning av NOA PdQ dekkсанlegg og stålunderstell, samt Frøy NUI vil kreve bruk av store tungløftfartøy (som ved installering).

Anleggsaktiviteten knyttet til avslutning og fjerning av utstyr og innretninger vil medføre en del fartøyer i området og kan medføre noe konfliktpotensial i forhold til fiske og fiskefartøyer.

Alle innretninger over havbunnen, dvs. havbunnsinnretninger, NOA PdQ og Frøy NUI, vil bli fjernet fra feltet i henhold til dagens praksis. Nedgravde/overdekkede rørledninger og kabler vil normalt bli etterlatt, mens ender graves ned eller dekkes over. Etter endt feltavvikling skal det ikke være hefter igjen i området som medfører risiko for skade eller ulemper på fiskeutstyr/fiskeriaktivitet.

Detaljer om planer for gjennomføring vil omhandles i feltets avslutningsplan med konsekvensutredning.

7.2 Konsekvenser for skipstrafikk

Konfliktpotensialet mellom petroleumsvirksomhet og skipstrafikk er størst der hvor petroleumsvirksomheten har faste overflateinnretninger med tilhørende trafikk av fartøy, og hvor viktige leder passerer. De mest alvorlige situasjonene som kan oppstå mellom et fartøy og en petroleumssinnretning er kollisjoner, ankerdropp på rørledning eller ankerdrag over rørledning. NOA Fulla ligger i et relativt lite trafikkert område i forhold til andre deler av Nordsjøen, men her finnes noen leder i øst-vestgående og nord-sørgående retning med en viss trafikk av ulik karakter (kapittel 4.5.3). Fartøyaktiviteten tilknyttet NOA Fulla forventes å være størst i anleggsfasen, inkludert boring (borerigger og fartøy).

Omfattende fartøyaktivitet i området i anleggsfasen gir økt statistisk sannsynlighet for kollisjon med passerende trafikk. Normale rutiner for ferdsel til sjøs gir imidlertid et godt grunnlag for at uønskede situasjoner skal oppstå.

I regulær drift vil NOA PdQ være bemannet de første driftsårene, og deretter periodevis ubemannet. Forsyningstrafikk antas med en frekvens på en til to ganger per uke de første årene, deretter sjeldnere og tilpasset bemanningen.

Det vil ikke være permanent beredskapsfartøy på feltet, da dette vil være samordnet med områdeberedskapen for Troll-Oseberg. Områdeberedskapsfartøyet ligger i midtposisjon mellom Brage og Troll B. Beregnet seilingstid fra midtposisjonen til områdeberedskapsfartøyet til NOA Fulla er ca. 2 timer. Equinor Marine vil være ansvarlig for havovervåking for NOA Fulla.

Konsekvensutredning for utbygging og drift av
petroleumsforekomster omfattet av NOA Fulla.
Utvinningsstillatelsene (PL) 026, 026B, 364, 442, 442B, 442C og 873.

I forbindelse med høringen av programforslaget ble det stilt spørsmål til eventuelle problemstillinger knyttet til områder for havvind (forsyningstrafikk til NOA Fulla), samt om installasjon av feltinnretningene vil medføre endringer i seilingsmønster og derigjennom eventuell fortetting av trafikk.

Framtidige havvindanlegg langs kysten, eksempelvis det åpnede området Utsira Nord, kan medføre at forsyningstrafikk til NOA Fulla fra Stavanger-området må gjøre noen kursendringer – avhengig av hvordan området blir utbygd. Tilsvarende vil gjelde for all annen trafikk. Dette vurderes ikke å medføre vesentlige konsekvenser for forsyningstrafikken til NOA Fulla.

De to innretningene ligger i et åpent havområde og vil være ganske isolert i forhold til andre petroleumsinnretninger. Avstanden mellom de to innretningene på ca. 16 km. Som angitt i kapittel 4.5.3 er det historisk ikke blant de mest trafikkerte områdene, og det er ikke identifisert forhold som tilsier at det relative trafikkbildet her skal endre seg vesentlig. Vi vurderer derfor at feltinnretningene eventuelt kun vil medføre mindre justeringer i kurs, og at de ikke vil gi noen fortetting av skipstrafikken som passerer området.

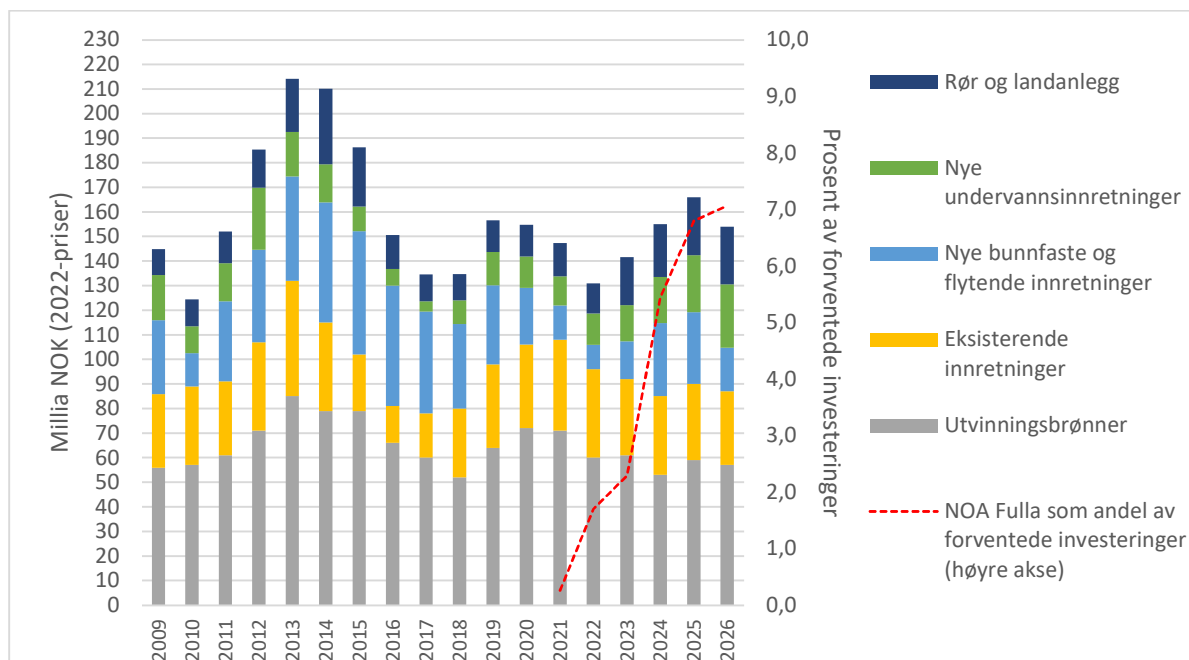
Som omtalt i kapittel 7.1.3 vil det være bruk av borerigg og en del fartøyer i forbindelse med fremtidig avvikling av virksomheten på feltet. Etter endt sluttdisponering vil imidlertid alle mulige hindringer i forhold til passerende skipstrafikk være fjernet.

8 Samfunnsmessige virkninger

Prosjektet vil gi betydelige nasjonale samfunnsmessige konsekvenser, både i form av inntekter til staten og sysselsettingsvirkninger. Det er analysert gjennom en egen studie for NOA Fulla (Asplan Viak, 2022). For hele NOAKA-utbyggingen kommer i tillegg virkninger fra utbyggingen av Krafla, nye eksportørledninger og kraft fra land.

8.1 Investeringsnivået på sokkelen

Oljedirektoratet har utarbeidet prognoser for forventede investeringer på norsk sokkel til og med år 2026. Gjennomførte investeringer på norsk sokkel i perioden 2009 til 2020 og prognoser for de etterfølgende årene er vist i figur 8-1. Prosentvis andel per år fra NOA Fulla er indikert med stiplede linje. I årene 2025-2026 vil investeringene i NOA Fulla utgjøre 5- 7 prosent av de samlede, forventede investeringskostnadene på sokkelen. Prosjektet vil imidlertid foregå til og med 2027, dvs. utover prognoseperioden som vises i figuren. Investeringsnivået for NOA Fulla i 2027 er omtrent halvparten av nivået i 2026. NOA Fulla vil i så måte også kunne utgjøre en merkbar andel av de samlede investeringene på sokkelen i 2027.



Figur 8-1: Gjennomførte og forventede investeringer på norsk kontinentalsokkel og investeringer for NOA Fulla som andel av forventede investeringer. Tall for investeringer i milliarder NOK (2022-priser). Kilde: Oljedirektoratets prognoser publisert i januar 2022 (www.norskpetroleum.no).

NOA Fulla blir samlet en stor utbygging og vil dermed sette sitt preg på investeringsnivået i de årene når utbyggingen pågår. Prognosene tyder på en økning i investeringer de kommende årene, men investeringsnivået vil da samtidig være et godt stykke unna nivået for 7-10 år siden. Det er derfor ikke en umiddelbar grunn til å forvente alvorlige kapasitetsproblemer eller utfordringer med å sikre arbeidskraft og ressurser til de samlede investeringene. Hvis det samlede investeringsnivået på sokkelen likevel blir større, kan det bidra til press på arbeidsmarkedet og lønnsnivået i landet.

8.2 Nasjonale andeler av investeringer

Faktisk omfang av norske andeler av investeringene vil avhenge av konkurransedyktigheten til norske leverandører og kapasitet. Erfaringsmessig vil norsk andel være i størrelsesorden

60-70 prosent ved utbygging og godt over 80 prosent i drift (OLF, 2006). Vurderinger gjort for NOA Fulla samsvarer godt med dette. Norsk andel av utbyggingskostnadene utenom boring anslås å være 61 prosent og for boring 50 prosent. Norsk andel av driftskostnadene er anslått til 88 prosent.

Dette viser at en betydelig andel av investeringene som ligger i utbyggingen av NOA Fulla vil gå til norske selskaper. Nasjonale andeler av investeringene i utbygging og drift danner grunnlaget for å kunne beregne nasjonale sysselsettingsvirkninger. Metodisk beregnes dette ved å fordele leveransene innen næringsgrupper basert på en erfaringsbasert leverandørstruktur. Næringsfordelingen basert på norske andeler av utbyggingskostnadene er vist i tabell.

Tabell 8-1: Næringsfordeling av de norske andelene av utbyggingskostnader

Næringsgruppe	Andel av norske leveranser (prosent)
Utvinning av råolje og naturgass, rørtransport	7
Tjenester tilknyttet utvinning av råolje og naturgass	24
Bygging av skip og båter, oljeplattformer og moduler	39
Bygg og anlegg	7
Transport (luft, land, sjø)	4
Faglig, rådgivende og teknisk tjenesteyting	19
Samlet	100,0

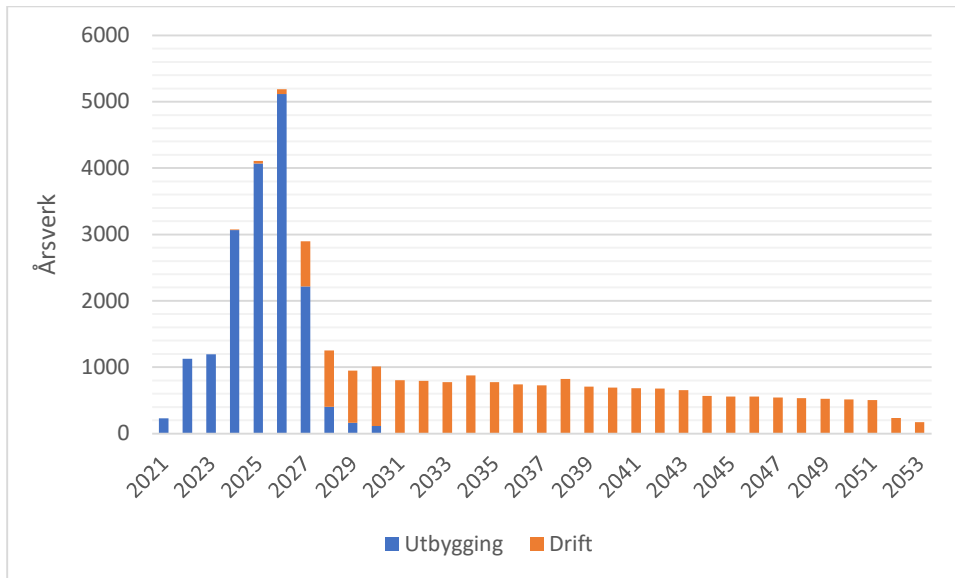
8.3 Nasjonale sysselsettingsvirkninger

Sysselsettingsanslag viser virkningen av utbygging på *nasjonal* sysselsetting, der nullalternativet er trendframskriving uten gjennomføring av tiltaket. Virkningene som presenteres her er *bruttovirkninger*. Det vil si at de viser forventet arbeidskraftsbehov som følger av tiltaket uten å ta stilling til hvor arbeidskraften hentes fra. Behovet for arbeidskraft kan dekkes ved redusert arbeidsledighet, økt innflytting, økt innpendling eller ved fortrenging av andre næringer, dvs. redusert sysselsetting i andre næringer/virksomheter. Det betyr at en del av sysselsettingsvirkningene omfatter sysselsatte som antas å ville kunne være sysselsatte i andre deler av økonomien hvis utbygging av NOA Fulla ikke ville finne sted.

Alle resultater presentert nedenfor oppgir antall årsverk.

Estimerte nasjonale sysselsettingsvirkninger inklusive konsumvirkninger er presentert i figur 8-2. Det skilles mellom virkninger knyttet til utbygging og drift i hvert av årene. Det er i utbyggingsfasen at det kan ventes vesentlige virkninger i enkelte år. I årene med de største virkningene (2025-2026) kan om lag 4 000-5 000 årsverk tilskrives NOA Fulla. Summert over alle årene tilsvarer virkningene rundt 35 500 årsverk for utbygging og drift til sammen. Utbygging utgjør om lag 50 prosent (cirka 17 500 årsverk) av de samlede sysselsettingsvirkningene summert over *alle* årene for utbygging og drift.

Konsekvensutredning for utbygging og drift av
petroleumsforekomster omfattet av NOA Fulla.
Utvinningstillatelsene (PL) 026, 026B, 364, 442, 442B, 442C og 873.

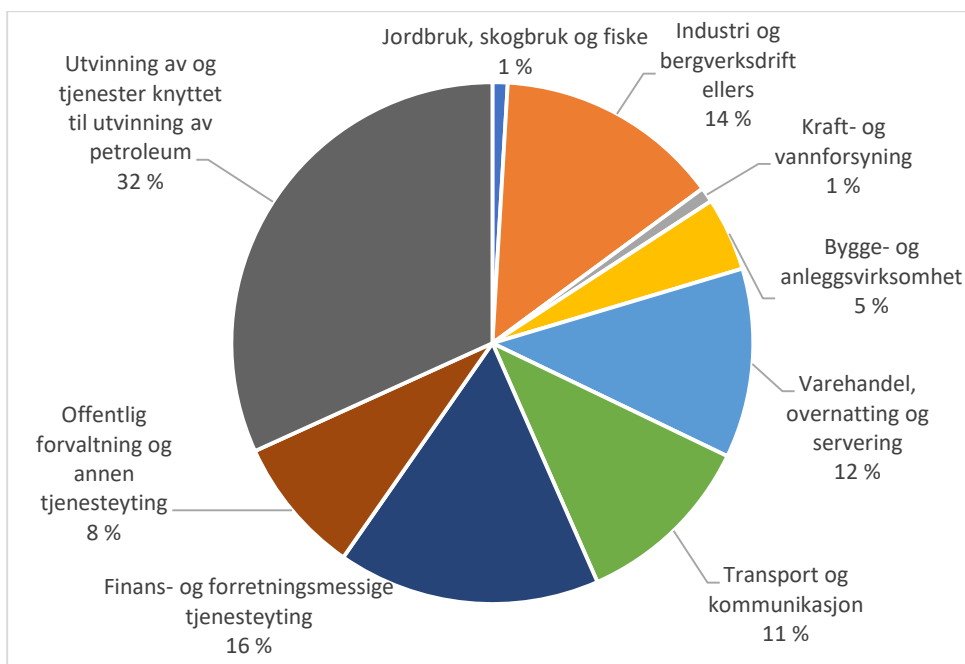


Figur 8-2: Estimerte sysselsettingsvirkninger, inklusive konsumvirkninger. Årsverk.

Virkningene av *drift* utgjør etter hvert om lag 500-700 årsverk per år, og driften er planlagt å pågå over en lang periode. Summert over alle årene er andel årsverk knyttet til drift derfor omtrent like stor som årsverk knyttet til utbygging (50 prosent).

De små virkningene de siste årene etter at driften har opphørt, henger sammen med konsumvirkninger, som til dels faller på senere år enn perioden når lønn opptjenes. Tilsvarende, deler av virkningene fra utbyggingsfasen kommer som induserte virkninger (konsumvirkninger) i årene etter at selve utbyggingen er slutt.

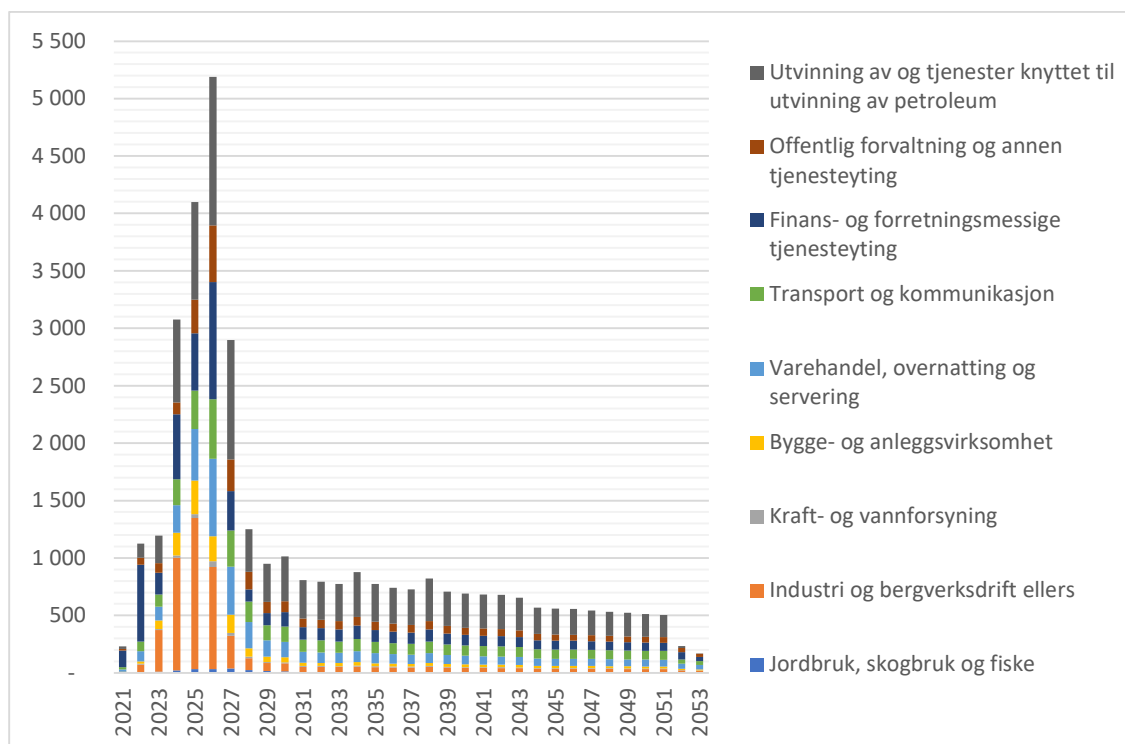
Beregnete sysselsettingsvirkninger i utbyggings- og driftsfasen samlet (oppsummert over alle år) er fordelt på næringsgrupper i figuren nedenfor.



Figur 8-3: Næringsfordeling av estimerte sysselsettingsvirkninger (årsverk) i utbyggings- og driftsfasen, inklusive konsumvirkninger. Samlet for alle år.

Indirekte og induserte virkninger bidrar til at virkningen av utbygging og drift av NOA Fulla spres seg til mange deler av økonomien, slik figuren viser. Næringene som vanligvis oppfattes å tilhøre «kjernen» av petroleumsvirksomhet i Norge – «utvinning av råolje og naturgass, rørtransport» og «tjenester tilknyttet utvinning av råolje og naturgass» – utgjør om lag en tredel av de samlede sysselsettingsvirkningene som tilskrives NOA i denne analysen.

Figur 8-4 viser næringsfordelingen av de estimerte sysselsettingsvirkningene over tid. Her ser vi at virkningene av de store investeringene i utbyggingsfasen spres seg til mange deler av økonomien. Industrien utgjør en mer framtrødende plass i sysselsettingsvirkningene i utbyggingsfasen (i årene 2021-2027), mens næringene som driver primært med olje- og gassutvinning er mer framtrødende i driftsfasen, slik det ville forventes.



Figur 8-4. Næringsfordeling av estimerte sysselsettingsvirkninger i utbyggings- og driftsfasen. Årsverk.

8.4 Statlige inntekter

Forventede inntekter til staten som følge av NOA Fulla består av NO_x- og CO₂-avgifter, ordinær selskapsskatt og petroleumsskatter. Siden feltet vil ha kraft fra land vil det kun være marginale miljøavgifter tilknyttet utslipp til luft. I tillegg er Equinor deleier i Fulla og Lille-Frigg. Hvis NOA Fulla bidrar til overskudd i Equinor i framtiden, vil det også kunne gi til inntekter til staten gjennom statens eierandel i Equinor.

Samlet får staten om lag 50 milliarder kroner i inntekter (ikke neddiskontert) fra skatter og avgifter fordelt over årene 2022 til 2053.

8.5 Lokalisering av drifts- og støttefunksjoner

NOA Fulla vil ha en organisasjon med bemanning på NOA PdQ og med drifts- og støttefunksjoner på land.

Konsekvensutredning for utbygging og drift av
petroleumsforekomster omfattet av NOA Fulla.
Utvinningsstillatelsene (PL) 026, 026B, 364, 442, 442B, 442C og 873.

NOA PdQ designes for å være en lavbemannet innretning, og operasjonsfilosofien vil være å utføre kampanjebasert vedlikehold. I starten vil NOA PdQ være kontinuerlig bemannet, men med en liten offshore-organisasjon. Det er en målsetting om at NOA PdQ kun skal være periodevis bemannet etter de første to driftsårene. Det legges da til grunn at innretningen skal være ubemannet i to uker for deretter å bemannes for fire uker. Det er ønskelig å endre dette til fire uker ubemannet og to uker bemannet etter hvert. Kjernebemanningen på NOA PdQ vil være på om lag 20 personer mens det i forbindelse med kampanjevedlikehold vil det være flere om bord.

Driften av NOA Fulla vil være integrert med driften av Krafla som også vil ha Aker BP som operatør i drift. Kontrollrom på land vil være lokalisert i Stavanger. Øvrig driftsorganisasjon vil også være samlokalisert med Aker BP sin øvrige driftsorganisasjon i Stavanger.

Forsynings- (logistikk) og helikopterbase vil være henholdsvis i Tananger og Sola heliport, lokalisert i Sola kommune.

9 Feltavvikling

Petroleumsloven gir rammebetingelser for avslutning av virksomheten på et felt etter endt produksjon, og implementerer vedtatte internasjonale konvensjoner i norsk lov. For disponering av rørledninger og kabler er det etablert norsk politikk gjennom St. Meld 47 (1999-2000).

Viktige forutsetninger for fremtidig avslutning av virksomheten skal hensyntas allerede ved anbefaling av utbyggingsløsning og i design, slik at dette blir tilrettelagt for. Et slikt krav er at design skal muliggjøre fjerning fra feltet for faste innretninger (gjelder del over havbunnen).

Viktige aktiviteter ved feltavviklingen er:

- Permanent plugging og etterlatelse av brønner
- Rengjøring og tilrettelegging for disponering av innretninger og infrastruktur
- Fjerning av innretninger for videre bruk, gjenbruk, materialgjenvinning og avfallshåndtering
- Etterlatelse av nedgravde/overdekkede rørledninger og kabler
- Klargjøring av havbunnen for slutført disponeringsarbeid

Det er også økt fokus i samfunnet på sirkulærøkonomi, og gjenbruk/gjenvinning av utstyr og materialer fra offshore innretninger utgjør allerede i dag hovedløsningen for disse etter fjerning.

For mer detaljerte vurderinger knyttet til henholdsvis miljøvirkninger og virkninger for andre havbaserte næringer, vises til kapitlene 5.6.3 og 7.1.3/7.2.

Forholdene listet over ligger mange år frem i tid, og detaljer omkring alternative løsninger og gjennomføring av aktivitetene vil omhandles i feltets avslutningsplan med konsekvensutredning.

10 Sammenstilling av konsekvenser, anbefalinger om avbøtende tiltak

I de forutgående kapitler er konsekvenser ved utbygging og drift av NOA Fulla gjennomgått tematisk. I dette kapitlet er det presentert en oppsummering av de mest vesentlige virkningene av prosjektet. Det er også redegjort for anbefalte eller mulige tiltak som blir vurdert for å avbøte negative virkninger og fremme positive virkninger.

10.1 Miljømessige virkninger i utbyggingsfasen

De mest vesentlige miljømessige virkningene av tiltaket i utbyggingsfasen er vurdert å være relatert til:

- Utslipp til luft fra borerigger og fartøy som er involvert i borefasen og installasjonsarbeid, gjennom bruk av fossile drivstoff med tilhørende avgasser. Dette er estimert til 138 000 tonn CO₂ fra boreaktiviteten og 50 000 tonn fra installeringsarbeidet.
- Fysiske inngrep og endring av havbunns habitater som følge av installasjon av innretninger, rørledninger og kabler, og spesielt tilhørende steinfyllinger. Foreløpig steinmengde er anslått til om lag 800 000 tonn. Inngrepene gir lokale endringer i havbunnen med tilhørende påvirkning på bunndyrsamfunnene lokalt. Det er ikke sårbare bunndyrsamfunn som kaldtvannskoraller og svampaggregeringer i området, og med unntak av steinfyllingene vil virkningene være lokale (innen et titalls meter) og av midlertidig karakter. Steinfyllingene vil være permanente.
- Utslipp av utboret borekaks fra boring av brønnseksjoner med vannbasert borevæske. Dette vil medføre noe lokal nedslamming, med endret bunnfaunasammensetning som en konsekvens. Boringen er fordelt over seks lokaliteter med betydelig avstand mellom dem. Det totale omfanget av konsekvenser vil være avgrenset til innenfor et par hundre meter fra borelokaliteten, og naturlig sammensetning av bunndyrsamfunnene vil overtid re-etableres.
- Boring av produksjonsbrønner medfører en risiko for akuttutslipp til sjø, med tilhørende potensial for negative miljøvirkninger.

Følgende tiltak blir vurdert for å avbøte eller minimere omfanget av negative virkninger:

- Langsiktig samarbeid med riggoperatører gjennom alliansene for gjennomføring av tiltak med varige utslippskutt.
- Incentiv-ordninger i kontrakter for boring og maritime tjenester relatert til drivstofforbruk og utslippsreduksjoner.
- Valg av rigg med «dual drilling» muligheter for å redusere riggtid og således utslipp til luft, anslått til utslippsreduksjon på 1870 tonn CO₂.
- Tilrettelegging for boring av tre plattformbrønner fra NOA PdQ med kraft fra land, reduserer CO₂-utslipp med anslagsvis 12 500 tonn.
- Rigg- og fartøyspesifikke løsninger knyttet til type drivstoff, energieffektivisering og/eller konkrete utslippsreducerende tiltak.
- I detaljert prosjekteringsfase å ha fokus på rutevalg og designtiltak av havbunnsanlegg for å minimere bruken av steinfyllinger. I de tilfeller hvor dette er mulig, vil eksempelvis rørledninger og kabler plasseres så nær hverandre at de kan dekkes av felles steinfyllinger.
- Oppfølging av utslipp fra boreaktiviteten gjennom regulær miljøovervåking, samt gjennomføre grunnlagsundersøkelser for de deler av utbyggingen hvor dette ikke ble gjort i 2021.

Konsekvensutredning for utbygging og drift av petroleumforekomster omfattet av NOA Fulla. Utvinningstillatelsene (PL) 026, 026B, 364, 442, 442B, 442C og 873.

- Robust brønndesign og fokus på HMS i planlegging og gjennomføring av boreoperasjoner sikrer at miljørisiko av aktiviteten er lav. En aktivitetsspesifikk beredskap mot akutt forurensning vil bli etablert.

10.2 Miljømessige virkninger i driftsfasen

BAT-vurderinger er/blir gjennomført for en rekke teknologivalg for å sikre miljømessig gode løsninger, som er teknisk robuste og økonomisk gjennomførbare.

Med en energiløsning basert på kraft fra land, vil NOA Fulla ha lave utslipp til luft i driftsfasen, anslått til 8 000 tonn CO₂ per år. CO₂-intensitet for produksjonen over levetiden er estimert til 0,8 - 1 kg CO₂/fat produsert oljeekvivalent (oe). Det vil være fokus på energieffektivisering, å minimere bruk av fossile drivstoff, og en driftsfilosofi for å sikre maksimal opptid av anleggene og således holde driftsavbrudd og faking på et minimum.

Plattformløsningene med henholdsvis normalt ubemannet og lav bemanning for Frøy NUI og NOA PdQ, medfører mindre drifts- og transportrelaterte utslipp, både til luft og sjø.

Hovedløsningen for håndtering av produsert vann er reinjeksjon i grunnen som trykkstøtte. I perioder med nedetid på injeksjonsanlegget, samt for vannstrømmen fra Frøy som ikke kan re-injiseres, vil det være tre-trinns rensing før utslipp til sjø. Det er ikke forventet målbare negative virkninger av slike utslipp utover det umiddelbare nærområdet og avgrenset til individnivå. En rekke tiltak blir imidlertid implementert og vurdert for å redusere miljørisikoen knyttet til operasjonelle utslipp til sjø, herunder:

- Designtiltak for å minimere behovet for kjemikalier, herunder for å unngå voksdannelse, unngå bruk av korrosjoshemmer og flere.
- Separate behandlingsanlegg for produsert vann fra Frøy for å redusere risiko for avleiringer.
- Evaluering av kjemikalier for å sikre bruk av produkter med mest mulig gunstige miljøegenskaper, som samtidig ivaretar de tekniske kravene til funksjonen.
- Analyser på kompatibilitet mellom væskestrømmer, herunder kjemiske og fysiske forhold ved blanding, og tiltak gjennom bruk av kjemikalier, temperaturregulering osv. for å sikre god effekt av renselanleggene.
- Tiltak for optimalisering av kjemikaliedosering som gir redusert kjemikaliebruk.

For å minimere avfallsgenerering gjennom levetiden er robust design og materialvalg viktig, med lang levetid og som minimerer behovet for vedlikehold og utskifting.

Også med tanke på tiltak for å hindre akuttutslipp står robust design og materialvalg sentralt. I tillegg kommer gode rutiner for inspeksjon og vedlikehold, og kontinuerlig driftsoppfølging, herunder sensorer og systemer for tidlig identifikasjon av skader og lekkasjer. Beredskap mot akutt forurensning vil bli etablert for virksomheten og samordnet med regional løsning.

10.3 Miljømessige virkninger i avslutningsfasen

Rørledninger og kabler som eventuelt blir etterlatt etter avviking av feltet vil være rengjort for miljøfarlige stoffer. Feltinnretninger, herunder også havbunnsinnretninger, vil bli fjernet fra feltet etter avsluttet drift i henhold til dagens regelverkskrav. Normalt blir slike innretninger i hovedsak disponert i form av noe gjenbruk og stor grad av materialgjenvinning. Dette vil utredes nærmere i forbindelse med avslutningsplanen for feltet. Av viktighet på nåværende tidspunkt for å fremme positive miljøvirkninger ved avviking er følgende fremhevet:

- Utforming som tilrettelegger for effektiv fjerning av innretninger.
- Materialvalg som legger godt til rette for senere segregering av materialer og materialgjenvinning.

10.4 Virkninger for andre havbaserte næringer i utbyggingsfasen

I området foregår noe omfang av fiske, og her er enkelte trafikkruiter for sjøtransport som passerer gjennom området. Aktiviteter i utbyggingsfasen av NOA Fulla vil påvirke disse aktivitetene, spesielt knyttet til boreaktivitet (borerigg og tilhørende fartøyer) og installasjonsaktivitet (en rekke fartøyer fordelt over kortere eller lengre perioder). Boreaktiviteten i området vil foregå gjennom en periode på to år. Boring av havbunnsbrønner vil foregå med en oppankret halvt nedsenkbar borerigg. Denne vil gjennom perioden flytte mellom fire borelokaliteter og medføre et midlertidig arealbeslag. Boring av plattformbrønner vil i praksis medføre overlappende arealbeslag med de to faste innretningene (NOA PdQ og Frøy NUI), anslagsvis $\sim 1 \text{ km}^2$ per innretning inkludert sikkerhetssone.

I anleggsperioden vil det i tillegg være en del fartøyer i området for installasjon av innretninger, rørledninger og kabler. Dette vil ha midlertidige virkninger for de andre havbaserte næringene, i form av operasjonelle ulemper, herunder mindre kursjusteringer eller noe endret fiskemønster.

Virkningene knyttet til både midlertidige arealbeslag og fartøyaktivitet vurderes ikke å gi vesentlige konsekvenser for næringsutøvelsen.

Aktiviteter vi bli varslet i henhold til vanlig praksis. Det vil i tillegg være dialog med direkte berørte parter for å informere om planene, og i den grad det er mulig, ta hensyn for å begrense negative virkninger.

10.5 Virkninger for andre havbaserte næringer i driftsfasen

I driftsfasen vil virkninger av NOA Fulla på henholdsvis fiskeri og passerende skipstrafikk være i form av permanente arealbeslag, knyttet til de to faste innretningene. Arealbeslagene er begrensede i omfang, anslagsvis $\sim 1 \text{ km}^2$ per innretning inkludert sikkerhetssoner.

I driftsfasen vil havbunnsanleggene og tilhørende infrastruktur være overtrålbare og det er ikke forventet virkninger på fiskeriutøvelsen fra disse.

10.6 Virkninger for andre havbaserte næringer i avslutningsfasen

Når produksjonen på feltet opphører, vil innretninger bli fjernet fra feltet i henhold til aktuelle regelverkskrav og rammebetingelser. Dette medfører at all kollisjonsrisiko opphører etter endt sluttdisponering.

Rørledninger og kabler vil bli rengjort før eventuell etterlatelse. Disponeringsløsninger vil bli utredet og dokumentert i feltets avslutningsplan med tilhørende konsekvensutredning. Generelt skal det sikres mot negative virkninger for utøvelse av fiskeri med bunnredskaper både på kort og lang sikt.

10.7 Samfunnsmessige virkninger

Prosjektet vil medføre samfunnsmessige virkninger, blant annet i form av inntekter til staten samt ringvirkninger fra norske andeler av investeringer i form av sysselsetting.

Konsekvensutredning for utbygging og drift av
petroleumsforekomster omfattet av NOA Fulla.
Utvinningsstillatelsene (PL) 026, 026B, 364, 442, 442B, 442C og 873.

Avhengig av olje- og gasspris, dollarkurs osv. kan de statlige inntektene bli i størrelsesorden 50 milliarder kroner (udiskontert).

Årlige sysselsettingsvirkninger vil bli størst i utbyggingsfasen, med 4 000-5 000 årsverk i 2025-2026. Totalt vil utbyggingsfasen gi om lag 17 500 årsverk. Totalt gjennom driftsperioden genereres det årlig 500-700 årsverk slik at samlet sysselsettingsvirkning av prosjektet gjennom levetiden vil bli i størrelsesorden 35 500 årsverk. Omfanget av kontrakter som tildeles selskaper som gir sysselsettingsvirkninger i Norge, avhenger i hovedsak av konkurransedyktigheten til selskapene.

Følgende tiltak fremmer også positive virkninger:

- Videreføre alliansemodellen som kontraktstrategi både i utbygging og drift. Aker BPs forretningsmodell bygger på tett samarbeid med langsiktige strategiske partnere i allianser. I modellen jobber Aker BP integrert med alliansepartnerne med felles mål og insentiver. Langsiktig samarbeid skal skape verdi for alle alliansepartnerne, og modellen gir en sikker og effektiv og kosteffektiv måte å gjennomføre prosjekter på – gjennom hele verdikjeden. Den sikrer også en høy andel norske leveranser i både prosjekt- og driftsfasen.
- Bidra til transformasjon av industrien gjennom digitale løsninger. Sammen med Aker Solutions, Cognite og Aize digitaliserer Aker BP prosjektgjennomføringen i forbindelse med utbyggingen av NOA Fulla. Det er blant annet ventet å effektivisere samhandling på tvers av leverandører i NOA Fulla-prosjektet og bidra til mer effektiv prosjektering og bygging av plattformene på norske verft. Programvare og applikasjoner som blir utviklet for NOA Fulla er skalerbart til andre prosjekter og industrier – i tråd med Aker BPs strategi.

11 Videre planer for oppfølging av miljørelaterte forhold, inkludert beredskap mot akutt forurensning og miljøovervåking

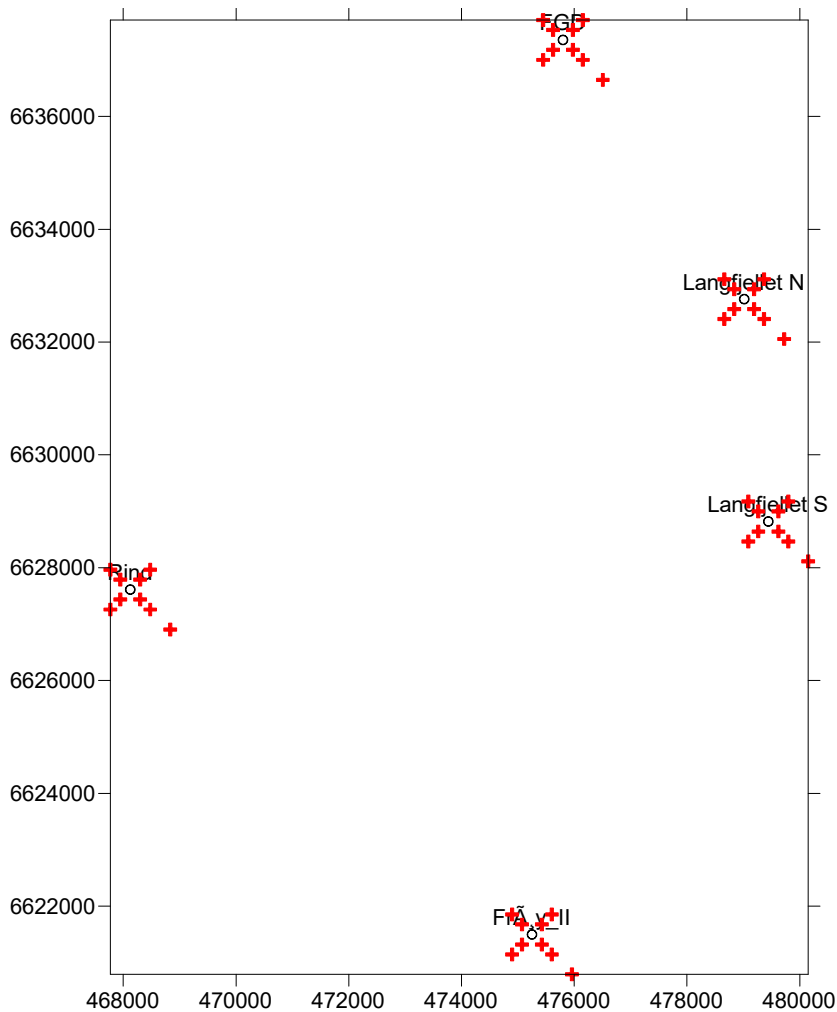
I kapittel 10 ble det blant annet gitt en oversikt over planlagte og mulige avbøtende tiltak samt tiltak for å fremme positive virkninger. I tillegg til dette blir det i prosjektarbeidet fremover fortsatt fokus på en rekke andre tema og prosesser som både hver for seg og samlet bidrar til å minimere miljøpåvirkninger av prosjektet. En del av disse prosessene gjennomføres i hver fase av prosjektet, oppdateres og forbedres etter hvert som løsninger avklares og dokumentasjonen blir mer detaljert og komplett. Av viktige tema og prosesser for oppfølging nevnes spesielt:

- Oppdatering av miljøbudsjett inkludert beregning av diffuse utslipp/kaldventilering fra NOA PdQ og Frøy NUI. Viktig grunnlag for vurdering og prioritering av tiltak.
- Oppdatering av miljøaspektgjennomgang. Identifiserer prosjektets hovedfokusområder (aspekter) innen miljø, blant annet som grunnlag for BAT-vurderinger.
- Oppdatering av BAT-vurderinger inkludert ferdigstilling av påbegynte BAT-vurderinger for:
 - Anlegg for sulfatfjerning
 - Brønnopprensning
 - Teknologi for lekkasjedeteksjon på bunnrammer
- Miljørisiko for operasjonelle utslipp til sjø, i form av EIF-beregninger, vil bli oppdatert for Frøy produsert vann når faktiske kjemikalier er valgt. Eventuelle tiltak vil bli vurdert basert på resultatene. Videre vil det bli utført EIF-beregninger for produsert vann fra hovedreanseanlegget på NOA PdQ, samt for utslipp fra sulfatreanseanlegget når tilstrekkelig informasjon for beregning av EIF for disse vannstrømmene foreligger.
- Det er igangsatt et teknologiutviklingsarbeid innenfor online prøvetaking og analyse av oljeinnhold i produsert vann på ubemannede innretninger. Aker BP deltar som en del av dette arbeidet i et pågående industrisamarbeidsprosjekt (JIP; Field trial of online OiW analyses for discharge and reporting). JIP'en har som målsetning å komme med en anbefaling for oppdatering av OSPAR Guideline i løpet av 2023.
- Det arbeides med detaljerte løsninger for åpent drenasjesystem på henholdsvis NOA PdQ og Frøy NUI samt sikre at disse er i henhold til BAT. Som en del av dette arbeidet inngår utarbeidelse av løsning og prosedyrer for prøvetaking og analyse av drenasjevann på ubemannede (Frøy NUI) og periodevis ubemannede innretninger (NOA PdQ).
- Rørtraseer vil optimaliseres for å redusere bruk av stein for beskyttelse, for å minimere negative virkninger på havbunns habitat/bunndyrsamfunn.
- Det vil bli gjennomført havbunnsundersøkelser i 2022/2023 for å avklare mulige eksplosiver og større steiner som ble observert i forbindelse med tidligere undersøkelser av lokasjon for bunnrammer og rørtrase. Videre vil det i 2024/2025 gjennomføres en ny kartlegging av rørtrase og lokasjon for havbunnsramme.
- Miljørisikoanalysen vil bli oppdatert for å dekke driftsfasen og inngå som grunnlag for søknad om tillatelse til virksomhet. Tilsvarende vil en oppdatert beredskapsanalyse avklare behovet for beredskap mot akutt forurensning i de ulike barrierene.

- En beredskapsplan for feltet vil bli etablert for henholdsvis produksjonsboring og drift av NOA Fulla, og samordnes med regional beredskap i området Troll-Oseberg.
- En lekkasjedeteksjonsplan for NOA Fulla vil bli utarbeidet. I lekkasjedeteksjonsplanen vil de ulike lekkasjedeteksjonsmetodene som feltet har (topside og subsea) beskrives, inkludert omfang og ytelse av systemet. Videre vil planen inneholde en oversikt over ansvar og varslingslinjer.
- Dialog vil bli opprettet med fiskeriinteressentene for å informere om planene og forsøke å etablere et best mulig grunnlag for sameksistens i området.

Det ble gjennomført en grunnlagsundersøkelse av havbunnen våren 2021. Dette omfattet Frigg Gamma Delta, Langfjellet, Frøy og Rind. Stasjonsplasseringen er angitt i figur 11-1. Fulla, inkludert Lille-Frigg, skal bores først i 2026, og grunnlagsundersøkelse her planlegges derfor gjennomført i 2024, i forbindelse med neste regionale undersøkelse.

I driftsfasen vil NOA Fulla inngå i den ordinære regionale miljøovervåkningen for region II, med regulære undersøkelser hvert tredje år.



Figur 11-1. Stasjonsplassering («aksekors») for grunnlagsundersøkelsen på NOA i 2021.

Referanser og litteratur

Aker BP, Equinor og LOTOS, 2021. Melding. NOA Krafla Power from shore. Ny 132 kV vekselstrømkabel med tilhørende lednings- og stasjonsanlegg på land. 15. mars 2021.

Allseas, 2022. Aker BP Valhall QP Jacket Project. Close out report.

Anker-Nilssen, T. 1987. Metoder til konsekvensanalyser olje/sjøfugl. – Viltrapport 44: 1–114.

Asplan Viak 2022. Utbygging og drift av petroleumsforekomster nord for Alvheim og Fulla (NOA Fulla). Samfunnsmessige virkninger. Versjon 3.

Bach, S.S., SPE, Maersk Oil, Skov, H. Danish Hydraulic Institute, Piper, W. Biologischlandschaftsökologische-Arbeitsgemeinschaft, 2010. Acoustic Monitoring of Marine Mammals around Offshore Platforms in the North Sea and Impact Assessment of Noise from Drilling Activities. SPE International Conference on Health, Safety and Environment in Oil and Gas Exploration and Production, 12-14 April, Rio de Janeiro, Brazil. ISBN 978-1-55563-286-1.

Bakke, T., J. Klungsøyr og S. Sanni, 2012. Langtidsvirkninger av utslipp til sjø fra petroleumsvirksomheten: Resultater fra ti års forskning. Oslo Norway, Norges forskningsråd: 40s.

Bakke, T., J. Klungsøyr og S. Sanni, 2013. Environmental impacts of produced water and drilling waste discharges from the Norwegian offshore petroleum industry. Marine Environmental Research 92 (2013) 154-169.

Beyer, J., A. Goksøyr, D.Ø. Hjermann og J Klungsøyr. 2020. Environmental effects of offshore produced water discharges: A review focused on the Norwegian continental shelf. Marine Environmental Research 162 (2020) 105155.

Brude, O.W., Systad, G.H., Moe, K.A. & Østby, C., 2003. ULB Delutredning – studie7b. Uhellsutslipp til sjø. Miljøkonsekvenser på sjøfugl, sjøpattedyr, strand, iskant mv. Alpha miljørådgivning/Norsk institutt for naturforskning rapport nr. 1157-01 revisjon.

DNV, 2010. Environmental Sediment Survey Frigg 2010. Report No./DNV Reg No.: 2010-1479/ 12O31ER-5 Rev 01, 2010-11-30. For Total E&P Norge AS.

DNV 2012. Oljedriftsmodellering og analyse av gassutblåsning i det nordøstlige Norskehavet. Kunnskapsinnhenting for det nordøstlige Norskehavet. Utarbeidet på oppdrag fra Olje- og energidepartementet. Rapport 2012-1244.

DNV, 2022-a. Miljørisiko- og Oljevernberedskapsanalyse (MRABA) for NOA&Fulla utbyggingen i Nordsjøen.

DNV, 2022-b. Environmental risk-based leak detection analysis for the NOA and Fulla development in the North Sea. Report NO 2022-0346, Rev A.

DNV GL, 2013. Environmental Underwater Noise Analysis for the Brent Field Decommissioning EIA, DNV GL Report No.: 187KVXJ-14.

DNV GL, 2016. Miljørisikoanalyse (MRA) og Beredskapsanalyse (BA) for letebrønn Langfjellet i PL442 i Nordsjøen. Det Norske Oljeselskap ASA. Rapport nr. 2016-0399. Dok.nr. 110BG75P-4. 11-05-2016.

DNV GL, 2019. Offshore miljøovervåking, Region III 2019. Rapportnr. 2020-0246, Rev. 2.

DNV 2022-a. Miljørisiko- og Oljevernberedskapsanalyse (MRABA) for NOA&Fulla utbyggingen i Nordsjøen. Rapportnr.: 2022-0455.

Eriksen, E., van der Meeren, G.I., Nilsen, B.M., von Quillfeldt, C.H., og H. Johnsen, 2021. Særlig verdifulle og sårbare områder (SVO) i norske havområder – Miljøverdi. En

gjennomgang av miljøverdier og grenser i eksisterende SVO og forslag til nye områder.
Rapport fra havforskningen 2021-26. ISSN:1893-4536

Fiskeridirektoratets karttjeneste. <https://kart.fiskeridir.no/fiskeri>

Faglig Forum for Norske Havområder (FFNH), 2019a. Sammendrag av det faglige grunnlaget for revisjon og oppdatering av forvaltningsplanene for havområdene M-1350/2019.

Faglig Forum for Norske Havområder (FFNH), 2019b. Særlig verdifulle og sårbare områder - Faggrunnlag for revisjon og oppdatering av forvaltningsplanene for norske havområder M-1303/2019.

Faglig Forum for Norske Havområder (FFNH), 2019c. Næringsaktivitet og påvirkning - Faggrunnlag for oppdatering av forvaltningsplan for Norskehavet og for Nordsjøen-Skagerrak M-1280/2019.

Hammond et. al., 2017. Estimates of cetacean abundance in European Atlantic waters in summer 2016 from the SCANS-III aerial and shipboard surveys. Report from SMRU consulting. <https://synergy.standrews.ac.uk/scans3/files/2017/04/SCANS-III-design-based-estimates-2017-04-28-final.pdf>.

Henriksen S og Hilmo O., 2015. Norsk rødliste for arter 2015. Artsdatabanken.

HI, 2017. Kartlegging av gytefelt i Nordsjøen – Rapport fra KINO-prosjektet. Fisken og havet, 2-2017.

HI, 2018. Ressursoversikten 2018. Fisken og havet, nr. 6-2018.

HI, 2020. Råd for tobisfiskeriet i norsk sone 2020. Espen Johnsen. Havforskningsinstituttet.

Hjermann, D., Melsom, A., Dingsør, G., Durant, J., Eikeset, A., LP., R., NC., S., 2007. Fish and oil in the Lofoten–Barents Sea system: synoptic review of the effect of oil spills on fish populations. MARINE ECOLOGY PROGRESS SERIES Mar Ecol Prog Ser Vol. 339: 283–299, 2007.

Johnsen, E., Sørhus, S., de Jong, K., Lie, K.K. og B.E Grøsvik (HI), 2021. Kunnskapsstatus for havsil i norsk sone av Nordsjøen. Rapport fra havforskningen nr. 2021-33.

Miljødirektoratet. Kartdata hentet fra <https://kartkatalog.miljodirektoratet.no/Dataset/>

Miljødirektoratet, 2016. M-512. Kaldventilering og diffuse utslipp fra petroleumsvirksomhet på norsk sokkel. Delrapport 3A. Forslag til beste tilgjengelige teknikker (BAT).

Moe, K. A., Lystad, E., Nesse, S. & Selvik, J. R. (1993) Skadevirkninger av akutte oljesøl. Marint miljø. SFT-rapport 93:31. Statens forurensningstilsyn.

NOROG, 2019. Handbook – Species and Habitats of Environmental Concern. Mapping, Risk Assessment, Mitigation and Monitoring. – In Relation to Oil and Gas Activities.

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

NOROG, 2021. Klima og miljørapport. 2021.

OD. Kartdata lastet ned fra

http://factpages.npd.no/ReportServer?/FactPages/geography/geography_all&rs:Command=Render&rc:Toolbar=false&rc:Parameters=f&IpAddress=1&CultureCode=nb-no

OED, 2018. Veiledning til plan for utbygging og drift av en petroleumsforekomst (PUD) og plan for anlegg og drift av innretninger for transport og for utnyttelse av petroleum (PAD), mars 2018.

Konsekvensutredning for utbygging og drift av petroleumforekomster omfattet av NOA Fulla. Utvinningstillatelsene (PL) 026, 026B, 364, 442, 442B, 442C og 873.

OGP 2008. Guidelines for the management of Naturally Occurring Radioactive Material (NORM) in the oil & gas industry. *Report No. 412, September 2008*

OLF, 2006. RKU Nordsjøen. Oppdatering av regional konsekvensutredning for petroleumsvirksomhet i Nordsjøen. Sammenstillingsrapport.

OSPAR 2008/online. List of Threatened and/or Declining Species & Habitats. [List of Threatened and/or Declining Species & Habitats | OSPAR Commission](#)

OSPAR 2015. Guidelines to reduce the impact of offshore installations lighting on birds in the OSPAR maritime area.

Renaud, P.E., T. Jensen, I.H. Wasbotten, H.-P. Mannvik & Helge Botnen, 2008. Offshore sediment monitoring on the Norwegian shelf; A regional approach 1996 – 2006. Akvaplan-niva rapport nr 3487 – 03. 42 sider + appendiks.

Rogalandforskning, 1999. Trace metals and hydrocarbons in the cuttings piles at Frøy and CDP1 platforms.

Safetec, 2022. FEED beredskapsanalyse NOA Fulla. Hovedrapport. ST170 69-2

SEAPOP. Kartdata hentet fra: <http://www.seapop.no/no/utbredelse-tilstand/utbredelse/apent-hav/index.html>

SFT & DN. (2000). Beredskap mot akutt forurensning. Modell for prioritering av miljøressurser ved akutte oljeutslipp langs kysten. (pp. 1765-2000).

SINTEF, 2021. EIF calculations of produced water discharge from Frøy. Report No: 2021:01021

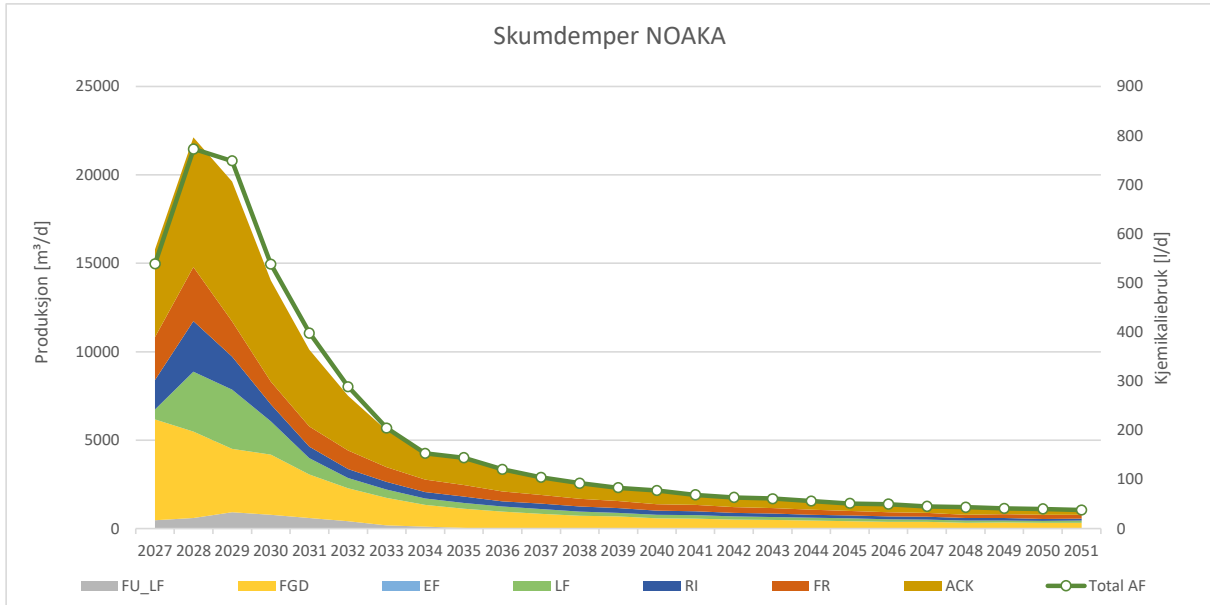
Stephansen et.al., 2021. Cathrine Stephansen (Akvaplan-niva), Anders Bjørgesæter (IKM Acona), Odd Willy Brude (DNV), Ute Brønner (SINTEF Ocean), Tonje Waterloo Rogstad (Equinor), Grethe Kjeilen-Eilertsen (Total E&P Norge AS), Jean-Marie Libre (Total, France) and Christian Collin-Hansen (Equinor). Assessing Environmental Risk of Oil Spills with ERA Acute - A New Methodology. ISBN 978-3-030-70175-8.

STIM, 2019. Miljøovervåking av olje- og gassfelt i Region II, 2018. Rapportnr. 26-2019.

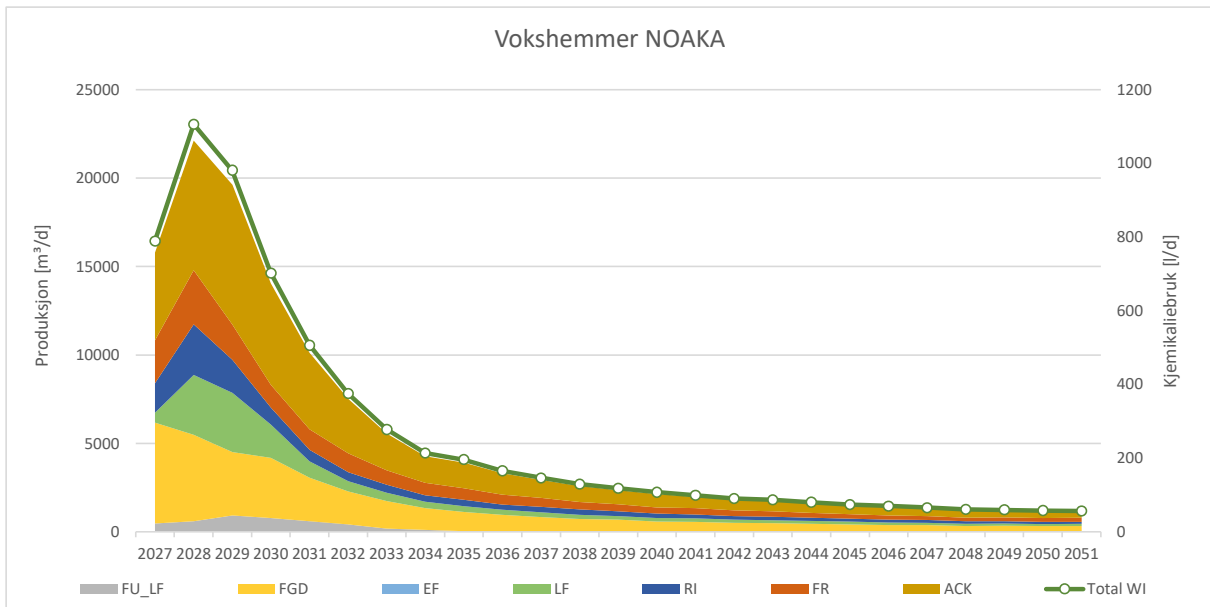
Todd, V.L.G, L. D. Williamson, J. Jiang, S. E. Cox, I. B. Todd, and M. Maximilian Ruffert, 2020. Proximate underwater soundscape of a North Sea offshore petroleum exploration jack-up drilling rig in the Dogger Bank. *The Journal of the Acoustical Society of America* 148, 3971 (2020); <https://doi.org/10.1121/10.0002958>

UNIFOB, 2007. Miljøovervåking av olje- og gassfelt i Region II i 2006.

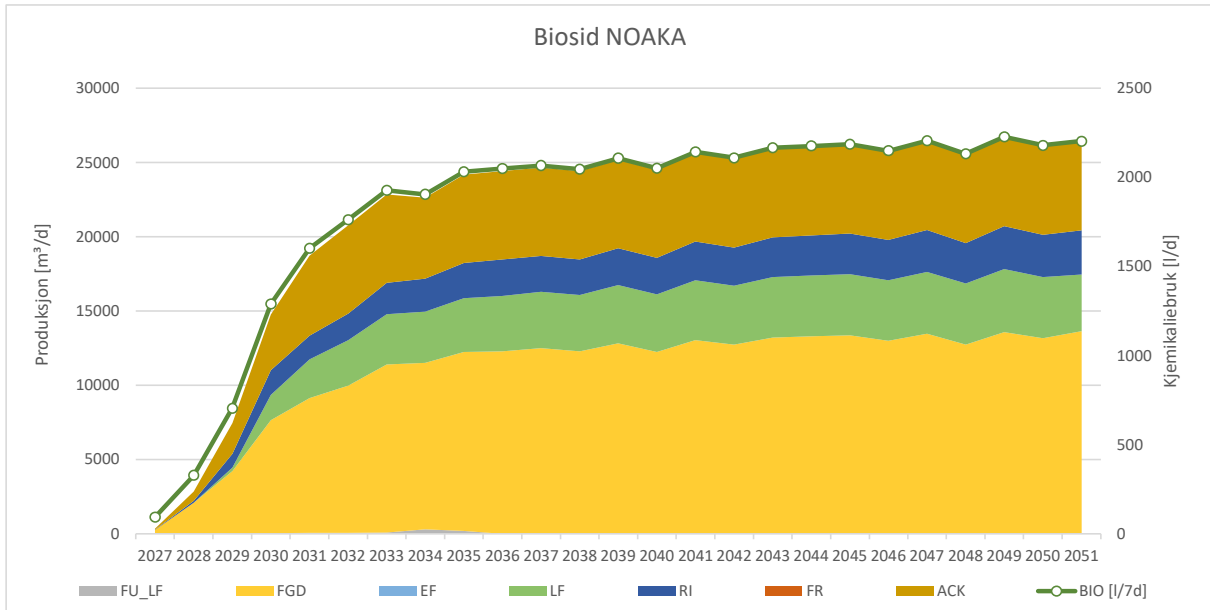
Vedlegg 1. Kjemikaliebruk NOAKA



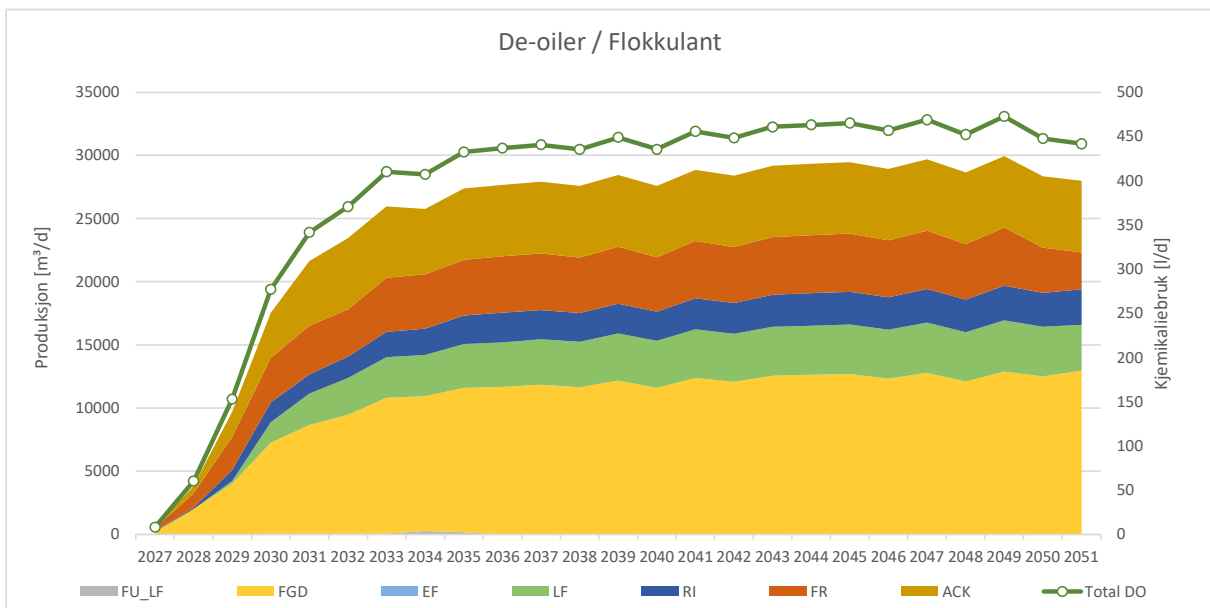
Figur V1-1. Prognose for bruk av skumdemper som funksjon av produksjon fra samtlige felt i utbyggingen og år.



Figur V1-2. Prognose for bruk av vokshemmer som funksjon av produksjon fra samtlige felt i utbyggingen og år.

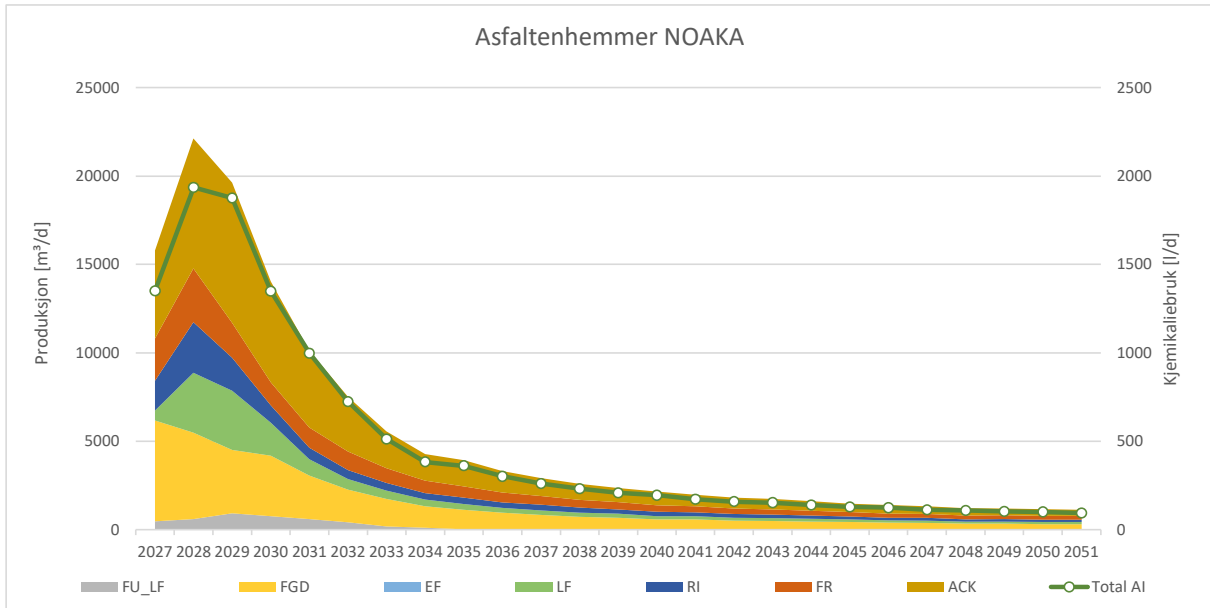


Figur V1-3. Prognose for bruk av biosid som funksjon av produksjon fra samtlige felt i utbyggingen og år.

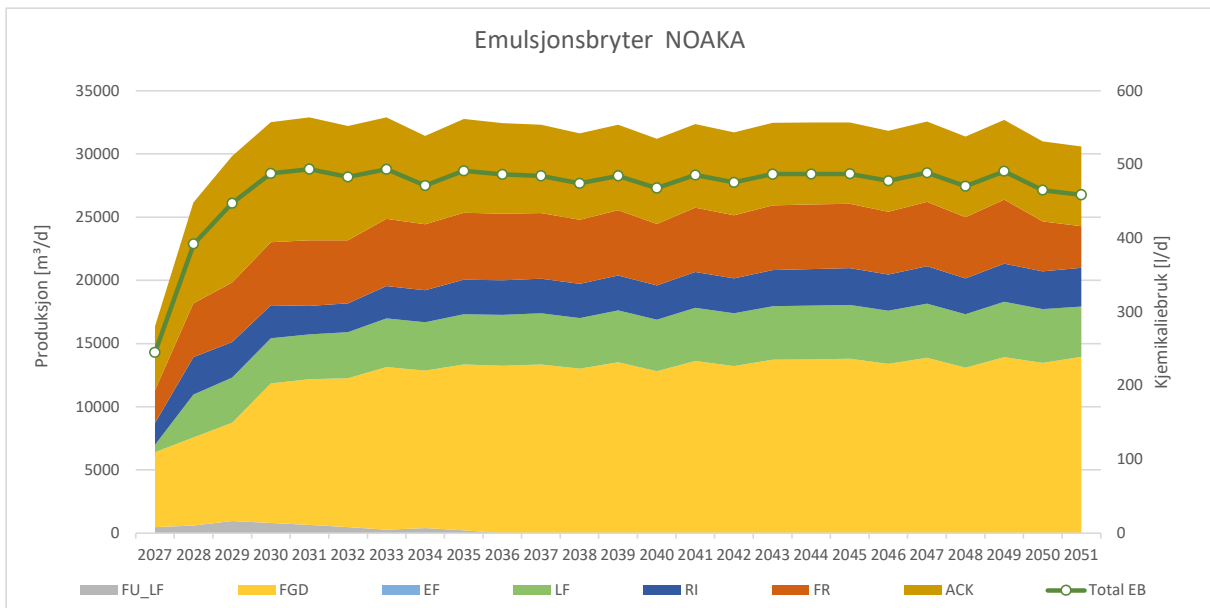


Figur V1-4. Prognose for bruk av de-oiler/flokkulant som funksjon av produksjon fra samtlige felt i utbyggingen og år.

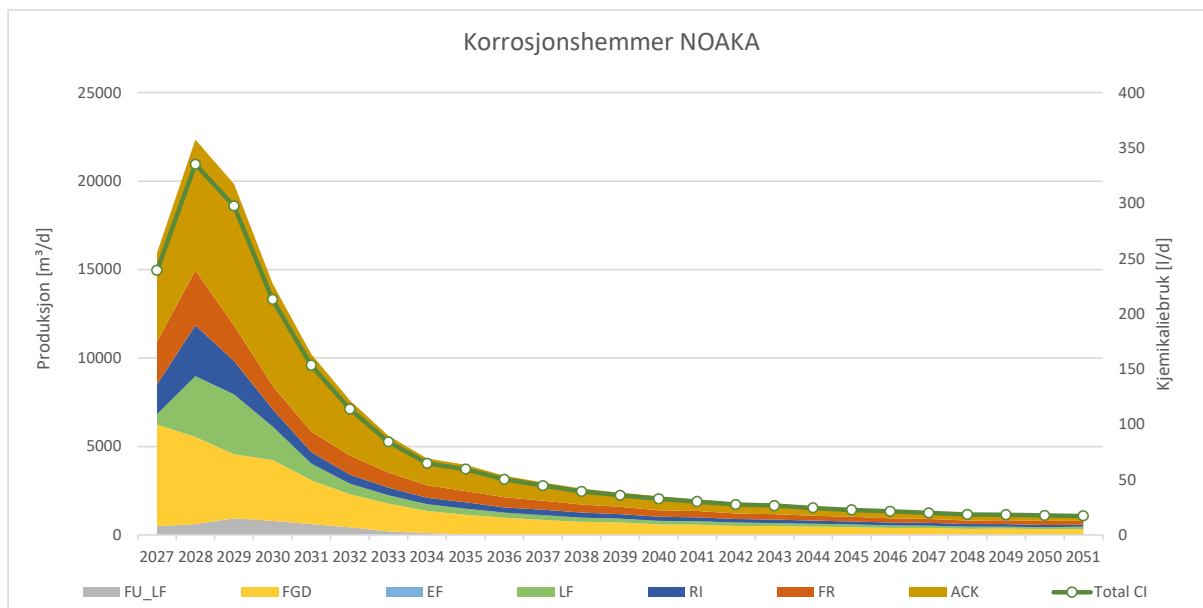
Konsekvensutredning for utbygging og drift av
petroleumsforekomster omfattet av NOA Fulla.
Utvinningstillatelsene (PL) 026, 026B, 364, 442, 442B, 442C og 873.



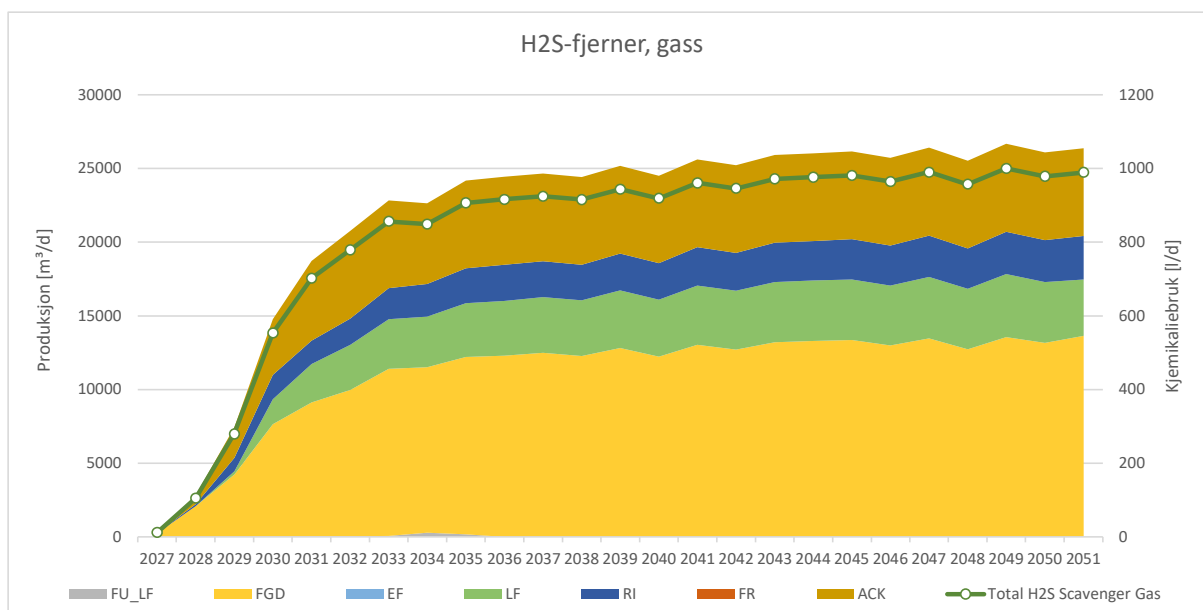
Figur V1-5. Prognose for bruk av asfaltenhemmer som funksjon av produksjon fra samtlige felt i utbyggingen og år.



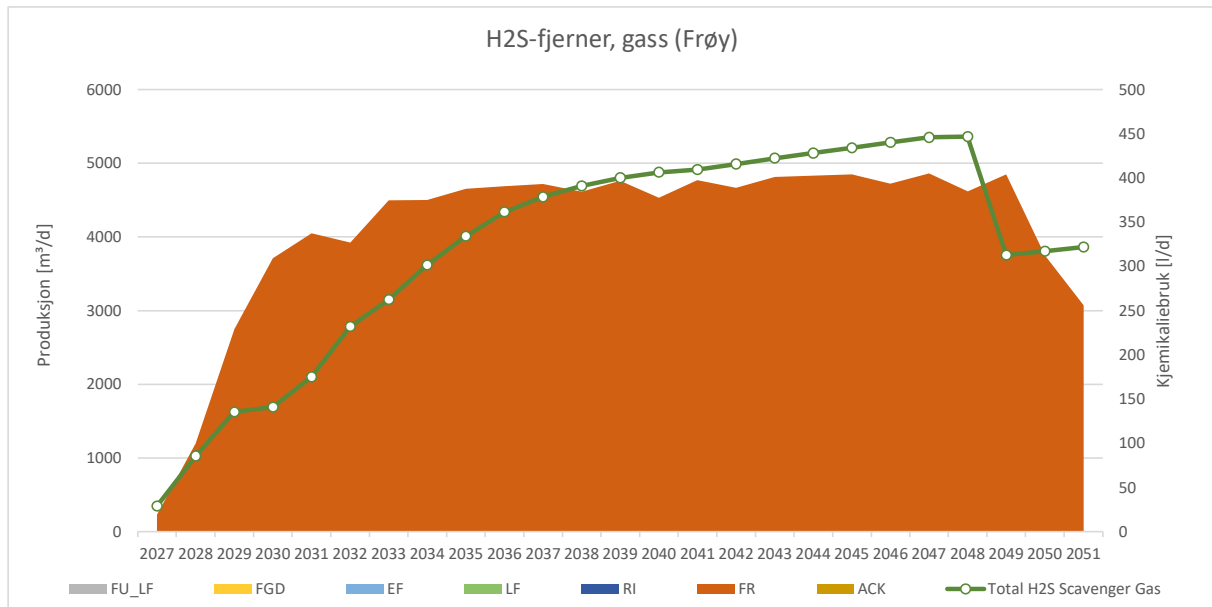
Figur V1-6. Prognose for bruk av emulsjonsbryter som funksjon av produksjon fra samtlige felt i utbyggingen og år.



Figur V1-7. Prognose for bruk av korrosjonshemmer som funksjon av produksjon fra samtlige felt i utbyggingen og år.



Figur V1-8. Prognose for bruk av H₂S-fjerner som funksjon av produksjon fra samtlige felt i utbyggingen og år.



Figur V1-9. Prognose for bruk av H₂S-fjerner som funksjon av produksjon fra Frøy og år.