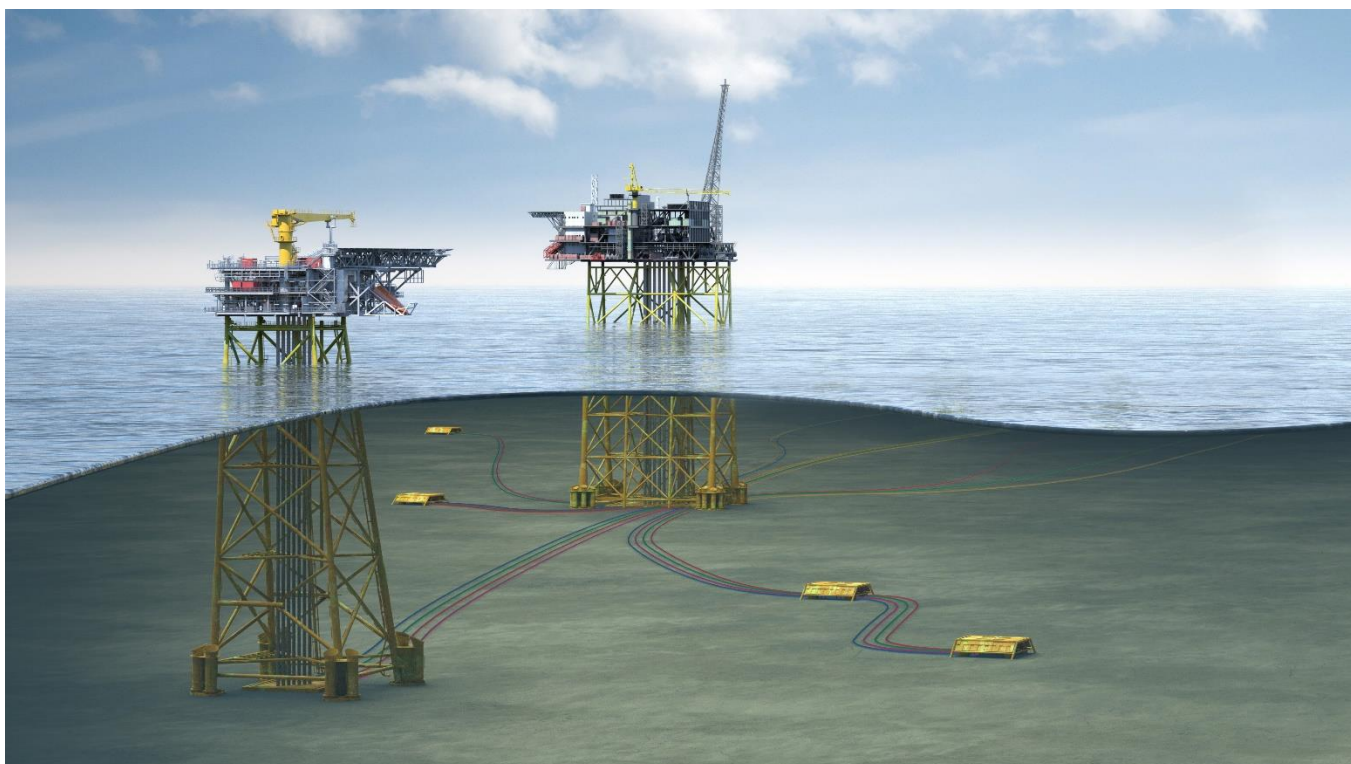


Utbygging og drift av petroleumsforekomster
omfattet av "North of Alvheim" (NOA) Fulla.
Utvinningstillatelsene (PL) 026, 026B, 364, 442,
442B, 442C og 873.



Dato:	2021-10-11
Rev. no.:	01
Document no:	NOA-ABP-00052

Utbygging og drift av petroleumsforekomster omfattet av "North of Alvheim" (NOA) Fulla.
Utvinningstillatelsene (PL) 026, 026B, 364, 442, 442B, 442C og 873.

Forslag til program for konsekvensutredning

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 kan være hensiktsmessig å se disse funnene i sammenheng og koordinere utviklingen av ressusene. Området omtales som NOAKA; «North Of Alvheim» og Krafla/Askja. Etter grundige vurderinger gjennom flere år er det nå avtalt at området vil omfatte to utbyggingsplaner; èn i nord som vil omfatte funnene Krafla (PL 035) og Askja (PL 272) – operert av Equinor, og èn i sør som omfatter Frøy (PL 364), Frigg Gamma Delta og Langfjellet (PL 026B, 442, 442B, 442C), Fulla (PL 873) og Rind (PL 026). Den sørlige utbyggingen omtales NOA Fulla og er operert av Aker BP.

Det blir gjennomført to konsekvensutredninger for den totale utbyggingen, èn for Plan for utbygging og drift (PUD) av Krafla/Askja og en for PUD NOA Fulla. I tillegg blir det utført en felles konsekvensutredning som omfatter kraft fra land til den samlede utbyggingen.

Foreliggende «Forslag til program for konsekvensutredning» omhandler NOA Fulla, men relevante grenseflater mot de to andre nevnte konsekvensutredningsprosessene blir omtalt.

Foreliggende programforslag presenterer planene for utbygging og drift av funn omfattet av NOA Fulla, tidsplaner for gjennomføring, samt foreslåtte tema som vil bli utredet nærmere i konsekvensutredningen. Forslaget til program for konsekvensutredning er utarbeidet i henhold til 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 programforslagets høringsfrist satt til 12 uker. Eventuelle kommentarer eller merknader bes sendt til Aker BP med kopi til Olje- og energidepartementet. Forslaget til program for konsekvensutredning finnes også tilgjengelig på www.akerbp.com

11. oktober 2021.

Innholdsfortegnelse

Forkortelser	5
Sammendrag	6
1 Innledning	8
1.1 Formål med forslaget til programmet for konsekvensutredning	9
1.2 Lovverkets krav til konsekvensutredning	9
1.2.1 Krav i internasjonalt lovverk	9
1.2.2 Krav i norsk lovverk	9
1.2.3 Eksisterende utredninger for området	10
1.3 Konsekvensutredningsprosess og tidsplan for PUD	10
1.4 Søknader og tillatelser	11
2 Plan for utbygging og drift	12
2.1 Bakgrunn for utbyggingsplanen	12
2.2 Områdebeskrivelse	12
2.3 Rettighetshavere og eierforhold	12
2.4 Anbefalt utbyggingsløsning	12
2.5 Boring og brønn	17
2.6 Reservoarforhold, ressurser og produksjonsplaner	17
2.7 Olje- og gasseskport	19
2.8 Energiløsning	19
2.9 Avvikling av virksomheten	20
2.10 Investeringer og kostnader	20
2.11 Helse, miljø, sikkerhet og klimatiltak	20
3 Områdebeskrivelse	22
3.1 Kort om området	22
3.2 Datagrunnlag og tidligere utredninger	22
3.3 Fysiske og oseanografiske forhold	22
3.4 Beskrivelse av naturressurser	24
3.4.1 Fiskeressurser	24
3.4.2 Sjøfugl	25
3.4.3 Sjøpattedyr	27
3.4.4 Bunndyr	27
3.4.5 Særlig verdifulle områder	28
3.4.6 Kulturminner	29
3.5 Aktiviteter i området	29
3.5.1 Annen petroleumsvirksomhet	29
3.5.2 Fiskeri	30
3.5.3 Skipstrafikk	31
3.5.4 Eventuelle planer for havenergi	32
3.5.5 Andre forhold	32
4 Miljømessige konsekvenser	33
4.1 Energiløsning og utslipp til luft	33
4.1.1 Bore- og anleggsfase	33

Utbygging og drift av petroleumsforekomster omfattet av "North of Alvheim" (NOA) Fulla.
Utvinningsstillatelsene (PL) 026, 026B, 364, 442, 442B, 442C og 873.

Forslag til program for konsekvensutredning

4.1.2	Driftsfase	33
4.2	Regulære utslipp til sjø	34
4.2.1	Bore- og anleggsfase	34
4.2.2	Driftsfase	34
4.3	Risiko for akutt forurensning	36
4.4	Fysiske inngrep	37
4.4.1	Bunnhabitater/bunndyrsamfunn	37
4.4.2	Kulturminner	37
4.5	Avfall	38
4.6	Miljøovervåking	38
5	Samfunnsmessige virkninger	39
5.1	Sosioøkonomiske effekter og nasjonale sysselsettingsvirkninger	39
5.2	Konsekvenser for fiskeriene	39
5.3	Konsekvenser for skipstrafikk	39
6	Planlagte utredningsaktiviteter	40
6.1	Tema for konsekvensutredning	40
6.2	Forslag til innholdsfortegnelse	41
	Referanser og litteratur	43

Forkortelser

BAT	Best Available Techniques
boe	Fat oljeekvivalenter
CRA	Corrosion resistant alloy /korrosjonsbestandig legering
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	Oppjekkbar innretning (jack-up)
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, quarter and drilling (prosessering, bolig og boring)
PUD	Plan for Utbygging og Drift
TRL	Technology readiness level
UPP	Ubemannet produksjonsplattform

Utbygging og drift av petroleumsforekomster omfattet av "North of Alvheim" (NOA) Fulla.
Utvinningstillatelsene (PL) 026, 026B, 364, 442, 442B, 442C og 873.

Forslag til program for konsekvensutredning

Sammendrag

Det er gjort flere funn av olje og gass innen et geografisk område på norsk sokkel i Nordsjøen som ligger mellom Alvheim i sør og Oseberg i nord. I dialog med norske myndigheter har rettighetshaverne til de aktuelle utvinningstillatelsene kommet frem til at det kan være hensiktsmessig med en områdeløsning for å realisere verdiene i funnene. Området omtales som NOAKA; «North Of Alvheim» og Krafla/Askja.

Etter grundige vurderinger gjennom flere år er det nå avtalt at området vil omfatte to utbyggingsplaner;

- èn i nord som vil omfatte funnene Krafla, Sentral (PL 035) og Askja (PL 272), heretter referert til som Krafla – operert av Equinor, og
- èn i sør som vil omfatte Frøy (PL 364), Frigg Gamma Delta og Langfjellet (PL 442, 442B, 442C, 026B), Fulla (PL 873) og Rind (PL 026). Utbyggingen omtales NOA Fulla og er operert av Aker BP.

Det blir gjennomført to konsekvensutredninger (KU) for den totale utbyggingen, èn for Plan for utbygging og drift (PUD) av Krafla og en for PUD NOA Fulla. I tillegg blir det utført en felles konsekvensutredning for kraft fra land til den samlede utbyggingen.

Foreliggende Forslag til program for konsekvensutredning omhandler NOA Fulla. Relevante grenseflater mot de to andre nevnte konsekvensutredningsprosessene blir omtalt. KU-prosessene mellom NOA Fulla og Krafla er koordinert tidsmessig.

Første formelle steg i prosessen med en PUD er å legge frem for offentlig høring et forslag til program for konsekvensutredning – foreliggende dokument.

Basert på grundige vurderinger og optimaliseringer som er gjennomført, gjenstår det ett hovedkonsept for utbygging av de aktuelle funnene i NOA Fulla:

- Èn felles integrert prosesserings-, bore- og boligplattform (PdQ) for funnene plassert sentralt i området (ved Frigg Gamma Delta), med egne brønner, innfasing av produksjon fra de andre funnene omfattet av utbyggingsplanen og felles funksjoner med Krafla. De andre funnene vil bli bygget ut som følger:
 - Frøy med en ubemannet brønnhodeplattform
 - Langfjellet, Rind og Fulla med havbunnsanlegg
- Eksportløsning for olje foreslås via Oseberg Transport System (OTS) til Stureterminalen og riggass via Statpipe til Kårstø.

Områdeløsningen vil være tilknyttet innretningene for Krafla i nord med rørledninger og kabler, samt med felles løsning for kraft fra land. Det blir felles oljeeksport, via PdQ, og gasseksport gjennom et felles rør fra PdQ via Krafla til Statpipe. Den integrerte løsningen gir et effektivt grensesnitt mellom utbyggingene, med flere gunstige synergieffekter. Dette medfører reduksjon i totale investeringer, bedre kapasitetsutnyttelse og produksjonsoptimalisering og således økte inntekter og lengre økonomisk levetid totaltsett.

De aktuelle funnene for NOA Fulla-utbyggingen inkluderer både olje- og gassressurser, totalt anslått til i størrelsesorden 250 - 370 millioner fat oljeekvivalenter (boe). De ulike funnene vil bli satt i produksjon suksessivt for å gi en stabil produksjon over tid.

Utbygging og drift av petroleumsforekomster omfattet av "North of Alvheim" (NOA) Fulla.
Utvinningsstillatelsene (PL) 026, 026B, 364, 442, 442B, 442C og 873.

Forslag til program for konsekvensutredning

I foreliggende forslag til program for konsekvensutredning blir følgende forhold nærmere presentert som et grunnlag for offentlig høring:

- Anbefalt utbyggingsløsning for utbygging og drift av funn omfattet av NOA Fulla
- Anslag over petroleumsressurser og foreløpige produksjonsprofiler
- Eksportløsninger for olje og gass
- Tidsplaner
- Foreslåtte tema for utredning i konsekvensutredningen innen:
 - Viktige teknologivalg (BAT-vurderinger) og miljøkonsekvenser av planlagt virksomhet, herunder eksempelvis:
 - Håndtering av produsert vann
 - Materialvalg
 - Løsning for styring av havbunnsventiler
 - System for lekkasjedeteksjon
 - Miljørisiko og beredskap mot akutt forurensning
 - Virkninger for annen virksomhet (fiskeri og skipstrafikk)
 - Samfunnsmessige virkninger (norske andeler av investeringer og drift, sysselsettingsvirkninger, inntekter til Staten)

Kraft fra land inngår som en anbefalt del av utbyggingsløsningen, hvor Statnett har konkludert med Samnanger for kraftuttak. Tiltaket er gjenstand for en egen konsekvensutredning, og vil bli kort omtalt.

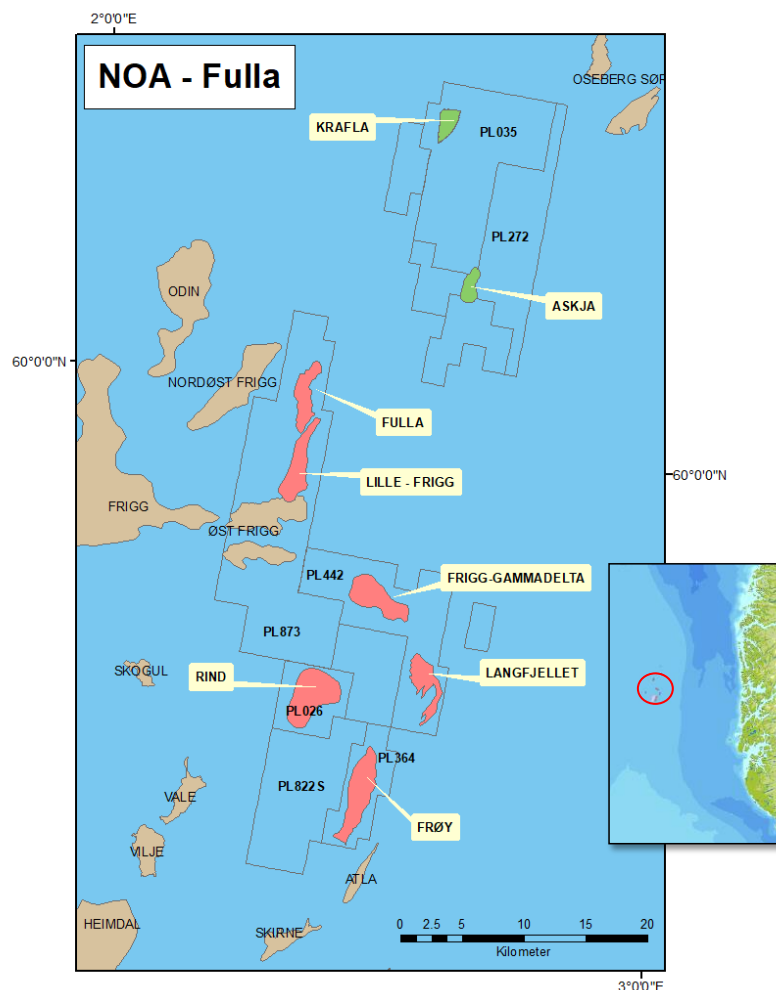
Programforslaget er utarbeidet i henhold til gjeldende veileder for plan for utbygging og drift (PUD) og plan for anlegg og drift (PAD) utgitt av Olje- og energidepartementet i mars 2018.

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). 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.

Etter grundige vurderinger gjennom flere år er det nå avtalt at området vil bli utviklet med to koordinerte utbyggingsplaner; èn i nord som vil omfatte funnene Krafla, Sentral (PL 035) og Askja (PL 272), heretter omtalt som Krafla – operert av Equinor, og èn i sør som omfatter Frøy (PL 364), Frigg Gamma Delta og Langfjellet (PL 442, 442B, 442C, 026B), Fulla (PL 873) og Rind (PL 026). Den sørlige utbyggingen omtales NOA Fulla og er operert av Aker BP.

Det blir gjennomført to konsekvensutredninger for den totale utbyggingen, èn for Plan for utbygging og drift (PUD) av Krafla og en for PUD NOA Fulla. I tillegg blir det utført en felles konsekvensutredning som omfatter kraft fra land til den samlede utbyggingen.



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

1.1 Formål med forslaget til programmet for konsekvensutredning

En konsekvensutredningsprosess er et lovmessig krav som utgjør en del av planen for utbygging og drift (PUD) av et petroleumsfelt. Første steg i denne prosessen er å utarbeide et forslag til program for konsekvensutredning (utredningsprogram). Formålet med utredningsprogrammet er å informere myndigheter, interesseorganisasjoner og andre interessenter om hva som er planlagt utbygd, hvor utbyggingen vil finne sted og hvordan den skal gjennomføres og drives. Forslaget til utredningsprogram sendes ut på høring slik at fagmyndigheter og interesseorganisasjoner har mulighet til å påvirke hva som skal utredes i konsekvensutredningen og omfanget av utredningen. Et endelig program for konsekvensutredning vil fastsettes av Olje- og energidepartementet (OED). 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 antas utbyggingen ikke å 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. Petroleumsforskriften § 22 regulerer hva utredningsprogrammet skal inneholde:

«Rettighetshaver skal i god tid før fremleggelse av plan for utbygging og drift av en petroleumsforekomst utarbeide forslag til utredningsprogram. Forslaget skal gi en kort beskrivelse av utbyggingen, av aktuelle utbyggingsløsninger og på bakgrunn av tilgjengelig kunnskap, av antatte virkninger for andre næringer og miljø, herunder eventuelle grenseoverskridende miljøvirkninger. Videre skal forslaget klargjøre behovet for dokumentasjon. Dersom det er utarbeidet en konsekvensutredning for det området hvor utbyggingen planlegges gjennomført, skal forslaget klargjøre behovet for ytterligere dokumentasjon eller oppdatering.»

1.2.3 Eksisterende utredninger for området

Petroleumsloven gir rettighetshaverne mulighet til å benytte regionale konsekvensutredninger for delvis å dekke utredningsplikten for utbygging av NOA Fulla. Den regionale konsekvensutredningen for Nordsjøen (RKU, 2006) er ikke oppdatert siste 15 år. Tilsvarende og mer oppdatert dokumentasjon finnes i det faglige grunnlaget for forvaltningsplanene, sist oppdatert i 2020. Sistnevnte vil utgjøre en viktig kunnskapsbase i utredningsarbeidet.

Det er tidligere utført feltspesifikke konsekvensutredninger i samme geografiske område, herunder for Frøy, Lille-Frigg og Frigg. Disse utredningene er av eldre dato.

Det blir gjennomført en selvstendig feltspesifikk konsekvensutredning for NOA Fulla. Relevant kunnskap fra offentlige databaser og forvaltningsplanarbeidet vil bli lagt til grunn for å gi en god forståelse av områdets nåtilstand, herunder også type og omfang av andre næringsaktiviteter.

1.3 Konsekvensutredningsprosess og tidsplan for PUD

Konsekvensutredningsprosessen starter med at rettighetshaverne utarbeider et forslag til utredningsprogram (foreliggende dokument). Operatøren sender forslaget til utredningsprogram elektronisk på høring til relevante høringsparter (myndigheter, organisasjoner og andre interessenter) som er anbefalt av OED. Samtidig blir forslaget til program for konsekvensutredning gjort tilgjengelig på internett (www.akerbp.com). I samråd med OED er høringsperioden satt til 12 uker. Uttalelsene til forslaget til utredningsprogram sendes til Aker BP (operatør) med kopi til OED. Aker BP sammenfatter disse og gir sin vurdering av om disse bør implementeres i utredningsprogrammet. Dette legges igjen frem for OED som fastsetter utredningsprogram basert på uttalelsene og rettighetshavernes kommentarer til og/eller implementering av disse.

Rettighetshaver gjennomfører konsekvensutredningsarbeidet i henhold til fastsatt utredningsprogram.

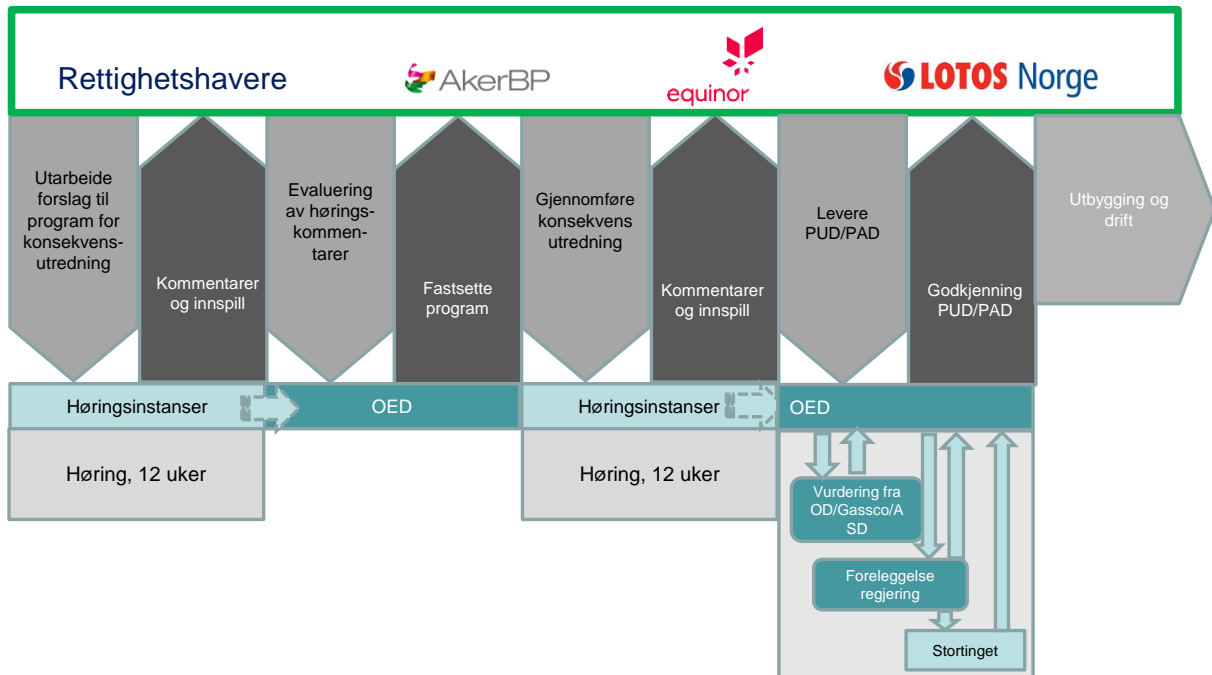
Konsekvensutredningen sendes elektronisk på høring til myndigheter og interesseorganisasjoner, samtidig som det kunngjøres i Norsk Lysingsblad at konsekvensutredningen er sendt på høring. Konsekvensutredningen, og så langt som mulig relevant bakgrunnsinformasjon, gjøres tilgjengelig på internett. Fristen for høring skal ikke være kortere enn seks uker, og vil for NOA Fulla være satt til 12 uker. Uttalelser til konsekvensutredningen som kommer inn under høringsperioden sendes til Aker BP som behandler og videregir disse 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 < 20 mrd NOK investeringer) eller Stortinget for beslutning.

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

Utbygging og drift av petroleumsforekomster omfattet av "North of Alvheim" (NOA) Fulla.
Utvinningstillatelsene (PL) 026, 026B, 364, 442, 442B, 442C og 873.

Forslag til program for konsekvensutredning



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

Tabell 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	1. kvartal 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	Storingsbehandling vårsesjon 2023

1.4 Søknader og tillatelser

For å gjennomføre prosjektet med å bygge ut funn omfattet av NOA Fulla vil det måtte innhentes ulike tillatelser fra myndighetene i de ulike fasene av prosjektet. En foreløpig oversikt over hvilke tillatelser som må innhentes i planleggings- og utbyggingsfasen vil bli lagt frem i konsekvensutredningen.

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 nå avtalt at området vil omfatte to utbyggingsplaner; én i nord som vil omfatte funnene Krafla (PL 035) og Askja (PL 272) – operert av Equinor, og én i sør som omtales NOA Fulla og er operert av Aker BP. NOA står for «North of Alvheim» og representerer flere funn mellom Alvheim og Frigg.

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

Det finnes i tillegg flere leteprospekter og funn i området, samt reserver i tidligere felt som har avvirket produksjonen (for eksempel Odin og Nord-Øst Frigg), som det kan være aktuelt å vurdere i sammenheng for utbygging og innfasing senere.

Se figur 1 for lokalisering av de ulike funnene.

2.3 Rettighetshavere og eierforhold

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

Tabell 2. Oversikt over rettighetshaverne i utvinningslisensene*.

Rettighetshavere	Utvinningsstillatelse (PL)					
	PL 442, 442B, 442C, 026B		PL 364	PL 873		PL 026
	Frigg Gamma Delta	Langfjellet	Frøy	Fulla	Lille-Frigg	Rind
Aker BP	90,26%	90,26%	90,26%	40%	40%	92,13%
LOTOS	9,74%	9,74%	9,74 %	20%	20%	7,87%
Equinor				40%	40%	

* Enkelte endringer i eierforholdene er avtalt og avventer myndighetsgodkjenning

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 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.

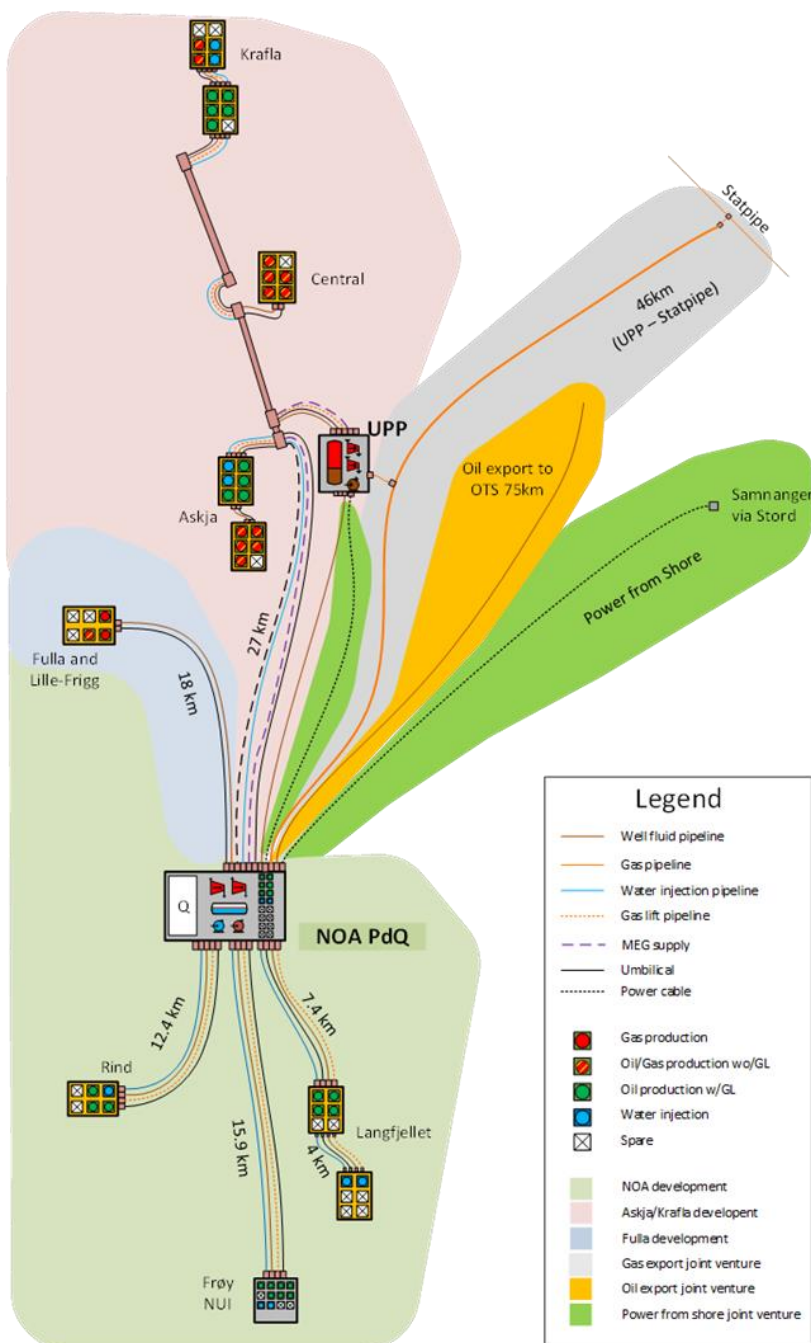
I dialog mellom de involverte operatørselskapene og norske myndigheter er det nå enighet om en samlet løsning for området, som vil omfatte to planer for utbygging og drift av funnene:

Utbygging og drift av petroleumforekomster omfattet av "North of Alvheim" (NOA) Fulla.
 Utvinningstillatelsene (PL) 026, 026B, 364, 442, 442B, 442C og 873.

Forslag til program for konsekvensutredning

- En utbygging i nord som vil omfatte funnene Krafla (PL 035) og Askja (PL 272) – operert av Equinor,
- En utbygging i sør som omfatter Frøy (PL 364), Frigg Gamma Delta og Langfjellet (PL 442), Fulla (PL 873) og Rind (PL 026) – operert av Aker BP.

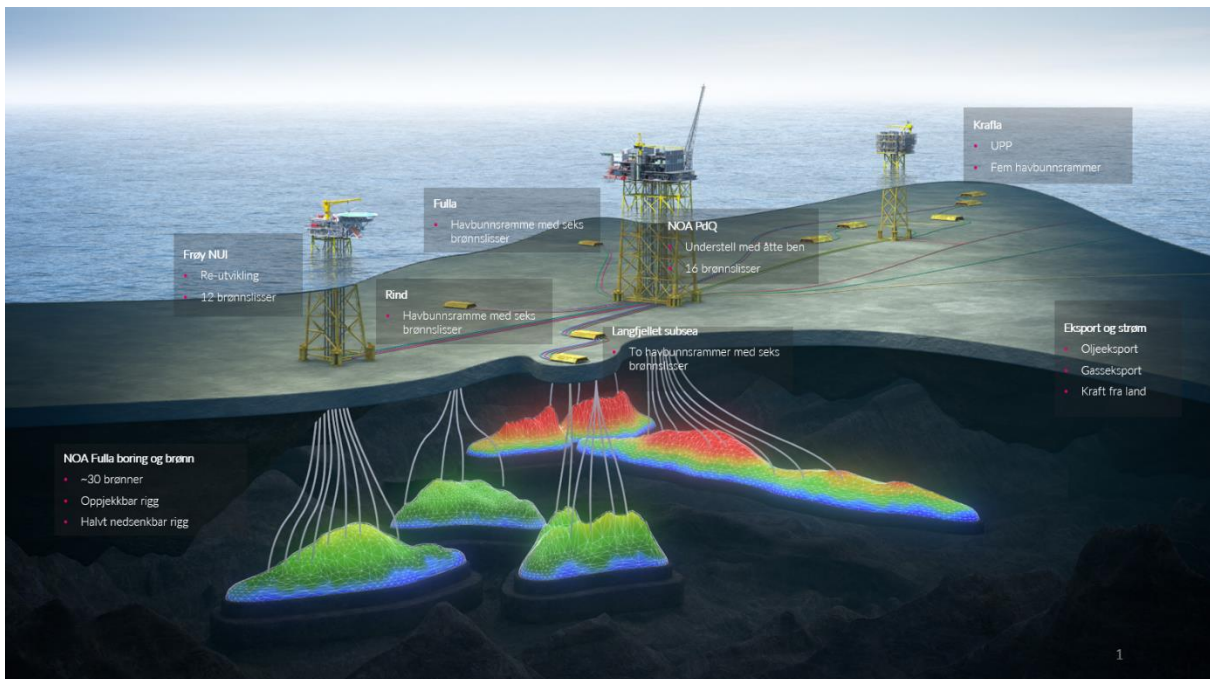
De to utbygginene vil være knyttet sammen gjennom rørledninger og kabler som sikrer god effektivitet og bedre utnyttelse av kapasitet for prosessering, injeksjon og eksport. De to feltene vil også ha felles kraftforsyning fra land. Løsningen er skissert i figur 3 og 4.



Figur 3. Oversikt over totalt utbyggingskonsept for NOAKA, med NOA Fulla i sør og Krafla i nord.

Utbygging og drift av petroleumforekomster omfattet av "North of Alvheim" (NOA) Fulla.
Utvinningsstillatelsene (PL) 026, 026B, 364, 442, 442B, 442C og 873.

Forslag til program for konsekvensutredning



Figur 4. Illustrasjon av den totale feltutbyggingen for NOA Fulla inkludert tilknytning til Krafla.

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.

Innretningen vil være koblet direkte mot anleggene i nord, Krafla. Herfra vil delvis stabilisert olje og produsert vann bli eksportert til NOA-feltinnretning 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. Et eksempel på en slik innretninger vist i figur 5.

3. Havbunnsanlegg på Fulla, Rind og Langfjellet (nord og sør).

Anleggene skal i størst mulig grad være standardiserte, men også et teknologikvalifiseringsprogram er etablert. Bunnrammene vil ha plass til seks brønner og vil være tilrettelagt for samtidige («dual») boreoperasjoner. Det vil bli tilrettelagt for oppkobling mot eventuelle fremtidige funn. Et eksempel på slike havbunnsanlegg er angitt i figur 5.

4. Eksportløsninger.

Olje vil bli eksportert via OTS til Stureterminalen og gass via Statpipe til Kårstø.

¹ Brønner vil bli boret via oppjekkbare borerigg.



Figur 5. Eksempler på havbunnsanlegg og ubemannet plattform som vil være utbyggingsløsning for de aktuelle funnene.

NOA PdQ vil være en relativt stor innretning med anslått vekt av dekksanlegget på 24 000 tonn montert på et stålunderstell med 8 bein (figur 6). Ytre mål av dekksanlegget vil være 98 x 47 x 30 m. Boligheten vil ha kapasitet til 60 personer.

Det 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.

Hovedfunksjonene for NOA PdQ er å:

- Stabilisere olje for eksport til OTS/Sture
- Prosessere rikgass for injeksjon og eksport til Statpipe/Kårstø
- Behandle produsert vann og sjøvann for re-injeksjon/injeksjon

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

Prosessanlegget blir designet til å håndtere 24 000 Sm³ olje, 10 mill Sm³ gass og 37 000 m³ produsert vann per døgn.



Figur 6. Skisse av feltinnretningen NOA PdQ.

Feltet vil i stor grad bli fjernoperert fra land og blir designet for å kunne bli operert ubemannet i perioder.

Frøy-innretningen vil ha et dekkсанlegg på knappe 2000 tonn og være plassert på et fire-beinet stålunderstell med vekt på ca. 3500 tonn (figur 5). Adkomst vil være direkte fra båt eller helikopter. Her vil være sjøvannspumper for brannvann.

Det blir tilrettelagt for 12 brønner på Frøy, som i utgangspunktet planlegges 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.

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. Materialet vil være korrosjonsbestandig, CRA.

Rør for henholdsvis gass- (6 tommer) og vanninjeksjon (8 tommer) vil legges til Rind, Langfjellet og Frøy.

Fra NOA PdQ vil det gå styringskabler til alle feltene med funksjoner for styring, kraft- og kjemikalieforsyning.

Det totale omfanget av havbunnsinnretninger vil være tre brønnerammer og tre manifolder for NOA og tilsvarende en bunnramme og en manifold for Fulla. Totalt er det planlagt 13 brønner fra brønnerammene med 13 vertikale juletrær. Gassrørledningen fra Fulla vil ha et høytrykks integritetssystem (HIPPS) og en havbunnsbasert sikkerhetsventil (SSIV).

Utbygging og drift av petroleumforekomster omfattet av "North of Alvheim" (NOA) Fulla.
 Utvinningstillatelsene (PL) 026, 026B, 364, 442, 442B, 442C og 873.

Forslag til program for konsekvensutredning

2.5 Boring og brønn

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

Tabell 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
Produksjon	6	4	7	2	1	3
Vanninjeksjon	2	2	2	0	0	1

2.6 Reservoarforhold, ressurser og produksjonsplaner

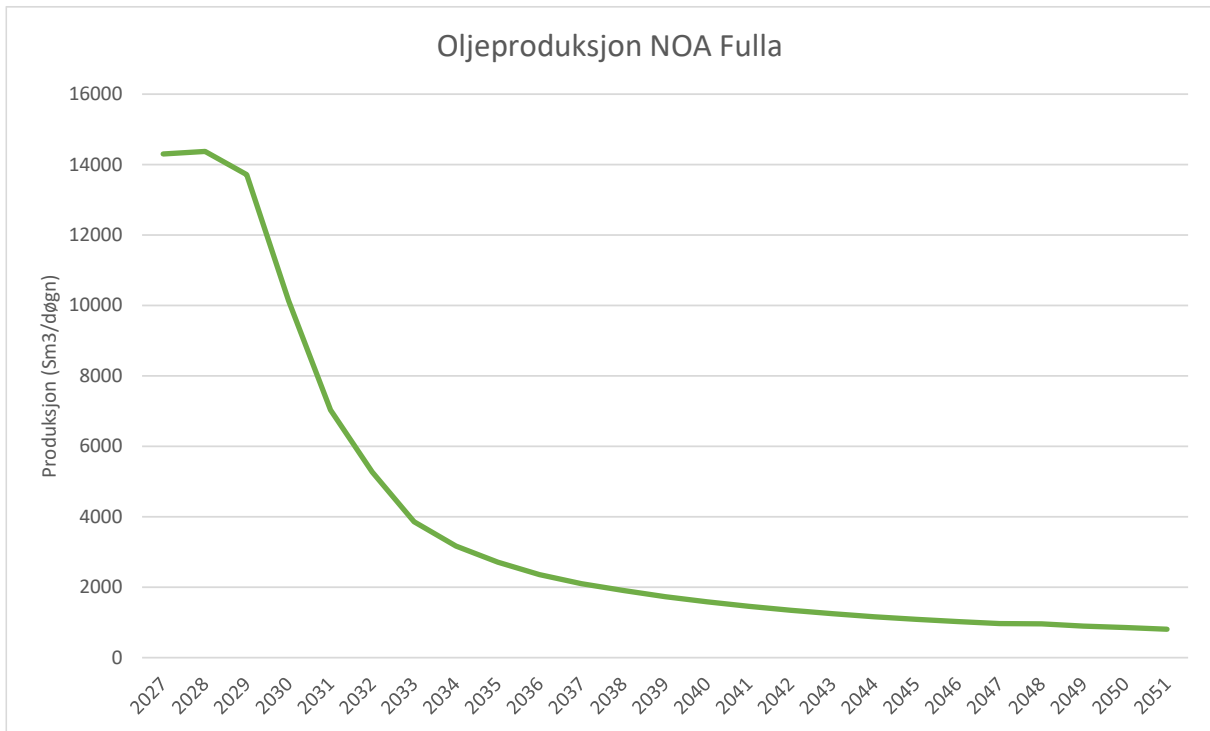
De aktuelle funnene for utbygging inkluderer både olje- og gassressurser, totalt anslått til i størrelsesorden 250 - 370 millioner fat oljeekvivalenter (boe). Fulla har størst andel av gass, med noe kondensat, mens de andre funnene har mest olje. Oppdaterte reserveanslag vil inngå i grunnlaget for konsekvensutredningen.

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

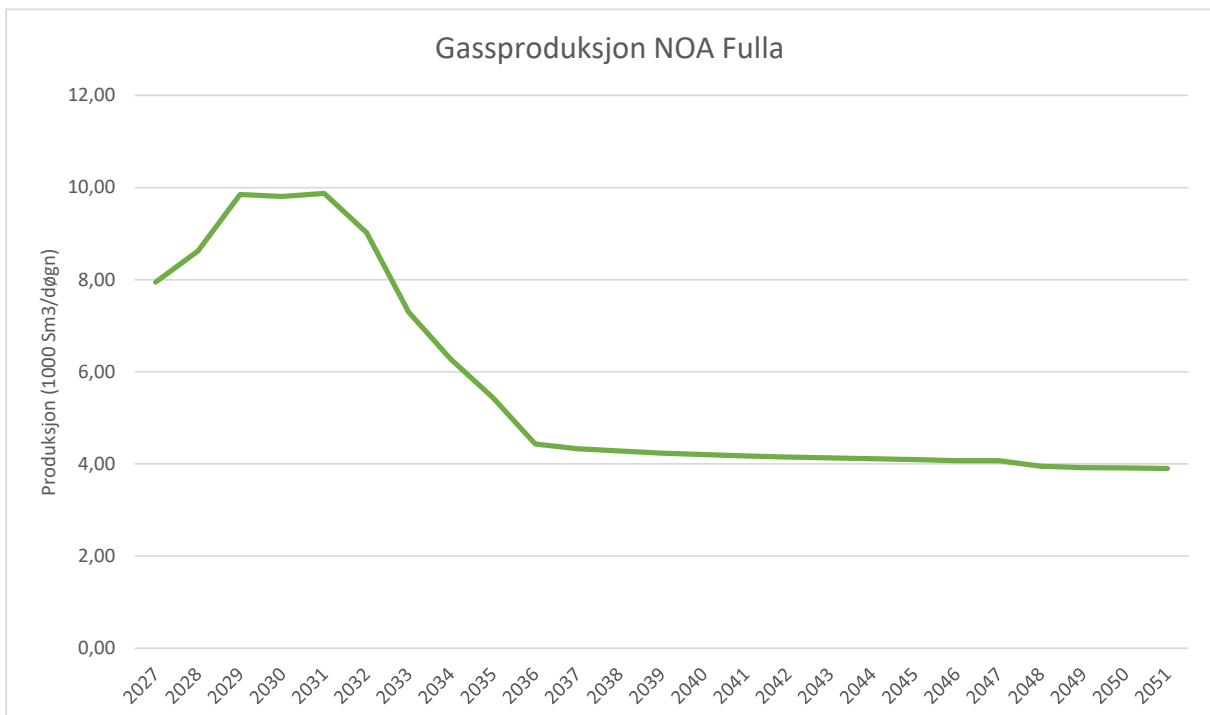
Vann til trykkstøtte vil dels bli dekket av rensert produsert vann og dels av sjøvann. Tidligere produksjon fra Frøy (1995-2001) erfarte reservoarmessige utfordringer. Det er derfor risiko for tilklogging og redusert produksjon forbundet med vanninjeksjon i disse reservoarene. For å motvirke dette vil 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 bli benyttet til injeksjon. Etterhvert kan det bli aktuelt med reinjeksjon av behandlet produsert vann også i andre reservoarer.

Foreløpig produksjonsprofil for henholdsvis olje og gass for NOA Fulla er presentert i figur 7 og 8. Som dette angir vil platåproduksjonen være ganske kortvarig på omlag 14 000 Sm³ olje per døgn, og gradvis avta. Platåproduksjonen for gass vil være noe forskjøvet i tid i forhold til olje og produksjonsnivået vil etterhvert være mer stabilt.

Forslag til program for konsekvensutredning



Figur 7. Foreløpig produksjonsprofil for olje for NOA Fulla.



Figur 8. Foreløpig produksjonsprofil for gass for NOA Fulla (summen av gass til gassløft og gasseksport).

Tidsplan for utbygging og installasjon vil bli beskrevet i konsekvensutredningen. Foreløpig tidspunkt for oppstart av produksjonen er første kvartal 2027. Produksjonen er planlagt å starte med Frigg Gamma Delta og Frøy, og kort tid deretter Fulla. Andre funn blir suksessivt fasett inn etterhvert 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 4.

Aker BP ASA	Doc no.: NOA-ABP-00052
Utbygging og drift av petroleumsforekomster omfattet av "North of Alvheim" (NOA) Fulla.	Rev.no.: 01
Utvinningsstillatelsene (PL) 026, 026B, 364, 442, 442B, 442C og 873.	Side 19 av 44
Forslag til program for konsekvensutredning	

Tabell 4. Antall og type av brønner som planlegges for de ulike funnene i utbyggingen.

Funn	Boreperiode	Oppstart av produksjon
Frigg Gamma Delta	4. kvartal 2025 - 2.kvartal 2026, 4. kvartal 2026 - 4.kvartal 2027	1. kvartal 2027
Fulla	3. kvartal 2026	1. kvartal 2027
Rind	2. kvartal 2026, 4. kvartal 2026 – 2. kvartal 2027	3. kvartal 2027
Langfjellet	2. kvartal 2026, 2.-4. kvartal 2027	1. kvartal 2028
Lille Frigg	2.-3.kvartal 2029	3. kvartal 2029

En lete-/avgrensingsbrønn planlegges boret i Øst Frigg i desember 2021/januar 2022. Dersom boringen gir positivt resultat kan denne potensielt bli tatt med inn i en PUD for NOA Fulla.

2.7 Olje- og gasseksport

For oljeeksport er det vurdert alternativer med 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.

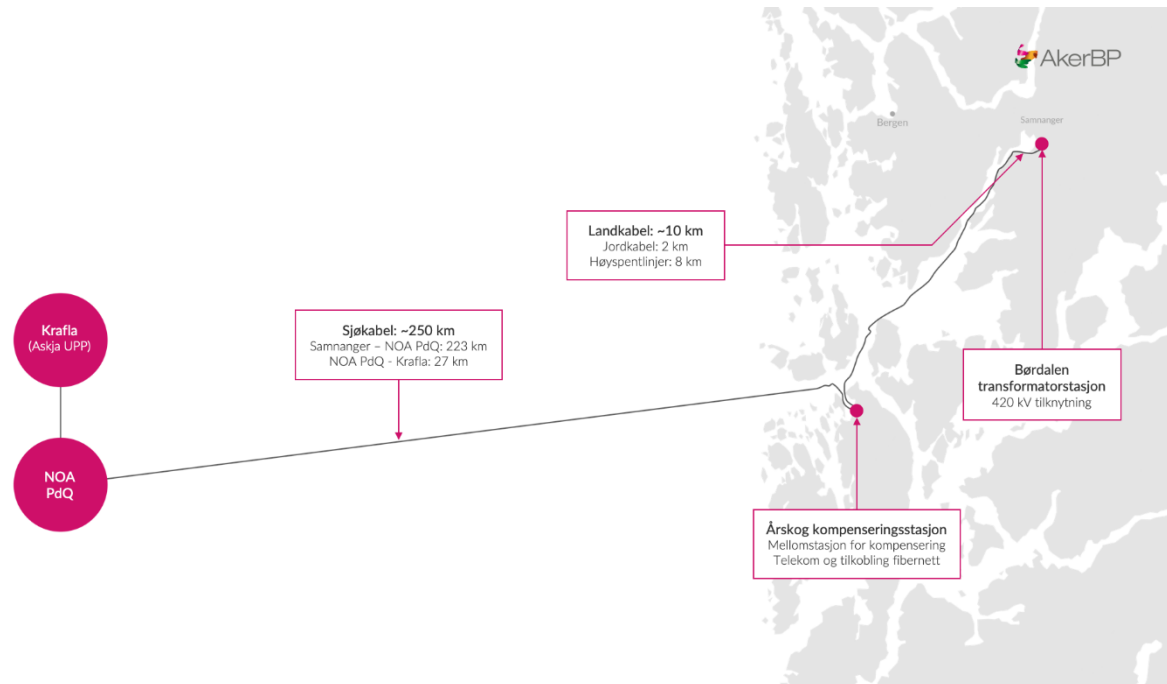
Oljeeksportrøret vil ha en diameter på 24 tommer og være ca. 75 km langt før det kobles på OTS gjennom en y-(wye)kobling.

Det vil være felles gasseksportør for NOAKA. Røret fra NOA PdQ vil tilkobles gasseksportør fra Krafla på havbunnen nær Askja. Røret vil ha diameter på 28 tommer og kobles på Statpipe med en «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 vil være omfattet av KU-prosessen for Krafla.

2.8 Energiløsning

Det planlegges med en energiløsning basert på kraft fra land for NOA Fulla. Dette vil være en felles løsning for NOA Fulla og Krafla. En melding som presenterer ulike alternativer for nettilkobling ble sendt på høring 16. mars 2021. Tre ulike steder for nettilkobling har vært under vurdering; Kollsnes, Samnanger og Gismarvik. Statnett har i løpet av prosessen konkludert med at Samnanger er eneste realistiske tilkoblingspunktet, se figur 9.



Figur 9. Anbefalt alternativ for nettilkobling for NOA Krafla kraft fra land-løsning.

Kraft fra land er gjenstand for en separat konsekvensutredning (etter energiloven/havenergiloven) og temaet blir derfor kun kort gjengitt i konsekvensutredningen for NOA Fulla. Prosjektet omtales «NOA and Krafla Power from shore».

Det totale kraftbehovet for NOA Fulla og Krafla er foreløpig beregnet til 140-150 MW. Det vil være en felles kraftkabel fra Samnanger til NOA PdQ og kabel videre til Krafla UPP.

2.9 Avvikling av virksomheten

Fremtidig avvikling av driften fra NOA Fulla-området og dets innretninger 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. I konsekvensutredningen for NOA Fulla vil det, basert på dagens kunnskap, gjøres betraktninger omkring forventet avvikling for anbefalt løsning, samt antatte virkninger i forhold til miljø og 3. parts virksomhet (fiskeri og sjøtransport).

2.10 Investeringer og kostnader

De totale investeringene for NOA Fulla-utbyggingen er foreløpig anslått i størrelsesorden 40-55 mrd NOK. Investeringsanslagene vil bli forbedret gjennom videre studier av de tekniske løsningene og et oppdatert estimat vil bli presentert i konsekvensutredningen.

2.11 Helse, miljø, sikkerhet og klimatiltak

Aker BP ønsker å være en ansvarlig samfunnsaktør og en god arbeidsgiver. Vi mener at lokalsamfunnene vi jobber i bør dra nytte av vår tilstedeværelse, og gjennom våre sosiale investeringer ønsker vi å skape meningsfull og bærekraftig effekt.

Aker BP mener at petroleumsnæringen er posisjonert til å spille en viktig rolle i arbeidet med å finne kostnadseffektive og fremtidsrettede løsninger for å kunne imøtekomme klimamålsetningene. Det største bidraget fra næringen er å generere inntekter som samfunnet kan bruke på klimatiltak, samtidig som vi minimerer fotavtrykket vårt.

Utbygging og drift av petroleumsforekomster omfattet av "North of Alvheim" (NOA) Fulla.
Utvinningstillatelsene (PL) 026, 026B, 364, 442, 442B, 442C og 873.

Forslag til program for konsekvensutredning

Vårt mål i Aker BP er å produsere olje og gass mer effektivt for å redusere utslipp per fat, skape verdi og tilpasse kunnskapen til nye forretningsmodeller. Dette vil sikre at naturressursene fortsetter å bidra til verdiskaping.

Videre er vår lisens til å operere på norsk sokkel avhengig av sikre operasjoner som utføres under de høyeste helse-, miljø og sikkerhetsstandardene (HMS). HMS er alltid førsteprioritet i Aker BPs aktiviteter. Vårt HMS-rammeverk beskriver standarder og forventninger som skal sikre at Aker BP er en trygg arbeidsplass.

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

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 slik at disse kan være en del av grunnlaget ved valg av design. Ytterligere målsettinger vil bli beskrevet i prosjektets HMS-plan.

3 Områdebeskrivelse

3.1 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). Havdypet i området er om lag 110-120 m.

3.2 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-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 petroleumsprovinns med produksjon fra en rekke funn.

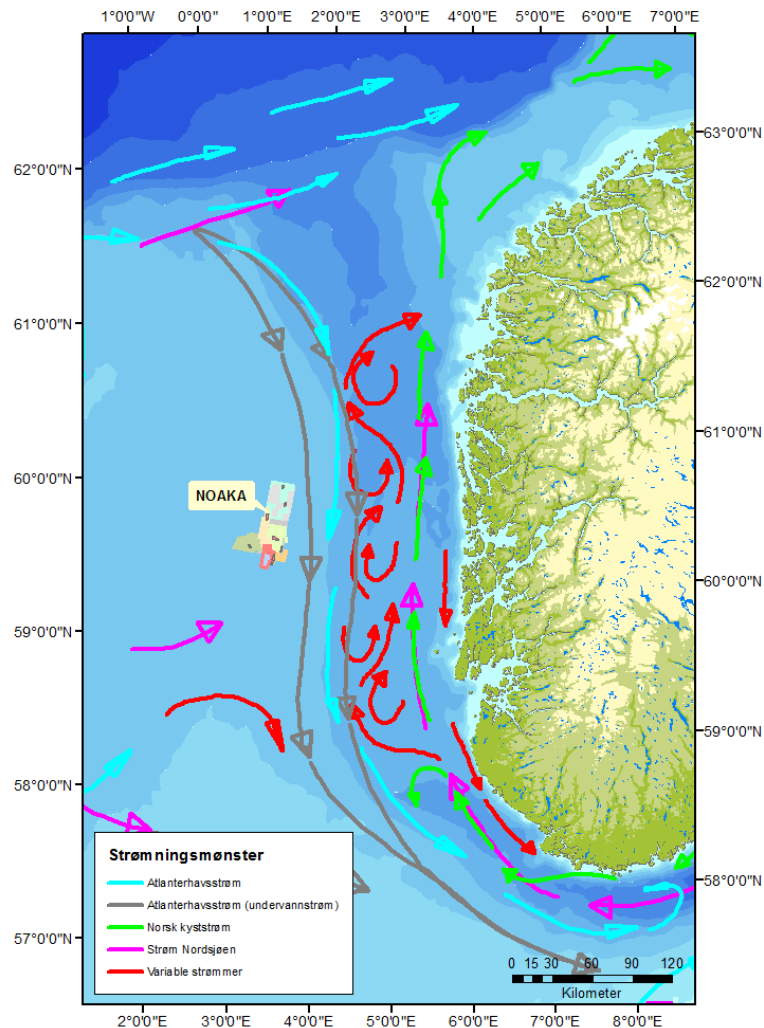
Det er tidligere utført flere konsekvensutredninger og utredningsprogram i området, deriblant for Frøy (Elf, 1991,1999; Det norske, 2007), Frigg Gamma Delta (Centrica, 2014), Fulla (Centrica, 2013), Frigg avvikling (TOTAL, 2003), Alvheim (Marathon, 2004), Volund (Marathon, 2006), Heimdal Gass Senter med Vilje og Skirne (Hydro, 1998) og Vale (Hydro, 2000). I Oseberg-området er det også gjort betydelig utredningsarbeid (Oseberg videre utbygging (Hydro 1996), Delta/G-sentral (Hydro 2005)), og de siste utbyggingstrinnene har vært gjenstand for forenklete konsekvensutredninger² som følge 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, og som vil bli vurdert i utredningsarbeidet.

3.3 Fysiske og oseanografiske forhold

Nordsjøen er et grunt hav hvor 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 10). Kyststrømmen dominerer strømbildet nærmere land.

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



Figur 10. 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 med 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, hvor det tidligere har vært produksjon, men hvor 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 100m. 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 250m (UNIFOB, 2007). Region II ble sist gang undersøkt i 2018 og region III i 2019.

Under overvåkning 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 LSC for samtlige stasjoner. Det er nevnt at det under boring av letebrønn for PL422 piplet opp oljebasert slam.

Oppdatert kunnskap vil bli innhentet som en del av grunnlagsundersøkelsen for NOA Fulla.

3.4 Beskrivelse av naturressurser

3.4.1 Fiskeressurser

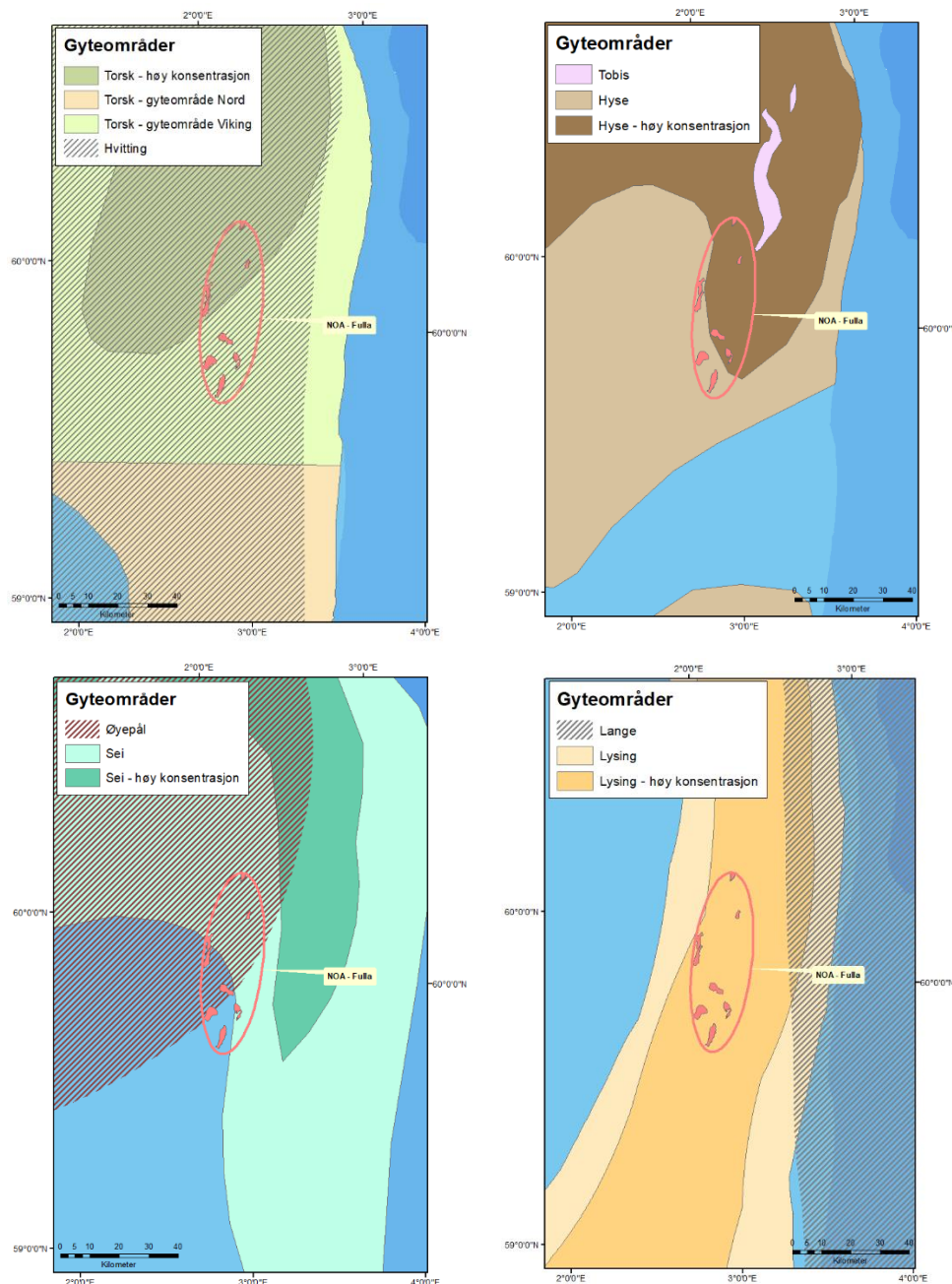
De viktigste kommersielle fiskebestandene i Nordsjøen er nordsjø-sild, makrell, tobis og øyepål (FFNH, 2019a). Flere viktige fiskearter som torsk, sei, sild, makrell, taggmakrell, hyse, øyepål, brisling og hvitting oppholder seg i området hvor NOA Fulla er lokalisert (HI, 2017; HI, 2018). Hvitting, makrell, hyse, sei, torsk og øyepål har gyteområder som overlapper eller som ligger nært opp til NOA Fulla (figur 11). Tobis gyter på Vikingbanken nord for Krafla. Gytingen for de ulike fiskeartene foregår i ulike perioder gjennom året: hvittingen gyter i januar-juli, makrellen i mai-juli, hysen 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).

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).

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.

Utbygging og drift av petroleumforekomster omfattet av "North of Alvheim" (NOA) Fulla.
Utvinningstillatelsene (PL) 026, 026B, 364, 442, 442B, 442C og 873.

Forslag til program for konsekvensutredning



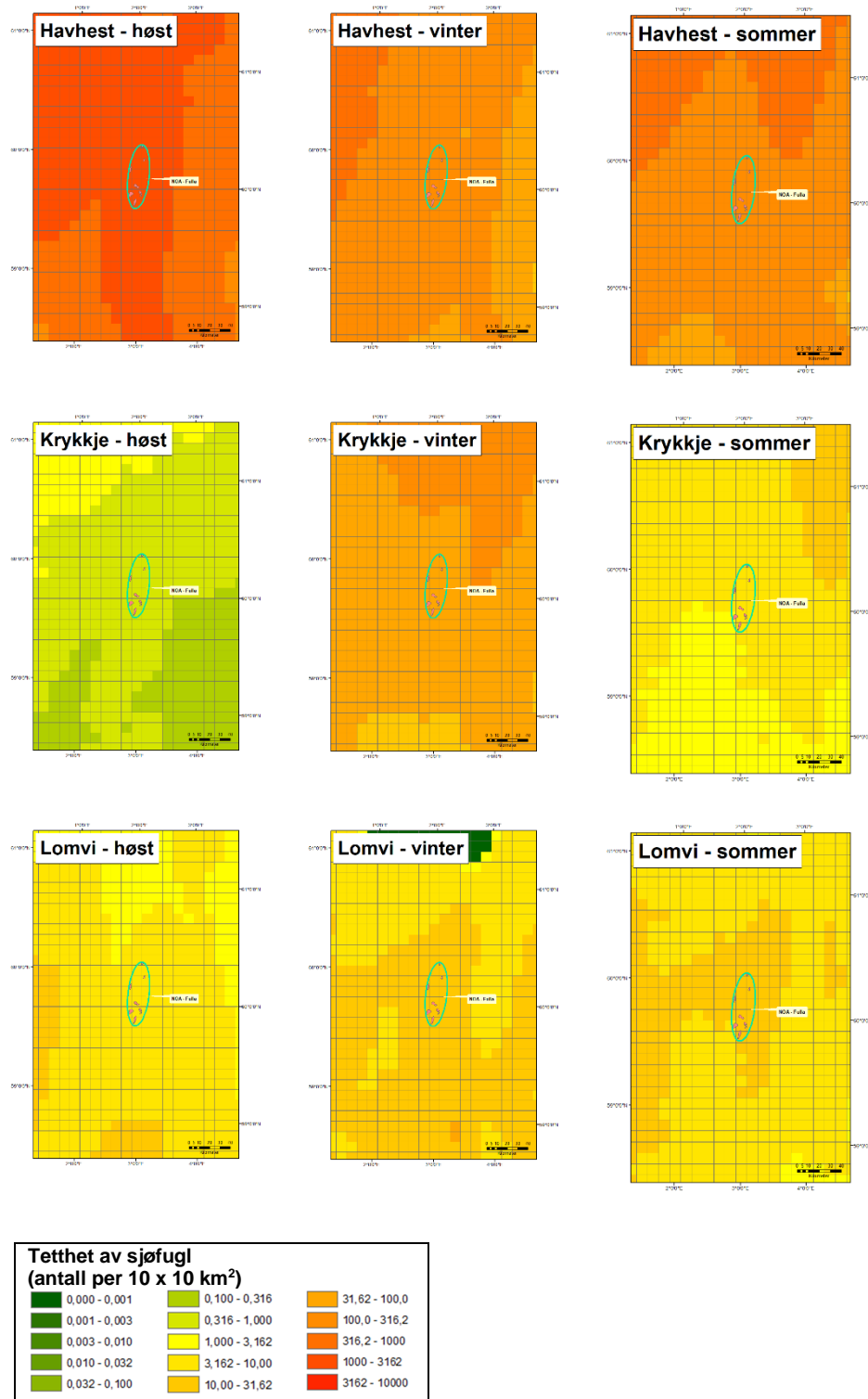
Figur 11. Fiskearter i Nordsjøen som har overlappende gyteområder eller som gyter i områder nært opp til NOAKA/NOA Fulla (Kilde: HI/Mareano).

3.4.2 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 12. Havhest og krykkje er klassifisert som *sterkt truet* (EN) og lomvi som *kritisk truet* (CR) i Norsk Rødliste 2015 (Henriksen og Hilmo, 2015).

Utbygging og drift av petroleumforekomster omfattet av "North of Alvheim" (NOA) Fulla.
 Utvinningstillatelsene (PL) 026, 026B, 364, 442, 442B, 442C og 873.

Forslag til program for konsekvensutredning



Figur 12. Estimert tetthet av Havhest, Krykkje og Lomvi fordelt på årstider (Kilde: SEAPOP).

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

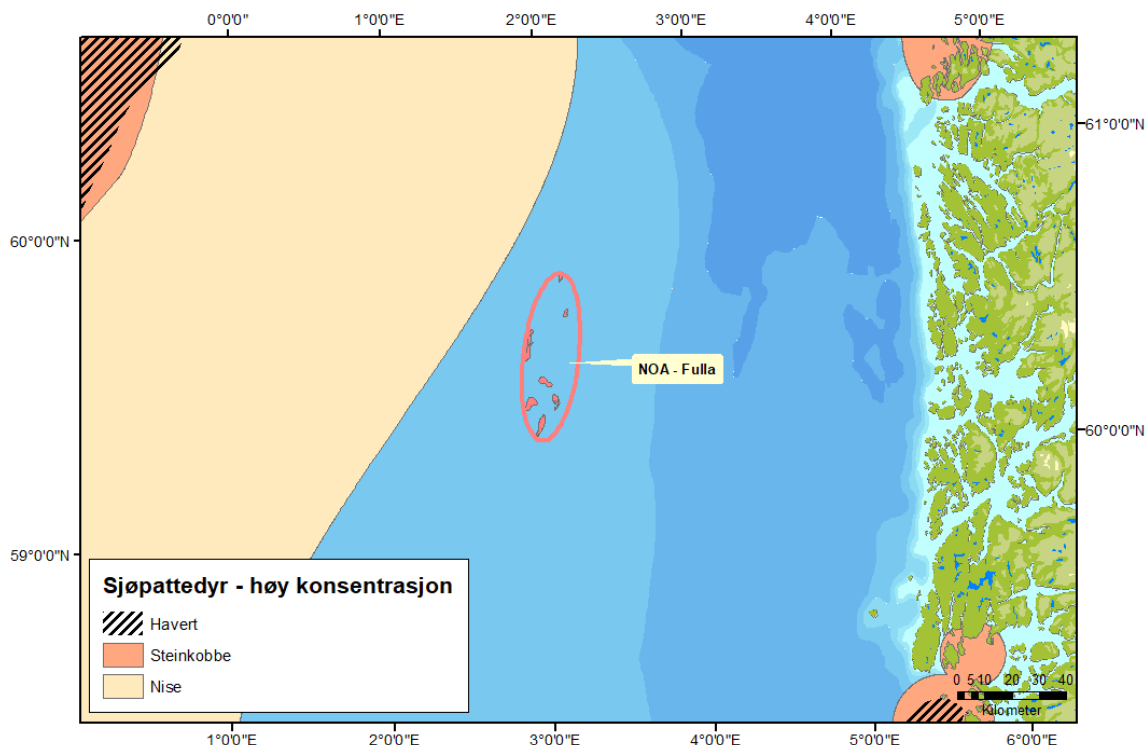
Fulla som regnes som sårbart for lomvi i perioden desember-juli (miljøverdi 67 av 100) (Havmiljø.no).

3.4.3 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 hvattellinger, 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 hvor NOA Fulla er lokalisert (figur 13).

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 13). 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) (Henriksen og Hilmo, 2015).

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

3.4.4 Bunndyr

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 bunnelvende 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 sårbar havbunnsfauna i de deler av NOA Fulla-området som er undersøkt. Havbunnen i NOA Fulla-utbyggingens nærområde vil kartlegges før produksjonsboring, i form av en grunnlagsundersøkelse.

3.4.5 Særlig verdifulle områder

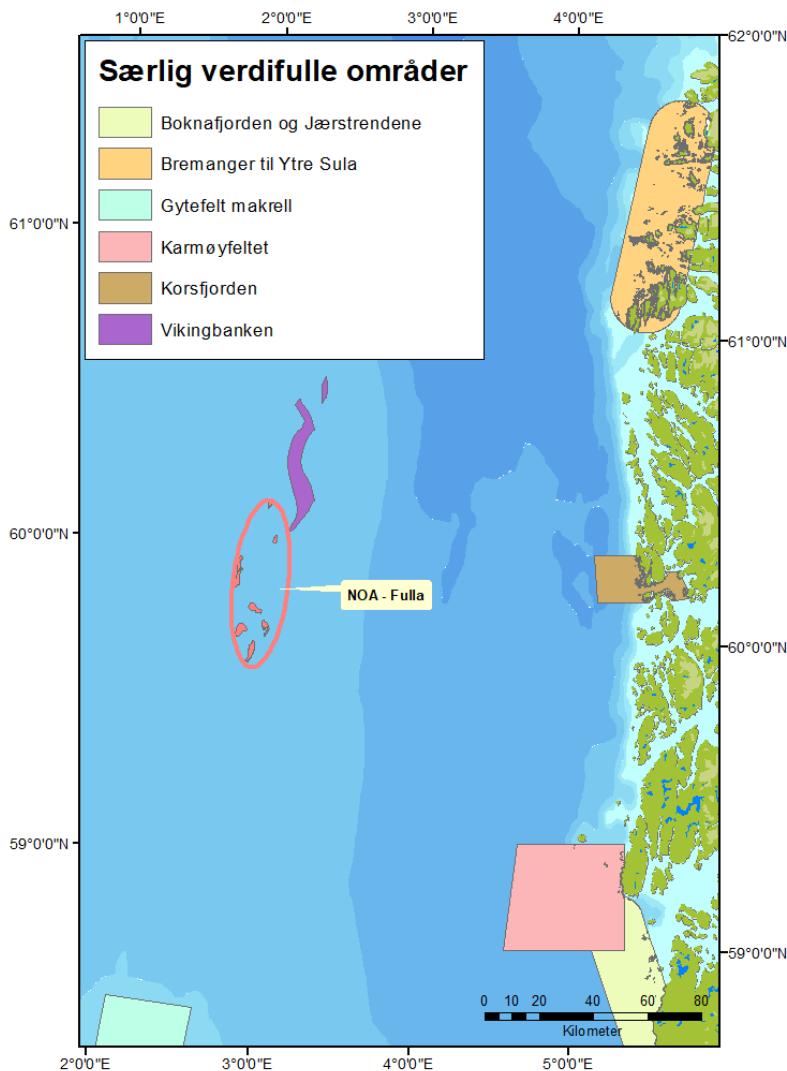
Særlig verdifulle og sårbare områder (SVO) er geografisk avgrensede områder som inneholder en eller flere særlig betydelige forekomster av miljøverdier, verdsatt etter andel av internasjonal, nasjonal og regional bestand, samt restitusjonsevne, bestandsstatus og rødlistestatus (FFNH, 2019b).

I arbeidet med forvaltningsplanen for Nordsjøen har områdene blitt valgt ut på bakgrunn av forhåndsdefinerte kriterier. De identifiserte områdene i Nordsjøen tilfredsstiller minst ett av de to viktigste utvalgsriteriene; viktighet for biologisk mangfold og viktighet for biologisk produksjon (FFNH, 2019b). Det er nylig 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 14). 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 Skagerrak, mangfold av naturtyper, landskap, kulturhistorie, geologi, fugleliv.
- 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.

Disse områdene, og potensial for konsekvenser ved et eventuelt større akuttutslipp av olje, vil bli nærmere utredet i konsekvensutredningen for NOA Fulla.



Figur 14. Særlig verdifulle områder (SVO) i området hvor NOAKA er lokalisert (Kilde: Miljødirektoratet).

3.4.6 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 i området i 2021 er det avdekket to skipsvrak. Funnene er rapportert til kulturminnemyndighetene.

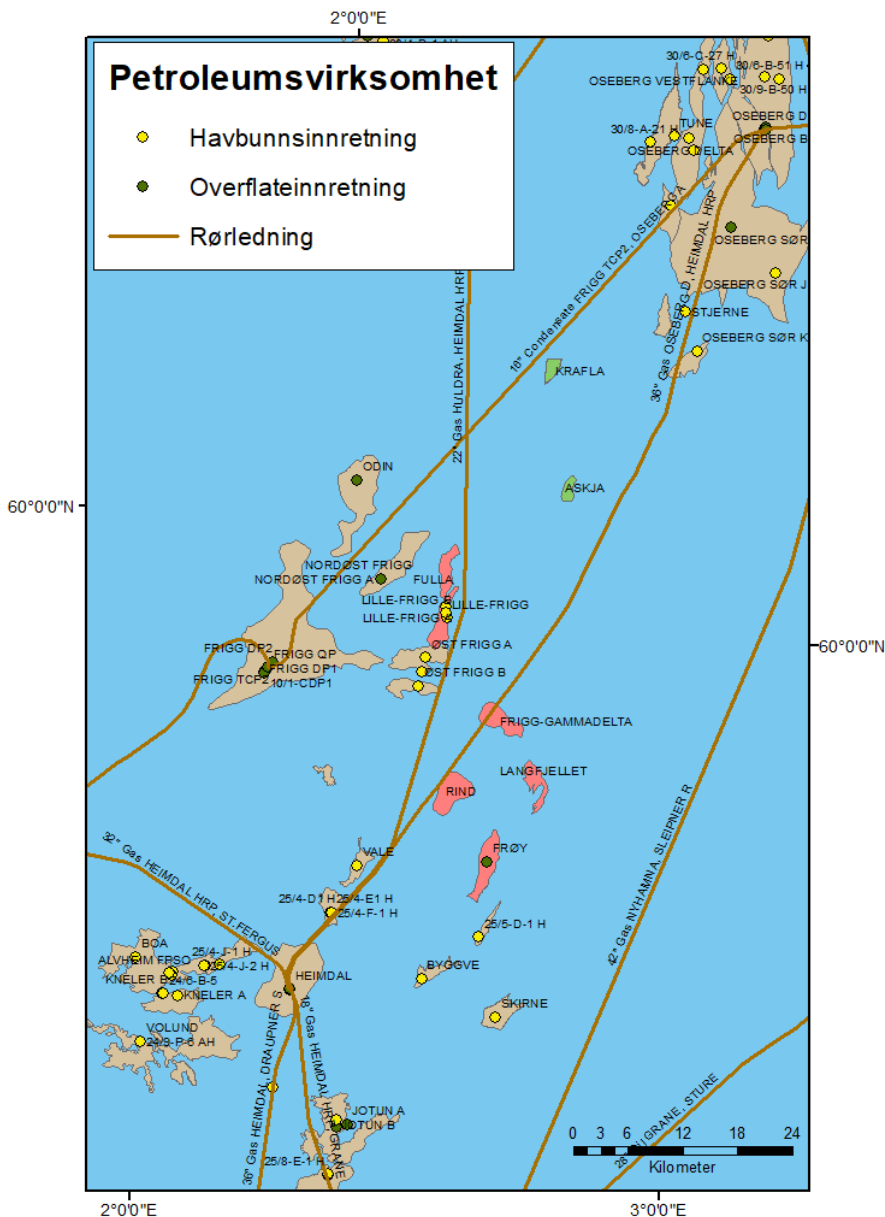
3.5 Aktiviteter i området

3.5.1 Annen petroleumsvirksomhet

NOA Fulla ligger i et område hvor petroleumsvirksomheten er godt etablert, med en høy tetthet av produksjonsinnretninger. En oversikt over eksisterende og tidligere overflate- og havbunnsinnretninger i NOA Fulla-området er gitt i figur 15.

Utbygging og drift av petroleumsforekomster omfattet av "North of Alvheim" (NOA) Fulla.
 Utvinningstillatelsene (PL) 026, 026B, 364, 442, 442B, 442C og 873.

Forslag til program for konsekvensutredning



Figur 15. Tidligere og eksisterende petroleumsinnretninger i NOA Fulla-området (Kilde: OD).

3.5.2 Fiskeri

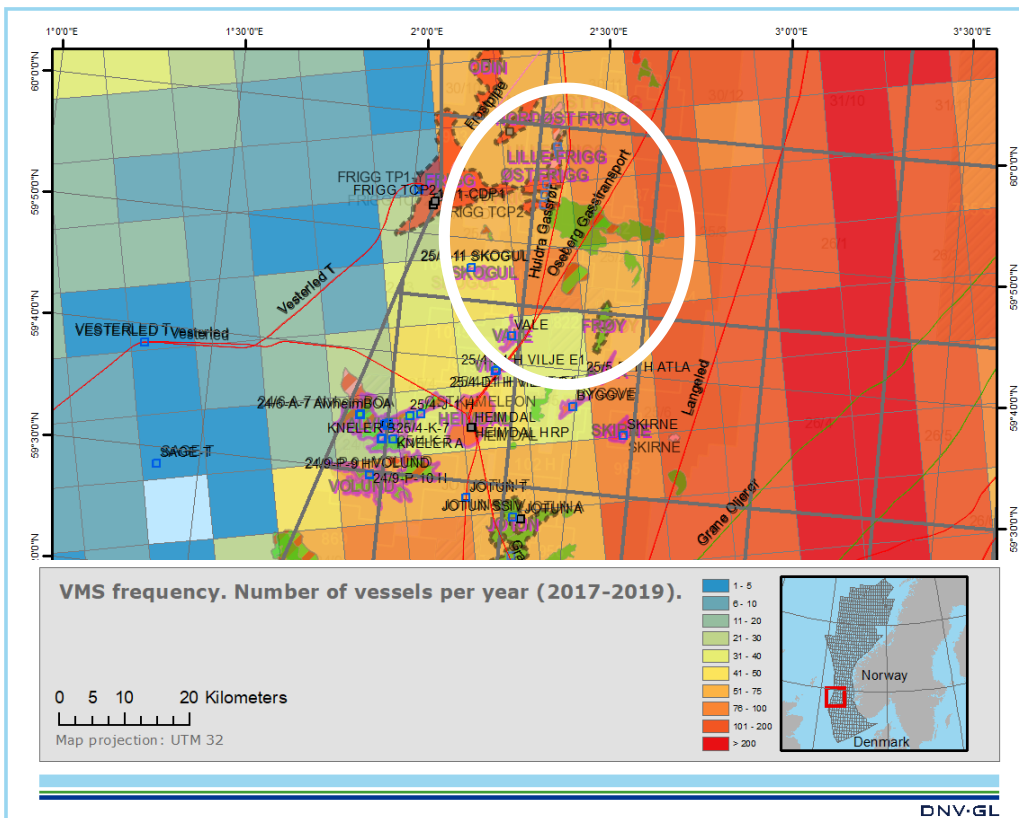
Siden 2010 har alle norske fartøy over 15 meter blitt satellittovervåket og sporingsdataene gir en god oversikt over hvordan fiskeriaktiviteten med større fartøy til enhver tid foregår. Spøringsdata fra norske og utenlandske fartøy, samt fangstrapportering, bekrefter at det er forholdsvis begrenset fiskeriaktivitet i nærområdet til NOA Fulla (figur 16), 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 langsetter vestskråningen av Norskerenna.

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.

Tidligere foregikk det betydelig fiske av tobis i Nordsjøen, men på grunn av en redusert bestand opphørte dette fisket i en del år. Fisket er nå gjenopptatt, med unntak av

tobisområdet på Vikingbanken, nord for Krafla. Tobisbestanden i dette området er kritisk lav (HI, 2020).

I konsekvensutredningen for NOA Fulla vil informasjon om fiskeriaktivitet i området bli innhentet fra Fiskeridirektoratet i form av oppdaterte fartøysporingsdata og statistiske fangstdata. Data fra flere år vil bli innhentet for å kunne fange opp variasjoner i aktivitetsnivå over tid. I dialog med næringen vil det videre bli klargjort bruk av området for mindre fartøytyper som ikke inngår i fartøysporingen, for eksempel makrelldoring i tredje kvartal.



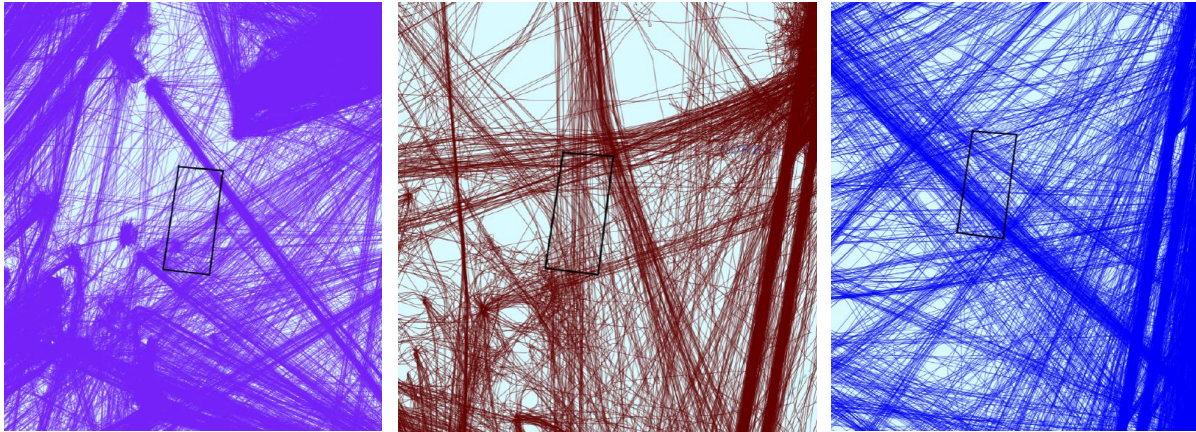
Figur 16. Omfang av fiskeriaktivitet representert ved fartøyaktivitet i perioden 2017-2019. Antall passeringer av en 10x10 km rute per år. Beliggenhet av NOA Fulla er markert med en hvit sirkel (Kilde: Fiskeridirektoratets karttjeneste).

3.5.3 Skipstrafikk

Nordsjøen og Skagerrak er et av verdens mest trafikkerte seilingsområder. Området har flere viktige transportårer, 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 17). Petroleumaktivitet og skipstrafikk utgjør et konfliktpotensial hovedsakelig knyttet til bruk av de samme havområdene. Potensialet for konflikt mellom petroleumaktivitet 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. Fartøysaktiviteten ved NOA Fulla forventes å være størst i anleggsfasen.

Konfliktpotensialet mellom skipstrafikk og utbygging av og drift av NOA Fulla vil bli vurdert i konsekvensutredningen.



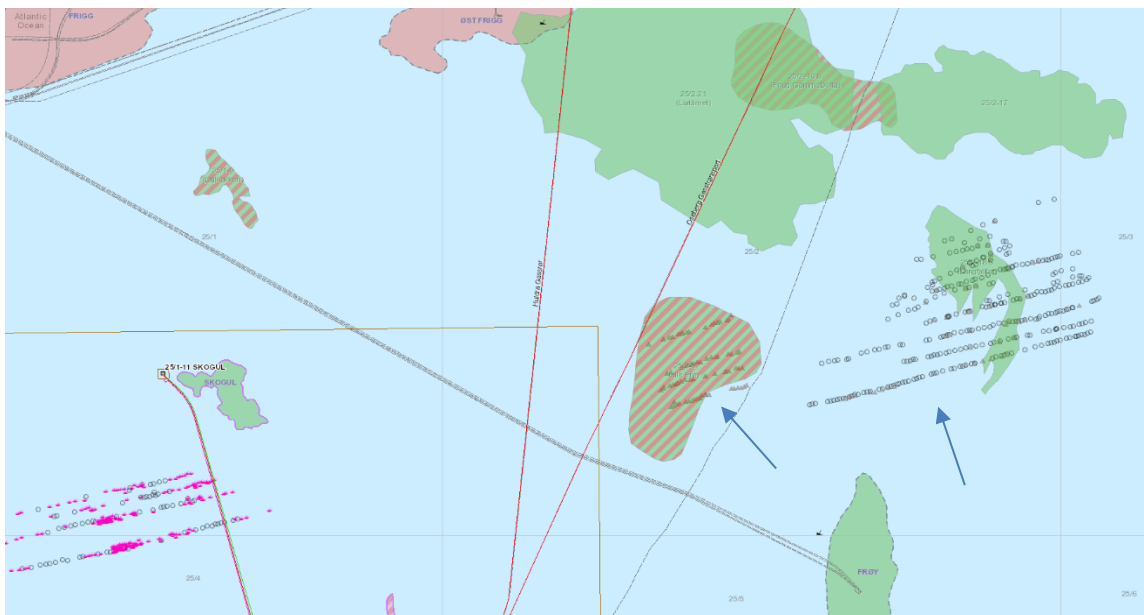
Figur 17. Skipstrafikk i området ved NOA Fulla i 2019, representert ved hhv. offshore forsyningsfartøy (venstre), oljetankere (midten) og stykkgodsskip (høyre). Kilde: Havbase/Kystverket.

3.5.4 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.

3.5.5 Andre forhold

Et område nord for Frøy er angitt som mulig dumpeområde for ammunisjon/miner fra 1. verdenskrig (figur 18). Havbunnsundersøkelser blir gjennomført for å identifisere eventuelle funn av dette, og tiltak vil iverksettes.



Figur 18. Områder med mulig funn av miner/ammunisjon fra 1. verdenskrig, angitt med piler. Kilde: MapInsight.

4 Miljømessige konsekvenser

4.1 Energiløsning og utslipp til luft

I konsekvensutredningen til NOA Fulla vil det bli gitt en nærmere beskrivelse av utslipp til luft for de ulike fasene av utbyggingen. Utslippene vil bli sammenlignet med regionale og nasjonale utslipp og konsekvensene vil bli vurdert blant annet basert på tidligere studier i forbindelse med forvaltningsplanen.

De viktigste miljøvisjonene og – målene er presentert i kapittel 2.11 og vil ligge til grunn for vurdering av løsninger.

4.1.1 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 om lag 30 brønner. I boreperioden vil det generelt være to borerigger engasjert på feltet, en for boring av plattformbrønnene og én for boring av havbunnsbrønnene (jf. Tabell 3). Plattformbrønner planlegges 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 gjennom perioden anslås å være i størrelsesorden 100 000 tonn. Muligheter for kraft fra land til boring av (noen av) plattformbrønnene vil bli vurdert. Dette er ikke mulig for havbunnsbrønnene eller tidlig fase for plattformbrønnene, da det ikke vil være lagt kabler/kraft ikke er tilgjengelig.

I anleggsfasen vil utslipp til luft være knyttet til kraftgenerering på fartøy i forbindelse med installasjonsarbeid, rørlegging og andre marine operasjoner. Dieselmotorene på de involverte fartøyene vil gi utslipp av CO₂, NO_x og SO₂. Miljøkrav vil inngå i anbudsdokumentene for maritime aktiviteter for å oppnå reduserte utslipp til luft.

Utslipp til luft fra boreoperasjonen og dieselmotorer på fartøy involvert i bore- og anleggsfase vil bli estimert i neste fase av prosjektet og presenteres i konsekvensutredningen.

Det vil bli redegjort for eventuelle tiltak for energieffektivisering og/eller NO_x-reduksjon.

4.1.2 Driftsfase

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. NOA Fulla deler kraftforsyning med Krafla, og estimert maksimalt kraftbehov for forsyningssystemet er 140-150 MW. Dette vil forsynes ved kraft fra land. Hovedenergibrukerne vil være gasskompresjon (50%), vanninjeksjon (25%) og andre systemer herunder ventilasjon, kjøling og vannrensing (25%). Mer detaljerte vurderinger av energibehovet for hovedbrukerne vil bli estimert og presentert i konsekvensutredningen. Dieseldrevne løsninger for nødstrøm vil være installert. Energibruken vil ikke medføre vesentlige utslipp til luft.

Utslipp til luft kan forekomme ved fakling og diffuse utslipp. Designtiltak implementeres for å motvirke dette. Det vil ikke være kaldventilering fra NOA Fulla. I situasjoner med behov for trykkavlastning vil gassen ledes til fakkell, som er slukket i normal driftssituasjon.

Utbygging og drift av petroleumforekomster omfattet av "North of Alvheim" (NOA) Fulla.
Utvinningsstillatelsene (PL) 026, 026B, 364, 442, 442B, 442C og 873.

Forslag til program for konsekvensutredning

Det vil etableres et energistyringsystem for å sikre energieffektiv drift av NOA Fulla.

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

Estimater av utslipp til luft i driftsfasen vil bli nærmere klargjort i konsekvensutredningen for NOA Fulla.

CO₂ i gasssekporten (eksempelvis Langfjellet 2,5%, Fulla 3,5%) vil bli separert ut på Kårstø-anlegget.

4.2 Regulære utslipp til sjø

4.2.1 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.

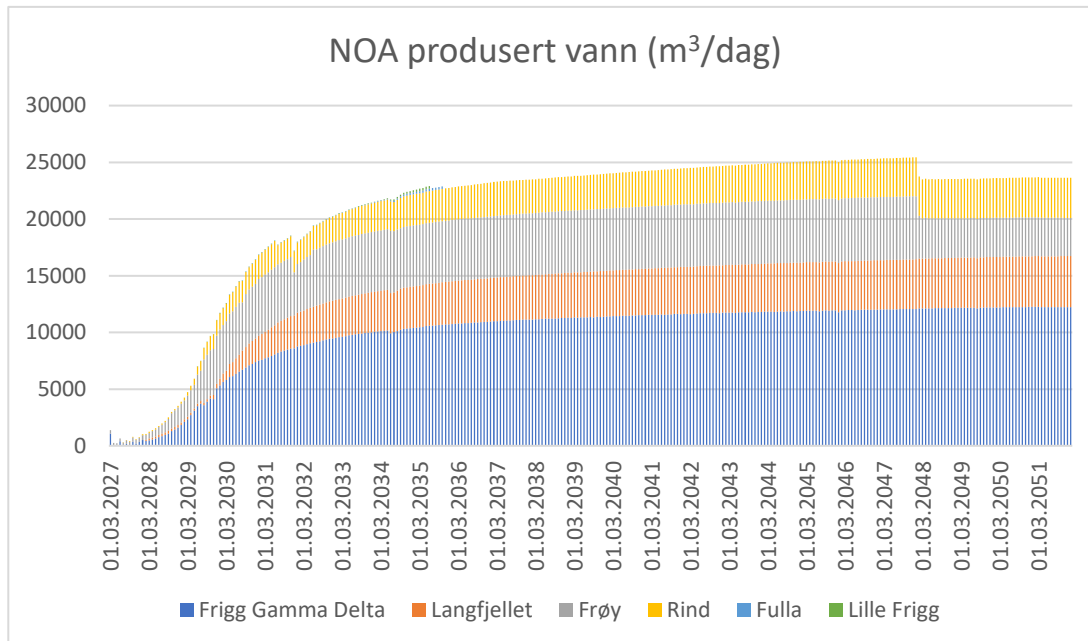
Kaks fra boring med vannbasert borevæske vil bli sluppet til sjø på feltet i henhold til gjeldende regelverk og spesifikk tillatelse for aktiviteten. Miljøvurderinger av utslippene vil bli gjort i konsekvensutredningen og eventuelle tiltak vurdert. Det vil bli gjennomført BAT-vurderinger for håndtering av borekaks med rester av oljeholdig borevæske fra NOA Fulla. Injeksjon i egen deponibrønn inngår ikke som en del av utbyggingen grunnet høy kostnad. Alternative løsninger som vil bli vurdert for oljebasert borekaks, og dokumentert i konsekvensutredningen, er rensing offshore eller frakt til land for behandling og deponering.

4.2.2 Driftsfase

Den største potensielle kilden til utslipp i driftsfasen er produsert vann, etterhvert med daglig produksjon på opp mot 25 000 m³ (figur 19). I tillegg vil feltet motta produsert vann fra Krafla. Det er planlagt med reinjeksjon av produsert vann for trykkstøtte (med tilhørende rensaneanlegg). Injeksjon for deponi er vurdert som for kostbart. Produsert vann fra PdQ vil bli re-injisert i Frigg Gamma Delta i første omgang og etter en periode på om lag 2 år også i andre reservoar. Foreløpig designkrav for rensaneanlegget er 15 mg olje pr. liter.

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 rensaneanlegg for produsert vann på PdQ, med utslipp til sjø de første årene til produsert vann fra Frøy har en akseptabel kvalitet for injeksjon. Designkrav er foreløpig satt til 7 mg olje pr. liter.

Forslag til program for konsekvensutredning



Figur 19. Prognose for produsert vann for NOA Fulla, med individuelle bidrag fra de ulike funnene.

Renseanleggene for produsert vann vil være gjenstand for BAT-vurdering og blir presentert i konsekvensutredningen. Basert på siste kunnskap (eksempelvis Beyer m.fl. 2020) vil det bli gjort en vurdering av mulige miljøvirkninger fra planlagte utslipp.

Kun kjemikalier som tilfredsstillir 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.

Foreløpige vurderinger angir behov for følgende type kjemikalier/hovedfunksjoner:

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

Omfang av kjemikaliebruk vil blant annet avhenge av materialvalg. Det vil bli gjennomført BAT-vurderinger av materialvalg (rørledning, prosess).

BAT-vurderinger vil også bli gjennomført for ulike metoder for lekkasjedeteksjon på havbunnen, samt for operasjon av havbunnsanlegg/-ventiler; bruk av elektrisk styring eller et hydraulisk system (åpent eller lukket). En full elektrisk løsning for styring av sikkerhetskritiske ventiler er under utvikling («technology readiness level», TRL, 4), men løsningen blir holdt åpen for eventuell beslutning og implementering i prosjektet.

BAT-vurderingene for de relevante områdene vil bli adressert i konsekvensutredningen.

4.3 Risiko for akutt forurensning

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.

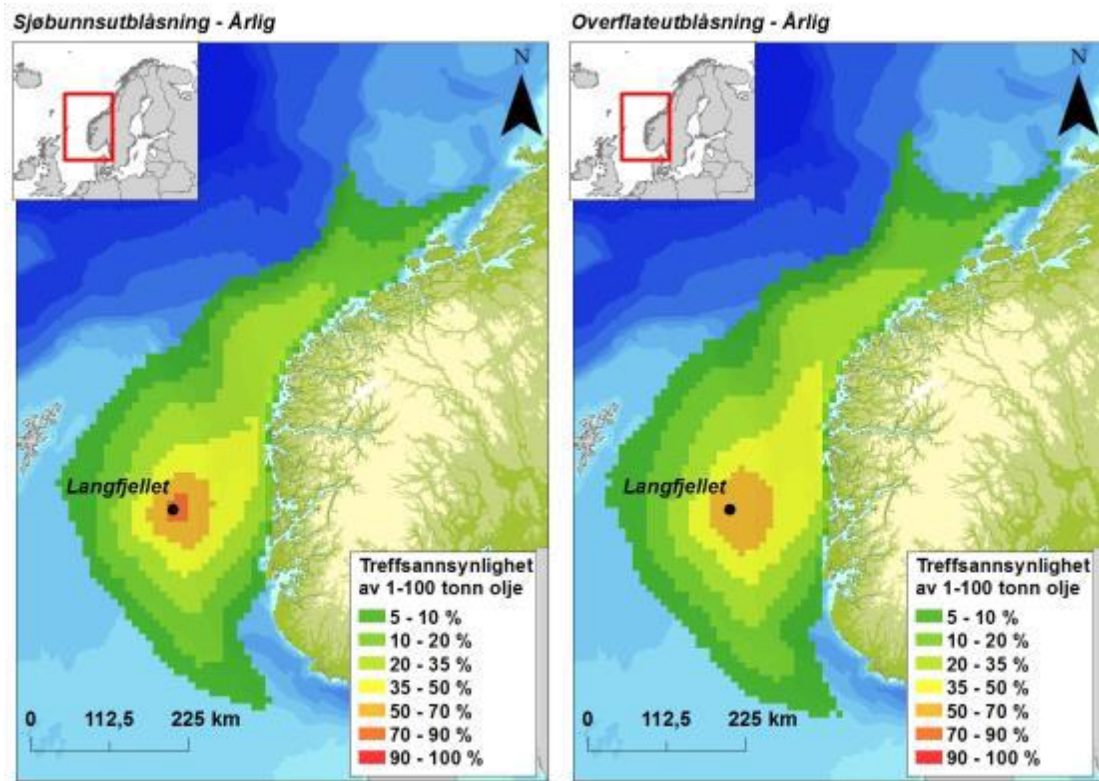
De største akuttutslippene er assosiert med utblåsninger under boring og drift. Et overflateutslipp med lang varighet kan bare forekomme under boring. Dette er imidlertid hendelser med svært lav sannsynlighet.

I konsekvensutredningen vil det bli gjort konsekvensvurderinger basert på et influensområde som blir fastsatt ut ifra modelleringer for oljeutblåsning fra NOA Fulla i bore- og driftsfasen. Her vil det bli redegjort nærmere for sannsynligheten for et større utslipp, oljetyper, utslippsrate, utslippsvarighet, samt potensiale for konsekvenser på naturressurser, miljø og fiskeri.

Som en indikasjon på influensområde er det her henvist til en miljørisiko- og beredskapsanalyse utført i forbindelse med boring av letebrønn på Langfjellet (DNV GL, 2016). Denne er utført med ulike rater/varigheter, og angir influensområder overflate- og sjøbunnsutslipp. Modelleringene viste at oljen etter en overflateutblåsning statistisk sett kan bli spredt i ulike retninger, og omfatte et meget stort totalt statistisk influensområde (figur 20). Influensområdene er noe mindre for en sjøbunnsutblåsning sammenliknet med overflateutblåsning. Resultatene angir sesongvariasjoner, med størst nordlig utstrekning i høst- og vintersesongen. Ulike oljetyper som inngår i NOA Fulla-utbyggingen vil, som relevant, bli vurdert og danne grunnlag for nye spredningsmodelleringer med påfølgende vurdering av konsekvenspotensial og miljørisiko.

Strategier for beredskap mot akutt forurensning vil bli vurdert og sett i sammenheng med eksisterende beredskap i regionen.

Det vil også bli vurdert sannsynlighet for og konsekvenser av mindre lekkasjer fra rørledninger/stigerør. Prosjektet vil gjennomføre risikobaserte vurderinger for etablering av strategi for deteksjon og overvåking av eventuelle lekkasjer, herunder fra havbunnsanlegg. Eventuelle teknologivalg vil være gjenstand for BAT-vurderinger, og vil bli presentert i konsekvensutredningen.



Figur 20. Sannsynligheten for treff av oljemengder; 1-100 tonn i 10x10 km sjøruiter gitt en sjøbunnsutblåsning og en overflateutblåsning fra letebrønn Langfjellet, basert på helårsstatistikk (Kilde: DNV GL, 2016).

4.4 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. Dette vil bli nærmere redegjort for i konsekvensutredningen.

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

4.4.1 Bunnhabitater/bunndyrsamfunn

Innstillinger av innretninger på havbunnen, nedgravning av rørledninger og eventuell oppankring av rørleggingsfartøy vil kunne forstyrre havbunnen lokalt ved at partikler virvles opp og det kan dannes ankergrøper. Arealet av området som forstyrres vil avhenge av områdets strømforhold og partikkelstørrelsen til sedimentet, og vil kunne føre til nedslamming av bunndyr i nærheten. Understøttes/dekkes rørledningene av stein i forbindelse med legging, vil havbunns sammensetningen endres og det vil kunne bli dannet et grunnlag for etablering av nye arter i området. I konsekvensutredningen til NOA Fulla vil konsekvenser på bunndyr som følge av fysiske inngrep i havbunnen vurderes nærmere.

4.4.2 Kulturminner

Kulturminner kan eksponeres, dekkes til, eller skades som følge av fysiske inngrep i havbunnen. 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.

4.5 Avfall

Avfall vil bli generert i borefasen samt under normal drift. Det vil i konsekvensutredningen bli utarbeidet en oversikt over antatte typer av avfall i utbygging og drift og gitt en vurdering av hvordan avfallstrømmene vil bli håndtert. Mer detaljerte avfallsplaner vil bli utarbeidet forut for konkrete aktiviteter og drift.

4.6 Miljøovervåking

Det ble gjennomført en grunnlagsundersøkelse av havbunnen våren 2021. I konsekvensutredningen vil det bli redegjort nærmere for resultater fra denne grunnlagsundersøkelsen og miljøovervåkingen som planlegges for NOA Fulla-utbyggingen i driftsfasen. NOA Fulla vil inngå i den ordinære regionale miljøovervåkingen for region II.

5 Samfunnsmessige virkninger

5.1 Sosioøkonomiske effekter og nasjonale sysselsettingsvirkninger

Totale investeringskostnader for NOA Fulla er i størrelsesorden 40-55 milliarder NOK. Tildeling av kontrakter for boring, bygging og installering vil være underlagt internasjonale handelsbestemmelser.

Prosjektet vil gi betydelige nasjonale samfunnsmessige konsekvenser, både i form av inntekter til staten og sysselsettingsvirkninger. Omfanget av dette vil avhenge av konkurransedyktigheten til norske leverandører. Erfaringsmessig vil norsk andel være i størrelsesorden 60-70% ved utbygging og godt over 80% i drift (OLF, 2006).

I konsekvensutredningen for NOA Fulla vil et anslag for totale investeringskostnader og driftskostnader for prosjektet bli presentert. Kostnadsestimatene vil danne grunnlag for gjennomføringen av en analyse over antatte norske andeler i vare- og tjenesteleveransene. Det vil videre bli estimert tilhørende sysselsettingsvirkninger i Norge og i hvilke næringer disse virkningene er forventet å komme gjennom perioden.

Prosjektets investeringer vil bli sett i sammenheng med det totale investeringsnivået på norsk sokkel. Forventede inntekter fra prosjektet til den norske stat vil bli anslått.

Driften av NOA Fulla vil være integrert med driften av Krafla der Equinor er operatør. Lokalisering av driftsorganisasjon og basetjenester vil avklares i det videre prosjektutviklingsarbeidet og vil beskrives i konsekvensutredningen.

5.2 Konsekvenser for fiskeriene

Alle havbunnsanlegg utenfor sikkerhetssonene vil være overtrålbare.

Borerigg, rørleggingsfartøy og feltinnretninger, med tilhørende sikkerhetssone (500 meter ut fra innretningenes ytterpunkter), vil medføre arealbegrensninger for fiskere i området. I følge satellittsporingsdata og fangstatistikk er det forholdsvis begrenset fiskeriaktivitet i NOA Fulla-området, men noe trålfiske. De potensielle konsekvensene som følge av fysiske inngrep og arealbeslag for fiskerinæringen vil bli vurdert nærmere og redegjort for i konsekvensutredningen.

Dialog vil bli opprettet med fiskeriinteressentene for å informere om planene og forsøke å etablere et best mulig grunnlag for sameksistens i området.

5.3 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 petroleumsinnetning er kollisjoner, ankerdrop 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 (figur 16). Fartøyaktiviteten tilknyttet NOA Fulla forventes å være størst i anleggsfasen, og med regulær forsyningstransport og beredskapsfartøy tilstede i drift. Konfliktpotensialet mellom skipstrafikk og NOA Fulla med tilhørende trafikk vil vurderes i konsekvensutredningen.

6 Planlagte utredningsaktiviteter

6.1 Tema for konsekvensutredning

De ulike problemstillingene og tema som er nevnt i utredningsprogrammet vil bli utredet og dokumentert nærmere i konsekvensutredningen for utbygging og drift av NOA Fulla. Kort sammenfattet utgjør dette følgende tema:

- Beskrivelse av naturressurser i et relevant influensområde for planlagt virksomhet og akutt forurensning, herunder fisk (utbredelses- og gyteområder), bunndyr, sjøfugl, sjøpattedyr og kystnære ressurser (innenfor avgrenset influensområde for en oljeutblåsning), samt lokale miljøforhold i NOA Fulla-området. Kilder som vil bli benyttet er Helhetlig forvaltningsplan for Nordsjøen og Skagerrak (siste oppdatert i 2020) med underlagsrapporter og annet publisert materiale som årlige statusrapporter fra Havforskningsinstituttet, KINO-rapportene, osv. I tillegg vil RKU Nordsjøen (2006) benyttes for enkelte tema, samt resultater fra regionale miljøundersøkelser i region II. Kartdata vil ble hentet fra blant annet Havforskningsinstituttet, MAREANO, Seapop, Barents Watch, Fiskeridirektoratet, Kystverket og Miljødirektoratet. Videre vil det bli innhentet oppdatert data om fartøysporing og fiskeristatistikk for NOA Fulla-området fra Fiskeridirektoratet.
- Beskrivelse av miljøtilstanden lokalt ved funn som inngår i NOA Fulla, basert på grunnlagsundersøkelsen gjennomført våren 2021, samt tidligere grunnlagsundersøkelser og miljøovervåking for felt og funn i området.
- Oversikt over søknader og tillatelser i anleggs- og driftsfase.
- Energifordeling for hovedbrukere og mulige tiltak for energieffektivisering på anleggene til havs (selve tiltakene knyttet til kraft fra land blir ivaretatt i separat KU-prosess).
- Utslipp til luft i anleggs-, drifts- og avslutningsfase, herunder:
 - Estimerer for fakling og diffuse utslipp, design- og operasjonelle tiltak for å minimere utslipp.
 - Utslppsreducerende løsninger og -tiltak på maritime fartøyer (CO₂ og NO_x), herunder i anleggsfase, samt forsynings- og beredskapsfartøy.
 - Utslppsprognoser for CO₂ og NO_x vil bli etablert og sett i forhold til region, sokkel og nasjonale målsettinger.
- Regulære utslipp til sjø i anleggs-, drifts- og avslutningsfase:
 - Beskrivelse av kjemikaliebruk og -utslipp (funksjonsgrupper og kategorisering) og vurdering av konsekvenser på miljø.
 - Vurdering av virkninger av utslipp fra boring og brønnopprensning.
 - Oversikt over utslppsreducerende tiltak og BAT-vurderinger, herunder for:
 - Løsninger for avhending av borekaks for boring med oljebasert borevæske.
 - Produsert vannsløsning, primært reinjeksjon for NOA PdQ, med forutgående rensing og utslipp ved eventuelle driftsavvik på injeksjonsanlegget. Rensing og utslipp til sjø som hovedløsning for Frøy.
 - Materialvalg (rørledninger, prosess).
 - Styring av havbunnsanlegg (elektrisk versus hydraulisk (åpent eller lukket system)).

Utbygging og drift av petroleumforekomster omfattet av "North of Alvheim" (NOA) Fulla.
Utvinningstillatelsene (PL) 026, 026B, 364, 442, 442B, 442C og 873.

Forslag til program for konsekvensutredning

- Akutte utslipp til sjø:
 - Modellering av influensområde for dimensjonerende oljeutslipp.
 - Vurdering av virkninger av akuttutslipp på naturressurser, miljø og annen næringsvirksomhet.
 - Vurdering av strategi for fjernmåling av akuttutslipp (satellittovervåking, oljeradar).
 - Vurdering av strategi for eventuell lekkasjedeteksjon på havbunnen, inkludert BAT-vurdering av aktuelle teknikker.
 - Vurdering av beredskapstiltak mot akuttutslipp, herunder områdeberedskap.
- Fysiske inngrep i havbunnen i anleggs-, drifts- og avslutningsfase og beskrivelse av hvilke konsekvenser dette har for bunnfauna, kulturminner og fiskeri, og eventuelle avbøtende tiltak.
- Oversikt over typer av avfall i utbygging og drift og angivelse av hvordan avfallstrømmene vil ivaretas.
- Arealbeslag i anleggs-, drifts- og avslutningsfase.
 - Informasjon om fiskerivirksomhet vil bli innhentet fra Fiskeridirektoratet for fartøysporingsdata og statistiske fangstdata for representative år, samt fra dokumentasjon fra Forvaltningsplanene for norske havområder (2013, 2020). Dette vil danne grunnlag for å vurdere omfang av virkninger av arealbeslag og operasjonelle ulemper for fiskeriene.
 - Mulige konflikter med skipstrafikken vil bli vurdert basert på utbyggingsløsning, anleggsaktiviteter og passerende skipstrafikk i området.
- Samfunnsmessige virkninger:
 - Norske andeler av investeringer og drift, og tilhørende sysselsettingsvirkninger
 - Lokalisering av driftsorganisasjon og forsyningstjenester.
 - Regionale virkninger av drift og basevirksomhet.
 - Inntekter til Staten.
- Oversikt og beskrivelse av videre miljøplaner gjennom oppfølgende studier og fremtidig regulær miljøovervåking.

Konsekvensutredningen vil bli utarbeidet i henhold til Olje- og energidepartementets veiledning til Plan for utbygging og drift av en petroleumforekomst (PUD) og plan for anlegg og drift av innretninger for transport og for utnyttelse av petroleum (PAD) (mars 2018).

6.2 Forslag til innholdsfortegnelse

Nedenfor følger et forslag til innholdsfortegnelse for konsekvensutredningsrapporten til NOA Fulla basert på PUD veileder:

- Forord
- Sammendrag
- Innledning og bakgrunn
- Anbefalt utbyggingsløsning- tiltaksbeskrivelse og planer
- Sammenfatning av innkomne høringsuttalelser til forslaget til utredningsprogram
- Miljøkonsekvenser av planlagte aktiviteter og avbøtende tiltak

Utbygging og drift av petroleumsforekomster omfattet av "North of Alvheim" (NOA) Fulla.
Utvinningsstillatelsene (PL) 026, 026B, 364, 442, 442B, 442C og 873.

Forslag til program for konsekvensutredning

- Risiko for akutte utlipp, mulige konsekvenser og beredskapstiltak
- Konsekvenser for fiskeri og andre havbaserte næringer, og avbøtende tiltak
- Samfunnsmessige virkninger
- Feltavvikling
- Sammenstilling av konsekvenser, anbefalinger om avbøtende tiltak
- Videre planer for oppfølging av miljørelaterede forhold, inkludert beredskap mot akutt forurensning og miljøovervåking

Referanser og litteratur

- Aker BP, Equinor og Lotos, 2021. Melding. NOAKA Power from shore. Ny 132 kV vekselstrømkabel med tilhørende lednings- og stasjonsanlegg på land. 15. mars 2021.
- Beyer, J., A. Goksøyr, D.Ø. Hjermand 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.
- 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 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.
- 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.
- 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/>
- 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

Utbygging og drift av petroleumsforekomster omfattet av "North of Alvheim" (NOA) Fulla.
Utvinningsstillatelsene (PL) 026, 026B, 364, 442, 442B, 442C og 873.

Forslag til program for konsekvensutredning

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.

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

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

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

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

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