



Utbygging og drift av Alve Nord,
Shrek og Ørn.

Forslag til program for
konsekvensutredning

Date:	2021-10-04
Rev. no.:	01
Document no:	SAT-ABP-A-TA-0001

Forord

På vegne av rettighetshaverne i utvinningstillatelsene 127C, 838 og 942, legger Aker BP¹ herved ut for offentlig høring et forslag til program for konsekvensutredning for utbygging og drift av funnene Alve Nord, Shrek og Ørn. Disse utredes utbygd som havbunnsanlegg med mulig tilknytning til det eksisterende Skarv-feltet. Produksjonen vil prosesseres og eksporteres via feltets flytende produksjons- og lagerskip, Skarv FPSO.

Ambisjonen er å sende inn planer for utbygging og drift av disse petroleumsforekomstene (PUD) innen utgangen av 2022.

Foreliggende forslag til program for konsekvensutredning er utarbeidet i henhold til Olje- og energidepartementets (OED) siste veiledning til plan for utbygging og drift av en petroleumsforekomst (PUD) og plan for anlegg og installasjon av innretninger for transport og for utnyttelse av petroleum (PAD).

I samråd med departementet er høringsperioden satt til 12 uker.

Stavanger, 4. oktober 2021.

¹ Aker BP er operatør for Alve Nord og Shrek, og teknisk tjenesteleverandør for Ørn – operert av Equinor.

Innholdsfortegnelse

Forord	2
Sammendrag	5
1 Innledning	6
1.1 Bakgrunn	6
1.2 Lovverkets krav til konsekvensutredning	7
1.2.1 Krav i norsk regelverk	7
1.2.2 Forholdet til krav om konsekvensutredning i internasjonalt rammeverk	7
1.2.3 Tidligere konsekvensutredninger i området	7
1.3 Konsekvensutredningsprosess	8
1.4 Tidsplan for konsekvensutredningsarbeidet	9
1.5 Søknader og tillatelser	9
2 Planer for utbygging og drift	10
2.1 Bakgrunn for utbyggingsplanene	10
2.2 Rettighetshavere og eierforhold	10
2.3 Ressurser og produksjonsplaner	10
2.4 Alternative utbyggingsløsninger	12
2.5 Vertsfelt	13
2.6 Boring og brønn	13
2.7 Havbunnsutbygging og infrastruktur	14
2.8 Nødvendige modifikasjoner på vertsfelt	16
2.9 Eksportløsninger	17
2.10 Plan for gjennomføring og organisering, tidsplan	17
2.11 Investeringer og kostnader	17
2.12 Avvikling av virksomheten	17
2.13 HMS, miljø- og klimatiltak	17
3 Områdebeskrivelse	18
3.1 Fysiske og oseanografiske forhold	18
3.2 Særlig verdifulle områder	19
3.3 Biologiske ressurser	20
3.3.1 Bunndyr	20
3.3.2 Fiskeressurser	22
3.3.3 Sjøfugl	23
3.3.4 Sjøpattedyr	26
3.4 Kulturminner	26
3.5 Annen næringsvirksomhet	26
3.5.1 Annen petroleumsvirksomhet	27
3.5.2 Fiskeriaktivitet	27
3.5.3 Skipstrafikk	28
4 Miljømessige konsekvenser	29
4.1 CO ₂ -utslipp og klimatiltak	29
4.2 Utslipp i forbindelse med boring	31
4.3 Utslipp fra brønnopprensning og ved oppstart	31
4.4 Utslipp til sjø i driftsfasen	31

4.5	Fysiske inngrep	32
4.6	Avfallshåndtering	33
4.7	Risiko for akuttutslipp	33
5	Virkninger for annen havbasert næringsvirksomhet	34
5.1	Virkninger for fiskeri	34
5.2	Virkninger for sjøtransport	35
6	Samfunnsmessige virkninger	35
7	Planlagte utredningsaktiviteter	36
7.1	Innhold i konsekvensutredningen	36
7.2	Forslag til innholdsfortegnelse i konsekvensutredningen	37
	Referanser og litteratur	38

Sammendrag

Det er gjort flere funn av olje og gass i ulike utvinningstillatelser i områder rundt Skarv-feltet i Norskehavet. Funnene Alve Nord, Ørn og Shrek inngår i prosjektet «Skarv Satelitt Prosjekt», SSP. Funnet Idun Nord inngår i SSP, men har en selvstendig prosess for oppfylling av kravet til konsekvensutredning.

Det er igangsatt en prosess for utarbeidelse av en Plan for utbygging og drift av petroleumforekomstene (PUD) med levering i løpet av 2022. Konsekvensutredning er en integrert del av PUD, og første steg er å utarbeide et forslag til program for konsekvensutredning for offentlig høring.

Funnene planlegges som havbunnsutbygginger med Skarv FPSO som mulig vertsplattform. Det er derfor vurdert som hensiktsmessig å utarbeide et felles forslag til program for konsekvensutredning for disse funnene, for å gi en mest mulig helhetlig presentasjon av prosjektene og deres totale innflytelse på drift av Skarv-feltet med tilhørende virkninger på natur- og miljøforhold, andre næringsinteresser og samfunnet for øvrig.

En samordnet prosjektgjennomføring skal sikre at det totalt oppnås tilsvarende eller bedre resultater enn individuell prosjektgjennomføring innen økonomi, CO₂-fotavtrykk, ressursutnyttelse og gjenbruk av infrastruktur.

Foreliggende forslag til program for konsekvensutredning gir en presentasjon av prosjektene og ulike løsninger som blir vurdert for tilknytning av disse til Skarv-feltet som vertsfelt.

Det blir videre gitt en beskrivelse av natur- og miljøforhold i aktuelt geografisk område, samt type og omfang av annen næringsaktivitet her og som kan tenkes påvirket av tiltaket.

Relevante problemstillinger blir adressert knyttet til prosjektet i de ulike faser og med mulig påvirkning på naturforhold, miljø, nærings- og samfunnsmessige interesser, samt type og omfang av utredninger som foreslås å inngå i konsekvensutredningen.

På havbunnen i Skarv-området finnes forekomster av kaldvannskoraller, varierende gjennom området i omfang og kvalitet. Prosjektrelaterte undersøkelser blir gjennomført høsten 2021 for å fremskaffe bedre kunnskap om dette for de aktuelle områdene. Prosjektet vil ta særskilt hensyn til eventuelle forekomster av verdifulle korallforekomster for å unngå eller minimere skade på disse i anleggsfasen.

I driftsfasen vil miljømessige virkninger av prosjektet i hovedsak være knyttet til prosessering av brønnstrøm på vertsfeltet, herunder utslipp til luft fra energiproduksjon samt utslipp av rensert produsertvann. Innfasing av ny brønnstrøm forventes kun å medføre marginalt økte utslipp til luft, mens CO₂-intensitet som følge av innfasingen vil forbedres for Skarv på grunn av bedre kapasitetsutnyttelse og økt effektivitet i driften.

Prosjektet vil medføre investeringer i størrelsesorden 12 milliarder kroner, inklusive Idun Nord. Samfunnsmessige virkninger av prosjektet vil være i form av statlige inntekter gjennom skatter og avgifter, samt nasjonale og regionale ringvirkninger, herunder sysselsettingsvirkninger og bidrag til å opprettholde økonomisk drift av Skarv-feltet.

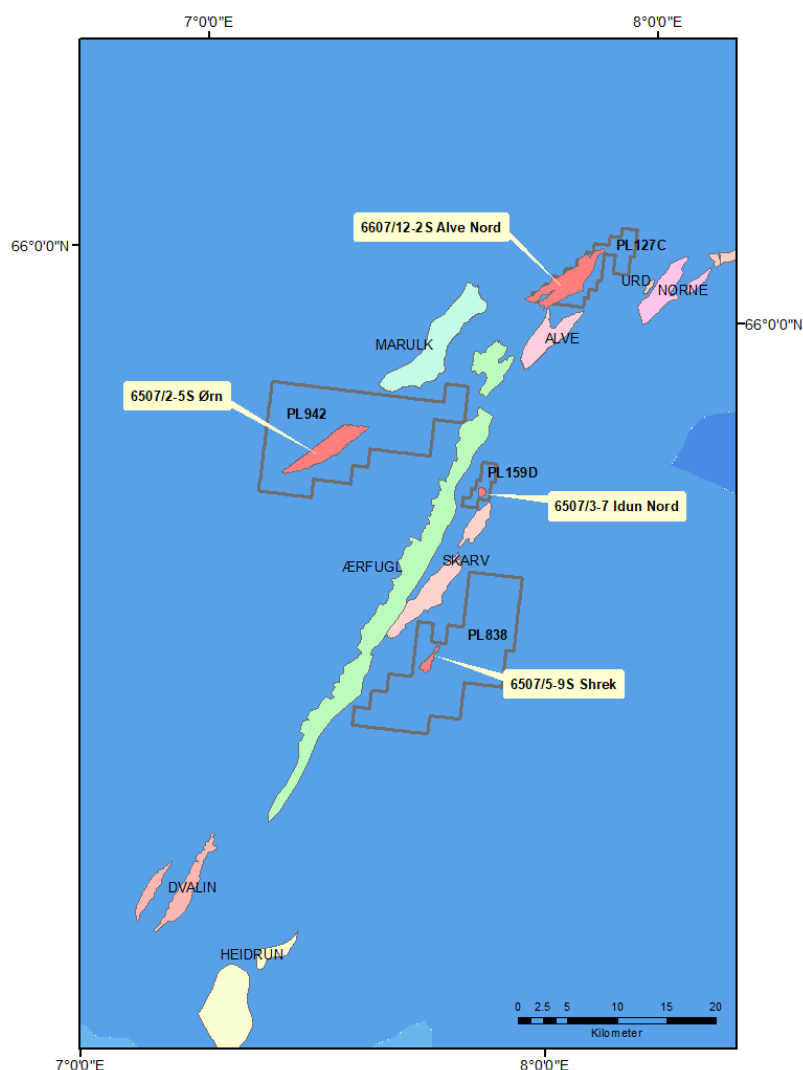
1 Innledning

1.1 Bakgrunn

Det er gjort flere funn av olje og gass i ulike utvinningstillatelser lokalisert rundt Skarv-feltet i Norskehavet. Funnene planlegges som havbunnsutbygginger med Skarv FPSO som mulig vertsplattform. Det er derfor vurdert som hensiktsmessig å utarbeide et felles forslag til program for konsekvensutredning for disse funnene. Dette vil gi en mest mulig helhetlig presentasjon av prosjektene og vurdering av deres totale innflytelse for drift av Skarv-feltet med tilhørende virkninger på natur- og miljøforhold, andre næringsinteresser og samfunnet for øvrig.

De aktuelle funnene er omtalt Alve Nord, Shrek og Ørn. I tillegg er funnet Idun Nord under planlegging for utbygging med Skarv FPSO som vertsplattform. Denne utbyggingen vil ha en annen formell prosess for å ivareta kravet til konsekvensutredning², men funnet vil likevel bli innlemmet i felles vurderinger med de andre utbyggingene omfattet av konsekvensutredningen for å ivareta totaliteten.

Funnenes lokalisering i forhold til Skarv-feltet er vist i figur 1-1.



Figur 1-1. Beliggenhet av aktuelle funn i forhold til eksisterende felt i området.

² Idun Nord planlegges boret fra eksisterende brønnramme på Idun. Denne utbyggingen krever ingen ny infrastruktur. Utredningsplikten søkes oppfylt gjennom eksisterende konsekvensutredning for Skarv og Idun, i henhold til petroleumsløven §4-2 tredje ledd jf. petroleumsforskriften § 22 a tredje ledd.

Foreliggende forslag til program for konsekvensutredning er utarbeidet i henhold til Olje- og energidepartementets siste veiledning til plan for utbygging og drift av en petroleumforekomst (PUD) og plan for anlegg og installasjon av innretninger for transport og for utnyttelse av petroleum (PAD) (OED, 2018).

Forslaget til program for konsekvensutredning har som formål å informere berørte parter, myndigheter og interesseorganisasjoner om hva som er planlagt utbygd, aktuelle utbyggingsløsninger og om virkninger på miljø og næringer basert på tilgjengelig kunnskap. Videre skal behov for dokumentasjon og planlagt utredningsarbeid beskrives. Forslaget til program for konsekvensutredning sendes på høring slik at myndigheter og interesseorganisasjoner har innflytelse på hva som skal utredes i konsekvensutredningen og omfanget av dette. Etter høringen evalueres mottatte kommentarer og endelig program for konsekvensutredning fastsettes av Olje- og energidepartementet.

1.2 Lovverkets krav til konsekvensutredning

1.2.1 Krav i norsk regelverk

I henhold til Lov om petroleumsvirksomhet (petroleumsloven) § 4-2, datert 1.juli 1997 (sist endret 1.oktober 2015), samt Forskrift til petroleumsloven (petroleumsforskriften) § 22, vil de planlagte utbyggingene 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 programmet for konsekvensutredning skal inneholde.

Forslaget til program for konsekvensutredning skal gi en kort beskrivelse av utbyggingen, av aktuelle utbyggingsløsninger og på bakgrunn av tilgjengelig kunnskap, angivelse 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.

1.2.2 Forholdet til krav om konsekvensutredning i internasjonalt rammeverk

EUs Rådskdirektiv 97/11/EC krever konsekvensutredninger for offentlige og private prosjekter som kan ha vesentlige miljø- og/eller samfunnsøkonomiske konsekvenser, og er implementert i norsk lov.

Mulige grenseoverskridende miljøeffekter er regulert gjennom FNs «Konvensjon om konsekvensutredninger av tiltak som kan ha grenseoverskridende miljøvirkninger» (Espoo-konvensjonen). Denne konvensjonen forplikter parter å varsle nabostater om planlegging av tiltak som kan få miljøvirkninger ut over landegrensene. De internasjonale kravene er implementert i norsk lovverk og behovet for særkilt varsling blir vurdert av norske myndigheter. De aktuelle funnene ligger i betydelig avstand til grenselinjen med andre land.

1.2.3 Tidligere konsekvensutredninger i området

Utbyggingen av Skarv inklusive Idun ble konsekvensutredet i 2006 som en del av Plan for utbygging og drift (PUD) for feltene (BP Norge 2006).

Senere er feltene Ærfugl og Gråsel bygget ut som havbunnsutbygginger med Skarv FPSO som vertsplattform. Konsekvensutredningsplikten ble her oppfylt gjennom eksisterende utredninger, hvor søknadene inneholdt relevant informasjon om prosjektene og virkninger av disse (Aker BP 2017-a og Aker BP 2020). For Ærfugl ble det også gjennomført en spesifikk tilleggsutredning med fokus på kaldtvannskoraller og sårbar bunnfauna i området (Aker BP 2017-b).

Petroleumsvirksomhet i området er videre inkludert i det faglige grunnlaget for forvaltningsplanen for Norskehavet

(<https://havforum.miljodirektoratet.no/kunnskapsgrunnlaget/>). Dette grunnlaget består videre av kunnskap om annen næringsvirksomhet samt natur- og miljøforhold i området. Dette grunnlaget vil være av stor viktighet også for konsekvensutredningen for utbygging og drift av Alve Nord, Shrek og Ørn.

1.3 Konsekvensutredningsprosess

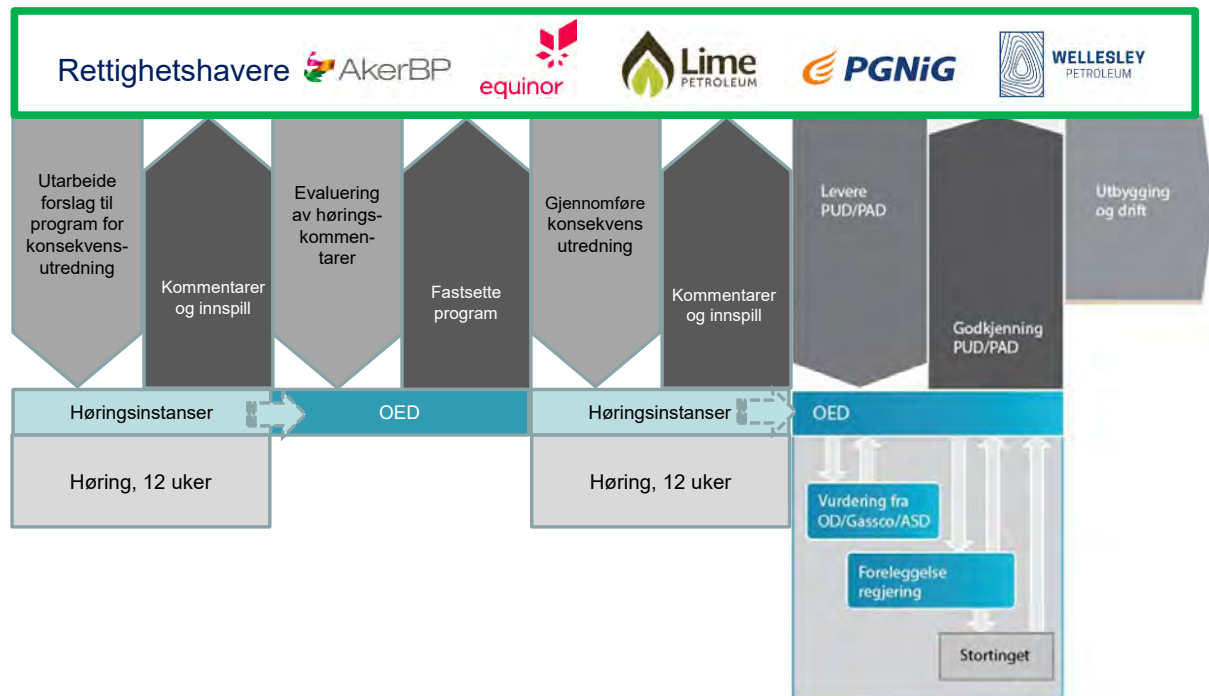
Konsekvensutredningen utgjør en del av prosjektets Plan for utbygging og drift (PUD) og er en stegvis prosess, med følgende hovedaktiviteter:

- Program for konsekvensutredning:
 - o Utarbeide et forslag til program for konsekvensutredning
 - o Offentlig høring av forslag til program for konsekvensutredning
 - o Evaluering av mottatte høringsinnspill og -kommentarer
 - o Olje- og energidepartementet fastsetter programmet for konsekvensutredning basert på forslaget, uttalelsene og rettighetshavernes kommentar til og/eller implementering av disse.
- Konsekvensutredning:
 - o Konsekvensutredningen blir gjennomført i henhold til fastsatt program for konsekvensutredning
 - o Offentlig høring av konsekvensutredningen
 - o Evaluering av mottatte høringsinnspill og -kommentarer
 - o Olje- og energidepartementet vurderer behov for eventuelle tilleggsutredninger
- Plan for utbygging og drift (PUD)
 - o Eventuelle innspill fra konsekvensutredning og høringsprosess implementeres i PUD
 - o En oppsummering av mottatte høringskommentarer blir presentert i PUD
 - o Konsekvensutredningen inngår som del II i PUD-leveransen

Arbeidet med foreliggende forslag til program for konsekvensutredning startet våren 2021. Operatøren sender nå forslaget på høring til relevante høringsparter (myndigheter, organisasjoner og andre interessenter) som er anbefalt av OED (jfr. OEDs nettsider) og tilpasset geografisk beliggenhet. Høringsperioden er i samråd med OED satt til 12 uker. Uttalelsene til forslaget til program for konsekvensutredning sendes til Aker BP ASA (operatør) med kopi til OED.

Når rettighetshaverne har gjennomført konsekvensutredningsarbeidet i henhold til fastsatt program for konsekvensutredning, vil denne igjen være gjenstand for offentlig høring – tilsvarende som for programforslaget. Samtidig vil det bli kunngjort i Norsk Lysingsblad at konsekvensutredningen er sendt på høring. Konsekvensutredningen, og så langt som mulig relevant bakgrunnsinformasjon, vil bli gjort tilgjengelig på internett (www.akerbp.com). Høringsperioden forventes å være 12 uker.

Eventuelle tilleggsutredninger skal forelegges berørte myndigheter og dem som har avgitt uttalelse til konsekvensutredningen før det fattes vedtak i saken. OED presenterer saksdokumenter for Regjeringen eller Stortinget for beslutning. Myndighetsprosessen for behandling av PUD for prosjektene, inkludert konsekvensutredning, er skissert i figur 1-2.



Figur 1-2. Skisse over KU- og PUD-prosessen for petroleumsutbygginger på norsk sokkel (Kilde: Basert på OED, 2018).

1.4 Tidsplan for konsekvensutredningsarbeidet

Tidsplanen for konsekvensutredningen er lagt opp i henhold til å levere en PUD i fjerde kvartal 2022 for myndighetsbehandling, som vil møte bestemmelsene i de midlertidige endringene i petroleumsskatteloven.

Konsekvensutredningen blir planlagt for offentlig høring sommeren 2022.

Tabell 1-1. Foreløpig tidsplan for konsekvensutredningsprosessen for Alve Nord, Shrek og Ørn.

Prosess	Tidsplan
Høring av forslag til program for konsekvensutredning	Oktober - desember 2021
Behandling av høringsuttalelser	Januar 2022
Fastsettelse av utredningsprogram	Første kvartal 2022
Konsekvensutredning	Første og andre kvartal 2022
Høring av konsekvensutredning	Tredje kvartal 2022
Innsending av Plan for utbygging og drift, PUD (inkludert konsekvensutredning)	Fjerde kvartal 2022
PUD behandling	Første kvartal 2023

1.5 Søknader og tillatelser

I forbindelse med havunnsutbyggingene vil det måtte innhentes forskjellige tillatelser fra myndighetene i ulike faser av prosjektet, samt at relevante tillatelse for vertsfeltet Skarv eventuelt må revideres. Konsekvensutredningen vil inneholde en oversikt over planlagte søknadsprosesser til fagdirektoratene, knyttet til henholdsvis utbygging og drift.

2 Planer for utbygging og drift

2.1 Bakgrunn for utbyggingsplanene

Det er gjort flere funn av olje og gass i ulike utvinningstillatelser rundt Skarv-feltet i Norskehavet som blir vurdert utbygget med Skarv FPSO som vertsplattform. Funnene er Alve Nord, Ørn og Shrek, hvor de to første i hovedsak består av gass og Shrek har olje med assosiert gass.

Alve Nord ble funnet av Total med partnere i 2011, Shrek ble funnet av PGNiG med partnere i 2019 og Ørn av Equinor med partnere - også i 2019.

Funnene planlegges som havbunnsutbygginger med Skarv FPSO som mulig vertsplattform. Det er derfor vurdert som hensiktsmessig å utarbeide et felles forslag til program for konsekvensutredning for disse funnene, for å gi en mest mulig helhetlig presentasjon av prosjektene og deres totale innflytelse på drift av Skarv-feltet med tilhørende virkninger på natur- og miljøforhold, andre næringsinteresser og samfunnet for øvrig.

En samordnet prosjektgjennomføring skal sikre at det totalt oppnås tilsvarende eller bedre resultater enn individuell prosjektgjennomføring innen økonomi, CO₂-fotavtrykk, ressursutnyttelse og gjenbruk av infrastruktur. Prosjektet omfatter også Idun Nord (ref. kapittel 1.1) og omtales «Skarv Satelitt Prosjekt», SSP.

2.2 Rettighetshavere og eierforhold

De tre funnene som er omfattet av foreliggende forslag til program for konsekvensutredning og deres respektive rettighetshavere med eierandeler, er presentert i Tabell 2-1.

Tabell 2-1. Utvinningstillatelser og rettighetshavere.

Rettighetshavere	Alve Nord, PL127C	Shrek, PL 838	Ørn, PL 942
Aker BP ASA	88,1	35	30
Equinor Energy AS			40 (30)
Lime Petroleum		30	
PGNiG Upstream Norway AS	11,9	35	
Wellesley Petroleum AS			30 (40)

Aker BP kjøpte TOTAL sin eierpost i Alve Nord i 2018. I 2020 tok Aker BP over som operatør av Shrek. Ørn er operert av Equinor, mens Aker BP er teknisk tjenesteleverandør. En søknad om overdragelse av operatøransvaret til Aker BP er under myndighetsbehandling. Det er også annonsert en pågående transaksjon av eierandeler mellom Equinor og Wellesley i Ørn-lisensen³.

2.3 Ressurser og produksjonsplaner

Alve Nord består i hovedsak av gass med noe kondensat og olje og favner reservoarer fra Kritt og Jura tidsalder. Reservoartrykket varierer i området mellom 470 og 550 bar og temperaturen er ca. 140 °C. Utbyggingen vil favne både Kritt og Jura, med to brønner. Produksjonen vil skje ved naturlig trykkavlastning.

Shrek består av en 40 meters oljekolonne med overliggende gasskappe, på vel 2000 m dyp. Reservoaret er i Garn-, Tofte- og Åre-formasjonene. Reservoartrykket er på 212 bar og temperaturen er 72 °C. Referanseløsningen består av to horisontale oljeproduksjonsbrønner uten injeksjon. Gassløft vil være nødvendig i hvertfall i første produksjonsperiode inntil gass-olje forholdet gir naturlig trykkavlastning.

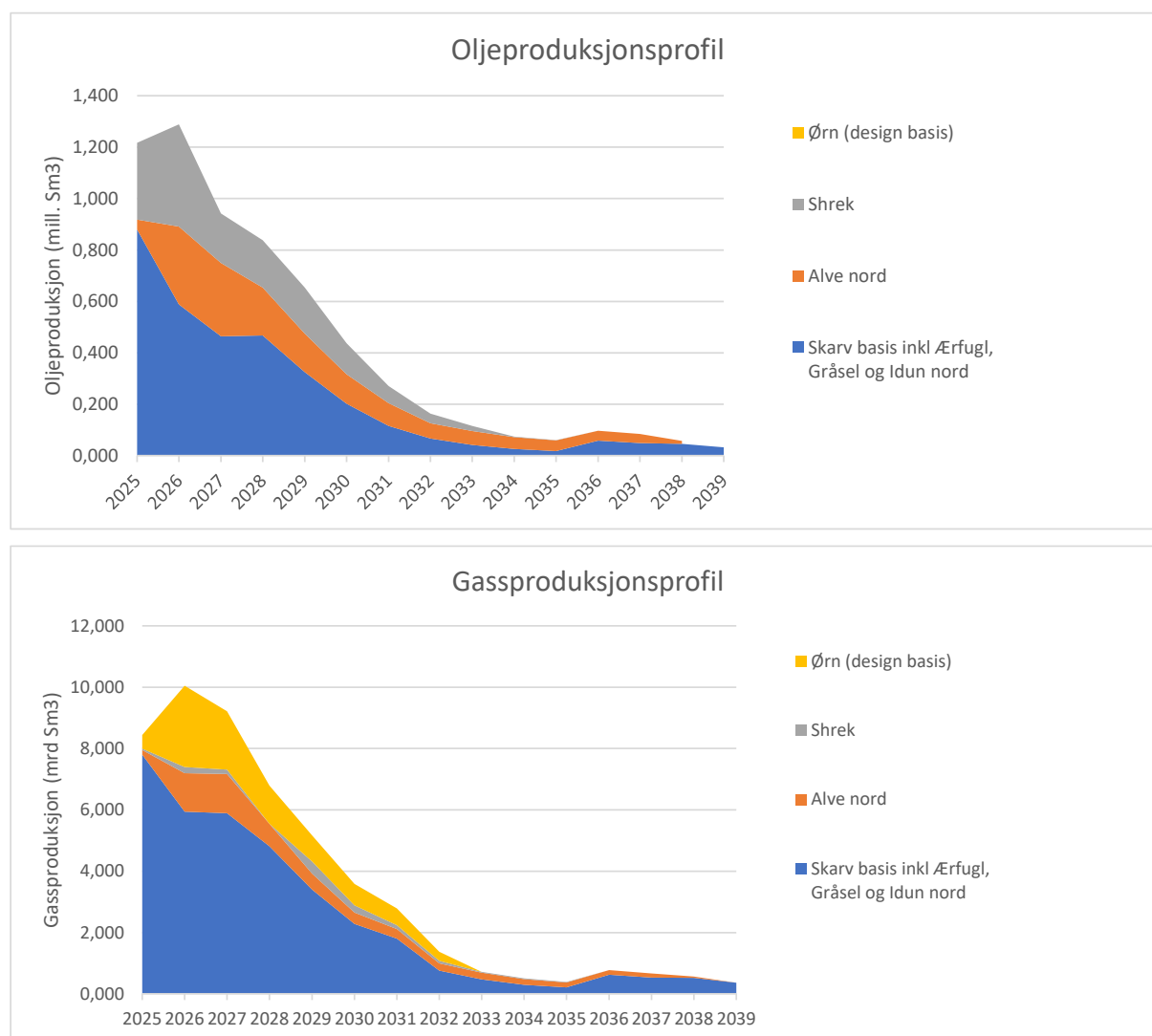
³ Ti prosent fra Equinor til Wellesley er avtalt, men krever formell myndighetsgodkjenning.

Ørn er et gassfunn med høyt initielt trykk (667 bar) og temperatur på 140 – 150 °C. Reservoaret ligger i Garn- og Ile-formasjonene på vel 4000 m dyp. Produksjonen planlegges med en brønn i hver formasjon og drenering ved naturlig trykkavlastning.

Tabell 2-2 gir en oppsummering av antatt utvinnbare ressurser og produksjonsperiode. Produksjonsprofiler for henholdsvis olje og gass, og inklusive vertsfeltet Skarv, er vist i figur 2-1.

Tabell 2-2. Utvinnbare ressurser og foreløpig produksjonsperiode.

	Alve Nord	Shrek	Ørn
Gass/olje	Gass og olje	Olje og gass	Gass
Utvinnbare ressurser (mill fat oe), P50	26	17	54
Produksjonsperiode	2025-2035	2025-2033	2025-2033



Figur 2-1. Produksjonsprofiler for olje (øverst) og gass for Skarv og de aktuelle funnene for utbygging. Tallgrunnlag fra RNB21, Ørn fra designbasis.

Ørn-gassen har svært lite kondensatinnhold, men har 5 mol-prosent CO₂-innhold. Dette må blandes med annen gass for å imøtekomme eksportspesifikasjonene. Innholdet av H₂S og kvikksølv er ikke målt i gass fra Ørn og Alve Nord, og det arbeides med ulike måter for å

kunne kartlegge dette. Alve Nord har et CO₂-innhold varierende mellom reservoarene på fra to til ni mol-prosent. Shrek assosiert gass har lavere innhold av CO₂ (2,2 molprosent), H₂S er ikke identifisert i målinger og er antatt å være begrenset.

2.4 Alternative utbyggingsløsninger

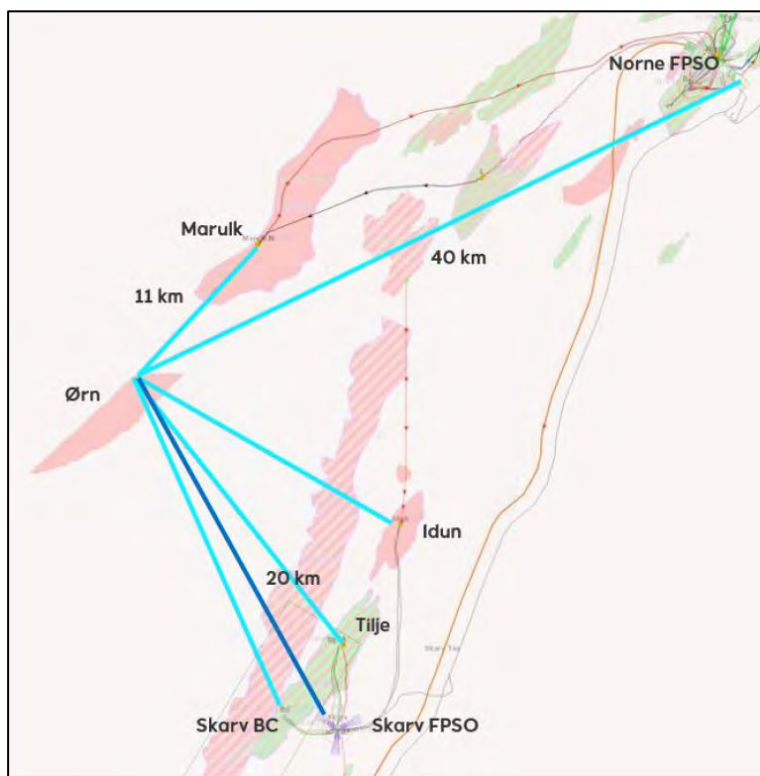
De aktuelle funnene er hver for seg for små for en økonomisk selvstendig utbygging. Havbunnsutbygging tilknyttet eksisterende infrastruktur og vertsfelt i området for prosessering og eksport er derfor eneste aktuelle utbyggingsløsning. Utnyttelse av tilgjengelig kapasitet i eksisterende anlegg er samtidig generelt en effektiv løsning både med tanke på ressursutnyttelse, økonomi og miljøfotavtrykk, og er også i tråd med norsk petroleumspolitik (St. 36 (2020–2021). *Energi til arbeid – langsiktig verdiskaping fra norske energiressurser*).

Funnene er vurdert utbygd direkte tilknyttet vertsplattformen eller via eksisterende havbunnsinfrastruktur. Ulike scenarier blir vurdert.

Funnet Alve Nord blir vurdert tilknyttet Skarv FPSO via Ærfugl Nord, alternativt til Norne FPSO via Alve. Et valg som ikke omfatter Skarv FPSO som vertsplattform vil medføre at Alve Nord vil ha en egen konsekvensutredning. Avstanden til Norne er 10 km, til Skarv Tilje 32 km. Valg av vertsfelt vil bli avklart i mars 2022.

Shrek blir vurdert tilknyttet Skarv FPSO via eksisterende havbunnsinfrastruktur. Shrek vil sannsynligvis produsere via Skarv bunnramme B/C, eller via Tilje stigerør.

Referanseløsning for Ørn er til Skarv FPSO (20 km), enten direkte eller via Skarv BC, Tilje eller Idun. Foreløpige konseptvurderinger anbefaler direkte tilkobling til Skarv FPSO. Dette er i hovedsak relatert til trykkforhold og løsninger for å håndtere dette. Et alternativ med tilknytning til Norne FPSO (40 km), enten direkte eller via Marulk, er vurdert, men forlatt. En kartskisse som viser beliggenhet av Ørn i forhold til mulige og tidligere vurderte tilknytninger er vist i Figur 2-1.



Figur 2-2. Lokalisering av Ørn og mulige tilknytningspunkter.

Konsekvensutredningen vil redegjøre nærmere for valg av utbyggingsløsning for funnene.

2.5 Vertsfelt

Skarvfeltet er bygd ut med havbunnsplasserte brønnrammer med feltinterne rør og styrekabler knyttet opp til et produksjons- og lagerskip, Skarv FPSO (figur 2-2), for prosessering, lager og eksport. Feltet startet produksjonen i 2013. Innretningens designlevetid er 25 år.

Feltet har fem egne brønnrammer navngitt Skarv A, Skarv BC (øst og vest), Tilje og Idun, totalt med 15 brønner. I tillegg er feltene Ærfugl og Gråsel tilknyttet Skarv-feltet, og Skarv produserer nå fra 20 brønner.

Oljeproduksjonen fra Skarv er avtakende og gassinjeksjon blir benyttet for økt utvinning. Innfasing av brønnstrøm fra eksterne felt vil være viktig for å opprettholde produksjon og sikre effektiv drift. Ambisjonen er økt produksjon og drift til 2040.

Energiproduksjonen på Skarv FPSO foregår primært ved bruk av dual fuel/gassturbiner. Betydelige tiltak innen energieffektivisering med tilhørende utslippsreduksjon er gjennomført. Vurdering av elektrifisering med kraft fra land i en områdeløsning for Halten pågår.

Feltets løsning for produsertvann er ved rensing og utslipp til sjø. Rensegraden er svært høy.



Figur 2-3. Skarv FPSO

2.6 Boring og brønn

Vanndyp på lokalitetene (~300-400 m) tilsier bruk av en halvt nedsenkbar borerigg. Denne kan være oppankret eller holde posisjonen ved dynamisk posisjonering. Basert på sannsynlighet for funn av kaldtvannskoraller er bruk av dynamisk posisjonering referanseløsning. Havbunnsundersøkelser vil bli utført høsten 2021 for å øke kunnskapen om bunnhabitatene. Undersøkelsene vil dekke alle tre lokalitetene.

Boretid avhenger blant annet av boredyp og rigg, og vil anslagsvis være en til to måneder per brønn. I tillegg kommer anslagsvis tre uker per brønn for komplettering.

Antall brønner i de ulike funnene er under vurdering og foreløpig anslag er gitt i tabell 2-3.

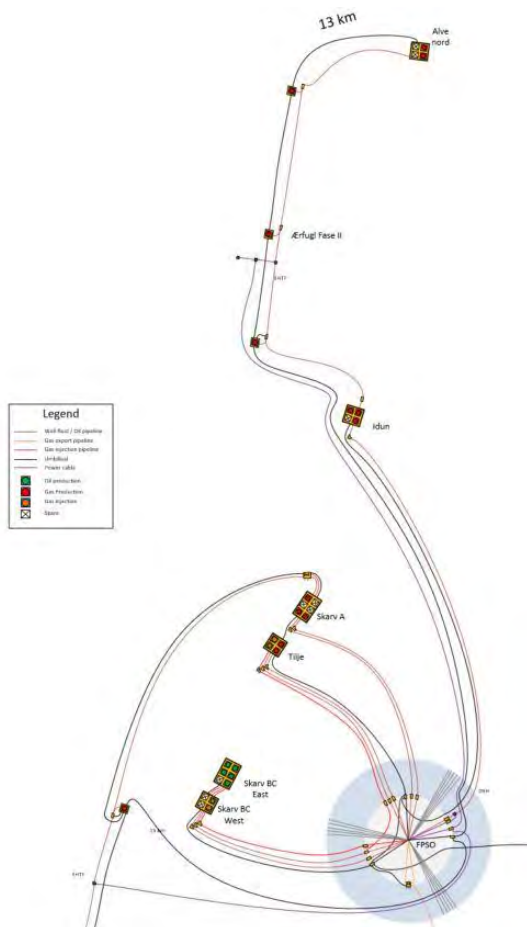
Tabell 2-3. Foreløpig oversikt over produksjonsbrønner per funn.

	Alve Nord	Shrek	Ørn
Horisontale brønner	2 (høyvinkel)	2	2 (lavvinkel)
Boreperiode	2025	2024/2025	2025

2.7 Havbunnsutbygging og infrastruktur

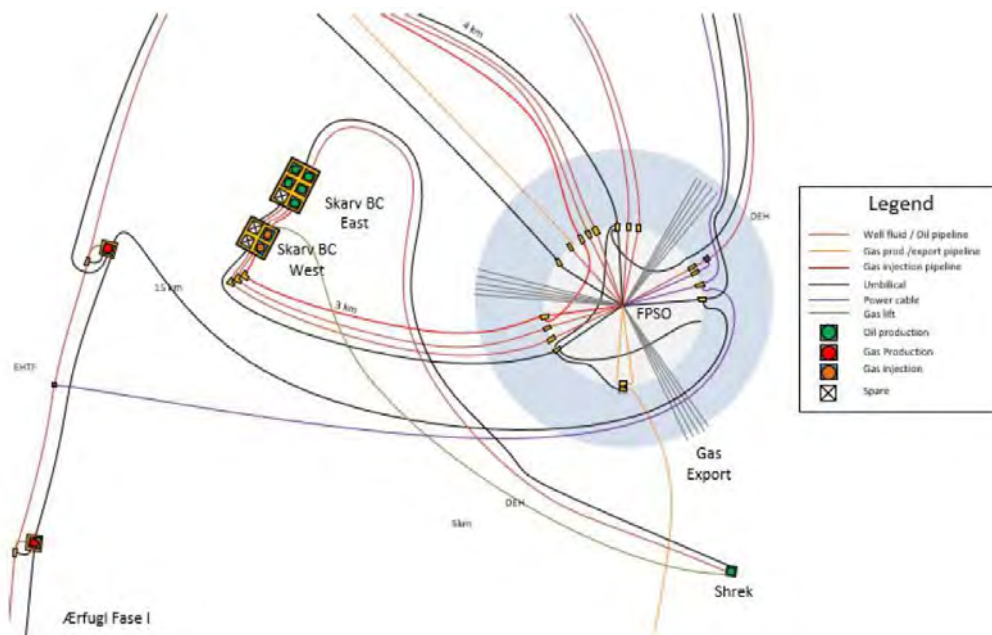
Alve Nord planlægges udbyggt med en brønnramme med fire brønnslisser, hvor i udgangspunktet to brønnslisser blir benyttet. For en løsning med Skarv som vertsfelt kan tilkoblingen være til Ærfugl Nord. Styrekabel kan da også komme via Ærfugl eller kombinert med andre felt. For en løsning med Norne kan tilknytning og styrekabel gå via Alve.

En skisse som angir plassering, infrastruktur og alternative tilkoblingspunkt til Skarv er vist i figur 2-4.



Figur 2-4. Skisse over utbyggingsløsning for Alve Nord direkte eller via Ærfuql Nord til Skarv FPSO.

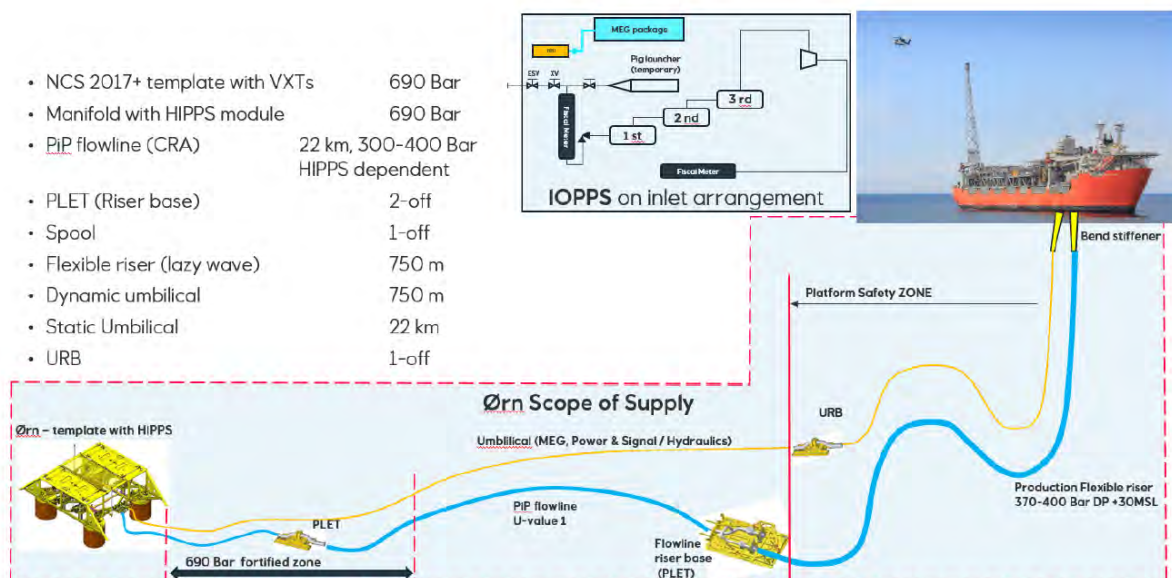
Shrek vil også bli bygd ut med en fire slissers bunnramme, med to horisontale oljebrønner. Referanseløsningen innebærer tilkobling til Skarv B/C via en rør-i-rør produksjonsrørledning og med styrekabel og rør for gassløft, også via Skarv B/C. Løsningen er skissert i figur 2-5.



Figur 2-5. Skisse over utbyggingsløsning for Shrek til Skarv FPSO via Skarv B/C.

Ørn er et gassfunn med høyt initielt trykk (~670 bar), noe som begrenser alternativene for utbygging. Referanseløsningen for Ørn innebærer også en standard brønnramme med fire brønnslisser med to konvensjonelle vertikale juletrær. Løsningen krever videre en manifold med HIPPS (*high-integrity pressure protection system*) for trykkkontroll. Brønnstrømmen vil gå i en isolert rør-i-rør rørledning til FPSO'en, foreløpig vurdert med en indre diameter på 10,5 tommer. Basen av stigerøret kan bli utstyrt med en havbunnsikkerhetsventil (SSIV), dette blir avklart i senere prosjektarbeid. Løsningen krever et fleksibelt stigerør til Skarv FPSO samt et nytt dynamisk stigerør for styrekabelen.

Løsningen er skissert i figur 2-6.



Figur 2-6. Skisse over utbyggingsløsning for Ørn.

Feltinterne oljerørledninger til Skarv består generelt av høylegert stål, eventuelt med et høylegert innlegg. Karbonstål er kun benyttet i gasseksportørledningen (tørr gass). Det blir i dag ikke benyttet korrosjonshemmer på Skarv. Materialvalg for SSP vil være basert på

samme filosofi, med bruk av korrosjonsbestandig materiale, eventuelt et korrosjonsbeskyttende (CRA 13Cr) innerlag. For rør-i-rør systemer er ytre rør av karbonstål og innerrøret er korrosjonsbestandig. Ulike alternativer blir vurdert og vil bli dokumentert i konsekvensutredningen.

For Shrek er rør-i-rør referanseløsningen for isolasjon for å hindre hydratdannelse. Direkte elektrisk oppvarming blir vurdert som et alternativ. Rør-i-rør er også referanseløsning for Alve Nord, men kan avhenge av valgt vert, og et EHTF-system (*Electrically Heat Traced Flowline*) felles med Ærfugl Nord blir vurdert. Ørn vil ha en rør-i-rør løsning, og har ikke behov for oppvarming for hydratkontroll.

Drift av anleggene vil videre kreve monoetylenglykol (MEG) og bruk av avleiringshemmer.

Løsning for operering av havbunnsanlegget vil være tilsvarende som blir benyttet for felt tilknyttet Skarv i dag, med vertikale juletrær og et tilhørende åpent hydraulisk system. Enhetlige og standardiserte løsninger for dette sammen med dagens anlegg på Skarv er viktig og sikrer trygge og effektive operasjoner. Vertikalt juletre med åpent hydraulisk system for ventiloperering er vurdert som BAT for Ærfugl til Skarv, og tilsvarende for SSP. Systemet har lave utslipp av vannløselige hydraulikkvæsker og er vurdert som miljømessig bedre enn et lukket system; hvor Skarv har erfart betydelige problemer med lekkasjer av kjemikalier – klassifisert i rød kjemikaliekategori. Kjemikaliet er senere substituert, men systemet medfører fremdeles utslipp som overgår tilsvarende for det anbefalte åpne systemet. Væsken som benyttes i dag er senere blitt kategorisert som rød. Det arbeides med substitusjonsplan for det aktuelle kjemikaliet for bruk i SSP. Dette vil bli videre belyst i konsekvensutredningen.

Aker BP er involvert i teknologiutvikling med Aker Solutions for fremtidige fullelektriske løsninger, hvor en i dag er på trinn tre av fem i utviklingsløpet. Utstyret er antatt kommersielt tilgjengelig tidligst i løpet av 2023. En slik løsning er ikke kvalifisert for bruk i de aktuelle prosjektene, som krever kvalifisert og utprøvd teknologi ved levering av PUD.

Havbunnsanleggene vil få installert et system for lekkasjedeteksjon. Valg av løsning vil være gjenstand for BAT-vurdering og vil bli redgjort for i konsekvensutredningen.

2.8 Nødvendige modifikasjoner på vertsfelt

Foreløpige vurderinger tilsier at det er tilstrekkelig kapasitet for prosessering og eksport på Skarv FPSO, hvor det blant annet i andre halvår 2021 ferdigstilles en oppgradering av gassprosessanlegget. Vurderinger pågår for å sjekke kapasiteten på relevante stigerør i forhold til vibrasjoner samt eventuelle modifikasjoner av kompressor for gassinjeksjon. Detaljerte prosessmodelleringer vil bli utført samlet for Skarv de ulike nye brønnstrømmene, for å avklare detaljer omkring komposisjon og blanding av væsker, vurdere synergier, og således for å prosjektere nødvendige tilpasninger i prosessen. Dette vil også avklare nærmere behovet for kjemikaliefunksjoner. Økt produksjon av salt produsertvann kan medføre behov for injeksjon av korrosjonshemmer for å beskytte produksjonssystemet.

Oppgradering er nødvendig på målesystemet tilknyttet testseparatoren.

Det er begrensninger i dreieskiven på Skarv FPSO for gjennomføring av nye stigerør. Studier vil avklare nærmere hvordan de tilgjengelige områdene best kan bli utnyttet samlet for prosjektene. Flere alternative løsninger for stigerørene blir vurdert.

Foreløpig er det vurdert at Ørn – med direkte kobling til Skarv FPSO - vil ha behov for et stigerør for produksjonsrøret, som finnes tilgjengelig, samt et nytt for styrekabelen. Det vil også være behov for en MEG-boosterpumpe tilknyttet styrekabelen.

2.9 Eksportløsninger

Skarv har eksportløsning for olje med skytteltankere og gasseksport gjennom rørledning til Åsgård Transport System (ÅTS), som igjen går til Kårstø.

2.10 Plan for gjennomføring og organisering, tidsplan

Aker BP har etablert en prosjektorganisasjon for «Skarv Satelitt Prosjekt» (SSP) som inkluderer de tre funnene omfattet av foreliggende programforslag. Det vil være en tett dialog med driftsorganisasjonen for Skarv. Skarv-feltet opereres også av Aker BP.

Aker BPs og prosjektets forretningsmodell bygger på bruk av etablerte allianser og alliansepartnere for prosjektering, fabrikasjon og installering – og boring.

I størst mulig grad vil det bli benyttet standardløsninger, gjerne tilsvarende som er i bruk på Skarv, og godt utprøvd utstyr.

Tabell 2-4. Tidsplan for utbygging og produksjonsstart.

Aktivitet	Alve Nord	Shrek	Ørn
PUD-levering	Fjerde kvartal 2022	Fjerde kvartal 2022	Fjerde kvartal 2022
Detaljert prosjektering	2023	2023	2023
Fabrikasjon	2023/2024	2023/2024	2023/2024
Installasjon	2024/2025	2024/2025	2024/2025
Boring	2025	2024/2025	2025/2026
Produksjonsstart	2025	2025	2025

2.11 Investeringer og kostnader

Det er noe usikkerhet knyttet til de totale investeringene på nåværende tidspunkt, hvor blant annet vertsfelt er uavklart for Alve Nord. Anslagene vil bli modnet frem gjennom videre prosjektering når løsningene blir bedre avklart og konkretisert. Foreløpige anslag for SSP er på 12 med NOK, inklusive Idun Nord.

Kostnader forbundet med eventuelle modifikasjoner på vertsplattformen er inkludert i anslaget. Investeringskostnader, samt anslag for driftskostnader, vil bli nærmere presentert i konsekvensutredningen og vil også inngå i grunnlaget for den samfunnsmessige analysen.

2.12 Avvikling av virksomheten

I henhold til gjeldende regelverk skal innretninger som utplasseres være fjernbare, inklusive havbunnsinnretninger. Disponering av rørledninger og kabler blir vurdert i forbindelse med feltets avslutningsplan, hvor hensynet til fiskeri og miljø er sentrale.

Konsekvensutredningen vil redegjøre nærmere for de valg som blir gjort og hvordan dette eventuelt har relevans for feltavslutning med disponering av innretninger og tilhørende infrastruktur.

2.13 HMS, miljø- og klimatiltak

I Aker BP streber vi etter 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

klimatekstningene. Det største bidraget fra næringen er å generere inntekter som samfunnet kan bruke på klimatiltak, samtidig som vi minimerer fotavtrykket vårt.

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 for 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. Målet er å forhindre noen form for skade. 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 prosjektspesifikt HMS-program vil bli utviklet som en del av prosjektets dokumentasjon.

Ved hver fasegjennomgang gjennomfører prosjektet en gjennomgang av relevante krav i Aker BPs styringssystem, og beslutter og dokumenterer aktiviteter og leveranser for å sikre etterlevelse av kravene. Dette inkluderer HMS krav og relaterte forventninger til prosjektet, og vil integreres i den videre planleggingen, prosjekteringen, installasjonen og driften av prosjektene som inngår i SSP.

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 benyttes og være en del av grunnlaget ved valg av design.

Ytterligere målsettinger vil bli beskrevet i prosjektets HMS-plan.

3 Områdebeskrivelse

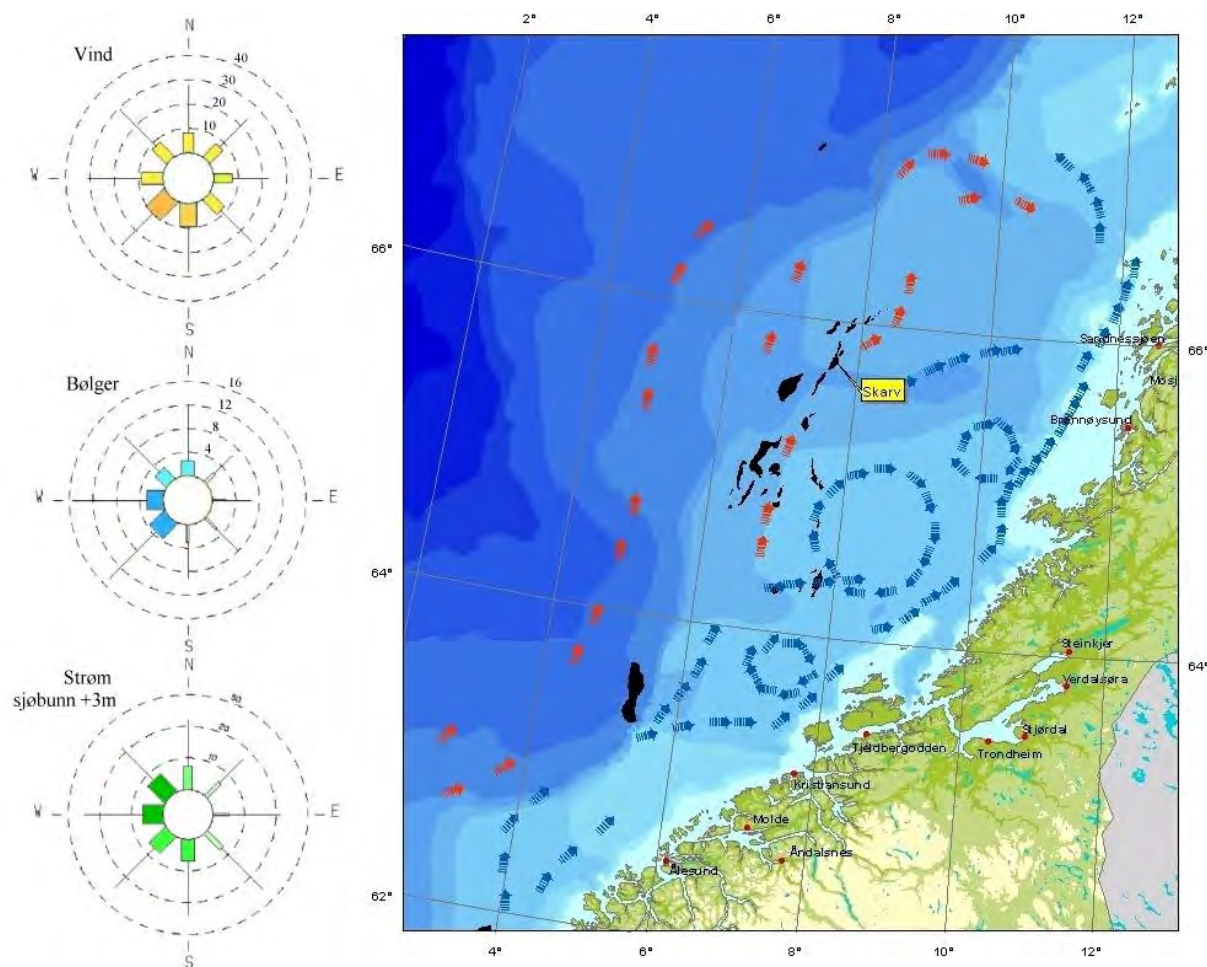
Regionen som omfatter Skarv og de aktuelle funnene har generelt vanddyb varierende mellom 320 og 450 meter. Ved Alve Nord er vanddybden ca. 365 m, ved Shrek 360 m og i området ved Ørn varierende mellom 300 og 400 m.

3.1 Fysiske og oseanografiske forhold

Skarv og de aktuelle funnene ligger geografisk nær, men noe utenfor, skjæringsflaten mellom kystvannet i den norske kyststrømmen og atlantiske vannmasser i Atlanterhavsstrømmen utenfor, figur 3-1. Kyststrømmen fungerer som en transportåre for egg, larver og yngel fra sørlige gyteområder til oppvekstområdene i Barentshavet. Funnene ligger også i betydelig avstand fra de store virvelområdene over bankene i Norskehavet.

På bunnen er det i området neglisjerbar tidevannsstrøm og lite annen strøm.

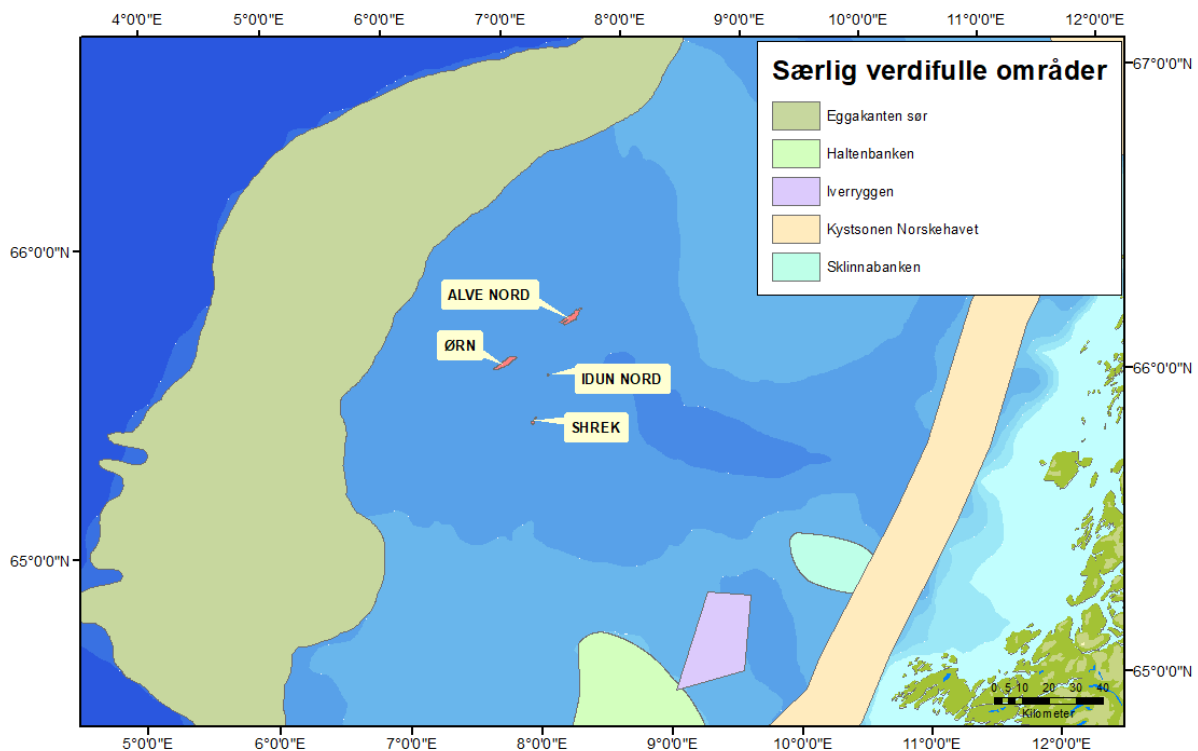
På årsbasis dominerer vinder fra sørvest, med statistisk overvekt under 10 m/s. Selv om det sporadisk observeres bølger opp mot 20 meters høyde, er bølgehøyden alt overveiende mindre enn 4 meter.



Figur 3-1 Til venstre: Vind-, strøm- og bølgefording. Til høyre: Oversikt over det generelle strømbildet i Norskehavet. Blå piler er kystvann, røde piler er atlantisk vann (BP 2006).

3.2 Særlig verdifulle områder

Samtlige av de aktuelle funnene er lokalisert i betydelig avstand til Særlig Verdifulle og sårbare Områder (SVO) som definert gjennom forvaltningsplanen for Norskehavet, figur 3-2. Avstanden til Eggakanten er 40 km eller mer, til andre SVO betydelig mer. Disse er således vurdert som relevant kun knyttet til et eventuelt større oljeutslipp, og ikke normal aktivitet med installasjon, boring og drift. 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.



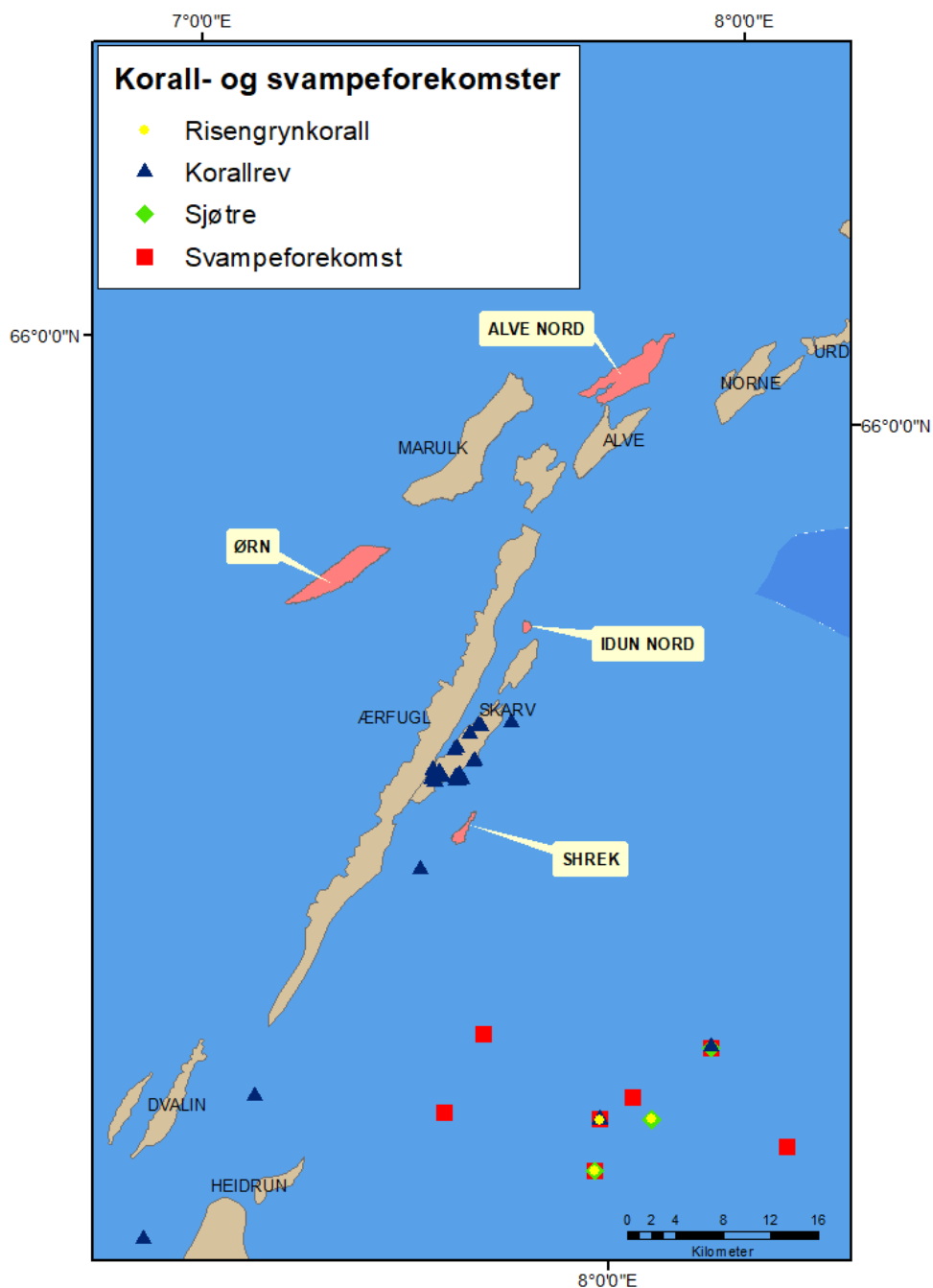
Figur 3-2. SVO i Norskehavet i forhold til lokalisering av Alve Nord, Shrek og Ørn.

3.3 Biologiske ressurser

3.3.1 Bunndyr

Gjennom kartleggingsprogrammet MAREANO og i forbindelse med havbunnsundersøkelser ved planlegging av petroleumsvirksomhet er det avdekket en rekke forekomster av sårbare bunndyrsamfunn i Norskehavet, herunder nye observasjoner av korallrev, korallskog, sjøfjær og svamp.

Utført kartlegging i områdene rundt Skarv og Ærfugl har avdekket en rekke korallforekomster. Kunnskapen ble oppsummert i en tilleggsutredning i forbindelse med utbygging av Ærfugl (Aker BP 2017-b). Kunnskap om funn av sårbare bunndyrsamfunn angitt av MAREANO er vist i figur 3-3. Dette bekrefter egne undersøkelser i området med funn av kaldvannskoraller og i mindre grad aggregeringer med svamper.



Figur 3-3. Registrerte sårbare bunndyrsamfunn i området. Kilde: MAREANO

Forut for boring av letebrønnen Ørn gjennomførte Equinor akustiske og visuelle undersøkelser av havbunnen. En rekke korallfunn ble gjort, herunder flere innen kategorier av høy verdi. Dette medførte til endring av borelokalitet. Equinor gjennomførte også miljøovervåking av boreoperasjonen for å øke kunnskapen om eventuelle negative virkninger.

Tilsvarende undersøkte PGNiG borelokalitet og omkringliggende områder ved Shrek. Det ble her påvist sårbar havbunnsfauna med ulike arter av koraller og svampsamfunn tilknyttet både hardbunn og bløtbunn. Tilstanden for påviste korallrev var generelt innen kategorien «dårlig», mens korallskog ble funnet også innen «utmerket» kategori.

Havbunnen ved Alve Nord vil bli undersøkt høsten 2021, inkludert alternative tilkoblingsruter. Undersøkelsen vil også omfatte Ørn og Shrek, og vil omfatte selve lokalitetene samt en 300

meters korridor langs rute for rørledning og styringskabel. Resultatene vil ligge til grunn for konsekvensutredningen.

Verdifulle forekomster av sårbar bunndyrfauna, herunder spesielt kaldt vannskoraller, vurderes som en viktig faktor ved utbyggingen av Alve Nord, Shrek og Ørn. Ambisjonen er å ikke påvirke slike forekomster negativt. En tilnærming tilsvarende som gjennomført for Ærfugl blir derfor lagt til grunn:

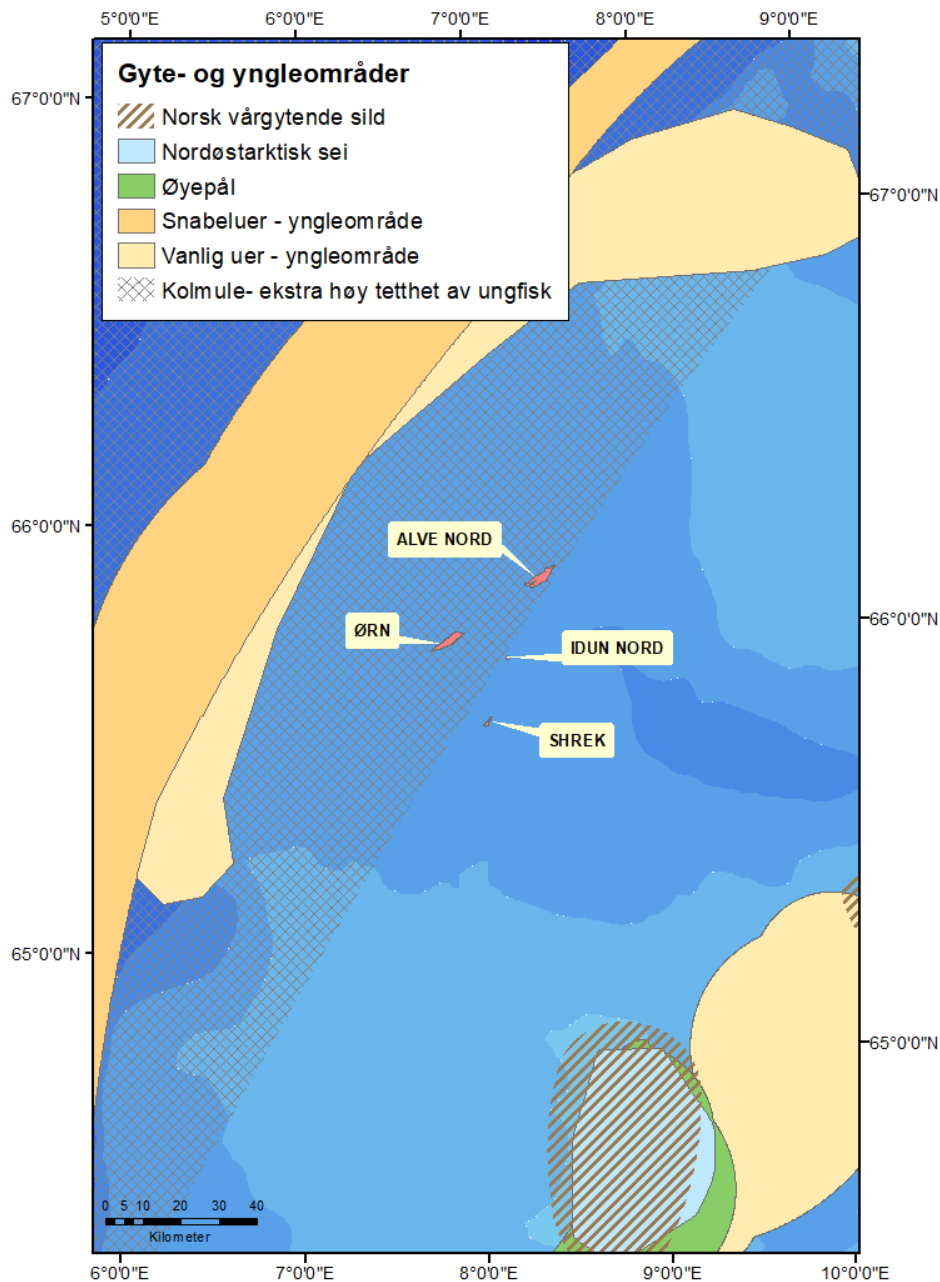
- Kartlegging av lokalitet og rørtraseer i henhold til norsk standard for visuelle undersøkelser (NS-EN 16260:2012) og Miljødirektoratets veiledning M-300.
- Verdivurdering av funn i henhold til gjeldene veiledninger (M-300 og NOROG 2019)
- Etablering av ressurskart i et GIS-system
- Helhetlig analyse før endelig valg av lokalitet og traseer

Dette vil også være aktuelt i forbindelse med eventuell oppankring av borerigg, herunder å vurdere plassering av ankere og ankerlinjer og eventuelt ha ROV-assistert pre-legging for å sikre tilstrekkelig avstand til sårbare forekomster. Dette vil imidlertid bli foretatt etter konsekvensutredningen. Ved planlegging av boring vil det også bli gjort analyser for eventuelle utslipp (se kapittel 4.2).

3.3.2 Fiskeressurser

Fiskeartene som dominerer i Norskehavet er de tre pelagiske fiskeartene norsk vårgytende (NVG) sild, nordøstatlantisk makrell og kolmule (Ottersen og Auran, 2007; Faglig forum for norske havområder, 2019). En oversikt over gytefeltene til torsk, sei, sild, samt yngleområdet til snabeluer i den sørlige delene av Norskehavet er gitt i figur 3-4. Som vist i figuren er det ikke dokumentert avgrensede gyte- og yngleområder i området hvor de aktuelle funnene er lokalisert. Ynglefelt for uer følger Eggakanten i vest, mens sildegylting foregår langs kysten og på bankene i Norskehavet. Torsk gyter generelt langs kysten og spesielt i områdene rundt Vestfjorden/Lofoten og nordover. Faktagrunnlaget angir overlapp med oppvekstområde for kolmule, som har stor geografisk utstrekning.

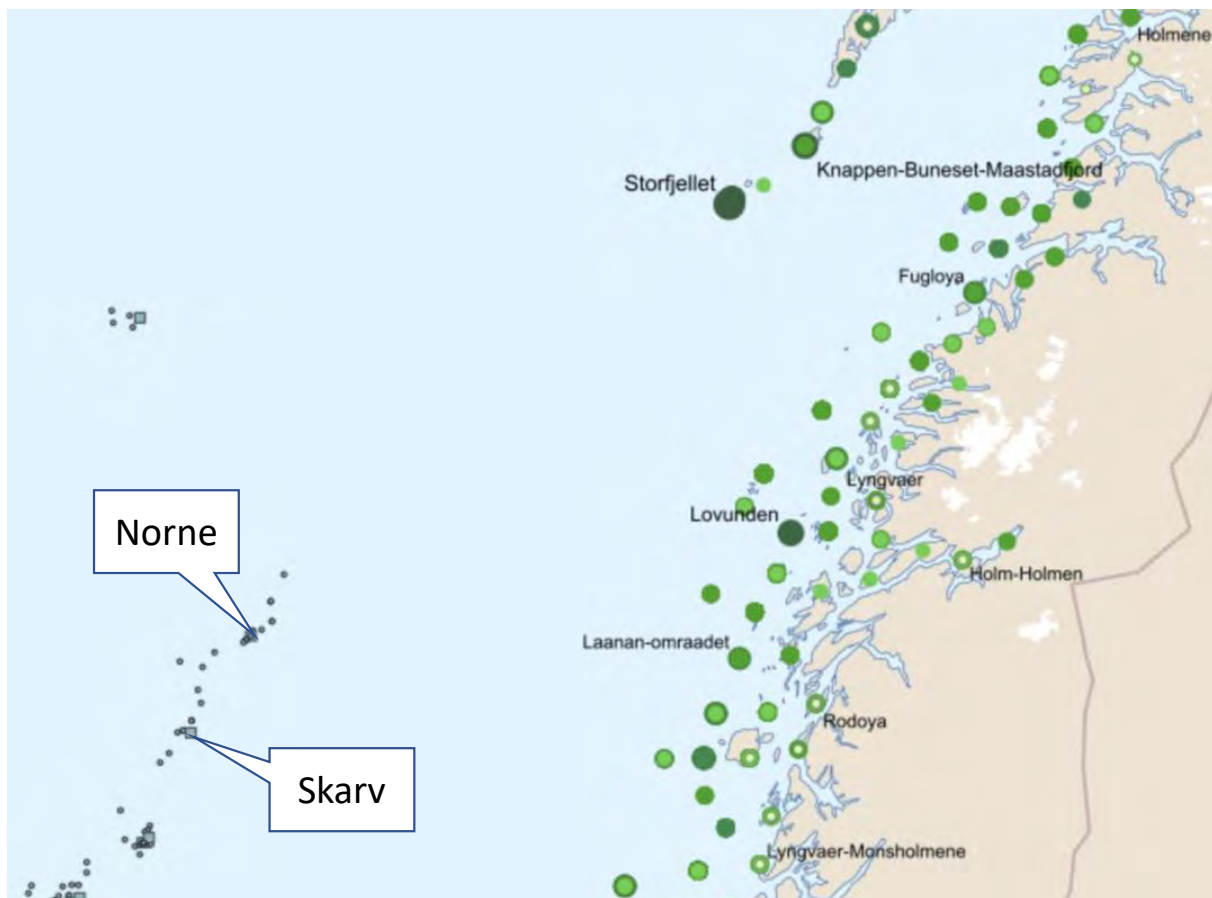
I enkelte perioder vil larver av henholdsvis torsk og sild drifte gjennom området, som for øvrig i Norskehavet, i hovedsak i perioden april-mai for torsk og april - juli for sild.



Figur 3-4. Fiskearter med gyteområder i regionen i forhold til lokalisering av de aktuelle funnene: Kilde: Havforskningsinstituttet.

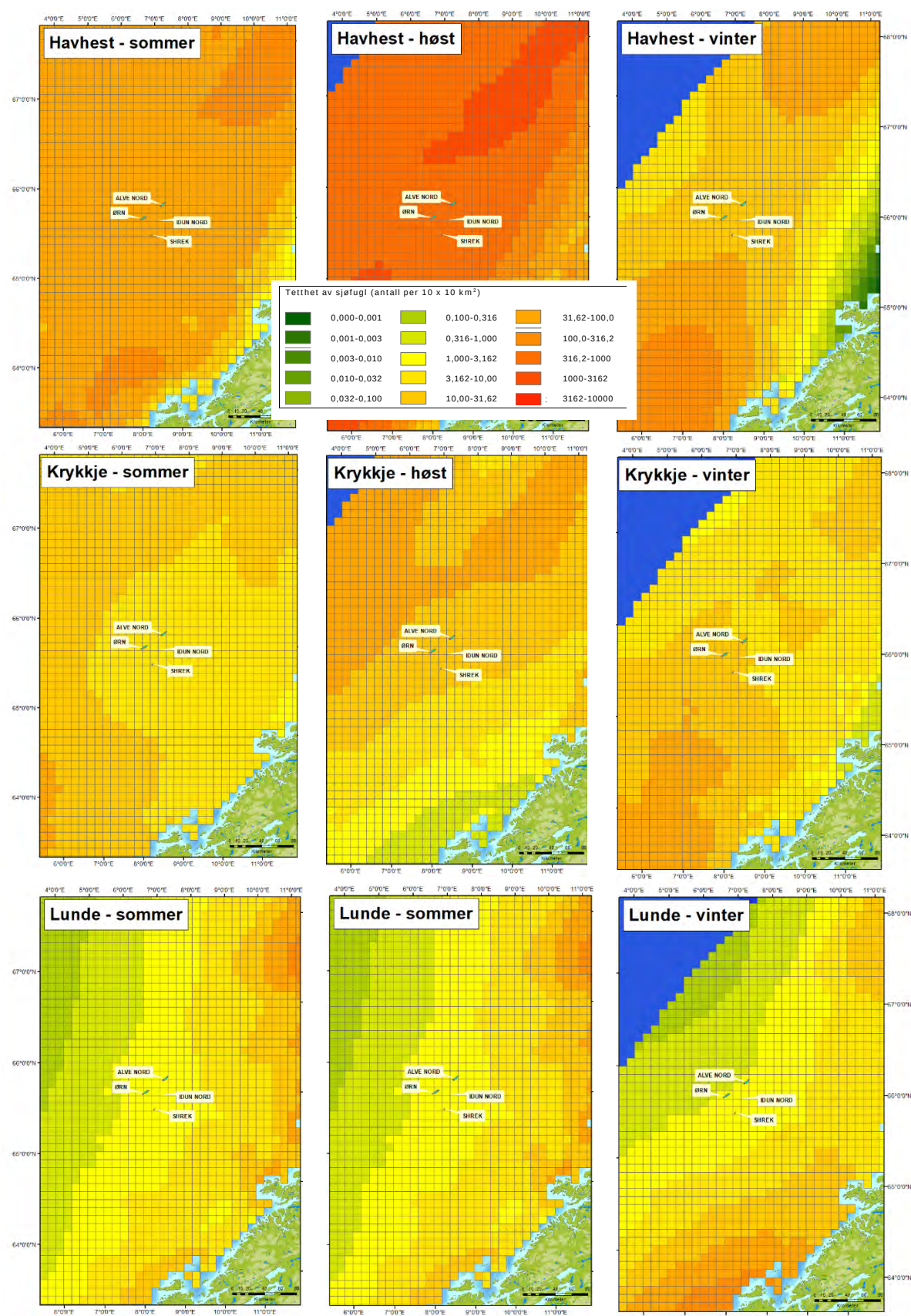
3.3.3 Sjøfugl

Norskehavet er et viktig område for sjøfugl, og det finnes betydelige sjøfuglforekomster her, med viktige fuglefjell og hekkeområder langs kysten av Trøndelag og Nordland (Figur 3-5). Det er stor sesongvariasjon i utbredelsen av sjøfugl i Norskehavet. Mange arter bruker Norskehavet som overvintringsområde og trekkområde, mens noen arter oppholder seg i havet store deler av året. Flere arter har tidvis betydelig distanse for matsøk i hekkeperioden, eksempelvis alkefugl og krykkje, og dette kan overlappe med aktuelt område. Sesongmessig fordeling for utvalgte arter er angitt i figur 3-6.



Figur 3-5. Hekkekolonier for sjøfugl langs kysten av Norskehavet. Kilde: Barentswatch

Selve Skarv-området er angitt som et lite sårbart område for sjøfugl (miljøverdi <1) gjennom hele året (havmiljo.no), mens et mulig influensområde for et stort akutt oljeutslipp vil favne områder også med høy sårbarhet – generelt mer kystnære områder.

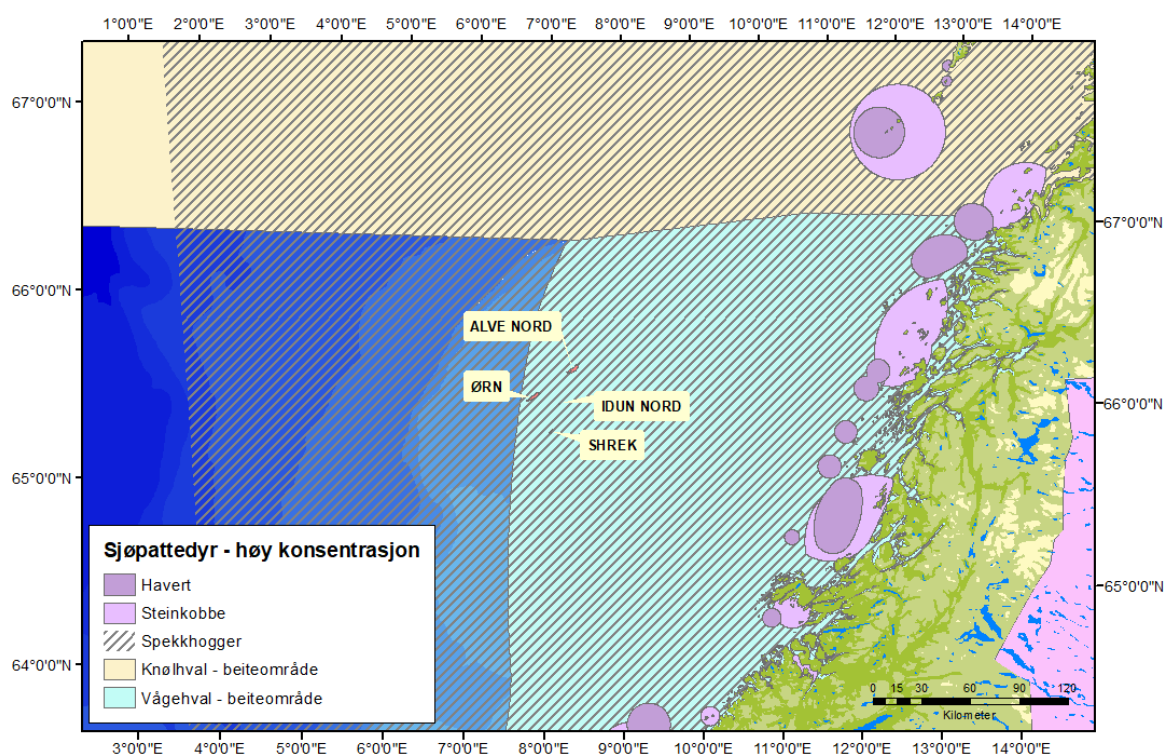


Figur 3-6. Sesongvis relativ fordeling av henholdsvis havhest, krykkje og lunde. Kilde: SEAPOP.

3.3.4 Sjøpattedyr

En rekke sjøpattedyr forekommer i Norskehavet, inkludert aktuelt område, enten fast eller knyttet til vandringer. Vågehval og spekkhogger er vidt utbredt i Norskehavet, mens knølhval har en noe mer nordlig utbredelse i forhold til aktuelt område (figur 3-7). Også flere andre arter kan påtreffes her, eksempelvis nise – som gjerne er noe mer kystnær. Spermhval og nebbhval beiter langs sokkelskråningen. Langs kysten finnes kolonier av henholdsvis havert (gråsel) og steinkobbe. Kysten langs Trøndelag og Nordland har en stor andel av nasjonale bestander for disse artene. De er sårbare for oljeforurensning og spesielt knyttet til yngling (kasting) og harfellingsperioder.

Selve Skarv-området regnes som et lite sårbart havområde for sjøpattedyr gjennom hele året (miljøverdi <1 av 10) (havmiljo.no).



Figur 3-7. Utbredelse av sjøpattedyr i regionen. Kilde: Havforskningsinstituttet/Mareano

3.4 Kulturminner

Med aktuelt havdyp på 300-400 m er det ikke relevant med steinalderfunn eller lignende i dette området i Norskehavet.

Skipsvrak eller rester av slike er fredet etter Kulturminneloven §14. Dette gjelder skip som er eldre enn 100 år og som ligger innenfor territorialgrensen. Det er ikke identifisert kjente funn av skipsvrak som kommer inn under kulturminneloven §14 i aktuelt område, men slike funn kan ikke utelukkes.

Eventuelle kulturminner kan bli lokalisert i forbindelse med traseundersøkelser før rørlegging og plassering av bunnrammer. Eventuelle funn vil bli meldt til kulturminnemyndigheten - Vitenskapsmuseet ved NTNU.

3.5 Annen næringsvirksomhet

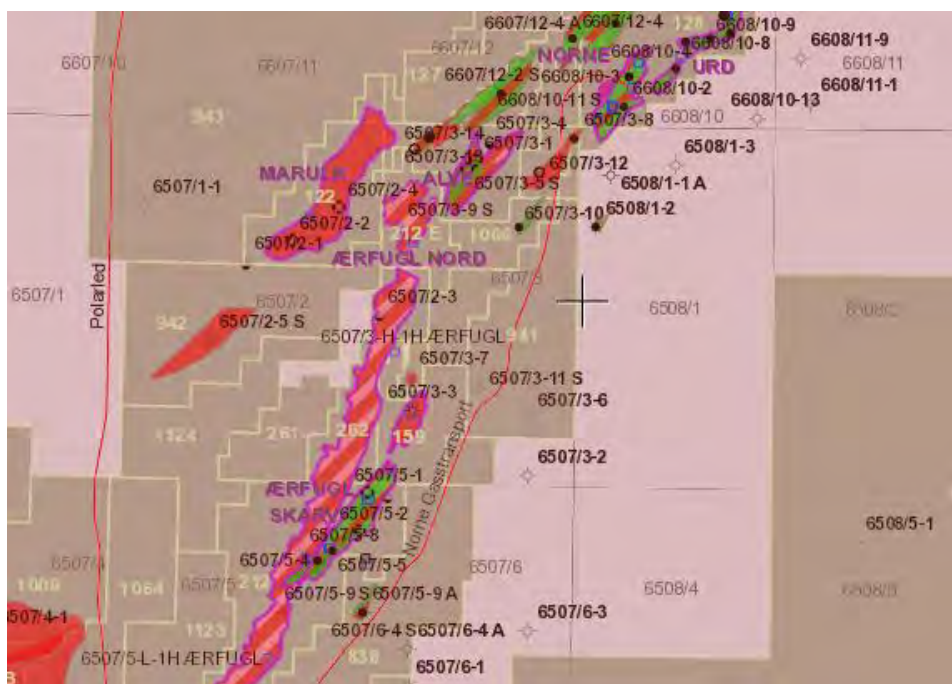
Det er ikke kjente planer om havvind eller offshore havbasert oppdrettsvirksomhet i aktuelt område. Virksomhet i området er i hovedsak knyttet til olje og gass, skipstrafikk og fiskeri.

3.5.1 Annen petroleumsvirksomhet

Utenom egen infrastruktur tilknyttet Skarv, ligger gassrørledningen fra Norne noe sør for Shrek. Denne vil ikke bli berørt av utbyggingen.

Feltsentrene i området er Skarv og Norne. Foruten egenproduksjon er produksjon fra Marulk og Alve (og flere) rutet til Norne FPSO, fra Ærfugl og Gråsel til Skarv FPSO.

Øvrig petroleumsvirksomhet i området er knyttet til leteboring. Det er flere funn og prospekter i området, og som kan tenkes tilknyttet Skarv FPSO på sikt. De fleste utvinningstillatelser i området er operert av henholdsvis Aker BP, Equinor og Vår Energi. Utvinningstillatelser, felt, funn og brønner i området er angitt i figur 3-8.

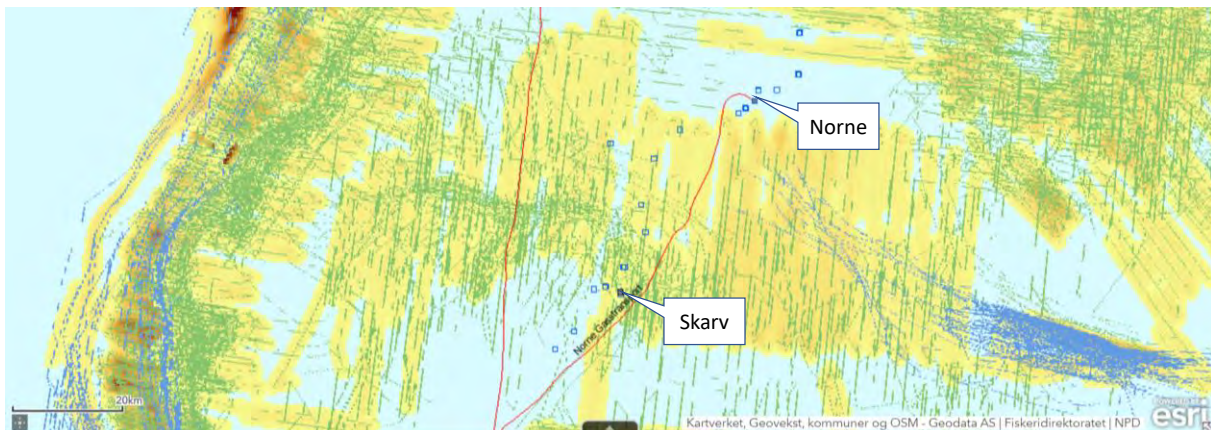


Figur 3-8. Petroleumsvirksomhet i aktuell del av Norskehavet. Kilde: Oljedirektoratet.

3.5.2 Fiskeriaktivitet

Norskehavet langs kysten fra 62-70 °N og ut til kontinentalsokkelen er Norges viktigste fiskeriområde. Den største fiskeriaktiviteten foregår utenfor Møre, ved Haltenbanken, på Sklinnabanken og Sklinnadjupet, og langs Eggakanten.

Det er imidlertid generelt svært begrenset fiskeriaktivitet i området ved Skarv og de aktuelle funnene for utbygging. Fisket i regionen foregår i større grad lengre vest langs Eggakanten og også nærmere land (Figur 3-9).



Figur 3-9. Relativt omfang av fiske i regionen i 2019 (økende fra lys gult til brunt) og redskapsbruk (grønn:linefiske, blå:bunntål). Kilde: Fiskeridirektoratets karttjeneste.

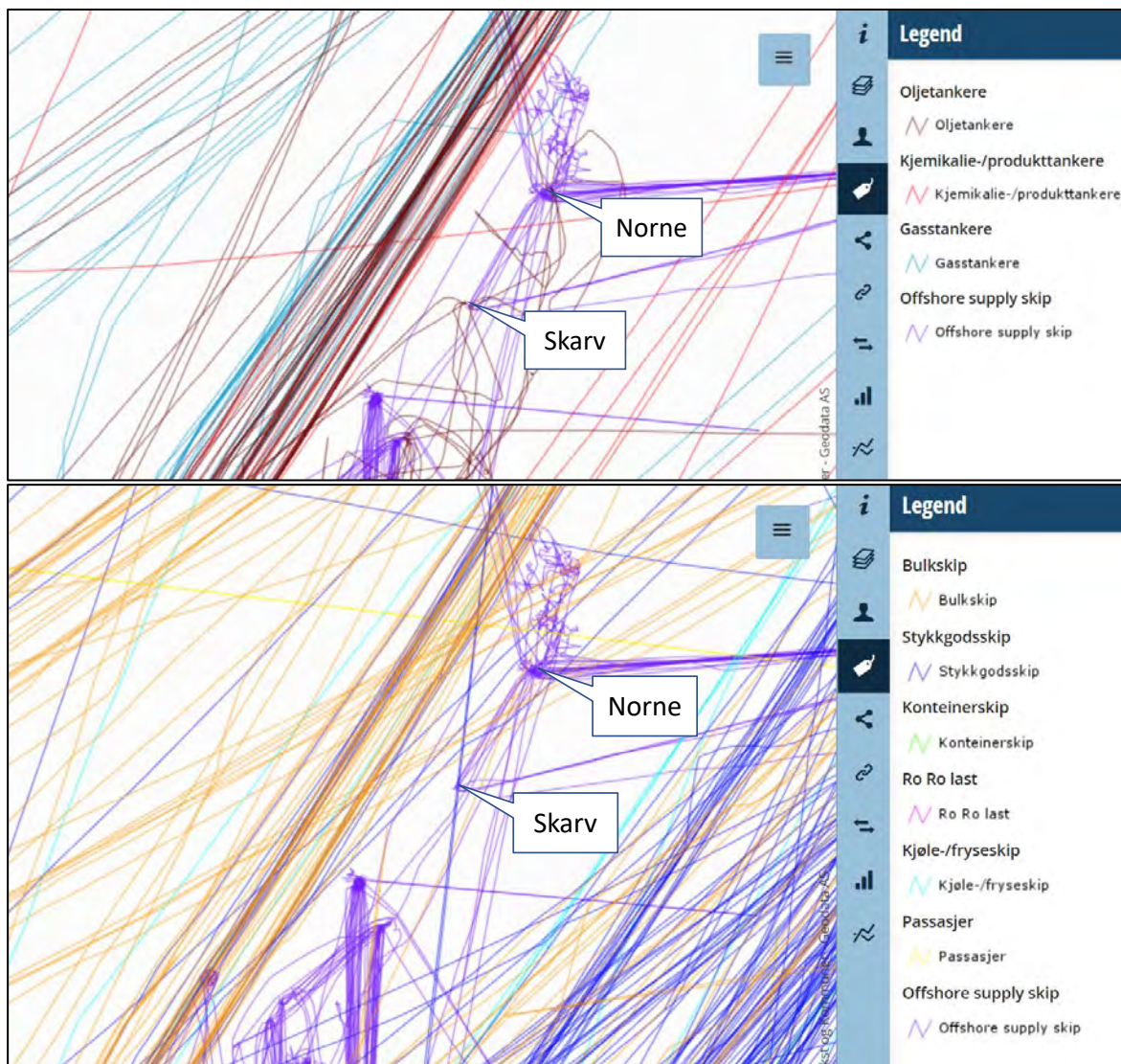
Det fisket som foregår i aktuelt område er i form av linefiske (Figur 3-10). Dette er også bekreftet av Fiskeridirektoratet i tidligere høringer knyttet til leteboring for de aktuelle funnene. Fiskeriaktiviteten omtales som sporadisk linefiske etter lange og brosme. I deler av området kan det i henhold til Fiskeridirektoratet sporadisk også forekomme fangst av vågehval.



Figur 3-10. Fiskeriaktivitet etter redskap (venstre); grønn – linefiske, blå - bunntål, kilde Fiskeridirektoratets karttjeneste. Høyre: Fiskeriaktivitet i regionen i april 2020 (grønn) i form av fartøybevegelser og offshore forsyningsfartøy (lilla), kilde Kystverket/Havbase.

3.5.3 Skipstrafikk

Det er regulær trafikk av offshore forsyningsfartøy og oljetankere til Skarv og Nørne. Hovedruten for tankertransport og annen langtransport til/fra Barentshavet går noe vest for Skarv, mens den norske hovedleden går langs kysten. I aktuelt område for utbyggingen er det begrenset trafikk – se 3.5.2 for fiskefartøyer. Noe malmttrafikk fra Narvik passerer gjennom området. Figur 3-11 angir trafikkbildet for en tilfeldig måned, men trafikkbildet er generelt tilsvarende uavhengig av sesong og de samme rutene blir benyttet.



Figur 3-11. Skipstrafikk i området. Øverst: Tankere og offshore forsyningstrafikk. Nederst: Ulike andre typer skipstrafikk, og offshore forsyningstrafikk. Kilde: Kystverket/havbase.

4 Miljømessige konsekvenser

Petroleumsvirksomhet kan medføre til miljømessige virkninger i utbygging og drift i hovedsak knyttet til planlagte og uplanlagte utslipp til sjø og luft, fysiske inngrep samt avfallsgenerering.

4.1 CO₂-utslipp og klimatiltak

Både i samfunnet generelt og innen norsk petroleumsvirksomhet spesielt er det stor fokus på tiltak for å redusere klimafotavtrykket. Næringen har etablert ambisiøse mål for utslippsreduksjoner for å bidra til nasjonal måloppnåelse (NOROG 2021-a). Dette er derfor svært sentralt for Aker BP i våre prosjekter og utgjør en viktig parameter for gjennomføring av SSP.

Hovedkilden til CO₂-utslipp fra Skarv FPSO er lokal energiproduksjon. Dagens løsning for energiproduksjon er ved fire turbiner, hvorav to er dual fuel. Turbinene har lav-NO_x teknologi og er generelt ansett som BAT for turbiner på sokkelen, med fokus på lave utslipp av NO_x.

Muligheter for kraft fra land til Skarv FPSO ble vurdert allerede ved utbygging, men ble ikke funnet realiserbart av både tekniske og økonomiske årsaker. Tilsvarende vurderinger er også gjort senere basert på teknologiutvikling, men med samme resultat. Skarv inngår nå i vurderinger av en områdeløsning med kraft fra land for petroleumsvirksomhet i Halten-regionen (*Climate Response Halten*). En slik løsning vil naturligvis endre utslippsfotavtrykket vesentlig.

Fangst og lagring av CO₂ (CCS) er vurdert for Skarv, men ikke funnet realiserbart. Muligheten for kombikraftverk (*Combined Cycle Power Plant*) er under vurdering.

Årlige CO₂-utslipp fra Skarv FPSO er på vel 300 000 tonn. Hovedkilden er turbinene. Circa 1 prosent er knyttet til sikkerhetsrelatert fakling og en mindre andel fra motorer. Fakling på Skarv FPSO er betydelig redusert de senere årene. Noe fakling kan bli aktuelt ved oppstart av oljebrønner fra Shrek samt ved lengre produksjonsavbrudd. Omfanget av slike er imidlertid forventet å være begrensede.

Siste årlige utslippsrapport for Skarv (Aker BP 2021) gir en oppsummering av tiltak gjennomført for utslippsreduksjon. Oppstart av nye Ærfugl-brønner med større andel høytrykksgass har motvirket økt kraftbehov på Skarv. Høy andel lavtrykksproduksjon har de senere årene økt kraftbehovet på Skarv. Høyere andel høytrykksgass medfører mindre behov for rekompresjon. Dette har vært et viktig bidrag til arbeidet med optimalisering av energibruken på feltet og har redusert økningen i brenngassgassforbruk og CO₂-utslipp. Utslipptet av CO₂ fra Skarv FPSO i 2020 er lavere enn i årene 2017 til 2019, fra 2019 til 2020 ble utslippet redusert med 16,5 prosent.

NO_x-utslippene fra Skarv FPSO var i 2020 på vel 200 tonn. Kaldventilering og diffuse utslipp ga i 2020 utslipp av metan og nmVOC på henholdsvis 64 og 30 tonn.

Økt produksjon til Skarv FPSO som utnytter tilgjengelig kapasitet, er generelt et effektivt tiltak som påvirker utslippssituasjonen på feltet positivt ved at utslipp per produserte enhet går ned samtidig som det totale utslippet er stabilt eller kun øker marginalt.

I forbindelse med planlagt revisjonsstans i 2021 er gassproduksjonen effektivisert og har fått utvidet kapasiteten med 4 MSm³/d.

Prognoser for energibruk på Skarv FPSO varierer i området fra 50 til 75 MW de neste ti år, inklusive innfasing av brønnstrøm fra de aktuelle funnene omfattet av SSP. Den totale kraftkapasiteten for eksisterende turbinanlegg er på 95 MW og dekker aktuelt behov også etter innfasing av ny produksjon. I konsekvensutredningen vil det bli nærmere redegjort for prosjektets energibehov og total påvirkning på energibehovet for Skarv.

Basert på dagens energiløsning og referanseløsningen for utbygging, er det gjort foreløpige beregninger for CO₂-intensitet for produksjonen fra de aktuelle funnene. Dette er gjort basert på prosessmodelleringer for Skarv og representerer «Scope 1 utslipp⁴». Eventuelle endringer i energiproduksjonen på Skarv FPSO, som omtalt over, kan endre dette bildet vesentlig. CO₂-intensiteten for Skarv/Ærfugl i 2020 var på 10,9 kg CO₂/fat oe, vurdert som økende fremover med nedadgående produksjon uten SSP. Med SSP forventes denne å reduseres. Isolert sett, og basert på de foreløpige beregningene, vil CO₂-intensiteten for de aktuelle funnene være i størrelsesorden 4 til 7 kg CO₂/fat oe, og dette vil bli nærmere analysert og presentert i konsekvensutredningen. Til sammenligning var gjennomsnittet for norsk sokkel i

⁴ Scope 1, 2 og 3 er en internasjonal kategorisering av utslipp (definert i FNs klimaprotokoll), hvor scope 1 er direkte egne utslipp, scope 2 er indirekte utslipp (eksempelvis tilknyttet elkraft) og scope 3 er indirekte utslipp normalt utenfor organisasjonens innflytelse.

2019 på vel 8 kg CO₂/fat oe og internasjonalt gjennomsnitt er vel 17 kg CO₂/fat oe (NOROG 2021-b).

4.2 Utslipp i forbindelse med boring

Utslipp til luft fra boringen vil avhenge av borerigg og driftsmodus, oppankring eller bruk av dynamisk posisjonering, samt boretid. Grovt anslått kan boring av seks produksjonsbrønner ta inntil halvannet år, inkludert brønnkomplettering, og medføre CO₂-utslipp i størrelsesorden 40-50 000 tonn. Grundigere estimerer for utslipp av henholdsvis CO₂ og NO_x vil bli gitt i konsekvensutredningen, samt vurdering av eventuelle tiltak for utslippsreduksjon.

I forbindelse med boring av produksjonsbrønner vil borekaks fra topphullseksjonen samt fra boring med vannbasert borevæske slippes til sjø. Utslipp av borekaks fra boring med oljebaserte borevæsker er ikke tillatt, og den oljekontaminerte borekaksen vil fraktes til land for behandling og sluttdisponering.

Konsekvenser fra utslipp av vannbasert borekaks er i hovedsak begrenset til nærområdene rundt borelokaliteten. Sårbare bunndyrsamfunn som koraller og svamper kan skades av en slik nedslamming, og utslipp er således ikke tillatt der kartlegging har avdekket særlig verdifull og sårbar bunnfauna.

Nærmere undersøkelser vil bli gjort av borelokalitetene med nærområder for å kartlegge og vurdere kvaliteten på eventuelle korallforekomster og annen sårbar bunnfauna. Basert på dette vil modellering av utslipp bli vurdert og eventuelt gjennomført. Dersom det avdekkes konflikt mellom boring og tilstedeværelse av sårbar bunnfauna vil konsekvensreduserende tiltak bli vurdert. Herunder kan borekaks eksempelvis bli transportert til et forhåndsdefinert område på havbunnen for deponering (CTS; *cuttings transport system*), en løsning som blant annet tidligere er benyttet på Skarv.

Konsekvensutredningen vil redegjøre nærmere for volumer av kaks fra boring, vurdering av eventuelle miljøvirkninger og avbøtende tiltak.

Detaljert vurdering av kjemikaliebruk knyttet til boring og komplettering vil inngå i fremtidige søknader om tillatelse til virksomhet til Miljødirektoratet i henhold til forurensningsloven.

4.3 Utslipp fra brønnopprenskning og ved oppstart

Muligheten for brønnopprenskning til vertsplattformen vil bli vurdert. Alternativt vil dette skje via borerigg.

I perioden mellom rørlegging og oppstart vil rørledninger ofte være vannfylt, gjerne tilsatt noe kjemikalier. Dette vil bli sluppet til sjø ved oppstart, og vil være gjenstand for en egen søknad om tillatelse fra Miljødirektoratet. Foreholdet vil bli nærmere belyst i konsekvensutredningen.

4.4 Utslipp til sjø i driftsfasen

Operasjon av havbunnsanleggene vil medføre noe utslipp av hydraulikkvæske. De hydrauliske systemene vil være uten returlinje og primært benytte samme hydraulikkvæsker som er i bruk for tilsvarende for Ærfugl til Skarv. I dag benyttes produktet *Castrol Transaqua HT2-N*, som er en vannbasert hydraulikkvæske. Denne har 89 prosent grønn, vel 10 prosent gul, samt en mindre andel rød kjemikaliekategori av komponenter (0,2 prosent). Arbeid pågår med å substituere dette kjemikallet. Substitusjonsplaner for SSP vil være samordnet med Skarv.

I driftsfasen vil alle prosessutslipp til sjø fra de ulike funnene skje fra Skarv FPSO.

Vannløselige kjemikalier som tilsettes vil til slutt havne i det produserte vannet.

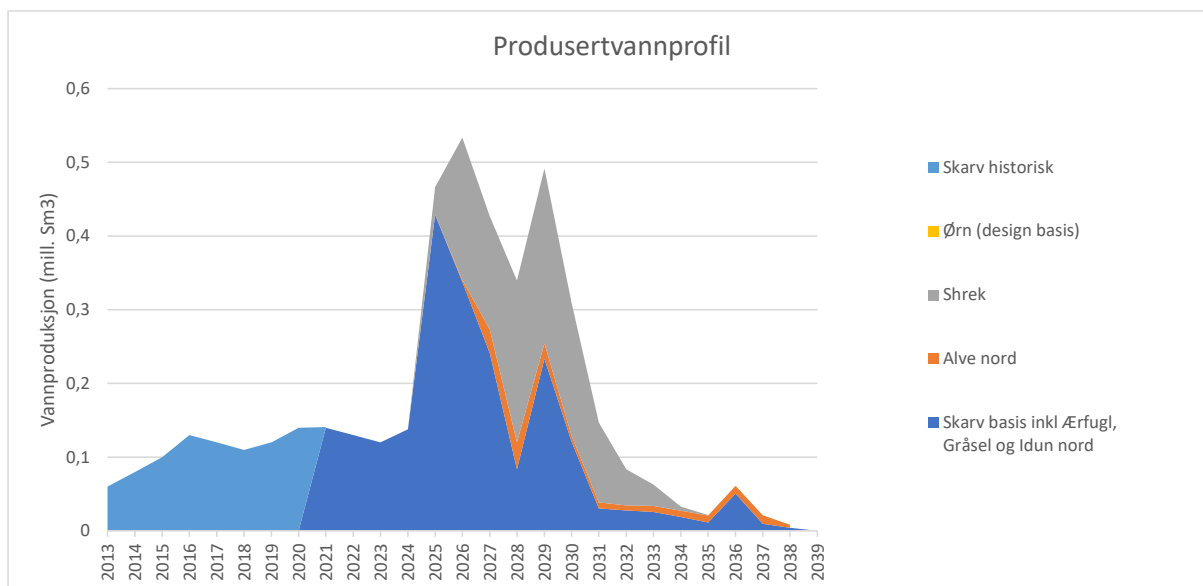
Basisalternativet for hydratkontroll er imidlertid ved hjelp av oppvarmede rørledninger, noe som reduserer kjemikaliebehovet.

Andre identifiserte kjemikaliebehov er MEG, avleiringshemmer, samt eventuelt bruk av noe korrosjonshemmer.

Volummessig vil de største utslippene fra SSP være i form av rensert produsertvann. Alve Nord, som i hovedsak består av gass, har en prognose for produsertvann som for er fra null til noen titalls kubikkmeter per døgn. Oljefunnet Shrek vil produsere mer, med en prognose på 300-500 m³ per døgn de første fem årene, deretter avtagende til noen titalls kubikkmeter per døgn. For gassfunnet Ørn er det forventet svært lite produsertvann. Det blir likevel tatt høyde for inntil 100 m³ i design.

Tidsvektet gjennomsnittlig Environmental Impact Factor (EIF) for Skarv er 11, hvor TEG (trietylenglykol) gir største bidrag. Endring i EIF som følge av innfasing av SSP vil bli modellert og presentert i konsekvensutredningen dersom kunnskapsgrunnlaget på aktuelt tidspunkt tillater dette. Eventuelt blir det gjennomført senere.

Renseanlegget for produsert vann på Skarv FPSO består av hydrosykloner og flotasjonsenheter (*Compact Flotation Unit*), CFU. Etter CFU'en kan vannet ved behov sendes til filterenheter. Skarv FPSO hadde i 2020 et gjennomsnittlig utslipp av olje med produsert vann på 7,6 mg/l (Aker BP 2021) og et totalt produsertvann utslipp på 139 000 m³ (~400 m³/d). Utslippsvolumet vil øke for Skarv FPSO i dagens prognose fra 2025 uten innfasing av SSP, og med ytterligere økning fra de aktuelle funnene, særskilt oljefunnet Shrek. Kapasiteten til renseanlegget på Skarv FPSO er i dag på 1600 m³/d, hvorav Ærfugl vil benytte en stor andel. Det planlegges med å oppgradere anlegget i form av mindre modifikasjoner til 3200 m³/d. Shrek vil bidra til at behovet økes. Det er foreløpig beregnet å være tilstrekkelig kapasitet i anlegget til å motta og prosessere produsertvann fra de aktuelle funnene. Behovet for ytterligere fremtidige oppgraderinger blir imidlertid studert.



Figur 4-1. Utslipp av produsertvann fra Skarv FPSO, historisk og prognose. Kilde: RNB2021. Prognose for Ørn vil inngå i konsekvensutredningen.

4.5 Fysiske inngrep

Området rundt Skarv har, som omtalt i kapittel 3.3.1, betydelige forekomster av koraller og annen sårbar bunnfauna. Omfang og typer varierer i området. Undersøkelser forut for boring ved Ørn og Shrek har også påvist forekomster her. Ved Alve Nord er det mer usikkert, men dette vil bli undersøkt høsten 2021.

Direkte fysiske inngrep, for eksempel ved installasjon, rørlegging og oppankring av borerigg, kan påvirke sårbar bunnfauna. I tillegg kan slike indirekte bli påvirket ved fysisk sedimentasjon, fra oppvirvling av sedimenter eller eksempelvis partikkelutslipp (kaks) fra boring.

Eksisterende kunnskap om havbunnshabitater og bunnfauna skal suppleres gjennom nye undersøkelser. I tillegg vil det bli gjennomført regulære grunnlagsundersøkelser forut for produksjonsboring, inklusive visuelle undersøkelser dersom dette ikke allerede er tilfredsstillende ivare tatt. Denne informasjonen vil nyttiggjøres i den videre prosjektplanleggingen for å:

- Vurdere mulig konflikt mellom sårbar bunnfauna og installering av brønnrammer.
- Vurdere mulig konflikt mellom sårbar bunnfauna og rør-/kabeltrassèer, og eventuelle muligheter for lokal omlegging av rør med tilpasning for minimal påvirkning inklusive steininstallasjon.
- Vurdere mulig konflikt mellom sårbar bunnfauna og plassering og oppankring av borerigg gjennom risikovurdering, samt i forhold til eventuelle utslipp av borekaks fra topphull og eventuelt fra boring med vannbasert borevæske. Behovet for modellering av utslipp, samt vurdering av konsekvensreduserende tiltak for å minimere nedslamming, vil gjøres basert på årets lokale havbunnsundersøkelse.

4.6 Avfallshåndtering

I utbyggingsfasen er største avfallsstrøm utboret borekaks samt noe brukt borevæske. Oljekontaminert borekaks vil bli fraktet til land for avhending. Brukt borevæske vil i størst mulig grad bli rensert og gjenbrukt.

Ingen spesielle avfallstrømmer er forventet assosiert med de aktuelle funnene i drift. Skarv FPSO har etablerte avfallsplaner og vil ivareta de aktuelle avfallsstrømmene.

4.7 Risiko for akuttutslipp

De ulike funnene har ulike hydrokarbonkvaliteter, både olje og gass med ulikt innhold av kondensat. Olje har generelt lengst levetid i miljøet etter et eventuelt utslipp, og også størst potensiale for miljøskade. Kondensat er normalt mer kortlivet i miljøet enn olje, men en del kan nedblandes i vannmassene. Gassutslipp har generelt lavt potensiale for miljøskade (DNV 2012).

Sannsynligheten for større akuttutslipp er svært lav. Normalt blir hendelser med brønnutblåsning lagt til grunn for analyse av miljørisiko og beredskapsdimensjonering. I drift kan lekkasjer fra rørledninger samt prosess- og eksport relaterte utslipp også forekomme, igjen med lav sannsynlighet for store utslipp. De hyppigst forekommende utslippene er volummessig små og i form av kjemikalier og andre oljer enn råolje (PTIL 2020), eksempelvis diesel.

Det er nylig gjennomført en oppdatert miljørisikoanalyse for Skarv-feltet (DNV 2021), med bruk av siste industrimetode; ERA akutt (NOROG, 2020). Denne omfatter hendelser knyttet til boring og produksjon av olje og gass. Analysen vurderes generelt som veiledende også for de aktuelle funnene, selv om spesifikke reservoarforhold og hydrokarbonsammensetning kan være av betydning. Figur 4-2 angir resultater fra spredningsberegninger for Skarv, og angir således et representativt influensområde for de aktuelle utbyggingene. Resultatbildene angir sannsynlighet for forekomst av en viss oljefilmtykkelse, antatt som nedre grense for å kunne medføre vesentlig miljøskade. Slik sannsynlighet er naturlig nok høyest i nærområdene til havs, og med lav sannsynlighet for at olje når land. Det er beregnet åtte prosent sannsynlighet for stranding av olje ved en oljeutblåsning fra boring og lavere for andre

hendelser. Nordlige deler av Helgelandskysten er mest utsatt for eventuell stranding av olje. Mengden av olje som kan strande er analysert til fra null til 13 tonn, og korteste drivtid til land er beregnet til fra 13 til 19 døgn, avhengig av sesong. Dette gir rimelig tid for å kunne iverksette tiltak for å redusere miljøskade. Hovedfokus er uansett på å unngå at hendelser med utslipp forårsakes, gjennom design, vedlikehold og driftsprosedyrer.



Figur 4-2. Modellerte influensområder ved akuttutslipp fra Skarv for boring og produksjon av olje og gass. Bildene viser en statistisk sannsynlighetsfordeling og angir ikke spredning fra ett utslipp. Kilde: DNV (2021).

Områder med oljekonsentrasjon i vannsøylen over nedre effektgrense er generelt funnet å være avgrenset til noen få titalls kilometer fra utslippspunktet. Miljørisikopotensialet for skade på fisk er således funnet å være begrenset.

Miljørisiko for både sjøfugl, fisk og strandmiljø er funnet å være lav og innenfor Aker BP sine akseptkriterier. Miljøkonsekvensene er funnet å være «mindre/ubetydelige» og sannsynligheten for slik konsekvens i kategorien 0,1 til 1 prosent.

Aker BP har etablert beredskap mot akutt forurensning for Skarv, herunder beredskapsorganisasjon og nødvendige -ressurser. Dette vil også favne utbyggingsprosjektene i utbygging og drift. Skarvfeltet er ressursmessig omfattet av industriens beredskap mot akutt forurensning, organisert gjennom NOFO. I Norskehavet finnes utstyr plassert på Aasta Hansteen, Halten, i Sandnessjøen og Kristiansund. Beredskapen favner i tillegg ytterligere ressurser i Norge samt utenlands. Beredskapsbehovet for feltet er ett system i barriere en og ett system i barriere to (hav), samt inntil to systemer i barriere tre og fire (kyst og strand) avhengig av utslippets utvikling.

5 Virkninger for annen havbasert næringsvirksomhet

5.1 Virkninger for fiskeri

I driftsfasen vil utbyggingene ha overtrålbare havbunnsanlegg og tilsvarende for rørledninger og kabler. I området foregår knapt fiske med bunntål, det fisket som pågår er i hovedsak linefiske og i et begrenset omfang (ref. kapittel 3.5.2).

Potensialet for konflikt med fiskerivirksomhet som følge av utbyggingene er i hovedsak knyttet til anleggsperioden, med boring og installasjon av brønnrammer, rørledninger og kabler. Boreriggen vil kreve en sikkerhetssone, omfanget vil avhenge av hvorvidt riggen blir oppankret eller drives med dynamisk posisjonering. Boreaktiviteten kan ha en varighet på i størrelsesorden ett til halvannet år, fordelt på tre lokaliteter. Installasjon og rør-/kabellegging vil ha langt kortere varighet og normalt bli gjennomført i sommerhalvåret.

Foreløpige vurderinger er at poensialet for konflikt med fiskeriaktivitet er begrenset, men dette vil bli nærmere vurdert i konsekvensutredningen basert på oppdatert informasjon om utbyggingsløsninger og antatte tidsperioder for anleggsaktivitetene.

5.2 Virkninger for sjøtransport

Eventuelle problemstillinger knyttet til passerende sjøtransport er knyttet til anleggsperioden, og eventuelt kortere perioder med brønnvedlikehold i driftsperioden hvor borerigg og/eller fartøy er involvert.

Som angitt i kapittel 3.5.3 går hovedtrafikken utenom aktuelt område, mens noe trafikk passerer gjennom. Det er veleteablerte rutiner mellom næringene for å unngå farlige situasjoner og kollisjon, og potensialet for dette er vurdert som lavt.

6 Samfunnsmessige virkninger

Utbyggingene omfattet av SSP representerer en investering i størrelsesorden 12 milliarder norske kroner. Tildeling av kontrakter for boring, bygging og installering vil være underlagt internasjonale handelsbestemmelser, og vil i vesentlig grad følge de avtaler som ligger til grunn i Aker BP sin alliansestrategi, herunder eksempelvis med Subsea 7 og Aker Solutions for engineering, fabrikasjon og installasjon av havbunnsrelaterte anlegg, Odfjell drilling og Halliburton for boring. Alliansepartne vil igjen kjøpe varer og tjenester. Avhengig av hvor konkurransedyktige norske leverandører er, kan de relative nasjonale andelene bli betydelige, med tilhørende samfunnsmessige virkninger. I konsekvensutredningen vil samfunnsmessige ringvirkninger i form av sysselsetting bli utredet. Dette vil omfatte direkte og indirekte virkninger samt konsumvirkninger. Bransjefordeling av virkningene av utbyggingen vil bli analysert ved hjelp av anerkjente modeller for dette. Analysen vil dekke både regionale og nasjonale virkninger av investeringene. Regionale virkninger vil ha fokus på Helgeland, herunder Sandnessjøen (forsyningsbase og driftstøtte) og Brønnøysund (helikopterbase).

De kanskje viktigste ringvirkningene vil imidlertid være knyttet til den effekten de aktuelle utbyggingene har på driften av Skarv FPSO, herunder å sikre lengre økonomisk drift og opprettholdelse av de involverte sysselsettingsvirkningene. De driftsrelaterte ringvirkningene av Skarv er tidligere analysert og funnet større enn hva som ble antatt i konsekvensutredningen. Dette omfatter både direkte sysselsetting, lokale kontrakter, bedriftsetableringer mm. Eksempelvis gir Skarv i driftsfase omkring 150 MNOK i årlig direkte lokal omsetning. Indirekte virkninger som som hotell, transport o.l. kommer i tillegg. Dette er ringvirkninger som forlenges med implementering av SSP. I forbindelse med prosjektgjennomføringen av SSP planlegger vi en aktiv involvering av lokalt næringsliv, basert på gjensidig bærekraftige leveranser. For det nylig gjennomførte utbyggingsprosjektet for Ærfugl ga prosjektgjennomføringen omkring 225 MNOK totalt i lokale virkninger for begge faser.

For SSP har vi ambisjoner om å benytte samme tildelingsstrategi som for Ærfugl. Det innebærer at andel lokalt innhold er et evalueringskriterie for tildeling av kontrakter.

Nasjonalt sett vil prosjektet bidra med inntekter til staten gjennom skatter og avgifter, samt til sysselsetting gjennom ringvirkninger av investeringer og i drift. Dette vil bli analysert og presentert i konsekvensutredningen. Forhold som økonomisk klimarisiko og økonomiske sensitiviteter knyttet til ressursgrunnlag og viktige rammebetingelser, vil bli presentert i PUD i henhold til gjeldende veiledninger og praksis.

7 Planlagte utredningsaktiviteter

7.1 Innhold i konsekvensutredningen

Foregående kapitler har gitt en introduksjon til prosjektet, inkludert utbyggingsløsning og eventuelle alternativer som er under evaluering, samt en gjennomgang av aktuelle problemstillinger for videre utredning og annen kunnskapsoppbygging.

I dette kapitlet blir det gitt en oppsummering av de viktigste forholdene for videre utredning i konsekvensutredningen, samt informasjon om planlagte undersøkelser og studier.

Valg av tilknytningspunkt og utforming av havbunnsanlegg

Konsekvensutredningen vil redegjøre for hvilke tilknytningspunkt som bli valgt og grunnlaget for disse valgene. Som nevnt blir også Norne utredet som mulig vertsfelt for Alve Nord, i tillegg til Skarv, tilsvarende for Ørn, hvor det også er ulike mulige tilkoblingspunkter til Skarv. For Shrek synes direkte kobling til Skarv FPSO som mest sannsynlig.

En oppdatert beskrivelse av havbunnsanleggene med tilhørende infrastruktur vil bli gitt.

Det vil bli gjennomført BAT-vurderinger for teknologivalg vurdert som av vesentlig miljømessig betydning, herunder materialvalg, system for operering av havbunnsventiler, løsning for brønnopprensning og systemer for havbunnsbasert lekkasjedeteksjon. Alternativer vurdert og resultater vil bli presentert i konsekvensutredningen.

Kunnskap om miljøverdier i området

Området har forekomster av kaltvannskoraller av ulik type og kvalitet, og varierende gjennom området. Dagens kunnskap samt ny kunnskap fra undersøkelser som blir gjennomført høsten 2021 vil bli presentert i konsekvensutredningen. Dette vil danne grunnlaget for vurdering av virkninger av utbyggingen samt mulige tiltak for å eliminere eller redusere negative virkninger.

Miljøvirkninger i anleggsfasen

Det vil bli etablert en oversikt over planlagte utslipp til luft og sjø i anleggsperioden (boring, installasjon og oppstart), og miljøvirkninger av dette vil bli vurdert. Avhengig av lokale korallfunn vil kaksutslipp bli vurdert modellert, og eventuelt gjennomføring av avbøtende tiltak.

Miljøvirkninger i driftsfasen

For driftsfasen vil hovedfokus i konsekvensutredningen være knyttet mot virkninger fra innfasing av ny brønnstrøm til Skarv FPSO, og den prosessering som skal foregå der og tilhørende støttefunksjoner. Hovedfokus vil være:

- Energiløsning, dagens og løsninger som er under vurdering. Energibehov og tilhørende CO₂-utslipp og -intensitet for aktuelle funn og vertsfelt totalt.
- Produsert vann, økt volum av vann som følge av SSP, kjemikaliebehov, og vurdering av mulige miljømessige virkninger.

Prognoser vil omfatte både Skarv, SSP og andre prosjekter med Skarv som aktuelt vertsfelt. Vurderinger av mulige virkninger vil derfor, i tillegg til SSP-bidrag, være helhetlige med fokus på de totale bidrag og belastninger fra driften av vertsfeltet.

Risiko for akutt forurensning og beredskap

Vurderinger av potensialet for akutt forurensning vil bli gjort basert på siste feltanalyse for Skarv.

Virkninger for andre havbaserte næringer i anleggs- og driftsfase

Omfanget av fiskeriaktivitet i området er begrenset og mulige problemstillinger er i hovedsak knyttet til anleggsfasen med boring og installasjonsarbeid, inkludert legging av rørledning og kabler.

Tilsvarende vil mulige virkninger for passerende maritim trafikk bli vurdert, igjen i hovedsak av relevanse for anleggsperioden.

Samfunnsmessige virkninger

Konsekvensutredningen vil presentere prosjektets bidrag til statlige inntekter gjennom skatter og avgifter.

Det vil bli gjennomført en analyse for kvantifisering ringvirkninger av investeringer og i drift, i form av sysselsetting og bidrag til opprettholdelse av driften av Skarv-feltet. Anslag for regionale og nasjonale virkninger vil bli utarbeidet.

7.2 Forslag til innholdsfortegnelse i konsekvensutredningen

Hovedstrukturen i forslaget til innholdsfortegnelse for konsekvensutredningen er lagt opp i henhold til PUD/PAD veilederen. Delkapitler vil i stor grad være tilsvarende som i foreliggende programforslag, men eventuelle justeringer kan være aktuelle hva gjelder struktur og innhold. Nedenfor følger et forslag til innholdsfortegnelse i konsekvensutredningen.

- Forord
- Sammendrag
- Innledning
- Anbefalt utbyggingsløsning og vertsfelt - tiltaksbeskrivelse og planer, inkludert alternative utbyggingsløsninger vurdert
- Sammenfatning av innkomne høringsuttalelser til forslag til program for konsekvensutredning
- Statusbeskrivelse – naturforhold og miljøtilstand
- Miljømessige konsekvenser av planlagte aktiviteter og avbøtende tiltak
- Risiko for akutte utslipp, mulige konsekvenser og beredskapstiltak
- Statusbeskrivelse – annen næringsvirksomhet
- Konsekvenser for annen næringsvirksomhet og avbøtende tiltak
- Samfunnsmessige virkninger
- Avslutning av virksomheten
- Sammenstilling av konsekvenser, anbefalinger om avbøtende tiltak
- Videre planer for oppfølging av miljørelaterte forhold inkludert beredskap mot akutt forurensning og miljøovervåking

Referanser og litteratur

Aker BP 2017-a. Vedrørende Snadd feltutbygging – oppfyllelse av utredningsplikt, konsekvensutredning. Brev med vedlegg til OED datert 31. januar 2017.

Aker BP 2017-b. Vedrørende Snadd feltutbygging – tilleggsutredning. Brev med vedlegg til Miljødirektoratet datert 22. juni 2017.

Aker BP 2020. Gråsel søknad om godkjenning av oppfylt utredningsplikt. Brev til OED datert 30. mars 2020.

Aker BP 2021. Utslippsrapport for Skarvfeltet inkludert Ærfugl 2020.

BP Norge 2006. Konsekvensutredning utbygging og drift av Skarv og Idun.

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 2021. Miljørisiko- (MRA) og Beredskapsanalyse (BA) for Skarvfeltet i Norskehavet. Rapport nr. 2020-1162

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

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

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

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

Faglig Forum for Norske Havområder (FFNH), 2019. Verdiskaping i næringene. Faggrunnlag for oppdatering av forvaltningsplan for Norskehavet og for Nordsjøen-Skagerrak M-1408/2019.

Henriksen, J.T., Salamonsen, K., Solvoll, G. og J-O. Sørnes Henriksen, 2009. Ringvirkninger av Skarv-utbyggingen del 1, 2006-2009. Nordområdesenteret for næringslivet, Senter for innovasjon og bedriftsøkonomi, Handelshøgskolen i Bodø. ISSN-nr. 1890-3584.

Henriksen, J.T., Reinsnes, M., Salamonsen, K., Solvoll, G. og J-O. Sørnes Henriksen, 2010. Ringvirkninger av Skarv-utbyggingen del 2, 2006-2009. Nordområdesenteret for næringslivet, Senter for innovasjon og bedriftsøkonomi, Handelshøgskolen i Bodø. ISSN-nr. 1890-3584.

Klima- og miljødepartementet, 2020. Meld. St. 20 (2019-2020). Helhetlige forvaltningsplaner for de norske havområdene. Barentshavet og havområdene utenfor Lofoten, Norskehavet, og Nordsjøen og Skagerrak.

Konkraft 2020. Framtidens energinæring på norsk sokkel. Klimastrategi mot 2030 og 2050. Konkraft rapport 2020-1.

Miljødirektoratet, 2015 (2020). Veileder M300. Miljøovervåking av petroleumsaktiviteten til havs.

Standard Norge, 2013. NS-EN 16260. Water quality - Visual seabed surveys using remotely operated and/or towed observation gear for collection of environmental data.

NOROG, 2019. Handbook. Species and habitats of environmental concern. Mapping, Risk Assessment, Mitigation and Monitoring. - In relation to Oil and Gas activities. Report No.: 2019-007.

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

NOROG 2021-a. Statusrapport 2021: Framtidens energinæring på norsk sokkel – Klimastrategi mot 2030 og 2050.

NOROG 2021-b. Miljørapport 2021.

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.

Ottersen og Auran (red.) 2007. Helhetlig forvaltningsplan for Norskehavet: Arealrapport med miljø- og naturressursbeskrivelse. Fisker og havet nr 6/2007.

Petroleumstilsynet, 2020. Risikonivå i petroleumsvirksomheten Akutte utslipp, 2001- 2019, norsk sokkel (RNNP-AU).