

Utbygging av de tidligere produserte feltene Albuskjell, Vest Ekofisk og Tommeliten Gamma

PUD del II: Konsekvensutredning
September 2025



Forord

Feltene Albuskjell, Vest Ekofisk og Tommeliten Gamma er tre gass- og kondensatfelt i Nordsjøen som tidligere har vært i produksjon. Feltene ble avsluttet ved omlegging av prosessanlegget og transportsystemene på Ekofisksenteret til nye installasjoner med oppstart av Ekofisk II i 1998. Tidligere feltinnretninger er fjernet og tatt til land for gjenvinning.

Feltene har gjenværende ressurser som det kan være lønnsomt å realisere. Rettighetshaverne i Albuskjell (PL 018/018B) og Vest Ekofisk (PL 018) og Tommeliten Gamma (PL 044) har identifisert et konsept med felles utbygging av de tre feltene med havbunnsanlegg, og med Ekofisk feltsenter som vertsfelt. Prosjektet omtales som Previously Produced Fields, PPF.

Rettighetshaverne til utvinningstillatelsene sendte et forslag til program for konsekvensutredning på høring 12. juli 2024. Basert på dette forslaget og rettighetshavernes svar på mottatte kommentarer i høringsfasen, fastsatte Energidepartementet utredningsprogrammet 21. januar 2025.

I henhold til fastsatt program for konsekvensutredning legger operatøren ConocoPhillips Skandinavia AS (COPSAS) på vegne av rettighetshaverne i utvinningstillatelse 018/018B og 044 frem konsekvensutredningen for PPF-utbyggingen. Konsekvensutredningen utgjør del 2 av Plan for utbygging og drift (PUD).

Konsekvensutredningen er utarbeidet i henhold til siste versjon av PUD/PAD-veilederen. I samråd med Energidepartementet er høringsperioden satt til åtte uker. Eventuelle kommentarer eller merknader til konsekvensutredningen sendes til COPSAS med kopi til Energidepartementet. Konsekvensutredningen vil også kunne lastes ned fra www.conocophillips.no.

Tananger, 29. september 2025.

Innholdsfortegnelse

FORORD	1
INNHALDSFORTEGNELSE.....	2
LISTE OVER FORKORTELSER.....	6
SAMMENDRAG	8
1 INNLEDNING	11
1.1 FORMÅLET MED KONSEKVENsutREDNING	11
1.2 LOVVERKETS KRAV TIL KONSEKVENsutREDNING	11
1.2.1 Krav i nasjonalt lovverk.....	11
1.2.2 Krav i internasjonalt lovverk.....	11
1.3 KONSEKVENsutREDNINGSPROSESSEN FOR PPF	12
1.4 TIDSPLAN FOR KONSEKVENsutREDNINGSARBEIDET	13
1.5 EKSISTERENDE UTREDNINGER FOR PETROLEUMSAKTIVITET I OMRÅDET	13
1.6 SØKNADER OG TILLATELSER	14
2 PLANER FOR UTBYGGING OG DRIFT	16
2.1 BELIGGENHET	16
2.2 BAKGRUNN FOR UTBYGGINGSPLANENE.....	16
2.3 RESERVOARBESKRIVELSE	17
2.4 RESSURSER OG PRODUKSJONSPLANER	18
2.5 ALTERNATIVE UTBYGGINGSLØSNINGER	22
2.6 ANBEFALT UTBYGGINGSLØSNING	23
2.6.1 Havbunnsinstallasjoner.....	23
2.6.2 Vertsplattformene Ekofisk 2/4 M og 2/4 Z.....	26
2.6.3 Boring og brønn	30
2.7 TIDSPLAN FOR GJENNOMFØRING	31
2.8 INVESTERINGER OG KOSTNADER	32
2.9 TEKNOLOGIVALG, BAT-VURDERINGER OG MILJØTILTAK	32

2.10	HMS, KLIMA OG BÆREKRAFT	35
2.11	AVSLUTNING AV VIRKSOMHETEN	38
3	SAMMENFATNING AV INNKOMNE HØRINGSKOMMENTARER TIL FORSLAGET TIL PROGRAM FOR KONSEKVENsutREDNING	39
4	STATUSBESKRIVELSE AV MILJØTILSTAND	54
4.1	METROLOGISKE OG OSEANOGRAFISKE FORHOLD	54
4.2	BUNNSEDIMENTER	54
4.2.1	<i>Sedimentundersøkelser</i>	<i>55</i>
4.2.2	<i>Regulær miljøovervåkning</i>	<i>58</i>
4.2.3	<i>Naturlig utlekking av metan fra havbunnen</i>	<i>58</i>
4.3	BUNNFAUNA	59
4.4	FISK	59
4.5	SJØFUGL	60
4.6	SJØPATTEDYR	60
4.7	SÆRLIG VERDIFULLE OG SÅRBARE OMRÅDER	61
4.8	KULTURMINNER	61
5	NÆRINGSVIRKSOMHET I OMRÅDET	63
5.1	ANNEN PETROLEUMSVIRKSOMHET	63
5.2	FISKERI	63
5.3	SKIPSTRAFIKK	69
5.4	ANDRE HAVBASERTE NÆRINGER	71
5.5	FORSVARETS VIRKSOMHET	71
6	MILJØKONSEKVENSER AV PLANLAGTE AKTIVITETER OG AVBØTENDE TILTAK	72
6.1	UTSLIPP TIL LUFT	72
6.1.1	<i>Utslipp i bore- og anleggsfase</i>	<i>72</i>
6.1.2	<i>Utslipp i driftsfasen</i>	<i>74</i>
6.1.3	<i>Utslipp ved avvikling</i>	<i>77</i>
6.1.4	<i>Konsekvenser av utslipp til luft og avbøtende tiltak</i>	<i>77</i>

6.2	REGULÆRE UTSLIPP TIL SJØ.....	78
6.2.1	Utslipp i bore- og anleggsfase.....	78
6.2.2	Utslipp i driftsfase.....	80
6.2.3	Konsekvenser av regulære utslipp til sjø i driftsfase.....	80
6.2.4	Utslipp ved avvikling.....	81
6.3	FYSISKE INNGREP I HAVBUNNEN.....	81
6.3.1	Bore- og anleggsfasen.....	81
6.3.2	Drift og avvikling.....	83
6.4	AVFALLSHÅNDTERING.....	83
6.4.1	Boring.....	83
6.4.2	Installasjon og drift.....	83
6.4.3	Avvikling.....	84
6.5	KULTURMINNER.....	84
7	FORBRENNINGSUTSLIPP.....	85
7.1	SAMMENLIGNING AV FORBRENNINGSUTSLIPP.....	85
7.2	KONSEKVENSER AV GLOBAL OPPVARMING FOR MILJØET I NORGE.....	86
8	UTILSIKTEDE UTSLIPP TIL SJØ.....	88
8.1	RISIKO FOR UTILSIKTEDE UTSLIPP OG MULIGE KONSEKVENSER.....	88
8.2	OLJEVERNBEREDSKAP.....	90
9	KONSEKVENSER FOR ANNEN NÆRINGSAKTIVITET TIL HAVS OG AVBØTENDE TILTAK.....	91
9.1	KONSEKVENSER FOR FISKERIENE.....	91
9.2	KONSEKVENSER FOR MARITIM VIRKSOMHET.....	91
10	SAMFUNNSMESSIGE KONSEKVENSER.....	92
10.1	INNTEKTER.....	92
10.2	KOSTNADER.....	93
10.3	INVESTERINGSKOSTNADER PÅ NORSK SOKKEL.....	93
10.4	KONTANTSTRØM.....	94
10.4.1	Netto kontantstrøm.....	94

10.4.2	Forventede inntekter til staten.....	95
10.4.3	Fordeling av kontantstrøm.....	95
10.5	SYSSELSETTINGSVIRKNINGER	96
10.5.1	Nasjonale ringvirkninger i utbyggings- og driftsfasen.....	96
10.5.2	Næringsfordeling av sysselsettingsvirkninger.....	97
11	SAMMENSTILLING AV KONSEKVENSER OG AVBØTENDE TILTAK.....	100
12	VIDERE PLANER FOR OPPFØLGING AV MILJØ- OG BEREDSKAPSMESSIGE FORHOLD	102
12.1	AVBØTENDE OG MILJØRELATERTE TILTAK.....	102
12.2	BEREDSKAPSMESSIGE FORHOLD	102
12.3	GRUNNLAGSUNDERSØKELSE	103
12.4	MILJØOVERVÅKING	103
13	REFERANSER.....	104

Liste over forkortelser

BAT	Best Available Technique (best tilgjengelige teknikk)
BOK	Beslutning om konkretisering
COPSAS	ConocoPhillips Skandinavia AS
CO2	Karbondioksid
DEH	Direct Electrical Heating (direkte elektrisk oppvarming)
DLE	Dry Low Emission (turbinteknologi med lave NOX-utslipp)
ED	Energidepartementet
EIF	Environmental Impact Factor (indikator for å vurdere miljøpåvirkning fra utslipp til sjø)
EIT	System for kraftdistribusjon og kommunikasjon
ESDV	Nødstengningsventil
EU	Europeiske Union
FN	Forente nasjoner
GC	Gas chromatography
GEA	Greater Ekofisk Area (Ekofiskområdet)
GHG	Greenhouse Gas (klimagasser)
GRP	Armert glassfiber (glass reinforced plastic)
HMS	Helse, miljø og sikkerhet
H2S	Hydrogensulfid
KLD	Klima- og miljødepartementet
KU	Konsekvensutredning
MEG	Monoetylenglykol
MOD	Miljøovervåkingsdatabase
MRABA	Miljørettet risikoanalyse og beredskapsanalyse
NOx	Nitrogenoksider
oe	Oljeekvivalent
OED	Olje- og energidepartementet (nå Energidepartementet)
OSPAR	Oslo Paris konvensjonen
PAD	Plan for anlegg og drift
PL	Production license (Utvinningsstillatelse)
PLEM	Endemanifold for rørledning
PLET	Rørlednings ende

PLONOR	Pose Little Or No Risk to the environment (kjemikalier med minimal eller ingen miljøskadelig effekt)
PPF	Previously Produced Fields
PUD	Plan for utbygging og drift
PVC	Polyvinylklorid
SAC	Single Annular Combustion (turbinteknologi)
SAS	Systemene for kontroll og sikkerhet
SEAPOP	Program for overvåking av sjøfugl
SEATRACK	System for logging/overvåking av sjøfugl
SPS	Subsea production system (havbunnsproduksjonsanlegg)
SSIV	Subsea isolation valve (undervanns sikkerhetsventil)
SVO	Særlig verdifullt og sårbart område
THC	Total Hydrocarbon Content (totalt oljeinnhold)
UTA	Termineringsstasjon for kontrollkabel
WYE	Koblingsstykke med Y-form

Sammendrag

Rettighetshaverne til de tidligere produserende feltene Albuskjell, Vest Ekofisk og Tommeliten Gamma har modnet frem en løsning for gjenutbygging for å realisere verdiene som ligger i utvinnbare ressurser. Prosjektet benevnes PPF; Previously Produced Fields. Det vil være en samordnet utbygging for de tre feltene, som gir en rekke positive synergier, og med individuelle Planer for utbygging og drift (PUD). Utvinnbare ressurser fra de tre feltene utgjør totalt i størrelsesorden 80-120 millioner fat oljeekvivalenter, i hovedsak i form av gass og med noe kondensat. Det er forventet lite produsertvann med brønnstrømmen. Boring og påfølgende stegvis produksjonsoppstart er planlagt til 2028-2029.

Feltene bygges ut med standardiserte havbunnsrammer; to for Albuskjell og en for hver av feltene Vest Ekofisk og Tommeliten Gamma. Totalt planlegges det å bore elleve brønner. Disse er planlagt boret med en oppjekkbar borerigg.

Produksjonsrørledning og kontrollkabler vil forbinde feltene med vertsfeltet som blir Ekofisk feltsenter, med tilknytning for prosessering og eksport på Ekofisk 2/4 M og kontrollfunksjoner på Ekofisk 2/4 Z. Kapasitetene på Ekofisk feltsenter dekker generelt behovet for PPF og kun et begrenset omfang av modifikasjoner på feltsenteret er nødvendig. Etter BAT-vurdering er det anbefalt et isolert rør-i-rør system for produksjonsrørledningen. Både denne og kontrollkablene vil bli grøftet ned i havbunnen og dekket med stein i krysningspunkt med eksisterende infrastruktur.

De totale investeringene for de tre feltene er beregnet til 18-20 mrd NOK, inkludert boring, havbunnsanlegg og infrastruktur, installasjonsaktiviteter og modifikasjonsarbeid på Ekofisk feltsenter.

Utbygging av mindre petroleumsressurser i modne petroleumsområder, hvor disse knyttes til eksisterende felt for prosessering og eksport, er i henhold til norsk petroleumpolitikk. Denne type utbygginger sikrer en økonomisk løsning, med god effektivitet og generelt begrensede negative virkninger for miljø og andre havbaserte næringer. For PPF kan dette eksemplifiseres ved å se på relativ mengde inkrementell CO₂e per produsert enhet petroleum; denne er beregnet til 3,2 kg CO₂e/fat oe for PPF – som ligger godt under nivået både for Ekofiskområdet og gjennomsnittet for norsk sokkel.

Foreliggende konsekvensutredning har vurdert virkninger på naturressurser, miljø, andre havbaserte næringer og samfunn ved utbygging og drift av PPF. Dette er gjort på bakgrunn av et program for konsekvensutredning, fastsatt av Energidepartementet etter offentlig høring av rettighetshavernes programforslag. Konsekvensutredningen legges nå fram for offentlig høring. Generelt er negative virkninger av prosjektet vurdert som begrensede og kan håndteres gjennom identifiserte løsninger og tiltak. Kort oppsummert er de viktigste virkningene av utbygging og drift:

Miljømessige virkninger:

- Mindre utslipp av nitrogenoksider (NO_x) fra boring, installasjon og drift, vel 700 tonn i utbyggingsfasen og vel 200 tonn samlet gjennom produksjonsperioden. Tiltak er gjennomført for boreriggen og som medfører betydelige utslippsreduksjoner. Målbare virkninger på naturmiljø av NO_x utslippene er ikke forventet hverken til havs eller på land.
- Regulære utslipp til sjø:
 - Marginale virkninger lokalt på bunnfauna fra borerelaterte utslipp.
 - Neglisjerbare miljøvirkninger i driftsfasen, fra mindre utslipp av hydraulikkvæske og et marginalt volum av produsertvann som blir renses før utslipp til sjø.
- Fysiske inngrep i havbunnen:

- Lokale og midlertidig forbigående effekter fra nedslamming på bunnfauna rundt borelokalitetene fra utslipp ved boring av topphullene.
- Lokale virkninger ved installasjon av brønnrammer, infrastruktur og stein, herunder grøfting av rørledning og kontrollkabler.
- Avfallshåndtering: Kun mindre mengder avfall til land fra borerigg i borefasen (borekaks vil primært bli injisert fra Ekofisk feltsenter), neglisjerbare tilleggsmengder av avfall fra feltsenteret i driftsfasen.
- Kulturminner: Ingen identifiserte kulturminner
- Utsiktede utslipp:
 - Begrenset konsekvenspotensial av brønnutblåsning, som følge av hovedsakelig gass med noe kondensat.
 - Utbygging og drift av PPF vil inngå i den regionale beredskapsplanen for utsiktede utslipp for Ekofiskområdet.

Klimavirkninger:

- CO₂-utslipp: 25 000 tonn i boreperioden fordelt over to år og gjennomsnittlig 18 200 tonn inkrementelle utslipp per år fra feltsenteret i driftsperioden.
- Forbrenningsutslipp: Antas marginale bidrag til miljøvirkninger i Norge.

Andre havbaserte næringer:

- Fiskerinæringen:
 - Midlertidige begrensningssoner rundt borerigg i boreperioden (2028-2029), fordelt på fire lokaliteter. Det er et begrenset fiskeri i området, i hovedsak representert ved danske trålere. Virkningen for disse vurderes som liten.
 - Ingen virkninger er forventet i driftsfasen eller etter feltavslutning.
- Skipstrafikk:
 - Midlertidige begrensningssoner i boreperioden 2028-2029, fordelt på fire lokaliteter. Mindre kursjusteringer kan være nødvendig. Aktivitetene vil bli varslet.
 - Ingen virkninger i driftsfasen.

Samfunnsmessige virkninger:

- Skatteinntekter til Staten, basert på gitte forutsetninger er estimert til 43 mrd. NOK (ikke neddiskontert) fordelt over driftsfasen.
- Sysselsettingsvirkninger innen en rekke bransjer i norsk næringsliv. Totalt er dette estimert til 7600 årsverk, inklusive konsumvirkninger, med 76 prosent i utbyggingsperioden og resterende fordelt over driftsfasen.

Før produksjonsboring settes i gang, vil det bli gjennomført en miljøgrunnlagsundersøkelse for de tre feltene. Denne vil danne grunnlag for senere regulære miljøovervåkinger i driftsperioden.

Gjennom videre plan-, gjennomførings- og driftsperiode vil COPSAS følge opp relevante miljørelaterte forhold samt forhold knyttet til andre havbaserte næringer i området og samfunnsmessige påvirkninger. Fokus vil være på å redusere negative virkninger ytterligere og å sikre at positive virkninger styrkes der dette er mulig.

1 Innledning

På vegne av rettighetshaverne til utvinningstillatelsene 044 (Tommeliten Gamma) og 018/018B (Albuskjell/Vest Ekofisk) legger ConocoPhillips Skandinavia AS (heretter referert til som COPSAS) som operatør frem en konsekvensutredning relatert til planer for utbygging og drift av de tre feltene. Feltene ligger sør på norsk sokkel i Nordsjøen, i blokk 1/9, 2/4 og 1/6, og prosjektet omtales som Previously Produced Fields, PPF.

1.1 Formålet med konsekvensutredning

Konsekvensutredningen er en del av Plan for utbygging og drift (PUD). Utarbeidelsen av konsekvensutredningen for PPF er basert på et program for konsekvensutredning som ble fastsatt av Energidepartementet 21. januar 2025, etter en offentlig høring på tolv uker.

Formålet med en konsekvensutredning er å redegjøre for virkningene prosjektet har på naturressurser, miljø, kulturminner og samfunn. Selve arbeidet med konsekvensutredningen er en viktig del av planleggingsfasen til et utbyggingsprosjekt og sikrer at mulige virkninger av prosjektet tas i betraktning i en tidlig fase.

Konsekvensutredningsprosessen er åpen og legger til rette for medvirkning. Konsekvensutredningen har som formål å informere berørte parter, myndigheter og interesseorganisasjoner om hva som er planlagt utbygd, aktuelle alternative løsninger, og om virkninger på miljø og næringer basert på tilgjengelig kunnskap inkludert planlagte avbøtende tiltak.

Konsekvensutredningen vil inngå som en del av beslutningsgrunnlaget til myndighetene ved behandling av PUD. Beslutningstakerne vil på denne måten ha et godt beslutningsgrunnlag når det skal avgjøres om, og på hvilke vilkår, en godkjenning av utbygging skal gis.

1.2 Lowerkets krav til konsekvensutredning

1.2.1 Krav i nasjonalt lovverk

I henhold til lov om petroleumsvirksomhet (petroleumsloven) utarbeider rettighetshaverne en Plan for utbygging og drift (PUD) og/eller Plan anlegg og drift (PAD) som skal godkjennes av norske myndigheter. En konsekvensutredning er en integrert del av PUD og/eller PAD.

I henhold til petroleumslovens § 4-2 vil den planlagte utbyggingen være konsekvensutredningspliktig. Konsekvensutredningen (KU) skal i henhold til bestemmelsene baseres på et utredningsprogram som er fastsatt av myndighetene etter en offentlig høringsrunde. Innholdet i konsekvensutredningen er gitt i petroleumsforskriften §22a og i Energidepartementets PUD/PAD-veileder (OED, 2022).

Rettighetshaverne har valgt å gjennomføre en felles konsekvensutredningsprosess for utbygging av de tre feltene. Dette er valgt siden feltene bygges ut og vil driftes integrert, og for best å kunne angi de samlede virkningene av utbyggingen. Formelt sett vil det bli levert individuelle PUD'er for lisensene, støttet av en felles konsekvensutredning. Det er operatøren på vegne av rettighetshaverne som har ansvaret for å utarbeide konsekvensutredningen.

1.2.2 Krav i internasjonalt lovverk

EUs rådsdirektiv 97/11/EC krever konsekvensutredninger for offentlige og private prosjekter som kan ha vesentlige miljø- og/eller samfunnsøkonomiske konsekvenser.

Mulige grenseoverskridende miljøeffekter er regulert gjennom FNs «Konvensjon om konsekvensutredninger av tiltak som kan ha grenseoverskridende miljøvirkninger» (Espoo-konvensjonen). Denne konvensjonen forplikter parter (nasjonale myndigheter) om å varsle nabostater om planlegging av tiltak som kan ha miljøvirkninger ut over landegrensene.

Petroleumsforekomstene til Albuskjell, Vest Ekofisk og Tommeliten Gamma ligger utelukkende i norsk sektor. Tommeliten Gamma ligger om lag 10 km fra grenselinjen til Storbritannia, mens Vest Ekofisk og Albuskjell ligger i større avstand fra grenselinjen. Det er gjennomført vurderinger som tilsier at prosjektet ikke vil ha vesentlige grenseoverskridende miljøeffekter (se kapittel 8.1).

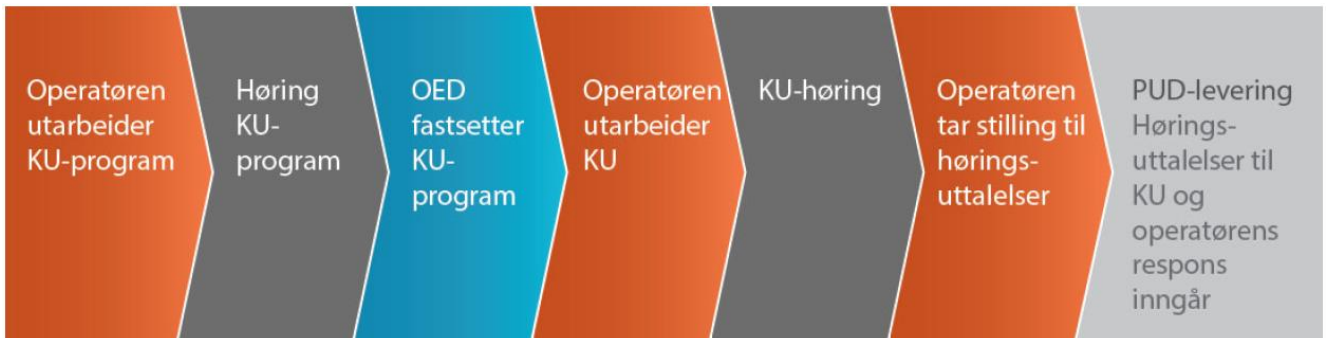
1.3 Konsekvensutredningsprosessen for PPF

Som et første steg i konsekvensutredningsprosessen utarbeidet rettighetshaverne et forslag til program for konsekvensutredning. Operatøren, COPSAS, sendte programforslaget på høring til relevante høringsparter (myndigheter og interesseorganisasjoner) som ble anbefalt av Energidepartementet. Samtidig ble forslaget til program for konsekvensutredning gjort tilgjengelig på internett (www.conocophillips.no). Høringsperioden var på tolv uker. COPSAS sammenfattet kommentarene og vurderte disse med tanke på implementering i konsekvensutredningen. Dette ble igjen lagt frem for Energidepartementet som fastsatte programmet for konsekvensutredning – se nærmere omtale i kapittel 3.

Rettighetshaverne har gjennomført konsekvensutredningsarbeidet i henhold til fastsatt program for konsekvensutredning. Konsekvensutredningen sendes nå på høring til myndigheter og interesseorganisasjoner, samtidig som det er kunngjort i Norsk Lysingsblad at konsekvensutredningen er sendt på høring. Uttalelser til konsekvensutredningen som kommer inn under høringsperioden sendes til rettighetshaverne, som evaluerer disse. 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 uttalelser til konsekvensutredningen før det fattes vedtak i saken.

Konsekvensutredningen, inklusive høringsuttalelsene, vil utgjøre en del av PUD. Energidepartementet fremmer saken for regjeringen eller Stortinget for beslutning¹. Myndighetsprosessen for konsekvensutredning og PUD er skissert i Figur 1-1.

¹ Stortingsbehandling ved prinsipielle eller samfunnsmessige sider av betydning eller investeringsramme over 15 milliarder kroner. Hver av PUD'ene omfattet av PPF vil ha en investeringsramme under dette.



Figur 1-1. Konsekvensutredningsprosessen som en del av arbeidet med Plan for utbygging og drift (PUD). OED: Olje- og energidepartementet (nå Energidepartementet). Kilde: Olje- og energidepartementet, 2022.

1.4 Tidsplan for konsekvensutredningsarbeidet

Tidsplan for konsekvensutredningsprosess for utbygging og drift av PPF er angitt i Tabell 1-1.

Tabell 1-1. Foreløpig tidsplan for PUD-prosessen inkludert konsekvensutredning.

Aktivitet	Tidsperiode
Høring av forslag til program for konsekvensutredning	3. kvartal 2024
Evaluerer av mottatte høringskommentarer	4. kvartal 2024
Fastsetting av program for konsekvensutredning	21. januar 2025
Konsekvensutredning	1. kvartal 2025 - 3. kvartal 2025
Høring av konsekvensutredning	3./4. kvartal 2025
Evaluerer av mottatte høringskommentarer	4. kvartal 2025
Innsending av Plan for utbygging og drift (PUD)	1. kvartal 2026
Behandling av PUD	2./3. kvartal 2026

1.5 Eksisterende utredninger for petroleumsaktivitet i området

Det finnes betydelig med erfaringer og kunnskap fra utbygging og drift i Ekofiskområdet, med over 50 år med petroleumsvirksomhet og en rekke gjennomførte prosjekter. Disse konsekvensutredningene er knyttet både til ny- og videreutvikling av felt, samt til avslutning av virksomhet, og omfatter blant annet:

- Videreutvikling av Ekofisk, Ekofisk II (1993)
- Avvikling av Tommeliten Gamma (1996)
- Eldfisk vanninjeksjon (1997)
- Avvikling av Ekofisk I-innretninger (1999)
- Ekofisk Vekst (2002)
- Ekofisk Sør (2010)
- Eldfisk II (2010)

- Avvikling av Ekofisk Charlie og Tor (2014)
- Utbygging av Tommeliten Alpha (2021)
- Ekofisk Vind (2022)

Relevant kunnskap fra tidligere konsekvensutredningsprosesser i Ekofiskområdet er nyttiggjort i konsekvensutredningen for PPF.

PPF ligger innenfor området som er dekket av «Forvaltningsplanen for de norske havområdene - Barentshavet og havområdene utenfor Lofoten, Norskehavet, og Nordsjøen og Skagerrak, St.meld. nr. 21 (2023-2024)» (Klima- og miljødepartementet, 2024a). Kunnskap om naturressurser og næringsaktivitet i området finnes blant annet i offentlige databaser og kartverktøy, slik som Barentswatch.no, Fiskeridirektoratets karttjeneste, Kystinfo, SEAPOP, m.m.

I tillegg pågår det regelmessig miljøovervåking av miljøtilstanden i Ekofiskregionen (Miljødirektoratet, 2025).

1.6 Søknader og tillatelser

For å gjennomføre utbygging og drift av PPF vil det måtte innhentes ulike tillatelser fra myndighetene i de ulike fasene av prosjektet, herunder endringer av eksisterende tillatelser for vertsfeltet. En foreløpig oversikt over tillatelser som må innhentes i planleggings- og utbyggingsfasen for PPF er gitt i Tabell 1-2. Behovet for eventuelt å innhente ytterligere tillatelser enn de som er nevnt, vil bli avklart i den videre planprosessen og gjennom behandling av konsekvensutredningen.

Virksomheten i Ekofiskområdet er under forurensningsloven omfattet av én tillatelse fra Miljødirektoratet. Det er en ambisjon at utbygging og drift av PPF vil komme inn under denne tillatelsen, og enkelte endringer i denne kan derfor bli aktuelt. I tillegg til aktiviteter innen produksjon, drift og vedlikehold, omfatter dette blant annet boring og brønnbehandling, klargjøring og idriftsettelse, samt mudring. En tilsvarende felles tillatelse etter forurensningsloven foreligger fra Direktoratet for Strålevern og Atomsikkerhet. Også denne forventes å ville omfatte PPF. Utslipp av kvotepliktig CO₂ fra Ekofiskområdet i henhold til EUs kvoteordning er underlagt en egen tillatelse. CO₂-utslipp tilknyttet PPF vil i hovedsak komme fra produksjonsboring og fra kraftgenerering på Ekofisk feltcenter, og gjeldende tillatelse vil omfatte kvotepliktige utslipp forbundet med PPF.

Tabell 1-2. Foreløpig oversikt over spesifikke søknader og tillatelser for PPF

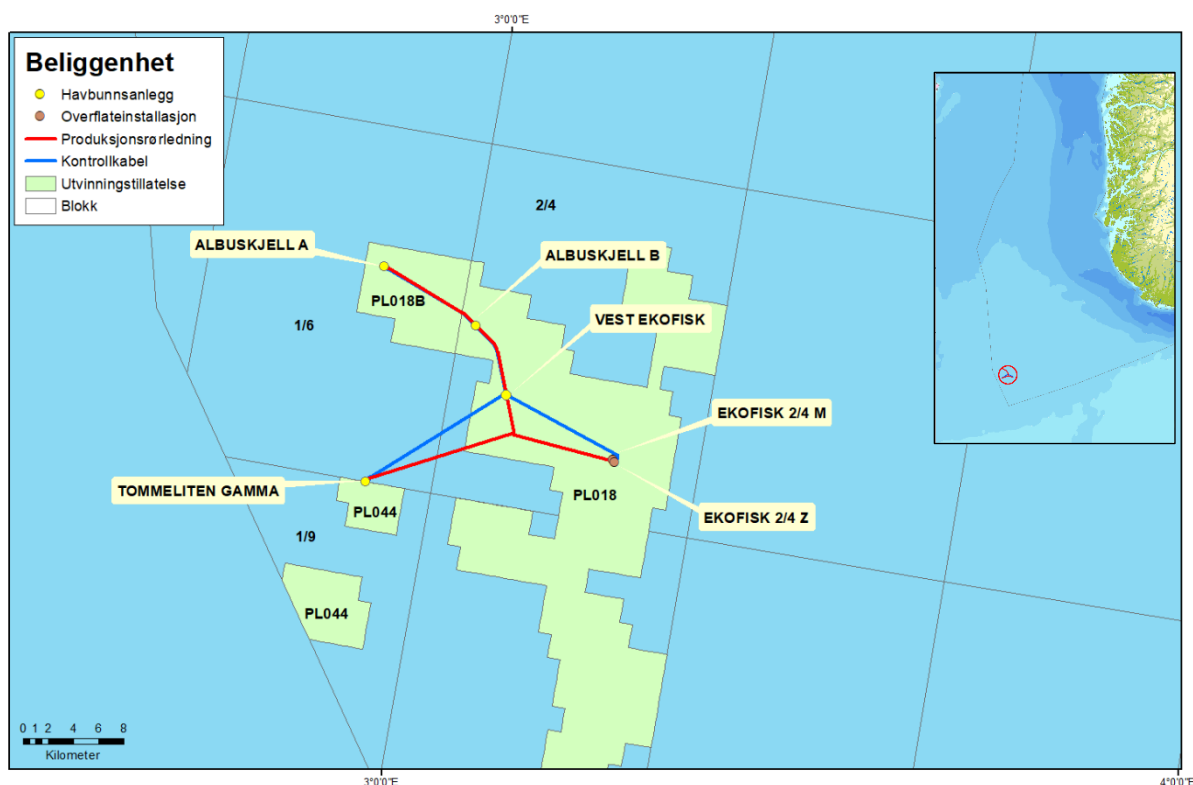
Søknad	Gjeldende lovverk	Ansvarlig myndighet
Plan for utbygging og drift av en petroleumforekomst (PUD), inkludert konsekvensutredning. Individuelle PUD for Albuskjell/Vest Ekofisk og Tommeliten Gamma.	Petroleumsloven §4-2	Energidepartementet
Søknad om forlenget utvinningstillatelse, for PL 044. Forutsetning for PUD og avklares ifm denne.	Petroleumsloven §3-9	Energidepartementet
Tillatelse til produksjon	Petroleumsloven §4-4	Energidepartementet
Samtykke til boring og før innretninger tas i bruk	Styringsforskriften §25	Havindustriilsynet
Søknad om steininstallasjon, i ev. kontaminerte områder	Forurensningsforskriften §22-6 (jf. aktivitetsforskriften §68a)	Miljødirektoratet
Oppdatering av gjeldende utslippstillatelse til boring, produksjon og drift i Ekofiskområdet	Forurensningsloven §11	Miljødirektoratet
Ev. søknad om endring av - klimakvotetillatelsen for Ekofiskområdet	Klimakvoteloven §4	Miljødirektoratet
Ev. søknad om endring av tillatelse for lavradioaktive utslipp med produsertvann	Forurensningsloven §11	Direktoratet for Strålevern og Atomsikkerhet

2 Planer for utbygging og drift

2.1 Beliggenhet

PPF består av de tidligere produserende feltene Vest Ekofisk, Albuskjell og Tommeliten Gamma som er lokalisert i sørlige del av Nordsjøen (Figur 2-1). Tommeliten Gamma tilhører utvinningstillatelse (PL) 044 og er lokalisert i blokk 1/9, ca. 19 km sørvest for Ekofisksenteret. Vest Ekofisk tilhører PL 018 og er lokalisert i blokk 2/4, ca. 8 km vest for Ekofisksenteret. Albuskjell tilhører PL 018 og PL 018B og er lokalisert i blokkene 2/4 og 1/6. Albuskjellreservoaret er langstrakt og avstanden til Ekofisksenteret er ca. 10-20 km.

Albuskjell var tidligere utbygd med to bunnfaste stålinnretninger, Albuskjell A og Albuskjell F, som var lokalisert i betydelig avstand fra hverandre for å dekke de ulike delene av reservoaret. Planlagt lokalisering av nye brønnrammer på Albuskjell, er lagt i noe avstand fra tidligere Albuskjell-innretninger. Vest Ekofisk ble opprinnelig bygd ut med en kombinert bore-, produksjons- og boligplattform. Den planlagte brønnrammen på Vest Ekofisk er lagt noe nord for den tidligere plattformen. Tommeliten Gamma ble opprinnelig bygget ut med en havbunnsramme og den nye brønnrammen er lagt noe nord for lokaliteten hvor denne var plassert.



Figur 2-1. Albuskjell A og Albuskjell B, Tommeliten Gamma og Vest Ekofisk sin beliggenhet i Ekofiskområdet i sørlig del av Nordsjøen. Kilde: Sjøkeldirektoratet, 2025.

2.2 Bakgrunn for utbyggingsplanene

De tre feltene Vest Ekofisk, Albuskjell og Tommeliten Gamma produserte til Ekofisk inntil 1998, da disse feltene ble stengt ned i forbindelse med omleggingen til Ekofisk II og avvikling av flere Ekofisk I-innretninger. Feltinnretningene er senere fjernet til land. Ressursene i de tre feltene er gass-kondensat som er økonomisk interessante å realisere. Det

legges nå frem planer for utbygging og drift med felles utbyggingsløsning for disse feltene, og med Ekofisk feltcenter som vertsfelt.

Gjenværende ressursgrunnlag i Vest Ekofisk, Albuskjell og Tommeliten Gamma er i dagens situasjon interessante for produksjon. Dette følger dels av endrede rammebetingelser når det gjelder energisituasjonen i Europa, dagens gasspriser i forhold til på 1990-tallet, samt teknologiutvikling og effektiviseringstiltak de siste 20-30 år. Et sentralt prinsipp i norsk petroleumsproduksjon er å realisere verdier i modne områder og ved bruk av eksisterende infrastruktur. Dette gir generelt forbedret effektivitet i samlet produksjon og har normalt begrensede konsekvenser for miljø og andre næringer relativt til nye selvstendige utbygginger. Myndighetene har derfor pålagt rettighetshaverne å vurdere muligheten for realisering av gjenværende utvinnbare ressurser.

Rettighetshaverne vurderer det som teknisk og økonomisk mulig å bygge ut og produsere de tre feltene. En beslutning om konkretisering (BOK) ble gjort i desember 2023 og rapportert til myndighetene. En beslutning om videreføring (BOV) av ett utbyggingskonsept ble gjort av rettighetshaverne i mars 2025. Arbeidet pågår nå med å modne videre og optimalisere økonomisk gjennomførbare utbyggingsplaner i henhold til dette.

Ekofisk er lokalisert i den sørlige delen av norsk sektor i Nordsjøen. Ekofiskfeltet er det første feltet som produserte olje og gass på norsk sokkel, og har produsert siden 1971. Feltet er videreutviklet flere ganger og eldre innretninger er fjernet til land.

Albuskjell og Vest Ekofisk inngår i utvinningstillatelse 018 mens Tommeliten Gamma tilhører 044. COPSAS er operatør for alle tre feltene. Rettighetshavere og eierandeler er angitt i Tabell 2-1.

Tabell 2-1. Rettighetshavere og prosentvis eierandel.

Rettighetshaver	Utvinningstillatelse	
	018/018B (Vest Ekofisk/Albuskjell)	044 (Tommeliten Gamma)
ConocoPhillips Skandinavia AS	35.112 %	28.26 %
ORLEN Upstream Norway AS	-	42.38 %
Petoro AS	5.0 %	-
Sval Energi AS	7.604 %	-
TotalEnergies EP Norge AS	39.596 %	20.23 %
Vår Energi ASA	12.388 %	9.13 %

Gjeldende lisensperiode for utvinningstillatelse 018/018B er ut 2048. Blant vilkårene ved siste utvidelse av lisensperioden inngikk å modne frem en løsning for realisering av ressurser i Vest Ekofisk og Albuskjell, formelt ved å passere BOK, BOV og PUD (se avsnitt 2.2). Utvinningstillatelse 044 har foreløpig lisensperiode ut 2028. For Tommeliten Gamma vil en utvidelse av tidsperioden omsøkes i forbindelse med PUD (Tabell 1-2).

2.3 Reservoarbeskrivelse

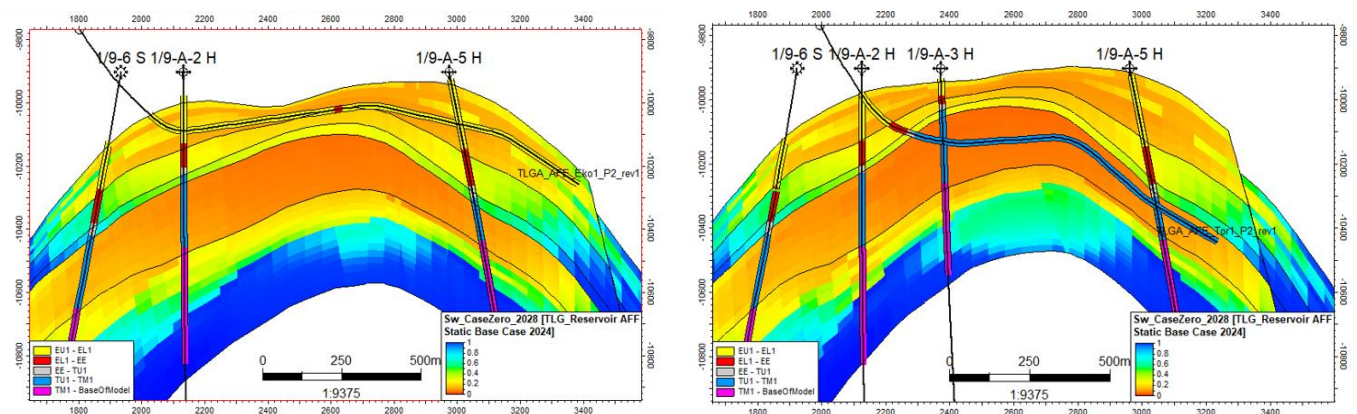
Albuskjell, Tommeliten Gamma og Vest Ekofisk har kalkreservoarer, tilsvarende øvrige kalkfelt i Ekofiskområdet. Feltene produserte gass og rikt kondensat fra oppsprukken kalk av Maastrichtian (Tor-formasjonen) og tidlig Paleocene

(Ekofisk-formasjonen) alder. På Albuskjell har Tor-formasjonen bedre reservoar egenskaper enn den overliggende Ekofisk-formasjonen, og har historisk hatt best produksjon. Toppreservoar på Albuskjell er på ca. 3100 meters dyp, Vest Ekofisk ligger på ca. 3100 m dyp og Tommeliten Gamma på ca. 3100 m dyp.

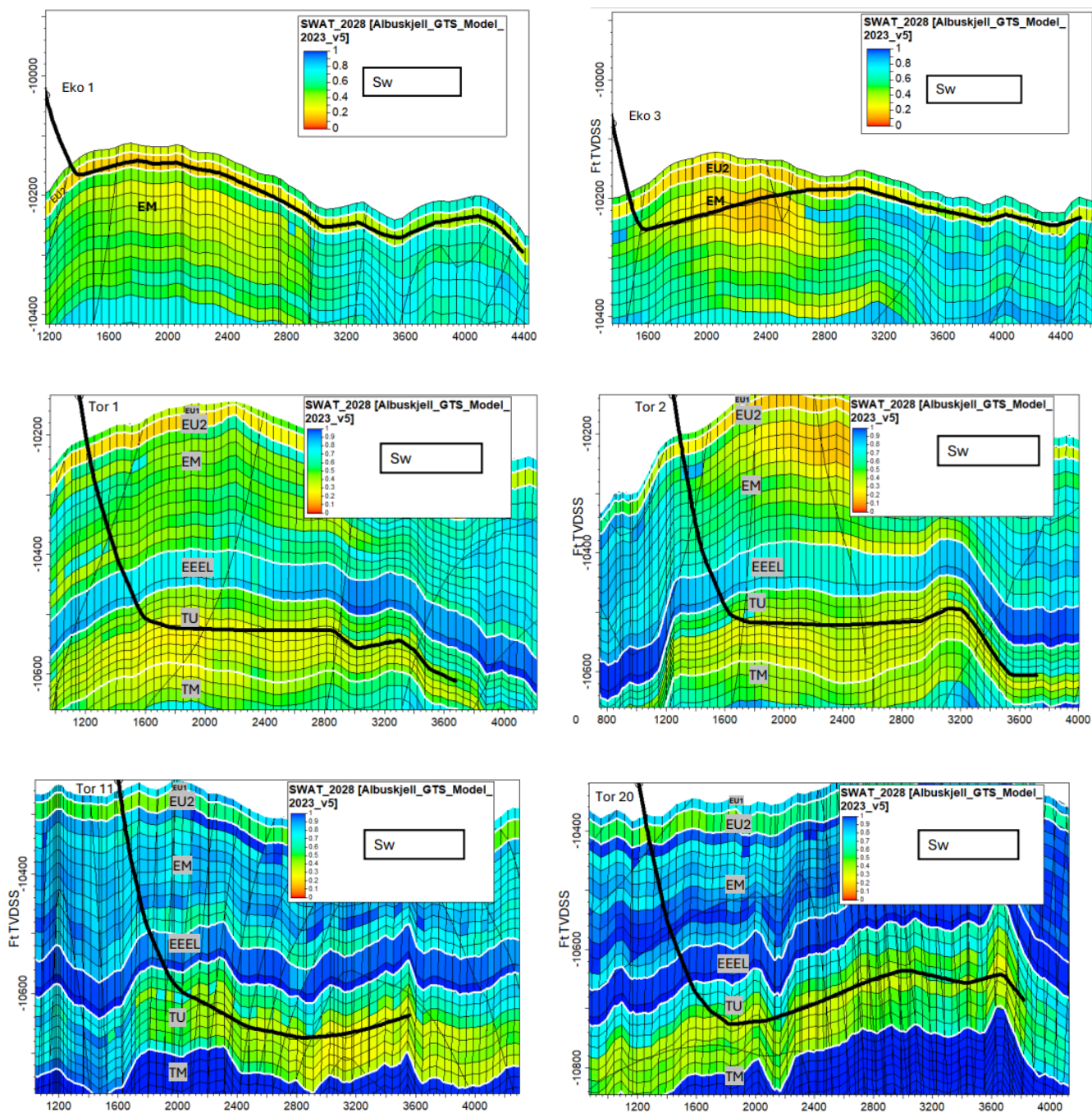
2.4 Ressurser og produksjonsplaner

Albuskjell, Tommeliten Gamma og Vest Ekofisk består av gass og mindre mengder kondensat. Reservoartrykket i dag er betydelig lavere enn da produksjonen startet på 1970- og 1980-tallet, men er fremdeles tilstrekkelig til at volumene kan utvinnes ved naturlig trykkavlastning. Løsninger med gassløft og vanninjeksjon er tidligere vurdert og forlatt.

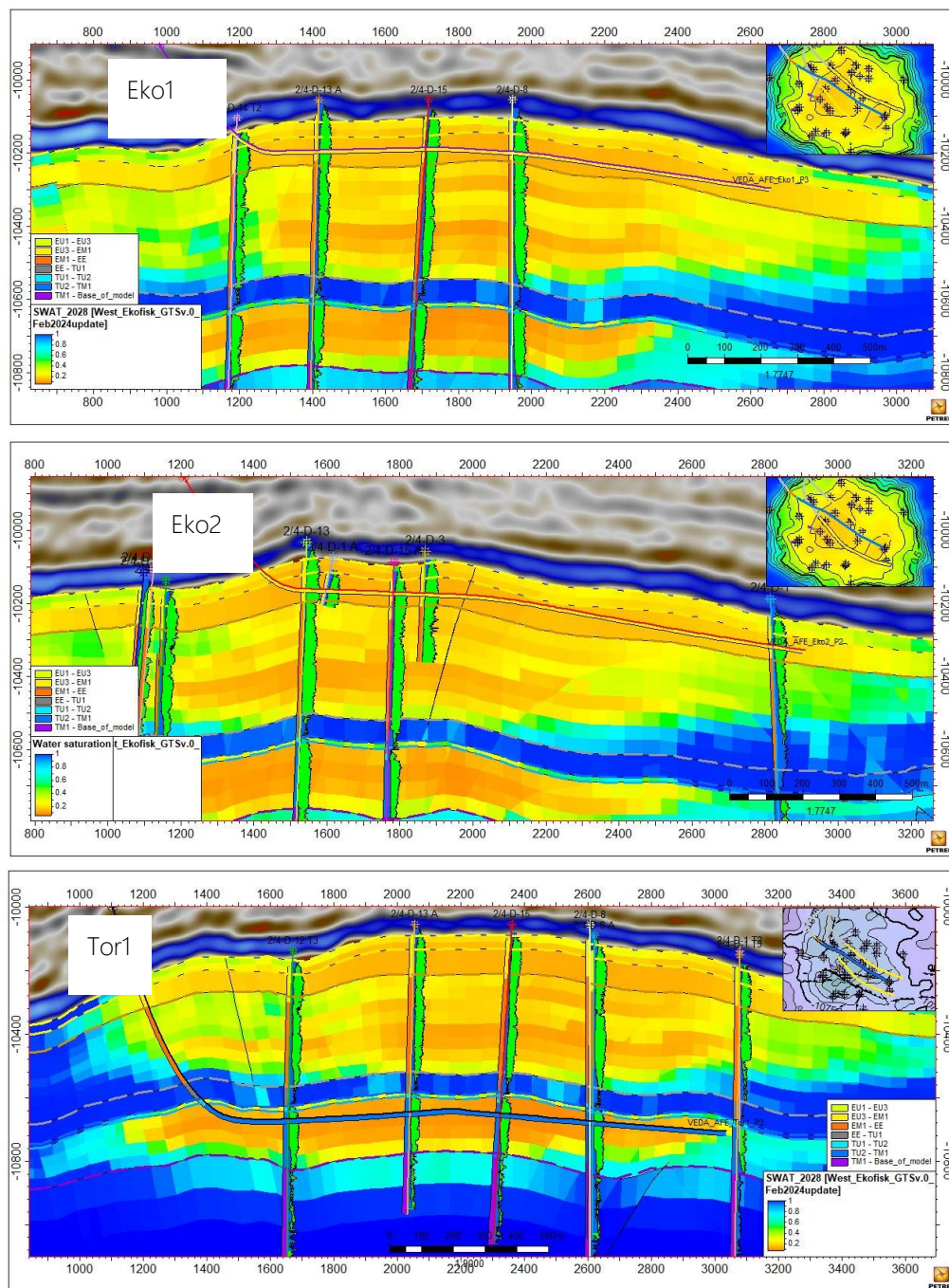
Ulike utbyggingsløsninger er blitt vurdert, herunder antall og type av brønner og reservoarmål. Hvert felt har produksjonsmål i to ulike formasjoner, henholdsvis Ekofisk- og underliggende Tor-formasjon. Planlagte brønnbaner for de tre feltene er illustrert i Figur 2-2 til Figur 2-4.



Figur 2-2. Tommeliten Gamma reservoarmål. Én brønn i Ekofisk-formasjonen og én i Tor-formasjonen.



Figur 2-3. Albuskjell reservoarmål for de seks planlagte brønnene; to i Ekofisk-formasjonen (Eko 1 og 3) og fire i Tor-formasjonen (Tor 1, 2, 11 og 20).

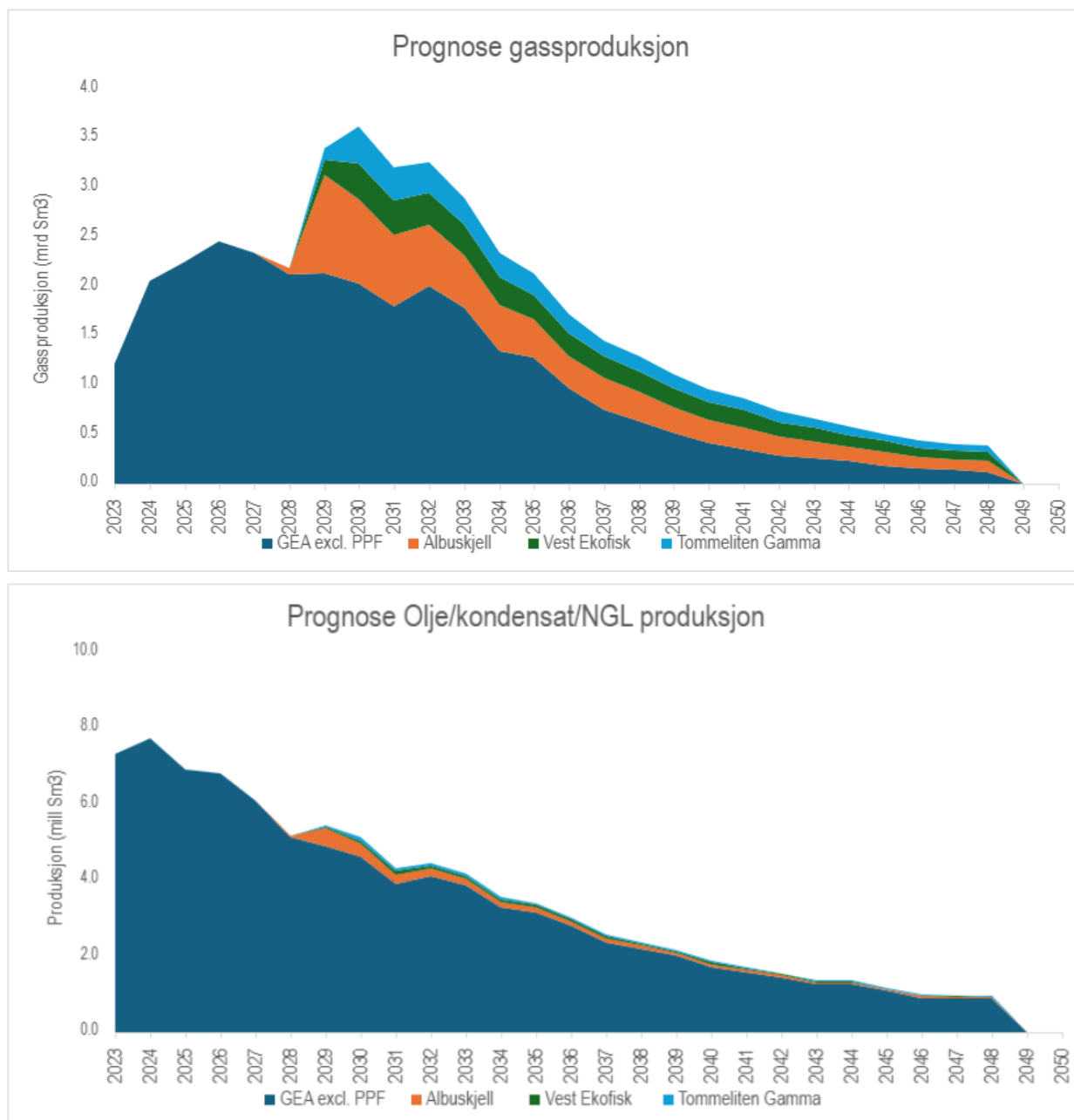


Figur 2-4. Vest Ekofisk reservoarmål. To brønner er planlagt i Ekofisk-formasjonen og én i Tor Tor-formasjonen.

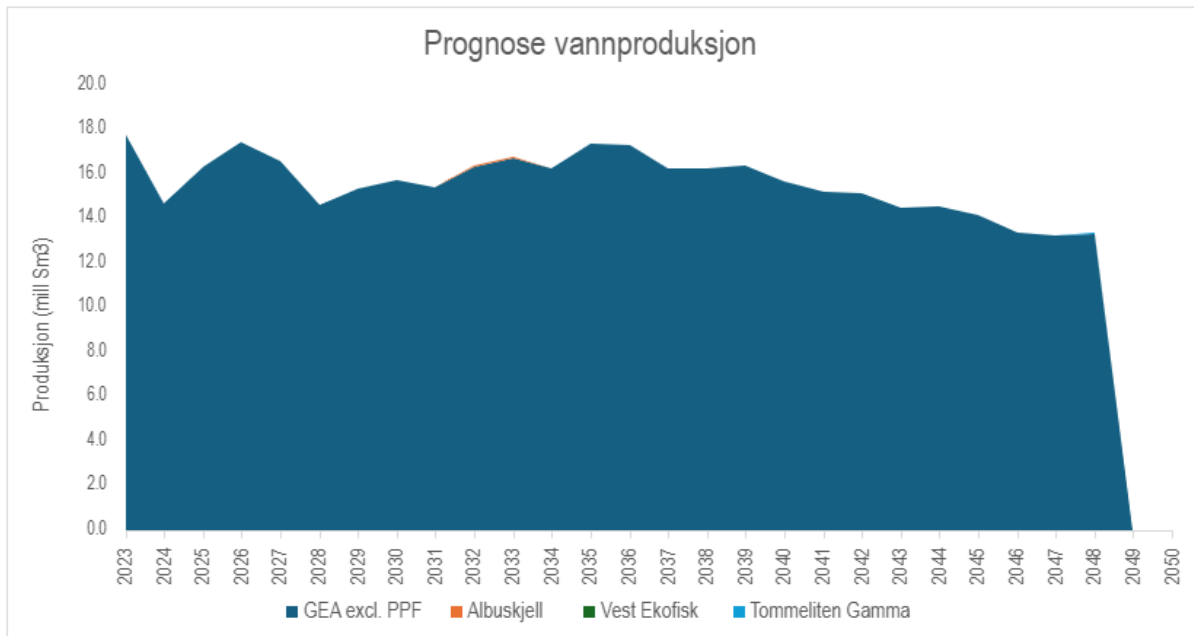
Forventede produksjonsprofiler for feltene, samt samlet for Ekofiskområdet, er gitt i Figur 2-5. Andel gassproduksjon fra feltene vil være betydelig samlet sett for hele Ekofiskområdet og med økende relativ andel utover i produksjonsperioden. Ekofiskområdet har i dag en relativt stor oljeproduksjon i forhold til gassproduksjon. Bidraget av rikt kondensat fra PPF er relativt lite i forhold til dette, men vil likevel representere et viktig økonomisk bidrag.

Som vist i Figur 2-5 forventes maksimal gass- og kondensatproduksjon for PPF i 2029-2030. Gass- og kondensatproduksjonen vil deretter falle frem mot produksjonsslutt i 2049. Produksjonen av produsertvann fra PPF forventes å bli ubetydelig og vil ikke påvirke håndteringskapasitet på vertsfeltet. Bidraget fra prosjektet er ikke synlig i prognosen for Ekofiskområdet Figur 2-6.

For den anbefalte utbyggingsløsningen er totale utvinnbare ressurser for PPF estimert til 80-120 millioner fat oe.



Figur 2-5. Produksjonsprognose for Ekofiskområdet (GEA) og de tre feltene for utbygging; gass øverst og olje/kondensat nederst.



Figur 2-6. Prognose for produsertvann for Ekofiskområdet (GEA) inklusive PPF.

2.5 Alternative utbyggingsløsninger

Tradisjonelt ble felt i Ekofiskområdet utviklet med bunnfaste innretninger. COPSAS har over tid vurdert mulige utbyggingskonsepter for uteliggende felt, herunder med egne feltinnretninger for full eller delvis prosessering, bemannet og ubemannet, samt med multifase rørtransport til et vertsfelt for prosessering.

Basert på teknologiutvikling og erfaringer er senere prosjekter i Ekofiskområdet utviklet med havbunnsanlegg, herunder Tommeliten A, Eldfisk Nord, og Tor II. Dette representerer sikkerhetsmessig robuste og økonomisk gunstige utbygginger som også i mindre grad påvirker andre havbaserte næringer sammenlignet med tradisjonelle plattformløsninger. Det er dette utbyggingskonseptet som er lagt til grunn for de tre feltene som inngår i PPF.

Ulike kombinasjoner har vært under vurdering, herunder antall brønnrammer per felt og antall brønner inklusive flergrensrønner. Utbyggingen er marginal, og studier for optimalisering og verdimaksimering har blitt gjennomført. Hensynet til helse, miljø og sikkerhet (HMS), inklusive ytre miljø, er sentralt i prosjektet (se kapittel 2.10) og flere valg som er gjort, herunder materialvalg for rørledningen, er begrunnet ut fra hensynet til det marine miljø og ambisjonen om null skadelige miljøutslipp.

Både Ekofisk 2/4 J og Ekofisk 2/4 M har vært vurdert som mulig vertsplattform for brønnstrømmen fra PPF. Begrunnelsen for valget av Ekofisk 2/4 M har primært vært knyttet til lavest kostnad. Eksisterende mottaksløsning fra Ekofisk 2/4 B blir tilgjengelig etter at Ekofisk 2/4 B stenger ned i 2028, og vil med mindre modifikasjoner kunne bli gjenbrukt.

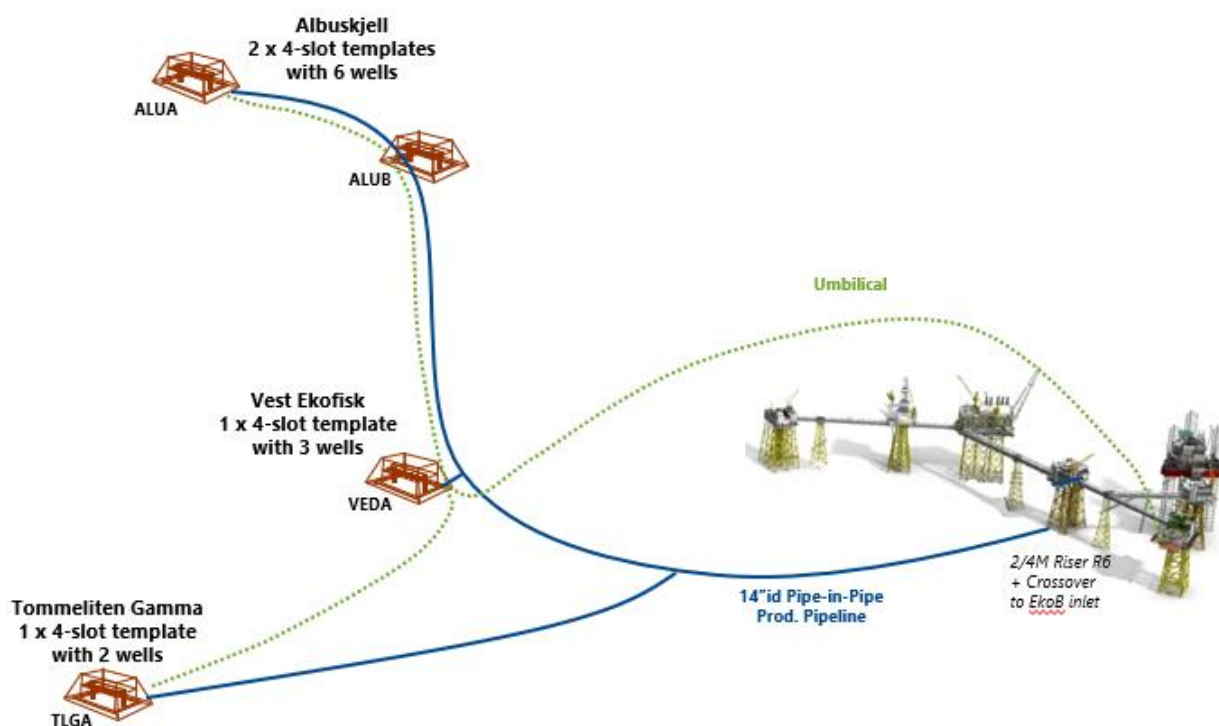
For kontrollkabelen er kun Ekofisk 2/4 Z vurdert som aktuell vertsplattform.

For installasjon av produksjonsrørledning på havbunnen er det vurdert flere metoder, deriblant en metode som sveiser rørseksjoner sammen før det senkes ned til havbunnen i en «S»-form (S-legging) og en metode hvor rørleggingen spoles opp på en stor trommel ombord på fartøyet for deretter å legges på havbunnen fra trommelen (Reel-legging). S-legging er vurdert som den best egnede metoden for installasjon av produksjonsrørledning på PPF (se Tabell 2-4).

2.6 Anbefalt utbyggingsløsning

PPF-prosjektets hovedformål er å optimalisere ressursutnyttelsen og øke verdiskapingen fra de tidligere produserte feltene Albuskjell, Vest Ekofisk og Tommeliten Gamma. Dette oppnås gjennom en samordnet utbygging som legger til rette for effektiv bruk av eksisterende infrastruktur i Ekofisk-området. Den valgte utbyggingsløsningen for PPF-prosjektet er basert på havbunnsteknologi tilknyttet eksisterende kapasitet for prosessering og eksport, noe som gir en kostnadseffektiv tilnærming med lave inkrementelle driftskostnader og utslipp. Løsningen er utformet med høy grad av fleksibilitet, som muliggjør ytterligere utvinning ved behov. Ved konseptvalg og endelige utviklingsplaner er det lagt vekt på en helhetlig vurdering som inkluderer ressursutnyttelse, økonomisk bærekraft, teknisk fleksibilitet, HMS og miljøpåvirkning.

Anbefalt utbyggingsløsning for PPF er en havbunnsutbygging med tilknytning til Ekofisk feltsenter for prosessering og eksport (Figur 2-7). Den anbefalte utbyggingsløsningen er nærmere beskrevet i de påfølgende avsnittene.



Figur 2-7. Skisse over anbefalt utbyggingsløsning for PPF.

2.6.1 Havbunnsinstallasjoner

2.6.1.1 Brønnrammer og annen infrastruktur

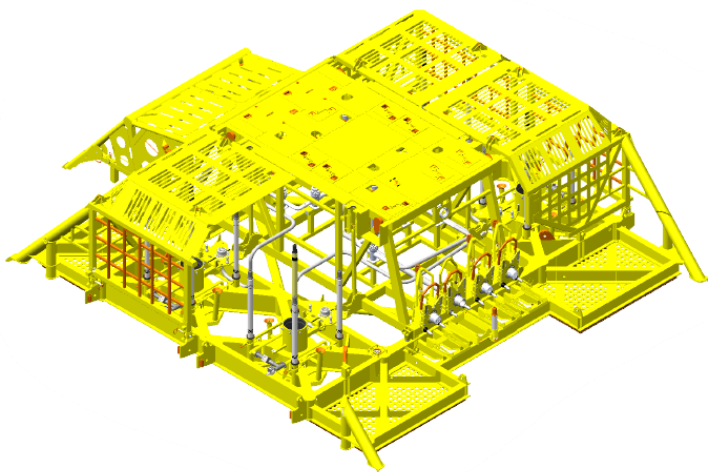
Anbefalt utbyggingsløsning består av fire brønnrammer; én brønnramme på Vest Ekofisk, én på Tommeliten Gamma og to på Albuskjell (Figur 2-7). Dimensjonene på brønnrammene er enda ikke valgt, men vil ha typiske mål med lengde 29 m, bredde 20 m og høyde 7 m. Brønnrammene er av stål med en vekt på om lag 290 tonn. Tilhørende manifold vil ha en vekt på 160 tonn og ventiltrærne 46 tonn.

Hver brønnramme vil forankres i havbunnen med fire pæler og ha fire brønnslisser (Figur 2-8). Det er planlagt at arbeidene knyttet til pæling vil vare i ca. to døgn per installasjon, mens selve pælingen vil ta ca. to timer per pæl. Pælingen er planlagt å foregå i april 2027 (6 dager) og april 2028 (2 dager).

Det vil være et åpent hydraulisk kontrollsystem som styrer ventilene på havbunnsrammene og havbunnsanlegget vil ha et passivt akustisk system for lekkasjedeteksjon (se avsnitt 2.9).

I tillegg til brønnrammene, vil det være infrastruktur på havbunnen i form av:

- En sikkerhetsventil (SSIV) som er lokalisert ved Ekofisk 2/4 M. Dette er en stålstruktur med estimert vekt på ca. 66 tonn. Sikkerhetsventilen vil ha en egen kontrollkabel fra Ekofisk 2/4 M.
- Et koblingsstykke (WYE) som samler rørstrømmen fra Albuskjell og Tommeliten Gamma inn til produksjonsrøret. Dette er en stålstruktur med estimert vekt på ca. 70 tonn.
- To rørendemanifolder (PLEM) ved Tommeliten Gamma og Albuskjell med tilkobling og ventiler for sammenkoblingsrør (spooler) ved brønnrammer og piggluse. Stålstrukturer med estimert vekt på ca. 85 tonn.
- GRP (glassfiberarmert plast) beskyttelsesdeksler over sammenkoblingsrør ved Ekofisk 2/4 M, SSIV, brønnrammene, WYE, rørendepunktene, PLEM, og rørledningsoppkoblingspunktene til brønnrammene (T-format koblingsstasjoner (ILT)).



Figur 2-8. Illustrasjon av en typisk brønnramme med fire brønnslisser.

2.6.1.2 *Produksjonsrørledning*

Brønnrammene vil tilknyttes Ekofisk 2/4 M via et ca. 38 km 14" produksjonsrør.

Produksjonsrøret fra Albuskjell A til koblingsstykket (WYE) som samler rørstrømmen fra Albuskjell og Tommeliten Gamma, er på totalt ca. 17,6 km; Albuskjell A til Albuskjell B ca. 8,7 km, Albuskjell B til Vest Ekofisk ca. 5,6 km og Vest Ekofisk til koblingsstykket ca. 3,3 km.

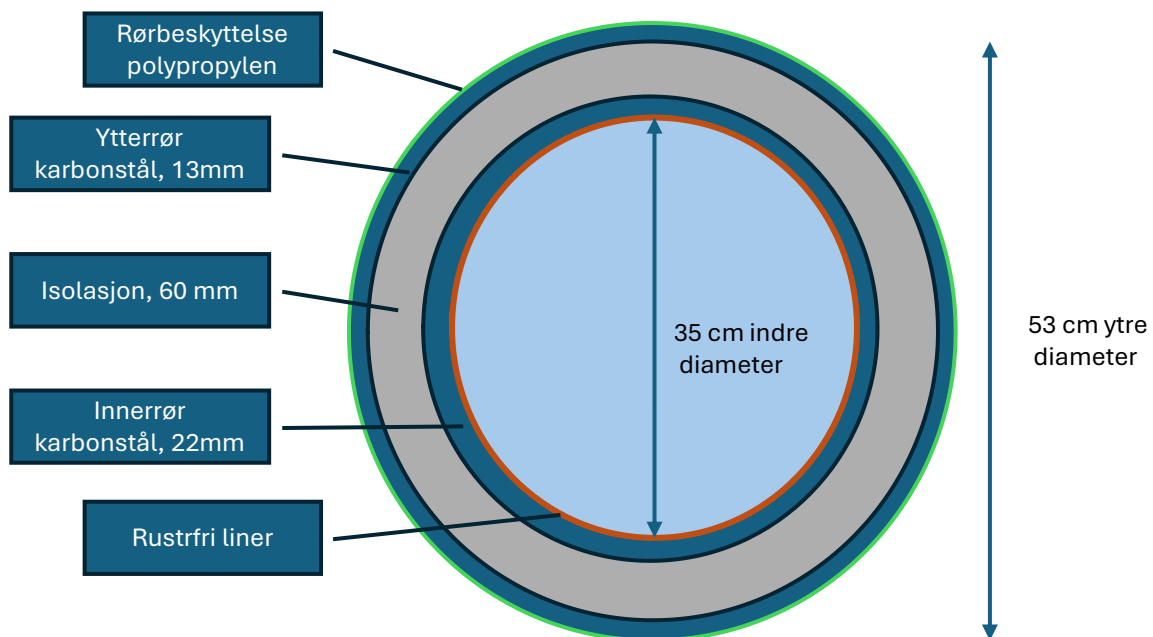
Produksjonsrøret fra Tommeliten Gamma til koblingsstykket er ca. 12,3 km, mens produksjonsrøret fra koblingsstykket til Ekofisk 2/4 M er ca. 8 km.

Produksjonsrøret vil legges av et installasjonsfartøy hvor rørseksjoner vil sveises sammen før det legges på havbunnen (S-lay).

For at rørledningen skal være overtrålbar vil den grøftes ned i havbunnen, og det vil benyttes en kombinasjon av steininstallasjon og nedgravning i områder av traseen hvor dette er nødvendig. Områder ved tilknytningspunktene og ved overkrysninger av eksisterende infrastruktur vil også beskyttes med stein eller beskyttelse-strukturer.

Rørledningstraseen vil medføre 28 overkrysninger. For å beskytte overkrysningene vil det bli benyttet i underkant av 60 betongmatter med en typisk størrelse på 3 x 6 x 0,3 m. Det er estimert at steinvolumet som legges før rørledningen vil være om lag 20 000 m³, mens det i etterkant vil legges om lag 120 000 m³.

Ytterrøret er av karbonstål. Selve produksjonsrøret vil være av karbonstål med et rustfritt innerrør (liner); 825 stål. Rørledningen vil ha et 3-lags rørbeskyttelse av polypropylen. Mellom ytre rør og produksjonsrøret er det termisk isolasjon (pyrogel og spaceloft aerogel) (Figur 2-9). Produksjonsrørets design og isoleringsevne er svært viktig for å sikre stabil gjennomstrømning, uten hydrattdannelse. BAT-vurderinger konkluderte med at et rør-i-rør-system vil være den best egnede løsningen for å unngå hydrattdannelse i produksjonsrøret (se avsnitt 2.9). En direkte elektrisk oppvarming av produksjonsrøret, ble ikke vurdert som nødvendig.



Figur 2-9. Illustrasjon av tverrsnitt for produksjonsrøret.

Valg av rørledningstraseer er gjort på grunnlag av omfattende havbunnsplanlegging, herunder undersøkelse av forurensningssituasjonen inn mot Ekofisk feltsenter (ved tidligere lokasjon for Ekofisk 2/4W) samt tidligere feltinnretninger på Ekofisk D og Albuskjell A.

2.6.1.3 Kontrollkabel

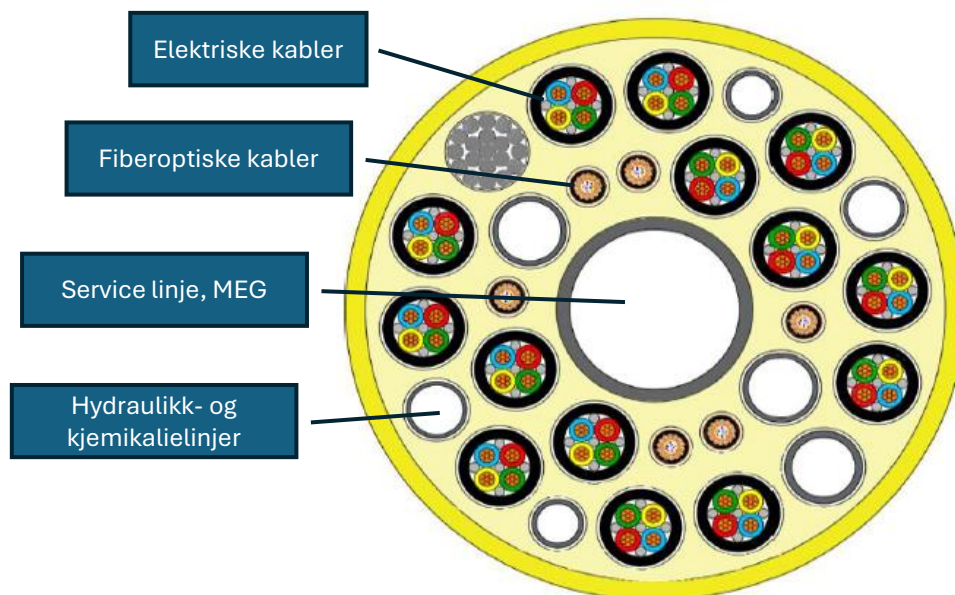
Kontrollkabler for kjemikalieinjeksjon, kraft og ventilstyring vil grøftes ned i havbunnen ved bruk av vannspyling. Det vil benyttes et konstruksjonsfartøy og installasjonen vil foregå ved hjelp av et vertikalt leggesystem fra fartøyskarusell og/eller spole.

Vertsplattform for kontrollkabelen vil være Ekofisk 2/4 Z. Hovedkontrollkabelen, som går fra Ekofisk 2/4 Z til Vest Ekofisk, vil ha en total lengde på 10,9 km. Den feltinterne kontrollkabelen fra Albuskjell B til Albuskjell A vil ha en lengde

på 8,9 km, fra Vest Ekofisk til Albuskjell A vil kontrollkabelen ha en lengde på 5,8 km og fra Vest Ekofisk til Tommeliten Gamma vil den være 13,0 km. I tillegg vil det legges en kontrollkabel fra sikkerhetsventilen ved Ekofisk 2/4 M til sikkerhetsventilen på endestasjonen for kontrollkabelen (UTA), med en lengde på 319 m.

Den planlagte traséen vil medføre 43 overkrysninger med annen infrastruktur, og det vil installeres om lag 22 000 m³ stein. I tillegg vil det legges ca. 97 betongmatter i forbindelse med disse overkrysningene. GRP beskyttelsesdeksler vil bli benyttet nær brønnrammene og ved Ekofisk 2/4 Z. Traseen til kontrollkablene vil ikke berøre gamle borekakhauget i området. Det vil være minimum 30 m i avstand til produksjonsrøret i områder hvor kabeltraseen går parallelt med rørledningstraseen.

Kontrollkabelen inneholder linjer for hydraulikk, kjemikalier, monoetylglykol (MEG) servicelinje, strøm og fiberoptiske kabler for kommunikasjon til havbunnsrammene (Figur 2-10). Kontrollkabelen består av ytterkappe av polyetylen samt polyvinylklorid (PVC). Elkablene har kobberledere, en kappe og indre isolasjon av ulike polyetylen-materialer. Fiberkabler består av glasskjerne, stålalarmering og en polyetylenkappe. Ytre diameter på kontrollkabelen er 160 mm.



Figur 2-10. Skisse av tverrsnitt for kontrollkabelen.

2.6.2 Vertsplatthformene Ekofisk 2/4 M og 2/4 Z

Tommeliten Gamma, Vest Ekofisk og Albuskjell vil tilkobles Ekofisk 2/4 M for prosessering og eksport, mens kontrollkabelen vil være tilknyttet Ekofisk 2/4 Z.

2.6.2.1 Modifikasjonsarbeid

Tilknytning av PPF til Ekofisk feltsenter vil i hovedsak medføre modifikasjoner relatert til mottaksarrangement av produksjonsrørledningen på Ekofisk 2/4 M og kontrollkabel på Ekofisk 2/4 Z. Modifikasjonsarbeidet på Ekofisk er planlagt i 2027-2028, med innfasing og tilkobling planlagt lagt til regulær vedlikeholdsstans for Ekofiskområdet i 2.kvartal 2028.

Modifikasjoner på Ekofisk 2/4 M:

- Gjenbruk av Ekofisk 2/4 B mottakssystem. Dette inkluderer modifikasjonsarbeid og installasjon av:

- overtrykksbeskyttelse med tilkobling til fakkell.
- bypass-linje inkludert nødstopningsventil (ESDV) med tilkobling til høytrykksseparator på Ekofisk 2/4 M.
- crossover linje til testseparator på Ekofisk 2/4 M, inkludert bytte av ventil på testseparatorens gassutløp.
- Nye prøvetakningsstasjoner ved tilkoblingspunktene.
- Ny H₂S og CO₂ analyseenhet ved tilkoblingspunktene.
- Installasjon av et 16" sammenkoblingsrør fra R6 stigerør til Ekofisk 2/4 B R2 stigerør, samt demontering av deler av R2- og R6-stigerørene.
- Mottakssystem av kontrollkabelen fra sikkerhetsventilen lokalisert ved Ekofisk 2/4 M. Hydraulikk til drift av sikkerhetsventilen vil leveres fra samme system som leverer hydraulikk til Tommeliten A.

Modifikasjoner på Ekofisk 2/4 Z innebærer:

- Et nytt MEG-injeksjonssystem for havbunnsanlegget, inkludert MEG-injeksjonspumpemoduler, MEG-blandingsmodul og rør for påfylling, overføring og injeksjon av MEG.
- Installasjon av en ny kjemikalieenhet på kontrollkabelen som muliggjør fremtidig injeksjon av H₂S - og avleiringshemmer.
- Koble returstrømmen fra MEG-injeksjonssystemet til en lukket oppsamlingstank.
- Ny hydraulikkenhet for havbunnsanlegget, inkludert en hydraulikkenhet på kontrollkabelen og en enhet for påfylling og injeksjon.
- Mottakssystem for ny kontrollkabel fra havbunnsanlegget.

Systemene for kontroll og sikkerhet (SAS), samt kraftdistribusjon og kommunikasjon (EIT), vil bli oppdatert i de områdene som berøres av modifikasjonsarbeidet.

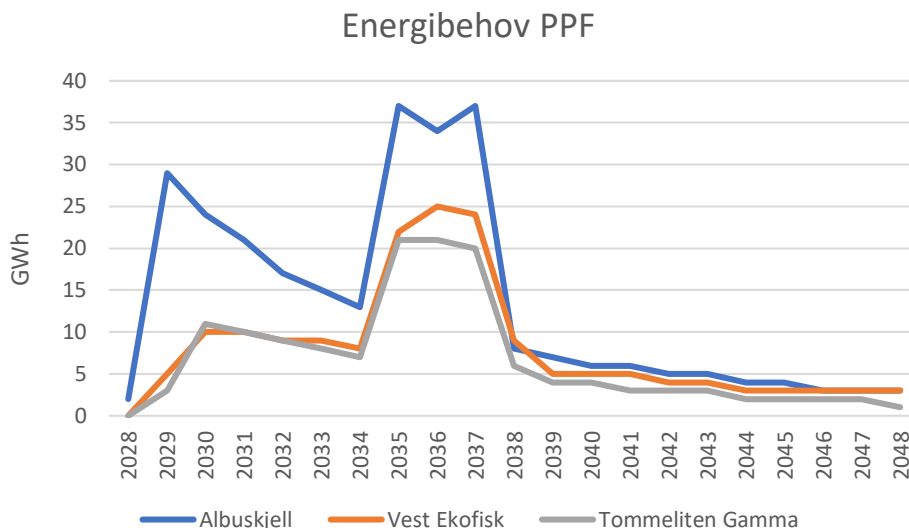
2.6.2.2 *Kraftforsyning*

Energiløsning for Ekofiskområdet er i hovedsak gassturbiner av typen DLE (dry low emissions) samt enkelte av typen SAC (single annular combustor). Samtlige innretninger i området er koblet sammen med elektriske kabler for å ha en best mulig energigunstig drift. Når Tommeliten Gamma, Vest Ekofisk og Albuskjell settes i drift vil gjenværende SAC-turbiner etter planen ikke lenger være i drift. En rekke tiltak for energioptimalisering er gjennomført og flere er under vurdering. Det jobbes kontinuerlig med optimalisering av turbiner og tilhørende prosess for å kunne kjøre anlegget så energieffektivt som mulig. Eksempler på pågående prosjekt er re-bundling av kompressorer, økt kapasitet på sjøkabelen mellom Ekofisk og Eldfisk, automatisering av brennermoduser på turbiner, osv.

Ulike muligheter for omlegging av energiløsningen for Ekofiskområdet til fornybar, har blitt vurdert. Herunder nevnes prosjektet «Ekofisk Vind», som var gjenstand for egen konsekvensutredningsprosess i 2021-2022 (COPSAS, 2022), men som ikke ble funnet økonomisk gjennomførbart. COPSAS har også undersøkt muligheten for å forsyne deler av virksomheten i Ekofiskområdet med kraft fra vindparken Sørlege Nordsjø II. Det ble gjort innledende studier for å utrede denne muligheten. Disse planene er imidlertid forlatt da studiene viste høye tiltakskostnader knyttet til omfattende og svært komplekse feltmodifikasjoner ved både Ekofisk og Eldfisk.

Energibehovet til PPF vil variere både mellom de tre feltene og over tid, med endringer i produksjonsprofilene individuelt og samlet for Ekofiskområdet (Figur 2-11). Dette tilsvarer totalt et behov på vel 15-80 GWh per år. Til sammenligning var den totale energiproduksjonen for Ekofiskområdet i 2023 på vel 786 GWh (COPSAS, 2024). Ifølge

prognosene vil det totale energibehovet for Ekofiskområdet reduseres noe over tid. Energiforbruk til borerigg for boring av brønner kommer i tillegg til oversikten under, og vil ivaretas av riggens egen energiproduksjon.



Figur 2-11. Energiforbruk for PPF (Previously Produced Fields), per felt og år (GWh).

2.6.2.3 Prosessering og kjemikaliebehov

Den anbefalte utbyggingsløsningen innebærer at brønnstrømmen fra PPF blir prosessert i det eksisterende prosessanlegget på Ekofisk 2/4 M. Brønnstrømmen fra de tre feltene har ikke forhøyet verdi av kvikksølv eller andre komponenter som medfører spesiell behandling på Ekofisk 2/4 M.

Det pågår en kontinuerlig vurdering av kjemikalier med tanke på substitusjon av kjemikalier med potensiale for negative miljøvirkninger. Foreløpige planer inkluderer bruk av noe monoetyl glykol (MEG) for hydratkontroll i forbindelse med oppstart og produksjonsstans.

Det vil også være injeksjonsmuligheter for avleiringshemmer og H₂S-fjerner, men behovet for disse kjemikaliene vil ikke avklares før produksjonsoppstart. Det vil tilrettelegges for pigging (rengjøring med rørskraper) etter behov, og bruk av vokshemmer er således per i dag ikke planlagt. Materialkvaliteter som krever bruk av korrosjonshemmer og biosid ble valgt bort i BAT-vurderinger grunnet tekniske forhold og miljøaspekter (se avsnitt 2.9).

En foreløpig oversikt over forventede kjemikalietyper er vist i Tabell 2-2. En fullstendig oversikt over kjemikalier, samt estimerte mengder, vil bli presentert i søknader til Miljødirektoratet for endring av virksomhetstillatelsen for Ekofiskområdet knyttet til drift av Ekofisk PPF.

Tabell 2-2. Forventede produksjonskjemikalier.

Kjemikalietype	Mengde/kjemikaliekategori
Avleiringshemmer	Behov uavklart før produksjonsoppstart.
Monoetylglykol (MEG)	90 % MEG, 10 % vann. 90-244 tonn per år. 244 tonn første år, totalt ca. 2 200 tonn over levetiden. Grønn/PLONOR kjemikaliekategori. Utslipet forventes ikke å ha effekt på miljøet.
H ₂ S fjerner	Behov uavklart før produksjonsoppstart.
Hydraulikkvæske Oceanic ECF	11 m ³ /år (11 700 kg/år) for alle tre felt samlet. Totalt ca. 230 tonn over 20 års levetid. 90 % grønn kjemikaliekategori og de resterende komponentene er i gul eller gul Y1 kategori. Produktet er lite giftig og det forventes at det brytes raskt ned i sjøvann.

2.6.2.4 Håndtering av produsertvann

Prognosen for produsertvann fra feltene er svært lav, noe som er normalt for gassfelt (Figur 2-6).

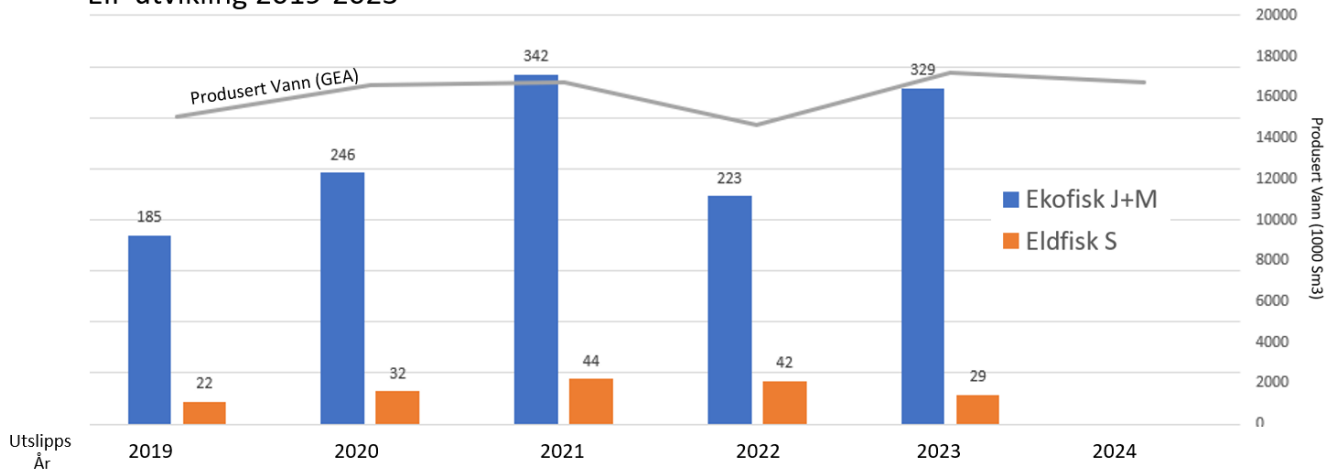
Den anbefalte utbyggingsløsningen innebærer at produsertvann fra PPF vil bli blandet med resten av produsertvannet som håndteres på Ekofisk 2/4 M og slippes til sjø etter rensing. Renseanlegget på Ekofisk 2/4 M tar hånd om produsertvann fra følgende installasjoner: Ekofisk 2/4 B, høytrykksbrønner på Ekofisk 2/4 M, samt Ekofisk 2/4 Z i perioder, og fra undervannsanleggene Tor 2/4 YA og YB, og Tommeliten A 1/9 A og B.

Ekofisk 2/4 M er bygget med en høytrykksseparator og en testseparator. Renseanlegget består av hydrosyklonpakker og en avgassingstank. Vannsidene fra hydrosyklonene ledes til ren side av avgassingstanken og går deretter til sjø. Rejektsystemet behandler vann fra skitten side i avgassingstanken. Denne delen av avgassingstanken mottar oljeholdig vann fra de første hydrosyklonene. Rejektsystemet består av en faststoff-syklon og to rejekt hydrosykloner. Renset vann fra dette anlegget sendes tilbake til avgassingstanken, mens oljeholdig strøm går til eksport.

Rensegraden siste år for Ekofisk 2/4 M var på 4,7 mg/l olje i vann. Mindre volumer produsertvann fra PPF forventes ikke å påvirke renseeffekten i anlegget.

Environmental Impact Factor (EIF) er en risikometodikk som angir hvordan de ulike komponentene i utslippet av produsert vann fra petroleumsinstallasjoner kan påvirke miljøet. EIF verktøyet som er utviklet av industrien brukes først og fremst til å prioritere hvilke komponenter som skal ha fokus ift eventuelle tiltak. EIF for Ekofisk 2/4 J og Ekofisk 2/4 M samlet var på 329 i 2023, noe som var en økning fra 2022 hvor EIF var på 223 (Figur 2-12). Denne økningen i EIF kan delvis forklares med økt volum av produsertvann (omtrent 23 prosent økning sammenlignet med året før). EIF for 2023 er sammenlignbar med EIF for 2021, hvor denne var på 342, og med mer likt vannvolum. Arbeidet med å redusere EIF-bidraget fra tilførte kjemikalier fortsetter, og inkluderer forbedring av kvaliteten på datainnhenting samt kontinuerlig fokus på optimalisering av behandlingsstrategien. Dette inkluderer også evaluering av nye kjemikalier som kan gi bedre effektivitet. I tillegg så utfører COPSAS og industrien regelmessig vannsøyleovervåking for å dokumentere at utslippene av produsert vann ikke har negativ effekt.

EIF utvikling 2019-2023



Figur 2-12. Environmental Impact Factor- EIF i perioden 2019-2023.

2.6.3 Boring og brønn

Anbefalt utbyggingsløsning innebærer boring av 11 brønner. Boring planlegges med bruk av en oppjekkbar borerigg. Linus, som er på kontrakt med COPSAS² på vegne av PL018, er brukt som referanseløsning i KU. Boring er planlagt å starte på Albuskjell i 2028 og deretter på Vest Ekofisk og Tommeliten Gamma i 2029.

Boring og komplettering er beregnet til 40-50 dager per brønn. Brønnsekvens er:

- 4 brønner på Albuskjell Alfa
- 2 brønner på Albuskjell Bravo
- 3 brønner på Vest Ekofisk
- 2 brønner på Tommeliten Gamma

Det vil benyttes tre slepebåter til å flytte riggen. I Ekofiskområdet tar dette normalt tre dager. Den totale varigheten av boreoperasjonene er beregnet til om lag 19 måneder.

Brønndesign bygger på erfaringer fra tilsvarende tidligere brønner i Ekofiskområdet. Brønn- og seksjonslengder vil variere mellom feltene, totalt anslått til 4 350 – 6 550 m boret per brønn, med de lengste brønnene for Albuskjell. Brønnlengdene i reservoar seksjonen vil variere fra 800 til 3000 m.

Med unntak av topphull (24 x 26" diameter) til ca. 600 m som bores med vann og viskøst vannbasert boreslam, vil øvrige seksjoner (16", 12 ¼" x 13 ½" og 8 ½" hullseksjoner) i brønnen bli boret med oljebasert borevæske. På grunn av

² En rekke miljøtiltak er gjennomført på riggen i løpet av de senere år, se kapittel 6.1.1. Riggen Linus er lagt til grunn som referanseløsning i denne KU, men endelig beslutning om rigg er ikke tatt. Det vil bli stilt krav til energieffektivitet og utslipp i forbindelse med kontraktsinngåelse.

meget lavt reservoartrykk forventes det at det vil tapes væske inn i formasjonene. Det vil derfor benyttes sjøvann tilsatt biocider for å kontrollere brønnen under boring.

Under boring av topphull vil kaks bli sugd opp og pumpet ca. 25-50 m til siden av bunnrammen i tråd med gjeldende regelverk. Det vil slippes ut ca. 300 m³/brønn med kaks (sedimenter) fra topphull til sjøbunn.

Oljebasert kaks vil for Albuskjell og Vest Ekofisk bli malt opp, transportert til Ekofisk/Eldfisk feltsenter for injeksjon i egnede kaks- og injeksjonsbrønner. Oljeholdig kaks fra Tommeliten Gamma (PL044) er nå planlagt samlet opp og transportert til land for rensing og deponi i godkjent anlegg. Det bores ut ca. 370 m³ kaks per brønn som skal behandles/deponeres. Dersom det er kapasitet i Ekofisk feltsenter sine injeksjonsbrønner kan det bli aktuelt og male opp og injisere kaks også for Tommeliten Gamma brønner. Oljebasert kaks som skal deponeres på land eller males for injeksjon, vil også ha vedheng av oljebasert borevæske, ca. 250 m³ per brønn.

Brønnene vil bli komplettert med ferskvann tilsatt biocider og saltløsende kjemikalier, og det kan bli aktuelt med saltløsning med KCOOH eller NaCl. Brønnene vil etter installasjon av ventiltre og sammenstilling bli stimulert med 25 prosent saltsyre (HCl) kombinert med andre kjemikalier i grønn og gul miljøkategori, ca. 800 m³ per brønn. Saltsyre reagerer med kalk i reservoaret og omdannes til vann. Etter én til seks måneder vil brønnene settes på produksjon tilbake til Ekofisk feltsenter. Vannet og kjemikaliene vil bli produsert tilbake over tid, med mindre de er brutt ned.

Brønnstimuleringen er antatt å ta 20 dager per brønn, totalt 220 dager.

2.7 Tidsplan for gjennomføring

En foreløpig tidsplan for hovedaktivitetene ved utbyggingen av PPF er vist i Tabell 2-3. Innfasing og tilkobling av PPF er planlagt lagt til regulær vedlikeholdsstans for Ekofiskfeltet i 2. kvartal 2028.

Tabell 2-3. Tidsplan.

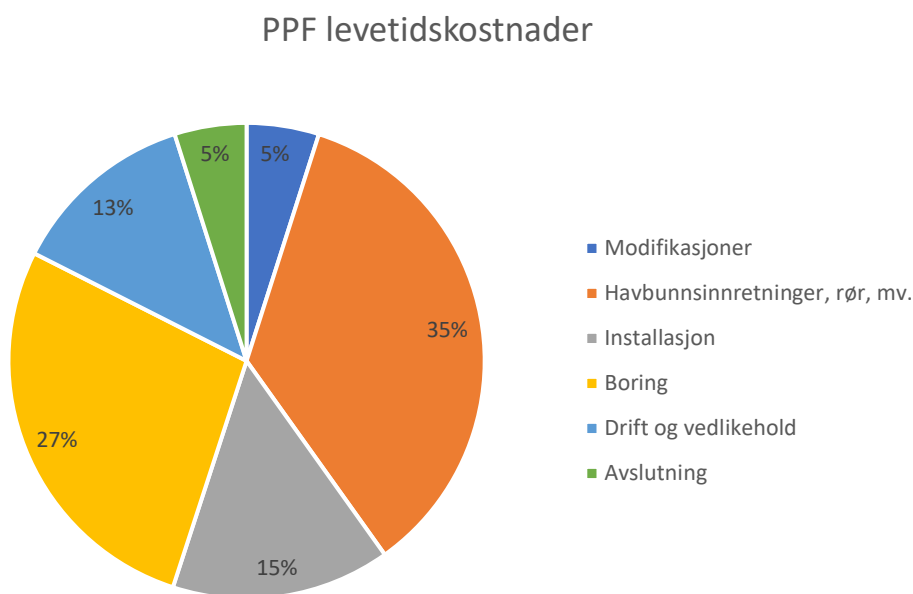
Aktivitet	Tidsplan
Fabrikkasjon av utstyr, rørledning og kabel	2026-2028
Installasjonsarbeid på havbunnen	2027-2028
Modifikasjoner på Ekofisk 2/4 M og 2/4 Z	2027-2028
Innfasing og tilkobling	2.kvartal 2028
Produksjonsboring	2028 (Albuskjell), 2028 - 2029 (Vest Ekofisk og Tommeliten Gamma)
Oppstart gassproduksjon	4. kvartal 2028

2.8 Investeringer og kostnader

De totale investeringskostnadene for utviklingen av PPF-prosjektet vurderes foreløpig til å være i størrelsesorden 18-20 milliarder kroner. I dette inngår havbunnsinnretninger, rørledninger og kabel, installasjon, modifikasjoner på Ekofisk 2/4 M og 2/4 Z, samt boring. Hver av de individuelle PUD'ene vil ligge under investeringsgrensen for Stortingsbehandling på 15 milliarder kroner.

Årlige driftskostnader vil være i størrelsesorden 100-200 mill NOK.

En prosentvis fordeling mellom innvesteringer i utbygging, drift og avslutning er gitt i Figur 2-13.



Figur 2-13. Fordeling av levetidskostnader per hovedaktivitet.

2.9 Teknologivalg, BAT-vurderinger og miljøtiltak

Som en del av anbefalingen av utbyggingsløsning for PPF har det blitt gjort vurderinger av utslippsreducerende tiltak for flere sentrale teknologivalg som berører ulike miljøaspekter i prosjektet. BAT-vurderingene har blitt gjennomført i henhold til Offshore Norges retningslinjer for BAT-vurderinger (Offshore Norge, 2022a).

En oppsummering av gjennomførte BAT-vurderinger for PPF-prosjektet er presentert i Tabell 2-4.

Tabell 2-4. Oppsummering av teknologivalg, gjennomførte best tilgjengelig teknikk (BAT)-vurderinger og miljøtiltak for PPF.

BAT tema	Vurdering
Produksjonsrørledning	Rørledningens utforming og isoleringsevne er avgjørende for å sikre en stabil gjennomstrømning, uten risiko for hydratdannelse. To isoleringsteknikker ble vurdert for rørledningen: direkte elektrisk oppvarming (DEH) og rør-i-rør. Etter en totalvurdering ble rør-i-rør-løsningen anbefalt. Selv om DEH-teknologien har enkelte fordeler, kunne de høyere kostnadene (>700 MNOK) ved denne løsningen ikke forsvares. DEH vil ha noe økte CO₂-utslipp fra kraft til oppvarmingen, mens rør-i-rør kan ha noe økte CO₂-utslipp til luft via fakkelløp i uplanlagte nedstengninger – totale utslipp anslått i favør av DEH. DEH innebærer en større bruk av plastmateriale. Integrasjon med eksisterende infrastruktur er også mer krevende for DEH, særlig med tanke på behovet for plassering, samt tilkobling av en egen DEH-modul. Den miljømessige påvirkningen for begge løsninger er vurdert som generelt lav og akseptabel, og det vil ikke være behov for verken biocid eller korrosjonshemmere i noen av løsningene.
Metode for rørlegging	Flere metoder for rørlegging har blitt vurdert; en metode som sveiser røreseksjoner sammen før det senkes ned til havbunnen i en «S»-form (S-lay), og en metode hvor rørledningen spoles ut fra en trommel ombord på fartøyet og legges på havbunnen (Reel-lay). S-lay ble vurdert som den best egnede metoden for installasjon av produksjonsrørledning på PPF. Dette er i hovedsak knyttet til rørledningens ytre diameter på vel 53 cm.
Installasjon av rørledning	Ved installasjon av rørledningen har det blitt vurdert å enten legge produksjonsrørledningen på havbunnsoverflaten, eller å grøfte/spyle rørledningen ned i sjøbunnen (vannjetting). Begge metodene ble vurdert som teknisk gjennomførbare, med en akseptabel risiko for sikkerhet og miljø. Det er beregnet at grøfting vil gi omtrent 5000 tonn høyere CO₂-utslipp enn legging på havbunnen. Den fysiske påvirkningen av bunnfauna og eventuell spredning av forurensning anses som akseptabel for begge installasjonsmetodene. Grøfting kan derimot ha et større potensiale for spredning av forurensning ved lokalitetene for de opprinnelige Ekofisk 2/4 D og Albuskjell (disse er undersøkt spesifikt). Overflateinstallasjon av rørledningen er derimot vurdert å gi tilleggskostnader på da den vil kreve et tykkere ytre rør/mer materialer. Dette alternativet kan også ha økte kostnader i forbindelse med mulig grøfting/tildekking av rørledningen etter avvikling av feltet, for å unngå fare for fiskeri. Med tanke på de forskjellige aspektene knyttet til ytre miljø, fiskeri, tekniske forhold, sikkerhet, kostnader og mulig grøfting av rørledningen etter feltavvikling, er anbefalt løsning vurdert å være grøfting.

BAT tema	Vurdering
Ventilstyring	Kontrollsystemet som styrer ventilene på havbunnsrammene, kan enten være elektriske eller hydrauliske. Basert på BAT-vurderinger ble et åpent hydraulisk kontrollsystem valgt på bakgrunn av teknologiens modenhet, begrenset utslipp av kjemikalier i gul kategori, lavere total risiko, samt økonomi sammenlignet med både et elektrisk kontrollsystem og et lukket hydraulisk kontrollsystem. Selv om en delvis helelektrisk løsning (hydraulisk styring av nedihullsventil) nå blir implementert i en utbygging på sokkelen (Fram sør) betyr ikke dette at løsningen er egnet for innfasing og bruk på Ekofisk. Siden det ikke er erfaringer med bruk fra sokkelen med helelektrisk løsning medfører dette også risiko med mulige konsekvenser innen gjennomføring og økte kostnader. Et åpent hydraulisk kontrollsystem vil gi et utslipp av hydraulikkvæske til sjø i forbindelse med aktivering av ventiler. Miljøpåvirkningen som følge av utslippene anses som svært lav og akseptabel. Det vil benyttes en vannbasert hydraulikkvæske, Oceanic ECF, samt elektrisk drevne choker, noe som begrenser utslippet av hydraulikkvæske sammenlignet med hydraulisk drevne choker.
Lekkasjedeteksjon	Brønnrammene vil være utstyrt med et system for undervannslekkasjedeteksjon. Flere deteksjonssystemer har blitt vurdert, deriblant løsninger basert på både aktive og passive akustiske sensorer. Begge teknikkene har kort responstid og høy sensitivitet for deteksjon av lekkasjer. Et aktivt akustisk system ble ansett som bedre egnet for kartlegging av akutt forurensning etter oppdagelse, men COPSAS' lange erfaring med sensortechnik med passiv akustisk deteksjon, gjorde at denne løsningen ble vurdert som BAT. Passiv akustisk lekkasjedeteksjon er en velkjent teknologi som stadig utvikles for å redusere risikoen for både falske alarmer og uoppdagede lekkasjer.
Rørmaterialer	Materialkvaliteter som krever bruk av korrosjonshemmer og biocid ble valgt bort grunnet tekniske forhold og miljøaspekter. Det er anbefalt som løsning å benytte et korrosjonsbestandig materiale for produksjonsrørledningen.
Borekakhåndtering	Borekaks fra boring med oljebasert borevæske fra Albuskjell og Vest Ekofisk vil bli injisert fra feltsenteret. Muligheten for injeksjon også av kaks fra Tommeliten Gamma vil bli vurdert, juridisk og økonomisk. Alternativt vil dette bli fraktet til land for sluttbehandling.
Borerigg, oppjekkbar (Linus brukt som referanseløsning)	Linus ble oppgradert for å redusere energibehov med ca. 12-18 % i perioden 2022-2024. I mai 2025 ble riggen ombygd med Selective Catalytic Reactor (SCR) for å fjerne >80 % NO_x-utslipp i avgassene. I tillegg blir riggens heisespill oppgradert med Power Management System for reduksjon av energiforbruk. Videre plan er å overvåke og optimalisere systemer for ytterligere energireduksjon og øke NO_x-fjerning til 90 %. En incentivavtale for energireduksjon er under utarbeidelse, og ytterligere tiltak vil bli vurdert etter nye tiltak er satt i drift. Energibruk blir overvåket og har tett oppfølging fra COPSAS i forhold til riggoperatør.

BAT tema	Vurdering
Kraftforsyning	Energiløsning for Ekofiskområdet er i hovedsak DLE (dry low emissions) gassturbiner. Samtlige innretninger i området er koblet sammen med elektriske kabler for å ha en best mulig energieffektiv drift. Når Tommeliten Gamma, Vest Ekofisk og Albuskjell settes i drift vil gjenværende SAC (single annular combustor) turbiner etter planen ikke lenger være i drift. En rekke tiltak for energioptimalisering er gjennomført og flere er under vurdering. Det jobbes kontinuerlig med optimalisering av turbiner og tilhørende prosess for å kunne kjøre anlegget så energieffektivt som mulig. Eksempler på pågående prosjekt er re-bundling av kompressorer, økt kapasitet på sjøkabelen mellom Ekofisk og Eldfisk, automatisering av brennermoduser på turbiner, osv.

2.10 HMS, klima og bærekraft

Operasjonene i Ekofiskområdet oppnådde intensitetsmålet for 2024 med 13,6 kg CO₂e/fat oe, ned fra 14,8 kg CO₂e /fat oe i 2023. Selskapet har fortsatt arbeidet med å identifisere nye muligheter for utslippsreduksjon, og utført utslippsreduksjoner for å møte ambisjonen om å redusere GHG-utslippene med 50 prosent innen 2030 sammenlignet med 2005 (basisår for olje og gassindustrien i Norge). Siden 2005 er CO₂-utslippene fra Ekofiskområdet redusert med ca. 20 prosent.

I senere år har flere tiltak for energieffektivisering blitt identifisert og iverksatt for å støtte GHG-ambisjonen.

I 2023 ble et nytt GHG reduksjonsprosjekt ferdigstilt (Ekofisk 2/4 J Auto Adjust Burner Mode) i tillegg til at man fikk full effekt av Rotating Equipment Opportunity (REOP) rebundling-prosjektet fra 2022.

- Ekofisk 2/4 J Auto Adjust Burner Mode, CO₂ reduksjon ca. 3000 tonn/år
- Full effekt av REOP-prosjektet som reduserte CO₂-utslipp fra rørledningskompressorer med 56 000 tonn i 2023

I 2024 ble følgende tiltak utført:

- Økt kapasitet på sjøkabel mellom Ekofisk 2/4Z og Ekofisk 2/7S – reduksjon ca. 2000 tonn/år
- Ny bundle og motor for vanninjeksjon booster pumper, Eldfisk 2/7E – reduksjon ca. 1200 tonn/år
- Ekofisk 2/4J Flashgas kontrollsystem – 4800 tonn/år

Tiltak utført så langt i 2025:

- *Pignone rebundle* utført (REOP2). Prosjektet antar reduksjon på 12 500 tonn CO₂. Analyse etter oppgraderingen vil gi et mer nøyaktig tall på reduksjonen.
- Delvis implementert: Optimalisering av drift av EkoJ SWLP (sjøvanns løftepumper), hvor det nå blir kjørt to pumper (mot tre normalt) i perioder hvor kjølevannsbetøvet er lavt.

Olje i vann konsentrasjonen for Ekofiskfeltet samlet var på 4,9 mg/l i 2024 og 5,9 mg/l i 2023, og har vært under 7 mg/l de siste 5 årene.

COPSAS har kontinuerlig fokus på null skadelige utslipp, herunder optimalisert rensing av produsertvann og substitusjon av kjemikalier.

COPSAS retningslinjer innenfor HMS er presentert i Figur 2-14. Basert på disse har prosjektet utarbeidet en spesifikk HMS-plan som også omfatter ytre miljø. I tillegg er det gjennomført prosjektspesifikke risikovurderinger for henholdsvis klima og bærekraft. Identifiserte risiko er loggført og blir fulgt opp gjennom de videre prosjektfasene.

Viktige forhold for videre oppfølging er i stor grad relatert til vertsfeltet Ekofisk, og da spesielt videre fokus på energieffektiviseringstiltak, direkte utslipp til luft, optimal drift av vannbehandlingsanlegget og substitusjon av kjemikalier.

ConocoPhillips Norge Forretningsenhet HELSE-, MILJØ- OG SIKKERHETSPOLICY



POLICY

ConocoPhillips Norge Forretningsenhet forplikter seg til å ivareta helsen og sikkerheten til alle som arbeider hos oss, eller som kan bli påvirket av vår virksomhet. Uansett hvor vi opererer, skal vi ta hensyn til både det lokale og globale miljøet, og systematisk styre risiko slik at vi fremmer bærekraftig forretningsvekst. Vi er ikke tilfreds før vi har lyktes i å eliminere alle personskader, yrkessykdommer, usikker praksis og miljøskader fra virksomheten vår.

ANSVAR

Administrerende direktør har det overordnede ansvaret for helse-, miljø- og sikkerhetsarbeidet i virksomheten.

Alle avdelings- og gruppeledere i ConocoPhillips er ansvarlige for medarbeidernes helse og sikkerhet ved:

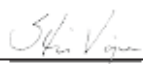
- å sikre at alt gjeldende regelverk innen HMS følges og at hensiktsmessige tiltak iverksettes for å sikre et trygt arbeidsmiljø.
- aktiv deltakelse fra alle medarbeidere for å oppnå helse-, miljø- og sikkerhetsmåsettinger.
- å gjennomføre all virksomhet i samsvar med kravene i helse-, miljø- og sikkerhetsstyringssystemet.

Ansatte er ansvarlige for å følge all relevant lovgivning og helse-, miljø- og sikkerhetsstyringssystemer, for å forhindre skader på seg selv, sine kolleger og miljøet.

VÅR PLAN

For å oppfylle vår policy for helse, miljø og sikkerhet vil ConocoPhillips Norge Forretningsenhet:

- Utvise aktivt helse-, miljø og sikkerhetslederskap og formidle selskapets HMS-policy
- Sikre at alle ansatte og innleid personell forstår at det å jobbe sikkert er en betingelse for ansettelse, og at alle er ansvarlige for sin egen sikkerhet og for å minske den miljømessige belastningen fra våre aktiviteter.
- Gi ansatte, innleid personell og leverandører ansvar til å stanse arbeid som de mener kan være farlig.
- Styre alle prosjekter og prosesser gjennom alle faser på en måte som ivaretar helse og sikkerhet, unngår forurensning og sikrer forsvarlig avfallshåndtering.
- Gi ansatte, innleid personell og leverandører den nødvendige opplæring, kunnskap og ressurser til å innfri våre forpliktelser innen helse, miljø og sikkerhet.
- Måle, kontrollere og offentliggjøre resultater innen helse, miljø og sikkerhet, og føre en åpen dialog med interessegrupper.
- Overholde lover og forskrifter og gjeldende koder.
- Samarbeide med tilsynsmyndigheter og andre interessenter for å kontinuerlig forbedre resultatene innen helse, miljø og sikkerhet.
- Evaluere og kontrollere risiko for eksponering i arbeidsmiljøet.
- Sørge for helsehjelpen som gir råd, støtte og følger opp helserelaterte saker.
- Kommunisere vår forpliktelse til denne policy til våre kontraktører og myndigheter.
- Inkludere miljøhensyn, samfunnsansvar og god virksomhetsstyring (ESG) i hele vår forretningsdrift.
- Granske og rapportere hendelser og ulykker som potensielt kan sette helse, miljø og sikkerhet i fare.
- Kreve at alle ansatte og innleid personell deltar på helse-, miljø- og sikkerhetsmøter.
- Utvikle sikre rutiner for alle potensielt farlige situasjoner, og identifisere og vurdere risiko for storulykker.
- Implementere prosedyrer for å sikre at operasjonell og teknisk integritet som påvirker HMS vurderes nøye i alle faser av anleggets levetid.
- Sørge for effektive beredskapssystemer som gjør at personell på land og til havs effektivt kan håndtere beredskapssituasjoner.
- Kontinuerlig forbedre energieffektiviteten ved våre operasjoner.


Steinar Våge
Regiondirektør, Europa, Midtøsten & Afrika

"Vårt arbeid er aldri så viktig, eller haster så mye, at vi ikke har tid til å gjøre det sikkert, og på en miljøforsvarlig måte."

Rev. 280820

HSE_policy_sasnk_28_08_20.doc

Figur 2-14. COPSAS HMS-retningslinjer.

2.11 Avslutning av virksomheten

COPSAS har betydelig erfaring fra avslutningsaktiviteter knyttet til Ekofisk I, med gjennomføring av forberedende arbeider og fjerning av innretninger til land for gjenvinning i flere prosjekter de siste 20 årene. Fremtidig avslutning av virksomhet med disponering av innretninger og infrastruktur inngår i beslutningsgrunnlaget for utbygging og drift, hvor det trekkes på operatørens erfaringer.

PPF vil bli bygd ut med fire brønnrammer og tilhørende infrastruktur som rørledning og kontrollkabel. Fremtidig avvikling av feltet med innretninger og infrastruktur vil følge de kravene som ligger i norsk petroleumsgivning (Stortingsproposisjon nr. 8, 1998-1999) eller de rammebetingelser som gjelder på aktuelt tidspunkt. Dette medfører at alle produksjonsinnretninger skal være fjernbare. For PPF gjelder dette de fire brønnrammene. Alle brønner vil bli permanent plugget og etterlatt i henhold til gjeldende regler.

Føring for avhending og sluttdisponering av rørledninger er gitt gjennom Stortingsmelding nr.47 (1999-2000) «Disponering av utrangerte rørledninger og kabler på norsk kontinentalsokkel». Ifølge Stortingsmeldingen kan rørledninger og kabler som hovedregel etterlates på havbunnen dersom de ikke utgjør en sikkerhetsrisiko eller er til hinder for fiskeri, forutsatt at de er rensset for miljøskadelige stoffer. Det understrekes at en sak-til-sak-vurdering er nødvendig, der tekniske, sikkerhetsmessige og økonomiske forhold, samt hensynet til andre brukere av havet vurderes.

Slike forhold skal dokumenteres i feltets avslutningsplan, som normalt sendes til myndighetene mellom 2-5 år før forventet endelig produksjonsstans.

Basert på dagens rammebetingelser og anbefalt utbyggingsløsning for PPF, er følgende avviklingsløsninger aktuelle, men vil vurderes nærmere i avslutningsplanen for feltet:

- Havbunnsanleggene: fjernes fra feltet for gjenbruk eller opphugging.
- Produksjonsrør og kontrollkabel: vil være nedgravd/steindekket og vil mest sannsynlig bli etterlatt nedgravd/steindumpet. Dette vil vurderes nærmere i avslutningsplanen(e) som vil omfatte PPF.

3 Sammenfatning av innkomne høringskommentarer til forslaget til program for konsekvensutredning

Forslag til program for konsekvensutredning for utbygging av Albuskjell, Vest Ekofisk og Tommeliten Gamma ble sendt på offentlig høring 12. juli 2024. Høringsperioden var på 12 uker med frist for kommentering satt til 4. oktober 2024. Totalt ble programforslaget sendt til 63 parter og det ble mottatt kommentarer fra følgende høringsinstanser:

- Fiskeridirektoratet
- Justis- og beredskapsdepartementet
- Kartverket
- Klima- og miljødepartementet
- Kystverket
- Miljødirektoratet
- Norges Fiskarlag
- Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE)
- Riksantikvaren

Tabell 3-1 gir en oversikt over innkomne høringsuttalelser med COPSAS' vurdering av disse.

Uttrykkene «Tas til orientering» og «Tas til etterretning» er benyttet i vurderingen av høringskommentarene og skal forstås på følgende måte:

- «Tas til etterretning» er benyttet om mottatte kommentarer og innspill som vi tar til følge eller vil forsøke å ta hensyn til i konsekvensutredningsarbeidet
- «Tas til orientering» er benyttet om mottatte synspunkt og kommentarer som vi merker oss, og som er vurdert å ikke kreve et tilsvarende eller en konkret oppfølging fra operatøren i konsekvensutredningen

Utredningsprogrammet for PPF ble fastsatt av Energidepartementet 21. januar 2025.

Tabell 3-1. Oppsummering av mottatte kommentarer til forslag til program til konsekvensutredning for utbygging av de tidligere produserende feltene Albuskjell, Vest Ekofisk og Tommeliten Gamma og COPSAS' vurdering av disse.

Høringskommentar	COPSAS' vurdering av kommentaren
Fiskeridirektoratet	
Under punkt 2.8 - <i>Avslutning av virksomheten</i> , står det at fremtidig avslutning av virksomhet med disponering av innretninger og infrastruktur inngår i beslutningsgrunnlaget for utbygging og drift. Videre står det at produksjonsinnretninger som utplasseres skal være fjernbare. Fiskeridirektoratet ser det som positivt at det understrekes, allerede på dette tidspunktet, at produksjonsinnretningene skal være fjernbare. Fiskeridirektoratet vil likevel bemerke at vi er på generelt grunnlag skeptisk til dagens praksis, hvor nedgravde rørledninger og kabler blir etterlatt etter avvikling av feltene, slik det står under punkt 6.1 - <i>Virkninger for fiskeri</i> ; « <i>Nedgravde rørledninger og kabler blir normalt rengjort og etterlatt</i> ». Over tid vil etterlatte rørledninger kunne skape hefter for fiske med bunnredskaper selv om rørledningene opprinnelig var nedgravd eller på andre måter gjort overtrålbare. Fiskeridirektoratet vil derfor oppfordre til at prosjektet også ser på muligheten for at en større del av feltinnretningen, og ikke bare produksjonsinnretningene, kan bli fjernet og eventuelt gjenbrukt.	Kommentaren tas til orientering. Alle petroleumsinnretninger som utplasseres på norsk sokkel skal være fjernbare. Hvilken disponeringsløsning som blir valgt for eksempelvis en rørledning, blir vedtatt av norske myndigheter i disponeringsvedtaket ved behandling av avslutningsplanen. Prosjektet tar derfor ikke stilling til sluttdisponering nå.
Under punkt 4.2 – <i>Fiskeri</i> , antas dette å være dekkende for området. Men Fiskeridirektoratet vil likevel påpeke at fiskeri er en dynamisk aktivitet og vil variere alt er fiskens vandringsmønster og de til enhver tid gjeldende reguleringer.	Kommentaren tas til orientering. For vurderinger i KU vil vi legge til grunn tidsserier for å fange opp noe av variasjonen i fiskeriaktivitet over tid.
Under punkt 6.1 – <i>Virkninger for fiskeri</i> , står det at boreperioden vil føre til midlertidig arealbeslag, med varighet i størrelsesorden 12 måneder totalt for åtte brønner. Angående arealbeslag i forbindelse med installasjon vil Fiskeridirektoratet oppfordre til dialog med relevante fiskeriinteresser for å begrense konfliktpotensialet i anleggsperioden.	Kommentaren tas til etterretning. Vi viser her også til erfaringer fra prosjektet Ekofisk Vind, hvor vi hadde dialog også med danske fiskeriorganisasjoner, da fiske i området i stor grad foregår av danske fiskefartøyer.
Fiskeridirektoratet har ingen øvrige merknader til høring av forslag til program for konsekvensutredning for de tidligere produserte feltene Albuskjell, Vest Ekofisk og Tommeliten Gamma for Krafla. Eventuelle merknader	Kommentaren tas til orientering. Programforslaget er sendt til Havforskningsinstituttet, men det er ikke mottatt høringskommentarer fra dem.

Høringskommentar	COPSAS' vurdering av kommentaren
vedrørende biologiske ressurser anses ivaretatt av Havforskningsinstituttet.	
Justis- og beredskapsdepartementet	
Ingen merknader	
Kartverket	
Kartverket forslår at utredningen omhandler en plan for informasjonsflyt til de sjøfarende i forbindelse med utbyggingen, via Etterretninger for sjøfarende (Efs.). Utredningen bør også vurdere om det blir etablert faste installasjoner på havbunnen som brønnrammer, kabler og rør etc. som skal være avmerket i sjøkart for å hindre farlige hendelser. Utredningen bør videre omhandle en plan for informasjonsflyt om dette til Kartverket. Utredningen bør også gjøre en vurdering av om eksisterende sjøkart er tilstrekkelig for slik informasjonsflyt som nevnt over, eller om det bør bestilles bedre målestokk fra Kartverket i området. Forslaget pkt 3.3 nevner samarbeidet med Stavanger maritime museum i forbindelse med kartlegging og innrapportering av kulturminner, som for eksempel vrak, i forbindelse med utbyggingen. Kartverket vil påpeke at det ikke er etablert informasjonsflyt mellom Stavanger maritime museum og Kartverket for å varsle om vrak. Det er derfor risiko for at vraket blir skadet i fiskeriaktivitet ol. hvis det ikke gjøres kjent via sjøkart. Vi mener derfor at informasjonen må deles med Kartverket, slik at funn av f.eks vrak publiseres i Efs og oppdatering av sjøkart.	Kommentaren tas til orientering. Varsling av maritime aktiviteter, herunder flyttbar borerigg, vil bli gjort gjennom Efs, som normalt for denne type aktiviteter. Disse aktivitetene vil foregå en del tid etter gjennomføringen av KU, og inngår i de konkrete planene for gjennomføring etter myndighetsgodkjenning av prosjektet. Forholdet vil bli nevnt i KU, mens detaljer vil utarbeides senere. Posisjon for havbunnsinnretninger og rørledninger/kabler vil bli innrapportert til Kartverket slik at dette vil inngå i sjøkart. COPSAS tar kommentaren om sjøkart til orientering, og vil kontakte Kartverket direkte ved ev. behov for et annet kartgrunnlag. Til kommentaren om ev. skipsvrak og registrering av slike; vi anser dette som et forhold mellom kulturminnemyndighetene og Kartverket. Ingen skipsvrak er for øvrig identifisert i undersøkelser gjort så langt.
Klima- og miljødepartementet	
Valg av utbyggingsløsning må baseres på helhetlige miljøvurderinger og den totalt sett beste klima- og miljømessige løsningen av de reelle alternativene. Kravet om best tilgjengelige teknikker skal oppfylles og dokumenteres for alle deler av prosjektet og over feltets levetid. Departementet slutter seg til vedlagte høringsinnspill fra Miljødirektoratet, som også er sendt direkte til operatøren.	Kommentaren tas til orientering. Vi henviser til vårt tilsvarende svar til Miljødirektoratets kommentar om dette tema.

Høringskommentar	COPSAS' vurdering av kommentaren
Departementet viser videre til vedlagte høringsinnspill fra Riksantikvaren, og understreker at utredningen må beskrive hvilke konsekvenser tiltaket vil ha for kulturminner.	Kommentaren tas til orientering. Det er ingen kjente kulturminner i området som vil bli berørt. Det forventes således ikke konsekvenser av tiltaket for kulturminner. Vi viser for øvrig til vårt tilsvarende svar til Riksantikvarens kommentarer.
Kystverket	
Som det går fram av programforslaget er det primært trafikk knyttet til petroleumsvirksomhet som foregår i området. Denne trafikken er godt kjent med petroleumsindustrien, herunder feltutbygginger, anleggsvirksomhet og sikkerhetssoner knyttet til petroleumsinnebygginger. Fartøy i transitt gjennom området vil i liten grad bli påvirket. Kystverkets undersøkelser bekrefter dette. Figuren (vedlagt høringskommentaren) viser kartlagte områder for mulig havvind (skraverte felter), anbefalte trafikkorridorer (grønn farge) og trafikkorridorer i henhold til dansk havplan (gul farge). Området vest for Ekofisk er ikke i særlig berørt av, eller til hinder for, skipsfarten i de tilgrensede områdene.	Kommentaren tas til orientering. Dette bekrefter de beskrivelsene som er gitt i programforslaget.
Vi minner om plikten til varsling, i god tid, gjennom Etterretning for sjøfarende (Efs) dersom det planlegges aktiviteter eller tiltak som kan påvirke ferdselen i sjøområdet, så som utslep, installasjon og fjerning av innebygninger. Innebygningene forventes å bli beskyttet i henhold til normer for innebygninger plassert på havbunnen, slik at påvirkning overfor fiskeriaktivitet blir redusert. Siden innebygningene skal plasseres på havbunnen, forventes de ikke å måtte merkes i henhold til innebygningsforskriften § 71.	Kommentaren tas til orientering. Vi bekrefter at havbunnsinnebygningene ikke må merkes, i tråd med kommentaren.
Utbygging og drift av de aktuelle feltene vil innebære fare for skade på det marine miljøet som følge av eventuell akutt forurensning. Vi understreker viktigheten av å dimensjonere beredskapen mot akutt forurensning i samsvar med den til enhver tid foreliggende miljørisiko. Altså er det viktig å foreta en grundig vurdering av behovet for gjennomføring av en egen miljørisiko- og beredskapsanalyse eller om oppdateringer av eksisterende analyser for Ekofisk-området er tilstrekkelig.	Kommentaren tas til orientering. Beredskap mot akutt forurensning for feltene vil være en del av beredskapen for Ekofisk-området. Behovet for ny eller oppdatert områdeanalyse av miljørisiko og beredskap vil bli gjort og redegjort for i KU, i henhold til omtale i programforslaget.
Miljødirektoratet	

Høringskommentar	COPSAS' vurdering av kommentaren
Generelt Valg av utbyggingsløsning må baseres på helhetlige miljøvurderinger og den totalt sett beste klima- og miljømessige løsningen av de reelle alternativene. Dette må belyses i konsekvensutredningen. Helhetlige miljøvurderinger må foreligge for alternative utbyggingsløsninger, bl.a. energiløsning (havvind og elektrifisert borerigg), styring av havbunnsanlegg, hydratkontroll og aktiviteter som medfører fysiske inngrep i havbunnen (herunder legging av produksjons- og feltinterne rørledninger og kabler). Alternativene må beskrives slik at de er mulig å sammenligne. Kravet om anvendelse av beste tilgjengelige teknikker (BAT) skal oppfylles og dokumenteres i utredningen for alle deler av prosjektet og over feltets levetid. Dette inkluderer anleggsfasen, boring, oppstartsfasen, drift og avslutning av feltet. Ekofiskområdet har lang gjenværende levetid (2048). Miljødirektoratet legger til grunn at ConocoPhillips implementerer nullutslippsløsninger ved innfasing av nye ressurser som Albuskjell, Vest Ekofisk og Tommeliten Gamma, bl.a. fullelektriske løsninger for styring av havbunnsventiler og bruk av korrosjonsbestandig materiale i rørledninger.	Kommentaren tas til orientering. De aktuelle forekomstene planlegges utbygd gjennom havbunnsutbygginger tilknyttet eksisterende infrastruktur på Ekofisk feltet. En utbygging med eksempelvis ubemannede brønnhodeplattformer vil kreve mer ressurser (materialer), mer energi og vil være mer kostbare. Havbunnsutbygginger er energieffektive og utnytter ledig kapasitet hos vertsfeltet. Dette er generelt ansett som beste klima- og miljømessige løsning og følger norsk petroleumspolitik for økt utvinning fra modne områder. Kun havbunnsutbygging vil bli utredet. Alternative teknikker vil være gjenstand for BAT-vurderinger, herunder for styring av havbunnsanlegg, rørledningsvalg, m.fl. Egen havvindsløsning og elektrifisert borerigg er ikke aktuelt for denne type havbunnsutbygginger, lokalisert i betydelig avstand til vertsfeltet og korte boreperioder. Løsninger vurdert som BAT, og undersøkte alternativer, vil bli presentert i KU. KU vil redegjøre for de BAT-vurderinger prosjektet gjennomfører i pågående fase, samt ev. tema for videre utredning i etterfølgende prosjektfaser. COPSAS vurderer langsiktige løsninger for driften av petroleumsvirksomheten i Ekofisk-området. COPSAS har kontinuerlig fokus på null skadelige utslipp, herunder optimalisert rensing av produsert vann og substitusjon av kjemikalier. Status og tiltak relevant for utbygging og drift av Albuskjell, Vest Ekofisk og Tommeliten Gamma vil bli presentert i KU.
Utslipp til luft Konsekvensutredningen må redegjøre for energieffektiviserings- og utslippsreducerende tiltak i anleggs-, bore-, oppstarts- og driftsfasen.	Kommentaren tas til etterretning. Relevante tiltak vil bli omtalt i KU.
Energibehov og energiløsninger Det gjennomsnittlige energibehovet til PPF er beregnet til om lag 60 GWh per år. ConocoPhillips opplyser at energibehovet vil variere mellom de tre feltene over tid, med endringer i produksjonsprofilene individuelt og samlet for Ekofiskområdet. Energiløsningen for	KU vil beskrive tiltak som nylig er gjennomført og som er under vurdering. Oppdatert estimat for energibehov vil bli gitt i KU.

Høringskommentar	COPSAS' vurdering av kommentaren
Ekofiskområdet er i hovedsak DLE-gassturbiner. Samtlige innretninger i Ekofiskområdet er koblet sammen med elektriske kabler for å ha en best mulig energioptimal drift. ConocoPhillips opplyser at gjenværende SAC-turbiner etter planen, ikke vil være i drift når PPF er i produksjon. Videre opplyses det om at en rekke tiltak for energioptimalisering er gjennomført og at flere er under vurdering. Tiltakene som er gjennomført og under vurdering, må beskrives i konsekvensutredningen. I 2021-2022 var prosjektet Ekofisk Vind gjenstand for egen KU-prosess, men dette prosjektet ble vurdert til å ikke være økonomisk gjennomførbart. ConocoPhillips opplyser at de nå undersøker muligheten for å forsyne deler av innretningene i Ekofiskområdet med kraft fra vindparken Sørlege Nordsjø II. Miljødirektoratet ønsker en status for havvindplanene i konsekvensutredningen. Det framgår av forslag til PKU at det i løpet av de siste årene er gjennomført 18 tiltak for energibesparelse og CO₂/NO_x-reduksjon på de to mobile riggene som benyttes i Ekofiskområdet. Tiltakene er støttet av NO_x-fondet. Boring på PPF planlegges gjennomført med bruk av en oppjekkbar borerigg. Ifølge ConocoPhillips vil urea-anlegget som installeres på den oppjekkbare boreriggen, fjerne mer enn 80 % av NO_x-utslippene, og nye brønnløsninger som er implementert har, ifølge ConocoPhillips, gitt 40 % reduksjon i CO₂-utslipp per brønn siden 2017. Miljødirektoratet legger til grunn at ConocoPhillips ved valg av rigg vektlegger klima- og utslippsreducerende tiltak. Muligheten for bruk av elektrifisert rigg, må belyses i utredningen.	Situasjonen rundt muligheten for kraftimport fra vindkraft i Sørlege Nordsjø II vil bli omtalt i KU. KU vil omtale prosessen med valg av rigg, herunder eventuelle krav til klima- og utslippsreducerende tiltak. De tre feltene er lokalisert i en avstand til Ekofisk på ~10-25 km. Det er ikke praktisk gjennomførbart å forsyne en slik rigg med kraft fra Ekofisk feltcenter. Det er også fire ulike lokaliteter hvor det skal bores.
Kaldventilering og diffuse utslipp I henhold til innrapporterte data for kaldventilering og diffuse utslipp for 2023, er Ekofiskområdet den største utslippskilden til NMVOC og den nest største utslippskilden til metan blant feltene på norsk sokkel. Påvirkning og utslippsbidraget fra PPF i Ekofiskområdet, BAT-vurderinger og utslippsreducerende tiltak, herunder	KU vil omtale kaldventilering og diffuse utslipp fra Ekofisk generelt, herunder tiltak som er under implementering/vurdering, samt angi relevante forhold om mulige tiltak direkte knyttet til prosjektet.

Høringskommentar	COPSAS' vurdering av kommentaren
hvilke tiltak som planlegges gjennomført på Ekofiskområdet, må beskrives i konsekvensutredningen	
Styring av havbunnsanlegg Valg av hydraulikksystem for styring av SPS-anlegg og havbunnsventiler har stor betydning for utslipp av kjemikalier til sjø. ConocoPhillips opplyser at BAT-vurderinger knyttet til lukket hydraulikksystem, er gjennomført, men at løsningen er forkastet. Ifølge ConocoPhillips pågår det vurderinger av to alternative Løsninger (elektrisk styring og åpent system), hvor BAT-vurderingene vil bli presentert i konsekvensutredningen. Alternativene, inklusive BAT-vurderinger knyttet til lukket hydraulikksystem, må beskrives slik at de er mulig å sammenligne. Dette inkluderer kostnader, kjemikalieførebruk og utslipp over Ekofiskområdets levetid. Miljødirektoratet anser helelektriske løsninger for kontroll og styring av SPS-anlegg og havbunnsventiler som BAT for nye prosjekter. Løsningen gir ikke utslipp til sjø, og hydraulikklinjen i kontrollkabelen kan fjernes. Miljødirektoratet legger til grunn at ConocoPhillips tar i bruk nullutslippsløsninger ved innfasing av PPF.	Kommentaren tas til etterretning. Resultater fra BAT-vurderingen for elektrisk løsning, åpen hydraulisk løsning og lukket system vil bli presentert i KU inklusive resultater for alternativene som er vurdert. Elektriske løsninger (herunder styring av nedihullsventil) er fremdeles under utvikling og uttesting på norsk sokkel. Her finnes to alternative løsninger fra ulike leverandører, og med ulik grad av teknologikvalifisering. For havbunnsanlegg som skal tilknyttes eksisterende vertsplattformer er kompatibilitet med eksisterende løsninger, tekniske forhold, miljøeffekter, sikkerhet og økonomi viktige kriterier for valg av løsning. Forholdet vil bli belyst i KU.
Materialvalg i produksjonsrørledningen ConocoPhillips opplyser at referanseløsningen for produksjonsrørledningen, er bruk av høylegert stål for å unngå bruk av korrosjonshemmer, og at materialkvaliteter som krever bruk av korrosjonshemmer og biosid, er valgt bort grunnet tekniske forhold og miljøaspekter. Miljødirektoratet anser bruk av korrosjonsbestandig materiale som BAT. Vi legger til grunn at korrosjonsbestandige materialer tas i bruk i PPF-prosjektet for å minimere utslippene av kjemikalier til sjø på Ekofiskområdet.	KU vil redegjøre for vurderinger og anbefaling for materialvalg i rørledninger.
Hydratkontroll Konsekvensutredningen må belyse hvilke BAT-vurderinger som ligger til grunn for valg av løsning for hydratkontroll knyttet til PPF-produksjonsrørledningen, inklusive kostnader og miljørisiko.	KU vil presentere en oppsummering av de BAT-vurderinger som er gjort for aktuelle alternativer etter nærmere utvelgelse, samt begrunnelse for anbefaling.

Høringskommentar	COPSAS' vurdering av kommentaren
ConocoPhillips opplyser at BAT-vurderinger vil bli gjort for alternative løsninger; våtisolert rørledning med og uten elektrisk oppvarming, våt uisolert rørledning uten oppvarming og rør-i-rør isolasjon. Videre opplyses det om at valg av isoleringsteknikk vil påvirke behovet for MEG, enten kontinuerlig bruk eller kun ved nedstengning/oppstart og piggeoperasjoner. Alternativene må beskrives slik at de er mulig å sammenligne.	
Kvikksølvhåndtering Ifølge ConocoPhillips har ikke brønnstrømmen fra de tre feltene forhøyet verdi av kvikksølv eller andre komponenter som medfører spesiell behandling på vertsinstallasjonene. ConocoPhillips må redegjøre for kvikksølvnivåer i brønnstrømmen fra de tre feltene, dagens situasjon på Ekofiskområdet og hva som menes med "ikke forhøyet verdi av kvikksølv" i konsekvensutredningen.	Basert på geologi og kjemi forventer vi ikke nivåer av kvikksølv i brønnstrømmen signifikant forskjellig fra produserende felt i Ekofiskområdet, og ingen spesielle tiltak.
Undervannslekkasjedeteksjon ConocoPhillips planlegger installering av system for undervannslekkasjedeteksjon på Albuskjell, Vest Ekofisk og Tommeliten Gamma. Miljødirektoratet anser undervannslekkasjedeteksjon på havbunnsinnretninger som BAT. Konsekvensutredningen må beskrive alternative løsninger, herunder punktsensorer og områdedetektorer, og hvilke(t) system som planlegges installert på Albuskjell, Vest Ekofisk og Tommeliten Gamma.	KU vil presentere en oppsummering av de BAT-vurderinger som er gjort, samt begrunnelse for anbefaling.
Fysiske inngrep og miljørisiko Fysiske inngrep og forstyrrelser av havbunn vil være knyttet til bl.a. plassering av havbunnsinnretninger og legging av rørledninger og kontrollkabler. Ifølge ConocoPhillips skal de nye havbunnsinnretningene plasseres i noe avstand fra tidligere feltinnretninger på Albuskjell, Vest Ekofisk og Tommeliten Gamma. Rørledninger og kontrollkabler vil også unngå områder med tidligere plasserte innretninger. ConocoPhillips opplyser at bunnsedimentene helt nær Ekofisk felt senter	Havbunnen ved PPF-lokalitetene er vurdert å være uberørt av tidligere virksomhet, med avstand på mere enn 1 km fra tidligere produksjonsplattformer på Albuskjell og Vest Ekofisk og ca. 800 m på Tommeliten Gamma. Informasjon om miljøtilstand i bunnsedimentene regionalt finnes gjennom den regulære regionale miljøovervåkingen. For områdene helt inn mot Ekofisk finnes enkelte områder som er kontaminert av tidligere utslipp. Undersøkelser her ble

Høringskommentar	COPSAS' vurdering av kommentaren
er kontaminert som følge av tidligere tiders borerelaterte utslipp. Miljødirektoratet forutsetter at miljøforholdene og forurensningssituasjonen rundt berørte aktivitetsområder (PPF og Ekofisk feltcenter) er godt kartlagt, herunder avstand til kakshauger og forurenset sediment og deres utbredelse og forurensningsgrad. Mulige konsekvenser av arealbeslag, fysiske inngrep og forstyrrelser av havbunn samt BAT-vurderinger og avbøtende tiltak, må belyses grundig i konsekvensutredningen. Dette inkluderer installering av havbunnsinnretninger og tilhørende infrastruktur, metoder for legging av rørledninger og sjøkabler, evt. bruk av stein, betongmadrasser eller lignende for stabilisering og/eller beskyttelse av havbunnsanlegg, rørledninger og kabler. Miljødirektoratet forventer for øvrig at all aktivitet som planlegges i områder med forurenset sediment eller forurenset kaks, belyses i konsekvensutredningen. Dette inkluderer vurderinger av alternative metoder, tekniske løsninger og avbøtende tiltak for å hindre eller minimere oppvirvling og spredning av forurenset masse.	blant annet gjort sommeren 2024, og resultatene blir benyttet ved vurdering av alternative trasséer for rørledning. Dette vil omtales i KU. Arealbeslag og fysiske forstyrrelser av inngrep vil utredes i KU, herunder som relevant vurdering av alternative teknikker samt vurdering av mulige avbøtende tiltak.
Naturlige utslipp av metan fra havbunnen Lekkasjer av naturgass fra havbunnen forekommer naturlig fra områder med mye naturlige sprekker og forkastninger. I områder med naturlig seismisk aktivitet kan forkastninger og sprekker endre seg naturlig over tid, men kan også utløses eller forsterkes av menneskelig aktivitet som f.eks. petroleumsutvinning. Metan utgjør vanligvis den alt overveiende delen av naturgassen som lekker ut. På grunn av at metan er en kraftig klimagass, har det blitt økende oppmerksomhet rundt disse utslippene de siste årene. Omfang av naturlige lekkasjer i Ekofiskområdet, inklusive PPF, må belyses i konsekvensutredningen, og mulige alternative løsninger for overvåking av havbunnen for å kunne følge utviklingen over tid, må utredes.	Kommentaren tas til orientering. Naturlige lekkasjer for feltene som er under utredning Albuskjell, Vest Ekofisk og Tommeliten Gamma vil belyses i KU. Behov for overvåking og eventuelt alternative løsninger for dette vil også bli vurdert. Omfang av naturlige lekkasjer i andre deler av Ekofiskområdet er ikke ansett som relevant for denne konsekvensutredningen.

Høringskommentar	COPSAS' vurdering av kommentaren
Avslutning av virksomheten og sirkulær økonomi Ifølge ConocoPhillips vil fremtidig avslutning av virksomheten med disponering av innretninger og infrastruktur inngå i beslutningsgrunnlaget for utbygging og drift, hvor det trekkes på operatørens erfaringer. ConocoPhillips opplyser at videre vurderinger av avslutningsfasen vil inngå i konsekvensutredningen, mens detaljer vil utredes senere i forbindelse med avslutningsplanene. Vi legger til grunn at gjenbruk av materialer i et sirkulærøkonomisk perspektiv er en del av ConocoPhillips' vurdering, herunder rørledninger og kabler, og at dette adresseres i konsekvensutredningen.	De påpekte forholdene vil bli adressert i KU.
Norges Fiskarlag	
Norges Fiskarlag har sammen med medlemslaget Sør-Norges Fiskarlag gått gjennom forslaget til program med tanke på fiskeriinteressene vi skal ivareta for våre medlemmer. Overordnet fremstår forslaget til utredningsprogram som grundig, men vi ser at det er noen punkter som med fordel kan belyses i større grad enn det forslaget legger opp til.	Kommentaren tas til orientering.
Fiskeriaktiviteten i området Norske fiskerier høster av en fornybar ressurs, og er derfor avhengig av et rent og rikt hav med intakte økosystem inkludert gyte-, oppvekst og fiskeområder. Fisket er en dynamisk aktivitet som varierer med f. eks årstid, mellom år og med utvikling og utbredelse av de høstbare bestandene. Fiske-, gyte- og oppvekstområder har heller ingen skarp avgrensning. Fiskeriene er derfor en næring i stadig utvikling og endring. Det legges til grunn at tiltakshaver, særlig i anleggsfasen tar hensyn til eventuell fiskeriaktivitet i område, slik at de ikke blir skadelidende i form av redusert tilgang til fiskefeltene. Når det gjelder fiskeriaktiviteten i området har tiltakshaver fått med seg flere fiskerier som pågår i området, men den er ikke fullstendig. Utredningen må omfatte alle de viktige fiskeriene som foregår i dette området til enhver tid. Særlig er det viktig å få med deg	Kommentaren tas til orientering. Som nevnt i programforslaget vil mer informasjon om fiskeriaktivitet i området hentes inn fra Fiskeridirektoratet og legges til grunn for KU. Med henvisning til mindre fartøyer og aktivitet i kystnære farvann, vil vi imidlertid understreke at all planlagt aktivitet vil foregå til havs i Ekofiskområdet.

Høringskommentar	COPSAS' vurdering av kommentaren
alle fiskeriene kystnært, da fartøy under 10 m foreløpig ikke er pålagt fiskerisporing (VMS). Vi ber om at fiskeridirektoratet involveres tett i arbeidet med kartlegging av fiskeriene i området. Det er viktig at disse opplysningene er oppdatert og riktig, slik at utbyggingsplanene kan tilpasses fiskeriene i størst mulig grad. Norges Fiskarlag kan også bistå med opplysninger om fiskeriene dersom det er behov for det.	
Gyte-, oppvekst- og leveområder Området overlapper med gyte-, oppvekst- og leveområder for en rekke arter. Vi ber om at tiltakshaver kontakter Havforskningsinstituttet for å få oversikt over utredningsbehov og evt. tiltak eller behov for overvåking.	Kommentaren tas til orientering. Informasjon om områder viktige for fiskeressurser er basert på kunnskap og kart fra Havforskningsinstituttet. De har også fått programforslaget i høringen.
Rørledninger, kabler og annen infrastruktur Rørledninger fra de tre feltene vil knyttes til en felles rørledning inn mot Ekofisksenteret. Total lengde på rørsystemet blir ca. 31,5 km. I forslaget står det at referanseløsningen innebærer at rørledning og kontrollkabler grøftes ned i havbunnen, men at områder ved tilknytningspunkter og overkryssinger av eksisterende infrastruktur vil beskyttes med stein. Dette er positivt, men vi presiserer at det er viktig at helningsvinklene på fyllingene er så liten at bunnredskaper kan krysse fyllingene uten å ta med seg steinmasser som kan medføre tap av redskap og/eller fangst. Videre registrerer vi at dersom en går for en rør-i-rør-løsning skal muligheten for å legge rørledningen eksponert vurderes. Dette er ikke akseptabelt i forhold til sameksistens med fiskeri, og vi forventer at alle rørledninger og kabler enten grøftes ned eller steinlegges. Valg av trasé for rørledninger og kontrollkabler må besluttes i dialog med fiskeriinteressene. Disse må, så langt det er mulig, bli lagt i samme trasé og/eller i nærheten av allerede eksisterende traséer.	Kommentaren tas til orientering. Helningsvinkel og steinstørrelse i steinfyllinger er hensyntatt i tekniske standarder for å sikre trygg overfisking av disse. Kommentar om en rør-i-rør løsning tas til orientering. Dette vil bli videre vurdert og redegjort for i KU.

Høringskommentar	COPSAS' vurdering av kommentaren
Tidspunkt for når rørledninger bør legges og når de bør grøftes ned må konsekvensutredes pga. potensiale for negative konsekvenser for fiskeriene. Konsekvensutredningen må også ta for seg potensialet for at havbunnsinstallasjonene på et eller annet tidspunkt ikke lenger er tildekket, av ulike årsaker, og ser på sannsynligheten for skade på fiskeredskap ved slike hendelser og ved valg av trasé. Det bør stilles krav om at eventuelle fremtidige skader på kabler eller fiskeredskaper som skyldes at tiltakshaverne ikke har overdekt eller gravd ned kablene på forsvarlig måte, økonomisk må dekkes av tiltakshaverne. Påregnelige tap vil her være skade på kablene eller fiskeredskaper. Etterlatte rørledninger vil over tid kunne skape hefter for bunnredskaper selv om rørledningene opprinnelig var nedgravd eller på andre måter gjort overtrålbare. Norges Fiskarlag ønsker derfor å påpeke at alle innretninger, inkludert nedgravde kabler skal fjernes ved avvikling av driften.	Trasevalg blir gjort basert på ulike vurderinger, og vi tar kommentaren til orientering. Tidspunkt for installasjon vil angis i KU og blir vurdert i forhold til type og omfang av fiskeriaktivitet i aktuell periode. Havbunnsinstallasjonene skal være overfiskbare. Et avvik fra dette er ikke akseptabelt, og vil ikke bli utredet. For ev. skader på fiskeredskap henviser vi til petroleumslovens bestemmelser. Disponeringsløsning for rørledninger og kontrollkabel vil bli avgjort i forbindelse med myndighetenes fremtidige behandling av avslutningsplanen for feltene.
Utslipp I forslaget argumenteres det med at faren for utilsiktede utslipp er betydelig lavere for dette tiltaket sammenlignet med oljefelt. Det er likevel fare for utslipp, noe som kan få negative følger for fiskerinæringa. Det er derfor svært viktig at risikoen for utslipp utredes grundig i konsekvensutredningen, og at den vurderes opp mot både naturmangfold og sjømattrygget, og at dette legges til grunn når tiltak vurderes.	Som angitt i programforslaget vil miljørisiko av prosjektet bli vurdert, herunder behovet for å oppdatere miljørisiko- og beredskapsanalysen for Ekofiskområdet. Disse vurderingene vil ivareta de påpekte forhold.

Høringskommentar	COPSAS' vurdering av kommentaren
Det bør også etableres en miljøovervåking i influensområdet for å sikre sjømattryggheten mens feltet er i drift.	Vannsøyleovervåking av regulære utslipp blir gjennomført regelmessig av næringen, og hvor Ekofisk er et av områdene som blir overvåket.
Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE)	
Ingen merknader	
Riksantikvaren	
I forslaget til program for konsekvensutredning for Albuskjell, Vest Ekofisk og Tommeliten Gamma står det tilstrekkelig informasjon om kulturminner. Det er tatt kontakt med Stavanger maritime museum. Informasjon om undersøkelsesområde og metoder er delt og dialog opprettet om deling av informasjon fra undersøkelsene. Eventuelle marinarkeologiske funn som blir oppdaget vil bli varslet. Det er avklart at det er potensial for funn av skipsvrak innenfor planområdet. Oversikten med tema for videre utredning sier derimot ingen ting om kulturminner. Den må derfor suppleres med krav om en utredning av hvilke konsekvenser tiltaket vil ha for kulturminner.	Kommentaren tas til orientering. Vi henviser til programforslaget og direkte dialog med Stavanger museum omkring undersøkelser i området. Det er her ikke kjente kulturminner og således lite relevant å utrede virkninger av prosjektet for slike. Vi vil imidlertid nevne tema slik at det fremkommer i KU at dette er vurdert. Dersom det gjennom undersøkelser gjøres funn, vil dette varsles til kulturminnemyndighetene og tiltak vil bli gjort for å unngå skade på disse.
Dersom skipsvrak skulle bli påvist, bør videre håndtering avklares nærmere med kulturminnemyndighetene. Det kan tas kontakt med Stavanger maritime museum for vurdering av eventuelle marinarkeologiske funn. Når det gjelder forvaltningen av kulturminner har fylkeskommunen nå saksbehandlingsansvar for kulturminner fra land og ut til 24 nautiske mil fra grunnlinjen (tilstøtende sone). I denne sonen gjelder kulturminneloven. Hvis deler av tiltaket skulle være innenfor 24 nautiske mil, må det tas kontakt med Rogaland fylkeskommune.	Kommentaren tas til orientering. Dette er i henhold til etablert praksis. Prosjektet berører kun områder til havs og ikke innenfor 24 nm fra Grunnlinjen. Vi viser for øvrig til dialog opprettet med Stavanger museum om planlagte undersøkelser i området.
Kulturminner innenfor territorialfarvannet har en sterk beskyttelse i kulturminneloven. Når det gjelder tilstøtende sone har man i kulturmiljøforvaltningen lagt samme rettspraksis til grunn som innenfor territorialfarvannet. Dette er begrunnet i LOV av 27. mars 2003 nr. 57: Lov om Norges territorialfarvann og tilstøtende sone, § 4 tredje ledd. Man har videre hentet støtte for dette synet i Havrettskonvensjonens (UNCLOS)artikkel 303(2). Utenfor 24 nautiske mil utgjør	Kommentarene tas til orientering og vi henviser til tilsvar til forrige kommentar.

Høringskommentar	COPSAS' vurdering av kommentaren
folkeretten et generelt grunnlag for å hevde at kulturminner har et visst vern. For petroleumssektoren er bestemmelsene i petroleumsloven, med forskrifter og vilkår for utvinningstillatelser, de viktigste reguleringene av forholdet til kulturminner utenfor territorialfarvannet. Olje- og energidepartementet og Miljøverndepartementet presiserte i 2006 følgende i vilkåret i miljøkravene til nye utvinningstillatelser: I forkant av fysiske inngrep i havbunnen pålegges rettighetshavere, i samråd med Riksantikvaren, å avklare forholdet til kjente kulturminner og foreta nødvendig kartlegging av kulturminner i leteområdet der dette ikke tidligere er gjennomført. Om det registreres kulturminner i planleggingsfasen eller senere, må avbøtende tiltak, eventuelt utgravning eller dokumentasjon og flytting av kulturminnet, gjennomføres i samarbeid med kulturminneforvaltningen. Vanndypet på de aktuelle feltene er oppgitt til 69 og 73 meter. Dette er så grunt at området på slutten av istida har vært fast land og en del av Nordsjøkontinentet. Nordsjøkontinentet var et sammenhengende landområde som bandt sammen de britiske øyer og det europeiske kontinentet. Området var antagelig en variant av arktisk tundra eller slettelandskap. Det er funnet rester av dyrebein fra mammut, ullhåret nesehorn, villhest, rein osv. i trål fra hele Nordsjøen. Fiskere har også levert inn funn av bearbejdede beinspisser og andre steinalderredskaper fra særlig de sørlige delene av Nordsjøen og Doggerbanken. Det er dermed et visst potensial for funn fra steinalderen innenfor planområdet. Det er grunn til å anta at Nordsjøkontinentet står sentralt i forståelsen av pionerbosetningen av dagens Norge. Det er et visst potensial for funn av skipsvrak innenfor planområdet. Her er det i første rekke tale om forlis i åpent hav. Det er ikke mulig å gå inn på om enkelte deler av planområdet har større potensial for skipsfunn fordi forlis på åpent hav er resultat av en eller flere utenforliggende faktorer som i stor grad ikke er påvirkbar. Det foreligger heller ikke systematisk registrering av havbunnen i planområdet, med den	

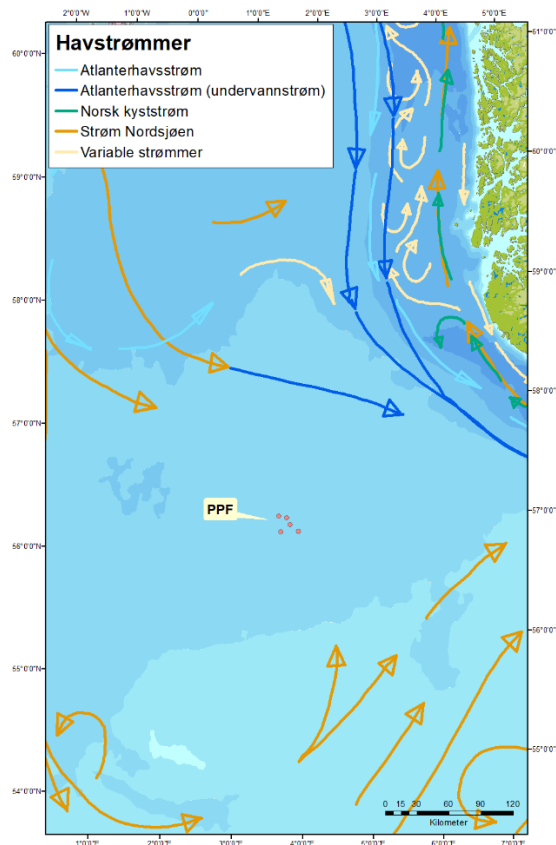
Høringskommentar	COPSAS' vurdering av kommentaren
hensikt å lokalisere skipsfunn vernet etter kulturminneloven. En tilfredsstillende kartlegging av eventuelle skipsfunn i forbindelse med leting og utvinning av olje og gass forutsetter gode rutiner for rapportering mellom kulturmiljøforvaltningen og oljeindustrien. Det er mest hensiktsmessig at tiltakshaver samkjører eventuelle surveys med kulturmiljøforvaltningen, slik at man unngår å måtte kjøre doble slike. Jo tidligere kulturmiljøforvaltningen kobles inn i dette arbeidet, jo tidligere vil konflikter med eventuelle kulturminner under vann oppdages og unngås. Kostnadmessig er dette også i aller høyeste grad den beste løsningen.	
Før det gjøres tiltak på havbunnen, i form av infrastruktur, rørledninger og kabler, samt andre inngrep som for eksempel mudring, graving, spyling eller massedumping, skal forholdet til kulturminner avklares. Det er hensiktsmessig så tidlig som mulig å kontakte kulturmiljøforvaltningen for å klarlegge om tiltaket vil komme i kontakt med kulturminner under vann.	Vi henviser til dialog opprettet med Stavanger museum.
Videre gjør Riksantikvaren oppmerksom på at finner av skipsfunn m.m. plikter å melde disse til vedkommende myndighet jf. Kulturminnelovens § 14 tredje ledd.	Kommentaren tas til orientering. Dette er i henhold til etablert praksis.

4 Statusbeskrivelse av miljøtilstand

4.1 Metrologiske og oseanografiske forhold

Ekofiskområdet ligger utenfor de viktigste strømsystemene i Nordsjøen. Atlanterhavsvann strømmer inn i Nordsjøen hovedsakelig fra nordvest og noe fra sørvest gjennom Den engelske kanal. Utstrømmende vann fra Østersjøen følger generelt norskekysten nordover, mens en vannstrøm fra nord følger yttergrensa av Norskerenna sørover (Figur 4-1). Overflatestrømmene i Ekofiskområdet er vindpåvirket og varierer betydelig. Denne regionen av Nordsjøen er et område uten særlig sterke strømmer og med liten tidevannsforskjell.

Bølger i området er vindskapt, og bølgehøyder her er generelt betydelig lavere i forhold til nordlige deler av Nordsjøen. Dominerende vindretning er fra sørvest gjennom store deler av året, mens det om sommeren er vestlige og nordlige vinder som dominerer. Vannet i området har en temperaturskapt lagdeling om sommeren.



Figur 4-1. Havstrømmer i området. Kilde: Sætre, 1983.

4.2 Bunnsedimenter

De øvre lag av bunnsedimentene i området består generelt av fin sand. Området er generelt flatt med kun små dybdevariasjoner. Kunnskap om bunnsedimentene, herunder beskaffenhet, grad av kontaminering og bunndyrsamfunn, er generelt høy som følge av flere tiår med regulær miljøovervåking i området.

4.2.1 Sedimentundersøkelser

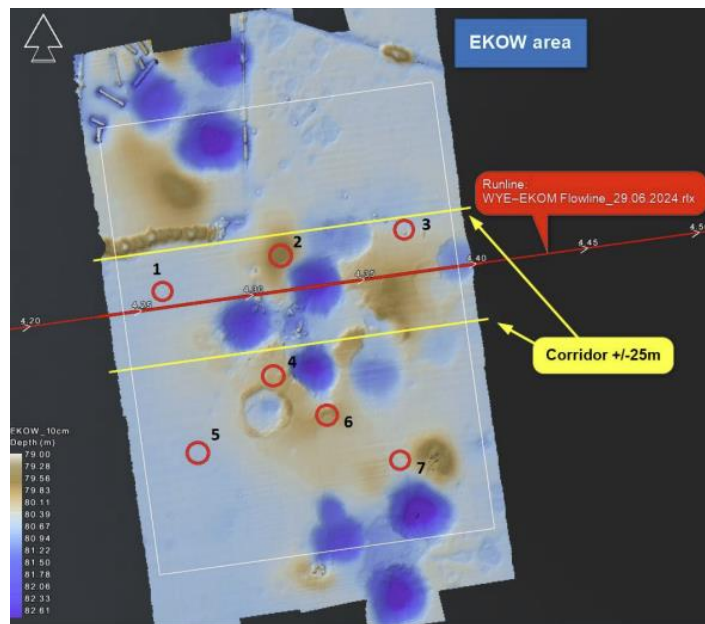
Bunnsedimentene lokalt inn mot Ekofisk feltcenter er noe forurensset som følge av tidligere tiders borerelaterte utslipp. Dette er av relevans for legging og innfasing av ny rørledning og kontrollkabel, hvor lokalisering av brønnrammer vil være i noe avstand fra tidligere feltinnretninger. Også rørledning og kontrollkabel vil unngå områder hvor det tidligere har vært utslipp, da både grøfting og steininstallasjon vil kunne føre til en oppvirvling, og dermed spredning av forurensede sedimenter (se avsnitt 6.3).

I forbindelse med planleggingen av traséen til produksjonsrørledningen har det blitt gjennomført sedimentundersøkelser med påfølgende analyse av sedimentene. I juli 2024 ble det tatt sedimentprøver ved Ekofisk 2/4 W (DOF Subsea, 2024; DNV, 2024) og i april 2025 ble det tatt sedimentprøver ved Albuskjell A og Ekofisk D (DOF Subsea, 2025; DNV, 2025). Resultatene fra disse undersøkelsene er kort oppsummert i de følgende avsnittene.

4.2.1.1 Området ved tidligere Ekofisk 2/4 W

Ved Ekofisk 2/4 W har det tidligere blitt boret åtte brønner, og det finnes borekaks (utboret steinmasse) med tilhørende forurensede sedimenter i området. Det ble analysert sediment fra syv prøvetakningsstasjoner i Ekofisk 2/4 W området (Figur 4-2). De mest forurensede sedimentene i området finnes på stasjon 3, 4,5 og 6, hvor det totale oljeinnholdet (THC) ligger på mellom 1300 - 9800 mg THC/kg. Noe lavere oljeinnhold finnes i sedimentet ved stasjon 2 (350 mg THC/kg), mens det laveste oljeinnholdet finnes ved stasjon 1 og 7 (15-57 mg THC/kg). Generelt er oljeinnholdet i sedimentene lavere enn det som tidligere er rapportert fra prøvetakning av borekaks i Ekofiskområdet (DNV, 2013; 2021c). Oljeinnholdet i sedimentene med de høyeste verdiene ved Ekofisk 2/4 W ble derfor vurdert som moderat til høyt. Til sammenlikning anses bunnfauna å være sensitive for verdier over 50 mg THC/kg, og bakgrunnsnivåene i sedimentet i Ekofiskområdet er <10 mg THC/kg. Sammenlignet med disse verdiene vurderes forurensingen i sedimentene som signifikante.

Verdiene for andre oljekomponenter, PAH og NPD, varierer mellom henholdsvis 0,2 – 0,4 mg PAH/ kg og 0,6 – 2,5 mg NPD/kg i prøvene fra stasjon 3, 4, 5 og 7. Disse verdiene anses som lave til moderate sammenliknet med tidligere funn fra borekaks i området. Til sammenlikning ligger bakgrunnsnivåene på henholdsvis 0,05 mg PAH/kg og 0,02 mg NPD/kg i Ekofiskområdet. Bariumverdiene ligger på mellom 1700 - 6300 mg Ba/kg. Dette anses som forventede verdier i borekaks, og verdiene indikerer at forurensningen stammer fra tidligere utslipp av borekaks i området.

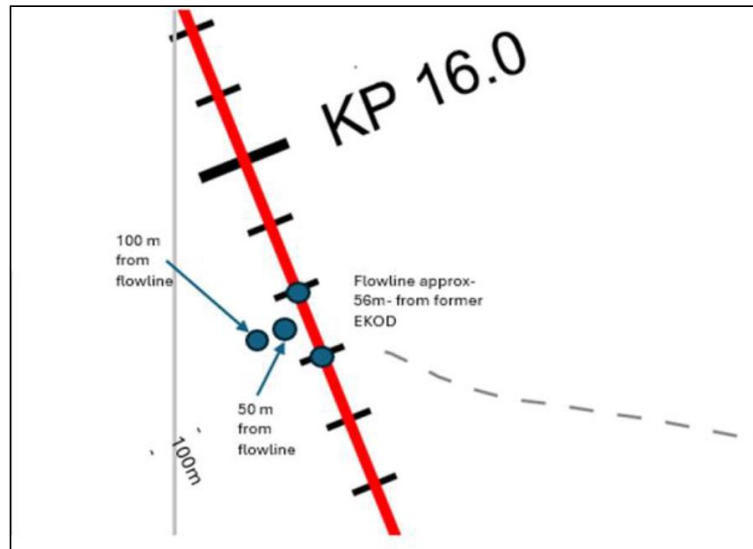


Figur 4-2. Prøvetakningsstasjoner i området ved tidligere Ekofisk 2/4 W forhold til trase for produksjonsrørledningen (vist i rødt). Kilde: DOF Subsea, 2024.

4.2.1.2 Området ved tidligere Ekofisk 2/4 D

Oversikt over prøvetakningsstasjonene ved den tidligere lokaliteten til Ekofisk 2/4 D er vist i Figur 4-3. Det totale oljeinnholdet i sedimentprøvene var mellom 3-18 mg THC/kg. Til sammenlikning inneholder borekaks fra Ekofiskområdet ofte langt høyere verdier og oljeinnholdet regnes som svært lavt (DNV, 2013; 2021c). Bakgrunnsnivået i Ekofiskområdet er <10 mg THC/kg, noe som viser at det undersøkte sedimentet ved Ekofisk 2/4 D har ingen til svært lav grad av oljeinnhold.

Andre oljerelaterte stoffer viste lave verdier ved Ekofisk 2/4 D; NPD fra <0,1 – 0,4 mg NPD/kg og PAH fra 0,1 – 0,2 mg PAH/kg. Disse nivåene er høyere enn bakgrunnsnivåene i området (0,02 mg NPD/kg og 0,05 mg PAH/kg), men fortsatt lave i forhold til det som vanligvis er funnet i borekaks. Bariumnivåene ved Ekofisk 2/4 D var på mellom 1900 - 3900 mg Ba/kg, som er typiske nivåer i borekaks. Siden bakgrunnsnivået i området er < 100 mg Ba/kg, tyder dette på forurensning fra tidligere utslipp.

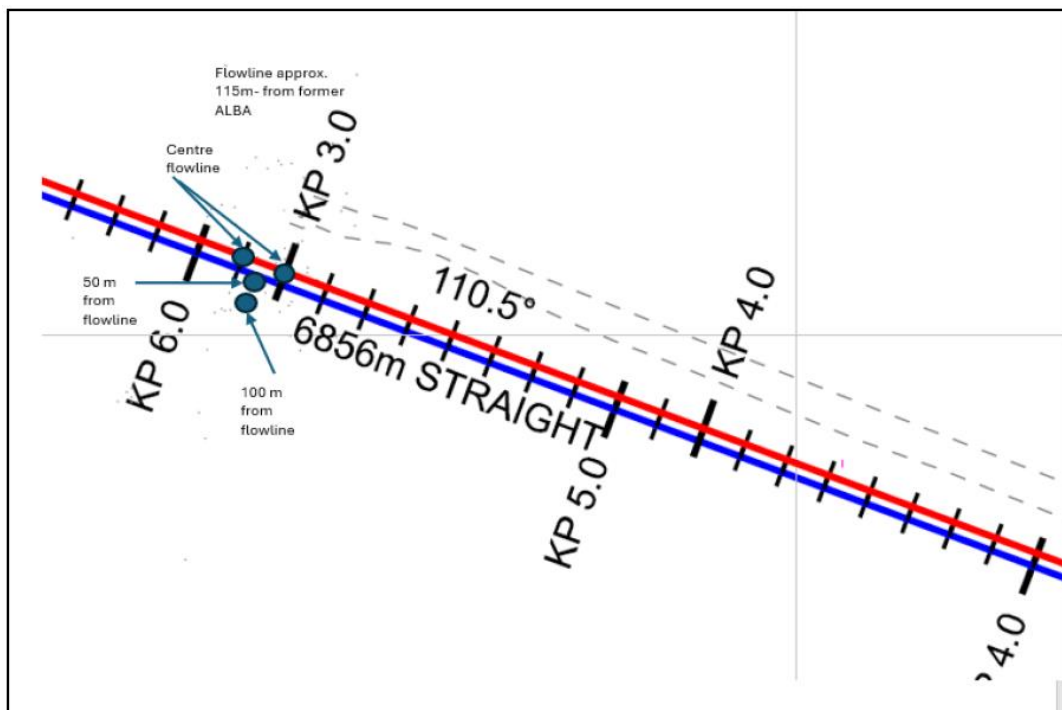


Figur 4-3. Prøvetakningsstasjoner ved den tidligere lokaliteten til Ekofisk 2/4D. Planlagt rørledningstrasé til PPF vises i rødt. Kilde: DOF Subsea, 2025.

4.2.1.3 Området ved tidligere Albuskjell A

Oversikt over prøvetakningsstasjonene ved den tidligere lokaliteten til Albuskjell A er vist i Figur 4-4. Oljeinnholdet i sedimentet var på mellom 4,3 - 44 mg THC/kg, altså under grenseverdien på 50 mg THC/ kg, men over bakgrunnsnivået i området (<10 mg THC/kg). Forurensningen i området regnes derfor som lav til moderat, men sammenlignet med nivåene i borekaks fra Ekofiskområdet vurderes oljeinnholdet som lavt.

Andre oljerelaterte stoffer var henholdsvis <0,1-1,5 mg NPD/kg og 0,04-0,7 mg PAH/kg. Selv om disse nivåene er lave sammenlignet med borekaks, er de høyere enn bakgrunnsnivåene i området (0,02 mg NPD/kg og 0,05 mg PAH/kg), og viser noe forurensning. Bariumnivåene var typiske for det som vanligvis finnes i borekaks (2200 - 4400 mg Ba/kg), noe som tyder på tidligere utslipp av borekaks og boreslam.



Figur 4-4. Prøvetakningsstasjoner ved den tidligere lokaliteten til Albuskjell A. Planlagt rørledningstrasé til PPF vises i rødt og kontrollkabel i blått. Kilde: DOF Subsea, 2025.

4.2.2 Regulær miljøovervåkning

I forbindelse med tidligere drift av Tommeliten Gamma og Albuskjell har det blitt gjennomført miljøovervåking både under og etter produksjonsperioden. Ekofisk Vest var ikke spesifikt dekket utenom målestasjoner for Ekofisk feltcenter og øvrige regionale stasjoner.

For Tommeliten Gamma ble det i 1996 målt et oljeinnhold mellom 3 -14 mg THC/kg. For Albuskjell A ble det i 2008 målt et oljeinnhold på 2-24 mg THC/kg. For Albuskjell F ble det i siste undersøkelse (2014) målt et oljeinnhold på 6-15 mg/kg, mens det i tidligere undersøkelser har blitt registrert høyere verdier (MOD, 2024). Graden av forurensning anses som lav i området. I henhold til gjeldene krav er ikke områdene undersøkt de siste tiår. Det planlegges for nye grunnlagsundersøkelser for feltene før produksjonsboring.

4.2.3 Naturlig utlekking av metan fra havbunnen

Ekofiskfeltet har en seismisk målestasjon som er knyttet til Norsk Nasjonalt Seismisk Nettverk (NNSN) for jordskjelvovervåkning utført av Universitetet i Bergen. Data fra NNSN viser at Ekofisk-området ligger i et område med lite naturlige jordskjelv (skjelv.no).

I forbindelse med PPF-prosjektet har det blitt utført omfattende reservoar og geomekanisk modellering. Basert på denne modelleringen er maksimum innsynking under utviklingsfasen på feltene estimert til å være henholdsvis 0,64 m på Vest Ekofisk, 0,23 m på Tommeliten Gamma og 0,15 m på Albuskjell.

PPF- prosjektet utførte sommeren 2024 2D seismisk grunnundersøkelse av brønnramme- og avlastningsbrønnlokasjoner. På forhånd var lokasjonene optimalisert for seismiske anomalier basert på regionale seismiske 3D data, reservoar boremål og brønnbane design.

Etter 2D grunnundersøkelsen var utført ble alle aktuelle lokasjoner optimalisert i forhold til kanaler og risiko for grunn gass. I tillegg ble det undersøkt for lekkasjer på havbunnen i områder på 1000 m rundt brønnramme- og avlastningsbrønnlokasjonene. Disse undersøkelsene viste kun ett område hvor det var naturlig lekkasje av gass, noe som samsvarer med grunnseismikken og nærhet til grunne kanaler. Dette området ligger over Albuskjellfeltet. Området er 1200 m fra brønnrammen til Albuskjell B og henholdsvis 220 m og 1100 m fra avlastningslokalasjonene. I tillegg til disse undersøkelsene vil det på hver brønnrammelokasjon bli boret pilothull for å sjekke for grunn gass ned til 500-600 m før lederør settes på plass.

COPSAS anser risikoen for forsterkning av naturlig metanutslipp som størst nær bore- og produksjonslokalasjonene og har derfor fokusert undersøkelsene rundt disse områdene. COPSAS ser ikke behovet for ytterlige undersøkelser for PPF-prosjektet.

4.3 Bunnfauna

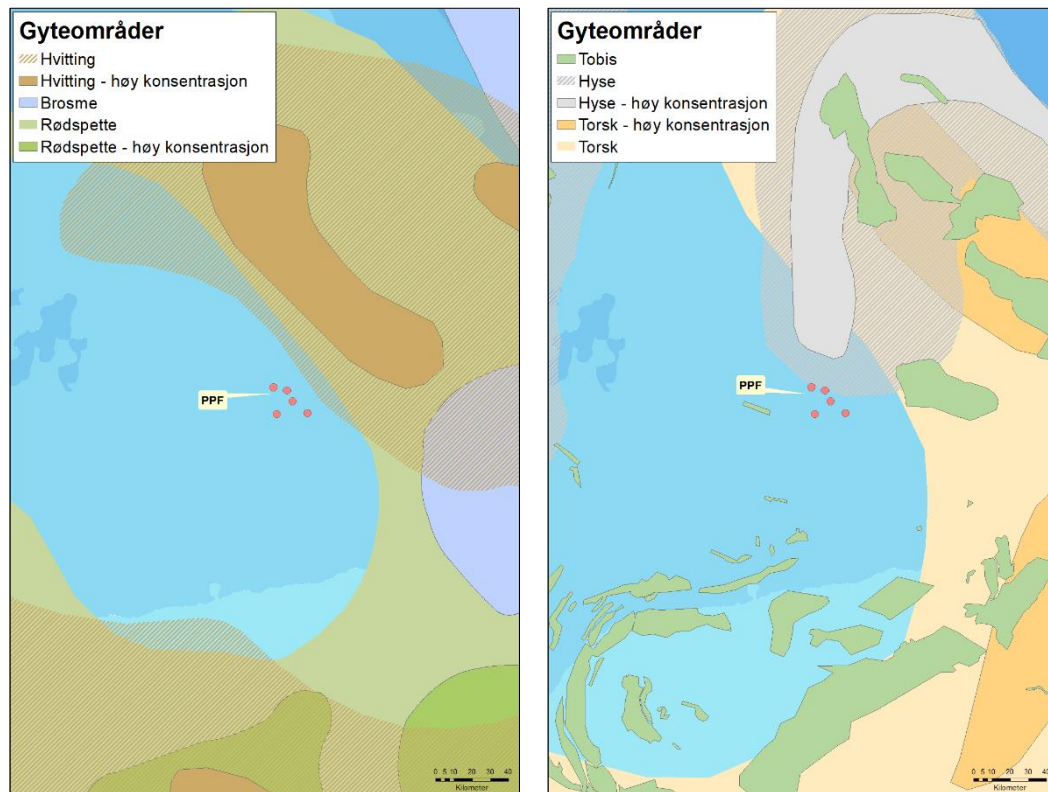
Bunnfauna i området ved Ekofisk er typisk for sandhabitater i denne del av Nordsjøen. Den regulære miljøovervåkingen i Ekofiskregionen (Region I) undersøker forekomst av bunnfauna, antall arter og individer per art, og benytter ulike indekser til å analysere bunnsamfunnets tilstand og eventuell påvirkningsgrad. Alle resultater fra undersøkelsene er offentlig tilgjengelige i rapporter og databasen MOD. Bunnfauna i området er generelt tallrik og vidt utbredt, og hvor enkelte arter av børstemarkarter dominerer. Andre vanlige grupper er slangestjerner, sjøroser og muslinger (DNV GL, 2018). I dette området er det ikke identifiserte sårbare bunnhabitater som inngår i den såkalte OSPAR-lista (OSPAR, 2008), slik som svampsamfunn eller korallrev. Området har generelt en lav sårbarhet for bunnsamfunn og det er ikke angitt noen miljøverdi for området i forvaltningsverktøyet Barentswatch.no. Med miljøverdi menes den økologiske betydningen et område eller en ressurs har for naturens mangfold og funksjon.

I 2024 ble det gjennomført visuelle undersøkelser av havbunnen ved Vest Ekofisk, Tommeliten Gamma og Albuskjell (Fugro, 2025a; 2025b; 2025c). Bunnfaunaen med hyppigst forekomst ved samtlige felt var svamp, sjøstjerner, eremittkreps, mosdyr og nesledyr. Annen fauna som ble observert var blant annet børstemark, sjøpinnsvin, sjøanemoner, slangestjerne og krabber. Ved Tommeliten Gamma ble det observert sjøfjær. På Vest Ekofisk og Albuskjell ble bløtkorallen dødmannshånd observert. Denne arten er vanlig i det nordlige Atlanterhavet og regnes som «Livskraftig» i Norsk rødliste for arter (Tandberg og Mortensen, 2021b).

Generelt ble forekomsten av svamp klassifisert med laveste kategori, «sjelden», da det kun ble registrert <1 prosent dekning langs de undersøkte transsektene på samtlige felt. Dette kan dermed ikke kvalifiseres som et dypvannssvampesamfunn på OSPARs habitatliste (OSPAR, 2008). Forekomsten av sjøfjær ved Tommeliten Gamma ble klassifisert som «utmerket», da det ble observert >15 individer per 25 m² (høyeste kategori) langs alle de undersøkte transektene. Disse organismene vokser sent og er sårbare for forstyrrelser og ødeleggelser, og finnes spredt over store deler av Nordsjøen.

4.4 Fisk

Det finnes en rekke gyteområder for flere ulike arter av fisk som dekker store deler av Nordsjøen, inklusive Ekofiskområdet. Flere arter har gyteområder som ligger nært opp til PPF, men ingen av disse gyteområdene er direkte overlappende, med unntak av makrell (Figur 4-5). Makrell gyter over store deler av Nordsjøen og er derfor ikke vist i kartene. Gyteområdene for de aktuelle artene har også stor geografisk utbredelse. Gytingen foregår i ulike perioder gjennom året; makrellen gyter i mai-juli, torsk i januar-april og tobis rundt årsskiftet. Området vurderes generelt med lav sårbarhet for fisk, og ingen miljøverdi er angitt i forvaltningsverktøyet Barentswatch.no.



Figur 4-5. Gyteområder for sentrale arter av fisk. Merk at gyteområdene naturligvis ikke er absolutte når det gjelder områder for gyting, men angir utbredelse for de viktigste områdene. Makrell gyter over store deler av Nordsjøen og er ikke vist i kartene. Kilde: Havforskningsinstituttet/Mareano, 2024. Havbunnsinnretningene i PPF angitt som punkter i rødt, Ekofisk feltcenter rødt punkt til høyre.

4.5 Sjøfugl

Ekofiskområdet ligger flere hundre km fra land og er derfor langt fra sjøfuglenes hekkeområder. Det finnes likevel sjøfugl av ulike arter i området gjennom hele året, varierende i antall mellom arter og årstid. Sjøfugl er generelt sårbare for oljeforurensning, hvor spesielt pelagisk dykkende fugl som alkefugl er utsatt (Anker-Nilssen, 1987). Alkefugl som lomvi og alkekonge (om vinteren) forekommer i området. Mest tallrike arter i området er imidlertid havhest, krykkje og havsule, som søker mat ved havoverflaten (DNV, 2022). Det er normalt ikke store tettheter av sjøfugl i Ekofiskområdet og ingen miljøverdi er angitt (Barentswatch, 2025). Nord for Ekofiskområdet finnes det et område som har miljøverdi 67 av 100 fra desember til april for lomvi i åpent hav.

Kunnskap om sjøfugl finnes blant annet gjennom overvåkingsprogrammene SEAPOP og SEATRACK. En mer detaljert omtale av fugl i området ble gjort i en grunnlagsrapport i forbindelse med konsekvensutredningen for Ekofisk Vind (DNV, 2021a).

4.6 Sjøpattedyr

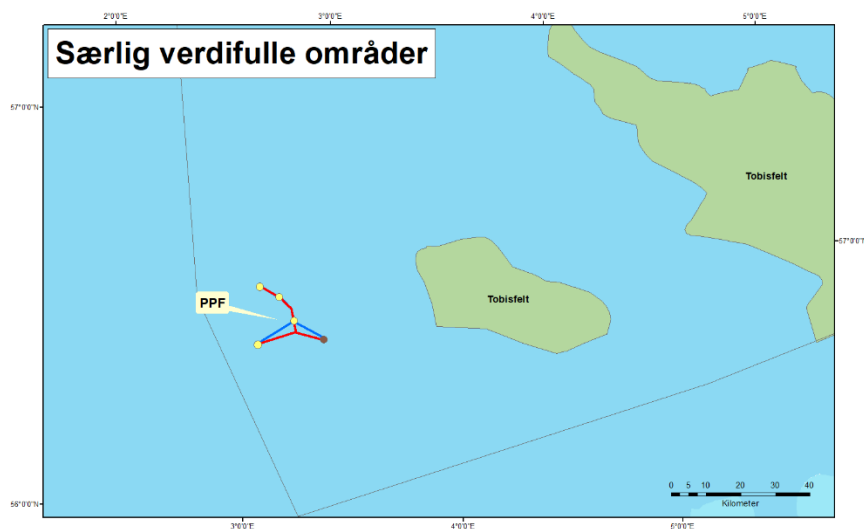
De vanligste hvalartene i Nordsjøen er vågehval, springere (kvitnos og kvitskjeving) og nise. Vågehvalen oppholder seg i Nordsjøen i forbindelse med næringsvandring, mens nise og springere er mer stedbundne. Den største tettheten av nise finnes i den sørlige delen av Nordsjøen. Resultater fra to store hvaltelling, i henholdsvis 1994 og 2005, viste at bestanden av nise, vågehval og springere var stabil i disse årene (Ottersen m.fl., 2010; Miljøverndepartementet, 2013).

Selartene steinkobbe og havert er de vanligste i Nordsjøen. Disse lever året rundt i kolonier spredt langs norskekysten, med kaste- og hvileplasser på land (Faglig Forum, 2024). Ut over sporadiske enkeltindivider, forventes ikke sel i områdene berørt av PPF.

Områdene omfattet av PPF er ikke gitt noen miljøverdi i Barentswatch databasen (barentswatch.no), mens Tømmeliten Gamma grenser mot et område i vest angitt med miljøverdi 18 på en skala til 100 for nise gjennom hele året.

4.7 Særlig verdifulle og sårbare områder

Særlig verdifulle og sårbare områder (SVO) er identifisert og beskrevet gjennom myndighetenes havforvaltningsplaner (Eriksen m.fl., 2021), siste revisjon datert april 2024 (KLD, 2024). Slike områder har ikke et formelt vern, men aktiviteter her skal vise særskilt aktsomhet. I aktuell del av Nordsjøen finnes SVO Tobisfelt, lokalisert om lag 32 km øst for Ekofisk feltsenter (Figur 4-6). Ingen planlagt virksomhet knyttet til utbygging og drift av PPF vil berøre tobisfeltet.



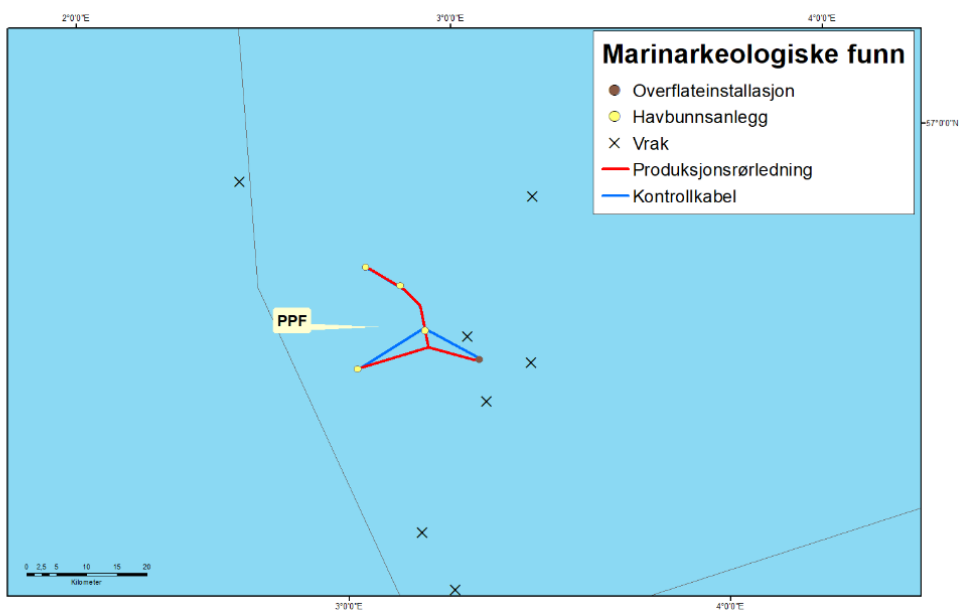
Figur 4-6. Særlig verdifulle områder i sørlig del av norsk sektor i Nordsjøen. Kilde: Miljødirektoratet, 2025b.

4.8 Kulturminner

Havbunnen i Ekofiskområdet er godt undersøkt for kulturminner gjennom tidligere undersøkelser. De tre feltene har tidligere hatt feltinnretninger med rørledninger og kontrollkabler. Ingen kjente vrak er lokalisert i Ekofiskområdet (Figur 4-7), det er derimot et potensial for funn av vrak innenfor prosjektområdet.

I forkant av havbunnsundersøkelsene sommeren 2024 ble det etablert kontakt med regional kulturminnemyndighet, Stavanger maritime museum. Informasjon om undersøkelsesområder og metoder ble delt, og det ble opprettet en dialog om videre deling av resultater og informasjon fra undersøkelsene.

Det kom frem fra dialogen med Stavanger maritime museum at det ikke finnes kjente kulturminner i PPF området. Dersom det gjennom havbunnsundersøkelser oppdages marinarkeologiske funn, vil dette umiddelbart bli varslet til kulturminnemyndighetene og tiltak vil bli gjort for å unngå skade på disse.



Figur 4-7. Vrak i Ekofiskområdet. Kilde: Kartverket, 2025.

5 Næringsvirksomhet i området

5.1 Annen petroleumsvirksomhet

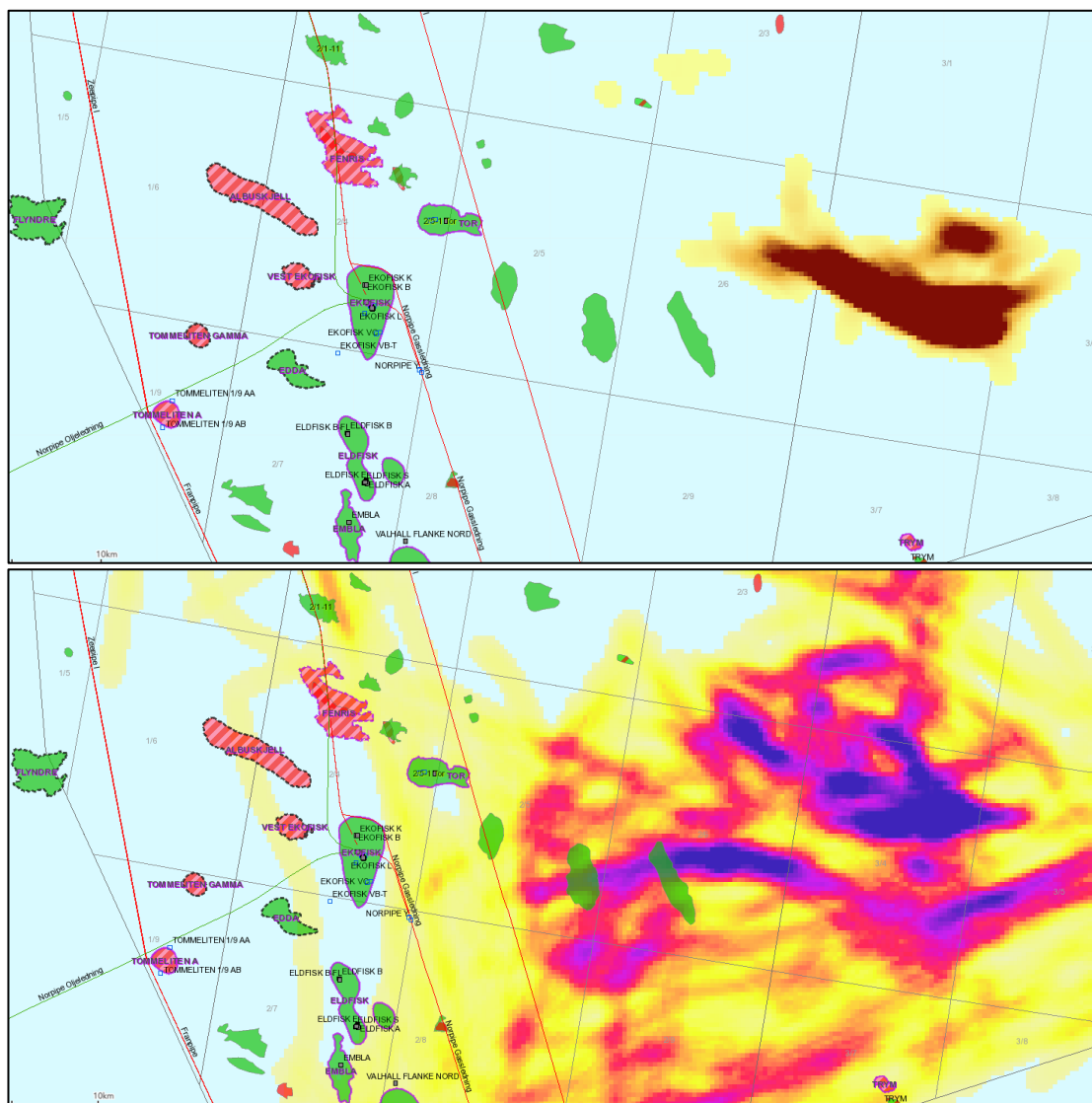
Det finnes ingen andre utvinningstillatelser mellom Albuskjell, Vest Ekofisk, Tommeliten Gamma og Ekofisk feltcenter. Arealet her inngår generelt i utvinningstillatelse 018. Det vil derfor ikke være tredjeparts letevirksomhet i området som berøres av prosjektet.

Rørledningstraseen vil medføre 28 overkryssninger med annen infrastruktur i området, mens kontrollkabelens planlagte trasé vil medføre 43 overkryssninger. Dette gjelder deriblant rørledningen fra feltet Fenris, som er under utvikling, som er lokalisert noe nord/nordøst for Albuskjell og Vest Ekofisk.

5.2 Fiskeri

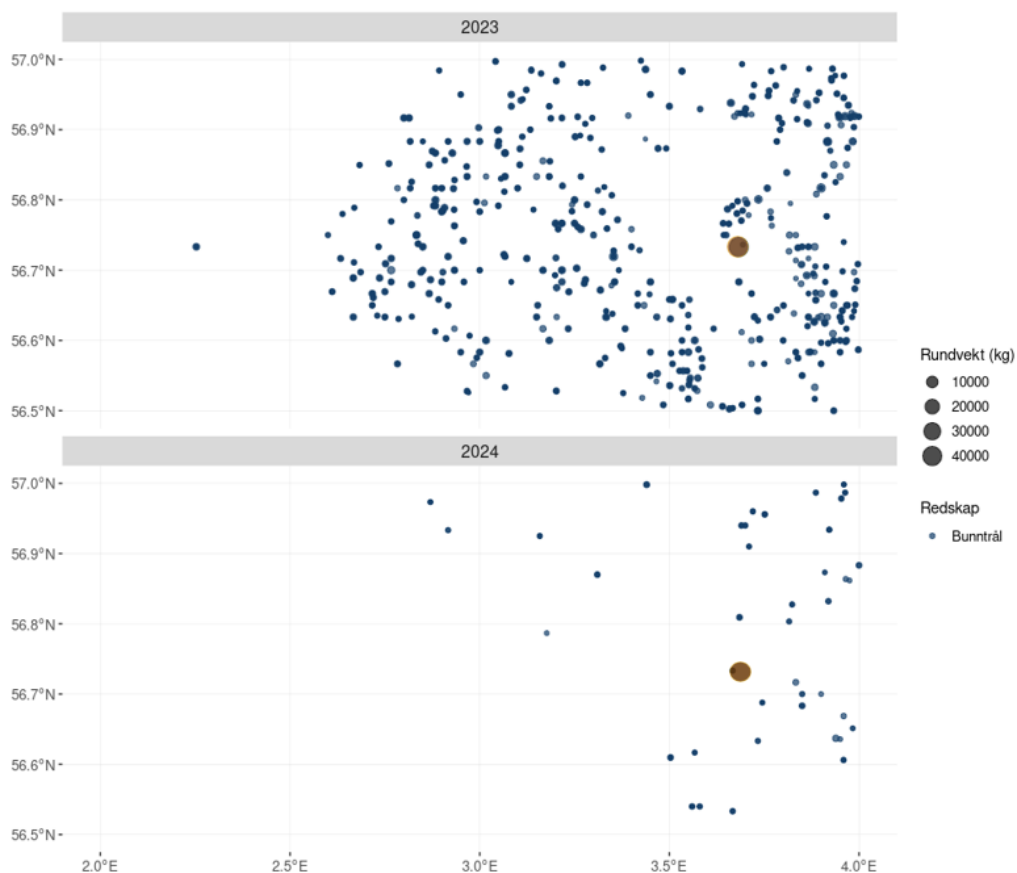
Fiskeriaktiviteten i området som vil berøres av prosjektet er begrenset. Fartøysporing angir tilnærmet ingen norsk fiskeriaktivitet her³. Norsk fiske er konsentrert i områder noen titalls kilometer øst for Ekofisk, knyttet til tobisfeltene som finnes her (se et eksempel fra 2022 i Figur 5-1). Også omfanget av utenlandsk fiske i aktuelt område er moderat, i hovedsak i form av sporadisk bunntrålfiske etter flatfisk, i hovedsak rødspette. En analyse av dette ble eksempelvis utført og presentert i forbindelse med konsekvensutredning for Tommeliten Alpha (COPSAS, 2021). Merk at skalaen for norsk og utenlandsk fiske i Figur 5-1 er ulik; fangststatistikken angir at norsk fiske i området utgjør om lag 90 prosent, i hovedsak knyttet til fiske av tobis, øst i området.

³ En gjennomgang av passering av fiskefartøyer per 10x10 km rute presentert i konsekvensutredningen for Tommeliten Alpha i perioden 2016-2018 angir 2-3 årlige passeringer i ruten som omfatter Tommeliten Gamma og 4-7 årlige passeringer i rutene som omfatter Albuskjell og Vest Ekofisk. Det må imidlertid tas forbehold om eventuell aktivitet her av mindre fartøyer som ikke inngår i sporingsordningen.



Figur 5-1. Fiskeriaktivitet i regionen i 2022; norsk fiske (øverst) og utenlandsk fiske (nederst). Kilde: Fiskeridirektoratets karttjeneste.

Fangststatistikk fra Fiskeridirektoratet angir at det i Ekofiskområdet mer eller mindre kun fiskes med bunnetrål. Dette gjelder for samtlige undersøkte år, oversikt for 2023 og 2024 er angitt i Figur 5-2. Fangststatistikken viser videre at det i hovedsak fiskes flatfisk i dette området (Figur 5-2). Fangststatistikken viser videre at det i hovedsak fiskes flatfisk i dette området (Figur 5-3), hvor rødspette utgjør om lag 90 % av fangsten.



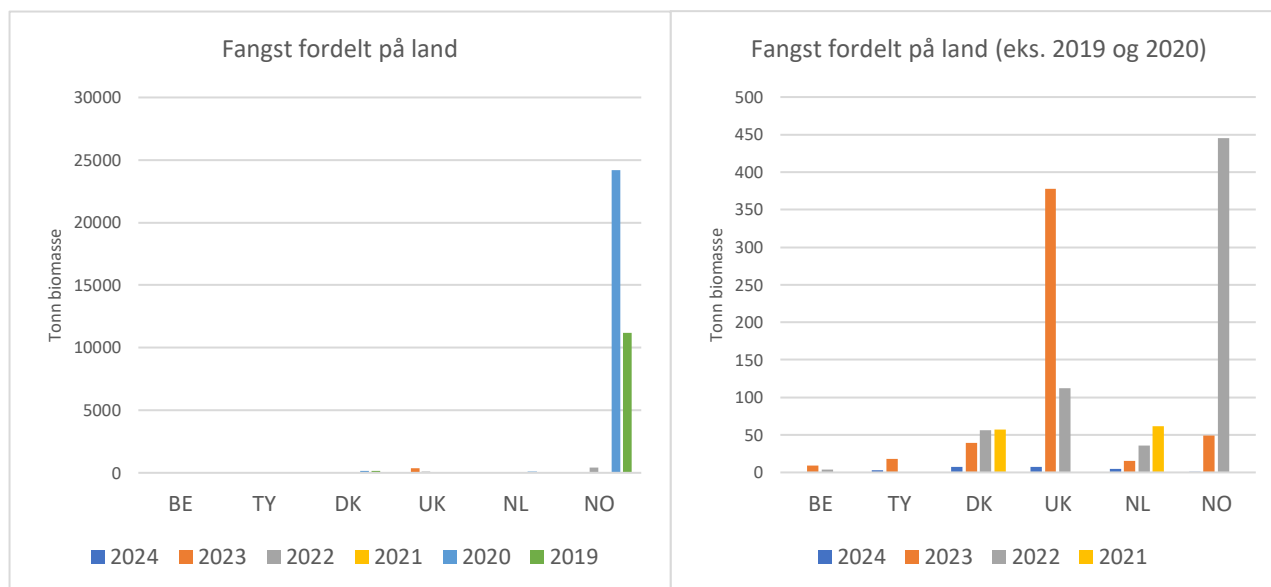
Figur 5-2. Fangst i fiskerilokasjoner 41-62 og 41-63 etter redskapstype, årene 2023 og 2024. Ekofiskområdet angitt med brun sirkel. Kilde: Fiskeridirektoratet, 2025.



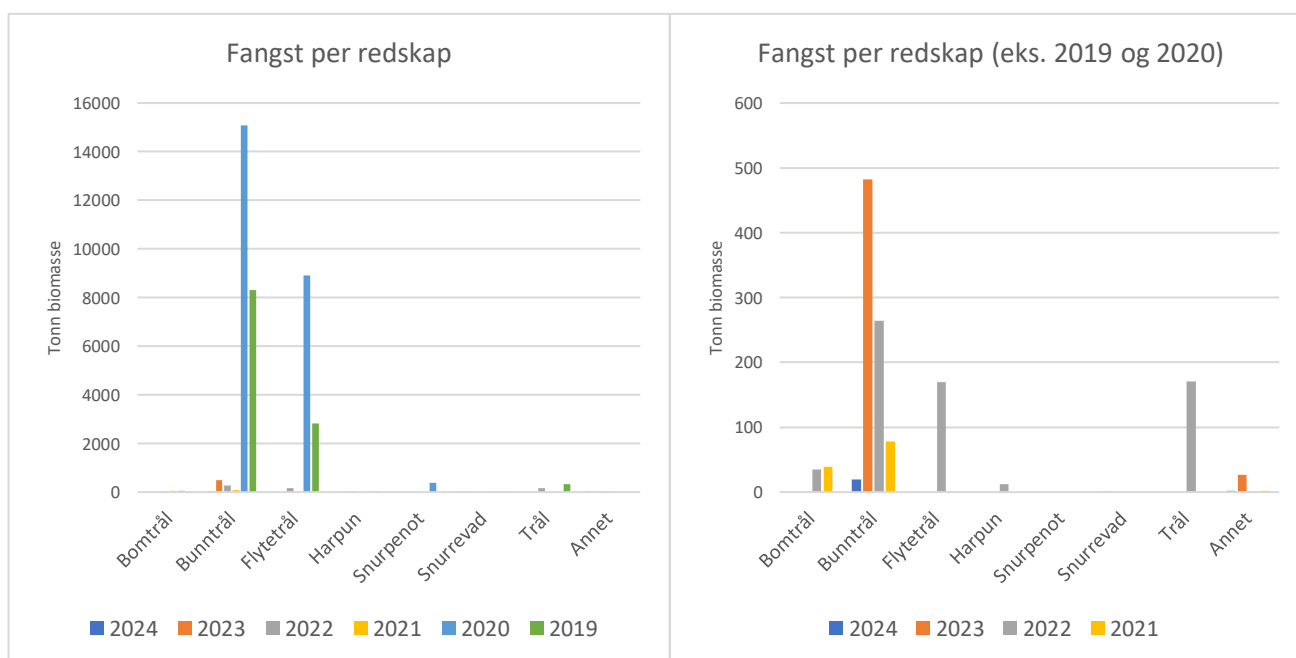
Figur 5-3. Fangst i fiskerilokasjon 41-62 og 41-63 etter art, årene 2023 og 2024. Ekofiskområdet angitt med gul sirkel. Kilde: Fiskeridirektoratet, 2025.

Fangstatistikk fra elektronisk fangstrapportering (ERS) fra fartøy som har fisket i lokasjon 41-62 og 41-63 i perioden 2019-2024 er undersøkt (Fiskeridirektoratet, 2025). Fangstdataene spesifiserer fangst i rundvekt (tonn) fordelt på fartøynasjon, art og redskap benyttet. Norske fartøy stod for den aller største andel av fangsten i 2019, 2020 og 2022. I 2021 hadde nederlandske fartøy størst fangst, tett etterfulgt av fartøy fra Danmark. I 2023 hadde fartøy fra Storbritannia størst fangst, mens i 2024 var det lav fangstrate fra alle land (Figur 5-4).

I perioden 2019-2024 var bunnetrål det mest brukte fiskeredskapet, mens flytetral var benyttet hyppig i 2019, 2020 og 2022 (Figur 5-5).

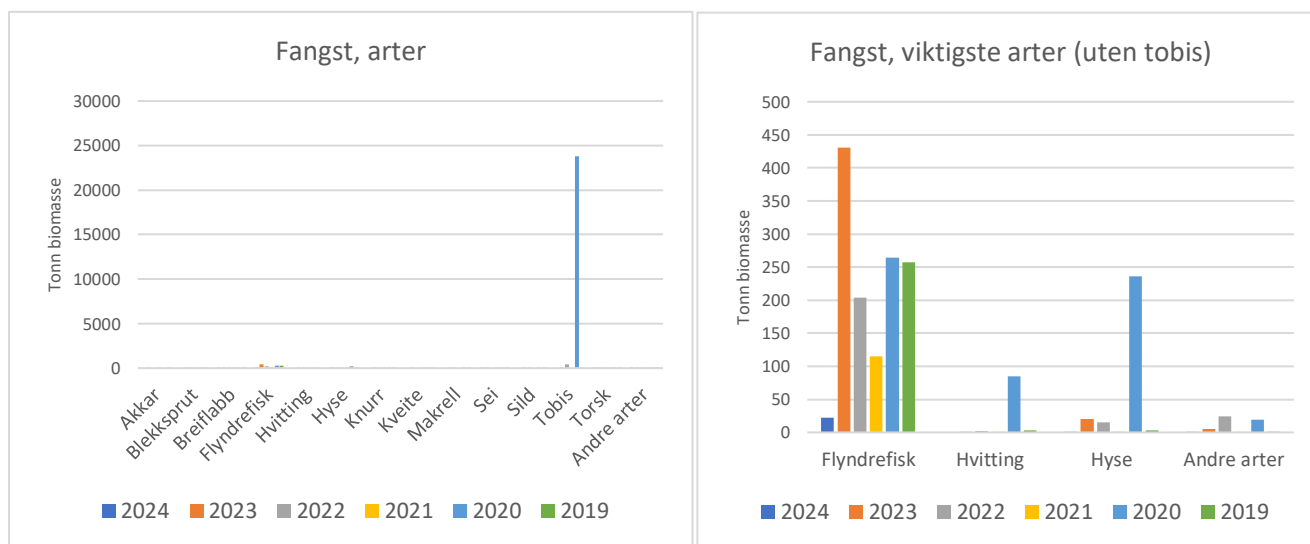


Figur 5-4. Fiskerifangst i rundvekt (tonn) fordelt på fartøynasjon for lokasjon 41-62 og 41-63 i perioden 2019-2024. BE: Belgia; TY: Tyskland; DK: Danmark; UK: Storbritannia; NL: Nederland; NO: Norge. Kilde: Fiskeridirektoratet, 2025.

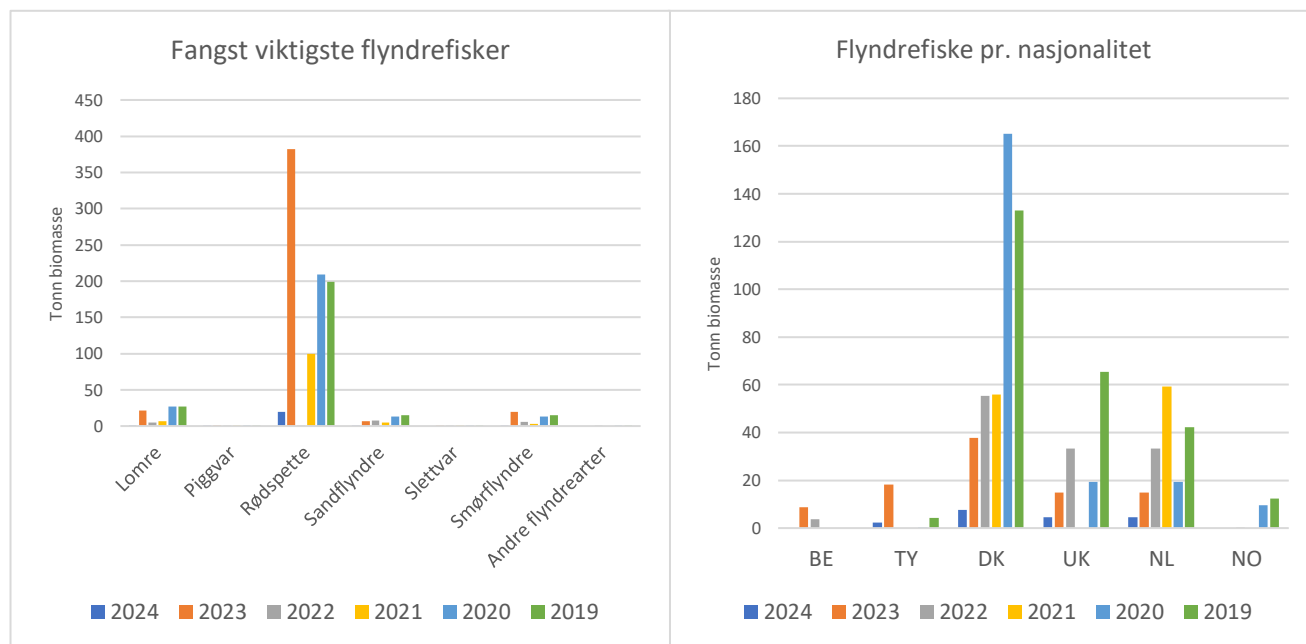


Figur 5-5. Fiskerifangst i rundvekt (tonn) fordelt på fangstredskap for lokasjon 41-62 og 41-63 i perioden 2019-2024. Kilde: Fiskeridirektoratet, 2025.

Tobis utgjorde største del av fangsten ved lokasjonene i 2020, men har ellers variert som et resultat av endringer i regulering av tobisfisket, samt bestandsstørrelsen. I 2020 var tobiskvoten fastsatt på 250 000 tonn, det høyeste rådet som er gitt av Havforskningsinstituttet (Havforskningsinstituttet, 2025), noe som også er reflektert i fangsten som var på 23 816 tonn tobis samme år ved lokasjon 41-62 og 41-63 (9,5 prosent av det totale norske kvoterådet). Kvoten ble for øvrig redusert i de etterfølgende årene fra 19 000 tonn i 2024 til nullfangst i 2025 grunnet kritisk lav biomasse og lav yngelproduksjon i alle forvaltningsområder. I 2020 var også fangst av hvitting og hyse høyere enn resterende år, og skyldes i hovedsak bifangst i tobisfisket (Fiskeridirektoratet, 2020). I 2020 ble det fangstet 235 000 tonn og 85 000 tonn av henholdsvis hyse og hvitting (Figur 5-6). Flyndrefisk utgjør også normalt en stor del av fangsten i lokasjonene i perioden 2019-2024, hvor rødspette var den arten som utgjorde størst del av fangsten, etterfulgt av lomre, smørflyndre og sandflyndre (Figur 5-7). I 2023 ble det fangstet mest rødspette på 382 000 tonn, mens det ble fangstet mest lomre i 2020 (27 000 tonn). Av smørflyndre var det fangstet mest i 2023 (19 000 tonn) og av sandflyndre var det mest i 2019 (15 000 tonn). Fartøy fra Danmark utgjorde desidert den største delen av flyndrefisket, i tillegg til nederlandske og britiske fartøy.



Figur 5-6. Fiskerifangst i rundvekt (tonn) fordelt på art for lokasjon 41-62 og 41-63 i perioden 2019-2024. Grafen til høyre er uten fangst av tobis. Kilde: Fiskeridirektoratet, 2025.

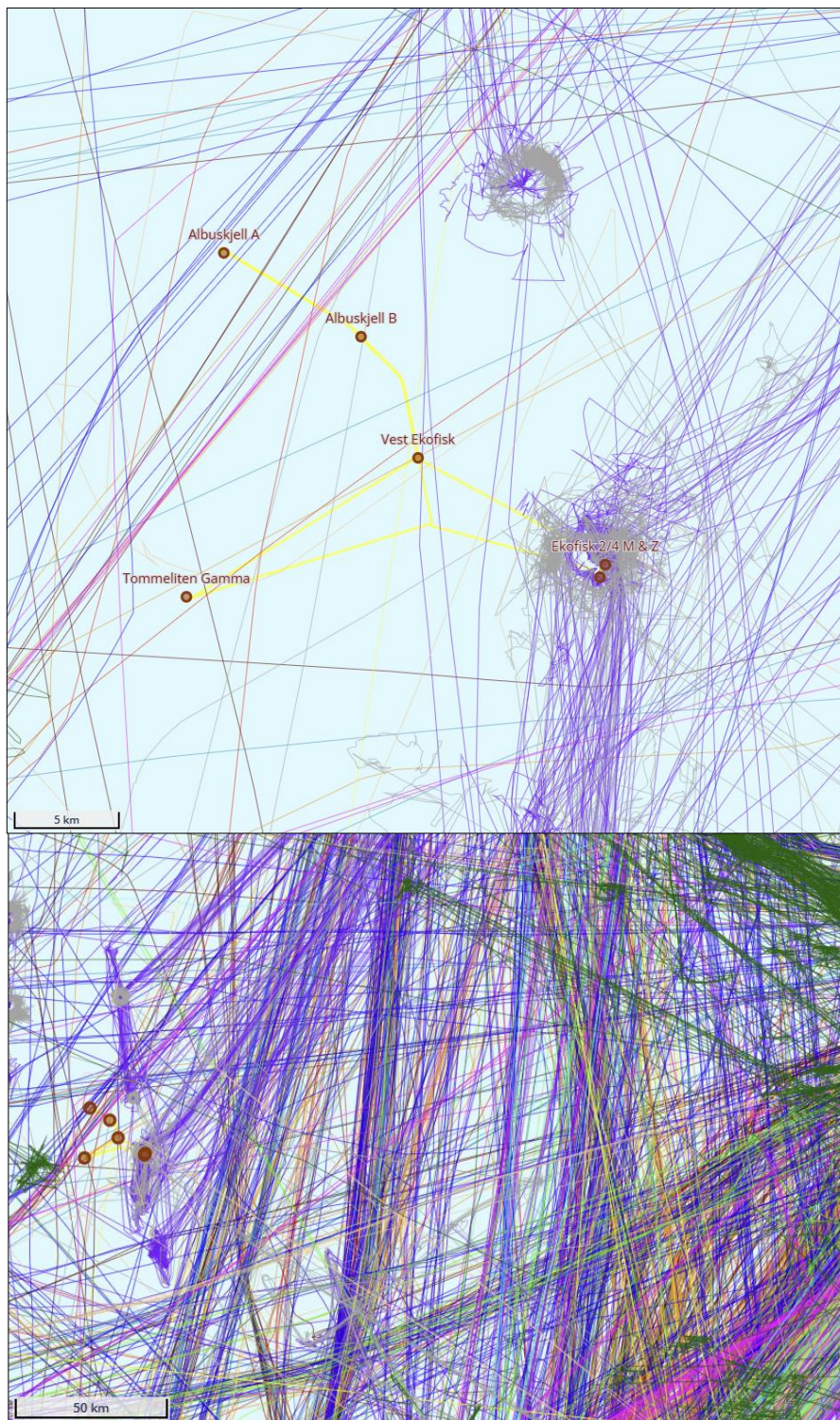


Figur 5-7. Fiskerifangst i rundvekt (tonn) i perioden 2019-2024 fordelt på arter av flyndrefisk (venstre) og flyndrefiske per fartøynasjonalitet (høyre). BE: Belgia; TY: Tyskland; DK: Danmark; UK: Storbritannia; NL: Nederland; NO: Norge. Kilde: Fiskeridirektoratet, 2025.

5.3 Skipstrafikk

Nordsjøen er et travelt trafikkområde for sjøtransport. Store deler av trafikken følger gitte skipsruter, mens det generelt foregår noe trafikk over alt. All skipstrafikk registreres og fremgår i Kystverkets kart i havbase.no (erstattet av systemet MarU) og Kystinfo.

I aktuelt område er skipstrafikken i hovedsak i form av petroleumsrelaterte forsyningsfartøy, se lilla farge i Figur 5-8. Annen trafikk i aktuelt område er av begrenset omfang, se i forhold til områdene lengre øst i Nordsjøen (nederst, Figur 5-8).



Figur 5-8. Skipstrafikk lokalt i PPF-området (øverst) og sørøstlige Nordsjøen (nederst). Data for februar 2025, alle fartøytyper og -størrelser. Kilde: Kystinfo, 2025.

5.4 Andre havbaserte næringer

Norske myndigheter utreder for tiden mulig fremtidig aktivitet for henholdsvis havbasert oppdrettsvirksomhet og havvind. Ingen av utredningsområdene berører aktuelt område.

5.5 Forsvarets virksomhet

Den norske marine har ingen angitte skytefelt i aktuelt område.

6 Miljøkonsekvenser av planlagte aktiviteter og avbøtende tiltak

6.1 Utslipp til luft

Utslipp til luft fra petroleumsvirksomheten er i hovedsak av karbondioksid (CO₂), nitrogenoksider (NO_x) og flyktige organiske forbindelser (VOC). I tillegg kommer mindre utslipp av metan (CH₄) og svoveldioksid (SO₂).

Innfasing og produksjon fra Tommeliten Gamma, Vest Ekofisk og Albuskjell vil medføre inkrementelle utslipp til luft fra Ekofisk feltcenter. For PPF vil utslipp i bore- og anleggsfasen i hovedsak være knyttet til kraftgenerering på boreriggen og støttefartøy. Energibehovet til prosessering av brønnstrømmen og eksport, vil gi de største utslippene i driftsfasen og vil finne sted på vertsplattformen. Utslipp til luft vil også være knyttet til brønnopprensning ved oppstart og fakling knyttet til lengre produksjonsavbrudd.

I de følgende avsnittene er det presentert beregninger av utslipp til luft for den anbefalte utbyggingsløsningen for PPF.

6.1.1 Utslipp i bore- og anleggsfase

Dieselmotorer på fartøy involvert i bore- og anleggsfasen vil gi mindre utslipp av CO₂, NO_x og SO, samt mindre utslipp av VOC og CH₄ ved forbrekking av drivstoff.

Boring planlegges med bruk av en oppjekkbar borerigg. Det er planlagt å bore 11 brønner over en total boreperiode på omlag 19 måneder. Boring er planlagt å starte på Albuskjell i januar 2028, deretter på Vest Ekofisk i oktober 2028 og Tommeliten Gamma i februar 2029. Det vil benyttes tre slepebåter til å flytte riggen mellom feltene, noe som i Ekofiskområdet normalt tar tre dager. Det er ikke planlagt fakling ved oppstart.

I forbindelse med boring vil det være økt helikoptertrafikk i Ekofiskområdet. Dette er estimert å gi et totalt CO₂ utslipp på 1346 tonn i løpet av boreperioden (1,5 år).

Prognose for utslipp av CO₂ og NO_x i borefasen med boreriggen Linus som referanseløsning er vist i Tabell 6-1. Totale utslipp fra boreoperasjonen er beregnet til om lag 25 000 tonn CO₂ og 60 tonn NO_x. Linus ble oppgradert for å redusere energibehov med ca. 12-18 prosent i perioden 2022-2024. Riggen er nylig ombygd med en Selectiv Catalytic Reactor (SCR) som fjerner >80 prosent NO_x utslipp i eksosen. I tillegg oppgraderes riggens heisespill med et Power Management System for reduksjon av energiforbruket. Videre plan er å overvåke og optimalisere systemer for ytterligere energireduksjon og øke NO_x fjerning til 90 prosent.

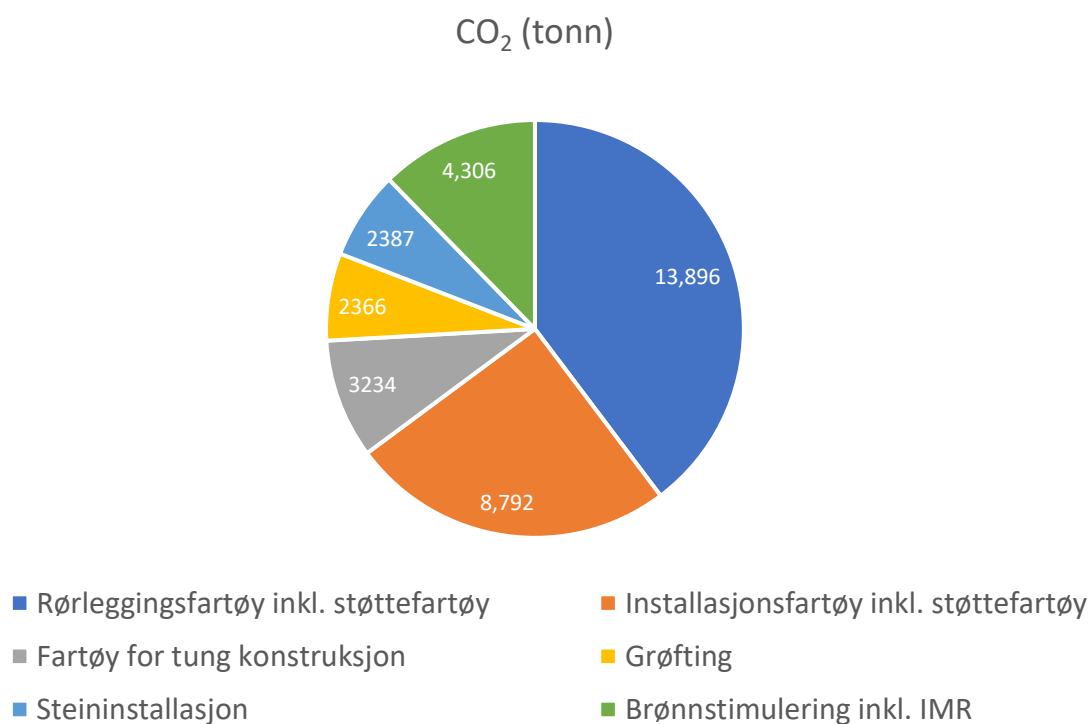
Tabell 6-1. Prognoser for utslipp av CO₂ og NO_x i borefasen.

År	Felt	Antall brønner	Forbruk av diesel (tonn)	Utslipp av CO ₂ (tonn)	Utslipp av NO _x (tonn) uten SCR	Utslipp av NO _x (tonn) med SCR*
2028	Albuskjell	6	4218	13360	163	33
2028	Vest Ekofisk	2	1406	4453	54	11
2029	Vest Ekofisk	1	703	2227	27	5

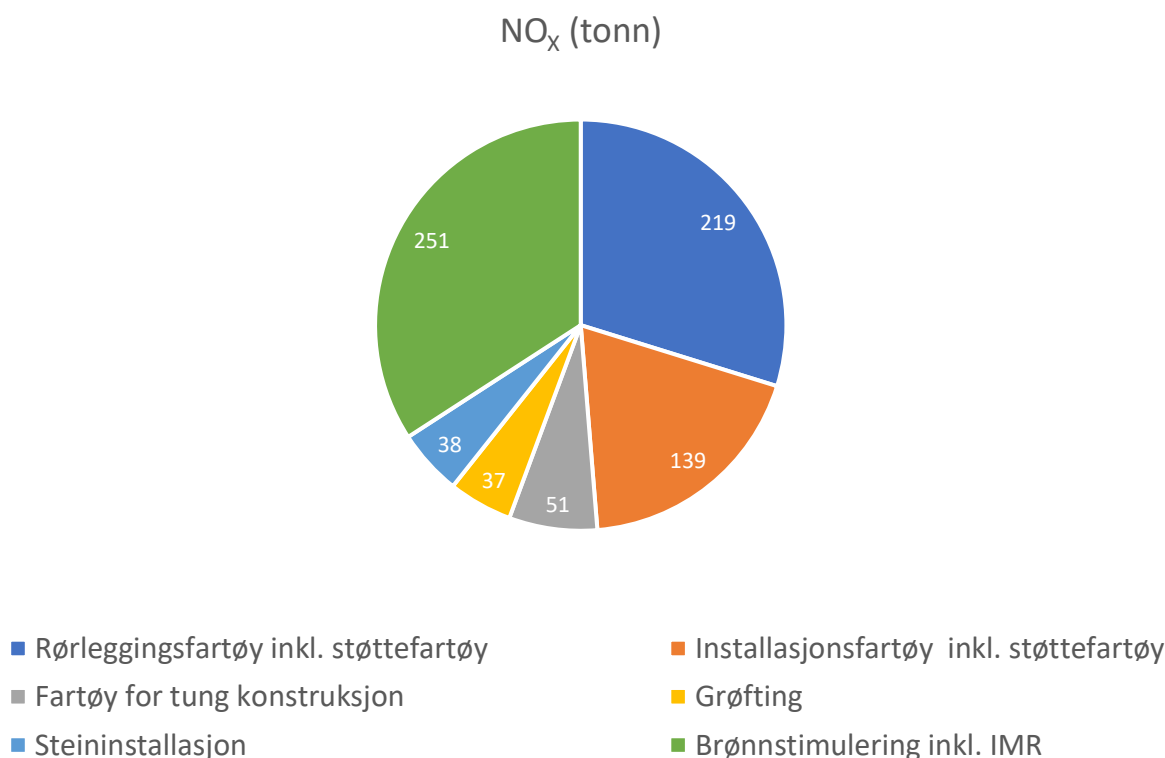
2029	Tommeliten Gamma	2	1406	4453	54	11
Totalt		11	7733	24493	298	60

* Antar ca. 80 prosent reduksjon i NO_x-utslipp med Selectiv Catalytic Reactor (SCR).

I tillegg vil fartøy være involvert i installasjon av brønnrammer og annen infrastruktur, produksjonsrørledning, kontrollkabel, grøfting og steininstallasjonsoperasjoner, brønnstimulering og støttefartøy, og bidra med utslipp til luft. Total fartøyaktivitet er beregnet til i størrelsesorden 977 fartøydøgn med totale utslipp av CO₂ og NO_x på henholdsvis 34 982 og 736 tonn (Figur 6-1 og Figur 6-2).



Figur 6-1. Utslipp til luft av CO₂ for marine operasjoner i forbindelse med anleggsfasen for PPF.



Figur 6-2. Utslipp til luft av NO_x for marine operasjoner i forbindelse med anleggsfasen for PPF.

6.1.2 Utslipp i driftsfasen

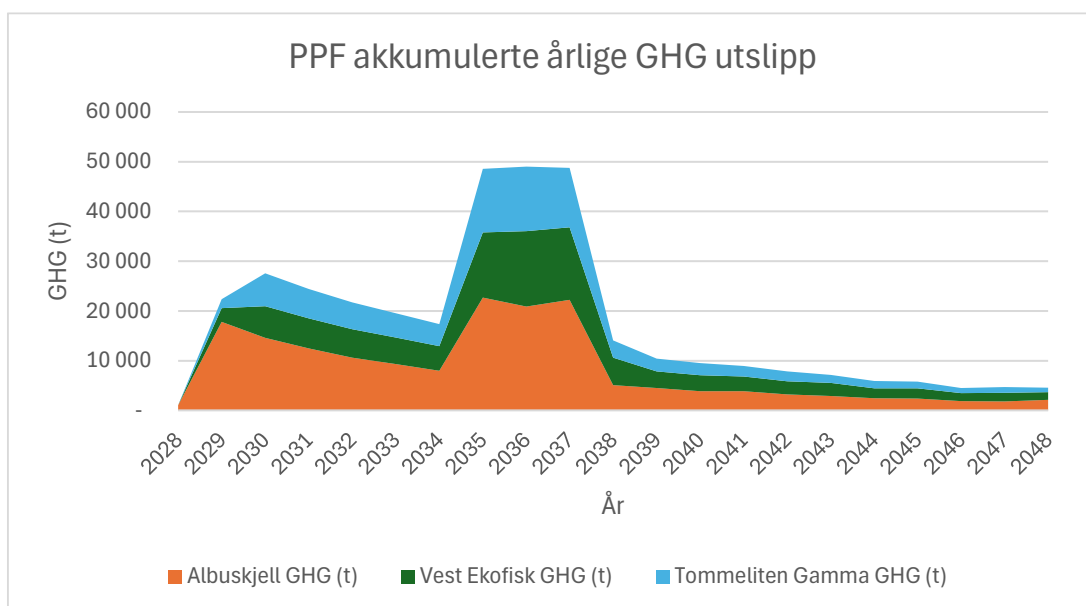
Siden PPF vil kobles opp mot Ekofisk 2/4 M for prosessering og eksport vil utslipp til luft i driftsfasen skje fra feltsenteret (kraftgenereringen skjer på Ekofisk 2/4 J). Som et resultat av økte produksjonsvolumer over vertsplattformen vil tilknytning av PPF medføre økt kraftbehov og økte utslipp til luft fra kraftgenerering. Siden det er installert fakkellgass rekompresor på fakkelen på Ekofisk 2/4 J, så vil ikke økte produksjonsvolumer øke fakling under normal drift. Økt fakling vil kun skje ved uplanlagte nedstengninger.

Estimerte årlige utslipp av CO₂e og NO_x til luft fra Ekofisk komplekset, med og uten tilknytning av PPF, er vist i Figur 6-4 og Figur 6-5. Andelen av CO₂-utslipp fra PPF i forhold til Ekofiskområdet er årlig 1-7 prosent i perioden 2028-2048. Andelen av NO_x-utslipp fra PPF i forhold til Ekofiskområdet er relativt lavere enn for CO₂, og ligger på en årlig andel

på mellom 1-5 prosent i samme periode. Prognosene inneholder også utslipp fra boring. Diffuse utslipp av metan og flyktige organiske forbindelser er estimert til å utgjøre om lag 2,6 tonn per år.⁴

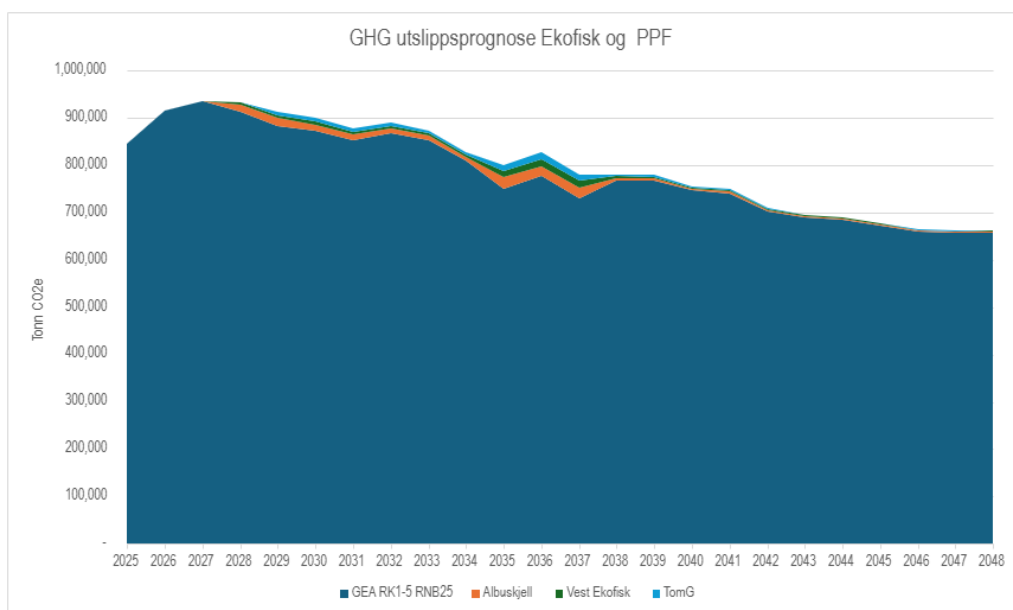
I perioden 2035-2037 skjer det en økning i utslipp av CO₂e og NO_x for PPF (Figur 6-3). Dette skyldes at produksjonen i disse årene krever at det må startes en ekstra gasskompressor.

I de første produksjonsårene vil PPF ha lave utslipp av CO₂e per produsert enhet gass og olje, eksempelvis 2,2 kg CO₂e/fat oe i 2030. Faktoren vil imidlertid øke noe utover produksjonsperioden med relativt lavere produksjonsvolumer, hvor også utslippene reduseres gradvis (Figur 6-3). Gjennomsnittet for produksjonsperioden til og med 2048 er på 3,2 kg CO₂e/fat oe (3,4 kg CO₂e/fat oe dersom utslipp fra produksjonsboring inkluderes). Til sammenligning var gjennomsnittet for norsk sokkel i 2024 på 6,7 kg CO₂/fat oe (Offshore Norge, 2025) og for Ekofiskområdet i 2024 på 13,6 kg CO₂/fat oe.

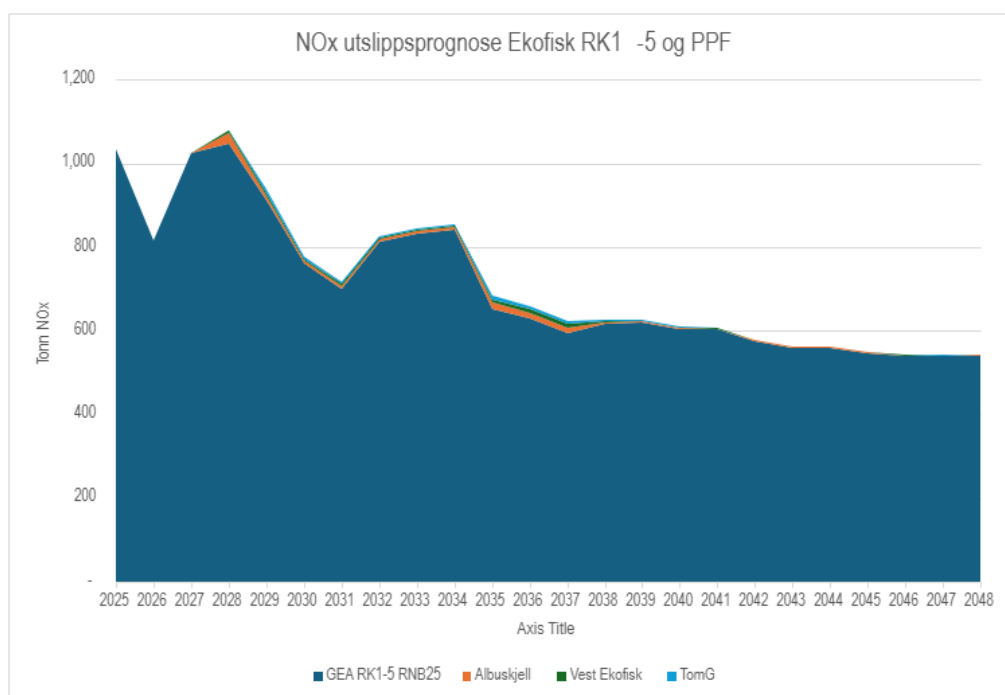


Figur 6-3. Prognose for akkumulerte årlige GHG-utslipp fra PPF. GHG: sum av CO₂ og metan.

⁴ Utslippstall for sokkelen, eksempelvis for 2023 som påpekt av Miljødirektoratet i deres høringskommentar til programforslaget, angir Ekofisk-området som blant de største bidragsyterne til utslipp av nmVOC og metan. COPSAS har nå avdekket at en stor del av dette er nitrogen som brukes som teppegass i systemene og som feilaktig er målt og rapportert som hydrokarboner. Det blir nå planlagt for en analysemetode med GC for gassammensetningen og rapportering av mer korrekte tall.



Figur 6-4. Prognose for GHG-utslipp fra Ekofiskområdet (GEA) med inkrementelle utslipp fra PPF. GHG: sum av CO₂ og metan.



Figur 6-5. Prognose for NO_x-utslipp fra Ekofiskområdet (GEA) med inkrementelle utslipp fra PPF.

Systemet for fakkell og trykkavlastning omfatter Ekofisk 2/4 M. Det er ikke planlagt fakkling ved oppstart av PPF. Fakkling i forbindelse med en uplanlagt nedstengning av plattformen vil gi et estimert utslipp på om lag 3600 tonn CO₂ og 2 tonn NO_x per fakkelhendelse. Dersom en legger til grunn tre uplanlagte nedstengninger i løpet av PPFs levetid vil dette gi et utslipp på totalt 10700 tonn CO₂ og 5,5 tonn NO_x.

Det forventes et behov for to brønnintervensjoner per brønn gjennom brønnens levetid. Dette er en re-stimulering gjennomført med ett stimuleringsfartøy og ett IMR fartøy, samt en kabeloperasjon med ett RLWI (RiserLess Well Intervention) fartøy. Det planlegges for ca. 18 dager per brønn. Det er per dags dato ikke inngått kontrakter for fartøy.

Det vil ikke være en økning i helikoptertrafikk i Ekofiskområdet som følge av PPF-utbyggingen.

For utslippsreduserende tiltak se kapittel 2.10.

6.1.3 Utslipp ved avvikling

Under fjerning og disponering av utrangerte installasjoner vil det største bidraget til utslipp til luft være utslipp av CO₂, NO_x og SO₂ fra marine operasjoner. I tillegg kommer utslipp fra maskiner som er involvert i hoggeaktiviteter på land, samt utslipp i forbindelse med gjenvinning/omsmelting av metall. Omfanget av materialer som inngår i havbunnsinnretninger er imidlertid små sammenliknet med faste innretninger.

Siden aktivitetene som er knyttet til avvikling av Tommeliten Gamma, Vest Ekofisk og Albuskjell vil foregå innenfor en kort tidsperiode er det forventet små utslipp til luft sammenliknet med utslipp i bore- og anleggsfasen, samt i driftsfasen. Disse er ikke kvantifisert nå.

6.1.4 Konsekvenser av utslipp til luft og avbøtende tiltak

CO₂, metan og flyktige hydrokarboner (VOC), enkelte komponenter i NO_x, samt vanndamp bidrar til globale klimaendringer. De enkelte bidragene er generelt små, men i sum og over tid bidrar disse til de klimaendringene som skjer. Det er ikke mulig å angi konkrete virkninger av utslippene fra hver enkelt kilde, men bidragene fra PPF er her satt inn i en større sammenheng for å indikere størrelsesorden. Forbrenningsrelaterte utslipp er vurdert separat og presentert i kapittel 7.

Utslipp av NO_x og SO_x fra petroleumsvirksomheten til havs bidrar generelt i hovedsak til regionale virkninger (mens slike utslipp fra landbaserte kilder også vil medføre lokale virkninger). Regionale virkninger er knyttet til forsuring, overgjødning og dannelse av bakkenær ozon, med virkninger blant annet på ferskvannsøkosystemer og vegetasjon. Tidligere regionale konsekvensutredning for Nordsjøen (OLF, 2006) fikk modellert og vurdert effektene av utslipp fra ulike regioner i Nordsjøen, herunder fra Ekofiskregionen («Nordsjøen sørvest»). Dette viser generelt begrensede bidrag til miljøvirkningene på land samlet fra næringen. Siden den gang er det også gjort betydelige tiltak innen både næringen og generelt, slik at dagens totale utslipp er lavere enn for 20 år siden. Bidragene fra PPF til regionale miljøvirkninger på land av inkrementelle utslipp til luft anses som marginale.

Gjennomsnittlige årlige utslipp fra PPF i driftsfasen er estimert til om lag 18 000 tonn CO₂, 11 tonn NO_x og 2,6 tonn VOC/metan.

For å gi et bilde på størrelsen av de gjennomsnittlige årlige utslippene fra PPF i driftsfasen er de totale utslippene til luft fra petroleumssektoren på norsk sektor for 2024 presentert i Tabell 6-2. Dette angir at bidragene fra PPF er marginale.

Tabell 6-2. Gjennomsnittlig årlig utslipp fra PPF sammenlignet med totale utslipp på norsk sokkel i 2024.

Kilde	Utslippskomponent		
	CO ₂ (mill tonn)	NO _x (tonn)	nmVOV/metan (tonn)
PPF	0,018	11	2,6
Norsk sokkel 2024*	10,6	32 617	32 160
Prosentandel	0,16%	0,03%	0,008%

* Offshore Norge (2025)

6.2 Regulære utslipp til sjø

I bore- og anleggsfasen vil regulære utslipp til sjø i hovedsak være knyttet til utslipp av borekaks med rester av vannbasert borevæske og sement fra boreoperasjoner.

Produsertvann vil i driftsfasen behandles i et renseanlegg på vertsplattformen før utslipp til sjø.

6.2.1 Utslipp i bore- og anleggsfase

Det skal bores totalt 11 brønner fordelt på de tre feltene (se avsnitt 2.6.3 for nærmere beskrivelse). Boreoperasjonene medfører utslipp av borekaks med vedheng av borevæske.

Det er estimert at topphullseksjonene vil generere om lag 300 m³ med kaks med vannbasert borekaks per brønn. Videre vil boreoperasjonen generere om lag 370 m³ borekaks med vedheng av oljebasert borekaks per brønn. Borekaksen vil ha vedheng av 250 m³ oljebasert borevæske per brønn.

Ved bruk av oljebasert borevæske vil borekaks fra Albuskjell og Vest Ekofisk bli malt opp og transportert til enten Ekofisk eller Eldfisk for injeksjon i dedikerte kaks-injeksjonsbrønner. Oljeholdig kaks fra Tommeliten Gamma er planlagt samlet opp og transportert til land for rensing og deponi i godkjent mottaksanlegg. Oljebasert borekaks vil derfor ikke ha noen miljømessige konsekvenser offshore.

Det er kun vannbasert borekaks som vil bli sluppet til sjøbunnen i tråd med gjeldende regelverk. Under boring av topphull med retur til sjø, vil kaks bli sugd opp og pumpet ca. 25-50 m til siden av bunnrammen.

Utslipp av vannbasert borekaks kan gi biologiske effekter både som suspensjon i vannsøylen og ved sedimentering på sjøbunnen. Konsekvensene vil i hovedsak være begrenset til nærområdet rundt borelokaliteten. Siden 2010 har forurensning i sedimentene og forstyrrelser i bunnfaunsamfunn vanligvis vært begrenset innenfor 500 m fra utslippet (Beyer, et al., 2025). Andre undersøkelser har vist at utslipp av borekaks sprer seg i en radius på ca. 50-200 meter fra borehullet, hvor sedimenteringen er størst nærmest borelokaliteten (Miljødirektoratet, 2016a). Finere partikler kan spres inntil 600 meter fra utslippspunktet, men vil ikke danne et sporbart lag (Miljødirektoratet, 2016a; 2016b).

Sedimenteringen vil føre til at bløtbunnsorganismer som lever i og på sedimentet som dekkes av kaks dør, men undersøkelser viser at området relativt raskt vil rekoloniseres etter avsluttet boring (Miljødirektoratet, 2016). Dette er årsaken til at borekaks fra boring med vannbaserte borevæsker normalt tillates å slippes til sjø.

Ved forekomst av sårbare arter, vurderer Miljødirektoratet behov for spesielle tiltak fra sak til sak. Det er ikke identifisert sårbare bunnhabitater, slik som svampesamfunn eller korallrev, i områdene ved Vest Ekofisk, Tommeliten Gamma og Albuskjell (se nærmere beskrivelse i avsnitt 4.3). Ved Tommeliten Gamma ble forekomsten av sjøfjær klassifisert som

«utmerket», da det ble observert >15 individer per 25 m² (høyeste kategori) langs alle de undersøkte transsektene. Se nærmere beskrivelse av nedslamming av bunnfauna i kapittel 6.3.1.2.

Risiko for skade på organismer som lever i vannsøylen er vurdert som lav på grunn av rask fortykning av suspendert borekaks. Suspendert sediment er et naturlig fenomen som organismer i vannsøylen har tilpasset seg i stor grad, men allikevel kan høye nivåer ha skadelige effekter, særlig hvis det avviker mye fra det som er naturlig i området.

Konsekvenser av suspensjon i vannsøylen på organismer er vurdert i kapittel 6.3.

Sementering av topphullseksjonene vil medføre utslipp av sementeringskjemikalier til havbunnen.

Sementeringskjemikaliene som slippes til sjø vil delvis sedimenteres raskt rundt brønnlokaliteten, mens mindre partikler vil fraktes lengre av sted. Noen av komponentene er vannløselige og vil raskt løses i vann og fortynnes ved utslipp. Områder hvor det i en kort periode kan forekomme høye konsentrasjoner av kjemikalier vil derfor være svært begrenset.

Den eksakte kjemikaliebruken for boring og komplettering av brønnene er ikke avklart på nåværende tidspunkt. Basert på erfaringer fra tidligere boring på feltet forventes det imidlertid at alle borekjemikaliene vil å være i grønn (PLONOR) eller gul kategori, dvs. at de ikke regnes som spesielt miljøskadelige ved normal bruk. Endelig valg av bore- og kompletteringsvæsker vil baseres på en helhetlig vurdering av ulike forhold, hvor miljøforhold vil være viktig. Informasjon om de eksakte kjemikalietyper- og volum vil presenteres i en egen søknad til Miljødirektoratet om utslipp knyttet til boring av produksjonsbrønner på henholdsvis Tommeliten Gamma, Vest Ekofisk og Albuskjell (Tabell 1-2).

Brønnene vil etter installasjon av ventiltre og sammenstilling bli stimulert med 25 prosent saltsyre (HCl) kombinert med andre kjemikalier i grønn og gul miljøkategori, ca. 800 m³ pr brønn. Saltsyre reagerer med kalk i reservoaret og omdannes til vann. Etter én til seks måneder vil brønnene settes på produksjon tilbake til Ekofisk. Vannet og kjemikaliene (med mindre de er brutt ned) vil bli produsert tilbake over tid.

PPF vil knyttes opp mot Ekofisk 2/4 M via et om lag 38 km langt 14" produksjonsrør. Som en del av klargjøringsoperasjonene vil produksjonsrøret fylles med sjøvann tilsatt biosid, oksygenfjerner og fargestoff, og deretter trykktestes. Før produksjonsstart vil produksjonsrøret tømmes for sjøvannet ved hjelp av et piggetog. Ved oppstart av produksjonen vil dette vannvolumet føres gjennom produksjonssystemet på Ekofisk 2/4 M. Kjemikaliebruk og utslipp relatert til oppstart av rørledningen vil bli omhandlet i egen søknad om utslippstillatelse for denne aktiviteten.

Utslippene fra PPF i bore- og anleggsfasen vil skje ved havbunnen. Selv om feltene befinner seg i et område uten særlig sterke strømmer (se avsnitt 4.1), er det forventet at kjemikaliene raskt vil fortynnes etter utslipp til sjø, og at eventuelle effekter vil være begrenset og kortvarige. Det er en rekke arter som har tilgrensende eller overlappende gyteområder med feltene (se avsnitt 4.4), deriblant makrell, hyse, torsk og tobis, men området regnes allikevel som et område med lav sårbarhet for fisk gjennom hele året (Barentswatch.no). Alle gyteområdene har en stor utstrekning (Figur 4-5). Negative konsekvenser på fisk og fiskelarver- og egg er vurdert som små.

Avbøtende tiltak vil være å redusere bruk og utslipp av kjemikalier så langt som mulig. I tillegg vil det benyttes kjemikalier som gir lavest mulig risiko for miljøskade, samtidig som de tekniske kravene er tilfredsstillende.

6.2.2 Utslipp i driftsfase

6.2.2.1 Utslipp fra havbunnsrammene

Et åpent hydraulisk kontrollsystem vil gi et utslipp av hydraulikkvæske til sjø i forbindelse med aktivering av ventiler. Det vil benyttes en vannbasert miljøhydraulikkvæske, Oceanic ECF, samt elektrisk drevne choker, noe som begrenser utslippet av hydraulikkvæske sammenlignet med hydraulisk drevne choker. For PPF er utslippsmengden estimert til 11 000 liter/år (11 700 kg/år). Dette gir et samlet utslipp for de tre feltene på om lag 230 tonn over en levetid på 20 år. Miljøpåvirkningen som følge av utslippene anses som svært lav og akseptabel.

Utslipp av hydraulikkvæske fra havbunnsrammene vil være underlagt tillatelse fra Miljødirektoratet.

6.2.2.2 Utslipp fra Ekofisk 2/4 M

Brønnstrømmen fra de tre feltene har ikke forhøyet verdi av kvikksølv eller andre komponenter som medfører spesielle miljøtiltak.

Produsertvannet fra PPF vil følge brønnstrømmen fra reservoaret og separeres i prosessanlegget på Ekofisk 2/4 M. Foruten vann består produsertvann av ulike komponenter, slik som dispergert olje, salter, tungmetaller, ulike organiske forbindelser, samt rester av tilsatte kjemikalier. Produsertvannet fra PPF vil slippes til sjø ved Ekofisk 2/4 M etter behandling i renseanlegget som består av hydrosyklonpakker og en avgassingstank.

Prognosen for produsertvann fra feltene er svært lav, noe som er normalt for gassfelt (Figur 2-6). Rensegraden siste år for Ekofisk 2/4 M var på 4,7 mg/l olje i vann (COPSAS, 2024). Det er ikke forventet at mindre volumer produsertvann fra PPF vil påvirke renseseffekten i anlegget.

6.2.3 Konsekvenser av regulære utslipp til sjø i driftsfase

For PPF vil utslippsmengden av hydraulikkvæske være 11 000 liter/år for de tre feltene. På bakgrunn av de begrensede utslippene og at det vil benyttes en vannbasert hydraulikkvæske, Oceanic ECF (gul miljøkategori), er miljøkonsekvensene vurdert som begrensede.

Utslipp av produsertvann fra offshore olje- og gassutvinning er den største kilden til utslipp av olje i Nordsjøen. Miljøovervåkning har vist at hyse fanget nær petroleumsinnretninger lenger nord i Nordsjøen er påvirket av oljeforurensning gjennom DNA-skader som følge av eksponering av PAH, men det er usikkert hvor stor andel av dette som skyldes tidligere utslipp av oljebasert borekaks eller operasjonelle utslipp (Meld.St. 21, 2023-2024). Den samme effekten er ikke funnet hos andre fiskearter. Flere faglige artikler er utarbeidet og hvor dagens kunnskap om miljøvirkninger av produsertvann er presentert, med fokus på norsk sokkel, herunder av Bakke m.fl. (2012; 2013) og Beyer m.fl. (2019; 2020; 2025). Det er også gjennomført simulering av virkninger på villfiskbestander, som angir lav risiko. Generelt regnes potensialet for miljøskade som moderat, og konsentrasjonene som har gitt effekter hos enkeltindivider forekommer kun nær utslippspunktene.

EIF brukes for å vurdere hvordan komponentene i utslippsvann fra petroleumsinstallasjoner påvirker miljøet. EIF for Ekofisk 2/4 J og Ekofisk 2/4 M var på 329 i 2023, opp fra 223 i 2022. Økningen skyldes delvis 23 prosent høyere volum av produsertvann. Nivået er allikevel sammenlignbart med 2021 (EIF 342) da vannvolumet var mer likt (se avsnitt 2.6.2.4). EIF for 2024 er planlagt beregnet og rapportert i løpet av 2025.

PPF vil kun gi marginale volumer med produsertvann (Figur 2-6), og vil ikke påvirke kapasiteten på renseanlegget på Ekofisk 2/4 M. Renseanlegget har en svært god rensegrad, og miljøkonsekvensene som følge av utslipp av rensert produsertvann fra PPF er dermed vurdert som ubetydelige.

6.2.4 Utslipp ved avvikling

Siden feltene vil bygges ut med havbunnsanlegg forventes eventuelle utslipp i forbindelse med avvikling avgrenset til rengjøring av produksjonsrørledningen. For linjer i kontrollkabelen som blir rengjort er det antatt at væske blir samlet opp og håndtert. Detaljer om slike aktiviteter foreligger ikke på nåværende tidspunkt.

Eventuelle utslipp til sjø i forbindelse med rengjøring av produksjonsrørledningen vil kreve søknad og tillatelse fra Miljødirektoratet.

6.3 Fysiske inngrep i havbunnen

Fysisk inngrep i havbunnen i forbindelse med utbygging av feltene vil være i form av installasjon av havbunnsrammer med tilhørende infrastruktur, grøfting og steininstallasjon av kontrollkabel og produksjonsrørledning. Videre vil boring og bruk av oppjekkbar borerigg medføre fysiske inngrep i havbunnen.

6.3.1 Bore- og anleggsfasen

6.3.1.1 Boring

Borekaks vil under boring bli transportert til overflaten sammen med borevæske. Produksjonsboringen på feltene vil medføre utslipp av om lag 300 m³ med kaks med vannbasert borekaks per brønn. Eventuelle miljøkonsekvenser er hovedsakelig relatert til nedslamming av bunnlevende organismer, nærmere beskrevet nedenfor.

Bruk av oppjekkbar borerigg vil medføre fysiske inngrep i havbunnen. Konsekvenser av fysiske inngrep i havbunnen er nærmere beskrevet i kapittel 6.3.1.2.

6.3.1.2 Installasjon av havbunnsrammer, rørledning og kontrollkabel

Installasjonen av havbunnsrammene, rørledning og kontrollkabel vil føre til fysiske inngrep i havbunnen. For at produksjonsrørledningen og kontrollkabelen skal være overtrålbare vil disse grøftes ned havbunnen. De fysiske inngrepene i havbunnen vil ha direkte konsekvenser for bunnlevende organismer som lever på havbunnen hvor inngrepene skjer. Miljøkonsekvenser på bunnhabitater som følge av grøfting er anslått å være begrenset til nærmeste 15 m (Offshore Norge, 2024). Varigheten av mulige effekter av grøftingen er avhengig av faktorer som havdyp og sirkulasjon, samt type biotop som påvirkes av rørleggingen. Forsøk har vist at området rekoloniseres igjen etter om lag 2-4 år etter mudringsoperasjoner (OSPAR, 2009). Bunnfauna i det aktuelle området er generelt tallrike og vidt utbredt, og hvor enkelte arter av børstemarkarter dominerer. Andre vanlige grupper er slangestjerner, sjøroser og muslinger (DNV GL, 2018). Dette er arter med vid utbredelse og relativ rask rekolonisering.

Det er ikke identifisert spesielt sårbare bunnhabitater som korallrev eller svamksamfunn i området og en rekolonisering av området er derfor forventet i løpet av få år etter at installasjonsarbeidet er utført. Ved Tommeliten Gamma ble det derimot observert høyeste kategori av sjøfjær (liten piperenser), langs alle de undersøkte transsektene. Disse organismene vokser sent og er sårbare for forstyrrelser og ødeleggelser. Plassering av brønnrammen ved Tommeliten Gamma, samt boreriggen, vil kunne skade lokale sjøfjærksamfunn som finnes på havbunnen. For sjøfjærene vil

utstrekningen av de fysiske inngrepene på havbunnen være avgjørende for om samfunnene kan rekruttere tilbake til området (NVE, 2023). Liten piperenser er vurdert til «Livskraftig» for Norsk rødliste for arter (Tandberg & Mortensen, 2021a) og finnes over store deler av Nordsjøen (Artsdatabanken, 2025). Konsekvensene som følge av de fysiske inngrepene i havbunnen ved Tommeliten Gamma er derfor vurdert som lokalt avgrenset.

De fysiske inngrepene i havbunnen vil også kunne føre til at partikulært materiale virvles opp i vannsøylen, og blir spredt i vannmassen før det igjen sedimenterer. Suspendert sediment er et naturlig fenomen som organismer i vannsøylen har tilpasset seg i stor grad, men høye nivåer kan allikevel ha skadelige effekter, særlig hvis det avviker mye fra det som er naturlig for området. Sjøfjær er filterspisere, som betyr at de filtrere vannmassene for næring, hovedsakelig plankton, bakterier og løst organisk materiale. Nedslamming kan dermed påvirke både tilgang til mat og tildekking av artene (NVE, 2023). Det er begrenset kunnskap om hvordan sjøfjær påvirkes av sedimentering, sammenliknet med arter som øykorall, som er kjent for å tåle uorganisk sediment relativt godt (NVE, 2023). Ved nedslamming kan sjøfjær fjerne sedimentering/nedslamming gjennom energikrevende prosesser hvor sjøfjærene produserer et beskyttende slimlag som de så feller av sammen med sedimentet. Dette kan påvirke energilagrene hos organismene, som i det lange løp vil påvirke vekst og i de verste tilfellene organismens overlevelse (NVE, 2023). Liten piperenser, som lever i hull på havbunnen hvor veggene er dekket med slim, kan trekke koloniene helt ned i hullet hvis de blir forstyrret (Havforskningsinstituttet, 2024). Siden bore- og anleggsperioden er kortvarig, og det er få brønner per lokasjon, er det vurdert at økt suspensjon og/eller nedslamming kun vil ha mindre effekter på sjøfjærsamfunnene i området.

Generelt unngår fisk vanligvis områder med høy konsentrasjon av suspendert materiale (NIRAS, 2022). Fiskeegg og -larver regnes derimot som mer sårbare enn voksne individer da disse er mindre mobile (Engell-Sørensen & Skyt, 1980). Suspendert sediment kan også virvle opp mat fra sjøbunnen, noe som kan tiltrekke seg visse fiskearter. Ekofiskområdet regnes som et område med lav sårbarhet for fisk gjennom hele året (Barentswatch.no). Negative konsekvenser på fisk og fiskelarver- og egg er vurdert som små.

Installasjonsaktiviteter i forurensede sedimenter vil kunne frigjøre skadelige stoffer, noe som vil utgjøre en risiko for fisk og andre organismer lokalt i området. Lokalisering av brønnrammene vil være i noe avstand fra tidligere feltinnretninger, hvor tidligere borerelaterte utslipp fant sted. Også rørledninger og kontrollkabel vil unngå områder med tidligere plasserte innretninger. Siden sedimentene, hvor installasjonsaktivitetene vil foregå er ukontaminerte, og omfanget er begrenset, vurderes miljøkonsekvensene som marginale.

Steininstallasjon vil benyttes i områder av traséen hvor dette er nødvendig, samt ved tilknytningspunkter og overkryssninger av eksisterende infrastruktur. Steininstallasjon vil påvirke havbunnen lokalt og omfanget av påvirkningen er generelt erfart til innenfor en avstand på 5-10 m (Offshore Norge, 2024). Sedimentene langs traseene inn til Ekofisk feltcenter består hovedsakelig av fin sand. Tilførsel av stein på sandbunn vil dermed endre havbunnshabitatet og gi muligheter for etablering av annen bunnfauna enn den som allerede finnes i området.

Hver brønnramme vil forankres i havbunnen med fire pæler. Pælingsaktiviteten vil ha en varighet på omtrent ett døgn per installasjon, totalt rundt fire døgn. Denne typen aktivitet genererer kraftig undervannsstøy i form av korte, gjentatte støyimpulser. Eksponering for slike støynivåer kan medføre både fysiologiske og atferdsmessige konsekvenser for sjøpattedyr. Hval anses som særlig følsomme for støy, sammenliknet med andre sjøpattedyr, og responsen varierer avhengig av lydens intensitet, varighet og frekvens (Enhus et al., 2012). Gitt at pælingsaktiviteten er kortvarig er det sannsynlig at sjøpattedyr i nærheten vil reagere med unnvikelsesadferd, noe som reduserer sjansen for at de kommer nær nok til å få hørselskader (Government of South Australia, 2012).

Undervannsstøy fra pæling kan også påvirke fisk da høye støynivåer kan føre til atferdsendringer og midlertidige fysiologiske effekter. Midlertidige hørselsskader er dokumentert hos fisk, og skadeomfanget avhenger av lydens amplitude, varighet og frekvens (FFI, 2020). Det er imidlertid ikke påvist permanente hørselsskader, da ødelagte hårceller i fiskens sanseorganer regenereres. Området hvor PPF ligger, er vurdert som lite sårbart for både fisk og sjøpattedyr. På bakgrunn av dette, samt den korte varigheten av pælingsaktiviteten, er konsekvensene av undervannsstøy som følge av pæling, vurdert som neglisjerbare.

6.3.1.3 *Oppkobling av produksjonsrørledning og kontrollkabel*

Bunnsedimentene lokalt inn mot Ekofisk feltsenter er noe kontaminert som følge av tidligere borerelaterte utslipp. Ved tidligere lokasjon for Ekofisk 2/4W plattformen, hvor det tidligere har vært boret åtte brønner, finnes det derfor noe borekaks og tilhørende forurensning i sedimentene.

I forbindelse med oppkobling av PPF vil produksjonsrøret og kontrollkabelen legges inn mot Ekofisk feltsenter. Traséen er forsøkt lagt slik at aktivitetene i minst mulig grad vil berøre det forurensede området rundt feltsenteret.

6.3.2 **Drift og avvikling**

Det er ikke planlagt noen fysiske inngrep under driftsfasen.

Ved avvikling vil havbunnsanleggene fjernes helt fra feltet. Fjerning av havbunnsanleggene vil kunne føre til oppvirvling av bunnsedimenter til vannsøylen med påfølgende nedslamming av bunnfauna i nær avstand til anlegget. Denne oppvirvlingen vil også kunne føre til spredning av eventuell lokal forurensning, noe som kan påvirke organismer i vannsøylen og ved sjøbunnen. Mulige miljøkonsekvenser som følge av avviklingsaktiviteter vil vurderes nærmere i avslutningsplanen for feltet (se avsnitt 2.11.).

6.4 **Avfallshåndtering**

6.4.1 **Boring**

Boreoperasjonen vil generere borekaks med rester av borevæske. Det vil benyttes avfallsplaner knyttet til drift av riggen. Ved bruk av oljebasert borevæske vil borekaks bli håndtert på boreriggen og fraktet enten til Ekofisk feltsenter for injeksjon i dedikert brønn eller til land for videre behandling ved godkjent anlegg og deponi av rensket kaks. Håndtering av borekaks fra boreoperasjonene er nærmere beskrevet i avsnitt 2.6.3.

Borekaks fra Tommeliten Gamma vil bli fraktet til land for sluttbehandling dersom injeksjon ikke avklares som mulig for dette.

6.4.2 **Installasjon og drift**

Lite avfall vil bli generert som del av installasjonsaktivitetene på PPF. På Ekofisk feltsenter vil eksisterende prosedyrer for avfallsbehandling og lokale avfallsplaner (med evt. tilpasninger) ligge til grunn for håndtering av avfall i installasjonsfasen. Dette inkluderer avfall som oppstår på grunn av modifikasjonsarbeid på Ekofisk 2/4M og Ekofisk 2/4Z.

I driftsperioden vil det ikke bli generert avfall fra feltene. Det er ikke forventet at innfasing av PPF vil innføre nye avfallstyper i forbindelse med prosessering av brønnstrømmen på Ekofisk 2/4 M og eksisterende avfallsplaner og -

systemer vil benyttes. Det forventes ingen miljøkonsekvenser knyttet til avfall generert som følge av utbygging og drift av PPF.

6.4.3 Avvikling

Det er generelt økende fokus på sirkulær økonomi i samfunnet og også innen petroleumsnæringen.

Erfaringstall fra siste fjerningsprosjekt av innretninger på Ekofiskfeltet i perioden 2018-2022, viser en høy gjenvinningsgrad. Gjenvinningsgraden er beregnet både med og uten farlig avfall. Totalt har fire plattformer som er fjernet de siste årene (Ekofisk A, F, Q og H) oppnådd en gjenvinningsgrad på 98 prosent ekskludert farlig avfall, og 93 prosent inkludert farlig avfall. Alt avfall er håndtert i henhold til gjeldende avfallsplaner og -prosedyrer.

Omfanget av materialer som inngår i havbunnsinnretninger er små sammenliknet med faste innretninger, men også her utgjør stål og andre metaller det meste av materialene, og materialgjenvinning osv. kan anses som tilsvarende som erfaringstallene.

Nedgravde/overdekkede rørledninger og kabler i området blir normalt etterlatt som de ligger, rengjort og i henhold til disponeringsvedtak. Relevante disponeringsløsninger vil bli adressert i forbindelse med avslutningsplanen.

6.5 Kulturminner

Det er ikke avdekket kjente kulturminner i aktuelle arealer (jf. kapittel 4.8) og ingen virkninger for slike er forventet. Ved eventuelle funn vil regional kulturminnemyndighet bli kontaktet for nærmere avklaring.

7 Forbrenningsutslipp

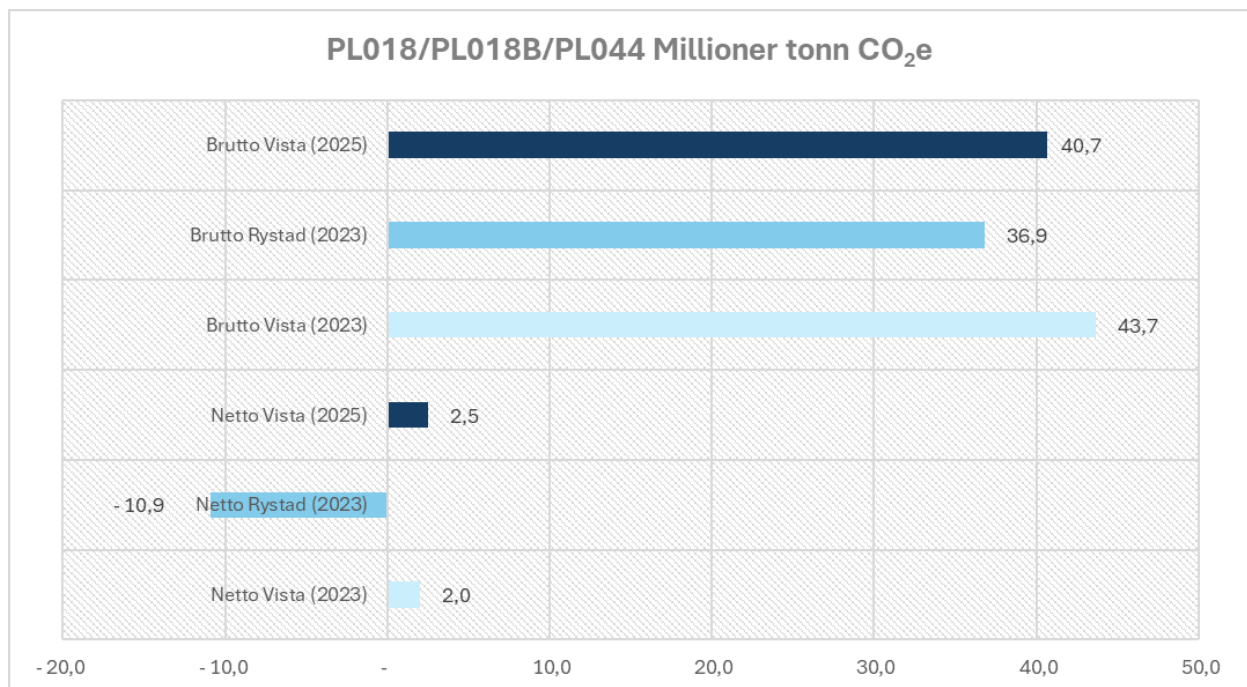
Metodikken og forutsetningene for beregning av brutto og netto forbrenningsutslipp for PPF i dette kapittelet følger rammeverket fra Energidepartementet (7. april 2025) i høringsnotatet om klimagassutslipp fra olje og gass utvunnet på norsk sokkel, heretter omtalt som «Energi, 2025».

Vista har beregnet brutto og netto forbrenningsutslipp for PPF-feltene (Vista, 2025). DNV har sammenstilt resultater basert på Vista 2025-resultater og «Energi 2025» for brutto og netto forbrenningsutslipp for den planlagte utbyggingen, kort oppsummert nedenfor (DNV, 2025c).

Beregningene av brutto og netto forbrenningsutslipp er basert på forventet produksjon og salg av olje og gass (P50) fra Albuskjell og Vest Ekofisk, samt Tommeliten Gamma, se produksjonsprofiler i Figur 2-5.

7.1 Sammenligning av forbrenningsutslipp

I DNVs rapport (2025c) benyttes ulike forutsetninger i hovedscenariene fra Rystad (2023) og Vista (2023) for å sammenligne brutto og netto utslipp for PPF. Resultatene sammenlignes med brutto og netto forbrenningsutslipp etablert av Vista (2025) basert på oppdaterte forutsetninger i en egen analyse for PPF Figur 7-1.



Figur 7-1. Sammenligning av brutto- og netto forbrenningsutslipp for PPF over levetiden basert på faktorer etablert i Vista (2023) og Rystad (2023) og beregninger gjennomført i Vista (2025). Kilde: DNV, 2025c.

Resultatene viser at brutto forbrenningsutslipp beregnet basert på Rystad (2023) er betydelig lavere enn tilsvarende brutto utslipp beregnet basert på forutsetninger i Vista (2023). Beregninger av bruttoutslipp for PPF gjort av Vista i 2025 er noe lavere sammenlignet med forutsetningene som ble etablert av Vista i 2023. Hovedårsaken til lavere brutto utslipp fra PPF beregnet i henhold til Rystad (2023) er at Rystad bruker en vesentlig lavere utslippsfaktor for gass enn Vista (2023); 293 mot 372 kg CO₂e/BOE. Denne forskjellen skyldes primært at Rystad bruker en utslippsfaktor for tørrgass, mens Vista (2023) bruker en utslippsfaktor for rikgass, som representerer en blanding av tørrgass og NGL (natural gas liquids), i sine beregninger av forbrenningsutslipp fra gass.

Resultatene for netto forbrenningsutslipp viser at PPF vil redusere globale nettoutslipp med ca. 11 millioner tonn CO₂e basert på forutsetninger i Rystad (2023). Basert på forutsetninger i Vista (2023) vil PPF medføre globale nettoutslipp tilsvarende 2 millioner tonn CO₂e, noe som er i tråd med resultatene fra Vista (2025) tilsvarende 2,5 millioner tonn CO₂e. Årsaken til forskjellene i resultat for netto forbrenningsutslipp basert på Rystad (2023) og Vista (2023) er sammensatt, men noen av hovedforskjellene er som følger:

- Brutto forbrenningsutslipp er høyere basert på forutsetninger i Vista (2023).
- Substitusjonseffekter for gass er høyere basert på forutsetninger i Rystad (2023). Dette skyldes primært at Rystad (2023) antar at økt forbruk av gass substituerer forbruk av kull med 70 %, som har en mye høyere utslippsintensitet enn gass. Resterende økt forbruk av gass substituerer forbruk av fornybar elektrisitet. Vista (2023) antar at forbruket av gass substituerer en mer nyansert kraftportefølje med totalt sett lavere andel av kull.
- Fortrengte produksjonsutslipp for olje og gass er også høyere basert på forutsetninger i Rystad (2023). Dette skyldes primært at Rystad (2023) antar svært lave utslipp fra norsk gassproduksjon, tilsvarende 3 kg CO₂e per fat-ekvivalent gass. Dette er mulig under forutsetning at all ny produksjon er elektrifisert og at gassen transporteres i rør til markedet. Utslipp fra den globale gassproduksjonen (LNG) som fortrenses er satt til 108 kg CO₂e per fat-ekvivalent gass.

Disse forskjellene i forutsetninger gir et avvik på ca. 13 millioner tonn CO₂e i netto forbrenningsutslipp ved bruk av forutsetninger fra Rystad (2023) versus Vista (2023). Det påpekes i Vista (2025) at den største usikkerheten er hvor sterkt globale markeder reagerer på økt tilbud av olje og gass fra PPF. Vista (2025) anslår at netto forbrenningsutslipp fra PPF kan variere fra -3,7 til 12,9 millioner tonn CO₂e, avhengig av et forskningsbasert spenn i langsiktig tilbuds- og etterspørselastisitet i olje- og gassmarkedet. Netto forbrenningsutslipp for PPF beregnet basert på Rystad (2023) antyder at resultatspennet er enda større når usikkerhet i flere forutsetninger tas med.

7.2 Konsekvenser av global oppvarming for miljøet i Norge

Følgende er et utdrag fra Energidepartementets vurderinger av konsekvensene av global oppvarming for miljøet i Norge og hvordan økt produksjon på norsk sokkel bidrar til dette, jf. Energi 2025.

FNs klimapanel (IPCC) bekrefter at menneskelig aktivitet har bidratt til økte klimagassutslipp og dermed til oppvarming av atmosfæren og verdenshavene (IPCC, 2023). Konsekvensene omfatter økt ekstremvær, tørke, smelting av isbreer og isdekke, havforsuring, tap av natur og redusert vann- og matsikkerhet.

Sammenhengen mellom akkumulert mengde klimagasser i atmosfæren og global temperaturøkning er usikker ifølge IPCC, men IPCC har anslått at hvert gigatonn CO₂e gir en økning i global gjennomsnittstemperatur på ca. 0,00045 °C (IPCC, 2023).

Klimatilpasningsmeldingen (Meld. St. 26, 2022–2023) peker på at oppvarmingen går raskere i Norge enn den gjennomsnittlige globale temperaturøkningen. Mens verden i snitt er 1,1 °C varmere siden førindustriell tid (IPCC, 2023), er fastlands-Norge allerede 1,2 °C varmere. Ifølge samme rapport går utviklingen enda raskere på Svalbard, og gjennomsnittstemperaturen i Longyearbyen har økt med 4 °C.

Gjennomsnittlig årlig nedbør i Norge har økt med ca. 20 % siden tidlig 1900-tall, og episoder med kraftig nedbør har blitt mer intense og hyppigere (Klima- og miljødepartementet, 2023).

IPCC indikerer at en gjennomsnittlig global temperaturøkning på 2 °C gir en regional temperaturøkning i Nord-Europa, inkludert Skandinavia, på mellom 2,7 og 2,9 °C, med noe høyere økning i de nordligste områdene (IPCC, 2024). Ifølge IPCC kan dette bety en økning på 5,9–6,1 °C for Svalbard.

Tidligere studier og utredninger viser til hvordan økte temperaturer vil kunne påvirke miljøet i Norge:

- Økt hyppighet av ekstremvær, inkludert flom, nedbør og tørke
- Endringer i marint klima, inkludert økt overflatetemperatur, økt forsuring, stigende havnivå og minkende havis
- Tining av permafrost og raskere smelting av isbreer, og mindre snø
- Endringer i biologisk mangfold
- Økt fare for jordskred og snøskred
- Redusert matsikkerhet, endringer i handel, økt risiko for globale konflikter og migrasjon
- Økt risiko for skader, folkehelseutfordringer og tap av liv både i Norge og globalt

Konsekvensene for Norge er i liten grad kvantifisert, men det er nedsatt et ekspertutvalg for å vurdere de samfunnsøkonomiske konsekvensene av klimaendringer (Klima- og miljødepartementet, 2024b). Miljødirektoratet har også fått i oppdrag å utarbeide en nasjonal analyse av klimarisiko og samfunnets sårbarhet for klimaendringer, som skal være ferdig i 2026 (Energ, 2025).

Terskelverdier («tipping points») representerer et kritisk punkt i et økosystem som kan føre til betydelige og ofte irreversible endringer (IPCC, 2018). IPCC anslår at risikoen for brå og irreversible endringer øker med global oppvarming (IPCC, 2023). Dette inkluderer risiko for tap av arter og irreversibelt tap av biologisk mangfold i økosystemer som skog, korallrev og arktiske områder.

Energidepartementet konkluderer generelt med at økte CO₂-utslipp fører til økte temperaturer og dermed større sannsynlighet for miljøkonsekvenser i Norge. Samtidig påpeker Energi 2025 at nettoeffektene på globale utslipp fra økt olje- og gassproduksjon på norsk sokkel er betydelig lavere enn det brutto klimagassutslippsberegninger viser.

8 Utsiktede utslipp til sjø

8.1 Risiko for utsiktede utslipp og mulige konsekvenser

PPF vil produsere i hovedsak gass med noe kondensat. I forhold til mulige miljøkonsekvenser fra en utblåsning er konsekvenspotensialet lavere relativt til en oljeutblåsning.

Det gjennomføres analyser av miljørisiko for aktivitetene i Ekofiskområdet. Disse oppdateres regelmessig eller ved vesentlige endringer i aktivitetsnivået. Siste analyse ble oppdatert i august 2023 (DNV, 2023). Det er i tillegg gjennomført en egen analyse for Tommeliten Alpha som ikke inngår i PL 018 (DNV, 2021b). En oppdatert analyse for Ekofiskområdet er planlagt gjennomført i 2028.

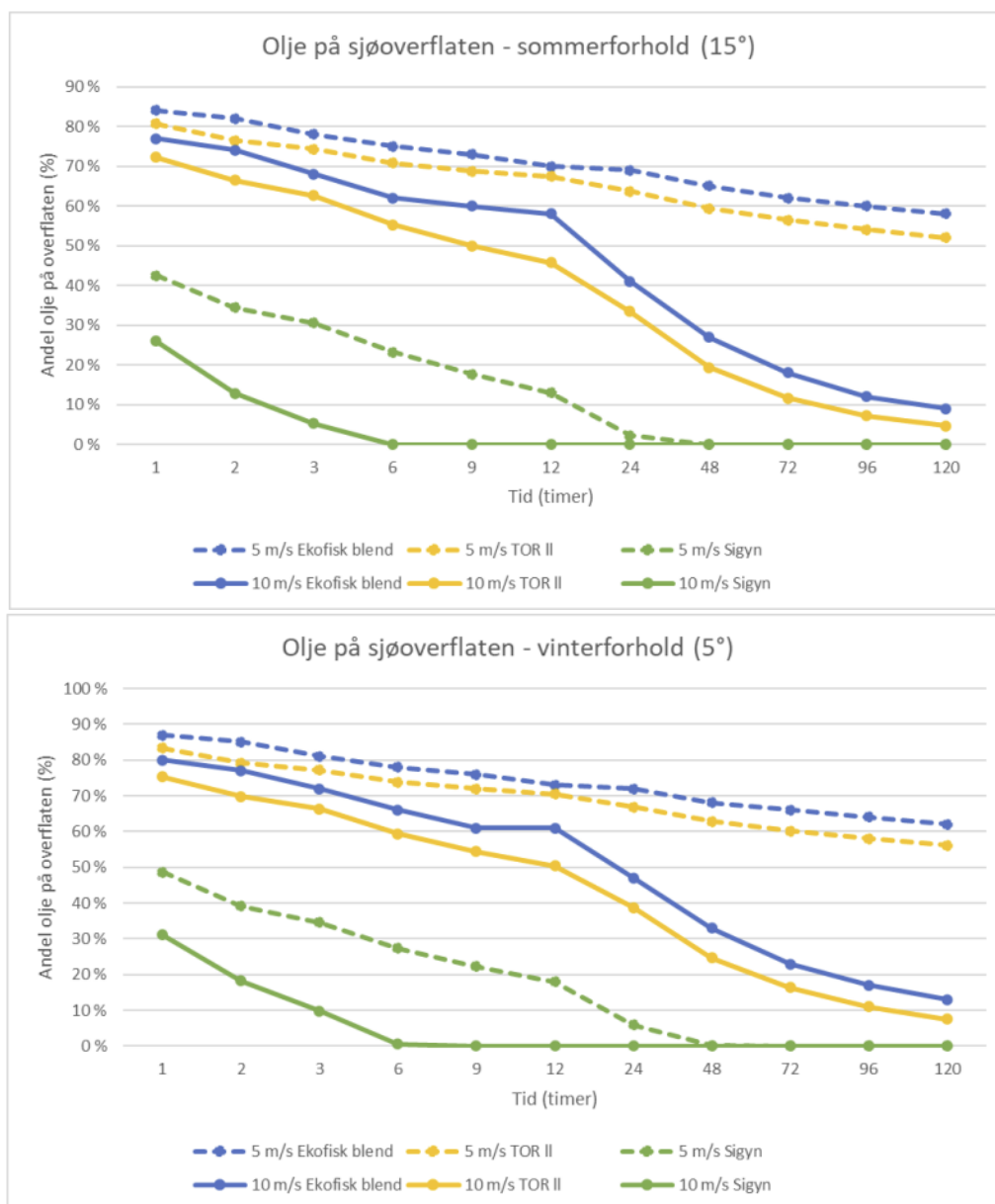
I forbindelse med PPF prosjektet har det blitt gjennomført en vurdering av behovet for en eventuell prosjektspesifikk miljørisiko- og beredskapsanalyse (MRABA), herunder å vurdere behovet for en eventuell oppdatering av miljørisikovurderingen for Ekofiskområdet (DNV, 2025b). En oppsummering av denne vurderingen er gitt i det følgende.

I eksisterende MRABA for Ekofiskområdet (som inkluderte feltene Ekofisk, Eldfisk og Tor) ble det modellert utblåsningsrater på inntil 480 SM³/d for Ekofisk, inntil 336 Sm³/d for Eldfisk og inntil 643 Sm³/d for Tor med oljetyperne Ekofisk Blend (for Ekofisk og Eldfisk) og Tor II olje for Tor feltet.

I forbindelse med de nye brønnene som er planlagt i PPF prosjektet så har AGR utført en Blowout and Kill studie for Albuskjell (AGR, 2024). Utblåsningsrater for Albuskjell brønner viser høyere rater enn det som lå til grunn for MRABA for Ekofiskområdet i 2023. Høyeste rate på Albuskjell er på 1689 Sm³/d og vektet rate er på 750 Sm³/d. Blowout and Kill studien er gjort for Albuskjell fordi det er dette feltet blant de tre som har høyest potensial med tanke på utslipp.

I utgangspunktet er ikke gjeldende MRABA for Ekofisk dekkende for nye brønner på Albuskjell ettersom de nye brønnene har langt høyere utblåsningsrate enn det som ligger til grunn i områdeanalysen for Ekofisk fra 2023. Men, det er likevel foretatt en vurdering av levetiden på sjøoverflaten til et lett kondensat som forventes på Albuskjell versus levetiden til Ekofisk Blend og Tor II olje som ligger til grunn for øvrig aktivitet i Ekofiskområdet (Figur 8-1). Levetid på sjø har mye å si for miljørisiko- og beredskapsbehov, og resultatene viser at et lett kondensat som Sigyn⁵ eller tilsvarende har svært kort levetid på sjø sammenlignet med Ekofisk Blend og Tor II olje. Under sommerforhold (15°) og med 5 m/s vind så er det kun 2 prosent Sigyn kondensat (tilsvarende kondensat som for Albuskjell) igjen på sjøoverflaten etter 24 timer, mens det for Ekofisk Blend olje er 69 prosent igjen og for Tor II er 64 prosent olje igjen på sjøoverflaten. Tilsvarende trend ses ved vinterforhold (5°). Med så høy fordampning og kort levetid på sjø kan det ikke forventes stranding ved utblåsning av kondensat fra Albuskjell brønner.

⁵ Vurdert som representativt for PPF



Figur 8-1. Forventet levetid på sjø for Ekofisk Blend og Tor II olje (som ligger til grunn for aktivitet i Ekofiskområdet) og for Sigyn kondensat (referansekondensat til Albuskjell). Forventet levetid på sjø under sommerforhold er vist øverst og under vinterforhold er vist nederst. Kilde: DNV, 2025b.

Basert på ovenstående er det vurdert at på tross av høyere utblåsningsrater for Albuskjell vil fordampning og nedblanding av kondensatet på Albuskjell gi langt mindre oljemengder på sjø enn tilsvarende for eksisterende aktivitet i Ekofiskområdet. Miljørisikoen vil dermed være lavere og miljørisiko- og beredskapsanalysen som allerede ligger til grunn for Ekofiskområdet fra 2023 vil dermed være dekkende. Dette understøttes også av miljørisikoanalysen for Tommeliten A (DNV, 2021b) hvor miljørisikoen var lav ved kondensatutblåsninger fra utviklingsboring fra Tommeliten A med langt høyere rater enn det som her er gitt for Albuskjell.

8.2 Oljevernberedskap

Det er etablert en egen plan for beredskap mot akutt forurensning for Ekofiskområdet, med dertil tilhørende organisasjon, prosedyrer og ressurser. Herunder inngår et eget oljevern fartøy for Ekofiskområdet samt avtaler for bruk av andre ressurser gjennom NOFO. Eventuell oljedrift inn i britisk sektor er ivaretatt gjennom NORBRIT-avtalen.

PPF vil inngå i beredskapsplanen for Ekofiskområdet, tilsvarende som for kondensat fra Tommeliten A. Det er ikke forventet at boring og produksjon fra PPF vil endre dagens oljevernstrategi for Ekofiskområdet.

9 Konsekvenser for annen næringsaktivitet til havs og avbøtende tiltak

9.1 Konsekvenser for fiskeriene

I boreperioden vil borerigg med tilhørende sikkerhetssone medføre et midlertidig arealbeslag, med estimert varighet på om lag seks måneder på Albuskjell Vest, tre måneder på Albuskjell Øst, fem måneder på Vest Ekofisk og fem måneder på Tommeliten Gamma. Totalt vil boreperioden ta om lag 19 måneder.

Installasjon av brønnrammene, rør- og kabellegging, sammenkobling, osv. vil være relativt korte aktiviteter, fordelt over ulike perioder i 2027 og 2028.

I driftsfasen vil havbunnsanleggene være overtrålbare og skal ikke medføre hindringer eller andre ulemper for utøvelse av fiskeriaktivitet i området.

Som angitt i kapittel 5.2 er omfanget av fiskeri i området beskjedent, i hovedsak i form av noe utenlandsk bunntålfiske primært etter rødspette. Operasjonelle ulemper knyttet til arealbeslag og fartøyaktiviteter i anleggsperioden vurderes således som begrensede. Dette er i henhold til informasjon fremkommet gjennom tidligere dialog med danske fiskere i Ekofisk Vind-prosjektet.

Havbunnsinnretninger, rørledninger og kontrollkabler vil være overtrålbare og skal ikke medføre negative virkninger for fiske med bunnredskaper i driftsperioden.

Etter endt virksomhet vil havbunnsinnretninger fjernes fra lokaliteten, enten for gjenbruk eller til land for avhending. Nedgravde rørledninger og kabler blir normalt rengjort og etterlatt, og skal ikke medføre vesentlige ulemper for fiskeriene. Dette vil bli nærmere adressert i forbindelse med avslutningsplanen(e).

Aktivitetene vil bli varslet god tid i forkant av gjennomføring. Posisjoner for brønnrammene vil bli gitt til Kartverket som igjen deler informasjonen i sine kartapplikasjoner.

9.2 Konsekvenser for maritim virksomhet

Tilsvarende som for fiskeri, er mulige virkninger for maritim virksomhet i området avgrenset til anleggsfasen, med borerigg og installasjonsfartøyer. Anleggsaktivitetene er begrenset i varighet.

Oversikten over fartøytrafikk i området (kapittel 5.3) angir et begrenset antall passeringer av fartøy utenom petroleumsrelatert trafikk. Passerende fartøy vil enkelt manøvrere rundt de pågående aktivitetene; her er ingen andre hindringer i aktuelt område. Virkningene av dette vurderes som marginale.

Varsling av maritime aktiviteter vil bli gjort gjennom Etterretninger for sjøfarende (EFS), som normalt for denne type aktiviteter. Disse aktivitetene vil foregå en del tid etter gjennomføringen av konsekvensutredningen og inngår i de konkrete planene for gjennomføring etter myndighetsgodkjenning av prosjektet. Posisjon for havbunnsinnretninger og rørledninger/kabler vil bli innrapportert til Kartverket slik at dette vil inngå i sjøkart.

10 Samfunnsmessige konsekvenser

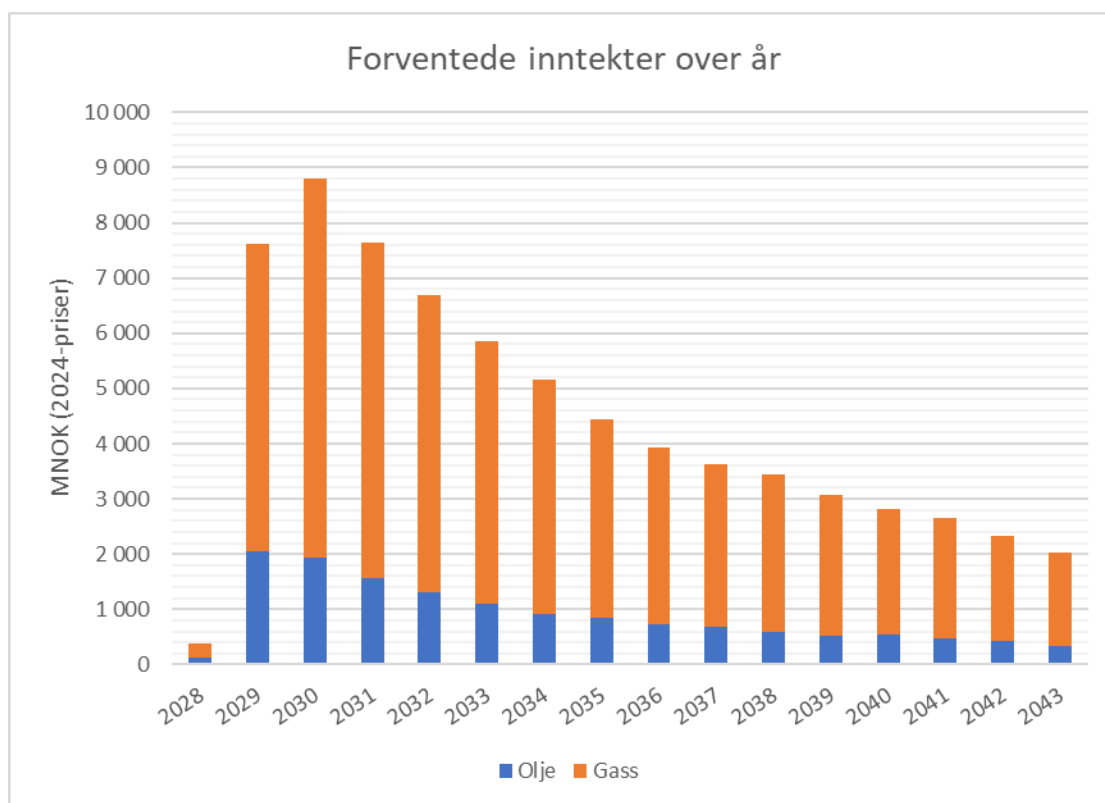
Basert på anslag av kostnader knyttet til utbygging og drift av feltene som inngår i PPF, samt antagelser om norske leveranseandeler, er en utredning av samfunnsmessige konsekvenser av utbyggingen og drift av PPF gjennomført (DNV, 2025b). Som en del av vurderingen er sysselsettingseffekten av utbygging og drift beregnet, inkludert en beregning innen hvilke næringer disse virkningene er forventet.

Utredningen er gjennomført etter føringer i veileder for PUD og PAD (Olje- og energidepartementet, 2022), samt utredningsprogrammet for konsekvensutredningen. Analysen og rapporten er utarbeidet i henhold til Offshore Norges veileder for ringvirkningsanalyser (Offshore Norge, 2022b).

Ringvirkningsanalysen synliggjør estimerte virkninger for arbeidsmarkedet (forventet etterspørsel etter, eller behov for arbeidskraft i ulike næringer). Analysene baserer seg på kostnader knyttet til utbygging og drift av feltene som inngår i PPF, samt antagelser om norske leveranseandeler.

10.1 Inntekter

Forventede inntekter per år er gitt i Figur 10-1, beregnet basert på produksjonsprognose og forventet olje- og gasspris samt antagelser om valutakurser. Produksjonen er antatt å starte opp i 2028. De første fire årene med fulldrift (2029 - 2032) er forventet å gi de største inntektene. Deretter forventes produksjonen/inntektene å trappes ned. Inntektene kommer i størst grad fra salg av gass. Salg av gass står for 79 prosent av de forventede inntektene, mens det forventes at om lag 20 prosent av inntektene vil komme fra salg av olje. Øvrige inntekter forventes å komme fra salg av NGL (natural gas liquids).



Figur 10-1. Forventede inntekter over år. MNOK2024. Kilde: DNV, 2025b.

10.2 Kostnader

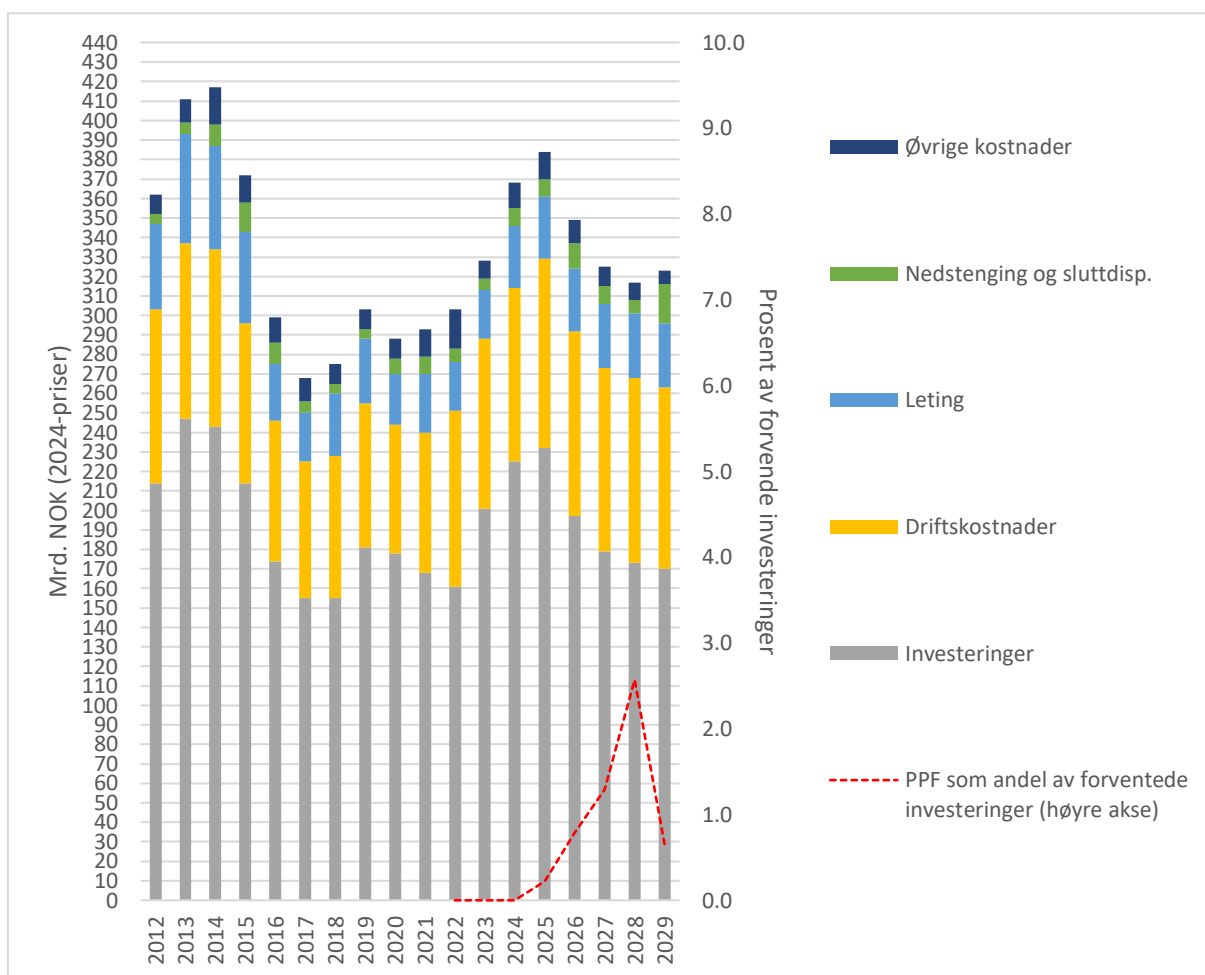
Anslag for investeringer og driftskostnader er gitt i kapittel 0. De største kostnadene vil påløpe i utbyggingsfasen (2026-2030). Innretninger, installasjonsaktiviteter og boring medfører de største kostnadsbidragene.

10.3 Investeringskostnader på norsk sokkel

Sokkeldirektoratet har utarbeidet prognoser for forventede investeringer på norsk sokkel til og med år 2029.

Gjennomførte investeringer på norsk sokkel i perioden 2012 til 2023 og prognoser for de etterfølgende årene vises i Figur 10-2. Oversikten bygger på Sokkeldirektoratets prognoser publisert i januar 2025 (Norsk petroleum, 2025).

Figuren viser utbyggings-, drifts- og nedstengningskostnader for PPF (inkludert boring) som andel av de totale, forventede investeringer, driftskostnader, letestkostnader, nedstengnings- og disponeringskostnader samt øvrige kostnader på norsk sokkel i perioden 2012 - 2029. I året med de største utbyggingskostnadene for PPF (2029), vil PPF utgjøre rundt 2,3 prosent av de samlede, forventede kostnadene på sokkelen.



Figur 10-2. Gjennomførte og forventede investeringer på norsk kontinentalsokkel og investeringer for PPF som andel av forventede investeringer. Historiske tall 2012-2023 og prognoser 2024-2029. Tall for investeringer i milliarder NOK (2025-priser). Figuren er basert på inngangsdata fra operatør og data hentet fra Norsk petroleum, 2025.

10.4 Kontantstrøm

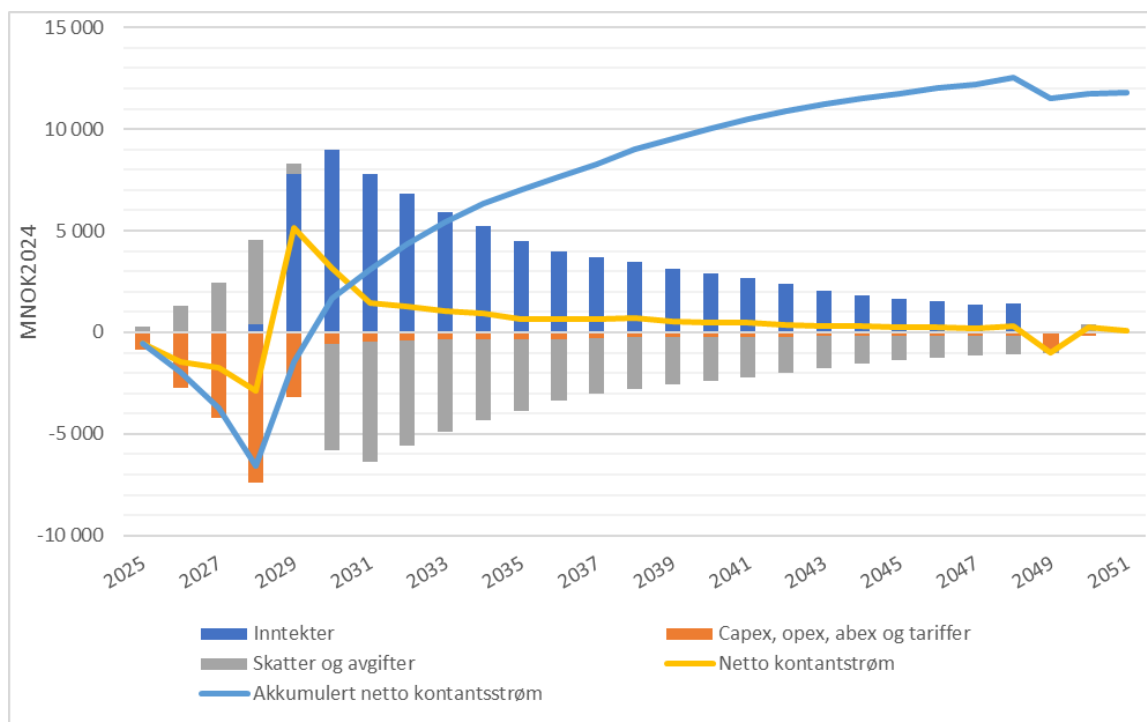
Presentasjon av kontantstrømmer for prosjektet synliggjør de forventede virkningene for overføringer til det offentlige (skatter og avgifter), samt andre aktører. Skatter og avgifter til staten samt overføringer mellom ulike selskap (tariffer) inngår i beregningen av netto kontantstrøm. Disse elementene er imidlertid ikke å betrakte som samfunnsøkonomiske kostnader eller gevinster, men rene overføringer mellom ulike aktører i økonomien.

Analysene av netto kontantstrøm baserer seg på forventede inntekter, investeringskostnader og driftskostnader, skatter og avgifter, samt kostnader til nedstenging etter produksjonsslutt.

10.4.1 Netto kontantstrøm

Netto kontantstrøm sier ikke i hvilken grad prosjektet er samfunnsøkonomisk lønnsomt, men viser utviklingen i inn- og utbetalingene per år for lisenshaverne. Netto kontantstrøm i konstante 2024-MNOK fordelt etter hovedposter er vist i Figur 10-3. Skatter vises som negative tall i figuren når de betales fra operatøren til staten, dvs. presenteres som en utgift fra operatørens perspektiv.

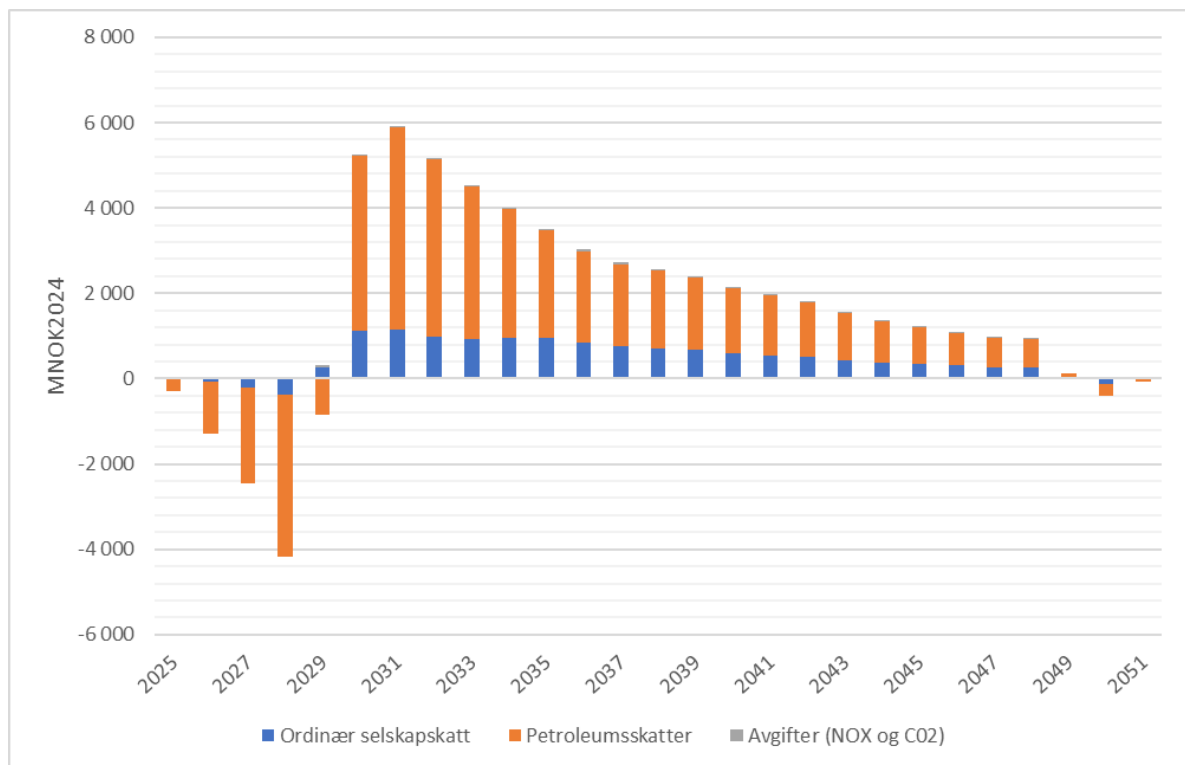
På utgiftssiden finner vi utbyggings-, drifts-, og nedstengningskostnader, samt tariffer og skatter, og avgifter som betales til staten. På inntektssiden finner vi inntekter fra salg av olje og gass. Netto kontantstrøm for lisenshaverne er negativ de første årene grunnet utlegg til investeringskostnader. Fra år 2029 snur trenden og netto kontantstrøm blir positiv før den igjen blir klart negativ grunnet store kostnader med avvikling av drift og anlegg i årene 2049 og 2050.



Figur 10-3. Netto kontantstrøm etter skatt. MNOK2024. Kilde: DNV, 2025b.

10.4.2 Forventede inntekter til staten

Forventede inntekter til staten som følge av tiltaket består av NO_x- og CO₂-avgifter, ordinær selskapsskatt og petroleumsskatter. Figur 10-4 viser skatt/avgift som positiv når de betales fra operatøren til staten (motsatt av Figur 10-3). Samlet får staten om lag 43 milliarder kroner totalt (ikke neddiskontert) i inntekter fra skatter i årene 2025 til 2051.

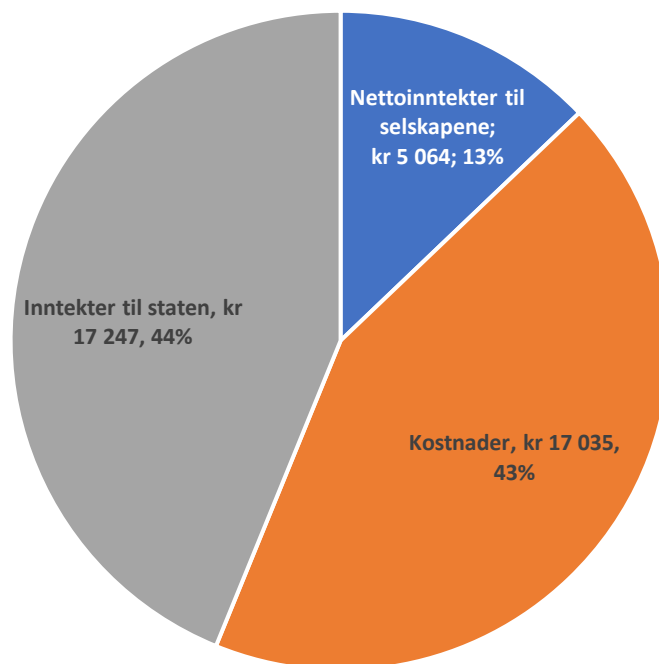


Figur 10-4. Forventede inntekter til staten. MNOK 2024. Kilde: DNV, 2025b.

10.4.3 Fordeling av kontantstrøm

Anslag på de samlede inntektene fra PPF summert over alle årene med aktivitet og neddiskontering gir et anslag på den samlede verdien av olje og gass som feltet vil produsere over sin levetid. Denne verdien fordeles gjennom ulike mekanismer til ulike aktører i samfunnet.

Figur 10-5 viser hvordan den samlede, neddiskonterte verdien av produktene som utvinnes fra PPF, fordeles på ulike aktører eller poster. Det skilles mellom tre hovedposter/-aktører: staten, lisenshaverne og andre aktører gjennom utbyggings- og driftskostnader (inkludert tariffer). Den sistnevnte gruppen består av mange ulike aktører som på ulike vis får sin del av verdien av produktene som utvinnes fra PPF.



Figur 10-5. Fordeling av kontantstrøm på selskapene og avgifter, neddiskontert med 7 prosent. MNOK 2024, prosent. Kilde: DNV, 2025b.

10.5 Sysselsettingsvirkninger

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

Alle resultater presentert nedenfor oppgir antall årsverk. Det er en viktig forskjell mellom sysselsettingsvirkninger målt i antall sysselsatte (antall personer sysselsatt ila et år) og antall årsverk (der ett årsverk utgjør om lag 1750 timers arbeid ila et år). Hvor mange sysselsatte det er per årsverk varierer en del mellom ulike næringer, avhengig av andelen med deltidsstillinger, sesongarbeidere, o.l. Man kan likevel grovt anslå som en tommelfingerregel at det er et forholdstall på rundt 0,8 årsverk per sysselsatt. Det vil si at antall årsverk vil være en del lavere enn antall sysselsatte.

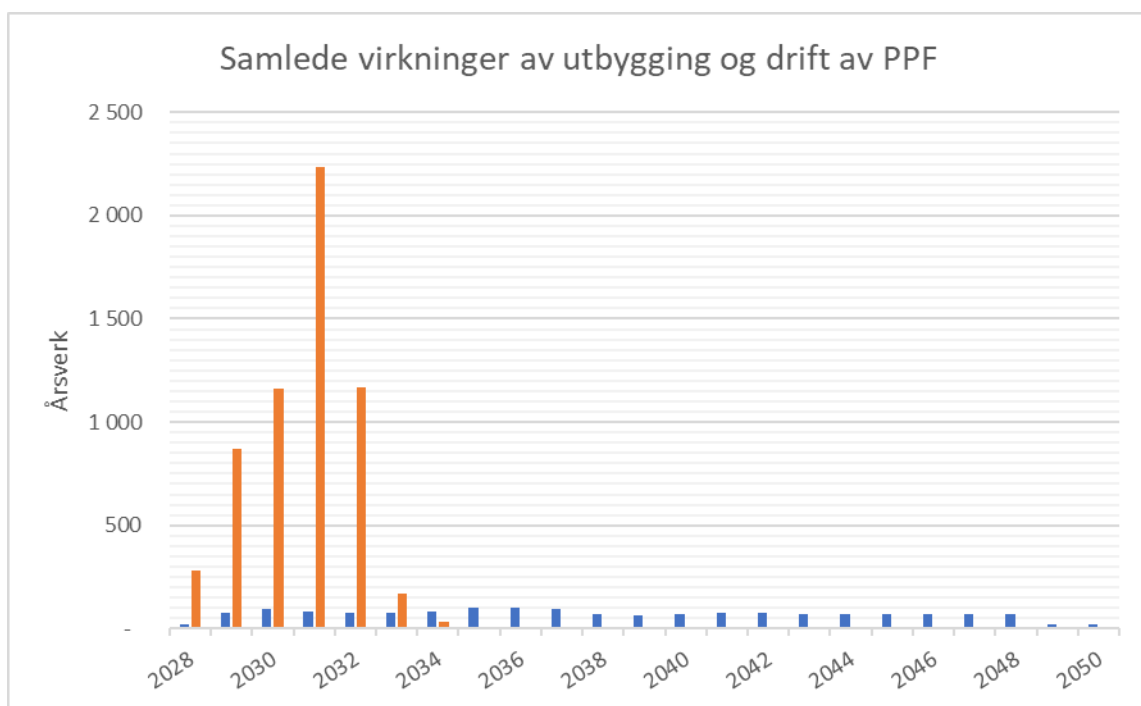
10.5.1 Nasjonale ringvirkninger i utbyggings- og driftsfasen

Estimerte nasjonale sysselsettingsvirkninger inklusive konsumvirkninger er presentert i Figur 10-6. Det skilles mellom virkninger knyttet til utbygging og drift i hvert av årene. I året med størst aktivitet (2028) er virkningen på om lag 2300

årsverk. Summert over alle årene tilsvarer disse virkningene litt i overkant av 7600 årsverk for utbygging og drift til sammen.

Det er i hovedsak i utbyggingsfasen at det kan ventes vesentlige sysselsettingsvirkninger i enkelte år. Utbygging utgjør om lag 78 prosent (ca. 5900 årsverk) av de samlede sysselsettingsvirkningene summert over alle årene for utbygging og drift.

Virkningene av drift utgjør om lag 1600 årsverk samlet. De små virkningene de siste årene etter at driften har opphørt, henger sammen med konsumvirkninger, som til dels faller på senere år enn perioden når lønn opptjenes. Tilsvarende vil deler av virkningene fra utbyggingsfasen komme som induserte virkninger (konsumvirkninger) i årene etter at selve utbyggingen er slutt.



Figur 10-6. PPF: estimerte sysselsettingsvirkninger, inklusive konsumvirkninger. Oransje: utbygging, blå: drift. Årsverk. Kilde: DNV, 2025b.

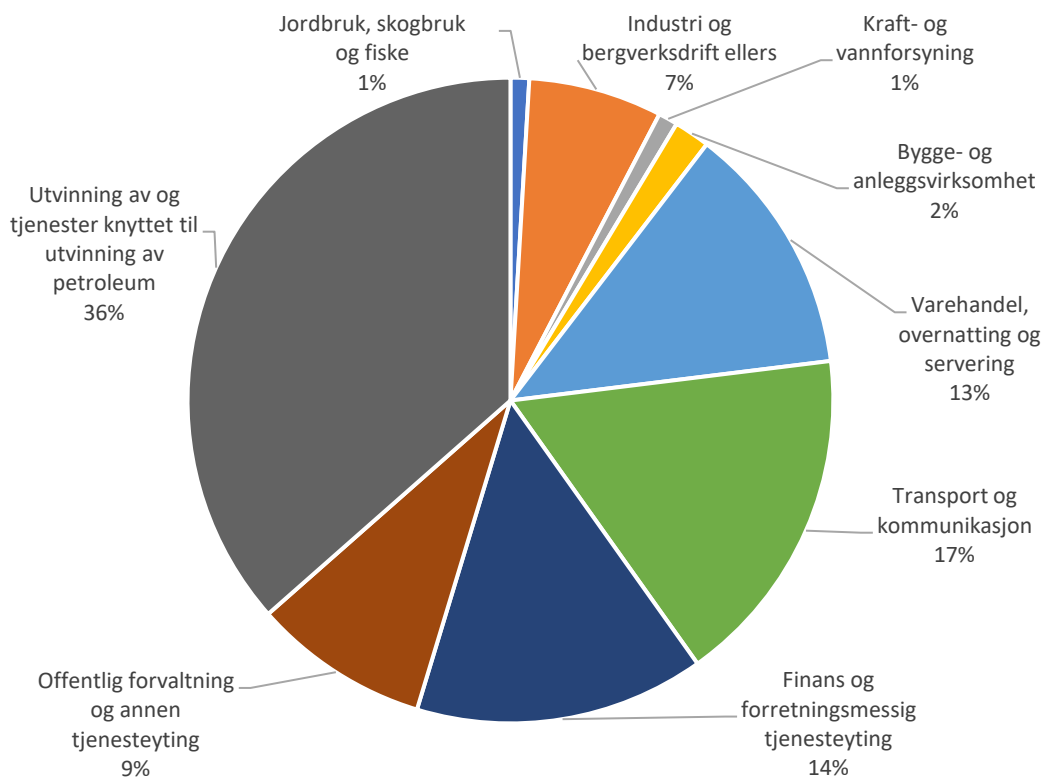
10.5.2 Næringsfordeling av sysselsettingsvirkninger

Beregnete sysselsettingsvirkninger i utbyggings- og driftsfasen samlet (oppsummert over alle år) er fordelt på næringsgrupper i Figur 10-7.

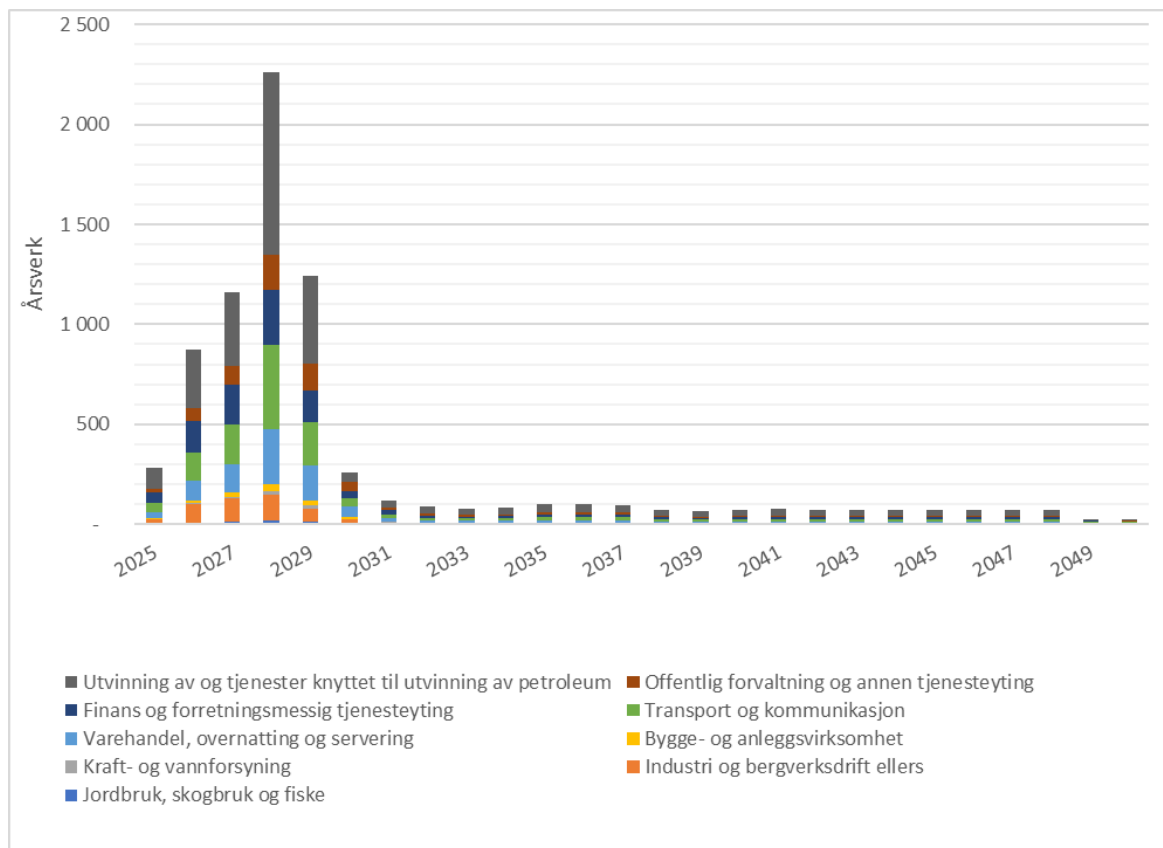
Indirekte og induserte virkninger bidrar til at virkningen av utbygging og drift av PPF sprer seg til mange deler av økonomien. Næringene som vanligvis oppfattes å tilhøre «kjernen» av petroleumsvirksomhet i Norge – «utvinning av råolje og naturgass, rørtransport» og «tjenester tilknyttet utvinning av råolje og naturgass» – utgjør om lag 36 prosent av de samlede sysselsettingsvirkningene som tilskrives PPF i denne analysen. For øvrig er det også betydelige effekter for næringen «finans og forretningsmessig tjenesteyting», «transport og kommunikasjon», «varehandel, overnatting og servering», samt «offentlig forvaltning».

Figur 10-8 viser næringsfordelingen av de estimerte sysselsettingsvirkningene for både utbygging og drift over tid. Her ser vi at virkningene av de store investeringene i utbyggingsfasen sprer seg til mange deler av økonomien. Industrien,

varehandelen, overnatting og servering, samt transport, utgjør en mer framtrødende plass i sysselsettingsvirkningene i utbyggingsfasen (i årene 2025-2029), mens næringene som driver primært med olje- og gassutvinning er mer framtrødende i driftsfasen.



Figur 10-7. Næringsfordeling av estimerte sysselsettingsvirkninger (årsverk) i utbyggings- og driftsfasen, inklusive konsumvirkninger. Kilde: DNV: 2025b.



Figur 10-8. Næringsfordeling av estimerte sysselsettingsvirkninger i utbyggings- og driftsfasen for PPF. Årsverk. Kilde: DNV, 2025b.

11 Sammenstilling av konsekvenser og avbøtende tiltak

Foregående kapitler har vurdert konsekvenser av utbygging og drift av PPF for henholdsvis miljø, andre havbaserte næringer og samfunn. Det er videre belyst prosjektets forbrenningsutslipp samt risiko for utilsiktede utslipp. I dette kapitlet er det gitt en sammenstilling av de viktigste konsekvensene, og hvor aktuelt er forebyggende eller avbøtende tiltak angitt.

Ekofiskområdet har relativt lav miljøfølsomhet sammenlignet med enkelte andre områder på norsk sokkel. Petroleumsvirksomhet i området har foregått i vel 50 år og valgte utbyggingsløsninger er kjente. Det er derfor ikke identifisert vesentlige negative konsekvenser på miljø eller andre havbaserte næringer gjennom utbygging og drift. Havbunnsutbygginger, hvor produksjonen her vil prosesseres og eksporteres fra eksisterende anlegg på Ekofisk feltet, er generelt effektive løsninger både økonomisk og miljømessig, hvor eksempelvis ledig kapasitet blir utnyttet. Dette gjenspeiles blant annet i at inkrementelle CO₂e-utslipp fra prosjektet medfører lave CO₂e-utslipp per produsert enhet (3,2 kg CO₂e/fat og i snitt gjennom produksjonsperioden).

Prosjektet vil likevel medføre lokale virkninger og bidra til virkninger av regional og/eller global karakter.

Tabell 11-1. Oppsummering av konsekvenser ved utbygging og drift av PPF samt avbøtende tiltak.

Tema	Konsekvens	Forebyggende og avbøtende tiltak
CO ₂ -utslipp	25 000 tonn i boreperioden fordelt over to år og gjennomsnittlig 18 200 tonn inkrementelle utslipp per år fra feltet i driftsperioden.	Fokus på planlegging for redusert riggtid og energieffektiviseringstiltak på rigg. Videre fokus på optimalisering og energieffektivisering på Ekofisk feltet, se eksempler i kap. 12.1.
Regulære utslipp til sjø	Marginale virkninger lokalt på bunnfauna fra borerelaterte utslipp. Neglisjerbare virkninger i driftsfasen, fra mindre utslipp av hydraulikkvæske og marginale volum av produsert vann.	Miljøvurderinger for best mulig miljøegenskaper ved valg av borekjemikalier. Optimalisert bruk av produksjonskjemikalier.
Fysiske inngrep i havbunnen	Lokale og midlertidige nedslammingsvirkninger på bunnfauna rundt borelokalitetene fra utslipp ved boring av topphullene. Lokale virkninger ved installasjon av brønnrammer, infrastruktur og stein, herunder grøfting av rørledning og kontrollkabler.	BAT for steininstallasjon og andre installasjonsaktiviteter, herunder grøfting.
Avfallshåndtering	Kun mindre mengder avfall til land fra borerigg i borefasen, neglisjerbare tilleggsmengder fra feltet i driftsfasen.	Borekaks fra boring med oljebaserte borevæsker vil tas til Ekofisk for injeksjon, subsidiært til land for behandling.

Tema	Konsekvens	Forebyggende og avbøtende tiltak
Kulturminner	Ingen virkninger	Varsling av myndighet ved ev. funn.
Forbrenningsutslipp	Antas marginale bidrag til miljøvirkninger i Norge	
Utsiktede utslipp	Begrenset konsekvenspotensial av brønntutblåsning, som følge av hovedsaklig gass med noe kondensat.	Fokus på risikoreduksjon i planlegging og gjennomføring av boreoperasjoner og i drift. Installasjon av havbunnsbaserte lekkasjedeteksjonssystem. PPF vil inngå i regional beredskapsplan for Ekofiskområdet.
Fiskerinæringen	Midlertidige begrensningssoner rundt borerigg i boreperioden (2028-2029), fordelt på fire lokaliteter. Ingen virkninger er forventet i driftsfasen eller etter feltavslutning.	Varsling om aktiviteten til Kartverket/ EfS. Danske fiskeriorganisasjon(er) vil bli kontaktet for å sikre informasjon om aktivitetene. Angivelse av posisjon for bunnrammer til Kartverket.
Skipstrafikk	Midlertidige begrensningssoner i boreperioden 2028-2029, fordelt på fire lokaliteter. Mindre kursjusteringer kan være nødvendig. Ingen virkninger i driftsfasen.	Varsling om aktiviteten til Kartverket/ EfS.
Samfunn	Sysselsettingsvirkninger innen en rekke bransjer med de største virkningene i utbyggingsfasen.	Anskaffelsesprosesser som sikrer gjennomføring i henhold til norsk lov

12 Videre planer for oppfølging av miljø- og beredskapsmessige forhold

12.1 Avbøtende og miljørelaterte tiltak

Prosjektet har ytre miljø integrert i prosjektgjennomføringen i samtlige faser. Identifiserte miljøforhold blir således systematisk fulgt opp for eventuelle forbedringer, og dokumentert. Dette vil også omfatte aktiviteter tilknyttet fabrikkasjon og installasjon. Ulike avbøtende tiltak vil være i fokus for om mulig å redusere negative miljøvirkninger der dette er mulig.

BAT er identifisert for sentrale funksjoner tilknyttet havbunnsanlegget og tilhørende rørledninger og kabler (kapittel 2.9). Dette vil følges opp i det videre prosjektarbeidet for å sikre optimaliseringer der dette er gjennomførbart.

Flere vesentlige tiltak er nylig gjennomført for å redusere miljøfotavtrykket knyttet til drift av boreriggen Linus, med betydelige kutt i NO_x-utslipp og tiltak for redusert energibruk (se kapittel 2.9). Endelig beslutning med tanke på valg av borerigg er ikke tatt, men det vil bli stilt krav til energieffektivitet og utslipp for borerigg i forbindelse med kontraktsinngåelse. Prosjektet vil ha fokus på mulige klimatiltak i kontraktsinngåelse for bruk av maritime fartøyer, knyttet til installasjon, forsyning og beredskap. De tre faste forsyningsfartøylene til Ekofisk har allerede installert hybridløsninger med tilhørende utslippsreduksjoner.

De viktigste miljøaspektene relatert til prosjektet er knyttet til vertsfeltet Ekofisk. Her er det i de senere år gjennomført en rekke tiltak knyttet til energieffektivisering og redusert energibehov for feltet med betydelige utslippsreduksjoner (se kapittel 2.10).

COPSAS har hatt stor suksess med fokus på energiledelse og implementering av energieffektiviseringstiltak i en årrekke. Løsninger med endret energiløsning for feltet med kraft fra land og/eller vindkraft er vurdert, men ikke funnet økonomisk gjennomførbart. Framover vil det være fokus på følgende:

- Proaktiv energihåndtering – kontinuerlig søkende etter nye muligheter
- Implementere nye tekniske og operative løsninger
- Fokuserer på energivennlige nyutviklinger
- Følge med på teknologisk utvikling og muligheter for alternativ kraft

Eksempler på pågående energieffektiviseringstiltak er oppgradering av kontrollpanel for generator på Ekofisk 2/4 J og Auto Adjust Burner Mode på Ekofisk 2/4 J, og rebundling av løftegasskompressor på Ekofisk 2/4 J, med et potensiale på 10 000 tonn CO₂ spart per år.

For å minimere ulemper for andre havnæringer i anleggsperioden vil aktiviteter varsles i god tid i Etterretninger for sjøfarende. Danske fiskeriorganisasjoner vil varsles særskilt. Posisjoner for havbunnsanlegg vil meldes inn til Kartverket og inngå i deres kartapplikasjoner.

12.2 Beredskapsmessige forhold

Det er etablert en beredskapsplan for utilsiktede utslipp i Ekofiskområdet. Utbygging – herunder produksjonsboring – og drift av PPF vil inngå i denne planen. Det er ikke forventet at boring og produksjon fra PPF vil endre dagens

oljevernstrategi for Ekofiskområdet. Miljørisiko- og beredskapsanalysen for Ekofiskområdet oppdateres jevnlig og PPF vil inngå i neste revisjon. Et eventuelt behov for å oppdatere beredskapsplanen for at denne skal kunne omfatte PPF vil da bli avklart.

12.3 Grunnlagsundersøkelse

Produksjonsboring planlegges for perioden 2028 og 2029. Grunnlagsundersøkelser skal gjennomføres før produksjonsboringen starter (aktivitetsforskriften §53) i form av prøvetaking av bunnsedimenter; beskrive sedimentsammensetning, analysere sedimentet for tungmetaller, naturlig forekommende radioaktive stoffer og oljeforbindelser, samt beskrive sammensetning og tilstand hos bløtbunnsfauna (Mdir, 2025). Normal praksis er å etablere et stasjonsnett rundt hver borelokalitet med et aksekors langs dominerende strømmetning. Plassering og omfang vil også bli sett i forhold til tidligere og eksisterende stasjoner i Ekofiskområdet.

Det er hensiktsmessig å legge grunnundersøkelsen til de regulære regionale undersøkelser, som for Region I neste gang skal gjennomføres i 2026.

Et program for grunnlagsundersøkelser av områdene ved PPF vil bli utarbeidet og legges fram sammen med programmet for Region I i 2026.

12.4 Miljøovervåking

Etter produksjonsboringen vil feltene være gjenstand for regulær miljøovervåking som en del av de regionale undersøkelser for Region I. Dette vil foregå i henhold til Miljødirektoratets veileder for miljøovervåking av petroleumsvirksomheten til havs (Mdir, 2025). Generelt vil overvåkingen benytte samme stasjonsnett som ble etablert i grunnlagsundersøkelsen og hvor nødvendige avklaringer blir gjort med miljømyndighetene ved fremleggelse av det regionale programmet for miljøovervåking.

Miljøovervåkingen gjennomføres hvert tredje år eller sjeldnere gjennom driftsperioden basert på en løpende risikovurdering. Miljøundersøkelser gjennomføres også i forbindelse med feltavslutning og en viss periode deretter.

13 Referanser

AGR, 2024. Blowout and Kill Simulation Study Albuskjell. AGR ref: 401973. Dato: 17. oktober, 2024.

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

Artsdatabanken, 2025. <https://artsdatabanken.no/>

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

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

Barentswatch, 2025. Barentswatch.no [Arealverktøy for forvaltningsplanene](#)

Beyer, J., T. Bakke og J. Klungsøyr, 2019. Environmental effects of offshore produced water discharges evaluated for the Barents Sea. Mdir rapport M-1370/2019.

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

Beyer, Jonny; Ellingsen, Kari; Yoccoz, Nigel; Buhl-Mortensen, Pål & Bakke, Torgeir, 2025. Environmental effects monitoring of offshore oil and gas activities on the Norwegian continental shelf: A review. [Marine Environmental Research](#). ISSN 0141-1136.

COPSAS, 2021. Plan for utbygging og drift av Tommeliten Alpha, Del II konsekvensutredning

COPSAS, 2024. Utslippsrapport 2023 for Ekofiskfeltet. <https://www.offshorenorge.no/temaer/klima-og-miljo/miljorapporter/miljorapport-2024/feltspesifikke-utslippsrapporter-2023/>

DNV, 2021. Environmental risk (ERA) and Oil spill contingency analysis (OSCA) for the Tommeliten Alpha field in the North Sea. Report 2021-0430.

DNV, 2023. Miljørisiko- og oljevernberedskapsanalyse for Ekofiskområdet. Rapport nr. 2023-0527, Rev 2.

DNV, 2024. Results from analyses of sediment samples at EkoW. Memo no. 10508704-2.

DNV, 2025a. Ringvirkningsanalyse. Rapportnr: 2025-4021. Dato: 2025-05-22.

DNV, 2025b. Vurdering av behov for prosjektspesifikk MRABA for PPF og evt. Oppdatering av MRABA for Greater Ekofisk. Memo nr. 10508704-3. Dato 11.02.2025.

DNV, 2025c. Previously Produced Fields- Forbrenningsutslipp. DNV rapport til COPSAS, nr. 2025-.0762, rev 00 datert 15.08.25.

DNV GL, 2018. Offshore miljøovervåking. Region 1 2017. ConocoPhillips, Aker BP, Lundin, Statoil, Spirit Energy, Repsol. Rapportnr. 2018-0001, Rev. 01. Dato 2018-11-14.

DNV, 2013. Characterization of Ekofisk 2/4 A, 2/4 C and Tor 2/4 E drill cuttings piles. Det Norske Veritas report no. 2012-4196. Rev 1- Final, 2013-03-18.

DNV, 2021a. Konsekvenser for sjøfugl ved Ekofisk Vind prosjektet- Rapport nr. 2021-1263, rev 1.

DNV, 2021b. Environmental risk (ERA) and oil spill contingency analysis (OSCA) for the Tommeliten Alpha field in the North Sea. Report No. 2021-0430, Rev.00.

DNV, 2021c. Sampling and analyses of Tor 2/4 E cuttings pile. Report No:2021-4067, Rev00. Date: 2021-10-01.

DNV, 2025. Vurdering av behov for prosjektspesifikk MRABA for PPF og evt. oppdatering av MRABA for Greater Ekofisk. Memo nr: 10508704-3.

DOF Subsea, 2024. ROV Services Skandi Hugen EKOW Approach Site Survey Field Memo. DOF Subsea Doc #: 600223-SV-CL-1095-009-0019. Version: 17/07/2024 02.

DOF Subsea, 2025. ROV Services Skandi Hugen EKOD and ALBA soil sampling field report MWO 029. DOF Subsea Doc #: 600223-EN-CL-1095-401-0110. Date: 29/04/2025 Rev.B.

Energidepartementet, 2025. Fagutredning: Klimagassutslipp fra olje og gass utvunnet på norsk kontinentalsokkel. Høringsnotat. Datert 7. april 2025

Engell-Sørensen & Skyt, 1980. Evaluation of the Effect of Sediment Spill from Offshore Wind Farm Construction on Marine Fish. Doc. no. 1980-1-03-2-rev.1.

Enhus, C., Carlström, J., Didrikas, T., Näslund, J., Lillehammer L., Norderhaug, KM. , 2012. Delutredning till strategisk konsekvensutredning av förnyelsebar energiproduktion i Norges havsområden - Bottensamhällen, fisk och marina däggdjur. AquaBiota Rapport 2012:01. 113 sider.

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

FFI, 2020. Effekter av støyforurensning på havmiljø - kunnskapsstatus og forvaltningsrådgiving. Forsvarets forskningsinstitutt (FFI), Havforskningsinstituttet, Miljødirektoratet. FFI-RAPPORT 20/01015. Miljødirektoratet M-1670|2020.

Fiskeridirektoratet, 2020. Sak-30-2020-tobis-saksdokument.pdf

Fiskeridirektoratets karttjeneste. <https://open-data-fiskeridirektoratet-fiskeridir.hub.arcgis.com/>

Fugro, 2025a. 2024 PPF Site Survey Campaign – CP24301 West Ekofisk Site Survey. Document no: CP24301-PD255725-REP-003_Environmental.

Fugro, 2025b. 2024 PPF Site Survey Campaign – Site Survey at Tommeliten Gamma. Document no: CP24302-PD255728-REP-003_Environmental.

Fugro, 2025c. 2024 PPF Site Survey Campaign – CP24300 Albuskjell Site Survey. Document no: CP24300-PD255724-REP-003_Environmental.

Government of South Australia, 2012. Underwater piling noise guidelines. DOCS_AND_FILES-#7139711-v2-Environment_-_Noise_-_DPTI_Final_word_editing_version_Underwater_Piling_Noise_Guide

Havforskningsinstituttet/Mareano. Kartdata lastet ned fra: [GeoServer: Layer Preview](#)

Havforskningsinstituttet, 2025. Foreløpig råd for tobisfiske i norsk økonomisk sone i 2025. ISSN: 1893-4536.

Havforskningsinstituttet, 2024. <https://www.hi.no/hi/temasider/arter/sjofjer>

IPCC, 2018. IPCC Special Report on Carbon dioxide Capture and Storage. Annex 1.
https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/03/srccs_annex1-1.pdf

IPCC, 2023. Climate Change 2023 – Synthesis Report.
https://www.ipcc.ch/report/ar6/syr/downloads/report/IPCC_AR6_SYR_SPM.pdf

IPCC, 2024. Interactive Atlas. <https://interactive-atlas.ipcc.ch/>

Kartverket, 2025. Kartdata lastet ned fra: <https://kartkatalog.geonorge.no/metadata/sjoekart-maritim-infrastruktur/a894ea02-d2dc-4550-ac3e-49230ceed42a?search=maritim>

Klima og miljødepartementet, 2023. Meld. St. 26 (2022-2023) – Klima i endring – sammen for et klimarobust samfunn.
<https://www.regjeringen.no/no/dokumenter/meld.-st.-26-20222023/id2985027/>

Klima- og miljødepartementet, 2024a. Meld. St. 21 (2023-2024). Helhetlige forvaltningsplaner for de norske havområdene. Barentshavet og havområdene utenfor Lofoten, Norskehavet, og Nordsjøen og Skagerrak.

Klima- og miljødepartementet, 2024b. Ekspertutvalg skal utrede samfunnsøkonomiske konsekvenser av klimaendringene. Publisert på regjeringen.no, 8. juli 2024. <https://www.regjeringen.no/no/aktuelt/ekspertutvalg-skal-utredkonsekvenser-av-klimaendringene/id3048004/>

Kystinfo, 2025. Kystverkets karttjeneste. <https://kystinfo.no/>

Miljødirektoratet, 2016a. Arbeid mot nullutslipp til sjø fra petroleumsvirksomhet offshore. Status- 2016. M-643.

Miljødirektoratet, 2016b. Petroleumssektoren og hensynet til marint miljø. Kravstillingen i årene som kommer. M-621.

Miljødirektoratet, 2025. Retningslinjer for miljøovervåking av petroleumsvirksomheten til havs. M-300.
[Petroleumsovervåking: Miljøovervåking på norsk sokkel - miljodirektoratet.no](https://miljodirektoratet.no/Petroleumsovervaking/Miljoovervaking%20p%C3%A5%20norsk%20sokkel-miljodirektoratet.no)

Miljødirektoratet, 2025b. Kartdata lastet ned fra [Miljødirektoratet - Kartkatalog](https://miljodirektoratet.no/Kartkatalog)

Miljøstatus.no. <https://miljostatus.miljodirektoratet.no/miljomal/klima/miljomal-5.4/miljoindikator-5.4.1>

MOD, 2024. [Environmental Monitoring database \(MOD\) DNV](https://www.mod.no/Environmental-Monitoring-database-(MOD)-DNV)

NIRAS, 2022. Hesselø Offshore wind farm. Fish. Technical report. 18.March 2022.

Norsk petroleum, 2025. Norskpetroleum.no. Hentet fra Investeringer og driftskostnader.

Norsk Petroleum, 2023. [Felt: EKOFISK - Norskpetroleum.no](https://norskpetroleum.no/Felt-EKOFISK)

NVE, 2023. Sårbare naturtyper. Sammarbeid mellom Havforskningsinstituttet, Miljødirektoratet og NVE. [Identifisering av utredningsområder for havvind: Sårbare naturtyper](https://nve.no/Identifisering-av-utredningsomrader-for-havvind)

Offshore Norge, 2022a. Guidelines for BAT assessment. Retningslinje 147.

Offshore Norge, 2022b. Veileder for ringvirkninganalyser.

Offshore Norge, 2024. Handbook. Species and habitats of environmental concern. Mapping, risk assessment, mitigation and monitoring. – In relation to offshore activities. Revision 1, March 2024.

Offshore Norge, 2025. Klima- og miljørapport 2025.

OLF, 2006. Regional konsekvensutredning for Nordsjøen. Sammenstillingsrapport.

Olje- og energidepartementet, 2022. Veiledning til plan for utbygging og drift av en petroleumsforkomst (PUD) og plan for anlegg og drift av innretninger for transport og for utnyttelse av petroleum (PAD).

OSPAR, 2008. OSPAR List of Threatened and/or Declining Species and Habitats (Reference Number: 2008-6).

OSPAR, 2009. Summary assessment of sand and gravel extraction in the OSPAR maritime area.

Rystad, 2023. Netto klimagassutslipp fra økt olje- og gassproduksjon på norsk sokkel. Rystad Energy Hovedrapport 15.02.2023.

Sokkeldirektoratet, 2025. Kartdata lastet ned fra: <https://www.sodir.no/fakta/data-og-analyser/apne-data/>

Sætre, R. 1983. Strømforholdene i øvre vannlag utenfor Norge. Rapport FO 8306. Havforskningsinstituttet.

Tandberg og Mortensen, 2021a. Koralldyr: Vurdering av *Virgularia mirabilis* for Norge. Rødlista for arter 2021. Artsdatabanken. <https://lister.artsdatabanken.no/rodlisterforarter/2021/7220>. Nedlastet 26.06.2025

Tandberg og Mortensen, 2021b. Koralldyr: Vurdering av dødmannshånd *Alcyonium digitatum* for Norge. Rødlista for arter 2021. Artsdatabanken. <https://lister.artsdatabanken.no/rodlisterforarter/2021/11653>. Nedlastet 19.08.2025

Vista, 2023. Norsk olje, globale utslipp. Netto forbrenningsutslipp av økt norsk petroleumproduksjon. Vista Analyse Rapport 2023/04 for WWF, Naturvernforbundet, Natur og Ungdom og Greenpeace

Vista, 2025. Netto forbrenningsutslipp fra Albuskjell, Vest Ekofisk og Tommeliten Gamma. Vista Analyse Rapport 2025/18 for ConocoPhillips