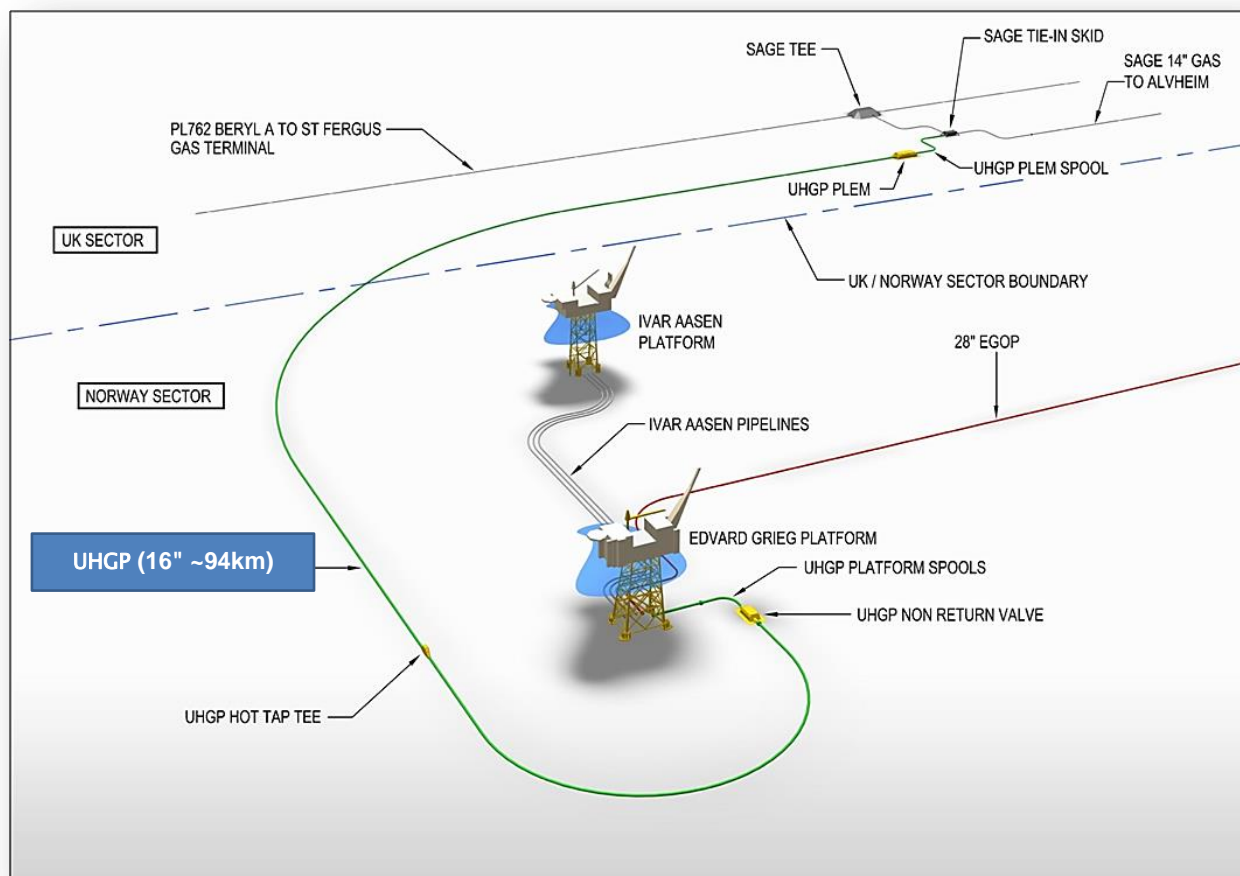


# Utsirahøyden gassrørledning til SAGE-systemet i Storbritannia (UHGP)



Plan for anlegg og drift

## Del 2 Konsekvensutredning

PM402-DD-020-001

Oktober 2013



## FORORD

Denne konsekvensutredningen omhandler anlegg og drift av en 16" eksportørledning for gass fra Edvard Grieg installasjonen på norsk sokkel til SAGE (Scottish Area Gas Evacuation) rørledningssystem på britisk sokkel i Nordsjøen. Konsekvensutredningen er utarbeidet i henhold til krav i Petroleumsloven, og dekker i hovedsak området på norsk sokkel, men omfatter også kort forholdene på britisk sektor. Det gjennomføres egne miljøutredninger og myndighetsgodkjenninger i henhold til britisk regelverk for den del av rørledningen som blir liggende på britisk sektor.

Rørledningen skal eksportere gass fra feltene Edvard Grieg og Ivar Aasen (via Edvard Grieg installasjonen), og kobles opp mot SAGE rørledningssystem for gasstransport til St. Fergus gassterninal i Skottland.

Lundin Norway sendte inn Plan for utbygging og drift (PUD) for Edvard Grieg og Plan for anlegg og drift (PAD) for eksportørledningen for olje fra feltet i januar 2012, og det tilrettelegges for mottak og eksport av olje og gass fra Ivar Aasen. Stortinget behandlet PUD for Edvard Grieg i juni 2012. PUD for Ivar Aasen ble innsendt til myndighetene 21. desember 2012, og ble behandlet i Stortinget 21. mai 2013.

I samråd med Olje- og energidepartementet (OED) er det besluttet at det skal utarbeides en Plan for anlegg og drift (PAD) for gasseksportørret til SAGE, med Statoil som utbyggingsoperatør. Konsekvensutredningen utgjør del 2 av PAD for eksportørledningen. Konsekvensutredningen er utarbeidet i henhold til Petroleumsloven. Operatøren er på vegne av eierne av rørledningen ansvarlig for koordinering og gjennomføring av høringsprosessen.

Forslag til utredningsprogram for gassrørledning fra Edvard Grieg ble utarbeidet og sendt på høring av Lundin Norway i juli 2012. Olje- og energidepartementet fastsatte utredningsprogrammet i november 2012. Foreliggende konsekvensutredning er utarbeidet av Statoil i henhold til fastsatt utredningsprogram og de høringsuttalelser som er mottatt.

Det er etablert et eget eierskapselskap for gassrørledningen (Utsira High Gas Pipeline Joint Venture). Eierne i dette selskapet er rettighetshaverne i utvinningslisensene Edvard Grieg (PL338) og Ivar Aasen (PL 001B, 028B og 242). Eierne til gassrørledningen er Det Norske Oljeselskap AS, Lundin Norway AS, Bayerngaz Norge AS, OMV (Norge) AS, Wintershall Norge AS og Statoil Petroleum AS. Statoil er utbyggingsoperatør for rørledningen. Når gassrørledningen settes i drift høsten 2015, vil Gassco overta som driftsoperatør og eierskapet overføres trolig til Gassled.

Nødvendige avtalemessige avklaringer på britisk side har vist seg å være mer tidkrevende enn forutsatt. I samråd med OED har høring av KU og innsendelse av PAD for norsk del av eksportørledningen derfor blitt utsatt. Det er videre avklart med OED at KU sendes på høring omlag samtidig med innsendelse av PAD til myndighetene.

Stavanger, oktober 2013

## Innhold

<b>Sammendrag</b> .....	<b>5</b>
<b>1 Innledning</b> .....	<b>9</b>
1.1 Bakgrunn for prosjektet .....	9
1.2 Rettighetshavere og eierforhold .....	9
1.3 Formål med konsekvensutredningen .....	9
1.4 Lovverkets krav til konsekvensutredning .....	10
1.4.1 Krav i internasjonalt lovverk .....	10
1.4.2 Krav i norsk lovverk .....	10
1.4.3 Krav i britisk lovverk .....	10
1.5 Konsekvensutrednings-prosess .....	10
1.6 Sammendrag av innkomne høringsuttalelser .....	12
1.7 Tillatelser, godkjenninger og samtykker .....	12
<b>2 Plan for anlegg og drift</b> .....	<b>13</b>
2.1 Helse, miljø og sikkerhet (HMS) .....	14
2.2 ALARP i design og prosjektering .....	14
2.3 HMS program .....	14
2.4 Risiko- og sikkerhetsvurderinger .....	15
2.5 Overtrykkssikring .....	15
2.6 Vurderte alternativer .....	15
2.7 Plan for anlegg og drift (valgt løsning) .....	17
2.8 Rørledningstrase .....	18
2.9 Installasjoner på sjøbunnen .....	20
2.10 Kryssing av lisensareal .....	21
2.11 Anleggsarbeid offshore .....	21
2.11.1 Sjøbunnsintervensjon .....	21
2.11.2 Kryssing av eksisterende infrastruktur .....	22
2.11.3 Rørlegging .....	23
2.11.4 Tilknytning av UHGP til SAGE rørledning .....	23
2.12 BAT vurderinger .....	25
2.13 Norsk avgifts- og klimavote-system .....	26
2.14 Grunnundersøkelser og hav-bunnskartlegging .....	26
2.15 Miljøtilstanden i Nordsjøen .....	27
2.16 Miljøovervåking .....	28
2.17 Avfallshåndtering .....	28
2.18 Tidsplan for prosjektet .....	28
2.19 Investeringer og kostnader .....	29
2.20 Avslutning .....	29
<b>3 Områdemessig beskrivelse</b> .....	<b>30</b>
3.1 Forholdet til RKU for Nordsjøen .....	30
3.2 Helhetlig forvaltningsplan for Nordsjøen og Skagerak .....	30
3.3 Kort om området .....	31
3.4 Særlig verdifulle og sårbare områder .....	32
3.5 Sjøfugl .....	33

3.6	Fiskeressurser .....	36
3.7	Fiskerier .....	41
3.8	Akvakultur .....	43
3.9	Sjøpattedyr .....	43
3.10	Kulturminner .....	44
3.11	Skipstrafikk .....	45
<b>4</b>	<b>Utslipp til luft.....</b>	<b>46</b>
4.1	Anleggs- og installasjonsfase .....	46
4.2	Driftsfase .....	46
4.3	Prognoser for utslipp til luft .....	48
4.4	Gasseksport til SAGE versus Sleipner A.....	50
4.5	Konsekvenser av utslipp til luft .....	51
4.6	Utslppsreducerende tiltak .....	51
<b>5</b>	<b>Utslipp til sjø .....</b>	<b>51</b>
5.1	Anleggs- og installasjonsfase .....	51
5.2	Driftsfase .....	52
5.3	Konsekvenser av utslipp til sjø .....	52
5.4	Utslppsreducerende tiltak .....	53
<b>6</b>	<b>Akutte utslipp og oljevern .....</b>	<b>53</b>
6.1	Miljørisikoanalyse .....	53
6.2	Gassegenskaper .....	53
6.3	Vurdering av rørlednings-lekkasjer og miljørisiko.....	53
6.4	Effekter av eventuelle gassutslipp .....	54
6.5	Lekkasjedeteksjon .....	54
<b>7</b>	<b>Arealbeslag og fysiske inngrep .....</b>	<b>55</b>
7.1	Konsekvenser for fiskeriene .....	55
7.2	Konsekvenser for koraller og sårbare naturforekomster .....	55
7.3	Konsekvenser for kulturminner .....	55
7.4	Konsekvenser for skipstrafikk .....	56
<b>8</b>	<b>Økonomiske forhold, leveranser og sysselsetting .....</b>	<b>57</b>
8.1	Investeringskostnader .....	57
8.2	Virkninger av UHGP for investeringsnivå på norsk kontinentalsokkel.....	57
8.3	Norske andeler av vare – og tjenesteleveranser .....	58
8.4	Utbyggingskostnader og kostnadselementer .....	58
8.5	Driftskostnader .....	59
8.6	Sysselsettingsvirkninger .....	59
8.7	Inntekter for Staten .....	61
<b>9</b>	<b>Oppsummering av avbøtende tiltak.....</b>	<b>62</b>
<b>10</b>	<b>Forkortelser .....</b>	<b>63</b>
<b>11</b>	<b>Referanser .....</b>	<b>63</b>
<b>12</b>	<b>Vedlegg .....</b>	<b>65</b>

## Sammendrag

### 1. Innledning

Plan for utbygging og drift (PUD) for Edvard Grieg ble behandlet i Stortinget i juni 2012 med Lundin som operatør, og planlagt oppstart av produksjon høsten 2015. Den tidligere foretrukne løsningen for gassseksport til Sleipner er forlatt. For å sikre anlegg og drift av en gassseksportløsning fra Edvard Grieg fra produksjonsstart, er en rørledning til SAGE systemet på britisk sokkel under planlegging og prosjektering. PAD for denne løsningen for gassseksport planlegges innsendt til myndighetene sommeren 2013. Foreliggende KU omfatter en slik rørledning, hovedsaklig på norsk sokkel. Forslag til utredningsprogram for KU for gassseksport til SAGE ble sendt på offentlig høring i juli 2012. OED godkjente utredningsprogram for KU i brev av 26. november 2012.

### 2. Plan for anlegg og drift

Gass eksporteres til St. Fergus terminalen i Skottland via en ny 94 km lang 16" gassrørledning (UHGP) som kobles opp mot SAGE rørledningen ved eksisterende Alvheim PLEM. Av totalt 94 km ligger 47 km på norsk sokkel, rørledningen dekkes med en beskyttende betongkappe, og vil legges direkte på sjøbunnen. Fra 2016 kobles produksjonen fra Ivar Aasen opp mot Edvard Grieg. Statoil vil være utbyggingsoperatør, mens Gassco vil være operatør i rørledningens driftsfasen.

Staoil overordnede mål er null skade. HMS-forpliktelser er innarbeidet i overordnede styrende dokumentasjon, og er således innarbeidet i all forretningsvirksomhet i Statoil. Det er et mål å konstruere, installere, drive og vedlikeholde anlegg og installasjoner på en måte som sikrer at ulykker og alvorlige hendelser ikke skjer, og slik at negative miljøkonsekvenser ikke oppstår. Prosjektets HMS filosofi, mål og strategier er basert på de overordnede HMS prinsippene i Statoil. Prosjektets HMS-program vil bli oppdatert for å dekke ulike faser ettersom gjennomføringen av prosjektet skrider fram.

Edvard Grieg er på norsk sokkel mens SAGE er på britisk sokkel i Nordsjøen. Krav fra britisk operatør av SAGE-systemet blir tilfredsstilt med PSV settpunkt på 189 barg. For UHGP som kobles opp mot SAGE-systemet vil designtrykk være 208 barg, som er designtrykk for SAGE. En vil i tillegg til PSV også benytte en trykksensor med PSD funksjon.

Det er gjennomført studier av flere alternative traseløsninger. De ulike traseene er blitt studert ved hjelp av eksisterende materiale og gjennomførte traseundersøkelser. Operatøren av PL338 (Edvard Grieg) har gått videre med modning av en gassrørledning til SAGE systemet. På bakgrunn av bla. signaler fra 3. parts lisenser ble det besluttet å gå videre med et sørlig trasealternativ for tilknytning til SAGE ved eksisterende Alvheim PLEM. Joint Venture eierskapsavtale for Utsirahøyden gassrørledning (UHGP) ble signert av rettighetshaverne i lisensene Edvard Grieg og Ivar Aasen 6. november 2012, avtalen utpeker Statoil som utbyggingsoperatør for rørledningen til SAGE. Planlagt oppstart av rørlegging er 1. juli 2014. Gassrørledningen skal være driftsklar til oppstart av Edvard Grieg produksjon og gassseksport 1. oktober 2015.

Rørledningstraseen er totalt 94 km lang, går i nordvestlig retning, og 47 km ligger på norsk sektor. Sjøbunnen i hele traseen på norsk sokkel er homogen og består av siltig finsandsedimenter med enkelte områder med skjellforekomst. Vanddypet langs rørledningstraseen varierer mellom 100 og 117,5 meter. Totalt krysser rørledningen over åtte utvinningslisenser, der fire er på norsk sokkel. Totalt 10 rørledninger/kabler vil krysses, der syv av disse er på norsk sokkel. Det er ikke identifisert fare for frispenn av betydning. Rørledningen vil bli belagt med en betongkappe for beskyttelse og for å oppnå tilstrekkelig vekt og generell stabilitet på sjøbunnen. Det vil være behov for å installere stein for understøttelse og låsing av rørledningen, og som underlag for ventiler og strukturer i tilknytning til rørledningen, og ved kryssing av rørledninger og kabler. Totalt installerte steinmengder på norsk sokkel forventes å være i størrelsesorden 55–60.000 m<sup>3</sup>.

Kontrakt for rørlegging er tildelt aktuell leverandør, og rørlegging vil skje ved bruk av S-legging fra leggefartøy som opereres med dynamisk posisjonering (DP), uten bruk av anker.

Gasseksporten gjennom SAGE-systemet startet fra Beryl-området i 1992, og Alvheim ble satt i produksjon og startet sin gasseksport i juni 2008, med planlagt produksjon til 2028. Tilknytning av UHGP vil skje med ny PLEM via ledig blindflens på eksisterende SAGE/Alvheim PLEM. Ny ledig blindflens installeres for senere 3. parts tilknytning på UHGP PLEM. Som en integrert del av UHGP PLEM ekspansjonssløyfen vil det installeres en tilbakeslagventil (NRV) i nærheten av Alvheim PLEM. Alle ventiler er dykker/ROV opererte uten bruk av hydrauliske løsninger.

Det er under prosjektutviklingen gjennomført ulike havbunnsundersøkelser for å undersøke og optimalisere rørledningstraseen. Det er registrert mulige pockmarks enkelte steder i trasekorridoren, men det er ikke registrert koraller eller andre potensielt følsomme habitater langs traseen på norsk sokkel. Det er registrert mulige skipsvrak langs rørledningskorridoren, men disse vurderes å ikke representere konflikt av betydning, da trasejustering vil føre til at disse unngås. Ved eventuelt senere funn av vrak vil kulturminnemyndighetene bli varslet ihht Kulturminnelovens bestemmelser for avklaring av videre håndtering for å unngå konflikt.

Vinteren 2012/2013 var forventningsrett investeringsestimert (ved beslutning om videreføring) på 1.605 MNOK (2012), og dette ligger til grunn for de beregninger og vurderinger som er gjort som del av den foreliggende KU. Senere oppdateringer av kostnadsestimaterne og kontraktsinngåelser kan føre til mindre endringer av estimatene.

### **3. Områdemessig beskrivelse**

Det aktuelle området i Nordsjøen er gitt en omfattende beskrivelse i RKU Nordsjøen. Oppdaterte grunnlagsrapporter til Helhetlig forvaltningsplan for Nordsjøen og Skagerak er videre lagt til grunn for områdebeskrivelsen i KU. Ingen identifiserte særlig verdifulle og sårbare områder berøres av anlegg og drift av UHGP. Nordsjøen er et viktig område for mange sjøfuglbestander, og sjøfuglene i området hekker i hovedsak i Sør-Norge og nordøstlige deler av Storbritannia. Utenfor hekkesesongen er Nordsjøen et viktig område for mange sjøfuglbestander som er hjemmehørende i nordøstlige deler av Storbritannia og som trekker over Nordsjøen etter endt hekking. Generelt viser utviklingen for sjøfugl i Nordsjøen at bestanden hos arter som beiter i åpent hav (pelagisk) går tilbake.

Nordsjøen er leveområde for flere økologisk og kommersielt viktige fiskebestander, der de viktigste områdene er lokalisert til de nordlige deler av Nordsjøen. Fisket er omfattende og det er gjenstand for både internasjonale og nasjonale reguleringer for å ivareta en ressursmessig forsvarlig forvaltning av bestandene. I området på norsk sokkel som berøres av rørledningen til SAGE er det lav til middels fiskeriaktivitet, og mesteparten av fiskeriaktiviteten utøves av britiske fiskefartøyer som fisker i norsk sone. Hele Nordsjøen er viktig for skipsfarten, og alle skipstyper og lastetyper er representert.

### **4. Utslipp til luft**

I anleggsfasen vil det være utslipp til luft fra marine operasjoner ved installasjon og sammenkobling av rørledninger. Utslipp fra dieselmotorer omfatter CO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> og SO<sub>x</sub>. Legging av gassrørledning til SAGE istedenfor til Sleipner som tidligere utredet medfører at samlet rørledningslengde fra Edvard Grieg øker med omlag 40% til 136 km. Økningen i samlet rørlengde utgjør 39 km. Økte utslipp til luft som følge av dette er for CO<sub>2</sub> beregnet å utgjøre 6.104 tonn til samlet 21.285 tonn CO<sub>2</sub>. For NO<sub>x</sub> utgjør økningen 193 tonn, til 672 tonn NO<sub>x</sub>. Økningen i utslipp av SO<sub>x</sub> utgjør 2 tonn til totalt 7 tonn SO<sub>x</sub>.

Utslipp til luft i driftsfasen av gassrørledningen er relatert til kraftbehovet ved gasseksport fra Edvard Grieg installasjonen. Eksportkompressor på Edvard Grieg er elektrisk drevet, og forsynt med kraft fra hovedkraftforsyningen på installasjonen. I løpet av perioden 2016–2030 bidrar Ivar Aasen med omlag 70% av gassvolumet som eksporteres fra Edvard Grieg installasjonen. Maksimalt kraftbehov forventes å ville være i 2018, med et årlig forbruk av 130.349 MWh. For perioden 2015–2030 medfører eksport av samlet gassvolum (Edvard Grieg og Ivar Aasen) fra Edvard Grieg et utslipp av 494.582 tonn CO<sub>2</sub>, 293,3 tonn NO<sub>x</sub>, 148,3 tonn CH<sub>4</sub> og 39,1 tonn nmVOC. Det er da forutsatt lokal kraftgenerering på Edvard Grieg uten implementering av import av kraft fra land.

For samlet utslippsvolum av CO<sub>2</sub> for perioden 2015–2030, medfører gasseksport (både Edvard Grieg og Ivar Aasen feltene) til SAGE en utslippsreduksjon på 147.508 tonn (23 %) sammenlignet med eksport av samme gassvolum til Sleipner. For NO<sub>x</sub> medfører eksport til SAGE en reduksjon på 528,8 tonn (64 %) av utslippsvolumet sammenlignet med tidligere foretrukket Sleipner alternativ. Årsaken til den store forskjellen mhp NO<sub>x</sub> utslipp, er at Sleipner A har standard NO<sub>x</sub> teknologi installert på sine gassturbiner, mens den nye Edvard Grieg installasjonen har lav-NO<sub>x</sub> teknologi installert på turbinene.

## **5. Utslipp til sjø**

I forbindelse med klargjøring og tilkopling av rørledninger vil det bli utslipp av kjemikalier som benyttes for å hindre bakterie- og algevekst (OR-13 og MB-544 planlegges brukt) samt av fargestoffer (planlagt RX-9022) som benyttes for søk etter lekkasjer under trykktesting. Kjemikaliene er miljøklassifisert til å være gule og grønne. Utslipp fra klargjøring av rørledningen vurderes å kun gi marginale til ubetydelige effekter lokalt ved utslippspunktet i et kortere tidsrom. Det vil søkes om utslippstillatelse etter forurensningsloven før bruk og utslipp. Det vil innhentes nødvendige tillatelser fra britiske myndigheter for bruk og utslipp av kjemikalier på britisk sektor. Ventiler på Alvheim PLEM ved påkoblingspunktet til SAGE systemet vil være ROV opererte, uten bruk av hydrauliske systemer. Det vil ikke være planlagte operasjonelle utslipp til sjø fra drift av rørledningen.

## **6. Akutte utslipp**

Et akutt utslipp av gass fra rørledningen til sjø vurderes primært som et sikkerhetsproblem for nærliggende installasjon eller fartøyer og personell. Kombinasjonen av svært lave frekvenser for rørledningslekkasjer, små og lokale miljøkonsekvenser ved utslipp av gass medfører at det vurderes å være liten miljørisiko med kun mindre miljøskader ved en eventuell hendelse som kan gi utslipp av gass fra eksportørledning.

## **7. Arealbeslag og fysiske inngrep**

Rørledningstraseen berører ikke kjente gytefelt eller større fiskefelter i Nordsjøen, og ingen definerte særlige verdifulle og sårbare områder berøres av tiltaket. Det er begrenset fiskeriaktivitet på norsk sokkel i den aktuelle delen av Nordsjøen. Rørledningen vil installeres ved bruk av dynamisk posisjonert (DP) operert rørleggingsfartøy, og ankermerker i sjøbunnen unngås. Rørledningen er betongdekket, og har en overtrålbart utforming som muliggjør at den kan legges direkte på sjøbunnen uten nedgraving eller overdekking med stein. Andre strukturer vil også gis en trålavvisende utforming, og bruk av steinfyllinger vil begrenses. Etter operatørens vurdering vil det under anleggsfasen være et svært moderat konfliktpotensial ift fiskeriene. Under driftsfasen vil rørledningen etter operatørens vurdering ikke medføre operasjonelle hindringer eller fangsttap av betydning for de begrensede fiskeriene i området.

Det ikke er registrert forekomst av koraller eller sårbare naturforekomster langs rørledningstraseen. Bruk av DP-operert leggefartøy og legging av rørledningen direkte på sjøbunnen reduserer konsekvensene for det marine miljø. Tiltaket vurderes å ikke ville medføre negative konsekvenser av betydning for naturforekomster langs traseen.

Det er ikke registrert skipsvrak som medfører konflikt. Operatøren vil normalt tilstrebe å unngå installasjon av rørledning over eller like ved funn av mulige skipsvrak ved å justere traseen for å oppnå en traseoptimalisering. Dette vil normalt medføre at konflikt med kulturminner på sjøbunnen kan unngås. Det forventes ikke konflikt mellom rørledningen og kulturminner.

Det er en betydelig skipstrafikk i Nordsjøen, med et omfattende antall skipsbevegelser med mange forskjellige typer fartøyer. I det aktuelle sjøområdet for rørlegging er trafikken noe mindre intens enn lenger sør i Nordsjøen. Bruk av vaktfartøy under de marine operasjonene som kan informere og veilede annen trafikk vil etteroperatørens vurderinger redusere konfliktpotensialet i betydelig grad.

## **8. Økonomiske forhold, leveranser og sysselsetting**

De samfunnsmessige konsekvensvurderingene er basert på kostnadsestimater pr desember 2012 (ved beslutning om videreføring). Senere oppdateringer av kostnadsestimatene og kontraktsinngåelser kan føre til mindre endringer av estimatene. Samlet investeringskostnad for UHGP er estimert til 1.605 millioner norske kroner. Investeringene forventes å skje fra 2013 (planlegging og prosjektering) og fram til ferdigstillelse i 2015, med hovedtyngden i 2014. I 2014 utgjør UHGP 0,35% av de samlede nasjonale investeringer på norsk kontinentalsokkel.

Oljeverandørindustrien er internasjonal, noe som medfører at det kan være betydelige underleveranser på kryss av landegrenser. Selv om en hovedkontrakt kan bli plassert hos et utenlandsk selskap, kan det bli betydelige norske andeler i form av underleveranser – og det samme forhold kan gjøre seg gjeldende andre veien. De vurderinger som er gjort for å anslå norske andeler ved utbyggingen vil derfor ha stor usikkerhet ved seg. Størst potensiale for norske andeler er rørbelegg og korrosjonsbeskyttelse, og endemanifold, stigerørsmannifold, og andre spesialanskaffelser.

Etter en samlet vurdering kan muligheten for norske andeler ligge på om lag 43% eller 540 millioner kroner. Når i tillegg uforutsette endringer og prisstigning er hensyntatt, utgjør de norske andelen 690 millioner kroner eller 43% av de totale investeringene.

De samlede sysselsettingsvirkninger består av direkte og indirekte produksjonsvirkninger. Det vil si sysselsetting hos operatøren og hos operatørens leverandører og underleverandører. Det er de norske andelene, som utgjør i alt om lag 690 millioner kroner under anleggsfasen, som skaper sysselsettingen. På nasjonalt nivå er sysselsettingsvirkningen størst i 2014 med vel 600 årsverk, og om lag 1.300 totalt i perioden 2013–2016. Dette tallet inkluderer sysselsetting hos operatøren, hos leverandører og underleverandører og konsumvirkning. Det antas at konsumvirkningen delvis kommer seinere enn produksjonsvirkningen, derfor er det også sysselsettingsvirkning i 2016 etter at anleggsfasen er over. Den største andelen av denne sysselsettingen kommer innenfor forretningsmessig tjenesteyting, men også mye innen transport og varehandel. Sysselsettingseffekten i driftsfasen kan være i størrelsesorden 10–15 personer.

Inntekter for Staten vil framkomme om drift av rørledningen fører til skattbart overskudd, eller økning i skattbart overskudd, for et eller flere selskaper i offshorevirksomheten. Normalt skal skipingstariffer fastsettes slik at et gasstransportsystem får en avkastning på om lag 7 % over levetida. For Staten kan anlegg og drift av UHGP innebære en skatteinntekt på i størrelsesorden 40 –50 millioner kroner per år i en 30-årsperiode.

## **9. Avbøtende tiltak**

Det er identifisert flere avbøtende tiltak for å redusere eller hindre negative virkninger av tiltaket, ift både arealbeslag, fiskeri, kulturminner og utslipp til sjø. Flere av disse er implementert i rørledningsprosjektet, mens andre vil vurderes nærmere.



# 1 Innledning

På vegne av eierne av Utsirahøyden gasseksportør legger utbyggingsoperatøren Statoil fram konsekvensutredning (KU) for anlegg og drift av en gasseksportørledning fra Edvard Grieg installasjonen på norsk sokkel til SAGE (Scottish Area Gas Evacuation) systemet på britisk sokkel i Nordsjøen. Rørledningen er totalt ca 94 km lang, der 47 km ligger i norsk sone. Foreliggende KU omhandler i all hovedsak norsk side av sonegrensen, og er utarbeidet i henhold til Petroleumslovens bestemmelser.

## 1.1 Bakgrunn for prosjektet

Plan for utbygging og drift (PUD) for Edvard Grieg ble behandlet i Stortinget i juni 2012 (Innst. 356 S) /1/, basert på Prop. 88 S (2011–2012 fra OED) /2/, med Lundin som operatør og planlagt oppstart av produksjon høsten 2015. Feltet vil produsere olje og gass, og planlagt produksjonsperiode er 20 år. Utvinnbare reserver i feltet er anslått til 29,1 millioner standard m<sup>3</sup> oljeekvivalenter. Dette tilsvarer 183 millioner fat oljeekvivalenter. Om lag 90 pst. av de utvinnbare reservene er olje, mens resten er gass. Fra høsten 2016 planlegges produksjonen fra Ivar Aasen å kobles opp mot Edvard Grieg for eksport.

Utarbeidet KU for Edvard Grieg ble sendt på høring i

september 2011 /3/, og omfattet rørledning for gasseksport til Sleipner på norsk sokkel for videre eksport. Olje vil eksporteres til Sture gjennom ny oljerørledning som kobles opp mot eksisterende Grane oljerør. Løsning med gasseksport til Sleipner er senere forlatt av rettighetshaverne. Plan for anlegg og drift (PAD) for gasseksportløsning fra feltet er ikke behandlet av myndighetene. PAD for oljerør til Grane oljerør fremmet i januar 2012 er trukket tilbake av Lundin, og Statoil planlegger innsending av ny PAD sommeren 2013.

For å sikre anlegg og drift av en gasseksportløsning fra Edvard Grieg fra produksjonsstart, er en rørledning til SAGE systemet på britisk sokkel under planlegging og prosjektering. PAD for denne foretrukne løsningen med gasseksport til SAGE planlegges innsendt til myndighetene sommeren 2013.

## 1.2 Rettighetshavere og eierforhold

Rettighetshaverne i utvinningslisensene Edvard Grieg (PL 338) og Ivar Aasen (PI 001B, 028B og 242) har etablert et eierselskap for eksportørledningen for gass. Eierinteressene i Utsirahøyden gasseksportør er vist i tabell 1.1.

**Tabell 1.1. Eierskapsforhold for Utsirahøyden gassrørledning (UHGP).**

Selskap	UHGP (%)
<b>Statoil Petroleum (operatør)</b>	<b>36,0</b>
Det Norske Oljeselskap	21,0
Lundin Norway	20,0
Bayerngaz Norge	9,0
OMV (Norge)	8,0
Wintershall Norge	6,0

## 1.3 Formål med konsekvensutredningen

Konsekvensutredningen (KU) er en integrert del av planleggingen av større utbyggingsprosjekter. Konsekvensutredningen skal sikre at forhold knyttet til miljø, samfunn og naturressurser blir inkludert i

planarbeidet på lik linje med tekniske, økonomiske og sikkerhetsmessige forhold.

Konsekvensutredningsprosessen skal bidra til å belyse spørsmål som er relevante både for den interne og den eksterne beslutningsprosessen. Samtidig skal den sikre offentligheten informasjon om prosjektet, samt gi omgivelsene anledning til å

uttrykke sin mening og gi grunnlag for å påvirke utformingen av prosjektet.

Forslag til utredningsprogram ble sendt på høring av Lundin Norway. Formålet med utredningsprogrammet er å gi myndighetene og andre høringsinstanser informasjon og varsel om hva som er planlagt utbygd, hvor og hvordan. Etter avsluttet høring ble utredningsprogrammet fastsatt av Olje- og energidepartementet høsten 2012, og dette ligger til grunn for Statoils utarbeidelse av foreliggende konsekvensutredning (KU).

## **1.4 Lovverkets krav til konsekvensutredning**

### **1.4.1 Krav i internasjonalt lovverk**

Kravet til konsekvensutredning er gjenspeilet i EU's regelverk som Norge har implementert. EU's Rådsdirektiv 97/11/EC (endringsdirektiv til Rådsdirektiv 85/337/EEC) krever konsekvensutredning for offentlige og private prosjekter som kan ha vesentlige miljø- og/eller samfunnsøkonomiske konsekvenser.

### **1.4.2 Krav i norsk lovverk**

Det planlagte prosjektet er konsekvensutredningspliktig i henhold til bestemmelsene i Petroleumsloven, § 4.2 og 4.3 samt forskrift til lov om Petroleumsvirksomhet, § 22. En konsekvensutredning skal i henhold til disse bestemmelsene baseres på et utredningsprogram. Utredningsprogrammet blir fastsatt av ansvarlig myndighet etter en forutgående offentlig høring.

Forskrift til Petroleumsloven § 22 inneholder utfyllende bestemmelser om saksbehandling og innhold i konsekvensutredningen.

Forurensingslovens § 13 har bestemmelser om melding og konsekvensutredning ved planlegging av virksomhet som kan medføre forurensing. Kommunehelsetjenesteloven § 4a-5 under miljørettet helsevern har også bestemmelser om konsekvensutredning.

Foreliggende konsekvensutredning er utarbeidet med tanke på å også oppfylle kravene om konsekvensutredning i Forurensingsloven og Kommunehelseloven.

### **1.4.3 Krav i britisk lovverk**

Edvard Grieg ligger på norsk sokkel, og Edvard Grieg installasjonen med tilhørende sjøbunnsbaserte installasjoner lokaliseres her. Utbyggingen godkjennes derfor etter norsk lovverk, inklusive konsekvensutredningen for eksportørledningen på norsk sokkel. Eksport av gass fra Edvard Grieg inkluderer tilknytning til en eksisterende rørledning (SAGE) på britisk sokkel gjennom en ca 47 km lang ny 16" rørledning på britisk sokkel.

Det kan etter britisk lovverk kreves utarbeidet en konsekvensutredning ("Environmental Statement" – ES) for rørledninger. Alternativt utarbeides en PON15C ("Petroleum Operation Notice") som skal godkjennes av Department of Energy & Climate Change (DECC). DECC har på bakgrunn av gjennomførte miljøkartlegginger av aktuell rørledningstrase avklart at britiske myndigheter ikke vil kreve at en ES utarbeides, men at en PON15C vil være til tilstrekkelig for dokumentasjon og vurdering av de miljømessige konsekvenser av anlegg og drift av UHGP på britisk sokkel.

EUs habitatdirektiv er implementert i britisk regelverk (forskrift av 2001, revidert i 2007), og er relevant for gassrørledningen på britisk sektor. Her inngår bla krav til gjennomføring av undersøkelser i forkant av rørinstallasjon. Installasjon av rørledning og steindumping krever tillatelser gjennom en "Pipeline Works Authorisation" (PWA) i henhold til britisk regelverk.

Utbyggingsoperatør vil gjennom dialog med britiske myndigheter utarbeide og sende inn de relevante søknader etter gjeldende britisk regelverk, slik at nødvendige tillatelser innhentes for å kunne gjennomføre rørlegging sommeren 2014.

## **1.5 Konsekvensutredningsprosess**

### **PUD for Edvard Grieg**

Lundin som operatør for PL338 Edvard Grieg utarbeidet KU for Edvard Grieg feltutbygging, oljeeksport til Grane oljerør (ca 45 km mot nord-nordøst) for transport til Sture oljeterminal og gasseksport til Sleipner (ca 55 km mot sør-sørvest), og denne ble sendt på offentlig høring i september 2011. PUD for Edvard Grieg ble behandlet av Stortinget i juni 2012 /1/. Etter utarbeidelsen av KU for Edvard Grieg har rettighetshaverne imidlertid besluttet å eksportere gass fra feltet til SAGE rørledningssystem på britisk sektor (ca 94 km mot

nordvest), et eksportalternativ som ikke var omfattet av utarbeidet KU. Olje- og energidepartementet (OED) konkluderte med at utredningsplikten ikke kunne anses å være oppfylt for en slik rørledning, med krav om utarbeidelse av KU for en rørledning til SAGE som del av plan for anlegg og drift (PAD) for en slik eksportørledning.

### Utredningsprogrammet

Lundin utarbeidet forslag til utredningsprogram for gasstransport fra Edvard Grieg til SAGE systemet i Storbritannia, og sendte dette på offentlig høring i juli 2012 /4/. Høringen ble gjennomført i perioden 13. juli – 7. september 2012. Totalt 10 høringsinstanser avga uttalelser. OED godkjente utredningsprogrammet for KU i brev av 26. november 2012.

Eierne i UHGP signerte 6. november 2012 eierskapsavtalen for rørledningen ("Utsira High Gas Pipeline Joint Venture Participants' Agreement"), der det bla fastsettes at Statoil vil være utbyggingsoperatør og Gassco vil overta som driftsoperatør av rørledningen.

### Konsekvensutredning

På grunnlag av det fastsatte utredningsprogrammet har utbyggingsoperatøren Statoil utarbeidet foreliggende konsekvensutredning som del av PAD, med referanse til bestemmelsene i Petroleumsloven.

### Tidsplan for konsekvensutredningsprosessen

Med bakgrunn i retningslinjer utarbeidet for saksbehandling av KU, samt dialog med OED, er plan for konsekvensutredningsprosessen etablert (tabell 1.2).

Operatør distribuerer utredningen på høring til berørte myndigheter og interesseorganisasjoner samt innhenter uttalelser fra disse. Samtidig kunngjøres det i Norsk Lysningsblad at utredningen er sendt på offentlig høring.

Konsekvensutredningen, og relevant underlagsdokumentasjon i den grad det er mulig, legges i tillegg ut på operatørens internettsider: (<http://www.statoil.com/no/EnvironmentSociety/Environment/impactassessments/Pages/default.aspx>).

Operatøren vil oppsummere høringen og oversende denne til OED. OED vil forestå den videre behandling av konsekvensutredningen og til slutt ta stilling til hvorvidt utredningsplikten er oppfylt.

### Underlagsdokumentasjon for konsekvensutredning

Konsekvensutredningen baserer seg i hovedsak på følgende underlagsdokumentasjon:

- RKU Nordsjøen 2006
- Grunnlagsdata til Helhetlig forvaltningsplan for Nordsjøen 2011
- Plan for utbygging og drift av Luno, Produksjonslisens PL338, Del 2 konsekvensutredning /3/
- KU Samfunn – Utsira High Gas Pipeline (Edvard Grieg gas pipeline). Rapport Asplan Viak. /5/

**Tabell 1.2.** Tidsplan for konsekvensutredningsprosessen.

Beskrivelse	Tidsplan
Forslag til program for konsekvensutredning oversendes til relevante myndigheter og høringsinstanser	13.07.2012
Offentlig høring av forslag til program for konsekvensutredning (8 ukers frist)	13.07.2012– 07.09.2012
Behandling og sammenstilling av høringsuttalelser	01.09.2012– 24.09.2010
Departementets godkjenning av program for konsekvensutredning	26.11.2012
PAD – Del 2 Konsekvensutredning sendes på offentlig høring til relevante myndigheter og høringsinstanser	30. 10. 2013
Kunngjøring i Norsk Lysningsblad	30.10.2013
Offentlig høring KU, 8 uker	30.10.2013– 30.12.2013
Innsending av PAD, Del 1 Teknisk og økonomisk plan	30.10.2013
Antatt godkjenning i Statsråd	Februar 2013

## 1.6 Sammendrag av innkomne høringsuttalelser

Forslag til utredningsprogram for KU var gjenstand for offentlig høring i perioden 13.07 – 07.09 2012 (8 uker). Høringen ble oppsummert, og utredningsprogrammet oversendt OED for godkjenning. OED fastsatte endelig utredningsprogram i brev av 26.11 2012 til Lundin. Sammendrag av innkomne høringsuttalelser er gitt i vedlegg B.

### Myndighetenes videre behandling

På bakgrunn av at UHGP har en investeringsramme på under 10 milliarder kroner skal prosjektet behandles og godkjennes av Kongen i Statsråd. OED utarbeider en saksutredning med anbefaling gjennom en Kongelig Resolusjon som behandles i Statsråd. Kongelig Resolusjon oppsummerer prosjektet i sin helhet, og inkluderer eventuelle forutsetninger og vilkår som ligger til grunn for en godkjenning. Oppsummeringen av innkomne høringsuttalelser til konsekvensutredningen inngår som vedlegg.

De avbøtende tiltak som er identifisert og beskrevet i KU, vil bli fulgt opp og innarbeidet i det videre prosjektarbeidet for Utsirahøyden gasseksport-rørledning gjennom en aksjonsplan.

## 1.7 Tillatelser, godkjenninger og samtykker

Den Britisk - Norske traktaten "*Framework agreement between the Government of the United Kingdom of Great Britain and Northern Ireland and the Government of the Kingdom of Norway relating*

*to the laying, operation and jurisdiction of inter-connecting submarine pipelines*" regulerer de to lands gjensidige jursidiksjon og myndighetsutøvelse ved behandling av undersjøiske rørledninger som krysser den internasjonale sonegrensen mellom de to land i Nordsjøen /6/. Denne ble signert 25.08.1998 av de to lands regjeringer.

De to lands myndigheter som er ansvarlige for sikkerhetsspørsmål knyttet til petroleums-rørledninger, Health & Safety Executive (HSE) og Petroleumstilsynet (Ptil) har i oktober 2012 inngått et "*Memorandum of understanding between the Health and Safety Executive and the Petroleum Safety Authority Norway concerning health interventions related to pipelines and offshore installations governed by agreements between the United Kingdom and Norway*". /7/

For å gjennomføre anleggs- og utbyggingsplanene vil det måtte innhentes ulike tillatelser fra myndighetene. Noen av tillatelsene vil måtte innhentes i planfasen, mens andre tillatelser ikke er påkrevd før anleggsfasen. Videre er noen tillatelser kun relevante for nedstengningsfasen. En oversikt over nødvendige søknader og tillatelser som må innhentes fra norske myndigheter er gitt nedenfor i tabell 1.3.

Behovet for eventuelt å innhente ytterligere tillatelser enn de som her er nevnt vil bli avklart i den videre planprosessen og gjennom behandling av konsekvensutredningen. I tillegg til de tillatelsene som er identifisert under, vil det også måtte innhentes ulike tillatelser, godkjenninger og samtykker fra britiske myndigheter for den delen av rørledningen som vil ligge på britisk sektor, samt oppkoblingen mot SAGE rørledningssystem.

**Tabell 1.3** Identifiserte behov for søknader og tillatelser regelverk i forbindelse med anlegg og drift av Utsirahøyden gasseksport-rørledning UHGP. Søknad/tillatelser for rørledning på britisk sektor er markert med grått.

Søknad / Tillatelse	Gjeldende lovverk	Ansvarlig myndighet
Plan for anlegg og drift – PAD, inkludert konsekvensutredning (KU) for UHGP	Petroleumsloven	OED
Melding og konsekvensutredning – KU (er dekket av ovenstående)	Forurensningsloven	Miljødirektoratet
Søknad om tillatelse til utslipp knyttet til klargjøring av rørledninger *	Forurensningsloven	Miljødirektoratet
Søknad om utslippstillatelse for drift **	Forurensningsloven	Miljødirektoratet
Samtykkesøknad til oppstart og drift av rørledning	Petroleumsloven	Ptil
Forhåndsmelding	Arbeidsmiljøloven	Ptil / Arbeidstilsynet

Søknad / Tillatelse	Gjeldende lovverk	Ansvarlig myndighet
Pipeline Works Authorisation (PWA) incl. Deposit Consent (DEPCON)	The Offshore Petroleum Production and Pipelines Regulations 1999 and Amendment Regulations 2007	Department of Energy & Climate Change (DECC)
Petroleum Operations Notice (PON) 15C, incl. Consent to Locate, britisk kontinentalsokkel.	The Offshore Petroleum Production and Pipelines Regulations 1999 and Amendment Regulations 2007	Department of Energy & Climate Change (DECC)

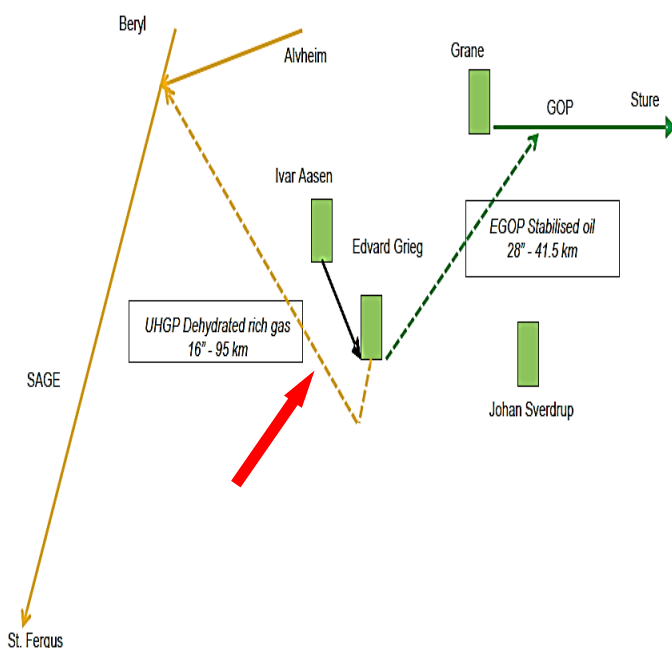
(\*) Utslipp til sjø i forbindelse med klargjøring av rørledningen (RFO) vil skje fra Edvard Grieg plattformen, med Lundin som operatør. Lundin har i møte med Miljødirektoratet (daværende Klif) avklart at søknad om utslippstillatelse for utslipp fra RFO skal utarbeides av Lundin som operatør av plattformen.

(\*\*) Utslipp til luft under drift vil skje på Edvard Grieg plattformen, og omfattes av utslippstillatelse for installasjonen. Operatøren av Edvard Grieg er ansvarlig søker for nødvendig utslippstillatelse under driftsfasen. Det vil ikke skje operasjonelle utslipp til sjø under driftsfasen.

## 2 Plan for anlegg og drift

Edvard Grieg skal etter planen starte produksjonen av olje og gass i oktober 2015. Stabilisert olje eksporteres til Sture terminalen i Øygarden kommune nordvest for Bergen gjennom ny oljerørledning (EGOP) som kobles opp mot Grane oljerør (GOP). Gass eksporteres til St. Fergus terminalen i Skottland via ny gassrørledning (UHGP) som kobles opp mot SAGE rørledningen ved Alvheim

PLEM (pipeline end manifold). Fra 2016 kobles produksjonen fra Ivar Aasen opp mot Edvard Grieg. Figur 2.1 viser en prinsippskisse for oppkobling av Edvard Grieg eksportrørledninger til eksisterende infrastruktur i området. Foreliggende konsekvensutredning omfatter anlegg og drift av UHGP til SAGE, der hovedvekten legges på norsk sektor.



**Figur 2.1** Prinsippskisse av nye rørledninger fra Edvard Grieg tilknyttet eksisterende infrastruktur. UHGP er vist med stipledd gul linje, markert med rød pil.

## 2.1 Helse, miljø og sikkerhet (HMS)

Operatørens overordnede mål er null skade. HMS-forpliktelser er innarbeidet i overordnede styrende dokumentasjon, og er således innarbeidet i all forretningsvirksomhet i Statoil.

Det er et mål å fabrikere, installere, drive og vedlikeholde anlegg og installasjoner på en måte som sikrer at ulykker og alvorlige hendelser ikke skjer, og slik at negative miljøkonsekvenser ikke oppstår.

Hensynet til helse og arbeidsmiljø, ytre miljø og sikkerhet har gjennom utviklingen av prosjektet stått sentralt i planleggingen av de tekniske løsningene for installasjon og drift av Utsirahøyden gassrørledning.

Alle aktiviteter som vil bli gjennomført i det videre arbeid med prosjektering, fabrikasjon, testing, installasjon, oppstart og drift vil bli underlagt operatørens overordnede retningslinjer for HMS. Det vil avholdes jevnliges grensesnittmøter med både operatøren for Edvard Grieg installasjonen (Lundin) og SAGE rørledningssystem (Apache), der hensynet til helse, miljø og sikkerhet vektlegges. Hensynet til- og ivaretagelse av HMS vil også vektlegges i grensesnittmøter med Gassco som framtidig driftsoperatør for rørledningen.

Prosjektering, fabrikasjon og installasjon av Utsirahøyden gassrørledning skal møte operatørens HMS målsetninger, som er nedfelt i HMS plakaten selskapets styrende dokumenter, som oppsummeres gjennom følgende punkter:

- Vi forstår og håndterer risiko
- Vi kan forhindre alle ulykker
- Vi stanser uønskede handlinger og operasjoner
- Vi minimaliserer vår påvirkning på miljøet og klimaet
- Vi bryr oss om hverandre
- Vi skaper et trygt og sunt arbeidsmiljø
- Vi samarbeider med våre partnere for å oppnå bedre HMS resultater
- Vi har en åpen dialog med samfunnet

Det er gjennomført ulike risiko- og HMS-relaterte analyser for UHGP. Alle HMS-utfordringer som er identifisert er vurdert å være kontrollerbare på en tilfredsstillende måte i den videre utvikling og gjennomføring av prosjektet.

## 2.2 ALARP i design og prosjektering

Prinsippet om ALARP (As Low As Reasonably Practicable) er lagt til grunn som grunnleggende forutsetning for design og prosjektering av UHGP.

I mange tilfeller vil det være mulig å oppnå et lavere risikonivå enn de minimumskrav som er reflektert i myndighetskrav og operatørens interne krav. Alternative løsninger og risikoreducerende tiltak skal kartlegges og vurderes mhp kost/nytte effekt, og skal implementeres med mindre kostnaden er uforholdsmessig høy ift risikoreduksjonen som oppnås ved at tiltaket implementeres.

## 2.3 HMS program

Det er utarbeidet et eget program for helse og arbeidsmiljø, ytre miljø og sikkerhet (HMS program) for prosjektering og installasjon av UHGP. HMS programmet omfatter overordnede mål og strategi, og definerer spesielle prosjektkrav til arbeidsmiljø, ytre miljø og teknisk sikkerhet, og beskriver planlagte sikkerhets- og risikoevalueringer. Målsetningene vil videreføres under drift av rørledningen for å sikre null skader på mennesker og miljø.

Prosjektets HMS filosofi, mål og strategier er basert på de overordnede HMS prinsippene i Statoils styrende dokumentasjon og interne krav til HMS og HMS styring. Prosjektets HMS hovedmål er å forberede, planlegge og gjennomføre alle prosjektaktiviteter i samsvar med Statoils null-skade filosofi.

UHGP prosjektet har følgende HMS mål:

- Implementere et tankesett basert på null-skade filosofi
- Implementere et tankesett basert på Statoils hovedverdier (Modig, Åpen, Tett på og Omtenkstom)
- Sørge for og ivareta prosjektmedarbeidernes arbeidsmiljø og helse
- Sørge for å ha kvalifiserte og godt motiverte medarbeidere gjennom hele prosjektperioden

HMS-programmet vil bli oppdatert for å dekke ulike faser ettersom gjennomføringen av prosjektet skrider fram.

Formålet med HMS-programmet er å beskrive og sikre følgende:

- Styring og fordeling av HMS-ansvar i planleggingen av prosjektet for å sikre at alle HMS-aspekt blir ivaretatt på en god måte
- Identifisering av HMS-utfordringer, aksept-kriterier, overordnede mål og strategi
- Definerer av spesielle prosjektkrav til arbeidsmiljø, ytre miljø og teknisk sikkerhet
- Identifisering av aktiviteter som skal gjennomføres og følges opp

## 2.4 Risiko- og sikkerhetsvurderinger

I løpet av modningen av prosjektet er det utført risiko- og sikkerhetsvurderinger knyttet til både prosjektgjennomføring og driftsfasen. Det er gjort en fareidentifikasjon (HAZID) for begge faser, og de identifiserte risikoer er vurdert i:

- en kvantitativ risikoanalyse (QRA) for driftsfasen, der risiko for alle identifiserte feilårsaker er kvantifisert
- en vurdering av risikoreduksjon for instrumenterte sikkerhetsfunksjoner (bl.a. overtrykksbeskyttelse)
- kvalitative vurderinger av kritiske installasjonsaktiviteter samt for klargjøring (RFO)

Forslag til risikoreduserende tiltak blir vurdert ut fra "ALARP-prinsippet", dvs. at risikoen skal reduseres så langt som praktisk gjennomførbart.

## 2.5 Overtrykksikring

Edvard Grieg er på norsk sokkel, mens SAGE er på britisk sokkel. For å tilfredsstille krav til både norske og britiske myndigheter og etterleve Statoils krav for trykksikring vil følgende legges til grunn for systemet.

Edvard Grieg kompressorene kan ikke overtrykke UHGP, men kan teoretisk overtrykke SAGE, så det er nødvending med overtrykksikring. Designkode og innretningsforskriften §34 krever 2 uavhengige systemer. Edvard Grieg har valgt en konvensjonell løsning med en instrumentert (PSD-Production Shut Down) og en mekanisk (PSV-Pressure Safety Valve) funksjon. Operatør av SAGE (Apache) har satt krav til operatøren av Edvard Grieg (Lundin) til trykksikring

av SAGE. SAGE skal beskyttes mot overtrykk ved å velge settpunkt på PSD og PSV slik at trykket i UHGP aldri kan bli høyere enn 110% av Maksimum Tillatt Operasjonstrykk (Maximum Allowable Operating Pressure, MAOP) 189.6 barg (2750 psig).

Operatøren av Edvard Grieg har implementert dette ved å velge settpunkt til PSD til et maksimum på 179 barg for å ta høyde for trykkakkumulering under stenging av ventil og PSV til 189 barg.

## 2.6 Vurderte alternativer

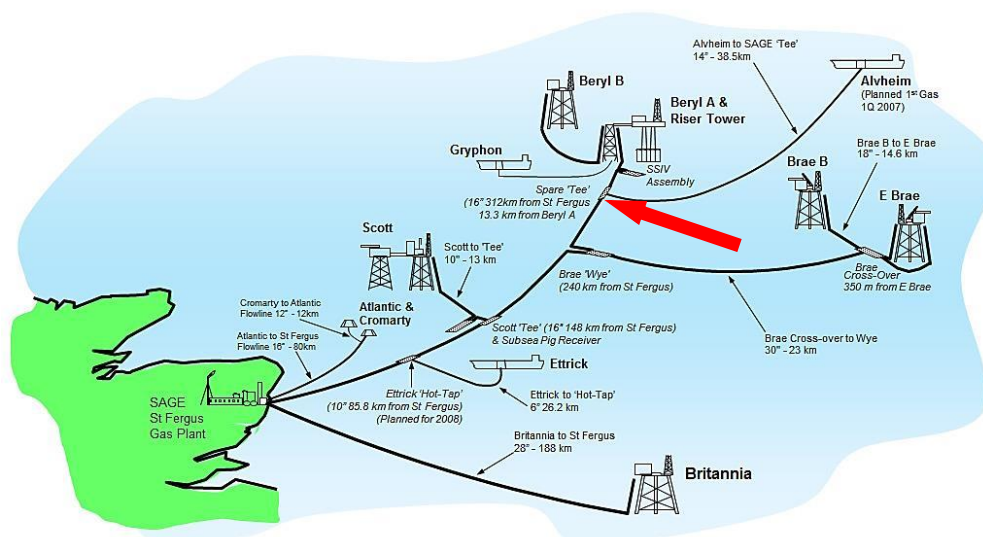
Da operatøren av PL338 (Lundin) sendte inn PUD for Edvard Grieg til myndighetene, var ikke løsning for gasseksport valgt. Operatørens da foretrukne eksportløsning til Sleipner ble forlatt, og nye alternativer ble vurdert.

### Vurdering av alternativer

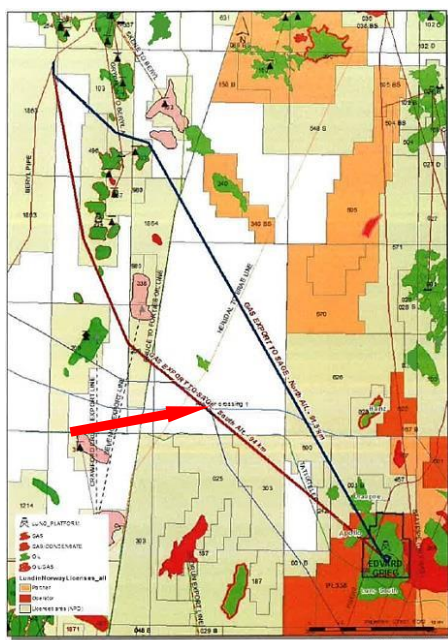
Det er gjennomført studier av flere alternative traseløsninger. De ulike traseene er blitt studert ved hjelp av eksisterende materiale og gjennomførte traseundersøkelser. Den tidligere foretrukne løsning for gasseksport til Sleipner (ca 60 km) ble forlatt av kommersielle årsaker, og operatøren av PL338 gikk videre med modning av en gassrørledning til SAGE systemet.

Den nå foretrukne trase som omfatter en sørlig rute til SAGE/Beryl, er valgt på grunnlag av tilknyttingsmuligheter, kryssinger av eksisterende rørledninger og kabler, fiskefelt og signaler fra 3. parts lisenser som krysses. De øvrige rørledningsalternativene som tidligere er vurdert omfatter traseer fra Edvard Grieg til Sleipner (tidligere basisalternativ for gassrørledning), SAGE/Brae og en nordlig trase til SAGE/Beryl. Begge de sistnevnte alternativene er på britisk sokkel.

Det ble vurdert en nordlig og en sørlig trase for tilkobling til eksisterende PLEM (pipeline end manifold) ved Alvheim T, jamfør figur 2.2 og 2.3. På bakgrunn av bla. signaler fra 3. parts lisenser ble det besluttet å gå videre med det sørlige trasealternativet.



**Figur 2.2** Oversikt over SAGE rørledningssystem. Valgt tilknytningspunkt ved SAGE/Alvhøim T er vist med rød pil.



**Figur 2.3** Alternative trasekorridorer for gassrørledning fra Edvard Grieg til SAGE. Valgt alternativ er vist med rød pil.

Olje- og energidepartementet (OED) avklarte i juni 2012 at utredningsplikten i henhold til Petroleumslovens bestemmelser for en gassrørledning til SAGE ikke var oppfylt gjennom Edvard Grieg KU. Følgelig måtte KU for denne eksportløsningen utarbeides. Forslag til utredningsprogram for KU ble utarbeidet av Lundin, dette var gjenstand for offentlig høring i perioden 13. juli – 7. september. OED godkjente utredningsprogrammet i brev av 26. november 2012. Lundin gjennomførte sommeren 2012 geotekniske undersøkelser og havbunnskartlegginger inklusive miljømessige undersøkelser langs den sørlige trasekorridoren.

Eierskapsavtale for Utsirahøyden gassrørledning ble signert av rettighetshaverne i lisensene Edvard Grieg og Ivar Aasen 6. november 2012, avtalen utpeker Statoil som utbyggingsoperatør for rørledningen til SAGE. Dette omfatter utarbeidelse av KU i henhold til godkjent utredningsprogram, samt alle relevante myndighetsprosesser etter norsk og britisk lovverk.

Statoil gjennomfører detaljkartlegging av sjøbunnen langs aktuell rørledningstrase på både norsk og britisk sektor i april 2013. Planlagt oppstart av rørlegging er 1. juli 2014. Gassrørledningen skal være driftsklar til oppstart av Edvard Grieg produksjon og gassseksport 1. oktober 2015.



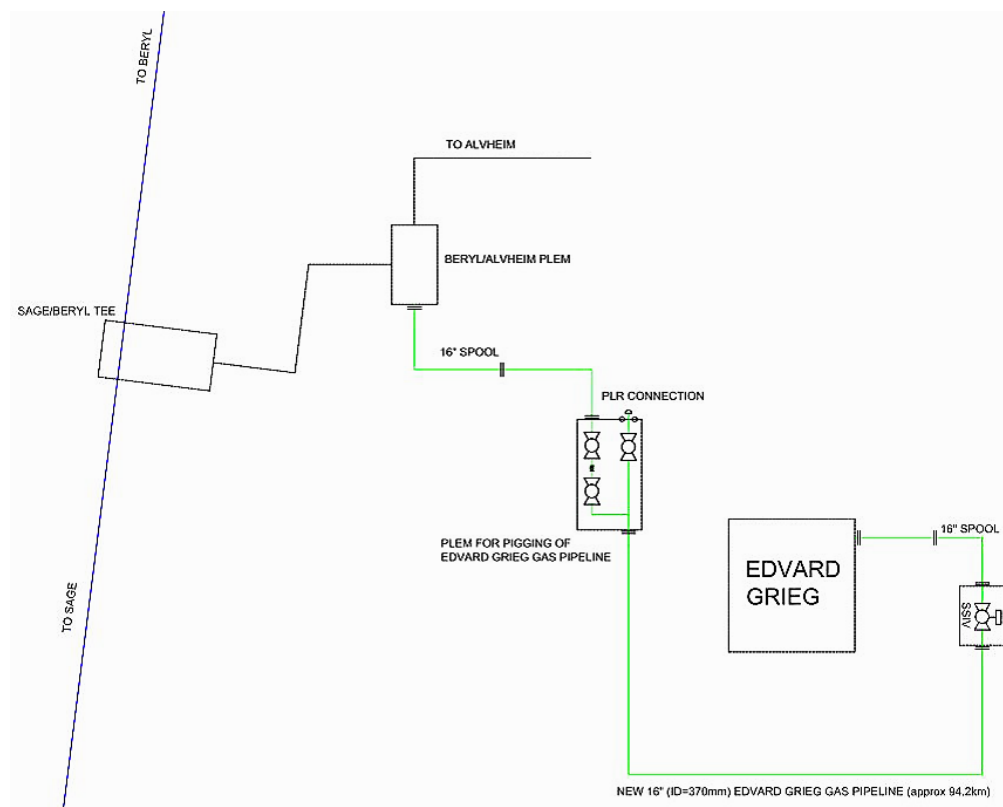
## 2.7 Plan for anlegg og drift (valgt løsning)

Den valgte løsning for eksport av ikke-korrosiv tørrgass fra Edvard Grieg medfører følgende hovedelementer:

- Rørledning, 16" nominell ytre diameter (406 mm) og lengde 94 km
- Karbonstål tilpasset eksportgass kvalitet
- Innløpstemperatur gass, 60 °C
- Betongkappe (ca 60 mm) legges på rørledningen for beskyttelse og vektmateriale
- Operasjonell levetid 30 år
- Designtrykk på 208 barg (tilsvarer SAGE)
- Tilbakeslagsventil (NRV) for beskyttelse av Edvard Grieg installasjonen
- Påkobling til eksisterende 12" flens på Alvheim T PLEM ved SAGE

- Ny PLEM installeres ved SAGE, for pigging av rørledning og nytt påkoblingspunkt for 3. part
- Tilbakeslagventil (NRV) i forbindelse med ekspansjonssløyfe for oppkobling til Alvheim PLEM.
- Kobles opp mot Edvard Grieg installasjon med 16" stigerør
- Prefabrikerte ekspansjonssløyfer (spool) for sammenkobling av rørsystemet
- Det vil installeres steinfyllinger for understøttelse og sikring av rørledningen, og for planering av sjøbunnen for installasjon av PLEM og sammenkoblinger
- Rørledningssystemet vil tilrettelegges for framtidig pigging

En prinsippsskisse for rørledningen fra Edvard Grieg til SAGE er vist i figur 2.4.



**Figur 2.4.** Prinsippsskisse over gassrørledningen fra Edvard Grieg til SAGE.

Designdata for rørledningen er vist i tabell 2.1.

**Tabell 2.1.** Designdata for UHGP rørledningen fra Edvard Grieg til SAGE.

Parameter	UHGP
Gass	Ikke-korrosiv tørrgass
Maksimal eksportrate	5.0 MSm <sup>3</sup> /sd
Innløpstemperatur gass	60 °C
Design levetid	30 år
Materiale	Karbonstål
Katodebeskyttelse	Offeranoder, Al-Zn legering
Lengde	94 km, herunder 47 km i norsk sektor
Ytre diameter	16" (406 mm)
Vanddyb	100 – 117,5 meter
Designtrykk	208 barg (som i SAGE systemet)
Operering av ventiler	Dykker / ROV operert
Mulighet for pigging	RFO (klargjøring for drift), inspeksjonspigging
Antall kryssinger	10 stk, herunder 7 stk i norsk sektor
Innvendig beskyttelse	Epoxy
Utvendig beskyttelse	Epoxy/polypropylen
Vektmateriale	Betongkappe (ca 60 mm)

Ferdige rørelementer (12 m) leveres med båt direkte fra rørleverandør i østen til anlegg for påføring av betongkappe for vektmaterie og beskyttelse. Leverandør for betongbelegging av rør er ennå ikke valgt, men flere anlegg rundt Nordsjøen vurderes. Etter at betongkappen er ferdig herdet ved anlegget, vil rørene bli transportert direkte ut til rørleggingsfartøyet for installasjon.

Gjennomføringsplanen innebærer en optimalisering av logistikkoperasjonene for å redusere bla HMS risikoen knyttet til løfting og håndtering av rørene. Det vurderes ikke å være behov for mellomlagring av de betongkledde rørene på land før transport til aktuell leggelokalitet i Nordsjøen. Det er derfor ikke planlagt å etablere mellomlager for ferdige rørelement før transport til leggelokasjon.

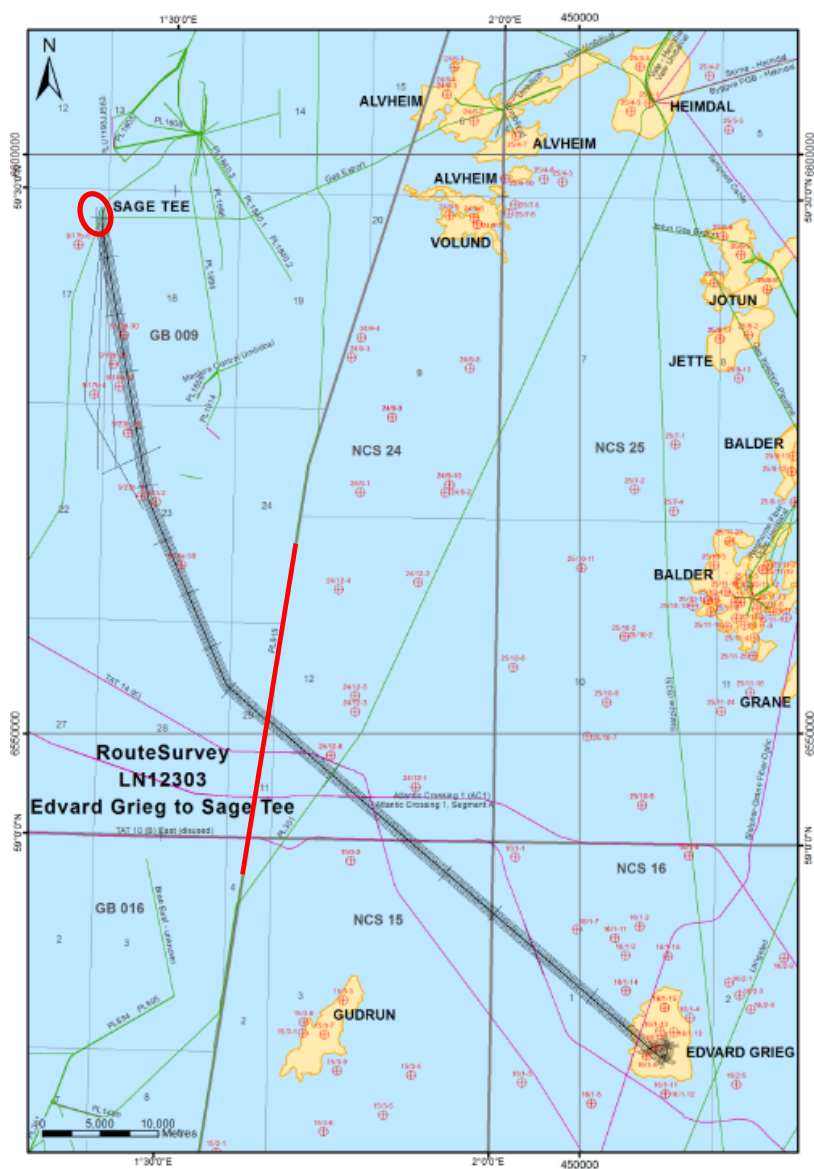
Dersom det ut fra leverandørmessige hensyn senere skulle oppstå behov for mellomlagring av betongkledde rørelement før transport til leggelokasjon, vil dette vurderes nærmere. Valg av lokalitet vil baseres på en totalvurdering av bla transportavstander til leggelokasjon, kapasitets- og internlogistikk, HMS

og økonomiske forhold. Det forventes ikke at dette vil ha arealmessige konsekvenser, da mulige områder vil være i forbindelse med etablerte offshorebaser eller egnede næringsområder med tilgjengelig kapasitet.

## 2.8 Rørledningstrase

Planlagt rørledningstrase fra Edvard Grieg til SAGE med tilkoping ved Alvheim PLEM er vist i figur 2.5, der foreløpige koordinater for nøkkellokasjoner er oppgitt i tabell 2.2. For koordinater for den planlagte eksportørledningen, blir det vist til vedlegg C. Det gjøres oppmerksom på at disse er foreløpige koordinater basert på gjennomført FEED studie (/9/), og at videre detaljprosjektering kan medføre mindre justeringer av disse.

Som det framgår av figur 2.5, er det ingen eksisterende rørledningstraseer som det ligger til rette å samlokalisere UHGP rørledningen med.



**Figur 2.5** Planlagt trase fra Edvard Grieg til SAGE ved Alvheim PLEM for UHGP (=SAGE TEE). Sonergrense mellom Norsk og UK sektor er vist med rød linje. Alvheim PLEM er vist med rød sirkel. (Figur 0.1 i (/8a/)) Jambør vedlegg C for koordinater for rørledningen.

**Tabell 2.2.** Foreløpige koordinater for UHGP nøkkellokasjoner (/9/).

	UTM koordinater Øst [mE]	UTM koordinater Nord [mN]
Edvard Grieg plattform (senter)	456 616	6 522 934
UHGP tie-in (KP 0)	456 698	6 522 999
Edvard Grieg NRV (senter)	456 697	6 523 001
UHGP hot-tap T (KP 2.983)	455 535	6 521 694
SAGE Tee	408 717	6 594 600
SAGE tie-in ramme	408 792	6 594 591
SAGE tie-in ramme (UHGP PLEM spool)	408 790	6 594 586

Sjøbunnen i hele traseen på norsk sokkel er homogen og består av siltig finsandsedimenter med enkelte områder med skjellforekomst. Vanddypet langs rørledningstraseen varierer mellom 100 og 117,5 meter.

## 2.9 Installasjoner på sjøbunnen

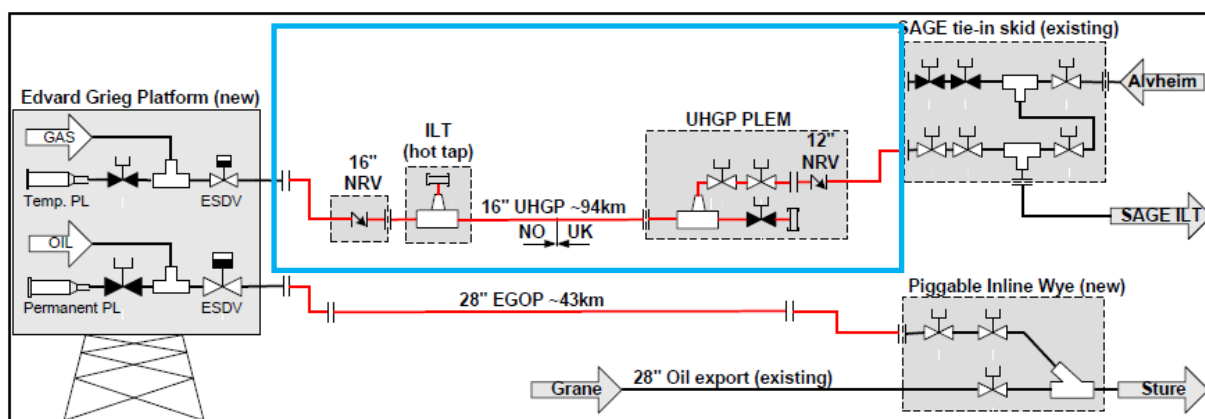
Anlegg av UHGP rørledningssystem medfører anlegg og installasjon av følgende hovedelementer på sjøbunnen:

- Betongbeskyttet rørledning (16" YD, 94 km)
- Offeranoder (Al-Zn-In), 333 stk påmonteres rørledningen
- Tilbakeslagsventil (NRV) ved Edvard Grieg for å beskytte installasjonen ved trykktap toside
- Hot-tap T-stykke (16" x 12") for mulig framtidig tilkobling av ny rørledning (ved ca KP 3)
- Ny PLEM struktur ved Alvheim PLEM for framtidig tilkoblingsmulighet (UK sektor)
- Pigge- og ventilarrangement på ny PLEM (UK sektor)
- Prefabrikkerte ekspansjonssløyfer for sammen-

koblinger (spool) (UK sektor)

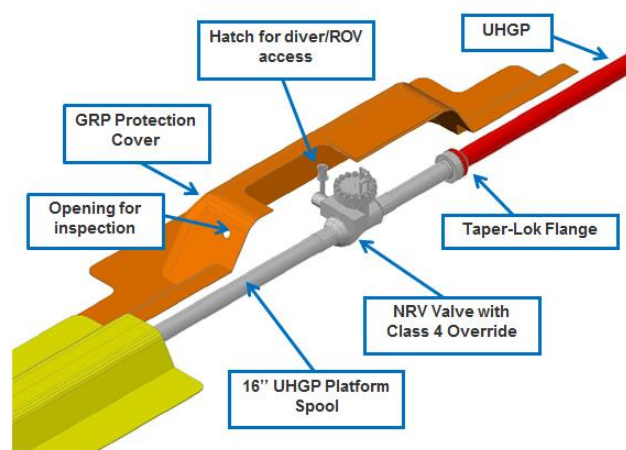
- Beskyttelsestrukturer (Norsk og UK sektor)
- Steinfyllinger for understøttelse av strukturer, beskyttelse og låsing av rørledning (Norsk og UK sektor)
- Tilbakeslagsventil (NRV) ved Alvheim PLEM
- Betongmatter ved ny PLEM på britisk sektor (UK sektor)

Av dette vil rørledning, tilbakeslagsventil ved Edvard Grieg, hot-tap T, tilhørende spooler og beskyttelsestrukturer samt steinfyllinger bli installert på norsk side av sektorlinjen. En prinsippskisse over UHGP rørledningssystem er vist øverst i figur 2.6. Alle rørledningselementer og strukturer vil gis en overtrålbar utforming.



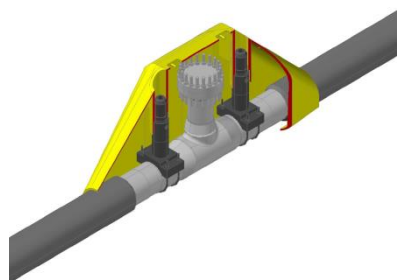
**Figur 2.6.** Systemskisse over UHGP rørledningssystem fra Edvard Grieg installasjon til SAGE er vist øverst i figuren (markert med blått rektangel). Nederst er vist systemskisse for oljerørledning til Grane oljerørledning (ikke omfattet av foreliggende KU, da oljerørledning er omfattet av Edvard Grieg KU).

Illustrasjon av 16" tilbakeslagsventil (NRV) ved Edvard Grieg er vist i figur 2.7.



**Figur 2.7** Tilbakeslagsventil (NRV – 16") med delvis gjennomskåret beskyttelsesdeksel.

Illustrasjon av hot-tap T-stykke for framtidig tilkobling av ny rørledning er vist i figur 2.8.



Figur 2.8 Hot-tap T-stykke (16" x 12") med delvis gjennomskåret beskyttelsesdeksel.

## 2.10 Kryssing av lisensareal

Gassrørledningen fra Edvard Grieg vil flere steder krysse over areal som omfattes av andre lisenser. De aktuelle lisensene og operatør av lisensen framgår av tabell 2.3. På to strekninger er det ikke aktive lisenser pr sommer 2013. Det må innhentes uttalelse der operatør bekrefter at han ikke har vesentlige innvendinger mot kryssing av arelaet.

Tabell 2.3 UHGP og kryssing av lisensareal.

Lisenser på UK sektor er vist med grå farge.

Kp	Lisens	Operatør
0 - 10	PL338	Lundin Norway (Edvard Grieg)
10 - 12,5	PL001B	Det Norske Oljeselskap
12,5 - 15	PL242	Det Norske Oljeselskap
15 - 21	-	-
21 - 31	PL303	Statoil
31-47	-	-
47 - 51	P209	TAQA
51-58	-	-
58 - 64	9/23a	Stavanger Petroleum
64 - 71	P478	TAQA
71 - 77,5	9/23a	Stavanger Petroleum
77,5 - 89	-	-
89 - 93,8	P1863 9/17b	Zeus Petroleum

## 2.11 Anleggsarbeid offshore

### 2.11.1 Sjøbunnsintervensjon

#### Grøfting

Det er en relativt flat sjøbunnsstopografi uten dype groper eller lokale topper, og sedimentene består i all hovedsak av siltig sand. Det er ikke identifisert fare for frispenn av betydning. Det planlegges ikke å grøfte eller grave ned rørledningen i sjøbunnen. Rørledningen vil istedet bli belagt med en betongkappe (60 mm) for beskyttelse og for å oppnå tilstrekkelig vekt og generell stabilitet på sjøbunnen.

#### Steininstallasjon

På grunn av relativt høy temperatur i rørledningen når gassen eksporteres fra Edvard Grieg (ca 60°C), vil rørledningen være utsatt for ekspansjon og utbukting inntil gassen nedkjøles av lavere omgivelsestemperaturer. For å kontrollere denne utbuktningen, vil rørledningen legges med "slangekurvatur" (radius 800 meter) på sjøbunnen, samtidig som det installeres stein for å låse rørledningen, jamfør figur 2.9. Utbuktningen forventes å ville opptre i følgende områder langs rørledningen:

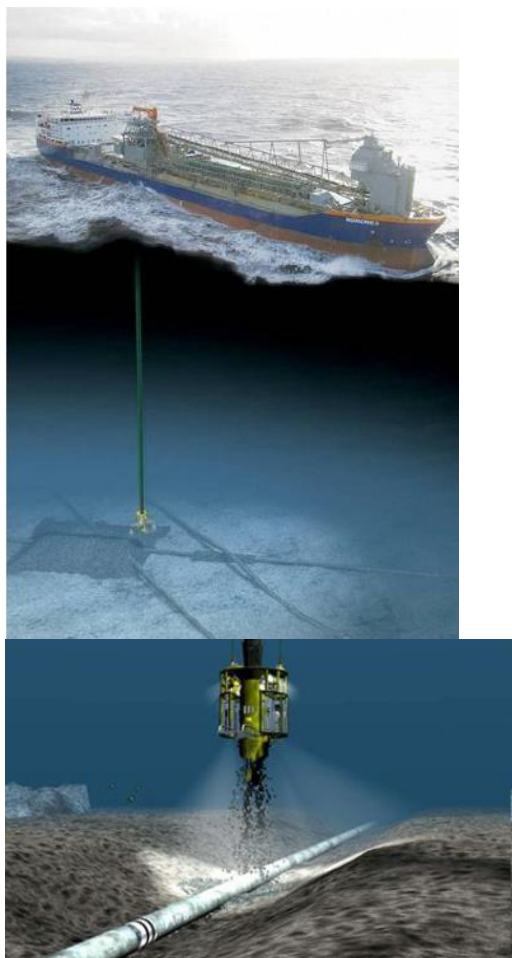
- Utbukting: KP 0 - KP 12
- Mulig utbukting (trållindusert): KP 12-KP 22

I tillegg til understøttelse og låsing av rørledningen, vil det også være behov for å installere stein som underlag for ventiler og strukturer i tilknytning til rørledningen. På grunnlag av sjøbunnskartlegginger forventes det ikke å oppstå frispenn av et slikt omfang at det er behov for steininstallasjon for å redusere omfang av disse. Det vil også være behov for steininstallasjon for separasjon og beskyttelse i forbindelse med kryssing av eksisterende rørledninger og kabler. Totalt installerte stein-

mengder på norsk sokkel forventes å være i størrelsesorden 55–60.000 m<sup>3</sup>.

## 2.11.2 Kryssing av eksisterende infrastruktur

Gassrørledningen fra Edvard Grieg vil krysse over flere rørledninger og kabler, totalt 10 stk, som eies og opereres av ulike lisenser. Aktuell infrastruktur og aktuell operatør framgår av tabell 2.4. Av disse er syv kryssinger på norsk sektor. Det må inngås spesifikke kryssningsavtaler med den aktuelle operatør for hver enkelt rørledning og kabel som krysses.



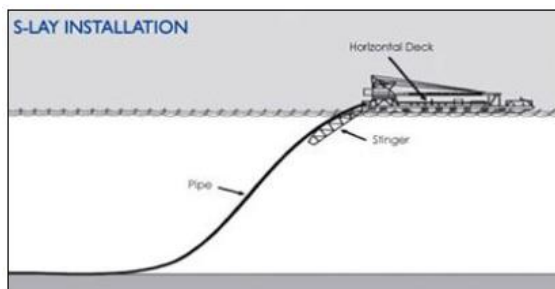
**Figur 2.9.** Fartøy for steininstallasjon, og eksempel på installasjon rundt rørledning.

**Tabell 2.4.** UHGP og kryssing av rørledninger og kabler. Infrastruktur på UK sektor er vist med grå farge.

Kp	Rørledning / kabel	Operatør
4,1	Sleipner–Grane Fiberoptisk kabel	Statoil
15	TAT 10 (B)	Ute av drift
31,4	TAT 10 (B)	Ute av drift
34,3	TAT 14 (K)	TeliaSonera
37	Atlantic Crossing 1	Level 3
39,6	PL 301 Heimdal–Brae A (kondensatrørledning)	Statoil
42,6	TAT 14 (K)	TeliaSonera
47	PL815 Bruce – Forties (oljerørledning)	BP
54,5	PL2746 Devenick–East Brae (produksjonsrør)	TAQA
54,5	PLU 2752 East Brae–Devenic (kontrollkabel)	

### 2.11.3 Rørlegging

Kontrakt for rørlegging er tildelt aktuell leverandør, og rørlegging vil skje ved bruk av S-legging fra leggefartøy som opereres med dynamisk posisjonering (DP), uten bruk av anker, se figur 2.10.



Figur 2.10. S-legging av rørledning.

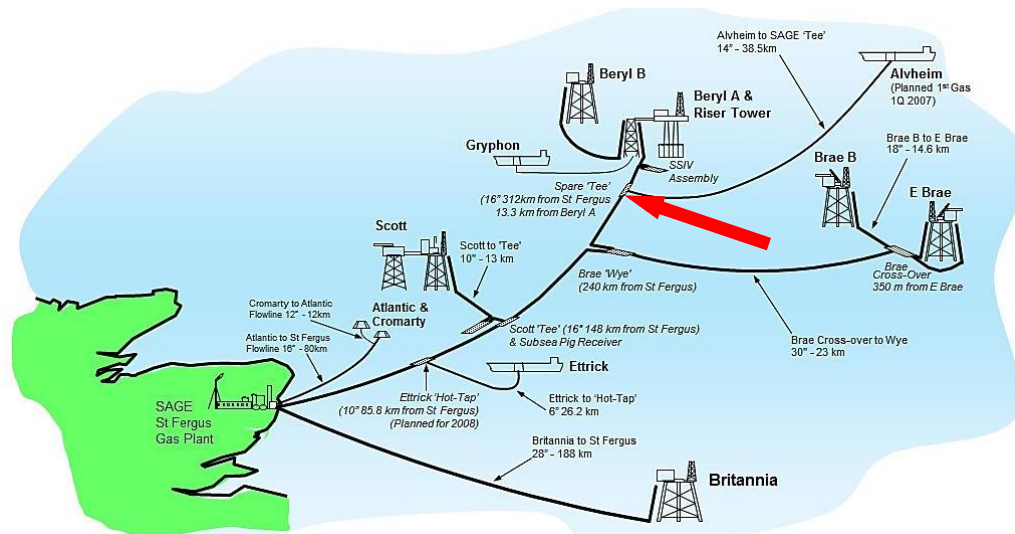
Rørledningen består av 12,2 m lange betongbelagte rørsesjoner som vil bli transportert fra anlegg for betongsdekking på land til leggefartøyet. På leggefartøyet blir rørsesjonene sveiset sammen samtidig som fartøyet beveger seg framover, slik at rørledningen produseres og legges i en kontinuerlig prosess.

DP-opererte fartøy holder den aktuelle posisjon og beveger seg framover ved hjelp av ekstra propellsystemer. Dette medfører at det ikke vil bli etterlatt ankermerker i sjøbunnen. Dette i motsetning til ved bruk av ankeropererte leggefartøyer, der leggefartøyet trekkes framover ved innvinsjing av et antall anker som legges ut av hjelpefartøyer.

### 2.11.4 Tilknytning av UHGP til SAGE rørledning

SAGE (Scottish Area Gas Evacuation) rørledningssystem (30") er illustrert i figur 2.11, er totalt 323 km langt, og består av følgende hovedrørledninger ([www.apachecorp.com](http://www.apachecorp.com)):

- Beryl rørledning fra Beryl Riser tårn (UK blokk 9/13) til Hovedrørledning Y (UK blokk 16/1)
- Brae rørledning fra Brae Y (UK blokk 16/3A) til Hovedrørledning Y (UK blokk 16/1)
- Hovedrørledning fra Hovedrørledning Y (UK blokk 16/1) til SAGE terminalen i St. Fergus



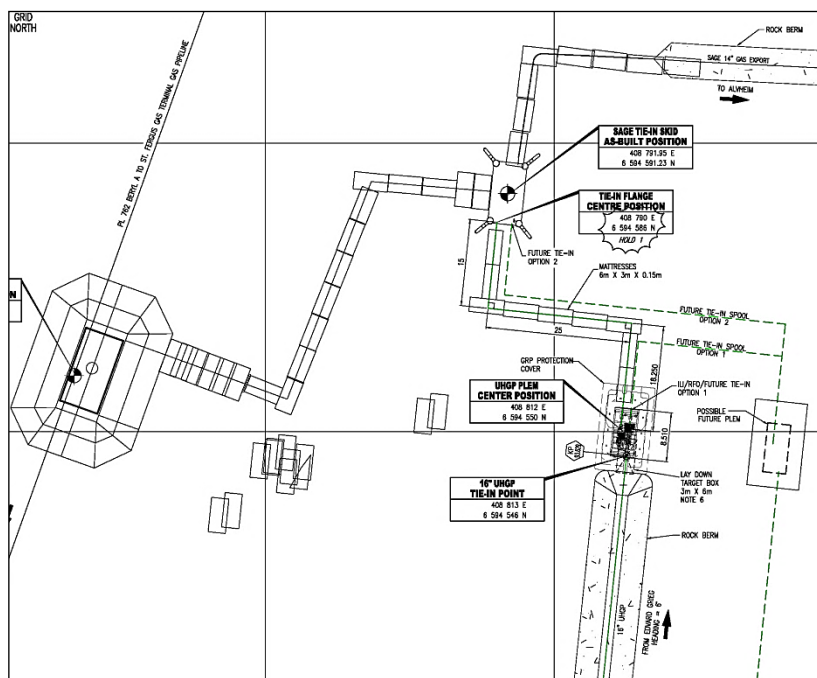
Figur 2.11 Oversikt over SAGE rørledningssystem. Valgt tilknytningspunkt ved SAGE/Alvhheim T er vist med rød pil.

Gass fra de britiske feltene Beryl, Brae, Ettrick og Scott med tilhørende satellitter og assosierte felt, samt Alvhheim på norsk sektor eksporteres til SAGE terminalen i St. Fergus. Gasseksporten gjennom SAGE-systemet startet fra Beryl-området i 1992 (fase A), Scott i 1993 og Brae området i 1994 (fase B). Alvhheim ble satt i produksjon og startet sin gasseksport i juni 2008, men planlagt produksjon til 2028. Oppdaterte ressursestimat samt nye funn som

knyttet opp mot Alvhheim FPSO for prosessering og eksport (Bøyla, PUD godkjent i oktober 2012, og med planlagt oppstart i oktober 2014) vil kunne føre til en lenger produksjonsperiode enn opprinnelig planlagt. Alvhheim kan få en framtidig rolle som knutepunkt for framtidige funn i området (/15/), noe som vil medføre en langsiktig eksportløsning for gass fra området utover forventet produksjonsperiode for Edvard Grieg (til 2035).

Tilknytning av UHGP vil skje med ny PLEM via ledig blindflens på eksisterende SAGE/Alvheim PLEM. Ny ledig blindflens installeres for senere 3. parts tilknytning på UHGP PLEM. Som del av forutsetningene for de kommersielle forhandlingene med operatøren av SAGE, legges det til grunn at den operasjonelle levetiden til SAGE systemet er tilstrekkelig lang til å ivareta Edvard Griegs behov for gasseksport.

Illustrasjon av UHGP tilknytning til eksisterende infrastruktur ved Alvheim PLEM er vist i figur 2.12a. Designtrykk for UHGP, ny PLEM og ekspansjonssløyfer er tilpasset SAGE designtrykk (208 barg). Maksimalt tillatte driftstrykk (MAOP) i SAGE er 173,4 bara. Det er beregnet at trykket i enden av rørledningen (ved påkobling til PLEM) vil være omlag 125 barg. Ved hjelp av ulike systemer for trykksikring, vil det ikke være mulig å overtrykke eksisterende SAGE infrastruktur.



Figur 2.12a. Illustrasjon av arrangement for tilkøpling av UGHP (grønn farge) til eksisterende infrastruktur ved Alvheim PLEM.

Det er med fartøyet MV Geosund i april 2013 gjennomført detaljert oppmåling av sjøbunnen ved eksisterende Alvheim PLEM, samt video- og

fotodokumentasjon av påkoplingspunkt på PLEM-strukturen, jamfør figur 2.12b.



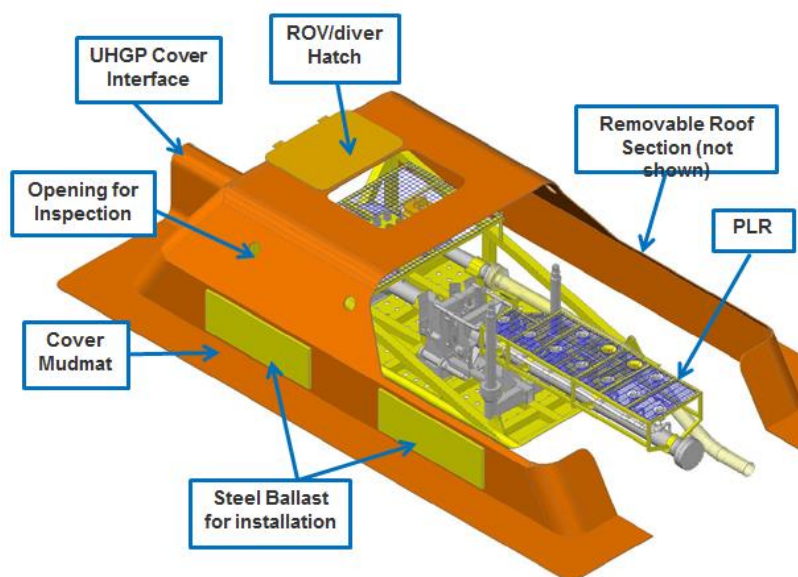
Figur 2.12b. Multistråleekkolodd-bilde av eksisterende Alvheim PLEM, sett fra sørøst. Rød linje viser lokalisering av nordlige del av UHGP fleksibel ekspansjonssløyfe. Stillbilde av eksisterende påkopplingsflens på Alvheim PLEM. Alvheim startet gasseksport til SAGE via Alvheim PLEM i juni 2008.



Det vil legges tilrette for framtidig tilknytning av 3. parts rørledning. Tilknytningsløsningen vil medføre at UGHP og eventuell ny rørledning kan opereres, pigges og stenges ned uavhengig av hverandre. Det vil ikke være behov for ekspansjonssløyfe (spool) mellom UHGP rørledningen og PLEM, fordi rørekspansjonen vil være svært liten, og PLEM'en er utformet for å kunne bevege seg og følge etter den svært begrensede ekspansjonen som vil kunne forekomme. Mekansik beskyttelse av ekspansjonssløyfen vil være bruk av betongmadrass, som

innebærer en videreføring av eksisterende beskyttelsesfilosofi ved Alvheim PLEM.

Som en integrert del av UHGP PLEM ekspansjonssløyfen vil det installeres en tilbakeslagventil (NRV) i nærheten av Alvheim PLEM. Alle ventiler er dykker/ROV opererte uten bruk av hydrauliske løsninger. Dette medfører at utslipp av hydraulikkvæsker til sjø under ordinære driftssituasjoner ikke vil skje. UHGP PLEM strukturen ved Alvheim PLEM er illustrert i figur 2.13.



Figur 2.13. Illustrasjon av UHGP PLEM ved SAGE Tie-in skid, med delvis gjennomskåret beskyttelsesdeksel.

Utformingen av UHGP PLEM ivaretar følgende:

- Skal sikre tilkomst til UGHP, og legge til rette for isolasjon og framtidig tilkobling
- Direkte tilkobling til UHGP, uten bruk av spool
- Tilkobling av ekspansjonssløyfe (spool) til SAGE tilkoblingsramme (fleksibelt element)
- Statoil sikkerhetsfilosofi innebærer 2x 12" ventiler på avgreining
- PLEM, piggearrangement (PLR), tilbakeslagsventil og spool skal fungere som en sammensatt enhet
- Beskyttelsesdeksel skal tillate inspeksjon og tilgjengelighet til sentrale punkter

Med hensyn til utforming og drift av tilkobling av UHGP til SAGE gjennom eksisterende Alvheim PLEM, er det jevnlig dialog og grensesnittmøter med operatør av SAGE (Apache). Det vil også føres en dialog med britiske sikkerhetsmyndigheter for rørledningssystemer (Health & Safety Executive).

## 2.12 BAT vurderinger

I henhold til IPPC direktivet skal beste tilgjengelig teknikker legges til grunn for valg av utbyggingskonsept og teknologi. I Edvard Grieg KU, kapittel 3.5 (/3/) er det redegjort for de vurderinger som operatøren av Edvard Grieg har gjennomført mhp BAT. Her framgår det at transport av olje og gass i nye rørledninger til eksisterende infrastruktur vurderes som en energieffektiv løsning, og det konkluderes med at dette representerer BAT. Edvard Grieg eksporterer gass i rørledning vha eksportkompressorer på installasjonen. For eksport av gass fra feltinstallasjon er dette eneste tilgjengelige løsning. Installasjonen er forberedt for framtidig import av kraft fra land.

Ved Stortingets behandling av PUD for Edvard Grieg, er det lagt til grunn at gasseksport skal skje gjennom ny rørledning til eksisterende infrastruktur,

og at installasjonen skal importere kraft fra land dersom dette gjøres tilgjengelig i området. Da teknologiløsningene, og premisene for disse, for utbyggingen og drift av Edvard Grieg feltet allerede er besluttet, finner utbyggingsoperatør for gassrørledningen at BAT er tilstrekkelig utredet og vurdert for rørledningen.

## 2.13 Norsk avgifts- og klimakvotestystem

Kvoter er betegnelsen på fritt omsettelige tillatelser til utslipp av klimagasser. Én kvote tilsvarer utslipp av ett tonn karbondioksid (CO<sub>2</sub>). Norske myndigheter fastsetter den totale utslippsmengden av klimagasser som virksomheter i kvotesystemet har lov til å slippe ut i en viss periode. Kvotene tildeles gratis og/eller de auksjoneres ut i markedet.

Alle utslipp til luft i forbindelse med gasseksport og drift av UHGP håndteres av operatøren av Edvard Grieg, som også vil ivareta håndteringen av disse utslippene ift norsk avgifts- og klimakvotestystem.

## 2.14 Grunnundersøkelser og havbunnskartlegging

Hensikten med geotekniske undersøkelser er å kartlegge grunn- og bunnforholdene, inkludert bæreevne og sedimentforhold, i områdene for rørledningstraseer. Undersøkelsene avdekker også mulige hindringer på sjøbunnen som skipsvrak, groper, koraller og områder med større steinblokker.

Det er under prosjektutviklingen gjennomført ulike havbunnsundersøkelser for å undersøke og optimalisere rørledningstraseen. Lundin gjennomførte sommeren 2012 en havbunnsundersøkelse av hele rørledningskorridoren (1,2 km bred) fra Edvard Grieg til tilkoblingspunktet på SAGE rørledningssystem (Alvheim T). Langs traseen ble det også tatt grabbprøver av sedimenter og stillbildeanalyser på 16 lokasjoner for nærmere biologiske undersøkelser. Av totalt 90 grabbforsøk (0,1 m<sup>2</sup>), ble det innhentet 54 vellykkede grabbprøver. Åtte av totalt 16 prøvestasjoner var på norsk sokkel, de øvrige på

britisk side i Nordsjøen. Det ble benyttet sideskannende sonar, aktiv sonar, multstråle-ekkolodd, gruntpenetrerende seismiske kilder, CPT og ROV påmontert video/stillbildeutstyr. På de åtte miljøstasjonene på norsk sektor ble foretatt videofilming og tatt stillbilder av sjøbunnen. Av totalt 94 km rørledningslengde, er 47 km på norsk sokkel.

Resultatene fra den norske delen av undersøkelsen er gitt i rapporten (/8/), mens resultatene fra britisk sektor rapporteres i (/10/). Hovedpunktene fra norsk sektor gjengis i det følgende, jamfør figur 2.14:

- På norsk sokkel ble største vandyp (117,5 m) registrert på sonegrensen, ved Kp 47.
- Sjøbunnen er relativt flat og skråner gradvis oppover i sørlig retning til et dyp av 108,0 m ved planlagt Edvard Grieg brønnlokasjon (Kp 0)
- Mulige pockmarks (groper i havbunnen) ble registrert enkelte steder i trasekorridoren
- Det ble ikke registrert potensielt følsomme habitater langs traseen på norsk sokkel (*kapittel 3.5, s14: "No sonic facies consistent with coldwater coral reefs were apparent, nor were signatures consistent with the presence of rocky or stony reefs, which could support Norwegian Red List coral and sponge species."*)
- "Witch Ground" formasjonen ble registrert under sjøbunnsedimentene langs hele den norske traseen, i en tykkelse varierende fra 1,5 m ved sonegrensen til ca 50 m ved brønnlokasjonen.
- Sjøbunnen i hele traseen på norsk sokkel er homogen og består av biotopkomplekset "Dyp ciralittoral sand" (A5.27), karakterisert av siltig finsand sedimenter med enkelte områder med skjellforekomst.
- Den marine muslingen kuskjell *Arctica islandica* er ført opp på OSPARs Liste over truede og reduserte arter, men skjell av arten ble funnet i større antall på to av de åtte stasjonene med grabbprøver. Levende eksemplarer av arten ble funnet i traseen på britisk side. *Arctica islandica* er ikke oppført i det hele i den norske rødlisten for arter 2010 (/11/). Det antas at lite datamateriale og lite kunnskap om utbredelse er grunnen til OSPARs oppføring på listen.



**Figur 2.14a.** Sjøstjerne (*Astropecten irregularis*) på siltig sand. Fig 3.2 fra (/8/).

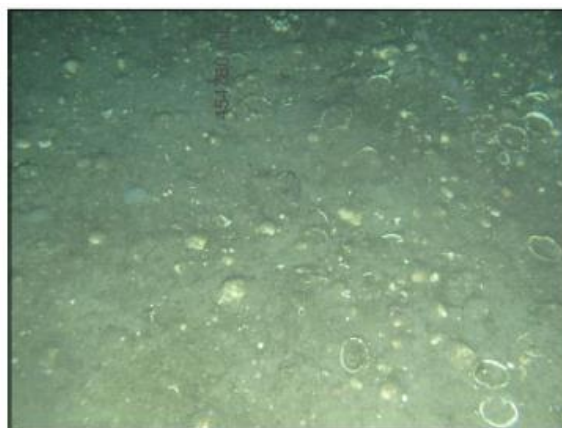


Photo: ENV\_C15\_10  
Sediment: Silty sand with numerous shell fragments (principally of *Arctica islandica*)

**Figur 2.14b** Siltig sand med større antall skjellfragmenter. Fig 3.3 fra (/8/).

#### Forekomst av kulturminner

Det er i forbindelse med sjøbunnsundersøkelsene også kartlagt forekomst av mulige skipsvrak. Langs den totale traseen fra Edvard Grieg til SAGE er det

registrert totalt tre mulige skipsvrak, alle på norsk side av sonergrensen (/8/). Disse er angitt i tabell 2.5 under.

**Tabell 2.5.** Registrerte mulige skipsvrak langs trasekorridoren Edvard Grieg – SAGE. (/8/)

Kp angir avstand fra Edvard Grieg. Alle registreringer er gjort i norsk sone.

Kp	Avstand fra senterlinje	Lengde, m
11.449	449 m SV	20,2
16.311	62 m NØ	6,6
20.528	58 m SV	5,5

Statoil har våren 2013 gjennomført nærmere detaljert havbunnskartlegging for detaljprosjektering av rørledningstraseen. Det ble ikke registrert funn av vrak som medfører konflikt ift rørledningen. Ved eventuell senere funn av vrak vil kulturminnemyndighetene bli varslet ihht Kulturminnelovens bestemmelser. Skulle vrak eller spesielt sårbare naturforekomster bli identifisert, vil dette bli forsøkt hensyntatt gjennom den videre detaljprosjektering gjennom optimalisering av rørledningstraseen slik at konflikt om mulig unngås.

#### Forekomst av koraller og andre sårbare naturforekomster

Det er ikke registrert forekomst av koraller eller andre sårbare naturforekomster i nærhet av rørledningstraseen.

## 2.15 Miljøtilstanden i Nordsjøen

Nordsjøen er i stor grad påvirket av menneskelig aktivitet, men hele åtte land som grenser til havområdet. Havområdet er et av de mest trafikkerte i verden, og her foregår store fiskerier samt utvinning av olje og gass. Rundt det meste av Nordsjøen ligger tett befolkede, høyt industrialiserte land med intensivt landbruk som påvirker havområdet. For Nordsjøen er fiskeriene, tilførsel av organiske miljøgifter og næringsstoffer de viktigste påvirkningsfaktorene. Også oljeforurensning, lokale utslipp av tungmetaller og organiske miljøgifter fra bunnstoff, samt introduserte fremmede arter er identifisert som faktorer som påvirker miljøtilstanden og økosystemene i Nordsjøen. Regjeringen la våren 2013 fram Helhetlig forvaltningsplan for Nordsjøen og Skagerak gjennom

St. Meld 37 (2012–2013) (/12/). Her drøftes bl.a ulike virkemiddel og tiltak for å fortsatt oppnå en forbedring i miljøtilstanden i havområdet.

## 2.16 Miljøovervåking

Miljøovervåking gjennomføres med hjemmel i Forskrift om utføring av aktiviteter i petroleumsvirksomheten (Aktivitetsforskriften). Grunnlagsundersøkelser gjennom kartlegging av miljøstatus mhp sedimentkjemi og biologi skal gjennomføres før prøve- og produksjonsboring. Det er ikke krav til slike undersøkelser før legging av rørledninger.

Norsk kontinentalsokkel er delt inn i 11 overvåkingsregioner, og det blir gjennomført samtidige undersøkelser for alle feltinstallasjoner innen hver region. Overvåkingsundersøkelser for felt i drift gjennomføres hovedsaklig hvert 3. år, sist i 2012 for overvåkingsregion II hvor Edvard Grieg er lokalisert (/13/). Grunnlagsundersøkelser for Edvard Grieg ble inkludert i undersøkelsesprogrammet for 2012. Her konkluderes det med at sedimentene på Edvard Grieg er klassifisert som veldig fin sand og fin sand, og andel totalt organisk materiale (TOM) varierer fra 1,13 til 1,55 %. Det er ikke funnet forhøyede verdier av THC, PAH, NPD eller Ba i forhold til LSC, og konsentrasjonene er på samme nivå som de regionale stasjonene. Faunavariasjonene er små, og resultatene viser en sunn uforstyrret bunnfauna. Faunaen på den nye regionale stasjonen R2–14 skiller seg ikke fra faunaen på Edvard Grieg. Neste overvåkingsundersøkelse i region II vil gjennomføres i 2015.

Lundin har gjennomført grunnlagsundersøkelser ved Edvard Grieg og langs rørledningstraseen til SAGE. På norsk sektor er dette rapportert i (/13a/), og på britisk sektor i (/14/). Konsentrasjonen av total hydrokarboner (THC) i sedimentene langs rørledningskorridoren varierte noe, men var generelt på et lavt nivå, og lå under bakgrunnsverdiene i regionen. Konsentrasjonene av ulike tungmetaller kan ikke direkte sammenlignes med konsentrasjonene funnet i den regionale miljøovervåkingen, dette på grunn av ulik analysemetodikk. Middelveien av tungmetaller på hver miljøstasjon lå imidlertid under OSPARs vurdering av bakgrunnskonsentrasjoner i regionen, unntatt for kadmium.

Langs hele rørledningskorridoren fra Edvard Grieg til SAGE var sjøbunnsfaunaen relativt homogent sammensatt, med gjennomgående de samme dyresystematiske gruppene som dominerende langs hele korridoren. Ulike børstemarker dominerte sjøbunnsfaunaen.

## 2.17 Avfallshåndtering

Det vil i forbindelse med fabrikkasjon, anlegg og installasjon av gassrørledningen inngås kontrakter med leverandører i ulike land. Det vil i de ulike kontraktene som inngås stilles krav om at leverandørene har etablerte system og rutiner for avfallshåndtering i henhold til nasjonalt og lokalt regelverk i de aktuelle land.

Norske myndigheters nasjonale målsettinger er at *"Avfallsproblemene skal løses slik at avfallet gir minst mulig skade for mennesker og naturmiljø, samtidig som avfallet og håndteringen av dette legger minst mulig beslag på samfunnets ressurser."* I Norge og på norsk kontinentalsokkel er Forurensningsloven med forskrifter førende for sortering, pakking, merking, transport og håndtering av avfall, inklusive farlig avfall.

Fartøyer som benyttes under anlegg og installasjon av rørledningen vil ha egne system og rutiner for sortering av avfall ombord, med tanke på levering ved godkjente avfallsmottak på land.

Det vil ombord på Edvard Grieg kunne oppstå avfall i forbindelse med drift av rørledningen. Dette vil inngå i og omfattes av avfallsplanen som skal utarbeides for installasjonen, og avfallet vil håndteres i henhold til denne og i samsvar med gjeldende norsk regelverk.

## 2.18 Tidsplan for prosjektet

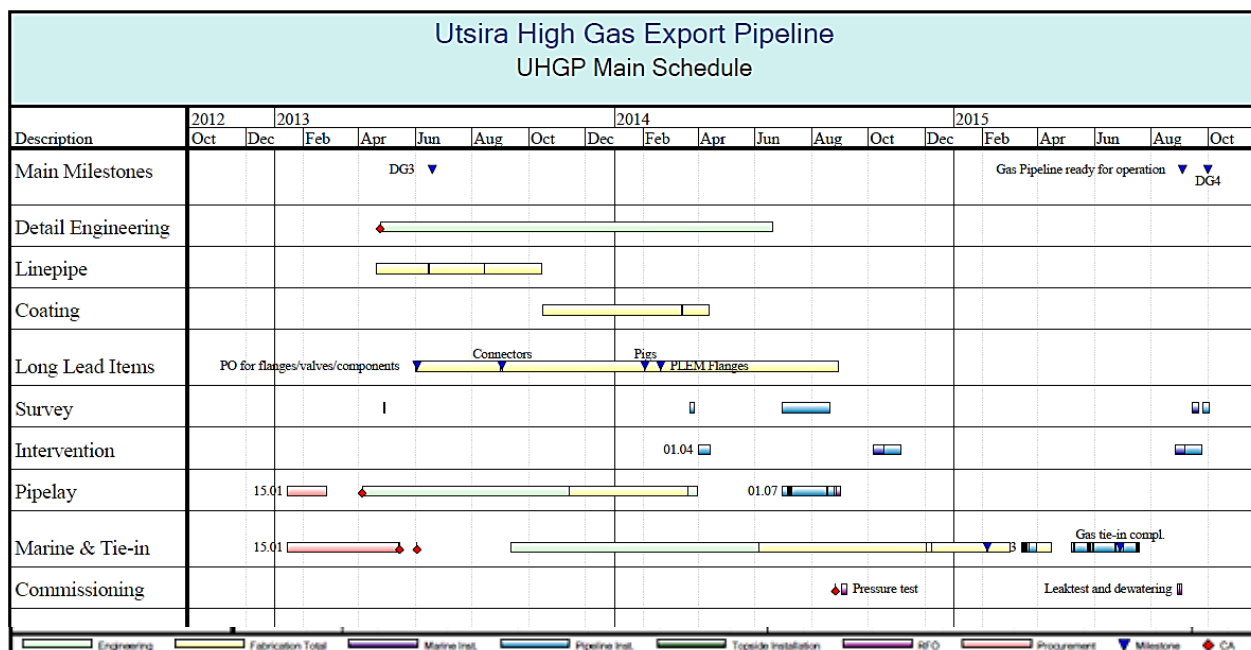
Prosjektets foreløpige hovedplan som er lagt til grunn for anlegg og drift av gassrørledningen er vist i figur 2.15. Planen er basert på at eierne sanksjonerer investeringsbeslutningen i løpet av juni 2013, og at rørledningen er klar for å settes i drift 1. oktober 2015. Edvard Grieg installasjonen skal etter operatørens planer starte produksjon og gasseksport 1. oktober 2015.

Følgende milepæler er lagt til grunn ved planleggingen:

- Konseptvalg (DG2) 11.12.2012
- Investeringsbeslutning (DG3) 19.06.2013
- Innsending av PAD 28.06.2013
- Godkjenning av PAD 01.11.2013
- Start rørlegging 01.07.2014

- Rørledning klar for drift 01.09.2015
- Oppstart gasseskport (DG4) 01.10.2015

Grunnet uavklarte avtaleforhold på britisk sektor er innsending av PAD utsatt til oktober 2013.



Figur 2.15. Foreløpig hovedplan for anlegg og installasjon av Utsirahøyden gassrørledning.

## 2.19 Investeringer og kostnader

De totale investeringskostnadene for anlegg av Utsirahøyden gassrørledning inkluderer følgende hovedelementer:

- Prosjektering og prosjektledelse
- Stålkjøp og fabrikasjon av rørledning, ekspansjonssløyfe og ventiler
- Marine operasjoner inkl rørlegging, steininstallasjon og sammenkobling
- Forsikring, beløp for å ivareta markedsjusteringer og beredskap

Vinteren 2012/2013 var forventningsrett investeringsestimert (konseptvalg/beslutning om videreføring) på 1.605 MNOK (2012), og dette ligger til grunn for de beregninger og vurderinger som er gjort som del av den foreliggende KU. Senere oppdateringer av kostnadsestimatene og kontraktsinngåelser kan føre til mindre endringer av estimatene. For mer informasjon om investering og kostnader, henvises det til kapittel 8.

Oppdaterte forventningsrette investeringskostnader som er lagt til grunn for eiernes investeringsbeslutning vil gjennom innsending av PAD legges fram for myndighetene.

## 2.20 Avslutning

For rør og kabler gjelder retningslinjene i St.meld. nr. 47 (1999–2000) *Disponering av utrangerte rørledninger og kabler*. Som en generell regel kan rør og kabler etterlates når de ikke er eller kan bli til ulempe eller utgjøre en risiko for bunnfiske, vurdert ut fra kostnadene med nedgraving, tildekking eller fjerning. I samsvar med dagens praksis vil rørledningen bli etterlatt etter rengjøring og sikring av endene ved nedgraving eller tildekking med stein/grus for å unngå framtidig fare for fiskeriaktivitet i området. For avslutning og disponering av den del av gassrørledningen som ligger på britisk sektor, vil det utarbeides tilsvarende planer i henhold til britisk regelverk og krav fra britiske myndigheter.

### 3 Områdemessig beskrivelse

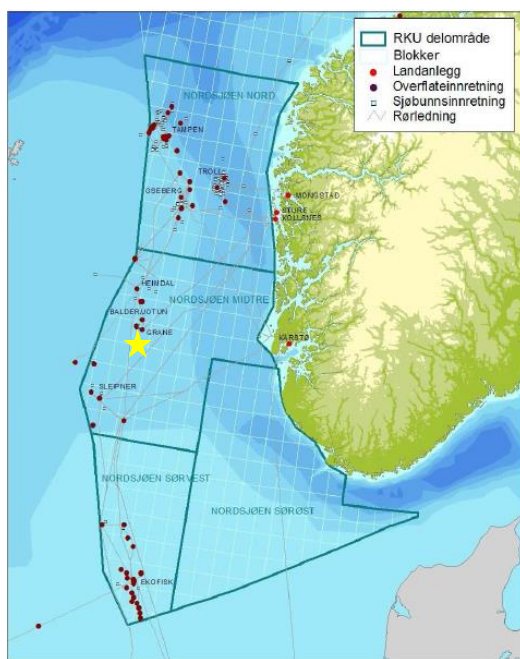
#### 3.1 Forholdet til RKU for Nordsjøen

Regional konsekvensutredning for Nordsjøen (RKU–Nordsjøen) ble første gang sluttbehandlet av Olje- og energidepartementet i 1999. Siste versjon av RKU–Nordsjøen er oppdatert pr 2006, og ble godkjent av departementet i 2007. Hovedrapport med underlagsrapporter kan lastes ned fra: [http://www.statoil.com/no/EnvironmentSociety/Environment/impactassessments/RegionalEIA/Pages/EIA\\_RKUNordsj%C3%B8en2007.aspx](http://www.statoil.com/no/EnvironmentSociety/Environment/impactassessments/RegionalEIA/Pages/EIA_RKUNordsj%C3%B8en2007.aspx)

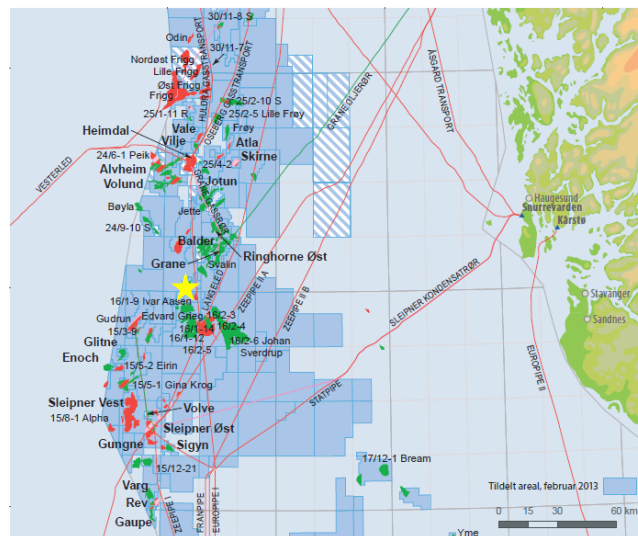
RKU–Nordsjøen (/11a/) gir en fylldig beskrivelse av naturressurser og miljøforhold i Nordsjøen. Det vises spesielt til kapittel 17 Miljøovervåking for en

detaljert beskrivelse om bunnforhold, sedimenter og bunnfauna. Kapittel 7 gir en oversikt over de sårbare naturressursene som finnes i området.

Utredningsområdet for RKU er representert ved et aktivitetsområde, samt et område som kan tenkes berørt av virksomheten i dette aktivitetsområdet. Til sammen omtales dette som influensområdet. Influensområdets utstrekning vil variere mellom ulike typer av påvirkning. RKU–Nordsjøen dekker havområdene mellom Norges sørlige sokkelgrense og 62°N. For enkelte fagtema er dette området inndelt i fire underregioner: Nordre, Midtre, Sørøst og Sørvest. Edvard Grieg ligger mellom Sleipner og Grane i underregion "Midt" (figur 3.1 og 3.2).



Figur 3.1. Aktivitetsområde for RKU–Nordsjøen. Området for Edvard Grieg er vist med gul stjerne.



Figur 3.2. Felt og funn i den midtre del av Nordsjøen. Området for Edvard Grieg er vist med gul stjerne /15/.

#### 3.2 Helhetlig forvaltningsplan for Nordsjøen og Skagerak

Regjeringen la våren 2013 fram Helhetlig forvaltningsplan for Nordsjøen og Skagerak gjennom St. Meld 37 (2012–2013) (*Helhetlig forvaltning av det marine miljø i Nordsjøen og Skagerak (forvaltningsplan)*) (/12/). Forvaltningsplanen er et verktøy både for å tilrettelegge for verdiskaping og for å opprettholde miljøverdiene i havområdet.

Forvaltningsplanen er utarbeidet etter samme modell som tidligere forvaltningsplaner for andre norske havområder. Forvaltningsplanen bygger på tidligere og ny kunnskap om miljøverdier og viktige ressurser for verdiskaping i havområdet og utvikling i miljøtilstand, påvirkning på økosystemene og miljørisiko. Det er utarbeidet en rekke faglige grunnlags- og underlagsrapporter som gir en grundig og oppdatert beskrivelse av de ulike faglige utredningstemaer.

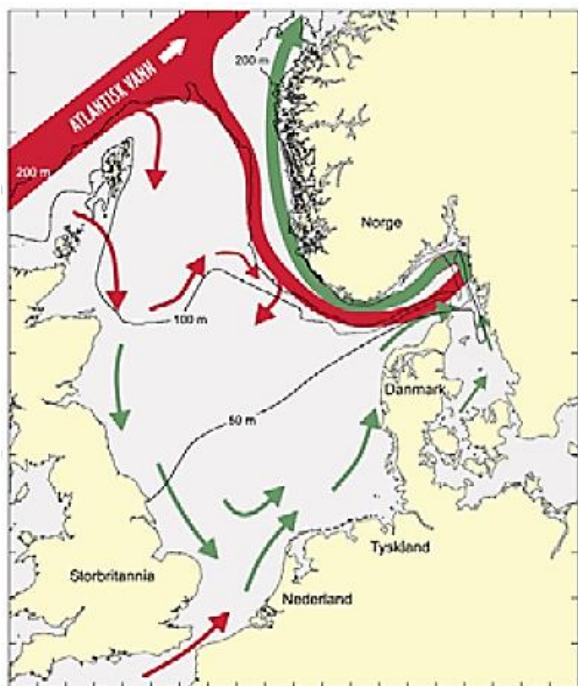
### 3.3 Kort om området

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

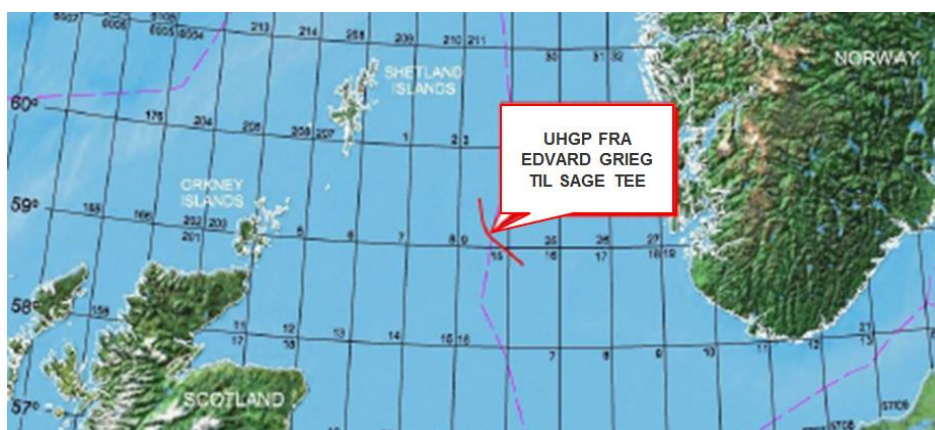
det blir liten forskjell i vannmassenes egenskaper mellom øvre og nedre lag. Om sommeren gjør oppvarmingen i det øvre vannlaget at det blir et klart temperatursprang i 20–50 m dyp. Nordsjøen og Skagerrak er møtested for atlantehavsvann og ferskvann, som i utgangspunktet har forskjellige egenskaper mht. egenvekt, saltinnhold og temperatur. Vannmassene i Nordsjøen strømmer for det meste mot klokken, svinger innom Skagerrak og fortsetter så nordover som en del av Den norske kyststrømmen (figur 3.3).

Lokaliseringen av UHGP framgår av figur 3.4.

Variasjoner i strømbildet har stor effekt på økosystemet i Nordsjøen. Om vinteren er vertikalblandingen god i de fleste områdene, slik at



**Figur 3.3.** De viktigste trekkene ved sirkulasjonsmønstre og dybdeforhold i Nordsjøen og Skagerak. Røde piler: atlantisk vann. Grønne piler: kystvann. (Figur A.3.1 i (/16/))



**Figur 3.4.** Lokalisering av UHGP. Utsnitt av figur i (/8/), omarbeidet med norsk tekst.

### 3.4 Særlig verdifulle og sårbare områder

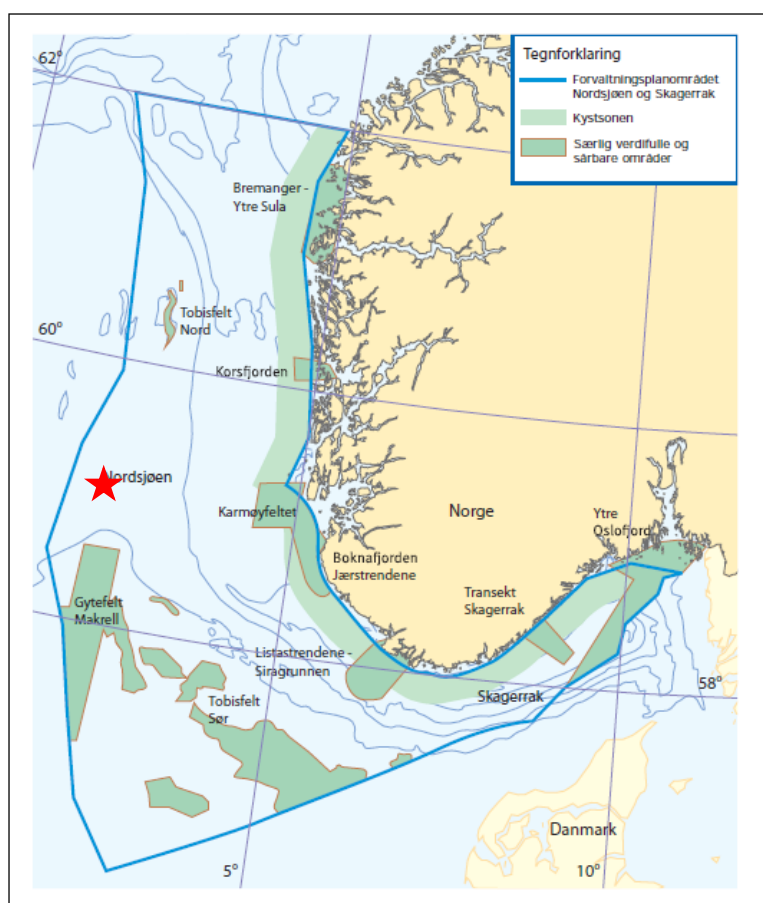
I Helhetlig forvaltningsplan for Nordsjøen og Skagerak (/12/), arealrapporten til denne (/16/) og i sammenstillingsrapporten for verdifulle områder /17/ drøftes og identifiseres særlig verdifulle og sårbare områder. "Særlig verdifulle og sårbare områder er områder som ut fra naturfaglige vurderinger har vesentlig betydning for det biologiske mangfoldet og den biologiske produksjonen i havområdet, også utenfor områdene selv. Eksempler på miljøvurderinger i særlig verdifulle og sårbare områder leve- eller gyteområder for fisk, viktige leveområder for sjøfugl, eller korallforekomster. Områdene er valgt ut ved hjelp av forhåndsdefinerte kriterier, hvor betydning for biologisk mangfold og biologisk produksjon har vært de viktigste. I tillegg er en rekke utfyllende kriterier vurdert, for eksempel økonomisk, sosial og kulturell betydning og vitenskapelig verdi.

Områdernes sårbarhet for påvirkning er også identifisert på bakgrunn av forekomstene av arter og naturtyper som naturlig hører hjemme i områdene.

*De ulike naturtypene og artenes spesifikke sårbarhet for ulike typer påvirkning vil variere og er identifisert ut i fra hvilke effekter den enkelte påvirkning kan ha på artens og bestandens utvikling og overlevelse. Denne sårbarheten vil kunne variere i tid og rom. Sårbarhet vurderes som en egenskap ved naturverdiene uavhengig av om påvirkningene faktisk er til stede eller ikke."* (/12/)

De identifiserte særlig verdifulle og sårbare områdene er vist i figur 3.5, slik disse er framstilt i St.meld 37 om Helhetlig forvaltningsplan for Nordsjøen og Skagerak (/12/). Det er ingen foreslåtte marine verneområder som kan bli berørt av den planlagte rørledningen.

I følge oppdatert arealrapport til Helhetlig forvaltningsplan for Nordsjøen og Skagerak (/16/, s 50), er det ikke gjort registreringer av koraller på bankområdene i Nordsjøen. I vestskråningen av Norskerenna ved Tampen er det en kjent korallforekomst. Det er våren 2012 gjennomført sjøbunnskartlegging av de aktuelle traseer og lokasjoner for nye anlegg. Det ble ikke registrert korallforekomster i de aktuelle bunnområdene.



**Figur 3.5.** Kart over særlig verdifulle og sårbare områder.

Figur 3.15 i St.meld 37 (2012–2013) (/12/). Området for Edvard Grieg er vist med rød stjerne.



### 3.5 Sjøfugl

Nordsjøen er et viktig område for mange sjøfuglbestander. Sjøfuglene i området hekker i hovedsak i Sør-Norge og nordøstlige deler av Storbritannia. Utenfor hekkesesongen er Nordsjøen et viktig område for mange sjøfuglbestander som er hjemmehørende i nordøstlige deler av Storbritannia og som trekker over Nordsjøen etter endt hekking. Området tiltrekker seg også store antall sjøfugler fra både Norskehavet og Barentshavet. Mange sjøfuglarter har derfor viktige trekk-, raste- og overvintringsområder her. Sjøfuglbestandene i norsk del av Nordsjøen er anslått til omlag 133.000 hekkende par.

Tolv prosent av alle norske sjøfugler hekker i området, dominert av de kystbundne sjøfuglartene (måker, terner, skarver og ærfugl). Det er hekkebestandene av ærfugl, fiskemåke, sildemåke og gråmåke som er de mest tallrike i området, etterfulgt av lunde, svartbak, makrellterne, rødnebbterne og krykkje. Generelt viser utviklingen for sjøfugl i Nordsjøen at bestanden hos arter som beiter i åpent hav (pelagisk) går tilbake. Det samme gjelder mange kystnære arter, men bildet er mer variert for denne gruppen.

I Nordsjøområdet regnes lomvi, alke, lunde og alkekonge som de viktigste pelagisk dykkende sjøfuglene. Artene havhest, havsule, havsvale, stormsvale, storjo, tyvjo og krykkje regnes som de viktigste pelagisk overflatebeiteartene.

Arealrapporten som er grunnlag til Helhetlig forvaltningsplan for Nordsjøen og Skagerak (/16/) inneholder oppdaterte status og vurderinger av sjøfuglbestandene i Nordsjøen, og det følgende er hentet fra denne. Store bestander av sjøfugl oppholder seg i Nordsjøen og Skagerrak. Den norske delen av kontinentalsokkelen utenfor Vest-Agder til Sogn og Fjordane er identifisert som et meget viktig område for sjøfugl i Nordsjøen. Dette området inkluderer deler av Norskerenna og Skagerrak.

Ved å kombinere nye toktdata med data fra databasen European Seabird at Sea (ESAS), er det gjennomført simuleringer av utbredelsesscenarier for utvalgte sjøfuglarter for alle fire årstidene (/16/). Vintersesongen har den høyeste variasjonen i estimert antall sjøfugl, noe som sannsynligvis skyldes tilgjengelighet og mengde av viktige

næringsemner som ungsild (*Clupea harengus*).

Krykkje er meget tallrik i hele Nordsjøen om vinteren. Resten av året er forekomstene typisk mer moderate lengst til havs. For lomvi viser modelleringer at det forventes svært høye tettheter i hele Nordsjøen i høstperioden. Ellers i året kan det påregnes store antall lengst til havs, unntatt om sommeren når hekkefuglene må være innenfor aksjonsradius av koloniene og derfor opptrer mer kystnært. Lang avstand til nærmeste hekkekoloni forklarer trolig hvorfor de sørligste delene av Nordsjøen har lave tettheter av lomvi om sommeren. Det er langt færre alker i Nordsjøen, men dette er først og fremst fordi hekkebestandene av denne arten er langt mer fåtallige. Nordsjøen er faktisk et av artens viktigste overvintringsområder, med de største konsentrasjonene i de sørligste delene av området. Alkekonge er bare analysert for vintersesongen da den ikke er vanlig i Nordsjøen til andre årstider. Tettheten av alkekonge er som regel relativt høy i hele Nordsjøen om vinteren.

Sammenlignet med de store forekomstene i Norskehavet og Barentshavet er ikke lunde spesielt tallrik i åpent hav i Nordsjøen. Ikke desto mindre oppholder en stor del av den sørnorske og den britiske bestanden seg i Nordsjøen om vinteren, en periode hvor arten er blant de mest pelagiske av sjøfuglene våre. Sommerstid er naturlig nok de nordligste delene av Nordsjøen viktigst, siden det er her vi finner de største hekkekoloniene både på norsk og britisk side.

Havområdene over kontinentalskråningen er spesielt produktive og viktige for de mest pelagiske artene som havhest, krykkje og lunde. Alle har internasjonal verneverdi, lunde er også en norsk ansvarsart og oppført som sårbar på den norske rødlista, mens krykkje blir oppgradert fra sårbar til sterkt truet på revisjonen av rødlista i 2010. Tilsvarende områder er utpekt som særlig betydelige for sjøfugl i mange geografiske områder. Man vet også at alkefuglene gjennomgår fjærfelling (myting) i åpent hav etter hekkesesongen. Arter som lomvi og andre alkefugler er flygeudyktige i 45–50 dager under mytingen vil de da være ekstra sårbare.

De forskjellige sjøfuglartene har ulik sårbarhet mot oljeforurensning gjennom ulike deler av året. Klima-

og forurensningsdirektoratet (Klif) og Direktoratet for naturforvaltning (Dn) har utarbeidet en modell for prioritering av miljøressurser ved akutte oljeutslipp langs norskekysten og på Svalbard (MOB-modellen), se referanse 22 i (/3/). Etter denne rangeringen har de ulike sjøfuglgruppene fått sårbarhetsverdier som vist i tabell 3.1. Tabellen viser

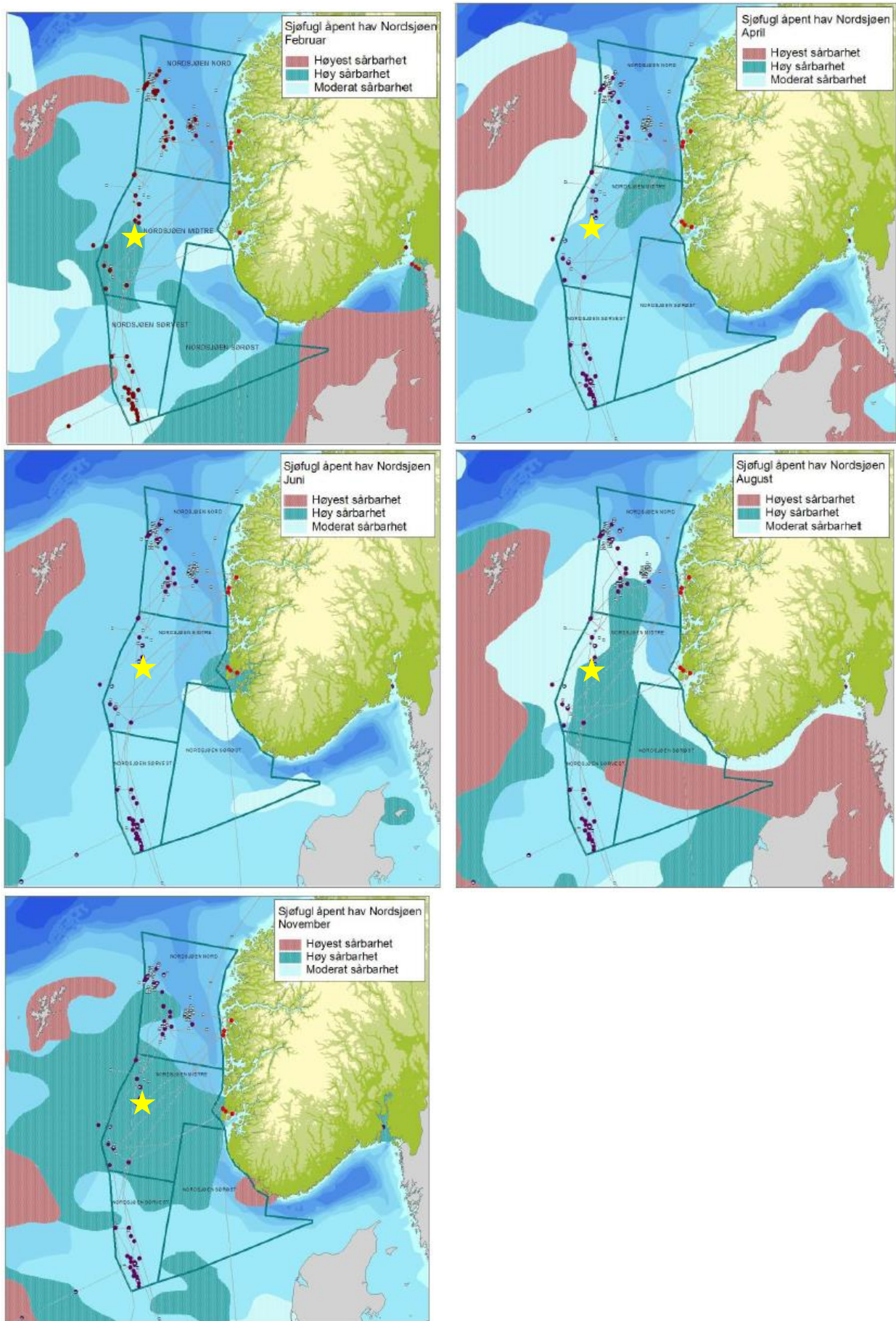
at de dykkende artene er mest sårbare for oljeforurensninger, og at de er sårbare hele året. Sårbarhetsverdi 3 indikerer arter som har internasjonal eller nasjonal verdi og generell høy sårbarhet for olje.

**Tabell 3.1** Sårbarhetstabell for oljepåvirkning av sjøfugl i henhold til MOB modellen. Etter (/3/).  
1 angir minst sårbarhet, mens 3 angir mest sårbarhet.

Økologisk gruppe	Hekking	Sommerområde for		Hvile	Vinterområde
		Myting	Næringssøk		
Pelagisk overflatebeitende	1	2	1	-	2
<b>Pelagisk dykkende</b>	<b>3</b>	<b>3</b>	<b>3</b>	<b>3</b>	<b>3</b>
Kystbundne overflatebeitende	2	1	1	2	1
Kystbundne dykkende / bentisk beitende	3	3	3	3	3

I de senere år har spesielt sjøfuglarter som henter mat langt til havs hatt store problemer, Av rødlisteartene gjelder dette krykkje, lomvi og lunde i et stort område som strekker seg fra Island i vest, via Færøyene og Skottland til Norge i øst. På mange lokaliteter har disse artene milslykkes fullstendig med hekkingen.

RKU Nordsjøen viser de ulike sjøområdenes betydning for sjøfugl på åpent hav gjennom året, jamfør figur 3.6. Kartene viser at sjøfugl i de aktuelle områdene for marine operasjoner knyttet til UHGP har en moderat til høy sårbarhet i perioden juni – august, når disse aktivitetene vil gjennomføres.



**Figur 3.6.** Relativ viktighet av områder for sjøfugl på åpent hav i Nordsjøen i ulike måneder. Figur 7–20 i RKU Nordsjøen, sammenstillingsrapport) (/11a/). Området for Edvard Grieg er vist med gul stjerne.

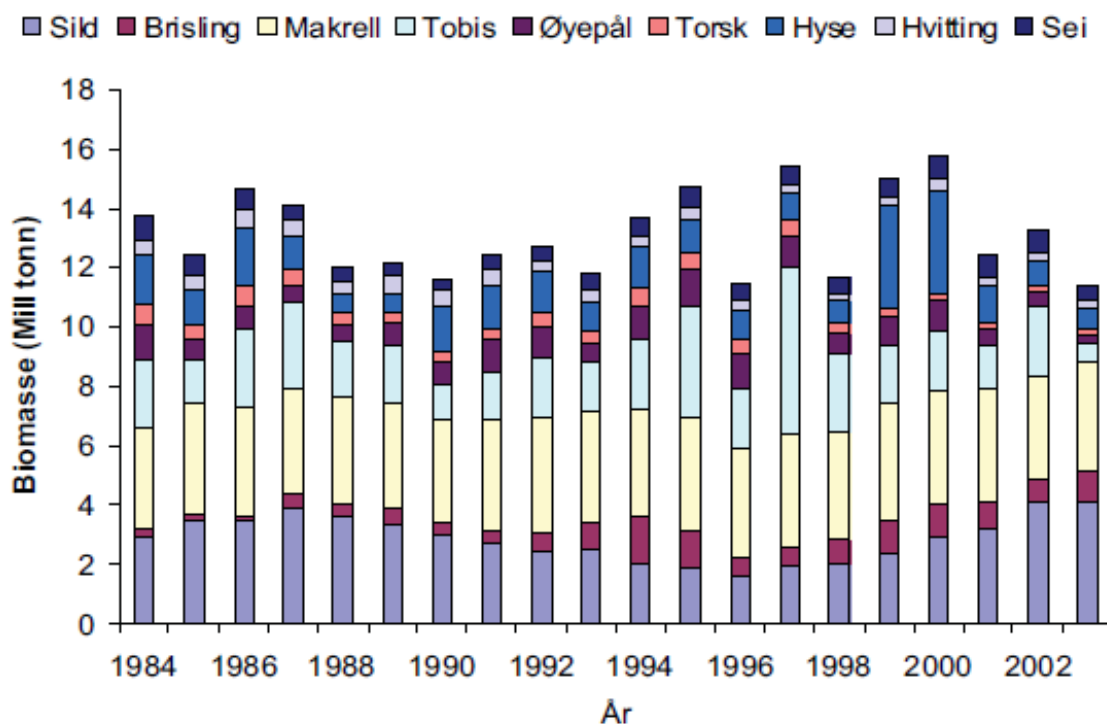
### 3.6 Fiskeressurser

Arealrapporten 2010 som grunnlagsdokumentasjon (fra 2010) for Helhetlig forvaltningsplan for Nordsjøen og Skagerak (/16/) inneholder oppdaterte bestandsvurderinger av alle sentrale fiskebestander i Nordsjøen. Beskrivelsen av fiskebestandene som er gjort i Edvard Grieg KU (/3/), baserer seg på den oppdaterte arealrapporten til den helhetlige forvaltningsplanen.

Nordsjøen er leveområde for flere økologisk og kommersielt viktige fiskebestander, der de viktigste områdene er lokalisert til de nordlige deler av

Nordsjøen. De sentrale delene av havområdet har en lavere primærproduksjon, og har også mindre fiskebestander enn lenger nord.

Sild og brisling er de fiskearter som dominerer den pelagiske delen av økosystemet i Nordsjøen (det vil si i de frie vannmasser), der de befinner seg hele året. Den totale fiskemengden i Nordsjøen har variert mellom 11 og 15 millioner tonn de siste 20–25 årene, se figur 3.7. Den relative fordelingen av biomasse mellom arter viser store variasjoner i denne perioden. På 1960–70 tallet ekspanderte torskefiskene, mens de pelagiske bestandene nå utgjør en atskillig større del av biomassen enn da.



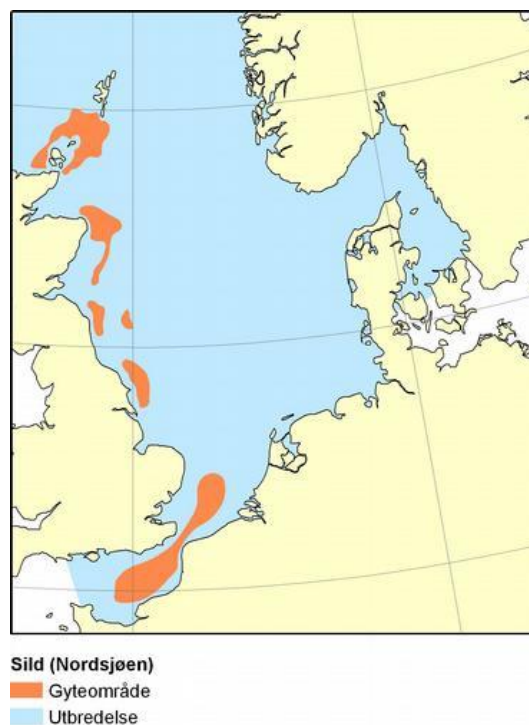
Figur 3.7. Biomasse av de viktigste utnyttede fiskebestandene i Nordsjøen. Figur A.7.1 i (/16/).

Beskrivelsen av fiskebestandene er noe forkortet, og hentet fra Edvard Grieg KU (/3/), som er basert på den oppdaterte arealrapporten (/16/).

Utbredelseskartene som er vist er hentet fra nettsidene til Havforskningsinstituttet (<http://www.imr.no/temasider/fisk/nb-no>).

### Nordsjøsild (*Clupea harengus*)

Sild er en nøkkelart i økosystemet med stor utbredelse i Nordsjøen. Nordsjøsild er en pelagisk stimfisk som finnes i Nordsjøen, Skagerrak og Kattegat. Nordsjøsildas viktigste gyteområde finnes i nordvestlige deler av Nordsjøen (Shetland) og sørover langs østskysten av Storbritannia. Nordsjøsilda gyter om høsten. Det er både høst-, vinter- og vårgytende sild i området, men det er høstgytende sild som dominerer. I nærliggende områder finner man norsk bvårgytende sild i Norskehavet, Barentshavet og sørover langs kysten til og med Lindesnes på ettervinteren. Silda er viktig som predator og bytte for andre fiskebestander, sjøfugl og sjøpattedyr. Nordsjøsilda blir kjønnsmoden når den er 2–3 år. Sild gyter rett over bunnen, der den trenger spesielle bunnssubstrat. Rogna gytes og befruktes rett over bunnen, synker og kleber seg til substatat og tang og tare. Når larvene klekkes, stiger de og samles i overflatevannet og driver med vannmassene.



Figur 3.8. Nordsjøsild, gyteområder og utbredelse.

### Tobis

Tobis er et samlebegrep for flere arter innen silfamilien (*Ammodytidae*). Tobisen holder til på sandbunn, hvor den tilbringer en stor del av tiden i nedgravd tilstand, og den går i dvale om vinteren. Den slanke torpedoformede kroppen med utstikkende underkjeve gjør den godt tilpasset til å grave seg ned. Tobis utgjør viktig føde for annen fisk, sjøpattedyr og sjøfugl, og spiller en nøkkelrolle i det marine økosystemet. Tobis og øyepål er viktige arter i Nordsjøen, både som fiskeressurs og som byttedyr for flere større fiskearter og sjøfugl. Negative påvirkninger på disse fiskeartene kan ha konsekvenser for hele økosystemet. Viktige gyteområder for tobis er identifisert som særlig verdifulle og sårbare områder, jamfør figur 3.5. Gyteperioden er i januar og februar, med forekomst av larver i februar – april.



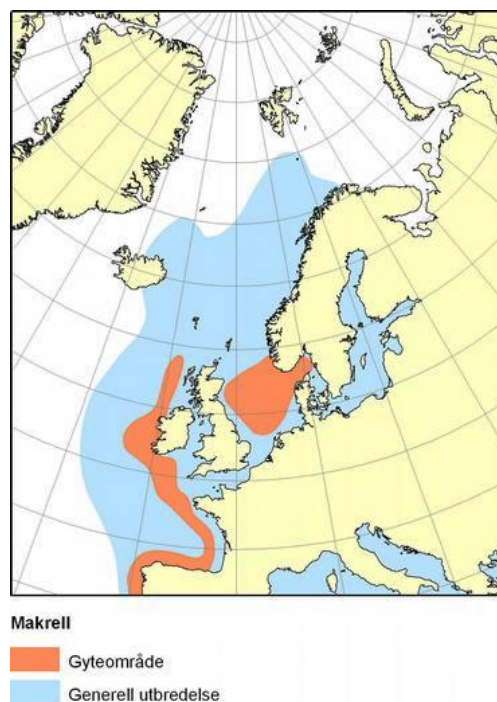
Figur 3.9 Tobis, utbredelsesområde

### Makrell (*Scomber scombrus*)

Makrell er en pelagisk og hurtigsvømmende fisk. Den er utbredt i Nordøstatlanteren fra Nordvest-Afrika til Barentshavet, og vestover i Norskehavet til Island. Den går også inn i Østersjøen. Makrellen i europieske farvann forvaltes som en bestand, selv om den består av tre gytebestander: nordsjømakrell som gyter sentralt i Nordsjøen og Skagerak (mai-

juli), vestlig makrell som gyter vest av Irland og Storbritannia (mars-juli) og sørlig makrell som gyter i spanske og portugisiske farvann (februar-mai). Hoveddelen av makrellbestanden tilhører den vestlige gytebestanden. Makrellen gyter i overflate-laget, og eggene har stor oppdrift, noe som medfører at de flyter helt i overflatelaget. Larvene er ca 3,5 mm ved klekking, men vokser raskt til ca 20

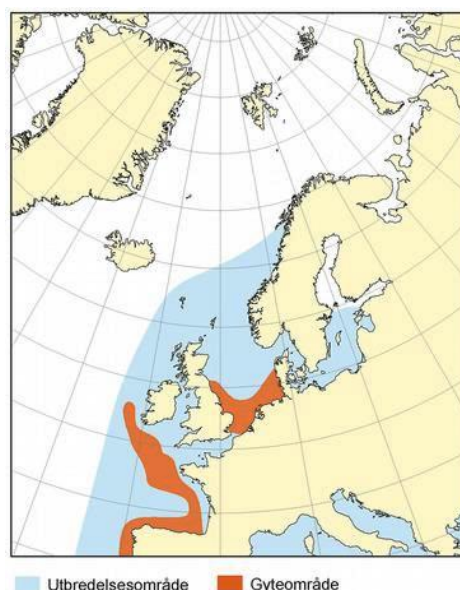
cm allerede samme høst. Makrellen er varmekjær, og foretrekker temperaturer over 6 °C. Den blir kjønnsmoden ved ca 30 cm lengde. Den kjønnsmodne del av nordsjøbestanden (som makrellen ved norskekysten hovedsakelig tilhører), overvintrer utenfor Vestlandet og i ytre del av Norskerennsa nord til Vikingbanken. Den felles vinterbestanden splitter seg i de ulike delbestandene i desembermars, da de vandrer tilbake til sine respektive gyteområder.



Figur 3.10 Makrell, gyteområder og utbredelse.

**Taggmakrell** (også kalt hestmakrell) (*Trachurus trachurus*) Taggmakrell er en hurtigsvømmende pelagisk stimpfisk som kan vandre over store områder. Den blir kjønnsmoden ved 20 cm og er da vanligvis 3–5 år gammel. Den kan bli 40 år gammel og de største kan bli 40 cm og 1,6 kg, men så store eksemplarer er sjeldne. Det er en varmekjær art som helst vil ha temperaturer på over 8°C.

Taggmakrellen er utbredt fra Afrika til ca 66 °N, inklusive Middelhavet, Svartehavet og Skagerak. I de europeiske fiskeområdene er det tre taggmakrellbestander. Vestlig taggmakrell gyter stort sett i samme område og samme tid som vestlig makrell. Etter gyting foretar den også en tilsvarende næringsvandring inn i Nordsjøen og Norskehavet. Den totale fangsten av taggmakrell (alle tre bestandene) har vist en synkende kurve, mens fangst av den vestlige bestanden har variert noe mer.

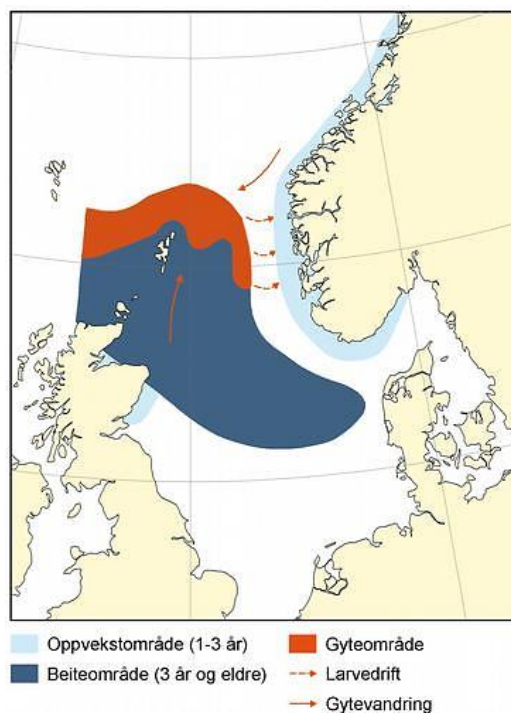


Figur 3.11. Taggmakrell, gyteområder og utbredelse.

### Nordsjøsei (*Pollachius virens*)

Den første tiden etter klekking lever seien i fjæra på norskekysten, men trekker etterhvert ut på dypere vann. Om våren når seien er tre–fire år gammel, vandrer mesteparten av årsklassen over Norskerenna til Nordsjøen. Sommerstid finnes det sei over hele Nordsjøplatået fra ca 57 °N til 62 °N, men om vinteren er seien konsentrert på gytefeltene vest for Shetland og mellom Shetland, Tampen og Vikingbanken.

Umoden sei er konsentrert langs vestkanten av Norskerenna, særlig omkring Statfjordfeltet og ved Egersundbanken og sørøstover. Også sommerstid finnes de største tetthettene ved ytterkantene av Nordsjøplatået. I tillegg til seibestandene i Nordsjøen og vest av Skottland, er det også sei ved Færøyene, Island og langs norskekysten nord for 62 °N, ved Newfoundland og Canada.



Figur 3.12. Nordsjøsei, gyteområder og utbredelse.

### Nordsjøtorsk (*Gadus morhua*)

I Nordsjøen er torsk ganske stedbunden, og en regner med at det finnes flere lokale stammer med gytefeltet bla. i Den engelske kanal, ved Doggerbank og langs Skotskekysten. Det er ingen klare grenser mellom de forskjellige stammene, og gyting kan forekomme over hele Nordsjøen. Gytingen foregår mellom januar og april, tidligst i sør, og eggene klekkes etter to tre uker. I juni er yngelen 20–80 mm lang, og de viktigste oppvekstområdene er langs Danskekysten til Tyskebukta. Det finnes vanligvis også en god del yngel rundt Shetland.

Den første vinteren når yngelen en lengde på 13–27 cm. Enkelte hanner kan bli kjønnsmodne allerede som to-åringer, men de fleste blir kjønnsmodne som tre- og fireåringer ved en lengde på ca 50 cm. Som seksåringer kan de vei opp mot ti kg. Torsken i Nordsjøen vokser raskere og blir tidligere kjønnsmoden enn torsken i Barentshavet, og den har et kortere livsløp. Torsken lever i hovedsak ved bunnen, men den kan også gå høyt i vannsøylen for å beite på fiskestimer. Torsken er en utpreget kannibal, og kan spise opp til tre år gamle artsfrender. I tillegg til torskebestanden i Nordsjøen, er det også bestander i Østersjøen, Kattegat, Irskesjøen, ved Færøyene, Island, Norskekysten,

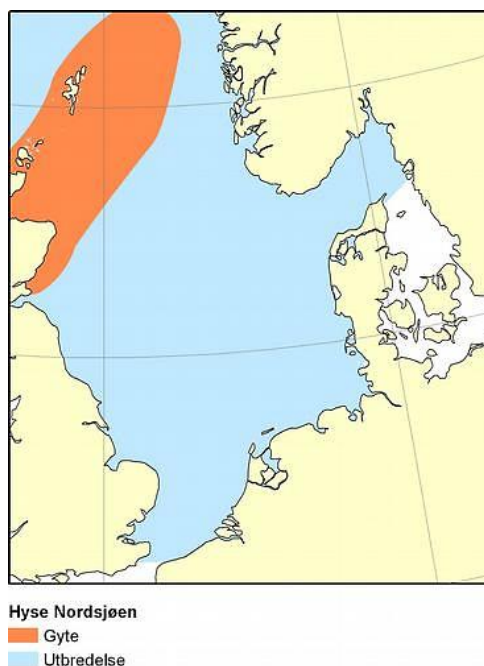
Barentshavet, øst- og vestkysten av Grønland, langs Canada og USA sør til Cape Hatteras (35 °N).



Figur 3.13. Nordsjøtorsk, utbredelse.

### Nordsjøhyse (*Melanogrammus aeglefinus*)

Nordsjøhyse gyter i mars-mai i de sentrale delene av Nordsjøen. Hysa produserer med ujamne mellomrom meget sterke årsklasser. Oppvekstområder er kystnære områder i Morray Firth, rundt Orknøyene, Shetland og langs eggkanten på ca 200 meters dyp fra Shetland til Skagerak. Hysa er en typisk bunnfisk. I Nordsjøen blir hysa kjønnsmoden ved to til tre årsalder, og den er da ca 28 cm lang. Ved fem års alder er den 38–45 cm lang. Utbredelsen av hyse har endret seg de siste 50 årene. Tidligere var det ganske mye hyse sør i Nordsjøen, men nå lever mesteparten nord for en linje trukket mellom Newcastle og Hanstholm. Hysa finnes på begge sider av Atlanterhavet og er oppdelt i de samme bestandene som torsken, bortsett fra at det ikke er noen hysebestand i Østersjøen.



Figur 3.14. Nordsjøhyse, gyteområder og utbredelse.

### Øyepål (*Trisopterus esmarkii*)

Øyepål er en liten torskefisk som opptrer i store stimer, som regel over mudderbunn. Arten har en vid utbredelse i østlige deler av Nord-Atlanteren, men er mest tallrik i nordlige deler av Nordsjøen, i området øst for Shetland og langs vestkanten av Norskerenna. Maksimal størrelse er 20 cm og 100 g. Bestanden av øyepål viser stor variasjon av rekruttering, og arten utgjør selv et viktig byttedyr for større fiskearter og sjøpattedyr. Øyepål spiller derfor en viktig rolle i det marine økosystemet.



Figur 3.15. Øyepål, utbredelse.

En fiskebestand er som regel mest sårbar i livsstadier som er knyttet til utviklingstrinn fra egg til fiskelarve. Egg og småyngel driver passivt med vannstrømmen. Når fiskeyngel når en viss størrelse, antas det at den for egen kraft kan unngå en forurenset vannmasse. Eksperimenter er det vist betydelige forskjeller hos de ulike fiskeartene med hensyn til hvilke konsentrasjoner av oljens vannløselige fase som gir effekter på fisken.

Ved planlegging av utslipp av kjemikalieholdig vann som kan påvirke egg og yngel, bør gyteperioder hensyntas for å redusere konsekvenser på fiskebestander. Gyteperioder for utvalgte viktige fiskearter er gitt i tabell 3.2.



**Tabell 3.2.** Gyteperioder med egg (E) og larver (L) i Nordsjøen.

Art	Jan	Febr	Mar	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Des
Torsk	E	E/L	E/L	E/L								E
Sei	E	E/L	E/L	L								
Sild	L	L	L						E	E/L	E/L	L
Makrell					E	E/L	E/L	L				
Tobis	E	E/L	L	L								

### 3.7 Fiskerier

Nordsjøen er et viktig havområde for fiskeri, der det fiskes på flere økologisk og kommersielt viktige arter. Det landes fisk fra Nordsjøfisket i alle land som omkranser området. Fisket er omfattende og det er gjenstand for både internasjonale og nasjonale reguleringer for å ivareta en ressursmessig forsvarlig forvaltning av bestandene.

Som grunnlag for Helhetlig forvaltningsplan for Nordsjøen (/12/), inngår også en nærmere beskrivelse av fiskeriaktiviteten i området (/18/).

For norsk fiske i Nordsjøen er det noen fiskerier som kan beskrives som typiske. Disse er:

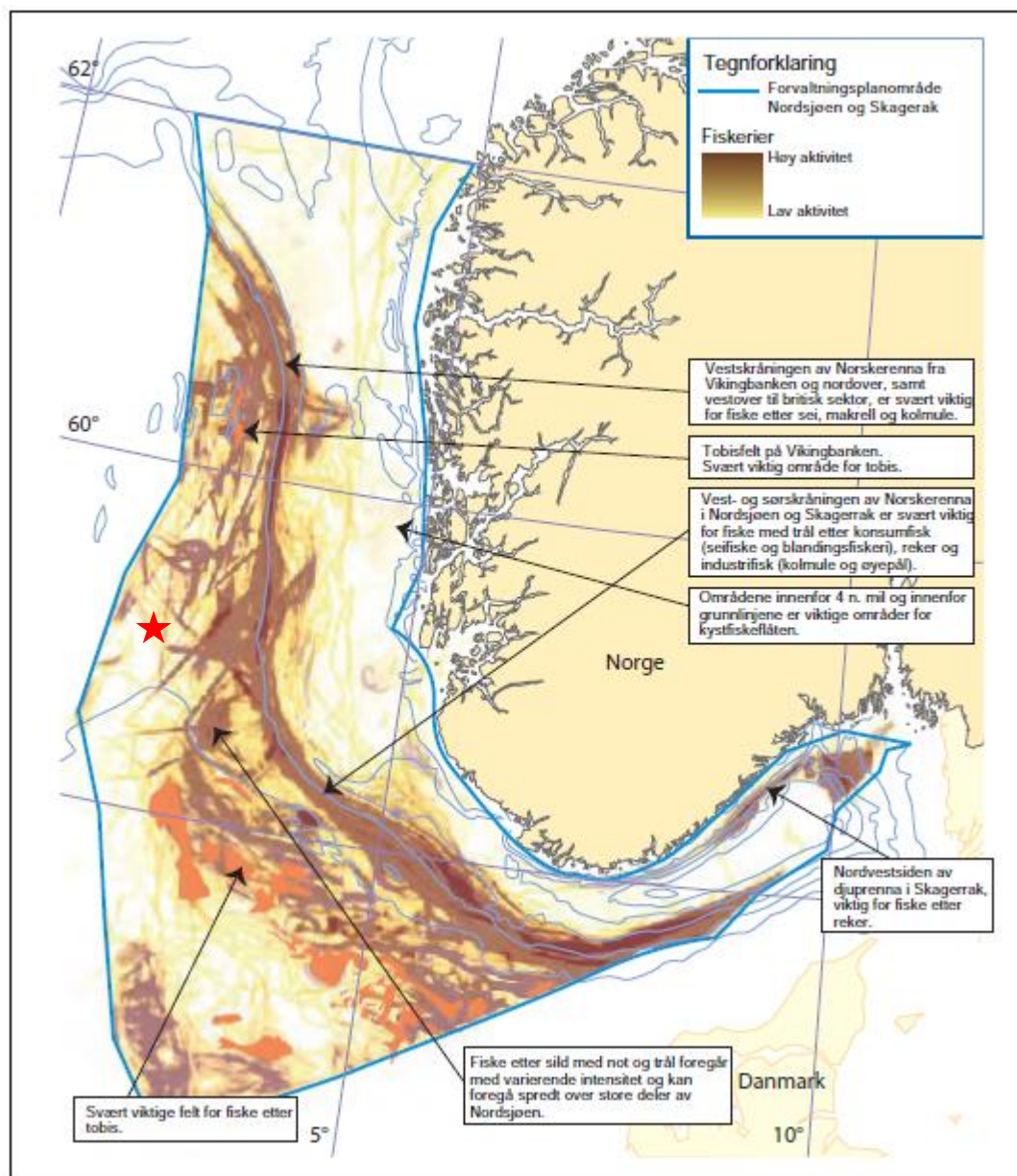
- Makrellfisket med ringnot, trål og dorg i tiden august – oktober.
- Sildefisket (Nordsjøsil) med ringnot fortrinnsvis i tiden mai – juli og med trål senhøstes.
- Fiske med småmasket trål etter øyepål, tobis og kolmule.
- Seitrålfiske som foregår med varierende intensitet over hele året.
- Garnfiske etter sei i første kvartal.
- Blandingsfiske med garn etter forskjellige bunnfiskarter; dette fisket foregår med varierende intensitet over hele året.
- Reke trålfisket foregår gjennom store deler av året i Norskerenna og på rekefelter nær land.

- Blandingsfiske med konsumtrål etter forskjellige bunnfiskarter gjennom store deler av året.

Fisket i Nordsjøen utøves av norske og utenlandske fiskefartøy. Fisket på de største bestandene i Nordsjøen utøves også av norske fiskefartøyer som ikke er hjemmehørende i fylkene som grenser til forvaltningsplanområdet. Dette gjelder spesielt i fiske etter sei, makrell og sild. Videre er det stor aktivitet i norsk sone av EU-fartøy som fisker på tildelte kvoter som forhandles frem gjennom de bilaterale avtalene.

De årlige fangstmengdene fra Nordsjøen har gått ned i perioden 2000 til 2010. Siden 2000 er fangstmengden redusert med 16 %, mens fangstverdien har økt med 34 %. Fangsten i 2010 var 550.000 tonn, og gjennomsnittsfangsten per år i perioden 2000 – 2010 var 578.000 tonn. Blant hovedgruppen av fiskearter utgjorde pelagiske arter 86 % av mengden og 74 % av verdien i perioden. Variasjonen i fangst av kolmule, sild, øyepål og tobis har vært svært stor.

Fiskeriaktiviteten i Nordsjøen er ulikt fordelt over havområdet, avhengig av hvordan de forskjellige artene utnytter området gjennom året. Viktige områder for fiskeriene i norsk del av Nordsjøen er vist i figur 3.16.



**Figur 3.16.** Viktige områder for fiskeriene i Nordsjøen og Skagerrak. Aktiviteten til norske og utenlandske fartøyer i 2011. Kart utarbeidet av Fiskeridirektoratet, basert på satellittsporing av fiskefartøyer. Figur 4.2 i (/12/). Området for Edvard Grieg er vist med rød stjerne.

I Edvard Grieg KU (/3/) er det gitt en beskrivelse av fiskeriaktiviteten i området rundt Edvard Grieg basert på aktivitetskart som er utarbeidet på bakgrunn av data fra satellittsporing av fiskefartøyer i perioden 2007–2010. Det framgår av resultatene at fisket i hovedsak utføres med bunntrawl i Norskerenna. I senere tid har det vært noe mer fiske i området rundt Edvard Grieg enn tidligere år. Det er for øvrig lav intensitet i området sammenlignet med områdene langs Norskerenna. Sporingdataene viser at britiske fiskefartøyer er mest representert i området.

Denne beskrivelsen av fiskeriaktiviteten bekreftes av oppdaterte sporingskart, jmf. figur 3.17 som viser fiskeriaktiviteten i 2011. For fiske i både norsk og EU fiskerisone gjelder krav til satellittsporing for fartøyer over 15 meters lengde fra juli 2010.

Fiskeriene er dynamiske i sin natur, og vil kunne endres noe i omfang og lokalisering noe avhengig av hvordan fisken beveger seg over tid. Eventuelle endringer i havtemperatur og havstrømmer vil kunne påvirke fiskeartenes vandringer.



**Figur 3.17.** Satellittsporing av fiskeriaktivitet i 2011. Norske trålere vist til venstre, alle fiskefartøyer vist til høyre (norske og utenlandske). Området viser FUKA og Vesterled rørledningene i nord, Grane i øst, Gudrun og Edvard Grieg (★) i sør.

### 3.8 Akvakultur

Akvakultur innebærer kultivering av organismer i vann, som f.eks fisk og skalldyr. Det er en omfattende oppdrettsaktivitet langs spesielt kysten av Vestlandet, som medfører stor lokal sysselsetting og verdiskaping. Da kystbasert oppdrettsvirksomhet vurderes å ikke ville være påvirket av en eventuell hendelse knyttet til drift av gassrørledningen fra Edvard Grieg til SAGE, beskrives ikke temaet akvakultur nærmere.

### 3.9 Sjøpattedyr

Den oppdaterte arealrapporten (/16/) til Helhetlig forvaltningsplanen for Nordsjøen og Skagerak omfatter også sjøpattedyr. Den følgende omtalen av sjøpattedyr er hentet fra arealrapporten.

Bortsett fra Norskerenna, som har dyp på opptil 500 m, er Nordsjøen et gjennomgående grunt havområde med dybder fra rundt 50 m i sør til 200 m i den nordligste delen. Dette gjør Nordsjøen til et mindre egnet oppholdssted for de store hvalene, og området er normalt i stedet dominert av nise, vågehval og kvitnos. Av disse er nise og kvitnos

knyttet til regionen hele året, mens vågehval oppholder seg i området i forbindelse med næringsvandring. Fra ett år til et annet kan antall og fordeling innen lokale områder variere mye, og da mest sannsynlig fordi fordelingene til de aktuelle byttedyrene varierer. Forekomstene av hval er gjennomgående større i den vestlige enn i den østlige delen av Nordsjøen, slik at norsk økonomisk sone har de laveste hvaltetthetene. Det er også viktig å understreke at hval generelt har et stort vandringspotensiale, og det vil være meningsløst å betrakte hval isolert sett kun i norsk økonomisk sone.

**Nise** er den mest tallrike hvalarten i Nordsjøen. Dette er den miste hvalen i farvannene våre, med en maksimal lengde på ca 1,9 m og vekt vel 50 kg. Det er omlag 340.000 niser i hele Nordsjøen. Dette antallet ser ut til å ha vært stabilt over perioden 1994–2005, men det har vært en forflytning av tyngdepunktet i fordelingen fra den nordlige delen av Nordsjøen til den sørlige delen, inkludert den engelske kanal. Det er nærliggende å anta at dette har sammenheng med endringer i forekomst av byttedyr. Niser har en variert diett som inkluderer småfisk, blekksprut og krepsdyr. I Nordsjøen er makrell, sild og småsil viktige ved siden av torskefisk.

**Vågehvalen** har som voksen en kroppslengde på 7–9 m og totalvekt 4–7 tonn. Vågehval finnes først og fremst i tilknytning til bankene i de nordlige og vestlige delene av Nordsjøen, og tyngdepunktet i forekomstene er i britisk økonomisk sone. Vågehvalene i Nordsjøen regnes for å tilhøre en større nordøstatlantisk bestand på 80.500 individer. Det har vært gjennomført en rekke tellinger av vågehval sommerstid i Nordsjøen. Resultatene viser stor variasjon i beregnet antall – fra om lag 8 400 til 20 200 individer. Bakgrunnen for variasjonen ligger i at Nordsjøen for en stor del er et gjennomvandringsområde der næringstilbudet til enhver tid bestemmer i hvor stor grad dyrene stopper opp for å beite.

**Springer** er en fellesbetegnelse som særlig brukes om to ganske vanlige delfinarter, henholdsvis kvitnos og kvitskjeving, i våre farvann og som er av omtrent samme størrelse; maksimalt 2,8 m og ca. 200 kg. I hele Nordsjøområdet er det omkring 20.000 individer av disse to artene til sammen, men kvitnos er den absolutt vanligste av dem. Det antas at fisk som lever i de frie vannmasser utgjør hovedføden.

I tilknytning til kystene rundt Nordsjøen finner vi to selarter, **havert** og **steinkobbe**. Begge artene har en nokså lav tetthet sør for Stadt. De har kaste- og hvileområder på land, og særlig steinkobben er lokal i utbredelse. Haverten kan krysse Nordsjøen i forbindelse med beiting, men begge artene opererer normalt temmelig kystnært.

### 3.10 Kulturminner

Marine kulturminner behandles både i RKU Nordsjøen og i arealrapporten (/16/) til Helhetlig forvaltningsplan for Nordsjøen og Skagerak. Begge rapporter påpeker mangelfull kunnskap til forekomst av- og sannsynlighet for funn av nye lokaliteter med marine kulturminner. Det følgende er i hovedsak hentes fra den oppdaterte arealrapporten til forvaltningsplanen.

Marine kulturminner deles inn i to hovedgrupper; spor etter menneskelig aktivitet fra tiden under eller kort tid etter siste istid, og skipsvrak eller deler av disse. Den første gruppen er oversvømte steinalderlokaliteter, som er automatisk fredet etter kulturminnelovens § 3, jf. § 4. Den andre kategorien kulturminner som kan komme i konflikt med tiltak på havbunnen er skipsfunn, dvs. mer enn hundre år gamle båter, skipsskrog, tilbehør, last og annet som

har vært om bord, eller deler av slike, som er gitt et automatisk vern etter kulturminnelovens § 14.

Store deler av det som nå er Nordsjøen var tørt land frem til siste istids slutt. Når iskapen over Skandinavia og noe senere Nord-Amerika smeltet, rant store mengder vann som før var bundet som is i breene ut i havet, og området ble oversvømt. Det er svært begrenset med informasjon om Paleolandskapet, men vi vet at det har vært et steppe landskap som flere av de store europeiske elvene har rent igjennom. Flokker med store pattedyr levde her, det samme gjorde antagelig et ukjent antall mennesker. Landområdet, som vanligvis kalles Nordsjøkontinentet eller Doggerland, står antagelig helt sentralt for forståelsen av pionerbosetningen av Skandinavia. Det er gjort funn av steinalderredskap nær norsk sektor, og funn av bl.a. mammuttenner og knokler på norsk sokkel. I gjennomgangen av tilgjengelige kilder over funn fra steinalder, er det sannsynlighet for å påtreffe overleirete steinalderlokaliteter i store deler av Nordsjøen.

Det er grunn til å anta at store deler av sjøbunnen ned til 140 meters dyp har vært tørt land. Det er disse grunneste områdene av havbunnen som derfor vil være de mest interessante områdene å undersøke arkeologisk.

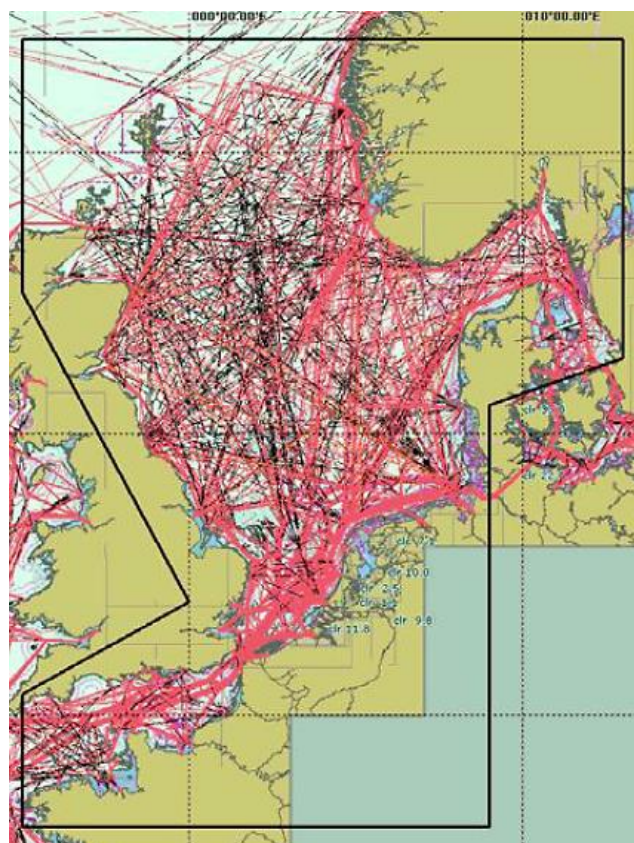
Nordsjølandet ble etter hvert oversvømt og mennesket etablerte nye bruksformer i området. Gjennomgangen av historiske og arkeologiske kilder til fiske og skipsfart på Nordsjøen, viser at havområdet også tidligere var et av verdens mest beseilte farvann med høyt potensial for funn av skip og båter med last og annet utstyr. Det anslås at det finnes minimum 10.000 skipsvrak innen norsk sektor av Nordsjøen. En rekke kilder forteller om forlis og annen aktivitet, tilsier at man må kunne forvente at det er en stor mengde ukjente kulturminner på eller i sjøbunnen. Det er ikke foretatt organiserte registreringer av marine kulturminner på norsk sokkel, så det er relativt liten kunnskap om funnsituasjonen.

På tross av det store antall mulige skipsvrak på norsk sokkel i Nordsjøen, er det rapport relativt få konkrete funn. Det er i forbindelse med sjøbunnsundersøkelsene sommeren 2012 også kartlagt forekomst av mulige skipsvrak. Langs den totale traseen fra Edvard Grieg til SAGE er det registrert totalt tre mulige skipsvrak, alle på norsk side av sonegrensen (/8/). Disse er angitt i tabell 3.3. Ingen av de mulige funnene vurderes foreløpig å ville medføre konflikt ift installering av rørledningen.

**Tabell 3.3.** Registrerte mulige skipsvrak langs trasekorridoren Edvard Grieg – SAGE. (/8/). Kp angir avstand fra Edvard Grieg. Alle registreringer er gjort i norsk sone.

Kp	Avstand fra senterlinje	Lengde, m
11.449	449 m SV	20,2
16.311	62 m NØ	6,6
20.528	58 m SV	5,5

Det er våren 2013 gjennomført ny detaljkartlegging av sjøbunnen i rørledningstraseen for UHGP, dette som grunnlag for detaljprosjekteringen av rørledningen. Rapportering forventes ikke å foreligge før i juli, men ved eventuelle funn av mulige skipsvrak, vil kulturminnemyndighetene representert ved Norsk Maritimt Museum kontaktes for avklaringer. Normalt vil en optimalisering av rørledningstrase medføre at konflikt med slike funn kan unngås.

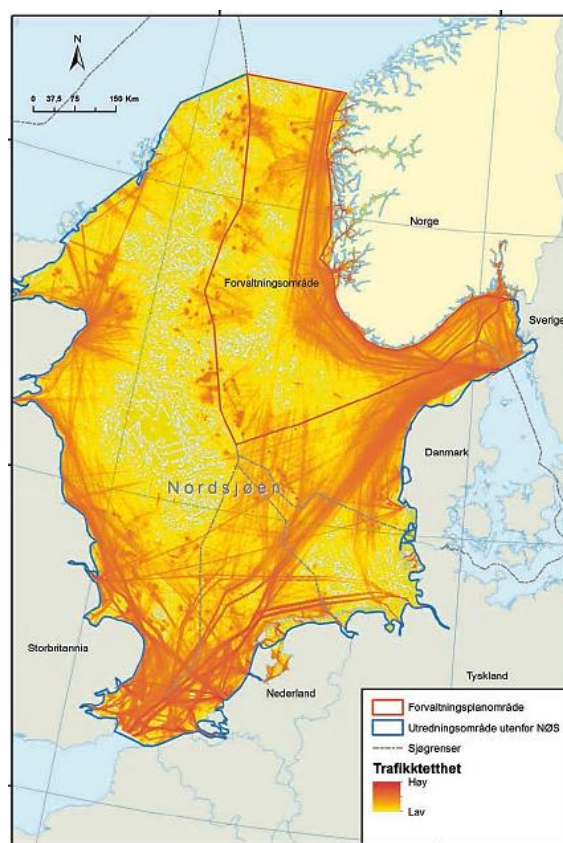


**Figur 3.18.** Illustrasjon av trafikkompleksitet i Nordsjøen. Figur 2-1 i (/19/).

Det meste av Nordsjøen som ikke er spesielt regulert av hensyn til feks. petroleumsinstallasjoner brukes av mange skip gjennom hele året. I Edvard Grieg KU (/3/) er det gjort rede for skipstrafikken i

### 3.11 Skipstrafikk

Det er utarbeidet en rapport til arbeidet med Helhetlig forvaltningsplan for Nordsjøen som beskriver skipstrafikken i Nordsjøbassenget (/19/). I Nordsjøen er hoveddelen av skipstrafikken knyttet til den sørlege delen, og da særlig til de større havnebyene i Nederland, Frankrike, Storbritannia, Belgia og Tyskland. Hele Nordsjøen er viktig for skipsfarten, og alle skipstyper og lastetyper er representert. Nordsjøen er derfor langt mer kompleks som skipsfartsområde enn andre norske havområder, jamfør figur 3.18. Skipstrafikken i Skagerrak og den norske delen av Nordsjøen er volummessig preget av trafikken fra Østersjøen ut i Nord-Atlanteren og av den norske kysttrafikken. Tetthet av skipstrafikk i Nordsjøen og Skagerak er i juni 2011 er illustrert i figur 3.19.



**Figur 3.19.** Tetthet av skipstrafikk i Nordsjøen og Skagerak i juni 2011. Figur 4.5 i (/12/).

nærområdet rundt Edvard Grieg installasjonen (innen 10 og 50 km radius), der det oppsummeres med at det er "betydelig skipstrafikk med nærhet til installasjonen."

## 4 Utslipp til luft

### 4.1 Anleggs- og installasjonsfase

I anleggsfasen vil det være utslipp til luft fra marine operasjoner ved installasjon og sammenkobling av rørledninger. Utslippene skjer som følge av kraftgenerering ombord på fartøyene. Utslipp fra dieselmotorer omfatter CO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> og SO<sub>x</sub>.

KU for Edvard Grieg (/3/) redegjør for samlet utslipp til luft fra anleggs- og installasjonsfasen knyttet til både oljerørledning (42 km) til Grane oljerør og

gassrørledning (55 km) til Sleipner, med en samlet rørlengde på 97 km.

Legging av gassrørledning til SAGE istedenfor til Sleipner som tidligere utredet medfører at *samlet* rørledningslengde fra Edvard Grieg øker med omlag 40% til 136 km. Økningen i samlet rørlengde utgjør 39 km. Foreliggende KU skal redegjøre for utslipp som følge av anlegg av gassrørledningen til SAGE, og synliggjøre endringen mht utslipp til luft i forhold til den tidligere utredede utbyggingsløsningen til Sleipner A. Dette er oppsummert i tabell 4.1.

**Tabell 4.1.** Endring i estimerte utslippsvolum knyttet til marine operasjoner under rørlegging av UHGP. Utslippsvolum for opprinnelig utbyggingsløsning som beskrevet i Edvard Grieg KU (gassrør til Sleipner) er hentet fra tabell 5-2 i (/3/). Samlet rørlengde omfatter både olje- og gassrørledning. Økningen representerer tillegg som følge av ekstra rørledningslengde til SAGE.

	Edvard Grieg KU (gass til Sleipner)	Gassrørledning til SAGE	Økning ved gassrør til SAGE i forhold til Sleipner
<b>Samlet rørlengde</b>	97 km	136 km	39 km
<b>Utslipps parameter</b>	<b>tonn</b>	<b>tonn</b>	<b>tonn</b>
CO <sub>2</sub>	15 181	21 285	<b>6 104</b>
NO <sub>x</sub>	479	672	<b>193</b>
CO	34	48	<b>14</b>
nmVOC	24	34	<b>10</b>
SO <sub>x</sub>	5	7	<b>2</b>

Den økte rørledningslengden vil medføre en økning av utslipp til luft fra anleggsfasen. Økningen er for CO<sub>2</sub> beregnet å utgjøre 6.104 tonn til 21.285 tonn CO<sub>2</sub>. For NO<sub>x</sub> utgjør økningen 193 tonn, til 672 tonn NO<sub>x</sub>. Økningen i utslipp av SO<sub>x</sub> utgjør 2 tonn til totalt 7 tonn SO<sub>x</sub>.

I Edvard Grieg KU forutsettes det at rørlegging gjennomføres sommeren 2015. Nå planlegges installasjon av rørledningene fra Edvard Grieg sommeren 2014. Dette medfører at utslipp til luft fra rørlegging framskyndes med 1 år ift opprinnelige planer. Marine operasjoner ved oppkobling og klargjøring for drift av rørledninger vil i hovedsak foregå i 2015, og det forventes ikke vesentlige endringer av utslippsvolum som følge av endret utbyggingsløsning.

### 4.2 Driftsfase

Utslipp til luft i driftsfasen av gassrørledningen er relatert til kraftbehovet ved gasseksport fra Edvard Grieg installasjonen. Eksportkompressor på Edvard

Grieg er elektrisk drevet, og forsynt med kraft fra hovedkraftforsyningen på installasjonen.

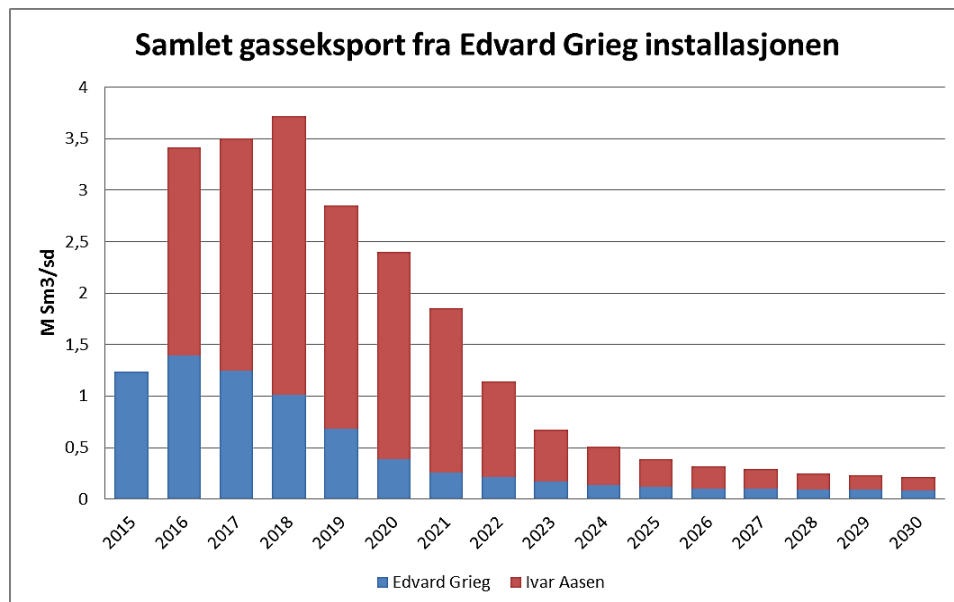
Energibehovet på Edvard Grieg dekkes ved hjelp av to gassturbiner (lav-NO<sub>x</sub> teknologi) på 30 MW hver med varmegjenvinning som dekker behovet både på Edvard Grieg-feltet og på Ivar Aasen, og gir en total virkningsgrad på opp til 60%. Edvard Grieg innretningen er tilrettelagt for kraft fra land. For driftsfasen inneholder Edvard Grieg KU bare prognoser for utslipp til luft ved produksjon og eksport av olje og gass fra Edvard Grieg feltet. Ivar Aasen vil imidlertid eksportere olje og gass etter 1. trinns separasjon til Edvard Grieg for videre prosessering og eksport til Sture via Grane oljerør og UHGP til SAGE.

Edvard Grieg vil fra oppstart av Ivar Aasen i 2016 eksportere nødvendig kraft til Ivar Aasen installasjonen (22–25MW). I tillegg til kraft- og varmforsyning til prosessering og eksport av olje og gass fra Edvard Grieg feltet, vil Edvard Grieg installasjonen også håndtere og eksportere olje og gass fra Ivar Aasen. Samlet kraftbehov etter

integrering av Ivar Aasen vil være i størrelsesorden 50–58 MW. I tillegg kommer et varmebehov på maksimalt opp mot 13 MW som dekkes ved varmegjenvinning ved egen kraftproduksjon. Det legges til grunn et effektbehov på 4 MW pr MSm<sup>3</sup> gass som eksporteres fra Edvard Grieg. Kraftleveranse til eksportkompresjon utgjør en ikke ubetydelig andel av kraftbehovet på installasjonen, i

størrelsesorden ca 25%.

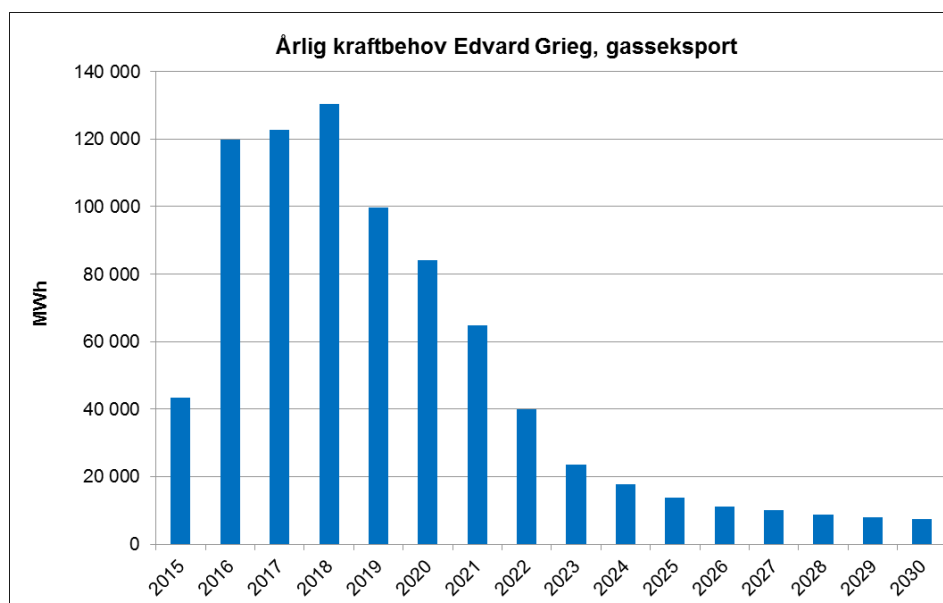
Samlet forventet gasseksportprofil fra Edvard Grieg i perioden 2015 – 2030 er vist i figur 4.2. Eksporten vil kunne foregå noe lenger, men stor usikkerhet i prognosegrunnlaget gjør at dette ikke framstilles lenger ut i tid. I løpet av perioden 2016–2030 bidrar Ivar Aasen med omlag 70% av gassvolumet som eksporteres fra Edvard Grieg installasjonen.



**Figur 4.2.** Samlet gasseksportprofil 2015–2030 fra Edvard Grieg installasjonen, fordelt på leveranser fra feltene Edvard Grieg og Ivar Aasen.

Årlig kraftbehov knyttet til gasseksport fra Edvard Grieg er vist i figur 4.3. Det framgår at maksimalt

kraftbehov forventes å ville være i 2018, med forbruk på 130.349 MWh.

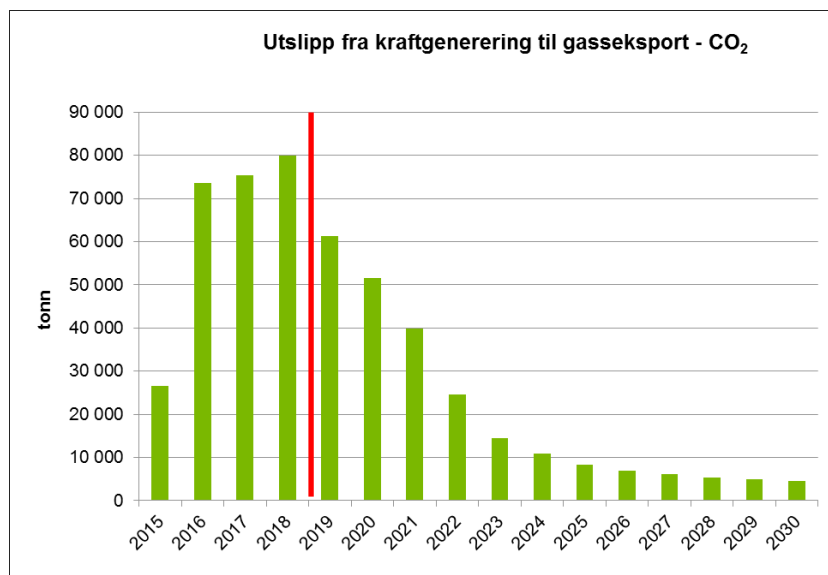


**Figur 4.3** Kraftprofil for gasseksport fra Edvard Grieg installasjonen (MWh), 2015–2030.

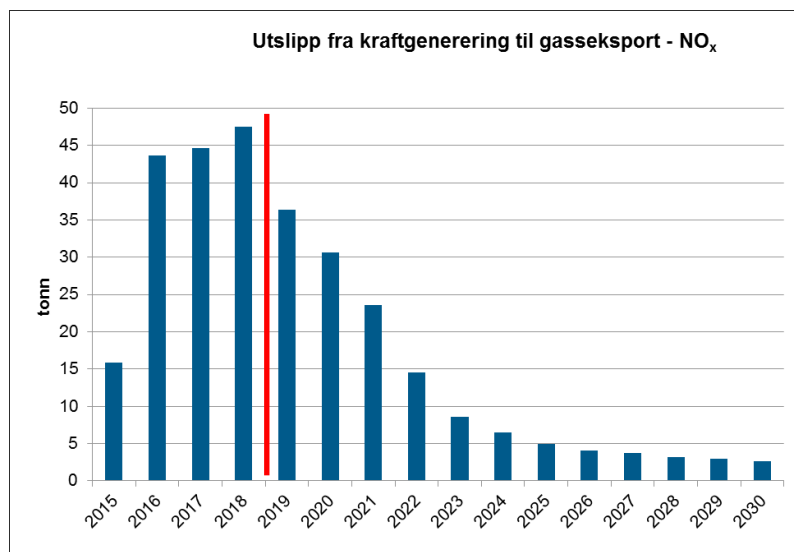
### 4.3 Prognoser for utslipp til luft

Basert på gass eksportprofil og kraftbehov for drift av Edvard Grieg eksportkompressor, er foreløpige prognoser for utslipp til luft fra gass eksport til SAGE vist i figur 4.4 – 4.7, gitt lokal kraftgenerering uten import av kraft fra land. Kraft fra land kan forventes

å kunne benyttes 2019. Tabell 4.2 viser oppsummert beregnede utslippsvolum til luft relatert til gass eksport, basert på lokal kraftgenerering på Edvard Grieg uten import av kraft fra land.

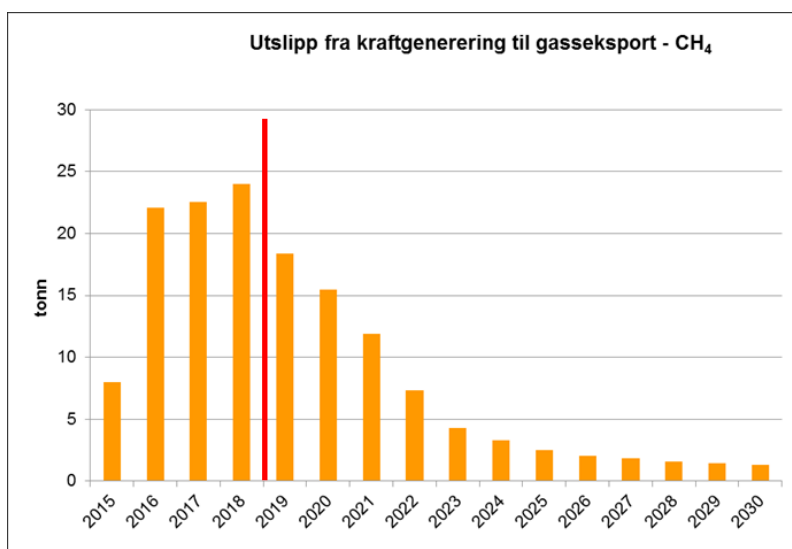


**Figur 4.4.** Utslppsprognose for CO<sub>2</sub> relatert til gass eksport. Tidspunkt for mulig import av kraft fra land er vist med vertikal rød linje.

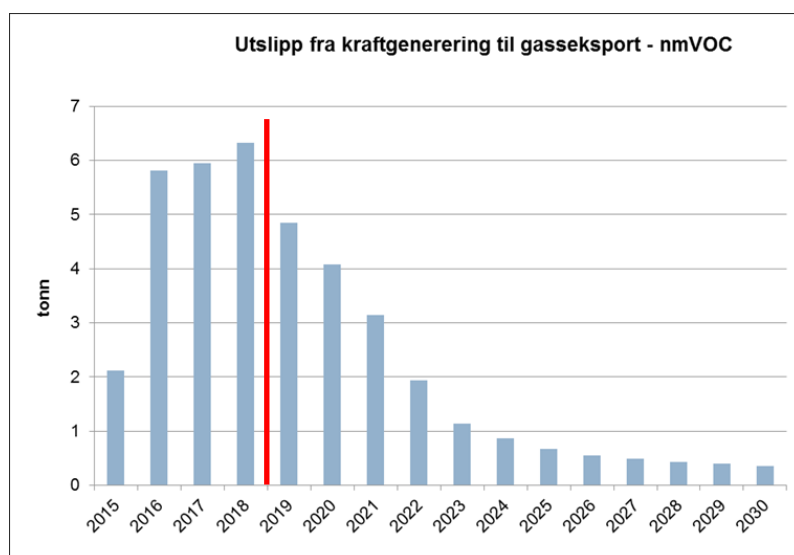


**Figur 4.5.** Utslppsprognose for NO<sub>x</sub> relatert til gass eksport. Tidspunkt for mulig import av kraft fra land er vist med vertikal rød linje.





**Figur 4.6.** Utslippsprognose for CH<sub>4</sub> relatert til gass eksport. Tidspunkt for mulig import av kraft fra land er vist med vertikal rød linje.



**Figur 4.7.** Utslippsprognose for CO<sub>2</sub> relatert til gass eksport. Tidspunkt for mulig import av kraft fra land er vist med vertikal rød linje.

**Tabell 4.2.** Oppsummering av utslipp til luft fra lokal kraftgenerering til gass eksport fra Edvard Grieg installasjonen til SAGE, 2015 – 2030, tonn utslipp.

2015 – 2030	CO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	CH <sub>4</sub>	nmVOC
Maksimalår (2018), utslipp pr år	80.028	47,5	24	6,3
Sum (2015–2018)	255.574	151,5	76,6	20,2
Sum (2015–2030)	494.582	293,3	148,3	39,1
Gjennomsnitt pr år (2015–2018)	63.893	37,9	19,2	5,1
Gjennomsnitt pr år (2015–2030)	30.911	18,3	9,3	2,4

Tidligere foretrukket eksportløsning for gass fra Edvard Grieg til Sleipner A er utredet i Edvard Grieg KU (gassvolumer fra Ivar Aasen ikke inkludert). Her framgår det at i tillegg til utslipp fra Edvard Grieg installasjonen, vil det også komme utslipp fra

Sleipner knyttet til prosessering og videre eksport. Ved gass eksport til SAGE, vil det ikke genereres ekstra utslipp på Sleipner.

Beregningsgrunnlaget i Edvard Grieg KU er lagt til grunn, men gassvolumet er økt til også å omfatte gass fra Ivar Aasen i tillegg til Edvard Grieg feltet.

For perioden 2015–2030 medfører eksport av samlet gassvolum (Edvard Grieg og Ivar Aasen) fra Edvard Grieg installasjonen et utslipp av 494.582 tonn CO<sub>2</sub>, 293,3 tonn NO<sub>x</sub>, 148,3 tonn CH<sub>4</sub> og 39,1 tonn nmVOC.

Dersom kraft fra land tas i bruk fra 2019, vil utslipp fra generering av kraft på Edvard Grieg til gasseksport i all hovedsak opphøre, med en betydelig reduksjon av samlede utslipp til luft. For

perioden 2015–2018 er det beregnet et utslipp av 255.574 tonn CO<sub>2</sub>, 151,5 tonn NO<sub>x</sub>, 76,6 tonn CH<sub>4</sub> og 20,2 tonn nmVOC. Utslippsreduksjonen utgjør nær 52%.

Utslippsvolumer ved eksport til Sleipner som tidligere foretrukket løsning er oppsummert i tabell 4.3.

**Tabell 4.3.** Oppsummering av forskjell i samlet utslipp til luft (lokal kraftgenerering) ved gasseksport til SAGE sammenlignet med tidligere foretrukket gasseksport til Sleipner. Gass fra Edvard Grieg og Ivar Aasen, 2015–2030, tonn utslipp.

2015 – 2030	Samlet utslipp til luft (EG + Sleipner) ved gasseksport til Sleipner				Forskjell i samlet utslipp til luft ved gasseksport til SAGE sammenlignet med Sleipner			
	CO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	CH <sub>4</sub>	nmVOC	CO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	CH <sub>4</sub>	nmVOC
Maksimalår (2018), utslipp	103.896	133	31,4	8,6	- 23.868	-85,6	-7,4	-2,2
Sum (2015–2018)	331.798	424,8	100,4	27,3	-76.224	-273,2	-23,8	-7,1
Sum (2015–2030)	642.091	822,0	194,2	52,9	-147.508	-528,8	-46,0	-13,8
Gjennomsnitt pr år (2015–2018)	82.950	106,2	25,1	6,8	-19.056	-68,3	-5,9	-1,8
Gjennomsnitt pr år (2015–2030)	40.131	51,4	12,1	3,3	-9.219	-33,0	-209	-0,9

For samlet utslippsvolum av CO<sub>2</sub> for perioden 2015–2030, medfører gasseksport (både Edvard Grieg og Ivar Aasen feltene) til SAGE en utslippsreduksjon på 147.508 tonn (23 %) sammenlignet med eksport av samme gassvolum til Sleipner. For NO<sub>x</sub> medfører eksport til SAGE en reduksjon på 528,8 tonn (64 %) av utslippsvolumet sammenlignet med tidligere foretrukket Sleipner alternativ.

Årsaken til den store forskjellen mhp NO<sub>x</sub> utslipp, er at Sleipner A har standard NO<sub>x</sub> teknologi installert på sine gassturbiner, mens den nye Edvard Grieg installasjonen har lav-NO<sub>x</sub> teknologi installert på turbinene. Den utslippsmessige besparelsen av NO<sub>x</sub> ved eksport til SAGE sammenlignet med Sleipner vil dermed øke med økende gassvolum som eksporteres.

Det understrekes at disse utslippsberegningene er antatt lokal kraftgenerering på Edvard Grieg uten import av kraft fra land gjennom hele perioden 2015–2030. Ved myndighetsbehandlingen av PUD er

det imidlertid forutsatt at kraft fra land benyttes når denne blir gjort tilgjengelig i området. Etter planen skal det nærliggende Johan Sverdrup feltet starte produksjon høsten 2018, med import av all nødvendig hovedkraft fra land fra oppstart. Det planlegges etablert en sentral kraft-hub i området, som også vil distribuere landkraft til Edvard Grieg. Som det framgår av figur 4.2, vil imidlertid gasseksporten fra Edvard Grieg falle markert fra 2018 til 2019 og videre utover.

#### 4.4 Gasseksport til SAGE versus Sleipner A

Edvard Grieg KU redegjør for utslipp til luft ved gasseksport til Sleipner gjennom en 12" (ID) rørledning, mens UGHP vil ha større diameter og transportkapasitet (15" ID). Innløpstrykket ved Sleipner er ca 110 barg, mens driftstrykket i SAGE (30") vil variere med fyllingsgrad og eksporttrater fra andre gassleverandører inn på SAGE systemet. Det er beregnet at gassen i UGHP ved påkobling til Alvheim PLEM vil ha et trykk på 125 barg ved normal drift.

Trykkfallet i en rørledning med større indre diameter er mindre enn i en rørledning med mindre diameter, gitt samme eksporttrykk og gassvolum. Som det framgår av tabell 4.3, medfører eksport av gass til SAGE et lavere utslippsvolum til luft sammenlignet med tidligere foretrukket eksport av samme gassvolum til Sleipner A.

## 4.5 Konsekvenser av utslipp til luft

Miljøeffektene av CO<sub>2</sub> og CH<sub>4</sub> er hovedsaklig knyttet til bidrag til drivhuseffekt og global oppvarming med klimaendringer.

Utslipp av NO<sub>x</sub> og nmVOC bidrar til:

- Forsuring av vassdrag og jordsmonn
- Overgjødsling som kan gi endringer i økosystemets sammensetning av arter
- Dannelse av bakkenært ozon som kan gi endret luftkvalitet

Edvard Grieg ligger med en avstand på ca 160 km til land. Grunnet den lange avstanden vurderes utslipp til luft fra Edvard Grieg ikke å ville medføre negative effekter på mennesker, planter og dyr på fastlandet.

I følge Edvard Grieg KU (/3/) utgjør de totale CO<sub>2</sub> utslippene fra Edvard Grieg gjennomsnittlig 0,9 % av de totale utslippsprognosene for Nordsjøen (sammenlignet med RNB 2010) og 7,0 % av utslippene i Sleipner-området. For NO<sub>x</sub> er andelen gjennomsnittlig 1,2 % av de totale utslippsprognosene for Nordsjøen, og 8,3 % av utslippene fra Sleipner-området. Gjennomsnittlige årlige utslipp av

## 5 Utslipp til sjø

Anlegg og drift av av Utsirahøyden gassrørledning vil kunne føre til utslipp til sjø. Følgende utslippskilder er identifisert:

- Utslipp fra marine operasjoner under anleggsfasen
- Utslipp fra klargjøring av rørledninger
- Utslipp fra rørledningssystemet under drift som følge av ytre hendelser som gir lekkasje eller brudd

I tillegg kan utbyggingen medføre akutte utslipp som følge av en uhellshendelse, se kapittel 6 for nærmere beskrivelse av denne type situasjon.

CO<sub>2</sub>-ekvivalenter fra Edvard Grieg via Sleipner i perioden 2015–2030 (ca 88.400 tonn pr år) tilsvarer omlag 0,0002 % av de totale norske utslippene i 2010. Det totale bidraget fra Edvard Grieg er svært lavt i både et nasjonalt og globalt perspektiv.

Gasseksport til SAGE vil medføre en liten reduksjon av utslipp til luft av CO<sub>2</sub> og CH<sub>4</sub>, og noe større reduksjon av NO<sub>x</sub> i forbindelse med gasseksport fra Edvard Grieg installasjonen sammenlignet med eksport via Sleipner. Det forventes ikke endring i miljøeffekter som følge av dette.

## 4.6 Utslippsreducerende tiltak

På Edvard Grieg installasjonen vil følgende tiltak bli implementert for å redusere utslipp til luft (/3/):

- Turbiner med lav-NO<sub>x</sub> teknologi og varmegjenvinning
- Turtallsregulering av tungt roterende utstyr (store pumper og kompressorer) for energi-optimalisering
- Lukket fakkelsystem og gjenvinning av gass
- Olje- og gasstransport i rørledninger

Foreliggende KU omfatter anlegg og drift av gassrørledning fra Edvard Grieg til SAGE. Alle utslipp til luft i driftsfasen vil genereres på Edvard Grieg installasjonen, der utslippsreducerende tiltak er implementert og vil følges opp av operatøren av feltet (Lundin). Ytterligere tiltak for reduksjon av utslipp til luft relatert til anlegg av rørledningen vurderes ikke å være aktuelle.

Foreliggende konsekvensutredning beskriver utslipp til sjø for anleggsperioden og normal drift samt eventuell miljøpåvirkning knyttet til disse utslippene. Nærmere beskrivelse er gitt i de følgende avsnitt.

## 5.1 Anleggs- og installasjonsfase

### Anleggsfase

Under anleggsfasen vil det kunne forekomme utslipp til sjø av sanitærvløpsvann og matavfall fra fartøyer som er involvert i de maritime operasjonene. Dette vil være fartøyer for steininstallasjon, leggefartøyer, hjelpefartøyer for transport av rør, konstruksjons/intervensjonsfartøyer og oppmålingsfartøyer. Det vil

i kontraktene med leverandørene settes strenge krav til planer, beredskap og tiltak for å unngå uønskede hendelser med miljøfarlige utslipp som resultat.

#### **Klargjøring av rørledning (RFO)**

I forbindelse med klargjøring og tilkopling av rørledninger vil det bli utslipp av kjemikalier som benyttes for å hindre bakterie- og algevekst samt av fargestoffer som benyttes for søk etter lekkasjer under trykktesting.

Rørledningsvolumet er beregnet til 10.107 m<sup>3</sup>. Etter legging vil rørledningen bli vannfylt og bli liggende med vann fram til klargjøring og produksjonsstart. Rørledningen fylles med sjøvann for å muliggjøre sammenkopling på havbunnen og hydrostatisk trykktesting. Vannfyllingen planlegges å skje fra fartøy ved Alvheim PLEM ved tilkoblingen til SAGE. For å forhindre begroing og oksygenindusert korrosjon vil sjøvannet bli tilsatt oksygenfjerner (MI-Svaco, OR-13) og biosid (MI-Svaco, MB-544). For å muliggjøre søk etter lekkasjer under trykktesting vil det bli nødvendig å tilsette fargestoffer. Det planlegges å bruke Roemex RX-9022. Utslipp av kjemikalieholdig vann planlegges fra Edvard Grieg, men noe volum vil også kunne bli sluppet ut ved Alvheim PLEM.

I møte mellom feltoperatøren og norske forurensningsmyndigheter er det avklart at Lundin som operatør av Edvard Grieg er ansvarlig for utarbeidelse av søknad om tillatelse til utslipp etter Forurensningsloven for utslipp fra Edvard Grieg knyttet til klargjøring av rørledningen. Det vil her bli nærmere redegjort for type og mengder kjemikalier som vil benyttes.

Etter avsluttet vanntømming, tørkes rørledningen med nitrogen og MEG fra fartøy ved Alvheim PLEM mot Edvard Grieg ved hjelp av naturgass fra SAGE. Nitrogen, MEG og naturgass håndteres av systemene på Edvard Grieg. Det er ulike metoder for denne tørkingen, og aktuell metode er ennå ikke endelig avklart med operatøren av SAGE og St. Fergus terminalen (Apache). Etter avsluttet tørking vil rørledningen stå gassfylt inntil Edvard Grieg starter gasseksport.

For bruk og injeksjon av kjemikalier i britisk sektor og utslipp av kjemikalieholdig vann ved Alvheim PLEM, vil det innhentes nødvendige tillatelser fra britiske myndigheter.

## **5.2 Driftsfase**

Produsertvann fra brønnene i reservoaret på Edvard Grieg vil følge brønnstrømmen og bli håndtert i prosessanlegget på installasjonen. Håndtering av produsert vann og andre former for utslipp til sjø fra Edvard Grieg er nærmere beskrevet i KU for Edvard Grieg (/3/), og vil ikke bli ytterligere beskrevet i foreliggende KU. Edvard Grieg vil reinjisere alt produsert vann i reservoaret ved normal drift.

Ventiler på Alvheim PLEM strukturen ved påkoblingspunktet til SAGE systemet vil være ROV opererte, uten bruk av hydrauliske systemer. Det vil følgelig ikke være planlagte operasjonelle utslipp til sjø fra drift av rørledningen.

## **5.3 Konsekvenser av utslipp til sjø**

#### **Konsekvenser i forbindelse med klargjøring av rørledning**

Under klargjøring av rørledningen planlegges det å benytte kjemikalier som er miljøklassifisert som grønne (PLONOR) og gule (miljøakseptable) på norsk sokkel. Utslipp av kjemikalieholdig vann fra klargjøring av rørledningen planlegges å skje i august/ september 2015 fra Edvard Grieg til sjøoverflaten. Utslippene vil skje med en jevn rate over noen dager, og vil oppnå en rask fortykning i vannmassene. Edvard Grieg er lokalisert et stykke nord for det store gytefeltet for makrell som er identifisert som særlig verdifullt område som ligger ved sonegrensen (jmfør figur 3.5). Havstrømmene i området har i hovedsak en sørgående retning, noe som medfører at stor yngel vil befinne seg sør for Edvard Grieg.

Silda gyter i september (ref. tabell 3.2), men gyteområdene ligger like øst for Storbritannia, og eggene ligger på bunnen fram til klekking. Utslipp fra klargjøring av rørledningen vil skje så seint på ettersommeren at det ikke forventes forekomst av sårbar fiskeyngel i området, og det vurderes at utslippet ikke medfører effekter for rekrutteringen til fiskebestandene i området. Utslipp fra klargjøring av rørledningen vurderes å kun gi marginale til ubetydelige effekter lokalt ved utslippspunktet i et kortere tidsrom ettersommeren 2015. En nærmere beskrivelse av utslipp i forbindelse med klargjøring av rørledninger vil bli gitt i søknad om utslippstillatelse for disse operasjonene.

## 5.4 Utslippsreducerende tiltak

Drift av rørledningen vil ikke medføre operasjonelle utslipp til sjø. Nærmere vurdering og beskrivelse av utslippsreducerende tiltak vurderes derfor ikke å være aktuelt.

## 6 Akutte utslipp og oljevern

### 6.1 Miljørisikoanalyse

En miljørisikoanalyse skal kartlegge de hendelser som kan gi akutte utslipp til sjø, sannsynligheten for slike hendelser, og de konsekvenser ulike typer utslipp kan ha på miljøressurser i området. Det er utarbeidet en kvantitativ miljørisikoanalyse for utbygging og drift av Edvard Grieg, KU for Edvard Grieg (/3/) redegjør nærmere for denne. De mest

alvorlige hendelsene er utblåsing fra oljebrønner under boring og produksjon.

Et akutt utslipp av gass fra rørledningen til sjø vurderes primært som et sikkerhetsproblem for nærliggende installasjon eller fartøyer og personell. En eventuell miljøeffekt utover utslipp av klimagasser er lokal med begrenset varighet og omfang. Potensialet for akuttutslipp fra gassrørledningen med mulig betydning for miljøressurser er ikke nærmere vurdert for Edvard Grieg.

### 6.2 Gassegenskaper

Rikgassen som eksporteres fra Edvard Grieg og Ivar Aasen gjennom UHGP når feltene er på platå har en komposisjon som vist i tabell 6.1. Det framgår at fraksjonene metan, etan og propan (C1–C3) er det i alt hovedsak dominerende innholdet av hydrokarboner i gassen.

*Tabell 6.1 Komposisjon av eksportgass fra Edvard Grieg.*

Komponent	Enhet	Edvard Grieg	Ivar Aasen
N <sub>2</sub>	Mol %	1,22	1,11
CO <sub>2</sub>	Mol %	0,26	0,68
C <sub>1</sub>	Mol %	67,69	75,63
C <sub>2</sub>	Mol %	15,09	11,45
C <sub>3</sub>	Mol %	11,19	6,52
i-C <sub>4</sub>	Mol %	1,33	0,83
n-C <sub>4</sub>	Mol %	2,59	1,88
i-C <sub>5</sub>	Mol %	0,30	0,38
n-C <sub>5</sub>	Mol %	0,27	0,43
C <sub>6</sub>	Mol %	0,04	0,15
C <sub>7+</sub>	Mol %	0,01	0,04

### 6.3 Vurdering av rørledningslekkasjer og miljørisiko

Petroleumstilsynet (Ptil) har vurdert frekvenser for akutte utslipp til sjø fra petroleumsvirksomhet, inkludert frekvenser for lekkasjer fra rørledninger

(/21/), jamfør tabell 6.2. Lekkasjefrekvensen for en rørledning avhenger av rørledningens diameter og lengde, samt rørledningens eksponering i forhold til

ekstern ulykkesbelastning i områder nær plattformen, som fallende last. For felteksterne rørledninger ser en at feilfrekvensen er delt opp i to ulike ledd – ett som er lengdeavhengig og ett som

ikke er lengdeavhengig. Tabellen viser at lekkasjefrekvensen for en rørledning som UHGP vil være svært lav.

**Tabell 6.2.** Frekvenser for rørledningslekkasjer. Tabell 3 i (/21/).

Rørledning	Beskrivelse	Feilfrekvens	Benevning	
Rørledning under vann, åpent hav	Feltinterne	Brønnstrømsrør og andre små rørledninger med uprossesert væske	2,0E-04	Per km per år
	Felteksterne	Prosessert olje eller gass med rørdiameter $\leq 24''$	1,25E-05 1,75E-04	Per km per år Per karakter og per rørledningsår
Rørledning under vann, ekstern ulykkesbelastning i nærplattformsonen	Diameter $\leq 16''$		3,95E-04	Per år
	Diameter $> 16''$		9,5E-05	Per år

## 6.4 Effekter av eventuelle gassutslipp

Et gassutslipp er primært en fare for sikkerheten, da et utslipp kan utsette nærliggende installasjon, fartøy og personell ombord for en brannfarlig gassky. Kontrollsystemene på Edvard Grieg og tilbakeslagsventil ved Alvheim PLEM vil medføre at gassmengden som kan slippes ut ved et rørledningsbrudd vil begrenses til gassmengden i rørledningens lengde, inntil trykkutjevning ift omgivelsene oppnås, slik at utstrømmingen av gass stopper opp.

Effekten på miljøet ved et gassutslipp er begrenset til utslipp av drivhusgass til atmosfæren, påvirkning av vannkvaliteten og innvirkninger på marin fauna og fugler i nærområdet. Naturgass har minimal løselighet i vann, og har derfor svært begrenset effekt på vannkvaliteten ved en eventuell lekkasje. Gassen vil stige opp til havoverflaten, der den vil spre seg og bli fortynnet. Utslipp av gass kan føre til at omliggende bunnvann føres opp igjennom vannsøylen sammen med gassen slik at bunnvann vil bli blandet med overflatevann. Det forventes at fisk, sjøpattedyr og fugl innenfor og i nærheten av den oppstigende gassfanen vil dø eller unnvike det påvirkede området. Mindre utslipp av gass forventes ikke å resultere i målbar påvirkning på marin fauna. Selv større utslipp forventes å kun føre til begrenset påvirkning av det marine miljøet.

Før oppstart av drift av Edvard Grieg og gassrørledningen høsten 2015, vil det utarbeides

beredskapsplaner. Det vil her identifiseres tiltak for å redusere eventuelle gassutslipp til et minimum. Etter at rørledningen er fylt med hydrokarbonholdig gass, vil Gassco overta som driftsoperatør for gassrørledningen. Før oppstart av drift vil det være dialog med både norske (Petroleumstilsynet) og britiske (Health and Safety Executive og DECC) myndigheter.

## 6.5 Lekkasjedeteksjon

Fremtidig operatør Gassco ønsker å inkludere UHGP i online Pipeline Model System (PMS) i Gassco Transportation Control Centre (TCC) på Bygnes. Lekkasjedeteksjon modul er en del av denne modellen.

Operatør av SAGE (Apache) og Gassco vil regulere overføring av signaler for gjennomstrømning, trykk og temperatur i SAGE systemet. Dette ville gi Gassco mulighet til å simulere hele systemet. Alternativet er at lekkasjedeteksjon blir utført av SAGE operatøren, ettersom UHGP kan betraktes som en del av SAGE systemet.

## 7 Arealbeslag og fysiske inngrep

### 7.1 Konsekvenser for fiskeriene

Rørledningstraseen berører ikke kjente gytefelt eller større fiskefelter i Nordsjøen, og ingen særlige verdifulle og sårbare områder berøres av tiltaket. Det er begrenset fiskeriaktivitet på norsk sokkel i den aktuelle delen av Nordsjøen, sammenlignet med områdene langs Norskerenna. Sporingsdataene viser at britiske fiskefartøy er mest representert i området.

Rørledningen vil installeres ved bruk av dynamisk posisjonert (DP) operert rørleggingsfatøy, og ankermerker i sjøbunnen unngås. Dette reduserer også omfanget av sjøarealet som berøres under anleggsfasen etterhvert som leggefartøyet forflytter seg framover. Rørledningen er betongdekket, og har en overtrålbar utforming som muliggjør at den kan legges direkte på sjøbunnen uten nedgraving eller overdekking med stein. Bruk av steinfyllinger vil begrenses til understøttelse for sjøbunnsstrukturer, kontroll og låsing av utbuktninger av rørledning i den "varme" enden nær plattformen, samt for separasjon og kryssing av eksisterende infrastruktur. Alle sjøbunnsstrukturer vil beskyttes og gis en trålavvisende utforming slik at konflikter med utøvelse av fiske med bunnredskaper unngås.

Under oppkobling og klargjøring av rørledningen for bruk, vil det være et fåtall fartøyer som ligger stasjonært på aktuell lokasjon i en kortere periode.

Den begrensede fiskeriaktiviteten i de aktuelle sjøområdene, bruk av DP-operert leggefartøy som beveger seg framover med et relativt lite arealbeslag, medfører etter operatørens vurdering at det under anleggsfasen vil være et svært moderat konfliktpotensial ift fiskeriene. Det vurderes videre som relativt enkelt for eventuelle fiskefartøyer i området å vike unna uten operasjonelle ulemper eller fangsttap av betydning.

Konfliktpotensialet mellom fiskeriaktiviten og installasjonen vurderes som ubetydelig i årets 9 første måneder. Fiskeriaktiviteten er noe større nær planlagt installasjon i 4. kvartal.

Under driftsfasen vil rørledningen etter operatørens

vurdering ikke medføre operasjonelle hindringer eller fangsttap av betydning for de begrensede fiskeriene i området.

### 7.2 Konsekvenser for koraller og sårbare naturforekomster

Sjøbunnen i hele traseen på norsk sokkel er homogen og består av biotopkomplekset "Dyp circalittoral sand", karakterisert av siltig finsand sedimenter med enkelte områder med skjellforekomst. Mulige pockmarks (groper) ble registrert enkelte steder i trasekorridoren, men det ble ikke registrert forekomst av koraller eller potensielt følsomme habitater langs traseen på norsk sokkel.

Det marine muslingen *Arctica islandica* er ført opp på OSPARs liste over skjeldne og reduserte arter. Det er imidlertid ikke registrert forekomst av arter som er oppført i den norske rødlisten for arter fra 2010. Det antas at lite datamateriale og lite kunnskap om utbredelse er grunnen til OSPARs oppføring på listen.

Rørledningen vil installeres ved bruk av DP-operert rørleggingsfatøy, og forstyrrende ankermerker i sjøbunnen unngås. Bruk av steinfyllinger vil begrenses til understøttelse for sjøbunnsstrukturer, kontroll og låsing av utbuktninger av rørledning i den "varme" enden nær plattformen, samt for separasjon og kryssing av eksisterende infrastruktur.

Da det ikke er registrert forekomst av koraller eller sårbare naturforekomster langs rørledningstraseen, vurderes tiltaket å ikke ville medføre negative konsekvenser av betydning for naturforekomster langs traseen.

### 7.3 Konsekvenser for kulturminner

Det er i forbindelse med sjøbunnsundersøkelser sommeren 2012 registrert funn av tre mulige funn av skipsvrak, det nærmeste 58 meter SV for en mulig tenkt rørledningenstrase. Dette vurderes å ikke medføre konflikt med en framtidig trase.

Det er våren 2013 gjennomført ny detaljkartlegging av sjøbunnen i rørledningstraseen for UHGP, dette som grunnlag for detaljprosjekteringen av rørledningen. Rapportering forventes ikke å foreligge før i juli, men ved eventuelle funn av mulige skipsvrak, vil kulturminnemyndighetene ved Norsk Maritimt Museum kontaktes for avklaringer av videre håndtering av et slikt funn.

Operatøren vil normalt tilstrebe å unngå installasjon av rørledning over eller like ved funn av mulige skipsvrak ved å justere traseen for å oppnå en traseoptimalisering. Dette vil normalt medføre at konflikt med kulturminner på sjøbunnen kan unngås. Det forventes ikke konflikt mellom rørledningen og kulturminner.

## 7.4 Konsekvenser for skipstrafikk

Det er en betydelig skipstrafikk i Nordsjøen, med et omfattende antall skipsbevegelser med mange forskjellige typer fartøyer. I det aktuelle sjøområdet for rørlegging er trafikken noe mindre intens enn lenger sør i Nordsjøen. Rørleggingsfartøyet vil under leggeoperasjonen ikke ha mulighet til å vike for annen kryssende trafikk.

Det er i forbindelse med arbeidet med helhetlig forvaltningsplan også utredet arealmessige interessekonflikter mellom petroleumssvirksomheten og skipstrafikken i området (/20/). Under legging av rørledninger vil det være et konfliktpotensial mellom rørleggingsfartøyet og annen skipstrafikk i nærområdet av leggeoperasjonen. Omfanget av

rørleggingens arealbeslag er bla. avhengig av utbyggingsløsning, der bruk av ankeroperert leggefartøy vil medføre større arealbeslag enn fartøy operert med dynamisk posisjonering (DP-operert).

I utgangspunktet vurderes det derfor å være et visst konfliktpotensial med annen skipstrafikk i området. Bruk av DP-operert leggefartøy som beveger seg framover med et relativt lite arealbeslag, vil redusere det sjøarelet som opptas ift andre fartøyer. Andre nyttefartøyer på kollisjonskurs vurderes å ha stor mulighet for å gjennomføre unnvikende bevegelser, slik at konflikter med pågående leggeoperasjoner unngås. Det samme vil være tilfelle i forhold til steininstallasjonsfartøy og andre fartøyer som er involvert i de marine operasjoner.

Bruk av vaktfartøy under de marine operasjonene som kan informere og veilede annen trafikk vil etter operatørens vurderinger redusere konfliktpotensialet i betydelig grad.

Etter avsluttet rørlegging vil ikke rørledninger representere hindringer for skipstrafikken, med unntak for nødankring for skip under drift uten tilstrekkelig maskinkraft.

For rørledninger i drift er det ankerdropp eller ankerdrag over rørledningene som har størst skadepotensiale. Feilaktig oppankring eller manglende ankerfeste på eller nær rørledninger er egnet til å skape konflikter.



## 8 Økonomiske forhold, leveranser og sysselsetting

Det følgende er basert på en samfunnsmessig konsekvensvurdering av UHGP prosjektet utarbeidet av Asplan Viak (/5/). Rapporten er i sin helhet gjort tilgjengelig på Statoils hjemmesider:

(<http://www.statoil.com/no/EnvironmentSociety/Environment/impactassessments/Pages/default.aspx>).

De samfunnsmessige konsekvensvurderingene er basert på kostnadsestimater pr desember 2012 (beslutning om videreføring). Senere oppdateringer av kostnadsestimatene og kontraktsinngåelser kan føre til mindre endringer av estimatene.

### 8.1 Investeringskostnader

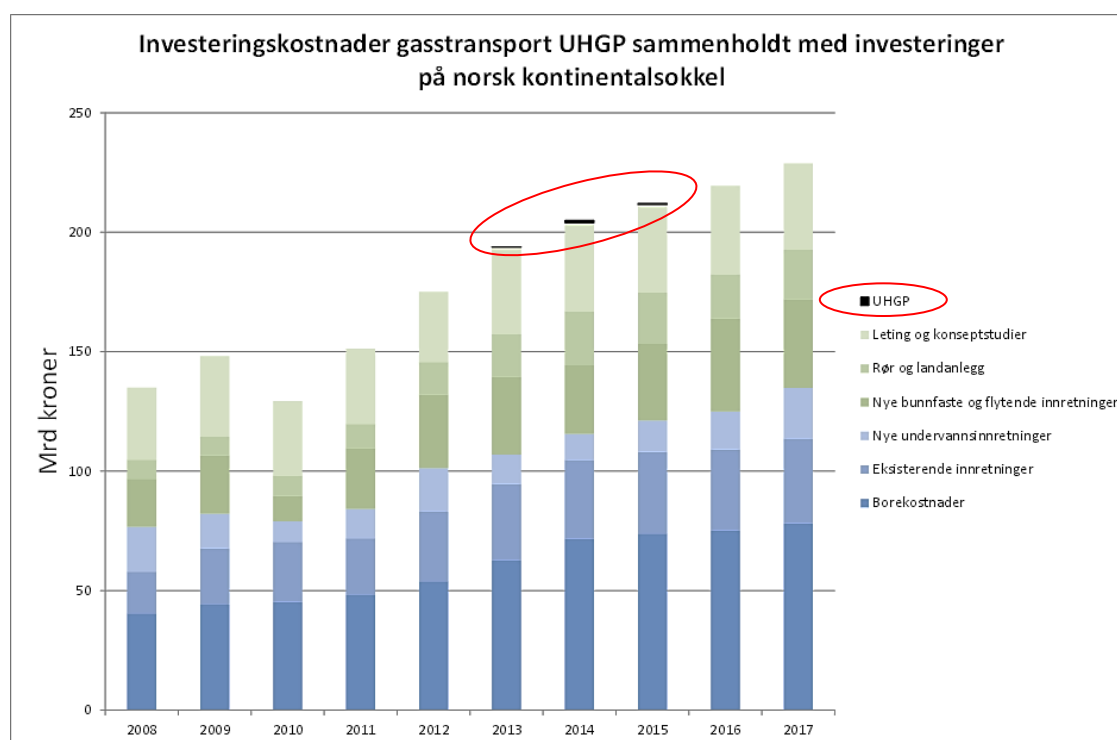
Samlet investeringskostnad for UHGP er estimert til 1.605 millioner norske kroner. Investeringene forventes å skje fra 2013 (planlegging og prosjektering) og fram til ferdigstillelse i 2015, fordelt over tid som vist i tabell 8.1.

Tabell 8.1 Investeringsprofil UHGP i millioner kroner

År	2013	2014	2015
Investeringer, mill NOK	175	893	537

### 8.2 Virkninger av UHGP for investeringsnivå på norsk kontinentalsokkel

Oljedirektoratet (OD) utarbeider jevnlig prognoser for investeringer på norsk sokkel – som regel med omlag 5 års tidshorisont. Oversikten i figur 8.1 bygger på informasjon mottatt fra OD februar 2013. Figuren er utarbeidet i løpende kroner og omfatter regnskapstall fra 2008 fram til 2011 og oppdaterte prognoser fra og med 2012.



Figur 8.1. Investeringskostnader gasstransport UHGP sammenholdt med totale investeringskostnader norsk sokkel, løpende norske kroner. Regnskapstall fra 2008 fram til 2011, og oppdaterte prognoser fra og med 2012. Kilde OD, 2013.

OD forventer betydelig vekst i investeringsomfanget på norsk sokkel i de nærmeste årene. Prognosen tar ikke hensyn til hvor eventuell fabrikkasjon vil finne sted – i Norge eller utenlands. Figuren viser hvor lite

investeringer til Utsira High Gas Pipeline utgjør av de forventede årlige investeringer. I 2014 utgjør UHGP 0,35% av de samlede nasjonale investeringer.

### 8.3 Norske andeler av vare – og tjenesteleveranser

For å kunne anslå sysselsettingsvirkninger og behov for arbeidskraft er det nødvendig å gjøre forutsetninger om forventede norske andeler av verdiskapingen i vare- og tjenesteleveransene, både i investeringsfasen og i driftsfasen. En er her særlig opptatt av verdiskapingen fordi det er denne og ikke kontraktsverdiene som gir sysselsetting og virkninger for norsk næringsliv.

Leverandørindustrien er internasjonal, noe som medfører at det kan være betydelige underleveranser på kryss av landegrenser. Selv om en hovedkontrakt kan bli plassert hos et utenlandsk selskap, kan det bli betydelige norske andeler i form av underleveranser. Tilsvarende kan en kontrakt satt ut til en norsk leverandør ha et høyt innhold av utenlandske underleveranser.

Utgangspunktet for vurdering av mulige leveranser fra norsk næringsliv er erfaringer fra tidligere utbyggingsprosjekter av samme type. Slike prosjekter er imidlertid sjelden direkte sammenlignbare, og teknologien i petroleumssektoren er i rask utvikling. Videre spiller markedsforholdene inn når det gjelder leverandørmønsteret. Det samme gjør rammeavtaler som utbygger har inngått med leverandører av varer og tjenester. De vurderinger som er gjort for å anslå norske andeler ved utbyggingen vil derfor ha stor usikkerhet ved seg.

Basert på oppdelingen av investeringer og drifts-kostnader i hovedkomponenter er det gjort vurderinger av mulig norske andeler av leveransene. På nåværende stadium i planleggingen er det stor usikkerhet knyttet til framtidige leveranser. Omfanget av norske leveranseandeler vil derfor i stor grad bygge på eksempelstudier utført som en del av RKU Nordsjøen (Agenda 2006)<sup>1</sup> og på operatørens egne vurderinger. Nevnte studie viser at det er godt samsvar mellom vurderinger foretatt i samband med konsekvensutredningene og hva som faktisk ble realisert når det gjelder hele prosjektet. Tradisjonelt har samlede norske leveranseandeler ligget på mellom 45% og 65% av totale utbyggingskostnader der rørledninger utgjør en mindre andel.

---

<sup>1</sup> *Oljeindustriens Landsforening: Regional konsekvensutredning Nordsjøen, Etterprøving av fire utbyggingsprosjekter – Agenda Utredning og Utvikling as 2006*

### 8.4 Utbyggingskostnader og kostnadselementer

De viktigste kostnadselementene i utbyggings-kostnadene framgår av tabell 8.2.

Innkjøp og fabrikkasjon utgjør i alt 371 millioner kroner hvorav norske andel er estimert til 120 millioner kroner. Innkjøp og fabrikkasjon består av prosjektering, ekspansjonssløyfe og beskyttelsesstruktur, rørbelegg og korrosjons-beskyttelse, endemanifold, stigerørsmanifold og andre spesialanskaffelser.

Størst potensiale for norske andeler er rørbelegg og korrosjonsbeskyttelse, endemanifold, stigerørsmanifold, og andre spesialanskaffelser.

Marine operasjoner består av installasjon av rørledninger, installasjon av endemanifold og stigerørsmanifold, installasjon av ekspansjonssløyfe samt sammenkopling, sjøbunnsundersøkelse, undervanns steinfylling før og etter installasjon av rør, klargjøring av rørledning for produksjon, logistikk og støttefunksjoner og spesialoperasjoner. Dette er kostnadsestimert til omlag 720 millioner kroner, hvorav norske andeler kan forventes å utgjøre 281 millioner kroner.

Ledelse er normalt 100 prosent norsk og består av operatørens egne ansatte samt innleide norske konsultentselskaper. Inn under denne hører også forsikring, studier og eiernes egne ansatte.

Samlet gir dette mulighet for norske andeler på om lag 43% eller 540 millioner kroner. I tillegg kommer uforutsette endringer og prisstigning som er fordelt i samme forhold som de spesifiserte kostnadene. Dermed utgjør de norske andelen 690 millioner kroner eller 43% av de totale investeringene.

**Tabell 8.2** De viktigste investeringskomponentene og estimat for norske andeler

Rørledningssystem	Kostnader Millioner NOK (avrundet)	Antatt % norsk andel	Norske andeler Mill NOK (avrundet)
Innkjøp og fabrikasjon	371	32,3 %	120
Marine operasjoner	719	39,1 %	281
SUM Leverandører	1 090	36,8 %	401
Ledelse, studier, forsikring	163	85,5 %	139
Uforutsett, 20%	250	Som øvrig (43%)	108
Prisstigning, usikkerhet	102	Som øvrig (43%)	44
<b>Sum investeringskostnader</b>	<b>1 605</b>	<b>43,0 %</b>	<b>690</b>

## 8.5 Driftskostnader

Driftskostnadene er selskapets egne kostnader, vedlikehold, inspeksjon og tariff, og er vist i tabell 8.3. Gassco AS er driftsoperatør for rørledningen.

Ved oppstart er de årlige drift kostnadene estimert til 27 millioner kroner. Deretter avtar driftskostnadene gradvis til 10,2 millioner per år og til 9,6 millioner kroner per år ut levetida.

**Tabell 8.3** Driftskostnader fordelt over år.

År	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Millioner NOK	12,8	20,3	26,4	27,6	10,2	10,2	10,2	10,2

## 8.6 Sysselsettingsvirkninger

De norske andelene av leveransene i anleggsfasen gir sysselsettingseffektene i Norge. Sysselsettingsvirkninger av utbygging og drift av UHGP beregnes kun på nasjonalt nivå. Beregningene bygger på investeringsbeløp og forventninger om norske andeler av leveransene slik som redegjort for foran. Kostnadsestimatene er gjort med stor grad av usikkerhet, likeså forventninger om norske andeler. Beregning av sysselsettingsvirkning er derfor svært usikre uten at spennet vil bli angitt her.

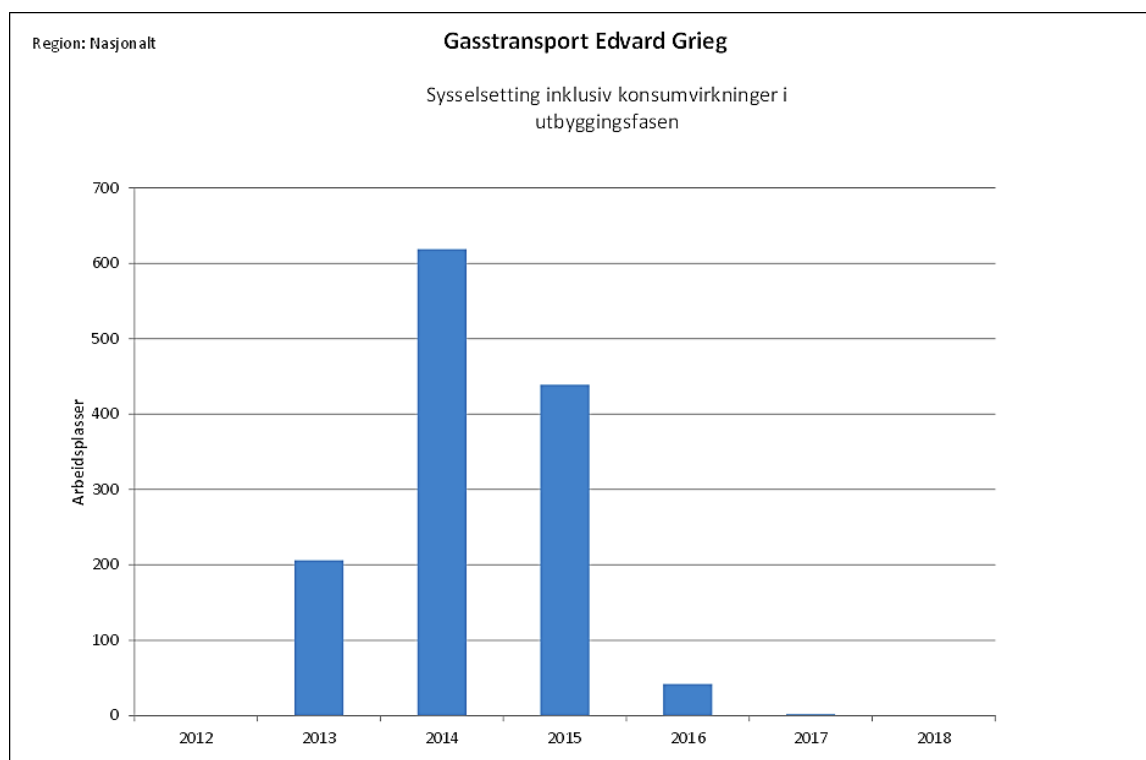
Til beregningene nyttes en regionaløkonomisk kryssløpsmodell. Modellen har innebygd koeffisienter for kryssløp, mens norske andeler fordeles på de viktigste næringer. Dermed oppnås at den beregnede sysselsettingsvirkningen så langt som mulig fordeles på næringer.

De samlede sysselsettingsvirkninger består av direkte og indirekte produksjonsvirkninger. Det vil si sysselsetting hos operatøren og hos operatørens

leverandører og underleverandører. Det kan være noe glidende overgang mellom direkte og indirekte virkninger, men summen av de to virkninger – produksjonsvirkningene – vil i prinsippet være den samme. Så vel operatørselskap, leverandører og ansatte i disse selskapene vil konsumere varer og tjenester. Denne konsumvirkningen er også med i beregningene. Jo større geografisk region som studeres, jo større vil konsumvirkningen kunne bli. På denne måten sprer virkningene seg som ringer i vannet.

### Anleggsfasen

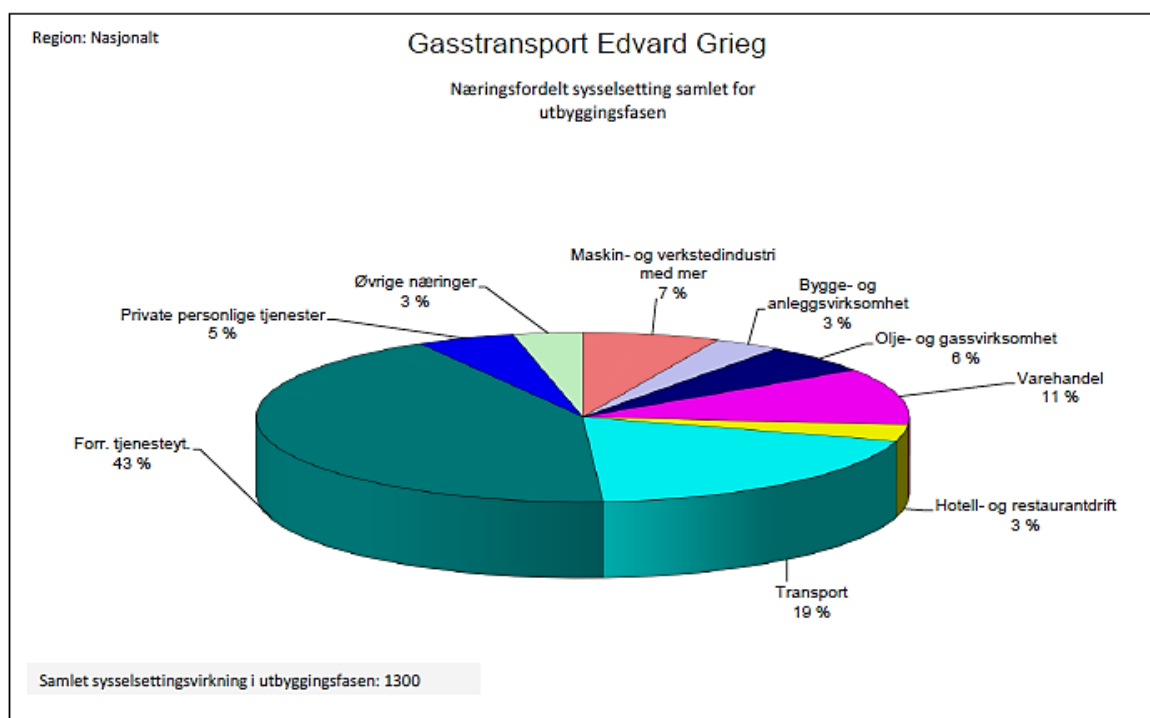
Det er de norske andelene som utgjør i alt om lag 690 millioner kroner, som skaper sysselsettingen. De norske andelene er fordelt på antatte næringer slik at planlegging og prosjektering er størst i begynnelsen, mens næringer knyttet til sammenkopling er sterkere mot slutten av utbyggingsfasen. Sysselsettingsvirkninger i anleggsfasen er illustrert i figur 8.2.



**Figur 8.2** Syssettingsvirkninger i Norge inklusiv konsumvirkninger. Totalt 1.300 årsverk.

På nasjonalt nivå er syssettingsvirkningen størst i 2014 med vel 600 årsverk. Dette tallet inkluderer syssetting hos operatøren, hos leverandører og underleverandører og konsumvirkning. Det antas at konsumvirkningen delvis kommer seinere enn produksjonsvirkningen, derfor er det også syssettingsvirkning i 2016 etter at anleggsfasen er over.

Ser vi på alle årene under ett, kan den næringsmessige fordelingen av syssettingen beregnes, jmf figur 8.3 og tabell 8.4. Figur og tabell viser den næringsmessige fordelingen av de 1.300 årsverkene som utbyggingen forventes å generere i Norge i planleggings- og anleggsfasen i 2013 til og med 2016.



**Figur 8.3** Næringsfordelt syssetting i utbyggingsfasen.

**Tabell 8.4** Årsverk i planleggings- og anleggsfasen fordelt på viktigste næringer.

Næring	Årsverk
Maskin- og verkstedindustri med mer	89
Bygge- og anleggsvirksomhet	43
Olje- og gassvirksomhet	73
Varehandel	140
Hotell- og restaurantdrift	41
Transport	253
Forretningsmessig tjenesteyting	555
Private personlige tjenester	63
Øvrige næringer	45
<b>Årsverk i alt</b>	<b>1.300</b>

De største norske sysselsettingsandelene er innen forretningsmessig tjenesteyting (ingeniørtjenester) og innen transport. Selskaper som gjerne betegnes som *oljeservicenæringene* utgjør nærmest egne næringsgrupper som kan være vanskelig å gruppere etter samme kriterier som «vanlige» selskaper. Den store andelen innen transport skyldes blant annet marine operasjoner som på et vis tilhører sjøfartsnæringen.

Beregningen inneholder konsumvirkninger der årsverkene i særlig grad vil fordeles på mange personer. Utbyggingen faller sammen med høyt og fortsatt stigende nivå på investeringer på norsk sokkel. Det kan derfor forventes sterk konkurranse

om kompetent arbeidskraft – særlig i perioden for planlegging og prosjektering.

#### Driftsfasen

Gassco vil være driftsoperatør, antatt med Statoil som teknisk tjenesteleverandør. Sysselsettingsvirkninger i driftsfasen kan anslås til å være i størrelsesorden 10 til 15 sysselsatte fordelt på eierne og Gassco AS. Dette er i hovedsak arbeidsplasser på land.

## 8.7 Inntekter for Staten

Inntekter for Staten vil framkomme om drift av rørledningen fører til skattbart overskudd – eller økning i skattbart overskudd – for et eller flere selskaper i offshorevirksomheten. Normalt skal skipingstariffer fastsettes slik at et gasstransport-system får en avkastning på om lag 7 % over levetida. Forutsettes lineær avskrivning, vil dette innebære et årlig skattbart overskudd som kan estimeres slik:

Gj.snitt kapital bundet: 1.605 MNOK/2 = 800 MNOK  
 Avkastning 7 %: 800 MNOK x 7 % = 56 MNOK  
 Skatt i gjennomsnitt: 80 %: = 45 MNOK

For Staten kan altså anlegg og drift av UHGP innebære en skatteinntekt på i størrelsesorden 40 – 50 millioner kroner per år i en 30-årsperiode.

## 9 Oppsummering av avbøtende tiltak

Gjennom detaljprosjekteringen av rørledningen er ulike miljøsøyn ivaretatt for å redusere miljøpåvirkningen. Følgende avbøtende tiltak vil bli gjennomført eller vil bli nærmere vurdert for implementering for å redusere eller hindre negative virkninger av tiltaket.

### Fysiske inngrep og arealbeslag

Optimalisering av rørledningstrase basert på sjøbunnskartlegging vil bidra til å redusere omfang av sjøbunnspåvirkningen. Bruk av DP-operert leggefartøy vil begrense sjøarealet som beslaglegges ift annen overflateaktivitet under anleggsfasen, og vil medføre at ankergrøper unngås i sjøbunnen.

Rørledningen gis en overtrålbar utforming og legges direkte på sjøbunnen, uten omfattende bruk av steinfyllinger eller nedgraving. Dette reduserer omfang av arealinngrep og -beslag til et minimum.

### Kulturminner

Dersom eventuelle funn av skips- eller flyvrak skulle bli registrert under detaljkartlegging av sjøbunnen, vil operatøren tilstrebe å gjennomføre trase-optimalisering for å unngå konflikter med kulturminner i nærheten av rørledningstraseen.

### Utslipp til luft

En effektiv gjennomføring av de marine operasjoner og tilhørende logistikkoppgaver vil redusere drivstoffbruket og optimalisere utslipp til luft under anleggsfasen.

Operatøren av Edvard Grieg vil under driftsfasen implementere og følge opp ulike avbøtende tiltak på Edvard Grieg for å optimalisere driften av installasjonen og gasseksportsystemene ombord.

### Utslipp til sjø

Alle undersjøiske ventiler (untatt tilbakeslagsventiler) på rørledningssystemet og sammenkoblingarrangementene vil være ROV operert, uten bruk av hydraulikksystemer. Det vil ikke være noen operasjonelle utslipp til sjø under normal drift av rørledningssystemet.

Tilbakeslagsventiler vil installeres ved både Edvard Grieg installasjonen og ved Alvheim PLEM ved SAGE. Dette medfører at ved alvorlige hendelser som kan medføre større utslipp av innhold i rørledningen, vil omfanget av slike utslipp begrenses til volumet i en rørledningslengde inntil trykket i rørledningen utjevnes ift vanntrykket utenfor, og lekkasjen stopper opp.

### Fiskeri og akvakultur

Bruk av DP-operert leggefartøy vil begrense sjøarealet som beslaglegges ift fiskeriaktivitet under anleggsfasen, og vil medføre at ankergrøper unngås i sjøbunnen.

Omfanget av steinfyllinger begrenses, da sjøbunnen er jevn og flat slik at frispenn med fare for hekting av fiskeredskaper ikke er en aktuell problemstilling.

Ved kunngjøring av aktuell periode for de marine operasjoner i Fiskeribladet Fiskaren vil den norske fiskeflåten som bruker de aktuelle sjøområder informeres.

Bruk av vaktbåt under anleggsfasen for informasjon og veiledning av annen fartøyaktivitet i området.

### Skipstrafikk

Kunngjøring av de marine operasjoner i relevante publikasjoner vil informere om de planlagte installasjonsaktivitetene. Bruk av vaktbåt under anleggsfasen for informasjon og veiledning av annen fartøyaktivitet i området.

### Miljøovervåking

Det er gjennomført grunnlagsundersøkelser mhp sedimentkjemi og biologi langs rørledningstraseen. Etter utbyggingsoperatørens vurderinger er det ikke behov for videre undersøkelser og overvåking av miljøtilstanden langs gassrørledningen. Det planlegges derfor ikke oppfølgende miljøundersøkelser utover den regionale miljøovervåkingen som pågår på norsk sokkel. Det antas at Edvard Grieg vil inkluderes i det regionale miljøovervåkingsprogrammet på vanlig måte for nye felt som settes i produksjon.

## 10 Forkortelser

ALARP	As low as reasonable practicable (så lavt som praktisk mulig)
Barg	bar gage (overtrykk)
Capex	Capital Expenditure (Investeringskostnader)
CH <sub>4</sub>	Metan
CO <sub>2</sub>	Karbondioksyd
HAZID	Hazard Identification (Fareidentifikasjon)
HAZOP	Hazard in Operation (Fare- og driftsanalyse)
H <sub>2</sub> S	Hydrogensulfid
HMS	Helse Miljø og Sikkerhet
JV	Joint Venture
KU	Konsekvensutredning
MAIP	Maximum Allowable Incident Pressure
NOx	Nitrogenoksyder
nmVOC	non-metan Volatile Organic Compounds (flyktige organiske forbindelser)
NRV	Non Return Valve (tilbakeslagsventil)
Sm <sup>3</sup>	Standard kubikkmeter ved (1 atm og 15 °C)
Sm <sup>3</sup> /d	Standard kubikkmeter per dag
OED	Olje- og energidepartementet
Opex	Operating Expenditure (Driftskostnad)
PAD	Plan for Anlegg og Drift
PLEM	Pipeline End Manifold
PMS	Pipeline Model System
PPS	Pipeline Protection System
PSV	Pressure Safety Valve
PUD	Plan for Utbygging og Drift
QRA	Qualitative Risk Assessment
RFO	Ready for Operation (Klargjøring for drift)
TCC	Transportation Control Centre
UHGP	Utsira High Gas Pipeline

## 11 Referanser

/1/ – Innst. 356 S (2011–2012). Innstilling fra energi- og miljøkomiteen om utbygging og drift av Edvard Grieg-feltet.

/2/ – Prop. 88 S (2011–2012). Utbygging og drift av Edvard Grieg-feltet. Olje- og energidepartementet.

/3/ – Plan for utbygging, anlegg og drift av Luno, Produksjonslisens PL338. Del 2 Konsekvensutredning. September 2011. Dok.nr. 23380–LUNAS–RA–0024, Rev. 01

/4/ – Gasstransport fra Edvard Grieg-plattformen i PL338. Forslag til utredningsprogram for gassrørledning til SAGE-systemet i Storbritannia. Lundin, juli 2012.

/5/ – KU Samfunn – Utsira High Gas Pipeline (Edvard Grieg gas pipeline). Rapport Asplan Viak, April 2013

/6/ – Framework agreement between the Government of the United Kingdom of Great Britain and Northern Ireland and the Government of the Kingdom of Norway relating of the laying, operation and jurisdiction of inter-connecting submarine pipelines. Signed 25.08.1998

/7/ – Memorandum of understanding between the Health and Safety Executive and the Petroleum Safety Authority Norway concerning health interventions related to pipelines and offshore installations governed by agreements between the United Kingdom and Norway. October 2012.

/8/ – Fugro Survey Limited 2012: Pipeline Route Survey Luno to SAGE Tee, NCS block 16/01 to UKCS block 9/17. Survey Period: 2 March – 19 June 2012 Volume 2 of 4: Habitat Investigation Results (Norwegian Sector). FSLTD Report No. 00911.1V2.0

/8a/ – Fugro Survey Limited 2012: Pipeline Route Survey Luno to SAGE Tee, NCS block 16/01 to UKCS block 9/17. PL338, LN12303 (Route C). Survey Period: 28 March – 26 May 2012 M/V Fugro Meridian. Volume III of V Fugro Survey Report No: 9701.V00

/9/ – EGOP & UHGP FEED study, UHGP Pipeline Design Report. JP Kenny, 21-0249-01-U-3-008 Rev 01. 2013

/10/ – Fugro Survey Limited 2012: Pipeline Route Survey Luno to SAGE Tee, NCS block 16/01 to UKCS block 9/17. Survey Period: 2 March – 19 June 2012 Volume 1 of 4: Habitat Investigation Results (UK Sector). FSLTD Report No. 00911.1V1.0

/11/ – Norsk rødliste for arter 2010. The 2010 Norwegian Red List for Species. Artsdatabanken

/11a/ – Oljeindustriens landsforening 2006. RKU Nordsjøen Oppdatering av regional konsekvensutredning for petroleumsvirksomhet i Nordsjøen. Sammenstillingsrapport, desember 2006.

/12/ – Miljøverndepartementet 2013. Meld. St. 37 (2012–2013). Helhetlig forvaltningsplan for det marine miljø i Nordsjøen og Skagerak (forvaltningsplan).

/13/ – Det Norske Veritas, 2013. Miljøovervåking og grunnlagsundersøkelser i Region II 2012. Rapportnr: 2012-1649, Rev. 01

/13a/ – Fugro Survey Limited 2012: Pipeline Route Survey Luno to SAGE Tee, NCS block 16/01 to UKCS block 9/17. Survey Period: 2 March – 19 June 2012 Volume 4 of 4: Environmental Baseline Survey Results (Norwegian Sector). FSLTD Report No. 00911.1V4.0

/14/ – Fugro Survey Limited 2012: Pipeline Route Survey Luno to SAGE Tee, NCS block 16/01 to UKCS block 9/17. Survey Period: 2 March – 19 June 2012 Volume 3 of 4: Environmental Baseline Survey Results (UK Sector). FSLTD Report No. 00911.1V3.0

/15/ – Olje- og energidepartementet og Oljedirektoratet 2013. Fakta 2013 Norsk petroleumsvirksomhet.

/16/ – Faglig grunnlag for en forvaltningsplan for Nordsjøen og Skagerak: Arealrapport. Havforskningsinstituttet og Direktoratet for naturforvaltning. TA-nummer 2681/2010. Fisker og havet nr 6/2010.

/17/ – Havforskningsinstituttet og Direktoratet for Naturforvaltning 2011. Helhetlig forvaltningsplan for Nordsjøen og Skagerak. Sårbarhet for særlig verdifulle områder. TA-nummer 2858/2011.

/18/ – Fiskeridirektoratet, Norges Fiskerilag og Norges Kystfiskerilag 2010. Helhetlig forvaltningsplan for Nordsjøen og Skagerak. Beskrivelse av fiskeriaktiviteten. TA-nummer 2665/2010.

/19/ – Kystverket, Sjøfartsdirektoratet 2010. Helhetlig forvaltningsplan for Nordsjøen og Skagerak. Statusbeskrivelse for skipstrafikk. TA-nummer 2666/2010.

/20/ – Klima- og forurensningsdirektoratet 2012. Helhetlig forvaltningsplan for Nordsjøen og Skagerak. Interessekonflikter og samordningsbehov. TA-nummer 2908/2012

/21/ – Petroleumstilsynet 2012. Vurdering av frekvenser relatert til akutt utslipp til sjø fra petroleumsvirksomhet i Nordsjøen og Skagerak i perioden 2010 til 2030. Rapportnr.: PS-1070011-RE-05



## **12 Vedlegg**

**Vedlegg A – Fastsatt utredningsprogram for KU**

**Vedlegg B – Sammendrag av innkomne høringsuttalelser**

**Vedlegg C – Foreløpige koordinater for rørledningstrase**

**Vedlegg D – Sammendrag av miljøundersøkelser på britisk sektor**

## **Vedlegg A – Fastsatt utredningsprogram for KU**



Lundin Norway AS  
Strandvn. 50D  
1366 Lysaker

Deres ref.

Vår ref.  
12/1268

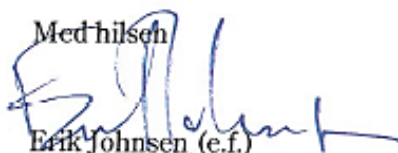
Dato  
26.11.2012

**Fastsettelse av program for konsekvensutredning for gassrørledning fra Edvard Grieg-feltet til SAGE-systemet i Storbritannia**


Det vises til forslag til utredningsprogram for gassrørledning fra Edvard Grieg-feltet til SAGE-systemet i Storbritannia som ble sendt på offentlig høring 13. juli 2012. Det vises videre til brev fra Lundin 24. september 2012 med vedlagt oppsummering av høringen, inkludert operatørens kommentarer.

I medhold av forskrift til lov om petroleumsvirksomhet 27. juni 1997 nr 653 § 29 fjerde ledd jf. § 22 tredje ledd fastsetter Olje- og energidepartementet med dette utredningsprogrammet for gassrørledning fra Edvard Grieg-feltet til SAGE-systemet i Storbritannia i tråd med det fremlagte forslag til utredningsprogram. Det forutsettes at operatøren i det videre konsekvensutredningsarbeidet tar hensyn til de innkomne høringsuttalelsene slik det fremgår av vedlegget.

Med hilsen



Erik Johnsen (e.f.)  
avdelingsdirektør



Per Valvatne  
rådgiver

Vedlegg:

---

Postadresse

Kontoradresse

Saksbehandler  
Per Valvatne

<http://www.oed.dep.no/> postmottak@oed.dep.no Sentral: 22 24 90 90

Org. nr. 977 161 630

Forslag til program for konsekvensutredning  
Oppsummering av høringen

Kopi:

Arbeidsdepartementet  
Arbeidstilsynet  
Direktoratet for naturforvaltning  
Havforskningsinstituttet  
Fiskeridirektoratet  
Norges Fiskarlag  
Miljøverndepartementet  
Klima- og forurensningsdirektoratet  
Riksantikvaren  
Utenriksdepartementet  
Statoil ASA

## 7 Forslag til utredningsprogram

Konsekvensutredningen skal redegjøre for virkningene på miljø, naturressurser og samfunn av den planlagte utbyggingen. Konsekvensutredningen skal sikre at disse virkningene blir vurdert ved planlegging av utbyggingen.

Konsekvensutredningen for gassrørledningen fra Edvard Grieg vil bli basert på vedtatt utredningsprogram. I tillegg oppsummeres innkomne høringsuttalelser og operatørens kommentarer til disse.

Videre vil konsekvensutredningen gi en utfyllende beskrivelse av valgt transportløsning og utrede hvilke konsekvenser denne har for miljø og samfunn. Konsekvensutredningen vil inneholde en kort omtale av alternative løsninger som har vært vurdert med begrunnelse for valgt utbyggingsløsning.

Forebyggende og avbøtende tiltak ut fra selskapets null-skade filosofi og myndighetenes rammebetingelser vil bli nærmere dokumentert. Det vil bli redegjort for hvilke tillatelser, godkjennelser eller samtykker det skal søkes om i henhold til gjeldende lovgivning.

Det vil bli utarbeidet en separat miljøutredning for traseen på UK kontinentalsokkel i henhold til krav fra DECC. Denne utredningen vil bli vedlagt konsekvensutredningen for gassrørledningen fra Edvard Grieg.

### 7.1 Utbyggingsløsning

Det vil gis en beskrivelse av de tekniske løsningene som er valgt for utbyggingen og tilknytting til SAGE-systemet, samt en vurdering av disse i forhold til miljø- og sikkerhetsmessige problemstillinger og forholdet til fiskeriinteresser.

Utbyggingsløsning: Utredningen vil inneholde en beskrivelse av utbyggingsløsning. Dessuten skal anlegg av den valgte utbyggingsløsning beskrives med hensyn på teknikk, økonomi, miljø og samfunn. Dersom endelige tekniske løsninger ennå ikke er valgt, skal alternativer skisseres, og det skal gjøres rede for hvordan man tar sikte på å finne løsninger som best mulig ivaretar hensynet til miljø. En beskrivelse av metode for mellomlagring av rørelementer og konsekvenser av denne i forhold til arealbeslag på land og sjø, samt risikobildet vil bli redegjort for i konsekvensutredningen.

Sammenligning av alternativer: Det vil i konsekvensutredningen gis en sammenligning av de alternative utbyggingsløsninger som har vært vurdert med hensyn på teknikk, økonomi, miljø og samfunn.

Driftsorganisasjon, økonomi og fremdrift: Planene for organiseringen av driftsfasen vil omtales og foreløpige estimater over investeringer og driftskostnader vil presenteres. Fremdriftsplaner skal presenteres.

Avvikling: Konsekvensutredningen vil inneholde en kort vurdering om muligheter for fjerning ved driftsopphør og planprosess knyttet til dette.

#### 7.1.1 Beskrivelse av nåværende situasjon i influensområdet

Konsekvensutredningen vil inneholde en beskrivelse av dagens situasjon i influensområdet.

I utredningen vil man gjøre nytte av det utredningsarbeidet som er gjennomført i regional konsekvensutredning for Nordsjøen, RKU Nordsjøen, og resultatene fra traseundersøkelsen som ble gjennomført våren 2012.

### **7.1.2 Beskrivelse av miljømessige konsekvenser**

Konsekvensutredningen vil inneholde en utfyllende beskrivelse av miljø- og samfunnsmessige konsekvenser og mulige avbøtende tiltak.

Arealbeslag og fysiske inngrep: Konsekvensutredningen vil gi en utfyllende beskrivelse av konsekvenser og mulige avbøtende tiltak.

Det vil gjøres en vurdering av potensialet for å berøre sårbare miljøressurser i det aktuelle området basert på eksisterende kunnskap og detaljert havbunnskartlegging.

Det vil gjøres en vurdering av potensialet for å berøre marine kulturminner i det aktuelle området basert på eksisterende kunnskap.

Det vil bli benyttet sporingsdata for fiskeaktivitet fra konsekvensutredningen for Edvard Grieg.

Utslipp til luft: Energibehov og utslipp til luft vist i konsekvensutredningen for Edvard Grieg vil bli oppdatert. Utslippene knyttet til utbygging og drift av rørledningen vil sammenliknes med utslippene fra Nordsjøen, samlede utslipp fra norsk sokkel og nasjonale utslipp. Miljømessige konsekvenser av utslipp til luft anses små og vil ikke bli videre utredet.

Utslipp til sjø: Det vil i konsekvensutredningen bli gitt en beskrivelse av utslipp av kjemikalier i forbindelse med trykk- og lekkasjetesting av rørledninger. Dette inkluderer kjemikalier som vil benyttes for å hindre korrosjon og begroing.

### **7.1.3 Beskrivelse av konsekvenser for fiskeri og akvakultur**

Eventuelle konsekvenser for fiskerier knyttet til anleggsfasen og mulige tiltak for å redusere eventuelle skadevirkninger vil bli vurdert med utgangspunkt i litteraturen, oppdaterte sporingsdata og samarbeid med lokale og regionale fiskeriinteresser. Videre vil konsekvenser for fiskeri ved en driftsfase av rørledningen utredes, herunder spørsmål knyttet til overtråling.

### **7.1.4 Beskrivelse av samfunnsmessige konsekvenser**

Analysen av norsk sysselsetting, leveranser og skatter og inntekter i konsekvensutredningen for Edvard Grieg vil bli oppdatert og redegjort med hensyn til gassrørledningen.

### **7.1.5 Avbøtende tiltak og miljøoppfølging**

Konsekvensutredningen skal beskrive mulige og planlagte tiltak for å redusere eller hindre betydelige negative miljøvirkninger. Det vil bli gitt en samlet, oppsummerende oversikt over hvilke avbøtende tiltak som prosjektet planlegger å gjennomføre og hvordan disse vil bli fulgt opp.

Mulige avbøtende tiltak vil bli beskrevet med hensyn til:

- Arealbeslag og fysisk inngrep

- Utslipp til luft
- Utslipp til sjø (planlagte og akutte)
- Avfall
- Fiskeri og akvakultur

Avbøtende tiltak omfatter:

- Kartlegging av sjøbunnen og trase optimalisering. Generelt vil det være et mål å minimalisere aktiviteten og påvirkningen av havbunnsstrukturene ved rørleggingsoperasjonene.
- Tiltak for å minimalisere kjemikaliemengden og benytte miljøvennlige kjemikalier i så stor grad som mulig i forbindelse med trykk- og lekkasjetesting.

#### Miljøovervåkning

Konsekvensutredningen vil inneholde en nærmere beskrivelse og vurdering av resultatene fra den regionale miljøovervåkning fra 2009. RKU Nordsjøen vil bli benyttet som et grunnlag sammen med resultater fra senere års tokt. Det vil bli gjort en sammenstilling av resultater som foreligger. Konsekvensutredningen vil også vurdere i hvilken grad det er behov for spesifikke undersøkelser og overvåkning.

## **Vedlegg B – Sammendrag av innkomne høringsuttalelser**



Høringsinstans	Sak nr.	Høringsuttalelse	Utbyggers vurdering/kommentar
Arbeidsdepartementet (07.09.12)	1	<p>Arbeidsdepartementet har lagt saken fram for Petroleumsstilsynet: «I program for konsekvensvurdering bør konsekvensen av Edvard Grieg-tilknytningen på eksisterende SAGE-rørledning vurderes i forhold til tilstand og levetid. Pål har ut over dette ingen kommentarer».</p> <p>Arbeidsdepartementet slutter seg til Pål's vurdering har ingen merknader ut over dette.</p>	Tilknytning av rørledningen til SAGE-systemet vil bli vurdert mht. tilstand og levetid. Operatøren tar for øvrig uttalelsen til orientering.
Arbeidsstilsynet (20.08.12)	2	Ingen merknader.	Ingen kommentarer. Operatøren tar uttalelsen til orientering.
Direktoratet for naturforvaltning (29.08.12)	3	DN synes programmet ser ut til å ivareta de fleste aktuelle problemstillinger.	Ingen kommentarer. Operatøren tar uttalelsen til orientering.
	4	Det blir nevnt i kapittel 3.3.1 Kartlegging av trase og 7.1.2 Beskrivelse av miljømessige konsekvenser at resultatene fra havbunnsundersøkelsene skal legges til grunn for vurderinger knyttet til potensialet for skade på sårbare miljøressurser.	Resultatene fra sjøbunnskartleggingen og vurderingen av miljøkonsekvensene vil bli inkludert i konsekvensutredningen.
		DN oppfordrer til at selve resultatene fra havbunnskartleggingen blir lagt frem i konsekvensutredningen og ikke kun vurderingene som har blitt gjort på bakgrunn av disse.	
Havforskningsinstituttet (07.09.12)	5	Havforskningsinstituttet har gjennomgått forslaget til konsekvensutredning fra Lundin Norway AS vedrørende anlegg og drift av gassrørledning fra Edvard Grieg plattformen og finner dette tilfredsstillende.	Operatøren tar uttalelsen til orientering.
Fiskeridirektoratet (06.09.12)	6	Fiskeriativiteten slik den er beskrevet i kapittel 4.2 synes å være dekkende. Vi minner imidlertid om at fiskeriene er dynamiske, og aktivitetsmønsteret vil kunne endres fra år til år.	Operatøren tar uttalelsen til orientering.
	7	I kapittel 3.6 nevnes det at havbunnsprofilen i området er jevn, og at det derfor ikke er nødvendig med sjøbunnsbearbeiding for å unngå frie spenn, men at det er behov for stabilisering av rørledningen ved hjelp av steinmasser.	Operatøren vil vurdere nedgraving av rørledningen i områder der dette er mulig. Fiskeridirektoratet vil bli informert om konklusjonen fra denne vurderingen. Samlokalisering av gassrørledningen med eksisterende rørledningsstrøser vil bli vurdert videre med tanke på å unngå unødig ulempe for fiskeriene. På norsk sokkel er muligheten for samlokalisering så langt vurdert som begrenset. Operatøren tar for øvrig uttalelsen til orientering.
		Fiskeridirektoratet vil be om at det planlegges med nedgraving av rørledningen i de områdene det er mulig, og at det i størst mulig grad planlegges med å legge rørledningen i allerede eksisterende rørledningsstrøser. Vi ber videre om at bruk av steindumping holdes på et minimum, da slike steinfyllinger vil kunne skape problemer for fiskeriene.	
	8	Kapittel 3.12 i programforslaget omhandler avvikling av virksomheten. Lundin skriver at i henhold til gjeldende regelverk vil innretningene på feltet bli fjernet. Videre skriver de at i samsvar med dagens praksis vil rørledninger og kabler som ligger nedgravd i havbunnen bli etterlatt etter rengjøring og forsvarlig	Gjeldende nasjonal politikk nedfelt i St.meld nr. 47 (1999-2000) og etablert praksis legges til grunn for at gassrørledningen kan etterlates etter endt bruk. Forholdene vil bli omtralt i konsekvensutredningen uten at fjerning som et alternativ blir nærmere utredet. I god tid før avvikling av virksomheten vil det bli

Høringsinstans	Sak nr.	Høringsuttalelse	Utbyggers vurdering/kommentar
		<p>sikring av endene. Sikringen skal gjennomføres ved nedgraving eller tildekking av grus, slik at de ikke kan forårsake ulemper for fiske i området.</p> <p>Fiskeridirektoratet ser positivt på at innretningene på feltet vil bli fjernet ved utvikling av virksomheten. Vi vil imidlertid be om at også rørledningen utredes for fjerning etter endt bruk, selv om denne eventuelt vil ligge nedgravd i havbunnen. Selv om rørledningen blir etterlatt nedgravd vil den på lang sikt kunne bli et hefte, som vil kunne utgjøre en potensiell sikkerhetsrisiko for fiskeriene. Videre vil vi også be om at det utredes en plan for generell oppryddning omkring installasjonsområdet ved utvikling av virksomheten.</p>	<p>utarbeidet en plan som omfatter opprydding og avfallshåndtering.</p>
	9	<p>I kapittel 5.1 skriver Lundin at det må påregnes ankergrøper langs rørtraséen dersom leggefartøyet ikke har dynamisk posisjoneringssystem. Fiskeridirektoratet ber om at det benyttes dynamisk posisjonert leggefartøy ved legging av rørledningen, i og med at ankermerkene kan skape problemer for fiskeriene i området.</p>	<p>Operatøren vil gå ut med anbudsforespørsel på både DP og ankeropererte leggefartøyer. Valg av fartøy vil bli basert på HMS-messige, tekniske, operasjonelle og økonomiske vurderinger. Dersom ankeropererte leggefartøyer blir valgt vil operatøren drøfte omfang av fjerning av ankermerker med Fiskeridirektoratet. Operatøren tar for øvrig uttalelsen til orientering.</p>
	10	<p>Fiskeridirektoratet legger til grunn at konsekvensutredningen vil inneholde et detaljert kart med koordinater som viser den planlagte rørledningstraséen med sjøbunnsinstallasjoner.</p>	<p>Konsekvensutredningen vil inneholde kart med koordinater for den planlagte rørledningstraséen med sjøbunnsinstallasjoner.</p>
	11	<p>Eventuelle merknader vedrørende biologiske ressurser antas ivarettatt av Havforskningsinstituttet.</p>	<p>Det henvises til operatørens svar i punkt 5 og 17.</p>
Norges Fiskarlag (27.08.12)	12	<p>Det foreliggende programmet dekker i det vesentligste de forhold som bør vektlegges.</p>	<p>Operatøren tar uttalelsen til orientering.</p>
	13	<p>Norges Fiskarlag understreker at området kan bli aktuelt for fiskeri i fremtiden og at avbøtende tiltak i forhold til fiskeri må vurderes nøye nå. Et avbøtende tiltak kan være å benytte dynamisk posisjonering og dermed unngå ankergrøper.</p>	<p>Operatør vil gå ut med anbudsforespørsel på både DP og ankeropererte leggefartøyer. Valg av fartøy vil bli basert på HMS-messige, tekniske, operasjonelle og økonomiske vurderinger. Dersom ankeropererte leggefartøyer blir valgt vil operatøren drøfte omfang av fjerning av ankermerker med Fiskeridirektoratet. Operatøren tar for øvrig uttalelsen til orientering.</p>
Miljøvern-departementet (05.09.12)	14	<p>Viser til uttalelser fra Direktoratet for naturforvaltning. Ingen øvrige merknader.</p>	<p>Se kommentarer til høringsuttalelser fra Direktoratet for naturforvaltning. Operatøren tar for øvrig uttalelsen til orientering.</p>
Klima- og forurensningsdirektoratet (07.09.12)	15	<p>Klif vurderer det foreslåtte programmet til å kunne dekke miljømessige aspekt ved aktuell rørledning.</p>	<p>Operatøren tar uttalelsen til orientering.</p>
	16	<p>Det framgår av programforslaget at miljø- og energimessige forhold ved alternative løsninger vil bli beskrevet. Vi forutsetter at dette også omfatter alternativt rørledning til Sleipnerfeltet.</p>	<p>KU som del av PUD for Edvard Grieg inneholder utslippsberegninger basert på gassleksport til Sleipner. Denne løsningen er nå forfattet til fordel for gassleksport til SAGE systemet. KU for gassleksport til SAGE vil hovedsakelig fokusere på utslipp knyttet til den valgte løsningen, men vil kort oppsummere tidligere utredede utslippsberegninger til Sleipner.</p>

Høringsinstans	Sak nr.	Høringsuttalelse	Utbyggers vurdering/kommentar
	17	Til utredningsprogrammets pkt 7.1.1 vil vi føye til at uttrederen også må benytte den oppdaterte, faglige kunnskap som nylig er framlagt som en del av grunnlaget for regjeringens arbeid med ny forvaltningsplan for Nordsjøen.	Oppdatert kunnskap fra grunnlagsmaterialelet for ny forvaltningsplan for Nordsjøen vil benyttes i det videre arbeidet med KU.
Riksantikvaren (07.09.12)	18	I forslaget til utredningsprogram for gassrørledning fra Edvard Grieg-plattformen til SAGE i Storbritannia refereres det kort til dagens kunnskapsstatus, der det ikke er kjent konkrete marinarkeologiske forekomster som vil bli berørt. Det redegjøres for hvordan eventuelle funn vil håndteres. Utredningsprogrammet er knapt, men dekkende for tema kulturminner.	Operatøren tar til orientering at Riksantikvaren finner utredningsprogrammet dekkende for tema kulturminner.
	19	Riksantikvaren vil her understreke undersøkelsesplikten etter § 10-1 i Petroleumsloven. Dersom skipsvrak skulle bli påvist gjennom en kartlegging, bør videre håndtering avklares nærmere med kulturminnemyndighetene. Det kan tas kontakt med Museum Stavanger AS – Stavanger maritime museum for vurdering av eventuelle marinarkeologiske funn. Det vil være en fordel om det søkes tidlig kontakt med Museum Stavanger AS – Stavanger maritime museum for å planlegge hvordan kartleggingen skal gjennomføres.	Operatøren vil oppfylle undersøkelsesplikten i forhold til kulturminner som kan bli negativt påvirket av installasjon av ny rørledning, og vil gjennom tidlig kontakt med kulturminnemyndighetene tilstrebe å oppdage, avklare og redusere konfliktpotensialet vedrørende kulturminneverdier.
	20	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 samarbeid 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.	Det henvises til kommentar til punkt 19.
	21	Det er et visst potensial for funn av skipsvrak innenfor rørtraseen. Her er det i første rekke tale om forlis i åpent hav. Det foreligger, så vidt vi vet, ikke systematisk registrering av havbunnen i planområdet, med den hensikt å lokalisere skipsfunn vernet etter kulturminneloven.	Operatøren tar uttalelsen til orientering.
	22	Det er mest hensiktsmessig at tiltakshaver samkjører eventuelle surveys med kulturminneforvaltningen, slik at man unngår å måtte kjøre doble slike. Jo tidligere kulturminneforvaltningen kobles inn i dette arbeidet, jo tidligere vil konflikter med eventuelle kulturminner under vann oppdages og unngås. Kostnadsmessig er dette også i aller høyeste grad den beste løsningen.	Det er gjennomført tidlig sjøbunnskartlegging av aktuell korridor for rørledningstrase, og det ble ikke registrert funn av skipsvrak eller andre marine kulturminner. Operatøren vil opprette tidlig kontakt med Norsk Maritimt Museum for nærmere avklaring av kartlegginger og oppfølging av disse.
	23	Så vidt vi kan forstå ut fra det begrensede kartmaterialelet i meldingen vil deler av rørtraseen ligge i områder med vandndyp grunnere enn 140 m. Disse områdene har vært tørt land mot	Det henvises til kommentar til punkt 19 og 22.

Høringsinstans	Sak nr.	Høringsuttalelse	Utbyggers vurdering/kommentar
		slutten av siste isbid, med et visst potensial for funn av spor etter menneskelig aktivitet fra denne tiden. Funn av slike spor vil være av stor vitenskapelig interesse nasjonalt og internasjonalt. Kartlegging av slikt potensial kan best gjøres gjennom analyser av bunnsedimenter for identifisering og analyse av paleomiljøp.	
	24	Før det gjøres tiltak på havbunnen, i form av kabler, samt andre inngrep som for eksempel mudring, graving, spyling eller massedumping, skal forholdet til kulturminner klargøres. Det er hensiktsmessig så tidlig som mulig å kontakte kulturminneforvaltningen for å klarlegge om tiltaket vil komme i kontakt med kulturminner under vann.	Det henvises til kommentar til punkt 19 og 22. Optimalisering av rørledningstrase under detaljplanlegging vil bidra til å unngå konflikt med eventuelle funn av kulturminner.
	25	Riksantikvaren gjør oppmerksom på at finner av skipsfunn m.m. plikter å melde disse til vedkommende myndighet jf. Kulturminnelovens § 14 tredje ledd.	Operatøren vil melde eventuelle funn til kulturminnemyndigheten, og det henvises for øvrig til kommentar til punkt 19.
Utenriksdepartementet (04.09.12)	26	Ingen merknader.	Ingen kommentarer. Operatøren tar uttalelsen til orientering.

## **Vedlegg C – Foreløpige koordinater for rørledningstrase**

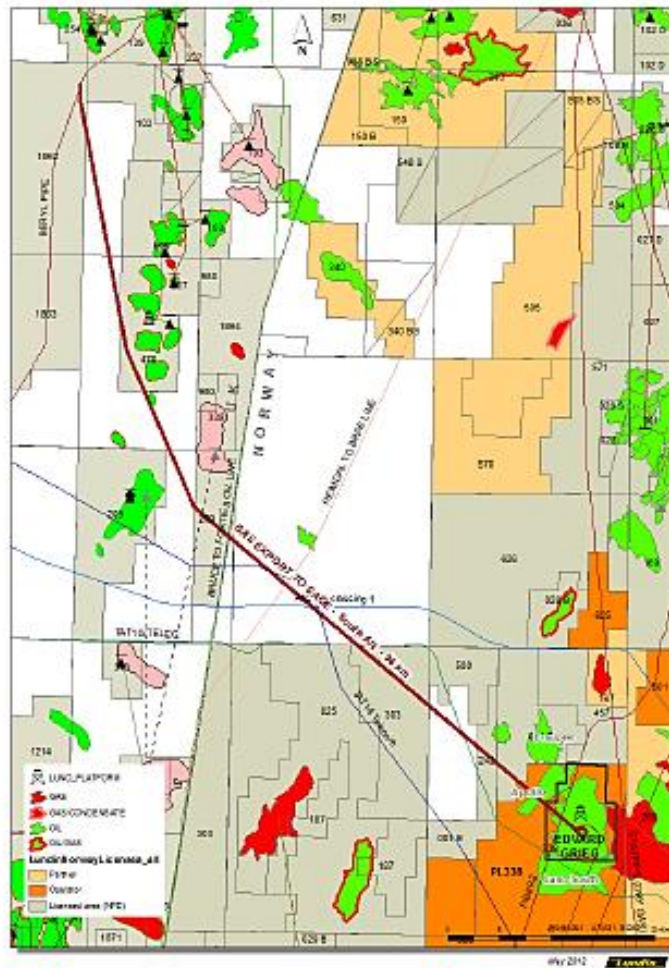
Utsirahøyden gassrørledning til SAGE i Storbritannia (UHGP) – Konsekvensutredning

16" UHGP ROUTE						
POINT	K.P.	EASTING	NORTHING	LENGTH	BEARING	RADIUS
STARTUP	0.000	456 697.770	6 522 998.782	0.000		
TP1	0.500	456 947.771	6 522 565.768	500.001		
IP1		458 783.475	6 519 386.235		150.000'	
CP1		456 254.950	6 522 165.769			800m
TP2	2.670	455 791.356	6 521 513.786	2169.999		
TP3	2.950	455 563.163	6 521 676.044	280.000		
IP2		455 481.238	6 521 734.297		305.415'	
CP2		456 026.756	6 522 328.027			800m
TP4	3.150	455 416.271	6 521 811.008	200.000		
TP5	3.450	455 222.389	6 522 039.939	300.000		
IP3		455 157.423	6 522 116.650		319.739'	
CP3		454 611.905	6 521 522.920			800m
TP6	3.650	455 075.498	6 522 174.903	200.000		
TP7	4.150	454 668.009	6 522 464.648	500.000		
IP4		454 586.084	6 522 522.901		305.415'	
CP4		455 131.603	6 523 116.631			800m
TP8	4.350	454 521.118	6 522 599.612	200.000		
TP9	5.050	454 068.726	6 523 133.786	700.000		
IP5		454 003.760	6 523 210.496		319.739'	
CP5		453 458.242	6 522 616.767			800m
TP10	5.250	453 921.835	6 523 268.749	200.000		
TP11	5.950	453 351.351	6 523 674.393	700.000		
IP6		453 269.426	6 523 732.646		305.415'	
CP6		453 814.944	6 524 326.376			800m
TP12	6.150	453 204.460	6 523 809.357	200.000		
TP13	6.850	452 752.068	6 524 343.531	700.000		
IP7		452 687.102	6 524 420.241		319.739'	
CP7		452 141.584	6 523 826.512			800m
TP14	7.050	452 605.177	6 524 478.494	200.000		
TP15	7.750	452 034.692	6 524 884.138	700.000		
IP8		451 952.767	6 524 942.391		305.415'	
CP8		452 498.286	6 525 536.121			800m
TP16	7.950	451 887.801	6 525 019.102	200.000		
TP17	8.650	451 435.409	6 525 553.276	700.000		
IP9		451 370.443	6 525 629.986		319.739'	
CP9		450 824.925	6 525 036.256			800m
TP18	8.850	451 288.518	6 525 688.239	200.000		
TP19	9.550	450 718.034	6 526 093.883	700.000		
IP10		450 636.109	6 526 152.136		305.415'	
CP10		451 181.627	6 526 745.866			800m
TP20	9.750	450 571.143	6 526 228.847	200.000		
TP21	10.450	450 118.751	6 526 763.020	700.000		
IP11		450 053.785	6 526 839.731		319.739'	
CP11		449 508.267	6 526 246.001			800m
TP22	10.650	449 971.860	6 526 897.984	200.000		
TP23	11.144	449 569.337	6 527 184.199	493.906		
IP12		449 490.837	6 527 240.016		305.415'	
CP12		450 496.524	6 528 488.164			1600m
TP24	11.336	449 419.600	6 527 304.848	192.411		
TP25	52.436	419 023.742	6 554 967.826	41099.253		
IP13		418 765.034	6 555 203.273		312.305'	
CP13		420 033.358	6 556 077.184			1500m
TP26	53.123	418 637.165	6 555 528.871	687.329		
TP27	69.283	412 729.849	6 570 570.928	16160.441		
IP14		412 676.277	6 570 707.339		338.559'	
CP14		414 126.041	6 571 119.240			1500m
TP28	69.576	412 650.122	6 570 851.539	292.179		
TP29	91.804	408 683.121	6 592 722.821	22228.137		
IP15		408 644.995	6 592 933.024		349.719'	
CP15		410 159.040	6 592 990.523			1500m
TP30	92.228	408 667.069	6 593 145.514	424.411		
LAYDOWN	93.634	408 812.381	6 594 544.318	1406.332	5.931'	

## **Vedlegg D – Sammendrag av miljøundersøkelser på britisk sektor**

# Gas export pipeline from the Edvard Grieg-platform to SAGE

## Environmental summary – UK route survey



Prepared by: Geir-Olav Fjeldheim, Lundin Norway AS



## Table of contents

<b>1</b>	<b>Introduction.....</b>	<b>1</b>
<b>2</b>	<b>Summary of the Edvard Grieg development project .....</b>	<b>1</b>
<b>3</b>	<b>Summary of results from the pipeline route survey .....</b>	<b>5</b>
3.1	Bathymetry .....	5
3.2	Sediment Granulometry .....	7
3.3	Sediment chemistry .....	8
3.3.1	Organic carbon .....	8
3.3.2	Hydrocarbons .....	8
3.3.3	Heavy metals and trace metals .....	9
3.4	Macrofauna .....	10
3.5	Ocean Quahog - <i>Arctica islandica</i> .....	10
3.6	Structures made by leaking gases .....	11
3.7	Seabed Boulder Deposits.....	11
3.8	Sea pens .....	12
<b>4</b>	<b>Summary of environmental characteristics .....</b>	<b>13</b>

## **1 Introduction**

This document comprise a summary of the key environmental aspects relating to the UK section of the proposed Edvard Grieg to Sage Tee gas export pipeline crossing the UK-Norwegian boundary.

In addition, a description of the main features of the environmental sensitivities in the vicinity of the UK section of the pipeline route is included.

The purpose of this summary is to account for the environmental aspects that are important in order to decide on whether an Environmental Statement will be required for the gas export pipeline project.

## **2 Summary of the Edvard Grieg development project**

The total length of the planned 16" gas export pipeline is approximately 94 km of which 47 km is located in the UK sector. Tie-in to the Sage-system is planned via the existing Beryl/Alvheim Pipeline End Module (PLEM). The distance from the tie-in to Beryl is estimated to 10 km.

The Edvard Grieg Field is situated in block 16/1 in the mid part of the North Sea about halfway between the Grane and Sleipner platforms, ref. Figure 1.

Plan for development and operation of Edvard Grieg was approved by the Norwegian Parliament (the Storting) in June 2012. Start-up is planned to Q4 2015.

Lundin Norway AS is the operator for development of the Edvard Grieg field. However, Statoil will undertake the operatorship on the gas export pipeline during development phase and most likely in mid-October 2012. The operator in operational phase is not clarified and may involve Gassco (operator for the integrated system for transporting gas from the Norwegian continental shelf to other European countries).

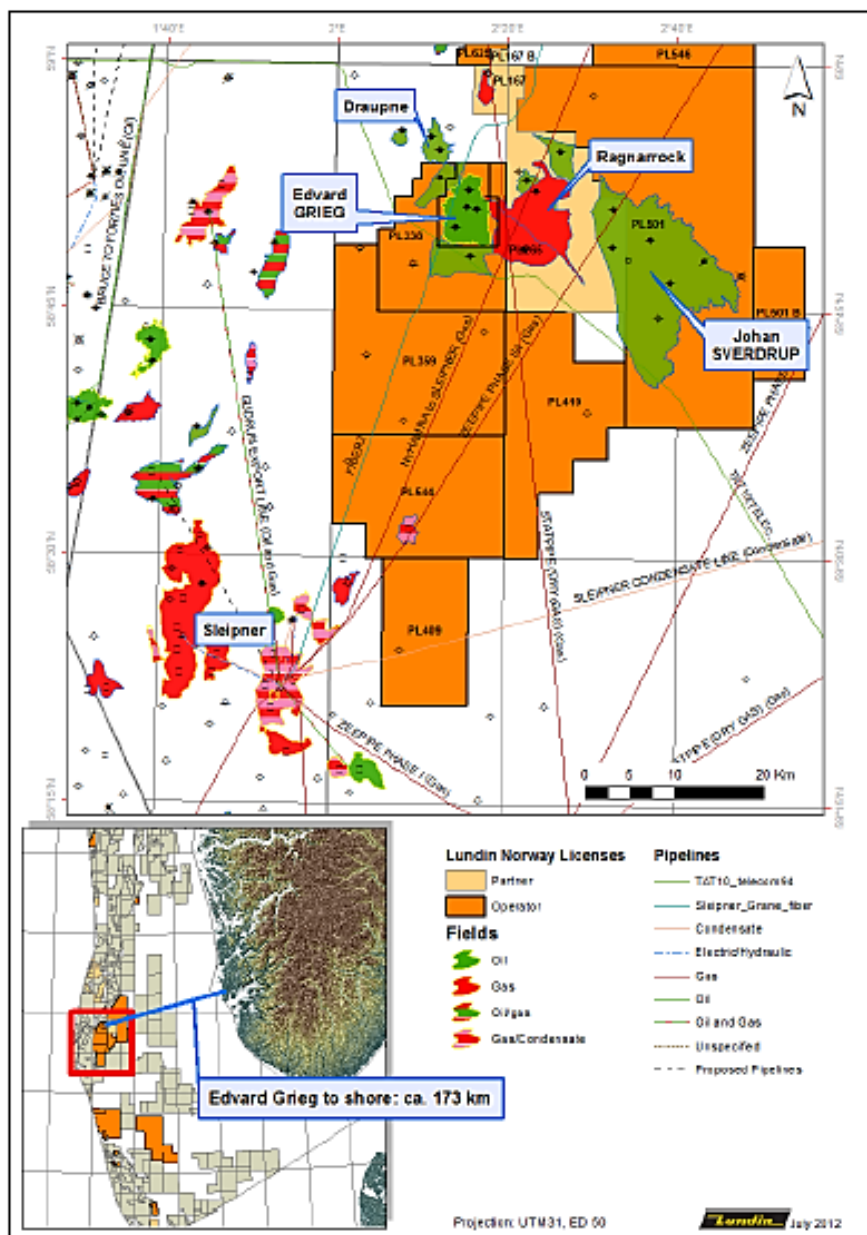


Figure 1. Localization of the Edvard Grieg field

Licensee holders and share of ownership in production licence 338 are shown in Table 1.

Table 1. Licensee holders and share of ownership in production licence 338

Licensee holders	Share of ownership
Lundin Norway AS (Operator)	50%
Wintershall Norge ASA	30%
RWE Dea Norge AS	20%

Location of the UK section of the Edvard Grieg gas pipeline and other infrastructure in the area are show in figure 2.



Figure 2. Location of the UK section of the Edvard Grieg gas pipeline and other infrastructure in relation to the pipeline route.

Preliminary design data for the gas export pipeline are shown in Table 2.

Table 2. Preliminary design data for the gas export pipeline

Parameter	Edvard Grieg to SAGE gas pipeline
Gas	Non-corrosive dry gas
Maximum export rate	5.0 M Sm <sup>3</sup> /sd
Lifetime	30 years
Material	Carbon steel
Diameter (OD)	16" (406 mm)
Length	94 km (preliminary estimate)
Cathodic protection	Al-alloy
External protection	Epoxy/polypropylene
Weight material	Concrete

### **3 Summary of results from the pipeline route survey**

Geophysical and environmental surveys were conducted in the spring of 2012 along the proposed pipeline route extending from the PL338 Edvard Grieg Field in Norwegian Continental Shelf Block 16/1 to Sage tee in United Kingdom Continental Shelf Block 9/17.

The environmental survey was designed to provide detailed characterisation of habitats and baseline conditions along the proposed pipeline corridor, with special attention to potential Annex I habitats like pockmarks and "stony reefs".

Eight environmental sampling stations were located within the UK section of the gas pipeline route.

This summary details the results of the Habitat Investigation (Fugro, 2012 A) and the Environmental Baseline survey (Fugro, 2012 B) for the section of the proposed Edvard Grieg to Sage Tee route that falls within the UK sector of the North Sea.

#### **3.1 Bathymetry**

The UK section of the pipeline route was deepest at the boundary of the UK and Norwegian sectors. From this point the seabed gradually shallow to the north. Water depths within the survey area ranged from a minimum of 100 metres below lowest astronomical tide (LAT) to 117,5 m LAT (Fugro, 2012 B). Depth at Sage Tee was 108.6 metres.

The bathymetry of the pipeline route is shown in figure 3.

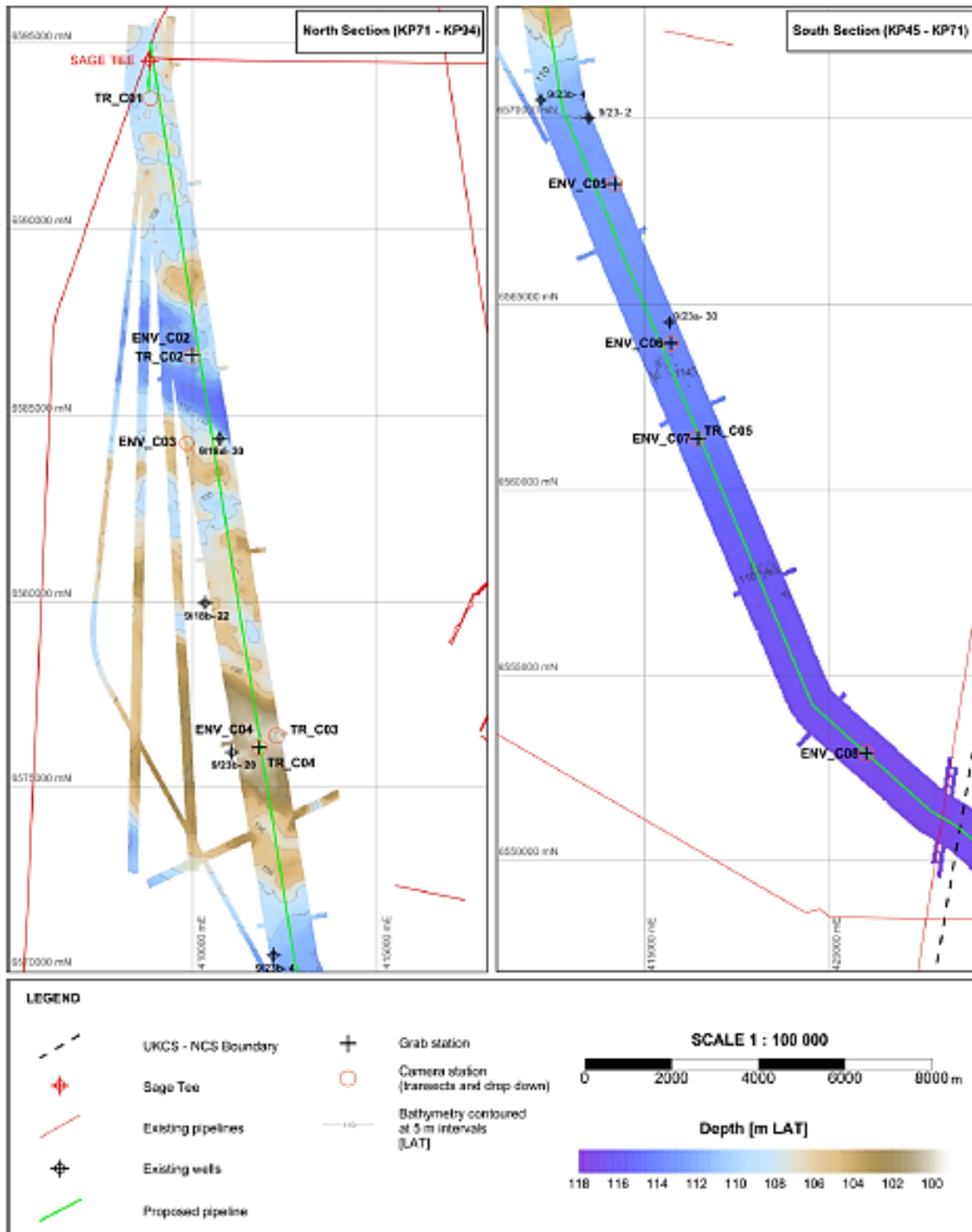


Figure 3. Bathymetry of the pipeline route

### 3.2 Sediment Granulometry

Sediments throughout the route were dominated by sand, although there was variation in the proportion of fines (silt and clay) and coarse material (gravel) recorded at the stations. Deeper stations towards the southern end of the route showed increased fines (Fugro, 2012 B). Distribution of fines is shown in figure 4.

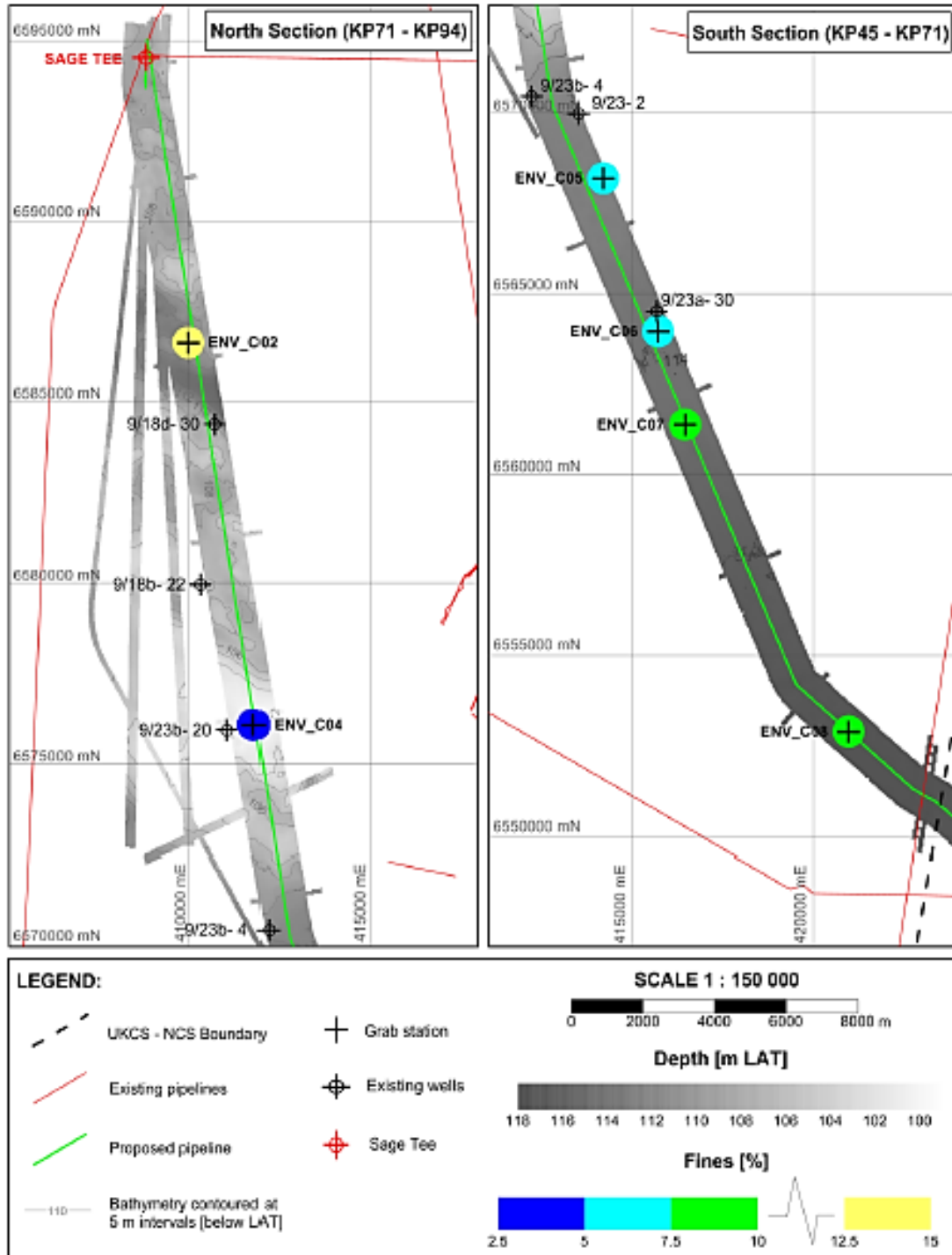


Figure 4. Distribution of fines (<63µm)



### 3.3 Sediment chemistry

#### 3.3.1 Organic carbon

Total organic matter (THC) concentrations ranged between 0.4% and 1.5% and total organic carbon (TOC) ranged from 0.11% to 0.44% (Fugro, 2012 B). The levels of TOM and TOC generally increased with the content of sediment fines. A summary of the organic carbon analysis is shown in table 3.

Table 3. Summary of Organic Carbon Analysis

Station	Fines[%]	TOC [%]	TOM [% Loss on Ignition]
ENV_C02	14.2	0.37	1.5
ENV_C04	2.8	0.11	0.4
ENV_C05	7.3	0.25	1.3
ENV_C06	5.3	0.27	1.3
ENV_C07	9.0	0.42	1.5
ENV_C08	9.6	0.30	1.5
Current Survey	Mean	8.0	0.29
	SD	3.9	0.11
UKCS 9/18	Mean	6.5	0.35
	SD	1.4	0.04
UKOOA	Mean	17.4	-
			1.6

#### 3.3.2 Hydrocarbons

Total hydrocarbon concentrations were variable, but low, with all falling well below the mean level found during the nearby UKCS Block 9/18 survey and below UKOOA (2001) background concentrations for the central North Sea (Fugro, 2012 B). Total hydrocarbon concentrations (THC), total n-alkanes and carbon preference index (CPI) are summarised for each station in table 4.

Table 4. Summary of Hydrocarbon Concentrations (µg/g dry weight)

Station	Fines [%]	THC	n-Alkanes (nC <sub>12-36</sub> )	UCM	CPI			Pr	Ph	
					nC <sub>12-20</sub>	nC <sub>21-36</sub>	nC <sub>12-36</sub>			
ENV_C02	14.2	4.6	0.39	2.7	1.69	2.10	2.03	0.026	0.001	
ENV_C04	2.8	1.6	0.09	1.1	3.13	1.55	1.71	0.014	0.001	
ENV_C05	7.3	4.1	0.23	2.6	3.04	1.84	1.99	0.023	0.001	
ENV_C06	5.3	4.0	0.22	2.4	2.44	1.70	1.80	0.027	0.001	
ENV_C07	9.0	4.9	0.32	3.2	2.30	1.90	1.95	0.030	0.002	
ENV_C08	9.6	3.4	0.24	2.2	2.53	1.86	1.93	0.009	0.001	
Current Survey	Mean	8.0	3.8	0.25	2.4	2.52	1.83	1.90	0.022	0.001
	SD	3.9	1.2	0.10	0.7	0.53	0.19	0.12	0.008	0.000
UKCS 9/18	Mean	6.5	6.0	0.38	4.6	0.99	1.69	1.52	0.014	0.005
	SD	1.4	0.8	0.04	0.8	0.05	0.09	0.06	0.002	0.002
UKOOA	-	9.5	0.40	-	-	-	2.00	-	-	

THC = total hydrocarbon concentrations; UCM = unresolved complex mixture; CPI = carbon preference index (ratio of the sum of odd- to the sum of even-carbon alkanes); Pr = pristane; Ph = phytane; and SD = standard deviation.

N-alkane analysis of the sediments showed a predominance of biogenic terrestrial n-alkanes. PAH analysis showed a predominance of pyrolytic compounds that will have entered the marine environment via atmospheric drop-out. The concentrations of both groups of compounds were very low.

A summary of results for the DECC specified suite of PAH is presented in table 5.

Table 5. Summary of Polycyclic Aromatic Hydrocarbon Concentrations (ng/g dry weight)

Station	Total PAH (2-6 Ring)	NPD	4-6 Ring	NPD / 4-6 Ring Ratio	
ENV_C02	93	16	77	0.21	
ENV_C04	20	1	19	0.05	
ENV_C05	68	13	55	0.24	
ENV_C06	73	13	60	0.22	
ENV_C07	106	17	89	0.19	
ENV_C08	95	21	74	0.28	
Current Survey	Mean	76	14	62	0.20
	SD	31	7	24	0.08
UKCS 9/18	Mean	143	11	117	0.22
	SD	88	4	73	0.04
UKOOA	233	51	182	0.28	

The sum of all PAH fractions from the UK DECC suite of PAHs ranged from 20 to 106 ng/g dry weight. Concentrations were consistently lower than both the UKOOA (2001) background mean for the central North Sea (233 ng/g dry weight) and those recorded from the comparison survey in UKCS Block 9/18 (mean of 143 ng/g dry weight).

### 3.3.3 Heavy metals and trace metals

Concentrations of the majority of metals recorded along the survey route were below background levels for the central North Sea. However, concentrations of zinc were elevated at two stations. There was no evidence to suggest that this had resulted from anthropogenic inputs and it may simply be a reflection of the geochemistry in the area.

A summary of results for the heavy and trace metal analyses is given in table 6.

Table 6. Total Heavy and Trace Metal Concentrations (µg/g dry weight)

Station	Al	Cu	Pb	Ba	Cd	Ni	Zn	Mg	Hg	
ENV_C02	32200	4.1	8.2	393	0.1	8.4	68.3	3740	0.04	
ENV_C04	17100	6.6	5.3	218	<0.1	3.9	26.8	1140	0.02	
ENV_C05	18300	4.1	6.6	295	<0.1	5.5	33.1	1940	0.02	
ENV_C06	18900	3.9	6.2	320	0.1	5.1	28.7	1950	0.01	
ENV_C07	18900	2.7	6.3	313	0.1	4.9	28.7	2100	0.01	
ENV_C08	19200	7.2	6.5	308	0.1	5.5	35.1	2230	0.01	
Current Survey	Mean	20767	4.8	6.5	308	0.1	5.6	36.8	2183	0.02
	SD	5651	1.7	0.9	56	0.0	1.5	15.7	853	0.01
UKCS 9/18	Mean	-	6.2	4.0	250	-	2.8	7.2	-	<0.12
	SD	-	0.2	0.3	111	-	0.2	0.7	-	0.00
UKOOA (2001)	Mean	-	6.3	12.6	349	0.8	11.5	21.3	-	0.03
	95 <sup>th</sup>	-	18.0	26.8	720	1.0	21.8	43.4	-	0.12

### 3.4 Macrofauna

In overall the benthic community identified along the UK section of the route was fairly homogenous with the same group of dominant taxa. Polychaete worms dominated the infauna with the polychaete *Paramphinome jeffreysii* as the most abundant species. The epifaunal assemblage was sparse throughout the route, but increased in density in the coarser sediments in the north (Fugro, 2012 B).

Comparison of the community recorded from the current survey route to the European Union Nature Information Service (EUNIS, 2012) habitat classification suggested that the habitats along the survey route should be classified within the "Deep circalittoral sand" and "Deep circalittoral mixed sediment" biotope complexes.

### 3.5 Ocean Quahog - *Arctica islandica*

During the Luno to Sage Tee pipeline survey (Fugro, 2012 A) live samples of the ocean quahog *Arctica islandica* (Figure 5) were acquired in the seabed sediment grab samples at one station (Block 9/23).

Four individuals, ranging in size from 35 to 80 mm were recorded (Figure 3 B). Along the route of the planned pipeline between the UK/Norway median line and Block 9/23, shells of this species were reported (Figure 3C). Live samples and shell debris were all recorded on 'Deep Circalittoral Sand' biotope complex (EUNIS, 2012).

The ocean quahog features on the OSPAR (2008) list of 'Threatened and Declining Habitats and Species'. It is classed as a 'low or limited mobility species feature of conservation importance' (Species FOCI), which may be protected under the UK and Scottish Marine Bills (JNCC and Natural England, 2011) by a network of Marine Protected Areas (MPAs). It has a slow growth rate, late maturation (age 5 to 11 years), long life span (over 200 years) and sporadic spawning, peaking in 20 years cycles (Sabatini et al., 2008). Because of these characteristics, the ocean quahog is thought to be particularly sensitive to activities which result in substrate loss or physical disturbance like beam trawling, aggregate extraction or seabed engineering (JNCC, 2008).

Currently no MPAs for protection of the ocean quahog are proposed within, or in close vicinity to, the proposed UK pipeline route (JNCC, 2011).

The closest MPA site proposed for this species is the Norwegian Boundary Sediment Plain, located 98 km south from the UK section of the Luno to Sage Tee pipeline route. Moreover, although ocean quahog features on the OSPAR list of, its status as a declining and threatened species is contested (JNCC, 2008) due to conflicting conclusions of evaluators.



Figure 5. Ocean quahog *Arctica islandica*: A – photograph of dead specimen; B- live samples of the ocean quahog collected during pipeline survey; C – the ocean quahog shell debris. Source: a – BMT; B & C – Fugro, 2012

### 3.6 Structures made by leaking gases

During the Luno to Sage Tee environmental pipeline survey, evidence of leaking gases and pockmarks was found in the deeper parts of the survey area. However, there was no evidence of Annex I associated structures (Fugro, 2012 A).

The EC Habitats Directive (92/43/EEC) requires the surveillance of Annex I habitats which may be protected by a network of Special Areas of Conservation (SACs). Potential Annex I habitats investigated during the Luno to Sage Tee environmental pipeline survey (Fugro, 2012 A) were "Submarine structures made by leaking gases", which are characterised by methane-derived authigenic carbonate (MDAC) deposits in pockmarks (depressions in the seabed). These features can provide habitats for distinctive assemblages of species.

According to the Fugro Geos report (Fugro, 2012 A) the nearest pockmarks with "Submarine structures made by leaking gases" occur 44 km west of the proposed UK section of the pipeline route. However, this is not strictly the case because the Braemar Pockmark SAC lies approximately 10 km south-west of the route.

### 3.7 Seabed Boulder Deposits

Within "Deep Circalittoral Mixed Sediment" biotope complex, located in the northern part of the proposed pipeline route (Blocks 9/17, 9/18 and 9/23), the potential presence of 'Stony Reef' habitat was investigated. "Stony Reef" is an Annex I habitat, which are protected by a network of SACs and the surveillance of its potential presence is required under the EC Habitats Directive (92/43/EEC).

"Stony Reef" is defined as aggregation of boulders (>256 mm diameter) and cobbles (64-256 mm diameter), which is elevated above the surrounding seafloor and provide suitable substratum for colonisation by algae and/or animal species (Irving, 2009). Based on JNCC criteria (Irving, 2009), the "reefiness" of three candidate sites, featuring

coarse sediment covered with cobbles and boulders, was assessed for their potential as Annex I "Stony Reef" habitat (Fugro, 2012 A). Characteristics taken into consideration during the assessment included percentage cover of cobbles and boulders, elevation above the seafloor and cover by visible epifauna.

Based on those characteristics only one site was shown to have moderate "reefiness", but lacked necessary elevation.

In the northern North Sea Annex I "Stony Reef" habitats are concentrated predominantly to the north and north-west of Scotland. The "Stony Reef" closest to the proposed pipeline route is the Pobie Bank Reef located approximately 90 km north-west.

### 3.8 Sea pens

From the UK section of the Luno to Sage Tee pipeline route survey two species of sea pens, *Virgularia mirabilis* and *Pennatula phosphorea* (Figure 6), were recorded on "Deep Circalittoral Sand" between the UK/Norway median line and Block 9/23 (Fugro, 2012 A).

Under the UK and Scottish Marine Bills (JNCC and Natural England, 2011) "sea pens and burrowing megafauna" biotope complexes are being considered for protection by a network of Marine Protected Areas (MPAs).

This biotope type is associated with mud, sandy mud and muddy sand substrata, which were not identified during the environmental survey of the pipeline route. The closest location considered for the protection of "sea pens and burrowing megafauna" habitat via MPA (pre-assessment stage) is located in the central Fladen Ground area, located approximately 120 km west from the planned pipeline route (Scottish Government, 2012).



Figure 6. Sea pens: A – *Virgularia mirabilis*, B – *Pennatula phosphorea* (library photographs)

## 4 Summary of environmental characteristics

This section summarizes the main features of the environmental and socio-economic sensitivities in the vicinity of the UK section of the pipeline route, as well as a conservation designation summary. Reference is made to table 7 and 8.

Explanatory key:

Seabird vulnerability		Marine mammal sightings		Commercial Effort & Value	
<b>VH</b>	Very high	<b>VH</b>	Very high ( $\geq 0.50$ animals/km)	<b>H</b>	High
<b>H</b>	High	<b>H</b>	High (0.20-0.49 animals/km)	<b>M</b>	Moderate
<b>M</b>	Moderate	<b>M</b>	Moderate (0.10-0.19 animals/km)	<b>L</b>	Low
<b>L</b>	Low	<b>L</b>	Low (0.01-0.09 animals/km)	<b>VL</b>	Very Low
	No Data		No Data		No Data

In addition, the location of the UK section of the Edvard Grieg to Sage pipeline in relation to the environmental protected areas is shown in figure 7.

Table 7. Environmental Sensitivities Summary



UKBAP Priority species	Priority species (highlighted in blue) are those identified as being the most threatened and requiring conservation action under the UK Biodiversity Action Plan (UK BAP).																																																																														
Finfish & Shellfish	<b>Nursery Areas</b> The development coincides with nursery areas for 9 species: Norway pout, Anglerfish, Blue whiting, Haddock, Herring, Ling, Mackerel, European Hake, Whiting																																																																														
	<b>Spawning grounds</b>																																																																														
	Cod																																																																														
	Haddock																																																																														
	Norway Pout																																																																														
	Salthe																																																																														
S = spawning S* = peak spawning																																																																															
Seabirds	 <p>Annual peaks in seabird vulnerability in 9/17, 9/18, 9/23, 9/28, 9/29 and surrounding blocks (left). Species recorded in Blocks 9/17, 9/18, 9/23, 9/28, 9/29 and surrounding blocks (and their UK conservation status*), include:</p> <p><b>Herring Gull</b></p> <p>Gannet, Fulmar, Great Skua, Great Black-backed Gull, Common Gull, Kittiwake, Gullinmot, Razorbill and Puffin.</p> <p><b>Little Auk</b></p> <p>*UK Birds of Conservation Concern categories are informed by UK, European and Global conservation status and is based on the IUCN Red List of Threatened Species. This informs criteria set for UK birds of conservation concern. Birds are split into three categories - Red is the highest conservation priority, with species needing urgent action. Amber is the next most critical group, followed by Green.</p>																																																																														
	 <p>The following marine mammals have been recorded in Quadrant 9 and surrounding Quadrants: killer whale, minke whale, harbour porpoise, white-beaked and white-sided dolphin. Sightings were highest during April, May and July. The harbour porpoise is the only Annex II species to be sighted within Quadrant 9 (*) and surrounding Quadrants, with sightings recorded in every month except March, October and November.</p>																																																																														
Marine Mammals	<table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th>J</th> <th>F</th> <th>M</th> <th>A</th> <th>M</th> <th>J</th> <th>J</th> <th>A</th> <th>S</th> <th>O</th> <th>N</th> <th>D</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Minke whale</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td>L</td> <td></td> <td>L*</td> <td>L*</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>Killer whale</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td>L</td> <td></td> </tr> <tr> <td>White-beaked dolphin</td> <td></td> <td>M*</td> <td>M</td> <td></td> <td>M</td> <td>L*</td> <td>M</td> <td>L</td> <td>H</td> <td>M</td> <td>H</td> <td></td> </tr> <tr> <td>White-sided dolphin</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td>H*</td> <td></td> <td></td> <td>H</td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>Harbour porpoise</td> <td>L</td> <td>VH</td> <td></td> <td>L</td> <td>VH</td> <td>H*</td> <td>H*</td> <td>M</td> <td>L</td> <td></td> <td></td> <td>L</td> </tr> </tbody> </table>		J	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	Minke whale					L		L*	L*					Killer whale											L		White-beaked dolphin		M*	M		M	L*	M	L	H	M	H		White-sided dolphin						H*			H				Harbour porpoise	L	VH		L	VH	H*	H*	M	L			L
		J	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D																																																																		
Minke whale					L		L*	L*																																																																							
Killer whale											L																																																																				
White-beaked dolphin		M*	M		M	L*	M	L	H	M	H																																																																				
White-sided dolphin						H*			H																																																																						
Harbour porpoise	L	VH		L	VH	H*	H*	M	L			L																																																																			
Benthic Environment	<p><b>Seabed Characteristics</b> Within the UK pipeline route depth varied between 100 m (Block 9/23) and 117.5 m at the UK/Norway median line. Two biotope complexes were identified: 'Deep Circalittoral Sand' (EUNIS A5.27) – between median line and Block 9/23 – and 'Deep Circalittoral Mixed Sediment' (EUNIS A5.45) – between Block 9/23 and 9/17.</p> <p><b>Potentially Sensitive Habitats and Species</b> Presence of ocean quahog, appearing on the OSPAR list of 'Threatened and Declining Habitats and Species', was recorded during the UK pipeline route surveys (Section 3.5). Pockmarks and evidence of leaking gasses were seen during surveys, no Annex I 'Submarine structures made by leaking gasses' were identified (Section 3.6). Areas of coarse sediment were assessed for their potential as Annex I 'stony reef' habitat, none were identified (Section 3.7).</p>																																																																														

Table 8. Socio-economic Sensitivities and Conservation Designation Summary

Commercial Fisheries	The area of the UK pipeline route is fished throughout the year (ICES rectangle 47F1). During 2010, fishing effort peaked in March. Demersal fishing methods (such as bottom pair trawls) dominated the fishing effort.				
	Fishing Effort (days)			Relative Value (£)	
	Demersal gears	L	100 - <300	Demersal species	L 500 - <1500
	Pelagic gears	VL	<30	Pelagic species	VL <1500
	Nephrops gears	VL	<300	Nephrops & shrimp	VL <500
	Shellfish gears			Other Shellfish	VL <500
	Overall	VL	<500	Overall	L 500 - <1500
Other Users	Receptor	Impact			
	Shipping Activity	DECC category: Low			
	Oil & Gas	The infrastructures within 10 km off the Luno to Sage Tee UK pipeline route are: Nevis – Mobil North Sea LLC (9/13); Beryl – Mobil NS LLC (9/13); Buckland – Mobil NS LLC (9/18); Harding – Britoil Public Limited Company (9/23, 9/18, 9/19); Devenick – BP Exploration Operating Company Ltd (9/24, 9/29); Crawford – Enquest Heather Ltd (9/28).			
	Telecommunications	Three submarine cables transect in close vicinity to the Luno to Sage Tee UK pipeline route: TAT 14 (K) (TELIASONERA); ATLANTIC CROSSING 1 (GLOBAL CROSSING); TAT 10B (DEUTSCHE TELECOM AG) – out of service).			
	Aggregate extraction	No designated aggregate extraction areas recorded in the vicinity.			
	Military Use	There are no military operation zones in the immediate vicinity.			
	Wrecks	There are no recorded wrecks in the immediate vicinity.			
	Carbon Capture	No carbon capture schemes are found within the vicinity.			
	Windfarms	No windfarms currently operate within the area.			
	Archaeology	There are no sites of archaeological importance within the vicinity.			
Tourism & Recreation	None recorded.				
<b>Conservation Interests</b>					
Annex I habitats	Sandbanks	There are no designated sites within the immediate vicinity of the UK pipeline route. The closest site is the Dogger Bank cSAC is located approximately 404 km south.			
	Pockmarks	Pockmarks are known to occur in this area of North Sea however the majority of these are inactive. The closest designated site is Braemar Pockmark SAC/SCI located 10 km south-west of the UK pipeline route (Figure 7).			
Annex II species	Harbour porpoise	Harbour porpoise sightings have been recorded in the UK pipeline route area frequently throughout the year except March, October and November.			
	Bottlenose dolphin	The UK pipeline route is located approximately 176 km from shore (Shetland); therefore the presence of these species is likely to be infrequent.			
	Common seal				
	Grey seal				
Designated Sites	The Marine Protected Area - Norwegian boundary sediment plain is located approximately 98 km south of the Luno to Sage Tee UK pipeline route (Figure 4.1). This MPA covers an area of 639 km <sup>2</sup> and is designated for the conservation of the following habitats A5.2: Subtidal sand/ Subtidal sands and gravels and for the protected bivalve the ocean quahog ( <i>Arctica islandica</i> ).				
Periods of Concern	Along the UK pipeline route there is a period of concern for seismic surveys, between January to May, identified by the Marine Scotland.				



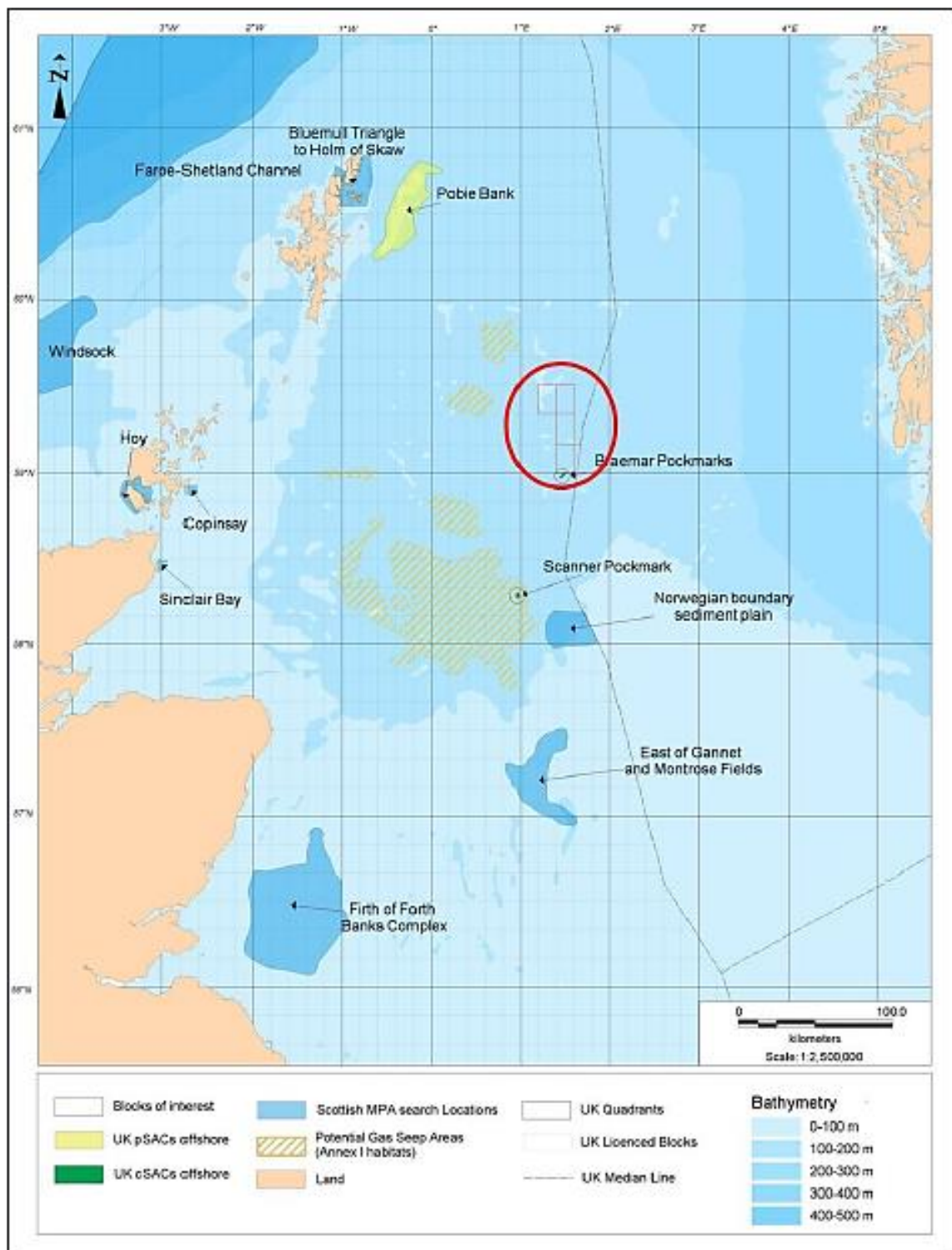


Figure 7. Location of the UK section of the Edvard Grieg Luno to Sage Tee pipeline (red circle) in relation to the environmental protected areas. (See figure 2 for further details of the pipeline route).

## References

EUNIS, 2012. The European Nature Information Service. <http://eunis.eea.europa.eu/habitats.jsp>

Fugro, 2012 A. Fugro Geos. Pipeline Route Survey Luno to Sage Tee NCS Block 16/01 to UKCS Block 9/17. FSLTD Report No. 00911.1V1.0. Volume 1 of 4: Habitat Investigation Results (UK Sector).

Fugro, 2012 B, Fugro Geos, Pipeline Route Survey Luno to Sage Tee NCS Block 16/01 to UKCS Block 9/17. FSLTD Report No. 00911.1V3.0. Volume 3 of 4: Environmental Baseline Survey Results (UK Sector).

Irving, R., 2009. The identification of the main characteristics of stony reef habitats under the habitats directive. JNCC Report No. 432.

JNCC (Joint Nature Conservation Committee), 2012. Offshore SACs <http://jncc.defra.gov.uk/page-1455> [last accessed August 2012].

JNCC, 2011. UK Marine Protected Areas Interactive Map <http://jncc.defra.gov.uk/default.aspx?page=5201&LAYERS=Reef300,TwelveTS,UKCS>.

JNCC, 2008. Identifying OSPAR threatened and/or declining species and habitats for which area based protection may be appropriate in the UK and the contribution that Natura sites make to their protection. JNCC Report No. MASH 08/5/Info.2-E.

JNCC, 2007. Report on the Species and Habitat Review Report by the Biodiversity Reporting and Information Group (BRIG) to the UK Standing Committee June 2007 UK Biodiversity Action Plan (UK BAP): UK BAP priority marine species, A list of the UK BAP priority marine species, and their occurrence in the waters around the UK <http://jncc.defra.gov.uk/page-5167> [Last accessed August 2012].

JNCC and Natural England, 2011. Identifying Marine Conservation Zones. A Quick Reference Guide. 23pp.

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

Scottish Government, 2012. Scottish MPA Project Stakeholder Workshop 4 - Summary report. 14th and 15th arch 2012, Heriot-Watt University, Edinburgh.

UKOOA, 2002. EEMS Guidelines for the Compilation of an Atmospheric Emissions Inventory. United Kingdom Offshore Operators Association, London.