

# Åsgard Subsea Compression Project– Åsgard havbunnskompresjon



Endret plan for utbygging og drift

Del 2  
Konsekvensutredning

28. mars 2011

RE-MFP 00072



**ExonMobil**



# Åsgard Subsea Compression Project– Åsgard havbunnskompresjon

Endret plan for utbygging og drift

Del 2  
Konsekvensutredning

RE-MFP 00072

28. mars 2011

Utarbeidet av Statoil

## FORORD

Denne konsekvensutredningen omhandler utbygging og drift av Åsgard Subsea Compression Project (ÅSCP) – Åsgard havbunnskompresjon (tidligere kalt Åsgard Minimum Flow) på Åsgardfeltet i Norskehavet. Prosjektet medfører installasjon og drift av en havbunnsbasert kompressorstasjon på Midgard, for å øke trykket i brønnstrømmen fra Midgard og Mikkelfeltene inn mot installasjonen Åsgard B, hvor disse produseres.

Det er avklart med Olje- og energidepartementet (OED) at endret Plan for utbygging og drift (PUD) for Åsgard er et hensiktsmessig grunnlag for myndighetsbehandling av prosjektet.

Endret PUD for Åsgard havbunnskompresjon planlegges presentert for Stortingsbehandling i løpet av høstsesjonen 2011. Konsekvensutredningen inngår som en del av PUD for virksomheten. Konsekvensutredningen er utarbeidet i henhold til Petroleumsloven. Rettighetshaver er ansvarlig for koordinering og gjennomføring av høringsprosessen.

Forslag til utredningsprogram for Åsgard Minimum Flow (navn endret til Åsgard Subsea Compression Project) ble oversendt høringsinstansene i april 2010. Olje- og energidepartementet fastsatte utredningsprogrammet i januar 2011. Foreliggende konsekvensutredning er utarbeidet i henhold til det fastsatte programmet og de høringsuttalelser som er mottatt.

Rettighetshaverne til Åsgard og Mikkell er Petoro AS, Eni Norge AS, Total E&P Norge AS, Exxon Mobil Exploration and Production Norway A/S og Statoil Petroleum AS. Statoil er operatør for feltene.

Stavanger, mars 2011

## Innhold

<b>0. SAMMENDRAG.....</b>	<b>7</b>
<b>1. INNLEDNING.....</b>	<b>11</b>
1.1 RETTIGHETSHAVERE OG EIERFORHOLD.....	11
1.2 FELTBESKRIVELSE .....	12
1.3 LISENSHISTORIE .....	13
1.4 ANDRE FUNN OG PROSPEKT .....	14
1.5 FORMÅL MED KONSEKVENsutREDNINGEN .....	14
1.6 LOVVERKETS KRAV TIL KONSEKVENsutREDNING.....	15
1.7 KONSEKVENsutREDNINGSPROSESS .....	16
1.8 NØDVENDIGE SØKNADER OG TILLATELSER.....	17
<b>2. PLAN FOR UTBYGGING OG DRIFT.....</b>	<b>18</b>
2.1 HELSE, MILJØ OG SIKKERHET .....	18
2.2 ALARP I DESIGN OG PROSJEKTERING.....	18
2.3 HMS PROGRAM .....	19
2.4 FORHOLDET TIL GJELDENE PUD FOR ÅSGARD OG MIKKEL.....	19
2.5 RESERVOARBESKRIVELSE .....	19
2.6 RESERVEUTVIKLINGEN FOR ÅSGARD OG MIKKEL.....	20
2.7 BORING OG BRØNN .....	21
2.8 OMRÅDEUTVIKLING .....	21
2.9 PROSJEKTHISTORIKK OG -STATUS.....	22
2.10 KOMPRESSORTESTING PÅ K-LAB .....	25
2.11 PLAN FOR UTBYGGING OG DRIFT (VALGT LØSNING).....	25
2.12 BAT VURDERINGER.....	37
2.13 NORSK AVGIFTS- OG KLIMAKVOTESYSTEM .....	49
2.14 GRUNNUNDERSØKELSER OG HAVBUNNSKARTLEGGING.....	50
2.15 MILJØOVERVÅKING .....	52
2.16 AVFALLSHÅNDTERING.....	52
2.17 TIDSPPLAN FOR PROSJEKTET .....	53
2.18 INVESTERINGER OG KOSTNADER .....	53
2.19 AVSLUTNING.....	53
<b>3. OMRÅDEMESSIG BESKRIVELSE .....</b>	<b>54</b>
3.1 FORHOLDET TIL DEN REGIONALE KONSEKVENsutREDNINGEN.....	54
3.2 HELHETLIG FORVALTNINGSPLAN FOR NORSKEHAVET.....	54
3.3 KORT OM OMRÅDET .....	54
3.4 SÆRLIG VERDIFULLE OG SÅRBARE OMRÅDER .....	55
3.5 FISKERESSURSER OG FISKERIER .....	55
3.6 AKVAKULTUR.....	59
3.7 SJØFUGL .....	59
3.8 MARINE PATTEDYR .....	60
3.9 KORALLER.....	60
3.10 KULTURMINNER .....	62
3.11 MILJØTILSTANDEN I NORSKEHAVET .....	62

<b>4. UTSLIPP TIL LUFT.....</b>	<b>64</b>
4.1 KOMPRESSORTESTING PÅ K-LAB .....	64
4.2 ANLEGG- OG INSTALLASJONSFASE.....	65
4.3 OPPSTARTSFASE .....	66
4.4 DRIFTSFASE .....	66
4.5 PROGNOSE FOR UTSLIPP TIL LUFT .....	68
4.6 PETROLEUMSVIRKSOMHETENS BIDRAG TIL DE NASJONALE UTSLIPP TIL LUFT .....	71
4.7 KONSEKVENSER AV UTSLIPP TIL LUFT .....	72
4.8 UTSLIPPSREDUSERENDE TILTAK.....	73
<b>5. UTSLIPP TIL SJØ.....</b>	<b>73</b>
5.1 BORE- OG ANLEGGFASE.....	73
5.2 OPPSTARTSFASE .....	73
5.3 DRIFTSFASE .....	73
5.4 PROGNOSE FOR UTSLIPP TIL SJØ.....	76
5.5 KONSEKVENSER AV UTSLIPP TIL SJØ .....	77
5.6 UTSLIPPSREDUSERENDE TILTAK.....	78
<b>6. AKUTTE UTSLIPP OG OLJEVERN.....</b>	<b>78</b>
6.1 MILJØRISIKOANALYSE, FORMÅL OG KRAV .....	78
6.2 AKSEPTKRITERIER FOR MILJØRISIKO.....	79
6.3 KONDENSATEGENSKAPER.....	79
6.4 UTSLIPPSSCENARIER.....	80
6.5 VURDERING AV MILJØRISIKO .....	80
6.6 BEREDSKAP MOT AKUTT FORURENSNING .....	81
6.7 VIDERE ARBEID.....	81
<b>7. AREALBESLAG OG FYSISKE INNGREP.....</b>	<b>82</b>
7.1 KONSEKVENSER FOR FISKERIENE .....	82
7.2 KONSEKVENSER FOR AKVAKULTUR.....	83
7.3 KONSEKVENSER FOR KORALLER .....	83
7.4 KONSEKVENSER FOR KULTURMINNER .....	83
7.5 SKIPSTRAFIKK I OMRÅDET .....	83
<b>8. ØKONOMISKE FORHOLD, LEVERANSER OG SYSSELSETTING.....</b>	<b>85</b>
8.1 INVESTERINGS- OG DRIFTSKOSTNADER .....	85
8.2 SAMFUNNMESSIG LØNNSOMHET.....	86
8.3 VIRKNINGER AV ÅSCP FOR INVESTERINGSNIVÅ PÅ NORSK KONTINENTALSOKKEL.....	88
8.4 VARE- OG TJENESTELEVERANSER .....	89
8.5 SYSSELSETTINGSVIRKNINGER.....	91
8.6 KRAFTFORSYNINGSSITUASJONEN OG MARKEDSMESSIGE VIRKNINGER AV ELEKTRIFISERING AV ÅSCP .....	92
8.7 OPERATØRENS SAMFUNNSANSVAR .....	93
<b>9. REFERANSER.....</b>	<b>95</b>
<b>VEDLEGG A.....</b>	<b>97</b>
<b>FASTSATT UTREDNINGSPROGRAM.....</b>	<b>97</b>

<b>VEDLEGG B.....</b>	<b>101</b>
<b>OPPSUMMERING AV OFFENTLIG HØRING AV KU UTREDNINGSPROGRAM.....</b>	<b>101</b>
<b>VEDLEGG C.....</b>	<b>112</b>
<b>TIDLIGERE VURDERTE LØSNINGER OG MILJØVURDERINGER.....</b>	<b>112</b>
<b>VEDLEGG D.....</b>	<b>114</b>
<b>SAMMENDRAG AV NORCONSULT-STUDIE.....</b>	<b>114</b>

## 0. Sammendrag

På vegne av rettighetshaverne i produksjonslisens PL062, 074, 094, 134, 237 og 094B (Åsgard) og PL092 og 121 (Mikkel) legger operatøren Statoil i 2011 fram endret plan for utbygging og drift (PUD) for Åsgard Subsea Compression Project (ÅSCP). ÅSCP er en modifikasjon og videreutvikling av eksisterende anlegg på Midgard.

Olje, gass og kondensatfeltet Åsgard ligger ca 200 km utenfor kysten av Nord-Trøndelag og Nordland (sørlige del av Norskehavet). Utbygging og drift av Åsgardfeltet (Smørbukk, Smørbukk Sør og Midgard) ble vedtatt av Stortinget i 1996. Væskeproduksjonen startet i 1999, og i 2000 startet gasseksporten. Mikkel ble knyttet til infrastrukturen på Midgard via Midgard Z bunnramme og ble satt i produksjon i 2003. Statoil er operatør for Åsgard og Mikkel.

### Bakgrunn for utbyggingen

På grunn av tidlig vanninntrengning fra to brønner på Midgard kombinert med høyere trykktap i produksjonsrørledningene vil det i løpet av 2015 kunne oppstå problemer med redusert strømningsrate og væskeoppbygning i rørlednings-systemene mellom Midgard/Mikkel og Åsgard B-plattformen. For å opprettholde et tilstrekkelig trykk for å produsere gassressursene på Midgard og Mikkel som forutsatt i PUD, har rettighetshaverne i utvinningstillatelsene for Åsgard og Mikkel besluttet å installere og drive en havbunnsbasert gasskompressorstasjon på Midgard, med import av elektrisk kraft i kabel fra Åsgard A. Samlet kraftbehov vil være maksimalt ca 25 MW. Kompressorstasjonen er planlagt utbygd med 2 parallelle kompresjonstog, hver på 10 MW kompresjonseffekt, som senere kan seriekobles under haleproduksjon. Kompresjonsstasjonen vil muliggjøre produksjon av omlag 35 millioner standard m<sup>3</sup> oljeekvivalenter (Sm<sup>3</sup> o.e), vesentlig i form av gass, fra Midgard og Mikkel som ellers ikke ville blitt produsert som forutsatt i PUD. Siste oppdaterte prognoser viser imidlertid 33,5 millioner Sm<sup>3</sup> o.e. Havbunnsbasert brønnstrømskompresjon representerer bruk av ny teknologi med store framtidige muligheter for økt utvinning fra gassfelt med fallende produksjon pga redusert reservoartrykk.

### Åsgard – Infrastruktur, produksjon og eksport

Åsgardfeltet er bygd ut med havbunnskompletterte brønner som via havbunnsrammer er knyttet til et produksjons- og lagerskip (FPSO) for olje (Åsgard A), og en flytende, halvt nedsenkbar innretning for prosessering av gass og kondensat (Åsgard B). Til Åsgard B er det også knyttet et lagerskip for kondensat (Åsgard C). Olje og kondensat fra Smørbukk og Smørbukk Sør produseres fra 9 havbunnsrammer, og det er gassinjeksjon til reservoaret via 5 havbunnsrammer. På gassfeltet Midgard er det installert 3 havbunnsrammer for gassproduksjon. Det er totalt installert 17 havbunnsrammer. Gass eksporteres gjennom eksportrørledningen Åsgard Transport til Kårstø i Nord-Rogaland, mens olje og kondensat eksporteres ved bruk av tankere. Mikkels to bunnrammer ble knyttet til infrastrukturen på Midgard via Midgard Z bunnramme og ble satt i produksjon i 2003.

### Konsekvensutredningsprosess

Som fastsatt i Petroleumsloven skal det før utbygging finner sted utarbeides en konsekvensutredning med tilhørende konsekvensutredningsprogram.

Formålet med utredningen er å legge et best mulig grunnlag for å vurdere hvordan utbyggingen vil påvirke miljø-, natur- og samfunnsinteresser, samt å beskrive de muligheter som finnes for å redusere eller unngå negative effekter og øke eventuelle positive effekter ved utbygging og drift. Operatørens forslag til utredningsprogram ble sendt på høring i april/mai 2010. Olje- og energidepartementet fastsatte på bakgrunn av gjennomført høring utredningsprogrammet i januar 2011, og dette danner grunnlaget for foreliggende konsekvensutredning.

### Ressurser og produksjonsplaner

Det skal ikke bores nye brønner som del av utbyggingen. Kompresjonstiltaket medfører at gassressurser som var inkludert i opprinnelig PUD for Åsgard og Mikkel blir produsert som forutsatt. Kompresjonsstasjonen kobles opp mot eksisterende infrastruktur fra Midgard til Åsgard B, hvor brønnstrømmen prosesseres. Det er ikke

identifisert behov for oppgradering av prosess- eller produksjonsanlegg på Åsgard B som følge av gasskompresjonen. Konsekvensutredningen baserer seg på produksjonsprofiler slik disse forelå i prosjekteringsfasen av prosjektet. Det er lagt til grunn for konsekvensutredningen at et estimert ressursgrunnlag på om lag 35 millioner Sm<sup>3</sup> o.e. gjøres tilgjengelig og kan produseres som lagt til grunn og forutsatt i PUD som følge av brønnstrømskompresjon. Siste oppdaterte estimater over ressursene viser om lag 33,5 millioner Sm<sup>3</sup> o.e. Dette er ressurser som uten kompresjon ville gått tapt som følge av endrede produksjonsforhold.

#### Valgt utbyggingsløsning

Utbyggingsløsning for gasskompresjon på Midgard er basert på installasjon av en havbunnsbasert kompressorstasjon med import av nødvendig kraft (maksimalt 25 MW) fra oppstart i 2014 fra Åsgard A. Når Åsgard A planlegges å forlate feltet, vil kraftleveransen skje fra Åsgard B. I prosjektet er det forutsatt at dette vil skje i 2025. Eksisterende kraftgenereringskapasitet på Åsgard A vurderes å være tilstrekkelig, og det er ikke behov for å øke denne for formålet. Produksjonsperioden til Åsgard A forlenges fra 2019 til 2025 som følge av kraftforsyning til ÅSC.

Vanddyptet i området varierer i området fra 245 meter ved Midgard Z bunnramme, til 297 meter ved Midgard X bunnramme.

Valgt utbyggingsløsning for gasskompresjon medfører:

- En havbunnsbasert kompressorstasjon med to kompressortog, hver med 10 MW akseffekt
- En havbunnsmanifold som knytter sammen bunnrammer, kompresjonsstasjon og eksisterende rørledninger mellom Midgard og Åsgard B
- Utnyttelse av eksisterende kraftgenereringskapasitet på Åsgard A
- Ny modul for omforming, transformering og frekvensstyring av elektrisk kraft på Åsgard A, med to parallelle distribusjonssystemer
- To rene kraft og to kombinerte kraft og kontrollkabler fra Åsgard A til kompressorstasjonen
- Havbunnsbasert utstyr styres og overvåkes fra Åsgard B via Åsgard A
- Kommunikasjon mellom Åsgard B og Åsgard A vil skje gjennom ny fiberoptisk kabel

- Installasjon av 6 nye rørledninger (totalt 21 km), 18"/14" for oppkobling av kompressorstasjonen mot eksisterende rørledninger fra Midgard til Åsgard B
- Hydratkontroll baseres på videreført bruk av MEG, som benyttes som hydrathemmer i eksisterende infrastruktur. MEG injiseres i brønnstrømmen, som følger denne til Åsgard B for regenerering.

#### Utslippreduserende tiltak og BAT

Følgende utslippsreduserende tiltak er besluttet implementert i forbindelse med utbygging og drift av den havbunnsbaserte gasskompresjonen:

- Variabel turtallsjustering av kompressormotor
- Variabel turtallsjustering av pumpemotorer
- Kompressorstasjonen vil i normal drift opereres uten utveksling av væsker til omgivelsene
- Design og utforming av kondensatpumper er utført slik at barrierewæske (MEG) i pumpene vil lekke inn i brønnstrømmen og ikke ut i omgivelsene
- Elektrisk opererte ventiler på kompressor- og manifoldstasjon, uten bruk av hydraulikk
- Nedstengning av vannproduserende (fritt reservoarvann) brønnsegment vil vurderes ved behov

Produsert vann (kondensert vann) vil følge brønnstrømmen til Åsgard B som i dag, og bli håndtert i eksisterende vannbehandlingsanlegg. Kompresjon på Midgard resulterer i en jevnere produksjonsrate. Eksisterende vannbehandlingsanlegg vurderes å ha tilstrekkelig behandlingsskapasitet.

Etter utredning av utbygging og drift av en permanent kompresjonsløsning for brønnstrøm fra Midgard og Mikkel, vurderes havbunnskompresjon å representere BAT i sammenligning med en flytende kompresjonsplattform. Havbunnslokalisering av kompressorstasjonen muliggjør kompresjon så nært brønnhodene som mulig og med minst mulig energiforbruk. Nødvendig elektrisk kraft genereres innenfor eksisterende kraftgenereringskapasitet på Åsgard A fra oppstart og fram til årsskiftet 2024/2025. Fra 2025 overtar Åsgard B som kraftleverandør, og det legges til grunn at lav-NO<sub>x</sub> teknologi implementeres i eksisterende HGB generatorturbin på Åsgard B fra dette tidspunkt.

Elektrifisering gjennom uttak av kraft fra land er vurdert å ikke være BAT. Frekvensstyring av



kompressorer fra land er ikke teknisk gjennomførbart og undervanns frekvensstyring er ikke tilstrekkelig utviklet. Elektrifisering via andre installasjoner er ikke kommersielt gjennomførbart og elektrosvivalen på Åsgard A har ikke kapasitet til slik import i det planlagte konseptet. Forsynings- og overførings-situasjonen i Midt-Norge er i dag heller ikke tilfredsstillende, og nødvendige nettførsterkningstiltak vil ikke være driftsatt før etter oppstart av gasskompresjonen i 2014.

#### Kostnader, inntekter og samfunnsøkonomisk lønnsomhet

Vurderinger av samfunnsmessige virkninger av utbygging og drift av Åsgard havbunnskompresjon er basert på produksjonsprognoser, investeringstall og forutsetninger slik disse forelå ved beslutning om videreføring av prosjektet.

Investeringskostnadene er foreløpig beregnet til 12,5 milliarder 2011-kroner, fordelt over 4–5 år, med oppstart av gasskompresjonen i 2014. Beløpet inkluderer modifikasjoner på Åsgard B for framtidig kraftleveranser. Samlede inntekter av produksjonen som følge av gasskompresjonen er beregnet til 81,7 milliarder 2011-kroner, fordelt over vel 20 år. Kostnadene ved denne produksjonen er beregnet til 29,6 milliarder 2011-kr, inklusive investeringer, drift og tariff. Netto kontantstrøm er beregnet til 52,2 milliarder 2011-kr, fordelt over vel 20 år i perioden 2014–2034.

Den samfunnsmessige nåverdien er på 22,9 milliarder 2011-kr. Etter vanlige samfunnsmessige kriterier er prosjektet dermed meget klart samfunnsmessig lønnsomt. Nåverdien fordeler seg med rundt 17 milliarder 2011-kr (ca 75%) på staten, og 5,9 milliarder 2011-kr på oljeselskapene som deltar som eiere i utvinningslisensene.

#### Leveranser i utbygging og drift

De norske andelene av investeringskostnadene er anslått til omlag 62%. De norske andelene av driftskostnadene er anslått til omlag 97%, i all hovedsak i form av prosesseringskostnader og transporttjenester for petroleum.

#### Sysselsetting i utbygging og drift

Det er anslått at sysselsettingsvirkningene av Åsgard havbunnskompresjon utgjør om lag 9.800 årsverk i Norge under utbyggingen. Sysselsettingen ventes å være størst i leverandørbedriftene, innen forretningsmessig tjenesteyting og i ulik transportvirksomhet. Det er videre anslått at

sysselsettingsvirkningen i driftsperioden vil utgjøre 950 nasjonale årsverk.

#### Kraftmarkedet i Midt-Norge

Kraft- og forsynings-situasjonen i Midt-Norge er i dag ikke tilfredsstillende. Uttak av kraft fra Kolsvik i Nordland eller Tjeldbergodden i Møre og Romsdal for elektrifisering av hele eller deler av Åsgardfeltet vil i dagens situasjon være krevende, og vurderes av Statnett og flere andre kraftaktører å ikke være samfunnsmessig tilrådelig før overføringslinja Ørskog – Fardal driftssettes.

#### Avslutning

I tråd med gjeldende bestemmelser vil det i god tid før avslutning av produksjonen bli lagt fram en avslutningsplan med forslag til disponering av havbunnsinstallasjoner og installerte moduler på involverte overflateinnretninger.

#### Tidligere vurderte utbyggingsløsninger

Alternativt utbyggingskonsept var basert på en flytende kompresjonsplattform med egen kraftforsyning om bord (41 MW). Blant annet pga høyere kraftbehov, høyere utslipp til luft, lavere energieffektivitet og høyere bemanningsbehov, ble plattformkonseptet forlatt ved prosjektets konseptvalg. Det ble også vurdert å installere utstyr for prekompresjon på Åsgard B, i kombinasjon med interim-løsninger. Grunnet vektbegrensninger ble prekompresjon forlatt.

#### Naturressurser og miljøforhold

Konsekvensutredningen legger til grunn beskrivelsene av naturressurser og miljøforhold som er gitt i den regionale konsekvensutredningen for Norskehavet fra 2003, og oppdaterte grunnlagsrapporter for Helhetlig forvaltningsplan for Norskehavet som ble vedtatt av Stortinget i 2009. Det er innhentet oppdaterte satellittsporingskart over fiskeriaktiviteten i området. Det er gjennomført havbunns-kartlegginger der også korallforekomster er kartlagt for optimalisering av områder for traseer og havbunnsinstallasjoner. På bakgrunn av de overvåkingsundersøkelsene som gjennomføres, er bunnsfaunaen i Åsgardområdet i 2009 vurdert som uforstyrret.

#### Utslipp til luft i installasjonsfasen

I anleggs- og installasjonsfasen vil det forekomme utslipp til luft i forbindelse med marine operasjoner og transportvirksomhet. Totale utslipp i forbindelse med marine operasjoner er foreløpig estimert til om

lag 60.000 tonn CO<sub>2</sub>, 1.312 tonn NO<sub>x</sub> og 94 tonn nmVOC. Totale utslipp i forbindelse med transportvirksomhet under installasjonsfasen er foreløpig estimert til nær 14.000 tonn CO<sub>2</sub>, 306 tonn NO<sub>x</sub> og 22 tonn nmVOC.

#### Utslipp til luft i driftsfasen

I driftsfasen vil det forekomme utslipp til luft i forbindelse med nødvendig kraftgenerering (maksimalt ca 25 MW) til drift av kompresjonsanlegget. Utslippene vil skje på Åsgard A fra oppstart i 2014, og fra Åsgard B fra 2025 når Åsgard A planlegges å forlate feltet. Det vil også forekomme utslipp fra arbeid og transport med intervensjonsfartøy i forbindelse med planlagt utskifting og vedlikehold av prosessmodulene i anlegget. Drift av kompresjonsanlegget forventes å ville medføre årlige gjennomsnittlige utslipp til luft av 77.030 tonn CO<sub>2</sub>, vel 119 tonn NO<sub>x</sub> og vel 9 tonn nmVOC.

#### Konsekvenser av utslipp til luft

Miljøeffektene av CO<sub>2</sub> er i hovedsak bidrag til drivhuseffekt og global oppvarming, som ikke drøftes nærmere. Miljøeffektene av NO<sub>x</sub> og VOC er forsurening, overgjødning og dannelse av bakkenært ozon. De forventede utslippene fra økt kraftgenerering og forlenget levetid på Åsgard A vil gi økte utslipp til luft, men økningen vurderes å ikke ville gi økt forurensningsbelastning av betydning. Økte utslipp til luft vurderes å kun medføre marginale miljøkonsekvenser.

#### Utslipp til sjø i installasjonsfasen

Rørledningene vil bli vannfylt, og i forbindelse med oppkobling og klargjøring for drift vil det bli utslipp av kjemikalier som benyttes for å hindre korrosjon og alge- og bakterievekst, samt utslipp av fargestoff som benyttes for trykktesting og søk av lekkasjer. Flere korte rørledninger og utslipp fordelt over tid vil redusere miljøeffektene.

#### Utslipp til sjø i driftsfasen

Brønnstrømmen fra Midgard og Mikkel vil prosesseres på Åsgard B som i dag, og produsertvann vil håndteres i eksisterende vannbehandlingsanlegg før utslipp. Det havbunnsbaserte kompresjonsanlegget vil ikke medføre operasjonelle utvekslinger av væsker med omgivelsene. Alle ventilsystemer på kompresjons- og manifoldstasjon er elektrisk operert, uten bruk av hydraulikkssystemer. Under utskifting av prosessmoduler vil det kunne forekomme svært små utslipp av MEG.

#### Konsekvenser av utslipp til sjø

Mengde og sammensetning av produsertvann fra Midgard og Mikkel forventes ikke å bli endret av betydning som følge av gasskompresjonen, og vil ikke endre kjemikaliebruken på Åsgard B. Drift av kompresjonsanlegget vurderes derfor å ikke ville medføre miljømessige konsekvenser sammenlignet med dagens situasjon.

#### Akutte utslipp og beredskap

Grunnet kondensatgenskapene er det ikke forventet at kondensat fra Midgard vil forme stabile emulsjoner med vann, og eventuell kondensatfilm på overflaten vil fordampe innen få timer. Et havbunnsbasert kompresjonsanlegg vil representere en ikke-signifikant økning av miljørisikoen på Åsgard. Dagens miljørisiko på Åsgard før utbygging av kompresjonsløsningen utgjør maksimalt 4% av operatørens akseptkriterier for miljørisiko. Gjeldende nivå og omfang av beredskapen for Åsgard vurderes som dekkende for utbygging og drift av kompresjonsanlegget.

#### Fiskeri og akvakultur

Satelittsporingen av fiskefartøyer viser at det er en beskjeden fiskeriaktivitet i Åsgard-Midgard området. Utbygging og drift av det havbunnsbaserte kompresjonsanlegget vil ikke medføre ulemper av betydning for fiskeriene. Drift av anlegget vil ikke medføre konsekvenser for akvakulturanlegg langs kysten.

#### Koraller

Det er registrert spredte forekomst av korallrev i nærheten av områder for installasjon av undervannsstrukturer, kabler og rørledninger, men ingen direkte konflikt. Optimalisering av traseføringer og eventuelle ankerlokasjoner for fartøy vil medføre at korallforekomster ikke berøres.

#### Kulturminner

Det er ingen kjente registrerte funn av marine kulturminner, skips- eller flyvrak i Midgard-området som kan berøres av havbunnsinstallasjoner eller rør- og kabeltraseer.

# 1. Innledning

På vegne av rettighetshaverne i produksjonslisensene PL 094B, PL 074, PL 237, PL 134, PL 094, PL 062 (Åsgard) og PL 121 og PL 092 (Mikkel) legger operatøren Statoil fram konsekvensutredning (KU) for utbygging og drift av Åsgard Subsea Compression project – ÅSC (tidl Åsgard Minimum Flow prosjektet) knyttet til brønnstrømmen fra Midgard og Mikkelfeltene inn mot Åsgard B plattformen. Feltet ligger i norsk sektor i den sørlige delen av Norskehavet.

På grunn av tidlig vanninntrengning fra to brønner på Midgard kombinert med høyere trykktap i produksjonsrørledningene enn tidligere antatt, vil det i løpet av 2015 oppstå problemer med redusert strømningsrate og væskeoppnopning i rørledningssystemene mellom Midgard/Mikkel og Åsgard B-plattformen. I kombinasjon med manglende kapasitet på Åsgard B til å håndtere de støtvis økte væskemengdene, kan dette føre til at produksjonen må stenges ned. Gassressurser i størrelsesorden 27 G Sm<sup>3</sup> inkludert i godkjent PUD for Åsgard og Mikkel kan dermed gå tapt. Volumet tar utgangspunkt i en referanseløsning som inkluderer lavtrykksproduksjon på Åsgard B.

Utbyggingen av Åsgard Subsea Compression bidrar til å opprettholde de opprinnelige strømnings- og produksjonsmessige forhold som er tilstede før strømningsproblemene oppstår, slik at de ressurser som er lagt til grunn i godkjent PUD faktisk kan produseres som forutsatt. Utbyggingen bidrar videre til en økt ressursutnyttelse, samt optimalisert utnyttelse av ledig prosess- og transportkapasitet i eksisterende infrastruktur på Åsgardfeltet.

Prosjektet har i 2009 og 2010 vært inne i en utviklingsfase der ulike utbyggingsalternativ har vært studert og utviklet. I konsekvensutredningen for ÅSC er det gitt nærmere opplysninger om prosjektet og konsekvenser ved utbygging og drift av prosjektet er nærmere utredet og vurdert.

Konsekvensutredningen er utarbeidet i henhold til gjeldende norsk veiledning for Plan for Utbygging og Drift og Plan for Anlegg og Drift (februar 2010).

Den valgte utbyggingsløsningen for Åsgard havbunnskompresjon inn mot Åsgard B omfatter:

- En havbunnsbasert kompresjonsstasjon med to separate kompresjonstog, hver med 10 MW akseleffekt
- Kompresjonstogene er ved oppstart koblet i parallell, men kan senere seriekobles under haleproduksjon og behov for økt kompresjon
- En havbunnsbasert manifoldstasjon for sammenkobling av rørsystemer og blanding av brønnstrømmer
- Nye 18"/14" rørledninger for oppkobling av kompressorstasjonen mot eksisterende infrastruktur på Åsgard
- Kraftimport fra Åsgard A, separate kabler til hver av kompresjonstogene
- Kraftimport fra Åsgard B fra 2025 når Åsgard A demobiliseres fra feltet
- Kontroll og styring av undervannsanlegget fra Åsgard B via Åsgard A
- Fiberoptisk kabel mellom Åsgard B og Åsgard A

## 1.1 Rettighetshavere og eierforhold

Eierinteressene for henholdsvis Åsgard og Mikkel feltene er vist i tabell 1.1.

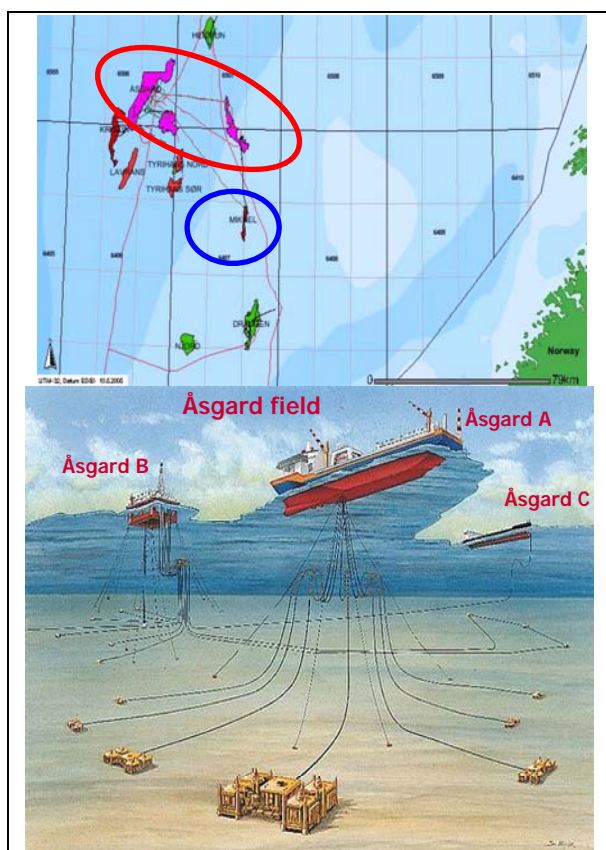
**Tabell 1.1** Rettighetshavere Åsgard (Smørbukk, Smørbukk Sør, Midgard) og Mikkel

Selskap	Åsgard (%)	Mikkel (%)
Petoro AS	35,69	0
Eni Norge AS	14,82	14,90
Statoil Petroleum AS	34,57	43,97
Total E&P Norge AS	7,68	7,65
Exxon Mobil Exploration and Production Norway A/S	7,24	33,48

## 1.2 Feltbeskrivelse

Olje, gass og kondensatfeltet Åsgard er lokalisert på Haltenbanken, ca 200 km utenfor kysten av Nord-Trøndelag og Nordland. Feltet omfattes av blokkene 6406/3 (PL094B), 6407/2 (PL074) og 3 (PL237), 6506/11 (PL134) og 12 (PL094) og 6507/11 (PL062).

Mikkel er lokalisert ca 40 km sør for Åsgard og er omfattet av blokkene 6407/5 (PL121) og 6 (PL092). Åsgard og Mikkel feltene er vist i figur 1.1.

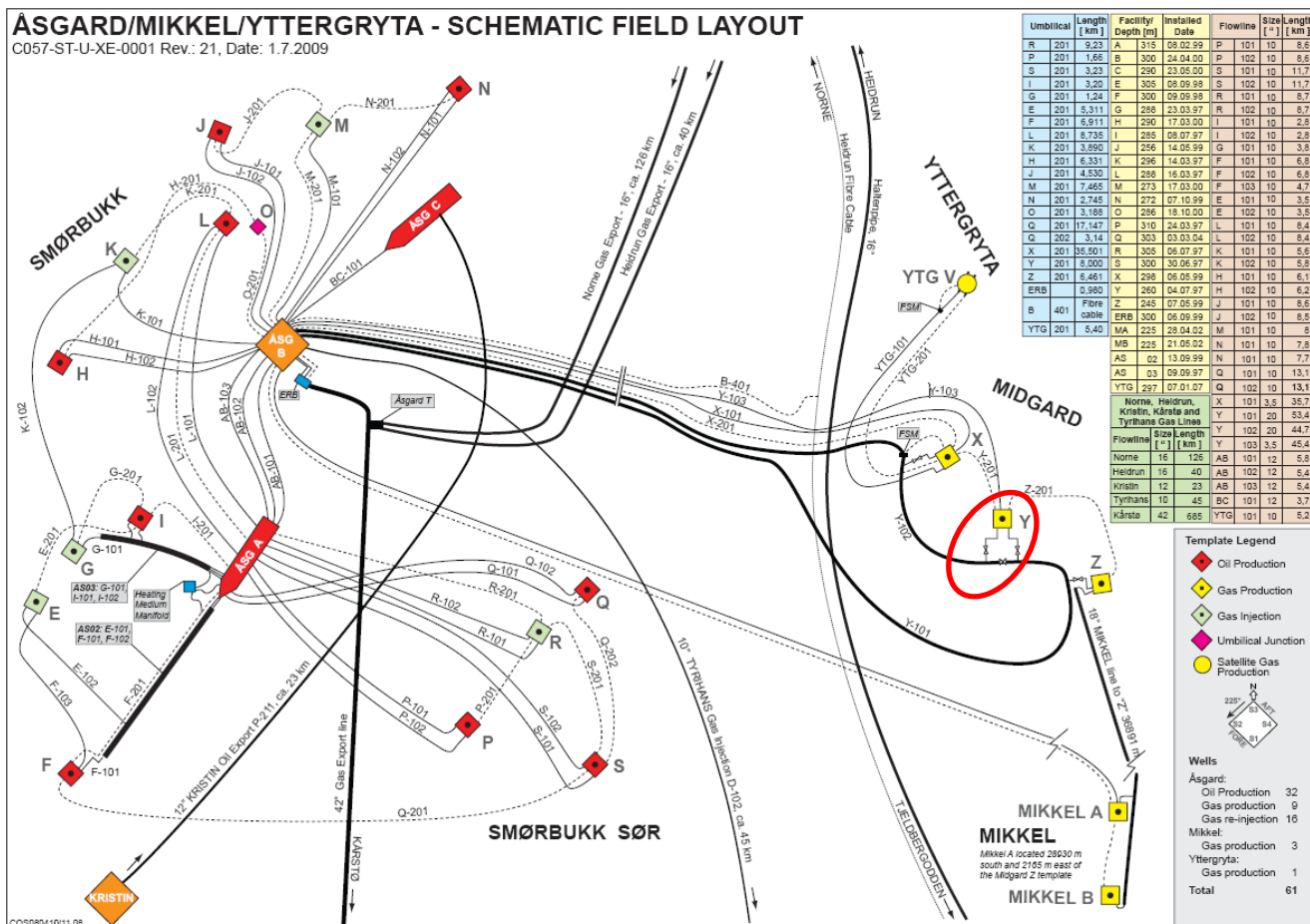


**Figur 1.1.** Lokalisering av Åsgard og Mikkel feltene. Åsgard er markert med rød oval og Mikkel med blå sirkel.

Åsgardfeltet er bygd ut med havbunnskompletterte brønner som via havbunnsrammer er knyttet til et produksjons- og lagerskip (FPSO) for olje (Åsgard A), og en flytende, halvt nedsenkbar innretning for prosessering av gass og kondensat (Åsgard B). Til Åsgard B er det også knyttet et lagerskip for kondensat (Åsgard C). Gass eksporteres gjennom eksportrørledningen Åsgard Transport til Kårstø i Nord-Rogaland, mens olje og kondensat eksporteres ved bruk av tankere.

For olje og kondensat fra Smørbukk og Smørbukk Sør er det 9 havbunnsrammer, og det er gassinjeksjon til reservoaret via 5 havbunnsrammer. På gassfeltet Midgard er det installert 3 havbunnsrammer for gassproduksjon. Det er installert totalt 17 havbunnsrammer, i tillegg er det besluttet å installere en ny havbunnsramme på Smørbukk nordøst, med oppstart av produksjon i desember 2011.

I figur 1.2 er en skjematisk framstilling av feltinstallasjoner og rørledninger på Åsgard og Mikkel vist.



Figur 1.2. Skjematisk framstilling av feltinstallasjoner og rørledninger på Åsgard og Mikkel. Område ved Midgard Y bunnramme for installasjon av undervanns kompressorstasjoner er markert med rød oval.

### 1.3 Lisenshistorie

#### Åsgard

Blokkene 6507/11 og 6407/2 som omfatter Midgardfeltet, ble tildelt som utvinningstillatelse 062 og 074 i henholdsvis 1981 og 1982. Blokk 6506/12 og 6506/11, der feltene Smørbukk og Smørbukk Sør er lokalisert, ble tildelt som utvinningstillatelse 094 og 134 i henholdsvis 1984 og 1987. Blokk 6407/3 ble tildelt som utvinningstillatelse 237 i 1998. Blokk 6406/3 ble tildelt som utvinningstillatelse 094B i 2002. Utvinningstillatelsene som omfatter Åsgard-feltet er samordnet, med en felles gyldighetsperiode som utløper i april 2027.

#### Mikkel

Mikkel-feltet omfatter to blokker. Blokk 6407/ 5 ble tildelt som utvinningstillatelse 121 i 1986, og utløper i februar 2022. Blokk 6407/6 ble i 1986 tildelt som utvinningstillatelse 092, og utløper i mars 2020.

Det ressursmessige og økonomiske grunnlaget for Åsgard Subsea Compression Project går utover

gjeldende gyldighetsperiode for utvinnings-tillatelsene for Åsgard og Mikkel-feltene. Rettighetshaverne i utvinningstillatelsene vil i god tid før gyldighetsperiodens utløp søke forlengelse av utvinningstillatelsenes gyldighet i tråd med Petroleumslovens § 3-9. Statoil er operatør for både Åsgard og Mikkel-feltene.

#### Andre lisenser som er koblet opp mot- og forholder seg til Åsgard-feltet

Yttergryta, utvinningstillatelse 062 og 263C, er koblet opp mot Midgard via X bunnramme og produseres på Åsgard B.

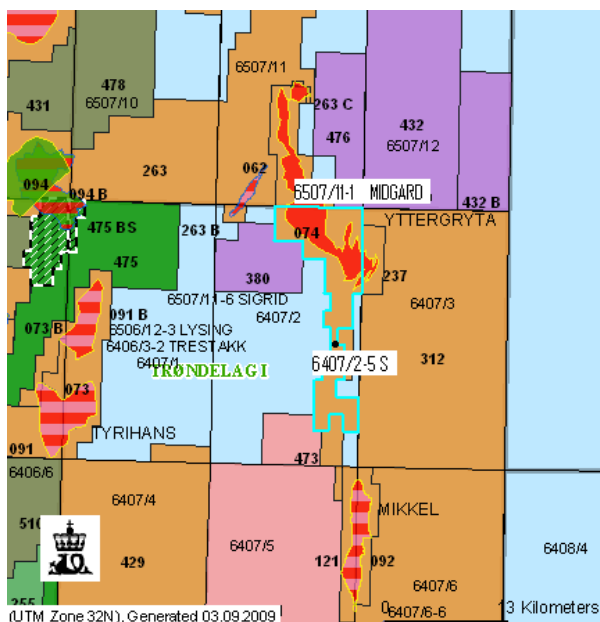
Morvin, utvinningstillatelse 134B og 134C, er koblet opp mot og produseres på Åsgard B.

Åsgard B leverer injeksjonsgass til Tyrihansfeltet, i utvinningstillatelse 073B, 091 og 073. Tyrihans produseres på Kristin i utvinningstillatelse 199 og 134B.

Statoil er operatør for både Yttergryta, Morvin, Tyrihans og Kristin.

## 1.4 Andre funn og prospekt

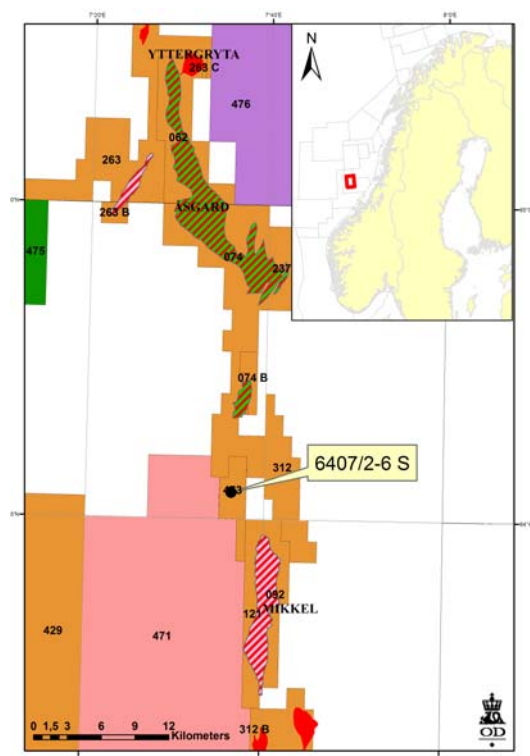
Det er gjort funn i feltene Gamma og Harepus, som er gass/kondensatfelter sør/sørøst for, og i nærheten av, eksisterende infrastruktur på Midgard/ Mikkel. Sommeren 2009 ble det gjort funn av olje/gass i letebrønn 6407/2-5 S mellom Midgard og Mikkel, ca 10 km sør for Midgard.



En eventuell kombinert utbygging av Gamma og Harepus med tilknytning til Mikkel B bunnramme og videre til Åsgard B via Midgard, er under vurdering. En mulig produksjonsoppstart er høsten 2014. Funnet i brønn 6407/2-5 S vurderes også mhp utbygging inn mot eksisterende infrastruktur på Åsgard-feltet.

Våren 2010 ble det påvist forekomst av hovedsakelig gass og noe mindre olje i undersøkelsesbrønn **6407/2-6 S** ca 5 km nord for Mikkel-feltet. Foreløpig beregning av størrelsen på funnet er mellom 2 og 4 millioner Sm<sup>3</sup> utvinnbare oljeekvivalenter. Brønnen er den første letebrønnen i utvinningstillatelse 473. Tillatelsen ble tildelt 29.2.2008 (TFO 2007). Statoil er operatør for utvinningstillatelsen. Brønn 6407/2-6 S ble boret til et vertikalt dyp av 3166 meter under havflaten, og ble avsluttet i Åreformasjonen i nedre jura. Havdypet er 253 meter.

Det vurderes utbyggingsløsninger for å produsere funnet mot eksisterende infrastruktur på Åsgard-feltet.



Tilknytning av nye funn til eksisterende infrastruktur på Åsgard-feltet og produksjon av disse vil bidra positivt ift problemet med minimum strømningsrate i produksjonsrørledningene fra Midgard. Dette vil i tillegg også styrke ressursgrunnlaget og forlenge produksjonsperioden for Åsgardfeltet. En slik utbygging vil kunne utnytte eksisterende prosess- og transportkapasitet på Åsgard B og i Åsgard Transportsystem. Det nye havbunnsbaserte kompressjonsanlegget vil også kunne gi økt reservoarutvinning fra felt som knyttes til anlegget.

## 1.5 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.

Formålet med utredningsprogrammet er å gi myndighetene og andre høringsinstanser informasjon og varsel om hva som er planlagt utbygd, hvor og hvordan. Gjennom uttalelser til programmet har både myndigheter og høringsinstanser mulighet til å kunne påvirke hva som blir krevd utredet i konsekvensutredningen, og dermed også hva som skal ligge til grunn for de beslutninger som skal tas.

På grunnlag av det fastsatte utredningsprogrammet vil en konsekvensutredning for Åsgard Subsea Compression bli utarbeidet. Konsekvensutredningen vil deretter bli gjenstand for en omfattende offentlig høring.

## 1.6 Lowerkets krav til konsekvensutredning

### 1.6.1 Krav i internasjonalt lowerk

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.

Grænseoverskridende konsekvenser er regulert gjennom FNs "Konvensjon om KU for grænseoverskridende miljøkonsekvenser" (ESPOO (EIA) konvensjonen, 1991).

### 1.6.2 Krav i norsk lowerk

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.

§ 22 i Forskrift til Petroleumsloven 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.

### 1.6.3 Regional konsekvensutredning for Norskehavet 2003

Regional konsekvensutredning for petroleumsvirksomhet i Norskehavet (heretter omtalt som RKU Norskehavet) gir et helhetlig bilde av petroleumsaktiviteten på norsk sokkel i Norskehavet mellom 62° – 69° N, og behandler konsekvensene av denne virksomheten. Videre skal RKU Norskehavet bidra til oppfyllelse av konsekvensutredningsplikten ved nye utbyggingsprosjekter i området, alene eller sammen med feltspesifikke konsekvensutredninger.

RKU ble i februar 2003 utarbeidet av Statoil på vegne av Oljeindustriens Landsforening (OLF). I 2004 ble oppdatert RKU Norskehavet sluttbehandlet av norske myndigheter ved av Olje- og energidepartementet (OED).

I henhold til retningslinjer gitt av Olje- og energidepartementet (OED) kan konsekvensutredningsplikten ved nye utbyggingsprosjekter oppfylles enten ved en feltspesifikk konsekvensutredning, ved en kombinasjon av en feltspesifikk utredning og en regional utredning, eller i enkelte tilfeller gjennom en regional konsekvensutredning alene.

Prognosene som er lagt til grunn i RKU Norskehavet omfatter ressursklassene 1– 5 og 7. Ressursklasse 1 til 4 er basert på innrapportering til Revidert Nasjonalbudsjett for 2002. Det samlede produksjonsvolumet som er lagt til grunn i RKU Norskehavet samsvarer godt med ODs offisielle ressursoversikt pr 31.12.2001.

Åsgard og Mikkelfeltene ligger innenfor det området som er omfattet av RKU Norskehavet. Denne ble sist revidert og oppdatert i 2003, og sluttbehandlet av OED i 2004.

RKU legges derfor til grunn for konsekvensutredningen for Åsgard havbunnskompresjon, og RKU Norskehavet er benyttet som referansedokument for denne konsekvensutredningen.

### 1.6.4 Helhetlig forvaltningsplan for Norskehavet 2009

Helhetlig forvaltningsplan for Norskehavet- (St.meld nr 37 (2008–2009)) er utarbeidet etter mønster fra tilsvarende arbeid for Barentshavet, og ble lagt fram i mai 2009. Det er i arbeidet med den helhetlige forvaltningsplanen utarbeidet en rekke studierapporter, med oppdatert faktagrunnlag og aktivitetsbeskrivelser.

Mens formålet med RKU har vært å oppnå en best mulig beskrivelse av konsekvensene av petroleumsaktiviteten i området, har den helhetlige forvaltningsplanen som siktemål å beskrive alle aktivitetene, og hvilke konsekvenser disse har for hverandre, for naturmiljøet og for samfunnet. Forvaltningsplanen har vært gjenstand for en omfattende offentlig høring.

Konsekvenser av petroleumsaktiviteten er nærmere beskrevet i sektorrapporten "Konsekvenser av petroleumsvirksomhet og andre energiformer til havs". OED har signalisert at underlagsrapportene for forvaltningsplanen kan benyttes som grunnlag i arbeidet med framtidige konsekvensutredninger, på samme måte som rapportene for RKU tidligere er benyttet. Dette under forutsetning av at høringsuttalelsene til rapportene blir oppsummert og kommentert. Dette arbeidet ble ferdigstilt sommeren 2010 gjennom OLF, som oversendte kommentarene til OED.

Grunnlagsrapporter for Helhetlig forvaltningsplan for Norskehavet legges derfor til grunn for konsekvensutredningen for Åsgard havbunnskompresjon, og HFP Norskehavet er benyttet som referansedokument for denne konsekvensutredningen.

## 1.7 Konsekvensutredningsprosess

### 1.7.1 Utredningsprogrammet

Operatørens forslag til utredningsprogram for konsekvensutredningen (KU) for Åsgard havbunnskompresjon (tidligere Åsgard Minimum Flow) (/1/), var på offentlig høring i perioden 30.4 – 31.7 2010. Utredningsprogrammet for KU ble godkjent av myndighetene ved Olje- og energidepartementet (OED) i brev datert 12. januar 2011. Fastsatt utredningsprogram er vedlagt som Vedlegg A. En sammenfatning av innkomne

høringsuttalelser og operatørens svar til disse er gitt i Vedlegg B.

### 1.7.2 Søknad om fritak for innsending av PUD

Operatøren søkte i brev av 14.10.2010 til Olje- og energidepartementet (OED) om fritak fra kravet om å sende inn Plan for utbygging og drift (PUD) for Åsgard Subsea Compression prosjektet. Dette på bakgrunn av bla at det ikke vil være behov for boring av nye brønner, reservoarforholdene er kjent, og operatøren vurderer utbyggingstiltaket som nødvendig for å produsere de petroleumsressursene som er omfattet av gjeldende PUD for Midgard (Åsgard) og Mikkel. Konsekvensutredningen ville uansett bli ferdigstillet, bla på grunn av den igangsatte høringsprosess av utredningsprogrammet for KU.

OED meddelte i brev av 10.11.2010 avslag på operatørens søknad om fritak for innlevering av PUD som omsøkt, men kommuniserte at departementet hadde kommet til at "endret PUD er et hensiktsmessig grunnlag for myndighetsbehandling av prosjektet."

Operatøren har gjennom dialog med OED og Oljedirektoratet (OD) avklart nødvendig omfang av endret PUD. Foreliggende konsekvensutredning inngår som del av endret PUD.

OED har i brev av 16.11.2010 godkjent og gitt samtykke til at operatøren på vegne av rettighetshaverne kan inngå vesentlige kontraktsmessige forpliktelser på 3,6 milliarder kroner på egen risiko før PUD er endelig godkjent av myndighetene. Forpliktelsene vil øke utover dette før behandling av PUD. Samtykke vil da bli innhentet fra OED på forhånd. PUD vil bli behandlet på vanlig måte av myndighetene uavhengig av samtykke til inngåelse av tidlige forpliktelser.

### 1.7.3 Konsekvensutredning

På grunnlag av det fastsatte utredningsprogrammet har operatøren utarbeidet en konsekvensutredning som del av endret PUD, med referanse til bestemmelsene i Petroleumsloven.

Rettighetshaver 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. OED vil forestå den videre behandling av konsekvensutredningen og til slutt ta stilling til hvorvidt utredningsplikten er oppfylt.

### 1.7.3.1 Underlagsdokumentasjon for konsekvensutredningen

Konsekvensutredningen baserer seg i hovedsak på følgende underlagsdokumentasjon:

- RKN Norskehavet 2003
- Grunnlagsdata til Helhetlig forvaltningsplan for Norskehavet 2009
- Åsgard Subsea Compression Project: Samfunnsmessige konsekvenser. Rapport Agenda Kaupang as.

### 1.7.3.2 Tidsplan for konsekvensutredning

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

### 1.7.4 Myndighetenes videre behandling

På grunnlag av at Åsgard Subsea Compression Project har en investeringsramme på mer enn 10 milliarder kroner skal prosjektet behandles og godkjennes av Stortinget. OED utarbeider derfor en saksutredning med anbefaling gjennom en Stortingsproposisjon som behandles i energi- og miljøkomiteen, før endelig plenumsbehandling og godkjenning i Stortinget. Stortingsproposisjonen oppsummerer prosjektet i sin helhet, og inkluderer eventuelle forutsetninger og vilkår som ligger til grunn for en eventuell godkjenning.

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

**Tabell 1.2.** Tidsplan for konsekvensutredningsprosessen.

Beskrivelse	Tidsplan
Forslag til program for konsekvensutredning oversendes til relevante myndigheter og høringsinstanser	<b>30.04.2010</b>
Offentlig høring av forslag til program for konsekvensutredning (12 ukers frist)	01.05.2010–31.07.2010
Behandling og sammenstilling av høringsuttalelser	01.08.2010–15.09.2010
Departementets godkjenning av program for konsekvensutredning	Januar 2011
PUD/PAD Del 2 Konsekvensutredning sendes på offentlig høring til relevante myndigheter og høringsparter	<b>28.03.2011</b>
Kunngjøring i Norsk Lysningsblad	28.03.2011
Offentlig høring KU, <b>9 uker</b>	28.03.2011–27.05.2011
Innsending av PUD/PAD, Del 1 Teknisk og økonomisk plan	<b>Juni 2011</b>
Antatt godkjenning i Stortinget	<b>Høsten 2011</b>

## 1.8 Nødvendige søknader og tillatelser

For å gjennomføre utbyggingsplanene vil det måtte innhentes ulike tillatelser fra myndighetene. Noen av tillatelsene vil måtte innhentes i planfasen, mens andre tillatelser ikke er påkrevd før utbyggingsfasen. 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.

**Tabell 1.3** Identifiserte behov for søknader og tillatelser i forbindelse med utbygging og drift av Åsgard havbunnskompresjon.

Søknad / Tillatelse	Gjeldende lovverk	Ansvarlig myndighet
Plan for utbygging og drift – PUD, inkludert konsekvensutredning (KU) for ÅSC	Petroleumsloven	OED
Melding og konsekvensutredning – KU (er dekket av ovenstående)	Forurensningsloven	Klif
Søknad om aksept av større kontraktuelle forpliktelser før PUD er godkjent	Petroleumsloven	OED
Søknad om tillatelse til utslipp knyttet til klargjøring av rørledninger	Forurensningsloven	Klif
Søknad om utslippstillatelse for drift	Forurensningsloven	Klif
Samtykkesøknad til oppstart og drift	Petroleumsloven	OD
Forhåndsmelding	Arbeidsmiljøloven	Ptil / Arbeidstilsynet
Søknad om etablering av sikkerhetssone med forbud mot ankring og fiske med bunnredskap	Petroleumsloven	OED

## 2. Plan for utbygging og drift

### 2.1 Helse, miljø og sikkerhet

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

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.

Hensynet til helse og arbeidsmiljø, ytre miljø og sikkerhet har gjennom alle fasene i utviklingen av prosjektet stått sentralt i planleggingen av de tekniske løsningene for utbyggingen av Åsgard havbunnskompresjons prosjekt.

Alle aktiviteter som har vært gjennomført, og vil bli gjennomført i det videre arbeid med prosjektering, bygging, testing, modifikasjoner, installasjon, oppstart og drift, har vært og vil bli underlagt operatørens overordnede retningslinjer for HMS.

Utbyggingen av Åsgard havbunnskompresjon skal møte operatørens HMS målsetninger, som er nedfelt i HMS plakaten, jamfør figur 2.1.

### 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 Åsgard havbunnskompresjon som planlegges installert på Midgard.

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.



Figur 2.1 Statoils HMS-plakat, som angir operatørens HMS-målingene.

### 2.3 HMS program

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

Følgende hovedmålingene for HMS er fastsatt i prosjektets HMS-program:

- Prosjektpersonellet skal ha en forbedret helse når prosjektet er gjennomført
- Ingen skade på mennesker, miljø eller installasjoner

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, akseptkriterier, 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 Forholdet til gjeldende PUD for Åsgard og Mikkell

Verken Åsgard PUD fra 1995 (/2/) eller Åsgard KU (/2A/) omtaler framtidig bruk av havbunnskompressjon.

Bruk av havbunnskompressjon ble vurdert som del av utbyggingen av Mikkell, og er beskrevet i Mikkell PUD del 1 – Utbygging og anlegg, (/3/) samt i PUD "Supporting Document – Field Installation and Operation" – Juli 2001. (/4/)

I bind 1 – kapittel 4.4 er følgende beskrevet:

*"Utvinningsfaktoren for både gass og kondensat er hovedsaklig avhengig av den laterale kommunikasjonen på feltet (inkludert kommunikasjon over forkastninger), vanninnflukt og mottrykket brønnene må produsere mot. Det ligger derfor en betydelig utvinningsmessig oppside i en reduksjon av minimum mottakstrykk på Åsgard B/Midgard Z eller en opptrykking av brønnstrømmen fra Mikkell ved hjelp av våtgasskompressor."*

Kompressjonsløsningen er mer detaljert beskrevet i støttebindet "Field Installation and Operation" kapittel 7.5. (/4/)

Reserveutviklingen for Åsgard og Mikkell er nærmere beskrevet i kapittel 2.5. Åsgard havbunnskompressjon sikrer produksjon av de petroleumsreserver som ligger til grunn for, og er forutsatt i gjeldene PUD for henholdsvis Åsgard og Mikkell.

### 2.5 Reservoarbeskrivelse

Både Midgard og Mikkell reservoarene inneholder olje, gass og kondensat. Begge reservoarene består generelt av 4 reservoarer; Garn og Not, Ile, Tofte (ikke på Midgard) og Tilje (ikke på Mikkell), og er av jura alder. Både Midgard og Mikkell er høy

gjennomtrengelige felt, med stor intern kommunikasjon mellom reservoarsonene innen de respektive feltene. Midgard har 9 gassproduserende brønner bygd ut med bunnrammene X, Y og Z, mens Mikkel har 3 gassprodusenter, bygd ut gjennom bunnrammene A og B.

Midgard- og Mikkelfeltene produseres ved naturlig trykkavlastning. Tidlig vann- gjennombrudd i brønnene Z-3 H og Y-1 H og større trykkfall i rørledningen enn forventet har ført til raskere fall i produksjon fra Midgard enn estimert i Åsgard PUD.

Det foreligger ikke planer om å utvinne oljesonen i noen av feltene.

## 2.6 Reserveutviklingen for Åsgard og Mikkel

Estimert total hydrokarbonutvinning for Åsgard som presentert i PUD er gitt i tabell 2.1.

**Tabell 2.1.** Estimert total hydrokarbonutvinning for hvert felt, Åsgard PUD. P50 representerer forventningsverdien med 50% sannsynlighet.

PUD	Væske (mill. Sm <sup>3</sup> )			Salgsgass (mrd.Sm <sup>3</sup> )		
	P90	P50	P10	P90	P50	P10
Smørbukk	47	82	122	55	98	146
Smørbukk Sør	14	24	36	15	21	27
Midgard	13	17	20	81	113	130
Åsgard	86	123	170	172	232	282

Estimert total utvinning for Mikkel som presentert i PUD er gitt i tabell 2.2.

**Tabell 2.2.** Usikkerhet i netto utvinnbare mengder uttrykt i salgsgass, NGL og kondensat, Mikkel PUD. Forventet representerer verdien med 50% sannsynlighet (P50).

PUD	Kondensat (mill. Sm <sup>3</sup> )			NGL (mill.tonn)	Tørr salgsgass (mrd.Sm <sup>3</sup> )		
	P90	forventet	P10	forventet	P90	forventet	P10
Mikkel	4,74	5,51	6,28	4,20	16,85	19,77	22,66

Estimert total utvinning for ressursklassene 0–3 for Åsgard og Mikkel slik den vil innrapporteres i RNB2011 er vist i tabell 2.3 og tabell 2.4. Fram til 2006 ble all væske produsert over Åsgard B rapportert som kondensat. Etter 2006 er all olje- og kondensatproduksjon fra feltene slått sammen under betegnelsen olje.

Sammenlignet med PUD-estimaterne er den totale utvinningen fra Midgard-feltet betydelig redusert på grunn av det før nevnte raske fall i produksjonsrate. Estimerte total utvinning for Mikkel i RNB2011 faller sammen med P10-estimaterne i PUD.

**Tabell 2.3.** Total utvinning for ressursklasser 0–3 for Åsgard, RNB2011

RC 0-3	Olje (mill. Sm <sup>3</sup> )			NGL (mill.tonn)	Tørr salgsgass (mrd.Sm <sup>3</sup> )			Kondensat (mill. Sm <sup>3</sup> )
	low	base	high	base	low	base	high	
Smørbukk	41,0	46,8	51,1	16,1	71,6	86,0	100,8	10,2
Smørbukk Sør	46,6	49,1	51,7	4,4	13,8	20,2	27,0	
Midgard	3,9	4,9	5,8	15,4	68,9	81,7	94,6	5,8
Åsgard	91,5	100,8	108,6	35,9	154,3	187,9	222,4	16,1

**Tabell 2.4.** Total utvinning for ressursklasser 0–3 for Mikkel, RNB2011

RC 0-3	Olje (mill. Sm <sup>3</sup> )			NGL (mill.tonn)	Tørr salgsgass (mrd.Sm <sup>3</sup> )			Kondensat (mill. Sm <sup>3</sup> )
	low	base	high	base	low	base	high	
Mikkel	3,43	4,26	5,02	6,29	19,36	22,97	26,00	2,25

Motivasjonen for Åsgard Subsea Compression er å produsere mot lavere brønnehodetrykk for slik å utvinne de identifiserte volumene for Midgard som

gitt i Åsgard PUD og øke utvinningen fra Mikkel som beskrevet i kapittel 4.4 i Mikkel PUD: "Det ligger derfor en betydelig utvinningsmessig oppside i en reduksjon av minimum mottakstrykk på Åsgard

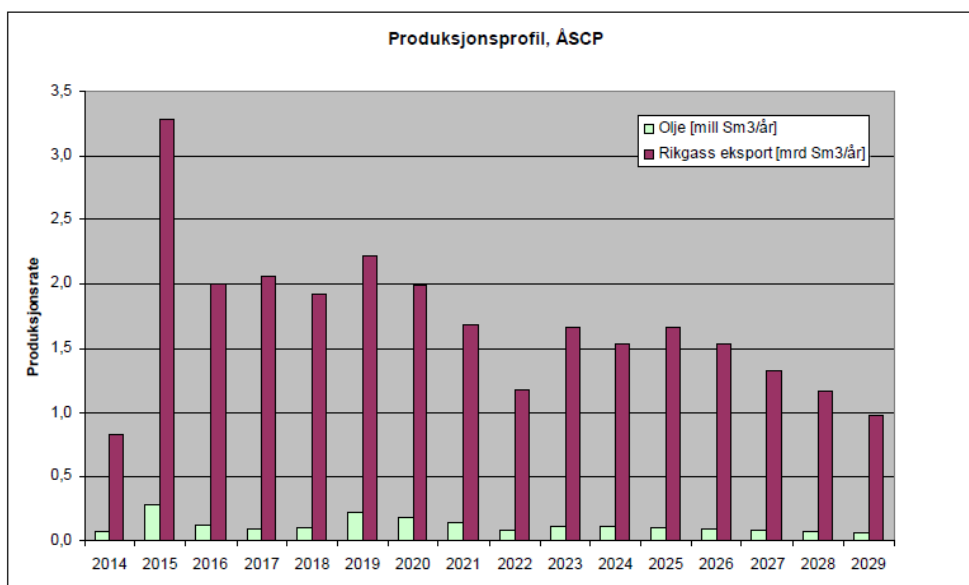
B/Midgard Z eller en opptrykking av brønnstrømmen fra Mikkel ved hjelp av våtgasskompressor.”

Utvinning som tilskrives Åsgard havbunns-kompresjon er i RNB2011 beregnet til 35 mill S o.e. (reserveklasse 4A) fordelt på 29,3 mill Sm<sup>3</sup> oe og 5,9 mill Sm<sup>3</sup> oe fra henholdsvis Midgard og Mikkel.

Etter planen skal ingen nye brønner bores for å realisere disse volumene. Volumene fordelt på olje og salgsgass er vist i Tabell 2.5. Eksportater for olje og riggass som følge av Åsgard havbunnskompresjon er vist i figur 2.2.

Tabell 2.5 Estimert utvinning fra ÅSCP (RNB2011)

RC 4A	Olje (mill. Sm <sup>3</sup> )			NGL (mill.tonn)	Tørr salgsgass (mrd.Sm <sup>3</sup> )		
	low	base	high	base	low	base	high
Midgard	1,41	1,50	1,59	4,34	17,38	19,52	21,67
Mikkel	0,50	0,53	0,56	1,01	3,09	3,48	3,88



Figur 2.2. Eksportater for olje og riggass som følge av Åsgard havbunnskompresjon (RNB2011, RC 4A).

## 2.7 Boring og brønn

Prosjektet innebærer kompresjon av brønnstrømmen nedstrøms brønnhodene på bunnrammene, og optimalisering av strømningsforhold i brønnstrømsrørledningene fra eksisterende brønner på Midgard og Mikkel inn mot Åsgard B. Det vil derfor ikke være behov for ytterligere bore- og brønnoperasjoner som følge av prosjektet.

## 2.8 Områdeutvikling

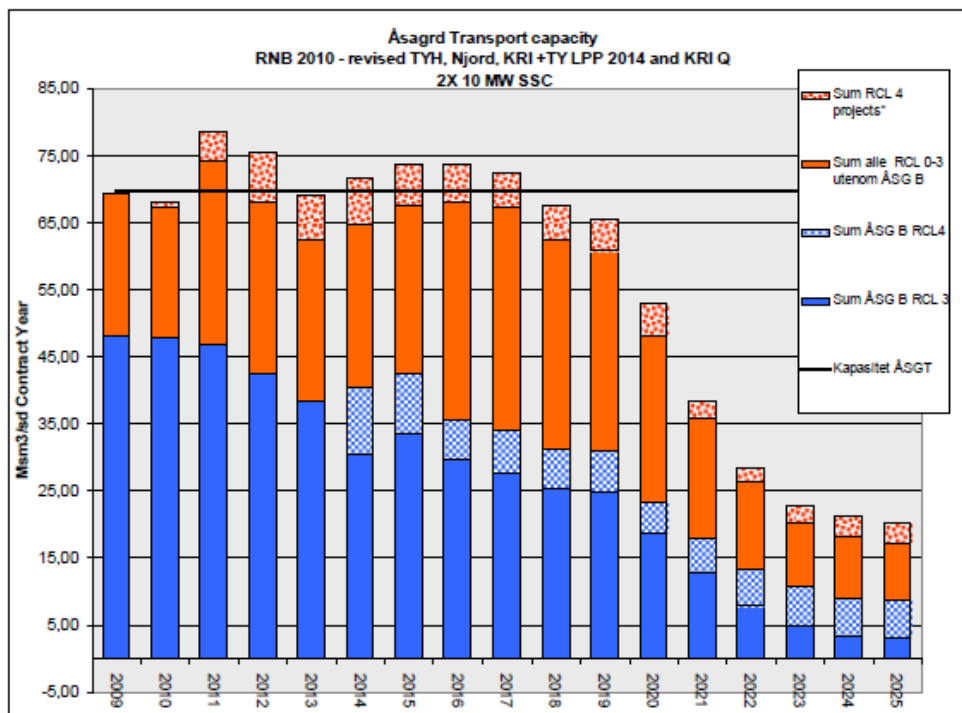
### 2.8.1 Verdikjede

Figur 2.3 viser at Åsgard Subsea Compression vil utnytte ledig kapasitet i Åsgard Transport fra

oppstart (2014) til ca 2018. Ingen andre volumer fra eksisterende felt eller andre besluttede feltutbygginger kan fylle hele dette gapet.

CO<sub>2</sub> – situasjonen i Åsgard Transport er over grensen for det som kan håndteres på Kårstø, og helt avhengig av nye prosjekter og produksjon fra andre felt med lavt CO<sub>2</sub> – innhold i gassen, også felt inn i Statpipe-systemet. Oppstart av ÅSC vil føre til at denne CO<sub>2</sub> – situasjonen løses.

Erfaringsmessig vil det være noe ledig kapasitet i Åsgard Transport selv om systemet er fullt booket. Dette skyldes vedlikehold eller andre restriksjoner på eksport fra andre felt i området. Ledig kapasitet i transportsystemet vil en kunne utnytte med den fleksibiliteten en får med Åsgard havbunnskompresjon.



Figur 2.3: Kapasitetsbilde i Åsgard Transport inklusive Åsgard havbunnskompresjon og nye besluttede prosjekter.

### 2.8.2 Fleksibilitet i forhold til område

Midgard/ Mikkell-området er rikt på prospekter og det er allerede gjort flere funn (Sigrid, Yttergryta, Gamma med flere). Yttergryta er allerede bygget ut med transport til Åsgard B via Midgard. Framtidige gassfelt vil måtte benytte samme tilknytningsmetode som Yttergryta, – med undervannstilknytning til eksisterende infrastruktur.

Olje/kondensatfelt med store væskemengder vil måtte legges direkte til installasjoner i nærheten, som for eksempel Åsgard A, Åsgard B, Draugen osv. Framtidige gassfelt tilknyttet Midgard/Mikkell, vil også møte et lavere brønnehodetrykk og dermed høyere utvinning ved å kunne dra nytte av havbunnskompresjonssystemet på Midgard.

## 2.9 Prosjekthistorikk og –status

Ved valg av utbyggingskonsept høsten 2010 ble det besluttet å gå videre med prosjektplaner med hensikt å beslutte å bygge, installere og drive en havbunnsbasert kompressorstasjon på Midgard med import av kraft fra Åsgard A.

### Tidligfase

I 2005 ble det gjennomført reservoarsimuleringer som tydet på at tidlig vanninntrengning i brønn Z—3H og større trykktap i produksjons-rørledningene enn tidligere beregnet ville kunne medføre redusert produksjon og strømningsproblemer fra Midgard og Mikkell. Det ble gjennomført vurderinger knyttet til implementering av ulike interimløsninger for å redusere og utsette problemer med minimum strømningsrate i rørledningene. Det ble også satt i gang arbeid for å utvikle og kvalifisere en havbunnsbasert kompresjonsløsning for å øke trykket på brønnstrømmen i rørledningene nedstrøms brønnehodene inn mot produksjonseenheten Åsgard B ( $\pm$  40% kostnadsestimat). Beslutning om konkretisering (BOK) ble fattet sommeren 2006.

### Konseptvalgfasen

Prekompresjon på Åsgard B til erstatning for kompresjon på Midgard ble vurdert i konseptvalgfasen. Konseptet ble forlatt pga blant annet manglende vektreserve på Åsgard B, lavere reservoarutvinningsgrad på Midgard og Mikkell med lavere totaløkonomi, samt utfordrende støyforhold på Åsgard B.

Konseptstudier for konsept med havbunnsbasert kompresjon av brønnstrømmen og ekstern kraftforsyning, og en alternativ løsning med en

flytende kompresjonsplattform med egen kraftforsyning ble gjennomført i 2008–2010 ( $\pm$  30% kostnadsestimat). Etablering av en ny kompresjonsmodul på Åsgard B er også vurdert nærmere. Forprosjektering av en flytende kompresjonsplattform ble også gjennomført i denne perioden. Valg av havbunnsbasert kompresjonsløsning som utbyggingskonsept og beslutning om videreføring (BOV) ble fattet høsten 2010.

Prosjektet har redusert det nye anleggets produksjonskapasitet og dermed omfanget av utbyggingen i løpet av konseptvalgsfasen. Dette skyldes hovedsakelig lavere etterspørsel etter gass, men også en gunstigere situasjon når det gjelder CO<sub>2</sub> – innholdet i eksportgassen fra Åsgard B til Kårstø. Gassen fra Midgard har et relativt lavt innhold av CO<sub>2</sub>, noe som fortsatt gjør produksjonen fra Midgard og Mikkel viktig, men ikke kritisk i forhold til de kvalitetsforpliktelsene som er inngått for salgsgassen.

#### Forprosjektering

Forprosjektering ( $\pm$  20% kostnadsestimat) for valgt konsept (havbunnsbasert kompresjon) startet høsten 2010 og pågår for fullt vinteren 2010/2011. Foreliggende konsekvensutredning beskriver i all hovedsak den utbyggingsløsningen som er valgt.

Beslutning om gjennomføring (BOG) og investeringsbeslutning for prosjektet planlegges gjennomført i andre kvartal 2011. Operatøren tar sikte på og planlegger for en PUD behandling i Stortinget i høstsesjonen 2011. Havbunnskompresjonen er planlagt startet i fjerde kvartal 2014.

### **2.9.1 Tidligere vurderte løsninger**

#### **Alternative utbyggingskonsepter**

Følgende alternative konsept ble vurdert:

- Kompresjonsplattform, min. funksjonalitet
- Kompresjonsplattform, utvidet funksjonalitet
- Havbunnskompresjon, kraft fra Heidrun
- Havbunnskompresjon, kraft fra Åsgard A

En kompresjonsplattform med minimum funksjonalitet inneholdt kun de nødvendige funksjoner for å håndtere kompresjonsbehovet i

brønnstrømmen fra Midgard, og levere økt gasstrykk inn mot Åsgard B.

En kompresjonsplattform med utvidet funksjonalitet ville også inneholde ekstra prosessutstyr for å kunne separere og håndtere produsert vann, samt kapasitet til å kunne motta gasstrømmer for kompresjon fra andre felt enn Midgard og Mikkel. Begge plattformalternativer ville vært klargjort for elektrifisering, gjennom tilstrekkelig plass og vektkapasitet til nødvendig utstyr for å kunne motta vekselstrøm som i framtiden kunne være tilgjengelig i området. En utvidet kompresjonsplattform kunne i tillegg dimensjoneres for å motta likestrøm fra land.

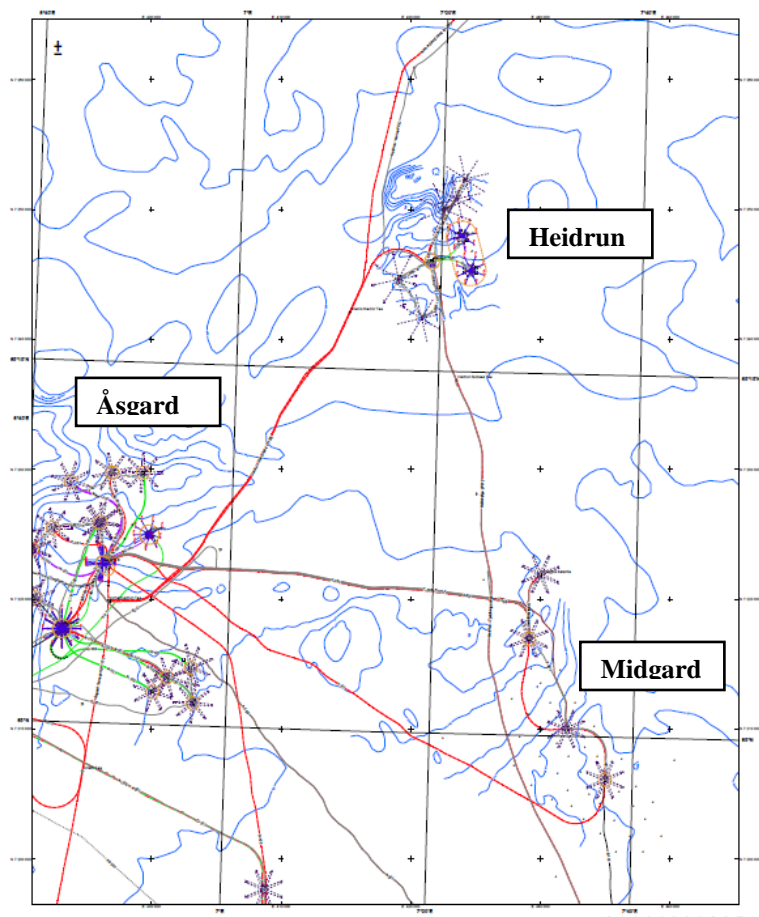
Begge plattformalternativene ville innebære større totalt energiforbruk enn , havbunnskompresjon, da hjelpesystemer, ekstra gassløft fra havbunnen og bemanning krever energi.

Alternativene for en havbunnsbasert kompressorstasjon var like, med unntak av vertsinstallasjon for generering av nødvendig kraft. Kraft fra Heidrun ville medføre installasjon av ny modul med ny gassturbin for økt kapasitet for kraftgenerering. Kraft fra Åsgard A baserte seg på utnyttelse av eksisterende kapasitet for kraftgenerering.

I forbindelse med valg av utbyggingskonsept, ble det gjennomført en omfattende vurdering av totalt 43 HMS relaterte kriterier, som fordelte seg slik på ulike fagtema, som hver ble gitt 25% vekt.

- Ytre miljø: 12 stk (kraftbehov og CO<sub>2</sub> utslipp tillagt høyest vekt)
- Arbeidsmiljø: 8 stk (støy, vibrasjoner og arbeidsforhold i kontrollrom tillagt høyest vekt)
- Teknisk sikkerhet: 12 stk (tap av hovedsikkerhetsfunksjon tillagt høyest vekt)
- Samlet vurdering av HMS-forhold relatert til fabrikasjon, installasjon, modifikasjoner og avvikling/ opphogging: 11 stk (personell-eksponering under fabrikasjon tillagt høyest vekt)

Figur 2.4 gir et oversiktsbilde over Åsgard, Midgard og Heidrun området.



**Figur 2.4.** Oversikt over Åsgard - Midgard - Heidrun område med eksisterende infrastruktur. Aktuell kabelavstand fra de alternative kraftprodusentene Åsgard A og Heidrun til en havbunnsbasert kompressorstasjon ved Midgard Y er for begge kraftprodusenter ca 38 km.

Basert på vurdering av både miljøkriterier og en total HMS vurdering, ble havbunnsbasert kompressorstasjon med kraft fra Heidrun rangert som den beste utbyggingsløsning. Kraftimport fra Heidrun ville imidlertid medføre ca 1,5 milliarder kroner høyere investeringskostnader enn å importere kraft fra Åsgard A. Etter en helhetlig vurdering ble import av kraft fra Åsgard valgt.

Valg av havbunnskompresjon innebærer redusert omfang og konsekvens av utbyggingen sammenlignet med en kompresjonsplattform.

I Vedlegg C er det redegjort nærmere for de utvalgs-kriterier og vurderinger som er gjort mht valg mellom alternative utbyggingsløsninger.

#### Interim-løsninger

For å utsette tidspunktet for når minimum strømningsrate (minimum flow) vil inntreffe og skape driftsproblemer, er det vurdert en rekke interim-løsninger:

- Redusere innløpstrykket på Åsgard B
- Redusere innløpstrykket på Åsgard B, kombinert med gasskompresjon nedstrøms 1. trinns separator Midgard og Mikkel
- Redusere innløpstrykket på Åsgard B, kombinert med gasskompresjon nedstrøms 1. trinns separator Midgard
- Installere rørledning med redusert diameter (for økt gasshastighet) mellom Midgard bunnrammene Y og Z
- Utbygging av tilleggsreserver (Sigrid, Yttergryta)
- Gassirkulasjon via eksportstigerør
- Gassirkulasjon via krossover Åsgard B
- Gassimport fra Heidrun/Norne
- Endring i operasjonsmodus til lavtrykk-produksjon på Åsgard B
- Havbunnsseparasjon

Samlet gasseksport fra Åsgard B avhenger av følgende kapasitetsforhold:

- prosesseringskapasitet på Åsgard B
- eksportkompressorkapasitet på Åsgard B



- ledig transportkapasitet i Åsgard Transport

Utbygging og drift av havbunnskompresjon påvirker ikke disse faktorene. Samlet gasseksport fra Åsgardområdet vil ikke øke som følge av kompresjonstiltaket, da det fortsatt er transportkapasiteten i Åsgard Transport som vil være begrensende på det totale eksportvolum, jmfør kapittel 2.8.

## 2.10 Kompresstesting på K-lab

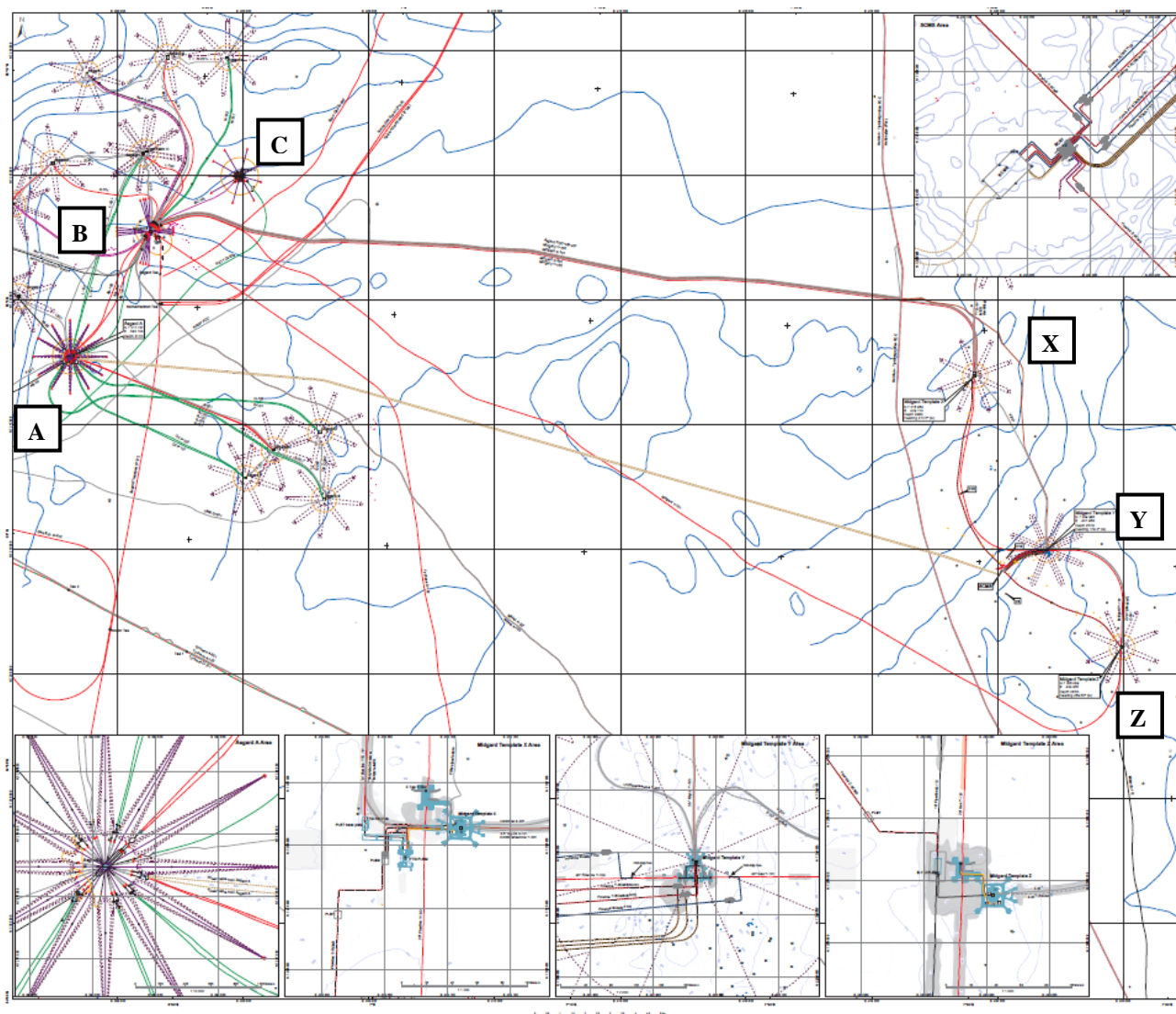
Test- og utprøvningsfasilitetene K-lab er lokalisert innenfor gassterminalområdet på Kårstø i Nord-Rogaland, hvor Gassco er operatør. Her skal det i en driftsrelatert situasjon gjennomføres ulike langtidstester av gasskompressorene som skal installeres på havbunnen, basert på innmating og sirkulasjon av gass som allerede importeres til Kårstøanleggene.

Det skal etableres et testbasseng hvor kompressorene skal stå neddykket i sirkulerende sjøvann, med tilhørende rør- og pumpesystemer for pumping og håndtering av sjøvann. Sjøvannet ledes til renseanlegg før det slippes til sjø. Videre skal det installeres en rørsøyfe for tilførsel av gass for kompressorkjøringen, samt et lite bygg for instrumentering, elektriske anlegg og lignende. Testingen vil skje med kompressorene neddykket i

sjøvann, og er planlagt å skje periodevis i løpet av 2012 og 2013. Nødvendig elektrisk kraft til kompressortestene vil forsynes fra eksisterende elektriske distribusjonsanlegg på Kårstø, med et gjennomsnittlig effektbehov på ca 8 MW. Samlet forbruk antas å være 4.600 MWh pr år, totalt ca 9.200 MWh. Det vil ikke være operasjonelle utslipp til luft eller sjø under testingen.

## 2.11 Plan for utbygging og drift (valgt løsning)

Eksisterende rørsystem fra Midgard til Åsgard B består av produksjonsrørledningene Y-102 og Y-202 (20") som kobler sammen X, Y og Z bunnrammene på Midgard i en ca 97 km lang rundsløyfe ("Midgard-loopen"), der begge rørledningene er koblet opp mot mottaksarrangementet på Åsgard B. I sør er Mikkel (bunnramme A og B) koblet opp mot Midgard Z bunnramme gjennom en ca 37 km lang rørledning (18"). I nord er Yttergryta koblet opp mot Midgard X bunnramme gjennom en ca 5,5 km lang rørledning (18"). Havgypet i området varierer mellom 245 meter ved Z bunnrammen, til 297 meter ved X bunnrammen. Figur 2.5 viser et oversiktskart over Åsgard-Midgard området.

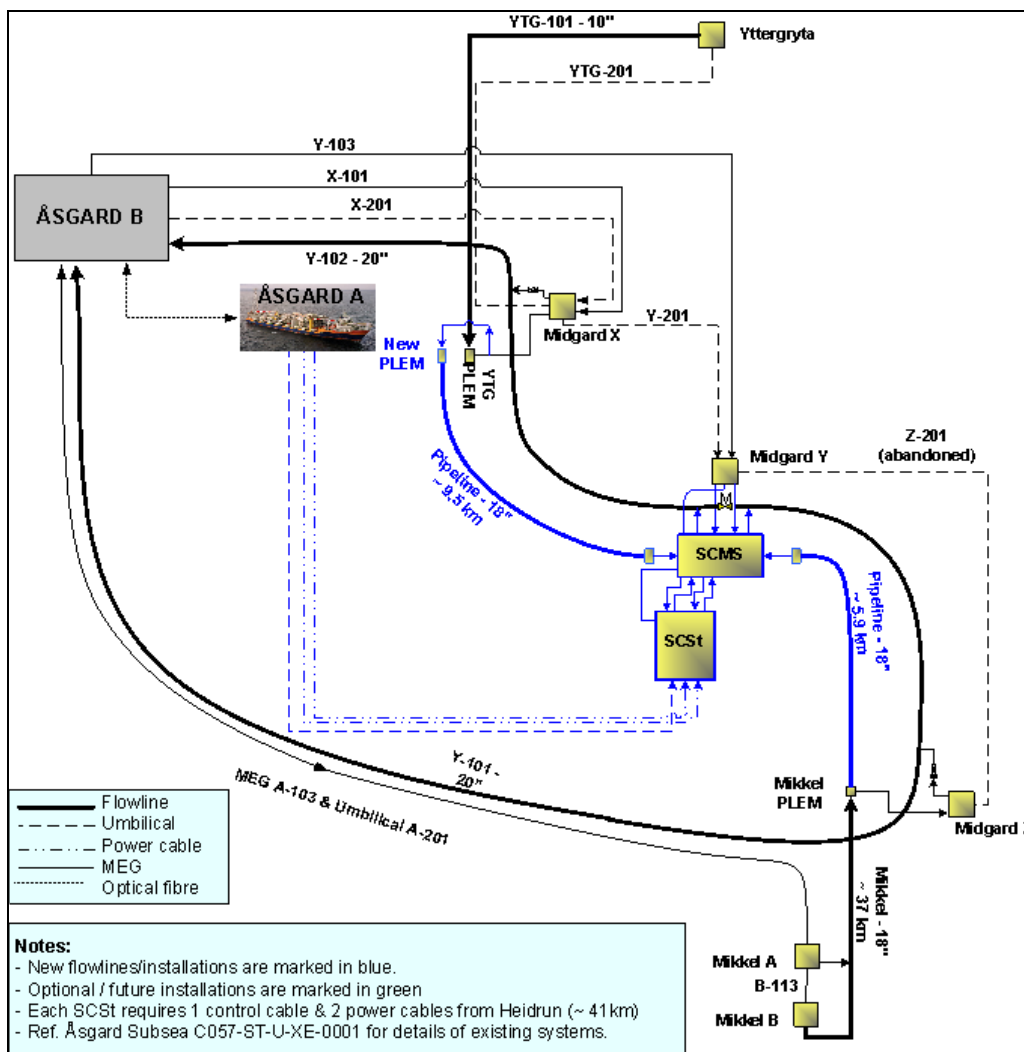


**Figur 2.5.** Oversiktskart over Åsgard - Midgard. Røde linjer representerer rørledninger, gulbrun linje antyder ny kraftkabel fra Åsgard A til kompressorstasjonen ved Midgard Z (38 km). A, B og C representerer Åsgard A, B og C, mens X, Y og Z representerer Midgard havbunnsramme X, Y og Z. Mikkel ligger utenfor nedre sidekant, og er koblet til Midgard Z. Yttergryta ligger utenfor øvre sidekant, og er koblet til Midgard X.

Den valgte løsning for utbyggingen av gasskompresjon på Midgard er basert på installasjon og drift av en havbunnsbasert kompressorstasjon (subsea kompresjon) med overføring av kraft og kontrollsignaler i kabel fra Åsgard A. Stasjonen vil ha en samlet kompressorkapasitet på 20 MW (2x 10 MW). Samlet kraftbehov levert fra kraftstasjonen på Åsgard A vil være ca 25 MW. En manifoldstasjon vil koble

sammen kompressorstasjonen og nye rørforbindelser med eksisterende rørsystem på Midgard.

En overordnet skjematisk framstilling av utbyggingsløsningen er vist i figur 2.6.



Figur 2.6. Overordnet skjematisk skisse av utbyggingsløsningen for Åsgard havbunnskompresjon.

**Utbyggingskonseptet medfører:**

- En havbunnsbasert kompressorstasjon med to kompressortog, hver med 10 MW akseffekt
- En havbunnsmanifold som knytter sammen bunnrammer, kompresjonsstasjon og eksisterende rørledninger mellom Midgard og Åsgard B
- Utnyttelse av eksisterende kraft-genereringskapasitet på Åsgard A
- Ny modul for omforming, transformering og frekvensstyring av elektrisk kraft på Åsgard A, med to parallelle distribusjonssystemer
- To kombinerte kraft og kontrollkabler fra Åsgard A til kompressorstasjonen (en til hver av de to kompressortogene)
- Havbunnsbasert utstyr styres fra Åsgard B via Åsgard A
- Kommunikasjon mellom Åsgard B og Åsgard A vil skje gjennom ny fiberoptisk kabel
- Installasjon av 6 nye rørledninger (totalt 21 km), 18"/14" for oppkobling av havbunnsbasert kompressorstasjon mot eksisterende

produksjonsrørledninger fra Midgard til Åsgard B.

- Installasjon av 23 prefabrikkerte spooler
- Installasjon av 11 PLEM'er og 2 PLET'er

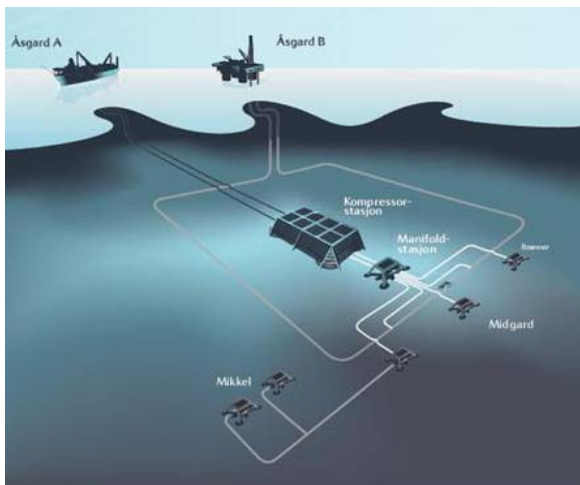
I det følgende er det gitt en beskrivelse av de enkelte systemene som inngår i utbygging og drift av Åsgard havbunnskompresjon.

**2.11.1 Havbunnsbasert kompressorstasjon**

Kompressorstasjonen vil motta brønnstrømmene fra Midgard X, Y og Z bunnrammene og Mikkel (via Midgard Z) gjennom rørledninger og spooler fra manifoldstasjonen.

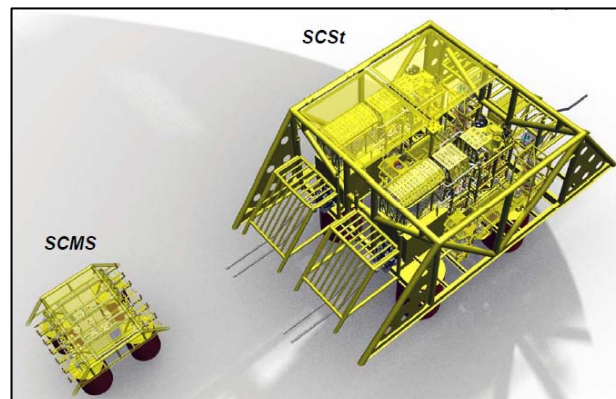
Kompressorstasjonen vil ha en betydelig størrelse, med følgende mål (L x B x H): 70,3m x 36,9m x 18,9m. Total tørrvekt i luft er beregnet til 3.592 tonn (tørrvekt neddykket i vann beregnet til 2.587 tonn). Kompressorstasjonen vil være en av de

største havbunnstrukturene som er satt ned på norsk kontinentalsokkel.



- Beskyttelsesstruktur med luker for tilkomst

Figur 2.7 viser en illustrasjonsskisse over kompressor- og manifoldstasjonen.

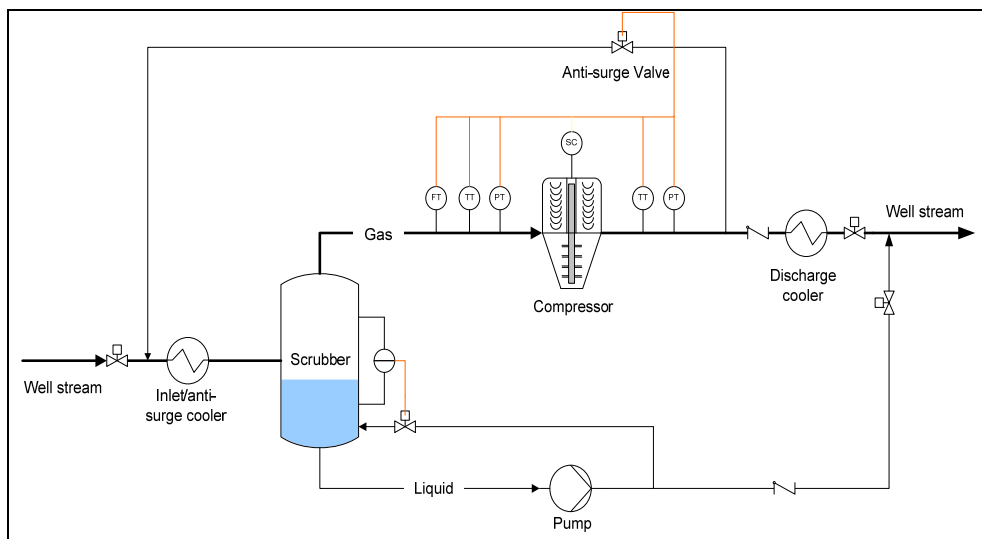


Figur 2.7. Skisse av Åsgard Subsea Compressor stasjon (SCSt) og Åsgard Subsea manifold stasjon (SCMS).

Kompressorstasjonen vil inneholde følgende hovedkomponenter:

- Transformatorer
- Kraftinntak
- Gasskjølere
- Væskeutskillere
- 2 kompressortog (2 x 10 MW effekt)
- Pumper
- Kontroll- og styringsystem

Et forenklet flytdiagram over hovedelementene og prinsipper i prosessen i kompressorstasjonen er vist i figur 2.8.



Figur 2.8 Flytdiagram over hovedelementer og prinsipper i et av de to parallelle kompresjonstogene i kompressorstasjonen.

Hovedkomponentene i prosessen kan beskrives som følger:

- **Innløpskjøler (inlet/antisurge cooler);** kjøler flerfase brønnstrøm som kommer inn på kompressorstasjonen, samt resirkulert gass i linje fra system for demping av støtvide strømningebølger (anti-surge).
- **Utløpskjøler (discharge cooler);** kjøler utløpsstrømmen slik at denne får en temperatur som ligger innenfor designparametrene i eksisterende rørsystem før gassen slippes på dette.
- **Gass-væske separator (scrubber);** separerer gass og væske (kondensat, vann + MEG) i brønnstrømmen, og etablerer og opprettholder

et tilstrekkelig buffervolum for å dempe innkommende støtvide brønn-strømsbølger. Separert gass og væske håndteres hver for seg.

- **Sentrifugal kompressor (compressor);** komprimerer og øker gasstrykket før gassen blandes med den fraseparerte væsken og sendes inn i utløps kjøler. Hver kompressor vil typisk levere 10 MW akseffekt. Hver av kompressorene vil kunne levere en maksimal trykkøkning (kompresjonsfaktor) på ca 3 ganger innløpsstrykket. To kompressorer koblet i serie vil kunne levere en maksimal trykkøkning på 7–9 ganger innløpsstrykket.
- **Væskpumpe (pump);** øker trykket på og pumper fraskilt væskefase (kondensat, vann + MEG) inn og blander denne med komprimert gass, og blandet gass og væske mates inn i flerfase rørledninger inn mot Åsgard B.

Gass- og væskefasene har fått samme forhøyede trykket før disse blandes igjen og mates inn i produksjonsrørledningene for videre transport. Resultatet er at flerfase brønnstrøm fortsetter inn mot Åsgard B for prosessering med et økt trykk og forhøyet strømningsrate i produksjonsrørledningene Y-101 og Y-102.

Kompressorstasjonen vil opereres uten utveksling av væsker med omgivelsene. Alle ventiler opereres elektrisk. Stasjonen vil bli utstyrt med system for overtrykksvern i forhold til øvre grense for mottakstrykk på Åsgard B, for å unngå trykkskader på mottaksarrangementet på installasjonen.

Kompressormotorene og kompressorene vil opplagres ved hjelp av magnetlagre for maksimal presisjon og minimal motstand. I tillegg monteres kompressoren direkte på motorakslingen. Dette medfører mindre roterende utstyr og minimalt behov for smøreoljer i det lukkede systemet.

Som del av kontroll- og styringssystemet, vil det også monteres akustisk system for deteksjon av lekkasjer fra kompressor- og manifoldstasjonen.

### 2.11.2 Havbunnsbasert manifoldstasjon

For å koble sammen kompressorstasjonen og nye rørledninger med eksisterende infrastruktur på havbunnen, er det behov for å installere og drive en manifoldstasjon.

Manifoldstasjonen vil være betydelig mindre og lettere enn kompressorstasjonen, med følgende mål

(L x B x H): 22,2m x 16,8m x 4,8m. Total tørrvekt i luft er beregnet til om lag 460 tonn (tørrvekt neddykket i vann beregnet til 401 tonn).

Manifoldstasjonen vil inneholde rør- og ventilarrangementer som gjør det mulig å styre brønnstrømmen fra henholdsvis Midgard X, Y og Z bunnramme til kompressorstasjonen uavhengig av hverandre, og eventuelt stenge den ene av de to rørledningene inn mot Åsgard B, slik at hele brønnstrømmen kan sendes gjennom den ene rørledningen til Åsgard B. Manifoldstasjonen vil ha elektrisk opererte ventiler, som også skal kunne betjenes vha ROV. Operasjon av ventiler skjer således uten utveksling av væsker med omgivelsene.

### 2.11.3 Hydratstrategi

Dagens strategi for å unngå hydratdannelse i infrastrukturen mellom brønnhodene og Åsgard B, er kontinuerlig MEG injeksjon i brønnstrømmen ved brønnhodet. De injiserte MEG-volumene blir gjenvunnet i MEG regenereringsanlegget på Åsgard B, for deretter gjenbruk og ny injeksjon fra bunnrammene gjennom MEG-linjen i kontroll/servicekabelen fra Åsgard B (Y-103).

Hydratstrategien i det nye havbunnsbaserte kompressoranlegget vil basere seg på eksisterende system og strategi for MEG injeksjon. Det vil installeres nye rørledninger fra bunnramme Y til manifoldstasjonen og kompressorstasjonen for mating og injeksjon av MEG for å hindre hydratdannelse i strukturene. De injiserte MEG-volumer vil følge brønnstrømmen inn mot Åsgard B for videre håndtering i eksisterende MEG regenereringsanlegg. MEG vil også injiseres i prosessmoduler for erstatning av hydrokarboner når det er behov for å trekke ut moduler fra kompressorstasjonen for vedlikehold. Det er ikke identifisert behov for kapasitetsøkning i eksisterende MEG regenereringsanlegg eller endring av driftsfilosofi for dette.

### 2.11.4 Kraftforsyning

Nødvendig kraft for drift av anlegget for havbunnskompresjon vil genereres i eksisterende kraftstasjon på Åsgard A (FPSO), som er lokalisert ca 38 km fra Midgard. Åsgard A er et fartøy som dreier med vær og vind rundt en fast oppankret svivel for overføring av hydrokarboner, kontrollsignaler og kraft. Dette medfører at fartøyet

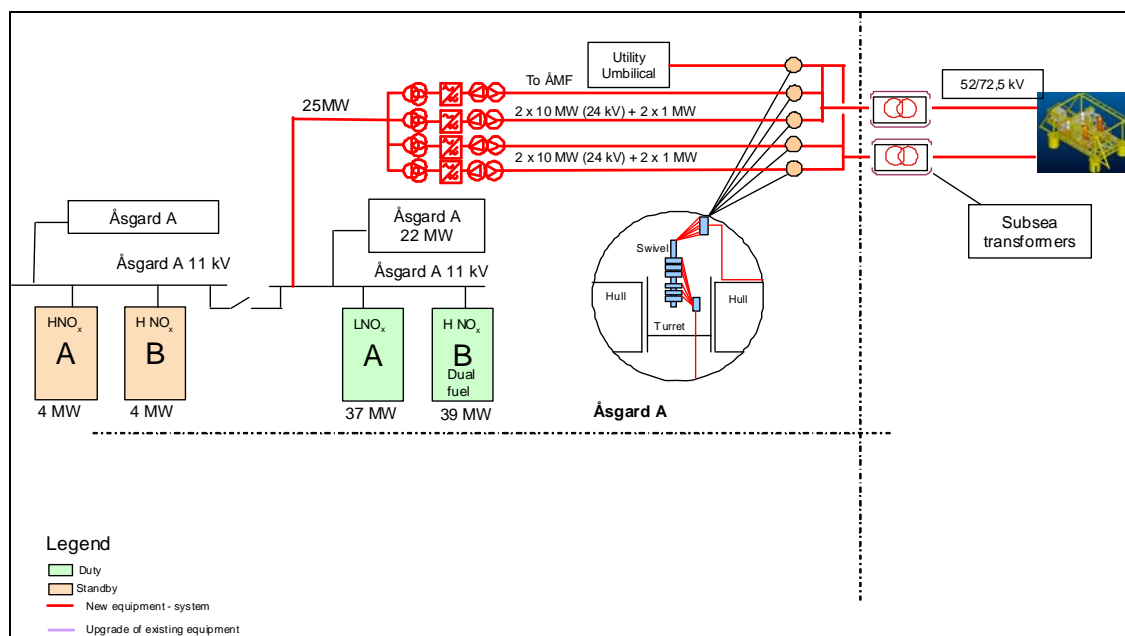
i dårlig vær trenger økte kraftmengder med høy pålitelighet, for å kjøre trustere (sidepropeller) for å kunne stabilisere fartøyet opp mot vinden. Normalt vil kraftbehovet til Åsgard A være i størrelsesorden 18–22 MW, med et gjennomsnitt på 20 MW.

Åsgard A er utstyrt med følgende generatore for kraftgenerering, jamfør figur 2.9.

- Generator A (LM6000 PB DLE gassfyrte turbin, 37 MW, lav-NOx teknologi)

- Generator B (LM6000 PB SAC dual fuel turbin, 39 MW, standard-NOx teknologi)
- 2 stk essential dieselgeneratore (2x 4 MW, standard-NOx teknologi)

Eksisterende 2x 4MW essential generatore benyttes i spesielle perioder med økt kraftbehov. Den nye kraftmodulen vil kobles til eksisterende 11 kV el-system på Åsgard A, se figur 2.9.



**Figur 2.9.** Diagram som viser oppsett for eksisterende kraftgenerering på Åsgard A, og nye kraftmoduler for eksport av kraft til kompressorstasjonen vist i rødt.

Det er nødvendig med en dual fuel (gass og diesel) turbin, pga at det ved eventuell nedstengning av produksjonen, med bortfall av fyrgass, fortsatt vil være behov for kraftgenerering for operering av skipet.

Sommeren 2011 vil eksisterende svivel på Åsgard A oppgraderes. Ny svivel er dimensjonert for opp til  $U_n=45$  kV (nominell verdi),  $U_m=52$  kV (maksimal verdi)  $I_n=675$ A. To sett trefaseoverføringer er dimensjonert for  $U_n=45$  kV. To sett er dimensjonert for  $U_n=24$  kV. Hvert sett representerer en trefase overføring.

Strømmen fra generatoren vil transformeres opp til ca 38 kV på Åsgard A før denne overføres over svivelen på fartøyet. Om nødvendig vil det installeres en transformator på havbunnen i nærheten av fartøyet, og for dette alternativet vil spenningen levert fra Åsgard A bli 24 kV. Transformatoren på havbunnen øker spenningen til 38/52 kV, som er spenningsnivået i den ca 38 km

lange kraftkabelen til kompressorstasjonen. To transformatorer vil transformere spenningen ned til driftsspenningen på kompressormotorene på 7,2 kV. Åsgard A planlegges demobilisert fra feltet i 2025, og kraftimport fra dette tidspunkt skje fra Åsgard B.

### 2.11.5 Rørledninger

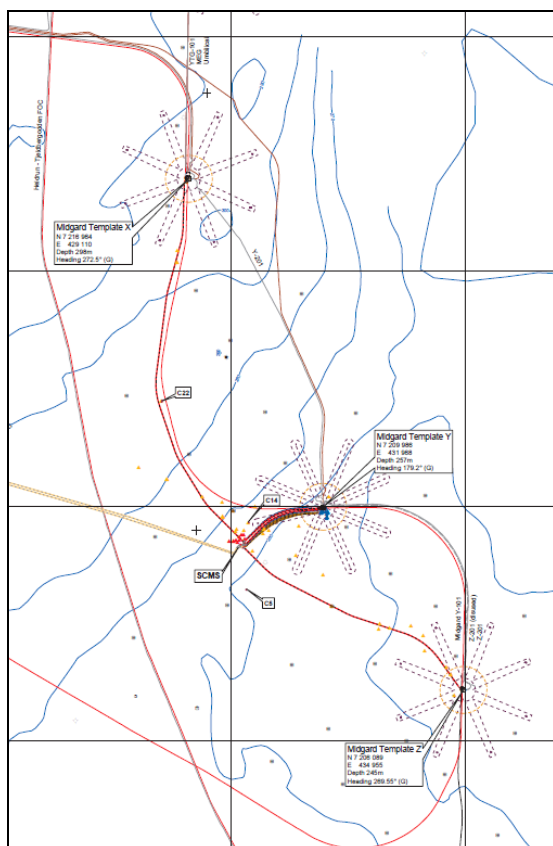
Alle nye 18"/14" rørledninger for oppkobling av kompressorstasjonen og manifoldstasjonen mot eksisterende infrastruktur mellom Midgard og Åsgard B (20") vil være feltinterne og vil installeres oppstrøms Åsgard B. Samlet rørledningslengde er 21 km, og utgjøres av totalt 6 relativt korte rørledninger, der den lengste er 8,3 km lang. Fire av de nye rørledningene vil være kortere enn 2 km.

- Mikkel (PLEM) – SCMS: 5,5 km
- X ramme (ny PLET) – SCMS: 8,3 km
- Y ramme (ny PLEM) – SCMS: 1,8 km
- Y ramme (ny PLEM) – SCMS: 1,8 km
- SCMS – Y101 rørledning: 1,9 km
- SCMS – Y102 rørledning: 1,7 km

Det vil installeres totalt 23 prefabrikkerte spooler, 11 PLEM'er (Pipeline End Module) og 2 PLET'er (Pipeline End Terminal). Det forutsettes og legges til grunn at beskrivelsen av rørledningsdelen i endret PUD for kompresjonstiltaket også dekker anleggsdelen på rørledningene, slik at egen plan for anlegg og drift (PAD) ikke er nødvendig utover endring av PUD som avklart med OED.

### Trasevalg

Et oversiktskart over Åsgard–Midgard området er vist i figur 2.5, og utbyggingsskisse er vist i figur 2.6. Traseer for ny kraft- og kontrollkabel er vist i figur 2.5, samt traseer for rørledninger mellom eksisterende X, Y og Z bunnrammer og ny manifoldstasjon for kompressorstasjonen. I figur 2.10 er rørledningstraseer ved Midgard vist mer detaljert. Ny 8,3 km rørledning fra X bunnramme til manifoldstasjonen følger i hovedsak eksisterende rørledning mellom X og Y rammene, mens trase for 5,5 km ny rørledning fra Z ramme til manifoldstasjon skjærer tvers over eksisterende trase for Midgard–loopen mellom X og Z rammene.



**Figur 2.10.** Rørledningstraseer i Midgard-området er vist med rødt. Ny kraftkabel fra Åsgard A er vist med gulbrunt. Haltenpipe går i nord-sør retning.

### Installasjon

Sannsynlig installasjonsmetode ved legging av rørledningene vil være S-legging. Kortere rørlengder vil sveises sammen om bord på leggefartøyet etter hvert som fartøyet langsomt beveger seg framover. Fartøyet vil vha en spesiell "leggerampe" legge ut rørledningen i en S-formet kurve ned mot havbunnen. Alternativt vil bruk av oppkveilet rørledning og bruk av spolefartøy vurderes brukt.

Leggefartøy er ikke valgt, men det planlegges å benytte et dynamisk posisjonert (DP) fartøy, som ved hjelp av fartøyets propellsystemer holder aktuell posisjon, noe som medfører at det normalt ikke vil være behov for å benytte ankere under leggeoperasjonen. Leggeoperasjonen vil derfor ikke medføre ankermerker i havbunnen. Dersom værforholdene tillater det, vil leggefartøyet produsere og legge rørledningene kontinuerlig. Hjelpfartøyer vil sørge for en tilstrekkelig tilførsel av nye rør fra baselokasjon på land. Dersom DP leggefartøy ikke velges, vil operatøren ha en dialog med fiskerimyndighetene vedrørende behovet for å fjerne eventuelle ankermerker etter avsluttet rørlegging. Rørlegging planlegges gjennomført våren/sommeren 2013.

Kabler vil i all hovedsak graves ned i havbunnen ved hjelp av spyleverktøy. Der dette ikke er mulig pga havbunnsforhold eller kryssing med eksisterende infrastruktur vil kablene bli beskyttet med stein.

### Havbunnsintervensjon/steininstallasjon

Det vil være behov for installasjon av stein på havbunnen, både før og etter legging av rørledninger. Steinfyllinger benyttes til å fylle opp og fjerne frispenn, samt å oppnå tilstrekkelig integritet og stabilitet for røret i utsatte områder, for beskyttelse av rørledningen og for å jevne ut havbunnen rundt røret etter at rørledningene er lagt.

Stein vil også installeres for å etablere stabile og planerte "steinputer" som underlag og tomteareal for hot-tap tilkoblinger og spooler. Ved kryssing av eksisterende infrastruktur vil også installeres steinfyllinger for separasjon og beskyttelse av disse.

Foreløpige mengdeestimerer innebærer at det vil være behov for å installere i størrelsesorden 190.000 m<sup>3</sup> stein, der om lag 25.000 m<sup>3</sup> planlegges installert før rørlegging, og de resterende 165.000

m<sup>3</sup> etter avsluttet rørlegging. En steindimensjon på 1–5" planlegges brukt. Det gjøres oppmerksom på at endelig behov kan avvike fra de foreløpig estimerte volum.

Foreløpige anslag over areal som planlegges steindumpet er som følger:

- Tomteareal for X-området: 7.500 m<sup>2</sup>
- Tomteareal for Y-området/hot-tap: 7.500 m<sup>2</sup>
- Tomteareal for Y-området: 1.500 m<sup>2</sup>
- Rørledninger (21 km x 11 m): 231.000 m<sup>2</sup>
- Mindre areal ved kryssing av eksisterende infrastruktur (9 stk for hver av kablene)

I tillegg vil det legges steinputer i enkelte områder for kontrollert ekspansjon av rørledninger under drift. Her vil rørledningen kunne bevege seg sideveis uten skadeeffekter. Totalt anslått areal som planlegges steindumpet er i størrelsesorden 245–260.000 m<sup>2</sup>. Faktisk berørt areal som steindumpes kan endres ift dette anslaget under den videre detaljprosjektering. Figur 2.11 viser et illustrasjonsbilde av et fartøy for steininstallasjon.



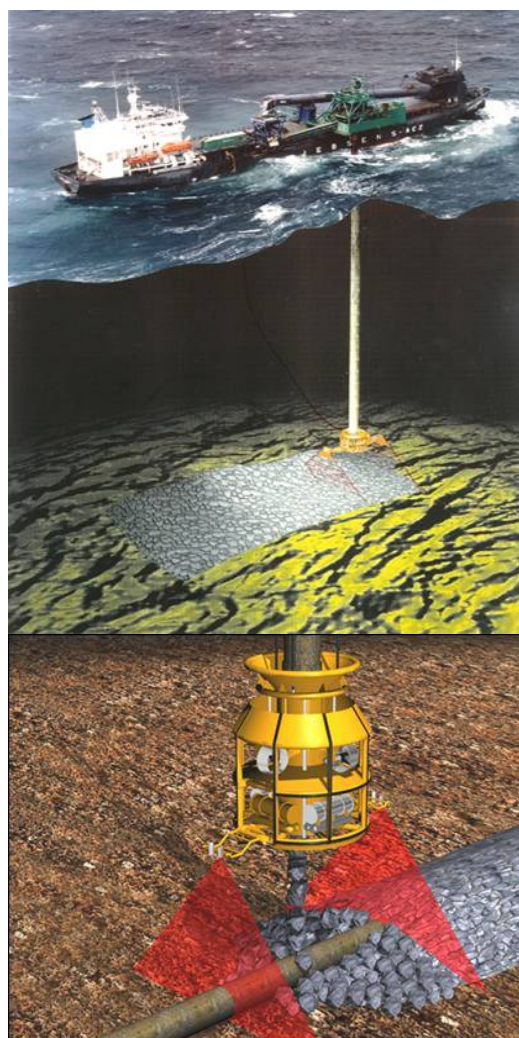
**Figur 2.11.** Illustrasjonsfoto av steininstallasjonsfartøyet MV "Nordnes".

Det vil i det videre prosjekteringsarbeidet fokuseres på å optimalisere nødvendige steinmengder, samtidig som tilfredsstillende stabilisering, beskyttelse og overtrålbarehet blir sikret. Steininstallasjon vil foregå med en nøyaktighet på i gjennomsnitt ca +/- 1,5 meter. Steinmengdene vil installeres gjennom et fallrør til like over havbunnen, jmfør figur 2.12.

Steininstallasjon vil gjennomføres på ulike tidspunkt i forhold til installasjon av moduler, rørledninger og annet utstyr på havbunnen. Steininstallasjon planlegges gjennomført sommeren 2012, 2013 og 2014.

En prinsippskisse for gjennomføring av steininstallasjoner er vist i figur 2.12.

Bruk av DP operert fartøy for installasjon av stein gjennom bruk av "fall-pipe" bidrar til stor nøyaktighet under utleggingen av de nødvendige steinmengder. Dette medfører at steinmengdene som installeres kan tilpasses og optimaliseres ift de faktiske behov for understøttelse, sikring og overdekning. Dette reduserer omfanget av unødige store steinmengder som installeres, og bidrar til at de operasjonelle ulempene for fiskeriene reduseres, og at arealbeslaget blir redusert så langt som mulig. Operatøren er av den oppfatning at metoden sikrer en optimal mengde, utlegging og omfang av de steinmengder som skal installeres på havbunnen.



**Figur 2.12.** Prinsippillustrasjon som viser steininstallasjon over rørledning på havbunnen.



**"Hot-tap" tilkobling**

Oppkobling av nye rørledninger til eksisterende rørsystem planlegges gjennomført gjennom bruk av hot-tap tilkobling. Dette innebærer at produksjonen og gasstrømmen gjennom "Midgard-loopen" opprettholdes som normalt i gjennomføringen av "hot tap" oppkoblingen. En T-forbindelse med en spesiell "tetnings/kopplingsventil" sveises på rørledningen i drift, deretter vil det med hjelp av et spesialutviklet verktøy bores gjennom denne spesialventilen inn i den gassførende rørledningen. Når boret trekkes tilbake etter gjennom boringen, vil ventilen stenges og opprettholde en tett rørledning og barriere mot sjøen. Ny rørledning vil deretter kobles på ventilen.

**Reserveløsning for oppkobling av ÅSC til eksisterende infrastruktur**

Det er under vurdering en reserveløsning for oppkobling av den havbunnsbaserte manifoldstasjonen til eksisterende infrastruktur på Åsgard. Løsningen innebærer installering av en ny 20" rørledning direkte fra manifoldstasjonen til Y-102 stigerørsbasis på Åsgard B, og omfatter følgende hovedelementer:

- To nye 20" PLEM'er på manifoldstasjonen
- En ny 37 km lang 20" rørledning (samme diameter som eksisterende Y-102 i "Midgard - loopen") fra manifoldstasjonen til Åsgard B Y-102 stigerørsbasis
- Kutting av Y-101 rørledning (Midgard Z - Åsgard B) ca 5 km fra manifoldstasjonen, nytt rør fra manifoldstasjonen til Y-101 mot Åsgard B kobler sammen ÅSC og eksisterende infrastruktur
- En ny 20" stigerørsbasis for den nye rørledningen på Åsgard B
- Flytting av eksisterende Y-102 stigerør på Åsgard B til nye stigerørsbasis
- Modifikasjoner på rørføringer på Åsgard B

Gjennomføring av reserveløsningen vil medføre at deler av eksisterende "Midgard-loop" tømmes for gass, koples ut, prepareres for langvarig våtlagring på havbunnen og plugges før rørledningen forlates ("decommissioning").

Gjennomføring av reserveløsningen vil medføre 42 km ny rørledning, og rørdiameteren økes, noe som medfører en økning i kjemikaliebruken og volum kjemikalieholdig vann som vil slippes til sjø under klargjøring av rørledningene. Det vil videre kunne bli større steinvolumer som installeres på

havbunnen, samt noe økt dieselforbruk og utslipp til luft under installasjonsarbeidene. Dersom reserveløsningen gjennomføres, vil det gjennomføres nye havbunnsundersøkelser for å optimalisere traseer og unngå konflikter med eventuelle korallforekomster som identifiseres. Endring av planer for de marine installasjonsarbeidene vurderes å ikke ville medføre store endringer med vesentlig betydning for de samlede utslipp til sjø, utslipp til luft og andre miljøkonsekvenser som følge av arbeidene.

Dersom reserveløsningen fortsatt er aktuell ved tidspunkt for innsending av endret PUD, vil løsningen og de miljømessige konsekvensene beskrives og vurderes nærmere i PUD.

**Klargjøring av rørledninger**

I forbindelse med tilkobling og klargjøring 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.

Etter legging vil rørledningene bli vannfylt og bli liggende med vann fram til gassfylling. Rørledningene fylles med sjøvann for å muliggjøre sammenkopling på havbunnen og hydrostatisk trykktesting. Kjemikalieholdig vann i forbindelse med klargjøring av rørledninger på Midgard vil slippes ut til sjø. Følgende kjemikalier er planlagt benyttet:

- For å hindre oksygenindusert korrosjon vil sjøvannet bli tilsatt oksygenfjerner. Det planlegges å benytte i størrelsesorden 2.100 liter **OR-13** i konsentrasjon 285ppm (klassifisert som PLONOR, grønn).
- For å forhindre bakterie- og algevekst vil sjøvannet bli tilsatt biocid. Det planlegges å benytte i størrelsesorden 1.800 liter av biocidet **Dyno MB544C** i konsentrasjon 300 ppm (klassifisert som gult, miljøakseptabelt).
- For å muliggjøre lekkasjesøk under trykktesting vil det bli nødvendig å tilsette fargestoff. Her vil anslagsvis 110 liter **Roemex RX-9022** i konsentrasjon 100 ppm benyttes (klassifisert som gult, miljøakseptabelt).
- Det er behov for å minimalisere gjenværende vann i rørledningene under innmating av brønnstrøm samt unngå risiko for hydrattdannelse. Det vil også være behov for å sikre barrierer ved utskifting av eksisterende spooler på Midgard bunnrammene X og Y. Alle

disse behovene sikres ved bruk av en 90/10 blanding av MEG (glykol) og vann. MEG volum som benyttes som barriere ved utskifting av spooler vil følge brønnstrømmen til Åsgard B. Maksimalt volum MEG/vann blanding som vil kunne bli sluppet til sjø er i størrelsesorden 1.500 m<sup>3</sup>. MEG er miljøklassifisert som PLONOR, grønn.

Det vil også kunne forekomme utslipp av mindre mengder brønnstrøm, som også inneholder små mengder kondensat. For beskrivelse av kondensategenskaper og miljørisiko forbundet med dette, henvises det til nærmere beskrivelse i kapittel 5.5 Miljøkonsekvenser av utslipp til sjø og kapittel 6 Akutte utslipp og oljevern.

Det understrekes at planene for klargjøring av rørledninger og kjemikaliebruk forbundet med dette er foreløpige, og vil kunne endres framover mot innsendelse av utslippssøknad. Klargjøring av rørledninger planlegges gjennomført i 2013. En nærmere beskrivelse av utslipp i forbindelse med klargjøring av rørledninger vil bli gitt i utslippssøknad for disse operasjonene.

#### Oppstartsfasen

Eventuelle utslipp til sjø i oppstartsfasen vil bli beskrevet i utslippssøknaden til Klima- og Forurensningsdirektoratet (Klif).

### 2.11.6 Kabler

Via sleperinger og ny høyspenningssvivel på Åsgard A (installerer i 2011) vil fleksible kraft og kontrollkabler føres til havbunnen gjennom eksisterende ledige stigerør.

Fra stigerørsbasis på havbunnen under Åsgard A vil det installeres separate kraft og kontrollkabler til hver av de to parallelle og uavhengige kompresjonstogene i kompressorstasjonen:

- 2x hovedkraftkabel (12–13MW) til kompressormotor
- 2x kombinert kontrollkabel og kraftkabel (1 MW) til pumpekraft

Dette sikrer full redundans, med opprettholdelse av drift av den ene kompressoren dersom det skulle skje driftsforstyrrelser på kabelforbindelsen til den andre kompressoren. Dette bidrar til å sikre en tilfredsstillende regularitet på havbunnskompresjonen.

De kombinerte kraft- og kontrollkablene vil i tillegg til kraft, også føre kontroll- og styringssignaler, barrierevæske til pumpene og kjølevæske til kjølerne (TEG).

Det vil installeres en ny fiberoptisk kabel mellom Åsgard B og Åsgard A. Dette for å muliggjøre styring av kompressorstasjonen fra Åsgard B via kraftleverandøren Åsgard A.

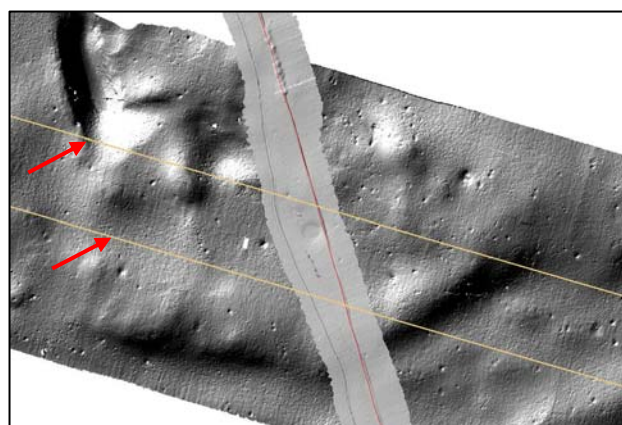
Det nye fiberkabelen vil krysse følgende infrastruktur

- Kontrollkabel fra Åsgard B – Morvin
- Produksjonsrørledning Morvin – Åsgard B

Det er identifisert følgende 9 kryssinger mellom nye kraft- og kontrollkabler fra Åsgard A og eksisterende infrastruktur:

- Oljerørledning Kristin – Åsgard C (P-211)
- Fiberkabel Kristin
- Kontrollkabel (R-201)
- Åsgard Transport til Kårstø (P-121)
- Injeksjonsrørledning Åsgard B – Tyrhans (D-102)
- Produksjonsrørledning Midgard Y – Åsgard B (Y-101)
- Buntet kontrollkabel (A-201) og MEG kabel (A-103) Åsgard B – Mikkel
- Haltenpipe, Heidrun–Tjeldbergodden (P-91)
- Fiberkabel, Heidrun–Tjeldbergodden

Havbunnsbilde fra området for kryssing av Haltenpipe og fiberkabelen Heidrun – Tjeldbergodden er vist i figur 2.13.



**Figur 2.13.** Området for kryssing av Haltenpipe og fiberkabelen Heidrun – Tjeldbergodden. Nye kabler Åsgard A – kompressorstasjon på Midgard er vist med gulbrun farge (rød pil)

Ved alle kryssingspunktene vil det installeres stein for å oppnå nødvendig fysisk separasjon og beskyttelse av eksisterende infrastruktur.

## 2.11.7 Endringer på eksisterende anlegg

### 2.11.7.1 Åsgard A

På anleggssiden er det først og fremst Åsgard A FPSO som berøres av ÅSC. Skipets levetid var i PUD 1995 angitt til 20 år. Produksjonsperioden var estimert til 15 år fra oppstarten i 1999 til 2014. Denne har i ettertid blitt forlenget til 2019. I forbindelse med bruk av Åsgard A som kraftforsyningskilde til ÅSC, er det konkludert med at levetiden kan forlenges til 2025. Studier viser at dette er mulig uten at skipet dokksettes for inspeksjon, vedlikehold eller reparasjon.

Forlenget levetid gir mulighet for å optimalisere reservoarutvinningen fra Smørbukk og Smørbukk Sør, samt til å ta inn eventuelle satellittfelt i nærheten av Åsgard A. Miljøkonsekvenser ifm forlenget levetid er nærmere utredet og beskrevet i kapittel 4, Utslipp til luft. En ny modul for kraftkomponenter (utstyr for omforming, transformering og frekvensstyring av elektrisk kraft), installeres på ledig tomt (PA13) om bord på Åsgard A. Modulen måler ca 17 x 15 x 10,5 meter. ÅSC benytter ledig kraftgenereringskapasitet på Åsgard A, som er vist i figur 2.14.

I tillegg vil det installeres en kjemikaliepakke for forsyning av barrierevæske (MEG er planlagt) til kondensatpumpene på kompressorstasjonen på havbunnen. Det vil også installeres utstyr for forsyning av kjølevæske (TEG) i lukket kjølekrets i kjølerne på kompressorstasjonen.



**Figur 2.14.** Åsgard A vil med eksisterende kraftgenererende utstyr generere og eksportere nødvendig kraft til drift av kompressorstasjonen.

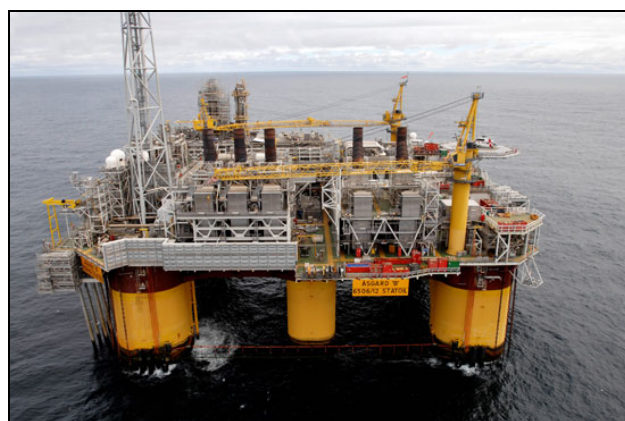
Det vil ikke installeres nytt støyygenererende utstyr på Åsgard A. I dreieskiveområdet ("turret") med svivelarrangementet er dagens støynivå 70dBA. Det er et mål at støynivået i området ikke økes utover dette som følge av modifikasjonene for å kunne levere kraft til kompressorstasjonen.

Eksisterende sengekapasitet og myndighetsbegrensning på helikoptershuttlings av personell vil være begrensende faktorer for gjennomføring av modifikasjonsarbeidene på Åsgard A. For å sikre en god ivaretagelse av HMS forhold under planlegging og gjennomføring av de nødvendige modifikasjonene, har operatøren etablert en dialog med både arbeidstakerrepresentanter og Vernetjenesten på Åsgard A. Operatøren tar videre sikte på en dialog med Ptil som rette myndighet for å sikre at modifikasjonsarbeidene blir gjennomført innenfor gjeldende regelverk.

### 2.11.7.2 Åsgard B

Mindre modifikasjoner av kontrollsystemet og sentralt kontrollrom er nødvendig for å kunne overvåke og styre de nye undervannsanleggene på Midgard.

Modifikasjon av prosesssystemet er ikke planlagt som følge av Åsgard havbunnskompresjon, men senere lavtrykksproduksjon på Åsgard B vil kreve ombygging av eksportkompressorene. Fra 2025 vil Åsgard B være kraftleverandør til kompresjonsanlegget, og HGB generatorturbin planlegges oppgradert til lav-NOx teknologi i forbindelse med dette. Figur 2.15 viser Åsgard B.



**Figur 2.15.** Åsgard B vil som i dag motta og produsere brønnstrømmen fra Midgard og Mikkel. Produsert gass eksporteres via Åsgard Transport.

For å sikre en god ivaretagelse av HMS forhold under planlegging og gjennomføring av de nødvendige modifikasjonene på Åsgard B, har

operatøren etablert en dialog med både arbeidstakerrepresentanter og Vernetjenesten på Åsgard B. Operatøren tar videre sikte på en dialog med Ptil som rette myndighet for å sikre at modifikasjonsarbeidene blir gjennomført innenfor gjeldende regelverk.

### **2.11.7.3 Undervannsanlegg på Midgard og Mikkel**

Eksisterende rørledning mellom Midgard og Åsgard B forberedes for tilkobling av nye rørledninger fra brønnrammene X, Y og Z på Midgard, samt tilkobling av eksisterende rørledning fra Mikkel.

Dersom reserveløsning for oppkobling av ÅSC til eksisterende infrastruktur gjennomføres, vil deler av "Midgard-loopen" måtte kobles ut, prepareres for langvarig våtlagring, plugges og forlates. Den gjenværende del av Y-101 vil kobles opp mot manifoldstasjonen på Midgard for fortsatt drift.

Levetiden på rørledningen mellom Mikkel og Midgard, samt stigerørene på Åsgard B må forlenges, eventuelt skiftes ut ved slutten av levetiden. Produksjonsbrønnene har levetid tilsvarende produksjonsperioden for ÅSC. Hovedkomponentene i havbunnsanleggene har forskjellig gjenværende levetid, varierende fra 2019 til 2029. Åsgard B har levetid fram til 2050.

Det vil bli redegjort nærmere for disse forholdene i endret PUD når denne sendes inn for myndighetsbehandling. Det vil bli utarbeidet en plan for nødvendig oppgradering av anleggene for samordnet forlengelse av levetiden. Operatøren tar sikte på å utarbeide en samordnet søknad om samtykke til levetidsforlengelse i dialog med relevante myndigheter.

### **2.11.8 Forsyningsbase for Åsgard havbunnskompresjon**

Vestbase i Kristiansund er eksisterende forsyningsbase på land for dagens drift av Åsgardfeltet, og har kortest avstand ut til Åsgard. Kompressorstasjonen som skal installeres, drives og vedlikeholdes på havbunnen ved Midgard, er imidlertid så stor og tung at ingen av forsyningsbasene i eksisterende basestruktur har tilstrekkelig kapasitet til å betjene kompressorstasjonen på en tilfredsstillende måte.

Følgelig må det etableres utvidet basekapasitet for Åsgard havbunnskompresjon.

Kompressorstasjonen består av to like og parallelle kompressortog, som kan opereres uavhengig av hverandre. De ulike systemelementene i kompressorstasjonen vil være modulbasert, slik at de ulike modulene kan kobles fra og trekkes ut av totalsystemet uavhengig av de andre komponentene. Basekonsept for Åsgard havbunnskompresjon er ikke valgt. Lokalisering av forsyningsbasen vil være avhengig av konseptvalg.

Ulike konsept for forsyningsbasen som skal betjene kompressorstasjonen kan være aktuelle:

- Tilpassing av en eksisterende base for å møte de aktuelle behovene til kompressorstasjonen
- En ny base som drives av leverandør av kompressorstasjonen
- En kombinasjon av disse løsningene

Operatøren vurderer det som naturlig å drøfte disse forholdene nærmere med leverandør av kompressorstasjonen.

Basen som skal betjene Åsgard havbunnskompresjon må ha fasiliteter for transport, lagring og vedlikehold av moduler som er vesentlig større og tyngre enn det eksisterende baser normalt håndterer. Bruk av spesialtilpassede fartøy, samt håndtering av store og tunge moduler kan medføre at eventuelle eksisterende kaianlegg må endres. Dette innebærer at kostnaden for etablering av en ny base, eventuelt tilpassing av en eksisterende base kan bli betydelig. Foreløpige anslag tyder på at etablerings-/tilpasningskostnader kan dreie seg om i størrelsesorden 100–200 millioner kroner.

Drift av forsyningsbasen vil inkludere følgende hovedelementer:

- Løpende ettersyn/vedlikehold av lagrede reservedeler og -moduler
- Beredskap for rask mobilisering av lagrede reservedeler og -moduler
- Klargjøring og mobilisering av reservedeler og -moduler
- Mottak og vedlikehold etter utskifting av moduler

Det antas en grunnbemanning på 4 personer til løpende drift, vedlikehold, ettersyn, vakthold og administrasjon. Det legges til grunn et gjennomsnittlig behov for utskifting av 2 moduler

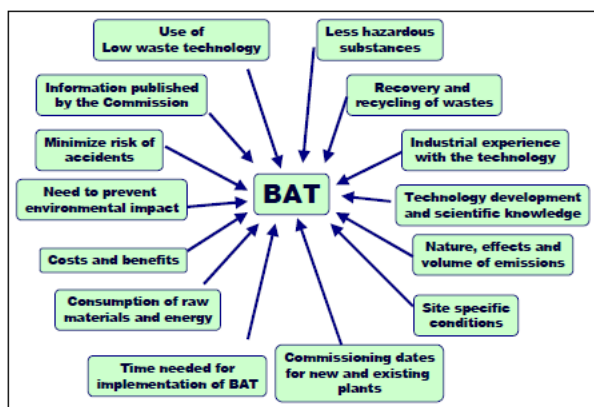
pr år. Ved mottak og klargjøring av utskiftede moduler antas videre behov for en tillegg bemanning på 10 personer i 2 uker. I tillegg vil bemanningen vil det komme kostnader til energi, transport, drift/vedlikehold av bygninger etc. Foreløpige anslag antyder årlige totale driftskostnader på i størrelsesorden 20–50 millioner kroner i et normalår, basert på utskiftning av 2 prosessmoduler pr år.

Beslutning om valg av basekonsept og lokalisering av nødvendige basefunksjoner forventes å bli tatt i løpet av sommeren 2011. Operatøren tar sikte på at eksisterende basestruktur utgjør grunnlaget for en utvidet funksjonskapasitet. Dersom det besluttes å etablere en ny base, forventes sysselsettingseffekten for både etablering og drift å bli noe høyere enn dersom en eksisterende base bygges om og tilpasses de nye behovene.

## 2.12 BAT vurderinger

Både IPPC-direktivet og forurensningsloven har krav om anvendelse av BAT (Best Available Techniques). Forhold som skal tas i betraktning når det fastsettes hva som er BAT, inkluderer vurderinger av design og operasjonelle hensyn og forhold, kostnader med fordeler og ulemper, samt en helhetsvurdering av tiltakets miljøeffekt.

I henhold til NORSOK S-003 (/5/) inngår de faktorer som er vist i figur 2.16 i vurderingen av BAT.



Figur 2.16. Faktorer som inngår i vurderingen av BAT. Fra (/5/).

### 2.12.1 Konseptvalg og BAT

Utbyggingsløsningen som er valgt for utbygging av gasskompresjon på Midgard er basert på havbunnskompresjon av brønnstrøm med rensing av produsert vann på Åsgard B og import av kraft fra tilknytningsverten Åsgard A gjennom kraftkabel fra oppstart i 2014, og senere fra Åsgard B.

I konseptvalget mellom en flytende kompresjonsplattform og en havbunnsbasert kompressorstasjon er det foretatt vurderinger av miljømessige forhold og BAT. Det er i det følgende gjort kort rede for hovedelementene relatert til BAT for valgt utbyggingskonsept.

#### Energibehov og utslipp til luft

En kompresjonsplattform med sammenlignbar kompresjonseffekt på brønnstrømmen vil ha et betydelig større energibehov enn havbunnsbasert kompresjon, bla pga nødvendig løft av brønnstrømmen til plattformdekk og drift av plattformen med hjelpesystemer. En kompresjonsplattform var beregnet å ha et kraftbehov på ca 41 MW med egen kraftgenerering, sammenlignet med 25 MW for havbunnskompresjon med import av kraft. Økt kraftbehov ville også medført større utslipp til luft av bla. CO<sub>2</sub> og NO<sub>x</sub>.

God energieffektivitet vurderes som viktig ift å redusere totalt energibehov gjennom driftsperioden. Havbunnskompresjon vurderes å være en mer energieffektiv måte å øke trykket i brønnstrømmen inn mot Åsgard B på enn utbygging og drift av en egen kompresjonsplattform.

#### Fakling

Installasjoner på overflaten er av drifts- og sikkerhetsmessige hensyn normalt utstyrt med fakkell, for mulighet for trykkavlastning av systemene og avbrenning av gass. Den havbunnsbaserte kompressorstasjonen har ikke slike dedikerte utslippspunkter. Under drift vil hele brønnstrømmen bli matet inn i produksjonsrørledningene mot Åsgard B med økt trykk. Under oppstart og andre spesielle driftssituasjoner vil hele eller deler av gasstrømmen bli resirkulert i lukket system, men aldri sluppet ut til omgivelsene.

#### Forsyningsfartøy

Plattformen i drift trenger normalt stand-by og/eller forsyningsfartøyer, som typisk vil forbruke opp mot 10 tonn diesel pr dag, som medfører utslipp til luft av i størrelsesorden 30 tonn CO<sub>2</sub> pr dag. Fartøyets bemanning medfører også energibruk og generering av avfall. En havbunnsbasert kompressorstasjon vil under normal drift ikke kreve støttefunksjoner fra forsyningsfartøyer, bortsett fra i forbindelse med intervensjonsarbeider for vedlikehold og reparasjonsarbeider.

### Helikoptertransport av personell

Drift av overflateinstallasjoner avhenger av helikoptertransport av drifts- og vedlikeholdspersonell. Slike helikopter forbruker typisk 600 kg drivstoff pr time, noe som medfører utslipp av om lag 3 tonn CO<sub>2</sub> pr flytime. Kompressorstasjonen på havbunnen er ubemannet, og vil ikke kreve helikoptertransport på noe tidspunkt i livsløpet. Sengekapasiteten på Åsgard A og Åsgard B vil være styrende for behovet for personelltransport til installasjonene, og denne forventes ikke å ville bli vesentlig påvirket av kompressorstasjonen i drift.

### Materialbruk og energibehov

En kompresjonsplattform vil medføre bruk av et betydelig større volum av råvarer i form av stål og andre metaller. En plattform er beregnet til å ha en totalvekt i størrelsesorden 30.000 tonn, mens en havbunnsbasert kompresjonsstasjon vil ha en totalvekt i størrelsesorden 3.600 tonn. Framstilling (enten fra uttak av jernmalm og ny produksjon eller omsmelting og gjenbruk) av den nødvendige stålmengden, samt håndtering og transport av denne, vil medføre en betydelig forskjell i nødvendig energibehov, og dermed utslipp til luft. Et havbunnsbasert kompresjonsanlegg vurderes å være langt mer materialeeffektivt enn en flytende kompresjonsplattform.

### Personelleksponering

En kompresjonsplattform vil normalt være bemannet, selv om den også kan utformes for ubemannet drift. En havbunnsbasert kompressorstasjon vil ikke være bemannet under drift. Løpende driftsoppgaver knyttet til kraftgenerering og styring/kontroll vil ivaretas av driftspersonell på Åsgard A og Åsgard B, uten at det forventes behov for økt bemanning av betydning. Dette medfører at det samlet sett vil være lavere personelleksponering relatert til HMS forhold offshore i drift ved en havbunnskompressor enn ved en kompresjonsplattform.

### Oppsummering

Havbunnskompresjon vurderes å være en mer energieffektiv kompresjonsløsning enn en plattformløsning, med mindre utslipp til luft i forbindelse med nødvendig kraftgenerering, og vil ikke kreve utslippsgenererende forsyningsfartøyer eller helikopterbruk under drift. En kompressorstasjon på havbunnen vil være designet og bygget uten operasjonelle utslipp til sjø, kun utslipp av mindre mengder MEG i forbindelse med

intervensjon med utskifting av prosessmoduler. Forbruk og håndtering av råmaterialer, med nødvendig energibehov og utslipp til luft, vil være betydelig mindre for en utbygging av en havbunnsbasert kompresjonsløsning enn en kompresjonsplattform. Det miljømessige "fotavtrykket" vurderes å være minst ved utbygging og drift av et anlegg for havbunnskompresjon.

Etter en samlet BAT- og miljømessig vurdering av utbyggingsalternativene ved konseptvalg, vurderes utbygging og drift av en havbunnsbasert kompresjonsløsning å representere BAT for nødvendig kompresjon av brønnstrømmen fra Midgard og Mikkel inn mot Åsgard B.

En nærmere beskrivelse og vurdering av miljøkriterier ved valg av utbyggingskonsept er å finne i Vedlegg C.

I det følgende er det gitt en oppsummering av de vurderinger som er gjort og gjøres per i dag i forbindelse med valg av løsning for håndtering av produsert vann og kraftgenerering.

## **2.12.2 Havbunnskompresjon – håndtering av produsert vann**

Operatørens prioriteringsrekkefølge for håndtering av produsert vann er som følger:

- Minimalisering av vannproduksjon
- Reinjeksjon i reservoar for trykkstøtte
- Injeksjon til annen geologisk formasjon
- Rensing og utslipp til sjø

Kompressorstasjonen har av separasjons- og kompressortekniske grunner begrensninger på hvor store mengde produsert vann i brønnstrømmen som kan håndteres. Blir vannproduksjonen for stor, vil nedstengning av vannproduserende brønnsegmenter vurderes for å optimalisere sammensetning av brønnstrømmen som skal håndteres og komprimeres i anlegget.

Det var for utbyggingen av Åsgardfeltet opprinnelig tenkt at produsert vann på Åsgard B skulle injiseres i en egen brønn, men dette ble skrinlagt i prosjektfasen. Åsgard B er derfor ikke utstyrt for injeksjon av produsert vann, og det er heller ikke dedikert egnet brønn for formålet.

Systemet for produsert vann på Åsgard B har en kapasitet på 187m<sup>3</sup>/t vann med en rejektstrøm på inntil 5 % av raten gjennom hydrosyklonene. Utslipp

av produsert vann til sjø fra produsertvann avgassingstank og fra oljeholdig produsertvannssump er ikke kontinuerlig. Akkumulert mengde vann over bord måles og prøver tas på prøvetakingspunkt, for analyse av renheten. Utslipp av rensed sand har måling av akkumulert mengde og prøvetakingspunkt.

Gjennomsnittlig oljekonsentrasjon i produsert vann til sjø fra Åsgard er for 2009 8,5 mg/l. Dette er en reduksjon i forhold til 2008 da konsentrasjonen lå på 9,4 mg/l. For Åsgard A har reduksjonen gått fra 8,3 til 7,1 mg/l og for Åsgard B har det vært en liten økning fra 10,7 til 11,1 mg/l. Åsgard B har stort fokus på vannrenseanlegget og har hatt ekstern bistand for å optimalisere driften (/6/).

Brønnstrømmen fra Midgard og Mikkel vil etter driftsetting av kompressorstasjonen som i dag produseres på Åsgard B. Produsertvannet vil som i dag behandles i vannrenseanlegget på installasjonen, og det forventes ikke vesentlig endring av mengde og sammensetning som følge av gasskompresjonen. Det er ikke identifisert behov for modifikasjoner av behandlingsanlegget eller endring av strategien for vannbehandlingen som følge av gasskompresjonen.

Fortsatt håndtering av produsert vann i eksisterende vannrenseanlegg på Åsgard B og nedstengning av vannproduserende brønnsegment på Midgard og Mikkel vurderes av operatøren som BAT for utbygging og drift av Åsgard havbunnskompresjon.

### **2.12.3 Havbunnskompresjon – utslipp til sjø**

Det havbunnsbaserte kompressoranlegget er designet for å opereres uten utveksling av væsker med omgivelsene i en normal driftssituasjon. Væske/kondensatpumpene i kompressoranlegget vil være utstyrt med barrierevæske (MEG planlegges brukt) under trykk som forsynes fra Åsgard A. Valg av pumpeleverandør og komponenter kan medføre bruk av andre væsker enn MEG. Systemet for barrierevæske er et lukket system, og kondensatpumpene er utformet slik at barrierevæske ved nedstengning og oppkjøring av anlegget vil trenge inn i væskestrømmen som eksporteres til Åsgard B for produksjon og gjenvinning av MEG. Lekkasje til sjø av barrierevæske fra kompresjonsanlegget skal ikke forekomme.

Ved uttrekking av prosessmoduler for å løfte disse til overflaten og videre transport til land for vedlikehold, vil disse fylles med MEG for å fortrenge hydrokarboner i modulen ut i øvrige deler av anlegget. I denne forbindelse vil det forekomme utslipp av mindre mengder (ca 100 liter) MEG til sjø. MEG er miljøklassifisert som et grønt kjemikalium (PLONOR), og vurderes derfor å ikke representere miljøfarlige utslipp.

Både kompressorstasjonen og manifoldstasjonen vil ha elektrisk opererte ventiler, som kontrolleres fra Åsgard B via Åsgard A. Disse vil også kunne betjenes ved hjelp av ROV. Dette medfører at det ikke er hydraulikkopererte ventilsystemer som kan gi operasjonelle utslipp til sjø. Akustisk deteksjonssystem for tidlig oppdagelse av eventuelle lekkasjer medfører redusert risiko for hendelser med miljøskadelige utslipp.

Et lukket kompresjonsanlegg uten utveksling av væsker med omgivelsene og elektrisk opererte ventiler, kombinert med en manifoldstasjon med elektrisk opererte ventiler uten utslipp, vurderes av operatøren å representere BAT mht utslipp til sjø for kompresjon av brønnstrømmen fra Midgard og Mikkel mot Åsgard B.

### **2.12.4 Havbunnskompresjon – generering av kraft**

#### I – Heidrun

Det er tidligere vurdert å importere nødvendig kraft fra Heidrun til kompresjonsanlegget, jmfør kapittel 2.9.1 og vedlegg C. Alternativet ville medføre ca 1,5 milliard kroner høyere investeringskostnader enn utnyttelse av eksisterende genereringskapasitet på Åsgard. Betydelig høyere investeringskostnader medførte at dette ble vurdert å ikke representere BAT for kraftforsyning til kompresjonsanlegget, og alternativet ble besluttet forlatt av lisenspartnerne.

#### II – Åsgard

BAT for ulike alternativer for kraftgenerering til havbunnskompresjon er drøftet i (/7/). Det oppsummeres i det følgende.

#### *A. Åsgard B som primær kraftleverandør fra oppstart*

Import av kraft fra Åsgard B til kompresjonsanlegget fra oppstart i 2014 har tidligere vært vurdert. Alternativet er forlatt grunnet følgende forhold:

- Utstyr for variabel turtallsjustering (VSD) av kompressor- og pumpemotorer på

kompresjonsanlegget er svært stort og tungt, og ville overskride tilgjengelig plass- og vektreserve på Åsgard B.

- VSD utstyr for plassering på havbunnen er ikke teknisk kvalifisert og tilgjengelig ved behov for oppstart av kompresjon i 2014/2015.

#### *B. Kombinert løsning Åsgard A og Åsgard B*

I kapittel 4.4.1 er det gjort rede for utslipp til luft basert på utnyttelse av eksisterende kapasitet for kraftgenerering på Åsgard A og Åsgard B. Dette innebærer økt last på generatorturbiner med standard NOx teknologi, som vil gi økte NOx utslipp sammenlignet med dagens situasjon.

Følgende alternativer for kraftgenerering på Åsgard er vurdert:

- Oppgradering til lav-NOx teknologi på HGB på Åsgard A
- Kraftutveksling mellom Åsgard B og Åsgard A
- Oppgradering til lav-NOx teknologi på HGB på Åsgard B

#### 1 – Oppgradering til lav-NOx turbin på Åsgard A

Eventuell oppgradering av eksisterende HGB generatorturbin på Åsgard A til lav-NOx, vil medføre at all gassbasert hovedkraftgenerering på Åsgard A vil skje med lav-NOx teknologi. Åsgard A er imidlertid et skip (FPSO) som dreier med vær og vind rundt et fast oppankret dreieskive/svivel arrangement. Kraftbehovet til aktive sidepropeller (trustere) for å posisjonere fartøyet vil variere med værforholdene, og medfører store og raske svingninger i lastbelastningen på kraftgenereringen, og dermed turbinpakken. Dual-fuel (gass og diesel) turbindrift har vist seg å være nødvendig for å oppnå den nødvendige fleksibilitet og driftssikkerhet knyttet til slike varierende turbinbelastninger. Dette basert på vurdering av både sikkerhets- og regularitetsforhold. Dual-fuel turbin sikrer også den nødvendige kraftleveranse på diesel til drift av fartøyet når fyrgass ikke er tilgjengelig pga nedstengt produksjon.

På bakgrunn av driftserfaringer med eksisterende HGA lav-NOx generatorturbin, er operatøren av den oppfatning at lav-NOx dual-fuel ikke vil sikre en tilfredsstillende pålitelig, robust og fleksibel løsning for kraftleveranser til både drift og produksjon på Åsgard A, samt kraftforsyning til kompresjonsanlegget på Midgard.

En forventet konsekvens av framtidige klimaendringer, er flere og hyppigere perioder med

utfordrende værforhold enn det som har vært vanlig til nå. Som følge av dette, antas det at samlet kjøring av sidepropeller gjennom året vil øke i årene som kommer. Av sikkerhetsmessige grunner vurderes det ikke å være forsvarlig å ha en kraftforsyning til sidepropeller som ikke er tilstrekkelig fleksibel og robust ved dårlig og utfordrende værforhold.

En oppgradering av HGB turbinen på Åsgard A til lav-NOx teknologi er vurdert å ville kreve investeringskostnader på i størrelsesorden 150 mill kr. En eventuell oppgradering vil i perioden 2014 – 2024 medføre 2.584 tonn reduserte NOx utslipp.

Oppgradering til lav-NOx teknologi vurderes etter en samlet og helhetlig vurdering å ikke representere BAT på Åsgard A.

#### 2 – Kraftutveksling med kabel mellom Åsgard B og Åsgard A

En eventuell kabel mellom Åsgard B og Åsgard A vil legge forholdene til rette for kraftutveksling og en optimalisert utnyttelse av samlet kraftgenereringskapasitet på Åsgard A og B. En slik løsning på Åsgard A med både kraftimport fra Åsgard B og krafteksport til kompresjonsanlegget vil ikke kunne gjennomføres uten å omlokalisere deler av kraftforsyningen til havbunns kompresjonsanlegget til Åsgard B. Grunnen er at kompresjonsanlegget legger beslag på alle ledige sleperinger i den nye høyspenningssvivel som installeres på Åsgard A sommeren 2011. Dette vil også begrense muligheten for framtidig oppkobling av nye petroleumsressurser til Åsgard A. Begrenset ledig vektkapasitet på Åsgard B vurderes å ikke være tilstrekkelig til å installere det nødvendige og tunge VSD utstyret til hele kompresjonsanlegget. Installasjon av kabel for kraftutveksling mellom Åsgard A og Åsgard B vurderes å være svært kostbart.

En kabel for kraftutveksling mellom installasjonene vil kunne realiseres ved flytting av pumpekraft til kompressorstasjonen fra Åsgard A over til Åsgard B, og en ny kraftkabel mellom installasjonene. Det vil være behov for omfattende marine operasjoner, som inkluderer omlegging av 3 stigerør på Åsgard B og 1 stigerør på Åsgard A. Heller ikke denne mer begrensede flyttingen av utstyr kan det pr i dag tas høyde for innenfor Åsgard B sin prioritering av ledig vektkapasitet.

Levetiden til Åsgard A planlegges forlenget fra 2019 til 2024, og fartøyet forventes å ville forlate feltet i



2025. Det legges til grunn at innen dette tidspunktet er VSD utstyr for plassering på havbunnen teknologisk tilgjengelig, slik at drift av kompresjonsanlegget kan fortsette etter at Åsgard A er demobilisert fra feltet, men da med kraftleveranse fra Åsgard B og VSD utstyr plassert på havbunnen. Utviklingen av slikt VSD utstyr vil også kunne åpne opp for kraftutveksling mellom Åsgard B og A ved at behovet for bruk av sleperinger i svivelen går ned.

Etter en samlet vurdering er operatøren av den oppfatning at kraftutveksling mellom Åsgard A og Åsgard B fra oppstart av kompresjonsanlegget ikke kan anses å være BAT for kraftforsyningen.

### 3 - Oppgradering til lav-NOx turbin på Åsgard B

Bruk av Åsgard B som kraftleverandør til kompresjonsanlegget fra oppstart vil ikke løse de vektmessige utfordringene knyttet til plassering av stort og tungt VSD utstyr. Manglende plass- og vektreserve kombinert med ikke kvalifisert og tilgjengelig havbunnsplassert VSD utstyr, medfører at VSD utstyr med dagens teknologi må installeres på Åsgard A.

Levering av nødvendig kraft til kompresjonsanlegget fra Åsgard B medfører en økning av samlet kraftgenerering på installasjonen, og normal drift av HGB generatoren anses nødvendig (denne er i dag standby). Oppgradering av eksisterende HGB generatorturbin på Åsgard B til lav-NOx teknologi vurderes å ville kreve investeringskostnader i størrelsesorden 100 mill kr. En slik oppgradering av eksisterende HGB generatorturbin på Åsgard B vil medføre at all hovedkraftgenerering på Åsgard B vil skje med lav-NOx teknologi. Dette vil føre til reduserte NOx utslipp fra både ordinær drift av installasjonen og kompresjonsanlegget.

Oppgradering av HGB generatorturbin til lav-NOx teknologi for levering av kraft fra 2025 til kompressorstasjonen vurderes å være både teknisk, operasjonelt og økonomisk gjennomførbart, og vurderes som BAT for kraftleveranse fra 2025.

### Oppsummering av BAT-vurderinger for kraftgenerering

Etter en samlet og helhetlig vurdering er operatøren av den oppfatning at følgende kombinerte løsning for kraftforsyning representerer BAT på tidspunkt for prosjektgjennomføring, og legges til grunn for den videre prosjektplanleggingen:

- Oppstart høsten 2014 - 2024 (Åsgard A), fortsatt drift og økt utnyttelse av eksisterende genereringskapasitet i kraftstasjonen på Åsgard A, uten oppgradering av HGB dual fuel turbin til lav-NOx.
- 2025 - 2034 (Åsgard B), oppgradering av HGB generatorturbin til lav-NOx teknologi. Optimalisert lastfordeling mellom ulike generatorturbiner på Åsgard B.

### **2.12.5 Elektrifisering – kraft fra land**

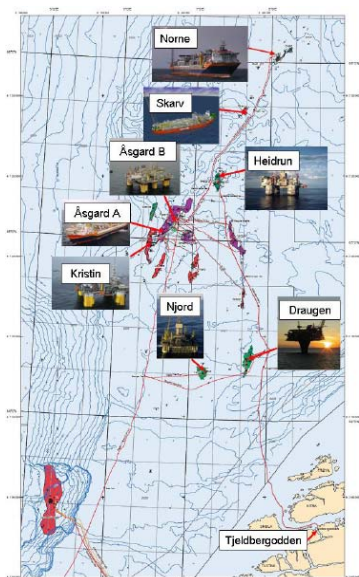
Som et tiltak for å redusere nasjonale utslipp av CO<sub>2</sub> og NO<sub>x</sub>, har norske myndigheter de senere år hatt et økt fokus på elektrifisering av petroleumsaktivitet offshore, gjennom uttak av kraft fra land. Alle nye feltutbygginger og større modifikasjonsprosjekter skal som en del av PUD utrede mulighetene for og formålstjenligheten av kraftforsyning fra land.

Det er i de senere årene gjennomført et betydelig utredningsarbeid av flere aktører vedrørende elektrifisering av hele eller deler av sokkelen. I tillegg til utredninger i forbindelse med enkeltutbygginger på sokkelen, er det flere mer omfattende utredninger utarbeidet. Her følger en omtale av flere av disse.

#### ***1 - Områdestudier***

##### **Halten Power from Shore (2008)**

På oppdrag fra StatoilHydro studerte Aker Kværner Offshore Partner AS mulighetene og begrensningene ved å elektrifisere Haltenbanken fra land med uttak av kraft fra Tjeldbergodden (/8/). Totalt 8 installasjoner ble vurdert, med et samlet effektbehov på 373 MW, varierende fra 23 MW (Norne og Njord) til 124 MW (Skarv), figur 2.17.



**Figur 2.17.** Installasjoner på Haltenbanken studert i "Halten Power from Shore" (/8/).

Totalt 9 forskjellige hovedløsninger ble vurdert, der bare tre av disse ble vurdert som gjennomførbare. Alle løsningene omfattet distribusjonssystemer av en slik størrelse, sammen med en fjerning av eksisterende strømgenereringsutstyr på installasjonene, at leveringsikkerheten ble sikret gjennom doble forsyningskabler fra land. Estimerte investeringskostnader for disse alternativene varierte mellom 9,6 – 13,4 milliarder kroner (2008). Studien identifiserte flere tekniske begrensninger for gjennomføring av en slik omfattende elektrifisering, bla knyttet til kabelteknologi, elektrifisering av flytere og FPSO'er som dreier med været.

#### Kraft fra land til norsk sokkel (2008)

På oppdrag fra Olje- og energidepartementet, i samråd med Arbeids- og inkluderingsdepartementet og Miljøverndepartementet, utarbeidet etatene Oljedirektoratet (OD), Noregs vassdrags- og energidirektorat (NVE), Petroleumstilsynet (Ptil) og Statens forureiningstilsyn (SFT, nå KLIF) i 2007 en ny rapport om kraft fra land til sokkelen. Rapporten ble lagt fram 4. januar 2008. (/9/)

Beregningene i rapporten "Kraft fra land til norsk sokkel" tar utgangspunkt i teknologi som blir vurdert tilgjengelig per i dag, men beskriver også muligheter og teknologi som kan utvikles i framtiden.

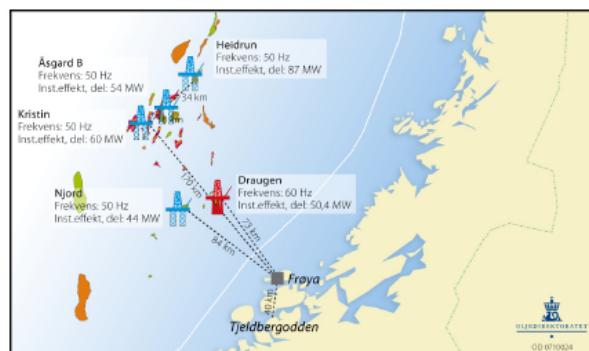
Beregningene viser at tiltakskostnaden for å elektrifisere eksisterende innretninger på norsk sokkel ligger fra 1.600 kroner per tonn karbondioksid (CO<sub>2</sub>) og oppover. Dette er høyere

enn tidligere publiserte estimater. Den høye tiltakskostnaden skyldes i hovedsak betydelige økte byggekostnader offshore, stor kompleksitet i ombyggingsprosessene og fallende produksjon på feltene.

#### Haltenbanken

For Haltenbanken tar studien utgangspunkt i feltene/innretningene Draugen, Heidrun, Njord, Åsgard og Kristin. Alle er nyere 50 Hz innretninger med unntak av Draugen som er 60 Hz. Landfall er lagt til Tjeldbergodden. Da forbruksområdet ligger langt fra Tjeldbergodden er det valgt en løsning med vekselstrømsoverføring fra Tjeldbergodden frem til øya Frøya som ligger ca. 40 km fra fastlandet i retning mot de nordlige innretningene, jamfør figur 2.18. På Frøya lokaliseres kompensereaktorer og fordelingstransformatorer. Det legges til grunn et effektbehov på 160 MW.

Studien peker på Tjeldbergodden som egnet landfall. Studien vurderer dedikert kraftproduksjon eller nettforsterkning inn til tilknytningspunktet. Ved dedikert kraftproduksjon for sokkelen forutsetter studien at nødvendig kraft produseres i gasskraftverk på Tjeldbergodden. Alternativt at nødvendig nettforsterkning 420 kV Trollheim – Tjeldbergodden gjennomføres (450 millioner kr).



**Figur 2.18.** Skisse over mulig elektrifisering av Haltenbanken (Fra "Kraft fra land til norsk sokkel") (/9/)

Byggekostnadene for elektrifisering av Haltenbanken ligger i "Kraft fra land" studien på 3,57 milliarder kroner. Det er besluttet å ikke bygge gasskraftverk på Tjeldbergodden.

#### Klimakur 2020 (2010)

Den tverretatlige arbeidsgruppen Klimakur 2020, har i sin rapport fra februar 2010 (/10/) vurdert og framlagt ulike tiltak for å redusere nasjonale utslipp av CO<sub>2</sub> i størrelsesorden 15–17 millioner tonn CO<sub>2</sub>

ekvivalenter innen 2020. Tiltakskostnad pr redusert tonn CO<sub>2</sub> er beregnet. Blant andre tiltak er også elektrifisering av deler av norsk kontinentalsokkel vurdert.

For områdeelektrifisering av Norskehavet har Klimakur 2020 beregnet en tiltakskostnad på 1.550 kr/tonn CO<sub>2</sub> redusert. For nye enkeltutbygginger angir Klimakur typiske estimater varierende mellom 700 – 3.000 kr/tonn CO<sub>2</sub> redusert, mens for eksisterende enkeltutbygginger vil tiltakskostnadene kunne ligge i størrelsesorden 1.000 – 4.000 kr/tonn CO<sub>2</sub> redusert.

### Utvinningsutvalget (2010)

Det såkalte "Utvinningsutvalget" har i sin rapport "Økt utvinning fra norsk kontinentalsokkel" (/11/) avgitt til OED i september 2010, drøfter elektrifisering av sokkelen som tiltak for å redusere nasjonale utslipp av CO<sub>2</sub>. Utvalget peker på at elektrifisering av sokkelen med kraft fra land ikke trenger å være en god løsning ettersom det kan være vanskelig å få kraft fram til kysten. Elektrifisering kan dessuten være en svært kostbar måte å redusere CO<sub>2</sub>-utslipp på. Utvalget uttaler videre at en mer effektiv generering av elektrisitet på sokkelen vil bidra til å redusere utslippene av CO<sub>2</sub> og NO<sub>x</sub>.

### • II – Studier i regi av ÅSC

#### Studie av kraftnettet på land (2010)

Elektrifisering av hele eller deler av sokkelen gjennom uttak av større mengder kraft fra land vil være avhengig av både effektbalansen i området og kapasiteten i overføringsnettet (sentral- og regionalnettet).

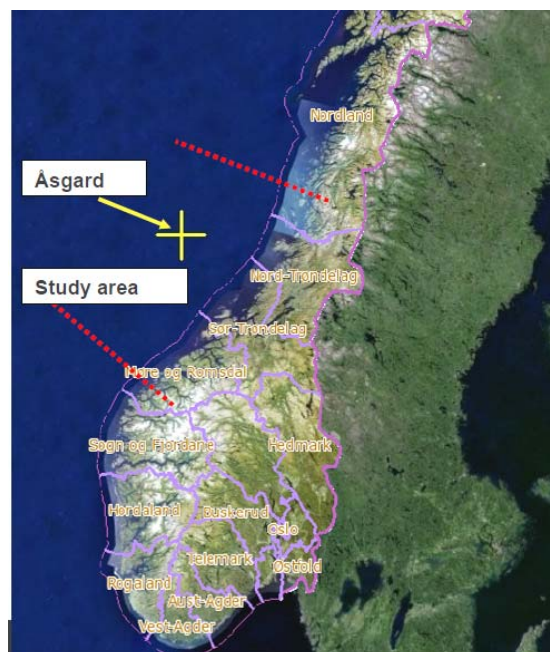
Norconsult har på oppdrag fra Statoil gjennomført en studie av kraftsystemet på land med tanke på å identifisere mulige tilkoblingspunkter for mulig uttak av henholdsvis 40 og 200 MW til Åsgard.

- *Norconsult, 2010: Åsgard Minimum Flow Project Onshore Grid Study. July 2010 (/12/).*

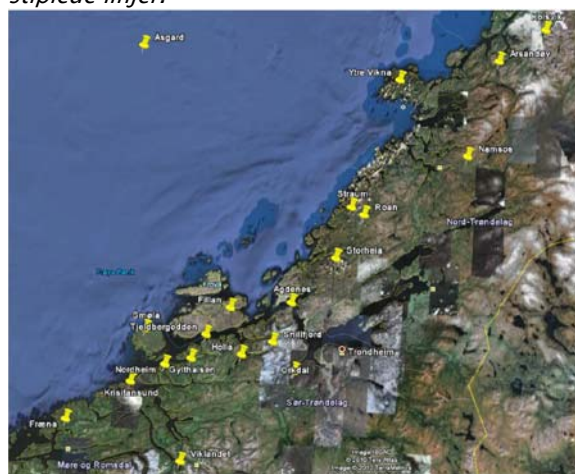
Omfanget av analysen har vært å finne aktuelle tilknytningspunkter, evaluere nettkapasitet og pålitelighet i punktene, samt å estimere kostnader og byggetid for å kunne forsyne Haltenbanken fra land.

Det er fra oppdragsgiver ikke satt noen geografisk begrensning av analyseområdet, men Statoil har bedt om at Kolsvik (Bindal kommune, sør i

Nordland), Tjeldbergodden og Nyhamna tas med i analysen av mulige tilknytningspunkter. Området som er studert av Norconsult framgår av figur 2.19.



Figur 2.19. Norconsults avgrensning av området for studien av kraftnettet på land er vist med røde stiplede linjer.



Figur 2.20. Mulige tilkoblingspunkter i kraftsystemet på land som er nærmere vurdert av Norconsult.

Det ble etablert en "long list" inneholdende 18 alternative tilknytningspunkter for en sjøkabel til Haltenbanken, se figur 2.20. Følgende alternative tilknytningspunkter er nærmere og mer inngående vurdert for uttak av henholdsvis 40 og 200 MW:

40 MW	200 MW
1. Kolsvik	1. Kolsvik
2. Namsos	2. Namsos
3. Straum	
4. Roan	3. Roan
5. Thamshavn	4. Orkdal
6. Tjeldbergodden	5. Tjeldbergodden
7. Nyhamna	6. Nyhamna

Midt-Norge har i dag i perioder underskudd på kraft, og på grunn av begrensninger i overføringskapasiteten i nettet ansees 200 MW ny last i dette området som umulig. Selv 40 MW ansees av Statnett som problematisk.

Statnett har de siste årene økt overføringskapasiteten inn til området, blant annet ved å oppgradere 220 kV ledningen Nea-Järpstrømmen (Sverige) til 420 kV og ved å installere reaktivt kompenseringsutstyr. Det er imidlertid først når den planlagte 420 kV ledningen fra Ørskog (Møre og Romsdal) til Fardal (Sogn og Fjordane) settes i drift at underskuddsproblemene ansees utbedret og ny last i området kan aksepteres.

Av de vurderte tilknytningspunktene er det bare Kolsvik som ligger utenfor det angitte underskuddsområdet, noe som gir dette punktet fortrinn foran de andre punktene vedrørende tilgang til kraft. Med ny linje Ørskog-Fardal vil energibalansen være løst også for de andre vurderte tilknytningspunktene.

Kolsvik er den eneste stasjonen som ligger utenfor underskuddsområdet (Midt-Norge) og er derfor uavhengig av 420 kV linjen Ørskog-Fardal. Beregninger viser at opp til 100 MW kan forsynes fra Kolsvik i dag uten nettførsterkninger, dersom effekten tas ut fra 300 kV samleskinne. Den rimeligste løsningen vil være å tilknytte Åsgard på 132 kV i Kolsvik, men maksimalt effektuttak begrenses da til 40 MW. Hvis 200 MW skal forsynes, må det bygges en ny 300 (420) kV linje fra Namsskogan til Kolsvik, og en ny stasjon i Namsskogan. Norconsult konkluderer som følger mht uttak av kraft fra kraftnettet på land:

#### 40 MW Åsgard

Totalt sett synes **Kolsvik og Tjeldbergodden** å være de beste tilknytningsalternativene. Tjeldbergodden har det fortrinn at traseen for en eventuell sjøkabel allerede er kjent. Anslått byggetid for Kolsvik alternativet er 19 måneder, mens for Tjeldbergodden er byggetiden anslått til 62

måneder. **Kolsvik** synes derfor å være det mest realistiske alternativet til å kunne være driftsklart innen 2014/2015.

#### 200 MW Åsgard

Roan er det tilknytningsalternativet som har desidert lavest investeringskostnader, men forutsetter utbygging av 420 kV nettet på Fosen. Nyhamna er det desidert dyreste alternativet. Kostnad og implementeringsperiode for Tjeldbergodden alternativet er avhengig av planene for nytt gasskraftverk og oppgradering av Trollheim som i dag er en 132 kV stasjon. Dersom gasskraftverket ikke realiseres vil det være behov for enda en 420 kV linje til Tjeldbergodden. Norconsult anbefaler å undersøke **Tjeldbergodden, Orkdal og Kolsvik** nærmere som mulige tilknytningspunkter for 200 MW tilknytning av Åsgard. Byggetiden for Tjeldbergodden er anslått til 71 måneder og for Kolsvik i området 79-86 måneder. Dette betyr at forsyning av 200 MW til Åsgard ikke kan gjennomføres innen 2014/2015.

Det norske sammendraget i Norconsults studierapport er i sin helhet gjengitt og vedlagt som Vedlegg D.

Som del av utviklingen av Åsgard Subsea Compression Project, er det utarbeidet en rekke interne tekniske studier som vurderer mulighet og løsninger for elektrifisering med kraft fra land, som er oppsummert i følgende rapport oversendt til rettighetshaverne:

- *Power from shore to Åsgard Subsea Compression and Heidrun. RE-MFP 00088. Statoil, October 2010.*

Disse studiene inngår i det teknisk/økonomiske beslutningsgrunnlaget for rettighetshaverne i Åsgard- og Mikkell utvinningslisensene. Eventuell uttak og bruk av kraft fra land har vært vurdert av rettighetshaverne.

Beregning av tiltakskostnader ved ulike alternativer for elektrifisering fra land er nærmere behandlet i kapittel 2.12.7 og 2.12.8.

#### • III – Nettførsterkning på land **Kraftlinje Ørskog – Fardal (Sogndal)**

Norconsult påpeker at alle vurderte tilknytningspunkter, unntatt Kolsvik i Nordland, vil være avhengig av at en ny 420 kV kraftlinje mellom Ørskog og Sogndal (ca 280 km) settes i drift.

Konsesjonsgitt trase er vist i figur 2.21. Konsesjonen er påklaget til OED. OED har i november 2010 åpnet for å fatte delvedtak for deler av kraftledningen, noe som kan medføre anleggsstart i 2011. Hele forbindelsen Ørskog – Sogndal forventes ikke å være driftssatt før tidligst i 2015.

Statnett uttaler i nettutviklingsplan 2010 for sentralnettet(/13/) om forbindelsen Ørskog – Sogndal at "når denne nettførsterkningen er i drift, vurderes kraftforsyningen til Midt-Norge som tilfredsstillende. Selv om forsyningssikkerheten for Midt-Norge vurderes som tilfredsstillende kan det likevel være utfordringer mer lokalt." Statnett uttaler videre at ny 420 kV Tjeldbergodden-Vinjøra-(Trollheim) er et aktuelt forsterkningstiltak ved et eventuelt fremtidig større forbruk knyttet til olje/gassvirksomhet eller eventuelt ved et større omfang ny kraftproduksjon lokalisert på Tjeldbergodden.



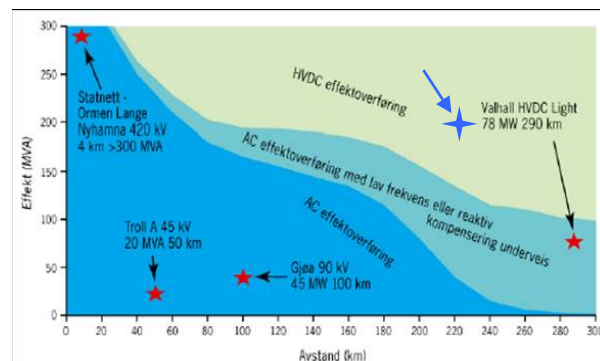
Figur 2.21. Konsesjonsgitt trase for 420 kV kraftledning fra Ørskog (Sunnmøre) – Fardal (Sogndal). (Omarbeidet etter NVE faktaark, [www.nve.no](http://www.nve.no))

### 2.12.6 Elektrifisering – tekniske begrensninger

Det er flere tekniske utfordringer og begrensninger knyttet til elektrifisering av Åsgard fra land. I det følgende nevnes noen av disse.

### Overføring av kraft

Overføring av kraft kan skje som likestrøm (DC) eller som vekselstrøm (AC). Overføring av større kraftmengder over lange avstander favoriserer bruk av høyspenning likestrømssteknologi (HVDC), og omforming til vekselstrøm nær brukerstedet, se figur 2.22.



Figur 2.22. Forholdet mellom installert effekt og avstand for valg av energioverføring. Overføring av 200MW til Åsgard er antydnet med blå stjerne og pil.

### Kabelteknologi

Alle overflateinstallasjonene på Haltenbanken er flytende innretninger, noe som medfører til dels betydelige bevegelser. Dette skaper overførings-tekniske problemer, da det i dag ikke er tilgjengelig HVDC dynamisk stige-kabelteknologi som er tilpasset de store strekk- og bevegelseskreftene som flytende installasjoner medfører. Gjøa er en flyter som er elektrifisert med kabel fra Mongstad, men dette er en vekselstrømskabel (AC), der dynamisk stige-kabel er kvalifisert og tilgjengelig.

### Vektkapasitet

HVDC omformerutstyr for omforming av likestrøm fra land til vekselstrøm (DC AC converter) som kan utnyttes ombord på installasjonene er svært tungt og plasskrevende utstyr. Dersom total vekt-kapasitet overskrides, vil installasjonen synke. Vektfordelingen vil også påvirke installasjonens stabilitetsegenskaper. Tilgjengelig vekt- og plassreserver på installasjonen setter begrensninger på mulighet for installasjon av HVDC utstyr. Det er ikke kvalifisert og tilgjengelig slikt omformerutstyr for utplassering på havbunnen.

Åsgard A (FPSO) er et fartøy som dreier rundt et oppankret dreieskive, der kraft, kontrollkabler og hydrokarboner overføres gjennom en svivel. Svivelteknologien tillater ikke overføring av så store kraftmengder som en HVDC kabel fra land

medfører. Dynamisk HVDC stigekabel er ikke kvalifisert og tilgjengelig.

Åsgard B er en flyter, og vil være avhengig av import av HVDC kraft gjennom en dynamisk HVDC stigekabel, som ikke er kvalifisert og tilgjengelig. Manglende vektreserver medfører at HVDC omformerutstyr vil være for tungt å installere på Åsgard B.

### 2.12.7 Elektrifisering – tiltakskostnader

Operatøren har vurdert flere ulike alternativer for å legge til rette for og gjennomføre elektrifisering av gasskompresjon på Åsgard med import og bruk av kraft fra land. I det følgende gis det en beskrivelse av noen av de vurderte alternativene, samt beregning av tiltakskostnad. Med elektrifisering menes her erstatning av kraftgenererende utstyr offshore med kraft importert fra land. Ved beregning av effektuttak fra land, er overføringstap inkludert nedenfor. Det gjøres oppmerksom på at ved de økonomiske beregningene er ikke ulike lisensforhold inkludert og hensyntatt, og det er usikkerhet ved enkelte kostnadselementer.

#### Alternativ 1 – Ny hub i Haltenområdet, AC tilknytning av enkeltinstallasjoner

- Ny sentral hub etableres i Haltenområdet. Oppstart i 2018
- HVDC forbindelse (2 kabler) fra land til hub'en
- Tilknytningspunkt på land er Tjeldbergodden
- Uttak av 140 MW fra Tjeldbergodden
- AC kabel fra hub til hver enkelt installasjon i området (Heidrun, Kristin, Åsg B og ÅSC)
- ÅSC er elektrifisert fra land via den nye hub'en
- Tiltakskost baseres på reduserte utslipp fra Heidrun, Kristin, Åsg B og ÅSC

#### Alternativ 2 – Elektrifisering av ÅSC via Heidrun

##### 2 A. Elektrifisering av kun ÅSC (benytte Heidrun som hub)

- HVDC kabel fra land til Heidrun
- Oppstart landstrøm 2015
- HVDC / AC utstyr på Heidrun
- Ikke elektrifisering av Heidrun
- AC kabel fra Heidrun til ÅSC
- Tilknytningspunkt på land: Kolsvik
- Uttak av 25 MW fra Kolsvik
- Nødvendige kostnader i Kolsvik og fra Kolsvik til sjø inkludert
- Tiltakskostnad for CO2 besparelser relatert til kun ÅSC

##### 2 B. Elektrifisering av ÅSC og Heidrun

- HVDC kabel fra land til Heidrun
- Oppstart landstrøm 2015
- HVDC / AC utstyr på Heidrun
- Elektrifisering av Heidrun og ÅSC
- AC kabel fra Heidrun til ÅSC
- Tilknytningspunkt på land: Kolsvik
- Uttak av 95 MW (300 kV) fra Kolsvik
- Nødvendige kostnader i Kolsvik og fra Kolsvik til sjø inkludert
- Tiltakskostnad for CO2 besparelser relatert til både Heidrun og ÅSC

#### Alternativ 3 – Elektrifisering av Midgard Compression Platform (MCP) og MCP som sentral hub for Halten

- HVDC kabel fra land til MCP
- MCP bygget for å ta imot landkraft fra produksjonsstart i 2014 (dekkareal og vektmargin), men uten at landstrømutstyr installeres
- Regner oppstart for elektrifisering i 2018, inntil da egenprodusert strøm fra gassturbiner
- Tilknytningspunkt på land: Kolsvik
- Beregnet uttak av 45 MW.
- Tiltakskostnad for CO2 besparelser relatert kun til MCP

I beregning av tiltakskostnader er følgende forutsetninger og antagelser lagt til grunn:

- Oljepris: 80 USD2010/fat
- Gasspris: 180 øre2010/Sm<sup>3</sup>
- NGL pris: 600 USD2010/tonn
- Inflasjon: 2%/år
- Valutakurs NOK/USD: 6,00
- Diskonteringsrente: 8%
- Kraftpris (Nordpool): 53€/MWh i 2011 varierende til 72,5€/MWh i 2029
- Cut-off for produksjon settes til 2029 for alle alternativene
- CO2 reduksjoner regnes bare for gassturbiner for produksjon av el-kraft
- Forutsatte CO2 brutto besparelser offshore tar utgangspunkt i utslippmengder rapportert til RNB 2010
- CO2 utslipp på land relatert til kraftproduksjon er ikke hensyntatt i beregninger av tiltakskost
- Tiltakskost beregnes med basis i brutto utslippsreduksjon offshore, ikke netto utslippsreduksjon oppnådd

- Spesifikke forutsetninger for Alt 1:
  - Kristin: antatt 50% av brenngass til kraftproduksjon
  - Åsgard: Åsgard A ikke elektrifisert pga tekniske utfordringer, antatt 25% av Åsgard B brenngass til kraftproduksjon, ÅSC brenngass redusert til 0.
  - Heidrun: Antatt 75% av brenngass til kraftproduksjon
  - Uttak av 140 MW fra land
- Spesifikke forutsetninger for Alt 2A:
  - ÅSC brenngass redusert til 0
  - Uttak av 25 MW fra land
- Spesifikke forutsetninger for Alt 2B:
  - ÅSC brenngass redusert til 0
  - 75% av brenngass til kraftproduksjon
  - Uttak av 95 MW fra land
- Spesifikk forutsetning for Alt 3:
  - Uttak av 45 MW fra land

Tiltakskost beregnes før skatt som forholdet mellom neddiskontert investeringskostnader ved tiltaket og neddiskontert brutto CO2 besparelser oppnådd gjennom tiltaket offshore. Tiltakskostnader er beregnet ved både 8% diskonteringsrente og 5% diskonteringsrente. Operatøren legger 8% diskonteringsrente til grunn for alle sine økonomiske vurderinger og gjennomføringsbeslutninger.

Tabell 2.6 - 2.8 oppsummerer beregnet tiltakskostnad for de ulike alternativer for elektrifisering fra land av ÅSC.

**Tabell 2.6.** Tiltakskost for elektrifisering av ÅSC, alternativ 1

Beskrivelse	Enhet	Alt 1
Ekstra investering ift BOG basiskonsept	MNOK10	10.890
Redusert CO2 utslipp offshore	Mtonn	5,08
Redusert CO2 utslipp diskontert med 8%	Mtonn	1,97
Forskjell i netto nåverdi BOG konsept og konsept for elektrifisering	MNOK11	-7.677
<b>Tiltakskostnad, nok/tonn CO2 (8%)</b>	<b>NOK11</b>	<b>3.901</b>
Redusert CO2 utslipp diskontert med 5%	Mtonn	3,03
Forskjell i netto nåverdi BOG konsept og konsept for elektrifisering (5%)	NOK11	-9.077
Tiltakskostnad, kr/tonn CO2 (5%)	NOK11	3.282

**Tabell 2.7.** Tiltakskost for elektrifisering av ÅSC, alternativ 2

Beskrivelse	Enhet	Alt 2A	Alt 2B
Ekstra investering ift BOG basiskonsept	MNOK10	5.497	5.497
Redusert CO2 utslipp offshore	Mtonn	1,53	5,40
Redusert CO2 utslipp diskontert med 8%	Mtonn	0,69	2,51
Forskjell i netto nåverdi BOG konsept og konsept for elektrifisering	MNOK11	-4.594	-4.681
<b>Tiltakskostnad, nok/tonn CO2 (8%)</b>	<b>NOK11</b>	<b>6.623</b>	<b>1.866</b>
Redusert CO2 utslipp diskontert med 5%	Mtonn	0,80	2,97
Forskjell i netto nåverdi BOG konsept og konsept for elektrifisering (5%)	NOK11	-4.921	-5.067
Tiltakskostnad, kr/tonn CO2 (5%)	NOK11	5.376	1.544

**Tabell 2.8.** Tiltakskost for elektrifisering av ÅSC, alternativ 3

Beskrivelse	Enhet	Alt 3
Ekstra investering ift BOG basiskonsept	MNOK10	7.116
Redusert CO2 utslipp offshore	Mtonn	1,70
Redusert CO2 utslipp diskontert med 8%	Mtonn	0,59
Forskjell i netto nåverdi BOG konsept og konsept for elektrifisering	MNOK11	-5.091
<b>Tiltakskostnad, nok/tonn CO2 (8%)</b>	<b>NOK11</b>	<b>8.583</b>
Redusert CO2 utslipp diskontert med 5%	Mtonn	0,64
Forskjell i netto nåverdi BOG konsept og konsept for elektrifisering (5%)	NOK11	-6.024
Tiltakskostnad, kr/tonn CO2 (5%)	NOK11	6.981

Bruk av kraft fra land på kontinentalsokkelen er ikke utslippsfri, da kraft tilgjengelig i det norske kraftnettet inneholder en varierende andel kraft importert fra utlandet, produsert på ulike energibærere med utslipp til luft på produksjonsstedet. I en forsyningssituasjon der innenlands kraftproduksjon er mindre enn forbruket, vil en økning av forbruket gjennom elektrifisering offshore, medføre økt import av kraft. Det legges til grunn at i gjennomsnitt vil uttak av 1 kWh fra landnettet i Norge medføre utslipp av 0,333 kg CO<sub>2</sub> og 0,05 g NO<sub>x</sub>. Tap i overføringssystemet fra tilkoblingspunkt til innmating i kraftforbruker offshore må hensyntas i beregningen av nødvendig uttak av kraft.

Basert på et år med maksmalt kraftforbruk på installasjonene, vil dette medfører følgende årlige utslipp til luft for de ulike alternativene for elektrifisering av ÅSC. Det er ikke tatt hensyn til disse utslippsmengdene ved beregning av tiltakskost.

- Alt 1: 402.800 tonn CO<sub>2</sub> og 60.480 tonn NO<sub>x</sub>
- Alt 2A: 71.930 tonn CO<sub>2</sub> og 10.800 tonn NO<sub>x</sub>
- Alt 2B: 273.320 tonn CO<sub>2</sub> og 41.040 tonn NO<sub>x</sub>
- Alt 3: 129.450 tonn CO<sub>2</sub> og 19.440 tonn NO<sub>x</sub>

Overføring av HVDC kraft fra Kolsvik til Haltenbanken vil kreve ombygninger og utstyr på land i tillegg til sjøkabel og utstyr offshore:

- Ombygning og tilkobling i stasjonen i Kolsvik (300kV)
- Ny overføringslinje fra stasjonen i Kolsvik til omformerstasjon nær strandsone (ca 20 km)
- Ny HVDC omformerstasjon nær strandsone

Dette er tiltak som vil kreve behandling og godkjenning etter både Energiloven og Plan- og bygningsloven.

### 2.12.8 Elektrifisering – formålstjenlighet

Utredning av elektrifisering fra land innebærer at formålstjenligheten av et slikt tiltak skal vurderes.

Allerede i forbindelse med opprinnelig KU og PUD for Åsgardfeltet i 1995, ble elektrifisering av installasjonene med kraft fra land vurdert. I KU for Åsgard (/2A/) heter det: *"Det er kun likestrøm som vil være teknisk/økonomisk mulig med de avstandene og kraftbehovene det her er tale om. Prosjektet har ikke funnet det teknisk og økonomisk gjennomførbart med el-kraft fra land."*

Studier av kraftnettet på land viser at det er teknisk mulig med tilknytning til, og uttak av inntil 100 MW (300kV) fra stasjonen i Kolsvik uten at dette utløser behov for nettførsterkninger i sentralnettet. Uttak av 100 MW vil derimot kun være tilstrekkelig for elektrifisering av Heidrun og Åsgard Subsea Compression gjennom kabeltilknytning til Heidrun. Ved konseptvalg og beslutning om videreføring (BOV) har imidlertid rettighetshaverne i Åsgard-lisensen besluttet at kraft til kompresjonsanlegget skal importeres fra Åsgard A og ikke Heidrun. Kraft fra Heidrun ble vurdert å øke investeringskostnaden med i størrelsesorden 1,5 milliarder kroner sammenlignet med kraft fra Åsgard.

En mer omfattende elektrifisering av Haltenbanken medfører uttak og overføring av større kraftmengder, noe som forutsetter betydelige nettførsterkninger på land. Dette vurderes å ikke være mulig innen 2014/2015, når oppstart av gasskompresjon på Midgard er nødvendig for ikke å gå glipp av ressursene i Midgard og Mikkell.

Teknologi som er nødvendig for overføring av tilstrekkelig mengder kraft fra land til et havbunnbasert kompresjonsanlegg, direkte eller indirekte via en flytende installasjon, er ikke



kvalifisert og tilgjengelig innen en gjennomføringsplan med oppstart av kompresjon i 4. kvartal 2014.

I de samfunnsmessige konsekvensanalysene er også virkningene av et slikt kraftuttak vurdert ift de overordnede markedsmessige virkninger i det regionale kraftmarkedet (se kapittel 8.6). Her oppsummeres følgende:

- Leveranser av 40 MW kraft fra Kolsvik forsterker forsyningsproblemene i Midt-Norge og svekker forsyningsikkerheten i området betydelig. En slik leveranse vil derfor være samfunnsmessig vanskelig før overføringslinja mellom Ørskog og Fardal står ferdig.
- Leveranse av ytterligere 40 MW fra Tjeldbergodden er trolig teknisk mulig, men vil kreve et betydelig pristillegg, kanskje mer enn 20 % over systempris. Videre er Statnett og andre markedsaktører i stor tvil om dette i dagens forsynings situasjon er samfunnsmessig tilrådelig.
- Leveranse av 200 MW til elektrifisering av Åsgard er kapasitetsmessig mulig fra Kolsvik, men svekker forsyningsikkerheten i Midt-Norge så mye at Statnett melder at de neppe vil tilrå en slik leveranse før overføringslinja Ørskog-Fardal står ferdig.
- I området rundt Tjeldbergodden er leverings situasjonen så stresset at det neppe vil være mulig å innfase ytterligere 200 MW før overføringslinja er klar. Uansett vurderes dette ikke som samfunnsmessig tilrådelig.

Det er i ulike sammenhenger framhevet fra Stortinget sin side at elektrifisering av deler av sokkelen ikke kan gjennomføres før kraftforsyningen på land er tilstrekkelig robust med en tilfredsstillende forsyningsikkerhet.

Etter operatørens vurdering av de forsyningsmessige forholdene, vil det være mindre sannsynlig at det vil bli gitt konsesjon til tilkobling og uttak av kraft for elektrifisering av deler av Åsgard før oppstart av kompresjonsløsningen.

Operatøren er av den oppfatning at elektrifisering av Åsgard Subsea Compression Project med kraft fra land fra oppstart høsten 2014 ikke er kommersielt mulig og heller ikke formålstjenlig, verken i et operatørmessig eller samfunnsmessig perspektiv.

Kompressor anlegget vil imidlertid kunne drives med kraft fra land dersom Åsgard A eller Åsgard B elektrifiseres gjennom vekselstrøm som gjøres tilgjengelig i området.

### 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.

Virksomheter i kvotesystemet må hvert år innlevere en rapport til Klima- og forurensningsdirektoratet (KLIF) som dokumenter utslippet det foregående året. Samtidig må de levere kvoter tilsvarende utslippene. Har noen hatt høyere utslipp enn tildelt kvotemengde, må de kjøpe kvoter i markedet. Virksomheter som har redusert sine utslipp, kan tilsvarende selge sitt overskudd av kvoter i markedet. Et velfungerende kvotesystem med fritt omsettelige kvoter stimulerer til at utslippsreduksjoner gjennomføres der de er rimeligst.

Til forskjell fra den første perioden fra 2005 til 2007, omfatter kvotesystemet fra 2008 CO<sub>2</sub>-utslipp fra all fossil brensel, også de utslippene som er belagt med CO<sub>2</sub>-avgift. Dette betyr at utslipp fra petroleumsaktivitet på norsk kontinentalsokkel er inkludert.

Det blir ikke tildelt vederlagsfrie kvoter til petroleumsinstallasjoner på sokkelen. CO<sub>2</sub>-avgiften for petroleumsinstallasjoner på sokkelen er redusert, slik at den samlede utslippskostnaden med CO<sub>2</sub>-avgift og kjøp av kvoter blir videreført på tilnærmet dagens nivå.

All omsetning av kvoter i kvotesystemet registreres i et kvoteregister. Det norske kvoteregisteret administreres av KLIF. Alle virksomheter som omfattes av det norske kvotesystemet har fått opprettet en konto i kvoteregisteret.

Kvotepiktige bedrifter skal hvert år innen 1. mars levere en rapport om kvotepiktige utslipp det foregående året. Rapporten skal dokumentere at utslippene er beregnet og målt i henhold til reglene

i klimakvoteforskriften. KLIF kontrollerer og godkjenner rapporten innen 1. april. Oppgjør skal finne sted senest innen 30. april. Innen denne datoen må bedriften ha skaffet tilveie eventuelle manglende kvoter og ha overført kvoter tilsvarende sine utslipp til Statens oppgjørskonto i kvoteregisteret

### 2.13.1 Implementering av ÅSC i kvote- og avgiftssystemet

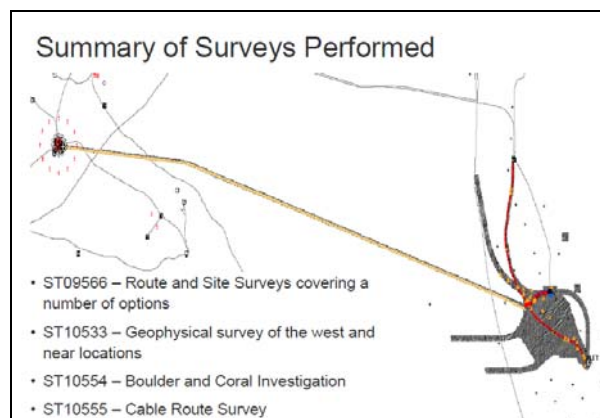
Drift av Åsgard havbunnskompresjon vil gi kvotepliktige utslipp av klimagasser fra nødvendig kraftgenerering på Åsgard A fra oppstart, og fra Åsgard B fra ca 2025. I tillegg vil det bli videreført utslipp av klimagasser fra kompresjon på Åsgard B for eksport gjennom Åsgard Transport. Det vil bli søkt KLIF om tillatelse til kvotepliktige utslipp av CO<sub>2</sub>. Basert på denne tillatelsen vil det årlig bli innrapportert kvotepliktige utslipp for ulike utslippskilder. Antall kvoter som svarer til virksomhetens verifiserte, kvotepliktige utslipp vil overføres til Statens oppgjørskonto i kvoteregisteret.

I tillegg til utslippene på installasjonene på sokkelen, vil det være utslipp av klimagasser på gassbehandlingsanleggene på Kårstø. Disse utslippene vil inngå i operatøren Gassco's innrapportering av kvotepliktige utslipp.

## 2.14 Grunnundersøkelser og havbunnskartlegging

Hensikten med geotekniske kartlegginger og kartlegging av traseer for rørledninger er å få fram optimale tomteområder og traseer og å identifisere mulige hindringer på havbunnen; som vrak, steinområder, groper, områder med dårlig bæreevne, korallforekomster etc.

Figur 2.23 viser en oversikt over de undersøkelser som er gjennomført.



**Figur 2.23.** Oversikt over gjennomførte grunn- og havbunnsundersøkelser. Midgard X, Y og Z til høyre, og Åsgard A oppe til venstre. Rødt angir rørledninger, og gulbrunt antyder kabeltrase.

### 2.14.1 Grunnundersøkelser

Det er gjennomført geotekniske grunnundersøkelser ved Midgard Y bunnramme for å kartlegge grunnforholdene for installasjon av den havbunnsbaserte kompressorstasjonen med tilliggende systemer. Undersøkelsene er gjennomført for å finne en optimal lokalisering av de moduler og strukturer som skal installeres, med hensyn på faktorer som grunn- og bæreforhold, helling, behov for steininstallasjon for fundamentering, forekomst av koraller og større steiner og traseer for inn- og utgående rørledninger og kabler.

Det er gjennomført geotekniske undersøkelser av fire alternative lokasjoner i nærheten av Midgard Y bunnramme:

- Nærlokasjon, sør-sørøst for Y-rammen (innenfor ankermønsteret for rammen)
- Vestlokasjon, sørvest for Y-rammen (utenfor ankermønsteret for rammen)
- Østlokasjon, øst for Y-rammen (utenfor ankermønsteret for rammen)
- Nordlokasjon, nord for Y-rammen (utenfor ankermønsteret for rammen)

Havbunnen er preget av mange isskuringsstriper ("iceberg plough marks") i nordøst-sørvestlig retning, typisk 5–10 meter dype og 50–100 meter brede, grunnere huller og forsenkninger samt spredte forekomster av koraller og større rullesteiner. Det øverste laget av havbunnssedimentene (< 1 meter tykt) består av myk til meget myk sandig og dels siltig marin leire. Det er også lokalisert områder med grovere sedimenter som grus og småsteiner liggende på

leire. Dypere ned i sedimentene er det 4–6 meter tykke lag av myk til hardere istidsavsatt leire, med innhold av steiner av variabel størrelse. Under 15 meter er sedimentene hardere og mer konsolidert.

Basert på de gjennomførte grunnundersøkelsene og vurdering av HMS forhold under drift og vedlikehold ved de alternative lokasjonene, er det besluttet å installere kompressorstasjonen på den vestre lokasjonen ved Y-bunnrammen. Vanddybden i området varierer mellom 263 – 270 meter.

### 2.14.2 Havbunnskartlegging

Det er under prosjektutviklingen gjennomført ulike havbunnskartlegginger for å identifisere og optimalisere mulige traseer. I det følgende gis en kort beskrivelse av de relevante kartleggingene.

Oppløsning på havbunnskartleggingen er i tråd med vanlig høykvalitetskartlegging gjennomført av operatøren Statoil. Skrogmontert utstyr som multistråleekkolodd og grunt penetrerende seismiske kilder vil kunne avdekke høyder og gjenstander i størrelsesorden 1–2 meter. De seismiske kildene vil også avdekke slike strukturer under havbunnen. Når kartleggingen er gjennomført med ROV-montert utstyr som video vil dette kunne avdekke høyder og gjenstander i desimeterstørrelse.

#### ST09566 (september – oktober 2009) (/14/)

Det ble benyttet følgende undersøkelsesmetoder:

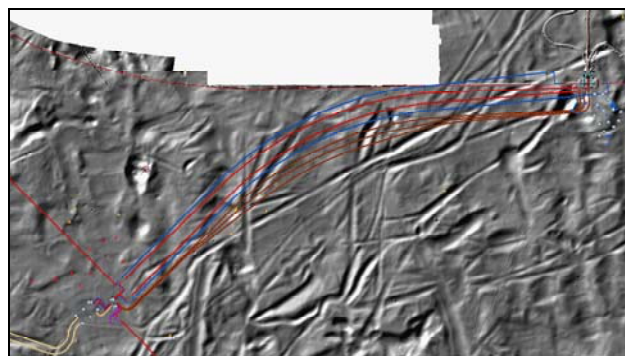
- MBE: Multi Beam Echosounder
- SSS: Side Scan Sonar
- SBP: Sub Bottom Profiler

Følgende områder ble undersøkt, der korridorbredde og omfang var avhengig av omfang av tidligere undersøkelser:

- Område ved Midgard Y for Åsgard Minimum Flow (ÅMF) tomteområde, inklusive et areal på 250m x 600m
- Trase fra ÅMF tomteområde til Midgard X, 100 m korridorbredde
- Trase fra ÅMF til Heidrun, 300 m korridorbredde
- Trase ÅMF område, Base case til Midgard Y-101, 300 m korridorbredde
- Trase ÅMF område, Alternativ til Midgard Y-101, 300 m korridorbredde
- Trase fra Midgard Y til Midgard Z, 100 m korridorbredde

- Tomteområde, alternativ ÅMF øst. Et areal på 500m x 500 m
- Tomteområde, alternativ ÅMF nord. Et areal på 500m x 500 m

Figur 2.24 viser bilde fra gjennomført havbunnskartlegging i området mellom Midgard Y bunnramme og besluttet vestlokasjonen for installasjon av kompressorstasjonen.



**Figur 2.24.** Havbunnskartlegging av området mellom Midgard Y ramme og lokasjon for installasjon av kompressorstasjon.

Sommeren 2010 ble steiner og mulige korallforekomster i nærheten av mulige traseer og lokasjoner undersøkt på nytt i undersøkelsen:

#### ST10553 (august 2010) (/15/)

Det ble benyttet ROV montert video- og stillbildeutstyr. Alle identifiserte objekter ble posisjonert, videofilmet og fotografert.

#### Forekomst av kulturminner og koraller

Det er under grunn- og havbunnsundersøkelsene ikke avdekket funn av kulturminner. Det er registrert forekomst av koraller ved området for vestlokasjonen for kompressorstasjonen og i nærheten av traseer for rørledninger og kabler, med avstand 60–580 meter fra planlagt infrastruktur. Det henvises til kapittel 3.9 for nærmere omtale av koraller.

#### Ytterligere havbunnsundersøkelser i 2011

Det er ikke konkludert om det er behov for ytterligere havbunnskartlegginger i 2011. Dette vil eventuelt omfatte verifisering av nøyaktighetslokalisering av deler av eksisterende infrastruktur, samt avklaring av behov for ytterligere optimalisering av kabeltraseer.

## 2.15 Miljøovervåking

Overvåkingsundersøkelsene gjennomføres med hjemmel i Forskrift om utføring av aktiviteter i petroleumsvirksomheten (Aktivitetsforskriften).

- Grunnlagsundersøkelser
- Overvåkingsundersøkelser

**Grunnlagsundersøkelser** gjennomføres på havbunnen i forkant av boreaktivitet, for å kartlegge miljøtilstanden, med fokus på fysiske, kjemiske og biologiske parametere. Da utbygging av Åsgard havbunnskompresjon ikke medfører ny boring eller brønnaktivitet, vil det ikke gjennomføres grunnlagsundersøkelser i forbindelse med utbyggingen.

**Overvåkingsundersøkelser** for felt i drift gjennomføres for både bunnsedimenter og vannsøyle. Norsk kontinentalsokkel er delt inn i 11 overvåkingsregioner, og det blir gjennomført samtidige undersøkelser for alle feltinstallasjoner innen hver enkelt region. Som en hovedregel gjøres dette hvert 3. år, og til samme tid hver gang (mai-tidlig juni). Det tas prøver av både sedimenter og vannsøyle for overvåkingsundersøkelser.

Åsgard og Midgard ligger i region VI, og den regionale undersøkelsen i dette området ble sist gjennomført i 2009. For resultater og tilstandsbeskrivelser i Åsgardområdet, blir det vist til kapittel 3.11 for nærmere beskrivelser.

## 2.16 Avfallshåndtering

Utbygging og drift av Åsgard havbunnskompresjon medfører ikke bore- og brønnoperasjoner. Det vil derfor ikke bli generert bore- og brønnrelatert avfall som følge av utbyggingen.

Valg av en havbunnsbasert kompressorstasjon som utbyggingskonsept medfører at det ikke genereres avfall lokalt på Midgard. Brønnstrømmen med forhøyet trykk vil som i dag håndteres og produseres i eksisterende prosess- og behandlingssystemer på Åsgard B.

Under anleggs- og utbyggingsfasen vil det genereres en del avfall knyttet til emballasje og beskyttelse under transport og installasjon av moduler og utstyr på havbunnen på Midgard og på Åsgard A. Dette avfallet vil bli tatt hånd ombord og brakt til den aktuelle baselokasjon for videre avfallhåndtering på land.

Kjemikalier som tilsettes brønnstrømmen før ankomst Åsgard B vil som i dag bli separert ut og håndtert for enten gjenbruk eller håndtert som avfall på Åsgard B. Det er ikke identifisert behov for modifikasjoner av disse systemene som følge av kompressorstasjonen.

En høyere utnyttelse av kraftgenereringskapasiteten på Åsgard A vil kunne medføre noe økt behov for vedlikehold på roterende utstyr i eksisterende kraftstasjon. Dette vil kunne gi noe økt avfallsgenerering, men det forventes ikke vesentlige endringer ift dagens avfallsmengder og sammensetning. Drift av kompressorstasjonen vil inngå som en integrert del av driften av Åsgard B og Åsgard A. Drift av kompressorstasjonen forventes ikke å medføre bemanningsmessige endringer av betydning for avfallsgenereringen på de involverte installasjonene.

Drift av den havbunnsbaserte kompressorstasjonen forventes ikke å ville medføre endringer i avfallsmengder og sammensetning av betydning. Generert avfall vil inngå i og omfattes av de etablerte planer og løsninger for avfallshåndtering som er implementert på Åsgard A og Åsgard B. Avfallet vil bringes til land for videre avfallshåndtering.

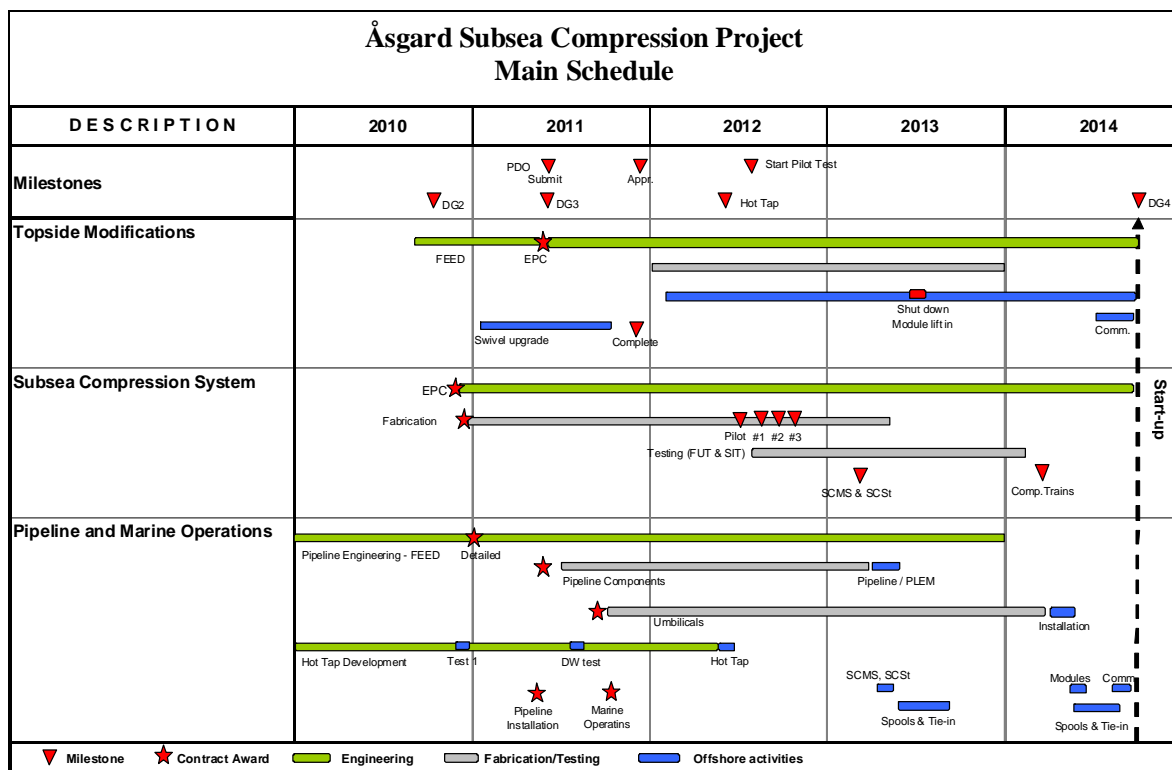
Gass-væske separatorene i kompressorstasjonen vil kunne inneholde radionukleære kilder for nivådeteksjon, som vil kunne utsette personell for stråling under demontering og vedlikehold. Under den videre prosjektutvikling vil det i samarbeid med leverandør utvikles prosedyrer for demontering, håndtering og vedlikehold av separatorene, slik at disse håndteres på en forsvarlig måte ift personelleksponering og i samsvar med aktuelt regelverk.

Kompressorstasjonen vil være modulbasert, noe som medfører at ved behov for vedlikehold eller reparasjon vil de aktuelle modulene bli erstattet med reservemoduler fra forsyningsbasen på land. Utskiftede moduler fraktes til basen for vedlikehold og reparasjon i egnede verkstedfasiliteter. Avfall som genereres i forbindelse med dette vil tas hånd om av de etablerte system og ordninger for avfallshåndtering som finnes ved baselokasjonen.

## 2.17 Tidsplan for prosjektet

Prosjektets foreløpige hovedplan som er lagt til grunn for utbygging av Åsgard havbunnskompresjon er vist i figur 2.25 under. Planen er

basert på at rettighetshaverne i utvinningslisensene sanksjonerer investeringsbeslutningen i løpet av juni 2011, og oppstart av havbunnskompresjon i 4. kvartal 2014.



Figur 2.25. Foreløpig hovedplan for utbygging av Åsgard Subsea Compression Project.

## 2.18 Investeringer og kostnader

De totale investeringskostnadene for utbyggingen av Åsgard havbunnskompresjon inkluderer følgende hovedelementer:

- Havbunnbasert kompressorstasjon med manifoldstasjon og kontrollfunksjoner
- Rørledninger for oppkobling til eksisterende rørledninger fra Midgard til Åsgard B
- Modifikasjoner på Åsgard A og Åsgard B
- Kombinert kraft- og kontrollkabler mellom Åsgard A og kompressorstasjon på Midgard
- Framtidig kraftkabel mellom Åsgard B og kompressorstasjonen på Midgard (fra 2025)

Investeringskostnadene vil gjennom innsending av PUD, legges fram ved tidspunkt for beslutning om gjennomføring. Ved beslutning om videreføring sommeren 2010 var kostnadene beregnet til om lag 12,5 milliarder kroner. I hovedsak vil investeringene komme i 2011–2014, med hovedtyngden i 2012–2013.

For mer detaljert informasjon om investering og kostnader henvises det til kapittel 8.

## 2.19 Avslutning

Etter avsluttet produksjon og nedstenging vil innretninger på feltet bli fjernet i henhold til OSPAR beslutning 98/3. Tilsvarende vil topside moduler på vertsplattform fjernes.

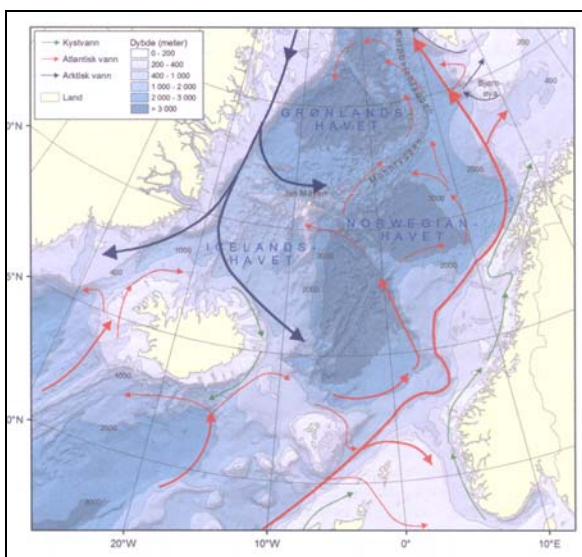
For rør og kabler gjelder retningslinjene i St.meld. nr. 47 (1999–2000) *Disponering av utrangerte rørledninger og kabler*. Som en generell regel kan rør og kabler etterlates når de ikke er eller kan bli til ulempe eller utgjøre en risiko for bunnfiske, vurdert ut fra kostnadene med nedgraving, tildekking eller fjerning.

I tråd med gjeldende bestemmelser vil det i god tid før avslutning av produksjonen bli lagt fram en avslutningsplan med forslag til disponering av havbunninstallasjoner og rørledninger.

### 3. Områdemessig beskrivelse

Norskehavet er et stort havområde, avgrenset av Nordsjøen, Norskekysten, Barentshavet, Islandshavet og Grønlandshavet. Gjennomsnittlig dybde i dette havområdet er på 1.800 meter.

Det er flere strømmønster som påvirker vannmassene, både mht temperatur, saltinnhold og næringsinnhold. Langs Norskekysten går den norske kyststrømmen i nordlig retning, mens den atlantiske havstrømmen går i nordlig retning lenger vest. Fra Polhavet føres kaldt arktisk vann sørover langs østkysten av Grønland og inn i Norskehavet gjennom østlig avbøying av strømmen nord for Jan Mayen og Island, se kart over området i figur 3.1.



**Figur 3.1.** Kart over Norskehavet og tilgrensende havområder. Pilene på kartet viser styrke og retning på hovedstrømmene i de ulike vannmassene. Dybdekonturer er vist med ulike blåfarger.

#### 3.1 Forholdet til den regionale konsekvensutredningen

Hensikten med den regionale konsekvensutredningen for Norskehavet (RKU Norskehavet) er å behandle de samlede konsekvensene petroleumsvirksomheten på norsk sokkel i Norskehavet. En oppdatert RKU for Norskehavet ble godkjent av Olje- og energidepartementet (OED) i 2003.

#### 3.2 Helhetlig forvaltningsplan for Norskehavet

Hensikten med Helhetlig forvaltningsplan for Norskehavet er dels å presentere et oppdatert kunnskapsgrunnlag for naturressurser og aktiviteter i området, dels en vurdering av hvordan ulike aktiviteter påvirker hverandre, og dels en helhetlig tilnærming til hvordan ulike aktiviteter og samfunnsinteresser skal håndteres og forvaltes i forhold til hverandre ved eventuell interessekonflikter. Helhetlig forvaltningsplan for Norskehavet ble godkjent av Stortinget i 2009.

RKU Norskehavet og Helhetlig forvaltningsplan for Norskehavet med tilhørende grunnlagsrapporter gir samlet en bred og omfattende beskrivelse av de ulike ressurs, miljø- og aktivitetsforhold i Norskehavet. I det følgende er det derfor bare gitt en mer kortfattet og overordnet beskrivelse når det gjelder naturressurser og miljøforhold i influensområdet til Midgard og Åsgard B.

#### 3.3 Kort om området

Norskehavet er, noe avhengig av hvordan det avgrenses, på rundt 1,1 millioner km<sup>2</sup> og et totalt volum på ca 2 millioner km<sup>3</sup>. Havdypet varierer fra 200 meter på kontinentalsokkelen til ca 4.000 meter på dyphavet.

Norskehavet har et rikt naturmangfold og stor biologisk produksjon, og det pågår betydelige fiskerier gjennom hele året. De viktigste fiskeriene er etter norsk vårgytende sild, kolmule, nordøstarktisk sei, nordøst-atlantisk makrell og norsk-atlantisk torsk. I Norskehavet er det også betydelige petroleumsforekomster. I januar 2010 er 13 felt i Norskehavet i produksjon. Det kan bli aktuelt å etablere vindkraftanlegg i Norskehavet. De kystnære områdene er viktige i transportsammenheng. I tillegg har havområdet også betydning for turisme basert på naturopplevelser og turistfiske.

Ut fra en helhetsvurdering er miljøtilstanden i Norskehavet god. Det er likevel betydelige utfordringer i forvaltningen av Norskehavet, særlig knyttet til effekter av klimaendringer og forsuring

av havet, overbeskatning av enkelte fiskebestander, risiko for akutt forurensning, nedgang i sjøfuglbestander og behovet for bevaring av korallområder.

### 3.4 Særlig verdifulle og sårbare områder

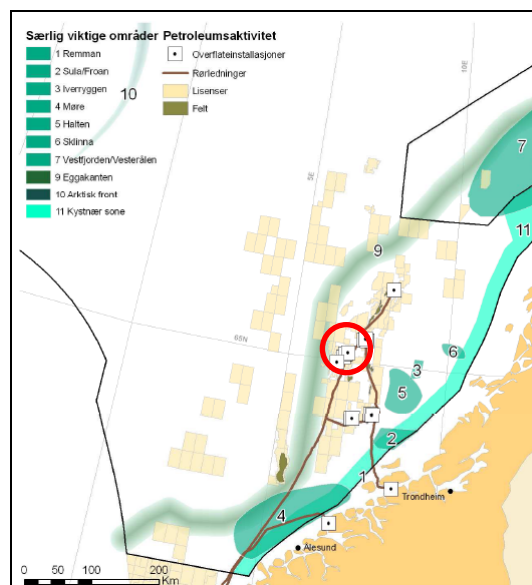
Det er i arbeidet med Helhetlig forvaltningsplan for Norskehavet gjennomført analyser av områder som peker seg ut som særlig verdifulle og sårbare i miljø- og ressursammenheng. Disse er identifisert og beskrevet i rapporten:

- *Helhetlig forvaltningsplan for Norskehavet: Arealrapport med miljø- og naturressursbeskrivelse. Fisken og Havet, nr 6–2007. (/16/).*

Et særlig verdifullt område er et geografisk avgrenset område som inneholder en eller flere særlig betydelige forekomster av miljøverdier, verdsatt etter andel av internasjonal, nasjonal og regional bestand, samt restitusjonsevne, bestandsstatus og rødlistestatus. Områdene er valgt ut ved hjelp av forhåndsdefinerte kriterier, hvor betydning for biologisk mangfold og biologisk produksjon har vært de viktigste.

I Norskehavet er det identifisert 11 områder som anses å være særlig verdifulle. Disse områdene tilfredsstiller minst ett av de to viktigste utvalgsriteriene, viktighet for biologisk mangfold og viktighet for biologisk produksjon. De utvalgte områdene er svært forskjellige av natur, men har likevel det til felles at de er viktige for mer enn én art, omfattes gjerne av flere utvalgsriterier og allerede er anerkjent for sin verdi. Dette er områder som omfatter viktige gyte- og oppvekstområder for fisk. Figur 3.2 viser ni av de identifiserte områdene sammen med oversikt over petroleumsaktiviteten.

Som det framgår av figur 3.2, er området for utbygging av Åsgard havbunnskompresjon ikke omfattet av de definerte særlig sårbare områder.



**Figur 3.2.** Petroleumlisenser, felt i drift, overflateinstallasjoner, rørledninger i Norskehavet i forhold til de særlig verdifulle og sårbare områdene. Overflateinstallasjoner på land er landanlegg. Rød sirkel markerer Åsgard-Midgardområdet.

### 3.5 Fiskeressurser og fiskerier

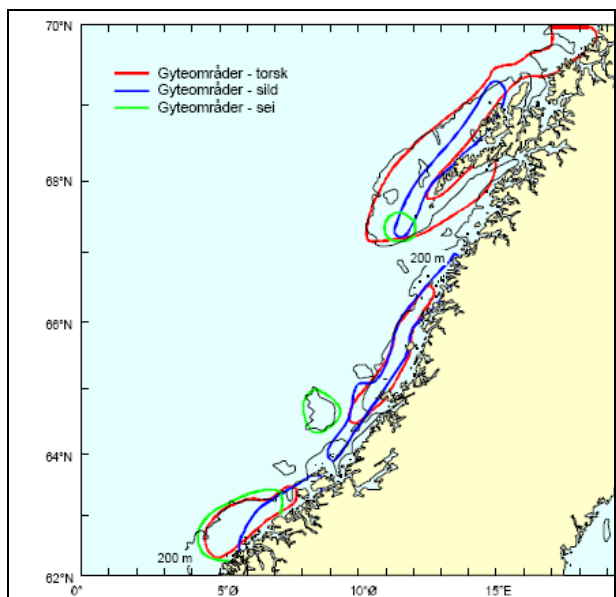
#### 3.5.1 Fiskeressurser

Norskehavet inneholder flere områder av stor viktighet for fiskeressursene langs kysten.

De viktigste fiskeartene i området (torsk, sei, hyse, sild m.fl.) har alle lignende livssyklus der de gyter i første halvår før larvene sprer seg over større områder der de vokser opp, og som de voksne så bruker til beiting. Beiting foregår enten spredt over store områder, eller gjennom beitevandring fra område til område før fisken vandrer mot gytefeltene om vinteren. Generelt er egg- og larvestadiet de stadiene der fisk er mest sårbar for ytre påvirkning enten i form av miljøgifter, støy, endring av de fysiske habitatet eller endring av fødetilgang. Voksen fisk er mer resistent mot fysisk påvirkning, forurensning med mer, men adferden kan endres som følge av bla. påvirkning fra støy, uttak, mattilgang osv. Dette gjelder spesielt når fisken er konsentrert i et lite område slik som under gytevandring eller gyting.

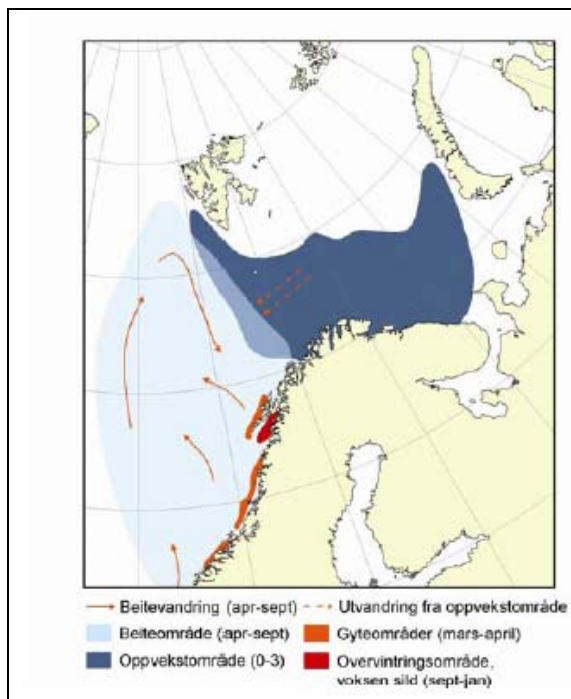
Sårbarhetene for fisk er derfor høyest under gytevandring, selve gytingen og under egg- og larve stadiet, noe som skjer i perioden januar til og med juli for alle de viktigste artene sett under ett. I figur 3.3 er de viktigste gyteområdene for sild,

torsk og sei vist, slik disse er presentert i RKU Norskehavet 2003.

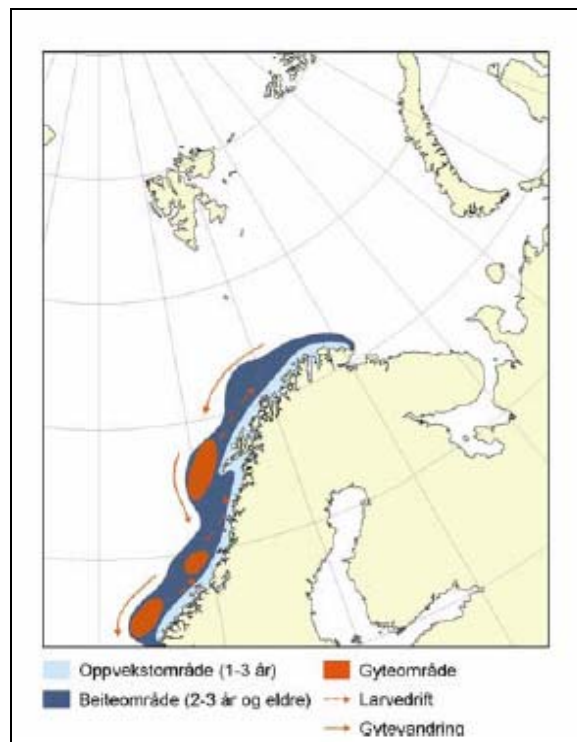


Figur 3.3. De viktigste gyteområdene til torsk, sild og sei (RKU Norskehavet 2003).

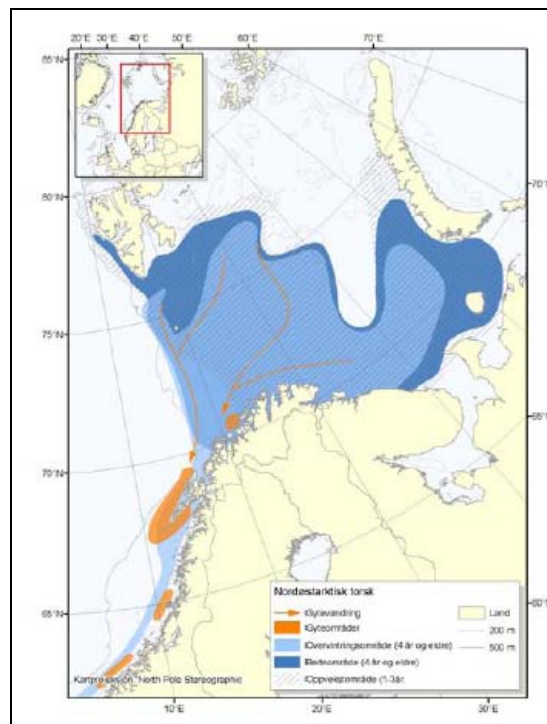
Figurene 3.4 – 3.6 viser viktige områder for livssyklus og vandringer hos viktige kommersielle fiskearter i Norskehavet.



Figur 3.4. Utbredelses- og vandringsmønstre for NVG sild. Overvintringsområder er slik det var inntil nylig, nå er det kraftig utvidet. Hentet fra (/16/).



Figur 3.5. Utbredelsesområder, larvedrift og vandringsmønstre for sei i norske farvann nord for 62°N. Hentet fra (/16/).



Figur 3.6. Utbredelses- og gyteområde for Norsk-atlantisk torsk. Hentet fra (/16/).



### 3.5.2 Fiskerier

Norskehavet og Haltenbanken er generelt viktige områder for fiskeriene, som medfører både en betydelig sysselsetting og landing av fiskefangster med store økonomiske verdier.

RKU Norskehavet 2003 oppgir området ved Åsgard som "ikke viktig" for både fiske med line/garn, not og trål. I det oppdaterte datagrunnlaget fra 2008 for Helhetlig forvaltningsplan for Norskehavet, bekrefte denne klassifiseringen som "ikke viktig", jamfør tabell 3.1. Dette samsvarer med den relativt lave fiskeriaktiviteten i Åsgard-Midgard området, jamfør figur 3.7 og 3.8.

**Tabell 3.1.** Oppdatert vurdering av fiskeriaktivitet i nærområdet til petroleumfeltet. Hentet fra Larsen mfl. 2008. (Helhetlig forvaltningsplan for Norskehavet 2009).

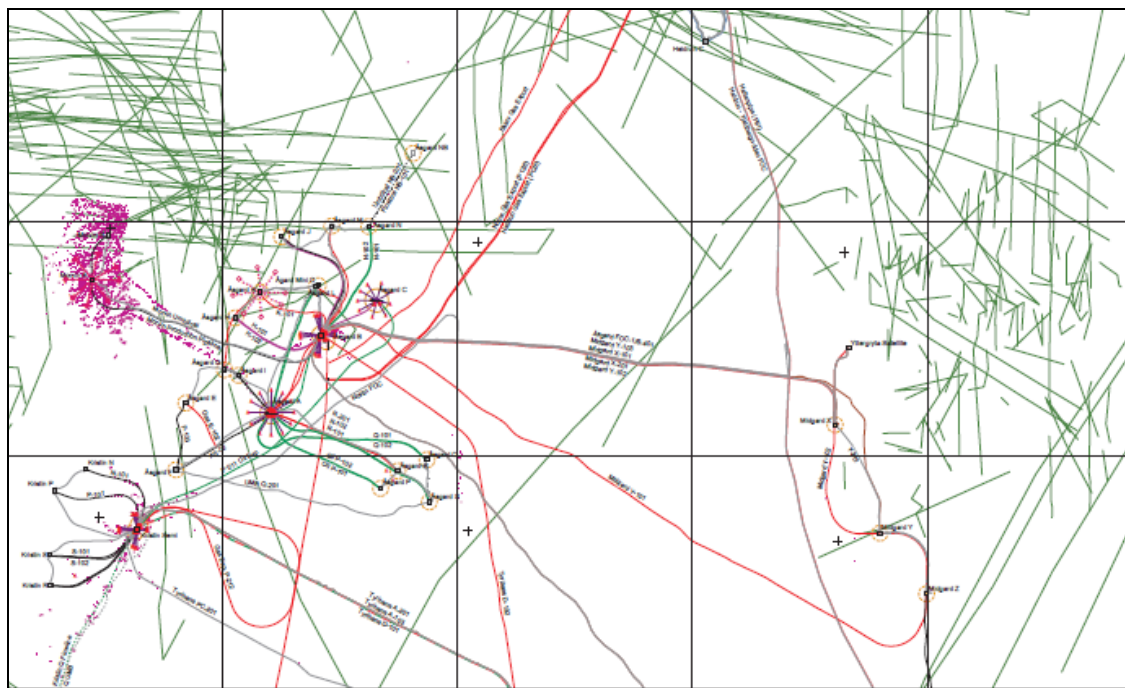
Felt	Line/ garn				Not / pelagisk trål				Bunntrål			
	IV	LV	V	MV	IV	LV	V	MV	IV	LV	V	MV
Felt i produksjon												
- Draugen	X		X <sup>1</sup>		X	X <sup>2</sup>			X			
- Heidrun	X				X		X <sup>2</sup>			X		
- Kristin	X	X <sup>1</sup>			X				X			
- Mikkel	X				X				X			
- Njord	X		X <sup>1</sup>		X	X <sup>2</sup>			X			
- Norne	X			X <sup>1</sup>	X					X		
- Urd <sup>4</sup>	X				X				X			
- Åsgard	X				X				X			
- Ormen Lange <sup>5</sup>			X		X				X			
Felt under utbygging												
- Tyrhaug	X				X					X		
Planlagte utbygging												
- Alve <sup>6</sup>	X				X				X			
- Idun <sup>7</sup>	X				X				X			
- Skarv	X				X				X			
Funn i planleggingsfasen												
- Trestakk <sup>8</sup>	X	X <sup>1</sup>			X				X			
- Marak <sup>7</sup>	X				X				X			
Månlige framtidige felt												
- Gassfeltene Voring <sup>8</sup>	X				X				X			
- Gassfeltene Haltenbanken Nord			X		X				X			
- Gassfeltene Haltenbanken Sor		X			X				X			
- Oljefunn Morebassenget			X					X				X
Leteboringer												
- Norsk sone (5 pr år)												
- Jan Mayen (5 i årene 2015-2025)	X					X			X			

1) Gjelder kun for autolinefiske.  
 2) Gjelder bare pelagisk tråling etter vassild.  
 3) I RKU Norskehavet definert som viktig for vassild-tråling. Dette fisket foregår ikke ved feltet.  
 4) I hovedsak som Norne, men lengre unna trålfelt.  
 5) Vurdert ut fra KU for Skarv og Norne  
 6) Vurdert tilsvarende som Kristin.  
 7) Lokalisert like nord for Mikkel, tilsvarende fiske.  
 8) Lokalisert vest for eggkanten. Lite fiske i området.

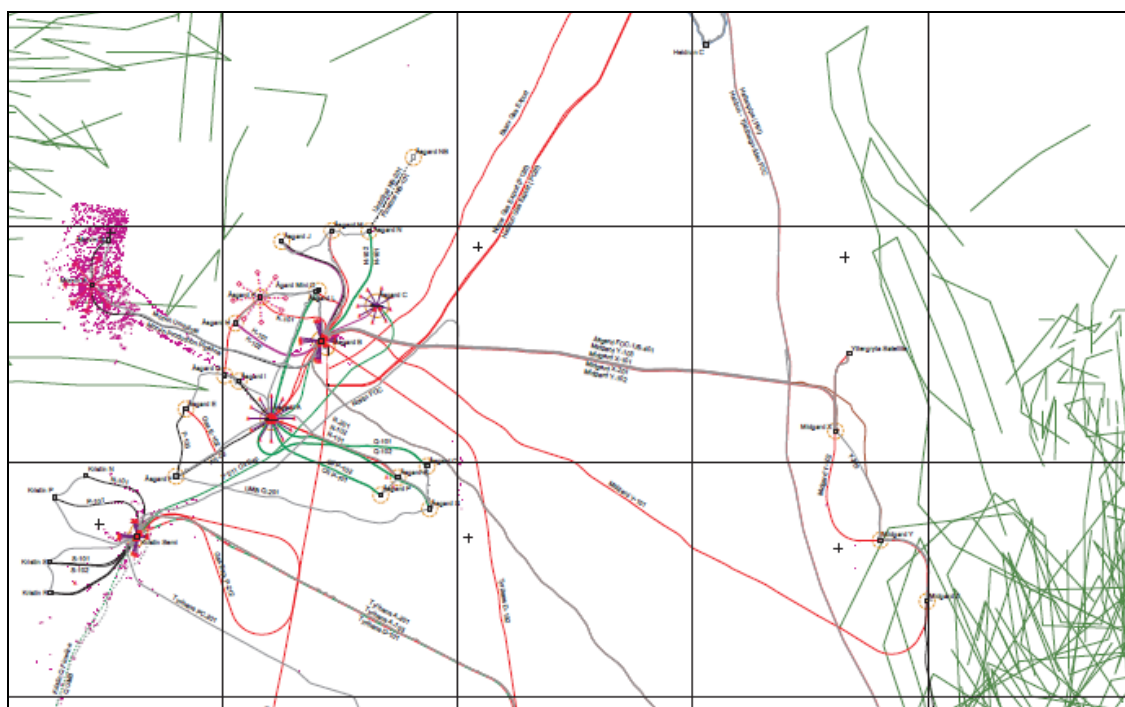
Rundt eksisterende havbunnsrammer på Åsgard er det etablert en sikkerhetssone (radius 500 meter) med forbud mot oppankring og fiske med bunnredskap (trål og snurrevad).

Satelittsporingsdata fra fiskefartøyer benyttes for å utarbeide kart over fiskeriaktiviteten. Oppdaterte sporingsdata mottatt fra Fiskeridirektoratet viser fiskeriaktiviteten i Åsgard-Midgard området i årene 2006 og 2009, jamfør figurene 3.7 og 3.8. Kartene inneholder sporingsopplysninger for alle typer fiskefartøyer, men fartøystørrelsen varierer:

- Fram til sommeren 2009 ble alle fiskefartøyer over 24 meter sporet
- Fra sommeren 2009 ble alle fiskefartøyer over 20 meter sporet
- Fra sommeren 2010 blir alle fiskefartøyer over 18 meter sporet



**Figur 3.7.** Fiskeriaktivitet i området Åsgard – Midgard 2006. Basert på satellittsporing av fiskefartøyer over 24 m lengde. Røde linjer er rørledninger, rette grønne linjer er fartøysbevegelser. Sporingdata fra Fiskeridirektoratet.



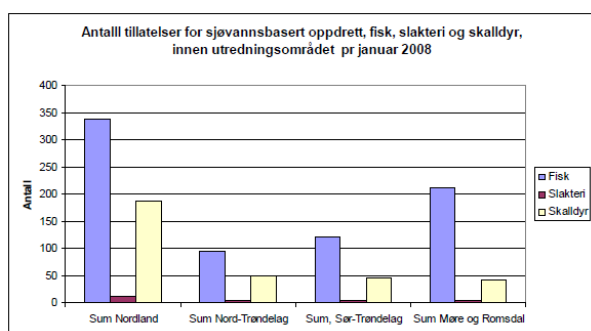
**Figur 3.8.** Fiskeriaktivitet i området Åsgard – Midgard 2009. Basert på satellittsporing av fiskefartøyer over 20 m lengde. Røde linjer er rørledninger, rette grønne linjer er fartøysbevegelser. Sporingdata fra Fiskeridirektoratet.

Fiskeriaktiviteten kan oppsummeres som følger, basert på satellittsporingdata supplert med observasjoner:

- Aktiviteten varierer noe mellom ulike geografiske del-områder og år, men viser generelt et relativt lavt nivå.
- Fartøysaktiviteten som enkelte år foregår mellom de flytende installasjonene på Åsgard og havbunnsinstallasjonene på Midgard og Yttergryta er fiske med line og i noen tilfeller med garn. Det er ikke observert trålfiske i disse områdene.
- Øst for Midgard foregår trålfiske etter sei. Trålfiske etter vassild og noe uer foregår vest for Åsgard og Morvin.
- Det er ikke registrert tråling på selve Åsgardfeltet.

### 3.6 Akvakultur

Det er en omfattende akvakulturaktivitet langs kysten, som omfatter oppdrett av både atlantisk laks, torsk og skjell, samt tilhørende slakteriaktivitet. Aktiviteten domineres av oppdrett av atlantisk laks. Antall tillatelser innen oppdrett i utredningsområdet for Helhetlig forvaltningsplan for Norskehavet er vist i figur 3.9. Den geografiske fordelingen av de godkjente oppdrettslokalitetene langs kysten framgår av figur 3.10.



**Figur 3.9** Antall tillatelser for ulike kategorier innen oppdrett pr januar 2008 fordelt på utredningsområdet for Helhetlig forvaltningsplan for Norskehavet.

Oppdrettslokalitetene er ofte lokalisert i indre og mer skjermede farvann, og er i varierende grad eksponert for direkte påslag av oljeforurensninger.



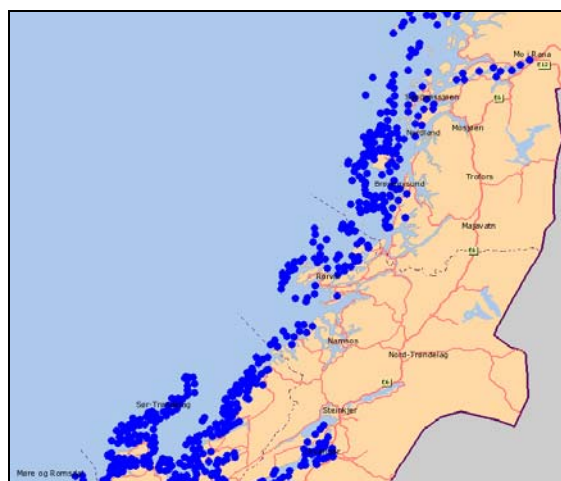
**Figur 3.10.** Registrerte godkjente oppdrettslokaliteter i sjø langs kyststrekningen Møre og Romsdal – Nordland (røde punkt), pr oktober 2010. Midgard er vist med orange sirkel og blå pil. (Fiskeridirektoratets kartverktøy, [www.kart.fiskeridir.no](http://www.kart.fiskeridir.no)).

### 3.7 Sjøfugl

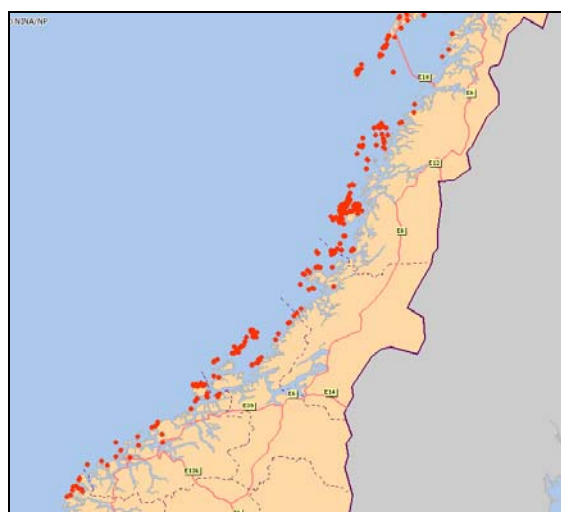
Norskehavet er et viktig område for noen av de største forekomstene av sjøfugl i nordøst Atlanteren. Sjøfugler omfatter arter som helt eller delvis er avhengige av havet for å skaffe næring.

Pelagisk dykkende fugl (havsule, alkekonge, alke, polarlomvi, lomvi og lunde) regnes som mest sårbare for oljeforurensning, og vil generelt kunne finnes i åpne havområder sommer, høst og vinter.

Fra det nettbaserte databaseverktøyet SEAPOP er det hentet ut kart som viser forekomst av pelagisk dykkende sjøfugl i vinter- og sommerhalvåret, se figur 3.11 og 3.12.



**Figur 3.11.** Forekomst av pelagisk dykkende sjøfugl (alle arter) i Norskehavet i vinterhalvåret. Fra SEAPOP.

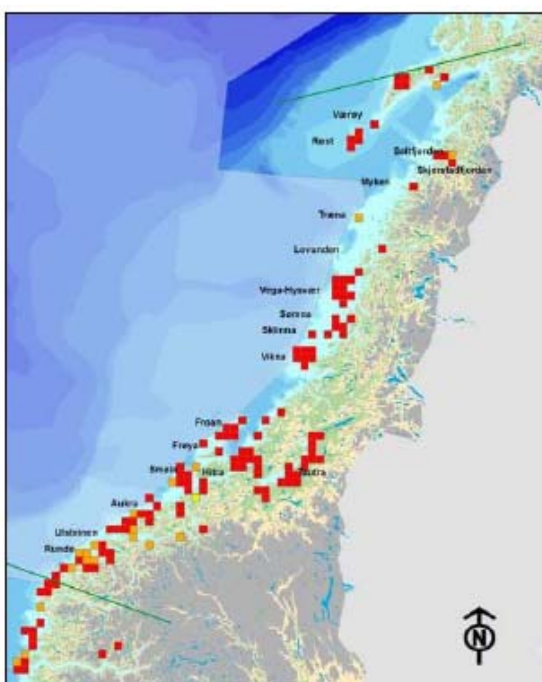


**Figur 3.12.** Forekomst av pelagisk dykkende sjøfugl (alle arter) i Norskehavet i sommerhalvåret. Fra SEAPOP.

Som del av grunnlagsmaterialet for Helhetlig forvaltningsplan for Norskehavet, er også konsekvenser for sjøfugl vurdert i rapporten:

- *Tverrsektoriell vurdering av konsekvenser for sjøfugl. Grunnlagsrapport til en helhetlig forvaltningsplan for Norskehavet. NINA rapport 339. 2008. (/XX/).*

Det er definert særlig verdifulle områder for sjøfugl, se figur 3.13. Influensområdet for olje fra Åsgardfeltet berører i svært liten grad områder innen aksjonsradius for hekkende sjøfugl, med unntak av beiteområdene for lomvi (pelagisk dykkende) fra Sklinna.



**Figur 3.13.** Særlig verdifulle områder for sjøfugl, alle artsgrupper og sesonger inkludert. Fra (/XX/).

Grunnlagsrapporten oppsummerer med at et sjøbunnsbasert uhellsslipp av olje fra Åsgard vil gi ubetydelige konsekvenser for sjøfugl gjennom hele året. Et uhellsbasert oljeutslipp på overflaten er vurdert å gi små konsekvenser for sjøfugl i perioden april – august. Regulære driftsutslipp vurderes å ha ubetydelige konsekvenser for sjøfugl.

Konsekvensvurderingene i grunnlagsrapporten til forvaltningsplanen baserer seg på utslipp av olje. For utslipp av kondensat som vil være det potensielt mest forurensende utslipp fra Åsgard havbunnskompresjon, vil konsekvensene bli enda mindre pga kondensatets forvitringsegenskaper og korte levetid på overflaten (se kapittel 6.3).

### 3.8 Marine pattedyr

De vanligste hvalartene i området er nise, spekkhogger, vågehval og spermhval. Vågehval er den vanligste bardehvalen langs kysten. Arten er cirkumpolar og finnes både på den nordlige og sørlige halvkule. I Norge er den utbredt fra Oslofjorden til nord for Svalbard, med de største forekomster i nordområdene. Arten vandrer nordover om våren og sørover høst/vinter. I Vestfjorden kan det finnes flere tusen dyr om sommeren. Både nise, spekkhogger og vågehval følger fiskeinnsig i fjordene. Nise og spekkhogger følger spesielt sildas vandringer. Omlag 40 – 60% av den norske bestanden av spekkhoggere samles i Tysfjorden/Ofofjorden på senhøsten og vinteren (oktober–januar).

Havert og steinkobbe er de eneste selartene som har fast tilhold på norskekysten. RKU Norskehavet 2003 oppgir en nasjonal bestand på om lag 3.400 individer, og med om lag 2.400 individ innenfor analyseområdet for RKU. RKU oppgir en nasjonal bestand på om lag 4.500 dyr for steinkobbe, med 2.000 individ innenfor analyseområdet for RKU.

Artene betegnes som kystseler fordi de er knyttet til kystsonen gjennom hele året. Artene er i stor grad stasjonære og kystnære, og tilbringer i tiden utenfor kaste- og reproduksjonsperioden omtrent tredjeparten av tiden på land.

### 3.9 Koraller

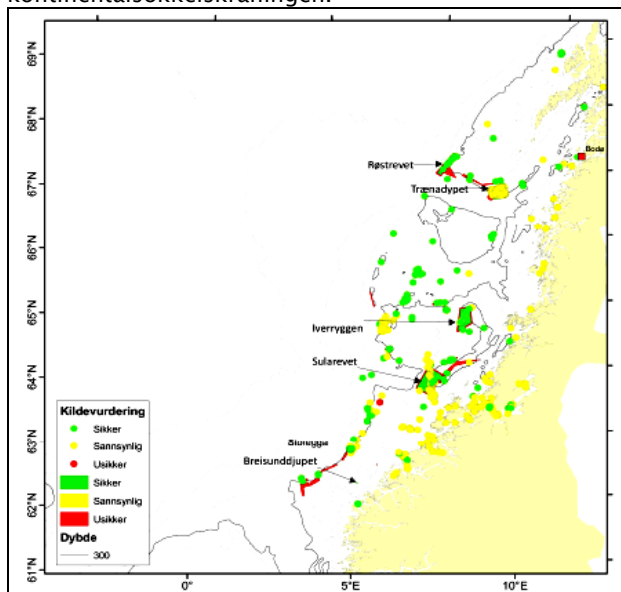
Koraller er omfattet av arbeidet med helhetlig forvaltningsplan, gjennom bla rapporten

- *Helhetlig forvaltningsplan for Norskehavet: Arealrapport med miljø- og naturressursbeskrivelse. Fisken og havet (6/2007). (/16/)*

I norske farvann finnes det én revdannende korallart; *Lophelia pertusa*, som er en steinkorall i familien Caryophyllidae. *Lophelia* vokser i de fleste hav i dybdeområde 40–3.000 meter, men klarer seg ikke i de kaldeste havområdene. *Lophelia*-korallene kan danne alt fra meget små forekomster på mindre enn en meter i utstrekning med høyder på desimeter, til sammenhengende forekomster på flere kilometer. Revne bygges opp av døde skjelettresten av korallene, og vokser svært langsomt. Korallrev er habitat for et stort antall dyrearter, og erfaringsvis er ofte rev gode fiskeplasser.

Midt-Norsk sokkel inneholder de største *Lophelia*-rev kompleksene og den største tettheten av slike korallrev som er kjent i norske farvann. De fleste ligger på dyp mellom 200 og 350 m. Noen av de viktigste områdene er Storegga og nordover langs kontinentalsokkel-kanten opp til og med Røstrevet (Helhetlig forvaltningsplan for Norskehavet 2008).

Som vist i figur 3.14, forekommer *Lophelia pertusa* normalt nær kysten og på kontinentalsokkelskråningen.

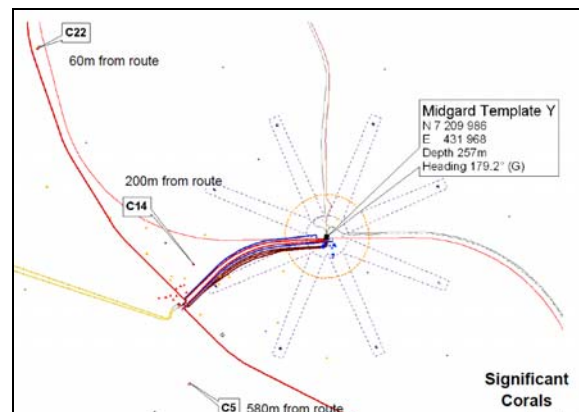


**Figur 3.14.** Forekomst av *Lophelia*-korallrev på midt-norsk sokkel (Helhetlig forvaltningsplan for Norskehavet 2008). Kildevurdering: sikker = vitenskapelig verifisert, sannsynlig = tolkning av multistrålekart, usikker = innrapportert fra fiskere, men ikke verifisert.

Det er under den gjennomførte havbunns-kartleggingen i 2009 og 2010 (ref kap 2.14), også foretatt en nærmere kartlegging og registrering av korallforekomster i og langs de områder som undersøkes med tanke på installasjon av moduler, rør og kabler. Det er benyttet høyopløselig ROV-montert utstyr med tanke på identifikasjon av bla koraller.

Det er ikke registrert større sammenhengende revstrukturer (signifikante koraller) som er i direkte konflikt med de planlagte traseer og lokasjoner for kompressorstasjonen med tilhørende utstyr. Det er imidlertid registrert spredte korallforekomster i nærheten av både kompressorområdet sørvest for Midgard Y bunnramme og langs planlagte rør- og kabeltraseer.

Figur 3.15 viser de registrerte korallforekomstene av betydning i nærheten av vestlokasjonen for installasjon av kompressorstasjonen. Lokasjonen ligger utenfor ankermonsteret for eksisterende Y bunnramme på Midgard.



**Figur 3.15.** Registrerte korallforekomster (C) ved vestlokasjonen for kompressorstasjonen (sørvest for eksisterende Midgard Y bunnramme) og nærliggende rør- og kabeltraseer.

De registrerte signifikante korallforekomstene i nærheten av planlagt ny infrastruktur er som følger (figur 3.15):

- C5 – revforekomst 580 meter fra rørtrase fra Midgard Z bunnramme – kompressorstasjon. Lengde ca 108 meter, totalt areal ca 500 m<sup>2</sup>
- C14 – revforekomst 200 meter fra rørtrase Midgard X bunnramme – kompressorstasjon. Lengde ca 65 meter, totalt areal ca 250 m<sup>2</sup>
- C22 – revforekomst 60 meter fra rørtrase Midgard X bunnramme – kompressorstasjon. Lengde ca 145 meter, totalt areal ca 950 m<sup>2</sup>

Figur 3.16 viser noen av de koraller som er registrert under arbeidet med havbunns-kartlegging for Åsgard havbunnskompresjon.



**Figur 3.16.** Stillbilder av korallforekomster i nærheten av og utenfor berørte områder.

### 3.10 Kulturminner

Marine kulturminner er omfattet av arbeidet med helhetlig forvaltningsplan, gjennom bla rapporten

- *Helhetlig forvaltningsplan for Norskehavet: Arealrapport med miljø- og naturressursbeskrivelse. Fisken og havet (6/2007).*(/16/).

Det er få registrerte forekomster av marine kulturminner i Norskehavet, området sett under ett. Det er gjort registreringer av en del kjente funn av skipsvrak i kystnære områder. På dypere områder er det svært få konkrete funn utover kjente forlis fra for eksempel andre verdenskrig. Skipsvrak eldre enn 100 år er automatisk fredet i henhold til Kulturminnelovens § 14.

Det er en rekke kilder som forteller om mange forlis og annen aktivitet i tidligere tider som medfører at det er mange ukjente kulturminner på eller i havbunnen. Mange av disse fartøylene må ha forsvunnet på åpent hav i Norskehavet. Til nå er det ikke foretatt kartlegging og registrering av marine kulturminner i områdene som er omfattet av forvaltningsplanen. Funn fra Nordsjøen viser at skipsvrak ofte er godt bevart dersom de ikke er påvirket av ytre faktorer som tråling.

Eventuelle funn av marine kulturminner i forbindelse med survey og annen kartlegging av havbunnen i forbindelse med petroleumsaktivitet skal meldes til kulturminneforvaltningen.

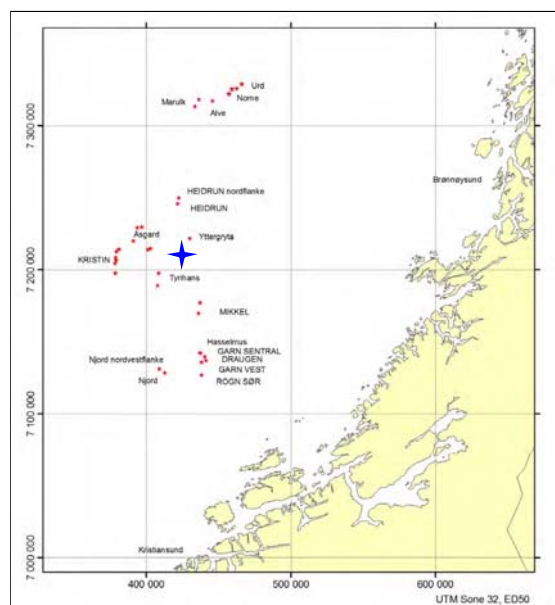
### 3.11 Miljøtilstanden i Norskehavet

#### Sedimentundersøkelser

Åsgard og Haltenbanken er omfattet av overvåkingsregion VI, og det ble foretatt undersøkelsestøkt i mai-juni 2009. Resultatene fra overvåkingen er rapportert i rapporten:

- *Miljøundersøkelse i Region VI, Haltenbanken, 2009. Akvaplan-niva as, Rapport 4664-01.* (/17/)

Figur 3.17 viser lokalisering av overvåkingsregion VI Norskehavet.



**Figur 3.17.** Lokalisering av Region VI, Haltenbanken, og feltenes plassering er vist med rødt. Midgard er antydnet med blå stjerne.

For regionen som helhet er det en nedgang i areal av sediment kontaminert med THC (totale hydrokarboner) fra ~ 30 km<sup>2</sup> i 2006 til ~ 11,5 km<sup>2</sup> i 2009. Det største enkeltbidraget til nedgangen i minimumsareal av sedimenter kontaminert med THC, er på Heidrun og Heidrun Nordflanken hvor over 10 km<sup>2</sup> var kontaminert i 2006, mens ~ 0,3 km<sup>2</sup> er kontaminert i 2009. Det er kun på Kristin, Draugen og Mikkel at minimumsarealet av sediment kontaminert med THC har økt siden den foregående undersøkelsen.

Totalt areal med påvirket fauna i Region VI er beregnet til 0,87 km<sup>2</sup> fordelt på Draugen (en stasjon; 0,07 km<sup>2</sup>), Njord (fire stasjoner; 0,25 km<sup>2</sup>), Kristin (tre stasjoner; 0,19 km<sup>2</sup>) og Heidrun (to stasjoner; 0,36 km<sup>2</sup>). Areal påvirket fauna er uendret for Kristin og Heidrun siden 2006, mens det har økt på Njord og Draugen i samme periode. På Åsgard, som hadde stasjoner med påvirket fauna i 2009, er det nå vurdert at alle undersøkte stasjoner har upåvirket fauna.

På Åsgard har det i perioden 2006–2009 vært akutte utslipp av olje, utslipp av olje i vann samt svært små mengder av oljebasert borevæske (<0,3 tonn). Disse utslippene gjenspeiles ikke i innholdet av hydrokarboner i sedimentene som er kraftig redusert siden foregående undersøkelse. For de utvalgte metallene er konsentrasjon fra 2009 i sedimentene på Åsgard generelt på nivå med foregående undersøkelser. Det er kun innholdet av sink som har et nivå som tyder på at konsentrasjonen har økt siden de foregående undersøkelsene, men dette kan også skyldes metodiske forskjeller i bestemmelsen av sink.

I begge de to foregående undersøkelsene (2003 og 2006) var børstemarken *Chaetozone* sp., som er kjent for å øke i individantall ved økende organisk anrikning/forurensning av sedimentet, blant de mest dominerende taxa på de fleste stasjonene på feltet. I undersøkelsen i 2009 er denne børstemarken kun registrert med noen få individ (< 6) på stasjonene på Åsgard.

På bakgrunn av resultatene fra de uni- og multivariate analysene som er utført på data fra Åsgard, er faunaen på stasjonene vurdert som uforstyrret.

#### Radioaktivitet

Radioaktivitet er et naturlig forekommende fenomen, som sender ut ioniserende stråling (alfa, beta og gamma stråler med ulikt energiinnhold). Temaet er nærmere omtalt i rapportene:

- *Konsekvenser av regulære utslipp til sjø. Helhetlig forvaltningsplan for Norskehavet, SINTEF rapport A6423. (/18/)*
- *Helhetlig forvaltningsplan for Norskehavet. Konsekvenser av ytre påvirkning. Direktoratet for naturforvaltning, mai 2008.(/19/)*

Ioniserende stråling kommer inn fra verdensrommet, og forekommer også naturlig i berggrunnen. Radioaktiviteten kommer i hovedsak

fra nedbrytning av kalium-40 og fra de tre "kjedene" med naturlig radioaktivitet som begynner med henholdsvis uran-238, uran-235 og thorium-232. Effektene av ioniserende stråling på organismer varierer med dose, type stråling og organers følsomhet for dette. Kjente skadeeffekter av stråledose er økt sykkelighet, redusert reproduksjon, cytogenetiske effekter eller død.

Det er tre hovedkilder til dagens radioaktive forurensning i Norskehavet:

- nedfall fra atomprøvesprengningen i atmosfæren mellom 1950 og 1980
- utslipp fra europeiske gjenvinningsanlegg for brukt kjernebrensel
- nedfall etter Tsjernobyl-ulykken i 1986

Lokalt kan andre kilder være av betydning, som radioaktive utslipp fra petroleumsindustrien. Produsert vann fra petroleumsindustrien kommer fra berggrunnen i reservoaret, og vil derfor også inneholde radioaktive komponenter som følger med vannet som slippes til sjø etter rensing av andre komponenter. I sammenheng med produsert vann er det spesielt radium (Ra)-komponentene som har fått mest oppmerksomhet. Disse er:

- <sup>226</sup>Ra som gir opphav til alfa stråling, og har en halveringstid på 1600 år.
- <sup>228</sup>Ra som gir opphav til beta stråling, og har en halveringstid på 5,75 år.

I tillegg kommer også <sup>210</sup>Pb og <sup>210</sup>Po, men disse er funnet (eller forventes) bare i meget små konsentrasjoner i produsert vann. Det er <sup>226</sup>Ra som har fått størst oppmerksomhet på grunn av at denne er en alfa stråler (bestående av helium atomer), og denne strålingstype regnes å være farligere for miljøet enn beta stråler (elektroner).

Nivået av Ra-aktivitet i produsert vann vil være avhengig av mengden radium i reservoarenes bergarter, løselighet av radium i formasjonsvannet (det produserte vannet), dannelse av "avleiringer" i produksjonssystemet samt bruk av avleiringsinhibitorer for å hindre avleiringsdannelse.

Sektorrapporten til forvaltningsplanen oppsummerer de samlede konsekvenser på ulike trofinivå av radioaktivitet fra petroleumsaktiviteten i Norskehavet til å være "ubetydelig", men påpeker samtidig at det er middels til stor usikkerhet og et generelt lavt kunnskapsnivå relatert til disse problemstillingene.

I det marine overvåkningsprogrammet som koordineres av Statens strålevern, blir det gjennomført prøveinnsamling i Norskehavet hvert tredje år. Det blir hovedsakelig samlet inn prøver av sjøvann, sediment, fisk, tang og hummer.

Generelt kan det oppsummeres med at dagens nivå av radioaktiv forurensing i Norskehavet er så lavt at det ikke representerer noen fare for mennesker eller miljø.

SINTEF viser i grunnlagsrapporten til et avsluttet prosjekt i regi av Norges forskingsråd (NFR PROOF RAIV prosjektet, 2005–2007), med formål å kartlegge mulige miljøvirkninger i resipienten (og doser på mennesker) som følge av økte strålingsnivåer i sjøvannet fra  $^{226}\text{Ra}$ . Det ble fokusert spesielt på Nordsjøen da det er her utslippene er størst når det gjelder mulig påvirkning på resipient.

For Nordsjøen er det så langt ikke funnet å være noen grunn til bekymring rundt dette bidrag til økte

strålingsnivåer i sjøresipienten, verken for marint liv eller som økte doser på mennesker. En av årsakene til dette er at de naturlige strålingsnivå i sjøresipient av  $^{226}\text{Ra}$  i utgangspunktet er relativt høye, slik at økningen blir generelt liten, sammenlignet med de naturlige nivåene. Det blir bare lokalt nær utslippskildene at økningene i nivåene er større enn bakgrunnsnivåene. For Norskehavet er dessuten utslippene av  $^{226}\text{Ra}$  fra produsert vann i sum vesentlig mindre enn i Nordsjøen.

#### Justering av eksisterende miljøovervåking

Med bakgrunn i dagens omfang av de regionale overvåkningsundersøkelsene i Norskehavet og resultatene fra disse, samt en vurdering av risiko for forurensninger fra Åsgard havbunns-kompresjon, er det operatørens vurdering at det ikke er behov for eller formålstjenlig å justere eksisterende overvåkningsprogram.

## 4. Utslipp til luft

Utbyggingen av Åsgard havbunnskompresjon vil føre til at regulære utslipp fra produksjon, prosessering og eksport av kondensat- og gassvolumene fra Midgard og Mikkel vil videreføres som forutsatt i godkjent PUD for Åsgard og Mikkel. Disse planlagte utslippene til luft er også inkludert i prognosegrunnlaget for RKU Norskehavet fra 2003.

Utbyggingen vil i tillegg føre til regulære utslipp til luft knyttet til følgende operasjoner:

- Kompresortesting på K-lab
- Transportvirksomhet
- Marine operasjoner
- Kraftgenerering

I det følgende er det gitt en detaljert beskrivelse av utslippene til luft som følge av utbyggingen av Åsgard havbunnskompresjon. Utslippene er sett i sammenheng med de totale utslippene i regionen, på sokkelen og nasjonalt, i forhold til internasjonale forpliktelser.

### 4.1 Kompresortesting på K-lab

Kompresortesting på K-lab på Kårstø baseres på uttak av gjennomsnittlig ca 8 MW kraft fra eksisterende elektriske distribusjonsanlegg på Kårstø. Testingen vil skje periodevis i løpet av 2012 og 2013, med et antatt samlet forbruk på ca 4.600 MWh pr år. Behovet for elektrisk kraft til Kårstøanleggene dekkes ved uttak av kraft fra det ordinære kraftnettet i regionen, med et effektbehov på ca 90 MW. Kårstøanleggene hadde i 2010 et samlet kraftforbruk på 609.583,4 MWh (609,6 GWh). Økt kraftimport til Kårstø som følge av kompresortesting på K-lab representerer ca 0,75% av det samlede kraftforbruket i 2010 i Kårstøanleggene. Økt innenlands kraftproduksjon, eventuelt økt import fra utlandet, for å dekke denne marginale økningen, vurderes å ikke medføre merkbare endringer av miljøkonsekvensene ved drift av anleggene på Kårstø.

Kompresortesting vil ikke medføre operasjonelle utslipp til luft eller sjø. Testingen vil kunne medføre noe støygenerering fra K-lab som punktkilde



internt på Kårstøanleggene. Kompressorene vil imidlertid være neddykket i et basseng med sjøvann, og dette vil dempe støynivået i vesentlig grad. Testingen forventes derfor ikke å ville medføre økt støybelastning ift naboer utenfor Kårstø, og gjeldende støykrav fra forurensningsmyndighetene vurderes å ikke ville overskrides.

## 4.2 Anleggs- og installasjonsfase

### Boring og brønn

Det er ikke behov for boring av nye brønner eller intervensjon/vedlikehold av eksisterende brønner som følge av utbygging av kompresjonstiltaket. Det vil derfor ikke forekomme utslipp relatert til bore- og brønnooperasjoner.

### Transportvirksomhet

Ny kraftmodul til Åsgard A vil transporteres fra land og løftes på plass ved hjelp av tungløftfartøy. Annet utstyr som skal installeres på Åsgard A vil transporteres ved bruk av forsyningsfartøy. Det er anslått at det vil være behov for ca 20 dedikerte fartøyrundturer ekstra i forbindelse med modifikasjonene på Åsgard A, med i gjennomsnitt ca 1 døgn seilingstid pr rundtur. Antatt gjennomsnittlig dieselforbruk er 25 m<sup>3</sup> pr døgn. Transportbehovet til Åsgard B vil være så lite at dette ikke generere behov for ekstra fartøyturer, men ledig kapasitet utnyttes. Det vil bli utslipp til luft under kraftgenerering til framdrift og løfteoperasjoner.

Senge- og livbåtkapasiteten på Åsgard A er styrende for antall personer om bord til enhver tid. Det er anslått at det vil være behov for i gjennomsnitt en helikopterrundtur pr uke til Åsgard A i perioden februar 2012 - desember 2014, totalt 150 rundturer under anleggs- og installasjonsfasen. Det legges til grunn 1 times flytid fra land til Åsgard A og et drivstofforbruk på ca 600 l/time (Super Puma, Mark 2).

Behovet for ekstra personell på Åsgard B er så lite, at dette ikke forventes å ville generere ekstra helikopterturer, med vil kunne håndteres innenfor eksisterende transportkapasitet.

Foreløpige estimerte utslipp til luft som følge av transportvirksomhet under anleggs- og installasjonsfasen er vist i tabell 4.1.

**Tabell 4.1.** Estimerte utslipp fra transportvirksomhet til Åsgard A i anleggs- og installasjonsfase, tonn.

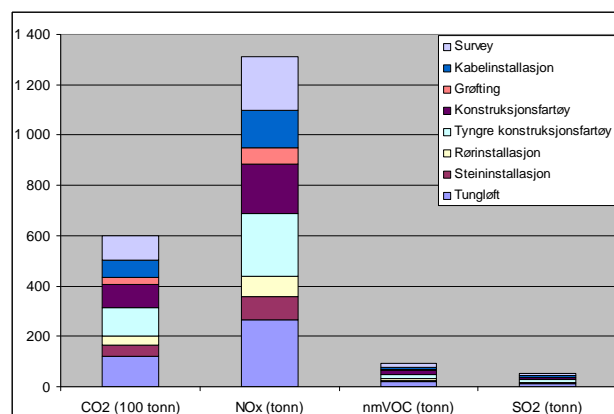
	Utslipp til luft, tonn			
	CO2	NOx	nmVOC	SO2
Tungløftfartøy	12.160	266,00	19	10,64
Forsyningsfartøy	1.360	29,75	2,13	1,19
Helikopter	463	10,12	0,72	0,40

Utslipp i forbindelse med ekstra transportvirksomhet til Åsgard A under anleggs- og installasjonsfasen er beregnet til 13.983 tonn CO<sub>2</sub>, 305,9 tonn NO<sub>x</sub>, 21,8 tonn nmVOC og 12,2 tonn SO<sub>2</sub>.

### Marine operasjoner

I anleggs- og installasjonsfasen vil det bli utslipp fra kraftgenerering på fartøy knyttet til marine operasjoner i forbindelse med installasjon av steinfyllinger og undervannsinstallasjoner, legging av rørledninger og kabler, oppkoblingsarbeid og RFO, samt oppmålingsarbeider.

Figur 4.1 viser estimerte utslipp til luft fra ulike fartøytyper som planlegges benyttes i forbindelse med marine operasjoner og installasjonsaktivitet. Det meste av aktiviteten vil foregå i 2013 og 2014.



**Figur 4.1.** Estimerte utslipp til luft fra ulike fartøytyper i forbindelse med marine installasjonsaktiviteter. Tonn (for CO<sub>2</sub> 100 tonn).

Totale utslipp under marine operasjoner i forbindelse med installasjonsarbeider til Åsgard havbunnskompresjon er estimert til omlag 60.000 tonn CO<sub>2</sub>, 1.312 tonn NO<sub>x</sub>, 94 tonn nmVOC og 52,5 tonn SO<sub>2</sub>.

### 4.3 Oppstartsfase

Oppkobling av kompressorstasjonen mot eksisterende infrastruktur mot Åsgard B er planlagt å skje gjennom "hot-tap" tilkopling til produksjonsrørledninger i drift. Dette medfører at det ikke vil være behov for nedstengning og påfølgende igangsetting og oppkjøring av prosessanlegget på Åsgard B i forbindelse med oppstart av kompressorstasjonen. Det forventes derfor ikke perioder med ustabil drift med økte utslipp fra Åsgard B i tilknytning til oppstart.

### 4.4 Driftsfase

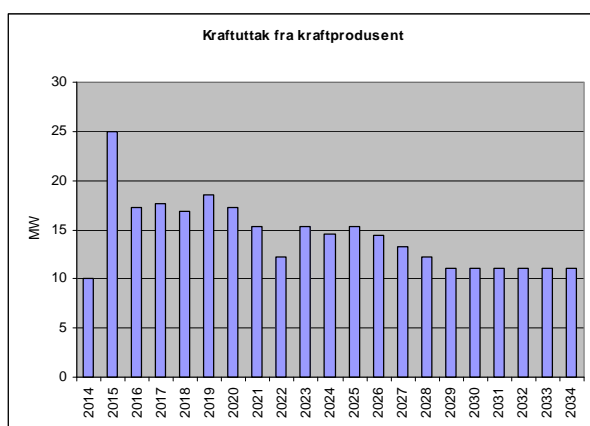
#### 4.4.1 Ordinær drift

I driftsfasen vil utslipp til luft være relatert til kraftgenerering for drift av havbunnsanlegget. Den havbunnsbaserte kompressorstasjonen vil ha et maksimalt kraftbehov på 25 MW levert fra kraftleverandøren som fordeler seg som følger:

- 2x10 MW til kompressortog
- 2x1 MW til kondensatpumper
- 3 MW overføringstap fra kraftleverandør til kompresjonsstasjon

Effektbehovet til kompressorene vil variere med produksjonsprofilen for brønnene. Det gjelder også for kondensatpumpene i drift, men for utslippsberegningene er effektbehovet til disse samt effekttapet i overføringssystemet satt som konstant, noe som gir konservative anslag.

Et variabelt behov for uttak av kraft fra kraftleverandøren er illustrert i figur 4.2. Produksjonsprofilen går fram til 2029, men det antas samme produksjonsrate for årene 2030–34 som i 2029.



Figur 4.2. Foreløpig profil over uttak av kraft fra kraftleverandør, MW.

Det legges til grunn at Åsgard A er kraftleverandør fra oppstart i oktober 2014 til desember 2024. Fra januar 2025 og ut 2034 vil Åsgard B være kraftleverandør. Tabell 4.1 gir en oversikt over hovedkraftforsyningen på Åsgard A og Åsgard B.

Tabell 4.1. Oversikt over hovedkraftforsyning på Åsgard A og Åsgard B.

Installasjon	Generator	Turbin	Max. Effekt, MW
Åsgard A	HGA	LM6000-PB DLE (lav-NOx)	37
Åsgard A	HGB	LM6000-PA SAC, (standard-NOx)	39
Åsgard B	HGA	LM6000-PB DLE (lav-NOx)	29
Åsgard B	HGB	LM6000-PA SAC, (standard-NOx)	27

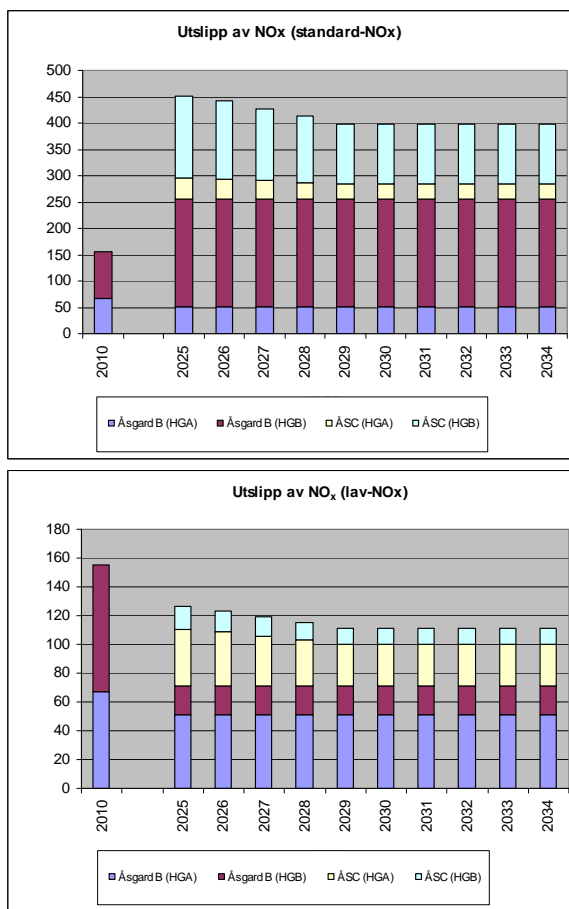
Følgende forutsetninger er lagt til grunn for beregning av utslipp til luft fra kraftgenerering til drift av kompresjonsanlegget:

- Åsgard A er kraftleverandør fra oppstart 2014 til desember 2024, fra januar 2025 er Åsgard B kraftleverandør
- Annet kraftbehov for drift og produksjon av installasjonene forutsettes konstant
- Annet kraftbehov på Åsgard A og Åsgard B antas å være 20 MW (eksportkompressorer ikke inkludert)
- Gassturbinene fyres kun på fygass, dieselbruken antas svært lavt, hensyntas ikke
- Kraftgenereringseffektivitet antatt å være 35%
- Maksimal effekt fra generatorene som vist i tabell 4.1
- Driftsperiode antatt 357 dager pr år (98%)
- Dagens kraftgenerering på Åsgard A forutsatt skjer med 65% på HGA og 35% på HGB
- Når kompresjon starter i 2014, forutsettes det at kraftgenerering skjer med 65% på HGA og 35% på HGB
- Dagens kraftgenerering på Åsgard B er forutsatt skjer med 85% på HGA og 15% på HGB. Når Åsgard B leverer kraft til kompresjonsanlegget fra 2025, forutsettes det at kraftgenerering skjer med 65% på HGA og 35% på HGB
- Kraftbehov til kompressor er antatt å være lineær ift produksjonsprofil, pumpekraft og overføringstap er antatt å være tilnærmet konstant

- Produksjonsprofil går bare til 2029. Produksjonsrater for 2030–2034 er antatt å være tilsvarende som for 2029.

Generering av reservekraft og nødkraft er ikke inkludert i beregningene, da disse ikke påvirkes av kraftforsyningen til kompresjonsanlegget.

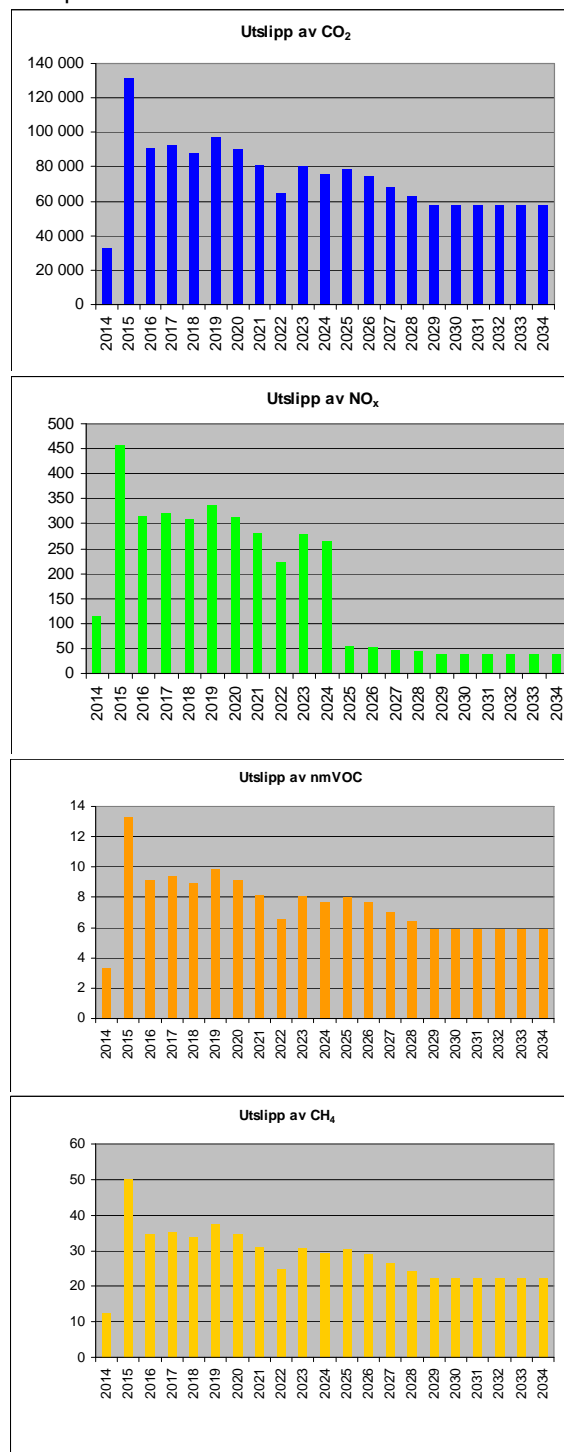
Det er gjort vurderinger knyttet til oppgradering av standard-NOx turbiner til lav-NOx teknologi i kapittel 2.12.4. Effekten på NOx utslipp fra Åsgard B i perioden 2025–2034 er illustrert i figur 4.3.



**Figur 4.3.** NOx utslipp fra Åsgard B 2025–2034, uten (øverst) og med (nederst) oppgradering til lav-NOx teknologi på HGB. Utslipp for 2010 viser dagens situasjon for sammenligning. Basert på foreløpige produksjonsprofiler. Tonn pr år.

Oppgradering av HGB generatorturbin på Åsgard B til lav-NOx teknologi fra 2025, medfører en samlet reduksjon på 1.127 tonn NOx i forbindelse med kraftgenerering til ÅSC i tidsrommet 2025–2034, sammenlignet med dersom oppgradering ikke implementeres. Dette representerer gjennomsnittlig besparelse på 112,7 tonn NOx pr år.

Figur 4.4 viser forventede utslipp til luft fra kraftgenerering til drift av ÅSC basert på foreløpige produksjonsprofiler og skifte av kraftleverandør i januar 2025. Oppgradering til lav-NOx teknologi på HGB på Åsgard B fra 2025 anses som BAT og legges til grunn. Oppdaterte utslippsprofiler vil bli inkludert i søknad om utslippstillatelse for driftsperioden.



**Figur 4.4.** Foreløpig utslippsprofil for CO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, nmVOC og CH<sub>4</sub> for generering av kraft til ÅSC, lav-NOx teknologi på Åsgard B. Basert på foreløpige produksjonsprofiler. Tonn pr år.

I tabell 4.2 er utslipp til luft fra kraftgenerering til ordinær drift av kompresjonsanlegget oppsummert.

**Tabell 4.2. Samlet utslipp til luft fra generering av kraft til ordinær drift av ÅSC, tonn.**

	CO2	NOx*	nm VOC	CH4
Årlig gj.snitt 2015-2024	-	310,4	-	-
Årlig gj.snitt 2025-2034	-	43,6	-	-
Årlig gj.snitt 2015-2034	76.009	177	7,7	29,3
<b>Sum 2014 – 2034</b>	<b>1.553.000</b>	<b>3.654</b>	<b>158</b>	<b>599</b>

\* NOx utslipp er basert på oppgradering til lav-NOx teknologi på HGB på Åsgard B fra 2025.

Forventede årlige gjennomsnittlige utslipp til luft fra kraftgenerering i driftsperioden utgjør om lag 76.009 tonn CO2, 177 tonn NOx, 7,7 tonn nmVOC og 29,3 tonn CH4.

#### 4.4.2 Transportvirksomhet

Kompresjonsanlegget vil være ubemannet, og under ordinær drift forventes det ikke å genereres behov for ekstra helikoptertransport av personell. Det forventes ikke å oppstå behov for ekstra transportvirksomhet med forsyningsfartøyer utover eksisterende transportkapasitet til Åsgard A og B.

I forbindelse med planlagt utskifting og vedlikehold av prosessmodulene i kompresjonsanlegget, vil det oppstå behov for arbeid og transport med intervensjonsfartøy. Det forventes i gjennomsnitt 15 fartøydøgn pr år, noe som i gjennomsnitt vil medføre forbruk av omlag 319 tonn diesel pr. år.

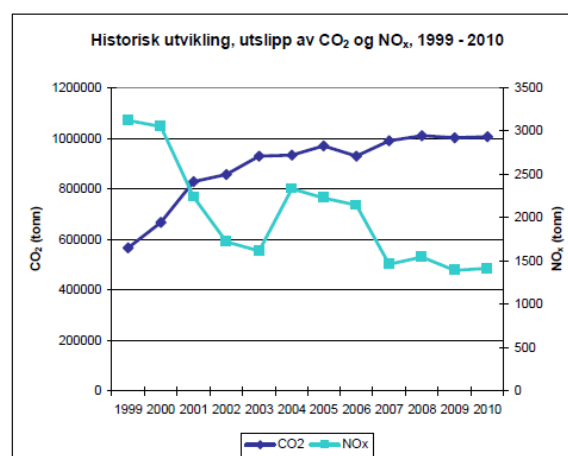
Transportvirksomhet under drift av kompresjonsanlegget forventes å ville medføre årlige utslipp av omlag 1.021 tonn CO2, 22,3 tonn NOx, 1,6 tonn nmVOC og 0,9 tonn SO2.

Drift av kompresjonsanlegget forventes å ville medføre samlede årlige utslipp av 77.030 tonn CO2, 199,3 tonn NOx, 29,3 tonn CH4 og 0,9 tonn SO2.

## 4.5 Prognoser for utslipp til luft

### Historiske utslipp på Åsgard

Historisk utvikling av utslipp av CO2 og NOx fra Åsgardfeltet er vist i figur 4.5. CO2 utslippet har vist en stigende tendens opp mot vel 1 mill tonn CO2, i 2010 var samlet CO2 utslipp fra Åsgardfeltet (Åsgard A+B+C) 1.007.243 tonn. I samme periode er NOx utslippene redusert fra om lag 3.200 tonn ved oppstart i 1999 til 1.410 tonn i 2010. Det er oppdaget en feil i NOx rapporteringen for Åsgardfeltet, som fører til en underrapportering av NOx-utslipp. Dette er kommunisert til Klif, og operatøren følger opp denne feilrapporteringen ift forurensningsmyndighetene.



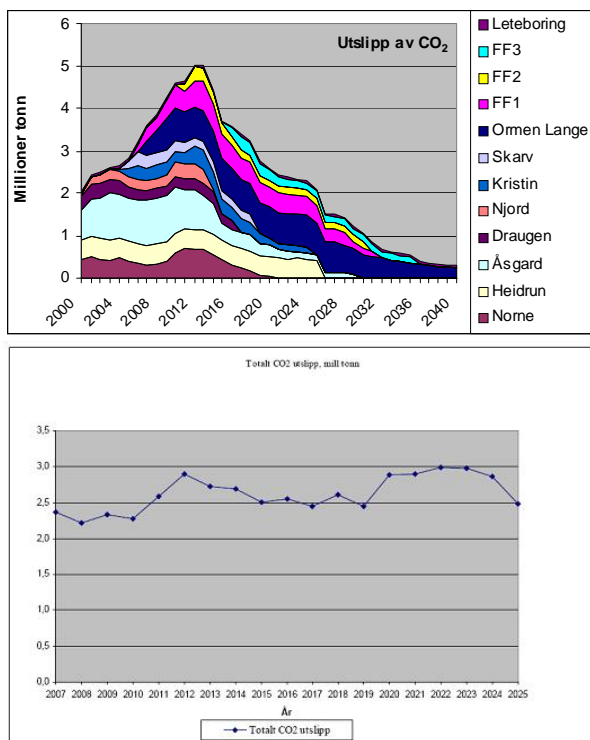
Figur 4.5. Historisk oversikt over utslipp av CO2 og NOx fra Åsgardfeltet totalt (Åsgard A+B+C), (/6/).

### 4.5.1 RKU 2003 og Helhetlig forvaltningsplan

Generelt er utslippsprognosene i forvaltningsplanen en del lavere enn i RKU 2003.

#### Prognoser for CO2

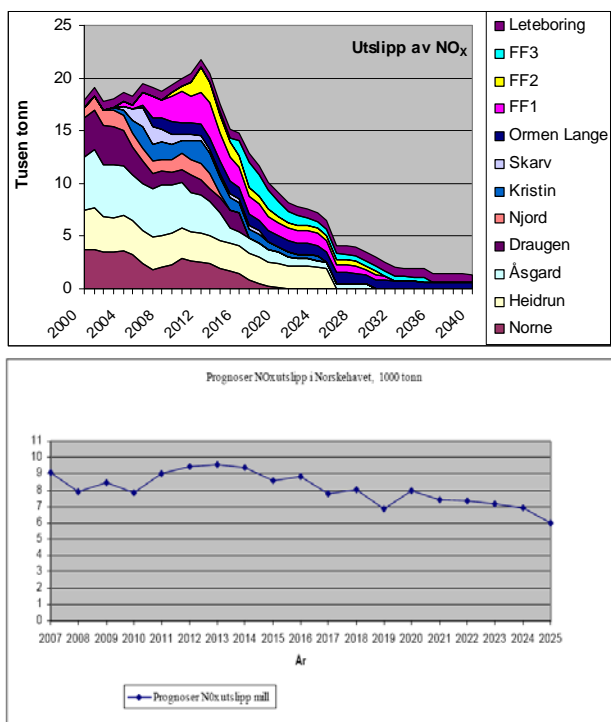
Figur 4.6 viser prognoser for CO2 utslipp fra RKU Norskehavet og Helhetlig forvaltningsplan for Norskehavet.



**Figur 4.6.** Prognoser for CO<sub>2</sub> utslipp i RKU 2003 (øverst) og Helhetlig forvaltningsplan for Norskehavet (nederst).

#### Prognoser for NO<sub>x</sub>

Figur 4.7 viser prognoser for NO<sub>x</sub> utslipp fra RKU Norskehavet og Helhetlig forvaltningsplan for Norskehavet.



**Figur 4.7.** Prognoser for NO<sub>x</sub> utslipp i RKU 2003 (øverst) og Helhetlig forvaltningsplan for Norskehavet (nederst).

I prognosegrunnlaget for RKU Norskehavet 2003, er det for 2009 lagt til grunn et samlet utslipp fra Åsgardfeltet på 1.117.202 tonn CO<sub>2</sub> og 4.536 tonn NO<sub>x</sub>. Dette medfører at for CO<sub>2</sub> er de faktiske rapporterte utslippene for 2009 fra Åsgard 115.160 tonn lavere enn RKU prognosene, og for NO<sub>x</sub> 3.145 tonn lavere enn RKU prognosene. Reduksjonene skyldes både lavere produksjon enn forutsatt, implementering av utslippsreducerende teknologi og en mer energioptimalisert drift av installasjonene.

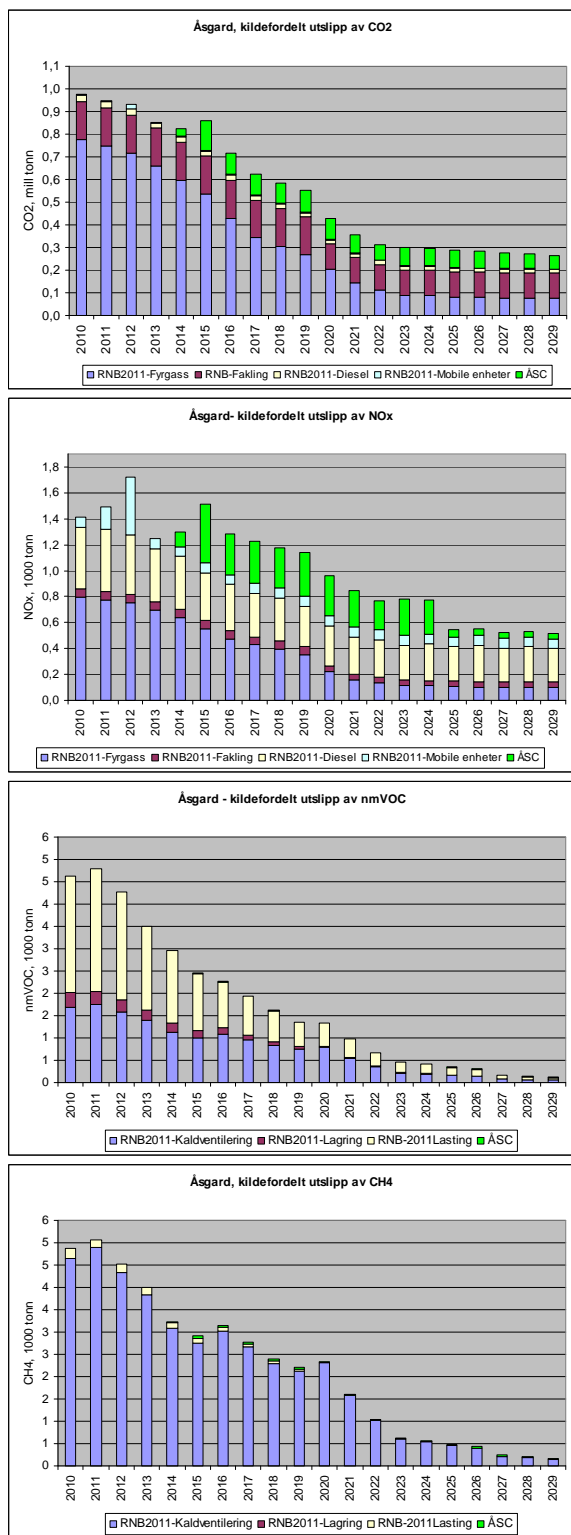
Det er i prognosegrunnlaget for RKU 2003 for året 2015 lagt til grunn et samlet utslipp fra Åsgard på 295.121 tonn CO<sub>2</sub> og 1.126 tonn NO<sub>x</sub>. Dette inkluderer ikke Yttergryta, Morvin og injeksjon på Tyrihans. Disse feltene er i RKU lagt inn i prognosene for Kristin, men er i ettertid utbygd mot Åsgard, med utslipp fra Åsgard B. Tyrihans får trykkstøtte fra Åsgard B, men ressursene produseres på Kristin.

#### 4.5.2 Prognoser i RNB2011 og ÅSC

Det er høsten 2010 lagt inn oppdaterte prognoser for utslipp til luft fra Åsgard i Revidert Nasjonalbudsjett (RNB2011). Figur 4.8 viser kildefordelte RNB2011 prognoser for utslipp til luft, med tillegg av utslipp som følge av kraftgenerering til ÅSC, basert på lav-NO<sub>x</sub> teknologi på HGB på Åsgard B fra 2025.

For året 2015 med høyest kraftbehov til ÅSC, viser prognosen forventede utslipp av 858.000 tonn CO<sub>2</sub> og 1.515 tonn NO<sub>x</sub> fra Åsgard.

Til sammenligning vil de forventede totale utslippene fra petroleumsaktiviteten i Norskehavet ligge på om lag 2,5 millioner tonn CO<sub>2</sub> og 8.600 tonn NO<sub>x</sub>. Samlet norsk petroleumsaktivitet på sokkelen forventes i år 2014 å ligge på et nivå rundt 14 millioner tonn CO<sub>2</sub> og 45.000 tonn NO<sub>x</sub>.



**Figur 4.8.** RNB2011, kildefordelte prognoser for utslipp til luft av CO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, nmVOC og CH<sub>4</sub>, med tillegg av utslipp fra ÅSC kraftgenerering.

### 4.5.3 Utslipp til luft relatert til forlenget levetid for Åsgard A

Åsgard A (FPSO) vil generere og eksportere nødvendig kraft til kompressorstasjonen fra oppstart. Skipets levetid var i PUD fra 1995 angitt til 20 år. Produksjonsperioden var estimert til 15 år fra oppstarten i 1999 til 2014. Denne perioden har i ettertid blitt forlenget til sommeren 2019. I forbindelse med bruk av Åsgard A som kraftleverandør til ÅSC, er det konkludert med at levetiden kan forlenges ytterligere til sommeren 2025, som medfører en 6 års levetidsforlengelse.

Forlenget levetid gir mulighet for å optimalisere reservoarutvinningen fra Smørbukk og Smørbukk Sør, samt å ta inn og koble opp nye satellittfelt i nærheten av Åsgard A. Gjennom forlenget levetid vil Åsgard A generere kraft til følgende formål:

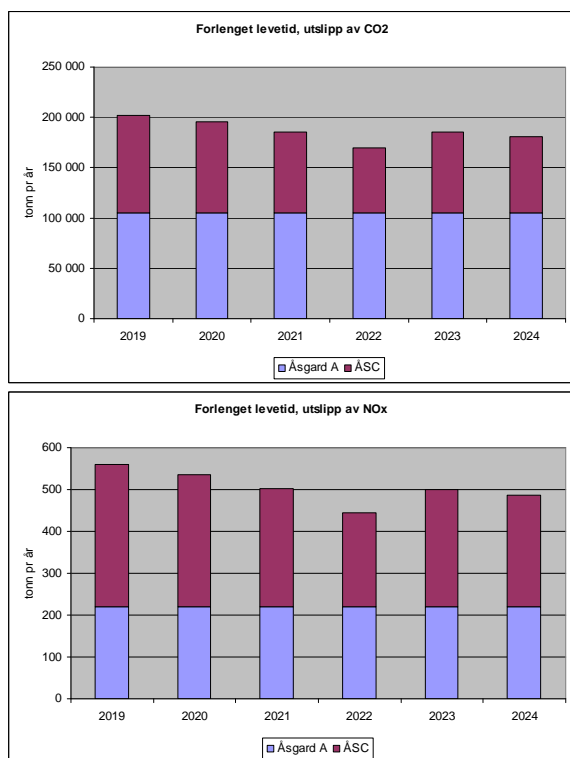
- Drift av fartøyet, inkl trustere
- Produksjon av petroleumsressursene fra eksisterende og framtidige brønner som er og vil bli koblet opp mot fartøyet
- Kraft til kompressorstasjonen ved Midgard

For beregning av utslippsprognoser i perioden, antas det at ressurser som produseres ferdig på Åsgard A, erstattes av nye ressurser gjennom optimaliseringer og nye funn som knyttes opp til fartøyet, slik at produksjonskapasiteten utnyttes. Det legges derfor til grunn at det gjennomsnittlige kraftbehovet til drift av, og produksjon på Åsgard A videreføres omtrent på dagens nivå, ca 20 MW.

Figur 4.9 og tabell 4.3 viser utslippsprognoser og forventede utslippsmengder for CO<sub>2</sub> og NO<sub>x</sub> fra Åsgard A gjennom forlenget levetid.

**Tabell 4.3.** Forlenget levetid Åsgard A (2019–2024), foreløpig beregnet utslipp til luft av CO<sub>2</sub> og NO<sub>x</sub>.

	CO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>
Åsgard A (drift + prod) årlig gjennomsnitt, tonn	105.000	220,6
Åsgard A (drift + prod) Sum, tonn	630.000	1.324
ÅSC, årlig gjennomsnitt, tonn	81.560	283,7
ÅSC, Sum, tonn	489.361	1.702
Åsgard A total, Årlig gjennomsnitt, tonn	186.560	504,3
Åsgard A total, Sum, tonn	1.119.359	3.026



**Figur 4.9.** Foreløpige prognoser for utslipp til luft i fra Åsgard A i forlenget levetid 2019-2024.

I opprinnelig KU for Åsgard fra 1995 (/2A/), er de årlige driftsrelaterte utslippsmengdene til luft fra FPSO (Åsgard A) oppgitt å være 324.700 tonn CO<sub>2</sub>, 195 tonn NO<sub>x</sub>, 82 tonn CH<sub>4</sub>, 26 tonn nmVOC og 2 tonn SO<sub>2</sub>.

#### 4.6 Petroleumsvirksomhetens bidrag til de nasjonale utslipp til luft

##### CO<sub>2</sub>

I 2009 var samlet CO<sub>2</sub>-utslipp fra petroleumsvirksomheten på norsk sokkel 12,4 millioner tonn. Dette er en reduksjon fra 2008, da utslippet var 13,8 millioner tonn. I tillegg til redusert produksjon, er hovedårsaken mindre fakling fordi anlegget på Melkøya har hatt mer stabil drift etter oppstartsproblemene i 2007 og 2008. I 2009 har også selskapene tatt i bruk spesifikke omregningsfaktorer for CO<sub>2</sub> fra fakling på hver enkelt innretning, fremfor å bruke en teoretisk faktor som i 2008. Resultatene for 2009 viser reduserte og mer representative utslipp fra fakling.

Samlet norsk utslipp av CO<sub>2</sub>-ekvivalenter i 2009 var ifølge Statistisk Sentralbyrå (SSB) 50,8 millioner tonn, en nedgang på 5,4 % fra 2008. Olje- og gassindustrien sto for 26 %, noe som er en nedgang

fra 2008 hvor utslippet utgjorde 26,6 % av de nasjonale CO<sub>2</sub>-utslippene.

##### NO<sub>x</sub>

I 2009 var samlet NO<sub>x</sub>-utslipp fra olje- og gassvirksomhet 49.804 tonn. Dette er en reduksjon fra 2008, da utslippet var 50.882 tonn. Totalutslippene av NO<sub>x</sub> har endret seg relativt lite de siste årene. Kildefordelingen er påvirket av at utslippsfaktoren for beregning av NO<sub>x</sub>-utslipp fra fakkell ble sterkt redusert fra 2007, samtidig som det var uvanlig store faklingsmengder fra Melkøya i 2007. Dette gir en netto reduksjon i andel fra fakkell fra 6,5 % 2007 til 1,2 % i 2009.

Samlet norsk utslipp av NO<sub>x</sub> i 2009 var ifølge SSB 167.500 tonn, en nedgang på ca 4 % fra 2008. Av dette sto olje- og gassindustrien for 29,7 %, som er noe høyere enn i 2008. Den største kilden til NO<sub>x</sub>-utslipp fra olje- og gassvirksomheten er turbinene på innretningene offshore.

##### nmVOC

I 2009 var samlet utslipp av nmVOC fra petroleumsaktiviteten 45.503 tonn. Dette er en nedgang på 9,8 % fra 2008, da utslippet var 50.455 tonn. Siden 2001 er utslippene av nmVOC redusert med mer enn 80 %. De største utslippsreduksjonene er oppnådd som følge av investeringer i nye anlegg for fjerning og gjenvinning av oljedamp på lagerskip og skytteltankere.

Samlet norsk utslipp av nmVOC i 2009 var ifølge SSB 160.600 tonn. Olje- og gassindustrien sto for 28,2 % av de nasjonale utslippene. De gjennomførte tiltakene offshore har ført til at de nasjonale utslippene nå er lavere enn forpliktelsen Norge har i henhold til Gøteborgprotokollen for 2010.

##### CH<sub>4</sub>

Samlet CH<sub>4</sub>-utslipp fra olje- og gassvirksomheten i 2009 var 29.627 tonn, omtrent på samme nivå som i 2008. Samlet norsk utslipp av CH<sub>4</sub> i 2009 var ifølge SSB 203.000 tonn. Olje- og gassindustrien sto for 14,5 % av de nasjonale utslippene, noe som er i samme størrelsesorden som de siste årene.

##### SO<sub>x</sub>

I 2009 var samlet SO<sub>x</sub>-utslipp 473 tonn. Dette er en videre nedgang både i forhold til 2008 og de forutgående år. Den største kilden til SO<sub>x</sub>-utslipp fra olje- og gassvirksomheten er forbrenning av diesel i motorene på flyttbare innretninger.

Samlet norsk utslipp av SO<sub>2</sub> i 2009 var ifølge SSB 16.300 tonn, en nedgang fra tidligere år. Olje- og gassindustrien sto for 2,9 % av det samlede utslippet.

Alle tall vedrørende petroleumsvirksomhetens bidrag til nasjonale utslipp er hentet fra OLF's Miljørapport 2010 (/23/) som baserer seg på operatørens innrapporterte utslippsdata for 2009 til Environment Web.

#### 4.7 Konsekvenser av utslipp til luft

Miljøeffektene av CO<sub>2</sub> er hovedsakelig knyttet til bidrag til drivhuseffekt og global oppvarming med klimaendringer, og vil ikke bli ytterligere beskrevet og drøftet her.

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

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

Som del av grunnlaget for Helhetlig forvaltningsplan for Norskehavet, er det utarbeidet oppdaterte utslippsprognoser og konsekvensvurderinger i rapporten:

- *Helhetlig Forvaltningsplan for Norskehavet, Konsekvenser av utslipp til luft. NILU rapport OR 14/2008 (/24/)*

I det følgende blir utslippsmengder relevant for Åsgard samt hovedkonklusjonen gjengitt. For nærmere beskrivelser og detaljer blir det henvist til grunnlagsrapporten.

Utslippsprognosene for 2012 fra RKU 2003 (korrigert for skytteltankere) er sammenlignet med rapporterte utslipp fra 2006 og oppdaterte utslippsprognoser for 2025 utarbeidet av Oljedirektoratet. Tabell 4.4 og 4.5 viser utslippstallene for henholdsvis NO<sub>x</sub> og VOC for henholdsvis Åsgard og petroleumsvirksomheten i hele Norskehavet som grunnlag for konsekvensvurderingene som er utført.

**Tabell 4.4.** NO<sub>x</sub> utslipp (som NO<sub>2</sub>), tonn. Utdrag fra tabell 2 i (/24/)

	2012 (RKU 2003)	2006 opp- datering	2025 opp- datering
Åsgard	2.629	2.213	0
Sum	14.955	9.676	4.750
Norskehavet			

**Tabell 4.5.** VOC utslipp, tonn. Utdrag fra tabell 3 i (/24/)

	2012 (RKU 2003)	2006 opp- datering	2025 opp- datering
Åsgard	5.631	6.572	0
Sum	19.339	22.551	7.760
Norskehavet			

De oppdaterte utslippstallene indikerer betydelig lavere utslipp av NO<sub>x</sub> for 2006, og særlig for 2025, sammenlignet med de tidligere utslippstallene i RKU. For nmVOC er de oppdaterte tallene for 2006 noe høyere enn før, mens 2025-tallene er betydelig lavere sammenlignet med tallene fra RKU.

Konklusjonen i grunnlagsrapporten til forvaltningsplanen er at bidraget fra petroleumsvirksomheten i Norskehavet er så lite at det ikke bidrar til målbar endring av forurensingssituasjonen i influensområdet. Størrelsen på syretillettet er så lite at det mest sannsynlig ligger langt innenfor usikkerheten i metoden, selv om det ikke kan gis noe eksakt tall på hvor stor denne usikkerheten er. Bidraget fra utslippene i Norskehavet kommer i tillegg til framtidige utslipp over Nordsjøen.

Der det ikke skjer endringer i vegetasjon og beiteplanter, vil sannsynligvis effektene på fauna være minimale. Dyreliv i marint miljø, bl.a. sjøfugl, kan imidlertid bli påvirket gjennom endret næringssituasjon. Estimatenes for bidraget fra petroleumskildene i Norskehavet til bakkenært ozon viser at det klart største bidraget kommer over havområdene, og det er lite trolig at ozonøkningen vil gi noen målbare effekter på dyr på land. Det er imidlertid sannsynlig at ozonbidraget fra petroleumsvirksomheten i Norskehavet kan føre til en ekstra belastning for sjøfugl.

Konsekvensbeskrivelsene fra grunnlagsrapporten baserer seg på det totale utslippsbildet i Norskehavet. For utslippstallene rapportert for



2006, representerer Åsgard 23 % av NO<sub>x</sub> utslippene og 29 % av VOC utslippene i Norskehavet.

Økt kraftgenerering og forlenget levetid for Åsgard A som følge av havbunnskompresjonen vil gi økte utslipp til luft. Økningen vurderes å medføre små endringer av det totale utslippsbildet i Norskehavet, og vurderes ikke å ville bidra til økt forurensningsbelastning av betydning. Konsekvenser ved økte utslipp til luft fra drift av ÅSC vurderes å være omfattet av grunnlagsrapporten for helhetlig forvaltningsplan, og er således inkludert i konsekvensbeskrivelsene som er gitt.

Økte utslipp til luft fra kraftgenerering til drift av Åsgard havbunnskompresjon vurderes å kun medføre marginale miljøkonsekvenser.

## 5. Utslipp til sjø

Utbyggingen av Åsgard havbunnskompresjon vil føre til utslipp til sjø og/eller videreføring av eksisterende utslipp til sjø. Følgende utslippskilder er identifisert:

- Utslipp fra marine operasjoner under anleggsfasen
- Utslipp fra klargjøring av rørledninger
- Produsert vann
- Sanitæravløpsvann

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

Konsekvensutredningen 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 Bore- og anleggsfase

Det vil ikke være bore- eller brønnoperasjoner som følge av utbygging av Åsgard havbunnskompresjon. Alle tiltak for oppkobling av nye rørledningskomponenter vil skje nedstrøms brønnhodene på de eksisterende Midgard X, Y og Z bunnrammene.

### 4.8 Utslippsreducerende tiltak

Følgende tiltak vil bli implementert for å redusere utslipp til luft:

- Turtallsjusterte kompressormotorer på kompressorstasjonen
- Turtallsjusterte pumper på kompressorstasjonen
- Oppgradering av eksisterende standard NO<sub>x</sub> teknologi på en generatorturbin på Åsgard B fra 2025

Følgende tiltak vil bli vurdert implementert på et senere tidspunkt for å redusere utslipp til luft:

- Samordnet kraftforsyning – samkjøringskabel mellom Åsgard A og Åsgard B
- Vurdere import av AC kraft fra land gjort tilgjengelig i området gjennom ved en krafthub som importerer HVDC kraft fra land.

Under anleggsfasen vil det kunne forekomme utslipp til sjø av sanitæravløpsvann og matavfall fra fartøyer som er involvert i de maritime operasjonene. Dette vil være leggefartøyer (for legging av rør og kabler), tungløftfartøy, konstruksjons/intervensjonsfartøyer og survey/oppmålingsfartøyer. Det vil settes strenge krav til planer, beredskap og tiltak for å unngå uønskede hendelser med miljøfarlige utslipp.

### 5.2 Oppstartsfase

Eventuelle planlagte utslipp til sjø i forbindelse med oppstart av den havbunnsbaserte gasskompresjonsstasjonen vil bli nærmere beskrevet i utslippssøknad til forurensningsmyndighetene.

### 5.3 Driftsfase

Åsgardfeltet startet opp væskeproduksjonen i 1999, og gassproduksjonen startet i 2000.

#### Drenasjevann

Drenasjevann oppstår allerede på de installasjonene som vil være involvert ved utbygging og drift av Åsgard havbunnskompresjon, og blir håndtert av de etablerte systemene på disse installasjonene.

På **Åsgard A** er det for behandling av drenasjevann lagt opp til to atskilte systemer, åpen og lukket drenering. Til åpen drenering går alt vann fra dekk. Vannet dreneres til en oppsamlingstank i skipet og pumpes deretter til sentrifuger for rensing før det går overbord. Til lukket drenering går vann fra prosess og dreieskiveområdet (turret og svivel) samt væske som er separert ut i fakkelsystemet.

På **Åsgard B** samler drenasjevannsystemet opp regnvann, brannvann, vaskevann og søl fra dekk og utstyr og ruter dette til oppsamlingstanker. Det skilles mellom drenering i eksplosjonsfarlige og ikke-eksplosjonsfarlige områder. Etter sentrifugering rutes drensvannet til sjø.

En eventuell økning i drenasjevannmengden forventes å være marginal. Den eventuelt økte vannmengden vil bli håndtert og behandlet i eksisterende vannbehandlingsanlegg på installasjonene før utslipp til sjø.

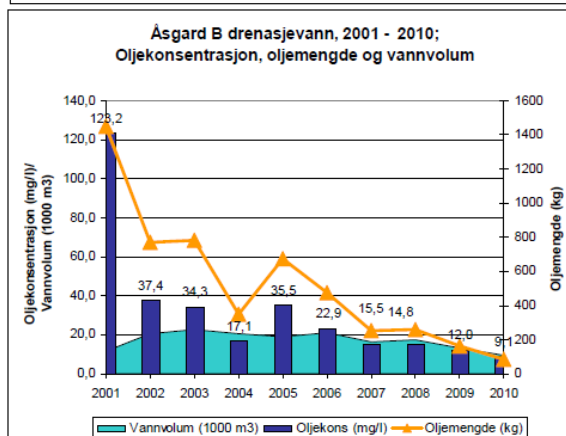
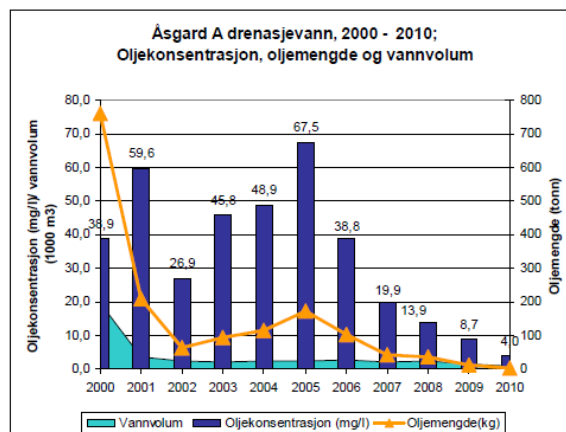
Det forventes ikke behov for å øke vannbehandlingskapasiteten eller oppgradere vannbehandlingsanlegget verken på Åsgard A eller Åsgard B som følge av utbygging og drift av den havbunnsbaserte kompressorstasjonen. I figur 5.1 er oljekonsentrasjon, oljemengde og volum drenasjevann på Åsgard B vist for årene 2001–2010.

Både vannvolum, oljemengde og oljekonsentrasjon i både Åsgard A og Åsgard B drenasjevann har vist en synkende tendens i perioden 2001–2010.

### Sanitæravløpsvann og matavfall

Drift av den havbunnsbaserte kompressorstasjonen forventes ikke å ville medføre økt bemanning av noe betydning for generering av sanitæravløpsvann og matavfall. Sanitæravløpsvann slippes i dag til sjø, og dette vil også være situasjonen etter oppstart av kompresjonsanlegget.

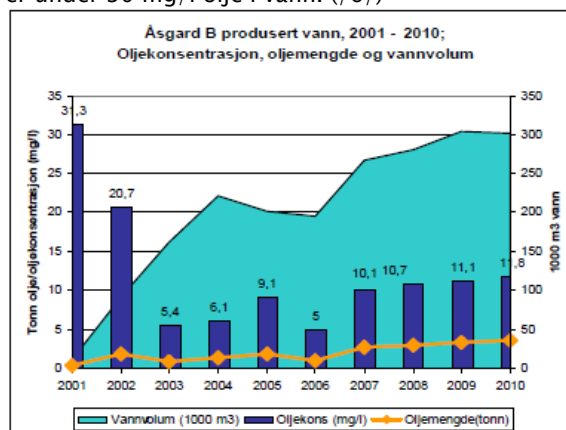
Matavfall males opp og slippes i dag til sjø, og dette vil også være situasjonen etter oppstart av kompresjonsanlegget. Utslipet av sanitæravløp og matavfall vurderes å ha minimale miljømessige konsekvenser.



Figur 5.1. Drenasjevann Åsgard A 2000–2010 og Åsgard B 2001 – 2010. Oljekonsentrasjon, oljemengde og vannvolum. (/6/)

### Produsert vann

Brønnstrømmen fra Midgard og Mikkel blir i dag produsert og prosessert på Åsgard B. Åsgard B produser relativt lite produsert vann, selv om vannvolumet er økende, jamfør figur 5.2. I 2010 ble det rapportert vel 300.000 m<sup>3</sup> produsert vann fra Åsgard B. Oljekonsentrasjonen i vann til sjø var i 2010 11,8 mg/l (en økning fra 11,1 mg/l i 2009), mens grenseverdien i myndighetskravet til rensing er under 30 mg/l olje i vann. (/6/)



Figur 5.2. Produsert vann Åsgard B. Oljekonsentrasjon, oljemengde og vannvolum 2001–2010. (/6/)

Gjennomsnittlig oljekonsentrasjon i produsert vann til sjø fra Åsgard var for 2010 8,5 mg/l, det samme som i 2009. For Åsgard A har reduksjonen gått fra 7,1 til 6,9 mg/l og for Åsgard B har det vært en liten økning fra 11,1 til 11,8 mg/l. Åsgard B har i 2009 og 2010 hatt stort fokus på vannrenseanlegget, og har hatt ekstern bistand for å optimalisere driften. Dette arbeidet fortsetter i 2011.

Det er ikke forventet produksjon av produsert vann av betydning fra verken Midgard eller Mikkel. For vannprognoser, se figur 5.3. Sammensetning og egenskaper ved produsert vann fra Midgard og Mikkel er vist i henholdsvis tabell 5.1 og 5.2.

Eksisterende MEG regenereringsanlegg på Åsgard B har en behandlingskapasitet på 220 m<sup>3</sup>/dag (antatt 55 vekt% MEG) produsert vann. Simuleringer viser en maksimal rate for vannproduksjon på omlag 150 m<sup>3</sup>/dag, se figur 5.3.

Det er ikke identifisert behov for å modifisere MEG regenereringsanlegget på Åsgard B, eller å endre vannbehandlingsstrategi. Dersom kapasiteten i eksisterende MEG regenereringsanlegg blir overskredet, vil de vannproduserende brønnsegmentene bli stengt ned.

**Tabell 5.1. Sammensetning og egenskaper ved produsert vann fra Midgard, basert på brønn 6507/11-5S.**

MAJOR COMPONENTS		SPECIAL COMPONENTS	
Sodium, Na <sup>+</sup> (mg/l)	22 947	Mercury, Hg <sup>2+</sup> (mg/l)	0.09
Calcium, Ca <sup>2+</sup> (mg/l)	1 997	Cadmium, Cd <sup>2+</sup> (mg/l)	<0.025
Magnesium, Mg <sup>2+</sup> (mg/l)	398	Nickel, Ni <sup>2+</sup> (mg/l)	<0.25
Barium, Ba <sup>2+</sup> (mg/l)	452	Selenium, Se <sup>2+</sup> (mg/l)	<0.05
Strontium, Sr <sup>2+</sup> (mg/l)	265	Lead, Pb <sup>2+</sup> (mg/l)	40.3
Potassium, K <sup>+</sup> (mg/l)	1 680	Copper, Cu <sup>2+</sup> (mg/l)	<0.25
Iron, Fe <sup>++</sup> (mg/l)	4.7	Chromium, Cr <sup>3+</sup> (mg/l)	<0.025
Chloride, Cl <sup>-</sup> (mg/l)	42 323	Arsenic, As <sup>3+</sup> (mg/l)	<0.05
Sulphate, SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup> (mg/l)	15	Zinc, Zn <sup>2+</sup> (mg/l)	4.4
Bicarbonate, HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup> (mg/l)	580	Manganese, Mn <sup>2+</sup> (mg/l)	< 0.25
<b>SRB-nutrients:</b>		Silver, Ag <sup>+</sup> (mg/l)	0.04
Nitrite, NO <sub>2</sub> <sup>-</sup> (mg/l)	<10	<b>Additional data</b>	
Nitrate, NO <sub>3</sub> <sup>-</sup> (mg/l)	<10	Resistivity (ohm m) – 20 °C	0.117
<b>Organic acids:</b>		Conductivity (mS/cm) – 20 °C	85.5
Acetic acid (mg/l)	202	pH (20 °C)	6.6
Propanoic acid (mg/l)	51	Density (kg/m <sup>3</sup> ) – 15.6 °C	1 050
Butanoic acid (mg/l)	16	TDS (mg/l)	70 677

**Tabell 5.2. Sammensetning og egenskaper ved produsert vann fra Mikkel, basert på brønn 6407/6-5.**

MAJOR COMPONENTS		SPECIAL COMPONENTS	
Sodium, Na (mg/l)	18 190	Mercury, Hg (mg/l)	0.1
Calcium, Ca (mg/l)	1 360	Cadmium, Cd (mg/l)	<0.005
Magnesium, Mg (mg/l)	213	Nickel, Ni (mg/l)	<0.05
Barium, Ba (mg/l)	280	Selenium, Se (mg/l)	<0.05
Strontium, Sr (mg/l)	158	Lead, Pb (mg/l)	<0.05
Potassium, K (mg/l)	388	Copper, Cu (mg/l)	<0.05
Iron, Fe (mg/l)	0.3	Chromium, Cr (mg/l)	<0.05
Chloride, Cl (mg/l)	31 665	Arsenic, As (mg/l)	<0.02
Sulphate, SO <sub>4</sub> (mg/l)	<2	Zinc, Zn (mg/l)	0.9
Bicarbonate, HCO <sub>3</sub> (mg/l)	578	Manganese, Mn (mg/l)	1,5
<b>SRB-nutrients</b>		Silver, Ag (mg/l)	<0.05
Phosphate, PO <sub>4</sub> (mg/l)	<10	<b>Additional data</b>	
Nitrate + Nitrite, NO <sub>3</sub> + NO <sub>2</sub> (mg/l)	<10	Resistivity (ohm m) – 20 °C	0.152
<b>Organic acids:</b>		pH – 20 °C	5.7
Acetic acid (mg/l)	510	Density (kg/m <sup>3</sup> ) – 15 °C	1036
Propanoic acid (mg/l)	65	TDS (mg/l)	52 832
Butanoic acid (mg/l)	<2		

#### Radioaktive elementer/komponenter

Både uran og thorium finnes naturlig i varierende konsentrasjoner i berggrunnen. Disse gir opphav til radiumisotopene <sup>226</sup>Ra og <sup>228</sup>Ra. Radium er mer løselig enn både uran og thorium, og vil derfor lekke ut i formasjonsvannet.

Når sjøvann, som inneholder mye sulfat blandes med formasjonsvann som inneholder barium, strontium eller kalsium, dannes det tungt løselige sulfatavleiringer. Radium reagerer kjemisk på samme måte som barium, og dette fører til at bariumsulfatavleiringer som dannes i rør og prosessutstyr (scale) inneholder radium. Disse avleiringene kalles Lav Radioaktive Avleiringer (LRA).

For å hindre at slike avleiringer skaper problemer i form av tetting av blant annet ventiler og rørledninger, blir det benyttet kjemikalier som dels hindrer at avleiringer dannes, dels løser opp allerede dannede avleiringer. En nærmere beskrivelse av radioaktive komponenter og utslipp av disse er gitt i kapittel 3.11.

Vurdering av simuleringer viser at CaCO<sub>3</sub> scale ikke er et problem selv om samtidig produksjon av formasjonsvann fra Midgard og Mikkel skulle oppstå. Driftserfaringer tyder imidlertid på at avsetninger av FeCO<sub>3</sub> og magnetitt kan oppstå.

### Voks og asfaltener

Voksavsetninger er ikke forventet under normal produksjon. Asfaltener er ikke funnet i brønnstrømmen fra verken Midgard eller Mikkel.

### Produsert sand

Brønnstrømmen fra Midgard og Mikkel blir i dag produsert og prosessert på Åsgard B. Det er ikke registrert forekomst av produsert sand av betydning fra de aktuelle brønnene. Basert på de gjennomførte brønnsimuleringene, er det ikke forventet at det vil forekomme produsert sand av betydning ved drift av Åsgard havbunnskompresjon. Dersom det likevel skulle bli produsert sand vil dette bli håndtert i eksisterende systemer for produsert vann og sandvasking på Åsgard B.

Både Åsgard A og Åsgard B produserer i dag lite sand. Analysene som er sendt inn viser generelt resultater godt under myndighetskravet på 10 mg olje/kg sand.

### Klargjøring av rørledninger

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. Det vil også kunne forekomme utslipp av mindre mengder brønnstrøm, som medfører kontrollert utslipp av våtgass og svært små mengder kondensat.

Etter legging vil rørledningene bli vannfylt og bli liggende med vann fram til klargjøring og produksjonsstart. Rørledningene fylles med sjøvann for å muliggjøre sammenkopling på havbunnen og hydrostatisk trykktesting. For å forhindre begroing og oksygenindusert korrosjon vil sjøvannet bli tilsatt oksygenfjerner (OR-13) og biosid (Dyno MB544C). For å muliggjøre søk etter lekkasjer under trykktesting vil det bli nødvendig å tilsette fargestoffer. Det planlegges å bruke Roemex RX-9022. Utslippsvann i forbindelse med klargjøring av rørledninger på Midgard vil gå til sjø.

For å minimalisere gjenværende vann i rørledningene under fylling av brønnstrøm samt unngå risiko for hydrattdannelse, er det nødvendig å separere vannet og brønnstrømmen. Denne separasjonen oppnås ved bruk av flere små "batcher" med glykol (MEG). Noe av denne glykolen vil også bli sluppet ut til sjø. En nærmere beskrivelse av utslipp i forbindelse med klargjøring

av rørledninger vil bli gitt i utslippssøknad til myndighetene for disse operasjonene.

### Kjøling og varmeavgivelse

Den havbunnsbaserte kompressorstasjonen vil ikke generere kjølevann som slippes til sjø. Den største varmekilden i havbunnsanlegget vil være gasskompressorene. Kompressorene er utformet på en slik måte at brønnstrømmen som strømmer gjennom disse vil gi kjøleeffekt. Dette vil gi økt utnyttelse av kompressorkapasiteten, samt minimere varmeavgivelsen til omgivelsene. Det vil også være kjølere i anlegget som kjøler ned brønnstrømmen før denne når væskeutskilleren og kompressoren.

Det vil være en lukket kjølekrets med egnet kjølemedium (TEG) som sirkulerer i anlegget. Det vil ikke være operasjonelle utslipp til sjø i forbindelse med drift av anlegget.

Det er beregnet at varmeavgivelse fra kompressorstasjonen vil kunne medføre en maksimal økning av sjøvannstemperaturen i størrelsesorden 2–5° C i umiddelbar nærhet til de varmeste komponentene i kontinuerlig drift, som vil være kjølerne på gassinnløp og utløp. Det er da antatt at begge kompressortogene kjøres samtidig. Størst varmeavgivelse til omgivelse ventes å opptre det første driftsåret (2015), med ca 27.000 kW varmeenergi gjennom året. Varmeavgivelsen er beregnet å avta til ca 7.000 kW i 2030.

Varmeavgivelse til sjø med økt vanntemperatur vurderes å være svært begrenset, og vurderes kun å ville gi marginale temperatureffekter lokalt rundt kompressorstasjonen. Varmeavgivelsen vurderes å ikke ville medføre konsekvenser for det marine liv.

## 5.4 Prognoser for utslipp til sjø

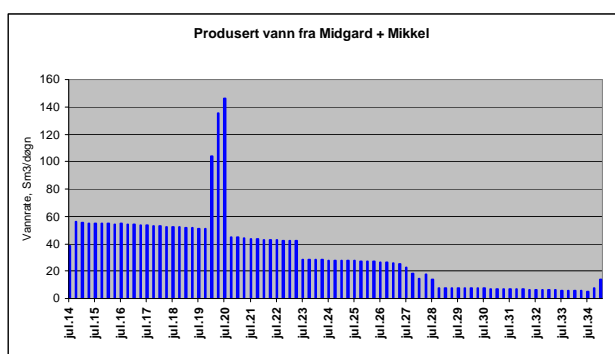
Utstyr som installeres på Åsgard A for transport og injeksjon av kjemikalier i kompressorstasjonen vil sikres drenering til og håndtering i eksisterende systemer på Åsgard A.

Ordinær drift av kompressoranlegget på havbunnen vil skje uten utveksling av væsker med omgivelsene. Ventiler på kompressorstasjonen og manifoldstasjonen vil opereres elektrisk, og inneholder ikke åpne systemer mot sjø.

Havbunnskompresjonen vil i seg selv ikke medføre utslipp av produsert vann. Kompresjonstiltaket vil føre til at produksjonen av brønnstrømmen,

inklusive vannandelen, vil opprettholdes og videreføres på Åsgard B i en lengre periode sammenlignet med dersom kompresjon ikke implementeres.

Prognoser for produksjonsrate for produsertvann er vist i figur 5.3. Maksimal vannrate er ca 150 Sm<sup>3</sup>/døgn, og forventes å ville forekomme sommeren 2020. Utenom denne perioden vil vannproduksjonen ligge mellom 55 – 5 Sm<sup>3</sup>/døgn. Eksisterende MEG regenererings-anlegg på Åsgard B har en behandlingskapasitet på 220 m<sup>3</sup>/dag.



**Figur 5.3.** Foreløpig produksjonsprognose for produsert vann fra Midgard + Mikkel 2014 – 2034, Sm<sup>3</sup>/døgn.

## 5.5 Konsekvenser av utslipp til sjø

### 5.5.1 Konsekvenser i forbindelse med klargjøring av rørledninger

Samlet rørledningslengde er ca 21 km, og utgjøres av totalt seks relativt korte rørledninger, der den lengste er 8,3 km lang. Totalt fire av de seks nye rørledningene vil være kortere enn 2 km.

Under klargjøring av rørledningene planlegges det benyttet kjemikalier som er miljøklassifisert som grønne (PLONOR) og gule (miljøakseptable). Rørledningene er korte, og utslipp av kjemikalieholdig vann planlegges å skje på ulike tidspunkt fordelt over noe tid. Som følge av disse forholdene, vil det være små mengder kjemikalieholdig vann som vil slippes ut. Utslipp fra klargjøring av rørledninger vurderes å kun gi marginale til ubetydelige effekter lokalt ved utslippspunktet i et kortere tidsrom. Eventuelle utslipp av brønnstrøm, inkludert svært små mengder kondensat vurderes på bakgrunn av små mengder og kondensatets egenskaper å ikke ville medføre miljøkonsekvenser av betydning, jamfør kapittel 6, Akutte utslipp og oljevern.

### 5.5.2 Konsekvenser i forbindelse med ordinær drift

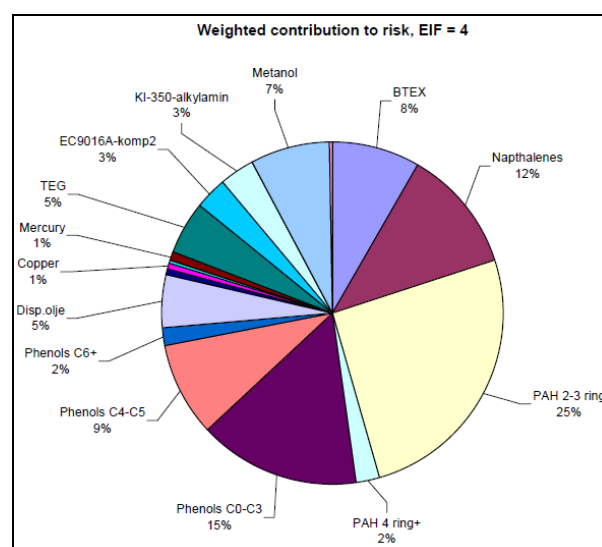
Det er et kontinuerlig fokus på optimalisering av vannrenseanleggene på Åsgard og driften av disse, da utslipp av produsert vann har stor innvirkning på EIF (Environmental Impact Factor). Tabell 5.3 viser utvikling av EIF for Åsgard B.

**Tabell 5.3.** Utvikling av EIF for Åsgard B. (/6/)

	2002	2005	2007	2008
EIF	0	0	13	4

Basert på vurderinger av omfang av endringer fra 2008 til 2009 når det gjelder mengde produsert vann, oljekonsentrasjon og kjemikaliebruk, har operatøren konkludert med at det ikke er behov for å beregne EIF for 2009. På dette grunnlag gjøres EIF verdien for 2008 på 4 også gjeldene for 2009. Utslippene i 2010 er noe redusert i forhold til 2009, men det har ellers ikke vært noen større endring i produksjonen eller hvilke kjemikalier som benyttes. Dette er kommunisert til forurensningsmyndighetene. Figur 5.4 viser vektet bidrag til risiko, EIF = 4, for Åsgard B.

Det er en markant reduksjon i EIF for Åsgard B fra 2007 til 2008. Årsaken til dette er reduksjon i bruk av H<sub>2</sub>S-fjerner. Når H<sub>2</sub>S-fjerner ikke er i bruk er det naturlige komponenter i produsert vannet som er hovedbidragsyter til EIF.



**Figur 5.4.** Vektet bidrag til risiko, EIF = 4 for Åsgard B, 2008 (/6/).

Drift av havbunnsanlegget vil ikke endre kjemikaliebruken av betydning på Åsgard B eller sammensetning av produsert vann i forhold til dagens driftssituasjon. Havbunnskompresjonen

vurderes derfor å ikke ville medføre miljømessige konsekvenser ift dagens situasjon.

## 5.6 Utslippsreducerende tiltak

Det havbunnsbaserte kompresjonsanlegget skal opereres som et lukket anlegg uten utveksling av væsker med omgivelsene. Manifoldstasjonen vil ha elektrisk opererte ventiler, som også skal kunne betjenes ved bruk av ROV.

Åsgard havbunnskompresjon vil i seg selv ikke medføre utslipp til sjø, men vil opprettholde de strømnings- og produksjonsmessige forhold som er tilstede før minimum strømningsrate inntreffer. Dette medfører at produksjonen av produsert vann fra Midgard og Mikkel vil videreføres lenger en dersom ikke kompresjon ble installert og driftsatt.

# 6. Akutte utslipp og oljevern

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

- Utblåsninger fra feltinnretninger under boring og drift
- Lekkasje fra rør
- Lekkasje fra undervannsinstallasjoner
- Prosesslekkasjer
- Lekkasje fra skytteltankere eller lasteoperasjoner

De største akuttutslippene er assosiert med utblåsninger under boring og drift. Dette er imidlertid hendelser med svært lav sannsynlighet.

Konsekvensene av et utilsiktet utslipp til sjø avhenger av faktorer som oljetype (olje, gass, kondensat), overflate- eller havbunnsutslipp, størrelse på utslippet, vind, strømreretning og overlapp med sårbare naturressurser. Et akutt utslipp av gass er i hovedsak en sikkerhetstrussel da effekter på marint miljø er kortvarige og lokale. Faren for dannelse av et oljeflak er størst ved overflateutblåsninger.

Miljøkonsekvensene ved et overflateutslipp er i hovedsak knyttet til påfølgende skader på sjøfugl, særlig dykkende arter, samt sel og områder som er definert som spesielt miljøfølsomme (SMO). I tillegg vil giftvirkninger av et oljesøl kunne medføre skader på organismer i vannsøylen, i hovedsak egg og

På bakgrunn av de løsninger som er valgt vurderes Åsgard havbunnskompresjon som et miljømessig godt prosjekt. Følgende tiltak vil bli vurdert og implementert som vil resultere i minimaliserte utslipp til sjø:

- Nedstengning av vannproduserende brønnsegmenter

larver. Potensialet for effekter på fiskeegg- og larver er imidlertid størst ved et havbunnsutslipp.

## 6.1 Miljørisikoanalyse, formål og krav

Formålet med en miljørisikoanalyse er å vurdere hvorvidt utbygging og drift er akseptabel med hensyn til miljørisiko (akutte oljeutslipp), samt vurdere behovet for oljevernberedskap for en gitt utbygging.

Krav til miljørisikoanalyse er gitt i Styringsforskriften § 16. Styringsforskriften stiller krav om gjennomføring av miljørettede risikoanalyser, og pålegger operatører å utarbeide akseptkriterier for risiko for skade på miljø. Akseptkriterier for akutte utslipp skal gi uttrykk for det risikonivået som operatøren beslutter er akseptabelt, vurdert med tanke på sannsynlighet for utslipp og de konsekvenser et utslipp vil ha for miljøet.

Fra tidligere foreligger det en miljørisikoanalyse for Åsgardfeltet. Denne er oppdatert i 2009, og inneholder også en oppdatert beredskapsplan for feltet. Fra før foreligger det en karakteristikk- og forvittringsanalyse for kondensat/lettolje fra Midgard.

- *Miljørisikoanalyse, Haltenbanken – Åsgardfeltet. Det Norske Veritas, Report no 2009-1086/1270FAT-3. (/20/)*

- *Åsgard A, Smørbukk, Smørbukk Sør, Smørbukk kondensat/lettolje og Midgard – Egenskaper og forvitring på sjøen relatert til beredskap. SINTEF, Report no. STF66 A03053. (/21/)*

Miljøriskioanalysen omfatter eksisterende fysiske og operasjonelle forbindelse mellom Mikkel, Midgard og Åsgard B, og baserer seg på følgende uhells scenario:

- Brønnutblåsning, fra boring, komplettering, intervensjon og vedlikehold (wireline og kveilerør), rigg og fartøy på overflaten over brønnrammen under intervensjon og vedlikehold (workover), samt drift.
- Akutte uhellsutslipp fra skipskollisjoner og lasting/lossing
- Akutte uhellsutslipp fra rørledninger og stigerør

Kompresjon av brønnstrømmen for å øke strømningsraten fra Midgard til Åsgard B ved å installere, drive og vedlikeholde et kompresjonsanlegg vil ikke involvere brønnoperasjoner.

Verken en havbunnsbasert kompressorstasjon eller en flytende kompresjonsplattform vil på noe tidspunkt inneholde mer enn 50 tonn lettolje/kondensat, som er den nedre grense for den oppdaterte miljørisiko- og beredskapsvurderingen for Åsgard. Gasskompresjonen av brønnstrømmen fra Midgard medfører ikke lasting/lossing utover det som er resultatet av eksisterende drift av feltet. Følgelig vil uhellsscenarioene brønntutblåsning og skipskollisjoner og lasting/lossing ikke være aktuelle for Åsgard Minimum Flow prosjektet.

## 6.2 Akseptkriterier for miljørisiko

Basert på prinsippet om restitusjonstiden for den mest sårbare miljøressursen etter en miljøskade skal være ubetydelig i forhold til forventet hyppighet av miljøskaden, har operatøren utarbeidet akseptkriterier for felt-, installasjons- og operasjonsspesifikk risiko.

Akseptkriteriene angir øvre akseptabel sannsynlighet i følgende fire miljøskadekategorier (restitusjonstid angitt i parentes):

- Mindre miljøskade (1 mnd – 1 år)
- Moderat miljøskade (1 – 3 år)
- Betydelig miljøskade (3 – 10 år)
- Alvorlig miljøskade (> 10 år)

Miljøskade er her uttrykt ved restitusjonstiden for "de mest sårbare ressursene". Akseptkriteriene skal være oppfylt for alle miljøskadekategoriene for at risikoen skal være akseptabel.

Akseptkriteriene angir grenser for hva operatøren har definert som en akseptabel risiko for egen virksomhet (sannsynlighet for en gitt konsekvens) ved aktivitet på installasjonene og feltet. Disse er formulert som mål på skade på bestander, uttrykt ved varighet og grad av alvorlighet, jmf tabell 6.1.

**Tabell 6.1. Operatørens installasjonsspesifikke akseptkriterier for miljørisiko for Åsgard.**

Miljøskade	Varighet av skaden (restitusjonstid)	Høyeste akseptable sannsynlighet pr år	Akseptabel statistisk sannsynlig gjentakelse
Mindre	1 måned – 1 år	$< 1 \times 10^{-2}$	100 år
Moderat	1 – 3 år	$< 2,5 \times 10^{-3}$	400 år
Betydelig	3 – 10 år	$< 1 \times 10^{-3}$	1.000 år
Alvorlig	> 10 år	$< 2,5 \times 10^{-4}$	4.000 år

## 6.3 Kondensategenskaper

Kondensat (lettolje) fra Midgard har vært produsert på Åsgard siden oppstart av produksjonen på feltet. Kondensatets sammensetning og forvitringsegenskaper er således godt kjent.

- *Åsgard A, Smørbukk, Smørbukk Sør, Smørbukk kondensat/lettolje og Midgard – Egenskaper og forvitring på sjøen relatert til beredskap. SINTEF, Report no. STF66 A03053. (/21/)*

Midgard kondensat inneholder kun små mengder voks og ingen asfaltener, og har et høyt innhold av lette komponenter. Ved et eventuelt uhellsutslipp, vil det høye innholdet av lette komponenter føre til at om lag 90% fordampningstap allerede etter 3 timer på sjøoverflaten (ved vindstyrke 10 m/s, sommerstid).

Grunnet lav viskositet og høy oppløselighet, er det ikke forventet at kondensat fra Midgard vil forme stabile emulsjoner med vann.

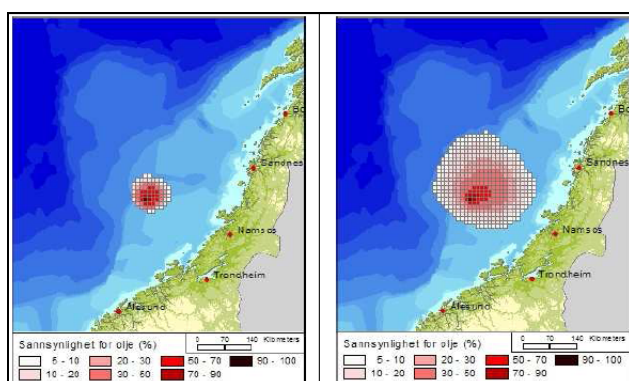
Sommerstid med vindstyrke høyere enn 5 m/s, er en slik kondensatfilm forventet å ha en varighet mindre enn 6 timer på sjøoverflaten. Den lave viskositeten og høye oppløseligheten medfører at fysisk oppsamling er svært vanskelig, om ikke umulig.

## 6.4 Utslippsscenarioer

Helhetlig forvaltningsplan for Norskehavet vurderer konsekvenser av oljeutslipp fra bla Åsgard. Det er foretatt drivbaneberegninger på bakgrunn av 3.600 modellerte enkelthendelser.

- *Helhetlig forvaltningsplan for Norskehavet. Konsekvenser av petroleumsaktivitet og andre energiformer til havs. Sektorrapport Mai 2008*

Figur 6.1 viser influensområdet fra simulerte oljeutblåsninger fra Åsgard, basert på 3.600 modellerte hendelser. Det er mindre enn 5% sannsynlighet for at olje når land.



**Figur 6.1.** Influensområdet for oljeutblåsning fra Åsgard. Sjøbunnsutblåsning til venstre, og overflateutblåsning til høyre. Fra *Helhetlig forvaltningsplan for Norskehavet*.

Oljeutblåsning og oljedrift som simulert og illustrert i figur 6.1 vil ikke kunne forekomme fra Midgard, da brønnstrømmen hovedsakelig inneholder gass og mindre mengder kondensat.

Kondensatet har egenskaper som gjør at det ikke forventes stabile emulsjoner med vann. Kondensatfilm på overflaten vil ha svært kort levetid før denne fordampes.

## 6.5 Vurdering av miljørisiko

Miljørisiko- og oljevernberedskapsplanen for Åsgardfeltet er nylig oppdatert i rapporten:

- *Miljørisikoanalyse, Haltenbanken – Åsgardfeltet. Det Norske Veritas, rapport 2009-1086/1270FAT-3 (/20/)*

Utslipp mindre enn 50 tonn inngår ikke i denne analysen, men behandles og risikostyres gjennom design, vedlikeholdsprosedyrer, miljøverifikasjoner, revisjoner og rapporteringssystemer.

Den oppdaterte miljørisikoanalysen for Åsgardfeltet konkluderer med følgende:

- Resultatene av analysene viser at utblåsning fra Åsgard medfører størst miljørisiko for sjøfugl i åpent hav om vinteren/våren (oktober–april), mens risikoen er størst for kysttilknyttede bestander om sommeren/ høsten (mai–september).
  - Risikoen for utblåsning medfører en årlig skadesannsynlighet på  $4,0 \times 10^{-5}$  for moderat miljøskade,  $2,3 \times 10^{-6}$  for betydelig miljøskade, mens sannsynligheten for alvorlig miljøskade er svært lav. Det er hovedsakelig overflateutblåsning som medfører skadesannsynlighet av større betydning (bestandstap  $> 1\%$ ) for de analyserte artene, med kun mindre bidrag fra havbunnsutblåsning.
  - Risikoen for utslipp fra skipskollisjoner/lasteoperasjoner medfører en årlig skadesannsynlighet på  $1,5 \times 10^{-4}$  for moderat miljøskade,  $5,3 \times 10^{-6}$  for betydelig miljøskade, mens sannsynligheten for alvorlig miljøskade er svært lav.
  - Risikoen for utslipp fra rørledning/stigerør er lav, og medfører i all hovedsak risiko for sjøfugl i åpent hav (svært lav sannsynlighet for stranding av olje). Årlig skadesannsynlighet er  $4,1 \times 10^{-6}$  for moderat miljøskade og  $5,6 \times 10^{-7}$  for betydelig miljøskade. Utslipp fra rørledning/stigerør medfører ikke risiko for alvorlig miljøskade.
  - Årlig total risiko (summert for alle mulige utslippshendelser) er målt mot Statoils feltspesifikke akseptkriterier for hver skadekategori.
  - Årlig risiko utgjør hhv. 1,3 % av akseptkriteriet for mindre miljøskade, 4,0 % av akseptkriteriet for moderat miljøskade, 0,4 % av akseptkriteriet for betydelig miljøskade, og 0,004 % av akseptkriteriet for alvorlig miljøskade.
- Operatøren har sommeren 2010 utført en miljørisiko og beredskapsvurdering for Åsgard Minimum Flow prosjektet. Her blir det nærmere vurdert hvordan installasjon og drift av gasskompresjon på Midgard vil påvirke den nylig oppdaterte miljørisikoanalysen for Åsgard.
- *Environmental Risk and Oil Spill Contingency Assessment for Åsgard Minimum Flow. RE-MFP-0083 Statoil september 2010. (/22/)*



Miljøriskoen som følge av lekkasjer fra eller brudd i brønnstrømsrørledninger eller stigerør på Åsgard er kvantifisert ved bruk av en sprednings- og fortynningsmodell for et representativt oljesøl. Introduksjon av nye rørledninger og stigerør (kun relevant for en kompresjonsplattform) som følge av ny gasskompresjon, vil i prinsippet bidra til en økt miljørisiko.

Nye rørledninger og eventuelle stigerør som følge av utbygging av gasskompresjonsløsningen, vil imidlertid inneholde bare gass og kun mindre mengder kondensat. Basert på kunnskap om kondensategenskapene, vil den raske fordampningen og oppløsningen av gass og kondensat fra Mikkel og Midgard innebære en miljørisiko som er for liten til å kunne kvantifiseres ved bruk av eksisterende modeller og beste industripraksis.

Det kan derfor konkluderes med at både en havbunnsbasert kompressorstasjon og en flytende kompresjonsplattform vil representere en ikke-signifikant økning av miljørisikoen på Åsgard. Dagens miljørisiko på Åsgard før utbygging av kompresjonsløsningen utgjør maksimalt 4 % av Statoils akseptkriterier for miljørisiko.

Det vil vurderes å oppdatere miljørisiko-vurderingen når kompresjonsstasjonen er driftsatt.

## 6.6 Beredskap mot akutt forurensning

Ved en eventuell uønsket hendelse med utslipp av kondensat fra installert kompresjonsløsning (enten den er havbunnsbasert eller flytende), vil den primære tiltaksresponsen være fjern oppdagelse og overvåking. Grunnet det store fordampningstapet (om lag 90%) vil det av sikkerhetsmessige grunner være mest aktuelt å følge kondensatfilmen fra noe avstand. Den høye fordampningen og kondensatets øvrige fysiske- og kjemiske egenskapene gjør det i praksis lite realistisk å fysisk samle opp kondensat fra sjøoverflaten.

Midgard omfattes av områdeberedskapen for Halten/Nordland som dekker feltene Åsgard, Heidrun, Draugen, Njord, Kristin og Norne, med tilhørende satelittfelt, samt fartøy og flyttbare innretninger. Operatørene for de ulike feltene samarbeider om områdeberedskapen.

Operatøren Statoil har for Åsgardfeltet etablert adekvate beredskapsordninger. De tiltak som

ingår i oljevernberedskapen som er etablert for Åsgardfeltet vil etter operatørens vurdering dekke de aktuelle beredskapsbehovene knyttet til en gasskompresjon på Midgard, enten ved en havbunnsbasert kompressorstasjon eller en kompresjonsplattform.

Hovedstrategien for beredskap mot akutt forurensning på norsk sokkel er mekanisk oppsamling nær kilden, og bygger på følgende barrierefilosofi:

- Barriere 1: Oppsamling på åpent hav nær kilden
- Barriere 2: Oppsamling på åpent hav og inn mot kystsonen
- Barriere 3: Oppsamling i kyst- og strandsonen
- Barriere 4: Strandsanering

Sommeren 2010 mottok Statoil oppdatert utslippstillatelse fra Klima- og forurensningsdirektoratet (Klif) for utslipp fra boring på og drift av Åsgard-feltet. Utslippstillatelsen inkluderer oppstart og drift av Morvin (ca 15 km vest for Åsgard B). Ressursene fra Morvin skal produseres på Åsgard B før videre eksport.

I den oppdaterte utslippstillatelsen for Åsgard er det satt følgende krav til beredskap, som baserer seg på operatørens beredskapsanalyse for Morvin.

- Akutt forurensning skal oppdages så snart som mulig, og senest innen 3 timer fra forurensingen fant sted
- 2 NOFO systemer i barriere 1 og 2 NOFO systemer i barriere 2, totalt 4 systemer.
- 5 timer før første system er operativt
- 30 timer for fullt utbygd barriere 1 og 2 for Åsgardfeltet, inkludert Morvin

Operatøren er av den oppfatning at gjeldende nivå og omfang av beredskapen for Åsgard og Morvin også er dekkende for utbygging og drift av en kompresjonsløsning på Midgard.

## 6.7 Videre arbeid

Gjeldende beredskapsplaner for Åsgardfeltet oppdateres mht Åsgard havbunnskompresjon når kompresjonsløsningen blir driftsatt. Ved en eventuell uønsket hendelse med risiko for akutt forurensning, vil hendelsen bli varslet, håndtert og fulgt opp av den etablerte beredskapsorganisasjonen for Åsgardfeltet.

## 7. Arealbeslag og fysiske inngrep

Natur- og miljøressurser i området ved Midgard og Åsgard er nærmere beskrevet i kapittel 3 Områdemessig beskrivelse. I det følgende beskrives vurderte konsekvenser for fiskeri, akvakultur, koraller, kulturminner og skipstrafikk som følge av utbygging og drift av Åsgard havbunnskompresjon.

### 7.1 Konsekvenser for fiskeriene

Utbygging og drift av Åsgard havbunnskompresjon vurderes å ikke ville medføre negative konsekvenser av betydning for fiskeressursene i området ved Åsgard og Midgard. Midgard berører ikke særlig verdifulle og sårbare områder for fiskeressursene, og aktivitet i området vurderes ikke å medføre konflikt. Ressursgrunlaget for fiskeriene vil følgelig ikke påvirkes av utbyggingen.

Generelt er Norskehavet og Haltenbanken viktige for fiskeriene. Området mellom Åsgard og Midgard er i flere utredninger vurdert som "ikke viktig" for alle vurderte redskapstyper (line/garn, not/pelagisk trål og bunntrål). Oppdaterte kart over fiskeriaktiviteten basert på satellittsporingsdata fra Fiskeridirektoratet viser en svært begrenset fiskeriaktivitet i Åsgard-Midgard området, noe som bekrefter tidligere vurderinger.

Rundt eksisterende havbunnsrammer på Åsgard (16 stk) er det etablert en sikkerhetssone (radius 500 meter) med forbud mot oppankring og fiske med bunnredskap (trål og snurrevad). Myndighetene vil også etablere en tilsvarende sone rundt ny bunnramme som installeres på Smørbukk Nordøst i løpet av 2011.

#### *Anleggs- og installasjonsperioden*

Under anleggs- og installasjonsperioden vil det være økt fartøyaktivitet i forbindelse med diverse installasjons- og klargjøringsarbeider. Dette vil medføre et arealbeslag på overflaten som beveger seg med denne aktiviteten, og som begrenser annen aktivitet i området, som fiskeri. Grunnet svært begrenset fiskeriaktivitet uten bunntråling i berørte områder, ligger forholdene til rette for eventuelle fiskefartøy å vike for installasjonsaktiviteten uten store ulemper. De marine operasjoner under anleggs- og installasjonsperioden vurderes i praksis ikke å

representere noe operasjonelt konfliktpotensial eller fangsttap av betydning for fiskeriene.

#### *Driftsperioden*

Utbyggingen vil ikke medføre nye overflateinstallasjoner eller boreaktivitet med permanente sikkerhetssoner med begrensninger for fiskeriene i driftsfasen. I forbindelse med utskifting av prosessmoduler i kompresjonsstasjonen for vedlikehold, vil intervensjonsfartøyer ligge på overflaten over havbunnsanlegget i et begrenset antall dager i året.

Kompressorstasjonen med beskyttelsesstruktur vil ha et betydelig omfang på havbunnen. Som for eksisterende havbunnsrammer vil det etableres en sikkerhetssone med radius 500 meter rundt ytterkanten av anlegget med forbud mot oppankring og fiske med bunnredskap. Dette vil omfatte et areal på i størrelsesorden 1,2 – 1,3 km<sup>2</sup>. Beskyttelsesstrukturen vil gis en trålavvisende utforming, slik at eventuelle fiskeredskap avvises og ledes bort fra anlegget. Grunnet generelt lav fiskeriaktivitet i området vurderes dette å ikke representere noe konflikt eller fangsttap av betydning.

Det ansås at areal på 245 – 260.000 m<sup>2</sup> berøres av planlagt steininstallasjon, med estimert steinmengde på i størrelsesorden 190.000 m<sup>3</sup>. Det meste av dette vil være relatert til rørledningstraseene, for bla å unngå frie rørspenn og sikre tilstrekkelig stabilisering og beskyttelse. Nytt berørt areal som følge av utbyggingen vurderes å representere et relativt lite tillegg til areal som allerede er berørt av eksisterende infrastruktur i området. Totalt skal det installeres 21 km nye rørledninger, fordelt på flere korte rørledninger i tilknytning til og mellom eksisterende infrastruktur på havbunnen. Det er kun kraftkablene fra Åsgard A til Midgard som krysser områder uten eksisterende infrastruktur. Kablene spyles ned eller steindumpes, og vurderes å ikke ville medføre konflikt og operasjonelle ulemper for fiskeriene av betydning.

I tillegg til areal som berøres av installerte steinmengder, vil selve tomtearealene for kompresjons- og manifoldstasjonene beslaglegges, med i størrelsesorden 30.000 m<sup>2</sup>.

Basert på en samlet vurdering, oppsummeres det med at utbygging og drift av Åsgard havbunnskompresjon ikke medfører ulemper av betydning for fiskeriene.

Avbøtende tiltak:

- Dialog med fiskerimyndigheter og fiskeriorganisasjoner
- Kunngjøring av marine operasjoner i "Etterretninger for Sjøfarende"
- Vurdere muligheten for bruk av DP opererte leggefartøy for å unngå ankermerker
- Ved eventuell bruk av ankeropererte leggefartøy, avklare behovet for fjerning av ankermerker med fiskerimyndighetene

## 7.2 Konsekvenser for akvakultur

En havbunnsbasert kompressorstasjon på Midgard er lokalisert mer enn 120 km fra nærmeste kystbaserte oppdrettslokalitet. Tiltaket representerer ikke arealmessig konflikt med akvakulturaktiviteten. Som det framgår av kapittel 6, vil et eventuelt utslipp fra kompressorstasjonen og tilhørende rørsystemer inneholde gass og kun mindre mengder lette kondensater, som fordamper lett fra overflaten. Eventuelle kjemikalieutslipp vil kun være av svært begrenset omfang. Eventuelle utslipp fra kompressorstasjonen vurderes å ikke kunne nå de nære kystområder og kystbasert aktivitet. På dette grunnlag vurderes utbygging og drift av Åsgard havbunnskompresjon å ikke ville medføre konsekvenser av betydning for akvakultur.

Avbøtende tiltak: Ingen spesielle avbøtende tiltak anses som nødvendige.

## 7.3 Konsekvenser for koraller

Det er spredte forekomster av korallrev i nærheten av områder for installasjon av undervannsstrukturer, kabler og rørledninger. Optimalisering av traseføringer og eventuelle ankerlokasjoner for rørleggingsfartøy under detaljplanleggingen vil medføre at de registrerte forekomstene unngås uten konflikt. Utbygging og drift av havbunnskompresjonen vil ikke medføre boreoperasjoner. På dette grunnlag vurderes utbygging og drift av tiltaket ikke å ville medføre konsekvenser for koraller.

Avbøtende tiltak: Optimalisering av traseføringer og eventuelle ankerlokasjoner for rørleggingsfartøy under detaljplanleggingen vil medføre at registrerte

korallforekomster ikke berøres. Ytterligere avbøtende tiltak anses ikke som nødvendige.

## 7.4 Konsekvenser for kulturminner

Det er ingen kjente registrerte funn av marine kulturminner, skips- eller flyvrak i Midgard-området. Det er under de gjennomførte grunn- og traseundersøkelser ikke registrert objekter som vurderes å være mulige kulturminner. Utbygging og drift av havbunnskompresjon vurderes på dette grunnlag ikke å ville medføre konsekvenser for marine kulturminner.

Avbøtende tiltak:

Ingen spesielle avbøtende tiltak anses som nødvendige. Dersom marine kulturminner eventuelt skulle oppdages i det videre prosjekteringsarbeidet, eller under installasjonsarbeidet, vil operatøren kontakte kulturminnemyndigheten for avklaring av hvordan disse skal håndteres videre. I dette tilfellet er Vitenskapsmuseet i Trondheim rette vedkommende å kontakte.

## 7.5 Skipstrafikk i området

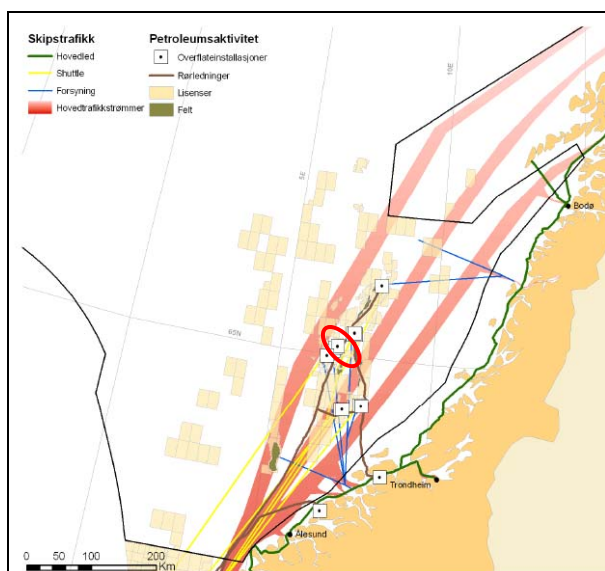
I områder med stor skipstrafikk og petroleumsvirksomhet er det i utgangspunktet et konfliktpotensial. Potensialet er størst i områder der petroleumsvirksomheten har overflateinstallasjoner med tilhørende trafikk av fartøyer, og der viktige seilingsleder passerer eller krysser.

Som del av oppdatert grunnlagsmateriale til Helhetlig forvaltningsplan for Norskehavet 2009, er skipstrafikken i sjøområdet også beskrevet og vurdert i rapportene

- *Helhetlig forvaltningsplan for Norskehavet, Statusbeskrivelse av skipstrafikk. Kystverket november 2007 (/25/)*
- *Helhetlig forvaltningsplan for Norskehavet, Konsekvenser av skipstrafikk. Kystverket mai 2008 (/26/)*
- *Helhetlig forvaltningsplan for Norskehavet, Konsekvenser av samlet påvirkning. Interessekonflikter mellom næringer og mellom næringer og miljø. Oktober 2008 (/27/)*

Det meste av trafikken i Norskehavet følger hovedtrafikkstrømmene langs kysten, der avstand fra land påvirkes av faktorer som fartøystørrelse, seilingsdistanse og værforhold. Den petroleumskrelaterte trafikken (forsyningsfartøy og shuttel-tankere) krysser naturlig nok hovedtrafikkstrømmene som går langs kysten, figur 7.1.

Den generelle overvåkingen av tankskip- og annen risikotrafikk langs kysten utenfor grunnlinjen, gjennomføres i dag av Vardø trafikksentral (underlagt Kystverket). I tillegg overvåker Statoil Marin havområdene med aktivitet som er av interesse for petroleumsaktiviteten.



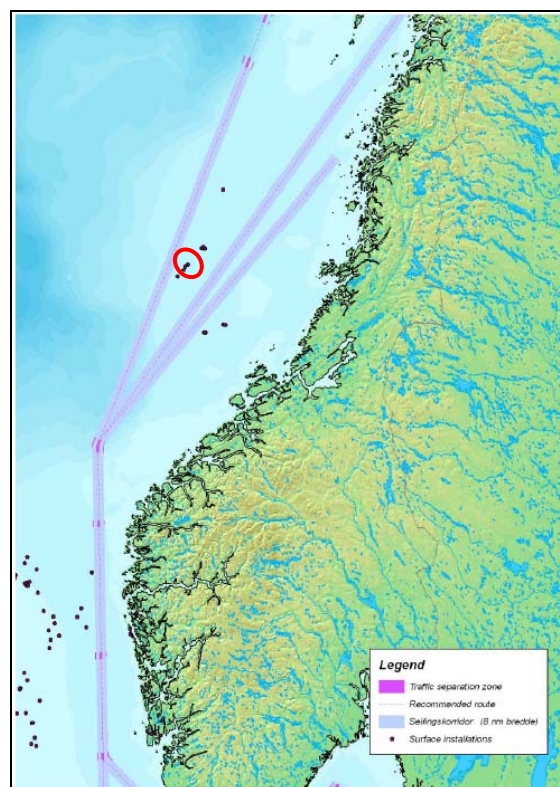
**Figur 7.1.** Arealer for petroleumsvirksomhet og skipstrafikk i Norskehavet. Overflateinstallasjoner for petroleumsvirksomhet er vist med tilhørende shuttle- og forsyningstrafikk. Åsgard er markert med rød oval. Overflateinstallasjoner på land er landanlegg.

Norge fikk i 2007 etablert et seilingsledsystem utenfor territorialfarvannet mellom Vardø og Røst for tankskip og større lasteskip, etter godkjenning i IMO (International Maritime Organisation). Et tilsvarende seilingsledsystem for kysten av Sørlandet og Vest-Norge fikk tilslutning i IMO i november 2010, og kan tidligst implementeres fra juni 2011 (/28/). Systemet innebærer at risikotrafikk flyttes langt ut fra kysten, samtidig som trafikkseparering innføres. Tiltaket gjelder alle tankskip og andre fartøyer på 5.000 bruttotonn eller mer, som går i transitt langs norskekysten eller i internasjonal trafikk til eller fra en norsk havn. Tiltakene er lagt i god avstand til petroleums- og fiskeriaktivitet, samt sårbare områder, og ivaretar hensynet til berørte interesser på en god måte. I figur 7.2 er antatt framtidig trafikkbilde langs kysten basert på disse tiltakene vist.

Ved utbygging og drift av Åsgard havbunns-kompresjon forventes den største fartøyaktiviteten i anleggs- og utbyggingsfasen. Det vil være snakk om ulike installasjons-, intervensjons- og oppmålingsfartøyer. Det nye seilingsledsystemet

langs kysten av Midt-Norge, vil bidra til å redusere konfliktpotensialet mellom de maritime operasjonene knyttet til installasjonsarbeidene og annen større nyttetraffikk.

De marine operasjonene planlegges å foregå sommersesongene 2012 - 2014. Når de ulike fartøyene er i operasjon på lokasjon for installasjonsaktiviteter, vil annen skipstrafikk i området måtte vike for installasjonsaktiviteten. Åsgard-Midgard ligger lokalisert mellom to farleder for havgående skipstrafikk, noe som medfører et relativt lite konfliktpotensial. Trafikken i dette området overvåkes av Statoil Marin, som tidlig vil kunne varsle eventuell annen trafikk i området. Det forventes ikke operasjonelle ulemper av betydning for annen skipstrafikk i Midgard-området.



**Figur 7.2.** Antatt framtidig trafikkbilde med rutetiltakene implementert (Kystverket 2009) (/29/). Åsgard er antydnet med rød sirkel.

Under utbyggingen vil også trafikken mellom forsyningsbasen og Åsgardfeltet øke noe, men dette forventes ikke å ha et omfang som medfører hindringer av betydning for annen nyttetraffikk.

Drift av Åsgard havbunnskompresjon vil inngå i den daglige drift av installasjonene på Åsgard-feltet, og forventes ikke å ville medføre økt trafikkbehov utover dagens aktivitetsnivå. Under utskifting av prosessmoduler i kompressorstasjonen for vedlikehold, vil det være behov for et egnet fartøy over kompressorstasjonen i en kortere periode. Det planlegges for utskifting av i gjennomsnitt to prosessmoduler pr år, noe som forventes å ville medføre to perioder å noen få dager pr år med fartøy liggende på Midgard. Dette vurderes å ikke ville medføre operasjonelle problemer for annen skipstrafikk i Midgard-området.

#### Avbøtende tiltak

- Aktuelle perioder for steindumping, rørlegging og andre installasjonsarbeider vil bli kunngjort i "Etterretninger for sjøfarende".
- Operatøren vil orientere Vardø trafikksentral om planene for marin aktivitet.

- Statoil Marin vil overvåke de aktuelle havområder, og vil varsle og sørge for å unngå farlige situasjoner ift annen skipstrafikk i området.

## 8. Økonomiske forhold, leveranser og sysselsetting

Utbyggingen av Åsgard havbunnskompresjon vil påvirke samfunnsøkonomiske forhold i Norge på ulike måter. Inntektene av utbyggingen vil bidra til å øke den norske stats inntekter i form av direkte inntekter gjennom eierandeler i petroleumsressursene (Petoro as), skatteinntekter fra selskaps- og personbeskatning, og avgifter knyttet til utslipp av CO<sub>2</sub> og NO<sub>x</sub>. Videre vil aktivitetene medføre generering av oppgaver for norsk leveranseindustri, noe som vil medføre både økt verdiskaping, inntekter og økt sysselsetting.

Analysene av samfunnsmessige virkninger av utbygging og drift av Åsgard havbunnskompresjon er basert på investeringsstall og forutsetninger slik de forelå ved beslutning om videreføring av prosjektet sommeren 2010.

Analysene av samfunnsmessige konsekvenser av utbyggingen er gjennomført i rapporten

- *Agenda Kaupang, 2011: Åsgard Subsea Compression Project (ÅSCP), Samfunnsmessige konsekvenser. (/30/)*

Ved vurdering av nasjonale leveranser og sysselsettingsvirkninger er det lagt til grunn en rekke forutsetninger om

- Dollarkurs
- Framtidige salgspriser for olje og gass
- Forventede norske andeler av verdiskapningen i vare- og tjenesteleveranser i investerings og driftsfase

Det understrekes at både produksjonsprofil og priser er usikre og at det vil kunne forekomme endringer i disse forutsetningene, samt i budsjetterte utbyggingskostnader. Trykkforhold kan endres negativt, samtidig kan ny produksjonsteknologi og innfasing av tilleggsressurser kunne gi økte ressurser, slik at inntektsstrømmen påvirkes. Det endelige økonomiske bildet kan derfor komme til å avvike noe fra det som er vist i det følgende.

### 8.1 Investerings- og driftskostnader

Planlagte investeringer i undervannsinstallasjoner og plattformmodifikasjoner er beregnet til nær 11,0 mrd 2011-kr, fordelt over fem år i perioden 2010–2014, som vist i tabell 8.1. I tillegg kommer investeringer for nær 1,5 mrd kr rundt 2024–2025 for etablering av kraftforsyning fra Åsgard B, slik at samlede investeringer i ÅSC blir på nær 12,5 mrd 2011-kr. Største investeringer forventes å skje i 2012, med 3,262 mrd kroner.

**Tabell 8.1. Investeringer i ÅSCP. Mill 2011-kr.**

Investeringer	ÅSCP
2010	104
2011	2.314
2012	3.262
2013	3.076
2014	2.210
2024–2025	1.484
<b>Sum investeringer</b>	<b>12.450</b>

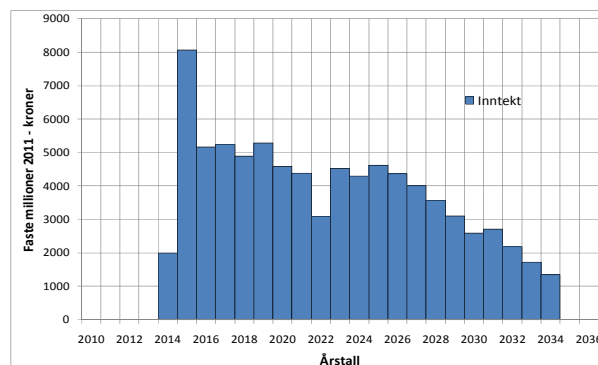
Årlige driftskostnader til ÅSC er beregnet til vel 1.000 mill 2011-kr i et normalår (2018). Driftskostnadene fordeler seg med 139 mill kr på drift av kompressorstasjonen og andre feltinstallasjoner, herunder også kraftkostnader, 873 mill kr på prosesseringstariffer og transporttariffer for gass, og 51 mill kr på CO<sub>2</sub> og NO<sub>x</sub> avgifter til staten. Mens kostnadene til drift av feltinstallasjonene er noenlunde konstante over tid, vil de øvrige driftskostnadene være produksjonsavhengige. Kostnadsfordelingen vil dermed endre seg over tid.

## 8.2 Samfunnmessig lønnsomhet

### 8.2.1 Inntekter og kostnader

Åsgard Subsea Compression bidrar til å produsere petroleumsressurser som pga endrede trykk- og strømningsforhold står i fare for å bli utilgjengelige for produksjon. For det norske samfunn representerer disse gjenværende petroleumsressursene betydelige verdier, så det er viktig å få dem produsert.

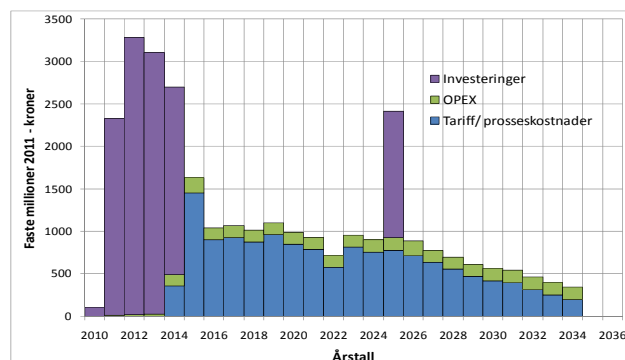
For å beregne inntektene fra de gjenværende utvinnbare gassressursene på Midgard og Mikkell, er det tatt utgangspunkt i produksjonsprofilen for feltene ved gasskompresjon, og lagt inn forutsetninger om framtidig dollarkurs og framtidige salgspriser for olje og gass. Basert på dette, får en samlede inntekter av de gjenværende utvinnbare gassressursene som vist i figur 8.1. Det gjøres oppmerksom på at både produksjonsvolumer og priser er usikre. Særlig gjelder dette prisforventningene.



**Figur 8.1. Inntekter fra produksjonen på Midgard og Mikkell som tilskrives gasskompresjon, fordelt over tid. Mill 2011-kr.**

Samlet inntekt av produksjonen på Midgard og Mikkell som følge av gasskompresjon er beregnet til 81,7 milliarder 2011-kr over vel 20 år. Ny utvinningsteknologi og innfasing av tilleggssressurser i området, kan imidlertid endre dette bildet underveis, og føre til større produksjon og større inntekter enn det en ser for seg i dag.

Kostnadene ved gasskompresjon og produksjon av ressursene fra Midgard og Mikkell består dels av investeringskostnader til kompressorstasjonen, manifolden, rørledninger, kraftkabler og styringskabler, og dels av kostnader til drift av disse installasjonene. I tillegg vil det påløpe kostnader for kraftproduksjon på Åsgard A, tariffkostnader for produksjonsstyring og bruk av produksjonsanlegget på Åsgard B og tariffkostnader for gasstransport. Et bilde av kostnadssiden av prosjektet framgår av figur 8.2, når NO<sub>x</sub>-avgift og CO<sub>2</sub>-avgift til Staten er trukket ut. For oljeselskapene framstår disse avgiftene på linje med andre driftskostnader. For staten og samfunnet er dette imidlertid inntekter på linje med vanlige skatter, og skal trekkes ut av en samfunnmessig analyse.



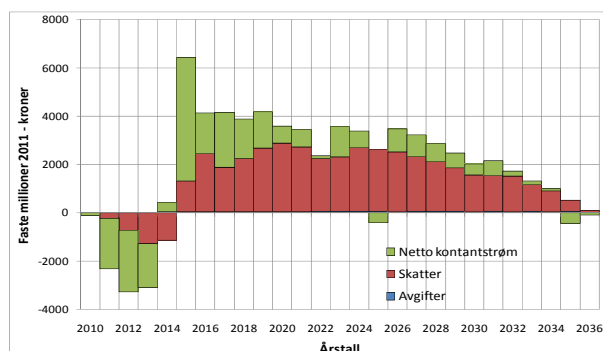
**Figur 8.2. Investerings- og driftskostnader ved produksjonen på Midgard og Mikkell som tilskrives gasskompresjon. Mill. 2011-kr.**

Samlede kostnader til investering og drift av ÅSC i tidsrommet 2010 – 2034 er beregnet til omlag 29,6 milliarder 2011-kr. Av dette er 12,5 milliarder kr investeringskostnader, 3,1 milliarder kr er kostnader til drift av feltinstallasjoner og rør og 14,0 milliarder kr er prosess- og tariffkostnader. Avgifter til staten på 1,4 milliarder 2011-kr er da trukket ut.

### 8.2.2 Netto kontantstrøm fra produksjon som følge av ÅSC

Netto kontantstrøm framkommer ved å kombinere inntekter, kostnader og skatter. Figur 8.3 viser kontantstrømmen i perioden 2010–2026 som kan tilskrives gasskompresjonen på Midgard i faste 2011-kroner.

En ser også fordelingen av denne kontantstrømmen på henholdsvis diverse avgifter (knapt synlig), skatter til staten, og netto kontantstrøm til de oljeselskapene som deltar i prosjektet.



**Figur 8.3.** Netto kontantstrøm fra produksjon av ressursene på Midgard og Mikkel som skyldes gasskompresjon fordelt over år. Mill 2011-kr.

Det framgår av figuren at netto kontantstrøm er negativ i investeringsfasen 2010 – 2013. I 2014 snur dette til en svak positiv kontantstrøm før skatt som øker til 6,3 milliarder kr i 2015. Kontantstrømmen avtar deretter til et nivå litt under 4 milliarder kr pr år i mesteparten av perioden 2017–2026, og avtar deretter langsomt mot null fram til planlagt nedstengning av feltet i 2035.

Samlet gir dette en netto kontantstrøm på omtrent 52,2 milliarder 2011-kr i perioden 2010 – 2034. Også etter at alle kostnader er trukket fra er det dermed store inntekter for det norske samfunn av å investere i Åsgard Subsea Compression.

Netto kontantstrøm fordeler seg på ulike aktører med 37,6 milliarder kr på selskapsskatt og tilleggsskatt til staten og vel 13,2 milliarder 2011-kroner til de oljeselskapene som deltar i prosjektet. I tillegg kommer CO<sub>2</sub> og NO<sub>x</sub> avgifter til staten med nær 1,4 milliarder 2011-kroner.

### 8.2.3 Samfunnsmessig lønnsomhet

Den samfunnsmessige lønnsomheten av et investeringsprosjekt uttrykkes gjerne i form av en nåverdibetraktning, der framtidige inntekter og utgifter ved prosjektet neddiskonteres til beslutningstidspunktet og sammenliknes. Neddiskonteringen innebærer at betydningen av framtidige inntekter og kostnader dempes. Ikke alle bedriftsøkonomiske inntekter og kostnader tas med ved de samfunnsmessige beregningene.

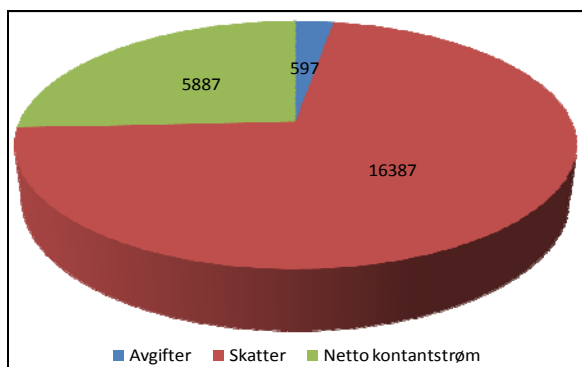
For beregning av nåverdien i dag av framtidige inntekter og kostnader, benyttes en samfunnsmessig kalkulasjonsrente som i prinsippet skal være lik for alle investeringsprosjekter samfunnet engasjerer seg i. Den samfunnsmessige kalkulasjonsrenten (realrenten) er av Finansdepartementet fastsatt til 4 % pluss en risikopremie som for oljeprosjekter er fastsatt til 2 %. Denne kalkulasjonsrenten er ment å skulle uttrykke det realavkastningskrav samfunnet har for framtidige inntekter av de økonomiske ressurser man i dag benytter som investeringer i prosjektet.

Beslutningskriteriet for å investere i prosjektet blir da i prinsippet enkelt:

- Dersom nåverdien av framtidige inntekter og kostnader ved 6 % kalkulasjonsrente er positiv, bør samfunnet bruke økonomiske ressurser på å investere i prosjektet.
- Dersom nåverdien ved en slik kalkulasjonsrente er negativ, bør man la det være.

Når det gjelder ÅSC, så er nåverdien i dag av framtidige inntekter og kostnader beregnet til ca 22,9 milliarder 2011-kr inklusive avgifter. Etter vanlige beregningskriterier er dermed ÅSC meget klart samfunnsmessig lønnsomt.

Fordelingen av nåverdien av netto kontantstrøm på henholdsvis avgifter til staten, selskapsskatt og tilleggsskatt til staten og på oljeselskapene, framgår av figur 8.4.

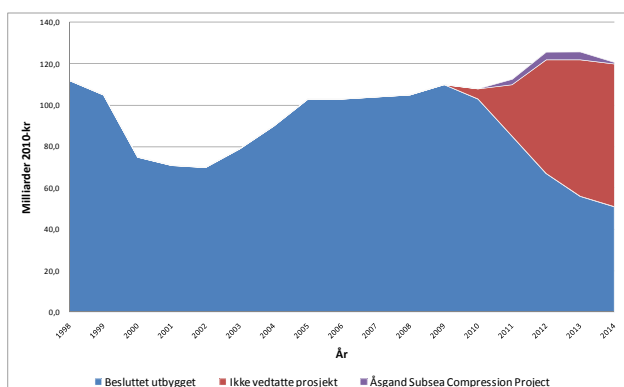


**Figur 8.4.** Fordeling av nåverdi av netto kontantstrøm på aktører. Mill 2011-kr.

Det framgår av figuren at størsteparten av den totale nåverdien tilfaller staten. Selskapskatt og tilleggsskatt fra oljeselskapene utgjør alene 16,4 milliarder 2011-kr eller 71 % av den samfunnsmessige nåverdien. I tillegg tar staten inn 0,6 milliarder 2011-kr i avgifter, slik at statens samlede andel kommer opp i 17,0 milliarder 2011-kr eller 75 % av total nåverdi i prosjektet. De øvrige 5,9 milliarder 2011-kr, eller 25 %, tilfaller oljeselskapene som deltar i prosjektet.

### 8.3 Virkninger av ÅSCP for investeringsnivå på norsk kontinentalsokkel

En oversikt over gjennomførte og planlagte investeringer i norsk petroleumsvirksomhet i perioden 1998–2014 er vist i figur 8.5. Figuren er basert på OEDs hefte Fakta 2010, og omfatter investeringer i feltinstallasjoner, landanlegg og rørledninger. Letekostnader inngår ikke, da det ikke foreligger offisielle prognoser for denne aktiviteten.



**Figur 8.5.** Investeringer på norsk kontinentalsokkel. Milliarder 2010 kroner.

Figur 8.5 viser at investeringene i norsk petroleumsvirksomhet har gått i bølger. Fra et foreløpig toppnivå på rundt 112 mrd 2010-kr i

1998 sank investeringsnivået de neste årene til et nivå rundt 70 mrd 2010-kr i 2002. Deretter har investeringsnivået i norsk petroleumsvirksomhet økt raskt med økende oljepriser til et historisk toppnivå på 110 mrd 2010-kr i 2009.

Forventet utvikling i investeringsnivået framover i henhold til OEDs prognose framgår videre av figur 8.5. Prognosene er basert på oljeselskapenes rapporteringer til Revidert Nasjonalbudsjett. En ser at investeringer i vedtatte felt, landanlegg og rørledninger ventes å falle raskt framover til 103 mrd kr i 2010 og videre helt ned til 66 milliarder 2010-kr i 2013 og 69 mrd 2010-kr i 2014, etter hvert som prosjektene ferdigstilles.

Planlagte investeringer i prosjekter som ennå ikke var vedtatt høsten 2009 ventes imidlertid å hindre denne nedgangen, og sørge for at investeringsnivået holder seg på et nivå rundt 110 mrd 2010-kr pr år i perioden 2010–2011, og deretter øke videre til et nivå rett over 120 mrd 2010-kr i perioden 2012–2014.

Kapasiteten i norsk offshorerettet næringsliv er ganske fleksibel, men har de senere år stort sett vært tilpasset et investeringsnivå på 90–100 milliarder 2010-kr, med normale norske andeler av vare- og tjenesteleveransene på 50–55 %. I 2008 og 2009 var investeringsnivået noe i overkant av dette, og kapasiteten i særlig i riggmarkedet var presset. Deler av verkstedsindustrien hadde imidlertid ledig kapasitet, noe som tyder på at norsk andel av leveransene til store petroleumsprosjekter muligens har blitt redusert de siste årene.

For norsk offshorerettet næringsliv er større variasjoner i oppdragsmengden lite ønskelig. Oppsigelser og permitteringer skaper usikkerhet, og bedriftene har vanskelig for å holde på den kjernekompetansen de har brukt mange år på å bygge opp. Nye større utbyggingsprosjekter på norsk kontinentalsokkel som kan opprettholde et investeringsnivå over 100 mrd 2010-kr pr år, vil derfor være gunstig for norsk offshorerettet næringsliv.

Investeringene i ÅSCP er på over 12 mrd 2011-kr over fem år, men hever bare investeringsnivået i norsk petroleumsvirksomhet i perioden 2010–2014 med 2–3 %. ÅSCP gir dermed ikke noen stor økning i investeringsnivået i norsk petroleumsvirksomhet. Den lille økningen prosjektet gir i dagens



markedssituasjon, vil imidlertid være svært velkommen, særlig for offshoreverftene.

## 8.4 Vare- og tjenesteleveranser

### 8.4.1 Beregning av vare- og tjenesteleveranser

Utbyggingen av ÅSCP har en samlet kostnadsramme på 12,5 milliarder 2011-kr, fordelt over 5 år i perioden 2010 – 2014. Et stort utbyggingsprosjekt som dette er viktig for norsk næringsliv, fordi prosjektet kan gi betydelige vare- og tjenesteleveranser, og skape verdifulle sysselsettingseffekter både i det norske samfunn som helhet og regionalt i Midt-Norge.

For å kunne anslå disse virkningene, er det nødvendig å gjøre forutsetninger om forventede norske og regionale andeler av verdiskapningen i vare- og tjenesteleveransene til prosjektet både i investeringsfasen og i driftsfasen. En er her særlig opptatt av verdiskapningen fordi det er verdiskapningen og ikke kontraktsverdiene som gir sysselsettingseffekter og virkninger for norsk og regionalt næringsliv.

EØS-avtalens innkjøpsdirektiv stiller strenge krav til hvordan en anbuds konkurranse innenfor petroleumssektoren skal gjennomføres, men har ikke krevd grunnleggende endringer i oljeselskapenes innkjøpsrutiner. Direktivet krever at oppdragsgiver sørger for likebehandling av leverandører, åpenhet i anbudsprosedyren og tildelingsprosedyren, og objektivitet i leverandørvurderingen. Et liknende direktiv er utarbeidet for tjenestekontrakter.

### 8.4.2 Vare- og tjenesteleveranser i utbyggingsfasen

Utgangspunktet for vurdering av mulige leveranser fra norsk og regionalt næringsliv, er erfaringer fra tidligere utbyggingsprosjekter av samme type. Videre spiller markedsforholdene inn når det gjelder leverandørmønsteret. Ved vurdering av norske vare- og tjenesteleveranser til ÅSCP har en delt opp utbyggingsprosjektet i undergrupper, og for hver undergruppe er norske leverandørers leveringsmuligheter, konkurransevne og kompetanse vurdert. På dette grunnlag har en så for hver undergruppe anslått norske andeler av verdiskapningen i prosjektet. Det understrekes imidlertid at slike vurderinger nødvendigvis vil være noe usikre.

- **Undervannsanlegg**

Prosjektledelsen vil bli ivaretatt av Statoil egen organisasjon og vil omtrent i sin helhet være norske leveranser. Rundt en tredjedel av prosjektledelsen vil bli foretatt av Statoils organisasjon i Trondheimsområdet og Stjørdal, så regional andel av verdiskapningen anslås til 35 %.

Prosjektering av kraftmodulen på Åsgard A vil bli foretatt av store norske prosjekteringsfirmaer med en norsk andel av leveranser og verdiskapning på nær 100 %, og en regional andel fra Midt-Norge på anslagsvis 20 %.

Kompressorstasjon og manifold. Utstyret består av en meget stor havbunnsbasert kompressorstasjon på opp mot 3.600 tonn, og en betydelig mindre manifoldstasjon. Aker Solution er allerede tildelt EPC kontrakten for undervannsanleggene, med en anslått norsk andel av verdiskapningen på rundt 65 %. Det er ingen aktuelle produksjonssteder i Midt-Norge, så regional andel av verdiskapningen blir trolig bare rundt 5 %.

Gassrørledninger av den type som her er aktuell produseres ikke i Norge. Norsk og regional andel av leveransen blir dermed nær null.

Styringskablene produseres i Norge, men med en stor andel utenlandsproduserte komponenter. Norsk andel av verdiskapningen er ifølge produsentene bare rundt 35 %. Ingen av de aktuelle produsentene har sine produksjonsanlegg i Midt-Norge, så regional andel ventes å bli nær null.

Marine operasjoner vil dels bli foretatt av et stort tungløftfartøy, og dels av et stort rørleggingsfartøy. Videre vil flere mindre fartøyer inngå med forskjellige oppgaver. Ingen av de store fartøyene vil trolig være norske eller ha norsk mannskap. Norsk andel av verdiskapningen i operasjonene blir trolig forholdsvis beskjeden, her anslått til 30 %. Rørbeskyttelsesarbeider, grøfting, steindumping m.v. vil være norske leveranser. Det samme gjelder forsyningstjenester m.v. Regional andel av de norske leveransene anslås til rundt 25 %.

Forsikring på dette nivå er en internasjonal tjeneste, der norske forsikringselskap gjerne deltar, men sikrer seg gjennom reforsikring. Norsk andel av verdiskapningen kan anslås til rundt 50 % uten noen regional andel av betydning fra Midt-Norge.

Uttesting og ferdigstilling av anleggene skje som regel i regi av produsentene. Norsk andel av verdiskapningen blir her trolig nær 100 %, med kanskje 10 % regional andel fra Midt-Norge.

- **Kraft fra Åsgard A**

Prosjektledelsen vil bli foretatt av Statoils egen organisasjon, hvorav en stor del i Trondheim og Stjørdal. Norsk andel av verdiskapningen er som ovenfor beregnet til 100 % med 60 % regional andel fra Midt-Norge.

Prosjektering, studier. Dette er også her rene norske leveranser. FEED kontrakten på prosjekteringen er allerede tildelt Reinertsen i Trondheim, så regional andel av verdiskapningen fra Midt-Norge vil bli betydelig, kanskje 60 %.

Modifikasjoner Åsgard A. Modifikasjonsarbeidene er antatt rene norske leveranser. Norsk andel av verdiskapningen er nær 100 %, med rundt 10 % regional andel fra Midt-Norge.

Kraftkabler og styringskabler. Kraftkablene vil trolig være produsert i Norge, men ikke i Midt-Norge, med rundt 90 % norsk andel av verdiskapningen. Styringskablene vil trolig også være norskproduserte, men bare med rundt 35 % norsk

andel av verdiskapningen på grunn av innkjøp av mange utenlandskproduserte komponenter. Norsk andel av verdiskapningen er beregnet til 60 %, uten noen regional andel av betydning fra Midt-Norge.

Forsikring er også her en internasjonal tjeneste med 50 % norsk andel og uten noen regional andel fra Midt-Norge av betydning.

Modifikasjonsarbeider Åsgard B. Arbeidene vil trolig bli utført med 100 % norsk andel av verdiskapningen og en beskjeden midtnorsk andel på 10 %.

- **Kraft fra Åsgard B**

Disse framtidige leveransene består i hovedsak av nye kraftkabler til Midgard, og en del modifikasjonsarbeider på Åsgard B. Norsk andel av verdiskapningen er anslått til rundt 90 %, med rundt 10 % midtnorsk andel av dette.

Samlet gir dette beregnede norske og regionale leveranser til ÅSCP på vel 7,7 milliarder 2011-kr, eller 62 % av totalinvesteringen. Fordeling på ulike næringer og tid er vist i tabell 8.2. Beregnet regional andel av dette fra Midt-Norge er 16 %, noe som gir midnorske leveranser til prosjektet for 1,2 milliarder kr. Den største regionale leveransen forventes i 2013, med ca 404 millioner kr.

**Tabell 8.2. Beregnede norske leveranser i utbyggingsfasen fordelt på næring og tid. Mill 2011-kr.**

Norske leveranser	2010	2011	2012	2013	2014	2024	Sum
Industri	0	555	1489	668	182	668	3562
Transport	0	0	0	603	0	267	870
Bygg og anlegg	0	0	0	313	282	267	862
Oljevirkosomhet	103	373	357	357	0	0	1190
Forretningsmessig tjenesteyting	87	402	280	254	102	134	1260
<b>Totalt</b>	<b>190</b>	<b>1330</b>	<b>2126</b>	<b>2196</b>	<b>566</b>	<b>1336</b>	<b>7745</b>

### 8.4.3 Vare- og tjenesteleveranser i driftsfasen

Drift av ÅSC er i et normalår (2018), beregnet til å koste vel 1.000 millioner 2011-kr, inklusive avgifter og prosesserings- og transporttariffer for gass. Transporttariffene er volumbaserte, og vil derfor variere over tid. Det meste av driftskostnadene vil være norske leveranser. De utenlandske leveransene til drift av ÅSC er i hovedsak forsikring og reservedeler, og i tillegg noe forbruksmateriell.

Rundt 80 % av kostnadene til drift av feltinstallasjonene vil imidlertid være norske leveranser, mens prosess- og transporttariffer til

Åsgard A og B og til Åsgard Transport, vil være rene norske tjenesteleveranser. Samlet gir dette beregnede norske leveranser til drift av ÅSC på vel 980 millioner 2011-kr i et normalt driftsår der gassproduksjonen er på platå. Dette utgjør hele 97 % av totalkostnadene, og viser at drift av petroleumfelt på norsk kontinentalsokkel i all hovedsak er en nasjonal aktivitet.

På regionalt nivå i Midt-Norge er de samlede vare- og tjenesteleveransene fra midtnorsk næringsliv i driftsfasen beregnet å utgjøre ca 57 % av de samlede norske driftsleveransene, og viser at Midt-Norge har et godt utviklet driftsmiljø i Stjørdal. Ikke overraskende er oljevirkosomheten selv den næring

som får de klart største driftsleveransene til prosjektet med over 870 mill 2011-kr nasjonalt og 520 mill 2011-kr regionalt, i all hovedsak som følge av prosesseringstjenester og transporttjenester.

## 8.5 Sysselsettingsvirkninger

Utbygging og drift av ÅSC kan både opprettholde og skape mange norske arbeidsplasser, hvor mange vil avhenge av hvor store andeler av leveransene norske selskap blir tildelt og hva slags oppdrag. Det er anslått at ca 62% av leveransene vil være norske.

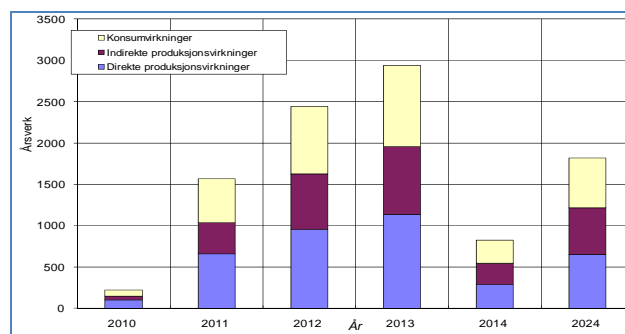
For beregning av sysselsettingsmessige virkninger av utbygging og drift av ÅSC er det benyttet en forenklet kryssløpsbasert beregningsmodell på nasjonalt og regionalt nivå med virkningskoeffisienter hentet fra nasjonalregnskapet. Beregningsmodellen tar utgangspunkt i de anslåtte vare- og tjenesteleveranser fra norsk næringsliv fordelt på næring og år. På dette grunnlag beregnes den samlede produksjonsverdi som skapes i norsk næringsliv som følge av disse leveransene. Produksjonsverdien blir deretter regnet om til sysselsetting målt i årsverk, ved hjelp av statistikk for produksjon pr årsverk i ulike bransjer. Til sammen gir dette prosjektets *produksjonsvirkninger*, som omfatter både leverandører og underleverandører. Modellen beregner også prosjektets konsumvirkninger. *Konsumvirkningene* oppstår ved at de sysselsatte betaler skatt, og bruker sin lønn til kjøp av forbruksvarer og tjenester.

Legger en sammen prosjektets produksjonsvirkninger og konsumvirkninger, framkommer tilslutt prosjektets totale *sysselsettingsvirkninger*. Det understrekes at dette er beregnede tall, som inneholder betydelig usikkerhet.

### 8.5.1 Nasjonale sysselsettingsvirkninger i utbyggingsfasen

De nasjonale sysselsettingsvirkningene av utbygging av ÅSCP er samlet beregnet til vel 9.800 årsverk. Virkningene er i hovedsak fordelt over 5 år i perioden 2010 – 2014. I tillegg kommer virkninger av ny kraftforsyning rundt 2024. De største sysselsettingsvirkningene ventes å komme i 2013 med vel 2.900 årsverk og 2012 med vel 2.400 årsverk.

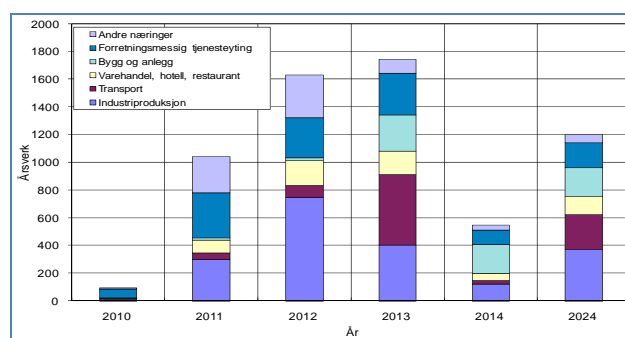
Det framgår videre av figur 8.5 at de nasjonale sysselsettingsvirkningene fordeler seg med om lag 3.800 årsverk eller 39 % i direkte produksjonsvirkninger i norske leverandørbedrifter til utbyggingsprosjektet, vel 2.700 årsverk eller 28 % i deres underleverandørbedrifter rundt om i Norge, og nær 3.300 årsverk i konsumvirkninger.



Figur 8.5. Nasjonale sysselsettingsvirkninger fordelt på type virkning og år. Årsverk.

Det understrekes at dette ikke nødvendigvis er nyskapt sysselsetting. De fleste av aktørene i utbyggingsfasen vil allerede være ansatt på norske offshoreverft, i verkstedsindustrien rundt om i landet, i transportvirksomhet og i forretningsmessig tjenesteyting. Det utbyggingsprosjektet gjør er i hovedsak å holde disse i arbeid i byggeperioden.

Nasjonale produksjonsvirkninger i utbyggingsfasen fordelt på hovednæring framgår av figur 8.6. Merk her at konsumvirkningene ikke er tatt med, da det er vanskelig å næringsfordele disse med tiltrekkelig sikkerhet.



Figur 8.6. Nasjonale produksjonsvirkninger fordelt på næring. Årsverk

Figur 8.6 viser at industriproduksjon og forretningsmessig tjenesteyting er de næringene som får de største virkninger av utbyggingen, med henholdsvis vel 1.900 årsverk og nær 1.300 årsverk. Andre næringene som ventes å få betydelige sysselsettingseffekter er transportvirksomhet med

vel 900 årsverk, mens resten av sysselsettingsvirkningene fordeler seg på varehandel, hotell og restaurantvirksomhet, bygg og anlegg, oljevirkksomhet og andre næringer.

De beregnede regionale sysselsettingsvirkningene er beregnet til 1.140 årsverk, fordelt over 5 år i perioden 2010 – 2014, og deretter i 2024 når ny kraftforsyning fases inn. De største regionale sysselsettingsvirkningene ventes å komme i 2013 med vel 400 årsverk. De regionale sysselsettingsvirkningene fordeler seg med om lag 650 årsverk eller 56 % på direkte produksjonsvirkninger i regionale leverandørbedrifter, 165 årsverk eller 15 % i deres midtnorske underleverandørbedrifter, og de resterende 325 årsverk i konsumvirkninger.

### 8.5.2 Nasjonale sysselsettingsvirkninger i driftsfasen

I driftsfasen har en på tilsvarende måte beregnet nasjonale og regionale sysselsettingsvirkninger av driftsleveransene til ÅSC i et normalår. Resultatene er vist i tabell 8.3.

**Tabell 8.3.** Årlige sysselsettingsvirkninger i driftsfasen fordelt på type virkning. Årsverk.

	Nasjonalt	Regionalt
Direkte produksjonsvirkninger	525	304
Indirekte produksjonsvirkninger	106	38
Konsumvirkninger	315	137
Totalt	946	479

Tabell 8.3 viser at nasjonale sysselsettingsvirkninger i driftsfasen er beregnet til nær 950 årsverk. Av dette er nær 525 årsverk eller 55 % direkte produksjonsvirkninger i norske leverandørbedrifter. Indirekte sysselsettingsvirkninger i norske underleverandørbedrifter er beregnet til vel 100 årsverk eller 11 %, mens de resterende 315 årsverk er konsumvirkninger som følge av de sysselsattes eget forbruk og skattebetalinger.

Årsaken til av de indirekte produksjonsvirkningene i driftsfasen er så små, er at mesteparten av driftsleveransene er tjenesteleveranser fra oljevirkksomheten selv i form av prosess- og transporttariffer. Dette er tjenesteleveranser som ikke har underleveranser av betydning.

I tabell 8.4 er de direkte og indirekte produksjonsvirkningene i driftsfasen fordelt på næring. Merk at konsumvirkningene heller ikke her er tatt med, da disse er vanskelige å næringsfordele med tilstrekkelig grad av nøyaktighet.

**Tabell 8.4.** Årlige produksjonsvirkninger i driftsfasen fordelt på hovednæring. Årsverk.

Produksjonsvirkninger,	Nasjonalt	Regionalt
Industriproduksjon	27	7
Transport	21	7
Varehandel, hotell, restaurant	18	6
Oljevirkksomhet	501	298
Forretningsmessig tjenesteyting	31	11
Andre næringer	33	13
Totalt	631	342

I tillegg kommer nasjonale 315 årsverk i konsumvirkninger som ikke er næringsfordelt. På regionalt nivå kommer konsumvirkningene i tillegg med 137 årsverk som ikke er næringsfordelt.

Det understrekes igjen at dette er beregnede tall basert på modeller som inneholder usikkerhet, men som antyder samfunnsmessige konsekvenser, dersom markedet utvikler seg som forutsatt i modellene.

## 8.6 Kraftforsyningssituasjonen og markedsmessige virkninger av elektrifisering av ÅSCP

### 8.6.1 Kraftmarkedet i Midt-Norge

For å fremskaffe overordnede vurderinger av markedsmessige virkninger av leveranser av 40 MW elektrisk kraft til Åsgard Subsea Compression Project fra land fra Midt-Norge eller sør i Nordland fra oktober 2014, alternativt leveranser av 200 MW til elektrifisering av hele Åsgard, har en spurt sentrale markedsaktører i området om det regionale kraftmarkedet og dets leveransemuligheter.

De tre midtnorske fylkene produserte i 2010 vel 13 TWh elektrisk kraft, men brukte godt over 20 TWh, slik at landsdelen i 2010 var avhengig av å importere vel 8 TWh eller rundt 40 % av sitt elektrisitetsforbruk, i hovedsak fra Nord-Norge og Sverige. Utbyggingspotensialet for ny vannkraft i Midt-Norge er begrenset, men det er store planer for utbygging av vindkraft i landsdelen. Når vindkraftutbyggingen kan bli realisert er imidlertid usikkert, da utbygging er avhengig av bedre rammebetingelser fra staten. De nærmeste årene framover er dermed Midt-Norge fortsatt avhengig av import av store mengder elektrisk kraft.

Norge er tilknyttet det internordiske kraftmarkedet, der kraft i teorien flyter fritt mellom landene avhengig av forbruket. Nå kan det imidlertid i perioder oppstå stor ubalanse mellom produksjon

og forbruk i enkelte områder, og overføringssystemet har ikke alltid tilstrekkelig kapasitet til å utjevne disse ubalansene. Enkelte steder, blant annet i Midt-Norge, kan det dermed til tider oppstå knapphet på kraft, og betydelig høyere markedspriser enn den såkalte internordiske systemprisen på kraft.

Statnett har nylig oppgradert overføringslinja fra Sverige over Nea til 420 kV. Dette har avhjulpet kraftsituasjonen noe i Midt-Norge, men først når ny planlagt overføringslinje fra Vestlandet mellom Ørskog og Fardal står klar, tidligst i løpet av 2015, regner Statnett med at overføringskapasiteten til Midt-Norge er tilstrekkelig. Det er også planlagt en ny 420 kV linje fra Namsos over Fosen til Orkdal, men denne tror ikke markedsaktørene står ferdig før nærmere 2020.

### 8.6.2 Overordnede markedsmessige virkninger av kraftleveranser fra Midt-Norge

Norconsult har på oppdrag fra Statoil vurdert aktuelle tilknytningspunkter på land for kraftleveranser til Åsgard, og pekt ut Kolsvik helt sør i Nordland og Tjeldbergodden på Nordmøre som egnede steder (jamfør kapittel 2.12.5 og vedlegg D).

På Kolsvik har man direkte tilgang til en 300 kV kraftlinje fra Nordland til Midt-Norge, og har dermed kapasitetsmessig ingen problemer med å levere 40 MW til Åsgard Subsea Compression Project. Prisen på denne kraften ventes å ligge litt over forventet systempris på kraft i oktober 2014, på vel 37 øre/kWh.

Leveranser av 40 MW kraft fra Kolsvik forsterker imidlertid forsyningsproblemene i Midt-Norge og svekker forsynings sikkerheten i området betydelig. En slik leveranse vil derfor være samfunnsmessig vanskelig, og svært lite populær hos markedsaktørene i Midt-Norge før overføringslinja mellom Ørskog og Fardal står ferdig, tidligst i løpet av 2015.

I området rundt Tjeldbergodden er det i dag et betydelig kraftunderskudd, noe en regner med vil vedvare helt fram til den nye overføringslinja Ørskog-Fardal står ferdig. Leveranse av ytterligere 40 MW er trolig teknisk mulig, men vil kreve et betydelig pristillegg, kanskje mer enn 20 % over systempris. Videre er Statnett og andre

markedsaktører i stor tvil om dette i dagens forsynings situasjon er samfunnsmessig tilrådelig.

Leveranse av 200 MW til elektrifisering av Åsgard er kapasitetsmessig mulig fra Kolsvik, men svekker forsynings sikkerheten i Midt-Norge så mye at Statnett melder at de neppe vil tilrå en slik leveranse før overføringslinja Ørskog-Fardal står ferdig. I området rundt Tjeldbergodden er leveringssituasjonen så stresset at det neppe vil være mulig å innfase ytterligere 200 MW før overføringslinja er klar. Uansett vurderes dette ikke som samfunnsmessig tilrådelig.

### 8.7 Operatørens samfunnsansvar

Operatøren er som stor aktør på norsk kontinentalsokkel en betydelig samfunnsaktør, noe som medfører et ikke ubetydelig samfunnsansvar.

Utbygging og drift av havbunnskompresjon på Midgard vil ikke berøre eller påvirke tradisjonelle samiske interesser eller verdier, hverken mht samfunnsstruktur, arealutnyttelse, kulturelle eller religiøse forhold.

Både i utbyggings- og driftsfasen vil prosjektet bidra til å sikre og opprettholde sysselsetting i leverandørindustrien. Prosjektet vil bidra til å opprettholde driften av Åsgardfeltet som forutsatt da utbyggingen av feltet ble vedtatt av Stortinget i 1996. Havbunnskompresjon av brønnstrøm representerer en teknologisk utvikling som vurderes å ha store utviklingsmuligheter, både nasjonalt og internasjonalt. Dette bidrar positivt til regional sysselsetting, verdiskaping og skatteinngang til kommunene i regionen, og medvirker til å sikre det regionale velferds- og tjenestetilbudet. Teknologit utvikling relatert til aktivitet på kontinentalsokkelen medfører også muligheter og behov for kompetanseutvikling i regionalt næringsliv.

ÅSC bidrar til å opprettholde behovet for base- og servicetjenester til drift og vedlikehold av installasjonene på Åsgardfeltet.

Operatøren er av den oppfatning at valg av havbunnskompresjon for å håndtere kompresjonsbehovet på Åsgard og Midgard representerer BAT i et livsløpsperspektiv. Dette både mht energibruk og utslipp til luft knyttet til materialbruk, energibehov og utslipp til luft under energigenerering og utslipp til sjø. Valg av dette

utbyggingskonseptet innebærer også at det miljømessige "fotavtrykket" blir minst mulig, noe som også reflekterer operatørens håndtering av samfunnsansvar.

Kraft- og forsynings situasjonen Midt-Norge er for tiden ikke tilfredsstillende, med gjennomgående høyere kraftpriser enn både nord og sør for denne regionen. En beslutning om å ikke hente kraft fra land for å elektrifisere Åsgard bidrar til ikke å forverre forsynings- og markedssituasjonen i regionen ytterligere.

## 9. Referanser

- /1/ Åsgard Minimum Flow Prosjekt – Midgard Gass Kompresjon, Forslag til program for konsekvensutredning. April 2010. RE-MFP 00071. Statoil.
- /2/ Åsgard, Plan for utbygging og drift. Desember 1995 (justert utgave pr 18.12.95). Statoil.
- /2A/ Åsgard, Konsekvensutredning. Vedlegg til Plan for utbygging og drift av Åsgard og Plan for utbygging og anlegg av Åsgard Transport. Desember 1995 (justert utgave 11.12.95). Statoil.
- /3/ Plan for utbygging og drift av Mikkell, Utvinningstillatelse 091 og 121. Statoil 2001.
- /4/ Mikkell, Plan for utbygging og drift, Supporting Document – Field Installation and Operation – July 2001
- /5/ NORSOK S-003 Environmental care.
- /6/ Årsrapport 2010, Utslipp fra Åsgardfeltet. AU-DPN- ON ASG-00005. Statoil 2011
- /7/ BAT for Åsgard Subsea Compression Power Supply. RE-SCP-00003. Statoil, Draft March 2011.
- /8/ Halten Power from Shore – Feasibility Study. Draft report. Aker Kværner Offshore Partner AS, 2008
- /9/ Kraft fra land til norsk sokkel. Oljedirektoratet, Norges vassdrags- og energidirektorat, Petroleumstilsynet og Statens forurensningstilsyn. Januar 2008.
- /10/ Klimakur 2020. Tiltak og virkemidler for å nå norske klimamål mot 2020. TA 2590/2010. Klima- og forurensningsdirektoratet, Norges vassdrags- og energidirektorat, Oljedirektoratet, Statens vegvesen, Statistisk sentralbyrå 2010.
- /11/ Økt utvinning på norsk kontinentalsokkel. En rapport fra utvinningsutvalget, avgitt til Olje- og energidepartementet 2010. Utvinningsutvalget 2010.
- /12/ Åsgard Minimum Flow Project Onshore Grid Study. July 2010. 67 pp. Rapport underlagt taushetsplikt. Norconsult 2010.
- /13/ Nettutviklingsplan 2010. Nasjonal plan for neste generasjon kraftnett. Statnett 2010
- /14/ Åsgard Minimum Flow, Route survey Report 2009. ST09566 Vessel: Acergy Viking. Acergy. Document no C057-ST-Z-RF-0003, Rev. 0.
- /15/ Åsgard Minimum Flow, Possible Corals and Boulder Inspection. ST10553 Vessel: Acergy Viking. Acergy Document no D110-ST-Z-RF-0002, Rev. 0.
- /16/ Helhetlig forvaltningsplan for Norskehavet: Arealrapport med miljø- og naturressursbeskrivelse. Fisken og Havet, nr 6-2007. 165 s. Geir Ottesen og Jo Anders Auran (red)
- /17/ Miljøundersøkelse i Region VI, Haltenbanken, 2009. Akvaplan-niva as, Rapport 4664-01
- /18/ Konsekvenser av regulære utslipp til sjø. Helhetlig forvaltningsplan for Norskehavet, SINTEF rapport A6423. SINTEF 2008
- /19/ Helhetlig forvaltningsplan for Norskehavet. Konsekvenser av ytre påvirkning. Direktoratet for naturforvaltning, mai 2008.

- /20/ Miljørisikoanalyse, Haltenbanken – Åsgardfeltet. Det Norske Veritas, Report no 2009-1086/1270FAT-3.
- /21/ Åsgard A, Smørbukk, Smørbukk Sør, Smørbukk kondensat/lettolje og Midgard – Egenskaper og forvitring på sjøen relatert til beredskap. SINTEF, Report no. STF66 A03053.
- /22/ Environmental Risk and Oil Spill Contingency Assessment for Åsgard Minimum Flow. RE-MFP-0083. Statoil september 2010.
- /23/ OLF Miljørapport 2010. Olje- og gassindustriens miljøarbeid, fakta og utviklingstrekk.
- /24/ Helhetlig Forvaltningsplan for Norskehavet, Konsekvenser av utslipp til luft. NILU rapport OR 14/2008
- /25/ Helhetlig forvaltningsplan for Norskehavet, Statusbeskrivelse av skipstrafikk. Kystverket november 2007.
- /26/ Helhetlig forvaltningsplan for Norskehavet, Konsekvenser av skipstrafikk. Kystverket mai 2008
- /27/ Helhetlig forvaltningsplan for Norskehavet, Konsekvenser av samlet påvirkning. Interessekonflikter mellom næringer og mellom næringer og miljø. Oktober 2008
- /28/ Internasjonal aksept for etablering av seilingsleder utenfor kysten av Vestlandet og Sørlandet. Fiskeri- og kystdepartementet, 2010. Pressemelding 29.11.2010.
- /29/ Forslag til rutetiltak for skip utenfor kysten mellom Røst og Utsira. Kystverket, 2009
- /30/ Åsgard Subsea Compression Project (ÅSCP), Samfunnsmessige konsekvenser. Agenda Kaupang AS. Rapport 7058, 10.mars 2011.

Prosjektinterne dokumenter relatert til elektrifisering med kraft fra land som ikke inngår i offentlig dokumentasjonsgrunnlag for foreliggende konsekvensutredning

- *Power from shore to Åsgard Subsea Compression and Heidrun. RE-MFP 00088. Statoil, October 2010.*
- *“Åsgard Minimum Flow – Power Study, Class B”, B-study (feasibility). Aker Solutions. Completed September 2008*
- *“Topsides Modification and Electrical Power Studies, Class C”, C-study (concept). Aker Solutions. Completed May 2009*
- *“Abatement cost – Power from Shore – Combined Cycle – Heidrun”. Supplement to C-study, giving abatement costs. Aker Solutions. Rev 1 – 14.05.09*
- *“Midgard Compression Platform, Pre-FEED Final Report, Future Electrification – Option 1”, C-study (concept). Aker Solutions. Completed September 2009*
- *“ÅMFP – Electrification Study”, featuring electrical hub supplying ÅMF, Heidrun, Åsgard B and Kristin”, Rambøll Oil & Gas Norway, Concept Study. Completed February 2010*
- *“Midgard Elektrifisering – Petoro DG2 innspill” Presentation given by Petoro in bilateral meeting with Statoil 11 February 2010.*
- *Midgard Compression Platform, FEED Report, Electrification Study, D-study (FEED). Aker Solutions, D110-AS-E-RB-0004. Completed June 2010*
- *HVDC Technology Study. Siemens (with Nexans and inocean). Study on HVDC technology for Midgard (with similarities to Luva). October 2010*



# Vedlegg A

## Fastsatt utredningsprogram

Utredningsaktiviteter som er beskrevet nedenfor er gitt med utgangspunkt i kapittel 7 i "Åsgard Minimum Flow Prosjekt – Midgard Gass kompresjon, Forslag til program for konsekvensutredning", datert april 2010, samt uttalelser fra høringsinstansene. Det henvises til Vedlegg B for en oppsummering av høringsuttalelsene sammen med operatørens kommentarer til disse. Utredningsprogram er fastsatt av Olje- og energidepartementet (OED) i brev av 12. januar 2011.

Det er valgt konsept med utbygging av en havbunnsbasert kompressorstasjon lokalisert til Midgard, med import av kraft fra Åsgard A.

Det er utarbeidet konsekvensutredning som dekker bestemmelsene til utredningsaktiviteter knyttet til både Plan for Utbygging og Drift (PUD) i Petroleumsloven § 4.2 og 4.3, Petroleumsforskriften § 22, samt Forurensningsloven § 13.

Konsekvensutredningen drar nytte av det utredningsarbeidet som er gjennomført i regional konsekvensutredning (RKU) for Norskehavet (2003) og Helhetlig Forvaltningsplan for Norskehavet (2009). Det betyr at det ikke er gjennomført nye studier for tema som allerede er dekket gjennom RKU Norskehavet og forvaltningsplanen. Det er i stedet benyttet henvisninger til utredningene, og sentralt innhold er gjengitt.

## Innholdet i konsekvensutredningen

Konsekvensutredningen er basert på godkjent utredningsprogram og inneholder en omtale av alternative utbyggingsløsninger som har vært vurdert samt begrunner endelig valg av utbyggingsløsning. Det er med andre ord gjort rede for de valg som er gjort med hensyn til økonomi og miljøvirkninger, inkludert konsekvenser for fiskeri og annen næring. De norske samfunnsøkonomiske konsekvenser er beskrevet i konsekvensutredningen.

Konsekvensutredningen gir en utfyllende beskrivelse av den utbyggingsløsning som er valgt, og utreder hvilke konsekvenser denne har for naturressurser, miljø, miljørisiko og norsk samfunn. Forebyggende og avbøtende tiltak ut fra selskapets null skade filosofi og myndighetens rammebetingelser er dokumentert.

Det blir redegjort for hvilke tillatelser, godkjennelser eller samtykker det skal søkes om i henhold til gjeldende norsk lovgivning. Planer for avvikling og beredskap er kort beskrevet.

Foreliggende konsekvensutredningsdokument inneholder en kort oppsummering av innkomne høringsuttalelser samt operatørens kommentarer til disse. Det henvises til Vedlegg B.

### Konsekvensutredning for Åsgard Minimum Flow (Åsgard undervannskompresjon)

Som en del av Plan for utbygging og drift (PUD) vil det bli utarbeidet en konsekvensutredning (KU) som beskriver utbyggingen av valgt løsning for gasskompresjon og nødvendige rørledninger og kabler for oppkobling til vertsplattformer.

De vil installeres flere kortere nye rørledninger for oppkobling av kompressorløsningen mot eksisterende produksjonsrørledninger inn mot Åsgard B. Disse vil alle være feltinterne rørledninger, og forutsettes inkludert og håndtert i PUD for Åsgard undervannskompresjon. Det vil således ikke bli utarbeidet PAD for rørledningsdelen av prosjektet.

Det vil i konsekvensutredningen bli dratt nytte av det utredningsarbeidet som er gjennomført i RKU Norskehavet 2003, og grunnlagsmaterialet for Helhetlig forvaltningsplan for Norskehavet, som ble ferdigstilt i 2009. Det vil derfor ikke bli gjennomført nye studier for tema som allerede er dekket gjennom disse utredningene. Det vil i stedet bli benyttet henvisninger til disse, og konsekvensutredningen vil sammenfatte aktuell kunnskap fra disse utredningene.

### Innhold i konsekvensutredningen

Konsekvensutredningen vil bli basert på foreliggende utredningsprogram og inneholde en omtale av alternative utbyggingsløsninger som har vært vurdert samt begrunne valg av utbyggingsløsning. Det vil med andre ord bli gjort rede for de valg som er gjort med hensyn til teknisk gjennomførbarhet, sikkerhet, økonomi og miljøvirkninger, inkludert konsekvenser for fiskeri og annen næring, herunder de miljøkriterier som ligger til grunn for valgene og hvordan disse er vurdert. Dette innebærer således at det blir foretatt helhetlige miljøvurderinger slik at de alternative utbyggingskonsepter kan sammenlignes. Samfunnsøkonomiske konsekvenser vil bli beskrevet i konsekvensutredningen.

Konsekvensutredningen vil gi en utfyllende beskrivelse av den utbyggingsløsning som er valgt, og utrede hvilke konsekvenser denne har for miljø og samfunn. Forebyggende og avbøtende tiltak ut fra selskapets null-skade filosofi og myndighetens rammebetingelser vil bli nærmere dokumentert.

Det vil bli redegjort for hvilke tillatelser, godkjenninger eller samtykker det skal søkes om i henhold til gjeldende lovgivning. Planer for avvikling og beredskap vil bli kort beskrevet.

Det vil bli gitt en kort oppsummering av innkomne høringsuttalelser samt operatørens kommentarer til disse.

Utredningsaktivitetene nedenfor er dekkende for utbygging og drift av permanent gasskompresjon av brønnstrømmen fra Midgard på Åsgardfeltet.

### Utredningsaktiviteter

#### **1. Beskrivelse av naturressurser og ressursutnyttelse i influensområdet**

Punktet anses å være dekket av RKU Norskehavet og Helhetlig forvaltningsplan for Norskehavet.

Konsekvensutredningen vil i tillegg bli supplert med en oppdatering av informasjon om fiskeriaktivitet i det aktuelle området.

#### **2. Utslipp til luft**

I konsekvensutredningen vil energibehov og utslipp til luft beregnes og fordeles på de ulike utslippskilder. Det vil videre bli redegjort for de BAT-vurderinger som er lagt til grunn.

Videre vil aktuelle tiltak for å redusere utslipp til luft bli beskrevet. I denne sammenheng vil vurderinger knyttet til elektrifisering av Åsgard Minimum Flow presenteres. Vurderingen av elektrifisering vil være basert på utførte studier, både mulighetsstudier for denne delen av sokkelen, og mer prosjektspesifikke studier, samt beregning av tiltakskostnader for de ulike alternativene. Det vil bli gitt en begrunnelse for de valg som er foretatt, der også vurderinger knyttet til forsynings situasjonen og forholdene i kraftsystemet på land, samt formålstjenligheten ved elektrifisering vil inngå.

Utslippene knyttet til utbyggingen av Åsgard Minimum Flow vil sammenliknes med utslippene fra Norskehavet, samlede utslipp fra norsk sokkel og nasjonale utslipp.

Miljømessige konsekvenser av utslipp til luft anses å være dekket av RKU Norskehavet og helhetlig forvaltningsplan for Norskehavet, og vil ikke bli videre utredet.

#### **3. Regulære utslipp til sjø**

Utbyggingen av Åsgard Minimum Flow vil kunne føre til utslipp til sjø i forbindelse med:

- Oppkobling og klargjøring av rørledninger for drift
- Drift

Det vil i konsekvensutredningen bli gitt en beskrivelse av de forventede utslipp fordelt på de ulike operasjonene ovenfor, deriblant også mengdefordeling på hovedtyper av kjemikalier. Videre vil eventuelle utslipp og konsekvenser bli nærmere vurdert.

### Klargjøring av rørledninger

Utslipp av kjemikalier i forbindelse med klarlegging av rørledninger fra Midgard kompresjon med oppkobling til eksisterende rørsystemer fra Midgard til Åsgard B vil bli beskrevet. Dette inkluderer kjemikalier som vil benyttes for å hindre korrosjon og begroing, og eventuelle fargestoffer som benyttes for trykktesting og lekkasjesøk.

### Produsert vann

Økt mengde produsert vann som følge av kompresjonen, og forventede komponenter i vannet vil bli beskrevet, herunder innholdet av radioaktive elementer.

### Andre regulære utslipp

Andre utslipp som sanitæravløpsvann, kjølevann og fortrenningsvann antas ikke å medføre nevneverdige konsekvenser. Utslippene vil imidlertid bli kort beskrevet i konsekvensutredningen.

Konsekvensutredningen vil videre synliggjøre operatørens nullutslippsstrategi, og hvordan denne planlegges implementert i Midgard-prosjektet. I den forbindelse vil det bli fokusert på:

- Produksjonskjemikalier
- Håndtering av produsert vann

Resultater fra gjennomførte overvåkningsundersøkelser i området vil beskrives.

Det vil bli redegjort for de BAT-vurderinger som er lagt til grunn sammen med aktuelle tiltak for å begrense utslipp til sjø. Det vil bli gitt en begrunnelse for de valg som er foretatt.

Det vil kort redegjøres for hvordan avfallshånderingen vil bli ivaretatt.

## **4. Akutte utslipp til sjø**

Konsekvensutredningen vil beskrive den eventuelt økte sannsynligheten for akutte utslipp av kondensat knyttet til driftsfasen som følge av kompresjonen.

Utbyggingen av Åsgard Minimum Flow vil bidra til å sikre produksjon av de ressurser som er forutsatt i tidlige godkjent PUD for Åsgard og Mikkel. Brønnstrømmene fra Midgard håndteres i dag på Åsgard B, og egenskapene til kondensatet er derfor kjent. Området er omfattet av gjeldende miljørisikoplan og beredskapsplan for Åsgardfeltet. Disse vil bli oppdatert med hensyn på utbygging og drift av en ny kompresjonsløsning for Midgard. Resultatene vil bli gjengitt i konsekvensutredningen.

Konsekvensutredning for akutte utslipp vil baseres på følgende elementer:

- Konsekvensbeskrivelser for akutte utslipp
- Konsekvensbeskrivelsene suppleres med resultater fra RKU Norskehavet og Helhetlig forvaltningsplan for Norskehavet
- Beskrivelse av eksisterende oljeberedskap i området og kapasitet i forhold til Åsgard

Det vil bli gjort rede for miljørisiko som følge av tiltaket, samt beredskap mot akutt forurensning og sannsynlig beredskapsløsning.

## **5. Konsekvenser ved fysiske inngrep og arealbeslag**

### 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 Helhetlig forvaltningsplan for Norskehavet og oppdaterte sporingsdata.

Videre vil eventuelle konsekvenser knyttet til tilstedeværelse av rørledningene og plattform eller sjøbunnsbasert kompresjon i driftsfasen vurderes.

Følgende punkt anses dekket av RKU Norskehavet 2003 og Helhetlig forvaltningsplan for Norskehavet:

- Beskrivelse av fiskeressursene og akvakultur i influensområdet
- Beskrivelse av fiskeriaktivitet i området. Det vil likevel bli innhentet oppdaterte sporingsdata
- Generell omtale av konsekvenser av arealbeslag og akuttutslipp

### Konsekvenser for koraller

Det vil gjøres en vurdering av potensialet for å berøre koraller i det aktuelle området basert på eksisterende kunnskap om forekomster i Norskehavet supplert med resultater fra oppdaterte sjøbunnsundersøkelser.

Planlagt metode for installasjon av stein på sjøbunnen vil bli beskrevet og vurdert, og omfang av berørt areal vil bli anslått så langt dette er klarlagt.

### Konsekvenser for kulturminner

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

Undersøkelsesplikten etter § 10-1 i Petroleumsloven vil bli oppfylt gjennom sjøbunns- og trasékartlegginger. Dette vil bli skissert i konsekvensutredningen.

## 6. Samfunnsmessige konsekvenser

Konsekvensutredningen vil inneholde beregninger og analyser av:

- Forventede nasjonale vare- og tjenesteleveranser i utbyggings- og driftsfase
- Arbeidskraftbehov og nasjonale sysselsettingseffekter i utbyggings- og driftsfase
- Samfunnsmessig lønnsomhet

Sysselsettingseffekter og muligheter for vare- og tjenesteleveranser vil bli basert på hva en kan forvente på grunnlag av tidligere erfaringer.

Alle kontraktstildelinger knyttet til konkrete prosjekter skjer i henhold til EUs konkurranseregler, og tildeling er basert på en teknisk- og kommersiell vurdering.

## 7. Miljøovervåking

Konsekvensutredningen vil inneholde en beskrivelse av resultater fra den regionale og lokale miljøovervåking som pågår i området i dag. RKU Norskehavet og Helhetlig forvaltningsplan for Norskehavet vil bli benyttet som et grunnlag sammen med resultater fra senere års tokt. Det vil bli gitt en vurdering av behovet for eventuelle justeringer av pågående overvåkingsaktivitet.

# Vedlegg B

## Oppsummering av offentlig høring av KU utredningsprogram

I samråd med Olje- og energidepartementet er forslag til utredningsprogram for konsekvensutredningen (KU) lagt ut til offentlig høring i perioden 30.april – 31. juli 2010 (12 uker). Totalt 40 høringsinstanser ble tilskrevet og invitert til å avgi uttalelse til operatørens forslag til utredningsprogram. I tillegg er forslaget publisert på Statoils nettsider [www.statoil.com](http://www.statoil.com), under tema Miljø og samfunn, konsekvensutredninger. Det er mottatt 10 høringsuttalelser. En oppsummering av kommentarene fra den enkelte instans er gitt nedenfor, sortert etter dato for avgitt høringsuttalelse.

### 1 Klima- og forurensningsdirektoratet – Klif

Klima- og forurensningsdirektoratet uttaler at forslag til utredningsprogram i hovedsak dekker de områder det er viktig at konsekvensutredningen omhandler, men har flere utfyllende kommentarer knyttet til utredningstema og arbeidet med konsekvensutredningen.

1. Klif viser til forskrift til lov om petroleumsvirksomhet § 22 a første ledd bokstav a, hvor det bla framgår at en konsekvensutredning skal beskrive alternative utbyggingsløsninger som rettighetshaver har undersøkt og begrunne valg av utbyggingsløsning samt redegjøre for kriteriene for de valg som er gjort. Nedstengning og fjerning skal inngå i vurderingen. Klif ønsker en vurdering av hvilken løsning som er mest miljøvennlig og hvorfor.
2. Klif understreker viktigheten av at valg av utbyggingsløsning ikke legger begrensninger på mulighetene til å oppnå en best mulig miljø- og energioptimal drift, eller ift til å anvende effektive teknologier for å redusere utslipp til luft, sjø og akutt forurensning. Utbyggingsløsningen må ikke legge begrensninger på mulighetene til å nå internasjonale forpliktelser og nasjonale mål. Klif understreker videre at det må tas helhetlige miljøvurderinger for begge utbyggingsløsningene på en slik måte at disse lett kan sammenlignes, og at det er viktig at kravet om anvendelse av beste tilgjengelige teknikker (BAT) oppfylles, og at målsettingen om nullutslipp ivaretas.
3. Konsekvensutredningen bør inneholde miljøbudsjett for feltets levetid, og en vurdering av hva utbygging og drift betyr som tillegg til eksisterende og forventet forurensning i regionen.
4. Klif påpeker at det er viktig at konsekvensutredningen ivaretar forurensningslovens og IPPC-direktivets krav om anvendelse av BAT. Klif forventer videre at Statoil på et tidlig tidspunkt i utbyggingsprosessen, dvs i god tid før valg og beslutning om utbyggingsløsning foreligger og før bindende kontrakter inngås, informere Klif om sine BAT-vurderinger.
5. Klif påpeker at utslipp til luft i driftsfasen vil avhenge av både utbyggingsløsning og valgt energiforsyning. Klif ber om at det foretas en tilstrekkelig og grundig utredning av miljøkonsekvenser, fordeler og ulemper ved alternative kraftforsynings- og energiløsninger for begge utbyggingsalternativene, inkludert utbyggingsfasen. Klif vil videre i konsekvensutredningen legge vekt på operatørens vurdering av elektrifisering der det er relevant.
6. Konsekvensutredningen skal gi en grundig vurdering av utslippskilder, -mengder og avbøtende tiltak knyttet til utslipp til sjø for begge utbyggingsalternativene.
7. Klif gjør oppmerksom på at det også ved eventuell avfallshåndtering og -behandling må legges vekt på energibruk og gjenbruksløsninger, og at det er viktig å legge helhetlige miljøhensyn til grunn for valg av løsninger.
8. Konsekvensutredningen bør inneholde beskrivelse av miljørisiko og beredskap mot akutt forurensning knyttet til ulike typer utslipp som kan forekomme under utbygging, rørledninger og under drift av anlegg, inkludert effekten av risikoreduserende tiltak som velges for det valgte utbyggingsalternativet. Best tilgjengelige datagrunnlag må benyttes som grunnlag for disse vurderingene, og om nødvendig må dette datagrunnlaget oppdateres. Sannsynlig beredskapsorganisasjon og beredskapsløsning bør beskrives.
9. Miljøeffekter av fysiske inngrep og arealbruk ved eventuell rørlegging og plassering av undervannsinstallasjoner, og beskrivelse av avbøtende tiltak må inkluderes i konsekvensutredningen.
10. Klif ber om at det beskrives hvilke deler av miljøet som bør overvåkes, og hvordan overvåkingen vil bli organisert.

**Operatørens kommentar til mottatt uttalelse fra Klif:**

1. KU vil gjøre rede for hvilke miljøkriterier som er lagt til grunn for valg av løsninger, samt gi en beskrivelse av hvordan disse kriteriene er vurdert.
2. Utbyggingsløsning er valgt ut fra en totalvurdering av mange ulike kriterier, der både energi-, miljø- så vel som andre HMS relaterte kriterier inngår. KU vil presentere en oversiktelig oversikt og begrunnelse for løsninger som er vurdert og forlatt. Herunder vil det bli gitt kortfattede beskrivelser av miljømessige konsekvenser av alternative løsninger som har vært vurdert i prosjektets konseptfase.
3. KU vil inneholde et miljøbudsjett for kompresjonsløsningens levetid, samt vurderinger av betydningen av utbygging og drift i forhold til eksisterende og forventede forurensninger i regionen.
4. KU vil inneholde en beskrivelse av de BAT-vurderinger som er gjennomført. Konseptvalg for permanent gasskompresjon på Midgard er foretatt. De BAT vurderinger som er gjennomført i konseptfasen for prosjektet er derfor ikke mulig å legge fram for Klif i forkant av konseptvalg. De vurderinger som er gjort i denne fasen vil bli gjengitt i KU som beskrevet over.
5. I KU vil det redegjøres nærmere for fordeler og ulemper, samt konsekvenser av alternative kraftforsynings- og energiløsninger for utbyggingsalternativene. Det vil også bli redegjort for operatørens vurderinger med hensyn til elektrifisering ved uttak av kraft fra land.
6. KU vil redegjøre for og vurdere utslippskilder, -mengder og konsekvenser knyttet til utslipp til sjø for utbyggingsløsningene, og for den valgte løsning vurdere avbøtende tiltak.
7. KU vil kort beskrive hvordan avfallshåndteringen vil bli ivaretatt ved den valgte utbyggingsløsningen. Operatøren tar for øvrig uttalelsen til etterretning.
8. KU vil beskrive miljørisiko og beredskap mot akutt forurensing basert på best mulig datagrunnlag. Sannsynlig beredskapsorganisasjon og beredskapsløsning vil omtales kort.
9. Miljøeffekter av fysiske inngrep og arealbruk ved rørlegging og plassering av installasjoner vil bli inkludert i KU, herunder en vurdering av aktuelle avbøtende tiltak.
10. KU vil gi en beskrivelse av den pågående miljøovervåkingen i området, oppsummere resultater fra senere års undersøkelser, samt vurdere behovet for eventuelle justeringer av overvåkingen på bakgrunn av utbygging av kompresjonstiltaket.

**2 Norges Fiskarlag**

Norges Fiskarlag uttaler at forslaget til utredningsprogram dekker de forhold som anses som viktige for fiskeriene, og har derfor ingen kommentarer til foreslått utredningsprogram.

**Operatørens kommentar til mottatt uttalelse fra Norges Fiskarlag:**

Operatøren tar uttalelsen til orientering.

**3 Arbeidsdepartementet (AD)**

Arbeidsdepartementet har forelagt forslag til utredningsprogram for Petroleumstilsynet (Ptil) for en HMS vurdering. Ptil har ingen merknader til utredningsprogrammet. AD har ikke ytterligere merknader i saken.

**Operatørens kommentar til mottatt uttalelse fra Arbeidsdepartementet:**

Operatøren tar uttalelsen til orientering.

**4 Statnett**

Statnett opplyser at de er planansvarlig for sentralnettet, og at dette innebærer bla at Statnett er ansvarlig for den langsiktige utviklingen av sentralnettet. Statnett viser til en mulig kompresjonsplattform som vil bli klargjort for en eventuell framtidig kraftforsyning fra land, og bemerker at dersom kraft fra land blir aktuelt, vil Nordland være et gunstig område med overskudd av kraft. Et mulig uttak av 41 MW i Nordland innebærer etter Statnetts vurdering ikke problemer for driften av sentralnettet. Dersom det i fremtiden blir aktuelt med elektrifisering av Åsgard Minimum Flow prosjektet må Statnett bringes tidlig inn i prosessen.

Dette gjelder også dersom utbygger har andre prosjekter i Norskehavet som vurderes elektrifisert. Ved flere elektrifiseringsprosjekter er det hensiktsmessig at disse koordineres for å sikre en fornuftig integrasjon med kraftsystemet på land. Statnett må også i dette tilfellet bringes tidlig inn i prosessen.

**Operatørens kommentar til mottatt uttalelse fra Statnett:**

*Som del av prosjektutviklingen har operatøren sommeren 2010 også fått gjennomført en ekstern (Norconsult) studie av mulige tilknytningspunkter for henholdsvis 40 MW til Midgard og 200 MW til Åsgardfeltet i sentral- og regionalnettet fra Møre og Romsdal i sør til søndre deler av Nordland i nord (Åsgard Minimum Flow Project – Onshore Grid Study). Studien baserer seg på datainnsamling fra og dialog med Statnett og de aktuelle regionale nettselskapene. Muligheter og begrensninger ved nærmere 20 alternative tilknytningspunkter er vurdert, og foreløpige vurderinger av kostnader og gjennomføringsplan er gjennomført. Behov for nettførsterkningstiltak er vurdert. Forholdet til den konsesjonsgitte linjen Ørskog–Fardal som er under klagebehandling i Olje- og energidepartementet er synliggjort. Rapporten er unntatt offentlighet, men rapportssammendraget vil i sin helhet bli inkludert i konsekvensutredningen, som vil drøfte funnene i studien nærmere ift formålstjenligheten ved kraftforsyning fra land. Operatøren tar Statnetts vurderinger av kraftsituasjonen og sentralnettets robusthet i Nordland til orientering. Operatøren vil i KU nærmere vurdere og drøfte gjennomførbarhet, kostnader og formålstjenlighet ved elektrifisering fra land i tråd med overordnede politiske signaler.*

## 5 Sør-Trøndelag fylkeskommune (STf)

Sør-Trøndelag fylkeskommune viser til ferietid og høringsfrist, og avgir kun en administrativ uttalelse til forslag til utredningsprogram. STf vurderer saken til å være en nødvendig handling knyttet til et eksisterende felt og med små muligheter for store endringer i utredningsprogram og gjennomføring.

1. STf mener det er viktig at det finnes løsninger for å ta ut mest mulig av ressursene i Midgard- og Mikkel-feltet, og at det er viktig å unngå at de aktuelle gassressursene går tapt.
2. Med utbyggingskostnader på mellom 12 og 16 mrd er dette et prosjekt som vil skape muligheter for betydelige leveranser fra regionalt næringsliv. Årlige driftskostnader på 200 til 360 mill kroner er også verdifulle beløp for å opprettholde aktiviteten i leverandørindustrien.
3. STf viser til forslaget til utredningsprogram der det framgår at utbygging av en flytende kompresjonsplattform vil ha større energiforbruk med tilhørende utslipp til luft enn en havbunnsbasert kompressorstasjon, men som samtidig også vil gi mulighet for kraftforsyning fra land.
4. STf uttaler at det er viktig at KU inneholder en grundig beskrivelse av konsekvensene ved de to utbyggingsalternativene mht kraftbehov, løsning for krafttilførselen og utslippene av klimagasser.
5. Avslutningsvis uttaler STf at de gjennom de avgitte kommentarene mener at det foreslåtte utredningsprogrammet er tilstrekkelig som grunnlag for konsekvensutredning av prosjektet.

**Operatørens kommentar til mottatt uttalelse fra Sør-Trøndelag fylkeskommune:**

*De samfunnsmessige konsekvenser relatert til sysselsetting og regional verdiskaping vil bli nærmere vurdert og belyst i en egen samfunnsstudie som inngår som del av grunnlagsmaterialet for KU, der de viktigste vurderinger og funn vil bli inkludert i selve KU-dokumentet. De alternative utbyggings-løsningene har ulike kraftbehov, muligheter for kraftforsyning og ulike utslippsprognoser. Disse forhold og konsekvensene vil bli nærmere beskrevet og vurdert i KU. Operatøren tar for øvrig uttalelsen fra STf til orientering.*

## 6 NAV – Arbeids- og velferdsdirektoratet

Nav har gjort seg kjent med hovedinnholdet i hørings-saken, og har ikke merknader til det framlagte forslaget til utredningsprogram.

**Operatørens kommentar til mottatt uttalelse fra Nav:**

*Operatøren tar uttalelsen til orientering.*

## 7 Havforskningsinstituttet (HI)

1. Havforskningsinstituttet viser til at det for begge utbyggingsalternativer skal dumpes en god del stein som fundament for rør og annen infrastruktur på havbunnen. HI uttaler at det er viktig at metoden for utlegging av steinmasser blir nøye beskrevet og vurdert, og at størrelsen på berørte arealer blir beregnet.
2. Det bør også nøyes gjøres rede for forekomst av allerede kartlagte korallrev i angjeldende område, og for planene med å kartlegge resten av havbunnen som vil bli berørt.
3. HI uttaler videre at det er viktig at kartmaterialet som skal følge utredningsprogrammet får en høy kvalitet, og gir en relevant oversikt over prosjektet i sammenheng med de eksisterende installasjonene. HI mener at kartmaterialet i forslag til utredningsprogram har for dårlig oppløsning og gir lite informasjon av verdi.
4. Det er planlagt å slippe ut kjemikalier i forbindelse med legging av rør og drift av anlegget. Innhold og mengder av kjemikalier som planlegges å brukes må oppgis så detaljert som mulig. Dette blir ofte ikke gjort i tilstrekkelig grad til å kunne vurdere eventuelle konsekvenser.

### **Operatørens kommentar til mottatt uttalelse fra Havforskningsinstituttet:**

1. *Planlagt metode for utlegging og installasjon av stein på havbunnen vil bli beskrevet og vurdert, og størrelsen av de berørte arealer vil bli anslått i KU så langt dette er klarlagt.*
2. *I KU vil det gjøres nærmere rede for eksisterende forekomst av koraller i de aktuelle områder, og hvordan disse eventuelt vurderes å bli påvirket av utbyggingen.*
3. *Operatøren er enig i at det i KU er behov for mer detaljerte kartmateriale enn det som er inkludert i forslag til utredningsprogram. Operatøren vil tilstrebe å inkludere kartmateriale i egnet målestokk for illustrasjonsformål i KU.*
4. *Det er for utbyggingen av Åsgard Minimum Flow prosjektet snakk om legging og sammenkobling av flere kortere rørledningslengder, samt oppkobling av disse mot eksisterende rørledninger og ny kompressorstasjon. Samlet rørledningsvolum er betydelig mindre enn det som er vanlig for andre utbyggingsprosjekter på norsk sokkel. Sammenkobling og klargjøring med bruk og utslipp av kjemikalier vil planlegges å skje på forskjellige steder til ulike tidspunkt, noe som vil medføre at utslipp av et i utgangspunktet relativt lite volum vil skje på adskilte områder fordelt over en lengre tidsperiode. I KU vil det gjøres nærmere rede for bruk og utslipp av kjemikalier i både anleggs- og driftsfasen, og eventuelle konsekvenser av dette vil vurderes.*

## 8 Statens strålevern (SSV)

Statens strålevern viser til at utvinning av petroleum medfører produksjon av radioaktiv avfall og utslipp til miljøet. Dette vil både være oppkonsentrert naturlig forekommende radioaktivt materiale og avfall fra bruk av radioaktive sporstoffer/tracere. Det er vanlig at avleiringer, slam og produsert vann inneholder radioaktive stoffer.

SSV påpeker at utslippet av radioaktive stoffer skal reduseres så langt det er mulig. SSV viser videre til OSPAR-arbeidet, der Norge har forpliktet seg til å forhindre radioaktiv forurensning av havet gjennom gradvise og vesentlige reduksjoner av utslipp. Målet er at menneskelig oppkonsentrert naturlig forekommende radioaktive stoffer i miljøet skal være nær bakgrunnsnivået innen 2020.

SSV orienterer om at i gjeldende regelverk er det ikke fastsatt noen nedre grense for hva som regnes som radioaktivt materiale. All stråleeksponering skal holdes så lavt som praktisk mulig, og dosegrensene i strålevernforskriften skal ikke overskrides. All håndtering, lagring av radioaktivt avfall og utslipp av radioaktive stoffer til miljøet er godkjeningspliktig ifølge strålevernregelverket.

1. SSV uttaler at det må foretas en vurdering av radioaktiv forurensning samt stråledoser i forbindelse med konsekvensutredningen.

### **Operatørens kommentar til mottatt uttalelse fra Statens strålevern:**

*Utbyggingen av Åsgard Minimum Flow optimaliserer de produksjons- og strømningsmessige forholdene knyttet til eksisterende brønnstrømmer fra Midgard og Mikkel. Produsert vann vil som i dag følge brønnstrømmen til Åsgard B for videre håndtering i eksisterende systemer. Det er ikke behov for endringer i produksjons- og*



vannbehandlingsstrategien for Åsgard B som følge av prosjektet. Ved tilsetning av kjemikalier vil avleiringer i stor grad unngås. Utbygging og drift av gasskompresjonstiltaket vil ikke medføre at mengden produsert vann øker vesentlig sammenlignet med eksisterende produksjonsforhold. Radioaktivt innhold og aktivitet forventes ikke å ville øke som følge av tiltaket. Kompressorløsningen setter tekniske begrensninger på mengden produsert vann i brønnstrømmen, noe som kan medføre nedstenging av vannproduserende brønnsegmenter.

KU vil kort beskrive generelle konsekvenser knyttet til eventuelle utslipp av radioaktive komponenter, samt en beskrivelse av dagens situasjon mht radioaktive utslipp. Operatøren tar for øvrig informasjonen fra SSV til orientering.

## 9 Miljøverndepartementet (MD)

Miljøverndepartementet viser til forslag til utredningsprogram, som angir at det foreligger to alternative utbyggingskonsept. MD viser videre til forskrift om petroleumsvirksomhet § 22a, som fastsetter at en konsekvensutredning bla. skal beskrive alternative utbyggingsløsninger som er undersøkt, begrunne valg av utbyggingsløsning samt redegjøre for kriteriene for de valg som er gjort. MD uttaler videre at Statoil i konsekvensutredningen derfor må foreta helhetlige miljøvurderinger for begge alternative utbyggingskonsept, og at alternativene bør beskrives slik at de lett kan sammenlignes. MD viser for øvrig til høringsuttalelser fra Klima- og forurensningsdirektoratet og Statens strålevern.

### **Operatørens kommentar til mottatt uttalelse fra Miljøverndepartementet:**

*Begge alternative utbyggingsløsninger vil bli beskrevet i konsekvensutredningen, og det vil bli gjort rede for kriteriene for de valg som er gjort i prosjektfasen. For begge utbyggingsalternativene vil det bli foretatt helhetlige miljøvurderinger på en slik måte at disse kan sammenlignes. Vurdering av konsekvenser og eventuelle avbøtende tiltak vil i hovedsak være relatert til den valgte utbyggingsløsning. Operatøren tar sikte på en dialog med Olje- og energidepartementet for å bidra til at KU og PUD basert på prosjektets innhold og omfang utarbeides på en formålstjenlig måte i tråd med OEDs krav og forventninger. Når det gjelder håndtering av merknader fra Klif og Statens strålevern, henviser operatøren til oppsummering av og kommentar til disse uttalelsene.*

## 10 IndustriEnergi (IE)

IndustriEnergi viser til forslag til utredningsprogram, og er glad for at Statoil legger til rette for en langsiktig drift ved å øke utvinningen fra eksisterende felt. IE mener at en flytende kompresjonsplattform er den beste utbyggingsløsningen for Åsgard Minimum Flow, dette av to årsaker. En plattformutbygging sikrer 30–40 arbeidsplasser i driftsperioden, og vil også tilrettelegge for en eventuell senere elektrifisering fra land, når kraftbalansen tillater dette. IE er klar over at utbygging av en kompresjonsplattform beklageligvis i utgangspunktet medfører høyere utslipp, men mener at en framtidig elektrifisering veier tyngre, og at miljø/klimate gevinsten i det lange løp vil bli høyest ved valg av en plattformutbygging. Avslutningsvis uttaler IE at de vil følge opp og kreve at Statoil elektrifiserer så raskt kraftbalansen på land tillater det.

### **Operatørens kommentar til mottatt uttalelse fra IndustriEnergi:**

*Operatøren tar IEs vurdering av plattformalternativet som den beste utbyggingsløsning til orientering. I KU vil det bli gjort nærmere rede for bla. utslippsprognoser, kostnader og formålstjenligheten av krafttilførsel fra land til permanent kompresjonsløsning på Midgard, herunder vurderinger av forsyningssituasjonen på land. For øvrig blir det vist til operatørens kommentar til uttalelse fra Statnett når det gjelder vurderinger knyttet til elektrifisering og kraft fra land.*

### **Operatørens oppsummering av gjennomført høring**

Det er under høringen av forslag til utredningsprogram ikke identifisert vesentlige mangler eller behov for nye utredningstema som bør inkluderes i utredningsprogrammet og utredes i KU. Innkomne høringsuttalelser medfører etter operatørens oppfatning kun mindre endringer og presiseringer av enkelte eksisterende utredningstema i forslag til program for konsekvensutredning.

### **Konsekvensutredningens håndtering av pålagte utredningstema**

Tabell B.1 under oppsummerer hvordan de ulike høringsinnspill til forslag til utredningsprogram og utredningstema i fastlagt utredningsprogram håndteres og ivaretas i konsekvensutredningen.

**Tabell B.1.** Håndtering og ivaretagelse av høringsuttalelser til forslag til utredningsprogram og pålagte utredningstema i konsekvensutredningen. For en mer detaljert oppsummering og gjennomgang av den enkelte høringsuttalelse, vises det til ovenstående gjennomgang i vedlegg B.

Operatørens forslag til utredningsprogram for konsekvensutredning				Fastsatt utredningsprogram	Konsekvensutredning (KU)
Høringsinstans	Punkt i uttale	Stikkordsmessige beskrivelse av tema i uttalepunkt	Operatørens merknad	Uttalepunkt omfattes av tema i utredningsprogram	Kapittel i KU for håndtering av tema
<b>1 Klima- og forurensningsdirektoratet – Klif</b>		Forslag til utredningsprogram dekker i hovedsak de områder det er viktig at KU omhandler, utfyllende merknader.			
	1	Beskrive vurderte alternative utbyggingsløsninger, begrunne valgt løsning og beskrive vurderingskriterier. Vurdering av mest miljøvennlige løsning.	<i>KU vil gjøre rede for miljøkriterier som er lagt til grunn for valg av løsninger, samt gi en beskrivelse av hvordan disse kriteriene er vurdert.</i>	2– Utslipp til luft 3– Regulære utslipp til sjø	2.9 Vedlegg C
	2	Unngå begrensninger på muligheten til å oppnå best mulig miljø- og energimessig drift, samt å nå internasjonale og nasjonale mål om utslippsbegrensninger. Helhetlige miljømessige vurderinger, BAT må oppfylles, samt målsettingen om nullutslipp må oppfylles.	<i>KU vil presentere en oversikt og begrunnelse for løsninger som er vurdert og forlatt. Det vil bli gitt kortfattede beskrivelser av miljømessige konsekvenser av alternative løsninger som har vært vurdert.</i>	2– Utslipp til luft 3– Regulære utslipp til sjø	2.12 Vedlegg C
	3	Miljøbudsjett for feltets levetid, og en vurdering av hva utbygging og drift av kompresjon betyr ift dagens og framtidige forurensninger i regionen.	<i>KU vil inneholde miljøbudsjett for kompresjonsløsningens levetid, vurdering av betydningen av utbygging og drift ift eksisterende og forventede forurensninger i regionen.</i>	2– Utslipp til luft	4.4 – 4.7
	4	KU må ivareta krav om ivaretagelse av BAT. Klif forventer at Statoil før valg av utbyggingsløsning og før bindende kontrakter inngås informerer Klif om BAT vurderingene.	<i>KU vil inneholde en beskrivelse av de BAT-vurderinger som er gjennomført.</i>	2– Utslipp til luft	2.12 Vedlegg C
	5	Tilstrekkelig og grundig vurdering av miljøkonsekvenser, fordeler og ulemper ved alternative kraft- og energiløsninger for begge utbyggingsalternativer. Legger vekt på	<i>KU vil redegjøre for fordeler, ulemper, og konsekvenser av ulike kraftforsyningsløsninger for alternative utbyggingsløsninger, og det vil også redegjøres for operatørens</i>	2– Utslipp til luft	2.12 8.6 Vedlegg C

Operatørens forslag til utredningsprogram for konsekvensutredning				Fastsatt utredningsprogram	Konsekvensutredning (KU)
Høringsinstans	Punkt i uttale	Stikkordsmessige beskrivelse av tema i uttalepunkt	Operatørens merknad	Uttalepunkt omfattes av tema i utredningsprogram	Kapittel i KU for håndtering av tema
		operatørens vurdering av elektrifisering fra land der dette er relevant.	<i>vurderinger mht uttak av kraft fra land.</i>		
	6	Grundig vurdering av utslippskilder- og mengder, avbøtende tiltak for utslipp til sjø knyttet til begge utbyggingsalternativ	<i>KU vil redegjøre for og vurdere utslippskilder, mengder og konsekvenser knyttet til utslipp til sjø for utbyggingsløsningene, og for den valgte løsning vurdere avbøtende tiltak.</i>	3 – Regulære utslipp til sjø	2.12.1 – 2.12.3 Vedlegg C
	7	Avfallshåndtering må legge vekt på energibruk og gjenvinningsløsninger, viktig med helhetlige miljøhensyn ved valg av løsning.	<i>KU vil kort beskrive hvordan avfallshåndteringen vil bli ivaretatt ved den valgte utbyggingsløsningen.</i>	3 – Regulære utslipp til sjø	2.11.8 2.16
	8	Beskrive miljørisiko og beredskap mot akutt forurensning under utbygging og drift, best tilgjengelig datagrunnlag må benyttes. Beskrive sannsynlig beredskapsorganisasjon + løsning.	<i>KU vil beskrive miljørisiko og beredskap mot akutt forurensning basert på best mulig datagrunnlag. Sannsynlig beredskapsorganisasjon og beredskaps-løsning vil omtales kort.</i>	4 – Akutte utslipp til sjø	Kap 6
	9	Miljøeffekter av fysiske inngrep og arealbruk og avbøtende tiltak beskrives.	<i>Miljøeffekter av fysiske inngrep og arealbruk vil bli inkludert i KU, herunder en vurdering av aktuelle avbøtende tiltak.</i>	5 – Konsekvenser ved fysiske inngrep og arealbeslag	Kap 7
	10	Beskriver hvilke deler av miljøet som bør overvåkes, og organisering av dette.	<i>KU vil beskrive pågående miljøovervåking, oppsummere resultater og vurdere justeringer.</i>	7 – Miljøovervåking	3.11
<b>2 Norges Fiskarlag</b>		Forslag til KU program dekker de viktige områdene for fiskeriene, ingen merknader.	<i>Operatøren tar uttalelsen til orientering.</i>	1 – Naturressurser og ressursutnyttelse	3.5
<b>3 Arbeidsdepartementet</b>		AD har innhentet uttale fra Ptil, ingen merknader fra AD eller Ptil.	<i>Operatøren tar uttalelsen til orientering.</i>		
<b>4 Statnett</b>		Statnett er systemansvarlig for sentralnettet, og må bringes inn i prosessen knyttet til eventuell elektrifisering fra land av tiltak i Norskehavet. Et mulig uttak av 41 MW fra Nordland til Åsgard innebærer ikke	<i>Operatøren har sommeren 2010 gjennomført en ekstern studie av mulige tilknytningspunkter for uttak av 40 MW og 200 MW, basert på informasjon fra Statnett og regionale nettselskaper. KU vil vurdere</i>	2– Utslipp til luft	2.12.5 – 8 8.6 Vedlegg D

Operatørens forslag til utredningsprogram for konsekvensutredning				Fastsatt utredningsprogram	Konsekvensutredning (KU)
Høringsinstans	Punkt i uttale	Stikkordsmessige beskrivelse av tema i uttalepunkt	Operatørens merknad	Uttalepunkt omfattes av tema i utredningsprogram	Kapittel i KU for håndtering av tema
		problemer for sentralnettet. Statnett må også involveres i andre prosjekt i Norskehavet aktuelle for elektrifisering, koordinert integrasjon mot kraftnettet på land.	<i>gjennomførbarhet, kostnader og formålstjenlighet ved elektrifisering fra land.</i>		
<b>5 Sør-Trøndelag fylkeskommune</b>		Kun administrativ uttalelse. Tiltaket vurderes som nødvendig ift eksisterende felt, små muligheter for større endringer i utredningsprogram og gjennomføring.	<i>Operatøren tar uttalelsen til orientering.</i>		
	1	Løsninger for å utnytte ressursene i Midgard og Mikkelfeltene er viktig, og sikre at disse ikke går tapt.			
	2	Utbyggingskostnader på 12–16 mrd kr, og årlige driftskostnader på 200–360 mill kr er viktige muligheter for regionalt næringsliv og opprettholdelse av aktivitet i leverandørindustrien.	<i>KU vil vurdere og belyse de samfunnsmessige konsekvenser relatert til sysselsetting og regional verdiskaping.</i>	6 – Samfunnsmessige konsekvenser	8.4 – 8.5
	3	En kompresjonsplattform vil ha høyere kraftforbruk enn en havbunnsløsning, men vil også ha mulighet for elektrifisering fra land.	<i>KU vil gjøre nærmere rede for kraftbehov, generering av kraft og konsekvenser av dette. Elektrifisering vil bli vurdert, jamfør kommentar til uttale fra Statnett.</i>	2– Utslipp til luft	2.9 2.12.4 – 8 Vedlegg C
	4	Viktig at KU inneholder grundig beskrivelse av konsekvensene for begge alternativene mht. kraftbehov, løsning for krafttilførsel og utslipp av klimagasser.			
	5	Foreslått utredningsprogram med merknader vurderes som tilstrekkelig grunnlag for KU.	<i>Operatøren tar for øvrig uttalelsen fra STF til orientering.</i>		
<b>6 NAV – Arbeids- og velferds- direktoratet</b>		NAV har ikke merknader til foreslått utredningsprogram.	<i>Operatøren tar uttalelsen til orientering.</i>		

Operatørens forslag til utredningsprogram for konsekvensutredning				Fastsatt utredningsprogram	Konsekvensutredning (KU)
Høringsinstans	Punkt i uttale	Stikkordsmessige beskrivelse av tema i uttalepunkt	Operatørens merknad	Uttalepunkt omfattes av tema i utredningsprogram	Kapittel i KU for håndtering av tema
<b>7 Havforskningsinstituttet</b>	1	Viktig at KU nøye beskriver og vurderer metode for utlegging av steinmasser, og at størrelsen på berørte arealer blir beregnet.	<i>KU vil beskrive og vurdere planlagt metode for steininstallasjon, og berørte arealer vil bli anslått.</i>	5 – Konsekvenser ved fysiske inngrep og arealbeslag	2.11.5 7.1
	2	KU bør nøye gjøre rede for forekomst av kartlagte korallrev i området, samt planer for videre kartlegging av koraller.	<i>KU vil gjøre nærmere rede for eksisterende forekomst av koraller i de aktuelle områder, og hvordan disse eventuelt vurderes å bli påvirket av utbyggingen.</i>	Innhold i konsekvensutredningen 1 – Beskrivelse av naturressurser og ressursutnyttelse i influensområdet 5 – Konsekvenser ved fysiske inngrep og arealbeslag	2.14 3.9 7.3
	3	Viktig at KU får et kartmateriale med høy kvalitet, med relevant oversikt over prosjektet ift eksisterende installasjoner. Kart i forslag til utredningsprogram har for dårlig oppløsning med liten informasjonsverdi.	<i>Operatøren vil tilstrebe å inkludere kartmateriale i egnet målestokk for illustrasjonsformål i KU.</i>		
	4	Innhold og mengder av kjemikalier som planlegges brukt og sluppet ut må oppgis så nøye som mulig. Dette blir ofte ikke gjort tilstrekkelig til å vurdere eventuelle miljøkonsekvenser.	<i>Samlet rørledningsvolum er betydelig mindre enn vanlig. KU vil redegjøre for bruk og utslipp av kjemikaler, og vurdere eventuelle konsekvenser av dette.</i>	3 – Regulære utslipp til sjø	2.11.5 5.5.1
<b>8 Statens strålevern</b>		Statens strålevern viser generelt til petroleumsvirksomhet og resulterende radioaktivitet, OSPAR og målsettinger om reduksjon av utslipp og aktivitet, og gjeldende regelverk.	<i>Operatøren tar informasjonen til orientering.</i>		
	1	Det må foretas vurdering av radioaktiv forurensning og stråledoser.	<i>KU vil kort beskrive generelle konsekvenser knyttet til eventuelle utslipp av radioaktive komponenter, samt en beskrivelse av dagens situasjon mht radioaktive utslipp.</i>	3 – Regulære utslipp til sjø	3.11 5.3

Operatørens forslag til utredningsprogram for konsekvensutredning				Fastsatt utredningsprogram	Konsekvensutredning (KU)
Høringsinstans	Punkt i uttale	Stikkordsmessige beskrivelse av tema i uttalepunkt	Operatørens merknad	Uttalepunkt omfattes av tema i utredningsprogram	Kapittel i KU for håndtering av tema
<b>9 Miljøvern-departementet</b>		MD viser til regelverket, KU må beskrive begge utbyggingsalternativer, begrunne valgt løsning, og redegjøre for vurderingskriteriene. I KU må det gjøres helhetlige miljøvurderinger for begge utbyggingsalternativer, og alternativene beskrives slik at disse lett kan sammenlignes. MD viser ellers til uttale fra Klif og Statens strålevern	<i>KU vil beskrive begge utbyggingsalternativ, og det vil bli gjort rede for kriteriene for de valg som er gjort i prosjektfasen. Det vil bli foretatt helhetlige miljøvurderinger for begge alternativ slik at disse kan sammenlignes. Vurdering av konsekvenser og eventuelle avbøtende tiltak vil i hovedsak være relatert til den valgte utbyggingsløsningen.</i>	Innhold i konsekvensutredningen 2 – Utslipp til luft	2.9 2.12 3.11 5.3 Vedlegg C Jamfør håndtering av uttale fra Klif og Statens strålevern.
<b>10 IndustriEnergi</b>		IE mener av to grunner at en flytende kompresjonsplattform er beste løsning; den gir høyere sysselsetting, og er tilrettelagt for en senere elektrifisering fra land. En plattform vil gi høyere utslipp til luft enn havbunnsløsningen, men IE mener at framtidig elektrifisering bør veie tyngst, da miljø/klimagevinsten for denne løsningen blir best i et lengre perspektiv. IE vil kreve elektrifisering så snart kraftbalansen på land tillater det.	<i>IEs vurdering av plattformalternativet som beste utbyggingsløsning tas til orientering. KU vil gjøre rede for bla. utslippsprognoser, kostnader og formålstjenlighet av kraft fra land, herunder vurderinger av forsynings situasjonen. Det vises ellers kommentar til uttale fra Statnett.</i>	2 – Utslipp til luft 6 – Samfunnmessige konsekvenser	2.12.5 – 8 4.4 – 4.7 8.4 – 6 Vedlegg D

## Vedlegg C

### Tidligere vurderte løsninger og miljøvurderinger

#### Valg av utbyggingskonsept

Alternative utbyggingskonsept; en flytende kompresjonsplattform med egen kraftforsyning eller en havbunnsbasert kompressorstasjon med import av kraft fra henholdsvis Heidrun og Åsgard A. En kompresjonsplattform ble vurdert i 2 alternativer, en med minimum funksjonalitet, og en med utvidet funksjonalitet ift framtidige behov og fleksibilitet.

Totalt 43 HMS relaterte kriterier ble vurdert. Alle vurderingskriterier ble gitt en innbyrdes vektning mellom 1 og 7, der 7 medførte høyest tillagt vekt/betydning. For alle kriterier ble det for de ulike konseptalternativene gitt en vurdering mellom 1 og 6, der 6 var beste vurdering.

**Tabell C.1.** Oppsummering av HMS vurderinger av alternative utbyggingskonsept ved konseptvalg. Verdi 6 er beste vurdering.

HMS sammendrag		Gjennomsnittlig verdier basert på vurdering av relevante kriterier			
HMS fagdisiplin (antall kriterier)	Vekt	Plattform, minimum funksjonalitet	Plattform, utvidet funksjonalitet	Havbunns-kompresjon, (Heidrun)	Havbunns-kompresjon, (Åsgard A)
Ytre miljø (12)	25%	3,90	3,90	4,47	4,13
Arbeidsmiljø (8)	25%	3,97	4,17	4,93	4,90
Teknisk sikkerhet (12)	25%	3,48	3,55	5,48	5,32
Samlet HMS vurdering av: Fabrikasjon, installasjon, modifikasjon og fjerning/ opphogging (11)	25%	4,53	4,53	4,24	4,47
Sum (43)	100%	3,97	4,04	4,78	4,71
% av maks. poengsum (43)		66	67	<b>80</b>	<b>78</b>
<b>Samlet HMS vurdering (43)</b>		<b>4</b>	<b>3</b>	<b>1</b>	<b>2</b>

Detaljert vurdering av 12 definerte vurderingskriterier relevant for ytre miljø er vist i tabell C.2 under.



**Tabell C.2.** Identifisering og vurdering av ytre miljøkriterier for alternative utbyggingskonsept ved konseptvalg. Verdi 6 er beste vurdering.

Vurderingskriterier, Ytre Miljø	Vekt 1-7	Vekt %	Platform MINIMUM CASE	Platform UTVIDET CASE	Subsea Comp. HEIDRUN	Subsea Comp. Åsg A
Bruk av kjemikalier	3	10	5	5	5	5
EIF (Environmental impact factor) for utslipp til sjø	2	7	6	6	6	6
Kraftbehov, CO2 og NOx utslipp til luft	5	17	2	2	4	3
CO2 intensitet (kg CO2/Sm3 oed)	7	23	2	2	4	4
Mulige spill (olje/kjemikalier) og uønsket utslipp til sjø	2	7	6	6	5	5
Potensiale for subsea gass/kondensat lekkasje, system for lekkasjedeteksjon	2	7	5	5	4	4
Avfallsgenerering under drift	1	3	4	4	6	6
Vil elektrifisering (kraft fra land) av konseptet være teknisk mulig?	3	10	5	5	5	4
Arealbruk, sjøoverflate (relevant ift fartøyer og fiskerier)	1	3	3	3	5	5
Arealbruk, sjøbunn (relevant ift koraller)	1	3	4	4	4	4
Undersjøisk lydpåvirkning ift sjøpattedyr	1	3	6	6	3	3
Kraftleveranse (evaluering av prosjektsikkerhet)	2	7	6	6	4	3
<b>SUM YTRE MILJØ</b>	<b>30</b>	<b>100</b>	<b>117</b>	<b>117</b>	<b>134</b>	<b>124</b>
<b>Gjennomsnitt</b>			<b>3,90</b>	<b>3,90</b>	<b>4,47</b>	<b>4,13</b>
<b>Median</b>			<b>5,0</b>	<b>5,0</b>	<b>4,5</b>	<b>4,0</b>
<b>RANKING YTRE MILJØ</b>			<b>3</b>	<b>3</b>	<b>1</b>	<b>2</b>

Vurderingskriteriene relatert til kraftbehov og utslipp til luft er gitt høyest vektning i vurderingen ift ytre miljø.

# Vedlegg D

## Sammendrag av Norconsult-studie

### Åsgard Minimum Flow Project Onshore Grid Study

Her følger en hel og fullstendig kopi ("1:1") av norsk sammendrag av studierapport utarbeidet av Norconsult.

## NORSK SAMMENDRAG

Denne rapporten presenterer resultatene fra en analyse av muligheten for å forsyne "Åsgard Minimum Flow Project" (40 MW) og eventuelt også større deler av Haltenbanken (200 MW) fra land. Haltenbanken ligger 200 - 250 km vest for Namsos.

Det har vært avholdt møter med Statnett og de regionale nettselskapene HelgelandsKraft, Nord-Trøndelag Elektrisitetsverk, TrønderEnergi Nett, Nord-Møre Energiverk og Istad Nett. Opplysninger om nettdata, dagens driftsituasjon og fremtidige planer, er hentet fra de respektive selskapers "Kraftsystemutredninger", samt faglige drøftelser med selskapene underveis.

Det er fra oppdragsgiver ikke satt noen geografisk begrensning av analyseområdet, men Statoil har bedt om at Kolsvik, Tjeldbergodden og Nyhamna tas med i analysen av mulige tilknytningspunkter.

Omfanget av analysen har vært å finne aktuelle tilknytningspunkter, evaluere nettkapasitet og pålitelighet i punktene, samt å estimere kostnader og byggetid for å kunne forsyne Haltenbanken fra land. En detaljert analyse av den regionale kraftbalansen i det aktuelle området har ikke vært en del av denne analysen.

Alternative steder for ilandføring av en kabel fra Haltenbanken er blitt evaluert og følgende "Long List" av mulige tilknytningspunkter er etablert.

- Kolsvik
- Årsandøy
- Ytre Vikna (mulig vindpark)
- Namsos
- Straum
- Roan (mulig fremtidig 420 kV)
- Storheia (mulig fremtidig 420 kV)
- Snillfjord
- Fillan
- Thamshavn/Orkdal
- Tjeldbergodden
- Smøla
- Gylthalsen
- Nordheim
- Kristiansund
- Nyhamna/Fræna
- Viklandet

Valg av tilknytningssted er basert på kapasitet i eksisterende nett, utvidelsesmuligheter i eksisterende stasjoner, avstand fra kysten og avstand fra Haltenbanken.

Studien har for noen tilknytningsalternativer tatt hensyn til gjeldende fremtidige planer for nettutbygging og bygging av vindkraftparker.

Etter en kvalitativ vurdering av "Long List" er denne så redusert til en "Short List" basert på følgende utvelgelseskriterier:

- Estimert av rettlinjert avstand (Google Earth) fra Åsgard og vurdering av mulig kabeltrase.
- Kapasitet i nettet basert på N-1 kriteriet<sup>1</sup>.
- Gjeldende nettutbyggingsplaner og planer for ny kraftproduksjon.

Etter en grundig evaluering av tilknytningspunktene og derpå følgende diskusjoner med Statoil, ble "Long List" redusert til en "Short List" (vist nedenfor) av mulige tilknytningspunkter, som ble gjenstand for mer inngående og detaljerte analyser:

**40 MW**

1. Kolsvik
2. Namsos
3. Straum
4. Roan
5. Thamshavn
6. Tjeldbergodden
7. Nyhamna

**200 MW**

1. Kolsvik
2. Namsos
3. Roan
4. Orkdal
5. Tjeldbergodden
6. Nyhamna

Midt-Norge har i dag i perioder underskudd på kraft, og på grunn av begrensninger i overføringskapasiteten i nettet ansees 200 MW ny last i dette området som umulig. Selv 40 MW ansees av Statnett som problematisk.

Statnett har de siste årene økt overføringskapasiteten inn til området, blant annet ved å oppgradere 220 kV ledningen Nea-Järpstrømmen (Sverige) til 420 kV og ved å installere reaktivt kompenseringststyr. Det er imidlertid først når den planlagte 420 kV ledningen fra Ørskog (Møre og Romsdal) til Fardal (Sogn og Fjordane) settes i drift at underskuddsproblemene ansees utbedret og ny last i området kan aksepteres. Statnett har fått konsesjon fra NVE for denne ledningen, men konsesjonen ble anket til OED i oktober 2009.

Av de vurderte tilknytningspunktene er det bare Kolsvik som ligger utenfor det angitte underskuddsområdet, noe som gir dette punktet fortrinn foran de andre punktene vedrørende tilgang til kraft.

Med ny linje Ørskog-Fardal vil energibalansen være løst også for de andre vurderte tilknytningspunktene. En detaljert analyse av denne regionale problemstillingen er imidlertid ikke en del av denne studien, hvor problemstillingen har vært de enkelte tilknytningspunktets kapasitet i normaldrift og ved feil.

Noen av de vurderte punktene er imidlertid avhengig av fremtidige planer for nye overføringsanlegg samt vindkraftparker. Roan/Storheia/Snillfjord er avhengig av vindkraftparker på Fosenhalvøya. Tjeldbergodden (200 MW) vil være avhengig av den planlagte 420 kV ledningen Trollheim-Tjeldbergodden, planlagt for tilknytning av et gasskraftverk på Tjeldbergodden.

Statnetts lastflytmodell i PSS/E format, "Norgesmodell", stadium 2010, med noen tilpasninger, er benyttet for å analysere mulige tilknytningspunkter.

<sup>1</sup> N-1 kriteriet sier at kraftsystemet skal tåle utfall av en enkelt komponent uten at noen forbrukere påvirkes.

Lastflytberegningene viser at 66 kV stasjonen i Straum ikke har tilstrekkelig kapasitet (N-1) til å forsyne Åsgard og er derfor tatt ut av "Short List". Resten av de foreslåtte tilknytningspunktene er beholdt på listen selv om noen av dem er avhengig av betydelige nettforsterkninger, noe som gjenspeiles i deres kostnadsanslag.

Tabellen nedenfor viser egenskaper og kostnadsoverslag for tilknytningspunktene på "Short List".

Tabell 0-1: Egenskaper og kostnadsanslag for tilknytningspunktene på "Short List".

Tilknytningspunkt	Rettlinjet Avstand fra Åsgard (km)	N-1 Forsyningskapasitet		Kostnadsanslag [MNOK]	
		40 MW	200 MW	40 MW	200 MW
Kolsvik <sup>I</sup>	249	God <sup>II</sup>	God	6	274
Namsos	212	God	God	280	351
Roan <sup>VI</sup>	170	God	God	11	11
Orkdal/Thamshavn	223 <sup>III</sup>	God	God	47 <sup>VII</sup>	150 <sup>VII</sup>
Tjeldbergodden <sup>IV</sup>	184	OK <sup>V</sup>	God	67	306 <sup>VIII</sup>
Nyhamna	238	God	God	129 <sup>IX</sup>	1123 <sup>IX</sup>

I 128 MW eksisterende generator installasjon.

II På 132 kV er N-1 kapasiteten fullt utnyttet ved 40 MW til Åsgard. På 300 kV kan opptil 100 MW forsynes over Kolsvik.

III Rettlinjet avstand Åsgard - Orkdal

IV 22 MW eksisterende produksjonskapasitet.

V N-1 kapasiteten er fullt utnyttet i dag.

VI Avhengig av vindkraftprosjekter i Trøndelag og den planlagte 420 kV linjen Namsos-Roan-Storheia, fase 1, og Storheia-Snillfjord-Orkdal/Trollheim

VII Begrensede utvidelsesmuligheter i Orkdal på grunn av plassmangel.

VIII Den nye 420 kV linjen er forutsatt tilknyttet den fremtidige planlagte nye transformatorstasjonen i Trollheim. Statnett har konsesjon for denne linjen. Kostnader for denne stasjonen er ikke tatt med i kostnadsestimatet. Kostnader for en slik stasjon anslås i størrelsesorden 140 MNOK, inkludert en 420/132 kV transformator, tre 420 kV bryterfelter og ett 132 kV felt. Statnett har anslått kostnaden for en ny 420 kV linje Tjeldbergodden - Vinjeøstra/Trollheim, inkludert koplingsstasjoner til 320 MNOK. Analysene er videre basert på at N-1 vil være oppfylt med det nye gasskraftverket. Dersom dette ikke realiseres vil det være behov for to kraftledninger fra Trollheim.

IX Kostnadsanslaget inkluderer 132 kV sjøkabel Fræna - Nyhamna (40 MW) og 420 kV sjøkabel Nyhamna - Ørskog (200 MW), og utvidelser i Ørskog. Statnett har anslått 1000 MNOK for 420 kV Ørskog - Nyhamna inkludert linje, sjøkabel og stasjoner.

Som nevnt tidligere er Kolsvik den eneste stasjonen som ligger utenfor underskuddsområdet (Midt-Norge) og er derfor uavhengig av 420 kV linjen Ørskog-Fardal. Beregninger viser at opp til 100 MW kan forsynes fra Kolsvik i dag uten nettforsterkninger, dersom effekten tas ut fra 300 kV sameskinne. Den rimeligste løsningen vil være å tilknytte Åsgard på 132 kV i Kolsvik, men maksimalt effektuttak begrenses da til 40 MW. Hvis 200 MW skal forsynes, må det bygges en ny 300 (420) kV linje fra Namskogan til Kolsvik, og en ny stasjon i Namskogan. Det understrekes også at Kolsvik ut fra grove målinger synes å være det av de vurderte tilknytningspunktene som ligger lengst vekk fra Åsgard.

Overordnede pålitelighetsbetraktninger viser at Thamshavn og Nyhamna har marginalt bedre forventet tilgjengelighet enn de andre tilknytningspunktene for tilknytning av 40 MW overføring til Åsgard. Det understrekes imidlertid at frakoblingstiden for feil er lengre i det spolejorde 132 kV nettet enn i det direktejorde 300 og 420 kV systemet, noe som kan påvirke overføringen til Åsgard.

Ved 200 MW overføring til Åsgard, med tilhørende nettforsterkninger, synes påliteligheten (tilgjengeligheten) å være tilnærmet den samme for alle tilknytningspunktene. Unntaket er Tjeldbergodden, som har marginalt lengre forventet utetid, på grunn av lavere tilgjengelighet på det forutsatte gasskraftverket.

## KONKLUSJON

### 40 MW Åsgard

Kolsvik og Roan er de tilknytningspunktene med desidert laveste investeringskostnader ved 40 MW forsyning til Åsgard. Roan-alternativet forutsetter imidlertid nye overføringslinjer på Fosen-halvøya i forbindelse med utbygging av vindkraftparker. I Orkdal er det begrenset plass ved transformatorstasjonen, noe som eventuelt bør undersøkes nærmere for Thamshavn-alternativet. Totalt sett synes **Kolsvik og Tjeldbergodden** å være de beste tilknytningsalternativene. Tjeldbergodden har det fortrinn at traseen for en eventuell sjøkabel allerede er kjent. Anslått byggetid for Kolsvik alternativet er 19 måneder, mens for Tjeldbergodden er byggetiden anslått til 62 måneder. Namsos har noe lenger byggetid enn Tjeldbergodden og Thamshavn noe kortere. Kolsvik synes derfor å være det mest realistiske alternativet til å kunne være driftsklart innen 2014/2015.

### 200 MW Åsgard

Roan er det tilknytningsalternativet som har desidert lavest investeringskostnader (anslagsvis 10-11 MNOK), men forutsetter som tidligere nevnt utbygging av 420 kV nettet på Fosen. Nyhamna er det desidert dyreste alternativet, med en anslått investeringskostnad på over 1100 MNOK. Investeringskostnadene for Kolsvik, Namsos, og Tjeldbergodden ligger i området 300 – 350 MNOK, mens Orkdal er anslått til 150 MNOK. I Orkdal kan imidlertid plassproblemer medføre økte kostnader. Kostnad og implementeringsperiode for Tjeldbergodden-alternativet er avhengig av planene for nytt gasskraftverk og oppgradering av Trollheim som i dag er en 132 kV stasjon. Dersom gasskraftverket ikke realiseres vil det være behov for enda en 420 kV linje til Tjeldbergodden.

Basert på analysene anbefales det å undersøke **Tjeldbergodden, Orkdal og Kolsvik** nærmere som mulige tilknytningspunkter for 200 MW tilknytning av Åsgard.

Byggetiden for Tjeldbergodden er anslått til 71 måneder, og for Orkdal, og Kolsvik i området 79-86 måneder. Dette betyr at forsyning av 200 MW til Åsgard ikke kan gjennomføres innen 2014/2015.