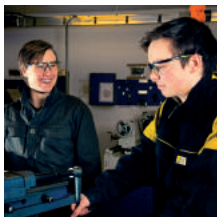


---

# Nordover - norsk sokkel i endring

---

KonKraftrapport 2016 - 1



# Om KonKraft

KonKraft er en samarbeidsarena for Norsk olje og gass, Norsk Industri, Norges Rederiforbund og Landsorganisasjonen i Norge (LO), med LO-forbundene Fellesforbundet og Industri Energi.

KonKraft skal være en premissleverandør for nasjonale strategier for petroleumssektoren, og arbeide for å opprettholde norsk sokkels konkurransevne, slik at Norge forblir et attraktivt investeringsområde for norsk og internasjonal olje- og gassindustri, inkludert leverandørbedrifter og maritim næring.

Rådet er KonKrafts øverste organ. I tillegg har KonKraft et arbeidsutvalg og et sekretariat som ivaretar løpende aktiviteter og daglig drift.

## Rådets medlemmer:

- Gerd Kristiansen, leder av Landsorganisasjonen i Norge (LO)
- Karl Eirik Schjøtt-Pedersen, administrerende direktør Norsk olje og gass
- Stein Lier-Hansen, administrerende direktør Norsk Industri
- Sturla Henriksen, administrerende direktør Norges Rederiforbund
- Jørn Eggum, leder av Fellesforbundet
- Frode Alfheim, nestleder Industri Energi
- Arne Sigve Nylund, konserndirektør Utvikling og Produksjon Norge, Statoil
- Tor Arnesen, administrerende direktør, Norske Shell
- Jan Arve Haugan, administrerende direktør, Kværner
- Jan Skogseth, administrerende direktør, Aibel
- Jakob Korsgaard, administrerende direktør, Mærsk
- Odd Strømnes, administrerende direktør, Technip

## Arbeidsutvalgets medlemmer:

- Erling Kvadsheim, Norsk olje og gass
- Turid Øygard, Norsk olje og gass
- Torbjørn Giæver Eriksen, Norsk olje og gass
- Hans Petter Bøe Rebo, Norsk Industri
- Runar Rugtvedt, Norsk Industri
- Thomas Saxegaard, Norges Rederiforbund
- Georg Oftedal, Norges Rederiforbund
- Olav Lie, LO
- Jørn Prangerød, Fellesforbundet
- Johnny Håvik, Industri Energi

## KonKrafts sekretariat:

- Roger Pedersen, sekretariatsleder KonKraft
- Inger Hoff, rådgiver KonKraft

Utgitt av Konkraft april 2016  
Layout: HK Reklamebyrå Tromsø  
Trykk: Lundblad, Tromsø  
Foto forside: Rino Engdal

# Innholdsfortegnelse

|                                                                        |    |
|------------------------------------------------------------------------|----|
| 1. Innledning                                                          | 6  |
| 1.1. Rapportens virkeområde «nordnorsk sokkel»                         | 6  |
| 1.2. Norsk og nordnorsk sokkel i et klimaperspektiv                    | 8  |
| 1.2.1. Veikart for norsk sokkel og klimarapport                        | 9  |
| 1.2.2. Nordnorsk sokkel og lønnsomhet                                  | 10 |
| 1.3. Norsk sokkel i endring - fra sør til nord                         | 10 |
| 1.4. Nord-Norge er viktig for den nasjonale leverandørindustrien       | 12 |
| 1.5. Er miljøet i nord mer sårbart for petroleumsvirksomhet?           | 14 |
| 1.6. Miljørisiko: Fakta, frykt og føre-var                             | 14 |
| 1.7. Rapportens innhold                                                | 15 |
| 2. Sammendrag og anbefalinger                                          | 16 |
| 2.1. Anbefalinger                                                      | 19 |
| 3. Aktivitetsstatus og åpningsprosesser                                | 22 |
| 3.1. Areal status norsk sokkel                                         | 22 |
| 3.2. Åpningsprosess og konsekvensutredning                             | 23 |
| 3.2.1. Konsekvensutredninger som ikke medførte åpning                  | 24 |
| 3.2.2. Helhetlige forvaltningsplaner for det marine miljø              | 24 |
| 3.3. Konsesjonssystemet                                                | 26 |
| 3.3.1. Nummererte konsesjonsrunder i umodne områder                    | 26 |
| 3.3.2. Tildeling i forhåndsdefinerte områder (TFO) i modne områder     | 26 |
| 3.4. Status for åpne områder på nordnorsk sokkel                       | 26 |
| 3.5. Oppdagende ressurser og produksjon på nordnorsk sokkel            | 28 |
| 3.6. Nærmere beskrivelse av felt og installasjoner på nordnorsk sokkel | 29 |
| 3.6.1. Norne                                                           | 30 |
| 3.6.2. Skarv                                                           | 31 |
| 3.6.3. Snøhvit                                                         | 31 |
| 3.6.4. Goliat                                                          | 32 |
| 3.6.5. Aasta Hansteen                                                  | 32 |
| 3.6.6. Polarlud                                                        | 32 |
| 3.7. Funn på nordnorsk sokkel                                          | 34 |
| 3.7.1. Norskehavet                                                     | 34 |
| 3.7.2. Barentshavet                                                    | 35 |
| 3.8. Aktørbildet                                                       | 36 |
| 3.9. Petroleumsressursene på nordnorsk sokkel                          | 37 |
| 4. Grunnlaget for verdiskaping - tilgang på nytt areal                 | 40 |
| 4.1. Norskehavet nordøst                                               | 41 |
| 4.2. Området nord for 74°30' N                                         | 44 |

|        |                                                                                   |    |
|--------|-----------------------------------------------------------------------------------|----|
| 4.3.   | Jan Mayen .....                                                                   | 46 |
| 4.4.   | Hvordan kan olje- og gassaktiviteten foregå i Nordland VI, VII og Troms II? ..... | 47 |
| 4.4.1. | Gruppeinnsamling - en ressurseffektiv måte å samle inn seismiske data .....       | 47 |
| 4.4.2. | Et eksempel på hvordan leteboring kan gjennomføres .....                          | 49 |
| 4.5.   | Utvidelse av TFO-områdene .....                                                   | 49 |
| 4.5.1. | Barentshavet .....                                                                | 50 |
| 4.5.2. | Norskehavet .....                                                                 | 50 |
| 4.6.   | Nytt leteareal avgjør fremtiden .....                                             | 51 |
| 5.     | Nordnorsk sokkel i 2030 – et mulig fremtidsbilde .....                            | 52 |
| 5.1.   | Lang tid fra konsekvensutredning til produksjon .....                             | 52 |
| 5.2.   | Fremtidsbilde 2030 for nordnorsk sokkel .....                                     | 54 |
| 5.2.1. | Norskehavet nord .....                                                            | 54 |
| 5.2.2. | Barentshavet .....                                                                | 54 |
| 5.3.   | Et stort leverandørmarked fram til 2030 .....                                     | 56 |
| 5.4.   | Fremtidig gassinfrastruktur på nordnorsk sokkel .....                             | 57 |
| 5.4.1. | Fire ulike alternativer .....                                                     | 58 |
| 5.5.   | Alternativer for eksport av olje fra Barentshavet .....                           | 58 |
| 5.5.1. | Oljeinfrastrukturprosjektet for Barentshavet .....                                | 59 |
| 6.     | Ringvirkninger av olje- og gassnæringen i Nord-Norge .....                        | 60 |
| 6.1.   | Store verdier fra nordnorsk sokkel .....                                          | 62 |
| 6.2.   | Petroleumsnæringen i Nord-Norge .....                                             | 63 |
| 6.2.1. | Olje- og gassnæringen i Nordland .....                                            | 66 |
| 6.2.2. | Olje- og gassnæringen i Troms .....                                               | 68 |
| 6.2.3. | Olje- og gassnæringen i Finnmark .....                                            | 70 |
| 6.3.   | Ringvirkninger av feltutbygginger i Nord-Norge .....                              | 72 |
| 6.3.1. | Ringvirkningsanalyser av feltutbygginger .....                                    | 73 |
| 6.4.   | Kompetansehevende tiltak i bedrifter i nord .....                                 | 75 |
| 6.4.1. | Leverandørutvikling Nord-Norge (LUNN) .....                                       | 75 |
| 6.4.2. | Tiltak for å øke innovasjonsgraden i leverandørbedrifter i nord .....             | 75 |
| 6.5.   | Hva kan vi forvente av fremtidige ringvirkninger? .....                           | 76 |
| 6.5.1. | En konkurransedyktig nordnorsk leverandørindustri .....                           | 77 |
| 7.     | Kompetanseløft i nord .....                                                       | 78 |
| 7.1.   | Dagens petroleumskompetanse i Nord-Norge .....                                    | 78 |
| 7.1.1. | Videregående skole .....                                                          | 78 |
| 7.1.2. | Fagskoleutdanning .....                                                           | 79 |
| 7.1.3. | Høyere utdanning .....                                                            | 79 |
| 7.1.4. | Maritim utdanning i Nord-Norge .....                                              | 80 |
| 7.2.   | Samhandling mellom petroleumsnæringen og nordnorske utdanningsinstitusjoner ..... | 80 |
| 7.3.   | Tiltak for å øke interessen av realfag .....                                      | 82 |
| 7.4.   | Fremtidige kompetansebehov for petroleumsnæringen i nord .....                    | 85 |
| 8.     | Baser, infrastruktur og kommunikasjon .....                                       | 86 |
| 8.1.   | Forsyningsbaser .....                                                             | 86 |
| 8.1.1. | Aktivitet i havet skaper aktivitet på land - forsyningsbaser i Nord-Norge .....   | 87 |
| 8.2.   | Transportinfrastruktur .....                                                      | 90 |
| 8.3.   | Kommunikasjon – teknologier og løsninger .....                                    | 91 |
| 8.4.   | Infrastrukturen må tilpasses fremtidens behov .....                               | 92 |

|                                                                    |     |
|--------------------------------------------------------------------|-----|
| <b>9. Høyt sikkerhetsnivå i nord</b>                               | 94  |
| 9.1 Samarbeid mellom operatører i Barentshavet                     | 94  |
| 9.2 Søk og redning (SAR) i nord                                    | 95  |
| 9.2.1 Olje- og gassindustrien                                      | 95  |
| 9.2.2 SARiNOR                                                      | 97  |
| 9.3 Kommunikasjon og annen bruk av satellitter                     | 98  |
| 9.3.1 Kommunikasjon                                                | 98  |
| 9.3.2 Datainnsamling med satellitter                               | 99  |
| 9.4 Behov for bedre værvarsel                                      | 99  |
| 9.5 Design og «vinterisering»                                      | 100 |
| 9.5.1 IMO's polarkode                                              | 100 |
| 9.5.2 Isklasse for fartøyer                                        | 101 |
| 9.5.3 Vinterisering                                                | 101 |
| 9.5.4 Metocean Design Basis (MDB)                                  | 102 |
| 9.5.5 Nasjonale og internasjonale standarder                       | 102 |
| 9.5.6 Forbedrede iskart for Barentshavet                           | 103 |
| <b>10. Høyt fokus på miljø i nord</b>                              | 104 |
| 10.1 Ingen akutte utslipp har gitt miljøeffekter av betydning      | 104 |
| 10.2 Er miljøet i nord mer sårbart for olje- og gassvirksomhet?    | 105 |
| 10.2.1 Sjøfugl – varierende grad av sårbarhet gjennom året         | 106 |
| 10.2.2 Iskantsonen og polarfronten                                 | 109 |
| 10.2.3 Fiskebestander og oljeutslipp                               | 111 |
| 10.2.4 Operasjonelle utslipp                                       | 112 |
| 10.2.5 Kaldtvannskoraller og svampsamfunn                          | 112 |
| 10.3 Miljørisiko – fakta, frykt og føre-var                        | 115 |
| <b>11. Oljevernberedskap</b>                                       | 116 |
| 11.1 Organiseringen av oljevernberedskapen i Norge                 | 116 |
| 11.1.1 Statlig beredskap – Kystverket                              | 117 |
| 11.1.2 Kommunal beredskap                                          | 117 |
| 11.1.3 Privat beredskap – oljevernberedskapen på sokkelen          | 117 |
| 11.1.4 Samvirke i norsk oljevernberedskap – felles aksjonsledelse  | 118 |
| 11.2 Dimensjonering av oljevernberedskapen på sokkelen             | 118 |
| 11.3 Beredskapskapasiteten på norsk sokkel                         | 119 |
| 11.4 Kapsling – tiltak som kan redusere varigheten av utblåsninger | 120 |
| 11.5 Oljevern på nordnorsk sokkel                                  | 121 |
| 11.5.1 Områdespesifikk risiko- og beredskapsanalyse                | 122 |
| 11.5.2 Bekjempelsesmetoder i oljevernet                            | 122 |
| 11.5.3 Fjernmåling og kommunikasjon under aksjoner                 | 124 |
| 11.5.4 Fremtidig bruk og utvikling av satellitteknologi            | 125 |
| 11.6 Videre utvikling av oljevernberedskapen                       | 126 |
| 11.7 Internasjonalt samarbeid innen oljevern i nord                | 126 |
| <b>12. Grenseflater med andre næringer</b>                         | 128 |
| 12.1 Fiskerinæringen og olje- og gassnæringen                      | 128 |
| 12.1.1 Økte krav til sameksistens i nordlige områder               | 128 |
| 12.1.2 Myndighetskrav og retningslinjer                            | 129 |
| 12.1.3 Ett Hav                                                     | 129 |
| 12.1.4 Fiskebåter i oljevernberedskapen                            | 130 |
| 12.1.5 Bruk av fiskerikyndige                                      | 130 |
| 12.1.6 Innsamling av seismiske data i Nordsjøen og makrellfisket   | 130 |
| 12.1.7 Innsamling av seismiske data i Barentshavet Sørøst          | 131 |
| 12.1.8 Kunnskap om skremmeeffekt fra seismiske lydkilder           | 133 |
| 12.1.9 SAM-X, kart i sann tid                                      | 134 |

|        |                                                                       |     |
|--------|-----------------------------------------------------------------------|-----|
| 12.2   | Reiselivsnæringen og olje- og gassnæringen .....                      | 135 |
| 12.2.1 | Trender i reiselivsnæringen .....                                     | 136 |
| 12.2.2 | Reiselivsnæringen i Nord-Norge .....                                  | 136 |
| 12.2.3 | Hvordan påvirker olje- og gassvirksomheten reiselivsnæringen .....    | 136 |
| 12.2.4 | Snøhvitutbyggingens effekter på reiselivet i Hammerfestregionen ..... | 137 |
| 12.2.5 | Erfaringer fra Full City-forliset 2009 .....                          | 138 |
| 12.2.6 | Olje- og gassnæringen og reiselivet fremover .....                    | 140 |

|               |     |
|---------------|-----|
| Vedlegg ..... | 142 |
|---------------|-----|

## FORKORTELSER

|       |                                               |
|-------|-----------------------------------------------|
| IEA   | Det internasjonale energibyrået               |
| OD    | Oljedirektoratet                              |
| OED   | Olje- og energidepartementet                  |
| Ptil  | Petroleumstilsynet                            |
| BaSEC | The Barents Sea Exploration<br>Collaboration  |
| NOFO: | Norsk Oljevernforening For<br>operatørselskap |

## OMREGNINGSTABELL

|                             |                          |
|-----------------------------|--------------------------|
| 1 Sm <sup>3</sup> olje      | 1,0 Sm <sup>3</sup> o.e. |
| 1 Sm <sup>3</sup> kondensat | 1,0 Sm <sup>3</sup> o.e. |
| 1000 Sm <sup>3</sup> gass   | 1,0 Sm <sup>3</sup> o.e. |
| 1 tonn NGL                  | 1,9 Sm <sup>3</sup> o.e. |

### Gass

|               |                 |
|---------------|-----------------|
| 1 kubikkfot   | 1 000,00 Btu    |
| 1 kubikkmeter | 9 000,00 kcal   |
| 1 kubikkmeter | 35,30 kubikkfot |

### Råolje

|                   |                              |
|-------------------|------------------------------|
| 1 Sm <sup>3</sup> | 6,29 fat                     |
| 1 Sm <sup>3</sup> | 0,84 toe                     |
| 1 tonn            | 7,49 fat                     |
| 1 fat             | 159,00 liter                 |
| 1 fat/dag         | 48,80 tonn/år                |
| 1 fat/dag         | 58,00 Sm <sup>3</sup> per år |

# 1. Innledning

Norsk petroleumsvirksomhet har gjennom 50 år utviklet seg til å bli vår viktigste næring. Dette har lagt grunnlaget for at Norge i dag er en av verdens rikeste velferdsnasjoner. KonKraft ga i 2009 ut rapporten «Olje og gassvirksomhet i nord». I løpet av de sju årene som har gått siden forrige rapport har mulighetsrommet for olje- og gassvirksomhet i nordområdene økt. Den viktigste begivenheten har vært delelinjeavtalen i Barentshavet mellom Norge og Russland i 2010. Avtalen muliggjør petroleumsvirksomhet på begge sider av grensen i et område som anses som ressursmessig lovende.

Fra et overordnet perspektiv kan en identifisere noen viktige trender både regionalt, nasjonalt og globalt. Klimautfordringen er den viktigste. Den betyr en massiv energiomlegging for å redusere de globale karbonutslippene. Tre viktige utviklingstrekk på norsk sokkel er at det produseres mer gass enn olje, mer bruk av havbunns-teknologi og en gradvis dreining av virksomheten fra sør til nord.

Bakgrunnen for denne rapporten er KonKraft-organisasjonenes felles syn på at det nå er viktig at en tar i bruk det økte mulighetsrommet i nord med det formål å sikre verdiskaping, robuste kompetansemiljøer og ivareta sysselsettingen. Selv om rapportens fokus primært er på nordnorsk sokkel vil olje- og gassnæringen alltid være nasjonal.

Rapporten skal være en faktabasert bidragsyter i diskusjonene omkring de mulighetene og utfordringene en har ved olje- og gassvirksomhet på nordnorsk sokkel. Et grunnleggende premiss i rapporten er at det er ønskelig med økt virksomhet i nord, gitt at klima, bedrifts- og samfunnsøkonomiske forutsetninger kan møtes. Olje- og gassvirksomheten krever et langsiktig perspektiv fordi virksomheten i seg selv er langsiktig. KonKraft ønsker å belyse de betingelsene som må være til stede for å kunne realisere en økt olje- og gassproduksjon i nord framover mot 2030.

## 1.1.

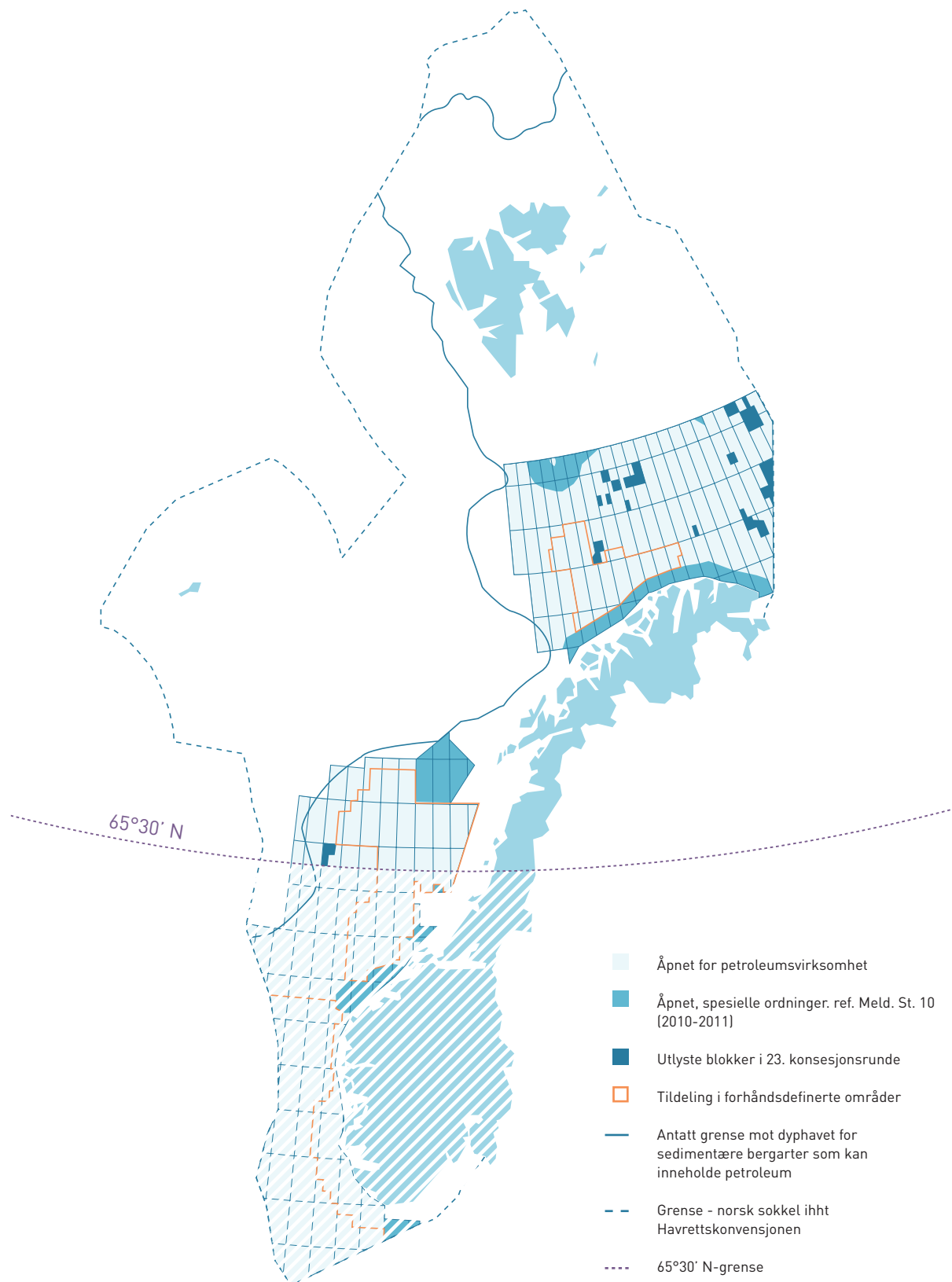
### RAPPORTENS VIRKEOMRÅDE «NORDNORSK SOKKEL»

Den sørlige geografiske avgrensingen for denne rapporten er 65 grader 30 minutter (65°30' N). Dette er fylkesgrensen mellom Nordland og Nord-Trøndelag. Kontinentalsokkelen nord for denne breddegrad vil i denne rapporten bli omtalt som «nordnorsk sokkel» og vil være utgangspunktet for de drøftingene og figurene i denne rapporten. 65°30' N er definert som en blokk-grense i Norskehavet som samtidig fungerer som en grense mellom lisenser med unntak av lisensene; 837, 798 og 211 (B). Alle disse lisensene ligger i et område nord og sør for 65°30' N, men hoveddelen av lisensen ligger nord for grensen.

Med denne avgrensingen vil Skarv-feltet være en del av nordnorsk sokkel, mens Heidrun-feltet ikke vil være det. Dette samsvarer også med hvilke felt som har sine forsyningsbaser i Nordland.

Figur 1.1.

Kartet viser rapporten virkeområde «nordnorsk sokkel» med den sørlige grensen 65°30' N. (Kilde: KonKraft)



## 1.2

**NORSK OG NORDNORSK SOKKEL I ET KLIMAPERSPEKTIV**

Verdens energimarkeder står ovenfor store endringer i årene fremover. Dette er en helt nødvendig omstilling for at verden skal klare å begrense den globale oppvarmingen til 2°C. På FNs klimakonferanse i Paris 2015 ble verdens ledere enige om en avtale om at de globale utslippene må ned så raskt som mulig. Det overordnede målet er å begrense den globale oppvarmingen til «godt under 2 grader», og landene skal arbeide for å begrense temperaturstigningen til 1,5 grader sammenlignet med førindustriell tid.

Tiltakene og omstillingene innenfor energimarkedene skjer samtidig med andre store endringer i verden. Fram til 2050 er prognosene at verdens befolkning vil øke med 2,5 milliarder mennesker, samtidig som velstandsnivået vil øke. I 2015 ble verdens ledere enige om 17 mål for bærekraftig utvikling. «FNs bærekraftsmål» er en felles arbeidsplan for å utrydde fattigdom, bekjempe ulikhet og stoppe klimaendringene innen 2030. Tilgang på energi til overkommelige priser er en viktig forutsetning for verdiskaping, vekst og velstand. En sunn økonomisk utvikling er også en forutsetning for at verden skal makte den omstillingen som den doble klima- og energiutfordringen krever.

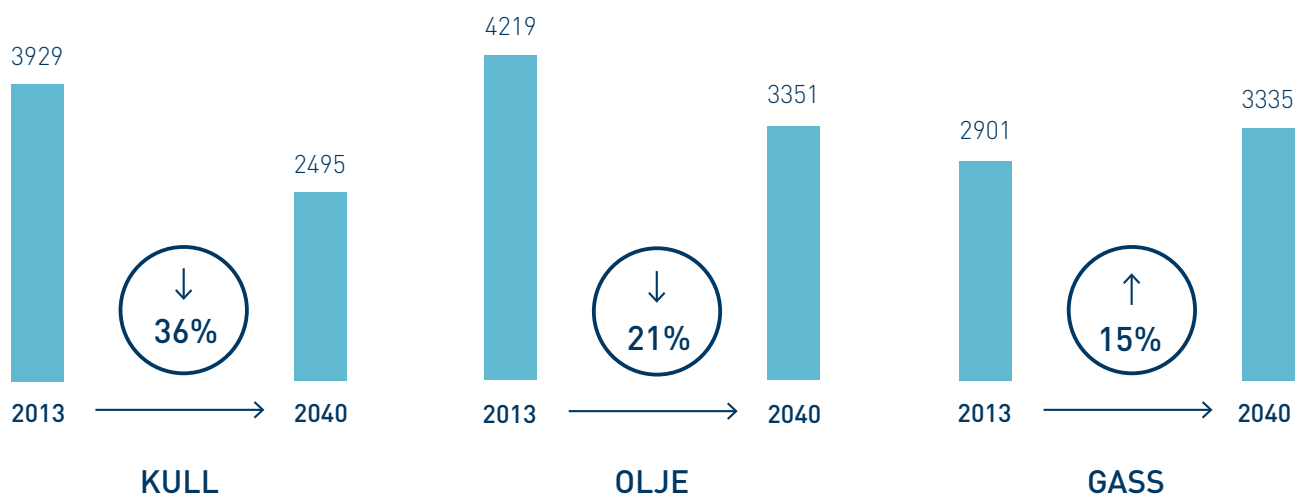
En svært høy andel av de globale klimautslippene skyldes bruk av fossile energikilder, som i dag står for 81 prosent av det globale energiforbruket. I IEAs 2-graders scenario (450 ppm scenarioet) vil fossile energikilder stå for anslagsvis 60 prosent av det globale energiforbruket i 2040. Etterspørselen etter naturgass vil øke med 15 prosent, mens etterspørselen etter olje og kull vil gå ned med henholdsvis 21 og 36 prosent. Paris-avtalen bygger derfor også på en forståelse for at den globale økonomien i lang tid framover vil være avhengig av tilgang på fossile energikilder. Det er derfor viktig at produksjon, transport og bruk av fossile energikilder gir så lave utslipp av klimagasser som mulig. Fornybare energikilder vil øke sin andel betydelig fremover. IEA antar nær 2000 prosent økning av andre fornybare kilder mot 2050, de legger til grunn nesten 10 prosent økning av fornybar per år. Tidligere anslag har imidlertid underestimert veksten i de fornybare energikilder. Til tross for denne veksten og selv med en enda større vekst av fornybare energikildene som sol og vind, så vil olje og gass fremdeles være en stor andel av energimiksen i 2050<sup>1</sup>. En viktig endring som må til, er å redusere andelen kull i både kraftsektoren og som innsatsfaktor i industri. Kull er den fossile energikilden som er mest karbonintensiv<sup>2</sup>, og slipper ut dobbelt så mye CO<sub>2</sub> som naturgass.

1 Kilde: IEA Energy Technology Perspectives 2015

2 Dvs. har høyest utslipp av klimagasser pr produsert energienhet.

Figur 1.2.

Kull, olje og gassforbruk i 450 ppm scenario / 2 grader-scenarioet til IEA  
(Kilde: IEA-WEO 2015-World primary energy demand by fuel and scenario (Mtoe))



Gassen har en viktig rolle for å redusere klimautslippene. Norsk naturgass er avgjørende for at Europa skal nå sine klimamål, og i dag står Norge for om lag en femdel av den totale europeiske gassforsyningen. Hvert tredje måltid i Frankrike lages på norsk gass og hver femte kopp te i Storbritannia kokes på norsk gass. EU har store kullreserver, samtidig som deres egenproduksjon av gass går ned. Slutter norsk olje- og gassnæring å levere gass til Europa er sannsynligheten stor for at nettopp denne energien blir erstattet med kull og utslippene øker. Europa har i dag en kullandel på hele 17 prosent av elektrisitetsproduksjonen, og Tyskland, tross størstilt satsing på fornybar energi har en kullandel på 25 prosent. EUs egen produksjon av gass ventes å omlag halveres frem mot 2030 og importbehovet vil derfor øke. Den britiske regjeringen bestemte høsten 2015 at de skal fase ut kullkraft innen 2025, og skal erstatte denne kraftproduksjonen med naturgass og kjernekraft.

Europa er det største markedet for norsk olje- og gass og over 90 prosent av vår olje- og gassproduksjon transporteres og selges der. Norge er en strategisk energipartner med EU, og EU-kommisjonen ønsker å integrere den norske kraften og petroleumssektoren enda tettere i det indre europeiske energimarkedet. De kortreiste norske olje- og gassleveransene er viktige for forsyningssikkerheten for energi i Europa og har lave karbonavtrykk sammenlignet med petroleum fra alternative leverandører<sup>3</sup>. Den norske petroleumssektoren er dessuten en integrert del av det europeiske kvotesystemet, EU-ETS. Norsk petroleumssektor støtter at EUs kvotesystem bør fortsette å være det viktigste klimapolitiske virkemidlet i EU. Et solid fungerende kvotesystem med tilstrekkelig høye priser på utslipp vil bidra til at kullet byttes ut med gass og dermed reduserer de globale utslippene. Høyere kvotepriser vil gi ytterligere insentiver til å utvikle lavutslippsteknologier, samtidig som det vil gi norsk naturgass et konkurransefortrinn i Europa. Dette fordi gass forurensar mindre enn kull og fordi norsk naturgass har mye lavere produksjonsutslipp enn andre land.

En av de største utfordringene ved å føre en ambisiøs klimapolitikk i Norge og EU er å begrense omfanget av karbonlekkasje. Det vil si en situasjon der de globale klimagassutslippene øker som følge av at selskaper flytter produksjon ut av EØS-området, fordi kvotesystemet gir økte kostnader og gjør selskapene mindre konkurransedyktige. Derfor får for eksempel norsk kraftkrevende industri en CO<sub>2</sub>-kompensasjon fra staten fordi det europeiske kvotesystemet (ETS) har medført økte strømpriser i Norge selv om vår industri bruker vannkraft.

### 1.2.1.

#### Veikart for norsk sokkel og klimarapport

Globale klimamål og Paris-avtalen vil gi strammere reguleringer av klimagassutslipp fremover. Det er store forventninger om reduserte utslipp fra olje- og gassnæringen, at den anvendes energieffektivt og at det utvikles lavutslippsteknologier. Det langsiktige verdiskapingspotensialet på norsk sokkel må realisere samtidig som vi bidrar til at verden når sine klimamål.

Det er besluttet å utarbeide et veikart for olje- og gassnæringen<sup>4</sup>. Formålet er todelt. En skal trekke opp ambisjonene for reduserte klimagassutslipp på norsk sokkel mot 2030 og 2050, og en skal trekke opp ambisjonene for bransjens langsiktige produksjon og verdiskaping på norsk sokkel mot 2030 og 2050.

Arbeidet med Veikart 2050 skal samkjøres med oppdateringen av klimarapporten til KonKraft<sup>5</sup>. Dette arbeidet vil også ha betydning for forhold som gjelder nordnorsk sokkel. Norsk sokkel er inkludert i EUs kvotesystem, der det er satt mål for 2030. Dette forventes videreført og utslippene må videre ned fram mot 2050. I 2050 er EUs mål å ha redusert klimautslippene med 80 prosent. Det innebærer at også norsk sokkel må redusere utslippene betydelig i dette tidsperspektivet. Framover vil dette spesielt ha innvirkning på valg av kraftløsninger, teknologiutviklingsbehov for å redusere utslipp og valg av utbyggingsløsninger. Samtidig må utslipp fra bruk av olje og gass reduseres betydelig. Arbeidet med veikartet og klimarapporten vil ferdigstilles i 2016.

3 Norsk produksjon av olje og gass er verdensledende i lave utslipp per produsert enhet. Utslippene av CO<sub>2</sub> per produsert enhet på norsk sokkel er omtrent halvparten av verdensgjennomsnittet, mens det for utslipp av andre klimagasser ligger enda lavere.

4 KonKrafts Råd ga tilslutning til arbeidet med et veikart for olje- og gassnæringen, som vil ledes av Norsk olje og gass og Norsk Industri. Det løpende arbeidet med veikartet vil gjennomføres av en arbeidsgruppe med representanter fra Norsk olje og gass, Norsk Industri, LO, Norges Rederiforbund og KonKrafts sekretariat.

5 KonKraft utga i 2009 rapporten "Petroleumsnæringen og klimaspørsmål" (rapport nr. 5). KonKrafts Råd besluttet høsten 2014 å oppdatere denne rapporten.

### 1.2.2.

#### Nordnorsk sokkel og lønnsomhet

Olje- og gasselskapene i Norge betaler i dag en marginalskatt på 78 prosent<sup>6</sup> for utvinning av petroleumprodukter fra norsk sokkel. Dette gjør norsk sokkel til en av de høyeste beskattede olje- og gassprovinsene i verden. For å stimulere til økt mangfold av små- og mellomstore selskaper, og økt leteaktivitet på norsk sokkel, refunderer staten skatteverdien av underskuddet av letekostnadene<sup>7</sup>. Med en marginal skattesats på 78 prosent, kan skatteverdien av underskuddet kreves refundert for å likestille nye aktører utenfor skatteposisjon med etablerte aktører i full skatteposisjon.

Det stilles noen ganger spørsmål om dette skattesystemet gir insentiver til samfunnsøkonomisk ulønnsomme investeringer når det gjelder felt som skal være i produksjon etter 2050. For utbygginger i Barentshavet og andre nordlige deler av norsk sokkel, strekker den forventede produksjonstiden seg både til, og langt utover 2050. På dette tidspunktet vil kravene til lavere CO<sub>2</sub>-utslipp fra olje- og gassproduksjon være svært sannsynlig. Lønnsomheten i felt som ikke klarer å nå slike mål vil dermed være lav. Da er det viktig å ta utgangspunkt i at investeringer i ny produksjonskapasitet, enten det gjelder i etablerte petroleumsområder eller i nye områder ikke vil skje dersom investeringene ikke forventes å gi den avkastningen selskapene krever. Er det bedriftsøkonomisk lønnsomt, så vil det også være samfunnsøkonomisk lønnsomt for staten. En illustrasjon på forventningene om framtidig lønnsomhet er interessen for å søke på nye områder, som for eksempel i 23. konsesjonsrunde.

### 1.3.

#### NORSK SOKKEL I ENDRING - FRA SØR TIL NORD

Olje- og gassproduksjonen på norsk sokkel hadde sitt toppår i 2004, og oljeproduksjonen er mer enn halvert siden toppåret i 2001. På grunn av en betydelig økning i gassproduksjonen de siste årene så har den samlede petroleumproduksjonen på norsk sokkel stabilisert seg. Norsk sokkel har store gjenværende gassvolumer i eksisterende felt og det er et stort potensial for økt utvinning og leting nær eksisterende felt. Men skal Norge være en langsiktig gassleverandør på dagens nivå og utnytte dagens gassinfrastruktur, trengs det nye drivverdige funn.

Ser en videre fremover så kan produksjonen på norsk sokkel opprettholdes på et relativt stabilt og høyt nivå frem mot 2025-2030. Dette fordrer at eksisterende funn, som Johan Castberg i Barentshavet, faktisk bygges ut og

settes i produksjon. Fra slutten av 2020-tallet vil produksjonen avta og etter 2030 vil trolig flere av de store feltene på norsk sokkel, og spesielt i Nordsjøen, være i avslutningsfasen og bli stengt ned.

Dersom Norge ikke opprettholder produksjonen, vil inntektene, verdiskapingen, kompetansen og arbeidsplassene som næringen gir bli mindre, noe som igjen påvirker mulighetene for å opprettholde velferden. I tillegg vil olje og gass bli levert fra andre områder i verden med høyere utslipp av klimagasser enn på norsk sokkel. Det er derfor avgjørende at næringen får tilgang til nye letearealer og finner nye ressurser som kan utvikles frem til produksjon. Som figur 1.4 viser så har produksjonen de siste årene vært mye større enn tilveksten av ressurser fra nye funn (ressurstilveksten). De siste tjue årene er det bare i 1997 og i 2010 det er funnet mer enn hva som er produsert og solgt. Det var disse årene en fant henholdsvis Ormen Lange og Johan Sverdrup.

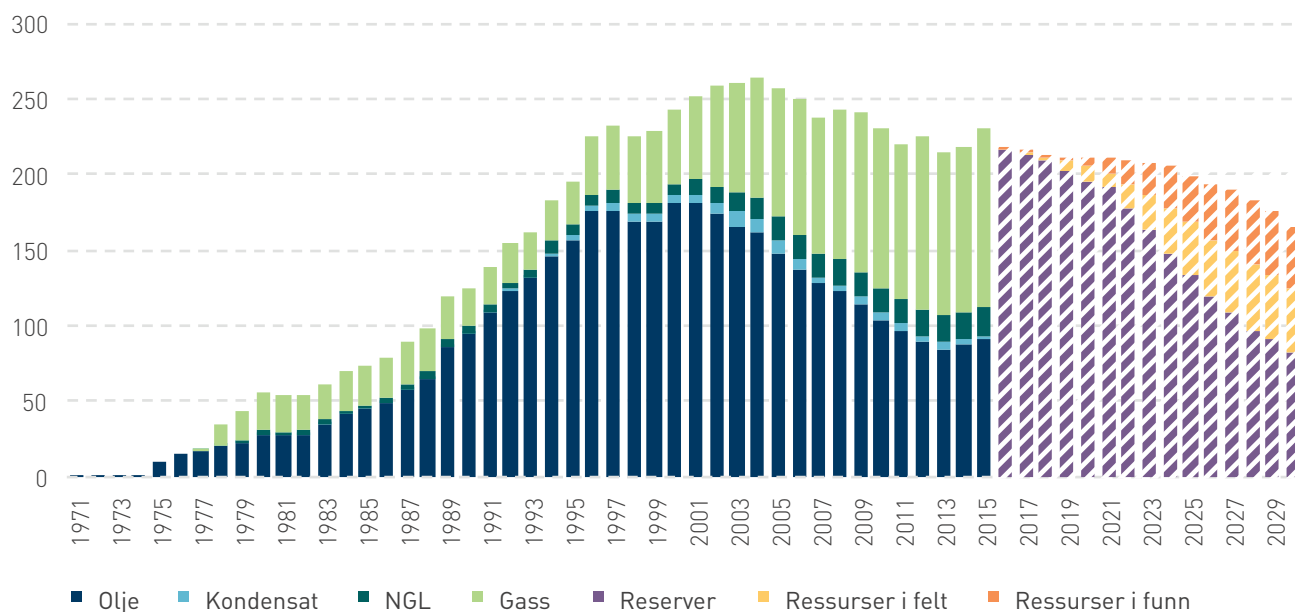
Ormen Lange kom i produksjon i 2007, mens Johan Sverdrup har forventet produksjonsstart sent i 2019. Det tar i gjennomsnitt 10 år fra funn til produksjon for felt i Norge.

6 På grunn av den ekstraordinære lønnsomheten ved utvinning av petroleumssressurser (ressursrente), blir oljeselskapene ilagt en særskatt på 53 prosent i tillegg til skattesatsen felles for næringslivet på 25 prosent

7 Ref. petroleumsskatteloven § 3c

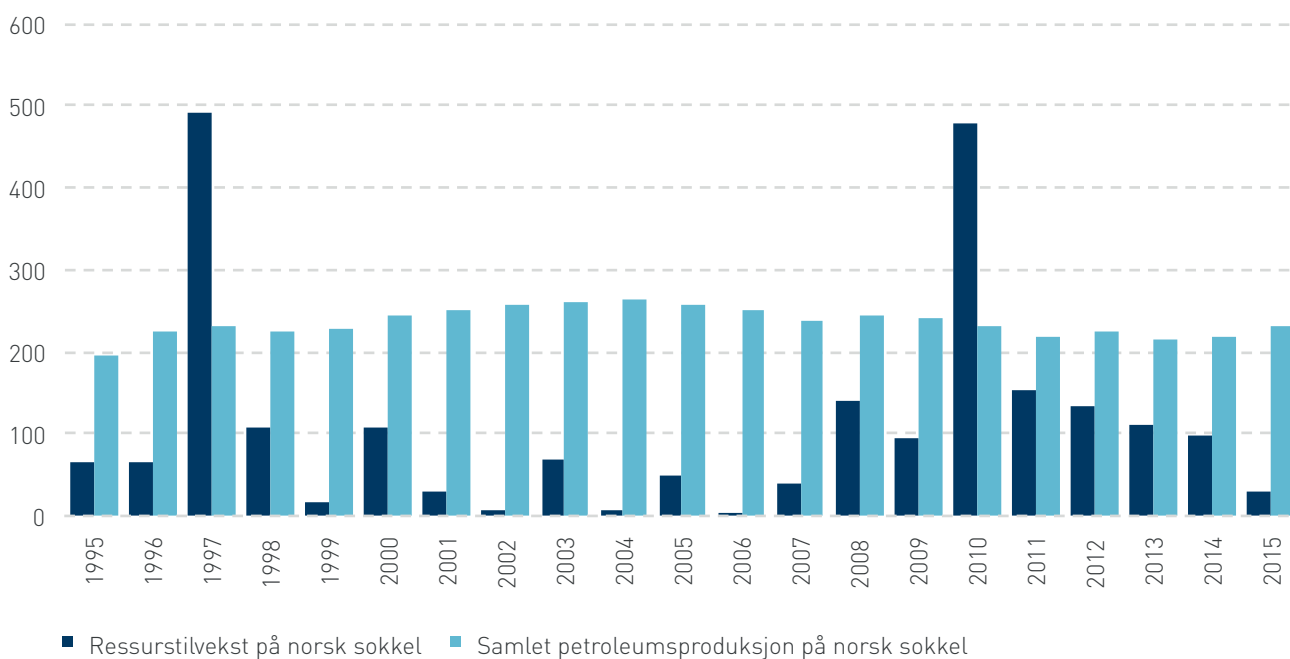
Figur 1.3:

Historisk produksjon av olje, gass, NGL og kondensat i Norge, 1971-2015, og prognose for fremtidig produksjon fordelt på ressurskategori 2016-2030, målt i millioner Sm<sup>3</sup> o.e. (Kilde: OD)



Figur 1.4.

Ressurstilvekst og samlet petroleumproduksjon på norsk sokkel 1995 – 2015 i millioner Sm<sup>3</sup> o.e. (Kilde: OD)

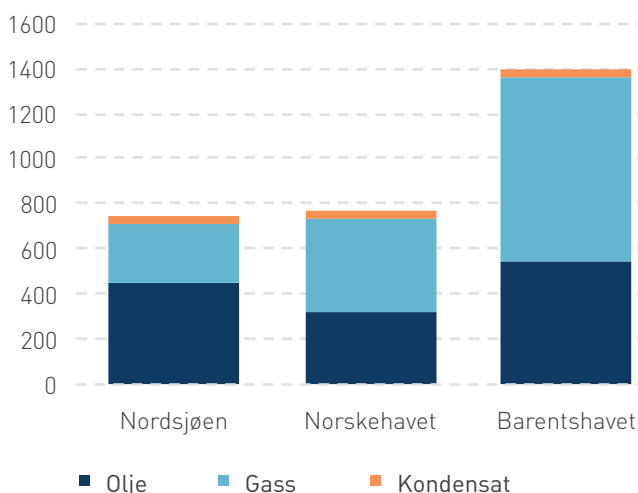


Nordsjøen er den mest modne delen av norsk sokkel, og er området hvor det er flest felt i produksjon (61) og hvor de de store feltene i hovedsak befinner seg. Deler av Norskehavet med sine 16 felt i produksjon er også i stor grad et modent område med unntak av de nordlige delene av Norskehavet. Nordsjøen vil være en viktig del av norsk sokkel fremover. Ikke minst gjorde Johan Sverdrup-funnet i 2010 at en fikk ny tiltro til at en kunne finne store nye ressurser i dette området.

Det er likevel i nord en forventer at de store gjenværende uoppdagede ressursene vil befinne seg. I følge Oljedirektoratet (OD) er estimatet for uoppdagede ressurser på norsk kontinentalsokkel på 2,8 milliarder Sm<sup>3</sup> o.e (omtrent 17,5 milliarder fat). Etter nærmere femti år med olje- og gassproduksjon på norsk sokkel er i underkant av 50 prosent av ressursene solgt og levert. OD sitt ressursanslag viser også at de store uoppdagede ressursene på norsk sokkel sannsynligvis befinner seg i nord. Som figur 1.5 viser er Barentshavet det havområdet hvor de største totale fremtidige ressursene antas å ligge for norsk sokkel. Tar vi med Norskehavet nordøst med Nordland VI, VII og Troms II<sup>8</sup> vil over halvparten av de antatt uoppdagede ressursene ligge på nordnorsk sokkel. De store gassressursene fremover forventes også å ligge i Barentshavet. Kun en tredjedel av gassressursene er utvunnet på norsk sokkel, og to tredjedeler av de gjenværende gassressursene forventes og finnes i Barentshavet.

Figur 1.5:

**Totale uoppdagede ressurser fordelt på olje, gass og kondensat for Nordsjøen, Norskehavet og Barentshavet i millioner Sm<sup>3</sup> o.e. (Kilde: OD)**



#### 1.4.

### NORD-NORGE ER VIKTIG FOR DEN NASJONALE LEVERANDØRINDUSTRIEN

Leverandørindustrien til olje- og gassnæringen er Norges nest største næring<sup>9</sup> målt i omsetning, og består av mer enn 1 250 selskaper innen seismikk, prosjektering, fabrikasjon og boreriggstutstyr, og levere alt fra ventiler, muttere og slanger til verftsindustri, avanserte offshore supply- og servicefartøy samt undervannsteknologi. Industrien har utviklet seg gjennom 50 år med petroleumsvirksomhet i Norge, og er i dag en høykompetent og internasjonalt konkurransedyktig industri plassert over hele landet. Rundt 140 000 personer var direkte ansatt i leverandørindustrien i 2014<sup>10</sup>.

Den norske leverandørindustrien omsatte i 2013 for 524 milliarder kroner, hvorav om lag 60 prosent til det norske markedet. Leveransene skjer til mange land over hele verden, hvor de største leveransene skjer til Sør-Korea, Brasil, Storbritannia, USA, Angola, Australia og Singapore.

Skal en opprettholde en fortsatt konkurransedyktig leverandørindustri i hele Norge, som fortsatt ligger langt fremme med å utvikle teknologi og nye løsninger, er det en forutsetning at norsk olje- og gassnæring får nye attraktive leteområder i tiden fremover. På den måten kan en sikre både norsk sysselsetting, kompetansemiljøer og norske skatteinntekter selv når olje- og gassproduksjon på norsk sokkel reduseres frem mot 2050.

8 OD forventer at det finnes 202 millioner Sm<sup>3</sup> o.e. i Norskehavet nordøst, se kapittel 3.9

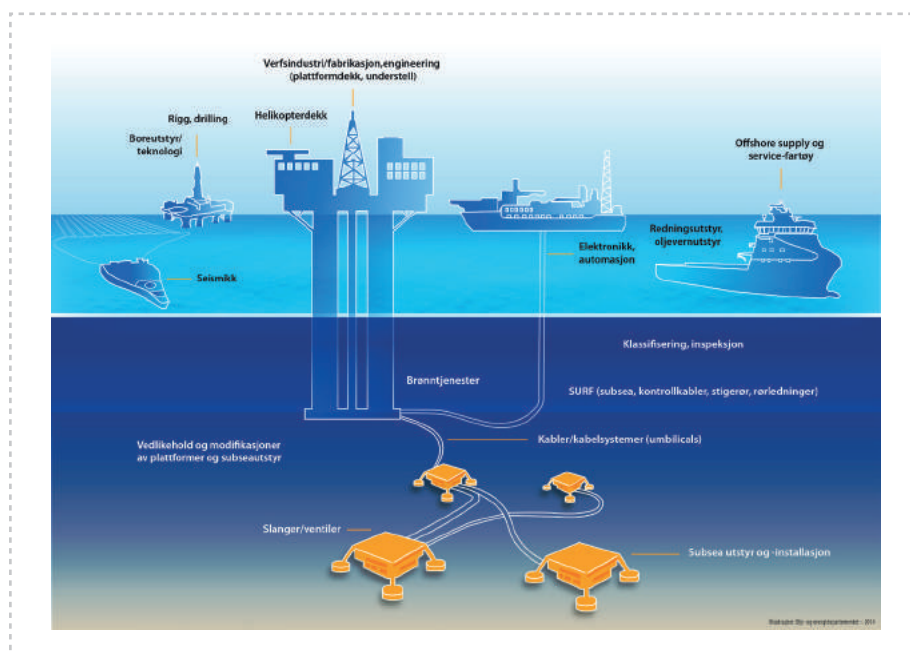
9 Olje- og gassnæring er Norges største næring målt i verdiskaping, statlige inntekter, investeringer og eksportverdi. I 2015 sto var petroleumssektorens andel av BNP på 15 prosent, 20 prosent av statens inntekter, 26 prosent av de totale investeringer og 39 prosent av den totale eksporten (Kilde: Nasjonalbudsjettet 2016)

10 Industribyggerne 2015 «Rapport IRIS – 2015/031»

Figur 1.6.

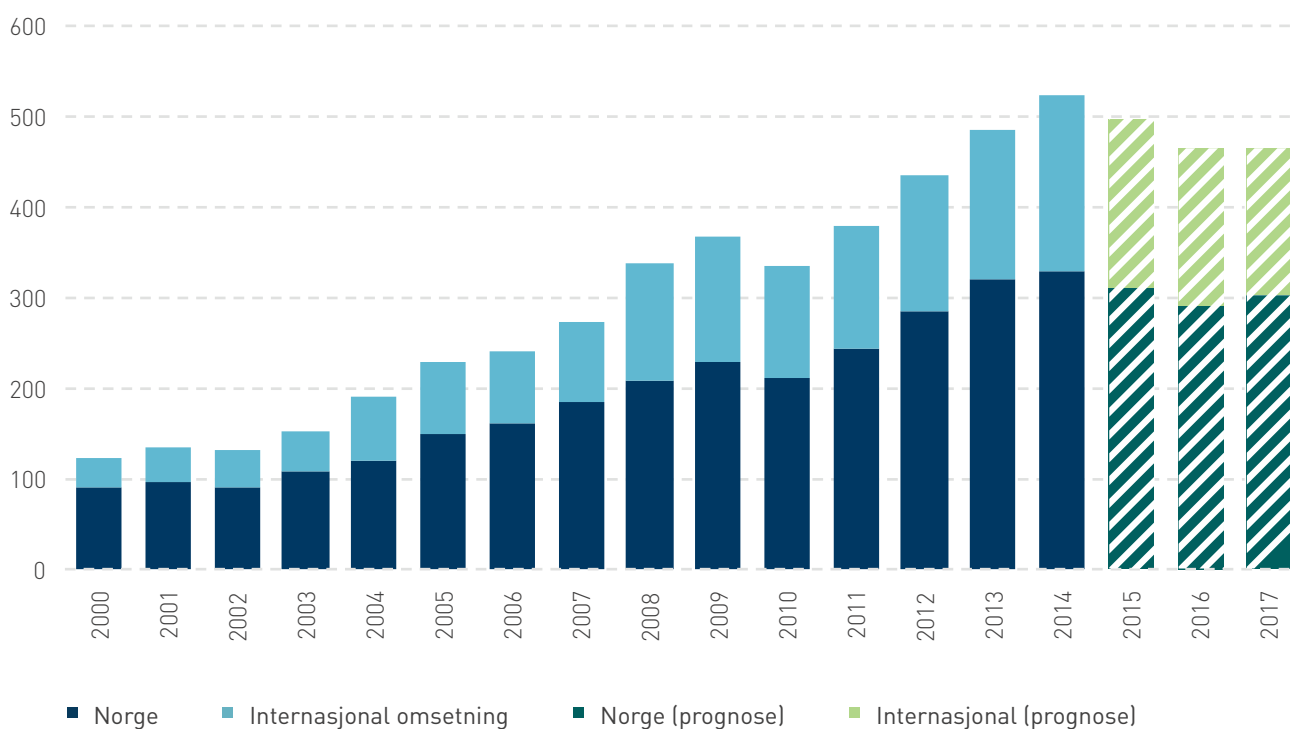
Mangfoldet i norsk leverandørindustri er stort som illustrert i denne figuren.

(Kilde: Olje- og energidepartementet)



Figur 1.7.

Total omsetning fra norske leverandørbedrifter til olje- og gassbransjen, inkludert rederiene m.m. i Norge og internasjonalt, målt i milliarder kroner (Kilde: Norsk Industris Konjunkturrapport 2015 og Rystad Energi)



### 1.5.

#### ER MILJØET I NORD MER SÅRBART FOR PETROLEUMSVIRKSOMHET?

Havområdet fra Lofoten og nordover i Barentshavet er et av de mest produktive i verden, med en vesentlig del av Nordøst-Atlanterens marine ressurser. Områdene inneholder betydelige ressurser av fisk, sjøfugl og sjøpattedyr. Den regionale og lokale betydningen av fiskeriene øker nordover i Norge og er særlig stor i områdene fra Lofoten og nordover. Den høye produktiviteten av plankton og fisk gir grunnlag for et stort antall sjøfuglbestander og sjøpattedyr. For enkelte av sjøfugl-artene befinner en betydelig andel av verdensbestanden seg i dette området, også i perioder utenfor hekkesesongen. Dette havområdet representerer derved både store økonomiske og økologiske verdier.

Det er imidlertid viktig å forstå forskjellen mellom verdi og sårbarhet. De betydelige økonomiske verdiene og naturverdiene i nord blir brukt som begrunnelse for å vurdere dette området som mer sårbart enn de sørlige delene av norsk sokkel. Basert på en slik beskrivelse advares det mot olje- og gassvirksomhet i nord. Imidlertid er ikke en verdifull ressurs nødvendigvis sårbar overfor enhver påvirkning.

Sårbarhet er ofte definert som: «en arts eller et leveområdes evne til å opprettholde sin naturtilstand i forhold til ytre, ofte menneskeskapt påvirkning». Sårbarheten til en art, bestand eller økosystem kan ikke vurderes uten at man også inkluderer hvilken påvirkning det er snakk om og de effektene denne påvirkningen kan påføre den aktuelle ressursen. Korallrevene på dypt vann på nordnorsk sokkel er svært sårbar for fysiske skader, men ikke nødvendigvis for utslipp av steinpartikler fra boring. I vurderingen av sårbarhet må også ressursens robusthet, motstandsdyktighet og tilpasningsevne inngå. Robusthet sier noe om ressursens evne til å vende tilbake til normaltilstand etter en påvirkning, mens motstandsdyktighet sier noe om hvordan ressursen motstår endring gjennom sin generelle tilstand.

Områdene i nord er preget av store naturlige variasjoner i klima og andre miljøfaktorer. Mens forholdene sør på nordnorsk sokkel er sammenlignbare med variasjonene lenger sør øker årstidsvariasjonene i omfang når man beveger seg nordover. Generelt er artene tilpasset de store variasjonene i Barentshavet med livsstrategier som gjør bestandene robuste for både naturlige endringer i temperatur, variasjon i næringsgrunnlag og andre ytre påvirkninger.

### 1.6.

#### MILJØRISIKO: FAKTA, FRYKT OG FØRE-VAR

Forvaltningen av havområder, naturressurser og miljø er som all annen forvaltning, basert på risiko. Svært lite av det vi foretar oss som mennesker er risikofritt, og vi forholder oss bevisst eller ubevisst til risiko i det meste av det vi gjør. En best mulig forståelse av risikoen er utgangspunktet for en god forvaltning. Det handler både om å forstå bildet av mulige konsekvenser og å ha en begrunnet oppfatning av sannsynlighetene for at konsekvensene kan oppstå. Ved siden av at forvaltningen er kunnskapsbasert, er føre-var-prinsippet<sup>11</sup> vesentlig i all forvaltning.

Føre-var-prinsippet anvendes innen miljøforvaltningen der vitenskapelig dokumentasjon er utilstrekkelig, mangelfull eller usikker og aktuelle vitenskapelige vurderinger indikerer at det er grunn til bekymring for at det inntreffer betydelige skadelige effekter for miljøet som er i strid med den beskyttelse som er nødvendig eller er politisk besluttet. Man skal ikke vente med å handle til det foreligger sikker kunnskap. I Rio-erklæringen<sup>12</sup> ble prinsippet definert slik:

«For å beskytte miljøet skal statene legge føre-var-tilnærmingen til grunn i samsvar med deres muligheter. Når det foreligger en trussel om alvorlig eller uopprettelig skade, skal ikke mangel på fullstendig vitenskapelig visshet kunne brukes som begrunnelse for å utsette kostnadseffektive tiltak for å hindre miljøforringelse.»<sup>13</sup>

Også i norsk lovgivning (naturmangfoldsloven) vektlegges det at det bør foreligge indikasjoner på en vesentlig eller irreversibel skade før prinsippet benyttes som grunnlag for beslutninger.

Det er fundamentalt for olje- og gassnæringen å bygge på en kunnskapsbasert forvaltning av ressurser og miljø. Næringen er opptatt av å øke kunnskapen og stadig oppnå et bedre grunnlag for å forstå faktisk risiko knyttet til våre nåværende og fremtidige operasjoner.

11 Også kalt «forsiktighetsprinsippet» benyttet i dansk og svensk forvaltning, på engelsk: precautionary principle.

12 Rioerklæringen, vedtatt på FNs konferanse om miljø og utvikling avholdt i 1992 i Rio de Janeiro. Erklæringen omfatter 27 prinsipper for hvordan man kan sikre en bæredyktig utvikling. Blant annet ble føre-var-prinsippet definert som prinsipp nr. 15.

13 St.meld. nr. 13 (1992-93)

### 1.7.

## RAPPORTENS INNHOLD

I kapittel 2 sammenfattes rapportens hovedpunkter og KonKrafts anbefalinger til myndighetene og næringen. I kapittel 3 gis det en beskrivelse av prosessene i forbindelse med åpning av nye områder og tildeling av utvinningstillatelser. Kapittelet viser også areal som er åpnet på nordnorsk kontinentalsokkel, status for ressurser, reserver, funn og felt i området samt aktørbildet.

I kapittel 4 presenteres industriens syn på de områdene på nordnorsk sokkel som ikke er åpnet for olje- og gassvirksomhet. Kapittelet viser også hvordan olje- og gassvirksomhet kan foregå i Nordland VI, VII og Troms II dersom områdene blir åpnet.

For å kunne vurdere fremtidige ringvirkninger, kompetansegap, behov for infrastruktur for drift og leting, har en i denne rapporten valgt å gi et tenkt fremtidsbilde på hvordan nordnorsk sokkel kan se ut i 2030. Dette blir gjort i kapittel 5 hvor en også presenterer ulike alternativer for fremtidig gassinfrastruktur, og alternativer for transport av olje fra nordnorsk sokkel.

I kapittel 6 «Ringvirkninger av olje- og gassnæringen i Nord-Norge» presenteres de nasjonale inntektene fra nordnorsk sokkel, ringvirkninger som følge av utbyggingsprosjekter og en presentasjon av olje- og gassnæringen i de tre nordligste fylkene. I tillegg beskrives hvordan olje- og gassnæringen har bidratt til kompetanseheving og innovasjon i nordnorske bedrifter.

Status for hvordan nordnorske utdanningsinstitusjoner tilrettelegger utdanningsmuligheter rettet mot petroleumsbransjen gis i kapittel 7. Videre vil samarbeidet mellom petroleumsbransjen og nordnorske utdanningsinstitusjoner beskrives inkludert behovene for utdanning rettet mot petroleumsbransjen. Hvilke tiltak som må gjennomføres for å synliggjøre yrkesmulighetene innenfor petroleumsbransjen for dagens unge beskrives også.

I kapittel 8 gis en beskrivelse av status for logistikkinfrastruktur for å drive feltsentrene som i dag er i drift og infrastrukturen som må være på plass i tilknytning til letevirksomheten. Kapittelet starter med en beskrivelse av basestrukturen i Nord-Norge. Basene er en direkte petroleumsrelatert virksomhet som igjen aktiviserer et bredt spekter av indirekte virksomheter. Deretter diskuteres transportinfrastruktur og kommunikasjonsløsninger.

I kapittel 9 gis en oversikt over det kontinuerlige arbeidet som gjøres i olje- og gassnæringen for å sikre en god sikkerhet og beredskap i nord. I kapittel 10 «Høyt fokus

på miljø i nord» drøftes både akutte og regulære utslipp, særlig med tanke på mulige konsekvenser for miljø. Miljørisiko defineres ofte som produktet av sannsynligheten for at et utslipp skal skje og omfanget av den tilhørende miljøskaden. I dette tar man også hensyn til usikkerheten både i sannsynligheten for hendelsen og vurderingen av skadeomfanget.

Olje- og gassoperasjoner i nordlige farvann er ingen ny aktivitet, og næringen har utviklet utstyr og metoder for oljevernberedskap under langt mer utfordrende forhold enn det man vil erfare på nordnorsk sokkel. I kapittel 11 «Oljevernberedskap» blir dagens beredskap og dimensjoneringen av denne beskrevet samt de pågående utviklingsaktivitetene.

Hovedfokus i denne rapporten er olje- og gassnæringen og dens nåværende og fremtidige betydning for Nord-Norge. Den nordlige landsdelen har et mangfoldig næringsliv, og det finnes et bredt spekter av næringer som er viktige bidragsyttere til verdiskaping og sysselsetting i landdelen. Fiskerinæringen og reiselivsnæringen er i en særstilling i forhold til olje- og gassnæringen, og i kapittel 12 ser en nærmere på grenseflatene mellom disse næringene.

## 2. Sammendrag og anbefalinger

Dette kapittelet sammenfatter rapportens hovedpunkter, og presenterer KonKrafts anbefalinger til myndighetene og næringen.

Norsk olje- og gassvirksomhet har gjennom 50 år utviklet seg til å bli Norges viktigste næring. Dette har lagt grunnlaget for at Norge i dag er en av verdens rikeste velferdsnasjoner. Verdens energimarkeder står overfor store endringer i årene fremover og klimautfordringen må løses. Her spiller norsk olje- og gassnæringen en viktig rolle. Det er besluttet å utarbeide et veikart for olje- og gassnæringen hvor formålet er trekke opp ambisjonene for reduserte klimautslipp for norsk sokkel mot 2030 og 2050, og ambisjonene for næringens langsiktige produksjon og verdiskaping<sup>1</sup>.

I dag er bare omlag halvparten av de områdene som kan inneholde olje og gass på norsk kontinentalsokkel åpnet for olje- og gassvirksomhet. Halvparten av de antatt uoppdagede ressursene forventes å ligge på nordnorsk sokkel. Olje- og gassproduksjon nord for 65°30' N foregår nå fra fire feltentre: Goliat, Skarv, Norne og Snøhvit. Aasta Hansteen er under utbygging. I tillegg arbeides det nå med utbyggingsløsninger for Johan Castberg, Alta/Gohta og Wisting.

Olje- og gassproduksjonen på norsk sokkel hadde sitt toppår i 2004. I 2015 utgjorde produksjonen av naturgass over halvparten av totalproduksjonen, mens oljeproduksjonen har falt med over 50 prosent fra 2001. Fra slutten av 2020-tallet vil olje- og gassproduksjonen avta og etter 2030 vil trolig flere av de store feltene på norsk sokkel, og spesielt i Nordsjøen, være i avslutningsfasen. Dersom Norge ikke opprettholder produksjonen vil inntektene, verdiskapingen, kompetansemiljøene og arbeidsplassene fra næringen avta. Dette vil gjøre det krevende å opprettholde velferden i Norge. I følge prognoser<sup>2</sup> vil verden fortsatt etterspørre olje og gass. Den oljen og gassen vil da bli levert fra andre områder i verden med høyere utslipp av klimagasser enn på norsk sokkel.

Det er derfor avgjørende at næringen får tilgang til nye, attraktive letearealer, og finner nye ressurser som kan settes i produksjon. Tilgang til nye letearealer er også en forutsetning for å opprettholde en fortsatt konkurransedyktig leverandørindustri i hele Norge, som fortsatt ligger langt fremme med å utvikle teknologi og nye løsninger.

De mest attraktive, uåpnede områdene på norsk sokkel er Nordland VI, Nordland VII og Troms II. Disse områdene har kjent geologi, et stort ressurspotensiale og er ansett for å være teknisk ukomplisert når det gjelder leting og utbyggingsløsninger. Diskusjonen om olje- og gassvirksomhet i disse områdene har pågått lenge, og det er samlet inn store mengder data og kunnskap. Det må så raskt som mulig gjennomføres en konsekvensutredning av disse områdene.

Konsekvensutredningen skal belyse virkningene som åpning av et område for petroleumsvirksomhet kan ha for nærings- og miljømessige forhold, herunder mulige farer for forurensning, samt antatte økonomiske og sosiale virkninger. En konsekvensutredning vil også sikre medvirkning fra lokale og regionale myndigheter og interesseorganisasjoner som har særlig interesse i saken. Regjeringen kan deretter legge fram en anbefaling for Stortinget om åpning av areal for petroleumsaktivitet dersom konsekvensutredningen og ressurskartleggingen gir grunnlag for det. En konsekvensutredning er ikke ensbetydende med at et område blir åpnet for petroleumsvirksomhet. Historien har flere eksempler på at konsekvensutredninger ikke har ført til åpning.

---

<sup>1</sup> KonKrafts Råd ga tilslutning til arbeidet med et veikart for olje- og gassnæringen, som vil ledes av Norsk olje og gass og Norsk Industri

<sup>2</sup> IEA – Det internasjonale energibyrået

Dersom Nordland VI, VII og Troms II åpnes for olje- og gassvirksomhet er det av meget stor betydning at eventuelle seismiske operasjoner i disse områdene utføres med minimal påvirkning på fiskerivirksomheten og begrenser det miljømessige fotavtrykket. Ved innsamling av seismiske data er det derfor viktig at det blir etablert et «Nordland Gruppeinnsamlingsprosjekt» slik at man sikrer at alle betingelser og krav blir oppfylt på en sikker og effektiv måte. På denne måten kan relevante interesser oppnå de samme fordeler og insentiver som man oppnådde gjennom Gruppeinnsamlingsprosjektet for Barentshavet Sørøst. Området som dekkes av de nye seismiske dataene fra gruppeinnsamlingen må være stort nok til å omfatte flere lete-lisenser.

For å påvise olje- og gassforekomster må det gjennomføres leteboring. De senere årene er det oppnådd store effektiviseringsgevinster ved at brønnen bores raskere og mer effektivt. Leteboring i Nordland VI, VII og Troms II er ansett for å være teknisk ukomplisert, geologien er kjent og det er liten risiko for hendelser som vil forsinke operasjonene. Kostnadseffektive operasjoner er viktige for industrien ettersom det operasjonelle vinduet forventes å bli relativt kortvarig for å minimere risiko for potensiell arealkonflikt med andre interesser i området.

For Barentshavet Nord, inkludert Barentshavet Nordøst (øst for 35 grader) må Oljedirektoratet intensivere arbeidet med å kartlegge ressursgrunnlaget og allerede innsamlede data gjøres tilgjengelig for industrien. Når resultatene av Oljedirektoratets kartlegging foreligger må det vurderes å sette i gang en konsekvensutredning også for Barentshavet Nord og Barentshavet Nordøst.

### Nordnorsk sokkel i 2030

I rapporten presenteres et fremtidsbilde for nordnorsk sokkel. Blir dette en realitet, så vil det bli en betydelig aktivitetsvekst og økning i etterspørselen etter varer og tjenester regionalt og nasjonalt. Dette betyr at nordnorsk sokkel vil øke i viktighet for både norske leverandørbedrifter generelt og nordnorske leverandører spesielt. Videre forventes det økte krav til kompetanse og en moderne infrastruktur.

Infrastrukturen for transport av gass har gradvis blitt videreutviklet i forbindelse med utbyggingen av nye felt. Hvilken fremtidig infrastruktur for gass som vil komme i Norskehavet Nord og Barentshavet er direkte knyttet til tilgang på nytt areal og vil videre avhenge av nye gassfunn og størrelse på disse funnene, samordning mellom lisenser og av finansieringsmodell. Oljeutbygging kan også være avhengig av gasstransportløsning for assosiert gass. Både rør og LNG er mulige gassinfrastrukturløsninger fra Barentshavet. Framtidig transportbehov og markedsutsikter vil på sikt legge grunnlag for valg av løsning. I denne rapporten presenteres fire ulike alternativer; trinnvis utbygging av rørledning, «gigant-funn» i

Barentshavet med nytt Barentsrør, infrastruktur med nye finansieringsløsninger og økt LNG-kapasitet.

Olje som produseres i Barentshavet må transporteres til markedet på skip. De alternative løsningene for lagring og eksport av olje er enten en såkalt FPSO<sup>3</sup> eller en plattform med kapasitet for lagring og omlasting til en skytteltanker. Her vil et antall «vinteriserte» tankbåter transportere oljen til mottaksanlegg og raffinerier rundt i verden. Det andre alternativet er en produksjonsinnretning med kapasitet for lagring og omlasting til skytteltankere hvor et antall vinteriserte tankere frakter oljen til en omlastningsterminal på land. Her vil en bruke konvensjonelle tankskip til raffineriene. Det tredje alternativet er en produksjonsinnretning med transport i rør til land for lagring og omlasting av olje.

Barentshavet har et havdyp hvor FPSO, det vil si flytende produksjonsinnretninger med lagringskapasitet, som oftest er den økonomisk foretrukne utbygningsløsningen. I tillegg er det lange avstander mellom feltene og kystlinjen, noe som medfører høye kostnader for å utvikle oljerørløsninger.

### Ringvirkninger av olje- og gassnæringen i Nord-Norge

Olje- og gassaktiviteten på nordnorsk sokkel har gitt ringvirkninger til andre næringer, gjennom leteaktiviteten, ved utbygginger og i operasjon av feltene som er i drift. Flere av de nordnorske bedriftene som i dag leverer varer og tjenester til olje- og gassnæringen gjør det både lokalt og nasjonalt, og noen også internasjonalt. Operatør- og leverandørselskaper har over tid etablert seg i landsdelen og utgjør en viktig del av nord-norsk næringsliv. Likevel må en konstatere at utviklingen er konsentrert om noen få byer og regioner, for eksempel er begrepet de tre H-er (Hammerfest, Harstad og Helgeland) brukt som illustrasjon. Nordnorske leverandørbedrifter har forbedret sin konkurranseevne over tid, men har fortsatt et stort utviklingspotensial.

Norsk olje- og gassnæring er for tiden inne i en krevende periode. Høye kostnader kombinert med en lav oljepris har gjort det nødvendig å sette i verk tiltak for å redusere kostnader og øke effektiviteten. Den samme situasjonen gjør seg gjeldende globalt, og til sammen har dette ført til at aktiviteten er redusert. Som denne rapporten viser forventer også leverandørindustrien i Nord-Norge en nedgang i omsetningen og i antall ansatte. Eksempler på dette har allerede kommet i hele landsdelen. Ser vi noe lenger frem i tid er det tegn til at omsetningen igjen vil øke.

3 FPSO eller Floating Production, Storage and Offloading er en flytende produksjonsinnretning som brukes i olje- og gassvirksomhet.

De direkte inntektene fra salg av olje og gass i Nord-Norge startet da Nornefeltet kom i produksjon i 1997. Totalt har man siden 1997 produsert olje og gass for over 396 milliarder kroner i eksportverdi. I 2015 produserte Norne, Skarv og Snøhvit olje og gass for 44 milliarder kroner i eksportverdi, ned fra 58 milliarder kroner i 2014. Det vil si at virksomheten i landsdelen gir et betydelig bidrag til landets skatteinntekter, verdiskaping og arbeidsplasser.

### Kompetanseløft i nord

En grunnleggende viktig forutsetning for å kunne videreutvikle petroleumsvirksomheten i nord er tilgang på kompetent arbeidskraft. Dette ble også påpekt i KonKraft-rapporten fra 2009 der man konstaterte at olje-relatert utdanning i Norge i særlig grad var konsentrert til Sørvest-Norge og til Trondheim. Nå kan en konstatere at det har vært en kraftig utvikling av samspillet mellom petroleumsnæringen og fagskolene, universitets- og høgskolesektoren samt andre forskningsinstitusjoner i Nord-Norge. Dette skyldes at olje- og gassnæringen, myndighetene og FoU-institusjoner alle på sin måte har identifisert og iverksatt gode tiltak innen nye satsingsområder. Dette har resultert i nye studieretninger, bedre utstyr, samt nye institutter og sentre. Dette er synliggjort blant annet ved at relevant utdanning til olje- og gassbransjen har blitt etablert på flere steder i de tre nordligste fylkene.

Erfaring viser at det er enklest å rekruttere personer fra Nord-Norge til arbeidsplasser i Nord-Norge. Det er derfor viktig at fylkeskommunene i landsdelen utvikler et utdanningstilbud som gjør det mulig at ungdom som ønsker å jobbe innenfor petroleumsbransjen gis mulighet til det. I følge rapportens fremtidsbilde vil det bli behov for ytterligere arbeidskraft med utdanning på videregående skole-nivå i hele verdikjeden til petroleumsvirksomheten. Det vil derfor være nødvendig å opprettholde nivået på utdanning innenfor relevante fag, og om mulig øke denne noe. Det vil fortsatt være et behov for å øke kompetansen i bedrifter i Nord-Norge som ønsker å kvalifisere seg som leverandører til olje- og gassindustrien.

### Viktig med god infrastruktur

Godstransporten for olje- og gassindustriens operative virksomhet på nordnorsk sokkel foregår i stor grad i tilknytning til basene i Hammerfest og Sandnesjøen. Transporten av personell foregår i stor grad fra Hammerfest og Brønnøysund. Pågående og sannsynlige utbygginger de nærmeste årene vil i stor grad være dekket av nåværende baser. Med en økende aktivitet i Barentshavet Sørøst vil det være behov for økt forsyningsbasekapasitet og helikopterbasen lengre øst i Finnmark. Det er viktig å påpeke at denne aktiviteten bør ha nærhet til industrielle støttepunkter og ressurser på land. En betydelig styrking og bedring av kommunikasjonsløsninger i nordområdene er helt avgjørende for

effektiv og sikker drift av alle næringer som opererer i disse områdene.

### Høyt sikkerhetsnivå i nord

God sikkerhet og beredskap er en avgjørende forutsetning for videre verdiskaping på nordnorsk sokkel. Imidlertid er olje- og gassoperasjoner i nordlige og arktiske strøk ingen ny aktivitet. Olje- og gassindustrien har i mange tiår drevet forsvarlig virksomhet i nordområdene, både i norske farvann og ikke minst internasjonalt. Det foregår i dag helårig produksjon i blant annet kanadisk Arktis, i Alaska og utenfor Sakhalin i Russland under langt mer utfordrende forhold enn på nordnorsk sokkel.

Olje- og gassindustrien i Norge er i en kontinuerlig forbedringsprosess. Gjennom et samarbeid mellom partene i arbeidslivet og myndighetene har en identifisert utfordringer og mulige tiltak på nord norsk sokkel. Dette arbeid er det trepartsensighet om, og det danner grunnlaget for videre arbeid. I rapporten presenteres flere av de samarbeidene som er i gang.

### Høyt fokus på miljø i nord

Kravene til sikker drift og minimal påvirkning av det ytre miljø har vært grunnleggende for norsk olje- og gassvirksomhet. I løpet av mer enn 50 år med olje- og gassproduksjon på norsk sokkel har det ikke skjedd noen akutte utslipp som har medført betydelig skade på miljøet, verken fra offshorevirksomheten, fra tilknyttet transport eller fra tilhørende landanlegg. Flere tiår med miljøovervåking og tilgjengelig statistikk fra Petroleumstilsynet viser en synkende tendens av faktiske utslipp, og at de påvisbare utslippene til sjø bli mindre og mer lokale. Disse driftserfaringene er viktige å bygge videre på når driftsomfanget i nord økes.

Havområdet fra Lofoten og nordover i Barentshavet er et av de mest produktive i verden, med en vesentlig del av Nordøst-Atlanterens marine ressurser. Men det er ikke slik at miljøet i nord er mer sårbart for olje- og gassvirksomhet enn andre deler av sokkelen. Områdene i nord er preget av store naturlige variasjoner i klima og andre miljøfaktorer. Mens forholdene sør på nordnorsk sokkel er sammenlignbare med variasjonene i Nordsjøen, øker årstidsvariasjonene i omfang når man beveger seg nordover. Generelt er artene tilpasset de store variasjonene i Barentshavet med livsstrategier som gjør bestandene robuste for både naturlige endringer i temperatur, variasjon i næringsgrunnlag og andre ytre påvirkninger. Som det er påpekt i mange utredninger er forholdene på nordnorsk sokkel heller ikke vesensforskjellig fra forholdene i Norskehavet og Nordsjøen når det kommer til værforhold og bølgehøyder.

### Oljevernberedskapen styrkes

Olje- og gassindustrien har internasjonalt utviklet utstyr og metoder for oljevernberedskap under langt mer

utfordrende forhold, spesielt med tanke på kulde og isforhold, enn det man vil erfare på nordnorsk sokkel. I størsteparten av denne delen av sokkelen, vil det ikke være nye utfordringer for oljevernberedskapen sammenlignet med sokkelen lenger sør. For eksempel er vind- og bølgeforhold mer utfordrende i Norskehavet enn man erfarer i Barentshavet.

Det er selskapene som er ansvarlige for oljevernberedskapen i de områder som de opererer i. Først og fremst blir dette ansvaret håndtert gjennom NOFO der alle operatører på norsk sokkel er medlemmer. I takt med en økende aktivitet i nord er også oljevernberedskapen bygget ut i betydelig grad. Som det framgår av kapittel 11 er kapasiteten i kyst- og strandberedskapen fordoblet i løpet av de siste 7-8 år. For å styrke den kystnære oljevernberedskapen, har både NOFO og Kystverket inngått avtaler med fiskebåteiere langs hele norskekysten. Antallet varierer, men normalt er det i størrelsesorden 100 fiskefartøy som er knyttet opp til disse ordningene. NOFO har flest avtaler, med omtrent 65 fartøy. To tredeler av alle båtene er hjemmehørende i Nord-Norge.

En styrking av oljevernberedskapen innebærer også en styrking av den generelle beredskapen i nord overfor blant annet hendelser som en følge av skipstrafikken inklusiv oljetransporten som allerede går langs norskekysten.

#### Grenseflate med andre næringer

Fiskeindustrien og olje- og gassindustrien er viktige for verdiskaping og sysselsetting nasjonalt, og for mange regioner og lokalsamfunn over hele landet. Særlig viktige er disse næringene for kystsamfunnene. Næringene har utviklet seg side om side i over femti år. Begge næringer er sterkt regulert, og det er utvist stort ansvar og vilje fra begge parter på å finne gode løsninger som vektlegger fellesskapets interesser.

Det er få konflikter knyttet til olje- og gassindustriens boring, utbygging og driftsvirksomhet, men det er en del utfordringer i forbindelse med innsamling av seismiske data. Slike data er helt avgjørende for å kunne drive petroleumsaktivitet, i alle faser av virksomheten. For at begge næringene skal kunne utvikle seg og operere så effektivt som mulig, må det arbeides målrettet fra alle hold for å styrke grunnlaget for sameksistens og redusere konfliktpotensialet mellom næringene.

Det viktigste konkurransefortrinnet til reiselivsnæringen i Nord-Norge er den spektakulære naturen, samt kulturhistorien knyttet til menneskenes liv i denne naturen. Alle markedsundersøkelser viser at Norge assosieres med ren og vakker natur, og Nord-Norges unikheter ligger i den arktiske naturen, arktisk dyreliv, og ikke minst, naturfenomener som nordlyset, midnattssolen og Nordkapp.

I Norge har en ikke foretatt noe grundig undersøkelse av gjestetilfredsheten i en region før og etter petroleumsvirksomheten, men noen av landets største naturrelaterte turistattraksjoner ligger i Vestlandsfylkene. Møre og Romsdal, Sogn og Fjordane, Hordaland og Rogaland kan gi turistene tilbud om storslåtte naturopplevelser. Samtidig har landsdelen flere tiårserfaring med petroleumsvirksomhet utenfor kysten. Dette viser at «naturturisme» og petroleumsvirksomhet har evnen til å sameksistere. Det er gode muligheter for konstruktiv samspill mellom reiselivsnæringen og olje- og gassnæringen. Olje- og gassnæringen en viktig aktør innenfor yrkesreiser, og benytter i utstrakt grad de tjenestene reiselivsnæringen i Nord-Norge tilbyr, som derved i større grad kan tilby helårsarbeidsplasser.

Nedenfor oppsummeres de anbefalinger som KonKraft gir til myndighetene og til industrien selv. Mange av de oppgaver og utfordringer som det her pekes på må løses i et samarbeid mellom myndigheter og næringen.

#### 2.1.

### ANBEFALINGER

KonKraft anbefaler at:

- Norske myndigheter må sikre stabile og forutsigbare rammevilkår for olje- og gassnæringen. Dette bidrar til at norsk sokkel fortsatt vil være attraktiv og konkurransedyktig, og vil gjøre høy aktivitet med høy sysselsetting og høy verdiskaping mulig i lang tid framover. Det er viktig at petroleumpolitikken har en bred politisk basis.
- Konsesjonspolitikken må ligge fast gjennom ordinære konsesjonsrunder hvert annet år og TFO-runder<sup>4</sup> hvert år. Dette er en god ramme for å sikre næringens behov for nytt leteareal, ikke minst i nordområdene.
- TFO-områdene i Norskehavet og Barentshavet må utvides i takt med behovet for tilgang på nytt tidskritisk areal. Dette for å sikre økt produksjon gjennom eksisterende felt og infrastruktur, og for påvisning av nye ressurser som kan sikre nye feltutbygginger. Det er også viktig å opprettholde de internasjonale oljeselskapenes interesse for norsk sokkel, slik at de investerer her i konkurranse med olje- og gassprovinser andre steder i verden.
- Det må gjennomføres en konsekvensutredning i henhold til petroleumslovens § 3 for Nordland VI, VII og Troms II.
- Konklusjonene knyttet til åpning av disse områdene kan tas når alle forholdene er belyst gjennom denne konsekvensutredningen.

4 TFO: Tildeling i forhåndsdefinerte områder

- Dersom Nordland VI, VII og Troms II åpnes for olje- og gassvirksomhet er det av meget stor betydning at eventuelle seismiske operasjoner i disse områdene utføres med minimal påvirkning på fiskerivirksomheten og begrenser det miljømessige fotavtrykket. Det er derfor viktig med en samordning av seismikkaktiviteten. Ved oppstart av innsamling av seismiske data er det viktig at det blir etablert et «Nordland Gruppeinnsamlingsprosjekt» slik at man sikrer at alle betingelser og krav blir oppfylt på en sikker og effektiv måte.
- Oljedirektoratet må intensivere arbeidet med å kartlegge ressursgrunnlaget i Barentshavet Nord, inkludert Barentshavet Nordøst (øst for 35 grader). Allerede innsamlede data må gjøres tilgjengelig for industrien. Når resultatene av Oljedirektoratets kartlegging foreligger må det vurderes å sette i gang en konsekvensutredning for Barentshavet Nord.
- Olje- og gassindustrien og fiskeindustrien må sammen med myndighetene fortsette arbeidet for at begge næringene skal kunne bidra til verdiskaping langs kysten.
- Formålet med de helhetlige forvaltningsplanene er å legge faktabaserte vurderinger til grunn ved utforming av regelverk og rammer for virksomhetene i havområdene. KonKraft ønsker å bidra til at den videre utviklingen i nordområdene bygger på en god balanse mellom hensynene til natur og miljø og ambisjonen om å utnytte norske naturressurser for å skape verdier og arbeidsplasser. Næringen bør i større grad bli involvert i utarbeidelsen av forvaltningsplanene ved blant annet å benytte det omfattende faktamateriale som innhentes gjennom forundersøkelser, miljøovervåking og forskning. For eksempel kan beregningsmodellen Symbioses<sup>5</sup> bli et viktig verktøy i forvaltningsarbeidet i årene framover for vurdering av risiko og potensielle skader.
- Alle aktører i nord skal ha et høyt fokus på sikkerhet og minimale utslipp fra operasjonene som basis for industriens virksomhet og at man dermed legger vekt på å utnytte den erfaringskapital som er opparbeidet gjennom mer enn 50 års aktivitet på norsk sokkel.
- Myndighetene og næringslivet må fortsette det gode samarbeidet som har funnet sted i de senere år og som har resultert en betydelig utbygging av studietilbud og kompetansemiljøer i nord. Det er behov for ytterligere å styrke samarbeidet mellom akademisk og petroleumsnæringen, øke interessen for realfag og holde et høyt nivå på petroleumsrettet forskning.
- Det er viktig at en tilrettelegger for arenaer hvor kompetansemiljø og næringsliv kan møtes.
- Behovet for kommunikasjonstjenester og teknologi for olje- og gassnæringen må sees i sammenheng med behovene som ellers finnes i samfunnet og at infrastrukturbygging planlegges i en totalsammenheng. Norge bør utnytte den sterke posisjon som vår forskning og industri har når det gjelder bruk av bredbånd, fiber og satellittkommunikasjon i arktiske strøk.
- Industrien er en viktig aktør for å utvikle industrielle klynger, herunder kompetansemiljøet ved forsyningsbasene i nord. Det arbeidet må fortsette.
- Operatørselskapene må i utformingen av kontraktstrukturer, rammeavtaler og anbudspakker ta hensyn til at nord-norsk næringsliv i stor uttrekning består av små og mellomstore bedrifter.
- Olje- og gassnæringen skal fortsatt være verdensledende på HMS. I det videre arbeidet med å identifisere mulige HMS-utfordringer og tiltak for nordnorsk sokkel må en legge til grunn trepartsensighet. Det er her allerede gjort et solid arbeid som alle parter er omforent om.
- Utbygging av oljevernberedskapen i nord, med tilpasset teknologi og metoder, skal fortsatt sikres prioritet når virksomheten flytter nordover.
- Helikopterberedskapen må gis en særlig oppmerksomhet sett i lys av de avstander fra land og baser som virksomhet i den nordøstlige delen av Barentshavet innebærer.

---

5 Se kapittel 10.2.3 for nærmere beskrivelse av Symbioses.



# 3. Aktivitetsstatus og åpningsprosesser

I dette kapitlet gis det en beskrivelse av prosessene i forbindelse med åpning av nye områder og tildeling av utvinningstillatelser til olje- og gasselskapene. Det er omfattende og tidkrevende prosesser som er basert på grundige faglige vurderinger og sterke statlige styrings- og kontrollsystemer. Kapitlet viser også areal som er åpnet på nordnorsk kontinentalsokkel, status for ressurser, reserver, funn og felt i området samt aktørbildet.

## 3.1.

### AREALSTATUS NORSK SOKKEL

Den norske kontinentalsokkelen dekker et samlet område på 2 039 951 km<sup>2</sup>. Dette arealet har økt med over 320 000 km<sup>2</sup> de senere år som resultat av justering av sokkelens yttergrenser i 2009<sup>1</sup> og grenselinjeavtalen med Russland i Barentshavet i 2010<sup>2</sup>.

Mesteparten av området (1 312 000 km<sup>2</sup>) har sedimentære bergarter som kan inneholde olje- og gassforekomster (svart linje på bildet). Av dette er 523 800 km<sup>2</sup> åpnet og tilgjengelig for petroleumsvirksomhet, mens 788 200 km<sup>2</sup> ennå ikke er tilgjengelig areal.

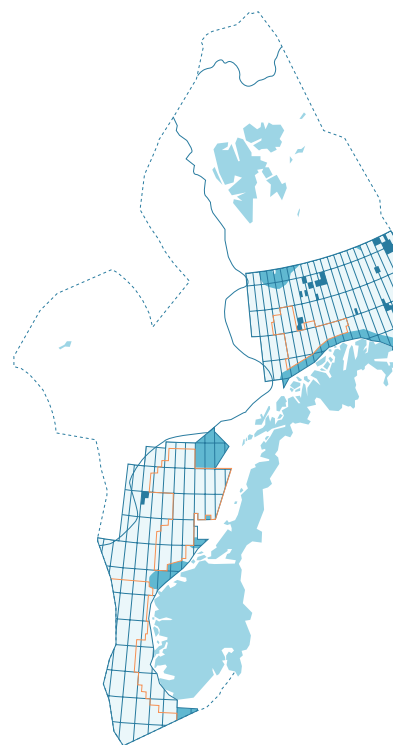
Størstedelen av de uåpnede områdene ligger i Norskehavet (inklusive Jan Mayen) og i Barentshavet som vist i tabell 3.1.

1 Jmf. Kontinentalsokkelkommisjonen (CLCS) vedtak 27. mars 2009 så dekker norsk kontinentalsokkel utenfor 200 nautiske mil, utenfor Fastlands-Norge, Svalbard og Jan Mayen et område på omkring 235 000 kvadratkilometer.

2 Den 15. september 2010 undertegnet utenriksministrene Jonas Gahr Støre og Sergej Lavrov en bindende avtale om delelinje og samarbeid i Barentshavet mellom Norge og Russland. Avtalen trådte i kraft 7. juli 2011 etter at avtalen var godkjent av de to landenes nasjonalforsamlinger. Det totale omstridte området var på 175 200 km<sup>2</sup>, og avgrensningsslinjen deler dette området i to deler på ca. 87 600 km<sup>2</sup> hver jmf. Prop. 43 S (2010–2011)

Figur 3.1.

Arealstatus for den norske kontinentalsokkel, mars 2016 (Kilde: Konkraft/OD)



■ Åpnet for petroleumsvirksomhet

■ Åpnet, spesielle ordninger ref. Meld. St. 10 (2010–2011)

■ Utlyste blokker i 23. konsesjonsrunde

□ Tildeling i forhåndsdefinerte områder

— Antatt grense mot dyphavet for sedimentære bergarter som kan inneholde petroleum

- - Grense - norsk sokkel ihht Havrettskonvensjonen

Tabell 3.1

Arealoversikt for norsk sokkel (km<sup>2</sup>) (Kilde: Olje- og energidepartementet og Oljedirektoratet)

|                                                                |           |
|----------------------------------------------------------------|-----------|
| Norsk kontinentalsokkel                                        | 2 039 951 |
| Områder som kan inneholde olje og gass (sedimentære bergarter) | 1 312 000 |
| Åpnet og tilgjengelig areal for petroleumsvirksomhet           | 523 800   |

Havområder som kan inneholde olje og gass (km<sup>2</sup>)

|                                      | Åpnet og tilgjengelig areal | Ikke tilgjengelig areal             |         | Totalt    |
|--------------------------------------|-----------------------------|-------------------------------------|---------|-----------|
|                                      |                             | Unntatt gjennom forvaltningsplanene | Uåpnet  |           |
| Nordsjøen                            | 127 000                     |                                     | 12 300  | 142 000   |
| - herav Skagerrak <sup>1</sup>       | 2 500                       |                                     | 12 300  | 14 800    |
| Norskehavet <sup>2</sup>             | 204 100                     | 28 600                              | 56 300  | 289 000   |
| - herav nordøstlige del <sup>3</sup> |                             | 17 600                              | 41 600  | 59 200    |
| Barentshavet sør                     | 190 000                     | 44 100                              | 78 000  | 313 000   |
| Barentshavet nord                    |                             |                                     | 469 000 | 469 000   |
| Jan Mayen                            |                             |                                     | 100 000 | 100 000   |
| Totalt                               | 523 800                     | 72 700                              | 715 600 | 1 312 000 |

1 Skagerrak ble åpnet for petroleumsvirksomhet sammen med resten av Nordsjøen. Kun deler av Skagerrak er tilgjengelig for mulig petroleumsvirksomhet.

2 Inkludert Troms II. Vestfjorden er ikke inkludert.

3 Nordøstlige del er uåpnet del av Nordland IV, V, VI, VII og Troms II.

### 3.2.

#### ÅPNINGSPROSESS OG KONSEKVENsutREDNING

Areal på norsk kontinentalsokkel er åpnet for petroleumsvirksomhet i 4 større omganger, i 1965, 1988, 1994 og 2013. I tillegg er mindre områder åpnet i flere omganger etter 1979. I 1965 ble store deler av Nordsjøen åpnet for petroleumsvirksomhet, mens de første områdene nord for 62° Nord ble åpnet i 1979. I 1989 ble store deler av Barentshavet sør åpnet, mens dypvannsområdene i Norskehavet ble åpnet i 1994. Den siste store arealutvidelsen skjedde i 2013 da Barentshavet sørøst ble åpnet for petroleumsvirksomhet.

Petroleumsloven gir hjemmel for forvaltningen av norske petroleumsressurser, herunder igangsetting av åpningsprosesser. Først når et område er åpnet vil det kunne tildeles utvinningstillatelser etter fastsatte bestemmelser og på visse miljø- og fiskerivilkår.

Før et område kan åpnes for petroleumsvirksomhet må det gjennomføres en åpningsprosess. En åpningsprosess består av to hovedelementer, og har som formål å utrede det faglige grunnlaget slik at Stortinget kan ta stilling til åpning av et område for petroleumsvirksomhet. Den ene delen er en kartlegging av geologien og dermed ressurspotensialet i området. Undersøkelsene gjennomføres vanligvis av Oljedirektoratet.

Den andre delen er en konsekvensutredning, der de næringsmessige, miljømessige og andre samfunnsmessige virkninger av petroleumsvirksomhet i området vurderes. Dette inkluderer mulig fare for forurensning samt de økonomiske og sosiale virkninger petroleumsvirksomheten kan ha, jf. petroleumsloven § 3 – 1. En slik vurdering gjøres ved at det utarbeides en konsekvensutredning i medhold av petroleumsforskriften §§ 6a og 6c i regi av Olje- og energidepartementet.

I første del av konsekvensutredningsprosessen utarbeides et forslag til utredningsprogram. Dette inneholder en beskrivelse av hva som skal utredes. Utkastet til utredningsprogram sendes på offentlig høring. Departementet fastsetter så på bakgrunn av programforslaget og innkomne høringsuttalelser det endelige utredningsprogrammet.

Etter fastsettelse av utredningsprogrammet vil det kunne være behov for å styrke kunnskapen om blant annet miljøverdiene i det aktuelle området. Eksempler er kartlegging av sjøfugl, havbunn, pelagiske arter og tilstedeværende fauna.

Behovet for datainnsamling vil avhenge av kunnskapsstatus innenfor det enkelte fagområde. På bakgrunn av kunnskap om miljøverdiene og andre relevante samfunnsforhold, og oppfatning om en mulig fremtidig petroleumsvirksomhet i området, gjennomføres selve konsekvensutredningen.

Konsekvensutredningen skal belyse virkningene åpning av et område for petroleumsvirksomhet kan ha for nærings- og miljømessige forhold, herunder mulige farer for forurensning, samt antatte økonomiske og sosiale virkninger. Men en konsekvensutredning er ikke bare en samling av fagrapporter. Det er også en demokratisk prosess. Den gir alle berørte interesser mulighet til å komme med innspill tidlig, slik at de får innflytelse på hva som må utredes og omfanget av arbeidet. Det vil blant annet bli gjennomført møter med sentrale organer innen miljø- og fiskeriforvaltningen for å etablere en god forståelse av dagens kunnskapsgrunnlag, samt å sikre tidlig involvering av relevante fagmyndigheter og fagmiljøer.

En konsekvensutredning vil dermed også sikre medvirkning fra lokale og regionale myndigheter og interesseorganisasjoner som har særlig interesse i saken. Ulike interesser er veid opp mot hverandre, og en helhetlig beslutning kan tas.

Dersom konsekvensutredningen og ressurskartleggingen gir grunnlag for det, kan regjeringen legge frem en anbefaling for Stortinget om åpning av areal for petroleumsvirksomhet. Gitt at areal åpnes for petroleumsvirksomhet, vil myndighetene inkludere areal i fremtidige konsesjonsrunder.

### 3.2.1.

#### Konsekvensutredninger som ikke medførte åpning

En konsekvensutredning etter petroleumsloven er ikke ensbetydende med at et område blir åpnet for petroleumsvirksomhet. Konsekvensutredning er imidlertid en forutsetning for petroleumsvirksomhet i et område, men

historien har vist at en åpning ikke alltid er resultatet. Flere områder på norsk sokkel er konsekvensutredet, og ikke åpnet for aktivitet<sup>3</sup>.

- Troms II ble konsekvensutredet i 1984 og i 1989, og ikke åpnet for petroleumsvirksomhet
- Skagerrak ble konsekvensutredet i 1994, og ikke åpnet for petroleumsvirksomhet
- Trøndelag I/Øst ble konsekvensutredet i 1994, og ikke åpnet for petroleumsvirksomhet
- Nordland IV og V ble konsekvensutredet i 1994, og kystnære deler ble ikke åpnet for petroleumsvirksomhet
- Nordland VII ble konsekvensutredet i 1994, og ikke åpnet for petroleumsvirksomhet

Jan Mayen ble konsekvensutredet i 2013, men daværende regjering valgte å gi Oljedirektoratet mer tid til å slutføre den pågående ressurskartleggingen av havområdene ved Jan Mayen. Dette medførte at det ikke har blitt lagt frem noen anbefaling for Stortinget.

### 3.2.2.

#### Helhetlige forvaltningsplaner for det marine miljø

Gjennom stortingsmeldingen om havmiljøet i 2002 (*St. meld 21 (2001-2002) Rent og rikt hav*) ble arbeidet med Helhetlige forvaltningsplaner for de tre norske havområder initiert. Målet for planene var å klargjøre rammebetingelser for bruk og vern av kyst- og havområdene basert på en økosystembasert forvaltning.

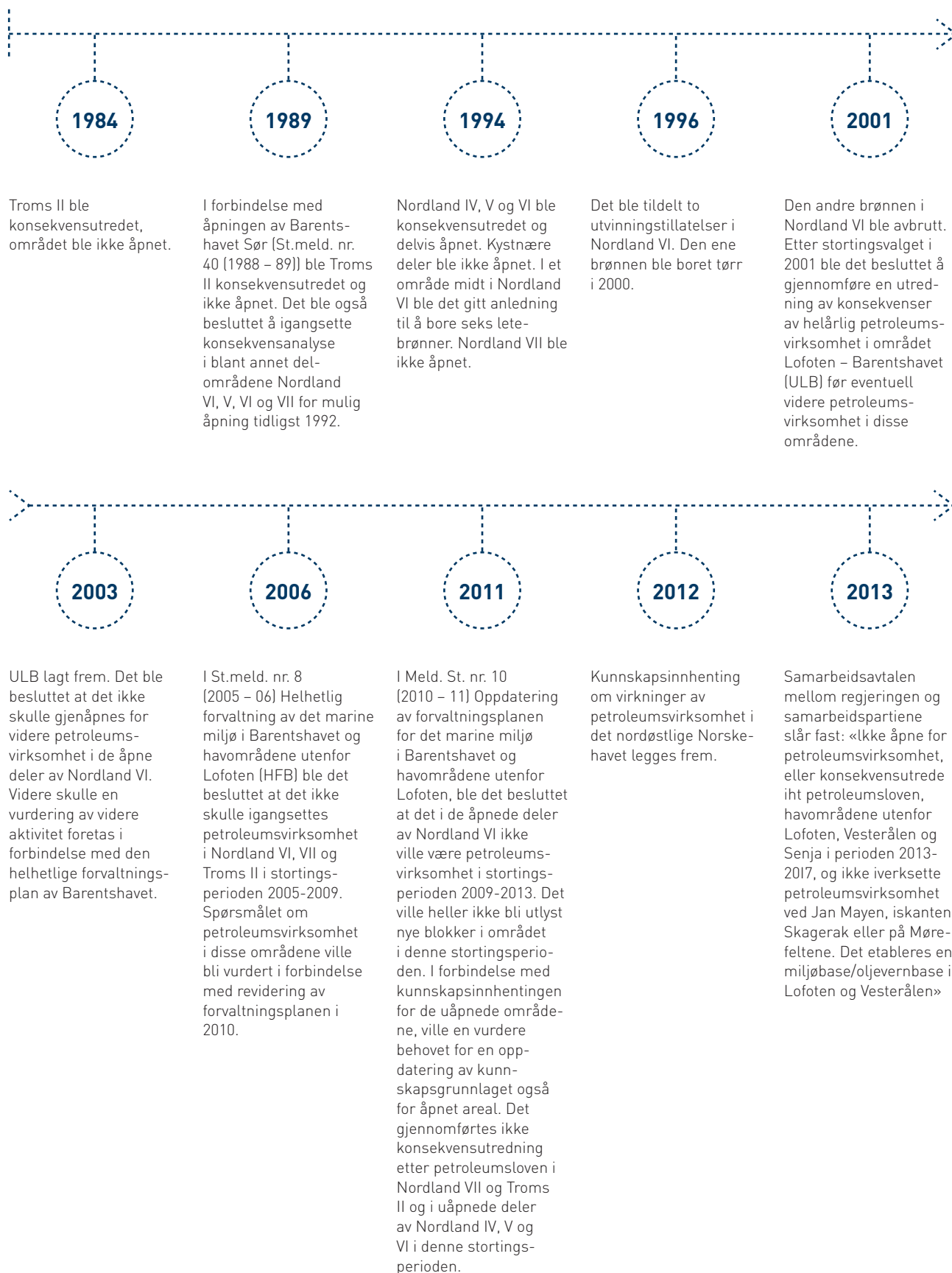
Det første havområde som ble utredet var Barentshavet, som inkluderte havområdet ned til Røst i Lofoten. Denne utredningen baserte seg på *Utredning av konsekvenser av helårig petroleumsvirksomhet i området Lofoten Barentshavet* (ULB) som ble behandlet i Stortinget i 2003.

Fremlagte helhetlige forvaltningsplaner:

- **2006** Helhetlig forvaltning av det marine miljø for Barentshavet og havområdene utenfor Lofoten (*St.meld. nr. 8 (2005-2006)*)
- **2009** Helhetlig forvaltning av det marine miljø i Norskehavet (*St.meld. nr. 37 (2008-2009)*)
- **2011** Oppdatering av forvaltningsplanen for det marine miljø i Barentshavet og havområdene utenfor Lofoten (*St.meld. 10 (2010-2011)*)
- **2013** Helhetlig forvaltning av det marine miljø i Nordsjøen og Skagerrak (*St.meld. 37 (2012-2013)*)

<sup>3</sup> For en nærmere beskrivelse se: <https://www.stortinget.no/no/Saker-og-publikasjoner/Sporsmal/Skriftlige-sporsmal-og-svar/Skriftlig-sporsmal/?qid=45825>

## HISTORIEN OM NORDLAND VI, VII OG TROMS II:



### 3.3.

#### KONSESJONSSYSTEMET

Naturressursene på den norske kontinentalsokkel skal utnyttes slik at de kommer hele samfunnet til gode. To likestilte konsesjonstildelingssystemer er etablert for å få en hensiktsmessig utforskning av både modne og umodne områder på norsk sokkel. Alle områder som er åpnet for petroleumsvirksomhet, kan lyses ut i nummererte konsesjonsrunder eller inkluderes i forhåndsdefinerte områder (TFO). Begge er områder der det foreligger en forvaltningsplan og konsekvensutredning er gjennomført. Hvilke områder som inngår i de forskjellige rundene er styrt av petroleumsfaglige vurderinger av områdenes modenhet, og særlig av behovet for stegvis leting og utnyttelse av tidskritiske ressurser.

Forskjellene mellom TFO-runder og nummererte konsesjonsrunder ligger særlig i det som skjer før utlysning. Etter utlysningstidspunktet i en runde er saksbehandling og tildelingsprosess svært lik.

#### 3.3.1.

##### Nummererte konsesjonsrunder i umodne områder

De nummererte konsesjonsrundene omfatter umodne deler av sokkelen som kjennetegnes av mindre kunnskap om geologien, større grad av tekniske utfordringer og manglende infrastruktur.

Strategien for konsesjonsrunder i nyåpnede og umodne områder har som hovedregel fulgt prinsippet om stegvis (sekvensiell) leting. Dette innebærer at resultater av brønner i utvalgte blokker i et område bør foreligge og være evaluert før det utlyses nye blokker i det samme området. Denne framgangsmåten sikrer at store områder kan kartlegges med relativt få letebrønner.

Nummererte konsesjonsrunder har blitt gjennomført siden 1965. Tildeling av utvinningstillatelser i umodne områder skjer vanligvis hvert annet år. Endelig tildeling foretas i statsråd.

#### 3.3.2.

##### Tildeling i forhåndsdefinerte områder (TFO) i modne områder

På store deler av norsk sokkel har aktivitet pågått i mange år. I disse områdene er det kjent geologi, mindre tekniske utfordringer og godt utbygd eller planlagt infrastruktur. Områdene omtales derfor som modne.

TFO innebærer at områdene med mest kjent geologi på sokkelen innlemmes i det forhåndsdefinerte området etter en petroleumsfaglig vurdering. Oljeselskapene kan søke på alt ledig areal innenfor det definerte området. Etter hvert som nye områder modnes frem, vil TFO-områdene bli utvidet. TFO rundene inkluderer også tilbakelevert areal.

Ordningen ble innført i 2003 for å påvise og utvinne lønnsomme ressurser i modne områder før eksisterende infrastruktur blir stengt ned. Hvis ikke kan lønnsomme ressurser bli liggende igjen fordi forekomstene er for små til å forsvare en egen utbygging av nødvendig infrastruktur. Det har til nå vært gjennomført tretten årlige TFO-runder (2003-2015). Det er lagt opp til en fast årlig syklus for tildeling i forhåndsdefinerte områder.

#### 3.4.

##### STATUS FOR ÅPNE OMRÅDER PÅ NORDNORSK SOKKEL

Spørsmålet om olje- og gassvirksomhet nord for 62 grader ble behandlet en rekke ganger i Stortinget på 1970-tallet, og 25. mai 1979 fattet Stortinget, med stort flertall, vedtak om igangsetting av olje- og gassaktivitet i Norskehavet og Barentshavet.

I juni 1979 ble de første blokkene utlyst gjennom 5. konsesjonsrunde; 6 blokker på Haltenbanken i Norskehavet og 20 blokker på Tromsøflaket i Barentshavet. Interessen blant oljeselskapene var stor, og de første lisensene ble tildelt i januar 1980.

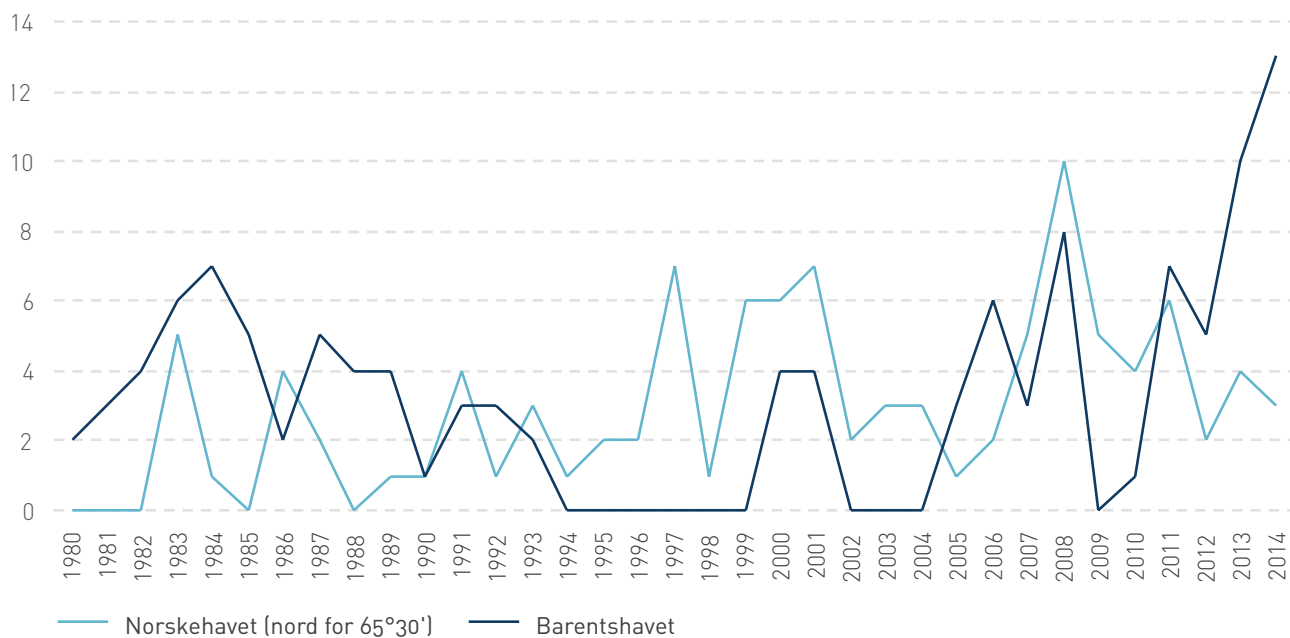
Sommeren 1980 ble de første leteboringene gjennomført både på Haltenbanken og på Tromsøflaket. I begge områder ble det påvist hydrokarboner, og dette førte til utlysning og tildeling av nye konsesjoner de påfølgende år. På Haltenbanken ble det påvist olje og gass som senere dannet grunnlaget for utbyggingen av bl.a. Åsgard, Heidrun, Mikkell, Tyrihans, Kristin, Lavrans, Njård og Draugen. I Hammerfestbassenget på Tromsøflaket ble det påvist gass i de fleste borehullene. Disse funnene utgjør i dag Snøhvitfeltet.

Etter oppstarten på Haltenbanken og Tromsøflaket, er aktiviteten utvidet til å omfatte store deler av Norskehavet og Barentshavet, og det er gjort mange funn som er satt i produksjon, besluttet utbygd eller vurderes utbygd.

Det er boret nesten 1600 letebrønner på norsk sokkel, og bare 15 prosent av disse er boret nord for 65°30' N (110 i Norskehavet og 130 i Barentshavet). Over 80 prosent av norske havområder ligger nord for 65°30' N.

Figur 3.2

Antall påbegynte letebrønner i hhv. Norskehavet nord for 65°30' N og Barentshavet (Kilde: OD/Konkraft)



## 3.5.

## OPPDAGENDE RESSURSER OG PRODUKSJON PÅ NORDNORSK SOKKEL

De samlede gjenværende oppdagede ressurser<sup>4</sup> for felt og funn nord for 65°30' N er 675 mill. Sm<sup>3</sup> o.e. Av dette utgjør oljeforekomstene 195 mill. Sm<sup>3</sup> o.e. Gitt en oljepris på 500 kroner per fat tilsvarer verdien av de totale ressursene over 2000 milliarder kroner på nordnorsk sokkel.

Til nå er det satt i gang produksjon på 8 felt fra 4 felt-senter nord for 65°30' N. De 8 feltene er: Norne, Skuld, Urd, Alve, Marulk, Skarv, Snøhvit og Goliat, mens Aasta Hansteen er under utbygging og har planlagt produksjonsstart i 2018.

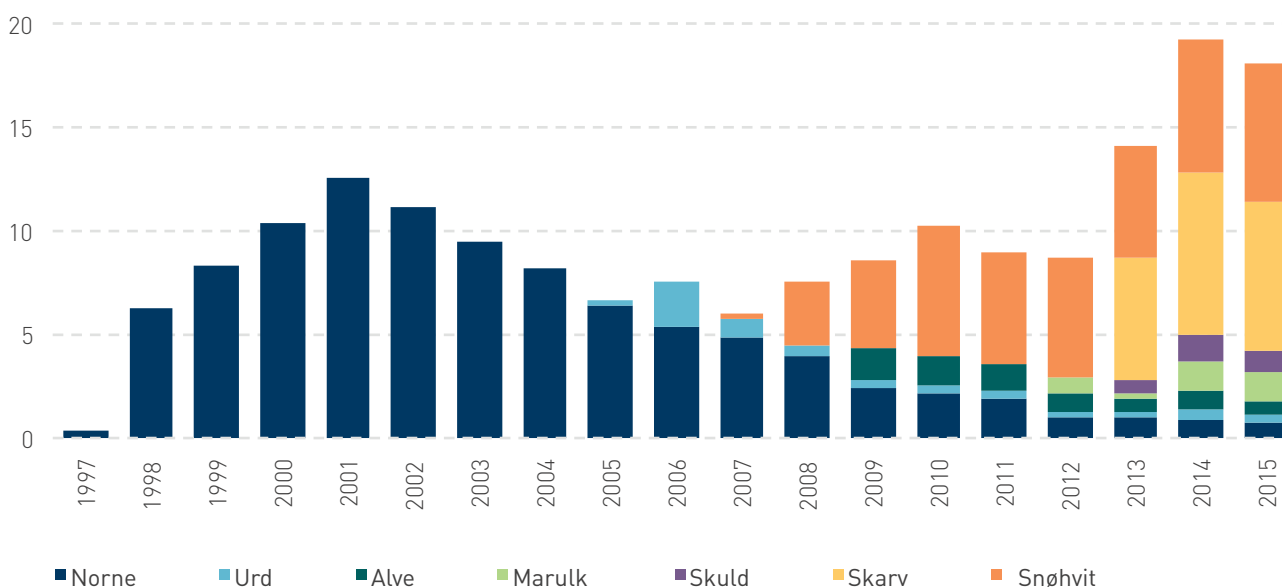
Samlet produksjon fra nordnorsk sokkel i 2015 var på 18,1 mill. Sm<sup>3</sup> o.e. Det er forventet en ny økning i 2016 i forbindelse med produksjonsstarten på Goliat.

Som figur 3.3. viser var Norne-feltet frem til 2005 det eneste produserende feltet på nordnorsk sokkel. Fra 2005 har flere felt blitt koblet til Norneskipet. Det neste selvstendige feltet som kom i produksjon var Snøhvit i 2007, mens Skarv og Goliat kom i produksjon i henholdsvis 2012 og 2016.

4 Tallene baseres på ressurskategori 1 – 3, samt reserver i funn (OD). Der hvor det ligger usikkerhetsspenn er median valgt.

Figur 3.3.

Historisk produksjon på nordnorsk sokkel 1997 - 2015 i millioner Sm<sup>3</sup> o.e. (Kilde: OD)



## 3.6.

**NÆRMERE BESKRIVELSE AV FELT OG  
INSTALLASJONER PÅ NORDNORSK SOKKEL**

Olje- og gass på nordnorsk sokkel blir produsert fra 4 feltsenter: Norne, Snøhvit, Skarv og Goliat (se figur 3.4). I tilknytning til Aasta Hansteen-feltet blir gassinfrastrukturen ført nordover forbi Polarsirkelen med gassrøret Polarled.

**Figur 3.4.**

De fire feltsentrene på nordnorsk sokkel. Øverst venstre: Norneskipet (Foto: Anne-Mette Fjærli, Statoil)  
Øverst høyre: LNG-anlegget på Melkøya (Foto: Harald Pettersen, Statoil)  
Nederst venstre: Skarvskipet (Foto: © BP p.l.c) Nederst høyre: Goliat-plattformen (Foto: ENI)



## 3.6.1.

## Norne

Norneområdet består i dag av fem felt; Norne<sup>5</sup>, Alve<sup>6</sup>, Urd<sup>7</sup>, Skuld<sup>8</sup> og Marulk<sup>9</sup>. Norneskipet, som er produksjonsinnretningen, ligger ca. 200 km rett vest for Sandnessjøen i Nordland. Norneskipet, et flytende produksjons-, lagrings-, og lossefartøy (FPSO). Alle feltene blir i dag produsert fra dette feltssenteret. Produksjonen på Nornefeltet ble startet opp i 1997. I 2014 var årsproduksjonen fra Norne-feltsenter på 5,0 mill. Sm<sup>3</sup> o.e. Samlet gjenværende ressurser for feltene er 23,3 mill. Sm<sup>3</sup> o.e, og forventet levetid for Nornefeltet er i dag 2030.

Oljen i Norne lastes om bord på tankskip for eksport. Gasseksport begynte i 2001 med en egen rørledning til Åsgard og videre i Åsgard transport-rørledningen til Kårstø.

5 Norne: Rettighetshavere: Petoro 54 %, Statoil 39,1% (operatør), Eni 6,9 %

6 Alve: Statoil 85% (operatør), DONG E&P Norge 15%

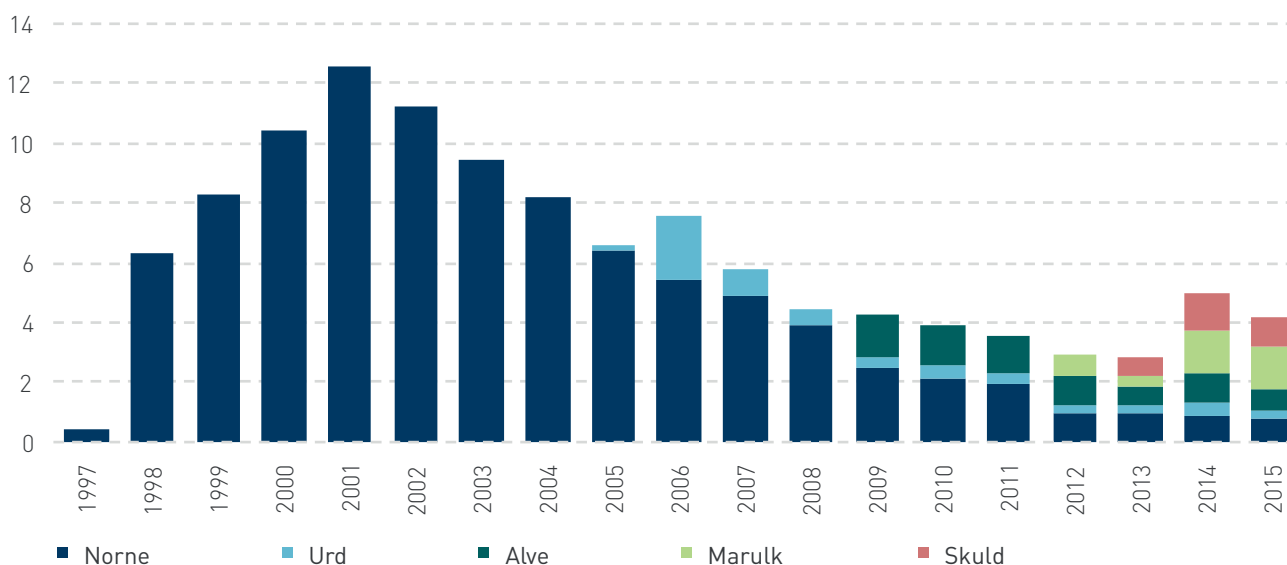
7 Urd: Statoil 63,954545% (operatør), Petoro 24,545455%, Eni 11,5%

8 Skuld: Statoil 63,954545% (operatør), Petoro 24,545455%, Eni 11,5%

9 Marulk: Statoil 50%, Dong 30%, Eni 20% (operatør)

Figur 3.5.

Historisk produksjonen fra feltene som utgjør Norneområdet 1997 – 2015 i millioner Sm<sup>3</sup> o.e. (Kilde: OD)



## 3.6.2.

## Skarv

Skarv<sup>10</sup> ligger vest for Sandnessjøen, 35 kilometer sør for Nornefeltet. Feltet blir drevet av «Skarvskipet» som er et flytende produksjons-, lagrings-, og lossefartøy (FPSO). Produksjonen startet i slutten av desember 2012. Skarv har produsert omtrent 55 millioner fat olje og omtrent 11,5 milliarder Sm<sup>3</sup> gass ved utgangen av 2015. Maks oljeproduksjon lå på rundt 85 000 fat per dag på det meste og ligger nå i underkant av 50 000 fat per dag. Gasseksporten nådde 13,4 Msm<sup>3</sup> per dag i 2013 og er forventet å ligge på dette nivået ut 2016. Per i dag er det eksportkapasiteten gjennom gasslednings-systemet til Kårstø som har vært begrensningen. Ressursgrunnlaget ved godkjenning var på 106 millioner fat olje og kondensat 48,3 milliarder standard kubikkmeter gass. Skarv har en forventet levetid frem til 2037.

Snadd Nord funnet inneholder betydelige utvinnbare gassressurser opp mot 200 millioner fat oljeekvivalenter. Det lille Snadd Outer funnet inngår ikke i konseptstudien. BP test-produserer nå Snadd Nord funnet via Skarv. En videreutvikling av Snadd Nord og tilknytting til Skarv FPSO vil muliggjøre kapasitetsutnyttelse av Skarvskipets prosesseringskapasitet i flere år fremover. BPs mål er konseptvalg i 2016, plan for utbygging og drift i 2017 og produksjonsstart i 2020 for Snadd Nord funnet. Fasing og utførelse av arbeidet kan bli justert på grunn av vedvarende lav oljepris og for å tilpasses Skarv sin produksjonsprofil.

Oljen bøyelastes til tankskip, mens gassen eksporteres i en ny 80 kilometer lang rørledning som er tilkopleet Åsgard Transport System.

Figur 3.6.

Prosessdekket på Skarv FPSO er blant verdens største (Kilde: © BP p.l.c)



## 3.6.3.

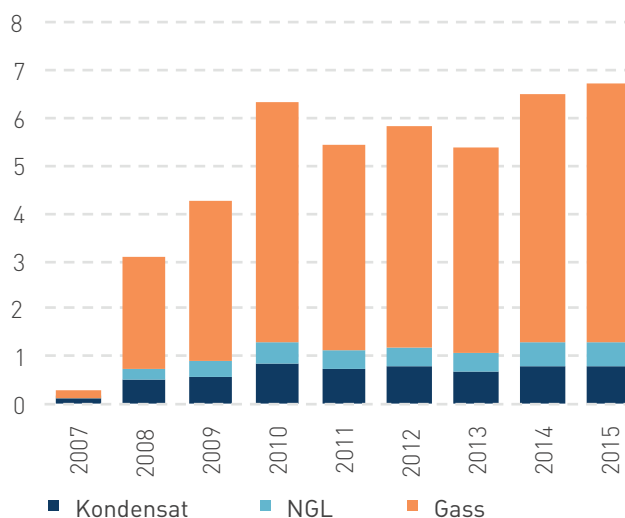
## Snøhvit

Snøhvitfeltet<sup>11</sup> ligger i Barentshavet, nordvest for Hammerfest. Brønnstrømmen, som inneholder naturgass, CO<sub>2</sub>, NGL og kondensat, transporteres gjennom en 160 kilometer lang rørledning til Melkøya i Hammerfest der gassen blir behandlet og eksportert. På Melkøya blir gassen prosessert og kjølt ned til flytende form (LNG). CO<sub>2</sub> blir skilt ut på Melkøya og sendt tilbake til feltet for reinjeksjon. LNG, LPG og kondensat sendes med skip til markedet.

Snøhvitfeltet ble satt i produksjon i 2007, og har ressurser i dag (221,9 mill. Sm<sup>3</sup> o.e.) som gir grunnlag for full produksjon frem til 2042.

Figur 3.7.

Historiske produksjonen fra Snøhvitfeltet 2007 - 2015 i millioner Sm<sup>3</sup> o.e. (Kilde: OD)



10 Skarv: Statoil 36,165%, E.ON 28,0825%, BP 23,835% (operatør), PGNiG 11,9175%

11 Snøhvit: Statoil 36,79% (operatør), Petoro 30%, Total 18,4%, GDF SUEZ 12%, DEA Norge 2,81%

## 3.6.4.

**Goliat**

Goliat<sup>12</sup> er det første produserende oljefeltet i Barentshavet og ligger omlag 50 kilometer sørøst for Snøhvitfeltet. Goliat kom i produksjon i 2016 og er bygget ut med en sirkulær FPSO hvor oljen losses på tankskip og transporteres til markedet.

Ressursgrunnlaget for Goliat er 28,5 mill. Sm<sup>3</sup> o.e. og forventet levetid er 15 år.

Figur 3.8.

Goliatplattformen utenfor Hammerfest april 2015  
(Foto: Anders Mildestveidt, TV2)



## 3.6.5.

**Aasta Hansteen**

Aasta Hansteen<sup>13</sup> er et gassfelt som ligger om lag 320 kilometer vest for Bodø. Aasta Hansteen er det feltet på norsk sokkel som bygges ut på størst havdyp (ca. 1270 meter), og valgt utbyggingsløsninger er en Spar-plattform og to bunnrammer. Gassen fra Aasta Hansteen og andre funn i området skal transporteres i den nye Polarled-rørledningen til Nyhamna mellom Kristiansund og Molde. Kondensat skal lastes over i tankskip og fraktes til markedet. Planlagt oppstart er 2018.

Ressursgrunnlaget for Aasta Hansteen er 46,4 mill. Sm<sup>3</sup> o.e. og målsetningen er en levetid på 30 år fra oppstart for feltet.

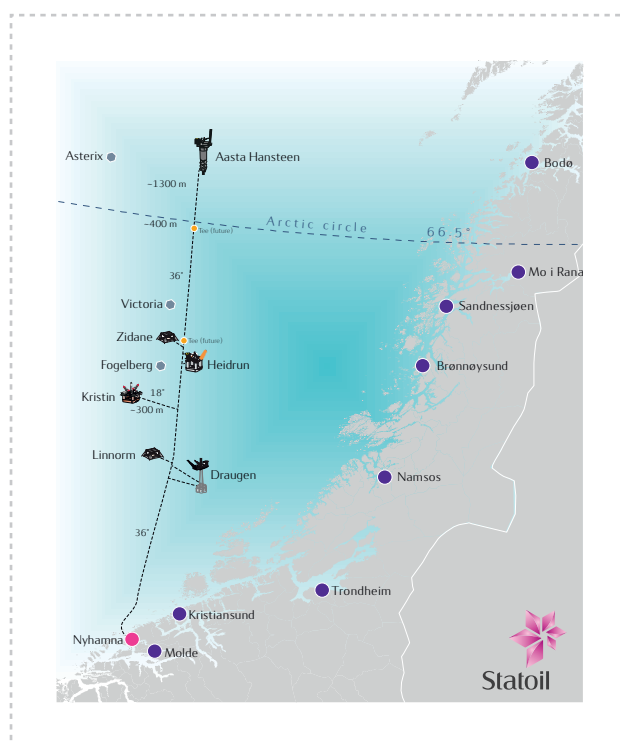
## 3.6.6.

**Polarled**

Polarled er den første rørledningen i Norge som krysser Polarsirkelen og åpner opp en helt ny «motorvei» for gass fra Norskehavet til Europa. Rørledningen ble ferdig lagt i september 2015 og har en diameter på 36 tommer. Den strekker seg fra Nyhamna i Møre og Romsdal til Aasta Hansteen-feltet og er 482 km lang.

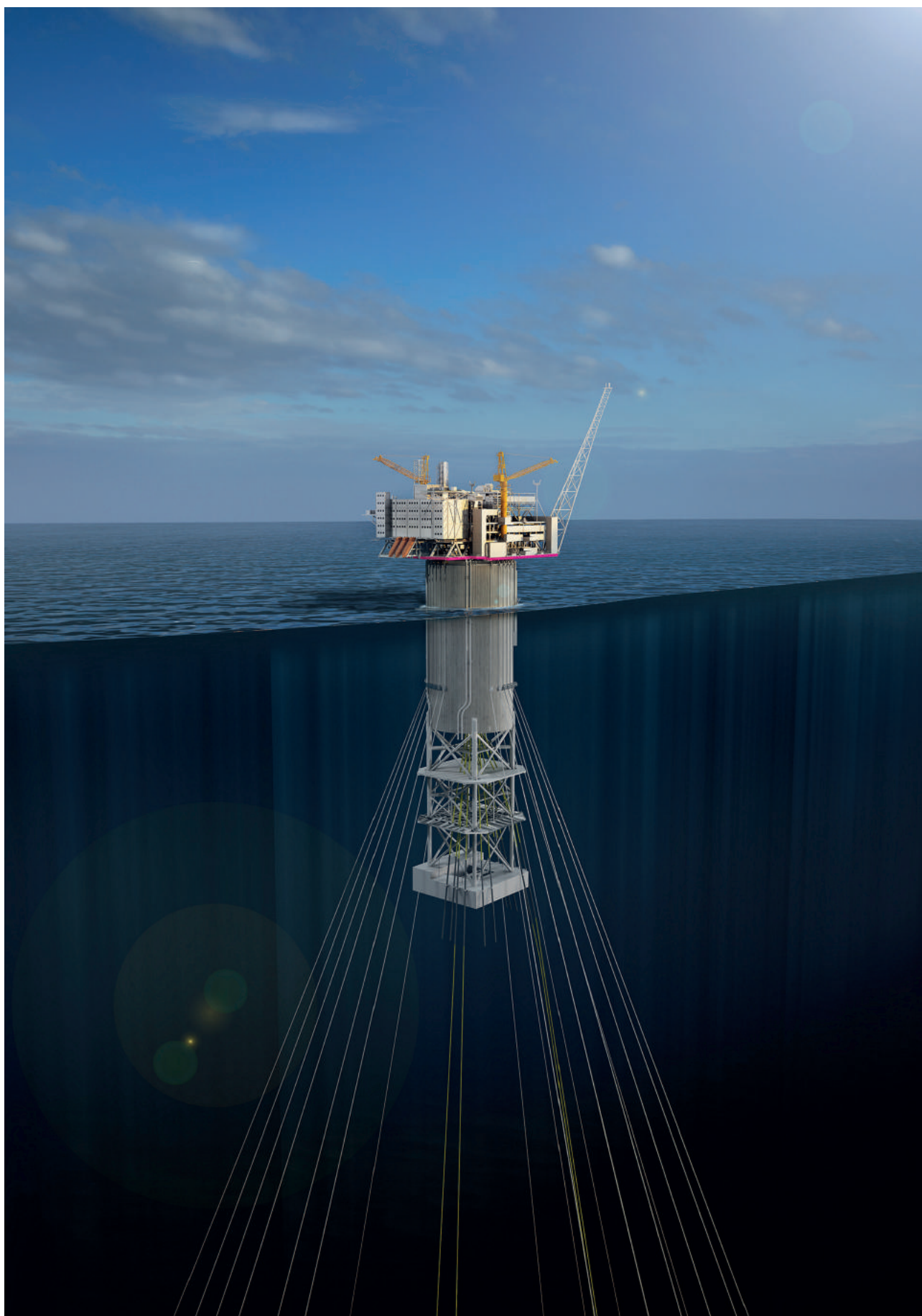
Figur 3.9.

Illustrasjon av Aasta Hansteen (neste side) og Polarled (under) (Kilde: Statoil ASA)



12 Goliat: Eni 65 % (operatør), Statoil 35%

13 Aasta Hansteen: Statoil 51% (operatør), Wintershall 24%, OMV 15%, ConocoPhillips 10%



## 3.7.

## FUNN PÅ NORDNORSK SOKKEL

Det har de senere årene vært en rekke interessante funn på nordnorsk sokkel. Flere av funnene vurderes nå utbygd, blant annet Johan Castberg i Barentshavet.

## 3.7.1.

## Norskehavet

Det er gjort flere interessante funn nord for 65°30' N i Norskehavet som det ikke er fattet beslutning om å bygge ut (Se vedlegg 1 side 142 over de viktigste funn i Norskehavet nord for 65°30' N). Samlet sett er disse funnene beregnet 100 mill. Sm<sup>3</sup> o.e. og disse kan bidra til å forlenge produksjonen fra eksisterende felt, og knyttes til eksisterende infrastruktur.

Svale Nord, Alve Nord, Gjøk og Idun er alle kandidater for å være tilleggsressurser til Norne. Gymir, Snefrid, Roald Rygg, Asterix og Ivory kan bli tilleggsressurser til Aasta Hansteen når denne kommer i produksjon.

Figur 3.10.

Kartet viser de viktigste funn nord for 65°30' N inkludert funnår (Kilde: OD/KonKraft)



- 1 Gymir 2015
- 2 Roald Rygg 2015
- 3 Snefrid 2015
- 4 Ivory 2014

- 5 Asterix 2009
- 6 Alve Nord 2011
- 7 Svale Nord 2011
- 8 Gjøk 2009

- 9 Idun 2009
- 10 Victoria 2000

## 3.7.2.

**Barentshavet**

De siste fem årene har det blitt gjort flere betydelige funn i ulike deler av Barentshavet. Totalt ni funn er gjort i denne perioden (se vedlegg 2 side 143 for de viktigste funnene i Barentshavet).

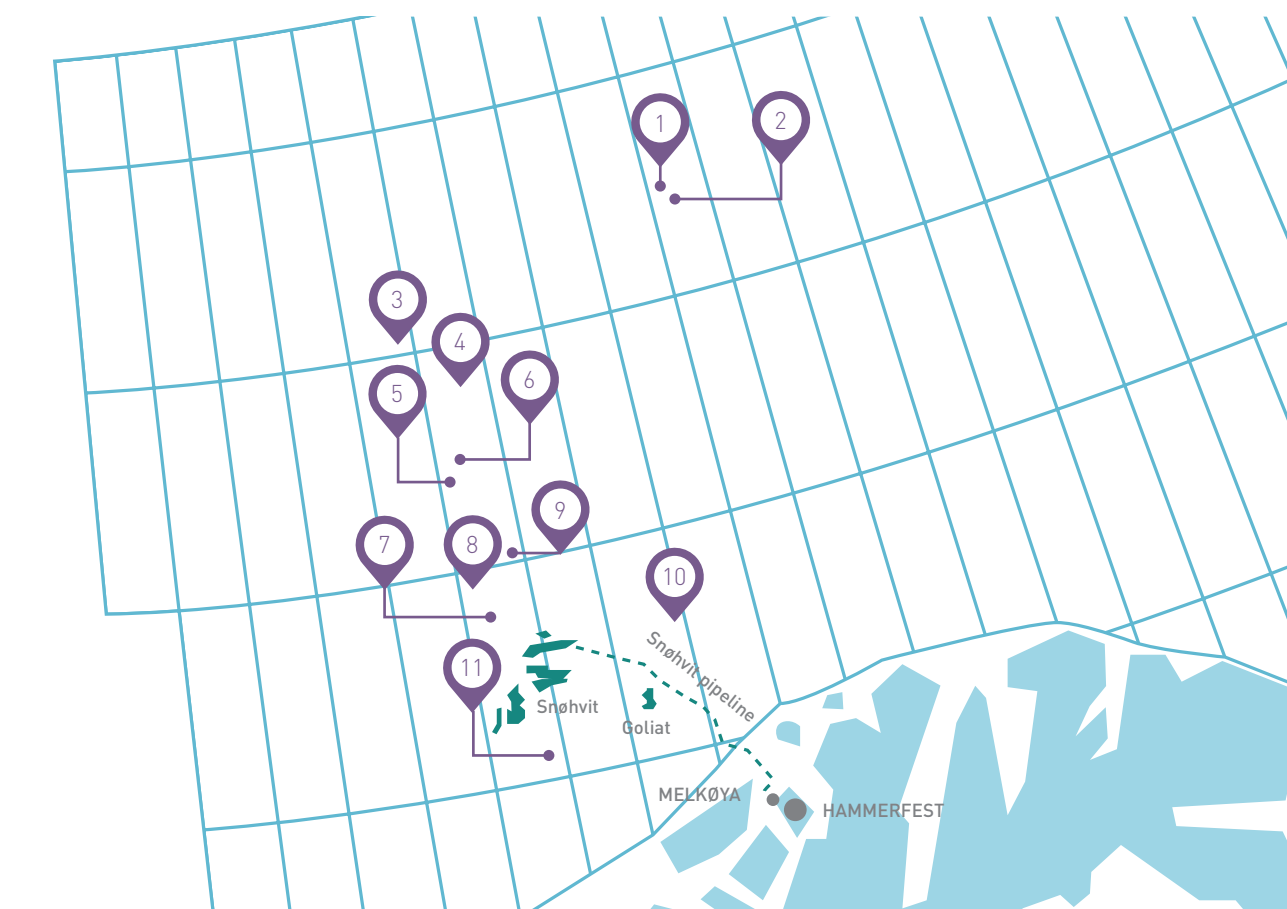
Johan Castberg, som består av de tre funnene Skrugard, Havis og Drivis, er til nå det største oljefunnet i Barentshavet med estimerte oljeressurser på 76,8 millioner Sm<sup>3</sup> o.e. Funnet ligger 110 kilometer nord for Snøhvit-feltet. Johan Castberg vurderes utbygd med produksjonsstart sent i 2022 og har estimerte oljeressurser på 8,1 mill. Sm<sup>3</sup> o.e. Feltet opereres av Statoil.

Lundin er operatør for Alta og Gotha som er to funn hvor det er påvist betydelige ressurser. Samlet er funnene estimert til 62 mill. Sm<sup>3</sup> o.e. Funnene er kandidater til en felles ny utbygging, og det ble startet mulighetsstudier i 2016.

Wisting-funnet er det nordligste oljefunnet på norsk sokkel og ligger i Hoop-området i Barentshavet. OMV er operatør for funnet, og sammen med Hansen-funnet vurderes det en selvstendig utbygging.

Figur 3.11

De viktigste funn med funnår i Barentshavet (Kilde: OD/KonKraft)



- 1 Hansen 2014
- 2 Wisting 2013
- 3 Pingvin 2014
- 4 Isfjell 2014

- 5 Drivis 2014
- 6 Johan Castberg 2011/12
- 7 Skalle 2011
- 8 Gotha 2013

- 9 Alta 2014
- 10 Tornerose 1987
- 11 Alke 1981

## 3.8.

**AKTØRBILDET**

Den store interessen for de nordligste områdene på norsk kontinentalsokkel har økt betydelig de senere år, særlig gjelder det Barentshavet. Dette har bidratt til oppdagelsen av blant annet Goliat, Johan Castberg, Gohta, Alta og Wisting.

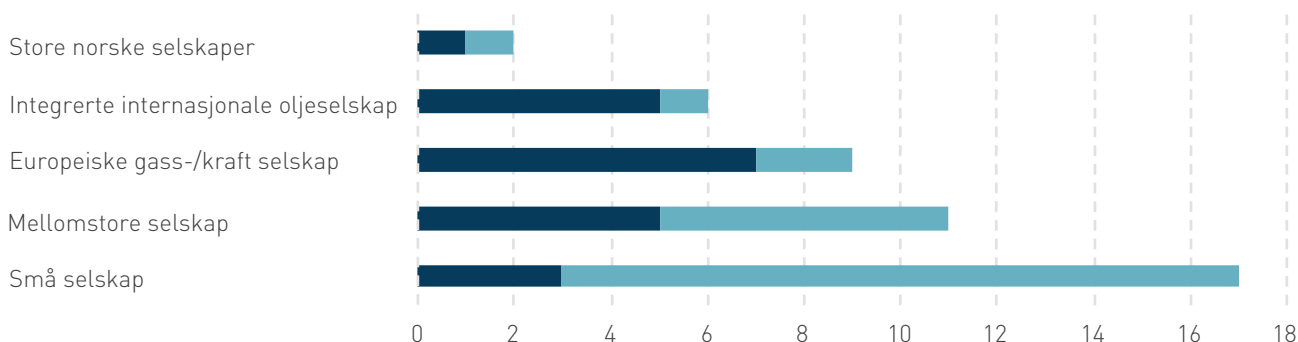
I alt 44 oljeselskaper har eierinteresser i utvinningstillatelser nord for 65°30' N. 20 av disse selskapene har operatøransvar, mens 24 deltar som partnerselskaper (se side 38-39 for oversikt over selskapene). Det er et bredt sammensatt aktørbilde med de fleste store globale oljeselskaper, og en rekke mindre selskaper. For å kunne opprettholde interessen for disse områdene, er det viktig at myndighetene fortsetter å legge til rette for en forutsigbar, målrettet og effektiv petroleumsvirksomhet.

Utlysning av blokker i 23. konsesjonsrunde i Barentshavet sørøst bekrefter den store interessen for de nordligste områdene på norsk kontinentalsokkel. 26 selskaper har levert søknader til departementet om å få tildelt nytt leteareal. Interessen for TFO 2015 var også stor. Det ble tildelt totalt 56 utvinningstillatelser<sup>14</sup> til 36 ulike oljeselskaper.

14 De 56 utvinningstillatelsene i TFO 2015 fordeler seg på Nordsjøen (27), Norskehavet (24) og Barentshavet (5). Kilde: OED

**Figur 3.12.**

Antall selskaper pr. 20. januar 2016 på nordnorsk sokkel fordelt på selskapstyper (Kilde: OD/KonKraft)



## 3.9.

## PETROLEUMSRESSURSENE PÅ NORDNORSK SOKKEL

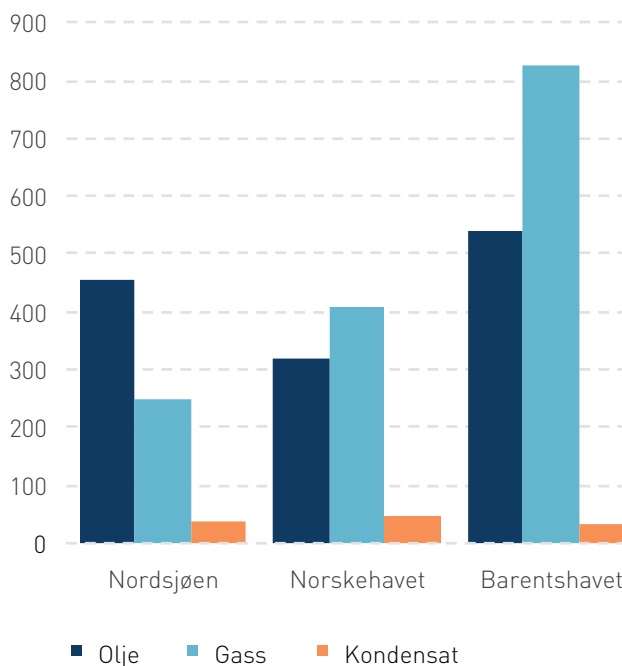
Oljedirektoratet sitt basisestimat for totale oppdagede og uoppdagede petroleumsressurser på norsk kontinental-sokkel er om lag 14,2 milliarder standard kubikkmeter oljeekvivalenter ( $\text{Sm}^3$  o.e)<sup>15</sup>. Av dette er 6,6 milliarder, eller 47 prosent, solgt og levert.

Av de totale 7,6 milliarder  $\text{Sm}^3$  o.e. utvinnbare ressurser som forventes produsert er 4,7 milliarder påvist. Estimatet for uoppdagede ressurser er 2,9 milliarder  $\text{Sm}^3$  o.e. Som figur 3.13 viser forventes det at Barentshavet er det området hvor de største antatte uoppdagede ressursene vil ligge. Dette gjelder både olje- og gassressurser. I Nordland VI, VII og Troms II anslår OD at det forventes å finne 202 millioner  $\text{Sm}^3$  o.e. Dette betyr at over halvparten av de antatt uoppdagede ressursene vil ligge på nordnorsk sokkel.

15 Ressursregnskap for norsk kontinentalsokkel per 31. desember 2015. OD.

Figur 3.13

Fordeling av antatte uoppdagede ressurser i Nordsjøen, Norskehavet og Barentshavet i millioner  $\text{Sm}^3$  o.e (Kilde: OD)



## SELSKAPER MED OPERATØRANSVAR PÅ NORDNORSK SOKKEL:



## Selskaper med operatøransvar per 1.1.2016:

A/S Norske Shell, BP Norge AS, Capricorn Norge AS, Centrica Resources (Norge) AS, ConocoPhillips Skandinavia AS, DEA Norge AS, Det norske oljeselskap AS, DONG E&P Norge AS, E.ON E&P Norge AS, Edison Norge AS, Eni Norge AS, EnQuest Norge AS, GDF SUEZ E&P Norge AS (skiftet navn til ENGIE 4.2.16), Lundin Norway AS, Noreco Norway AS, OMV (Norge) AS, PGNiG Upstream International AS, Repsol Norge AS, Statoil Petroleum AS, Total E&P Norge AS, Wintershall Norge AS.

## PARTNERSELSKAPER PÅ NORDNORSK SOKKEL:



## Partnerselskaper per 1.1.2016:

Atlantic Petroleum Norge AS, Bayerngas Norge AS, BG Norge AS, Concedo ASA, Dana Petroleum Norway AS, Explora Petroleum AS, Faroe Petroleum Norge AS, Fortis Petroleum Norway AS, Hess Norge AS, Idemitsu Petroleum Norge AS, Kufpec Norway AS, Lime Petroleum Norway AS, Lotos Exploration and Production Norge AS, LUKOIL Overseas North Shelf AS, Maersk Oil Norge AS, North Energy ASA, Petoro AS, PURE E&P Norge AS, RN Nordic Oil AS, Skagen44 AS, Spike Exploration AS, Suncor Energy Norge AS, Tullow Oil Norge AS, VNG Norge AS

## 4. Grunnlaget for verdiskaping - tilgang på nytt areal

Nytt leteareal er en forutsetning for videreutvikling av olje- og gassvirksomheten på norsk sokkel. I dag er omlag halvparten av norsk kontinentalsokkels samlede areal som er dekket av sedimentære bergarter på ca. 1 312 000 km<sup>2</sup> (Svalbardboksen inkludert) åpnet for petroleumsvirksomhet. De uåpnede områdene i nord ligger i den nordøstre delen av Norskehavet, langs kysten av Troms og Finnmark, i den nordlige del av Barentshavet og rundt Jan Mayen.

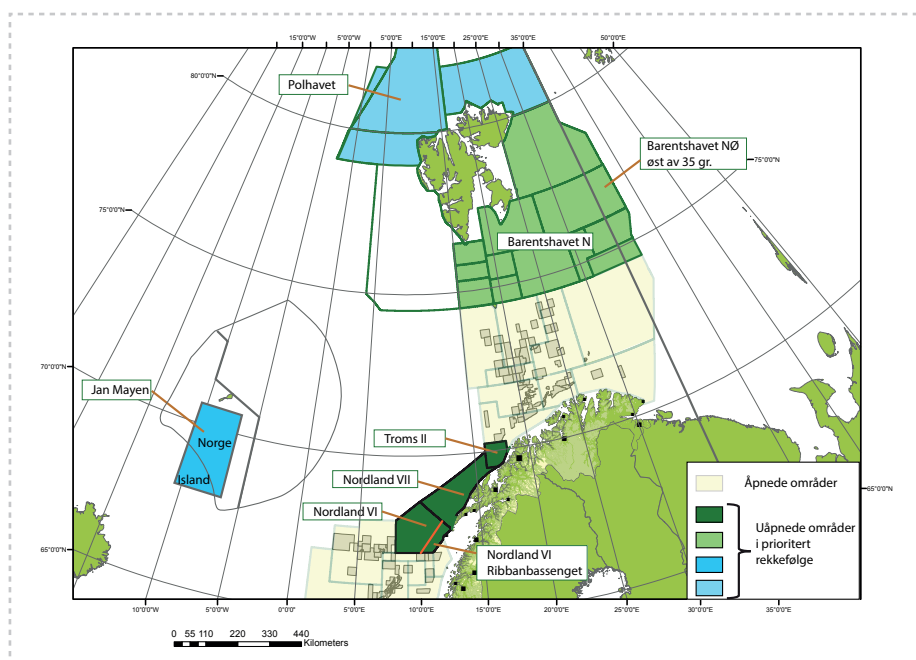
Langsiktige og forutsigbare planer for åpning av nye leteområder danner grunnlaget for ny produksjon, sysselsetting og verdiskaping lokalt og nasjonalt. De mest attraktive uåpnede områdene på norsk sokkel er Nordland VI, Nordland VII og Troms II. Disse områdene

er den naturlige fortsettelsen av petroleumssystemet lenger sør i Norskehavet som har ført til påvisning av mange felt. Områdene presenteres i prioritert rekkefølge der en starter med Nordland VI, Nordland VII og Troms II og slutter med Polhavet. Følgende delområder omtales og er vist i figur 4.1; Nordland VI, Nordland VII, Troms II, Barentshavet Nordøst (øst av 35 gr.), Barentshavet Nord, Jan Mayen og Polhavet.

Tidligere åpnete områder innenfor Barentshavet Sør (Finnmarkskysten), og uåpnede områder i Nordland IV og V, er ikke særskilt vurdert i denne rapporten. Av disse områdene er de tidligere åpnete områder utenfor Finnmarkskysten mest interessante.

Figur 4.1

Uåpnede områder på nordnorsk sokkel som er omtalt i denne rapporten (Kilde: OD / Det norske oljeselskap)



## 4.1.

## NORSKEHAVET NORDØST

Norskehavet nordøst består av områdene Nordland VI, Nordland VII og Troms II. Deler av Nordland VI har vært åpnet for leteaktivitet, og en letebrønn ble boret før området ble midlertidig stengt. I perioden 2007 til 2009 samlet Oljedirektoratet (OD) inn 2D og 3D seismiske data i områdene Troms II og Nordland VII utenfor Lofoten, Vesterålen og Senja. Den påfølgende rapporten fra OD i 2010, 'Petroleumsressursene utenfor Lofoten, Vesterålen og Senja', som også inkluderer Nordland VI og Vestfjorden, identifiserer en rekke strukturer og prospekter med betydelig hydrokarbonpotensiale (figur 4.3 og 4.4). Den seismiske datapakken ble i 2011 solgt til industrien.

Arealet av Nordland VI, Nordland VII og Troms II utgjør et område på ca. 54 000 km<sup>2</sup> (figur 4.2).

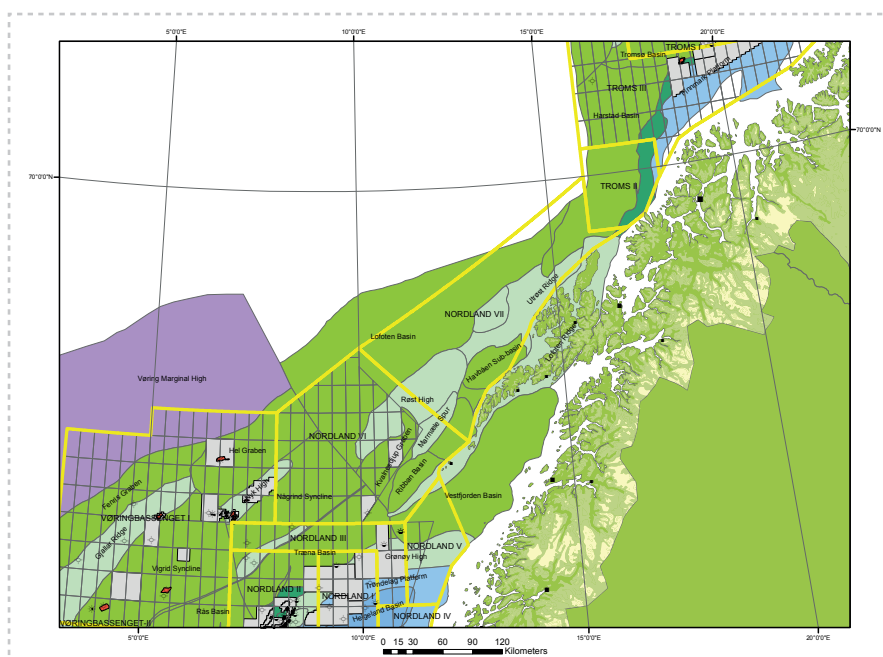
Det er definert flere letemodeller på grunnlag av regional forståelse av utbredelsen av reservoarbergarter, kildebergarter, feller og forsegling. Det er utarbeidet utbredelseskart og ressursestimat for hver enkelt letemodell, og totalt anslår OD at det forventes å finne 202 millioner Sm<sup>3</sup> o.e. i det evaluerte området. Dette tilsvarer 1270 millioner fat o.e.

Antall prospekter innen hver letemodell, fase og geografisk fordeling er også vurdert og vist i figur 4.4.

I tillegg til det rent geofaglige har OD i sin rapport også utført teknisk-økonomiske vurderinger, men de er ikke inkludert i denne rapporten. Diskusjonen om petroleumsvirksomhet i disse områdene har pågått lenge, og det er samlet inn store mengder data og kunnskap. Det er derfor viktig at det arbeides systematisk med å finne gode bærekraftige løsninger for utnyttning av petroleumsressursene i området.

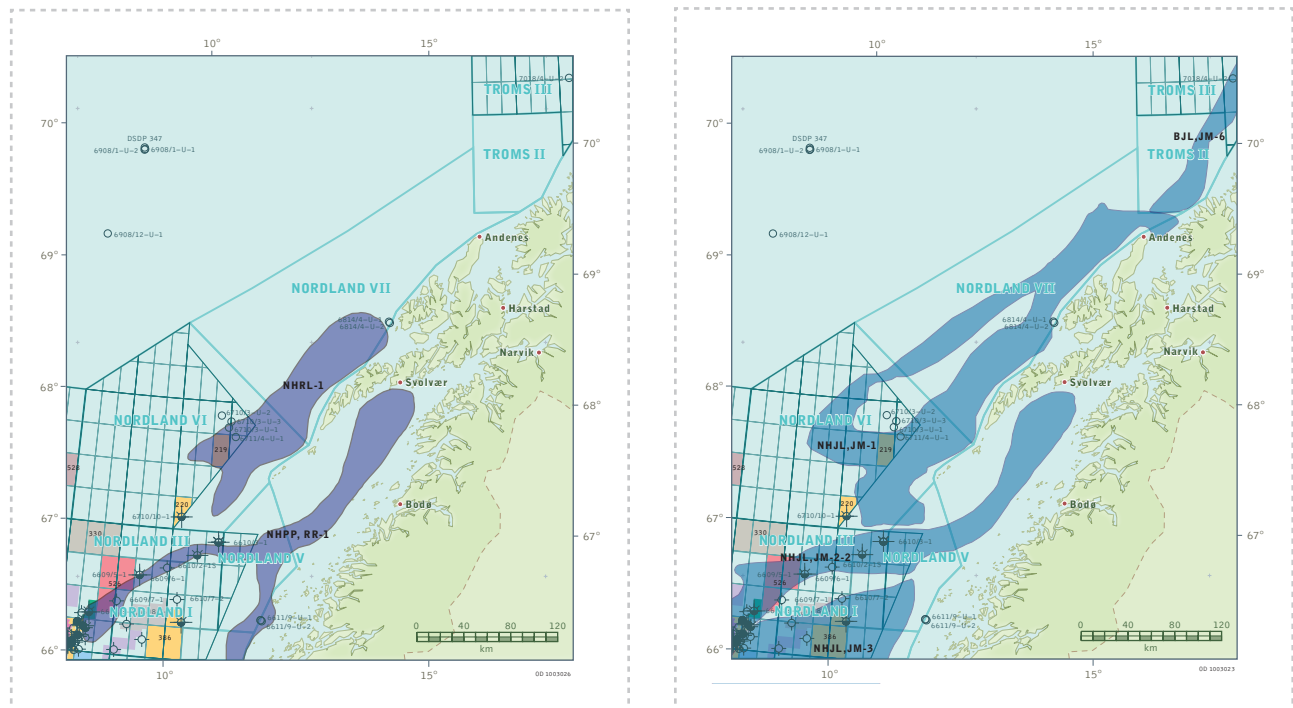
Figur 4.2.

Norskehavet nordøst; Nordland VI, VII og Troms II (Kilde: OD/ Det norske oljeselskap)



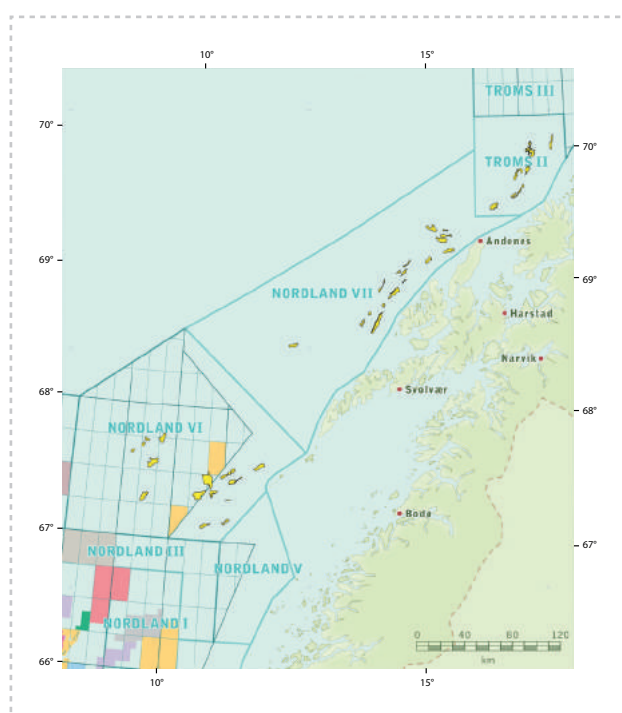
Figur 4.3.

Eksempler på utbredelse av letemodeller i Norskehavet nordøst, jura til venstre og pre jura til høyre (Kilde: OD)

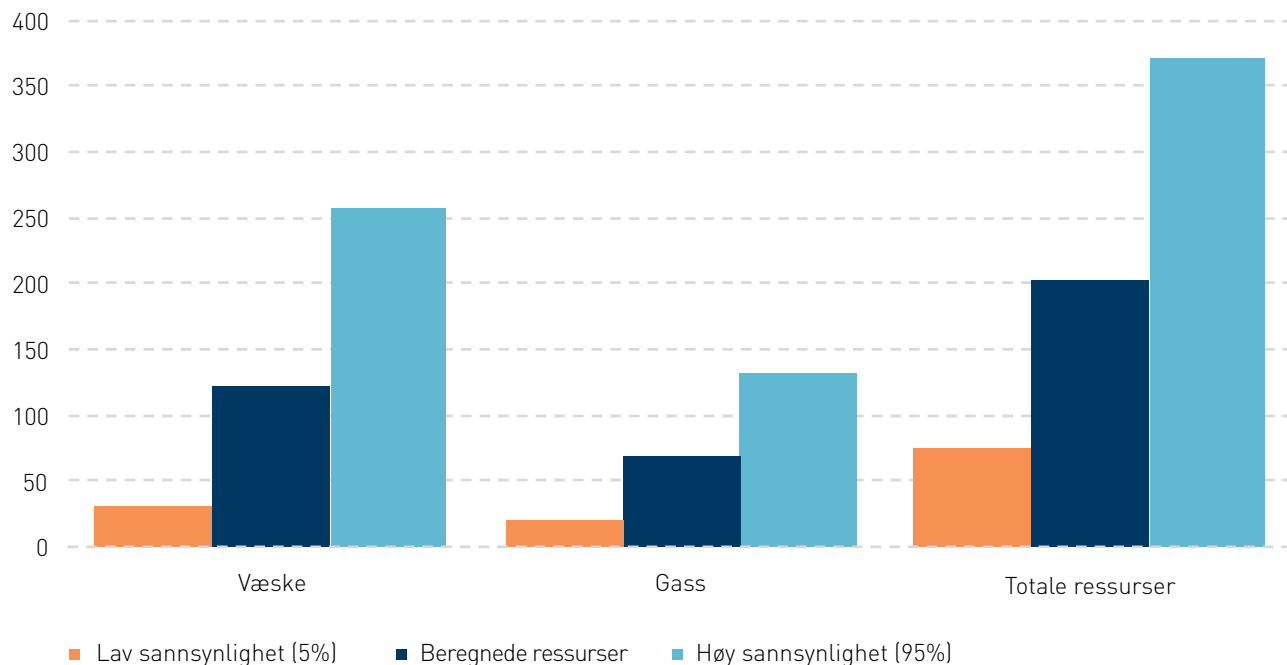


Figur 4.4.

Kartlagte prospekter i Norskehavet nordøst  
(Kilde: OD)

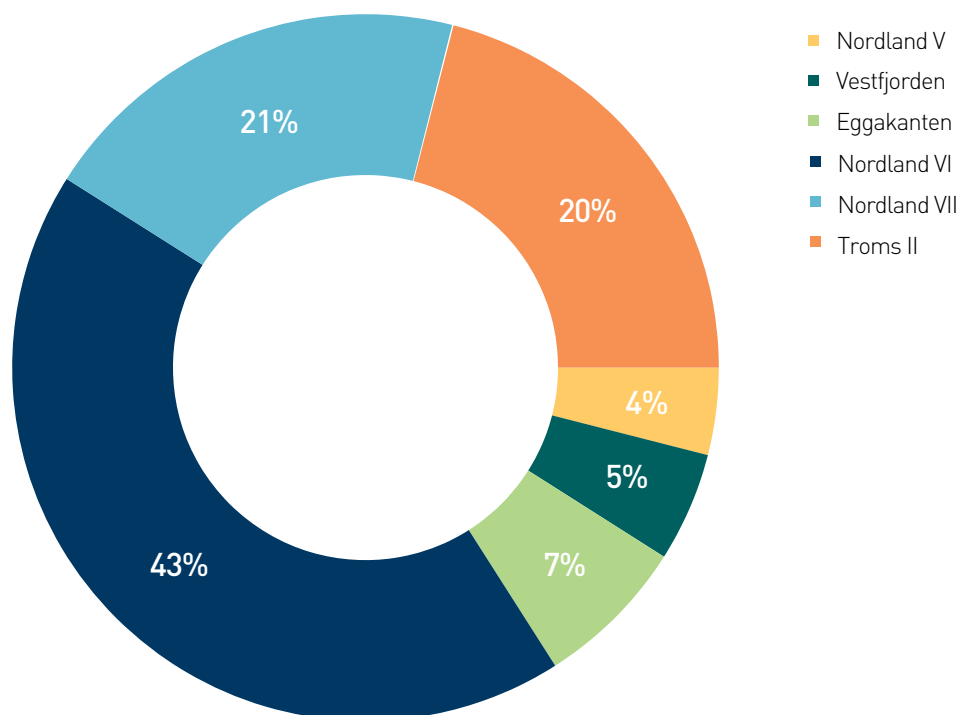


Figur 4.5.

Beregnete ressurser i Norskehavet nordøst i millioner Sm<sup>3</sup> o.e. med usikkerhetsspenn (Kilde: OD)

Figur 4.6.

Fordeling av ressurser i Norskehavet nordøst (Kilde: OD)



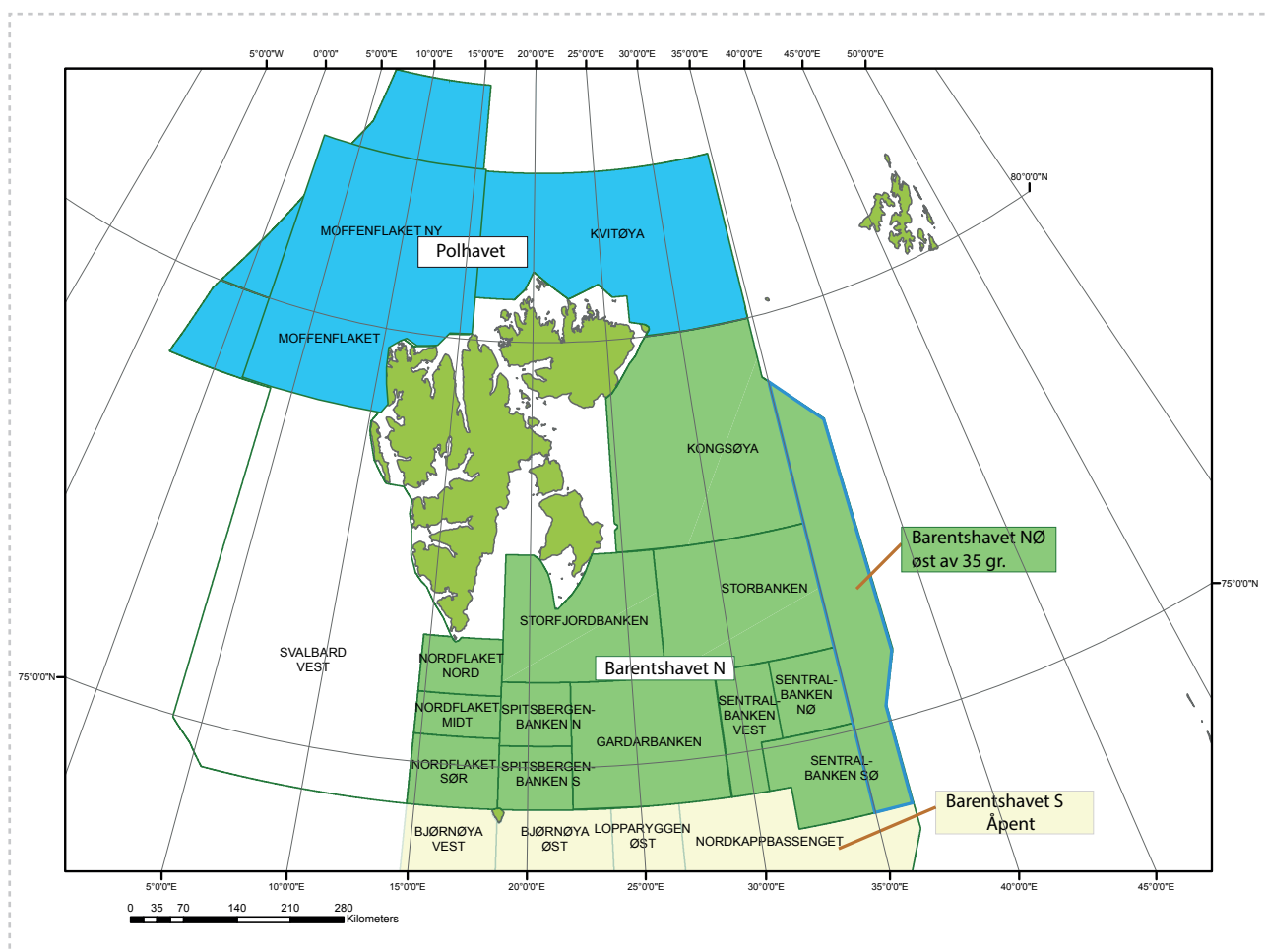
## 4.2.

**OMRÅDET NORD FOR 74°30' N**

Uåpnet areal nord for 74°30' N er begrenset i øst av grensen mot Russland, i vest av oseanisk skorpe og i nord av kontinentalsokkelens grense mot Polhavet (Figur 4.7). Dette utgjør et enormt område (>450 000 km<sup>2</sup>), med varierende grad av tilgjengelig informasjon, og forståelse av de geologiske forhold.

**Figur 4.7.**

Uåpnede områder nord for 74°30' N  
(Kilde: OD / Det norske oljeselskap)



Tre områder er beskrevet. Det er vanskelig å rangere disse områdene fordi datagrunnlaget er forskjellig. Kunnskapen om de vestlige og sentrale delene sør for Svalbard er ganske god fordi Oljedirektoratet har samlet inn data og kartlagt dette området flere ganger siden 1970-tallet. De østlige deler, Barentshavet Nordøst, er mindre utforsket men Oljedirektoratet har de senere år samlet inn seismiske data. I områdene nord for Svalbard (Polhavet) er datagrunnlaget og kunnskapen om de geologiske forholdene dårligst, men grensen for kontinentalsokkelens utstrekning mot nord er nå definert.

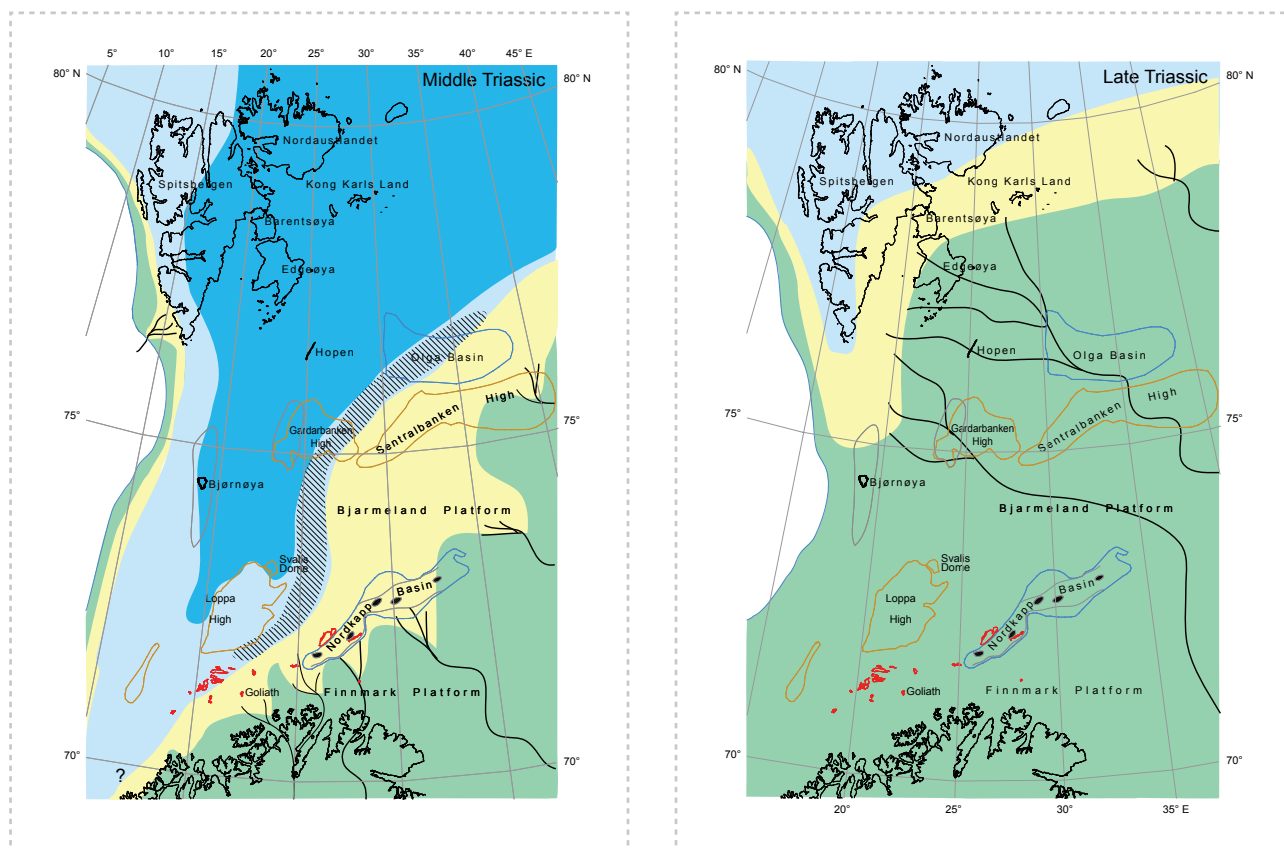
Oljedirektoratet har nylig publisert en rapport som viser at det grunn til å tro at det finnes petroleumforekomster i det nordlige Barentshavet<sup>1</sup>.

For å øke kunnskapen om disse store uutforskede områdene, er det viktig at Oljedirektoratet intensiverer arbeidet med å kartlegge ressursgrunnlaget og petroleumsverdiene i området og at allerede innsamlede data gjøres tilgjengelig for industrien

1 Oljedirektoratet. Bulletin 11 – 2014.

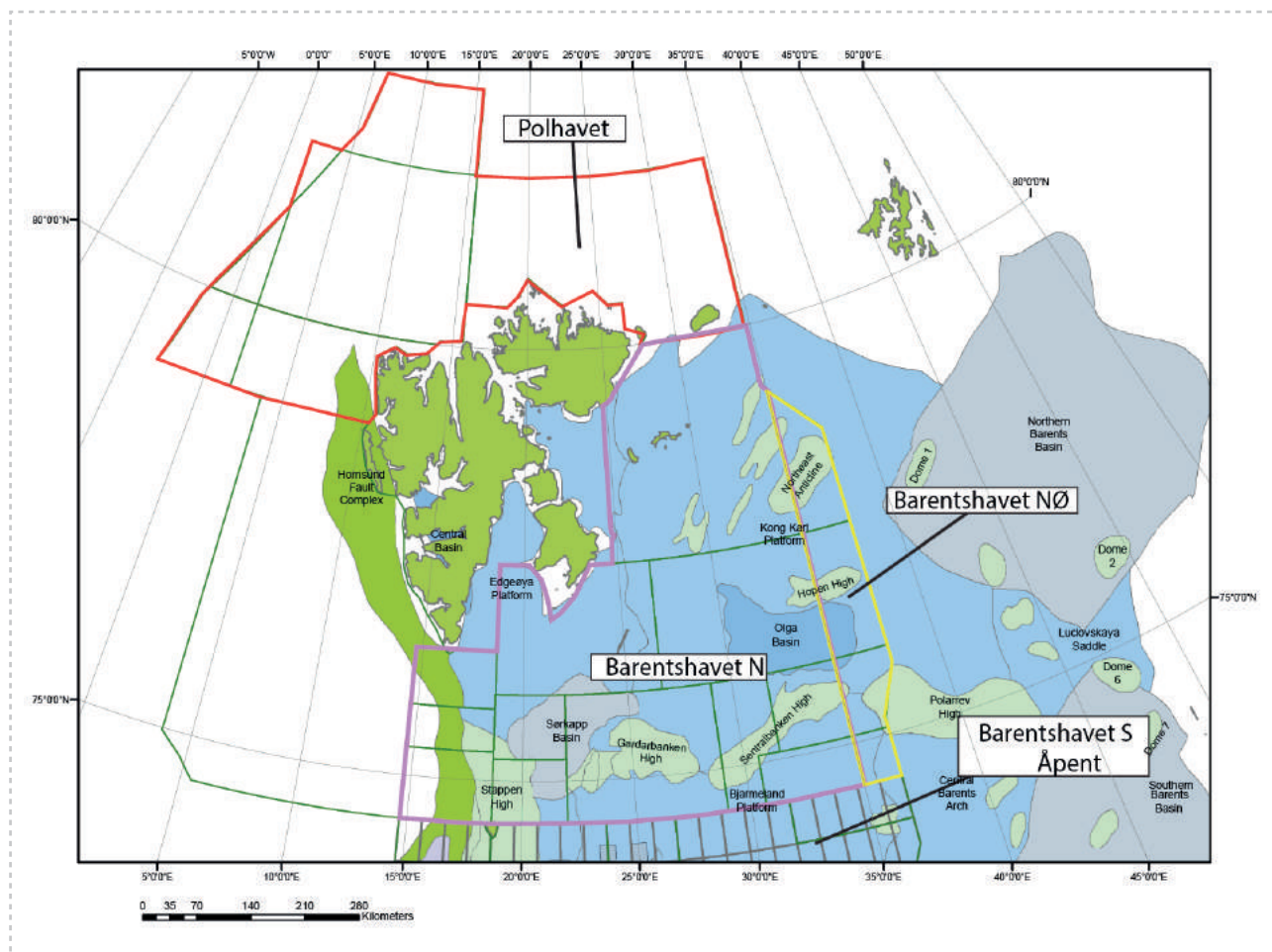
Figur 4.8.

Eksempler på paleogeografisk utvikling i trias, midtre trias til venstre, og sen trias til høyre i det nordlige Barentshavet (Kilde: OD / Bulletin 11 - 2014)



Figur 4.9.

Strukturelementkart over sentrale deler av Barentshavet nord (Kilde: Det norske oljeselskap)



#### 4.3.

##### JAN MAYEN

I 1981 inngikk Norge og Island en overenskomst om grensen på kontinentalsokkelen mellom Island og Jan Mayen. Overenskomsten innebærer et særlig samarbeid om petroleumsvirksomhet i et definert område på 45 470 km<sup>2</sup> hvorav 32 750 km<sup>2</sup> er på norsk side av delelinjen (figur. 4.10). I samarbeidsområdet nord for delelinjen (norsk kontinentalsokkel) skal Island kunne delta med en andel på 25 prosent, mens Norge kan delta med en tilsvarende andel i samarbeidsområdet sør for delelinjen.

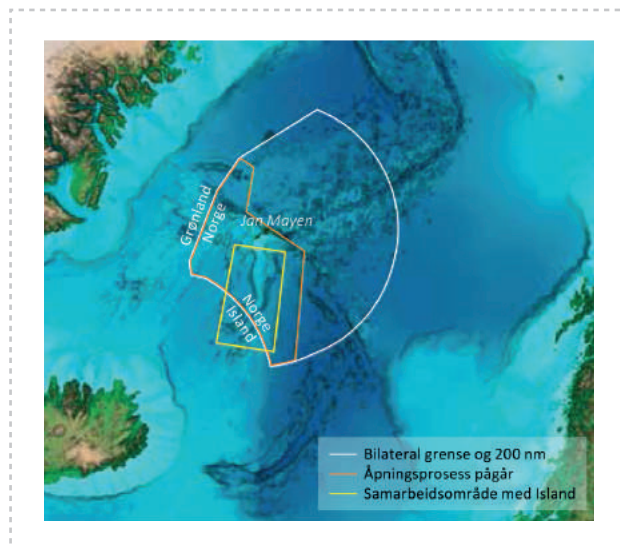
Norske myndigheter startet i 2010 en åpningsprosess for olje og gassvirksomhet i de norske havområdene rundt Jan Mayen. Havområdene som omfattes av åpningsprosessen utgjør et areal på ca. 100 000 km<sup>2</sup> og grenser mot grønlandsk sokkel i vest og islandsk

sokkel i sør. Prosessen omfatter blant annet datainn-samling og geologisk kartlegging med sikte på evaluering av ressurspotensialet for petroleum, i tillegg til en konsekvensutredning.

Oljedirektoratet har kartlagt ressursgrunnlaget på sokkel-utenfor Jan Mayen, og forventede utvinnbare ressurser er beregnet til 90 millioner Sm<sup>3</sup> o.e.

Figur 4.10.

Jan Mayen-sokkelen (Kilde: OD)



## 4.4.

## HVORDAN KAN OLJE- OG GASSAKTIVITETEN FOREGÅ I NORDLAND VI, VII OG TROMS II?

Som vist i kapittel 3.2. «Åpningsprosess og konsekvensutredning», kan regjeringen legge frem en anbefaling for Stortinget om åpning av areal for petroleumsaktivitet dersom konsekvensutredningen og ressurskartleggingen gir grunnlag for det. Dersom et areal åpnes for petroleumsaktivitet, vil myndighetene inkludere areal i fremtidige konsesjonsrunder. Nordland VI, VII og Troms II er konsekvensutredet tidligere, men før Stortinget tar stilling til en eventuell åpning av disse områdene for petroleumsvirksomhet, må det gjennomføres en konsekvensutredning.

Ribbanbassenget i det østlige Nordland VI er et valgt eksempel på hvordan innsamling av seismiske data og leteboringen kan foregå. Dette for å vise hvordan en eventuell olje- og gassaktivitet i disse områdene kan se ut.

## 4.4.1.

## Gruppeinnsamling - en ressurseffektiv måte å samle inn seismiske data

Seismiske data er et av de viktigste verktøy for å kartlegge forekomster av olje og gass. I forbindelse med forberedelser til nye konsesjonsrunder på norsk sokkel innhentes det store mengder seismiske data. Dette gjøres vanligvis i regi av seismikkselskapene som selger dataene til interesserte oljeselskaper.

I 23. konsesjonsrunde lyste myndighetene ut store områder i Barentshavet Sørøst, et område som ikke var åpnet for petroleumsvirksomhet tidligere. Industrien ble oppfordret til å vurdere en mer ressurseffektiv måte å gjennomføre innsamling av seismiske data i Barentshavet Sørøst, og etter grundige diskusjoner og vurderinger ble det bestemt å organisere datainnsamlingen som et spleiselag mellom interesserte oljeselskaper.

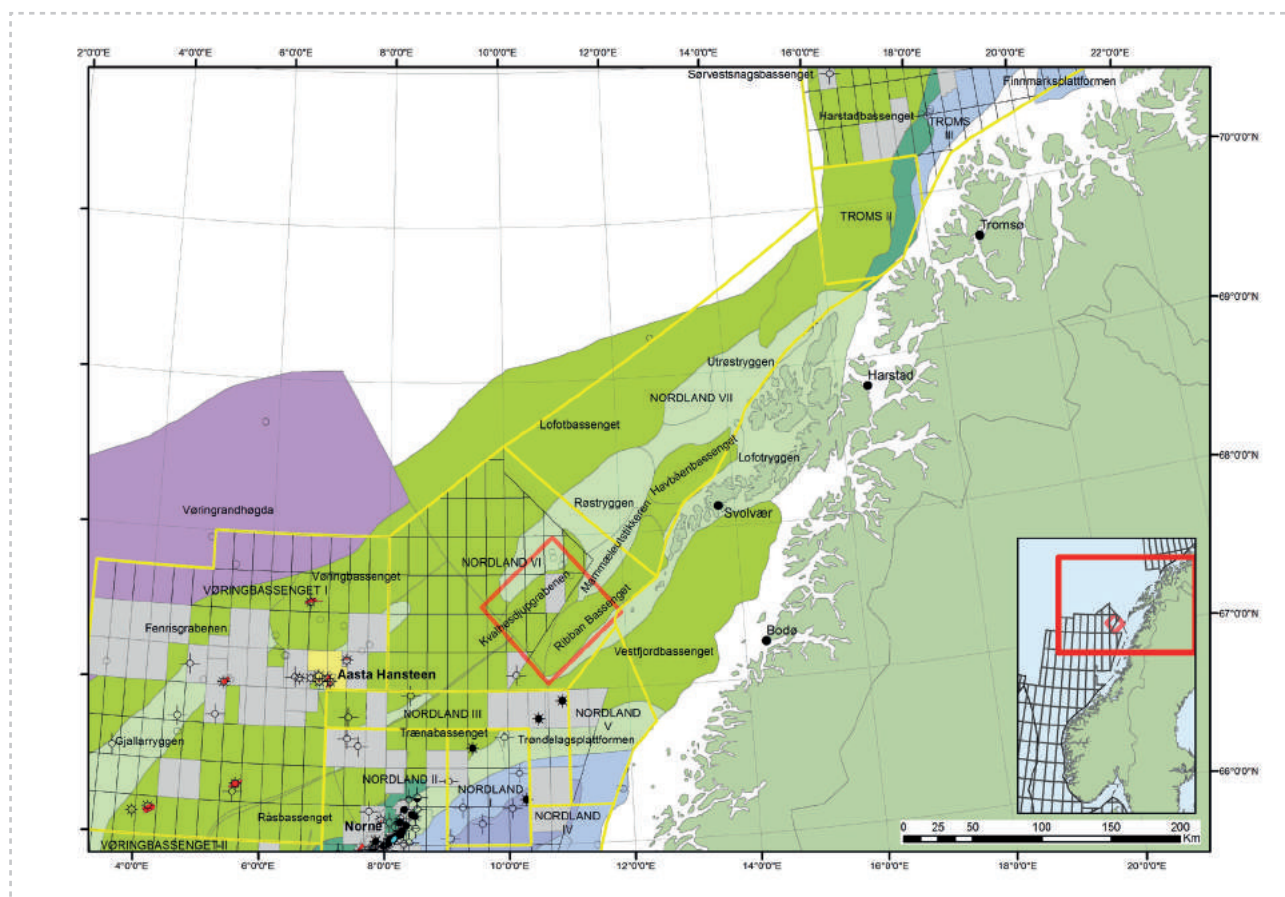
Denne modellen har mange fordeler. Kostnadene blir lavere, hensynet til fiskeriinteressene bedre, miljøfotavtrykket lavere, og kartleggingen av petroleumspotensialet blir bedre fordi flere selskaper får anledning til å anskaffe dataene.

Selv om man ikke kan bruke denne innsamlingsmodellen for alle områder, kan gruppeinnsamling for 3D-seismikk bli brukt for datainnsamling ved åpning eller gjenåpning av områder, der areal-/interessekonflikter kan utgjøre potensielle utfordringer. Det gis her en enkel vurdering av erfaringene med gruppeinnsamling og hvilken lærdom man kan trekke av disse.

Ribbanbassenget ligger 100 km fra fastlandet og mer enn 50 km fra Lofoten, se figur 4.11. Dette er et viktig område for fiskeriene. De seismiske dataene for området er gamle og har for dårlig kvalitet til å kunne kartlegge prospekter på en tilstrekkelig god måte. Dataene selskapene har nå er derfor uegnet som grunnlag for planlegging og boring av letebrønner. Det er av stor betydning at de eventuelle seismiske operasjonene i området utføres med minimal påvirkning på fiskerivirksomheten og begrenser det miljømessige fotavtrykket. Samtidig må dataene være av tilstrekkelig god kvalitet slik at man kan evaluere hele området uten å måtte samle inn mer seismikk. Det første datasettet må danne grunnlaget for en beslutning om planlegging og gjennomføring av letevirksomhet.

Figur 4.11.

Kart som viser Nordland VI og området Ribbanbassenget med et indikativt 5 500 km<sup>2</sup> areal (den røde firkanten) som foreslås undersøkt med 3D-seismikk gjennom et gruppeinnsamlingsprosjekt  
(Kilde: Det norske oljeselskap / OD)



Etablering av et «Nordland Gruppeinnsamlingsprosjekt» bør starte med en vurdering av i innvendinger og konflikter fra fiskere, lokalsamfunn og andre som vil bli berørt av aktiviteten.

Koordinering og kommunikasjon med myndighetene er også sentralt for å sikre at et slikt prosjekt kan tilpasses tidsplanen for en konsesjonsrunde. Støtte og tilrettelegging fra OED og OD er av stor betydning for å kunne få til en optimal planlegging og gjennomføring av en gruppeinnsamling.

For å dekke Ribbanbassenget og tilgrensede område vil en anslagsvis måtte samle inn seismiske data i et område på 5 -6000 km<sup>2</sup>, som utgjør omtrent 10 prosent av det samlede arealet i Nordland VI, Nordland VII og Troms II.

Det er viktig at arealet som dekkes i innsamlingen er såpass stort at det sikrer tilstrekkelig bred interesse fra

industrien. I motsatt fall kan tilslutningen til gruppeinnsamlingen fra oljeselskapene bli for liten. Størrelsen og formen på det aktuelle området vil avhenge av hvordan innsamlingen blir planlagt. Det må tas hensyn til de mulige restriksjonene på innsamlingssesongen som vil følge av fiskeriaktivitet, sårbare habitater og gyteområder for ulike fiskeslag. I tillegg kan det være andre miljømessige restriksjoner og begrensninger som måtte følge av vær- og havforhold.

Med utgangspunkt i gytesesong og Lofotfisket som foregår fra februar til slutten av april, vil det beste vindu for et gruppeinnsamlingsprosjekt være fra juni til oktober. Den seismiske operasjonelle effektiviteten blir betydelig redusert etter oktober på grunn av værforholdene og mørketiden.

Til sammenlikning dekket gruppeinnsamlingen fra det ene området i Barentshavet Sørøst 5 584 km<sup>2</sup>. Denne

innsamlingen tok fem måneder fra oppstart til avslutning. Tar en i betraktning hindringer grunnet værforhold, koordinering med fiskefartøyer og annen operasjonell ventetid, kan 6 000 km<sup>2</sup> bli utfordrende å dekke i Ribbanbassenget på en sesong, og det kan dermed være nødvendig å redusere arealet.

For å effektivisere innsamlingen, kan man også benytte flere fartøyer samtidig. Dette er gjort med suksess i en stor 3D-seismikkinnsamling i Baffinbukta utenfor Nordvest-Grønland. Her ble det samlet inn data over et område på 9 000 km<sup>2</sup> i løpet av to og en halv måned. Alternativt vil innsamlingen måtte deles på to feltsesonger. Dette vil føre til økte kostnader og større belastning på andre næringer.

Med en gruppebasert seismisk datainnsamling vil en fremskaffe data med høy kvalitet for å kunne evaluere mulighetene for funn i området. Dataene vil også danne grunnlaget for å søke om letelisenser og plassere letebrønner i de tildelte lisensene uten å måtte samle inn ny seismikk.

#### 4.4.2.

### Et eksempel på hvordan leteboring kan gjennomføres

For å påvise olje- og gassforekomster må det gjennomføres leteboring. Siden åttitallet er det boret omtrent 280 letebrønner i Norskehavet, hvor 110 letebrønner er nord for 65°30' N. De samlede erfaringer fra disse operasjonene, kombinert med data fra de eksisterende 16 produserende felt utenfor Nordland, representerer en stor kunnskapsbase for leteboring i Nordland VI, VII og Troms II. Leteboring i disse områdene er derfor ansett for å være teknisk ukomplisert.

Prospektene som er identifisert i Nordland VI, ligger 1000-3000 m under havnivå i områder med vanddyp på 150-500 m og normalt reservoartrykk. For å gjennomføre leteboringsoperasjonene er det naturlig at man bruker utstyr og teknologi som man har god erfaring med fra tilsvarende operasjoner andre steder på norsk sokkel. Den operasjonelle effektiviteten er de senere år forbedret fordi man har tatt i bruk bedre verktøy, planer og prosedyrer. For eksempel har en gjennom å utnytte riggen Transocean Spitsbergen, som har dobbelt boretårn og er utstyrt med dynamisk posisjonering, oppnådd en effektivitetsforbedring på 40 prosent. Et annet eksempel på dette er to brønner som Statoil gjennomførte på et prospekt kalt Bister i nærheten av Draugenfeltet i Norskehavet. Boringene ble gjennomført på henholdsvis 10 og 15 dager.

De operasjonelle forholdene ved leteboring på Bisterprospektet og boring av prospekter i Ribbanbassenget

er sammenlignbare, og det forventes at det vil ta kort tid å bore brønner i dette området. Dette betyr at en kan bore flere prospekter innenfor et begrenset operasjonelt tidsrom. Effektive operasjoner er viktige for industrien for å redusere operasjonskostnadene ettersom det operasjonelle vinduet forventes å bli relativt kortvarig for å minimere risiko for potensiell arealkonflikt med andre interessenter i området. Som referanse var det operasjonelle vinduet for leteboring i PL 219 i Nordland VI fra 20. juni til 15. desember, boring i oljeførende lag mellom 15. august og 15. desember<sup>2</sup>.

Leteboring i nøkkelprospekter i Nordland VI forventes å ha en varighet på fra 15 til 30 dager for hvert prospekt avhengig av boredybde og resultat (tørr/funn). Hvis vi antar at et større antall lisenser med boreforpliktelser tildeles samtidig, kan prospektene bli boret i en kampanje, som til sammen gir effektivitetsgevinster. Ved å bruke den samme riggen kan leteboring utføres på en sikker og konsistent måte, slik at både offentligheten og myndighetene kan få en økt innsikt i de pågående operasjonene.

#### 4.5.

### UTVIDELSE AV TFO-OMRÅDENE

Systemet med årlige Tildelinger i Forhåndsdefinerte Områder (TFO) i de modne delene av norsk sokkel ble etablert i 2003, til erstatning for den årlige Nordsjø-tildelingen. TFO-ordningen sikrer at areal som ligger nært opp til eksisterende og planlagt infrastruktur blir gjort tilgjengelig for industrien på en regulær basis og forutsigbar måte. TFO-området inkluderer de geologisk best kjente og mest utforskede deler av norsk sokkel, og hvor størrelsen på nye funn forventes å være relativt små. For å få lønnsomhet i disse funnene, er det viktig at de utvikles sammen med andre funn/eller ved å utnytte eksisterende eller planlagt infrastruktur. Tidsriktig leting i disse områdene er derfor viktig.

En evaluering av hvorvidt man skal utvide området som dekkes av TFO-systemet foretas av OD hvert år. OD gir en petroleumsteknisk vurdering av hvorvidt en slik utvidelse av TFO området bør finne sted i sin rådgivning til OED.

De forhåndsdefinerte områdene (TFO-arealene) er siden TFO 2015 utvidet med 24 blokker i Norskehavet og 32 blokker i Barentshavet. Utlysingen har alltid vært gjenstand for en offentlig høringsprosess. Figur 4.12. viser TFO 2016 områder.

<sup>2</sup> St. meld. nr. 26 (1993-94) Utfordringer og perspektiver for petroleumsvirksomheten på kontinentalsokkelen

## 4.5.1.

**Barentshavet**

Norsk olje og gass gjorde i 2014 en vurdering av en utvidelse av TFO-området i Barentshavet. Her ble det foreslått en mer aktiv bruk av TFO-modellen. I dag tillegges nærhet til eksisterende og planlagt infrastruktur stor betydning ved utvidelse av TFO-områdene. En mer aktiv bruk av TFO-modellen kan stimulere til økt leting som kan bidra til å definere ressursgrunnlaget og/eller ressursklynger som kan bli lønnsomme dersom de ble utviklet sammen med andre funn. På denne måten kan en også finne fram til felles transportløsninger til rett tid.

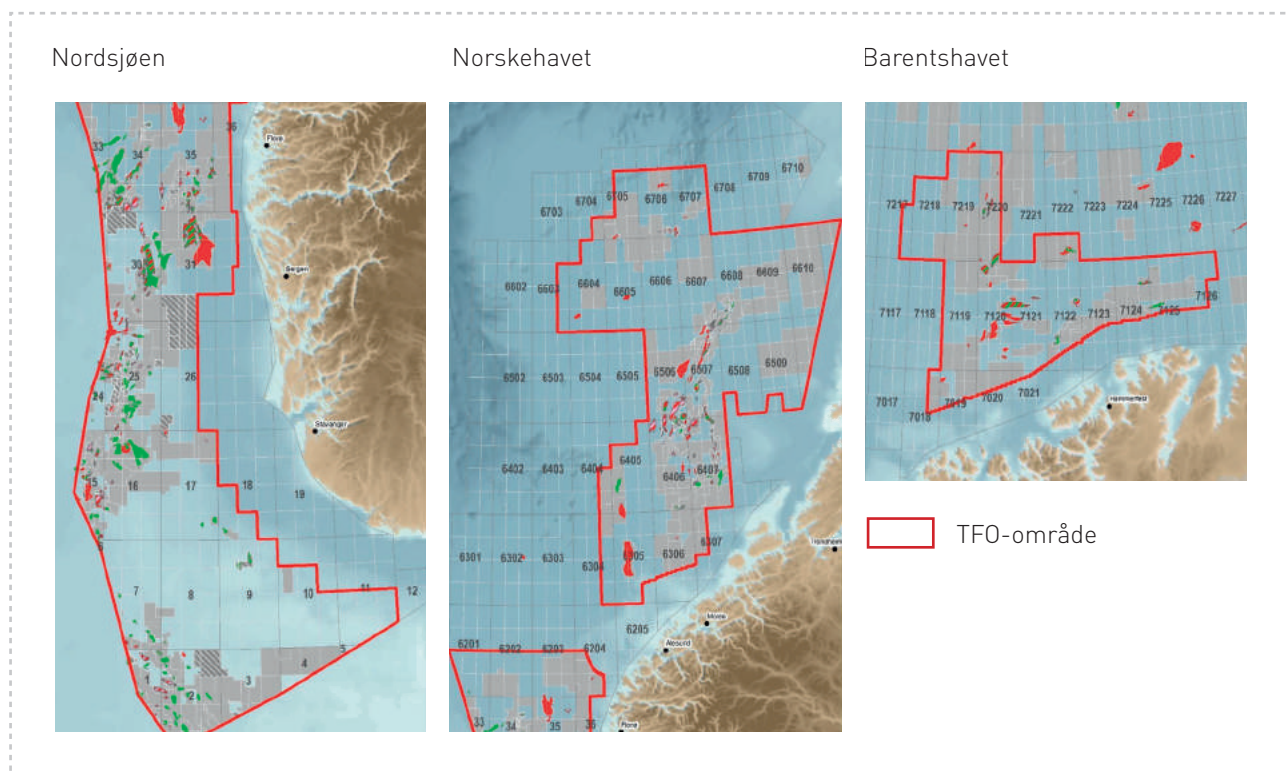
## 4.5.2.

**Norskehavet**

I Norskehavet er hoveddelen av det kjente prospektive området innenfor TFO-området, men det er likevel behov for en fortsettelse av denne utvidelsesprosessen slik at den også omfatter de gjenværende grenseområdene mot uåpnede områder.

**Figur 4.12.**

Kartene viser konsesjonsbelagte områder innenfor TFO-områdene per 15. mars 2016 (Kilde: OD)



## 4.6.

**NYTT LETEAREAL AVGJØR FREMTIDEN**

Tilgang på nytt leteareal er en forutsetning for videreutvikling av petroleumsvirksomheten på norsk sokkel. De mest attraktive uåpnede områdene på norsk sokkel er Nordland VI, Nordland VII og Troms II. Disse områdene er den naturlige fortsettelsen av petroleumssystemet som fungerer lenger sør i Norskehavet og som har gitt opphav til flere store felt. Diskusjonen om petroleumsvirksomhet i Nordland VI, Nordland VII og Troms II har pågått lenge. Det er derfor viktig at det arbeides systematisk med å finne gode bærekraftige løsninger for utnyttning av petroleumssressursene i området. For å sikre dette, må det så raskt som mulig gjennomføres en konsekvensutredning i henhold til iht. petroleumslovens §3. Regjeringen kan legge frem en anbefaling for Stortinget om åpning av areal for petroleumssaktivitet dersom konsekvensutredningen og ressurskartleggingen gir grunnlag for det.

Områdene prioriteres i rekkefølge der en starter med de tre områdene i Norskehavet nordøst; Nordland VI, Nordland VII og Troms II og slutter med Polhavet. Når det gjelder Barentshavet Nordøst (øst av 35 grader) og Barentshavet Nord må Oljedirektoratet intensivere arbeidet med å kartlegge ressursgrunnlaget i området og allerede innsamlede data gjøres tilgjengelig for industrien. Når resultatene av Oljedirektoratets kartlegging foreligger må det vurderes å sette i gang en konsekvensutredning for Barentshavet Nord og Barentshavet Nordøst.

Til tross for at muligheten for funn av petroleum er til stede rundt Jan Mayen ansees den kommersielle risikoen som svært høy og muligheten for verdiskaping som liten. Det haster ikke å prioritere åpning av dette området.

Seismiske data er et av de viktigste verktøy for å kartlegge forekomster av olje og gass. Dersom en åpner Nordland VI, VII og Troms II er det av meget stor betydning at eventuelle seismiske operasjoner i disse områdene utføres med minimal påvirkning på fiskerivirksomheten og begrenser det miljømessige fotetrykket. Ved oppstart av innsamling av seismiske data er det derfor viktig at det blir etablert et «Nordland Gruppeinnsamlingsprosjekt» slik at man sikrer at alle betingelser og krav blir oppfylt på en sikker og effektiv måte. På denne måten sørger en for at de relevante interessenter oppnår de fordeler og incentiver som man oppnådde gjennom Gruppeinnsamlingsprosjektet for Barentshavet Sørøst. Området som dekkes av de nye seismiske dataene fra gruppeinnsamlingen må være stort nok til å omfatte flere lete-lisenser.

De senere årene er det oppnådd store effektiviseringsgevinster ved at brønnen bores raskere og mer effektivt. Leteboring i Nordland VI, VII og Troms II er ansett for å være teknisk ukomplisert. Effektive operasjoner er viktige for industrien for å redusere operasjonskostnadene ettersom det operasjonelle vinduet forventes å bli relativt kortvarig for å minimere risiko for potensiell arealkonflikt med andre interessenter i området.

TFO-systemet har vist seg å være effektivt med henhold til kartlegging av tidskritiske ressurser. Det er derfor viktig at TFO-områdene i Norskehavet og Barentshavet utvides i takt med behovet for tilgang på nytt tidskrittisk areal. Dette for å sikre økt produksjon gjennom eksisterende felt og infrastruktur, og for påvisning av nye ressurser som kan sikre nye feltutbygginger.

## 5. Nordnorsk sokkel i 2030 – et mulig fremtidsbilde

Som vist i kapittel 3 og 4 så er det store fremtidige muligheter på nordnorsk sokkel. Flere felt er under utbygging/i drift, og det er gjort flere interessante funn. 23. konsesjonsrunde gjør at et helt nytt område i Barentshavet sørøst vil bli utforsket. Det er også areal som ennå ikke er åpnet på nordnorsk sokkel. For å kunne beskrive omfanget av blant annet fremtidige ringvirkninger, kompetansegap, behov for infrastruktur for drift og leting, har en i denne rapporten valgt å gi et tenkt fremtidsbilde på hvordan nordnorsk sokkel kan se ut i 2030. I kapittelet presenteres også ulike alternativer for fremtidig gassinfrastruktur, og alternativer for transport av olje fra nordnorsk sokkel.

fra felt til felt. Norne-feltet ble for eksempel funnet i 1992 og produksjonen startet i 1997. Skarv-feltet ble funnet i 1998 og satt i produksjon 2013.

### 5.1.

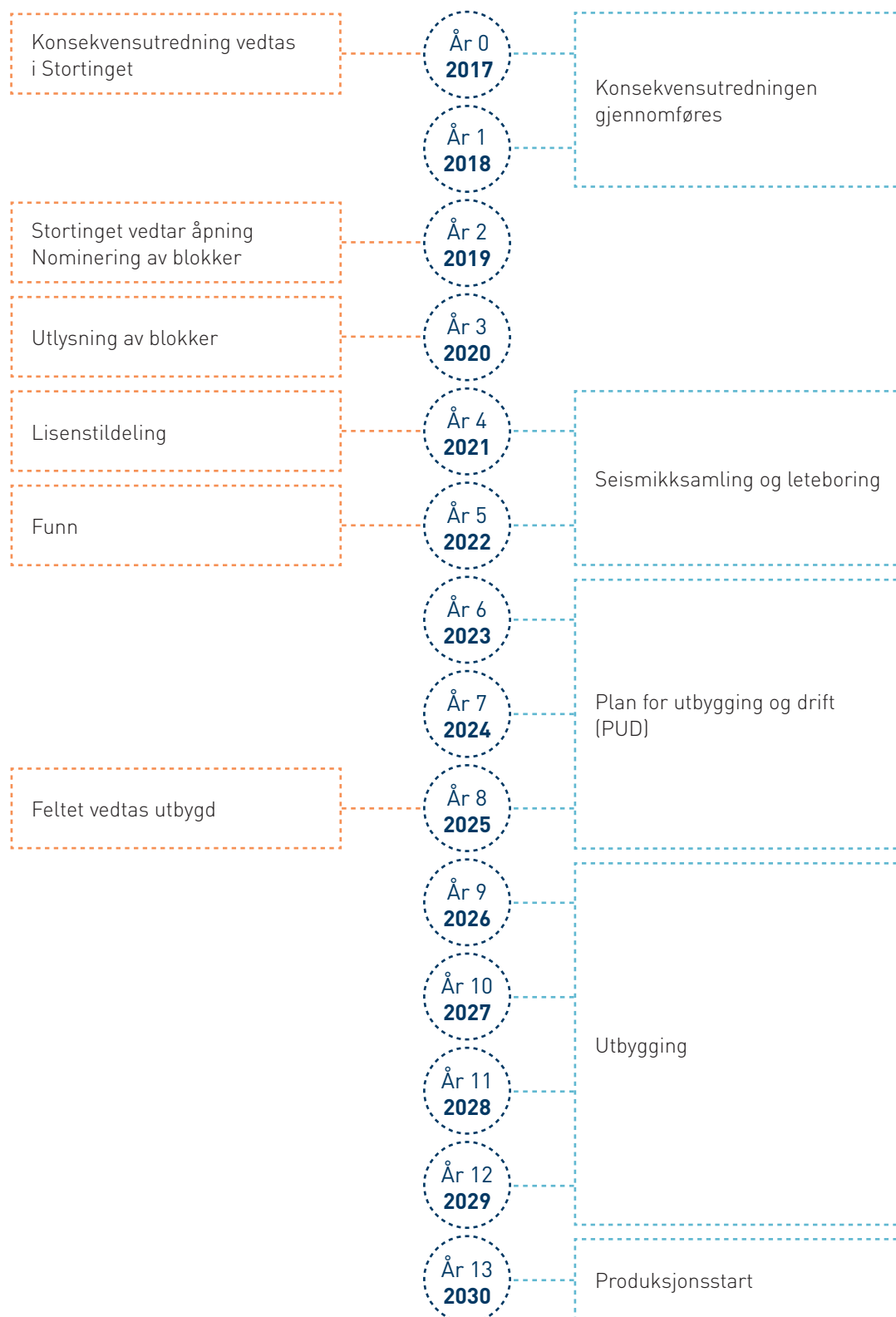
#### LANG TID FRA KONSEKVENsutREDNING TIL PRODUKSJON

Det tar lang tid fra en konsekvensutredning gjennomføres til et nytt felt eventuelt settes i produksjon. Bakgrunnen for dette er formelle krav i forbindelse med en åpningsprosess og ved tildeling av nye lisenser (se konsesjonssystemet kapittel 4.2 og 4.3) og næringens krav til robust og sikker prosjektgjennomføring. Oljen og/eller gassen må påvises gjennom seismiske undersøkelser og leteboring. Når selskapene har et funn som vurderes drivverdig må operatøren i samarbeid med lisensen velge en utbyggingsløsning. Deretter utarbeides en plan for utbygging og drift (PUD) som må leveres myndighetene. Myndighetene vil deretter beslutte om feltet skal bygges ut. Feltet vil så bli bygget ut med for eksempel en plattform, en produksjonsskip (FPSO) eller en subsea-løsning. Det er i utbyggingsfasen de store ringvirkningene av feltet kommer nasjonalt og regionalt for leverandørindustrien. I tillegg vil det bli ringvirkninger i forbindelse med drift og vedlikehold av produksjonsheten når den kommer i produksjon.

Det tar i gjennomsnitt 10 år fra et felt blir funnet til det blir satt i produksjon (ledetid). Dette varierer imidlertid

Figur 5.1.

En mulig tidsakse fra konsekvensutredning (KU) til produksjonsstart for et felt i Nordland VI, Nordland VII og Troms II (Kilde: KonKraft)



## 5.2.

### FREMTIDSBILDE 2030 FOR NORDNORSK SOKKEL

Fremtidsbildet er basert på ulike rapporter, funn som er gjort og geologisk kunnskap om de aktuelle havområdene. Løsninger og betydning vil selvsagt avhenge av faktorer som kostnader, oljepris og fremtidig funn. Valg av utbyggingsløsninger avhenger av reservoarets størrelse, produksjonsegenskaper, strukturelle sammensetning, strømningssegenskaper, partnerskapet og utbredelse. Utbyggingsløsningene i denne rapporten er kun mulige løsninger for å gi et bilde av virksomheten.

Wisting og om mulig Goliat. I tillegg kommer eventuelle nye oljefunn i Barentshavet

- Oljefunn tidlig i Barentshavet sørøst gjør det mulig å ha realisert den første utbyggingen i dette området i slutten av 2020-årene
- Betydelig leteaktivitet som følge av 23. konsesjonsrunde

### 5.2.1.

#### Norskehavet nord

Norskehavet nord er her definert som området nord for 65°30' N og sør for Troms III. Følgende oppgraderinger og nye installasjoner forventes frem mot 2030:

- Norne FPSO vil bli oppgradert i perioden
- Skarv FPSO vil være i produksjon med nye funn tilkoblet
- Aasta Hansteen vil være i produksjon og nye funn tilkobles plattformen
- Det er gjort funn i Nordland VI som har gitt grunnlag for en selvstendig utbygging med produksjonsstart i 2029 – 30. Dette forutsetter at en konsekvensutredning er gjennomført og Stortinget har vedtatt åpning av disse områdene.

### 5.2.2.

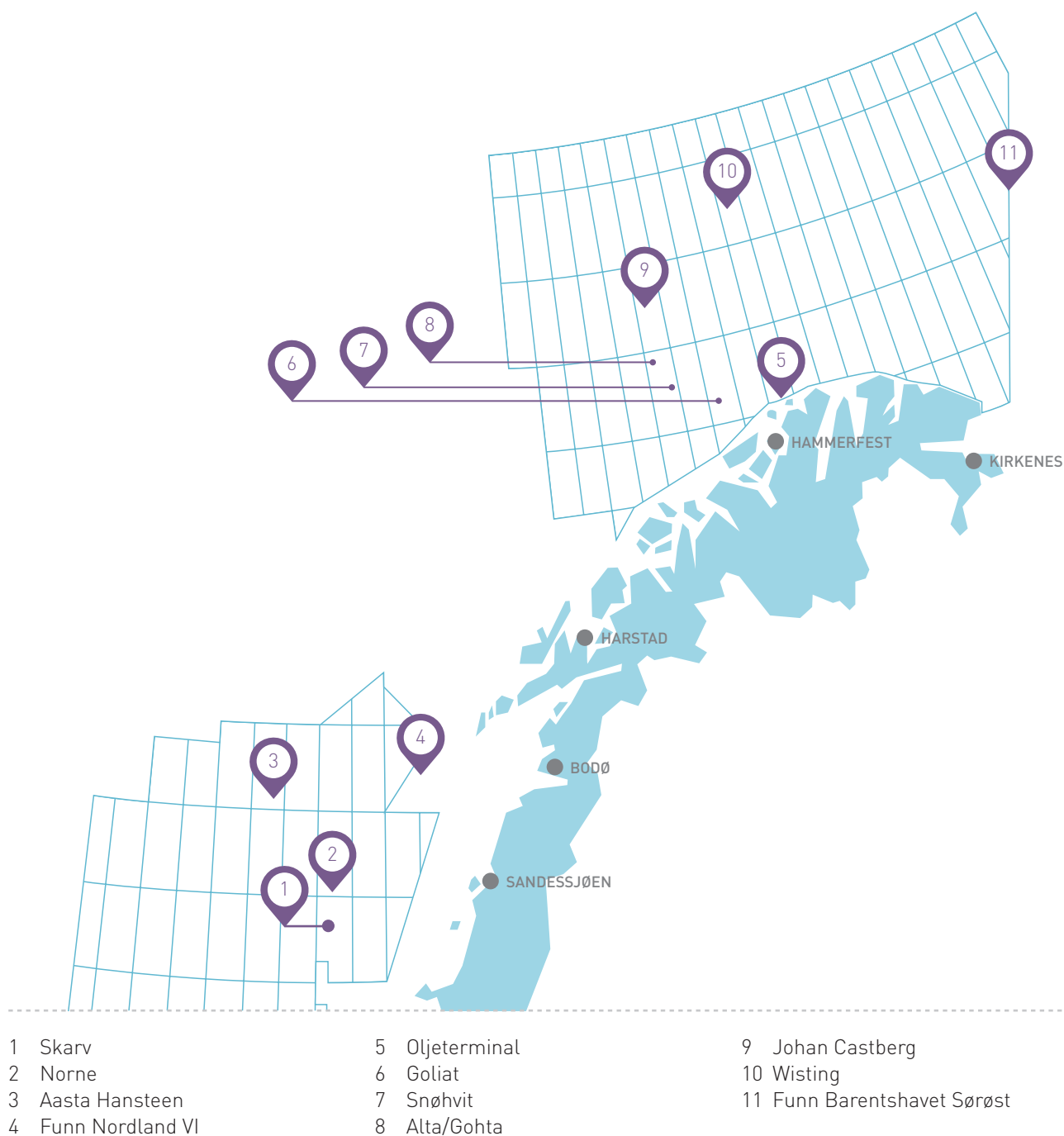
#### Barentshavet

Barentshavet sørøst er den regionen med størst usikkerhet både når det gjelder ressurser og sannsynlighet for funn i denne perioden. Interessen for 23. konsesjonsrunde viser imidlertid med tydelighet at selskapene har stor tro på dette området. Frem mot 2030 forventes det at:

- Goliat er fortsatt i produksjon med mulige nye funn koblet opp mot FPSOen
- Snøhvit LNG er i drift
- Johan Castberg blir bygget ut med bøyelast av olje til skytteltankere
- Alta/Gohta blir bygget ut med bøyelast av olje til skytteltankere
- Wisting blir bygget ut med bøyelast av olje til skytteltankere
- Det blir bygget ut en oljeterminal på Veidneset for omlasting fra skytteltankere til ordinære tankskip, for å mellomlagre olje fra Castberg, Alta/ Gotha,

Figur 5.2

Kartet viser hvor fremtidsbildet 2030 forventer oppgraderinger og utbygginger for nordnorsk sokkel  
(Kilde: Konkraft)



## 5.3.

**ET STORT LEVERANDØRMARKED FRAM TIL 2030**

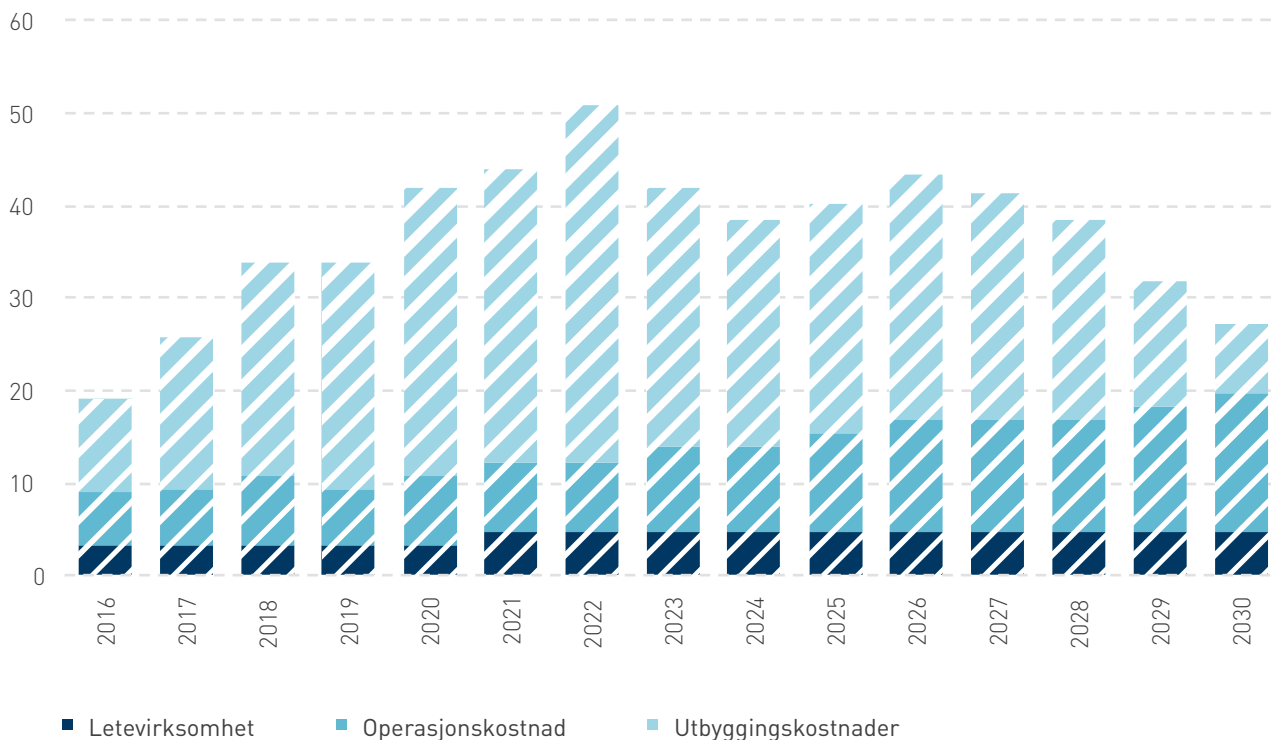
Basert på fremtidsbildene for nordnorsk sokkel vil det komme en betydelig aktivitetsvekst og økning i etterspørselen etter varer og tjenester regionalt og nasjonalt. Det framkommer i fremtidsbildet at man legger til grunn at de utbygde feltene Norne, Snøhvit, Skarv, Goliat og Aasta Hansteen fortsatt er i produksjon, videre at man lykkes i å realisere utbygginger på Alta/Gotha, Johan Castberg og Wisting slik operatørene gir uttrykk for.

Bildet baseres videre på at man har gjort funn, levert og fått godkjent plan for utbygging og drift (PUD) samt bygget ut et oljefelt i Barentshavet sørøst og et i Nordland VI. Tilgang på nytt leteareal, også gjennom TFO-runder, vil robustgjøre eksisterende felt og utbyggingene og er et viktig virkemiddel for å opprettholde aktivitet og realisere prosjekter.

Dette fremtidsbildet vil gi en samlet etterspørsel gjennom tidsperioden frem mot 2030 på 300-500 milliarder norske kroner. Dette betyr at nordnorsk sokkel vil øke i viktighet for både norske leverandørbedrifter generelt og nordnorske leverandører spesielt. Videre forventes det økte krav til kompetanse og en moderne infrastruktur.

**Figur 5.3.**

Årlige investeringer (utbyggingskostnader og letevirksomhet) og operasjonskostnader (i milliarder kroner) for nordnorsk sokkel frem mot 2030, basert på fremtidsbildet i kapittel 5.2. (Kilde: Petro Arctic)



## 5.4.

**FREMTIDIG GASSINFRASTRUKTUR PÅ NORDNORSK SOKKEL**

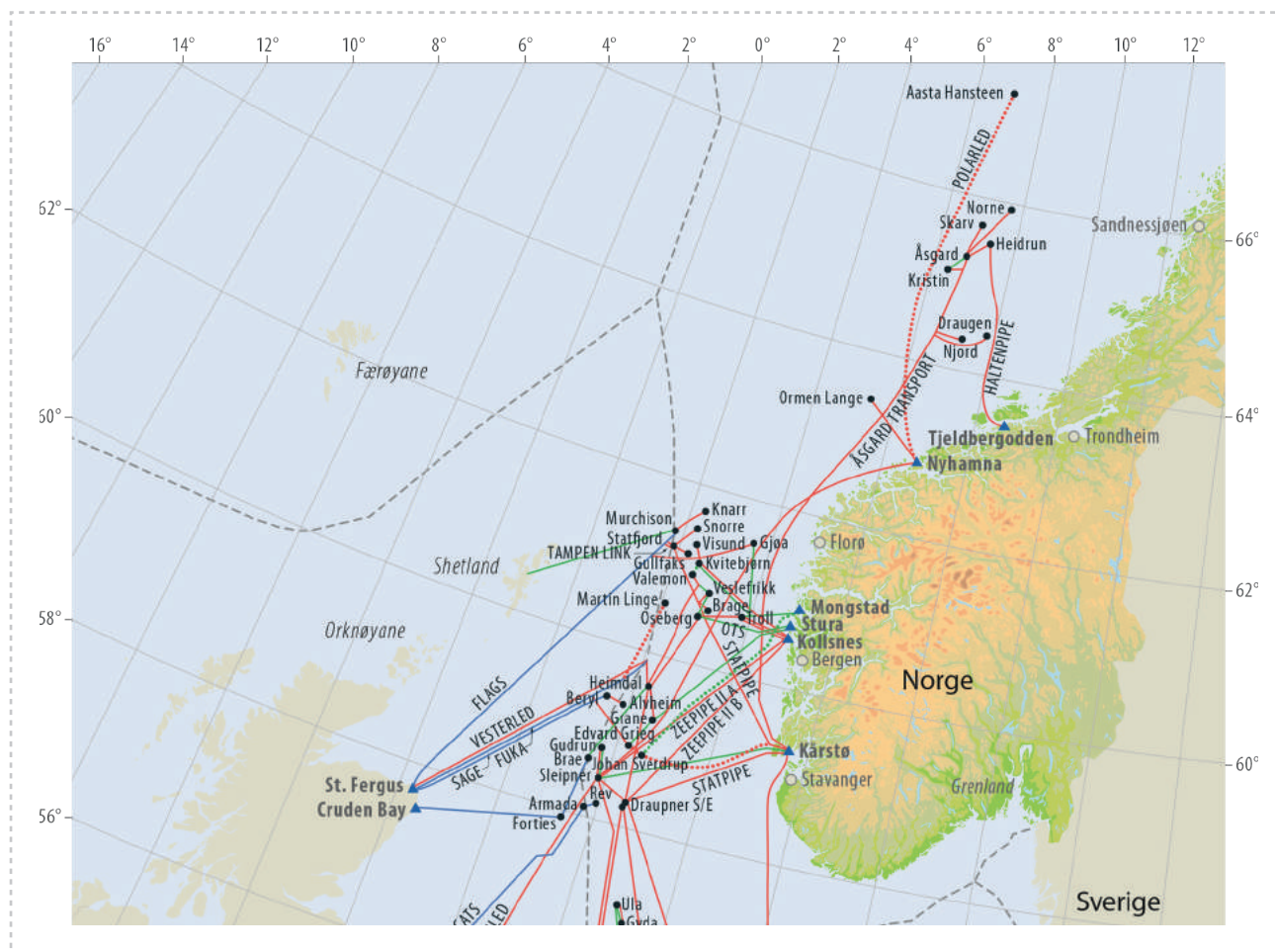
Historisk har transportløsninger for gass blitt definert av transportbehovet av gass fra funn og felt. Som fremtidsbildene viser vil aktiviteten øke betydelig i nord i tiden frem mot 2030, og store deler av de antatte uoppdagede ressursene forventes å ligge i nord (se kapittel 4.9). Siden de første store rørledningene ble lagt på 70-tallet, har det norske gasstransportsystemet utviklet seg i takt med at volumet og distribusjonen har økt. Det som opprinnelig var dedikerte gasstransportløsninger for enkeltfelt eller områder, har blitt et integrert system som betjener størstedelen av norsk sokkel. Det norske gasstransportsystemet består av rørledninger med en lengde på til sammen ca. 8 000 km. Dette tilsvarer avstanden fra Harstad til Houston.

Størstedelen av gassen som leveres til Europa går til Tyskland, Storbritannia, Belgia og Frankrike. I disse landene utgjør norsk gass mellom 20 og 40 prosent av det samlede forbruket. Energimengden i gassvolumet produsert i Norge tilsvarer omtrent ti ganger den samlede norske normalproduksjonen av vannkraft.

Infrastrukturen for gass på nordnorsk sokkel begynte i 2001 med en egen rørledning fra Norne til Åsgard og via Åsgard Transport System til Kårstø. I 2007 ble gassen fra Skarv tilkopledd Åsgard Transport System, og i 2017 blir Polarled koblet til Aasta Hansteen-feltet. I tillegg blir gassen fra Snøhvitfeltet transportert i rør fra feltet til Melkøya.

Figur 5.4

Bildet viser gassrørledninger på norsk kontinentalsokkel (Kilde: OD)



#### 5.4.1.

##### Fire ulike alternativer

Infrastrukturen har gradvis blitt videreutviklet i forbindelse med utbyggingen av nye felt. Dette har typisk vært felt med store mengder gass som har kunnet bære store investeringer i egne transportløsninger. Det koster mye å bygge transport- og prosesseringsanlegg for gass, og investeringene gir erfaringsmessig betydelige stor-driftsfordeler. Hvilken fremtidig infrastruktur for gass som vil komme i Norskehavet Nord og Barentshavet er direkte knyttet til tilgang på nytt areal og vil videre avhenge av antall gassfunn og størrelse på disse funnene, samordning mellom lisenser og finansieringsmodell. Oljeutbygginger kan også være avhengig av gasstransportløsning for assosiert gass da maksimal utnyttelse av gassen er avhengig av fleksibilitet med mulighet for direkte eksport av gassen.

Både rør og LNG er mulige gassinfrastrukturløsninger fra Barentshavet. De to løsningene har ulike karakteristikk. LNG vil gi fleksibilitet til å nå det globale gassmarkedet. Et nytt anlegg tilsvarende dagens anlegg på Melkøya forventes imidlertid ikke å gi tilstrekkelig kapasitet for de samlede volumforventningene de nærmeste årene. En rørløsning kan kostnadseffektivt dimensjoneres med større kapasitet for å håndtere volumforventningene samt eventuelle senere funn. En rørløsning vil på den annen side kun nå det europeiske gassmarkedet. Framtidig transportbehov og markedsutsikter vil på sikt legge grunnlag for valg av løsning. Hvilke transportløsninger om vil komme vil også avhenge av om løsningene er industridrevet eller samfunnsdrevet.

#### 5.4.1.1.

##### Trinnvis utbygging av rørløsning

Alternativet er basert på et gassfunn i Nordland VI, Nordland VII eller Troms II som er stort nok til å forlenge eksisterende rør fra Polarled. Dette alternativet forutsetter at disse områdene blir åpnet for olje- og gassaktivitet og at det påvises nok gass. Steg to innebærer at en gjør et tilsvarende gassfunn i Barentshavet som bærer en videre forlengelse av røret inn i Barentshavet.

#### 5.4.1.2.

##### «Gigant-funn» i Barentshavet – nytt Barentsrør

Et annet alternativ er et gassfunn i Barentshavet som er stort nok til å alene bære investeringer for en forlengelse av Polarled til Barentshavet. Størrelsen på gassfunnet avhenger av hvor i Barentshavet funnet ligger. Jo lenger

avstanden er til Aasta Hansteen jo større må gassvolumet være for å bære infrastrukturutviklingen.

#### 5.4.1.3.

##### Infrastruktur med nye finansieringsløsninger

Gassco har gjennomført et arbeid i samarbeid med Oljedirektoratet, Norsk olje og gass samt Statnett som viser at eksisterende felt og funn ikke gir tilstrekkelig basis for ny gassinfrastruktur i Barentshavet. Det må påvises ytterligere ressurser. Det er planlagt betydelig leteaktivitet de nærmeste årene og det er grunn til å tro at dette vil resultere i nye funn som kan gi grunnlag for en ny gassinfrastrukturløsning fra Barentshavet. Ny gasstransportløsning kan gi betydelig verdiskaping og store ringvirkninger for samfunnet. Det vil imidlertid være krevende å få besluttet ny gassinfrastruktur utelukkende basert på felteiernes beslutninger og bedriftsøkonomi.

For å realisere gassinfrastruktur vil det trolig være nødvendig med bidrag fra staten slik tilfellet var med Snøhvit. Resultatene fra Gassco sitt arbeid viser at det vil være betydelig verdi for samfunnet med ny gassinfrastruktur, mens det foreløpig har vært krevende ut ifra bedriftsøkonomiske beslutningskriterier.

#### 5.4.1.4.

##### Økt LNG-kapasitet

Felt i drift med påviste tilleggsressurser vil kreve full utnyttelse av LNG-anlegget på Melkøya fram til midten av 2040-tallet. Volum fra nye kjente funn i Barentshavet mangler dermed transportløsning som følge av kapasitetsbegrensningen på Melkøya. Forventede nye funn de nærmeste årene vil forsterke behovet for en transportløsning. Fremtidig løsning kan være økt LNG-kapasitet på Melkøya, eventuelt bygge ut nytt LNG-anlegg i Øst-Finnmark. Et offshore LNG-anlegg kan også være en løsning.

#### 5.5.

##### Alternativer for eksport av olje fra Barentshavet

For at oljen fra Barentshavet skal bli raffinert, må den fraktes til steder med et oljeraffineri. I Norge har vi to raffinerier; Mongstad utenfor Bergen og Slagentangen utenfor Tønsberg. Disse to raffineriene har ikke stor nok kapasitet for å håndtere oljeproduksjonen på norsk sokkel, derfor selges oljen til andre europeiske eller amerikanske raffinerier. Ulike raffinerier er dessuten konfigurert for ulike råoljekvaliteter. Generelt er oljen fra norsk sokkel

høyt priset fordi den er enkel å raffinere og har lovt innhold av svovel og metaller.

For å nå markedet blir oljen fraktet med råoljetankere. Disse fartøyene må minst være dimensjonert for å nå raffineriene i nordvest-Europa for å sikre en tilstrekkelig mottakskapasitet. Den lange distansen fra Barentshavet til raffineriindustrien favoriserer frakt med store tankbåter.

Detaljerte studier av værforholdene i produksjonsområdet avgjør behovsnivå for «vinterisering» av tankere i Barentshavet. Typiske kriterier for vurdering er sannsynligheten for havis og nivået og hyppigheten av sjøsprøyt som iser på skipene. Evaluering av nåværende felt undre utvikling i Barentshavet har konkludert med at offshore lasting av olje er gjennomførbart, men «vinterisering» av skytteltankere er nødvendig for å ivareta tilstrekkelig regularitet under omlastingen. De tradisjonelle tankerne i Nordsjøen er ikke «vinteriserte» og det er derfor forventet et behov for en dedikert flåte av skip egnet for Barentshavet.

De alternative løsningene for lagring og eksport av olje fra produserende felt er:

1. FPSO eller en plattform med kapasitet for lagring og omlasting til en skytteltanker. Her vil en dimensjonere antallet «vinteriserte» tankbåter til å transportere oljen direkte til raffineriindustrien.
2. Produksjonsinnretning med kapasitet for lagring og omlasting til skytteltankere. Dimensjonert antall «vinteriserte» tankere for å frakte oljen til en omlastnings-terminal på land. Her vil en bruke konvensjonelle tankere til raffineriene.
3. Produksjonsinnretning med transport i rør til land for lagring og omlasting av olje.

Barentshavet har et havdyp hvor flytene produksjonsinnretninger med lagringskapasitet, som oftest er den økonomisk foretrukne utbygningsløsningen. I tillegg er det lange avstander mellom feltene og kystlinjen, noe som medfører høye kostnader for å utvikle oljerørløsninger.

#### 5.5.1.

#### Oljeinfrastrukturprosjektet for Barentshavet

I februar 2015 ble operatørene av eksisterende funn i den norske delen av Barentshavet (Statoil, Eni, Lundin Norway og OMV) enige om å se på mulighetene for en felles omlastingsterminal av olje for eksport. Målet med dette felles prosjektet er en kostnadseffektiv omlasting av olje fra et «vinterisert» fartøy til et tradisjonelt fartøy.

De potensielle fordelene med en slik omlastning er lavere fraktkostnader og en mer fleksibel markedsføring av produksjon fra området.

Dette prosjektet kan bli sett som en analog til systemer for råolje eksport øst for Newfoundland, Canada. I dette systemet blir produksjon fra alle felt sendt med båter til en felles omlastingsterminal ved Whiffen Head, deleid av opprinnelige redere og en uavhengig terminaloperatør.

Nøkkelfaktoren for at et slikt terminalprosjekt skal lykkes er lave kostnader og en høy gjennomstrømning for å kunne tilby konkurransedyktige kostnader for omlastingsservice. En samordnet anstrengelse mellom ulike produksjonslisenser er nødvendig.

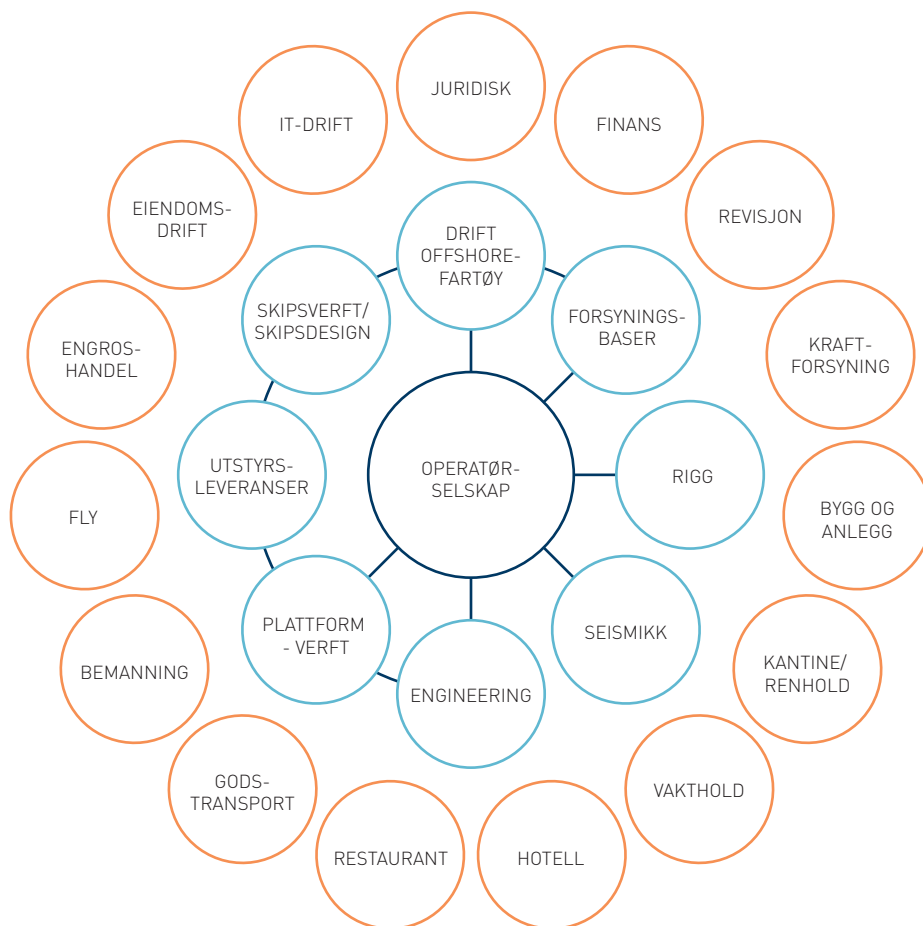
## 6. Ringvirkninger av olje- og gassnæringen i Nord-Norge

Letevirksomheten, utbygging og drift av olje- og gassfelt innebærer stor etterspørsel etter varer og tjenester. Dette kommer først og fremst fra bedrifter som leverer direkte til operatørselskapene, som offshoreverft, skipsverft, forsyningsbaser og drift av offshorefartøy. I tillegg vil det

være en rekke indirekte ringvirkninger fra underleverandører og tjenesteproduserende selskaper innenfor en rekke næringer, som for eksempel reiseliv, transport, bygg- og anlegg og finans (se figur 6.1).

Figur 6.1.

Virksomheter definert som direkte petroleumrelatert aktivitet (mørke- og lyseblå sirkler) og indirekte petroleumrelaterte aktiviteter (oransje sirkler) (Kilde: Rapport IRIS – 2015/031)



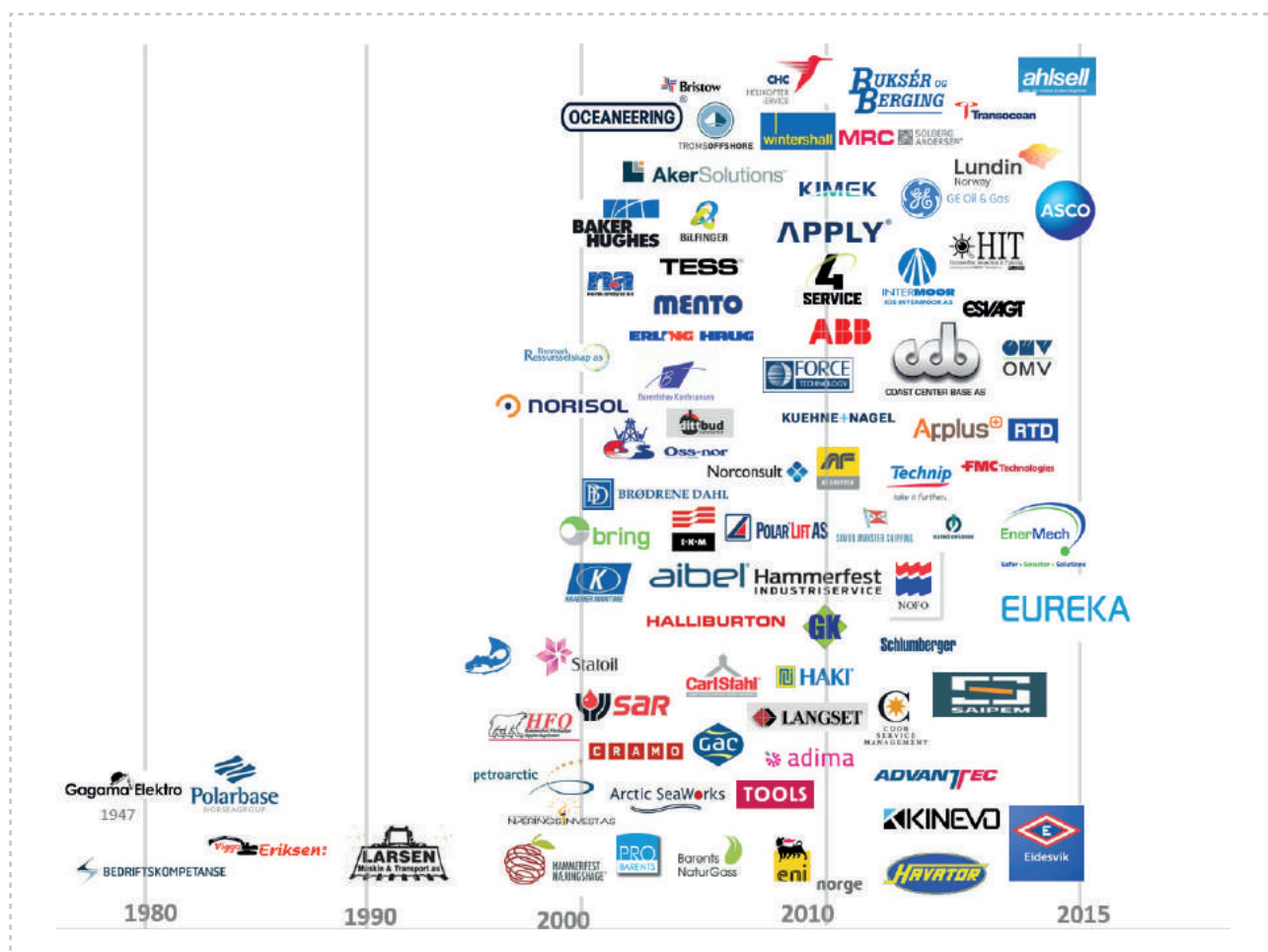
Olje- og gassaktiviteten på nordnorsk sokkel har gitt ringvirkninger utover næringen selv, både gjennom leteaktiviteten, utbygginger og drift av feltene. Flere av de nordnorske bedriftene som i dag leverer varer og tjenester til olje- og gassnæringen gjør det både lokalt, nasjonalt og internasjonalt.

Denne rapporten har ingen ny ringvirkningsanalyse for Nord-Norge<sup>1</sup>, men presenterer de nasjonale inntektene fra nordnorsk sokkel, ringvirkninger som følge av utbyggingssjekter og en presentasjon av olje- og gassnæringen i de tre nordligste fylkene. I tillegg beskrives hvordan olje- og gassnæringen har bidratt til kompetanseheving og innovasjon i nordnorske bedrifter.

<sup>1</sup> Det bør vurderes om man skulle foreta en slik helhetlig analyse, for eksempel for å skaffe mer kunnskap i forbindelse med konsekvensutredninger av nye områder. Et eksempel på en analyse er rapporten som Agenda Kaupang produserte i 2010 om de samfunnsmessige ringvirkninger ulike utbyggingsscenarier i Nordland VI og VII kan gi. For en fagøkonomisk ringvirkningsanalyse av olje- og gassvirksomheten i Norge, se rapporten fra Statistisk Sentralbyrå «Ringvirkninger av petroleumsnæringen i norsk økonomi». Samfunnsmessige virkninger av petroleumsvirksomhet på Nordland 6 og 7. Agenda Kaupang 2010. Ringvirkninger av petroleumsnæringen i norsk økonomi, SSB 2015/08

Figur 6.2.

Figuren viser utvikling av leverandørklyngen i Hammerfest (Kilde: Pro Barents)



## 6.1.

## STORE VERDIER FRA NORDNORSK SOKKEL

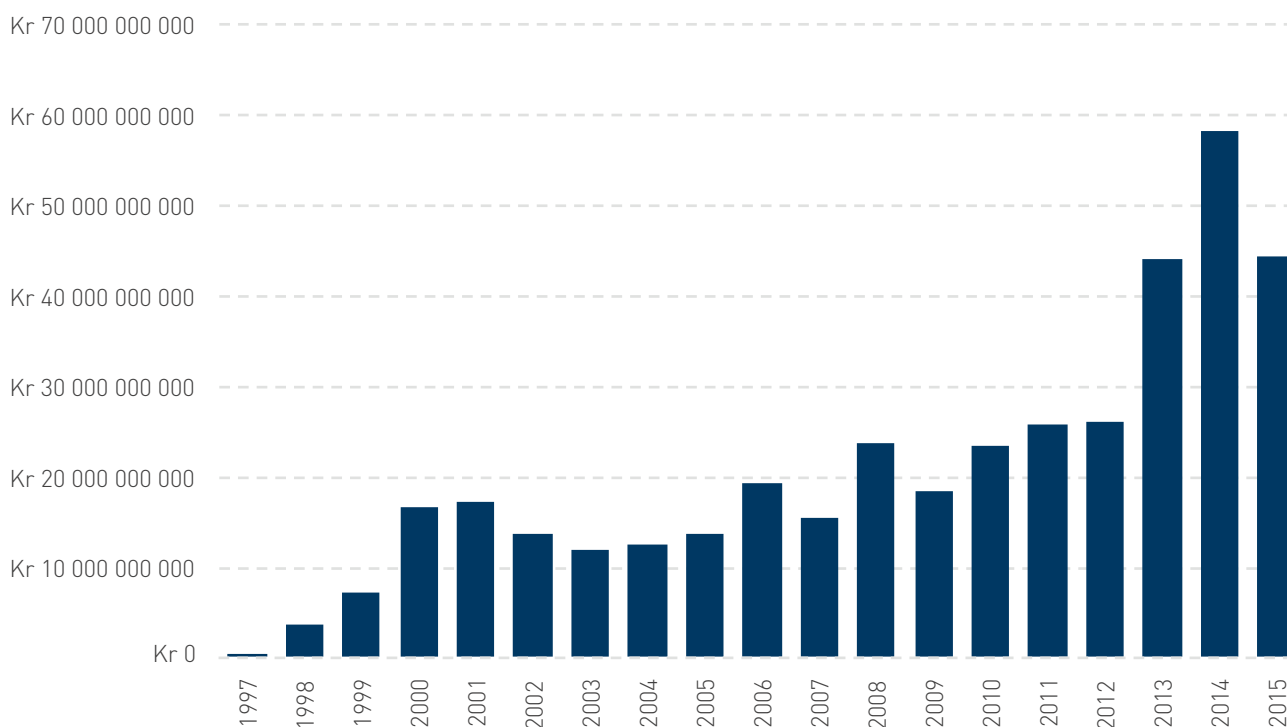
Olje- og gassnæringen gir betydelige offentlige inntekter. Nasjonalt gjennom statens inntekter av salg av olje og gass og selskapsskatt, mens lokalt gir næringen inntekter gjennom eiendomsskatt og personbeskatning. Hammerfest står i en særstilling i Nord-Norge i dag med eiendomsskatten fra Melkøya-anlegget.

De direkte inntektene fra salg av olje og gass i Nord-Norge startet da Nornefeltet kom i produksjon i 1997. Totalt har man siden 1997 produsert olje og gass for over 396 milliarder kroner i eksportverdi. I 2015 produserte Norne, Skarv og Snøhvit olje og gass for 44 milliarder kroner i eksportverdi, ned fra 58 milliarder kroner i 2014. Den samlede eksporten fra den tradisjonelle industrien i de tre nordligste fylkene var på 36 milliarder kroner i 2014 og 43 milliarder kroner i 2015<sup>2</sup>. Eksportleveransene spenner fra mange bransjer, alt fra metaller til sjømat.

2 Index Nordland, årgang 2015 og 2016, [www.indexnordland.no](http://www.indexnordland.no)

Figur 6.3.

Samlet salgsverdi av olje, gass og kondensat på nordnorsk sokkel 1997 – 2015 i løpende kroner (Kilde: KonKraft)



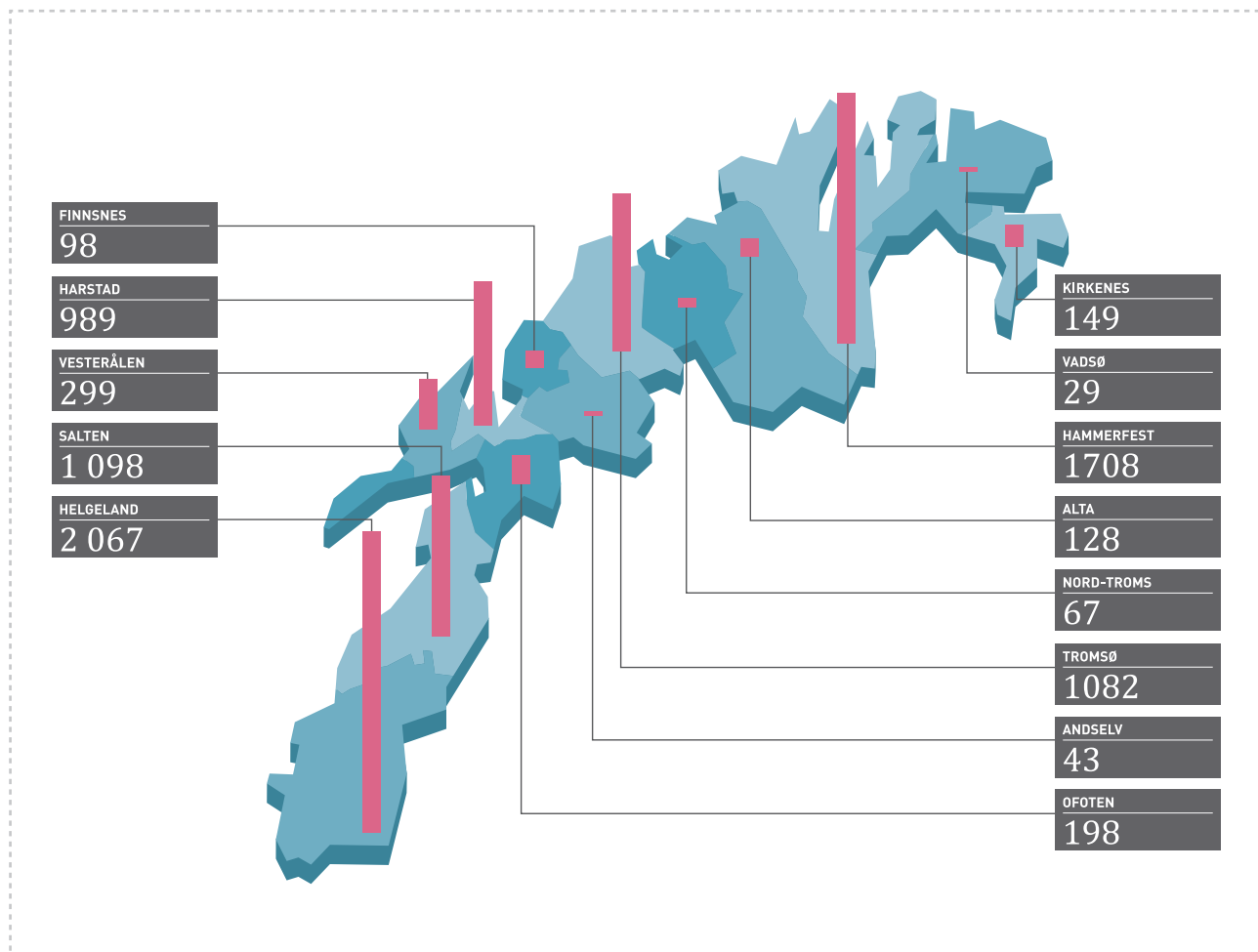
## 6.2.

## PETROLEUMSNÆRINGEN I NORD-NORGE

Utviklingen av petroleumsnæringen i Nord-Norge kan sies å ha begynt med Statoil sin etablering av kontor i Harstad i 1976. I tiden etter har utviklingen vært knyttet til leting i Norskehavet og Barentshavet og utbygging av olje- og gassfelt på sokkelen, hvor først Norne ble viktig for Helgeland, og senere Snøhvit-utbyggingen for Hammerfest.

Figur 6.4.

Kartet viser antall personer som er direkte og indirekte sysselsatt i olje- og gassrelatert virksomhet, fordelt på regioner i 2014 (Kilde: Rapport IRIS – 2015/031)



Forskningssenteret IRIS har gjennom rapporten *Industribyggerne* kartlagt antall ansatte i norske petroleumsrelaterte virksomheter<sup>3</sup>. Datainnsamlingen skjedde gjennom innhenting av tall fra offentlige registre, samt en regionsvis kvalitetssikring. Det har vært endringer i flere av bedriftene etter datainnsamlingen, men rapporten gir fortsatt et godt bilde på det enkelte fylkes og regions særpreg i den nordnorske petroleumsklyngen.

Levertrappen<sup>4</sup> som produseres av Kunnskapsparken i Bodø viser at det i 2014 ble satt historisk omsetningsrekord for nordnorsk leverandørindustri. De totale leveransene var på i alt 5,6 milliarder kroner, noe som var en vekst på hele 19,9 prosent fra 2013. Finnmark var det fylket som hadde størst vekst med 24 prosent, mens veksten fra 2013 til 2014 var på henholdsvis 21 og 10 prosent for Nordland og Troms. Hammerfestregionen er fortsatt tyngdepunktet for leverandørindustrien i landsdelen. I 2014 var det leveranser til LNG-anlegget på Melkøya og forberedelser til oljeproduksjon på Goliatfeltet som ga den største aktivitetsveksten i regionen. Saltenregionen er den nest største målt i omsetning

og aktiviteten i Mo i Rana tiltok i 2014. Aktiviteten på Helgeland ga leveranser på i alt 1,6 milliarder kroner, først og fremst tjenesteleveranser til produksjonsskipene Norne og Skarv og utstyrsleveranser til Aasta Hansteen og Polarled. I Troms er i det store og hele all petroleumsaktivitet samlet i Tromsø og Harstad<sup>5</sup>. Leverandørindustrien i Troms er preget av tjenesteleveranser samt maritim virksomhet. På bakgrunn av situasjonen i olje- og gassmarkedet ved tidspunktet for intervju av bedriftene sommeren 2015 forventet bedriftene en nedgang i totale leveranser til 4,9 milliarder kroner i 2015.

3 «Industribyggerne 2015» - Rapport IRIS 2015/031

4 Levertrappen gir utelukkende informasjon om de direkte leveransene og er ikke en ringvirkningsrapport. Datainnsamling foregår ved telefonintervju med bedriftene.

5 Levertrappen 2014, Kunnskapsparken Bodø 2015

## HAMMERFEST - INDIREKTE RINGVIRKNINGER FRA OLJE- OG GASSNÆRINGEN

Petroleumsnæringen i Nord-Norge har bidratt til indirekte ringvirkninger på områder som er helt avgjørende for et velfungerende samfunn. Ingen annen næring har en slik effekt på å modernisere og å oppruste lokalsamfunn og hele regioner.

Hammerfest er et slikt eksempel. Pessimisme har blitt snudd til optimisme. Befolkningsvekst og en demografi preget av yngre mennesker. Her er barnehager, grunnskoler, videregående opplæring blitt opprustet gjennom nye bygg og i kvalitet på utstyr og innhold. Hele regionen har fått betydelig forbedrede veier, havner og annen infrastruktur, samt at ny flyplass er prioritert.

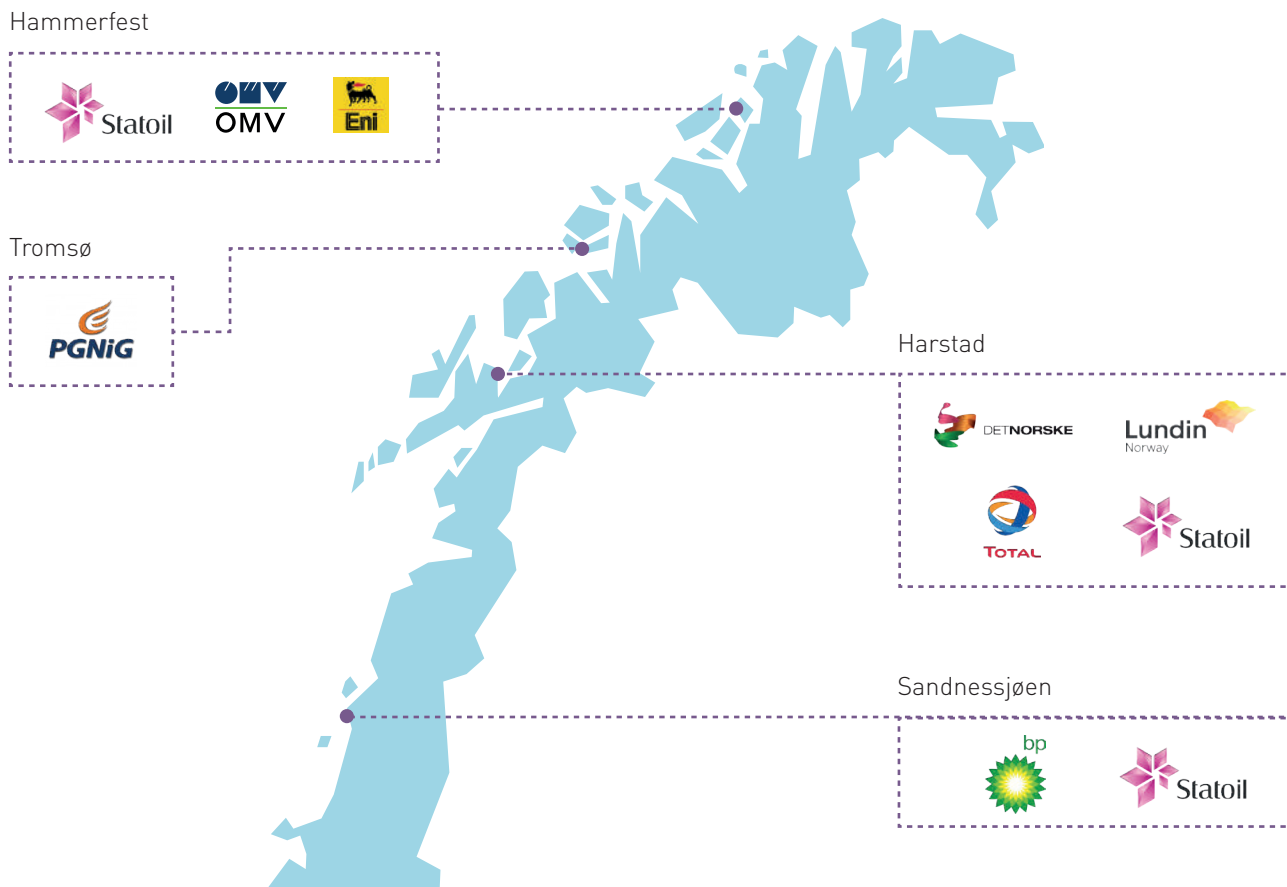
Innenfor helse er akuttberedskap styrket, og Hammerfest sykehus rustes for fremtiden som et regionalt sykehus. Olje- og gassaktiviteten i nord har gitt startskuddet for en helt ny infrastruktur på hovedstrømmettet, og i disse dager bygger Statnett ny hovedlinje for strøm i Nord-Norge, som sammen hele landsdelen til gode.

Kultur og idrett er viktige pilarer i alle lokalsamfunn i hele Norge, også på dette området har Hammerfest opplevd en positiv utvikling. Nytt kulturhus, gymsaler og betydelig bidrag til frivilligheten og dugnadsånden.

Figur 6.5.

## Oversikt over operatørselskaper som har etablert kontor i Nord-Norge (Kilde: KonKraft)

Følgende oljeselskap har etablert kontorer i landsdelen: Statoil (Harstad, Hammerfest og Sandnessjøen. Harstad er blant annet lokasjon for selskapets Driftsområde Nord som drifter Norne, Snøhvit og Aasta Hansteen), ENI (Hammerfest med driftsorganisasjon for Goliat), OMV (Hammerfest), PGNiG (Tromsø), Det Norske (Harstad), Total (Harstad), Lundin (Harstad), og BP (Sandnessjøen).



### 6.2.1.

#### Olje- og gassnæringen i Nordland

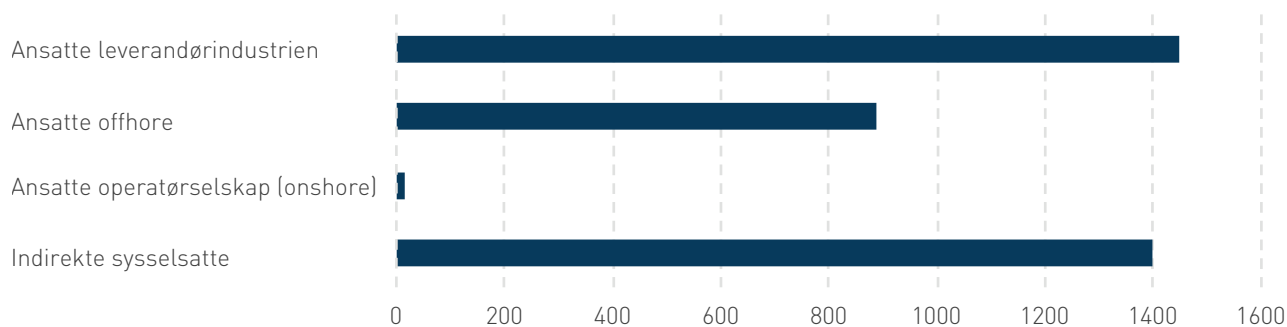
Leverandørindustrien i Nordland har eksistert siden slutten av 70-tallet, hvor Bodø Mekaniske Verksted fikk oppdrag som omfattet bygging av tre stålmoduler til Statfjord A-plattformen. Til denne plattformen hadde også NordOffshore i Sandnessjøen leveranser. I dag er Nordland det fylket i Nord-Norge som har flest antall direkte eller indirekte sysselsatte innenfor olje- og gassrelatert virksomhet med rundt 3 700 sysselsatte. Nærmere 3, 5 prosent av alle sysselsatte i fylket er tilknyttet olje- og gassnæringen.

Av leverandørindustriens leveranser til olje- og gassnæringen målt i omsetning er 31,6 prosent eksportrettet. Bodø er Nordlands største region målt i omsetning i leverandørindustrien med en totalomsetningen på 885 millioner kroner i 2014 hvorav 56 prosent eksport. Dette gjør at Bodø-regionen stod for halvparten av eksporten fra leverandørindustrien i Nord-Norge, og 67 prosent av eksporten fra Nordland.

Leverandørindustrien i Mo i Rana-regionen doblet sin petroleumsrelaterte omsetning fra 397 millioner kroner i 2013 til 808 millioner kroner i 2014. Sandnessjøen-regionen var i stor grad preget av aktiviteten på og rundt basene som forsyner Norne- og Skarv-skipet utenfor Helgelandskysten, samt boreaktiviteten i Norskehavet nord. I Brønnøysund-regionen opplevde leverandørene en vekst i sine leveranser på i overkant av 17 prosent fra 2013 til 2014.

Figur 6.6.

Antall ansatte innenfor leverandørindustrien, offshore, operatørselskap onshore og indirekte sysselsatte i Nordland i 2014 (Kilde: Rapport IRIS – 2015/031)



## INTERVJU

## STORE RINGVIRKNINGER I SANDNESSJØEN

Mye ville vært annerledes i Sandnessjøen om ikke Norne hadde dukket opp ute i horisonten i 1997 og ikke minst Skarv i 2006 som senere etablerte sin base og egen driftsenhet i Sandnessjøen.

- Byen og distriktet rundt er neppe til å kjenne igjen. Mye positivt har skjedd, men akkurat nå er vi litt mellomfornøyde, sier ordfører Bård Anders Langø (Ap).

Ringvirkningene av oljefeltet er mange. Sandnessjøen vokser som base for de ulike aktivitetene, og kommunen har økt sin innsats parallelt med privat næringsliv. Både Scandic og Clarion har investert i nye hoteller. Kommunen har bygd kaier for 350 millioner kroner, med tilhørende landareal. Flyplassen er bygd ut og kan ta ned litt større fly enn tidligere, og boligbyggingen har økt merkbart. Kommunen har også investert i et Kulturbad, med kino, svømme-hall, bibliotek og mye annet som vil skape bolyst og hygge.

- Mange leverandører og annen næring bygger seg opp, og gjør seg klare til videre utbygging av Skarv og Aasta Hansteen. Aktiviteten gjør at voksne ungdommer flytter hjem, her er det bruk for dem og her kan vi tilby et godt lokalsamfunn, sier ordføreren.

Men han ønsker og krever mer forutsigbarhet fra petroleumsindustrien. På halvannet år er ca. 150 arbeidsplasser forsvunnet, samtidig har kommunen tatt risiko med store investeringer i offentlig infrastruktur.

- Det meste vil skje her nord. De som satser nordover må ha rygg og pågangsmot til å tørre holde ut også i korte nedgangstider, sier Alstahaug-ordføreren.



Bård Anders Langø,  
ordfører i Alstahaug (Ap)  
(Foto: Alstadhaug Kommune)

«Byen og distriktet rundt er neppe til å kjenne igjen. Mye positivt har skjedd, men akkurat nå er vi litt mellomfornøyde.»

Bård Anders Langø

### 6.2.2.

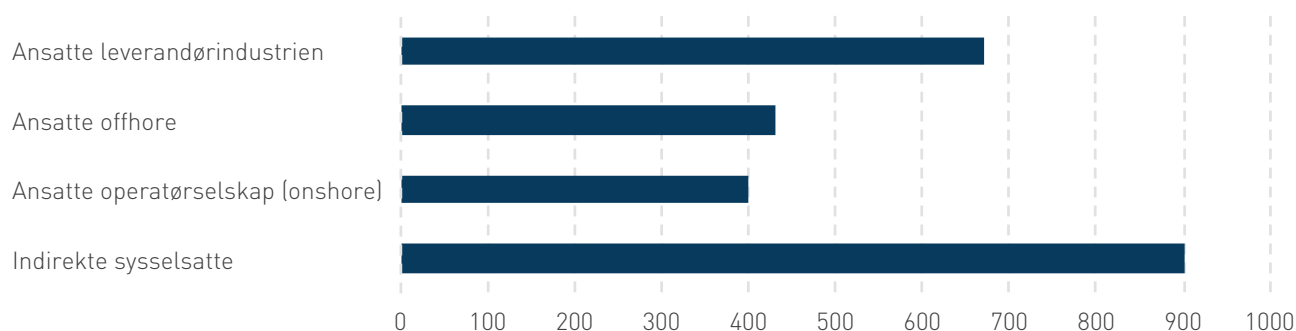
#### Olje- og gassnæringen i Troms

Petroleumshistorien for Troms starter tidlig på 1970-tallet, hvor de to grupperingene Nocofisk AS & Co og Det nordnorske Oljeselskap Bankoil AS i Tromsø organiserte seg etter den økende letevirkksomheten på sokkelen nord for 62. breddegrad. Statoil etablerte seg i Harstad i 1976 med seks personer, det første kontoret utenfor Stavanger. I 2014 var rundt 2400 personer ansatt i petroleumrelatert virksomhet i Troms. Dette tilsvarer nesten 3 prosent av alle bosatte sysselsatte i fylket. Eksportandelen fra leverandørindustrien i Troms var på omtrent 10 prosent i 2014.

Operatørselskap er den største delen av petroleumsnæringen i Troms, og over 90 prosent av disse er tilknyttet Statoils virksomhet i Harstad. 2014 ble det levert varer og tjenester for 883 millioner kroner fra leverandørindustrien i Troms. Men utviklingen i fylkets petroleumregioner er svært ulik. Leverandørindustrien i region Tromsø har hatt en formidabel vekst de senere årene. Fra leveranser på 200-millionernivået i 2010, 300-millioner i 2011, og til 2014-nivået på 661 millioner kroner. Leverandørindustrien i Harstad hadde totalt leveranser for 181 millioner kroner i 2014

Figur 6.7.

Antall ansatte innenfor leverandørindustrien, offshore, operatørselskap onshore og indirekte sysselsatte i Troms i 2014 (Kilde: Rapport IRIS – 2015/031)



## INTERVJU



Marianne Bremnes,  
ordfører i Harstad (Ap)  
(Foto: Harstad kommune)

«Utviklingen i byen  
ville gått saktere om  
oljeindustrien ikke  
hadde etablert seg  
her.»

Marianne Bremnes

## 40 ÅR SOM OLJEBY

Harstad satser på tett dialog med olje- og leverandørindustrien for å befeste rollen som Nord-Norges olje-hovedstad. Nord-Norges tredje største by markerer i år 40 år som oljebym.

Statoil etablerte kontor i Harstad i 1976, og har derfra styrt mye av sin aktivitet i landsdelen. Selskapet har virket som en magnet på andre, og nå er fire operatørselskap på plass. I tillegg til konsulenter, leverandører, verksteder og annen oljerelatert virksomhet. Kommende utbygginger av olje og gass og stor interesse for 23. konsesjonsrunde forventer å skape enda mer aktivitet i Harstad.

- Utviklingen i byen ville gått saktere om oljeindustrien ikke hadde etablert seg her, sier ordfører Marianne Bremnes (Ap) som gir «oljen» æren for en hyggelig befolkningsvekst.

Harstad hadde fra før en sterk skipsindustri, samt en solid leverandør-næring. Disse har omstilt seg raskt, og retter seg mot de nye næringene med fine resultat.

- Som kommune tilrettelegger vi for videre vekst, blant annet med næringsarealer. Universitetets campus her tilbyr forkurs til ingeniørstudiet, og videregående skole har blant annet brønnteknologi på timeplanen, sier ordføreren.

Om hun skulle ønske seg noe, så var det mindre hemmelighold.

- Statoil burde være mer tydelig om sine planer. Vi kunne tilrettelagt mer, og blant annet kanskje hjulpet til med å få på plass aktivitet utenfor Lofoten og Vesterålen, sier ordfører Marianne Bremnes.

### 6.2.3.

#### Olje- og gassnæringen i Finnmark

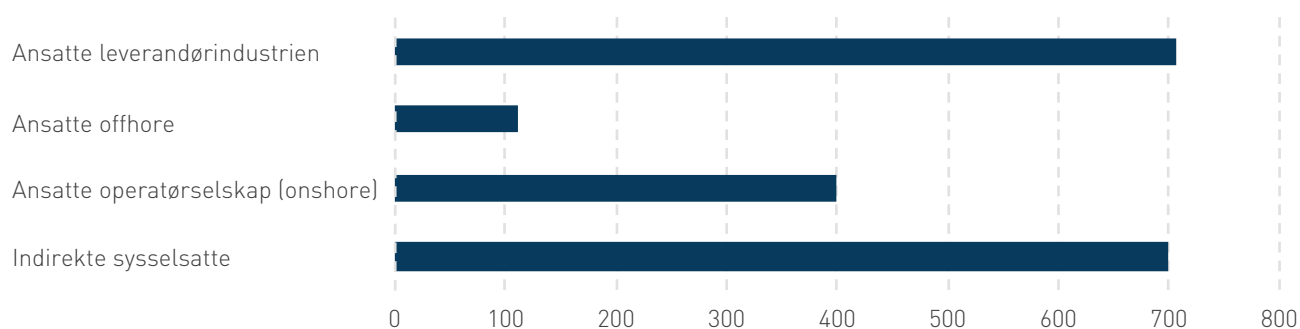
Oljeeventyret i Finnmark startet i 1980, da boreriggen Treasure Seeker begynte boringen utenfor Vest-Finnmark med Norsk Hydro som operatør. I 1981 ble gassfeltet Askeladden funnet, som sammen med Albatross og Snøhvit utgjør Snøhvit-området. Selve Snøhvitfeltet ble funnet i 1984. I 2014 tilsvarte antall ansatte i petroleumsrelatert virksomhet i Finnmark rundt 5 prosent av alle bosatte sysselsatte i fylket. Dette er høyest i Nord-Norge.

Petroleumsnæringen har stor betydning for Finnmarkssamfunnet, og ringvirkningene har vært spesielt synlige i Hammerfest. Rundt 1700 personer er direkte eller indirekte ansatt innenfor olje- og gassnæringen. Størst er leverandørindustrien, deretter kommer ansatte i operatørselskap. Disse er tilknyttet Statoil og ENI i Hammerfest.

Leverandørindustrien i Finnmark, med Hammerfest-regionen i spissen, hadde i 2014 leveranser for 1,95 milliarder kroner. Veksten fra 2013 til 2014 var på 23,8 prosent, eller 374 millioner kroner. Veksten kan sees i sammenheng med en større revisjonsstans på Melkøya, samt forberedelser til Goliatplattformens ankomst til Hammerfest og Barentshavet. Alta-regionen hadde leveranser for 31 millioner kroner i 2014.

Figur 6.8.

Antall ansatte innenfor leverandørindustrien, offshore, operatørselskap onshore og indirekte sysselsatte i Troms i 2014 (Kilde: Rapport IRIS – 2015/031)



## INTERVJU

## - ER TAKKNEMLIG

1250 nye arbeidsplasser og 190 millioner kroner i årlig eiendomsskatt fra Snøhvit har gitt Hammerfest en vekst ingen kunne drømme om. ENI sin etablering i Hammerfest og oppstarten av Goliat gir nye vekstimpulser.

- Som ordfører er jeg absolutt takknemlig for de ringvirkninger Statoil og ENI sin satsing her skaper, sier Alf E. Jakobsen (Ap). Nå jobber han for at også andre kommuner skal få god effekter av fremtidige funn.

Jakobsen legger ikke skjul på at uten Snøhvit ville verdens nordligste by i dag vært sliten, både innen det offentlige og private. Folketallet ville vært sterkt redusert og kommunen hatt store økonomiske problemer.

Nå skinner det av den nye hovedgata gjennom byen. Nytt omsorgssenter er bygd i sentrum, et nytt kulturhus skaper bolyst og kommunens skoler er rustet opp for en halv milliard. Og en gulrot få andre har; I Hammerfest får man barnehageplass straks. Og det er nødvendig, siden folketallet har økt med ca. 1500 unge siden LNG-anlegget ble bygd.

Snøhvit-utbyggingen kom i etterkant av kraftig nedbemanning og tilslutt nedlegging av hjørnesteinsbedriften Findus. Fiskeri og oppdrett er fortsatt viktige næringer i kommunen som det satses på, men ordføreren påpeker at petroleum betyr mest økonomisk.

- Med dagens kjente funn er her ressurser for produksjon til etter 2050. Det vil bli gjort flere funn, og selv om petroleum ikke er fornybar så kan vi se langt inn i en positiv fremtid.

- Vi har hatt flott samarbeid og kommunikasjon med Statoil. Det håper vi skjer også med andre, og at for eksempel Nordkapp blir hørt i sitt krav om mest mulig ringvirkninger av Johan Castberg på land, sier Alf E. Jakobsen.



Alf E. Jakobsen,  
ordfører i Hammerfest (Ap)  
(Foto: Finnmark  
fylkeskommune)

«Som ordfører er jeg absolutt takknemlig for de ringvirkninger Statoil og ENI sin satsing her skaper.»

Alf E. Jakobsen

## 6.3.

**RINGVIRKNINGER AV FELTUTBYGGINGER I NORD-NORGE**

Norne-feltet ble funnet i det området tildelt gjennom den 10. konsesjonsrunden i 1986. Feltet ble funnet av operatøren Statoil i 1992 i blokk 6508/1. Stortinget fattet beslutning om utbygging og drift av feltet 9. mars 1995, og 6. november 1997 ble feltet satt i produksjon fra Norne-skipet. Norne-feltet ble den første utbyggingen på nordnorsk sokkel, og har hatt stor betydning for utviklingen av Sandnessjøen og Helgeland og etableringen av Statoils kontor i Harstad.

Det er produsert olje og gass fra totalt 100 felt på norsk sokkel siden produksjonen startet i 1971. Ved årsskiftet 2015/2016 var det 82 felt i produksjon: 65 felt i Nordsjøen, 16 i Norskehavet og ett i Barentshavet. I dag er det fire feltsenter som er bygget ut på nordnorsk sokkel. Disse har gitt grunnlagt for utviklingen av olje- og gassnæringen i nord siden 1990-tallet.

**Figur 6.9**

Kartet viser de fire feltutbyggingene på nordnorsk sokkel med år for produksjonsstart (Kilde: Konkraft)



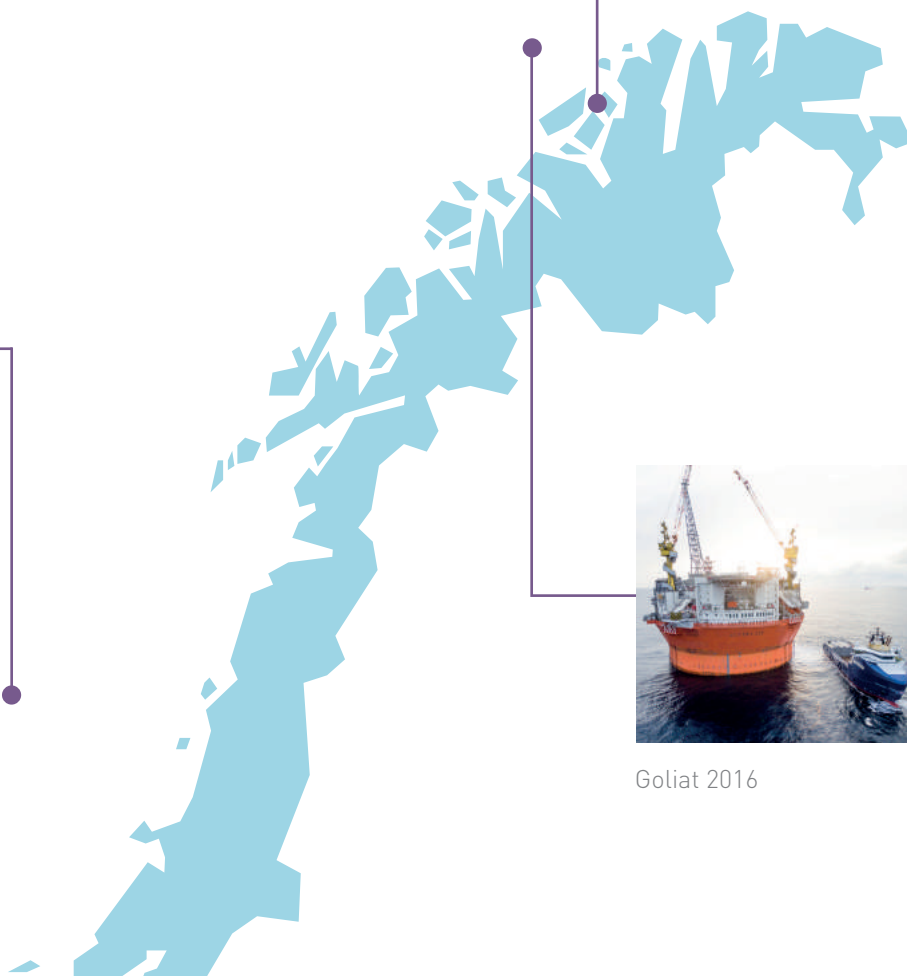
Snøhvit 2007



Norne 1997



Skarv 2012



Goliat 2016

### 6.3.1.

#### Ringvirkningsanalyser av feltutbygginger

Siden Snøhvit-utbyggingen har det blitt gjennomført ringvirkningsanalyser av feltutbygginger på nordnorsk sokkel.

Ringvirkningsanalysene er viktige for å evaluere måloppnåelse i forhold til lokale og regionale ringvirkninger som lisensen/operatøren nedfelte i Plan for utbygging og drift (PUD) når denne ble behandlet i Stortinget. PUD-ene for felt på nordnorsk sokkel har sjelden regionale mål. Dette resulterer i at operatøren har et lokalt og et nasjonalt, men sjelden et nordnorsk mål for ringvirkninger.

Et samlet inntrykk fra ringvirkningsanalysene viser at for hver ny utbygging operatørselskapenes innsats og evne til å sikre størst mulig nordnorske leveranser. Erfaringene som trekkes fra tidligere utbygginger påvirker tiltakene i nye PUDer.

Nord-norske leverandører konkurrerer på alminnelige kommersielle vilkår. Det innebærer at de må tilpasse seg det kostnads- og kvalitetsnivå representert av etablerte aktører for å være konkurransedyktige. Nedenfor listes de sentrale ringvirkningsanalysene

#### Snøhvit ringvirkningsanalyse

Studien viser i hvilken grad og på hvilken måte Snøhvitutbyggingen bygget opp en kapasitet i Hammerfestområdet og i Nord-Norge for øvrig for å kunne gjennomføre et prosjekt av en slik dimensjon, samt hvilke lokale og regionale samfunnseffekter denne kapasitetsbyggingen har hatt. Rapporten viser også at den etablerte norske leverandørindustrien har oppnådd store leveranser til utbyggingen. Særlig viktig har Snøhvit vært for norsk leverandørindustri og for arbeidsmarkedet i regioner på Sør-Vestlandet. På tross av en svært liten nordnorsk leverandørindustri har leverandører registrert i nord oppnådd leveranser for 2,8 mrd. kr eller 9,3 prosent av de nasjonale leveransene, betydelig over det forventede nivået. Mye av disse leveransene har gått via knoppskytinger i nord fra den etablerte industrien.

#### Skarv ringvirkningsanalyse

Utbyggingen av Skarvfeltet ga betydelige ringvirkninger på Helgeland. BP Norge på vegne av partnerne i lisensen har inngått over 1,0 milliarder kroner i kontrakter og opsjoner som har blitt tildelt lokale bedrifter i regionen<sup>5</sup>. Økende aktivitet skapte også flere arbeidsplasser i regionen. I forbindelse med utbygging og drift av Skarvfeltet besluttet operatøren å legge en utvidet driftsorganisasjon til Sandnessjøen, hvor BP har inntil 16 ansatte avhengig av aktivitetsnivå. Dette inkluderer forsyningstjenester, logistikk, borestøtte, lettere vedlikehold, HMS samt innkjøp til Skarvfeltet. Helikoptertransporten til feltet gjøres

fra Brønnøysund. BPs aktivitet med Skarv har resultert i en god del nyetablering av bedrifter i Sandnessjøen/Helgeland både lokale og selskaper fra Sør-Norge.

#### Følgeforskning av regionale ringvirkninger av Goliat og Eni Norges virksomhet i nord

Det foreligger seks rapporter i forskningsprosjektet «Følgeforskning av regionale ringvirkninger av Goliat og Eni Norges virksomhet i nord». Følgeforskningen ble ledet av Norut. De nordligste regionene var i liten grad involvert som leverandører til selve utbyggingsprosjektet men omsatte allikevel for mellom 1,1 og 1,3 milliarder kroner. Når Goliatfeltet nå har kommet i drift er de årlige drift- og vedlikeholdskostnadene beregnet til rundt 1,5 milliarder kroner. Ved innføringen av kystnær og strand-sone oljevernberedskap spilte de tre nordnorske fylkene en rolle både som arena for å utvikle nye former for oljevernberedskap, og fordi det er nordnorske bedrifter som har en aktiv rolle i de nye systemene i Goliatberedskapen. Samlede investeringer innen utdanning og FoU har vært på 70 millioner kroner.

#### Aasta Hansteen ringvirkningsanalyse – første innledende rapport

Statoil er nær ved å nå sine mål om en norsk leveranseandel på 44 prosent. Det er sannsynlig at Statoil også når sine mål for regionale og lokale leveranser. Ved å legge driftsorganisasjonen for Aasta Hansteen til Harstad har Statoil bidratt til å styrke sin eksisterende organisasjon i Harstad. Statoil har beregnet at om lag 10 prosent av kostnadene til prosjektledelse av Aasta Hansteen ligger ved Harstad-kontoret. Regionale leveranser antas nå for hele investeringsfasen å komme opp i 556 millioner kroner, hvorav 316 millioner forventes å være på Helgeland.

<sup>5</sup> Totaleffekten i regionen er estimert til 4,5 milliarder kroner. Pågående og planlagte regionale investeringer i infrastruktur, som en direkte og indirekte konsekvens av økt oljeaktivitet beløper seg til ca. 3,5 milliarder kroner hvor 2,0 milliarder kroner i Brønnøysund og 1,5 milliarder kroner i Sandnessjøen.

## INTERVJU

## KREVER STØRRE LOKALE RINGVIRKNINGER

- Statoil bør gjennomføre sitt forslag om å henvende seg direkte til regionale leverandører, sier direktør Arve Ulriksen ved Mo industripark.

Ulriksen er også styreleder for NHO i Nordland, og en aktiv pådriver for at olje- og gassindustrien skal få størst mulig lokal ringvirkning.

- Til nå har Nordland fått for liten effekt av de store funnene utenfor kysten her. Vi forventer at lokale selskap kommer sterkere med i driftsfasen, som er den mest interessante. At man er med i prosjektfasen er fint, men vi ønsker mer langvarighet, sier han.

Ulriksen viser til at mange av jobbene i dag går til store kontraktører, og lokale leverandører ikke får den muligheten som de burde. Lokale bedrifter er konkurransedyktige, men slipper sjelden til.

- Det er mange her som er skuffet. Vi forventer at petroleumsaktiviteten utenfor Nordland igjen vil ta seg opp, og at blant annet Aasta Hansteen-feltet fører til full fart som får positive ringvirkninger for mange, sier Arve Ulriksen som mener ilandføring ville garantert mer å gjøre til lokale selskaper.

Ulriksen påpeker at han er positiv til olje- og gassindustrien, men de regionale ringvirkningene i Nordland må bli større.

- Vi må gjerne lære av Hammerfest, og bruke de gode ringvirkningene der som et mønster også for Nordland, sier han.

NHO-styrelederen har stor tro på konseptet områdeløsning som oljedirektør Bente Nyland har vært en talskvinne for i Barentshavet. En slik modell sikrer samarbeid om løsningene mellom operatørene på feltene innenfor et geografisk område. Dette fører til at kostnadene går ned og at sannsynligheten for ilandføring øker.



Arve Ulriksen, direktør ved Mo industripark og styreleder i NHO Nordland (Foto: Lars Åke Andersen, frifoto.no)

«Til nå har Nordland fått for liten effekt av de store funnene utenfor kysten her. Vi forventer at lokale selskap kommer sterkere med i driftsfasen, som er den mest interessante. At man er med i prosjektfasen er fint, men vi ønsker mer langvarighet.»

Arve Ulriksen

#### 6.4.

### KOMPETANSEHEVENDE TILTAK I BEDRIFTER I NORD

Operatører og deres hovedleverandører som for eksempel Aibel og Aker Solution, har gjennom en årrekke engasjert seg i å heve kompetansen i bedrifter i nord for å øke mulighetene deres til å bli leverandører til olje- og gassbransjen. Det er også sett en klar økning av leveranser fra bedrifter plassert i Nord-Norge til petroleumsbransjen.

Operatørselskaper med lokal tilstedeværelse deltar med kompetansebygging i mye større grad enn selskaper som ikke har kontor i landsdelen. Statoil, Det norske, Total, BP og Eni samt store leverandørbedrifter som Aibel, Aker Solution og Subsea7 har alle hatt et bevisst og aktivt forhold til nødvendigheten av kompetansebygging.

Tiltak som har blitt gjennomført er blant annet:

- Sertifisering i henhold til ISO 9001 og 14001 standarder
- Registrering i Achilles
- Verifisering av HMS styringssystemer i henhold til Norsok S-006
- Fagmentorordninger med mål om kompetanseoverføring om petroleumsbransjen
- Trainee-ordning
- Prosjektlederutdanning for fagarbeidere
- Støtte til etablering av inkubatorene ProBarents og Kunnskapsparken Nord
- Gjennomføring av en rekke leverandørseminar med fokus på forskjellige deler av verdikjeden til petroleumsbransjen

#### 6.4.1.

### Leverandørutvikling Nord-Norge (LUNN)

Programmets målsetting er å bidra til utvikling av en konkurransedyktig nordnorsk leverandørindustri med geografisk punkt i nord i form av ledelse og ressurser (eiendeler, arbeidskraft og finansielle midler).

LUNN ble etablert i 2008 etter initiativ fra Statoil og Innovasjon Norge. I tillegg til eierne er det også en LUNN Partnergruppe som består av Kunnskapsparken Nord, Pro Barents, Norges Forskningsråd, Petro Arctic og LoVe Petro som har en aktiv rolle i prosjektet.

Følgende program er gjennomført siden oppstarten i 2008:

LUNN Del 1 - "Petroleumsrettet kompetansehevingsprogram". Gjennomført høsten 2008 og vår 2009

LUNN Del 2 - "Individuelt bedriftsoppfølgingsprogram". Gjennomført høsten 2009 og våren 2010

LUNN Del 3 - "Alliansebygging og kompetanseheving i fokus". 3-årig program i perioden 2012-2014 med utløst opsjon ut 2016. I perioden 2014-2016 fokuseres det på: Prekvalifisering, fagmentor, prosjektutvikling, ledelse og innføringskurs i petroleum og LUNN Forum

#### 6.4.2.

### Tiltak for å øke innovasjonsgraden i leverandørbedrifter i nord

OG21 er den nasjonale strategien for forskning, utvikling, demonstrasjon og kommersialisering av teknologier som kan løse framtidens utfordringer innen olje- og gassnæringen. Den eies av Olje- og energidepartementet med selskapene aktivt med i styring, strategi og arbeidsgrupper. OG21 har lenge hatt oppmerksomhet på å utvikle teknologi og programmer for å operere bærekraftig og sikkert i nordområdene.

### Norges forskningsråd

Forskningsrådets virkemidler for å øke innovasjonsgraden er programmene PETROMAKS2, PETROSAM2, DEMO2000 og GASSMAKS. OG21 er den nasjonale olje- og gass-strategien og ligger under petroleumsavdelingen i Forskningsrådet. OG21 er ikke en del av den ordinære virkemiddelporteføljen, men er et viktig virkemiddel på bakgrunn av at de strategiske tiltak som foreslås av OG21 i hovedsak implementeres gjennom programmene PETROMAKS 2 og DEMO 2000. Alle de ovennevnte programmene har strategiske føringer som er relevante for å øke innovasjonsgraden i leverandørbedrifter i nord til oljeindustrien.

Innenfor Forskningsløft i nord - NORDSATS (2009-2016) samarbeider universitetene, høyskoler og forskningsinstitutter i Nordland, Troms og Finnmark i fem store prosjekter om å styrke og videreutvikle sin næringsrettede forskningskompetanse. Partnerne kommer fra næringslivet, det offentlige og andre relevante aktører og initiativer. Temaet for satsingen er arktisk teknologi og reiseliv. Det er utviklet utdanningstilbud som er direkte relevant for næringslivet, gjennom sine fagtema og/eller ved at kandidater fra næringslivet utdannes. De fire teknologiprojektene er Sensortechnologi, Jordobservasjon, ColdTech, EWMA. Totalt er det gjennom satsingen etablert 32 PhD kandidater og 29 postdoc stipendiater i et tett samarbeid mellom FoU institusjoner og næringslivet.

Andre relevante programmer og satsinger i Forskningsrådet er MAROFF, SkatteFUNN og Regionalt Forskningsfond NORD.

### Innovasjon Norge

Innovasjon Norge er statens og fylkeskommunenes virkemiddel for å realisere verdiskapende næringsutvikling. Formålet er å realisere økt verdiskaping i norsk næringsliv. Dette er operasjonalisert i tre delmål: Flere gode gründere, flere vekstkraftige bedrifter og flere innovative næringsmiljøer.

For å nå disse delmålene har Innovasjon Norge flere ulike virkemidler. De viktigste virkemidlene og aktivitetene for å øke innovasjonsgraden hos leverandørbedrifter i nord. Dette er:

### FRAM-programmet

FRAM er et kompetanseprogram innen bedriftsutvikling, ledelse og strategi for SMB-bedrifter.

### Bedriftsnettverksordningen

Bedriftsnettverk er et tilbud til små og mellomstore bedrifter i alle bransjer, sektorer og landsdeler, som ønsker å etablere forpliktende samarbeid.

Det er etablert bedriftsnettverk i alle de tre nordligste fylkene som har som mål å kunne levere direkte til operatører eller nivå-1 leverandører. Som eksempel kan nevnes to nettverk fra Troms:

### Energiklynge Nord

Nettverket består av omtrent 25 bedrifter i hovedvekt fra Tromsø som har som mål å samlet kunne tilby alle tjenester knyttet til riggvedlikehold. For å få til dette må bedriftene utvikles til å samarbeide for å håndtere de nye utfordringer som oppstår lokalt innen industri, samferdsel og maritim industri. Det må bygges tillit bedriftene imellom og etablere samarbeidsprosedyrer for å bli mer konkurransedyktig.

### Hålogaland Olje og Energi AS (HALOE)

HALOE er en allianse bestående av ni bedrifter lokalisert i Hålogalandsregionen. Nettverket tilbyr vedlikeholdstjenester til petro-maritim industri. Nord-Norges største vedlikeholds- og reparasjonsdøkk, lokalisert i Harstad, er en viktig kapasitet i nettverkets tjenester.

### Arenaprogrammer

Arena-programmet er myntet på regionale grupperinger av bedrifter og kunnskapsmiljøer som ser muligheter for en felles innsats for utvikle både næringsmiljøet og den enkelte bedrift. Det er i dag tre arenaprogrammer i Nord-Norge. Dette er:

Arktisk Maritim Klynge ble etablert i 2013 med geografisk fokus i aksene Harstad-Narvik. Klyngens målsetting er å utvikle og implementere utstyr, design og prosesser som gjør maritime operasjoner i arktisk klima mest mulig effektive, trygge og miljørobuste.

Arktisk vedlikehold ble etablert i Hammerfest i 2014. Fokus på vedlikeholdstjenester i til Statoils anlegget på Melkøya og til Goliatfeltet.

Arena Olje- og gassklynge Helgeland samler omtrent 55 bedrifter i Helgelandsregionen, og har gjennom flere år satset bevisst på å utvikle seg som en ledende leverandørklynge til olje- og gassmarkedet i nord. Klyngen har også et vel etablert samarbeid med regionale kunnskapsinstitusjoner og fikk Arenastatus i 2015.

## 6.5

### HVA KAN VI FORVENTE AV FREMTIDIGE RINGVIRKNINGER?

Norsk olje- og gassnæring er for tiden inne i en krevende periode. Høye kostnader kombinert med en lav oljepris har gjort det nødvendig for olje- og gassnæringen å sette i verk tiltak for å redusere kostnader og øke effektiviteten. Dette gjelder både norsk sokkel og globalt, og har ført til at aktivitetsnivå og antall utbygginger er redusert. Konsekvensen er oppsigelser og permitteringer. Arbeidsledigheten i Norge er på sitt høyeste nivå på ti år. Den maritime leverandørindustrien opplever en svært vanskelig situasjon med en fjerdedel av riggene og over 100 skip i opplagsbøylene. Dette slår igjen inn i skipsverftenes ordrebøker, hvor opp mot 80 prosent av det som de senere år er bygget og utrustet ved norske verft har vært offshore spesialfartøy til olje- og gassnæringen. I leverandørindustrien har over 30 000 mennesker mistet jobben. I særlig grad har det rammet på Sør- og Vestlandet. Operatørselskapene har også nedbemannet betydelig. Effekter spres over til andre næringer, fra hotell, reiseoperatørene, taxi, renhold og kommunale tjenester.

Som nevnt forventer også leverandørindustrien i Nord-Norge en nedgang i omsetningen og ansatte. Noen eksempler på dette har allerede kommet i hele landsdelen. Ser vi noe lenger frem i tid er det tegn til at omsetningen igjen vil øke.

Operatør- og leverandørselskaper har over tid etablert seg i landsdelen og utgjør en viktig del av nordnorsk næringsliv. Likevel må en konstatere at utviklingen er konsentrert om noen få byer og regioner, for eksempel er begrepet de tre H-er (Hammerfest, Harstad og Helgeland) brukt som illustrasjon. Nord-Norge har fortsatt et stort utviklingspotensial for sin petroleumsrettede industri og en videre utvikling er avhengig av en rekke faktorer. Det aller viktigste er tilgang på nytt areal, forbedret konkurranseevne, offentlige virkemidler og en bevisst strategi for regionale ringvirkninger fra operatørselskapene. Det offentlige har et særlig ansvar for utvikling av kompetansemiljøene.

### 6.5.1

#### En konkurransedyktig nordnorsk leverandørindustri

Ønske om å utvikle en internasjonalt konkurransedyktig olje- og gassindustri har resultert i at et stort antall selskaper ønsker å delta i så vel olje- og gassproduksjon som i det norske leverandørmarkedet. EØS-avtalen og andre konkurranseregler gir rammebetingelser som likebehandler de bedrifter som ønsker å delta i konkurransen. De næringspolitiske virkemidlene blir derfor av generell karakter. Innenfor en slik ramme er likevel den offentlige politikken viktig for å legge grunnlaget for nasjonal og regional konkurransekraft.

Det vil fortsatt være et behov for å øke kompetansen i bedrifter i Nord-Norge som ønsker å kvalifisere seg som leverandører til olje- og gassindustrien. Det arbeidet som er utført av flere av operatør- og leverandørselskapene bør derfor fortsette. Om mulig bør det i større grad koordineres mellom de enkelte aktører. Likeens bør Innovasjon Norges kontorer i de tre nordlige fylker fortsatt ha fokus på dette.

Myndighetenes konsesjonspolitikk er det viktigste virkemidlet for å styre virksomheten i en ønsket geografisk retning. Åpningen av Barentshavet sørøst, og den etterfølgende 23. konsesjonsrunde i 2015 med utlysning av 54 blokker i Barentshavet, et sterkt signal fra myndighetene om å øke aktiviteten utenfor Finnmark. Gjennom tildeling av letelisenser bidrar myndighetene til aktivitet og utvikling av ny virksomhet.

Nordnorske leverandørbedrifter har forbedret sin konkurranseevne, og deltar i konkurransen om leveranser til det nasjonale offshoremarkedet. Det er også eksempler på vellykket satsing på internasjonale markeder, som Nexans Norways fabrikk på Rognan som blant annet produserer umbilical-kabler som blant annet brukes for å styre og kontrollere ROV-er.

En viktig erfaring fra framveksten av en avansert leverandørindustri i Norge er at industrielle miljøer eller klynger spiller en stor rolle for utviklingen og konkurranseevnen for den enkelte bedrift. En bevissthet om dette fra aktørene i olje- og gassvirksomheten er derfor av stor betydning og bør medføre at man vurderer hvordan man kan bygge opp under eksisterende klynger før man etablerer nye. Både operatørselskaper, leverandørbedrifter og offentlige organer og etater bør bidra til at det utvikles robuste petroleumsklynger. Driftsorganisasjoner for felt og anlegg vil etterspørre varer og tjenester som bygger opp under en petroleumsklynge.

Bedriftene i Nord-Norge er stort sett små og mellomstore. For at bedriftene skal få den nødvendige utviklingen bør kontraktsstrukturen gi små og mellomstore

bedrifter en reell mulighet til å vinne fram. Det finnes eksempler på at dette har vært en vellykket kontraktsstrategi for alle parter. Rammeavtaler for vedlikehold og modifikasjon er et kontraktsformat som gir forutsigbarhet for leverandørbedriftene, og nordnorske bedrifter og klynger har vunnet slike avtaler.

Kompetanse står helt sentralt for å utvikle nordnorsk næringsliv. Det bør bygges videre på de etablerte fagmiljøer i nord slik at teknologiutvikling og innovasjon med utgangspunkt i arktiske forhold utvikles videre. Men også hovedkontraktørene for store kontrakter kan bidra ved å være bevisst på tilstedeværelse, valg av underleverandører og arbeidskraft fra nord. Langsiktige bedriftsutviklingsprogrammer (for eksempel LUNN) er et eksempel på langsiktige utviklingstiltak som har fungert godt etter hensikten.

## 7. Kompetanseløft i nord

Dette kapittelet gir status for hvordan nordnorske utdanningsinstitusjoner tilrettelegger utdanningsmuligheter rettet mot petroleumsbransjen. Videre gis en beskrivelse av samarbeidet mellom petroleumsbransjen og nordnorske utdanningsinstitusjoner, og hvilke tiltak som må gjennomføres for å synliggjøre yrkesmulighetene innenfor petroleumsbransjen for dagens unge. Hvilke tiltak som må gjennomføres for å synliggjøre yrkesmulighetene innenfor petroleumsbransjen for dagens unge beskrives også. Til slutt beskrives på behovene for utdanning rettet mot petroleumsbransjen i årene som kommer på et overordnet nivå.

I KonKraft-rapport 6 «Olje- og gassvirksomhet i nord» ble det sagt at: «En utfordring ved utbygging og drift av petroleumsaktivitet er tilgang på kvalifisert arbeidskraft lokalt. Oljerelatert utdanning har tradisjonelt vært konsentrert rundt Sør-Vestlandet og i Trondheim. En styrking av utdanningsinstitusjonene i Nord-Norge gjør det lettere for ungdom fra landsdelen å velge en petroleumsrelatert utdanningsretning. Dette gjør det lettere for oljeselskapene å rekruttere lokal kompetanse. Dette bidrar igjen til å styrke bosettingen i landsdelen.»

Det har siden forrige rapport blitt bedre samhandling mellom petroleumsnæringen og universitets- og høyskolesektoren, samt andre forskningsinstitusjoner i Nord-Norge. Dette skyldes at petroleumsnæringen, myndighetene og FoU institusjoner har identifisert og iverksatt gode tiltak innen nye satsingsområder. Dette har resultert i nye studieretninger, bedre utstyr samt nye institutter og sentre. Dette er synliggjort blant annet ved at relevant utdanning til petroleumsbransjen har blitt etablert på flere steder i de tre nordligste fylkene.

Det er også et tydelig fokus på å støtte utviklingen av kvaliteten i grunnleggende og videregående utdanning gjennom blant annet støtte til lærekrefter og fokus på nordnorske læringer.

### 7.1.

#### DAGENS PETROLEUMSKOMPETANSE I NORD-NORGE

##### 7.1.1.

#### Videregående skole

De mest relevante utdanningsretningene for petroleum-sindustrien innen yrkesfag i videregående opplæring er teknikk og industriell produksjon, elektrofag samt bygg- og anleggsteknikk. Avhengig av hvilken faglig retning elever fra disse programområder velger vil de kunne jobbe i industrien eller i funksjoner som bygger opp om bransjen. En kan også se for seg at elever fra utdanningsprogram som service- og samferdsel og restaurant- og matfag kan være aktuell for jobber i bransjen. I tillegg til har olje- og gassnæringen i mange år rekruttert elever fra kjemi- og prosess og fra maritime fag. Dette er tilbud som er viktige også for øvrig næringsliv i fylkene, så disse tilbudene har rekruttert stabilt og godt over tid. Elevsøkning er også en variabel som det må tas hensyn til, og det er fokus på å arbeide sammen med arbeidslivet for å gi ungdommen god informasjon om morgendagens arbeidsplasser.

Det er vanskelig å vurdere hvordan kapasiteten innen utdanningsprogrammene vil utvikle seg. Tilbudsstrukturen i videregående opplæring skal gjenspeile elevenes ønsker samt samfunnets og næringslivets behov. Strukturen er gjenstand for politisk behandling i fylkeskommunene, og kan i så måte også bli påvirket av den politiske behandlingen. Dersom det ikke skjer noen større endringer innen disse forholdene er det rimelig å anta at tilbudene innen de mest relevante programområdene vil holde seg relativt stabil som helhet i landsdelen.

Generelt kan en si at tilbudene i videregående skole i de tre nordligste fylkene er gode sett i forhold til behovene i petroleumsbransjen.

### Finnmark

Spesifikt for petroleumsindustrien er Vg2 Kjemi og prosess og Industriteknologi ved Hammerfest videregående skole mest relevante. Kjemi prosessfaget skal legge grunnlaget for yrkesutøvelse innen prosessindustrien. Tilbudet har de siste skoleårene bestått av en klasse med 15 elevplasser. Historisk er dette en linje med høy søking, gode faglige resultater og elever som er ettertraktet ved overgangen til lærlingperioden. Linjen har et godt samarbeid med petroleumsindustrien i Hammerfestregionen.

### Troms

Troms har et videregående tilbud som olje- og gassnæringen rekrutterer direkte fra. Dette er Vg2 Brønnteknikk med 15 elevplasser i Harstad. Disse elevplassene kan benyttes også av nabofylkene. En utfordring for denne linjen er at det er ingen læreplaner i Troms eller Nord-Norge. Disse er i Rogaland og Hordaland. En konsekvens av nedgangen i riggmarkedet er også at det er færre lærlingeplasser å søke på nasjonalt.

I tillegg er det flere utdanningsretninger hvor olje- og gassvirksomheten rekrutterer i konkurranse med andre næringer. Dette er linjer som Vg2 Automasjon, Maritime fag, Industriteknologi, El energi, Data og elektronikk og IKT servicefag samt Vg3 Automasjon.

Det er i tillegg opprettet Vg2 Kjemiprosess fra høsten 2016 i Troms.

### Nordland

Nordland har to videregående tilbud som er spesielt viktig for olje- og gassnæringen. Dette er Vg2 Overflateteknikk med totalt 15 elevplasser og Vg2 Brønnteknikk med totalt 15 elevplasser. Vg2 Overflateteknikk kan rekruttere mye bredere enn bare til petroleumsnæringen, så antagelig vil dette tilbudet vedvarer slik det er i dag med oppfylling av 15 elever hvert år. Når det gjelder brønnteknikk, er tilgangen på læreplaner meget sentral for dimensjoneringen.

Det arbeides kontinuerlig i Nordland med justering av opplæringstilbud og kapasitet innenfor de ulike tilbud.

#### 7.1.2.

### Fagskoleutdanning

Fagskoleutdanning er yrkesrettede utdanninger som bygger på videregående opplæring eller tilsvarende realkompetanse. Fagskoleutdanning gir kompetanse som kan tas i bruk i arbeidslivet uten ytterligere generelle opplæringstiltak. Omfanget av fagskole -utdanningen er minimum et halvt studieår og maksimum 2 studieår på heltid.

Fagskoleutdanningen skal tilby kortere yrkesrettede utdanninger som et reelt alternativ til de lengre utdanningene ved høyskole/universitet. Den skal bidra til å sikre arbeidsmarkedet kompetanse innen yrkesfagene ut over videregående opplæring.

### Finnmark

Høsten 2015 startet Fagskolen i Kirkenes et 2-årig utdanningstilbud innen anlegg og bergverk (120 fagskolepoeng). Utdanningen har som mål å utdanne ledere og tekniske mellomledere innen anleggs-, bergverks- og mineralnæringene. Til sammen er det 21 elever som begynte på utdanningen høsten 2015.

### Troms

Fagskoleutdanningen i Troms er organisert med tre avdelinger under paraplyen Fagskolen i Troms; avd. Tromsø, avd. Harstad og avd. Skjervøy.

De mest relevante studietilbud som gis av Fagskolen i Troms er forskjellige retninger innen maritime og tekniske fag.

### Nordland

Det er sju fagskoler i Nordland. Foruten de maritime fagskolene har Hadsel fagskole retning innenfor tekniske fag, mens fagskolen i Fauske tilbyr bygg og anlegg med fordypning i bergverk.

#### 7.1.3.

### Høyere utdanning

Universitets- og høyskolesektoren i Nord-Norge er i hovedsak blitt samlet i to institusjoner. Nord Universitetet og UIT-Norges Arktiske Universitet. I tillegg til disse er Den Samiske Høgskolen i Kautokeino, Politi høgskolen i Bodø og Norges Brannskole på Fjelladal organisert på utsiden av de to universitetene.

UIT-Norges Arktiske Universitet er et breddeuniversitet som bidrar til en kunnskapsbasert utvikling regionalt, nasjonalt og internasjonalt. Universitetet skal utnytte sin sentrale beliggenhet i nordområdene, sin faglige bredde og kvalitet samt dets tverrfaglige fortrinn til å møte fremtidens utfordringer. Tilstedeværelse på følgende steder:

- Campus Tromsø
- Campus Alta
- Campus Hammerfest
- Campus Kirkenes
- Campus Harstad
- Campus Narvik

Nord Universitetet har 12000 studenter og vel 1200 ansatte, med hovedcampus i Bodø, og campuser i Vesterålen, på Helgeland og i Nord-Trøndelag.

Nord Universitet skal bygge videre på en tydelig fagprofil innenfor blå vekst, velferd og innovasjon og entreprenørskap. Universitetet skal kombinere langsiktighet og faglig kvalitet med omstillingsevne og vektlegging av samfunnsrelevans, og er på følgende steder:

- Campus Bodø
- Campus Mo i Rana
- Campus Sandnessjøen
- Campus Vesterålen
- Campus Nesna
- Campus Namsos
- Campus Steinkjer
- Campus Levanger
- Campus Stjørdal

I tillegg finnes det en rekke studiesenter rundt omkring i mindre byer og tettsteder.

#### 7.1.4.

### Maritim utdanning i Nord-Norge

Den maritime utdannelsen i nord forbereder matroser, maskinister, skipselektrikere, styrmenn og sjøoffiser til drift av fartøy i nordområdene og er et viktig element i kompetansetilbudet i Nord. Det brede utdanningstilbudet sikrer fremtidig rekruttering til den maritime næringen og sørger for kvalifisert opplæring av personell til næringen.

Den maritime utdannelsen i Nord følger STCW-konvensjonen. Det tilbys utdanning på alle nivå:

#### Maritime fag vgs.

##### *Matros og/eller motormann*

- Bodin videregående skole og maritime fagskole
- Sandnessjøen videregående skole
- Vest-Lofoten videregående skole/Lofoten fagskole
- Breivika/Tromsø maritime videregående skole
- Nordkapp videregående skole

#### Maritim fagskole

##### *Dekksoffiser*

- Bodin maritime fagskole
- Lofoten maritime fagskole
- Nordkapp maritime fagskole
- Fagskolen i Troms avd. Tromsø, Maritime fag

##### *Maskinoffiser*

- Bodin maritime fagskole
- Fagskolen i Troms avd. Tromsø, Maritime fag

#### Maritim høyere utdanning

- Universitetet i Tromsø - Bachelor (ingeniør) i Nautikk
- Nord universitet i Bodø - Bachelor i nautikk, maritim økonomi og ledelse

#### 7.2.

### SAMHANDLING MELLOM PETROLEUMSNÆRINGEN OG NORDNORSKE UTDANNINGSINSTITUSJONER

Gjennom det siste tiåret har det utviklet seg et stadig bedre samspill mellom petroleumsnæringen og forsknings- og utdanningssektoren i Nord-Norge. Dette gjelder fra ungdomstrinnet i grunnskolen via videregående utdanning til universitetene.

Eksempler på aktiviteter som petroleumsnæringen har bidratt til å få realisert:

- Nye studieretninger (Geologi, beredskap med mere)
- Professor II-stillinger
- Lektor 2-stillinger
- Støtte til forskning, utdanning og samhandling i nordområdene
- Støtte til næringsutvikling i bred forstand
- Støtte til marinbiologisk forskning
- Tilskudd til mastergradsprosjekter
- Partnerskapsavtaler med ungdomsskoler og videregående skoler
- Studieopplegget Y-veinord
- Lærlingeprogram med inntak av elever fra Nord-Norge
- Prosjekt om felles arbeidsmarked på Nordkalotten gjennom samordning av sertifikatkrav i samarbeid mellom Sverige, Finland og Norge
- Finansiering av utstyr, blant annet XRF skanner ved UiT Norges arktiske universitet som brukes til å analysere mineralogiske sammensetninger i stein
- Støtte til ekskursjoner
- Gjennomføring av oppdragsforskningsoppgaver

Eksempler på større forskningsprosjekter/-sentre i nord hvor har petroleumsnæringen har deltatt/deltar:

- Arktisk forskningssenter ARCEX
- ColdTech, Kaldt klima teknologiutvikling
- CIRFA, Center for integrated remote sensing and forecasting for arctic operations
- Nordområdesenteret ved Nord universitet
- SAMCoT, Miljøvennlig oljeproduksjon Arktis

## INTERVJU



Marianne Sivertsen Næss,  
rektor ved Hammerfest vgs.  
og varaordfører i Hammerfest  
(Foto: Finnmark  
fylkeskommune)

«Samarbeidet med Statoil har ført til mye positivt for skolen. Kjemi-prosess elevene er rollemodeller, og tatt med seg null-fravær målet fra oljeindustrien.»

Marianne Sivertsen Næss

## MER MOTIVERTE ELEVER

Samarbeidet med Statoil og Melkøya har ført til mindre fravær og høyere motivasjon blant elevene ved Hammerfest videregående skole.

- Allerede før LNG-anlegget ble bygd, tok Statoil kontakt med oss for å orientere om hvilke typer fagfolk de ville få bruk for. Derfor etablerte vi linjer innen automasjon og kjemi-prosess, sier rektor Marianne Sivertsen Næss, som også er varaordfører i Hammerfest.

Spesielt utdanningen innen kjemi-prosess er blitt en suksess, med mange søkere, venteliste for å komme inn, samt nesten garantert læreplass eller jobb.

- Samarbeidet med Statoil har ført til mye positivt for skolen. Kjemi-prosess elevene er rollemodeller, og tatt med seg null-fravær målet fra oljeindustrien, sier Næss.

En hyggelig bieffekt er at stadig flere elever har null fravær, uansett hvilke linjer de går. Også motivasjonen for å gjøre det godt på skolen har økt, uansett fag. En elev sa at oppmøte var så viktig at han tok med seg spy-bøtta på skolen.

Elevene ved de aktuelle linjene har faste praksisdager på Melkøya, og lærere har regelmessig informasjonsmøter med Statoil. Dermed vet man om hver- andres ønsker.

Innstrammingen i oljeindustrien merkes.

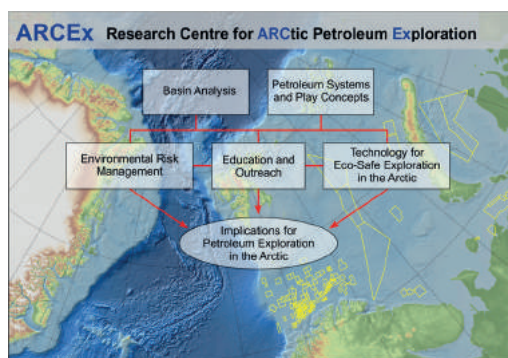
- Akkurat nå ønsker vi oss mer forutsigbarhet, blant annet at elevene med sikkerhet kan vite om de får lærlingplass eller ikke, sier rektor Marianne Næss.

### Y-VEINORD

Y-veinord er et studieopplegg som tilbyr treårig bachelor i ingeniørfag til studenter med eksamen fra yrkesfaglig studieretning på videregående skole og relevant fagbrev og praksis. Det betyr at du ikke trenger eget forkurs før du begynner på ingeniørstudiet, og kan altså gjennomføre hele utdanningen på tre år som fulltidsstudent. En ingeniørstudent med fagbrev slipper å ta fag som allerede er dekket av relevant yrkesfag. Det første året byttes derfor undervisningen ut i disse fagene med intensiv undervisning i matematikk, fysikk og norsk. Du kan også ta en ingeniørgrad som deltidsstudent. Flere av studiene er nettbaserte og det vil i tillegg være mulig å følge undervisning utenfor Campus Tromsø og Campus Narvik.

## ARCEX

Research Centre for Arctic Petroleum Exploration (ARCEX) har som mål å frem-skaffe ny kunnskap om petroleums-ressursene i Arktis og å utvikle avgjørende kunnskap og metodikk for miljøvennlig leting. Institutt for geologi ved UiT Norges arktiske universitet (UiT) er vertsinstitusjon for senteret. UiT, sammen med 5 andre universiteter (NTNU, UiO, UiB, UNIS og UiS) og 4 forskningsinstitusjoner (Akvaplan-niva, IRIS, NGU og Norut), bidrar til aktiviteten ved senteret. ARCEX skal utdanne og trene høyt kompetente kandidater til industrien og academia innenfor petroleumsgeologi og miljø, og senteret vil rekruttere til sammen minst 27 PhD og Postdoktor stipendiater. Senteret skal lede til minst 160 publikasjoner i internasjonale tidsskrifter med fagfelle-vurdering. Som følge av ARCEX er det startet et nytt masterstudium i petroleumsfag ved UiT høsten 2015. ARCEX mottar finansiering fra Norges forskningsråd (NFR prosjektnr 228107), 9 industripartnere (Statoil, ENI, Det norske oljeselskap, ConocoPhillips, Lundin, Tullow Oil, Engie (tidl. GDF Suez), DONG Energy, og Shell), samt egenfinansiering. Totalbudsjettet er på ca 230 MNOK, og prosjektet har en varighet på 8 år.



I 2010 kom Kunnskapsdepartementet med en strategi for styrking av realfag og teknologi, «Realfag for framtida» 2010-2014. I strategien presiseres viktigheten av et godt samarbeid mellom skole og næringsliv for å lykkes med å øke interessen for realfag: «Elever har generelt et positivt forhold til realfagenes betydning og rolle i samfunnet. De fleste velger likevel ikke realfaglige utdanninger, særlig ikke jenter. Vi har fortsatt en stor utfordring med å motivere unge til å velge realfaglig fordyping i videregående opplæring ved å synliggjøre betydningen disse fagene vil ha i framtida. Her vil næringslivet være en viktig samarbeidspartner».

Under er det listet opp en rekke tiltak som er etablert og gjennomføres i samarbeid mellom det private og det offentlige i Nord-Norge for å nå felles mål.

### Newtonrom

Newtonrom er et praktisk, spennende innredet og teknologisk velutstyrt undervisningslokale, med fokus på naturfag, matematikk og teknologi. En eller flere Newtonlærere er ansatt, og tilbyr læreplanbasert undervisning til skolene som er tilknyttet Newtonrommet. Newtonrommene i Norge eies og driftes lokalt, av kommuner, fylkeskommuner og næringsliv. I dag er over 25 Newtonrom i drift i Norge. 16 er etablert i Nord-Norge. Det er 8 rom under etablering hvorav 4 etableres i Nord-Norge. Olje- og gassnæringen har vært aktiv medspiller for å få på plass rom forskjellige steder i Norge. Næringen har også deltatt aktivt i å få laget undervisningsopplegg som er viktig for næringa i forhold til barnas kompetansenivå på ulike områder. Newtonrommene tilbyr undervisningsopplegg for elever fra 1.klasse i grunnskolen til VG3. Tilbudene i rommene er imidlertid forskjellig fra sted til sted.

### Energy on the loose

Målet med Energy on the loose er å fange ungdommenes interesse og vise hvilke valgmuligheter elevene har i forbindelse med en positiv næringsutvikling i nord, og da spesielt innenfor petroleumsnæringen. Som en del av dette bildet inkluderes også miljøutfordringene.

Det er ønskelig å synliggjøre og skape interesse for ulike utdanningsveier innenfor de bransjene som er i ferd med å etablere seg i nord. Ungdommene skal gå fra inspirasjonsdagen med økt innsikt og større bevissthet på egne muligheter i forhold til framtidige utdannings- og yrkesvalg.

Ved hjelp av positive samarbeidspartnere i det lokale næringslivet, er det etablert en dag med fokus på energi for de unge. Energy on the loose er et tilbud til elever på 9.trinn.

## 7.3.

### TILTAK FOR Å ØKE INTERESSEN AV REALFAG

Det gjøres mange tiltak for å øke interessen for realfag og teknologi. Noen av tiltakene er direkte knyttet opp mot olje- og gassnæringen, mens andre er rettet generelt mot ungdoms interesse for realfag.

### FIRST LEGO League

FIRST LEGO League er en teknologi- og kunnskapskonkurranse for barn og unge i alderen 10-16 år. Konkurransen har vært arrangert siden 2000 og er et samarbeid mellom organisasjonen FIRST, LEGO Company og Statoils talentutviklingsprogram Morgendagens

Helter. I 2015 ble First Lego League arrangert 6 steder i Nord-Norge og det deltar til sammen 84 klasselag. Hensikten med arrangementet er å øke interessen for teknologi og vitenskap og stimulere dagens ungdom til å bli morgendagens ingeniører og forskere.



First Lego League, Harstad 2013 (Foto: Kunnskapsparken Nord AS)

### Petro Challenge

Petro Challenge (tidligere OilSim) er et oljesimulerings-spill som går over to dager. Spillet gir et realistisk bilde av prosessen fra leting til funn av olje og gass. Elevene får på en spennende måte brukt real- og teknologifagene, engelsk og samfunnsfag. Simuleringen går over internett, den er interaktiv og krever samhandling både innad i gruppene og mellom gruppene. Gjennom spillets gang får de et grundig innblikk i hvordan oljeleting foregår, hvordan miljøhensyn spiller inn, hvor viktig det er med samarbeid både internt i det enkelte lag og mellom lagene og hva som må til for at investeringene skal bli lønnsomme.

### Blått:Rått:Rabalder

«Blått:Rått:Rabalder» er en informasjonsturné om havet og prosjektgruppen er forskere, musikere, gründere, fotografer og kunnskapsmedarbeidere. Teamets sammensatte kunnskap og verktøy bakes inn i prosjektet og oppleves gjennom roadshow for elever i ungdomskolen i de tre nordligste fylkene. Hovedmålet er å øke ungdommens kunnskap om mulighetene som ligger i de blå næringene; petroleumsnæringen, fiskerinæringen og havbruksnæringen.

### Jenter for realfag

Jenter for realfag arrangeres av Norsk olje og gass. Målet er å vise unge jenter mulighetene de får om de velger å fordype seg i realfag i videregående skole og senere i høyere studier. Elever, lærere, skolerådgivere, studenter, mødre og andre blir invitert. Målgruppa er primært jenter fra ungdomsskolealder og oppover.

### Andre tiltak

Andre tiltak som gjøres for å øke interessen for realfag kan nevnes Ungt Entreprenørskaps Gründer Camp. Gjennom Gründer Camp får elevene møte ulike bedrifter og bli kjent med hva de jobber med og hvilke problemstillinger de møter i hverdagen. Det arrangeres også utdanningsmesser rundt omkring i landsdelen der bedriften gjør sitt for å selge seg inn til elevene og vise viktigheten av å ta «riktig» utdanning. Andre viktige satsingsområder er Lektor 2 og Energiskolene. Begge er satsingsområder der næringslivet og skole jobber tett sammen for å skape et godt og helhetlig tilbud til elevene.

En av de nyeste nasjonale satsingene til kunnskapsdepartementet for å øke interessen for realfag hos ungdom er realfagskommunesatsinga<sup>1</sup>. I Nord-Norge er det 6 kommuner som deltar i ordninga fra 2015: Alta, Tromsø, Harstad, Bodø, Vestvågøy og Rana. Utdanningsdirektoratet har lagt vekt på at realfagskommunene skal ha en helhetlig satsing på realfag både i skoler og barnehager. Kommunene skal også samarbeide med lokalt næringsliv og lokale kompetansemiljøer innen realfag.»

Det kan i enda større grad etableres prosjekter og

arenaer der skole og næringsliv kan møtes. Arenaer der det kan foregå drøftinger og diskusjoner i mellom det offentlige og det private i forhold til hvilke behov og føringer de ulike aktørene har i forhold til å få til gode satsingsområder som øker interessen for realfag hos ungdom. Det er også viktig at det er god dialog i mellom de ulike skoleslagene slik at eleven vet om mulighetene etter hvert som de flyttes opp i skolesystemet.

<sup>1</sup> Ny realfagsstrategi for perioden 2015- 2019. Tett på realfagene. Real-fagskommunene blir viktige forbilder for å vise hvordan vi i praksis kan løse realfagsproblemet i norsk skole.



Karrieredag 2013 ved Norges Arktiske Universitet, Tromsø (Foto: Kunnskapsparken Nord AS)



Newtonrom 2011, Harstad (Foto: Kunnskapsparken Nord AS)

## 7.4.

**FREMTIDIGE KOMPETANSEBEHOV FOR PETROLEUMSNÆRINGEN I NORD**

Som vist i fremtidsbildet i kapittel 5 er det stort potensiale for vekst i antall ansatte i olje- og gassnæringen i Nord-Norge. Nye utbygginger, letevirsomhet og antall installasjoner vil øke og omsetningen fra leverandørbedrifter som er plassert i landsdelen vil øke. I tillegg nærmer de man kan kalle første generasjons ansatte i petroleumsbransjen i landsdelen seg pensjonsalder.

Det vil fortsatt være et behov for at landsdelens utdanningsinstitusjoner fokuserer på å ytterligere heve kvaliteten på utdanningen som gis i landsdelen. God kvalitet øker attraktiviteten av studiene og bedrer dermed rekrutteringen. Y-veien og en regionalisert campusmodell hvor nye kommunikasjonsplattformer for desentralisert/regionalisert utdanning bør utnyttes i stor grad. Dette for at det lokale næringslivets differensierte behov for kompetanse skal bli møtt.

Erfaring viser at det er enklest å rekruttere personer fra Nord-Norge til arbeidsplasser i Nord-Norge. Det er derfor viktig at fylkeskommunene i landsdelen ivaretar et utdanningstilbud som gjør at ungdom som ønsker å jobbe innenfor petroleumsbransjen gis mulighet til det. Dette vil også kreve nyansatte til både sjømatnæringen og mineralnæringen. Dette er næringer som konkurrerer om samme kompetanse fra videregående skole.

For at elevene skal fullføre sin utdanning er det svært viktig at disse tilbys lærlingeplass. Både leverandørbedrifter og operatørselskaper bør være bevisst på å ansette lærlinger fra Nord-Norge i enda større grad enn i dag for å bygge den kompetansen landsdelen trenger for fremtiden. Dette gjelder spesielt de selskapene som i dag ikke har aktivitet i den nordlige landsdel men som ser for seg dette på sikt. Her er Statoils mål om å ansette 30-50 lærlinger fra den nordlige landsdel hvert år et godt eksempel.

Siden forrige rapport har det vært en stor økning i forskningssamarbeidet mellom oljeselskapene og både offentlige og private forskningsinstitusjoner i Nord-Norge. Dette er et meget viktig bidrag til å øke kompetansen i disse forskningsinstitusjonene innenfor viktige forskningsområder. Tilsvarende har myndighetene gjennom opprettelse av forskningssentre, nye studieretninger med mer økt kapasiteten til å ta høyere utdanning innen relevante fagområder i landsdelen.

Sammenslåing av høyere utdanningsinstitusjoner gir mer robuste fagmiljøer og bedre kvalitet på både forskning og utdanningene. Etter hvert som behovene for kompetanse tydeliggjøres i fremtiden kan det bli et behov for at

de høyere utdanningsinstitusjonene utvikler enda flere relevante studietilbud som rekrutterer til olje- og gassvirksomheten. Disse utdanningene bør gjøres mest mulig tilgjengelig i en regionalisert campusmodell etter Mo i Rana-modellen. En mulighet er å tilby relevante studietilbud for ansettelse i petroleumsnæringen i en regionalisert campusmodell i for eksempel Lofoten og Vesterålen etter modell av Campus Helgeland. Dette vil gi mulighet for å ytterligere øke samspillet mellom utdanningsinstitusjonene og den geografisk spredte industrien.

Kompetansebygging for petroleumsnæringen handler ikke kun om utdanning innenfor petroleumsrelevante fag. Vel så viktig er det at det gis tilbud og utdannes dyktig personell, for eksempel innen helse, utdanning og kultur. Dette for å sikre gode skoler, kulturskoler og et velfungerende helsevesen i de samfunn de lever i.

Mulige tiltak for å lukke gap i forhold til fremtidens kompetansebehov:

- Tilby relevante studietilbud for ansettelse i petroleumsnæringen i en regionalisert campusmodell i for eksempel Lofoten og Vesterålen etter modell av Campus Helgeland.
- Y-vegen må fortsatt være et supplerende alternativ som kan gi gode muligheter til de som ikke kan velge tradisjonelle utdanningsløp.
- Opprette en arena for dialog med myndighetene for å bidra til riktig innhold og kvalitet i videregående opplæring.
- Etter hvert som behovene for kompetanse tydeliggjøres i fremtiden kan det bli et behov for at de høyere utdanningsinstitusjonene utvikler enda flere relevante studietilbud som rekrutterer til olje- og gassvirksomheten.
- Utdanne viktige yrkesgrupper for utviklingen av nordnorske lokalsamfunn som lærere, helsearbeidere og kulturarbeidere.
- Forsterke samarbeidet skole-næringsliv på grunnskole og videregående skole med mål om å ytterligere øke interessen for realfag.
- I en situasjon hvor det er vanskeligere å få tilgang til private forskningsmidler i nord, er det viktig at staten kompenserer for dette og sørger for en tilstrekkelig tilgang til midler til forskning.
- Sterkere fokus på utvikling av HMS i Nordområdene basert på et samspill mellom academia og petroleumsnæringen.
- Holde fokus på å videreutvikle kompetanse på individnivå uavhengig av etnisitet og kjønn.

## 8. Baser, infrastruktur og kommunikasjon

I dette kapittelet gis status for logistikkinfrastruktur for å drive dagens feltsentre; Norne, Skarv, Goliat og Snøhvit, og infrastrukturen som må være på plass for letevirk-somheten. Kapittelet starter med en beskrivelse av basestrukturen i Nord-Norge, som er en direkte petrole-umsrelatert virksomhet som igjen aktiviserer en rekke andre indirekte virksomheter.

Del to omhandler transportinfrastruktur. Det er store avstander mellom regionene i Nord-Norge, som gjør at lufthavner med god kapasitet blir viktige i transportsys-temet for effektiv logistikk av personell. Effektiv logistikk betinger samtidig gode forbindelser mellom lufthavn, vegnett og havner/forsyningsbase. Drøftingen av infra-struktur er avgrenset til de områder som er viktige for olje- og gassvirksomhetens framtid i Nord-Norge. Det er bevisst ikke gått detaljert inn på vei og jernbane, som selvsagt er av stor betydning for næringslivet generelt, men som faller utenfor denne rapportens rammer.

For å sikre og effektivisere operasjoner vil data/kommunikasjonssystemer for integrerte operasjoner, fjernlagring, videooverføring, telemedisinske tjenester, fjernstyring og vedlikehold, e-navigasjonstjenester og internett tas i bruk. Slike systemer er i ferd med å bli inn-ført globalt, og krav og behov for at disse også fungerer i nordområdene vil bli stadig sterkere. Dette behandles til slutt i kapittelet.

I tillegg tilbyr basene lokaler til både operatørselskap og serviceselskap. Basene fungerer i praksis også som en form for «næringspark» som igjen gir et godt grunn-lag for lokal verdiskaping og sysselsetting. Vestbase i Kristiansund har eksempelvis rundt 210 egne ansatte, men de 60 selskapene etablert på basen har til sammen rundt 750 ansatte.

At forsyningsbaser fungerer som «næringsparker» er unikt for Norge. I andre petroleumsprovinser er det tradisjon for at de større operatør- og serviceselska-pene etablerer egne baser, og at øvrig forsyningsvirk-somhet skjer fra de ordinære havnene. Et slikt oppsett innebærer at mindre servicevirksomheter, eksempelvis mekaniske verksted, vil måtte etablere seg et stykke fra forsynings-virksomheten.

Forsyningsbasene var og er opptatt av samlokalisering av logistikk og servicetjenester. Slik felles lokalisering krever imidlertid mye plass og basene er typisk fra 400 – 650 mål. Forsyningsbasene forutsetter lokale myndig-heters villighet til å regulere store nok areal til formålet. Et fellestrekk for de store regionale petroleumsklyngene, er mangfoldet av kunder. Når det er mulighet for å levere til mer enn én kunde, blir det mindre risikabelt å etablere leverandør-virksomheter.

### 8.1

#### FORSYNINGSBASER

Forsyningsbaser er en direkte petroleumsrelatert virksomhet som igjen aktiviserer et bredt spekter av indirekte virksomheter. Det er etablert forsyningsbaser for petroleumsvirksomheten langs hele norskekysten fra Farsund i sør til Kirkenes i nord-øst.

Basene tilbyr blant annet dypvannskaier, kraner, lager-plass og ulike former for logistikk- og servicetjenester.

Det har vokst frem sterke leverandørmiljø på baser hvor flere operatørselskap har etablert virksomhet. Dette gjelder først og fremst de to eldste basene, Tananger og Dusavik utenfor Stavanger. Men dette er også tilfellet lenger opp langs kysten, eksempelvis Vestbase i Kristiansund (Statoil og Shell), Sandnessjøen (Statoil og BP) og Hammerfest (Statoil og Eni). Basene hvor det lenge kun var ett operatørselskap lokalisert, eksempelvis CCB på Sotra (Statoil), Mongstadbase (opprinnelig Hydro) og Fjord Base i Florø (opprinnelig kun Saga), har ikke sett samme oppblomstring av leverandørvirksomhet som de andre basene.

### FORSVARETS LOGISTIKK-BEREDSKAP OG BASENE

NorSea Group er Norges største selskap innen forsyningsbaser og offshorelogistikk, med eierskap i ni strategisk plasserte forsyningsbaser langs norskekysten. NorSea ble en viktig del av Forsvarets logistikkberedskap, ved at det i mars 2015 ble inngått en historisk beredskapskontrakt med Forsvaret. Kontrakten som er på 7 år, gir blant annet Forsvaret anledning til å benytte baseinfrastrukturen NorSea Group besitter langs hele norskekysten. Beredskapskontrakten vil styrke Forsvarets reaksjonsevne, utholdenhetsevne og beredskap.

#### 8.1.1.

##### Aktivitet i havet skaper aktivitet på land - forsyningsbaser i Nord-Norge

Basestrukturen i Nord-Norge har i hovedsak utviklet seg etter aktiviteten på nordnorsk sokkel. De største basene er knyttet til aktiviteten rundt Norne-feltet og Skarv. I tillegg har Polarbase i Hammerfest utviklet seg betydelig med ny aktivitet i Barentshavet. Aktivitet mot olje og gass offshore begrenses ikke av at dette må foregå på en base. For eksempel ble ombygging og modifikasjon av Polar Pioneer gjort i Tromsø havn, etter den var ferdig på Johan Castberg-feltet og skulle til Skarv. Vardø, Bodø og Fiskebøl i Hadsel er andre eksempler på steder i Nord-Norge som har eller bygger opp nye havner for å posisjonere seg for fremtidig aktivitet.

#### 8.1.1.1.

##### Nordland

I tilknytting til aktiviteten i Norskehavet nord for 65°30' N er det etablert to baser i Nordland; Helgelandsbase og ASCO Sandnessjøen.

##### Helgelandsbase AS

Helgelandsbase AS er lokalisert på Horvnes rett utenfor Sandnessjøen sentrum og er forsyningsbase for felt i Norskehavet. Siden 1983 har Helgelandsbase utført basetjenester til de fleste av oljeselskapene som opererer i Norskehavet. Gjennom disse 30 årene har Helgelandsbase tilegnet seg betydelig erfaring og relevant kompetanse innenfor service-, forsyning- og logistikktenester for petroleumssektoren. Nærheten til sentral infrastruktur som handels- og servicefunksjoner, sykehus, en økende overnattingskapasitet, flyplass, E-6 og jernbane gjør Sandnessjøen til en god vert for Helgelandsbase.



Helgelandsbase (Foto: Helgelandsbase)

### ASCO Sandnessjøen

ASCO Sandnessjøen ble etablert i 2007 og har håndtert logistikk operasjoner for prosjekter inkludert BP Skarv, samt Norne og Aasta Hansteen for Statoil. Basen er hovedbase for Skarv og Norne og er samlokalisert med Helgelandbase på Horvneset som er en strategisk lokasjon for olje- og gassindustrien. Sandnessjøen vil også bli forsyningsbasen for Aasta Hansteen-feltet når det kommer i drift.

Sandnessjøen ligger i Alstahaug kommune sentralt på Helgelandskysten med kort seilingstid til de sentrale områdene i Norskehavet. Det bor omtrent 7 400 innbyggere i kommunen og kommunesenteret Sandnessjøen fungerer som regionsenter for ca. 15 000 – 20 000 innbyggere i regionen.



ASCO Sandnessjøen (Foto: ASCO Sandnessjøen)

### 8.1.1.2.

#### Troms

### Norbase AS Harstad

Norbase AS Harstad eies av NorSea Group, Nordic Eiendom og Harstad Skipsindustri og ble etablert i 1980 som forsyningsbase for oljeindustrien i for nordområdene. I dag leverer basen nyutviklede logistikk-løsninger, service- og eiendomstjenester både til næringslivet og offshore industrien. Med By-til-By opererer basen budru-ter, med to daglige avganger, innenfor sonene; Harstad – Evenes, Narvik – Sortland, Bardu – Finnsnes, Ballangen – Kjøpsvik – Lofoten og øvrige Vesterålen. Basen frakter også gods nasjonalt og internasjonalt med By-til-By.

Norbase har tilgjengelig areal og store muligheter for eiendomsutvikling. Avtalen med FLO / Forsvaret gir en betydelig vekst innenfor areal- / lagerleie samt innenfor logistikk.



Norbase AS Harstad (Foto: Norbase AS Harstad)

### 8.1.1.3.

#### Finnmark

##### Polarbase

Polarbase er hovedbase for olje- og gassvirksomheten i Barentshavet og ligger i Hammerfest kommune, i Rypefjord, 5 km fra Hammerfest sentrum. Den ble etablert i 1984 og har total utendørs lagringsplass på 520 000 kvadratmeter. Innendørs lager er på rundt 38 000 kvadratmeter. Kai 1 er 295 meter lang og har 10 meter dybde. Kai 2 er 90 meter lang og har 12 meter dybde. Kai 3 er 80 meter lang og har 13 meter dybde. Kai 4 (Rigg kai) har dybde opptil 22 meter. Flytekaier er på 120 meter og 7 meter dybde. Baseområdet er et kraftsenter i Finnmark med variert industri og annen næringsvirksomhet. Bulk fasiliteter inkluderer cement, barite, bentonite og brine. På basen er forsyningsvirksomhet for olje og gassvirksomheten og flere servicefirma lokalisert, i tillegg annen næringsvirksomhet som fiskeriindustri. Lokasjonen til Polarbase og nærheten til tekniske-, logistikk og medisinske tjenester, gjør basen til en ideell partner for olje og gass.



Polarbase (Foto: Polarbase)

##### Vardø Barents Base

Vardø Barents Base er etablert ved Barentshavet ved Svartnes havn på fastlandet i Vardø kommune og i Øst Finnmark fylke. VBB har som målsetting å supplere offshore olje og gass felt i det østlige Barentshavet både på norsk og russisk side. Vardø er også den første havn transportskip ankommer etter å ha passert gjennom Nordøst passasjen og russiske farvann. Den geografiske fordelingen gjør Vardø til en miljømessig og kostnadseffektiv lokasjon for offshore aktiviteter i Barentshavet.

Vardø Barents Base med sin store og isfrie havn, er nærmeste nabo til Vardø Lufthavn og hovedveien (E-75), og dermed lett tilgjengelig fra både luften, land og hav. Kystverket er etablert i Vardø og sikrer det maritime miljø. Basen har utviklingsmuligheter: rørhåndtering, lagring og behandling, beredskaps- og oljeberedskap, helikopterbase, håndtering av mannskapsskifte, supply: kaianlegg/havn, konteiner havn, og rigg- og subsea tjenester.



Vadsø Barents Base (Foto: Vadsø Barents Base)

### Kirkenesbase

Kirkenesbase er en forsyningsbase for de østlige deler av Barentshavet. Anlegget er lokalisert i østre havneområdet i Kirkenes ved den kommunale industrikanalen, og i gangavstand til bysentrum. Basen disponerer et område på inntil 80 mål og har foreløpig oppført et kombinert kontor og lagerbygg for etablering av et fremtidig leverandørmiljø til petroleumsindustrien.

Basen er en fleksibel og effektiv flerbruksterminal, og tilbyr komplette logistikk løsninger til sine kunder. Terminaltilbudet logistikktjenester, inne- og utelagringsfasiliteter, lasting og lossing av fartøyer, tollager samt dypvannskai med tilhørende stort terminalområde. Tilbudet omfatter dessuten tjenester som skipsklarering, tollklarering og spedisjons- og transporttjenester.

Kirkenesbase tilbyr i dag skip til skip oljeoverføring.



Kirkenesbase (Foto: Kirkenesbase)

#### 8.1.1.4.

### Andre baser/ havner

Longyearbyen har gode havneanlegg og logistikkoperatører som kan være aktuelle i forbindelse med olje- og gassvirksomhet i nord. Her er det lett tilgjengelig transport- og kommunikasjonsmuligheter, samt et veletablert fungerende samfunn.

Bjørnøya har ingen permanent bosetning, men på nordsiden av øya ligger Bjørnøya meteorologiske stasjon som har bemanning året rundt. På øya er det også muligheter for fylling av drivstoff til helikopter trafikk. Det er ingen gode kai- eller havnefasiliteter på øya. 80 mål av øya er regulert for næringsvirksomhet. I en fremtidig utvikling av oljevirksomheten i Barentshavet vil det kunne være aktuelt å vurdere en etablering av en fullverdig redningsbase på Bjørnøya. En fullverdig base medføre oppføring av bygninger som kan ta vare på mennesker som er reddet, etablering av forbedret innflyging for helikopter og hangar.

#### 8.2

### TRANSPORTINFRASTRUKTUR

Det er store avstander mellom regionene i Nord-Norge. Dette gjør at lufthavner med god kapasitet blir viktige i transportsystemet for effektiv logistikk av personell. Effektiv logistikk betinger samtidig gode forbindelser mellom lufthavn, veinett og havner/forsyningsbase.

Nord-Norge har 28 lufthavner, og det gode tilbudet kan illustreres med at to av tre innbyggere og næringsdrivende har kun en halvtimes reisetid til nærmeste lufthavn. Nord-Norge har åtte nasjonale og regionale lufthavner som både har nasjonal og internasjonale ruter – dersom vi også tar med charterruter. De resterende 20 lufthavnene er lokale lufthavner som betjener sine lokale regioner, og representerer et viktig og nødvendig transporttilbud inn mot regionale og nasjonale lufthavner. Luftfarten spiller en avgjørende rolle innenfor ambulansetransport, sykehusstruktur, beredskap og redning.

Bodø og Tromsø er Nord-Norges nasjonale flyplasser, mens lufthavnene i Alta, Bardufoss, Harstad/Narvik, Kirkenes, Lakselv og Svalbard er regionale flyplasser og viktig for utviklingen i sin region. Alle disse flyplassene har hatt et stor økning i antall flypassasjerer de siste ti årene.

Av de lokale lufthavnene i Nord-Norge er det spesielt Sandnessjøen, Brønnøysund og Hammerfest hvor direkte effekt av petroleumsvirksomheten i Nord-Norge kan sees. Som vist i figur 8.1 så har alle disse tre stedene

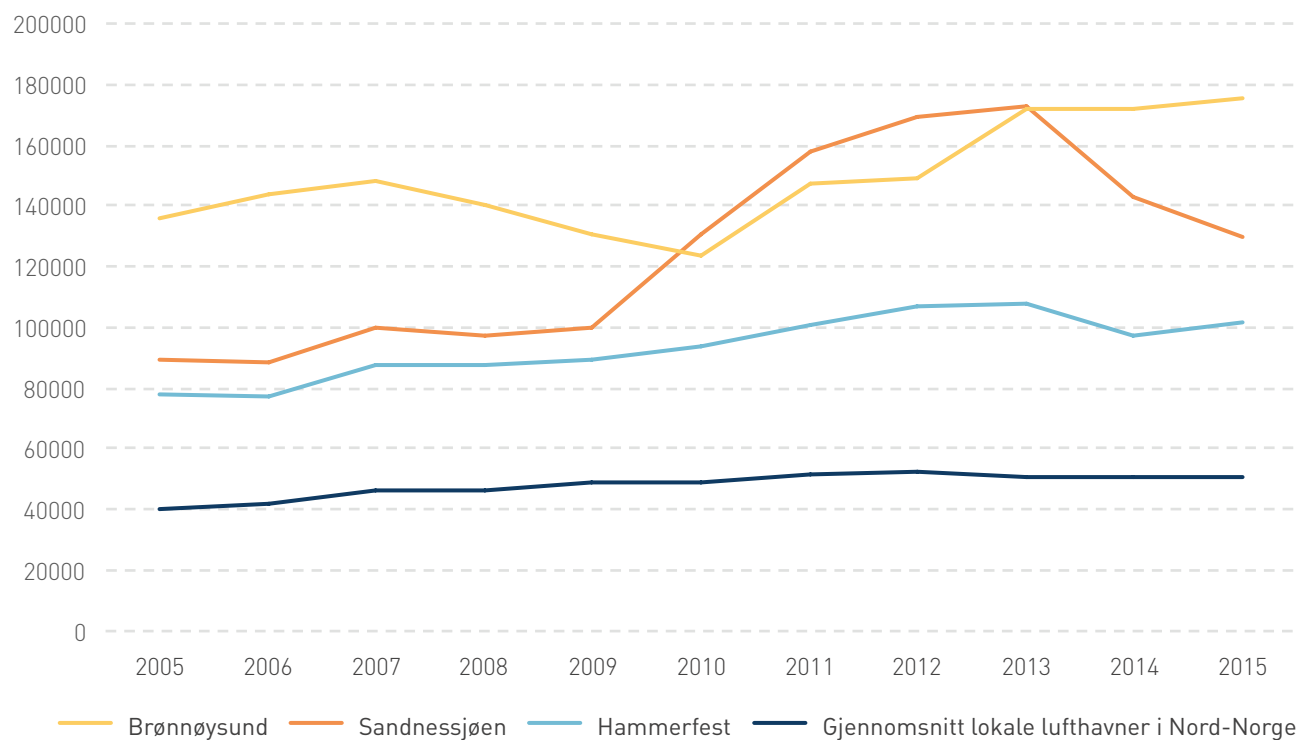
merket en betydelig oppgang i passasjerantallet de siste årene, sammenfallende med økning i petroleumsaktiviteten. Gjennomsnittet for de resterende lokale lufthavnene har kun vist en moderat vekst i samme periode.

Flyplassen i Brønnøysund hadde en sterk passasjervekst fra 2009 til 2013, som i stor grad må tilskrives arbeidet med Skarv-skipet som kom i produksjon i 2012.

Hammerfest hadde en moderat nedgang etter 2007, men har opplevd ny stor vekst siden 2010. Nedgangen henger mest sannsynlig med at Snøhvit-anlegget ble ferdigstilt, mens oppgangen kan tilskrives økt aktivitet på Polarbase til Goliat-utbyggingen og leteaktiviteten i Barentshavet.

**Figur 8.1.**

Totalt antall passasjerer offshore, rute og charter inkl. transfer og transitt i hhv. Brønnøysund, Sandnessjøen, Hammerfest og gjennomsnittet for de resterende 17 lokale lufthavnene i Nord-Norge<sup>1</sup> (Kilde: Avinor/ KonKraft)



<sup>1</sup> Mo i Rana, Mosjøen, Røst, Værøy, Leknes, Svolvær, Stokmarknes, Narvik, Andøya, Sørkjosen, Hasvik, Honningsvåg, Mehamn, Berlevåg, Båtsfjord, Vadsø og Vardø

### 8.3.

#### KOMMUNIKASJON – TEKNOLOGIER OG LØSNINGER

Kommunikasjon for olje- og gassvirksomheten i nord bør sees i sammenheng med hvilke teknologier og løsninger som andre brukere benytter.

Maritim radiokommunikasjon benyttes for nød- og sikkerhetskommunikasjon, navigasjonskommunikasjon, fartøysrapportering, talekommunikasjon og internettaksess

for operasjonelle aktiviteter og mannskapsvelferd. Større fartøy er underlagt regulatoriske pålegg om bruk av kommunikasjonsmedier.

Til Goliat i Barentshavet er det lagt en hybridkabel med strøm og fiber på 105 km. Snøhvit ligger 145 km fra Melkøya og har en kabel som skal brukes til hydraulikk-, data- og fiberoptikktjenester for undersjøisk utstyr.

Den stadig økende bruken av bredbåndskommunikasjon i samfunnet påvirker også etterspørselen i nordområdene.

For å sikre og effektivisere operasjoner vil data/kommunikasjonssystemer for integrerte operasjoner, fjernlagring, videooverføring, telemedisinske tjenester, fjernstyring og vedlikehold, e-navigasjonstjenester og internett aksess tas i bruk. Slike systemer er i ferd med å bli innført globalt, og krav og behov for at disse også fungerer i nordområdene vil bli stadig sterkere. Systemer for logistikk og trafikkstyring er forventet å ha moderate dataratebehov i begynnelsen, men i løpet av noen år forventes det at funksjoner som krever vesentlig større kommunikasjonskapasitet blir implementert.

Den maritime trafikken i nord sammenfaller med variasjonen i isutbredelsen, og de siste par årene har opp mot 200 skip daglig trafikkert farvannene i europeisk sektor nord for 72°N om sommeren. Fiskeri er den klart største aktiviteten i området, og er forventet å fortsette å være det i overskuelig framtid. Nye systemer for blant annet logistikk og trafikkstyring er forventet å bli viktig for å effektivisere og redusere tid og kostnader for transport til havner. Transportnæringen er også forventet å ta i bruk slike effektiviserende systemer. Maritim turisme er et brukersegment der det forventes at kundene vil ha sterkt økende forventninger til bredbåndskapasitet.

I tillegg til disse brukersegmentene vil offshore olje og gass ha behov for svært robuste systemer med høye datarater, noe som vil sette fundamentalt strengere krav til systemene.

Fiber og satellittkommunikasjon ansees å være de to hovedkategoriene av teknologiske løsninger som vil være spesielt attraktive for olje- og gassnæringen i nord.

Satellittkommunikasjon er forventet være den primære løsningen for de aller fleste mobile brukerne samt for alle stasjonære brukere uten fibertilgang (være seg enten på grunn av avstander eller før fiber blir tilgjengelig). Lengre nord vil det gradvis bli mer problematisk å benytte geostasjonære satellitter, og alternative løsninger over satellitt er forventet å være mest attraktive.

Avstandene er store i Barentshavet. Johan Castberg ligger 110 km nordvest for Snøhvitfeltet og 210 km sør for Bjørnøya. Funnene lenger øst som Wisting ligger 150-250 km unna Johan Castberg og enda lenger fra land. Det er sannsynlig at de fleste faste installasjonene i Barentshavet vil få fiber før de settes i produksjon. Radiolinje vurderes som mulig kun for kommunikasjon mellom noen av de framtidige plattformene. Krav til robusthet kan tilfredsstilles ved å etablere en rimelig satellitt-kommunikasjonsløsning med lavere datarater som en "fallback-løsning" til fiber.

For begrensede datamengder kan LEO-satellittsystemer være bra alternativer med god dekning helt i nord. To slike systemer nevnes her spesielt: Satellite VHF Data

Exchange (VDE-Sat) er komplementær med dagens bakkebaserte VHF-løsninger og muliggjør i tillegg kommunikasjon med svært lave datarater i hele Arktis. Iridium Next er en kommende løsning for brukere som typisk trenger flere hundre kbit/s.

For både små og store datamengder vil et framtidig høyelliptisk bane (HEO) satellittsystem være et attraktivt alternativ med god dekning for både mobile og stasjonære brukere helt i nord. HEO muliggjør at satellittene kan dekke nordområdene i omkring 2/3-deler av omløpstiden. Et HEO satellittsystem trenger derfor bare to satellitter for å gi kontinuerlig dekning, og kapasiteten kan dimensjoneres til å være tilsvarende en geostasjonær FSS VSAT. Eksisterende VSAT brukerutstyr vil dessuten kunne benyttes i et HEO-system. Etter omfattende utredninger om behov, kostnader, utfordringer og muligheter har Norsk Romsenter konkludert med at et slikt system bør etableres for den europeiske delen av Arktis.

#### 8.4.

### INFRASTRUKTUREN MÅ TILPASSES FREMTIDENS BEHOV

For olje- og gassindustriens operative virksomhet på nordnorsk sokkel foregår godstransporten i stor grad i tilknytning til basene i Hammerfest og Sandnessjøen. Transporten av personell foregår i stor grad fra Hammerfest, Sandnessjøen og Brønnøysund.

Pågående og sannsynlige utbygginger de nærmeste årene vil i stor grad være dekket av nåværende baser. Med en økende aktivitet i Barentshavet sørøst vil det være behov for økt forsyningsbasekapasitet og helikopterbaser lengre øst i Finnmark. Denne aktiviteten bør ha nærhet til industrielle støttepunkter og ressurser på land. En betydelig styrking og bedring av kommunikasjonsløsninger i nordområdene er helt avgjørende for effektiv og sikker aktivitet for alle næringer som opererer i disse områdene.

I en framtidig utvikling av oljevirksomheten i Barentshavet vil det kunne være aktuelt å vurdere en etablering av en fullverdig redningsbase på Bjørnøya. En fullverdig base medføre oppføring av bygninger som kan ta vare på mennesker som er reddet, etablering av forbedret innflyging for helikopter og hangar. I et enda lengre perspektiv kan Longyearbyen bli et viktig sted for olje- og gassvirksomheten.

## INTERVJU

## ...IKKE DET SAMME UTEN OLJEARBEIDERNE

Flyrutene i Nord-Norge ville ikke vært de samme uten olje- og gassindustrien.

- Det er ingen tvil om at petroleumsnæringen er hovedgeneratoren for trafikkutvikling, sier kommunikasjonsdirektør Richard Kongsteien i Widerøe. Han viser til at aktivitet skapt av olje- og gassindustrien driver frem kommersielle ruter og høyere frekvens.

Widerøe mener at den økte aktiviteten oljenæringen gir, gjør flyselskapet i stand til å gi et tilbud også mellom de kommersielle rutene og anbudsnettet. Uten oljearbeiderne ville flere av dagens ruter ikke eksistert.

- Oljeselskapene er flinke til å benytte rute-fly. I de tilfellene de bruker charter skjer dette kun i en periode, før rute-fly blir innarbeidet, sier Kongsteien som er godt fornøyd med kommunikasjonen mellom Statoil og Widerøe.

Flyselskapet mener oljeindustriens mange reiser gir et bedre flytilbud for alle i hele landsdelen.

- Det er ingen tvil om at rutenettet ikke ville vært det samme uten oljeindustrien. Spesielt på Helgeland og i Finnmark bidrar den næringen med mye aktivitet, sier han.

Blant annet kaller Widerøe direkteruten Tromsø-Hammerfest for «oljesmurt», og uten de mange oljearbeiderne ville ruten ikke vært der.



Richard Kongsteien,  
kommunikasjonsdirektør i  
Widerøe  
(Foto: Widerøe)

«Det er ingen tvil om at petroleumsnæringen er hovedgeneratoren for flytrafikkutviklingen.»

Richard Kongsteien

### BARENTSWATCH

BarentsWatch skal bli et helhetlig overvåkings- og informasjonssystem for de norske hav- og kystområdene. Systemet vil gi forenklet tilgang til den beste, samlede informasjonen om våre havområder, og forbedre elektronisk datautveksling mellom etater med operativt ansvar til sjøs. BarentsWatch er en viktig oppfølging av regjeringens nordområdestrategi.

Formålet med BarentsWatch er å legge til rette for informasjonsdeling, og å utvikle tjenester på tvers av fag og etater. Systemet består både av en allment tilgjengelig portal, og begrensede og lukkede tjenester mellom etater. En av portalens unike trekk er at den samler og gjør tilgjengelig informasjon som tidligere var spredt på et stort antall kilder. Portalen vil kunne formidle et bedre faktagrunnlag og gi et mer helhetlig bilde av aktiviteten og tilstanden i kyst- og havområdene. BarentsWatch består i dag av et samarbeid mellom ca. 30 etater og forskningsinstitusjoner, og vil være i en oppbyggingsfase i perioden 2014–2017. BarentsWatch overtar verken ansvar eller oppgaver fra etatene, men fungerer som en fasilitator for sammenstilling, utvikling og formidling.

## 9. Høyt sikkerhetsnivå i nord

God sikkerhet og beredskap er en avgjørende forutsetning for videre verdiskaping på nordnorsk sokkel. Imidlertid er olje- og gassoperasjoner i nordlige og arktiske strøk ingen ny aktivitet. Olje- og gassindustrien har i flere tiår drevet forsvarlig virksomhet i nordområdene, både i norske farvann og ikke minst internasjonalt. Det foregår i dag helårig produksjon i blant annet kanadisk Arktis og Alaska under langt mer utfordrende forhold enn på nordnorsk sokkel.

Norsk olje- og gassindustri har kontinuerlig forbedring som mål. Erfaringene med produksjon i andre nordlige områder er brukt som grunnlag for en rekke vurderinger, enten internt i selskaper eller i et samarbeid mellom selskaper, organisasjoner og/eller myndigheter. Formålet med vurderingene er å identifisere mulige nye utfordringer knyttet til utvinning av olje og gass på nordnorsk sokkel og relevante avbøtende tiltak.

Her nevnes noen eksempler på slike felles initiativ:

- The Barents Sea Exploration Collaboration (BaSEC) ble etablert i 2015 med formål å sikre en god operasjonell standard for leteaktivitet innen området helse, miljø og sikkerhet. Samarbeidet er mellom 16 selskaper med stor aktivitet i nord som ønsket et bredere samarbeid for bedre å løse de felles utfordringene som er identifisert for virksomheten i Barentshavet.
- Maritimt Forum Nord tok høsten 2012, sammen med programleder for Maritim21, et initiativ for å starte et forprosjekt på søk og redning i nordområdene (SARINOR).
- Programmet «HMS utfordringer i nord» er et samarbeidsprosjekt mellom Norsk olje og gass, Norsk Industri, Norges Rederiforbund, Industri Energi, SAFE, Lederne, DSO, Petroleumstilsynet og Oljedirektoratet.
- Petroleumstilsynet har igangsatt en rekke utredninger og vurderinger om ulike utfordringer knyttet til olje- og gassvirksomhet i nordområdene.

Flere av utfordringene som er identifisert, er enten allerede løst gjennom implementerte tiltak eller vil finne sin løsning gjennom planlegging av konkrete aktiviteter. Operatørene vil til enhver tid, måtte planlegge for lokasjonsspesifikke operasjoner, der man må ta hensyn til geografisk posisjon, tilgjengelige kommunikasjonsformer, områdespesifikke klimatiske forhold og vær fenomener, helikoptertransport og helikopterlogistikk, samt lokasjonsspesifikk beredskap (herunder medisinsk beredskap, evakuering og redning).

### 9.1

#### SAMARBEID MELLOM OPERATØRER I BARENTSHAVET

Et viktig tiltak for å møte utfordringene i Barentshavet, som påpekt i flere av utredningene over, er økt samarbeid mellom operatørene. En del selskaper med stor aktivitet i nord etablerte derfor i 2015 The Barents Sea Exploration Collaboration (BaSEC) med formål å sikre en god operasjonell standard for leteaktivitet innen helse, miljø og sikkerhet. Samarbeidet har foreløpig en varighet på tre år.

Med utgangspunkt i eksisterende kunnskap og erfaring, er samarbeidet motivert av et mål om å finne felles løsninger for leteoperasjoner i den norske delen av Barentshavet, samt å ivareta et godt sikkerhetsnivå på en kostnadseffektiv måte.

Selskapene skal søke å utvikle felles løsninger som kan muliggjøre:

- En felles operatørtilnærming til helse, miljø og sikkerhet i den norske delen av Barentshavet
- Egnet sikkerhets- og beredskapsnivå
- Deling av data
- Standardisering

Arbeidsprogrammet i BaSEC fokuserer på operasjonelle utfordringer og tiltak på kort og mellomlang sikt, med særlig oppmerksomhet mot de nyåpnede områdene

for olje- og gassindustrien som ble utlyst gjennom 23. konsesjonsrunde.

Arbeidet i 2015 har vært strukturert rundt innsamling av relevant kunnskap, diskusjon av praktiske implikasjoner av gjeldende retningslinjer og regelverk, samt identifikasjon av områder med behov for ytterligere fordypning. Basert på dette vil prosjektet gjøre videre studier i 2016. BaSEC rapporter vil bli gjort tilgjengelig på en hjemmeside under Norsk olje og gass. Prosjektet tar sikte på å distribuere de første rapportene i løpet av første halvår 2016.

BaSEC samarbeidet dekker et bredt spekter av temaer (se tekstboks til høyre) og noen av aktivitetene vil derfor bli beskrevet henholdsvis i kapitlene 9 (sikkerhet), 10 (miljø) og 11 (oljevernberedskap).

## 9.2

### SØK OG REDNING (SAR) I NORD

#### 9.2.1

##### Olje- og gassindustrien

Redningsansvaret på norsk sokkel er fordelt mellom private og offentlige redningsaktører. De offentlige er blant annet Hovedredningssentralen (HRS) med de ressursene de har tilgang til. Operatørene har ansvar for redning i en omkrets lik 500 meter rundt innretningene og dimensjonerer den private beredskapen ut fra dette, mens de offentlige redningsressursene har redningsansvaret fra land og ut til denne 500 meters sonen. Denne fordelingen er også gjeldende i Barentshavet.

En viktig ressurs i beredskapen er redningshelikoptrene fra HRS, og SAR-helikopter fra olje- og gassindustrien. Store avstander opptil 450 km fra land og helikopter-terminaler ut til den nordlige delen av den åpne delen av Barentshavet fører til nye utfordringer på norsk sokkel. Imidlertid har industrien internasjonalt gode erfaringer med tilsvarende avstander og helikopterberedskap i arktiske strøk, blant annet fra kanadisk Arktis.

I dag er det to helikoptertyper (S-92/H225) som benyttes av industrien. Disse har begge etter en oppgradering rekkevidde til å nå ut og inn til de fjerneste delene av de åpne områdene uten behov for fylling av drivstoff. Grunnet blant annet klimatiske forhold i Barentshavet er det et krav at helikoptrene er utstyrt med blant annet satellitt kommunikasjon, avisingsutstyr og generelt mer automatisering. SAR helikoptrene må være utrustet for å takle alle sannsynlige værtyper (All Weather – AWSAR) med det siste av lokaliseringstiltak blant

annet AIS sporing for lokalisering av skip og personell i sjø. Industrien har utviklet standard retningslinjer som sikrer tilfredsstillende standarder for helikoptre.

I 2015 dekkes olje- og gassindustriens behov av helikopter stasjonert i Hammerfest som følge av aktivitetene ved Goliat. Avhengig av tildelingene i 23. konsesjonsrunde vil behov for ytterligere helikopterbasen bli vurdert av industrien. Det kan på sikt vurderes som nødvendig å plassere helikoptre offshore på en fast produksjons innretning. Foreløpig er det ingen planer for dette i dag da basen i Hammerfest dekker området på en tilfredsstillende måte med sitt.

Redningshelikoptrene operert av den offentlige redningstjenesten skal i nær framtid fornyes. De nye helikoptrene (AW101) vil kunne fly 315 nautiske mil (580 km) ut og tilbake igjen uten å etterfylle drivstoff. Ved opphenting av 20 personer har de nye helikoptrene en rekkevidde (i denne sammenheng tur/retur) på 266 nautiske mil (knappe 500 km).

#### BASEC

BaSEC består per mars 2016 av følgende 16 selskaper:

Statoil ASA, Eni Norge AS, Lundin Norway AS, OMV Norge AS, Engie (GDF Suez E&P Norway AS), Chevron Norge AS, Repsol Exploration Norge AS, Total E&P Norge AS, Det Norske Oljeselskap ASA, ConocoPhillips Skandinavia AS, Wintershall Norge AS, Edison Norge AS, Norske Shell AS, E.ON E&P Norge AS, Tullow Oil Norge AS, DONG E&P Norge AS

Følgende arbeidsgrupper er etablert:

- MetOcean og is
- Miljø og oljevernberedskap
- Logistikk og beredskap
- Mobile breenheter
- Helse og arbeidsmiljø

Figur 9.1.

Bildet illustrerer de nye redningshelikoptrene (Foto: Mats Grimsæth, Forsvaret)



Lengre avstander til sykehus vil imidlertid føre til noe lengre transport av skadde. Flere operatører har allerede etablert telemedisin for alle sine operasjoner. Det løser ikke alle problemstillingene knyttet til medisinsk beredskap, men er et svært nyttig diagnostisk verktøy slik at diagnosen kan stilles med mye større sikkerhet og rett behandling igangsettes før ankomst sykehus. Operatørselskapene har også adressert behov for telemedisin med overføring direkte til sykehus, blant annet til helikopterprodusentene.

Beredskapen som industrien bringer med seg, representerer en tilleggsressurs også for andre aktiviteter som fiskeriene og skipsfarten. Nytteverdien i dette er demonstrert en rekke ganger langs norskekysten, blant annet ved havariet av fiskebåten «Kamaro» oktober 2013 der 11 mann ble plukket opp av helikopter som var stasjonert i Hammerfest. Redningshelikoptrene til HRS var ikke tilgjengelig på grunn av vedlikehold og motorhavari.

Generelt er olje- og gassnæringens ulike SAR-ressurser disponible for hovedredningssentralene og har regelmessig bidratt i sivile redningsaksjoner. Det er ventet at økt olje- og gassvirksomhet på nordnorsk sokkel vil ha tilsvarende positive effekter på beredskap og sikkerhet i disse havområdene<sup>1</sup>.

Flere års systematisk arbeid i olje- og gassnæringen har ført til at norsk sokkel er blant de ledende innen helikoptersikkerhet. Samtidig skal næringens sikkerhetsarbeid pågå kontinuerlig og drives fremover. Næringen har derfor i 2016 besluttet å gjennomføre en detaljert studie for å sikre at norsk sokkel fortsatt er blant de ledende på dette området.

1 Safetec 2012: SAR-ressursene i oljenæringen og fiskerinæringen. Dokument nr.: ST-04555-2

## INTERVJU



Bent-Ove Jamtli,  
avdelingsdirektør ved  
Hovedredningssentralen for  
Nord-Norge  
(Foto:  
Hovedredningssentralen)

«Petroleumsbransjen  
er med på å styrke den  
generelle beredskapen  
langs kysten.»

Bent-Ove Jamtli

## STYRKER BEREDSKAPEN

Oljeindustriens beredskapshelikopter har flere ganger reddet livet til fiskere i nord.

Både helikoptrene som er stasjonert langs kysten som en del av oljeberedskapen, og de ulike skipene tilknyttet næringen, inngår også i den normale redningsberedskapen.

-Petroleumsbransjen er med på å styrke den generelle beredskapen langs kysten.

-Vi kan rekvirere olje-helikoptrene» om det skjer en hendelse, og de har ved flere anledninger ytt livgivende innsats, sier avdelingsdirektør Bent-Ove Jamtli ved Hovedredningssentralen for Nord-Norge. Han påpeker at samarbeidet mellom HRS og oljeindustrien er utmerket.

Jamtli ser det som positivt at flere skip er i aktivitet langs kysten. Da er redningen nærmere om noen skulle få problemer.

-Flere av supply-fartøyene har kapasitet til å ta om bord 250-300 personer. De er trent på å hente folk ut fra vanskelige situasjoner, sier Jamtli.

Han viser til at Petroleumstilsynet stiller krav til beredskap ved større operasjoner. HRS har også både samarbeidsmøter og øvelser med olje- og gassindustrien. Det er også laget felles planverk for hvilke roller de ulike aktørene skal ha om det skjer en akutt hendelse.

-Vi har flere ganger rekvirert beredskapshelikopteret i Hammerfest. Det har vært med i søk etter savnede personer, bistått ved større trafikkulykker og reddet fiskere fra havarete båter, sier Bent-Ove Jamtli.

### 9.2.2

#### SARiNOR

God sikkerhet og beredskap er en særlig viktig forutsetning for kommersiell aktivitet til sjøs i Nordområdene. Prosjektet «Search and rescue in the High North», SARiNOR, ble initiert av Maritimt Forum Nord med finansiell støtte fra Utenriksdepartementet og representanter for alle de havbaserte næringene. I tillegg deltar andre offentlige organer og institusjoner i prosjektets styringsgruppe, herunder Kystverket, Hovedredningssentralen for Nord-Norge, Kystvakten og 330-skvadronen til Luftforsvaret.

I arbeid med sjøsikkerhet er det viktig å se på alle sider ved beredskap og ressurser som kan settes inn når det skjer en ulykke. Beredskapsarbeidet inneholder både forebyggende og konsekvensreducerende tiltak. Forebyggende tiltak inneholder blant annet regelverk, infrastruktur, redningsutstyr og kompetanse hos personell som har beredskapsfunksjoner eller innehar funksjoner og arbeidsoppgaver som innebærer en risiko for hendelse.

Formålet med SARINOR er å kartlegge dagens beredskap og avdekke mangler med tanke på større hendelser i Nordområdene. Prosjektet er i sitt tredje og siste år og har generert resultater og funn som er dokumentert i offentlig tilgjengelige rapporter<sup>2</sup>.

Blant annet er følgende mangler i beredskapen for storulykker i det norske søk- og redningsansvarsområdet identifisert:

- tilgjengelig radiosambandstyper og satellittkommunikasjon mangler nødvendig pålitelighet
- dagens søk- og redningsressurser har for lang responstid eller skal dekke for store områder
- evakueringsløsninger av personell fra flåte/livbåt til fartøy (redningsfartøy) eller redningshelikopter er ineffektivt og kan ikke gjennomføres sikkert nok
- datakommunikasjon i det definerte området har for lav pålitelighet og for liten kapasitet
- det er ikke tilstrekkelig samtrenting mellom private og offentlige redningshelikoptre

Disse funnene følges opp med relevante tiltak.

### 9.3

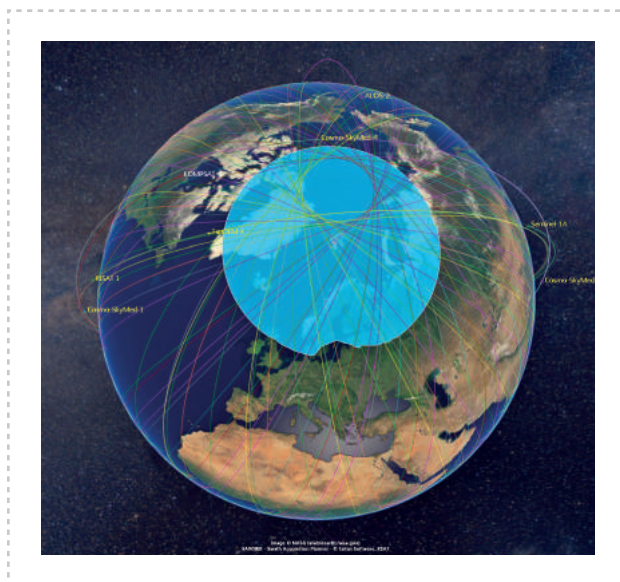
#### KOMMUNIKASJON OG ANNEN BRUK AV SATELLITTER

Generelt kategoriseres satellitter etter hvilke baner rundt jorden de benytter. Geostasjonære (GEO) satellitter står i ro i forhold til jorden ved at de har 24 timers omløpstid i en bane høyt over ekvator. På grunn av meget stor høyde har en GEO-satellitt i prinsippet et svært stort dekningsområde, men mot polområdene fra omkring 72. til 75. breddegrad blir deknningen gradvis borte. Dekningsgraden er god i den vestlige delen av nordnorsk sokkel opp til 75 grader nord, men er noe dårligere helt øst.

Satellitter i polare baner har den store fordel at de dekker Nordområdene store deler av døgnet og kan derfor sikre tilgang til data med noen få timers mellomrom hver dag. De er særlig benyttet ved overvåking (satellittbilder). Norge har vært verdensleder i bruk av satellitteknologi i mer enn 50 år, og i denne sammenheng er etableringen av satellittstasjonen på Svalbard, SvalSat, i 1997 en av de viktigste nasjonale investeringene. Fordelen med stasjonen på Svalbard er at den kan laste ned data fra hvert omløp fra en satellitt i polarbane. Siden etableringen i 1997 har Kongsberg Satellite Services (KSAT) bygget ut stasjonen til i dag å være en av de viktigste og største nedlesestasjonene globalt.

**Figur 9.2.**

Figuren viser i blått området hvor SvalSat har direkte kontakt med satellitter i polarbane. Data fra disse satellittene vil være tilgjengelig få minutter etter at bildet er tatt. Linjene viser banene til de aktuelle satellittene i forskjellige farger (Kilde: KSAT)



#### 9.3.1

##### Kommunikasjon

Med dagens tilgang til satellitter begynner kommunikasjon nord for 72. breddegrad å bli utfordrende og ustabil spesielt i den østlige delen av norsk område. Erfaringer så langt tyder på akseptable forhold med dagens aktivitet nord til 73,5 grader nord. Nord for 75. breddegrad er satellittkommunikasjon svært krevende og ved økt aktivitet i nordområdene vil totalkapasiteten per satellitt begrense antall brukere som kan få tilfredsstillende datarater. For det sannsynlige omfanget av leteboring og annen innledende aktivitet, er kapasiteten tilfredsstillende. Som følge av usikkerheten knyttet til satellittkommunikasjon i den nordøstlige delen av den åpne delen av nordnorsk sokkel utførte BaSEC en mer detaljert kartlegging av tilgjengelighet og eventuelle begrensninger på satellittreferanse og kommunikasjonssystem i Barentshavområdet. I dette inngikk blant annet oversikt over krav og behov av referansesystemer for å kunne operere ved bruk av Dynamisk posisjon (DP) system samt kartlegging av tilgjengelige satellittsystemer og dekning til bruk for DP og kommunikasjon.

<sup>2</sup> <http://www.sarinor.no>

Bredbåndskommunikasjon basert på satellitt er viktig både for daglige operasjoner, beredskapssituasjoner og telemedisin. Denne typen kommunikasjon til mobile brukere utenfor mobilnettets dekning er i dag basert på løsninger over geostasjonære satellitter.

I tillegg til rene satellittsystemer for kommunikasjon finnes søk og redningssystemet Cospas-Sarsat. Systemet benytter blant annet polarbane og geostasjonære satellitter for mottak av nødsignal og tilbakemeldinger til nød-stedte. Det nye europeiske satellittnavigasjonssystemet Galileo vil i tillegg til mer presis navigasjon, posisjonering og tidsreferanse tilby en slik type toveis meldingstrafikk i Cospas-Sarsat.

Norsk Romsenter er en aktør som står helt sentralt med hensyn til å videreutvikle og forbedre kommunikasjon via satellitt i nord. Senteret kartlegger nå behovet for bredbånd i Arktis og nordområdene. Formålet er å vurdere grunnlaget for et norsk satellittkommunikasjonssystem for bredbånd. En slik løsning har en lang horisont i og med at det tar fem år fra beslutningstidspunkt til oppskyting av satellittene. Bransjen vil være i dialog med Norsk Romsenter og slik at utredningen har et tilfredsstillende grunnlag for å utvikle løsninger og vurdere grunnlaget for satellittkommunikasjon i nordområdene i et langsiktig perspektiv.

### 9.3.2

#### Datainnsamling med satellitter

Tilgangen til observasjoner fra satellitter i polare baner er blitt utnyttet innenfor meteorologi siden slutten av 1970-tallet, og dagens værmeldinger er helt avhengig av slike observasjoner. Instrumenteringen på de meteorologiske satellittene er primært utviklet for å innhente informasjon fra atmosfæren og nært jordoverflata. Majoriteten av instrumentene er enten optiske instrumenter som ikke kan observere hav/jordoverflata gjennom skyer eller i mørke, eller mikrobølge instrumenter som kan innhente informasjon fra jordoverflata, hvor detaljgraden er typisk 25-50 km.

Satellittindustrien er i stor endring og dette vil åpne for nye og mer avanserte tjenester. Radarinstrumentene blir mer avansert og vil gi mye mer data. I tillegg blir de fremtidige programmene basert på konstellasjoner av billigere og mindre satellitter.

De store satellittprogrammene, som Copernicus, Radarsat, Cosmo-SkyMed, TerraSAR og RISAT, vil de neste ti-årene fortsatt utgjøre de viktigste datakildene for de operasjonelle tjenestene. Nasjonale aktører er gjennom avtaler sikret prioritert global datainnsamling og nedlesning via for eksempel SvalSat for bruk i operasjonelle

nær sanntidstjenester.

Utviklingen kan gi informasjon om objekter eller strukturer på overflata med en detaljgrad på ned til 0,5 meter. Generasjonen satellitter som kommer etter 2020/25 vil være mer avanserte og kan levere flere målinger fra samme punkt på overflata sammenlignet med dagens teknologi.

Oppdatert og pålitelig tilgang til informasjon om sjøtilstanden er viktig for offshore operasjoner. I dag er det mulig å estimere vindretning og hastighet, samt å bestemme bølgelengden med gjennomsnittlig 25-40 prosent nøyaktighet. Med neste generasjon radarsystemer vil det være mulig å estimere sjøtilstandsparametre med bedre nøyaktighet, samt også å kunne skille kvantitativt mellom vind, bølger og strøm på havoverflata med en romlig detaljgrad på 1-2 km.

Samtidig med at selve satellitteknologien utvikles og blir mer avansert, foregår det også betydelig FoU-aktivitet for å kunne tilby både bedre og nye tjenester. Ett eksempel på et slikt program er CIRFA prosjektet ved Universitetet i Tromsø. Dette er et 8-årig program som startes opp i 2015, og som skal fokusere på bedre/nye metoder spesielt for å kunne utnytte data for og i Nordområdene. En viktig målgruppe for dette programmet er olje- og gass industrien som også er involvert i programmet.

### 9.4

#### BEHOV FOR BEDRE VÆRVARSEL

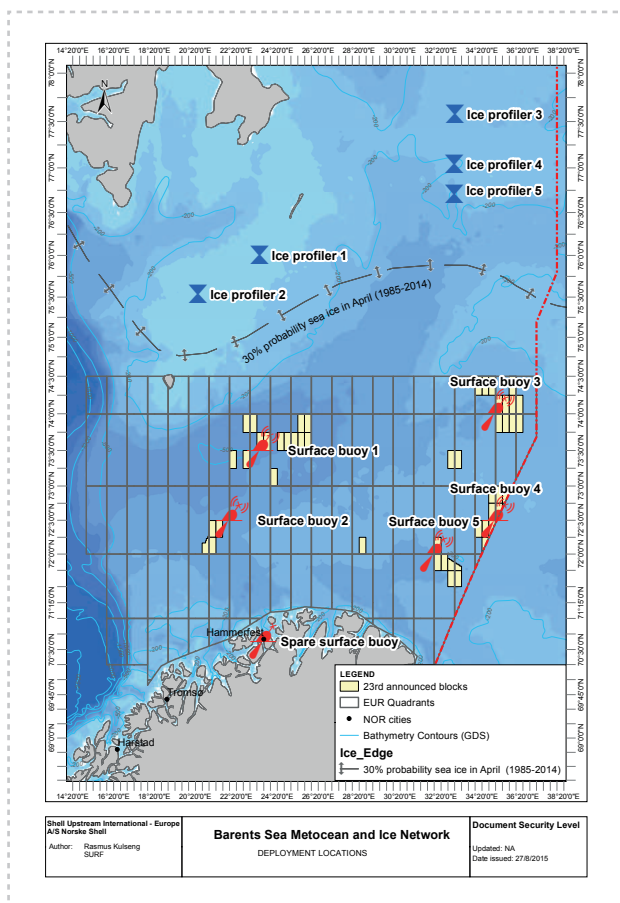
Værvarslene for den nordlige delen av nordnorsk sokkel er dårlig fundert med få observasjonspunkter som kan bidra til validering av modellene som benyttes i dette arbeidet. Behov for bedre og sikrere værvarsler i aktuelle områder av Barentshavet har lenge vært et tema spesielt i tilknytning til fiskeriene. I dette ligger en rekke deltemaer, blant annet bedre varsel om polare lavtrykk, tråg<sup>3</sup>, tåke og varsel om ising på fartøy, rigg eller fast innretning. Andre utfordringer som også er inkludert i dette, er varsling av isfjell/store isflak og av sjøis.

3 Tråg: svært tette og hyppige snøbyger

Usikre værvarsel skyldes i stor grad i dårlig utbygd observasjonsnett og dermed dårlig datagrunnlag for modellene. Det har vært bare to offisielle målestasjoner som har dekket Barentshavet lokalisert til Hopen og Bjørnøya. Industrien har igangsatt en rekke tiltak med flere målepunkter for å utbedre dette. Blant annet ble Barents Sea Metocean and Ice Network (BaSMIN) igangsatt i 2015 som et samarbeidsprosjekt under ledelse av Statoil. Programmet går over tre år med utsetting sommeren 2015 av totalt fem bøyer for måling av meteorologiske og oseanografiske data og i tillegg fem rigger for måling av isstykkelse og forekomst (se figur neste side).

Figur 9.3.

Kart som viser stasjoner for måling av meteorologi-, oseanografi- og isdata i regi av en rekke oljeselskaper koordinert av Statoil<sup>4</sup>. (Kilde: Project Charter BaSMIN)



I tillegg har flere operatørselskaper, blant annet Eni Norge med Goliat som den foreløpige eneste faste innretning i området, og OMV med leterigg, montert værnsensorer (AWOS) på riggene. Data fra disse skal automatisk overføres til meteorologisk institutt i Tromsø. Det vil også bli rapportert værobservasjoner etter gjeldende standarder fra flere av leteriggene som skal operere i

området. Derved vil bransjen sikre at Meteorologisk Institutt i Tromsø får regelmessig tilgang til betydelig større datamengder.

Værradarer med en rekkevidde på ca. 250 km, er i dag en viktig datakilde for observasjoner og input til modeller. Et foreslått tiltak for å bedre værvarslingen i Barentshavet har vært å sette ut en værradar på Bjørnøya. Denne ville vært spesielt nyttig ved varsling av polare lavtrykk og tråk. Imidlertid er investeringskostnadene store og Meteorologisk vurderer i stedet utplassering av et antall mobile værradarer, noe som også vil gi en god forbedring i forhold til dagens situasjon til en mindre kostnad. Slike radarer vil også kunne plasseres på leterigger og produksjonsplattformer. Goliat-plattformen har to såkalte X-band radarer med en rekkevidde på ca. 45 km. Det er gode erfaringer fra Canada med denne typen radar.

## 9.5

### DESIGN OG «VINTERISERING»<sup>5</sup>

Design og vinterisering har vært sentrale temaer for industrien i relasjon til blant annet sikkerhetskritiske systemer, anleggsintegritet og arbeidsmiljø. Problemstillingene som er blitt tatt fram, er i stor grad også adressert i det pågående internasjonale standardiseringsarbeidet<sup>6</sup> under ISO (International Organization for Standardization). Det er blant annet etablert en egen struktur under ISO for videreføring av anbefalingene gitt i Barents 2020 programmet.

#### 9.5.1

### IMOs polarkode

Per i dag er det ingen særskilte krav som gjelder for fartøyer som opererer i Barentshavet. Fra 1. januar 2017 trer Polarkoden<sup>7</sup> i kraft. Polarkoden er utarbeidet av FNs skipsfartsorgan IMO (International Maritime Organization) og gjelder for fartøyer som opererer i polare områder, det vil si områdene nord for linjen vist i figur 9.4, i tillegg til definerte områder i Antarktis. For Norge omfattes blant annet områdene rundt Svalbard og Bjørnøya og den nordlige delen av Barentshavet sørøst.

4 Statoil, LUKOIL, Lundin, Shell, Eni Norge, Det Norske, ConocoPhillips, KUFPEC, EON, DONG, OMV, GDF Suez, Repsol, Wintershall, Total

5 Vinterisering er å tilrettelegge innretninger og fartøyer med utstyr og arbeidsplasser slik at de kan operere som normalt også i strengt vinterklima.

6 ISO: Standardisering av operasjoner i forbindelse med leting, produksjon og foredling av hydrokarboner onshore og offshore i arktiske strøk og andre geografiske områder med lignende klimautfordringer (ISO TC 67 SC8).

7 <http://www.imo.org/en/MediaCentre/HotTopics/polar/Pages/default.aspx>

Målet med Polarkoden er å sørge for trygge skipsoperasjoner og vern av det polare miljøet ved å ta hensyn til risiko som finnes i polare farvann og som ikke ivaretas på andre måter. Polarkoden er en videreutvikling av tidligere frivillige retningslinjer. Polarkoden vil være obligatorisk for alle fartøy som i dag må tilfredsstille krav iht. SOLAS og MARPOL, og kravene i Polarkoden kommer i tillegg til disse.

Figur 9.4.

Grense for IMO Polarkoden i Barentshavet  
(Kilde: DNV GL)



Koden omfatter de fleste skip knyttet til olje- og gassvirksomheten i disse områdene. Alle beredskaps- og oljevern fartøy som opererer innenfor Polarkode-området blir omfattet, mens blant andre fiskefartøy og statlige SAR-fartøy ikke er inkludert.

### 9.5.2

#### Isklasse for fartøyer

Isklasse kommer i tillegg til IMOs standardkrav og gjelder for fartøyer som skal operere i områder med sjøis av ulik kvalitet. Disse kravene er uavhengig av Polarkoden og er inndelt i ulike kategorier avhengig av iskvaliteten i det aktuelle området for fartøyet. Detaljerte krav til isklasse vil avhenge av type operasjon, årstid og geografisk posisjon. Dette er forhold som må vurderes basert på hvilke aktiviteter som er aktuelle.

I NOFOs fartøyspool har enkelte fartøy isklasse, og hovedsakelig i de to laveste isklassene ICE-C eller den Baltiske isklassen ICE – 1C. Fartøy med isklasse ICE-1C er

begrenset til bruk i lett oppbrutt førsteårsis med tykkelse inntil 40 cm og er ikke for fartøy som er beregnet til å bryte is. Det er nødvendig med en vesentlig høyere isklasse for fartøy som skal operere året rundt i den nordligste delen av nordnorsk sokkel. Foreløpig er det bare et fåtall fartøyer i den eksisterende NOFO-poolen som har tilstrekkelig isforsterkning/isklasse for året rundt operasjoner i områder med is.

### 9.5.3

#### Vinterisering

I tillegg til sjøis vil ising på fartøy og konstruksjoner som følge av lave temperaturer i kombinasjon med vind i nordlige områder kunne skape utfordringer. Disse forholdene er hensynstatt i Polarkoden.

Figur 9.5.

Ising på fartøy og utstyr kan være en utfordring i nordområdene (Foto: Graham Davies)



Ising oppstår primært som følge av sjøsprøyt ved lave temperaturer, men kan under visse omstendigheter også forekomme som følge av atmosfærisk ising. Ettersom støttefartøy har begrenset mulighet for å endre posisjon under operasjoner må dette tas hensyn til. Fartøyene må også være utformet for å unngå frostproblemer for væsker og tekniske komponenter, eksempelvis med oppvarmingssystemer der dette er nødvendig. Brannbekjempelsesutstyr, rednings- og oljevern utstyr bør gis særskilt oppmerksomhet. Fartøyer som opererer i vinterperioden i de nordlige områder bør gjennomgå vinterisering for å unngå disse problemene. Eksempelvis er to av fartøyene som disponeres av Eni Norge på Goliatfeltet vinterisert (Esvagt Aurora og Stril Barents).

Forflytting av operasjoner inn i områder med lave ekstremtemperaturer gjør at det oftere blir stilt spørsmål om ikke bare fartøyer, men også rigger er egnet for bruk og om de eventuelt må «vinteriseres» i større grad enn det som er gjort tidligere.

Standarder og regelverk for bruk av temperaturdata er av mange vurdert å være både vanskelige å forstå og i noen henseender også upresise. For å sikre at operatører har en god forståelse for tolkning av relevante standarder angående temperaturer, samt at klaseselskap, som for eksempel DNV GL, har god forståelse for industrien sine utfordringer, har BaSEC arrangert et arbeidsmøte med dette som tema. Det er utarbeidet to dokumenter i etterkant av arbeidsmøtet med henholdsvis en oppsummering av arbeidet så langt samt en oversikt over relevant regelverk og veiledning til korrekt bruk av denne typen data.

#### 9.5.4

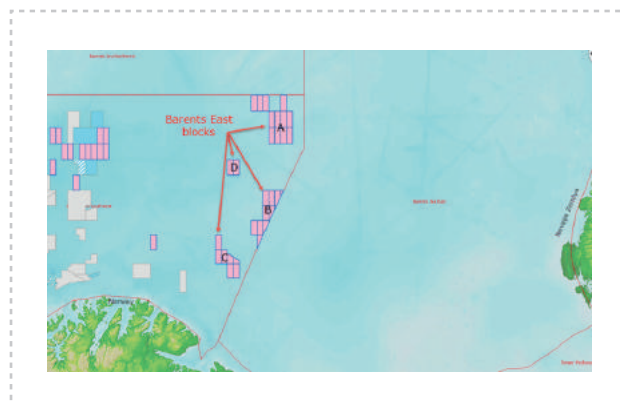
##### Metoccean Design Basis (MDB)

God kunnskap om forventet fysisk miljø er en forutsetning for vellykket planlegging av marine operasjoner i et område. Før igangsettelse av aktivitet gjennomføres derfor en vurdering av relevante datakilder, metoder for analyse og statistikk for alle parametere som kan være relevante for marine operasjoner. En MDB benyttes for å vurdere operabilitet og egnethet for ulike fartøy, rigger og operasjoner og kan også benyttes for å bestemme hvilken tid på året ulike vær-sensitive operasjoner bør utføres.

Generelt er forholdene for vind, bølger og strøm sør i Barentshavet nokså likt det en finner i den nordlige delen av Nordsjøen. BaSEC har valgt ut fire områder i Barentshavet sørøst som alle har relevans for blokker utlyst i 23. konsesjonsrunde (Figur 9.6). For hvert område er det presentert statistikk både for «normale» forhold og for «ekstreme forhold».

Figur 9.6.

Kart som viser hvilke områder som er inkludert i Barents East Blocks – Metoccean Design Basis. Statistikk er gitt separat for alle blokkene merket med A, B, C og D (Kilde: DNV GL)



Kort oppsummert:

- En må ta høyde for at tilstedeværelse av både sjøis og isfjell kan påvirke operasjoner. Operatører må sikre prosedyrer som tar høyde for dette også i områder med relativt lav sannsynlighet for opptreden.
- Operatørene i Barentshavet må være oppmerksomme på spesielle fenomener som polare lavtrykk, tråk og hyppig redusert sikt. Marin ising og snølaste må forventes å opptre hyppigere og med større uønskede konsekvenser enn i mer sydlige områder.
- I enkelte områder av Barentshavet kan ekstremtemperaturer bli svært lave ( $< -30^{\circ}\text{C}$ ), noe som kan påvirke sikkerhetskritisk utstyr og operabilitet for vinteroperasjoner.
- Til tross for at Barentshavet er relativt uutforsket sammenlignet med Nordsjøen og Norskehavet har industrien samlet mye informasjon om fysisk miljø. Forståelsen for fysisk miljø er derfor vurdert å være god.

#### 9.5.5

##### Nasjonale og internasjonale standarder

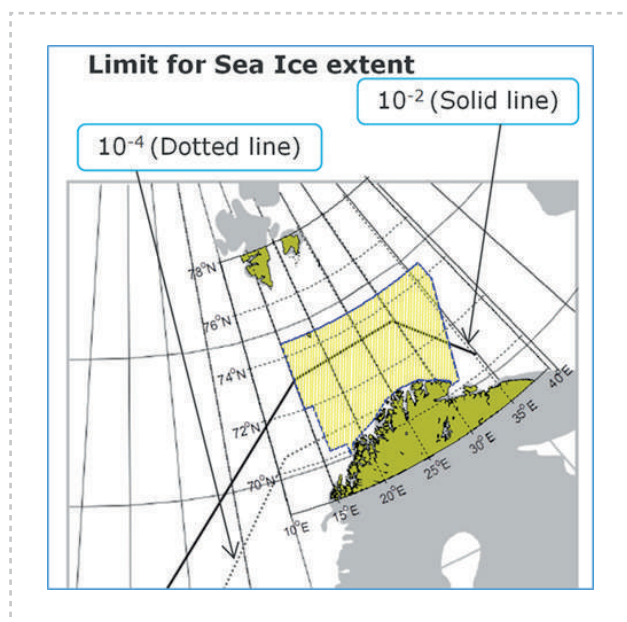
Rammeforskriftens §23 vektlegger viktigheten av å følge gjeldende industri- og bransjestandarder som er nasjonalt og internasjonalt anerkjent innenfor et fagområde. Er disse benyttet kan man «normalt legge til grunn at forskriftens krav er oppfylt.» I tilknytning til dette kan NORSOK standarden N-003 (beskriver «annual exceedance limits for sea ice and ice bergs») og ISO19906 (gjelder is-laster på faste konstruksjoner) nevnes spesielt.

Det er videre utarbeidet en egen Recommended Practice som tolker ISO standarden. For fartøyer gjelder is-reglene for skip.

Ifølge NORSOK N-003 «skal det tas hensyn til sjøis i deler av Barentshavet». Figur 9.7 viser sannsynlighet for is i Barentshavet slik dette er definert i NORSOK. Det gule området sammenfaller med områder i 23. konsesjonsrunde, og de to linjene viser is-sannsynlighet som henholdsvis  $10^{-2}$  (100-års ekstremverdi) og  $10^{-4}$  (10.000-års ekstremverdi). Isdataene i NORSOK er basert på satellittinformasjon om havis med konsentrasjon mer enn 10-20 prosent dekningsgrad. Disse iskartene er imidlertid under revisjon (se 9.5.6).

Figur 9.7.

NORSOK sannsynlighet for is i Barentshavet. Område for 23. konsesjonsrunde i gult (Kilde: NORSOK)



Støttefartøy bør tilpasses de samme isforholdene som for innretninger basert på en vurdering av de faktiske isforholdene.

#### 9.5.6

##### Forbedrede iskart for Barentshavet

Historiske iskart er normalt brukt som grunnlag for vurdering av frekvens for sjøisforekomst. En rekke ulike institutt utsteder slike iskart ved bruk av ulike metoder – både manuelle og automatiserte. Iskart utarbeidet av «Istjenesten»<sup>8</sup> til meteorologisk institutt er ofte foretrukket for bruk i Barentshavet både på grunn av den lokal-kunnskap de besitter om området samt Istjenesten sin sterke kompetanse på utarbeidelse av iskart.

Iskartene er imidlertid utarbeidet med tanke på skipsfart og formålet har normalt vært å sikre at fartøy ikke uforvarende beveger seg inn i områder med isforhold de ikke kan mestre. Det er derfor grunn til å anta at iskartene historisk sett har vært noe konservative med tanke på sjøisens utbredelse.

Ny teknologi gjør det mulig å analysere datagrunnlag fra satellittbilder til iskart på en mye mer effektiv måte i dag enn for bare ti år siden. BaSEC har derfor bedt Istjenesten om å benytte moderne algoritmer og beste tilgjengelig satellittkilder til å etablere skillet mellom åpent vann og is kontinuerlig for de siste ti årene i Barentshavet. Det vil bli laget kart som viser vann-is skillet for hele den aktuelle tidsperioden. Disse kartene vil deretter bli sammenlignet med historiske iskart for å vurdere hvor gode iskartene har vært til å vise skillet mellom åpent vann og isdekke.

8 [http://met.no/Istjenesten.b7C\\_w7HMKZK.ips](http://met.no/Istjenesten.b7C_w7HMKZK.ips)

# 10. Høyt fokus på miljø i nord

Utvinning av olje og gass innebærer en risiko for miljøpåvirkning ved både regulære og akutte utslipp. Næringen har derfor jobbet systematisk gjennom mange år for å forstå hvilke utslipp som kan føre til effekter slik at de mest effektive tiltak kan iverksettes. Disse omfatter både forebyggende tiltak (forhindre at utslipp skjer) og konsekvensreduserende tiltak som utskiftning av kjemikalier og oljevernberedskap. I dette kapitlet drøftes både akutte og regulære utslipp, særlig med tanke på mulige konsekvenser for miljø. Miljørisiko defineres ofte som produktet av sannsynligheten for at et utslipp skal skje og omfanget av den tilhørende miljøskaden. I dette tar man også hensyn til usikkerheten både i sannsynligheten for hendelsen og vurderingen av skadeomfanget. Høy miljørisiko innebærer kombinasjonen av stor sannsynlighet og stort omfang av skade.

## 10.1

### INGEN AKUTTE UTSLIPP HAR GITT MILJØEFFEKTER AV BETYDNING

Historiske data viser at det i løpet av 50 års olje og gassvirksomhet på norsk sokkel ikke har skjedd noen akutte utslipp som har medført skade av betydning på miljøet, verken fra offshorevirksomheten, fra tilknyttet transport eller fra tilhørende landanlegg. Statistikk fra Petroleumstilsynet og andre kilder viser at operasjonene blir stadig sikrere, med en synkende frekvens av både faktiske utslipp og såkalte tilløpshendelser som kan føre til akutte utslipp<sup>1</sup>. Dette er et resultat av et omfattende arbeid med fokus på forebyggende tiltak i industrien.

1 Ptil 2015: RNNP: Akutte utslipp 2001 – 2014.

Figur 10.1.

Oversikt over større akutte oljeutslipp historisk på norsk sokkel

| År   | Utslipps-<br>mengde (m³) | Sted        | Beskrivelse                                                                                                                                    |
|------|--------------------------|-------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 1977 | 12 700                   | Ekofisk     | Det største utslippet i løpet av 50 år med drift på norsk sokkel skjedde på Ekofisk Bravo i forbindelse med en utblåsning som varte ca en uke. |
| 1989 | 1 400                    | Statfjord   | Oljelekkasje på grunn av sprekk i lagringscelle                                                                                                |
| 1992 | 900                      | Statfjord   | Oljeutslipp på Statfjord-feltet som følge av at en ventil på slange til lastebøye ble forlatt i åpen stilling.                                 |
| 2003 | 750                      | Draugen     | Utslipp av råolje fra et brudd i sammenkoblingen til en undervannsinnretning.                                                                  |
| 2005 | 350                      | Nornefeltet | Oljeutslipp da en manuell ventil i systemet for produsert vann stod i feil posisjon.                                                           |
| 2007 | 4 400                    | Statfjord   | Oljeutslipp på grunn av brudd i lasteslange ved lasting av skytteltanker fra Statfjord A.                                                      |

Fra skipsfarten langs norskekysten har det skjedd flere utslipp med varierende konsekvensomfang. Det alvorligste skjedde i Skagerrak desember 1980 der utslipp av relativt små mengder oljeblandet ballastvann (ca. 280 tonn) fra tankskipet *Stylis* førte til en registrert dødelighet av sjøfugl på mer enn 45.000 individer hvorav vel 25.000 var lomvi. Det er usikkert hvilke kolonier av sjøfugl som ble rammet ved dette utslippet, men det var sannsynligvis hovedsakelig britiske kolonier. Hendelsen viser hvordan selv små utslipp kan gi betydelig skade gitt store forekomster av sjøfugl, men det er også en rekke eksempler på større utslipp, f.eks. fra i tilknytning til havariene av *Server* (2007), *Full City* (2009), *Godafoss* (2011), som ikke har gitt langvarige miljøskader.

Utviklingen i petroleumsindustrien med kontinuerlig fokus på økt sikkerhet og reduserte utslipp vil fortsette også ved utvinning i nordlige områder. Det er fundamentalt for olje- og gassnæringen å bygge på en kunnskapsbasert forvaltning av ressurser og miljø. Der kunnskapen er utilstrekkelig skal føre-var-prinsippet<sup>2</sup> (se kapittel 10.3) tillegges en større betydning. Næringen er opptatt av å øke kunnskapen og stadig oppnå et bedre grunnlag for å forstå faktisk risiko knyttet til våre operasjoner.

Miljøriskomodeller for beregning av potensielle skadevirkninger fra akutte utslipp fra olje- og gassvirk-somheten er utviklet og tatt i bruk. Formålet er å kunne evaluere hvilke tiltak som bør gjennomføres for å oppnå en reduksjon av risikoen i et kost-nytte perspektiv. Bruk av disse modellene som styringsverktøy gir et godt underlag for løsningsvalg for å oppnå risikoreduksjon i henhold selskapenes interne krav og myndighetskrav. I andre prosesser som ved beslutninger om åpning av nye områder for olje- og gassvirk-somhet er det større behov for å forstå den faktiske risikoen i form av mer detaljerte kvantitative data med hensyn til mulige konsekvenser. I slike beslutningsprosesser vil risikoen bli veiet mot de verdiene som ligger i olje- og gassnæringens videre utvikling. I denne sammenhengen er det lite hensiktsmessig å benytte beregningsmodellene som er utviklet for risikostyring. Disse er gjennomgående konservative med sikte på at resultater fra analysene skal være på den "sikre siden". Imidlertid har det i liten grad vært tydeliggjort ved presentasjon av resultater fra analysene til beslutningsprosessene at føre-var-prinsippet allerede er ivarettatt i det faglige beregningsunderlaget.

Det har derfor vært en prioritert oppgave for olje- og gassnæringen å bidra til å øke kunnskapen om faktiske skadepotensialer og utvikle metoder for å formidle dette på en måte som gir et fullt bilde av utfallsrom og usikkerheter. Eksempler på slike aktiviteter er SEAPOP (se 10.2.1), SEATRACK (10.2.1), SYMBIOSES (10.2.3) og MARAMBS (10.2.2).

## 10.2

### ER MILJØET I NORD MER SÅRBART FOR OLJE- OG GASSVIRKSOMHET?

Havområdet fra Lofoten og nordover i Barentshavet er et av de mest produktive i verden, med en vesentlig del av Nordøst-Atlanterens marine ressurser. Områdene inneholder betydelige ressurser av fisk, sjøfugl og sjøpattedyr. Den regionale og lokale betydningen av fiskeriene øker nordover i Norge og er særlig stor i områdene fra Lofoten og nordover. Den høye produktiviteten av plankton og fisk gir grunnlag for et stort antall sjøfuglbestander og sjøpattedyr. For enkelte av sjøfugl-artene befinner en betydelig andel av verdensbestanden seg i dette området, også i perioder utenfor hekkesesongen. Dette havområdet representerer derved både store økonomiske og økologiske verdier.

Det er imidlertid viktig å forstå forskjellen mellom verdi og sårbarhet. De betydelige økonomiske verdiene og naturverdiene i nord blir brukt som begrunnelse for å vurdere dette området som mer sårbart enn de sørlige delene av norsk sokkel. Basert på en slik beskrivelse advares det mot olje- og gassvirk-somhet i nord. Imidlertid er ikke en verdifull ressurs nødvendigvis sårbar overfor enhver påvirkning.

Sårbarhet er ofte definert som: «en arts eller et leveområdes evne til å opprettholde sin naturtilstand i forhold til ytre, ofte menneskeskapt påvirkning». Sårbarheten til en art, bestand eller økosystem kan ikke vurderes uten at man også inkluderer hvilken påvirkning det er snakk om og de effektene denne påvirkningen kan påføre den aktuelle ressursen. For eksempel er kaldt vannskorallene langs norskekysten svært sårbare for mekanisk påvirkning (knusing), men synes i liten grad å være sårbare for partikkelutslipp<sup>3</sup>. I vurderingen av sårbarhet må også ressursens robusthet, motstandsdyktighet og tilpasnings-evne inngå. Robusthet sier noe om ressursens evne til å vende tilbake til normaltilstand etter en påvirkning, mens motstandsdyktighet sier noe om hvordan ressursen motstår endring gjennom sin generelle tilstand.

<sup>2</sup> Naturmangfoldsloven

<sup>3</sup> CORAMM: Thomsen, L. med flere (2009): The CORAMM (Coral Risk Assessment, Monitoring and Modelling), GeoHab 2009, Trondheim, Norway 8th May 2009.

Det er videre viktig at sårbarhetsvurderingen inkluderer sannsynligheten for at påvirkningen kan finne sted. En slik tilnærming er anbefalt av både ICES<sup>4</sup> og OSPAR<sup>5</sup>, men synes ikke i tilstrekkelig grad å være reflektert i grunnlagsrapporten om sårbarhet i forbindelse med arbeidet med de helhetlige forvaltningsplanene. Dersom man ikke tar inn sannsynlighet, vil helt ulike hendelser med svært ulik sannsynlighet bli behandlet på samme måte. Det vil medføre ikke-sammenlignbare vurderinger.

For eksempel er det en forutsetning at en art (bestand) faktisk er til stede hvis et utilsiktet utslipp skjer, for at utslippet kan ha en effekt på bestanden. I tillegg vil konsekvensomfanget variere med en rekke faktorer. Sårbarheten til en enkelt art varierer i betydelig grad med blant annet årstid, utbredelsesmønster, alder/livsstadium, atferd og organismenes biologiske egenskaper.

Områdene i nord er preget av store naturlige variasjoner i klima og andre miljøfaktorer. Mens forholdene sør på nordnorsk sokkel er sammenlignbare med variasjonene lenger sør øker årstidsvariasjonene i omfang når man beveger seg nordover. Generelt er artene tilpasset de store variasjonene i Barentshavet med livsstrategier som gjør bestandene robuste for både naturlige endringer i temperatur, variasjon i næringsgrunnlag og andre ytre påvirkninger. Blant annet bidrar lang levetid og høyt antall egg hos mange marine arter til at bestandene tåler flere ugunstige år med lav eller ingen rekruttering.

### 10.2.1.

#### Sjøfugl – varierende grad av sårbarhet gjennom året

Den rike produksjonen av marine ressurser som plankton og fisk, fører til at Barentshavet har en av verdens høyeste tettheter av sjøfugl. Flere av artene har internasjonal verneverdi og er norske «ansvarsarter»<sup>6</sup>. Norsk institutt for naturforskning (NINA) har nylig utgitt to rapporter<sup>7</sup> om status for sjøfugl i norske farvann. Bestandsutviklingen av sjøfugl i Barentshavet er de siste ti-årene sammensatt med sterk vekst hos noen arter og kolonier, mens andre er på tilsvarende sterk tilbakegang. Bestandene av måkefugl, og da særlig krykkje, er redusert med inntil ca. 70 prosent varierende mellom arter. For alkefuglene (alkekonge, alke, lomvi, lunde og polarlomvi) er utviklingen også sammensatt. For lomvi har det vært sterk vekst i de fleste kolonier i Barentshavet etter sammenbruddet i bestandene midt på 80-tallet, mens polarlomvi (se figur 1.1) går sterkt ned, spesielt på Spitsbergen hvor bestanden har sunket fra tidligere 1,15 millioner par til 0,5 i 2013. I den nordlige delen av Norskehavet (fra Helgeland og nordover) er det også betydelig tilbakegang av viktige arter som lunde og lomvi, i tillegg til krykkje og storskarv.

Årsakene til endringene er sammensatt av flere faktorer, men mye kan ifølge NINA-rapportene begrunnes i endringer i næringsgrunnlaget med lavere forekomster av viktige fiskelarver.

Alkefuglenes levesett med lange opphold på havoverflaten fører til en generell høy sårbarhet for oljeutslipp på havoverflaten. Bestandene som har vist sterk tilbakegang vil derfor være spesielt sårbare hvis hele eller deler av bestanden eksponeres for et oljeutslipp. For bedre å kunne styre sin virksomhet med mål å redusere sannsynligheten for skade på sjøfugl, har industrien i mange år bidratt i betydelige grad til en kartlegging av utbredelsen av sjøfugl og tilstanden til de enkelte arter og kolonier.

Overvåkingsprogrammet for sjøfugl (SEAPOPOP – seabird populations, se seapop.no) som ble igangsatt etter et initiativ fra Statoil og NINA (Norsk institutt for naturforskning) tidlig på 2000-tallet og nå gjennomføres som et spleiselag mellom myndigheter og industri, har gitt verdifulle data om mange arter og kolonier i norske farvann. Imidlertid har det vært en betydelig usikkerhet om fordelingen av sjøfugl i åpent hav, særlig utenfor hekkeperioden. Ny teknologi (loggere som registrerer posisjonen til individene) har gjort det både teknisk og økonomisk mulig å forbedre denne kunnskapen vesentlig. Flere loggerstudier har derfor vært finansiert av industrien og andre kilder de siste årene, blant annet av artene lomvi, polarlomvi, alkekonge, krykkje og ismåke.

Lomvistudien omfattet individer fra flere norske og en britisk koloni og pågikk fra 2011 til 2014. Figur 10.3 viser resultater fra denne studien med fordelingen registrert i 2011 og 2012.

4 ICES: The International Council for the Exploration of the Sea (ICES).

5 OSPAR-konvensjonen er en juridisk bindende avtale som regulerer internasjonalt samarbeid om beskyttelse av det marine miljøet i det nordøstlige Atlanterhavsområdet.

6 Ansvarsart: Dette er arter hvor det antas at 25 prosent eller mer av den europeiske bestanden befinner seg i Norge.

7 Fauchald m.fl. 2015. The status and trends of seabirds breeding in Norway and Svalbard. NINA Report 1151 /Fauchald m.fl. 2015. Status for sjøfugl og sjøfuglenes næringsgrunnlag i Norge og på Svalbard. NINA Rapport 1161.

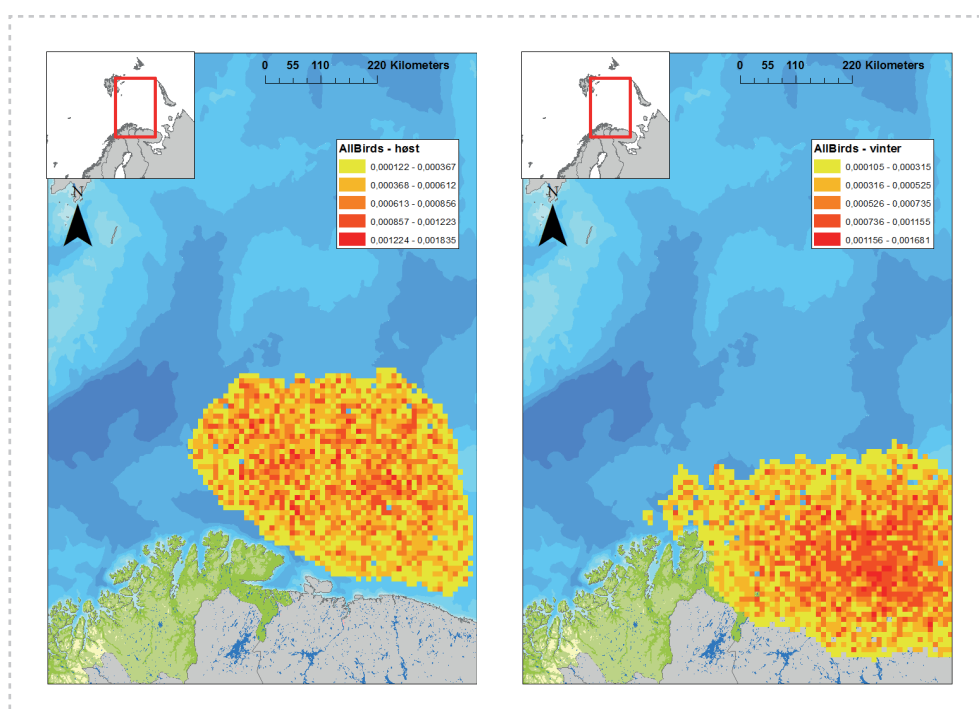
Figur 10.2:

Polarlomvi på hekkelokalitet (Foto: Halvard Strøm)



Figur 10.3

Lysloggerdata av lomvi fra fire kolonier (Hornøya, Hjelmsøya, Bjørnøya og Sklinna) i høst- (venstre) og vintersesongen (høyre) som viser ansamling av fugl i sørøstlige Barentshavet. Fargene indikerer tettheten av fugl i 10x10 km ruter (Kilde: DNV GL, basert på data fra NINA)



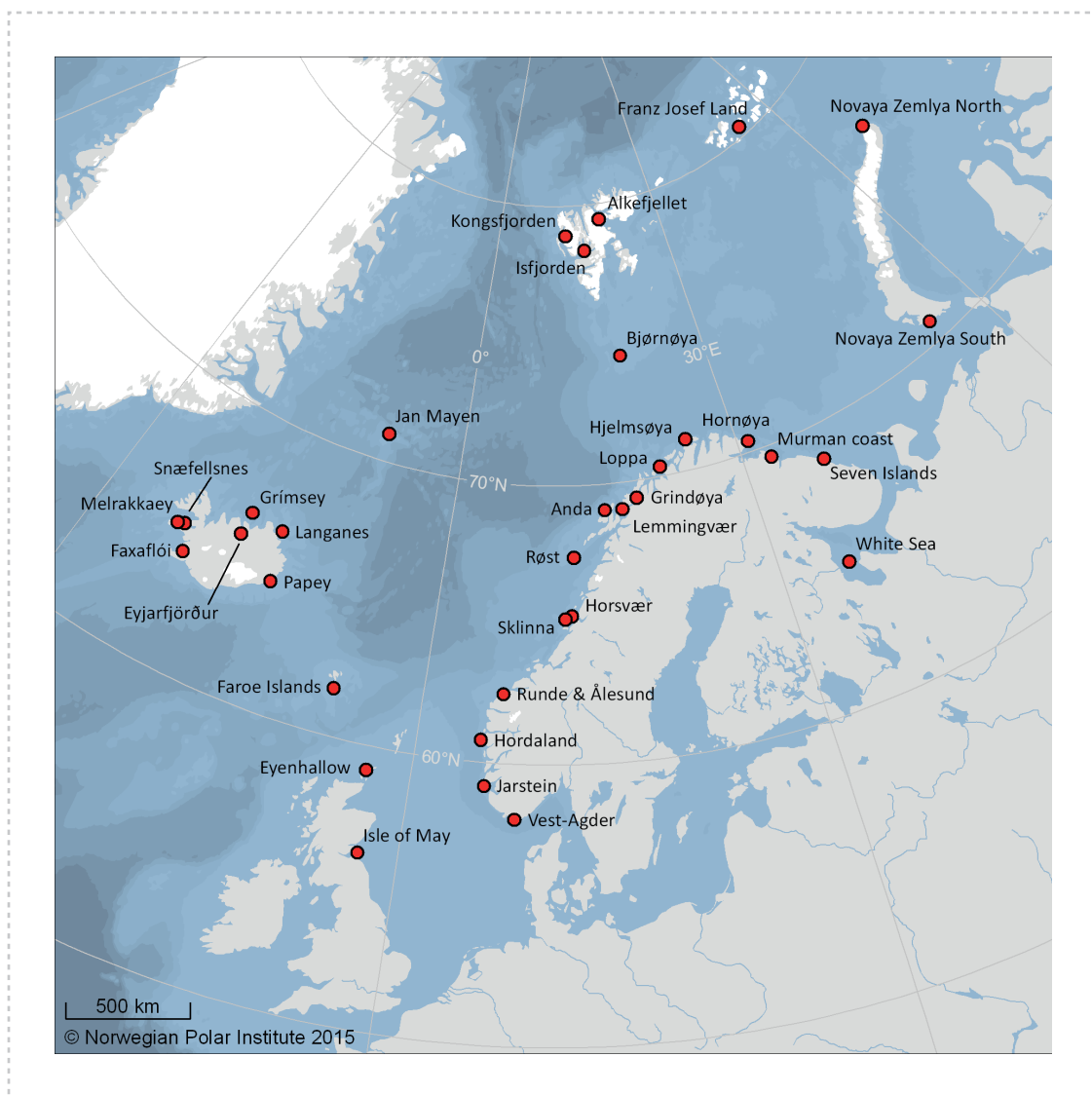
Dataene innsamlet så langt tyder på at det kan være en betydelig ansamling av lomvi i sørlige Barentshavet fra flere kolonier på høsten etter hekkesesongen. De britiske koloniene befinner seg i stor utstrekning nær kolonien eller i Nordsjøen og Skagerrak gjennom hele året. I tillegg viser de foreløpige resultatene at sjøfuglen trekker tilbake mot kolonien langt tidligere enn antatt og at dette kan føre til endringer av risikoanalysene som gjennomføres av industrien.

Loggerstudiene blir nå forlenget og betydelig utvidet i omfang i det såkalte SEATRACK<sup>8</sup> programmet hvor industrien også bidrar. Foreløpig programperiode er fra 2014 og ut 2018 og omfatter hele 10 arter sjøfugl og en rekke kolonier fra Russland, Island, Færøyene, Storbritannia og Norge (se figur 10.4). Resultatene fra denne typen undersøkelser inngår som viktige grunnlagsdata i risikoanalysene industrien gjennomfører både før leteboring og senere under utvinningsfasen med formål å redusere risikoen ved forebyggende eller konsekvensreducerende tiltak.

8 <http://www.seapop.no/no/aktiviteter/kartlegging/seatrack.html>

Figur 10.4.

Sjøfuglkolonier inkludert i SEATRACK prosjektet (Kilde: Norsk Polarinstitut)



Loggerstudiene vil bidra til at industrien kan gjøre ytterligere og forbedrede tiltak for å minimalisere risikoen knyttet til tette forekomster som i visse perioder kan oppstå på åpent hav.

Lomvi og polarlomvi er spesielt sårbare i en periode på høsten da de mister evnen til å fly. I denne perioden som varer 10-12 uker for lomvi og 4-8 uker for polarlomvi, svømmer hannen og ungen bort fra kolonien til næringsområder (det såkalte svømmetrekket). Svømmetrekket er lite undersøkt. Blant annet derfor krevde Miljødirektoratet at det skulle gjennomføres overvåking av mengde alkefugl i nærområdet til tre leteboringer i Barentshavet som ble gjennomført sør for Bjørnøya sensommer 2014. Overvåkingen ble gjennomført fra båt av forskere fra Norsk Institutt for Naturforskning (NINA). I følge NINA-rapporten<sup>9</sup> ble det ikke observert mengder av fugl nær det som på forhånd var definert som høye tettheter, ved noen av brønnene, og tettheten avtok utover høsten. Undersøkelsene viste imidlertid at det er store metodiske usikkerheter i denne typen tellinger, blant annet knyttet til værforhold, og rapporten stiller også spørsmål om hva som vil være riktig å anse som høye tettheter av sjøfugl til havs. Den peker videre på behov for å få bedre kunnskap om svømmetrekket til lomvi og polarlomvi. Usikkerhetene gjør at denne type tellinger synes dårlig egnet som beslutningsgrunnlag i forhold til boring eller ikke boring. Spesifikke studier som kan bedre kunnskapsgrunnlaget om når og i hvilke områder det er sannsynlig at svømmetrekket foregår, bør gjennomføres i SEAPOP-regi.

### 10.2.2.

#### Iskantsonen og polarfronten

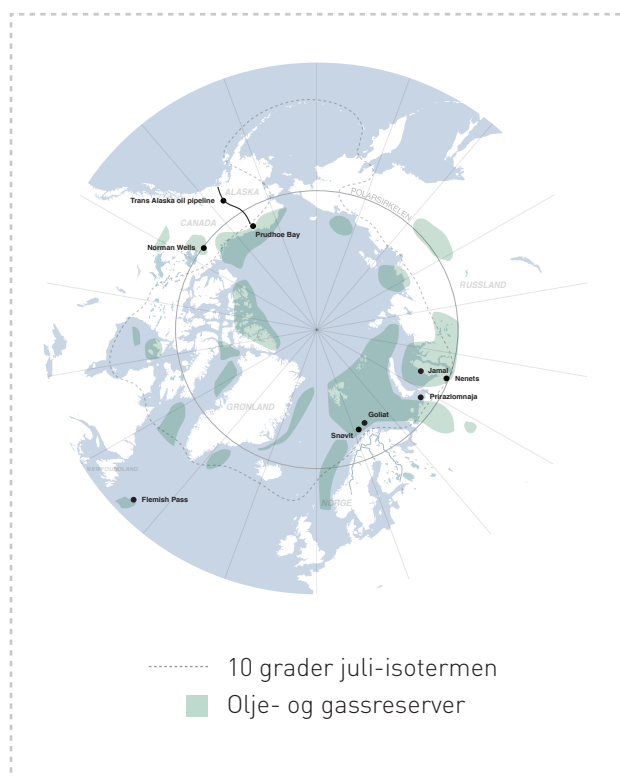
I debatten om økt olje- og gassaktivitet i nord trekkes det ofte fram at Barentshavet ligger i Arktis. Det benyttes gjerne beskrivelser og eksempler hvor is utgjør et vesentlig karaktertrekk og en stor utfordring for aktiviteten. Dette er imidlertid misvisende for de åpne delene av Barentshavet sett i lys av historiske data for de siste ti-årene samt foreliggende prognoser<sup>10</sup> for isforekomster og gjeldende rammebetingelser for olje- og gassvirksomheten i Barentshavet (se tekstboks side 110).

Det finnes ingen entydig definisjon av Arktis. Arktisk Råd definerer Arktis som områdene nord for polarsirkelen eller land og havområder nord for en linje gjennom steder med en middeltemperatur for juli på 10 grader celsius eller lavere. Basert på den siste definisjonen ligger hele norsk sokkel fra midt i Nordland og videre nordover i arktisk klimasone. Sammenligner man forholdene på nordnorsk sokkel med tilsvarende områder i andre deler av Arktis, ser man imidlertid at det er betydelige forskjeller, og da spesielt knyttet til isforholdene.

Olje- og gassvirksomheten utenfor Newfoundland i Canada ligger på samme breddegrad som Paris, men er allikevel eksponert for isfjell av til dels betydelige størrelser og mengder over minimum fire måneder hvert år. Områdene både vest og øst for Grønland har det vært utstrakt letevirsomhet i flere år med høy frekvens av sjøis og isfjell. I store deler av arktisk Russland er det betydelige mengder med sjøis store deler av året fra de tilgrensende områdene mot norsk sokkel og videre østover til Sakhalin. I de samme områdene har det vært drevet utvinning av olje- og gass i mange år innenfor dagens aksepterte sikkerhetsnivåer. Sammenlignet med disse områdene er nordnorsk sokkel i svært liten grad eksponert for is og da bare med lav sannsynlighet i de aller nordligste områdene.

Figur 10.5.

Bildet viser hvor det finnes olje- og gassreserver i Arktis, og 10 grader juli-isotermen (Kilde: Norsk olje og gass)



<sup>9</sup> Follestad et al. 2015. Erfaringer fra kartlegging og overvåking av sjøfugler ved leteboring i Barentshavet 2014. NINA rapport 1175.

<sup>10</sup> SINTEF rapport 2015: Kartlegging av is- og snøforekomst i Barentshavet, inkludert risikovurderinger relatert til petroleumsaktivitet. Utført for Ptil i samarbeid med Meteorologisk Institutt og DNV GL.

## ISKANTSONEN

Iskanten eller iskantsonen er overgangen mellom tett drivis og åpent hav. Denne overgangssonen kan variere i bredde fra noen hundre meter til noen titalls kilometer. I Norge benyttes ofte betegnelsen iskanten, mens det internasjonalt er vanligere å beskrive dette som en sone (Marginal Ice Zone - MIZ) for å vektlegge at den er svært dynamisk og kan strekke seg over et større område. Værpåvirkning og raske endringer i vindretning og -styrke fører til endringer i fordeling i løpet av timer eller dager. Sonen kan bestå av alt fra løse små og store isflak spredd over et stort område, til en kompakt kant bestående av isflak som er trykt sammen foran mer solid pakkis. I vinterhalvåret overlapper iskantsonen stort sett med polarfronten.

Polarinstituttet har sammenstilt ulike definisjoner knyttet til iskant i et notat fra 2014. I tilknytning til forvaltningsplanen for Barentshavet (Stortingsmelding 20 (2014-2015), s. 34) avgrenses iskanten som området der det forekommer havis 30 prosent av dagene i april måned med iskonsentrasjon 15 prosent eller mer. I Meld. St. 36 (2012 -2013) s. 27 benyttes imidlertid også definisjonen av isutbredelse som 40 prosent isdekke eller mer. Regjeringen har flere ganger uttrykt at det kan komme en oppdatering av definisjonen av iskanten ved oppdateringen av forvaltningsplanen tidsangitt til 2020.

I tillegg til variasjoner i utbredelse over ett enkelt år er det også betydelige variasjoner mellom år og det observeres også trender over lengre tidsperioder. Mens menneskeskapte klimaendringer generelt fører til redusert utbredelse og volum av is i Arktis, kan naturlige klimasvingninger påvirke denne generelle trenden. Prognoser basert på klimamodeller tyder på at vi kan være på vei inn i en periode med noe kaldere klima og at man derfor vil observere noe mer is de kommende år sammenlignet med det siste ti-år.

Gjeldende rammevilkår for petroleumsvirksomheten knyttet til iskantsonen i Barentshavet er gitt i åpningsvedtaket for Barentshavet sørøst (Meld. St. 36 (2012 -2013) med endring i Meld.St. 41 (2012-2013)): «I områdene ved iskanten og polarfronten skal det ikke igangsettes petroleumsvirksomhet nå. Spørsmålet om petroleumsvirksomhet ved iskanten og polarfronten vil bli vurdert på nytt i forbindelse med neste oppdatering av forvaltningsplanen for Barentshavet. Dette er ikke til hinder for at det kan drives petroleumsvirksomhet i hele Barentshavet sørøst.»

Videre: «I områder nærmere enn 50 km fra den faktiske/observerte iskanten vil det ikke være tillatt med leteboring i oljeførende lag i perioden 15. desember –15. juni.» og «Dette legger ikke føringer på definisjonen av iskanten og polarfronten i neste forvaltningsplan.»

I forvaltningsplanene for Barentshavet – Lofoten er iskantsonen og polarfronten beskrevet som særlig verdifulle og sårbare områder. Området der det varmere atlantiske vannet møter kaldere polare vannmasser skapes en oseanografisk front som kalles polarfronten. Det er i perioder av året en rik produksjon av planktonalger som beites av dyreplankton og som igjen er føde for fisk, sjøfugl og pattedyr, både i iskantsonen og polarfronten. Ved issmeltingen på vårparten foregår det en relativt kortvarig, men intens primærproduksjon av planteplankton i vannmassene. Dyreplankton, fisk, sjøpattedyr og sjøfugl utnytter dette, og samles i dette området. I tillegg synker deler av produksjonen ned på sjøbunnen og fører til økt produksjon også av bunnlevende organismer. Denne blomstringen av alger starter tidligere enn for planteplankton i vannmassene. Dermed forlenges den produktive sesongen i iskantsonen.

Mange arktiske arter som ismåke, ringsel, isbjørn og enkelte hvalarter har iskantsonen som et viktig næringsområde. I følge Norsk polarinstitutt oppholder inntil 80 - 90 prosent av den globale bestanden av ismåke seg i iskantsonen i Barentshavet på sensommeren.

I tillegg er området også viktige for mange trekkende arter, blant annet sjøfuglene krykkje og teist. Imidlertid har industrien gjennom sitt arbeid med risikostyring<sup>11</sup> identifisert manglende detaljering og kunnskap om biologiske ressurser for nordlige Barentshavet. I likhet med resten av sokkelen er det behov for å etablere et felles datasett med forekomster av aktuelle ressurser også for områder med is-forekomst. Statoil tok derfor initiativ til flere prosjekter hvorav de første ble igangsatt 2015. De fleste aktivitetene vil gå over flere år og omfatter blant annet dynamisk modellering av forekomst av sårbare ressurser (MARAMBS) og modeller for primærproduksjon i Barentshavet. Formålet er å øke kunnskapen om arter og biologiske prosesser i områder med is-forekomst. Økt informasjon om dynamiske prosesser og tilstedeværelse av arter, er viktige inngangsdata til industriens miljørisikoanalyser. MARAMBS-prosjektet utføres av internasjonale og norske forskere og i begynnelsen av 2016 ble det presentert en pilot-versjon.

### 10.2.3.

#### Fiskebestander og oljeutslipp

Produksjonen i Barentshavet danner også grunnlaget for store fiskebestander. Disse er fundamentet for fiskerinæringen spesielt i Nord-Norge. Sild, lodde, torsk og hyse bruker alle området i hele eller deler av sin livssyklus, og alle bestandene trekker inn til kysten av Norge for å gyte. Den mest konsentrerte gytingen foregår i Lofoten–Vesterålen. Egg og larver driver så nordover langs kysten med havstrømmene og inn i fiskens oppvekstområder i Barentshavet.

Enkelte har lenge hevdet at et akutt utslipp av olje i perioden med høy gyteaktivitet og den påfølgende perioden med store mengder fiskelarver og yngel i de øvre vannlag, vil gi store konsekvenser for de berørte bestandene. Blant annet som følge av dette er området ved Lofoten og Vesterålen foreslått fredet for oljevirkksomhet. En rekke undersøkelser og analyser de siste årene har imidlertid i betydelig grad nyansert påstandene om hvor omfattende effekten av et oljeutslipp kan bli på bestandene.

I samarbeid med SINTEF har forskere fra Havforskningsinstituttet benyttet de tredimensjonale modellene for fiskelarvedrift og oljedrift for å se på sannsynlige effekter av store akutte oljeutslipp på nordøst-atlantisk torsk. Disse modellene, som er mer realistiske enn de tidligere anvendte risikomodellene beregnet som styringsverktøy, gjør det mulig å analysere sammenfallende utbredelse av olje og fiskelarver også nedover i dypet og hvor lang tid larvene er eksponert for skadelige konsentrasjoner av olje. To studier er publisert, en bare med utslipp av olje og en der man også modellerte bruken av store mengder dispergeringsmiddel som et

beredskapstiltak for å blande oljen raskere inn i vannmassene og fjerne den fra sjøoverflaten. Kjemiske dispergeringsmidler kan sammenlignes med effekten av såpe; det bidrar til at oljepartiklene blir mindre og lettere blir blandet med vannmassene (dispergert). Sammenlignet med dispergeringsmidler benyttet for noen ti-talls år siden, har det skjedd en betydelig utvikling for å redusere giftigheten av kjemikalene. Det kreves i dag omfattende testing av miljøegenskaper og effektivitet før de blir tillatt benyttet. Med dispergering vil konsentrasjonen av oljepartikler være høyere i vannmassene enn uten et slikt beredskapstiltak. Formålet med et slikt oljevertiltak er å redusere mengden olje på overflaten og derved redusere effekter på sjøfugl og strandressurser.

Den første analysen<sup>12</sup> benyttet fire antatte utslippssteder spredd fra Haltenbanken til Vesterålen med utslippstidspunkt midt i gyteperioden (april) for nordøst-atlantisk torsk. Resultatene viste at andel larver fra hver av ni viktige gytefelt som ble eksponert for antatt dødelige doser av olje, varierte mellom ingen til vel 20 prosent i løpet av en 60 dagers periode etter utslippet. Andelen som ble eksponert for antatt skadelige doser varierte mellom ingen og knappe 60 prosent. Resultatene tyder på at effekten på rekrutteringen til den voksne bestanden som gyter langs norskekysten blir liten. Torsk som er kjønnsmodne bidrar til rekruttering av nye individer i mange år. Samtidig er naturlig dødelighet i de yngre årsklasser meget stor og rekrutteringen kan variere betydelig fra år til år. Tilsvarende forhold er det også for de fleste andre av de aktuelle fiskebestandene. Kombinasjonen av lengelevende voksne individer og produksjon av store mengder egg og larver fører til at bestandene er robuste mot en «normal» høy dødelighet i de tidlige livsstadiene.

Den andre analysen<sup>13</sup> ble gjennomført for å vurdere effektene på dødeligheten hvis kjemisk dispergering ble benyttet etter utslipp av olje. Resultatene av modelleringen viste at konsentrasjoner av olje økte i deler av vannsøylen mens utslippet pågikk, men ble raskere redusert straks utslippet stoppet. Bruk av dispergeringsmidler reduserer derved vannvolumet som kontamineres av olje. I motsetning til hva som var ventet ble andel av larver som ble eksponert både for antatt dødelige og skadelige doser, redusert ved bruk av dispergeringsmidler. Dispergering benyttes primært for å redusere skadevirkninger på overflateressurser (sjøfugl og strender), men kan dermed også redusere de samlede skadene på miljøet.

11 Rapport 2014: Metodikk for miljørisiko på iskanten ved akutte oljeutslipp, utarbeidet av DNV GL og AkvaplanNiva på oppdrag fra Norsk olje og gass, Statoil, DEA Norge, Total og GDF SUEZ.

12 Vikebø et al. 2013. Spatio-temporal overlap of oil spills and early life stages of fish. ICES Journal of Marine Science Advance Access published October 14, 2013

13 Vikebø et al. 2015. Dispersants Have Limited Effects on Exposure Rates of Oil Spills on Fish Eggs and Larvae in Shelf Seas. Env. Sci. & Tech. 2015

Senere publikasjoner nyanserer imidlertid dette bildet for enkelte fiskearter. En nylig publisert artikkel<sup>14</sup> viser at egg fra hyse er mer klebrig enn torskeegg, og dermed binder seg til oljepartikler i større grad. Derved blir eksponeringen av hyseeggene større og mer langvarig. Foreløpig er det ikke presentert analyser av mulige effekter på bestanden av hyse basert på disse resultatene.

Det har vært en prioritert oppgave for olje- og gassnæringen å bidra til øke kunnskapen om faktiske skadepotensialer og å utvikle metoder for å formidle dette på en måte som gir et fullt bilde av utfallsrom og usikkerheter. Gjennom et mangeårig forskningsarbeid (Symbioses) har et konsortium med de fremste relevante faginstitusjoner i inn- og utland arbeidet med å utvikle en "state of the art" modell for bedre beregning av skadelige effekter. Programmet har hatt støtte fra Norges forskningsråd og olje- og gassnæringen. Resultatet av dette forskningsarbeidet vil utgjøre det beste grunnlaget for å estimere en potensielle skadelig effekt på fiskerekutteringen av et stort oljeutslipp under ulike forhold og betingelser. Det vil være naturlig at resultatene fra et så grundig forskningsarbeid legges til grunn ved forvaltningsarbeidet årene fremover. Flere av arbeidene vil publiseres i artikler i løpet av 2016.

#### 10.2.4.

### Operasjonelle utslipp

Operasjonelle utslipp fra olje- og gassindustrien består hovedsakelig av vannbasert boreslam, borekaks (steinpartikler fra boreoperasjoner) og produsert vann. Produsert vann er vann som følger oljen opp fra berggrunnen og som skilles fra oljen på plattformen. Deretter vil vannet enten reinjiseres i berggrunnen eller slippes ut etter rensing. Det er ikke tillatt å slippe ut vann med mer enn 30 mg olje per liter vann, og de siste årene har gjennomsnittlig oljeinnhold i produsert vann sluppet ut fra felt på norsk sokkel ligget på rundt 12 mg per liter. I dag injiseres ca 20 prosent av det produserte vannet, og på de fleste store nye felt planlegges det injeksjon av produsert vann.

Sammen med både borekaks og produsertvann vil det også følge naturlig forekommende stoffer fra berggrunnen og tilsatte kjemikalier. Sammensetningen av de naturlig forekommende stoffene vil variere med karakteristikkene til berggrunnen. Utslipp av tilsatte kjemikalier er strengt regulert med pålegg om å erstatte alle miljøskadelige kjemikalier med mindre miljøfarlige alternativer. Dette har medført at utslippene av de mest miljøskadelige kjemikaliene er redusert med langt over 90 prosent og at miljømyndighetene anser null-utslippsmålet fra 1996 for tilsatte kjemikalier som oppnådd<sup>15</sup>.

Det er gjennomført en rekke store forskningsprosjekter og -programmer hvor uavhengige forskere har undersøkt mulige effekter av olje- og gassindustriens utslipp til sjø. Her kan nevnes Norges Forskningsråd program Marinforsk som begynte i 2015 og tidligere Havet og Kysten (PROOF/PROOFNY) som har pågått i mer enn ti år, og industriens omfattende miljøovervåking med resultater fra tidlig 70-tall hvor metoder og resultater kontrolleres av myndighetenes ekspertgruppe. Resultatene fra miljøovervåkingen er benyttet i en rekke vitenskapelige artikler. Begge er også publisert i oppsummerende artikler eller rapporter hvor alle resultater og tidligere artikler er gjennomgått<sup>16/17</sup>.

Oppsummeringen viser at potensialet for miljøskade fra utslipp av produsert vann gjennomgående er moderat, og at de konsentrasjonene som har gitt effekter i laboratoriestudier forekommer normalt ikke lengre fra utslippspunktene enn i størrelsesorden en kilometer og normalt bare noen hundre meter fra plattformene. Dette stemmer godt overens både med resultater fra miljøovervåkingen og gjennomførte risikovurderinger. Effekter av utslipp fra boreoperasjoner er bare detekterbare helt i nærområdet til borelokasjon. Effektene på bunnlevende organismer er hovedsakelig som følge av fysiske faktorer (partikkelutslipp) og kan ofte ikke skilles fra effekter selve konstruksjonen (plattformen) har på strømforhold og derved endret partikkelstørrelse i sedimentet. Konklusjonene baseres både på overvåkingsdata og på publiserte forskningsresultater.

Resultatene fra Havet og Kysten/PROOFNY tyder heller ikke på at arktiske og sub-arktiske marine organismer er mer sårbare for utslipp fra industrien enn lignende organismer ellers på sokkelen. Det er riktignok påvist forskjeller i sårbarhet mellom arktiske og tempererte arter, både for utslipp av produsert vann og boreavfall, men forskjellene er små og går i begge retninger. Noen arter i nord synes å være mer robuste for påvirkning fra utslipp enn i sør.

14 E. Sørhus, et al. 2015. Unexpected Interaction with Dispersed Crude Oil Droplets Drives Severe Toxicity in Atlantic Haddock Embryos. Plos One 10 (4), 2015.

15 Brev fra SFT til Miljødepartementet 30. november 2005

16 Bakke et al., 2013. Environmental impacts of produced water and drilling waste discharges from the Norwegian offshore petroleum industry. Marine Environmental Research, Volume 92, Pages 154–169.

17 Bakke et al. 2012, Langtidsvirkninger av utslipp til sjø fra petroleumsvirksomheten. Resultater fra ti års forskning. Rapport Norges Forskningsråd (ISBN 978-82-12-03027).

### 10.2.5.

#### Kaldtvannskoraller og svampsamfunn

To organismegrupper, kaldtvannskoraller og svamp, har fått spesiell oppmerksomhet i den helhetlige forvaltningsplanen for Barentshavet. Begge gruppene øker i forekomst nordover, antas å danne viktige leveområder for andre arter og er inkludert i den norske rødlista for naturtyper (se tekstboks side 114). Forvaltningsplanene gir klare føringer for olje- og gassaktiviteter i nord begrunnet i begge de to organismegruppene.

I Barentshavet finnes tre naturtyper med kaldtvannskoraller opplistet i den norske rødlista for naturtyper: grisehalekorallbunn (sårbar), korallrev (sårbar) og korallskogbunn (nær truet). Korallene er svært sårbare for fysisk påvirkning, for eksempel skader forårsaket av bunntål, oppankring og rørlegging. Tiden det tar før store korallrev er restituert etter en slik påvirkning, er anslått til flere tusen år. I de områdene som foreløpig er kartlagt med videofilm av sjøbunnen i MAREANO-programmet viser det seg at naturtypene korallrevbunn og korallskogbunn er redusert. De første undersøkelsene fra Norskehavet fastslo at inntil 30-40 prosent av identifiserte korallrev var helt eller delvis ødelagt av fysisk påvirkning fra bunntål. I de senere års undersøkelser fra nordlige Norskehavet og Barentshavet er det generelt konkludert med at omlag 2 av 10 korallrev er skadet i større eller mindre grad, og rundt 6 prosent av alle inspiserte rev i forvaltningsplanområdet er ødelagt. MAREANO har dokumentert at både tetthet og arts- mangfold av bunnfaunaen er lavere i områder med tett trållaktivitet<sup>18</sup>. I motsetning til dette er det aldri påvist vesentlige skader på korallrev knyttet til oljeindustriens aktiviteter.

Kaldtvannskorallene langs norskekysten har vært kjent blant fiskere og forskere i over 200 år, men utbredelsen, artsrikdommen og størrelsen har ikke vært godt kartlagt før oljeindustrien startet sine forundersøkelser i forbindelse med legging av rørledninger på havbunnen. Slike forundersøkelser gjøres ved hjelp av fjernstyrte miniubåter (ROV) utstyrt med kamera.

Allerede i 1982, ved undersøkelse for ilandføring av gass fra Snøhvitfeltet, oppdaget Statoil et 50 meter bredt og 15 meter høyt korallrev på 280 meters vanddyb ved Fugløya i Finnmark. Videoopptak av dette revet representerer de aller første opptakene som er gjort av dypvannskorallrev. Det var imidlertid først i forbindelse med omfattende kartlegging utenfor Midt-Norge, for rørledningen fra Heidrun til Tjeldbergodden, at omfanget av norske korallrev ble fastslått. Disse oppdagelsene innledet en inn- gående forskning på kaldtvannskoraller på norsk sokkel i stor grad finansiert av olje- og gassindustrien. Dette har blant annet medført flere doktoravhandlinger samt flere

innslag med videoopptak på NRK.

Utvidelse av olje- og gassvirksomheten til dypere vann har skapt bekymring for skade på kaldtvannskoraller og de artsrike samfunnene som disse genererer. Næringen har en proaktiv holdning i forhold til håndtering av korallrev, og har samarbeidet med forskere fra både inn- og utland. Eksempelvis ledet samarbeidet med tyske forskere til at det store Sularevet ble oppdaget. Statoil finansierte i tidsrommet 2006-2010 det såkalte CORAMM-prosjektet hvor blant annet kaldtvannskoraller ble eksponert for sedimenter og borekaks for å fram- skaffe kunnskap om disse organismenes tålegrenser for utslippene fra olje- og gassindustriens boreoperasjoner. I 2010 inviterte olje- og gassindustrien internasjonale og nasjonale forskere som arbeider med kaldtvannskoraller til et arbeidsmøte i Stavanger. Formålet med møtet var å få en statusoversikt over pågående aktiviteter og kunns- kap om disse artsrike strukturene.

I CORAMM programmet og andre prosjekter har for- skere undersøkt hvordan utslipp av borekaks fra olje- og gassleting offshore kan påvirke kaldtvannskorallen *Lophelia pertusa*. Resultatene viser at *Lophelia* ser ut til å tåle relativt høy konsentrasjon av partikler fra borekaks i vannet. Dette samsvarer med de mange funn av kaldt- vannskoraller på oljeinstallasjoner der det har foregått utslipp av store mengder kaks over mange år. I Nordsjøen er det funnet store forekomster av koraller som vokser på plattformbeina på mer enn 15 oljeproduiserende felt. Ved fjerning av plattformen fra Friggfeltet ble det gjort detaljerte undersøkelser av korallstrukturene. Dette har medført at man måtte revurdere veksthastigheten til kor- allene. Under gunstige forhold, slik det synes å være ved plattformer med utslipp, viser det seg at koraller vokser langt raskere enn tidligere antatt. Alle plattformene der koraller er funnet i Nordsjøen, har vært på eldre felt som tidligere har hatt store utslipp av borekaks også med betydelig mengder oljebasert borevæske. Dette styrker resultatene fra forskning at korallene er robuste i forhold til boreutslipp.

18 Buhl-Mortensen et al. 2013. Effekter av fiskeri og havbruk på bunn og bunnfauna. Oppfølging og forslag til nye forvaltningstiltak. Fisken og Havet 2/2013.

Figur 10.6.

Korallrev på Frigg-plattformen i Nordsjøen ved avslutning av feltet (Foto: E. Svendsen)



## NORSK RØDLISTE

«Norsk rødliste for naturtyper 2011» inneholder resultatene fra den første rødlistevurderingen av naturtyper. Den er primært laget for å gi forvaltningen et bedre kunnskapsgrunnlag for å forvalte naturområder. Arbeidet med rødlista bygger på «Naturtyper Norge», Artsdatabankens system for naturtypeinndeling. Vurderingene er gjort ved hjelp av et kvantitativt kriteriesett for vurdering av risiko for at naturtyper skal forsvinne.

Naturtypene i Rødlista er plassert i én av følgende seks kategorier:

- Forsvunnet (RE)
- Kritisk truet (CR)
- Sterkt truet (EN)
- Sårbar (VU)
- Nær truet (NT)
- Datamangel (DD)

Det er kun naturtyper vurdert til kategoriene kritisk truet (CR), sterkt truet (EN) eller sårbar (VU) som blir definert truet. Totalt for Norge er 40 naturtyper klassifisert som truet (CR, EN og VU) og 31 som nær truet (NT).

Før leteboring i områder der det kan være koraller, blir potensielle strukturer undersøkt nøye. Metodikken er i henhold til gjeldende standarder med blant annet høyoppløselige kameraer og tilsvarende i stor grad det som senere er tatt i bruk i MAREANO programmet. Denne dokumentasjonen gjør det mulig å gjennomføre skadereduserende tiltak, blant annet ved å flytte borested og rørtraséer. I tillegg blir det benyttet egne prosedyrer for håndtering av utslipp av borekaks. På denne måten unngår virksomheten å skade korallene. Olje- og gassindustrien har også utviklet en veileder for forundersøkelser.

Generelt kan man konkludere med at selv om korallene er sårbare for fysisk skade fra olje- og gassvirksomheten, kan man unngå skade av betydning gjennom de forebyggende tiltakene industrien allerede har igangsatt og vil følge opp videre.

Svamper regnes å tilhøre de mest primitive flercellede dyr. De lever fastsittende på bunnen og, i likhet med kaldtvannskoraller, regnes de som habitatdannende organismer. Det vil si at der de forekommer i noe mengder, gir dette grunnlag for en rekke andre arter som kan finne skjulested og mat. I følge forvaltningsplanen er det fra andre havområder kjent at svamp kan ha stor betydning for biologisk mangfold og økologiske funksjoner i områdene de lever. Blant annet er det kjent at svamp er viktig som skjulested for fiskeyngel. På grunn av lang livslengde og langsom vekst regnes områder med svamp som spesielt sårbare for enkelte typer påvirkning. I likhet med koraller er de følsomme for fysiske skader.

Det foreligger ingen fullstendig oversikt over utbredelsen av svamksamfunnene. Gjennom kartleggingsprogrammet MAREANO er det påvist at svampområder er utbredt i Barentshavet, for eksempel på Tromsøflaket og de vestlige delene som grenser til eggakanten. Olje- og gassindustrien gjennomfører en omfattende og detaljert visuell kartlegging med ROV og høyoppløselig video før leteboring igangsettes i områder der det er sannsynlig at svamp forekommer. Nøyaktig borelokasjon og eventuelle utslippstiltak planlegges basert på denne informasjonen. Det er tatt initiativ til et samarbeid mellom myndighetene, forskningsinstitusjoner og industrien for å sikre at ny informasjon om blant annet svampforekomster hurtigere kan tilflyte forvaltningen og benyttes i forvaltningsplanarbeidet.

MAREANO programmet har avdekket at tråling har redusert svamksamfunn i flere områder i likhet med det som er påvist for korallrev. På Tromsøflaket der fiskeaktiviteten kan karakteriseres som høy og skader på svamksamfunn er påvist i relativt stort omfang. Både MAREANO programmet og olje- og gassindustriens kartlegging før leteboringer er det i flere områder påvist tett med trålspor, helt ned i ett spor per 25 meter sjøbunn.

Lokalt vil slike områder som tråles gjentatte ganger over tid bestå av arter som lever i kort tid (opportunist). På lengre sikt kan det oppstå permanente endringer av bunnsamfunnet. På trålt bunn med svampsamfunn er det vanlig å se bare små svamper.

Industrien har gjennomført og har på gang flere prosjekter for å undersøke nærmere effekten av boreutslipp på svamp. Foreløpige resultater tyder ikke på omfattende effekter og at eventuelle effekter bare er begrenset til nærområdet.

### 10.3

#### MILJØRISIKO - FAKTA, FRYKT OG FØRE-VAR

Forvaltningen av havområder, naturressurser og miljø er som all annen forvaltning, basert på risiko. Svært lite av det vi foretar oss som mennesker er risikofritt, og vi forholder oss bevisst eller ubevisst til risiko i det meste av det vi gjør. En best mulig forståelse av risikoen er utgangspunktet for en god forvaltning. Det handler både om å forstå bildet av mulige konsekvenser og å ha en begrunnet oppfatning av sannsynlighetene for at konsekvensene kan oppstå. Ved siden av at forvaltningen er kunnskapsbasert, er føre-var-prinsippet<sup>19</sup> vesentlig i all forvaltning.

Føre-var-prinsippet anvendes innen miljøforvaltningen der vitenskapelig dokumentasjon er utilstrekkelig, mangelfull eller usikker og aktuelle vitenskapelige vurderinger indikerer at det er grunn til bekymring for at det inntreffer betydelige skadelige effekter for miljøet som er i strid med den beskyttelse som er nødvendig eller er politisk besluttet. Man skal ikke vente med å handle til det foreligger sikker kunnskap. I Rio-erklæringen<sup>20</sup> ble prinsipp 15 definert slik:

«For å beskytte miljøet skal statene legge føre-var-tilnærmingen til grunn i samsvar med deres muligheter. Når det foreligger en trussel om alvorlig eller uopprettelig skade, skal ikke mangel på fullstendig vitenskapelig visshet kunne brukes som begrunnelse for å utsette kostnads-effektive tiltak for å hindre miljøforringelse.»<sup>21</sup>

I norsk miljøpolitikk er prinsippet beskrevet i henhold til Rio-erklæringen, blant annet i stortingsmeldingen «Miljøvernpolitikk for en bærekraftig utvikling»<sup>22</sup>. I naturmangfoldsloven § 9 har prinsippet blitt slått klart fast også rettslig. I forarbeidet<sup>23</sup> til naturmangfoldsloven vektlegges det (s. 103) at det bør foreligge indikasjoner på en vesentlig eller irreversibel skade før prinsippet benyttes som grunnlag for beslutninger.

Ivaretagelsen av en føre-var-tilnærming hører hjemme på et beslutningsnivå. Prinsippet skal sikre at det tas

høyde for usikkerhetene i et faglig, faktabasert og vitenskapelig underbygget beslutningsunderlag. Det er ikke hensiktsmessig at føre-var-prinsippet trekkes inn i det vitenskapelige underlaget og presenteres for beslutningstakere som et forstørret skadepotensiale, utvidelse av utfallsrommet eller en øket angitt usikkerhet, for med det å være på den sikre siden. Vitenskapens og de vitenskapelige institusjoners rolle er å frambringe den beste faglige forståelse og de riktigst mulige estimater der en også synliggjør det faktiske utfallsrommet og den usikkerheten som materialet tilsier.

Føre-var-prinsippet innebærer ikke at risikoen skal være null. Innen forvaltningsområder der føre-var-prinsippet er godt innarbeidet i beslutningsprosessene er beslutninger også basert på en aksept for risiko, og føre-var sees i sammenheng med vurderinger av kost-nytte. I fiskeriforvaltningen og fiskeripolitisk rådgivning handler kost-nytte i første rekke om avveininger mellom avkastning på fiske på kort og lang sikt der føre-var-prinsippet tar høyde for usikkerhetene knyttet til bestandsutviklingen på lengre sikt. Fiskeriforvaltningen definerer føre-var grenser for gytebestanders størrelse, og det besluttes føre-var grenser for fiskerienes bestandsuttak som er basert på forholdet mellom en slik gytebestandstørrelse og det gjeldende estimatet for den aktuelle bestanden. Gitt usikkerhetene som er knyttet til bestandsestimeringen har det vært praksis for en aksept for en risiko på 5 prosent for at dette anbefalte føre-var baserte fiskeuttaket likevel bringer gytebestanden ned til et kritisk lavt nivå - et nivå definert som en bestandskollaps som er truende for bestandens mulighet for igjen å øke. For olje- og gassvirksomhetens potensielle skadevirkning av alvorlig grad for en fiskebestand (restitusjonstid > 10 år for bestanden) er det til sammenligning vanlig å anvende et akseptkriterium på 0,01 prosent.

Det er fundamentalt for olje- og gassnæringen å bygge på en kunnskapsbasert forvaltning av ressurser og miljø. Der kunnskapen er utilstrekkelig må føre-var-prinsippet tillegges en større betydning. Næringen er opptatt av å øke kunnskapen og stadig oppnå et bedre grunnlag for å forstå faktisk risiko knyttet til våre nåværende og fremtidige operasjoner.

19 Også kalt «forsiktighetsprinsippet» benyttet i dansk og svensk forvaltning, på engelsk: precautionary principle.

20 Rioerklæringen, vedtatt på FNs konferanse om miljø og utvikling avholdt i 1992 i Rio de Janeiro. Erklæringen omfatter 27 prinsipper for hvordan man kan sikre en bæredyktig utvikling. Blant annet ble føre-var-prinsippet definert som prinsipp nr. 15.

21 St.meld. nr. 13 (1992-93)

22 St.meld. nr. 58 (1996-97)

23 Ot.prp. nr. 52 (2008-2009)

# 11. Oljevernberedskap

Før olje- og gassvirksomhet kan starte opp, skal miljørisikoen aktiviteten medfører analyseres for å sikre at den tilfredsstiller norske myndigheters strenge miljøkrav. I disse analysene er effekten av oljevernberedskap ikke tatt med. Oljevernberedskapen kommer derfor som en tilleggsbeskyttelse for en virksomhet som allerede oppfyller omfattende miljøkrav.

Formålet med oljevernet er å hindre eller begrense mulige miljøkonsekvenser som følge av akutte utslipp av råolje. Tiltak som skal forhindre at uønskede hendelser forekommer (preventive tiltak), er høyest prioritert av industrien. Disse tiltakene har vist gode resultater med markert nedgang<sup>1</sup> i både antall utslipp og i tilløps-hendelser som kan føre til utslipp. Tross disse omfattende forebyggende tiltakene vil utilsiktede hendelser allikevel kunne skje. Det er derfor nødvendig med konsekvensreducerende tiltak – oljevernberedskapen – som en ytterligere risikoreducerende barriere.

Olje- og gassoperasjoner i nordlige farvann er ingen ny aktivitet. Olje- og gassindustrien har internasjonalt utviklet utstyr og metoder for oljevernberedskap under langt mer utfordrende forhold, spesielt med tanke på kulde og isforhold, enn det man vil erfare på nordnorsk sokkel. I størsteparten av denne delen av sokkelen, vil det ikke være nye utfordringer for oljevernberedskapen sammenlignet med sokkelen lenger sør. For eksempel er vind- og bølgeførhold mer utfordrende i Norskehavet enn man erfarer i Barentshavet. Forhold som øker i betydning for effektiviteten av oljevernet når virksomheten beveger seg lengre nord i Barentshavet, er blant annet ising på utstyr, lange avstander til beredskapsressurser, mer begrenset infrastruktur og kommunikasjon med tilstrekkelig kapasitet. Flere av disse utfordringene med igangsatte tiltak fra industriens side er allerede beskrevet i kapittel 9.

Rammebetingelsen for virksomheten knyttet til is setter klare begrensninger for aktivitetene (se kapittel 10). Imidlertid øker sannsynligheten for at drivende olje kan berøre sjøis når aktivitetene beveger seg nordover

spesielt i nordøstlige del av det åpnete området. Det har derfor vært viktig for industrien å øke innsatsen på utvikling og implementering av relevante bekjempelsesmetoder i oljevernet. Gjennom BaSEC-samarbeidet er det gjennomført flere prosjekter for å øke kunnskapen knyttet til oljevern i nordområdene og potensielt i farvann med is. Utviklingsprogrammet Oljevern 2015 til Kystverket og NOFO har også flere aktuelle prosjekter.

I det følgende vil dagens beredskap og dimensjoneringen av denne beskrives kort. I tillegg vil en del av de pågående utviklingsaktivitetene som industrien har igangsatt, bli gjennomgått.

## 11.1

### ORGANISERINGEN AV OLJEVERNBEREDSKAPEN I NORGE

Akutt forurensning omhandles i forurensningslovens kapittel 6. Forurensningslovens grunnleggende prinsipp er at den som driver virksomhet som kan medføre akutt forurensning, skal sørge for en nødvendig beredskap for å hindre, oppdage, stanse, fjerne og begrense virkningen av forurensningen.

Den operative oljevernberedskapen i Norge er organisert med private, kommunale og statlige aktører med ansvar for ulike utslippskilder. I samvirkeprinsippet<sup>2</sup> er det fastslått at myndigheter, virksomheter og etater har et selvstendig ansvar for å sikre et best mulig samvirke med relevante aktører og virksomheter i arbeidet med forebygging, beredskap og krisehåndtering.

1 Ptil rapport 2015: RNNP: Akutte utslipp 2001 – 2014.

2 Se <https://www.regjeringen.no/no/tema/samfunnsikkerhet-og-beredskap/innsikt/hovedprinsipper-i-beredskapsarbeidet/id2339996/>

Dette samarbeidet mellom ulike aktører som er etablert i Norge, bidrar til at norsk oljevernberedskap holder en meget høy standard<sup>3</sup>, også sammenlignet med andre land. Internasjonale avtaler bidrar også til at det er mulig å kunne håndtere ekstreme utslipp, det vil si hendelser som går ut over det risikobaserte dimensjoneringsregimet forurensningsloven krever.

### 11.1.1

#### Statlig beredskap – Kystverket

Kystverket har ansvaret for drift og utvikling av statens beredskap mot akutt forurensning og skal føre tilsyn med andres aksjonering inkludert aksjoner i olje- og gass-virksomheten. Den betydeligste utslippskilden er uhells-utslipp fra havarier i skipsfarten langs norskekysten. Historisk har det skjedd et akutt utslipp som har medført en større statlige beredskapsaksjon hvert andre til tredje år.

I tillegg til egne ressurser har Kystverket samarbeids-avtaler om bistand fra andre relevante sikkerhets- og beredskapsmyndigheter, private beredskapsaktører og organisasjoner samt fra nabolandenes beredskapsorganisasjoner. Når det er fare for alvorlige forurensnings-skader, kan staten ved Kystverket pålegge enhver om å stille til rådighet materiell og personell for å bekjempe ulykken. Fra flere tidligere statlige aksjoner er det gode erfaringer med bistand fra olje- og gassindustri-ens beredskapsorganisasjon NOFO inn i Kystverkets aksjonsledelse, blant annet ved havariene av Full City og Godafoss.

### 11.1.2

#### Kommunal beredskap

Den kommunale beredskapen er samlet i beredskaps-regioner, IUA (Interkommunalt Utvalg mot Akutt forurensning). Den kommunale beredskapen er dimensjonert for å håndtere akutte utslipp som kan oppstå som følge av normal virksomhet i kommunene, for eksempel forurensning fra lokal industri, landbaserte trafikkuhell eller lignende. Kommunene har beredskapsplikt mot mindre tilfeller av akutt forurensning innenfor kommunens grenser som ikke dekkes av privat beredskap og der forurenser ikke selv er i stand til å aksjonere eller der forurenser er ukjent. I tillegg har de ifølge forurensningsloven en plikt til å bistå ved aksjoner der andre har ansvaret for operasjonen. Norsk Oljevernforening For Operatør-selskap (NOFO) har etablert avtaler med aktuelle IUA langs kysten om bistand hvis olje fra et utslipp på sokkelen nærmer seg kysten.

### 11.1.3

#### Privat beredskap – oljevernberedskapen på sokkelen

På norsk sokkel startet operatørselskapene et samarbeid innen oljevernberedskap så tidlig som 1978 ved etableringen av NOFO. NOFO ivaretar operatørselskapenes operative oljevernberedskap, på åpent hav samt i kyst- og strandsonen. I tillegg er det etablert privat beredskap i tilknytning til enkelte landanlegg som blant annet oljeterminalen på Mongstad.

Ved etableringen av NOFO tok olje- og gassindustrien et helhetlig ansvar der industrien sikret at kapasiteten i størst mulig grad var uavhengig av operatørens egne ressurser og man unngikk unødvendige dobbeltinvesteringer. Alle selskaper med operatøransvar på sokkelen er i dag medlemmer av NOFO. Gjennom NOFO har operatørselskapene tilgang til betydelige beredskapsressurser som kan mobiliseres til alle deler av norsk sokkel.

Ved større uhell på sokkelen vil operatørselskapet mobilisere NOFO, som på vegne av operatørene ivaretar deres beredskap mot akutt forurensning og iverksetter skadebegrensende tiltak dersom en akutt forurensnings-situasjon oppstår. I tillegg til NOFOs ressurser har de fleste operatørselskapene på norsk sokkel (eller gjennom konsernet) flere avtaler nasjonalt eller internasjonalt om tilgang til ytterligere beredskapsressurser. Disse inngår normalt ikke i beredskapsplanene, men fungerer som ekstraressurser som øker robustheten i beredskapen.

Beredskapen skal være dimensjonert ut fra en risikobasert tilnærming, og skal håndtere akutte hendelser som skyldes egen virksomhet. Operatørselskapene har ansvar for å planlegge, dimensjonere og lede aksjoner mot akutt forurensning som skyldes egen aktivitet.

Innen enkelte geografiske områder er det inngått særskilte avtaler mellom den statlige beredskapen (Kystverket) og den landbasert industri (raffineriene på Mongstad og Slagentangen samt oljeterminalen på Sture) om bistand ved forurensningshendelser knyttet til skipstrafikk hvor staten har aksjonsansvaret. Disse avtalene trenes jevnlig og er av stor nytteverdi for beredskapen. NOFO har også etablert avtaler med de aktuelle IUA langs norskekysten. Det gjennomføres årlig en rekke øvelser for å trene samarbeid og bruk av utstyr.

<sup>3</sup> Samferdselsdepartementet: Norsk oljevernberedskap – rustet for fremtiden? (<https://www.regjeringen.no/contentassets/865f321f46754a-21839b0a944733b588/oljevernberedskapedelig2015.pdf>)

#### 11.1.4

### Samvirke i norsk oljevernberedskap - felles aksjonsledelse

Erfaringen med «Unified command»-ledelse<sup>4</sup> av oljevernaksjonen under Macondo-hendelsen i Mexicogolfen i 2010 og fra statlige aksjoner i Norge (havariene av Full City og Godafoss), tilsier at samarbeidet mellom ulike aktører i norsk oljevernberedskap bør videreutvikles. Både rapporten fra den interdepartementale Forum for samarbeid om risiko (Risikogruppen) fra 2010, og oppfølgingsrapporten fra olje- og gassindustrien (OLF 2012<sup>5</sup>), konkluderte med at de positive erfaringene med «Unified command» fra oljevernaksjonen under Macondo-hendelsen aktualiserte behovet for etablering av en felles aksjonsledelse for ekstreme forurensningshendelser også i Norge.

Det ble derfor i 2012 etablert et samarbeid mellom Kystverket og olje- og gassindustrien for å utvikle en norsk modell basert på den amerikanske ledelsesmodellen. Med felles aksjonsledelse menes i denne sammenheng aksjonsledelse ledet av Kystverket innenfor forurensningslovens rammer for statlig overtakelse.

Norsk lovverk (forurensningsloven § 46, 3. ledd) åpnet også før 2010 for en statlig overtakelse ved ekstreme hendelser hvor en ikke-statlig aktør var ansvarlig forurensere. Imidlertid var dette ikke blitt praktisert overfor olje- og gassindustrien og det var uklart under hvilke situasjoner det kunne være aktuelt med en slik overtakelse. Samarbeidet mellom Kystverket og olje- og gassindustrien resulterte blant annet i en rapport med anbefaling om videre samarbeid som også inneholdt eksempler på aktuelle scenarier der overtakelse kunne bli vurdert. Ett eksempel som ble nevnt var hendelser der oljen driver inn i et nabolands farvann (grenseoverskridende forurensning). Det er Kystverket som har ansvar for internasjonal varsling og eventuell mobilisering av andre lands ressurser. Ved slike ekstreme hendelser vil den statlige, private og kommunale beredskapen sammen bekjempe utslippet under en felles aksjonsledelse.

For å sikre en sømløs overtakelse av aksjonsledelsen ble det i 2014 utviklet et brodokument<sup>6</sup> mellom operatørenes og Kystverkets beredskapsplaner. Et viktig moment her er en mer enhetlig organisering av aksjonsledelsen, enten ved å benytte ELS (enhetlig ledelsessystem<sup>7</sup>) eller det mer omfattende, men sammenlignbare ICS (Incident Command System<sup>8</sup>) som blant annet Statoil og ConocoPhillips nå har implementert.

Fra 2012 til og med 2015 er det gjennomført årlige øvelser av varierende omfang der statlig overtakelse og tett samarbeid i aksjonsledelsen har vært det overordnede sentrale tema. Målsetningen er å gjennomføre jevnlig

øvelser med felles aksjonsledelse mellom Kystverket og operatører på norsk sokkel. Erfaringene så langt har vært entydig positive.

#### 11.2

### DIMENSJONERING AV OLJEVERNBEREDSKAPEN PÅ SOKKELEN

Oljevernberedskapen i olje- og gassindustrien er basert på en risikobasert tilnærming ved dimensjonering av barrierer<sup>9</sup>. Dette innebærer at det legges betydelig vekt på at omfanget av skade på miljøet skal holdes på et lavt nivå og reduseres kontinuerlig innenfor rammen av operasjonelle muligheter, HMS og kostnader (Alarp-prinsippet<sup>10</sup>). Dette er innarbeidet i operatørenes system for risikostyring. Risiko er kombinasjonen av sannsynlighet for at en hendelse skal inntreffe og konsekvensene av hendelsen. Gjennom risikoanalyser identifiseres barrierer som omfatter både forebyggende tiltak som reduserer sannsynlighet for utslipp, og konsekvens-reducerende tiltak, herunder oljevernberedskap. Beredskapsutviklingen er en kontinuerlig prosess hvor den stadig forbedres selv om miljørisikoen knyttet til aktiviteten ligger lavere enn akseptkriteriene.

Et viktig prinsipp ved dimensjonering av beredskap mot akutt forurensning er at det benyttes flere uavhengige barrierer. Barrierer består av tekniske, operasjonelle og/eller organisatoriske tiltak som enten skal forhindre en konkret hendelse i å inntreffe (forebygging) eller kan påvirke forløpet i en tilsiktet retning ved å begrense skaden (konsekvensreduksjon). Når det etableres flere barrierer, skal det være tilstrekkelig uavhengighet mellom disse slik at de ikke settes ut av funksjon som følge av samme årsak.

4 [https://www.osha.gov/SLTC/etools/ics/what\\_is\\_uc.html](https://www.osha.gov/SLTC/etools/ics/what_is_uc.html)

5 <http://www.norskoljeoggass.no/no/Publikasjoner/Handboker/Deepwater-Horizon---lessons-learned-and-follow-up/>

6 <http://www.norskoljeoggass.no/no/Publikasjoner/Miljorapporter/Brodokument-mellom-operatørenes-og-Kystverkets-beredskapsplaner/>

7 DSB 2012: Veileder om enhetlig ledelsessystem (ELS) - ved håndtering av hendelser innen brann, redning og akutt forurensning.

8 <https://www.fema.gov/incident-command-system-resources>

9 Se Ptil notat om barrierer: <http://www.ptil.no/om-barrierer/category1023.html>

10 Alarp: As low as reasonably practicable. Prinsippet er etablert i HMS-forskriftene for petroleumsindustrien (Styringsforskriften) og er en systematisk og dokumentert prosess for ytterligere forbedring av helse, miljø og sikkerhet (HMS).

**Figur 11.1.**

Test av nytt oljevernutstyr under reelle forhold. Om lag 100 kubikkmeter olje slippes ut på havet, for så å bli samlet opp igjen. I øvelsen deltok blant annet fartøyene KV Bergen, KV Harstad, fiskefartøyet Libas og Voldstad Princess fra NOFO-poolen. (Foto: NOFO)



I Norsk olje og gass' veileder for beredskapsanalyse defineres det tre barrierer i oljevernberedskapen:

- barriere 1 gjelder bekjempelse på åpent hav nær utslippskilden eller langs drivbanen
- barriere 2 er bekjempelse i kystsonen
- barriere 3 er bekjempelse og beskyttelse av strandsonen overfor mobil olje og oppsamling av stasjonær (strandet) olje på land

Hver barriere dimensjoneres separat, men i analysene tas det noe hensyn til effekt av foregående barriere. Ressurser i barriere 1 vil i praksis kunne benyttes helt inn i kystsonen så lenge det er tilstrekkelig vanndybde for sikker manøvrering. Spesifikke oversikter over utstyr dedikert for bruk i barriere 2 kyst kan derfor være noe konservativt hvis man ikke tar hensyn til potensialet for omdisponering av ressurser fra åpent hav.

En barriere kan bestå av flere ulike typer bekjem-pelsesmetoder. Eksempler er mekanisk oppsamling, kjemisk dispergering eller brenning. Valg av metode kan variere avhengig av årstid, situasjon og mellom felt. Valg av metode gjøres med basis i en overordnet Neba<sup>11</sup>-vurdering av hvilket beredskapstiltak som totalt sett vil gi minst miljøskade. Denne typen analyser og vurderinger blir utført både i beredskapsplanleggingen og i en eventuell reell beredskapsaksjon.

### 11.3.

#### BEREDSKAPSKAPASITETEN PÅ NORSK SOKKEL

Beredskapsbehovene på norsk sokkel dekkes i dag utelukkende med ressurser som befinner seg i Norge. Dette innebærer at de ressurser som NOFO og operatørene har tilgang til gjennom avtaler internasjonalt, blir et supplement. Tilgang til industriens egne ressurser sammen med nasjonale og internasjonale ressurser gir grunnlag for å hevde at man i dag har en betydelig robusthet i beredskapen på norsk sokkel. Med robusthet menes den dimensjonerte beredskapens evne til å opprettholde sin funksjon når den utsettes for påkjenninger, og til å opprettholde funksjon ut over varigheten til dimensjonerte hendelser.

<sup>11</sup> Neba – net environment benefit analysis. I Norge benyttes også begrepet Nedra – Net Environmental Damage and Response Assessment. Dette er vurderinger med formål å anbefale det beredskapstiltaket som totalt sett vil gi minst miljøskade. Analysene skal gjøres primært i beredskapsanalysen, men også under en aksjon.

Det er produserende felt og deres beredskapsbehov som definerer rammene for NOFO-fellesskapets beredskapsressurser. For å vurdere om ressursene er tilfredsstillende, har NOFO utviklet et beslutningsstøttesystem som en veiledning for å bestemme behovet for oljevernressurser ved igangsetting av nye aktiviteter i nye områder. NOFO har totalt 5 oljevernbasert strategisk rundt i Norge på eksisterende offshore baser. Dette bidrar til å sikre effektiv mobilisering av offshore fartøy og god oljevernberedskap på hele den norske kontinentalsokkelen.

Økt geografisk spredning av produksjonen som følge av oljeproduksjon i Barentshavet, bidro til at generalforsamlingen i NOFO i 2012 vedtok en oppbygging av beredskapsressursene. Denne oppbyggingen medførte at NOFO har en overkapasitet på 25 prosent i den havgående system (mekanisk oppsamling). Tar man hensyn til responstiden på de enkelte felt spredt over hele sokkelen, kreves det maksimalt 20 havgående system i ressurspoolen for å oppfylle kravene. I 2015 disponerte NOFO totalt 25 slike system. I tillegg er et nyutviklet system med økt kapasitet ved høye bølger og sterk strøm i ferd med å bli tatt inn i ressurspoolen (MOS sweeper).

Innsatsstyrken i kyst- og strandberedskapen er mer enn fordoblet de siste syv til åtte år blant annet gjennom å ha anledning til å utnytte mindre fartøy i beredskapen etter endringer i regelverket i 2010. I 2016 har industrien og Kystverket avtaler med ca 100 mindre fartøy hvorav om lag 53 har avtale med NOFO. Bare i Finnmark er det 27 mindre fartøyer som inngår i beredskapen knyttet til Goliat. De mindre fartøyene, som i stor grad er fiskebåter, disponerer 25 kyst- og fjordsystemer (lenser og oljeopptagere) samt diverse annet utstyr fordelt på depoter langs kysten. Det er utviklet nytt dispergeringsutstyr for bruk i kystsonen. Det er viktig å være oppmerksom på at de 25 havgående systemene som NOFO disponerer også kan benyttes kystnært der dybdeforholdene er tilfredsstillende.

For strandaksjoner disponerer NOFO i dag mer enn 100 spesialtrente personer. I tillegg foreligger avtaler med andre aktører som gir tilgang til mer enn 900 personer, også disse med kompetanse og øvet for strandaksjoner. Industrien har gjennom NOFO bidratt til etablering og utvikling av relevante kurs- og øvelsesfasiliteter blant annet på Norges Brannskole i Fjell, Tjeldsund kommune i Nordland.

I tillegg til oppbyggingen av mekanisk oppsamling, kommer en betydelig oppbygging av dispergeringskapasiteten på norsk sokkel gjennom større lagre av dispergeringsmidler og utstyr blant annet lagret om bord på fartøy i operativ beredskap. Injisering av dispergering under vann ved utslippskilden er en ny teknologi som ble effektivt brukt i forbindelse med Macondo-ulykken. Olje- og gassindustrien i Norge har tilgang til dette verktøyet

gjennom egne avtaler. Denne teknikken har også blitt nevnt som et mulig verktøy i arktiske og kalde områder. For å videreutvikle denne teknologier har industrien igangsatt prosjekter internasjonalt som skal gå over flere år gjennom American Petroleum Institute (API) delvis i samarbeid med SINTEF. I tillegg er det søkt om midler (vår 2016) om finansiering gjennom DEMO2000 programmet.

#### 11.4

### KAPSLING - TILTAK SOM KAN REDUSERE VARIGHETEN AV UTBLÅSNINGER

Under og etter Macondo-hendelsen i Mexicogolfen ble det utviklet utstyr som kan stenge utblåsninger ved kilden (kapsling – capping, se figur 11.2). Dette tiltaket kan gjennomføres betydelig raskere enn boring av avlastningsbrønn som gjerne tar ca. to måneder. Kapsling vil derfor redusere sannsynligheten for langvarige utblåsninger betydelig. Tiltaket er ikke organisert under oljevernberedskapen, men beskrives allikevel kort her siden det er et viktig konsekvensreduserende tiltak som er introdusert på norsk sokkel de senere år.

De fleste utblåsninger er av relativt kort varighet, men de alvorligste miljøkonsekvensene oppstår som følge av langvarige utblåsingene. I beste fall kan kapsling stoppe en utblåsning allerede en uke etter en eventuell hendelse startet, men under normale forhold vil tiltaket først og fremst kunne ha effekt ved hendelser med varighet mer enn to uker.

Foreløpige vurderinger utført av DNV GL viser at kapsling på aktuelle lokaliteter utenfor Lofoten – Vesterålen kan redusere miljørisiko, målt som redusert sannsynlighet for alvorlige skader på bestander av sjøfugl og fisk, i betydelig grad.

Det er i dag flere slike kapslingssystemer tilgjengelige for operatørene på norsk sokkel. De viktigste er tilgjengelig via OSRL (SWIS)<sup>12</sup> (utviklet i Subsea Well Response Project<sup>13</sup>) som har en komplett enhet lokalisert i Norge, samt WWC (Wild Well Control<sup>14</sup>) som er stasjonert i Aberdeen. I tillegg er det også tilsvarende utstyr tilgjengelig for enkelte operatører gjennom deres internasjonale eierselskap.

12 <http://www.oilspillresponse.com/services/subsea-well-intervention-services/>

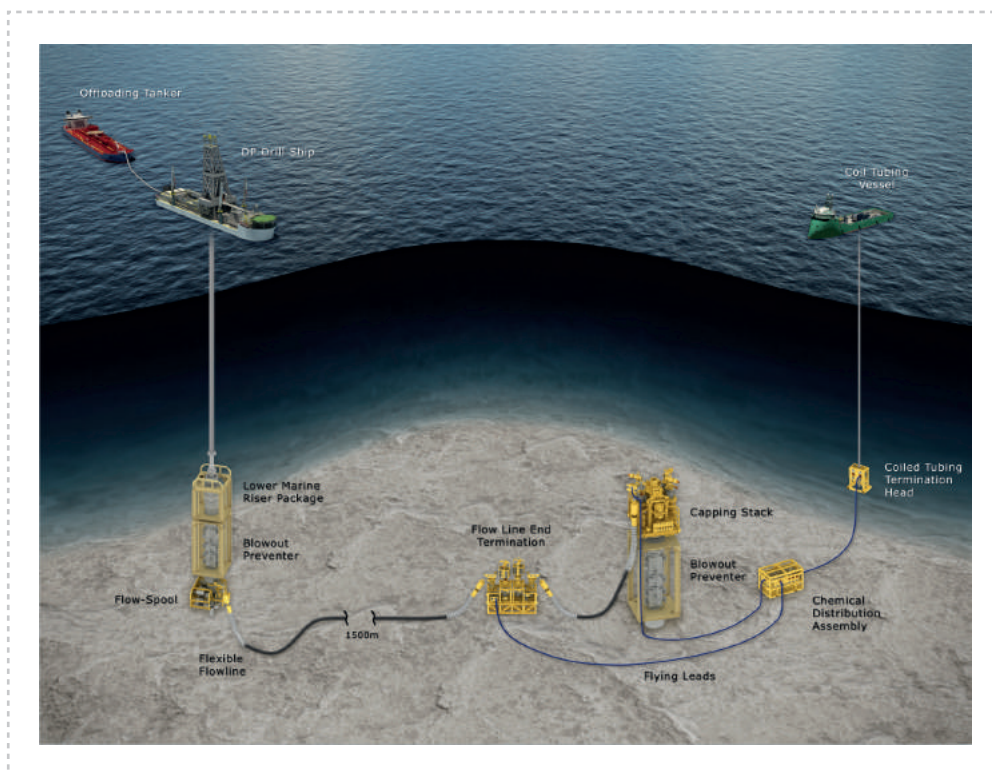
13 <http://subseawellresponse.com/>

14 <http://www.wildwell.com/>

Figur 11.2.

Skisse av kapsling- og oppsamlingssystem som nå er tilgjengelig for bruk på norsk sokkel

(Kilde: Copyright OSRL 2013))

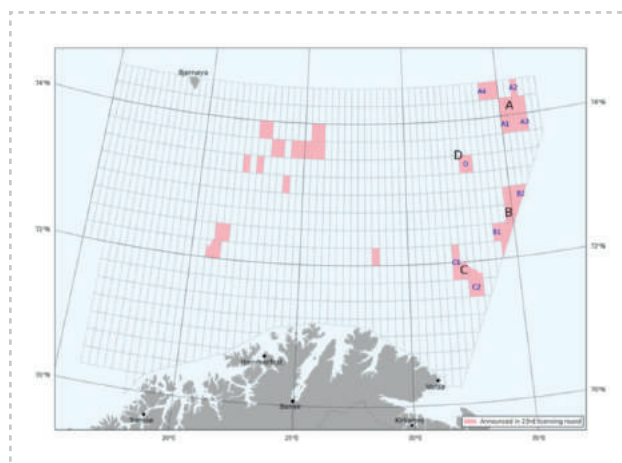


I tilknytning til kapslingsenheten er det også utviklet utstyr for injeksjon av dispergeringsmiddel ved kilden og utstyr for å samle opp oljen via kapslingsenheten med overføring til et tankskip. Begge enhetene er tilgjengelig via avtaler for selskap på norsk sokkel.

Det er allerede gjennomført flere letebrønner i Barentshavet der utstyret har vært mobilisert og tilgjengelig på beredskapsfartøyer. Gjennom BaSEC-samarbeidet vil det gjennomføres en omfattende evaluering av foreliggende beredskap, kapasitet og eventuelle begrensninger for bruk av kapsling i Barentshavet.

Figur 11.3

Blokkene markert i rødt viser hvilke blokker som er utlyst i forbindelse med 23. konsesjonsrunde. Områdene markert med bokstav ligger alle i det nyåpnede området Barentshavet sørøst (Kilde: DNV GL)



## 11.5

### OLJEVERN PÅ NORDNORSK SOKKEL

I forbindelse med 23. konsesjonsrunde er det utlyst lisenser lenger nord enn noen gang tidligere på norsk sokkel (se figur 11.3). Dette innebærer samtidig at avstanden til land og infrastruktur betydelig større enn hva som er vanlig i forbindelse med en leteboring.

### 11.5.1

#### Områdespesifikk risiko- og beredskapsanalyse

Flere studier og praktiske øvelser er utført for å øke kunnskapen om hvordan kaldt klima påvirker effektiviteten av de ulike metodene, inkludert in-situ brenning. Viktige momenter som øker i betydning dess lenger nord man befinner seg, er tilstedeværelse av is, lave temperaturer, sjøtilstand, sikt og operasjonslys.

Med bakgrunn i dette har det vært viktig for BaSEC-samarbeidet å nærmere vurdere utfordringer knyttet til sikkerhet og beredskap ved gjennomføring av aktiviteter i disse områdene. I 2015 gjennomførte derfor BaSEC en områdespesifikk risiko- og beredskapsanalyse for område A (se figur 11.3) i den nordøstre delen av tilde-lingssområdet. Hensikten med studiet var:

- Å definere dimensjonerende hendelser og områdespesifikke utfordringer i forbindelse med helårlig aktiviteter i området
- Kartlegge eksisterende ytelseskrav nedfelt i regelverk og standarder opp mot BaSEC medlemmenes egne selskapsinterne krav
- Gjennomføre en gapanalyse av eksisterende ytelseskrav med basis i hvordan forholdene i Barentshavet påvirker funksjonalitet, tilstrekkelighet og tilgang til eksisterende redningsressurser og om eksistene redningsressurser møter dagens ytelseskrav
- Kartlegge gap og identifisere mulige tekniske og operasjonelle tiltak for å lukke gap mot regelverk og industristandarder

BaSEC har også gjennomført en tilsvarende områdespesifikk risiko- og beredskapsanalyse for et område vest i Barentshavet. I 2014 ble det også gjennomført en lignende analyse i forbindelse med Statoil sin letekampanje i Hoopområdet. På denne måten har industrien fått kartlagt beredskapsmessige utfordringer knyttet til leteboring uavhengig av årstid, for områdene som er åpnet for olje og gassvirksomhet i Barentshavet.

### 11.5.2

#### Bekjempelsesmetoder i oljevernet

Norsk oljevernberedskap benytter generelt metoder og teknologi som i hovedsak også kan benyttes i kaldt klima. Metodene omfatter mekanisk bekjempelse og dispergering støttet av avansert bruk av ulike metoder av fjernmåling. Innenfor disse finnes ulike tekniske plattformer, komponenter og enheter med forskjellig anvendelse under forskjellige forhold.

In-situ brenning er en metode for fjerning av utslipp på sjøoverflaten som er benyttet internasjonalt og gjennom egne avtaler vil flere operatører ha tilgang til utprøvd utstyr som også kan brukes på norsk sokkel ved en hendelse.

#### Mekanisk bekjempelse

Mekanisk bekjempelse refererer til flere metoder for å samle opp og fysisk fjerne oljen fra havoverflaten. I åpent vann og i farvann med begrenset iskonsentrasjon utføres mekanisk bekjempelse vanligvis ved bruk av lenser og oljeopptaker (skimmer) som opereres av ett eller to fartøy. Metoden er godt innarbeidet i norsk beredskap. Det er en betydelig mengde utstyr tilgjengelig fra både privat og offentlig beredskap. NOFO har ved begynnelsen av 2016 25 havgående oppsamlingssystemer i sin beredskap. Samtidig foregår det kontinuerlig utvikling og uttesting av nye samt forbedring av eksisterende konsepter og løsninger. Blant annet gjennom fullskala forsøk med olje som kan gjøres under de årlige «olje på vann» - øvelsene i regi av NOFO, samt gjennom prosjekter i det pågående teknologiutviklingsprogrammet «Oljevern 2015».

Mekanisk bekjempelse vil generelt påvirkes av lave temperaturer ved at mange av operasjonene utføres ved hjelp av mekanisk utstyr med hydraulikkslanger og -koblinger som får redusert bevegelighet og kan fryse til. Tiltak som er utført med hell er f. eks å benytte anti-is (glykol) på sentrale komponenter. Dersom oljen er innkapslet i is kan opptaket skje direkte ved bruk av egnet mekanisk opptaksenhet som klarer å håndtere is. Når oljeopptakere påvirkes av is, vil det bli regelmessig avbrudd i operasjonen for å fjerne is-ansamlinger i skimmerhodet med varmt vann (eller damp) eller ved reversering av pumperetning. Den reduserte effektiviteten på grunn av slike avbrudd vil styres av is-mengder og temperatur. Her er det for eksempel høstet viktige erfaringer fra skipsulykken med Godafoss utenfor Hvaler 17. februar 2011.

Sannsynligheten for at drivende olje kan berøre områder med sjøis øker når aktivitetene beveger seg nordover. De nyåpnede arealene i Barentshavet sørøst vist på figur x over ligger også lenger øst sammenlignet med tidligere aktiviteter. Havstrømmene her er annerledes enn lenger vest. Det har derfor vært viktig for BaSEC både å innhente kunnskap om hvordan et potensielt oljeutslipp vil oppføre seg i området og få økt kunnskap knyttet til oljevern i nordområdene og potensielt i farvann med is.

I april 2015 ble det gjennomført en fullskala NOFO øvelse i havområdet nord for Bjørnøya. Øvelsen ble gjennomført som en ordinær NOFO oljevernøvelse med testing av utstyr etter faste, forhåndsplanlagte operasjonsmønstre. Øvelsen ble gjennomført med fartøyet Viking Lady og med standard NOFO utstyr. Målet med øvelsen var å

høste erfaringer fra operasjoner i farvann med forekomst av is og å observere mulige effekter av klimatiske forhold på utstyr. I tillegg ble det i første halvdel av 2015 gjennomført flere øvelser i islagte fjorder i Finnmark.

Erfaringer fra øvelsene viser at bruk av «aktive» lense-systemer av typen «Current Buster» som er designet for slepehastigheter opp mot 5 knop er lettere å manøvrere i isfylt farvann sammenlignet med standard NOFO-systemer («passive» lense-systemer) med større sveio-evidde, kontinuerlig oppsamling, men med lavere fart gjennom vannet. God manøvreringsevne kan redusere oppsamling av uønsket is i lensen. Systemer som kan opereres av et enkelt fartøy kan være en fordel. «Passive» lense-systemer er imidlertid godt utprøvd og kan ha andre fordeler i områder med kaldt klima og is (se figur 11.4). For eksempel er det lettere å tømme disse for is dersom det oppstår behov for det. Disse lenseene er også selv-opplåsbare og kan betjenes med lite personell.

Figur 11.4

Sleping av NOFO havgående opptakssystem i forbindelse med IceBreaker øvelsen vår 2015 i området mellom Svalbard og Bjørnøya i 2015 (Kilde: BaSEC)



### Kjemisk dispergering

Ved dispergering blandes oljen inn i vannet som små dråper/partikler. Disse vil i liten grad komme til overflaten og langt hurtigere bli brutt ned av naturlige biologiske (mikroorganismer – bakterier) og/eller kjemiske prosesser enn hvis oljen hadde foreligget som større flak eller klumper. Dispergeringen kan skje naturlig gjennom fysisk energi (bølger) eller kjemisk ved påføring av dispergeringsmidler. I tillegg arbeider næringen også med å utvikle metoder og utstyr for mekanisk dispergering.

Dispergering fjerner ikke oljen fra miljøet, men den fjernes i stor grad fra sjøoverflaten der de fleste sårbare ressurser befinner seg slik som sjøfugl, sjøpattedyr og hindrer stranding. Derved er det et effektivt tiltak for å redusere skaden på miljøet.

Kjemisk dispergering kan benyttes både ved påføring på overflaten og ved injeksjon i brønnstrømmen ved utblåsninger under vann. NOFO har tilgang til 11 havgående dispergeringssystemer og betydelig mengder forhåndslagret dispergeringsmiddel (ca. 750 m<sup>3</sup>). I tillegg har operatørene gjennom avtale med OSRL (Oil Spill Response Limited<sup>15</sup>) tilgang til 5000 m<sup>3</sup> dispergeringsmidler lagret ulike steder i verden (Global Dispersant Stockpile).

Kystverket er i ferd med å utarbeide en plan for implementering av en statlig dispergeringsberedskap i Norge som supplerer den eksisterende beredskap som private aktører har på råoljer i dag. Hensikten er å ha en ytterligere beredskap mot utslipp av ulike typer bunkersoljer.

Dispergeringsmidler påføres normalt oljeflak på overflaten fra fartøy eller fly. Tidsvinduet for dispergering er vanligvis relativt begrenset siden virkning fra dispergeringsmidler generelt avtar med oljeforvitringen. Effektiviteten vil variere og er avhengig av typen og egenskapene til oljen. I kaldt klima kan tidsvinduet øke i forhold til varmere forhold pga. langsommere forvitring av oljen. I tilknytning til kapslingsutstyret som nå er tilgjengelig på norsk sokkel, er det også tilgjengelig utstyr som injiserer dispergeringsmidler direkte inn i bunnstrømmen ved undervannsutblåsninger. Resultatene fra forsøk viser at dette kan være et effektivt bekjem-pelsesmiddel som også reduserer nødvendig dosering betydelig.

15 <http://www.oilspillresponse.com/>

### In-situ brenning

In-situ brenning (ISB) innebærer kontrollert forbrenning av olje direkte på vannoverflaten eller i is. I åpent vann blir oljen oppsamlet og oppkonsentreres i ikke-brennbare lenser til tilstrekkelig flaktykkelse for å kunne antennes.

Typiske utfordringer i kaldt klima er knyttet til muligheten for antenning av oljeemulsjon med høyt vanninnhold. Lave temperaturer kan ved relativt tynne flak vanskelig gjøre antenningen, redusere forbrenningshastigheten og graden av forbrenning. Men samtidig går forvittringsprosessen saktere, dvs at vannopptaket går saktere og grad av fordampning også går saktere. Dette vil i noen tilfeller gjøre at ISB er en mer gunstig metode.

En viktig fordel med ISB er at det ikke kreves ressurser for overføring, lagring, behandling og deponering av oppsamlet olje. Noe restkomponenter vil bli liggende igjen på overflaten.

ISB er generelt en metode som er ansett for å ha et høyt potensial for fjerning av olje i kaldt klima. Flere vellykkede forsøk er utført bl.a. på Svalbard. NOFOs strategi for perioden 2016-2020 inkluderer operasjonalisering av in-situ brenning som bekjempelsesmetode. Det foreligger planer om å teste ut metode og utstyr nærmere i forbindelse med øvelser i tiden fremover. Flere operatører har gjennom egne avtaler tilgang til utstyr som også kan benyttes på norsk sokkel.

### Logistikk

Øvelser og reelle oljevernaksjoner viser at effektiv logistikk er en sentral faktor for å oppnå rask mobilisering av riktige typer og mengder av ressurser som f.eks. skip, fly, oljevernutstyr og personell til utslippsstedet og omkringliggende områder. Etter den innledende fasen vil behovet for å opprettholde effektiviteten kreve etterforsyning av ressurser. For operasjoner i områder med store avstander til etablerte depoter og øvrige etterforsyningsressurser må særskilte logistikkløsninger etableres, tilpasset behovet for beredskapsmateriell og mengde.

#### 11.5.3

### Fjernmåling og kommunikasjon under aksjoner

Fjernmåling av utslipp på sjø omfatter systematisk deteksjon, overvåking og sporing av oljens drift, og er helt avgjørende for gjennomføring av en effektiv oljevernaksjon. Ved hjelp av sensorer på installasjoner, fartøy, fly og satellitter kan utslipp oppdages, lokaliseres og overvåkes, og tiltak for å bekjempe utslippet kan optimaliseres. NOFO har plassert raskt mobiliserbare aerostater

på sine baser. Aerostater er heliumfylte ballonger utstyrt med kamera (IR og video) med overføring av bilder ned til fartøy og videre distribusjon derfra. Dette bidrar til at ressursene styres effektivt under aksjoner.

I tillegg benyttes modellering av oljedrift og prognoser som grunnlag for planlegging av innsats frem i tid.

Figur 11.5

Kystverkets overvåkningsfly LN-KYV som benyttes av olje- og gassindustrien (Foto: Kystverket)



Fjernmålingsløsningene som i dag er implementert i norsk beredskap vil også kunne benyttes i kaldt klima. Samtidig må fjernmålingsressursene kombineres på en slik måte at de utfyller begrensningene med de ulike sensorene i forhold til de klimatiske forholdene som lengre perioder med redusert sikt, sterk vind og sesongvis redusert dagslys. Forsøk som er utført i kaldt klima viser at man samlet sett, med de ulike løsningene, har gode muligheter for å detektere og overvåke et utslipp.

Samtidig viser erfaringer fra øvelser i området mellom Svalbard og Bjørnøya, at kommunikasjonsløsninger mellom skip bør tilrettelegges for å sikre tilfredsstillende kapasitet (båndbredde) på grunn av begrensninger i eksisterende satellittkapasitet. Eksempelvis kan satellittkommunikasjonsmidler slik som Iridium GO benyttes som WiFi nettverk hvor smartelefoner via en app kan overføre data og tale via de 66 Iridium-satellittene. Fordelen med Iridium er at satellittene går i 780 km høye baner, også over nord-områdene. Det er tilstrekkelig at 1 av disse 66 satellittene er synlige på himmelen for at kommunikasjon er mulig. Dette er ulikt Vsat systemet, som baserer seg på geostasjonære satellitter over ekvator, og som derfor befinner seg lavt eller under horisonten for skip i nord-områdene.

Praktisk erfaring fra fjernmåling av olje i is er begrenset, og hvis olje spres til områder med høy is konsentrasjon,

eller blir dekket av is eller snø, vil det generelt være utfordrende å detektere oljen. Nyere forskning på deteksjon av olje under is beskriver mulige løsninger knyttet til kombinasjoner av sensortechnologi og autonome undervannsfarkoster (AUV)<sup>16</sup>.

#### 11.5.4

##### Fremtidig bruk og utvikling av satellitteknologi

Bruk av satellitter både for kommunikasjon og for innsamling av observasjonsdata blir stadig viktigere. Mørketid, raskt skiftende værforhold i våre nordområder er operasjonelle utfordringer hvor satellittdata er en svært viktig verktøy for sikker aktivitet for næringsaktivitet i disse land og havområder generelt.

Tilgjengelige jordobservasjonssatellitter utnyttes i dag operasjonelt av olje- og gassindustrien i alle faser fra letevirsomhet til operasjonell utvinning. Tradisjonelt har disse satellittene vært utstyrt med optiske instrumenter som er avhengig av gode vær- og lysforhold for å sikre tilgang til observasjonsdata fra overflata. For tjenester spesielt i nordområdene er det viktigste satellittbaserte instrumentet et avansert radarinstrument, Syntetisk Aperture Radar – SAR, som kan observere jordoverflata uavhengig av vær- og lysforhold med en detaljgrad bedre enn 1 meter.

Dataene fra radaren benyttes i dag til overvåking av skipstrafikk, oljeforurensning, sjøis, og vind og bølger og kan ved optimal utnyttelse av de 9 radarsatellittene som flyr i dag i sirkumpolare baner, gi en god datatilgang over nordområdene.

Bruken av radarbasert satellitteknologi har vært et prioritert nasjonalt satsningsområde helt siden Norge ble medlem i den europeiske romorganisasjonen ESA på 1980-tallet. Norsk Romsenter har hatt en god dialog med nasjonal tjenesteindustri og brukere, og har prioritert å sikre tilgang til data fra viktige radarsatellittprogram både i ESA og bi-lateralt, f.eks. gjennom avtalen med Canada for Radarsat-programmet. I tillegg har det vært fokus på å utvikle operasjonelle nær-sanntidstjenester i tett samarbeid med brukere som Forsvaret/Kystvakta, Kystverket og olje- og gassindustrien. Som en del av dette arbeidet er Norge også nylig blitt medlem i det nye europeiske satellittprogrammet Copernicus. Dette har bidratt til Norge både har stor innflytelse på hvordan data skal samles inn for de ulike satellittene, noe som i praksis innebærer at datatilgangen over nordområdene er meget god. I tillegg har disse prioriteringene bidratt til at norske aktører i dag er verdensledende når det gjelder leveranser av operasjonelle nærsanntidstjenester for deteksjon av akutte oljeutslipp, skip og is.

Det er i dag mulig å detektere og rapportere olje på havoverflata med høy pålitelighet. Påliteligheten av denne tjenesten er akseptert og tjenesten anvendes operasjonelt sammen med andre overvåkningssystemer. Kongsberg Satellite Services (KSAT) er den ledende leverandøren i den pan-europeiske oljetjenesten for European Maritime Safety Agency (EMSA), og har avtaler med Kystverket og med olje- og gassindustrien gjennom NOFO. Ved å integrere informasjonen fra satellittbildene med AIS, databaser over installasjoner og miljødata kan mulig kilde til forurensning identifiseres. Nærsanntidsleveranse er viktig både for å kunne identifisere sikkert kilden og for å iverksette tiltak mot forurensningen. Over tid er det samlet inn og arkivert store datamengder spesielt fra nordnorsk sokkel. Disse arkiverte dataene anvendes også for å identifisere mulig naturlig oljelekkasje i forbindelse med letevirsomhet.

Figur 11.6 viser et radarsatellittbilde fra Barentshavet med et rapportert oljeutslipp samt skip i området.

Figur 11.6:

Satellittbilde med SAR med et rapportert oljeutslipp og skip i området tatt 15. august 2015 i Barentshavet (Kilde: TerraSAR-X© 2016 Airbus Defence and Space / Infoterra GmbH. Processed by KSAT)



16 Wilkinson & Maksym, 2013. Capabilities for detection of oil spills under sea ice form autonomous underwater vehicles. Final Report 5.2. IOGP JIP

## 11.6

### VIDERE UTVIKLING AV OLJEVERNBEREDSKAPEN

Det har gjennom ulike programmer vært forsket på oljevernrelaterte problemstillinger i mer enn 40 år. Oljevern inngår i en rekke ulike forskningsprogrammer. Når det gjelder produktutvikling i Norge, er teknologi-programmene Oljevern 2010 og Oljevern 2015 til NOFO og Kystverket viktige ved å utfordre industrien til tenke i nye baner. Programmene er spesielt rettet mot å møte nye utfordringer som følger av økende skipsaktivitet og/eller av olje- og gassvirksomhet i nye områder.

I tillegg til teknologiutviklingsprogrammet i regi av NOFO og Kystverket, pågår det en betydelig utvikling av teknologi innen oljevernberedskap hos operatørene som er representert på norsk sokkel og som opererer internasjonalt i mange samarbeidskonstellasjoner. Hva denne F&U aktiviteten omfatter, avhenger i stor grad av hvilke utfordringer selskapene har identifisert i områder hvor de har planer om utvinning. En del F&U aktivitet gjennomføres som samarbeidsprogrammer (JIP - Joint Industry Project) mellom selskapene. Blant annet er det gjort betydelige fremskritt når det gjelder evnen til å kunne detektere, avgrense og rydde opp oljeutslipp i kalde områder. Forskningen har inkludert hundrevis av studier, laboratorie- og basseng-eksperimenter og feltforsøk, spesielt i USA, Canada, Norge og Finland. Prosjekter i Norge som pågikk i perioden 2006-2009, påviste at bruk av dispergeringsmidler kan være en meget effektiv responsmetode også i områder med delvis isdekke. I tillegg ga de praktiske forsøkene nyttig operasjonell erfaring om blant annet vinterisering av oljevernutstyr generelt.

Etablering av beredskapen mot akutt forurensning for Goliatfeltet er et eksempel på hvordan olje- og gassindustrien og NOFO samarbeider for å utvikle og implementere beredskap for nye oljefelt der operatøren gjennom sine forarbeider har identifisert særskilte utfordringer. Goliatfeltet er det første oljefeltet i Barentshavet med en forholdsvis kystnær beliggenhet sett ut fra norske forhold. Et prosjekt ble nedsatt med representanter fra Eni Norge (operatør), Statoil (partner) og NOFO med mandat til å etablere beredskapsløsninger basert på behov som framkom i analyser, selskapsspesifikke krav og krav fra Miljødirektoratet. Prosjektet tok for seg beredskapsbehovet i alle barrierer inkludert overvåking og logistikk-funksjoner. Kyst- og strandsonen ble særskilt vektlagt på grunn av relativt kort drivtid til land. Arbeidet har blant annet resultert i utvikling og implementering av nye konsepter for bekjempning av akutt oljeforurensning i kyst- og strandsonen. De nye konseptene ble implementert før oppstart av produksjonsboring på Goliatfeltet og det trenes og øves jevnlig. Den etablerte beredskapen er tilgjengelig for andre operatører med aktiviteter i Barentshavet. Disse konseptene med etablering av

beredskap danner også mal for etablering beredskap i andre områder langs kysten med sammenlignbare forhold.

## 11.7

### INTERNASJONALT SAMARBEID INNEN OLJEVERN I NORD

Norge har undertegnet flere internasjonale avtaler som bidrar til at anmodninger om bistand kan gjennomføres på en rask måte. Det er Staten ved Kystverket som følger opp disse avtalene gjennom årlige møter og øvelser. I tillegg kommer aspektet med grenseoverskridende forurensning. Dersom et oljeutslipp kan forventes å krysse en grenselinje, er statene gjensidig forpliktet forpliktet til å varsle naboland om dette. Staten ved Kystverket følger opp sine varslingsforpliktelser gjennom beredskapsvaktordningen mot akutt forurensning.

Industrien har i tillegg, både gjennom NOFO og som enkeltelskaper, etablert en rekke avtaler om bistand fra ulike aktører internasjonalt hvis det kreves typer eller mengde utstyr/ressurser utover det vi har i Norge.

#### Anmodning om bistand

Ved oljevernaksjoner i Norge vil man primært søke å benytte personell og utstyr mobilisert fra private, kommuner eller fra staten. I noen tilfeller vil det være aktuelt å be nabolandene om bistand. I forbindelse med "Full City" og "Godafoss"- hendelsen ble det anmodet om og gitt bistand fra Kustbevakningen i Sverige.

Dersom Norge anmoder om internasjonal bistand vil det tilstrebes at grensepassering på sjø eller land går så problemfritt som mulig. For grensepassering på sjøen er det etablert rutiner for kontakt med Forsvaret slik at grensepasseringen kan gjennomføres så problemfritt som mulig. Tilsvarende er det for grensepassering på land hvor kontakt med grensestasjonen/Tollvesenet står sentralt.

Som mottaker av internasjonal bistand må man også sikre at de enhetene som bistår, får den nødvendige støtte slik at de kan gjennomføre bistanden så godt som mulig. I Norge er det etablert et nasjonalt planverk for såkalt vertsnasjonsstøtte. Staten ved Kystverket baserer sin støtte til de som yter bistand på dette planverket.

#### Anmodning om bistand fra annet land

På lik linje som norske myndigheter kan motta hjelp fra andre land under oljevernaksjoner, kan Norge yte bistand dersom det kommer anmodning om dette fra et annet land. Dette er regulert gjennom en rekke internasjonale samarbeidsavtaler som Norge har undertegnet. For eksempel bidro norske myndigheter med formidling

av oljevernutstyr under "Macondo"-hendelsen i Mexicogolfen i 2010.

Internasjonale avtaler om oljevernberedskap som Norge er medlem av:

- Københavnavtalen
- Bonnnavtalen
- Norge-Russland avtalen i Barentshavet
- Arktisk oljevernnavtale
- Norge-Storbritannia planen

Disse samarbeidsavtalene er gjenstand for årlige øvelser og møter.

I tillegg er det etablert et system for internasjonal bistand gjennom EU. Norge kan benytte seg av dette samarbeidet som følge av EØS-avtalen. Gjennom den internasjonale sjøfartsorganisasjon (IMO) kan det også anmodes om bistand til oljevernaksjoner.

### Norge-Russland avtalen i Barentshavet

Norge og Russland undertegnet i 1994 en overenskomst<sup>17</sup> angående samarbeid om bekjempelse av oljeforurensning i Barentshavet. I henhold til avtalen skal partene bistå hverandre med å bekjempe oljeforurensning som kan påvirke partenes ansvarsområder. Bistand skal gis i overensstemmelse med felles beredskapsplan for bekjempelse av oljeforurensning i Barentshavet. Felles aksjonering kan bare gjennomføres når partenes kompetente myndigheter er enige om det.

I medhold av avtalen er det utarbeidet en felles Norsk-Russisk beredskapsplan for oljevernaksjoner i Barentshavet. Planen regulerer samarbeid mellom myndigheter i de to landene når det gjelder aksjoner mot oljeutslipp, gjennomføring av øvelser og jevnlig møter. Gjennomføringen av planen er et felles ansvar mellom det norske Kystverket og det russiske Marine Rescue Service of Rosmorrechflot (MRS). Planen oppdateres årlig.

Som et ledd i samarbeidet gjennomføres det en felle-søvelse under tittelen "Øvelse Barents". Ansvar for gjennomføring av øvelsen veksler mellom de to landene. Øvelsen holdes en gang i året, kombinert med en årlig felles SAR-øvelse (Search and Rescue). Bruk av den norsk-russiske beredskapsplanen er et viktig element i øvelsen.

Norge og Russland er også parter i den internasjonale OPRC-konvensjonen<sup>18</sup> som gir et rammeverk for samarbeidstiltak knyttet til oljevernhendelser.

### Avtale om samarbeid om oljevernberedskap i Arktis

Det er inngått avtale om samarbeide om oljevernberedskap mellom alle de arktiske land Canada, Danmark, Finland, Island, Russland, Sverige, USA og Norge. Avtalens

formål er å styrke samarbeid, koordinering og gjensidig assistanse mellom partene vedrørende oljevernberedskap og -aksjon i Arktis for å beskytte det marine miljøet mot oljeforurensning.

Avtalen gjelder for alle oljeforurensningsuhell som inntreffer i, eller kan utgjøre en trussel mot, et marint område som en stat som er part i avtalen utøver suverenitet, suveren rett eller jurisdiksjon over. Dette gjelder også for statens indre farvann, territoriale havområder, eksklusive økonomisk sone og kontinentalsokkel, i samsvar med folkeretten. For Norges del dekker avtalen hele den nordnorske sokkelen nord for Polarsirkelen. Avtalen vil ytterligere styrke tilgangen på beredskapsressurser ved en ekstrem hendelse i tillegg til de ressurser vi allerede har tilgang til.

17 Joint Norwegian – Russian Plan for Oil Spill Response in the Barents Sea. Revision 18 of December 8th. 2014.

18 International Convention on Oil Pollution Preparedness, Response and Co-operation (OPRC)

## OLJEVERN 2015

På vegne av operatørselskapene på norsk sokkel og i samarbeid med Kystverket er NOFO nå i gang med teknologutviklingsprogrammet «Oljevern 2015».

Programmet etterfølger programmet Oljevern 2010 og ble utlyst i september 2014. Oljevern 2015 skal spesielt fokusere på de utfordringer som gjennomføring av oljevernoperasjoner kan møte på når aktivitetene skjer under kalde forhold og stadig lenger nord. Programmet skal stimulere til løsninger på utfordringer som gjelder effektivisering av operative løsninger generelt, og oljevern-operasjoner i kaldt klima og i isfylte farvann spesielt, herunder også i vintersituasjoner i enkelte fjordstrøk.

Respsen fra leverandørindustrien var svært god. Det er mottatt 120 prosjektidéer fra bedrifter i flere land. 15 prosjekt har fått tilsagn om økonomisk tilskudd og kan bli gjennomført, betinget av om det oppnås fullfinansiering for oppstart og at selve prosjektgjennomføringen går etter planen. Prosjektperioden for Oljevern 2015 programmet er forventet å strekke seg ut over årene fram mot 2018/2019.

# 12. Grenseflater med andre næringer

Hovedfokus i denne rapporten er olje- og gassnæringen, og dens nåværende og fremtidige betydning for Nord-Norge. Den nordlige landsdelen har et mangfoldig næringsliv, og det finnes et bredt spekter av næringer som er viktige bidragsyttere til verdiskaping og sysselsetting i landsdelen, som bygg og anlegg, finans, fornybar energi, handel, helse, IT, kunnskapstjenester, maritim næring, offshore, prosessindustri, reiseliv, sjømat og tele og media<sup>1</sup>.

Med unntak av fiskerinæringen og reiselivsnæringen, som er i en særstilling i forhold til olje- og gassnæringen vil ikke denne rapporten gå noe dypere inn i verdiskapingen knyttet til overnevnte næringer. Samspill, sameksistens og konkurranse med fiskerinæringen og reiselivsnæringen vil bli utdypet i påfølgende delkapitler.

## 12.1.

### FISKERINÆRINGEN OG OLJE- OG GASSNÆRINGEN

Fiskeindustrien og olje- og gassindustrien er viktige for verdiskaping og sysselsetting nasjonalt, og for mange regioner og lokalsamfunn over hele landet. Særlig viktige er disse næringene for kystsamfunnene. Næringene har utviklet seg side om side i over femti år. Begge næringer er sterkt regulert, og det er utvist stort ansvar og vilje fra begge parter og myndigheter på å finne gode løsninger som vektlegger felleskapets interesser.

Det er få konflikter knyttet til olje- og gassindustriens boring, utbygging og driftsvirksomhet, men det er en del utfordringer i forbindelse med innsamling av seismiske data. Innsamling av seismiske data er helt avgjørende for å kunne drive petroleumsaktivitet på en effektiv måte i alle faser av virksomheten.

Olje- og gassvirksomheten utvides til nye områder, og innsamling av seismiske data vil holde seg på et høyt nivå i lang tid framover. For at begge næringene skal kunne utvikle seg og operere så effektivt som mulig, må det

arbeides målrettet fra alle hold for å styrke grunnlaget for sameksistens og redusere konfliktpotensialet mellom næringene.

#### 12.1.1.

##### Økte krav til sameksistens i nordlige områder

Olje- og gassvirksomheten på nordnorsk sokkel har økt de senere år, og dette er en utvikling som vil fortsette. Mesteparten av Norges uoppdagede petroleumsressurser ligger i nord, og det er stor interesse blant olje- og gasselskapene både for Barentshavet og Norskehavet Nordøst. Disse havområdene er også svært viktige for fiskerivirksomheten. De tre nordligste fylkene står for 46 prosent av fangstverdien, har 48 prosent av fiskerne og 40 prosent av de ansatte i foredlingsvirksomheten.

Økt olje- og gassaktivitet setter større krav til samarbeid og koordinering av virksomheten i de to næringene, og det er derfor viktig at en trekker på erfaring fra Norskehavet og Nordsjøen hvor petroleumsvirksomheten har hatt et høyt aktivitetsnivå i mange år. Særlige utfordringer er knyttet til områdene utenfor Lofoten, Vesterålen og Senja (Nordland VI, Nordland VII og Troms II), hvor det foregår omfattende kystfiske. I tillegg er disse områdene også viktige gyte og oppvekstområder for mange viktige fiskearter.

1 «NOREG – En langsiktig makro- og regionaløkonomisk modell for Norge, med fokus på Nord-Norge». Menon-publikasjon NR. 15/2013.

Ulike områder har ulike utfordringer, og det krever ulike løsninger og tiltak. Det er viktig at kunnskapsnivået om konsekvenser av de to næringenes virksomhet på hverandre styrkes. Dette er et ansvar som berørte myndigheter og de to næringene må være sammen om. Det må avsettes offentlige midler til systematisk datainnsamling og forskning for å styrke kunnskapsnivået, redusere behovet for føre-var reguleringer og derigjennom øke verdiskapingen i begge næringer.

### 12.1.2.

#### Myndighetskrav og retningslinjer

Myndighetene er opptatt av å legge til rette for best mulig sameksistens mellom næringene, og det er utarbeidet lover, forskrifter, retningslinjer og veiledere som regulerer virksomheten. Regelverket er i stor grad basert på at petroleumsaktiviteten skal tilpasse seg fiskeriaktiviteten.

I Petroleumsloven (§ 10-1, annet ledd) står det at «petroleumsvirksomheten må ikke unødvendig eller i urimelig grad vanskeliggjøre eller hindre skipsfart, fiske, luftfart eller annen virksomhet, eller volde skade eller fare for skade på rørledninger, kabler eller andre undersjøiske innretninger. Alle rimelige foranstaltninger skal tas for å unngå skade på dyre- og plantelivet i havet, kulturminner på havbunnen, og forurensning og forurensning av havbunnen, dens undergrunn, havet, luften eller på land.

Når det foreligger særlige grunner, kan departementet påby at petroleumsvirksomheten stanses i nødvendig utstrekning eller sette særlige vilkår for fortsettelse».

I Havressurslovens § 24 står det at «Den som kjem til et haustingsfelt der reiskapar er sette ut, skal gjere seg kjend med kvar reiskapen står. Alle skal fare fram slik at haustingsreiskapar ikkje vert skadde eller utsett for fare. Det er forbode å hindra eller øydeleggje høvet til hausting med skyting, støy eller anna utilbørleg framferd. Departementet kan gie nærare reglar om manøvrering av fartøy og framferd på haustingsfelt»

I Ressursforskriften § 5 står det: «Fartøy som foretar seismisk undersøkelse, skal holde forsvarlig avstand til fartøy som driver fiske, og fra faststående og flytende fiskeredskap. Særlig aktsomhet skal utvises når større ansamlinger av fiskefartøy observeres»

De operative betingelsene og vilkårene er konkretisert gjennom veiledere og i undersøkelses og utvinningstillatelser som oljeselskapene får fra myndighetene. I forordet til veileder fra Fiskeri- og kystdepartementet og Olje- og energidepartementet fra 2013 står det: «Vi forventer at petroleumsnæringen og fiskerinæringen gjør sitt beste for å følge opp intensjonene om å legge til rette

for god sameksistens. Respekt for hverandres arbeid, og retten til å arbeide på norsk sokkel er en forutsetning for godt samarbeid. Vi tror en bedre samordning av enkelttaktørenes planlegging av aktiviteter i de enkelte havområdene vil skape ytterligere grunnlag for sameksistens».

De viktigste og mest konkrete reguleringsmekanismene er knyttet til tidsbegrensninger for leteboring og innsamling av seismiske data. Disse er basert på kunnskap om fiskerivirksomheten og gyteaktiviteten på norsk sokkel og varierer fra område til område.

Andre forhold av betydning for god sameksistens er kravet om overtrålbarhet på rør og undervannsinstallasjoner, krav om bruk av fiskerikyndig person ombord på seismikkfartøyene, og krav til melding om planer for innsamling av seismikk i god tid før innsamlingen starter

I tillegg til myndighetenes regelverk, har Norsk olje og gass utarbeidet en egen veileder for sine medlemsbedrifter og selskaper som gjennomfører seismiske undersøkelser på norsk sokkel.

### 12.1.3.

#### Ett Hav

En forutsetning for sameksistens mellom næringene er god og aktiv dialog, og samarbeidsarenaer. Et eksempel er «Fisk og seismikk» - seminaret som Norges Fiskarlag og Norsk olje og gass arrangerer i felleskap hvert år.

I 2011 ble Norges Fiskarlag, Sjømat Norge og Norsk olje og gass enige om å opprette en ny samarbeidsarena «Ett hav». Topplederforum i «Ett hav» består av seks representanter fra petroleumsnæringen og seks fra sjømatnæringen, inklusive representanter for LO.

Formålet med «Ett hav» er å diskutere utfordringer og sette i gang tiltak som øker kunnskapsnivå, felles forståelse og samlet verdiskaping, og som reduserer konfliktpotensialet mellom de to næringene. Det er satt i gang noen prosjekter direkte i regi av «Ett hav», mens flere andre i forståelse/samarbeid med «Ett hav».

De viktigste initiativene er:

- Rapport med tittel «Muligheter og utfordringer for sameksistens mellom petroleums- og sjømatnæringene» utført med bistand av IRIS, viser at sektorene har stor utveksling av kompetanse, erfaring og kapital
- Utredning om SAR ressurser i nordområdene som viser at økt petroleumsvirksomhet gir økt sikkerhet for fiskeflåten

- Rapport om «bruk av fiskerikyndige» i forbindelse med innsamling av seismiske data utarbeidet av NORUT.
- Oppfølging av NORUT rapporten med konkrete forslag til forbedring av ordningen
- «Pilotavtalen» mellom Norges Fiskarlag og Statoil vedrørende innsamling av seismiske data i nordlige del av Nordsjøen i forbindelse med makrellfisket
- Koordinert innsamling av seismiske data i Barentshavet Sørøst i forbindelse med forberedelsene til 23. konsesjonsrunde
- Etableringen av SAM-X, [www.sam-x.no](http://www.sam-x.no), et mer integrert kartverk over blant annet historisk fiske, planer for seismikkinnsamling og gytekart fra Havforskningsinstituttet.
- Anbefalte retningslinjer for sameksistens med fiskerisektoren i forbindelse med seismiske undersøkelser fra Norsk olje og gass
- Økt fokus på kommunikasjon internt i de to næringene og mellom næringsaktørene
  - Regelmessige møter mellom Norsk olje og gass og IAGC<sup>2</sup> Norge
  - Norsk olje og gass og enkeltselskaper har mer systematisk kontakt med Norges Fiskarlag, Havforskningsinstituttet og Fiskeridirektoratet.
  - Norsk olje og gass har mer systematisk kontakt med fiskerinæringen gjennom lokale og regionale informasjonsmøter.
  - Det årlige seismikk og fisk seminaret i regi av Norsk olje og gass har blitt en viktig dialog og diskusjonsarena

Nedenfor er en del av disse initiativene nærmere beskrevet. I tillegg gis en beskrivelse av bruken av fiskebåter i oljevernberedskapen.

#### 12.1.4.

### Fiskebåter i oljevernberedskapen

Kravene til oljevernberedskap for petroleumsvirksomheten på norsk kontinentalsokkel er høye, selv om sannsynligheten for utslipp av olje er svært liten. Det gjelder bekjempelse av utslipp nær til kysten, og bekjempelse av eventuell olje som når kysten (se kapittel 11).

Kyst- og strandsoneberedskapen er trappet kraftig opp de senere år. Dette skyldes i hovedsak utbyggingen av Goliat-feltet i Barentshavet (ca. 40 km fra land), og behovet for en sterkere kyst og strandsoneberedskap ifm. de mange store skipsulykkene som har skjedd langs norskekysten de senere år, som bl.a. John R (2001), Rocknes (2004), Server (2007), Full City (2009), Godafoss (2011)

For å styrke den kystnære oljevernberedskapen, har både

NOFO og Kystverket inngått avtaler med fiskebåteiere langs hele norskekysten. Antallet varierer, men normalt er det i størrelsesorden 100 fiskefartøy som er knyttet opp til disse ordningene. NOFO har flest avtaler med omtrent 65 fartøy. To tredjedeler av alle båtene er hjemmehørende i Nord-Norge. Bruk av fiskebåter er en viktig innsatsfaktor og ressurs ved bekjempelse av eventuell olje i kystnære områder. Det er ingen som kjenner forholdene langs kysten bedre enn de som daglig har sitt virke i disse områdene.

Bruk av fiskebåter i oljevernberedskapen er et godt eksempel på hvordan fiskerinæringen og petroleumsindustrien kan samarbeide for å skape større verdier og økt sikkerhet til beste for begge næringer.

#### 12.1.5.

### Bruk av fiskerikyndige

Petroleumsnæringen er pålagt å ha fiskerikyndige personer om bord på seismikkfartøy. De fiskerikyndige skal bidra til at det blir god dialog mellom fiskefartøyer og seismikkfartøyer, og gi råd og veiledning for å finne de beste løsningene når problemer oppstår. Dette har vist seg å være en svært god ordning.

For å bli sertifisert som fiskerikyndig, må en gjennomgå obligatoriske kurs arrangert av Oljedirektoratet. Til nå er det utdannet over 120 personer. Behovet for og betydningen av de fiskerikyndige vil øke i tiden som kommer i takt med økt olje- og gassaktivitet. For å videreutvikle ordningen med bruk av fiskerikyndige, og styrke denne viktige ressursgruppen individuelt og kollektivt, arbeides det nå, gjennom «Ett hav» med å få etablert et permanent dialogforum for alle aktive fiskerikyndige. Her vil det tilrettelegges for erfaringsutveksling og diskusjoner om utøvelse av rollen som fiskerikyndig.

#### 12.1.6.

### Innsamling av seismiske data i Nordsjøen og makrellfisket

I nordlige del av Nordsjøen er det påvist en rekke olje og gassforekomster, blant dem mange av de største feltene på norsk sokkel. Området omfatter felt som, Troll, Statfjord, Oseberg, Gullfaks, Snorre, Visund, Kvitebjørn, Vigdis, Gjølø og Fram. I tillegg foregår det kontinuerlig leting etter nye forekomster i dette ressursrike området. De samme områdene er gjenstand for betydelig makrellfiske, særlig i august og september.

<sup>2</sup> IAGC: International Association of GeoChemistry

For å kunne drive en effektiv olje- og gassaktivitet er det behov for å samle inn store mengder seismiske data. Mesteparten er knyttet til innsamling av 4D-seismikk, det vil si, avbildning av olje- og gassreservoarene over tid for å kartlegge og produsere gjenværende olje- og gassressurser. De seismiske dataene er avgjørende for plassering av nye produksjonsbrønner.

Det er lite konflikt mellom olje- og gassvirksomheten og de store havgående trålerne. Størst konflikter har det vært med de mindre fartøyene som driver dorgefiske etter makrell. Konfliktnivået toppet seg i 2012, og det var derfor nødvendig å samarbeide tettere for å finne gode praktiske fleksible operasjonelle løsninger for sameksistens mellom aktørene i området.

På denne bakgrunn inngikk Statoil, som er operatør for mesteparten av petroleumsvirksomheten i nordlige del av Nordsjøen, og Norges Fiskarlag en «pilotavtale» som blant annet innebærer tidligere og bedre dialog om planlegging av seismiske undersøkelser, kontinuerlig overvåking av makrellens tilstedeværelse og fortløpende dialog om stopp/igangsetting av de seismiske undersøkelsene.

Avtalen, som senere har blitt utvidet til også å omfatte ringnotfiske etter makrell og hestmakrell, har hittil fungert godt. Det har ikke vært konflikter i denne perioden, og makrellfiskerne har ikke blitt hindret i sin virksomhet, mens Statoil har fått gjennomført sine undersøkelser. Aktiv bruk av fiskerikyndige rådgivere hos selskapene som innsamler seismikk, er også et viktig redskap i denne sammenheng.

Denne ordningen er et godt eksempel på sameksistens i praksis, og kan være en mal for alle selskaper som skal samle inn seismiske data i nordlige del av Nordsjøen i forbindelse med makrellfisket i fremtiden.

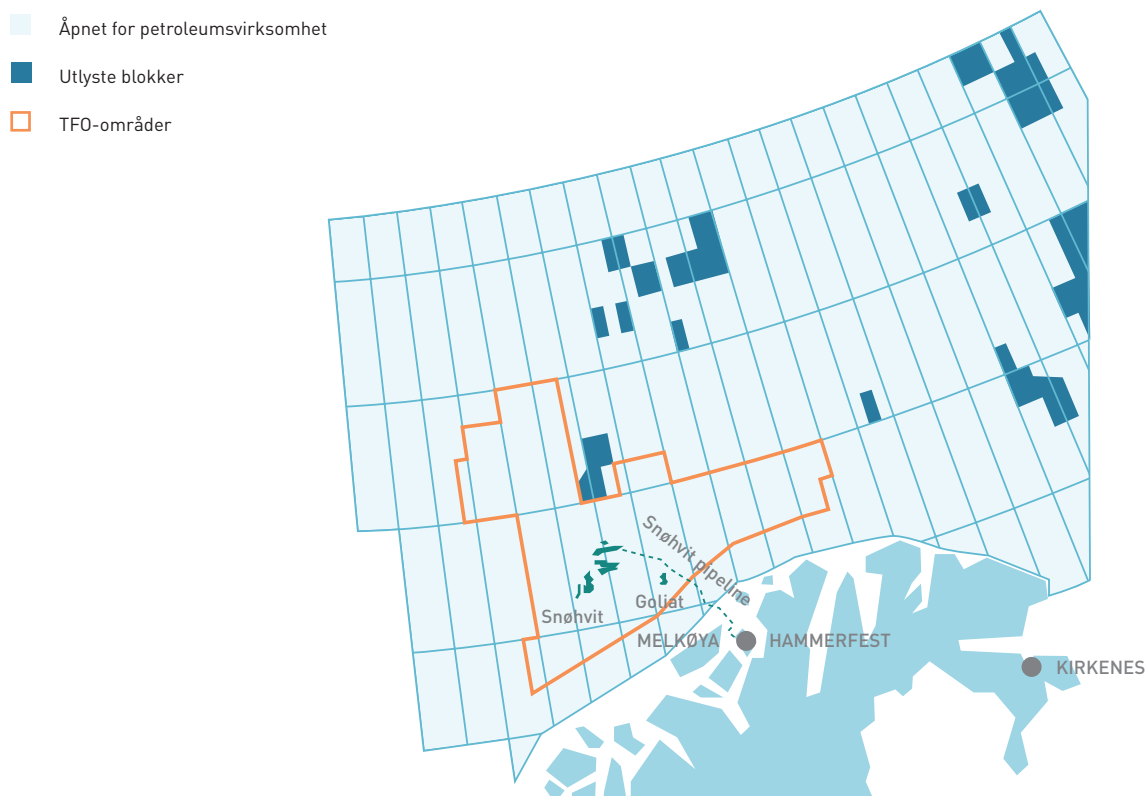
#### 12.1.7.

##### Innsamling av seismiske data i Barentshavet Sørøst

Det har vært en stor økning i innsamling av seismiske data de siste ti årene. Dette gjelder særlig 3D-data, og skyldes i stor grad det økte behovet for regelmessig avbildning av reservoarene i produserende felt, men også økt letevirksomhet.

Figur 12.1.

Utlyste blokker / deler av blokker i Barentshavet i 23. konsesjonsrunde (Kilde: OD/KonKraft)



I forbindelse med forberedelser til 23. konsesjonsrunde var det behov å innsamle seismiske data på kort tid i Barentshavet sørøst<sup>3</sup>. Olje- og gassindustrien ble oppfordret til å innsamle dataene på en ressurseffektiv måte. Det ble derfor besluttet å gjøre dette i et felles prosjekt mellom alle selskapene som hadde til hensikt å søke andeler i 23. konsesjonsrunde. Interessen for konsesjonsrunden var stor og i alt 33 oljeselskaper ble med i prosjektet.

Som vist i figur 12.2, ble det samlet inn data i 4 forskjellige områder som utgjorde et samlet areal på nesten 14 000 km<sup>2</sup>.

Fordelene ved å organisere innsamlingen som en gruppeundersøkelse er mange. Kostnadene var omlag 25 prosent av det det ville kostet å gjøre dette på vanlig måte, det vil si at seismikkselskapene samler inn data på eget initiativ, og deretter selger de til interesserte olje- og gasselskapene. Kvaliteten på dataene blir god fordi planlegging og gjennomføring av innsamling og dataprosessering skjer i et tett faglig samarbeid mellom utvalgte eksperter fra deltagende olje- og gasselskaper og seismikkselskapene.

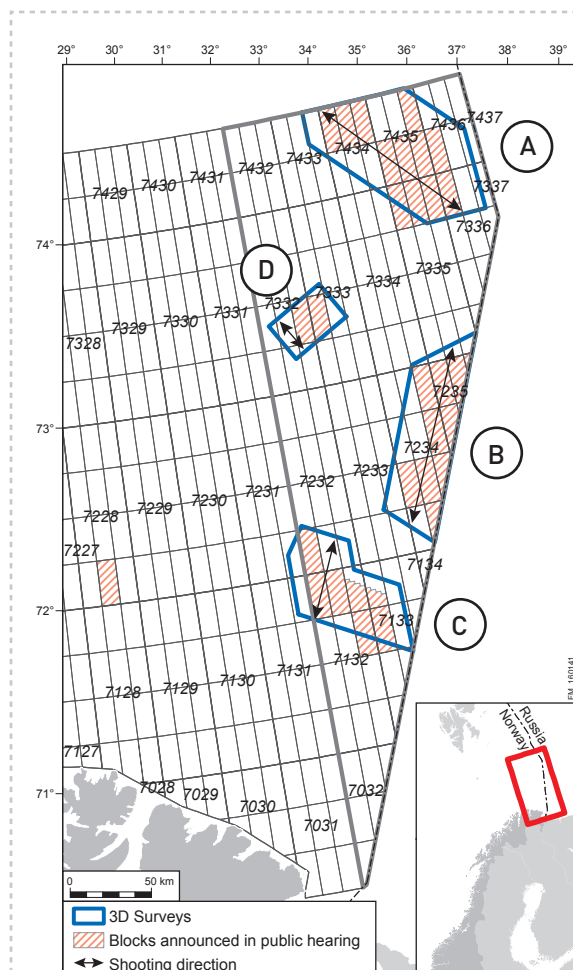
Ved lavere kostnader vil flere selskaper ha mulighet til å anskaffe større mengder data enn de ellers ville gjort. På denne måten får interesserte selskap dekket sitt behov ved en innsamling, og dermed unngår en mer enn en innsamling i hvert område i denne fasen.

I dette ligger den største gevinsten. Det blir et betydelig større mangfold i vurderingen av sannsynligheten for å påvise olje- og gassforekomster. Ved å gjøre det på denne måten, blir innsamlingen mer koordinert, antall båtdøgn redusert og kommunikasjonen med fiskerinæringen enklere og bedre.

<sup>3</sup> I 23. konsesjonsrunde ble det utlyst 57 blokker/ deler av blokker, fordelt på 3 i Norskehavet og 54 i Barentshavet. Kilde: OED

Figur 12.2.

Områdene det ble gjennomført gruppeinnsamlinger i Barentshavet sørøst høsten 2014 (Kilde: Statoil)



#### Area A

- PGS Ramform Explorer
- 5584 km<sup>2</sup>
- 7000 m streamer
- Acq. Periode: 11.05.-12-09.2014
- 124 days
- Processing lead: Statoil

#### Area C

- WG vessel Cook or Magellan
- 3276 km<sup>2</sup>
- 8000 m streamer
- Acq. periode: 06-06. – 01.10.2014
- 117 days
- Processing lead: Lundin

#### Area B

- WG Cook
- 3860 km<sup>2</sup>
- 8000 m streamer
- Acq. Periode: 13-04.-14.08. 2014
- 123 days
- Processing lead: Shell

#### Area D

- WG Magellan
- 1060 km<sup>2</sup>
- 8000 m streamer
- Acq. periode: 27.04.-05.06.2014
- 40 days
- Processing lead: Chevron

### 12.1.8.

#### Kunnskap om skremmeeffekt fra seismiske lydkilder

Som kilde for innsamling av seismiske data benyttes akustiske lydkilder. Det skjer ved at komprimert luft frigjøres raskt og danner en trykkbølge mot havbunnen med regelmessige intervaller for å gi informasjon om de geologiske lagene i undergrunnen.

Effektene av at fisk skremmes av akustiske lydkilder har vært diskutert og studert i mange år både i Norge og andre steder hvor det drives petroleumsvirksomhet til havs. Det er fortsatt stor usikkerhet knyttet til hvor mye dette påvirker de ulike fiskeartenes adferdsmønster, og derigjennom fangstforholdene.

Status for kunnskap om denne problemstillingen er senest sammenstilt i Olje- og energidepartementets rapport «Kunnskapsinnhenting om virkninger av petroleumsvirksomhet i det nordøstlige Norskehavet», fra november 2012. De viktigste referansepunktene er et feltforsøk som ble gjennomført av Havforskningsinstituttet på Nordbanken i Barentshavet i 1992, og et i forbindelse med Oljedirektoratets innsamling av seismiske data i det nordøstlige Norskehavet i 2008 og 2009. Begge disse undersøkelsene viser at fisken påvirkes ved at det blir økt svømmeaktivitet.

Forsøket på Nordbanken viste reduserte fangster av torsk og hyse med trål og line i avstander inntil 18 sjømil fra lydkilden og at det tar inntil 5 døgn før forholdene normaliseres. Pelagisk fisk er mest følsom, og eksponert fisk kan komme til å bruke mer energi på gytevandring enn uforstyrret fisk, og selve gytingen kan bli mer eller mindre forskyvet i tid og rom.

Resultatene fra Oljedirektoratets følgeforskning i 2008 – 2009 viste et annet bilde. Det ble påvist økt fangst i passive redskaper (garn), og redusert fangst i aktive redskaper (line). Fangstendringene kan forklares med at fisken økte svømmeaktiviteten, noe som gjorde blåkveite, uer og lange mer utsatt for å bli fanget i garn, mens sei delvis vandret ut av området. En økning i svømmeaktiviteten kan være et symptom på en stressreaksjon som kan føre til redusert fangsteffektivitet for line, enten gjennom lavere motivasjon for å søke etter mat eller ved at fisken delvis trekker seg ut av området.

Undersøkelsene ved Nordbanken og i det nordøstlige Norskehavet ble gjennomført på ulike måter, og det kan være en forklaring på de ulike resultatene.

En styringsgruppe nedsatt av Oljedirektoratet, Fiskeridirektoratet og Statens Forurensningstilsyn (Miljødirektoratet) har konkludert med at det ikke er grunnlag for anbefalinger om en generell minsteavstand

mellom seismikk og fiskefartøyer.

Ved framtidig forskning er det viktig at forhold av betydning for lydutbredelse, så som bunnforhold, topografi, vandyp, saltinnhold i vannet etc. blir viet større oppmerksomhet.

Kunnskapen om og forståelsen av adferdsendringer hos fisk som følge av seismiske lydkilder er ikke god nok, og dette er et område som det arbeides systematisk med. Det pågår blant annet et stort prosjekt i med deltakelse fra mange store oljeselskaper i regi av IOGP, og Statoil og Havforskningsinstituttet har et pågående samarbeidsprosjekt.

I den senere tid har det blitt satt større fokus også på skremmeeffektens påvirkning på gyting og gytevandring, blant annet arbeider Havforskningsinstituttet med et større prosjekt for Statoil for å øke kunnskapen om gyting og gytevandring i nordlige del av Nordsjøen. Det foregår også mye interessant arbeid for å utvikle energikilder til bruk ved innsamling av seismiske data, som er mer fiskerivennlige enn de som brukes i dag. Det gjelder både videreutvikling av teknologier for bruk av luftkompressorer og andre typer kilder som bl.a. vibratorteknologi.

## 12.1.9.

**SAM-X, kart i sann tid**

Pålitelig og oppdatert informasjon er en forutsetning for god dialog og god samhandling. Norges Fiskarlag og Norsk olje og gass har derfor i samarbeid utviklet et nytt kartsystem, SAM-X for å kunne dele informasjon om planlagte og pågående aktiviteter mellom industriene på en effektiv måte.

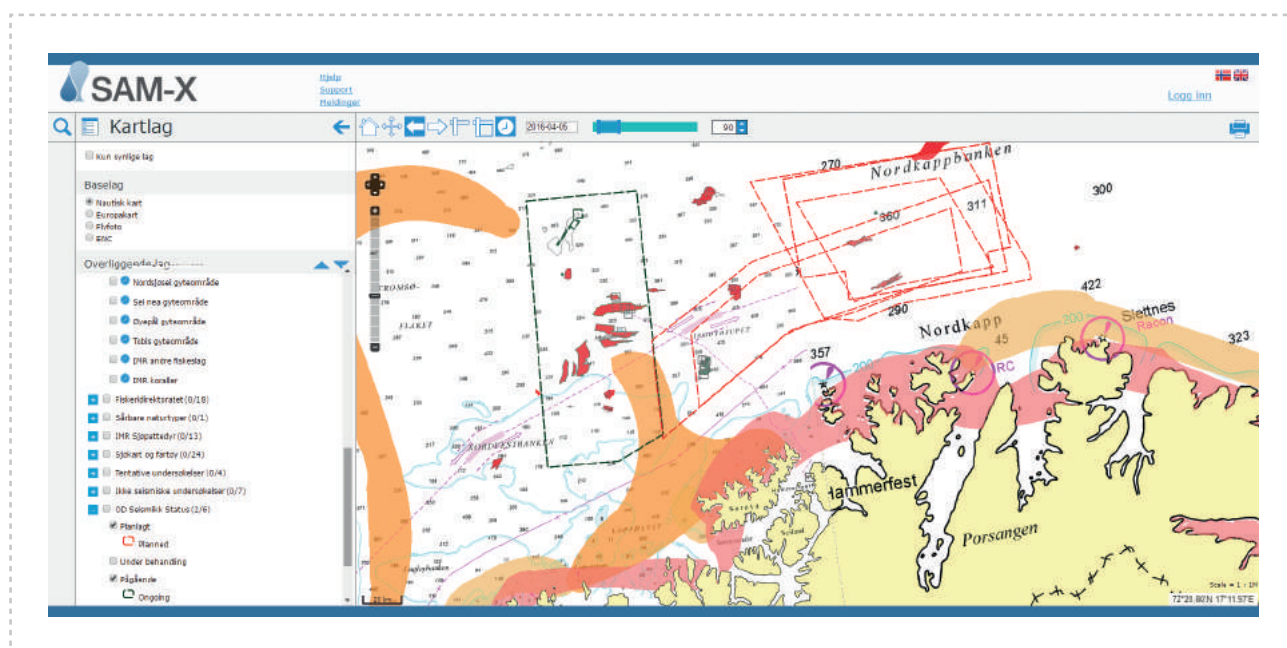
SAM-X er et kartverk hvor posisjonene til alle fiskefartøyer og seismikkfartøyer oppdateres fortløpende. Oppdatering av databasen gjøres i samarbeid med Kystverket, Oljedirektoratet, Havforskningsinstituttet og andre offentlige institusjoner.

SAM-X har oppdaterte kart over planlagte seismiske undersøkelser, historiske data om fiskeriaktiviteten, kart over gyteområder, rørledninger, havbunnsinstallasjoner, plattformer, leterigger og forlatte brønner. Dette gir aktørene i begge næringene et felles faktagrunnlag for planlegging og gjennomføring av aktiviteter.

Figur 12.3 viser et praktisk eksempel på anvendelse av SAM-X.

Figur 12.3.

Kartutsnitt fra nettsiden SAM-X (Kilde: [www.sam-x.no](http://www.sam-x.no))



## 12.2

## REISELIVSNÆRINGEN OG OLJE- OG GASSNÆRINGEN

Reiselivsnæringen i Norge hadde i 2013 en verdiskaping på 69 milliarder kroner og sysselsatte totalt 137 000 personer. Næringen stod dermed for 3,2 prosent av norsk næringslivs verdiskaping og 7,8 prosent av sysselsettingen. Reiselivsnæringen er arbeidsintensiv, vist ved det høye forholdet mellom antall ansatte og verdiskaping i reiselivsnæringen enn i referansenæringene<sup>4</sup>. Det er kun handelsnæringen som har like lav verdiskaping per ansatt av referansenæringene.

Reiselivsnæringen kjennetegnes av mange små bedrifter fra flere virksomhetstyper; hoteller, restauranter, flyselskaper, skiheiser, festivaler, aktivitetsbedrifter og mange andre. Verdikjeden i de ulike virksomhetene er til dels svært forskjellige. Det som binder bedrifter fra disse virksomhetstypene sammen og gjør dem til reiselivsbedrifter, er det faktum at de lever av mennesker på reise - turister, yrkesreisende, kurs- og konferansegjester.

Med utgangspunkt i natur og kultur leverer norske reiselivsbedrifter opplevelser og andre tjenester til nordmenn og utlendinger. Reiselivskundene etterspør ofte helhetlige produkter med overnatting, servering, transport og opplevelser. De ulike virksomhetstypene leverer komplementære produkter. Reiselivsnæringen skilles fra andre ressursbaserte næringer ved at ressursgrunnlaget inngår i produktet. Mens olje- og gasselskapenes primæroppgave er å høste og omdanne petroleumsressurser til kommersielle produkter, etterspør reiselivskunder natur- og kulturgodene direkte. Dette medfører at reiselivsnæringen blir stedbunden på en helt annen måte enn andre næringer blir.

4 «Verdiskapingsanalyse av reiselivsnæringen i Norge – Utvikling og fremtidspotensial». Menon 2014.

## INTERVJU

## -TRENGER ET ROBUST NÆRINGS LIV

- Vi er opptatt av et sterkt næringsliv og en robust norsk økonomi. Her har olje og gass en viktig rolle, sier Jørn Sund-Henriksen som er partner i reiselivsbedriften XXLofoten

Selskapet er en opplevelsesprodusent med tolv ansatte som skreddersyr pakker spesielt til grupper. De byr på teambuilding, middager med lokal mat, har en egen fiskeskøyte og restauranten Taste Depot Lofoten, i Svolvær.

- Slik jeg ser det er det absolutt mulig med sameksistens mellom petroleumsnæringene og lokale bedrifter i Nord-Norge. Teknologien har kommet lagt, og risiko-fokuset er høyt. Teknologiutvikling og et ekstraordinært sikkerhetsfokus vil være avgjørende i sårbare områder, sier Sund-Henriksen.

Han tror ikke økt olje og gassvirksomhet vil ha negativ effekt for Lofotregionens omdømme.

- Personlig håper jeg på vegne av Nord-Norge at deler av verdiskapingen med olje og gass flyttes nordover. Spesielt i Barentshavet er mulighetene store. Vi ser hvor viktig denne næringen har vært for Vestlandet, og hvor mange positive ringvirkninger som oppstår, sier han.

- Vi forutsetter selvsagt at eksisterende næringer her ikke rammes, og at olje- og gassindustrien får til samarbeid som er til gode for mange lokale leverandører, sier Jørn Sund-Henriksen.



Jørn Sund-Henriksen,  
partner i XXLofoten

«Slik jeg ser det er det absolutt mulig med sameksistens mellom petroleumsnæringene og lokale bedrifter i Nord-Norge.»

Jørn Sund-Henriksen

### 12.2.1

#### Trender i reiselivsnæringen

Reiseliv og turisme er en internasjonal næring med ulike produsenter og markedssegmenter, som påvirkes av en rekke faktorer. Reiselivsnæringen er en av verdens raskest voksende næringer, både absolutt og relativt<sup>5</sup>.

Det finnes flere internasjonale reisetrender som også antas å påvirke utviklingen og vekstmulighetene i Nord-Norge:

- En aldrende kundegruppe med andre ønsker og behov. De er mer reisevante, har god økonomi og er mer aktive enn tidligere.
- Endret husholdningssammensetning og reisegrupper. Økt antall enslige og eneforeldre, med økt interesse for sosialt samvær med andre og interesse for læring.
- Økt markedsinteresse for aktiviteter og opplevelser.
- Økende markedssegmenter som legger større vekt på miljø og bærekraft.
- Ønske om kortere og flere feriereiser per år.
- Økende bruk av elektronisk booking og informasjon.
- Rask vekst i lavpris flyreiser har gitt økt reisevilje.
- Nye og voksende markeder, som Kina, India og deler av Russland.

### 12.2.2

#### Reiselivsnæringen i Nord-Norge

Det viktigste konkurransefortrinnet til reiselivsnæringen i Nord-Norge er den spektakulære naturen, samt kulturhistorien knyttet til menneskenes liv i denne naturen. Alle markedsundersøkelser viser at Norge assosieres med ren og vakker natur, og Nord-Norges unikhhet ligger i den arktiske naturen, arktisk dyreliv, og ikke minst, naturfenomener som nordlyset, midnattssolen og Nordkapp<sup>6</sup>.

Sommerturismen er preget av rundreiseturisme, og landsdelen har en rekke nasjonalparker og nasjonale turistveger med høy attraksjonsverdi. Vinterturismen er i større grad preget av baseturisme, og de senere år har turisme knyttet til nordlyset hatt en kraftig vekst. Hurtigruten har vært med på å prege turismen i Nord-Norge i en årrekke og er en viktig del av infrastrukturen og opplevelsestilbudet. Nord-Norge har etter hvert fått en rekke festivaler og arrangementer som bidrar til å fylle sengene også utenfor hovedsesongen, som Nordland musikkfestuke i Bodø, Festspillene i Nord-Norge (Harstad), Tromsø Internasjonale Filmfestival, Borealis Alta Vinterfestival, urfolksfestivalen Riddu Riddu og Barents Spektakel i Kirkenes.

### 12.2.3

#### Hvordan påvirker olje- og gassvirksomheten reiselivsnæringen

Det finnes lite forskning knyttet til hvordan petroleumsaktivitet ved ordinær drift påvirker turisme og turismebedrifter. En har i Norge ikke foretatt noe grundig undersøkelse av gjestetilfredsheten i en region før og etter petroleumsvirksomheten<sup>7</sup>. Noen av landets største naturrelaterte turistattraksjoner ligger i Vestlandsfylkene. Møre og Romsdal, Sogn og Fjordane, Hordaland og Rogaland kan gi turistene tilbud om stor-slåtte naturopplevelser. Samtidig har landsdelen flere tiårserfaring med petroleumsvirksomhet utenfor kysten. Dette viser at «naturturisme» og petroleumsvirksomhet har evnen til å fungere side om side.

Turister som reiser til Nord-Norge ønsker ulik kombinasjon av natur- og kulturopplevelser og ulik grad av tilrettelegging. 36 prosent av de reisende til Lofoten motiveres av natur, og 35 prosent av fred og ro. Forskjellige studier viser at «naturturister» er en svært heterogen gruppe og at motivasjonen for å besøke naturbaserte destinasjoner og attraksjoner er mange. Det vil dermed variere i hvor stor grad petroleumsinstallasjoner kan komme i konflikt med, eller forringe kvaliteten og opplevelsen som turistene søker.

I forhold til Nord-Norge viser studier at det synes kun å være et fåtall av naturturister som motiveres av rene naturrelaterte faktorer i valg av destinasjon eller attraksjon å besøke<sup>8</sup>.

Det er foretatt flere studier som vurderer konsekvensen av eventuelle oljeutslipp. Disse undersøkelsene fokuserer på sårbarheten når det gjelder fritidshytter og rekreasjon, og hvordan ulike typer turister kan bli rammet av utslipp både sommer- og vintersesong<sup>9</sup>.

5 «Turisme og reiselivsnæringen – Statusbeskrivelse, utviklingstrender og virkninger av petroleumsvirksomhet. Kunnskapsinnhenting for det nordøstlig Norskehavet». Norut 2012.

6 «Verdiskapingsanalyse av reiselivsnæringen i Norge – Utvikling og fremtidspotensial». Menon 2014.

7 «Turisme og reiselivsnæringen – Statusbeskrivelse, utviklingstrender og virkninger av petroleumsvirksomhet. Kunnskapsinnhenting for det nordøstlig Norskehavet». Norut 2012.

8 Mehmetoglu, M. (Ed.) (2007). Naturbasert Turisme. Bergen: Fagbokforlaget.

9 «Turisme og reiselivsnæringen – Statusbeskrivelse, utviklingstrender og virkninger av petroleumsvirksomhet. Kunnskapsinnhenting for det nordøstlig Norskehavet». Norut 2012.

Andre studier igjen har fokusert på hvordan turister opplever energiinstallasjoner, som for eksempel vindmøller og landterminal for olje- og gass. Kunnskapsinnhenting for det nordøstlige Norskehavet refererer følgende funn:

- Energiinstallasjoner oppleves ikke nødvendigvis som negativt av turister<sup>10</sup>.
- Natur kan oppleves som naturlig og genuin til tross for tydelige menneskelige inngrep<sup>11</sup>.
- Det er ulikheter i hvordan folk oppfatter produksjon av fornybar energi sammenlignet med eksempelvis kjernekraft, som det er gjennomgående mer entydig negative holdninger til<sup>12</sup>.
- Folk er delt i synet på vindmøller. De som ser vindmøller og fornybar energi som viktig, er ofte mer positivt innstilt til vindmølleparker, også når de besøker slike installasjoner som turister<sup>13</sup>.

#### 12.2.4

#### Snøhvitutbyggingens effekter på reiselivet i Hammerfestregionen

Overnattings- og flypassasjerstatistikk for Hammerfestregionen før, under og etter Snøhvitutbyggingen gir et bilde av hvordan reiselivsnæringen blir påvirket av en installasjonsutbygging på land.

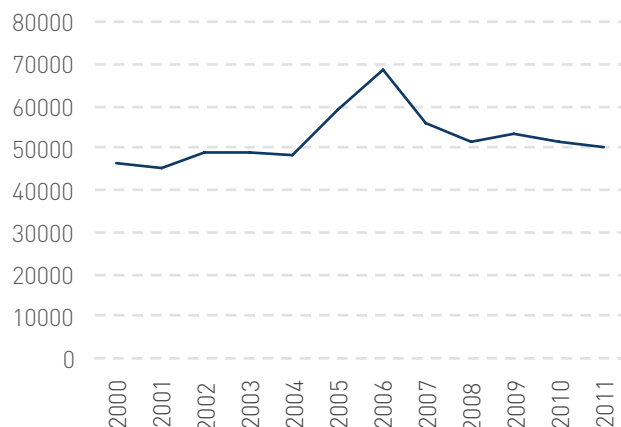
Gassfeltet Snøhvit ble besluttet utbygd i 2002.

Anleggsfasen var stipulert til å vare fra 2002- 2006, men anlegget kom først i drift i 2007. I anleggsfasen var 2500 engasjert i lokalt arbeid, mens driftsfasen gav 353 arbeidsplasser på LNG-anlegget, samt 700-800 stillinger dirkede fra dette.

Reiselivet (operasjonalisert gjennom overnattingsstatistikk og antall flypassasjerer) viser at en i Hammerfestregionen under anleggsfasen til Snøhvit opplevde en betydelig vekst i yrkestrafikk, og en nedgang i ferie- og fritidsbesøkende. Denne nedgangen i ferie- og fritidsreiser kan skyldes fortrenning. Når Snøhvit er i normal drift opplever en igjen vekst i ferie- og fritidsreiser. En ser også at i påfølgende driftsår at en har en økning i hotellovernattinger i forhold til årene før anleggsfasen.

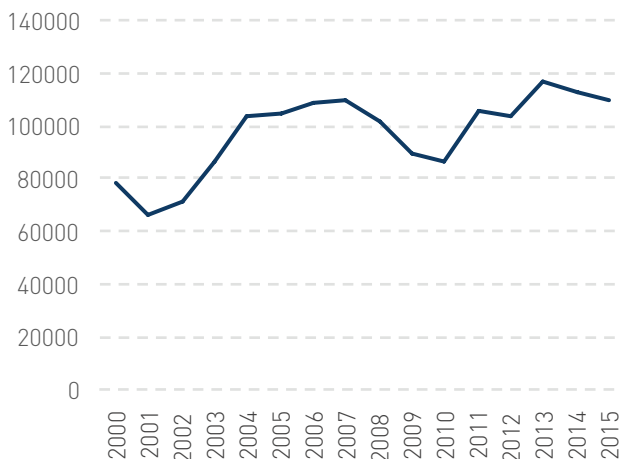
Figur 12.4.

Hotellovernattinger i Hammerfestregionen årene 2000 – 2011 (Kilde: Statistikknett/ SSB)



Figur 12.5.

Totalt antall passasjerer på rutefly innlands fra Hammerfest lufthavn, 2000 – 2015 (Kilde: Avinor/ Konkraft)



10 Bjerkestrand, E. (2010) «Vindkraft og reiselivsnæringen – En komparativ studie av reiselivsnæringen i Smøla og Frøya». Masteroppgave i samfunnsgeografi, Universitetet i Bergen.

11 Vespestad, M. K., & Lindeberg, F. (2011). Understanding nature-based tourist experiences: An ontological analysis. *Current issues in Tourism*, 14(6), 563-580.

12 Devine – Wright. 2011. Energy and the Public – From NIMBY to participation. Earthscan.

13 Heiberg, E., Aal, C., og Tveit, E. 2009. Vindkraft, reiseliv og miljø – En konfliktanalyse. Vestlandsforskning Rapport 1/2009.

NHO-reiseliv har forklart nedgangen i ferie- og fritidsreiser som et resultat av fortrenningseffekter. Turoperatører unngikk Hammerfest på grunn av kapasitetsproblemer. Denne oppfatningen styrkes ved at en i samme tidsperiode opplevde en økning av overnattinger i blant annet Lakselv og Porsanger. Endringene i Hammerfestregionen skiller seg markant fra resten av Finnmark, som har en stabil overnatting i perioden 2000-2011.

I forhold til attraksjonsturisme er det få tegn på at petroleumsvirksomhet under normal drift har noe negativ effekt. Den største attraksjonen i Finnmark er Nordkapp med Nordkapphallen. Hele 90 prosent av utlendinger på ferie i Finnmark oppgir å se Nordkapp som en motivasjonsfaktor for å legge ferien dit. Statistikken viser en svak økning i besøkende til Nordkapp under anleggsfasen til Snøhvit, og en vesentlig vekst i etterkant av anleggsperioden. Nordkapp som turistmål har gjennomgående hatt vekst i den siste tiårsperioden. Dette indikerer at Snøhvit ikke har hatt noe negativ påvirkning.

#### 12.2.5

##### Erfaringer fra Full City-forliset 2009

Sommeren 2009 gikk lasteskipet Full City på grunn utenfor Langesund. Dette var en hendelse innenfor skipsfart, og således helt uavhengig av norsk olje- og gassvirksomhet. Det er allikevel nærliggende å anta at funn i forbindelse med denne hendelsen kan være overførbart til en eventuell hendelse i oljenæringen.

I forbindelse med forliset kom det frem at oljeutslipp hadde en effekt på friluftslivsbruken i området. Spesielt i den umiddelbare fasen etter forliset, stoppet mye av den friluftrelaterte bruken opp. Ut over høsten 2009 tok friluftslivsbruken seg opp igjen, og aktiviteter som padling, turgåing, dykking, fiske og båtliv ble igjen utført. Sommeren 2010 var 60 prosent av brukerne enige i at «det var akkurat som før». Samtidig var det om lag like stor andel som sa seg enig i påstanden om at de har vært bekymret for muligheten av å komme over olje under sanden<sup>14</sup>.

Det var en forholdsvis liten andel som sa seg enig i påstanden om at tanken på at et oljeutslipp i seg selv fratok de noe av gleden ved å drive friluftsliv langs kysten. Dette tyder på at den negative effekten av oljeforurensning i stor grad er forbundet med forringet opplevelsverdi, og i mindre grad har påvirket brukshyppighet og områdebruk.

Videre finner studiet en sammenheng mellom respondentenes generelle miljøholdninger i forhold til risikovurdering og forventninger til sommeren 2010.

En ser at de som er mer miljøoptimistiske i mindre grad opplever oljeforurensning som negativt for sitt kystfriluftsliv.

---

14 Øian, H, Skår, M., Vistad O.I., og Andersen, O. (2010). «Full City havariet. Kortsiktige effekter av oljeforurensning på friluftsliv» Forprosjekt. NINA Rapport 573.

## ARCTIC RACE OF NORWAY

Arctic Race of Norway er et årlig internasjonalt sykkelritt på over fire dager i Nord-Norge. Siden oppstarten av rittet i 2013 har Statoil vært hovedsamarbeidspartner for arrangementet. I 2015 ble dette samarbeidet utvidet til tre nye år. Knut- Erik Dybdal, daglig leder for Arctic Race of Norway har uttalt at «Statoil var helt avgjørende for at Arctic Race of Norway ble en realitet, og uten støtte fra Statoil ville vi i 2013 ikke hatt fundamentet for et profesjonelt sykkelritt».

Arrangementet skapte i 2014 en meromsetning for norsk næringsliv på over 80 millioner kroner.

Næringslivets inntekter var i stor grad knyttet til publikum, og i første rekke tilreisende tilskuere. Totalt 160 000 tilskuere – av disse 22 000 tilreisende – skapte lokal omsetning på rundt 55 millioner kroner. Overnattings- og serveringsbransjen stod for 65 prosent av denne omsetningen, resten fordelte seg på varehandel, lokaltransport og øvrige tilbydere av varer og tjenester til de tilreisende. Samlede kjøp av varer og tjenester fra leverandører i Nord-Norge lå på 20 millioner kroner, mens kjøp av varer og tjenester i Sør-Norge er beregnet til 6,6 millioner, inkludert underleveranser.

I fjor ble TV-bildene fra Arctic Race of Norway kringkastet i 180 land, og skapte utover dette bred mediedekning internasjonalt.



### 12.2.6

#### Olje- og gassnæringen og reiselivet fremover

Reiselivsnæringen er en viktig og stor næring i Nord-Norge. Det er også gode muligheter for et konstruktivt samspill mellom reiselivsnæringen og olje- og gassnæringen. Olje- og gassnæringen er en viktig aktør innenfor yrkesreiser, og benytter i utstrakt grad de tjenestene reiselivsnæringen i Nord-Norge tilbyr. Dette gir mulighet for flere helårs arbeidsplasser. Hovedvekten av yrkesreiser kontra hovedsesongene for turisme er per i dag ikke på kollisjonskurs i de delene av Nord-Norge hvor sesongsvingningene er størst. Vanligvis er yrkestrafikk mer lønnsomt enn turisttrafikk, men er det selvsagt store underliggende variabler. Men for mange bedrifter vil en økt yrkestrafikk i lavsesongene gi større økonomisk handlingsrom til å utvikle også de produktene som skal til for å selge i turistmarkedet. Det har vært tendenser til at tradisjonell turisme kan bli fortrent til fordel for yrkesreisene. Dette synes imidlertid å være forbigående, og kan knyttes til kapasitetsutfordringer innenfor overnattingstilbud og transportkapasitet. Eksempelvis opplevde en dette ved utbyggingen av Melkøya i Hammerfest.

Enkelte studier har avdekket en bekymring for visuell støy knyttet til olje- og gassnæringen. Melkøya er den mest synligste olje- og gassinstallasjonen i Nord-Norge. Tar en utgangspunkt i statistikken for overnattinger og flyreiser til Hammerfest viser den at reiselivsnæringen har blitt styrket og økt i Hammerfestregionen selv med en godt synlig gassinstallasjon. Bekymringen for hvordan visuell støy kan påvirke reiselivsnæringen er reel, og en nøkkelfaktor for å imøtekomme dette er god dialog mellom næringene. En annen mulighet er å bygge installasjoner som er mindre synlig, eller bruke teknologiløsninger som for eksempel subsea-løsninger.

Andre studier har avdekket en bekymring i forhold til hvordan reiselivsnæringen vil bli påvirket av et eventuelt oljeutslipp. Her er det ulike funn i forskjellige studier i forhold til konsekvensene ved et tenkt utslipp. Olje- og gassnæringen i Norge har over 50 års erfaring med virksomhet på norsk sokkel, og en har gjennom disse tiårene ikke hatt noen hendelser som har resultert i at olje har nådd land. Gjennom disse 50 årene sikkerhetskravene til næringen blitt stadig strengere, noe som igjen har resultert i nye rutiner og forbedret teknologiske løsninger for å imøtekomme disse kravene. På den andre siden er det ingen næringsaktivitet risikofri. I tillegg til strenge krav til teknologi og rutiner er god dialog mellom reiselivsnæringen og olje- og gassnæringen et viktig verktøy for å minimalisere sannsynligheten for negative hendelser.

## INTERVJU

## - REISELIVET HAR FÅTT ET LØFT

Olje- og gass aktiviteten har betydd mye for reiselivet på Helgeland, sier tillitsvalgt for Fellesforbundet Ann Kristin Sletvold ved Thon Brønnøysund hotell.

Den siste tiden har aktiviteten avtatt, og det merkes godt i hotellnæringen. Brønnøysund er base for blant annet Skarv og Norne, og herfra flys arbeidere inn og ut. De lokale hotellene benyttes ofte både til og fra, og flere nye overnattingssteder er etablert i området nettopp på grunn av den økte trafikken. Reiselivet føler de har fått mange positive ringvirkninger av olje- og gassfunnene ute i havet.

- Olje- og gassindustrien har ført til helårsåpne hoteller og helårs arbeidsplasser. Næringen har gitt et solid løft i hele reiselivsbransjen. Det er vi som jobber her svært glade for, sier Sletvold. Før petroleumstiden, skapte turister mest aktivitet sommerstid.

Hun påpeker at det akkurat nå er en stille periode, men mange krysser fingrene for at aktiviteten igjen skal ta seg opp.

- Det er et paradoks at først når det ble stille, ble vi skikkelig klar over hvor mye petroleumsnæringen virkelig betyr for vår region, sier hun.

Sletvold tror olje- og gasseventyret kan bety mer for regionen. Hun ser at mange tilreisende lar seg fascinere av naturen og mulighetene for opplevelse og friluftsliv. Så de kommer tilbake, har med seg familie og venner, og er med på å styrke det lokale reiseliv.



Ann Kristin Sletvold, tillitsvalgt for Fellesforbundet ved Thon Brønnøysund hotell (Foto: Bjørn Erik Jansen, Nordnorsk Kommunikasjon AS)

«Olje- og gassindustrien har ført til helårsåpne hoteller og helårs arbeidsplasser. Næringen har gitt et solid løft i hele reiselivsbransjen. Det er vi som jobber her svært glade for.»

Ann Kristin Sletvold

## Vedlegg 1

## VIKTIGSTE FUNN I NORSKEHAVET NORD FOR 65°30' N

| Navn - Funnår       | Beliggenhet | Ressurstype | Beregnet utvinnbar funnstørrelse Sm <sup>3</sup> o.e. | Andelseiere                                                                                                                                                                                        |
|---------------------|-------------|-------------|-------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Viktoria - 2000     | 6506/6      | Gass        | 26.8 mill                                             | Total E & P Norge AS (Op) 40 %<br>Dea Norge AS 30 %<br>Maersk Oil Norway AS 30%                                                                                                                    |
| Idun Nord - 2009    | 6507/3      | Gass        | 0,8 mill.                                             | Statoil Petroleum AS (Op) 60 %<br>E.ON E&P Norge AS 40 %                                                                                                                                           |
| Gjøk - 2009         | 6507/3      | Gass        | 1,4 mill. gass<br>0,4 mill. NGL                       | Statoil Petroleum AS (Op) 85 %<br>Dong E % P Norge AS 15 %                                                                                                                                         |
| Alve Nord - 2011    | 6607/12     | Gass/Olje   | 2,1 mill. olje<br>4,9 mill. gass                      | Total E & P Norge (Op) 50 %<br>Statoil Petroleum AS 50 %                                                                                                                                           |
| Svale Nord - 2013   | 6608/10     | Olje        | 1,4 mill. olje                                        | Statoil Petroleum AS (Op) 63,954545 %<br>Petoro AS 24,545455 %<br>Eni Norge AS 11,5 %                                                                                                              |
| Asterix - 2009      | 6705/10     | Gass        | 17,2 mill. gass                                       | Statoil Petroleum AS (Op) 51 %<br>Wintershall Norge AS 19 %<br>AS Norske Shell 10 %<br>Petoro AS 20 %                                                                                              |
| Ivory - 2014        | 6707/10     | Gass        | 5,1 mill. gass                                        | Atlantic Petroleum Norge AS 9 %<br>Centrica Resources (Norge) AS (Op) 40 %<br>Pure E&P Norway AS 10 %<br>Repsol Exploration Norge AS 6 %<br>Statoil Petroleum AS 25 %<br>Wintershall Norge AS 10 % |
| Gymir - 2015        | 6706/11     | Gass        | 2,0 mill. gass                                        | Atlantic Petroleum Norge AS 7,5 %<br>Centrica Resources (Norge) AS 20 %<br>Petoro AS 20 %<br>Statoil Petroleum AS (Op) 42,5 %<br>Wintershall Norge AS 10 %                                         |
| Snefrid Nord - 2015 | 6706/12     | Gass        | 6,3 mill. gass                                        | ConocoPhillips Skandinavia AS 10 %<br>OMV (Norge) AS 15 %<br>Statoil Petroleum AS (Op) 51 %<br>Wintershall Norge AS 24 %                                                                           |
| Roald Rygg - 2015   | 6706/12     | Gass        | 2,4 mill. gass                                        | Atlantic Petroleum Norge AS 7,5 %<br>Centrica Resources (Norge) AS 20 %<br>Petoro AS 20 %<br>Statoil Petroleum AS (Op) 42,5 %<br>Wintershall Norge AS 10 %                                         |

## Vedlegg 2

## VIKTIGSTE FUNN I BARENTSHAVET

| Navn - Funnår            | Beliggenhet | Ressurstype | Beregnet utvinnbar funnstørrelse Sm <sup>3</sup> o.e. | Andelseiere                                                                                                                                                 |
|--------------------------|-------------|-------------|-------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Alke Sør - 1981          | 7120/12     | Gass        | 11,4 mill. gass,<br>1,1 mill. NGL                     | Eni Norge AS (Op) 40 %<br>Petoro AS 20 %<br>Statoil Petroleum AS 40 %                                                                                       |
| Johan Castberg - 2011/12 | 7220/8      | Olje        | 85,9 mill. olje                                       | Eni Norge AS 30 %<br>Petoro AS 20 %<br>Statoil Petroleum AS (Op) 50 %                                                                                       |
| Alta - 2014              | 7220/11     | Gass/Olje   | 9,7 mill. gass<br>26,1 mill. olje                     | DEA Norge AS 30 %<br>Idemitsu Petroleum Norge AS 30 %<br>Lundin Norway AS (Op) 40 %                                                                         |
| Gohta - 2013             | 7120/1      | Gass/Olje   | 6,2 mill. gass<br>15,6 mill. olje                     | DEA Norge AS 30 %<br>Idemitsu Petroleum Norge AS 30 %<br>Lundin Norway AS (Op) 40 %                                                                         |
| Skalle - 2011            | 7120/2      | Gass        | 5,0 mill. gass                                        | DEA Norge AS 20 %<br>Det norske oljeselskap ASA 10 %<br>Explora Petroleum AS 7,5 %<br>Lundin Norway AS 25 %<br>Petoro AS 20 %<br>Tullow Oil Norge AS 17,5 % |
| Tornerose - 1987         | 7122/6      | Gass        | 3,7 mill. gass                                        | DEA Norge AS 2,81 %<br>GDF SUEZ E&P Norge AS 12 %<br>Petoro AS 30 %<br>Statoil Petroleum AS (Op) 36,79 %<br>Total E&P Norge AS 18,4 %                       |
| Wisting - 2013           | 7324/8      | Olje        | 38,3 mill. olje                                       | OMV Norge AS (Op) 25 %<br>Idemitsu Petroleum Norge AS 20 %<br>Petoro AS 20 %<br>Tullow Oil Norge AS 20 %<br>Statoil Petroleum AS 15 %                       |
| Snøhvit Beta - 1986      | 7121/5      | Gass        | 2,5 mill. gass                                        | DEA Norge AS 2,81 %<br>GDF SUEZ E&P Norge AS 12 %<br>Petoro AS 30 %<br>Statoil Petroleum AS (Op) 36,79 %<br>Total E&P Norge AS 18,4 %                       |



Utgitt april 2016 av KonKraft

**Arbeidsgruppe for rapporten:**

- Frode Alfheim, Industri Energi (leder)
- Knut Harald Nygård, Statoil
- Inger Aase, Transocean
- Thomas K. Føre, Aker Solutions
- Kjell- Are Vassmyr, Aker Solution
- Finn Roar Aamodt, Statoil
- Svein Ole Strømme, Kværner
- Jørgens Bratting, Kunnskapsparken Nord
- Kjell Givær, Petroartic
- Bjørn Johansen, LO
- Inger Hoff, Industri Energi (frem til 1.1.2016)
- Geir Seljeseth, Norsk olje og gass
- Turid Øygard, Norsk olje og gass
- Egil Dragsund, Norsk olje og gass
- Hans Petter Bøe Rebo, Norsk Industri
- Runar Rugtvedt, Norsk Industri
- Thomas Saxegaard, Norges Rederiforbund
- Georg Oftedal, Norges Rederiforbund
- Kevin Thomassen, Norges Rederiforbund
- Øyvind Johannesen, Norges Rederiforbund

**Sekretariat:**

- Roger Pedersen, sekretariatsleder KonKraft
- Inger Hoff, rådgiver KonKraft
- Gunnar Myrvang, KonKraft (sekretariatsleder frem til 31.12.2015)
- Knut Weum, KonKraft (rådgiver frem til 1.8.2015)

KonKraft er en samarbeidsarena for:

