

Til  
**Equinor ASA**

Dokumenttype  
**Rapport**

Dato  
**September 2019**

# NORTHERN LIGHTS

## VURDERING AV

## SAMFUNNSØKONOMISKE

## KONSEKVENSER



## **NORTHERN LIGHTS VURDERING AV SAMFUNNSØKONOMISKE KONSEKVENSER**

Oppdragsnavn **Northern Lights**  
Prosjekt nr. **1350029893**  
Mottaker **Equinor**  
Dokument type **Rapport**  
Versjon **1**  
Dato **18.09.2019**  
Utført av **Knut Johannes Hartveit, Jacob Saugstrup Andersen og Jakob Rosenberg Nielsen**  
Kontrollert av **Kristian Dyrkorn og Jakob Rosenberg Nielsen**  
Godkjent av **Søren Knudsen**  
Beskrivelse **Konsekvensvurdering av samfunnsøkonomi**

## INNHold

<b>1.</b>	<b>Innledning</b>	<b>5</b>
<b>2.</b>	<b>Beskrivelse av tiltaket</b>	<b>8</b>
2.1	Anlegg for mottak og mellomlagring på land	8
2.2	Anleggsarbeid på land	9
2.3	Anleggsarbeid i sjø	9
2.4	Rørledning	10
2.5	Boring og brønn	10
2.6	Kraft- og kontrollkabel	10
<b>3.</b>	<b>Investerings- og driftskostnader ved Northern Lights-prosjektet</b>	<b>11</b>
3.1	Investeringskostnader	11
3.2	Driftskostnader	13
<b>4.</b>	<b>Verdiskaping i vare- og tjenesteleveranser til etablering og drift av Northern lights-prosjektet</b>	<b>15</b>
4.1	Verdiskaping fra etableringen	15
4.2	Verdiskaping fra Northern Lights i driftsfasen	18
<b>5.</b>	<b>Syssetingseffekter i anleggs- og driftsfasen</b>	<b>21</b>
5.1	Anleggsfasen	21
5.2	Driftsfasen	25
<b>6.</b>	<b>Inntekter for kommunen</b>	<b>28</b>
<b>7.</b>	<b>Referanser</b>	<b>29</b>

## Forord

Rambøll har på oppdrag fra Equinor utarbeidet en grunnlagsrapport til bruk i konsekvensutredningen for utbygging og drift av Northern Lights. Rapporten omfatter en konsekvensvurdering av samfunnsøkonomiske forhold i forbindelse med Northern Lights-prosjektet, med unntak av transportskipene. Det betyr at rapporten omhandler etablering av mottaksanlegg og kaianlegg i Naturgassparken ved Kollsnes i Øygarden kommune, legging av rørledning for transport av CO<sub>2</sub> til injeksjonsbrønn, brønn med tilhørende undervannsanlegg, kabler for kraftforsyning og kontroll av undervannsanlegg, samt etterfølgende drift av anlegget.

Rapporten leveres som en av seks grunnlagsrapporter, hvor de andre omfatter følgende:

- Konsekvenser for fiskeri, havbruk og marint biologisk mangfold (Rambøll, 2018a)
- Konsekvenser for naturmiljø og biologisk mangfold på land (Rådgivende Biologer AS, 2018)
- Konsekvenser for friluftsliv, landskap, kulturminner og kulturmiljø (Rambøll, 2018b)
- Konsekvenser for samfunnsmessige forhold (Rambøll, 2018c)
- Konsekvensvurdering med hensyn på fiskeri og marint biologisk mangfold vest for grunnlinjen (Rambøll, 2018d)

Oppdragsleder hos Rambøll har vært Søren Knudsen og kontaktperson hos Equinor har vært Knut Robberstad.

## Sammendrag

Northern Lights-prosjektet er en del av et fullskala CO<sub>2</sub>-håndterings- og verdikjedeprojekt som består av følgende; 1) CO<sub>2</sub>-fangst hos industrielle aktører på Østlandet, 2) Skipstransport rundt kysten til et landanlegg og 3) Et landanlegg på Vestlandet for mottak, mellomlagring og videretransport i rørledning for injeksjon av CO<sub>2</sub> for permanent lagring i undersjøisk geologisk reservoar på sokkelen. Northern Lights delen av prosjektet som er knyttet til transport- og lagringsdelen av fullskala CO<sub>2</sub>-håndtering.

På grunn av manglende markedsmekanismer for kjøp og salg av CO<sub>2</sub> for permanent lagring, er gjennomføring av det norske fullskala CCS prosjektet avhengig av statlig delfinansiering av utbygging og drift. Forhandlingene om statlig delfinansiering av investeringen og løpende driftsutgifter er i skrivende stund ikke avsluttet. Dette medfører at det på nåværende tidspunkt ikke er en avklart inntektsstrøm for beregning av samfunnsøkonomisk lønnsomhet i prosjektet. Fokuset i rapporten er derfor en vurdering av samfunnsøkonomiske konsekvenser knyttet til utbygging og drift av Northern Lights-prosjektet, bortsett fra skipstransporten.

Det er vesentlige usikkerheter både knyttet til beregning av investeringskostnader og de løpende driftskostnadene ved Northern Lights-prosjektet (+/- 30 prosent). Dette skyldes at data Rambøll har mottatt fra Equinor er basert på en foreløpig konseptstudie fra høsten 2018. Denne usikkerheten medfører også at det vil være usikkerhet i den beregnede verdiskapingen og den resulterende sysselsettingseffekten både på nasjonalt, regionalt og lokalt nivå.

Basert på foreløpige investeringskostnader mottatt fra Equinor med +/- 30 prosent usikkerhet, vil Northern Lights-prosjektet innebære en betydelig investering på over 6 mrd. NOK (2018). Investeringen skjer i en periode hvor investeringene på norsk sokkel er lavere enn i perioden 2012-2015. Den tidsmessige plasseringen av Northern Lights-prosjektet kan derfor medføre at en høyere andel av investeringene tilfaller norske leverandører enn hvis prosjektet skulle gjennomføres i en periode med et høyt press i markedet.

Det er anslått at den norske delen av leveransene utgjør i underkant av 60% av de samlede investeringskostnadene, som tilsvarer ca. 3,5 mrd. NOK (2018) over en 6-års periode. Dette er estimert å medføre en økt sysselsettingseffekt på nasjonalt nivå på ca. 2.100 årsverk, som inkluderer direkte og indirekte effekter samt konsumvirkninger.

På regionalt nivå forventes det en verdiskaping i anleggsfasen på i underkant av 380 MNOK2018, tilsvarende ca. 6% av den samlede verdiskapingen i etableringsfasen. Dette svarer til en økt sysselsettingseffekt på ca. 250 årsverk.

Equinor har i foreløpig konseptfase estimert at Northern Lights-prosjektet forventes å medføre årlige driftskostnader på ca. 179 MNOK (2018), med en usikkerhet på +/- 30 %. Driften forventes å medføre en verdiskaping på både nasjonalt, regionalt og lokalt nivå, og forventes å medføre en årlig sysselsettingseffekt på ca. 46 årsverk på nasjonalt nivå, 9 årsverk på regionalt nivå og 18 årsverk på lokalt nivå.

Til slutt er det i det foreløpige driftsbudsjettet for Northern Lights anlegget antatt en årlig eiendomsskatt til Nye Øygarden kommune på 9,5 MNOK (2018). Dette kan forandres som følge av endringer i eiendomsbeskatningen.

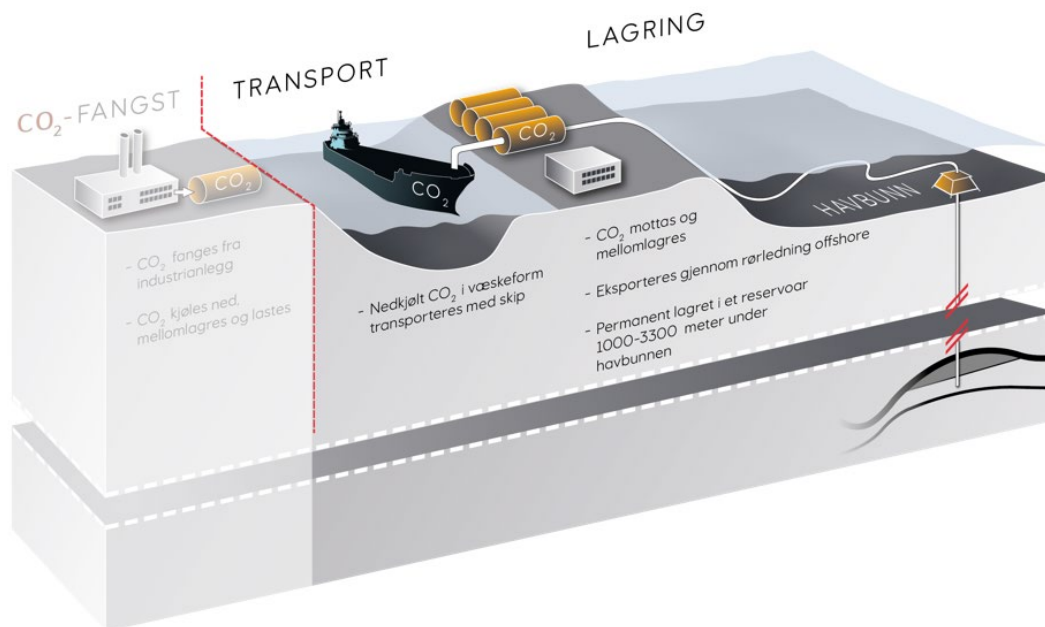
# 1. INNLEDNING

Gjennom signering av Paris-avtalen har Norge forpliktet seg til å redusere utslipp av CO<sub>2</sub> for å begrense den globale oppvarmingen til under to grader, sammenlignet med før-industrielt nivå. For å oppfylle dette må de globale klimagassutslippene i 2050 være mellom 40-70 prosent lavere enn i 2010. Utslippene må være nær null eller under null i 2100, ifølge FNs klimapanel's femte hovedrapport. CO<sub>2</sub>-fangst og -lagring (CCS) vurderes som en svært viktig teknologi for å oppnå tilstrekkelig utslippsreduksjon.

Den norske stat ved Olje- og energidepartementet (OED) gjennom Gassnova SF (statens foretak for CO<sub>2</sub>-håndtering) gjennomfører konseptstudier og forprosjektering av et fullskala CO<sub>2</sub> håndterings- og verdikjedeprojekt som består av følgende:

- 1) CO<sub>2</sub>-fangst hos industrielle aktører på Østlandet
- 2) Skipstransport rundt kysten til et landanlegg
- 3) Et landanlegg på Vestlandet for mottak, mellomlagring og videretransport i rørledning for injeksjon av CO<sub>2</sub> for permanent lagring i undersjøisk geologisk reservoar på sokkelen

Figur 1-1 illustrerer overordnet verdikjede for CO<sub>2</sub>-fangst, transport og lagring i Norge. CO<sub>2</sub>-transport og lagring er Equinors ansvarsområde. Equinors ansvarsområde omfatter ikke CO<sub>2</sub>-fangst.



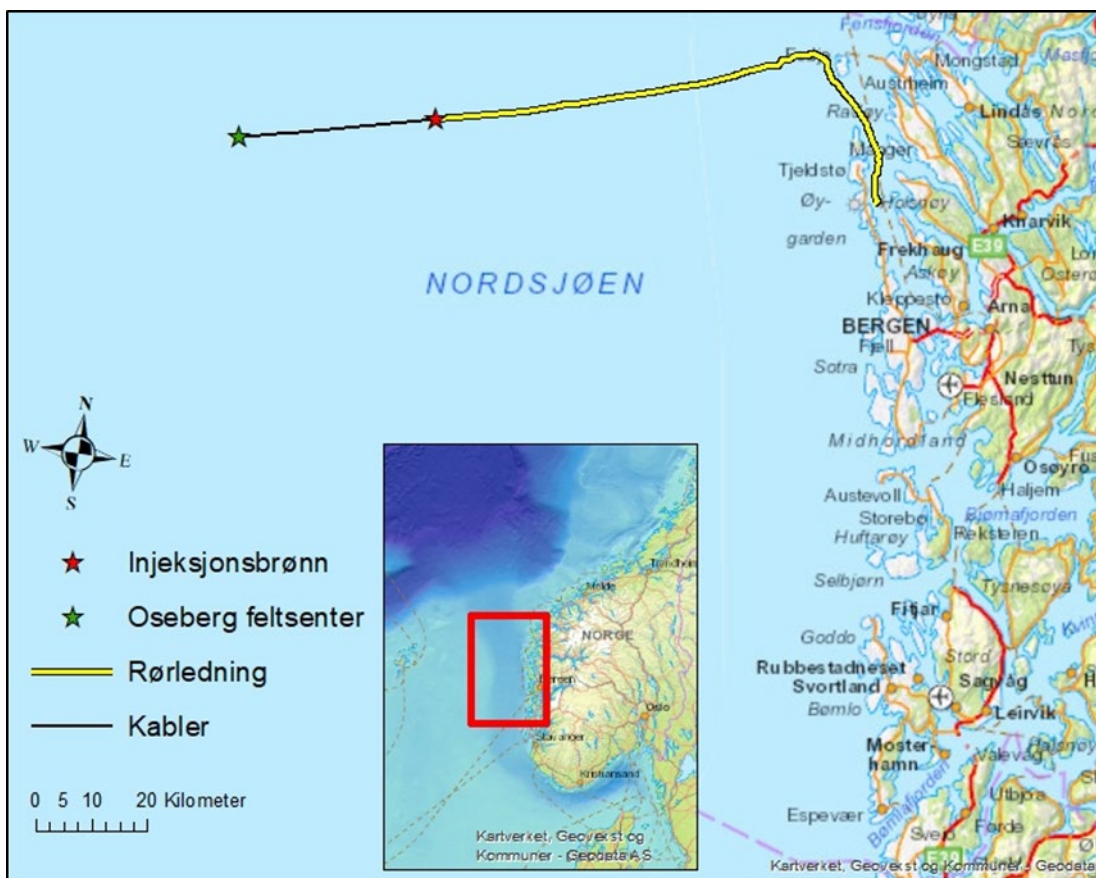
Figur 1-1 Illustrasjon av fullskala CO<sub>2</sub>-håndtering og verdikjede. Illustrasjon: Equinor.

Northern Lights er den delen av prosjektet som er knyttet til transport- og lagringsdelen av fullskala CO<sub>2</sub>-håndtering. Lagringsdelen, inkludert mottaksanlegg med mellomlager og rørtransport til lagerlokalisitet på sokkelen, er regulatorisk underlagt CO<sub>2</sub> lagringsforskriften: «Forskrift om utnyttelse av undersjøiske reservoarer på kontinentalsokkelen til lagring av CO<sub>2</sub> og om transport av CO<sub>2</sub> på kontinentalsokkelen» (Olje- og Energidepartementet, 2015). Equinor og samarbeidspartnerne Shell

og Total skal utarbeide Plan for utbygging og drift (PUD) og Plan for anlegg og drift (PAD) for CO<sub>2</sub>-lagringsprosjektet, med tilhørende konsekvensutredning (KU), som denne rapporten er med å danne grunnlaget for.

Det er i første omgang planlagt utbyggingsfase 1, med injeksjon av 1,5 millioner tonn CO<sub>2</sub> pr. år i en injeksjonsbrønn. Dersom utbyggingsfase 2 realiseres, vil Northern Lights ha en total injeksjonskapasitet på 5 millioner tonn CO<sub>2</sub> pr. år, fordelt på inntil 5 injeksjonsbrønner. Rørledningen som planlegges installert for utbyggingsfase 1 vil ha en transportkapasitet på 5 millioner tonn CO<sub>2</sub> pr. år.

Denne konsekvensvurderingen omfatter samfunnsøkonomiske konsekvenser som følge av utbygging og drift av Northern Lights utbyggingsfase 1. Dette omfatter mottaksanlegg og kaianlegg på land, eksportørledning til injeksjonsbrønn, brønn med tilhørende undervannsanlegg, kabler for kraftforsyning og kontroll av undervannsanlegget fra Oseberg, jf. Figur 1-2.



Figur 1-2 Det samlede utredningsområde for denne rapport = hele Northern Lights-prosjektområdet.

### Samfunnsøkonomisk vurdering

Det er ikke etablert et marked med fungerende markedsmekanismer for kjøp og salg av tredje parts CO<sub>2</sub> volum for permanent geologisk lagring i en CCS sammenheng. Gjennomføring av det norske

fullskala CCS prosjektet (inkl. Northern Lights) er derfor avhengig av statlig delfinansiering av utbygging og drift.

Forhandlingene om statlig delfinansiering av investeringen (Capex) og løpende driftsutgifter (Opex) er i skrivende stund ikke avsluttet. Dette medfører at det på nåværende tidspunkt ikke er en avklart inntektsstrøm for beregning av samfunnsøkonomisk lønnsomhet i prosjektet. Fokuset i rapporten er derfor en vurdering av samfunnsøkonomiske konsekvenser knyttet til utbygging og drift av Northern Lights-prosjektet, bortsett fra skipstransporten.

Det gjøres oppmerksom på at kostnader knyttet til investering og drift av skipsløsning for transport av CO<sub>2</sub> fra de industrielle fangstaktørene til mottaksanlegget i Naturgassparken ikke er inkludert i de samfunnsøkonomiske analysene og konsekvensvurderingene. Dette skyldes at CO<sub>2</sub>-lagringsforskriften definerer hva som skal omfattes av PUD (plan for utbygging og drift) og PAD (plan for anlegg og drift). Lagringsforskriften ekskluderer «*skip som transporterer CO<sub>2</sub> i bulk*» fra de innretninger som skal omfattes av PAD (Olje- og Energidepartementet, 2015). Konsekvensutredningen inngår som en del av PUD og PAD, og når PAD ikke skal omfatte skip for transport av CO<sub>2</sub> skal følgelig heller ikke konsekvensutredningen omfatte disse skipene. Denne forståelsen av forskriftens bestemmelser er bekreftet av Olje- og energidepartementet i møte med Equinor. Lagringsforskriftens §1-6 bokstav i) definerer innretning slik: «*installasjon, anlegg og annet utstyr for utnyttelse av undersjøisk reservoar til lagring av CO<sub>2</sub>, likevel ikke forsynings- og hjelpefartøy eller skip som transporterer CO<sub>2</sub> i bulk. Innretning omfatter også rørledning og kabel når ikke annet er bestemt*».

Selv om kostnader ved investering og drift av CO<sub>2</sub>-transportskip ikke omfattes av de samfunnsøkonomiske vurderingene som inngår i konsekvensutredningen, vil transportskipene likevel medføre kjøp av norske varer og tjenester, samt sysselsetting som har positive ringvirkninger for det norske samfunnet. Redegjørelse for disse virkningene inngår imidlertid ikke i konsekvensvurderingene.

Vurderingen av de samfunnsøkonomiske forholdene bygger på økonomiske data fra Equinor, nøkkeltall fra Statistisk Sentralbyrå og historiske tall fra Oljedirektoratet.

Analysen omhandler følgende elementer:

- Investerings- og driftskostnader
- Verdiskaping i vare- og tjenesteleveranser
- Sysselsettingseffekter i anleggs- og driftsfasen
- Inntekter for kommunen

Alle beløp i rapporten er oppgitt i 2018-priser.



## 2. BESKRIVELSE AV TILTAKET

Anlegget som utredes i denne rapporten består av følgende hovedelementer:

- Anlegg for mottak og mellomlagring på land på Ljøsøyna i Naturgassparken nær Kollsnes
- En rørledning for transport av CO<sub>2</sub> fra mottaksanlegget til injeksjonsbrønn
- En injeksjonsbrønn med tilhørende undervannsanlegg som består av bl.a. ventilarrangement som kobler injeksjonsbrønnen opp mot rørledning og kraft- og kontrollkabler, samt en beskyttelsesstruktur
- Kabler for kraftforsyning og kontroll av undervannsanlegget som går fra Oseberg feltcenter til injeksjonsbrønnen

### 2.1 ANLEGG FOR MOTTAK OG MELLOMLAGRING PÅ LAND

Anlegg for mottak og mellomlagring av CO<sub>2</sub> på land planlegges utbygd i minimum to utbyggingsfaser, avhengig av mengde CO<sub>2</sub> som skal mottas. Dette omfatter følgende:

- Fase 1, med kapasitet for mottak, eksport og injeksjon i permanent lager på sokkelen av inntil 1,5 millioner tonn CO<sub>2</sub> pr. år (fullskala demonstrasjonsprosjekt)
- Mulig framtidig Fase 2, med mottaks- og håndteringskapasitet på inntil 5 millioner tonn CO<sub>2</sub> pr. år (industriprosjekt)
- Mulig framtidig Fase 3, ytterligere utvidelser av mottaks- og håndteringskapasitet ved økning av behov

Denne rapporten omfatter kun de samfunnsøkonomiske konsekvenser av utbyggingsfase 1. Illustrasjon av landanlegget på Ljøsøyna er vist i Figur 2-1.



**Figur 2-1** Illustrasjon av ferdig opparbeidet mottaksanlegg med administrasjonsbygg og besøkssenter til venstre for kaianlegget. Illustrasjonen er foreløpig, basert på konseptfase. Senere endringer kan forekomme. Illustrasjon: Multiconsult.

Mottaksanlegget vil være tilknyttet lokalt kraftnett for forsyning av nødvendig elektrisk kraft, og anlegget vil også forsyne landkraft til transportskipene som leverer flytende CO<sub>2</sub> når disse ligger til kai.

Ved mottaksanlegget vil det ikke foregå industriell prosessering av den flytende CO<sub>2</sub> som mottas. Det vil heller ikke tilsettes eller fjernes noe fra den CO<sub>2</sub> som mottas. Anlegget vil ha en terminalfunksjon for mottak, mellomlagring og eksport for injeksjon og permanent lagring i geologisk reservoar på kontinentalsokkelen. Det vil bare skje endringer av trykk- og temperaturforhold for å sikre at CO<sub>2</sub> som mottas skal holdes flytende gjennom hele kjeden fra mottak, mellomlagring og transport fram til CO<sub>2</sub>-en er injisert i brønnen i reservoaret for permanent lagring. Det vil følgelig være et relativt lite og ukomplisert prosessanlegg på mottaksanlegget. Eksport av flytende CO<sub>2</sub> fra anlegget gjennom rørledning vil skje ved hjelp av elektriske pumper. Tankanlegget for mellomlagring vil ha lagringskapasitet tilsvarende en skipslast CO<sub>2</sub> (7.500 m<sup>3</sup>) og vil være det mest dominerende ved anlegget.

Mottaksanlegget vil designes og utformes for en teknisk levetid på 25 år. Kaianlegg og ulike bære- og støtteelementer (typisk i betong) vil ha en teknisk levetid på 50 år. Landanlegget sett fra sør er vist i Figur 2-2.



Figur 2-2 Illustrasjon av mottaksanlegget sett fra syd. Areal for en mulig framtidig utbyggingsfase 2 er vist til høyre i modellen. Fotomontasje: Rambøll.

## 2.2 ANLEGG SARBEID PÅ LAND

Det vil gjennomføres tradisjonelt anleggsarbeid for utsprenging, planering og opparbeiding av tomteareal for mottaksanlegget. I tillegg vil det skje en installasjon av selve prosessanlegget med tanker, rør, pumper og nødvendige hjelpesystemer på anleggstomta og kaianlegget.

## 2.3 ANLEGG SARBEID I SJØ

For etablering av kaianlegg med fortøyningsarrangement i Ljøsøybukta må det gjennomføres anleggsarbeider i sjø.

Det planlegges etablert et sjødeponi i sydlige del av Ljøsøysundet. Mudringsmasser fra kaiområdet er planlagt deponert her sammen med betydelige overskuddsvolum av sprengstein fra utsprengningen

av anleggstomta. Etableringen av deponiet vil skje på en planmessig og systematisk måte med utlegging fra lekter.

## **2.4 RØRLEDNING**

Rørledning for transport av flytende CO<sub>2</sub> vil føres gjennom en retningsboret tunnel direkte fra mottaksanlegget på Ljøsøyna ut til sjøbunnen i Hjeltefjorden. Rørledningen vil legges nordover i Hjeltefjorden, ut gjennom Fedjeosen sør for Fedje, langs vestsiden av Fedje før den legges i vest-sørvestlig retning ut til injeksjonsbrønnen i Johansen-formasjonen sørvest for Troll-feltet i Nordsjøen. Den totale lengden på rørledningen fra mottaksanlegget til injeksjonsbrønnen er ca. 100 km, som vist i Figur 1-2.

Ved injeksjonsbrønnen vil rørledningen avsluttes med en endemodul (PipeLine End Module, PLEM) med et ventilarrangement. Endemodulen vil kobles sammen med ventilarrangementet på brønnhodet ved hjelp av et prefabrikkert sammenkoblingsrør som kan ta opp ekspansjonskrefter (spool).

## **2.5 BORING OG BRØNN**

Boringen av injeksjonsbrønnen vil skje i november-desember 2019. Vanddyppet på borelokasjonen er omlag 300 meter, og brønnen skal bores til et dyp på rundt 2 600 meter under havbunnen. Brønnen vurderes foreløpig å være boreteknisk ukomplisert å bore, og det er ikke forventet å treffe på petroleumsførende soner i brønnen. Brønnen vil senere konverteres til en injeksjonsbrønn ved at det bores et sidesteg.

## **2.6 KRAFT- OG KONTROLLKABEL**

For å levere nødvendig kraft, styringssignaler, frostvæske (MEG) og hydrauliske væsker til ventiler og annet utstyr i undervannsanlegget og i injeksjonsbrønnen, vil det bli installert kontrollkabler til undervannsanlegget. Det planlegges å installere en kabel for frostvæske og hydraulikkvæske og en kombinert kabel for elektrisk kraft og signaloverføring. Oseberg feltcenter sørvest for injeksjonsbrønnen vil benyttes som vertsinstallasjon for kraft- og kontrollkabler med tilhørende kontrollstasjonsfunksjoner.

### **3. INVESTERINGS- OG DRIFTSKOSTNADER VED NORTHERN LIGHTS-PROSJEKTET**

I dette kapitlet presenteres investerings- og driftskostnadene knyttet til Northern Lights-prosjektet. Investerings- og driftskostnadene er delt opp i en rekke overordnede hovedgrupper av kostnadselementer som dekker de primære delene av selve etableringen og driften av Northern Lights. Hovedgrupperingene er deretter brukt til beregning av verdiskapingen i forskjellige bransjer. Alle beløp er oppgitt i 2018-priser. I kapittel 1 er det en overordnet beskrivelse av grunnlaget for de gjennomførte beregningene av de samfunnsøkonomiske konsekvensene.

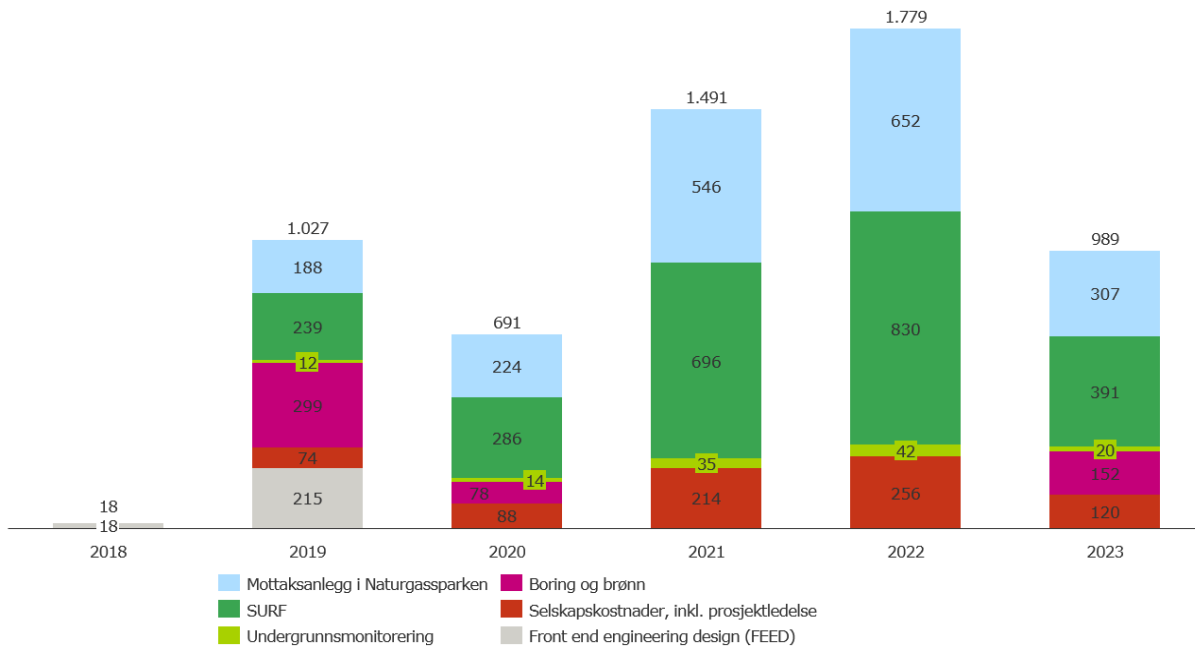
I det følgende presenteres først investeringskostnadene delt opp i seks hovedgrupper, som ses opp mot den samlede investeringen på norsk sokkel. Deretter presenteres driftskostnadene fordelt på 9 hovedgrupper samt en post til reserve.

#### **3.1 INVESTERINGSKOSTNADER**

Investeringskostnadene for prosjektet, som er basert på foreløpige konseptstudier, er mottatt fra Equinor fra høsten 2018 med +/- 30 prosent usikkerhet. De samlede investeringskostnadene knyttet til gjennomføring av prosjektet beløper seg til ca. 6.354 MNOK i 2018-priser. Dette inkluderer 359 MNOK til fjerning og opprydning av undervannsanlegg og landanlegg etter avsluttet driftsperiode (25 år).

Prosjektmodning og oppdatering av kostnadsestimater vil kunne føre til endringer i estimatene. Forventningsrette investerings- og driftskostnader (+/- 20%) vil gjøres tilgjengelige for myndighetene ved innsending av PUD og PAD våren 2020.

Anleggsinvesteringen forventes gjennomført over en periode på 6 år (2018-2023). Figur 3-1 viser investeringen fordelt på de ulike hovedkategoriene i prosjektet. Merk at kostnadene på 359 MNOK til fjerning og opprydning av undervannsanlegg og landanlegg etter avsluttet driftsperiode ikke fremgår av figuren.



**Figur 3-1 Investering fordelt over komponenter og år (MNOK 2018)**

Kilde: Rambøll, med utgangspunkt i data fra Equinor

Kostnadene på 359 MNOK2018 til fjerning og opprydding av undervannsanlegg og landanlegg er ikke inkludert.

(SURF = anskaffelse og installasjon av rørledning, undervannsanlegg og kontrollkabler.).

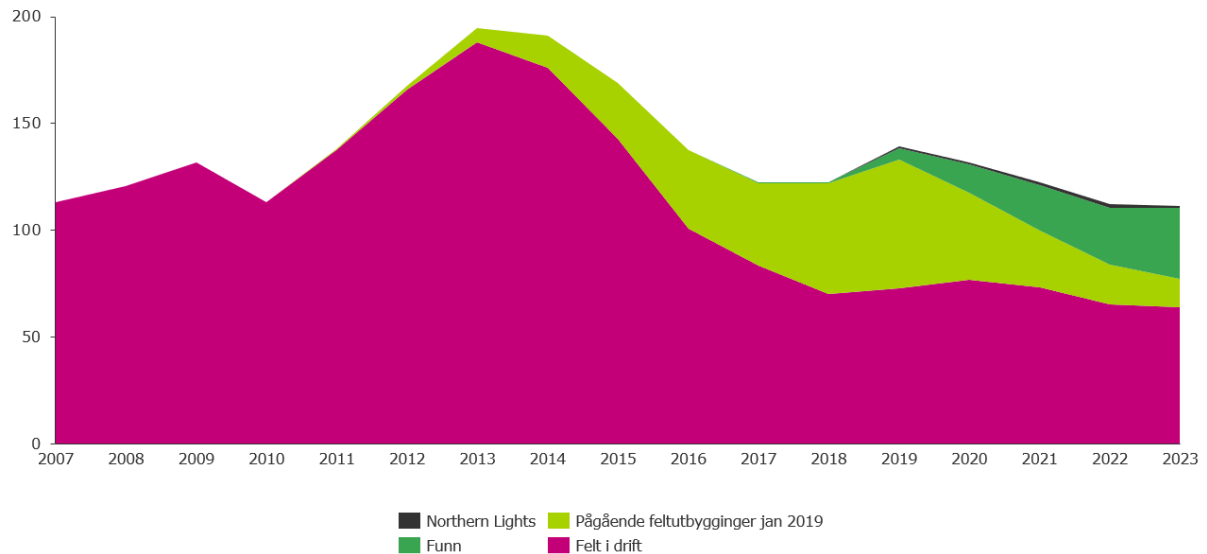
Som det fremgår av Figur 3-1 vil størstedelen av investeringen foregå i årene 2021-2022, hvor den beløper seg til ca. 3.300 MNOK, hvilket tilsvarer mer enn halvparten av den samlede investeringen.

Den største investeringskomponenten er SURF, som står for ca. 2.400 MNOK tilsvarende knappe 40 prosent av den samlede investeringen. SURF er en samlebetegnelse for kostnadene knyttet til anskaffelse og installasjon av rørledning, undervannsanlegg og kontrollkabler. Utover dette står etableringen av mottaksanlegget i Naturgassparken for ca. 30 prosent av den samlede investeringen. Dette omhandler design og etablering av selve mottaksanlegget inkludert tomteopparbeidelse. Den tredje største investeringskomponenten er selskapskostnader, inkludert prosjektledelse. Denne komponenten dekker interne kostnader hos Equinor og partnere i form av prosjektledelse og andre relaterte prosjektkostnader.

De resterende kostnadskomponentene er kostnader knyttet til boring og brønn (8 prosent) og fjerning og opprydding av undervannsanlegg og landanlegg (6 prosent), som jf. beskrivelsen ovenfor først fremkommer etter endt driftsperiode. Utover dette er forprosjektering (FEED) ca. 4 prosent av investeringskostnadene, som primært er design av rørledning, undervannsanlegg og landanlegg, samt undersøkelser knyttet til undergrunnen og prosjektledelse i forbindelse med dette. Til slutt er de resterende 2 prosent av investeringen undergrunnsmonitorering.

Selv om Northern Lights-prosjektet ikke er et petroleumsprosjekt er det relevant å sammenligne investeringen med den samlede totale investeringen i petroleumsprosjekter på norsk sokkel. Dette skyldes at etableringen av prosjektet bruker mye av det samme utstyret og de samme underleverandørene som tradisjonelle olje- og gassprosjekter.

De samlede investeringene på norsk sokkel baseres på historiske data fra Oljedirektoratet om faktiske investeringer for perioden 2007-2017, samt prognoser for de fremtidige investeringene i perioden 2018-2023 (Norsk Petroleum , 2019). Resultatet fremgår av Figur 3-2<sup>1</sup>.



**Figur 3-2: Investeringer på norsk sokkel 2007-2023 (mrd. NOK 2018).**

Kilde: Oljedirektoratet og Rambøll.

I årene 2019-2023 er investeringskostnadene til Northern Lights-prosjektet beregnet til å utgjøre mellom 0,5 prosent og 1,7 prosent av de samlede investeringene på norsk sokkel.

Som det fremgår av Figur 3-2 sammenfaller prosjektet (årene 2018-2023) med en periode med lavere forventet investeringsnivå på norsk sokkel sammenlignet med perioden 2012-2015. Merk at årene 2012-2015 var preget av en lang periode med høy oljepris, med et dramatisk fall i oljeprisen i løpet av kort tid i høsten 2014. Det store Johan Sverdrup feltet settes i produksjon høsten 2019, og dette er også en del av årsaken til avtagende investeringer etter 2019.

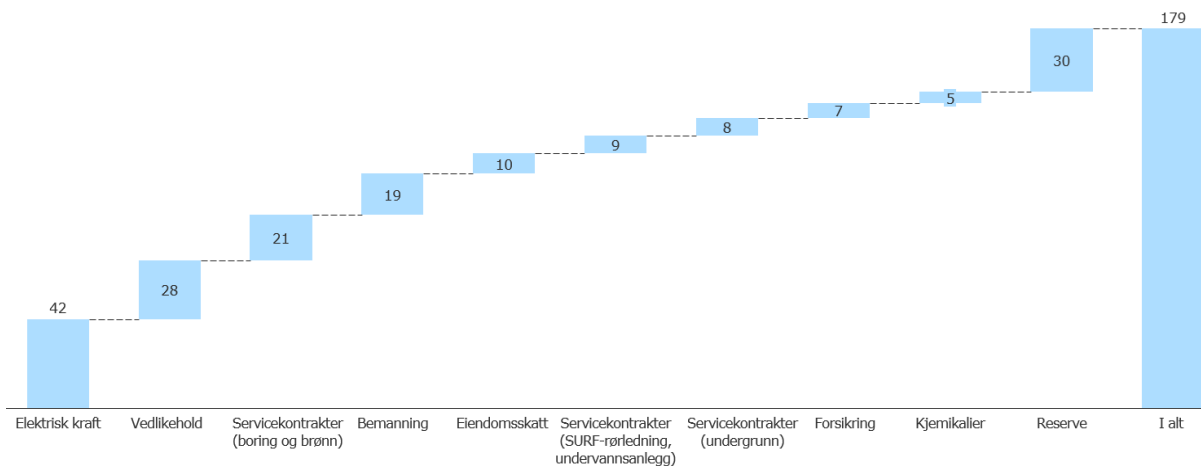
Den tidsmessige plasseringen av Northern Lights-prosjektet kan derfor medføre at en høyere andel av investeringene tilfaller norske leverandører enn hvis prosjektet skulle gjennomføres i en periode med et høyt press i markedet.

### 3.2 DRIFTSKOSTNADER

Den planlagte 25-årige driftsperioden for Northern Lights-prosjektet medfører en rekke årlige kostnader. Equinor har i foreløpig konseptfase estimert årlige driftskostnader (+/- 30% usikkerhet).

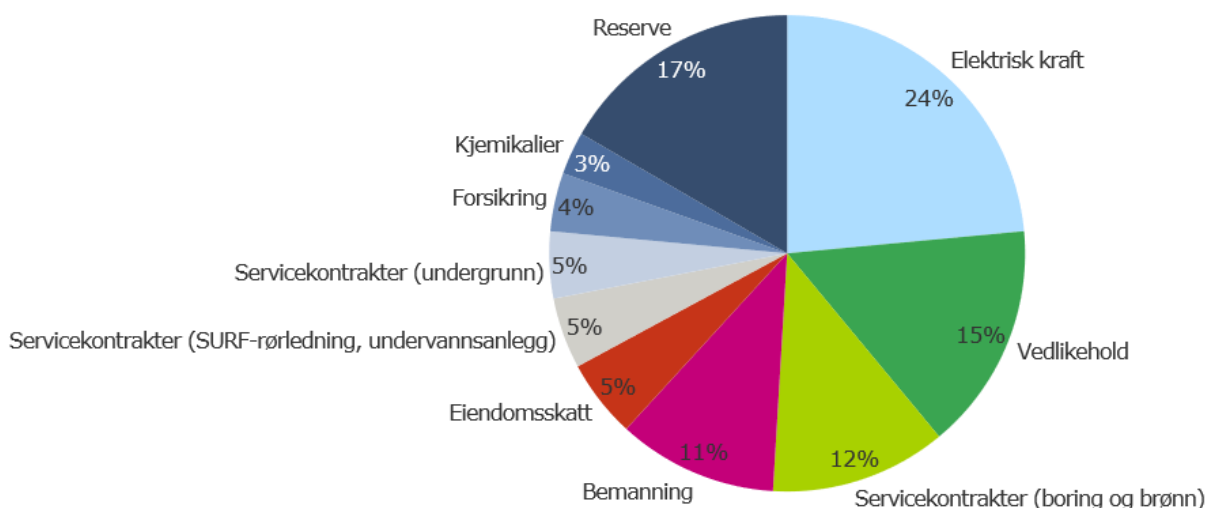
Figur 3-3 og Figur 3-4 viser fordeling av driftskostnader på 10 hovedkategorier, i hhv. millioner 2018-kroner og i prosentandeler.

<sup>1</sup> Merk at kostnadene til fjerning og opprydning av undervannsanlegg og landanlegg etter avsluttet driftsperiode på 359 MNOK ikke er tatt med i figuren. Dette kommer av at det er kostnader som kommer først etter driften av Northern Lights er avsluttet.



**Figur 3-3 Årlige driftskostnader i Northern Lights-prosjektet (MNOK 2018).**

Kilde: Rambøll, med utgangspunkt i data fra Equinor.



**Figur 3-4 Prosentvis fordeling av driftskostnader i Northern Lights-prosjektet**

Kilde: Rambøll, med utgangspunkt i data fra Equinor.

Som det fremgår av Figur 3-4 vil knappe 40 prosent av de årlige driftskostnadene gå til elektrisk kraft og vedlikehold. Utover dette står servicekontrakter knyttet til boring, brønn og bemanning for ytterligere vel 20 prosent av samlede driftskostnader.

Det vil i utgangspunktet ikke bli ansatt nye personer for drift av anlegget, men det vil være driftspersonell fra de eksisterende anleggene på Kollsnes og Sture (felles driftsorganisasjon) som vil drifte Northern Lights etter behov (24/7-basis). Dette vil stort sett foregå ved kombinasjon av ulike stillingsprosenten innenfor eksisterende fleksibilitet i driftsorganisasjonen. Ved oppstart planlegges bruk av ca. 9-12 årsverk, som reduseres til 7-10 årsverk ved ordinær drift.

På samme måte vil vedlikehold i stor grad basere seg på bruk av eget personell ved Sture/Kollsnes og gjennom bruk og utnyttelse av eksisterende vedlikeholds kontrakter.

## 4. VERDISKAPING I VARE- OG TJENESTELEVERANSER TIL ETABLERING OG DRIFT AV NORTHERN LIGHTS-PROSJEKTET

Kostnaden ved etablering av Northern Lights er beregnet til 5.995 MNOK fordelt over en periode på 6 år (jf. kapittel 3.1). I tillegg er det beregnet fjernings- og avviklingskostnader på 359 MNOK (2018). Samtidig vil etterfølgende drift av anlegget beløpe seg til 179 MNOK i året (se avsnitt 3.2). Driften forventes å medføre økt etterspørsel etter norske varer og tjenester, og følgelig en rekke sysselsettingseffekter, både nasjonalt, regionalt og lokalt. Dette kapitlet belyser forventet verdiskaping i vare- og tjenestemarkedene, mens sysselsettingseffektene belyses i kapittel 5.

For å kunne beregne verdiskapingen for Norge sett under ett og for region og lokalsamfunn, vil vi kartlegge andel samlede kostnader for Northern Lights-prosjektet som har en effekt på hhv. Norge som helhet, regionen og lokalsamfunn. Dette gjelder både anleggs- og driftsfasen. Utgangspunktet for dette er nedbrytingen av de samlede investerings- og driftskostnadene som er beregnet i kapittel 3. Basert på dette og en antatt fordeling av nasjonale, regionale og lokale leveranseander estimeres norsk, regional og lokal verdiskaping for de enkelte hovedgruppene. Alle beløp er oppgitt i 2018-priser.

Statens endelige investeringsbeslutning for gjennomføring av prosjektet tas ikke før i desember 2020 og det er dermed relativt lenge til kontrakter skal tildeles. Det er følgelig også markedsmessige usikkerheter som kan påvirke den faktiske fordelingen av norske og utenlandske leveranser. I tillegg kommer kostnadsestimatene, som jf. kapittel 3 er utarbeidet på konseptstadiet med en forventet usikkerhet på +/- 30%. Det er derfor en viss usikkerhet knyttet til den beregnede verdiskapingen, noe som må hensyntas i tolkning av resultatene.

I det følgende presenteres den beregnede verdiskapingen for hhv. anleggs- og driftsfasen.

### 4.1 VERDISKAPING FRA ETABLERINGEN

Som beskrevet i kapittel 3.1 er de samlede investeringskostnadene forbundet med prosjektet beregnet til 6.354 MNOK. Antatt fordeling av andeler for norsk, regional og utenlandsk verdiskaping er basert på erfaringer fra tidligere prosjekter og er levert av Equinor.

I analysen avgrenses det regionale området til Nordhordland, mens det norske dekker alle selskaper som opererer i Norge. Det forventes en viss usikkerhet i den beregnede verdiskapingen, både med tanke på den norske og utenlandske andelen, men også i form av fordeling mellom regionalt og resten av Norge.

Tabell 4-1 gir en oversikt over den beregnede verdiskapingen for Norge og regionalt, samt utenlandske andeler av de forskjellige postene i anleggsbudsjettet. Det kan være flere mindre næringer involvert i en leveranse av en hovedkomponent enn det som kommer frem av Tabell 4-1.



	Investering		Norsk		Regional		Utenlandsk	
	MNOK 18	Andel (%)	MNOK18	Andel (%)	MNOK18	Andel (%)	MNOK18	
Mottaksanlegg i Naturgassparken	1.917	85 %	1.629	15 %	287	15 %	287	
SURF	2.441	25 %	610	0 %	0	75 %	1.831	
Undergrunnsmonitorering	123	70 %	86	10 %	12	30 %	37	
Boring og brønn	529	65 %	344	5 %	26	35 %	185	
Selskapskostnader, inkl. prosjektledelse	752	98 %	737	5 %	38	2 %	15	
Front end engineering design (FEED)	234	20 %	47	0 %	0	80 %	187	
Fjerningskostnader, undervannsanlegg	295	25 %	74	0 %	0	75 %	221	
Fjerningskostnader, landanlegg	64	100 %	64	20 %	13	0 %	0	
<b>I alt</b>	<b>6.354</b>	<b>57 %</b>	<b>3.591</b>	<b>6 %</b>	<b>377</b>	<b>43 %</b>	<b>2.764</b>	

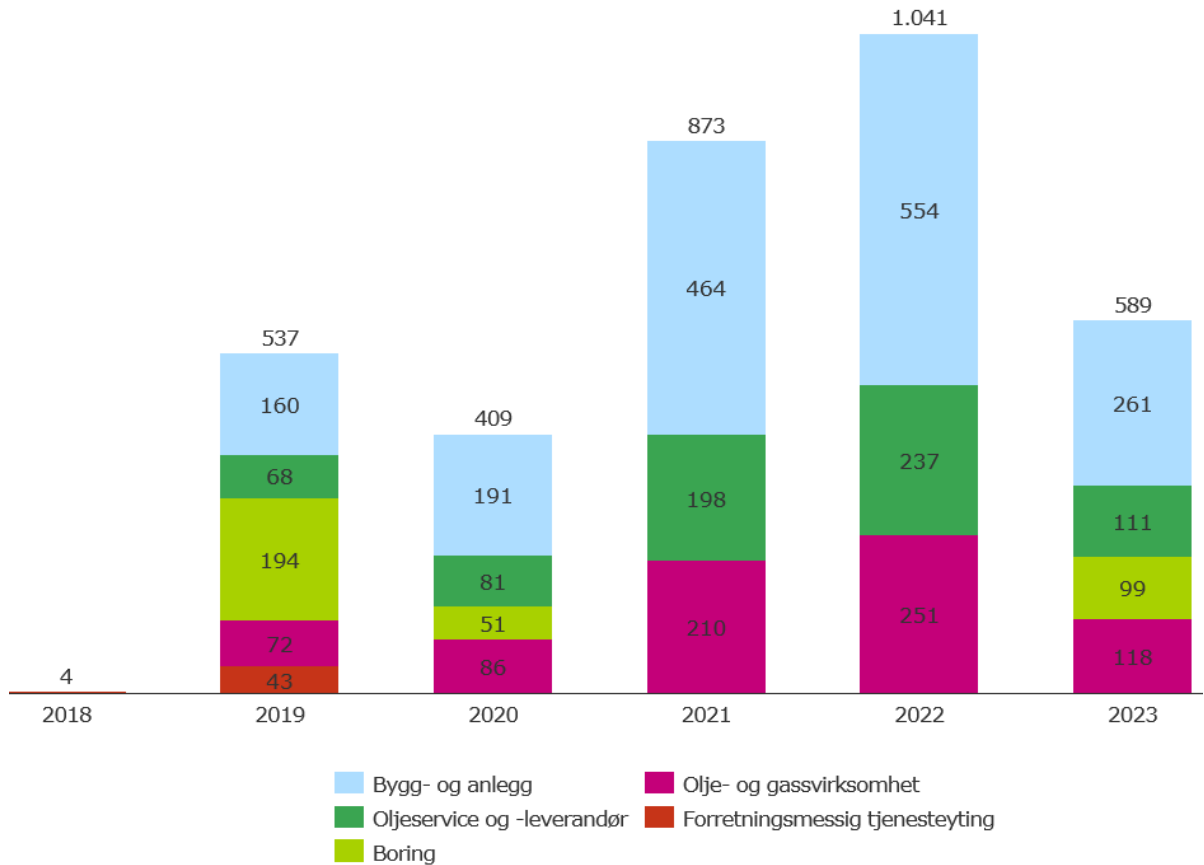
**Tabell 4-1 Beregnet norsk, regional og utenlandsk verdiskaping i anleggsfasen (MNOK 2018)**

Kilde: Rambøll, med utgangspunkt i data fra Equinor.

Som det fremgår av tabell 4-1 er beregnet norsk andel av verdiskapingen på ca. 57 %, noe som tilsvarer ca. 3.600 MNOK. Dette er et høyere anslag enn det studier av andre petroleumsprosjekter konkluderer med. For eksempel ble den norske andelen av verdiskapingen for utbygningen av Johan Castberg beregnet til 48 % (Agenda Kaupang AS, 2017), mens norsk andel av eksportørledninger for olje og gass fra Johan Sverdrup var 46 % (lavt anslag) og 52 % (høyt anslag) (Asplan Viak, 2014).

Videre viser tabell 4-1 at verdiskapingen regionalt er relativt begrenset, og at den er beregnet til ca. 6 prosent, noe som tilsvarer ca. 380 MNOK. Dette korresponderer med nivået til den regionale verdiskapingen for utbygningen av Johan Castberg, hvor andelen ble beregnet til 6,5 % for Nord-Norge.

En oppsplitting av verdiskapingen i de beregnede norske vare- og tjenesteleveransene på næring og årstall fremgår av Figur 4-1. Merk at utgiftene til fjerning og opprydning av undervannsanlegg og landanlegg etter endt driftsperiode ikke fremgår av figuren.



**Figur 4-1 Beregnet norsk verdiskaping fordelt på næring og årstall i anleggsfasen (MNOK 2018).**

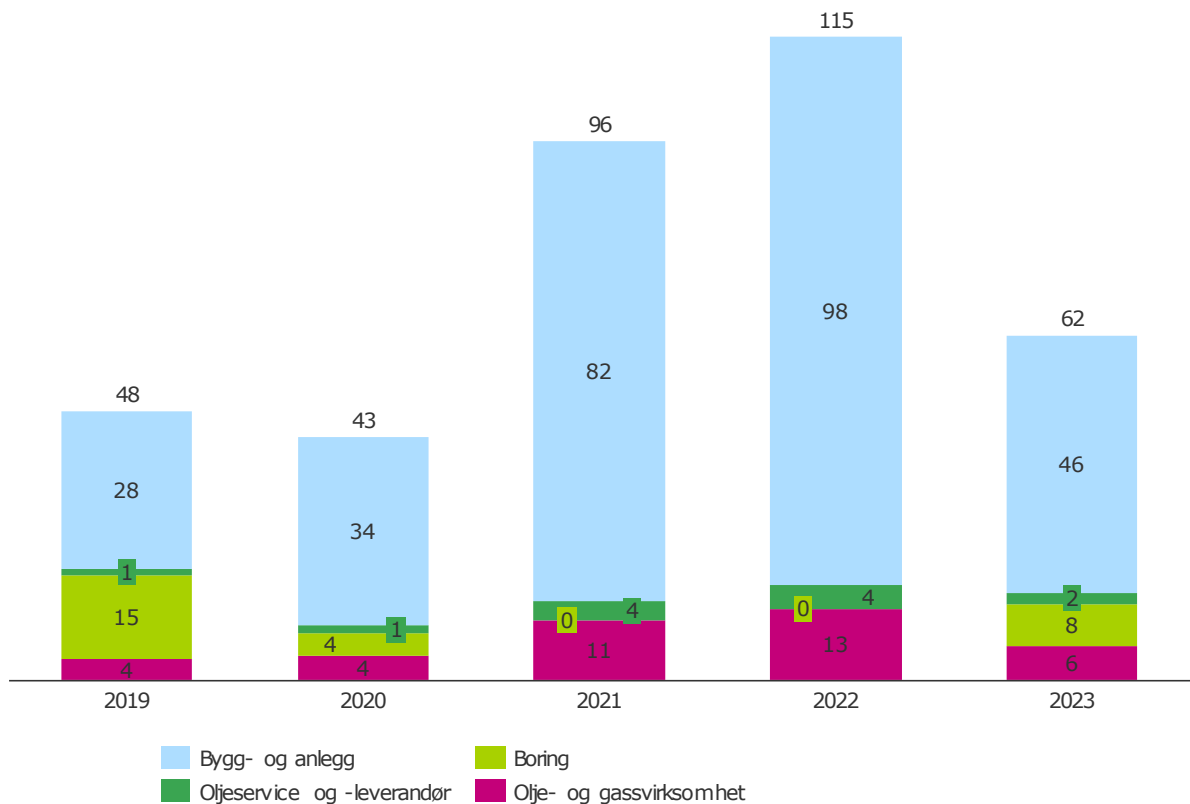
Kilde: Rambøll, med utgangspunkt i data fra Equinor.

Kostnadene på 359 MNOK (2018) til fjerning og opprydning av undervannsanlegg og landanlegg er ikke inkludert.

Som det fremgår av Figur 4-1 er den norske verdiskapingen ved Northern Lights-prosjektet 3.453 MNOK i perioden 2018-2023. Verdiskapingen er størst i årene 2021 og 2022, hvor den er på henholdsvis 873 MNOK og 1.041 MNOK.

Videre viser Figur 4-1 at verdiskapingen er størst innenfor bygg og anlegg (1.629 MNOK). Utover dette er det vesentlig verdiskaping innenfor olje- og gassvirksomheter (737 MNOK), oljeservice og -leverandør (696 MNOK) og boring (344 MNOK).

På samme måte som for norsk verdiskaping er det gjennomført beregninger av den regionale verdiskapingen på næring og årstall, hvor det ses at den største verdiskapingen skjer i årene 2021 og 2022, jf. Figur 4-2.



**Figur 4-2 Beregnet regional verdiskaping fordelt på næring og årstall i anleggsfasen (MNOK 2018).**

Kilde: Rambøll, med utgangspunkt i data fra Equinor.

Kostnadene på 359 MNOK2018 til fjerning og opprydning av undervannsanlegg og landanlegg er ikke inkludert.

Den klart største verdiskapingen er innenfor bygg og anlegg, som står for nesten 80 % av den beregnede verdiskapingen regionalt. Dette tilsvarer 287 MNOK i perioden 2019-2023. Videre vil det være lavere verdiskaping i olje- og gassvirksomhet (10 prosent), boring (7 prosent) samt oljeservice og -leverandører (3 prosent).

## 4.2 VERDISKAPING FRA NORTHERN LIGHTS I DRIFTSFASEN

Driften av Northern Lights-prosjektet medfører verdiskaping i driftsfasen. Den desidert største delen av verdiskapingen er norsk, da driftspersonalet utelukkende er norsk og en stor del av de øvrige vare- og tjenesteytelsene knyttet til drift forventes produsert i Norge.

I analysen defineres Norge som alle virksomheter som opererer i Norge, regionen som Nordhordland og lokalområdet er definert som Nye Øygarden kommune<sup>2</sup>. Antatt fordeling av norsk, regional og lokal verdiskaping er basert på opplysninger fra Equinor, basert på erfaringer fra andre prosjekter.

I tabell 4-2 under illustreres den beregnede norske, regionale, lokale og utenlandske verdiskapingen i driftsfasen:

<sup>2</sup> Nye Øygarden er fra januar 2020 sammenslått av eksisterende Øygarden, Fjell og Sund kommuner.

Kostnad	Norsk		Regional		Lokal		Utenlandsk		
	MNOK18	Andel (%)	MNOK18	Andel (%)	MNOK18	Andel (%)	MNOK18	Andel (%)	
Bemanning	23	100 %	23	20 %	5	80 %	19	0 %	0
Elektrisk kraft	50	100 %	50	50 %	25	0 %	0	0 %	0
Kjemikalier	6	10 %	1	0 %	0	10 %	1	90 %	6
Vedlikehold	33	90 %	30	10 %	3	80 %	26	10 %	3
Servicekontrakter (SURF-rørledning, undervannsanlegg)	10	50 %	5	50 %	5	0 %	0	50 %	5
Servicekontrakter (undergrunn)	10	70 %	7	0 %	0	10 %	1	30 %	3
Servicekontrakter (boring & brønn)	26	65 %	17	0 %	0	5 %	1	35 %	9
Eiendomsskatt	11	100 %	11	0 %	0	100 %	11	0 %	0
Forsikring	9	20 %	2	0 %	0	0 %	0	80 %	7
<b>I alt</b>	<b>179</b>	<b>82 %</b>	<b>146</b>	<b>21 %</b>	<b>38</b>	<b>33 %</b>	<b>59</b>	<b>18 %</b>	<b>33</b>

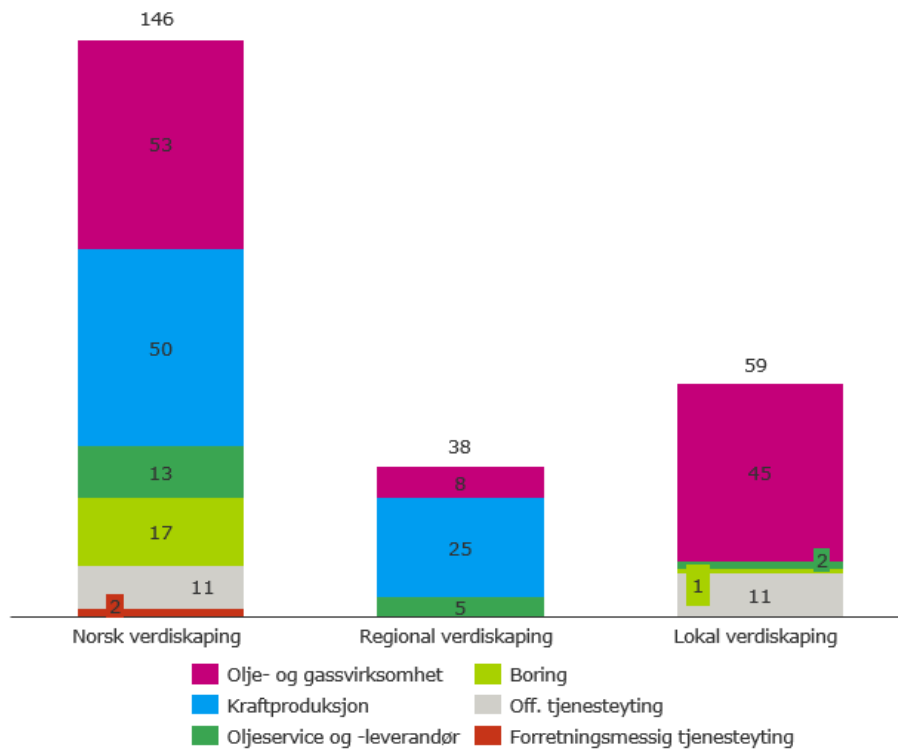
**Tabell 4-2 Beregnet norsk, regional, lokal og utenlandsk verdiskaping i driftsfasen (MNOK 2018)**

Kilde: Rambøll, med utgangspunkt i data fra Equinor.

Som det fremgår av tabell 4-2 er beregnet norsk andel av verdiskapingen i driftsfasen på 82 %, noe som tilsvarer ca. 150 MNOK. Videre er 21 % den totale verdiskapingen regional (38 MNOK) og 33 % lokal (59 MNOK).

Den største hovedposten i driftsfasen er elektrisk kraft, som også forventes å være 100 % norsk verdiskaping. 50 % av dette forventes å være regional verdiskaping (25 MNOK). Videre er vedlikehold den nest største posten, og her forventes det at hele 80 % er lokal verdiskaping (26 MNOK).

Figur 4-3 viser den norske, regionale og lokale verdiskapingen.



**Figur 4-3: Beregnet verdiskaping i Norge, regionalt og lokalt i driftsfasen (MNOK 2018)**

Kilde: Rambøll, med utgangspunkt i data fra Equinor.

Figur 4-3 viser at den årlige norske verdiskapingen fra prosjektet beregnes til 146 MNOK, hvorav ca. 36 % kan tilskrives olje- og gassvirksomheter. Videre utgjør kraftproduksjon omtrent samme andel som olje- og gassvirksomhet på ca. 35 % av den norske verdiskapingen. Oljeservice og -leverandør, boring og offentlig tjenesteyting har hhv. 9 %, 11 % og 8 %. Det forventes en begrenset verdiskaping innen forretningsmessig tjenesteyting.

Den årlige regionale verdiskapingen er beregnet til 38 MNOK. Dette fordeles mellom olje- og gassvirksomheter (21 %), kraftproduksjon (66 %) og oljeservice og -leverandører (13 %).

Til slutt viser figur 4-3 at årlig lokal verdiskaping lokalt forventes å være 59 MNOK, hvorav mer enn 75 % kan tilskrives verdiskaping i olje- og gassvirksomheter (45 MNOK). Vi estimerer videre at offentlig tjenesteyting, deriblant eiendomsskatt, vil være ca. 11 MNOK i Nye Øygarden kommune, men også en begrenset verdiskaping for boring og oljeservice og -leverandører i lokalområdet (hhv. 1 og 2 MNOK).

## 5. SYSSELSETTINGSEFFEKTER I ANLEGG- OG DRIFTSFASEN

En viktig del av den samfunnsøkonomiske konsekvensutredningen ved gjennomføring av Northern Lights-prosjektet er en analyse av effektene i form av økt sysselsetting i anleggs- og driftsfasen.

For å beregne virkninger av Northern Lights-prosjektet på sysselsettingen på nasjonalt nivå er det benyttet en forenklet kryssløpsbasert beregningsmodell. Modellen tar utgangspunkt i beregnet verdiskaping i vare- og tjenesteleveranser fra norsk, regionalt og lokalt næringsliv fordelt på næring og år, slik det framgår i kapittel 4. På dette grunnlag beregnes den samlede produksjonsverdien som skapes i norsk og regionalt næringsliv som følge av disse leveransene, både hos leverandørbedriftene og deres underleverandører. Produksjonsverdien blir deretter regnet om til sysselsetting målt i årsverk ved hjelp av statistikk fra SSB som omhandler verdiskaping (bruttoprodukt) pr. årsverk i ulike bransjer. Modellberegningene viser direkte sysselsettingsvirkninger hos leverandørbedriftene og indirekte sysselsettingsvirkninger hos deres underleverandører. Til sammen viser dette prosjektets produksjonsvirkninger.

I tillegg til produksjonsvirkningene beregner modellen også prosjektets konsumvirkninger i det norske samfunn som helhet, regionalt og lokalt. Konsumvirkningene oppstår ved at sysselsatte betaler skatt og kjøper forbruksvarer og tjenester.

Prosjektets totale sysselsettingsvirkninger er summen av prosjektets produksjonsvirkninger og konsumvirkninger. Det understrekes at det er betydelig usikkerhet knyttet til disse tallene. Usikkerheten skyldes både beregningsmetode og usikkerhet knyttet til størrelse på anleggsinvesteringer og driftsomkostninger, som begge danner grunnlag for sysselsettingseffektene. Det er verdt å poengtere at ikke all denne arbeidskraften er nyskapt sysselsetting. Gjennomføring av Northern Lights-prosjektet gir økt verdiskaping i norsk næringsliv som medfører en aktivitetsøkning i næringslivet. Noen av disse årsverkene fyller trolig ledig kapasitet hos personer som allerede er ansatt. Andre årsverk dekkes opp gjennom inntak av eksisterende arbeidskraft, mens resten dekkes opp av nytilsatt arbeidskraft. For eksempel er årsverk fra Equinor (inkl. partnerne Shell og Total) involvert i prosjektorganisasjonen for å utvikle og lede prosjektet i etableringsfasen. Disse årsverkene omfatter bruk av eksisterende prosjektpersonell som tilgjengeliggjøres av Equinor, Shell og Total og er ikke nyansettelser. Videre vil det i utgangspunktet ikke bli ansatt nye personer for å drifte anlegget. Driften vil ivaretas av personell fra eksisterende anlegg på Kollsnes og Sture.

### 5.1 ANLEGGFASEN

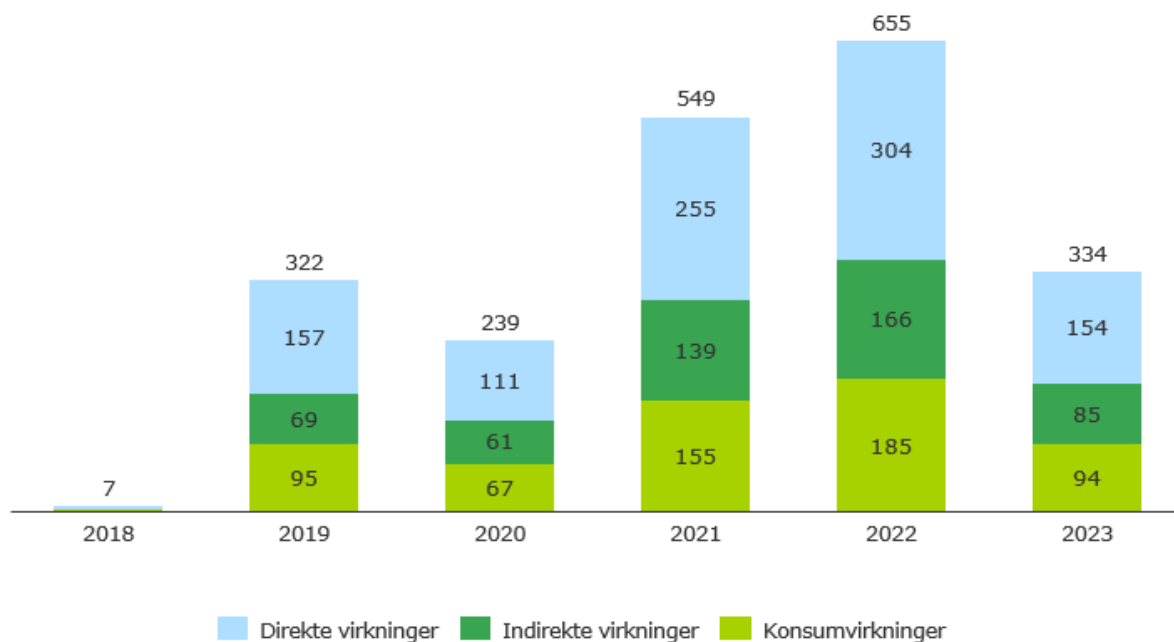
I dette kapitlet redegjør vi for hvor mange midlertidige årsverk anleggsfasen er beregnet å generere.

#### 5.1.1 Norske sysselsettingsvirkninger i utbyggingsfasen

Figur 5-1 viser norske sysselsettingsvirkninger i utbyggingsfasen fordelt på type virkning i årsverk. Der fremgår det at norske sysselsettingsvirkninger i utbyggingsfasen ved gjennomføring av Northern Lights-prosjektet er beregnet til vel 2100 årsverk, fordelt over seks år i perioden 2018 – 2023. Toppårene for sysselsettingsvirkningene er årene 2021 og 2022, hvor Northern Lights-prosjektet forventes å resultere i 549 - 655 årsverk.

De beregnede norske sysselsettingsvirkningene fordeler seg med 986 årsverk eller 47 % på direkte sysselsettingsvirkninger i leverandørbedrifter til prosjektet, og 522 årsverk eller 25 % på indirekte

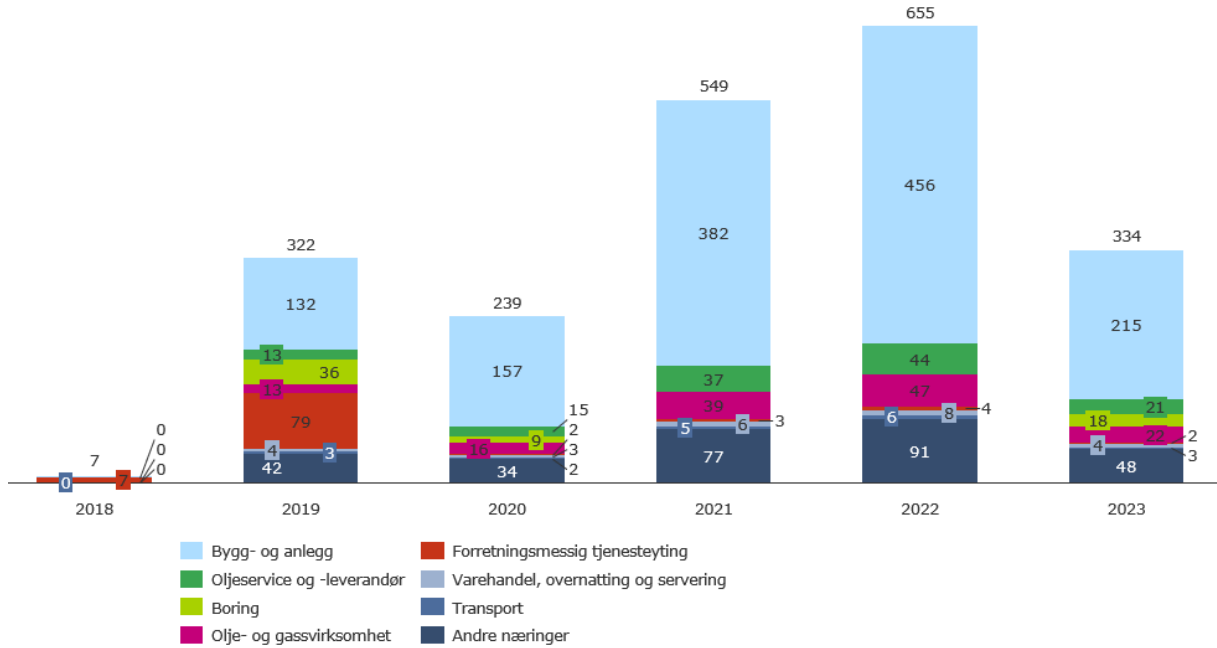
virksomheter hos deres underleverandørbedrifter. Det vil si at produksjonsvirkningene er beregnet til totalt 1.507 årsverk (72%). Resten, det vil si nesten 600 årsverk, er konsumvirkninger som følge av de sysselsattes forbruk, innbetaling av skatt mv.



**Figur 5-1 Norske sysselsettingsvirkninger i utbyggingsfasen fordelt på type virkning (årsverk)**

Kilde: Rambøll, med utgangspunkt i data fra Equinor og fra Statistisk sentralbyrå

Figur 5-2 viser fordeling av norske sysselsettingsvirkninger på hovednæring i utbyggingsfasen. Figur 5-2 viser at bygg og anlegg får de største beregnede sysselsettingsvirkningene av Northern Lights-prosjektet, med nesten 1.350 årsverk fordelt over seks år i utbyggingsperioden. Oljeservice- og oljeleverandør (130 årsverk), Boring (63 årsverk) og Olje- og gassvirksomhet (137) får relativt begrensende sysselsettingsvirkninger.



**Figur 5-2 Norske sysselsettingsvirkninger i utbyggingsfasen fordelt på næring (årsverk).**

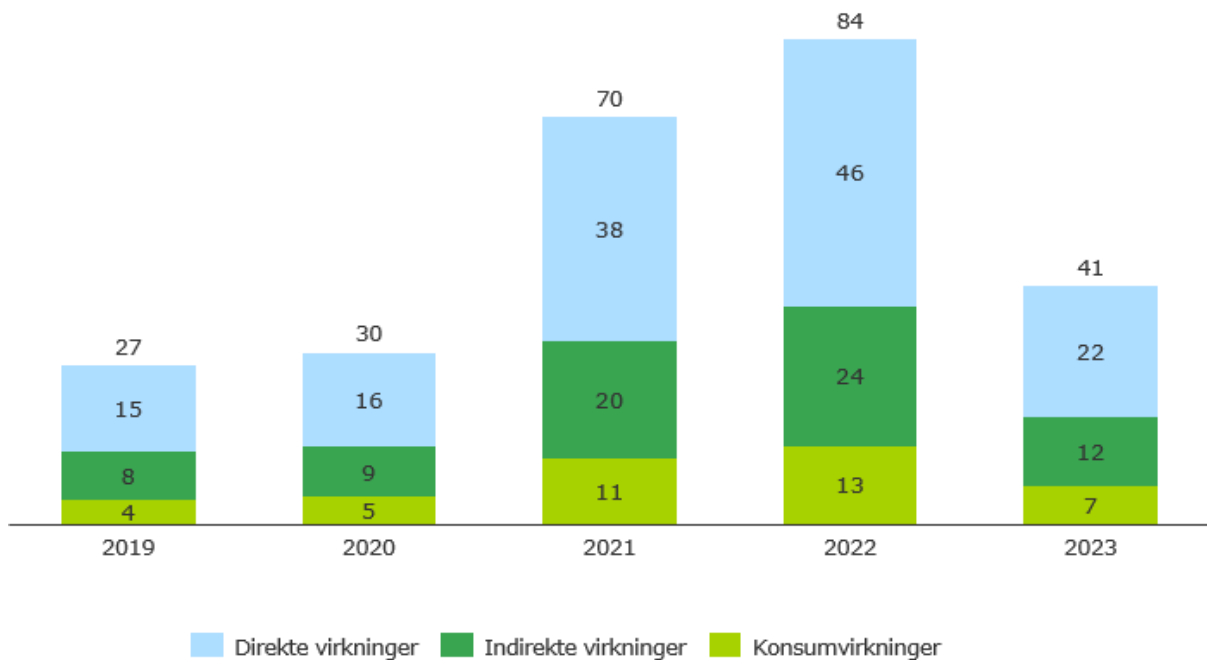
Kilde: Rambøll, med utgangspunkt i data fra Equinor og fra Statistisk sentralbyrå

### 5.1.2 Regionale sysselsettingsvirkninger i utbyggingsfasen

Figur 5-3 viser de beregnede regionale sysselsettingseffektene fra Northern Lights-prosjektet i utbyggingsfasen. Vi ser at utbyggingsfasen gir en beregnet sysselsettingseffekt regionalt på vel 250 årsverk, fordelt over fem år i perioden 2019 - 2023. Toppårene i utbyggingsfasen er 2021 og 2022, med henholdsvis 70 og 84 årsverk.

Sysselsettingseffektene (direkte virkninger) fordeler seg her med nesten 140 årsverk eller 55 % på direkte produksjonsvirkninger i leverandørbedrifter, vel 70 årsverk eller 29 % på indirekte produksjonsvirkninger i deres underleverandørbedrifter og resten og 16 % på konsumvirkninger.

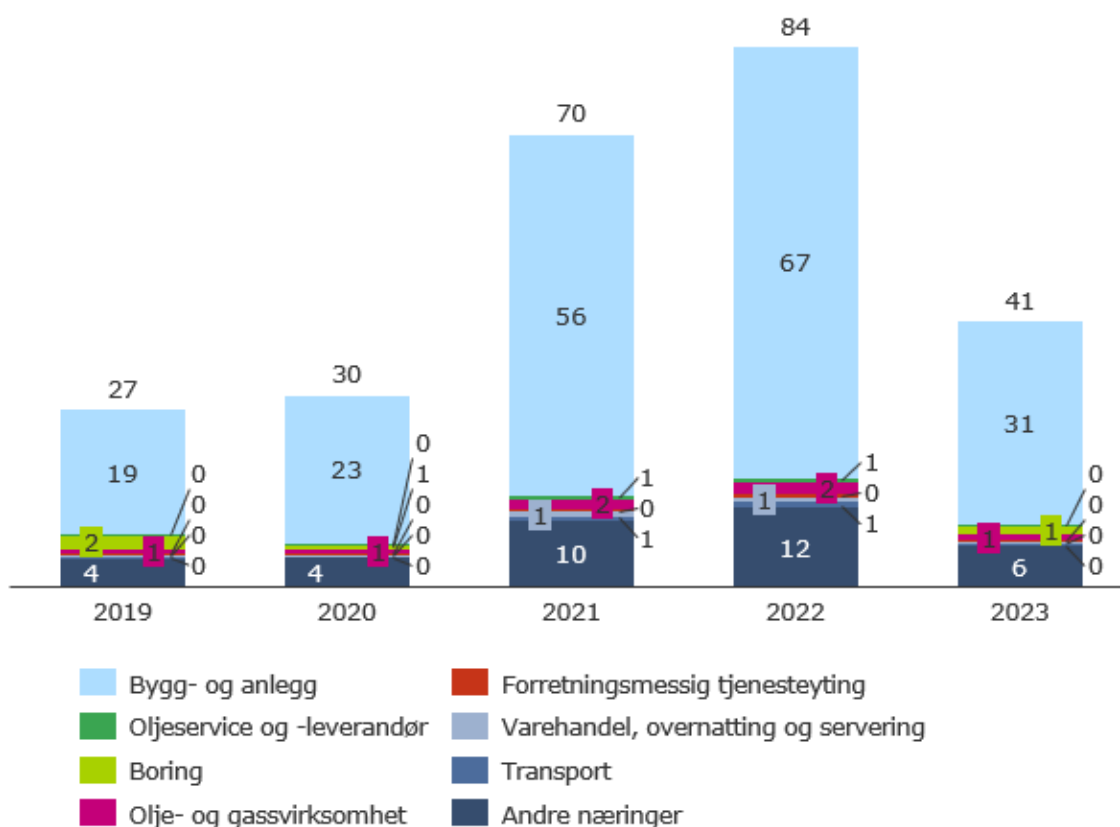




**Figur 5-3 Regionale sysselsettvirkninger i utbyggingsfasen fordelt på type virkning (årsverk)**

Kilde: Rambøll, med utgangspunkt i data fra Equinor og fra Statistisk sentralbyrå

Figur 5-4 viser de beregnede regionale sysselsettvirkningene i utbyggingsfasen fordelt på næring. Bygg og anlegg er næringen som får de klart største lokale sysselsettvirkningene i utbyggingsfasen regionalt, med i underkant av 200 årsverk eller 78 % av totalen. De resterende næringene utgjør en svært liten andel av årsverkene, og grupperingen andre næringer utgjør 36 årsverk eller 14 %.



Figur 5-4 Regionale sysselsettingsvirkninger i utbyggingsfasen fordelt på næring (årsverk)

Kilde: Rambøll, med utgangspunkt i data fra Equinor og fra Statistisk sentralbyrå

## 5.2 DRIFTSFASEN

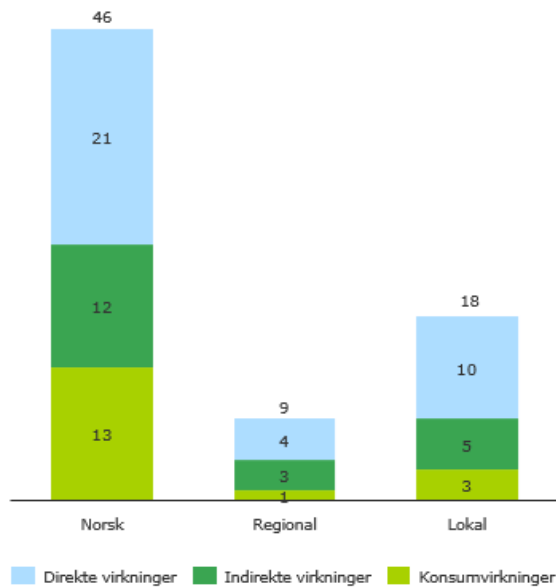
Mens det forventes midlertidig sysselsettingseffekt i anleggsfasen, forventes det permanent effekt i driftsfasen. Sysselsettingseffekten består dels av antall ansatte på mottaksanlegget og dels av antall ansatte som følge av etterspørsel etter varer og tjenester.

### 5.2.1 Norske, regionale og lokale sysselsettingsvirkninger i driftsfasen

I driftsfasen er det på tilsvarende måte som for anleggsfasen beregnet sysselsettingsvirkninger av verdiskapingen for næringene ved gjennomføring av Northern Lights-prosjektet.

Figur 5-5 viser resultater på virknings- og næringsnivå. Norske sysselsettingsvirkninger fra drift av Northern Lights-prosjektet er beregnet til 46 årsverk i et gjennomsnittlig driftsår.

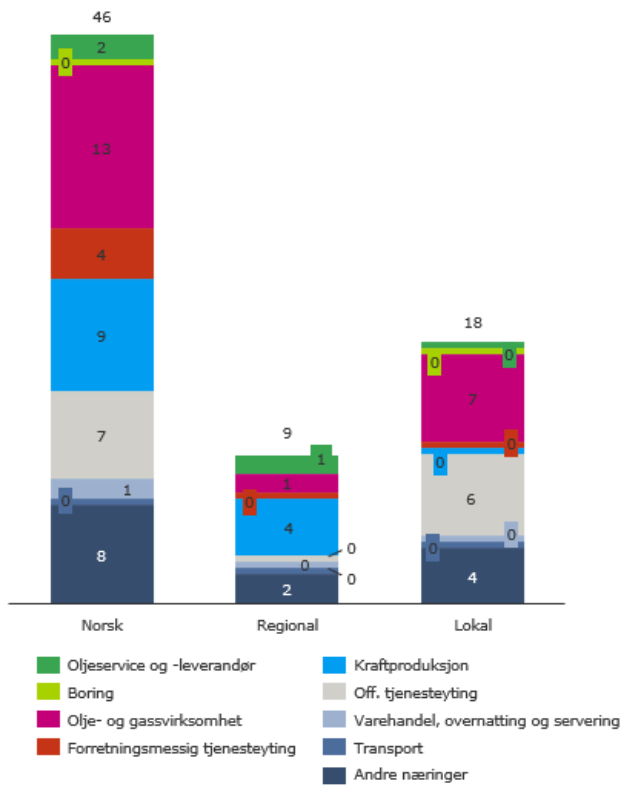
Sysselsettingsvirkningene fordeler seg med rundt 21 årsverk eller ca. 45 % på direkte produksjonsvirkninger og i leverandørbedrifter til driften, rundt 12 årsverk eller 26 % på indirekte produksjonsvirkninger hos deres underleverandører og de resterende 28 % på konsumvirkninger av de ansattes eget forbruk og innbetaling av skatt.



**Figur 5-5 Norsk, regional og lokal - sysselsettingsvirkninger i driftsfasen fordelt på type virkning (årsverk).**

Kilde: Rambøll, med utgangspunkt i data fra Equinor og fra Statistisk sentralbyrå

Figur 5-6 viser beregnede norske, regionale og lokale sysselsettingsvirkninger i utbyggingsfasen fordelt på næring. Olje- og gassvirksomhet ventes å få en norsk sysselsettingseffekt på 13 årsverk per år fra drift av Northern Lights-prosjektet, mens kraftproduksjon er forventet å få en norsk sysselsettingseffekt på 9 årsverk. De resterende 24 årsverkene fordeler seg på andre sektorer, deriblant forretningsmessig tjenesteyting, offentlig tjenesteyting og andre næringer.



**Figur 5-6 Norsk, regional og lokal - sysselsettingsvirkninger i driftsfasen fordelt næring (årsverk).**

Kilde: Rambøll, med utgangspunkt i data fra Equinor og fra Statistisk sentralbyrå

Figur 5-6 viser videre at den regionale sysselsettingsvirkningen i driftsfasen er beregnet til nesten 9 årsverk. Det er forventet 4 årsverk innen direkte produksjonsvirkninger, 3 årsverk innen indirekte produksjonsvirkninger og resterende 1 årsverk på konsumvirkninger<sup>3</sup>. Kraftproduksjon med 4 årsverk forventes å være næringen med de største regionale sysselsettingsvirkningene.

Videre viser Figur 5-6 at sysselsettingsvirkningene av Northern Lights-prosjektet lokalt er beregnet til 18 årsverk i et gjennomsnittså. 7 av disse årsverkene forventes innenfor olje- og gassvirksomhet, og 6 innen offentlig tjenesteyting, vesentlig pga. kommunal eiendomsskatt på 9,5 MNOK. Resten av den lokale sysselsettingseffekten fordeler seg på andre sektorer.

<sup>3</sup> Dette summeres til 9 årsverk grunnet avrunding.

## 6. INNTEKTER FOR KOMMUNEN

Sett under ett består Northern Lights-prosjektet av etablering av mottaksanlegg med kai i Naturgassparken nær Kollsnes i Øygarden kommune, legging av rørledning for transport av CO<sub>2</sub> til injeksjonsbrønn, brønn med tilhørende undervannsanlegg, kabler for kraftforsyning og kontroll av undervannsanlegg, samt etterfølgende drift av anlegget.

Nye Øygarden kommune har eiendomsskatt på verk og bruk. Mottaksanlegg og kaianlegg vil derfor medføre økte skatteinntekter for kommunen. 1. januar 2020 etableres Nye Øygarden kommune, som er en sammenslutning av Fjell, Sund og Øygarden kommuner..

Equinor har i foreløpige estimater fra høsten 2018 antatt årlig eiendomsskatt på ca 9,5 MNOK(2018). Eventuell eiendomsskatt fra 2024 vil besluttes av Øygarden kommunestyre på et senere tidspunkt. Beregninger av forventede skatteinntekter er basert på foreløpige konseptstudier. Fremtidige reelle skatteinntekter kan følgelig avvike fra beregningene, eventuelt falle bort avhengig av framtidig skatteregime.

Videre kan kommunen potensielt få økt skatteinnngang fra personbeskatning for dem som ansettes på terminalen og kaianlegget. Som tidligere nevnt vil det i utgangspunktet ikke bli ansatt nye personer for å drifte anlegget, siden dette vil ivaretas av eksisterende personell fra anleggene på Kollsnes og Sture (felles driftsorganisasjon). I analysen medregnes derfor ikke økte inntekter i form av personskatt.

## 7. REFERANSER

- Agenda Kaupang AS. (2017). *Utbygging og drift av Johan Castberg, Rapport 23.12.2017, Statoil Petroleum AS.*
- Asplan Viak. (2014). *Samfunnsmessige og samfunnsøkonomiske konsekvenser av eksport rørløsnings for olje og gass fra Johan Sverdrup-feltet.*
- Norsk Petroleum . (2019). *Investeringer og driftskostnader.* Hentet fra <https://www.norskpetroleum.no/okonomi/investeringer-og-driftskostnader/#investeringer>
- Olje- og Energidepartementet . (2015). *Forskrift om utnyttelse av undersjøiske reservoarer på kontinentalsokkelen til lagring av CO2 og om transport av CO2 på kontinentalsokkelen.* FOR-2014-12-05-1517, Rettet 20.01.2015.
- Rambøll. (2018a). *Northern Lights - Konsekvensvurdering med hensyn på fiskeri, havbruk og marint biologisk mangfold.*
- Rambøll. (2018b). *Northern Lights - Konsekvensvurdering med hensyn på landskap, friluftsliv, kulturminner og kulturmiljø.*
- Rambøll. (2018c). *Northern Lights - Konsekvensvurdering med hensyn på samfunnsmessige forhold.*
- Rambøll. (2018d). *Northern Lights - Konsekvensvurdering med hensyn på fiskeri og marint biologisk mangfold vest for grunnlinjen.*
- Rådgivende Biologer AS. (2018). *Konsekvensvurdering med hensyn på naturmiljø og biologisk mangfold på land.*