DET KONGELIGE
OLJE- OG ENERGIDEPARTEMENT

Prop. 41 S

(2018–2019)

Proposisjon til Stortinget (forslag til stortingsvedtak)

Utbygging og drift av Johan Sverdrup-feltets andre byggetrinn og anlegg og drift av områdeløsningen for kraft fra land til feltene Johan Sverdrup, Edvard Grieg, Ivar Aasen og Gina Krog

Innhold

Del I **Innledning og sammendrag** 7

1 **Innledning og sammendrag** 9
1.1 Innledning 9
1.2 Oljeomlasting i Finnmark 9
1.3 Utbygging og drift av Johan Sverdrup-feltets andre byggetrinn og anlegg og drift av områdeløsningen for kraft fra land til feltene Johan Sverdrup, Edvard Grieg, Ivar Aasen og Gina Krog 10

Del II **Oppfølging av Stortingets anmodningsvedtak om omlasting av råolje på Veidnes i Finnmark** 13

2 **Oppfølging av Stortingets anmodningsvedtak om omlasting av råolje på Veidnes i Finnmark** 15
2.1 Innledning 15
2.2 Arbeidet med oljeomlasting på Veidnes siden 2013 15
2.3 De pågående utredningene 16
2.3.1 Nærmere om løsningene som utredes 17
2.4 Status for utredningene 17
2.5 Ringvirkningsstudie 20
2.6 Petroleumsloven og omlasting 21
2.7 Fremtidige utbygginger i Barentshavet 21
2.8 Departementets vurdering og videre prosess 22

Del III **Utbygging og drift av Johan Sverdrup-feltets andre byggetrinn** 25

3 **Utbygging og drift av Johan Sverdrup-feltets andre byggetrinn og anlegg og drift av områdeløsningen for kraft fra land til feltene Johan Sverdrup, Edvard Grieg, Ivar Aasen og Gina Krog** 27
3.1 Innledning 27
3.2 Status for første byggetrinn 28
3.3 Utbyggingsløsning for andre byggetrinn 30
3.4 Løsning for kraft fra land til feltene Sverdrup, Grieg, Aasen og Krog 31
3.4.1 Bakgrunn 31
3.4.2 Plan for anlegg og drift av områdeløsning for kraft fra land ... 32
3.5 Ressurser og produksjon 34
3.6 Disponering av innretningene 35
3.7 Investeringer og lønnsomhet 35
3.8 Mulige tilleggsressurser i området 36
3.9 Konsekvensutredninger 36
3.10 Inngåelse av kontraktsmessige forpliktelser 37
3.11 Kraftbehovet i området 37

4 **Myndighetenes vurdering** 39
4.1 Arbeids- og sosialdepartementets vurdering 39
4.2 Oljedirektoratets vurdering 39
4.3 Olje- og energidepartementets vurdering 41

5 **Budsjettmessige konsekvenser for SDØE** 45

6 **Konklusjoner og vilkår** 46

Forslag til vedtak om utbygging og drift av Johan Sverdrup-feltets andre byggetrinn og anlegg og drift av områdeløsningen for kraft fra land til feltene Johan Sverdrup, Edvard Grieg, Ivar Aasen og Gina Krog 47

DET KONGELIGE
OLJE- OG ENERGIDEPARTEMENT

Prop. 41 S

(2018–2019)

Proposisjon til Stortinget (forslag til stortingsvedtak)

Utbygging og drift av Johan Sverdrup-feltets andre byggetrinn og anlegg og drift av områdeløsningen for kraft fra land til feltene Johan Sverdrup, Edvard Grieg, Ivar Aasen og Gina Krog

Tilråding fra Olje- og energidepartementet 14. desember 2018, godkjent i statsråd samme dag.
(Regjeringen Solberg)

Del I
Innledning og sammendrag

1 Innledning og sammendrag

1.1 Innledning

Denne proposisjonen til Stortinget består av to deler. I den første delen følger Olje- og energidepartementet opp Stortingets anmodningsvedtak 890 og 891 som ble fattet våren 2018 i forbindelse med behandlingen av Prop. 80 S (2017–2018) *Utbygging og drift av Johan Castberg-feltet med status for olje- og gassvirksomheten* og Innst. 368 S (2017–2018).

Den andre delen omhandler plan for utbygging og drift (PUD) av andre byggetrinn for Johan Sverdrup-feltet, samt plan for anlegg og drift (PAD) av områdeløsningen for kraft fra land til Johan Sverdrup, Edvard Grieg, Ivar Aasen og Gina Krog. Stortinget bes om å gi sitt samtykke til at Olje- og energidepartementet godkjenner planene.

1.2 Oljeomlasting i Finnmark

I forbindelse med behandlingen av Prop. 80 S (2017–2018) *Utbygging og drift av Johan Castberg-feltet med status for olje- og gassvirksomheten* våren 2018 og Innst. 368 S (2017–2018) fattet Stortinget anmodningsvedtak 890 og 891 om oljeomlasting på Veidnes i Finnmark.

- Stortinget ber regjeringen sørge for at senest ved etablering av flere produserende felt i Barentshavet må disse sees i sammenheng med Johan Castberg og bygging av en ilandføringsterminal på Veidnes i Finnmark.
- Stortinget ber regjeringen komme tilbake til Stortinget på egnet måte – innen utgangen av 2018 og med sikte på vedtak – om utredningene Barents Sea Oil Infrastructure gjør om en nedskalert terminalløsning og en skip-til-skip-løsning på Veidnes i Finnmark. Beslutningen skal bygge på hensyn til god ressursforvaltning.

Olje- og energidepartementet godkjente 28. juni 2018 plan for utbygging og drift for Castberg-feltet, inklusive rettighetshavernes foreslåtte løsning for transport av oljen med bøyelastere (spesialisert tankskip) til markedet. Departementet stilte samtidig vilkår for godkjenningen knyttet til oppfølging av Stortingets anmodningsvedtak.

Regjeringen orienterte om oppfølgingen av disse anmodningsvedtakene i Prop. 1 S (2018–2019) for Olje- og energidepartementet. Det ble der varslet at departementet ville komme tilbake til Stortinget med oppdatert informasjon om det pågående utredningsarbeidet, andre relevante problemstillinger, og sin oppfølging av anmodningsvedtakene på egnet måte innen utgangen av 2018.

Som en følge av Stortingets anmodningsvedtak fra juni 2018, har rettighetshaverne i Castberg-feltet forsert arbeidet med å utrede alternative løsninger for oljeomlasting i Finnmark. Selskapenes arbeid følger et normalt industrielt løp for prosjektgjennomføring.

Selskapene har identifisert tre alternativer som har vært gjenstand for ytterligere arbeid høsten 2018:

1. Skip-til-skipomlasting i Sarnesfjorden/Kåfjorden
2. Skip-til-skipomlasting i Sarnesfjorden med bruk av et oppankret lagerskip
3. Skip-til-skipomlasting ved en nedskalert terminal på Veidnes bestående av et kaianlegg med enkelte støttefunksjoner, men blant annet uten tanker for lagring av olje på land.

Alle tre alternativene innebærer at råolje fraktes fra Castberg-feltet med bøyelastere til Sarnesfjorden i Nordkapp kommune hvor oljen lastes om til konvensjonelle tankskip.

Skip-til-skipomlasting med bruk av et lagerskip fant selskapene i oktober 2018, på bakgrunn av utredningene som er gjennomført i høst, ikke lenger grunnlag for å arbeide videre med. Bakgrunnen for å vurdere bruk av et lagerskip i Sarnesfjorden var at skipet skulle fungere som en buffer i transportkjeden fra Castberg-feltet til markedet. De gjennomførte studiene tilsier at det ikke er nødvendig med en slik buffer for å få transportkjeden fra felt til marked til å fungere på en god måte. Alternativet med lagerskip innebærer således høyere kostnader enn skip-til-skipomlasting uten lagerskip, men uten at det er identifisert fordeler som veier opp for dette.

Selskapene har i den innledende fasen høsten 2018 gjennomført studier av de identifiserte alternative omlastingsløsningene, inkludert vurderinger av risiko/usikkerhetselementer, miljørisiko og regulatoriske forhold. Selskapene har til nå ikke identifisert tekniske, operasjonelle, regulatoriske eller sikkerhets-, arbeidsmiljø- og miljømessige forhold som ikke gjør det mulig å gjennomføre de to gjenværende omlastingsløsningene. Selskapene har i forbindelse med utredningene utarbeidet en analyse av de forventede regionale og lokale ringvirkningene ved de to alternativene. Det er beregnet direkte og indirekte sysselsettingseffekter på til sammen om lag 50-60 sysselsatte i driftsfasen.

Alternativet med skip-til-skipomlasting i Sarnesfjorden er i dag vesentlig mer teknisk modent enn løsningen med nedskalert terminal. Selskapene vurderer denne omlastingsløsningen som tilstrekkelig utredet teknisk til at det kan tas beslutning om gjennomføring.

Skip-til-skipomlasting ved en nedskalert terminal er fortsatt i en svært tidlig utredningsfase og det er i dag ikke et grunnlag for å ta konseptvalg og langt mindre fatte en ev. investeringsbeslutning. I og med at studiene er i en tidlig fase er det knyttet betydelig usikkerhet både til selve utbyggingsløsningen, herunder utforming og omfang, og kostnadene den medfører. Kostnadsanslagene i denne fasen av utredningen er på +/- 40 pst. eller mer.

Ingen av de utredede løsningene fremstår som samfunnsøkonomisk lønnsomme. Sammenlignet med transport direkte til markedet er forventet nåverdi[1] før skatt beregnet av operatøren til å være om lag -1 500 mill. kroner for alternativet med skip-til-skipomlasting i fjorden og om lag -2 100 mill. kroner for alternativet med en liten nedskalert terminal. Selv om usikkerheten ved estimatene er høy synes det klart at det vil være krevende å få en nedskalert terminal samfunnsøkonomisk lønnsom.

I en kvalitativ vurdering av alternativene vurderer selskapene transport av oljen direkte til markedet som best både for sikkerhet, arbeidsmiljø, miljørisiko og driftsregularitet sammenliknet med alternativene med omlasting. Omlastingsløsningene er i følge selskapene akseptable, men har begge svakheter av teknisk og operasjonell karakter i forhold til transport direkte til markedet.

For å få på plass et godt beslutningsgrunnlag for å ta endelig beslutning om en nedskalert terminalløsning, i tråd med normal industriell praksis for petroleumsprosjekter, er det nødvendig å utrede alternativet videre. Selskapene planlegger derfor, gjennom konseptstudier, å modne dette alternativet frem til en beslutning om videreføring. Et slik arbeid tar om lag ett år slik at beslutningsgrunnlaget vil være klart tredje kvartal 2019. Først på dette tidspunkt vil en ha et grunnlag for å kunne foreta en reell sammenligning av, og valg mellom, de ulike transportløsningene for Castberg-feltet. Gjennomføres en nedskalert terminal kan den være klar til oppstart av produksjonen på Castberg-feltet i 4. kvartal 2022 for en liten løsning, eller i 2. kvartal 2023 for en mer omfattende nedskalert terminal.

Det er ikke behov for å fatte en beslutning om å benytte skip-til-skipomlasting før i 2019 for at omlastingsløsningen skal være klar til produksjonsstart for Castberg-feltet i slutten av 2022. Selskapene vil først i tredje kvartal 2019 ha etablert et grunnlag for å kunne foreta en reell sammenligning av, og valg mellom, de ulike transportløsningene for Castberg-feltet. På dette tidspunktet vil også en nedskalert terminalløsning være modnet tilstrekkelig til at de kan ta en beslutning rundt dette.

Departementet vil holde Stortinget orientert på egnet måte om det videre utredningsarbeidet.

1.3 Utbygging og drift av Johan Sverdrup-feltets andre byggetrinn og anlegg og drift av områdeløsningen for kraft fra land til feltene Johan Sverdrup, Edvard Grieg, Ivar Aasen og Gina Krog

Utbyggingen av Sverdrup-feltet er det største industriprosjektet i Norge på tiår. Investeringene i Sverdrup-feltet og inntektene til rettighetshaverne, leverandørene og staten vil ha store positive virkninger for samfunnet. I tillegg til inntekter til staten gjennom skatter, avgifter og SDØE-ordningen vil utbygging og drift av Sverdrup gi inntekter og betydelig sysselsetting i norske bedrifter. Nasjonale sysselsettingsvirkninger av utbyggingsfasen av Sverdrup-feltet alene, er av operatøren beregnet til å kunne bli over 150 000 årsverk, fordelt over perioden 2015–2025. Dette fordeler seg med om lag 45 pst. i leverandørbedrifter, 30 pst. i underleverandørbedrifter og om lag 25 pst. i etterspørselsvirkninger i andre virksomheter.

Feltet er så stort at det er nødvendig å bygge det ut i flere trinn. Olje- og energidepartementet la fram utbyggingsplanene for første byggetrinn av

[1] Nåverdiberegningene er foretatt med en kalkulasjonsrente på 7 prosent reelt.

Sverdrup-feltet, inklusive en beskrivelse av framtidige byggetrinn fram til en fullfeltsløsning, for Stortinget i Prop. 114 S (2014–2015) *Norges største industriprosjekt – utbygging og drift av Johan Sverdrup-feltet med status for olje- og gassvirksomheten*. I tråd med Stortingets behandling av saken, jf. Innst. 382 S (2014–2015) godkjente Olje- og energidepartementet 20. august 2015 utbygging av første byggetrinn på gitte vilkår.

Sverdrup-feltet ligger på Utsirahøyden i den midtre delen av Nordsjøen, om lag 155 km fra Karmøy. Forekomsten ble påvist i 2010. Havdypet er 110–120 meter. Første byggetrinn inkluderer blant annet et feltsenter med fire plattformer forbundet med broer. Utbyggingen av dette byggetrinnet er i sluttfasen og operatøren planlegger oppstart i fjerde kvartal 2019.

Departementet har krevd egen PUD for andre byggetrinn. Denne ble levert inn i august 2018. Denne proposisjonen omhandler utbyggingsplanen for andre byggetrinn, som består av en utvidelse av feltsenteret med en ny prosessplattform med broforbindelse til stigerørsplattformen som er en del av byggetrinn en, modifikasjoner på stigerørsplattformen inkludert en ny modul og fem nye havbunnsrammer. Produksjon fra havbunnsrammene er knyttet mot den nye prosessplattformen. Injeksjon, gassløft og kontrollkabel suppleres fra stigerørsplattformen.

Forventede utvinnbare reserver i Sverdrup-feltet er om lag 2,7 mrd. fat oljeekvivalenter (o.e.), hvorav om lag 590 mill. fat o.e. er knyttet til andre byggetrinn. Investeringskostnaden for byggetrinnet beløper seg til 42,2 mrd. 2018-kroner. Forventet nåverdi for andre byggetrinn før skatt med syv pst. realrente er beregnet til om lag 131 mrd. 2018-kroner og andre byggetrinn er lønnsom før skatt selv ved en oljepris på 19 dollar per fat. Utbyggingen har således god forventet lønnsomhet og er robust også mot lave oljepriser.

Utbyggingen vil, i tillegg til å bidra til sysselsetting hos leverandører og underleverandører, bidra til aktivitet i norsk økonomi gjennom konsumvirkninger. Nasjonale sysselsettingsvirkninger ved andre byggetrinn er av operatøren beregnet til om lag 45 000 årsverk i utbyggingsfasen. Andre byggetrinn vil bli drevet integrert med første byggetrinn. Som følge av andre byggetrinn er det beregnet å bli behov for 850 ekstra årsverk i norske bedrifter hvert år i driftsperioden.

Konsekvensutredningen i forbindelse med det godkjente første byggetrinn dekket også alternative utbyggingsløsninger for andre byggetrinn, blant annet den som beskrives i denne proposisjonen. I 2. kvartal 2017 fremla rettighetshaverne i tillegg en oppdatert rapport for konsekvenser av utbygging og drift basert på den valgte utbyggingsløsningen for andre byggetrinn. Det er ikke identifisert vesentlige miljø- eller samfunnsmessige virkninger utover det som allerede er utredet og vurdert. Det er ikke identifisert ny kunnskap som vil kunne endre på utfallet av de eksisterende utredningene.

Ved godkjenning av Sverdrup-feltets første byggetrinn stilte departementet blant annet vilkåret:

> *«Rettighetshaverne på Johan Sverdrup-feltet skal senest i 2022 etablere en områdeløsning for kraft fra land som skal dekke hele kraftbehovet til feltene Johan Sverdrup, Edvard Grieg, Ivar Aasen og Gina Krog.»*

Det ble videre stilt vilkår om at:

> *«Rettighetshaverne i Johan Sverdrup-feltet skal legge fram en egen plan for anlegg og drift for områdeløsningen for kraft fra land til departementet for godkjennelse som del av andre byggetrinn på Sverdrup-feltet, som har planlagt oppstart senest i 2022.»*

Plan for anlegg og drift for områdeløsningen ble levert inn sammen med plan for utbygging og drift av andre byggetrinn i august 2018. Planen omfatter et anlegg med en kapasitet på 200 MW levert på feltet. Kraft fra land-anlegget i andre byggetrinn er en områdeløsning som skal dekke kraftbehovet til Johan Sverdrup-feltets andre byggetrinn, samt feltene Edvard Grieg, Ivar Aasen og Gina Krog. Planlagt oppstart av områdeløsningen er 2. halvår 2022. Dette kraft fra land-anlegget kommer i tillegg til det som blir etablert for Sverdrup-feltets første byggetrinn.

Basert på operatørens planer og vurderinger gjort av sikkerhetsmyndighetene og Oljedirektoratet fremstår utbyggingen av Sverdrup-feltets andre byggetrinn som et samfunnsøkonomisk lønnsomt og robust prosjekt som kan gjennomføres samtidig som hensyn til helse, arbeidsmiljø, sikkerhet, det ytre miljø og fiskeriinteresser ivaretas. Departementet mener derfor at PUD for Sverdrup-feltets andre byggetrinn kan godkjennes og at det kan gis tillatelse til PAD for områdeløsningen for kraft fra land.

Departementet foreslår i proposisjonen å stille vilkår for godkjenningen av PUD for å sikre god ressursforvaltning og gode løsninger samfunnsøkonomisk sett.

Del II
Oppfølging av Stortingets anmodningsvedtak om omlasting av råolje på Veidnes i Finnmark

2 Oppfølging av Stortingets anmodningsvedtak om omlasting av råolje på Veidnes i Finnmark

2.1 Innledning

Rettighetshaverne tok investeringsbeslutning for Johan Castberg-feltet i desember 2017 og leverte samtidig inn plan for utbygging og drift for feltet til myndighetene. I henhold til utbyggingsplanen skal råoljen fra feltet lastes fra produksjonsskipet over til bøyelastere. Stortinget ble forelagt utbyggingssaken gjennom Prop. 80 S (2017–2018) *Utbygging og drift av Johan Castberg-feltet med status for olje- og gassvirksomheten*.

En omlastningsterminal for råolje på land i Finnmark har siden 2013 vært utredet av selskapene som en mulig del av en lønnsom transportløsning for olje ut av Barentshavet. Arbeidet har vist at skal en slik omlastningsterminal for råolje på land i Finnmark realiseres, er en nødvendig, men ikke tilstrekkelig, forutsetning en større samlet oljeproduksjon enn den fra Castberg-feltet. Uten dette vil ikke en slik terminal være lønnsom. Siden 2015 har derfor utredningsarbeidet vært gjennomført i et eget samarbeidsprosjekt med deltagelse fra alle relevante felt og funn i Barentshavet. En eventuell omlastningsterminal var derfor ikke en del av utbyggingsplanen for Castberg-feltet eller ble behandlet i Prop. 80 S (2017–2018).

I tilknytning til behandlingen av Prop. 80 S (2017–2018) våren 2018, jf. Innst. 368 S (2017–2018), fattet Stortinget 11. juni 2018 følgende to anmodningsvedtak (890 og 891):

- Stortinget ber regjeringen sørge for at senest ved etablering av flere produserende felt i Barentshavet må disse sees i sammenheng med Johan Castberg og bygging av en ilandføringsterminal på Veidnes i Finnmark.
- Stortinget ber regjeringen komme tilbake til Stortinget på egnet måte – innen utgangen av 2018 og med sikte på vedtak – om utredningene Barents Sea Oil Infrastructure gjør om en nedskalert terminalløsning og en skip-til-skip-løsning på Veidnes i Finnmark. Beslutningen skal bygge på hensyn til god ressursforvaltning.

Olje- og energidepartementet godkjente 28. juni 2018 plan for utbygging og drift for Castberg-feltet, inklusive rettighetshavernes foreslåtte løsning for transport av oljen med bøyelastere til markedet. Departementet stilte samtidig vilkår for godkjenningen knyttet til oppfølging av Stortingets anmodningsvedtak.

Regjeringen orienterte om oppfølgingen av disse anmodningsvedtakene i Prop. 1 S (2018–2019) for Olje- og energidepartementet. Det ble der varslet at departementet ville komme tilbake til Stortinget med oppdatert informasjon om det pågående utredningsarbeidet, andre relevante problemstillinger, og sin oppfølging av anmodningsvedtakene på egnet måte innen utgangen av 2018. Her følger denne oppfølgingen.

2.2 Arbeidet med oljeomlasting på Veidnes siden 2013

Utbyggingen av Castberg-feltet omfatter funnene Skrugard, Havis og Drivis. De to første funnene ble gjort i 2011 (Skrugard) og 2012 (Havis). Det ble etter disse funnene, frem til 2014, boret flere andre letebrønner i området. Det ble påvist hydrokarboner i alle letebrønnene, men bare ett av disse funnene har til nå kommersielt utvinnbare hydrokarboner og er omfattet av den godkjente utbyggingsplanen for feltet (Drivis).

På bakgrunn av funnene i 2011/2012 og forventede resultater av framtidig leting i området startet rettighetshaverne arbeidet med å etablere den beste utbyggingsløsning for funnene. Som del av dette ble en råoljeterminal i Finnmark lansert av rettighetshaverne i Castberg-feltet i februar 2013. Behovet for en terminal var knyttet til at Castberg-feltet på den tiden var planlagt utbygd med en flytende, halvt nedsenkbar plattform med en rørledning inn til en omlastingsterminal for råoljen på Veidnes i Finnmark. Med det ressursgrunnlaget, og sammensetningen av dette, som selskapene forventet i feltet i 2011/2012 var det ikke aktuelt med en utbygging med et produksjonsskip med råoljelager i skroget.

Letekampanjen ved Castberg-feltet i 2014 ga ikke de forventede resultater. På grunn av det

lavere og mer ensartede ressursgrunnlaget ble utbyggingskonseptet for Castberg-feltet vurdert på nytt. Oljeprisfallet i 2014 var en annen årsak til at selskapene måtte se på utbyggingsløsningen på nytt. Denne vurderingen viste at den beste utbyggingsløsningen, med den oppdaterte informasjonen, var et produksjonsskip med integrert oljelagerkapasitet i skipsskroget. Den beste utbyggingsløsningen for feltet innebar således ikke lenger en rørledning fra feltet inn til en råoljeterminal på land. Med den godkjente utbyggingsløsningen kan råoljen, slik det blir gjort på mange felt på norsk kontintentalsokkel, lastes fra produksjonsskipet og over på en bøyelaster på feltet og deretter transporteres direkte til markedet.

Etter at alternativet med plattform og rørledning til land ble lagt bort som utbyggingsløsning for Castberg-feltet, har lønnsomheten ved en mulig omlastingsløsning for olje i Finnmark ligget i om man med en slik løsning kan oppnå store besparelser i totalkostnaden ved transporten av råolje ut fra Barentshavet og/eller om man med en slik løsning kan øke salgsverdien på råoljen i forhold til å frakte oljen direkte fra feltet til markedet.

Muligheten for innsparinger ligger i at man, i stedet for å transportere råolje med bøyelastere, kan bruke rimeligere konvensjonelle tankskip til å transportere oljen det meste av veien. En økt salgsverdi kan eksempelvis være knyttet til oljekvalitet/lagerhold. En slik innsparing/ev. verdiøkning må vurderes opp mot kostnaden og risikoen ved omlasting, herunder investeringskostnadene. Dersom omlasting gir store kostnadsbesparelser og/eller verdiøkninger vil prosjektet kunne være lønnsomt og dermed også legge til rette for god ressursforvaltning.

I utredningsarbeidet knyttet til en råoljeterminal ble det tidlig klart at ressursgrunnlaget i Castberg-feltet ikke var stort nok til at en ilandføringsrørledning og tilhørende omlastingsterminal kunne bli lønnsom. De terminalkonseptene som ble utredet trengte langt større volum enn det Castberg-feltet inneholder for å være lønnsom. Derfor gikk flere oljeselskaper i februar 2015 sammen i et eget industriinitiativ, Barents Sea Oil Infrastructure (BSOI), for å utrede en terminal videre. Initiativet til fellesprosjektet kom fra Statoil (nå Equinor) som operatør for Castberg-feltet. Prosjektet inkluderer alle rettighetshaverne i utvinningstillatelser som omfatter feltene Goliat og Castberg, og funnene Alta, Gohta og Wisting. Arbeidet er ledet av Equinor, mens operatørene for de andre utvinningstillatelsene, Eni, Lundin og OMV, også deltar aktivt.

Formålet med BSOI-prosjektet var å utrede og vurdere en kostnadseffektiv, flerbruks omlastingsterminal for råolje på Veidnes i Nordkapp kommune, som skulle kunne bli en del av en eksportrute for råolje ut av Barentshavet. Prosjektet har siden starten i 2015 gjennomført en grundig utredning av to ulike terminalkonsepter på Veidnes som begge innebar mellomlagring av olje i lagertanker på land. Selskapene IMTT (International-Matex Tank Terminals) fra USA og Oiltanking GmbH fra Tyskland, som begge har erfaring med tilsvarende anlegg, leverte mulighetsstudier og konseptstudier til utredningen.

Utredningen er gjennomført i tråd med vanlige industrielle prosesser. I mars 2018 konkluderte selskapene med at de to ulike terminalkonseptene som var studert gir begrensede reduksjoner i transportkostnader for råolje ut fra Barentshavet og usikre andre verdiskapingsbidrag i forhold til transport direkte fra feltene til markedet. Videre ville de studerte konseptene medføre høye investeringskostnader og betydelige driftskostnader. Dette, sammen med volumet av råolje som kan forventes å bruke en slik eventuell terminal, gjør at det ikke er samfunnsmessig eller industrielt lønnsomt å gå videre med de to studerte terminalkonseptene.

Da selskapene i mars 2018 konkluderte med at det ikke var grunnlag for å gå videre med de to studerte terminalkonseptene på Veidnes, ønsket de å videreføre studier av alternative løsninger. Dette skyldes at de mente det kunne finnes andre omlastingsløsninger som var samfunnsøkonomisk lønnsomme, og at slike i så fall er viktig å identifisere. Selskapene satte i gang et arbeid med å utarbeide et konkret arbeidsprogram for den videre aktiviteten med sikte på å avklare et videre konseptarbeid i løpet av 4. kvartal 2018.

2.3 De pågående utredningene

Som en følge av Stortingets anmodningsvedtak fra juni 2018, har rettighetshaverne i Castberg-feltet forsert arbeidet med å utrede alternative løsninger for oljeomlasting i Finnmark. Redegjørelsen i denne proposisjonen baserer seg på orientering fra disse rettighetshaverne.

Selskapene har identifisert tre alternativer som har vært gjenstand for ytterligere arbeid høsten 2018:

1. Skip-til-skipomlasting i Sarnesfjorden/Kåfjorden
2. Skip-til-skipomlasting i Sarnesfjorden med bruk av et oppankret lagerskip

3. Skip-til-skipomlasting ved en nedskalert terminal på Veidnes bestående av et kaianlegg med enkelte støttefunksjoner, men blant annet uten tanker for lagring av olje på land.

Alle tre alternativene innebærer at råolje fraktes fra Castberg-feltet med bøyelastere til Sarnesfjorden i Nordkapp kommune hvor oljen lastes om til konvensjonelle tankskip. Tankskipene som planlegges brukt har en lastekapasitet på 750 000 fat olje (Aframax-tankere). Det forventes om lag 100 omlastinger per år når Castberg-feltet produserer som mest.

Selskapenes arbeid med å utrede disse tre alternativene følger et normalt industrielt løp for prosjektgjennomføring. Dette innebærer at et grunnlag som er egnet for å ta ulike beslutninger på, etableres gjennom en trinnvis prosess. Planleggingsfasen er delt inn i en muligghetsstudiefase, en konseptstudiefase og en forprosjekteringsfase. Først når alle disse tre fasene er gjennomført har man et beslutningsgrunnlag for å gjennomføre et prosjekt. Etter hvert trinn i prosjektløpet besluttes det om prosjektet skal videreføres eller ikke, og hvilke alternativer som eventuelt skal studeres videre. Se boks 2.1. med nærmere omtale av prosjektutviklingsprosessen.

2.3.1 Nærmere om løsningene som utredes

Skip-til-skipomlasting i Sarnesfjorden innebærer at oljen lastes om direkte fra en bøyelaster til et konvensjonelt tankskip ved et anker- eller fortøyningspunkt i fjorden. Skipene ankres opp i fjorden ved siden av hverandre og oljen lastes fra bøyelasteren til tankskipet. Omlasting av 700 000 fat olje tar erfaringsmessig ved normale forhold om lag 28 timer.

Skip-til-skipomlasting av råolje i Sarnesfjorden er ikke noe nytt og har vært gjennomført siden 2005. Det har til nå totalt vært gjennomført om lag 100 skip-til-skipomlastinger av olje i Sarnesfjorden og området rundt. Alternativet selskapene studerer er imidlertid av et betydelig større omfang enn oljeomlastingen som har vært gjennomført til nå.

Selskapene forventer ikke at det er behov for oppgraderinger eller ombygging av bøyelastere eller tankskip for å kunne foreta omlastingen.

Skip-til-skipomlasting ved en nedskalert terminalløsning innebærer at en ny kai bygges og at begge skipene ligger fortøyd ved denne, mens oljen lastes direkte fra bøyelasteren til et konvensjonelt tankskip. Selskapene studerer alternative kailøsninger i de pågående konseptstudiene:

- Det bygges en kai med kapasitet til å fortøye ett skip og hvor det andre skipet fortøyes ved siden av dette skipet. Omlasting av råolje foregår direkte mellom bøyelasteren og tankskipet uten at oljen går via kaianlegget. Denne løsningen inkluderer enkelte støttefunksjoner for kaianlegget.
- Det bygges et større og lengre kaianlegg hvor både bøyelasteren og tankskipet fortøyes til kai og hvor omlasting av råolje foregår via permanente løftearmer og rørledninger på kaianlegget. Denne løsningen inkluderer de støttefunksjoner for kaianlegget som er nødvendig for å håndtere lasting av olje via kai.

For begge kaialternativene blir ulike tekniske utbyggingsløsninger vurdert.

Equinor, som operatør for Castberg-feltet, planlegger å være ansvarlig for bygging og drift av en nedskalert terminal/kaianlegg. Det legges også til rette for at tredjeparter kan benytte et slikt kaianlegg til omlasting av olje.

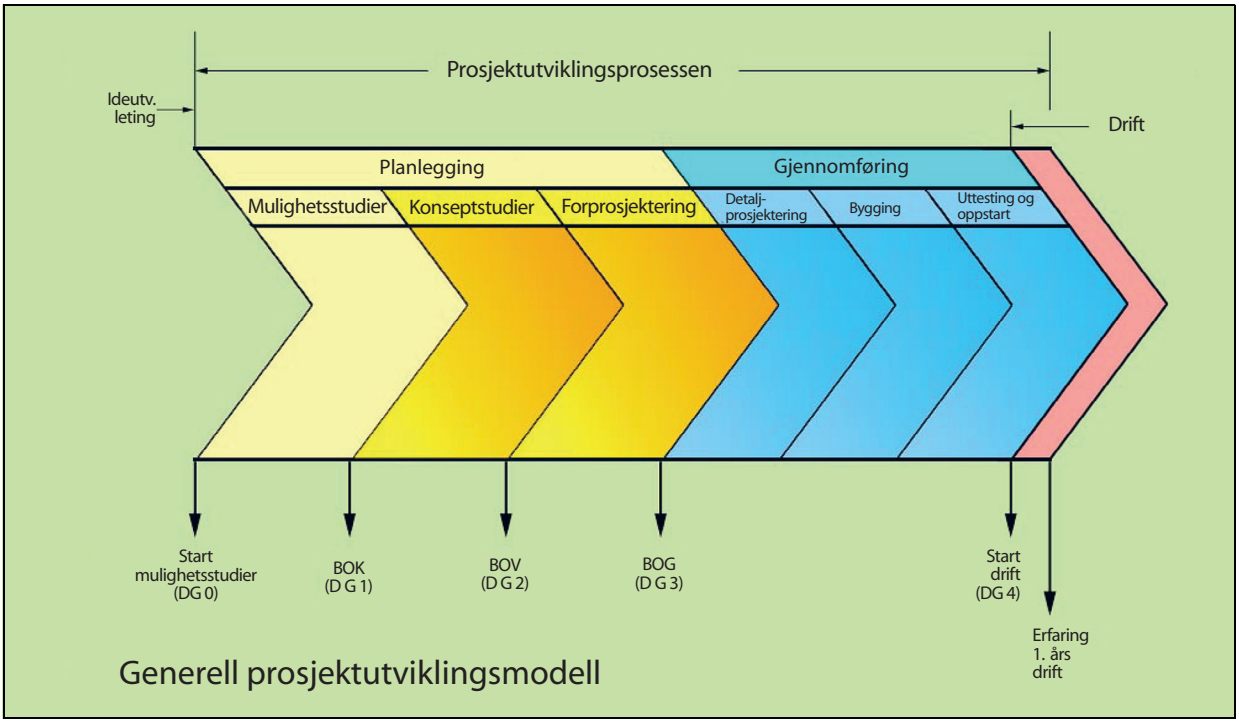
Skip-til-skipomlasting med bruk av et lagerskip fant selskapene i oktober 2018, på bakgrunn av utredningene som er gjennomført i høst, ikke lenger grunnlag for å arbeide videre med. Bakgrunnen for å vurdere bruk av et lagerskip i Sarnesfjorden var at skipet skulle fungere som en buffer i transportkjeden fra Castberg-feltet til markedet. De gjennomførte studiene tilsier at det ikke er nødvendig med en slik buffer for å få transportkjeden fra felt til marked til å fungere på en god måte. Alternativet med lagerskip innebærer således høyere kostnader enn skip-til-skipomlasting uten lagerskip, men uten at det er identifisert fordeler som veier opp for dette. Selskapene vurderer også helse-, miljø-, og sikkerhetsrisikoen som høyere for alternativet med lagerskip sammenliknet med de to andre alternativene. Årsaken til dette er at lagerskip gir en høyere frekvens på omlasting fra skip til skip. Etter oktober har utredningsarbeidet derfor vært knyttet til de to andre alternativene.

2.4 Status for utredningene

Selskapene har i den innledende fasen høsten 2018 gjennomført studier av de identifiserte alternative omlastingsløsningene, inkludert vurderinger av risiko/usikkerhetselementer, miljørisiko og regulatoriske forhold. Formålet med disse mulighetsstudiene har vært å avklare om det er tekniske eller regulatoriske forhold som gjør en eller flere av disse tre alternativene uaktuelle eller

Boks 2.1 Prosjektutviklingsprosessen

I forbindelse med gjennomføring av olje- og gassprosjekter er det etablert industripraksis å følge en trinnvis prosjektutviklingsprosess for å identifisere den beste utbyggingsløsningen og etablere et beslutningsgrunnlag som er egnet til å ta en eventuell investeringsbeslutning. Prosjektutviklingsprosessen er svært lik fra oljeselskap til oljeselskap, men med noen variasjoner. Disse prosessene er etablert for å redusere faren for å ta suboptimale beslutninger og for å unngå kostnadsoverskridelser og forsinkelser i gjennomføringen. Figur 2.1 viser en generell prosjektutviklingsmodell med milepæler/beslutningspunkter. Equinor følger en prosjektutviklingsprosess tilsvarende denne.



Figur 2.1 Prosjektutviklingsprosessen

Hovedformålet med planleggingsfasen er å klargjøre om et forretningskonsept er teknisk gjennomførbart, har en håndterbar usikkerhet, oppfyller regelverkskravene og har tilstrekkelig lønnsomhet. I planleggingsfasen utredes og vurderes ulike konsepter for et utbyggingsprosjekt frem til samme grad av teknisk og økonomisk modenhet slik at selskapene kan ta konseptvalg. Prosjektutviklingsprosessen innebærer en trinnvis utredning av et utbyggingsprosjekt hvor eventuell videreføring av prosjektet besluttes ved bestemte milepæler. Planleggingsfasen kan deles inn i tre faser som til sammen fører frem til investeringsbeslutningen: mulighetsstudier, konseptstudier og forprosjektering.

Målet med *mulighetsstudiene* er å klargjøre om det er mulig å konkretisere en forretningsidé til en forretningsmulighet. Fasen avsluttes ved «beslutning om konkretisering» (BOK/DG1), hvor selskapene har identifisert minst en løsning som er teknisk og økonomisk gjennomførbar.

I *konseptstudiefasen* utredes en eller flere alternative utbyggingsløsninger frem til konseptvalg. Konseptstudiene konkretiserer det tekniske og økonomiske grunnlaget for en forretningsmulighet på en slik måte at lønnsomhet og gjennomførbarhet kan dokumenteres, før en går videre med en av utbyggingsløsningene. Konseptstudiene fører frem til «beslutning om videreføring» (BOV/DG2) som er endelig konseptvalg.

Gjennom *forprosjekteringen* videreutvikles underlaget for den valgte utbyggingsløsningen frem til en investeringsbeslutning. «Beslutning om gjennomføring» (BOG/DG3) er milepælen der selskapene tar en investeringsbeslutning.

I gjennomføringen av et utbyggingsprosjekt, det vil si detaljprosjektering, bygging og uttesting/oppstart, er det helt avgjørende at det har vært utarbeidet et godt beslutningsgrunnlag før investeringsbeslutning. En god kvalitet på beslutningsgrunnlaget er avgjørende for å sikre god gjennomføring av prosjektet uten kostnadsoverskridelser og forsinkelser.

	Direkte til marked (basisalternativ)	Skipsomlasting i fjord	Nedskalert terminal (Skipsomlasting ved kai)
Sikkerhet og sikring			
Arbeidsmiljø			
Miljørisiko			
Operasjonell risiko/leveransesikkerhet/logistikk			
Fleksibilitet for fremtidige brukere			
Olje-markedsføringsfleksibilitet			

Strategiene er rangert mot hverandre og har blitt tildelt en fargekategori. Fargekategoriene er:

Mørkeblå: Mulighet, stor oppside
Lyseblå: Moderat mulighet
Grønn: Akseptabel, uten spesielle forhold
Gul: Akseptabel, moderat svakhet
Rød: Svakhet, stor negativ effekt

Figur 2.2 Matrise med kvalitativ vurdering av alternativene

Kilde: Equinor

uakseptable som mulig omlastingsløsning for råolje i Finnmark. Det er videre i parallell gjennomført ulike utredninger som er avgjørende i arbeidet med å etablere et grunnlag for å ta konseptvalg. Disse utredningene er blant annet knyttet til skip-til-skipomlasting, ulike logistikkstudier, driftsstudier (regularitet), designstudier av kaianlegg og ringvirkningsstudier.

Selskapenes utredninger har basert seg på flere forutsetninger, herunder at Castberg-skipenes anløp og avganger til og fra omlastningspunktet i Sarnesfjorden ikke hindres vesentlig av annen trafikk i Sarnesfjorden og at dagens løsning for lostransport med losbåt opprettholdes.

Det er gjennomført miljørisikoanalyser for de alternative omlastingsløsningene og selskapene konkluderer, basert på dagens utredninger, med at skip-til-skipomlasting av olje i Sarnesfjorden kan gjennomføres innenfor operatøren Equinor sine akseptkriterier. Equinor anser imidlertid miljørisikoen ved skip-til-skipomlasting i Sarnesfjorden og ved en nedskalert terminal som høyere enn en løsning hvor bøyelasterne går direkte fra Castberg-feltet til markedet. Selskapene planlegger å bruke anlegg for gjenvinning av flyktige organiske forbindelser (VOC) på bøyelasterene for å holde disse utslippene på et minimum i forbindelse med oljeomlastingen. En nedskalert terminal gir bedre arbeidsmiljømessige forhold sammenliknet med skip-til-skipomlasting i Sarnesfjorden, fordi aktiviteten foregår på/ved land. Studiene viser i tillegg at en nedskalert terminal vil være mer robust for sterk vind og derfor ha noe høyere regularitet, spesielt i vintermånedene.

Selskapene opplyser at omlastingsløsningene betinger tillatelser fra Miljødirektoratet, Kystverket, Direktoratet for samfunnssikkerhet og beredskap og godkjennelse fra Nordkapp Kommune etter plan og bygningsloven. Selskapene har lagt til grunn for arbeidet at de ulike offentlige tillatelser gis i tide og på betingelser som forventet.

Selskapene har til nå ikke identifisert tekniske, operasjonelle, regulatoriske eller sikkerhets-, arbeidsmiljø- og miljømessige forhold som ikke gjør det mulig å gjennomføre de to gjenværende omlastingsløsningene.

Utbyggingen av Castberg-feltet er godkjent med transport av oljen i bøyelastere. Selskapene har i utredning av oljeomlasting oppsummert effekter på ulike forhold ved å ta råoljen direkte til markedet eller via en omlasting i fjorden eller ved en nedskalert terminal i Finnmark, jf. figur 2.2.

I en kvalitativ vurdering av alternativene vurderer selskapene transport av oljen direkte til markedet som best både for sikkerhet, arbeidsmiljø, miljørisiko og driftsregularitet sammenliknet med alternativene med omlasting. Omlastingsløsningene er i følge selskapene akseptable, men har begge svakheter av teknisk og operasjonell karakter i forhold til transport direkte til markedet.

Alternativet med skip-til-skipomlasting i Sarnesfjorden er i dag vesentlig mer teknisk modent

enn løsningen med nedskalert terminal. Selskapene vurderer denne omlastingsløsningen som tilstrekkelig utredet teknisk til at det kan tas beslutning om gjennomføring.

Alternativet med en nedskalert terminalløsning er i dag utredet frem til en beslutning om konkretisering. Arbeidet med konseptstudier har startet opp, i denne fasen vil en blant annet identifisere den beste løsningen for en nedskalert terminal.

Skip-til-skipomlasting ved en nedskalert terminal er således fortsatt i en svært tidlig utredningsfase og det er i dag ikke et grunnlag for å ta konseptvalg og langt mindre fatte en ev. investeringsbeslutning. I og med at studiene er i en tidlig fase er det knyttet betydelig usikkerhet både til selve utbyggingsløsningen, herunder utforming og omfang, og kostnadene den medfører. Kostnadsanslagene i denne fasen av utredningen er på +/- 40 pst. eller mer.

Operatøren for Castberg-feltet har basert på de foreliggende utredningene utarbeidet foreløpige kostnads- og lønnsomhetsvurderinger[2] for omlastingsløsningene. Da utredningene er i en tidlig fase er det knyttet stor usikkerhet til anslagene for både investeringer og driftskostnader. Usikkerhetsspennet i investerings- og driftskostnadene er på +/- 40 pst. Investeringsbeslutning tas vanligvis når alternativene er ferdig med forprosjekteringsperioden. De alternative omlastingsløsningene sammenliknes av selskapene med direkte transport fra Castberg-feltet til markedet. Det er også knyttet usikkerhet til dette basisalternativet inntil det er inngått avtaler om transport av råolje fra feltet til markedet.

Det er utarbeidet anslag for investeringskostnaden for de to alternative nedskalerte terminalløsningene. Investeringskostnaden for det enkleste kaianlegget er beregnet til mellom 540 og 1 260 mill. kroner, med en forventningsverdi på ca. 900 mill. kroner. Kostnaden for det mest omfattende kaianlegget er beregnet til å ligge mellom 1 040 og 2 430 mill. kroner, med en forventningsverdi på ca. 1 740 mill.

Driftskostnadene for de ulike omlastingsløsningene er anslått å være tilnærmet like. Dette skyldes at en betydelig del av driftskostnadene er knyttet til bruk av lostjenester og taubåter/støttefartøy. I de studerte alternativene vil det være behov for bruk av lostjenester og 3–4 taubåter/støttefartøyer ved inn- og utseiling i Sarnesfjorden. De årlige driftskostnadene ved omlasting er anslått å være 150–160 mill. kroner[3] ved alle alternativene. Driftskostnadene vil variere med antall omlastinger som gjennomføres i året, det samme vil kostnaden per omlasting.

Ingen av de utredede løsningene fremstår som samfunnsøkonomisk lønnsomme. Sammenlignet med transport direkte til markedet er forventet nåverdi[4] før skatt beregnet av operatøren til å være om lag -1 500 mill. kroner for alternativet med skip-til-skipomlasting i fjorden og om lag -2 100 mill. kroner for alternativet med en liten nedskalert terminal.

Disse lønnsomhetsestimatene er basert på volumer fra Castberg-feltet. Tilleggsvolumer, for eksempel fra Goliat, Alta/Gohta og Wisting vil kunne gjøre omlasting mindre ulønnsomt. Volumene i Skruis, et funn på om lag 2–4 mill. Sm^3 utvinnbar olje som nylig ble gjort i nærheten av Castberg-feltet, har et så begrenset omfang at de ikke vil ha noen vesentlig effekt på lønnsomhetstallene.

Selv om usikkerheten ved estimatene er høy synes det klart at det vil være krevende å få en nedskalert terminal samfunnsøkonomisk lønnsom.

Selskapene vil videreføre sitt arbeid, ved å gjennomføre konseptstudier, slik at alternativet med en nedskalert terminalløsning blir utredet til et modenhetsnivå som tilsvarer det man har for skip-til-skipomlasting i Sarnesfjorden.

2.5 Ringvirkningsstudie

Selskapene har i forbindelse med utredningene utarbeidet en analyse av de forventede regionale og lokale ringvirkningene ved de to alternativene. Studien, som er gjennomført av Agenda kaupang og Kunnskapsparken Bodø, viser at de lokale og regionale ringvirkningene i driftsfasen er tilnærmet lik for skip-til-skipomlasting i fjorden og nedskalert terminal. Begge alternativene forventes å medføre kostnader som gir lokale og regionale ringvirkninger i driftsfasen på 77 mill. kroner årlig.

De viktigste aktivitetene som antas å bidra til lokale ringvirkninger er taubåttjenester, oljevernberedskap, omlastingstjenester og los. Det er beregnet at det vil være behov for om lag 40 direkte sysselsatte i driftsfasen. I tillegg antas virksomheten å medføre indirekte virkninger på 12–22 sysselsatte. Antall lokalt ansatte ventes å

[2] Operatøren har ikke oppgitt lønnsomhetsberegninger og ringvirkninger for den mer omfattende kailøsningen.

[3] Alle tall i 2018-kroner.

[4] Nåverdiberegningene er foretatt med en kalkulasjonsrente på 7 prosent reelt.

være vesentlig lavere enn 40 personer (under halvparten) i de første driftsårene på grunn av mangel på kvalifisert personell i Nordkapp kommune. Erfaringer fra andre virksomheter viser imidlertid at antall lokalt ansatte kan komme til å øke over tid.

Bygging av kaianleggene ved en nedskalert terminal vil vare i 2–3 år. De regionale ringvirkningene ved bygging av det enkleste kaianlegget er grovt anslått til 408 mill. kroner, hvorav de lokale ringvirkningene er 252 mill. kroner. Utbyggingsfasen er antatt å gi om lag 219 årsverk regionalt og av disse er 138 antatt å komme lokalt. Indirekte sysselsetting er beregnet til 40 årsverk regionalt og av disse 28 lokalt. De viktigste aktivitetene som antas å gi regionale og lokale ringvirkninger er infrastrukturaktiviteter og bygging av kaianlegget. På grunn av lav modenhetsgrad i utredningene av alternativet med nedskalert terminal er det knyttet vesentlig større usikkerhet til disse anslagene av ringvirkninger enn anslagene for skip-til-skipomlasting i Sarnesfjorden.

2.6 Petroleumsloven og omlasting

Petroleumsloven kommer til anvendelse på petroleumsvirksomhet knyttet til undersjøiske petroleumsforekomster underlagt norsk jurisdiksjon. Petroleumsvirksomhet i lovens forstand omfatter ikke transport av petroleum i bulk med skip.

Enkelte felt på norsk kontinentalsokkel er bygd ut med en løsning der råoljen transporteres i rørledninger fra feltet og inn til en terminal på land i Norge eller i Storbritannia før den lastes på skip for videre transport til markedet. For slik råoljetransport i rørledning kommer petroleumsloven til anvendelse.

De fleste felt på norsk kontinentalsokkel har en utbyggingsløsning der råoljen lastes på skip på feltet. Dette betyr at råoljen ikke fraktes i rør til land, men lastes over på bøyelastere (spesialskip) ute på feltet og fraktes derfra til kjøperen av råolje, eksempelvis et raffineri i Europa. Slik transport av råolje i bøyelastere er ikke regulert av petroleumsloven. Dette vil også gjelde for transport av råolje i bøyelastere fra Castberg-feltet.

Det er gjennomført en rekke skip-til-skipomlastinger av råolje i Finnmark hvor råolje produsert i Russland har blitt lastet over på konvensjonelle tankskip for videre transport til markedet. Slik aktivitet har funnet sted i Bøkfjorden ved Kirkenes og i Sarnesfjorden. Denne aktiviteten faller utenfor petroleumslovens virkeområde.

Departementet legger til grunn at omlasting av råolje fra Barentshavet i Sarnesfjorden fra bøyelastere til konvensjonelle tankere heller ikke vil være underlagt petroleumslovens virkeområde. Dette vil også gjelde dersom omlastingen skjer ved et nedskalert terminal/kaianlegg som beskrevet ovenfor.

Departementet mener at etablering av en omlastingsløsning – som ikke er basert på et normalt industrielt løp for prosjektgjennomføring og eventuell investeringsbeslutning hos selskapene, vil kunne medføre risiko for at det reises spørsmål om lovligheten av et eventuelt pålegg om etablering av en slik løsning.

Dersom det investeres i infrastruktur for oljeomlasting i Sarnesfjorden, og denne infrastrukturen kan komme i en monopol eller monopollignende stilling i forhold til brukere eller potensielle brukere, kan myndighetene ha behov for å regulere adgang til og vilkår for bruk av denne infrastrukturen. Hvis rettighetshaverne i Castberg beslutter å etablere en nedskalert terminalløsning legger departementet til grunn at det vil kunne regulere vilkår for bruk av en slik infrastruktur med grunnlag i vilkår departementet stilte da det godkjente plan for utbygging og drift for Castberg-feltet i juni 2018. Formålet med slik regulering vil være å legge til rette for god ressursforvaltning og effektiv utnyttelse av ev. anlegg.

2.7 Fremtidige utbygginger i Barentshavet

I anmodningsvedtak 890 ba Stortinget regjeringen sørge for at senest ved etablering av flere produserende felt i Barentshavet må disse sees i sammenheng med Castberg-feltet og bygging av en ilandføringsterminal på Veidnes i Finnmark.

Utredningene av oljeomlasting i Finnmark gjennomføres i fellesprosjektet BSOI, der også rettighetshaverne i feltene Alta, Gohta og Wisting deltar. Det ligger godt til rette for at det i det utredningsarbeidet som nå pågår også blir hensyntatt forhold som ev. er viktige for de neste mulige oljeutbyggingene i havområdet. Altså at en allerede i utredningsfasen for en mulig nedskalert terminal ser etableringen i sammenheng med mulige fremtidige utbygginger. Som det framgår av denne proposisjonen så legges det til rette for at andre brukere kan benytte et ev. kaianlegg for omlasting av olje på Veidnes. Hvis et slik anlegg blir bygd legger departementet til grunn at det vil kunne regulere vilkår for bruk av en slik infra-

struktur. Formålet med en slik regulering vil være å legge til rette for god ressursforvaltning og effektiv utnyttelse av ev. anlegg, herunder for nye utbygginger i Barentshavet.

Både Alta-, Gohta- og Wistingfunnene er i første fase i sin prosjektutvikling. Ingen av funnene har kommet til beslutning om konkretisering enda.

Rettighetshaverne i Alta har i 2018 gjennomført en produksjonstest for funnet og rettighetshaverne i Gohta arbeider med ytterligere avgrensning av funnet. Rettighetshaverne i de to funnene utreder parallelt en samordnet utbygging og arbeider med mulighetsstudier for å identifisere minst en løsning som er teknisk og økonomisk gjennomførbar. Alle de løsningene som vurderes er basert på lasting av råolje til bøyelastere til havs. En eventuell investeringsbeslutning kan tidligst tas tidlig på 2020-tallet.

Rettighetshaverne på Wisting er i samme fase. Det arbeides med å identifisere minst en løsning som er teknisk og økonomisk gjennomførbar. Også for dette funnet er transportløsningen for olje som det jobbes med, lasting av råolje til bøyelastere på feltet. De arbeider mot at en mulig investeringsbeslutning tidligst kan tas tidlig på 2020-tallet.

Disse funnene har således kommet så kort i prosjektløpet at de ikke har klarlagt at funnene blir utbygd. Det er derfor i dag alt for tidlig for rettighetshaverne i disse funnene å delta i en eventuell etablering av infrastruktur for oljeomlasting i Finnmark. Samtidig vil de gjennom sin deltakelse i BSOI kunne bidra til at en ev. nedskalert terminal kan kunne brukes av funnene.

I tillegg vil det i forbindelse med en eventuell fremtidig utbygging av funnene Alta/Gohta og Wisting utarbeides en plan for utbygging og drift med tilhørende konsekvensutredning. Som en del av en slik plan vil rettighetshaverne også måtte utrede omlasting i Finnmark.

Gjennom denne oppfølgingen anser departementet anmodningsvedtak 890 som oppfylt.

2.8 Departementets vurdering og videre prosess

Castberg-feltet har en godkjent utbyggingsplan på gitte vilkår. Utredninger av alternative oljetransportløsninger til direkte transport av råolje fra feltet til markedet pågår, men er for en nedskalert terminalløsning i tidlig fase. Utredningene som er omtalt i Stortingets anmodningsvedtak 891 er igangsatt og er behandlet i dette dokumentet. Det er viktig at selskapene i utredningene fremover følger et normalt industrielt løp for prosjektgjennomføring og at de etablerer et best mulig beslutningsgrunnlag før det ev. fattes investeringsbeslutning/beslutning om gjennomføring. Beslutningen må bygge på at dette er en hensiktsmessig og lønnsom løsning for å frakte oljen til markedet. Et tiltak som oppfyller disse kriteriene vil også legge til rette for god ressursforvaltning.

Alternativet med en nedskalert terminalløsning er i en tidlig utredningsfase og er således fortsatt svært umodent. Det er knyttet betydelig usikkerhet til en slik løsning både når det gjelder utforming og kostnader/lønnsomhet. Det foreligger i dag ikke et beslutningsgrunnlag som er egnet til å ta beslutning verken om konseptvalg (uforming av en nedskalert terminal) eller langt mindre beslutning om å etablere en slik løsning. Kunnskapen fra foreløpige utredninger tilsier, selv om de er heftet med stor usikkerhet, at det vil være krevende å få en nedskalert terminalløsning samfunnsøkonomisk lønnsom. Omlasting i Sarnesfjorden eller ved en kailøsning kan gjennomføres innenfor operatøren Equinors akseptkriterier, men dagens kunnskap tilsier at en omlastningsløsning vil være teknisk/operasjonelt dårligere enn direkte transport til markedet. En nedskalert terminalløsning har en fleksibilitet som kan være positiv for ev. fremtidige brukere. Dette alternativet vil medføre en sysselsettingseffekt på om lag 50–60 personer i driftssperioden. Det vil i tillegg medføre en større effekt lokalt i utbyggingsfasen.

For å få på plass et godt beslutningsgrunnlag for å ta endelig beslutning om en nedskalert terminalløsning er det, i tråd med normal industriell praksis for petroleumsprosjekter, derfor nødvendig å utrede alternativet videre. Selskapene planlegger derfor, gjennom konseptstudier, å modne dette alternativet frem til en beslutning om videreføring. En slik utredningsfase tar om lag ett år slik at dette beslutningsgrunnlaget vil være klart tredje kvartal 2019. Først på dette tidspunkt vil en ha et grunnlag for å kunne foreta en reell sammenligning av, og valg mellom, de ulike transportløsningene for Castberg-feltet. Gjennomføres en nedskalert terminal kan den være klar til oppstart av produksjonen på Castberg-feltet i 4. kvartal 2022 for en liten løsning, eller i 2. kvartal 2023 for en mer omfattende nedskalert terminal.

Skip-til-skipomlasting i Sarnesfjorden har vært gjennomført med olje fra Russland allerede. En slik løsning er derfor utredet tilstrekkelig teknisk sett til at den kan besluttes gjennomført for Castberg-feltet. Basert på operatørens beregninger er ikke løsningen samfunnsøkonomisk lønnsom.

Dagens informasjon tilsier også at en slik løsning på flere områder er dårligere teknisk/operasjonelt enn særlig transport direkte til markedet, og på noen områder også omlasting ved en nedskalert terminal. Dette alternativet vil medføre en sysselsettingseffekt på om lag 50–60 personer i driftssperioden.

Det er ikke behov for å fatte en beslutning om å benytte skip-til-skipomlasting før i 2019 for at omlastingsløsningen skal være klar til produksjonsstart for Castberg-feltet i slutten av 2022. Det er heller ikke hensiktsmessig da en først har et beslutningsgrunnlag for valg mellom løsningene tredje kvartal 2019.

Selskapene vil først i tredje kvartal 2019 ha etablert et grunnlag for å kunne foreta en reell sammenligning av, og valg mellom, de ulike transportløsningene for Castberg-feltet. På dette tidspunktet vil også en nedskalert terminalløsning være modnet tilstrekkelig til at de kan ta en beslutning rundt dette.

Departementet vil holde Stortinget orientert på egnet måte om det videre utredningsarbeidet.

Del III
Utbygging og drift av Johan Sverdrup-feltets andre byggetrinn

3 Utbygging og drift av Johan Sverdrup-feltets andre byggetrinn og anlegg og drift av områdeløsningen for kraft fra land til feltene Johan Sverdrup, Edvard Grieg, Ivar Aasen og Gina Krog

3.1 Innledning

Departementet mottok 27. august 2018 følgende planer knyttet til andre byggetrinn for Johan Sverdrup-feltet:

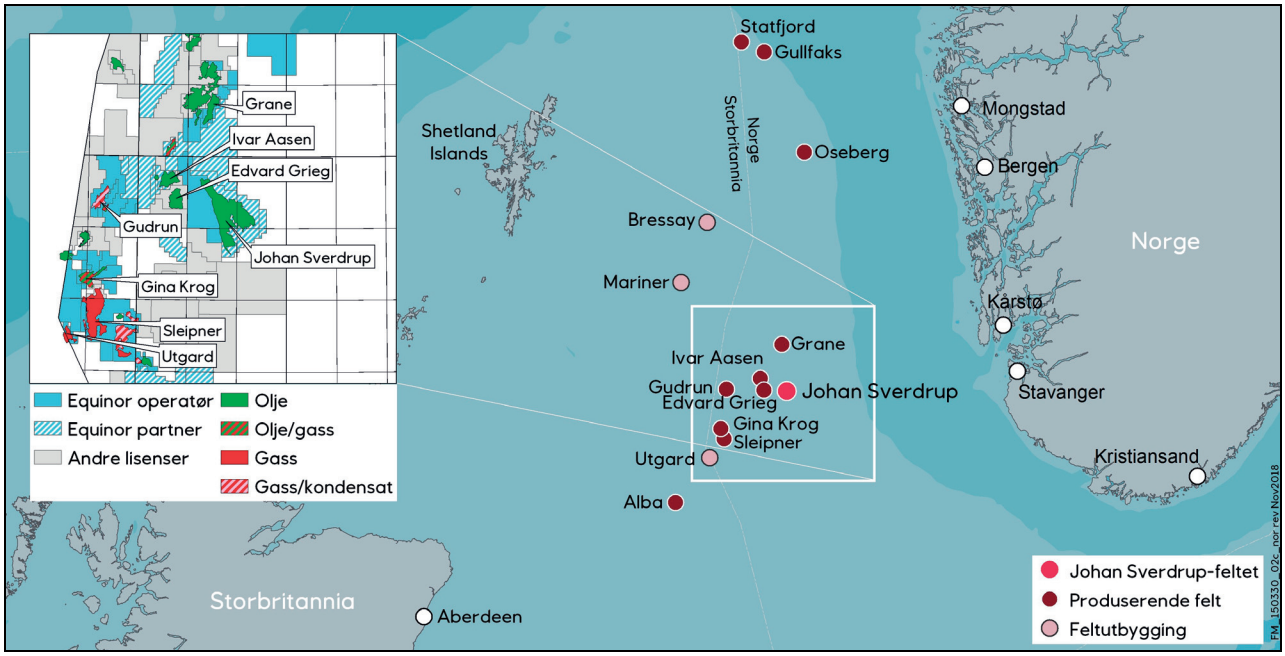
- plan for utbygging og drift (PUD) av andre byggetrinn for Johan Sverdrup-feltet, med søknad om godkjennelse.
- plan for anlegg og drift (PAD) av områdeløsningen for kraft fra land til Johan Sverdrup, Edvard Grieg, Ivar Aasen og Gina Krog, med søknad om tillatelse.

Operatøren Equinor Energy AS har levert planene på vegne av rettighetshaverne i Johan Sverdrup Unit[5] som er Equinor Energy AS (40,0267 pst.), Lundin Norway AS (22,6000 pst.), Petoro AS (17,3600 pst.), Aker BP ASA (11,5733 pst.) og Total E&P Norge AS (8,4400 pst.).

Sverdrup-feltet ligger på Utsirahøyden i den midtre delen av Nordsjøen, om lag 155 km fra Karmøy og på et havdyp på 110–120 meter. Forekomsten ble påvist i 2010. Sverdrup-feltet er så stort at det er nødvendig å bygge det ut i flere trinn. Basert på samtykke fra Stortinget, jf. Innst. 382 S (2014–2015), godkjente Olje- og energidepartementet første byggetrinn av Sverdrup-feltet 20. august 2015 på gitte vilkår. Produksjonsstart er planlagt i fjerde kvartal 2019.

De totale utvinnbare ressursene for hele Sverdrup-feltet er av operatøren beregnet til om lag 2,7 mrd. fat o.e. Av disse er de utvinnbare ressurser knyttet til andre byggetrinn anslått til om lag

5 Sverdrup-feltet omfatter tre utvinningstillatelser; 265, 501 og 502. I Johan Sverdrup Unit inngår i tillegg utvinningstillatelse 501 B.



Figur 3.1 Geografisk plassering av Johan Sverdrup-feltet

Kilde: Equinor

94 mill. Sm^3 oljeekvivalenter (o.e.). Dette tilsvarer om lag 590 mill. fat o.e.

Sverdrup-feltets første byggetrinn inkluderer blant annet et feltsenter med fire plattformer forbundet med broer, anlegg for forsyning av kraft fra land, samt rørledninger for transport av olje og gass.

Andre byggetrinn består av en utvidelse av feltsenteret med en ny prosessplattform, modifikasjoner på stigerørsplattformen inkludert en ny modul og fem nye havbunnsrammer. Produksjon fra havbunnsrammene er knyttet opp til den nye prosessplattformen.

Investeringskostnaden for andre byggetrinn beløper seg til 42,2 mrd.[6] kroner. Sammen med første byggetrinn er den totale investeringsrammen for fullfeltsutbyggingen om lag 140 mrd. kroner. Utbyggingen har god forventet lønnsomhet. Forventet nåverdi av andre byggetrinn før skatt med syv pst. realrente er beregnet til 131 mrd. kroner. Andre byggetrinn av utbyggingen er lønnsomt før skatt ved oljepris på over 19 dollar per fat.

Ved godkjenning av Johan Sverdrup-feltets første byggetrinn ble det stilt vilkår om at rettighetshaverne for feltet senest i 2022 skal etablere en områdeløsning for kraft fra land som skal dekke hele kraftbehovet til feltene Johan Sverdrup, Edvard Grieg, Ivar Aasen og Gina Krog. Departementet mottok 27. august 2018 plan for anlegg og drift (PAD) for områdeløsningen for kraft fra land til Sverdrup-, Grieg-, Aasen- og Krog-feltene. Equinor Energy AS er operatør for anlegget og overleverte søknaden på vegne av rettighetshaverne i Sverdrup-feltet som skal eie anlegget.

Rettighetshaverne har i tillegg søkt om utvidet anleggskonsesjon etter energiloven for bygging og drift av elektriske anlegg knyttet til områdeløsningen. Søknaden omfatter et kabelanlegg med tilhørende elektriske anlegg for uttak av kraft fra Kårstø. Det forventes et samlet uttak for begge byggetrinn på inntil 335 MW fra Kårstø. Tapene i kraftoverføringssystemet (omformere og likestrømkabler) ved full last er anslått til i størrelsesorden 10 pst. Søknaden har vært på høring og er nå til behandling i Olje- og energidepartementet.

Kraft fra land-anlegget fra første byggetrinn og områdeløsningen vil samlet innebære at det vil være 300 MW kraft fra land tilgjengelig på Johan Sverdrup feltsenter. Dette er tilstrekkelig til å dekke hele det forventede kraftbehovet til de fire feltene og eventuelt også levere noe kraft til tredjeparter. Totalløsningen med kraft fra land medfører investeringer på om lag 14 mrd. kroner og gjør at CO_2-utslippene fra Sverdrup-feltet blir om lag 625 000 tonn CO_2 per år lavere enn med gassturbiner. I tillegg kommer utslippsreduksjoner fra feltene Grieg, Aasen og Krog når feltene kobles til områdeløsningen. Dette gjør at det er behov for å kjøpe færre utslippskvoter i det europeiske kvotesystemet ETS i driftsfasen til feltene enn uten en kraft fra land-løsning.

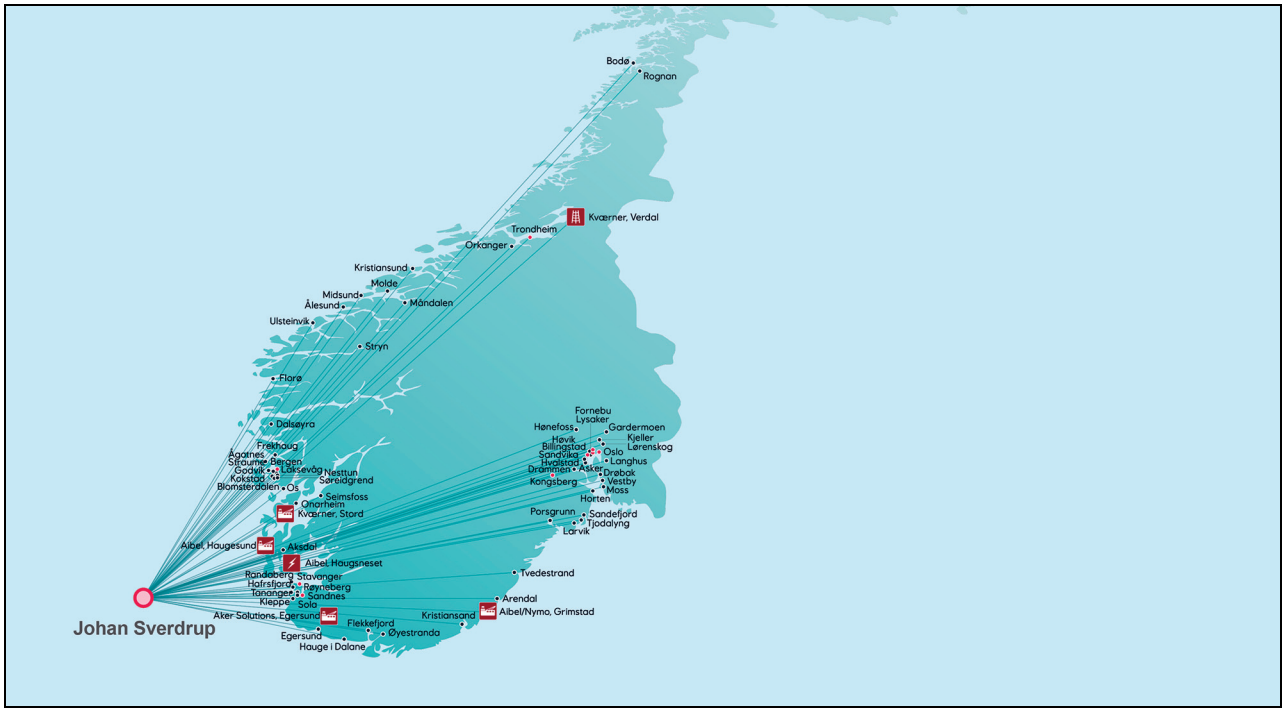
3.2 Status for første byggetrinn

Sverdrup-feltet ligger på Utsirahøyden like utenfor kysten av Vestlandet. Allerede på 70-tallet ble det lett etter olje og gass i dette området, men letebrønner i området ga skuffende resultater. Etter en periode der nye oljeselskaper etablerte seg i Norge på 2000-tallet ble det igjen interesse for Utsirahøyden. Nye ideer ble testet ut og i 2010 og 2011 ble Sverdrup påvist gjennom letebrønner der både Lundin og Equinor (da Statoil) var operatører.

Oljemarkedet og oljenæringen er som andre råvarenæringer syklisk i sin natur. Funnet av Sverdrup ble gjort i en periode med sterk vekst i aktivitetsnivå og investeringer i næringen. Prisfallet på olje i 2014 medførte utsettelser og kanselleringer av prosjekter, også på norsk sokkel. Dette førte til et betydelig fall i oppdrag til leverandører fra næringen. Utbyggingen av Sverdrup-feltet var blant de prosjektene som var så robuste at den gikk videre på tross av utfordringene oljeselskapene stod overfor. De oppdrag mange leverandører vant som følge av utbyggingen var viktig for sysselsettingen både i disse bedriftene og hos deres underleverandører. Prosjektet har derigjennom også vært viktig for å opprettholde kompetansen i hele næringen gjennom perioden med lavere oljepriser. Denne kompetansen er en viktig styrke for norsk næringsliv og for Norge som olje- og gassnasjon.

Basert på tidligere utbyggingsprosjekter på norsk sokkel er det beregnet at norsk andel av vare- og tjenesteleveringen til utbyggingen av Sverdrup-feltet vil være 55 pst. For driftsperioden, som er anslått til å vare i 50 år, er andelen beregnet til å være 95 pst. Utbyggingen vil også bidra til sysselsetting utover leverandører og underleverandører. Nasjonale sysselsettingsvirkninger av utbyggingsfasen av Sverdrup-feltet er av operatøren beregnet til å kunne bli over 150 000 årsverk, fordelt over perioden 2015 – 2025. Av dette står andre byggetrinn for om lag 30 pst. Den samlede sysselsettingseffekten fordeler seg med om lag 45 pst. i leverandørbedrifter, 30 pst. i underleve-

[6] Alle tall i 2018-kroner.



Figur 3.2 Illustrasjon som viser bedrifter med leveranser til Johan Sverdrup

Kilde: Equinor.

randørbedrifter og om lag 25 pst. i etterspørselsvirkninger i andre virksomheter.

Sverdrup-feltet er beregnet å generere om lag 3 400 årsverk i norske bedrifter hvert år i driftsperioden. Av dette utgjør bidraget fra andre byggetrinn om lag 25 pst. Fordelingen mellom leverandørbedrifter, underleverandørbedrifter og andre virksomheter er den samme som i utbyggingsfasen med henholdsvis 45 pst., 30 pst. og 25 pst. Bygging av anlegg på land og legging av sjøkabler til kraft fra land-anlegget i første byggetrinn og områdeløsningen er beregnet å gi en samlet regional sysselsettingseffekt i Haugalandsregionen på 540 årsverk fordelt over perioden 2016 – 2022. I driftsfasen av anleggene er det beregnet en samlet årlig sysselsettingseffekt på om lag 30 årsverk i regionen.

Ved innlevering av utbyggingsplanene for andre byggetrinn i august 2018 var første byggetrinn om lag 80 pst. ferdigstilt. Operatøren meldte videre at tidsplanen holdes med forventet oppstart i fjerde kvartal 2019. Investeringsestimatet for første byggetrinn er redusert med om lag 30 pst. siden innlevering av PUD for første byggetrinn.

Stålunderstellet til tre av de fire plattformene i første byggetrinn er bygget ved Kværner Verdal, mens det fjerde ble bygget av Dragados. Modulene til plattformdekket til boligplattformen er bygget av Kværner Stord og Apply Leirvik, mens plattformdekket for boreplattformen er bygd av Aibel, samt av Nymo. Plattformdekket for stigerørsplattformen samt prosessplattformen er bygget av Samsung.

Stålunderstellene til alle fire plattformene, samt plattformdekkene til stigerørsplattformen og boreplattformen er installert ute på feltet. Plattformdekkene til prosessplattformen og boligplattformen ligger til ferdigstillelse på verftene og vil bli installert i 2019. Alle de 20 brønnene som var planlagt boret før produksjonsstart er nå ferdigstilt. Rør for transport av olje til Mongstad og rør for transport av gass til Statpipe er lagt. Kraft fra land-anlegget til første byggetrinn er bygget og ble satt i drift i andre halvår 2018.

Ved godkjennelsen av første byggetrinn ble det stilt enkelte vilkår for å sikre god ressursforvaltning. Oppfølging av disse vilkårene er omtalt i kap. 4.

I tråd med Meld. St. 28 (2010–2011) *En næring for framtida – om petroleumsvirksomheten*, skal operatøren senest to år etter at feltet er satt i produksjon gjennomføre en analyse av regionale og lokale ringvirkninger av utbyggingen.

Figur 3.3 Status for utbygging av feltsenteret på Johan Sverdrup ifbm. første byggetrinn

Kilde: Equinor.

3.3 Utbyggingsløsning for andre byggetrinn

Johan Sverdrup-feltets første byggetrinn inkluderer et feltsenter med fire plattformer forbundet med broer. De fire plattformene er en boligplattform med hjelpesystemer, en prosessplattform, en boreplattform og en stigerørsplattform. Rørledninger for transport av olje og gass, kraft fra landanlegg, og tre havbunnsrammer for injeksjon av vann er knyttet mot stigerørsplattformen. Alle plattformene har understell i stål.

Andre byggetrinn består av en utvidelse av feltsenteret med en ny prosessplattform. Denne vil ha broforbindelse til stigerørsplattformen. Det skal gjøres modifikasjoner og bygges en ny modul på stigerørsplattformen, samt bygges og utplasseres fem nye havbunnsrammer. Produksjon fra havbunnsrammene vil bli knyttet mot den nye prosessplattformen, mens injeksjon, gassløft og kontrollkabel suppleres fra stigerørsplattformen. De fem havbunnsrammene skal drenere områdene Geitungen, Kvitsøy og Avaldsnes.

Den nye prosessplattformen er en prosess- og hjelpeutstyrsplattform som er lokalisert på østsiden av stigerørsplattformen og forbundet med en bro, se figur 3.4. Plattformdekkets ytre mål er 72 x 44 meter, og totalvekten er omtrent 24 000 tonn.

Plattformen har hjelpesystemer på vestsiden og prosessområder på østsiden. Prosessplattformen er ikke avhengig av den andre prosessplattformen på feltet for å produsere, men den er avhengig av stigerørsplattformen for eksport av olje og gass og injeksjon av vann og gass.

Den nye modulen som skal bygges for andre byggetrinn på stigerørsplattformen veier omtrent 5 000 tonn og gjør at den nye prosessplattformen blir integrert med feltsenteret.

Det skal gjennomføres mindre modifikasjoner på boligplattformen og den eksisterende prosessplattformen, og blant annet skal seks produksjonsbrønner og fem injeksjonsbrønner kobles opp på boreplattformen.

De fem nye havbunnsrammene inkluderer to kombinerte produksjons- og injeksjonsrammer, to produksjonsrammer og en injeksjonsramme. Det er planlagt 28 brønner, 11 brønner fra boreplattformen og 17 brønner fra havbunnsrammene. Av disse 28 brønnene er 18 planlagt for produksjon og 10 for injeksjon.

Transport av olje og gass fra andre byggetrinn vil skje i tråd med den godkjente utbyggingsplanen for første byggetrinn.

Figur 3.4 Feltsenteret på Johan Sverdrup, inkludert den nye prosessplattformen

Kilde: Equinor.

3.4 Løsning for kraft fra land til feltene Sverdrup, Grieg, Aasen og Krog

3.4.1 Bakgrunn

Kraft fra land utredes ved alle nye feltutbygginger på norsk kontinentalsokkel. Ved Utsirahøyden i Nordsjøen arbeidet flere eiergrupper i 2010 med utbyggingsplaner for nye felt. Myndighetene ba derfor operatørene for Grieg-, Aasen- og Krog-feltene om også å utrede en felles kraft fra land-løsning. En slik løsning ble studert av de involverte operatørene fram til april 2011. Konklusjonen fra arbeidet var at en slik løsning var teknisk realiserbar, men at tiltakskostnaden ville bli så høy at selskapene ikke ønsket å videreføre prosjektet.

Høsten 2011 ble omfanget av Sverdrup-feltet klart og det ble vurdert slik at kraft fra land til de nye feltene i området kunne være hensiktsmessig med Sverdrup inkludert. I september 2011 ba derfor departementet rettighetshaverne i Grieg-, Aasen-, Krog- og Sverdrup-feltene om å videreføre et arbeid med å studere en felles kraft fra land-løsning, herunder utarbeide en teknisk/økonomisk analyse, utrede kraftsituasjonen på land og foreslå samordningsmodeller/ kommersielle prinsipper for en samordnet kraft fra land-løsning til feltene.

Rettighetshaverne leverte inn plan for utbygging og drift for Grieg-feltet til myndighetene i januar 2012. I juni 2012 godkjente departementet utbyggingen av Grieg-feltet etter at saken på vanlig måte hadde vært forelagt Stortinget, jf. Prop. 88 S (2011–2012). Feltet ble besluttet bygd ut med gassturbiner på innretningen. I brev av 29. juni 2012 godkjente departementet utbyggingsplanen for Grieg-feltet. Godkjenningen ble gitt blant annet med vilkår knyttet til utredning og tilknytning til, det som da var, en mulig områdeløsning med kraft fra land.

Rettighetshaverne for henholdsvis Aasen- og Krog-feltene leverte inn planer for utbygging og drift til myndighetene i desember 2012. Sommeren 2013 godkjente departementet utbyggingene av Aasen- og Krog-feltene etter at sakene på vanlig måte hadde vært forelagt Stortinget, jf. Prop. 98 S (2012–2013) og Prop. 99 S (2012–2013). Godkjenningene ble gitt med tilsvarende vilkår knyttet til kraft fra land som for Grieg-feltet. Utbyggingen av Aasen-feltet ble samordnet med Grieg-utbyggingen, noe som blant annet medfører at energibehovet til Aasen-innretningen blir dekket fra Grieg-innretningen. Krog sitt kraftbehov blir dekket av gassturbin på feltet fra produksjonsstart. Innretningene på feltene Grieg, Aasen og Krog klargjøres for å få kraft fra land.

Prosjektet som startet i 2011 for å se på kraft til land til de fire feltene på Utsirahøyden utredet en teknisk løsning med likestrømsoverføring fra land og til en omformerstasjon plassert på Utsirahøyden med videre fordeling med vekselstrøm til

de enkelte feltene. Tidsplanen for prosjektet ble underveis justert slik at det tidsmessig ble koordinert med arbeidet med Sverdrup-utbyggingen som hadde det klart største kraftbehovet i området. I løpet av 2012 ble en 250 MW-løsning studert mer i detalj. Et investeringsnivå på rundt 9 mrd. kroner ble lagt til grunn for et slik anlegg. Basert på de foreløpige kraftprofilene som var innrapportert fra feltene sommeren 2013 ble det i prosjektet jobbet med å få anbefalt et konsept med to parallelle likestrømssystemer og med et totalt effektuttak på inntil 300 MW levert fra Kårstø. Da prosjektet fikk endelig underlag fra leverandørene sent i 2013 viste rapportene at denne løsningen ble komplisert og dyr. Investeringene ble av operatøren anslått til over 16 mrd. kroner. Som følge av dette så selskapene i prosjektet seg nødt til å utsette planlagt konseptvalg og studere frem en mer kostnadseffektiv løsning.

Arbeidet med Sverdrup-utbyggingen fram mot konseptvalg var basert på kraft fra land gjennom områdeløsningen omtalt over. For å holde fremdriften så rettighetshaverne på Sverdrup-feltet etter alternative kraftløsninger når konseptvalget til en egen fellesløsning for kraft fra land ble utsatt. Operatøren lanserte et alternativ om å erstatte den planlagte reservegassturbinen med et mottaksanlegg for kraft fra land inne på den ene Sverdrup-plattformen – en løsning tilsvarende den på Valhall-feltet. Dermed kunne rettighetshaverne arbeide videre med eksisterende løsninger og unngå forsinkelser i prosjektet. Konseptvalg for første byggetrinn ble tatt med denne løsningen i februar 2014.

I 2014 (jf. Innst. 237 S (2013–2014) fattet Stortinget vedtak der det blant annet ba regjeringen ved godkjenning av PUD for Johan Sverdrup første byggetrinn stille krav om etablering av en områdeløsning som omfatter feltene Gina Krog, Edvard Grieg, Ivar Aasen og Johan Sverdrup, hvor hele områdets kraftbehov dekkes med kraft fra land, med en tidsplan for gjennomføring.

I februar 2015 leverte rettighetshaverne inn utbyggingsplanene (PUD og PAD) for første byggetrinn av Sverdrup-feltet til myndighetene. Planene var basert på konseptvalget tatt i februar 2014. I brev av 20. august 2015 godkjente departementet utbyggingen av første byggetrinn for Sverdrup-feltet etter at saken på vanlig måte hadde vært forelagt Stortinget, jf. Prop. 114 S (2014–2015). Utbyggingsplanene ble godkjent med blant annet vilkår knyttet til etablering av en områdeløsning senest i 2022. Planene omfattet også investeringer som forbereder anlegget for den framtidige områdeløsningen for kraft fra land.

Den godkjente utbyggingsplanen for første byggetrinn av Sverdrup inkluderte at feltet forsynes med kraft fra land allerede før produksjonsstart. Anlegget ble satt i drift i 2. halvår 2018 og har en kapasitet på 100 MW levert på feltet. Anlegget omfatter omformerstasjon på feltet, to 200 km lange kabler til land, omformerstasjon på land (Haugsneset) og kabel til Kårstø. Det er allerede gjort investeringer på land for å forberede områdeløsningen for kraft fra land.

3.4.2 Plan for anlegg og drift av områdeløsning for kraft fra land

Rettighetshaverne tok konseptvalg for andre byggetrinn for Sverdrup-feltet våren 2017, jf. Prop. 1 S (2017–2018). Dette gjorde det mulig å ta en investeringsbeslutning i 3. kvartal 2018 og sende inn PAD for områdeløsningen med planlagt oppstart i 2022.

Konseptvalget omfattet fastsettelse av kraftkapasiteten i løsningen. Kapasiteten til områdeløsningen er viktig for å sikre at tilgangen på tilstrekkelig kraft ikke blir et hinder for god ressursforvaltning og dermed høy verdiskaping. Dette gjelder også feltene omfattet av områdeløsningen. Erfaringen fra norsk sokkel tilsier at det er hensiktsmessig å legge inn noe ekstra fleksibilitet ved etablering av ny infrastruktur. Samtidig er det høye kostnader knyttet til å etablere en områdeløsning. Kostnadene øker også sprangvis, noe som gjør det særlig viktig å finne en optimal dimensjonering på anlegget.

I forbindelse med arbeidet med områdeløsningen meldte de fire feltene inn sine forventede kraftbehov fra forventet oppstart av områdeløsningen i 2022 og fram til forventet produksjonsavslutning. I prosessen ba Olje- og energidepartementet rettighetshaverne i de fire feltene om at det ble bygget inn en tilleggskapasitet i områdeløsningen for å legge til rette for god ressursforvaltning. Departementet ba mer konkret rettighetshaverne om å dimensjonere områdeløsningen slik at den dekker behovet til de fire feltene og gir en fleksibilitet for å ivareta mulig økt behov på de fire feltene og til eventuelle fremtidige tredjepartstilknytninger, men samtidig uten at det utløses et nytt kostnadssprang for områdeløsningen. Ved tidspunktet for konseptvalg ble denne totalkapasiteten anslått til om lag 190 MW, jf. Prop. 1 S (2017–2018). Gjennom første del av forprosjekteringsarbeidet i 2017 ble det klart at det var mulig å øke kapasitet til 200 MW uten å utløse et nytt stort kostnadssprang. Investeringsbeslutningen, den innleverte utbyggingsplanen og tilhørende avtale-

Figur 3.5 Illustrasjon av Haugsneset med omformerstasjonene

Kilde: Equinor

verk mellom selskapene er basert på en utbygging med denne kapasiteten på områdeløsningen.

Basert på det innmeldte kraftbehovet er den samlede reserverte kapasiteten til de fire feltene totalt 165 MW. De resterende 35 MW i områdeløsningen utgjør tilleggskapasiteten. Denne 21 pst. økningen i kapasitet er beregnet til å medføre en ekstrainvestering på 400 mill. kr (om lag 5 pst. økte investeringer). Områdeløsningen, inklusive kabler, skal således ha stor nok kapasitet til å dekke behovet til de fire feltene, inklusive Grieg-innretningens kraft- og varmebehov.

Ekstrakostnadene ved tilleggskapasiteten har rettighetshaverne i Sverdrup-feltet betalt for. Det er derfor disse som også eier denne tilleggskapasiteten. Rettighetshaverne i feltene Sverdrup, Grieg, Aasen og Krog har gjennomført kommersielle forhandlinger og oppnådd enighet om en avtale knyttet til områdeløsningen.

Det idriftssatte kraft fra land-anlegget som ble godkjent som del av utbyggingsplanene for første byggetrinn på Sverdrup-feltet er ikke en del av den planen som nå er til behandling (områdeløsningen).

Den planen som nå er til behandling omfatter fellesinfrastrukturen til områdeløsningen, jf Prop. 114 S (2014–2015). Utbyggingsplanen medfører at det blir en ytterligere kraftkapasitet på 200 MW levert på den nye plattformen som skal plasseres på Sverdrup-feltet i forbindelse med byggetrinn 2. Dette kraft fra land-anlegget (områdeløsningen) skal dekke kraftbehovet til Sverdrup, utover det som er etablert i første byggetrinn, samt behovet til feltene Grieg, Aasen[7] og Krog.

Rettighetshaverne i Sverdrup-feltet har ansvar for å bygge og drive områdeløsningen. Operatøren for Sverdrup-feltet skal også være operatør og systemansvarlig for områdeløsningen.

Områdeløsningen er definert som kraft fra land-anlegget fra tilknytningspunktet i strømnettet på Kårstø fram til de andre feltenes tilknytningspunkt på den nye prosessplattformen. Fra tilknytningspunktet på Kårstø overføres kraft i ny vekselstrømkabel[8] til Haugsneset. På Haugsneset vil det bli bygget en ny omformerstasjon ved siden av den bygde omformerstasjonen for første byggetrinn. Her omformes kraften til likestrøm og sendes gjennom to 200 km lange sjøkabler til omformeranlegget som bygges på den nye plattformen. På Sverdrup blir kraften omformet til vekselstrøm før den fordeles videre til de ulike brukerne.

Byggearbeidet på Haugsneset er planlagt å starte i 3. kvartal 2019. Installasjon av den nye prosessplattformen med HVDC (høyspent likestrøm)-omformeranlegg vil bli utført 1. halvår

7 Innretningen på Grieg-feltet forsyner allerede Aasen-innretningen med kraft.

8 Denne ble forhåndslagt i forbindelse med første byggetrinn

2022. Legging av likestrøms sjøkabler fra land til feltet er planlagt i 2021. Planlagt oppstart av områdeløsningen er i 2. halvår 2022.

Anlegget for kraft fra land faller inn under forskrift 20. desember 2005 nr. 1625 om andres bruk av innretninger (tredjepartsforskriften). Det innebærer blant annet at avtaler om bruk skal forhandles og inngås mellom bruker og eier. Uenigheter som oppstår under forskriften kan bringes inn for departementet.

Rettighetshaverne på henholdsvis Grieg, Aasen og Krog har ansvar for å legge og koble opp vekselstrømkabler fra Grieg-innretningen og Krog-innretningen til den nye prosessplattformen på Sverdrup-feltet, jf. Prop. 114 S (2014–2015). Vekselstrømkabler til innretningene på Grieg- og Krog-feltene vil etter planen bli lagt i 2021/2022.

Rettighetshaverne på feltene Krog og Grieg har søkt departementet om oppfylt utredningsplikt for kraftkabelen fra innretningene på feltene til tilkoblingspunktet for områdeløsningen på Sverdrup-feltet. Aasen-innretningen vil få sin kraft via den eksisterende kraftkabelen fra Grieg-innretningen. Departementet har ikke avdekket forhold som tilsier behov for en ny konsekvensutredning for at utredningsplikten er oppfylt.

Første og andre byggetrinn vil gi et samlet maksimalt kraftuttak på Sverdrup-feltet på 300 MW. Forventet overføringstap utgjør 35 MW slik at maksimalt uttak på Kårstø er på 335 MW. Profilen på kraftuttaket er bestemt av behovet på de ulike innretningene på feltene og vil variere over tid. Equinor oppgir at Statnett har gjennomført mindre forbedringstiltak i nettet og planlegger flere, slik at andre byggetrinn kan tilknyttes som planlagt i 2022. Equinor opplyser også om at omformerstasjonene kan brukes til dynamisk spenningsregulering i overliggende nett, og dermed kunne forbedre leveringspåliteligheten i nettet ytterligere.

Haugalandet i Rogaland er et område med lite kraftproduksjon og stort kraftforbruk, hvorav industriforbruket utgjør en betydelig andel. I Statnetts konseptvalgutredning «Forsyning av økt kraftforbruk på Haugalandet» (2015) viser Statnett til at industriforbruket i området er særlig sårbart for strømavbrudd. Dagens nivå på forsyningssikkerhet innebærer at kraftforsyningen kan opprettholdes selv om en av ledningene inn til området er utkoblet, og Statnett mener at det minimum må være dagens nivå på forsyningssikkerhet i området.

Det er, i tillegg til Johan Sverdrup-utbyggingen, flere planer om forbruksvekst i kraftintensiv industri på Haugalandet. Hydro er i gang med å teste ny produksjonsteknologi på Karmøy. Dersom Hydro utvider pilotanlegget til et nytt fullskala aluminiumsverk, vil det innebære en ytterligere forbruksøkning på 385 MW. Videre er det planer om økt forbruk fra annen næringsvirksomhet på Haugalandet. Ifølge Statnetts nettutviklingsplan (2017) kan dagens nett forsyne en forbruksøkning på om lag 400 MW, dersom forsyningssikkerheten i området skal opprettholdes. En tilstrekkelig stor samlet forbruksøkning på Haugalandet vil kunne utløse behov for å bygge en ny ledning inn til området.

I august 2017 sendte Statnett melding til Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE) om en ny kraftledning for å legge til rette for økt kraftforbruk på Haugalandet. Ifølge Statnetts oppdaterte investeringsplan (2018) planlegger foretaket å sende konsesjonssøknad for en ny ledning i 2020.

3.5 Ressurser og produksjon

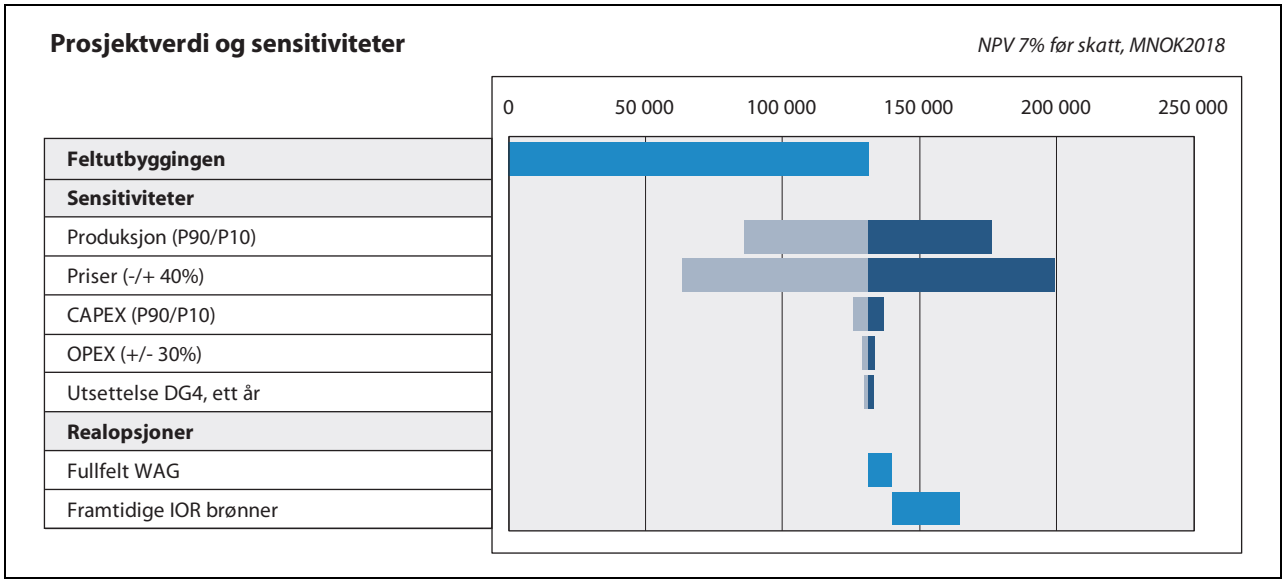
Grunnlaget for utbyggingen av andre byggetrinn er oljeressursene i Sverdrup-feltet. Reservoaret er relativt homogent, med høy til svært høy permeabilitet. De sentrale delene av feltet har en reservoartykkelse på 40–70 m. Reservoaret har ingen gasskappe, jf. Prop. 114 S (2014–2015). Dreneringsstrategien er ikke endret i forhold til godkjenningen av første byggetrinn.

Totale utvinnbare reserver for feltet er beregnet til om lag 2,7 mrd. fat o.e. Om lag 95 pst. av dette er olje, 3 pst. er tørrgass og resten er NGL. Total produksjonskapasitet på feltet vil være 105 000 Sm^3 olje per dag.

Utvinnbare reserver for Sverdrup-feltets andre byggetrinn er beregnet til om lag 94 mill. Sm^3 o.e., eller om lag 590 mill. fat o.e. Produksjonskapasitet for anlegget i forbindelse med andre byggetrinn er 35 000 Sm^3 olje per dag.

Forventet utvinningsgrad for olje er på 65 pst. I den oppdaterte teknologistrategien for Sverdrup-feltet er det en ambisjon å løfte utvinningsgraden videre til over 70 pst. Sentralt i denne målsetningen er implementering av vann- alternerende gassinjeksjon (VAG), boring av tilleggsbrønner og digitalisering. Videre vil anlegget for reservoarovervåking ved hjelp av permanent installerte seismiske sensorer (PRM) gi viktig informasjon om undergrunnen til dette arbeidet.

Potensialet for økt utvinning ved hjelp av polymerinjeksjon er ifølge operatøren betydelig redusert siden PUD for første byggetrinn. Videre er det avdekket risikoområder knyttet til gjennomføring av en polymerpilot som kan påvirke ordi-



Figur 3.6 Operatørens sensitivitetsberegning

Kilde: Equinor

nær utvinning og verdien ved salg av olje på feltet negativt. Samtidig vil polymerinjeksjon fremdeles være en del av mulige fremtidige tiltak for økt utvinning på feltet, og operatøren arbeider videre med å øke kunnskapen om og erfaringene med metoden. Vilkåret som ble stilt ved godkjenning av første byggetrinn er derfor vurdert på nytt i forbindelse med behandling av utbyggingsplanen for andre byggetrinn.

3.6 Disponering av innretningene

Nedstenging og disponering av feltets innretninger og brønner vil bli utført i henhold til gjeldende regelverk på det aktuelle tidspunkt. En løsning for disponering av feltets innretninger vil bli beskrevet i avslutningsplanen, som skal leveres til myndighetene tidligst fem år, men senest to år før bruken av innretningene er ventet å bli avviklet. Disponeringskostnadene knyttet til andre byggetrinn av Sverdrup-feltet er estimert til om lag 5,7 mrd. 2018-kroner.

3.7 Investeringer og lønnsomhet

Investeringskostnaden for andre byggetrinn beløper seg til 42,2 mrd. kroner[9]. Det er usikkerhet i estimatene for investeringskostnader. Operatøren anslår med en sikkerhet på 80 pst. at de faktiske investeringskostnadene vil ligge mellom 20 pst. under estimatene og 20 pst. over estimatene. Beløpet inkluderer hele investeringen for utbygging av områdeløsningen for kraft fra land.

Størstedelen av investeringene er knyttet til fem ulike deler av prosjektet: om lag 14 mrd. kroner av investeringen går til bygging av ny prosesseringsplattform, om lag 5 mrd. til modifikasjoner på stigerørsplattformen, om lag 5 mrd. til havbunnsutbyggingen, om lag 8 mrd. til kraft fra land-anlegget og om lag 8 mrd. til boring av brønner.

De forventede årlige driftskostnadene knyttet til andre byggetrinn vil i gjennomsnitt være om lag 1 mrd. kroner.

Sammen med første byggetrinn er den totale investeringsrammen for fullfeltsutbyggingen om lag 140 mrd. kroner.

Forventet nåverdi før skatt for andre byggetrinn er av operatøren beregnet til om lag 131 mrd. kroner[10].

Balanseprisen er den gjennomsnittlige fremtidige oljepris et petroleumsfelt må oppnå for å dekke alle fremtidige kostnader og samtidig gi en gitt forrentning av kapitalen. Den sier derfor noe om hvor robust et prosjekt er mot lavere markeds-

[9] Alle investerings-, kostnads- og lønnsomhetstall er oppgitt i 2018-kroner.

[10] Nåverdiberegningene er foretatt med en oljepris på 75 USD-2018 per fat i 2022 med en jevn, årlig økning til 80 USD-2018 per fat i 2030 og deretter flat pris. Forutsatt dollarkurs er 8,01 NOK/USD i 2018, 7,6 NOK/USD i 2019 og 7,0 NOK/USD fra 2020 og fremover. Forutsatt diskonteringsrente er syv pst.

priser. Balanseprisen for andre byggetrinn av Sverdrup før skatt er beregnet til 19 dollar per fat.

Utbyggingsprosjekter står overfor en rekke usikkerhetsfaktorer. Disse er knyttet til geologi, teknologi, prosjektgjennomføring og markedsmessige forhold; herunder framtidige priser på olje og gass. Operatøren har gjennomført sensitivitetsanalyser for blant annet endringer i driftskostnader, investeringer, oljepris, utvinnbare reserver og forsinkelser, jf. figur 3.6.

Analysen viser stor positiv nåverdi for alle de testede nedsidene. Lønnsomheten i prosjektet er mest følsom for endringer i oljepris og utvinnbare reserver.

Endringer i investerings- og driftskostnader gir relativt sett små utslag i prosjektets lønnsomhet. Dette innebærer at prosjektet er robust mot eventuelt langsiktige endringer i kostnadsbildet. Hovedkomponentene i driftskostnadene er anleggsdrift, vedlikehold av brønner, kjøp av kraft og tariffer.

Operatøren har også vurdert verdien av mulige oppsider i feltet, herunder økt utvinning ved hjelp av boring av flere brønner og, den nå besluttede, implementeringen av VAG. Analysen viser at det er et betydelig oppsidepotensial i disse.

Sverdrup er et prosjekt med god forventet lønnsomhet og som er robust også mot utfall vesentlig under forventning på alle sentrale parametere. Sensitivitetsanalysen og balanseprisen viser at prosjektet tåler en betydelig lavere oljepris enn dagens nivå. Utbyggingen er i så måte også robust mot eventuelt lavere oljepris enn forventet, eksempelvis som følge av klimatiltak.

3.8 Mulige tilleggsressurser i området

Det er forventet å være et ytterligere letepotensial i området rundt Sverdrup-feltet. Det gjøres blant annet analyser av ny seismikk som gir bedre forståelse av undergrunnen og et bedre grunnlag for å definere prospekter og mulige letebrønner. Det er mest sannsynlig at eventuelle funn vil være små til middels store oljeforekomster. Slike funn kan bli bygget ut ved å koble dem opp mot infrastruktur på Sverdrup-feltet. Det er satt av vekt og plass på innretningene for blant annet å muliggjøre tilknytninger av fremtidige felt. Det kan også være mulig å gjøre funn av en størrelse som kan danne grunnlag for nye plattformer i området, men dette er ikke sannsynlig basert på nåværende informasjon. Synet på letepotensialet kan imidlertid endres i løpet av et 50 års perspektiv.

Det er planlagt boring av en letebrønn i Klaff-prospektet i utvinningstillatelse 502 i perioden 2019–2020. Et eventuelt funn kan gi grunnlag for ytterligere muligheter i området. Mulige funn kan bli produsert gjennom Sverdrup-anlegget.

3.9 Konsekvensutredninger

Som del av utbyggingsplanene for første byggetrinn ble det gjennomført konsekvensutredninger for fullfeltutbygging, inkludert eksportrør og kraft fra land. En fullstendig beskrivelse av konsekvensutredningsprosessen og en oppsummering av merknadene til konsekvensutredningen med operatørens kommentarer framgår av Prop. 114 S (2014–2015).

Eksisterende konsekvensutredninger har blitt sammenstilt med planene for andre byggetrinn. Det er ikke identifisert miljø- eller samfunnsmessige virkninger utover det som allerede er utredet. Det er heller ikke identifisert ny kunnskap som vil kunne endre på utfallet av de eksisterende utredningene. De største endringene i forhold til tidligere planer er at antall brønner, varmebehov og utslipp til luft er redusert.

På denne bakgrunn søkte Equinor 20. juni 2017 på vegne av rettighetshaverne om at det er godtgjort at utredningsplikten allerede var oppfylt gjennom tidligere utredninger og supplerende informasjon.

Olje- og energidepartementet har forelagt søknaden for Arbeids- og sosialdepartementet (ASD), Nærings- og fiskeridepartementet (NFD), Klima- og miljødepartementet (KLD) og Oljedirektoratet (OD).

ASD har forelagt saken for Petroleumstilsynet (Ptil). Verken ASD eller Ptil har noen innvendinger mot at utredningsplikten for Sverdrup-feltets andre byggetrinn anses som oppfylt.

NFD har ingen merknader i sakens anledning.

KLD har forelagt saken for Statens strålevern, Riksantikvaren og Miljødirektoratet. Riksantikvaren gjør oppmerksom på at finner av skipsfunn m.m. plikter å melde disse til vedkommende myndighet jf. kulturminnelovens § 14 tredje ledd. KLD og Miljødirektoratet viser til at det er betydelige kunnskapsmangler om de miljømessige konsekvensene av polymerinjeksjon, og er opptatt av at tilstrekkelig kunnskap om miljøkonsekvensene både ved piloten og eventuell injeksjon av polymer i full skala må fremskaffes. Søknader om tillatelse etter forurensningsloven må inneholde en utredning av miljømessige kon-

sekvenser og potensialet for økt utvinning ved injeksjon av polymer.

ODs vurdering er at utredningsplikten i forbindelse med Sverdrups andre byggetrinn kan anses som oppfylt.

Behandlingen av søknaden har ikke avdekket forhold som tilsier at andre byggetrinn av Sverdrup aktualiserer ytterligere behov for konsekvensutredning.

3.10 Inngåelse av kontraktsmessige forpliktelser

Andre byggetrinn av Sverdrup-utbyggingen er et viktig skritt for å gjennomføre den opprinnelige utbyggingsplanen som ble godkjent i 2015, og innebærer en videre utnyttelse av ressursene i feltet i tråd med godkjent utbyggingsplan.

For å sikre en rasjonell og kostnadseffektiv utbygging av både første og andre byggetrinn har rettighetshaverne jobbet tett med leverandørene gjennom hele prosjektløpet. Tidlig involvering av leverandørene bidrar til mer presise kostnadsestimater ved investeringsbeslutning/ innlevering av PUD, samt til lavere risiko for overskridelser og forsinkelser i utbyggingsfasen. For å holde kontinuitet i prosjektløpet, og derigjennom legge best til rette for å gjennomføre prosjektet på kost og tid har det vært viktig for utbygger å kunne inngå vesentlige kontraktsmessige forpliktelser før andre byggetrinn er godkjent. Rettighetshaverne i Sverdrup-feltet har derfor søkt om å få tildele kontrakter før PUD er godkjent for å kunne sikre en optimal prosjektgjennomføring med hensyn til tidsplan, kostnader og risiko.

Andre byggetrinn planlegges gjennomført med utstrakt gjenbruk av design og løsninger og bruk av samme utstyrsleverandører som i første byggetrinn. Ved å tidlig inngå kontraktsmessige forpliktelser vil rettighetshaverne kunne sikre kontinuitet, opprettholdelse av kompetanse og best mulig læringsoverføring hos sentrale leverandører fra deres leveranser i første byggetrinn. Dette kan bidra til å sikre god kvalitet, lavere risiko og høy effektivitet i gjennomføringen av andre byggetrinn.

Områdeløsningen for kraft fra land, som også skal forsyne feltene Grieg, Aasen og Krog er en integrert del av andre byggetrinn, der vekselstrømsomformeren vil bli installert på den nye prosessplattformen. For å sikre en robust plan og driftssetting av områdeløsningen innen utgangen av 2022 har det vært viktig at nøkkelleverandører starter sitt arbeid tidlig nok.

I medhold av petroleumsloven § 4-2 femte ledd skal vesentlige kontraktsmessige forpliktelser ikke inngås og byggearbeid ikke påbegynnes, før PUD er godkjent, med mindre departementet samtykker til dette. Eventuelle vesentlige kontraktsmessige forpliktelser som inngås før godkjennelse av PUD skal ha kanselleringsklausuler.

Et samtykke til kontraktsinngåelse eller påbegynt byggearbeid legger ikke føringer for myndighetenes behandling av PUD. Myndighetene vurderer planen uavhengig av inngåtte kontraktsmessige forpliktelser og påbegynt byggearbeid. Rettighetshaverne har det fulle ansvar for den økonomiske risiko som inngåelse av kontrakter eller påbegynt byggearbeid før godkjent PUD innebærer, herunder hvis myndighetene endrer eller unnlater å godkjenne PUD. Alle kontraktstildelinger forutsetter godkjenning av PUD for andre byggetrinn av Sverdrup-feltet.

For å legge til rette for god prosjektgjennomføring og en effektiv feltutbygging har Olje- og energidepartementet samtykket i at rettighetshaverne kan inngå kontraktsmessige forpliktelser med en total ramme på om lag 17 mrd. kroner. Det er tatt høyde for at kontraktene kan avbrytes før PUD er godkjent, i så fall vil det kunne påløpe opp mot 3,5 mrd. kroner i kanselleringskostnader.

En del kontrakter er allerede inngått. Aibel skal tegne og bygge dekket til prosessplattformen (hvorav to av tre moduler bygges i Haugesund og den tredje i Thailand), Aker Solutions-Kværners fellesforetak skal utføre modifikasjoner på Sverdrup-feltsenteret og Siemens skal levere HVDC-utstyr. Kontrakt for bygging av understell til prosessplattformen er tildelt Kværner og arbeidet vil foregå ved verftet i Verdal.

3.11 Kraftbehovet i området

I 2014 fattet Stortinget vedtak angående en områdeløsning for kraft fra land som omfatter feltene Krog, Grieg, Aasen og Sverdrup, jf. Innst. 237 S (2013–2014). Disse vedtakene er fulgt opp av departementet. Som del av dette er Stortinget regelmessig blitt holdt orientert om de sentrale aspekter rundt områdeløsningen, jf., Prop. 1 S (2014–2015), Prop. 114 S (2014–2015), Prop. 1 S (2015–2016), Prop. 1 S (2016–2017) og Prop. 1 S (2017–2018).

Feltene Grieg, Aasen og Krog fikk godkjent sine respektive utbyggingsplaner av departementet, etter foreleggelse for Stortinget, i henholdsvis 2012 og 2013. Disse feltene er nå i drift basert på sine godkjente utbyggingsplaner, herunder med

lokal energiforsyning fra gassturbiner på innretningene.

I forbindelse med godkjenningen av plan for utbygging og drift av Grieg-feltet i 2012 stilte departementet blant annet vilkår om at dersom en samordnet kraft fra land-løsning for den sørlige delen av Utsirahøyden etableres skal Grieg-feltet tilknyttes en slik løsning og legge til rette for og dekke hele sitt kraftbehov med kraft fra land med mindre departementet av særskilte grunner bestemmer noe annet. Operatøren for Grieg-feltet, Lundin, har derfor gjennomført studier av alternative løsninger for dekking av innretningens varmebehov etter at områdeløsningen er planlagt satt i drift i 2022. Gjennom dette arbeidet har en utarbeidet tekniske løsninger som gjør at Grieg-innretningens varmebehov kan dekkes med kraft fra land med begrensede endringer på innretningen. Den løsningen selskapene har arbeidet frem medfører vesentlig mindre modifikasjonsarbeider på innretningen enn den løsningen som operatøren hadde utredet noen år tilbake og som er omtalt i Prop. 114 S (2014–2015). Konkret betyr den løsningen en nå ser på at en kan plassere elektriske kjeler på innretningen uten først å rydde tomt til disse. Dette er mulig fordi størrelsen på de elektriske kjelene er mindre enn for noen år tilbake. Dette gjør det mulig å plassere dem oppå en av gassturbinene på innretningen. Det jobbes videre i rettighetshavergruppen med å kvalifisere denne løsningen så det kan tas en endelig beslutning om å installere slike elektriske kjeler i 2019/2020, slik at de kan være på plass til områdeløsningen settes i drift i 2022. Rettighetshaverne i Grieg-feltet vil se innstallering av elektriske kjeler i sammenheng med hvor mye elektrisk kraft de kan få gjennom områdeløsningen.

Områdeløsningen har en kapasitet som går ut over forventet behov til feltene Sverdrup, Krog, Grieg og Aasen. Anleggene for områdeløsningen faller inn under tredjepartsforskriften. Dette innebærer blant annet at avtaler om bruk skal forhandles og inngås mellom bruker og eier. Operatøren for Sverdrup-feltet har således en viktig rolle for å bidra til at de tekniske og kommersielle løsninger som gjør at kapasiteten i områdeløsningen blir utnyttet på en optimal måte blir realisert. Dette inkluderer både for de fire feltene i løsningen og mulige tredjeparter.

Operatøren for Sverdrup-feltet har allerede igangsatt dette arbeidet, og sendte i november 2017, på vegne av rettighetshavergruppen, en henvendelse til andre felt som var mulige brukere av kraft fra områdeløsningen. Flere ulike interessenter har meldt seg som mulige brukere. Den mest konkrete tredjepartshenvendelsen er fra Sleipner-feltet – som allerede forsyner Gudrun-innretningen med kraft. Rettighetshaverne i Sleipner har igangsatt et prosjekt for å se på muligheter og konsekvenser ved en tilkobling til områdeløsningen. Det arbeides fram mot et mulig konseptvalg i 2019. Videre meldte Grieg-feltet overfor operatøren for Sverdrup i oktober 2018 behov for kraft utover sin reserverte kapasitet i områdeløsningen. Dette skyldes blant annet høyere produksjon enn forventet og forlenget platå fra feltet, samt tilknytning av nye felt. Basert på disse henvendelsene vil de involverte selskapene arbeide videre med å finne gode tekniske og kommersielle løsninger som sikrer en rasjonell bruk av områdeløsningen. Arbeidet er foreløpig i en tidlig fase, men vil nå viktige milepæler i 2019/2020.

4 Myndighetenes vurdering

4.1 Arbeids- og sosialdepartementets vurdering

Arbeids- og sosialdepartementet har innhentet Petroleumstilsynets vurdering av søknadene om godkjenning av planene for utbygging av Johan Sverdrup-feltets andre byggetrinn og områdeløsningen for kraft fra land.

Petroleumstilsynet har ikke innvendinger til søknadene. Arbeids- og sosialdepartementet har ikke ytterligere merknader til saken.

4.2 Oljedirektoratets vurdering

Oljedirektoratet (OD) viser til at avgjørende beslutning for en fullfeltsutvikling for Sverdrup-feltet ble tatt ved første byggetrinn. OD baserer sin vurdering av gjennomføring av neste trinn i fullfeltsløsningen på de mottatte planene og informasjon mottatt i møter med operatør og de andre rettighetshaverne, samt eget teknisk arbeid. Forhold som OD har vært opptatt av i selskapenes arbeid med utbyggingsplanene var blant annet knyttet til å sikre en utbyggingsløsning for andre byggetrinn som var basert på et samlet feltsenter, metoder for økt utvinning fra feltet, samt at kraft fra land-løsningen fikk nok kapasitet til å sikre at fremtidige verdiskapende tiltak på feltet ikke blir begrenset av tilgang på kraft.

Undergrunnen

Etter ODs vurdering har rettighetshaverne fortsatt det gode geofaglige arbeidet som lå til grunn for første byggetrinn. Oppdaterte geologiske tolkninger og modeller danner et godt grunnlag for den videre utbyggingen av feltet. Det geofaglige arbeidet er godt dokumentert. OD mener at operatørens ressursberegning og usikkerhetsvurdering er ryddig gjennomført og godt dokumentert. Det beregnede usikkerhetsspennet for tilstedeværende oljeressurser er relativt lite, og mindre enn det man vanligvis ser ved PUD-tidspunkt. Dette kan begrunnes med den økte kunnskapen en nå har om reservoarene og det utvidete datagrunnlaget.

Usikkerhetsspennet for tilstedeværende oljeressurser er blitt redusert siden PUD for første byggetrinn. For tilstedeværende ressurser er den viktigste usikkerheten fortsatt tykkelsen av intra-Draupne reservoaret. Det er noe større geologiske usikkerheter knyttet til intra-Draupne sandstein innenfor produksjonsområdet for andre byggetrinn sammenliknet med områder sentralt på feltet som blir bygget ut i forbindelse med første byggetrinn.

Reservoarovervåking ved hjelp av permanent installerte seismiske sensorer (PRM) ble besluttet i juli 2017 og rettighetshaverne tok investeringsbeslutningen for PRM trinn 2 i juni 2018. Når trinn 1 og trinn 2 er installert vil hele feltet være dekket av permanent installerte seismiske sensorer. OD mener at reservoarovervåking gjennom dette systemet gir et godt grunnlag for å maksimere oljeutvinningen fra Sverdrup-feltet. OD anser det som viktig at rettighetshaverne følger tidsplanen for installasjon av PRM-systemet og gjennomføring av basisinnsamlingene som skissert i PUD.

Den anbefalte dreneringsstrategien for andre byggetrinn er som for første byggetrinn; vanninjeksjon med gassløft i produksjonsbrønnene. OD er enig i den valgte dreneringsstrategien for Sverdrup-feltet. Etter ODs vurdering er operatørens reservoarvurderinger tilfredsstillende utført og dokumentert.

Forventet utvinningsgrad for olje for fullfeltutbyggingen er av operatøren beregnet til 65 pst. Forventede utvinnbare ressurser for fullfeltsutbyggingen er økt i forhold til estimatet i PUD for første byggetrinn. Dette skyldes hovedsakelig økning i tilstedeværende ressurser og videre optimalisering av dreneringsstrategien.

Usikkerhetene i utvinnbare ressurser har blitt redusert siden PUD for første byggetrinn. Årsaken til dette er i hovedsak redusert usikkerhet i tilstedeværende ressurser. Usikkerheten knyttet til dynamiske egenskaper, som relativ permeabilitet og kapillærtrykk, er tilnærmet uendret. OD har en mer pessimistisk vurdering av relativ permeabilitetsdata, og som følge av dette forventer OD en noe lavere utvinningsgrad enn operatøren.

En lavere utvinningsgrad vil medføre et høyere potensial for ytterligere økt utvinningstiltak i produksjonsperioden.

Tre metoder for økt utvinning (IOR) har blitt videreført og evaluert fra PUD for første byggetrinn. Disse er vann- alternerende gassinjeksjon (VAG), polymerinjeksjon og boring av tilleggsbrønner. OD er fornøyd med at VAG inngår som en del av utvinningsstrategien i PUD for andre byggetrinn.

Basert på informasjon fra PRM og en observasjonsbrønn, sammen med produksjons- og injeksjonserfaring, vil en i produksjonsperioden kunne vurdere behov for flere brønner og andre IOR-metoder. OD vurderer dette som gode tiltak som vil bidra til økt verdiskaping gjennom feltets levetid.

Et vilkår ved godkjenning av første byggetrinn var knyttet til bruk av polymer. Operatøren har søkt om utsettelse av dette vilkåret. Det estimerte feltpotensialet for polymerinjeksjon er ifølge operatøren betydelig redusert siden PUD for første byggetrinn. Slike estimater er etter ODs vurdering beheftet med stor usikkerhet. Det er en viktig årsak til at OD mener det er viktig med en polymerpilot for å avklare potensialet for polymerflømming på Sverdrup-feltet. OD anerkjenner at det totale risikobildet knyttet til en pilot er utfordrende når feltet produseres på platå, altså før vanngjennombrudd, og anbefaler derfor at operatørens søknad om utsettelse av piloten godkjennes.

Utbyggingsløsning

OD vurderer den valgte utbyggingsløsningen som en fleksibel løsning for å kunne utvinne ressursene og ivareta de ressursmessige oppsidene i Sverdrup-feltet samt å fase inn tilleggsressurser i området. OD vurderer den planlagte prosesskapasiteten på de to prosessplattformene til å være tilstrekkelig for å kunne håndtere usikkerheten i produksjonsprognosene. OD mener det er utført et godt arbeid innen boring og brønn i prosjektet, men at tidsplanen som er lagt til grunn for boring og komplettering av brønner er ambisiøs.

Investeringsestimatet for andre byggetrinn er betraktelig redusert sammenlignet med det foreløpige anslaget som ble gitt i forbindelse med PUD for første byggetrinn. Det vil alltid være en risiko for at markedsendringer kan føre til kostnadsvekst i forhold til estimatet i PUD, og dette er en av risikofaktorene i prosjektet. Prosjektet har imidlertid inngått kontraktsmessige forpliktelser på sentrale deler av andre byggetrinn jf. avsnitt 3.10. Dette begrenser risikoen for kostnadsvekst. I tillegg har prosjektet et godt erfaringsgrunnlag og enkelte løsninger fra første byggetrinn er repetert.

OD er positiv til ambisjonen om kostnadseffektiv drift og operatørens fokus på digitalisering som virkemidler for å redusere driftskostnader over feltets levetid.

Det er satt av tilstrekkelig tid til at alle forprosjekteringsstudier er ferdigstilt før kontraktstildeling og prosjektsanksjonering. Dette er etter ODs vurdering en viktig forutsetning for å oppnå en god prosjektgjennomføring. Et unntak er forprosjekterings-studiet for undervannsproduksjons-systemet som ennå ikke er ferdigstilt. Dette trenger etter ODs vurdering imidlertid ikke å være kritisk for prosjektgjennomføringen. Utstyret, priser og leveringstid på utstyr er godt kjent gjennom operatørens erfaring og etablerte rammeavtaler.

Rettighetshaverne har valgt en kontraktstrategi hvor det i stor grad velges kontraktører som har erfaring fra første byggetrinn og/eller forprosjektering av andre byggetrinn samtidig som den sikrer konkurranse mellom kontraktørene. En faset utbygging gir også mange muligheter til å lære av byggetrinn 1 med hensyn til design, kontraktørerfaring og ressursbruk.

ODs erfaring er at det kan være gunstig for prosjektgjennomføringen å ha samme leverandør i forprosjektering som i detaljprosjektering. Selv om det i prosjektet legges opp til å bytte leverandør av prosjekteringstjenestene mellom forprosjektering og detaljprosjektering, er det ODs vurdering at dette hensynet likevel er ivaretatt. Den nye leverandøren har gjort seg kjent med arbeidsomfang gjennom å ha foretatt en ny forprosjektering basert på forprosjektering fra forrige leverandør og på den måten tilpasset utformingen av plattformdekket til sine systemer og byggeplasser.

Operatøren har basert sin kontraktsstrategi på erfaring fra tidligere prosjekter og første byggetrinn, og har valgt en strategi som etter ODs vurdering vil bidra til å sikre en prosjektgjennomføring i henhold til plan.

Rettighetshavergruppen skal påse at virksomheten kan utøves på forsvarlig måte i samsvar med gjeldende lovgivning. Påseplikten er en viktig del av kvalitetssikringen av utbyggingsprosjekter på norsk kontinentalsokkel. Alle rettighetshaverne uttrykker støtte til operatørens arbeid og mener den valgte utbyggingsløsningen vil ivareta regelverkets krav til helse, miljø og sikkerhet, og at prosjektet vil legge til rette for sikker og effek-

tiv drift av Sverdrup-feltet i henhold til god ressursforvaltning. Kvalitetssikringen har gjennomgående bestått av å kontrollere operatørens arbeid og å utføre eget arbeid innenfor utvalgte områder. Blant annet har rettighetshaverne bidratt med innspill til operatørens reservoarmodellering for å forbedre denne, men de har også utført selvstendig arbeid på egne reservoarmodeller. Det fremkommer ingen vesentlige innsigelser til operatørens arbeid, men Aker BP ASA uttaler at polymerinjeksjon anses som uegnet på Sverdrup-feltet.

Det er ODs vurdering at rettighetshavernes påseplikt, slik den er beskrevet i innsendt dokumentasjon, er tilfredsstillende. Dette gjelder både oppfølgingen frem mot innsendelse av utbyggingsplanene for Sverdrup-feltet, samt planlagt oppfølging og kvalitetssikring i utbyggingsfasen.

Selv med risiko for et økende kostnadsnivå i gjennomføringsfasen, er det ODs vurdering at prosjektet har gode forutsetninger for å bli gjennomført på tid og i tråd med investeringsestimatet.

OD har gjennom prosjektets planlegging hatt fokus på viktigheten av at rettighetshaverne har en gjennomtenkt strategi for å identifisere, vurdere og implementere ny teknologi både i forbindelse med utbyggingen av feltet og gjennom feltets levetid. Dette for å sikre verdiskapingen gjennom høy utvinningsgrad, kostnadseffektivitet og høy produksjonsregularitet. Operatøren har oppdatert teknologistrategien fra første byggetrinn og beskrevet i teknologi-kvalifiseringsprogrammet hvordan feltet kan videreutvikles ved å ta i bruk nye teknologier.

I teknologistrategien legges det opp til at det vil bli jobbet aktivt med å identifisere og vurdere implementering av ny teknologi gjennom hele feltets levetid. OD registrerer imidlertid at planer for EOR teknologiutvikling/avanserte metoder for økt utvinning ikke er omtalt i teknologistrategien, utover en beskrivelse av utsettelse av polymerpilot til etter oppnådd produksjonserfaring.

Teknologibehovene vil kunne endres gjennom feltets levetid. OD er opptatt av at rettighetshaverne løpende vurderer mulighetene for økt verdiskaping gjennom bruk av ny teknologi. På bakgrunn av dette foreslås det at teknologistrategien oppdateres etter noen års produksjonserfaring, og inkluderer en vurdering av avanserte metoder for økt utvinning.

Utslipp og miljø

Sverdrup-feltet vil få dekket kraftbehovet med kraft fra land. Det vil derfor være lave utslipp til luft på feltet.

OD mener den valgte utbyggingsløsningen for andre byggetrinn med et nytt kraft fra land-anlegg med en kapasitet på 200 MW levert på feltet synes å gi en god områdeløsning som ivaretar hensynet til mulig økt kraftbehov fra de fire feltene som er omfattet av løsningen.

OD har ingen innvendinger mot operatørens valg av løsninger knyttet til ytre miljø, og disse er i stor grad de samme som for første byggetrinn.

Økonomi

Sverdrup-feltets andre byggetrinn fremstår etter ODs vurdering som et samfunnsøkonomisk lønnsomt og robust prosjekt. OD har utført sensitivitetsberegninger på lønnsomheten for prosjektet. Beregningene viser at prosjektet er økonomisk robust for alle testede kostnadsøkninger, både investeringer og driftskostnader. Parameterne med størst effekt på nåverdi er endringer i oljepris samt lavt og høyt ressursutfall. Prosjektet er robust for vesentlig lavere oljepriser fremover enn dagens nivå.

Sverdrup-feltet blir tilrettelagt for å kunne ta imot produksjon fra andre produksjonsinnretninger, blant annet ved å ha ledige J-rør og stigerør, samt plass- og vektreserver. Det forventes å være ledig kapasitet på Sverdrup for prosessering og transport av olje og gass etter at feltet er gått av platåproduksjon. Dette er ventet noen år etter oppstart av andre byggetrinn. I tillegg er det andre innretninger i området som vil ha tilgjengelig kapasitet.

Oljedirektoratets anbefaling

OD anbefaler at plan for utbygging og drift (PUD) for Johan Sverdrup andre byggetrinn godkjennes og at det gis tillatelse til anlegg og drift (PAD) for kraft fra land-anlegget med følgende vilkår:

– Rettighetshaverne skal, basert på oppdatert datagrunnlag, utarbeide en revidert teknologistrategi, inkludert en vurdering av avanserte metoder for økt utvinning. Strategien skal fremlegges innen 1. januar 2023. Departementet kan stille ytterligere vilkår knyttet til en forsvarlig utnyttelse av ressursene basert på den fremlagte planen.

4.3 Olje- og energidepartementets vurdering

Regjeringens petroleumspolitikk framgår av Prop. 80 S (2017–2018). Hovedmålet i denne

petroleumspolitikken er å legge til rette for lønnsom produksjon av olje og gass i et langsiktig perspektiv. Samtidig skal en stor andel av verdiskapingen tilfalle den norske stat, slik at den kan komme hele samfunnet til gode. Videre skal forvaltningen av petroleumsressursene skje innenfor forsvarlige rammer når det gjelder helse, miljø og sikkerhet.

Regjeringen har satt ned et utvalg som skal vurdere klimarelaterte risikofaktorer og deres betydning for norsk økonomi, herunder finansiell stabilitet. Regjeringen vil følge opp innstillingen fra klimarisikoutvalget etter den er fremlagt, og stille krav til at selskapene synliggjør klimarisiko i sine utbyggingsplaner, jf. Prop. 80 S (2017–2018).

Olje- og energidepartementet viser til at utbyggingsplanene som er levert inn for Sverdrup-feltets andre byggetrinn er en videreføring og oppfølging av den fullfeltsløsningen som departementet godkjente gjennom utbyggingsplanen for første byggetrinn i 2015. Departementet viser videre til at produksjonsstart for andre byggetrinn, herunder oppstart av områdeløsningen for kraft fra land, er planlagt i 2022.

Arbeids- og sosialdepartementet har innhentet Petroleumstilsynets vurdering av søknadene om godkjenning av planene for utbygging av Johan Sverdrup-feltets andre byggetrinn og områdeløsningen for kraft fra land.

Petroleumstilsynet har ikke innvendinger til søknadene. Arbeids- og sosialdepartementet har ikke ytterligere merknader til saken.

Departementet og Oljedirektoratet (OD) har hatt dialog med operatøren om utbyggingsløsningen for Sverdrup-feltets andre byggetrinn gjennom prosjektløpet. Formålet med denne dialogen har vært å sikre at den valgte utbyggingsløsningen underbygger fullfeltsløsningen og dermed gir god ressursforvaltning og oppfyller myndighetenes krav.

Ressursforvaltning og verdiskaping

Olje- og energidepartementet viser til ODs vurdering av plan for utbygging og drift av Sverdrup-feltets andre byggetrinn. OD mener at utbyggingsløsningen legger opp til en utnyttelse av ressursene i tråd med god ressursforvaltning og at det er et samfunnsøkonomisk lønnsomt og robust prosjekt.

Myndighetene er opptatt av at det skapes størst mulig verdier ut av petroleumsressursene på norsk sokkel. Ved behandlingen av første byggetrinn ble det stilt vilkår om gjennomføring av permanent reservoarovervåking (PRM) på deler av feltet. Departementet viser til ODs vurdering av PRM og at hele feltet vil bli dekket av permanent installerte seismiske sensorer. Dette betyr at dekningsområdet er vesentlig større enn beskrevet i PUD for første byggetrinn. Vilkåret for PRM gitt for første byggetrinn anses således som oppfylt.

Et vilkår ved godkjenning av første byggetrinn var knyttet til bruk av polymer. Operatøren har søkt om utsettelse av dette vilkåret. Departementet viser til at OD anbefaler at operatørens søknad godkjennes og slutter seg til anbefalingen om utsettelse.

Departementet viser til at OD er opptatt av at rettighetshaverne løpende vurderer mulighetene for økt verdiskaping gjennom bruk av ny teknologi. Direktoratet foreslår derfor at rettighetshaverne skal utarbeide en revidert teknologistrategi, inkludert en vurdering av avanserte metoder for økt utvinning. Departementet slutter seg til dette og kan stille ytterligere vilkår knyttet til en forsvarlig utnyttelse av ressursene basert på framlagte vurderinger.

Departementet er opptatt av at den valgte utbyggingsløsningen gir god fleksibilitet til å kunne utvinne ressursene i Sverdrup-feltet og til å fase inn tilleggsressurser i området. Departementet viser til at det for den valgte utbyggingsløsningen er et betydelig antall ledige J-rør og stigerør og at det er avsatt plass- og vektreserver for framtidig bruk. Dette er viktig og positivt.

Forventede investeringer knyttet til andre byggetrinn beløper seg til 42,2 mrd.[11] kroner. Årlige gjennomsnittlige driftsutgifter for andre byggetrinn er beregnet til å bli om lag 1,0 mrd. kroner.

Forventet nåverdi før skatt er beregnet til om lag 131 mrd. kroner. Balanseprisen, den fremtidige oljepris som gir avkastning på syv pst. reelt før skatt for prosjektet, er beregnet til 19 dollar per fat. Operatøren har gjennomført sensitivitetsanalyser for blant annet endringer i driftskostnader, investeringer, oljepris, utvinnbare reserver og forsinkelser, jf. avsnitt 3.7. Analysen viser at Sverdrup-feltets andre byggetrinn er robust overfor endringer i disse elementene. Operatørens beregninger viser at prosjektet er samfunnsøkonomisk lønnsomt og robust.

Klimarisikoen ved utbyggingen er synliggjort av selskapene i utbyggingsplanen. Det framgår av planen at prosjektet er robust både mot lavere oljepriser og høyere driftskostnader enn forventet. Prosjektet er robust mot betydelig lavere olje-

[11] Alle tall i 2018-kroner.

pris enn forventet, herunder om dette skulle bli en effekt av fremtidige globale klimatiltak, og fortsatt gi god avkastning på investert kapital. Prosjektets lønnsomhet er også robust mot endringer i driftskostnader, inkludert utslippskostnader på norsk sokkel.

Myndighetene er opptatt av at utbyggingsprosjektene på norsk sokkel gjennomføres sikkert og effektivt. ODs vurdering er at prosjektets gjennomføringsplan er godt gjennomarbeidet og realistisk.

Olje- og energidepartementet mener på denne bakgrunn at andre byggetrinn av utbyggingen av Sverdrup-feltet er et samfunnsøkonomisk lønnsomt og robust prosjekt.

Ringvirkninger og statlige inntekter

Andre byggetrinn er en gjennomføring av fullfeltsutbyggingen av Sverdrup-feltet slik det lå til grunn for utbyggingsplanen som ble godkjent i 2015. Utbyggingen skjer i flere byggetrinn på grunn av sin størrelse. Når første og andre byggetrinn er gjennomført vil de være en integrert del av Sverdrup-utbyggingen.

Utbyggingen av Sverdrup-feltet er det største industriprosjektet i Norge på tiår. Investeringene i Sverdrup-feltet og inntektene til rettighetshaverne, leverandørene og staten vil ha store positive virkninger for samfunnet. I tillegg til inntekter til staten gjennom skatter, avgifter og SDØE-ordningen vil utbyggingen medføre aktiviteter i forbindelse med både utbygging og drift, samt gi inntekter og betydelig sysselsetting i norske bedrifter.

Utbyggingen vil også bidra til sysselsetting utover leverandørene og underleverandørene. Nasjonale sysselsettingsvirkninger av utbyggingsfasen av Sverdrup-feltet er av operatøren beregnet til å kunne bli over 150 000 årsverk, fordelt over perioden 2015 – 2025. Av dette står andre byggetrinn for om lag 30 pst. Den samlede sysselsettingseffekten fordeler seg med om lag 45 pst. i leverandørbedrifter, 30 pst. i underleverandørbedrifter og om lag 25 pst. i andre virksomheter.

Utbyggingen er beregnet å generere om lag 3 400 årsverk i norske bedrifter hvert år i driftsperioden. Av dette utgjør bidraget fra andre byggetrinn om lag 25 pst. Fordelingen mellom leverandørbedrifter, underleverandørbedrifter og andre virksomheter er den samme som i utbyggingsfasen.

Bygging av anlegg på land og legging av sjøkabler til kraft fra land-anlegget i første byggetrinn og områdeløsningen er beregnet å gi en samlet regional sysselsettingseffekt i Haugalandsregionen på 540 årsverk fordelt over perioden 2016–2022. I driftsfasen av anleggene er det beregnet en samlet årlig sysselsettingseffekt på om lag 30 årsverk i regionen.

I tråd med Meld. St. 28 (2010–2011) *En næring for framtida – om petroleumsvirksomheten*, skal operatøren senest to år etter at feltet er satt i produksjon gjennomføre en analyse av regionale og lokale ringvirkninger av utbyggingen.

Områdeløsningen for kraft fra land

Kraft fra land-løsningen til første byggetrinn på Sverdrup er ikke en del av områdeløsningen for kraft fra land. Ved etablering av kraft fra landanlegget til første byggetrinn på Sverdrup-feltet er det, i tråd med vilkår gitt for utbyggingen, imidlertid gjort investeringer som reduserer kostnadene ved etablering av områdeløsningen for kraft fra land.

Rettighetshaverne i Sverdrup-feltet har søkt myndighetene om utvidet anleggskonsesjon etter energiloven for bygging og drift av elektriske anlegg for å forsyne andre byggetrinn av Sverdrup-feltet, samt feltene Grieg, Aasen og Krog med kraft fra land. Operatørens søknad har vært på høring og er nå til behandling i Olje- og energidepartementet. Kraft fra land-anlegget knyttes til transmisjonsnettet på Kårstø på Haugalandet som er et område med lite kraftproduksjon og stort kraftforbruk. I august 2017 sendte Statnett melding til Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE) om en ny kraftledning for å legge til rette for økt kraftforbruk på Haugalandet. Ifølge Statnetts oppdaterte investeringsplan (2018) planlegger foretaket å sende konsesjonssøknad for en ny ledning i 2020.

Olje- og energidepartementet viser til ODs vurdering av plan for anlegg og drift av kraft fra land til Sverdrup-feltet. OD har ingen innvendinger til at det gis tillatelse til anlegg og drift av områdeløsningen for kraft fra land.

Olje- og energidepartementet er opptatt av at områdeløsningen skal legge til rette for god ressursforvaltning og utnyttes slik at utslippene på norsk sokkel kan reduseres mest mulig til lavest mulig kostnad. Departementet ba derfor – i forbindelse med konseptvalg i 2017 – rettighetshaverne dimensjonere områdeløsningen slik at den dekker behovet til de fire feltene samt gir en fleksibilitet for å ivareta mulig økt behov, herunder eventuelle fremtidige tredjepartstilknytninger uten at det utløses en stor kostnadsøkning ved områdeløsningen. Dette har blitt fulgt opp av ret-

tighetshaverne, og områdeløsningen er dimensjonert med en totalkapasitet på 200 MW, hvorav 165 MW er reservert kapasitet til de fire feltene og 35 MW er tilleggskapasitet.

Rettighetshaverne i de fire feltene har blitt enige om en kommersiell avtale knyttet til områdeløsningen. Anlegget for kraft fra land faller inn under forskrift 20. desember 2005 nr. 1625 om andres bruk av innretninger (tredjepartsforskriften). Det innebærer blant annet at avtaler om bruk skal forhandles og inngås mellom bruker og eier. Uenigheter som oppstår under forskriften kan bringes inn for departementet.

Departementet er opptatt av å legge til rette for effektive forhandlinger mellom de ulike rettighetshavergruppene slik at områdeløsningen blir utnyttet optimalt. Departementet har i sin dialog med operatøren for Grieg-feltet klargjort at det, ut fra den informasjon som foreligger i dag, ikke er særskilte grunner til at Grieg-innretningen ikke skal installere elektriske kjeler som gjør at hele feltets kraftbehov kan dekkes med kraft fra land etter at områdeløsningen er satt i drift i 2022, jf. vilkåret som ble stilt for godkjenning av utbyggingen i 2012. Selskapene vil nå arbeide videre fram mot å etablere den beste tekniske løsningen slik at feltet kan dekke hele sitt kraftbehov med kraft fra land når områdeløsningen er driftssatt.

Av samme grunn godkjente departementet i desember 2018 den kommersielle avtalen knyttet til områdeløsningen, herunder klargjorde at anlegget faller inn under tredjepartsforskriften. Gjennom å godkjenne avtalen tidlig legges viktige brikker for de videre forhandlingene fast. Departementet sendte i desember 2018 også brev til rettighetshaverne i Sverdrup-feltet, som eier ekstrakapasiteten, der det uttrykte klare forventninger til alle forhandlingsparter om at de bidrar til å få etablert den tekniske og kommersielle løsning som best understøtter god ressursforvaltning og som gjør at områdeløsningen utnyttes på en måte som gjør at det oppnås størst mulig reduksjon i CO_2-utslippene fra norsk sokkel til en lavest mulig samfunnsøkonomisk kostnad. Departementet vil holde Stortinget orientert om det videre arbeidet med å sikre en optimal utnyttelse av områdeløsningen.

Miljøpåvirkning og utredningsplikten

Det forventes ingen vesentlige miljøpåvirkninger som følge av utbyggingen av Sverdrup-feltet. Utredningsplikten er ivaretatt gjennom konsekvensutredning i forbindelse med Johan Sverdrup første byggetrinn, samt søknad om oppfylt utredningsplikt for andre byggetrinn i 2017. Behandling av søknaden avdekket ikke forhold som tilsa at andre byggetrinn av Sverdrup skulle aktualisere ytterligere behov for konsekvensutredning. De miljømessige konsekvensene av polymerinjeksjon vil bli belyst i forbindelse med søknad om tillatelse etter forurensningsloven.

På denne bakgrunn anser Olje- og energidepartementet konsekvensutredningsplikten for prosjektene som oppfylt. Prinsippene i naturmangfoldloven §§ 8-10 er reflektert, blant annet gjennom departementets vurdering av konsekvensutredningene, samt supplerende informasjon fra operatøren, og vil bli fulgt opp i gjennomføringen av prosjektet.

Konklusjon

Olje- og energidepartementet vurderer den valgte utbyggingsløsningen, herunder energiløsningen, som en god plan som følger opp fullfeltsløsningen for feltet.

Basert på operatørens planer og vurderinger gjort av Oljedirektoratet fremstår andre byggetrinn av utbyggingen av Sverdrup-feltet som et samfunnsøkonomisk lønnsomt og robust prosjekt som kan gjennomføres samtidig som hensyn til ytre miljø og fiskeriinteresser ivaretas.

Olje- og energidepartementet mener på denne bakgrunn at andre byggetrinn av utbyggingen av Sverdrup-feltet er et økonomisk robust prosjekt som gir god samfunnsøkonomisk lønnsomhet og som bidrar til god ressursforvaltning. De planer som er lagt medfører at fellesinfrastrukturen for en områdeløsning for kraft fra land til feltene Sverdrup, Grieg, Aasen og Krog blir etablert.

Olje- og energidepartementet vil godkjenne utbyggingen av Sverdrup-feltets andre byggetrinn i samsvar med planene operatøren har framlagt og med følgende vilkår:

- Rettighetshaverne skal, basert på oppdatert datagrunnlag, utarbeide en revidert teknologistrategi, inkludert en vurdering av avanserte metoder for økt utvinning. Strategien skal fremlegges innen 1. januar 2023. Departementet kan stille ytterligere vilkår knyttet til en forsvarlig utnyttelse av ressursene basert på framlagte vurderinger.

5 Budsjettmessige konsekvenser for SDØE

Utbyggingen av Johan Sverdrup-feltets andre byggetrinn vil på bakgrunn av informasjon gitt av operatøren Equinor medføre om lag 1 310 mill. kroner i investeringer, om lag 10 mill. kroner i kalkulatoriske renter og 4,4 mill. kroner i driftskostnader for SDØE i 2019. Det er dekning for disse kostnadene innenfor rammene til henholdsvis kap. 2440 post 30 og kap. 5440 post 24.2 og 24.5 i forslag til budsjett, jf. Prop. 1 S (2018–2019).

6 Konklusjoner og vilkår

Olje- og energidepartementet vil godkjenne plan for utbygging og drift av Johan Sverdrup-feltets andre byggetrinn i samsvar med planene operatøren har fremlagt, de merknadene som fremgår av denne proposisjon og på følgende vilkår:

1. Rettighetshaverne skal, basert på oppdatert datagrunnlag, utarbeide en revidert teknologistrategi, inkludert en vurdering av avanserte metoder for økt utvinning. Strategien skal fremlegges innen 1. januar 2023. Departementet kan stille ytterligere vilkår knyttet til en forsvarlig utnyttelse av ressursene basert på framlagte vurderinger.

Olje- og energidepartementet vil gi tillatelse til anlegg og drift av kraft fra land-anlegget for områdeløsningen for kraft fra land til feltene Johan Sverdrup, Edvard Grieg, Ivar Aasen og Gina Krog i samsvar med planene operatøren har fremlagt og de merknadene som fremgår av denne proposisjon.

Olje- og energidepartementet

t i l r å r :

At Deres Majestet godkjenner og skriver under et framlagt forslag til proposisjon til Stortinget om utbygging og drift av Johan Sverdrup-feltets andre byggetrinn og anlegg og drift av områdeløsningen for kraft fra land til feltene Johan Sverdrup, Edvard Grieg, Ivar Aasen og Gina Krog.

Vi HARALD, Norges Konge,

s t a d f e s t e r :

Stortinget blir bedt om å gjøre vedtak om utbygging og drift av Johan Sverdrup-feltets andre byggetrinn og anlegg og drift av områdeløsningen for kraft fra land til feltene Johan Sverdrup, Edvard Grieg, Ivar Aasen og Gina Krog i samsvar med et vedlagt forslag.

Forslag

til vedtak om utbygging og drift av Johan Sverdrup-feltets andre byggetrinn og anlegg og drift av områdeløsningen for kraft fra land til feltene Johan Sverdrup, Edvard Grieg, Ivar Aasen og Gina Krog

I

Stortinget samtykker i at Olje- og energidepartementet godkjenner plan for utbygging og drift av Johan Sverdrup-feltets andre byggetrinn.

II

Stortinget samtykker i at Olje- og energidepartementet gir tillatelse til anlegg og drift av kraft fra land-anlegget.

III

Stortinget samtykker i at Petoro AS, som er rettighetshaver for statens deltakerandel (SDØE), kan delta i utbygging og drift av Johan Sverdrup-feltets andre byggetrinn og anlegg og drift av områdeløsningen for kraft fra land til feltene Johan Sverdrup, Edvard Grieg, Ivar Aasen og Gina Krog.

MILJØMERKET TRYKKERI
07 MEDIA – 2041 0379