



# DET KONGELIGE OLJE- OG ENERGIDEPARTEMENT

Statsråden

Kontroll- og konstitusjonskomiteen  
Stortinget  
0026 OSLO

Deres ref

Vår ref

Dato

22/2496-

1. september 2023

## Svar på spørsmål vedr. Snøhvit Future-prosjektet

Jeg viser til brev 24. august 2023 fra kontroll- og konstitusjonskomiteén til statsministeren og brev 30. august fra statsministeren til kontroll- og konstitusjonskomiteén vedr. elektrifisering av Melkøya. Her følger mine svar på komiteéns spørsmål.

I brevet 24. august viser komiteén til at Stortinget 18. april 2023 enstemmig fattet følgende vedtak: «*Stortinget ber regjeringen, i forbindelse med behandlingen av Snøhvit Future, foreta en egen vurdering av om fangst og lagring av CO<sub>2</sub> kan være et alternativ til elektrifisering av Melkøya med kraft fra land som kan realiseres innen 2029 og gjennomføres uten at fremtidig gassproduksjon blir redusert.*». Komiteén ber i brevet om at «*regjeringens egen vurdering i tråd med Stortingets enstemmige vedtak*» fremlegges.

I tillegg ber komiteén om svar på hvordan departementet har «*oppfylt sin plikt til å konsultere Sametinget før vedtaket om å elektrifisere Melkøya ble fattet og varslet.*»

### Vurdering av fangst og lagring av CO<sub>2</sub>

Jeg har i forbindelse med godkjenningen av Snøhvit Future-prosjektet fulgt opp Stortingets vedtak ved å foreta en egen vurdering av om fangst og lagring av CO<sub>2</sub> kan være et alternativ til elektrifisering av Melkøya med kraft fra land, som kan realiseres innen 2029 og gjennomføres uten at fremtidig gassproduksjon blir redusert.

For å kunne gjøre en slik egen vurdering ble Oljedirektoratet bedt om å gjøre en tilleggsvurdering av de spørsmålene som Stortinget reiste i sitt anmodningsvedtak. Oljedirektoratet ble bedt om dette da departementet selv ikke sitter på nødvendig teknisk kompetanse og innsikt til å gjøre en slik vurdering alene. Oljedirektoratet, som er statens fagetat innen leting, utbygging og drift knyttet til petroleumsressursene på norsk

kontinentalsokkel, sitter på denne kompetansen og innsikten. Oljedirektoratet har blant annet fulgt opp Snøhvit/Hammerfest LNG helt fra før funn ble gjort tidlig på 1980-tallet. Som del av dette har de fulgt rettighetshavernes planleggingsarbeid frem til investeringsbeslutning på Snøhvit Future-prosjektet. Oljedirektoratet har derfor anleggsspesifikk kunnskap om Snøhvit/Hammerfest LNG som er særlig viktig for vurderinger av tiltak som innebærer ombygging, endringer og integrering med eksisterende anlegg på feltet/landanlegget. For ordens skyld kan det legges til at rettighetshavergruppen består av internasjonale energiselskaper der flere har kunnskap og erfaring innen håndtering av CO<sub>2</sub> – Equinor, Petoro, TotalEnergies, Neptune Energy og Wintershall Dea.

Oljedirektoratets vurderinger av saken er slik:

*«Oljedirektoratet viser til at rettighetshaverne i planleggingsfasen av Snøhvit Future-prosjektet har vurdert alternative utslippsreducerende tiltak. De to hovedalternativene som har blitt vurdert er omlegging til drift med kraft fra strømmettet og fangst og lagring av CO<sub>2</sub>. Innenfor hvert hovedalternativ har flere mulige løsninger blitt vurdert. Rettighetshaverne har lagt vekt på at hovedalternativene skulle modnes til samme nivå før konseptvalg for utslippsreducerende tiltak (ved BOK/DG1 i 2019).*

*Etter Oljedirektoratets vurdering har rettighetshaverne fulgt etablerte prosesser for prosjektmodning, der beslutninger som er tatt i partnerskapet ved ulike milepæler, er blitt vurdert mot relevante kriterier som potensiale for CO<sub>2</sub>-reduksjon, tiltakskostnad, regularitet og risiko. Rettighetshavernes vurdering av CO<sub>2</sub>-håndtering på de fem gassturbindrevne generatorene (fullskala karbonfangst- og lagring) baserte seg på allerede gjennomførte utredninger av denne løsningen. Operatøren utredet i 2010 en løsning med CO<sub>2</sub>-håndtering på de fem gassturbindrevne generatorene. Tiltakskostnadene ved CO<sub>2</sub>-håndtering ble i studien beregnet til 4 500-6 000 kroner per tonn CO<sub>2</sub>. På grunn av høye tiltakskostnader konkluderte rettighetshaverne da med at de ikke ville arbeide videre med en slik CO<sub>2</sub>-håndteringsløsning for å redusere utslippene fra LNG-anlegget. I forbindelse med planleggingen av Snøhvit Future-prosjektet foretok operatøren i 2018 en ny vurdering av CO<sub>2</sub>-håndtering basert på studien fra 2010. Det ble da konkludert med at det ikke hadde vært en teknologi- og kostnadsutvikling som endret konklusjonene fra 2010.*

*CO<sub>2</sub>-innholdet i røykgassen på Hammerfest LNG er lavere enn ved andre sammenlignbare anlegg (f.eks. Langskip) noe som gjør fangst mer krevende. Fangst av CO<sub>2</sub> er videre energikrevende. En løsning med fangst og lagring av CO<sub>2</sub> vil kreve to nye gassturbiner på anlegget for å dekke det økte kraftbehovet som følge av CO<sub>2</sub>-håndtering. Det gir igjen et større volum av røykgass som CO<sub>2</sub> må fjernes fra. CO<sub>2</sub>-håndtering på gassturbiner vil også kreve utvidelse av dagens kapasitet ved Hammerfest LNG for rørtransport og injeksjon av CO<sub>2</sub>.*

*Operatøren har beregnet de totale kostnadene ved landkompresjon og CO<sub>2</sub>-håndtering til 37 mrd. 2022-kroner. Dette inkluderer kostnadene ved landkompresjon (6,1 mrd. kroner). Kostnadene er fordelt på følgende hovedelementer:*

- Anlegg for karbonfangst: 11 mrd. kroner
- Integrasjon: 13,5 mrd. kroner
- Transport- og lagring av CO<sub>2</sub> inkl. rør og injeksjonsbrønn: 6,4 mrd. kroner.

*Det er betydelig usikkerhet ved disse kostnadsestimatene. Integrasjon av fangstanlegget med eksisterende anlegg på Melkøya er omfattende og kostnadskrevende. Erfaring fra andre prosjekter med integrasjon i eksisterende anlegg i drift viser risiko for økte kostnader og forsinkelser i prosjektgjennomføringen.*

*Operatøren anslår at LNG-anlegget må stenges ned i 170 dager for nødvendige arbeider med integrasjon med dagens anlegg. Nedstenging av produksjonen innebærer utsatt produksjon, men fører ikke til tapt gassproduksjon.*

*Teknologiutvikling innen CO<sub>2</sub>-håndtering har fokusert på fangstprosessen for å redusere varmebehovet, degradering/stabilitet, kontroll av utslipp og øke andel fanget CO<sub>2</sub>. Etter Oljedirektoratets vurdering har ikke disse forholdene endret kostnadsbildet for CO<sub>2</sub>-håndtering i vesentlig grad. Dersom teknologi for CO<sub>2</sub>-håndtering kan nærme seg null-utslipp vil det være en fordel i konkurranse med kraft fra nettet.*

*Direktoratet viser til at operatørens estimat for tiltakskostnad for CO<sub>2</sub>-håndtering på 4 500-6 000 kroner per tonn CO<sub>2</sub> ligger langt over dagens utslippskostnad og forventet kostnad på rundt 2 000 kroner per tonn CO<sub>2</sub> i 2030. CO<sub>2</sub>-håndtering på Hammerfest LNG er dermed ikke lønnsomt med dagens forutsetninger. Oljedirektoratet har ikke beregnet egen tiltakskostnad for CO<sub>2</sub>-håndtering. Det fremstår likevel klart at CO<sub>2</sub>-håndtering vil ha vesentlig høyere investeringskostnad og mindre reduksjon i CO<sub>2</sub>-utslipp som følge av høyere restutslipp og kortere driftsperiode enn omlegging til drift med kraft fra nettet. Tiltakskostnaden for CO<sub>2</sub>-håndtering vil derfor være vesentlig høyere enn for den besluttede løsningen med kraft fra nettet.*

*Operatøren anslår at planlegging og gjennomføring av CO<sub>2</sub>-håndtering på Hammerfest LNG vil ta 7-8 år. Dette er etter Oljedirektoratets vurdering et realistisk anslag med tilhørende usikkerheter. Dersom rettighetshaverne beslutter å gå videre med en slik løsning i 1. kvartal 2024, tar konseptvalg i 1. kvartal 2025 og investeringsbeslutning/leverer endret PUD/PAD i 3. kvartal 2026 kan CO<sub>2</sub>-håndtering settes i drift i 2031/32. Når direktoratet sammenholder en slik gjennomføringsplan med dagens markedsutsikter, erfaringer fra prosjekter som inneholder elementer av ny teknologi og ombygging av eksisterende anlegg, samt andre kjente ytre faktorer som har påvirkning på prosjekter ved Hammerfest LNG (vær/klima), er det Oljedirektoratets vurdering at risikoen for økt gjennomføringstid på et slikt prosjekt er større enn muligheten for å korte ned gjennomføringstiden. En eventuell nedkorting av gjennomføringsløpet, slik at CO<sub>2</sub>-håndtering kan realiseres innen 2029, vurderes av direktoratet som lite realistisk.*

*Etter Oljedirektoratets vurdering vil gjennomføring av CO<sub>2</sub>-håndtering på Hammerfest LNG gi en noe redusert fremtidig gassproduksjon. Sammenliknet med drift med kraft fra nettet vil en*

*løsning med CO<sub>2</sub>-håndtering ha et totalt forbruk av brenngass til energiverket på om lag 7 mrd. Sm<sup>3</sup> over den forventede levetiden (20 år). Dette tilsvarer et drøyt års produksjon fra Hammerfest LNG. LNG-anlegget på Melkøya forventes å produsere på full kapasitet frem til 2040 så reduksjonen i produksjonen fra anlegget (7 mrd. Sm<sup>3</sup>) vil komme i haleproduksjonsfasen etter 2040.*

*De samlede kostnadene knyttet til CO<sub>2</sub>-håndtering er av operatøren estimert til om lag 31 mrd. kroner. Omlegging til drift med kraft fra nettet er til sammenligning estimert til om lag 6 mrd. kroner. Valgt løsning med omlegging til drift med kraft fra nettet vurderes som teknisk gjennomførbar og har en tiltakskostnad under 2 000 kroner per tonn CO<sub>2</sub>.».*

Som det fremgår av vedtaket i saken, så slutter Olje- og energidepartementet seg til Oljedirektoratets vurderinger om at fangst og lagring av CO<sub>2</sub> er lite realistisk å realisere innen 2029, og at gjennomføring av CO<sub>2</sub>-håndtering på Hammerfest LNG vil gi en noe redusert fremtidig gassproduksjon.

Jeg vil også peke på at rettighetshaverne i planleggingsfasen av prosjektet, i tråd med etablert praksis og petroleumspolitik, har vurdert CO<sub>2</sub>-håndtering. Alternativet er lagt bort av rettighetshaverne for dette anlegget fordi det der er svært ulønnsomt; det har tiltakskostnader som ligger betydelig over 2 000 kroner per tonn CO<sub>2</sub> og har vesentlig høyere investeringskostnader og tiltakskostnader enn drift med kraft fra nettet. Derfor er heller ikke en slik løsning for Hammerfest LNG omsøkt av rettighetshaverne.

### **Konsultasjon med Sametinget**

Olje- og energidepartementet godkjente 8. august 2023 endret plan for utbygging og drift (PAD) og endret plan for anlegg og drift (PAD) for Snøhvitfeltet og Hammerfest LNG og ga konsesjon til ny 420 kV-ledning fra Skaidi til Hyggevatn og 132 kV-ledning fra Hyggevatn til Melkøya. Beslutningen om å godkjenne Snøhvit Future-prosjektet innebar formelt og rettslig sett således tre ulike vedtak av departementet:

- Departementets vedtak etter petroleumsløven om å godkjenne endrede utbyggingsplaner for Snøhvitfeltet (endret PUD/PAD),
- Departementets vedtak etter henholdsvis energiløven og oreigningslova om anleggskonsesjon og ekspropriasjonstillatelse til ny 420 kV kraftledning mellom Skaidi og Hyggevatn transformatorstasjoner med tilhørende endringer og justeringer i nevnte transformatorstasjoner, og
- Departementets vedtak etter henholdsvis energiløven og oreigningslova om anleggskonsesjon og ekspropriasjonstillatelse til ny 132 kV kraftledning fra Hyggevatn til Melkøya.

Departementet gjennomførte konsultasjoner med Sametinget den 16. juni, og med de berørte reinbeitedistriktene i desember 2022 og januar 2023. Sametinget deltok som observatør under konsultasjonene med de berørte reinbeitedistriktene. Jeg vil i det følgende redegjøre for hvordan konsultasjonsplikten er oppfylt i dette tilfellet.

Konsultasjonsreglene skal sikre en reell deltakelse fra samiske representanter ved beslutninger som kan påvirke deres interesser direkte. Departementet har plikt til å gjennomføre konsultasjoner med Sametinget, som igjen har krav på å bli konsultert, for beslutninger eller tiltak som vil kunne påvirke samiske interesser direkte.

Hvilke saker som er gjenstand for konsultasjoner fremgår av sameloven § 4-1. Første ledd fastslår utgangspunktet om at konsultasjonsreglene gjelder for lovgivning, forskrifter og andre beslutninger eller tiltak som vil kunne påvirke samiske interesser direkte.

Bestemmelsen i § 4-1 første ledd innebærer at enkeltvedtak og andre typer offentlige beslutninger og tiltak, er omfattet av bestemmelsen. Plikten til å konsultere gjelder det konkrete tiltaket som vil kunne påvirke samiske interesser direkte. I dette ligger at søknader behandlet av energimyndighetene om utbygging av eksempelvis kraftledninger og energianlegg i reinbeiteområder, vil være konsultasjonspliktige. Det er imidlertid presisert i forarbeidene at det ikke er noen plikt til å konsultere om beskrivelser av fakta, gjeldende rett, regjeringens politikk mv., jf. Prop. 86 L (2020-2021) s. 108.

Utslippene av klimagasser fra petroleumsproduksjonen skal reduseres. Hovedvirkemidlene for å få ned utslippene er kvoteplikt (EU ETS) og CO<sub>2</sub>-avgift. Utslippskostnaden i petroleumssektoren er vesentlig høyere enn i annen kvotepliktig industri, både i Norge og i andre land som deltar i EUs kvotemarked. Drift med kraft fra nettet er det viktigste tiltaket, og vil innen 2030 være det eneste tiltaket som kan redusere utslippene betydelig. Det vises til omtale av dette blant annet i Prop. 97 S (2022-2023) kap. 4.3. Rettighetshaverne har på bakgrunn av dette besluttet en omlegging fra drift med gassturbiner til full drift med kraft fra nettet ved Hammerfest LNG, og derfor søkt om godkjenning av endret plan for utbygging og drift (PUD) og endret plan for anlegg og drift (PAD) for Snøhvitfeltet og Hammerfest LNG (Snøhvit Future-prosjektet).

Ordlyden i sameloven § 4-1 lest i sammenheng med presiseringene i forarbeidene, innebærer etter departementets syn at departementet ikke har en generell konsultasjonsplikt i saker om drift med kraft fra nettet innen petroleumssektoren, herunder omlegging til full drift med kraft fra nettet ved Hammerfest LNG. Slike tiltak vil i utgangspunktet ha lik innvirkning på samfunnet generelt.

Samtidig er det klart at det krever infrastruktur, nødvendige fasiliteter og kraft for å drive industrianlegg som olje- og gassinstallasjoner med kraft fra nettet. Dersom dette ikke allerede er tilgjengelig i tilstrekkelig grad, vil det være nødvendig å etablere nye nettanlegg og eventuelt ny kraftproduksjon. Slike tiltak har en klar sammenheng med petroleumsprosjektet, men vil like fullt være selvstendige tiltak som berører andre og ulike interesser, og som krever egne konsekvensutredninger og avgjøres gjennom egne vedtak. Dersom disse tiltakene berører samiske interesser direkte, vil det oppstå konsultasjonsplikt.

I anledning Snøhvit Future er konsultasjonsplikt utløst av de nødvendige tiltakene på land som direkte berører de samiske reinbeitedistriktene. Distriktene blir berørt av utbygging av ny 420 kV kraftledning mellom Skaidi og Hammerfest og nye transformatorstasjoner på Skaidi og Hyggevatn. Departementet har i tråd med konsultasjonsplikten gjennomført konsultasjoner med samtlige reinbeitedistrikter, der Sametinget også deltok som observatør. Departementet gjennomførte også konsultasjoner med Sametinget 16. juni.

Regjeringen har, som varslet på pressekonferansen 8. august, ambisjoner for kraft- og nettutbygging i Finnmark. I forbindelse med behandlingen av konkrete utbyggingsprosjekter som kan være aktuelle i denne sammenheng, vil departementet i tråd med sameloven konsultere samiske interesser på ordinær måte.

På bakgrunn av overnevnte anser departementet at konsultasjonsplikten er oppfylt i denne saken.

Med hilsen



Terje Aasland