



DET KONGELIGE  
OLJE- OG ENERGIDEPARTEMENT

Statsråden

Energi- og miljøkomiteen  
Stortinget  
0026 OSLO

Deres ref

Vår ref  
12/368-

Dato

12 MAI 2014

**Vedr Representantforslag 58 S (2013-2014)**

Jeg viser til brev 6. mai 2014 fra Energi- og miljøkomiteen vedrørende Representantforslag 58 S (2013-2014) fra stortingsrepresentantene Audun Lysbakken og Heikki Eidsvoll Holmås om å sikre kraft fra land-løsning for hele Utsirahøyden. Jeg viser også til mitt brev 7. mai 2014 om samme sak.

I komiteens brev er det stilt spørsmål i forbindelse med behandlingen av Representantforslag 58 S (2013 – 2014). En del av spørsmålene går på tekniske forhold. Jeg har derfor innhentet informasjon fra de relevante selskaper i forbindelse med arbeidet med svarene på disse spørsmålene. Jeg har følgende svar til spørsmålene:

**Spørsmål 1:**

*”Det er avgjørende for komiteens arbeid å få innsikt i det konkrete tallmaterialet/beslutningsgrunnlaget som er brukt i begrunnelsen for hvorfor man har skrinlagt den planlagte områdeløsningen for elektrifisering av Utsirahøyden. Slike opplysninger har normalt ikke vært behandlet konfidensielt - hverken i forbindelse med tidligere rapporter for UHPH eller i andre elektrifiseringsstudier. Vil statsråden gi komiteen de nødvendige opplysningene?”*

**Svar:**

Jeg kjenner meg ikke igjen i påstanden om at ” Slike opplysninger har normalt ikke vært behandlet konfidensielt ... ”. Jeg har vært opptatt av å legge til rette for en faktabasert debatt om kraft fra land til Utsirahøyden og har derfor gjort tilgjengelig mye informasjon i denne saken. De deler av rettighetshavernes beslutningsgrunnlag som ikke er å anse som forretningshemmeligheter, er også gjort tilgjengelig for offentligheten. Relevant informasjon

er lagt ut på departementets nettsider. Aldri tidligere har så mye av selskapenes underlagsdokumentasjon knyttet til et konseptvalg blitt gjort offentlig tilgjengelig. Når det gjelder offentlighet rundt studier og dokumentasjon, er det viktig å sondre mellom ulike typer materiale. Det er blant annet viktig å skille mellom mer overordnede utredninger av et spørsmål – eksempelvis som de myndighetene flere ganger har gjort for kraft fra land til områder og felt på norsk sokkel, jf. Meld St 28 (2010-2011), *En næring for framtida – om petroleumsvirksomheten* – og de studier og analyser operatøren gjør på vegne av rettighetshaverne i tilknytning til et konkret utbyggingsprosjekt. Slike overordnede studier, gjennomført i regi av myndighetene, er vanligvis helt og fullt offentlige. De inneholder i sin natur ikke forretningsmessige forhold som må unntas offentligheten.

Det arbeidet som private selskaper gjennomfører for å etablere et grunnlag de kan fatte utbyggingsbeslutninger på, har en helt annen karakter. Slike arbeider inneholder naturlig nok informasjon om en rekke ulike forretningsmessige forhold som departementet har lovbestemt plikt til å unnta offentlighet. Det er også derfor selskapenes tekniske del av plan for utbygging og drift (PUD) ikke er offentlig tilgjengelig.

### **Spørsmål 2:**

*”Det er av samfunnets åpenbare interesse at gigantutbyggingen på Utsirahøyden blir miljømessig og ressursmessig best mulig. Hvorfor har ikke Oljedirektoratet fått mandat for å vurdere elektrifisering som områdeløsning i et samfunnsmessig og miljømessig perspektiv?”*

### Svar:

Slik petroleumsloven er formulert, er det rettighetshaverne (eierne) som er ansvarlig for å gjennomføre aktiviteten på sokkelen – også utbyggingen av funn. Det er viktig at Sverdrup-funnet bygges ut og produseres på en best mulig måte. Konseptvalget som rettighetshaverne har tatt for første fase av feltutbyggingen innebærer etablering av et feltsenter med fire plattformer – noe som gir et godt grunnlag for dette. Feltet vil forsynes med kraft fra land fra produksjonsstart.

Utbyggingene på Utsirahøyden er alle store, krevende industrielle prosjekter. Rettighetshaverne har derfor også ansvaret for å etablere et godt og robust grunnlag de kan fatte investeringsbeslutning på. De har videre ansvaret for følge lover og regelverk når det gjelder etablering av nye anlegg/ny infrastruktur.

Kraft fra land utredes ved alle nye feltutbygginger på norsk kontinentalsokkel. På/ved Utsirahøyden i Nordsjøen arbeidet flere eiergrupper i 2010 med utbygginger av funn. Dette var før man kjente til det store Sverdrup-funnet. Myndighetene ba operatørene for de aktuelle funnene (Luno, Draupne, Dagny, nå henholdsvis Grieg, Aasen og Krog) om også å utrede en felles kraft fra land-løsning til disse. En slik løsning ble studert av de involverte operatørene (Statoil, Lundin og Det norske oljeselskap). Denne studien kom i tillegg til analysen av kraft fra land som ble gjennomført for de tre enkeltfunnene. Konklusjonen fra arbeidene var at en slik løsning var teknisk realiserbar ved bruk av høyspent likestrømsoverføring, men at tiltakskostnaden ville bli så høy at selskapene ikke ønsket å videreføre prosjektet. Disse analysene lå til grunn for utbyggingsplanene (PUD) for feltene og derigjennom for Stortingets behandling av utbyggingssakene og departementets påfølgende godkjenning av disse i medhold av petroleumsloven.

Høsten 2011 ble størrelsen på Johan Sverdrup-funnet klart. Daværende kunnskap indikerte at en felles kraft fra land-løsning til de nye utbyggingene i området kunne være hensiktsmessig med Sverdrup inkludert. I september 2011 ba derfor departementet rettighetshaverne i Grieg-, Aasen- og Krog-feltene samt Sverdrup-funnet, om å videreføre et arbeid med å studere en felles kraft fra land-løsning. I arbeidet skulle selskapene oppdatere den teknisk/økonomiske analysen i den innleverte fellesrapporten i lys av påvisningen av Sverdrup-funnet. De skulle også utrede kraftsituasjonen på land for aktuelt kraftbehov, samt utrede og foreslå samordningsmodeller og kommersielle prinsipper for en samordnet kraft fra land-løsning til Utsirahøyden.

En viktig rolle for myndighetene er å sikre at mulige samordningsgevinster blir godt belyst. Myndighetene har i denne saken bidratt til å identifisere mulige samordningsgevinster ved kraft fra land til Utsirahøyden. Områdestudier er initiert. De konkrete utredningene er gjennomført av operatørene for de aktuelle felt/funn. Det er viktig at ansvaret for konkrete prosjekter knyttet til enkeltfelt ligger hos selskapene. Dette er i tråd med den veletablerte rollefordelingen mellom de kommersielle selskapene og myndighetene. Myndighetene har fulgt opp og kommet med innspill til selskapenes arbeid underveis. Formålet med dette er å sikre at relevante forhold er godt belyst fram mot myndighetenes behandling av plan for utbygging og drift.

### **Spørsmål 3:**

*”I følge petroleumsloven skal petroleumsressursene forvaltes i et langsiktig perspektiv slik at de kommer hele det norske samfunn til gode. Herunder skal ressursforvaltningen bl.a. gi landet inntekter og bidra til å sikre velferd, sysselsetting og et bedre miljø. Hvem sin rolle er det å kvalitetssikre beslutningsgrunnlaget som er etablert gjennom operatørens arbeid, slik at disse forholdene blir best mulig ivaretatt?”*

### Svar:

Det er Stortinget og regjeringen som legger de overordnede rammene for virksomheten på norsk sokkel. Rettighetshaverne er ansvarlige for å gjennomføre aktiviteten på kontinentalsokkelen i henhold til gjeldende lover og forskrifter – om det er innen leting, utbygging eller drift. Dette gjelder også forhold knyttet til kraftløsning for en utbygging.

Det er således operatøren og de øvrige rettighetshaveres ansvar å gjennomføre utbygginger på norsk sokkel i tråd med gjeldende krav, innen planlagt tid og kostnad, og med god kvalitet. De øvrige rettighetshaverne har en viktig oppgave i å påse at det beslutningsgrunnlaget operatøren legger frem er økonomisk robust og av god kvalitet. For slike store prosjekter har de industrielle aktørene omfattende systemer for å kvalitetssikre det grunnlaget de fatter sine viktige beslutninger på.

Det er myndighetenes rolle å følge viktige prosjekter slik at de hensyn som myndighetene er opptatt av blir godt belyst fram mot innsending av en plan for utbygging og drift, herunder sikre at mulige samordningsgevinster blir godt belyst. I september 2011 ba derfor departementet rettighetshaverne i Grieg-, Aasen- og Krog-feltene samt Sverdrup-funnet, om å videreføre et arbeid med å studere en felles kraft fra land-løsning for de fire feltene. Det ble etablert et eget prosjekt for å utrede dette – Utsira High Power Hub (UHPH). Både UHPH-

prosjektet og Sverdrup-prosjektet er fulgt tett. Oljedirektoratet har med sin tekniske kompetanse fulgt prosjektene nærmest. De har blant annet regelmessig deltatt som observatør i ulike prosjektgrupper. Det har i tillegg vært utstrakt møtevirksomhet og annen oppfølging overfor de involverte selskapene underveis. Oljedirektoratet har som del av dette bidratt med innspill knyttet til de tekniske og økonomiske forhold som operatøren har brukt i sine tiltakskostnadsberegninger. I tråd med etablert praksis har Oljedirektoratet også gjennomgått resultater fra rettighetshavernes konseptstudier for Sverdrup-prosjektet. Basert på denne gjennomgangen har Oljedirektoratet kommet med spørsmål og innspill til operatøren om forhold som må belyses fram mot innsending av plan for utbygging og drift.

**Spørsmål 4:**

*”Kan statsråden redegjøre for hvilke faglige ressurser som er benyttet for å kvalitetssikre ett av Norges mest kostbare elektrotekniske utbyggingsprosjekter noensinne?”*

Svar:

I forbindelse med konseptvalg er det gjennomført en omfattende kvalitetssikring og -kontroll av beslutningsgrunnlaget fra operatørens side. Ut over det har de øvrige rettighetshaverne vært aktive og hatt en stor grad av involvering i løpet av hele prosjektperioden.

I UHPH-prosjektet har det vært utført et to-sifret antall eksterne studier på spesialområder i tillegg til hovedstudier på selve HVDC (High Voltage Direct Current) systemet. Fra høsten 2011 og frem til nå er det i regi av UHPH-prosjektet blitt studert og gjort undersøkelser for over 240 millioner kroner. Hovedstudier er gjennomført av henholdsvis ABB og Aibel. Både disse to selskapene og operatøren har veletablerte systemer for gjennomføring av sitt arbeid. I prosjektet har man også involvert et såkalt QAA-team (Quality Assurance and Assistance) for å sikre en god faglig utvikling av prosjektunderlaget. UHPHs prosjektorganisasjon har i perioder hatt over 40 interne personer involvert.

Myndighetene har fulgt både Sverdrup-prosjektet og UHPH-prosjektet tett hele veien og kommet med innspill til arbeidet underveis.

**Spørsmål 5:**

*”Stortinget har i forbindelse med behandlingen av 3 PUDer (Gina Krog, Edvard Grieg og Ivar Aasen) pålagt forberedelser for kraft fra land, samt tilknytning til kraft fra land når dette kommer. Har statsråden på noen måte tilkjennegitt eller signalisert til operatør på Johan Sverdrup at en annen løsning enn områdeløsning er akseptabel?”*

Svar:

Den etablerte petroleumspolitikken (jf. Meld. St. 28 (2010-2011)), klimaforliket (jf. Meld. St. 21 (2011-2012) og Innst 390 S (2011-2012)) og Stortingets behandling av proposisjonene om utbygging og drift av feltene Grieg (Prop 88 S (2011-2012), Aasen (Prop 98 S (2012-2013) og Krog (Prop 99 S (2012-2013) danner rammer for departementets arbeid med denne saken.

Det er upresist å si at de feltene som nevnes er pålagt tilknytning til kraft fra land når dette kommer. Ved sin behandling av utbyggingene av feltene Grieg, Krog og Aasen sluttet Stortinget seg til at departementet oppstilte flere vilkår i forbindelse med sin godkjenning av

de respektive utbyggingsplanene. Blant disse vilkårene var at rettighetshaverne skulle bidra aktivt i arbeidet med å utrede en samordnet kraft fra land-løsning for den sørlige delen av Utsirahøyden og betale sin andel av utredningskostnadene. Videre at dersom departementet finner at en samordnet kraft fra land-løsning til området skal realiseres, skal feltene tilknyttes en slik løsning med mindre departementet av særskilte grunner bestemmer noe annet. Dersom departementet finner at en samordnet kraft fra land-løsning til området skal realiseres og feltet skal tilknyttes, skal feltet dekke sin forholdsmessige andel av investerings- og driftskostnadene ved en slik løsning. Feltene ble godkjent utbygd med drift basert på gassturbiner. Relevante innretninger er klargjort for eventuell senere drift basert på kraft fra land.

Stortinget vedtok i klimaforliket styrket virkemiddelbruk overfor petroleumssektoren. Hovedvirkemidlet for å begrense CO<sub>2</sub>-utslippene fra sokkelen, er den høye utslippskostnaden selskapene står overfor gjennom den CO<sub>2</sub>-avgiften aktiviteten er underlagt i medhold av CO<sub>2</sub>-avgiftsloven og det europeiske CO<sub>2</sub>-kvotesystemet, i dag samlet på om lag 450 kr/tonn CO<sub>2</sub>. CO<sub>2</sub>-avgiften på sokkelen ble i klimaforliket økt betydelig. Samtidig ble det signalisert at dersom kvoteprisen øker over tid, gir det grunnlag for å redusere CO<sub>2</sub>-avgiften slik at samlet karbonpris forblir om lag på samme nivå. Stortinget la til grunn at virkemiddelbruken vil bidra til økt bruk av kraft fra land ved nye utbygginger på norsk sokkel.

I klimaforliket vises det også til at kraft fra land vurderes for nye utbygginger på norsk sokkel. Videre at regjeringen vil følge opp de pågående utredningene og ha som mål at den sørlige delen av Utsirahøyden forsynes med kraft fra land. Forutsetninger for bruk av kraft fra land er at det ikke oppstår regionale ubalanser på land og at hensynet til tiltakskostnader og naturmangfold ivaretas. Regjeringen vil ta stilling til spørsmålet om bruk av kraft fra land ved behandlingen av de enkelte utbyggingene – også for Sverdrup-feltet/Utsirahøyden.

Jeg følger opp den politikken Stortinget har vedtatt. Departementet har i tråd med klimaforliket fulgt opp utredningene av kraft til land til den sørlige del av Utsirahøyden og hatt som mål at den kan forsynes med kraft fra land. Om en slik løsning bør velges, skal man ta stilling til ved behandlingen av de enkelte utbyggingene.

Basert på de rammebetingelser som er gitt, må selskapene på forretningsmessig grunnlag etablere en utbyggingsløsning, herunder vurdere hvilken kraftløsning som er best for den enkelte utbygging. At disse rammene også gjelder for Sverdrup og feltene på Utsirahøyden har jeg stadfestet overfor operatøren for Sverdrup-utbyggingen.

**Spørsmål 6:**

*”Johan Sverdrup skal være i drift i ca 50 år. Kraftprisen er et viktig grunnlag i beregning av tiltakskost. Det samme vil forutsetning for hva CO<sub>2</sub>-kostnaden vil være i fremtiden. Hva mener statsråden er riktig kraftpris, gasspris og samlet CO<sub>2</sub>-kostnad å legge til grunn på kort og lang sikt?”*

Svar:

Rettighetshaverne i Sverdrup-funnet har valgt at utbyggingen skal forsynes med kraft fra land fra produksjonsstart.

Jeg mener det er viktig at selskapene etablerer utbyggingsløsninger med tilhørende kostnadsestimater som er forretningsmessig og teknologisk robuste og som de står ansvarlige for. Et ledd i dette er at de også må etablere forutsetninger for estimatene som utarbeides, herunder priser. Som en del av oppfølgingen av prosjektene bidrar også myndighetene med innspill knyttet til de økonomiske forhold som nevnes i spørsmålet. Hvilke priser som er "riktige" vil naturlig variere over tid. For å sikre god kvalitet på tiltakskostnadsberegninger har myndighetene også utarbeidet en sjekklister for slike beregninger.

Stortinget har for øvrig nylig uttalt seg om hvilken CO<sub>2</sub>-pris petroleumsvirksomheten kan vente seg framover, jf. Innst 390 S (2011-2012): *"Komiteens flertall, alle utenom medlemmene fra Fremskrittspartiet, peker på at det viktigste virkemidlet for å redusere klimagassutslippene som den norske petroleumsvirksomheten medfører, er det europeiske kvotehandelssystemet og CO<sub>2</sub>-avgiften på sokkelen som setter en pris på utslipp av CO<sub>2</sub>. Flertallet har merket seg at regjeringen i meldingen varsler at den vil øke CO<sub>2</sub>-avgiften på sokkelen med 200 kroner pr. tonn CO<sub>2</sub> fra 209 kroner til 409 kroner. Flertallet viser til at det var bred tilslutning til at den samlede prisen for CO<sub>2</sub>-utslipp på sokkelen skulle holdes omtrent uendret da petroleumssektoren ble en del av EUs kvotehandelssystem fra 2008. Flertallet peker på at lavere kvotepris har gitt en lavere samlet pris på CO<sub>2</sub>-utslippene på sokkelen, og at det derfor er rimelig med en økning i CO<sub>2</sub>-avgiften. Flertallet peker samtidig på at dersom kvoteprisen øker over tid, gir det grunnlag for å redusere CO<sub>2</sub>-avgiften slik at samlet karbonpris forblir om lag på samme nivå. Tilsvarende bør den økes ytterligere dersom kvoteprisen fortsetter å falle fra dagens nivå."*

**Spørsmål 7:**

*"I presentasjonen Statoil holdt for Stortinget på et seminar 10. mars d.å. fremkommer det at forventet kraftforbruk for Utsiraområdet blir lavere enn tidligere antatt. Innberettet kraftforbruk på Edvard Grieg og Ivar Aasen viser at behov for kraft opphører i 2027, noe som ikke er iht PUD eller realistiske anslag. Anslagene for Johan Sverdrup er redusert. Alt dette gir høyere tiltakskost. Kan statsråden bekrefte at en elektrifiseringsløsning på 78 MW faktisk er tilstrekkelig for Johan Sverdrup slik Statoil hevder i konseptvalget?"*

Svar:

I en tidlig fase av en feltutbygging er det alltid usikkerhet knyttet til behovet for kraft. Usikkerheten i behovet øker jo lenger fram i tid en vurderer kraftbehovet for.

Det er fortsatt usikkerhet knyttet til kraftbehovet for Sverdrup og de øvrige feltene Grieg, Aasen og Krog. For å illustrere denne usikkerheten er derfor tiltakskostnadene utarbeidet som et intervall som representerer henholdsvis høyt og lavt kraftbehov. Det er ikke riktig at det kraftforbruket for Grieg og Aasen som ligger til grunn for analysene, opphører i 2027.

Sverdrup-utbyggingen er nå inne i forprosjekteringsfasen. Gjennom denne fasen utdypes detaljer i utbyggingen slik at det blir etablert et godt nok grunnlag for å ta endelig investeringsbeslutning. Gjennom denne fasen kan det komme justeringer i kapasiteten på den

planlagte mottaksstasjonen for kraft på Sverdrup innenfor de fysiske rammer som konseptvalget setter.

Hvordan kraftbehovet for ytterligere faser av Sverdrup bør dekkes, må ses i lys av den helhetsløsning for fasene som framstår som best når arbeidet med disse prosjektene er konkretisert og utredet tilstrekkelig til at en slik beslutning kan tas. Rettighetshavene vil i utbyggingsplanen for fase 1 på Sverdrup på vanlig måte skissere foreløpige planer for den langsiktige utviklingen av feltet, herunder kraftløsning, dog ikke modnet fram til et endelig beslutningsgrunnlag.

#### **Spørsmål 8:**

*”I presentasjonen Statoil holdt for Stortinget 10. mars fremkommer det at det er lagt inn totalt sett svært høye OPEX (driftskostnader) i forbindelse med drift av kraft fra land. Besparelsene ved å stanse turbinene på de ulike innretningene er det ikke opplyst noe om. Kan statsråden opplyse om besparelsene pr. felt samt hvor store de årlige totale driftsbesparelsene (OPEX) for Utsirahøyden under ett er beregnet å være? Mener statsråden videre at det er naturlig å forvente at driftskostnadene ved kraft fra land er lavere enn ved drift av de lokale kraftverkene basert på gassturbiner?”*

#### Svar:

Det er mange forhold som påvirker driftskostnadene for en kraftløsning. Anslag for driftskostnader er derfor beheftet med betydelig usikkerhet. For en 200 MW UHPH-løsning er driftskostnadene, i følge operatøren estimert til 88 millioner kroner/år, mens for en tofaset løsning integrert på Sverdrup er det tilsvarende tallet estimert til 50 millioner kroner/år. Det er vanskelig å anslå besparelsene i driftskostnader ved å stenge ned turbinene for feltene Grieg/Aasen og Krog, ettersom disse vil stå i backup for å kunne fungere som reservekraft ved et strøbrudd.

Operatørens beregninger viser at driftskostnadene har relativt liten innvirkning på tiltakskostnaden. Eksempelvis tilser operatørens beregninger at en 50 pst. reduksjon i driftskostnader for en områdeløsning over to faser knyttet til Sverdrup, vil gi ca 5 pst. reduksjon i tiltakskostnad.

#### **Spørsmål 9:**

*”I presentasjonen Statoil holdt for Stortinget 10. mars fremkommer det at gjennomsnitt tap i DC-overføringen mellom land og Johan Sverdrup vil være 10 %. Dette er langt over det som kan anses som forventet tapsnivå for aktuelt utstyr, spesielt da anlegget hovedsakelig skal driftes på redusert belastning (og tapene i kabelen er kvadratiske med belastningen). Dette er forutsetninger som avviker sterkt fra det som er normalt og som gir en høyere tiltakskost. Hva mener statsråden er rimelig å forutsette i forventet gjennomsnittlig tap i DC-overføringen mellom land og Johan Sverdrup?”*

#### Svar:

Operatøren opplyser at anlegget for kraftløsningen som ligger til grunn for Sverdrups konseptvalg vil driftes med høy belastning, og ikke lav belastning slik det fremgår av

spørsmålet. Departementet har fått opplyst av operatøren at de mener makstapet på om lag 10 pst. er en realistisk antagelse for hele kraftsystemet i dette tilfellet.

Ved valg av løsning gjøres det for øvrig en totalvurdering av alle kostnader, ikke kun tapsvurderinger i kabel.

**Spørsmål 10:**

*”Investeringsestimaterne har økt dramatisk over tid uten forklaring. Alternativ med områdeløsning er priset høyt sammenlignet med det lokale Johan Sverdrup alternativet som er valgt (78 MW). Kostnadsnivået samstemmer ikke med det prisnivået f.eks. Statnett eller North Connect legger til grunn for undervannskabler på sammenlignbare prosjekter. Prisnivåer ligger også langt over de siste sammenlignbare vindkraftprosjektene i Tyskland. Hvordan forklarer statsråden det høye kostnadsnivået, samt at kostnadene for investeringer i elektrifisering har økt så dramatisk?”*

Svar:

I en statusrapport fra desember 2012 rapporterte selskapene om arbeidet i UHPH-prosjektet. I rapporten framgår også svært foreløpige vurderinger av investeringsomfang, nåverdi og tiltakskostnader. Beregningene er gjort for et 250 MW system, med tilknytning til landnettet på Kårstø, omformerstasjon på Haugsneset, en 200 km likestrømsoverføring med kabel til en omformerstasjon på egen plattform på Utsirahøyden og videre distribusjon av vekselstrøm med kabel til feltene. Det var lagt til grunn idriftsettelse tidlig i 2018. Forutsetninger for beregningene er i hovedsak de samme som er brukt i en studie Oljedirektoratet fikk utarbeidet i 2012.

Et investeringsnivå på rundt 9 mrd kr ble lagt til grunn for et slikt 250 MW anlegg. Det ble påpekt at det var stor usikkerhet rundt kostnadsestimatene. Videre at det som i stor grad vil påvirke de endelige kostnadene ved løsningen, er i hvor stor grad det blir full konkurranse i et presset leverandørmarked som domineres av store prosjekter innenfor vindkraftsegmentet i Europa. Det ble også påpekt usikkerhet om hvorvidt den industrielle tekniske løsningen fra vindkraftindustrien kan benyttes – eller om tradisjonelle petroleumsspesifikke løsninger må legges til grunn i anleggsutforming.

Kraftbehovet til feltene er usikkert – dette gjelder særlig det nyeste og største funnet - Sverdrup. Når UHPH-prosjektet ble etablert var kraftbehovet for feltene anslått av prosjektet til maksimalt 250 MW. Sommeren 2013 ble nye kraftprofiler utarbeidet og meldt inn av de berørte feltene. Det maksimale behovet ble da anslått lavere, til om lag 220 MW. I desember 2013 ble det tilsvarende tallet, etter ny gjennomgang hos de ulike feltene, vurdert til å være 190 MW.

Det er gjennomført flere studier med ABB og Aibel som leverandør på de mest sentrale delene av prosjektet. I løpet av 2012 studerte prosjektet mer i detalj en 250 MW-løsning, og de så på regularitetskrav som utløste vurdering av to uavhengige systemer. Det ble videre introdusert en mulig optimalisering som kunne redusere antall likestrømskabler som måtte legges ut til mottaksplattformen. Dette var ansett som en robust og kostnadseffektiv løsning,



der man i løpet av 2013 også vurderte å utnytte landkapasiteten maksimalt ved å øke anleggets kapasitet til 300 MW.

Basert på de foreløpige kraftprofilene som ble innrapportert fra feltene sommeren 2013, jobbet prosjektet 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 kr. Dette estimatet var da modnet frem til en usikkerhet på  $\pm 30$  pst. I tillegg uttrykker operatøren at det er skjedd en til dels betydelig økning i markedspriser som følge av økt aktivitetsnivå, både innen petroleumssektoren og vindkraftsegmentet. Som følge av dette så selskapene i prosjektet seg nødt til å utsette planlagt konseptvalg og studere frem en mer kostnadseffektiv løsning.

Som følge av det lavere innrapporterte kraftbehovet fra feltene i desember 2013, startet prosjektet derfor et arbeid med å se på et enkelt likestrømssystem med totaleffekt på 200 MW. Dette betød videre at konseptvalg ikke kunne tas innen utgangen av 2013 som planlagt. De samlede investeringene ved en slik løsning har operatøren anslått til 13,3 mrd<sup>1</sup> kr.

At det skjer en negativ utvikling i investeringskostnadene som følge av at et prosjekt modnes fram mot investeringsbeslutning, er ikke spesielt for dette prosjektet. Det gjelder for svært mange slike type prosjekter. Det er heller ingen tegn som tyder på at investeringskostnadene undervurderes i planleggingsfasen ved utbygginger på kontinentalsokkelen. De fleste prosjektene på norsk sokkel ender opp med utbyggingskostnader innenfor usikkerhetsspennet som er angitt i plan for utbygging og drift, men kun få gjennomføres under forventningsverdien.

#### **Spørsmål 11:**

*”Dersom viktige forutsetninger som kraftpris, forbruk, ytelse, investering, tap, driftskostnader etc. endres, vil dette bety endret tiltakskost og kreve nye beregninger. Vil statsråden kreve dette dersom viktige forutsetninger endres?”*

#### **Svar:**

Dette er et hypotetisk spørsmål. Jeg er ikke kjent med at det i dag foreligger ny, vesentlig informasjon som skulle tilsi at det er behov for dette.

#### **Spørsmål 12 og 13:**

*”Tiltakskost er viktig som beslutningsgrunnlag for hvilke klimatiltak som skal iverksettes. Men tiltakskost varierer sterkt ut i fra hvilke forutsetninger man legger til grunn på ulike faktorer. Vil statsråden legge frem faktorene som han mener bør legges til grunn for tiltakskost slik at vi får et mer objektivt mål for å finne de beste klimatiltakene?”*

---

<sup>1</sup> 12,5 mrd. når en ikke tar med ekstrakostnader for reservegasturbin, som løsningen medfører for Sverdrup-utbyggingen

*”Står myndighetene bak forutsetningene som operatør har lagt til grunn for beregning av tiltakskost, og kan statsråden bekrefte at disse forutsetningene også skal legges til grunn i andre relevante samfunnsmessige vurderinger foretatt av/for norske myndigheter?”*

Svar:

Gjennom den høye kostnaden myndighetene har satt på utslipp av CO<sub>2</sub> på kontinentalsokkelen har rettighetshaverne en økonomisk egeninteresse av å finne løsninger som begrenser utslippene. Ved å velge kraft fra land slipper de utgifter til kvotekjøp og de unngår betaling av CO<sub>2</sub>-avgift. Dette vil de ta inn i sine økonomiske analyser. De vil øke sitt økonomiske utbytte ved å gjennomføre utslippsreducerende tiltak som har en kostnad på opp til om lag 450 kroner per tonn CO<sub>2</sub>. Selskapene vil naturlig verdsette denne reduksjonen i CO<sub>2</sub>-kostnader på samme måte som andre framtidige pengestrømmer.

Som en del av oppfølgingen av prosjektene bidrar også myndighetene med innspill knyttet til de økonomiske forhold som berøres i spørsmålet. Hvilke priser som er ”riktige” vil naturlig variere over tid. For å sikre god kvalitet på tiltakskostnadsberegninger har myndighetene også utarbeidet en sjekklister for slike beregninger.

#### **Spørsmål 14:**

*”Dersom tiltakskost skal være avgjørende for statsrådets valg, hvorfor mener statsråden at en tiltakskost på 959 kr for 78 + 122 MW er en grei løsning, mens en tiltakskost på 975 kr for 200 MW (UHPH) er for dyr?”*

Svar:

Hensynet til tiltakskostnadene må ivaretas når en tar stilling til spørsmålet om bruk av kraft fra land. Det må også tas hensyn til andre relevante forhold - herunder økonomiske. Blant de økonomiske hensyn som må vektlegges er totalkostnad, usikkerheten i investeringsanslagene, risiko knyttet til prosjektgjennomføring og eventuelle opsjonsverdier.

En kraft fra land-løsning har ligget til grunn for arbeidet med Sverdrup-utbyggingen. Innenfor det konseptet selskapene arbeidet med fram mot konseptvalg i februar, var det ikke realistisk å gå over til gassturbiner for fase en uten at prosjektet ble betydelig forsinket. Det samme kan være tilfelle for andre løsninger som ikke gir rettighetshaverne i Sverdrup trygghet nok til at kraftbehovet blir dekket fra planlagt produksjonsstart. I tiltakskostnadsanslagene til operatøren er det ikke lagt inn utsettelseskostnader for noen av alternativene. Dette gjelder også de tiltakskostnadene referert til i spørsmålet.

Arbeidet med Sverdrup-utbyggingen fram mot konseptvalg var basert på kraft fra land gjennom UHPH. Når konseptvalget til en egen fellesløsning for kraft fra land ble utsatt sent i 2013, så rettighetshaverne på Sverdrup etter alternative kraftløsninger for å holde fremdriften i prosjektet. Operatøren lanserte et alternativ der man erstatter en planlagt reservegassturbin med et mottaksanlegg for kraft fra land inne på den ene Sverdrup-plattformen. Dermed kunne en arbeide videre med eksisterende løsninger og unngå forsinkelser i prosjektet. Operatørens beregninger tilsier at investeringskostnadene og de totale tiltakskostnadene ved en områdeløsning basert på en egen mottaksplattform vil være om lag de samme som å etablere

en områdeløsning i to faser. Anslagene for investeringskostnader er dog av ulik modenhetsgrad – kostnadsestimatet ved kraft fra land i to faser er mindre modne enn alternativet med en egen mottaksplattform med kapasitet på 200 MW. En tradisjonell kraftløsning for fase to på Sverdrup vil, i følge operatøren, ha vesentlig lavere investeringskostnader. I beregningene er det heller ikke lagt inn verdier verken knyttet til den merinformasjon en kan skaffe seg (blant annet om kraftbehovet) eller fra det arbeid en kan gjøre for å etablere en mer optimal/mindre kostnadskrevende kraftløsning, før det må tas en fase to-beslutning ved en faset løsning.

Det valgte konseptet for Sverdrup-feltet medfører at feltet vil drives med kraft fra land fra produksjonsstart. Hvordan resten av kraftbruken skal dekkes blir ikke besluttet nå, men når konsekvensene av ulike alternativer for senere faser av utbyggingen og området er utredet og forstått.

**Spørsmål 15:**

*”Stortinget har i behandlingen av 3 PUDer (Gina Krog, Edvard Grieg og Ivar Aasen) pålagt forberedelser for kraft fra land, samt tilknytning til kraft fra land når dette kommer. Hvor store investeringskostnader er knyttet til fremtidig elektrifisering på disse tre prosjektene, hver for seg og totalt?”*

Svar:

Aasen-innretningen vil få dekket sitt kraftbehov gjennom en kabel fra Grieg-innretningen. Innretningene på Grieg- og Krog-feltene er begge klargjort for å kunne ta i mot kraft fra land og således er investeringene for dette i stor grad tatt. En tilkobling av disse feltene til en eventuell kraft fra land løsning i fremtiden vil bety ingen eller minimale ytterligere investeringer på innretningene.

**Spørsmål 16:**

*”Stortinget godkjente utbygging av Gina Krog uten krav om best tilgjengelige teknologi på turbinsiden, siden denne skulle elektrifiseres senere. Hva er statsrådets vurdering av hvorvidt en slik energiløsning som er installert, ville blitt godkjent - hvis det ikke var forespeilet en elektrifisering på et senere tidspunkt?”*

Svar:

Stortinget sluttet seg til den rødgrønne regjeringens forslag om at departementet skulle godkjenne utbyggingen av Krog-feltet i henhold til petroleumsloven. Utbyggingsplanen for Krog-feltet ble godkjent av departementet i juni 2013. Kraftbehovet til feltet dekkes fra produksjonsstart gjennom egenprodusert kraft fra en gassturbin. Det ble oppstilt vilkår for godkjenningen, herunder at feltet, med mindre departementet av særskilte grunner bestemmer noe annet, skulle knytte seg til en samordnet kraft fra land-løsning for den sørlige delen av Utsirahøyden dersom departementet finner at en slik løsning skal realiseres.

Hvordan daværende Storting ville behandlet en sak med andre premisser, vil det ikke være riktig av meg å mene noe om.

Med hilsen



Tord Lien