



DET KONGELIGE
OLJE- OG ENERGIDEPARTEMENT

Statsråden

Energi- og miljøkomiteen

Stortinget
0026 OSLO

Deres ref

Vår ref

Dato

23/425-

10. mai 2023

Svar på spørsmål fra Stortinget til Prop. 93 S (2022-2023)

Jeg viser til brev av 28. april og 2. mai d.å. med spørsmål fra energi- og miljøkomiteen på Stortinget til Prop. 93 S (2022-2023). For å besvare spørsmål 9 og 12 har jeg innhentet svar fra Finansdepartementet.

Spørsmål 1: Hva er, etter departementets vurderinger, fordelene og ulempene med å slå sammen konsesjonsvedtak og godkjenning av detaljplan, og kan det gjøres for første fase av Sørliche Nordsjø II?

Svar: En sammenslåing av konsesjonsvedtaket og godkjenningen av detaljplanen vil gi færre trinn i dagens konsesjonsprosess. Dette kan føre til en raskere realisering av prosjektene. Utbyggere vil likevel kunne ønske å modne prosjekter i perioden etter at konsesjon er tildelt. Dette gir utbyggere mulighet til å foreta justeringer, optimalisere prosjektet og hensynta teknologiutvikling innenfor rammen av konsesjonsvedtaket. Dette er forhold som kan være relevante for detaljplanen. Dersom konsesjonsvedtak og godkjenning av detaljplan slås sammen må det tas hensyn til dette behovet for fleksibilitet. Departementet mener derfor en eventuell sammenslåing bør utredes nærmere, og vurderes opp mot alternative måter å redusere tidsbruken på. Departementet arbeider med forslag til forskriftsendring, slik at næringen og andre berørte instanser får mulighet til å uttale seg om en mulig felles behandling av konsesjonsvedtak og detaljplan.

Spørsmål 2: Må det gjøres endringer havenergiloven, eller andre lover og forskrifter, for å slå sammen konsesjonsvedtak og godkjenning av detaljplan. Hvis ja, bes det om lovteknisk bistand.

Svar: Det følger av havenergilovforskrifta § 9 at søknad om godkjenning av detaljplan skal sendes til NVE innen to år etter vedtak om konsesjon.

Olje- og energidepartementet arbeider med høringsnotat med ulike alternativer for mulig samlet behandling av konsesjonsvedtak og detaljplan. Endelig forslag til eventuelle endringer i forskriftstekst er ikke ferdigstilt.

Spørsmål 3: Det foreslås å fastsette krav til hensyn til natur og naturmangfold i konsesjonsvedtaket. Er det noe i veien for at kravene kan stilles tidligere i prosessen, slik at det kan inngå i en samlet vurdering av konsesjonssøknad og detaljplan?

Svar: Regjeringen vil legge til rette for at utviklingen av havvind skal skje på en bærekraftig måte som tar hensyn til klima og miljø. I prekvalifiseringskriteriene for Sørlige Nordsjø II stilles det derfor krav til bærekraft. Kriteriene for bærekraft skal bidra til en bærekraftig utbygging av havvind som ivaretar sameksistens og minimerer konsekvenser for klima og miljø.

Den som vinner auksjonen, og får tildelt prosjektområde for Sørlige Nordsjø II, skal gjennomføre en konsekvensutredning for prosjektet i tråd med et konsekvensutredningsprogram som blir fastsatt av departementet. Denne konsekvensutredningen skal sendes inn sammen med konsesjonssøknad og vil være gjenstand for offentlig høring. Konsekvensutredningen vil gi et godt faglig grunnlag for hvilke vilkår som skal stilles med hensyn til natur og naturmangfold. Konsekvensutredningen behandles sammen med konsesjonssøknaden. Det er derfor naturlig at det er i konsesjonsvedtaket det stilles vilkår om natur og naturmangfold. Dersom konsesjonssøknad og detaljplan skal vurderes samlet, må eventuelle vilkår hensynta at det fremdeles kan være behov for å foreta justeringer i prosjektet og ta i bruk ny teknologi. Departementet arbeider med forslag til forskriftsendring, slik at næringen og andre berørte instanser får mulighet til å uttale seg om en mulig felles behandling av konsesjonsvedtak og detaljplan.

Spørsmål 4: Det stilles en rekke krav til tidsbruk til aktøren som vinner auksjonen, men ingen tilsvarende krav til hvor lang tid departementet og NVE skal bruke på å fastsette utgreiingsprogram, behandle konsesjonssøknad og behandle detaljplan. Hva mener departementet vil være et rimelig krav til saksbehandlingstid for departementet og NVE i disse konkrete tilfellene, og hva er årsaken til at det kun er satt tidsfrister for aktøren og ikke for myndighetene?

Svar: Behandlingen av konsesjonssøknader kan være tidkrevende. En effektiv, men grundig behandling er viktig for legitimiteten til energimyndighetene og tillit til at avveiningen mellom ulike hensyn som staten foretar i saksbehandlingen har vært gjenstand for grundig vurdering. Saksbehandlingstiden vil variere med størrelsen og kompleksiteten av saken, og antallet saker til behandling hos energimyndighetene. Det er ikke gjennomført konsesjonsbehandling for produksjonsanlegg til havs enda, og det er dermed vanskelig å angi konkret behandlingstid for disse. Departementets vedtak kan påklages til Kongen i statsråd, og en eventuell klage vil medføre ytterligere saksbehandlingstid. Tidsfristene for havvindprodusenten følger av havenergilovforskrifta §§ 2d tredje ledd, 7 første ledd, 9 første

ledd og 10 siste ledd. I utlysningsteksten til første fase av Sørilige Nordsjø II skisserer departementet omkring 12 måneder for behandling av konsesjonssøknad og detaljplan.

Spørsmål 5: På side 12 i proposisjonen står det at «Anlegget skal være i drift innen tre år etter vedtak om godkjent detaljplan». På side 24 står det at «Utbygging av havvindparker går vanligvis over 3-4 år». Gitt at vanlig byggetid er 3-4 år, og at Sørilige Nordsjø II er dypere og lengre fra land enn de fleste andre prosjekter som er bygget, hvor realistisk er det å stille krav om byggetid på tre år? Inkluderer «vanlig byggetid på 3-4 år» også nettløsninger?

Svar: Det følger av havenergilovforskrifta § 10 siste ledd at energianlegget skal settes i drift innen tre år etter vedtak om godkjent detaljplan. Departementet kan forlenge fristen etter søknad, med inntil to år av gangen.

Spørsmål 6: Tennet i Tyskland la nylig inn en bestilling på HVDC-kabler, med forventet leveringstid på 7-8 år. Hvis dette legges til grunn for Sørilige Nordsjø II, når forventer departementet at radialen kan legges, og vil det medføre at prosjektet kommer senere i drift enn de angitte tidsfristene i proposisjonen legger til grunn?

Svar: Departementet er kjent med at leverandørmarkedet innenfor havvind er presset og at det er lange leveringstider på HVDC-kabler. Dette er en av grunnene til at vi i kriteriene vektlegger utvikling av verdikjeden. Det er imidlertid havvindprodusenten som skal anskaffe og bygge som er i best posisjon til å svare ut dette spørsmålet.

Spørsmål 7: Dersom Statnett tok ansvar for nettet til Sørilige Nordsjø II, vil det være mulig for Statnett å legge inn bestillinger fra underleverandører allerede nå, eller vil man måtte avvente behandling av konsesjonssøknad fra operatør?

Svar: For første fase av Sørilige Nordsjø II er det selskapet som blir tildelt prosjektområdet som vil planlegge og bygge nettet. Det er dermed havvindprodusenten som skal utvikle havvidanlegget med tilhørende nettanlegg som har ansvar for å legge inn bestillinger fra underleverandører. Departementet forventer at endelige bestillinger vil legges inn i etterkant av at selskapet som utvikler prosjektet har tatt endelig investeringsbeslutning, men det er selskapene selv som er i best posisjon til å svare ut dette. Selskapet står fritt til å inngå avtaler på egen regning og risiko før konsesjonssøknaden er ferdig behandlet.

Dersom det i fremtidige utlysninger bestemmes at Statnett skal bygge og eie nett, opplyser Statnett at dersom selskapet bygger ut anlegg i tilstrekkelig volum og det er forutsigbarhet mht utlysningstidspunkter og nettløsninger, vil selskapet kunne benytte seg av en porteføljebasert anskaffelse, slik trenden er i Europa. Et slikt arbeid er ikke avhengig av konsesjonsbehandling og kan gi grunnlag for å kunne gjennomføre anskaffelsesprosesser som gjør det mulig å komme i posisjon for forpliktende avtaler med nøkkelleverandører.

Spørsmål 8: Hva er fordelene og ulempene med at staten gir støtte på inntil 15 mrd kroner til bygging av nettløsningen, fremfor å støtte gjennom differansekontrakter? Det forutsettes her at aktøren fremdeles tar ansvar for planlegging, bygging og drift av nettet, og at støtten utbetales i takt med at nettet bygges. Hvordan vil dette påvirke aktørens finansieringskostnader for prosjektet, og hvilken innvirkning vil det ha for lønnsomheten i prosjektet over prosjektets levetid? Ber om anslag basert på de scenariene for strømpris og byggekost som ligger i proposisjonen.

Svar: Den totale støtten i differansekontrakten er ment å reflektere støttebehovet til første fase av Sørlege Nordsjø II, inkludert kostnaden for å bygge nettløsningen. Dersom staten heller skal gi støtte til bygging av nettløsningen, ville det være en form for investeringsstøtte. Investeringsstøtte, uavhengig av om det er til havvindproduksjon eller nettløsninger, har fordeler og ulemper sammenlignet med en differansekontrakt. Ved investeringsstøtte bidrar staten til å dekke en andel av kostnadene i utbyggingsfasen. Havvindprodusenten tar deretter alle kostnader og risiko selv. Dette er tradisjonelt brukt ved for eksempel teknologiutviklingsprosjekter der staten avlaster noe av utbyggingsrisikoen. Ved differansekontrakt vil havvindprodusenten dekke alle kostnader i utbyggingsfasen, men motta støtte gjennom driftsfasen, slik at staten avlaster kraftprisrisikoen. Faktisk utbetalt støtte ved differansekontrakt vil avhenge av utviklingen i kraftpris og havvindparkens produksjon gjennom kontraktsperioden.

Kostnader til nett utgjør 30 pst. av de samlede anslåtte investeringskostnadene i prosjektet på 40 mrd. kroner. Det vil si at nettinvesteringen har en anslått investeringskostnad på drøyt 12 mrd. kroner. Dersom staten støtter utbyggingen av nett, vil utbyggerens andel av forventede investeringskostnader reduseres tilsvarende. Behovet for eventuell ekstern finansiering kan dermed reduseres, men finansieringskostnaden vil blant annet også avhenge av risikoprofilen til prosjektet.

Spørsmål 9: På side 24 fremgår det at bevilgningene til differansekontrakten skal gå over statsbudsjettet i de årene anlegget er under utbygging – det vil si over tre år, jfr krav om byggetid på maksimalt tre år. Begrunnelsen for å bevilge 15 milliarder kroner over bare tre år, er gjengitt på side 24, og er todelt. Dels blir støtten sammenlignet med OPS-prosjekter, og dels handler det om å reflektere aktiviteten i økonomien: «Samtidig blir statsbudsjettet sin funksjon som finanspolitisk styringsverktøy ivaretatt ved at løyvinga betre reflekterer aktiviteten i økonomien». Et veiprojekt som bygges ut skiller seg imidlertid vesentlig fra et havvindprosjekt, fordi driftskostnadene er lave når veien er ny, og vedlikeholdsbehovet øker med veiens levealder. For Sørlege Nordsjø II – vindparken og nettanlegget – er det anslått driftskostnader på 750 mill. kroner per år. Er det da riktig at aktiviteten i økonomien kun vil være påvirket i de tre årene byggingen pågår, eller vil det være riktigere å spre bevilgningene noe mer ut i tid?

Svar: Gjennom rammeverket for OPS-prosjekter ivaretas statsbudsjettets funksjon som finanspolitisk styringsverktøy ved at bevilgninger på statsbudsjettet om lag reflekterer

aktiviteten i økonomien. Et alternativ vil være at det igangsettes aktivitet som ikke hensyntas i utarbeiding av statsbudsjettet ved investeringsbeslutning, noe som vil kunne medføre mer ekspansive budsjetter og at statsbudsjettets relevans som styringsverktøy reduseres. OPS-rammeverket bidrar dermed også til at prosjekter finansieres innenfor rammene av handlingsregelen og at igangsetting av prosjekter er gjenstand for reell helhetlig prioritering på statsbudsjettet.

Jf. ordlyd i Prop. 93 S (2022-2023) er det ikke lagt til grunn for regjeringens forslag at aktiviteten i økonomien kun vil være påvirket i de tre årene byggingen pågår. Regjeringen har foreslått at man benytter teknikken i OPS-rammeverket hvor det fremgår at midler skal bevilges om lag i takt med OPS-prosjektets investering. For havvindparker er investeringen satt til utbyggingsårene for havvindparken.

Basert på anslagene fra NVE fremstår det rimelig at brorparten av aktiviteten i økonomien vil finne sted i utbyggingsårene. NVE anslår at de totale investeringskostnadene for en bunnfast havvindpark vil være om lag 40 mrd. kroner, inkludert havvindparken og nettløsning frem til tilknytningspunktet fram til land. Investeringskostnadene påløper hovedsakelig i utbyggingsårene. Årlige drifts- og vedlikeholdskostnader er anslått til rundt 750 mill. kroner per år. Det er usikkerhet knyttet til anslagene, jf. Prop. 93 S (2022-2023).

Spørsmål 10: Aktøren skal planlegge, bygge, drifte og eie nettanlegget fra land til Sørlike Nordsjø II. Departementet foreslår at staten skal ha en rett til å overta eierskapet til nettanlegget «på nærmere fastsatte vilkår». Innebærer dette at staten vil kompensere aktøren ihht de investeringer som faktisk er gjort?

Svar: Når havvindprodusenten selv er ansvarlig for å finansiere nettanlegget, vil kostnadene med å bygge, eie og drifte anlegget inngå og reflekteres i kontraktsprisen som bys i auksjonen. Siden staten allerede bidrar til finansieringen av nettanlegget gjennom støtte modellen, er grunnprinsippet i støtteavtalen at havvindprodusenten ikke skal ha krav på vederlag ved en eventuell overføring av nettanlegget. Nærmere regulering av dette vil fremkomme i differansekontrakten. Departementet vil ha dialog med relevante aktører i ferdigstillingen av kontrakten, og det kan komme endringer som følge av innspill som kommer gjennom denne dialogen.

Spørsmål 11: Inntekter fra salg av opprinnelsesgarantier går til aktøren. Hva er forventet pris på opprinnelsesgarantier i konsesjonsperioden?

Svar: Prisen på opprinnelsesgarantier varierer på bakgrunn av blant annet produksjonsteknologi og hvor produksjonen er lokalisert. Opprinnelsesgarantier fra produksjon som mottar støtte er generelt priset lavere enn opprinnelsesgarantier fra produksjon som ikke mottar støtte. Opprinnelsesgarantier etterspørres i hovedsak av næringslivet for å nå selskapenes bærekraftsmål. Dette er strømkunder med relativt stort forbruk, og ofte kjøpes opprinnelsesgarantiene i forbindelse med bilaterale kraftkjøpsavtaler.

På bakgrunn av dette vil det være utfordrende å si noe om prisen på opprinnelsesgarantier knyttet til havvind i Norge i konsesjonsperioden som er anslått å være 2030-2060.

NVE opplyser at prisene på opprinnelsesgarantier har variert mye de siste årene med en pris på 0,5 EUR/MWh i starten av 2021 og 10 EUR/MWh i november 2022. NVE viser videre til at bransjeaktøren ECOHZ opererer med 5 EUR/MWh i sine langsiktige analyser for havvind fram til 2030. Ifølge NVE forventes det at opprinnelsesgarantier for havvind også vil ha en relativt høy pris i perioden 2040-2045, men dette er veldig usikkert og det finnes ikke anslag på pris så langt fram i tid.

Spørsmål 12: Hva er avskrivningssatsene for vindkraftverk til havs og tilhørende nettanlegg?

Svar: Finansdepartementet sendte 21. februar 2022 et forslag på høring om å innføre skatteplikt for utenlandske personer og selskap som deltar i mineralvirksomhet, utnytter fornybare energiresurser eller utøver karbonhåndtering på norsk kontinentalsokkel. På bakgrunn av innspillene i høringsuttalelsene ser departementet behov for en nærmere utredning av visse spørsmål, herunder forslaget forhold til tilgrensende regelverk i øvrig skattelovgivning. Departementet legger derfor opp til at forslaget fremmes for Stortinget i løpet av 2023, med ikrafttredelse fra inntektsåret 2024, jf. Prop. 1 LS (2022–2023) kapittel 23.

Det er ikke gjort en særlig vurdering av avskrivningssatser for vindkraft til havs. I utgangspunktet gjelder de alminnelige avskrivningssatsene. For vindkraft på land gjelder følgende avskrivningssatser:

- Gir, rotor, generator og styringsutstyr mv. i vindmølle, avskrives i saldogruppe d, med 20 pst. årlig.
- Tårn hvor driftsmidler i vindkraftanlegget er montert, skal avskrives på saldogruppe h, bygg- og anleggsgruppen, med 4 pst. årlig. Tilsvarende gjelder øvrige anlegg og bygninger.
- Transformator og ledninger for oppkobling til kraftnettet avskrives i saldogruppe g, med 5 pst. årlig.

Spørsmål 13: Hva ville flaskehalsinntektene ha utgjort dersom Sørliche Nordsjø II ble bygget med hhv en asymmetrisk eller en symmetrisk hybridkabel? Ber om anslag per år og over konsesjonens levetid.

Svar: Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE), på oppdrag fra Olje- og energidepartementet, la nylig fram en rapport om hvordan ulike nettløsninger for vindkraft til havs i Sørliche Nordsjø II fase 2 vil påvirke det norske kraftsystemet. NVE har både vurdert radielle og hybride nettløsninger. For de hybride løsningene er det både vurdert symmetriske og asymmetriske varianter. I analysen har NVE brukt Tyskland som eksempel på tilknytningspunkt og de har derfor sett på nettløsninger mellom NO2 og Tyskland mest

detaljert. Analysen er basert på en rekke forutsetninger om utviklingen i kraftmarkedene i Norge, Norden og Europa. Dette har stor påvirkning på resultatene. Analysen forutsetter også at Sørliche Nordsjø II fase 1 er bygget ut og tilknyttet NO2.

Utbygging av Sørliche Nordsjø II fase 2 vil skape inntekter for havvindprodusentene som investerer i anlegget hovedsakelig på to måter: salgsinntekter til vindkraftverket og flaskehalsinntekter til netteier. NVE ser at valg av nettløsning særlig påvirker potensialet for flaskehalsinntekter, mens grunnlaget for salgsinntekter til vindkraftverket er likere på tvers av nettløsningene i de fleste scenarioene. NVE har vurdert flere ulike hybride løsninger: *Stor hybrid (1400 MW hver vei)*, *Liten hybrid (700 MW hver vei)*, *Hybrid: størst mot Norge (1400 MW til Norge, 700 MW til Tyskland)* og *Hybrid: størst mot utland (1400 MW til Tyskland, 700 MW til Norge)*.

Ved referansescenarioet til NVE viser analysen at flaskehalsinntektene som tilfaller norsk netteier i 2040 ved en *Stor hybrid* vil være om lag 126 millioner euro per år. Ved *Hybrid: størst mot Norge* og *Hybrid: størst mot utland* er det beregnet til henholdsvis om lag 79 og 140 millioner euro per år i 2040. Flaskehalsinntekter som tilfaller utenlandsk netteier i 2040 for *Stor hybrid*, *Hybrid: størst mot Norge* og *Hybrid: størst mot utland* er beregnet til henholdsvis 52, 37 og 45 millioner euro. Utviklingen i pris og kraftflyt vil ha mye å si for hvor store flaskehalsinntektene vil komme på. Flaskehalsinntektene må samtidig ses i sammenheng med kostnadene forbundet med nettløsningen, og nettkostnadene for hybridprosjekter vil være høyere enn for radialprosjekter. Med beregninger så langt fram i tid forekommer det stor usikkerhet knyttet til anslagene.

Spørsmål 14: Omfatter LCOE-anslaget fra NVE investeringer og drift av nettløsningen? Er LCOE-anslaget spesifikt for denne utbyggingen, eller er det et generelt anslag for utbygging av bunnfast havvind?

Svar: Både investeringer og drift av nettløsningen er inkludert i LCOE-anslaget. Beregningene av nettkostnader er tilpasset spenningsbehov og avstand til land fra Sørliche Nordsjø II. I anslaget for LCOE har NVE lagt til 70 prosent høyere kostnader for fundamenter i Sørliche Nordsjø II, sammenlignet med generelle kostnadstall som er basert på utbygginger i grunnere havområder. Anslaget er dermed basert på generelle kostnadstall, men der det er gjort justeringer for å gi et best mulig anslag gitt forutsetningene for Sørliche Nordsjø II.

Spørsmål 15: Det er anslått investeringskostnader på 40 mrd. kroner samlet for produksjonsanlegg og nett. Hvor mye utgjør nett av denne summen?

Svar: NVE har anslått at nettkostnadene utgjør 30 prosent av de totale estimerte investeringskostnadene.

Spørsmål 16: Kostnadsanslaget som er benyttet for å definere reservasjonsprisen har ikke tatt innover seg den sterke kostnadsøkning som har skjedd de senere år. I tillegg forstår vi at kostnadsanslaget er i 2021-kroner og inkluderer antagelser om

læringsrater som var representative på dette tidspunktet. Har departementet et kostnadsanslag som reflekterer dagens markedssituasjon og som er i 2023-kroner?

Svar: Det finnes ikke erfaringstall for kostnader ved å bygge ut bunnfast havvind på norsk sokkel. Kostnadsgrunnlaget som blir presentert i Prop. 93 S (2022-2023) er derfor basert på erfaringstall fra andre land og er utarbeidet av NVE. De siste ti årene har kostnadene for havvind stort sett blitt redusert. I Prop. 93 S (2022-2023) står det at kostnadene de siste to årene har vært vanskelige å anslå og kostnadene har «vore prega av volatile råvareprisar, logistikkproblem etter Covid-19-pandemien, inflasjon og konsekvensar av Russlands militære invasjon av Ukraina. Dette har slått ut i auka kostnader (..) Det er ikkje tatt omsyn til den store auken i kostnader dei siste to åra i NVE sine estimat.»

Departementet har ikke et oppdatert kostnadsanslag som reflekterer dagens markedssituasjon i 2023-kroner. Kostnadstallene fra NVE ble oppdatert i 2022 i forbindelse med rapporten *Virkninger på kraftsystemet av ulike nettløsninger for vindkraft til havs*. Oppdateringen reflekterer ikke de ekstraordinært store kostnadsøkningene den siste tiden.

Reservasjonsprisen er en maksimal kontraktspris som definerer det høyeste støttenivået staten er villig til å betale per kilowattime energiproduksjon. Gjennom å sette en reservasjonspris før auksjonen starter, reduserer staten risikoen for svært høy kontraktspris. Departementet foreslår i Prop 93 S (2022-2023) at reservasjonsprisen settes til 66 øre/kWh. Denne er satt i tråd med råd fra auksjonsrådgiverne Vista analyse og Guidehouse, som har bistått departementet i utformingen av støtteordning og auksjonsmodell. Rådgiverne anbefalte å sette reservasjonsprisen 15 prosent over NVEs anslåtte LCOE. Etter at proposisjonen ble oversendt til Stortinget, har auksjonsrådgiver tatt kontakt med departementet om reservasjonsprisen, og oversendte 4. mai 2023 en oppdatert vurdering. Auksjonsrådgiver peker i den oppdaterte vurderingen blant annet på at et påslag på 15 pst. på LCOE trolig ikke er tilstrekkelig sett i lys av at kontraktsprisen kun inflasjonsjusteres fram til havvindparken er satt i drift. Vista Analyse og Guidehouse mener dermed at foreslåtte reservasjonspris er for lav. I den oppdaterte vurderingen har Vista Analyse og Guidehouse gjort nye beregninger hvor de inflasjonsjusterer NVEs LCOE fra 2021 til første kvartal 2024 og legger til et påslag på 15 prosent. Det gir en reservasjonspris på 90 øre/kWh. Reservasjonsprisen må imidlertid vurderes sammen med de øvrige rammebetingelsene som legges til grunn for støtten. Etersom støttebehovet er uavhengig av reservasjonsprisen, må eksempelvis en eventuell endring i reservasjonsprisen ses i sammenheng med taket for statlig støtte.

Spørsmål 17: Hvordan vurderer departementet at nivået på referanseprisen og tak for støtte er satt ift sammenlignbare auksjoner for havvind? Ut fra disse rammene, hvordan vurderer departementet konkurransedyktigheten og attraktiviteten for Sørlige Nordsjø II ift andre auksjoner for havvind?

Svar: Det vil være en rekke faktorer som påvirker lønnsomheten for havvindprodusenten, slik som investerings- og driftskostnader, samt utvikling i kraftpris. SNII er langt fra land og dypt

sammenlignet med de fleste havvindprosjekter i Europa. Første fase vil knyttes radielt til Norge, og forventet kraftprisutvikling tilsier at kraftprisen alene trolig ikke er høy nok til å dekke investerings- og driftskostnadene til prosjektet. Det er derfor trolig behov for støtte til utbyggingen.

Departementet har foreslått at det inngås en tosidig differansekontrakt for å støtte utbygging av havvind i første fase av Sørliche Nordsjø II. Det er flere forhold i den foreslåtte støttemekanismen som kan ha betydning for havvindprodusentenes vurdering av lønnsomheten i prosjektene. I tillegg til reservasjonsprisen (jf. sp. 16) er dette følgende:

Tak for utbetaling under støttemekanismen: Departementet vurderer at hensynet til statlige budsjetter gjør det nødvendig å sette et øvre tak på støtten. Hvordan og hvor høyt taket blir satt har stor innvirkning på risikofordelingen i prosjektet. Jo lavere støttetaket er, jo mindre risiko blir overført fra havvindprodusenten til staten.

Departementet har i anbefalingene om tak og reservasjonspris tatt høyde for at kostnadene kan bli noe høyere enn anslått, men departementet kan ikke utelukke at kostnadsutviklingen er høyere enn det er tatt høyde for i utforming av rammene for første fase av Sørliche Nordsjø II.

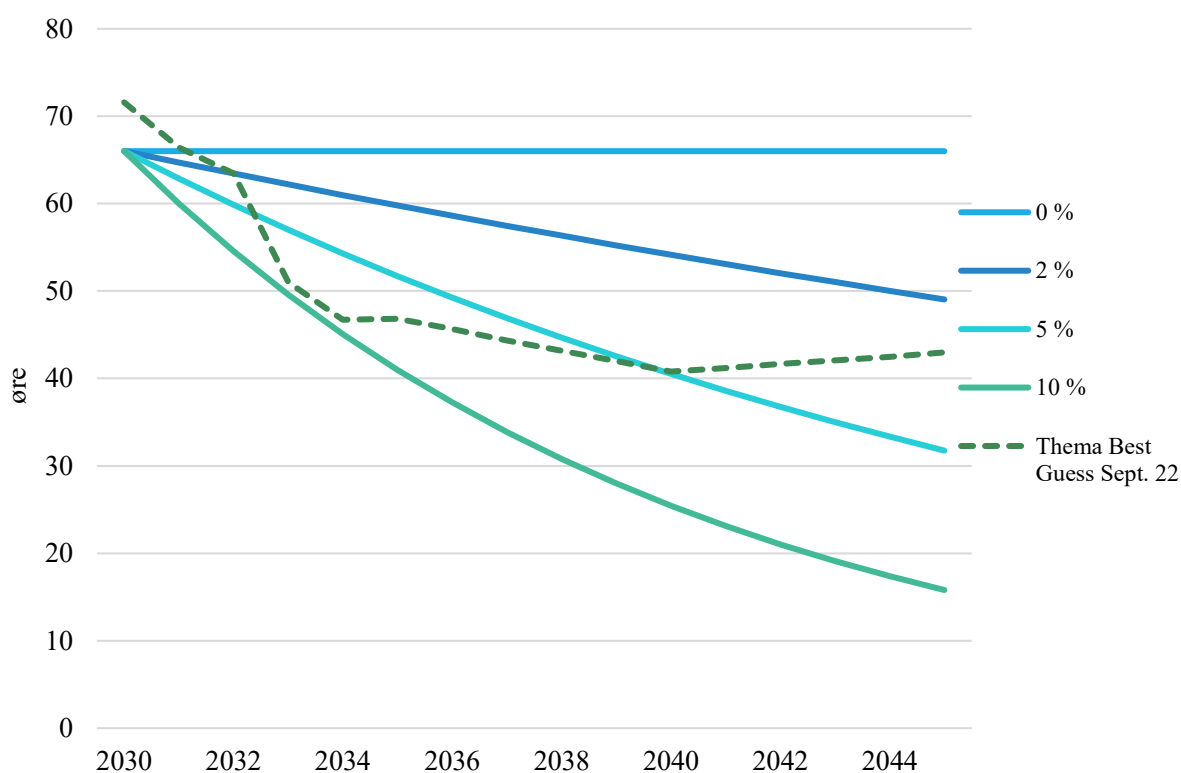
Referansepris: Kraften som blir produsert fra første fase av Sørliche Nordsjø II vil bli knyttet til prisområde NO2 (Sørlandet). Departementet foreslo at referanseprisen i differansekontrakten skulle settes måned for måned og svare til månedlig gjennomsnittspris i NO2.

Det er fordeler og ulemper ved ulike referanseperioder. Fordelene med en lang referanseperiode er at insentivene til å produsere i tråd med markedsprisen er høyere enn med en kort referanseperiode på for eksempel en time. En kortere referanseperiode på en time vil skjerme havvindprodusenten fra svingninger i kraftprisen og innebærer at staten tar den største delen av kraftpriserisikoen. Produsenten vil stå overfor en konstant kontraktspris og vil maksimere produksjonsvolum og minimere kostnader.

Månedlig referansepris har noen av fordelene fra begge alternativene. Samtidig vil produsenten ved en månedlig referansepris alltid ha en inntekt som er under kontraktsprisen, pga. forskjellen mellom produsentens oppnådde kraftpris og spotprisen. Forskjellen skyldes

Spørsmål 18: Kontraktsprisen er kun foreslått indeksert fra 2024 og frem til produksjonsstart. I tillegg er kraftprisprognosene for årene etter støtteperioden vesentlig lavere enn den foreslåtte/indikerte reservasjonsprisen. Har departementet et anslag på gjennomsnittlig realpris prosjektet vil realisere ved reservasjonspris på 66 øre/kWh og Thema Best Guess etter støtteperioden?

Svar: Kontraktsprisen er foreslått indeksert fra 2024 og frem til produksjonsstart. Dette innebærer at kraftprodusenten bærer hele inflasjonsrisikoen i støtteperioden, og at kontraktsprisen vil falle i verdi i takt med inflasjonsutviklingen, illustrert ved figur under. Denne inflasjonsrisikoen vil havvindprodusentene prise inn i budgivningen. Departementet legger til grunn at havvindprodusenten vil produsere hele konsesjonsperioden på 30 år. Etter utløpet av støtteperioden vil havvindprodusenten være fullstendig eksponert mot spotprisen. Departementet har lagt til grunn at havvindprodusenten vil oppnå en realpris på 80 prosent av gjennomsnittlig kraftpris (NVEs middel scenario og Thema Best Guess), fordi det trolig vil være et høyt innslag av variabel kraftproduksjon, og dermed lavere kraftpris, når havvindparken produserer.



Spørsmål 19: Ut fra departementets forslag til differansekontrakt, forventninger om priser havvindparken kan oppnå frem mot 2060 og realistiske kostnadsanslag, hvor lønnsomt ville dette prosjektet være for utvikleren dersom man la maksimal kontraktpris til grunn?

Svar: I beregningen av LCOE er det lagt til grunn en avkastningsrate på 6 pst. På grunn av konkurranseelementet i auksjonen forventer departementet at selskapene vil by en så lav kontraktpris at havvindprodusenten sitter igjen med en begrenset positiv avkastning.

Samtidig er det viktig å understreke at statens primære mål for arbeidet med differansekontrakten er å få bygget ut havvindparken til betingelser som gir et akseptabelt støttebehov. Departementet har i proposisjonen pekt på usikkerhetene i kostnadsanslagene (jf svar på spørsmål 16). Det er i tillegg stor usikkerhet med hensyn til kraftprisutviklingen frem mot 2060. Departementets reservasjonspris er satt på bakgrunn av råd fra Vista Analyse og Guidehouse.

Spørsmål 20: Hva vil effekten på lønnsomheten og risikofordelingen i prosjektet være dersom støttebeløpet betales ut over en kortere periode (for eksempel 5-7 år) eller en lengre periode (for eksempel 20-25 år)?

Svar: En kort støtteperiode medfører at produsenten bærer hoveddelen av kraftprisrisikoen ettersom produsenten er eksponert mot kraftprisutviklingen over en lengre periode, mens staten bærer hoveddelen av kraftprisrisikoen ved en lang støtteperiode. I teorien har støtteperioden ingen påvirkning på lønnsomheten til prosjektet. Ved en kort støtteperiode vil produsenten prise inn den økte kraftpriseksponeringen i budgivningen, noe som vil gi en høyere kontraktspris og et høyere forventet støttebeløp per år. Motsatt vil en lengre støtteperiode gi et lavere risikopåslag i budgivningen og dermed en lavere kontraktspris og et lavere forventet støttebeløp per år. I teorien blir dermed den totale lønnsomheten til prosjektet den samme, og forskjellen er kun over hvor mange år støtten utbetales.

I praksis kan det derimot være en forskjell, f.eks. hvis produsentens kraftprisforventninger viser seg å være feil. Hvis kraftprisutviklingen f.eks. blir lavere enn forventet og støtteperioden er kort vil lønnsomheten bli dårligere enn produsenten forventet i budgivningen, nettopp fordi produsenten bærer hoveddelen av kraftprisrisikoen. Denne usikkerheten vil trolig reflekteres i form av et risikopåslag i aktørens budgivning.

Spørsmål 21: Hva blir støttebehovet ved høy kraftpris og høy investeringskostnad (+30%)?

Svar: Med utgangspunkt i de samme kraftprisene og kostnadstall som i proposisjonen, vil en høy kraftpris på 70 øre/kWh i gjennomsnitt og en høy investeringskostnad (+ 30 pst sammenlignet med NVEs estimerte basiskostnader) eliminere støttebehovet og produsentens betaling til staten vil tilsvare drøyt tre mrd. kroner i nåverdi.

Spørsmål 22. Hvilket støttebehov utløser et oppdatert anslag av energikostnad over levetiden (LCOE), der inflasjon, valutasingninger og kostnadsøkninger for turbiner, nett mv er inkludert i anslag?

Svar: Forventet støttebehov vil avhenge av hvilke forutsetninger som legges til grunn for oppdatering av de ulike faktorene. Forventet støttebehov vil også avhenge av forventet kraftpris. I Prop. 93 S (2022-2023) står det at kostnadene de siste to årene har «vore prega av volatile råvareprisar, logistikkproblem etter Covid-19-pandemien, inflasjon og konsekvensar av Russlands militære invasjon av Ukraina. Dette har slått ut i auka kostnader (...) Det er ikkje tatt omsyn til den store auken i kostnader dei siste to åra i NVE sine estimat.»

Departementet har ikke et oppdatert kostnadsanslag som reflekterer dagens markedssituasjon i 2023-kroner. Dersom investeringskostnadene øker med 30 %, uten at forventet kraftpris endres, så øker forventet støttebehov fra 9 til 17 mrd. kroner. En høyere vekst i kostnadene enn 30 pst. vil innebære et høyere forventet støttebehov enn dette.

Med hilsen



Terje Aasland



DET KONGELIGE
OLJE- OG ENERGIDEPARTEMENT

Statsråden

Stortinget
Energi- og miljøkomitéen

0026 OSLO

Deres ref

Vår ref

Dato

23/425-

30. mai 2023

Svar på spørsmål 23 til Prop. 93 S (2022-2023)

Jeg viser til brev av 24. mai d.å. med spørsmål fra energi- og miljøkomitéen på Stortinget til Prop. 93 S (2022-2023).

Spørsmål 23: «I Stortingets muntlige spørretime 24. mai, uttalte statsråden at første fase av Sørliche Nordsjø II ville produsere strøm i god tid før 2030. I prop. 93S er det imidlertid skissert et tidsløp som ikke samsvarer med dette utsagnet;

Tildeling innen 31.12.2023.

Innsending av konsekvensutredningsprogram: 6 uker.

Høring, minimum 6 uker.

Fastsettelse av konsekvensutredningsprogram: Ukjent tidsramme.

Når konsekvensutredningsprogram er fastsatt har aktørene en frist på 2 år til å sende inn konsesjonssøknad.

Høringsfrist: minimum 6 uker.

Behandlingstid i departementet er anslått til ca. 12 måneder i tidligere svar til komiteen.

Deretter har aktørene 2 år på å sende inn detaljplan.

Høringsfrist: minimum 6 uker.

Behandlingstid i departementet er anslått til ca. 12 måneder i tidligere svar til komiteen.

Deretter; byggetid er anslått til 3-4 år.

Står statsråden inne for at SNII vil produsere strøm i god tid før 2030? Dersom departementet nå har andre tidsanslag enn det som er oppgitt i proposisjonen så bes det opplyst om dette på samme detaljeringsnivå som i Prop 93 S.»

Regjeringen ønsker å legge til rette for at de første havvindprosjektene er i drift innen 2030. Dette er ambisiøst og vil kreve effektivt arbeid fra alle involverte parter. Jeg vil bidra med effektive prosesser der hvor jeg kan påvirke tidsbruken.

I Prop. 93 S (2022-2023) redegjøres det for konsesjonsprosessen, og det er tatt utgangspunkt i gjeldende regelverk. Det står samtidig at: «*Departementet arbeider med å effektivisere konsesjonsprosessen og vurderer mellom anna å slå saman konsesjonsvedtak og godkjenning av detaljplan*». En slik eventuell sammenslåing av konsesjonsvedtak og godkjenning av detaljplan vil redusere tidsbruken som er lagt til grunn i spørsmål 23 betydelig.

I svar på spørsmål 1 fra energi- og miljøkomiteen til Prop. 93 S (2022-2023) redegjør departementet for fordeler og ulemper ved å slå sammen konsesjonsvedtak og godkjenning av detaljplan. Departementet arbeider med forslag til forskriftsendring som vil bli sendt på høring, slik at næringen og andre berørte instanser får mulighet til å uttale seg om en mulig felles behandling av konsesjonsvedtak og detaljplan.

Ønsket om rask realisering av prosjektet ligger også til grunn for utformingen av prekvalifiseringskriteriene. I utlysningen av konkurranse om prosjektområde i Sørlege Nordsjø II vektlegges derfor gjennomføringsevne høyt. Prosjektplan er inkludert som et eget underkriterium hvor det fremkommer at søker må ha en god forståelse av hva som kreves for at prosjektet kan gjennomføres innen prosjektets rammer av tid, kostnad, ressursbehov og kvalitet.

Med hilsen



Terje Aasland



DET KONGELIGE
OLJE- OG ENERGIDEPARTEMENT

Statsråden

Energi- og miljøkomiteen
Stortinget
0026 Oslo

Deres ref

Vår ref

Dato

23/425-

5. juni 2023

Svar på spørsmål 24-25 Prop. 93 S (2022-2023) Fullmakt til å inngå ein tosidig differansekontrakt for støtte til fornybar energiproduksjon til havs frå første fase av Sørlege Nordsjø II

Jeg viser til brev av 30. mai d.å. med spørsmål fra energi- og miljøkomiteén på Stortinget til Prop. 93 S (2022-2023).

Spørsmål 24: Hva er grunnen til at departementet har landet på en auksjonsmodell der det kun er pris som avgjør hvem som vinner tildelingen for første fase av Sørlege Nordsjø II?

Svar:

Auksjon er hovedmodellen for tildeling av prosjektområde for fornybar energiproduksjon til havs. Samtidig kan departementet i henhold til havenergilova § 2-3, kreve at aktører som ønsker å delta i en konkurranse om tildeling prosjektområde prekvalifiseres før deltakelse. Auksjon etter prekvalifisering er modellen som er valgt for tildeling av prosjektområde i Sørlege Nordsjø II.

Auksjon hvor aktørene konkurrerer på pris benyttes av flere andre lands myndigheter som tildelingsmodell, for eksempel i Danmark. En slik modell bidrar til å realisere havvindprosjekter til minst mulig støtte, og flere land har opplevd betydelige reduksjoner i støttebehovet ved senere konkurranser. Ved å kreve at kun prekvalifiserte aktører får delta i auksjonen, må aktørene likevel hensynta flere faktorer en pris. Dette sikrer at vinneren av konkurransen har et gjennomarbeidet prosjektkonsept som hensyntar bærekraft og lokale ringvirkninger, samtidig som staten ikke betaler mer i statsstøtte enn nødvendig.

Olje- og energidepartementet mener at en slik kombinasjon av prekvalifisering og auksjon legger til rette for at staten kan nå sine mål ved havvindsatsingen, samtidig som behovet for statsstøtte blir så lavt som mulig.

Spørsmål 25: Hvordan vil departementet, gjennom tildelings- og konsesjonsprosessen som er skissert i Prop. 93 S (2022-2023), sikre at Stortingets vedtak om at «utbygging og drift av havvindparker og annen fornybar energiproduksjon på norsk sokkel har vesentlig bedre natur- og miljøregnskap enn tidligere energiprosjekter i Norge», blir oppfylt?

Svar:

Jeg er helt enig med Stortinget om at utbygging av havvind må skje i samsvar med samfunnsmessige målsettinger, som hensyn til natur og miljø, og mener at dette er godt ivare tatt i dagens prosess. Under redegjør jeg for hvordan natur og miljøhensyn er tungt vektlagt i både åpnings-, tildelings- og konsesjonsprosessen for havvind.

Sørlige Nordsjø II ble i 2020 åpnet for fornybar energiproduksjon til havs. Som grunnlag for åpningen ble det gjennomført en strategisk konsekvensutredning, som blant annet utredet natur og miljømessige konsekvenser av fornybar energiproduksjon i området. I den strategiske konsekvensutredningen ble blant annet virkninger for fugl, fisk, bunnsamfunn og miljørisiko vurdert. Prosjektområdet til første fase av Sørlige Nordsjø II er også avgrenset slik at det hensyntar kjente gytefelt for tobis.

Aktører som ønsker å delta i en konkurranse om tildeling av prosjektområdet til første fase av Sørlige Nordsjø II skal prekvalifiseres før deltakelse. Departementet vil vurdere aktørene etter kriteriene gjennomføringsevne, bærekraft og positive lokale ringvirkninger for å vurdere om aktørene er kvalifisert. Under kriteriet «bærekraft» vil aktørene bli målt innen kategoriene klimafotavtrykk, sameksistens, avfall, resirkulering og gjenbruk, samt natur og miljø. For å gi aktørene sterkere insentiv til å utvikle prosjektkonseptet i tråd med kvalifikasjonskravene, vil departementet sette en nedre og øvre grense for hvor mange aktører som kan bli kvalifisert. For å legge til rette for at prosjektet blir gjennomført slik det er beskrevet i dokumentasjonen som ligger til grunn for prekvalifiseringen, vil tilgangen til å gjøre endringer etter tildeling være begrenset gjennom differansekontrakten.

Den som får tildelt et prosjektområde får en tidsavgrenset enerett til å gjennomføre en prosjektspesifikk konsekvensutredning og å søke om konsesjon. Konsekvensutredningen skal gi en spesifisert beskrivelse og vurdering av virkningene energianlegget kan ha for miljø og samfunn, og skal inneholde utredninger av blant annet konsekvenser for fugl, fisk, naturtyper og annet naturmangfold, samt mulig påvirkning på økosystemtjenester. Konsekvensutredningen skal også inneholde en beskrivelse av nåværende miljøtilstand og en oversikt over hvordan miljøet trolig vil utvikle seg dersom planen for utbygging av energianlegget ikke blir gjennomført. Beskrivelsen skal omfatte positive, negative, direkte og indirekte virkninger på kort og lang sikt.

Konsesjonssøknaden, inkludert den prosjektspesifikke konsekvensutredningen, skal deretter sendes til behandling i departementet. Departementet er i havenergi-lova gitt flere virkemidler for å ivareta lovens formålsbestemmelse om at utnytting av fornybare energiresurser til havs skjer i samsvar med samfunnsmessige målsettinger. Blant annet kan departementet stille vilkår om tiltak for å unngå eller avgrense skader eller ulemper for miljø, naturmangfold, kulturminner og annen arealbruk, samt av hensyn til andre næringsinteresser. Eventuelle vilkår vil blant annet være basert på forhold som avdekkes i den prosjektspesifikke konsekvensutredningen.

Med hilsen



Terje Aasland

VEDLEGG 4

Stortinget
Energi- og miljøkomiteen
0026 OSLO

Deres ref

Vår ref

Dato

23/425-

31. mai 2023

Spørsmål 26 til Prop. 93 S (2022-2023) Fullmakt til å inngå ein tosidig differansekontrakt for støtte til fornybar energiproduksjon til havs frå førstefase av Sørlege Nordsjø II

Jeg viser til brev av 30. mai d.å. med spørsmål fra energi- og miljøkomiteén på Stortinget til Prop. 93 S (2022-2023).

Sp. 26: Har departementet på den bakgrunn, eller eventuelt som følge av annen informasjon, gjort en oppdatert vurdering av rammebetingelsene for auksjonen av fornybar energiproduksjon fra første fase i Sørlege Nordsjø II?

Jeg viser til Prop. 93 S (2022-2023) *Fullmakt til å inngå ein tosidig differansekontrakt for støtte til fornybar energiproduksjon til havs frå første fase av Sørlege Nordsjø II*, som komiteen har til behandling. Proposisjonen ble lagt fram 31. mars 2023. Havvind-bransjen, både i Norge og globalt, er rammet av en utvikling med raskt økende kostnader for flere av havvindteknologiens bestanddeler og flaskehalsar i leverandørmarkedet. Dette gjør at det, som omtalt i proposisjonen, er stor usikkerhet om kostnadsnivå framover.

Auksjonsrådgiverne som har gitt faglige råd til departementet i saken har oppdatert sine faglige anbefalinger etter at proposisjonen ble lagt frem for Stortinget, i tilleggsnotat av 4. mai. Denne informasjonen er overbrakt komiteén 10. mai 2023 som svar på spørsmål 16 til komiteéns behandling av Prop. S 93 (2022-2023). Høringen komiteén gjennomførte i saken den 27. april avdekket også at flere sentrale rammebetingelser oppfattes som krevende i dagens marked, selv om jeg oppfatter at det er stor støtte til selve modellen som ligger til grunn for regjeringens forslag.

Jeg har grundig gjennomgått forutsetningene og forslagene til konklusjoner i proposisjonen, og vil på denne bakgrunn gi følgende tilbakemelding på komitéens spørsmål 26:

1) Referanseperioden

Innledningsvis vil jeg vise til mitt svar på spørsmål 17 fra komiteen:

Det er fordeler og ulemper ved ulike referanseperioder. Fordelene med en lang referanseperiode er at insentivene til å produsere i tråd med markedsprisen er høyere enn med en kort referanseperiode på for eksempel en time. En kortere referanseperiode på en time vil skjerme havvindprodusenten fra svingninger i kraftprisen og innebærer at staten tar den største delen av kraftprisrisikoen. Produsenten vil stå overfor en konstant kontraktspris og vil maksimere produksjonsvolum og minimere kostnader.

Månedlig referansepris har noen av fordelene fra begge alternativene. Samtidig vil produsenten ved en månedlig referansepris alltid ha en inntekt som er under kontraktsprisen, pga. forskjellen mellom produsentens oppnådde kraftpris og spotprisen. Forskjellen skyldes at det trolig vil være et høyt innslag av variabel kraftproduksjon, og dermed lavere priser, når vindparken produserer.

Valg av referanseperiode har altså to viktige virkninger. For det første påvirker lengden på referanseperioden risikofordelingen mellom staten og produsenten. For det andre påvirker referanseperioden markedssignalene som igjen innvirker på produsentens insentiver til å produsere.

Departementet har lagt vekt på at havvindaktørene bør være eksponert for markedssignaler på lik linje med andre kraftprodusenter. Dette vil være viktig også fremover, særlig med tanke på den store mengden uregulerbar kraftproduksjon som forventes etablert fremover. Eksponering mot markedssignaler gir også insentiver til å delta i utviklingen av nye forretningsmodeller og bruken av ny teknologi som kan bidra til å balansere fremtidens kraftsystem.

Samtidig kan det bli store forskjeller mellom den oppnådde prisen aktørene mottar og den månedlige gjennomsnittsprisen. Dersom komiteen ønsker å foreta endringer, kan et vindvektet månedssnitt være et godt alternativ som referanseperiode. En slik løsning vil gi noe høyere administrative kostnader, men den vil både minske forskjellene mellom oppnådd pris og månedsprisen og samtidig ivareta hensynet til aktørenes markedssignaler.

2) Reservasjonsprisen

Mitt forslag til reservasjonspris i proposisjonen var basert på auksjonsrådgivernes anbefaling om å legge NVEs LCOE-anslag (levelized cost of energy) for Sørlege Nordsjø til grunn med et tillegg på 15 prosent. Gitt usikkerheten omkring LCOE-tallene slik markedsutviklingen har vært den siste, er det krevende å finne et riktig nivå for reservasjonsprisen. Et alternativ kan derfor være at reservasjonsprisen fjernes. Den endelige kontraktsprisen vil fortsatt fastsettes gjennom auksjonen.

Reservasjonsprisen var i utgangspunktet tenkt å avgrense statens maksimale utbetaling per kWh produksjon. Det viktigste verktøyet for å begrense statens risiko og de totale utbetalingene til prosjektet er imidlertid støttetaket. Jeg ser at reservasjonsprisen kan få en uheldig effekt ved at det ikke kommer inn bud under prisen som er satt, til tross for at det totale støttetaket kan være høyt nok. Så lenge statens maksimale eksponering er ivaretatt, mener jeg en forhåndsdefinert grense for statens maksimale utbetaling pr. kWh produksjon har mindre betydning.

Kontraksprisen, det vil si den garanterte kraftprisen per kWh produksjon, avgjøres i auksjonen. Konkurransen mellom aktørene i auksjonen vil legge til rette for at kontraksprisen blir så lav som mulig, gitt rammebetingelsene. Dette sikres blant annet gjennom at auksjonen kun gjennomføres dersom det prekvalifiseres minimum seks aktører. Selve auksjonen legger derfor i seg selv til rette for at støttenivået minimeres.

3) *Inflasjonsjustering av kontraksprisen og støttetaket*

Flere aktører har pekt på at inflasjonsjusteringen bør endres. Jeg mener fortsatt det er prinsipielt riktig at staten bærer inflasjonskostnaden frem til parken er satt i drift, og at aktøren bærer inflasjonskostnaden gjennom parkens levetid.

Inflasjonen inneværende år ser imidlertid ut til å bli høy. Dette kan tale for at komiteen bør vurdere justeringer i departementets forslag om å inflasjonsjustere fra 01.01.24 til 01.01.23. Som en praktisk forenkling kan også inflasjonsjusteringen slutte fra «måneden» havvindparken er i drift, og ikke «kvartalet».

4) *Støttetaket*

I proposisjonen foreslo jeg et støttetak på 15 milliarder kroner. Dette forslaget tok utgangspunkt i et estimert forventet støttebehov på 9 milliarder kroner pluss et påslag for å ta hensyn til usikkerheten i beregningene. Både av tilleggsnotatet fra auksjonsrådgiverne og av innspillene til komiteen kommer det frem en forventning om at dette taket ikke reflekterer det faktiske støttebehovet slik markedet nå ser ut.

Støttetaket i differansekontrakten reflekterer i praksis vår felles betalingsvillighet for å få forsert ny fornybar kraftproduksjon som vi trenger i møte med store samfunnsoppgaver innen elektrifisering, avkarbonisering og videreutvikling av norsk industri. Kostnaden ved å utsette disse oppgavene er så stor at jeg hele tiden har ment vi skal strekke oss langt for å bidra til å få utviklet Sørliche Nordsjø II. Samtidig må vi sikre at statens verktøykasse utnyttes effektivt, og det er klare begrensninger for statens betalingsvillighet i enkeltprosjekter. Dette taler for at det bør være et tak for de totale støtteutbetalingene. Det økte kostnadsnivået kan samtidig tale for at komiteen bør vurdere å øke taket sammenlignet med det opprinnelige forslaget, dersom en vektlegger at det er viktig å bidra til å øke sannsynligheten for at prosjektet faktisk blir realisert.

Kontraksprisen og støttebehovet for prosjektet må ses i en sammenheng. En lavere kontrakspris vil gi et lavere estimert støttebehov, en høyere kontrakspris gir et høyere estimert støttebehov. Legger vi til grunn auksjonsrådgivernes oppdaterte anbefaling om å

sette en reservasjonspris på 90 øre/kWh, gir dette et estimert støttebehov på mellom 20 og 25 milliarder kroner.

Det endelige støttebehovet vil i praksis avdekkes først etter at konkurransen er gjennomført. Det estimerte støttebehovet ut ifra auksjonsrådgivernes oppdaterte forslag til reservasjonspris kan være et fornuftig tak å sette. Dette gir i så fall et tak på 23 milliarder kroner. Denne økningen reflekterer kostnadsutviklingen for mange sentrale komponenter innen havvind. Samtidig setter den en helt tydelig grense for statens forpliktelser.

Det er grunn til å understreke at selv om vi nå i fellesskap stiller opp med betydelig støtte for å forsere de første prosjektene, må en storstilt havvindutbygging skje med utgangspunkt i en lønnsom næring som kan stå på egne ben. Med den bekymringsfulle kostnadsutviklingen vi nå ser, vil jeg gå i dialog med næringen om hvordan vi kan legge til rette for at støttebehovet raskest mulig kan begrenses. Dette må imidlertid skje på måter som ikke bare omfordeler ulemper, eksempelvis ved å legge en urimelig stor byrde på strømkundene på land.

Med hilsen



Terje Aasland