



DET KONGELIGE  
ENERGIDEPARTEMENT

# Høring av støtteordning for flytende havvind i Vestavind B og Vestavind F

# Innhold

1. Innledning.....	4
2. Bakgrunn.....	4
3. Statsstøtte til flytende havvind .....	5
4. Støtteberettigelse .....	6
4.1 Nærmere begrunnelse for begrensning av støtteordningen til flytende havvind .....	7
4.2.1 Regjeringens havvindsatsing.....	7
4.2.2 Økt kraftbehov mot 2040 .....	7
4.2.3 Stort potensial for flytende havvind i Norge .....	8
4.2.4 Realisering av flytende havvind vil bidra til teknologiutvikling og økt fornybar kraftproduksjon .....	9
4.2.5 Avgrensning av områder og teknologi .....	10
4.3 Spørsmål til høringsinstansene .....	11
5. Foreslått innretning av konkurransen.....	11
5.1 Tostegsmodell .....	11
5.2 Tildeling av prosjektområder.....	12
5.3 Støttekonkurransen .....	12
5.4 Støtteinstrument.....	13
5.5 Spørsmål til høringsinstansene .....	14
6. Anslag og forutsetninger for kostnader, inntekter og nåverdi .....	14
6.1 Referanseprosjekt .....	14
6.2 Kostnadsanslag.....	15
6.3 Forutsetninger for kraftinntekter.....	18
6.4 Estimat for netto nåverdi .....	19
6.5 Spørsmål til høringsinstansene .....	20
7. Metode for estimering og estimat av støttens størrelse per CO <sub>2</sub> -ekvivalenter unngåtte utslipp.....	21
7.1 Valg av metode .....	21
7.1.1 Valg av referansescenario .....	22
7.1.2 Valg av referanseprosjekt .....	23
7.2 Beskrivelse av metode for å estimere subsidier per tonn CO <sub>2</sub> -ekvivalenter utslippskutt for fornybare energiprojekter .....	23
7.2.1 Estimerte utslipp i referansescenarioet.....	23
7.2.2 Estimerte utslipp fra referanseprosjektet .....	24
7.3 Estimat for subsidier per utslippskutt for flytende havvind i Norge .....	24

7.4	Vurdering av hvordan statsstøtten virker sammen med andre virkemidler .....	25
7.5	Spørsmål til høringsinstansene .....	26
8.	Oppsummering av spørsmål til høringsinstansene .....	27

## 1. Innledning

Energidepartementet sender på høring innretning og begrunnelse for tildelings- og støttemodell for flytende havvind i Vestavind F og Vestavind B.

Høringen gjennomføres i tråd med ESAs retningslinjer for statsstøtte til klima, miljøbeskyttelse og energi (Guidelines on state aid for climate, environmental protection and energy – heretter "CEEAG"). CEEAG foreskriver at EØS-statene skal gjennomføre en offentlig høring, hvor det bes om tilbakemelding på eventuelle konkurransemessige virkninger og proporsjonaliteten av en støtteordning før den notifiseres til ESA.

Departementet inviterer høringsinstansene til å gi innspill på de konkrete spørsmålene som stilles i dette dokumentet, men imøteser også generelle innspill til elementene som omtales.

Høringsinnspill kan sendes inn gjennom nettløsningen på regjeringen.no innen 23. august 2024.

## 2. Bakgrunn

Regjeringen har store ambisjoner om økt utbygging av fornybar kraft. Utvikling av havvind på norsk sokkel kan være et viktig bidrag for å møte den økende etterspørselen etter fornybar kraft i Norge. Regjeringen har en ambisjon om å tildele områder for 30 000 MW havvindproduksjon i Norge innen 2040. Det tilsvarer om lag 75 pst. av kapasiteten i det norske kraftsystemet i dag. Dybdeforholdene på norsk sokkel innebærer at store deler av havvindpotensialet forutsetter bruk av flytende havvindteknologi. Dette understrekes av at 17 av de 20 områdene som er identifisert som potensielle havvindområder på norsk sokkel er egnet for flytende havvind. Flytende havvind er med andre ord sentralt for Norges havvindsatsing.

I 2010 ble havenergilova vedtatt. Loven gjelder på norsk sjøterritorium utenfor grunnlinjene, i Norges økonomiske sone og på kontinentalsokkelen. Havenergilova regulerer fornybar energiproduksjon, omforming og overføring av elektrisk energi til havs. Havenergilova spesifiserer blant annet at før konkurranse om nye områder kan lyses ut, må områdene åpnes av Kongen i statsråd, jf. havenergilova § 2-2.

I 2020 ble to områder åpnet for fornybar energiproduksjon på norsk sokkel: Sørlige Nordsjø II og Utsira Nord. Sørlige Nordsjø II har dybdeforhold som muliggjør bunnfast havvindteknologi, mens Utsira Nord kun er egnet for flytende havvind. Konkurranse om prosjektområdet i første fase av Sørlige Nordsjø II ble gjennomført ved auksjon våren 2024. Auksjonen ble vunnet av Ventyr SNII AS.

Regjeringen tar sikte på å gjennomføre en ny utlysingsrunde i 2025. Deretter ønsker regjeringen å gjennomføre jevnlig utlysingsrunder frem mot 2040. NVE har ledet en direktoratsgruppe som har levert forslag til 20 utredningsområder som kan være egnet for utbygging av havvind. NVE og direktoratsgruppen vurderte også at det var potensial for areal- og kapasitetsutvidelser i både Sørlige Nordsjø II og Utsira Nord. NVE gjennomfører nå en strategisk konsekvensutredning av de identifiserte områdene.

Områdene som er aktuelle for utlysning i 2025 er Sørvest F, samt Vestavind F og Vestavind B. Områdene Sørvest F og Vestavind F er utvidelser av henholdsvis Sørlige Nordsjø II og Utsira Nord. Vestavind B er foreløpig ikke åpnet for fornybar energiproduksjon til havs. Sørvest F egner seg til bunnfast havvind, mens Vestavind B og Vestavind F er egnet for flytende havvind. Strategisk konsekvensutredning av disse tre områdene ferdigstilles i november i år. De resterende 17 områdene skal utredes med sikte på å kunne inngå i senere utlysningsrunder.

I dag er bunnfast havvind en mer moden teknologi, mens flytende havvindteknologi er umoden. De eneste flytende havvindprosjektene som er i drift i dag globalt, har vært mindre FoU-prosjekter, demonstrasjonsprosjekter og opp til pre-kommersiell skala. Et eksempel er pilotprosjektet Hywind Scotland, som ble satt i drift i 2017 og har en installert kapasitet på 30 MW. Hywind Tampen, som ble satt i drift i 2023, er den største flytende vindparken i drift i dag (88 MW). I løpet av 2023 godkjente også EU-kommisjonen to støtteordninger rettet mot flytende havvind i Frankrike. Den første var en støtteordning på 2,08 mrd. euro som omfatter statsstøtte til bygging og drift av en flytende vindpark utenfor kysten av Bretagne med en installert kapasitet på 230-270, som forventes å være i drift i 2028.<sup>1</sup> Franske myndigheter kunngjorde resultatet av auksjonen for denne vindparken 15. mai. 2024. Det andre var en støtteordning på 4,12 mrd. euro som omfatter to flytende vindparker i Golfe du Lion. Disse havvindparkene er planlagt med en installert kapasitet på 230-280 MW hver og idriftsettelse er trolig i 2028/2029.<sup>2</sup>

### 3. Statsstøtte til flytende havvind

Siden flytende havvindteknologi fortsatt er umoden og kostnadsnivået er høyt og usikkert, legges det til grunn at det vil være behov for offentlig støtte for å realisere havvind i områdene som er omtalt ovenfor. Statsstøtte er i utgangspunktet forbudt, jf. EØS-avtalens artikkel 61(1), men kan være forenlig med EØS-avtalen dersom visse vilkår er oppfylt.

Departementet har vurdert muligheter for å tildele statsstøtte til utbygging av flytende havvind på en måte som er forenlig med EØS-avtalen, og mener at ESAs retningslinjer for statsstøtte til klima, miljøbeskyttelse og energi (Guidelines on state aid for climate, environmental protection and energy - "CEEAG"<sup>3</sup>) gir et godt grunnlag for dette. Departementet presiserer at eventuell tildeling av statsstøtte forutsetter forutgående notifikering til og godkjenning fra ESA, samt Stortingets samtykke. I tillegg må de flytende havvindområdene som er aktuelle for utlysning i 2025 åpnes av Kongen i statsråd, jf. havenergilova §2-2.

For støtteordninger der estimert gjennomsnittlig årlig støttetildeling er minst 150 MEUR, følger det av punkt 99 (a) i CEEAG at følgende elementer i støtteordningen skal sendes på offentlig høring:

- (i) Støtteberettigelse – hvilke prosjekter/teknologi som støttes («eligibility»);

---

<sup>1</sup> [State aid: Commission approves €2.08 billion French measure \(europa.eu\)](https://european-council.europa.eu/media/en/press-summaries/default/142000.pdf)

<sup>2</sup> [Commission approves €4,12 billion French measure \(europa.eu\)](https://european-council.europa.eu/media/en/press-summaries/default/142000.pdf)

<sup>3</sup> European Commission (2022) [Communication from the Commission: Guidelines on State aid for climate, environmental protection and energy 2022](https://european-council.europa.eu/media/en/press-summaries/default/142000.pdf)

- (ii) Estimeringsmetode og estimering av støttens størrelse per CO<sub>2</sub> ekvivalenter unngåtte utslipp (per prosjekt eller referanseprosjekt);
- (iii) Foreslått bruk og omfang av konkurranse for tildeling av støtte, og eventuelle unntak;
- (iv) De viktigste parametere for støttetildelingsprosessen, herunder for å muliggjøre konkurranse mellom forskjellige typer støttemottakere;
- (v) De viktigste forutsetningene som ligger til grunn for kvantifiseringen som brukes for å demonstrere insentiveffekten, nødvendigheten og proporsjonaliteten av støtten;
- (vi) Dersom det kan gis støtte til nye investeringer i naturgassbasert produksjon eller industriproduksjon, sikkerhetsmekanismer for å sikre forenlighet med EUs klimamål.

Departementet vil i det etterfølgende presentere og gi sitt syn på punkt (i)-(v) over. Punkt (vi) er ikke relevant for støtte til fornybar energiproduksjon til havs.

Enkelte av elementene ovenfor har tidligere vært på høring. Departementet gjennomførte en høring av forslag til tildelingsmodell, kvalitative kriterier og støtteordning for Utsira Nord i desember 2022.<sup>4</sup> Støtteordningen som skal notifiseres vil i tillegg til Utsira Nord omfatte øvrige deler av Vestavind F og Vestavind B. Departementet inviterer i denne høringen derfor høringsinstanser til å på nytt gi innspill på tildelingsmodell og støtteordning. Som følge av at støtteordningen som skal notifiseres vil omfatte flere områder, samt at kostnadsbildet for havvind har endret seg siden forrige høring, legger departementet frem ulike alternativer til justering av tildelings- og støttemodell, og ber om høringsinstansenes syn på alternativene.

#### **4. Støtteberettigelse**

Hovedregelen i CEEAG er at støtteordninger skal være teknologinøytrale, men støtteordninger kan begrenses til én teknologi i visse tilfeller. EØS-statene må i så fall begrunne i henhold til punkt 95 i CEEAG hvorfor et støttetiltak ikke omfatter alle teknologier eller prosjekter som er i konkurranse og som kan bidra til å redusere utslipp. Begrunnelsen bør være basert på objektive vurderinger knyttet til for eksempel effektivitet, kostnadsnivå eller andre hensyn. I punkt 96 i CEEAG gis det uttrykk for i hvilke tilfeller støtteordninger som retter seg mot en begrenset krets av teknologier eller prosjekter likevel ikke vil anses for å være unødig konkurransevridende. For eksempel dersom det er forventet at støtteberettigede sektorer eller innovative teknologier har potensial til å gi et viktig og kostnadseffektivt bidrag til miljøvern og avkarbonisering på lengre sikt, jf. CEEAG 96 (d).

Støtteordningen er avgrenset til utbygging av flytende havvind i Vestavind B og Vestavind F.

Kart og sentrale egenskaper til områdene er vist i Figur 1 under.

---

<sup>4</sup> Jf. [Høring av kvalitative kriterier og støtteordning for Utsira Nord](#).

**Figur 1 : Oversikt over områdene som inngår i støtteordningen**

Vestavind F (inkl. Utsira Nord)		Vestavind B	
Totalt areal	1989 km <sup>2</sup>	Totalt areal	2985 km <sup>2</sup>
Type teknologi	Flytende	Type teknologi	Flytende
Minste avstand til kystlinja*	7 kilometer	Minste avstand til kystlinja*	30 kilometer
Minste avstand til fastland og større øyer**	22 kilometer	Minste avstand til fastland og større øyer**	37 kilometer
Gjennomsnittlig dybde	265 meter	Gjennomsnittlig dybde	350 meter
Gjennomsnittlig bølgehøyde	2,2 meter	Gjennomsnittlig bølgehøyde	2,5 meter
Høyeste 50-årsbølge	13,0 meter	Høyeste 50-årsbølge	14,1 meter
Gjennomsnittlig vindhastighet (150 moh.)	10,2 m/s	Gjennomsnittlig vindhastighet (150 moh.)	10,3 m/s

\*fastland og alle øyer, holmer og skjær

Kilde: NVE

\*\*fastland og øyer større enn 25 km<sup>2</sup>

## 4.1 Nærmere begrunnelse for begrensning av støtteordningen til flytende havvind

### 4.2.1 Regjeringens havvindsatsing

Regjeringen har en ambisjon om å tildele områder for 30 GW havvind innen 2040. Målet er at havvindarbeidet skal gi økt fornybar kraftproduksjon, bidra til industriutvikling og legge til rette for innovasjon og teknologiutvikling, jf. Meld. St. 11 (2021-2022). Flytende havvind vil være sentralt for å følge opp regjeringens ambisjon og mål.

### 4.2.2 Økt kraftbehov mot 2040

Per i dag har Norge et betydelig kraftoverskudd i år med gjennomsnittlige værforhold. I årene fremover anslår NVE i sine langsiktige analyser at kraftforbruket vil øke mer enn økningen i kraftproduksjon, og at kraftbalansen kan gå mot null i 2030. Behovet for omstilling av eksisterende virksomheter innen transport, industri og næringsliv, så vel som nyetableringer

av energiintensive virksomheter krever større tilgang på kraft og nett. Samtidig ligger det an til en begrenset vekst i ny produksjon frem til 2030. Fram mot 2040 er det større usikkerhet knyttet til utviklingen i både forbruk og produksjon.

NVE anslår i sin langsiktige analyse fra 2023 at den norske kraftproduksjonen samlet sett kan øke med 47 TWh fra 2022 til 2040. I sin analyse har NVE antatt at den største andelen ny kraftproduksjon kan komme fra havvind, og legger til grunn at havvind kan bidra med 29 TWh. Også andre analysemiljøer, som Thema Consulting, DNV og Statnett forventer at havvind er teknologien som kan gi de klart største volumene ny produksjon i Norge etter 2030.<sup>5</sup>

### 4.2.3 Stort potensial for flytende havvind i Norge

Norge har tilgang på store havområder og Norges havareal er om lag fem ganger større enn landarealet. I tillegg er vindressursene gode. Det tekniske potensialet for havvind i Norge er dermed svært høyt, slik at havvind kan bidra med store mengder ny, fornybar kraft.

Flytende havvind er sentralt for Norges havvindssatsing, som følge av dybdeforholdene på norsk sokkel. Store deler av norske havområder er dyphav med dybder ned til 3000-4000 meter. De fleste steder utenfor kysten av Norge blir raskt dypere, og kystnære områder er ofte preget av en veksling mellom grunn skjærgård og dype renner og kløfter.<sup>6</sup> Den lokale variasjonen kan være stor, med dybdeforhold som kan variere mellom 0 og 150 meter innenfor det samme området. Det er derfor utfordrende å finne kystnære områder i Norge som egner seg for bunnfaste fundamenter, som ifølge NVE er mest aktuelt ned til cirka 70 meter. Store deler av Norges havområder er med andre ord dypere enn hva som er teknisk eller økonomisk egnet for bunnfast havvindteknologi. Flytende fundamenter benyttes i hovedsak fra 100 meter og dypere. Flytende fundamenter kan også benyttes på 70-100 meters dybde, men slike løsninger er imidlertid mer kostbare enn på dypere vann, fordi bølger har større påvirkning på denne dybden. Det påvirker dimensjoneringen av installasjonene.

NVE har ledet en direktoratsgruppe som har identifisert 20 ulike områder for havvind i norske havområder. I identifiseringsprosessen ble norske havområder med dybder fra 5 til 1000 meter vurdert med utgangspunkt i teknisk egnethet, som vindressurser, dybdeforhold o.l.<sup>7</sup> Teknisk egnethet ble deretter sammenholdt med betydningen for andre ev. tilstedeværende interesser som naturmangfold, eksisterende infrastruktur, næringer etc. De identifiserte områdene representerer utfallet av disse analysene.

Majoriteten av de identifiserte områdene egner seg kun for flytende havvind som følge av dybdeforholdene: Av de 20 identifiserte områdene, er 13 områder egnet bare for flytende teknologi, mens fire av områdene kan egne seg både for bunnfast og flytende teknologi. Kun tre av de identifiserte områdene er egnet bare for bunnfast teknologi, og alle disse områdene

---

<sup>5</sup> Forventninger fra Thema Consulting's Nordic Power Market Outlook 2023, DNVs [Energy transition Norway 2023](#) og Statnetts delrapport til Langsiktig Markedsanalyse 2022-2050 «[Forbruksutvikling i Norge 2022-2050](#)»

<sup>6</sup> NVE (2023) [Havområder og havdybder](#)

<sup>7</sup> NVE (2023) [Metode og vurderinger](#) og [Havområder og havdybder](#)



ligger sør i de norske havområdene.<sup>8</sup> En oversikt over de identifiserte områdene etter egnet teknologi er vist i figur 2.

**Figur 2 Oversikt over de identifiserte områdene for havvind og egnet teknologi**



Kilde: NVE

#### 4.2.4 Realisering av flytende havvind vil bidra til teknologiutvikling og økt fornybar kraftproduksjon

Realisering av flytende havvind vil bidra med økt fornybar kraftproduksjon på en bærekraftig måte i Norge, og bidra til at Norge og EU kan nå sine klimaforpliktelser på en kostnadseffektiv måte. Utvikling av teknologi for flytende havvind i Norge vil også være et viktig bidrag globalt, ettersom 70 pst av verdens havvindpotensial er i områder som er for

<sup>8</sup> Sørlige Nordsjø II inngår i Sørvest F og Utsira Nord inngår i Vestavind F. Prosjektområdene vises derfor ikke som isolerte områder i Figur 2.

dype for bunnfast teknologi.<sup>9</sup> På europeisk nivå har EU pekt på flytende havvind som et prioritert område i deres forskning- og innovasjonssatsing innen fornybar energi, fordi teknologien er nødvendig for å tilgjengeliggjøre energiproduksjon i dypere havområder, som i Atlanterhavet og Middelhavet.<sup>10</sup> Ifølge WindEurope må inntil en tredel av all installert havvindkapasitet i EU være flytende for at EU skal nå sine utslippsmål i 2050, ettersom flytende teknologi kan produsere kraft i områder der havdybde eller vanskelige bunnforhold utelukker bunnfast teknologi.<sup>11</sup>

Samtidig er flytende havvind en umoden teknologi, med høyere kostnader enn bunnfast havvind. Det er lite erfaring med utvikling av flytende havvind i stor skala, og markedet må derfor også beskrives som umodent. Ved utgangen av første halvår 2023 utgjorde flytende havvind kun 232 MW av den totale globale havvindkapasiteten på 63 221 MW.<sup>12</sup> Som beskrevet innledningsvis er Hywind Tampen med sine installerte 88 MW verdens største flytende havvindpark i dag. Det er imidlertid prosjekter under utvikling i en rekke land. For eksempel kunngjorde franske myndigheter resultatet av en auksjon for flytende havvind med en installert kapasitet på 230-270 MW utenfor kysten av Bretagne den 15. mai 2024.

Etter hvert som teknologien for flytende havvind blir videreutviklet og realisert, forventes store kostnadsreduksjoner. Realisering av flytende prosjekter vil bidra til industri- og teknologiutvikling, som for eksempel realisering av potensielle skalafordeler og andre læringseffekter. Dette vil bidra til reduserte kostnader for fremtidige prosjekter i Norge og Europa.

#### **4.2.5 Avgrensning av områder og teknologi**

Det følger av havenergilova at et område må være åpnet før det kan tildeles konsesjoner. Åpning av områder for energiproduksjon til havs etter havenergilova forutsetter en rekke utredninger og offentlige høringer. Gjennom åpningsprosessen utpekes spesifikke geografiske områder som åpnes med sikte på å tildele konsesjon for fornybar energiproduksjon til havs.

Som følge av den omfattende prosessen havenergilova oppstiller før et område kan åpnes for fornybar energiproduksjon til havs, er det nødvendig å avgrense åpningsprosessen til spesifikke geografiske områder. Videre gjør de fysiske egenskapene i Vestavind F og Vestavind B det nødvendig å avgrense teknologien til flytende havvind, da alternative teknologier, slik som for eksempel bølgekraft, foreløpig ikke er teknologisk modne nok til å sikre produksjonskapasitet i samme skala.

Det er ingen ytterligere begrensninger for deltakelse i konkurransen om tildeling av prosjektområde, og de aktuelle områdene vil være åpne for alle ulike typer teknologiske løsninger innen flytende havvind.

---

<sup>9</sup> IEA (2019) [Offshore Wind Outlook 2019: World Energy Outlook Special Report](#)

<sup>10</sup> Energikommisjonen (2023) [Delivering on the EU offshore renewable energy ambitions](#)

<sup>11</sup> WindEurope (2021) [Scaling up Floating Offshore Wind towards competitiveness](#)

<sup>12</sup> WFO (2023) [Global Offshore Wind Report HY1 2023](#) og Robobank (2023) [Floating Offshore Wind Energy: Reaching beyond the reachable by fixed-bottom offshore wind energy](#)

### 4.3 Spørsmål til høringsinstansene

- Gitt at energiproduksjonen skal foregå til havs i Vestavind F og Vestavind B, med disse områdenes tekniske og geografiske forutsetninger, har høringsinstansene synspunkter på departementets begrensning av støtteordningen til flytende havvindteknologi?
- Har høringsinstansene synspunkter på om andre teknologier enn flytende havvind kunne gitt fornybar kraftproduksjon i samme skala i Vestavind F eller Vestavind B?

## 5. Foreslått innretning av konkurransen

Det følger av CEEAG punkt 103 at støtte for å redusere klimagassutslipp som hovedregel skal tildeles gjennom konkurranse i tråd med punkt 49 og 50 i CEEAG. For å sikre at støtten som tildeles er proporsjonal følger det videre av CEEAG 49 og 50 at konkurransen skal være åpen, klar, transparent og ikke-diskriminerende basert på objektive kriterier fastsatt på forhånd, som hensyntar formålet med tiltaket og minimerer risikoen for strategisk budgivning.

Det stilles krav om at:

- Kriteriene publiseres i tilstrekkelig tid i forkant for å sikre effektiv konkurranse
- Det inkluderes bindende budsjettbegrensninger, slik at ikke alle prosjekter kan forvente å motta støtte
- Et tilstrekkelig antall tilbydere i konkurransen, og
- Ex post justeringer knyttet til utfallet unngås.

Under skisserer departementet ulike alternativer for tildeling av prosjektområder og statsstøtte.

### 5.1 Tostegsmodell

Det er svært få referanseprosjekter for flytende havvind, og disse er vesentlig mindre enn de planlagte prosjektene i Vestavind F og Vestavind B. Det er dermed få erfaringstall som kan gi aktørene konkret kostnadsinformasjon. Samtidig er både teknologien og leverandørkjedene umodne. Dette bidrar også til usikkerhet knyttet til kostnadsanslag. På denne bakgrunn mener derfor departementet at det er mest hensiktsmessig med en tostegsmodell, der støttekonkurransen gjennomføres etter en periode med prosjektmodning. Tostegsmodellen vil bidra til å redusere behovet for statsstøtte, maksimere sannsynligheten for at prosjektene realiseres, og legge til rette for god utvikling av teknologi og leverandørkjeder. I modellen vil prosjektområder til flytende havvind bli tildelt gjennom en konkurranse basert på objektive og ikke-diskriminerende kvalitative kriterier. Konkurranse om statsstøtte vil komme på et senere tidspunkt, og organiseres som en monetær auksjon.

Departementet har også vurdert andre modeller. Blant annet har departementet vurdert å tildele prosjektområder og støtte i én felles auksjon, slik tilnærmingen var for første fase av Sørlege Nordsjø II. Etter departementets vurdering kan en slik modell gi uforholdsmessig høye risikopåslag i budgivningen og dermed risiko for at det ytes mer statsstøtte enn hva som er nødvendig. Modellen kan også medføre høyere risiko for at prosjektene ikke realiseres. Dette har sammenheng med at konkurranse om statsstøtte kommer på et tidlig tidspunkt, der det er stor usikkerhet knyttet til kostnadsanslag. Denne problemstillingen gjør seg særlig gjeldende for umodne teknologier, som flytende havvind, og kan føre til at aktører vurderer lønnsomhet på grunnleggende feil forutsetninger. Departementet mener derfor en modell der areal og støtte tildeles i én felles auksjon, etter prekvalifisering, er mindre egnet for flytende havvind i dag, men ber om innspill fra høringsinstansene på dette.

Departementets vurderinger knyttet til modell underbygges av tilbakemeldinger fra havvindnæringen i tidligere høringsrunder, der næringen har uttrykt et tydelig behov for

eksklusivitet til arealer før det gjennomføres en konkurranse om statsstøtte, både for å nå et tilstrekkelig nivå av prosjektmodning gjennom blant annet prosjektspesifikke konsekvensutredninger og for å inngå samarbeid med aktuelle leverandører.

## 5.2 Tildeling av prosjektområder

Departementet foreslår at tildeling av prosjektområder for flytende havvind i Vestavind F og Vestavind B gjøres gjennom en konkurranse basert på kvalitative kriterier. Konkurransen om tildeling av prosjektområder vil være åpen for alle interesserte aktører. Konkurransen vil gjennomføres i tråd med havenergilova § 2-3, som åpner for å tildele arealer ved en vurdering av søkerne på grunnlag av objektive og ikke-diskriminerende vilkår. Departementet vil vurdere søkerne ut fra følgende hovedkriterier: Kostnadsnivå, innovasjon og teknologiutvikling, gjennomføringsevne, samt hvordan prosjektene bidrar til bærekraft og positive ringvirkninger.

De kvalitative kriteriene har også flere likhetstrekk med kriterier som er benyttet i havvindkonkurranser i andre europeiske land, og både gjennomføringsevne og bærekraft inngår i kriteriene som er foreslått av EU-Kommisjonen i Net Zero Industry Act.<sup>13</sup> Vurdering av søkers kostnadsnivå skal bidra til at arealrettigheter tildeles til de mest kostnadseffektive prosjektene. Dette vil igjen bidra til å gjøre flytende havvind kommersielt interessant og konkurransedyktig raskest mulig, og samtidig redusere statsstøttebehovet for å realisere prosjektene.

Søkerne som samlet sett får høyest poengsum i den kvalitative konkurransen, vil tildeles hvert sitt prosjektområde, med en tidsavgrenset enerett til å gjennomføre en prosjektspesifikk konsekvensutredning og å søke om konsesjon etter havenergilova § 3-1 for produksjonsanlegg, jf. havenergilova § 2-3 (4).

## 5.3 Støttekonkurranse

Søkere som tildeles prosjektområder vil få mulighet til å konkurrere om statsstøtte. Støttekonkurranse vil gjennomføres etter en modningsperiode. Rettigheter til et prosjektområde er dermed en forutsetning for deltakelse i støttekonkurransen. Konkurransen om statsstøtte vil organiseres som en monetær auksjon, der prosjekter som krever minst støtte, vinner auksjonen.

En støttekonkurranse vurderes som den mest effektive måten å tildele statsstøtte på. Det vil også sikre lavest mulig støttenivå og har minst påvirkning på samhandel og konkurranse innen EØS. Departementet anser at kravet om en åpen konkurranse i CEEAG ivaretas ved at det ikke er noen begrensninger på deltakelse i konkurransen om tildeling av prosjektområde (alle flytende havvindprosjekter kan delta).

Departementet vurderer to alternativer for gjennomføring av støttekonkurransen;

- 1) En felles støttekonkurranse for alle tildelte prosjektområder innenfor Vestavind F og Vestavind B.
- 2) Gjennomføre to støttekonkurranser. Den første konkurransen vil være for prosjektområdene som er tildelt innenfor Utsira Nord. Deretter vil det gjennomføres en støttekonkurranse på et senere tidspunkt for resterende prosjektområder, samt eventuelle prosjekt(er) som ikke vinner fram i den første støttekonkurransen.

---

<sup>13</sup> Bl.a. Nederland (Hollandse Kust West VI), Frankrike (Normandy) og Danmark (Thor).

Uavhengig av alternativ må det i henhold til CEEAG legges til rette for effektiv konkurranse om statsstøtten. Det innebærer blant annet at ikke alle prosjekter kan oppnå støtte.

Departementet vurderer to ulike mekanismer for å angi de overordnede rammene for støttekonkurransen:

- A. Angi i utlysningen hvilket antall prosjekter som kan oppnå støtte i støttekonkurransen. Det betyr at X av de Y tildelte prosjektområdene vil oppnå støtte. Antall prosjekter som mottar støtte vil bli bestemt basert på det totale budsjettet for statsstøtte i konkurransen. Det vil bli satt et tak for hvor stor statsstøtte hvert enkelt prosjekt kan motta.
- B. Angi en økonomisk ramme for konkurransen i utlysningen. Dette innebærer i praksis at det vil ytes statsstøtte til et gitt antall MW, istedenfor et gitt antall prosjekter. I alternativ 1) over vil alle prosjektområder konkurrere om den samlede økonomiske rammen. I alternativ 2) må den totale rammen deles mellom de to støttekonkurransene.

Aktører som ikke mottar støtte kan søke om forlenget enerett til området, jf. havenergilovforskrifta §11 og benytte seg av det generelle virkemiddelapparatet. Departementet vurderer også om prosjekter som ikke mottar støtte, skal få mulighet til å delta i eventuelle senere støttekonkurranser.

I notifiseringen vil det settes en kostnadsramme for statsstøtte, slik at det totale budsjettet for støtteordningen ligger fast. Rammen vil blant annet være basert på framtidige kraftprisprognoser sammenholdt med kostnadsanslagene for flytende havvind som inngår i denne høringen. Eventuelle innspill til kostnadsanslagene som kommer gjennom høringen vil også inngå som en del av underlaget for å fastsette rammen. De detaljerte konkurransereglene vil avklares i god tid før konkurransen og være transparente og ikke-diskriminerende.

## 5.4 Støtteinstrument

Departementet vurderer at det er to aktuelle støtteinstrumenter for flytende havvind; differansekontrakter og investeringsstøtte.

Dersom departementet skulle velge å gå videre med en differansekontrakt, vil det være en tosidig differansekontrakt hvor støtten fastsettes av en kontraktspris som blir avklart gjennom budgivningen i auksjonen. Dersom kraftprisen i markedet er lavere enn kontraktsprisen, dekker staten differansen. Hvis kraftprisen i markedet er høyere enn kontraktsprisen får staten differansen fra produsenten. En tosidig differansekontrakt gir produsenten risikoavlastning i form av en garantert kraftpris i en avtalt periode av driftsfasen. Samtidig gir differansekontrakten en mulig oppside for staten dersom kraftprisen blir høyere enn forventet. Departementet planlegger i så fall å foreslå at differansekontrakten har en varighet på 15 år og at det settes et maksimalbeløp for partenes utbetalinger under kontrakten.

Dersom departementet skulle velge å gå videre med investeringsstøtte, vil det i utgangspunktet innebære kontantutbetaling gjennom investeringsperioden. Investeringsstøtten baserer seg på en andel av investeringskostnadene, for å løfte prosjektlønnsomheten til et kommersielt akseptabelt nivå. Ved investeringsstøtte tar selskapene kraftprisrisikoen og statens bidrag er å dekke deler av investeringskostnadene og dermed redusere noe av prosjektrisikoen i utbyggingsfasen. Det vil bli satt et maksimalbeløp for statens utbetalinger. For å unngå overkompensasjon vil ordningen måtte ha en tilbakebetalingsklausul som kommer til anvendelse under gitte forutsetninger.

## 5.5 Spørsmål til høringsinstansene

- Departementet ber om høringsinstansenes syn på hvilken tildelingsmodell som er best egnet for flytende havvind: 1) den skisserte tostegsmodellen, eller 2) tildeling av prosjektområde og støtte i én felles auksjon etter prekvalifisering. Høringsinstansene bes om å begrunne sitt prefererte alternativ, inkl. vurdere hvilke av de to modellene som i størst grad legger til rette for realisering av flytende havvind, lavest mulig støttenivå, samt effektiv konkurranse om prosjektområder og statsstøtte.
- Departementet ber om eventuelle ytterligere innspill til hvordan bruken eller omfanget av konkurranse i tildelingsmodellen kan innrettes for å oppnå effektiv konkurranse om statsstøtte.
- Departementet ber om eventuelle innspill til tilnærmingen for å tildele prosjektområder i tostegsmodellen, herunder foreslåtte hovedkategorier for kvalitative kriterier.
- Departementet ber om innspill til de ulike skisserte alternativene for selve støttekonkurransen, se pkt. 5.3. Departementet ber også om eventuelle ytterligere innspill til hvordan støttekonkurransen bør innrettes for å oppnå høyest mulig konkurranse om statsstøtten.
- Departementet ber om innspill på om støtte bør tildeles i form av en tosidig differansekontrakt eller som investeringsstøtte. Det bes om at innspillene begrunnes og at det også forklares hvilket av alternativene som antas å gi lavest støttebehov.

## 6. Anslag og forutsetninger for kostnader, inntekter og nåverdi

Havvind er en mindre moden teknologi enn for eksempel vindkraft på land eller vannkraft. Videre er flytende havvind langt mindre modent enn bunnfast havvind. Departementet vurderer at flytende havvind i dag ikke er økonomisk lønnsomt for utbygger uten statsstøtte, fordi kostnadene er forventet å være høyere enn inntektene fra kraftproduksjonen. I henhold til CEEAG, må staten vise at flytende havvindprosjekter ikke vil kunne gjennomføres uten statsstøtte. Statsstøtte som ytes skal være nødvendig og proporsjonal, og ha en utløsende effekt. Hvilken statsstøtte som er nødvendig avhenger særlig av antatte investerings-, drifts- og avviklingskostnader og antatte inntekter fra kraftsalg over havvindanleggets levetid.

I henhold til CEEAG punkt 99 (v) skal de viktigste forutsetningene som ligger til grunn for å kvantifisere og demonstrere insentiveffekten, nødvendigheten og proporsjonaliteten av støtten høres. Departementet ber i denne høringen om innspill på anslag for kostnader, inntekter og netto nåverdi for flytende havvind i Vestavind F og Vestavind B, inkl. de viktigste forutsetningene som ligger til grunn for kvantifiseringen.

### 6.1 Referanseprosjekt

Departementet har tatt utgangspunkt i et referanseprosjekt for å vurdere kostnader, inntekter og nettonåverdi for flytende havvind i Vestavind B og Vestavind F. Referanseprosjektet har en installert kapasitet på 506 MW og en turbinstørrelse på 22 MW.<sup>14</sup> Departementet legger til grunn at dette vil være representativt for flytende havvindprosjekter som bygges ut i disse to områdene.

Hovedegenskapene til referanseprosjektet er oppsummert i tabellen under:

---

<sup>14</sup> Turbinstørrelsen tilsvarer referanseturbinen til [IEA 22 RWT, TCP Task 55](#).

**Tabell 1 Hovedegenskaper til referanseprosjektet**

	Enheter	Referanseprosjekt
<b>Område</b>		
Energiproduksjon P50 – inkl. tap	GWh/år	2,100
Kapasitetsfaktor	%	47 %
Dybde	m	-300
Distanse til installasjons-, drifts- og vedlikeholdshavn	km	80
<b>Kraftverk</b>		
Kapasitet vindturbin	MW	22
Kapasitet kraftverk	MW	506
Fundamenttype	type	semi-sub
Kabellengde internnett- Dynamisk	km	80
Spenning internnett	kV	132
Livstid kraftverk	år	30
<b>Nettilknytning</b>		
Kabellengde eksport - statisk (totallengde)	km	80
Kabellengde land (totallengde)	km	20
<b>Økonomisk levetid</b>	år	30

Kilde: NVE/ED

Energiproduksjonen som er lagt til grunn er basert på produksjonsberegninger utarbeidet av Multiconsult og Meventus for Vestavind B og Vestavind F i forbindelse med den strategiske konsekvensutredningen.<sup>15</sup> Det var ingen lokale vinddata tilgjengelig for denne analysen. Alle vindanalyser er derfor basert på grovmaskede meteorologiske reanalysedata med én times tidsoppløsning som potensielt ikke fanger opp alle lokale effekter og langtidsvindforhold.

Det er også gjort forutsetninger om kabellengder for kraftverkene og nettilknytning, se Tabell 1. Vestavind B og Vestavind F ligger relativt nærme land, og kan derfor ha nettilknytning uten fordyrende transformering til havs. Det vil si en direkte tilknytning til land der internkablene utvides til landfall. Dette er også lagt til grunn for referanseprosjektet.

Som tabellen over viser er det antatt bruk av halvt nedsenkbare fundamenter (semi-submersibles) for flytende turbiner. Dette gjøres med bakgrunn i at det er estimert at ca. 80 prosent av annonserte og idriftsatte flytende havvindanlegg er/vil være av denne typen.<sup>16</sup> I norske farvann vil det også kunne brukes andre løsninger, om disse er konkurransedyktige på kostnad og teknisk løsning.

## 6.2 Kostnadsanslag

Kostnader for flytende havvind er spesielt usikre, fordi teknologien per nå er i en tidlig fase for utvikling og drift, og det finnes et begrenset antall referanseanlegg. Ved utgangen av første halvår 2023 utgjorde flytende havvind kun 232 MW av den totale globale havvindkapasiteten på 63 221 MW. Det er ikke realisert flytende havvind i størrelsesorden 500 MW i verden per nå. Et slikt anlegg representerer mer enn fem ganger økning i størrelse

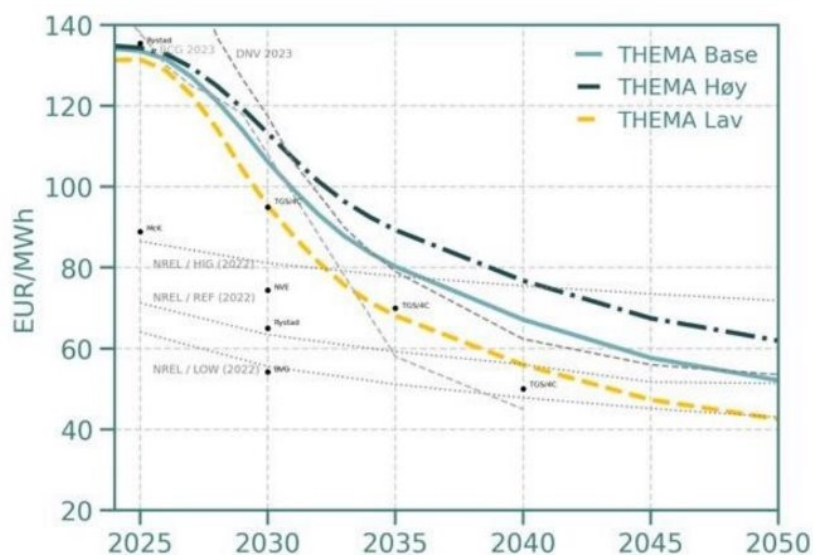
<sup>15</sup> Fagutredning for kraftproduksjon og vindregime er fortsatt under utarbeidelse.

<sup>16</sup> DOE (2023) [Offshore Wind Market Report: 2023 Edition](#)

fra dagens nivå, der Hywind Tampen, med en installert kapasitet på 88 MW, er det største flytende vindkraftverket som hittil er bygget.

At det er stor usikkerhet knyttet til fremtidige utbyggingskostnader for flytende havvind illustreres blant annet av at ulike analyser har svært ulikt utgangspunkt for hva kostnaden for flytende havvind er i dag og ulike forventninger til videre kostnadsutvikling gjennom 2030-tallet. Dette vises blant annet i Figur 3, som er fra THEMAs rapport *Veikart til lønnsom havvind* (2023).

**Figur 3 LCOE-anslag flytende havvind**



Kilde: THEMA (2023) [Veikart for lønnsom havvind](#)

Denne usikkerheten er også én del av bakgrunnen for at departementet har foreslått en tostegsmodell hvor prosjektene modnes før støttekonkurransen gjennomføres. Gjennom modningsfasen vil blant annet kostnadsusikkerheten reduseres.

NVE har i forbindelse med den pågående strategiske konsekvensutredningen av identifiserte områder for havvind fått utarbeidet et oppdatert kostnadsanslag for havvind. Kostnadsgrunnlaget er utarbeidet av AFRY, som basert på tilgjengelige data har bygget en kostnadsdatabase for havvind fra tidligere prosjekter og ekspertvurderinger. Kostnadsgrunnlaget omfatter kostnader knyttet til bygging, drift og avvikling av flytende havvindanlegg. Dette kostnadsunderlaget er benyttet til å estimere kostnadene for referanseprosjektet. Det understrekes at kostnadsanslagene som presenteres i høringen er, i likhet med øvrige kostnadsanslag for flytende havvind, beheftet med stor usikkerhet.

Kostnadsanslagene er veiledende og representerer et øyeblikksbilde i 2024. Kostnader for havvind er sensitive for en rekke påvirkninger både innenfor og utenfor havvindindustrien. Dette er globale faktorer som materialpriser, rentenivå og fraktpriser, men også tilstand i leverandørkjeden som leveransekapasitet og konkurransesituasjon, samt den geopolitiske situasjonen. Tilgang på råvarer, spesielt til bruk i generatorer er usikker, og enkelte råvarer er



avhengig av verdikjeder dominert av enkeltland. Dette gir økt usikkerhet for framtidige kostnader.

Kostnader for kraftproduksjon vil også variere i stor grad fra prosjekt til prosjekt, ut fra faktorer som dybde, bunnforhold, distanse til havn, vindforhold, distanse til og type nettilknytning. Tallene er ment som et representativt anslag for et nytt havvindanlegg, og kan ikke brukes til prosjektering eller detaljplanlegging.

De totale investeringskostnadene for referanseprosjektet er estimert til om lag 27 mrd. NOK. Av dette utgjør kostnader for nettilknytning i underkant av 6 mrd. NOK. Kostnadene er oppgitt i 2024-NOK.<sup>17</sup> De totale drifts- og vedlikeholdskostnadene er 825 mill. NOK, mens kostnadene for dekommisjonering er anslått til 558 mill. NOK.

Tabellen under oppsummerer hvilke kostnader som er lagt til grunn for de ulike komponentene:

**Tabell 2 Hovedforutsetninger for kostnadsanslagene**

	Enheter	Referanseprosjekt
<b>Investeringskostnader kraftverk</b>		
Vindturbin	mNOK	7 373
Internnett	mNOK	1 184
Fundament og forankring	mNOK	10 133
Utviklingskostnader (DEVEX)	mNOK	935
Contingency (10%)	mNOK	1 962
<i>Sum investeringskostnader kraftverk</i>	<i>mNOK</i>	<i>21 587</i>
<b>Investeringskostnader nettilknytning</b>		
Nettstasjon på land	mNOK	633
Eksportkabel	mNOK	1 907
Transport og installasjon	mNOK	1 260
Landkabel	mNOK	902
Utviklingskostnader	mNOK	602
Contingency (10%)	mNOK	530
<i>Sum investeringskostnader nettilknytning</i>	<i>mNOK</i>	<i>5 834</i>
<b>OPEX - Driftskostnader</b>		
Driftskostnader kraftverk	mNOK	648
Contingency kraftverk (10%)	mNOK	65
Driftskostnader nettilknytning	mNOK	102
Contingency nettilknytning (10%)	mNOK	10
<i>Sum driftskostnader</i>	<i>mNOK</i>	<i>825</i>
<b>DECEX - Nedleggelseskostnader</b>		
<i>Sum kraftverk</i>	<i>mNOK</i>	<i>558</i>

<sup>17</sup> Kostnader er opprinnelig gitt i reelle EUR 2024 og er konvertert til NOK med valutakurs 11,27 NOK/EUR (Norges Bank, 22/06/2024).

For å gi et estimat på kostnaden for nettilknytning er det benyttet anslag på kabellengder for kraftverket i Vestavind B og F fra fagutredningen til Multiconsult/Meventus, og disse kabellengdene er delt 50/50 mellom kraftverk og nettilknytning.

Med utgangspunkt i det oppdaterte kostnadsunderlaget har NVE estimert energikostnad over levetid (LCOE) med og uten nettilknytning. Anslagene er angitt i Tabell 3.

**Tabell 3 Anslag for LCOE**

LCOE (øre/kwh)			
	Lav (- 20 pst.)	Basis	Høy (+ 20 pst.)
Uten nettilknytning	94	109	124
Med nettilknytning	115	134	153

Kilde: NVE

LCOE-anslagene forutsetter en diskonteringsrente på 6 prosent og «overnight cost», som vil si at alle kostnader faller samtidig og kraftverket bygges «over natten». Med andre ord inkluderes det ikke finansielle kostnader som byggetidsrenter. Det er heller ikke tatt hensyn til skatt, fordeling mellom egenkapital og lån og tilhørende avkastningskrav. Beregningene tar heller ikke hensyn til nedleggelseskostnader, siden det ikke er entydig hvordan denne kostnaden skal hensyntas i en slik beregning. Det er antatt en økonomisk levetid på 30 år. Nettanlegg har gjerne en noe lengre levetid enn produksjonsanlegg. I beregningene er det sett bort fra eventuell restverdi for nettanlegg.

### 6.3 Forutsetninger for kraftinntekter

Det er også usikkerhet knyttet til inntektssiden for havvindanlegget. Inntektene fra kraftsalg til havvindprodusenten er avhengig av kraftprisen og hvor mye energi kraftverket produserer. Flytende havvind i Vestavind B og Vestavind F vil ikke bli satt i drift før 2030. Når anlegget er satt i drift, har kraftverket en antatt levetid på 30 år. Det er dermed kraftprisen på lang sikt som vil ha størst innvirkning på inntjeningen til kraftverket. Denne er usikker, og vil blant annet avhenge av forbruksutvikling, norsk og europeisk klimapolitikk og utbyggingstakt til ny kraftproduksjon i både Norge og resten av Europa.

Estimerte inntekter fra kraftproduksjon er beregnet ved bruk av prisbanene for NO2 fra NVE sin langsiktige kraftmarkedsanalyse fra 2023 (LA23)<sup>18</sup>, sammen med produksjonsestimatene gitt av Multiconsult og Meventus. Langsiktig kraftmarkedsanalyse gir et estimat på basis, høy og lav bane for kraftpris i Norge og norske prisområder. Kraftprisprognosene for NO2 i perioden 2030-2040 er oppsummert i tabellen under.

**Tabell 4 Kraftprisprognoser for NO2**

	Lav	Basis	Høy
2030	47	82	123
2035	32	57	83
2040	26	49	74

<sup>18</sup> NVE (2023) [Langsiktig kraftmarkedsanalyse 2023: energiomstillingen – en balansegang](#)

Det er også benyttet en verdifaktor. En verdifaktor er definert som oppnådd pris for kraftverk med en gitt produksjonsteknologi delt på gjennomsnittspris for prisområdet. Verdifaktoren benyttes til å justere inntekten til kraftverket for å ta hensyn til effekter som kannibalisering, altså at mange kraftverk produserer på samme tid slik at prisen blir lavere i perioden de produserer. Havvind er uregulerbar kraftproduksjon og oppnår gjerne en lavere kraftpris enn den gjennomsnittlige kraftprisen fordi all havvind i nærheten vil produsere samtidig når det blåser. Derfor har havvind gjerne en verdifaktor på mindre enn én. Forutsetningene for oppnådd pris for referanseprosjektet er vist i tabellen under.

**Tabell 5 Forutsetninger for oppnådd kraftpris for referanseprosjektet**

År	Gjennomsnittspris NO2 (øre/kWh)	Oppnådd pris havvind (øre/kWh)	Verdifaktor
2030	82	81	99 %
2035	57	53	93 %
2040	49	42	86 %

Kilde: NVE

Framtidige kraftpriser er svært usikre og basert på antagelser som er gjort for framtiden. Utviklingen i CO<sub>2</sub>- og brenselpriser, forbruk og produksjon som NVE har antatt i LA23 er avgjørende for markedspris og oppnådd pris. Blir forbruket høyere enn hva som er lagt til grunn i LA23 vil dette isolert sett gi høyere priser, og kan dermed også gi høyere oppnådd pris. Dette gjelder spesielt om forbruket er fleksibelt og tilpasser seg til perioder med lav pris. Bygges det mer fornybar kraftproduksjon enn det som er antatt i LA23 kan dette gi høyere kannibaliseringseffekt, og dermed lavere oppnådd pris for havvind. Oppnådd pris reflekterer markedsprisen fra time til time. I virkeligheten kan havvindaktører være eksponert for andre inntekter enn fra salg i markedet, for eksempel gjennom langsiktige kontrakter (PPA), opprinnelsesgarantier eller andre støtteordninger (f.eks. CfD). NVEs modeller fanger heller ikke opp like mye prisvariasjon som man ser i markedet i dag og har heller ikke negative priser. Dette kan gjøre at verdien av uregulerbar kraftproduksjon er over- eller underestimert.

#### 6.4 Estimat for netto nåverdi

Gitt referanseprosjektets anslåtte kostnader og inntekter, er det mulig å beregne netto nåverdi for referanseprosjektet. Netto nåverdi indikerer nødvendig statsstøtte for at referanseprosjektet skal vurderes som lønnsomt for utbygger. Det kan samtidig være andre faktorer som påvirker det faktiske støttebehovet enn de som kommer frem i denne høringen.

For utregning av netto nåverdi er det benyttet en diskonteringsrente på 6 prosent og «overnight cost», som vil si at alle kostnader faller samtidig og kraftverket bygges «over natten». Med andre ord inkluderes det ikke finansielle kostnader som byggetidsrenter. Det er heller ikke tatt hensyn til skatt, fordeling mellom egenkapital og lån og tilhørende avkastningskrav. Beregningene tar heller ikke hensyn til nedleggelseskostnader, siden det ikke er entydig hvordan denne kostnaden skal hensyntas i en slik beregning.<sup>19</sup> Det er antatt en økonomisk levetid på 30 år, jf. Tabell 1. Nettanlegg har gjerne en noe lengre levetid enn produksjonsanlegg. I beregningene er det sett bort fra eventuell restverdi for nettanlegg.

<sup>19</sup> Estimerte nedleggelseskostnader er imidlertid oppgitt i Tabell 2.

Gitt usikkerheten i både kostnader og inntekter, som beskrevet i 6.2 og **Feil! Fant ikke referanse kilden.**, er det et stort utfallsform for nettonåverdien. Dette er illustrert gjennom Tabell 6, som viser estimert nettonåverdi i et basisscenario og ved ulike sensitiviteter. Kostnadssensitiviteten som er benyttet i nettonåverdianslagene er +/- 20 prosent på investeringskostnader (CAPEX) og drifts- og vedlikeholdskostnader (OPEX). Inntektssensitiviteten er som beskrevet gitt av prisbanene i LA 2023 for NO2. Med scenario uten nettilknytning menes bortfall av utvidet inter array-kabel fra vindparken, samt landbasert transformatorstasjon koblet til nett.

Det er forventet at Vestavind F vil ha en noe høyere nåverdi enn referanseprosjektet på grunn av kortere avstand til nettilknytning og mindre havdyp. Tilsvarende er det forventet at Vestavind B vil ha noe lavere nåverdi enn referanseprosjektet på grunn av større havdyp og potensielt lengre avstand til nettilknytning, avhengig av plasseringen av prosjektet innenfor Vestavind B.

**Tabell 6 7 Estimater for netto nåverdi i ulike scenarioer, i mill.NOK**

	Kostnadssensitivitet (+/- 20%)				
	Lavkostnad	Basis	Høykostnad		
Uten nettilknytning	-19 294	-23 611	-27 929	Lavpris	Inntektssensitiviteter
Med nettilknytning	-25 508	-30 992	-36 476		
Uten nettilknytning	-12 967	<b>-17 284</b>	-21 602	Basis	
Med nettilknytning	-19 180	<b>-24 665</b>	-30 149		
Uten nettilknytning	-6 134	-10 452	-14 769	Høypris	
Med nettilknytning	-12 348	-17 832	-23 317		

Kilde: NVE

Gitt beregningene av nettonåverdi, vil det kontrafaktiske scenarioet være at flytende havvind i de aktuelle områdene ikke vil bli utviklet uten støtte. Støtte til flytende havvind er dermed nødvendig for å stimulere investeringer i flytende havvindprosjekter, basert på nåværende forutsetninger.

## 6.5 Spørsmål til høringsinstansene

- Departementet ber om høringsinstansenes tilbakemelding på departementets vurdering av at flytende havvind i de aktuelle områdene ikke vil bli realisert uten støtte.
- Departementet ber om innspill på om anslagene som er presentert er i tråd med høringsinstansenes forventninger til kostnader, inntekter og netto nåverdi, gitt forutsetningene som ligger til grunn for anslagene.
- Departementet ber om innspill på om noen av forutsetningene som ligger til grunn for anslagene bør justeres. Høringsinstanser som foreslår justeringer bes om å begrunne justeringene og beskrive hvordan endrede forutsetninger eventuelt vil påvirke anslagene.
- Departementet ber om innspill på om det er andre inntekter enn kraftinntekter som vil kunne påvirke nettonåverdi, og eventuelt anslag på størrelsen på slike inntekter.
- Departementet ber om innspill på om det er andre kostnader enn de oppgitte investerings- og driftskostnadene som kan påvirke netto nåverdi og eventuelt størrelsen på disse kostnadene.

## 7. Metode for estimering og estimat av støttens størrelse per CO<sub>2</sub>-ekvivalenter unngåtte utslipp

I henhold til EUs statsstøtteregulering, CEEAG, paragraf 115, skal myndighetene i landet som notifiserer statsstøtte, beregne effekten av tiltaket som får støtte, målt i antall støttekroner per utslippskutt. Paragraf 99 i statsstøttereguleringen slår fast at høringen skal dekke metode og estimert subsidie per utslippskutt, målt i tonn CO<sub>2</sub>-ekvivalenter, for hvert prosjekt eller referanseprosjekt.

Kraftproduksjonen i Norge er i et normalår basert på 98 prosent fornybar energi, hvor det meste er i form av regulerbar vannkraft.<sup>20</sup> Norge er tett knyttet til det europeiske kraftsystemet gjennom flere utenlandskabler, slik at noe av strømmen som brukes her i landet kan være produsert et annet sted med andre produksjonsteknologier med høyere utslipp. Hoveddelen av strømmen som brukes i Norge kommer likevel fra fornybare energikilder, noe som gjør at klimagassutslippet knyttet til bruk av strøm i Norge er lite.<sup>21</sup> Samtidig har flere sektorer et energiforbruk som i større grad er basert på andre energikilder enn elektrisitet. Totalt er om lag halvparten av energiforbruket i Norge basert på fossile energikilder.<sup>22</sup>

Energidepartementet forventer at økt kraftproduksjon fra flytende havvind vil bidra til å øke den totale kraftproduksjonen i Norge, og dermed vil legge til rette for økt elektrifisering av samfunnet. Dette kan bidra til å erstatte bruk av fossile brensler i sektorer som bruker disse i dag og dekke inn økt kraftetterspørsel fra ny industri etc. med fornybar kraft. I tillegg til å erstatte fossil energibruk i Norge kan økt eksport av kraft fra Norge bidra til utslippskutt i Europa dersom kraften erstatter forbruk fra ikke-fornybare energikilder.

For å estimere subsidier per utslippskutt målt i tonn CO<sub>2</sub>-ekvivalenter for et havvindprosjekt må man beregne hvor mange færre CO<sub>2</sub>-ekvivalenter som blir sluppet ut i atmosfæren som følge av at prosjektet blir realisert og den fornybare kraften prosjektet vil produsere. I tilfeller hvor havvind skal erstatte fossil energiproduksjon direkte, for eksempel ved å erstatte et kullkraftverk, er det lettere å estimere utslippskuttene, enn i tilfeller hvor den nye produksjonen går til å øke den totale produksjonen i et kraftsystem som allerede er basert på fornybar energi. Da må utslippseffekten vurderes som en indirekte effekt, hvor økt total produksjon kan legge til rette for økt elektrifisering i ulike sektorer i samfunnet.

Under følger beskrivelse og begrunnelse for foreslått metode, og estimert subsidie per utslippskutt for et flytende havvind-referanseprosjekt i Norge.

### 7.1 Valg av metode

I CEEAG peker EU-kommisjonen på Innovasjonsfondet sin metode for å beregne utslippskutt som et relevant eksempel å se hen til.<sup>23</sup> Energidepartementet har vurdert om det er andre metoder enn Innovasjonsfondets metode som er relevant for utbygging av fornybar energi og

---

<sup>20</sup> NOU 2023:3 [Mer av alt – raskere — Energikommisjonens rapport](#)

<sup>21</sup> Se for eksempel [Hvor kommer strømmen fra? - NVE](#)

<sup>22</sup> NVE: [Samlet energibruk - NVE](#)

<sup>23</sup> Innovasjonsfondets metode er nærmere beskrevet her: [call-annex\\_c\\_innovfund-lsc-2021\\_en.pdf \(europa.eu\)](#)

som vil gi mer presise estimater av utslippskutt fra et havvindprosjekt. I den forbindelse har Energidepartementet vurdert å bruke samme metode som Enova eller Klimasats. Ingen av metodene departementet har vurdert fanger opp alle de potensielle utslippseffektene av tiltaket. Teknisk beregningsutvalg for klima laget i 2023 en oversikt over ulike metoder for å beregne utslippseffekter av ulike støtteordninger i Norge. Gjennomgangen «*viser at det er en del viktige kunnskapshull i tilgjengelige metoder for å beregne utslippseffekter og kostnader for sentrale støtteordninger på klimaområdet.*» Eksisterende støtteordninger, herunder Enova og Klimasats, beregner i hovedsak direkte utslippseffekter av sin støtte og kvantifiserer i mindre grad indirekte effekter for å vurdere utslippseffekten av sine bevilgninger.<sup>24</sup> Dette fører til at flere utslippseffekter av tiltaket blir utelatt fra beregningene, slik som for eksempel muliggjøringen av elektrifisering av transportsektoren. Departementet vurderer at Innovasjonsfondets metode er mer representativ for å estimere utslippseffektene enn metodene brukt av Enova og Klimasats, da Innovasjonsfondets metode inkluderer effekten av å øke produksjonen av fornybar kraft i kraftmarkedet til erstatning for ikke-fornybare kraftkilder.

Departementets vurdering er at ingen metoder vil gi et helt nøyaktig anslag for subsidier per utslippskutt ved etablering av en flytende havvindpark i Norge. Dette har sammenheng med at utslippskuttene i stor grad vil være indirekte, som følge av økt kraftproduksjon og teknologiutvikling. Selv om Innovasjonsfondet sin metode heller ikke fanger opp slike indirekte utslippskutt, er det en klar fordel at anslagene kan sammenlignes med havvindprosjekter i EU-land som benytter samme metode. Basert på en helhetsvurdering mener departementet derfor at Innovasjonsfondets metode er den mest egnede metoden for å estimere subsidier per utslippskutt.

### 7.1.1 Valg av referansescenario

Innovasjonsfondet har definert et referansescenario for alle prosjekter som produserer ikke-regulerbar, fornybar kraft som leveres til nettet. Et felles referansescenario gjør det både lettere å estimere utslippskuttene og å sammenligne prosjekter på tvers av ulike land. Innovasjonsfondet har valgt EU kommisjonens *EU reference scenario 2020* som felles referansescenario. EU reference scenario 2020 er en framskrivning av utviklingen i EUs kraftsystem, transportsektoren og klimagassutslipp frem mot 2050. Scenarioet er ment å brukes som et benchmark for ny politikk og nye tiltak innen energi, transport og klima.<sup>25</sup>

Departementet har vurdert å bruke klimadeklarasjonen for fysisk levert strøm i Norge som referansescenario, istedenfor EU kommisjonens referansescenario. Ved å benytte klimadeklarasjonen vil estimatet reflektere den høye fornybarandelen for kraftmiksen i det norske kraftmarkedet. Klimadeklarasjonen beregnes imidlertid for forhenværende år og inkluderer ikke framskrivninger. Innovasjonsfondet har derimot etablert et referansescenario som estimerer utslippene i EUs kraftmikse i 2030. Prosjekter som er aktuelle for støtte under ordningen som skal notifiseres vil produsere kraft tidligst fra 2030. Det er forventet store endringer i det europeiske kraftsystemet frem mot 2030, og også det norske kraftsystemet kan endres i denne tidsperioden. Departementet vurderer det derfor som hensiktsmessig å legge til grunn forventet utvikling i europeisk kraftproduksjonen mot 2030 heller enn dagens

<sup>24</sup> Teknisk beregningsutvalg for klima (2023) [Metoder til bruk i klimaanalyser](#) s. 92

<sup>25</sup> European Commission (2021) [EU reference scenario 2020](#)

energimiks. Samtidig vil dette referansescenarioet trolig innebære at utslippseffekten av tiltaket er noe overestimert.

### 7.1.2 Valg av referanseprosjekt

Departementet har tatt utgangspunkt i samme referanseprosjekt som ligger til grunn for anslagene i kapittel 6 for å estimere utslippseffekten av tiltaket. Referanseprosjektet forutsetter en installert kapasitet på 506 MW og en netto kapasitetsfaktor på 47 pst. Øvrige forhold ved referanseprosjektet fremkommer i kap. 6.

## 7.2 Beskrivelse av metode for å estimere subsidier per tonn CO<sub>2</sub>-ekvivalenter utslippskutt for fornybare energiprojekter

Ifølge Innovasjonsfondet skal utslippskutt i tonn CO<sub>2</sub>-ekvivalenter beregnes etter følgende formel for prosjekter som leverer elektrisitet fra vind:

$$(1) \Delta GHG_{abs,RES-to-electricity,y} = \sum_{y=1}^n REF_{electricity,y} - \sum_{y=1}^n (Proj_{on-site,y} + Proj_{geo,y} + Proj_{bio,y})$$

Ifølge ligning (1) over er endringen i klimagassutslipp lik de estimerte utslippene i referansescenarioet minus de estimerte klimagassutslippene fra referanseprosjektet. Selv om prosjektets levetid er lengre enn ti år, skal utslippskuttene kun beregnes for de første ti årene.

### 7.2.1 Estimerte utslipp i referansescenarioet

Ligning (2) viser hvordan utslippene i referansescenarioet i år y skal beregnes for fornybar elektrisitet:

$$(2) Ref_{electricity,y} = EG_{electricity,y} * EF_{electricity,ref}$$

Hvor  $EF_{electricity,ref}$  er utslippsfaktoren i referanseperioden oppgitt i tonn CO<sub>2</sub>-ekvivalenter per MWh. Utslippsfaktoren brukes for å fastsette utslippene i referansescenarioet. Utslippsfaktoren er lik for all ikke-regulerbar, fornybar kraftproduksjon, og er basert på estimerte utslipp fra EUs kraftmiks i 2030, i henhold til Kommisjonenes EU referansescenario fra 2020. Denne faktoren er oppgitt til 0,1757.

$EG_{electricity,y}$  er referanseprosjektets estimerte netto elektrisitetsproduksjon i år y, oppgitt i MWh. Dette skal beregnes ut ifra ligning (3):

$$(3) EG_{electricity,y} = P_{elec} * PLF * T_y$$

Hvor,

$P_{elec}$  = Energianleggets installerte kapasitet, oppgitt i Watt

PLF = Energianleggets kapasitetsfaktor, oppgitt i %

$T_y$  = timer i drift i år y, oppgitt i timer

Y = driftsår

## 7.2.2 Estimerte utslipp fra referanseprosjektet

Ifølge Innovasjonsfondets metode skal referanseprosjektets estimerte utslipp beregnes etter følgende formel:

$$(4) \sum_{y=1}^n (Proj_{on-site,y} + Proj_{geo,y} + Proj_{bio,y}),$$

Leddene  $Proj_{geo,y}$  og  $Proj_{bio,y}$  er ikke relevant for flytende havvind, ettersom de tilsvarer henholdsvis klimagassutslipp fra produksjon av geotermisk kraft og bioenergi.

Departementet ser derfor bort fra disse to leddene i ligningen. Klimagassutslippene fra referanseprosjektet tilsvarer derfor  $Proj_{on-site,y}$ . Basert på Innovasjonsfondets metode skal  $Proj_{on-site,y}$  inkludere klimagassutslipp fra direkte kilder (scope 1), indirekte utslipp fra innkjøpt energi (scope 2) og andre indirekte utslipp knyttet til innkjøpte varer og tjenester (scope 3), i henhold til GHG-protokollen.

Departementet har i forbindelse med prekvalifiseringen av aktører til auksjon for første fase av Sørliche Nordsjø II, fått inn estimater på karbonfotavtrykk fra et prosjekt på mellom 1400-1500 MW bunnfast havvind, basert på aktørenes prosjektplaner. Estimaten er i tråd med ISO-standardene 14040 and 14044, og er det beste tilgjengelige estimatet for klimafotavtrykk fra havvindprosjekter i Norge. Departementet har benyttet et gjennomsnitt av estimatene i søknadene for å estimere klimagassutslippene til referanseprosjektet. Det gir et estimert klimagassutslipp likt 0,0084 tonn CO<sub>2</sub>-ekvivalenter per MWh.

## 7.3 Estimat for subsidier per utslippskutt for flytende havvind i Norge

Som beskrevet innledningsvis har referanseprosjektet en installert kapasitet på 506 MW. Den estimerte netto kapasitetsfaktoren på 47 prosent gir en netto årlig brukstid på 4117 timer. Den årlige kraftproduksjonen fra referanseprosjektet blir da:

$$EG_{electricity,y} = 506 \text{ MW} * 4117 \text{ timer} = 2\,083\,303 \text{ MWh (tilsvarer om lag 2,1 TWh)}$$

Ifølge ligning (2) over er utslippene i referansescenarioet lik årlig kraftproduksjon ganget med den oppgitte karbonfaktoren for ikke-regulerbar fornybar kraft i Innovasjonsfondets metode.

$$Ref_{electricity,y} = 2\,083\,303 \text{ MWh} * 0,17570 \text{ tonn CO}_2\text{-ekvivalenter} = 366\,036 \text{ tonn CO}_2\text{-ekvivalenter}$$

Selv om flytende havvind er en fornybar teknologi, har aktiviteten noen utslipp, for eksempel knyttet til produksjon av komponentene. De estimerte utslippene til referanseprosjektet tilsvarer som nevnt 0,0084 tonn CO<sub>2</sub>-ekvivalenter per MWh. Ifølge Innovasjonsfondets metode skal dette multipliseres med årlig produksjon for å estimere referanseprosjektets årlige klimagassutslipp:

$$Proj_{on-site,y} = 2\,083\,303 \text{ MWh} * 0,0084 \text{ tonn CO}_2\text{-ekvivalenter} = 17\,562 \text{ tonn CO}_2\text{-ekvivalenter.}$$

De estimerte årlige utslippskuttene fra referanseprosjektet tilsvarer utslippskuttene fra referansescenarioet minus utslippene fra referanseprosjektet:



366 036 – 17 562 = 348 474,1 tonn CO<sub>2</sub>-ekvivalenter.

De totale estimerte utslippskuttene for referanseprosjektet over ti år tilsvarer de årlige utslippskuttene ganget med ti år:

$$\Delta GHG_{abs,RES-to-electricity,y} = 348\,474,1 \times 10 = 3\,484\,741 \text{ tonn CO}_2\text{-ekvivalenter.}$$

Ettersom statsstøtte til flytende havvind i Vestavind B og Vestavind F vil tildeles i en monetær auksjon, er subsidier per utslippskutt for flytende havvind i Norge en ukjent størrelse. Kostnadsrammen for støtteordningen er heller ikke satt. Departementet har derfor benyttet nåverdiregningene presentert i kapittel 6 kombinert med de estimerte totale utslippskuttene for referanseprosjektet for å estimere subsidier per tonn CO<sub>2</sub>-ekvivalenter unngåtte utslipp. Resultatene er oppsummert i tabellen under.

**Tabell 8 Estimerte subsidier per tonn CO<sub>2</sub>-ekvivalenter unngåtte utslipp, oppgitt i kroner.**

	Kostnadssensitivitet (+/- 20%)				
	Lavkostnad	Basis	Høykostnad		
Uten nettilknytning	5 537	6 776	8 015	Lavpris	Inntektssensiviteter
Med nettilknytning	7 320	8 894	10 467		
Uten nettilknytning	3 721	<b>4 960</b>	6 199	Basis	
Med nettilknytning	5 504	<b>7 078</b>	8 652		
Uten nettilknytning	1 760	2 999	4 238	Høypris	
Med nettilknytning	3 543	5 117	6 691		

Kilde: ED

## 7.4 Vurdering av hvordan statsstøtten virker sammen med andre virkemidler

Statsstøtte til utbygging av havvind skal bidra til å øke den totale produksjonen av utslippsfrie energiløsninger, og gjennom dette bidra til å redusere bruken av fossile brenslere i ulike sektorer i samfunnet. Samtidig skal støtten begrenses til det som er nødvendig for å få prosjektet realisert. Norske myndigheter har også tatt i bruk andre virkemidler for å redusere bruken av fossile brenslere i ulike sektorer. Det viktigste virkemiddelet er prising av utslipp.

Prising av utslipp skal bidra til at kostnadene knyttet til miljøpåvirkning er reflektert i energiprisene. Dersom kostnadene for å slippe ut klimagasser er satt på et riktig nivå vil dette over tid bidra til at konvensjonell fossil energi erstattes av utslippsfrie energiløsninger slik som havvind. Det vil også gi aktører i markedet incentiver til å utvikle teknologi for å redusere utslipp.

Rundt 85 pst. av utslipp knyttet til energibruk i Norge er priset. Norske bedrifter som er ansvarlig for om lag halvparten av utslippene fra norsk territorium, deltar i EUs kvotemarked (ETS). Norge har også innført en CO<sub>2</sub>-avgift på flere utslippskilder fra energibruk. Petroleumssektoren og innenriks luftfart er både underlagt EUs kvotesystem og norsk CO<sub>2</sub>-avgift. Det europeiske kvotesystemet bidrar også indirekte til høyere strømpriser i Norge fordi det skjer kraftutveksling mellom Norge og andre europeiske land. Høyere strømpris gjør det mer lønnsomt å investere i økt (fornybar) kraftproduksjon. Kvotepriisen vil øke i takt med at mengden kvoter i det europeiske kvotemarkedet reduseres, i tråd med EUs planer for utslippskutt. Regjeringen har varslet at CO<sub>2</sub>-avgiften på ikke-kvotepålagte utslipp vil øke til om lag 2000 kr i 2030, målt i faste 2020-kroner.<sup>26</sup>

Videre har regjeringen et bredt virkemiddelapparat for forskning, utvikling og innovasjon som kan bidra ytterligere til å redusere bruken av fossile brensler. Enova har for eksempel tatt i bruk et støtteprogram rettet mot småskala kommersielle flytende havvindprosjekter.

Energidepartementets vurdering er at disse virkemidlene likevel ikke vil være tilstrekkelig til å sikre lønnsomhet for utbygging av større flytende havvindsprosjekter på kort sikt, gitt forventet prisutvikling i EU ETS og den norske CO<sub>2</sub>-avgiften mot 2030. Derfor anser regjeringen at det er behov for ytterligere virkemidler for å realisere havvindutbygging.

## 7.5 Spørsmål til høringsinstansene

- Departementet ber om innspill til foreslått metode for å beregne subsidier per tonn CO<sub>2</sub>-ekvivalenter unngåtte utslipp. Høringsinstanser som foreslår eventuelle alternative metoder eller justeringer av den foreslåtte metoden bes om å både beskrive og begrunne preferanse for alternativ metode.
- Departementet ber om eventuelle innspill til estimatene for subsidier per tonn CO<sub>2</sub>-ekvivalenter. Høringsinstanser som foreslår justeringer bes om å beskrive forutsetningene og framgangsmåten som ligger til grunn for estimatet.
- Departementet ber om eventuelle innspill til vurderingen av hvordan støtten virker sammen med andre virkemidler.
- Departementet ber om eventuelle innspill til estimatet for klimagassutslipp fra flytende havvind. Eventuelle høringsinstanser som foreslår justeringer bes om å både beskrive og begrunne justeringsforslaget.

---

<sup>26</sup> [Prop. 1 S Tillegg 1 \(2021–2022\)](#)

## 8. Oppsummering av spørsmål til høringsinstansene

Departementet inviterer høringsinstansene til å gi innspill på de konkrete spørsmålene som er oppsummert nedenfor, men imøteser også generelle innspill til elementene som omtales.

1. Gitt at energiproduksjonen skal foregå til havs i Vestavind F og Vestavind B, med disse områdenes tekniske og geografiske forutsetninger, har høringsinstansene synspunkter på departementets begrensning av støtteordningen til flytende havvindteknologi?
2. Har høringsinstansene synspunkter på om andre teknologier enn flytende havvind kunne gitt fornybar kraftproduksjon i samme skala i Vestavind F eller Vestavind B?
3. Departementet ber om høringsinstansenes syn på hvilken tildelingsmodell som er best egnet for flytende havvind: 1) den skisserte tostegsmodellen, eller 2) tildeling av prosjektområde og støtte i én felles auksjon etter prekvalifisering. Høringsinstansene bes om å begrunne sitt prefererte alternativ, inkl. vurdere hvilke av de to modellene som i størst grad legger til rette for realisering av flytende havvind, lavest mulig støttenivå, samt effektiv konkurranse om prosjektområder og statsstøtte.
4. Departementet ber om eventuelle ytterligere innspill til hvordan bruken eller omfanget av konkurranse i tildelingsmodellen kan innrettes for å oppnå effektiv konkurranse om statsstøtte.
5. Departementet ber om eventuelle innspill til tilnærmingen for å tildele prosjektområder i tostegsmodellen, herunder foreslåtte hovedkategorier for kvalitative kriterier.
6. Departementet ber om innspill til de ulike skisserte alternativene for selve støttekonkurransen, se pkt. 5.3. Departementet ber også om eventuelle ytterligere innspill til hvordan støttekonkurransen bør innrettes for å oppnå høyest mulig konkurranse om statsstøtten.
7. Departementet ber om innspill på om støtte bør tildeles i form av en tosidig differansekontrakt eller som investeringsstøtte. Det bes om at innspillene begrunnes og at det også forklares hvilket av alternativene som antas å gi lavest støttebehov
8. Departementet ber om høringsinstansenes tilbakemelding på departementets vurdering av at flytende havvind i de aktuelle områdene ikke vil bli realisert uten støtte.
9. Departementet ber om innspill på om anslagene som er presentert er i tråd med høringsinstansenes forventninger til kostnader, inntekter og netto nåverdi, gitt forutsetningene som ligger til grunn for anslagene.
10. Departementet ber om innspill på om noen av forutsetningene som ligger til grunn for anslagene bør justeres. Høringsinstanser som foreslår justeringer bes om å begrunne justeringene og beskrive hvordan endrede forutsetninger eventuelt vil påvirke anslagene.

11. Departementet ber om innspill på om det er andre inntekter enn kraftinntekter som vil kunne påvirke nettonåverdi, og eventuelt anslag på størrelsen på slike inntekter.
12. Departementet ber om innspill på om det er andre kostnader enn de oppgitte investerings- og driftskostnadene som kan påvirke netto nåverdi og eventuelt størrelsen på disse kostnadene.
13. Departementet ber om innspill til foreslått metode for å beregne subsidier per tonn CO<sub>2</sub>-ekvivalenter unngåtte utslipp. Høringsinstanser som foreslår eventuelle alternative metoder eller justeringer av den foreslåtte metoden bes om å både beskrive og begrunne preferanse for alternativ metode.
14. Departementet ber om eventuelle innspill til estimatene for subsidier per tonn CO<sub>2</sub>-ekvivalenter. Høringsinstanser som foreslår justeringer bes om å beskrive forutsetningene og framgangsmåten som ligger til grunn for estimatet.
15. Departementet ber om eventuelle innspill til vurderingen av hvordan støtten virker sammen med andre virkemidler.
16. Departementet ber om eventuelle innspill til estimatet for klimagassutslipp fra flytende havvind. Eventuelle høringsinstanser som foreslår justeringer bes om å både beskrive og begrunne justeringsforslaget.