



Rapport

Oppdrag om vurdering av
teknologiutviklingspotensialet
for flytende havvind





Sammendrag

Denne rapporten er utarbeidet som svar på Energidepartementets oppdrag til Enova om å vurdere teknologiutviklingspotensialet for flytende havvind, med vekt på hvordan et prosjekt på om lag 500 MW ved Utsira Nord kan bidra til videre teknologiutvikling og kostnadsreduksjoner for etterfølgende prosjekter. Rapporten bygger på Enovas erfaring fra støtte til flytende havvind siden 2007, markedsdialog over tid og kostnadsdata fra tre gjennomførte søknadsrunder under Enovas program for småskala kommersielle flytende havvindprosjekter, i 2023, 2024 og 2026. Den bygger også på innsikt fra Enovas evaluering av kriteriene «Kostnadsnivå, realisme og modenhet» og «Innovasjon og teknologiutvikling», fra Energidepartementets konkurranse om arealtildeling ved Utsira Nord.

Flytende havvind er i dag en teknologi i overgangen mellom demonstrasjonsfase og tidlig industrialiseringsfase. Bransjen har gått fra enkeltstående pilot- og demonstrasjonsprosjekter til å planlegge de første prosjektene i større skala. Samtidig er det fortsatt betydelig variasjon mellom teknologikonsepter, leverandørkjeder og nasjonale markeder. De viktigste utviklingsområdene er ulike flyterkonsepter, forankringssystemer, dynamiske kabler, installasjonsmetoder, drift og vedlikehold, samt parkdesign. Mindre demonstrasjonsprosjekter er viktige for å teste ut teknologi og redusere risiko, mens større prosjekter er nødvendige for å utløse læring, industrialisering og kostnadsreduksjoner i leverandørkjeden.

Kostnadsanalysen i rapporten viser at småskala flytende demonstrasjonsprosjekter (under 100 MW) per 2026 har et høyt kostnadsnivå. Beregnet gjennomsnittlig kostnad per produsert energienhet gjennom hele levetiden, såkalt LCOE (*Levelized Cost Of Energy*), varierer mellom 1,5 og 2,1 NOK/kWh, med et gjennomsnitt på 1,8 NOK/kWh. For et fullskala prosjekt på 500 MW er LCOE beregnet til mellom 0,7 og 1,0 NOK/kWh, med et gjennomsnitt på 0,9 NOK/kWh. LCOE-beregningen inkluderer kostnader forbundet med tilkobling til strømmettet, og forutsetter at demonstrasjonsfasen og oppskalering av verdikjeden er gjennomført. Estimaten indikerer dermed et betydelig potensial for kostnadsreduksjoner når prosjektene øker i størrelse, verdikjeden skaleres opp og teknologien og løsningene standardiseres.

Å oppnå det beregnede kostnadsnivået forutsetter besparelser i alle deler av prosjektene. De største forventede bidragene til kostnadsreduksjoner er knyttet til flyter, uttaving og tilkobling, samt prosjektutvikling. Dette skyldes blant annet skalaeffekter ved prosjektering, produksjon, sammenstilling og installasjon av flere enheter i samme prosjekt, mer effektiv bruk av marine operasjoner og økt standardisering. Samtidig er det fortsatt usikkerhet knyttet til videre kostnadsutvikling, blant annet som følge av makroøkonomiske forhold, leverandørkapasitet, turbinutvikling, finansieringskostnader og tempoet i oppskaleringen av markedet.

Utsira Nord kan gi et vesentlig bidrag i overgangen fra demonstrasjon til tidlig industrialisering av flytende havvind. Et prosjekt i 500 MW-skala vil kunne gi erfaring i samspillet mellom teknologi, leverandørkjede, nettilknytning, prosjektgjennomføring, drift og vedlikehold i en større flytende vindpark. Prosjektene på Utsira Nord kan bidra til kostnadsreduksjoner sammenlignet med foregående prosjekter gjennom færre enheter, færre installasjonsoperasjoner og lavere driftskostnader. I de offentlige forslagene til konsekvensutredning som er levert til NVE i april 2026, går det frem at konsortiene Equinor/Vårgrønn og DWO/EDF planlegger prosjekter med opptil 35 turbiner. Det kan innebære at aktørene vil bruke en turbinstørrelse på cirka 15 MW eller mer, som er nesten dobbel kapasitet sammenlignet med turbinene som er installert ved Hywind Tampen (8,6 MW). Mens valg av innovativ turbinteknologi sto sentralt i prosjektene, var andre innovative løsninger mindre fremtredende. Den begrensede bruken av slike løsninger må trolig ses i lys av aktørenes



behov for å redusere teknisk og kommersiell risiko. Flere av løsningene er fortsatt på utviklingsstadiet, og kan på sikt bidra til ytterligere kostnadsreduksjoner.

Norske leverandører har høy kompetanse innenfor offshoreteknologi, forankringssystemer, flytende konstruksjoner og gjennomføring av komplekse prosjekter til havs. Ved å skape aktivitet i det norske markedet kan Utsira Nord bidra til å modne verdikjeder, styrke leverandørindustrien og etablere et hjemmemarked som gir grunnlag for videre vekst og eksport. I tillegg til teknologi- og leverandørutvikling, kan erfaringer fra prosjektet på Utsira Nord bidra til å styrke myndighetenes kunnskapsgrunnlag.

Samlet sett viser rapporten at flytende havvind i 2026 er forbundet med risiko som gjør at det ikke industrialiseres på kommersielle vilkår i dag. Vår analyse viser at kostnadene kan reduseres betydelig som følge av at teknologien demonstreres i større skala og verdikjeden industrialiseres. Vurderingen underbygges både av estimer fra Enovas database over søknader, kostnadsutviklingen for Hywind Demo og Hywind Tampen, samt underlag fra søknadene om arealtildeling ved Utsira Nord.

Analysen viser videre at Utsira Nord kan bidra til å fremskynde en utvikling fra dagens demonstrasjonsfase i retning av en mer industrialisert utvikling av flytende havvind. Prosjektet vil også kunne bidra til å tydeliggjøre hvilke teknologiske, industrielle og markedsmessige grep som er nødvendige for videre kostnadsreduksjoner. Likevel vil Utsira Nord ikke alene være tilstrekkelig for å realisere hele potensialet for kostnadsreduksjoner. Dette forutsetter at flere kommersielle parker blir bygd, i Norge og/eller i andre markeder. For å utløse nødvendige investeringer i produksjonskapasitet, leverandørkompetanse og gjennomføringsevne i markedet, kreves også en konkret og forutsigbar prosjektpipeline.

Utsira Nord kan bli et av de aller første fullskala parkutbyggingene i verden, og kan slik bidra til teknologiutviklingen. Videre modning av flytende havvindprosjekter i større skala er imidlertid ikke begrenset til Norge. Internasjonalt preges utviklingen på området av økende aktivitet, teknologisk modning og gradvis oppskalering av markedet. Nylig gjennomførte prosjektutlysninger og støtteordninger i flere land, blant annet Frankrike og Storbritannia, kan videreutvikle både teknologi, leverandørkjeder og industriell kapasitet. En slik utvikling vil i seg selv kunne bidra til modning og oppskalering av den globale verdikjeden, og kan skje parallelt med en gjennomføring av Utsira Nord.



Innhold

Sammendrag.....	2
1 Innledning og bakgrunn	5
2 Teori, metode og data	7
2.1 Teoretisk og analytisk tilnærming	7
2.2 Datagrunnlag og metode.....	8
2.3 Forbehold	10
3 Status for flytende havvind.....	11
3.1 Status teknologiutvikling flytende havvind.....	11
3.2 Status flytende havvind i Norge	13
3.3 Status flytende havvind i Europa	14
3.4 Status flytende havvind i resten av verden.....	15
4 Analyse av framtidige kostnadsestimer basert på søknader til Enova.....	17
4.1 Bakgrunnsdata.....	17
4.2 Investeringskostnad per MW (MNOK/MW).....	18
4.3 Årlige driftskostnader per MW (MNOK/MW/år)	19
4.4 Investeringskostnad per MW for de ulike kostnadselementene i omsøkte prosjekter	20
4.5 Estimerte kostnadsreduksjoner per kostnadselement	20
4.6 Standardisert beregnet LCOE	22
5 Analyse av kostnadsestimer fra Hywind Demo og Hywind Tampen	23
6 Vurdering av teknologi- og kostnadseffekter ved en realisering av Utsira Nord	24
6.1 Bidrag til teknologiutvikling	24
6.2 Bidrag til kostnadsreduksjoner	25
6.3 Bidrag til kompetanse- og leverandørutvikling.....	25
6.4 Forutsetninger for teknologi- og kostnadseffekter.....	25
7 Samlet vurdering	26
Referanser	27



1 Innledning og bakgrunn

Denne rapporten er utarbeidet som svar på Energidepartementets oppdrag til Enova om å vurdere teknologiutviklingspotensialet for flytende havvind, datert 25. juni 2026 (Energidepartementet, 2026). Oppdraget er gitt Enova med bakgrunn i regjeringens oppfølging av Stortingets anmodningsvedtak 920 knyttet til Dokument 8:213 S (2025–2026) om kvalitetssikring av støtte til flytende havvind (Stortinget, 2026a), jf. Innst. 401 S (2025-2026) (Stortinget, 2026b).

Energidepartementet ber om at Enova redegjør for overordnet teknologistatus for flytende havvind, og for hvordan et flytende havvindprosjekt på 500 MW i Utsira Nord vil bidra til videre teknologiutvikling. Enova skal videre omtale hvordan et slikt prosjekt kan påvirke kostnader for etterfølgende prosjekter.

Norge står, som resten av verden, overfor en omfattende klima- og energiomstilling der fossile energikilder i stor grad må erstattes av utslippsfrie alternativer. Elektrifisering er en avgjørende del av løsningen. Det gir økt kraftbehov i mange sektorer. Mer effektiv energibruk vil møte noe av utfordringen, men det vil også være behov for ny, fornybar kraftproduksjon i årene framover dersom Norge skal bli et lavutslippssamfunn i 2050.

Sterke og stabile vindforhold til havs, samt lite støy og andre forstyrrelser på land, gjør at flere trekker fram havvind som en sentral del av framtidens energisystem. EU peker på havvind som viktig for å lykkes med klima- og energimålene mot 2050. Samtidig er flere land i ferd med å ta flytende havvind videre mot større utbygginger. Særlig Storbritannia og Frankrike har konkrete planer og virkemidler som legger til rette for kommersielle prosjekter i større skala.

Bunnfast havvind er allerede etablert som en multinasjonal industri, drevet frem av teknologisk innovasjon og kostnadsreduksjoner. Behovet for utslippsfri kraft er imidlertid så stort at det i tillegg er nødvendig å utnytte områder med dypere vann. En vesentlig del av utbyggingen av havvind vil dermed kreve flytende teknologier.

Norge har et betydelig ressursgrunnlag for havvind i form av gode vindressurser og store havområder. Store havdyp og krevende bunnforhold innebærer at flytende havvind vil være særlig viktig for å kunne utnytte en vesentlig del av dette potensialet.

Rapportens struktur

Etter innledning og bakgrunn for oppdraget beskriver kapittel 2 rapportens teoretiske og analytiske tilnærming, datagrunnlag, metode, kvalitetssikring og sentrale forbehold. Deretter gir kapittel 3 en overordnet status for flytende havvind, mens kapittel 4 presenterer framtidige kostnadsestimater basert på søknader til Enova innenfor flytende havvind. Kapittel 5 omtaler kostnadsutviklingen fra Hywind Demo til Hywind Tampen. Disse analysene danner grunnlaget for vurderingen i kapittel 6 av Utsira Nords mulige rolle som katalysator for teknologimodning og kostnadsreduksjoner. Til slutt oppsummeres en samlet vurdering i kapittel 7.

Om Enova

Enova er et statsforetak som er eid av Klima- og miljødepartementet. Selskapet har som hovedoppdrag å forvalte Klima- og energifondet på vegne av staten. Enovas skal bidra til å nå Norges klimaforpliktelser, og å fremme effektive klima- og energiomstillingstiltak på veien mot lavutslippssamfunnet. Foretaket gjennomfører oppdrag på vegne av både Klima- og miljødepartementet og Energidepartementet.



Bakgrunnen for Enovas mandat er at markedet alene ikke alltid gir tilstrekkelige insentiver til å utvikle og ta i bruk nye klima- og energiløsninger. En viktig årsak er at kostnadene ved klimagassutslipp ikke fullt ut reflekteres i markedsprisene. Dette innebærer at samfunnsøkonomisk lønnsomme utslippsreduksjoner og klimatiltak i noen tilfeller ikke blir realisert. I tillegg investerer virksomheter ofte mindre i forskning, utvikling og innovasjon enn det som er samfunnsøkonomisk optimalt, blant annet fordi gevinster fra ny kunnskap og teknologi kan tilfalle flere enn dem som bærer kostnadene ved utviklingen.

For å bidra til å redusere disse markedssviktene utvikler og forvalter Enova målrettede støtteordninger for teknologiutvikling og markedsutbredelse. Midlene fra Klima- og energifondet brukes hovedsakelig til tilskudd til prosjekter i næringslivet og hos privatpersoner. Støtteordningene er utformet som midlertidige finansielle virkemidler som skal utløse investeringer som ellers ikke ville blitt gjennomført, og gi læring.

Gjennom støtte til senfase teknologiutvikling, demonstrasjon og tidlig markedsintroduksjon bidrar Enova til å redusere risikoen ved å ta i bruk ny teknologi. Dette kan framskynde teknologiutviklingen, styrke kompetansen og redusere kostnadene, slik at løsningene blir mer attraktive for flere aktører. På denne måten bidrar Enova til å akselerere utviklingen og utbredelsen av innovative klima- og energiløsninger.

Målet er å skape varige endringer i markedene, slik at løsninger som er nødvendige i lavutslippssamfunnet etter hvert blir konkurransedyktige og foretrukket uten offentlig støtte. Den langsiktige effekten av Enovas innsats ligger derfor ikke først og fremst i resultatene fra enkeltprosjekter, men i de varige markedsendringene prosjektene bidrar til å utløse.

Enova har støttet utviklingen av vindkraft siden 2007. I takt med at landbasert vindkraft og bunnfast havvind er blitt mer modne teknologier, har innsatsen i økende grad blitt rettet mot flytende havvind. Gjennom støtte til utredninger, forprosjekter, pilot- og demonstrasjonsprosjekter har Enova bidratt til å modne teknologi og verdikjeder, bygge erfaring og legge til rette for kostnadsreduksjoner som kan framskynde kommersialiseringen av flytende havvind.

Knyttet til Utsira nord har Enova bistått Energidepartementet med utviklingen av kriteriene «Kostnadsnivå, realisme og modenhet» og «Innovasjon og teknologiutvikling», og evaluert søkerne etter disse kriteriene.

Samlet har arbeidet med flytende havvind gjennom flere år gitt Enova bred innsikt i teknologi-, prosjekt- og markedsutviklingen på området.

Siden 2007 har Enova vedtatt støtte til 30 prosjekter innenfor flytende havvind. De totale vedtakene summeres til 6 475 MNOK hvorav 2 000 MNOK er trukket tilbake (ikke utbetalt), 1 975 MNOK er under planlegging og gjennomføring (delvis utbetalt) og 2 500 MNOK er ferdigstilte prosjekter (utbetalt). Hoveddelen av vedtakene har gått til fire store prosjekter. Samtidig pågår saksbehandling for den tredje søknadsrunden for demonstrasjonsprosjekter som hadde søknadsfrist i februar 2026. Under listes de fire største enkeltvedtakene opp:

- Vedtatt 2019 Hywind Tampen 2,4 mrd. NOK (ferdigstilt)
- Vedtatt 2024 Goliat Vind 2,0 mrd. NOK (vedtaket er trukket tilbake grunnet forsinkelser)
- Vedtatt 2025 Wind Catching Demo 1,2 mrd NOK (under planlegging)
- Vedtatt 2025 TetraSub Demonstration Project 0,35 mrd NOK (under planlegging)



2 Teori, metode og data

2.1 Teoretisk og analytisk tilnærming

Rapporten bygger på en forståelse av innovasjon som en gradvis, kumulativ og ofte iterativ prosess der nye teknologier og løsninger utvikles gjennom flere faser, fra forskning og utvikling (FoU) via pilotering og demonstrasjon til tidlig markedsintroduksjon og industrialisering og kommersiell skalering. Fasene er ikke nødvendigvis lineære, men er forbundet gjennom testing, erfaring og tilbakekoblinger mellom forskning, teknologiutvikling, produksjon, brukere og marked. Gjennom forløpet kan teknologisk, produksjonsmessig, organisatorisk, markedsmessig og institusjonell usikkerhet reduseres, samtidig som kunnskap, operativ erfaring, verdikjeder, legitimitet og markedsmodenhet bygges opp (Arrow, 1962) (Kline & Rosenberg, 1986) (Mousavi, et al., 2023).

I de tidlige FoU-fasene er den teknologiske risikoen høy, mens kapitalbehovet ofte er relativt begrenset. Etter hvert som teknologiutviklingen går inn i fasene for pilotering og demonstrasjon, øker behovet for investeringer betydelig. Teknologien skal da testes under mer realistiske forhold, produksjonsprosesser skal verifiseres, og det må bygges erfaring med drift og integrasjon i større systemer. Samtidig er risikoen fortsatt høy. Selv om den teknologiske usikkerheten gradvis reduseres, gjenstår betydelig risiko knyttet til kostnader, ytelse, driftssikkerhet og framtidig markedsgrunnlag.

I fasene for demonstrasjon og tidlig markedsintroduksjon oppstår ofte et særskilt finansieringsgap. Prosjektene er for kapitalintensive til å finansieres gjennom tradisjonelle FoU-virkemidler, men samtidig for usikre til å tiltrekke seg tilstrekkelig privat kapital på kommersielle vilkår. Manglende erfaring, usikker framtidig etterspørsel og begrenset antall referanseprosjekter gjør at investorer og sluttkunder ofte avventer.

Etter hvert som teknologien tas i bruk i større prosjekter og markeder, oppstår læringseffekter som bidrar til redusert risiko og lavere kostnader. Kostnadsreduksjoner følger ikke bare av teknologiske forbedringer, men også av erfaring med prosjektutvikling, standardisering, industrialisering, serieproduksjon, utvikling av leverandørkjeder og økt kompetanse hos alle involverte aktører. I denne fasen blir det mulig å realisere stordriftsfordeler og systemlæring som ikke kan oppnås gjennom mindre, enkeltstående prosjekter.

For mange umodne teknologier og løsninger er skillet mellom demonstrasjonsprosjekter og kommersiell utrulling særlig viktig. Demonstrasjonsprosjekter kan dokumentere at en teknologi fungerer og redusere teknologisk risiko, men er ofte ikke tilstrekkelige for å utløse de lærings- og skalaeffektene som kreves for å gjøre teknologien konkurransedyktig i kommersiell sammenheng. Større prosjekter innen tidlig markedsintroduksjon og industrialisering kan derfor være nødvendige for å realisere kostnadsreduksjoner og markedsutvikling som først oppstår når teknologien tas i bruk i større omfang.

Når risikoen er høy, kapitalbehovet stort og gevinstene av læring, kunnskapsutvikling og kostnadsreduksjoner i stor grad tilfaller samfunnet og andre markedsaktører, vil private investeringer ofte være lavere enn det som er samfunnsøkonomisk optimalt. Det resulterer i markedssvikt, med underinvestering i forskning, utvikling og innovasjon. Dette kan føre til at samfunnsøkonomisk lønnsomme innovasjoner utvikles og tas i bruk langsommere enn det som er ønskelig.



Den analytiske rammen i denne rapporten legger derfor vekt på sammenhengen mellom innovasjonsfaser, teknologimodning, prosjektstørrelse, verdikjedeoppskalering og kostnadsutvikling. Utsira Nord vurderes i lys av hvilken rolle et prosjekt i om lag 500 MW-skala kan ha som ledd i overgangen fra demonstrasjon til tidlig industrialisering, og hvordan dette kan påvirke kostnadsnivået for etterfølgende prosjekter.

Et sentralt begrep i rapporten er «etter oppskalert verdikjede» (EOV). EOV er her betegnelsen på en situasjon der flere flytende havvindprosjekter over 500 MW er realisert eller under utvikling. EOV innebærer at leverandørmarkedet har utviklet større produksjonskapasitet, mer standardiserte løsninger, mer effektive havne-, sammenstillings- og installasjonsprosesser, bedre tilgang på store (≥ 15 MW) kvalifiserte turbiner, flytere, kabler og forankringssystemer, samt lavere gjennomførings- og finansieringsrisiko.

2.2 Datagrunnlag og metode

Rapporten inneholder tre analyser:

- en analyse av overordnet status for flytende havvind i Norge, Europa og resten av verden i dag, samt planlagte og mulige prosjekter og initiativ framover
- en kostnadsanalyse av framtidige kostnadsestimer basert på søknader til Enova innenfor flytende havvind
- en analyse av erfaringer og kostnadsutvikling fra Hywind Demo og Hywind Tampen, basert på offentlig tilgjengelige kostnadsdata og Enovas erfaringer fra utviklingen av flytende havvind

Analysene i rapporten bygger på et samlet kunnskapsgrunnlag bestående av:

- kostnadsdata fra prosjektsøknader i Enovas tre søknadsrunder for småskala kommersielle flytende havvindprosjekter i 2023, 2024 og 2026
- innsikt fra Enovas markedsarbeid og dialog med relevante aktører
- innsikt og erfaringer fra Hywind Demo og Hywind Tampen
- innsikt fra Enovas evaluering av søknader i konkurransen om arealtildeling ved Utsira Nord
- offentlig tilgjengelig informasjon om teknologiutvikling, markedsstatus og internasjonale prosjekter er benyttet som bakgrunnsinformasjon

Analysene i rapporten gir ikke en fullstendig prognose for markedet, men en vurdering av sannsynlige utviklingstrekk og sentrale usikkerheter basert på tilgjengelig informasjon.

Statusanalysen i kapittel 3 bygger på offentlig tilgjengelig informasjon om installerte, planlagte og mulige flytende havvindprosjekter i Norge, Europa og utvalgte internasjonale markeder. I tillegg bygger analysen på Enovas løpende markedsarbeid, dialog med aktører og erfaringer fra støtte til flytende havvindprosjekter.

For kostnadsanalysen i kapittel 4 har vi analysert 23 prosjektsøknader fra Enovas «konkurranse om støtte til småskala kommersielle flytende havvindprosjekten» fra de tre søknadsrundene i 2023, 2024 og 2026. I henhold til krav fra Enova, inneholdt søknadene dokumentasjon av prosjektets kostnadsnivå, modenhet og gjennomførbarhet, i form av kostnadsestimer med tilhørende usikkerhetsanalyser, beskrivelser av metodikk for estimering av kostnadsusikkerhet og planer for usikkerhetsreduksjon. Søkerne skulle videre dokumentere status for teknologikvalifisering og planer for videre modning av teknologien frem til idriftsettelse. I tillegg



inngikk dokumentasjon av dialog, prosesser og avtaler med sentrale leverandører, herunder turbinleverandører og leverandører av flyterløsninger.

Der kostnadsdata fra Enovas prosjektsøknader er benyttet, er dataene kvalitetssikret, anonymisert og presentert på aggregert nivå. Enova deler kun anonymiserte data fra prosjektene. Dataene er behandlet for å unngå at aktører med kjennskap til markedet skal kunne identifisere konkrete prosjekter. For å redusere risikoen har vi valgt å presentere et gjennomsnitt samt 25 og 75 persentil av hvert aggregert kostnadsestimat.

Estimater for Hywind Demo og Hywind Tampen inngår ikke i kostnadsanalysen i kapittel 4, men brukes i kapittel 5 for å belyse erfaringer og læring fra ferdigstilte prosjekter. Analysen av disse prosjektene bygger på offentlig tilgjengelige tall for investeringskostnader (CAPEX), samt antakelser om drifts- og vedlikeholdskostnader (OPEX) og kapasitetsfaktor. Kapasitetsfaktoren uttrykker forholdet mellom faktisk og maksimal mulig kraftproduksjon over anleggets levetid.

Kvalitetssikring av data til kostnadsanalysen

Hvert av de analyserte prosjektene i datasettet inneholdt cirka 40 kostnadsestimater. For å sikre høyest mulig datakvalitet ble hvert enkelt datapunkt grundig gjennomgått og kvalitetssikret mot verdiene for de andre prosjektene, samt eksterne kilder.

Avvikende eller særlig usikre datapunkter ble spesielt merket i datasettet. På denne måten ble det sikret at alle dataene var sammenlignbare og av tilstrekkelig kvalitet. Særlig usikre data ble ekskludert fra den videre analysen. Enkelte aktører deltok med samme prosjekt i flere søknadsrunder. I disse tilfellene ble bare det mest modne prosjektet inkludert i datagrunnlaget.

Kostnadsdata fra søknadsrundene i 2023 og 2024 er indeksregulert til 2026-kroner ved hjelp av SSBs priskalkulator (SSB, 2026).

Beregning av kostnadstall (LCOE)

Basert på estimerte kostnadsdata per installert MW og estimert kapasitetsfaktor per prosjekt, er det gjennomført en forenklet, standardisert beregning av gjennomsnittlig kostnad per produsert energienhet gjennom hele levetiden (*levelized cost of energy*, LCOE).

Prosjektene hadde opprinnelig varierende antatt levetid og forskjellige avkastningskrav, som resulterte i individuelle LCOE-tall som er vanskelige å sammenligne. For å evaluere det generelle kostnadsnivået (CAPEX, OPEX og kapasitetsfaktor) har vi derfor standardisert LCOE-beregningsmetoden.

For å beregne kostnaden for energiproduksjon med flytende havvind ble LCOE beregnet i henhold til NVEs metodikk (NVE, 2024). Det er benyttet en diskonteringsrente på 6 prosent samt en levetid på 30 år. Det er gjennomført en standardisert enkel beregning, der energiproduksjonen reduseres med 0,15 prosent per år, og der OPEX (driftskostnader) per år holdes lik i hele levetiden. Videre er CAPEX (investeringsbeløpet) fordelt på tre år. Det er ikke inkludert noen avviklingskostnader i beregningene. Alle kostnadsestimater og beregninger i rapporten er presentert i 2026-kroner, med mindre annet er oppgitt.

Merk at det ikke er samsvar mellom faktisk LCOE for de omsøkte prosjektene og denne analysen, da bl.a. levetid, diskonteringsrente og andre selskapsspesifikke antakelser kan variere.



2.3 Forbehold

Rapporten bygger på informasjon som er tilgjengelig per august 2026 og må forstås i lys av at flytende havvind fortsatt er en teknologi i tidlig industrialiseringsfase. Det finnes foreløpig få større flytende havvindparker, og erfaringsgrunnlaget fra prosjekter er dermed begrenset. Både kostnadsnivå, teknologiutvikling, leverandørkapasitet og markedsutvikling er forbundet med usikkerhet.

Datagrunnlaget i analysene omfatter ulike kilder med forskjellig modenhet og detaljeringsgrad. Kostnadsestimater og vurderinger i rapporten bør derfor forstås som indikasjoner på utviklingsretning og potensial, ikke som endelige prognoser eller bindende prosjektøkonomiske vurderinger.

Som beskrevet i kapittel 2.1 legger vi til grunn at videre kostnadsreduksjoner for flytende havvind forutsetter teknologimodning, større prosjekter, standardisering, bedre prosjektgjennomføring og oppskalering av verdikjeden. Det er samtidig usikkert hvor raskt dette kan skje, og i hvilken grad utfordrende makroøkonomiske forhold, finansieringskostnader, regulatoriske rammer, nettilknytning og leverandørkapasitet har påvirket kostnadsnivået til nå, samt hvilken betydning disse faktorene vil få for framtidige kostnader. Vurderingene av Utsira Nord må derfor forstås som en analyse av mulige lærings- og teknologiutviklingseffekter og deres betydning for kostnadsutviklingen, ikke som en sikker tallfesting av absolutte kostnadsreduksjoner eller årsakssammenhenger.

Særlige forutsetninger og forbehold knyttet til data i kostnadsanalysen

Resultatene som presenteres i kapittel 4 er basert på kostnadsdata fra søknader til Enova innenfor flytende havvind. Dataene gir ikke grunnlag for en fullstendig eller uttømmende beskrivelse av det nåværende eller framtidige kostnadsbildet for flytende havvind. Rekkevidden og anvendeligheten av resultatene må forstås i lys av forutsetningene som er lagt til grunn.

Dataenes omfang og detaljeringsgrad følger av kravene som gjelder for de ulike støtteprogrammene og den informasjonen Enova innhenter gjennom søknads- og prosjektoppfølgingen. Kriterier som kan ha påvirket kostnadsestimatene inkluderer blant annet:

- Prosjektet må gjennomføres innenfor norsk økonomisk sone.
- Prosjektet hadde anledning til å søke om en maksimal finansiering fra Enova på 2,0 mrd. NOK per prosjekt.
- Konsesjon kunne søkes under havenergilovens unntaksbestemmelser, elektrifisering av en olje- og gassinstallasjon, eller lokalisering ved et eksisterende testsenter med tilgjengelig konsesjon, eksempelvis MET-senteret (Marin Energi Testsenter).
- Videre måtte prosjektets og teknologiens modenhet, med hensyn til finansieringsplan, tillatelser og kostnadsestimater, kunne underbygge en framtidig idriftsettelse innen 5 år etter vedtak.

Dataene er hentet fra prosjekter med varierende installert effekt og forskjellige teknologivalg knyttet til turbiner, flytere og forankringssystemer. Det er også forskjeller i plassering og bruksområde, tilkobling til nettet eller oppkobling til en eksisterende olje- og gassinstallasjon. Alle estimatene som er beregnet for et prosjekt på 500 MW er ved samme lokasjon. Dette isolerer effekten av oppskalering av verdikjeden og gir et bedre grunnlag for sammenligning.



Begrensningen med maks støtte på 2,0 mrd. NOK har resultert i at datagrunnlaget gir informasjon om kostnader for utbygging av flytende havvind på relativt små demonstrasjonsprosjekter. Merk at omtalen «18-36 MW» prosjekter i realiteten representeres av prosjektstørrelser over og under 18-36 MW, da analysen bare offentliggjør verdier innenfor 25 og 75 persentil for å anonymisere dataene.

Fra og med andre søknadsrunde i 2024 har større innovative turbiner med en kapasitet på 15 MW eller mer blitt introdusert i flere av prosjektene. Denne utviklingen resulterer i noe reduserte totalkostnader for disse prosjektene.

Selv om dataene stammer fra relativt modne prosjekter med krav om idriftsettelse innen 5 år, vil kostnadsestimatene alltid være usikre. Dessuten er Enovas generelle erfaring at prosjekter har en tendens til å bli mer kostbare når de går over i fasen for detaljert utvikling (detailed engineering). Dette gjør at estimatene bør anses som optimistiske, heller enn konservative.

Analysen bygger på prosjektsøknader sendt til Enova i 2023, 2024 og 2026. Kostnadsestimatene er utarbeidet i en periode preget av betydelige endringer i de økonomiske rammebetingelsene, blant annet høy inflasjon, høye energi- og råvarepriser, utfordringer i forsyningskjedene, sterk etterspørsel etter sentrale komponenter og svak kronekurs. Disse forholdene kan ha bidratt til økte kostnadsestimater. Det er imidlertid usikkert i hvilken grad og på hvilken måte de enkelte prosjektene har innarbeidet slike effekter. Til tross for denne usikkerheten mener vi datagrunnlaget fra de tre konkurransene, utgjør det beste kostnadsgrunnlaget Enova har tilgjengelig per i dag.

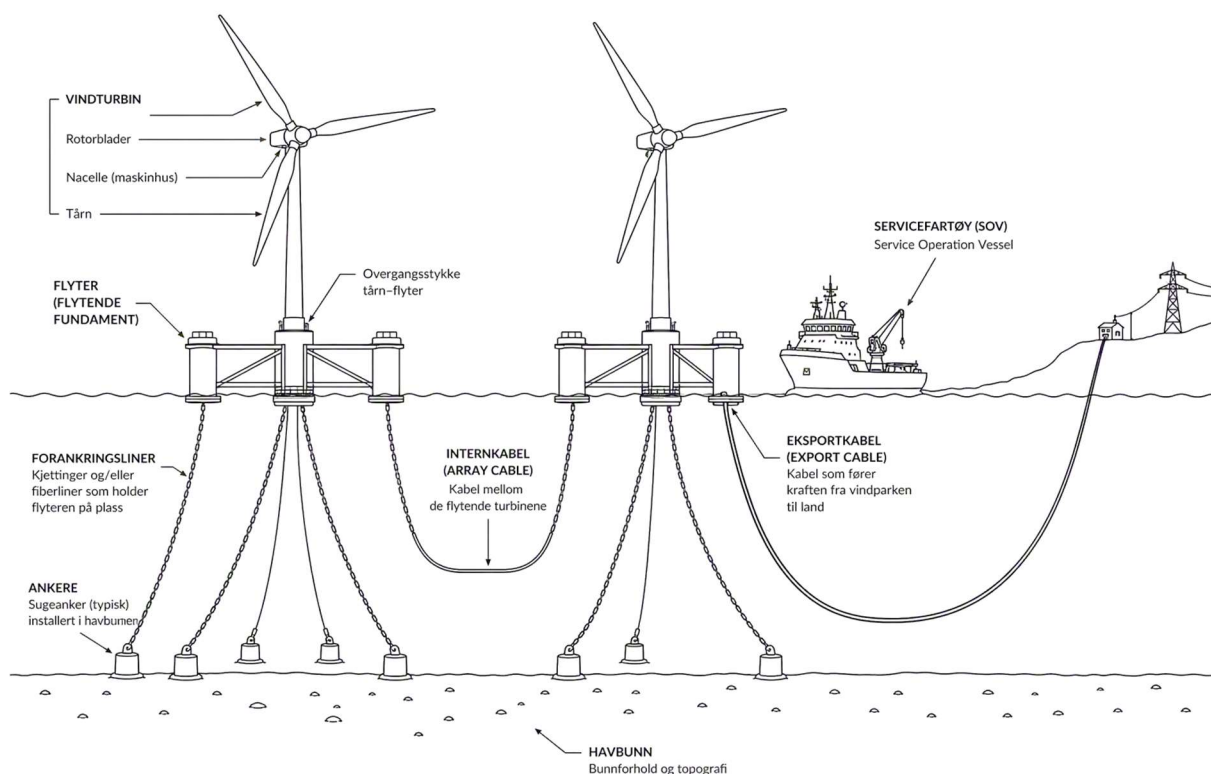
3 Status for flytende havvind

3.1 Status teknologiutvikling flytende havvind

En flytende havvindinstallasjon består i hovedsak av en turbin, en flyter, forankring, kabling og tilkobling til land. Elementene er vist i sammenheng i illustrasjon 1 under.



Illustrasjon 1: Forenklet illustrasjon av en flytende havvindpark



Det pågår løpende utvikling og modning av flere ulike typer turbinkonsepter og flyterteknologier, og ulike metoder for forankring og kabling. Basert på Enovas markedskunnskap er det likevel trolig at en utbygging ved Utsira Nord vil inneholde en konvensjonell type horisontal-akslet turbinteknologi slik illustrasjonen viser.

Teknologiutviklingen innen flytende havvind skjer globalt, samtidig som markedet fortsatt er i en tidlig industrialiseringsfase. Utviklingen har gått fra enkeltstående demonstrasjonsprosjekter og mindre pilotparker til at de første prosjektene nå planlegges i større skala. Samtidig er det fortsatt betydelig variasjon mellom teknologikonsepter, leverandørkjeder og nasjonale markeder. De viktigste utviklingsområdene er flyterkonsepter, forankringssystemer, dynamiske kabler, installasjonsmetoder, drift og vedlikehold, samt integrert parkdesign for større flytende vindparker.

Internasjonalt peker utviklingen i retning av større turbiner, mer standardiserte flyterløsninger og økt vekt på industriell produksjon og serieeffekter. Halvt nedsenkbare konsepter har så langt hatt en dominerende posisjon i markedet, men spar-, lekter-, TLP- (*Tension Leg Platform*) og hybride konsepter utvikles fortsatt parallelt. Det er foreløpig ikke etablert én dominerende teknologistandard, og ulike konsepter kan være konkurransedyktige avhengig av vanndybde, havbunnsforhold, lokale havneforhold, installasjonsstrategi og krav til drift og vedlikehold.

En sentral del av teknologiutviklingen er knyttet til hvordan flytende havvind kan skaleres fra små parker til kommersielle anlegg med over 500 MW installert effekt. Mindre demonstrasjonsprosjekter kan i denne sammenhengen ha en viktig funksjon ved at de gir mulighet til å teste og kvalifisere teknologi, redusere teknisk og kommersiell risiko og bygge praktisk erfaring før løsninger tas videre inn i større prosjekter. Oppskalering krever samtidig løsninger som reduserer kompleksitet i fabrikasjon, sammenstilling, uttaving, installasjon og



vedlikehold. Standardisering av grensesnitt mellom turbin, flyter, forankring og kabelsystemer vil være særlig viktig for å redusere prosjektrisiko og muliggjøre mer effektiv anskaffelse og serieproduksjon.

Forankringssystemer og dynamiske eksport- og internkabler er blant de mest sentrale teknologiske risikoområdene. Disse komponentene må tåle store bevegelser, komplekse lastbilder og krevende marine miljøforhold over lang tid. Videre blir integrert design av flytende vindparker viktigere etter hvert som parkene øker i størrelse. Dette omfatter blant annet optimalisering av parkoppsett, kabelføring, forankringslinjer, arealbruk og samspill mellom turbiner og flytere, samt vurdering av mulige feil, driftsavvik og konsekvenser på parknivå.

Utviklingen påvirkes også av at turbiner for havvind blir større. Større turbiner kan redusere antall enheter og installasjonsoperasjoner, og redusere noe av driftskostnadene per produsert energienhet. Samtidig stiller større turbiner høyere krav til flyterdesign, stabilitet, havneinfrastruktur, løftekapasitet, transport, sammenstilling og installasjonsmetoder. Teknologitvillingen må derfor ses som et samlet systemløp, der kostnadsreduksjoner ikke bare oppnås gjennom forbedring av enkeltkomponenter, men gjennom optimalisering av hele verdikjeden.

Globalt drives utviklingen særlig av markeder med store dypvannsressurser, herunder Europa og Asia. Flere land har etablert politiske mål, utlyst arealer og innført støtteordninger som skal bringe flytende havvind fra demonstrasjon til kommersiell skala. Samtidig viser utviklingen at teknologien fortsatt er avhengig av målrettet risikoavlastning og forutsigbare rammevilkår for å utløse investeringer i prosjekter, havneinfrastruktur, produksjonskapasitet og leverandørkjeder.

Mindre demonstrasjonsprosjekter og større utbygginger fyller ulike, men komplementære roller knyttet til teknologitvillingen for flytende havvind. Mindre prosjekter er viktige for teknologikvalifisering og risikoreduksjon, mens større prosjekter er nødvendige for å utløse læringseffekter, industrialisering og kostnadsreduksjoner i leverandørkjeden.

Samlet sett indikerer den globale investeringsviljen at markedet selv tror at flytende havvind har et betydelig potensial for kostnadsreduksjoner. Potensialet er imidlertid i stor grad betinget av læring gjennom reelle prosjekter, økt prosjektstørrelse, standardisering, industrialisering og utvikling av en moden leverandørkjede. Teknologien er derfor ikke bare avhengig av videre konseptutvikling, men også av prosjekter som gir erfaring med bygging, installasjon og drift under relevante kommersielle betingelser.

3.2 Status flytende havvind i Norge

Norge har i dag om lag 100 MW installert kapasitet innen flytende havvind, fordelt på Hywind Demo (2,3 MW), TetraSpar (3,6 MW, nedmontert sommeren 2026) og Hywind Tampen (11 turbiner a' 8,6 MW, 94,6 MW). Utbyggingen har så langt vært dominert av demonstrasjons- og pilotprosjekter. Prosjektene har gitt viktig erfaring med teknologitvilling og drift av flytende havvind, men erfaringene fra større kommersielle parkutbygginger er fortsatt begrensede.

Aktuelle framtidige kommersielle flytende havvindprosjekter

NVE pekte i 2023 ut 20 arealer som er aktuelle for utbygging av havvind i Norge (NVE, 2023). Cirka 13 av disse behøver flytende teknologi for å realiseres. Regjeringen har tidligere lyst ut en konkurranse om prosjektområder på Utsira Nord. For konkurransen ble støttetaket vedtatt av Stortinget til maksimalt 35 mrd. NOK (Energidepartementet, 2024). I februar 2026 ble to konsortier tildelt hvert sitt område for videre prosjektutvikling, med en avsluttende auksjon som



trolig realiserer ett av de to prosjektene. I juni 2026 ba Stortinget regjeringen om å legge frem en ekstern kvalitetssikring, en samfunnsøkonomisk analyse og vurdering av teknologiutviklingspotensialet for støtteprogrammet for flytende havvind før det inngås forpliktelser basert på vedtak nr. 385 (2024-2025).

3.3 Status flytende havvind i Europa

Totalt installert effekt i Europa, ekskludert Norge og enkeltstående pilot-turbiner er om lag 190 MW. Prosjektene som inngår i beregningen, er vist i tabell 1.

Tabell 1: Eksisterende flytende havvindparker i Europa

Land	Prosjekt	Effekt per turbin	Antall turbiner	Idriftsettelse	Aktør	Turbinleverandør
Storbritannia	Kincardine	9,5 MW	5	2021	Kincardine Offshore Windfarm Ltd. / Flotation Energy og Cobra Group	Vestas
Portugal	WindFloat Atlantic	8,4 MW	3	2020	Windplus / Ocean Winds, Repsol og Principle Power	Vestas
Storbritannia	Hywind Scotland	6 MW	5	2017	Equinor og Masdar	Siemens Gamesa
Frankrike	Provence Grande Large	8,4 MW	3	2025	EDF Renewables, Enbridge og CPP Investments	Siemens Gamesa
Frankrike	EFGL	10 MW	3	2025	Ocean Winds og Banque des Territoires	Vestas
Frankrike	EolMed	10 MW	3	2026	Qair, TotalEnergies og BW Ideol	Vestas

Mulige kommende kommersielle flytende havvindprosjekter

I 2024 ble det gjennomført en konkurranse for flytende havvind i Storbritannia. Vårgrønn og Flotation Energy vant med prosjektet Green Volt, som har en installert kapasitet på 400 MW. Prosjektet ble tildelt en kontraktspris på 139,93 GBP/MWh (2012-verdi), tilsvarende om lag 2,82 NOK/kWh i 2026-verdi (inkludert nettilknytning) (DESNZ, 2024).

I en ny konkurranse i januar 2026 ble prosjektene Erebus og Pentland Floating Offshore tildelt kontrakter til en pris på 155,37 GBP/MWh (2012-verdi), tilsvarende om lag 3,1 NOK/kWh i 2026-verdi (inkludert nettilknytning). Prosjektene har en planlagt installert kapasitet på henholdsvis 100 MW og 92,5 MW (DESNZ, 2026).

I desember 2024 ble det gjennomført to konkurranser for flytende havvind i Frankrike. Ocean Winds og Banque des Territoires vant det ene området, EDF Renewables og Maple Power det andre. Begge områdene har en planlagt installert kapasitet på 250 MW. Kontraktsprisene ble satt til henholdsvis 85,9 EUR/MWh og 92,7 EUR/MWh, eksklusive nettilknytning og inkludert inflasjonsjustering (CRE, 2024). Dette tilsvarer om lag 1,07 og 1,16 NOK/kWh målt i 2026-verdi. Det er stor variasjon mellom de ulike konkurransene; kontraktsprisene i den franske konkurransen ligger betydelig lavere sammenlignet med de to som er gjennomført i Storbritannia. Forskjellene må imidlertid ses i lys av ulikheter i markedsforhold og konkurransevilkår mellom de to landene.



Planlagte utlysninger og finansiering

Europas samlede planer om utbygging av offshore vind er på totalt 300 GW innen 2050, hvor det delvis vil være nødvendig å ta i bruk flytende teknologi (European Commission, 2023).

Frankrike lyste i 2026 ut havvindarealer med en samlet kapasitet på 11 GW (5 GW flytende havvind), og med planlagt tildeling mot slutten av 2026 eller tidlig i 2027 (CRE, 2026). Utlysingen er et ledd i arbeidet med å nå Frankrikes mål om 45 GW havvind innen 2050. Den 13. juli 2026 publiserte EU-kommisjonen sin godkjenning av støtteordningen som er tenkt brukt for å utløse utbygging, med en samlet ramme på 63 mrd. euro over 25 år (Directorate-General for Competition, 2026).

Storbritannia legger opp til å videreføre satsingen på flytende havvind gjennom sine årlige tildelinger av differansekontrakter til fornybar energiproduksjon.¹ Den neste auksjonen vil finne sted i høst og tildelinger vil bli offentliggjort i årsskiftet 2026/2027.

I både Storbritannia og Frankrike tildeles støtte til flytende havvind gjennom konkurranser mellom prosjekter. Prosjektene konkurrer i hovedsak om en differansekontraktspris for kraftproduksjonen.

Begge landene bruker støtteordninger også til å stimulere utvikling av lokale eller regionale verdikjeder. I Storbritannia er det innført Clean Industry Bonus (CIB), en tilleggsstøtte under differansekontraktordningen, som økonomisk skal stimulere investeringer i britisk leverandørindustri og verdikjede. Bonusen kommer i tillegg til den ordinære CfD-støtten. I Frankrike vektlegges industrielle og kvalitative kriterier i konkurransen, blant annet knyttet til europeiske verdikjeder, miljøresultater og industriell robusthet.

Frankrike og Storbritannia planlegger utbygging av flytende havvind til tross for at dagens kostnadsnivå ligger over nåværende gjennomsnittlige kraftmarkedspriser. Begrunnelsen kommer frem av ulike policydokumenter, der særlig Storbritannia peker på at både bunnfast og flytende havvind må spille en sentral rolle i avkarboniseringen av kraftsystemet (DESNZ, 2023). Dette forutsetter videre kostnadsreduksjoner, kommersialisering og oppskalering av teknologien. Satsingen begrunnes også med forventninger om industriell utvikling, regional verdiskaping og bredere økonomiske og sosiale ringvirkninger. Utbyggingen skal muliggjøres gjennom statlige virkemidler og forutsigbare, regelmessige auksjonsrunder.

Utover Storbritannia og Frankrike er Italia, Spania, Portugal, Hellas og Irland blant de europeiske markedene der flytende havvind kan få særlig relevans. Felles for disse landene er store havområder med betydelige havdyp, der bunnfast havvind kan være teknisk mer krevende.

3.4 Status flytende havvind i resten av verden

Utenfor Europa er flytende havvind fortsatt i en tidlig fase, men flere markeder har planer for videre utvikling. Den største aktiviteten finnes i Asia, særlig i Kina og Japan, mens Sør-Korea og Taiwan vurderes som viktige framtidige markeder. Store havvindressurser, begrenset tilgang på grunne havområder og høyt kraftbehov gjør flytende havvind relevant i flere av disse markedene på lengre sikt.

¹ Gjennom såkalte *Allocation Rounds* (AR). AR er den britiske auksjonsmekanismen for tildeling av differansekontrakter (CfD), hvor kvalifiserte fornybarprosjekter konkurrerer om prisstøtte basert på laveste tilbudte støttepris.



Eksisterende flytende havvindinstallasjoner utenfor Europa er fortsatt begrenset i omfang og består hovedsakelig av demonstrasjonsprosjekter. Kjente eksempler, med aktør og turbinleverandør der dette er kjent, er vist i tabell 2.

Tabell 2: Kjente eksempler på eksisterende flytende havvindinstallasjoner utenfor Europa

Land	Prosjekt	Effekt per turbin	Antall turbiner	Idriftsettelse	Aktør	Turbinleverandør
Kina	Longyuan Demonstration Project, Putian	4 MW	1	2023	China Longyuan Power Group	Shanghai Electric Wind Power Group
Kina	Three Gorges Leader / Yangxi Shapa Deepwater Floating Demo, Guangdong	5,5 MW	1	2021	China Three Gorges Corporation	Mingyang Smart Energy
Kina	CSSC Fuyao Floating Demo	6,2 MW	1	2022	China State Shipbuilding Corporation	Haizhuang Wind Power
Kina	CNOOC Guanlan / Deep Sea Floating Wind	7,25 MW	1	2023	CNOOC	Mingyang Smart Energy
Kina	Mingyang OceanX, Qingzhou IV, Yangjiang	8,3 MW	2	2024	Mingyang Smart Energy	Mingyang Smart Energy, med to MySE8.3-180 turbiner
Kina	Three Gorges Pilot / Sanxia Linghang, Yangjiang	16 MW	1	2026	China Three Gorges Corporation	Ikke entydig bekreftet i åpne kilder
Kina	CNOOC Anlan / Mingyang 16 MW TLP Floating Wind Turbine, Lufeng offshore oilfield, Guangdong	16 MW	1	2026	CNOOC	Mingyang Smart Energy, med MySE 16-260 på flytende TLP-fundament
Japan	Hibiki Demonstration Project, Kitakyushu	3 MW	1	2025	Opprinnelig NEDO-demonstrasjon, senere Hibiki Floating Wind Power	Aerodyn SCD, med en 3 MW tobladet turbin
Japan	Goto Floating Wind Farm, Nagasaki	2,1 MW	8	2026	Goto Floating Wind Farm LLC, ledet av Toda Corporation med flere partnere	Hitachi

Listen viser at eksisterende installasjoner utenfor Europa fortsatt i hovedsak består av enkeltstående demonstrasjonsprosjekter og mindre parker. Kina har økt aktiviteten betydelig, mens Japan har flere demonstrasjonsprosjekter og mindre kommersielle prosjekter under utvikling.



Mulige kommende kommersielle flytende havvindprosjekter

Kina har etablert flere flytende demonstrasjonsprosjekter og utviklet en leverandørindustri med stor kapasitet spesielt innen turbiner. Det pågår utprøving og kvalifisering av ulike flyter- og turbinkonsepter, samtidig som hovedtyngden av aktiviteten synes å være rettet mot mer konvensjonelle teknologiløsninger basert på turbiner over 20 MW.

Japan, Sør-Korea og Taiwan vurderes som sentrale framtidige markeder for flytende havvind. Japan har gjennomført flere demonstrasjonsprosjekter, mens Sør-Korea og Taiwan foreløpig har begrenset installert flytende kapasitet, men betydelige planer for havvind.

I USA er flytende havvind særlig relevant på vestkysten, der havområdene raskt blir for dype for bunnfaste fundamenter. Flere prosjekter er under tidlig utvikling, men framdriften påvirkes av regulatoriske prosesser, nettilknytning, kostnadsutvikling og politiske forhold.

Også i land som Australia, Brasil, Colombia, Vietnam, Filippinene og India vurderer eller utvikler myndighetene rammeverk for offshore vind. I flere av disse markedene er flytende teknologi relevant, men utviklingen er fortsatt på planleggings- eller tidlig utredningsnivå.

Samlet sett er flytende havvind utenfor Europa preget av betydelige ambisjoner, men med begrenset installert kapasitet. Utviklingen drives særlig av dypvannsressurser i Asia og til dels Nord-Amerika, og et ønske om å bygge nasjonale leverandørkjeder. Videre framdrift vil iblant annet avhenge av stabile rammevilkår, nettilknytning, havneinfrastruktur og industriell kapasitet.

Enovas markedsdialog viser også at internasjonale investorer, utbyggere og teknologileverandører følger utviklingen i det norske markedet tett, da Norge har potensial til å bli et tidlig marked for både demonstrasjonsprosjekter og større flytende havvindprosjekter.

4 Analyse av framtidige kostnadsestimer basert på søknader til Enova

4.1 Bakgrunnsdata

Prosjektene har totale investeringskostnader (CAPEX) i spennet fra 1,8 til 2,6 mrd. NOK (25-75 persentil), med et gjennomsnitt på 2,3 mrd. NOK. Omsøkt støtte varierer fra 1,3 mrd. NOK til 2,0 mrd. NOK. Omsøkt støtteandel var fra 69 til 95 prosent, med et gjennomsnitt på 81 prosent.

Prosjektene installerte kapasitet varierer mellom 36 MW ned til 18 MW (25-75 persentil), med et gjennomsnitt på 27 MW. Totalt estimert produsert energi varierer mellom 148 GWh ned til 79 GWh (25-75 persentil), med et gjennomsnitt på 115 GWh. Den store forskjellen mellom prosjektene skyldes i hovedsak at de planlegges med ulik turbinstørrelse og ulikt antall turbiner.

Estimert netto kapasitetsfaktor for prosjektene varierer mellom 50 prosent til 55 prosent (25-75 persentil), med et gjennomsnitt på 52 prosent. Estimer for et fullskala 500 MW-prosjekt etter oppskalert verdikjede (EOV), varierer mellom 45 prosent til maks 54 prosent (25-75 persentil), med et gjennomsnitt på 47 prosent. Variasjonen ved estimatene for kapasitetsfaktor kan i hovedsak tilskrives ulike syn på interne vake-effekter² ved fullskala parkutbygging sammenlignet med enkeltturbin-prosjekter.

² Vake-effekt er en reduksjon i vindhastighet og økning i turbulens som oppstår i luften bak en vindturbine.



4.2 Investeringskostnad per MW (MNOK/MW)

Estimatene for total CAPEX mill. NOK per installert effekt MW for prosjektene mellom 18-36 MW, varierer mellom 69 til 108 mill. NOK/MW (25-75 persentil) med et gjennomsnitt på 91 mill. NOK/MW.

De samme estimatene for et 500 MW prosjekt installert etter at verdikjeden er oppskalert (EOV) varierer mellom 37 til 47 mill. NOK/MW (25-75 persentil), med et gjennomsnitt på 43 mill. NOK/MW.

Figur 1: Total CAPEX MNOK/MW (25/75 persentil & gjennomsnitt)





4.3 Årlige driftskostnader per MW (MNOK/MW/år)

Estimatene for total OPEX/MW/år for de omsøkte prosjektene mellom 18-36 MW varierer mellom 1,4 og 1,9 mill. NOK/MW/år (25-75 persentil), med et gjennomsnitt på 1,7 mill. NOK/MW/år.

De samme estimatene for et 500 MW-prosjekt installert etter oppskalert verdikjede varierer mellom 0,7 og 0,9 mill. NOK/MW/år (25-75 persentil), med et gjennomsnitt på 0,8 mill. NOK/MW/år.

Figur 2: Total OPEX MNOK/MW/år (25/75 persentil & gjennomsnitt)



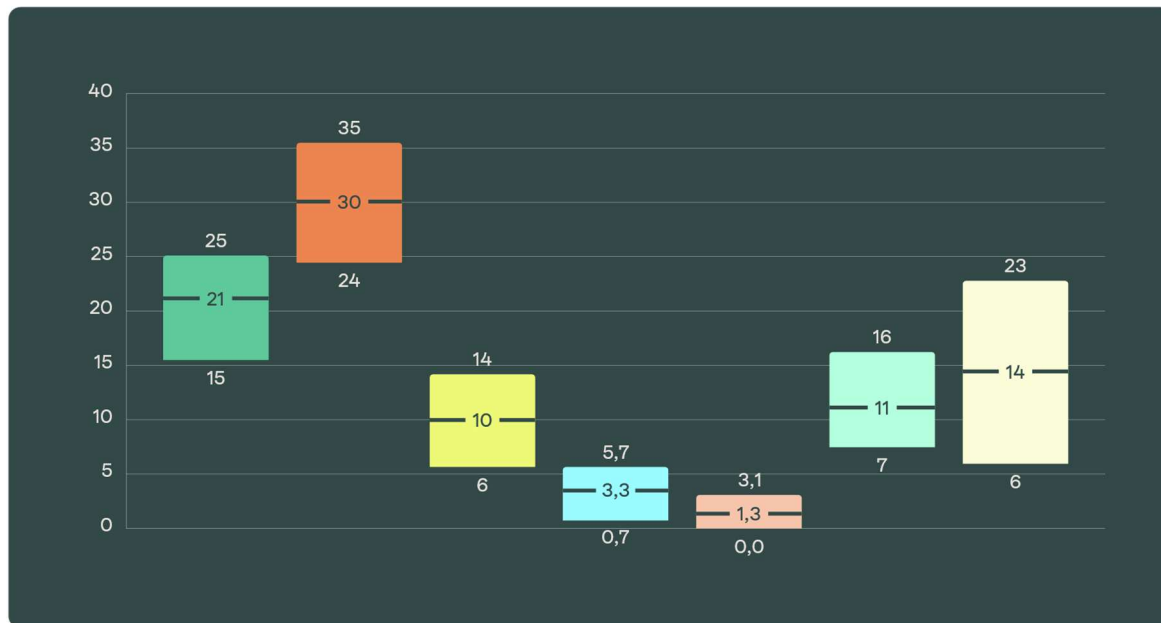


4.4 Investeringskostnad per MW for de ulike kostnadselementene i omsøkte prosjekter

Figuren under viser CAPEX per MW fordelt på ulike kostnadselementer for de omsøkte prosjektene på 18–36 MW. Resultatene er presentert som gjennomsnitt samt 25.–75. persentil.

Figur 3: Spesifikk CAPEX omsøkt prosjekt MNOK/MW 18–36MW* (25/75 persentil & gjennomsnitt)

Turbin inkl installasjon Flyter inkl Uttauing og tilkobling Ankere Moring og ankerliner inkl installasjon
Internkabler inkl installasjon Havnekostnader Eksportkostnader Prosjektutvikling

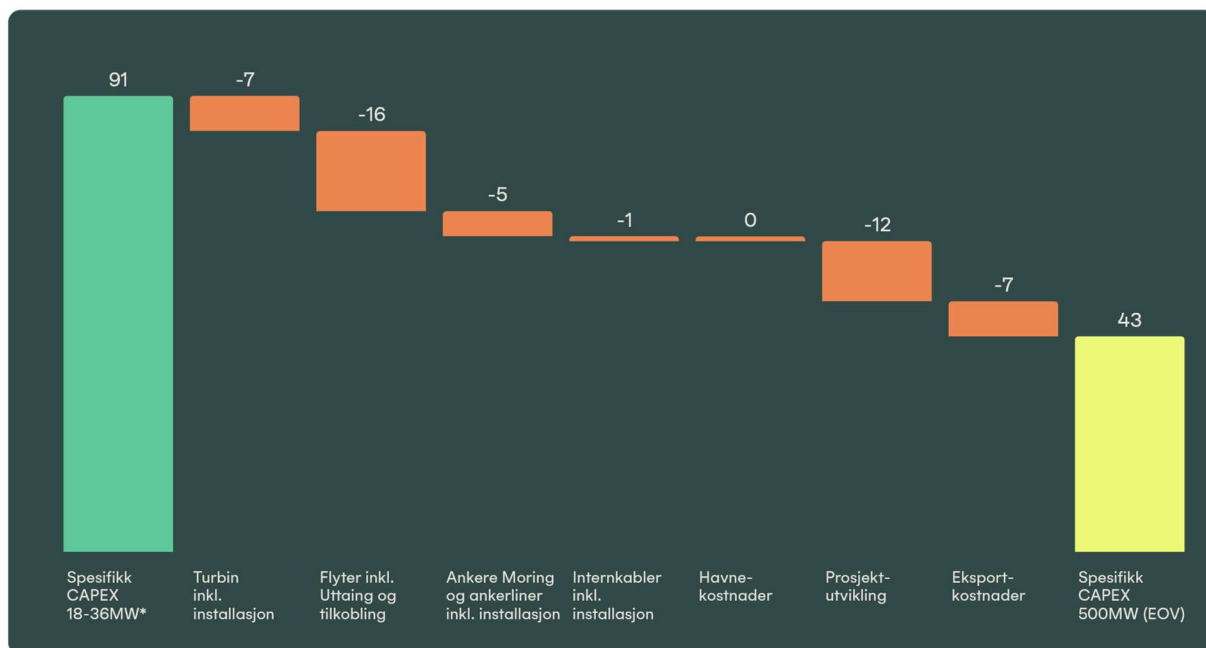


4.5 Estimerte kostnadsreduksjoner per kostnadselement

De gjennomsnittlige estimatene viser at CAPEX kan reduseres fra 91 mill. NOK/MW for de omsøkte demonstrasjonsprosjektene, til 43 mill. NOK/MW for fullskalaprojekter satt i drift etter demonstrasjon og oppskalert verdikjede. Elementene som er antatt å bidra med de største kostnadsreduksjonene er flyter, uttauing og tilkobling, som er estimert til å kunne reduseres med 16 mill. NOK/MW. Prosjektutviklingskostnader har en anslått reduksjon på 12 mill. NOK/MW. Dette forklares delvis av skalafordelene ved å prosjektere, produsere og installere flere enheter i samme prosjekt. At turbinkostnadene bare er estimert til å reduseres med 7 MNOK/MW forklares av at store innovative turbiner allerede tilbys til demonstrasjonsprosjekter.



Figur 4: Reduksjon av spesifikk CAPEX MNOK/MW
Gjennomsnittsestimat 18-36MW sammenlignet med 500MW (EOV)



For å nå framtidige estimater og et lavere kostnadsnivå må vesentlige kostnadsreduksjoner hentes ut i alle ledd, i tillegg til at OPEX samt finansierings- og forsikringskostnader må reduseres. Eksempler på ulike kostnadsreduksjoner per kostnadselement er:

Turbin inkl. installasjon: Her planlegges det allerede med store turbiner for mindre demonstrasjonsprosjekter (≥ 15 MW). Her forventes likevel ytterligere reduksjoner å hentes ut gjennom modning og en oppskalering av verdikjeden globalt samt:

- mer effektive tekniske løsninger ved sammenstilling (bl.a. løfteoperasjoner og logistikk)
- store turbiner gir færre flytere, forankringer og kabler per MW
- store turbiner gir høyere kapasitetsfaktor og bedre arealutnyttelse

Flyter inkl. uttaging og installasjon: Her estimeres det store kostnadsreduksjoner sammenlignet med demonstrasjonsprosjekter, blant annet ved hjelp av:

- standardiserte design (færre skreddersydde løsninger)
- serieproduksjon og modulbygging
- overgang fra «prototypebygging» til industriell produksjon

Ankere og ankerliner (mooring) inkl. installasjon:

- bruk av lettere materialer (f.eks. fibertau)
- mer effektive installasjonsmetoder
- gjenbruk av løsninger på tvers av prosjekter

Internkabler inkl. installasjon:

- mer standardiserte dynamiske kabeldesign
- færre designvarianter og mindre prosjektilpasning



- gjenbrukbare kvalifiserte løsninger på tvers av prosjekter

Havnekostnader:

- etablering av dedikerte flerbrukshavner for flytende havvind
- gjenbruk av samme infrastruktur på tvers av prosjekter
- bedre kapasitetsutnyttelse (flere flytere per investering)

Prosjektutvikling:

- kortere utviklingsløp
- mer standardiserte løp for konsesjon, konsekvensutredninger, teknisk dokumentasjon og kontrakt-struktur med underleverandører og partnere
- mindre omarbeid og færre iterasjoner

Eksportkostnader:

- kostnadsreduksjoner i HVAC/DC løsninger (*High Voltage Alternating/Direct Current*) med mer standardiserte design
- bedre prosjekteringskompetanse og kortere leveransetider

4.6 Standardisert beregnet LCOE

Basert på estimerte kostnadsdata per installert MW i innsendte prosjekter, og estimert kapasitetsfaktor, er det gjennomført en forenklet, standardisert beregning av produksjonskostnaden over levetiden (Levelized cost of energy - LCOE).

De individuelle prosjektforslagene hadde opprinnelig ulik antatt levetid og ulike avkastningskrav, som resulterte i individuelle LCOE-tall som er krevende å sammenligne direkte. For å evaluere det generelle kostnadsnivået (CAPEX & OPEX samt kapasitetsfaktor) har vi valgt å standardisere LCOE-beregningsmetoden.

Beregningene bygger på samme metodikk som NVE, med en diskonteringsrente på 6 prosent og en levetid på 30 år. Det er benyttet en forenklet, standardisert LCOE-modell basert på metodikken beskrevet i kapittel 2, med en årlig reduksjon i kapasitetsfaktoren på 0,15 prosent og uendrede driftskostnader gjennom levetiden. Investeringskostnadene er fordelt over 3 år, mens avviklingskostnader ikke er inkludert.

For omsøkte prosjekter inngår relevante kostnader knyttet til eksternt nett eller knyttet til oppkobling til en olje- og gass-installasjon. For estimater for en fullskala park installert etter en oppskalert verdikjede inngår totalt estimerte kostnader for tilknytning til eksternt nett.

For de omsøkte prosjektene 18-36 MW varierer LCOE mellom 1,5 til 2,1 NOK/kWh (25-75 persentil), med et gjennomsnitt på 1,8 NOK/kWh.

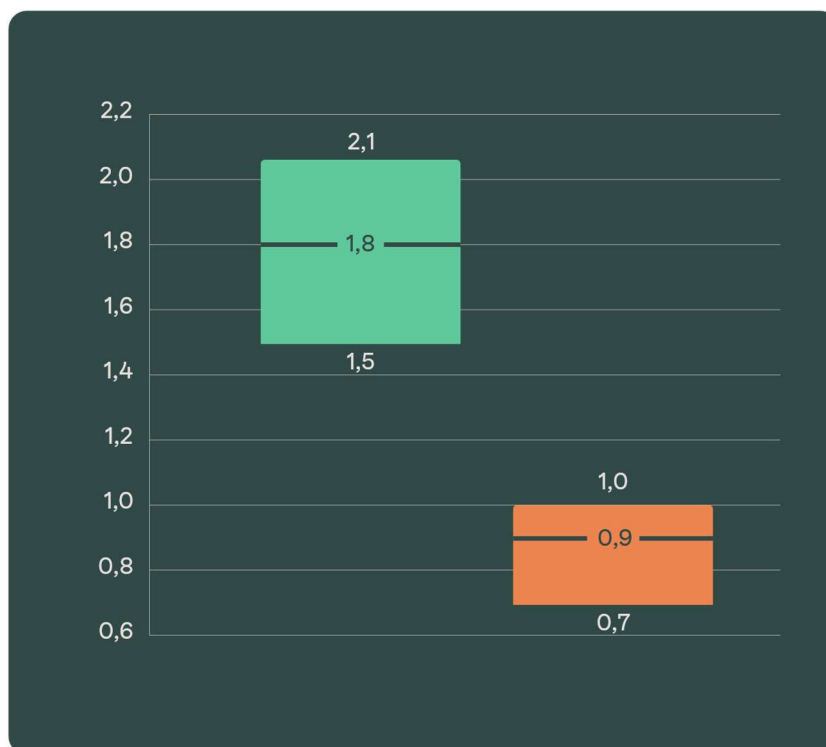
Estimatene for LCOE for et fullskala 500 MW-prosjekt installert etter en oppskalering av verdikjeden varierer mellom 0,7 til 1,0 NOK/kWh (25-75 persentil), med et gjennomsnitt på 0,9 NOK/kWh.



Estimatene inkluderer kostnader for ekstern tilkobling til et gjennomsnitt av 0,18 NOK/kWh for 18-36 MW-prosjekter samt 0,08 NOK/kWh for 500 MW-prosjekter som settes i drift etter oppskalering av verdikjeden.

**Figur 5: LCOE (6% diskonteringsrente, 30 års levetid)
(25/75 persentil & gjennomsnitt)**

- NOK/kWh 18–36MW
- NOK/kWh 500MW (EOV)



5 Analyse av kostnadsestimer fra Hywind Demo og Hywind Tampen

Hywind Demo og Hywind Tampen analyseres som eksempler på gjennomførte prosjekter for å belyse erfaringer, læring og kostnadsutvikling i flytende havvind. Formålet er ikke å etablere et direkte sammenlignbart datagrunnlag med kostnadsanalysen i kapittel 4, men å supplere denne med erfaringer fra ferdigstilte prosjekter. Analysen bygger på offentlig tilgjengelige opplysninger om investeringskostnader (CAPEX), samt antakelser om drifts- og vedlikeholdskostnader (OPEX) og kapasitetsfaktor. Dette er grove estimer der LCOE-beregningene er utført med samme metode som i kapittel 4.

Hywind Demo ble satt i drift i 2009 med en kapasitet på 2,3 MW. Endelig CAPEX ble ca. 400 MNOK, som tilsvarer 290 MNOK/MW omregnet til 2026-verdi. Med en antatt OPEX/MW/år lik gjennomsnittet av prosjekter på 18-36 MW i kapittel 4 på 1,7 MNOK/MW/år, tilsvarer dette en LCOE på ca. 5 NOK/kWh.

Hywind Tampen ble ferdig installert i 2023 med en total kapasitet på 95 MW. Endelig CAPEX ble ca. 7 200 MNOK, som tilsvarer 97 MNOK/MW i 2026-verdi. Med en antatt OPEX/MW/år lik



gjennomsnittet av prosjekter på 18-36 MW i kapittel 4 på 1,7 MNOK/MW/år, tilsvarer dette en LCOE på ca. 1,9 NOK/kWh.

Dette er grove estimater der LCOE-beregningene er utført med samme metode som i kapittel 4. Med de forutsetningene som er lagt til grunn, indikerer beregningen en kostnadsreduksjon på over 60 prosent per produsert kWh fra Hywind Demo til Hywind Tampen. Hywind Demo var et lite demonstrasjonsprosjekt på 2,3 MW med høye kostnader per installert MW. Utviklingen fram mot Hywind Tampen illustrerer hvordan teknologiutvikling, økt prosjektstørrelse og læring gjennom gjennomførte prosjekter kan bidra til reduserte kostnader. Kostnadsreduksjonene kan blant annet knyttes til bruk av større turbiner (8,6 MW), erfaringer fra fabrikasjon og installasjon, samt økt modenhet i prosjektgjennomføring og leverandørkjeder.

Equinor har selv opplyst at vesentlige kostnadsreduksjoner er å forvente for et 500 MW prosjekt ved Utsira Nord, sammenlignet med Hywind Tampen.

6 Vurdering av teknologi- og kostnadseffekter ved en realisering av Utsira Nord

Som beskrevet i kapittel 2 og 3 befinner flytende havvind seg fortsatt i en tidlig industrialiseringsfase. Teknologien er demonstrert gjennom enkeltprosjekter og mindre pilotparker, men erfaringene fra større parkutbygginger er i dag begrensede.

Et prosjekt på om lag 500 MW ved Utsira Nord vil innebære et betydelig sprang i størrelse sammenlignet med eksisterende flytende havvindprosjekter i Norge. Prosjektet vil også være blant de første flytende havvindparkene i full skala internasjonalt. Det tilsier at prosjektet kan gi erfaring med forhold som i dag bare i begrenset grad er demonstrert i markedet.

6.1 Bidrag til teknologiutvikling

Statusanalysen viser at teknologiutviklingen innen flytende havvind fortsatt skjer langs flere parallelle spor. Det er foreløpig ikke etablert én dominerende teknologisk standard, samtidig som utviklingen går i retning av større turbiner, mer standardiserte løsninger og økt industrialisering.

Analysen viser videre at de viktigste utviklingsutfordringene ikke bare er knyttet til enkeltkomponenter, men til samspillet mellom teknologi, prosjektgjennomføring og leverandørkjede. Oppskalering av flytende havvind krever blant annet erfaring med parkdesign, fabrikasjon, sammenstilling, uttauing, installasjon, nettilknytning samt drift og vedlikehold i større skala.

I de offentlige forslagene til konsekvensutredning som ble sendt til NVE i april 2026 oppgir begge konsortiene at prosjektene planlegges med opptil 35 turbiner³. For å oppnå en samlet kapasitet på om lag 500 MW innebærer dette bruk av turbiner på rundt 15 MW eller mer. Dette er vesentlig større turbiner enn de som er installert på Hywind Tampen (8,6 MW), og illustrerer utviklingen mot større enheter som preger markedet for flytende havvind. Større turbiner reduserer antall installasjoner og komponenter per MW og kan bidra til mer effektiv drift og prosjektgjennomføring. Samtidig vurderer Enova at prosjektene i enda større grad kunne inkludert innovative løsninger utover turbinvalg. Den begrensede bruken av slike løsninger må trolig ses i lys av aktørenes behov for å redusere teknisk og kommersiell risiko.

³ <https://webfileservice.nve.no/API/PublishedFiles/Download/cafe6464-672a-47cd-9fcf-fe5dd9d2b6ee/202608423/3451875>
<https://webfileservice.nve.no/API/PublishedFiles/Download/a919d6d4-ce1e-404a-8776-f8c8637977b1/202608515/3451861>



6.2 Bidrag til kostnadsreduksjoner

Analysene i kapittel 4 og 5 viser at betydelige kostnadsreduksjoner kan oppnås gjennom teknologimodning, læring, standardisering og oppskalering av verdikjeden. Erfaringene fra utviklingen fra Hywind Demo til Hywind Tampen peker i samme retning.

Kostnadsanalysen viser at de største estimerte kostnadsreduksjonene er knyttet til flytere, uttauing og tilkobling, prosjektutvikling samt mer effektiv prosjektgjennomføring. Flere av de identifiserte kostnadsreduksjonene følger av industrialisering og læringseffekter snarere enn enkeltstående teknologiske gjennombrudd.

Analysen indikerer videre at kostnadsnivåer rundt én krone per kWh forutsetter en moden og oppskalert verdikjede. Dette innebærer blant annet økt standardisering, høyere produksjonsvolumer, mer effektiv prosjektgjennomføring og redusert risiko gjennom gjentatte utbygginger.

Utsira Nord kan i denne sammenhengen ses som et første avgjørende trinn mellom dagens demonstrasjonsprosjekter og en senere fase med større kommersielle utbygginger. Prosjektet vil kunne gi erfaring med forhold som analysene identifiserer som viktige for videre kostnadsreduksjoner.

6.3 Bidrag til kompetanse- og leverandørutvikling

Statuskapittelet viser at flere land bygger opp industrielle satsinger knyttet til flytende havvind. Storbritannia og Frankrike har etablert støtteordninger og konkurranser som kombinerer energi- og industripolitiske målsettinger. Utviklingen internasjonalt omfatter både teknologiutvikling og oppbygging av leverandørkjeder.

Enovas innsikt tilsier at norske miljøer har kompetanse med relevans for flytende havvind innen maritime operasjoner, offshoreteknologi og flytende konstruksjoner. Et prosjekt på størrelsen til Utsira Nord vil kunne gi erfaring med planlegging og gjennomføring av en av de første flytende havvindparkene i full skala internasjonalt.

Et tidlig hjemmemarked kan bidra til å videreutvikle denne kompetansen og styrke norske leverandørers posisjon i et voksende internasjonalt marked. Størrelsen på prosjektet kan også bidra til tidlig oppskalering av en europeisk verdikjede, industrialisert fabrikasjon av flytere, turbiner og kapasitet for sammenstillingsoperasjoner.

Internasjonale investorer, utbyggere og teknologileverandører følger utviklingen i det norske markedet tett. Dette gjelder både europeiske og asiatiske aktører. Det taler for at erfaringene fra Utsira Nord kan inngå i en bredere internasjonal teknologi- og markedsutvikling.

Å ikke gjennomføre Utsira Nord kan også ha betydning for framtidige kostnader for flytende havvind internasjonalt. Utbyggingen av flytende havvind kan gå saktere enn den ellers kunne gjort, siden norsk kompetanse og vår leverandørindustri er blant de fremste internasjonalt og har forutsetninger for å bidra vesentlig til videre teknologiutvikling og skalering av næringen.

6.4 Forutsetninger for teknologi- og kostnadseffekter

Kostnadsutviklingen for flytende havvind påvirkes av utviklingen i det internasjonale markedet og er ikke avhengig av ett enkelt prosjekt. Teknologiutvikling og kostnadsreduksjoner vil også følge av prosjekter som realiseres i andre land. Samtidig viser analysene at varige kostnadsreduksjoner forutsetter en oppskalert verdikjede. Dette krever investeringer i produksjonskapasitet, leverandørkjeder, havneinfrastruktur og kompetanse, og dermed flere prosjekter over tid. Ett enkelt prosjekt vil derfor ikke være tilstrekkelig til å realisere hele kostnadsreduksjonspotensialet.



Tilgang på store og konkurransedyktige turbiner framstår som en viktig forutsetning for videre kostnadsreduksjoner. Flere av de identifiserte kostnadsreduksjonene bygger på bruk av turbiner på 15 MW eller mer. Utviklingen i det globale turbinmarkedet vil derfor påvirke både kostnadsnivå og utviklingstakt. Samtidig vil renter, inflasjon, råvarepriser, valutakurser og leverandørkapasitet påvirke den faktiske kostnadsutviklingen. Teknologisk fremgang og læring kan redusere de underliggende kostnadene uten at dette fullt ut gjenspeiles i observerte kostnader på kort sikt.

7 Samlet vurdering

Flytende havvind er i overgangen fra demonstrasjon til tidlig industrialisering. Analysene i rapporten viser at det er et betydelig potensial for kostnadsreduksjoner i årene framover. Både kostnadsanalysen og erfaringene fra Hywind Demo og Hywind Tampen viser at kostnader kan reduseres vesentlig gjennom teknologimodning, læring, standardisering og oppskalering av verdikjeden. Videre framgang vil kreve erfaring fra større prosjekter, ikke bare videre utvikling av enkeltteknologier. Standardisering, læring, industriell gjennomføring og oppskalering av verdikjeder blir derfor avgjørende for videre kostnadsreduksjoner.

Utsira Nord kan gi et vesentlig bidrag i overgangen fra demonstrasjon til tidlig industrialisering av flytende havvind. Et prosjekt på om lag 500 MW vil være blant de første flytende havvindparkene i full skala internasjonalt og kan gi erfaring med planlegging, bygging og drift av flytende havvind under kommersielt relevante betingelser.

Prosjektet kan bidra til teknologiutvikling og kostnadsreduksjoner ved å framskynde læring og standardisering, og gi gjennomføringserfaring i kommersiell skala. Utsira Nord vil kunne gi erfaring med samspillet mellom teknologi, prosjektgjennomføring, leverandørkjeder, nettilknytning, drift og vedlikehold. Dette er læring som i begrenset grad kan oppnås gjennom mindre demonstrasjonsprosjekter alene, og som kan bidra til videre teknologiutvikling og lavere kostnader i etterfølgende prosjekter.

Mindre demonstrasjonsprosjekter og Utsira Nord har ulike funksjoner i utviklingen av flytende havvind. Demonstrasjonsprosjekter kvalifiserer teknologi og reduserer risiko i enkeltløsninger. Utsira Nord kan derimot gi erfaring med hvordan teknologier, leverandørkjeder og prosjektgjennomføring fungerer samlet i kommersiell skala. Prosjektet kan dermed bidra til standardisering, industrialisering og gjennomføringserfaring som i begrenset grad kan oppnås gjennom mindre prosjekter alene.

Utsira Nord kan bidra til kostnadsreduksjoner for etterfølgende prosjekter, men kan ikke alene realisere hele det identifiserte kostnadsreduksjonspotensialet. Varige kostnadsreduksjoner forutsetter flere prosjekter, videre internasjonal markedsutvikling, tilgang på konkurransedyktige turbiner og fortsatt oppskalering av leverandørkjeder.



Referanser

Arrow, K. J., 1962. Economic Welfare and the Allocation of Resources for Invention. In: R. R. Nelson, ed. *The Rate and Direction of Inventive Activity: Economic and Social Factors*. Princeton, NJ: Princeton University Press, p. 609–626.

Commission de régulation de l'énergie (CRE), 2024. *La CRE publie la délibération relative à son instruction de la procédure concurrentielle AO6 portant sur deux installations éoliennes flottantes de production d'électricité en mer Méditerranée*.

Tilgjengelig fra: <https://www.cre.fr/actualites/nos-lettres-dinformation/la-cre-publie-la-deliberation-relative-a-son-instruction-de-la-procedure-concurrentielle-ao6-portant-sur-deux-installations-eoliennes-flottantes-de-production-deelectricite-en-mer-mediterranee.html>

[Lest 01.08.2026].

Commission de régulation de l'énergie (CRE), 2026. *Appel d'offres n°1/2026 portant sur onze projets d'installations éoliennes de production d'électricité en mer situés au large de la Normandie, au large de la Bretagne, en sud-atlantique et en mer méditerranée*.

Tilgjengelig fra: <https://www.cre.fr/documents/appels-doffres/appel-doffres-n1/2026-portant-sur-onze-projets-dinstallations-eoliennes-de-production-deelectricite-en-mer-situes-au-large-de-la-normandie-au-large-de-la-bretagne-en-sud-atlantique-et-en-mer-mediterranee.html>

[Lest 01.08.2026].

Department for Energy Security and Net Zero (DESNZ), 2023. *Offshore wind net zero investment roadmap*. Department for Energy Security and Net Zero.

Department for Energy Security and Net Zero (DESNZ), 2024. *Contracts for Difference (CfD) Allocation Round 6: results*.

Tilgjengelig fra: <https://www.gov.uk/government/publications/contracts-for-difference-cfd-allocation-round-6-results/contracts-for-difference-cfd-allocation-round-6-results-accessible-webpage>

[Lest 01.08.2026].

Department for Energy Security and Net Zero (DESNZ), 2026. *Contracts for Difference Allocation Round 7 results*.

Tilgjengelig fra: <https://www.gov.uk/government/publications/contracts-for-difference-cfd-allocation-round-7-results/contracts-for-difference-allocation-round-7-results-accessible-webpage>

[Lest 01.08.2026].

Directorate-General for Competition, 2026. *Commission approves French State aid to support offshore wind energy*.

Tilgjengelig fra: <https://competition-policy.ec.europa.eu/about/news/commission-approves-french-state-aid-support-offshore-wind-energy-2026-07-13>

[Lest 01.08.2026].

Energidepartementet, 2024. *Stegvis og ansvarleg utvikling av flytande havvind*.

Tilgjengelig fra: <https://www.regjeringen.no/no/aktuelt/Stegvis-og-ansvarleg-utvikling-av-flytande-havvind/id3056426/>

[Lest 01.08.2026].

Energidepartementet, 2026. *Oppdrag til Enova om vurdering av teknologiutviklingspotensialet for flytende havvind*. Brev datert 25. juni 2026.

European Commission, 2023. *Delivering on the EU offshore renewable energy ambitions*, Brussels: European Commission.

Hekkert, M. P. et al., 2007. Functions of innovation systems: A new approach for analysing technological change. *Technological Forecasting and Social Change*, pp. 413-432.



Kline, S. J. & Rosenberg, N., 1986. An overview of innovation. In: *The positive sum strategy: Harnessing technology for economic growth*. Washington, DC: National Academy Press, pp. 275-305.

Mousavi, S., Hellsmark, H. & Söderholm, P., 2023. How can pilot and demonstration plants drive market formation? Lessons from advanced biofuel development in Europe. *Technological Forecasting and Social Change*.

Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE), 2024. *Kostnader for kraftproduksjon*.

Tilgjengelig fra: <https://www.nve.no/energi/analyser-og-statistikk/kostnader-for-kraftproduksjon/>
[Lest 10.08.2026].

Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE), 2023. *Foreslår å utrede disse 20 områdene for havvind*.

Tilgjengelig fra: <https://www.nve.no/nytt-fra-nve/nyheter-energi/foreslaar-aa-utrede-disse-20-omraadene-for-havvind>
[Lest 01.08.2026].

Statistisk sentralbyrå (SSB), 2026. *Priskalkulator*.

Tilgjengelig fra: <https://www.ssb.no/kalkulatorer/priskalkulator>
[Lest 10.08.2026].

Stortinget, 2026a. *Dokument 8:213 S (2025-2026): Representantforslag om kvalitetssikring av støtte til flytende havvind*. Stortinget.

Stortinget, 2026b. *Innst. 401 S (2025-2026): Innstilling fra energi- og miljøkomiteen om representantforslag om kvalitetssikring av støtte til flytende havvind*. Stortinget.