

RAPPORT

HAVVIND – KOSTNADER OG UTVIKLINGSTREKK

ANALYSE AV KOSTNADSUTVIKLING OG FORVENTEDE KOSTNADSREDUKSJONER I HAVVINDMARKEDET



MENON-PUBLIKASJON NR. 57/2024

Av Frida Aulie, Sigrid Hernes, Aljoscha Schöpfer, Piotr Śpiewanowski, Jonas Erraia og Even Winje



Forord

Menon Economics har gjennomført en studie som vurderer kostnadsutviklingen innen bunnfast og flytende havvind i det globale markedet, med et spesielt blikk på Norges posisjon og fremtidige veivalg. Oppdraget er gjennomført på vegne av Offshore Norge.

Studien har vært ledet av Even Winje (ansvarlig partner) og Piotr Śpiwanowski (operativ prosjektleder) med Frida Aulie, Sigrid Hernes og Aljoscha Schöpfer som prosjektmedarbeidere. Jonas Erraia har vært kvalitetssikrer.

Menon Economics er et forskningsbasert analyse- og rådgivningsselskap i skjæringspunktet mellom foretaksøkonomi, samfunnsøkonomi og næringspolitikk. Vi tilbyr analyse- og rådgivningstjenester til bedrifter, organisasjoner, kommuner, fylker og departementer. Vårt hovedfokus ligger på empiriske analyser av økonomisk politikk, og våre medarbeidere har økonomisk kompetanse på et høyt vitenskapelig nivå. Vi takker Offshore Norge for et spennende oppdrag.



August 2024

Even Winje
Partner og Avdelingsleder
Menon Economics

Innhold

SAMMENDRAG	3
1. INNLEDNING OG BAKGRUNN	5
2. HISTORISK KOSTNADSUTVIKLING	6
Etter flere år med kostnadsnedgang har kostnader for havvind økt de siste årene	6
Alle fornybare energiteknologier har opplevd kostnadsøkninger	10
3. KORTSIKTIGE KOSTNADSDRIVERE OG SENTRALE UTVIKLINGSTREKK	11
Etter en betydelig renteøkning, forventes rentenivået å falle mot 2030	11
Press i leverandørkjeden forventes å avta på mellomlang sikt	12
Råvaremarkedene er volatile, der oppganger ofte etterfølges av nedganger	15
Historien viser at havvindindustrien er robust mot midlertidige kostnadsøkninger	16
4. LANGSIKTIGE KOSTNADSPROGNOSE	17
Bred konsensus om at kostnaden for havvind vil falle lang sikt	17
Langsiktige kostnadsprognoser vil alltid være beheftet med stor usikkerhet	18
Scenarier for langsiktig kostnadsutvikling	20
REFERANSELISTE	23
VEDLEGG	26
Råvarer som inngår i en bunnfast havvindturbin og relaterte kostnader	26

Sammendrag

I denne rapporten har vi analysert kostnadsutviklingen og fremtidsutsiktene for havvind, med et spesifikt fokus på de siste årenes kostnadsøkninger. Våre analyser viser at økte renter, press i leverandørkjedene og økte råvarepriser er de viktigste bidragsyterne til den betydelige kostnadsøkningen mellom 2021 og 2023. Vi forventer imidlertid at presset fra disse driverne vil avta allerede på kort til mellomlang sikt. Hvor rask prisene vil reagere i de respektive markedene er per i dag usikkert. I tillegg er det tegn som tyder på at enkelte av driverne, spesielt finansieringskostnader, ikke vil komme tilbake til de rekordlave nivåene vi så før pandemien. Våre funn gjenspeiles også i analyser av den langsiktige kostnadsutviklingen. Kostnadsprognosene frem mot 2050 ligger gjennomgående på et noe høyere nivå enn publikasjoner fra tidligere år. Til tross for dette er forventningen om et betydelig kostnadsfall i løpet av de neste tiårene uendret. Dette gjelder spesielt for flytende havvind, som på mange måter står i startfasen av en kommersialiseringsprosess tilsvarende den bunnfastmarkedet gikk gjennom på 2010-tallet. For å lykkes med å realisere potensialet som foreligger for denne teknologien er man avhengig av målrettede tiltak og betydelige investeringer fra både myndigheter og næringsaktører.

I løpet av det siste tiåret har det vært en betydelig kostnadsreduksjon for utbygging av havvind, noe som kan observeres på tvers av ulike analysemiljøer og estimater. Kostnadsreduksjonen skyldes flere faktorer, herunder teknologiske fremskritt, verdikjedeutvikling, økt konkurranse, reduserte finansieringskostnader samt oppskalering av vindkraftprosjekter og turbin størrelse. Denne nedadgående kostnadsutviklingen ble brutt rundt år 2021. I de to påfølgende årene økte kostnadene med 27 prosent som følge av en kombinasjon av økte renter og råvarepriser, samt forstyrrelser og press i de globale forsyningskjedene. Det er imidlertid viktig å peke på at havvind bare er én av mange næringer som har blitt påvirket av disse kostnadsøkningene. For eksempel opplevde både landbasert vindkraft og solenergi kostnadsøkninger på henholdsvis 11 prosent og 26 prosent i samme periode.

Våre analyser peker i retning av at presset knyttet til disse tre overordnede driverne vil avta allerede på kort til mellomlang sikt. Basert på dagens rentebaner fra de største sentralbankene og utviklingsbaner for andre finansielle aktiva, vil rentenivået falle i løpet av de neste par årene. Priser på viktige råvarer og mineraler for havindustrien er også på vei ned fra de høye nivåene vi har sett de siste årene. Videre ser vi at dagens markedssituasjon gjør det attraktivt for aktører til å skalere opp produksjonen, noe som vil balansere markedet i leverandørkjedene på kort- til mellomlang sikt. Det er derimot usikkert hvor raskt prisene vil reagere i rente-, leverandørkjede- og råvaremarkedene. I tillegg er det tegn som tyder på at enkelte av driverne, spesielt finansieringskostnader, ikke vil komme tilbake til de svært lave nivåene vi så før pandemien.

Våre funn reflekteres i også i forventningene til det langsiktige prisnivået. Dagens langsiktige kostnadsprognoser ligger gjennomgående på et høyere nivå tilsvarende prognoser fra 2021 og 2022. Den langsiktige trenden som peker mot at kostnadene vil falle betydelig frem mot 2050 er imidlertid uendret, selv når man tar hensyn til den iboende usikkerheten knyttet til denne typen analyser. For å kartlegge mulighetsrommet for fremtidig kostnadsutvikling har vi utarbeidet en scenarioanalyse med utgangspunkt i eksisterende kostnadsprognoser. Vår analyse peker mot en levetidskostnad (LCOE) på mellom 45 øre/kWh og 85 øre/kWh for flytende havvind i 2050. En slik utvikling er konsistent med NVEs oppdaterte kostnadsestimater med antatt idriftsettelse i 2030, til tross for at vårt utfallsrom er noe større på kort sikt. For bunnfaste installasjoner forventer vi å se kostnadsnivå på mellom 40 øre/kWh og 55 øre/kWh i 2050.

Utfallsrommet viser at kostnadsutviklingen for bunnfast havvind er relativt robust over tid, mens usikkerheten er større for flytende havvind. En viktig årsak til dette er at bunnfast havvind er en relativt moden teknologi, både

med hensyn til kommersiell og teknologisk utvikling. Den videre utviklingen for bunnfaste teknologi vil derfor hovedsakelig drives frem av generelle effektivitetsgevinster, inkrementelle innovasjonsprosesser og verdikjedeoptimalisering. Flytende havvind er på sin side i startfasen av en kommersialiseringsprosess tilsvarende den bunnfastmarkedet gikk gjennom på 2010-tallet. Fremover forventer man at økt skala (på prosjektnivå), turbinstørrelse, læringseffekter og risikoreduksjon knyttet til prosjektgjennomføringen, samt økt konkurranse i verdikjeden, vil bidra positivt. For å ta ut det fulle potensialet som foreligger er man avhengig av å realisere standardiserte og industrialiserte prosesser for fabrikasjon og sammenstilling. Innovasjon knyttet til sistnevnte vil kunne legge til rette for betydelige effektivitetsgevinster i form av skalaproduksjon, noe som er essensielt for å bidra til å tette kostnadsgapet mellom bunnfast og flytende installasjoner. For å realisere potensialet som foreligger for flytende havvind, er man også avhengig av målrettede tiltak og betydelige investeringer både fra myndigheter og næringsaktører.

1. Innledning og bakgrunn

Utbygging av fornybar kraftproduksjon står sentralt i den globale energi- og klimaomstillingen. Havvind har vokst til å bli en multinasjonal industri, hvor bunnfaste installasjoner er den dominerende teknologien i dag. I løpet av de siste ti årene har også utbyggingskostnader for havvind falt betydelig, noe som blant annet resulterte i at flere havvindauksjoner i Europa endte opp med såkalte nullsubsidebud. Kostnadsfallet kan knyttes til teknologiutvikling, som for eksempel økende turbinstørrelser, i tillegg til mer tilpassede verdikjeder, økt konkurranse og fallende finansieringskostnader. De siste par årene har imidlertid denne trenden snudd. Kostnadene for havvind har økt i takt med økt inflasjon, økte råvarepriser og press i leverandørkjedene.

Per i dag er det fortsatt optimisme og investeringsvilje i havvindmarkedet. Til tross for at flere prosjekter ble kansellert i 2023¹, ble det dette året også satt ny rekord med hensyn til kapasitet som nådde frem til en endelig investeringsbeslutning («final investment decision» (FID)).² Selv om ikke nødvendigvis alle investeringsbesluttede prosjekter gjennomføres, tyder dette likevel på at det fortsatt er en investeringsvilje i havvindmarkedet. I løpet av de siste månedene har man også sett eksempler på at myndigheter har økt sine auksjonsrammer for havvind. Eksempelvis har britiske myndigheter økt støtterammen med 66 prosent i 2024. Nylig har vi sett flere eksempler på at det gjennomføres suksessfulle auksjoner med flere budgivere, som for eksempel i Norge (Sørlige Nordsjø II) og i USA (Connecticut-Massachusetts-Rhode Island) (Offshore Wind Biz, 2024). Med hensyn til flytende havvind har man fortsatt til gode å utvikle storskala prosjekter. Imidlertid ser man fra pipelinen av kommende prosjekter dette er i ferd med å endre seg.

Selv om de kortsiktige markedssignalene er positive, stilles det stadig spørsmål om konkurransekraften til havvind sett opp imot andre fornybare teknologier. Hvorvidt de økte kostnadene vil påvirke utbyggingstakten på lengre sikt, vil i stor grad avhenge av om forholdene er vedvarende, samt hvor raskt kostnadene faller sammenlignet med andre utslippsreducerende tiltak. Kostnadene på lang sikt er avhengige av læringstakt og utbyggingstakt, noe som gir stor usikkerhet i fremtidige kostnadsprognoser. Den videre utviklingen vil også ha stor betydning for kostnaden ved å nå Norges etablerte målsetning om å utvikle 30 GW havvind innen de neste 20 årene, samt de næringsøkonomiske mulighetene som foreligger i eksportmarkedet.

I denne rapporten ser vi nærmere på de siste års utvikling i havvindmarkedet, og vurderer hvorvidt det er grunn til å tro at den positive utviklingen som dominerte sektoren mellom 2010 og 2022 også vil prege tiåret som kommer, både for bunnfaste og flytende installasjoner. Rapporten er bygget opp som følger: I kapittel 2 ser vi på kostnadsutviklingen for havvind i et historisk perspektiv. Videre ser vi nærmere på utviklingen de siste to årene for både havvind og andre relevante fornybarteknologier. I kapittel tre analyserer vi de viktigste driverne for kostnadsøkningen de siste årene og vurderer hva man kan forvente på kort- til mellomlang sikt. I kapittel fire retter vi blikket lenger og vurderer de langsiktige prognosene for kostnadsutviklingen mot 2050.

¹ Eksempler på kansellerte prosjekt: Ørsteds Ocean Wind I, II (USA, NJ) på 2.3 GW, BP og Equinors Empire Wind II (USA, NY) på 2.1 GW, og Vattenfalls Norfolk Boreas (UK, Nordsjøen) på 1.4 GW

² I 2023 ble 12,3 GW havvind investeringsbeslutnet ifølge TGS/4C Offshore. Dette var en betydelig økning fra 2022 hvor kun 0,8 GW havvind ble investeringsbeslutnet. (Norwegian Offshore Wind, 2024).

2. Historisk kostnadsutvikling

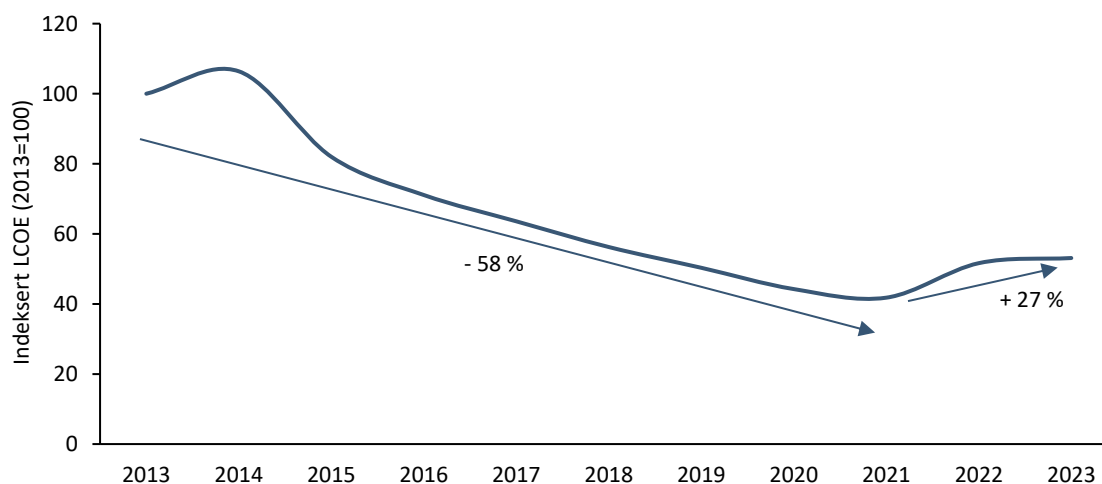
I løpet av det siste tiåret har det vært en betydelig kostnadsreduksjon for utbygging av havvind, noe som kan observeres på tvers av ulike analysemiljøer og estimater. Kostnadsreduksjonen skyldes flere faktorer, herunder teknologiske fremskritt, verdikjedeutvikling, økt konkurranse, reduserte finansieringskostnader, samt oppskalering av vindkraftprosjekter og turbinstørrelse. Den nedadgående kostnadsutviklingen ble brutt rundt år 2021. I de to påfølgende årene økte kostnadene med 27 prosent som følge av en kombinasjon av økte renter og råvarepriser, samt forstyrrelser og press i de globale forsyningskjedene. Havvind er bare én av mange næringer som har blitt påvirket av disse kostnadsøkningene. For eksempel opplevde både landbasert vindkraft og solenergi kostnadsøkninger på henholdsvis 11 prosent og 26 prosent i samme periode.

I dette kapitlet gir vi et overblikk over den historiske kostnadsutviklingen for utbygging av havvind de siste ti årene. Videre presenterer vi estimater for kostnadsøkningen de siste to årene og sammenligner disse med data for andre fornybare energikilder. I neste kapittel vil vi gå nærmere inn på hvilke drivere som ligger bak kostnadsutviklingen mellom 2021 og 2023.

Etter flere år med kostnadsnedgang har kostnader for havvind økt de siste årene

I løpet av det siste tiåret har det vært en betydelig kostnadsreduksjon for utbygging av havvind. Internasjonale studier viser at energikostnaden for bunnfast havvind (LCOE), har gått ned med om lag 47 prosent i perioden 2013 til 2023³. Dette til tross for at det var en 27 prosents økning i LCOE mellom 2021 og 2023, som illustrert i figuren under. Dette har kommet parallelt med en økning i den globale installerte havvindkapasiteten fra 6,6 GW til 49 GW (IRENA, 2023).

Figur 1: Utvikling i LCOE for bunnfast havvind. Kilde: DNV, IRENA, NREL, Lazard og NVE, bearbeidet av Menon Economics⁴



³ LCOE hensyntar utbygnings-, drifts-, vedlikeholds- og finansieringskostnader samt total forventet strømproduksjon til prosjektet, over prosjektens levetid.

⁴ Utviklingen er basert på gjennomsnittlig indeksert kostnadsutvikling med utgangspunkt i følgende kilder: NREL (2013-2021); DNV (2019-2022); NVE (2016-2021; intrapolert for 2017-2020); IRENA (2013-2022); Lazard (2013-2023; tall for 2015 og 2022 er intrapolert). Lazard har i juni 2024 publisert de nyeste LCOE-tallene (Lazard, 2024) Lazard sine LCOE-tall for bunnfast havvind ligger i 2024 på samme nivå som i 2023.

Figuren ovenfor viser den generelle trenden for kostnadsutviklingen basert på et snitt mellom et bredt spekter av kilder. Det er viktig å peke på at faktiske kostnader avhenger av spesifikke faktorer som vil være unike for hvert enkelt prosjekt. Dette inkluderer dybde, avstand til land, størrelse (turbinen og prosjektet i sin helhet), regional plassering, teknologi, osv. Kostnadsestimaterne for havvind varierer også mellom ulike analysekilder. DNV (2023) estimerer kostnadene i Europa til 73 øre/kWh i 2022, som er det siste året det finnes data for i DNVs analyser. Øvrige analyser av andre regioner antyder noe høyere verdier, i spennet 89 øre/kWh (IRENA, 2023) til 112 øre/kWh (Lazard, 2023). Selv om det er variasjoner på tvers av ulike analysemiljøer, viser alle kildene vi har analysert samme nedadgående kostnadstrend over perioden.

Kostnadsreduksjonen mellom 2013 og 2021 skyldes flere faktorer. De viktigste er teknologiske fremskritt, verdikjedeutvikling, økt konkurranse, samt økt driftseffektivitet og oppskalering av vindprosjekter, noe som har gitt stordriftsfordeler. Disse forbedringene er et resultat av en *kumulativ læringsprosess*, det vil si en kontinuerlig og oppbygging av kunnskap, ferdigheter og kompetanser over tid. I denne konteksten har den kumulative læringsprosessen bidratt til at erfaring samlet over tid har gjort det mulig for nye prosjekter å unngå forgjengernes feil og ta i bruk beste praksis. Videre falt finansieringskostnaden betydelig i denne perioden som følge av fallende rentenivåer og risikoavlastning fra myndigheter. Samtidig har også prosjektene blitt stadig mer komplekse. Kompleksiteten skyldes at de mest tilgjengelige områdene i de enkelte land, det vil si de prosjektene på grunt vann som ligger nærme kysten, vanligvis bygges ut først. Dette fører til at nyere havvindprosjekter må flyttes til områder lenger fra land og på dypere vann, noe som bidrar til å øke kostnadene, alt annet likt.

Den nedadgående kostnadstrenden som preget havvindmarkedet ble brutt i 2021, som følge av en kombinasjon av flere årsaker. Den kraftige økningen i etterspørselen etter covid-19 førte til en økning i råvareprisene, samt til forstyrrelser og økt press i de globale forsyningskjedene, herunder verdikjeden knyttet til havvind. Økningen i etterspørselen, kombinert med begrensninger i tilbudet, utløste en rask økning i inflasjonen. Denne utviklingen ble forsterket i forbindelse med den russiske invasjonen av Ukraina, da energiprisene i Europa steg. Som svar på prisøkningen og i et forsøk på å styre inflasjonsforventningene hevet sentralbankene verden over rentene betydelig. Økte rentenivåer var spesielt viktig for å drive opp finansieringskostnadene knyttet til kapitalintensive prosjekter, som for eksempel havvindprosjekter. Selv om det er bred konsensus i eksisterende analyser om at det var en betydelig kostnadsøkning mellom 2021 og 2023, viser vår gjennomgang av tredjepartsanalyser et relativt stort utfallsrom med hensyn til hvor stor økningen har vært. Gjennomsnittsestimatet som presenteres i figur 1, er konsistent med Menons egne analyser av investeringskostnader, som viser en økning på 25 prosent mellom 2021 og 2023. Denne analysen er nærmere beskrevet i tekstboks 2.

Tekstboks 1: Konsistente datatrender på tvers av studier.⁵

Denne analysen baserer seg på historisk data og prognoser fra flere etablerte analysebyråer. Enkelte av analysebyråene presenterer data på et globalt nivå, mens andre har et regionalt fokus. I punktlisten under presenteres hvilke analysebyråer vi har inkludert tall fra, samt hvilket geografisk fokus de har.

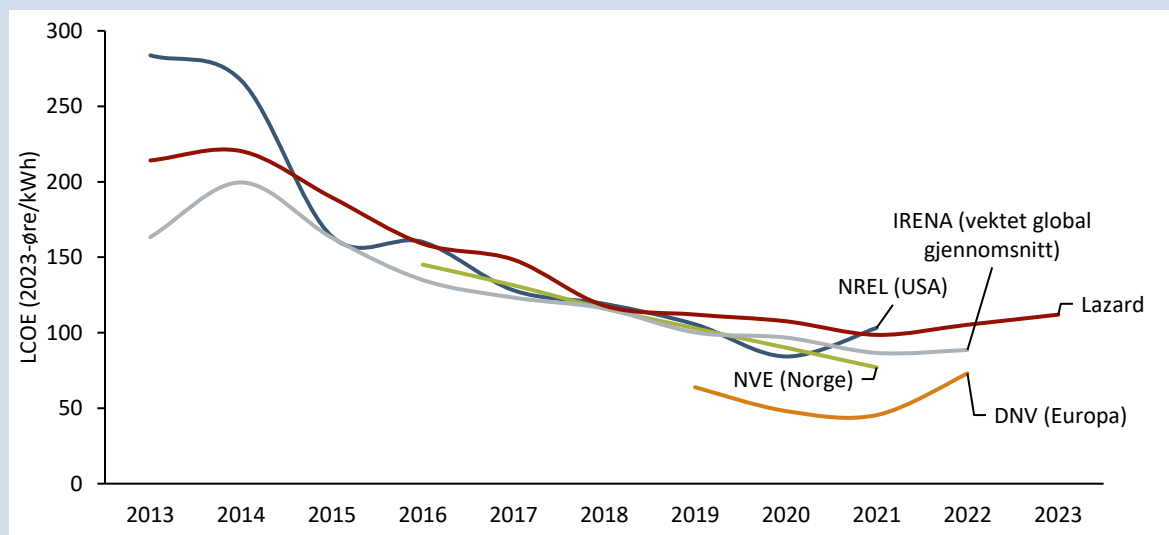
- Norges Vassdrag og Energidirektorat (NVE) - Norge
- National Renewable Energy Laboratory (NREL) - USA
- DNV - Europa
- International Renewable Energy Agency (IRENA) - Globalt
- Lazard Global Financial Services and Investment Banking - USA

Bakgrunnen for at vi baserer oss på flere kilder, er at det er svært krevende å samle inn konsistent data om LCOE. Først og fremst på grunn av regionale variasjoner og begrenset tilgang til proprietær selskapsinformasjon. Siden ikke alle data er offentlig tilgjengelige, er det ofte nødvendig å basere seg på modellering.

Generelt sett observerer vi konsistente funn på tvers av ulike analyser ved datainnsamling av kostnadstall. Figuren under presenterer LCOE for havvind fra analysebyråene, regnet om til 2023-kroner. NVE, NREL og IRENA har i stor grad sammenlignbare kostnadstall. DNV, som beregner anslag Europa, har noe lavere kostnadstall, men viser en betydelig økning i LCOE i 2022 sammenliknet med 2021.

Årsaken til at det norske kostnadsnivået (tall fra NVE) er høyere enn i resten av Europa kan forklares med vanskeligere forhold i Norge for utbygging av bunnfast havvind. Området Sørliche Nordsjø II, der det skal bygges en bunnfast havvindpark, har en gjennomsnittlig vanddybde på 60 meter og er 200 km unna kystlinjen (Sørliche Nordjø II Offshore Wind, 2024). Til sammenligning er den gjennomsnittlige dybden i Europa 39 meter og distanse til kystlinjen er 23 km (IRENA, 2023).

Figur 2: LCOE for havvind i ulike studier (i faste 2023 kroner). Kilde: DNV, IRENA, NREL, NVE og Lazard



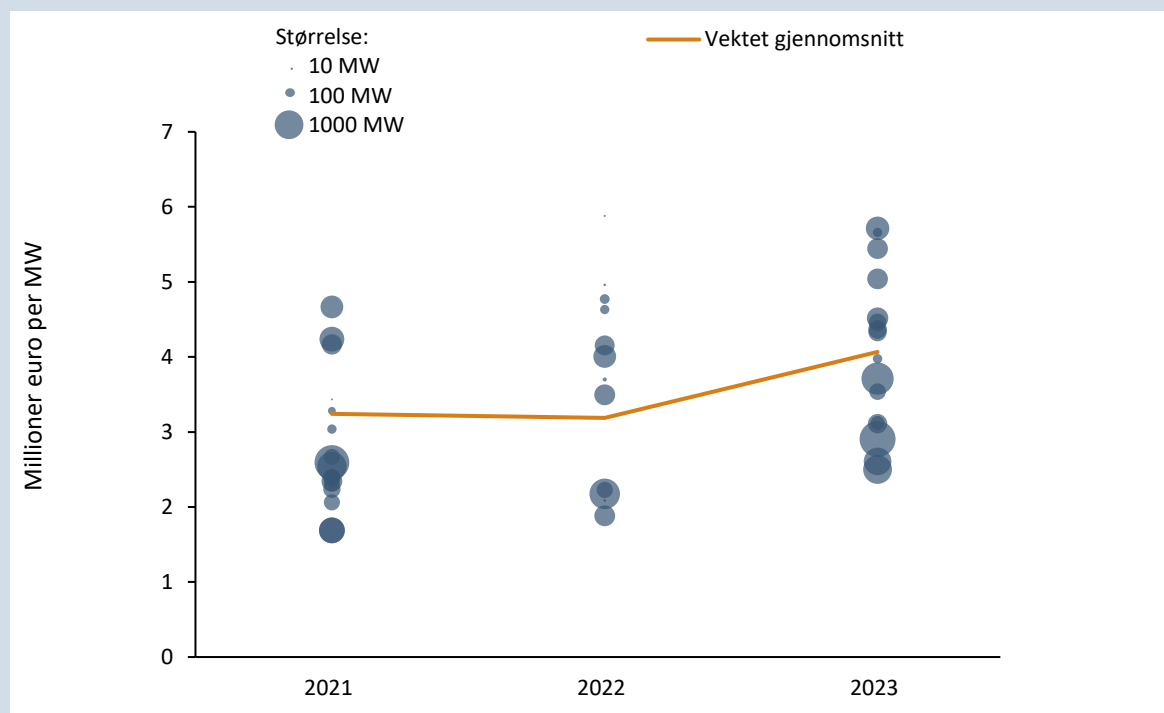
Merknad: 2023-tall er fra april.

I denne rapporten baserer vi oss på LCOE (energikostnad over levetid) som indikator for kostnaden ved å bygge ut havvindparker. LCOE inkluderer en rekke kostnadskomponenter, herunder utbygnings-, drifts- og vedlikeholds- og finansieringskostnader samt forventet strømproduksjon i løpet av prosjektets levetid. Hver av disse kostnadskomponentene avhenger av en rekke forutsetninger.

En sentral kostnadskomponent som påvirker størrelsen på LCOE er utbyggingskostnader, også kalt kapitalkostnader og investeringskostnader (CAPEX). Vi har gjennomført en analyse av kapitalkostnader for alle havvindprosjekter globalt som har vært under bygging eller blitt annonsert de siste årene. Analysen er basert på kostnadstall estimert av 4C Offshore. Våre analyser viser at kapitalkostnadene for bunnfaste havvindprosjekter økte med rundt 25 prosent fra 3,25 millioner euro/MW til litt over 4 millioner euro/MW mellom 2021 og 2023. Dette er illustrert i figuren under. Omregnet til norske kroner ble økningen på nesten 50 prosent grunnet svekket valutakurs mot euro.

Kostnadsøkningen ville ha vært enda større hvis ikke den gjennomsnittlige prosjektstørrelsen hadde økt. Videre har økt turbinstørrelse bidratt positivt. Faktorer som økning i prosjektkompleksitet på grunn av lengre avstand fra land eller dypere vanddybde, og den geografiske fordelingen av prosjekter, har derimot ikke hatt noen vesentlig innvirkning på den samlede kostnadsutviklingen.

Figur 3: Utvikling i CAPEX-kostnader for bunnfast havvind. Kilde: Menon Economics og 4C Offshore data

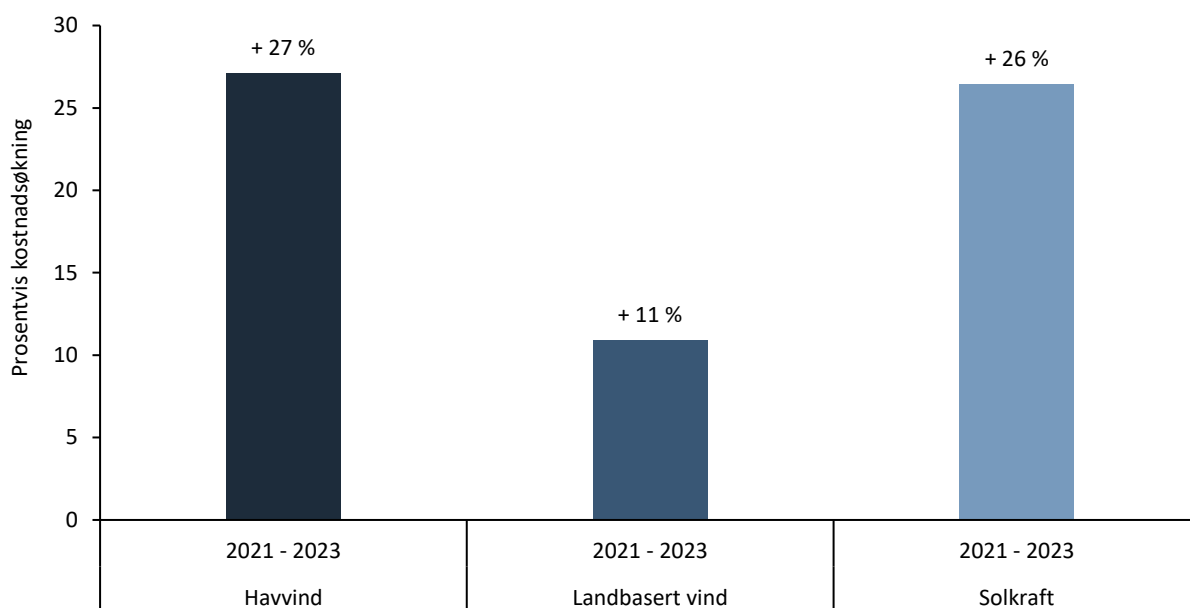


⁵Her refererer vi til modellerte tall for LCOE, og ikke tall fra faktiske prosjekter. Dette er årsaken til at starttidspunktet på tidsserien i figuren under er tidligere enn når det faktisk ble etablert havvindparker i flere av regionene.

Alle fornybare energiteknologier har opplevd kostnadsøkninger

Faktorene som har bidratt til å drive opp kostnadene for havvind har også påvirket andre fornybare energiteknologier og kapitalintensive sektorer. I likhet med havvind har teknologier som solenergi og landbasert vindkraft opplevd kostnadsøkninger de siste par årene, etter mer enn et tiår med fallende kostnader. Som illustrert i Figur 4 har kostnadene for havvind økt med rundt 27 prosent fra 2021 til 2023, mens kostnadene for landbasert vindkraft og solenergi har økt med henholdsvis 11 prosent og 26 prosent i samme periode. Kostnadsøkningen i de tre energiteknologiene er beregnet som et gjennomsnitt av estimatene fra de ulike analysebyråer.⁶

Figur 4: Gjennomsnittlig kostnadsøkning på tvers av ulike kilder mellom 2021 og 2023 av ulike teknologier. Kilde: DNV, IRENA, NREL, Lazard og NVE, bearbeidet av Menon Economics.⁷



Det er utarbeidet en rekke studier som vurderer hvor mye ulike kostnadskomponenter har bidratt til den totale kostnadsøkningen for fornybare teknologier. I en analyse antyder BloombergNEF (2023) at omtrent 60 prosent av kostnadsøkningen i utbyggingskostnader for havvind mellom 2021 og 2023 kan tilskrives økte kostnader til prosjektfinansiering, mens de resterende 40 prosent skyldes økte kapitalutgifter (CAPEX) og driftskostnader (OPEX). Liknende trender ble observert i markeder for landbasert vindkraft og bakkemontert solkraft i samme periode (IEA, 2023). I neste kapittel skal vi se nærmere på de viktigste faktorene som driver denne kostnadsøkningen, samt fremtidsutsiktene på kort sikt.

⁶ Bakgrunnen for dette er variasjonen som foreligger på tvers av analysebyråer. Dette er utdypet i tekstboks 1.

⁷ Havvind: Det mangler de samme datapunktene som i Figur 1. Vi har estimert datapunktene som mangler som beskrevet under Figur 1. Landbasert vind og solkraft: NREL mangler data for 2022 og 2023. DNV mangler data 2023. NVE mangler data for 2022. IRENA mangler tall for 2023. Lazard mangler tall for 2022. Vi har estimert tallene som mangler enten ved å interpolere dersom dette har vært mulig, eller ved å ekstrapolere ved bruk av gjennomsnittlig vekstfaktor fra de andre datakildene.

3. Kortsiktige kostnadsdrivere og sentrale utviklingstrekk

Økte renter, press i leverandørkjedene og økte råvarepriser er tre av de viktigste bidragsyterne til kostnadsøkningene vi har sett de siste par årene i havvindmarkedet. Våre analyser viser imidlertid at presset knyttet til disse tre overordnede driverne vil avta på allerede kort til mellomlang sikt. Basert på dagens rentebaner fra de største sentralbankene og utviklingsbaner for andre finansielle aktiva, vil rentenivået falle i løpet av de neste par årene. Priser på viktige råvarer og mineraler for havindustrien er også på vei ned fra de høye nivåene vi har sett de siste par årene. Videre ser vi at dagens markedssituasjon gjør det attraktivt for aktører til å skalere opp og investere i ny produksjonskapasitet, noe som vil balansere leverandørmarkedet på kort- til mellomlang sikt. Hvor rask prisene vil reagere i rente-, leverandørkjede- og råvaremarkedene er usikkert. I tillegg er det tegn som tyder på at enkelte av driverne, spesielt finansieringskostnadene, ikke vil komme tilbake til de rekordlave nivåene vi så før pandemien.

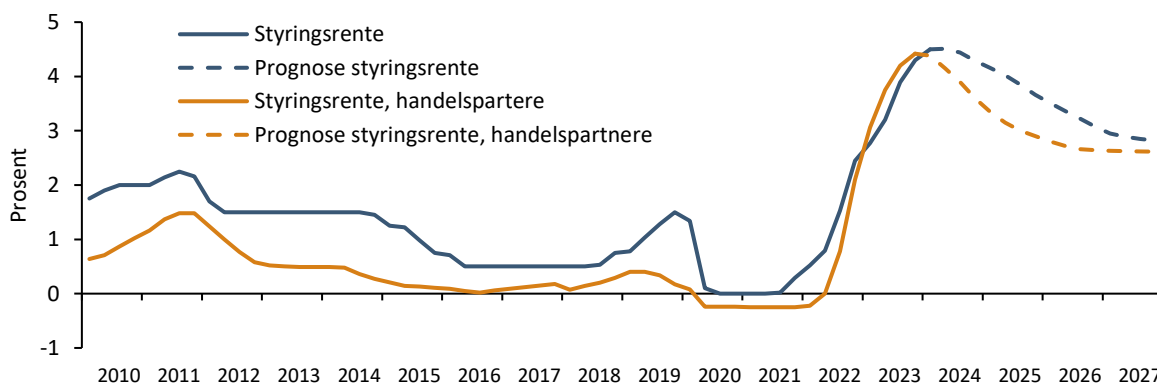
I dette kapittelet vil vi se nærmere på de viktigste driverne for kostnadsøkningen innen havvind de siste to årene. For hver driver analyserer vi de økonomiske mekanismene som ligger bak og vurderer om endringene er av varig karakter eller om man kan forvente at presset i de relevante markedene vil avta på kort til mellomlang sikt. Perspektiver knyttet til den langsiktige utviklingen, som i større grad drives av teknologisk utvikling og læringseffekter, ser vi nærmere på i kapittel 4. Driverne vi skal se nærmere på i dette kapittelet er følgende: Rentenivåer, kapasiteten i leverandørkjedene og status i råvaremarkeder.

Etter en betydelig renteøkning, forventes rentenivået å falle mot 2030

I et historisk perspektiv har fallende finansieringskostnader vært viktige for å redusere kostnadene for havvind. Reduksjonen i finansieringskostnadene har vært drevet frem av fallende rentenivåer og implementering av differansekontrakter som reduserer eiernes eksponering for variasjon og usikkerhet i markedsprisen. For havvindprosjekter vil renten over prosjektets levetid påvirke investeringskostnaden. Den gjeldende styringsrenten i økonomien vil ha betydning for hvilken rente som framforhandles i prosjektet.

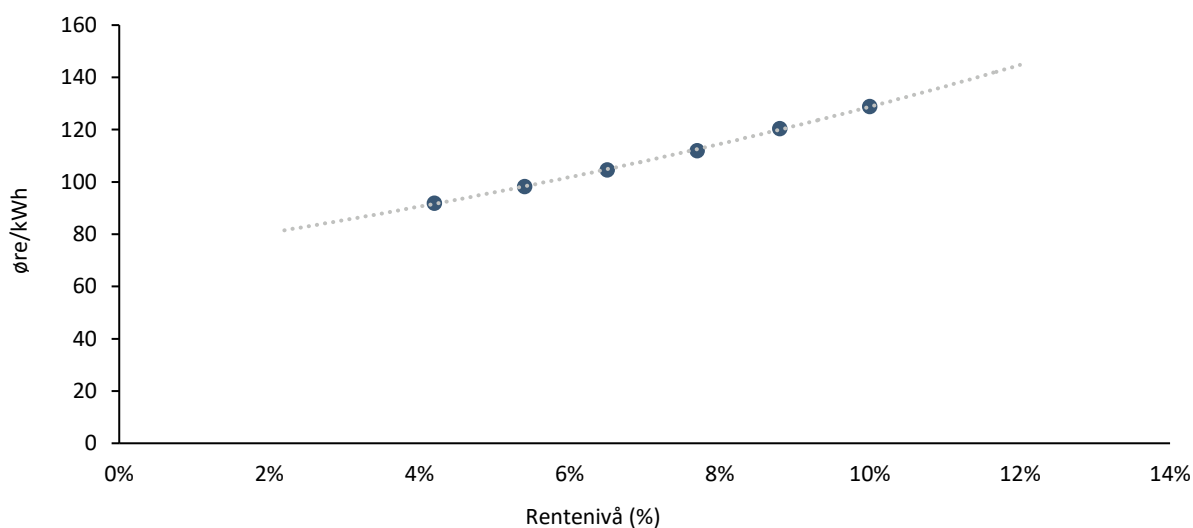
Mellom 2010 og 2021 falt styringsrentene fra 2 til rundt 0 prosent, og ble negativ for noen land under pandemien. I takt med økende inflasjon de siste par årene har styringsrentene økt til over 4 prosent jamfør figuren under.

Figur 5: Utvikling av styringsrente fra 2010 i Norge og blant handelspartnere (EU-land). Kilde: Norges Bank og ECB (Norges Bank, 2024)



I hvilken grad rentenivået påvirker de finansielle kostnadene i hvert enkelt havvindprosjekt avhenger av gjeldende skattesatser og gjeldsgraden i det enkelte prosjektet. Forholdet mellom styringsrenter og finansieringskostnader er ikke én til én, men endringer i styringsrenter påvirker finansieringskostnader. Basert på data fra Lazard (2024) og NVE (2023) finner vi at en oppgang i finansieringsrenten på 1 prosentpoeng øker LCOE for bunnfast havvind med om lag 5-7 øre/kWh, jamfør Figur 6 under. For flytende havvind ville effekten være noe større. Sett i lys av den observerte renteøkningen estimerer vi at endringene i finansmarkedene kan tilskrives en økning i LCOE på om lag 20 øre/kWh.

Figur 6: Sammenheng mellom renter og LCOE for havvind. Kilde: Lazard (2024) og Menon Economics



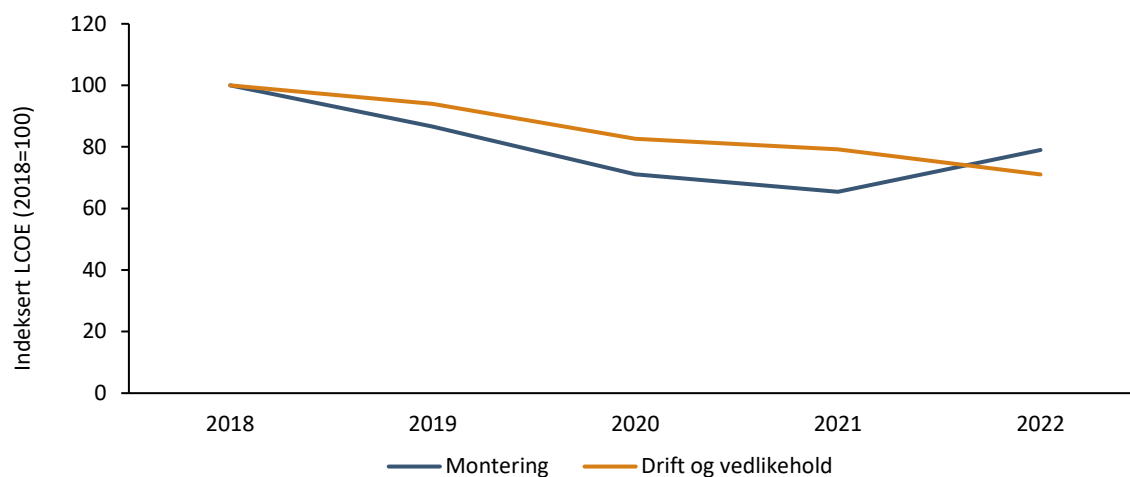
Frem mot 2027 forventes rentenivået å falle med om lag 1,5 prosentpoeng, ifølge både Den europeiske sentralbanken (ECB) og Norges Bank. I lys av forventningene til fremtidig rentenivå, vil også finansieringskostnadene for havvindmarkedet reduseres. Per i dag peker rentebanene mot et noe høyere nivå enn man observerte i markedet frem mot pandemien. I forbindelse med dette prosjektet har vi gjennomført intervjuer med representanter fra finanssektoren. I disse intervjuene ble det fremhevet at det er et potensial for reduksjoner i finansieringskostnadene for flytende havvind, utover det man observerer i rentemarkedet. For øyeblikket er teknologirisiko en viktig faktor som driver opp finansieringskostnadene for denne teknologien. Når teknologien modnes, vil også risikoen reduseres. Bunnfast havvind har allerede nådd et relativt høyt nivå av teknologisk modenhet, og finansinstitusjonenes kredittmarginer, sammen med investorenes avkastningskrav, har vært lave og stabile de siste fem årene.

Press i leverandørkjeden forventes å avta på mellomlang sikt

Leverandørkjedene for havvind er per i dag preget av kapasitetsutfordringer og press på leveranser. Dette skyldes blant annet usikkerhet knyttet til politiske rammevilkår og raske teknologiske fremskritt som begrenser mulighet for å etablere produksjon i stor skala (Gobal Energy Council & Boston Consulting Group, 2023). På etterspørselssiden har tidvis inkonsistent nasjonal politikk, uklarheter i auksjonsprosesser og flaskehals i tillatelsesprosesser bidratt til økt markedsrisiko for investering i nødvendig infrastruktur og kapasitet. I tillegg har politiske krav knyttet til lokal etablering, arbeidsplasser og selvforsyning bidratt til ulike industrielle strategier mellom land og fragmentering av verdikjeder (Wind Europe & Rystad Energy, 2023).

Videre har kostnader knyttet til installasjon og montering av havvindparker økt de siste par årene, i kontrast til fallende kostnader siden 2018. Kostnader knyttet til drift og vedlikehold har derimot fortsatt å falle, til tross for økt inflasjon og press i leverandørmarkedet (NREL, 2023). Sistnevnte henger blant annet sammen med at økt turbinstørrelse reduserer antall turbiner noe som igjen gir lavere vedlikeholdskostnader. Figuren under viser utviklingen av kostnader knyttet til drift, vedlikehold og montering for bunnfast havvind. Basert på data fra NREL (2023) ser man en liknende utvikling for flytende havvind.

Figur 7: Kostnadsutvikling over tid for drift og vedlikehold, samt balansering av systemer⁸, for bunnfast havvind (2023 kroner). Kilde: NREL (2023), bearbeidet av Menon Economics



Vår analyse peker også på at press i markedet for installasjonsfartøy og turbiner har spilt en viktig rolle i å øke kostnadene. Stadig økende turbinstørrelser for havvind har gjort det krevende for verdikjeden å tilpasse produksjonslinjer og sikre tilstrekkelig tid til testing. Videre påvirker turbinstørrelsen kompliserende leveranser, herunder hvilke fartøy som kan benyttes. Kombinert med usikkerhet knyttet til prosjektpipeline og rammevilkår har dette bidratt til et betydelig press på leverandørkapasiteten. I tekstboksen under går vi nærmere inn på utviklingen i disse delene av verdikjeden.

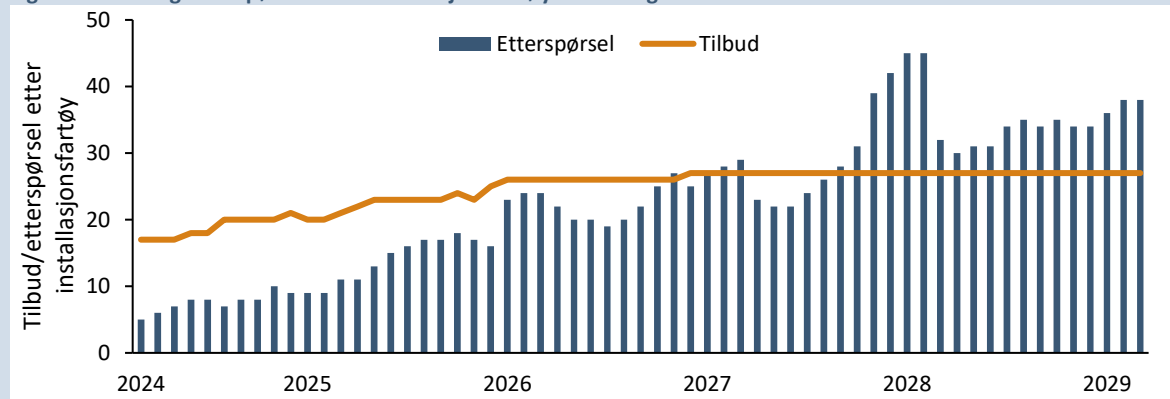
Selv om det i dag observeres betydelig utfordringer i leverandørkjeden, vil dette presset trolig avta. Dagens markedssituasjon gjøre det attraktivt for aktører til å skalere opp produksjonen, noe som vil balansere markedet på kort- til mellomlangsigte. Dette reflekteres også i markedet. Per i dag er ny produksjonskapasitet knyttet til blant annet turbiner, tårn og kabler under utvikling⁹. Det imidlertid viktig å påpeke at investeringsattraktiviteten i denne typen markeder i stor grad avhenger av nasjonale rammevilkår, ettersom utbyggingstakten er knyttet ambisjonsnivået i energi- og klimaomstillingen. Hvorvidt kapasiteten som er under utvikling er tilstrekkelig til å understøtte utbyggingstakten som er nødvendig for å nå de langsiktige målsetningene nasjonalt og på EU-nivå, er per i dag usikkert. For å nå dagens målsetninger er man avhengig av en betydelig akselerasjon i kapasitetsutviklingen, både for flytende og bunnfaste installasjoner.

⁸ Direkte oversatt fra den engelske termen «balancing of systems». Dette inkluderer utvikling av selve prosjektet (tillatelser, arealavklaring osv.), samt elektrisk arbeid, støttestrukturen til turbinen, og sammenstilling i havner.

⁹ Havnen i Esbjerg annonserte i 2023 at de skal investere 780 millioner euro i de neste årene for å øke produksjonen av havvindturbiner (OffshoreWind, 2023) og Vestas annonserte i 2024 at de skal etablere en ny fabrikk i Polen for å produsere blader til sine havvindturbiner (Vestas, 2024). I tillegg har det blitt bygget ny fabrikk for kabelproduksjon til vindkraftanlegg i Eemshaven i Nederland (OffshoreWindBiz, 2024).

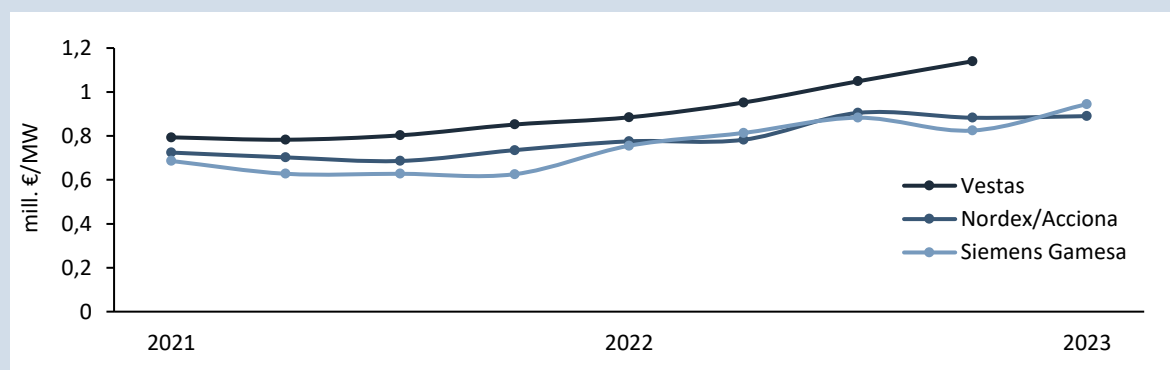
Press i leverandørkjeden for turbininstallasjonsfartøy. Tilgangen til turbininstallasjonsfartøyer er avgjørende for å kunne bygge en havvindpark. Forsinkelser i anskaffelsen kan føre til videre forsinkelser og økte kostnader. Det er avgjørende å sikre at fartøyene er tilgjengelige i planleggingsfasen av prosjektet, og før utbyggere legger inn bud i auksjoner. I dag er det overordnet sett tilstrekkelig installasjonsfartøy for å kunne møte etterspørselen fra utbyggere. Figuren under viser en potensiell fremtidig risiko for mangel på fartøyskapasitet hvis alle planlagte havvindprosjekter som forventes idriftsatt frem mot 2030. Ettersom som man i stor grad kontrakter denne typen leveranser flere år før parkene blir operasjonelle vil utbyggerne allerede i dag se høyere kostnader for å sikre fartøytjenester for prosjekter for fremtidige prosjekter.

Figur 8: Tilbud og etterspørsel etter installasjonsfartøy. Kilde: Esgian



Utvikling i turbinpriser: De siste årene har priser på vindturbiner endret seg betydelig. I 2021 holdt de fleste produsentene seg på et relativt stabilt prisnivå, med Vestas på €0,8 millioner/MW, Siemens Gamesa på €0,7 millioner/MW, og Nordex/Acciona på €0,7 millioner/MW. Prisene begynte å stige i 2022, der Vestas tilbød turbiner til €1,2 millioner/MW, Siemens Gamesa til €0,8 millioner/MW, og Nordex/Acciona til €0,9 millioner/MW. Prisøkningen holdt seg på disse nivåene i 2023. Årsaken bak prisøkningene er sammensatte, og henger sammen med økte råvarepriser på stål og kritiske mineraler, problemer i forsyningskjeden, og kvalitetsproblemer som påvirket et utvalg av produsenter. Kinesiske vindturbin-produsenter ser ikke ut til å ha hatt den samme prisøkningen, som blant annet skyldes at disse produsentene har lokal tilgang til råvarer og støtte fra statlige grønne subsidier. For disse produsentene lå prisene på rundt €0,6 millioner/MW i 2022, noe som er betydelig lavere enn de andre produsentene. Det er verdt å merke seg at prisene på kinesiskproduserte vindturbiner ikke nødvendigvis er pålitelige, ettersom kinesiske selskaper ikke offentliggjør prisene sine.

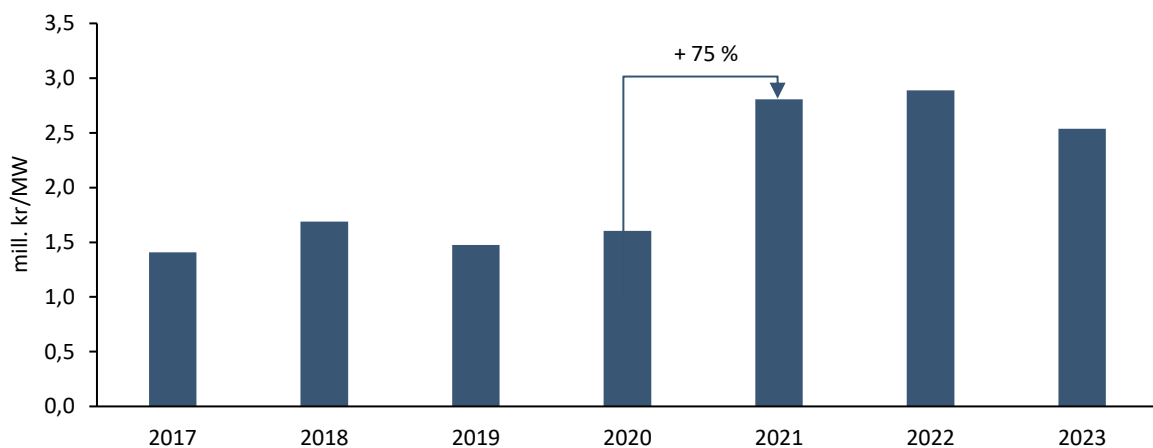
Figur 9: Gjennomsnittlig salgspris for vindturbiner (mill. euro/MW). Kilde: Enerdata



Råvaremarkedene er volatile, der oppganger ofte etterfølges av nedganger

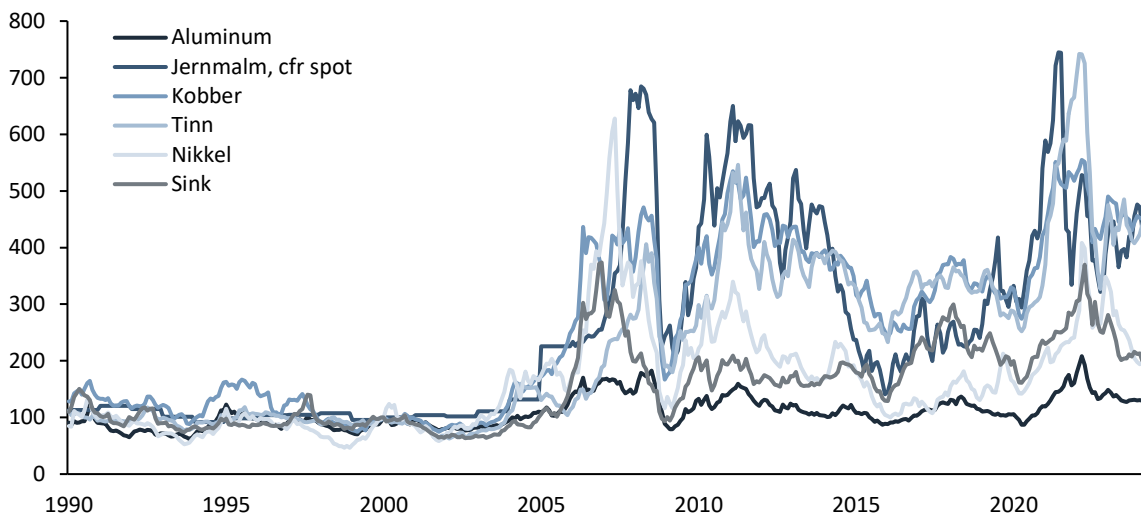
Stigende råvarepriser har også spilt en viktig rolle i kostnadsøkningen siden 2021. Varer som stål eller kobber er sentrale i byggingen av havvindprosjekter. Økningen i globale råvarepriser skyldes en kraftig økning i etterspørselen etter sentrale innsatsfaktorer og varer (på tvers av sektorer), samt et økende behov for spesifikke mineraler som er nødvendige i etableringen av en rekke grønne teknologier. For å forstå hvordan de stigende råvareprisene påvirker kostnadene for bunnfast havvind, har vi analysert det behovet for råvarer til vindturbiner. Dette har vi gjort ved å bruke tilgjengelig informasjon om mengden ulike råvarer som kreves per megawatt (MW) produksjonskapasitet (JRC, 2020), og data om mineralpriser (U.S. Geological Survey, 2024). Analysen vår tyder på at råvarekostnadene per MW produksjonskapasitet økte betydelig fra 2020 til 2021 på om lag 75 prosent, og at de høye prisene har vedvart gjennom 2022 (se Figur 10). Kostnadene for disse mineralene utgjorde om lag 5-7 prosent av de totale CAPEX-kostnadene i 2023 (se vedlegg for mer detalj om råvarer som inngår i en bunnfast havvindturbin). Slike detaljerte data om mineralsammensetningen er ikke offentlig tilgjengelig for flytende havvind, men bransjen peker på at råmaterialer, hovedsakelig stål og kobber utgjør over 10 prosent av de totale turbinkostnadene. Dette impliserer at denne teknologien er mer utsatt for svingninger i råvaremarkedene.

Figur 10: Kostnader knyttet til ulike råvarer i en bunnfast havvindturbin (mill. kr per MW). Kilde: U.S. Geological Survey (2024), U.S. Geological Survey (2022), og JRC (2020), bearbeidet av Menon Economics.



Økningen i råvareprisene siden 2021 har vært betydelig, men prisvariasjoner i råvaremarkedene er ikke uvanlig i en historisk kontekst. Tidligere har det vært observert prisøkninger tilsvarende 300 og 500 prosent i løpet av ett år for enkelte mineraler. Råvarer er avgjørende for produksjonen i de fleste bransjer. Ettersom råvarer vanligvis utgjør en relativt liten del av de totale produksjonskostnadene, er bedriftene på kort sikt ofte villige til å betale høyere priser for de råvarene de trenger noe som gjør etterspørselen mindre dynamisk. På mellomlang sikt er det mulig å erstatte materialer og forbedre materialeeffektiviteten gjennom innovasjon. På tilbudssiden går omstillingen ofte langsomt, særlig i gruveindustrien, der det kan ta alt fra sju til femten år å bygge ut nye produksjonsanlegg. Historiske data viser likevel at prisene vanligvis synker nesten like raskt som de stiger. Figur 11 illustrerer denne historiske prisvariasjonen for viktige metaller som brukes i havvindmøller, blant annet aluminium, kobber, sink, nikkel, tinn og jernmalm. Etter en relativt stabil periode på 1990- og 2000-tallet ser vi økende volatilitet i alle markeder. I løpet av de siste 15 årene har vi vært vitne til tre ulike episoder der prisene har steget kraftig for så å falle raskt. I samtlige tilfeller (2007-2010, samt nåværende periode) økte også kostnaden for havvind, med påfølgende fall når markedet normaliserte seg. På bakgrunn av den nåværende utviklingen i mineralmarkedet og internasjonale initiativer som tar sikte på å øke tilbudet av viktige mineraler, er det forventet at fremtidige mineralpriser vil ligge under nivåene fra 2021 og 2022. Det er imidlertid stor usikkerhet knyttet til hvor raskt og hvor mye prisene vil falle.

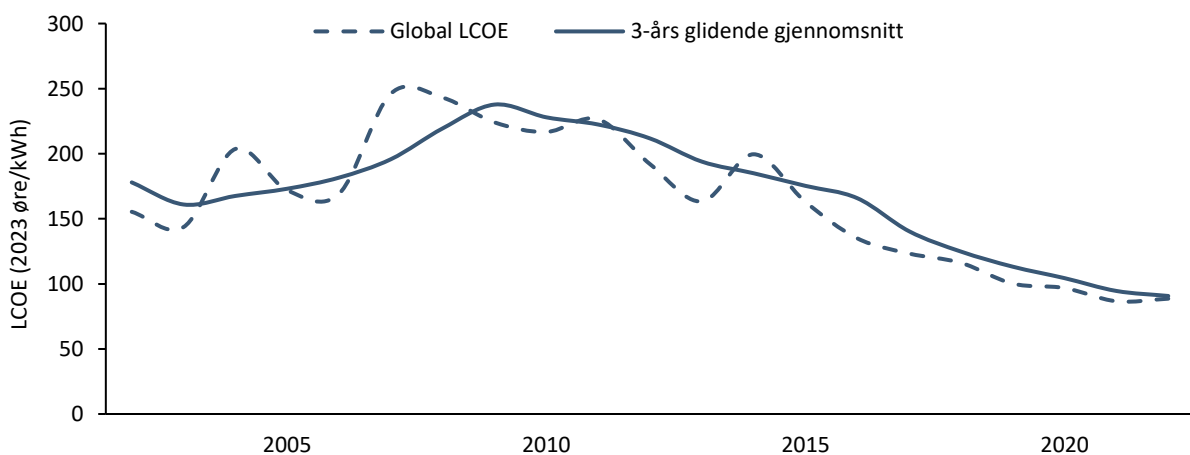
Figur 11: Prisutvikling for aluminium, jernmalm, kobber, tinn, nikkel og sink, i perioden 1990-2024 (1990 = 100). Kilde: IMF (April 2024)



Historien viser at havvindindustrien er robust mot midlertidige kostnadsøkninger

Den nylige kostnadsøkningen for havvind er ikke en unik hendelse. Som illustrert i Figur 12 så vi en lignende trend i markedet for bunnfast havvind, både under opptakten til den globale råvareboomen og i kjølvannet av finanskrisen i 2007-08. Årsaken til kostnadsøkningene for havvind i denne perioden kan knyttes til oppgangen i råvarepriser som stål, kobber og aluminium i 2006 og 2007 (Garrad Hassan and Partners Ltd, 2008). I tillegg bidro økte finansieringskostnader som følge av strengere reguleringer av banksektoren etter finanskrisen til ytterligere kostnadsøkninger. Så snart markedsforholdene normaliserte seg, falt kostnadene betydelig som følge av læringseffekter, teknologiutvikling og stordriftsfordeler. Fra 2011 til 2022 gikk gjennomsnittlig LCOE for bunnfast havvind ned med 60 prosent. Det er flere likhetstrekk mellom dagens situasjon og utviklingen i kjølvannet av finanskrisen, som for eksempel økte finansieringskostnader og høye råvarepriser. Dette styrker vår konklusjon om at kostnadsøkningen man har sett de siste par årene i all hovedsak drives av midlertidige endringer i underliggende marked.

Figur 12: Utvikling av LCOE for havvind (global vektet gjennomsnitt) siden 2002. Kilde: IRENA (2023)



4. Langsiktige kostnadsprognoser

De økte kostnadene for havvind de siste par siste årene har påvirket forventningene til det langsiktige prisnivået. Dagens langsiktige kostnadsprognoser ligger gjennomgående på et høyere nivå enn tilsvarende analyser fra 2021 og 2022. Den langsiktige trenden som peker mot at kostnadene vil falle betydelig frem mot 2050 er derimot uendret, selv når man tar hensyn til den iboende usikkerheten knyttet til denne typen fremtidsprognoser. For å kartlegge mulighetsrommet for fremtidig kostnadsutvikling har vi utarbeidet en scenarioanalyse med utgangspunkt i eksisterende analyser. Vår analyse peker mot en levetidskostnad (LCOE) på mellom 45 øre/kWh og 85 øre/kWh for flytende havvind i 2050. En slik utvikling er konsistent med NVEs oppdaterte kostnadsestimater med antatt idriftsettelse frem mot 2030. For bunnfast havvind forventer vi at levetidskostnad vi på mellom 40 øre/kWh og 55 øre/kWh i 2050. Utfallsrommet viser at kostnadsutviklingen for bunnfast havvind er relativt robust over tid, mens usikkerheten er større for flytende havvind. En viktig årsak til dette er at bunnfast havvind er en relativt moden teknologi, både med hensyn til kommersiell og teknologisk utvikling. Flytende havvind er på sin side i startfasen av en kommersialiseringsprosess tilsvarende den bunnfastmarkedet gikk gjennom på 2010-tallet. I denne perioden bidro målrettede tiltak og betydelige investeringer fra både myndigheter og verdikjeden til betydelige kostnadsreduksjoner. For å realisere potensialet vi har identifisert for flytende havvind, er man avhengig av en tilsvarende utvikling.

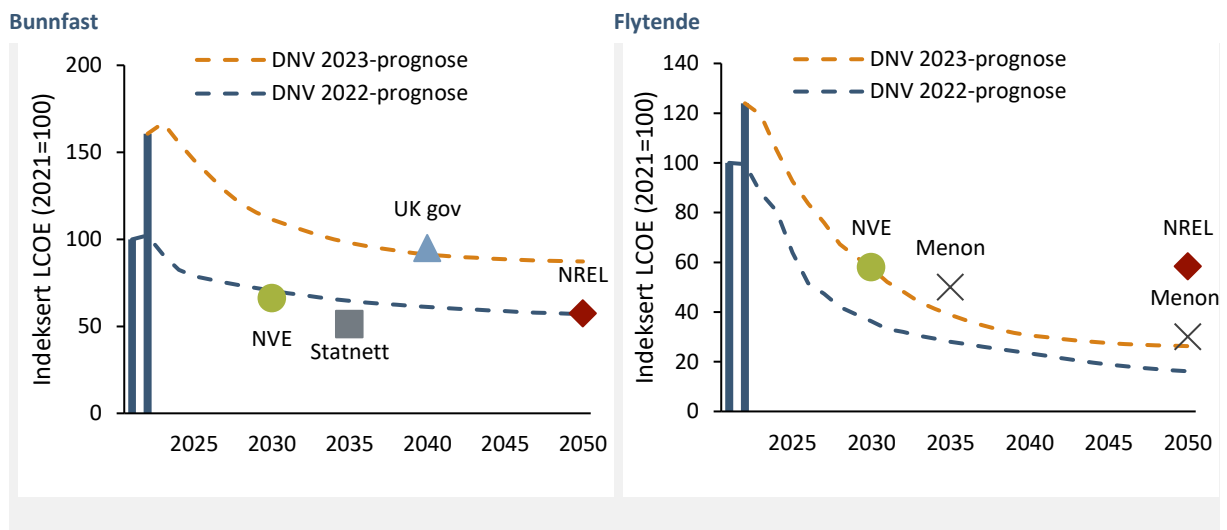
I dette kapitlet flytter vi fokuset over på de langsiktige perspektivene for kostnadsutvikling i havvindmarkedet. Vi har sammenstilt prognoser fra ulike analysemiljøer, og vurdert dem opp mot våre egne analyser av de viktigste kostnadsdriverne, som vi presenterte i forrige kapittel. Videre har vi sett på endringer i sentrale analysemiljøers prognoser over tid. For å belyse usikkerheten i anslag knyttet til langsiktig utbyggingsvolum og læringstakt presenterer vi avslutningsvis to utviklingsscenarier for levetidskostnaden frem mot 2050.

Bred konsensus om at kostnaden for havvind vil falle lang sikt

Til tross for kostnadsøkningen vi har sett de siste årene er det bred konsensus om at kostnaden for havvind vil falle betydelig de neste tiårene. Figur 13 viser indeksert utvikling for LCOE for bunnfast og flytende havvind i Europa, basert på prognoser fra DNV (2022 og 2023), NVE (2023), NREL (2023), Statnett (2023), U.K Department for Energy Security and Net Zero (2023), samt Menon (2022) knyttet til markedet for flytende havvind. Av tredjepartsanalysene anser vi DNV sine anslag som mest relevante for Norges havvindsatsing, ettersom de fokuserer på det europeiske markedet og bygger på det mest oppdaterte datagrunnlaget. Som figuren viser forventes det at kostnadene vil falle for begge havvindteknologier. Den forventede kostnadsreduksjonen er derimot større for flytende havvind, fordi denne teknologien per i dag er lite moden sammenliknet med bunnfast.

De nyeste prognosene fra DNV (2023) peker på at LCOE for bunnfast havvind å gå ned fra 73 øre per kWh i 2022 til 51 øre per kWh i 2030, og til 40 øre per kWh i 2050. Dette er en reduksjon på 45 prosent sammenlignet med dagens nivå. Videre forventer DNV at kostnader for flytende havvind mer enn halveres til 2030, og går ned til 55 øre per kWh i 2050. DNVs forventinger fra 2023 er konsistente med tidligere Menon analyser (2022).

Figur 13: Indeksert utvikling i LCOE for henholdsvis bunnfast og flytende havvind i Europa. Kilde: DNV (2022), DNV (2023), NVE (2021)¹⁰, NREL (2023), Statnett (2023) Department for Energy Security and Net Zero (2023) Menon Economics (2022).



Videre viser sammenstillingen i Figur 13 at økningen vi har sett de siste årene har påvirket forventningene til det langsiktige prisnivået. Nærmere bestemt ligger den forventede kostnadskurven for 2023 konsekvent på et høyere nivå enn kurven fra 2022-prognosen, noe som indikerer en oppjustering av de langsiktige kostnadsforventningene. Med bakgrunn i at forventningene knyttet til utviklingen i sentrale drivere har endret seg, kan vi dermed litt forenklet si at kostnadsøkningen for bunnfast havvind på 28 øre/kWh mellom 2021 og 2022 har ført til en økning i prognoserte kostnader i 2050 på 14 øre/kWh. For flytende havvind har en kostnadsøkning på 50 øre/kWh mellom 2021 og 2022 ført til en økning i prognoserte kostnader i 2050 på 19 øre/kWh. Et lignende bilde finner vi også i andre analyser, som for eksempel NREL (2023). Som nevnt i kapittel 3 peker imidlertid våre analyser på at presset knyttet til de kortsiktige driverne bak kostnadsøkningen de siste par årene vil avta.

Som illustrert i figuren synes det å være en bred enighet mellom ulike prognoser når det kommer til kostnadsutviklingen for bunnfast havvind. Dette til tross for at kostnadsnivåene varierer mellom de ulike prognosene. Denne variasjonen skyldes i stor grad forskjeller i egenskapene til de prosjekterte vindprosjektene som er lagt til grunn i prognosene. Figuren til høyre viser at det er større forskjeller mellom prognosene for kostnadsutviklingen for flytende havvind. Dette er ikke overraskende, ettersom usikkerheten knyttet til teknologiutviklingen for flytende havvind gir større utfallsrom i forutsetningene om lærings- og utbygningstakten i prognosene. Dette utdyper vi senere i kapitlet.

Langsiktige kostnadsprognoser vil alltid være beheftet med stor usikkerhet

Når man skal vurdere utviklingstrekk over en lengre tidsperiode vil usikkerhet alltid være en sentral problemstilling. Dette gjelder både for markeds- og kostnadsanalyser. En utfordring med mange av dagens analyser er at denne usikkerheten i liten grad reflekteres i prognosene som presenteres. Uten et tilstrekkelig kunnskapsgrunnlag knyttet til mulighetsrommet som foreligger, samt hva som skal til for å realisere de respektive

¹⁰ NVE har publisert nye anslag for flytende havvind med antatt idriftsettelse i 2030. De har imidlertid ikke oppdatert tidligere estimater for utviklingen over tid. Estimater som er gjengitt i figuren er derfor basert på forventet kostnadsreduksjon i deres LCOE-beregninger fra 2021.

teknologenes potensial, er det også utfordrende å finne de rette tiltakene både på myndighetsnivå og i verdikjeden.

De langsiktige kostnadsprognosene er særlig avhengig av to faktorer: hvor raskt havvind bygges ut og læringstakten. Læringstakten reflekterer forventninger til hvor raskt kostnadene vil synke når kapasiteten øker (%-reduksjon per dobling av volum). De viktigste driveriene bak disse effektene er knyttet til grad av innovasjon, realisering av skalaeffekter, generelle effektiviseringsgevinster i verdikjedene («learning by doing»), kommersiell modning og økt konkurranse. Denne typen læringseffekter er også sentral i faglitteraturen¹¹. Læringstakten, både slik den observeres i markedet (historisk LCOE) og slik den brukes i prognoser (framtidig LCOE), inkluderer også utvikling i finansielle kostnader. Sistnevnte var blant annet et viktig driver for reduksjonene man har sett i markedet for bunnfast havvind, og kan knyttes til både fallende renter og utviklingen av differansekontrakter som bidrar med betydelig risikoavlastning. Det er videre viktig å påpeke at utbyggingstakt og læringseffekter er gjensidig avhengig av hverandre. Jo raskere kostnadene faller, jo mer konkurransedyktig vil en gitt fornybarteknologi bli og bygges ut, sammenlignet andre utslippsreducerende tiltak. Denne gjensidigheten gjør at usikkerheten blir spesielt stor for umodne teknologier. For teknologer som fortsatt er på et pre-kommersielt stadium kan en relativt begrenset portefølje av prosjekter ha stor påvirkning på kostnadsnivået.

For å belyse de nevnte problemstillingene knyttet til markeds- og kostnadsframskrivinger, har vi sammenlignet historiske kostnadsprognoser med den observerte kostnadsutviklingen på tvers av fire fornybare energiteknologier; bunnfast vindkraft, landbasert vindkraft og solenergi. Analysene baserer seg på data fra NREL¹², hvor vi har tilgang til konsistente data og prognoser over en tiårsperiode. Som illustrert i grafene under, har de faktiske kostnadsreduksjonene historisk vært større enn NRELS anslåtte kostnadsreduksjoner for alle de tre teknologiene. Dersom vi eksempelvis sammenligner 2013-prognoser (øverste stiplede linje i figuren) med reelle data fra 2022 var de faktiske kostnadene 64 prosent lavere enn det kostnadsprognosene for bunnfast havvind anslo for 2022, 58 prosent lavere for landbasert vind og 78 prosent lavere for bakkemontert solkraft. Samtidig ser vi at «dagens situasjon» i markedet i alle tilfeller har stor påvirkning på prognosene som utarbeides til enhver tid. Dette gjelder både når utviklingen viser en raskere kostnadsreduksjon enn man tidligere antok, og når kostnadsreduksjonen er tregere enn tidligere forventet. Dette henger sammen med at man i liten grad justerer læringstakten for hver ny prognose. Når «utgangspunktet» for prognosen endres så påvirkes også de langsiktige kostnadene, som både er en funksjon av dagens nivå og av forventet lærings- og utbyggingstakt.

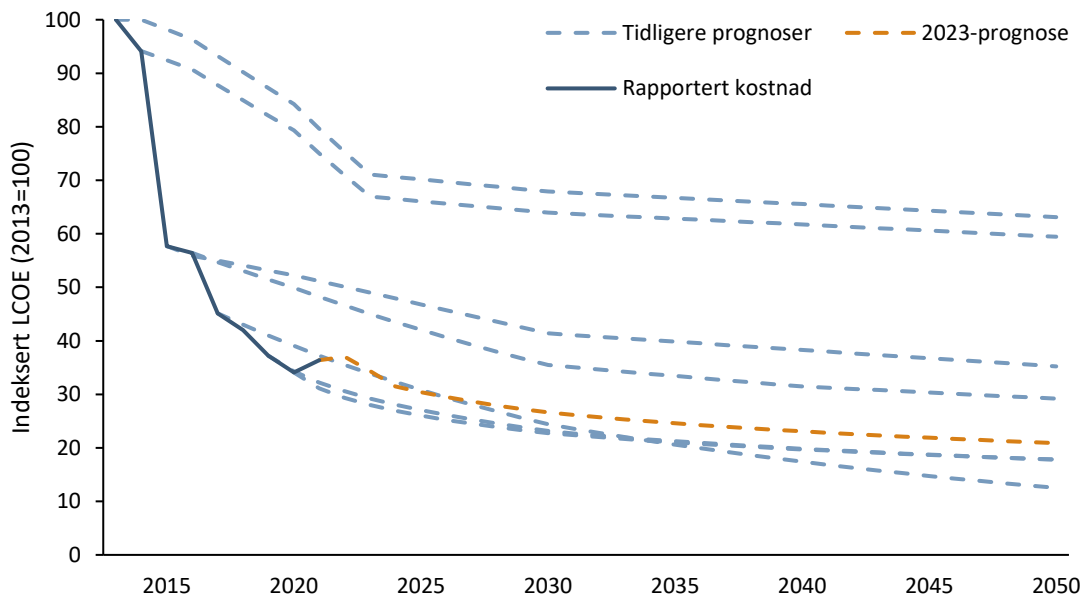
Selv om vi, naturlig nok, ikke kan konkludere med at *dagens* prognoser undervurderer det langsiktige potensialet for kostnadsreduksjoner, viser historikken at denne typen analyser har en tendens til å være konservative med hensyn til potensialet som foreligger. Tilsvarende analyse er utfordrende å gjennomføre for mindre modne teknologier. Dette er både fordi datagrunnlaget er begrenset og fordi innovasjon og volumeffekter kan gi betydelig svingninger på kort sikt. Flytende havvind er et godt eksempel på dette. Frem mot 2030 har flere analysemiljøer forventet en utbygging på 10-16 GW, noe som ville legge grunnlag for en betydelig kostnadsreduksjon i løpet av relativt kort tid. Per i dag er det lite som tyder på at et volum av denne størrelsen vil realiseres innen 2030, noe som også har resultert i en betydelig oppjustering i kostnadsprognosene frem mot 2030/2035. En slik økning betyr ikke nødvendigvis at det teknologiske potensialet er endret, men at veien fra et pre-kommersielt stadium til en industrialisert skala har tatt lengre tid enn forventet. Historien viser også en lignende utvikling for bunnfast havvind mellom 2000-2010, men der kostnadene falt med nærmere 60 prosent i den påfølgende tiårsperioden.

¹¹ Se for eksempel Dismukes & Upton Jr. (2015); og Smit et al. (2007)

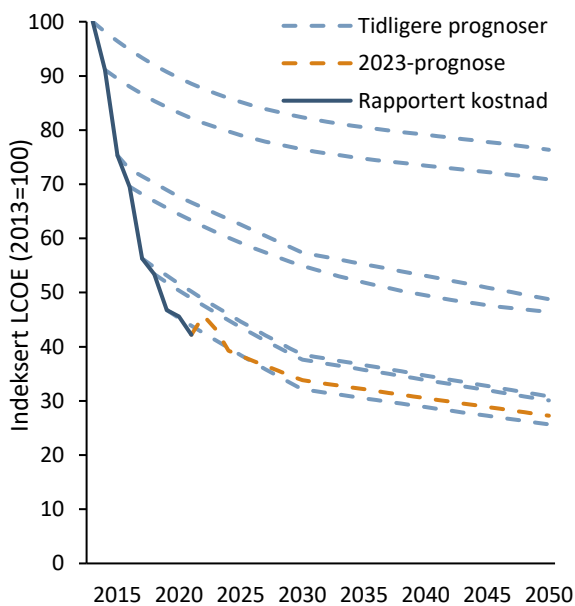
¹² National Renewable Energy Laboratory / Us Department of Energy (se kildehenvisning lengre opp i denne rapporten)

Figur 14: Historiske prognoser og faktisk kostandutvikling for bunnfast havvind, landbasert vind og solkraft. Kilde: Menon basert på data fra NREL (2023)

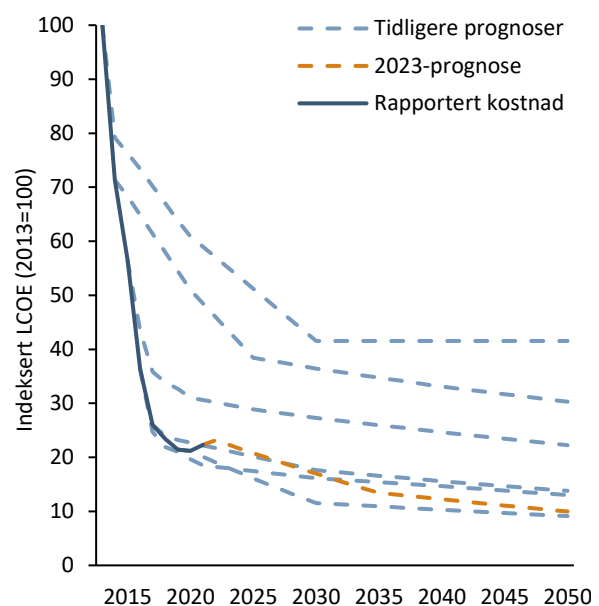
Bunnfast havvind



Landbasert vind



Solkraft



Merknad: Oransje linje representerer den siste prognosen i tidsserien. De blå linjene representerer historiske prognoser.

Scenarier for langsiktig kostnadsutvikling

For å se nærmere på mulighetsrommet som foreligger med hensyn til fremtidig kostnadsnivå for bunnfast og flytende havvind har vi utviklet to scenarier for kostnadsutviklingen, med utgangspunkt i dagens situasjon. For begge teknologiene har vi tatt utgangspunkt i forutsetningene for DNVs analyser fra 2023, men justert utbyggingsvolum og læringstakt for å ta hensyn til den iboende usikkerheten i denne typen analyser. De to scenarioene er som følger:

- I det høye scenarioet har vi lagt til grunn at den totale installerte kapasiteten blir 50 % høyere i 2050 enn i DNV-analysen. Dette innebærer en installert kapasitet på om lag 1600 GW for bunnfast havvind

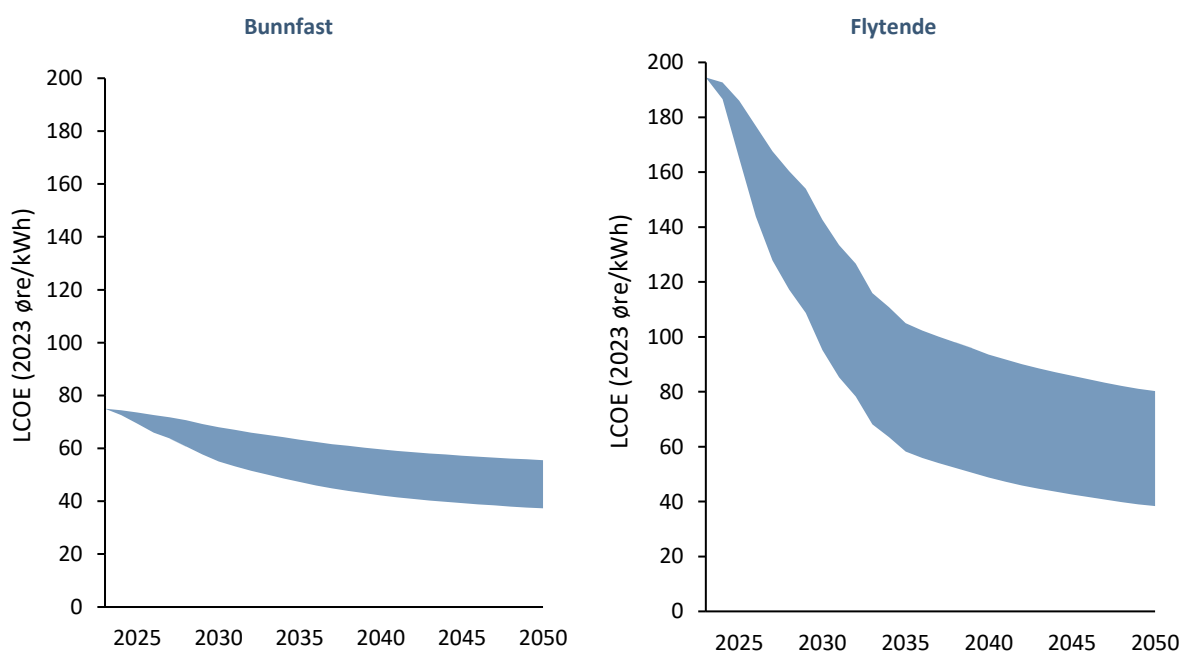
og om lag 400 GW for flytende havvind i 2050. I dette scenarioet antar vi videre at læringsraten er om lag 2 prosentpoeng høyere enn i DNV-analysen.

- I det lave scenarioet antar vi at den totale installerte kapasiteten er 50 % lavere i 2050 enn i DNV-analysen, som betyr at installert kapasitet ligger på om lag 600 GW for bunnfast havvind og om lag 130 GW for flytende havvind. I dette scenarioet antar vi videre at læringsraten blir 2 prosentpoeng lavere enn det DNV har lagt til grunn
- Dagens kostnadsnivå er beregnet som et vektet snitt mellom estimater fra DNV, NREL og NVE¹³,

For flytende havvind har vi også gjort en manuell justering av utbyggingstakten frem mot 2030. Som nevnt tidligere har realiseringen av storskala parker tatt lenger tid enn tidligere antatt. Den langsiktige prosjektpipelinen er i liten grad påvirket av dette, men forsinkelsene bidrar til å forskyve læringseffektene i tid. Basert på data fra 4C offshore realiseres mellom 3 til 6,5 GW flytende havvind innen 2030 i henholdsvis lavt og høyt scenario. I

Figur 15 viser utfallsrommet for kostnadsutviklingen av bunnfast og flytende havvind basert på de to scenarioene, med utgangspunkt tidspunktet for investeringsbeslutning (FID). Selve idriftsettelsen vil normalt skje 2-3 år senere, avhengig av prosjektets kompleksitet og størrelse.

Figur 15: Utvikling av LCOE for bunnfast og flytende i de to ulike scenarioene. Årene på x-aksen representerer datoen for FID. Kilde: Menon basert på data fra DNV (2023).



Vår scenarioanalyse viser at kostnadene for bunnfast og flytende havvind kan ligge mellom henholdsvis 40 øre/kWh og 55 øre/kWh og 45 øre/kWh og 85 øre/kWh i 2050. Kostnadsutviklingen for bunnfast havvind er med andre ord relativt robust over tid. Samtidig ser vi av figurene at utfallsrommet er betydelig større for flytende havvind. Dette er et viktig poeng og illustrerer verdien av målrettede tiltak både på myndighetsnivå og i

¹³ En slik tilnærming gir et tilsvarende nivå som NREL legger til grunn i sine analyser. Vi har tolket dagens kostnadsnivå som kostnaden for en havvindpark som starter tar investeringsbeslutning/ starter utbyggingen i 2024

verdikjeden. Bunnfast havvind er relativt moden teknologi både med hensyn til kommersiell og teknologisk utvikling. Den videre utviklingen for bunnfaste teknologi vil derfor drives frem mer generelle effektivitetsgevinster knyttet til inkrementelle innovasjonsprosesser og verdikjedeforbedring. Flytende havvind er derimot i startfasen av en kommersialiseringsprosess tilsvarende den bunnfastmarkedet gikk gjennom på 2010-tallet. Fremover forventer man at økt skala (på prosjektnivå), turbinstørrelse, læringseffekter og risikoreduksjon knyttet til prosjektgjennomføringen samt økt konkurranse i verdikjeden vil bidra positivt. For å ta ut det fulle potensialet som foreligger for utvikling av flytende havvind er man imidlertid avhengig av å realisere standardisert og industrialiserte prosesser for fabrikasjon og sammenstilling. Invasjon knyttet til sistnevnte vil kunne legge til rette for betydelige effektivitetsgevinster i form av skalaproduksjon, noe som er essensielt for å bidra til å tette kostnadsgapet mellom bunnfaste og flytende installasjoner. Det nedre delen av intervallet i våre scenarier forutsetter også, uavhengig av teknologi, en videreføring av risikoavlastningen man i dag oppnår gjennom eksempelvis differansekontrakter.

Våre analyser peker mot et kostnadsnivå på mellom 110-160 øre/kWh for et flytende havvindprosjekt med idriftsettelse rundt år 2030. Dette kostnadsnivået er konsistent med NVEs siste beregninger for LCOE for flytende havvind, selv om kostnadsestimatet i vårt høyscenario ligger noe høyere enn NVEs høyscenario. NVEs beregninger tar utgangspunkt i tallgrunnlag på investerings- og driftskostnader fra Afry Management Consulting. Tallene ble publisert i Energidepartementets «Høring av støtteordning for flytende havvind i prosjektområdene Vestavind B og Vestavind F».¹⁴ NVEs oppdaterte LCOE-tall representerer den potensielle kostnaden for flytende havvindprosjekter som blir besluttet investert frem mot 2030. Estimaten viser en forventet levetidskostnad på henholdsvis 107 øre/kWh, 124 øre/kWh og 142 øre/kWh i deres lav-, basis- og høyscenario. Vi vil i denne sammenheng påpeke at de mest optimistiske estimatene forutsetter at man lykkes med å ta ut betydelige læringseffekter over en kort tidsperiode, eksempelvis via å realisere skalafordeler i produksjonen av fundamenter, og i sammenstillingsfasen.

¹⁴ Tilgjengelig [her](#).

Referanseliste

- BloombergNEF. (2023). *Soaring Costs Stress US Offshore Wind Companies Ruin Margins*. Retrieved from <https://about.bnef.com/blog/soaring-costs-stress-us-offshore-wind-companies-ruin-margins/>
- Department for Energy Security and Net Zero. (2023). *Electricity Generation Costs 2023*. Retrieved from gov.uk: <https://assets.publishing.service.gov.uk/media/6556027d046ed400148b99fe/electricity-generation-costs-2023.pdf>
- Dismukes, D. E., & Upton Jr., G. B. (2015). Economies of scale, learning effects and offshore wind development costs. *Renewable Energy, Volume 83*, pp. 61-66.
- DNV. (2022). *Energy Transition Outlook 2022*.
- DNV. (2023). *Energy Transition Outlook 2023*. Retrieved from dnv.com: <https://www.dnv.com/energy-transition-outlook/>
- Enerdata. (2024). *Evolution of the Wind Turbines Manufacturers' Market Share*. Retrieved from <https://www.enerdata.net/publications/executive-briefing/wind-market-share.html>
- Garrad Hassan and Partners Ltd. (2008). *European Wind Farm Project Costs History and Projections 2008 Study*. Enova SF.
- Gobal Energy Council , & Boston Consulting Group. (2023). *Mission Critical: Building the global wind energy supply chain for 1,5 degrees world*. Retrieved from <https://gwec.net/wp-content/uploads/2023/12/MISSION-CRITICAL-BUILDING-THE-GLOBAL-WIND-ENERGY-SUPPLY-CHAIN-FOR-A-1.5%C2%B0C-WORLD.pdf>
- IEA. (2023). *Will solar PV and wind costs finally begin to fall again in 2023 and 2024?* Retrieved from <https://www.iea.org/reports/renewable-energy-market-update-june-2023/will-solar-pv-and-wind-costs-finally-begin-to-fall-again-in-2023-and-2024>
- IMF. (April 2024). *Commodity Prices*. Retrieved from <https://www.worldbank.org/en/research/commodity-markets>
- IRENA. (2014). *Renewable Power Generation Cost in 2014*. Retrieved from irena.org: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2015/IRENA_RE_Power_Costs/IRENA_RE_Power_Costs_2014_report_chapter4.pdf?la=en&hash=697DF05EDDB03DD18432405F8763A2D6099897E1
- IRENA. (2023). *Renewable Power Generation Costs in 2022*. Retrieved from irena.org: <https://www.irena.org/Publications/2023/Aug/Renewable-Power-Generation-Costs-in-2022>
- Joint Research Centre (European Commission). (2020). *Raw materials demand for wind and solar PV technologies in the transition towards a decarbonised energy system*. Retrieved from op.europa.eu: <https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/19aae047-7f88-11ea-aea8-01aa75ed71a1/language-en>
- JRC. (2020). *Raw materials demand for wind and solar PV technologies in the transition towards a decarbonised energy system*. Retrieved from <https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/19aae047-7f88-11ea-aea8-01aa75ed71a1/language-en>

- Lazard. (2021). *Lazard's Levelized Cost of Energy Analysis - Version 15.0*. Retrieved from lazard.com: <https://www.lazard.com/research-insights/levelized-cost-of-energy-levelized-cost-of-storage-and-levelized-cost-of-hydrogen-2021/>
- Lazard. (2023). *Lazard's Levelized Cost of Energy Analysis - Version 16.0*. Retrieved from lazard.com: <https://www.lazard.com/research-insights/2023-levelized-cost-of-energyplus/>
- Lazard. (2024). *Levelized Cost of Energy +*. Retrieved from <https://www.lazard.com/research-insights/levelized-cost-of-energyplus/>
- Menon Economics. (2022). *Flytende Havvind. Analyse av markedet og norske aktørers omsetningspotensial*. Retrieved from <https://www.menon.no/wp-content/uploads/2022-53-Flytende-havvind-2.pdf>
- Norges Bank. (2024). Retrieved from <https://www.norges-bank.no/contentassets/1c8d6c55dbc84a749396db8f82b7be44/tallsett-figurer-ppr-1-24.xlsx?v=21032024085016>
- Norwegian Offshore Wind. (2024). *2023 was a record year in global offshore wind*. Retrieved from <https://www.norwegianoffshorewind.no/news/record-year-in-global-offshore-wind>
- NREL. (2017). *2015 Cost of Wind Energy Review*. Retrieved from <https://www.nrel.gov/docs/fy17osti/66861.pdf>
- NREL. (2023). *2023 Annual Technology Baseline*. Retrieved from atb.nrel.gov: <https://atb.nrel.gov/>
- NVE. (2023). *Kostnader for kraftproduksjon*. Retrieved from [nve.no](https://www.nve.no/energi/analyser-og-statistikk/kostnader-for-kraftproduksjon/): <https://www.nve.no/energi/analyser-og-statistikk/kostnader-for-kraftproduksjon/>
- Offshore Wind Biz. (2024). *New England Offshore Wind Auction Attracts Four Bidders*. Retrieved from <https://www.offshorewind.biz/2024/03/28/new-england-offshore-wind-auction-attracts-four-bidders/>
- OffshoreWind. (2023, July 7). *Port of Esbjerg Lines Up EUR 780 Million Investment in Offshore Wind Turbine Production Facilities*. Retrieved from <https://www.offshorewind.biz/2023/07/07/port-of-esbjerg-lines-up-eur-780-million-investment-in-offshore-wind-turbine-production-facilities/>
- OffshoreWindBiz. (2024, May 13). *Vertical Lay-Up Machine Commissioned at TKF's New Cable Factory*. Retrieved from <https://www.offshorewind.biz/2024/05/13/vertical-lay-up-machine-commissioned-at-tkfs-new-cable-factory/>
- Olje- og energidepartementet. (2021). *Energi til arbeid – langsiktig verdiskaping fra norske energiresurser (Meld. St. 36 (2020 – 2021))*. Retrieved from [regjeringen.no](https://www.regjeringen.no/contentassets/3d9930739f9b42f2a3e65adadb53c1f4/no/pdfs/stm202020210036000dddpdfs.pdf): <https://www.regjeringen.no/contentassets/3d9930739f9b42f2a3e65adadb53c1f4/no/pdfs/stm202020210036000dddpdfs.pdf>
- Shields, M., Beiter, P., & Nunemaker, J. (2022). *A Systematic Framework for Projecting the Future Cost of Offshore Wind Energy*. Retrieved from [nrel.gov](https://www.nrel.gov/docs/fy23osti/81819.pdf): <https://www.nrel.gov/docs/fy23osti/81819.pdf>
- Smit, T., Junginger, M., & Smits, R. (2007). Technological learning in offshore wind energy: Different roles of the government. *Energy Policy, Volume 35, Issue 12*, pp. 6431-6444.

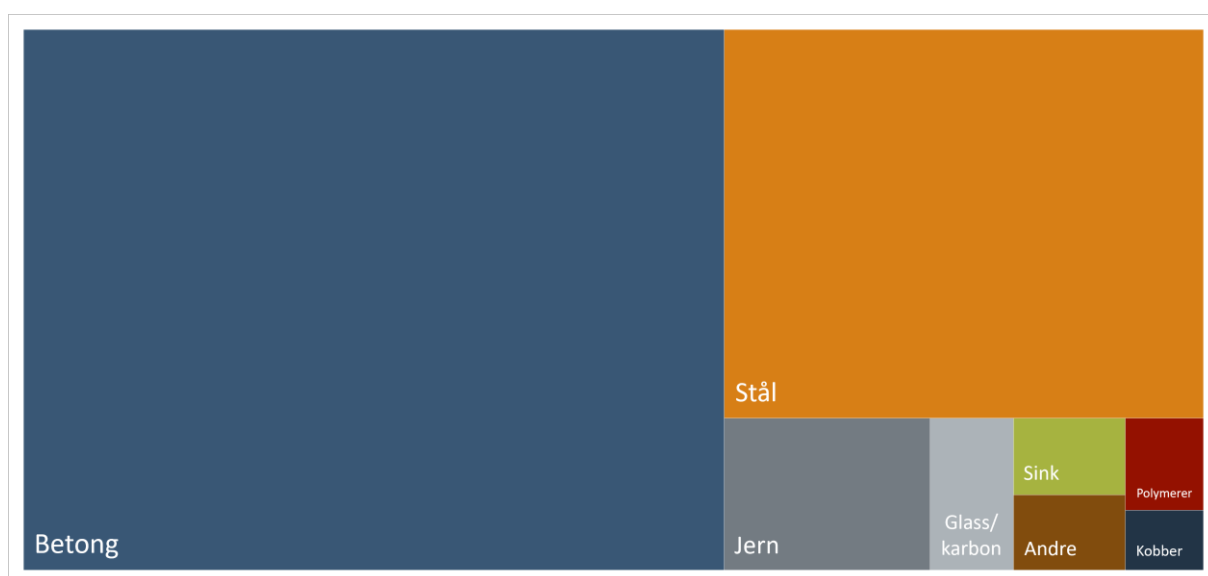
- Statnett. (2023). *Langsiktig markedsanalyse 2022-50*. Retrieved from statnett.no: <https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftsystemet/planer-og-analyser/lma/presentasjon-frokostmote-lma2022-2050.pdf>
- Sørlige Nordjø II Offshore Wind. (2024). *Sørlige Nordsjø II*. Retrieved from sn2offshorewind.no: <https://sn2offshorewind.no/infografikk/>
- U.S. Geological Survey. (2022). *Mineral Commodity Summaries 2022*. Retrieved from pubs.usgs.gov: <https://pubs.usgs.gov/periodicals/mcs2022/mcs2022.pdf>
- U.S. Geological Survey. (2024). *Mineral Commodity Summaries 2024*. Retrieved from pubs.usgs.gov: <https://pubs.usgs.gov/periodicals/mcs2024/mcs2024.pdf>
- Vestas. (2024, January 11). *Vestas plans to establish a second offshore factory in Poland to meet growing demand for offshore wind in Europe*. Retrieved from <https://www.vestas.com/en/media/company-news/2024/vestas-plans-to-establish-a-second-offshore-factory-in--c3907387>
- Wind Europe, & Rystad Energy. (2023). *The state of the European wind energy supply chain*.

Vedlegg

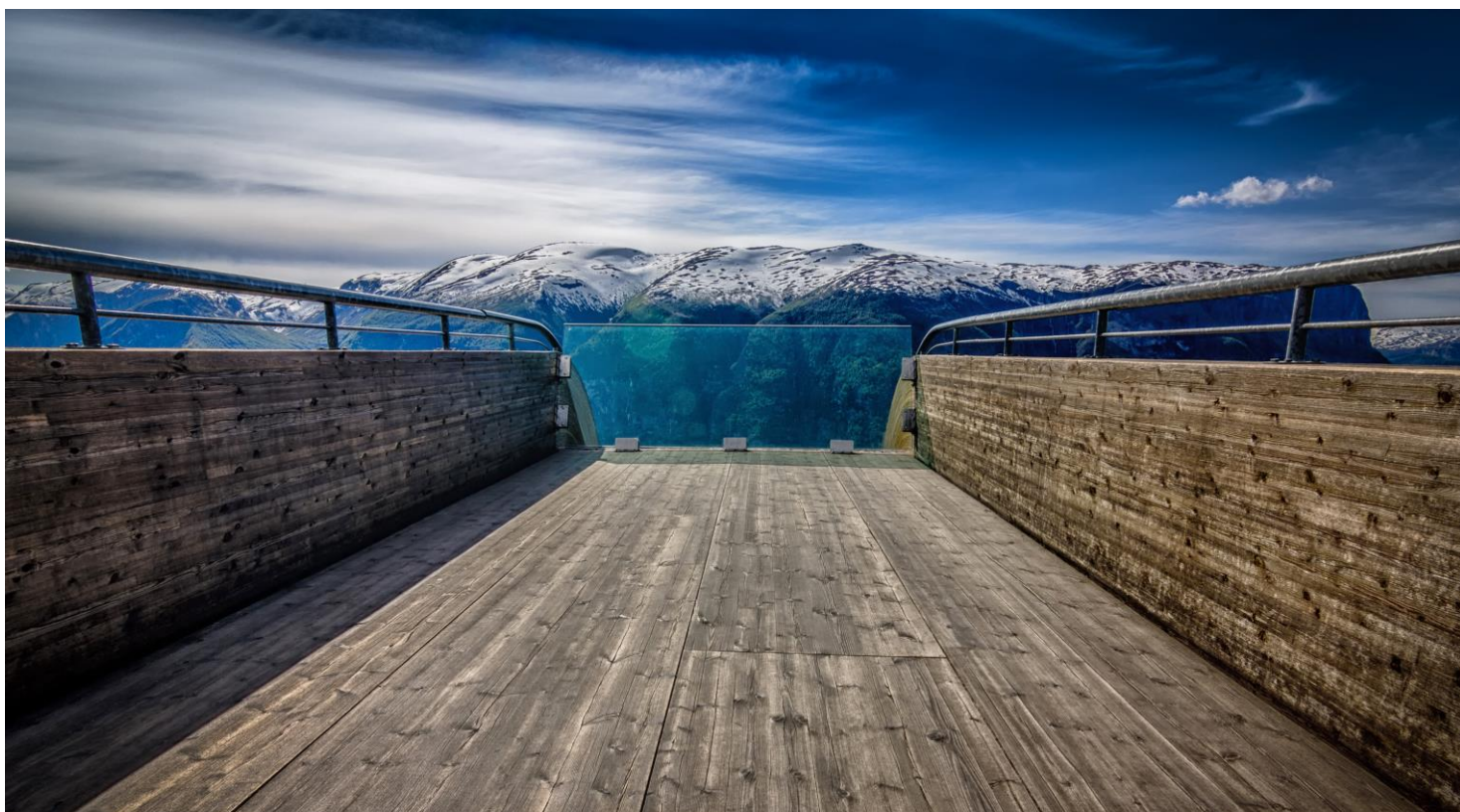
Råvarer som inngår i en bunnfast havvindturbin og relaterte kostnader

En stor del av kapitalkostnaden ved vindturbiner henger sammen med prisen på innsatsfaktorene som inngår i en turbin. Ifølge Europa Kommisjonens Joint Research Center (2020), den største komponenten er betong, som står for omkring 60 prosent av totalvekt av en turbin, fulgt av stål med ca. 29 prosent. De resterende råvarene som brukes i en vindturbin er jern, glass og karbon, sink, polymerer, kobber, og en rekke metaller og sjeldne jordarter. Disse utgjør en liten andel av totalvekten, men har en stor økonomisk betydning, fordi kiloprisen er betydelig høyere enn for betong eller stål.

Figur 16: Fordeling av råvarer som inngår i en bunnfast havvindturbin. Kilde: JRC, bearbeidet av Menon Economics



Vi har analysert utvikling av råvarepriser per tonn over tid og beregnet den totale råvarekostnaden av en typisk bunnfast havvindturbin ved bruk av vektfordeling fra Figur 16. Resultatet av beregningene vises i Figur 10.



Menon Economics analyserer økonomiske problemstillinger og gir råd til bedrifter, organisasjoner og myndigheter.

Vi er et medarbeidereiet konsultentselskap som opererer i grenseflatene mellom økonomi, politikk og marked.

Menon kombinerer samfunns- og bedriftsøkonomisk kompetanse innenfor fagfelt som samfunnsøkonomisk lønnsomhet, verdsetting, nærings- og konkurranseøkonomi, strategi, finans og organisasjonsdesign. Vi benytter forskningsbaserte metoder i våre analyser og jobber tett med ledende akademiske miljøer innenfor de fleste fagfelt. Alle offentlige rapporter fra Menon er tilgjengelige på vår hjemmeside www.menon.no.

+47 909 90 102 | post@menon.no | Sørkedalsveien 10 B, 0369 Oslo | menon.no