

RAPPORT
VERDISKAPINGSPOTENSIALET KNYTTET TIL UTVIKLINGEN AV EN
NORSKBASERT INDUSTRI INNEN FLYTENDE HAVVIND





Forord

Menon Economics har gjennomført en mulighetsstudie knyttet til verdiskapingspotensialet av å utvikle en norskbasert industri innen flytende havvind i Norge. Studien ble gjennomført på oppdrag fra Norwegian Offshore Wind Cluster i samarbeid med Eksportkreditt Norge, Norsk Industri, Norges Rederiforbund, GCE NODE, Haugaland Vekst og Greater Stavanger.

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.

Prosjektet har vært ledet av Even Winje med Sigrid Hernes som prosjektmedarbeider. Erik W. Jakobsen har vært ansvarlig partner, og Gjermund Grimsby har vært kvalitetssikrer.

Vi takker Norwegian Offshore Wind Cluster med samarbeidspartnere for et spennende oppdrag. Vi takker også alle intervjuobjekter for gode innspill underveis i prosessen. Forfatterne står ansvarlig for alt innhold i rapporten.

September 2019

Even Winje
Prosjektleder
Menon Economics

Innhold

SAMMENDRAG	3
EXECUTIVE SUMMARY	5
1 INNLEDNING	7
2 MARKEDET FOR FLYTENDE HAVVIND	9
2.1 Kort om markedet for flytende havvind	9
2.2.1 Nasjonale ambisjoner	10
2.2 Global markedsutvikling	11
2.2.1 Markedsutvikling frem mot 2030	12
2.2.2 Langsiktig markedsutvikling	13
2.3 Kostnadsutvikling	14
2.4 Utbygging av flytende havvind i Norge	16
2.5 Total omsetning i markedet for flytende havvind	18
3 VERDISKAPINGSMULIGHETER FOR NORSKBASERT INDUSTRI INNEN FLYTENDE HAVVIND	19
3.1 Norges komparative fortrinn innen flytende havvind	19
3.1.1 Norske aktørers posisjon innen flytende havvind i dag	19
3.2 Utfallsrom for norske markedsandeler innenfor flytende havvind	20
3.2.1 Globale markedsandeler	23
3.2.2 Markedsandeler knyttet til utbygging i Norge	23
3.2.3 Samlet vurdering av norske markedsandeler	24
3.3 Estimering av verdiskapingspotensial til en norskbasert industri for flytende havvind i Norge	24
3.3.1 Estimert verdiskapingspotensial	25
4 HVORDAN REALISERE VERDISKAPINGSPOTENSIALET KNYTTET TIL FLYTENDE HAVVIND?	26
4.1 Et aktivt hjemmemarked	26
4.2 Være tidlig ute	27
4.3 Tydelig visjon fra norske myndigheter	27
4.4 Tilpassede virkemidler	28
5 BREAK-EVEN-ANALYSE FOR EN MYNDIGHETSSTØTTET UTBYGGING AV FLYTENDE HAVVIND I NORGE	29
5.1 Metode	29
5.2 Kostnadsestimat	30
5.2.1 Prissatt samfunnsøkonomisk kostnad	31
5.3 Prissatte samfunnsøkonomisk nyttevirksomheter	31
5.4 Øvrige samfunnsøkonomiske virkninger som ikke er prissatt i analysen	32
5.5 Break-even-punkt	33
5.6 Sensitiviteter	34
REFERANSELISTE	35
VEDLEGG	39
Vedlegg A: Forkortelser	39
Vedlegg B: Formel for LCOE	39
Vedlegg C: Utvikling i CAPEX og OPEX	40
Vedlegg D: Kraftprisutvikling	40
Vedlegg E: Årlig omsetning i markedet for flytende havvind	42
Vedlegg F: Markeds- og kostnadsutvikling frem mot 2065	43

Sammendrag

Dersom verden skal nå målsetningene i Parisavtalen er man avhengig av en storstilt omstilling av økonomien og ikke minst måtene vi bruker og produserer energi på. Med omstilling følger også store muligheter for å skape «grønn» økonomisk vekst for land og aktører som evner å gripe sjansen. Eksempelvis investeres det nå 2,5 ganger mer i fornybar energiproduksjon enn det gjøres i fossil energi (Statkraft, 2019). Skal verden lykkes med å begrense temperaturstigningen til under 2 grader, og aller helst 1,5 grader, må investeringene i utslipps-reducerende tiltak økes betydelig.

I denne rapporten har vi vurdert verdiskapingspotensialet som ligger i en norskbasert industri for flytende havvind, med hensyn til markedsutvikling og global konkurransekraft.

Flytende havvind har vært gjennom en periode med pilotinstallasjoner, og det er nå en rekke pre-kommersielle prosjekter under utvikling. Det neste steget er kommersielle vindparker. Våre analyser viser at markedet har et betydelig vekstpotensial, forutsatt at man lykkes med å ta ut skalafordeler og industrialisere tilvirknings- og produksjonsprosessene slik at kostnadene faller raskt. En av de viktigste årsakene til at vi forventer økt utbygging er at flytende havvind har et betydelig større energipotensial enn øvrige vindteknologier. Eksempelvis er det estimert at opp imot 80 prosent av de tilgjengelige havvindressursene ligger i områder som enten har for dårlige bunnforhold eller er for dype for bunnfaste turbiner. Videre vil arealbegrensninger på land sannsynligvis bidra til at investeringer vris ytterligere mot havet slik vi har sett i Europa de siste årene (WindEurope, 2018).

Vårt basisscenario for flytende havvind legger til grunn en akkumulert global kapasitet på om lag 100 GW i 2050. Dette tilsvarer tre ganger kapasiteten til den norske kraftforsyningen. I vårt høyscenario, som vi også vurderer som et realistisk utfall, øker kapasiteten til nærmere 140 GW i 2050. Markedsutviklingen henger tett sammen med hvor raskt kostnadene for flytende havvind faller. Økte investeringer fører til reduserte kostnader, som igjen bidrar til å gjøre teknologien mer konkurransedyktig på det globale markedet – noe som igjen øker investerings-takten. Ettersom teknologien fortsatt er dyrere enn konkurrerende teknologier vil utviklingen i stor grad påvirkes av nasjonal energi- og næringspolitikk. Dette bidrar til betydelig usikkerhet, og med det et stort utfallsrom for hvilken rolle flytende havvind vil ha i kraftmarkedet. På den andre siden innebærer det også at en proaktiv næringspolitikk i et lite land som Norge kan spille en rolle i å drive frem utviklingen, slik blant annet Danmark har gjort innen bunnfast havvind.

Norske aktører står bak sentrale teknologikonsepter i den pågående utviklingen innen flytende havvind, og kompetansen fra olje- og gasssektoren bidrar til et betydelig potensial for å ta andeler av et globalt marked. Om Hywind Tampen realiseres vil dette bli et viktig steg for å bygge en norskbasert industri. Flere eksperter, samt aktørene vi har snakket med, peker imidlertid på at dette prosjektet ikke er stort nok i seg selv dersom man skal etablere en konkurransedyktig verdikjede i et industrialisert internasjonalt marked. Dersom teknologien skal bli kommersielt interessant, må man opp i flytende havvindparker som vil være minst seks ganger så store som Hywind Tampen på 88 MW. Om den videre industrialiseringen skjer utenfor Norge, vil konkurransekraften man har opparbeidet seg sannsynligvis svekkes betydelig og det langsiktige verdiskapingspotensialet i Norge være begrenset¹.

Vi har vurdert utfallsrommet for verdiskapingen til en norskbasert industri knyttet til flytende havvind. Våre analyser viser at det er mulig å ta opp imot 20 prosent av det globale markedet. I vårt høyscenario tilsvarer dette

¹ Fallende kostnader bidrar til at man kan få subsidiefri utbygging i Norge mot slutten av 2030-tallet. Kostnadsfallet reflekterer imidlertid at teknologien på det tidspunktet er forventet å være fullt kommersialisert.

en verdiskaping på 117 milliarder kroner², og en sysselsettingseffekt på 128 400 årsverk i Norge over en periode på 30 år. På den andre siden viser våre analyser at, i fraværet av målrettede virkemidler, ligger det nedre intervallet på 3 prosent. I det samme markedsscenarioet vil dette gi en verdiskaping på 18 milliarder kroner³, og en sysselsettingseffekt på 19 300 årsverk i Norge, over samme periode.

Gjennom intervjuer med industriaktører har vi identifisert følgende forutsetninger for å lykkes med å realisere verdiskapingspotensialet som foreligger:



Et aktivt hjemmemarked som legger til rette for å utvikle en operativ verdikjede.



Være tidlig ute, slik at man får en ledende rolle når teknologien blir kommersielt konkurransedyktig.



En tydelig visjon fra myndighetene som bidrar til forutsigbarhet for norske aktører.



Tilpassede virkemidler som legger til rette for læringseffekter knyttet til havvind av kommersiell skala, og bidrar til at norske aktører kan posisjonere seg et nytt og ukjent marked.

For å vurdere om det er samfunnsøkonomisk grunnlag for å støtte en utbygging på norsk sokkel har vi tatt utgangspunkt i en subsidiert utbygging av to flytende havvindparker på 500 MW hver. I analysen har vi beregnet verdiskapingseffekten knyttet til økt sysselsetting i en norskbasert industri innen flytende havvind. Gevinsten følger av at disse eksportrettede jobbene forventes å ha høyere avkastning enn mer skjermede jobber rettet mot norsk fastlandsøkonomi. Dersom subsidieringen av en slik investering skal gi tilstrekkelige næringsøkonomiske virkninger til at den fremstår som samfunnsøkonomisk lønnsom, må den utløse en global markedsandel på 11 prosent. Dette ligger godt innenfor utfallsrommet vi har identifisert for den norske næringskjeden. Videre peker øvrige samfunnsøkonomiske virkninger, som i vårt eksempel ikke er prissatt, på at det reelle «break-even-punktet» vil ligge lavere.

Det finnes ingen forskning som sier noe om hvilken global markedsandel en slik utbygging faktisk vil utløse for norske aktører. Men basert på «suksessfaktorene» vi har identifisert i samtaler med industriaktører vil et aktivt hjemmemarked fungere som en skalerings-, test- og læringsarena som vil styrke norske aktørers internasjonale konkurranseevne. Blant annet vil norske aktører få kommersielle referanser som vil bli vektlagt når internasjonale utbyggere velger underleverandører. Kombinert med målrettede virkemidler knyttet til internasjonalisering av den norske bransjen, vil dette legge til rette for at den norske verdikjeden kan få en ledende posisjon i et kommersialisert marked for flytende havvind.

² / 2019-kroner.

³ / 2019-kroner.

Executive summary

If the global community is to reach the goals set out in the Paris Agreement, major transformation of the world economy is needed. This is particularly true for the manner in which we consume and produce energy. Though these changes represent significant challenges, they also provide opportunities for “green” growth for the countries and businesses who are capable of capitalising on the changing energy markets. As an illustration of the large commercial possibilities, investment today in renewable energy production is more than twice as large as investment in fossil energy (Statkraft, 2019). If the world is to limit the increase in global temperature to below 2 degrees, or ideally below 1.5 degrees, investment in emissions reducing measures must increase substantially in the coming years.

In this report, we examine the potential for value creation in the Norwegian floating offshore wind power industry with a focus on market development and global competitiveness.

The pilot stage of floating offshore wind power development has been completed and a number of pre-commercial projects are today under development. Commercial wind parks will follow the successful completion of the pre-commercial stage. Our analysis shows that the market has considerable potential for growth if economies of scale can be harnessed, production processes industrialised, and if costs rapidly decrease as a consequence. As the energy generation potential of floating offshore wind is considerably larger than that of other wind technologies, we expect significant growth in the market going forward. It is estimated that up to 80 percent of available offshore wind resources are in areas where bottom conditions are too poor, or the water is too deep for bottom-fixed turbines. In line with recent developments in continental Europe, the scarcity of land plots suitable for installation of onshore wind is likely to further contribute to increased investment in offshore wind farms (WindEurope, 2018).

Our base case scenario for floating offshore wind assumes that the global market reaches a capacity of 100 GW in 2050. This is triple the total installed capacity of the Norwegian power system. Our high outcome scenario, which we believe to be far from unrealistic, assumes that almost 140 GW of capacity is reached by 2050. How the market develops is, however, dependent on how quickly costs for floating offshore wind power fall. Increased investment will lead to a reduction in costs, which in turn will lead to the technology becoming more competitive in the global market, thus further increasing the rate of investment. Floating wind power is, however, still more expensive than competing technologies, making national energy- and industrial policies key determinants of the market development. This is a significant point going forward. On the one hand, the lack of predictability about future policies increases the uncertainty around the offshore wind investments. On the other hand, the dependence on political decisions involves the potential for a small country such as Norway, to play a significant role in driving global developments, as has been done by Denmark in the market for bottom-fixed offshore wind.

Norwegian players are behind key technologies in floating offshore wind development. The supplementation of oil and gas sector know-how further increases Norway’s potential to take a significant global market share. Hywind Tampen will be an important step in this process. Yet, experts and industry players we have talked to point out that this project alone is not big enough to establish a competitive value chain in a developed international market. The general consensus among the experts is that floating wind parks must be at least six times Hywind Tampen’s 88 MW for the technology to become commercially viable. If this commercialisation takes place outside Norway, the competitiveness that has been developed is likely to be negatively impacted and the long-term potential for value creation in Norway will fall as a consequence.

Our assessment of the range of possible value creation outcomes for a Norwegian based floating offshore wind industry shows that up to 20 percent of the global market can be captured. Our high outcome scenario furthermore points to value creation of up to NOK 117 billion⁵ and employment effects of 128 400 full time equivalents (FTEs) in Norway over a period of 30 years. Our analysis also shows that a global market share of 3

percent is likely if no active industrial policy is employed. In such a scenario, we expect value creation of NOK 18 billion, and employment effects of 19 300 FTE's for the same period.

Through interviews with industry players, we have identified necessary conditions for successfully realising the value creation potential in the Norwegian offshore wind sector:



An active home market that can facilitate the development of an operational value chain.



An early start to secure a first-mover advantage when the technology becomes commercially viable.



A clear governmental vision contributing to predictability for Norwegian businesses.



Suitable policy measures that facilitate the learning effects associated with offshore wind power at the commercial scale and contribute to the ability of Norwegian businesses to position themselves in a new and unknown market.

We have analysed whether it is economically justifiable to subsidise the development of offshore wind on the Norwegian continental shelf. The analysis is based on a development of two subsidised, floating offshore wind parks, with a capacity of 500 MW each. We calculated the value creation related to the development of offshore wind farms, by analysing the effect on jobs. The increase in economic benefits mainly arises from the fact that these export-orientated jobs are associated with higher value creation per employee than those of mainland Norway's less trade-exposed sectors. For the subsidisation to provide a positive economic return, the global market share of offshore wind captured by Norwegian businesses must reach 11 percent. This is well within the range of the potential outcomes that we have identified for the Norwegian value chain. Other economic effects, which are not calculated in this scenario – such as the transfer of know-how to other industries - indicate that the actual break-even point will be lower.

There is little economic literature to help guide the analysis about the size of the global market shares which will be captured by subsidising wind farms. Yet, the 'success factors' identified above point to the fact that an active home market will act as a crucial scaling, testing and learning arena which will strengthen the Norwegian players' international competitiveness. Norwegian businesses will also gain commercial references from operating in the home market, which will be important when international developers choose sub-contractors. Combined with goal-orientated political measures linked to the internationalisation of the Norwegian industry, this will put Norway's offshore wind industry in a pole position to capture significant part of the global offshore wind market, deemed so important to reach a greener energy composition.

1 Innledning

Overgangen til et lavutslippssamfunn er en stor utfordring, men innebærer også store næringsøkonomiske muligheter. Verden står overfor et stort felles problem i form av menneskeskapt global oppvarming som følge av klimagassutslipp. Gjennom Parisavtalen har verdens land forpliktet seg til en ambisjon om å begrense klimaendringene til en 2 graders økning, og helst ikke mer enn 1,5 grader. De vedtatte klimamålene krever en rask grønn omstilling av verdensøkonomien. Økonomisk litteratur peker på at det er land som evner rask strukturell omstilling, gjennom å flytte investeringer mot nye vekstområder, som har størst sannsynlighet for å lykkes med å gjøre grønn omstilling til grønn vekst⁴.

Sentralt i den globale omstilling står utbyggingen av fornybar kraftproduksjon. For tredje år på rad ble det i 2018 investert mer kapital i kraftsektoren enn i olje- og gassektoren globalt (Statkraft, 2019). For å nå de vedtatte målsetningene må verden imidlertid gjøre mer av alt og enda raskere. Det er bred konsensus blant de mest anerkjente analysemiljøene om at *offshore* havvind (som inkluderer både bunnfast og flytende havvind) vil spille en helt sentral rolle. Enkelte analyser legger til grunn en utbygging opp mot 1 000 GW frem mot 2050⁵ mot 22 GW i dag. Utbyggingen har til nå vært dominert av nordeuropeiske land og aktører, men man ser nå at havvind-satsingen sprer seg til flere kontinenter.

Flytende havvind er på et mye tidligere utviklingsstadium enn bunnfast havvind. International Renewable Energy Agency (IRENA, 2018) omtaler imidlertid **teknologien som en mulig «game changer» for havvind generelt.** Ettersom vindmøllene sammenstilles på land, før de slepes ut til det aktuelle området, er det et betydelig potensial for å hente ut skalafordeler i tilvirkning og installasjonsprosessen. Videre åpner flytende substrukturer (som kun ankres fast i havbunnen) for kraftproduksjon i havområder som enten er for dype eller har for dårlig havbunnkvalitet for bunnfaste turbiner. Det er estimert at 80 prosent av potensielle områder for utbygging av havvind i Europa og i Japan, samt 60 prosent av potensielle områder for utbygging i USA, har en havdybde på 60 meter eller dypere (Catapult, 2018). I disse områdene vil ikke bunnfast havvind være aktuelt⁶. Ved å gå lenger ut i havet kan man også oppnå en høyere kraftproduksjon (per MW) ettersom vindforholdene er mer stabile.

Selv om kostnaden knyttet til flytende havvind fortsatt er høy sammenlignet med andre fornybar-teknologier innen kraftsektoren, er industrien ambisiøs. Stort energipotensial, mulige skalafordeler og næringsøkonomiske muligheter bidrar også til at stadig flere land ser mot nettopp denne teknologien (Catapult, 2018). **Et relativt umodent marked byr på muligheter for å ta en ledende rolle og kapre betydelige andeler i et voksende marked for aktører og land som evner å utnytte sine komparative fortrinn.**

Norske teknologikonsepter har i dag en sentral posisjon i markedet for flytende havvind, og kompetansen fra olje- og gassektoren legger til rette for at norske aktører kan ta betydelige markedsandeler når det globale marked kommersialiseres. Utviklingen av en norsk havvindindustri, og da spesielt gjennom overføring av ressurser og kompetanse fra etablerte sektorer som offshore olje og gass, samt maritim sektor, kan også bidra til å imøtekomme behovet for en diversifisering av den norske økonomien i retning av mer eksportorienterte «clean-tech» næringer.

Skal man bli gode, må man imidlertid øve. Hywind Tampen er et viktig steg for å bygge en norskbasert industri for flytende havvind. Om man skal nå en kommersiell skala på flytende havvind trenger man parker som er over

⁴ Se blant annet Rodrick (2013) og Aghion mfl. (2016)

⁵ DNV GL (2018) og Statkraft (2019)

⁶ CenSES (2019), Catapult (2018) og Carbon Trust (2018)

seks ganger så store som Hywind Tampen. **Norges langsiktige konkurransekraft vil derfor i stor grad påvirkes av at den norske verdikjeden er en del av industrialiseringen knyttet til storskala parker.**

Verdiskapingspotensialet til en norskbasert industri for flytende havvind vil avhenge av hvor stort markedet blir. Markedsstørrelsen er et produkt av utbyggingstakt og kostnadsutvikling som igjen avhenger av hverandre. Jo raskere markedet vokser, desto raskere faller kostnadene, og desto mer konkurransedyktig blir teknologien sammenlignet med andre utslippsreducerende tiltak – noe som igjen bidrar til markedsvekst. Denne gjensidige påvirkningen gjør at nasjonal energipolitikk på tvers av landegrenser vil være sentral for utviklingen frem mot 2030. Disse sammenhengene bidrar til at det er stor usikkerhet knyttet til den langsiktige utviklingen. På den andre siden innebærer dette også at **en proaktiv nærings- og energipolitikk, selv i et lite land som Norge, kan påvirke den globale utviklingsbanen ved å ta i bruk havrommet i den globale energiomstillingen.**

I denne rapporten har vi vurdert verdiskapingspotensialet som ligger i en norskbasert industri for flytende havvind. I kapittel 2 presenterer vi våre analyser av den globale markedsutviklingen. Deretter vurderer vi den norske verdikjedens konkurransekraft og verdiskapingspotensial i kapittel 3. Videre har vi vurdert hva som er viktig for å realisere verdiskapingspotensialet vi identifiserer (kapittel 4). Avslutningsvis har vi, i kapittel 5, eksemplifisert en aktiv næringspolitikk og vurdert hvorvidt det er grunnlag for å støtte en norsk utbygging fra et samfunnsøkonomisk ståsted.

Analysen baserer seg på en gjennomgang av foreliggende tredjepartsanalyser, intervjuer med industriaktører og Menons vurdering av hvordan sentrale drivere vil kunne påvirke den langsiktige utviklingen.

2 Markedet for flytende havvind

2.1 Kort om markedet for flytende havvind

Fra den første havvindparken ble installert i 2002 i Danmark har offshore havvind vokst til en multinasjonal industri. Per i dag er bunnfaste installasjoner den rådende teknologien, mens markedet for flytende havvind fremdeles er relativt umodent. Ved utgangen av 2018 var den totale kapasiteten for flytende havvind på 50,3 MW globalt (Carbon Trust, 2018). Markedet for flytende havvind består i stor grad av pilotprosjekter med enkeltturbiner. Det er kun Hywind Scotland som er av en viss størrelse på 30 MW, med fem flytende vindmøller. Dette er fortsatt et godt stykke til 500 MW, som bransjen omtaler som kommersiell størrelse for havvind. Til sammenligning bygges det i dag bunnfaste parker opp mot 1 000 MW og innen utgangen av 2018 var totalt 22 000 MW bunnfast havvind satt i drift.

Til tross for at teknologiutviklingen er på et tidlig stadium ser mange aktører mot flytende havvind og en rekke prosjekter er under utvikling. En majoritet av disse prosjektene vil være lokalisert i Europa, i tillegg til noen demonstrasjonsprosjekter i USA og Japan. Basert på vår gjennomgang vil forventet total installert kapasitet for flytende havvind i verden ligge på om lag 300 MW i 2021.

Tabell 2-1: Eksisterende flytende havvindparker og planlagte flytende havvindparker på kort sikt⁷. Kilde: Multiconsult mfl. (2019), CenSES (2019), Carbon Trust (2018), WindEurope (2018)

Land	Prosjekt	Kapasitet (MW)	Idriftsettelse
Norge	Hywind Demo	2,3	2009
Portugal	WindFloat ⁸	2	2011
Japan	Fukushima FORWARD	2	2013
Japan	Fukushima FORWARD	7	2016
Japan	Fukushima FORWARD	5	2017
Storbritannia	Hywind Scotland	30	2017
Frankrike	Floatgen	2	2018
Japan	IDEOL Kitakyushu Demo	3	2018
Portugal	WindFloat Atlantic	25	2019
Spania	Flocan 5 Canary	25	2020
Spania	Nautilus	5	2020
Sverige	SeaTwirl S2	1	2020
Storbritannia	Kincardine	49	2020
Storbritannia	Forthwind Project	12	2020
USA (Maine)	Aqua Ventus I	12	2020
Frankrike	Leucate Pilot Farm	24	2021
Frankrike	Groix Pilot Farm	24	2021
Frankrike	Provence Grand Large	24	2021
Frankrike	EolMed Pilot Farm	24	2021
Japan	Goto City	22	2021
Storbritannia	Katanes Floating Energy Par – Array	32	2022
Norge	Hywind Tampen	88	2022

⁷ Merk at denne listen ikke nødvendigvis er uttømmende.

⁸ Demontert i 2016

Case om Hywind Scotland

Hywind Scotland, verdens første flytende havvindpark, ble igangsatt oktober 2017. Havvindparken ble utviklet av Equinor i samarbeid med Masdar (fra UAE). Hywind Scotland har en kapasitet på 30 MW og består av fem turbiner utviklet av Siemens som er plassert på Hywind Spar-buoy flytere med et dypt understell i betong.

Prosjektet er verdensledende på flere felt. Blant annet benytter turbinene et avansert kontrollsystem som maksimerer utbyttet og optimaliserer den strukturelle stabiliteten. Flytekonseptet er videreutviklet fra det første Hywind-prosjektet, Hywind Demo i 2009. Ytterligere optimalisering og læring har bidratt til å redusere kostnadene med 60-70 prosent fra den originale prototypen.

Norske aktører stod for 30 prosent av innholdet av Hywind Scotland. Dette inkluderte prosjektering av flytestruktur, tårn og tilhørende systemer, anskaffelsestjenester, transport av flytestruktur, forberedelse av montering av turbiner, flytestruktur og generatorer, sleping, forankring og drift, statiske og dynamiske kabler, samt sikkerhet. Eksempelvis ble Spar-flyteren bygget i Spania og tauet til Stord i Norge, hvor turbinen ble montert. I denne forbindelse ble verdens største flytende-til-flytende tungløftoperasjon utført av et Saipem-fartøy. De ferdig monterte vindmøllene ble deretter tauet til Peterhead i Skottland for tilkobling og endelig igangsetting.

I området hvor havvindparken er plassert er gjennomsnittlig vindhastighet over 10 meter per sekund. Kapasitetsfaktoren for de tre første måneder med drift har ligget på gjennomsnittlig 65 prosent, som viser det tekniske og kommersielle potensialet som ligger i teknologien.

Case om Kincardine

Havvindparken Kincardine vil ligge 15 km utenfor kysten av Aberdeen, Skottland og planlegges å idriftsettes i 2020. Parken vil ha en samlet kapasitet på 49 MW, og består av en 2 MW turbin og fem 9,5 MW turbiner. Vindturbinen på 2 MW har vært i drift siden oktober 2018. Dersom havvindparken igangsettes etter planen, vil den på det tidspunktet være verdens største flytende havvindpark.

En av aktørene bak Kincardine er Principle Power Inc., hvor Aker Solution er medeiere. Principle Power Inc. har designet og utviklet det flytende skroget som supporterer vindturbinene. Konseptet har fått navnet WindFloat og er en såkalt semisubmersible. Slike skrog muliggjør plassering av offshore vindprosjekter på værharde områder, samtidig som de legger til rette for en effektiv sammenstilling av turbin og skrog på grunt vann ved kai.

2.2.1 Nasjonale ambisjoner

Kombinasjonen av fornybar storskala kraftproduksjon, energipotensial, næringsøkonomiske gevinster og potensial for kostnadsreduksjoner har ført til at flere land nå ser mot flytende havvind (Catapult, 2018):

- Storbritannia har satt som mål å nå en kapasitet på 50 GW offshore havvind innen 2050. Storbritannia er et av de ledende landene innenfor offshore havvind i dag, men mesteparten av dette er bunnfast havvind. Utenfor kysten av Skottland er imidlertid havdybden stor, noe som gir et betydelig vekstpotensial for flytende havvind. Catapult (2018) som vurderer verdiskapingsmulighetene knyttet til flytende havvind i Storbritannia, legger til grunn mellom 10 og 20 GW frem til 2050.
- Frankrike ønsker å satse betydelig innen flytende havvind. Det planlegges å oppføre fire flytende havvindparker på 24 MW hver i 2021, med støtte fra franske myndigheter. Havvindparkene skal bygges

i områder med havdybde på 70 meter. Sett i lys av ambisjonen om å redusere kjernekraftproduksjonen betydelig i løpet av de neste tiårene, kan man forvente økte investeringer på sikt i Frankrike.

- Spania ser også mot flytende havvind, og vil være et sentralt marked for flytende havvind i Europa. Spania har store og dype havområder. Spanske myndigheter har blant annet gitt Equinor tillatelse til å bygge en 200 MW flytende havvindpark utenfor Kanariøyene.
- Tyskland er i dag en av de ledende nasjonene innenfor bunnfast havvind med over 1 300 installerte turbiner i Nordsjøen og Østersjøen. Tyskland har satt som mål å bygge ut 7,7 GW med offshore havvind innen 2020, og 15 GW innen 2030.
- Japan begynte å se mot flytende havvind etter Fukushima-ulykken i 2011. Japanske myndigheter ønsker å bruke offshore havvind for å nå landets fornybarmål og har satt et mål om å installere 4 GW flytende havvind innen 2030. Havområdene langs kysten av Japan har i enkelte områder opp mot 200 meter havdybde.
- USA, ved Energidepartementet og staten New York, satt nylig ned et FoU-konsortium som har som formål å akselerere utbyggingen av vindkraft, både til lands og til havs. Amerikanske myndigheter har satt av 28 millioner dollar i FoU-støtte til flytende havvindteknologi. Flytende havvind vil være relevant både på øst- og vestkysten på grunn av havdybde.
- Kina har store ambisjoner om å bygge ut fornybar energi, og flere aktører peker på at Kina vil representere det største markedet for flytende havvind på sikt. Kina forventes å passere Storbritannia som verdens største havvindnasjon i 2021. Havområdene utenfor Kina er godt egnet både for bunnfast og flytende havvind.

2.2 Global markedsutvikling

Den langsiktige markedsutviklingen for flytende havvind vil avhenge av flere faktorer. Vi har i arbeidet vårt identifisert følgende hoveddrivere:

- **Global energi- og klimapolitikk:** Om man skal nå målsetningene nedfelt i Parisavtalen er man avhengig av en storstilt omstilling av de globale energimarkedene. Dette øker betalingsvilligheten for ny fornybar produksjonskapasitet samtidig som elektrifisering vil bidra til økte priser i kraftmarkedene. Ambisjonsnivået i energi- og klimapolitikken vil derfor i stor grad sette rammene for hvor raskt man vil realisere ny fornybar produksjonskapasitet.
- **Nasjonal energipolitikk:** Sammenhengen mellom kostnadsutvikling og markedsutvikling gjør at nasjonal energipolitikk på tvers av landegrenser vil være sentral for utviklingen av flytende havvind frem til teknologien er fullt kommersialisert.
- **Lønnsomhet relativt til andre teknologier:** Det er rimelig å anta at det er de mest kostnadseffektive teknologiene som vil dominere investeringene i de globale kraftmarkedene. Jo mer konkurransedyktig flytende havvind blir relativt til andre fornybare teknologier, samt andre tiltak som kan redusere globale klimagassutslipp, desto høyere utbyggingstakt vil man derfor forvente.
- **Arealbegrensninger:** Sammenlignet med landbasert vind vil havvind i mindre grad komme i konflikt med arealbruk og andre miljøhensyn. I tillegg har flytende teknologier et betydelig større utbyggingspotensial enn bunnfaste teknologier, ettersom de ikke er begrenset av vanddybde⁹. Videre vil områder med havbunn av lav kvalitet ikke kunne utbygges med bunnfaste teknologier.

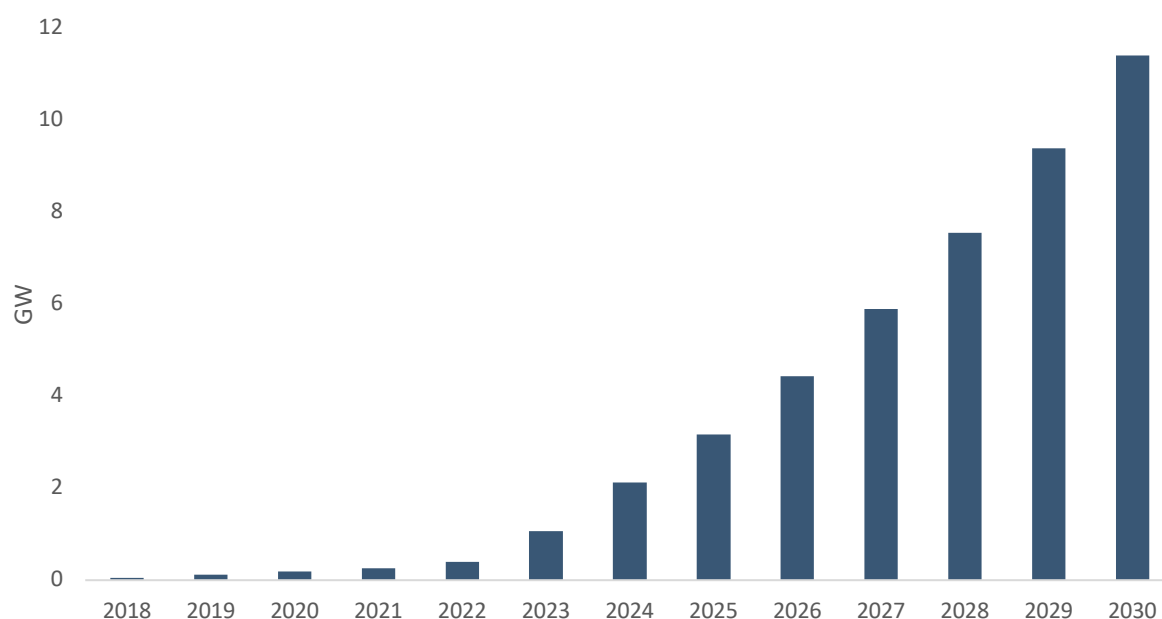
⁹ Eksisterende bunnfaste fundamentkonstruksjoner kan ikke installeres på steder med vanddybde over 45 meter (CenSES, 2019). Rundt 80 prosent av potensielt egnede områdene for havvind har vanddybde over 60 meter, hvor bunnfast havvind ikke er økonomisk mulig (WindEurope, 2018).

2.2.1 Markedsutvikling frem mot 2030

Figuren under viser vår forventning knyttet til den globale akkumulerte utbyggingen av kapasitet for flytende havvind frem mot 2030 basert på en gjennomgang av flere eksterne analyser¹⁰. Utbyggingen de neste ti årene vil i stor grad avhenge av enkelt lands energi- og klimapolitikk, ettersom man ikke er konkurransedyktig på pris gitt dagens kostnadsnivå. Stort energipotensial, mulige skalafordeler og næringsøkonomiske muligheter bidrar imidlertid til at stadig flere ser mot nettopp denne teknologien (Catapult, 2018). Havvind anses også som mindre konfliktfullt enn landbasert vind, og en eventuell økning i konfliktnivået knyttet til arealbruk vil vri investeringene mot havet. Våre forventninger baserer seg i stor grad på prosjekter som er i «pipeline», industrielle og nasjonale ambisjoner, og en vurdering av sannsynlighet for realisering. Overordnet handler denne perioden om å gå fra piloter via mindre demonstrasjonsanlegg til en kommersialisering av storskala parker.

Ifølge Carbon Trust (2018) ligger det et potensial for opp mot 30 GW frem mot 2030, om man tar utgangspunkt i industriens ambisjoner. Per dags dato har man imidlertid ikke vedtatt politikk som underbygger en slik utvikling, jamfør oversikten over. Dette bildet har vi også fått bekreftet av aktører vi har intervjuet i forbindelse med denne studien. Enkelte aktører peker mot en samlet utbygging på 16 GW over de neste 10-12 årene, mens andre er mer pessimistiske. Carbon Trust (2018) og øvrige analyser vi har gjennomgått peker mot et nivå på om lag 12 GW i 2030. Dette tilsvarer om lag 10 prosent av det samlede havvindmarkedet om man legger IRENA (2018) og IEA (referert av WindEurope (2018)) sine prognoser til grunn. Vår vurdering er at dette nivået representerer det mest realistiske av anslagene vi er blitt presentert, og har lagt det til grunn som et basisscenario i våre vurderinger.

Figur 2-1: Forventet global akkumulert utbygging av flytende havvind på mellomlang sikt utenfor Norge. Kilde: Menon Economics



¹⁰ Equinor (2019), NORWEP (2018), Multiconsult mfl. (2019), Catapult (2018), Carbon Trust (2018)

2.2.2 Langsiktig markedsutvikling

Etter 2030 forventer vi at markedsutviklingen kommer over i en kommersialisert fase. Med utgangspunkt i den underliggende trenden i framskrivninger frem til 2030, samt Catapult (2018) sine forventninger for de neste 20 årene¹¹ har vi vurdert utfallsrommet for den langsiktige markedsutviklingen med hensyn til de sentrale markedsdriverne beskrevet over. Vår analyse baserer seg på to hovedscenarier:

- I det øvre intervallet forutsetter vi at en kombinasjon av rask kostnadsutvikling og ambisiøs klimapolitikk bidrar til en akselerert markedsutvikling. Lavere kostnader, målrettet næringspolitikk og mer press på landareal medfører at myndigheter er villige til å investere mer i flytende havvind, selv om det er dyrere enn øvrige vindteknologier. Samlet bidrar dette til at markedet vokser noe raskere frem mot 2030 enn basisscenariet presentert over, og trenden fortsetter videre de neste 20 årene. Vi har ikke lagt til grunn at man når kostnadsparitet med eksempelvis bunnfast havvind i dette scenariet. Dette avhenger av den relative utviklingen i kostnader som vi ikke har vurdert eksplisitt i denne analysen. Men jo lavere kostnadene blir, desto mer kostnadseffektivt blir havvind som utslippsreducerende tiltak. I delkapittel 2.3 vurderer vi kostnadsutviklingen.
- Det nedre intervallet representerer en utviklingstrend der man ikke lykkes i å få opp volumet frem mot 2030 like rask som vi antok over. Vi antar blant annet at kostnadene faller saktere sammenlignet med andre konkurrerende teknologier, og at støtten fra nasjonale myndigheter ikke er tilstrekkelig til å nå 12 GW i 2030. Relativt sett bidrar mindre ambisiøse klimamålsetninger i de mest aktuelle landene og/eller økt konkurranse fra andre klimatiltak videre til en lavere vekstrate enn i det øvre intervallet mellom 2030 og 2050.

Gitt våre antagelser vil markedet for flytende havvind ligge mellom 60 GW og 140 GW i 2050. Den underliggende veksttrenden frem mot 2030 i analysene vi har gjennomgått¹² gir en noe lavere vekst enn vårt øvre intervall. Disse analysene tar imidlertid ikke høyde for «oppsiden» knyttet til driverne beskrevet over, og som blant annet reflekteres i nyere anslag for havvind generelt¹³. Samtidig ligger vårt anslag betydelig under de mest optimistiske anslagene blant aktørene vi har snakket med. Det nedre intervallet legger til grunn usikkerheten som det redegjøres for i Carbon Trust (frem mot 2030) og er om lag på nivå med nedre intervall i Catapult (i perioden 2030 til 2050). Vi anser derfor vårt anslag til å være relativt konservativt med tanke på potensialet som ligger i teknologien og en begrenset nedside.

Dersom man sammenligner våre forventninger med framskrivninger for det samlede markedet for offshore havvind, vil det øvre intervallet for flytende havvind tilsvare en markedsandel på om lag 14 prosent sammenlignet med DNV GLs Energy Transition Outlook samt Statkrafts lavutslippsscenario (om lag 1 000 GW totalt) og 27 prosent sammenlignet med IRENAs fornybarscenario (520 GW totalt). Basisscenarioet tilsvarer en markedsandel på henholdsvis 10 og 20 prosent.

Som illustrert i figuren under bidrar usikkerheten knyttet til kostnadsutvikling, samt klima- og energipolitikk, til at det er stor usikkerhet rundt hvor stort markedet for flytende havvind vil bli. I tillegg øker usikkerheten over tid. Utfallsrommet er imidlertid betydelig mindre enn hva man finner blant analyser for offshore havvind generelt, som varierer mellom 400 og 1 000 GW¹⁴.

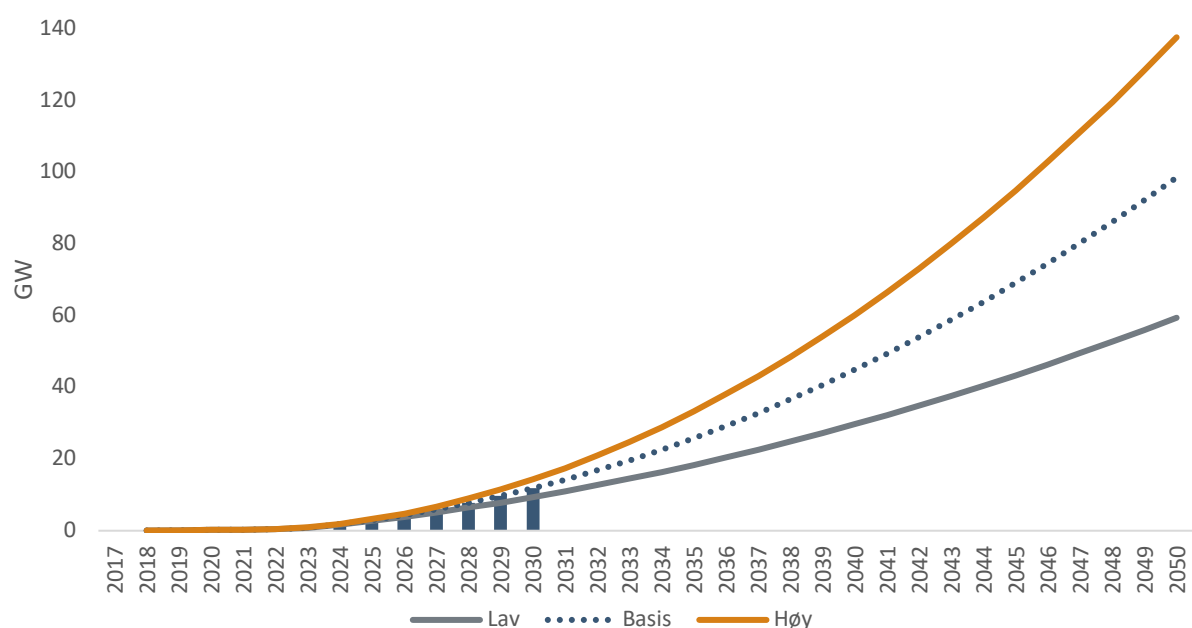
¹¹ Catapult (2018) er så langt vi vet de eneste som har gjort noen framskriving av markedet forbi 2030. De har to utfallsrom for utviklingen. De legger til grunn et nedre intervall på 55 GW og et øvre på 110 GW i 2050, uten noe grundig redegjørelse for hvorfor de legger til grunn disse nivåene.

¹²BVG Associates (2018), Multiconsult mfl. (2019), samt høyscenariet i Catapult (2018)

¹³Statkraft (2019) og DNV GL (2018)

¹⁴ Nedre: Basert på IEA referert av WindEurope (2018). Øvre: DNV GL (2018) og Statkraft (2019).

Figur 2-2: Forventet utbygging av flytende havvind globalt. Kilde: Menon Economics



Utfallsrommet for offshore havvind viser også noe av potensialet som ligger innen flytende havvind utover vårt utfallsrom. En måte å *illustrere* potensialet på er å vurdere den videre utviklingen basert på den historiske veksten i markedet for bunnfast havvind de siste 10-15 årene. Dagens marked for flytende havvind er på mange måter om lag på samme sted som markedet for bunnfast havvind var på starten av 2000-tallet. Dersom man legger til grunn en trend basert på den historiske utbyggingstakten for bunnfast havvind vil man få en akkumulert kapasitet for flytende havvind på nærmere 200 GW i 2050. Vårt anslag, som er mer konservativt, reflekterer i denne sammenheng at flytende havvind må konkurrere mot en mer utviklet teknologi innen havvindsegmentet. Dersom man lykkes i å få kostnaden ned mot nivået til bunnfast havvind er imidlertid «oppsiden» betydelig, også sammenlignet med våre scenarier samt potensialet illustrert over. Videre er det viktig å påpeke at den globale etterspørselen etter fornybar kraft også vil påvirkes av elektrifisering av den øvrige økonomien, inkludert økt etterspørsel etter utslippsfri hydrogen. Store endringer på etterspørselssiden i kraftmarkedet vil med andre ord bidra til å akselerere utbyggingen av ny fornybar produksjonskapasitet, herunder havvind, gitt målsetningene i Parisavtalen.

Usikkerheten knyttet til nasjonal energipolitikk kan bidra til at utviklingen også går saktere enn det vi har lagt til grunn. Vi mener imidlertid at denne nedsiden er begrenset. Dersom man legger til grunn at verden skal nå målsetningene nedfelt i Parisavtalen vil arealbegrensninger etter all sannsynlighet bli en faktor. Videre øker motstanden mot landbasert vind i flere land. Dette bidrar til forventninger om at flytende havvind har en viktig rolle å spille, selv om man ikke skulle lykkes i å konkurrere på kostnad alene relativt til andre fornybare teknologier.

2.3 Kostnadsutvikling

Hvor viktig flytende havvind vil bli i energimarkedene vil blant annet avhenge av kostnaden relativt til konkurrerende teknologier. Dagens *operasjonelle* flytende havvindprosjekter har en energikostnad (levelized cost of energy, LCOE) på rundt 150-200 øre/kWh¹⁵ for pre-kommersielle prosjekter (WindEurope, 2018). Til

¹⁵ LCOE beregnes med bakgrunn i investeringskostnader (CAPEX), årlig produksjon, driftskostnader (OPEX), avkastningskrav og levetid. Utfallsrommet reflekterer variasjon i forutsetninger knyttet til blant annet avkastningskrav. LCOE

sammenligning ligger bunnfast teknologi i dag på om lag 90 øre/kWh (Bloomberg New Energy Finance, 2019)¹⁶. Dette tilsvarer et kostnadsfall på bunnfaste teknologier på om lag 50 prosent de siste fem årene. Fallet i LCOE for bunnfast havvind er et resultat av økt konkurranse i verdikjeden, industrialisering av nye teknologier (spesielt med tanke på store turbiner), redusert risiko og at man har anvendt erfaringer fra tidligere prosjekter for å øke effektiviteten (BVG Associates, 2018).

Sammenlignet med bunnfast teknologi vil det være betydelige stordriftsfordeler knyttet til produksjonsprosessen av flytende havvindmøller, ettersom konstruksjonsfasene skjer på land før man sleper vindmøllene ut (IRENA, 2018). Ekspertene forventer derfor at kostnadene på flytende havvind vil falle relativt raskt til 80-100 øre/kWh for de første prosjektene av kommersiell skala (WindEurope, 2018). Videre har flere industriaktører ambisjoner om å komme ned mellom 40-60 øre/kWh innen 2030. Gitt en tilstrekkelig industrialisering av produksjonsprosessen og at man klarer å utnytte det store energipotensialet (mer vind per MW installert kapasitet) som ligger i områder som er for dype for en bunnfast teknologi, er det *potensial* for å komme ned på et enda lavere kostnadsnivå, og bli konkurransedyktige på pris alene.

Et sentralt element for å nå disse nivåene er økt volum, med andre ord bygge ut større og flere vindparker. Man må rett og slett øve for å bli bedre, og mer effektiv. Når man skal fremskrive kostnadsutviklingen for fornybare teknologier er det derfor vanlig å legge til grunn en gitt læringsrate for hver dobling av installert kapasitet. De fleste studier vi har gjennomgått legger til grunn en læringsrate på 13 prosent for flytende havvind. Dette er noe lavere enn den historiske læringsraten til landbasert vindkraft som har ligget på om lag 18 prosent, men hvor det forventes en videre utvikling mellom 14-18 prosent (IEA, 2015). Forventningene til videre læringsrate for bunnfast vindkraft ligger også mellom 14 og 18 prosent¹⁷.

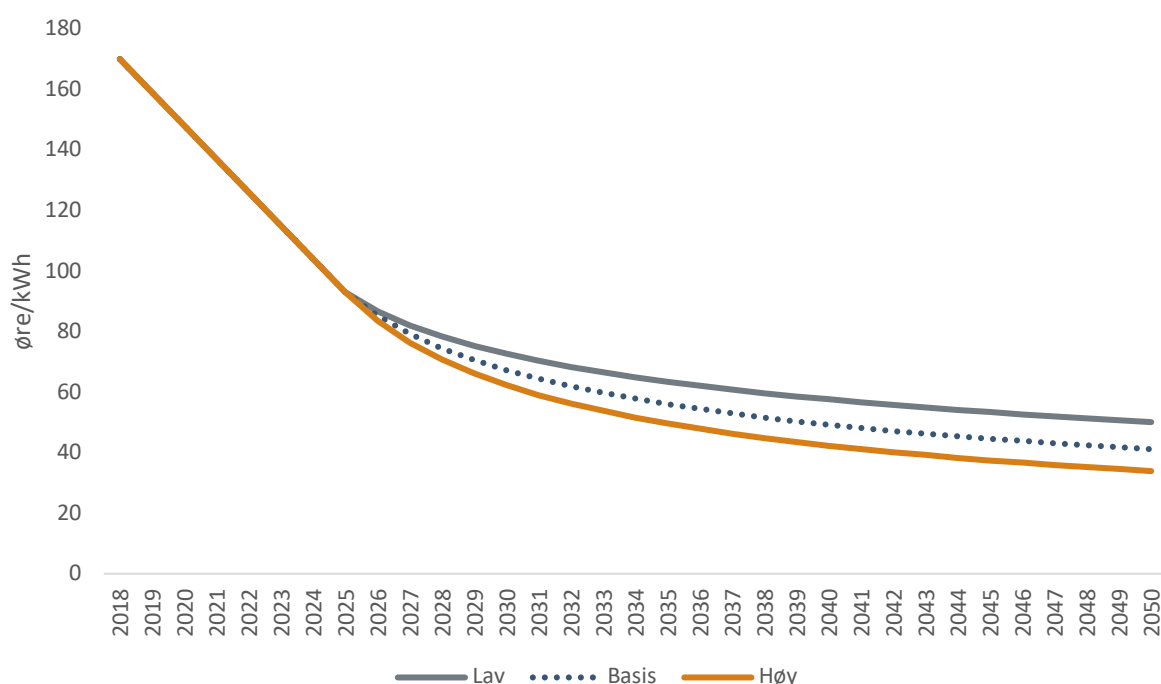
Frem mot 2025 har vi lagt til grunn en kostnadsutvikling basert på Multiconsult mfl. (2019) samt innspill fra industriaktører. For den videre utviklingen bruker vi en læringsrate mellom 13 og 17 prosent for henholdsvis lav- og høyscenarioet for å ta hensyn til usikkerhet, og sammenhengen mellom markeds- og kostnadsutvikling. Læringsraten i basisscenarioet er et snitt av de to. Basert på dette forventer vi i studien at kostnaden for flytende havvind når målsetningen på 60 øre/kWh mellom 2030 og 2037 avhengig av hvilket scenario man legger til grunn. I høyscenarioet kommer kostnaden ned og nærmer seg 40 øre/kWh allerede på starten av 2040-tallet. Selv om læringsraten for flytende havvind ligger på nivå med andre vindteknologier faller kostnadene for flytende havvind betydelig raskere enn for mer modne teknologier, på grunn av store læringseffekter i startfasen (kapasiteten dobles ofte). Figuren under viser utvikling i LCOE frem mot 2050. Figur knyttet til utviklingen i CAPEX og OPEX ligger i vedlegg C.

benyttes av de fleste analyser for å sammenligne kostnad mellom teknologier. Det er imidlertid ulike måter å beregne dette på (blant annet med hensyn til faste eller løpende priser). En direkte sammenligning av ulike kilder er derfor ikke uproblematisk. Se vedlegg B for formelen vi har benyttet i denne studien.

¹⁶ Ørsted (2019) forventer et nivå på om lag 65 øre/kWh for prosjekter som i driftsettes frem mot 2025.

¹⁷ IRENA (2018) og Danish Energy Agency (2018).

Figur 2-3: Forventet utvikling i LCOE¹⁸ (inkludert nettilkobling). Kilde: Menon Economics



2.4 Utbygging av flytende havvind i Norge

En utbygging av flytende havvind i Norge kan drives frem på flere måter:

- Subsidiert utbygging, enten som et næringsøkonomisk og/eller klimapolitisk tiltak
- Utbygging basert på lønnsomhet for å forsyne forbrukspunkter til havs eller langs kysten der alternativet er dyrere (f.eks. stor nettinvestering på land)
- Utbygging basert på lønnsomhet i kraftmarkedet (i Norge eller tilgrensende markeder)

Hywind Tampen er et eksempel på det første og ventes å redusere CO₂-utslippene fra feltene Gullfaks og Snorre med om lag 200 000 tonn hvert år¹⁹. Så vidt vi vet foreligger det ikke noen planer om å bruke flytende havvind for å forsyne øvrige offshore installasjoner eller kystnær industri per dags dato, men dette kan bli aktuelt på sikt.

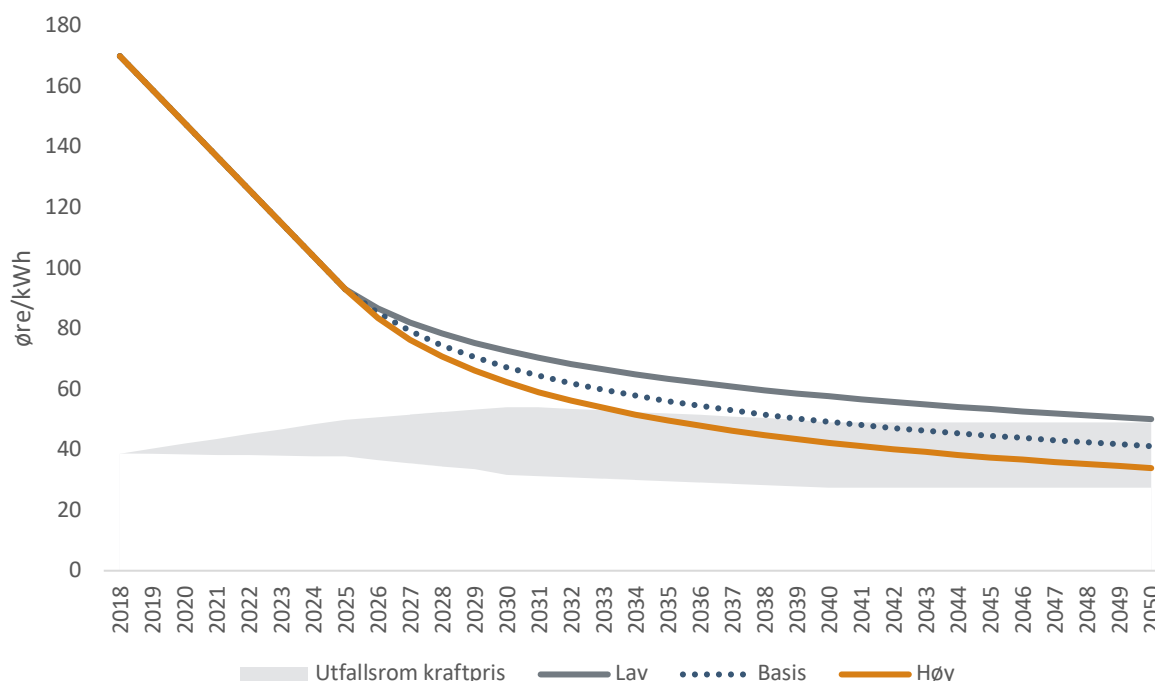
Utbygging i kraftmarkedet skal ifølge Energimeldingen²⁰ drives frem av prissignaler og baseres på samfunnsøkonomisk lønnsomhet. Figuren under viser vår kostnadsframskriving for flytende havvind (LCOE) sammenlignet med forventet prisutvikling i kraftmarkedet. Prisen i kraftmarkedet er basert på analyser fra NVE (2018) og Statnett (2018) og nærmere beskrevet i vedlegg D.

¹⁸ LCOE i 2025 er basert på 50 prosent kapasitetsfaktor og et reelt avkastningskrav (WACC) på 7 prosent. Videre utvikling er basert på læringsrater.

¹⁹ I kapittel 4 diskuterer vi hvordan en aktiv næringsutvikling kan videreutvikle den norske verdikjedens erfaringen fra Hywind Tampen og utløse verdiskapingspotensialet som foreligger.

²⁰ Olje- og energidepartementet (2016)

Figur 2-4: Forventet utvikling i LCOE²¹ (inkludert nettilkobling), sammenlignet med norsk kraftpris. Kilde: Menon Economics



Som figuren over viser kan det bli lønnsomt å bygge flytende havvind i Norge allerede på midten av 2030-tallet. Dette forutsetter imidlertid en positiv prisutvikling i kvotemarkedet, og en relativ rask kostnadsreduksjon. Fra 2040 virker lønnsomheten mer robust både med hensyn til kraftprisutvikling og kostnadsnivå i basis- og høyscenarioet. Utfordringen for den norske verdikjeden er at en eventuell utbygging av flytende havvind basert på lønnsomheten i kraftmarkedet alene kommer for sent til at norske aktører kan ta en ledende rolle i industrialiseringen av teknologien. I så måte vil aktører fra andre land få et betydelig forsprang slik vi ser i markedet for bunnfast havvind i dag.

Dersom myndighetene velger å åpne Sørlig Nordsjø II for utbygging, kan det på sikt bli mulig å koble havvindparker på norsk territorium til kraftmarkeder lenger sør, herunder det britiske markedet. Dette åpner for lønnsom utbygging på et tidligere stadium. Bakgrunnen for dette er at prisnivået per dags dato er høyere enn i Norge. Videre er man avhengig av en storstilt utbygging av fornybar kraft de neste tiårene om EU skal nå sine forpliktelser knyttet til Parisavtalen. Dette øker betalingsvilligheten for ny fornybar produksjonskapasitet (utover engrosprisen for strøm), noe også reflekteres i dagens subsidieordninger.

Det er viktig å påpeke at kraftmarkedsanalysene vi her har lagt til grunn tar utgangspunkt i dagens trender. Vi utelukker imidlertid ikke disruptive endringer knyttet til blant annet fremveksten av alternative energibærere som hydrogen og/eller en *akselerert* elektrifisering av den norske økonomien. Eksempelvis har Statnett (2019) beregnet at en omfattende elektrifisering vil øke kraftetterspørselen med 40 TWh i Norge, mens et fullelektrisk scenario med omfattende hydrogenproduksjon tilsvarer en økning på 80 TWh relativt til 2017. Hvordan dette påvirker den langsiktige kraftprisutviklingen vil blant annet avhenge av investeringer i ny produksjonskapasitet innen vind-, sol-, og vannkraft²². Nye analyser gjennomført av Menon Economics viser imidlertid en betydelig

²¹ LCOE i 2025 er basert på 50 prosent kapasitetsfaktor og et reelt avkastningskrav (WACC) på 7 prosent. Videre utvikling er basert på læringsrater.

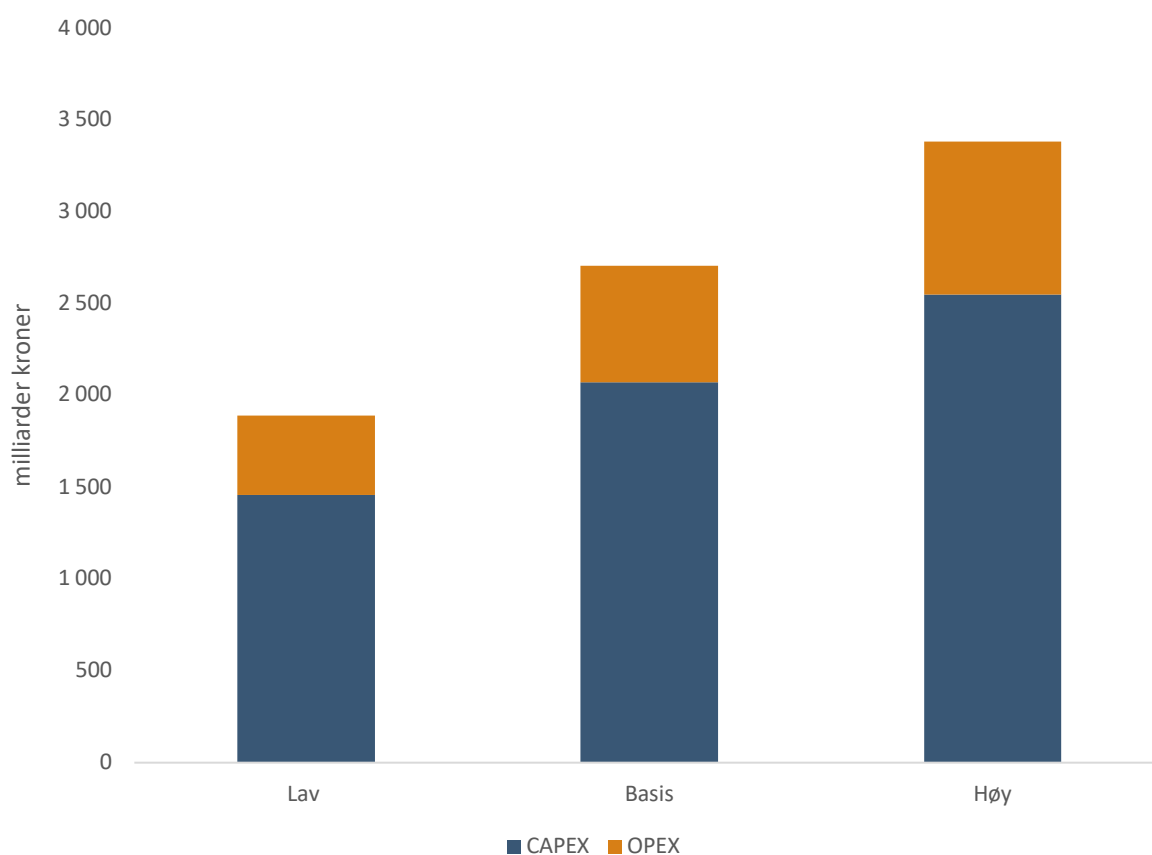
²² Utviklingen i de øvrige nordiske landene vil også være sentralt, samt videre integrasjonen og prisutviklingen i de Nord-europeiske markedene.

betalingsvillighet i befolkningen for å bygge ut havvind sammenlignet med landbasert vind i møte med økt krafttetterspørsmål (Lindhjem, et al., 2019).

2.5 Total omsetning i markedet for flytende havvind

Basert på våre vurderinger av den globale markedsutviklingen, samt utvikling i CAPEX og OPEX vil den samlede omsetningen for flytende havvind ligge mellom 1 900 og 3 400 milliarder NOK²³ for perioden mellom 2020 og 2050. Ettersom kapasiteten øker, vil OPEX-andelen av markedet øke (se vedlegg E for årlig omsetning i det globale markedet i basisscenariet i perioden 2020 til 2050). I 2050 vil OPEX stå for hele 31 prosent av omsetningen i markedet.

Figur 2-5: Omsetning i det globale markedet for flytende havvind for basis-, lav- og høyscenariet for perioden 2020 til 2050. Oppgitt i milliarder 2019-NOK. Kilde: Menon Economics



²³ I 2019-kroner

3 Verdiskapingsmuligheter for norskbasert industri innen flytende havvind

3.1 Norges komparative fortrinn innen flytende havvind

Norske olje- og gassaktører har jobbet med teknologi knyttet til flytende installasjoner i en årrekke, og den norske offshore leverandørindustrien er verdensledende på sitt felt. Kompetansen i olje- og gassnæringen har vært sentral i utviklingen av blant annet Equinor sin Hywind teknologi, og vil ifølge aktører intervjuet i denne studien være et viktig premiss for fremveksten av en norskbasert industri knyttet til flytende havvind. En studie utført ved Centre of Sustainable Energy Studies ved NTNU trekker frem at norske firma som er involvert i offshore havvind rapporterer at det er en relativt høy grad av teknologioverføring fra olje- og gassektoren (CenSES, 2019). Aktører som tradisjonelt har operert i olje- og gassektoren intervjuet i denne studien fremhever at de stiller sterkt med hensyn på å være konkurransedyktig innen flytende havvind, på bakgrunn av teknologi, kvalitet og leveranseevne.

I motsetning til markedet for bunnfast havvind, hvor tradisjonelle vindkraftselskaper fra land som Danmark og Nederland dominerer, ventes det at aktører med erfaring innen olje- og gassnæringen vil stå *sentralt* i utvikling av en verdikjede for flytende havvind (Mäkitie, 2019). Dette kommer av at de tekniske, operasjonelle og logistiske kravene som stilles i flytende havvind sammenfaller i stor grad med løsninger allerede utarbeidet i olje- og gassnæringen. Dette inkluderer også maritim næring, hvor en betydelig andel av omsetningen er knyttet til nettopp offshore-operasjoner. Operasjonell erfaring og en verdikjede med innovative aktører i alle ledd bidrar til et betydelig konkurransefortrinn innen flytende havvind, da flytende vindmøller vil kunne settes sammen ved land og slepes ut av slepefartøy. I tillegg har maritime aktører stor erfaring med internasjonale prosjekter og kunder, noe som vil være viktig om man skal ta globale markedsandeler. En studie utarbeidet av NTNU og SINTEF (2019) konkluderer også med at det industrielle potensialet knyttet til offshore vind øker betydelig med utviklingen av en flytende teknologi.

3.1.1 Norske aktørers posisjon innen flytende havvind i dag

I 2009 bygget norske aktører det første pilotprosjektet i verden innenfor flytende havvind, Hywind Demo. På bakgrunn av pilotprosjektet ble norske aktørers ekspertise etterspurt internasjonalt, spesielt i land hvor potensialet for bunnfast vind er begrenset, herunder Japan. Equinor, som stod bak Hywind Demo, er fortsatt en sentral aktør innenfor flytende havvind selv om den internasjonale konkurransen øker, som vist i Tabell 2.1. Dersom Hywind Tampen realiseres vil dette legge *grunnlaget* for å utvikle en norskbasert industri på veien mot en kommersialisering av flytende havvindteknologi. Flere aktører i Norge trekker imidlertid frem at Hywind Tampen ikke vil være nok til at norsk leverandørindustri skal få den nødvendige erfaringen til å kunne ta steget ut i verden. Multiconsult mfl. (2019) sin mulighetsstudie knyttet til prosjektet viser også at man er avhengig av en videre satsing om man skal realisere markedsandeler på sikt. Dersom kommersialiseringen av teknologien derimot skjer i utlandet, vil dagens konkurransefortrinn svekkes betydelig.

Equinor er ikke eneste norske aktør bak et ledende flytende teknologikonsept. Teknologikonseptet WindFloat har også norske eiere, nemlig Aker Solutions som har kjøpt seg inn i Principle Power Inc. Pilotprosjektet i Portugal fra 2011 brukte teknologikonseptet WindFloat, samt havvindparken Kincardine²⁴ som forventes å igangsettes i 2020 i Storbritannia. Aker Solutions sin tekniske kompetanse og globale tilstedeværelse vil spille en viktig rolle for Principle Power Inc. fremover og sørge for at de potensielt kan ta en global posisjon i markedet for flytende

²⁴ Se eget case i delkapittel 2.1.

havvind. Det er ventet at Aker Solutions vil bidra med EPCI-tjenester²⁵ til kommersielle prosjekter, som vil redusere kostnad og risiko ved å bruke eksterne aktører. CenSES (2019) vurderer at norske aktører har større muligheter for å få deler av globale prosjekter om det er norske aktører som står for utbyggingen.

Med flere ledende teknologikonsepter og den tekniske og operasjonelle kompetansen som aktører besitter har Norge et godt utgangspunkt for å realisere betydelige andeler i markedet for flytende havvind, gitt at det legges til rette for en industriell utvikling i Norge.

3.2 Utfallsrom for norske markedsandeler innenfor flytende havvind

Verdiskapingspotensialet for en norskbasert industri for flytende havvind vil avhenge av norske aktørers konkurransekraft relativt til internasjonale konkurrenter. Når man skal vurdere konkurransesituasjonen må man imidlertid også ta hensyn til følgende faktorer:

- Det vil i enkelte deler av verdikjeden være behov for **geografisk nærhet til selve havvindparken** og dermed være mer **kostnadseffektivt å benytte seg av lokale aktører**. Tilvirkning av fundamenter er et eksempel på dette, hvor det vil påløpe store ekstra kostnader ved å slepe fundamenter over lengre distanser. Dette understøttes av Multiconsult mfl. (2019) som legger til grunn en gjennomsnittlig norsk andel for tilvirkning av fundamenter på henholdsvis 70 prosent i Norge og 10 prosent globalt. Et annet eksempel er drift og vedlikehold av parkene.
- Flere havvindprosjekter vil ha **krav om lokalt innhold**. Dersom et land setter et krav om at en viss prosentandel av kontraktene skal gå til aktører i hjemlandet, vil dette påvirke norske aktørers potensielle andel i prosjektet.
- Enkelte deler av verdikjeden vil **allerede være tatt av andre aktører**. Eksempelvis har tyske og danske aktører tatt en dominerende posisjon som produsenter for vindturbiner. Det vil derfor være lite å hente for norske aktører ved å etablere seg innenfor denne delen av verdikjeden.

I tabellen under presenterer vi våre vurderinger av den norske verdikjedens konkurransekraft. Vår analyse er basert på Multiconsult (2019), BVG Associates (2019), BVG Associates (2018) og samtaler med sentrale norske aktører i forbindelse med denne studien.

Tabell 3-1: Potensial for norske markedsandeler i ulike deler av verdikjeden for flytende havvind. Kilde: Menon Economics

Del av verdikjeden	Konkurransesituasjon
Prosjektutvikling og prosjektledelse	Norske aktører som Equinor, Aker Solutions, Aibel og Kværner har høy kompetanse innenfor dette feltet. Det antas at en del av prosjektledelse og administrasjon vil foregå i hjemlandet til selskapet som utvikler prosjektet. Potensial for høy markedsandel, men vil være avhengig av norsk konkurransekraft innenfor konseptutviklingen.
Tilvirkning av vindturbiner	Tyske og danske aktører dominerer denne delen av verdikjeden. Tilnærmet ingen norske leverandører av vindturbiner til havvindmarkedet i dag, men det eksisterer norske aktører som leverer tjenester og komponenter til vindturbiner som Kongsberg og Øglænd. Potensialet for norske markedsandeler er dermed tilnærmet neglisjerbart, både i Norge og globalt.

²⁵ "Engineering, procurement, construction and installation"

Tilvirkning av fundament, og engineering	Betongfundamenter produseres normalt i nærheten av stedet der havvindparken skal ligge. På bakgrunn av dette vil det stort sett være mer kostnadseffektivt å benytte seg av lokale aktører for betongfundamenter. Stålfundamenter kan i teorien produseres lenger unna, men det vil uansett innebære merkostnader ved lengre transport-etapper. Samtidig er Kværner en stor aktør internasjonalt innen betong, og har tradisjon for å sette opp produksjonsfasiliteter utenlands. I tillegg finnes det fasiliteter for å produsere fundamenter i Norge, eksempelvis i Verdal. Innenfor engineering av stål og betong står norske aktører sterkt som Aibel, Kværner, Aker Solutions og Dr. techn. Olav Olsen. Potensialet for markedsandeler vil i stor grad avhenge av geografisk nærhet til den norske verdikjeden og eventuelle internasjonale datterselskap.
Installasjon av vindturbiner og fundament	Sammenstilling av fundament og vindturbin vil finne sted i en havn og hele installasjonen vil deretter slepes ut. Som over vil det derfor være mer kostnadseffektivt å benytte seg av lokale aktører. Norske aktører stiller imidlertid sterkt med hensyn til erfaring fra marine operasjoner. Fred. Olsen Windcarrier er i dag markedsledende internasjonalt på installasjon av vindturbiner på bunnfaste fundamenter, og kan benytte sin kompetanse innen havvind. Videre har store norske offshore-rederier global tilstedeværelse, med en stor del av flåten utenlands og lokale kontorer, som Solstad Offshore og DOF. Potensialet for markedsandeler vil avhenge av geografisk nærhet. Samtidig vil eksport av norske aktørers kompetanse og tilstedeværelse av internasjonale datterselskap potensielt bidra positivt med hensyn til global potensial.
Tilvirkning og installasjon av forankringsløsninger	Det finnes ulike teknologier for anker og festning herunder kjetting og fibertau. Norske aktører som National Oilwell Varco, Scana Offshore, GMC Marine og Intermoor leverer i dag komplette ankersystemer og det er potensiale for betydelig markedsandel innenfor prosjektering, instrumentering og installasjon både i Norge og globalt. Markedsandelen, vil imidlertid begrenses dersom kjetting forblir den foretrukne teknologien, da utenlandske leverandører fra lavkostland dominerer på produksjonssiden.
Tilvirkning og installasjon av arraykabler	Markedet for arraykabler domineres av etablerte aktører, hvor norske aktører som Nexans, Unitech og Aker Solutions er betydelige leverandører. I motsetning til bunnfaste installasjoner krever flytende havvind dynamiske kabler. Her er den globale kompetansen begrenset. Potensial for høy markedsandel i Norge og globalt.
Tilvirkning og installasjon av offshore substasjon plattform (inkl. elektro)	Det er i dag få aktører som har etablerte løsninger for flytende nettstasjoner. Substasjon er en enkel variant, men på større felt vil en likerettet stasjon være bedre. Både Aibel, Kværner og Aker Solutions har løsninger innenfor dette. Eksempelvis har Aibel levert en likerettet stasjon og har kontrakt på en til. Potensial for en betydelig markedsandel, men vil avhenge av samarbeid med internasjonale leverandører av elektroteknologi.
Tilvirkning og installasjon av eksportkabler²⁶ og nettilknytning	Markedet for eksportkabler (sjø) domineres av noen få etablerte aktører, sammenlignet med eksportkabler (land). Flytende installasjoner krever dynamiske kabler, hvor den globale kompetansen er begrenset. Det er flere store norske aktører som Nexans, Aker Solutions og Prysmian Group innen tilvirkning og installasjon av eksportkabler (sjø), i tillegg til flere norske aktører som har spesialisert seg innenfor ulike installasjonstjenester. Potensial for en høy markedsandel i Norge, men noe begrenset globalt på grunn av høye transportkostnader.

²⁶ Inkluderer eksportkabler herunder sjøkabler og landkabler.

Øvrig: havn og marin logistikk	Havn og marin logistikk vil ha stor andel lokalt innhold, ettersom det er mer kostnadseffektivt å benytte seg av lokale aktører. Med andre ord vil den geografiske beliggenheten på prosjekt påvirke markedsandelen. Enkelte norske aktører kan ta andeler internasjonalt innen marin logistikk og spesialtjenester. I tillegg vil norske aktører kunne ta en «lokal» markedsandel gjennom datterselskap, eller gjennom global tilstedeværelse som Solstad Offshore og DOF, som har en stor andel av flåten utenlands og lokale kontorer. Potensialet for markedsandeler vil avhenge av geografisk nærhet, ettersom det vil være kostnadseffektivt å benytte seg av lokal infrastruktur. Eksport av norske aktørers kompetanse og tilstedeværelse av internasjonale datterselskap bidrar til økt potensial globalt.
OPEX: drift og vedlikehold, samt administrasjon	Drift og vedlikehold vil være geografisk betinget, ettersom det vil kreve lokal tilstedeværelse av skip, og lokale aktører vil benyttes. Derimot vil norske aktører innenfor supply-skip og marine operasjoner ha et konkurransefortrinn. Eksempelvis norske aktører med lokale datterselskap eller med global tilstedeværelse. I tillegg ser industriaktørene en trend med å bruke større servicebåter i vedlikehold lenger til havs. Norske supply-rederier har allerede vunnet konkurranser med store servicebåter til vedlikehold. Eksempelvis har Østensjø to «service operation vessels» på størrelse med supply-skip. OPEX-kostnader knyttet til administrasjon vil i stor grad tilfalle eier av prosjektet og avhenger således av konkurransekraften til de norske teknologileverandørene. Betydelig markedsandel i Norge, men vil begrenses noe globalt som følge av geografisk avstand til prosjektene.

Gjennomgangen over viser at konkurransekraften til norske aktører vil variere på tvers av verdikjedene. For å vurdere hvilke markedsandeler som potensielt kan realiseres må vi derfor vurdere konkurransesituasjonen opp imot hvordan utbyggingskostnaden (CAPEX) fordeler seg ut på de ulike deler av et standardprosjekt innenfor flytende havvind. Jf. tabell 3-2 under vil tilvirkning av vindturbiner og fundament utgjør nærmere 50 prosent av CAPEX.

Tabell 3-2: Verdikjeden for flytende havvind sin andel av CAPEX. Kilde: Basert på Multiconsult mfl. (2019)

Del av verdikjeden	Andel av CAPEX
Prosjektutvikling og prosjektledelse	8 prosent
Tilvirkning av vindturbiner	24 prosent
Tilvirkning av fundament	24 prosent
Installasjon av vindturbiner og fundament	5 prosent
Tilvirkning og installasjon av forankringsløsninger	7 prosent
Tilvirkning og installasjon av arraykabler	8 prosent
Tilvirkning og installasjon av offshore substasjon plattform (inkl. elektro)	5 prosent
Tilvirkning og installasjon av kabler ²⁷ og nettilknytning	4 prosent
Øvrig: Havn og marin logistikk	15 prosent
Total andel	100 prosent

Tabellen over viser kun CAPEX-andeler. Omsetning knyttet til driftsfasen (OPEX) vil imidlertid være betydelig over prosjektets levetid. Basert på kostnadsanalysen vil OPEX stå for om lag 25 prosent av samlet omsetning (nåverdi

²⁷ Inkluderer eksportkabler herunder sjøkabler og landkabler.

over et prosjekts levetid). Ettersom markedet for flytende havvind vokser, vil OPEX derfor utgjøre en stadig viktigere del av markedsomsetningen.

3.2.1 Globale markedsandeler

For å vurdere det øvre intervallet for markedsandelen norske aktører kan ta globalt, er det relevant å se dette i lys av CAPEX-andelen til norske aktører i utbyggingen av Hywind Scotland, som var 30 prosent. Aktører i markedet mener det vil være utfordrende å komme opp i en slik prosjektandel igjen, som følge av krav til lokalt innhold og at markedet vil bli mer internasjonalt, noe som øker den geografiske avstanden til den norske industrien og konkurransen. Samtidig må vi ta hensyn til at OPEX vil stå for en betydelig andel av omsetningen i markedet. Basert på vår kartlegging over og estimerte andeler av samlet prosjektspesifikk omsetning har vi lagt til grunn en øvre markedsandel på 20 prosent for norske aktører globalt. Dette samsvarer også med innspill fra aktører intervjuet i denne studien.

For å vurdere et nedre intervall for den globale norske markedsandelen er det naturlig å se på utviklingen i markedet for bunnfast havvind. På samme måte som vi ser for oss at markedet for flytende havvind vil utvikle seg, har bunnfast havvind vært drevet frem av et stortilt omstillingsbehov i energiforsyningen i kombinasjon med arealbegrensning og et ønske om grønn næringsutvikling. Som en følge av dette har utbyggingen vært dominert av land med en betydelig andel fossil kraftproduksjon samt arealbegrensninger og en tydelig næringspolitisk ambisjon. I Norge har vi i samme periode hatt et overskudd av fornybar kraft, samtidig som energipolitikken i liten grad har fokusert på utviklingen av nye verdikjeder. Uten at man velger en aktiv næringspolitikk for å drive frem grønn næringsutvikling, og i møte med stadig sterkere internasjonal konkurranse, kan man anta at utviklingen innen flytende havvind på sikt vil følge utviklingen innen bunnfast, der Norge i dag har en andel på mellom 3 og 5 prosent²⁸.

Enova sitt vedtak om å støtte en utbygging på Tampen viser imidlertid et taktskifte for satsingen innen havvind i Norge. Samtidig er dette prosjektet relativt lite sammenlignet med prosjekter av kommersiell skala. Dersom man ikke videreutvikler det konkurransefortrinnet man skaper gjennom Hywind Tampen, og i møte med sterkere konkurranse fra utenlandske aktører, vil vi derfor forvente at markedsandelen synker betydelig. Vi har lagt til grunn et nedre intervall på om lag 3 prosent globalt. Dette samsvarer også med Multiconsult sin mulighetsstudie knyttet til Tampenprosjektet. I dette ligger det også en forventning om at markedsandelen innen bunnfast på sikt vil være på rundt 3 prosent, i fravær av nye tiltak, ettersom offshoremarkedet går fra å være dominert av europeisk utbygging til å bli fullt ut et internasjonalt marked.

3.2.2 Markedsandeler knyttet til utbygging i Norge

I Norge vil norske aktørers konkurransekraft kun begrenses av at utenlandske aktører har «kapret» deler av verdikjeden, noe som for eksempel allerede har funnet sted for tilvirkning av vindturbiner. På bakgrunn av dette anslår denne studien at norske aktørers markedsandel vil ha et øvre intervall på 80 prosent (inkludert OPEX) nasjonalt.

Som nevnt vil det for enkelte deler av verdikjeden være mer kostnadseffektivt å benytte seg av lokale aktører. På samme måte som dette argumentet begrenser norske aktørers markedsandel globalt, vil det øke nedsiden for markedsandelen til norske aktører ved en utbygging i Norge. Med andre ord gir dette et betydelig høyere

²⁸ Norske aktører har i dag en markedsandel på 3 til 5 prosent innenfor bunnfast havvind (Norsk industri, Norges Rederiforbund, NORWEA, 2017)

«gulv» i Norge enn globalt. I denne studien har vi lagt til grunn et nedre intervall for norske aktørers nasjonale markedsandel på 40 prosent, som understøttes av Multiconsult mfl. (2019) og aktører intervjuet i studien.

3.2.3 Samlet vurdering av norske markedsandeler

Med bakgrunn i diskusjonen over har vi lagt til grunn et øvre intervall for den norske markedsandelen på 80 prosent nasjonalt og 20 prosent globalt. Tilsvarende vil markedsandelen til norske aktører i det nedre intervallet ligge på henholdsvis 40 prosent og 3 prosent nasjonalt og globalt.

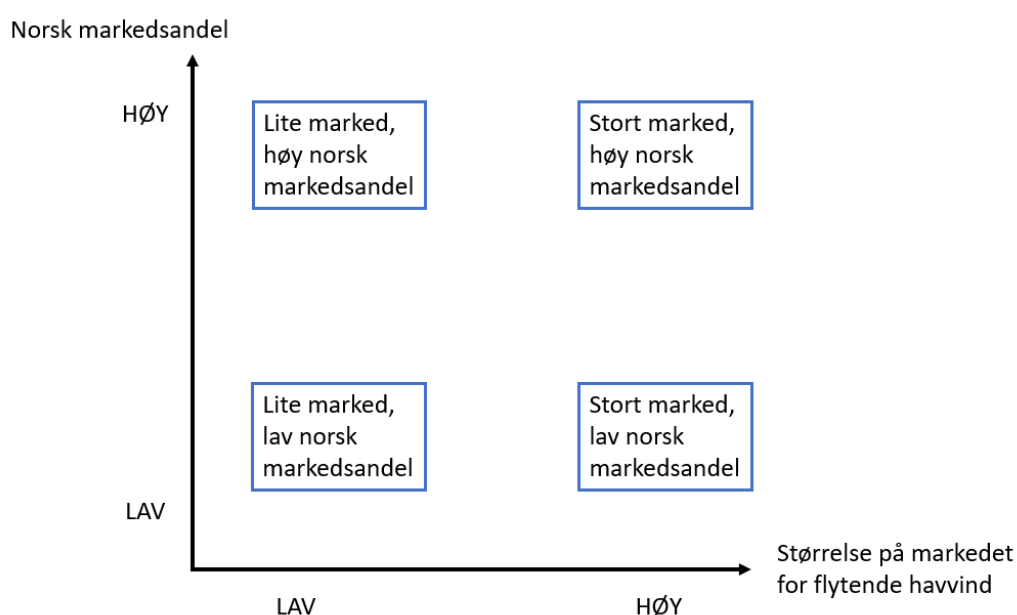
Tabell 3-3: Utfallsrom for norske markedsandeler i et nasjonalt og globalt marked for flytende havvind. Kilde: Menon Economics

	Norsk markedsandel nasjonalt	Norsk markedsandel globalt
Øvre intervall	80 %	20 %
Nedre intervall	40 %	3 %

3.3 Estimering av verdiskapingspotensial til en norskbasert industri for flytende havvind i Norge

Utfallsrommet for en norsk markedsandel er, som beskrevet over, stort. Sammen med utfallsrommet for omsetningsutviklingen vurdert i kapittel 2 gir dette et utfallsrom for verdiskapingen til en norskbasert industri langs to dimensjoner: størrelsen på markedet for flytende havvind og den norske markedsandelen. Dette utfallsrommet er illustrert i figuren under.

Figur 3-1: Illustrasjon av utfallsrom for verdiskapingspotensialet til en norskbasert industri for flytende havvind. Kilde: Menon Economics



Dersom man vurderer markedet innen bunnfast havvind vil Norge i dag ligge nederst til venstre, mens man, alt annet likt, beveger seg mot høyre når markedet vokser. Dette er også vårt basisscenario for flytende havvind, i fravær av et aktivt hjemmemarked. Dersom man lykkes med å bygge en konkurransedyktig norskbasert industri vil man bevege seg oppover i grafen. Kombinasjonen av stort marked og høy andel representerer det øvre intervallet for verdiskapingspotensialet, gitt våre anslag.

3.3.1 Estimert verdiskapingspotensial

På bakgrunn av funnene vi har presentert så langt i denne rapporten, estimerer vi verdiskapingspotensialet til en norskbasert industri for flytende havvind til å ligge mellom 10 og 117 milliarder kroner²⁹ i perioden 2020 til 2050. Dette vil gi en total sysselsetting på mellom 11 100 og 128 400 årsverk i Norge over hele analyseperioden, noe som tilsvarer mellom 370 og 4 280 årsverk per år. Til sammenligning jobbet i overkant av 3 000 personer i verdikjeden³⁰ knyttet til vannkraft og rett over 2 400 personer innenfor vindkraft i 2017 i Norge (Menon Economics, 2018). Tabellen under oppsummerer det estimerte utfallsrommet til verdiskapingen og sysselsettingen til en norskbasert industri for flytende havvind under de ulike forutsetningene.

Tabell 3-4: Estimert utfallsrom for verdiskaping (i milliarder 2019-kroner) og sysselsetting til en norskbasert industri for flytende havvind for utbygging globalt (utenom Norge) for lav, basis og høy markedsscenario³¹. Kilde: Menon Economics

ANDEL	MARKEDSSCENARIO			
		Lav	Basis	Høy
	Nedre intervall (3 %)	10 mrd.	14 mrd.	18 mrd.
	Øvre intervall (20 %)	11 100	15 700	19 300
		69 mrd.	96 mrd.	117 mrd.
		74 300	104 800	128 400

Vi har i estimatet over ikke tatt hensyn til hvor i verden utbyggingen kommer. Jo mer av den globale utbyggingen som kommer i Norge, desto høyere vil imidlertid verdiskapingspotensialet bli, jamfør diskusjonen i delkapittel 3.2. Eksempelvis vil en utbygging av 2 GW i Norge mellom 2040 og 2050 øke verdiskapingspotensialet med om lag 4,4 prosent i basisscenarioet, gitt at norske aktører tar maksimum markedsandel, noe som tilsvarer en økning i total sysselsetting på 5,1 prosent.

²⁹ I 2019-kroner

³⁰ Leverandør, rådgivning og FoU, utbygging

³¹ Verdiskaping er gitt ved å omregne omsetning til verdiskaping ved hjelp av et forholdstall (omsetning/verdiskaping) gitt for offshore leverandørindustri. Verdiskapingen for 2020 til 2050 er gitt som netto nåverdi, og neddiskontert med 4 prosent rente til 2019. Sysselsetting er gitt ved å omregne verdiskaping (før neddiskontering) til sysselsetting ved hjelp av et forholdstall (verdiskaping/sysselsetting) for offshore leverandørindustri. Forholdstallet inkluderer en årlig produktivitetsvekst på 2 prosent. All kapasitet som når sin tekniske levetid er antatt reinvestert. All effektivitetsgevinst utover snittet i økonomien (fallende kostnader pr. MW) forutsetter vi at tilfaller markedet.

4 Hvordan realisere verdiskapingspotensialet knyttet til flytende havvind?

En norsk industri knyttet til flytende havvind har et betydelig verdiskapingspotensial. Basert på intervjuer med sentrale industriaktører har vi i denne studien identifisert fire faktorer som anses som viktige for at dette skal realiseres. De identifiserte «suksesskriteriene» må sees i sammenheng for å kunne realisere det fulle verdiskapingspotensialet til en norsk industri for flytende havvind. I tillegg vil enkelte være til dels overlappende og/eller avhengige av hverandre. Det er viktig å merke seg at denne listen ikke er uttømmende. De fire faktorene er:



Et aktivt hjemmemarked



Være tidlig ute



Tydelig visjon fra myndighetenes side



Tilpassede virkemidler

4.1 Et aktivt hjemmemarked

Norske aktører som satser eller ønsker å satse på flytende havvind trekker frem at et hjemmemarked er avgjørende for at Norge skal ta en ledende posisjon innenfor markedet for flytende havvind. Fremveksten av et hjemmemarked kan bidra til at norske aktører får:

- **Etablere et økosystem/en verdikjede.** En viktig del av å ha et hjemmemarked er å etablere et økosystem av spesialiserte underleverandører som kan levere til havvindmarkedet, både bunnfast og flytende. Herunder vil samhandlingskompetanse mellom ulike aktører i markedet være sentral. Dersom det bygges flytende havvindparker i Norge, vil det trolig føre til at flere industriaktører involverer seg og blir leverandører til den flytende havvindindustrien. Det er her viktig å merke seg at det er ikke selve verdiskapingen som kommer av å bygge opp vindparker i Norge som vil være viktig, men effekten det vil ha på å etablere et økosystem, herunder investere i og sette opp en produksjonslinje hvor skalerbarhet er mulig, som samlet bidrar til økt konkurransekraft.
- **Skaffe referanseprosjekter.** Et sentralt element av å ha et hjemmemarked for flytende havvind vil være at norske aktører vil få referanseprosjekter. Dette er spesielt viktig i en tidlig fase av markedet ettersom en vil forsterke en evt. fordelaktig posisjon med å kapre nye kontrakter ettersom markedet vokser. Norske aktører trekker frem at selv i situasjoner hvor teknologien og/eller operasjonen for flytende havvind er tilnærmet lik som selskapet har utført i leverandørindustrien gjentatte ganger, krever store internasjonale aktørene som Vattenfall og Ørsted referanseprosjekter direkte knyttet til flytende havvind i anbudprosesser.
- **Bygge kompetanse og kunnskap.** Norske aktører vil gjennom et aktivt hjemmemarked bygge opp relevant kompetanse og kunnskap knyttet til teknologiske løsninger og markedet generelt.
- **En arena for å teste nye løsninger.** Et hjemmemarked vil fungere som en arena hvor norske aktører kan teste ut nye løsninger. Det vil være viktig å hente ut potensialet som ligger i økt forskning og utvikling.

Aktører intervjuet i denne studien trekker frem at et aktivt hjemmemarked er den viktigste faktoren for å bli konkurransedyktige i et voksende marked for flytende havvind og legge til rette for at norske aktører er godt posisjonert til å vinne større deler av både norske og internasjonale kontrakter. Dette samsvarer med funn fra CenSES-studien (2019). Et hjemmemarked vil være spesielt viktig for mindre norske selskaper som alene ikke er store nok til å penetrere et internasjonalt marked, samt nye selskaper.

Havvindparken Hywind Tampen markerer en viktig milepæl mot kommersialisering av flytende havvind. Flere aktører trekker imidlertid frem at Hywind Tampen alene ikke vil være nok for at norsk leverandørindustri skal få den nødvendige erfaringen til å kunne ta steget ut i verden. Dette ble blant annet understreket av Enova-direktør Nils Kristian Nakstad som har uttalt at Hywind Tampen alene ikke vil være nok, men at det er et viktig steg mot kommersialisering av teknologien (Nielsen & Frøysa, 2019). Dette samsvarer også med Multiconsult mfl. (2019) sine vurderinger i mulighetsanalysen knyttet til Hywind Tampen. Om den videre kommersialiseringen skjer i utlandet, og norske aktører ikke har tilstrekkelige insentiver til å satse videre, vil den konkurransekraften man har opparbeidet seg svekkes betydelig.

Case om Hywind Tampen

Equinor ønsker å bygge en flytende havvindpark, Hywind Tampen, i Norge. Parken vil bestå av 11 flytende havvindmøller og ha en samlet kapasitet på 88 MW. Hywind Tampen planlegges å være i drift fra 2022. Dette vil ikke bare bli Norges første havvindpark, men vil også bli verdens største flytende havvindpark. Hywind Tampen skal forsyne Gullfaks- og Snorre-feltene i Nordsjøen med strøm. Formålet er at kraften som Hywind Tampen produserer skal brukes til trykkstøtte for å hente ut haleproduksjonen (Teknisk ukeblad, 2019). Investeringsbeslutning ventes i løpet av høsten 2019.

I august 2019 ble det kjent at Equinor får støtte fra norske myndigheter gjennom Enova til å bygge Hywind Tampen. Equinor mottar 2,3 milliarder kroner fra Enova. I tillegg har Equinor tidligere mottatt 566 millioner fra Nox-fondet. Hywind Tampen er budsjettet til å koste 5 milliarder kroner (CAPEX), i tillegg kommer driftskostnader.

Gulen Industrihamn i Sogn og Fjordane skal sammenstille vindturbinene til Hywind Tampen. Hywind Tampen vil ha understell av betong.

Ifølge Finn Gunnar Nielsen, professor i havvind ved UiB, vil Hywind Tampen være siste steg før en fullskala flytende havvindpark på 500 MW kan realiseres (Nielsen & Frøysa, 2019).

4.2 Være tidlig ute

Et viktig element for å utløse verdiskapingspotensialet er knyttet opp mot begrepet «first-mover advantage». Dersom den norske industrien er tidlig ute, og tar en sentral posisjon i kommersialiseringen av teknologien, vil dette gi økte markedsandeler også internasjonalt. Økte markedsandeler har en selvforsterkende effekt ved at det igjen bidrar til å styrke kompetanse og konkurransekraft ytterligere. Historien for bunnfast havvind viser at det nettopp var aktører (og land) som var tidlig ute med å ta en markedsposisjon, som har en dominerende markedsposisjon i dag.

Basert på markedsanalysen vi har gjennomført er det lite sannsynlig at Norge vil ha et hjemmemarked før markedet har «satt seg». Jamfør Figur 2-4 kan man ikke forvente noe utbygging i Norge før mot slutten av 2030-tallet, på grunn av forventet kostnadsutvikling. I fravær av et norsk initiativ vil sannsynligvis flytende havvind drives frem av internasjonale aktører. Dersom man ønsker å ta betydelige markedsandeler i hele verdikjeden og realisere et «first-mover-advantage» innen kommersiell storskala utbygging, er man derfor avhengig av økonomiske insentiver fra det offentlige.

4.3 Tydelig visjon fra norske myndigheter

En sentral forutsetning for å realisere verdiskapingspotensialet knyttet til et hjemmemarked for flytende havvind er at norske aktører i tilgrensende næringer tør å investere betydelig i prosjekter som gir en læringseffekt ved å videreutvikle/modifisere sine tjenester og produkter. Aktører vi har intervjuet forteller at en slik satsing krever at myndighetene gir tydelige signaler om at de ønsker at det etableres en industri for flytende havvind i Norge.

Selv om det i dag er bred politisk enighet om at det er ønskelig med en slik industri, etterlyses det en helhetlig og eksplisitt strategi fra norske myndigheter. Eksempelvis har sentrale britiske aktører³² satt en arbeidsgruppe³³ som skal utarbeide en strategi for fullskala utbygging av flytende havvind i Storbritannia.

Dette sammenfaller også med tidligere studier utført av Menon Economics (2019) vedrørende grønn næringspolitikk. For å lykkes trenger man konkrete og langsiktige målsetninger som bidrar til forutsigbarhet og på denne måten reduserer risikoen for investorer. I denne sammenhengen peker økonomisk vekstteori på viktigheten av en tett dialog mellom aktører og myndighetsapparatet (Rodrick, 2013) i utforming av virkemidler og strategi. I Norge vil dette inkludere Nærings- og fiskeridepartementet, Olje- og energidepartementet, Klima- og miljødepartementet samt Kunnskapsdepartementet. En satsing på norsk flytende havvind vil ligge innenfor alle disse fire departementenes virkeområde; det handler om energi, norske arbeidsplasser, eksport av norsk teknologi og om å bidra til en global energiomstilling.

4.4 Tilpassede virkemidler

Måltrettede virkemidler er avgjørende for at den norske verdikjeden kan ta del i kommersialiseringen av flytende havvind og på den måte bygge internasjonal konkurransekraft i et voksende marked.

Norske myndigheter har allerede etablert muligheter for å søke om støtte til *forskning og utvikling*, eksempelvis fra Norges forskningsråd og Enova. Formålet har vært å få frem nye teknologiske løsninger for å øke konkurransekraften på det internasjonale markedet. Eksempelvis trekkes Marine Energy Test Centre (Metcentre) på Karmøy frem som et godt eksempel. Hywind Tampen er et steg på veien videre, men om man skal videreutvikle den kompetansen man opparbeider seg og ta betydelige markedsandeler i et kommersialisert marked, vil det være behov for en enda større «scene». Dette uttalte behovet sammenfaller med det aktører innen bunnfast havvind sa for om lag ti år siden, men som i liten grad ble fulgt opp fra myndighetene.

Aktørene peker på at Enova ikke er et egnet virkemiddel for å realisere storskala vindparker som de mener er nødvendig for å utvikle en industriell verdikjede knyttet til flytende havvind. Derimot etterspørres det finansielle støtteordninger og økonomiske rammebetingelser som kan gjøre en storskala utbygging bedriftsøkonomisk lønnsom. Her vil *blant annet* eksisterende offentlige aktører som GIEK og Eksportkreditt være sentrale aktører³⁴.

Videre etterspør aktører virkemidler som skal bistå dem i salgs- og markedsføringsprosessen når man går inn i en ny internasjonal industri som flytende havvind vil være. Aktører vi har intervjuet trekker frem NORWEP som et relevant virkemiddel innenfor dette feltet.

Innspillene vi har fått sammenfaller i stor grad med studien til CenSES (2019) som har identifisert flere områder som bør styrkes for å øke konkurransekraften innen havvind generelt. Dette inkluderer støtte for markedsføringsaktiviteter, pilotering og demonstrasjon, samt kapitaltilgang. Et helhetlig og langsiktig virkemiddelapparat som både legger til rette for FoU, utvikling av verdikjeder i et aktivt hjemmemarked, samt gode støtteordninger for internasjonaliseringen vil med andre ord stå sentralt dersom Norge skal realisere verdiskapingspotensialet knyttet til flytende havvind.

³² *Renewable UK og Scottish Renewable*

³³ *The Floating Wind Steering Group. Aker Solutions og Equinor er blant aktørene i gruppen.*

³⁴ *Erfaring fra bunnfast viser at tilnærmet alle prosjektfinansierte prosjekt i Europe ble hovedfinansiert med eksportfinansiering og EIB.*

5 Break-even-analyse for en myndighetsstøttet utbygging av flytende havvind i Norge

I det følgende kapittelet vurderer vi hvorvidt det er samfunnsøkonomisk grunnlag for å støtte en utbygging av flytende havvind i Norge. Analysen legger til grunn en aktiv næringspolitikk, operasjonalisert gjennom myndighetstiltak som legger til rette for to havvindparker med effekt på 500 MW hver. I analysen vurderer vi de næringsøkonomiske verdiskapingseffektene som må til for at en slik nærings- og energipolitikk skal være samfunnsøkonomisk lønnsom.

Grunnen til at vi har brukt 500 MW er at dette ofte blir omtalt som nivået man må opp på for å kommersialisere flytende havvind. I så måte vil en realisering av to slike prosjekter bidra til at man når det «neste nivået» innen utviklingen i Norge, noe som kan legge grunnlag for økt konkurransekraft og et «first-mover-advantage» i markedet.

Våre analyser viser at man i vårt basisscenario må realisere en markedsandel på 11 prosent dersom en slik investering skal gi tilstrekkelige næringsøkonomiske virkninger til at den fremstår som samfunnsøkonomisk lønnsomt. Dette innebærer en økning på 8 prosentpoeng relativ til baseline på 3 prosent (det nedre intervallet identifisert i kapittel 3.2.3). Videre vil hvert prosentpoengs økning i global markedsandel utover break-even-andelen tilsvare en samfunnsøkonomisk gevinst på 3,9 milliarder 2019-kroner.

5.1 Metode

For å vurdere om det er samfunnsøkonomisk grunnlag for å støtte en utbygging av flytende havvind i Norge har vi gjort en såkalt break-even-analyse. Målet med analysen er å estimere hvilke markedsandeler den norske verdikjeden må realisere for at den samfunnsøkonomiske gevinsten skal tilsvare kostnaden for å bygge to prosjekter med effekt på 500 MW hver. Vi har videre lagt til grunn at begge prosjektene knyttes til det norske strømmettet. Som vi diskuterer i kapittel 2.4, kan det imidlertid også bli aktuelt å koble seg til kraftmarkeder i det øvrige Europa. Baseline for analysen er det nedre intervallet som vi redegjorde for i kapittel 3.2.3. Med andre ord forutsetter vi at i fravær av en aktiv næringspolitikk vil man realisere en markedsandel på 3 prosent.

I analysen har vi tatt utgangspunkt i en analyseperiode på 40 år, noe som er i tråd med Finansdepartementets rundskriv (2014). Analyseperioden seg derfor over en lengre periode enn markedsanalysen presentert i kapittel 2. Vi har lagt til grunn en videreføring av de underliggende markedstrendene beskrevet over. Dette innebærer at markedet fortsetter å vokse, samtidig som kostnadene faller. Selv om usikkerheten øker på «halen» av analyseperioden, vil utviklingen etter 2050 relativt sett ha mindre påvirkning på resultatet ettersom alle kontantstrømmer neddiskonteres for å ta hensyn til at nytte- og kostnadsvirkninger oppstår på ulike tidspunkt³⁵.

Det er viktig å presisere at vi ikke har gjort noen fullstendig samfunnsøkonomisk analyse av en myndighetsstøttet utbygging. Dette ville blant annet innebære å vurdere effekten på konsument- og produsentoverskudd i kraftmarkedet. Øvrige samfunnsøkonomiske virkningene vurderes imidlertid kvalitativt i delkapittel 5.4.

Under følger en beskrivelse av de mest sentrale forutsetningene for våre estimater, herunder prissetting av verdiskapingseffekten som følge av økt markedsandel. Dette finnes det per dags dato ikke noe standardisert metode for.

³⁵ Diskonteringsrente i analysen er på 4 prosent i henhold til retningslinjer til Finansdepartementet (2014). For figur med antatt kostnads- og markedsutvikling frem mot 2065 viser vi til vedlegg F.

5.2 Kostnadsestimat

For å sikre en investeringsbeslutning for to flytende havvindparker på 500 MW hver har vi lagt til grunn en såkalt «contract for difference» (CfD). En CfD innebærer at utbygger mottar en fast pris for strømmen man produserer, uavhengig av utviklingen i kraftmarkedet. Størrelsen på subsidien vil derfor være forskjellen mellom energikostnaden over levetiden og inntektene fra kraftmarkedet. Om markedsprisen skulle bli høyere enn avtalt pris, overføres merinntekten tilbake til myndighetene. På den måten sikres inntekten til utbygger samtidig som forbrukerne sikres mot å betale mer enn nødvendig. Selv om markedsrisikoen fjernes for utbygger, vil det imidlertid være betydelig teknologisk risiko knyttet til selve utbyggingen.

Energi-kostnaden over levetiden kan beregnes som en kostnad per kWh som sørger for at prosjektet går i null, fra et bedriftsøkonomisk ståsted. Dette omtales som «levelized cost of energy», eller LCOE. En LCOE beregnes med bakgrunn i investeringskostnader (CAPEX), årlig produksjon, driftskostnader (OPEX), samt et avkastningskrav. Vi har lagt til grunn en investeringsbeslutning på disse prosjektene i 2024, med idriftsettelse i Q4 2026³⁶, samt følgende kostnadsnivå per havindpark:

- Investeringskostnad³⁷: 18 milliarder 2019-NOK (inkludert nettilknytning)
- Driftskostnad: 850.000/MW 2019-NOK per år
- Installert kapasitet: 500 MW
- Avkastningskrav (reelt): 7 prosent
- Gjennomsnittlig årlig produksjon: 2,2 TWh (kapasitetsfaktor på 50 prosent)
- Utbygging: 2025
- Idriftsettelse: 2026
- Levetid: 25 år

Disse estimatene samsvarer med kostnadsestimatene som følger av analysen over og gir en LCOE på 93,6 øre/kWh. Hva den faktiske kostnaden for et slikt prosjekt i dette tidsrommet blir er usikkert, og vil avhenge av både kostnadsutvikling (effektivisering av verdikjeden, teknologisk utvikling herunder størrelse på turbiner m.m.) samt risikovurderingen til den enkelte aktør. Vårt anslag for investeringskostnader ligger imidlertid om lag som en middelværdi av anslagene vi har fått fra ulike aktører.

Avkastningskravet har stor påvirkning på energikostnaden og henger sammen med risikoen knyttet til prosjektet. Vårt anslag er i tråd med blant annet Catapult (2018), men enkelte aktører peker på at en stor gjennomføringsrisiko i utbyggings- og planleggingsfasen tilsier et høyere avkastningskrav. Utbygging av havvind er en kompleks operasjon og kan by på kostbare utfordringer underveis. På den andre siden er prisrisikoen fjernet når parken er bygget (på grunn av at vi legger til grunn en CfD), noe som taler for et lavere avkastningskrav. Vi mener derfor at et avkastningskrav på 7 prosent er en rimelig antagelse³⁸.

Den årlige kraftproduksjonen er basert på vinddata fra de områdene som OED foreslår å åpne i Norge. OPEX-kostnadene er basert på mulighetsstudien av Multiconsult mfl. (2019) knyttet til Hywind Tampen, og verifisert gjennom samtaler med industriaktører.

³⁶ Dette innebærer at hele utbyggingen gjennomføres i år 0, noe som er en forenkling sammenlignet med reell kostnadsfordeling i perioden før idriftsettelse. I realiteten vil deler påløpe allerede i årene før, og deler i 2026.

³⁷ Investeringskostnaden er satt på bakgrunn av intervju med en rekke sentrale aktører og inkluderer utviklingskostnader.

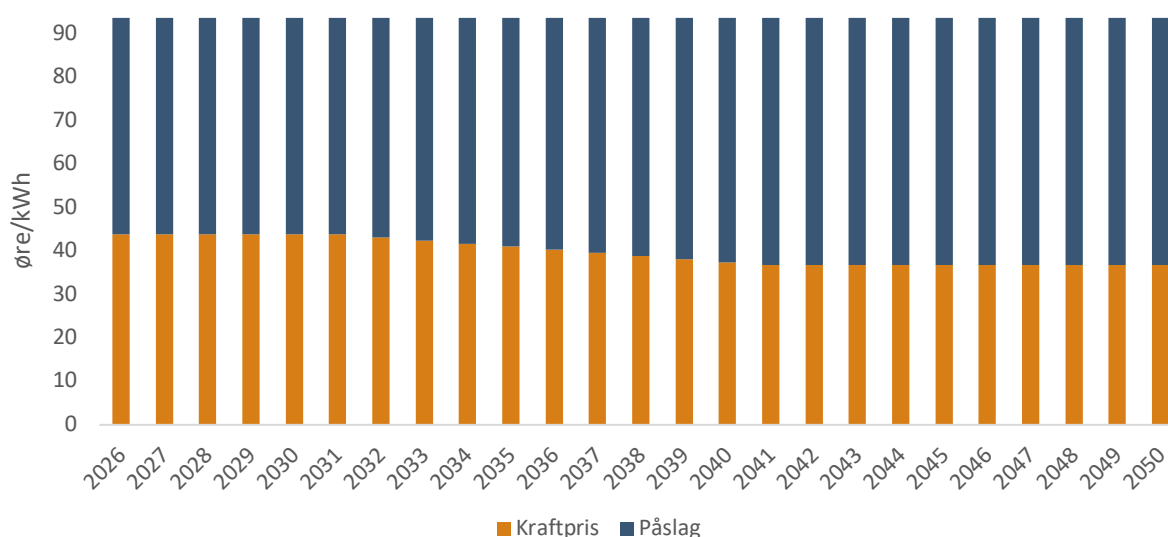
³⁸ Vi har valgt å se vekk i fra avviklingskostnad, da dette vil være en kostnad som først vil påløpe langt frem i tid (diskonteres kraftig), samt usikkerhet rundt eventuell oppgradering for videreføring av parken.

5.2.1 Prissatt samfunnsøkonomisk kostnad

For å estimere hvor stor subsidie som trengs for å realisere prosjektene har vi vurdert utviklingen i det norske kraftmarkedet med utgangspunkt i kraftmarkedsanalysen til NVE (2018) for perioden 2018 til 2030, samt den langsiktige markedsanalysen frem mot 2040 utarbeidet av Statnett (2018). Sammenlignet med NVEs basisscenario er våre anslag noe høyere i 2030, grunnet den positive utviklingen i kvotemarkedet som nå virker mer robust. Videre faller prisene frem mot 2040, tilsvarende utviklingen i Statnetts prognoser. Etter 2040 har vi valgt å holde prisene uendret i 2019-NOK³⁹.

Gitt energikostnaden (LCOE) og forutsetningene for kraftprisutviklingen får vi da et gjennomsnittlig prispåslag på 54 øre/kWh (2019-kroner) i snitt over perioden. Multiplisert med antatt kraftproduksjon tilsvarer subsidien isolert sett en samfunnsøkonomisk kostnad på 36 milliarder 2019-NOK i netto nåverdi⁴⁰. Figuren under viser utvikling i kraftpris og subsidie per kWh over prosjektets levetid på 25 år.

Figur 5-1: Utvikling i kraftpris og prispåslag for å realisere to prosjekter på 500 MW hver, i faste 2019-priser. Kilde: Menon Economics, NVE (2018) og Statnett (2018)



Vi har ikke inkludert noen skattefinansieringskostnad i våre anslag, da vi antar at en slik subsidie vil finansieres over strømgeregningen. Med utgangspunkt i netto kraftforbruk i 2018 vil dette tilsvare et prispåslag på 1,7 øre/kWh. Ettersom en slik storskala utbygging også vil ha en (negativ) påvirkning på kraftprisene i engrosmarkedet mener vi en eventuell vridningseffekt knyttet til strømbruken vil være neglisjerbar.

5.3 Prissatte samfunnsøkonomiske nyttevirksomheter

De samfunnsøkonomiske nyttevirksomheter som vi har prissatt i denne analysen er knyttet til den næringsøkonomiske verdiskapningseffekten som følger av økte markedsandeler for en norsk leverandørindustri knyttet til flytende havvind.

³⁹ Våre forutsetninger knyttet til kraftprisutviklingen er nærmere beskrevet i vedlegg D.

⁴⁰ Kalkulasjonsrente på 4 prosent i henhold til Finansdepartementets rundskriv (2014) og neddiskontert til 2025, som er år null i analyseperioden.

Når vi skal vurdere den samfunnsøkonomiske verdiskapingseffekten av økte markedsandeler må vi ta hensyn til at ressursene som tas i bruk har en alternativverdi. Vår metodiske tilnærming tar utgangspunkt i forventningene knyttet til sysselsettingseffekten av redusert aktivitet på norsk sokkel. Perspektivmeldingen⁴¹ legger til grunn at petroleumsrelatert sysselsetting vil falle med om lag 30 prosent mellom starten av 2020-tallet og 2040. Fremveksten av en norskbasert industri for flytende havvind vil imidlertid bidra til å dempe «fallet» i leverandørindustrien knyttet til offshorenæringen. Basert på sammensetningen av denne sysselsettingsgruppen har vi lagt til grunn en proxy for alternativverdien tilsvarende et snitt av verdiskapingen per sysselsatt innen bygg- og anlegg generelt og rådgivende tjenester innen bygg og anlegg. Den samfunnsøkonomiske gevinsten som følge av økte markedsandeler blir da et produkt av sysselsettingseffekten som kommer av økt omsetning⁴² og differansen i verdiskaping per sysselsatt mellom offshore leverandørindustri og vår proxy for alternativverdien til sysselsettingen. Differansen i verdiskaping per arbeidsplass er tilsvarende 540 000 2019-NOK i året. Økte markedsandeler antas å realiseres umiddelbart og holdes flatt over perioden⁴³.

Vi har basert oss på vårt basisscenario for utbyggingshastighet og kostnadsutvikling (beskrevet i kapittel 2), men lagt til grunn en utbygging på norsk sokkel tilsvarende 2 GW mellom 2040 og 2050 og ytterligere 4 GW de siste 15 årene av analyseperioden. Det norske markedet har da en global andel på 1 prosent i 2045, før den øker til 3 prosent på starten av 2050-tallet.

Videre har vi, i tråd med diskusjonen i delkapittel 3.2, lagt til grunn at økt konkurransekraft slår mer ut i Norge enn i utlandet. Dette innebærer at dersom man øker markedsandelen med 1 prosentpoeng i det globale markedet, vil det gi over dobbelt så stor effekt for utbyggingen i Norge⁴⁴. Dette er i tråd med utfallsrommet (maksimum/minimum) for verdiskapingspotensialet beskrevet i delkapittel 3.3.

Markedsandelen til de to subsidierte prosjektene er antatt å være 65 prosent for CAPEX og 95 prosent for OPEX over prosjektenes levetid. Denne andelen forutsetter en ambisiøs norsk industri som ønsker å videreutvikle konkurransekraften man har opparbeidet seg og er konsistent med estimatene i det øvre scenarioet i mulighetsstudien til Multiconsult mfl. (2019).

5.4 Øvrige samfunnsøkonomiske virkninger som ikke er prissatt i analysen

De samfunnsøkonomiske virkningene av to flytende havvindparker er imidlertid ikke begrenset til de vi har prissatt i denne analysen. Under følger en kvalitativ vurdering av de øvrige størrelsene.

Ettersom utbyggingen øker kraftproduksjon i det norske kraftmarkedet (øker med 4,4 TWh årlig), vil det bidra til reduserte kraftpriser, noe som er positivt for konsumenter, men negativ for kraftprodusenter. Den langsiktige effekten vil derfor avhenge av utviklingen i kraftbalansen. Utviklingen i kraftbalansen avhenger igjen av øvrig utbygging av fornybar kraft i Norge, veksten i økonomien og videre elektrifisering⁴⁵. Ettersom man i dag har et overskudd av kraft, taler dette for en noe høyere break-even-andel.

Deler av kompetansen man opparbeider seg innen flytende havvind vil også være relevant for bunnfastteknologier. Dette innebærer at man vil forvente å realisere andeler i det øvrige havvindmarkedet som følge av økt konkurransekraft innen flytende installasjoner. Denne effekten kan være stor da markedet for

⁴¹ (Finansdepartementet, 2017)

⁴² Basert på nøkkeltall for offshore leverandørindustri, sysselsetting per omsetning, snitt over siste 10 år.

⁴³ All effektivitetsgevinst utover snittet i økonomien (fallende kostnader per MW) forutsetter vi at tilfaller markedet/myndigheter.

⁴⁴ 1 prosentpoeng økning i global markedsandel tilsvarer 2,5 prosentpoeng for utbygging i Norge.

⁴⁵ Som sagt har vi ikke inkludert noen skattekostnad ettersom vi her antar en subsidie i form av en CfD. Dette innebærer at merkostnaden legges på kraftprisen og således ikke har noen effekt utover påvirkningen på produsent- og konsumentoverskuddet i kraftmarkedet.

bunnfast havvind er, og forventes også i fremtiden å være, betydelig større enn for flytende havvind. Dette taler for et lavere break-even-punkt enn vårt estimat.

Vi har ikke vurdert en eventuell betalingsvillighet hos befolkningen knyttet til utbygging av ny fornybar produksjonskapasitet som et klimatiltak. Kraftproduksjonen i Norge og Europa er omfattet av kvotemarkedet og økt fornybar produksjon vil derfor ikke ha noen direkte påvirkning på utslipp. Ved å industrialisere ny teknologi vil man imidlertid redusere kostnadene knyttet til omstilling i områder uten tilsvarende regulering. Gitt den underliggende usikkerheten knyttet til utviklingen i energimarkedene og hvorvidt Parisavtalen faktisk vil være bindende kan dette være et viktig bidrag til den globale omstillingen (Fæhn, T. m.fl., 2018). Nye analyser gjennomført av Menon Economics viser også en betydelig betalingsvillighet i befolkningen for å bygge ut havvind sammenlignet med landbasert vind i møte med økt kraftetterspørsel (Lindhjem, et al., 2019). Dette peker også mot en redusert break-even-andel.

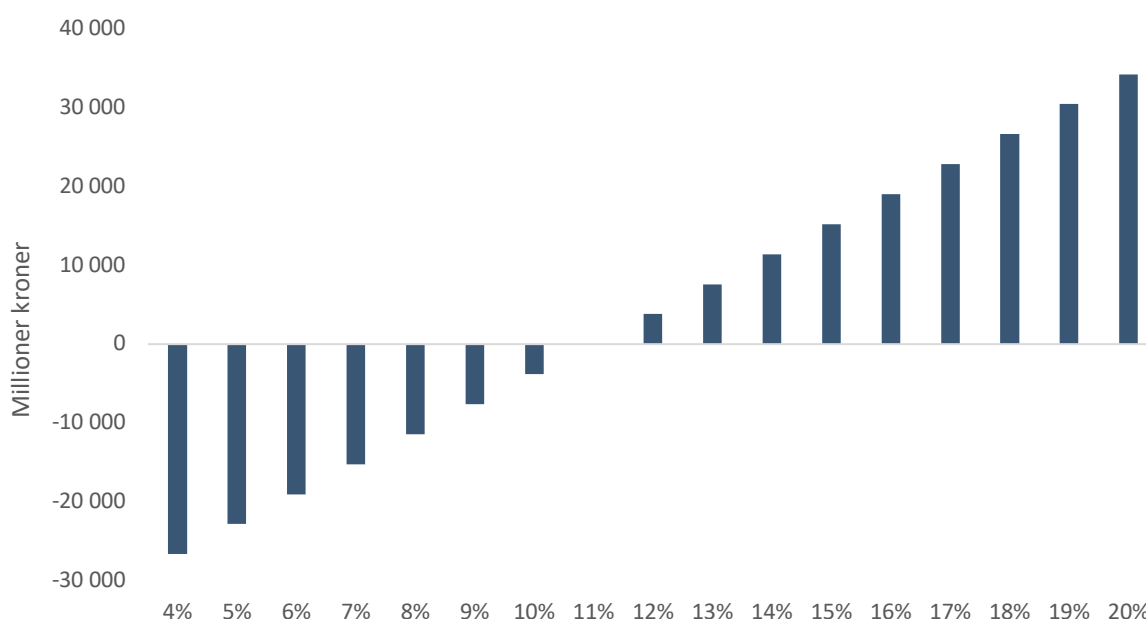
Det er også mulig å argumentere for å inkludere en restverdi etter analyseperioden, ettersom vi antar at markedseffekten vil vare. Usikkerheten til både kostnads- og markedsutvikling vil imidlertid bli særdeles høy, og vi har derfor valgt å se bort i fra dette. En positiv restverdi ville imidlertid redusere break-even-andelen.

5.5 Break-even-punkt

Basert på antagelsene og en samlet samfunnsøkonomisk kostnad på 36 milliarder 2019-NOK i netto nåverdi får vi følgende resultater av vår analyse:

- Norske aktører må realisere en markedsandel på 11 prosent for at en subsidiert utbygging av to havvindparker på 500 MW hver skal være samfunnsøkonomisk lønnsomt basert på de prissatte virkningene i vår analyse.
- En markedsandel på 11 prosent innebærer en økning på 8 prosentpoeng relativt til nullalternativet presentert i kapittel 3.2 (nedre intervall).
- Resultatet er robust selv om vi ser vekk fra effekten i det norske markedet grunnet lav omsetning sammenlignet med det øvrige globale markedet, samt at utbyggingen kommer sent i analyseperioden.

Figur 5-2: Prissatt samfunnsøkonomisk nytte i basisscenarioet relativt til break-even-andelen på 11 prosent, 2019-MNOK.
Kilde: Menon Economics

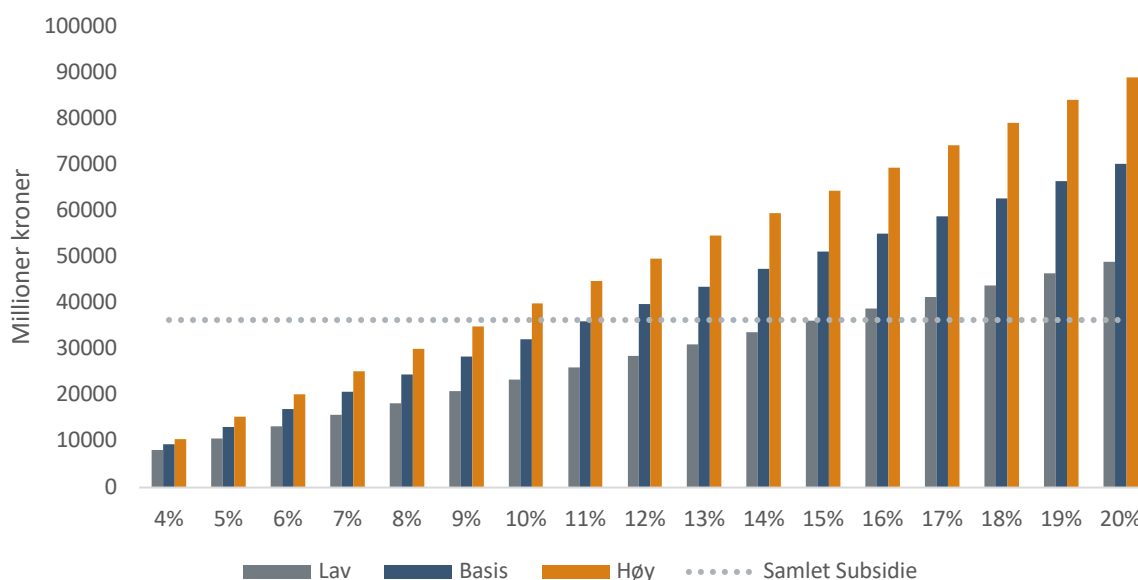


Jamfør figuren over vil man for hvert prosentpoeng økning i global markedsandel utover break-even-andelen på 11 prosent, få en netto samfunnsøkonomisk gevinst tilsvarende en nåverdi på 3,9 mrd. 2019-NOK. Dette innebærer at en andel tilsvarende det øvre intervallet i utfallsrommet identifisert i kapittel 3.2.3 på 20 prosent, gir en samlet gevinst på 34 milliarder 2019-NOK i basisscenarioet⁴⁶.

5.6. Sensitiviteter

Resultatene over er sensitive for forutsetninger knyttet til blant annet markedsutviklingen. Figuren under viser den prissatte samfunnsøkonomiske nytten sammenlignet med den samlede subsidien for de tre ulike scenariene vi la til grunn i den øvrige analysen. Break-even-punktet for høyscenarioet ligger på om lag 9 prosent, mens lavscenariet ligger på 15 prosent⁴⁷.

Figur 5-3: Prissatt samfunnsøkonomisk gevinst sammenlignet med samlet subsidie for de ulike scenarioene, per markedsandel i vårt identifiserte utfallsrom⁴⁸, 2019-NOK. Kilde: Menon Economics



Videre vil en 10 prosent endring i kostnadene (LCOE) endre break-even-andelen i basisscenariet med om lag +/- 1,5 prosentpoeng, mens andelen faller/øker med omlag 2 prosentpoeng om vi legger til grunn henholdsvis øvre eller nedre intervall for kraftprisutviklingen.

⁴⁶ 2025-nåverdi.

⁴⁷ For å ta høyde for utbygging på norsk sokkel har vi i høyscenariet antatt at det bygges ut 12 GW flytende havvind i Norge i perioden 2035-2065. I lavscenariet bygges det kun ut 2 GW mot slutten av perioden. Til sammenligning har vi, som sagt, lagt til grunn 6 GW i basisscenariet. Ettersom det norske markedet utgjør en liten andel av det globale markedet og utbygging kommer relativt sent i perioden, påvirker norsk markedsandel i liten grad break-even-punktet (uten utbygging i Norge øker den med 0,5 prosentpoeng i høy, 0,3 prosentpoeng i basis og i lav har det ingen reell påvirkning).

⁴⁸ Alle kontantstrømmer er diskontert tilbake til 2025.

Referanseliste

- Aghion, P. D. (2016). Carbon taxes, path dependency, and directed technical change: Evidence from the auto industry. *Journal of Political Economy*, 124(1), 1-51.
- Aker Solutions. (2019). *Job Creation in Norwegian Offshore Wind, presentasjon av Knut Vassbotn, Head of BD - Offshore Wind Aker Solutions*.
- Bloomberg New Energy Finance. (2019). *New Energy Outlook 2019*.
- BVG Associates & InnoEnergy. (2017). *Future renewable energy costs: Offshore wind*.
- BVG Associates. (2018). *Annual global offshore wind market report 2018. Prepared for NORWEP*.
- BVG Associates. (2019). *Global offshore wind market report, 2019. A report prepared on behalf of Norwegian Energy Partners*.
- BVG Associates. (2019). *Guide to an offshore wind farm. Published on behalf of the Crown Estate and the Offshore Renewable Energy Catapult*. BVG Associates.
- BVG Associates. (2019). *Opportunities in offshore wind for the Norwegian supply chain. Prepared for NORWEP*.
- Carbon Trust. (2018). *Floating Wind Joint Industry Procjet: Phase 1 Summary Report*.
- Catapult & Offshore Wind Industry Council. (2018). *Offshore Wind Industry Prospectus*.
- Catapult. (2018). *Macroeconomic benefits of floating offshore wind in the UK, prepared for Crown Estate Scotland*.
- CenSES. (2019). *Conditions for growth in the Norwegian offshore wind industry: international market developments, Norwegian firm characteristics and strategies, and policies for industry development*. Trondheim: Center for Sustainable Energy Studies, NTNU.
- Danish Energy Agency. (2018). *Note on technology costs for offshore wind farms and the background for updating CAPEX and OPEX in the technology catalogue datasheets*. Danish Energy Agency, Danish Ministry of Energy, Utilities and Climate.
- Diaz, H., Rodrigues, J. M., & Soares, C. G. (2017). Evaluation of an Offshore Floating Wind Power Project on the Galician Coast. *ASME 2017 36th International Conference on Ocean, Offshore and Arctic Engineering*. Trondheim.
- DNV GL. (2016). *Technology outlook 2025*.
- DNV GL. (2018). *Energy Transition Outlook 2018: A global and regional forecast to 2050*.
- Ebenhoch, R., Matha, D., Marathe, S., Munoz, P. C., & Molins, C. (2015). Comparative Levelized Cost of Energy Analysis. *12th Deep Sea Offshore Wind R&D Conference, EERA DeepWind'2015* (pp. 108-122). Energy Procedia.
- Energy Technologies Institute. (2015). *Offshore Wind: Floating Wind Technology*. Loughborough: Energy Technologies Institute LLP.

- Equinor. (2019). *The Market outlook for floating offshore wind*. Retrieved Juni 2019, from [www.equinor.com: https://www.equinor.com/no/what-we-do/hywind-where-the-wind-takes-us/the-market-outlook-for-floating-offshore-wind.html](http://www.equinor.com/https://www.equinor.com/no/what-we-do/hywind-where-the-wind-takes-us/the-market-outlook-for-floating-offshore-wind.html)
- Finansdepartementet. (2014). *Prinsipper og krav ved utarbeidelse av samfunnsøkonomiske analyser mv*. Oslo: Departement.
- Finansdepartementet. (2017). *Perspektivmeldingen 2017 (Meld. St. 29 (2016-2017))*. Oslo: Departement.
- Fæhn, T. m.fl. (2018). Parisavtalen og oljeeksporten. *Samfunnsøkonomen*(3), 39-50.
- IEA. (2015). *IEA Wind Task 26: Wind Technology, Cost, and Performance Trends in Denmark, Germany, Ireland, Norway, the European Union and the United States: 2007-2012*. Paris: International Energy Agency.
- IEA. (2019, Mai 28). *Offshore wind - Tracking Clean Energy Progress*. Retrieved August 2019, from [www.iea.org: https://www.iea.org/tcep/power/renewables/offshorewind/](http://www.iea.org/https://www.iea.org/tcep/power/renewables/offshorewind/)
- IEA. (2019). *Tapping deeper offshore wind resources through floating wind turbines*. Retrieved August 2019, from [www.iea.org: https://www.iea.org/topics/innovation/renewables/gaps/tapping-deeper-offshore-wind-resources-through-floating-wind-turbines.html](http://www.iea.org/https://www.iea.org/topics/innovation/renewables/gaps/tapping-deeper-offshore-wind-resources-through-floating-wind-turbines.html)
- IRENA. (2016). *Floating foundations: A game changer for offshore wind power*. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency.
- IRENA. (2018). *Global Energy Transformation: A roadmap to 2050*. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency.
- IRENA. (2018). *Nurturing Offshore Wind Markets: Good practices for international standardisation*. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency (IRENA).
- IRENA. (2018). *Offshore innovation widens renewable energy options: opportunities, challenges and the vital role of international co-operation to spur the global energy transformation*. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency.
- IRENA. (2018). *Renewable Power Generation Costs in 2017*. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency.
- LeanWind. (2017). *Driving Cost Reductions in Offshore Wind: The Leanwind project final publication*.
- Lecca, P., McGregor, P. G., Swales, K. J., & Tamba, M. (2017). The Importance of Learning for Achieving the UK's Targets for Offshore Wind. *Ecological Economics*, 135, 259-268.
- Lindhjem, H., Dugstad, A., Grimsrud, K., Handberg, Ø. N., Kipperberg, G., Klæw, E., & Navrud, S. (2019, September 19). Vindkraft i motvind - Miljøkostnadene er ikke til å blåse av. . *Aktuell kommentar i Samfunnsøkonomen*.
- Martin, R., Lazakis, I., Barbouchi, S., & Johanning, L. (2016). Sensitivity analysis of offshore wind farm operation and maintenance cost and availability. *Renewable Energy*, 85, 1226-1236.
- Matha, D., Brons-Illig, C., Mitzlaff, A., & Scheffler, R. (2017). Fabrication and installation constraints for floating wind and implications on current infrastructure and design. *13th Deep Sea Offshore Wind R&D Conference, EERA DeepWind'2017* (pp. 299-306). Trondheim: Energy Procedia.

- Menon Economics. (2018). *Kartlegging av omsetning, sysselsetting, eksport og utenlandsomsetning i fornybarnæringen i Norge 2017. Menon-rapport nr. 76/2018*. Oslo: Menon Economics AS.
- Menon Economics. (2019). *Fra elektrifisering til eksporteventyr? Verdiskapingsvirkninger av en fremskyndet elektrifisering av norsk økonomi. Menon-rapport nr. 29*. Oslo: Menon Economics.
- Multiconsult Norge AS, Future Technology AS & Thema Consulting AS. (2019). *Hywind Tampen - Samfunnsmessige ringvirkninger*.
- Myhr, A., Bjerkseter, C., Ågotnes, A., & Nygaard, T. A. (2014). Levelised cost of energy for offshore floating wind turbines in a life cycle perspective. *Renewable Energy*, 66, 714-728.
- Mäkitie, T. (2019). *Corporate entrepreneurship and sustainability transition: resource redeployment of oil and gas industry firms in floating wind power. TIK working papers on Innovation Studies*. Universitetet i Oslo.
- Mäkitie, T., Andersen, A. D., Hanson, J., Normann, H. E., & Thune, T. M. (2018). Established sectors expediting clean technology industries? The Norwegian oil and gas sector's influence on offshore wind power. *Journal of Cleaner Production*, 177, 813-823.
- Nielsen, P. G., & Frøysa, K. G. (2019, August 23). *Hywind Tampen er viktig for norske leverandører*. Retrieved August 2019, from Sysla.no: <https://sysla.no/meninger/hywind-tampen-er-viktig-norske-leverandorer/>
- Norsk industri, Norges Rederiforbund, NORWEA. (2017). *Havvind: et nytt norsk industrieventyr*.
- NORWEP. (2018). *Global offshore wind market report 2018 (presentasjon)*. Retrieved from <http://www.norcowe.no/doc/konferanser/2018/SMIBergenPres/1450%20Jon%20Dugstad%20NORCO WE%20130918.pdf>
- NTNU og SINTEF. (2019). *Conditions for growth in the Norwegian offshore wind industry*.
- NVE. (2015). *Kostnader i energisektoren: Kraft, varme og effektivisering*. Oslo: Norges vassdrags- og energidirektorat.
- NVE. (2018). *Kraftmarkedsanalyse 2018-2030: Mer vindkraft bidrar til økt nordisk kraftoverskudd. Rapport nr. 84/2018*. Oslo: Norges vassdrags- og energidirektorat.
- Olje- og energidepartementet. (2016). *Kraft til endring - Energipolitikken mot 2030 (Meld. St. 25 (2015-2016))*. Oslo: Departement.
- Rodrick, D. (2013). *Structural change, fundamentals, and growth: an overview*. Institute for Advanced Study.
- Statkraft. (2019). *Globale energitrender og norske muligheter: Statkrafts lavutslippsscenario 2019*.
- Statnett. (2018). *Langsiktig markedanalyse: Norden og Europa 2018-2040*. Oslo: Statnett.
- Statnett. (2019). *Et elektrisk Norge - fra fossilt til strøm*. Oslo: Statnett.
- Teknisk ukeblad. (2019, August 22). *Om Equinor ikke snubler, er mulighetene enorme*. Retrieved from [www.tu.no: https://www.tu.no/artikler/hywind-tampen-kan-bli-starten-pa-en-energirevolusjon/472179](https://www.tu.no/artikler/hywind-tampen-kan-bli-starten-pa-en-energirevolusjon/472179)
- WindEurope. (2017). *Floating Offshore Wind Vision Statement*. WindEurope.

WindEurope. (2017). *Wind energy in Europe: Outlook to 2020*. WindEurope.

WindEurope. (2017). *Wind energy in Europe: Scenarios for 2030*. WindEurope.

WindEurope. (2018). *Floating offshore wind energy: a policy blueprint for Europe*.

WindEurope. (2018). *Global Wind Summit 2018*. Retrieved from <https://cdn2.hubspot.net/hubfs/1545457/%20%20Recharge/PDFs/RE%20Global%20Wind%20Summit%202018%20Daily%20Day%202.pdf>

WindEurope. (2019). *Financing and investment trends: The European wind industry in 2018*. WindEurope.

WindEurope. (2019). *Offshore Wind in Europe: Key trends and statistics 2018*. WindEurope.

Ørsted. (2019). *Ørsted's transformation: Corporate Strategy and Stakeholder Relations, presentasjon av Jakob Askou Bøss Senior Vice President*.

Vedlegg

Vedlegg A: Forkortelser

CAPEX	Investeringskostnader
CfD	Contract for Difference
GW	Gigawatt
kWh	Kilowattimer
LCOE	Levelized Cost of Energy
MW	Megawatt
MWh	Megawattimer
OPEX	Drifts- og vedlikeholdskostnader
WACC	Weighted average cost of capital

Vedlegg B: Formel for LCOE

Vi har lagt til grunn følgende formel for energikostnaden over levetiden (LCOE) basert på blant annet NVE (2015):

$$LCOE = \frac{\sum_{t=0}^n \frac{CAPEX_t + OPEX_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=0}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}}$$

$CAPEX_t$ er investerings- og utviklingskostnader i år t

$OPEX_t$ er drifts- og vedlikeholdskostnader i år t

E_t er energi produsert

r er diskonteringsrente

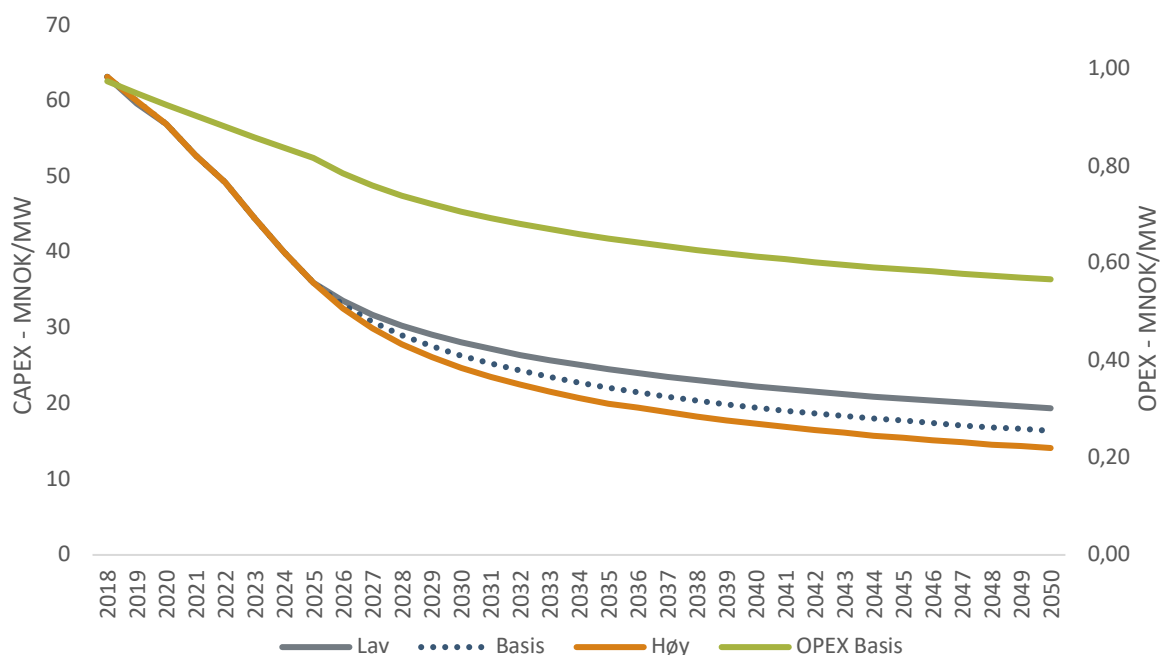
n er økonomisk levetid i år

Vedlegg C: Utvikling i CAPEX og OPEX

Læringsraten for CAPEX ligger noe lavere enn LCOE for å ta høyde for at man kan oppnå høyere brukstid (økt produksjon per MW), samt redusert teknologisk risiko (lavere WACC). Vi har derfor lagt til grunn en læringsrate mellom 13 og 16 prosent for CAPEX (mot 13 til 17 prosent for LCOE).

For OPEX har vi lagt til grunn en noe lavere læringsrate enn CAPEX igjen, basert på kostnadsestimatene i Multiconsult mfl. (2019). Den største kostnadsreduksjonen knyttet til driftskostnader vil komme som følge av større vindturbiner som gir færre installasjoner per MW og mens selve «læringseffekten» er lavere.

Figur C: Forventet utvikling i CAPEX og OPEX for et standard prosjekt innen flytende havvind, 2019-NOK. Kilde: Menon Economics



Vedlegg D: Kraftprisutvikling

Våre forutsetninger for den langsiktige kraftprisutviklingen frem mot 2030 tar utgangspunkt i NVEs siste markedsanalyse⁴⁹. Videre har vi justert utviklingen noe basert på Statnett (2018) og det siste års utvikling i kvotemarkedet. I NVEs basisscenario øker kvoteprisen fra 6 til 15 euro/tonn mellom 2020 og 2030. Dagens prisnivå ligger om lag på 25 euro/tonn, mot om lag 5 euro/tonn for to år siden.

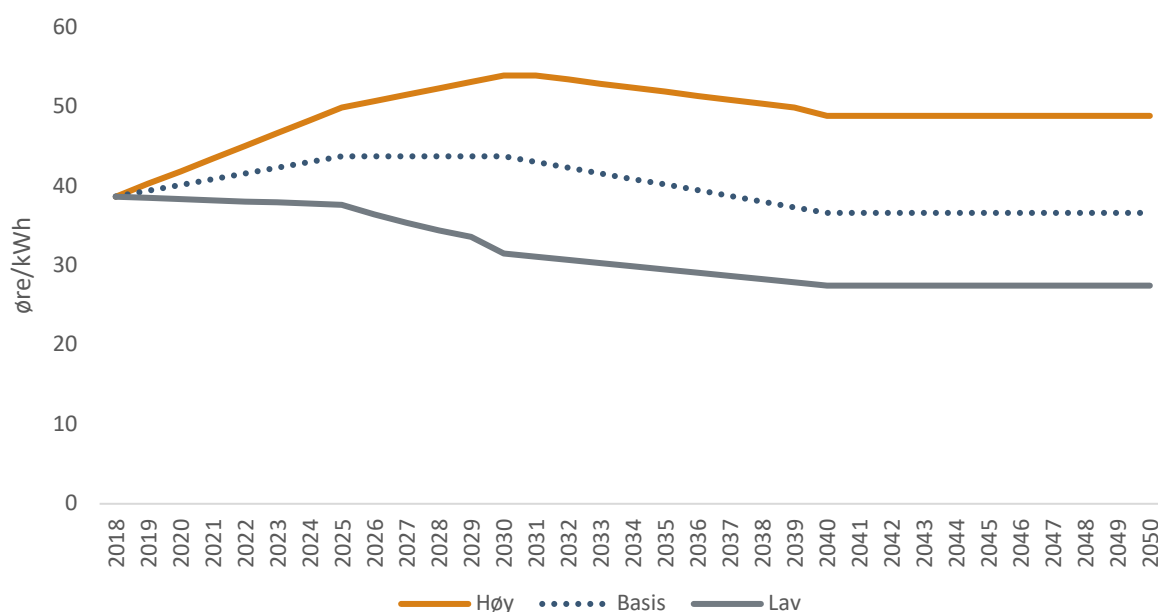
Prisutviklingen henger sammen med at EU våren 2018 vedtok å endre reglene i kvotemarkedet. Man innførte blant annet en stabilitetsreserve som midlertidig trekker ut kvoter av markedet. Videre vil det utstedes færre kvoter per år på utover 2020-tallet. Etter at endringen ble innført steg kvoteprisen jevnt, til tross for at overskuddet av kvoter fortsatt er betydelig. En positiv prisutvikling reflekterer økt tillitt til systemet og forventninger om fremtidig knapphet på kvoter.

⁴⁹ NVE (2018)

Med bakgrunn i NVEs egne beregninger av CO₂-prisens påvirkning på norske kraftpriser, og en CO₂-pris på 25 euro/tonn, har vi derfor justert prisenivået i basisscenarioet i 2030 med om lag 6 øre/kWh i 2025 og 2030. I 2025 tilsvarer da vårt basisscenario om lag NVEs høyscenario (men om lag på nivå med Statnett sitt basisscenario)⁵⁰.

Statnett legger til grunn en mer positiv kvoteprisutvikling i sin analyse. Vårt høyscenario er konstruert som et snitt mellom NVE høy (vår basis) og Statnett sitt høyscenario. Ettersom NVEs analyser ikke går lenger enn til 2030 har vi lagt til grunn en fallende prisutvikling (12 prosent) over de neste ti årene i tråd med Statnett (2018). Denne utviklingen henger sammen med forventninger knyttet til utbygging av ny fornybar produksjonskapasitet. Figuren under viser prisutviklingen som er lagt til grunn i denne analysen på bakgrunn av forutsettingene over.

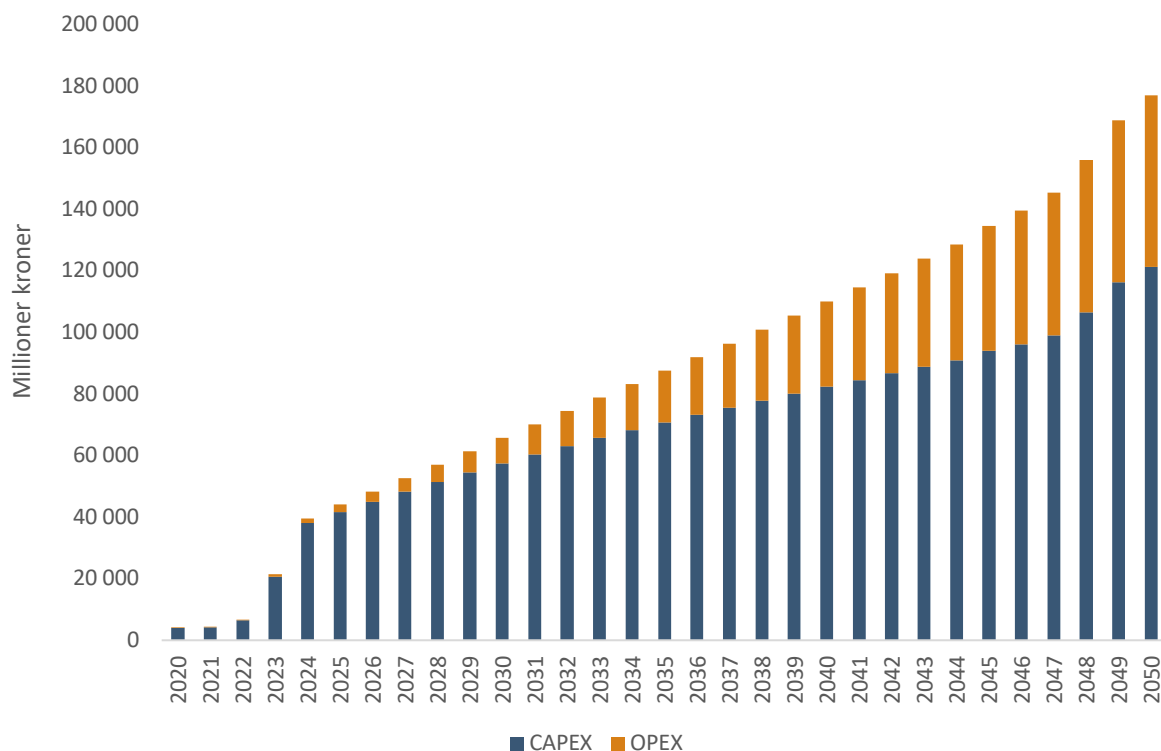
Figur D: Utvikling i kraftpris og prispåslag for å realisere to prosjekter på 500 MW hver, i 2019-NOK. Kilde: Menon Economics, NVE (2018) og Statnett (2018)



⁵⁰ NVE (2018) legger til grunn 25 euro/tonn i 2025 i deres høyscenario.

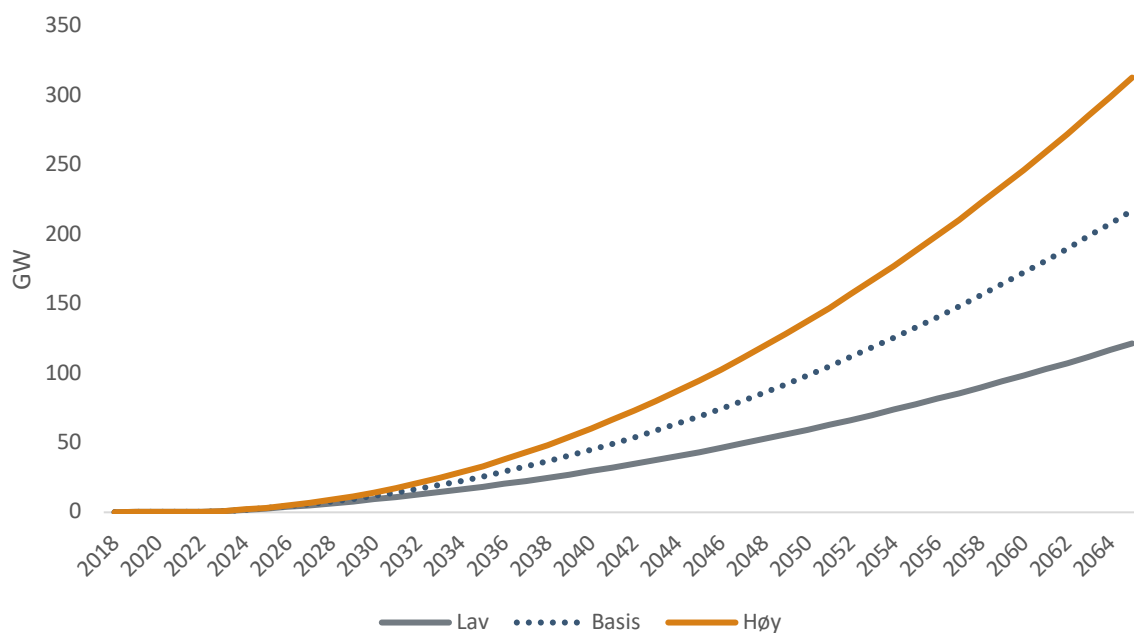
Vedlegg E: Årlig omsetning i markedet for flytende havvind

Figur E: Årlig omsetning i det globale markedet for flytende havvind i basisscenariet i millioner 2019-NOK i perioden 2020 til 2050. Kilde: Menon Economics

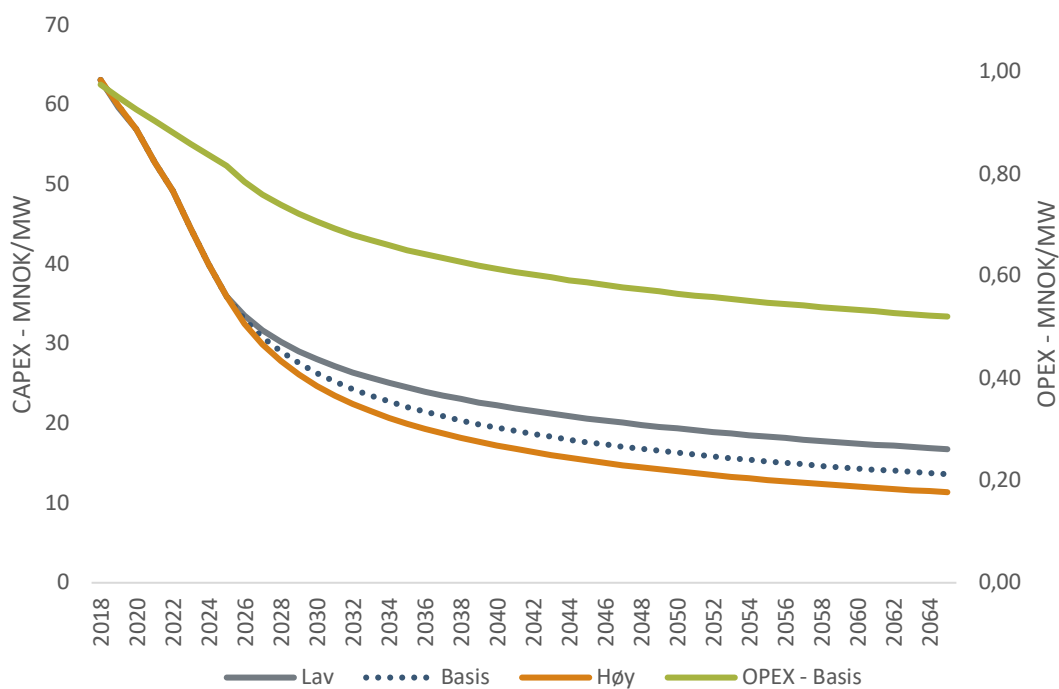


Vedlegg F: Markeds- og kostnadsutvikling frem mot 2065

Figur F-1: Forventet markedsutvikling 2018-2050 og antatt utvikling 2050-2065, 2019-NOK. Kilde: Menon Economics



Figur F-2: Forventet kostnadsutvikling 2018-2050 og antatt utvikling 2050-2065, 2019-NOK. Kilde: Menon Economics





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.