

Nyttekostnadsanalyse av en fiktiv flytende havvindpark

Gir flytende havvind en samfunnsøkonomisk lønnsom
energiproduksjon?

Linn-Anita Bergland



Masteroppgave i samfunnsøkonomi

30 studiepoeng

Økonomisk institutt

Universitetet i Oslo

Mai 2021

Forord

Denne oppgaven er skrevet ved Universitetet i Oslo og markerer slutten på masterstudiet i samfunnsøkonomi. Fem år på Blindern går mot slutten, og takket være flinke forelesere og motiverende medstudenter er jeg klar for et nytt kapittel i livet.

I forbindelse med arbeidet med denne oppgaven har jeg fått uvurderlig hjelp. Takk til min veileder Ragnar Nymo for å være en god samtalepartner gjennom hele prosessen. Fra idémyldring våren 2020 til ferdig produkt. Takk for verdifulle og raske tilbakemeldinger, og for at du har forsikret meg om at det er trygt å sende av gårde materiell som ikke er perfekt. I tillegg vil jeg takke samtlige kontaktpersoner i CICERO. Muligheten til alltid å sende en e-post har gitt meg en trygghet og visshet om at jeg ikke er alene. En ekstra takk rettes til biveileder Asbjørn Torvanger fra CICERO som har fylt prosessen med engasjement og kritiske spørsmål.

Jeg ønsker også å rette en stor takk til samboer og familie. Jeg hadde ikke klart det uten deres støtte. Takk til venninnegjengen som alltid heier og motiverer. Dere er alle uerstattelige.

Tema for oppgaven ble valgt på grunn av mitt engasjement for energisektoren og dens mange muligheter. Oppgaven er støttet av CICERO, og er en del av forskningsprosjektet ENABLE som er finansiert av Norges forskningsråd og brukerpartnere.

Eventuelle feil og mangler er mitt fulle ansvar.

Oslo, mai 2021

Linn-Anita Bergland

Sammendrag

I denne oppgaven gjennomføres en nyttekostnadsanalyse av en flytende havvindpark. Havvindparken i analysen er av fiktiv art da Norge ikke har noen anlegg i drift i skrivende stund. Siden flytende havvind er en relativt ny teknologi har aktørene i industrien forretningsmessige grunner til å holde sine kostnadsberegninger og investeringsbeslutninger unntatt offentligheten. Oppgaven har likevel vært mulig å fullføre takket være tidligere rapporter om havvindparker. Oppgavens hovedproblemstilling er hvorvidt flytende havvind er en samfunnsøkonomisk lønnsom metode å produsere fornybar energi på. Verdenssamfunnet står ovenfor en stor utfordring når klimagassutslipp må reduseres samtidig som etterspørselen etter energi øker. Det er behov for produksjonsmetoder som utnytter naturressursene effektivt til å produsere fornybar energi slik at andelen fossile energikilder kan fases ut.

Med de forutsetningene og det datagrunnlaget som legges til grunn i oppgaven viser nyttekostnadsanalysen at referansescenarioet ikke er samfunnsøkonomisk lønnsomt. Resultatet er som forventet da flytende havvind fortsatt er dyrere enn både bunnfast havvind og vindkraft på land. På grunn av den negative netto nåverdien utfører jeg en sensitivitetsanalyse for å finne ut hvordan ulike variabler påvirker lønnsomheten. Disse variablene er analysert: Miljøkostnad, kraftpris, CAPEX og OPEX, samt kapasitetsfaktor. Analysen er gjennomført med en diskonteringsrente på 4, 6 og 8 prosent. Resultatene viser at en individuell endring av variablene alene ikke er tilstrekkelig for at havvindparken blir lønnsom, bortsett fra når kraftprisen settes unormalt høyt til 160 øre/kWh og diskonteringsrenten er 4 prosent. Når variablenes verdi settes til «best case» for sluttresultatet og endres samtidig, i en såkalt 'what-if' analyse, ender den flytende havvindparken til slutt opp som samfunnsøkonomisk lønnsom. Om havvindnæringen utvikler seg i en slik retning at havvindparken blir lønnsom er uvisst, og er avhengig av mange faktorer.

Oppgaven konkluderer med at Norge bør støtte opp under private aktører som satser på og investerer i flytende havvind, til tross for at min flytende havvindpark ikke er samfunnsøkonomisk lønnsom. Grunnen til dette er de positive virkningene som følge av teknologiutvikling. Selv om lønnsomheten av mitt prosjekt ikke er positiv, kan investeringen lønne seg på lang sikt. Dersom flytende havvind blir ettertraktet i fremtiden, vil Norge være en ledende aktør hvis vi er tidlig ute med investeringer. Dette kan føre til flere arbeidsplasser, gi skatteinntekter og øke den totale eksporten av kapital og human kapital.

Innholdsfortegnelse

Forord	II
Sammendrag	III
Figurliste.....	VII
Tabelliste	VIII
Forkortelser	IX
1 Innledning.....	1
2 Bakgrunn for problemstillingen	3
3 Havvindteori og kraftmarkedet	7
3.1 Energiforsyning	7
3.2 Utvikling av havvind i Norge	8
3.3 Sentrale begreper	9
3.3.1 Vindkraftproduksjon	9
3.3.2 Komponenter i en vindturbin	10
3.3.3 Vindkraftteknologi	11
3.4 Kraftmarkedet.....	14
3.4.1 Subsidiering og elsertifikatordningen	16
4 Havvindprosjektsenarioet	17
4.1 Referansescenarioet.....	18
4.2 Ytterligere beskrivelse av referansescenarioet	19
4.3 Nullalternativet	21
4.4 Forutsetninger i referansescenarioet.....	22
4.5 Oppsummering	23
5 Metode for vurdering av samfunnsøkonomisk lønnsomhet	25
5.1 Samfunnsøkonomisk analyse	25

5.1.1	Kostnadsvirkningsanalyse	26
5.1.2	Kostnadseffektivitetsanalyse	26
5.1.3	Nyttekostnadsanalyse	27
5.2	Samfunnsøkonomisk lønnsomhet.....	27
5.2.1	Kalkulasjonspriser	29
5.2.2	Kostnadssiden.....	31
5.2.3	Nyttesiden.....	32
5.3	Enhetskostnad per kWh.....	35
5.4	Sensitivitetsanalyse	37
5.4.1	Endring av miljøkostnad	37
5.4.2	Endring av kraftpris.....	38
5.4.3	Prosentvis endring i CAPEX og OPEX	38
5.4.4	Endring av kapasitetsfaktor	39
5.4.5	Endring av diskonteringsrente.....	40
6	Datagrunnlag	41
6.1	Kostnader.....	41
6.1.1	Rapporten fra BVG Associates og InnoEnergy	42
6.1.2	Rapporten fra Crown Estate Scotland og Catapult Offshore Renewable Energy ...	43
6.1.3	Miljøkostnad.....	43
6.1.4	CAPEX, OPEX og miljøkostnad anvendt i referansescenarioet.....	46
6.2	Nyttevirkninger	47
7	Resultater.....	49
7.1	Resultat av nyttekostnadsanalysen av referansescenarioet	49
7.2	Resultat av LCOE.....	50
7.3	Resultat av sensitivitetsanalysen	51
7.3.1	Miljøkostnad.....	51
7.3.2	Kraftpris.....	52
7.3.3	CAPEX og OPEX	53
7.3.4	Kapasitetsfaktor.....	55
7.3.5	‘What-if’ analyse.....	56

8 Styrker og svakheter med flytende havvind	57
8.1 Mulige negative virkninger	57
8.1.1 Reguleringssevne	57
8.1.2 Lagringsmuligheter	57
8.1.3 Kapasitet i kraftnettet	59
8.1.4 Andre negative sider med havvind	59
8.2 Mulige positive virkninger	60
8.2.1 Grønn teknologi og læringseffekter	60
8.2.2 Fordelingseffekter	61
8.3 Videre forskning	62
9 Konklusjon	63
Referanser.....	65
Vedlegg	73
Vedlegg A: Forklaring av watt og wattime	73
Vedlegg B: Oversikt over pågående og planlagte prosjekter	74
Vedlegg C: Utregning av estimatene.....	75
Vedlegg D: Utregning av netto nåverdi	78

Figurliste

Figur 1: Estimert kostnadsutvikling for bunnfast og flytende havvind. Figuren er hentet fra Multiconsult, Thema Consulting og Future Technologys fagrappport om strategisk konsekvensutredning av fornybar energiproduksjon til havs (Multiconsult, Thema Consulting & Future Technology 2012).	6
Figur 2: Tidslinje over viktige hendelser i norsk havvindhistorie (NVE, 2021c; CICERO, 2020).	9
Figur 3: Ulike bunnfaste fundamenttyper. Figuren er hentet fra NVEs faktaark nr. 15/2019 (Østenby, 2019).	13
Figur 4: Ulike flytende fundamenttyper. Figuren er hentet fra rapporten Floating Offshore Wind Vision Statement fra WindEurope (Wind Europe, 2017).	14
Figur 5: Tidslinje av havvindprosjektscenarioet.	23
Figur 6: Equinor sin forventede kostnadsreduksjon for flytende havvind. Figur hentet fra Equinors nettside (Equinor, 2021c).	39
Figur 7: Netto nåverdi ved endring av miljøkostnad.	52
Figur 8: Netto nåverdi ved endring av kraftpris.	53
Figur 9: Netto nåverdi ved endring av CAPEX og OPEX.	55
Figur 10: Netto nåverdi ved endring av kapasitetsutnyttelse.	56

Tabelliste

Tabell 1: Oversikt over de konstante forutsetningene for prosjektet.	23
Tabell 2: Oversikt over variabler i det generelle scenarioet. Diskonteringsrente og brukstid vil være variabel senere i analysen.	24
Tabell 3: Oversikt over kostnad per kWh med ulike fornybare energikilder. *Det er ikke diversifisert mellom bunnfast og flytende havvind. Ettersom Norge ikke har noen flytende havvindparker anses estimatet som basert på bunnfast havvind (NVE, 2015).	37
Tabell 4: Kostnadsestimat til analyse av referansescenarioet. Vist i absoluttverdi. Utrekningen av estimatene vises i sin helhet i vedlegg C.	46
Tabell 5: Estimat av nyttevirksomheter brukt i analysen. Utrekningen av estimatene vises i sin helhet i vedlegg C.	48
Tabell 6: Netto nåverdi av den flytende havvindparken med diskonteringsrente på 4, 6 og 8 prosent.	50
Tabell 7: Antatt kostnadsgrunnlag.	54
Tabell 8: Tabellen viser pågående og planlagte flytende havvindprosjekter. Tabellen er hentet fra Global Wind Energy Report 2020 fra Global Wind Energy Council side 88.	74
Tabell 9: Oversikt over grunnlaget til investeringskostnaden. *Anslaget til Multiconsult et al. er et gjennomsnitt av de to øvre estimatene, samt et estimat fra Equinor som ikke er synlig i rapporten.	75
Tabell 10: Oversikt over grunnlaget til drift- og vedlikeholdskostnaden.	76
Tabell 11: Oversikt over estimatene brukt i netto nåverdiberegningen av referansescenarioet.	78

Forkortelser

NVE = Norges vassdrags- og energidirektorat

GWEC = Global Wind Energy Council

MW = Megawatt

TWh = Terawatttime

GWh = Gigawatttime

kWh = Kilowatttime

NNV = Netto nåverdi

CAPEX = Capital expenditure = investeringskostnad

OPEX = Annual operating cost = drift- og vedlikeholdskostnad

LCOE = Levelized cost of energy = energikostnad per kwh basert på nåverdien

1 Innledning

På bakgrunn av den grønne omstillingen er det behov for et større tilbud av energi i fremtiden. Energigitilgang er en forutsetning for vekst og velstand, samt nøkkelen til industriell og økonomisk utvikling (Næringslivets Hovedorganisasjon [NHO], 2018). Perspektivmeldingen fra Næringslivets Hovedorganisasjon (NHO) i 2018 oppsummerer verdens utfordring slik: «Vi må forsyne markedet med den energien som vil bli etterspurt, samtidig som vi må redusere de globale utslippene i tråd med ambisjonene i Paris-avtalen» (NHO, 2018, s. 258). Norge er en olje- og gassnasjon, samtidig produserer vi store mengder med fornybar energi. For eksempel var 89,9 prosent av den totale elektrisitetsproduksjonen i Norge i mars 2021 fra vannkraft (Statistisk Sentralbyrå [SSB], 2021). Kapasiteten i vannkraftsystemet har vært relativt stabil i flere år. Imidlertid skjer det teknologisk utvikling i andre deler av energisektoren, og det finnes ulike metoder å produsere fornybar energi på, som for eksempel solkraft eller vindturbiner plassert på sjøen. Dette gjør at det er mulig å øke den samlede energiproduksjonen på en måte som er kostnadmessig effektiv og samfunnsøkonomisk lønnsom.

I denne oppgaven ser jeg nærmere på flytende havvindteknologi. På grunn av Norges høyteknologiske kompetanse i petroleumssektoren kan vi ha et konkurransefortrinn i denne industrien når det gjelder det flytende fundamentet for turbinene. Erfaring, kunnskap og allerede etablerte teknologimiljøer gir oss et godt utgangspunkt for videre utvikling. I tillegg har det vært en positiv utvikling av havvindnæringen de siste årene. I 2020 ble utbyggingen av Hywind Tampen godkjent av Solberg-regjeringen (Olje- og energidepartementet, 2020). Dette er Norges første anlegg for flytende havvind, og det ligger an til å bli verdens største. Equinor er en av i alt syv partnere som skal installere og drifte anlegget, hvor målet er å levere kraft til totalt fem plattformer i Nordsjøen. Enova¹ støtter prosjektet med 2,3 milliarder kroner (Klima- og miljødepartementet, 2021). Ytterligere 566 millioner kroner har blitt tildelt til investeringen fra Næringslivets NOx-fond². I «Klimaplan for 2021-2030» utgitt av Klima-

¹ Enova er et statsforetak eid av Klima- og miljødepartementet som bidrar med støtte til både private husholdninger og bedrifter. Enova ønsker å bidra til nye energi- og klimateknologier.

² NOx-fondet ble stiftet av 15 næringslivsorganisasjoner med mål om å redusere NOx-utslipp i Norge (Næringslivets NOx-fond, 2021). 15 organisasjonene eier også fondet den dag i dag. Fondet gir næringslivet økonomisk støtte til å investere i grønn teknologi.

og miljødepartementet planlegges det å åpne ytterligere havområder til vindkraftproduksjon på norsk sokkel.

I oppgaven vil jeg ta for meg den samfunnsøkonomiske lønnsomheten av flytende havvind, og hvorvidt denne industrinæringen er en lønnsom investering på nåværende tidspunkt. Miljøkostnaden av en fiktiv havvindpark er forsøkt kvantifisert med datagrunnlag fra litteraturen og inngår i netto nåverdiberegningen. Videre gjennomføres det en sensitivitetsanalyse av referansescenarioet der ulike verdier for diskonteringsrente, miljøkostnad, investerings- og driftskostnad, samt kraftpris og kapasitetsutnyttelse prøves ut for å teste effekten på den samfunnsøkonomiske lønnsomheten. Målet er å analysere hva som skal til for at en flytende havvindpark skal skape positive nyttevirksomheter som er større enn kostnadene for samfunnet i sin helhet. Analysen gjennomføres i Microsoft Excel.

Oppgaven er strukturert som følger: Kapittel 2 utdyper problemstillingen, og dens bakgrunn i utfordringene med å møte verdens behov for energiforsyning som er forenlig med klimapolitiske mål. I kapittel 3 introduseres begreper og metoder for vindkraftproduksjon, og settes i sammenheng med energimarkedet og elsertifikatmarkedet. Den teoretiske delen av oppgaven avsluttes med kapittel 4 der den fiktive flytende havvindparken blir presentert. Hensikten med kapitlet er å belyse de forutsetningene og antakelsene som er lagt til grunn i analysen. I kapittel 5 går jeg gjennom analysemetoden brukt i oppgaven, som er en nyttekostnadsanalyse basert på dokumentet *Samfunnsøkonomisk analyse av energiprosjekter* av Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE, 2003), samt utredningsinstruksen og det medfølgende rundskrivet R-109/2014 utgitt av Finansdepartementet (Finansdepartementet, 2014). Kapittel 5 presenterer også hvilke variabler som skal endres på i sensitivitetsanalysen, samtidig som formelen for utregning av marginalkostnaden per kilowattime (LCOE) blir forklart. Deretter følger kapittel 6 hvor datagrunnlaget legges frem og argumenteres for. Kapittel 7 presenterer resultatene av beregningene. Avslutningsvis diskuteres styrker og svakheter med flytende havvind i kapittel 8, og det rettes et kritisk blikk til gjennomføringen av analysen. Denne delen av oppgaven gir også forslag til videre forskning. Det hele avsluttes med en konklusjon i kapittel 9.

2 Bakgrunn for problemstillingen

Gjennom internasjonale avtaler som Paris-avtalen og EUs Green Deal blir Norge påvirket og presset til å ta klimavennlige valg for fremtiden. EUs Green Deal inneholder blant annet et mål om en reduksjon av CO₂-utslipp på 50-55 prosent sammenlignet med 1990-tall innen 2030 (European Commission, 2019). Klimagassutslippene³ fra norske næringer og husholdninger har økt med mer enn 21 prosent fra 1990 til 2019 (SSB, 2020a). En omstilling i næringslivet og i folks atferd må derfor til for å kunne nå målene. Norge må være med å bidra til den grønne omstillingen med bakgrunn i internasjonale avtaler (jf. Klimaplan for 2021-2030 fra regjeringen), og elektrifisering av samfunnet pekes på som en viktig strategi. Salget av elbiler øker i Norge og flere næringer viser interesse for at elektrisitet og batteriløsninger kan erstatte bruken av fossile energikilder. I den forbindelse har det innenlandske energiforbruket økt med 15,7 prosent fra 1990 til 2019, til tross for et betydelig fokus på energieffektivisering (som for eksempel nye energikrav om tykkere isolasjon i nybygg)(SSB, 2020b). Transportsektoren har hatt størst prosentvis økning med 27,6 prosent i perioden. Det forventes at energiforbruket nasjonalt og globalt fortsetter å øke i fremtiden.

Tilbudet av fornybar energi må derfor øke i takt med at samfunnet blir elektrifisert. Nettselskap og energiprodusenter står overfor store investeringer. Elektrifisering av samfunnet setter krav til både kraftforsyningen og det nasjonale kraftnettet. I tillegg må energisikkerheten⁴ opprettholdes. Strøm er en lovpålagt vare og netteiere med ansvar for å forsyne et geografisk område med elektrisk energi har leveringsplikt til kundene i konsesjonsområdet⁵ i henhold til energiloven (NVE, 2020a). For å minimere de kommende investeringskostnadene både i kraftnettet og i energiproduksjonen, samt sikre den samfunnsøkonomiske lønnsomheten bør alternative løsninger vurderes opp mot mer tradisjonelle måter å produsere og frakte fornybar energi på i Norge. Med tradisjonelle måter å produsere energi på menes her vannkraft som har vært den dominerende teknologien for norsk elektrisitetsforsyning siden tidlig på 1900-tallet, og vindkraft på land der det har vært en rask økning i antall vindparker de siste ti årene (NVE, 2021a). Norge har lange tradisjoner med produksjon av fornybar energi, og den norske kraftforsyningen skiller seg fra resten av

³ Klimagasser er, i tillegg til karbondioksid (CO₂), gasser som metan, lystgass og fluorgasser. Felles for disse gassene er at de bidrar til klimaendringer, men de har ulike oppvarmingseffekter og levetid. For å kunne sammenligne dem, regnes de om til CO₂-verdier. Mengdene kalles CO₂-ekvivalenter, og alle utslipp kan nå sammenlignes da de har samme enhet (Olerud & Lahn, 2020).

⁴ Energisikkerhet er kraftsystemets evne til å dekke energietterspørselen.

⁵ I særskilte tilfeller kan nettselskap søke om fritak.

Europa. I Europa er termisk kraftproduksjon fra atomkraft, kull og gass dominerende (European Commission, 2020), mens Norge produserer mest med vannkraft. En stor andel av vannkraftverk basert på store magasiner gir mulighet for lagring av energi som gjør at produksjonen kan justeres etter etterspørselen. Dette bidrar til en bedre forsyningssikkerhet av energi.

Det er flere positive sider med vannkraft, men til tross for dette viste mange stor motstand til utbyggingen. Nå er det diskusjonen om vindkraft på land som tar mest plass i media, og den sosiale aksepten ser ut til å være lav i de lokalsamfunnene som opplever mange ulemper ved og liten kompensasjon for vindkraftutbyggingen. Dette henger også sammen med utbygging i flere områder og stadig større og mer synlige turbiner, som krever større naturinngrep i form av veier m.m. Alt fra privatpersoner til interesseorganisasjoner kaster seg på debatten om lønnsomhet, naturinngrep og dyreliv rundt vindparker, støy og estetikk. Motstanden og debatten har vist seg å ha en effekt da energiprodusenter og politikere er avhengig av støtte fra befolkningen for å fortsette utviklingen av vindkraft på land. Dette er viktig for at prosjektprosesser skal gå kjappere. Verdsettingsstudier viser at det er en større aksept for vindmøller på havet enn på land, og bunnfast og flytende havvind pekes på som et mulig alternativ.

Global Wind Energy Council (GWEC) skriver i sin årlige rapport fra 2020 at de forventer at Norge blir en stor aktør innen flytende havvindteknologi på grunn av kompetansen vi allerede har fra olje- og gassproduksjonen (GWEC, 2020). På nåværende tidspunkt anses flytende havvind som dobbelt så dyrt som bunnfast havvind, som igjen er dyrere enn å bygge vindkraft på land (Østenby, 2019). Forskningsspørsmålet i denne oppgaven lyder derfor slik:

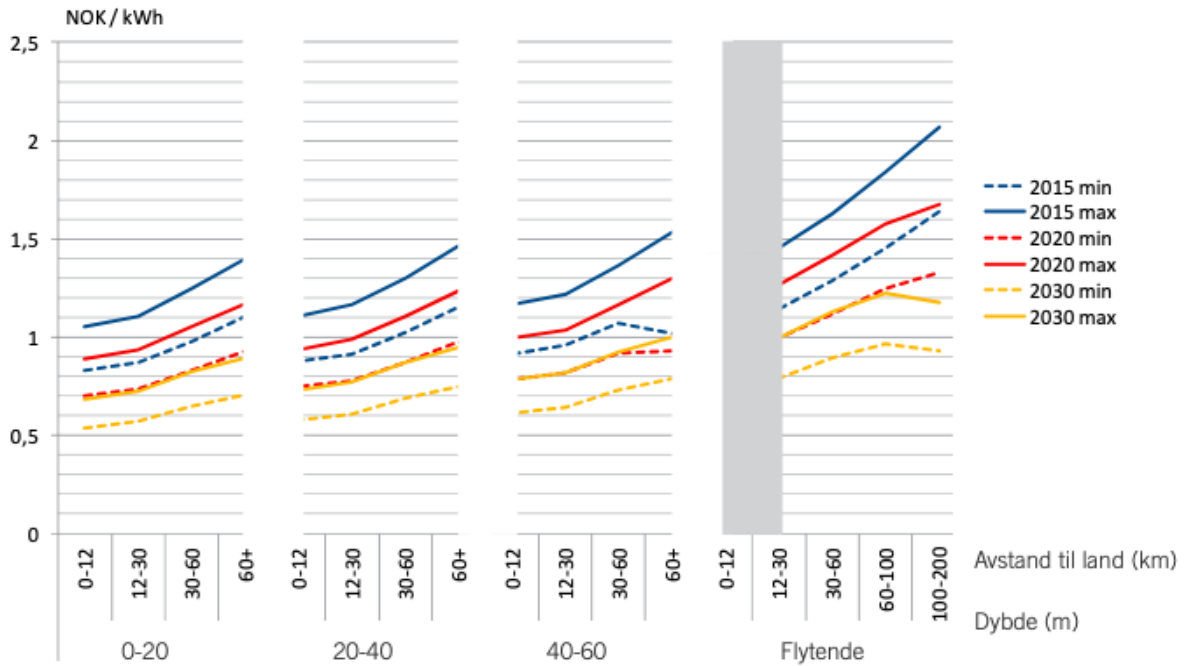
Gir flytende havvind en samfunnsøkonomisk lønnsom energiproduksjon?

I oppgaven utfører jeg en nyttekostnadsanalyse for å finne den samfunnsøkonomiske lønnsomheten av et tenkt eksempel på en flytende havvindpark. I tillegg utfører jeg sensitivitetsanalyser for å belyse hvilke variabler som påvirker lønnsomheten.

Vi kan bygge havvind av to grunner. For det første øker havvind den fornybare produksjonen av energi og kutter CO₂-utslipp dersom vindparken erstatter fossil produksjon. Flytende havvind blir dermed et substitutt for kullkraftverk, til eksempel. For det andre kan det være

fornuftig at staten støtter næringen på grunn av en forventning om at den blir viktig for verden i fremtiden. Tidlige investeringer og utvikling av havvindteknologi kan bidra til økt kunnskap, som på sikt kan bli en viktig næring for Norge. Vi kan dermed håpe på inntekter fra eksport av denne teknologien og kunnskapen. Denne næringen kan også potensielt erstatte noe av olje- og gassnæringen på sikt, i tillegg til at nye arbeidsplasser skapes.

Det er forventninger til en reduksjon i kostnadene knyttet til havvindparker i fremtiden (Berg et al., 2012). Størrelsen på den forventede reduksjonen er vanskelig å anslå da havvindkraft er svært prosjektspesifikt og avhenger blant annet av valg av fundamentteknologi, avstand fra fastland og størrelse på parken. Figur 1 viser en sammenligning av kostnadene ved installasjon og leveranse av fundament for en 10 MW turbin over tidsperioden 2012-2030 (Berg et al., 2012). I søylen som presenterer flytende havvind, til høyre i figuren, ser vi en kostnadstrend som reduseres over tid, spesielt der avstanden til land er størst. Gul linje representerer år 2030 og ligger lavere i diagrammet enn kostnadsantagelsene for tidligere år. Figuren viser med grå søyle at det ikke er noen kostnadsantakelser for flytende havvind der turbinen er plassert 0 til 21 km fra fastland. Dette fordi det antas at bunnfast teknologi er bedre egnet i områder nært fastland, og det vil ikke være økonomisk lønnsomt å installere flytende vindturbiner i slike områder. Økonomisk framskrivning er vanskelig og det knyttes stor usikkerhet til disse anslagene. Framskrivninger kan likevel gi et inntrykk av hvordan fremtiden kan bli. Diagrammet viser også at flytende havvind generelt er mer kostbart i forhold til bunnfast havvind uavhengig av dybde og avstand fra land. Til gjengjeld er vindressursene ofte bedre lenger ut fra fastland og mindre variabel på havet enn på land.



Figur 1: Estimert kostnadsutvikling for bunnfast og flytende havvind. Figuren er hentet fra Multiconsult, Thema Consulting og Future Technologys fagrapport om strategisk konsekvensutredning av fornybar energiproduksjon til havs (Multiconsult, Thema Consulting & Future Technology 2012).

Samtidig som fremtidig kostnadsutvikling er antatt synkende regnes havvindteknologien som banebrytende for energiproduksjon. Vindkraft på land anses som en kostnadseffektiv måte å produsere ren, bærekraftig energi på, men også arealkrevende og med varierende strømproduksjon som ikke kan styres etter behovet (Office of Energy Efficiency & Renewable Energy, 2019). Havvind kan ikke konkurrere med vindkraft på land, nettopp på grunn av de høye kostnadene. Den forventede kostnadsreduksjonen på havvind, både bunnfast og flytende, er drevet av industrialiseringen og teknologiutviklingen. Siden flytende havvind er en umoden teknologi er behovet for sensitivitetsanalyser stort. Når viktige faktorer blir endret på kan vi se hvordan lønnsomheten til en flytende havvindpark endres, noe som både politikere og forretningsfolk er avhengig av for å kunne posisjonere seg for fremtiden (Hernes, Erraia & Winje, 2020).

3 Havvindteori og kraftmarkedet

Kapittelet plasserer havvind i energiforsyningen i Norge. I tillegg får leseren et innblikk i hvordan havvind fungerer, forsøkt forklart på en lettfattig måte. Målet er å gi leseren nok bakgrunnsinformasjon for videre lesing. Både bunnfast og flytende havvind blir forklart, samtidig som Semi-Submersible blir presentert. Dette er den flytende havvindteknologien som anvendes i den fiktive havvindparken. Til slutt går jeg kort gjennom det norske energimarkedet og hvordan subsidiering og elsertifikater bidrar til vekst i vindkraftnæringen.

3.1 Energiforsyning

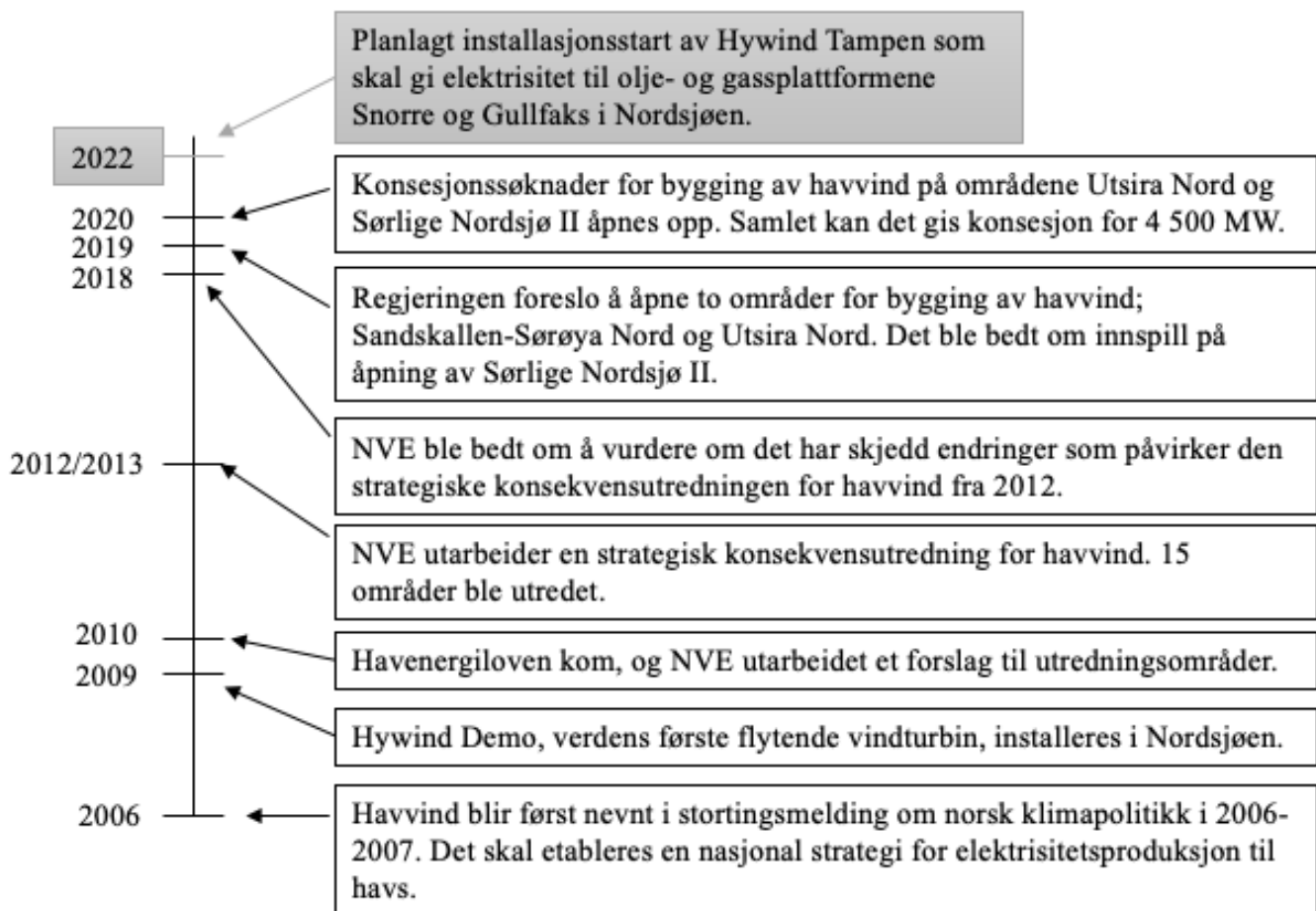
Energiforsyning er energiens vei fra produksjonsanlegg via kraftnettet til sluttbrukere. Et energiverk er et anlegg som produserer eller omdanner energi fra en form til en annen beregnet for bestemte formål (NVE, 2015). Når formålet med energiverket er kraftproduksjon kalles det er kraftverk. Disse eies av både statlige, kommunale og private aktører. Et kraftverk kan produsere energi på ikke-fornybare eller fornybare ressurser, avhengig av innsatsfaktoren. Norge har store forekomster av fornybare energikilder som vannfall, vind og sol. Vi har den høyeste fornybarandelen og de laveste utslippene i Europa knyttet til kraftproduksjon, ifølge nettsiden Energi Fakta Norge som drives av Olje- og energidepartementet. Potensialet til fornybar energi er avhengig av kostnadsrelaterte forhold og lokale miljøvirkninger.

Etter at energien er produsert fraktes den via kraftnettet. Dette overføringsnettet utgjør infrastrukturen i sektoren. Det norske kraftsystemet består av tre ulike nettnivåer. Det skilles mellom transmisjonsnett, regionalnett og distribusjonsnett. Transmisjonsnettet binder sammen store produsenter og forbrukere i et landsomfattende system, og er på et høyt spenningsnivå for å redusere tapet i overføringen, vanligvis på 300 til 420 kV (Olje- og energidepartementet, 2019a). Transmisjonsnettet og regionalnettet har forholdsvis høye spenningsnivåer, mens distribusjonsnettet har lavere spenningsnivåer. For at spenningsnivået skal være lavt nok til distribusjonsnettet går kraften gjennom en transformatorstasjon som omdanner spenningsnivået. Distribusjonsnettet er igjen delt opp i to deler; høyspent og lavspent distribusjonsnett, hvor det lavspente distribusjonsnettet er det siste leddet i nettstrukturen før elektrisiteten når forbrukerne.

3.2 Utvikling av havvind i Norge

Norges energiproduksjon er i hovedsak basert på vannkraft. Vannkraft står for rundt 90 prosent av energiproduksjonen, mens vindkraft, termisk kraft og solkraft står for resterende produksjon (NVE, 2021b). Vindkraftproduksjonen på land har hatt en økning i Norge de siste ti årene, mye takket være støtten næringen har fått fra Enova, samt ordningen med elsertifikater. Fra en kapasitet på 425 MW i 2010 til 2 914 MW i 2019, har vindkraft blitt en mer betydelig del av den totale energiforsyningen enn tidligere (SSB, 2021). I mars 2021 stod vindkraft for 9,2 prosent av den norske kraftproduksjonen (SSB, 2021). Vindkraft på land har vært den dominerende teknologien, mens havvind har vært i en utviklingsfase. Både bunnfast teknologi og flytende teknologi har blitt utviklet videre. På verdensbasis har havvind økt i gjennomsnittet med 24 prosent hvert år fra 2013 til 2019 (GWEC, 2020). DNV GL skriver i sin rapport *A global and regional forecast to 2050* at de forventer at den globale installerte effekten av flytende havvind er 250 GW i 2050 (DNV GL, 2020). Dette tilsvarer 2 prosent av all kraftproduksjon i verden.

Figur 2 viser en tidslinje av havvindutviklingen i Norge. Equinor installerte den første flytende havvindturbinen i 2009 utenfor Karmøy (Madslie, 2009). Denne ble kalt Hywind Demo mye på grunn av at dette faktisk var en demonstrasjonsenhet. Hywind Demo viste seg å bli en suksess og Equinor høstet kunnskap fra den flytende turbinen. I januar 2019 ble Hywind Demo solgt til Unitech (Unitech, 2019). Hywind-teknologien videreutvikles av Equinor og Hywind Tampen planlegges å bli installert i 2022. Dette blir verdens største flytende havvindpark som har som mål å dekke rundt 35 prosent av det årlige kraftbehovet til de fem oljeplattformene Snorre A, B og Gullfaks A, B og C (Equinor, 2021a). Hvorvidt dette er en lønnsom bruk av ressurser er omdiskutert, og politikere på tvers av partier er skeptiske til prosjektet.



Figur 2: Tidslinje over viktige hendelser i norsk havvindhistorie (NVE, 2021c; CICERO, 2020).

3.3 Sentrale begreper

3.3.1 Vindkraftproduksjon

Vindturbiner produserer elektrisitet ved å omdanne bevegelsesenergi fra luft til elektrisk energi. Vingene, eller rotorbladene, på en vindturbin fanger opp vindens bevegelse. Denne kraften overføres så til generatoren i vindturbinens maskinhus (Statkraft, 2021a).

Vindhastigheten er derfor viktig. I tillegg kan rotorbladene tilpasses vindretningen for best utnyttelse av vindressursene. For å få mest mulig energi ut av vinden er det et kontrollsystem i vindturbinen som gjør at turbinene kan styres i den retningen som genererer mest energi (NVE, 2019). Vindkraftproduksjonen er proporsjonal til dimensjonen av rotorbladene og vindhastigheten. Derfor er størrelsen på vindturbinene avgjørende for produksjonen. I teorien øker vindkraftproduksjonen åtte ganger dersom vindhastigheten doubles (International Renewable Energy Agency [IRENA], 2016). De fleste vindturbiner produserer strøm ved en vindhastighet på 3 til 4 m/s og når maksimal effekt ved 11 til 15 m/s (NVE, 2019). Dersom vindhastigheten blir for høy må vindturbinen stanses for å unngå for høy belastning. Den

teknologiske utviklingen har gjort vindturbiner mer effektive og robuste slik at de tåler mer belastning enn før.

3.3.2 Komponenter i en vindturbin

En moderne vindturbin inneholder mange komponenter. Komponentene er relativt like uavhengig om vindturbinen er plassert på land eller på havet. Hvilket fundament vindturbinen er forankret med er derimot forskjellig. Vindturbiner kan produsere energi ‘on-grid’ eller ‘off-grid’ (The European Wind Energy Association [EWEA], 2009). ‘On-grid’ vil si at vindkraftproduksjonen er koblet på det nasjonale kraftnettet og bidrar til den samlede energiforsyningen, mens ‘off-grid’ systemer gir elektrisk energi til et avsidesliggende område som ikke er koblet til det nasjonale kraftnettet (Marocco et al., 2020). Lokal fornybar energiproduksjon har den fordel at man unngår å investere i kostbar nettstruktur. Denne avhandlingen fokuserer på ‘on-grid’ systemer.

Rotorblad

En vindturbin har oftest tre rotorblader på en horisontal akse som er plassert i et maskinhus på toppen av tårnet (Hofstad & Rosvold, 2019). Det er disse som fanger vinden. Rotorbladene består typisk av polyester, men materialer som karbonfiber blir også brukt (IRENA, 2012). Uavhengig av hva rotorbladene er laget av så er det viktig at materialet er slitesterkt samtidig som det er lett. Dette er spesielt viktig for de større vindturbinbladene som nå utvikles. Rotordiameteren kan variere, men den ligger på rundt 180 meter på nåværende tidspunkt (Berg et al., 2012). Verdens største havvindturbin Haliade-X, har en rotordiameter på 220 meter med en total høyde på 248 meter (GE Renewable Energy, 2021).

Maskinhus

Driftspersonell kan komme opp i maskinhuset via tårnet for å utøve vedlikehold. Tårnet i Maskinhuset beskytter vindturbinens girkasse, generator og andre komponenter og er ofte produsert med glassfiberkonstruksjoner (IRENA, 2012). En generator er en dynamo som gjør bevegelseenergien i vinden om til elektrisk energi.

Kontrollsystem

Kontrollsystemet i vindturbinen skal bidra til å optimalisere produksjonen. Kontrollsystemet inneholder målere som registrerer fart, vindens retning, temperatur og strømspenning

(Newton, 2021). Vindturbiner inneholder også et yaw-system som er et styresystem som dreier rotor og maskinhus i riktig vindretning for å produsere elektrisitet på best mulig måte (Newton, 2021). Et effektivt kontrollsystem kan ha stor innvirkning på slitasjen på vindturbinen og mengden produsert energi (IRENA, 2012).

Transformatorstasjon

En transformatorstasjon endrer på spenningsnivået i elektrisiteten før den tilsluttes transmisjonsnettet. I tilfeller der havvindparken er plassert langt fra fastland er transformatorstasjonen ofte en del av vindturbinen.

Kabelnettverk

I en havvindpark med flere vindturbiner er vindturbinene koblet sammen i et kabelnettverk bestående av 'array' kabler. 'Array' kabel er en type kabel som ofte blir brukt til vindmølleparker offshore. Disse kraftkablene inneholder tre elektriske ledere som lages av kobber eller aluminium (Rosvold, 2019a). De har integrert fiber og tilpasset armering som kobler vindturbinene sammen (Nexans, 2021). En eksport-kabel frakter så energien til fastlandet hvor tilkoblingen på transmisjonsnettet skjer.

Fundament

Fundamentet som anvendes er avhengig av topografien rundt vindparken. Det skilles mellom fundament som brukes for vindkraft på land og for havvind. Fundamentene som brukes til havvind er dyrere enn landbasert vindkraft. Et gjennomsnittlig fundament på land utgjør normalt 5 til 9 prosent av de totale kostnadene, mens et bunnfast fundament til havvind utgjør rundt 21 prosent av de totale kostnadene (EWEA, 2009).

3.3.3 Vindkraftteknologi

Det skilles mellom tre ulike måter å produsere vindkraft på; på land, med bunnfast havvind og med flytende havvind. Havvind skiller seg fra vindkraft på land da teknologien må tilpasses installasjon og drift på havet. Dette gjør naturligvis havvind mer komplisert. Det er flere grunner til at havvind skiller seg fra vindkraft på land:

- Havvind krever bedre beskyttelse mot vannsprut og salt som gir korrosjons- og slitasjeskader
- Havvind monteres med lektere som gir mulighet for større turbiner enn på land

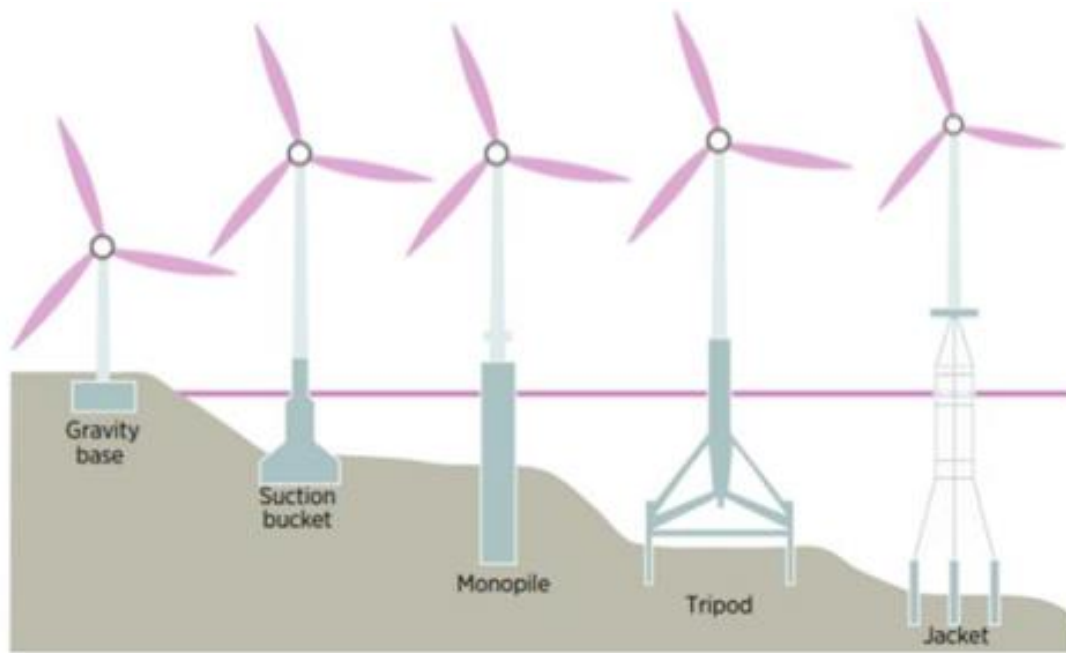
- Statistisk høyere vindhastighet på havet gjør at det er økonomisk med større installert effekt enn det som er tilfellet på land
- Problemet med støy bortfaller for havvindkraft, noe som gjør at rotoren kan ha høyere turtall

Punktene er hentet fra NVEs rapport *Kostnader i energisektoren - Kraft, varme og effektivisering* utgitt i 2015.

3.3.3.1 Bunnfast teknologi

Bunnfast havvind er en moden teknologi og nesten all havvind i verden er bygget med denne teknologien. Teknologien kan installeres på havdybder på inntil 60 meter. Positiv teknologiutvikling har gjort det mulig å bygge bunnfast havvind på stadig dypere vann (Østenby, 2019). Likevel er de norske havområdene dype og med kompliserte bunnforhold, noe som gjør det vanskelig å bygge bunnfast havvind.

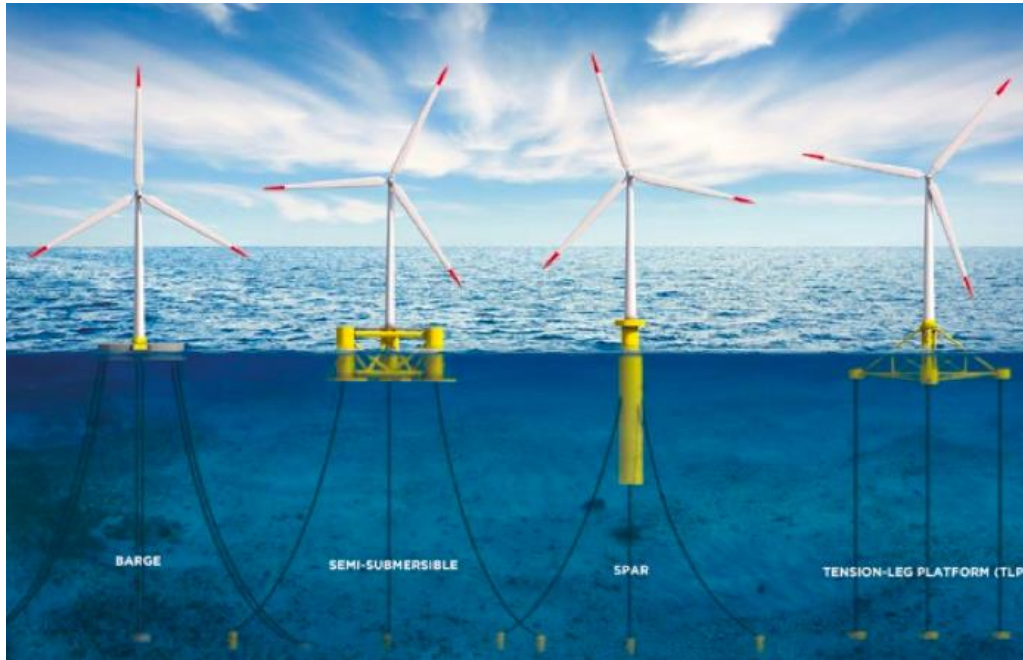
Det finnes ulike typer fundamenter for bunnfast havvind. Valg av fundamenttype avhenger av bunnforhold og havdybde (Østenby, 2019). Størrelsen på fundamentet avhenger av størrelsen på vindturbinen, vanddybden, bunnforholdene og bølgestørrelsen (Regjeringen, 2010). Figur 3 viser de vanligste fundamenttypene for bunnfast havvind, hvor 'Monopoler' er den som er mest brukt. Gravitasjonsfundamentet, som vises til venstre i figur 3, er den første typen fundament som ble brukt til havvind (Regjeringen, 2010). Gravitasjonsfundamentet bygges på land før det blir fraktet til området det skal plasseres på. Slike fundamenter egner seg ikke for relativt store vindturbiner, da er 'Tripoder' eller 'Jackets' et mer egnet fundamentvalg.



Figur 3: Ulike bunnfaste fundamenttyper. Figuren er hentet fra NVEs faktaark nr. 15/2019 (Østenby, 2019).

3.3.3.2 Flytende teknologi

80 prosent av all vindressurs på havet i Europa er på en bunndybde på over 60 meter (Wind Europe, 2017). I disse områdene er ikke tradisjonelle bunnfaste fundamenttyper økonomisk attraktive, da bunndybden er for dyp. Dermed kan flytende havvind være en bedre løsning. Flytende vindturbiner er forankret i havbunnen med flere liner og ankere (Equinor, 2021b). I dag finnes det ulike typer fundamenter for flytende havvind, hvor de fleste fortsatt er i utvikling. Fundamenttypen ‘Spar’ eller ‘Spar-Buoy’ er den som er brukt i vindparken Hywind Scotland, som er den første flytende havvindparken i verden. Dette er teknologien som Equinor har utviklet (Delp, 2017). Både fundamentteknologien ‘Barge’, ‘Semi-Submersible’ og ‘Spar-Buoy’ er løst festet til havbunnen, noe som gjør at installasjonen er lettere enn for bunnfaste fundamenttyper (Østenby, 2019). Dette gjør også at havbunnen ikke blir berørt på samme måte. ‘Tension Leg Platform’, fundamentet til høyre i figur 4, har en betydelig større feste i havbunnen. Dette gjør at installeringen blir vanskeligere, men også at vindturbinen blir mer stabil.



Figur 4: Ulike flytende fundamenttyper. Figuren er hentet fra rapporten *Floating Offshore Wind Vision Statement* fra WindEurope (Wind Europe, 2017).

‘Semi-Submersible’ er den teknologien jeg har lagt til grunn i min analyse. Bakgrunnen for valget er at denne fundamenttypen har kommet lengst i kommersialiseringen, sammen med ‘Spar-Buoy’. ‘Semi-Submersible’ er halvt nedsenkbar og forankret til havbunnen. Store deler av utbyggingen foregår på land, noe som verner om marine ressurser (EDP Group, 2021). I 2020 ble prosjektet WindFloat Atlantic installert 100 meter fra fastlandet i Portugal med teknologien ‘Semi-Submersible’ (EDP Group, 2021). Prosjektet består av tre vindturbiner hvor hver har en installert kapasitet på 8,4 MW, og regnes som verdens første flytende havvindpark med bruk av denne teknologien (Durakovic, 2020).

3.4 Kraftmarkedet

Etter at energiloven ble innført i 1990 har norske sluttbrukere hatt mulighet til å velge kraftleverandør fritt (Energiloven, 1990). Strøm er et homogent gode så lenge leveransen er stabil, som vil si at man ikke kan skille kvaliteten på én strømenhet fra en annen. En sluttbruker kan dermed ikke skille på kvaliteten på godet, men kan inngå forskjellige typer kontrakter med sin valgte kraftleverandør. Dette gjør at det er en positiv konkurranse mellom kraftleverandørene som har ført til at vi nå har et konkurransedrevet marked for kjøp og salg av kraft. Prisen bestemmes i markedet av tilbud og etterspørsel, og siden det finnes mange aktører uten markedsrett er aktørene kvantumstilpassere. Aktørene har dermed ingen mulighet til å påvirke prisen på kraft. I tillegg til den markedsbaserte prisdannelsen på kraft

består nettaktiviteten i kraftmarkedet av naturlige monopoler. Det finnes flere netteiere i Norge, men det er ingen konkurransevirkosomhet blant dem da de har naturlig monopol i sitt konsesjonsområde. Dette er fordi det ikke er bedriftsøkonomisk lønnsomt å konkurrere om levering av energi, både på grunn av høye kostnader, men også på grunn av miljøhensyn og synlighet. Ved naturlig monopol gir den samfunnsøkonomiske optimale prisen et underskudd. Størst andel av kraftnettet eies derfor av staten, fylkene eller kommunene.

De private selskapene som har eierskap i kraftnettet i Norge har flere funksjoner, blant annet kraftproduksjon og kraftomsetning. Fra 2021 ble det en endring i energiloven der det ble stilt krav om at nettvirkosomhet og produksjonsvirkosomhet må skilles ut i egne selskaper, kalt selskapsmessig og funksjonelt skille (NVE, 2021d). Målet med lovendringen er å vise forbrukerne at det er et tydelig skille mellom konkurranseutsatt sektor og monopolvirkosomhet. Netteiere er underlagt pris- og kapasitetsreguleringer som følges opp av NVE og Reguleringsmyndigheten for energi (RME).

Etter at liberaliseringen av energiloven tredde i kraft i Norge fulgte de nordiske landene etter, og i 1996 ble Nord Pool opprettet i samarbeid med de nordiske landene (Regjeringen, 2014). Nord Pool var den første kraftbørsen i verden hvor man kunne handle kraft på tvers av landegrenser. De nordiske landene er nå integrert i det europeiske kraftmarkedet via overføringskabler til Tyskland, Nederland, Estland, Polen og Russland (Regjeringen, 2014). Muligheten for import og eksport av kraft sikrer strømforsyningen. I tillegg er markedet organisert med det formål at kraften til enhver tid skal gå fra områder med lav pris til områder med høy pris (Olje- og energidepartementet, 2021a). Når store mengder snø smelter i fjellet i Norge samtidig som det er varmegrader, samles det mye vann i vannmagasinene. I slike tilfeller har norske forbrukere lav etterspørsel etter kraft samtidig som tilbudet er stort. Gjennom det integrerte europeiske kraftmarkedet kan vi i slike situasjoner selge kraft til Europa hvor prisen er høyere enn hjemme i Norge. Denne overføringsmuligheten fører til at kraftforsyningen og etterspørselen i andre land i Europa påvirker markedsprisen på strøm i Norge. Markedsprisen fastsettes på Nord Pool og påvirkes dermed av tilbudet og etterspørselen i de landene som er med i Nord Pool og i Europa.

Stor andel av ikke-regulerbar kraft skaper en ulempe for muligheten til regulering for å få en likevekt mellom tilbud og etterspørsel. I motsetning til vannkraft er ikke vindkraft regulerbar. Det vil si at vi ikke kan regulere energiproduksjonen fra vindkraft, noe som kan gå utover

energi- og forsyningssikkerheten og føre til volatilitet i prisene. Siden elektrisitet har begrensede lagringsmuligheter må det produseres like mye strøm som det forbrukes til enhver tid. Dette betyr at lite vindkraftproduksjon må erstattes med annen kraftproduksjon, for eksempel vannkraftproduksjon eller gasskraftproduksjon. Dersom store deler av den produserte strømmen ikke kan reguleres vil Statnett SF få større utfordringer. Statnett SF er systemansvarlig i Norge og sørger for kontinuerlig balansering av produksjon og forbruk (Olje- og energidepartementet, 2019b).

3.4.1 Subsidierting og elsertifikatordningen

Fra tidlig på 1900-tallet har vannkraften blitt bygget ut i Norge, men takten i utbyggingen har flatet ut i de siste tiårene. Med subsidierting gjennom elsertifikatordningen har mer kraftutbygging blitt lønnsomt (NVE, 2021b). Elsertifikatordningen er et bilateralt samarbeid mellom Norge og Sverige hvor formålet er å bidra til økt produksjon av elektrisk energi fra fornybare kilder med 28,4 TWh i år 2020 (Olje- og energidepartementet, 2019d). Et elsertifikat er per definisjon «et bevis utstedt av staten for at det er produsert en megawattime (MWh) fornybar elektrisk energi i henhold til denne lov» (Elsertifikatloven, 2011, § 3, bokstav a). Elsertifikatet kan selges på elsertifikatmarkedet slik at kraftprodusenter får mer inntekt. Kraftleverandører og enkelte sluttbrukere etterspør elsertifikater fordi de er pålagt å kjøpe en viss andel elsertifikater over en periode (NVE, 2021g). Det er tilbudet og etterspørselen som bestemmer prisen på elsertifikatene. Vanlige strømkunder betaler for ordningen ved at en elsertifikatkostnad inngår i strømgregningen (NVE, 2021g). Lov om elsertifikater trådte i kraft i 2012 og har bidratt til at noe av kostnadene for ny fornybar energiproduksjon betales av strømfbrukerne slik at mer utbygging blir lønnsomt. For vindkraft har subsidierting og elsertifikatordningen vært viktig for utviklingen. Generelt lavere kostnader ved fornybar energiproduksjon er positivt, men grønne sertifikater forstyrrer også effektiviteten i markedet. Studier tyder på at det er lønnsomt å subsidiere og skape støtteordninger for grønn teknologi da de positive virkningene er større enn for annen type teknologi (Dechezleprêtre, Martin & Mohnen, 2013). Hvorvidt subsidierting eller kvotesystemet er den mest effektive og treffsikre klimapolitikken er usikkert, men mye tyder på at sistnevnte gir et høyt incentiv til endring av produksjonen. Havvindprosjektet Hywind Tampen har blitt betydelig subsidiert, både gjennom Enova og NOx-fondet (Olje- og energidepartementet, 2019c).

4 Havvindprosjektscenarioet

Norskekysten er lang og mange steder blåser det ofte kraftig, noe som betyr at vindressursene er relativt gode samlet sett. Den 12.juni 2020 annonserte regjeringen at det vil bli åpnet opp for konsesjonssøknader⁶ for bygging av havvind på områdene Utsira Nord og Sørliche Nordsjø II (Regjeringen, 2020). Etter implementeringen av havenergiloven i 2010 har NVE utarbeidet et forslag til 15 egnede utredningsområder for havvind, deriblant Utsira Nord og Sørliche Nordsjø II. Områdenes tekniske og økonomiske egnethet har blitt vurdert. Åpningen av konsesjonssøknader 12.juni 2020 var den første i rekken i norsk historie og markerer starten på det mange omtaler som et nytt norsk industrieventyr (Regjeringen, 2020). Utsira Nord egner seg kun til flytende havvind, da gjennomsnittsdybden i området er 267 meter, mens Sørliche Nordsjø II er egnet til noen konsepter for flytende vindkraft, samt bunnfast teknologi (Østenby, 2019).

Konsesjonssøknader kan sendes inn av prosjektutviklere med mål om å øke tilbudet av fornybar energi til norske og internasjonale forbrukere. Regjeringens åpning av havområder til utbygging av havvindparker bunner blant annet i teknologiske muligheter innenfor flytende havvind. Dette er en næring der Global Wind Energy Council (GWEC) anslår at Norge vil bli en fremtidig ledende aktør i, men kun under forutsetninger om at det tas riktige politiske valg på nåværende tidspunkt i Norge (Global Wind Energy Council, 2020). I tillegg er den relativt spede havvindnæringen avhengig av synkende kostnader i tiden fremover. Næringen er også avhengig av økende interesse fra privat industri og av å tiltrekke seg investorer med kapital for å utvikle seg i en slik retning. Politisk vilje anses også som viktig for utviklingen. Norges energi- og industripolitikk må med andre ord ha store ambisjoner. Aktører i den flytende havvindindustrien ønsker at myndighetene gir tydelige signaler om at de ønsker en etablering av en slik industri i Norge, og at dette er en helhetlig strategi fra norske myndigheter (Winje, Hernes, Grimsby & Jakobsen, 2019).

Det er realistisk at næringen kan skape positive økonomiske ringvirkninger for Norge.

Dersom vi antar at Norge går foran i kommersialiseringen av havvindteknologi i et såkalt høy-scenario, vil det potensielt gi en verdiskapningseffekt på 61 milliarder kroner årlig i 2050 (Hernes et al., 2020). Dette vil også skape en årlig skatteeffekt på 15,3 milliarder kroner i

⁶ En konsesjonssøknad er en tillatelse gitt av en offentlig myndighet, i dette tilfellet av Norges vassdrags- og energidirektorat. Kraftprosjekter som har større fordeler enn ulemper samlet sett kan få konsesjon (NVE, 2020b).

2050 og en sysselsettingseffekt på over 30 000 i samme år (Hernes et al., 2020). I tillegg til de positive ringvirkningene i økonomien har regjeringen ytret et ønske om å satse på grønn teknologi.

Staten vil ikke delta i eller støtte opp under havvindprosjekter dersom det ikke er samfunnsøkonomisk lønnsomt på sikt. Med tanke på at det haster med å redusere utslipp av klimagasser og det samtidig er et økende behov for energi, er det nødvendig å foreta samfunnsøkonomiske analyser av flytende havvind på nåværende tidspunkt. Så vidt jeg vet er det ikke tidligere gjort generelle nyttekostnadsanalyser av flytende havvind som kilde til fornybar energi. I dette kapitlet skal havvindprosjektscenarioet presenteres. Dette scenarioet danner også utgangspunktet for sensitivitetsanalysen som skal gjennomføres senere i oppgaven.

4.1 Referansescenarioet

Som et ledd i forbindelse med dette prosjektet har jeg hatt samtaler med aktører knyttet til flytende havvind, og det har blitt tydelig at dette er en relativt ny bransje. Teknologien er stadig i utvikling, men etterspørselen er varierende og er avhengig av hvor i verden man befinner seg. 75 prosent av den globale installerte effekten av bunnfast og flytende havvind befinner seg i Europa, samtidig er det en pågående vekst i Asia (European Commission, 2020). I Kina er det gode vindressurser på grunt vann, dermed er det få forventning om store investeringer i flytende havvind i denne regionen (Global Wind Energy Council, 2020). På grunn av de forretningsmessige sidene ved pågående pilotprosjekter kan ingen av samtaleaktørene bidra med konkret datagrunnlag til spesifikke prosjekter. Dessuten er ingen av de ovennevnte områdene, Utsira Nord og Sørlige Nordsjø II, foreløpig blitt tildelt til noen privat industriaktør. Potensielle industriaktører har som nevnt forretningsmessige grunner til å holde sine prosjektdata unntatt offentligheten. På nåværende tidspunkt foreligger det derfor ingen data om forventede kostnader og inntekter fra disse områdene. Scenarioet må dermed i stor grad bygge på egne antakelser, og slik sett er det fiktivt og hypotetisk.

Viktigheten av analysen er likevel reell nok. Ved å bruke generelle data innhentet fra litteraturen vil analysen gi innblikk i hvor lønnsom flytende havvind er i dag. Videre er målet med analysen å belyse hva som må ligge til rette og hva som skal til for å gjøre flytende havvind samfunnsøkonomisk lønnsomt og konkurransedyktig i fremtiden.

Scenarioet som presenteres er innstallering av en flytende havvindpark, der den produserte energien selges på kraftmarkedet til en gjennomsnittlig kraftpris. Den utløsende bakgrunnen for tiltaket er forventninger om en strammere nasjonal kraftbalanse. Analysen tar kun for seg nyttevirkningene og kostnadene ved selve energiproduksjonen, og inkluderer ikke ulike leveringsmetoder eller reguleringsutfordringer knyttet til vindkraft. Infrastrukturen rundt en havvindpark som fundament og sjøkabel mellom turbiner er imidlertid inkludert. Analysens omfang stopper etter at energien har blitt transportert med en sjøkabel fra havvindparken til fastlandet. Påkoblingen til transmisjonsnettet og eventuelle utfordringer knyttet til kapasiteten i nettet er ikke tatt høyde for i analysen.

Havvindparken består av flytende havvindturbiner med teknologien ‘Semi-Submersible’, som ble beskrevet i kapittel 3. Begrunnelsen for å velge å se på flytende fremfor bunnfaste havvindturbiner har særlig å gjøre med naturgitte forutsetninger. Bunnfast havvind kan i dag kun benyttes ned til 60 meters dybde (Østenby, 2019). Dybden i norsk farvann er ofte mer enn 60 meter. I tillegg er bunntypen langs norskekysten ofte steinete, noe som ikke egner seg til innstallering av bunnfast havvind (Østenby, 2019). Flytende havvind kan dermed installeres med en større avstand fra fastland og i områder der dybden til havbunn er mer enn 60 meter, samt i områder med grunt vann dersom havbunnen gjør det vanskelig å installere bunnfaste vindturbiner (Østenby, 2019). Fordelene med flytende havvind er derfor mange. Det er mindre skade på havbunnen, og med havvind kan vi utnytte vindressursene som ofte er større lenger ut fra fastlandet.

Den kvantitative analysen vil bli gjennomført i kapittel 7. Videre diskuteres fordeler og ulemper med havvind som energikilde i kapittel 8. Reguleringsutfordringer og kapasitetsmuligheter vil i den forbindelse bli tatt opp.

4.2 Ytterligere beskrivelse av referansescenarioet

Jeg antar at den flytende havvindparken har en produksjonskapasitet på 75 MW, som er gjennomsnittlig installert effekt på vindparker i Norge (NVE, 2021a). Dette gjennomsnittet gjelder landbasert vindkraft og ikke havvind siden Norge ikke har noen installerte havvindparker på nåværende tidspunkt. En produksjonskapasitet på 75 MW anses likevel som en rimelig antakelse ettersom Equinor sitt første flytende havvindprosjekt, Hywind Tampen,

har en planlagt kapasitet på 88 MW. Hvor stor kapasitet en flytende havvindpark potensielt kan ha i fremtiden er uvis. GWEC oppsummerer i sin årlige rapport både de allerede installerte havvindparkene og havvindparker planlagt installert i fremtiden. Her varierer produksjonskapasiteten fra små demoprojekter på 0,2 MW til store planlagte havvindprosjekter i fremtiden på 2000 MW (Global Wind Energy Council, 2020). Se vedlegg B for fullstendig oversikt over flytende havvindprosjekter.

Den fiktive flytende havvindparken består av 10 vindturbiner, der hver har en produksjonskapasitet på 7,5 MW. Utviklingen av maksimal produksjonskapasitet for bunnfaste vindturbiner har økt de siste årene, fra en installert effekt på 2 MW i 2002 til 8 MW i 2016 (Centre for Sustainable Energy Studies [CenSES], 2019). I 2018 annonserte General Electric (GE) vindturbinmodellen Haliade-X med en produksjonskapasitet på hele 12 MW. Denne modellen er forventet leveringsklar i løpet av 2021 (CenSES, 2019). Størrelsen på vindturbiner som bygges til havvind er forventet å øke til 13-15 MW per vindturbin innen 2025 (Ueland, Weir & Østenby, 2019). Siden teknologien på nåværende tidspunkt er noe mer utviklet for bunnfaste vindturbiner enn for flytende, er vindturbiner med kapasitet på 7,5 MW rimelig å anta. Størrelsen på vindturbinene i havvindprosjektet Hywind Tampen er 8 MW (Equinor, 2021a).

Valg av beregningsmetode av nyttevirkingene til havvindprosjektet avhenger av størrelsen på produksjonen, der 1 TWh er referanseverdien (NVE, 2003). For energianlegg med en produksjon på mer enn 1 TWh skal Samkjøringmodellen⁷ brukes til utregning av nytten, mens det for anlegg med en produksjon på mindre enn 1 TWh skal det anvendes enklere beregningsmetoder (NVE, 2003). I mitt tilfelle vil sistnevnte metode bli brukt og metoden beskrives nærmere i kapittel 5.

Det er ingen konkret geografisk beliggenhet på havvindparken som jeg tar for meg i analysen. Det vil dermed ikke bli brukt lokalspesifikke vinddata. For fremtidige analyser kan det enkelt plottes inn reelle vinddata for et spesifikt område. Brukstiden for anlegget i referansescenariot er anslått til 4000 timer per år, noe som gir en årlig energiproduksjon på 300 000 MWh. Dette tilsvarer 300 GWh eller 0,3 TWh, når produksjonskapasiteten er 75 MW. Årlig energiproduksjon beregnes da som,

⁷ Samkjøringmodellen er en energimodell utviklet av SINTEF. Modellen egner seg best i system med et innslag av vannkraft, men har de siste årene også blitt utviklet til bruk i vindkraftproduksjonen (SINTEF, 2021).

$$\text{Årlig energiproduksjon} = P * t \quad (1)$$

der P angir effektkapasitet og t er antallet produksjonstimer i året. Brukstid defineres som antall timer av et år et kraftverk ville ha vært i drift med full effekt for å oppnå den faktiske årsproduksjonen (NVE, 2021e). Brukstid er det samme som fullasttimer og er et uttrykk for energiproduksjon fordelt med installert ytelse (NVE, 2015). Anslaget av brukstid på 4000 timer per år baserer seg blant annet på historisk brukstid i vindkraftverk på land. I 2019 var brukstid for norsk vindkraftproduksjon på land 2936 timer (NVE, 2021e). Hvis det legges til grunn at vindressursene til havs er større og mer forutsigbare enn vindressursene på land, er en brukstid på 4000 timer oppnåelig for flytende havvind. I tillegg har NVE anslått at den beregnede kapasitetsfaktoren for utredede havområder er mellom 37 og 51 prosent, noe som tilsvarer en brukstid mellom 3241 og 4468 timer (NVE, 2015).

Jeg abstraherer fra spørsmålet om overføringsforhold i strømmettet. Når det oppstår en økning av energi i et område, vil transmisjonsnettene bli ytterligere belastet. For at strømmettet skal tåle belastningen kan det derfor i praksis måtte skje en oppgradering i området der energien fra havvindprosjektet når fastlandet via en sjøkabel. Dette vil ikke være tilfellet i dette scenarioet og vil dermed ikke inkluderes i analysen. Det bør likevel nevnes at dette kan være et problem i noen områder og vil bety en merkostnad.

4.3 Nullalternativet

I en samfunnsøkonomisk analyse finnes det minst to alternativer. Utvikling av energiforsyningen med og uten havvindprosjektet er i dette tilfellet de to alternativene. Vi kaller det sistnevnte tilfellet for nullalternativet. Nullalternativet innebærer dermed at markedsprisene klarer markedet uten utbygging av flytende havvind. Siden utløsende årsak for tiltaket er forventninger om strammere nasjonal kraftbalanse kan det antas at markedsprisene vil stige i dette alternativet. Økt etterspørsel samtidig som tilbudet av levert energi stagnerer vil ifølge standard mikroøkonomisk teori føre til at prisen på energi øker. Nullalternativet vil også kunne innebære at andre land vinner markedsandeler knyttet til flytende havvindindustri, og Norge risikerer å miste verdifulle arbeidsplasser og inntekter i fremtiden.

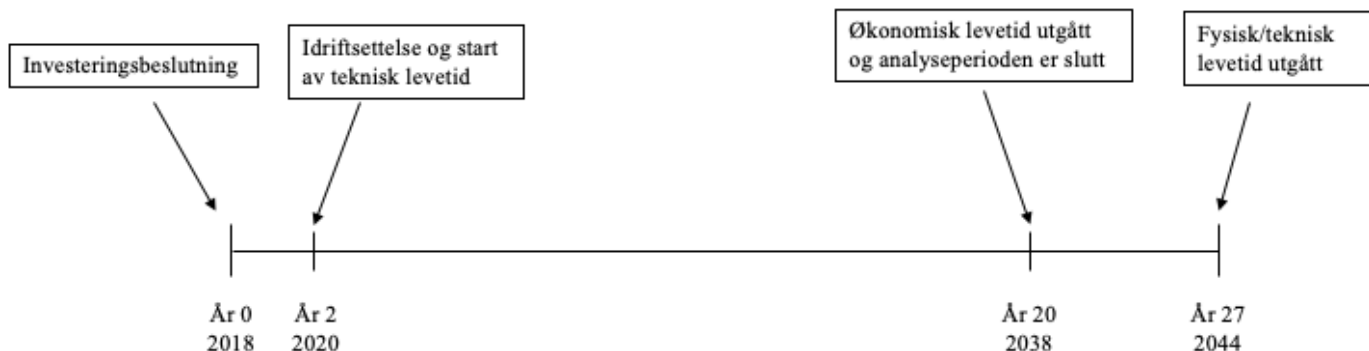
4.4 Forutsetninger i referansescenarioet

I analysen av det generelle scenarioet med utbygging av havvindparken vil enkelte forutsetninger holdes konstant. Én slik forutsetning dreier seg om den fysiske levetiden til prosjektet, også kalt teknisk levetid. To andre konstante forutsetninger er analyseperiodens lengde og referansetidspunktet. Analyseperioden er det tidsrommet som skal analyseres og normalt settes lik den økonomiske levetiden, mens referansetidspunktet er starttidspunktet for analysen (NVE, 2003). Referansetidspunktet i analysen settes lik tidspunktet for oppstart av prosjektet, som er det året investeringsbeslutningen blir tatt.

Diskonteringsrenten, eller kalkulasjonsrenten, er også ofte inkludert i listen over forutsetninger som holdes konstante. Da det i dette tilfellet ikke skal sammenlignes ulike energiprojekter, men heller trekke frem hva som skal til for å gjøre en bestemt flytende havvindpark så lønnsom som mulig, vil diskonteringsrenten kunne varieres.

Diskonteringsrenten varierer allerede i offentlige dokumenter og avhenger av hvilket offentlig organ som utfører analysen. For eksempel bruker NVE 6 prosent, mens Finansdepartementet bruker 4 prosent (Weir & Østenby, 2019; Finansdepartementet, 2014). NVE har også tidligere operert med en diskonteringsrente på 8 prosent når energiprojekter med vind som ressurs analyseres (NVE, 2003).

Uavhengig av hvordan energi produseres vil den fysiske levetiden være fastslått på forhånd. Den fysiske levetiden varierer, både mellom prosjekter med ulik energikilde som for eksempel vann, sol eller vind, men også mellom komponenter i prosjektet. I NVEs *Håndbok for samfunnsøkonomisk analyse av energiprojekter* er fysisk levetid for vindkraft på land satt til 40 år. Til sammenligning er levetiden for vannkraft satt til 60 år. Det antas at vindkraft på land har en lenger fysisk levetid enn havvind. Saltvann og sjøsprøyt gjør at turbinene til havs er utsatt for større korrosjon og slitasje, og den fysiske levetiden antas å være 25 år (Catapult Offshore Renewable Energy & Crown Estate Scotland, 2018). Fysisk levetid er anslått levetid på kraftanlegget, mens økonomisk levetid er den perioden prosjektet regnskapsmessig avskrives over. I løpet av den økonomiske levetiden skal investeringene gjort i forbindelse med prosjektet nedbetales. Denne er satt til 20 år for vindkraft, ifølge NVEs *Håndbok for samfunnsøkonomisk analyse av energiprojekter*. Analyseperioden settes lik økonomisk levetid og er derfor på 20 år. Tidslinjen for havvindprosjektet er vist i figur 5.



Figur 5: Tidslinje av havvindprosjektscenarioet.

4.5 Oppsummering

Foreløpig har prosjektet som skal analyseres blitt presentert med de forutsetningene som holdes fast. En oppsummering av disse er presentert i tabell 1. Disse forutsetningene vil være konstante gjennom hele analysen, også når sensitivitetsanalysen utføres og jeg avviker fra referansescenarioet.

Tabell 1: Oversikt over de konstante forutsetningene for prosjektet.

Konstante forutsetninger	
Fysisk levetid	25 år
Analyseperiode	20 år
Økonomisk levetid	20 år
Referansetidspunkt	År 0

I tillegg har viktige antakelser om installert effekt, brukstid og diskonteringsrente blitt presentert, som vist i tabell 2. Dette er variabler som definerer det generelle scenarioet, men diskonteringsrenten og brukstid vil bli endret i sensitivitetsanalysen senere i oppgaven. Installert effekt vil derimot ikke bli endret på da det antas som lite sannsynlig at en flytende havvindpark i Norge kan være betydelig større enn referansescenarioet på nåværende tidspunkt. Grunnen til dette er den teknologiske utviklingen til flytende havvind og at flytende havvind ikke er helt kommersialisert. Den teknologiske modenheten⁸ til flytende havvind,

⁸ The technology readiness level (TRL) er en skala fra 1 til 9 som viser hvor moden teknologien er.

som i all hovedsak gjelder fundamentene ‘Semi-Submersible’ og ‘Spar-Buoy’, var på nivå 8 i TRL-skalaen i 2017 ifølge WindEurope (WindEurope, 2017). Det finnes ulike versjoner av TRL-skalaen, men i nivå 8 har prosjektet et «reelt komplett systemløsning ferdigstilt og kvalifisert gjennom test og demonstrasjon» i følge Enova (Enova, 2021). Øvrige data og forutsetningene er nærmere omtalt i kapittel 6.

Tabell 2: Oversikt over variabler i det generelle scenarioet. Diskonteringsrente og brukstid vil være variabel senere i analysen.

Variabler i det generelle scenarioet	
Installert effekt	75 MW
Brukstid	4000 timer
Diskonteringsrente	4 %

Netto nåverdiberegninger vil bli utført av kostnadene knyttet til havvindparken. Nytteverdien vil bli sammenlignet med kostnadene, som igjen vil bestemme lønnsomheten til prosjektet. For å undersøke hvilke variabler som påvirker lønnsomheten utføres det en sensitivitetsanalyse på miljøkostnaden, kraftprisen, investeringskostnaden og drift- og vedlikeholdskostnaden, samt kapasitetsutnyttelsen og diskonteringsrenten. Sensitivitetsanalysen har som formål å rette søkelys på lønnsomheten av flytende havvind i fremtiden, spesielt med tanke på kostnadsreduksjonen dersom havvind utvikles til en produksjon i stor skala.

5 Metode for vurdering av samfunnsøkonomisk lønnsomhet

Metoden som benyttes til å vurdere et tiltak i offentlig sektor er samfunnsøkonomiske analyser. Dette er et verktøy som brukes til å belyse konsekvensene av ressursbruk, samtidig som analysen skal vurdere om et tiltak eller prosjekt skal igangsettes (NOU 2012:16, 2012). En samfunnsøkonomisk analyse kan bli foretatt før tiltaket skal igangsettes eller i etterkant. Sistnevnte blir gjerne gjennomført for å vurdere effekten av tiltaket i ettertid, og for å finne ut om tiltaket traff riktig, oppnådde det gitte målet og ikke bidro til markedssvikt eller uheldige fordelings effekter i det aktuelle markedet. Det er likevel vanligst å gjennomføre en samfunnsøkonomisk analyse før knappe ressurser blir tatt i bruk.

For å kunne kvalitetssikre og sammenligne samfunnsøkonomiske analyser er det utarbeidet en felles instruks for hvordan metoden skal implementeres (Welde & Nilsen, 2020). Alle samfunnsøkonomiske analyser i offentlig sektor skal dermed følge utredningsinstruksen og det medfølgende rundskrivet R-109/2014 gitt av Finansdepartementet. I tillegg har ulike offentlige direktorat utarbeidet egne føringer innenfor rammene til Finansdepartementet. For energisektoren er NVEs *Håndbok for samfunnsøkonomisk analyse av energiprojekter* veiledende protokoll for prosjektevaluering. Denne håndboken er fra 2003 og energisektoren har utviklet seg siden den gang. Likevel er dette den veiledende protokollen NVE bruker på nåværende tidspunkt. Direktoratet for forvaltning og økonomistyring (DFØ) henviser også til denne håndboken ved gjennomføring av samfunnsøkonomiske analyser i energisektoren.

Innenfor samfunnsøkonomiske analyser finnes det i all hovedsak tre ulike typer: kostnadseffektivitetsanalyse, kostnadsvirkningsanalyse og nyttekostnadsanalyse. Dette kapittelet beskriver kort de ulike analysetypene, for deretter å gå i dybden på nyttekostnadsanalyse, som er metoden brukt i oppgaven. Målet med kapittelet er å presentere fremgangsmåten på en god og oversiktlig måte.

5.1 Samfunnsøkonomisk analyse

Målet med en samfunnsøkonomisk analyse er å gi beslutningstakere, gjerne en offentlig aktør, et tilstrekkelig grunnlag for å fatte riktig beslutning. Målet er at samfunnets ressurser skal brukes på en måte som gir størst mulig velferd (Direktoratet for økonomistyring, 2018).

Samfunnsøkonomiske analyser skiller seg fra mer snevre økonomiske analyser ved at de, i tillegg til prisede kostnader og nyttevirknninger også skal inkludere kostnader og nyttevirknninger som ikke omsettes i et marked. Dette er kostnader eller nyttevirknninger som ikke omsettes i et marked og som dermed ikke har noen markedspris. Eksempler på dette er eksterne effekter som luftkvalitet eller støy. Oppgaven med å kvantifisere slike eksempler er vanskelig, og unøyaktigheter vil kunne forekomme. Derfor er det viktig med relative utførlige begrunnelser for hvilke valg som er foretatt underveis i utregningene. I tillegg er diskusjonen etter den kvantitative analysen avgjørende for kvaliteten på den samfunnsøkonomiske analysen. Her kan mulige svakheter belyses. En samfunnsøkonomisk analyse er dermed ikke tilstrekkelig alene, men kan bidra med verdifull informasjon til et bredere beslutningsgrunnlag (NVE, 2003). Analysen har som mål å vurdere om et tiltak er samfunnsøkonomisk lønnsomt, det vil si at de samlede nyttevirkningene er større enn de samlede kostnadene (Direktoratet for økonomistyring, 2018).

Som tidligere nevnt skilles det mellom tre hovedtyper av samfunnsøkonomiske analyser. De grunnleggende prinsippene som skal følges for å utføre en god analyse er i hovedsak de samme for alle tre analysetypene (Direktoratet for økonomistyring, 2018).

5.1.1 Kostnadsvirkningsanalyse

Den første av de tre typene av samfunnsøkonomiske analyser er kostnadsvirkningsanalyse. Analysen benyttes der tiltak har ulike nyttevirknninger og der disse er krevende å verdsette i kroner (Welde & Nilsen, 2020). Fokuset i analysen ligger på kostnadene ved tiltaket heller enn nytten. Nyttens beskrives gjerne med ord, mens kostnadene ved tiltakene beregnes på vanlig måte med å diskontere fremtidige kostnader til dagens verdi. Denne analysen gir ikke grunnlag for å rangere tiltak etter samfunnsøkonomisk lønnsomhet (Finansdepartementet, 2014).

5.1.2 Kostnadseffektivitetsanalyse

Kostnadseffektivitetsanalyse er den andre typen av samfunnsøkonomiske analyser. Analysen benyttes der hvor ulike tiltak har samme nyttevirknninger. I denne sammenheng er det ikke nødvendig å verdsette nytten i kroner, men heller trekke ut det tiltaket som gir mest nytte i forhold til kostnaden (Welde & Nilsen, 2020). I det mest kostnadseffektive tiltaket skal også ikke-prissatte kostnadsvirkninger tas med (Direktoratet for økonomistyring, 2018). Bruk av

kostnadseffektivitetsanalyse forutsetter dessuten at det eksiterer en gitt målsetting for prosjektet (NVE, 2003).

5.1.3 Nyttekostnadsanalyse

Den siste av de tre hovedtypene av samfunnsøkonomiske analyser er nyttekostnadsanalyse. Her tallfestes alle positive og negative effekter av et tiltak i kroner, så langt det lar seg gjøre (Finansdepartementet, 2014). På den måten er det mulig å definere om et tiltak er samfunnsøkonomisk lønnsomt eller ikke, og om det bør gjennomføres. Vi anser et tiltak som lønnsomt dersom nyttevirkningene er større enn kostnadene. Sagt på en annen måte, dersom betalingsvilligheten for alle nyttevirkninger av tiltaket er større enn summen av kostnadene (NOU 2009:16, 2009). Kostnadene ved et prosjekt skal gjenspeile verdien av det de samme ressursene kan skape i beste alternative anvendelse, altså det man alternativt må gi opp. Nytten skal på sin side gjenspeile hvor mye man er villig til å betale for prosjektet (Finansdepartementet, 2014). I denne oppgaven er det nyttekostnadsanalyse som kommer til anvendelse, og i neste delkapittel blir det presentert hvordan man kan gjennomføre en slik analyse av et energiprojekt.

5.2 Samfunnsøkonomisk lønnsomhet

For å beregne den samfunnsøkonomiske lønnsomheten av et prosjekt eller et tiltak benyttes en nyttekostnadsanalyse og netto nåverdimetoden. Metoden diskonterer fremtidige kontantstrømmer til dagens verdi i kroner ved bruk av kalkulasjonsrenten over antall år i analyseperioden (Birkeland, Fløtre, Bergland & Skeie, 2020). Kontantstrøm angir differansen mellom innbetalinger og utbetalinger i en periode. Diskontering ved bruk av en kalkulasjonsrente er en metode for å omregne alle virkninger til den verdien de vil ha i et bestemt år (Finansdepartementet, 2014). Dette er viktig fordi kostnader og nyttevirkninger oppstår i ulike år av analyseperiode. Kalkulasjonsrenten skal dessuten representere et avkastningskrav som er justert for risiko. Renten er dermed en avgjørende faktor når man skal sammenligne og summere nytte- og kostnadsvirkninger som oppstår på ulike tidspunkter av prosjektet (Birkeland, Fløtre, Bergland & Skeie, 2020).

Det er en risiko knyttet til utfallet av store energiprojekter, og denne risikoen må derfor «bakes inn» i kalkulasjonsrenten. Uforutsette hendelser kan oppstå i økonomien i sin helhet, og kalkulasjonsrenten skal dermed ta høyde for dette. Konjunkturutviklingen i økonomien er

vanskelig å forutse. Det er usikkerhet knyttet til fremtidig konsumutvikling som kan påvirke konsumentenes avkastningskrav og fremtidig alternativavkastning i kapitalmarkedet (NOU 2012:16, 2012). Risiko ved å investere i et tiltak avhenger blant annet av teknologiens modenhet, produksjonsprofil og rammebetingelser (NVE, 2015). Eksempelvis kan støtteordninger ha stor betydning for størrelsen på risikoen ved å investere i et gitt tiltak (NVE, 2015). På grunn av risikoen knyttet til energiprojekter er det derfor satt en risikofri rente på 3,5 prosent og et risikoavhengig tillegg på 0,5, 2,5 eller 4,5 prosent (NVE, 2003). Dermed er det en rente på 4, 6 eller 8 prosent som skal tas høyde for i sensitivitetsanalysen i kapittel 7. Som nevnt i kapittel 4 opereres det også med ulike kalkulasjonsrenter i ulike sammenhenger.

Kalkulasjonsrenten brukes som diskonteringsrente i utregningen for netto nåverdi, og kan på den måten anses som et avkastningskrav på den investeringen som blir gjort når havvindprosjektet realiseres. Formelen for netto nåverdi (NNV) er,

$$NNV = -I_0 + \sum_{t=1}^T \frac{K_t}{(1+i)^t} \quad (2)$$

hvor I_0 er investeringskostnaden i år 0, K er kontantstrømmen påfølgende år, T er antall år i analyseperioden og i er kalkulasjonsrenten eller diskonteringsrenten. I litteraturen skilles det mellom CAPEX og OPEX, som betegner henholdsvis «capital expenditure» og «annual operating cost». CAPEX tilsvarer investeringskostnaden, mens OPEX tilsvarer drift- og vedlikeholdskostnader og er en del av kontantstrømmen. Kontantstrømmen inneholder både årlige kostnader og årlige inntekter, som igjen diskonteres til dagens verdinivå.

Kontantstrømmen kan derfor være positiv eller negativ, og er varierende fra år til år. Videre i oppgaven vil CAPEX gjenspeile investeringskostnaden mens OPEX vil gjenspeile drift- og vedlikeholdskostnader.

Dersom netto nåverdien av det flytende havvindprosjektet er positivt anses prosjektet som lønnsomt og bør realiseres. Da er de totale nyttevirkningene av energiprojektet større enn kostnadene over analyseperioden på 20 år. Dersom $NNV < 0$ er ikke prosjektet lønnsomt og bør i teorien derfor ikke realiseres. Til tross for at et prosjekt ikke har en positiv NNV kan det argumenteres for at det likevel skal realiseres, dersom forhold utenfor kalkylen tillegges større vekt, for eksempel teknologiutvikling som kan gi næringsutvikling for fremtiden. Netto

nåverdiberegningen kan også være lik null, noe som gjør at man er indifferent om prosjektet gjennomføres eller ikke. Hvis valget står mellom flere prosjekter, bør man velge det prosjektet som har høyest netto nåverdi. I denne analysen skal kun ett prosjekt analyseres, og det vil derfor ikke bli foretatt noen valg mellom prosjekter.

I min analyse der forutsetningene tilsier at analyseperioden er kortere enn tiltakets fysiske levetid vil det oppstå en restverdi. I år 20 og utover når den økonomiske levetiden og analyseperioden er over, vil den flytende havvindparken fortsatt produsere energi frem til år 27, som vist i figur 5. I år 27 er den fysiske levetiden for anlegget over etter å ha produsert fornybar energi fra år 2. Når den fysiske levetiden er over antas det at en ny investering må bli foretatt for at havvindparken fortsatt skal fungere optimalt og produsere den årlige forventede mengden med kraft. Denne reinvesteringen er utenfor min analyse. Restverdien skal dermed gi et anslag på den samlede samfunnsøkonomiske netto nåverdien av de resterende årene etter utløpet av analyseperioden (Finansdepartementet, 2014). Ifølge NVEs *Håndbok for samfunnsøkonomisk analyse av energiprojekter* beregnes restverdien etter formelen,

$$\text{Restverdi} = I_0 \frac{(FL - \emptyset L)}{FL} \quad (3)$$

hvor FL er forkortelse for fysisk levetid og $\emptyset L$ er den økonomiske levetiden for prosjektet. Restverdien diskonteres fra analyseperiodens slutt i år 20 til referanseåret i år 0, og gir et tillegg til nyttevirkningen av energiprojektet.

5.2.1 Kalkulasjonspriser

I samfunnsøkonomiske analyser bruker man kalkulasjonspriser for verdsetting av et tiltak. Kalkulasjonsprisene skal reflektere verdien av de ressursene eller innsatsfaktorene som inngår i tiltaket, i deres beste alternative anvendelse (NOU 2012:16, 2012). Den samfunnsøkonomiske kostnaden ved bruk av innsatsfaktorer er,

$$[\text{kalkulasjonspris} * \text{mengde}] \quad (4)$$

Kalkulasjonsprisene er lik markedsprisene, som igjen er lik alternativverdien. Det er det man utelukkede hadde benyttet i bedriftsøkonomiske analyser. Markedsprisene må ofte korrigeres på grunn av markedssvikt. De færreste goder omsettes i et perfekt frikonkurransemarked.

5.2.1.1 Ikke-markedsbaserte goder

I tillegg til de prisgitte godene finnes det goder som ikke selges i et marked. I tilfellet med en flytende havvindpark spiller miljøet en viktig rolle, og er et eksempel på en virkning som ikke er prisgitt. Selv om fornybar energi regnes som klimanøytralt er det likevel knyttet negative miljøeffekter til kraftproduksjon med flytende havvind. Havvind er klimanøytralt i den grad at netto utslipp av klimagasser er lik null, men det kan også føre til negative virkninger for dyrelivet i havet og for fuglelivet rundt havvindparken. Det kan også tenkes at en havvindpark vil føre til ulemper for fiskeri og skipstrafikk, og for eksempel føre til større behov for oppgradering av kart til navigering av skipstrafikken. Disse virkningene er ikke omsatt i et marked og er vanskelige å anslå en pris for, men bør likevel være med i analysen.

I energiprojekter inkluderes negative miljøvirkninger i form av naturinngrep, estetikk og utslipp (NVE, 2003). For havvind er det i hovedsak naturinngrep og estetikk som utgjør miljøvirkningene da vind er en fornybar energikilde og det er ingen utslipp av CO₂ eller andre klimagasser knyttet til produksjonen. Hvordan disse fordelene og ulempene skal verdsettes er omdiskutert. Det finnes to hovedtilnærminger for å måle betalingsvilligheten for slike goder, nemlig den indirekte metoden og den direkte metoden (NOU 2012:16, 2012). Den indirekte metoden baserer seg på betalingsvilligheten i markeder som eksisterer og som har tilnærmet like miljøvirkninger (NOU 2012:16, 2012). Den direkte metoden, også kaldt verdsettingsstudier, baserer seg på spørreundersøkelser hvor individer får spørsmål om hvor mye de er villig til å betale for et tiltak. Ved bruk av denne metoden må individet ha tilstrekkelig informasjon om fordelene og ulempene av tiltaket for så å sette en pris på godet. Hvorvidt denne metoden gir en korrekt markedspris er usikkert, da individer ofte finner det vanskelig å sette seg inn i ulike tenkte scenarioer. Noen økonomer argumenterer også mot at samfunnsøkonomiske analyser bør inkludere goder som ikke omsettes i et marked (NOU 2012:16, 2012).

I NVEs *Håndbok for samfunnsøkonomisk analyse av energiprojekter* er det beskrevet en enkel modell for implementering av miljøvirkninger av energiprojekter i en samfunnsøkonomisk analyse. Denne inneholder verdsettbare virkninger, kvantifiserbare virkninger og ikke-kvantifiserbare virkninger. På grunn av manglende datagrunnlag på flytende havvindparker vil inkludering av miljøvirkninger ved bruk av denne modellen ikke vært mulig. Imidlertid har NVE utarbeidet en oversikt over studier som har kartlagt kostnader

ved naturinngrep for norske forhold, dog for vindkraft på land. Ulike metoder er anvendt i oversikten, men argumentasjonen om at det generelt er lite data på kartlegging av kostnadstall for miljø går igjen (NVE, 2003). Foreliggende anslag på miljøkostnaden for vindkraft på land er mellom 0,4 øre/kWh og 2 øre/kWh (NVE, 2003). Siden håndboken til NVE er fra 2003 er dette et gammelt estimat, og jeg anser at estimatet ikke er relevant for denne analysen. I tillegg er dette et anslag for vindkraft på land mens forholdene for havvind er svært ulike.

Mye har skjedd i vindkraftnæringen de siste årene. Desto flere vindparker som blir bygget, jo mer kunnskap får vi om miljøvirkningen av vindturbiner. Det finnes argumenter for at man har vektlagt de negative miljøvirkningene av vindkraft for lavt, både den sosiale aksepten til vindkraft generelt og de natur- og miljøendringene som følges av en vindkraftutbygging. Den negative eksternaliteten antas likevel å være lavere enn de negative virkningene av ikke-fornybar energiproduksjon. På grunn av usikkerheten knyttet til miljøkostnaden, vil dette være en variabel som endres i sensitivitetsanalysen senere i oppgaven. Miljøkostnaden er ytterligere omtalt i kapittel 6 om data og presisering av forutsetningene.

5.2.2 Kostnadssiden

Alle innsatsfaktorer i energiprojektet skal kobles til en kalkulasjonspris, som beskrevet ovenfor. Prosjektets kostnader består av investeringskostnaden, drift- og vedlikeholdskostnadene og miljøkostnaden. Alle kostnadskomponentene har en alternativverdi. Alternativverdien er lik den marginale sosiale kostnaden ved å fremskaffe et gode, for eksempel rotorbladene på en vindturbin (NVE, 2003). Dersom samfunnet anvender ressurser til flytende havvind kan ikke de samme ressursene brukes på andre alternative måter. Alternativverden skal gjenspeile dette. Når alle kostnadene er fastlagt sitter vi igjen med den marginale produksjonskostnaden for prosjektet i sin helhet (NVE, 2003).

Investeringskostnaden anslås i investeringsåret, i år 0, og renter i byggeperioden må medregnes dersom referansetidspunktet settes til driftsstart. Slike renter medregnes ikke i min analyse, da referansetidspunktet settes lik oppstart av prosjektet som er når investeringsbeslutningen blir tatt. Det legges til grunn en byggeperiode på 2 år før idriftsettelse (Multiconsult, 2019). Størrelsen på investeringskostnaden varierer mellom størrelsen på prosjektet, men kostnadene til turbiner og fundamenter utgjør normalt mer enn halvparten av investeringskostnaden (NVE, 2015).

Drift- og vedlikeholdskostnader må beregnes for hele analyseperioden og består typisk av materiell, transport, varer og tjenesteinnsats. I dag foregår det meste av drift og vedlikehold fra en kontrollstasjon på land (NVE, 2015). Disse kostnadene inngår i OPEX og sammen med miljøkostnaden er de en del av kontantstrømmen K i det flytende havvindprosjektet.

I tillegg er det verdt å nevne at fjerningskostnaden ofte er en del av kostnadssiden ved produksjon av energi. I min analyse er ikke dette inkludert i netto nåverdiberegningen. Det er fordi det antas at det vil bli foretatt en reinvestering av nødvendige komponenter til havvindparken etter endt teknisk levetid heller enn å fjerne den flytende havvindparken i sin helhet. Dersom analyseperioden hadde vært lenger og fjerningskostnaden hadde vært inkludert, ville dette påvirket netto nåverdien negativt. For Hywind Tampen, den første flytende havvindparken til Equinor, er fjerningskostnadene estimert til 880 millioner kroner (Multiconsult, 2019).

5.2.3 Nyttесiden

Som tidligere nevnt avhenger valg av metode for beregning av nyttesiden av størrelsen på energiproduksjonen. I havvindparkscenariet er produsert energi 0,3 TWh, som er mindre enn referanseverdien på 1 TWh. Nyttесiden anslås dermed ved å multiplisere et produksjonsvolum med en kalkulasjonspris. Verdien på et gode avhenger av konsumentenes inntekt og preferanser, og kommer her til uttrykk gjennom kraftprisen. Hvis vi antar at konsumentene er nyttemaksimerende vil prisen på kraft være lik den marginale betalingsvilligheten. Marginal betalingsvillighet er betalingsviljen til konsumenten for ytterligere én enhet kraft. Ifølge økonomisk teori er etterspørselen etter et normalt gode en fallende funksjon av prisen fordi konsumentens betalingsvillighet blir lavere desto mer konsumenten allerede har av det aktuelle godet. Det vil si at etterspørselen etter kraft synker når prisen stiger. Strøm anses dermed som et normalt gode med en negativ etterspørselsetastisitet. De fleste goder er normale goder, men hvilken type et gode er avhenger av eksklusivitet, rivalisering, samt respons på pris- og inntektsendringer og endringer i prisen på andre varer (Andresen, 2014). Summerer vi individuelle etterspørselsfunksjoner får vi samfunnets samlede etterspørselsfunksjon som grafisk kan fremstilles i en klassisk etterspørselsfunksjon.

Nytteverdien av energiprojektet kan i prinsippet bestå av fire elementer: Produsert elektrisitet, bidrag til reguleringsevne, positive eksterne effekter og restverdi. Restverdien er tidligere omtalt i kapittel 5.2, mens de resterende elementene skal jeg nå redegjøre for.

5.2.3.1 Produsert elektrisitet og reguleringsevne

Energiprojektets viktigste nyttevirkning er produsert elektrisitet. Verdien på produsert elektrisitet baseres på konsumentens betalingsvilje. Hvor mye en sluttbruker er villig til å betale for strøm avhenger først og fremst av behovet for strøm. I tillegg er den marginale nytten avhengig av konsumentenes inntekt, men inntekten er ikke like relevant i denne settingen da inntekten til en forbruker er relativt stabil gjennom et år. Sluttbrukernes betalingsvillighet på strøm er derimot ikke stabil. Når det er minusgrader om vinteren er behovet for strøm større enn om sommeren. Det vil si at forbruket øker i vintermånedene, mens det synker i månedene med varmere temperaturer. I tillegg til sesongjusterte priser, varierer prisen på strøm også i løpet av et døgn. Elektrisitet vil dermed ha forskjellig verdi for samfunnet etter hvilket tidspunkt på døgnet eller når på året den produseres (NVE, 2003). En optimal kraftproduksjon må derfor tilpasse etterspørselen ved å variere produksjonsstørrelsen. Dette er neppe oppnåelig praksis. Vindforhold er uforutsigbart, og vi kan ikke styre om det skal blåse mest i de månedene som har lavest temperatur. Det er dermed ikke et tidsmessig samsvar mellom produksjon og forbruk av kraft. Dette skaper et problem da elektrisitet i utgangspunktet ikke kan lagres. Det er derfor behov for forbrukerfleksibilitet eller reguleringsevne i kraftsystemet. Vindkraftanlegg er lite regulerbart, noe som fører til at den samfunnsøkonomiske verdien av anlegget er lavere enn for vannkraftanlegg. I perioder med mye nedbør og fylte magasiner kan vannet lagres for så å slippes ut etter behovet for strømproduksjon. Denne reguleringsevnen bidrar til en bedre balanse mellom tilbud og etterspørsel av energi, noe som vindkraften ikke kan bidra med.

Min analyse er forenklet og spesifikk da jeg kun ser på den samfunnsøkonomiske lønnsomheten av energiproduksjonen. Jeg ser dermed bort fra nyttevirkningen av reguleringsevne i den kvantitative analysen. Ulempen med få muligheter til regulering av energiproduksjonen er likevel en viktig del av vurderingen om havvind er en lønnsom måte å produsere energi på. Dette vil bli nærmere diskutert i kapittel 8. I kapittel 8 presenteres også utviklingsmulighetene for regulering ved hjelp av produksjon av hydrogen eller ved bruk av batterier.

Siden årlig energiproduksjon fra havvindparken er forutsatt å være mindre enn 1 TWh vil utregningen av nyttesiden være noe forenklet. Den årlige nytten regnes etter formelen,

$$N = (X(1 - nt))p \quad (5)$$

der X er årlig energiproduksjon regnet ut etter formel (1), nt er nettap og p er kraftpris. Årlig energiproduksjon N ganges deretter med antall år i analyseperioden for å få den totale nytten av den leverte elektrisiteten. Vi antar dermed at energiproduksjonen og kraftprisen ikke varierer fra år til år, men er lineær. Ved transport av elektrisk energi vil det oppstå et elektrisk tap i strømmettet, som utgjør 10 prosent av produsert energimengde (Rosvold, 2019b). Nettap oppstår både ved transformering fra en spenning til et annet spenningsnivå, og ved 'friksjon' for elektronene i strømkabler (Rosvold, 2019b).

Samfunnets totale nytte av levert elektrisitet er ikke berørt av skatter og avgifter, til tross for at sluttforbrukeren betaler en strømreregning som inneholder nettopp dette. I en nyttekostnadsanalyse inkluderes ikke skatter og avgifter fordi de er fiskale størrelser som ikke har noen realøkonomisk effekt ettersom de omfordeler nytte og ressurser mellom grupper i samfunnet. Det kan likevel nevnes at nytten av levert elektrisitet for selve sluttbrukeren inneholder flere komponenter enn det formel (5) viser. Sluttbrukeren betaler en avgift på elektrisk kraft, også kalt El-avgift eller forbruksavgift. I 2020 var denne avgiften på 16,13 øre per kWh (Skatteetaten, 2021a). Noen næringer får en reduksjon på avgiften, mens andre industrinæringer får fritak. Det er fritak på kraft levert til visse kraftintensive industrier, veksthusnæringen, fremdrift av skinnegående transportmiddel, samt husholdninger og offentlig forvaltning i deler av Troms og Finnmark fylke (Skatteetaten, 2021b). I tillegg til El-avgiften betaler sluttbrukerne merverdiavgift for elektrisitet, samt Enova-avgift. Enova-avgiften settes inn i et klima- og energifond som skal bidra til en miljøvennlig omlegging av bruk og produksjon av energi. Strømreregningen til en sluttbruker inneholder derfor strømpris, avgifter og nettleie, men de to sistnevnte inkluderes ikke i formel (5) da de ikke er relevante for nyttevirkningene av den flytende havvindparken. I en bredere samfunnsøkonomisk analyse ville nettleien vært relevant, da kostnaden av å koble en havvindpark på kraftnettet potensielt vil øke nettleien.

5.2.3.2 Positive eksterne effekter

Verdien av positive eksterne effekter tas ikke med i analysen fordi jeg antar at nyttesiden i sin helhet fanges opp av formel (5). Det kan argumenteres for at utbygging av vindkraft bør tillegges en positiv ekstern verdi på lik linje som miljøkostnaden inkluderes som en negativ ekstern verdi. På en annen side er det ikke gitt at elektrisitetsproduksjon basert på ikke-fornybar energi reduseres når «grønn og bærekraftig» energi fra flytende havvind øker (Skonhoft, 2018). Det er ingen automatikk i at en slik positiv ekstern effekt oppstår. Det er flere faktorer som spiller inn på om elektrisiteten fra ikke-fornybar kraftproduksjon reduseres enn det antatt økte tilbudet av fornybar energi. Norge er en del av EU-landenes felles kvotesystem kalt EU ETS. Kvotesystemet kan blant annet føre til at utslippet av klimagasser fra energisektoren ikke blir lavere med mindre kvotetilbudet reduseres, uavhengig om tilbudet av fornybar energi øker (Skonhoft, 2018).

En flytende havvindpark kan også skape positive kunnskapseksternaliteter gjennom produktivitetsutvikling og næringsutvikling som kan føre til en raskere læringskurve av teknologien (Multiconsult, 2019). I tillegg kan et flytende havvinnanlegg bidra til samfunnsnyttene via positive ringvirkninger. Positive ringvirkninger er effekter som representeres i et marked og er per definisjon ikke en positiv eksternalitet. Dette kan være opprettelse av arbeidsplasser eller tilegning av markedsandeler i havvindmarkedet som igjen gir Norge økt bruttonasjonalprodukt (BNP). Ringvirkningene er usikre fordi de samme ressursene som blir brukt i en havvindpark kunne skapt like mange arbeidsplasser og vekst i BNP som havvindparken. Dette er viktige men usikre elementer i spørsmålet om flytende havvind er samfunnsøkonomisk lønnsomt, men vil ikke bli inkludert i den kvantitative analysen. Mulige positive ringvirkninger vil i stedet bli tatt opp i kapittel 8.

5.3 Enhetskostnad per kWh

I tillegg til å finne lønnsomheten av energiprojektet med anvendelse av netto nåverdiberegninger skal også enhetskostnaden per kWh for referansescenarioet regnes ut. Dette er særlig interessant for å sammenligne kostnadene med andre måter å produsere energi på. For at flytende havvind skal få en betydelig rolle i energimarkedet i fremtiden er næringen avhengig av lave kostnader i forhold til andre konkurrerende teknologier. Ved å regne ut 'Levelized Cost of Energy' (LCOE), også kalt langsiktig marginal energikostnad, kan man beregne hvor kostnadseffektiv havvindnæringen er sammenliknet med annen

energiproduksjon. LCOE uttrykker kostnad per enhet produsert energi over enhetens levetid. LCOE beregnes ut fra formelen,

$$LCOE = \frac{I_0 + \sum_{t=1}^T \frac{K_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^T \frac{M_t}{(1+i)^t}} \quad (6)$$

hvor I_0 er investeringskostnaden i år 0, K er kontantstrømmen påfølgende år (her inneholder kontantstrømmen kun kostnader, ingen nyttevirksomheter), T er antall år i analyseperioden, i er kalkulasjonsrenten eller diskonteringsrenten og M er produsert energi i kWh påfølgende år. Enkelt forklart viser formel (6) forholdet mellom nåverdien av alle kostnadene i løpet av enhetens forventede tekniske levealder og nåverdien av enhetens forventede produksjon av energi i kWh i samme periode.

For anlegg som produserer fornybar energi har teknologikostnaden stor betydning for den endelige energikostnaden. I tillegg til investeringskostnader anses brenselkostnadene som viktige faktorer når man regner ut LCOE for kraftverk som produserer ikke-fornybar energi.

Av de ulike fornybare energikildene i tabell 3 har vannkraft den klart laveste energikostnaden i Norge (NVE, 2015). Vindkraft på land estimeres til 40 øre/kWh, mens havvind ligger på 95 øre/kWh. Det er viktig å nevne at det ikke er spesifisert hvilken type havvindteknologi estimatet er beregnet på, men det er rimelig å tro at kostnader knyttet til bunnfast havvind er fremtredende i estimatet. Norge hadde ingen flytende havvindprosjekter i drift da estimatene ble laget i 2015, og dette er også tilfellet i skrivende stund. I tillegg er estimatet beregnet på havvindparker større enn 200 MW, noe som er betydelig større enn den første flytende norske havvindparken til Equinor på 88 MW som er planlagt installert i løpet av 2021 (Equinor, 2021a). Energiforbruken ved produksjon av fornybar energi med flytende havvind anses som dyrere enn produksjon med bunnfast havvind, og det antas dermed at min analyse gir et estimat høyere enn 95 øre/kWh.

Med fremskrivning av energikostnadene til 2035 på havbasert vindkraft er kostnadsestimatet ca. 60 øre/kWh, noe som tilsvarer en reduksjon på nesten 40 prosent på 20 år (NVE, 2015). Dette er i tråd med de antatt reduserte kostnadene på havvind i fremtiden, til dels på grunn av

storskalafordeler, men også på grunn av den antatte utviklingen av billigere teknologiløsninger (Global Wind Energy Council, 2020).

*Tabell 3: Oversikt over kostnad per kWh med ulike fornybare energikilder. *Det er ikke diversifisert mellom bunnfast og flytende havvind. Ettersom Norge ikke har noen flytende havvindparker anses estimatet basert på bunnfast havvind (NVE, 2015).*

Energikostnad ved produksjon av fornybar energi			
KILDE	INFORMASJON	STØRRELSE	LCOE
Vannkraft		< 125 MW	25 øre/kWh
Sol		1 MW	125 øre/kWh
Vindkraft	Land	100 MW	40 øre/kWh
Vindkraft	Hav*	> 200 MW	95 øre/kWh

5.4 Sensitivitetsanalyse

Dersom netto nåverdiberegningen i referansescenarioet viser seg å være negativ, er det ønskelig å finne ut hvilke variabler som har størst påvirkning på resultatet. Til tross for at nyttekostnadsanalysen vurderer risikoen på prosjektet gjennom diskonteringsrenten kan vi avdekke flere risikofaktorer ved å endre på usikre variabler. En sensitivitetsanalyse skal etter definisjonen undersøke hvor følsom en resultatvariabel er for endringer i ulike faktorer. I denne avhandlingen er resultatvariabelen netto nåverdi. Poenget med sensitivitetsanalysen er derfor å finne ut av hvordan de valgte verdiene for disse variablene påvirker den samfunnsøkonomiske lønnsomheten og vil på den måten synliggjøre kritiske variabler. Variablene som skal endres i sensitivitetsanalysen er miljøkostnaden, strømprisen, investeringskostnaden og drift- og vedlikeholdskostnader, samt kapasitetsfaktoren og diskonteringsrenten.

5.4.1 Endring av miljøkostnad

Miljøkostnaden knyttet til en flytende havvindpark er usikker, og hvordan en endring av miljøkostnaden påvirker den samfunnsøkonomiske lønnsomheten bør derfor undersøkes. I referansescenarioet er miljøkostnaden satt til 3 øre/kWh. Jeg undersøker hva som skjer med lønnsomheten dersom miljøkostnaden er høyere, henholdsvis 5 øre/kWh og 10 øre/kWh. Det er kun miljøkostnaden som endres, så andre variabler og parametere holdes likt som i referansescenarioet.

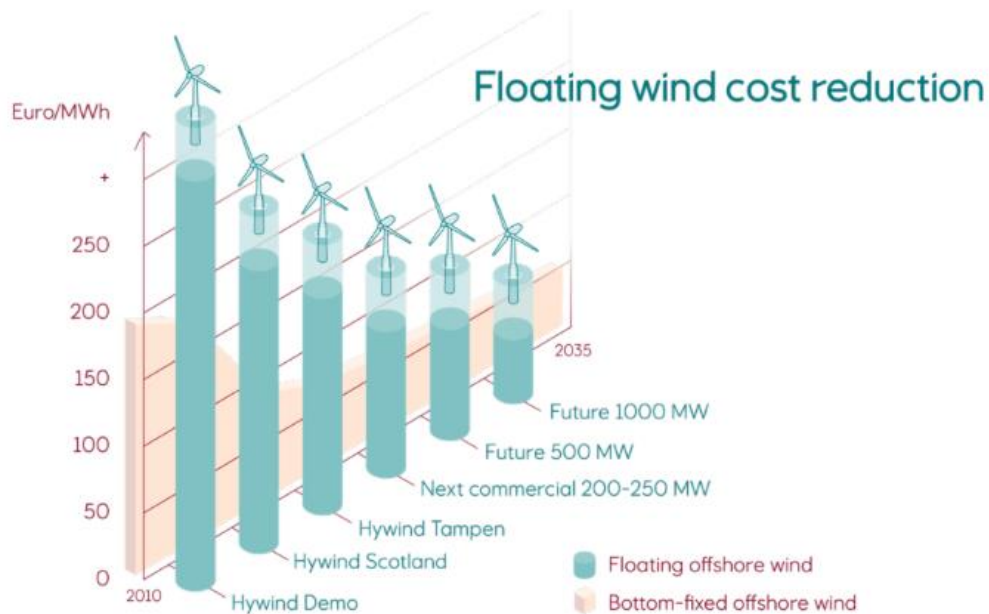
5.4.2 Endring av kraftpris

Selv om kraftprisen er konstant gjennom analyseperioden er ikke det tilfellet i virkeligheten. Kraftprisen er utsatt for fluktuasjon og det er derfor naturlig å undersøke hva som skjer med lønnsomheten til havvindparken dersom kraftprisen endres. Ifølge kraftprisprognoser gjort av NVE vil den gjennomsnittlige kraftprisen ligge mellom 38 og 42 øre/kWh frem til 2040 (NVE, 2020c). Hva kraftprisen vil være i fremtiden er usikkert, men den påvirkes av både CO₂-prisen og brenselsprisen, samt tilbud og etterspørsel etter kraft i Norge og de andre landene i det nordiske og europeiske kraftmarkedet. Til tross for at Norge produserer tilnærmet all kraft fra fornybare energikilder er ikke det gjeldene for andre land i kraftmarkedet vi er en del av. Kull- og gasskraftverk står for mye av kraftproduksjonen i Europa, og siden kull og gass er en innsatsfaktor som må kjøpes vil råvareprisen påvirke tilbudet av kraft. I tillegg til dette prisen kull i dollar, noe som gjør at kraftprisen også er avhengig av dollarkursen. En annen faktor som påvirker prisen på strøm er kursen på euro. Kraftprisen fastsettes i euro før den omregnes til norske kroner. En svak norsk krone gir derfor høyere strømpris. Naturgitte forhold som nedbørsmengde, vanntilsig og temperatur påvirker også tilbudet og etterspørselen etter kraft. Nytt av levert elektrisitet blir større dersom strømprisen øker, derfor undersøker jeg hvordan netto nåverdien av havvindprosjektet endres når strømprisen øker, samtidig som andre variabler og parametere holdes konstante. Kraftprisen settes til 40 øre/kWh, 80 øre/kWh og 160 øre/kWh.

5.4.3 Prosentvis endring i CAPEX og OPEX

Størrelsen på CAPEX og OPEX er også en sensitivitet som skal variere. Det antas at både investeringskostnaden og drift- og vedlikeholdskostnadene vil synke med utviklingen av flytende havvind. Etter hvert som utbyggere oppnår skalafordeler og får kommersialisert teknologien for flytende havvindturbiner, vil de kunne utnytte læringseffektene og med det oppnå kostnadsreduksjoner. Equinor er blant aktørene som forventer en tydelig kostnadsreduksjon i flytende havvind i fremtiden, som figur 6 viser. Hvordan kostnadsreduksjonen utvikler seg er vanskelig å si, men ved lignende teknologier som vindkraft på land har læringsraten vært 18 prosent (Wiser et al., 2016). Det betyr at for hver gang kapasiteten doblet seg falt kostnadene med 18 prosent (Wiser et al., 2016). I denne avhandlingen legger jeg til grunn en reduksjon av CAPEX og OPEX på henholdsvis 10, 20 og 30 prosent. Jeg undersøker hvordan dette påvirker NNV mens andre variabler og parametere

holdes konstante og er like som i referansescenarioet. Selv om det kan tenkes at CAPEX og OPEX ikke reduseres parallelt tas det ikke høyde for i denne oppgaven.



(Illustrasjon: Equinor)

Figur 6: Equinor sin forventede kostnadsreduksjon for flytende havvind. Figur hentet fra Equinors nettside (Equinor, 2021c).

5.4.4 Endring av kapasitetsfaktor

Et høyt antall fullasttimer er avgjørende for en effektiv kraftproduksjon. Hvor mange timer brukstid et vindkraftanlegg har i løpet av et år er blant annet avhengig av gode vindforhold. Det antas at vindforholdene er bedre og mer stabile på havet enn på land, noe som fører til at havvind er mindre utsatt for fluktusjon i antall fullasttimer. På havet er det ingen fjell, bygninger eller lignende gjenstander som påvirker vinden. På grunn av flat topografi kan brukstiden bli høyere enn hva som antas i referansescenarioet. I tillegg utvikles teknologien slik at vindturbinene tåler en høyere kapasitetsutnyttelse⁹, noe som også bidrar positivt til brukstiden. Equinor sin flytende havvindpark, Hywind Scotland, hadde en kapasitetsutnyttelse på 57,1 prosent fra mars 2019 til mars 2020 (Equinor, 2021c). Dette tilsvarer nesten 5002 brukstimer, som er betraktelig mer enn anslaget brukt i referansescenarioet. I tillegg antar IRENA (International Renewable Energy Agency) at gjennomsnittlig kapasitetsutnyttelse for havvind (både flytende og bunnfast) vil være mellom 43 til 60 prosent innen 2050 (IRENA,

⁹ Kapasitetsutnyttelse, eller kapasitetsfaktor, er hvor mange timer i året brukstiden utgjør i prosent.

2019a). Derfor undersøkes hvordan nyttevirkningene påvirkes ved en økning i brukstid. Brukstiden settes til 4380, 5256 og 6134 timer. Andre variabler og parametere holdes likt som i referansescenarioet.

5.4.5 Endring av diskonteringsrente

Til slutt beregnes den samfunnsøkonomiske lønnsomheten for de ulike kombinasjonene av miljøkostnad, kraftpris, prosentvis endring av CAPEX og OPEX og kapasitetsfaktor med forskjellige diskonteringsrenter. I referansescenarioet er diskonteringsrenten satt til 4 prosent. For å finne ut hvor mye diskonteringsrenten påvirker lønnsomheten blir diskonteringsrenten endret til både 6 og 8 prosent. Det er ikke analysert andre diskonteringsrenter da det ikke er relevant med for høy eller for lav diskonteringsrente i denne typen prosjekter.

6 Datagrunnlag

Utrekningen av nyttevirkningene og kostnadene knyttet til havvindprosjektet er avhengig av et godt datagrunnlag. Til tross for at det ikke er noen havvindprosjekter med flytende vindturbiner i drift i Norge i dag, er den globale interessen for teknologien stor.

Datamaterialet som finnes i den eksisterende litteraturen er derfor benyttet til å utføre analysen. Det er likevel viktig å nevne at flytende havvind er en relativt umoden teknologi og det foreligger på nåværende tidspunkt ingen hyllepris på komponentene som trengs i en havvindpark. Kostnaden vil variere mellom prosjekter fordi fremgangsmåten og arbeidsmetoden ikke er bestemt, noe som fører til usikkerhet knyttet til de faktiske kostnadene (Multiconsult, 2019). Dette kan gjøre det vanskelig å sammenligne prosjekter. I dette kapitlet vil datagrunnlaget bli presentert og begrunnet.

6.1 Kostnader

Investeringskostnaden og drift- og vedlikeholdskostnaden baserer seg på rapporten *Hywind Tampen - Samfunnsmessige ringvirkninger* av Multiconsult, Thema Consulting og Future Technology, heretter referert til som Multiconsult et al. Multiconsult et al. bruker på sin side to uavhengige og generelt nyere studier av flytende havvind som grunnlag for sine kostnadsantakelser (Multiconsult et al., 2019):

1. *Future renewable energy costs: Offshore wind: 57 Technology innovations that will have greater impact on reducing the cost of electricity from European offshore wind farms* utgitt av BVG Associates og InnoEnergy (Valpy, Hundleby, Freeman, Roberts & Logan, 2017)
2. *Macroeconomic Benefits of Floating Offshore Wind in The UK* utgitt og skrevet av Catapult Offshore Renewable Energy og Crown Estate Scotland (Catapult Offshore Renewable Energy & Crown Estate Scotland, 2018)

CAPEX og OPEX grunnlaget i min analyse baserer seg dermed på totalt tre rapporter. Miljøkostnaden er ikke tatt høyde for i disse rapportene, så grunnlaget for miljøkostnaden baserer seg på annen litteratur, som vises i delkapittel 6.1.3. I det følgende skal jeg redegjøre for hvilke endringer på kostnadsgrunnlaget fra de ovennevnte rapportene jeg har gjort for å kunne anvende anslagene i min analyse.

6.1.1 Rapporten fra BVG Associates og InnoEnergy

Rapporten er svært omfattende og estimerer kostnadsutviklingen til flytende havvind med utgangspunkt i fire ulike turbin størrelser (6 MW, 8 MW, 10 MW og 12 MW) og to forskjellige fundamentteknologier ('Spar-Buoy' og 'Semi-Submersible')(Valpy et al., 2017). Rapporten tar utgangspunkt i et referansescenario og undersøker ut fra dette hvordan teknologisk innovasjon og utvikling kan bidra til kostnadsreduksjon i fremtiden. Det er gjort beregninger for fiktive prosjekter som har investeringsbeslutning i årene 2017, 2020, 2025 og 2030. Multiconsult tar beregningene fra denne rapporten et skritt videre og estimerer verdien av CAPEX og OPEX med investeringsbeslutning tatt fra årene 2016 til og med 2030. I min analyse, med en idriftsettelse av den fiktive havvindparken i år 2020, vil investeringsbeslutningen bli tatt i 2018, som vist i figur 5 i kapittel 4. Det antas dermed at det går to år til utbyggingen før havvindparken er klar for produksjon (NVE, 2015). Som vist i figur 5 starter analyseperioden det samme året som investeringsbeslutningen blir tatt, som tilsvarer år 0, noe som fører til at rentekostnader i byggeperioden ikke inkluderes. Dette er også nevnt i kapittel 5. Multiconsult et al. velger å bruke fundamentteknologien 'Semi-Submersible' i analysen da den gir lavest kostnad. Dette gjøres også i min analyse, med samme argumentasjon.

Multiconsult et al. har i sin rapport inkludert kostnader knyttet til transmisjon i CAPEX estimatene. Dette inkluderer transformatorstasjon, eksportkabel og tilknytning til transmisjonsnett på land (Multiconsult et al., 2019). Disse kostnadene var i utgangspunktet ikke inkludert i rapporten til BVG Associates og InnoEnergy. Siden analysen i denne oppgaven kun tar for seg energiproduksjon alene, samt kabelen som frakter energi fra havvindparken til land, reduseres CAPEX estimatene fra Multiconsult et al. med NOK 1,069 millioner per MW¹⁰.

BVG Associates og InnoEnergy analyserer en havvindpark med en kapasitet på 500 MW. En slik kapasitet vil gi storskalafordeler, noe som fører til at disse estimatene er lavere enn det som er relevant for teknologien på nåværende tidspunkt. Størrelsen på havvindparkene som installeres i dag er ikke i nærheten av en installert effekt på 500 MW. For eksempel har verdens første kommersielle flytende havvindpark, Hywind Scotland, en kapasitet på 30 MW (Equinor, 2021d). I min analyse, der kapasiteten på havvindparken er 75 MW, vil det ikke bli

¹⁰ Estimatet inkluderer dermed landkabler og nettilkobling.

positive virkninger på kostnadene på grunn av størrelsen. Derfor er investeringskostnaden fra BVG Associates og InnoEnergy skalert opp av Multiconsult et al. ved å bruke et gjennomsnitt av tallene fra førstnevnte rapport sammen med en investeringskostnad hentet fra Equinor og en investeringskostnad hentet fra rapporten til Catapult Offshore Renewable Energy og Crown Estate Scotland (Multiconsult et al., 2019). Justeringen som er gjort av Multiconsult et al. anses som rimelig, og danner utgangspunktet for CAPEX estimatet i denne oppgaven sammen med kostnadstallene fra rapporten til Catapult Offshore Renewable Energy og Crown Estate Scotland.

Grunnlaget til OPEX estimatet er alene hentet fra rapporten til BVG Associate og InnoEnergy. Jeg antar at disse tallene reflekterer realistiske kostnadsnivåer og er dermed ikke nevneverdig påvirket av en kapasitetsstørrelse på 500 MW, som rapporten til BVG Associate og InnoEnergy opererer med.

6.1.2 Rapporten fra Crown Estate Scotland og Catapult Offshore Renewable Energy

Den andre rapporten brukt i Multiconsult et al. sin analyse tar for seg kostnadene for flytende havvind ut fra en britisk kontekst. Storbritannia har satset på vindkraft det siste tiåret, og det er her verdens første flytende havvindpark, Hywind Scotland, er installert. CAPEX estimatet hentet fra Crown Estate Scotland og Catapult Offshore Renewable Energy sin rapport inkluderer også tilknytting til transmisjonsnettet, og det trekkes derfor fra NOK 1,069 millioner per MW også av dette estimatet. Dette blir gjort for å kunne sammenligne investeringskostnadene i rapportene, samtidig som estimatet blir mulig å anvende i min oppgave hvor nettilkobling og landkabler ikke inkluderes.

6.1.3 Miljøkostnad

Etter en litteraturgjennomgang av kostnadene knyttet til flytende havvind, blir det tydelig at få forskningsartikler og rapporter inkluderer miljøkostnader i kostnadsvurderingen. En grunn til at miljøkostnader ikke inkluderes er at de er vanskelige å tallfeste, samtidig som mange av rapportene ser på den bedriftsøkonomiske lønnsomheten heller enn den samfunnsøkonomiske. Miljøøkonomisk litteratur inneholder for det meste studier knyttet til utslippskostnader i forbindelse med energiproduksjon. Det foreligger lite data og få anslag på kostnader knyttet

til naturinngrep og estetikk, noe som er de viktige miljøfaktorene for flytende havvind (NVE, 2003).

Det er likevel gjort noen verdsettingsstudier knyttet til havvind og dens synlighet, som knytter seg til vindparkens estetikk. Hvordan påvirker plasseringen av vindparken og avstanden fra kysten betalingsvilligheten til forbrukere? Ladenburg og Dubgaard utførte et valgekspesiment i Danmark i 2007 der de estimerte hvor mye husholdninger er villig til å betale for å flytte en havvindpark på 3600 MW fra 8 km til 12, 18 eller 50 km fra kysten (Ladenburg & Dubgaard, 2007). Gjennomsnittlig betalingsvillighet ble estimert til 46, 96 og 122 euro per husholdning per år for å ha havvindparken 12, 18 eller 50 km fra kysten i stedet for 8 km. Studien viste også at resultatet var signifikant avhengig av alderen på respondentene og deres tidligere erfaring med havvind (Ladenburg & Dubgaard, 2007). Studien vitner derfor om at estetikken og synligheten til en havvindpark har betydning for befolkningen. Verdsettingsstudier fra andre land og prosjekter har generelt begrenset overføringsverdi fordi måten havvindparker blir bygget på er varierende, noe som fører til at de blir lite sammenlignbare (Skonhoft, 2018). Man kan likevel anta at forbrukere har en økt betalingsvillighet for å slippe synet av en vindpark og at den sosiale aksepten øker dersom vindparken er lenger unna, uavhengig av om den står på land eller på havet. Størrelsen på denne betalingsvilligheten er derimot vanskelig å tallfeste i vår analyse da havvindparken ikke er knyttet til et spesifikt geografisk område.

Når det gjelder naturinngrep viser studier at havvind kan ha flere negative miljøvirkninger enn vindkraft på land (Snyder & Kaier, 2009). Dette er blant annet knyttet til støy rundt innstalleringen av turbinene til sjøs og den daglige støyen fra rotoren i bevegelse. Støy er en negativ faktor for dyrelivet uavhengig om vindparken plasseres på land eller på havet, men biologien i havet er ofte rikere enn på land. Det er bevist at støy påvirker fisk, men hvordan og i hvilken grad er usikkert og må utredes (Fiskeridirektoratet, 2018). Organismer som kan tenkes å bli negativt påvirket av havvinnanlegg i form av støy er marine pattedyr og enkelte fiskeslag (Fiskeridirektoratet, 2018). I tillegg kan sjøfugler bli skadet eller drept av rotorvingene. Vi kan si at de negative miljøvirkningene stort sett er lokale og oppstår i området rundt havvindparken, mens de positive miljøvirkningene er globale i det øyeblikket havvind erstatter andre ikke-fornybare former for produksjon av elektrisitet. Det er få til ingen studier som inneholder eller som viser til estimerte kostnadstall knyttet til de negative miljøkostnadene rundt naturinngrep ved en flytende havvindpark. Dette kan skyldes at teknologien er relativt ny.

I tillegg til synligheten og støynivået til en havvindpark, er Fiskeridirektoratet bekymret for at det oppstår flere sikkerhetssoner og aktivitetsbegrensninger i havet som vil hindre fiskeriene. Noen fiskeredskaper vil være vanskelig å bruke i områder med havvindturbiner.

Fiskeridirektoratet trekker frem viktigheten av samarbeid i sin rapport *Fagrapport til strategisk konsekvensutredning av fornybar energiproduksjon til havs* for å unngå unødvendig stort arealbruk ved utbygging av havvindanlegg. Dette gjelder også for skipsfarttrafikken, da havvindparker vil være et hinder både for sikkerhet og fremkommelighet. Det oppstår dermed flere interessekonflikter ved bygging av havvindparker.

Som nevnt i kapittel 5 presenterer NVE et anslag på miljøkostnaden for vindkraft på land til å ligge mellom 0,4 og 2 øre/kWh (NVE, 2003). NVE har tidligere blitt utsatt for kritikk for anslag av miljøkostnader fra flere hold og den anses ofte som for lav, blant annet i en artikkel publisert i *Samfunnsøkonomene* i 2019. I Lindhjem et al. sin artikkel *Vindkraft i motvind - Miljøkostnadene er ikke til å blåse av* argumenteres det for at miljøkostnadene for vindkraft på land er for lave, og at det ikke tas høyde for denne kostnaden i samfunnsøkonomiske analyser før en konsesjonssøknad blir innvilget (Lindhjem et al., 2019). En annen artikkel fra samme tidsskrift, men fra 2018, estimerer miljøkostnaden til 2 øre/kWh for vindkraft på land i en av de presenterte modellene (Skonhøft, 2018). Dette estimatet er i stor grad påvirket av størrelsen på arealet en vindkraftpark benytter (Skonhøft, 2018).

Vindkraft på land og havvind er to relativt ulike teknologier i forskjellige miljøer, noe som gjør at kunnskapen fra studier med vindkraft på land ikke direkte kan overføres til havvind. Med henvisning til argumentasjonen om at miljøkostnader ofte har blitt estimert lavere enn det som senere viser seg å bli tilfellet, og at havvind skaper uro for maritimt dyreliv, påvirker fiskerinæringen negativt og skaper trøbbel for skipstrafikken, settes miljøkostnaden lik 3 øre/kWh i referansescenarioet i denne oppgaven. De nevnte negative eksternalitetene samles i miljøkostnaden, selv om det hadde vært optimalt med en differensiering. I sensitivitetsanalysen settes miljøkostnaden opp, og settes lik 5 og 10 øre/kWh.

Selv om fornybar energi regnes som klimanøytralt er det som nevnt knyttet negative miljøeffekter til kraftproduksjon med flytende havvind. Havvind er klimanøytralt i den grad at netto utslipp av klimagasser er lik null, men en vindpark har andre negative sider. Ved Sørilige Nordsjø II, som er en av de to områdene som nå er åpnet for innsending av

konsesjonssøknader, har historisk blitt mye brukt til fiskeri. I tillegg er det en rute for båt- og skipstrafikk mellom Norge og Danmark og videre ut i Europa. Utbygging av vindkraft på havet innebærer naturinngrep som ingen vet konsekvensene av, men estetiske verdier og økosystemet blir påvirket på flere måter (Hagen & Volden, 2016). Den negative eksternaliteten antas likevel å være lavere enn de negative virkningene av ikke-fornybar energiproduksjon.

6.1.4 CAPEX, OPEX og miljøkostnad anvendt i referansescenarioet

Med en investeringsbeslutning i 2018 som tilsvarer år 0 i min tidslinje, og en idriftsettelse i 2020 (år 2), er kostnadene som er lagt til grunn i netto nåverdiberegningen vist i tabell 4. Kostnadene er her vist med 2018-tall og vi ser bort fra inflasjon siden investeringsbeslutningen blir tatt i samme år. Alle fremtidige kostnader skal diskonteres over den gitte perioden i netto nåverdiberegningen.

Tabell 4: Kostnadsestimater til analyse av referansescenarioet. Vist i absoluttverdi. Utrekningen av estimatene vises i sin helhet i vedlegg C.

Kostnadsestimater	
Total CAPEX [mill. kr]	4 468,44
OPEX [mill. kr/år]	64,77
Miljøkostnad [mill. kr/år]	9,00

Investeringskostnaden inneholder utvikling, turbiner, støttestruktur, konstruksjon, kabler mellom turbinene og frem til fastland, samt offshore nettstasjon. Den totale CAPEX kostnaden er svært høy, men må vurderes som realistisk. Equinor antar at investeringskostnaden for Hywind Tampen er ca. 5 milliarder kroner, som er noe høyere enn estimatet i denne oppgaven (Multiconsult, 2019). Hvis investeringskostnaden regnes om til NOK/kW vil den ligge på 59 579,15 NOK/kW. Dette er nesten dobbelt så mye som gjennomsnittlig investeringskostnad for bunnfast havvind, noe GWEC anser som korrekt (Global Wind Energy Council, 2020). Ifølge NVE sin rapport om kostnader i energisektoren er investeringskostnaden for en bunnfast havvindpark rundt 30 000 NOK/kW (NVE, 2015). Det kan dermed slås fast at havvind er en kapitalintensiv virksomhet fordi den krever mye kapital i forhold til andre innsatsfaktorer (Nærings- og fiskeridepartementet, 1998).

OPEX estimatet som litteraturen opererer med settes ofte lik en prosentandel av CAPEX. I NVE sin håndbok for *Samfunnsøkonomisk analyse av energiprojekter* anmodes det om å sette OPEX lik 1 prosent av CAPEX, dersom kostnadsgrunnlaget ikke er tilstrekkelig. Ifølge CREEI (China Renewable Energy Engineering Institute) bør prosentandelen ligge mellom 1,5 og 2 prosent med havvind som produksjonsteknologi. I en nylig gjennomført LCOE-analyse fra Kina settes OPEX lik 2 prosent av CAPEX (Xu, Yang & Yuan, 2021). Med mine kostnadsestimat, vist i tabell 4, er OPEX estimatet lik 1,45 prosent av CAPEX estimatet. På grunn av det som kommer frem i litteraturen anses dette derfor som rimelig og relevansen av datagrunnlaget til min analyse er forsterket.

I motsetning til andre måter å produsere energi på, for eksempel med olje og gass, er vind gratis. Havvindparkens lønnsomhet er ikke avhengig av fremtidige priser på kull, olje eller gass (EWEA, 2009). Vindressurser er et kollektivt gode noe som gjør at man kan anta størrelsen på kostnadene til en havvindpark med relativ stor sikkerhet. Havvind er heller ikke direkte avhengig av fremtidig pris på karbon.

6.2 Nyttevirkninger

De totale nyttevirkingene av den flytende havvindparken består av produsert elektrisitet og restverdien av anlegget etter driftsperioden. Denne samfunnsøkonomiske analysen inneholder ikke ringvirkningseffekter eller sysselsettingseffekter. Selv om dette ikke medregnes kvantitativt i analysen bør leseren ha det i tankene at det er flere positive effekter av en utvikling i havvindnæringen.

Den produserte elektrisiteten selges på kraftmarkedet til 38,1 øre/kWh, som er gjennomsnittlig strømpris for husholdningene i Norge fra 2017-2020 ekskludert avgifter og nettleie, ifølge Statistisk Sentralbyrå (SSB). I 2018 nådde strømprisen rekord med 48,6 øre/kWh, som er 41 prosent høyere enn gjennomsnittet for 2017 (Aanensen, 2019). Denne rekorden ble igjen slått i januar 2021 hvor kraftprisen nådde 80 øre/kWh, ifølge statistikken til Nord Pool (Nord Pool, 2021). Strømprisen varierer med andre ord mye, og i 2020 var gjennomsnittlig strømpris på 20,7 øre/kWh, som tilsvarer 57 prosent lavere enn året før. På grunn av de store svingningene i strømprisen er denne variabelen en naturlig del av sensitivitetsanalysen. Med bruk av metoden beskrevet i kapittel 5, er de endelige nyttevirkingene brukt i netto nåverdiberegningen oppsummert i tabell 5. Det antas at den leverte elektrisiteten er konstant gjennom analyseårene og er uavhengig av hvor mange

tekniske leveår havvindparken har igjen. Kraftprisen er også konstant gjennom analyseperioden på 20 år, som er en substansiell forenkling.

Tabell 5: Estimat av nyttevirksomheter brukt i analysen. Utrekningen av estimatene vises i sin helhet i vedlegg C.

Nyttevirksomheterestimat	
Levert elektrisitet [mill. kr/år]	102,87
Restverdi [mill. kr]	893,69

7 Resultater

Microsoft Excel er brukt til å gjennomføre analysen, og resultatene presenteres i dette kapitlet. Først vises resultatet av nyttekostnadsanalysen av referansescenarioet til den flytende havvindparken, presentert som NNV_R . Deretter presenteres utviklingen av lønnsomheten i referansescenarioet med ulike diskonteringsrenter. Utregningen av LCOE vises i delkapittel 7.2. Resultatene av sensitivitetsanalysen hvor henholdsvis miljøkostnaden, kraftprisen, investeringskostnaden og drift- og vedlikeholdskostnaden, kapasitetsfaktoren og diskonteringsrenten endres vil dernest bli presentert.

7.1 Resultat av nyttekostnadsanalysen av referansescenarioet

Med bruk av formel (2) i kapittel 5 er netto nåverdien av den flytende havvindparken i referansescenarioet klart negativ,

$$NNV_R = -3\,678\,428\,547,84 \text{ kr} \quad (7)$$

Dersom vi regner NNV_R om til øre/kWh viser utregningen,

$$NNV_R = -93 \text{ øre/kWh} \quad (8)$$

Dette vil si at for hver produsert kilowattime tapes 93 øre. Dette tallet må ikke forveksles med LCOE, da formel (8) også inkluderer nyttevirkingen i form av produsert elektrisitet og restverdi. (7) og (8) viser at energiprojektet ikke er lønnsomt med de forutsetningene og de estimatene som er gjort i denne analysen. Nyttekostnadsanalysen viser dermed at kostnaden er høyere enn nytten av havvindparken. Resultatet er som forventet da all litteratur peker på at flytende havvind fortsatt er en relativt kostbar måte å produsere energi på sammenlignet med andre fornybare produksjonsmetoder. Netto nåverdiberegningen er uttrykt i 2018-kroner, som regnes som dagens verdi siden analyseperioden starter i 2018.

Til tross for en negativ netto nåverdi av havvindprosjektet kan investeringen fortsatt lønne seg på lang sikt dersom kunnskapsdeling, teknologiutvinning og læringseffekter fører til at Norge vinner markedsandeler i et voksende marked. En investering i grønn industri kan vise seg å være viktig for fremtiden, men selvsagt med en betydelig risiko. Målet med å investere i

flytende havvindparker på nåværende tidspunkt kan tenkes å være en økning av tilbudet av fornybar energi, samtidig bidra til innovasjon og utvikling av en umoden teknologi, heller enn en positiv netto nåverdi. På sikt kan den samfunnsøkonomiske lønnsomheten bli positiv (Multiconsult, 2019).

Tabell 6 viser netto nåverdien av den flytende havvindparken med diskonteringsrente på henholdsvis 4, 6 og 8 prosent. Tabellen viser at valg av diskonteringsrente har en påvirkning på netto nåverdien, noe som er en kjent virkning ved investeringsbeslutninger (Birkeland, Fløtre, Bergland & Skeie, 2020). Energiprojektet er minst negativ med en diskonteringsrente på 4 prosent, som er uthevet med fet skrift og som er den samme som formel (7) og (8).

Tabell 6: Netto nåverdi av den flytende havvindparken med diskonteringsrente på 4, 6 og 8 prosent.

	NNV i mill. kr	NNV i øre/kWh
r = 4 %	- 3678,43	- 93
r = 6 %	- 3865,13	- 115
r = 8 %	- 3997,27	- 139

7.2 Resultat av LCOE

Ved bruk av formel (6) i kapittel 5, diskonteringsrente på 4 prosent og datagrunnlaget fra kapittel 7 blir energikostnaden per kWh ved produksjon med den flytende havvindparken,

$$LCOE_R = 138 \text{ øre/kWh} \quad (9)$$

Formel (9) viser at for hver kilowattime med energi som produseres er kostnaden 138 øre. Dette tilsvarer marginalkostnaden, og viser økningen i kostnaden ved produksjon av ytterligere en enhet. Denne marginalkostnaden er betraktelig større enn oversikten over kostnad per kWh fra andre produksjonsmetoder, som tidligere vist i tabell 3. I tabell 3 har havvindparker med en installert effekt større enn 200 MW, en energikostnad lik 95 øre/kWh. Denne beregningen gjelder bunnfast havvind, noe som anses som billigere enn flytende. Med en diskonteringsrente på 6 og 8 prosent, blir energikostnaden høyere,

$$LCOE = 158 \text{ øre/kWh} \quad (10)$$

$$LCOE = 180 \text{ øre/kWh} \quad (11)$$

Hvis det utelukkende ses på LCOE bør investeringen kun gjennomføres dersom enhetsinntekten over prosjektets levetid er høyere eller lik LCOE (CICERO, 2020). I referansescenarioet ble energiprisen satt til 38,1 øre/kWh. Dette indikerer at den flytende havvindparken ikke er lønnsom dersom den produserte energien skal selges på kraftmarkedet i Norge. Enhetskostnaden med 4 prosent diskonteringsrente er lavere enn de WindEurope beregnet i 2018, hvor LCOE ble estimert til 150-200 øre/kWh for flytende havvind (Wind Europe, 2018). Det antas at det vil bli en kostnadsreduksjon på flytende havvind i fremtiden, på samme måte som vindkraft på land har opplevd en reduksjon av sine kostnader. I perioden 2012 til 2017 ble LCOE til landbasert vindkraft redusert med 30 prosent (Weir & Østenby, 2019). Menon Economics har i sine beregninger funnet at den forventende energikostnaden på to ulike flytende havvindparker med investeringsbeslutning i 2024 er 93,6 øre/kWh (Winje et al., 2019). I disse beregningene er diskonteringsrenten satt til 7 prosent med det argument at det er stor gjennomføringsrisiko i utbyggings- og planleggingsfasen noe som krever høyere avkastning. I tillegg er beregningen gjort av store havvindparker på 500 MW, noe som gjør at det fordres positive skalaeffekter og det er naturlig at marginalkostnaden av disse beregningene er lavere enn i mitt scenario med en havvindpark på 75 MW. Bakgrunnen for en forventet reduksjon av LCOE i fremtiden er både økt brukstid, noe som fører til at kostnadene deles på flere kWh, og lavere kostnader.

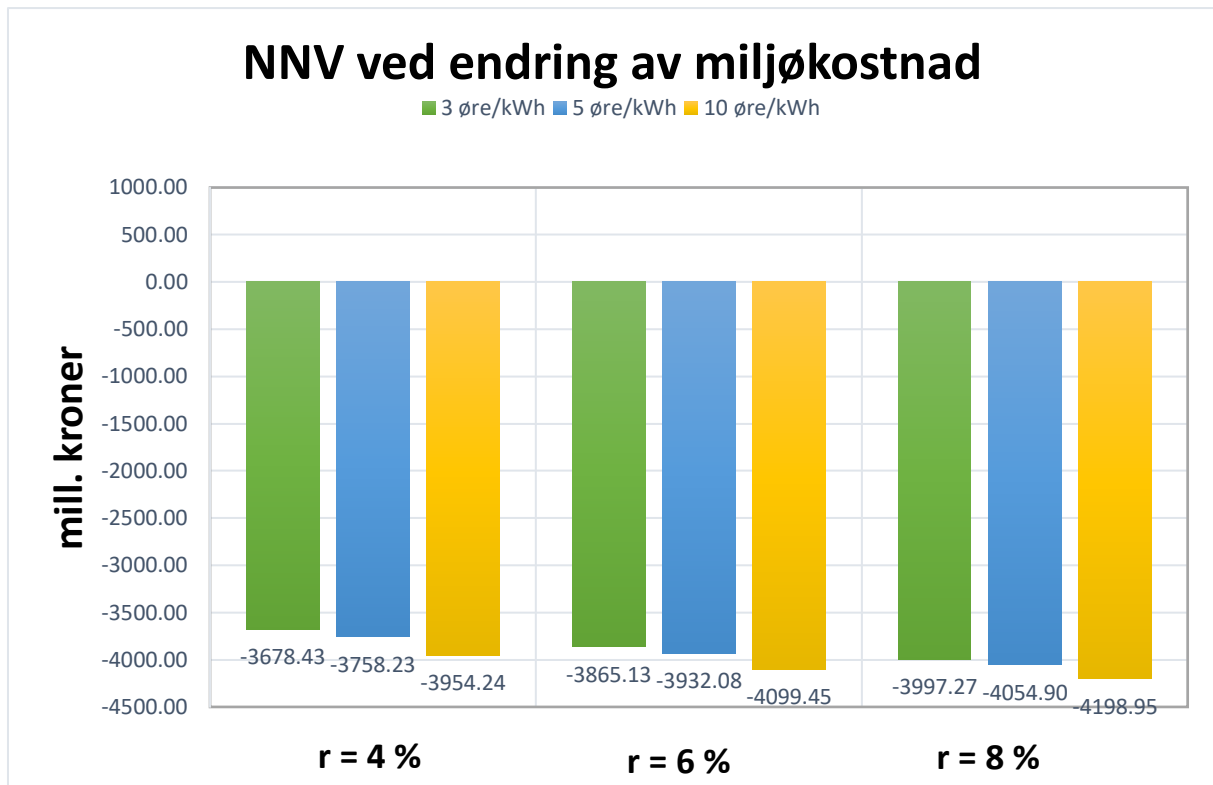
7.3 Resultat av sensitivitetsanalysen

Det er nyttig å finne ut hvordan forskjellige produksjonsdata påvirker den samfunnsøkonomiske lønnsomheten av prosjektet for å vite hvilke variabler som er potensielt har stor effekt på sluttresultatet. Dette gjøres for å ta høyde for usikre faktorer i datagrunnlaget og for å øke kunnskapen om lønnsomheten til flytende havvind. Med denne kunnskapen kan aktører i havvindindustrien og politikere vite hva de bør fokusere på med sikte på å gjøre flytende havvind konkurransedyktig i fremtiden. Netto nåverdien er beregnet på lik måte som i delkapittel 7.1, men med ulike estimer på variablene.

7.3.1 Miljøkostnad

Ved å holde alle variabler og parametere likt som i referansescenarioet, foruten miljøkostnaden, vil vi kunne se hvordan fastsettelse av miljøkostnaden påvirker netto nåverdien av energiprojektet. Miljø er en kostnad som ikke omsettes på et marked, noe som

gjør at det er stor usikkerhet knyttet til nøyaktigheten av den negative eksternaliteten. I referansescenarioet, vist som grønn søyle i figur 7, er miljøkostnaden 3 øre/kWh. I blå søyle er miljøkostnaden endret til 5 øre/kWh. Dette er høyere enn i referansescenarioet og slår negativt ut på NNV. Gul søyle representerer en miljøkostnad på 10 øre/kWh.



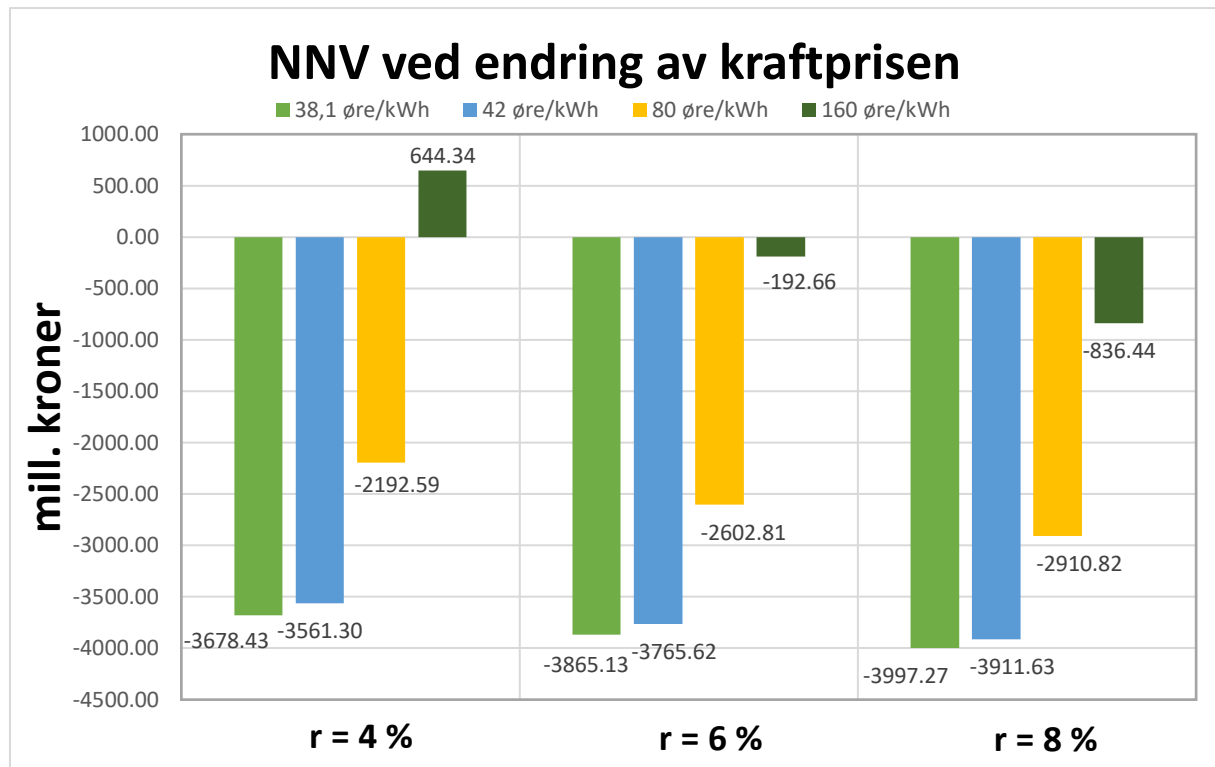
Figur 7: Netto nåverdi ved endring av miljøkostnad.

Felles for alle søylene, uavhengig av valgt diskonteringsrente, er at energiprojektet har en negativ netto nåverdi, selv med ulike estimater for miljøkostnad. Energiprojektet er minst negativ med lav miljøkostnad og en diskonteringsrente på 4 prosent, som tilsvarer den grønne søylen til venstre i figur 7 og er referansescenarioet i oppgaven.

7.3.2 Kraftpris

Kraftprisen fluktuerer av flere grunner, og historisk har kraftprisen både vært negativ og svært høy. En negativ kraftpris er imidlertid ikke vanlig. En kraftproduksjon med vind som innsatsfaktor kan ikke reguleres, noe som kan føre til at kraftprisen blir høy i perioder med lite vind dersom den nasjonale kraftproduksjonen har en stor andel av vindkraft. Høyere kraftpris gir større nytte, og netto nåverdien av den flytende havvindparken blir positiv med en diskonteringsrente på 4 prosent og en kraftpris på 160 øre/kWh, som mørkegrønn søyle i

figur 8 viser. Historisk har den norske kraftprisen vært lavere enn 160 øre/kWh, men vi har sett i løpet av 2021 at høye priser også kan oppstå i Norge. Kraftprisen i Europa har tradisjonelt vært høyere enn innenlandske kraftpriser. Dersom eksport av kraft fra flytende havvind blir en realitet er ikke en kraftpris på 160 øre/kWh usannsynlig i fremtiden.



Figur 8: Netto nåverdi ved endring av kraftpris.

7.3.3 CAPEX og OPEX

Som tidligere nevnt antas det at det vil oppstå en kostnadsreduksjon på flytende havvind i fremtiden. Drift- og vedlikeholdskostnaden vil dra fordeler av at man kan bygge store deler av havvind-møllen på land, før man frakter turbinene ut til lokaliteten på havet (IRENA 2018 a). Investeringskostnaden, hvor en stor andel er kostnaden til turbiner, kan dra nytte av storskalafordele og kommersialisering. Etter hvert som læringskurven blir brattere, er det forventet at kostnadene reduseres.

Dersom variabler og parametere holdes likt som i referansescenariot, mens CAPEX og OPEX reduseres med henholdsvis 10, 20 og 30 prosent, vil netto nåverdiberegningen bli positivt påvirket. Antatt kostnadsgrunnlag er vist i tabell 7. Disse kostnadene diskonteres over analyseperioden i netto nåverdiberegningen.

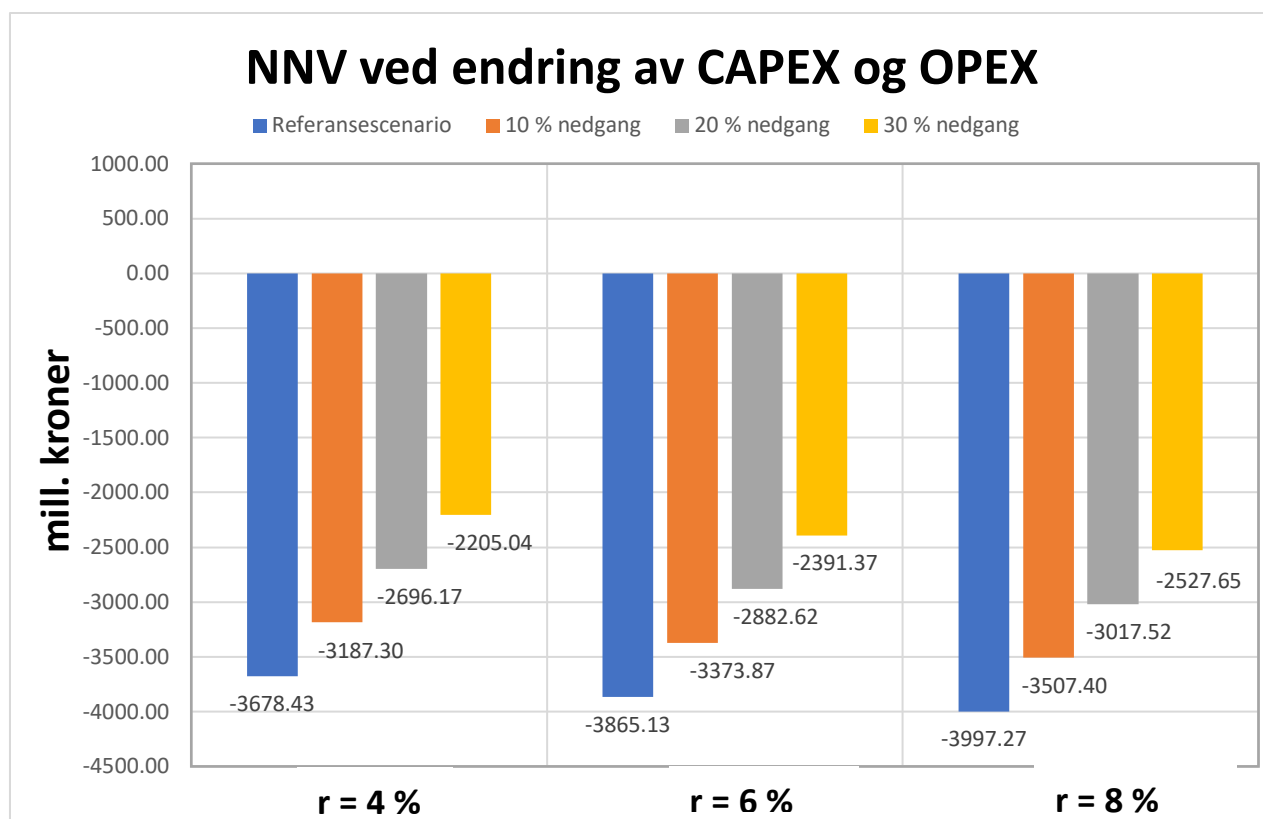
Tabell 7: Antatt kostnadsgrunnlag.

Kostnadsgrunnlag				
	Referansescenario	10 % nedgang	20 % nedgang	30 % nedgang
Total CAPEX [mill. kr]	4 468,44	4 021,59	3 574,75	3 127,91
OPEX [mill. kr/år]	64,77	58,30	51,82	45,34

Figur 9 viser den samfunnsøkonomiske lønnsomheten av havvindparken med kostnadsgrunnlaget i tabell 7. En reduksjon av kostnadene fører til en høyere netto nåverdi, men prosjektet er likevel klart negativt samlet sett, uavhengig av kostnadsgrunnlag og diskonteringsrente. Netto nåverdiberegningen av energiprojektet med 4 prosent diskonteringsrente og et kostnadsgrunnlag med 30 prosent nedgang fra referansescenarioet, gir lavest negativ netto nåverdi. Utrekningen i dette scenarioet viser,

$$NNV_{30} = -2\,205\,035\,116,08 \quad (10)$$

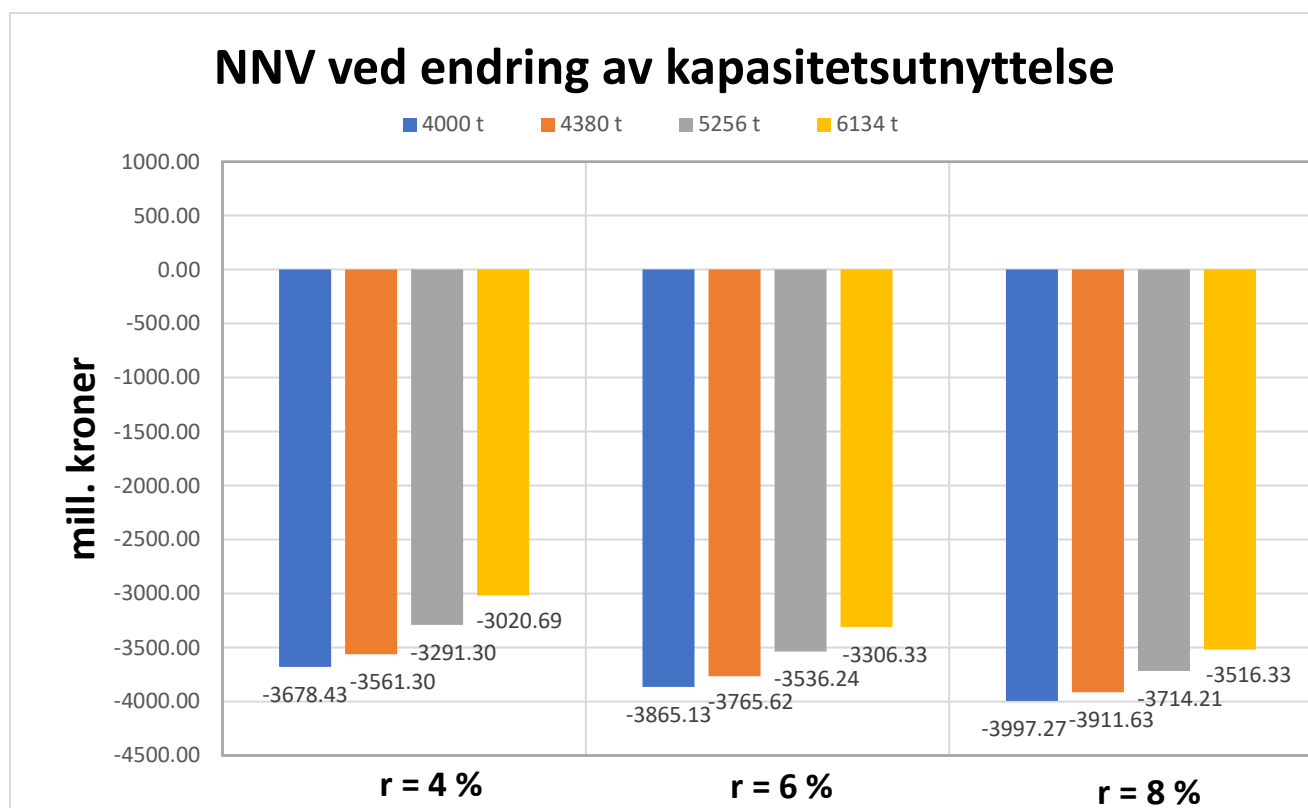
Selv om netto nåverdien aldri blir positiv eller lik null i figur 9 gir det et inntrykk av hvor stor kostnadsreduksjon som må til for at havvindparken skal bli lønnsom. Oppnåelse av en positiv netto nåverdi utelukkende på grunn av kostnadsreduksjon virker lite sannsynlig da både investeringskostnaden og drift- og vedlikeholdskostnadene må reduseres kraftig. Kostnadsreduksjon parallelt med bedre kapasitetsutnyttelse av vindressursene slik at nyttevirkningen av havvindparken blir større, kan være løsningen som gjør at flytende havvind blir samfunnsøkonomisk lønnsomt.



Figur 9: Netto nåverdi ved endring av CAPEX og OPEX.

7.3.4 Kapasitetsfaktor

En økning av kapasitetsutnyttelsen påvirker nytteverdien av produsert elektrisitet positivt. Flere fullasttimer i løpet av et år gjør at havvindparken produserer mer energi i samme tidsrom. Den totale effekten på den samfunnsøkonomiske lønnsomheten av en økning i kapasitetsfaktoren er vist i figur 10. Gul søyle tilsvarer en brukstid på 6134 timer. Dette tilsvarer 70 prosent kapasitetsutnyttelse, og gjør at den negative netto nåverdien er rundt 3 milliarder kroner. For å oppnå 70 prosent kapasitetsutnyttelse stilles det høye krav til vindressursene og kontrollsystemet i vindturbinen, samt driftspersonell. Hvorvidt en kapasitetsutnyttelse på 70 prosent er realistisk er uvisst. Haliade-X har en antatt kapasitet på 60-64 prosent (GE Renewable Energy, 2021). Denne turbinen har derimot større produksjonskapasitet enn havvindturbinene i mitt scenario.



Figur 10: Netto nåverdi ved endring av kapasitetsutnyttelse.

7.3.5 ‘What-if’ analyse

Analysen hittil har vist at den samfunnsøkonomiske lønnsomheten til den flytende havvindparken blir påvirket av flere faktorer. I sensitivitetsanalysen endres variablene enkeltvis, noe som kan anses som en svakhet da variablene i prosjektet ofte korrelerer. Hvis vi trekker ut de tilfellene som enkeltvis gir høyest lønnsomhet og endrer på disse samtidig, utføres en ‘what-if’ analyse med de forutsetningene som gir høyest NNV. Med en miljøkostnad lik 3 øre/kWh, høy kraftpris lik 160 øre/kWh, en nedgang på CAPEX og OPEX med 30 prosent og en kapasitetsfaktor på 70 prosent, blir den samfunnsøkonomiske lønnsomheten positiv med en diskonteringsrente på henholdsvis 4, 6 og 8 prosent.

$$NNV = 5\,081\,681\,029,33 \text{ kr} \quad (11)$$

$$NNV = 3\,799\,162\,947,33 \text{ kr} \quad (12)$$

$$NNV = 2\,800\,436\,593,54 \text{ kr} \quad (13)$$

8 Styrker og svakheter med flytende havvind

De kvantitative faktorene som inkluderes i den samfunnsøkonomiske analysen er ikke fullverdige til å avgjøre om flytende havvind på sikt er en lønnsom metode å produsere energi på. Det er flere fordeler og ulemper med flytende havvind enn det som kommer til uttrykk gjennom nyttevirkningene og kostnadene i kapittel 6. Det er en svakhet i analysen at ikke alle fordeler og ulemper er inkludert, men siden flytende havvind ikke er fullverdig kommersialisert og mange prosjekter er på demonstrasjonsnivå, er ikke kunnskapen god nok eller datamaterialet tilstrekkelig til å tallfeste alle virkninger. Dette kapittelet tar derfor for seg de positive og negative virkningene som oppstår når det produseres vindkraft på havet og som ikke er tallmessig inkludert i min analyse.

8.1 Mulige negative virkninger

8.1.1 Reguleringssevne

Vindkraft har tilnærmet ingen reguleringssevne og det må derfor produseres energi når vindressursene er tilgjengelige. Det skilles mellom regulerbar og uregulerbar kraftproduksjon, hvor størrelsen på regulerbarheten viser hvilken evne et kraftverk har til å endre produksjonen etter markedsforholdene (Olje- og energidepartementet, 2021b). Rotorbladene fanger opp vindens bevegelse og vindturbinen omdanner bevegelsesenergi til elektrisk energi, uansett om etterspørselen etter kraft er lav. Evnen til å kunne regulere kraftproduksjonen etter tilbud og etterspørsel er svært positivt for markedet. Siden vindkraft ikke har denne egenskapen anses det som en svakhet. Hvis andelen produsert energi fra vindkraft øker ytterligere i fremtiden vil energibalansen være vanskeligere å regulere, og vi kan ende opp med større svingninger i strømprisen i kraftmarkedet. Alternativt må forbrukere spre bruken av energi, kalt forbrukerfleksibilitet, slik at topper med høy last unngås. En kombinasjon av disse to alternativene vil muligens være løsningen.

8.1.2 Lagringsmuligheter

Når energi har blitt produsert er det begrensede lagringsmuligheter, men det finnes likevel noen teknologiske alternativer som kan bidra til lagring, som igjen kan bidra med regulering av energi. Både batteriteknologi og hydrogenproduksjon trekkes frem som to mulige alternativer for energilagring (Sundseth, Midthun, Aarlott & Werner, 2018). Et batteri kan lades opp av energi på natten eller i perioder på dagen der etterspørselen etter kraft er lav, slik

at batteriet kan tappes for energi når vindturbinene ikke klarer å møte den etterspurte kraften på ettermiddagen. På den måten kan batteriet bidra til en bedre reguleringsvevne for havvindparken. Problemet med batteriteknologi er imidlertid at det fortsatt er relativt dyrt, i tillegg til at energilagringen kun kan skje i en relativt kort periode. Vi skiller gjerne mellom stasjonære batterier og elbilbatterier (Hole & Horne, 2019). Sistnevnte er oftest litiumbatterier. Den økte etterspørselen etter elektriske biler har gjort at disse batteriene har hatt en kostnadsreduksjon de seneste årene. Fra 10 000 kr per kWh til 2 000 kr per kWh fra 2010 til 2018 er kostnadsreduksjonen betydelig, og det forventes en ytterligere reduksjon i fremtiden (IRENA, 2019b). Stasjonære batterier kan ikke prismessig sammenlignes med litiumbatterier da styringssystemer og kraftelektronikk er en stor del av kostnaden for disse (Hole & Horne, 2019). Batteriene kan potensielt plasseres ved vindparker. I tillegg må et stasjonært batteri dimensjoneres slik at det lades opp og tappes mer enn en gang om dagen (Hole & Horne, 2019). Dette er mer kostbart enn hvis batteriet har en ladesyklus per døgn. De totale kostnadene antas å være mellom 10 000 og 15 000 kr per kWh (Hole & Horne, 2019). Det antas dessuten at det oppstår et energitap på 20 prosent i løpet av en ladesyklus, noe som er negativt for mengden levert elektrisitet fra havvindparken (DNV GL, 2018).

Den andre metoden som kan bidra til regulering av vindkraft er produksjon av grønn hydrogen. Produksjon av grønn hydrogen skiller seg fra både blå og grå hydrogen ved at den ikke slipper ut CO₂. Grønn hydrogen produseres ved elektrolyse¹¹ av vann. Fornybar energi brukes til å spalte vannmolekyler til hydrogengass og oksyngengass (Horne & Hole, 2019). Hydrogengassen må deretter lagres. Det finnes flere måter å lagre hydrogen på, men felles for alle metodene er at det er utfordrende. Når etterspørselen for energi er høy og vindressursene ikke produserer tilstrekkelig med energi, kan energien i hydrogenet hentes ut. Dette skjer vanligvis ved bruk av brenselceller (Horne & Hole, 2019). Prosessen med produksjon av hydrogen som lagringsmetode for energi er relativt vanskelig og krever mer kunnskap, så jeg går ikke ytterligere i dybden på dette. Det er likevel verdt å nevne at produksjon av hydrogen er en lagringsmulighet som kan bidra til økt reguleringsevne. Fordelen med hydrogen er at det egner seg til energilagring i større grad enn et batteri på grunn av mengdekapasiteten og muligheten til å lagre energi over en lengre periode (Horne & Hole, 2019). Flere demonstrasjonsprosjekter knyttet til produksjon av hydrogen som lagringsmetode er planlagt, både i Norge og i Europa. Det europeiske samarbeidsprosjektet REMOTE (Remote area

¹¹ Elektrolyse er en kjemisk reaksjon som skjer ved hjelp av elektrisk strøm (Pedersen, 2019).

Energy supply with Multiple Options for integrated hydrogen-based Technologies) skal blant annet undersøke de tekniske og økonomiske mulighetene for energilagring med hydrogen. Øysamfunnet Froan i Trøndelag er en av fire områder i Europa som er med på prosjektet. Froan er en utenforliggende øy med få innbyggere som i nær fremtid ikke vil være tilknyttet det nasjonale kraftnettet (Sundseth et al., 2018). I stedet for å investere i kostbar nettstruktur for å levere energi fra fastlandet, er det tenkt at Froan skal bli et 'off-grid' område hvor energien produseres fra sol- og vindkraft på øya med hydrogen som lagringsmetode (Sundseth et al., 2018).

Uavhengig av hvordan batterier og hydrogenproduksjon utvikles er få reguleringsmuligheter en svakhet med vindkraft. Dersom havvindparken også skal inkludere batterier eller komponenter til hydrogenproduksjon vil dette føre til en merkostnad.

8.1.3 Kapasitet i kraftnettet

Energien som fraktes med sjøkabel fra havvindparken til fastlandet har en påvirkning på infrastrukturen i kraftnettet. Dersom kapasitetsmulighetene i området sjøkabelen kobles på ikke er god nok, må nettstrukturen oppgraderes. Med mål om å sikre kraftforsyning i alle situasjoner må nettet dimensjoneres for å tåle høy tilførsel av kraft. Kraftnettet flere steder i Norge er i slutten av sin tekniske levetid, så sannsynligheten for at kraftnettet må oppgraderes der energien fra havvindparken ankommer fastlandet er stor. Denne investeringen er kostbar, og kostnaden kommer på strømrregningen til sluttbrukerne gjennom nettleien. Kostnadene av påkobling til det nasjonale kraftnettet er ikke inkludert i analysen da jeg heller har fokusert på kostnadene av energiproduksjonen alene, men disse merkostnadene bør inkluderes i den bredere beslutningsprosessen. Energien fra havvindparken kan ikke anvendes optimalt dersom kraftnettet ikke tåler tilstrømmingen.

8.1.4 Andre negative sider med havvind

Andre aktører som kan bli negativt påvirket av havvind er Forsvaret og Meteorologisk institutt. Både sjø- og luftforsvaret anvender store havområder til trening, testing og kommunikasjon. I hvor stor grad Forsvaret blir påvirket avhenger av plasseringen til havvindparken, men ut fra et notat fra NVE som vurderer plasseringen av en havvindpark utenfor Nordland, er ikke problemene større enn at de kan løses med god kommunikasjon og planlegging (NVE, 2020d). Meteorologisk institutt mener i samme notat at værradarer kan bli

påvirket av havvindparker. Vindturbiner kan blokkere signaler og gi forstyrrelser i radiosignalene (NVE, 2020d). Det bør derfor legges vekt på god avstand mellom havvindparken og værradarer.

Rundt 90 prosent av vannkraftproduksjonen i Norge er offentlig eid, mens 60 prosent av vindkraften eies av utenlandske selskaper (NVE, 2021f). I debatten om vindkraftutbygging på land har utenlandsk eierskap vært et av argumentene mot utbyggingen. Hvordan eierskapet av havvindparker blir i fremtiden er vanskelig å forutse, men ut fra hvordan aksepten i samfunnet endres avhengig av innenlandsk eller utenlandsk eierskap, kan det antas at havvind vil få større aksept i samfunnet dersom det er norske selskaper som eier vindkraftproduksjonen til havs.

Det kan også bemerkes at i et livssyklus-perspektiv må energibruken og de tilhørende klimagassutslippene knyttet til produksjon av komponentene som trengs i et havvindanlegg inkluderes i det totale regnskapet. Dessuten må fjerningskostnader og tilhørende resirkulering av anlegget etter at teknisk levetid er utgått inkluderes.

8.2 Mulige positive virkninger

Den samfunnsøkonomiske analysen i denne oppgaven følger som nevnt prosessen som beskrevet i NVEs *Håndbok for samfunnsøkonomisk analyse i energisektoren* (NVE, 2003) og utredningsinstruksen og det medfølgende rundskrivet R-109/2014 utgitt av Finansdepartementet (Finansdepartementet, 2014). Her inkluderes ikke andre positive virkninger utover nyttevirkingen av produsert elektrisitet og restverdien av anleggets fysiske levetid etter endt analyseperiode. Når en investeringsbeslutning blir foretatt bør andre positive virkninger med havvind også inkluderes. Størrelsene på disse virkningene er likevel usikre og er avhengig av hvordan kommersialiseringen av teknologien utvikler seg de neste årene. Med positive virkninger menes faktorer som kan påvirke investeringsbeslutningen positivt.

8.2.1 Grønn teknologi og læringseffekter

Ved investering i en flytende havvindpark investeres det i grønn teknologi og kunnskap. Siden teknologien ikke er fullstendig kommersialisert og selskaper fortsatt tester ut ulike løsninger som skal optimalisere driften, fører tidlige investeringer til kunnskap som på sikt kan føre til utvikling av en konkurransedyktig industri. Læringseffekten er i den sammenheng

viktig, og det er positivt for fremgangen dersom flere prosjekter blir satt i gang. Lønnsomheten i et prosjekt kan påvirkes av eller selv være med å påvirke lønnsomheten i et annet prosjekt (NVE, 2003). Den mulige konkurransedyktige norskbaserte industrien kan dermed skape positive ringvirkninger for norsk økonomi i form av økt sysselsetting, økte skatteinntekter og eksport av kapital og human kapital. På grunn av de kompliserte konstruksjonene til en havvindpark antas det at havvind har et større behov for arbeidskraft enn vindkraft på land (GWEC, 2020). Størrelsen på disse ringvirkningene er avhengig av den globale konkurransekraften og hvordan markedet for teknologien utvikler seg (Menon, 2019). Disse virkningene gir en merverdi til havvindparken.

Som investor eller produksjonseier i nyere teknologi tas det store risikoer (Torvanger & Meadowcroft, 2011). Det er ingen garanti for at Norge er det landet som skaper den beste teknologien innenfor flytende havvind, og det er heller ingen garanti for at flytende havvind faktisk blir viktig for verdenssamfunnet i fremtiden. Likevel er det mange faktorer som peker i den retningen, og det antas at flytende havvind vil være med å bidra til økt produksjon av fornybar energi. Norge har et mulig konkurransefortrinn ved at vi besitter mye kunnskap fra olje- og gassvirksomheten. Denne kunnskapen kan overføres til havvindvirksomheten og på den måten kan vi unngå at arbeidstakere står uten arbeid når olje- og gassindustrien nedskaleres på sikt.

8.2.2 Fordelingseffekter

Aktører i samfunnet kan påvirkes forskjellig som følge av et tiltak. Noen kan ende opp med å bli negativt påvirket av et tiltak, mens andre opplever ingen virkninger. Med utbygging av flytende havvind er disse fordelingsvirkningene relativt like for privatpersoner, noe som anses som positivt. For privatpersoner er det tilnærmet ingen direkte negative effekter av havvind, bortsett fra en eventuell økning av kraftprisen dersom reguleringsevnen i kraftmarkedet svekkes. I motsetning til havvind skaper vindkraft på land skjeve fordelingsvirkninger. Vindkraft på land skaper støy for naboene, samtidig som disse vindkraftparkene er mer synlige enn hva som er gjeldende for flytende havvind.

8.3 Videre forskning

For å finne estimat på størrelsene av ringvirkningene på norsk økonomi av investeringer i flytende havvind må det gjennomføres en ringvirkningsanalyse. Dette er forslag til videre forskning på temaet. Menon Economics er et konsultentselskap som har utført en slik analyse, men flere lignende studier kan likevel bidra til ytterligere kunnskap. I tillegg kan det være interessant å finne hva verdien av faktorene i nyttekostnadsanalysen må være for at netto nåverdien skal bli lik null.

Hvorvidt politikere skal støtte opp under flytende havvind fremfor andre teknologier som også kan bidra til lavere utslipp av klimagasser, er et sentralt spørsmål som det bør forskes mer på. Bør politikerne anvende knappe ressurser på én teknologi, eller bør porteføljen utvides slik at de investerer i flere teknologier? Ifølge forskningsartikkelen til Torvanger og Meadowcroft finnes det flere alternativer. Modellen anvendt i artikkelen baserer seg på økonomiske resultater, og viser at kostnadene kan bli minimalisert ved å satse investeringene på kun én eller noen få teknologier (Torvanger & Meadowcroft, 2011). Fra et politisk perspektiv foretrekkes det å støtte oppunder flere typer teknologier som kan løse klimaproblemet, men på ulike måter (Torvanger & Meadowcroft, 2011). Ved å investere i ulike teknologier er det større sannsynlighet for at en av dem lykkes fremfor å satse alt på én teknologi. Det kan for eksempel tenkes at politikere på en side ønsker å støtte fornybar energiproduksjon, samtidig som de vil satse på karbonfangst- og lagring (CCS).

Det er også en diskusjon knyttet til hvordan man på best måte skal oppnå færre klimagassutslipp og produsere mer fornybar energi, uten at effektiviteten til markedet uteblir. Er det optimalt med høye CO₂-avgifter på næringer som forurenses slik at de tvinges til å endre produksjonsmetoder, eller vil direkte subsidiering til næringer som bidrar til klimavennlig produksjon være løsningen? Uansett utfall ser det ut til at markedet vil måtte bli forstyrret, ettersom markedet ikke klarer å tilpasse seg raskt nok.

9 Konklusjon

Denne avhandlingen har vist at den samfunnsøkonomiske lønnsomheten til den fiktive flytende havvindparken er klart negativ med de forutsetningene som er tatt og med de estimatene som er lagt til grunn i analysen. Nyttekostnadsanalysen av referansescenariot til den flytende havvindparken med relativ liten installert effekt på 75 MW, og en diskonteringsrente på 4 prosent, har en netto nåverdi lik $-3\,678\,428\,547,84$ kr. Dermed viste resultatet at kostnadene er større enn nytten. Når nyttevirkningene av produsert energi og restverdien av levetiden av havvindparken blir trukket fra kontantstrømmen, viste beregningen at enhetskostnaden per kWh (LCOE) er 138 øre. Dette er en høy LCOE i forhold til andre teknologier. Til sammenligning har vindkraft på land en LCOE på 40 øre/kWh, ifølge beregninger gjort av NVE i 2015 (NVE, 2015). Dette gjaldt vindparker med en installert effekt på 100 MW.

På grunn av den negative netto nåverdien ble noen utvalgte faktorer endret for å få en større forståelse av hva som påvirker sluttresultatet. De faktorene som ble endret på var miljøkostnaden, kraftprisen, CAPEX og OPEX, kapasitetsutnyttelsen og diskonteringsrenten. Resultatene av sensitivitetsanalysen viste at noen av faktorene påvirker lønnsomheten mer enn andre. Først og fremst vil en økning av kraftprisen påvirke netto nåverdien positivt. Høyere kraftpris førte til større verdi per produserte enhet energi, som gav nyttevirkningen et løft. I analysens høyeste kraftpris, 160 øre/kWh, ble havvindparken samfunnsøkonomisk lønnsom når diskonteringsrenten var lik 4 prosent.

Deretter viste sensitivitetsanalysen at en samlet prosentvis nedgang av CAPEX og OPEX førte til at havvindparken ble mindre negativ. Hvor mye disse kostnadene vil gå ned i fremtiden er uvisst, men litteratur og aktører i vindkraftbransjen viser til en antatt kostnadsreduksjon. For å bidra til kostnadsreduksjonen må investeringer bli foretatt på nåværende tidspunkt slik at tilbudet av flytende havvind øker.

Den siste av de tre variablene som påvirket lønnsomheten i størst grad var kapasitetsutnyttelse. Som nevnt er havvind mindre utsatt for volatilitet i vindressursene enn vindkraft på land. De havvindparkene som allerede er i drift har en bedre kapasitetsutnyttelse enn vindkraftparkene stasjonert på land. En bedre kapasitetsutnyttelse fører til at havvindparken produserer mer energi og genererer mer inntekt.

Til slutt viste 'what-if' analysen at dersom kraftprisen settes til 160 øre/kWh, CAPEX og OPEX har en nedgang på 30 prosent, miljøkostnaden holdes lav og kapasitetsutnyttelsen er 6134 timer, vil den flytende havvindparken gå fra underskudd til overskudd ifølge min analyse. Lønnsomheten var positiv både med en diskonteringsrente på 4, 6 og 8 prosent, men var størst med et avkastningskrav på 4 prosent.

Hvorvidt markedet for flytende havvind beveger seg en slik retning som 'what-if' analysen antar er usikkert og avhenger av flere faktorer, blant annet den globale og nasjonale klima- og energipolitikken (Winje et al., 2018). I tillegg er markedet avhengig av en reduksjon av kostnadene i forhold til andre teknologier. Flytende havvind må være konkurransedyktig, hvis ikke vil andre teknologier som for eksempel solkraft ta over store markedsandeler. Det er også viktig at næringer som fiskeri- og skipstrafikknæringen er åpen for at havareal blir brukt til havvindparker. Dette krever god kommunikasjon, planlegging og et samarbeid om et felles mål: få ned klimagassutslippene samtidig som verdenssamfunnet produserer tilstrekkelig med energi. Realisering av én havvindpark, som omtalt i denne avhandlingen, antas å være et viktig og riktig steg for å bygge en norskbasert industri som kan bli konkurransedyktig. For norsk offshoreindustri representerer behovet for mer fornybar kraft, grønn industriell vekst og energisikkerhet en mulighet for omstilling.

Referanser

- Aanensen, T. (2019). Rekordhøy strømpris for husholdninger. Hentet fra <https://www.ssb.no/energi-og-industri/artikler-og-publikasjoner/rekordhoy-strompris-for-husholdninger>
- Andresen, M. (2014). *Gode i Store norske leksikon*. Hentet 12. mai 2021 fra <https://snl.no/gode>
- Berg, K.S.; Carlsen, M.; Eirum, T.; Jakobsen, S.B.; Johnson, N.H.; Mindeberg, S.K.;....; Sydnes, G.S. (2012). Havvind. *Strategisk konsekvensutredning*. Oslo: Norges vassdrags- og energidirektorat
- Birkeland, I.; Fløtre, I., Bergland, L-A., Skeie, O. (2020c). Batterier i distribusjonsnettet. Sommerprosjekt 2020. Oslo: Norges vassdrags- og energidirektorat.
- Catapult Offshore Renewable Energy & Crown Estate Scotland. (2018). *Macroeconomics Benefits of Floating Offshore Wind in the UK*. Hentet fra <https://www.crownestatescotland.com/maps-and-publications/download/219>
- CenSES. (2019). *Conditions for Growth in the Norwegian Offshore Wind Industry*. Trondheim: Centre for Sustainable Energy Studies.
- CICERO. (2020). *Analytic Framework for the project ENABLE*. Upublisert materiale.
- Dechezleprêtre, A.; Martin, R.; Mohnen, M. (2013). *Knowledge spillovers from clean and dirty technologies: A patent citation analysis*. Hentet 12. mai 2021 fra <https://www.lse.ac.uk/granthaminstitute/publication/knowledge-spillovers-from-clean-and-dirty-technologies-a-patent-citation-analysis-working-paper-135/>
- Delp, L. (2017, 30. mai). Hywind Scotland Pilot Park. Hentet fra https://stordkonferansen.no/images/2017/foredraga/Leif_Delp_-_Stordkonferansen_2017.pdf
- Direktoratet for økonomistyring. (2018). *Veileder i samfunnsøkonomiske analyser*. Hentet fra <https://www.ntnu.no/documents/1261860271/1263838555/Veileder-i-samfunnsokonomiske-analyser.pdf/b5c659d9-749d-469a-84c4-77270f6cf1dd?version=1.0>
- DNV GL. (2018). Batterier i distribusjonsnettet. Konsulentrapport utarbeidet for NVE. Rapport nr. 2/2018. Oslo: Norges vassdrags- og energidirektorat
- DNV GL. (2020). *Energy Transition Outlook 2020. A global and regional forecast to 2050*. Hentet fra <https://eto.dnv.com/2019#highlights1>
- Durakovic, A. (2020, 27. juli). WindFloat Atlantic Fully up and Running. *offshoreWIND*. Hentet 12. mai 2021 fra <https://www.offshorewind.biz/2020/07/27/windfloat-atlantic-fully-up-and-running/>

EDP Group. (2021). WindFloat Atlantic. Hentet 1. mai 2021 fra <https://www.edp.com/en/innovation/windfloat>

Elsertifikatloven. (2011). Lov om elsertifikater LOV-2017-06-21-100. Hentet fra https://lovdata.no/dokument/NL/lov/2011-06-24-39#KAPITTEL_1.

Energiloven. (1990). Lov om produksjon, omforming, overføring, omsetning, fordeling og bruk av energi m.m. LOV-1990-06-29-50. Hentet fra <https://lovdata.no/dokument/NL/lov/1990-06-29-50>

Enova. (2021). Technology readiness levels (TRL). Hentet 15. mai 2021 fra <https://www.enova.no/bedrift/industri-og-anlegg/tema/technology-readiness-levels-trl/>

Equinor. (2021a). Om Hywind Tampen. Hentet 01. mai 2021 fra <https://www.equinor.com/no/magazine/hywind-tampen-breakthrough.html>

Equinor. (2021b). Fremtidens havvind er flytende. Hentet 01. mai 2021 fra https://www.equinor.com/no/what-we-do/floating-wind.html?gclid=CjwKCAjwhMmEBhBwEiwAXwFoEZiT18khAGne-1mTrNQloYX0gGse96RLIvKestDV1W4JiDdB_xUtQBoCKvUQAvD_BwE

Equinor. (2021c). Hywind Scotland fortsatt best blant havvindparker på britisk sokkel. Hentet 13. mai 2021 fra <https://www.equinor.com/no/news/20210323-hywind-scotland-uk-best-performing-offshore-wind-farm.html>

Equinor. (2021d). Om Hywind Scotland. Hentet 14. mai 2021 fra <https://www.equinor.com/no/what-we-do/floating-wind/hywind-scotland.html>

European Commission. (2019, 11. desember). Communication from the commission. The European Green Deal. Hentet fra <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?qid=1596443911913&uri=CELEX:52019DC0640#document2>

European Commission. (2020, 14. oktober). Clean Energy Transition - Technologies and Innovation. Hentet fra <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/HTML/?uri=CELEX:52020SC0953&rid=1>

European Commission. (2020). *Quarterly Report on European Electricity Markets with special focus on extra-EU electricity trade*. Brussel: European Commission.

EWEA. (2009). *The Economics of Wind Energy*. Hentet fra http://www.ewea.org/fileadmin/files/library/publications/reports/Economics_of_Wind_Energy.pdf.

Finansdepartementet. (2014). Prinsipper og krav ved utarbeidelse av samfunnsøkonomiske analyser mv. (R-109/14). Hentet fra https://www.regjeringen.no/globalassets/upload/fin/vedlegg/okstyring/rundskriv/faste/r_109_2014.pdf.

Fiskeridirektoratet. (2012). Fagrapport til strategisk konsekvensutredning av fornybar

- Energiproduksjon til havs. Bergen: Fiskeridirektoratet.
- GE Renewable Energy. (2021). Haliade-X offshore wind turbine. Hentet fra <https://www.ge.com/renewableenergy/wind-energy/offshore-wind/haliade-x-offshore-turbine>
- Global Wind Energy Council. (2020). *Global Offshore Wind Report 2020*. Hentet fra <https://gwec.net/global-offshore-wind-report-2020/>.
- Hagen, K.; Volden, G.H. (2016). *Investeringsprosjekter og miljøkonsekvenser*. Concept rapport nr. 48. Hentet fra http://wiki.vista-analyse.no/site/assets/files/6157/concept_nr48_no.pdf#page=148
- Hernes, S.; Erraia, J.; Winje, L. (2020). *Flytende havvind. Ringvirkninger og industriutvikling*. Oslo: Menon Economics.
- Hofstad, K.; Rosvold, K.A. (2019). *Vindturbin* i *Store norske leksikon*. Hentet 12. mai 2021 fra <https://snl.no/vindturbin>
- Hofstad, K. (2021). *Wattime* i *Store norske leksikon*. Hentet 15. mai 2021 fra <https://snl.no/wattime>
- Hole, J.; Horne, H. (2019). Batterier vil bli en del av kraftsystemet. Teknologianalyser 2019. Nr. 14/2019. Oslo: Norges vassdrags- og energidirektorat.
- Horne, H.; Hole, J. (2019). Hydrogen i det moderne energisystemet. Teknologianalyser 2019. Nr. 12/2019. Oslo: Norges vassdrags- og energidirektorat.
- IRENA. (2012). *Wind Power. Renewable Energy Technologies: Cost Analysis Series*. Hentet fra <https://www.irena.org>.
- IRENA. (2016). *Wind Power. Technology Brief*. Hentet fra <https://www.irena.org>.
- IRENA. (2019a). *Future of Wind*. Hentet fra https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Oct/IRENA_Future_of_wind_2019.pdf
- IRENA. (2019b). *Enabling Technologies*. Hentet fra https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Sep/IRENA_Enabling_Technologies_Collection_2019.pdf
- Klima- og miljødepartementet. (2021). *Klimaplan for 2021-2030* (Meld. St. 13 (2020-2021)). Hentet fra <https://www.regjeringen.no/no/dokumenter/meld.-st.-13-20202021/id2827405/>.
- Ladenburg, J.; Dubgaard, A. (2007). Willingness to pay for reduces visual disamenities from offshore wind farms in Denmark. *Energy Policy* 35, 4059-4071. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2007.01.023>
- Lindhjem, H.; Dugstad, A.; Grimsrud, K.; Handberg, Ø.; Kipperberg, G.; Kløw, E.; Navrud,

- S. (2019). Vindkraft i motvind - Miljøkostnadene er ikke til å blåse av. *Samfunnsøkonomen*, nr. 4 2019, 6-17. <https://www.menon.no/wp-content/uploads/Lindhjem-et-al-2019.pdf>
- Madslie, J. (2009, 5.juni). Floating wind turbine launched. *BBC*. Hentet 30. april 2021 fra <http://news.bbc.co.uk/2/hi/business/8085551.stm>.
- Marocco, P.; Ferrero, D.; Gandiglio, M.; Ortiz, M.M.; Sundseth, K.; Lanzini, A.; Santarelli, A. (2020). *A study of the techno-economic feasibility of H₂-based energy storage systems in remote areas*. Hentet fra <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S019689042030306X?via%3Dihub>.
- Multiconsult. (2012). Fagrapport til strategisk konsekvensutredning av fornybar energi-produksjon til havs - teknologi- og kostnadsutvikling. Oslo: Norges vassdrags- og energidirektorat.
- Multiconsult, Thema Consulting & Future Technology. (2019). Hywind Tampen - Samfunnsmessige ringvirkninger. Oslo: Multiconsult.
- Newton. (2021). Hentet 21. april 2021 <https://newton.no/uploads/moduler/1566/Vind1.pdf>.
- Nexans. (2021). Mellomspente kabler (mellom vindmøller). Hentet 13. mai 2021 https://www.nexans.no/eservice/Norway-no_NO/navigate_110854/Medium_voltage_cables.html
- Nord Pool. (2021). Day-ahead prices. Hentet 14. mai 2021 <https://www.nordpoolgroup.com/Market-data1/Dayahead/Area-Prices/NO/Daily/?view=table>
- NOU 2009:16. (2009). *Globale miljøutfordringer - norsk politikk*. Hentet fra <https://www.regjeringen.no/no/dokumenter/nou-2009-16/id568044/>.
- NOU 2012:16. (2012). *Samfunnsøkonomiske analyser*. Hentet fra <https://www.regjeringen.no/no/dokumenter/nou-2012-16/id700821/>.
- NVE. (2003). *Samfunnsøkonomisk analyse av Energiprojekter (Håndbok)*. Oslo: Norges vassdrags- og energidirektorat.
- NVE. (2015). Kostnader i energisektoren. Kraft, varme og effektivisering. Rapport nr. 2/ 2015 del 1. Oslo: Norges vassdrags- og energidirektorat.
- NVE. (2019). Kraftproduksjon fra vindturbiner. Hentet 01. mai 2021 fra <https://www.nve.no/energiforsyning/kraftproduksjon/vindkraft/kraftproduksjon-fra-vindturbiner/>
- NVE. (2020a, 22.januar). Fritak for leveringsplikt. Hentet fra <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/nettjenester/nettilknytning/fritak-for-leveringsplikt/>
- NVE. (2020b, 17.november). Hva er en konsesjon, og hvem kan få det? Hentet fra <https://www.nve.no/om-nve/spor-nve/hva-er-en-konsesjon-og-hvem-kan-fa-det/>.

- NVE. (2020c). Langsiktig kraftmarkedsanalyse 2020-2040. Hentet fra http://publikasjoner.nve.no/rapport/2020/rapport2020_37.pdf
- NVE. (2020d). Svar på OED sitt oppdrag om vurdering av havvind utenfor Nordland. Hentet fra <https://www.nve.no/media/11229/svar-oedoppdrag-havvind-nordland-2020.pdf>
- NVE. (2021a). Vindkraftdata. Hentet 29. april 2021 fra <https://www.nve.no/energiforsyning/kraftproduksjon/vindkraft/vindkraftdata/>.
- NVE. (2021b). Kraftproduksjon. Hentet 30. april 2021 fra <https://www.nve.no/energiforsyning/kraftproduksjon/>.
- NVE. (2021c). Havvind i Norge. Hentet 30. april 2021 fra <https://www.nve.no/energiforsyning/kraftproduksjon/vindkraft/havvind-i-norge/>.
- NVE. (2021d). Selskapsmessig og funksjonelt skille. Hentet 12. mai 2021 fra <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/sluttbrukermarkedet/selskapsmessig-og-funksjonelt-skille/>.
- NVE. (2021e). Vindkraft. Hentet 12. mai 2021 fra <https://www.nve.no/energiforsyning/kraftproduksjon/vindkraft/>
- NVE. (2021f). Eierskap i norsk vann- og vindkraft. Hentet fra <https://www.nve.no/energiforsyning/kraftmarkedsdata-og-analyser/eierskap-i-norsk-vann-og-vindkraft/>
- NVE. (2021g). Elsertifikater. Hentet fra <https://www.nve.no/energiforsyning/elsertifikater/>
- NHO. (2018). *Verden og oss (Næringslivets perspektivmelding 2018)*. Oslo: Næringslivets Hovedorganisasjon.
- Næringslivets NOx-fond. (2021). *Årsrapport 2020*. Oslo: Næringslivets Hovedorganisasjon.
- Nærings- og fiskeridepartementet. (1998). *Næringspolitikk inn i det 21. århundret* (Meld. St. 14 (1998)). Hentet fra <https://www.regjeringen.no/no/dokumenter/stmeld-nr-41-1998-/id191761/>
- Office of Energy Efficiency & Renewable Energy. (2019). *Advantages and Challenges of Wind Energy*. Hentet fra: <https://www.energy.gov/eere/wind/advantages-and-challenges-wind-energy>
- Olerud, K.; Lahn, B. (2020). *CO2-ekvivalenter i Store Norske Leksikon*. Hentet 12.mai 2021 fra: <https://snl.no/CO2-ekvivalenter>.
- Olje- og energidepartementet. (2019a, 10.april). Strømnettet. Hentet fra <https://energifaktanorge.no/norsk-energiforsyning/kraftnett/>.
- Olje- og energidepartementet. (2019b, 8.april). Forsyningssikkerhet. Hentet fra <https://energifaktanorge.no/norsk-energiforsyning/forsyningssikkerhet/>.
- Olje- og energidepartementet. (2019c). *Vindkraft på land. Endringer i*

- konsesjonsbehandlingen* (Meld. St. 28 (2019-2020)). Hentet fra <https://www.regjeringen.no/no/dokumenter/meld.-st.-28-20192020/id2714775/>.
- Olje- og energidirektoratet. (2019d). *Elsertifikater*. Hentet fra <https://energifaktanorge.no/regulering-av-energisektoren/elsertifikater/>
- Olje- og energidepartementet. (2020, 8.april). Utbygging av Hywind Tampen godkjent. Hentet fra <https://www.regjeringen.no/no/aktuelt/utbygging-av-hywind-tampen-godkjent/id2697222/>.
- Olje- og energidepartementet. (2021a, 30.april). Kraftmarkedet. Hentet fra <https://energifaktanorge.no/norsk-%20%20energiforsyning/kraftmarkedet/>
- Olje- og energidepartementet. (2021b, 7. mai). Kraftproduksjon. Hentet fra <https://energifaktanorge.no/norsk-%20%20energiforsyning/kraftforsyningen/#vindkraft>
- Pedersen, Bjørn. (2019). *Elektrolyse i Store norske leksikon*. Hentet 14. mai 2021 fra <https://snl.no/elektrolyse>
- Regjeringen. (2010). Havvind. Forslag til utredningsområder. Hentet fra https://www.regjeringen.no/globalassets/upload/oed/rapporter/havvind_ver02.pdf
- Regjeringen. (2014). Kraftmarkedet og strømpris. Hentet fra <https://www.regjeringen.no/no/tema/energi/stromnett/kraftmarkedet-og-strompris/id2076000/>.
- Regjeringen. (2020). Åpning av områder for havvind. Hentet fra <https://www.regjeringen.no/no/aktuelt/apning-for-omrader-av-havvind/id2706059/>.
- Rosvold, K. (2019a). *Sjøkabel i Store norske leksikon*. Hentet 13. mai 2021 fra <https://snl.no/sjøkabel>.
- Rosvold, K. (2019b). *Nettap i Store norske leksikon*. Hentet 12. mai 2021 fra <https://snl.no/nettap>.
- SINTEF. (2021). Samkjøringsmodellen. Hentet 12. mai 2021 fra <https://www.sintef.no/programvare/samkjoeringsmodellen/>.
- Skatteetaten. (2021a). Elektrisk kraft. Hentet fra <https://www.skatteetaten.no/satser/elektrisk-kraft/?year=2020#rateShowYear>
- Skatteetaten. (2021b). Avgift på elektrisk kraft. Hentet fra <https://www.skatteetaten.no/bedrift-og-organisasjon/avgifter/saravgifter/om/elektrisk-kraft/>
- Skonhoft, A. (2018). Fornybar energi og ødelagt natur. Vindkraftutbygging i Norge. *Samfunnsøkonomen*, nr. 6 2018, 53-65. <https://folk.ntnu.no/skonhoft/Samfunnsøkonomen%20vind%201218.pdf>
- Snyder, B.; Kaiser, M. (2009). Ecological and economic cost-benefit analysis of offshore

- wind energy. *Renewable Energy* 34, 1567-1578.
<https://doi.org/10.1016/j.renene.2008.11.015>
- SSB. (2020a). Klimagasser fra norsk økonomisk aktivitet, etter næring og komponent 1990-2019 fra statistikkbanken kildetabell 09288. Hentet fra <https://www.ssb.no/statbank/table/09288/>
- SSB. (2020b). Produksjon og forbruk av energi, energibalanse og energiregnskap. Hentet fra <https://www.ssb.no/energi-og-industri/statistikker/energibalanse>
- SSB. (2021, 16.april). Elektrisitet fra statistikkbanken kildetabell 12824. Hentet fra <https://www.ssb.no/statbank/table/12824>
- Statkraft. (2021a). Vindkraft. Hentet 30. april 2021 fra <https://www.statkraft.no/var-virksomhet/vindkraft/>.
- Sundseth, K.; Midthun, K.; Aarlott, M.; Werner, A. (2018). *Analysis of the economic and regulatory framework of the technological demonstrators*. Hentet fra <https://www.remote-euproject.eu/remote18/rem18-cont/uploads/2019/03/REMOTE-D2.1.pdf>
- Torvanger, A.; Meadowcroft, J. (2011). The political economy of technology support: Making decisions about capture and storage and low carbon energy technologies. *Global Environmental Change* 21, 303-312.
<https://doi.org/10.1016/j.enpol.2007.01.023>
- Ueland, I.; Weir, D.; Østenby, A.M. (2019). Auksjonsprisene på havvind i EU faller. Teknologianalyser 2019. Nr. 6/2019. Oslo: Norges vassdrags- og energidirektorat.
- Unitech. (2019, 8. januar). Press Release January 8th 2019. Hentet fra <https://unitechenergy.com/2019/01/08/press-release-january-8th-2019/>.
- Valpy, B.; Hundleby, G.; Freeman, K.; Roberts, A.; Logan, A. (2017). *Future renewable energy costs: Offshore wind*. Sted: InnoEnergy & BVG Associates.
- Weir, D.E.; Østenby, A.M. (2019). Kostnadseffektiv vindkraft. Teknologianalyser 2018. Nr. 3/2019. Oslo: Norges vassdrags- og energidirektorat.
- Wind Europe. (2017). *Floating Offshore Wind Vision Statement*. Hentet fra <https://windeurope.org/wp-content/uploads/files/about-wind/reports/Floating-offshore-statement.pdf>
- Wind Europe. (2018). *Floating offshore wind energy: a policy blueprint for Europe*. Hentet fra <https://windeurope.org/wp-content/uploads/files/policy/position-papers/Floating-offshore-wind-energy-a-policy-blueprint-for-Europe.pdf>
- Winje, W.; Hernes, S.; Grimsby, G.; Jakobsen, E. (2019). *Verdiskapingspotensialet knyttet til utviklingen av en norskbasert Industri innen flytende havvind*. Oslo: Menon

Economics.

Wiser, R.; Jenni, K.; Seel, J.; Baker, E.; Hand, M.; Lantz, E.; Smith, A. (2016). *Forecasting Wind Energy Cost and Cost Drivers*. Hentet fra

<https://eta-publications.lbl.gov/sites/default/files/lbnl-1005717.pdf>

Welde, M.; Nilsen, H. R. (2020). *Samfunnsøkonomisk analyse* i *Store norske leksikon*. Hentet 12. mai 2021 fra https://snl.no/samfunnsøkonomisk_analyse.

Xu, Y.; Yang, K.; Yuan, J. (2021). Levelized cost of offshore wind power in China. DOI:

<https://doi.org/10.1007/s11356-021-12382-2>

Østenby, A.M. (2019). Dybde og kompliserte bunnforhold gjør havvind i Norge dyrere enn i Europa. *Teknologianalyser* 2019. Nr. 15/2019. Oslo: Norges vassdrags- og energidirektorat.

Vedlegg

Vedlegg A: Forklaring av watt og wattime

Watt (W) er en enhet for effekt og har benevnningen J/s, som vil si energi per sekund. Watt viser dermed hvor mye energi som kan produseres per tidsenhet.

$$1 \text{ kW} = 1000 \text{ watt}$$

$$1 \text{ MW} = 1000 \text{ kW}$$

$$1 \text{ GW} = 1\,000\,000 \text{ kW} = 1000 \text{ MW}$$

$$1 \text{ TW} = 1\,000\,000\,000 \text{ kW} = 1000 \text{ GW}$$

Wattime (Wh) er en målenhet for energi (Hofstad, 2021). En wattime er den energien som en effekt på en watt utvikler i løpet av en time (Hofstad, 2021).

$$1 \text{ kWh} = 1000 \text{ Wh}$$

$$1 \text{ MWh} = 1000 \text{ kWh}$$

$$1 \text{ GWh} = 1\,000\,000 \text{ kWh} = 1000 \text{ MWh}$$

$$1 \text{ TWh} = 1\,000\,000\,000 \text{ kWh} = 1000 \text{ GWh}$$

Vedlegg B: Oversikt over pågående og planlagte prosjekter

Under følger en oversikt over pågående og planlagte flytende havvindprosjekter, som nevnt i kapittel 4.

Tabell 8: Tabellen viser pågående og planlagte flytende havvindprosjekter. Tabellen er hentet fra Global Wind Energy Report 2020 fra Global Wind Energy Council side 88.

Operational Projects (demonstration and trial phase)			
Country	Project	Capacity (MW)	Put in operation
Norway	Hywind Demo	2,3	2009
Portugal	WindFloat 1 Prototype	2	2011
Japan	Kabashima Floating	2	2013
Japan	Fukushima FORWARD ^[1]	2	2013
Japan	Fukushima FORWARD	7	2016
United Kingdom	Hywind Scotland ^[2]	30	2017
France	Floatgen	2	2017
Japan	Fukushima FORWARD	5	2017
United Kingdom	Kincardine 2 MW testing ^[3]	2	2018
Japan	Hibikinada Kitakyushu Demo	3	2019
Spain	PLOCAN's test site	0,2	2019
Portugal	WindFloat Atlantic	25,2	2020
Spain	Nezy2 Floating Testing	1,5	2020
United Kingdom	Kincardine ^[4]	48	2020
Norway	TetraSpar Demo	3,6	2020e
Projects under construction or planned to be built by 2025 (pre-commercial phase)			
France	EolMed Pilot Farm	24,8	2021
France	Provence Grand Large	25,2	2021
Spain	DemoSATH	2	2021
Norway	Hywind Tampen ^[5]	88	2022
Ireland	Atlantic Marine Energy Test Site	30	2022
France	Les Éoliennes Flottantes du Golfe du Lion	30	2023
France	Groix Belle Ile wind farm	28,5	2023
China	CTG first floating tender	10	2022
United States	Aqua Ventus I	12	2023
Japan	Goto (GCS) Floating ^[6]	21	2023
United Kingdom	Celtic Sea Floating	32	2024
Spain	Equinor floating Canary Islands	200	2025
South Korea	Donghae 1	200	2024
United States	Redwood Coast offshore wind project	150	
Italy	Sicilian Channel TetraSpar floating project	250	2025
Projects announced in developing partnerships or auctions and to be operational by 2030 (Commercial phase)			
Japan	JERA, ademe and Ideol project	2000	
South Korea	Equinor & KNOC floating projects	800	
South Korea	Ulsan 1 GW floating	1000	
Greece	Equinor floating project	300	
Norway	FLAGSHIP Iberdrola	10	
United Kingdom	Erebus demonstration (TOTAL) project	96	
Spain	Parque Eólico Golfio	50	
Norway	Industry proposed floating projects	1000	
United Kingdom	Celtic Sea Floating – the UK	1000	
France	Floating auctions	750	

Vedlegg C: Utrekning av estimatene

Kostnadsestimat: Vist i tabell 4 kapittel 6

CAPEX = Investeringskostnad

Grunnlaget til investeringskostnaden er hentet fra rapportene som beskrevet i kapittel 6 og er angitt i EUR/MW i 2018-tall. De ganges med gjennomsnittlig eurokurs i 2018 som var 9,5962, ifølge statistikken til Norges Bank.

Tabell 9: Oversikt over grunnlaget til investeringskostnaden. *Anslaget til Multiconsult et al. er et gjennomsnitt av de to øvre estimatene, samt et estimat fra Equinor som ikke er synlig i rapporten.

Kilde	EUR/MW	Valutakurs	NOK/MW
BVG Associates et al.	5 700 000	9,5952	54 698 340
Catapult Offshore et al.	6 900 000	9,5952	66 213 780
Multiconsult et al.	6 320 000*	9,5952	60 647 984*

Investeringsanslagene i tabell 9 er inkludert kostnader knyttet til transmisjon. Siden landkabel og kostnader til nettilkobling ikke inkluderes i min analyse, trekkes dette fra kostnadsgrunnlaget i tabell 9. Kostnader til landkabler,

$$238\,671,68 \text{ NOK/MW} \quad (14)$$

Kostnader til nettilkobling,

$$830\,162,38 \text{ NOK/MW} \quad (15)$$

Investeringsgrunnlaget i min analyse er,

$$60\,647\,984 - 238\,671,68 - 830\,162,38 = 59\,579\,149,95 \text{ NOK/MW} \quad (16)$$

(16) ganget med installert effekt av havvindparken er prosjektets totale investeringskostnad,

$$59\,579\,149,95 \text{ NOK} \times 75 \text{ MW} = 4\,468\,436\,246,25 \text{ NOK} \quad (17)$$

OPEX = Drift- og vedlikeholdskostnad

Grunnlaget til drift- og vedlikeholdskostnaden er hentet fra rapportene som beskrevet i kapittel 6 og er angitt i EUR/MW i 2018-tall. De ganges med gjennomsnittlig eurokurs i 2018 som var 9,5962, ifølge statistikken til Norges Bank.

Tabell 10: Oversikt over grunnlaget til drift- og vedlikeholdskostnaden.

Kilde	EUR/MW	Valutakurs	NOK/MW
Multiconsult et al.	90 000	9,5962	863 658

Drift- og vedlikeholdskostnad per år,

$$863\,658\text{ NOK} \times 75\text{ MW} = 64\,774\,350\text{ NOK} \quad (18)$$

Miljøkostnad

I referansescenariot er miljøkostnaden 3 øre/kWh. Dette tilsvarer 30 NOK/MWh, som gir en miljøkostnad per år,

$$30\text{ NOK} \times 300\,000\text{ MWh} = 9\,000\,000\text{ NOK}$$

Nyttevirkningene: Vist i tabell 5 kapittel 6

Produsert elektrisitet

Årlig energiproduksjon regnes ut fra formel (1) i kapittel 4,

$$300\,000\text{ MWh} = 75\text{ MW} \times 4000\text{ t} \quad (1)$$

(1) regnes om til årlig energiproduksjon i TWh for å vise at årlig energiproduksjon er lavere enn referanseverdien på 1 TWh,

$$\frac{300\,000\text{ MWh}}{1\,000\,000} = 0,3\text{ TWh} \quad (19)$$

Som viser at nyttevirkningene skal beregnes med bruk av formel (5) i kapittel 5,

$$N = (X(1 - nt))^p \quad (5)$$

$$X = 300\,000\,000 \text{ kWh} \quad (20)$$

$$nt = 0,1 \quad (21)$$

$$p = 38,1 \text{ øre} = 0,381 \text{ kr} \quad (22)$$

Verdi av årlig produksjon er,

$$102\,870\,000 \text{ kr} = (300\,000\,000(1 - 0,1))0,381 \quad (5)$$

Restverdi

Restverdi regnes ut med bruk av formel (3) i kapittel 5,

$$\text{Restverdi} = I_0 \frac{(FL - \emptyset L)}{FL} \quad (3)$$

$$I_0 = 4\,468\,436\,246,25 \text{ kr} \quad (23)$$

$$FL = 25 \quad (24)$$

$$\emptyset L = 20 \quad (25)$$

Som gir restverdi,

$$893\,687\,249,25 \text{ kr} = 4\,468\,436\,246,25 \frac{(25 - 20)}{25} \quad (3)$$

Vedlegg D: Utregning av netto nåverdi

Tabell 11: Oversikt over estimatene brukt i netto nåverdiberegningen av referansescenarioet.

År	Økonomisk levetid	Teknisk levetid	CAPEX	OPEX	Miljøkost.	Nytte av produsert energi	Kontantstrøm K
2018	0		- 4 468 436 246,25				
2019	1	0					
2020	2	1		- 64 774 350	- 9 000 000	102 870 000	29 095 650
2021	3	2		- 64 774 350	- 9 000 000	102 870 000	29 095 650
2022	4	3		- 64 774 350	- 9 000 000	102 870 000	29 095 650
2023	5	4		- 64 774 350	- 9 000 000	102 870 000	29 095 650
2024	6	5		- 64 774 350	- 9 000 000	102 870 000	29 095 650
...
...
2038	20	19		- 64 774 350	- 9 000 000	102 870 000	29 095 650

Utregning av netto nåverdien følger formel (2) i kapittel 5,

$$NNV = -I_0 + \sum_{t=1}^T \frac{K_t}{(1+i)^t} \quad (2)$$

$$K = 29\,095\,650 \quad (26)$$

$$T = 20 \quad (27)$$

I referansescenarioet er $i = 4$ prosent. I tillegg må restverdien diskonteres, slik som i formel (2), over samme periode. Den diskonterte restverdien som legges til (2) er,

$$407\,867\,194,54 \text{ kr} \quad (28)$$

Det gir referansescenarioet en netto nåverdi lik (som vist i kapittel 7),

$$NNV_R = -3\,678\,428\,547,84 \text{ kr} \quad (7)$$

I sensitivitetsanalysen, hvor det ble endret på faktorer, endres estimatene brukt i netto nåverdiregningen.