



Økonomiske utsikter for utbygging av Utsira Nord

En analyse av den langsiktige marginalkostnaden (Levelized Cost of Energy, LCOE) og lønnsomheten til en flytende havvindpark frem mot 2030.

Alexandra Eide Hvidevold og Malin Karlsen

Veiledere: Endre Bjørndal og Mette Helene Bjørndal

Masterutredning i fordypningsområdene Strategi og Ledelse og
Økonomisk Styring

NORGES HANDELSHØYSKOLE

Dette selvstendige arbeidet er gjennomført som ledd i masterstudiet i økonomi- og administrasjon ved Norges Handelshøyskole og godkjent som sådan. Godkjenningen innebærer ikke at Høyskolen eller sensorer innestår for de metoder som er anvendt, resultater som er fremkommet eller konklusjoner som er trukket i arbeidet.

Sammendrag

For å nå klimamålene må deler av verdens energibehov dekkes gjennom nye og fornybare energikilder. I Europa er det utbygging av havvind som har det største potensialet for å øke mengden fornybar energi i energiporteføljen. Utsira Nord har blitt utredet som et egnet område for flytende havvind av Norges Vassdrags- og Energidirektorat (NVE) og næringslivet engasjerer seg for å kunne realisere en utbygging. Flytende havvind er per i dag en relativt ny teknologi og følgelig er kostnadene høyere for flytende havvind enn for vindkraft på land og havvind som er bunnfast. For referansevindparken vår på 1000 MW med oppstart i 2025 er LCOE estimert til å være 0,63 kr/KWh. LCOE representerer den langsiktige marginalkostnaden til prosjektet og er den gjennomsnittlige break-even prisen for at en utbygging skal bli ansett som lønnsom.

Det er forventet at det vil oppstå store kostnadsreduksjoner for havvind. Spesielt gjelder dette for installering, utvikling, støttestruktur og drifts- og vedlikeholdskostnader, samtidig som kapasitetsfaktoren på turbinene er forventet å øke. Etter hvert som utbyggerne oppnår skalafordeler i produksjonen og får kommersialisert teknologien for flytende vindturbiner, vil de kunne utnytte læringseffektene og oppnå ytterligere kostnadsreduksjoner. Vi har beregnet tre ulike scenarier for henholdsvis stor, middels og liten kostnadsreduksjon frem mot 2030. Dette ga en LCOE 0,43 kr/KWh som et beste case med størst kostnadsreduksjon og en LCOE på 0,57 kr/KWh ved en lav kostnadsreduksjon. Vårt “middels” scenario resulterte i en LCOE på 0,48kr/KWh og samsvarer godt med estimatene fra læringskurven og uttalelser fra næringslivet. Dersom utbyggingen av havvind tar seg opp, har vi grunn tro at denne kostnadsreduksjonen er oppnåelig innen 2030. Som vi ser avhenger den langsiktige marginalkostnaden for utbygging av Utsira Nord i stor grad av når prosjektet blir iverksatt, hvordan utbyggingsraten for flytende havvind utvikler seg og følgelig hvilke kostnadsreduksjoner som realiseres.

Historisk sett ligger norske energipriser på et lavt nivå sammenlignet med resten av Europa. Mellom 2030 og 2040 estimeres det at energiprisen i Norge vil ligge rundt 0,36-0,40 kr/KWh, sammenlignet med et gjennomsnittlig prisnivå på 0,60-0,65 kr/KWh i resten av Europa. Dette indikerer at en utbygging av Utsira Nord ikke vil bli lønnsom ved salg i det norske markedet alene, selv om scenarioet “høy” kostnadsreduksjon inntreffer i 2030.

Utbyggere vil dermed være avhengig av subsidier eller at det åpnes opp for å eksportere deler av energien til Europa for en høyere pris.

Presset fra næringslivet og overgangen til mer klimavennlige energikilder i Europa indikerer at det bør bygges en vindpark på Utsira-feltet. For at prosjektet skal bli lønnsomt ved salg i det norske markedet alene må utbyggingen vente til mellom 2035-2040. Dersom utbyggere tar sikte på å bygge ut Utsira Nord i 2030, når LCOE er estimert å ligge mellom 0,43-0,57 kr/KWh, er de avhengige av å få eksportert deler av energien. Det er derfor vesentlig at mulighetene for eksport kartlegges før tidspunktet for iverksettelse blir avgjort.

Forord

Denne utredningen er skrevet som en avsluttende del av masterutdanningen ved Norges Handelshøyskole (NHH), under hovedprofilene Strategi og Ledelse og Økonomisk Styring.

Utbygging av vindkraft, både til lands og til havs, har preget mediebildet den siste tiden. Flytende vindturbiner til havs er den nyeste teknologien på området og er enda under utvikling. Det foreligger stor usikkerhet til kostnadene på et slikt fundament og det stilles spørsmål ved om det kan bli lønnsomt med en storskala utbygging. Vi ønsket derfor å ta for oss et av områdene som Norges Vassdrags- og Energidirektorat (NVE) har anbefalt for utbygging, og analysere lønnsomheten av et slikt prosjekt med fokus på kostnadsutvikling.

I ferdigstillelsen av oppgaven har vi fått nyttige innspill fra representanter fra NVE, samt gode diskusjoner med Bergen Offshore Wind Centre (BOW) og våre veiledere Endre Bjørndal og Mette Bjørndal gjennom semesteret. Takk til dere, for deres bidrag til det endelige resultatet.

Bergen, juni 2020

Alexandra Eide Hvidevold & Malin Karlsen

Innholdsfortegnelse

1. INTRODUKSJON	1
1.1 FORMÅL OG PROBLEMSTILLING.....	3
2. VINDKRAFT - EN INNFORING	5
2.1 VINDTURBINENS ULIKE KOMPONENTER	7
2.2 BUNNFASTE VINDTURBINER.....	10
2.3 FLYTENDE VINDTURBINER	11
2.4 VINDTEORI.....	13
2.4.1 Effektkurven	15
2.5 NORGES VINDRESSURSER.....	17
2.5.1 Utsira Nord.....	19
2.5.2 Plassering av vindturbiner.....	19
2.6 VENTET KAPASITETSØKNING	20
3. KOSTNADSSIDEN	23
3.1 KOSTNADSDRIVERE	23
3.2 KOSTNADSUTVIKLING.....	25
3.3 FORVENTET UTVIKLING AV HAVVIND	27
4. METODE	31
4.1 DATAINNSAMLING	31
4.2 LEVELIZED COST OF ENERGY	31
4.2.1 Prosjektets diskonteringsrente	35
4.2.2 Reell vs. nominell LCOE.....	38
4.2.3 Nåverdimetoden	38
4.2.4 Kritikk av LCOE-metoden.....	39

4.3	LÆRINGSKURVEN.....	41
4.4	LIVSSYKLUSKOSTNADER (LCC)	42
4.5	KRAFTPRODUKSJON.....	42
5.	DATAGRUNNLAG FOR KOSTNADSKALKYLEN	45
5.1	ESTIMERTE LIVSSYKLUSKOSTNADER FOR EN HAVVINDPARK	45
5.2	UTVIKLING OG KARTLEGGING.....	47
5.3	PRODUKSJON, PLANLEGGING, INFRASTRUKTUR OG INSTALLERING	48
5.3.1	<i>Vindturbinen</i>	48
5.3.2	<i>Støttestruktur</i>	48
5.4	OPPSTART	49
5.5	DRIFT, VEDLIKEHOLD OG SERVICE (OMS)	50
5.6	AVVIKLING	50
5.7	FØRUTSETNINGER FOR UTSIRA NORD.....	50
5.7.1	<i>Størrelse på vindparken</i>	51
5.7.2	<i>Kostnadsgrunnlag</i>	52
5.8	KOSTNAD FOR FLYTENDE FUNDAMENT	52
6.	KOSTNADSANALYSE OG LCOE-BEREGNINGER.....	55
6.1	LÆRINGSKURVEN.....	55
6.1.1	<i>Utfordringer med Læringskurven</i>	58
6.2	LCOE BEREGNINGER	59
6.3	SENSITIVITETSANALYSE.....	61
6.3.1	<i>Diskonteringsrente</i>	61
6.3.2	<i>Kapasitetsfaktor</i>	62
6.3.3	<i>Turbiner</i>	62

6.3.4	<i>Utvikling- og kartleggingskostnader</i>	63
6.3.5	<i>Støttestruktur</i>	63
6.3.6	<i>Investering</i>	64
6.3.7	<i>Drift- og vedlikeholdskostnader</i>	64
6.3.8	<i>Installasjonskostnader</i>	65
6.3.9	<i>Økonomisk levetid</i>	66
6.3.10	<i>Resultat av sensitivitetsanalysen</i>	66
6.3.11	<i>2030-scenario</i>	67
6.3.12	<i>Langsiktig utvikling av LCOE: 2035 til 2040</i>	70
7.	INNTEKTSSIDEN	73
7.1	SUPERGRID I EUROPA.....	73
7.2	PROGNOSER FOR FREMTIDEN	75
7.3	UTVIKLING AV ENERGIPRISER I EUROPA	77
7.4	ELSERTIFIKAT OG SUBSIDIER.....	79
8.	LØNNSOMHETSVALDERING AV UTSIRA NORD	81
8.1	LØNNSOMHET VED ULIKE PRIS- OG KOSTNADSNIVÅ.....	81
8.1.1	<i>Norske energipriser</i>	81
8.1.2	<i>Europeiske energipriser</i>	82
9.	KRITIKK AV OPPGAVEN	85
9.1	USIKKERHET VED KOSTNADSESTIMAT	85
9.2	KRITIKK AV LCOE.....	85
9.3	ØKONOMISK PERSPEKTIV	86
9.4	UTVIKLING AV ENERGIPRISER	86
10.	KONKLUSJON	87

Figurliste

FIGUR 1. MULIGE OMRÅDER FOR UTBYGGING AV HAVVIND.	1
FIGUR 2. ESTIMERT UTVIKLING FOR HAVVIND.....	5
FIGUR 3. POTENSIAL TIL ÅRLIG PRODUKSJON FOR ULIK HAVDYBDE.	7
FIGUR 4. DE ULIKE KOMPONENTENE I EN VINDTURBIN	8
FIGUR 5. ILLUSTRASJON AV ULIKE FUNDAMENT PÅ BUNNFAST HAVVIND	10
FIGUR 6. ILLUSTRASJON AV ULIKE TYPER FLYTENDE VINDTURBINER..	12
FIGUR 7. ILLUSTRASJON AV ENERGIPRODUKSJON	14
FIGUR 8. KRAFTKURVE SIEMENS SWT-3.6-120 ONSHORE.....	17
FIGUR 9. VINDKART FOR NORGE	19
FIGUR 10. OPTIMALISERT TURBINPLASSERING	20
FIGUR 11. ESTIMERT UTVIKLING I TOTALE INVESTERINGSUTGIFTER FOR HAVVIND MELLOM 2015-2025	26
FIGUR 12. UTVIKLING AV KOSTNADER, KAPASITETSFAKTOR OG ENERGIKOSTNAD FOR OFFSHORE VINDKRAFT....	26
FIGUR 13. UTVIKLING AV KOSTNADER, KAPASITETSFAKTOR OG ENERGIKOSTNAD FOR SOLKRAFT GLOBALT	27
FIGUR 14. RELATIV LCOE FOR HAVVIND I 2030 UTEN EKSKLUDERINGSSONER.....	28
FIGUR 15. AVKASTNINGSRATEN FOR ULIKE SEKTORER	38
FIGUR 16. KOMPONENTER I EN LIVSSYKLUSANALYSE	42
FIGUR 17. TIDSLØP FOR UTVIKLING AV EN HAVVINDPARK	46
FIGUR 18. ENDRING I PRIS PER MW VED ENDRING I STØRRELSE PÅ TURBINEN	54
FIGUR 19. ILLUSTRASJON AV UTVIKLING I LCOE NÅR KUMULATIV INSTALLERT KAPASITET ØKER.....	56
FIGUR 20. LCOE FOR NYE HAVVINDPROSJEKT I EUROPA FRA 2018-2040	57
FIGUR 21. ESTIMERT LÆRINGSKURVE OG UTVIKLING I LCOE FOR SOLKRAFT.....	57
FIGUR 22. SAMMENDRAG AV SENSITIVITETSANALYSEN FOR REFERANSEVINDPARKEN.....	67
FIGUR 23: ILLUSTRASJON OVER KNOTEPUNKT FOR GRØNN HYDROGENPRODUKSJON I NORDSJØEN	71
FIGUR 24. KONSEPTUALISERING AV ET PANEUROPEISK SUPERGRID AV FOSG	74
FIGUR 25. ENERGIFORBRUK FOR VERDEN DELT I ENERGITYPE, FAKTISK OG ESTIMERT, MÅLT VED EJ/ÅR	75
FIGUR 26. ELEKTRISITETSPRODUKSJON FRA VINDKRAFT FORDELT PÅ OMRÅDER I VERDEN, MÅLT I PWH/ÅR	76
FIGUR 27. UTVIKLING AV ENERGIPRISER I EU FREM MOT 2050	77
FIGUR 28. ANTALL EKSTREMPRISER EU-28*.....	78

Tabelliste

TABELL 1. OVERSIKT OVER ULIKE STADIER I LEVETIDEN TIL EN VINDPARK	47
TABELL 2. PRODUKSJONSBEREGNINGER FOR LITEN OG STOR UTBYGGING AV UTSIRA NORD	51
TABELL 3. PRISER FOR ULIKE FLYTENDE TEKNOLOGIER	53
TABELL 4. KOSTNADER BVG (2019).....	59
TABELL 5. KOSTNADSKALKYLE FRA BVG (2019) MED JUSTERINGER MARKERT I RØDT.....	60
TABELL 6. LCOE VED ENDRING I DISKONTERINGSRENTE	61
TABELL 7. LCOE VED ENDRING I KAPASITETSFAKTOR.....	62
TABELL 8. LCOE VED ENDRING I TURBINKOSTNADER	63
TABELL 9. LCOE VED ENDRING I UTVIKLINGS- OG KARTLEGGINGSKOSTNADER	63
TABELL 10. LCOE VED ENDRING I KOSTNADER KNYTTET TIL STØTTESTRUKTUR.....	64
TABELL 11. LCOE VED ENDRING I TOTALE INVESTERINGSUTGIFTER	64
TABELL 12. LCOE VED ENDRING I DRIFT- OG VEDLIKEHOLDSKOSTNADER	65
TABELL 13. LCOE VED ENDRING I INSTALLASJONSKOSTNADER	65
TABELL 14. LCOE VED ENDRING I ØKONOMISK LEVETID	66
TABELL 15. SCENARIO MED HØY KOSTNADSREDUKSJON.....	68
TABELL 16. SCENARIO MED MIDDELS KOSTNADSREDUKSJON.....	69
TABELL 17. SCENARIO MED LAV KOSTNADSREDUKSJON	69

Formelliste

FORMEL 1 - EFFEKT AV LUFT.....	15
FORMEL 2 - TIP SPEES RATIO	16
FORMEL 3 - LCOE.....	32
FORMEL 4 - LCOE.....	32
FORMEL 5 - LCOE.....	33
FORMEL 6 - LCOE.....	34
FORMEL 7 – WEIGHTED AVERAGE COST OF CAPITAL (WACC).....	36
FORMEL 8 – KAPITALVERDIMODELLEN (CAPM)	36
FORMEL 9 – AVKASTING PÅ GJELD.....	37
FORMEL 10 - BRUKSTID.....	43
FORMEL 11 - KAPASITETSFAKTOR.....	43

Terminologi

Nedenfor har vi presentert en oversikt over anvendt terminologi og forklaring på ulike begrep som er benyttet i oppgaven.

Generell terminologi

Auksjonspris	Prisen utbyggere er villig til å by for utbygging av et gitt område per KWh
Metocean-vurdering	Vurdering av hav- og værforhold i et bestemt område
Nearshore	Term brukt om offshore vindturbiner som er installert nært land
Offshore	Installasjoner til havs. Brukes både om flytende og bunnfaste installasjoner
Vindpark	En gruppe vindturbiner plassert sammen for å produsere elektrisitet

Økonomisk terminologi

CAPEX	«Capital Expenditures», kostnader eller investeringer brukt til å anskaffe, oppgradere eller vedlikeholde en fysisk eiendel
DECEX	«Decommissioning Expenditures», kostnader relatert til å avvikle en installasjon
LCOE	«Levelized Cost of Energy», nåverdien av den gjennomsnittlige kostnaden av å produsere en MW, tatt i betraktning installasjonen levetid, og verdien av tid for penger
OPEX	«Operating Expenditures», kostnader relatert til å opprettholde normal drift og vedlikehold.
WACC	“Weighted Average Cost of Capital”, avkastning på totalkapitalen
Futures-markedet	Marked for en vare som skal leveres på et gitt tidspunkt til en gitt pris i fremtiden
Kontantstrøm	Forskjellen mellom inn- og utbetalinger over en viss periode

Teknisk terminologi

AC-kabel	“Alternating current”-kabel. Kabel som vanligvis brukes som eksportkabel for mindre vindparker.
HVDC-kabel	“High voltage direct current”-kabel. Høyspent likestrømsoverføring på Norsk. Eksportkabler som benyttes for større vindparker for å redusere energitap.

Monopeler	System som brukes som fundament for bunnfaste vindturbiner. Består av et Stålrør som borres eller bankes ned i havbunnen.
Nacelle	Maskinhuset som er festet på toppen av tårnet til vindturbinen. Inneholder generator, rotor, gir, skivebremser osv.
Rotor	Samlebegrep for rotorbladene og navet
Rotorblad	Roterende vinger som er festet til maskinhuset, skaper mekanisk energi ved rotasjon som kan konverteres til strøm
Tripoder	System som brukes som fundament for bunnfaste vindturbiner. Består av tre stålpeler som bores ned i havbunnen.
Turbin	Vindturbin, populært kalt vindmølle. I denne oppgaven er turbinen definert som tårnet, nacellen og rotorbladene, og inkluderer ikke fundamentet eller forankringen.
Brukstid	Årlig energiproduksjon dividert med installert effekt. Brukstid i prosent av antall timer i året kalles kapasitetsfaktor.
Kapasitetsfaktor	Forholdet mellom faktisk årlig energiproduksjon og nominell, teoretisk produksjon (100% energiproduksjon)
Vaketap	Tap i produksjon fordi vinden påvirkes av nærliggende turbiner

1. Introduksjon

Frem mot 2030 har Norge og EU i tråd med FNs bærekraftsmål forpliktet seg til en omlegging til ren energi, men ulikt fra de andre landene rundt Nordsjøen har ikke Norge fastsatt et spesifikt mål for utbygging av havvind i de kommende årene (Martiniussen, 2019a). Selv om resten av verden ligger et stykke foran Norge når det gjelder bunnfast havvind, var Norge det første landet til å teste en flytende vindturbin (NVE, 2019a). Equinor ferdigstilte verdens første flytende vindpark, Hywind Scotland, i 2017 og siden den gang har parken produsert bedre enn forventet med en kapasitetsfaktor på 65% i løpet av vintermånedene, som er godt over snittet for havvind i Storbritannia på 45-60% (Malkenes Hovland, 2018a). Forskjellen på bunnfaste og flytende vindturbiner er at bunnfaste vindturbiner må forankres i havbunnen, mens flytende vindturbiner har et flyteelement som forankres i havbunnen med vaiere. Hvilken konstruksjon som benyttes avhenger av blant annet havdybden og størrelsen på turbinene (dette vil vi diskutere ytterligere i kapittel 2).

I 2019 foreslo regjeringen å åpne Sandskallen-Sørøya Nord, Utsira Nord, Sørliche Nordsjø 1 og Sørliche Nordsjø 2 for utbygging av havvind (NVE, 2019a). Figur 1 (F.G. Nielsen, Presentasjon Bergen Offshore Wind Centre, 13.januar 2020) viser en oversikt over lokasjonen til de respektive områdene. Sandskallen-Sørøya Nord har en varierende havdybde på mellom 20-80 meter, som åpner for utbygging av flytende vindturbiner. Sørliche Nordsjø 1 og 2 har en havdybde på mellom 40-70 meter og har blitt anbefalt av NVE for utbygging av bunnfaste vindturbiner. Utsira Nord derimot, har en havdybde på mellom 220-280 meter og er dermed bare egnet for flytende vindturbiner (Løvik, 2018).



Figur 1. Mulige områder for utbygging av havvind (F.G. Nielsen, Presentasjon Bergen Offshore Wind Centre, 13.januar 2020).

NVE har ikke gjennomført en ny konsekvensanalyse av områdene siden rapporten fra 2012 og har dermed ikke inkludert de store økonomiske og teknologiske fremskrittene som har funnet sted innenfor flytende havvind siden den gang (Løvik, 2018).

1.1 Formål og problemstilling

Formålet med denne studien er å gi en introduksjon til konseptet flytende havvind og gjennomføre en utredning av kostnader og inntekter ved utbygging og drift av en flytende vindpark. Vi har valgt å begrense oppgaven til en potensiell utbygging av Utsira Nord og skal svare på følgende forskningsspørsmål:

Hva er langsiktig marginalkostnad (Levelized Cost of Energy, LCOE) for en flytende havvindpark frem mot 2030, og vil det være samfunnsøkonomisk lønnsomt å bygge flytende vindturbiner på feltet Utsira Nord?

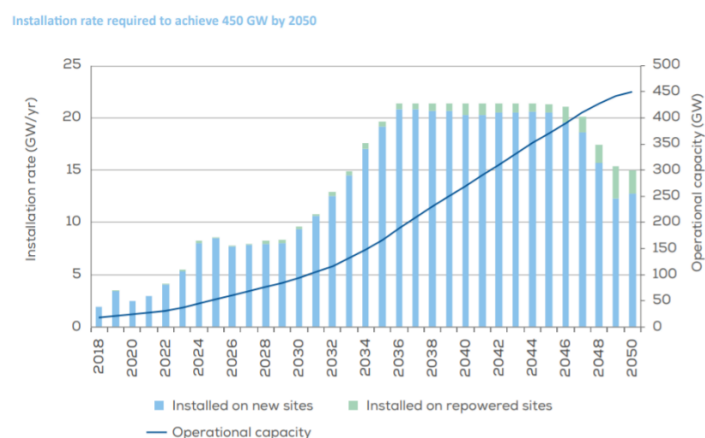
Med økonomisk lønnsomt mener vi at prosjektet vil generere en positiv netto nåverdi med de forutsetningene vi har satt og at LCOE dermed er lavere enn de generelle energiprisene gjennom prosjektets levetid. For å svare på forskningsspørsmålet vil vi i hovedsak se på kostnader knyttet til vindparken og sammenstille dette med forventet utvikling av energipriser.

2. Vindkraft - En innføring

Siden 1970 har vi observert en økende utbygging av moderne vindparker på land. Som følge av dette har vindkraftteknologi på land blitt et modent marked med tanke på teknologi og økonomi (Hofstad, 2019). Over tid har dette ført til at landbasert vindkraft har blitt konkurransedyktig på pris og er i dag blant de billigste kraftkildene vi har, forutsatt gode vindforhold i området (Malkenes Hovland, 2019).

I de senere årene derimot har landbasert vindkraft i Norge møtt stor motstand på grunn av de store naturinngrepene som følger utbygging av nye vindparker. Dette har medført at utbyggerne i større grad enn før må ta høyde for potensielle eksterne kostnader ved vurdering av lønnsomheten til et vindkraftverk. Med eksterne kostnader menes miljøkostnaden av produksjon og distribusjon av energi. Det kan for eksempel være effekter på biodiversitet, naturinngrep eller eventuell negativ påvirkning på lokalmiljøet, uttrykt i økonomiske verdier (Navrud, u.å.). Følgelig blir mulighetene for å produsere vindkraft til havs sett på som et mulig substitutt og en viktig bidragsyter for å øke andelen fornybar energi i energimiksen.

Vindturbiner har ingen forurensende utslipp og er en av de mest miljøvennlige energiformene vi har for storskala energiproduksjon. Ved å erstatte fossile energikilder med vindkraftproduksjon vil en kunne redusere CO_2 -utslipp, samtidig som det påfører lite skade på miljøet, sammenlignet med andre energikilder. I løpet av de neste årene er det forventet at utbyggingen av havvind vil øke raskt på verdensbasis og i så måte vil havvind være et sentralt bidrag for å kunne overholde klimaavtaler og redusere utslipp verden over (Statkraft, u.å.-a).



Figur 2. Estimert utvikling for havvind (WindEurope, 2019, s. 7)

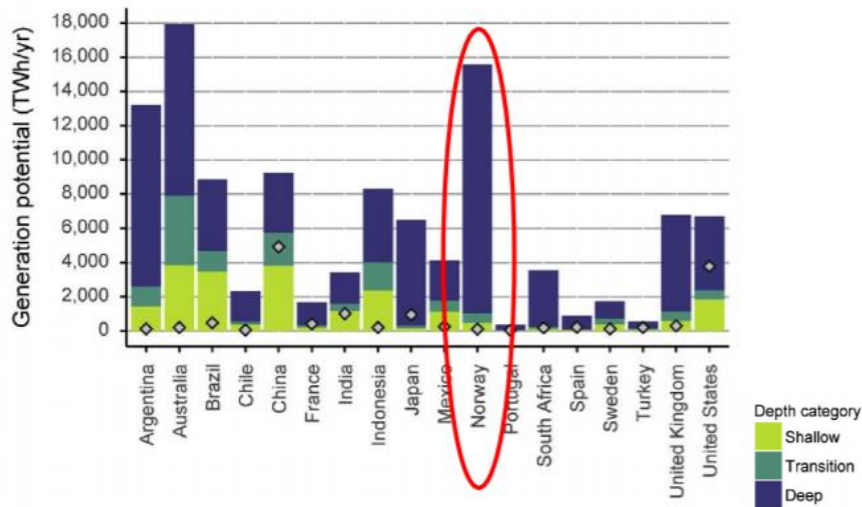
Europa har tilgang til de beste havvindressursene i verden og frem mot 2050 vil havvind være blant de viktigste energikildene for at Europa skal bli karbonnøytralt. Figur 2 (WindEurope, 2019, s. 7) viser estimert installasjonsrate for havvind i Europa frem mot 2050, hvor den Europeiske Unionen (EU) har som målsetning at havvind skal utgjøre mellom 230 og 450 GW. Det er estimert at 212 GW av kapasiteten blir utbygget i Nordsjøen (WindEurope, 2019, s. 7). Dette innebærer en drastisk økning fra en kapasitet på 20 GW i 2019. En slik økning vil kreve kartlegging av aktuelle områder, i tillegg til at infrastruktur og nett må bli utviklet til å håndtere en slik økning. Utover dette vil det være vesentlig at myndighetene tilrettelegger for langsiktige investeringer og at bruk av de ulike maritime sonene i Nordsjøen blir revurdert. Dersom myndighetene klarer å få på plass dette samtidig som teknologi- og produksjonskostnader blir redusert, har havvind potensial til å bli en av de mest konkurransedyktige energikildene på markedet (Biol, 2019).

For å kunne sammenligne energikostnaden til ulike energikilder benyttes ofte Levelized Cost of Energy (LCOE). LCOE gjenspeiler dagens verdi av produsert energi, vanligvis uttrykt i pris per megawattime (MWh) eller kilowattime (KWh), samtidig som det blir tatt høyde for økonomisk levetid på produksjonsmidler og kostnader knyttet til investering, drift og vedlikehold.

I løpet av de siste årene har vi sett en kontinuerlig reduksjon i LCOE for havvind og det er estimert at kostnadene vil reduseres ytterligere i tiden fremover (InnoEnergy & BVG, 2017). Gjennom å bygge større turbiner, forbedre teknologien og utvikle en mer hensiktsmessig verdikjede, har LCOE blitt redusert fra 150 €/MWh til 75 €/MWh fra 2015 til 2020 (InnoEnergy & BVG, 2017). Danmark har lenge hatt en lederposisjon innen vindkraft og har jobbet med å utvikle teknologi og å redusere kostnader. Det grunn til å tro at læringskurven har spilt en vesentlig rolle i reduksjonen av LCOE etter hvert som produksjonen har økt og bransjen har opparbeidet seg mer kunnskap. Vi vil gå nærmere inn på teorien om læringskurven i kapittel 4.3, før vi vil benytte denne teorien til å estimere læringskurvens effekter på flytende havvind i kapittel 6.1.

Når vi ser på det norske vindkraftmarkedet derimot, har utbygging av vindkraft stort sett vært landbasert. Som illustrert i figur 3 (Bosch, Staffell & Hawkes, 2018, s. 766-781), ser vi at Norge har et stort ubenyttet potensial innenfor havvind og spesielt på dypere vann, markert som blått i stolpediagrammet. Dette innebærer at flere av områdene er dypere enn 70 meter, som medfører at bunnfast forankring av vindturbiner ikke kan benyttes. Imidlertid

åpner ny teknologi, kombinert med kunnskap og erfaring fra offshoresektoren, opp for å bygge flytende vindturbiner på områder som tidligere ble ansett som utilgjengelige.



Figur 3. Potensial til årlig produksjon for ulike havdybde (Bosch, Staffell & Hawkes, 2018, s. 766-781).

I det neste kapittelet vil vi se nærmere på de tekniske aspektene ved en vindturbin, hvordan energiproduksjon oppstår i vindturbinene og hvordan energi blir overført til strømmettet. Vi vil også gå nærmere inn på forskjellen mellom bunnfaste og flytende fundament, og introdusere hvilke typer fundament som eksisterer for de to formene for havvind.

2.1 Vindturbinens ulike komponenter

En typisk vindturbin vil ha opp mot 9000 ulike komponenter (EWEA, 2009). Dette gjør dagens vindturbiner til svært avanserte maskiner. Hoveddelene av en typisk vindturbin er tårn, fundament, nav, rotorblader og nacelle, illustrert i figur 4 (NewEn Canada Ltd, u.å.). Komponentene i en turbin er relativt like uavhengig om vindturbinen er offshore, nearshore eller onshore, men skilles av ulike fundament og forankringsløsninger.

Tårn

Tårnet består i hovedsak av stål. Det finnes billigere materialer som betong, som kan kombineres med stålet eller brukes alene, og limtre (IRENA, 2012, s. 7). Tårnene vil normalt variere mellom 40-100 meter i høyde (EWEA, 2009, s. 37). Imidlertid har turbinene blitt større de siste årene og i dag bygges det vindturbiner på over 250 meter, der 170 meter er synlig over vann, slik som Siemens Gamesa som er installert på Hywind Scotland (Weston,

2017). Haliade-X, en annen gigantisk turbin, er 260 meter fra havoverflaten til vingespissen på rotoren (Edgren, 2019). Dette gjør vindturbinen 64 meter lavere enn Eiffeltårnet. På innsiden av tårnet befinner det seg enten en stige eller en heis, slik at servicepersonell kommer seg opp til nacellen (IRENA, 2012, s. 7). Høyden på tårnet avhenger i stor grad av lokasjonen til turbinen, men vindturbiner til havs er betraktelig større enn turbiner installert på land.

Rotorblader

Rotorbladene er festet til hovedakselen inne i maskinhuset på toppen av tårnet. De fleste turbiner har tre rotorblader og de kan være opp mot 200 meter i diameter (slik som Siemens Gamesa). Materialet på rotorbladene avhenger av størrelsen. Det er vanlig å bruke fibreglassforsterket polyester eller epoksyharpiks. Nå er også karbonfiber introdusert som et alternativ for større rotorblader (IRENA, 2012, s. 7). Navet er snuten på rotorbladene som er foran på vindturbinen.

Nacellen

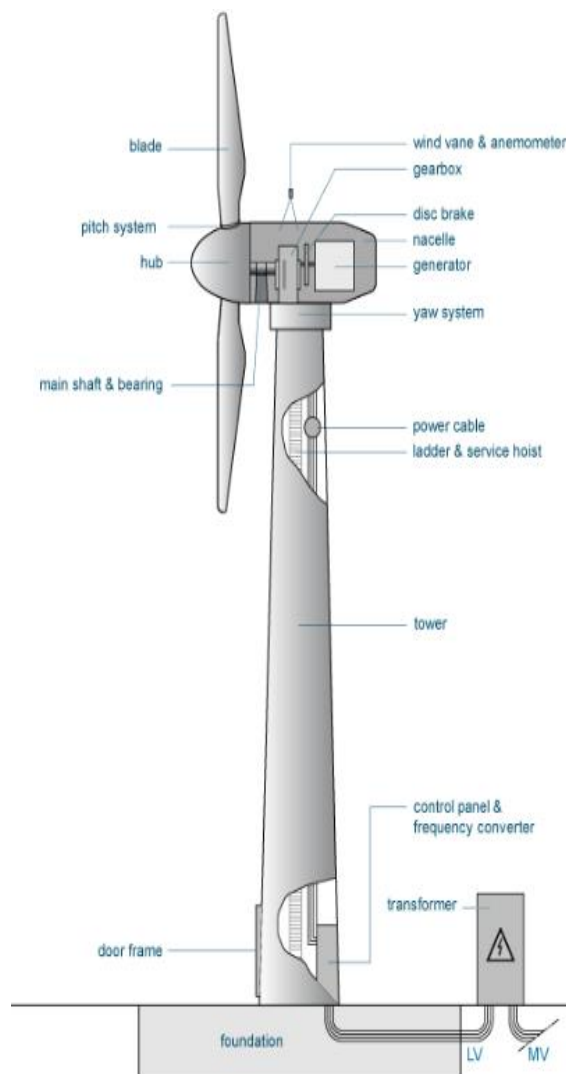
Nacellen, også kalt maskinhuset, er festet på toppen av tårnet og består av hovedkomponenter som rotor, generator, gir, skivebremser og kjøleanlegg. Materialet består av fibreglass (IRENA, 2012, s. 7).

Generator

Generatoren omdanner den mekaniske energien fra rotor og aksling til elektrisk energi. De fleste vindturbiner har i tillegg et girsystem som regulerer omdreiningshastigheten i generatoren (IRENA, 2012. S. 7).

Yaw-system

Turbinens yaw-system gjør at maskinhuset med bladene blir dreid etter vindretningen (EWEA, 2009, s. 37). Optimal produksjon skjer når vinden blåser vinkelrett på rotorbladene



Figur 4. De ulike komponentene i en vindturbin (NewEn Canada Ltd, u.å.)

(Kim & Dalhoff, 2014, s. 3). Måleinstrumenter observerer vindhastighet og vindretning, som behandles i turbinens kontrollsystem. Kontrollsystemet sender signaler til turbinens yaw-system som dermed kan dreie nacellen (EWEA, 2009, s. 37).

Fundament/ forankringsløsninger

Fundamentet til vindturbinen er avhengig av om vindturbinen skal være på land, nearshore (bunnfast) eller offshore (flytende). De vanligste forankringsløsningene for bunnfaste vindturbiner er monopeler, tripoder og jackets. For flytende turbiner er spar-plattform, halvt nedsenkbar-plattform og tension-leg-plattformer (TLP) de vanligste konseptene.

Kabelnettverk

Kabelnettverket til turbinene består av array-kabler (matrise) og eksport-kabler. Array-kablene kobler alle turbinene i en vindpark sammen i et nettverk og eksport-kablene eksporterer den produserte elektrisiteten til land (EWEA, 2009, s. 37). For eksportkabler benyttes AC-kabler (alternating current) eller HVDC-kabler (high voltage direct current). For mindre installasjoner kan AC-kabler benyttes som eksportkabel, men for større vindparker må HVDC-kabler (høyspent likestrøm) benyttes for å unngå store energitap. Dersom det blir benyttet AC-kabler, vil energitapet øke etter hvert som distansen fra land øker. Det er derfor mer hensiktsmessig å benytte HVDC-kabler på distanser over 50 kilometer, ettersom energitapet ved å benytte en transformatorstasjon er mindre enn energitapet som oppstår ved bruk av AC-kabler på disse distansene (May, Yeap & Ukil, 2016).

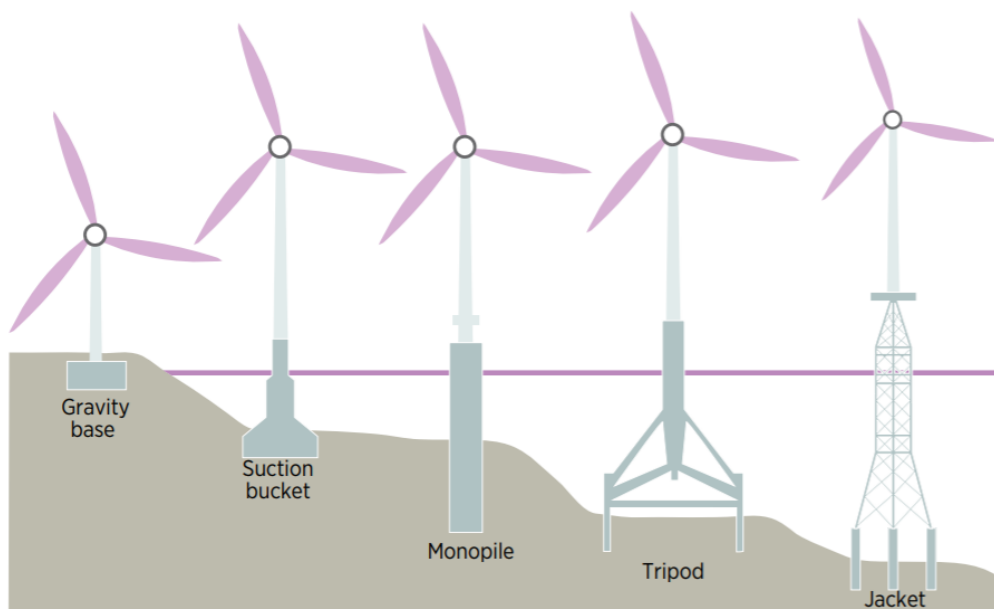
Transformatorstasjon

Transformatorstasjoner installeres dersom vindparken er langt fra land og utbygger vil redusere energitapet (linjetapet). For vindparker nærmere land benyttes som regel høyspent vekselstrøm og utbygger slipper da å installere en transformator. Når vindparken er over 50 km unna land, vil det være lønnsomt å installere en transformatorstasjon som kan konvertere vekselstrøm til høyspent likestrøm. Ved å benytte HVDC (høyspent likestrøm) reduseres linjetapet betraktelig sammenlignet med AC (vekselstrøm), slik som forklart ovenfor.

Vi har nå sett på de ulike komponentene i selve vindturbinen og hvordan disse fungerer sammen for å produsere energi. Videre skal vi se nærmere på de to ulike alternativene for å forankre vindturbiner til havs per i dag.

2.2 Bunnfaste vindturbiner

Bunnfaste vindturbiner egner seg for grunt vann, og kan installeres på havdybder på maksimalt 50-70 meter. Figur 5 (Moulas, Shafiee & Mehmanparast, 2017, s. 149-162) viser flere ulike konsepter for å feste vindturbinene til havbunnen, hvor monopeler er det mest brukte fundamentet når det kommer til bunnfast havvind i dag (WindEurope, 2019b). Gravitasjonsfundamenter var det første fundamentet som ble benyttet for havvind og krever et tungt fundament for å holde turbinen på plass (Vindportalen, u.å.-a). Gjennom teknologisk utvikling har bransjen etter hvert utformet nye metoder som egner seg for dypere vann, noe som gjør det mulig å utnytte bedre vindforhold, lenger fra kysten.



Figur 5. Illustrasjon av ulike fundament på bunnfast havvind (Moulas, Shafiee & Mehmanparast, 2017, s. 149-162)

I 2019 var 70% av alle nyinstallasjoner i Europa monopeler (WindEurope, 2019b). Monopeler er laget av stål og borres eller bankes ned i havbunnen for å danne fundamentet på vindturbinen. Tripoder på den andre siden festes normalt ved å bore tre stålpeleer 10-20 meter ned i havbunnen. Jackets-fundamentet består av en stålgytter-struktur som festes til havbunnen ved tre peleer. Denne metoden er ofte brukt i olje og gassindustrien, og stod for 29% av alle nyinstallasjoner i Europa i 2019 (WindEurope, 2019b). Jackets er også den bunnfaste installasjonen som kan benyttes på de dypeste havnivåene (Vindportalen, u.å.-a.).

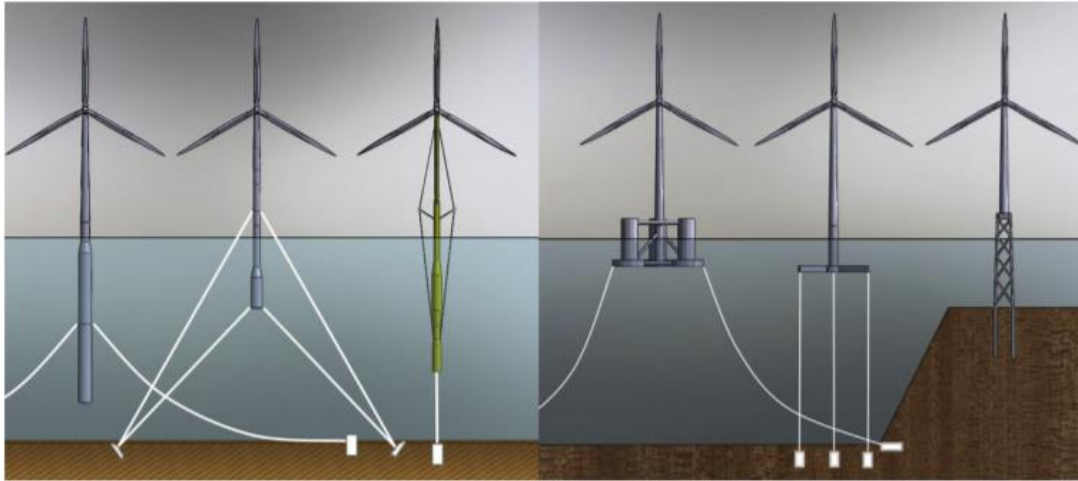
Utover havdybde avhenger valg av fundament i stor grad av prisen og bunnforholdet på feltet hvor turbinene skal plasseres. For bunnfaste vindturbiner er derfor stabile bunnforhold

en forutsetning, slik at fundamentet får tilstrekkelig feste. Dersom bunnen er steinete, kan det føre til at noen typer fundament blir problematisk å få installert ordentlig (NVE, 2019c). Det faktum at de norske havområdene er dype, og har kompliserte bunnforhold mange steder, gjør at flytende vindturbiner har størst potensial. Mange steder er også flytende vindturbiner den eneste muligheten for å kunne bygge ut et område, slik som for Utsira Nord (NVE, 2019c). I neste kapittel skal vi se på de ulike konstruksjonene som eksisterer innenfor flytende vindturbiner.

2.3 Flytende vindturbiner

De områdene som har best vindforhold og størst potensial for vindkraft, er som regel lokalisert i områder som er for dype til å benytte bunnfaste vindturbiner. På grunn av dette har det blitt utviklet flere ulike design som gjør det mulig å plassere vindturbiner på dypere vann og dermed utnytte vindressursene i større grad enn i dag. Ved å benytte flytende vindturbiner reduseres også inngrepet på naturen og havbunnen, ettersom det bare er vaiere som festes til havbunnen, fremfor hele fundamentet.

Flytende vindturbiner er fremdeles i utviklingsfasen, men likevel finnes det flere ulike konsepter, der de vanligste konseptene er vist i figur 6 (Raadal, Vold, Myhr & Nygaard, 2014, s. 314-324). Valg av fundament er avhengig av vanndybden, havbunnsforhold, nacelle-masse og rotorhastighet. I tillegg vil valget være avhengig av organisatoriske forhold som kompetanse og erfaring, og ikke minst pris (IRENA, 2016). Den største faktoren som avgjør valg av fundamentet er likevel havdybden. Dypere vann krever sterkere forankring for å gi stabilitet til vindturbinen. De mest populære konseptene er sparbøyer, strekkstagplattform (tension-leg-plattform) og halvt nedsenkbar-plattform (semi-submersible plattform).



Figur 6. Illustrasjon av ulike typer flytende vindturbiner. Fra venstre til høyre: Spar-Buoy, TLB, SWAY, Semi-submersible (halvt nedsenkbar), TLP og Jacket (Raadal et al, 2014, s. 314-324).

Strekstag-bøye-konseptet/TLB

TLB-plattformer består av et hult rør, formet som en sylinder, som blir forankret fra to punkter på sylinderen og stramt ned mot havbunnen. Strekken i forankringslinjen, kombinert med oppdrift på røret, sørger for at plattformen utsettes for lite vertikal forflytning (Myhr, Bjerkseter, Ågotnes & Nygaard, 2014, s. 716). TLB-plattformer er et godt alternativ for vannedybder mellom 50 og 80 meter og er ment for turbiner på 5-6 MW (EWEA, 2013, s. 44).

Strekstagplattform/TLP

Denne forankringsløsningen har blitt brukt i olje- og gassindustrien siden 80-tallet. TLP-plattformer har en vertikalt forøyd struktur og er lik TLB-plattformer da de også forankres i havbunnen (EWEA, 2013), illustrert i figur 6 (Raadal et al, 2014, s. 314-324). Forskjellen er at det blir brukt tre forankringslinjer i stedet for seks. The National Renewable Energy Laboratory (NREL) begynte å utforske bruken av TLP-plattformer som forankringsløsning for vindturbiner på tidlig 2000-tall. Sammenlignet med spar-plattformene trenger ikke TLP-plattformene ballast for å oppnå stabilitet og har dermed mindre stålmasse (EWEA, 2013, s. 20). TLP-plattformer kan brukes for vannedybder mellom 80 og 300 meter og er ment for turbiner mellom 5-7 MW (EWEA, 2013, s. 44).

Halvt nedsenkbar plattform/Windfloat

Denne plattformen ble først installert i Portugal i 2011 (Myhr et.al, 2014, s. 716) og består av tre bøtter som skaper oppdrift og stabilitet. Bøttene kan være festet sammen av stenger eller pongtonger. Bøttene er delvis i kontakt med luft ettersom plattformen er delvis nedsenket i

havet (EWEA, 2013, s. 20). Tårnet er enten plassert på toppen av en bølge eller mellom bølgene. Plattformen blir forankret med tre slakkliner mot havbunnen i likhet med spar-plattformen. TLB-plattformer og halvt nedsenkbare plattformer kan ferdigstilles på land, før de deretter blir fraktet ut til vindparken. Med noen tilpasninger kan halvt nedsenkbare plattformer installeres på vanddybder på inntil 1000 meter. Denne forankringsmetoden er ment for turbiner mellom 5 og 10 MW (Principle Power, u.å.).

Sparbølge/Hywind

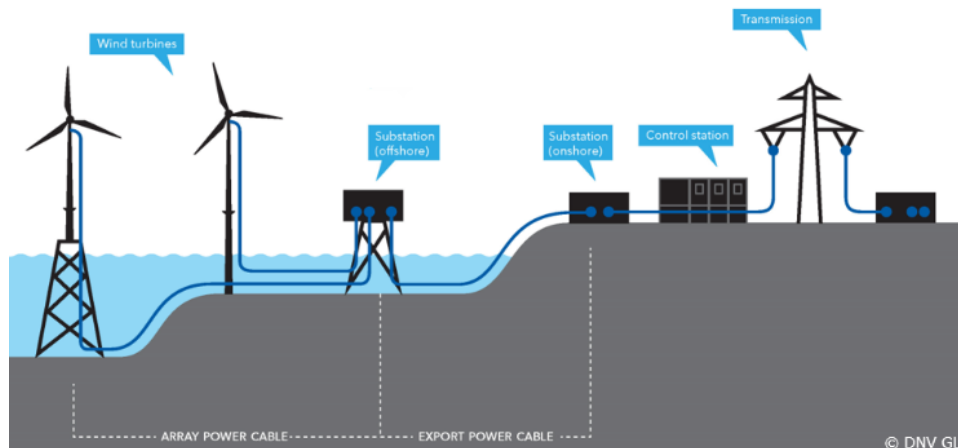
Spar-plattformer består av et hult sylindrisk rør av stål som går dypt ned mot havbunnen (EWEA, 2013, s. 20). Vannvolum brukes på to måter for å sikre stabilitet. Vannvolumet innvendig i sylindren, også kalt ballast, sørger for stabilitet gjennom tyngdekraften og sørger for at konstruksjonen holder seg oppreist under varierende værforhold. Samtidig vil det fortrengte vannvolumet gi oppdrift i sylindren. Plattformen blir forankret med tre slakkliner mot havbunnen som gir økt spenning. Spar-plattformer kan ikke installeres på grunt vann på grunn av størrelsen på røret og er designet for vanddybder mellom 100 og 800 meter (Chapman, 2017). Denne forankringsmetoden har blitt prøvd på turbiner på 2, 3 og 6 MW og skal forankre elleve 8 MW-turbiner i Hywind Tampen prosjektet, som er forventet å være i drift fra 2022 (Richard, 2019).

Hvilken av disse konstruksjonene som egner seg best ved utbygging av Utsira Nord avhenger i stor grad av havdybde, størrelsen på turbinene og ikke minst kostnaden for de ulike fundamentene. Etersom Utsira Nord har en gjennomsnittsdypde på 272 meter, vil både strekkstagplattform, semi-nedsenkbar og sparbølge-konstruksjon være egnet. Sparbølge-konstruksjonen er fundamenttypen som benyttes på Hywind Scotland, den eneste operative vindparken i verden. Videre skal vi se på de ulike premissene som gjør at en vindturbin kan produsere energi, hvordan turbinen fanger opp bevegelsesenergien og prosessen for å overføre energien til strømmettet på land.

2.4 Vindteori

Gjennom å benytte seg av vindens bevegelsesenergi og å omgjøre den til elektrisk kraft, produserer vindturbiner strøm, illustrert nedenfor i figur 7 (Pollicino, 2017). Strømmen blir sendt fra vindturbinene gjennom array-kablene til en transformatorstasjon i havet. Denne transformatorstasjonen konverterer høyspent vekselstrøm til høyspent likestrøm for å

redusere energitap. Deretter sendes strømmen videre gjennom en eksportkabel til en transformatorstasjon på land, der strømmen videreføres til det kommersielle strømmettet.



Figur 7. Illustrasjon av energiproduksjon (Pollicino, 2017)

I dag er det standard at vindturbinene har 3 rotorblad som danner energi gjennom å rotere. Det grunnleggende prinsippet for vindkraft er at rotorbladene på vindturbinen fanger opp bevegelsesenergi og videre overfører kraften gjennom en drivaksel til nacellen. Gjennom å dreie nacellen og bladene i henhold til vindretningen forbedres utnyttelsen av vindressursen og dermed øker energiproduksjonen (Statkraft, u.å.-b).

I tillegg er det vanlig at det bygges flere vindturbiner i samme område, for å utnytte arealet mest mulig effektivt og for å redusere kostnader. En slik samling av vindturbiner blir populært kalt en vindpark. Vindparkene blir koblet til høyspentnettet hvor hver turbin utgjør et aggregat i kraftverket (Newton, u.å.). Ved konstruksjon av en ny vindpark kreves det nøyaktige produksjonsberegninger for å ta høyde for ulike faktorer som kan føre til tapt kraftproduksjon. Dette kan blant annet være ekstremvinder, bølgeklime, isingsforhold og vaketap (NVE, 2012). Vaketap er det energitapet som finner sted hvis vindturbinene står for nært hverandre i vindparken (Thema Consulting Group, 2012). Når vindturbiner står for nært hverandre, treffer luftstrømmen turbinene ved siden av nedstrøms som igjen reduserer den kinetiske energien og øker turbulens (NVE, 2012). For å redusere vaketapet er det i dag normalt å plassere vindturbinene med en avstand på syv ganger rotordiameteren. I områdene hvor det er en klart fremherskende vindretning anbefales det å plassere turbinene lengre fra hverandre i den retningen vinden blåser og nærmere hverandre i de andre retningene. Anslagsvis vil det innebære ni ganger rotordiameteren i den fremherskende vindretningen og fem ganger rotordiameteren de andre retningene. Utredningsområdene som ligger nært

kysten har som regel en sørlig fremherskende vindretning parallelt med kysten. I kapittel 2.5.2 vil vi komme tilbake til konstruksjon og plantegning av en vindpark på Utsira Nord feltet, i henhold til teorien som er presentert ovenfor.

2.4.1 Effektkurven

En vindturbin kan normalt utnytte 50 prosent av bevegelsesenergien i vinden som passerer rotorbladene, og maksimal teoretisk utnyttelse av vindenergien for en optimalt designet turbin er 59%, kalt Betz Limit. Hvor mye av energien som blir overført til turbinen vil avhenge av tettheten i luften, arealet av rotoren og vindhastigheten (Newton, u.å.). Effekten av luft som strømmer gjennom vindturbinen er gitt ved følgende uttrykk (Newton, u.å., s. 1):

$$P = \frac{1}{2} p \cdot A \cdot v^3 \cdot C_p(\lambda, \theta) \quad (1)$$

Hvor:

P = Turbinens effekt i watt

p = Luftens tetthet – normalt $1,23 \text{ kg/m}^3$

V = Vindhastighet m/s

$A = \pi \cdot r^2$ = Rotorens sveipet areal i kvadratmeter

$\pi = 3,14$

r = Rotorens radius i meter

C_p = Rotorens virkningsgrad

λ = Tip speed ratio

θ = Vinkelen på rotorbladene

Ut ifra dette uttrykket ser vi at vindhastigheten øker effekten i tredje potens. Dette betyr at små endringer eller avvik i vindhastighet vil ha en vesentlig innvirkning på produksjonen og lønnsomheten til en vindturbin. Et felt, hvor det i gjennomsnitt blåser 8 m/s, vil generere dobbelt så mye energi som et område med en gjennomsnittsvind på 6 m/s på grunn av hvordan vindhastighet påvirker effekten. Det er derfor essensielt med en grundig vurdering av vindforholdene før det foretas en beslutning om utbygging av vindturbiner (Newton, u.å.).

C_p , som er rotorens virkningsgrad, er et uttrykk for effektiviteten til en vindturbin, og viser forholdet mellom produsert energi og total energi tilgjengelig i vinden (Watson, 2015). Hvor mye energi turbinen klarer å produsere (C_p) er avhengig av tip speed ratio, også kalt TSR (λ), og vinkelen på rotorbladene (θ). Vi kan finne TSR ved å benytte følgende formel (Ragheb, 2014, s. 2):

$$TSR (\lambda) = \frac{v}{V} = w \cdot \frac{r}{v} \quad (2)$$

Hvor:

$V = \text{vindhastighet m/s}$

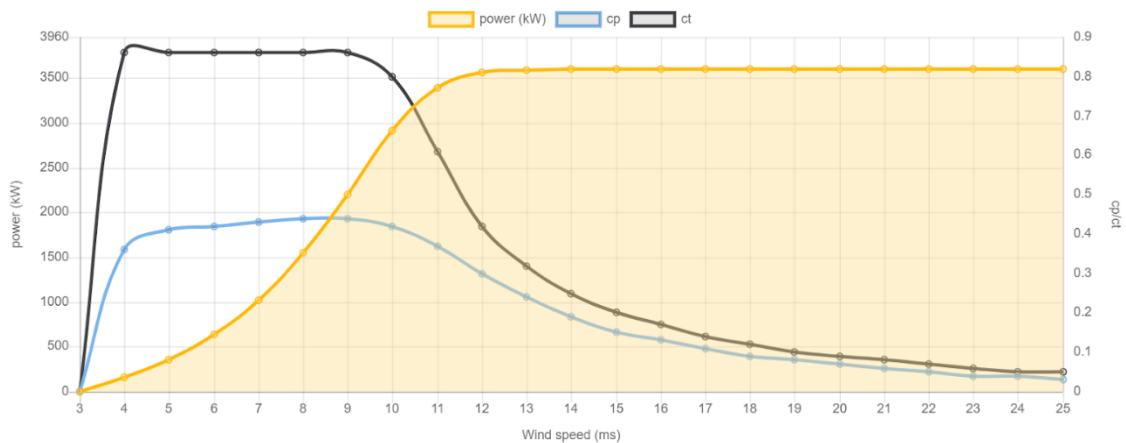
$v = w \cdot r = \text{hastighet på rotor tuppen}$

$w = \text{vinkelhastighet}$

$r = \text{rotorens radius i meter}$

Vinkelen på rotorbladene (θ) skal bidra til å optimalisere rotorens virkningsgrad slik at vindturbinen kan fange opp mest mulig av bevegelsesenergien. Dette gjøres ved at vinkelen på bladene endres i takt med vindretning, frem til maksimal effekt i turbinen er nådd ved rundt 12-13 m/s. Ettersom energiproduksjonen vil være den samme, er det indifferert om vindhastigheten er 12-13 m/s eller høyere (Statkraft, u.å.-b). Ved vindforhold over 12-13 m/s, vil vinkelen på rotorbladene bidra til å senke vinden for å redusere slitasje på turbinen (Vindportalen, u.å.-b). Ved vindhastighet over 25 m/s, vil energiproduksjonen opphøre, og turbinene stopper automatisk for å unngå skader på turbinen.

I figur 8 (Bauer & Matysik, 2017) kan vi se hvordan energiproduksjonen i en Siemens vindturbin utvikler seg fra oppstart på 3 m/s til vindturbinen stopper ved 25 m/s. Vi ser at energiproduksjonen stabiliserer seg ved en vindhastighet på 12-13 m/s, mens rotorens virkningsgrad (C_p) og dreie-koeffisient (C_t) reduseres når vindturbinen nærmer seg maksimal kapasitet. C_t er koeffisienten av dreiemomentet T , hvor dreiemomentet er aksialkraften som vinden påfører rotoren på vindturbinen. Dreiemomentet blir dermed også brukt til å beskrive produksjon og slitasje på vindturbinen (Réthoré, 2006).



Figur 8. Kraftkurve Siemens SWT-3.6-120 Onshore (Bauer & Matysik, 2017)

Videre skal vi se på vindforholdene i Norge og Utsira Nord. Basert på vindretning og størrelse på vindparken vil vi også se på optimal plassering av vindturbinene.

2.5 Norges vindressurser

Sammenlignet med resten av verden har Norge gode vindforhold og et stort potensial for kraftproduksjon fra havvind. En utbygging av 212 GW havvind i Nordsjøen, som anbefalt av WindEurope, vil kreve et areal på 76 000 km² (tilsvarende størrelsen på Irland). For at en slik utbygging skal være mulig må store deler av utbyggingen skje i områder med lav LCOE, som per nå er regnet som ekskluderingssoner (Dette vil vi se mer på i kapittel 3.3).

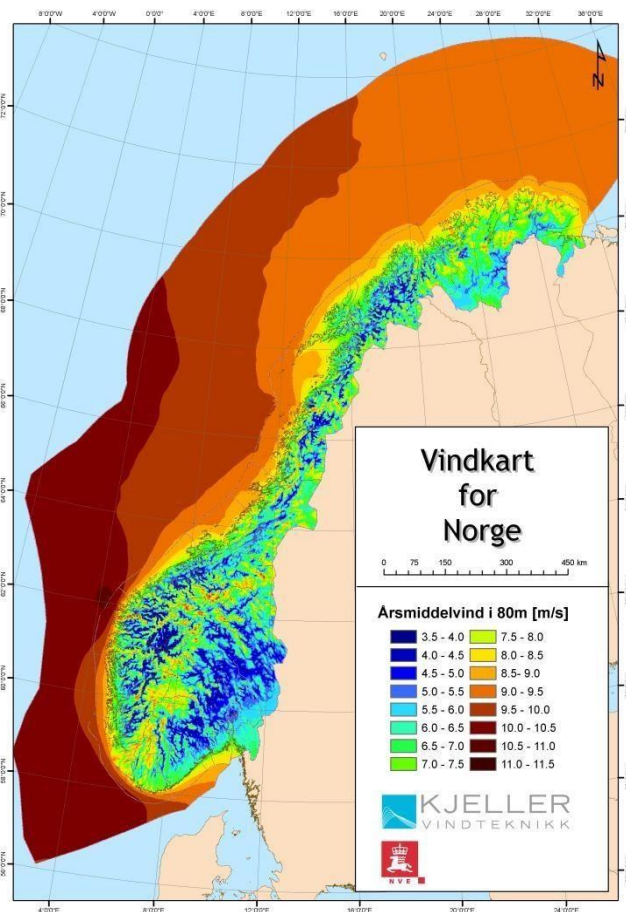
Ekskluderingssoner betegnes som områder som per i dag enten er beskyttet mot utbygging på grunn av miljømessige årsaker (f.eks. nasjonalparker), eller fordi området er avsatt til fiske, shipping eller militære aktiviteter (WindEurope, 2019a). I tillegg til å frigjøre eksisterende ekskluderingssoner, må den årlige installasjonsraten øke vesentlig. Det installeres nå 3 GW havvind per år i Europa, men for å nå målet på 450 GW må mengden økes til 7 GW innen 2025 og deretter 20 GW per år fra 2030 (WindEurope, 2019a).

En annen utfordring med utbyggingen er at det normalt tar 11 år fra utviklingen av et prosjekt starter til vindparken genererer elektrisitet (WindEurope, 2019a). Noen områder er mer krevende å bygge ut enn andre, på grunn av utfordrende bølge- og dybdeforhold. Imidlertid har kostnadsreduksjon og teknologiske fremskritt muliggjort nye områder for utbygging. Større områder vil gi en porteføljeeffekt som følge av mindre variabilitet i vindforholdene og en mer gjennomsnittlig produksjon. Med porteføljeeffekt viser vi til hvordan utbyggere kan sikre “base load” energiproduksjon ved å spre vindturbinene over et

større område slik at variasjon i produksjon blir jevnet ut. Med base load menes minimum energi som må produseres for å dekke det grunnleggende energiforbruket (Merriam-Webster, u.å.)

For å lokalisere de beste utredningsområdene for havvind, må det kartlegges hvor de beste vindforholdene er. Det er relativt stor forskjell i vindforholdene mellom de ulike utredningsområdene og det gir store utslag i kapasitetsfaktoren. Kapasitetsfaktoren reflekterer hvor stor prosentandel av timene i året en gitt vindturbin produserer energi. For å oppnå størst mulig kraftproduksjon er det nyttig å se på effektkurven til turbinene, og velge den turbinen som gir maksimalt effektutbytte ved den vindhastigheten som forekommer oftest i det respektive utredningsområdet (NVE, 2012).

Effektkurvene som brukes i produksjonsberegningene har ofte mindre ytelse enn turbinene som installeres i dag. Det er vanlig å anta at dagens turbiner vil ha en maksimal ytelse på 10 MW, mens turbinene som er benyttet i effektkurvene vanligvis har en maksimal ytelse på 6MW og 7MW, slik som i rapporten til NVE (2012). Størrelsene på vindturbinene har økt drastisk bare de siste årene og det er ikke laget egne effektkurver og vindkart for de store vindturbinene. For vindturbiner slik som Hywind Scotland har det vært vanskelig å estimere effektutbytte og de har hatt høyere kapasitetsfaktor enn estimert. Vindkartet illustrert i figur 9 (NVE, 2009), viser beregninger for årsmiddelvind ved 80 meters høyde. For vindturbiner på 10 MW og 12 MW, som Haliade-X, vil tårnet være 140 meter fra havoverflaten (Edgren, 2019). Slike gigantturbiner vil produsere energi ved mye høyere vindhastigheter og det bør derfor utarbeides vindkart for høyere turbiner for å kunne gi sikrere estimater.



Figur 9. Vindkart for Norge (NVE, 2009)

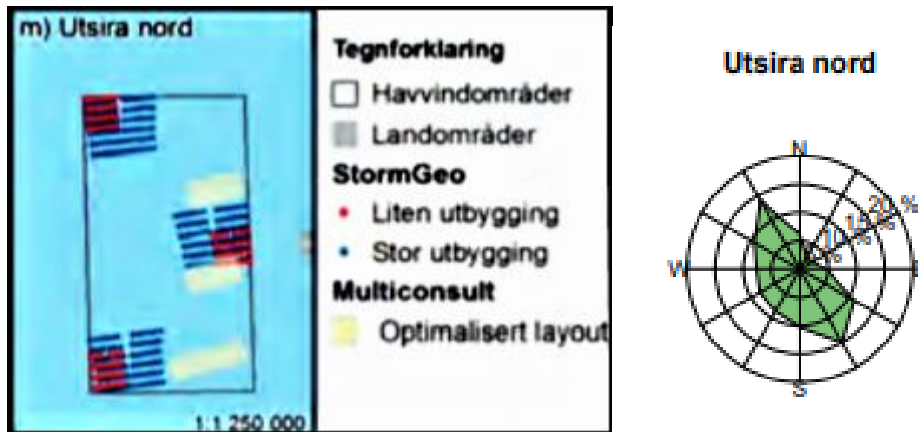
2.5.1 Utsira Nord

Utsira-feltet ligger på mellom 220 til 280 meters dyp og har en årsmiddelvind som ligger på rundt 9-10,5 m/s, ved 80 meters høyde (NVE, 2009). Utsira er det feltet som vurderes å ha best vindforhold, av de alternativene som har blitt kartlagt i Norge, fordi havdybden på feltet bare er egnet for flytende vindturbiner.

2.5.2 Plassering av vindturbiner

For å unngå for store vaketap, og for å utnytte vindressursene i området optimalt, er som nevnt plasseringen av vindturbinene viktig. Vi skal nå se nærmere på optimal plassering av vindturbinene på Utsira Nord feltet. For områder hvor installert effekt overstiger 500 MW er det anbefalt at utbyggingen deles opp i flere deler slik som vist i figur 10 (NVE, 2012). Dersom installert kapasitet overstiger 1000 MW, vil det kreves en avstand på mellom 4-8 kilometer, avhengig av vindretningen (NVE, 2012). Det er svært viktig å plassere vindturbinene riktig i forhold til hverandre for å unngå energitap. For lite avstand skaper

turbulens i det luften har passert vindturbinene, som igjen reduserer energiproduksjonen i de påfølgende vindturbinene. Ved å plassere turbinene på ulike områder og med god avstand, sikres tilstrekkelig energiproduksjon i alle vindturbinene, samtidig som det reduserer nevnt vaketap.



Figur 10. Optimalisert turbinplassering (NVE, 2012, side 348-349)

Utbyggingen av Utsira Nord, med 50-150 vindturbiner, vil kreve 6-19% av det tilgjengelige arealet på 1010 kvadratkilometer og en eksportkabel på mellom 29-57 kilometer (Multiconsult, 2012). Grunnen til at turbinene må plasseres på ulike områder skyldes at Utsira Nord har en fremherskende vindretning fra sør-øst, illustrert gjennom vindrosen i figur 10 (NVE, 2012, s. 348-349). Dersom et område har en fremherskende vindretning, anbefales det å plassere turbinene lengre fra hverandre i den retninger det blåser oftest og nærmere hverandre i den retningen det blåser minst, som forklart i kapittel 2.4 (NVE, 2012, s. 20). Lengden på eksportkabelen vil være avhengig av vindparkens plassering, enten lengst nord eller lengst sør på området. Den vil også være avhengig av hvilken nettforbindelse vindparken kobles til. Multiconsult (2012) har i sin utredning anbefalt Utsira å koble seg til punktene “Håvik” eller “Kårstø”.

Som vi har nevnt tidligere er det forventet at vindturbinene vil bli større i fremtiden. Videre vil vi derfor se på hvor stor kapasitetsøkning som kan forventes og om en slik kapasitetsøkning er realiserbar både for bunnfaste og flytende havvindturbiner.

2.6 Ventet kapasitetsøkning

I løpet av de siste årene har vi sett en gradvis økning i kapasiteten på de ulike vindturbinene. Det er forventet at økningen skal fortsette ytterligere i årene som kommer, etter hvert som

utbyggerne tilegner seg mer erfaring. Dette vil medføre at flere av utredningsområdene i Norge kan bli aktuelle for utbygging, og at de tilgjengelige vindressurser som følge kan utnyttes i mye større grad enn hva de blir i dag.

For bunnfaste vindturbiner er det forventet en kapasitetsøkning fra 8 MW i dag til 12 MW om noen år. Vi kan også forvente at vindturbiner på 15 MW vil bli utviklet i løpet av det neste tiåret. Dette medfører at turbinene blir både større og høyere, og at radiusen på rotorbladene øker. En slik kapasitetsøkning vil kunne øke årlig energiproduksjon, uten å øke antall turbiner, som igjen vil bidra til færre naturinngrep. På den andre siden blir det diskutert om det er hensiktsmessig med turbiner av denne størrelsen ettersom de også må være mer hardføre når massen blir større (Malkenes Hovland, 2018a).

Etter hvert som markedet for flytende vindturbiner blir mer modent, er det likevel grunn til å anta at vi vil se en lignende kapasitetsøkning i dette segmentet, kombinert med en kostnadsreduksjon. En forutsetning for å realisere kostnadsreduksjonen, vil være å bryte korrelasjonen mellom størrelsen på turbinen og størrelsen på fundamentet. I løpet av de siste årene har bransjen klart å redusere mengden stål i bunnfaste vindturbiner med 30%, noe som viser at det er rom for kostnadsreduksjon i de ulike komponentene (Malkenes Hovland, 2018a). Lignende resultater har blitt funnet i andre studier, slik som Kikuchi & Ishihara (2019), som vi vil diskutere ytterligere i kapittel 5.8. I det neste kapitlet vil vi diskutere kostnadssiden til offshore vindkraftverk og forventede kostnadsreduksjoner.

3. Kostnadssiden

3.1 Kostnadsdrivere

I 2009 estimerte WindEurope (den gang The European Wind Energy Association) at over 75% av den totale energikostnaden for et vindkraftverk var relatert til investeringsutgiften for turbinen, fundamentet, elektrisk utstyr og nettilkobling, også kalt CAPEX (EWEA, 2009). Sammenlignet med tradisjonell energiproduksjon, der det blir benyttet fossilt drivstoff, er fornybar energiproduksjon meget kapitalintensiv. For gasskraftverk vil for eksempel rundt 40-70% av kostnadene være relatert til drivstoff og drifts- og vedlikeholdskostnader, også kalt OPEX (EWEA, 2009). Imidlertid har energikostnaden for fornybar energiproduksjon blitt redusert betraktelig de siste årene, og prisreduksjon er forventet å fortsette. Solkraft har for eksempel hatt den høyeste læringsraten av de fornybare teknologiene for energiproduksjon. Den reduksjonen som er observert for solkraft kan være en indikasjon på hva bransjen kan forvente av læringsraten i andre teknologier, slik som offshore vindkraft. Det har allerede blitt observert store prisreduksjoner innen vindkraft, men dette vil vi komme tilbake til senere i kapittelet.

De viktigste kostnadsdriverne til offshore vindkraft er vanndybde og distanse fra kysten, og det er disse to faktorene som har størst innvirkning på LCOE i henhold til tidligere utredninger gjort på området (Myhr et al, 2014; Bosch, Staffell, Hawkes, 2019). For flytende vindturbiner vil fundamentet være en større del av den totale energikostnaden enn for bunnfaste. Per dags dato er de bunnfaste teknologiene billigere enn de flytende. Dette kommer av de flytende teknologiene er mer omfattende og kompliserte å installere, de krever mer stål og materialer og de må transporteres lengre fra kysten. Imidlertid nærmer de to løsningene seg i pris som følge av at kostnaden for flytende konstruksjoner har blitt redusert kraftig bare de siste årene. I tillegg øker kostnadene mindre med økende vanndybde for flytende - enn for bunnfaste vindturbiner (Myhr et.al, 2014). Baser på dette ser vi at de totale kostnadene vil avhenge av hvilken forankring som velges, distanse til kysten og vanndybde. Disse faktorene gjør det utfordrende å sette opp en generell kostnadskalkyle for flytende installasjoner slik som for bunnfaste.

Utover faktorene som er introdusert i avsnittet over har også “load factor”, “operational weather window” (OW) og tilgjengelighet innvirkning på LCOE. Tilgjengelighet er den

tiden vindturbinen står fritt til å produsere energi. Vedlikehold, tekniske feil og andre uregelmessigheter, er faktorer som reduserer vindturbinens tilgjengelighet (NVE, 2011). For sterk (over 25 m/s) eller for svak vind (under 3 m/s), medberegnes ikke i tilgjengelighet. Videre blir betegnelsene “load factor” og kapasitetsfaktor ofte brukt om hverandre. Forskjellen er at “load factor” beregner faktisk energiproduksjon i prosent av teoretisk maksimal energiproduksjon i output og ikke timer (Klimstra, 2013). OW er det vinduet der arbeiderne kan gi maksimal ytelse fordi værforholdene er ideelle (Myhr et.al, 2014). Forskjellen i installasjonsvinduet for bunnfaste og flytende turbiner viser at flytende vindturbiner har større utfordringer knyttet til installasjon enn nearshore vindturbiner. OW er estimert å være 20% mindre for flytende installasjoner på grunn av mer ugunstige værforhold lenger fra kysten (Myhr et.al, 2014). Dette betyr at mye av tiden under installasjonsprosessen kan gå med til å vente på bedre vindforhold. Siden dagsraten på innleide fartøy og personell er svært høy vil en nøkkelfaktor i å redusere installasjonskostnader være å redusere tiden som blir brukt på å installere hver MW. I tillegg til at større turbiner bidrar til kostnadsreduksjon er det også formulert flere andre faktorer som kan bidra til å redusere kostnader ved installering. For eksempel kan installasjonsvinduet økes ved å stabilisere turbinbladene med en krok, slik at konstruksjonen av turbinene kan fortsette helt opp mot en vindhastighet på 16 m/s (IRENA, 2016). Det har også blitt vanligere å konstruere turbinene på land eller i havn, slik at turbinen kan konstrueres i sin helhet og deretter fraktes til området for vindparken. Dette bidrar til å redusere konstruksjonstiden, samtidig som eksponeringen for ugunstige værforhold blir mindre (IRENA, 2016).

Utsiraområdet ligger 28 km fra kysten og har en gjennomsnittlig havdybde på 272 meter (Multiconsult, 2012). Av områdene i Norge, som har blitt utredet for havvind, er dette en av de dypeste områdene. For denne havdybden er det, som nevnt i kapittel 2.3, sparbøyen som er det beste alternativet da den kan installeres på havdybder mellom 100 og 700 meter. Utsiraområdet ligger nærmere kysten enn mange av de andre områdene i utredningen, noe som vil ha betydning for lengden på eksportkabelen, som regnes som en viktig kostnadsdriver. (Multiconsult, 2012).

Utsiraområdet har en tilgjengelighet på 95% (NVE, 2012). Dette er normalt for utredningsområdene i rapporten til NVE (2012) der alle utredningsområdene har en tilgjengelighet mellom 94-95%. Videre vil en stor bebyggelse ha et vaketap på 10%. I rapporten varierer vaketapet til utredningsområdene mellom 7-13%. Installasjonsvinduet på

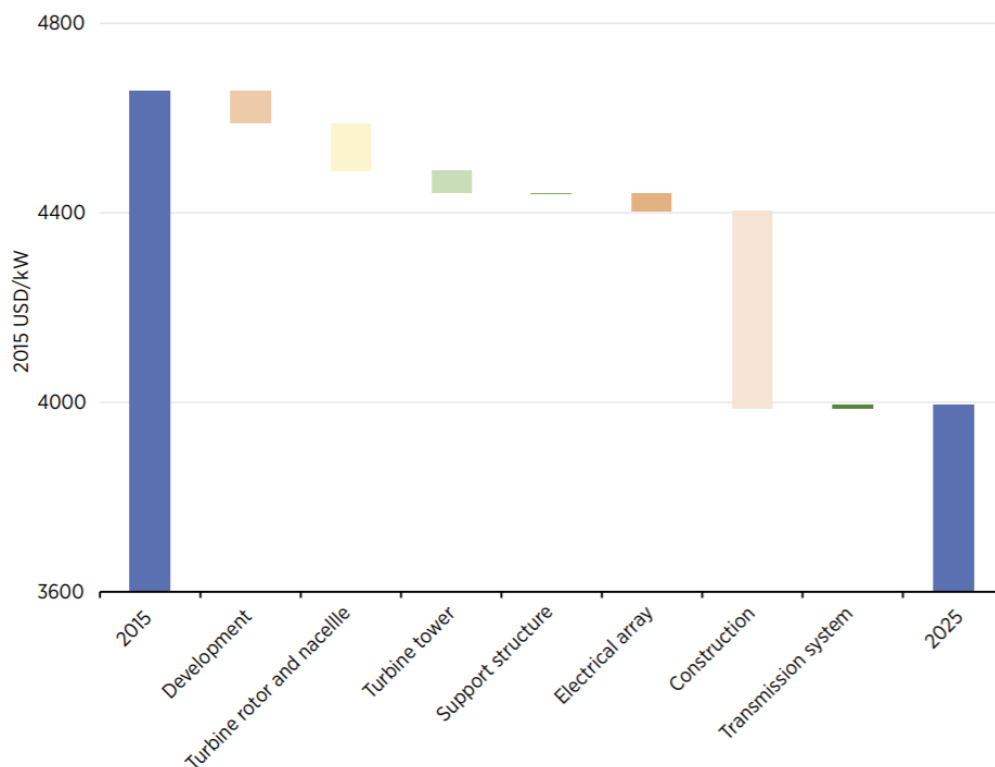
Utsira-feltet kan regnes å være bedre enn gjennomsnittet siden området er nærmere kysten. I tillegg kommer området til å ha en bo- og vedlikeholdsplattform som også vil redusere drifts- og vedlikeholdskostnadene. NVE (2012) sin analyse av økonomisk egnethet viser at gode produksjonsforhold er en viktig driver for å redusere LCOE.

3.2 Kostnadsutvikling

Fra 2010-2018 ble gjennomsnittlig LCOE for offshore vindkraft på verdensbasis redusert med 20% (IRENA, 2018). IRENA gjennomførte i 2016 en analyse av effekten ulike teknologiske innovasjoner vil kunne ha på kostnaden for havvind frem mot 2025, dersom havvind blir kommersialisert. Frem mot 2022 kan kostnadene for havvind reduseres med rundt 15% gjennom ny teknologi, læringskurver og skala-økonomi, etter hvert som markedet for vindkraft øker (IRENA, 2018). Det er forventet at kostnadene knyttet til flytende vindturbiner vil reduseres kraftigere enn for bunnfaste i løpet av det neste tiåret, ettersom at flytende vindturbiner enda er på demo-stadiet.

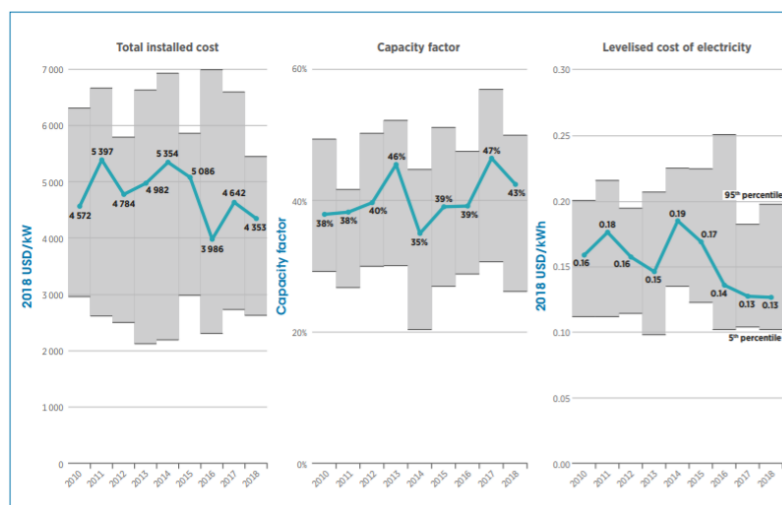
Den viktigste faktoren som vil føre til kostnadsreduksjon i årene fremover er større turbiner. Dette kommer av at større turbiner har større kapasitet og generer mer kraft ved høyere vindhastigheter. Større turbiner fører også til en kostnadsreduksjon da de krever mindre kabler, og fordi vindparkene består av færre turbiner (BVG, 2019). Reduksjonen i antall turbiner som følge av at turbinene blir større, vil også føre til reduksjon i installasjonskostnader og utviklingskostnader (IRENA, 2018).

Vi ser for tiden en trend i markedet, hvor utviklere tester større turbiner til havs og i 2019 lanserte teknologileverandøren ABB, gigant-turbinen Haliade-X på 12MW, som blir omtalt som verdens kraftigste offshore vindturbin (Durakovic, 2020). I løpet av 2020 skal prosjektet New England Aqua Ventus I installeres i Mainebukta med to formål. Det ene formålet er å teste en ny type semi-nedsenkbar plattform og det andre er å undersøke hvordan konstruksjonen håndterer turbiner på inntil 12 MW (Skopljak, 2019; Aqua Ventus Maine, u.å.). Som vist i figur 11 (IRENA, 2016, s. 75), ser vi at det største potensialet for kostnadsreduksjoner frem mot 2025 skjer ved utvikling og installering av vindturbinene. Etter hvert som utviklere tilegner seg erfaring kan de akselerere produksjonen, noe som dermed vil bidra til kostnadsreduksjon ved utvikling og installering (IRENA, 2016).



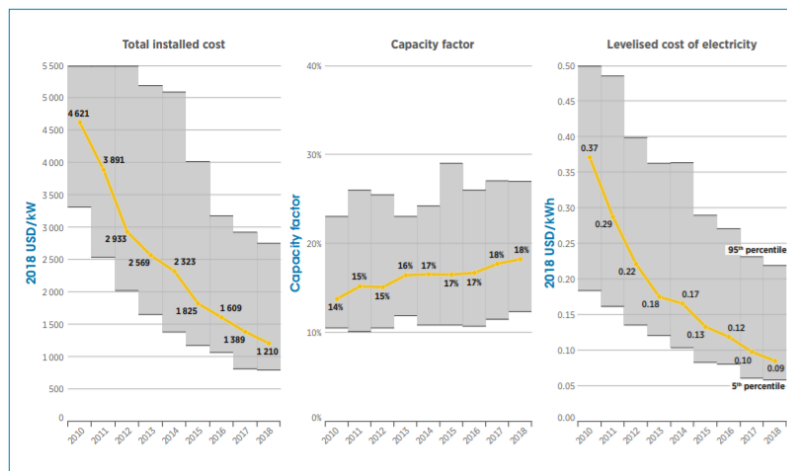
Figur 11. Estimert utvikling i totale investeringsutgifter for havvind mellom 2015-2025 (IRENA, 2016, s. 75)

Videre vil større vindturbiner gi en høyere kapasitetsfaktor. Fra 2010 til 2018 har den globale gjennomsnittlige kapasitetsfaktoren for offshore vindkraft økt fra 38-43%, illustrert i figur 12 nedenfor (IRENA, 2018, s. 24). Siden kapasitetsfaktoren er et mål på energiproduksjonen, vil økt kapasitetsfaktor gi en lavere energikostnad. Følgelig ser vi at energikostnaden er redusert fra 0,16 USD/kWh i 2010 til 0,13 USD/kWh i 2018.



Figur 12. Utvikling av kostnader, kapasitetsfaktor og energikostnad for offshore vindkraftverk globalt (IRENA, 2018, s. 24).

Andre faktorer som kan bidra til å gjøre flytende havvind mer konkurransedyktig er at kostnader og risiko typisk reduseres etter hvert som produsentene tilegner seg erfaring. I tillegg vil kapitalutleggene reduseres i takt med at bransjen modnes og utbyggerne kan oppnå skalafordeler gjennom hele verdikjeden når produksjonen øker (IRENA, 2019). Denne utviklingen har allerede blitt observert for solkraft. IRENA (2018) estimerte en prisreduksjon på 35% for perioden mellom 2010 og 2020. I januar 2019 var prisreduksjon allerede på 35% og de økte estimatet til 37% for 2020. Innen 2050 er solkraft forventet å være den billigste teknologien innenfor fornybar energiproduksjon (IRENA, 2018).



Figur 13. Utvikling av kostnader, kapasitetsfaktor og energikostnad for solkraft globalt. Kostnader per KWh (DC) og kapasitetsfaktoren er uttrykt i en AC-til-DC verdi (IRENA, 2018, s. 22).

I figur 13 (IRENA, 2018, s. 22) ser vi utviklingen for solkraft de siste 8 årene. Totale kostnader og følgelig energikostnaden har blitt redusert drastisk. Energifkostnaden i 2018 var en femtedel av hva den var i 2010. Utviklingen for solkraft er en illustrasjon av effekten av læringskurven (mer om læringskurven i kapittel 6.1) og hvor stor kostnadsreduksjon som blir observert i andre teknologier som også er tidlig i modningsfasen.

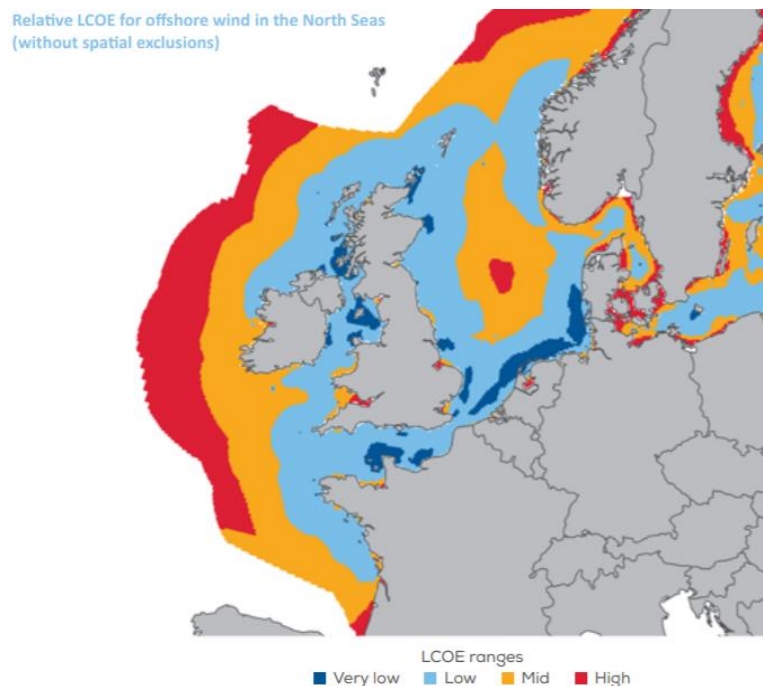
Videre skal vi se på hvordan estimert utvikling av havvind ser ut frem mot 2050 og hvordan ulike soner er forventet å påvirke nivået på LCOE.

3.3 Forventet utvikling av havvind

I dag er mer enn 60% av de nordlige havområdene unntatt for utbygging av havvind enten på grunn av miljømessige årsaker, fiskerisoner, shipping eller militære områder. Ifølge

WindEurope vil kostnadene ved en utbygging av 380 GW i stor grad avhenge av hvorvidt disse ekskluderingssonene vedvarer frem mot 2050 (WindEurope, 2019a).

Dersom de unntatte sonene forsvinner, vil 248 GW bli bygget ut til en svært lav LCOE og 130 GW vil kunne bygges ut til en lav LCOE. Ingen av de potensielle områdene i de nordlige havområdene må dermed bygges ut til en høy LCOE, som tilsvarer en pris på over 80 €/MWh i 2030 (WindEurope, 2019, s. 20). Veldig lav og lav LCOE er illustrert i figur 14 (WindEurope, 2019, s.20) som henholdsvis det mørkeblå og lyseblå området.



Figur 14. Relativ LCOE for havvind i 2030 uten ekskluderingssoner (WindEurope, 2019, s.20).

For 2030 beregner WindEurope at en veldig lav LCOE vil ligge under 50 €/MWh og en lav LCOE vil ligge mellom 50-65 €/MWh. Fra 65 € og oppover regnes LCOE som medium eller høy. Det er den veldig lave eller lave LCOE som regnes som økonomisk attraktiv i dag på grunn av at auksjonsprisene i markedet ligger på rundt 53 €/MWh, inkludert kostnader for nettilkobling (WindEurope, 2019, s. 20). Med auksjonspriser menes den prisen som utbyggerne krever per MWh for å bygge ut et vindkraftverk.

Equinor er per dags dato den ledende utbyggeren av flytende vindturbiner og er i ferd med å bygge ut den andre flytende vindparken i verden. Det er forventet at det vil være en stor kostnadsreduksjon fra prosjektet Hywind Scotland til Hywind Tampen som følge av at utbyggerne tilegner seg mer kunnskap. Innen 2030 har Equinor et mål om at kostnadene for

flytende vindturbiner skal bli redusert til 40-60 €/MWh, som tilsvarer mellom 0,38-0,58 kr/KWh (Malkenes Hovland, 2018b).

WindEurope har satt et mål for utbygging av 30 GW havvind i Norge innen 2050 (WindEurope, 2019a). Ifølge WindEurope vil det være mest hensiktsmessig å eksportere energien og en naturlig forutsetning er derfor å øke kapasiteten på nettet med resten av Europa (WindEurope, 2019, s. 57), dette vil vi komme tilbake til i kapittel 7. Det er videre anbefalt at utbyggingen i hovedsak skjer i sørlige farvann for å være nærmere etterspørselssenteret i Europa og fordi utbygging i nordlige farvann vil kreve en større og kostbar utbygging av nettforbindelsen. Dette bygger opp under NVE (2012) sin konklusjon om at Utsira Nord er et område som egner seg godt for utbygging av vindkraft. I neste kapittel vil vi fremlegge metoden for å beregne den langsiktige marginalkostnaden til en flytende havvindpark.

4. Metode

I metodedelene vil vi gå gjennom hvordan vi har samlet inn data til oppgaven, og vi vil presentere de ulike konseptene som vi har benyttet for å estimere kostnadene tilknyttet en utbygging av Utsira Nord.

4.1 Datainnsamling

For å innhente informasjonen til denne oppgaven, har vi i stor grad benyttet sekundærdata og andre offentlig tilgjengelig data som input i våre beregninger. Tilgjengelig litteratur og rapporter er i hovedsak hentet fra IRENA, IEA, WindEurope, InnoEnergy, BVG Associates og NVE.

Vi har også gjennomført et semi-strukturert telefonintervju med en representant fra NVE, for å undersøke hvilke forutsetninger som er lagt til grunn for NVE sine rapporter og datagrunnlaget benyttet i vår oppgave. Utover dette har vi gjennomført møter med Bergen Offshore Wind Centre (BOW) som har gitt oss innsikt i bransjen, estimat på fremtidig utvikling og informasjon om faktorer som kan hindre at flytende havvind blir kommersialisert.

4.2 Levelized Cost of Energy

Det finnes flere tilnærminger til å beregne kostnaden av energiproduksjon. I vurderingen av prosjektets økonomiske potensial, er beregninger av investeringsutgifter og drifts- og vedlikeholdskostnader særdeles relevante (Myhr, Bjerkseter, Ågotnes & Nygaard, 2014). Levelized Cost of Energy (LCOE) estimerer den gjennomsnittlige kostnaden av å produsere en MWh over hele prosjektets levetid. Denne verdien er også gjennomsnittsprisen som kreves for at inntektene til prosjektet, skal være lik kostnadene til prosjektet, og for at kapitalen skal ha en avkastning lik diskonteringsrenten. Med andre ord kan LCOE defineres som en gjennomsnittlig break-even-pris. Det finnes to viktige forutsetninger for at LCOE skal kunne defineres som en break-even-pris (IEA, 2010):

A) Diskonteringsrenten, r , er brukt til å diskontere både utgiftene og inntektene og er konstant gjennom hele prosjektets levetid.

B) Prisen på elektrisiteten er konstant gjennom hele levetiden til prosjektet, og blir dermed en gjennomsnittspris. Videre vil all output fra energiproduksjonen bli solgt umiddelbart til denne prisen.

Hvis prisen på elektrisiteten er lavere enn LCOE, vil avkastningen på kapitalen bli lavere enn diskonteringsrenten og prosjektet blir følgelig ansett som ulønnsomt. Hvis prisen på elektrisiteten er høyere, vil også avkastningen på kapitalen bli større (IRENA, 2012).

Under forutsetningen om at LCOE er definert som en gjennomsnittlig break-even, hvor diskonterte inntekter (pris x kvantum) er lik netto utgifter diskontert, kan uttrykket for break-even settes opp slik (IPCC, 2014, s. 1289):

$$\sum_{t=0}^n \frac{E_t \times LCOE}{(1+i)^t} = \sum_{t=0}^n \frac{Expenses_t}{(1+i)^t} \quad (3)$$

Hvor LCOE er Levelised Cost of Energy, E_t , er levert energiproduksjon i år t (som kan variere fra år til år), $Expenses_t$, dekker alle kostnader i år t , i , er diskonteringsrenten og n er livstiden til prosjektet. Siden inntekter og kostnader er lik i break-even, kan LCOE settes inn for "revenues" (inntekter). Følgelig representerer venstresiden av uttrykket diskontert inntekt fra energiproduksjonen, og venstresiden av uttrykket representerer diskontert kostnad for energiproduksjonen.

For å løse ligningen med hensyn på LCOE, deles uttrykket på høyresiden med $\frac{E_t}{(1+i)^t}$ og uttrykket blir følgelig gitt ved (IPCC, 2014, s. 1289):

$$LCOE = \frac{\sum_{t=0}^n \frac{Expenses_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=0}^n \frac{E_t}{(1+i)^t}} \quad (4)$$

Utgangspunktet for LCOE-formelen definerer break-even mellom kostnader og inntekter neddiskontert, vist ved ligning (3). Når denne formelen løses som en funksjon av LCOE, vil funksjonen bli definert som ligning (4) ovenfor. Ligning (4) viser at den marginale energikostnaden utregnes ved å dele neddiskonterte kostnader med neddiskontert

energiproduksjonen. Det foreligger videre en uenighet i hvorvidt den påfølgende neddiskontering av energiproduksjonen skal sees bort i fra eller ikke. Argumentasjon bak dette er at det egentlig bare er inntektene som skal neddiskonteres i ligning (3). Når uttrykket løses med hensyn på LCOE, omrokeres ligningen slik at energiproduksjonen skal neddiskonteres. Branker, Pathak og Pierce (2011) og Short, Packey og Holt (1995) argumenter for at dette kun er et aritmetisk resultat som følger av omrokeringen av ligningen, og at neddiskontering av energiproduksjonen dermed sees bort i fra. Diskusjonen tar også opp at dette er en konsekvens av at den opprinnelige ligningen (3) blir mistolket, og at den egentlig burde ha spesifisert at energiproduksjonen ikke skal neddiskonteres.

Det engelske departementet BEIS er en av aktørene som tar til orde for at energiproduksjon må neddiskonteres slik at LCOE skal kunne tolkes som break-even og et mål på energiprisen (Williams & Rubert, 2019). Bakgrunnen for dette er at når netto nåverdi av et prosjekt er lik 0, vil internrenten til prosjektet være det samme som diskonteringsrenten. Under denne forutsetningen, kan netto nåverdi av kostnader erstattes med netto nåverdi av inntekter. LCOE kan da regnes ved å dividere netto nåverdi av inntekter på netto nåverdi av energiproduksjon. Følgelig kan dette tolkes som et mål på energiprisen.

BEIS sin tilnærming kan forklares i at selv om energiproduksjonen er en konstant verdi - 100 KW produsert om ti år vil fremdeles være like mye energi som 100 KW i dag - så vil inntekter fra energiproduksjonen i dag likevel være mer verdt enn inntektene som kommer senere. Neddiskontering av energiproduksjonen tar derfor hensyn til den tidsbestemte verdien av inntekter med forutsetning om at LCOE viser en break-even.

Videre kan uttrykket utvides ved å definere livssyklus kostnadene som investeringsutgift I_t , drifts- og vedlikeholdskostnader $O\&M_t$, drivstoffkostnader F_t , karbonkostnader C_t , og avviklingskostnader D_t (IPCC, 2014, s. 1289):

$$LCOE = \frac{\sum_{t=0}^n \frac{I_t + O\&M_t + F_t + C_t + D_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=0}^n \frac{E_t}{(1+i)^t}} \quad (5)$$

Denne formelen kan brukes for å regne energikostnaden til flere teknologier som solkraft og kullkraft. For vindkraft er det normalt å forenkle uttrykket ved å fjerne kostnaden for

drivstoff og karbon da disse kostnadene ikke er relevante. Følgelig, blir LCOE uttrykt som (IPCC, 2014, s. 1289):

$$LCOE = \frac{\sum_{t=0}^n \frac{I_t + O\&M_t + D_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=0}^n \frac{E_t}{(1+i)^t}} \quad (6)$$

I denne forenklete LCOE-modellen forutsettes det at diskonteringsrenten, energiproduksjonen og drift- og vedlikeholdskostnadene er konstante gjennom hele prosjektets levetid. Videre er investeringsutgiften en engangsutgift i år 0, vist ved $t=0$, og skal dermed ikke neddiskonteres. Vi forutsetter en økonomisk levetid på 25 år for prosjektet og en byggetid på 2 år, noe som innebærer at driften starter i år 3. For samfunnsøkonomiske analyser er det normalt å skille mellom fysisk og økonomisk levetid. Den fysiske levetiden er tiden prosjektet utfører en funksjon for samfunnet. Hvis den økonomiske levetiden er kortere enn den fysiske levetiden, skal det settes en restverdi for gjenværende verdi (NVE, 2003). I denne beregningen har vi forutsatt at økonomisk og fysisk levetid er den samme. Vi har også valgt å inkludere avviklingskostnader (D) i våre beregninger. NVE er en av aktørene som velger å holde avvikling utenom i sine LCOE-beregninger fordi de mener at konstruksjonens gjensalgverdi for reservedeler er like stor eller større enn kostnaden for avvikling. Vi har imidlertid ikke tall på gjensalgverdier og vi velger derfor å inkludere avviklingskostnader i våre LCOE-beregninger.

En styrke med LCOE-modellen er at den har flere bruksområder for investorer og at det er en transparent modell. Modellen anvendes hovedsakelig for å sammenligne minimumskostnaden av å produsere energi ved bruk av ulike teknologier (Jacobsen, Hevia-Koch & Wolter, 2019). Det er eksempelvis vanlig å sammenligne kostnaden av å anvende konvensjonell energiproduksjon med fornybar energiproduksjon. Konvensjonell energiproduksjon har typisk en høy variabel kostnad gjennom hele investeringens levetid. De variable kostnadene består av årlige drivstoffkostnader, karbonkostnader og høye drifts- og vedlikeholdskostnader. Fornybar energiproduksjon har derimot en høy investeringsutgift i starten og en lav variabel kostnad gjennom levetiden. En slik sammenligning kan gi et estimat på konkurranseevnen til ulike teknologier (Jacobsen et al, 2019). Videre kan LCOE-modellen også brukes til å estimere kostnaden av å produsere energi fra et helt nytt kraftverk,

eller ved bruk av en ny teknologi. Dette er særdeles relevant for vindkraft, der teknologi for bunnfaste turbiner er mer modne enn flytende turbiner. Ved å beregne LCOE for de to ulike teknologiene, kan utbyggere få et konkret estimat på den økonomiske konkurranseevnen til de to alternativene. Videre kan LCOE-modellen også benyttes til å estimere hvilken effekt markedsendringer har på kostnaden av å bruke en gitt teknologi (IEA, 2010).

For flytende vindturbiner er det forventet store reduksjoner i kostnader og LCOE i årene fremover (IEA, 2019). Våre LCOE-beregninger for Utsira Nord kan brukes for å gi en pekepinn på konkurranseevnen til flytende vindkraft, sammenlignet med nearshore og onshore vindkraft. Dersom flytende havvind viser seg å være konkurransedyktig, har Norge store vindressurser som kan utnyttes. Havvind kan også vært et godt substitutt til onshore vindkraft med tanke på den økte motstanden i befolkningen, som vi nevnte innledningsvis. Videre kan resultatet også gi en pekepinn på om det lønner seg å vente med å produsere kommersielt, eller om teknologien er moden for skalaproduksjon allerede nå. Beregningene kan også benyttes til å illustrere hvilke konsekvenser endringene i markedet har hatt på kostnaden av å installere vindturbiner til havs, og om prognosene for flytende havvind enda er relevante. Vi vil komme tilbake til dette i kapittel 6 når vi skal beregne LCOE for Utsira Nord.

4.2.1 Prosjektets diskonteringsrente

Weighted average cost of capital - Avkastningskrav på totalkapitalen (WACC)

For en samfunnsøkonomisk analyse kalles diskonteringsrenten for kalkulasjonsrente, og den defineres som *“den samfunnsøkonomiske alternativkostnaden ved å binde kapital i et gitt tiltak, og reflekterer kapitalens avkastning i beste alternative anvendelse”* (Direktoratet for økonomistyring, 2018, s. 120). Forutsetningen for definisjonen er at hvis et samfunn har knappe ressurser, medfører det å binde opp kapital i en investering en alternativkostnad. Definisjonen innebærer at diskonteringsrenten er bygd opp av to elementer. Det ene er at prosjektet må ha en avkastning som er minst like høy som en alternativ investering med tilsvarende risiko. Det andre elementet er at diskonteringsrenten skal reflektere den antatte risikoen for prosjektet (NOU 2012: 16, 2012, s. 61).

I en samfunnsøkonomisk analyse er det ikke relevant om kapitalen kommer fra egenkapital eller gjeld, slik som det er for analyser i privat sektor. Imidlertid er alternativet til å investere i offentlig sektor, å investere i privat sektor. Følgelig kan beregningen av kalkulasjonsrenten

ta utgangspunkt i hva alternativavkastningen er for privat sektor. I privat sektor finner bedriftene kalkulasjonsrenten for et prosjekt ved å beregne total kapitalavkastningskravet for prosjektet, også kalt WACC (Weighted Average Cost of Capital). Avkastningen til total kapitalen blir brukt til å neddiskontere kostnadsstrømmen og energiproduksjonen i LCOE. I WACC-beregningen forutsettes det at alle investeringer er finansiert gjennom enten egenkapital eller gjeld. Formelen for gjennomsnittlig kapitalkostnad kan skrives som følger (Miles & Ezzel, 1980):

$$WACC = R_e \frac{E}{E + D} + R_d (1 - t) \frac{D}{E + D} \quad (7)$$

Hvor:

$WACC$ = avkastningskravet til total kapitalen

R_e = selskapets egenkapitalkostnad

R_d = selskapets gjeldskostnad

E = markedsverdien av egenkapital

D = markedsverdien av gjeld

t = nominell selskapsskatt.

Kapitalverdimodellen - Avkastningskrav på egenkapitalen

Avkastningskravet på egenkapital, CAPM (Capital Asset Pricing Model), kan beregnes på følgende måte (Kinserdal, 2017):

$$R_e = r_f + \beta_e (r_m - r_f) \quad (8)$$

Hvor:

R_e = forventet avkastning på egenkapitalen

r_f = risikofri rente

β_e = systematiske risiko i markedet

r_m = forventet avkastning på markedsporteføljen

For å beregne WACC må en kjenne til avkastningskravet til egenkapital og gjeld, som i formelen er definert som markedsverdien av egenkapital og gjeld. Avkastningskravet på egenkapitalen kan estimeres ved å benytte kapitalverdimodellen (Kinserdal, 2017).

Kapitalverdimodellen ble utledet på 60-tallet av Sharpe (1964), Lintner (1965) og Mossin

(1966). Modellen tar hensyn til prosjektets risiko sammenlignet med markedsporteføljen. Dette innebærer at desto større risiko et prosjekt har, desto større må også avkastningskravet være. Det antas at den usystematiske risikoen kan diversifiseres bort ved å ha en portefølje av flere investeringer. Følgelig er det den markedsrelaterte systematiske risikoen investorene ønsker kompensasjon for. Forventet avkastning på egenkapitalen er lik den marginale egenkapitalkostnaden, som er lik den forventede avkastningen aksjonærene krever for å være villig til å investere i selskapet. Denne avkastningen må være lik avkastningen på tilsvarende investeringer gitt relevant risiko. Modellen er begrenset og er bygger på flere forenkling forutsetninger som gir denne modellen noen svakheter. Flere av disse forutsetningene er ikke realistiske i virkeligheten, dermed skal verdien ses på som et anslag på forventet avkastning.

Avkastningskrav på gjelden

For å kunne beregne WACC kreves det også kjennskap til avkastningskravet på gjeld. Avkastningskravet til gjelden tilsvarer gjeldskostnaden og er enklere å bestemme enn avkastningskravet til egenkapitalen. Gjeldskostnaden kan enten settes til prosjektets marginale lånekostnad, eller det kan beregnes ved å multiplisere risikofri rente med 1 minus skattesatsen, også kalt skatteskjoldet, og deretter legge til risikopremien for gjeld. Følgelig kan avkastningskravet på gjeld bli gitt ved:

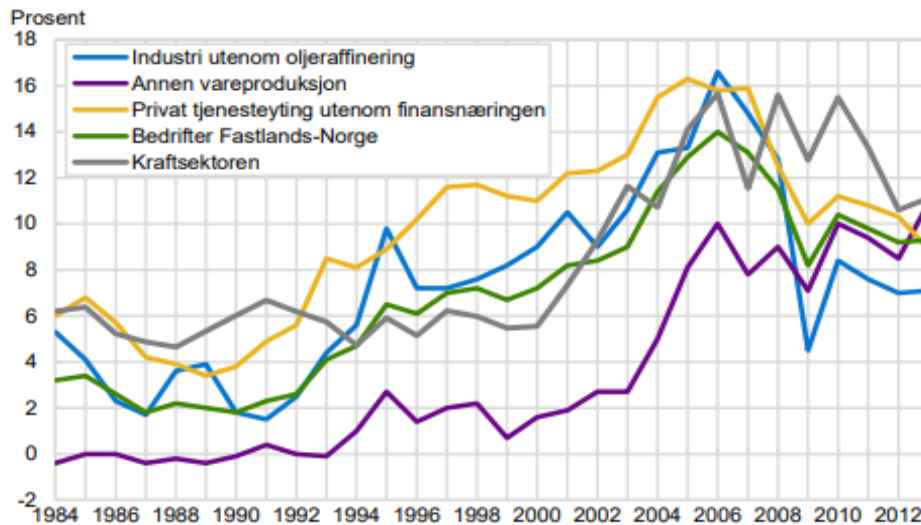
$$R_g = r_f (1 - \text{skatt}) + \text{risikopremie for gjeld} \quad (9)$$

Formelen indikerer at gjeldskostnaden er uttrykt gjennom prosjektets marginale lånekostnad og ikke gjennomsnittlig lånerente på utestående gjeld. Risikopremien for gjeld er å finne hos ulike ratingselskaper, som Standard and Poor's, som har delt de ulike selskapene og prosjekter inn i ratingklasser fra AAA (meget kredittverdig) til D (konkurs) (S&P Global, u.å.). Ratingen tar hensyn til selskapets konkurransesituasjon og derav konkurssannsynlighet og mislighold. Hvis et selskap får ratingklasse AAA, vil lånerenten kunne være nær risikofri rente. I utredningen av Utsira Nord vil vi ikke gjøre egne beregninger av WACC, da NVE har estimert en diskonteringsrente for kraftsektoren. På bakgrunn av dette vil vi ikke gjennomgå ytterligere teori for avkastningskravet.

Avkastningskrav for Utsira Nord

For statlige foretak skal den reelle kalkulasjonsrenten være 4%, ifølge rundskriv R-109/2014, hvor analyseperioden er inntil 40 år. Mens for store eller viktige enkeltprosjekter

skal det gjøres egne anslag på kalkulasjonsrenten. For kraftsektoren estimerer NVE en diskonteringsrente på 6% (NVE, 2020). Denne renten har basis i en risikofri rente på 3,5% og et risikotillegg på 2,5% (NVE, 2003). Dette kommer av at avkastningen i kraftsektoren i store deler av perioden er høyere enn avkastningskravet på 4%, som illustrert i figur 15 (Greaker, 2016, s. 11). Figuren viser et gjennomsnittstall for hele sektoren og det er derfor sannsynlig at avkastningsraten for de marginale prosjektene vil være lavere (Greaker, 2016, s. 11).



Figur 15. Avkastningsraten for ulike sektorer (Greaker, 2016, s. 11).

4.2.2 Reell vs. nominell LCOE

Ved beregninger av LCOE må det tas hensyn til om de skal være reelle eller nominelle LCOE-beregninger. Ved nominelle LCOE-beregninger tas det høyde for inflasjon, noe som kan gi et mer presist tallmessig resultat (Multiconsult, 2013). Ved reelle LCOE-beregninger korrigeres ikke diskonteringsrenten for antakelser om inflasjon. Ifølge rundskriv R-109/2014, skal en som hovedregel holde alle priser reelt uendret i en samfunnsøkonomisk analyse. Dette innebærer at alle prisene i analysen forventes å vokse i takt med konsumprisindeksen. I denne oppgaven vil vi derfor utføre reelle LCOE-beregninger i henhold til et samfunnsøkonomisk perspektiv.

4.2.3 Nåverdimetoden

Nåverdimetoden blir benyttet for å kalkulere dagens verdi av en transaksjon i fremtiden (Short, Packey & Holt, 1995). LCOE-metoden benytter nåverdimetoden for å neddiskontere

de årlige kostnadene og den årlige energiproduksjonen til den verdien de har i dag. På denne måten er det mulig å sammenligne kostnader og inntekter som oppstår i ulike år. For å diskontere den fremtidige kontantstrømmen benyttes en kalkulasjonsrente.

Diskonteringseffekten blir sterkere etter hvert som kalkulasjonsrenten økes (Direktoratet for Økonomistyring, 2018).

4.2.4 Kritikk av LCOE-metoden

Videre vil vi se på noen av svakhetene som ligger i henholdsvis kostnadssiden og inntektssiden av LCOE modellen. Her vil vi blant annet se på hvordan ulike aktører mener at LCOE formelen bør tolkes og hvordan LCOE estimat bør benyttes.

Kostnadssiden

En av flere svakheter med LCOE-modellen er at det ikke finnes en standard definisjon for nøyaktig hvilke kostnader som skal inkluderes i kalkulasjonen. Dette har medført at ymse kostnader blir holdt utenfor kalkulasjonen. Visser og Held (2014) har studert ulike beregninger av LCOE i Nederland, England, Tyskland og Spania. De fant at utenom drift- og vedlikeholdskostnader (OPEX) og investeringsutgifter (CAPEX), som er inkludert i hver analyse, så er andre kostnader knyttet til avvikling, balansering av grid og markedsintegrasjon ofte holdt utenfor. Dette kan gjøre det problematisk å vurdere den reelle konkurransevnen til offshore vindkraft opp mot andre teknologier. Siden LCOE-metoden beregner en gjennomsnittsstørrelse for energiproduksjon, har metoden en større relevans ved sammenligning av ulike prosjekter med lik budsjettgrense.

Videre er LCOE-beregninger også kjent for å være usikre estimater på bakgrunn av usikkerhet i datagrunnlag. Dette kommer av at det er tilnærmet umulig å finne reelle kostnadstall for investeringsutgiftene, da disse blir holdt igjen av investorer av konkurransemessige årsaker (Visser & Held, 2014). Vi vet at investeringsutgiftene vil reduseres kraftig i årene fremover, men samtidig er det stor usikkerhet knyttet til størrelsen av denne reduksjonen. Erfaringsmessig blir ofte kostnadsreduksjoner undervurdert av aktørene.

Et annet poeng er at LCOE er sensitiv overfor endringer i diskonteringsrenten. Ulike diskonteringsrenter for prosjekter, vil gjøre en sammenligning av LCOE lite relevant. LCOE-metoden blir også kritisert for at eksterne virkninger, som miljøpåvirkning eller

kostnaden av den ekstra påkjennelsen vindkraft har på strømmettet med tanke på balansering, blir holdt utenfor. For å ta høyde for noen av usikkerhetene i LCOE-estimatene og øke relevansen til resultatet, er det derfor normalt å utføre en sensitivitetsanalyse.

Inntektssiden

En av de største svakhetene ved inntektssiden i LCOE-modellen, er at den behandler energiproduksjonen som et homogent produkt som blir tilbudt i markedet til en fast pris. I virkeligheten vil verdien av elektrisiteten som tilbys i markedet variere mye over et typisk år (Joskow, 2011). Videre forenkles modellen ved å forutsette en konstant årlig energiproduksjon. På inntektssiden i den fornybare kraftsektoren observeres ofte en negativ samvariasjon mellom kraftpris og kraftforbruk, som innebærer at produksjonen av kraft er høy når prisene i markedet er lave. Dette gjør sammenstillingen av kostnader og inntekter problematisk for vindkraft. Det samme vil også gjelde for en sammenligning av forskjellige teknologier med ulike produksjonsprofiler (Joskow, 2011; se ytterligere diskusjon om dette i avsnitt 5.3). En slik sammenstilling vil derimot være mer relevant for vannkraftverk, ettersom at fleksibiliteten ved vannkraft gjør det mulig å håndplukke de beste prisene i markedet. I lønnsomhetsberegningene til et vannkraftverk vil derfor en gjennomsnittlig kraftpris være mer relevant enn for et vindkraftverk. Som følge av dette argumenteres det for at LCOE-beregninger for vindkraft bør fungere som et mål på kostnadseffektivitet og ikke lønnsomhet.

Videre er diskusjonen hvorvidt den årlige energiproduksjonen skal neddiskonteres av høy relevans for resultatet. Det amerikanske departementet, National Renewable Energy Laboratory (NREL), er av aktørene som argumenterer mot neddiskonteringen av energiproduksjonen, da ligningen bare ser slik ut av aritmetiske årsaker (se avsnitt 4.2, formel (5)). NREL definerer LCOE som en funksjon av investeringsutgiften multiplisert med en "kapitalgjenvinningsfaktor" addert faste drift- og vedlikeholdskostnader, som videre divideres med årets 8760 timer multiplisert med kapasitetsfaktoren. Til slutt legges variable drift- og vedlikeholdskostnader til (Williams & Rubert, 2019). NREL sin metode benytter ikke nåverdimetoden i sine beregninger og neddiskonterer dermed ikke kontantstrømmen heller. I artikkelen av Loewen (2019) illustreres det hvordan en ikke-diskontert LCOE kan overestimere kostnadene ved energiproduksjon. Effekten var særdeles negativ for fornybar energiproduksjon, som har en høy investeringsutgift sammenlignet med fossil energiproduksjon. Når LCOE ikke beregnes ved hjelp av nåverdimetoden, vil prosjekter med høy levetid og høyere investeringsutgift bli dyrere per MWh, selv om produksjonen øker

tilsvarende. Denne metoden argumenteres for å gi et forvrengt bilde av LCOE og en overestimert energikostnad. Som en konsekvens av dette kan store og potensielt lønnsomme prosjekter bli valgt bort, fordi den lange levetiden av prosjektet trekker kostnadene opp (Loewen, 2019).

BEIS derimot, mener at energiproduksjonen må neddiskonteres da den også er et mål på inntekt, og derfor bruker de nåverdimetoden i sine LCOE-beregninger (Williams & Rubert, 2019). BEIS konstaterer videre at LCOE ikke skal tolkes som et mål på fremtidige energipriser og at resultatet heller reflekterer en gjennomsnittlig minimumspris for prosjektet (Williams & Rubert, 2019). Det sentrale spørsmålet i diskusjonen om neddiskontering av energiproduksjonen, dreier seg hovedsakelig om hvorvidt aktørene ønsker å bruke nåverdimetoden. Dersom nåverdimetoden skal brukes, taler argumentene i denne diskusjonen for at energiproduksjonen bør neddiskonteres. Vi har valgt å neddiskontere energiproduksjonen i våre beregninger fordi vi bruker nåverdimetoden, og fordi vi ønsker å finne en gjennomsnittlig minimumspris for prosjektet.

4.3 Læringskurven

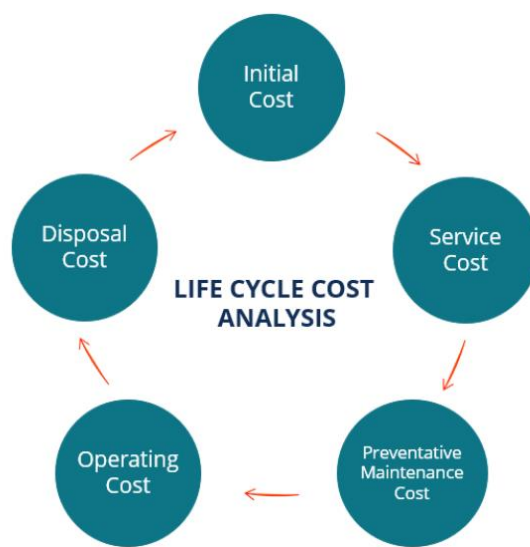
Teorien om læringskurven hevder at effektiviteten øker når produksjonen blir større og aktiviteter gjentas. Det finnes både kvantitative og kvalitative måter å uttrykke læringskurven på over tid, avhengig av hvilken variabel du ønsker å måle utviklingen av (Valamis Group, 2020). Ved å benytte en kvantitativ læringskurve kan forventet utvikling av kostnader for havvind illustreres, etter hvert som kumulativ installert kapasitet øker, gjennom matematiske modeller.

Når effektiviteten øker gjennom læringskurven, innebærer det at utnyttelsen av input blir mer effektiv, som igjen bidrar til å redusere enhetskostnaden av output. Denne prosessen blir også kalt “Learning by Doing”, som betyr at en over tid klarer å produsere samme mengde, men med mindre ressurser. Etter hvert som kumulativ output øker, vil det bli enklere å “strømlinjeforme” verdikjeden gjennom repetitive oppgaver og standardisering.

Det tenkes at LCOE for flytende vindturbiner vil reduseres når kumulativ installert kapasitet øker, produksjon blir standardisert og teknologi blir mer moden. Læringskurven er derfor et nyttig verktøy for å uttrykke forventet fremtidig utvikling i LCOE.

4.4 Livssyklus kostnader (LCC)

Livssyklus kostnader kan være en nyttig tilnærming for å illustrere fordelingen av de totale kostnadene til et prosjekt gjennom hele levetiden. Som illustrert i figur 16 (CFI, u.å.), omfatter en LCC analyse investeringsutgifter, service kostnader, driftskostnader, vedlikeholdskostnader og kostnader knyttet til avvikling av parken.



Figur 16. Komponenter i en livssyklusanalyse (CFI, u.å.)

En LCC-analyse kan være nyttig for å visualisere kostnadene til de ulike alternativene som foreligger, og hvilke faktorer som drar de totale kostnadene opp (CFI, u.å.). Dette kan bidra til å kartlegge områder hvor det er potensial for kostnadsreduksjon. I kapittel 5.1 vil vi estimere livssyklus kostnadene til et offshore vindkraftverk og gå gjennom kostnadene knyttet til ulike faser i et vindkraftprosjekt. Estimaten som kommer ut av LCC-analysen vil utgjøre deler av datagrunnlaget vårt for videre analyse av kostnadene ved utbyggingen av Utsira Nord.

4.5 Kraftproduksjon

I vindkraftbransjen er det normalt å benytte brukstid per år for å betegne produksjonen. Brukstiden viser hvor mange timer turbinene i gjennomsnitt må produsere på maksimal effekt for å oppnå årlig energiproduksjon. Brukstid beregnes ved å dividere den årlige energiproduksjonen i MWh på den installerte kapasiteten i vindparken (NVE, 2012b, s. 21):

$$\text{Brukstid (timer)} = \frac{\text{Årlig energiproduksjon (MWh)}}{\text{Installert turbinkapasitet (MW)}} \quad (10)$$

Brukstiden kan videre brukes for å beregne turbinens kapasitetsfaktor, som angir brukstiden som prosentandel av året (NVE, 2012b, s. 21):

$$\text{Kapasitetsfaktor (\%)} = \frac{\text{Brukstid (timer)}}{\text{Antall timer i ett år}} \quad (11)$$

I utgangspunktet er en høy brukstid positivt. Derimot kan ikke beregningen alene vise om turbinen presterer optimalt. En gjennomsnittlig turbin vil normalt produsere energi 6000 av 8760 timer i året, med varierende effekt. Faktorer som vindforhold, generatoreffekt, rotordiameter, produksjonstap og installert effekt, bestemmer hvor mye effekt som faktisk blir levert (Vindportalen, u.å.-c).

Kapasitetsfaktoren for bunnfaste vindturbiner er cirka 40% i gjennomsnitt, som tilsvarer 3500 brukstimer i året. Til sammenligning hadde Hywind Scotland en kapasitetsfaktor på 56% i 2018, som tilsvarer 4900 brukstimer i året (Malkenes Hovland, 2018a). Årsaken til at Hywind hadde en så høy kapasitetsfaktor er fordi vindforholdene på feltet er svært gode, og turbinene kan dermed produsere energi flere timer i året. Det argumenteres for at de gode vindforholdene er en av de største fordelene med flytende havvind, da disse installasjonene har større fleksibilitet med tanke på utbyggingsområder og kan plasseres der vindforholdene er svært gode (Malkenes Hovland, 2018a).

Videre uttrykker vindkraftverkets tilgjengelighet hvor stor andel av året turbinene er i normal drift. I 2014 var vektet gjennomsnittlig tilgjengelighet på 96,3 % i Norge. Dette var høyere enn tidligere år, og reflekterte sannsynligvis en læringseffekt i bransjen (Lie, 2014). De resterende prosentene viser hvor stor andel av året turbinene har driftsstans grunnet vedlikehold, tekniske feil eller ekstremvær (NVE, 2011).

I neste kapittel vil vi legge frem datagrunnlaget som er blitt brukt i analysedelen.

5. Datagrunnlag for kostnadskalkylen

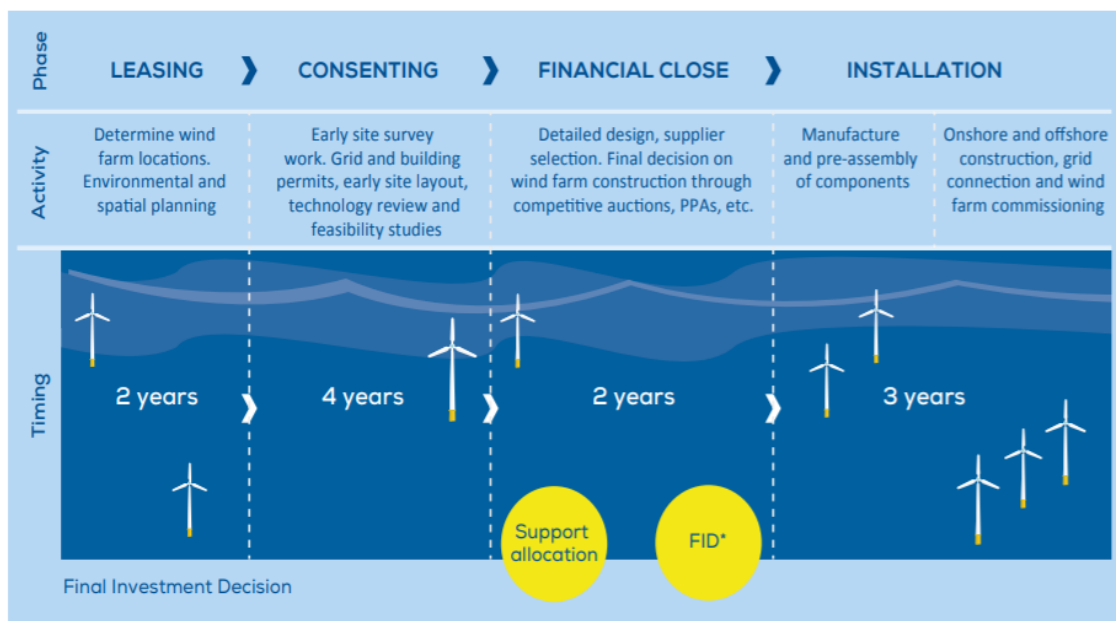
5.1 Estimerte livssyklus kostnader for en havvindpark

Det er mange komponenter som skal på plass før en vindpark blir operativ, og vanligvis tar det flere år fra et område blir vurdert for utbygging til vindparken er ferdig utbygget, som illustrert i figur 17 (WindEurope, 2019, s.31). I fasen “leasing” undersøkes potensielle lokasjoner og en begynner planleggingen av området. Her tas det hensyn til miljø på hav og land i tillegg til “Maritime Spatial Planning” (MSP), som betyr at alle menneskelige aktiviteter på havet skal foregå på en effektiv, trygg og bærekraftig måte. Når utvikleren har sikret seg den eksklusive retten til å utvikle vindparken på området, er leasingen fullført. Denne fasen tar typisk to år.

I fasen etter, “tillatelser”, brukers tiden på å skaffe seg alle tillatelser som kreves før utbygging. Dette gjelder både miljømessige og økonomiske tillatelser. Typisk tar denne fasen fire år, der to av årene går til å samle data og to av årene går til å skaffe tillatelsene.

I fasen “finansiell avslutning” må utbyggeren sikre seg en kjøpskontrakt for strømmen som skal bli produsert. Prosessen kan være preget av sterk konkurranse, som gjør at noen utbyggere ikke kommer seg lengre enn dette steget. I dette steget må også utbyggeren ha et detaljert design for vindparken, siden fasen inkluderer å sikre seg alle innkjøp. Innkjøp foregår vanligvis gjennom et anbudssystem basert på auksjoner.

Siste fase er “installasjon” som omfatter all installasjon på området, offshore og onshore. Fasen inkluderer også produksjon og montering av turbiner, understell og kabler. Denne fasen tar typisk 3 år. Når den siste fasen er over, er vindparken definert som operativ (WindEurope, 2019, s.31).



Figur 17. Tidsløp for utvikling av en havvindpark (WindEurope, 2019, s.31).

På bakgrunn av dette har NVE uttalt at det forventes at Utsira Nord tidligst kan være operativ i 2030 (NVE, Personlig kommunikasjon, 25. februar 2020). Tabell 1 illustrerer en oversikt over de ulike stadiene gjennom en vindparks levetid (som vi vil gå nærmere inn på i kapittel 5.2-5.6). Prosessen er delt inn i fem faser, der utvikling og kartlegging er første fase og produksjon, planlegging, infrastruktur og installering er andre fase. Tredje fase er oppstart, fjerde fase er drift, vedlikehold og service, og den siste fasen er avvikling. De ulike aktivitetene som tilhører fasene, er beskrevet kort i tabell 1 under kolonnen “moment”.

Ettersom utbygging og utvikling av en vindpark avhenger mye av vindforhold og plassering, kan metoden for utbygging variere mye. Når det kommer til havvind, vil forskjellen i kostnader mellom flytende og bunnfaste vindturbiner i hovedsak oppstå ved konstruksjon av fundamentet. Det er liten til ingen tilgang på konkrete kostnadsestimat for flytende vindturbiner, men vi vil her ta utgangspunkt i BVG Associates sitt kostnadsestimat på bunnfaste vindturbiner og overføre det til flytende vindkraft i den grad det lar seg gjøre.

Tabell 1. Oversikt over ulike stadier i levetiden til en vindpark

Fase	Moment
5.2 Utvikling og kartlegging	<ul style="list-style-type: none"> • Utvikling- og kartleggingstjenester • Miljøundersøkelser • Ressurs- og Metocean-vurdering • Geologisk og hydrografisk undersøkelse • Prosjektering og rådgiving
5.3 Produksjon, planlegging, infrastruktur og installering	<ul style="list-style-type: none"> • Produksjon av turbin • Produksjon av understell • Kraftstasjoner, offshore og onshore • Forankringssystem • Nettilkobling • Opprette operasjonsbase • Installasjon av turbin og understell
5.4 Oppstart	<ul style="list-style-type: none"> • Kabling på havbunnen og installasjon av kraftstasjoner • Offshorelogistikk og installeringsfartøy
5.5 Drift, vedlikehold og service	<ul style="list-style-type: none"> • Drift • Vedlikehold og service
5.6 Avvikling	<ul style="list-style-type: none"> • Dekomponering av alle komponenter • Skrapverdi

5.2 Utvikling og kartlegging

Utvikling og kartlegging handler om å skape enighet og å styre utviklingen til kontraktsignering. Her påløper kostnader som lønnskostnader, kostnader for miljøundersøkelser og kostnader til underleverandører. Det forventes at den totale kostnaden stiger til rundt 141,6 millioner euro for en vindpark på 1 GW. Dette inkluderer kostnader for miljøundersøkelser, ressurs- og metocean-undersøkelser, geologiske og hydrografiske undersøkelser, konsulent tjenester, og eventuelle eksterne faktorer som kan komme til å bli påvirket dersom vindparken blir bygget ut (BVG Associates, 2019).

5.3 Produksjon, planlegging, infrastruktur og installering

5.3.1 Vindturbinen

Kostnaden for vindturbinene inkluderer kostnaden for nacelle, rotor, tårn, konstruksjon, og leverandørkostnader knyttet til installering og igangsetting. Installerings- og oppstartskostnader omfatter for det meste logistikk- og personalkostnader på hovedkontor, kostnader som påløper under konstruksjons i havn, dagrate for fartøy brukt til installering og testing av de ulike komponenter i turbinen (BVG Associates, 2019).

Det er estimert at utbyggingen av én 10 MW turbin vil koste omtrent 11,8 millioner euro. Hvorav nacellen har en kostnad på 4,72 millioner euro, som blant annet inkluderer hovedlager, hovedaksel, gir-boks, generator og kontrollsystem. Rotoren har en total kostnad på 2 millioner euro inkludert blad, nav, pitch-system og hjelpesystem for rotoren. Selve tårnet er en stålstruktur som støtter nacellen og gir tilgang til nacellen, elektronikk og kontrollsystem. Denne kostnaden er estimert til 826 000 euro per vindturbin (BVG Associates, 2019).

5.3.2 Støttestruktur

Støttestrukturen bidrar til å balansere vindparken og inneholder alle komponenter, utenom selve turbinen, inkludert omformere og nett som er bygget som en direkte konsekvens av vindparken. For bunnfaste vindturbiner ligger den totale kostnaden for støttestrukturen på rundt 708 millioner euro ved utbygging av 100 vindturbiner à 10 MW.

Inkludert i dette estimatet er kostnader for kabler, understell på turbin, offshore og onshore kraftstasjoner og operasjonsbase.

Kablene overfører energiproduksjonen i vindturbinen til strømmettet, og har en estimert kostnad på 183,6 millioner euro. Kablene må bli lagt med isolasjon og beskyttelse rundt strømlederne for å motstå slitasje og for å tåle værforholdene (BVG Associates, 2019).

Kostnaden for fundamentet til en vindturbin vil variere ut ifra type design og vanndybde. For turbiner på 30 meters dybde som benytter “monopeler” vil kostnaden for 1 GW vindpark påløpe til 330,4 millioner euro. For turbiner som har fundament av typen “jackets” vil

kostnaden stige, ettersom at de er plassert på dypere vann, og vil resultere i en kostnad på 413 millioner euro for 1 GW vindpark.

Når det kommer til kostnader for fundamentet til flytende turbiner, finnes det lite tilgjengelig informasjon. Imidlertid er det grunn til å anta at denne kostnaden vil være noe høyere per i dag enn for bunnfaste turbiner. Det er også grunn til å anta at denne kostnaden vil redusere seg drastisk. Equinor har ambisjoner om å redusere kostnadene med 50% ved utbygging av Hywind Tampen sammenlignet med kostnadene for Hywind Scotland (Malkenes Hovland, 2018b).

5.4 Oppstart

Installering og oppstart omfatter all aktivitet som inngår i å konstruere og balansere turbinen, inkludert aktivitet offshore og onshore. Når det gjelder de landbaserte aktivitetene, starter prosessen ved at komponenter blir fraktet til produsenten for å konstrueres eller direkte til området for den fremtidige vindparken. Aktiviteten er over når vindparken er operativ og ansvaret blir overført til driftsavdelingen.

Kostnadene for installering, logistikk, forsikring, konstruksjon og beredskap vil ligge rundt 767 millioner euro for en 1 GW vindpark (BVG Associates, 2019). Oppstartsprosessen foregår som regel i følgende rekkefølge, men med overlapp hvor det er mulig:

- Onshore kraftstasjoner og onshore eksportkabler
- Fundament
- Offshore kraftstasjoner
- “Array” kabler
- Offshore eksport kabler
- Turbiner

Normalt tar det rundt 3 år fra utbyggerne starter arbeidet på land til installeringen finner sted til havs. En tredjedel av installasjonstiden går ofte med til å vente på egnede værforhold, og er en faktor som utbyggere må ta mer hensyn til etter hvert som vindparker blir bygget lenger fra land og blir mer utsatt for ugunstig vær (BVG Associates, 2019).

5.5 Drift, vedlikehold og service (OMS)

OMS er alle funksjoner som bidrar til drift av vindturbinen og vedlikehold av de ulike komponentene. Fokuset er å legge til rette for sikre operasjoner, og vedlikeholde de fysiske aspektene ved vindparken samtidig som det oppnås optimal energiproduksjon.

Løpende OMS-kostnader vil påløpe til rundt 88,5 millioner euro per år, inkludert forsikring og kostnader knyttet til eiendeler. Fokuset ved OMS er å maksimere avkastningen på investert kapital og å optimalisere forholdet mellom løpende kostnader og energiproduksjon i turbinen (BVG Associates, 2019).

5.6 Avvikling

Ved slutten av levetiden til en vindpark finnes det flere alternativer til fullstendig avvikling, som innebærer at hele vindparken blir fjernet. Et alternativ er å utvide levetiden til prosjektet ved å gjennomføre en ny risikovurdering og inspeksjon og bytte ut slitte komponenter. Et annet alternativ er å fjerne eksisterende turbiner, plattformer og kabler, og erstatte de med nye og større turbiner. Den totale kostnaden for avvikling er estimert til å være 361,1 millioner euro per 1 GW vindpark, ekskludert videresalg av komponenter. Avviklingskostnaden kan behandles som en engangssum i slutten av den økonomiske levetiden, eller den kan behandles om en årlig avsetning som legges til de årlige drifts- og vedlikeholdskostnadene. I våre beregninger har vi valgt å behandle kostnaden for avvikling som en engangssum i slutten av levetiden til prosjektet.

5.7 Forutsetninger for Utsira Nord

I henhold til NVE sine tidligere utredninger er Utsira Nord et felt med svært gode produksjonsforhold. Utsira er også estimert til å ha den laveste energikostnaden av utredningsområdene og kan knyttes til det eksisterende nettet på land (NVE, 2012). Videre skal vi gjøre rede for ulike alternativ for Utsira Nord-feltet og gjøre antagelser for videre beregninger.

5.7.1 Størrelse på vindparken

Størrelsen på vindparken vil påvirke tilgjengelighet, vaketap, tap i energi, netto energiproduksjon, installert kapasitet, årlig kraftproduksjon og feilestimat. NVE har derfor valgt å dele sine estimat inn i henholdsvis liten og stor utbygging av Utsira Nord, som vist nedenfor i tabell 2. (NVE ,2012).

Tabell 2. Produksjonsberegninger for liten og stor utbygging av Utsira Nord (NVE, 2012)

	Tilgjengelighet	Vaketap	Tap til nett	Andre tap	Netto energiproduksjon (Brukstid-Timer/år)	Kapasitets faktor	Installert kapasitet (MW)	Årlig kraftproduksjon (GWh)	Feil-estimat	Antall turbiner (10 MW)
Utsira Nord (Liten)	95%	7%	3%	3%	4244	48,5%	504	2139	7%	50-51
Utsira Nord (Stor)	95%	10%	2%	2%	4107	46,9%	1512	6210	7%	151- 152

I våre beregninger forutsetter vi flytende vindturbiner på 10 MW ved utbygging av Utsira Nord. Det er grunn til å tro at kapasiteten per turbin vil bli større enn 10 MW dersom utbyggingen ikke realiseres i løpet av de neste 5-10 årene. Vi anser dette som et realistisk estimat ettersom vi har sett store kapasitetsøkninger fra testturbiner til operative flytende vindparker. Det vil være naturlig å anta at kapasiteten på flytende turbiner vil være tilnærmet det samme, eller større, som for bunnfaste turbiner etter hvert som aktørene i markedet tilegner seg mer erfaring, og teknologien blir kommersialisert.

I kostnadsestimatene for store vindparker, sammenlignet med små, er det flere forskjellige faktorer som må legges til grunn. For det første har størrelsen på turbinene stor innvirkning på CAPEX, OPEX og LCOE. Større turbiner medfølger færre vindturbiner totalt i vindparken, som igjen fører til en total kostnadsreduksjon. Videre medfører større turbiner en høyere kapasitetsfaktor, som igjen reduserer LCOE. Store vindparker vil også kunne oppnå flere skalafordeler enn små vindparker. Dette innebærer at hvis kostnadskalkylene skal være realistiske, så bør LCOE-beregningene for store og små vindparker være ulike. Det vil også være signifikante forskjeller i lengden på array-kablene som ikke nødvendigvis vil være skalerbare per MW. Dette betyr at våre beregninger i denne oppgaven heller ikke vil være skalerbare og direkte overførbare til vindparker i ulike størrelser.

Utgangspunktet for denne masterutredningen er kostnadsestimatene til BVG (2019). De forutsetter en vindpark med 1000 MW installert kapasitet, fordelt på 100 turbiner á 10MW. Vi vurderer at deres kostnadsestimat vil være relevant for en stor vindpark på 1000 MW installert kapasitet på Utsira. NVE (2012) har på sin side anbefalt 1512 MW installert kapasitet for utbygging av stor vindpark på Utsira-feltet. Vi velger i denne utredningen å estimere kostnaden for en stor vindpark på 1000 MW på grunn av at kostnadsestimatet til BVG (2019) vil ha størst relevans for en vindpark av lik størrelse.

5.7.2 Kostnadsgrunnlag

Kostnadene for fundamentet til flytende vindturbiner er som nevnt tidligere vanskelig å innhente. NVE bruker i sine analyser estimerte tall for bunnfaste løsninger og tall basert på erfaring. Nye rapporter fra BVG (2019) og InnoEnergy (2018) inneholder mer detaljerte beregninger og vi har i hovedsak tatt utgangspunkt i tall og uttalelser fra disse to rapportene. InnoEnergy (2018) har i sine beregninger utelatt kostnader for offshore transformatorstasjon, onshore kraftstasjon og eksportkabler. Dette innebærer at kostnaden inkluderer støttestrukturen til turbinen, array-kabler og forankring, samt installasjon av hele den flytende konstruksjonen. BVG (2019) har på den andre siden inkludert kostnader for offshore transformatorstasjon, onshore kraftstasjon og eksportkabler i sin kalkyle, gitt visse forutsetninger. Vi har derfor valgt å ta utgangspunkt i kostnadsestimatene til BVG (2019) i sensitivitetsanalysen. Videre bruker vi uttalelser fra rapporten til InnoEnergy (2018), Equinor og The International Energy Agency (IEA) for å estimere forventet kostnadsreduksjon under de viktigste parameterne, og for å beregne en mer oppdatert LCOE for Utsira.

5.8 Kostnad for flytende fundament

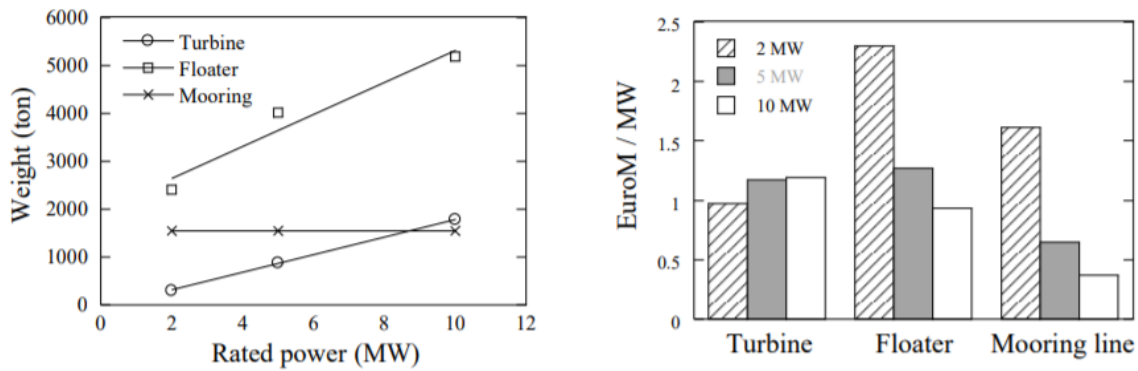
Det finnes ingen oppdaterte kostnadsestimat for flytende vindturbiner. Dette kommer av at det ikke finnes kommersielle prosjekter ennå og at de eksisterende prosjektene er på teststadiet. BVG-rapporten “Global Offshore Wind Market report, 2019” anslår at det vil ta mer enn 5 år før flytende vindparker blir kommersielle. Følgelig vil kostnadskalkylene som brukes i for eksempel LCOE-beregninger for flytende vindturbiner i dag, være kostnadsestimater for bunnfaste vindturbiner (NVE, Personlig kommunikasjon, 25. februar 2020). Dette er også tilfellet for kostnadskalkylen til BVG (2019).

Totalkostnaden for det flytende fundamentet vil være avhengig av hvilket fundament som velges og størrelsen på turbinene. Noen av de flytende konstruksjonene inneholder mer stål, for eksempel på grunn av behovet for ballast, som dermed gjør noen typer fundament dyrere enn andre. Tabell 3 viser en oversikt over produksjonskostnadene til seks ulike typer fundament (Myhr et.al, 2014). Selv om dette kostnadsestimatet er utdatert med tanke på dagens priser, illustrerer det hvor stor prisforskjellen kan være mellom de ulike fundamentene. Vi ser for eksempel at kostnadene for Windfloat var estimert til å være syv ganger dyrere enn TLB B.

Tabell 3. Priser for ulike flytende teknologier (Myhr et.al, 2014, s. 719)

	TLB B	TLB X3	Hywind II	WindFloat	SWAY	TLWT
Material consumption [tons]	445	521	1700	2500	1100	417
Material cost [€]	445k	521k	1700k	2500k	1100k	417k
Manufacturing complexity factor	110%	130%	120%	200%	150%	130%
Manufacturing cost [€]	489.5k	677.3k	2040k	5000k	1650k	542.1k
Total production cost [€]	934.5	1198.3k	3740k	7500k	2750k	959.1k

Videre fant Kikuchi og Ishihara (2019) i sin studie av semi-nedsenkbare plattformer, at kostnadene per MW for flyteelementet og forankringen reduseres når turbinestørrelsen øker, illustrert i figur 18 (Kikuchi & Ishihara, 2019, s. 10). Dette kommer av at mengden stål som kreves til flyteelementet ikke øker parallelt med størrelsen på turbinen, men reduseres, og det samme gjelder for lengden på forankringslinene. Dette førte til en reduksjon i kostnaden for flyteelementet, forankringen, installasjonskostnadene og følgelig investeringsutgiftene. Den årlige drifts- og vedlikeholdskostnaden ble også halvert for vindparker med 10 MW turbiner, sammenlignet med 2 MW turbiner (Kikuchi & Ishihara, 2019). Dette indikerer at en fremdeles vil se store prisreduksjoner utover demo-prosjektene på grunn av redusert stålmengde, spesielt når teknologien blir kommersialisert og turbinene blir enda større.



Figur 18. Endring i pris per MW ved endring i størrelse på turbinen (Kikuchi & Ishihara, 2019, s. 10).

I en helt ny case-studie (Maienza et al., 2020) av en flytende vindpark i Sør-Italia, estimerte forfatterne en gjennomsnittlig LCOE på 97 €/MWh for tre typer flytende konsepter (spar buoy, semi-nedsenkbar og TLP). Denne energikostnaden er lik det lavere sjiktet for bunnfaste vindturbiner i dag. Forutsetningene for denne beregningen var at vindparken befant seg på 140 meters dybde, den besto av 25 vindturbiner på 5 MW og hadde en estimert kapasitetsfaktor på like under 30% (Maienza et al., 2020). LCOE-beregningene for denne vindparken vil være høyere enn for Utsira av flere årsaker. For det første, vil flytende fundamenter og forankringslinjer for en 5 MW turbin være omtrent dobbelt så dyr per MW enn for en 10 MW turbin, illustrert i figur 18 (Kikuchi & Ishihara, 2019, s. 10). For det andre er vindparken i Sør-Italia estimert til å ha en kapasitetsfaktor på like under 30%. Som vi har nevnt tidligere i kapittel 3.2, vil energikostnaden reduseres når kapasitetsfaktoren øker. For Utsira vil kapasitetsfaktoren mest sannsynlig ligge mellom 50-60% og følgelig vil LCOE også være lavere. I tillegg vil installasjonskostnader og drifts- og vedlikeholdskostnader også være mindre for større turbiner enn for små (Kikuchi & Ishihara, 2019). Dette gjør at kostnadsestimatene i case-studien ikke er skalerbare for turbiner på 10 MW og de har dermed liten relevans for denne utredningen.

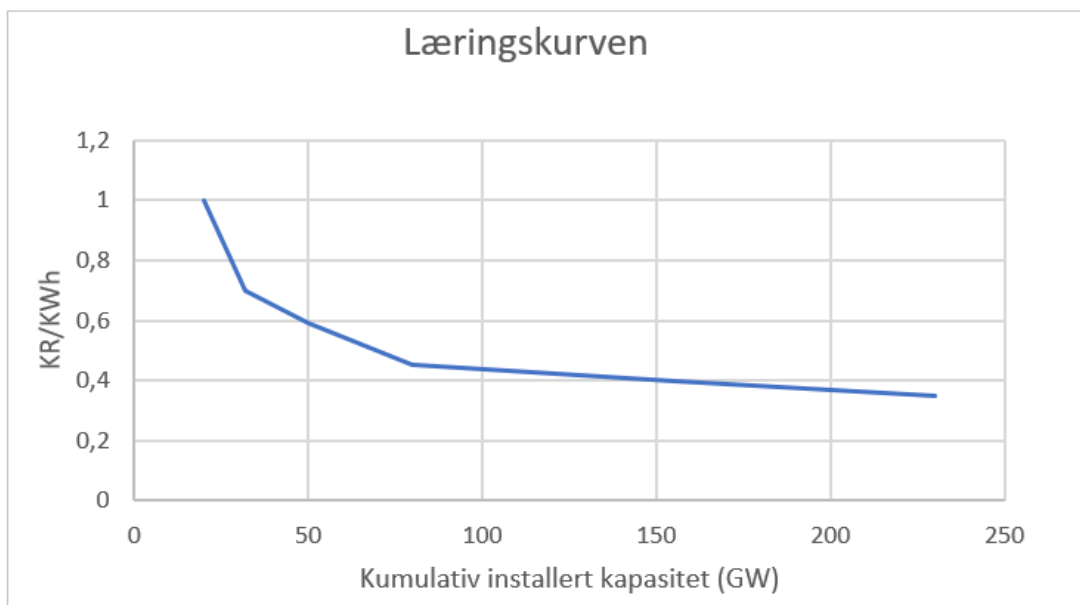
6. Kostnadsanalyse og LCOE-beregninger

Videre i avhandlingen vil vi benytte metodene som vi tidligere har introdusert, til å estimere LCOE for prosjektet Utsira Nord. Vi vil først gjennomgå læringskurven før vi gjennomfører en sensitivitetsanalyse som tar hensyn til usikkerheten i kostnadsestimatene. Deretter vil vi sammenstille de mest realistiske scenariene for 2030. Avslutningsvis diskuterer vi også noen estimerte scenarier for 2040.

6.1 Læringskurven

Figur 19 viser forventet utvikling av LCOE etter hvert som installert kapasitet øker. For at produsenter skal kunne redusere kostnadene innenfor flytende havvind er en avhengig av å optimalisere verdikjeden gjennom standardisering, større produksjonsvolum og utnyttelse av læringseffektene. Frem mot 2050 ser WindEurope for seg en utbygging av 380 GW offshorevind i Nordsjøen (WindEurope et.al, 2019, s. 72). For å nå disse målene har vi forutsatt at det bygges ut 6 MW havvind hvert år frem mot 2030 og frem mot 2050 vil det kreves en årlig utbygging på 20 MW, som er i tråd med WindEurope sine estimat (WindEurope, 2019). Ved å kombinere dette med uttalelser fra Equinor om en LCOE mellom 40 - 60 EUR/MWh i 2030 har vi utledet en læringskurve for flytende havvind.

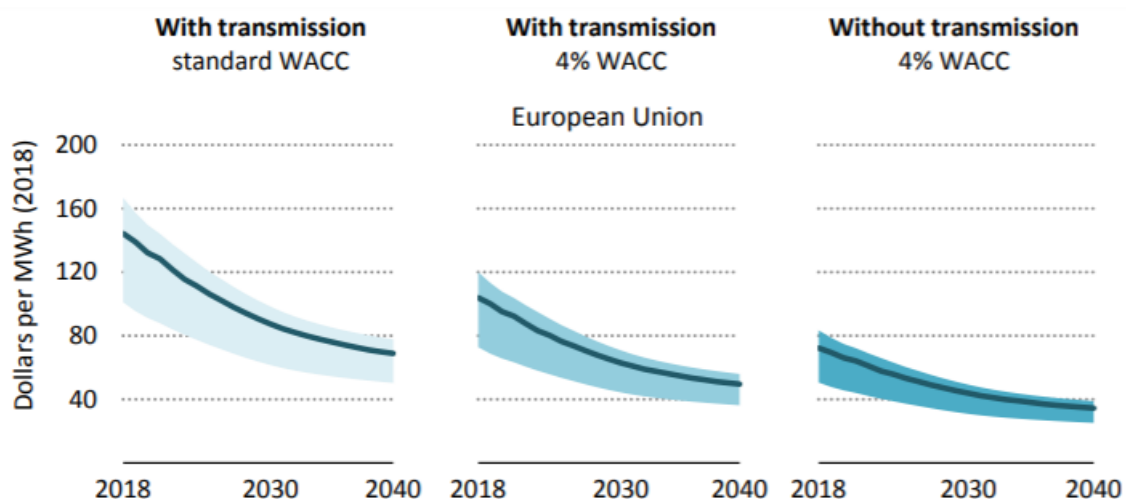
I 2019 delte Equinor en plan for hvordan kostnadsreduksjoner kan realiseres frem mot 2030. Frem til 2017, da Hywind Scotland ble ferdigstilt, handlet prosessene i stor grad om teknologiutvikling. Per i dag er den viktigste pågående prosessen til Equinor, å redusere kostnaden til flytende vindturbiner og utbyggingen av prosjektet Hywind Tampen. Det siste steget i planen for å nå et kostnadsnivå på 40-60 EUR/MWh er å realisere skalaproduksjon og fullt ut kommersialisere teknologien (Eik, 2019). Dette kostnadsnivået er estimert å inntreffe når kumulativ installert kapasitet ligger mellom 50-100 GW. Dersom dette lar seg gjøre, vil læringskurven for flytende havvind være som illustrert i figur 19.



Figur 19. Illustrasjon av utvikling i LCOE etter hvert som kumulativ installert kapasitet øker.

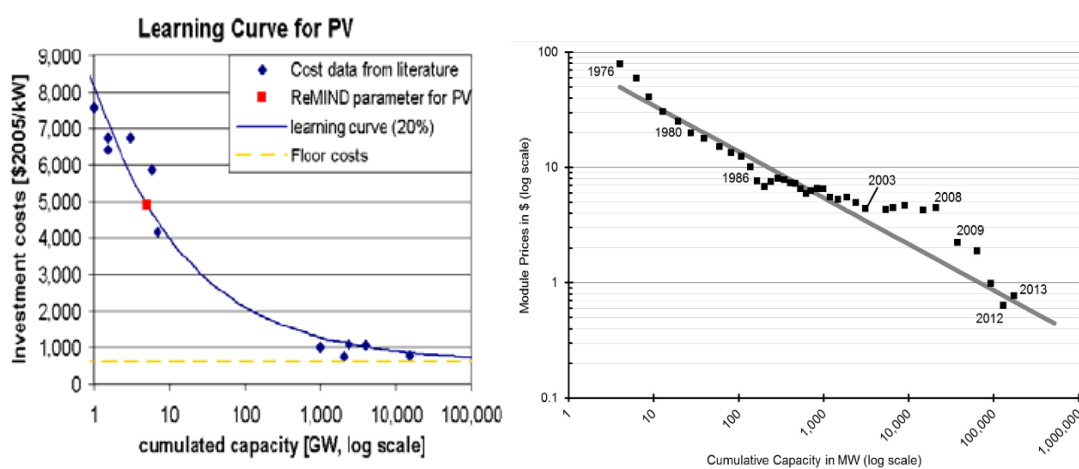
Læringskurven i figur 19 illustrerer store muligheter for kostnadsreduksjon etter hvert som kumulativ installert kapasitet øker. Når installert kapasitet overstiger 80 GW, vil det ikke være like stort rom for kostnadsreduksjon ettersom at markedet modnes og læringseffektene avtar.

Dersom vi ser på IEA sin rapport for havvind i Europa (2019), ser vi en litt annen forventet utvikling i LCOE. I motsetning til læringskurven i figur 19 er ikke utvikling i kostnadsnivå sammenstilt med kumulativ installert kapasitet, i tillegg inkluderer standard WACC en kalkulasjonsrente på 7-8 % som vil gi en høyere LCOE enn ved lavere diskonteringsrenter. Likevel ser vi ut ifra figur 20 (IEA, 2019, s.43) at LCOE-intervallet i 2030 vil ligge mellom 55-73 €/MWh, som er en kostnadsreduksjon på nær 40% fra 2018. Frem mot 2040 estimerer IEA at kostnadsnivået vil synke med ytterligere 20%, til et prisnivå på 44-58 €/MWh (IEA, 2019, s.42). Denne typen kostnadsreduksjon er i tråd med det vi har sett for blant annet solenergi, som illustrert i kapittel 3.2. Dette bygger opp under estimatene våre for en vesentlig kostnadsreduksjon etter hvert som utbyggingstakten øker.



Figur 20. LCOE for nye havvindprosjekt i Europa fra 2018-2040 (IEA, 2019, s.43).

Figur 21 (Pietzcker, Manger, Bauer, Luderer & Bruckner, T., 2009, s.6; Elshurafa, Albardi, Bigerna & Bollino, 2018, s. 125). illustrerer estimert fremtidig kostnadsreduksjon innenfor solkraftteknologi til 2009, sammenstilt med faktisk utvikling i LCOE. Begge figurene gjenspeilet at læringsraten er raskest de første årene når det blir implementert en ny teknologi. Etter en stund blir det vanskeligere å oppnå ytterligere kostnadsreduksjoner fordi teknologien har nådd en modningsfase hvor det krever vesentlig mer å doble produksjonen. Læringskurver representerer ikke nødvendigvis en prisreduksjon, slik som i figuren til venstre, men som vi ser når vi sammenstiller figurene så følger ofte disse hverandre, så lenge det ikke oppstår hindringer for utvikling (Elshurafa, et.al., 2018). I figuren til venstre (Pietzcker et al., 2009, s.6), er kostnadene illustrert med de blå punktene, og vi ser at kostnadsreduksjonen har vært større enn for den estimerte læringskurven.



Figur 21. Estimert læringskurve for solkraft (Pietzcker et al., 2009, s.6) og utvikling i LCOE (Elshurafa, Albardi, Bigerna & Bollino, 2018, s. 125).

I dag er det installert 580 GW solkraft verden over, og investeringskostnaden har blitt redusert til 1 210 USD/KW (IRENA, 2020, s.21), som illustrert i kapittel 3.2. Dette har følgelig, som illustrert i figur 13 (IRENA, 2018, s. 22), ført til en LCOE på 0.09 \$/KWh. Ut ifra figur 21 ser vi at investeringskostnaden ved en kumulativ installert kapasitet på 580 GW var estimert til å ligge rundt 3 000 USD/KW, som er mer enn det dobbelte av realisert reduksjon i investeringskostnaden.

Som en følge av dette, ser vi at det normalt er rom for store kostnadsreduksjoner innenfor nye teknologier etter hvert som totalt utbygget kapasitet øker. Det er naturlig å anta at kostnadsutviklingen innenfor flytende havvind i stor grad vil være sammenfallende med den vi har sett innenfor solkraft, dersom utbyggingstakten tar seg opp. Når det kommer til IEA sine kostnadsestimat, avviker disse noe fra Equinor sine uttalelser om kostnadsutvikling frem mot 2030. Likevel anser vi læringskurven i figur 19 som et relevant grunnlag for utvikling av LCOE det neste tiåret. I tillegg er Equinor den ledende aktøren innen utbygging av flytende havvindparker i 2020, og vi antar at Equinor er en aktør som har gode forutsetninger for å kunne realisere en slik kostnadsreduksjon på grunn av den unike offshore-kompetansen som selskapet innehar. I tråd med læringskurven estimerer vi at en LCOE på 0,45 kr/KWh er et realistisk estimat for utbygging av Utsira Nord i 2030.

6.1.1 utfordringer med Læringskurven

En utfordring med læringskurvene i det frie markedet, er at kostnadsreduksjonen ikke vil oppstå uten videre. Det kreves kontinuerlig utbygging og utvikling for at flytende havvindteknologi skal kunne kommersialiseres fullt ut i fremtiden. Dette innebærer at produsenter må være villig til å bygge ut i dag og ikke vente til et senere tidspunkt når kostnadene er estimert til å være lavere. I henhold til teorien om læringskurven kreves det en økning i produksjon, for å kunne realisere kostnadsreduksjonen til flytende vindturbiner. Videre forutsetter vi derfor at utviklingsraten innenfor havvind vil samsvare med WindEurope og Equinor sine estimat, og at en LCOE på 0,45 kr/KWh derfor kan være realistisk for utbyggingen av Utsira Nord i 2030, når kumulativ installert kapasitet er 80 GW.

I de neste kapitlene vil vi beregne LCOE på bakgrunn av innhentet tallmateriale, og estimere fremtidig LCOE basert på forventet kostnadsreduksjon. Dette vil kunne gi oss en indikasjon på validiteten av estimatene i læringskurven.

6.2 LCOE beregninger

I analysene har vi tatt utgangspunkt i kostnadstall fra BVG (2019). BVG sine estimat inkluderer kostnader for eksportkabler og kraftstasjoner, i motsetning til rapporten fra InnoEnergy (2018). BVG forutsetter en vindpark på 1 GW med hundre 10 MW turbiner lokalisert 60 km fra kysten på 30 meters dybde. Beregnet oppstart er 2022, men BVG oppgir at kostnadsestimatene har relevans frem til 2025. Vi har forenklet analysen vår ved å forutsette drift av vindparken fra 2025, der installasjonen tar to år og starter i år 2023. Vanligvis tar denne prosessen mye lengre tid (se kapittel 5.1), og i realiteten er det sannsynlig at vindparken tidligst kunne ha vært operativ i 2028. Levetid for prosjektet er satt til 25 år og beregningene inkluderer ikke skatt og inflasjon (BVG, 2019).

Vi har beregnet euro fra pund med en valuta på 1,18, og euro til norske kroner (kr) med en valuta på 10,11. Kostnadsestimatene er således utsatt for valutasvingninger og kan variere avhengig av når prosjektet blir iverksatt. I denne oppgaven velger vi derimot å se bort ifra potensielle valutaeffekter. Videre har vi lagt til grunn en diskonteringsrente på 6% for alle våre estimat, etter anbefaling fra NVE (2020).

Vi forutsetter at tallene til BVG (2019) ikke er diskontert, ettersom at det ikke finnes noen dokumentasjon rundt dette i rapporten. Vi har heller ikke lyktes med å kontakte BVG for å få en avklaring om saken. Med utgangspunkt i dette har vi satt opp en kontantstrøm for prosjektet, og vi har brukt nåverdimetoden for å finne dagens verdi av kostnader og energiproduksjon. Investeringsutgiften er behandlet som en engangsutgift i år 0 (2022), installasjonskostnader påløper i år 1 og år 2, drift starter i år 3 og avvikling påløper i år 25. Diskonteringsrenten, O&M og energiproduksjonen er konstant gjennom hele levetiden til prosjektet.

Tabell 4. Kostnader BVG (2019)

CAPEX		Per MW		Per MW
Utvikling og kartlegging	€	141 600	NOK	1 431 576
Vindturbiner	€	1 180 000	NOK	11 929 800
Fundament/forankring/kabler	€	708 000	NOK	7 157 880
Oppstart	€	767 000	NOK	7 754 370
Totalt			NOK	28 273 626
OPEX				
Drifts- og vedlikeholdskostnad	€/MW/år	88 500	NOK/MW/år	894 735
DECOM				
Avvikling	€	361 100	NOK	3 650 721

På grunn av raske endringer i markedet valgte vi å justere for de mest sannsynlige kostnadsreduksjonene før vi beregnet LCOE, illustrert i tabell 5. Vi justerte kostnaden for fundament/forankring/kabler med 40%, installasjonskostnader/oppstart med 25% og drifts- og vedlikeholdskostnader med 10%. Justeringen av kostnadene for fundament og installasjon er kostnadsreduksjoner som sannsynligvis vil realiseres innen 2025, og med stor sannsynlighet allerede innen 2023. Vi har tatt utgangspunkt i Equinor sin uttalelse om en forventet kostnadsreduksjon på 50% for hele forankringen i neste havvindprosjekt, og en prognose fra InnoEnergy (2018) om at installasjonskostnadene vil reduseres med 25% mellom 2020-2025. Kostnadsreduksjonen for drifts- og vedlikehold følger av at Utsira-feltet ligger nærmere land enn det BVG har lagt inn i sine forutsetninger, og at Multiconsult (2012) har estimert at kostnaden for drift og vedlikehold vil være 10% mindre for Utsira Nord enn for de andre utredningsområdene i Norge. Vi mener at denne inngående justeringen vil gjøre at kostnadsestimatet reflekterer en mer realistisk referansevindpark og følgelig LCOE for Utsira Nord videre i analysen.

Tabell 5. Kostnadskalkyle fra BVG (2019) med justeringer markert i rødt

CAPEX		Per MW	Justert
Utvikling og kartlegging	NOK	1 431 576	1 431 576
Vindturbiner	NOK	11 929 800	11 929 800
Fundament/forankring/kabler	NOK	7 157 880	4 294 728
Oppstart	NOK	7 754 370	5 815 778
Totalt	NOK	28 273 626	23 471 882
OPEX			
Drifts- og vedlikeholdskostnad	NOK/MW/år	894 735	805 262
DECOM			
Avvikling	NOK	3 650 721	3 650 721

Gitt justeringene for sannsynlige kostnadsreduksjoner, en installert kapasitet på 1000 MW og en kapasitetsfaktor på 55%, gir vindparken Utsira Nord, med drift fra 2025, en energikostnad på 0,63 kr/KWh. Selv om kostnadstallene fra BVG (2019) forutsetter en bunnfast vindfarm, vil denne energikostnaden være relevant for utbygging av flytende vindparker. Dette ser vi når vi sammenligner kostnadskalkylen fra BVG (2019) med estimatene til InnoEnergy (2018) og når vi samler uttalelser og prognoser fra aktører i bransjen. Følgelig har vi vurdert at kostnadskalkylen kunne justeres for de mest sannsynlige kostnadsreduksjonene før vi gikk videre med sensitivitetsanalysen.

6.3 Sensitivitetsanalyse

For å ta høyde for usikkerheten i data og LCOE-modellen, har vi valgt å utarbeide flere scenarier for produksjonsdata. Vi illustrerer konsekvensen av ulike kostnadsnivå og kostnadsreduksjoner, og hvilken effekt endringene har på LCOE. Alle scenariene presenteres her og oppsummeres i kapittel 6.3.10.

6.3.1 Diskonteringsrente

I vår oppgave bruker vi 6% som diskonteringsrente i det forventede scenariet, ettersom NVE har satt dette som referanserate for kraftsektoren (NVE, 2020). Vi ønsker likevel å teste effekten av endringer i diskonteringsrenten for å ta høyde for usikkerheten i tallmaterialet fra BVG (2019) som er lagt inn i kalkylen, og fordi LCOE er sensitiv til endringer i diskonteringsrenten. Konsekvensene av en “dobbel diskontering” vil resultere i en høyere LCOE enn hva som er reelt. Siden LCOE ligger på et forventet nivå er det rimelig å anta at BVG ikke har diskontert kostnadene til nåverdier.

I scenario for høy sensitivitet bruker vi 8% og i scenario for lav sensitivitet bruker vi 4%. Som vi ser, gir en høyere diskonteringsrente en høyere LCOE. Dette kommer av at diskonteringsrenten er et mål på lønnsomhet og avkastningskravet. En høyere diskonteringsrente betyr at det er et høyere avkastningskrav til prosjektet. Det vil også innebære at prosjektet anses for å ha en høyere risiko (Sander, 2019).

Tabell 6. LCOE ved endring i diskonteringsrente

	Lav	Referanse	Høy
Diskonteringsrente $\pm 2\%$	4,00%	6,00%	8,00%
LCOE (kr/KWh)	0,55	0,63	0,72

Ut ifra tabell 6, ser vi at LCOE varierer fra 0,55 kr/KWh til 0,72 k/KWh med de endringene vi har gjort. BVG (2019) uttaler i sin rapport at de benytter en WACC tilsvarende eksisterende auksjonspriser på UK Contract for Difference (CfD) når prosjektets levetid er på 25-30 år og kapasitetsfaktoren er på 50%. CfD er en del av energimarked-reformen som ble innført i Storbritannia i 2013 og har som formål å gi støtte til energiproduksjon med lave karbonutslipp. For vindparker som skal stå ferdig i 2023 er auksjonsprisene i Storbritannia

på 57 pund/MWh (Welisch & Rahmatallah, 2019). Dette tilsvarer omtrent en LCOE på 0,56 kr/KWh som samsvarer godt med vårt lavt scenario hvor diskonteringsrenten er 4%.

6.3.2 Kapasitetsfaktor

Kapasitetsfaktoren for Utsiraområdet er estimert til å være mellom 47-48% (NVE, 2012). Vi har valgt å øke kapasitetsfaktoren til 55% for referanse-LCOE og $\pm 5\%$ for høy og lav sensitivitet. Bakgrunnen for dette er at kapasitetsfaktoren for havvind i Storbritannia i gjennomsnitt ligger mellom 45-60% (Malkenes Hovland, 2018a). I tillegg har den flytende vindparken Hywind Skottland, med sine 6 MW turbiner, klart å levere en kapasitetsfaktor på 56% i snitt de to første driftsårene. På den mest vindfulle tiden av året var kapasitetsfaktoren oppe i 65% (Malkenes Hovland, 2018a). Hovedårsaken til den store variasjonen i kapasitetsfaktoren er at den er høyere på vinteren og lavere når det er ekstremvær. Videre estimeres det at gigant-turbinen Haliade-X på 12MW, som skal bygges ut i Frankrike, skal klare å levere en kapasitetsfaktor på 63% (Martiniussen, 2019b).

Tabell 7. LCOE ved endring i kapasitetsfaktor

	Lav	Referanse	Høy
Kapasitetsfaktor $\pm 5\%$	50%	55%	60%
LCOE (kr/KWh)	0,70	0,63	0,58

6.3.3 Turbiner

Prisene på stål er volatile og varierer mye mellom land og lokasjoner, i tillegg vil faktorer som kvalitet og transportalternativ ha innvirkning på kostnadene. Prisen på stål kan ha stor innvirkning på prisen på turbinene, avhengig av hvor stor andel av turbinene som skal bestå av stål (turbiner kan bestå av en blanding av stål og betong, ren betong eller limtre). En annen ting det bør tas høyde for, er forventningen om at turbinene i årene fremover vil bli større. Selv om noen prosesser kan effektiviseres forventer InnoEnergy (2018) at den totale prisen på turbinene vil øke noe når turbinene blir større. Imidlertid kan et skifte til større turbiner redusere kostnaden for forankring, installasjon og drift- og vedlikehold. Dette kommer av at større turbiner medfører at utbyggerne kan installere færre turbiner i vindparken og fordi gjennomsnittlig energiproduksjon øker. Sammenlignet med en turbin på 6MW installert i 2017, vil et skifte til en 12MW turbin installert i 2030 gi en reduksjon i

CAPEX på 18%, OPEX på 36% og LCOE på 43% (gitt visse forutsetninger for lokasjonen), og den gjennomsnittlige energiproduksjonen vil øke med 12% (InnoEnergy, 2019). For å ta høyde for volatiliteten og usikkerheten i kostnadene for turbinene gjør vi en sensitivitetsanalyse for turbinene med et scenario på $\pm 20\%$.

Tabell 8. LCOE ved endring i turbinkostnader

	Lav	Referanse	Høy
Turbinkostnader $\pm 20\%$ (kr/MW)	9 543 840	11 929 800	14 315 760
LCOE (kr/KWh)	0,58	0,63	0,68

6.3.4 Utvikling- og kartleggingskostnader

I vår referansecase er utviklingskostnader satt til 1,4 MNOK/MW. Det er forventet at utviklingskostnadene vil reduseres etter hvert som selskapene skaffer seg verdifull informasjon gjennom erfaring og læring. Samtidig vil fremtidens vindparker bestå av større turbiner, og dette krever kontinuerlig utvikling og kartlegging fra selskapene. Vi har derfor satt en sensitivitet på ± 10 for høyt og lavt scenario.

Tabell 9. LCOE ved endring i utviklings- og kartleggingskostnader

	Lav	Referanse	Høy
Utvikling- og kartleggingskostnader $\pm 10\%$ (kr/MW)	1 288 418	1 431 576	1 574 734
LCOE (kr/KWh)	0,626	0,628	0,631

6.3.5 Støttestruktur

Fundamentet og forankringen til flytende vindturbiner, er de parameterne der det foreligger størst usikkerhet. Aktører, som Equinor, estimerer å kunne redusere kostnadene for hele forankringen med over 50% (Malkenes Hovland, 2018b). Dette skyldes at de ulike løsningene for flytende turbiner enda er i demo-stadiet og det er forventet store kostnadsreduksjoner som følge av læringskurven og effektivisering i produksjonen. Videre er også kabler inkludert i kostnaden for støttestruktur. BVG har forutsatt at vindparken ligger 60km fra kysten i sine estimer, mens Utsira-feltet ligger rundt 28km fra kysten. Imidlertid

har Multiconsult vurdert at en eksportkabel kan variere mellom 29-57 km, avhengig av om eksportkabelen skal trekkes direkte til land eller ikke, og vi anser derfor BVG sine estimater som relevante for Utsira med hensyn til kabelkostnad.

Vi gjør en sensitivitetsanalyse for fundamentene med et høyt og lavt scenario på $\pm 30\%$ for å ta høyde for usikkerheten i våre data. I tillegg har vi inngående redusert kostnadsestimatet til BVG (2019) med 40%. Årsaken til at vi justerer estimatet med 40%, og ikke 50%, er fordi estimatet til BVG gjelder for bunnfaste turbiner og at vi ikke vet med sikkerhet hvilke kostnader Equinor legger i "hele forankringen". Vi valgte derfor en mer forsiktig justering av kostnadsestimatet.

Tabell 10. LCOE ved endring i kostnader knyttet til støttestruktur

	Lav	Referanse	Høy
Støttestruktur $\pm 30\%$ (kr/MW)	3 006 307	4 294 728	5 583 147
LCOE (kr/KWh)	0,60	0,63	0,65

6.3.6 Investering

Investeringsutgiftene består av utgifter for utvikling og kartlegging, turbinene og fundamentene (støttestruktur, forankring og kabler). Vi behandler investeringsutgiftene som en engangsutgift i år 0. Innledningsvis har vi allerede justert kostnadene for fundamentet med 40% som igjen har redusert investeringsutgiften i referansen. Som en følge av dette har vi gjort en sensitivitetsanalyse for total investering på $\pm 10\%$.

Tabell 11. LCOE ved endring i totale investeringsutgifter

	Lav	Referanse	Høy
Investeringsutgift $\pm 8\%$ (kr/MW)	15 890 494	17 656 104	19 421 714
LCOE (kr/KWh)	0,59	0,63	0,66

6.3.7 Drift- og vedlikeholdskostnader

De største kostnadsreduksjonene er forventet å oppstå i parametere som tilhører investeringsutgiften og installasjonen av vindturbinene. Selv om det forventes at prosesser

rundt drift og vedlikehold vil effektiviseres er det fortsatt snakk om kostbare og store installasjoner. Det er estimert at kostnadene for planlagt drift og vedlikehold vil reduseres med 10% de neste 5 årene, mens for uplanlagt service er det estimert en kostnadsreduksjon på 25% (InnoEnergy, 2018). Totale drifts- og vedlikeholdskostnader ligger i dag på 88,5 millioner euro per år som vist i LCC-analysen i kapittel 5.5. Andre faktorer som kan redusere drifts- og vedlikeholdskostnadene er avstanden til land og havner. I driftsfasen kan også transportkostnadene reduseres ytterligere ved å bygge en bo- og vedlikeholdsplattform. Innledningsvis justerte vi BVG (2019) sine kostnadsestimater med 10%, som en følge av at Multiconsult (2012) har estimert at kostnaden for drift og vedlikehold vil være 10% mindre for Utsira Nord enn for de andre utredningsområdene i Norge. Utover denne justeringen endrer vi kostnadene med $\pm 20\%$ i sensitivitetsanalysen og forutsetter en årlig og konstant O&M.

Tabell 12. LCOE ved endring i drift- og vedlikeholdskostnader

	Lav	Referanse	Høy
Drift- og vedlikeholdskostnader $\pm 20\%$ (kr/MW/år)	644 209	805 262	966 314
LCOE (kr/KWh)	0,60	0,63	0,66

6.3.8 Installasjonskostnader

Det er estimert at installasjonskostnadene for offshore vindturbiner vil reduseres med 25% fra 2020 til 2025 (InnoEnergy, 2018). Vi har valgt å legge dette estimatet til grunn i vår sensitivitetsanalyse av installasjonskostnader, og har derfor justert installasjonskostnadene inngående med 25% for deretter å gjøre en sensitivitetsanalyse på $\pm 20\%$.

Tabell 13. LCOE ved endring i installasjonskostnader

	Lav	Referanse	Høy
Installasjonskostnader $\pm 20\%$ (kr/MW)	4 652 622	5 815 778	6 978 933
LCOE (kr/KWh)	0,61	0,63	0,65

6.3.9 Økonomisk levetid

En ny artikkel av Wisser og Bolinger (2019) viser utviklingen av den forventede økonomiske levetiden for vindparker. På tidlig 2000-tall var den forventede levetiden estimert til å være 20 år. I 2015 var levetiden økt til 25 år, og fra 2019 var den gjennomsnittlige forventede levetiden økt til 29,6 år blant respondentene i undersøkelsen. Årsaken til at vi har satt den økonomiske levetiden til 25 år i referansen er fordi BVG (2019) har forutsatt 25 år i sine estimater. Som en følge av dette ønsket vi å ta høyde for denne usikkerheten og har estimert innvirkningen den økonomiske levetiden har på LCOE. I sensitivitetsanalysen har vi satt lavt scenario til 20 år og høyt til 30 år.

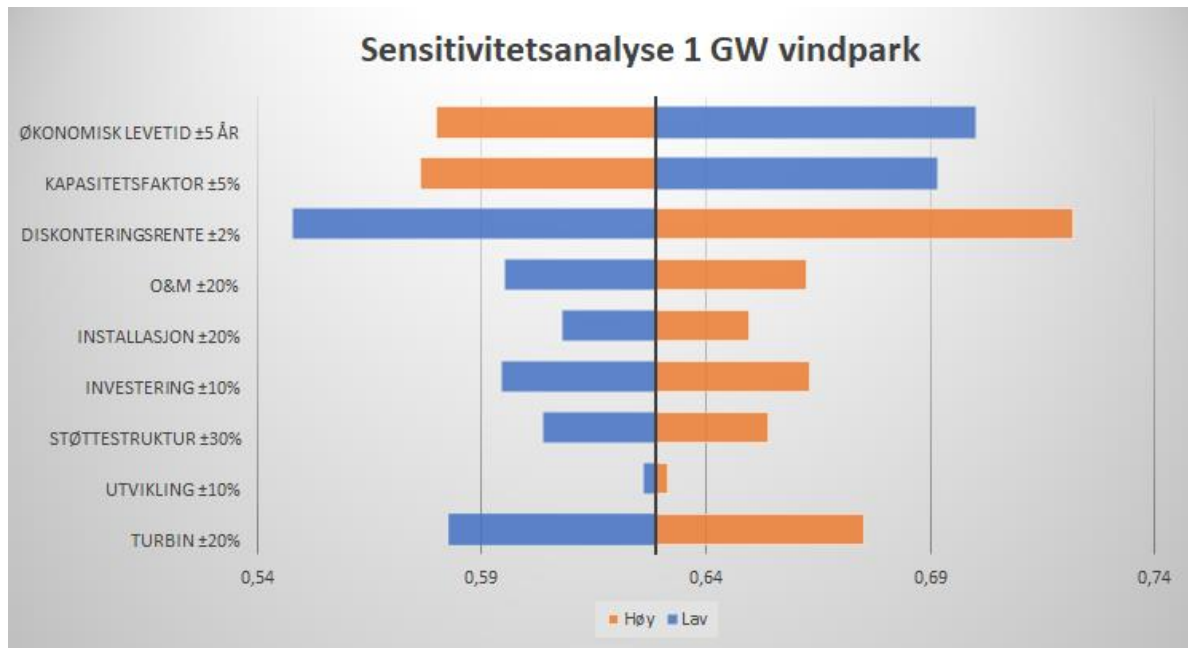
Tabell 14. LCOE ved endring i økonomisk levetid

	Lav	Referanse	Høy
Økonomisk levetid (år)	20	25	30
LCOE (kr/KWh)	0,70	0,63	0,58

6.3.10 Resultat av sensitivitetsanalysen

Sensitivitetsanalysen viser at den største effekten på energikostnaden forekommer ved endring i diskonteringsrenten og kapasitetsfaktor, illustrert i figur 22. Vi ser også en betydelig innvirkning på LCOE ved reduksjon i kostnader relatert til turbin, O&M og økonomisk levetid. Kostnadsreduksjonen i støttestruktur, O&M og installasjon er forventet å fortsette i tiden fremover og vil ha en betydelig innvirkning på den fremtidige energikostnaden for havvind.

I et realistisk scenario vil derfor flere av disse sensitivitetene oppstå samtidig. Det vil også bli store endringer i LCOE hver gang størrelsen på turbinen øker og på grunn av reduksjon i turbinkostnader, fundament, installasjon og drift- og vedlikehold (Kikuchi & Ishihara, 2019). Dermed kan utbyggerne ved å installere turbiner på 12 MW i stedet for 10 MW, observere store kostnadsreduksjoner utover den forventede kostnadsutviklingen som følge av læringskurven. Effekten større turbiner kan ha på LCOE vil vi undersøke i neste kapittel.



Figur 22. Sammendrag av sensitivitetsanalysen for referansevindparken

6.3.11 2030-scenario

I årene fremover er det sannsynlig at de flytende turbinene som blir installert vil være mellom 12-15 MW. NREL (2020) argumenterer for at turbinene vil være mellom 12-15 MW innen 2027. Det planlegges å bygge vindparker med turbiner av typen Aqua Ventus på 12 MW i Mainebukta tidligst 2027 (Musial, Beiter & Nunemaker, 2020). Videre har den spanske bedriften Greenalia lansert prosjektet Parque Eólico GOFIO som skal bli en vindpark på 50 MW, bestående av fire 12,5 MW flytende havturbiner (Greenalia, 2020).

I vårt scenario har vi på bakgrunn av dette forutsatt at Utsira-parken fortsatt skal ha en installert kapasitet på 1000 MW, men at turbinstørrelsen øker til 12 MW. Dermed vil antall turbiner bli redusert fra 100 turbiner til omtrent 83 turbiner. Dette vil ha innvirkning på kostnaden for turbinene, fundament og installasjon (Kikuchi & Ishihara, 2019). I tillegg estimerer vi en kostnadsreduksjon for drifts- og vedlikeholdskostnadene, som følge av at prosessen har blitt effektivisert og at kostnaden reduseres når antall turbiner i parken går ned (Kikuchi & Ishihara, 2019; InnoEnergy, 2018).

Dette er estimater med stor usikkerhet, da 12 MW turbiner foreløpig kun er installert som prototyper og ikke kommersielt. Det finnes også mer informasjon om kostnadsreduksjonene fra 8-10 MW enn fra 10-12 MW. På et tidspunkt vil den totale kostnaden av større turbiner kunne overgå gevinstene av at det blir færre vindturbiner i vindparken, ifølge InnoEnergy

(2018, s. 22) sine estimat. Videre forutsetter vi en kapasitetsfaktor på 60% i scenariet for høy og middels kostnadsreduksjon, basert på tallene fra Vattenfall med en turbin på 12 MW, Haliade-X (Martiniussen, 2019b). Når det kommer til den økonomiske levetiden til prosjektet, har vi valgt å sette den til 30 år ettersom at dette virker å være bransjestandarden for prosjekter som blir iverksatt nå og frem i tid (Wiser & Bolinger, 2019).

For å gjøre 2030-scenariet sammenlignbart med sensitivetsanalysen tidligere i kapittel 6.3, har vi valgt å justere kostnadsestimater med noen av de sensitivitetene vi har regnet tidligere. Vi antar dermed at det vil skje en kostnadsreduksjon for turbiner, forankring, installasjon og drifts- og vedlikeholdskostnader som en følge av at turbinene er større og færre, og som en følge av at bransjen har opparbeidet seg mer kunnskap og erfaring.

Høy kostnadsreduksjon

I det mest optimistiske scenariet, med høy kostnadsreduksjon, justerte vi kostnaden for turbinene med 20%, installasjon med 20%, støttestruktur med 30% og drifts- og vedlikeholdskostnader med 20%. I et realistisk scenario vil det også kunne skje kostnadsreduksjoner innenfor utvikling, kartlegging og avvikling. Vi velger imidlertid å forenkle analysen ved å kun se på faktorene som har størst innvirkning på LCOE og som med størst sannsynlighet er forventet å oppnå størst kostnadsreduksjon. Det mest optimistiske scenariet, med en høy kostnadsreduksjon, ga en LCOE på 0,43 kr/KWh.

Tabell 15. Scenario med høy kostnadsreduksjon

Høy kostnadsreduksjon	2025	2030
Kapasitetsfaktor	55%	60%
Investeringsutgifter (kr/MW)	17 656 104	13 981 725
Installasjonskostnader (kr/MW)	7 754 370	4 652 622
Drift- og vedlikeholdskostnader (kr/MW/år)	894 735	644 209
Økonomisk levetid	25 år	30 år
<u>LCOE (kr/KWh)</u>	<u>0,63</u>	<u>0,43</u>

Middels kostnadsreduksjon

I scenariet med middels kostnadsreduksjon valgte vi en mer forsiktig kostnadsreduksjon, der vi reduserte kostnadene for turbinene med 10%, installasjon med 10%, støttestruktur med

15% og drifts- og vedlikeholdskostnader med 10%. Det middels optimistiske scenariet ga en LCOE på 0,48 kr/KWh.

Tabell 16. Scenario med middels kostnadsreduksjon

Middels kostnadsreduksjon	2025	2030
Kapasitetsfaktor	55%	60%
Investeringsutgifter (kr/MW)	17 656 104	15 818 915
Installasjonskostnader (kr/MW)	7 754 370	5 234 200
Drift- og vedlikeholdskostnader (kr/MW/år)	894 735	724 735
Økonomisk levetid	25 år	30 år
LCOE (kr/KWh)	<u>0,63</u>	<u>0,48</u>

Lav kostnadsreduksjon

I det minst optimistiske scenariet forutsetter vi at kostnaden ved å bygge større turbiner overgår gevinsten ved å bygge færre turbiner i vindparken. Dette er i tråd med det InnoEnergy (2018) og Kikuchi & Ishihara (2019) har prognostisert i sine kostnadsestimat. Vi øker derfor kostnaden for turbinene med 10%, reduserer kostnader for installasjon med 10%, støttestruktur med 15% og drifts- og vedlikeholdskostnader med 10%. Vi beholder også kapasitetsfaktoren på 55% på grunn av estimatet til InnoEnergy, gitt en vindpark med 12 MW vindturbiner, på 52,3%. Det minst optimistiske scenariet, med en lav kostnadsreduksjon, ga dermed en LCOE på 0,57 kr/KWh.

Tabell 17. Scenario med lav kostnadsreduksjon

Lav kostnadsreduksjon	2025	2030
Kapasitetsfaktor	55%	55%
Investeringsutgifter (kr/MW)	17 656 104	18 204 875
Installasjonskostnader (kr/MW)	7 754 370	5 234 200
Drift- og vedlikeholdskostnader (kr/MW/år)	894 735	724 735
Økonomisk levetid	25 år	30 år
LCOE (kr/KWh)	<u>0,63</u>	<u>0,57</u>

Resultat

Basert på læringskurven (2019) vil det middels optimistiske scenariet være mest sannsynlig å inntreffe i 2030, dersom utbyggsraten for havvind blir i henhold til estimatene våre. Equinor har også, som tidligere nevnt, uttalt at de tar sikte på at LCOE vil bli redusert til 40-60 EUR/MWh i 2030 mens IEA (2019) på den andre siden har estimert at LCOE vil ligge på mellom 55-73 EUR/MWh.

Ut ifra dette ser vi at både våre og næringslivet sine kostnadsestimat for 2030 er preget av mye usikkerhet. Dette kan gjøre det utfordrende å avgjøre når et prosjekt bør iverksettes, samtidig som scenariene vil ha stor betydning for lønnsomheten til prosjektet.

6.3.12 Langsiktig utvikling av LCOE: 2035 til 2040

I henhold til læringskurven er LCOE estimert å ligge mellom 0,35-0,40 kr/KWh innen 2040, forutsatt at kumulativ installert kapasitet er mellom 155-230 GW (kapittel 6.1). I likhet med solkraft, vil det etter dette punktet kreve mye mer av utbyggerne for å klare å oppnå store kostnadsreduksjoner. Dette innebærer at gevinsten av å vente med en eventuell utbygging vil være mindre etter 2035, enn hva den vil være mellom 2020-2035. Fra 2030 til 2040 er de globale gjennomsnittlige kostnadene for havvind (inkludert kraftoverføring) estimert til å reduseres fra \$2500/KW til \$1900/KW, som omtrentlig tilsvarer en reduksjon fra 24 000 kr/KW til 18 000 kr/KW (IEA, 2019, s. 35). En kostnad på \$2500/KW er allerede 40% lavere enn det globale gjennomsnittet i dag. Det er videre estimert at global installert kapasitet for havvind vil være 15 ganger større i 2040, som vil gjøre havvind til en billion-industri (IEA, 2019).

Videre har IEA observert store individuelle forskjeller i kostnadene mellom prosjekter globalt. Nederland og Kina har for eksempel vesentlig lavere kostnader enn Frankrike og Korea. Siden Europa har det største markedet for havvind når det kommer til kapasitet, er det forventet at konkurransekraftene vil presse ned prisene ytterligere. Samtidig er de Europeiske vindparkene generelt lengre fra kysten enn i Kina og USA, som innebærer at kostnadene er forventet å være noe høyere i Europa enn globalt (IEA, 2019).



Figur 23: NSWPH sin illustrasjon over knutepunkt for grønn hydrogenproduksjon i Nordsjøen (Collins, 2019)

En løsning på dette kan være å samle ulike prosjekter i et knutepunkt, i en såkalt hub-and-spoke, og på den måten unngå at hvert prosjekt må bygge hver sin transformator, illustrert i figur 23 (Collins, 2020). Konseptet er designet for å kunne brukes til grønn hydrogenproduksjon eller flytende havvindparker. Enkelt forklart, går løsningen ut på å bygge større transformatorer til vindparkene, som installeres på kunstige øyer. Hver transformator vil være koblet til flere vindparker, og i områder med mange vindparker vil det installeres flere kunstige øyer (IEA, 2019, s. 37). Dette konseptet er estimert til å redusere kostnadene for kraftoverføring i for eksempel prosjektet North Sea Wind Power Hub (NSWPH), som forventer å begynne å operere sitt knutepunkt fra 2030 (Collins, 2019).

I kapittel 7 vil vi se på det eksisterende energimarkedet i Europa, og i hvilken grad lønnsomheten til prosjektet blir påvirket av henholdsvis norske og europeiske energipriser.

7. Inntektssiden

7.1 Supergrid i Europa

Et kjent problem vedrørende vindkraft er mangelen på fleksibilitet og de store variasjonene i produksjonen. Strømnettverket er avhengig av forutberegnelighet for å sikre energisikkerhet, som er kraftsystemets evne til å dekke energiforbruket (Energifakta Norge, 2019). I tillegg må systemansvarlig sørge for at frekvensen i kraftsystemet er i balanse til enhver tid.

Frekvensen er et mål på den momentane balansen, og i synkronområdet til Norge skal den være på 50 Hertz. Et synkronområde er en gruppe av energiprodusenter som er forbundet i samme system og dermed opererer under samme frekvens. Norge er en del av det nordiske synkronområdet, som også omfatter Sverige, Finland og deler av Danmark (Energifakta Norge, 2019).

Fornybar energiproduksjon er avhengig av værforhold, og det kan gjøre det utfordrende å prognostisere levert effekt. I tillegg er de fleste fornybare energikilder “non-dispatchable”, deriblant vindkraft og solkraft, som betyr at energien ikke kan lagres til det er bruk for den, og energien må dermed benyttes umiddelbart når det blåser eller når solen skinner. Ved konvensjonell elektrisitetsproduksjon, som kull og gass, er dette noe som lettere lar seg gjøre. Videre er vannkraft en av få fornybare energikilder som kan lagres i magasiner, og dermed kan energiproduksjonen reguleres i henhold til etterspørsel. Vannkraft kombinert med vindkraft er derfor ideelt for å balansere kraftsystemet og setter Norge i en særstilling. Vannkraft vil i dette tilfelle fungere som et supplerende element for å møte etterspørselen når vindforholdene er dårlige.

Andre utfordringer med balanseringen av kraftsystemet er det økte forbruket av strøm. Forbrukerne benytter elektrisitet på flere områder enn før og apparatene i dag er mer effektkrevende enn tidligere. Sammenlagt gjør dette driften av det lokale distribusjonsnettverket mer krevende (Energifakta Norge, 2019). En langsiktig løsning kan være å utvide det allerede eksisterende strømnettet i Europa, illustrert i figur 24 (Rubens & Noel, 2019), til det som blir kalt et supergrid. Ved å bygge ut nettforbindingen ytterligere, kan flere aktører tilføre elektrisitet til nettverket og produksjonen blir følgelig mer forutsigbar, som igjen vil øke forsyningssikkerheten (Jay & Toonen, 2015; Offshore Grid, 2011).

Imidlertid vil bruk av fornybar energiproduksjon som sol- og vindkraft øke prisvolatiliteten fordi nettverket stadig får flere timer med enten overkapasitet eller knapphet (Statnett, 2018). Gjennom å bygge ut nettforbindelsen i Europa vil den gjennomsnittlige kapasiteten bli mer balansert, og prisvolatiliteten vil kunne reduseres. Økt energisikkerhet legger også til rette for en større utbygging av havvind og at EU sine mål frem mot 2050 kan realiseres (WindEurope, 2019, s. 7). Den samme utviklingen observeres i USA og Kina hvor det investeres store summer i kabler som skal utvide nettforbindelsen over større områder (Behr, 2019; Fairley, 2019).



Figur 24. Konseptualisering av et paneuropeisk supergrid av FOSG (Rubens & Noel, 2019).

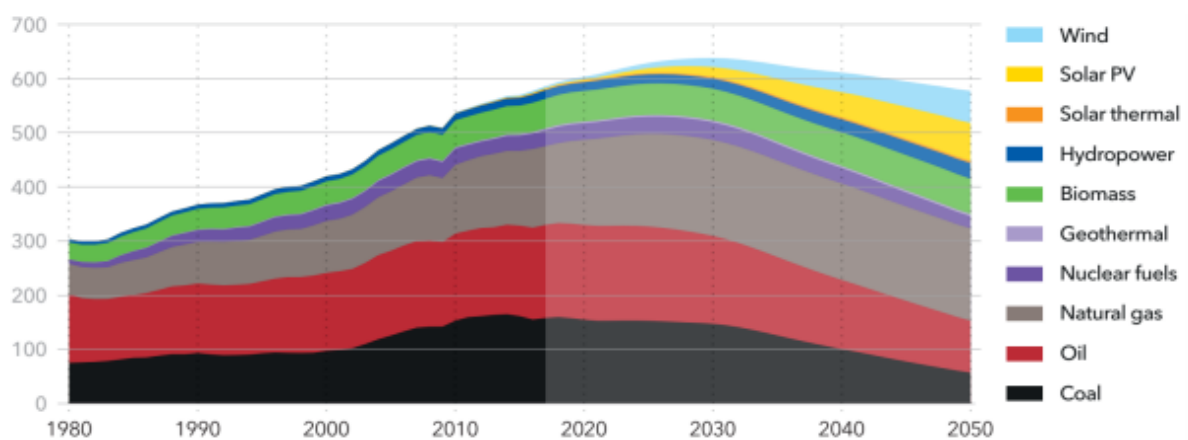
Per dags dato er det allerede flere forbindelser mellom land i Europa. Det største synkronområdet er det kontinentale synkronområdet som leverer 670 GW til over 400 millioner forbrukere i over 26 land i Europa (ENTSO-E, 2019). Slik det er nå er det utfordringer rundt hvem som skal investere i kablene. Der det i noen land kun er staten som kan investere i kabler, har noen land åpnet for private investeringer. Dette medfører at flere aktører konkurrerer om å investere i kabler som utvider nettforbindelsene. I Norge er det normalt Statnett som bygger ut strømmettet, men private aktører viser i økende grad interesse i å bygge eksportkabler, som i North Connect-saken (Blaker, 2020). Imidlertid er utbyggingen av denne kabelen omstridt, da den vil føre til dyrere strøm i Norge. Isolert sett vil det innebære en gjennomsnittlig økning på omtrent 1-3 øre per kWh over hele kabelens

levetid (NVE, 2019b). Dette vil tilsvare omkring 1,5-4,5 milliarder i året og danner grunnlaget for motstanden vi ser i industrien (Blaker, 2020).

Et mer integrert strømmnett vil dermed øke korrelasjonen mellom strømpriser i Europa og det er grunn til å anta at prisvariasjonen vil minke. Norge har i dag blant de laveste energiprisene i Europa og et større supergrid vil derfor kunne bidra til økte strømpriser i Norge i fremtiden. NVE estimerer likevel at strømprisene i Storbritannia vil være høyere enn i Norge i flere år fremover på grunn av den høye produksjonen av vannkraft i Norge om sommeren (NVE, 2019b).

7.2 Prognoser for fremtiden

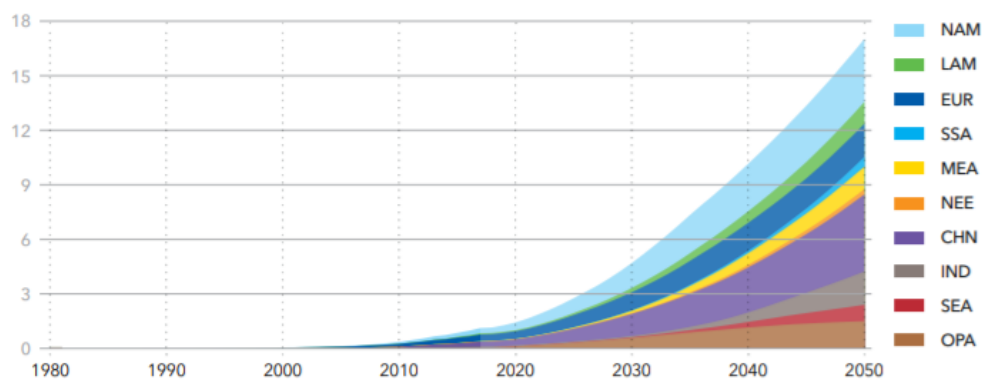
Flere analyser, som Energy Transition Outlook fra DNV-GL (2019), viser at den mest sannsynlige utviklingsbanen for verdens energiforbruk ikke er forenelig med klimamålsetningene fra Paris-møtet. Dette innebærer at omstillingen til fornybar energiproduksjon må være mer omfattende og gjennomføres på kortere tid enn først antatt.



Figur 25. Energiforbruk for verden delt i energitype, faktisk og estimert, målt ved EJ/år (DNV GL, 2019, s.4).

Verdens energiforbruk er forventet å nå en topp på 638 Exajoule per år rundt 2030, illustrert i figur 25 (DNV GL, 2019, s. 4). En Exajoule (EJ) tilsvarer 277,8 TWh. Figuren viser den mest realistiske utviklingen i energiforbruk frem til 2050, slik DNV GL vurderer det, der tallene frem til 2019 er basert på historisk data og 2019-2050 er estimert utvikling. Prognosen er at omleggingen til elektrisk energi vil gi et mer effektivt energiforbruk, som gjør at forbruket vil reduseres etter 2030. Dersom energibruken ikke reduseres som prognosert, vil det kreve en enda mer omfattende omstilling til fornybar energi. I 2050 er det

estimert at 56% av energiforbruket vil komme fra fossile energikilder. For verdensområder med liten finansiell støtte og dårlig infrastruktur for fornybare energikilder, vil fossile energikilder fortsatt spille en viktig rolle i 2050, slik som Nord-Afrika og Midtøsten. I utviklede regioner vil bruken av fossile energikilder fortsette å reduseres, men de vil beholde en viss andel i energiporteføljen for å tilføre fleksibilitet og for å ha en back-up-løsning.



Figur 26. Elektrisitetsproduksjon fra vindkraft fordelt på områder i verden, målt i PWh/år (DNV GL, 2019, s. 159).

I dag utgjør vindkraft en liten andel av verdens energikilder, men det er forventet at elektrisitetsproduksjonen fra vindkraft vil øke fra 1,1 petawattime (PWh) per år i 2017 til 17 PWh i 2050, illustrert i figur 26 (DNV GL, 2019, s. 159). 1 petawattime (PWh) tilsvarer 3,6 Exajoule. Videre er offshore vindkraftproduksjon estimert å øke fra 4,5% i 2017 til 40% i 2050. I Europa og Nord-Amerika utgjør vindkraft en større del av elektrisitetsoutputen enn globalt, med respektive andeler på opptil 9,5% og 5,6% for 2017 (DNV GL, 2019, s. 159).

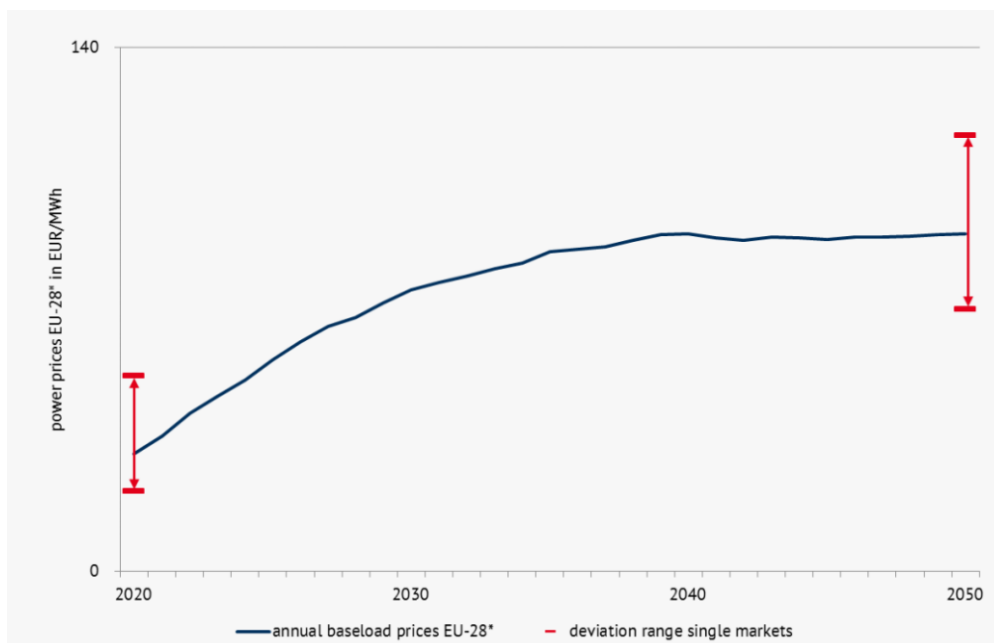
I 2017 var energiforbruket i Norge 276 TWh, der 52% (143 TWh) var fra fossile kilder og 48% (133 TWh) var fra elektriske kilder (Ny Analyse, 2019). Ved en omfattende elektrifisering estimerer Statnett at energiforbruket kan reduseres med 20% som følge av at elektrisk energiforbruk er mer effektivt enn fossilt energiforbruk. Dette vil medføre en økning i energi fra elektriske kilder på omtrent 40 TWh. Ved en fullstendig omlegging hvor de resterende 49 TWh erstattes med hydrogen, vil det totale energiforbruket reduseres med 9 TWh og totalt energiforbruk i Norge vil være 213 TWh i året. Sammenlignet med 2017, vil den fullstendige omstillingen til elektrisk energiproduksjon til sammen kreve en økning i elektrisitetsforbruket på om lag 80 TWh (NyAnalyse, 2019, s.10-11).

Uansett scenario vil energiforbruket i fremtiden endre seg, og en elektrifisering vil kreve at strømproduksjonen blir høyere enn den er i dag. Dersom energibruken blir lagt om til fullelektrisk, og fossilenergi blir faset ut på sikt, vil fornybare energikilder som vindkraft

være en nødvendig komponent (Ny Analyse, 2019). Ved utbygging av nettforbindelser kan også den fornybare produksjonen økes utover etterspørselen i Norge gjennom å eksportere mer fornybar energi til Europa. Dette kan ha både økonomiske og miljømessige gevinster (NVE, 2019b).

7.3 Utvikling av energipriser i Europa

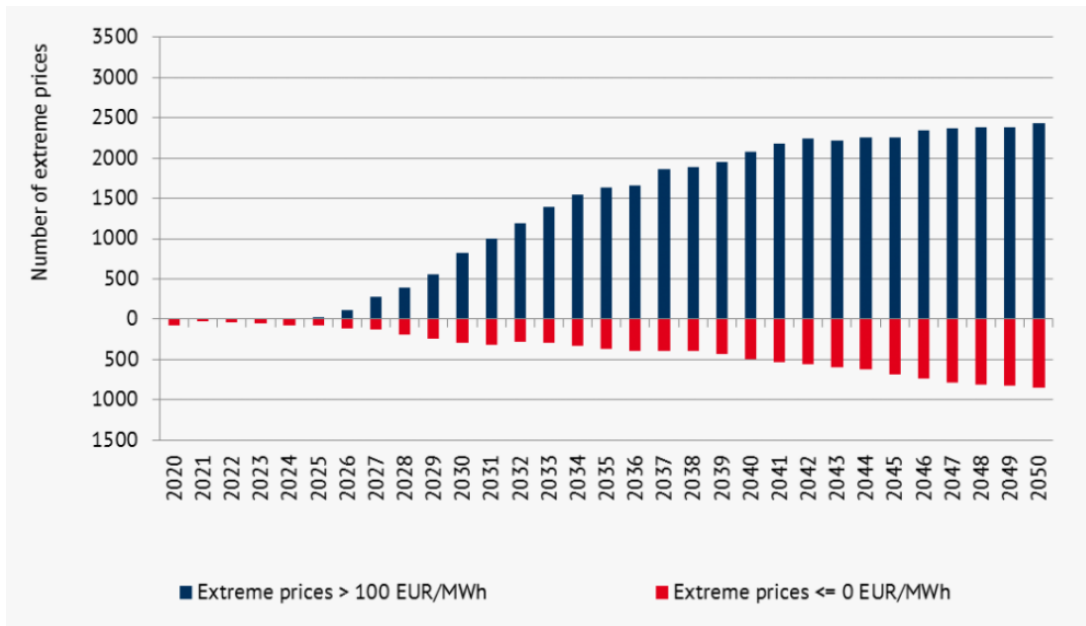
Frem mot 2050 vil energiprisene i Europa bli mer volatile på grunn av den økende mengden fornybare energikilder i energimiksen. Energiprisene frem mot 2020 har vært preget av lave energipriser på futures-markedet, men det er estimert at dette kommer til å endre seg de neste årene (Perez-Linkenheil, 2017).



Figur 27. Utvikling av energipriser i EU frem mot 2050 (Perez-Linkenheil, 2017).

Det er antatt at energiprisene frem mot 2030 vil følge økningen i primære energikilder og de økende prisene på CO_2 -sertifikat, men vil som illustrert i figur 27 (Perez-Linkenheil, 2017), flate ut noe etter 2040 på grunn av den høye andelen fornybar energi. Dette vil resultere i en økning fra cirka 35 €/MWh i dag til rundt 60 €/MWh i 2030. Det er ventet at prisene vil variere noe fra land til land, men dersom energimarkedene i Europa blir mer integrerte, er det som nevnt grunn til å tro at variasjonene i pris mellom de ulike områdene vil bli mindre (BOW, personlig kommunikasjon, 2. Mars 2020).

Det er også forventet at den store andelen av vind- og solenergi i energimiksen vil bidra til flere perioder med ekstrempriser og at negative priser vil inntreffe hyppigere (Perez-Linkenheil, 2017). Figur 28 (Perez-Linkenheil, 2017) illustrerer den økende forekomsten av ekstrempriser i Europa fra 2020 frem til 2050. Med ekstrempriser mener vi forekomst av prisnivå over 100 €/MWh eller under 0 €/MWh. Grunnen til at det vil være hyppigere ekstrempriser frem mot 2050 skyldes at fornybare energikilder er vanskelige å regulere og å lagre (forklart i kapittel 7.1).



Figur 28. Antall ekstrempriser EU-28* (Perez-Linkenheil, 2017).

En økende forekomst av ekstrempriser vil øke viktigheten av å kartlegge korrelasjonen mellom vindkraftproduksjon og prisnivå i markedet. Dersom vindkraftproduksjonen er på sitt høyeste når prisene på energimarkedet er lave, eller vice versa, vil dette ha stor innvirkning på lønnsomheten til en vindpark. Denne mekanismen vil være spesielt sentral i land hvor det er vanskelig å regulere energiproduksjonen. Tyskland, som har store andeler vindkraft i energiporteføljen, er et godt eksempel på dette. Her ser vi at vindkraftproduksjonen har en negativ samvariasjon mellom kraftpris og kraftforbruk. Dersom det avdekkes en systematisk sammenheng mellom høy produksjon og lave energipriser, så har gjennomsnittlige energipriser liten relevans i lønnsomhetskalkulasjoner for et vindkraftprosjekt. Denne svakheten må tas i betraktning i vurderingen av lønnsomhetsanalyser for vindkraft.

Ved hjelp av fleksibiliteten til vannkraft kan imidlertid deler av den negative samvariasjonen mellom kraftpris og kraftforbruk reduseres i Norge, ettersom at vannkraft kan bidra med å balansere markedet. Det betyr i praksis at vannkraftproduksjonen blir redusert når vindkraftproduksjonen er høy slik at kraftbalansen blir opprettholdt. Dermed kan energien selges til en høyere pris og ekstrempriser kan i større grad unngås. Vannkraft vil i dette scenariet ha en supplerende effekt og vannkraftproduksjonen kan økes når prisen og etterspørselen i markedet er på et høyt nivå. Basert på dette anser vi det som passende å benytte gjennomsnittlige energipriser for å vurdere lønnsomheten til Utsira Nord i kapittel 8, når vi sammenligner LCOE med norske energipriser. Vi vil diskutere relevansen av gjennomsnittlige priser i det europeiske markedet nærmere i kapittel 8.1.2.

7.4 Elsertifikat og subsidier

Elsertifikat er en støtteordning i Norge og Sverige som skal bidra til å øke produksjonen av fornybar energi. Norge har hatt ansvar for å finansiere 13,2 TWh av 28,4 TWh frem mot 2020, men det har ikke blitt satt et forlenget mål hos Norge frem mot 2030. For at norske produsenter skal være dekket av elsertifikatordningen krever myndighetene at kraftproduksjonen må være operativ innen utgangen av 2021 (Regjeringen, 2014). Utløpet av elsertifikat-ordningen i Norge skyldes at det er overskudd av energi i det norske markedet, og at det fremover vil fokuseres på å erstatte fossile energikilder med fornybare, fremfor å bare øke andel fornybare energikilder i energimiksen (Solberg, u.å.). På grunn av dette overskuddet må fossile energikilder utfases etter hvert som andelen fornybare energikilder øker, slik at man unngår en økning i energioverskuddet.

Det betyr at det per i dag ikke vil foreligge noen støtteordninger for fremtidige havvindparker og at havvind må konkurrere på samme premisser som andre energikilder. Likevel finnes det ulike støtteordninger, som gir insentiv til innovasjon og utvikling innenfor fornybare energikilder, og som bidrar til å redusere risiko for utbyggere. I 2019 besluttet blant annet ENOVA å gi økonomisk støtte til Equinor sin utbygging av Hywind Tampen på 2,3 milliarder kroner (ENOVA, 2019). Likevel er støtteordningene til norske aktører svært små, sammenlignet med andre land i Europa. For å kunne realisere det grønne skiftet, og implementere en større grad av fornybar energi i energimiksen, må myndighetene tilegne mer midler til forskning og utvikling innenfor nye områder for energiproduksjon. Videre i neste kapittel, vil vi gjennom lønnsomhetsvurderinger av Utsira Nord.

8. Lønnsomhetsvurdering av Utsira Nord

Tidligere i oppgaven har vi diskutert at LCOE for en vindpark på 1 GW vil avhenge av når den blir utbygget og av hvilke kostnader som blir lagt til grunn. I kapittel 4 har vi forklart hvordan ulike vurderinger påvirker LCOE og at ulike aktører tar ulike forutsetninger. I dette kapittelet skal vi se nærmere på hvordan disse vurderingene kan påvirke lønnsomheten til investeringen. Det er grunn til å anta at kostnadsnivået for flytende havvind vil avhenge av den kumulative mengden havvind som har blitt utbygget, som vi tidligere har illustrert gjennom læringskurven. Våre estimater vil dermed forutsette at andre vindkraftprosjekter til havs går som planlagt.

8.1 Lønnsomhet ved ulike pris- og kostnadsnivå

8.1.1 Norske energipriser

Dersom de planlagte kablene fra Norge til Europa blir bygget ut det neste tiåret, vil dette føre til marginalt høyere kraftpriser i Norge (Bartnes, Amundsen & Holm, 2018, s.29). Et mer integrert strømmnett vil bidra til mindre prisvariasjoner mellom de ulike markedene, og det er derfor estimert at energiprisen i Norge vil øke til rundt 0,36 kr per KWh i 2030. Vi forutsetter at økningen vil fortsette frem mot 2040 til en energipris på 0,40 kr/KWh for Norge. Dersom utbyggingen av Utsira Nord hadde startet i 2025 og vi legger til grunn denne prisutviklingen, vil det medføre en negativ netto nåverdi for prosjektet ettersom at LCOE for prosjektet da er estimert til å være 0,65 kr/KWh.

I 2030 har vi, som vist i kapittel 6.3, estimert at LCOE per KWh vil ligge rundt 0,43 kr i vårt scenario for høy kostnadsreduksjon. Dette betyr at utbyggerne er avhengige av at det realiseres betydelige kostnadsreduksjoner innenfor utbygging av havvindparker det neste tiåret, for å komme ned på tilnærmet samme nivå som energiprisene i det norske markedet. Selv med en "høy" kostnadsreduksjon vil prosjektet få en negativ netto nåverdi med det prisnivået som er lagt til grunn. I henhold til læringskurven i kapittel 6.1 ser vi at LCOE er estimert til å bli redusert til mellom 0,35-0,40 kr/KWh når kumulativ installert kapasitet er mellom 155-230 GW. Dette er ikke ventet å skje før mellom 2035-2040, og isolert sett innebærer denne utviklingen at en utbygging av Utsira Nord ikke bør realiseres før 2035 for å oppnå en positiv netto nåverdi på prosjektet.

Dagens auksjonspriser i Europa ligger på rundt 0,53 kr/KWh for vindparker som skal være ferdig innen 2025, som kan indikere at det vil være behov for subsidier til utbyggere de neste årene. Ut ifra diskusjonen over ser vi også at energiprisene i Norge per i dag er for lave til at det kan bli lønnsomt å bygge ut Utsira Nord, og det åpner også opp for diskusjonen om det kan lønne seg for Norge å eksportere mer av den fornybare energien til Europa.

8.1.2 Europeiske energipriser

Videre skal vi diskutere et scenario hvor vi ser på mulighetene av å eksportere energi fra Norge til resten av Europa og om et høyere prisnivå i utlandet kan bidra til å gjøre det lønnsomt for Norge å bygge ut vindkraft til havs. I kapittel 7.3 diskuterte vi problemet med gjennomsnittspriser for vindkraft. Vindkraftproduksjon har, som sagt tidligere, en negativ samvariasjon mellom kraftpris og kraftforbruk, som betyr at vindkraftproduksjonen i Europa er på sitt høyeste, når prisene i energimarkedene er lave, og vice versa. Dette innebærer at gjennomsnittspriser kan ha liten relevans i lønnsomhetsberegninger for et vindkraftprosjekt, hvor majoriteten av energien blir solgt på det europeiske markedet. I dette scenariet bruker vi likevel gjennomsnittspriser på grunn av oppgavens tidsbegrensning, og det må tas i betraktning at dette er en stor svakhet. Likevel kan denne diskusjonen gi en pekepinn på hvordan og om det er mulig å realisere et lønnsomt Utsira-prosjekt.

Som vist i kapittel 9 er det forventet at energiprisene i Europa vil stige de neste tiårene, som vil resultere i et gjennomsnittlig prisnivå rundt 0,60-0,65 kr per kWh i 2030 (Perez-Linkenheil, 2017). Det betyr at en utbygging i 2025, med en LCOE på 0,63 kr/KWh, ikke vil bidra til en positiv netto nåverdi selv om all energien hadde blitt eksportert. Følgelig estimerer vi at det tidligst vil være lønnsomt å ha en operativ vindpark i 2030, når energiprisene i Europa er estimert til å passere 0,60 kr/KWh, og ytterligere kostnadsreduksjoner har blitt realisert.

Vi vil videre ta utgangspunkt i de tre ulike scenarioene våre for 2030, som er henholdsvis lav-, middels- og høy- kostnadsreduksjon, for å estimere lønnsomheten til prosjektet. Hvorav en lav reduksjon fører til en LCOE på 0,57 kr/KWh, middels kostnadsreduksjon gir en LCOE på 0,48 kr/KWh og hvor en høy reduksjon gir en LCOE på 0,43 kr/KWh.

I vårt "lave" scenario, innebærer en LCOE på 0,57 kr/KWh at gjennomsnittsprisen på strømmen må være tilsvarende, altså 0,57 kr/KWh eller høyere, gjennom hele prosjektets levetid for at kostnadene og avkastningskravet for utbyggingen skal bli dekket. For å sikre en

positiv netto nåverdi for prosjektet, eller for å nå break-even, vil det derfor lønne seg å eksportere store deler av elektrisiteten til Europa, hvor strømprisene er høyere enn i Norge. Selv om gjennomsnittsprisene ikke direkte kan ses på som et mål på inntektene for vindkraft, er tanken at gjennomsnittsprisene i Europa fremdeles vil være høyere enn det gjennomsnittlige prisnivået i Norge. Dette vil igjen innebærer at de lave prisene i Europa vil være høyere enn de lave prisene i Norge. Følgelig vil vindkraft produsert i Norge fange opp høyere priser i Europa selv om det er negativ samvariasjon mellom kraftpris og kraftforbruk.

Dette tyder på at det i utgangspunktet vil være hensiktsmessig å eksportere deler av energien til Europa, uansett scenario, for å oppnå ønsket lønnsomhet på en eventuell utbygging av Utsira Nord. Som vi diskuterte i kapittel 8.1.1, vil utbyggerne være avhengig av noe eksport, selv i et scenario med høy kostnadsreduksjon. Dersom middels eller lav kostnadsreduksjon skulle inntreffe, vil det kreve at en større andel av energiproduksjonen blir eksportert. Eksport av energien kan føre til et tilfredsstillende prisnivå på energien som blir solgt, samtidig som det blir tatt høyde for usikkerheten til størrelsen av kostnadsreduksjonen frem mot 2030.

9. Kritikk av oppgaven

Som vi har diskutert tidligere i oppgaven vår, finnes det ingen detaljert og offentlig informasjon om kostnaden for fundamentet til en flytende vindturbin på 10 MW. Siden teknologiene for flytende fundament ennå er på demonstrasjonsstadiet, er dette informasjon leverandørene ikke vil offentliggjøre av konkurransehensyn. Dette medfører at vi har lagt til grunn flere forutsetninger i estimatene våre, noe som kan gjøre studien vanskelig å etterprøve. Videre vil vi presentere de største usikkerhetsmomentene som kan ha påvirkning på funnene våre.

9.1 Usikkerhet ved kostnadsestimat

Det foreligger stor usikkerhet i estimatene om hvordan kostnadene for offshore vindturbiner vil utvikle seg mot 2030. Ved å benytte data fra anerkjente kilder, og sammenligne disse med prognoser i bransjen, vil noe av denne usikkerheten reduseres. Kostnadsestimatene våre vil derfor kunne samsvare med den generelle oppfatningen i bransjen. Ved å gjennomføre en sensitivitetsanalyse av dataene våre, har vi også illustrert hvordan LCOE vil bli påvirket av diverse endringer og forventede kostnadsreduksjoner. En slik analyse er i tillegg med på å vise usikkerheten i tallgrunnlaget vårt og utvikling i eventuelle læringskurver.

En generell svakhet for flytende vindkraft er at alle dataene er basert på diverse referanser og ingen kostnader er basert på faktiske tall. Tallmaterialet gjelder for bunnfaste vindturbiner og vi må derfor være kritiske til hvor overførbare estimatene er til utbygging av flytende vindturbiner. I tillegg til dette foreligger det noe usikkerhet omkring kostnadstallene til BVG (2019), da det har vært utfordrende å få avklart om oppgitte tall allerede er diskontert til nåverdier, og i så tilfelle hvilken diskonteringsrente som er lagt til grunn. Vi har håndtert denne usikkerheten ved å sammenligne vår referanse-LCOE med CfD sine auksjonspriser for prosjekt med oppstart i 2023. Sammenlagt har det gjort at vi har fått redusert noe av usikkerheten og følgelig økt validiteten i våre LCOE beregninger.

9.2 Kritikk av LCOE

LCOE er den vanligste kostnadsmodellen for å sammenligne kostnadene ved ulike energikilder og ulike teknologier. I våre beregninger har vi benyttet en forenklet LCOE-

modell som blir brukt i Europa. Den største svakheten med LCOE-modellen er at det ikke finnes en standard definisjon av modellen, noe som har medført at det for eksempel brukes ulike formler i USA enn i Storbritannia, og at enkelte kostnader blir holdt utenom beregningene. Dette ble diskutert mer utførlig i kapittel 4.2.4.

Videre blir LCOE både definert som en gjennomsnittskostnad og som en gjennomsnittspris. På kostnadssiden reflekterer LCOE energikostnaden til en type energiproduksjon, som igjen kan danne et sammenligningsgrunnlag mellom ulike energikilder. På inntektssiden, blir LCOE kritisert for å behandle prisen i markedet som et homogent produkt, selv om prisene i realiteten varierer mye, og spesielt for fornybare energikilder som vindkraft. LCOE-modellen er til tross for dette, den modellen som foretrekkes i bransjen for å gi en inngående pekepinn på lønnsomheten til prosjekter eller for å sammenligne kostnadene til ulike teknologier. Vi har derfor valgt å benytte LCOE-modellen i denne oppgaven for å få en pekepinn på både lønnsomheten, kostnadseffektiviteten og konkurranseevnen til en utbygging av Utsira Nord, selv om estimatene er usikre og bygger på en del svakheter.

9.3 Økonomisk perspektiv

Vi har valgt å legge til grunn et samfunnsøkonomisk perspektiv i våre beregninger, som medfører at vi ikke har inkludert inflasjon eller skatt. Ved å gjøre dette vil resultatet i vår oppgave være sammenlignbar med offisielle publikasjoner.

9.4 Utvikling av energipriser

Fremtidige energipriser i Norge og Europa er vanskelige å estimere på lang sikt, og vil i stor grad avhenge av hvor integrert strømmettet blir i fremtiden. Prisene vil også være avhengige av om etterspørselen for kraft øker. Som vi har diskutert i oppgaven, vil også gjennomsnittlige energipriser være dårlig egnet ved vurdering av lønnsomheten til et vindkraftverk, ettersom at prisen ofte er lav når produksjonen er høy. Prisen som blir lagt til grunn i utredningen er derfor essensiell for vurderingen av lønnsomheten til en vindpark.

10. Konklusjon

Som vi har sett gjennom denne avhandlingen, vil lønnsomheten til et vindkraftprosjekt være svært avhengig av kostnadsreduksjon, kapasitetsfaktor, læringseffekter og prisnivået i energimarkedet gjennom prosjektets levetid.

Uavhengig om det blir en stor, middels eller liten kostnadsreduksjon i LCOE frem mot 2030 vil ikke energiprisene i det norske markedet alene være nok til å gjøre investeringen lønnsom for utbyggere. Det betyr at norske utbyggere av havvind er avhengige av å kunne eksportere deler av energien til andre land i Europa, til en høyere pris. Eventuelt vil det være behov for en form for støtteordning frem til teknologien i havvind er moden nok til å kunne konkurrere på de samme premissene som andre energikilder i Norge. En støtteordning vil stimulere en tidligere utbygging av havvind, og således vil det kunne fremskynde modningsprosessen som leder til kostnadsreduksjoner.

Basert på våre estimat vil det kreve en kapasitet på 150-230 GW havvind i Nord-Europa før LCOE vil bli redusert til under 0,40 kr/KWh, noe som ikke er ventet å skje før etter 2035. Det betyr at vi må se en økende utbygging av havvind de neste årene, for å kunne realisere læringseffekter og "høy" kostnadsreduksjon i LCOE.

I noen tilfeller kan det også være aktuelt å bygge ut vindkraft i Norge, selv om det ikke er lønnsomt, ettersom at Norge er pålagt å redusere utslippene sine i henhold til Paris-avtalen og FN sine bærekraftsmål. Utbygging av fornybar vindkraft, som kan bidra til utfasing av fossile energikilder, kan dermed være et nyttig virkemiddel for Norge. I tillegg til dette ser vi et stort press fra bransjen for å realisere flytende havvindprosjekter, noe som indikerer at vi kommer til å se en betydelig kostnadsreduksjon frem mot 2030, dersom konsesjoner blir utstedt i nærmeste fremtid.

Dette kan tale for at utbyggingen av Utsira Nord ikke bør skje før 2030 og at Norge bør se på mulighetene for å eksportere deler av energiproduksjonen, for å gjøre investeringen lønnsom fra oppstart. Alternativt kan utbyggingen av Utsira Nord utsettes til etter 2035. For at en utsettelse skal være gunstig forutsettes det at andre prosjekter blir realisert, slik at kumulativ installert havvindkapasitet fortsetter å øke, og at gevinstene av læringseffektene dermed kan utnyttes.

Hvilken langsiktig marginalkostnad som vil kunne realiseres ved en utbygging av Utsira Nord avhenger altså i stor grad av når prosjektet blir iverksatt og hvilke av kostnadsscenarioene som blir realisert. Selv om fremtidig utvikling er preget av stor usikkerhet taler de ulike faktorene, og bransjens uttalelser om kostnadsreduksjon, for at en utbygging av Utsira Nord bør realiseres. Dersom vi ser dette i sammenheng med dagens auksjonspriser på 0,53 kr/KWh, er det grunn til å anta at Utsira Nord vil være attraktiv for utbyggere i 2030, når vi antar at LCOE vil ligge mellom 0,43 - 0,57 kr/KWh. Før prosessen med en potensiell utbygging starter, bør eksportmuligheter til Europa undersøkes og det bør gjennomføres en analyse av forventet prisnivå for vindkraft gjennom levetiden til prosjektet.

Litteraturliste

Aqua Ventus Maine (u.å.) New England Aqua Ventus I. Hentet 2. juni 2020 fra <https://maineaquaventus.com/index.php/the-project/>

Bartnes, G., Amundsen J, S. & Holm, I, B. (2018). *Kraftmarkedsanalyse 2018-2030* (NVE rapport 84/2018). Hentet fra http://publikasjoner.nve.no/rapport/2018/rapport2018_84.pdf

Bauer, L. & Matysik, S. (2017, 03. juli). Siemens SWT- 3.6-120 Onshore. Hentet fra <https://en.wind-turbine-models.com/turbines/646-siemens-swt-3.6-120-onshore>

Behr, P. (2019, 30. oktober). Details emerge about Department of Energy's 'super-grid' renewable study. *Energy News*. Hentet fra <https://energynews.us/2019/10/30/national/details-emerge-about-department-of-energy-super%E2%80%91grid-renewable-study/>

Birol, F. (2019). Offshore wind outlook. Hentet fra <https://iea.blob.core.windows.net/assets/2e7ec2d6-7cf1-4636-b92c-046ae16f4448/OffshoreWind-Launch-Presentation1.pdf>

Blaker, M. (2020, 14. februar). En strømkabel mellom Norge og Storbritannia setter sinnene i kok. *Nettavisen*. Hentet fra <https://www.nettavisen.no/nyheter/hvorfor-krangler-alle-om-northconnect-her-er-fordelene-og-ulempene/3423922007.html>

Bosch, J., Staffell, I. & Hawkes, A. D. (2018). Temporally explicit and spatially resolved global offshore wind energy potentials. *Energy*, 163. 766-781. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.08.153>

Bosch, J., Staffell, I. & Hawkes, A. D. (2019) Global levelised cost of electricity from offshore wind. *Energy*, 189. 116-357. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2019.116357>

Branker, K., Pathak, M. J. M., Pearce, J. M. (2011) A Review of Solar Photovoltaic Levelized Cost of Electricity. *Renewable & Sustainable Energy Reviews* 15, 4470-4482. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2011.07.104>

BVG Associates. (2019). Guide to an offshore wind farm. Hentet fra <https://www.thecrownstate.co.uk/media/2861/guide-to-offshore-wind-farm-2019.pdf>

Chapman, S. (2017, 10. oktober) The Hywind project: the world's first floating wind farm. *Energy Digital*. Hentet fra <https://www.energydigital.com/renewable-energy/hywind-project-worlds-first-floating-wind-farm>

Collins, L. (2019, 9. juli) Energy islands plan for North Sea 'feasible', says consortium. *RECHARGE*. Hentet fra <https://www.rechargenews.com/wind/energy-islands-plan-for-north-sea-feasible-says-consortium/2-1-635620>

Corporate Finance Institute (u.å.). What is Life Cycle Cost Analysis? Hentet 03. februar 2020 fra <https://corporatefinanceinstitute.com/resources/knowledge/finance/life-cycle-cost-analysis/>

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

Direktoratet for Økonomistyring. (2018) *Veileder i samfunnsøkonomiske analyser*. Hentet fra <https://dfo.no/filer/Fagomr%C3%A5der/Utredninger/Veileder-i-samfunnsokonomiske-analyser.pdf>

DNV GL (2019) *Energy Transition Outlook*. Hentet fra <https://eto.dnvgl.com/2019/download>

Durakovic, A. (2020, 26. mars). GE Haliade-X 12 MW Wind Turbine Sports ABB Gear. *OffshoreWIND.biz*. Hentet fra <https://www.offshorewind.biz/2020/03/26/ge-haliade-x-12-mw-wind-turbine-sports-abb-gear/>

Edgren, J. (2019, 24. juli). Den enorme 12 MW-turbinens hjerte er klar til levering. *Teknisk Ukeblad*. Hentet fra <https://www.tu.no/artikler/den-enorme-12-mw-turbinens-hjerte-er-klar-til-levering/470261>

Eik, A. (2019, 12. september). *How to reach 40-60 Euro per MWh for floating offshore wind in 2030?* Innlegg presentert ved Havvind Konferansen Science Meets Industry, Bergen. Hentet fra https://www.uib.no/sites/w3.uib.no/files/attachments/2019-09-12_how_to_get_to_40-60_science_meets_industry_bergen_.pdf

Elshurafa, A., Albardi, S.R., Bigerna, S. & Bollino, C. A. (2018). Estimating the learning curve of solar PV balance-of-system for over 20 countries: Implications and policy recommendations. *Journal of Cleaner Production*, 196. 122-134. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2018.06.016>

Energifakta Norge (2019, 8. april). Forsyningssikkerhet. Hentet fra <https://energifaktanorge.no/norsk-energiforsyning/forsyningssikkerhet/>

ENOVA. (2019, 22. august). Derfor støtter vi Hywind Tampen. Hentet fra <https://www.enova.no/bedrift/energisystem/historier/derfor-stotter-vi-hywind-tampen/>

ENTSO-E. (2019, 29. mai). First milestone of Future Synchronous Connection of the Baltic Power System with Continental Europe. Hentet fra <https://www.entsoe.eu/news/2019/05/29/first-milestone-of-future-synchronous-connection-of-the-baltic-power-system-with-continental-europe/>

Equinor. (u.å.). Slik fungerer Hywind. Hentet 11. juni 2020 fra <https://www.equinor.com/no/what-we-do/hywind-where-the-wind-takes-us/hywind-up-close-and-personal.html>

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

European Wind Energy Association. (2013). *Deep Water: The next step for offshore wind energy*. Hentet fra http://www.ewea.org/fileadmin/files/library/publications/reports/Deep_Water.pdf

Fairley, P. (2019, 21. februar). China's Ambitious Plan to Build the World's Biggest Supergrid. Hentet fra <https://spectrum.ieee.org/energy/the-smarter-grid/chinas-ambitious-plan-to-build-the-worlds-biggest-supergrid>

Greaker, M. (2016) *Kapitalavkastning og ressursrente i kraftsektoren*. (SSB rapport 2016/34) Hentet fra https://www.ssb.no/energi-og-industri/artikler-og-publikasjoner/_attachment/285550?_ts=15890b57180

Hofstad, K. (2019, 29. november). Vindkraftverk. I *Store norske leksikon*. Hentet fra <https://snl.no/vindkraftverk>

InnoEnergy & BVG Associates. (2017). *Future Renewable Energy Cost: Offshore Wind*. Hentet fra https://bvgassociates.com/wp-content/uploads/2017/11/InnoEnergy-Offshore-Wind-anticipated-innovations-impact-2017_A4.pdf

Intergovernmental Panel on Climate Change. (2014). *Climate Change 2014: Mitigation of Climate Change*. Contribution of Working Group III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. Hentet fra <https://books.google.no/books?id=JAFEBgAAQBAJ&pg=PT1309&lpg=PT1309&dq=lcoe+formula+arithmetic&source=bl&ots=dzHFfIX4Y3&sig=ACfU3U0k2-5U27HOQK8G5oop28uZu94AbA&hl=no&sa=X&ved=2ahUKEwjxPMfvrvTpAhWxyKYKHWp4AmcQ6AEwEHoECA0QAQ#v=onepage&q=lcoe%20formula%20arithmetic&f=false>

International Energy Agency (2019). *Offshore Wind Outlook 2019*. [World Energy Outlook Special Report]. Hentet fra https://webstore.iea.org/download/direct/2886?filename=offshore_wind_outlook_2019.pdf

International Renewable Energy Agency. (2012). *Wind Power*. Hentet fra https://www.irena.org/documentdownloads/publications/re_technologies_cost_analysis-wind_power.pdf

International Renewable Energy Agency. (2016). *The Power to Change: Solar and Wind Cost Reduction Potential to 2025*. Hentet fra https://www.irena.org/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2016/IRENA_Power_to_Change_2016.pdf

International Renewable Energy Agency. (2018) *Renewable power generation costs in 2018*. Hentet fra https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/May/IRENA_Renewable-Power-Generations-Costs-in-2018.pdf

International Renewable Energy Agency. (2019). *Future of wind: Deployment, investment, technology, grid integration and socio-economic aspects (A Global Energy Transformation paper)*. Hentet fra https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Oct/IRENA_Future_of_wind_2019.pdf

International Renewable Energy Agency. (2020). *Renewable capacity statistics 2020*. Hentet fra <https://www.irena.org/publications/2020/Mar/Renewable-Capacity-Statistics-2020>

Jacobsen, H. K., Hevia-Koch, P. & Wolter, C. (2019). Nearshore and offshore wind development: costs and competitive advantage exemplified by nearshore wind in Denmark. *Energy for Sustainable Development*, 55, 91-100. <https://doi.org/10.1016/j.esd.2019.03.006>

Jay, S. A., Toonen, H. M. (2015). The power of the offshore (super-) grid in advancing marine regionalization. *Ocean & Coastal Management*, 117, 32-42. <https://doi.org/10.1016/j.ocecoaman.2015.08.002>

Joskow, P. L. (2011). Comparing the Costs of Intermittent and Dispatchable Electricity Generating Technologies. *American Economic Review*, 101(3). 238-41. <https://www.researchgate.net/deref/http%3A%2F%2Fdx.doi.org%2F10.1257%2FAer.101.3.238>

Kim, M. G. & Dalhoff, P. H. (2014). Yaw Systems for wind turbines – Overview of concepts, current challenges and design methods. *IOP Science*. Hentet fra <https://iopscience.iop.org/article/10.1088/1742-6596/524/1/012086>

Kinserdal, F. (2017) Verdsettelse – ulike metoder gir samme verdi. *MAGMA*, 3, 54-67. Hentet fra <https://www.magma.no/verdsettelse-ulike-metoder-gir-samme-verdi/?iid=1197775&pid=Magma-MagmaArticle-ArticleFiles.Native-InnerFile-File&attach=1>

Klimstra, Dr. J. (2013, 21. november). Capacity factors, utilization factors and load factors. *Power Engineering International*. Hentet fra <https://www.powerengineeringint.com/renewables/capacity-factors-utilisation-factors-and-load-factors/>

Lie, Ø. (2014, 28. februar). 1,9 TWh vindkraft i Norge i fjor. *Teknisk Ukeblad*. Hentet fra <https://www.tu.no/artikler/vattenfall-satser-pa-gigant-turbiner-til-havs/466271>

Loewen, J. (2019). LCOE is an undiscounted metric that distorts comparative analyses of energy costs. *The Electricity Journal*, 32(6). 40-42. <https://doi.org/10.1016/j.tej.2019.05.019>

Løvik, H. (2018, 3. april). Her kan de første flytende havvindparkene komme; NVE anbefaler å åpne Utsira og feltene Sørlige Nordsjø 1 og 2 for norsk flytende havvind. *Teknisk Ukeblad*. Hentet fra <https://www.tu.no/artikler/her-kan-de-forste-norske-flytende-havvindparkene-komme/433904>

Maienza, C., Avossa, A.M., Ricciardelli, F., Coiro, D., Troise, G. & Georgakis, C.T. (2020) A life cycle cost model for floating offshore wind farms. *Applied Energy*, 266. 114716. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.114716>

Malkenes Hovland, K. (2018a, 16. februar). Statoils flytende vindpark leverer: - Dette har vært ilddåpen. *E24*. Hentet fra <https://e24.no/energi/i/jPynKe/statoils-flytende-vindpark-leverer-dette-har-vaert-en-illdaap>

Malkenes Hovland, K. (2018b, 24. november). Equinors flytende vindpark leverer over all forventning: - En kjempesuksess. *E24*. Hentet fra <https://e24.no/energi/i/EoPX0P/equinors-flytende-vindpark-leverer-over-all-forventning-en-kjempesuksess>

Malkenes Hovland, K. (2019, 11.mai). Derfor er vindkraft billigere enn kullkraft: Får drahjelp av CO2-priser. *E24*. Hentet fra <https://e24.no/energi/i/mRzPL/derfor-er-vindkraft-billigere-enn-kullkraft-faar-drahjelp-av-co-priser>

Martiniussen, E. (2019a, 29.Juni). Nordsjøen er det nye Silicon Valley for havvind. Ett land glimrer med sitt fravær. *Teknisk Ukeblad*. Hentet fra <https://www.tu.no/artikler/nordsjoen-er-det-nye-silicon-valley-for-havvind-ett-land-glimrer-med-sitt-fravaer-br/468525>

Martiniussen, E. (2019b, 28. mai.) Vattenfall satser på gigantturbiner til havs. *Teknisk Ukeblad*. Hentet fra <https://www.tu.no/artikler/vattenfall-satser-pa-gigant-turbiner-til-havs/466271>

May, T. W., Yeap, Y. M. & Ukil, A. (2016, november). *Comparative Evaluation of Power Loss in HVAC and HVDC Transmission systems*. Innlegg presentert ved Technologies for Smart Nation, Singapore. Hentet fra https://www.researchgate.net/publication/313587347_Comparative_evaluation_of_power_loss_in_HVAC_and_HVDC_transmission_systems

Merriam-Webster. (n.d.). *Baseload*. In *Merriam-Webster.com dictionary*. Hentet 29.mai 2020 fra <https://www.merriam-webster.com/dictionary/baseload>

Miles, J. A. & Essell, J. R. (1980). The weighted average cost of capital, perfect capital markets, and project life: A clarification. *Journal of financial and quantitative analysis*, 15(3). 719-730. Hentet fra https://econpapers.repec.org/article/cupjfinqa/v_3a15_3ay_3a1980_3ai_3a03_3ap_3a719-730_5f00.htm

Moulas, D., Shafiee, M., & Mehmanparast, A. (2017). Damage analysis of ship collisions with offshore wind turbine foundations. *Ocean Engineering*, 143, 149-162. <https://doi.org/10.1016/j.oceaneng.2017.04.050>

Multiconsult (2013). *Kostnadsstudie, Solkraft i Norge 2013*. Hentet fra https://www.enova.no/upload_images/9EF9602A2B454C008F472DF2A98F6737.pdf

Multiconsult. (2012). Verdiskaping og sysselsetting -Fagrappport til strategisk konsekvensutredning av fornybar energiproduksjon til havs. Hentet fra <https://evalueringsportalen.no/evaluering/verdiskaping-og-sysselsetting-fagrappport-til-strategisk-konsekvensutredning-av-fornybar-energi-produksjon-til-havs>

Musial, W., Beiter, P. & Nunemaker, J. (2020). *Cost of Floating Offshore Wind Energy Using New England AquaVentus Concrete Semisubmersible Technology* (NREL/TP-5000-75618). Hentet fra <https://www.nrel.gov/docs/fy20osti/75618.pdf>

Myhr, A. Bjerkseter, C. Ågotnes, A. & Nygaard, T. A. (2014) Levelised cost of energy for offshore floating wind turbines in a life cycle perspective. *Renewable Energy*, 66, 714-728. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2014.01.017>

Navrud, S. (u.å.). *Hva koster energi?* [Lysarkpresentasjon] Hentet fra <http://www.umb.no/statisk/energiseminar/Presentasjoner/Navrud-Hva%20koster%20energi.pdf>

NEWEN. (u.å.). Wind Turbine. Hentet 04. mars 2020 fra <http://www.newen.com.au/wind-facts/turbines/>

NVE (2011) *Notat: Vindkraft – Produksjonsstatistikk – 2011*. Hentet fra https://www.nve.no/media/2452/vindkraftproduksjon_2011_v2.pdf

NVE (2012). *Havvind. Strategisk konsekvensutredning* (47-12) Hentet fra http://publikasjoner.nve.no/rapport/2012/rapport2012_47.pdf

NVE (2019a, 04. november). Vindkraft til havs. Hentet fra <https://www.nve.no/energiforsyning/vindkraft/vindkraft-til-havs/?ref=mainmenu>

NVE (2019b, 10. Desember). NorthConnect. Hentet fra <https://www.nve.no/northconnect/?ref=mainmenu>

NVE (2019c). *Dybde og kompliserte bunnforhold gjør havvind i Norge dyrere enn i Europa* (nr.15/ Teknologianalyser 2019). Hentet fra http://publikasjoner.nve.no/faktaark/2019/faktaark2019_15.pdf

NVE (2020, 05. februar) Referanserenten. Hentet fra <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/okonomisk-regulering-av-nettselskap/om-den-okonomiske-reguleringen/referanserenten/>

- NVE. (2003). *Hovedrapport. Håndbok for samfunnsøkonomisk analyse av energiprosjekter*. Hentet fra http://publikasjoner.nve.no/haandbok/2003/haandbok2003_01.pdf
- NVE. (2009). *Vindkart for Norge. Kartbok 1a: Årsmiddelvind i 80m høyde*. Appendiks til rapport nummer KVT/ØB/2009/038. Hentet fra https://www.nve.no/media/2462/vind_80m_kartbok1a_4140.pdf
- Ny Analyse (2019). *Økte lokale inntekter ved utbygging av vindkraft: Forslag til bedringer av skatteregler for lokale parter ved utbygging av vindkraft*. Hentet fra https://assets-global.website-files.com/59b10230fddece0001f6ab8c/5d8dd922e3e7e982d31d989f_NyAnalyse%20-%20C3%98kte%20lokale%20inntekter%20ved%20vindkraftproduksjon_270919.pdf
- Offshore Grid (2011). *Offshore Electricity Grid Infrastructure in Europe*. Hentet fra http://www.offshoregrid.eu/images/FinalReport/offshoregrid_fullfinalreport.pdf
- Perez-Linkenheil, C. (2017, 15. juni). *Trends in the development of electricity prices - EU Energy outlook 2050* [Blogginlegg]. Hentet fra <https://blog.energybrainpool.com/en/trends-in-the-development-of-electricity-prices-eu-energy-outlook-2050>
- Pietzcker, R., Manger, S., Bauer, N., Luderer, G. & Bruckner, T. (2009). *The Role of Concentrating Solar Power and Photovoltaics for Climate Protection*. Hentet fra https://www.researchgate.net/publication/228864266_The_Role_of_Concentrating_Solar_Power_and_Photovoltaics_for_Climate_Protection/figures?lo=1
- Pollicino, F. (2017, 23. August). *Wind power plant operations – Is it all about turbine performance?* [Blogg post]. Hentet fra <https://blogs.dnvgl.com/energy/wind-power-plant-operations-is-it-all-about-turbine-performance>
- Principle Power, Inc. (u.å.) *WindFloat*. Hentet 6. juni 2020 fra <http://www.principlepowerinc.com/en/windfloat>
- Raadal, H. L., Vold, B. I., Myhr, A., Nygaard, T. A. (2014) GHG emissions and energy performance of offshore wind power. *Renewable Energy*, 66, 314-324. Hentet fra <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0960148113006654?via%3Dihub>
- Ragheb, M. (2014, 03. november). *Optimal Rotor Tip Speed Ratio*. Hentet fra <https://mragheb.com/NPRE%20475%20Wind%20Power%20Systems/Optimal%20Rotor%20Tip%20Speed%20Ratio.pdf>
- Regjeringen (2014, 27. juni). *Elsertifikatordningen*. Hentet fra <https://www.regjeringen.no/no/tema/energi/fornybar-energi/elsertifikater1/id517462/>
- Réthoré, P. (2006, september). *Thrust and wake of a wind turbine: Relationship and measurements*. (Mastergradsavhandling). Technical University of Denmark. Hentet fra <https://pdfs.semanticscholar.org/77dd/a1502ce83cc30969d82948df7ad8b50c96d4.pdf%20>
- Richard, C. (2019, 11. oktober). *Equinor commits to Hywind Tampen floating project*. *Windpower Monthly*. Hentet fra <https://www.windpowermonthly.com/article/1662170/equinor-commits-hywind-tampen-floating-project>
- Sander, K. (2019, 26. September). *Avkastningskrav*. Hentet fra <https://estudie.no/avkastningskrav/>
- Short, W., Packey, D. J. & Holt, T. (1995). *A Manual for the Economic Evaluation of Energy Efficiency and Renewable Energy Technologies*. Hentet fra <https://www.nrel.gov/docs/legosti/old/5173.pdf>
- Skopljak, N. (2019, 19. desember). *Aqua Ventus Secures Power Purchase Agreement*. *OffshoreWIND.biz*. Hentet fra <https://www.offshorewind.biz/2019/12/19/aqua-ventus-secures-power-purchase-agreement/>
- Solberg, L.R. (u.å.). *Elsertifikatordningen gir økt produksjon av fornybar strøm*. Hentet 29. Februar 2020 fra <https://www.energinorge.no/politiskesaker/elsertifikatordningen/>

Standard & Poor's. (u.å.). Understanding ratings. Hentet fra <https://www.spglobal.com/ratings/en/about/understanding-ratings>

Statkraft. (u.å.-a). Vindkraft. Hentet 22. Januar 2020 fra <https://www.statkraft.no/Energikilder/Vindkraft/>

Statkraft. (u.å.-b). Vindkraft kort forklart. Hentet 27.januar 2020 fra <https://www.statkraft.no/Energikilder/Vindkraft/Vindkraft-kort-forklart/>

Statnett (2018). *Langsiktig markedsanalyse: Norden og Europa 2018-2040*. Hentet fra <https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftsystemet/planer-og-analyser/langsiktig-markedsanalyse-norden-og-europa-2018-40.pdf>

Thema Consulting Group. (2012). *Ny produksjon i Stor-Oslo / Østlandsområdet*. Hentet fra <https://www.statnett.no/globalassets/her-er-vare-prosjekter/region-ost/nettplan-stor-oslo/ny-produksjon-i-stor-oslo-og-ostlandsområdet.pdf>

Valamis Group (2020). Learning Curve Theory - The Definitive Guide 2020. Hentet fra <https://www.valamis.com/hub/learning-curve>

Vindportalen. (u.å.-a). Hva er offshore vind? Hentet 27. januar 2020 fra <https://www.vindportalen.no/Vindportalen-informasjonsiden-om-vindkraft/Vindkraft/Offshore-vindkraft>

Vindportalen. (u.å.-b). Turbinklasser og effektkurver. Hentet 30.januar 2020 fra <https://www.vindportalen.no/Vindportalen-informasjonsiden-om-vindkraft/Vindkraft/Vindfysikk/Vindenergi/Turbinklasser-og-effektkurver>

Vindportalen. (u.å.-c). Brukstid og kapasitetsfaktor. Hentet 18.februar 2020 fra <https://www.vindportalen.no/Vindportalen-informasjonsiden-om-vindkraft/Vindkraft/Vindfysikk/Vindenergi/Brukstid-og-kapasitetsfaktor>

Visser, E. & Held, A. (2014). *Methodologies for estimating Levelised Cost of Electricity (LCOE): Implementing the best practice LCOE methodology of the guidance*. Hentet fra https://res-cooperation.eu/images/pdf-reports/ECOFYS_Fraunhofer_Methodologies_for_estimating_LCoE_Final_report.pdf

Watson, E.D. (2015). Wind Turbine Power Coefficient (Cp). Hentet fra <https://www.ftexploring.com/wind-energy/wind-power-coefficient.htm>

Welisch, M & Rahmatallah, P. (2019). *Auctions for allocation of offshore wind contracts for difference in the UK*. Hentet fra <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2019/02/Auctions-for-allocation-of-offshore-wind-contracts-for-difference-in-the-UK-EL-33.pdf>

Weston, D. (2017, 26. juni). Hywind turbines complete foundation installation. *Windpower Monthly*. Hentet fra <https://www.windpowermonthly.com/article/1437693/hywind-turbines-complete-foundation-installation>

Williams, J. A., Rubert, T. (2019) Levelised cost of energy - A theoretical justification and critical assessment. *Energy Policy*, 124, 169-179. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2018.10.004>

WindEurope (2019b). *Offshore Wind in Europe: Key trends and statistics 2019*. Hentet fra <https://windeurope.org/wp-content/uploads/files/about-wind/statistics/WindEurope-Annual-Offshore-Statistics-2019.pdf>

WindEurope. (2019a) *Our energy, our future. How offshore wind will help Europe go carbon-neutral*. Hentet fra <https://windeurope.org/wp-content/uploads/files/about-wind/reports/WindEurope-Our-Energy-Our-Future.pdf>

Wiser, R. & Bolinger, M. (2019). *Benchmarking Anticipated Wind Project Lifetimes: Results from a Survey of U.S. Wind Industry Professionals*. Hentet fra https://etapublications.lbl.gov/sites/default/files/wind_useful_life_report.pdf