



Norges miljø- og
biovitenskapelige
universitet

Masteroppgave 2023 30 stp

MINA, Fakultet for miljøvitenskap og naturforvaltning

Fremtidig LCOE-utvikling for flytende havvind:

En analyse av historisk kostnadsutvikling og læring for solkraft-, landvind-, og bunnfast havvind-teknologi

Future LCOE development for floating offshore wind: An analysis of historical cost development and learning of solar-, onshore wind-, and offshore fixed-bottom wind technologies

Amalie Hjorteland

Fornybar energi

Forord

Mastergraden i Fornybar energi ved NMBU avsluttes med innlevert gradsoppgave 15. mai. Gradsoppgaven skal, gjennom å besvare en relevant problemstilling innen flytende havvind, oppsummere og reflektere den brede fagkompetansen bachelor og master i Fornybar energi har gitt meg. Arbeidet med problemstilling innenfor et relativt umodent og voksende fagfelt har vært svært lærerikt, og jeg opplever en entusiasme og villighet til å dele kunnskap hos samtlige aktører jeg har vært i kontakt med:

- Konstanze Kölle, forsker ved Sintef Energi
- Per Christian Hyldahl, ingeniør for Stiesdal
- Patrick Duffy, forsker ved National Renewable Energy Laboratory (NREL)
- Alexander Eckhoff Wang, senioringeniør i NVE

Takk for at dere har stilt opp på teamsmøter og svart på mailkorrespondanse, dere har vist meg hvor spennende og relevant havvindteamet er.

Valget av problemstilling landet på en analyse og anvendelse av læringskurver som en predikator for fremtidig kostnadsutvikling for flytende havvind. I fjor, da mulige masteroppgavetema ble presentert, visste jeg allerede at jeg ville lære mer om havvind og oppsøkte derfor hovedveileder Kristin Linnerud som hadde eksempeltema på dette. I tillegg oppsøkte jeg NorthWind, som samarbeider med masterstudenter på NTNU, om de hadde en aktuell problemstilling for masteroppgaven. Der ble kostnadsutvikling for flytende havvind tatt opp som et relevant springbrett for oppgaven. På bakgrunn av input fra veileder, NorthWind og ved gjennomgang av andre masteroppgaver om flytende havvind, landet jeg på problemstillingen under.

Det er så mange spennende tema som dukker opp når man studerer litteraturen, og jeg skulle helst ha skrevet om alle. Jeg vil gjerne takke min hovedveileder, Kristin Linnerud, som er en tålmodig og kunnskapsrik veileder – du har hjulpet meg å holde retningen for oppgaven hele veien.

Amalie Hjorteland

15.05.2023

Sammendrag

Verden går inn i en fase med stor satsing på elektrifisering og opprustning av fornybare teknologier. Flytende havvind antas å være en av teknologiene som vil bidra med størst kapasitet inn i både det europeiske og amerikanske kraftmarkedet. Denne masteroppgaven bruker historiske læringskurver og tilhørende læringsparametere for solmoduler, landvind og bunnfast havvind for å estimere mulige scenarier av læringskurver for flytende havvind. Å kartlegge hvordan utviklingen og læringsraten kan se ut for flytende havvind, og analysere læringseffektene som ligger bak, gir det et bedre grunnlag for å nå havvindaktørens ambisjonsnivå for kostnadsreduksjon. Kostnadsreduksjon er nødvendig for å gjøre flytende havvind konkurransedyktig med konvensjonelle kraftteknologier som gass og kull, men også andre fornybare teknologier. Resultatet fra analysen er at LCOE estimeres til å bli mellom 0,026 \$/kWh-0,071\$/kWh for fremtidig kumulativ kapasitet på 50 GW, mellom 0,02 \$/kWh-0,06\$/kWh for 100 GW kumulativ kapasitet, og mellom 0,016\$/kWh-0,054\$/kW for 200 GW kumulativ kapasitet, dersom flytende havvind følger samme utvikling som teknologiene læringskurvene baseres på. En slik utvikling gir en læringsrate på mellom 13,2-22,3%. 'Economies of scale', 'learning-by-doing' og 'spillover'-effekten har vært de viktigste læringseffektene for den historiske kostnadsutviklingen for solmoduler, landvind og bunnfast havvind, og forventes å bidra til kostnadsreduksjon for flytende havvind også. Oppgaven konkluderer med at estimatene for LCOE er realistiske, men at for å nå dem så må flere land og fagområder samhandle for å oppnå kommersiell utbygging av flytende havvind, som vil bidra til et mer klimavennlig energimarked.

Abstract

The world enters a phase with more substantial investments towards the electrification of the energy market and building of renewable energy. Floating offshore wind is expected to be one of the technologies which will contribute a great share of power into the European and American power market. This master thesis uses learning curves and learning parameter for solar PV, onshore wind, and offshore fixed-bottom wind to estimate possible, future scenarios for floating offshore wind. Mapping the possible development and learning for floating offshore wind, and analyzing the learning effects, gives a better basis for reaching the offshore companies' goals for cost reduction. Cost reduction is necessary to make floating offshore wind a competitor alongside conventional power technologies, such as gas and coal, but also other renewable technologies. The result of the analysis is that LCOE is estimated to become a value in between 0,026 \$/kWh-0,071\$/kWh for future cumulative capacity of 50 GW, between 0,02 \$/kWh-0,06\$/kWh for 100 GW cumulative capacity, and between 0,016\$/kWh-0,054\$/kW for 200 GW cumulative capacity, if floating offshore wind follows the same cost development as the other technologies. Such development results in a learning rate between 13,2-22,3%. Economies of scale, learning-by-doing, and the spillover-effect, have been the most important learning effects in the historical cost development for solar PV, onshore wind, and offshore fixed-bottom wind, and is expected to be contributors to the

cost reduction of floating offshore wind as well. The conclusion of the thesis is that the estimates of LCOE are realistic, however, countries and different fields of study need to work together to obtain commercial development for floating offshore wind, and in turn, contribute to a more climate friendly energy market.

Innholdsfortegnelse

Forord	1
Sammendrag	2
Abstract	2
Tabell-liste.....	5
Figur-liste	5
Formler	5
1. Introduksjon	6
1.1. Innledning.....	6
1.2. Problemstilling	7
1.2.1. Bakgrunn for problemstilling.....	7
1.2.2. Problemstilling.....	7
1.3. Sentrale begrep og definisjoner	8
1.4. Avgrensninger for oppgaven	10
2. Kunnskapsgrunnlag.....	11
2.1. Havvind	11
2.1.1. Vindkraft	11
2.1.2. Teknisk	12
2.1.3. Kostnadsfordeling	15
2.1.4. Det globale markedet	16
2.1.5. Det norske havvindmarkedet	18
2.1.6. Forskningsområder og lignende studier	18
3. Metode	20
3.1. Læringskurveteori.....	20
3.2. LCOE – Levelized Cost Of Energy	21
3.2.1. Generelt.....	21
3.2.2. Stedsspesifikk og ikke-stedsspesifikk LCOE	23
3.2.3. Komponentfordelt LCOE og kostnadsreduksjonspotensiale.....	23
3.2.4. Valg av avhengig variabel.....	24
3.3. Læringseffekter	25

3.4. Historiske læringskurver for solmoduler, landvind og bunnfast havvind	25
3.2.5. Valg av teknologier	25
3.3.2. Kostnadsutvikling for solmoduler	26
3.3.3. Kostnadsutvikling for landvind	28
3.3.4. Kostnadsutvikling for bunnfast havvind	29
3.4. Læringskurve som metode	29
3.5. Fremgangsmåte for å modellere læringskurve og beregne læringsrate	30
3.6. Gjennomgang av excellfil i vedlegg 1.....	30
4. Resultat.....	33
4.1. Oppsummerte resultat	33
4.2. Historiske læringskurver	34
4.3. Estimat på fremtidige læringskurver for flytende havvind.....	36
4.4. Analyse av resultatet.....	41
4.4.1. Sammenligning av resultatene	41
5. Diskusjon	43
5.1. Funnenes betydning for å besvare forskningsspørsmålene	43
5.2. Faktorer som påvirker læringskurven.....	44
5.2.1. Ressursbegrensning.....	45
5.2.2. Nett- og lagringsproblematikk	46
5.2.3. Supply chain.....	47
5.3. Refleksjon rundt overføringsverdi av læring fra sol, landvind og bunnfast havvind til flytende havvind	48
5.3.1. Landvind	48
5.3.2. Bunnfast havvind	49
5.3.3. Solmoduler	50
5.3.4. Sammendrag.....	50
5.4. Antagelser og svakheter.....	51
5.4.1. Svakheter med læringskurver som metode	51
5.4.2. LCOE.....	51
5.4.3. Datainnhenting	52
5.4.4. Andre mulige metoder	52
5.4.5. Utvidelse av oppgaven og fremtidig arbeid.....	53
6. Konklusjon	54
7. Referanser.....	56

Tabell-liste

Tabell 1: Ordlister og begrepsliste for sentrale begrep i oppgaven.	8
Tabell 2: Kostnadskomponenter av LCOE for bunnfast og flytende havvind, basert på NRELS "Cost of Wind Energy Review".	15
Tabell 3: Tabelloversikt for modellerte historiske og estimerte, fremtidige læringskurver.....	33

Figur-liste

Figur 1: Turbinkomponenter i en vindturbin. Kilde: (M. G. Kim, 2016) , gjengitt med tillatelse etter CC 3.0-lisensregler (https://creativecommons.org/licenses/by/3.0/).....	12
Figur 2: Bunnfaste fundamenter for havvind. Kilde: (Jiang, 2021) , gjengitt med tillatelse etter CC BY-lisensregler (https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/).....	13
Figur 3: Flytende fundamenter for havvind. Kilde: (Jiang, 2021) , gjengitt med tillatelse etter CC BY-lisensregler (https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/).....	14
Figur 4: Henter fra Valamis.com (Valamis, 2022)	21
Figur 5: Modellert kostnadsreduksjon mellom 2018 og 2030 for kraft fra flytende havvind (NREL, 2022). Gjengitt i tråd med regler om bruk av offentlige kilder.	24
Figur 6: Historisk læringskurve for solmoduler mellom 1983-2010.....	34
Figur 7: Historisk læringskurve for landvind 1983-2003.....	35
Figur 8: Historisk læringskurve for bunnfast havvind mellom 2010-2021.	36
Figur 9: Estimert fremtidig læringskurve basert på historisk læringsparameter for landvind.	37
Figur 10: Estimert fremtidig læringskurve for flytende havvind basert på historisk læringsparameter for bunnfast havvind.....	38
Figur 11: Estimert læringskurve for flytende havvind basert på historisk læringsparameter for solmoduler.	38
Figur 12: Estimert fremtidig læringskurve for flytende havvind basert på DNVs prediksjoner for kumulativ installert kapasitet og forventet LCOE.	39
Figur 13: Estimert læringskurve for flytende havvind basert på Bloombergs prediksjon til kumulativ installert kapasitet og NVEs estimat om forventet LCOE.....	40
Figur 14: Estimert læringskurve for flytende havvind basert på GWECs prediksjon til kumulativ installert kapasitet og NVEs estimat av fremtidig LCOE.	40
Figur 15: LCOE-estimat for flytende havvind basert på andre teknologiers læringsparametere for 50, 100 og 200 GW kumulativ installert kapasitet.	42

Formler

Formel 1: Wrights lov, kostnad som en funksjon av kumulativ produksjon.	20
Formel 2: Progressrate og læringsrate	21
Formel 3: Formel for LCOE, Levelized Cost of Energy.....	22

1. Introduksjon

1.1. Innledning

Verdens oppmerksomhet er i større grad enn noen gang rettet mot spørsmålet om energiforsyning og energisikkerhet. Ord som «energikrise» og «elektrifisering» fyller avisoverskrifter verden over og reflekterer at det globale energisystemet tvinges mot en endring for å kunne møte fremtidens etterspørsel. FNs bærekraftsmål nr. 7 formidler at vi skal «Sikre tilgang til pålitelig, bærekraftig og moderne energi til en overkommelig pris for alle», som setter denne endringen på agendaen for alle FNs medlemsland. Ulike teknologier for fornybar energi vil i samhandling kunne oppnå disse kriteriene, og det er mer aktuelt enn noen gang å utvikle løsningene våre for fornybar energi for å tilfredsstille energietterspørselen verden over (FN, 2023).

FNs bærekraftsmål nr. 7 skal oppnås ved å 1) sikre mer pålitelig kraftforsyning av fornybar energi som er fluktuerende av natur, 2) finne flere kraftproduksjonsalternativer fordi land har ulikt ressurs- og arealgrunnlag for sin kraftproduksjon, og 3) finne de rimeligste metodene for å produsere lavutslippskraft (FN, 2023). Sistnevnte vil være en viktig driver i videre utvikling, da reduserte kostnader fører til økt interesse av investering og utbygging, som videre gir en positiv effekt på kostnadsutviklingen. I denne oppgaven skal læringskurver brukes som metode for å analysere kostnadsutvikling for solmoduler, landvind og havvind. Analysen legger grunnlaget for å si noe om forventet kostnadsutvikling for flytende havvind.

Vindkraft, på land og på havet, vil spille en sentral rolle i fremtidens elektrifisering. Utnyttelse av vind er en av våre eldste former for omdanning av energi. Fra bruk i kornmøller og vannpumper, og kraftproduksjon fra vindturbiner, så har utviklingen av vindenergiomdannelse ført til at det i 2011 ble installert verdens første flytende vindturbin, og at det i 2017 ble bygget verdens første flytende havvindpark. Flytende havvind åpner opp nye muligheter for vindkraftproduksjon på områder som tidligere har vært utilgjengelig for kraftproduksjon, og som i framtiden kan gi et alternativ til land som ikke har tilgang på områder for fornybar energi på fastlandet (Equinor, 2022) (IEA, 2021).

Utfordringene med havvind, og spesielt flytende, er at investeringskostnadene er veldig høye og at distribusjons- og lagringsteknologi ved så store avstander og stor produksjonskapasitet er relativt umodent. Områdene på havet som har best vindforhold har også de største utfordringene med høye vindhastigheter, store bevegelser i havet i form av bølger og strøm, og medfølgende vedlikeholds- og designutfordringer. For å lykkes med en bærekraftig elektrifisering av energisystemet så må kostnadene reduseres for fornybare kraftteknologier, som flytende havvind, slik at de klimavennlige alternativene også blir de mest kostnadseffektive, selv i konkurranse med konvensjonelle kraftproduksjonsteknologier som kull og gass (GWEC, 2022).

Første steg til kostnadsreduksjon for flytende havvind er å kartlegge nåværende kostnadsforhold, og analysere mulige prognoser for fremtidig kostnadsutvikling. Læringskurver representerer en metodikk som kan anvendes til å visualisere den historiske

utviklingen av kostnader forbundet med en teknologi, men som i tillegg fungerer som et prediksjonsverktøy som kan estimere potensielle, fremtidige kostnadstrender.

Læringskurveteorien bygger på prosentvis læring i form av ytelsesparameter X sin påvirkning på kostnadsparameter Y for hver dobling av ytelsesparameter X. Kartlegging av læringskurver og læringsrate bidrar til innsikt i historisk og fremtidig kostnadsutvikling for en teknologi, og kan brukes i investerings- og forskningsbeslutninger (Alan McDonald, 2003).

1.2. Problemstilling

1.2.1. Bakgrunn for problemstilling

Oppgavens problemstilling tar for seg kostnadsutvikling for flytende havvind, og skal bidra til økt forståelse av hvordan fremtidig kostnadsutvikling for flytende havvind kan se ut, med tilhørende refleksjon og analyse av faktorer som vil ha påvirkning på fremtidig utvikling. Sintef Energi oppgir i sin mailkorrespondanse at LCOE-utvikling for flytende havvind er et relevant forskningsspørsmål i møte med dagens behov for bedre beslutningsgrunnlag i investeringsbeslutninger og statlig incentivpolitikk (Kölle, 2023). Dette støttes av NREL, som utarbeider en modell for det amerikanske markedet som bruker læringskurver som metode for å forutsi fremtidig kostnadsutvikling for havvind, da de en slik modell er nødvendig for å raskt kunne kvantifisere noen beslutningsvariabler i et voksende marked (Duffy, 2023).

1.2.2. Problemstilling

Elektrifisering og avkarbonisering av det globale energisystemet avhenger av å øke lønnsomheten til lavutslippsteknologier, som flytende havvind, for å kunne møte det nåværende og fremtidige kraftbehovet. Som kraftprodusent vil det si at det må koste mindre å produsere kraft enn kraftprisen forbrukeren betaler. For å senke enhetskostnader for fornybare teknologier, er produsenter avhengig av å gjøre gode investeringsbeslutninger. Læringskurve sier noe om forholdet mellom erfaring, ofte kumulativ installert effekt, og enhetskostnad, som blir direkte påvirket av investering. Dette forholdet kan være et nyttig verktøy for å tidlig få kunnskap inn i investeringsbeslutninger.

Ved å studere læringskurver til andre, mer modne fornybare teknologier, kan analysen av kurven gi et innblikk i hva som kan forventes av en fremtidig læringskurve for flytende havvind. Læringskurver modelleres etter historiske verdier, og kan gå tilbake mange tiår. Solcellemoduler og tilhørende læringskurve har hatt lang kommersiell fartstid, og viser en enestående kostnadsutvikling (se figur 5). Læringskurver for solcellemoduler, vindkraft på land og bunnfast havvind, og tilhørende læringsparameter, kan anvendes til å modellere estimat for fremtidige læringskurver for flytende havvind. En analyse av læringskonseptene og avgjørende faktorer som ligger bak, vil supplere læringskurven som prediksjonsverktøy. Denne oppgaven skal prøve å opplyse noen svar på følgende problemstilling:

Hvordan kan vi bruke historiske læringskurver for andre fornybare teknologier til å estimere fremtidig LCOE-utvikling for flytende havvind?

1. Hvilke utfordringer vil påvirke kostnadsutvikling for flytende havvind fremover?
2. Hva er overføringsverdien av historisk kostnadsutvikling for solmoduler, landvind og bunnfast havvind over på fremtidig kostnadsutvikling for flytende havvind, og hvordan påvirker det validiteten til resultatene i oppgaven?
3. Hvilke prediksjoner har havvindaktører for fremtidig utvikling for havvind, og hvordan stiller prediksjonene seg i forhold til de estimerte læringskurvene?

Delspørsmålene er relevante for å diskutere nyansene av problemstillingen, og vil bidra til en mer helhetlig konklusjon. Kapitlene som følger skal gi teoretisk og metodisk grunnlag for å svare på problemstillingen.

1.3. Sentrale begrep og definisjoner

Tabell 1: Ordliste og begrepsliste for sentrale begrep i oppgaven.

Ord/Begrep	Definisjon
LCOE	Levelized cost of energy, eller energikostnad per enhet basert på kostnader totalkostnader og totalproduksjon over kraftverkets levetid. LCOE er produkt av en formel basert på CapEx, OpEx, totalproduksjon og diskonteringsrente.
kWh	Kilowatttime, mål på mengde energiproduksjon
MW/GW	Megawatt og gigawatt, mål på teknologiens kapasitet
Læringskurve	Læringskurver beskriver teknologisk fremgang ved en funksjon for enhetskostnad og kumulativ erfaring, fremstilles grafisk i et punktdiagram.
Læringsparameter	Uttrykt om 'E' i formel 1. Læringsparameteren dratt ut fra læringskurvefunksjonen brukes for å finne læringsraten, LR.
Læringsrate	Læringsrate (LR), viser prosentvis hvor mye kostnadsvariabel Y synker for hver dobling av ytelsesparameter X.

Progressrate	Progressrate (PR), står i motsetning til LR og kan beskrives som 1-LR. Viser prosentvis hvor stor andel av kostnadsparameter Y som består for hver dobling av ytelsesparameter X.
CapEx	'Capital Expenditure', 'Capital cost' eller investeringskostnader. Totale kostnader investert i å anskaffe seg en ressurs, som en eiendom, et vindparkprosjekt, eller andre langsiktige eiendeler.
OpEx	'Operational Expenditure', 'operational cost', eller driftskostnader. Totale kostnader knyttet til å holde anlegget i drift, som blant annet forsikring, vedlikehold, og leie av områder.
GWEC	Global Wind Energy Council, vindforum for den globale sektoren. Bidrar med årlige markedsrapporter på landvind og havvind.
NREL	National Renewable Energy Laboratory, amerikansk, statlig finansiert forskningsinstitutt spesialisert på fornybar energi.
Landvind	Vindkraft og vindkraftprosjekter på land, i motsetning til vindkraft og vindkraftprosjekter på havet/utenfor kysten.
Bunnfast havvind	Vindturbiner som utnyttet vindenergi ute på havet, der turbinfundamentet er festet til havbunnen.
Flytende havvind	Vindturbiner som utnytter vindenergi ute på havet, der turbinene er festet til flytende fundament, som stabiliseres ved å festes med fortøyninger til havbunnen.
'High-level' mekanismer	'High-level' mekanismer er mekanismer bak kostnadsreduksjon som forklares av prosesser og vil gi utslag på teknologien indirekte.
'Low-level' mekanismer	'Low-level' mekanismer er mekanismer bak kostnadsreduksjon som forklares av tiltak rettet mot den spesifikke teknologien direkte.

'Learning-by-doing'	Forkortes LBD. Forklarer at man lærer noe om teknologien for hver enhet produsert, gjennom at man kan spesialisere produksjonen, finne mer kostnadseffektive eller utslippsreduserende løsninger.
'Learning-by-using'	Forkortes LBU. Forbedring ut ifra tilbakemelding fra produsenter og brukere av teknologien.
'Learning-by-interacting'	Forkortes LBI. Læringseffekten som skjer når aktører deler kunnskap og erfaringer for å sammen kunne presse kostnadene ned, direkte eller indirekte. Også kalt 'spillover'-effekten.

1.4. Avgrensninger for oppgaven

I datasettet i vedlegg 1 legges det fram data fra flere kilder som til sammen utgjør grunnlaget for datapunktene brukt i modellering og analysen av læringskurvene. I litteraturen blir LCOE oftest oppgitt i globale verdier, så oppgaven vil bruke en global avgrensning for læringskurvene. Lokale og regionale forskjeller for LCOE, og deres effekt på læringskurver, vil gjennomgås i kapittel 3.2.2.. LCOE blir oppgitt i amerikanske dollar (\$) inflasjonsjustert for 2021 i kildematerialet, så datasettene for denne analysen bruker denne enheten. Begrunnelsen for at 2021 \$ er den mest brukte valutaen i det aktuelle kildematerialet er at i oppstarten av masterarbeidet så var det 2022-rapporter og tilhørende data som var det mest oppdaterte publiserte materialet, og de retter seg etter det foregående året, 2021, og dets kostnader. Etter oppgavens oppstart og underveis i arbeidet har det blitt publisert noen oppdaterte 2023-rapporter, men avgrensningen for datainnhenting har dermed blitt satt på 2021.

Analysen baseres på et lite utvalg teknologier som grunnlag for å forutsi fremtidig læringskurve for flytende havvind. De utvalgte teknologiene er solkraft (solmoduler), landvind, og bunnfast havvind. En mer omfattende gjennomgang av valg av teknologier og refleksjoner av overføringsverdien av deres historiske utvikling over på flytende havvind blir gjennomgått i diskusjonsdelen. En læringskurve vil påvirkes i stor grad av hvor i utviklingsstadiet teknologien er, og avgrensningen for tidsrammen for datasettet har blitt satt deretter for å best kunne reflektere mulig utvikling for flytende havvind. Det betyr at læringskurven for solmoduler baseres på data mellom 1986 og 2010, læringskurven for landvind 1983-2003, og læringskurven for bunnfast havvind 2010-2021.

2. Kunnskapsgrunnlag

I dette kapitlet vil oppgaven ta for seg relevant kunnskap og teori i form av en litteraturstudie. Litteraturstudiet legger grunnlaget for videre diskusjon av problemstillingen senere i oppgaven. Kapitlet inneholder en oppsummert status på marked, teknologisk utvikling og relevant forskning for flytende og bunnfast havvind, samt en gjennomgang av kostnadskomponentene. Målet med kunnskapsgrunnlaget er å danne et bilde av hva man vet om de aktuelle temaene, og å vise hvordan det underbygger problemstillingen oppgaven prøver å svare på.

2.1. Havvind

Kapitlet som følger tar for seg havvind som teknologi, gjennom studier og litteratur som undersøker havvind generelt, og bunnfast og flytende havvind spesifikt. Litteraturen inkluderer rapporter med ferske tall, og studier med relevans til forskningsspørsmålet. Målet med gjennomgangen er å gi bakgrunnskunnskap som er nødvendig for å forstå resultat og diskusjon senere i oppgaven, og for å gi kontekst til hvor oppgavens forskningsspørsmål fyller ut et kunnskapshull.

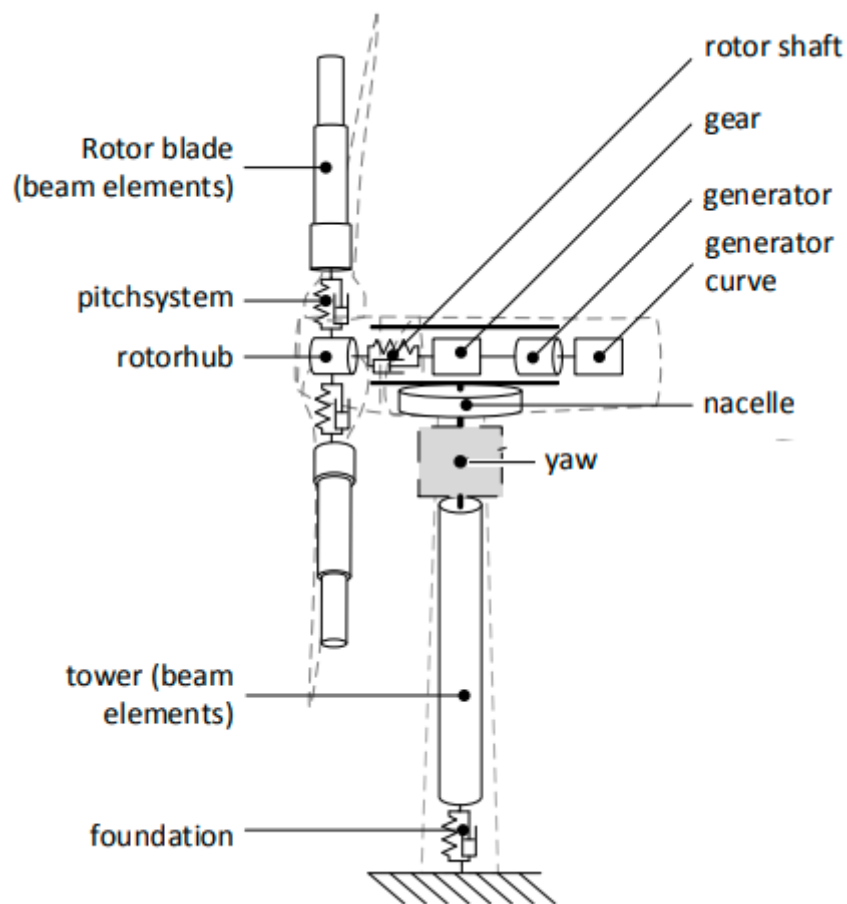
2.1.1. Vindkraft

Vindkraftteknologi er en form for fornybar energi-teknologi som bruker kinetisk energi fra vind til å generere kraft, der en standard vindturbin omformer den kinetiske energien til rotasjonsenergi som mates inn i generatoren. Mengden kraft som kan utnyttes fra vinden avhenger blant annet av lufttettheten, vindfarten, og vindretningen, og kapasiteten til turbinen. Det legges mye arbeid i å danne ressursgrunnlag for aktuelle områder for å kartlegge hvor man kan planlegge bygging av en vindpark for å optimalisere både økonomisk og samfunnsøkonomisk gevinst (J.F. Manwell, 2009). Modellering av vindparker blir også viktigere for å optimalisere vindpark-designet i et bestemt planområde med gode vindressurser. Konstanze Kölle og kollegaer på Sintef Energi sitter med modellering av vindparkoptimering med spesielt hensyn på databruk som et verktøy for minimering av wakeeffekter (Kölle, 2023) (Floarian Stadtman, 2023).

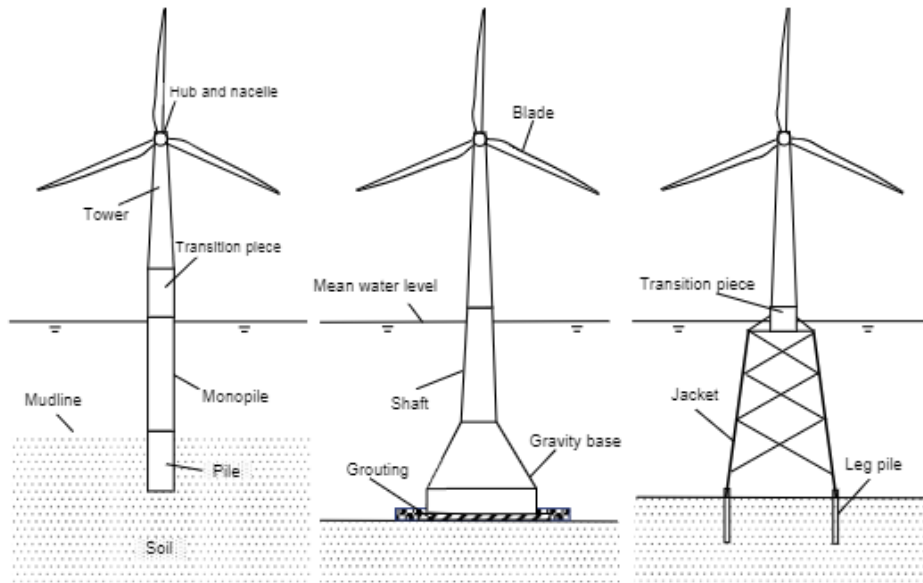
Flytende havvind er en form for kraftproduksjon som henter energi fra vinden ute på havet, der vindturbinene er festet til flytestrukturer (floating structures) i stedet for å være festet til bakken med fikserte strukturer (fixed structures). Ute på havet er vindhastigheten jevnt over er høyere og mer stabil, som gir en sikrere kraftproduksjon (GWEC, 2022). Ciceros nasjonale klimaundersøkelse viser også at folk er mer positivt innstilt til vindturbiner på havet enn på land, i tillegg er det mindre interessekonflikter med blant annet naturmangfold, friluftsliv og reindrift, som gir en økt samfunnsøkonomisk gevinst (Marianne Aasen, 2022). En flytende vindturbin har også den fordelen at den kan monteres på land, før den fraktes ut ved tauing til vindparkområdet. Dette åpner opp områder med gode vindressurser, som tidligere har vært utilgjengelig på grunn av utfordringer ved installasjon på for store havdyp (GWEC, 2022).

2.1.2. Teknisk

Bunnfaste havvindturbiner er vindturbiner som forankres til havbunnen på fundament av stål eller betong. Fundamentet drives ned i bunnen ved drilling eller ved bruk av verktøy som bruker hydraulisk eller pneumatisk trykk, og er designet for å tåle utfordrende, marine forhold. Selve vindturbinen er veldig lik for landvind og havvind. Turbinen er vist i figur 1, og består av rotor: hub og rotorblader som fanger opp vindenergien, en nacelle: som rommer brems, low-speed shaft, som er koblet til girboksen, som i tur overfører rotasjonsenergi over til high-speed shaftet som er koblet til generatoren. Yaw-systemet styrer turbinen i vindretningen. Kraften overføres til land, eller til nærliggende offshore industri, via undersjøiske kabler til en transformator, slik at kraften kan sendes videre til bruker ved en egnet spenning (EERE, U.S. Department of Energy, 2023) (M. G. Kim, 2016).



Figur 1: Turbinkomponenter i en vindturbin. Kilde: (M. G. Kim, 2016), gjengitt med tillatelse etter CC 3.0-lisensregler (<https://creativecommons.org/licenses/by/3.0/>).



Figur 2: Bunnfaste fundament for havvind. Kilde: (Jiang, 2021), gjengitt med tillatelse etter CC BY-lisensregler (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>).

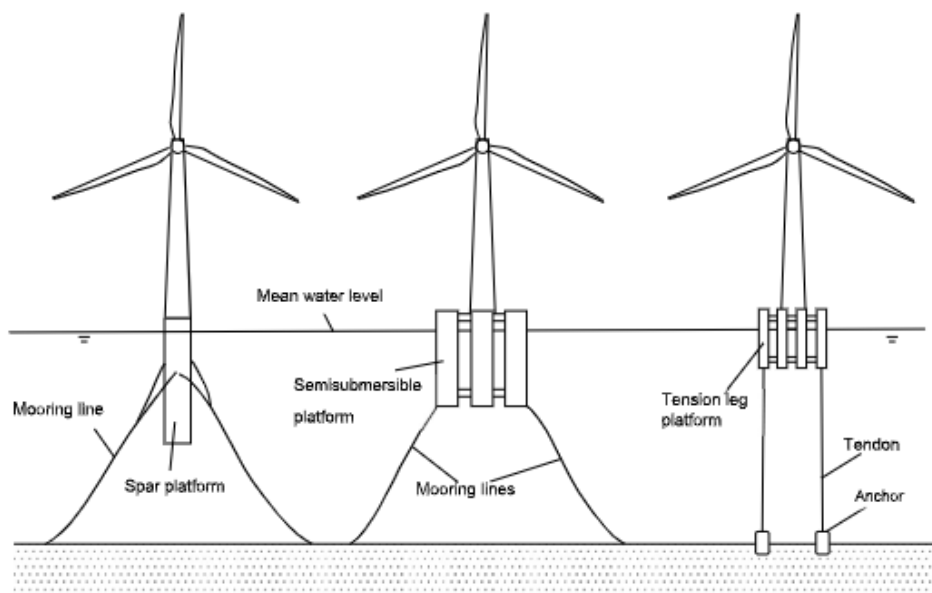
Figur 2 viser de tre mest brukte fundamentene ved installasjon av bunnfast havvind. De tre fundamentene vurderes etter karakteristikker på prosjektområdet, der monopile brukes mest på vanddybde mellom 20-40 meter, Gravity-base-foundations (GBFs) på vanddybde under 10 meter der havbunnen består av sand og leire, mens Jacket foundations fungerer best for vanddybder mellom 50-70 meter. Alle fundamentene er i stadig utvikling for å løse utfordringer knyttet til materialbruk, logistikk, og oppskalering av turbiner (Jiang, 2021).

Turbinene har økt i størrelse etter hvert som teknologien har utviklet seg, og vindturbinene er høyere, bladene lengre, og kapasiteten høyere i dag enn turbinene på land, og i de tidligste havvindprosjektene. Det forventes at turbiner med kapasitet på 15 MW er på vei til å bli kommersielt tilgjengelig og tatt i bruk i industriskala vindparker i nær fremtid (U.S. Department of Energy, 2022). Gjennomsnittlig høyde og rotordiameter for en havvind vindturbin har økt fra henholdsvis 90 meter og 50-60 meter i diameter, til 120-150 meter og 100 meter i diameter i de nyeste, planlagte prosjektene. GE Renewable Energy eier og drifter verdens største vindturbin som foreløpig er i drift, Haliade-X, med 14 MW kapasitet, en høyde på 260 meter og rotordiameter på 220 meter (GE Renewable Energy, u.d.). Det skjer også en endring i turbindesignet generelt, der målet er å maksimere ytelse og minimere kostnader. Dette inkluderer optimering av turbinbladdesign, og design for direct-drive generator, som eliminerer behovet for en girboks. Lettere og mer kompakt design fører til lavere kostnader ved å redusere nacelle-masse, og dermed turbintyngde og fundamentmasse (Amir R. Nejad, 2021).

Flytende og bunnfaste vindturbiner vil være tilnærmet likt utformet og bestå av de samme komponentene, som vist i figur 1. Vindturbiner på flytende fundament vil ofte være større, i form av høyere tårn og lengre rotorblad for å kunne fange opp mer vindenergi ved de høye vindhastighetene ute på havet. Den største forskjellen mellom bunnfast og flytende havvind

er fundamentet turbinen er festet på. Der bunnfast havvind fester turbinen fast i havbunnen ved hjelp av ulike fundamentkonstruksjoner, og har en begrensning på installasjon på 60 meters dybde eller mindre, festes flytende vindturbiner på flytende fundament på større havdybder (GWEC, 2022). Det finnes flere typer flytende fundament for havvind, som klassifiseres som ballast-, bøye- eller fortøyningsstabilisert, men de fleste bruker en kombinasjon av alle tre. Under listes tre kommersielle flytende fundament-typer, som også er vist i figur 3:

1. Spar buoy/platform. Bestående av en vertikal sylinder som går dypt ned i vannet, og er festet til en bøye på toppen der turbinen står. Først testet ved Hywind Demo, og videre brukt i Hywind Scotland.
2. Tension leg platform. Festeliner til havbunnen holder den flytende plattformen stabil under under overflaten, som gir rom for vertikal bevegelse som respons til bølger. Utbredt i olje- og gassindustrien, og senere overført til flytende havvind.
3. Semi-submersible platform. To eller flere pontoon-søyler er sammenføyd for å holde turbinen stabil. Brukt i WindFloat-prosjektet utenfor Portugal (Jiang, 2021) (Rahul Chitteth Ramachandran, 2021).



Figur 3: Flytende fundament for havvind. Kilde: (Jiang, 2021), gjengitt med tillatelse etter CC BY-lisensregler (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>).

En av de største utfordringene med flytende havvind er å navigere bevegelse fra flere elementer i og rundt vindturbinen for å beregne strømningsfelt, men også sjekke gjennomførbarhet og velge riktig alternative fundamentløsninger. Beregninger for vindturbiner på land må allerede hensynta vindskjær, turbulens, og yaw-systemets

bevegelse. For vindturbiner på flytende fundament kommer i tillegg vertikal bevegelse opp og ned, svaing horisontalt og dønningsfrekvens fra bølgene, som det flytende fundamentet følger til en viss grad, med et bevegelsesområde på 6 grader (Thanh-Toan Tran, 2015).

2.1.3. Kostnadsfordeling

En kostnadsfordeling av LCOE for en teknologi gir et innblikk i hvor potensialet for kostnadsreduksjon er størst, eller hvor de største forskjellene i lignende teknologier ligger, som bunnfast og flytende havvind. I tabell 1 legges det fram kostnadsfordeling for LCOE per 2021, for bunnfast og flytende havvind. Verdiene er hentet fra to grafiske fremstillinger av kostnadskomponenter i NREL-rapporten «2021 Cost of Wind Energy Review». Prosentandel av LCOE utregnes ved å dele kostnaden for hver enkel komponent på total LCOE for den aktuelle teknologien. Total LCOE er satt til 78 \$/MWh for bunnfast havvind, og 133 \$/MWh for flytende havvind (NREL, 2022).

Tabell 2: Kostnadskomponenter av LCOE for bunnfast og flytende havvind, basert på NRELS "Cost of Wind Energy Review".

Cost component	Fixed-Bottom Offshore Wind Plant		Floating Offshore Wind Plant	
	2021\$/MWh	%	2021\$/MWh	%
Turbine	17,6	22,5	22,7	17,06
Development	1,2	1,5	1,5	1,1
Engineering Management	0	0	0	0
Substructure and Foundation	6,7	8,6	36,5	27,4
Electrical Infrastructure	9,4	12,05	13	9,8
Assembly and Installation	5,5	7,05	5,5	4,1
Lease Price	0,5	0,64	3,1	2,3
Insurance During Construction	0,5	0,64	0,9	0,68
Decommissioning Bond	1,6	2,05	1,8	1,35
Construction Financing	2,1	2,7	3,9	2,93
Contingency	5,0	6,4	7,5	5,6
Plant Commissioning	2,4	3,07	0,9	0,68
Operation	7,1	9,1	9,1	6,8
Maintenance	18,8	24,1	26,3	19,8

Faktisk kostnad og prosentvis andel av kostnad vil gi to ulike perspektiv ved sammenligning av bunnfast og flytende havvind. Den største andelen av total kostnad ligger under Maintenance (Vedlikehold) for bunnfast havvind og Substructure and Foundation (Substruktur og fundament) for flytende havvind. Flytende havvind har generelt høyere kostnader på alle komponentpostene, men har lavere prosentvis andel av total LCOE på for eksempel turbin, elektrisk infrastruktur, og vedlikehold. Andeler og totalkostnader vil variere

fra park til park, og kostnadene per turbin vil avhenge av faktorer som parkstørrelse og geografisk plassering.

I 2021 la Sintef ut en liste over faktorer som påvirker kostnaden av flytende vindkraft, og som bør være fokusområder i kostnadsutviklingen fremover. De viser til at flytende havvind fortsatt er mer kostbart enn bunnfast havvind siden teknologien er i en tidligere utviklingsfase, men at ekspertene er positive til at flytende havvind vil være konkurransedyktig i fremtiden ved hjelp av fem nøkkelverktøy: digitale løsninger og modeller, robuste strukturer, utvikling av maritime operasjoner, utvikling av kraftoverføring under overflaten, og bærekraftig utvikling. FME Northwind, ledet av SINTEF, er et forskningssenter for flytende havvind som jobber for å oppnå mer og bedre kunnskap på disse fem områdene fordi de mener at dette er nøkkelen for å senke prisen for flytende vindkraftproduksjon (Tønseth, 2021).

Sensitivitetsanalyse av LCOE forteller oss hvilke deler av kostnadsfordelingen som påvirker LCOE mest. Lerch, de Prada Gil, Borrell & Benveniste har studert effekten av ulike parametere på LCOE gjennom analyse av flere turbinkonsepter på tre flytende vindparker. En slik studie er relevant for å bedre kunne implementere kostnadseffektiviseringstiltak. Lerch et al fant at de mest sensitive parameterne var knyttet til investeringskostnad (capital cost), som for eksempel produksjonskostnad av turbin, substruktur og forankringssystem. Studiet bekreftet også at diskonteringsrente og energitap (total energiproduksjon) var sensitive parametere i dette casestudiet, som er i tråd med definisjonen på LCOE der en økt diskonteringsrente og et lavt energitap vil gi en lavere LCOE (Markus Lerch, 2018).

Ioannou, Angus & Brennan har studert LCOE, CapEx og OpEx (investerings- og operasjonskostnader) som en funksjon av turbinkapasitet, vanddybde, distanse fra land (port) og vindparkkapasitet. En slik sammenheng forteller oss hvilke parametere som er avgjørende for å bestemme kostnadsuttrykkene, og vil fungere som et verktøy for å vurdere tilgjengelige vindparkområder tidlig i utviklingsprosessen. De valgte parameterne er relevante på grunn av deres innvirkning på kostnadseffektiviteten til investeringen. En økning i vanddybde gir en tilnærmet lineær økning i CapEx og LCOE, men ikke OpEx, som tilsier at det er installasjonskostnaden og strukturkostnaden som øker ved installasjon på større havdyp, ikke operasjonelle og vedlikeholdskostnader. OpEx og CapEx øker proporsjonalt med total vindparkkapasitet, men viser en invers proporsjonal sammenheng med LCOE, som reduseres ved økt vindparkkapasitet (Anastasia Ioannou, 2018).

2.1.4. Det globale markedet

Bunnfaste havvindturbiner er den mest modne og utbredte formen for havvind. Globalt regner man med at havvind generelt har en kumulativ kapasitet på 48 GW, der bunnfast havvind står for 47,9 GW av det tallet. Bare i 2021 ble det bygd ca. 20 GW, og trenden viser at akkumulert installert kapasitet kommer til å akselerere videre fremover. De største fordelene med bunnfast havvind er potensiale for å utnytte høyere vindhastigheter enn på land, og

samtidig oppleve mindre motstand på grunn av en minimal visuell og støymessig påvirkning, men også mindre interessekonflikter over arealer som landvind vindkraft opplever med avsatte friluftsområder, reindrift, diverse miljøhensyn, osv. Det er mange ting som tilsier at den positive utviklingen av bunnfast havvind vil fortsette (GWEC, 2022) (Marianne Aasen, 2022).

Det siste tiåret har bunnfast havvind gått fra å være en ny og småskala teknologi, til å ha en prosjekt-pipeline i jevn og rask vekst. Ved industrialisering av design, komponenter og prosesser har bunnfast havvind blitt en kommersiell konkurransedyktig teknologi på kraftmarkedet. Nå står flytende havvind på mange måter på samme punkt som bunnfast gjorde i tidlig fase for ti år siden. Det eksisterer rundt 50 flytende havvindturbiner globalt per oktober 2022 (Ørsted, 2022). Foruten testanlegg og pilotprosjekt, regner man med at det er tre flytende vindparker per 2022: Første var Hywind Scotland, med 30 MW fordelt på fem turbiner, den andre er WindFloat Atlantic, en 25 MW flytende vindpark utenfor Viana do Castelo i Portugal, og den tredje og største er Kincardine Havvind Windfarm i Aberdeen Skottland, på 50 MW (UNRIC, 2022).

Med disse tre parkene har startskuddet for storskala flytende vind gått. En rapport fra Renewable UK fra oktober 2022 viser til at det har skjedd en dobling av total pipeline-prosjekter for flytende havvind det siste året – fra 91 GW til 185 GW. Et pipeline-prosjekt er samtlige prosjekter som er på et hvilket som helst planleggingssteg på pipelinen, fra tidlig utviklingsfase til operasjonelle prosjekter. Tallene for kapasitet og antall prosjekt i pipeline sier mer om hvor en teknologi er på vei hen enn kun installert kapasitet, da de kan gi en indikator på hvor, når og hvor stort en vindpark skal bygges. Det gir forutsigbarhet for de som skal ta investeringsbeslutninger og for kraftsystemet generelt. Av de 185 GW er hele 153 GW i tidlig utviklingsfase, og 31 GW i videre planlegging med konkrete avtaler. Nesten 60% av pipelinen blir utviklet i Europa, der mesteparten hører til Skottland og Storbritannia. Utenfor Europa er det USA, Australia og Sør-Korea som står for størsteparten av pipelinen med ca. 37 GW til sammen (Norris, 2022).

Som første havvindaktør med flytende vindpark i drift, har Equinor posisjonert seg bra for fremtidig læring og teknologisk utvikling. De mener at det er realistisk at flytende havvind vil nå lønnsomhet innen 2030, og at Norge og Equinor står i en særstilling med flere tiårs havvind erfaring gjennom olje- og gassindustrien. Fra pilotprosjektet Hywind Demo til Hywind Scotland erfarte Equinor en reduksjon på 70% CapEx/MW (Equinor, u.d.). Både Equinor, og Ørsted, eier av verdens største bunnfaste havvindpark, viser til at 80% av havvind vindenergipotensialet finnes på havdyp større enn 60 meter, og at fokusområdet for havvind vind bør være her. Ørsted påpeker viktigheten av et godt offentlig støttesystem og offentlig-privat samarbeid, rent konkret hvor vesentlig differansekontrakter var for utvikling i bunnfast havvind i Storbritannia de siste ti årene (Ørsted, 2022).

2.1.5. Det norske havvindmarkedet

Den norske regjeringen har gått ut med et ambisjonsnivå for havvind på 30 000 MW utdelt innen 2040. Første runde med utdeling av konsesjon ble lyst ut i 2023, og regjeringen tar sikte på å lyse ut neste runde med områder i 2025. I første høringsnotat utgitt i slutten av 2022 legger regjeringen frem forslag til auksjonsmodell og foreslår prekvalifikasjonsrunder for aktørene som ønsker å konkurrere i auksjonen. Tosidig differansekontrakt blir også forslått som en eventuell støttemodell, der kontrakten vil ha et øvre tak og bli gitt en begrenset tidsperiode. Ambisjonsnivået for havvindkapasitet er omtrent like stort som dagens eksisterende kraftproduksjon i Norge, og vil kreve en gradvis utbygging, en omfattende oppgradering av kraftnettet, og overføring av deler av produksjonen til andre land og industri på havet. I første runde er det bunnfast havvind på Sørilige Nordsjø II og flytende havvind på Utsira Nord som lyses ut (Olje- og energidepartementet, 2022).

Det høye ambisjonsnivået for havvind er i tråd med Energikommisjonens NOU-rapport «Mer av alt – raskere», som kom ut i mars 2023. Mindre klimagassutslipp betyr reform av energimarkedet ved økt elektrifisering og økt kraftbehov, samtidig som kraften i betydelig større grad skal komme fra fornybar produksjon. Energikommisjonens anbefaling er klar: Norge må nytte samtlige av de fornybare kraftproduserende mulighetene vi har, og gjøre investerings- og forvaltningsbeslutningene politisk og økonomisk bærekraftige i form av samarbeid mellom utbygger og myndighet. Helt konkret ønsker Energikommisjonen å sette mål om 40 TWh økt kraftproduksjon, og 20 TWh energieffektivisering innen 2030, og at det bør utarbeides planer for hvordan disse målene skal nås. Det norske markedet står i en særstilling sammenlignet med det europeiske markedet, da Norge bygger det fremtidige, fornybare kraftmarkedet på det eksisterende markedet dominert av regulerbar vannkraft, mens store deler av Europa går inn i en fase der regulerbar kraftproduksjon som kull og kjernekraft skal avvikles og erstattes med tilsvarende store andeler variable fornybare kraftprodusenter i form av sol og vind. Et slikt skifte vil skape utfordringer knyttet til forsyningsikkerhet, og krever en fornyelse av markedsdesign (Energikommisjonen, 2023).

2.1.6. Forskningsområder og lignende studier

I 2016 skrev Johanne Stake, sammen med Statnett, sin masteroppgave om «Implementering av læringskurver som metode for beregning av investeringskostnader for fremtidig produksjon», der oppgaven bruker læringskurver som metode for å forutsi fremtidig kostnadsutvikling for sol- og vindkraft. Stake konkluderte med at læringskurver fungerte bedre som en prediksjonsmodell på kort sikt enn på lang, da sannsynligheten for endringer i faktorer som påvirker installert kapasitet og læringsrate øker med økt tidsavgrensning. Resultatene stemte også godt overens med prediksjoner fra andre studier gjort av blant annet IRENA, men det oppgis ikke hvilken metode de lignende studiene har brukt. Metoden og fremgangsmåten under baseres delvis på Stake sin oppgave, da med overføring av historisk læring fra andre teknologier over på flytende havvind (Stake, 2016).

Andre masteroppgaver jeg har tatt inspirasjon og brukt funn fra er Alexander Wangs «A regulatory and techno-economic analysis of developing an offshore wind farm at Sørilige

Nordsjø II» fra NMBU 2020, og Håkon Bentsen Veholmens «Flytende havvind, hvilke teknologiske utfordringer må løses for å få LCOE ned på et økonomisk bærekraftig nivå?» fra Universitetet i Stavanger (UiS) 2021. Begge forfattere har jeg vært i kontakt med på teamsmøte og på melding, som har vært både informativt og hjelpsomt. Oppgavene tar ikke direkte for seg læringskurver, men analyserer fremtidig utvikling for flytende og bunnfast havvind og konkluderer med flere av de samme faktorene og utfordringene som gjennomgås i denne oppgavens diskusjonskapittel, som economies of scale, standardisering av supply chain og nødvendighet av en tilstrekkelig støttemodell i utbyggingsfasen (Wang, 2020) (Veholmen, 2022).

Læringskurver blir også brukt som metode i forskningsartikler, det er «Capital expenditure and levelized cost of electricity of photovoltaic plants and wind turbines – Development by 2050» av Lucas Sens, Ulf Neuling og Martin Kaltschmitt eksempel på. Artikkelen bruker, i likhet med Stake, læringskurveteori og historiske data for å forutsi fremtidig kostnadsutvikling for sol- og vindkraft. Lucas Sens et al analyserte fremtidig utvikling basert på forhåndsbestemte scenario og sensitivitetsanalyser av LCOE, og sammenlignet prospektene for sol og vind med fossil kraftproduksjon. Resultatet viser en forventet reduksjon på 20% og 35% for LCOE for havvind mellom 2020 og henholdsvis 2030 og 2050. Artikkelen regner også ut forventet LCOE for havvind, og sammenligner resultatene med andre aktørers beregninger. Resultatet fra studiet var at havvind forventes å ha en LCOE på mellom 0,0461 \$/kWh og 0,13 \$/kWh innen 2030, og mellom 0,0355 \$/kWh og 0,071 \$/kWh innen 2050 (alle verdier justert for 2021 \$) (Lucas Sens, 2021). I kapittel 5.1. sammenlignes Lucas et al sine funn med resultatene fra denne oppgaven.

Research gaps

DNV har analysert hvilke forskningshull (research gaps) som bør tettes for å kunne nå de ambisiøse, globale målene. Siden reliable vindmålinger er avgjørende for gode prosjektevalueringer, peker DNV på utviklingen av bedre modeller til å utregne bevegelsesområder med tanke på aerodynamisk og hydrodynamisk strømming, og datastyrt wakemodeller for flytende forhold, som Sintef Energi og Konstanz KÖlle jobber med allerede (Gaetana Anamiati, 2022) (Kölle, 2023).

3. Metode

Metodekapittelet tar for seg metodikken valgt for å svare på oppgavens problemstilling. Læringskurver er en utbredt metode for å forklare historisk kostnadsutvikling, men brukes også som et prediksjonsverktøy for å gi estimat på fremtidig kostnadsutvikling for en teknologi. Kapittelet går gjennom relevant teori, historiske læringskurver for de utvalgte fornybare teknologiene, og forklarer hvordan denne teorien og kunnskapen kan brukes til å estimere læringskurver for flytende havvind. Metodens styrker og svakheter blir oppsummert til slutt.

3.1. Læringskurveteori

Læringskurver beskriver teknologisk fremgang ved en funksjon for enhetskostnad og kumulativ erfaring, og er et nyttig verktøy for å få oversikt over kostnadsutviklingen for en gitt teknologi (Alan McDonald, 2003). Konseptet er først introdusert av T. P. Wright, og ble kjent som Wrights læringskurvemodell. Nå finnes også flere andre læringskurvemodeller, og de blir brukt i dag avhengig av hvilken modell som passer de gjeldende dataene best. Dette underkapittelet vil ta for seg Wrights læringskurvemodell og modellens komponenter, for videre bruk i oppgavens metode (Béla Nagy, 2013).

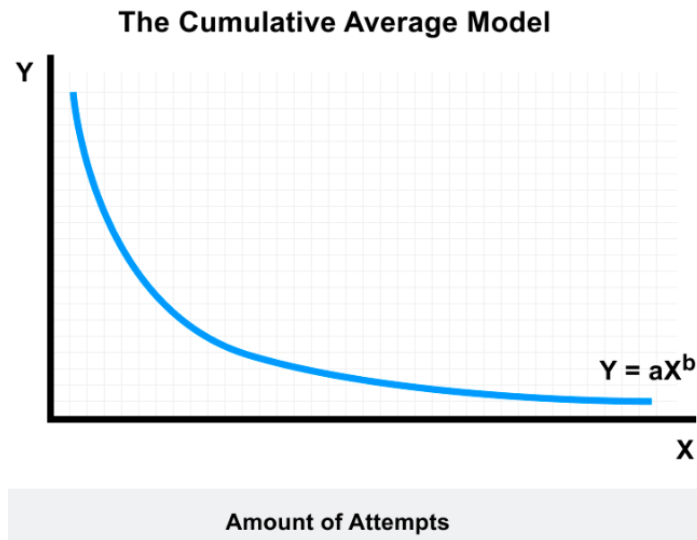
Wright's lov dikterer at kostnadsreduksjonsutviklingen er gitt som en funksjon av kumulativ produksjon:

$$Y_t = aX_t^{-E}$$

Y = enhetskostnad
 t = tidsperiode
 a = kostnad for første enhet
 X = kumulativ produksjon
 E = læringsparameter $\log(LR) / \log(2)$

Formel 1: Wrights lov, kostnad som en funksjon av kumulativ produksjon.

Formelen viser til konseptet nevnt i forrige avsnitt om at når det bygges og produseres mer, så læres det mer, og kunnskapen fører til kostnadsreduksjon (Béla Nagy, 2013). Det logaritmiske uttrykket for E viser til at kostnadsreduksjonen skjer ved en konstant rate for hver dobling av kumulativ produksjon (Alan McDonald, 2003). En generell læringskurve basert på formelen kan uttrykkes slik som i figur 4. For fornybare energiteknologier vil x-aksen ofte representere kumulativ installert kapasitet, uttrykt i GW, og y-aksen vil representere LCOE for den gitte teknologien, gitt ved \$/kWh eller øre/kWh. En annen vanlig måleenhet for y-aksen er investeringskostnad, uttrykt i \$ eller annen valgt valuta. Selv om LCOE og investeringskostnad uttrykkes i forskjellig enhet vil kurvens stigningstall og læringsparameteren være tilnærmet lik, fordi forholdene mellom aksene er tilnærmet lik.



Figur 4: Henter fra Valamis.com (Valamis, 2022)

Læringsparameteren E bestemmes som en funksjon av LR, learning rate eller læringsrate, vist i formel 2. Læringsrate viser til prosentmessig reduksjon av enhetskostnad ved dobling av kumulativ produksjon. Progressrate (PR) i formel 2 forklarer progresjonen i enhetskostnad ved en dobling av kumulativ produksjon. En reduksjon av enhetskostnader på 10% vil tilsvare en PR på 0,9, da enhetskostnaden er 90% av kostnaden ved initial produksjon i tidsperiode $t=1$. Definisjonen på progressrate og læringsrate kan skrives som:

$$PR = \frac{2X_t^{-E}}{X_t}$$

$$PR = 2^{-E}$$

$$LR = 1 - PR = 1 - 2^{-E}$$

$PR = \text{progressrate}$

$X_t = \text{produksjon ved tidsperiode } t$

$-E = \text{læringsparameter}$

$LR = \text{læringsrate}$

Formel 2: Progressrate og læringsrate

Læringskurve har vært et nyttig verktøy for å forutsi kostnadsreduksjoner over tid for fornybare teknologier, og fornybare teknologier har ofte høye læringsrater på grunn av høy akselerasjon i installert kapasitet, og tiltak som driver kostnadene ned (Alberth, 2007).

3.2. LCOE – Levelized Cost Of Energy

3.2.1. Generelt

Levelized Cost of Electricity (LCOE), eller energikostnad over levetiden på norsk, er en utbredt måleenhet for å sammenligne og vurdere økonomisk konkurransedyktighet mellom kraftproduserende teknologier. Den representerer den gjennomsnittlige kostnaden av kraftproduksjon over kraftprodusentens levetid, gjerne forenklet som $LCOE = \text{totale}$

levetidskostnader/total kraftproduksjon over det kraftproduserende anleggets levetid. LCOE blir ofte uttrykt som \$/MWh globalt, og øre/kWh i Norge. En nyttig funksjon av LCOE er at den kan gi en referanse på hvordan nyere teknologier, ofte fornybar, yter i forhold til konvensjonelle teknologier, som kull og kjernekraft.

For å beregne LCOE for en teknologi, så må en rekke antagelser gjøres basert på tidligere erfaringer, utregninger, og modelleringer:

1. Levetiden til det kraftproduserende anlegget. LCOE-kalkuleringer trenger et antall år anlegget produserer kraft for å kunne beregne total produksjon. For vindturbiner er det forventet levetid mellom 20 og 25 år, og 25 og 30 år, for henholdsvis landvind og havvind.
2. Kapitalkostnader. Eller investeringskostnader som kreves for å bygge anlegget, som materialer og arbeidskraft. Kostnadene spres over levetiden ved bruk av diskonteringsrenten.
3. Driftskostnader. Brenselskostnader, vedlikehold og reparasjoner. For fornybare energikilder er brenselskostnader tilnærmet null. Ofte antas samme driftskostnader for hele levetiden.
4. Kapasitetsfaktor. Forholdstall mellom faktisk produksjon og maksimal teoretisk produksjon. Avgjøres av tilgjengeligheten til brenselet, og effektiviteten av teknologien. For landvind vindkraft vil kapasitetsfaktoren vanligvis være på mellom 20-40%, mens det for havvind er vanlig med en kapasitetsfaktor på noe høyere 35-50%. På grunn av fornybare energikilders variable natur, har de lavere kapasitetsfaktor enn konvensjonelle energikilder.
5. Diskonteringsrente. Brukes for å konvertere en kontantstrøm til nåverdi, dagens priser. Diskonteringsrenta vil variere ut ifra stedsspesifikke variabler, men baseres på forventet avkastning og risiko. For vindkraft er det vanlig at diskonteringsrenta ligger på mellom 7-10%.

Oppsummert blir LCOE definert gjennom formelen:

$$LCOE = \frac{\sum \frac{(I_t + M_t + F)}{(1+r)^t}}{\sum \frac{E_t}{(1+r)^t}}$$

I = investeringskostnad

M = driftskostnad

F = brenselskostnad

E = total kraftproduksjon over levetid

r = diskonteringsrente

t = levetid

Formel 3: Formel for LCOE, Levelized Cost of Energy

Ved bruk av LCOE antas det at alle kostnader er kjent og konstante over levetiden til det kraftproduserende anlegget. LCOE er effektiv i sin forenkling av alternativene, og en nyttig måleenhet for investeringsbeslutninger (NREL, u.d.) (Lucas Sens, 2021).

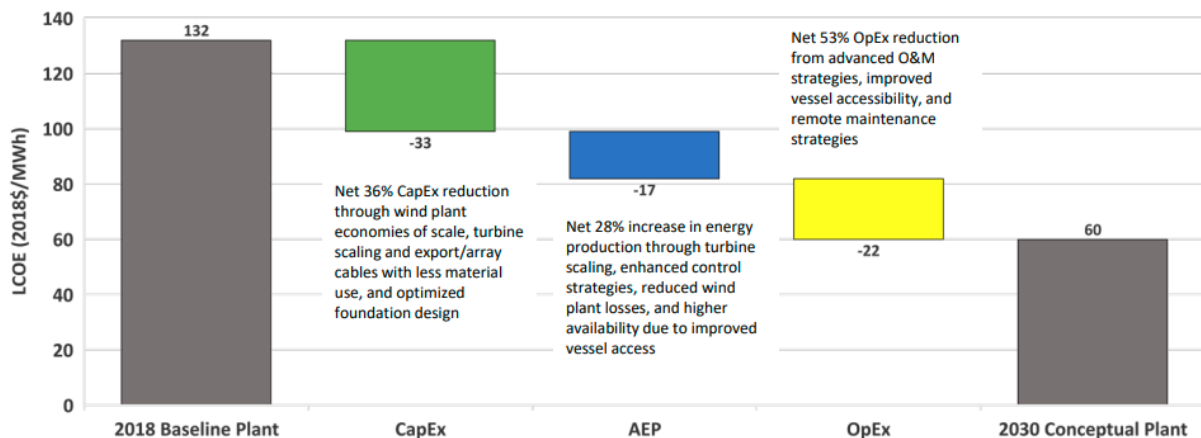
3.2.2. Stedsspesifikk og ikke-stedsspesifikk LCOE

LCOE vil variere fra prosjekt til prosjekt, eller mellom land og regioner. Noen komponenter for LCOE vil være gjeldende for alle prosjekt innenfor en geografisk grense, som Europeiske flytende havvind-prosjekt, men de fleste komponenter vil ha en grad av variasjon ut ifra prosjektenes unike fysiske og økonomiske forhold. Det skilles mellom stedsspesifikk (site-specific) og ikke-stedsspesifikk (non-site specific) data for utregning av LCOE. Global LCOE, som brukes i denne oppgaven, vil være basert på ikke-stedsspesifikke data siden det baseres på gjennomsnittsverdier og fokuserer på kostnadstrender i sammenligning med andre energiteknologier, og tar ikke hensyn til lokale forhold for enkeltvis prosjekter. Både stedsspesifikke og ikke-stedsspesifikke utregninger for LCOE er nyttige i kartleggingen av en teknologi, da de vektlegger ulike deler av beslutningsprosessen (Thierry Badouard, 2020).

I en casestudie av A. Martinez og G. Iglesias kartla de lokale forholdes utslag på LCOE i modellerte flytende havvindparker i Middelhavet. De lokale forholdene inkluderte vanndybde, lengde til land og vindforhold for det gjeldende prosjektområdet. Ved å lage tre scenarioer med ulik variasjon av disse tre forholdene, kunne det utføres en multiparameter-analyse av utslag på LCOE ved manipulering av de 30 parameterne. Resultatet var at elektrisk infrastruktur og installasjonskostnader gav mest utslag ved dypere vann og større lengder fra land. Antall turbiner hadde også mest negativ påvirkning på LCOE på scenarioet lengst fra land, med 17% økning av LCOE ved halvering av turbiner. For alle tre scenarioene var det turbinenes kapasitet som var mest utslagsgivende for LCOE, med 70% økning av LCOE for halvering av kapasitet. Resultatene gir argumenter for at turbiner bør være større og ha høyere kapasitet enn bunnfast havvind og landvind tradisjonelt, og at det er lønnsomt med vindparker langt fra land dersom parkene har en viss størrelse og kostnader for elektrisk infrastruktur reduseres fremover (Abel Martinez, 2021). Argumentene stemmer overens med definisjonen på LCOE gitt i formel 2, der reduksjon av total kostnad eller økning i total produksjon, vil bidra til reduser LCOE.

3.2.3. Komponentfordelt LCOE og kostnadsreduksjonspotensiale

Tabell 2 i kapittel 2 viser hvor store andeler de ulike kostnadskomponentene utgjør av LCOE. I samme rapport tallene er hentet fra legger NREL også frem en grafisk fremstilling av potensiell kostnadsreduksjon basert på CapEx, OpEx og gjennomsnittlig energiproduksjon (AEP) som tre deler av LCOE (NREL, 2022). Denne modellen er vist i figur 5:



Figur 5: Modellert kostnadsreduksjon mellom 2018 og 2030 for kraft fra flytende havvind (NREL, 2022). Gjengitt i tråd med regler om bruk av offentlige kilder.

Figur 5 er i tråd med funnene fra Lerch et al sin sensitivitetsstudie av LCOE. Studiet konkluderte med at CapEx var den parameteren LCOE var mest sensitiv for, og NREL bekrefter her en høy positiv korrelasjon mellom CapEx og LCOE da 36% CapEx reduksjon tilsvarer 25% reduksjon av LCOE (-33 2018 \$/MWh). En økning av gjennomsnittlig energiproduksjon på 28% vil gi LCOE en reduksjon på 12,8%, mens en halvering av OpEx-kostnader kun tilsvarer 16,7% reduksjon av LCOE. Alle tre faktorene og deres kostnadsutvikling er nødvendige for å oppnå kostnadsmålene for LCOE i 2030 og fremover. NREL beskriver ikke hva som skal til for å nå disse kvantitative målene, men gir utviklere og investorer noe å strekke seg etter. Figur 5 gir også grunnlag for å kort diskutere komponentfordelt kostnadsutvikling i denne oppgaven, men mest av alt legge opp til videre studier og forskning for temaet som er utenfor denne oppgavens grenser (NREL, 2022) (Markus Lerch, 2018).

3.2.4. Valg av avhengig variabel

Læringskurvemodellen bygges som oftest på investeringskostnad (CapEx) som avhengig variabel i form av \$/MW, og ikke LCOE med \$/MWh. Bolinger, Wiser og O'Shaughnessy har belyst temaet i sin artikkel «Levelized cost-based learning analysis of utility-scale wind and solar in the United States», og påpeker at fornybarindustrien i større grad har fokus på å senke LCOE-kostnadene enn enhetskostnader av CapEx. I mange tilfeller vil LCOE i stor grad bli styrt av CapEx per enhet ettersom investeringskostnad utgjør den største kostnadsposten i LCOE. Likevel kan det være hensiktsmessig å analysere OpEx og totalproduksjon, som kan gjøre store utslag på LCOE avhengig av teknologi og kraftproduksjon (Mark Bolinger, 2022).

I tilfellet med bunnfast og flytende havvind, og sammenligningen av dem, vil CapEx kun gi et delvis bilde av fremtidig utvikling, da OpEx utgjør en mye større andel av flytende havvinds totale kostnader, men også potensiale for kostnadsreduksjon. Bolinger, Wiser og O'Shaughnessy understreker at selv om CapEx er normen til læringskurveformål, så skyldes mangelen av læringskurvestudier basert på LCOE utfordringen med å samle gode, historiske data, og ikke at LCOE er en utilstrekkelig variabel å måle etter. De lister noen studier som har utforsket LCOE-baserte læringsrater, og forventer å se mer av det i fremtiden (Mark Bolinger,

2022). Dette dannet grunnlaget for at jeg har valgt LCOE som variabel i min læringskurveanalyse.

3.3. Læringseffekter

Kostnadsutvikling for fornybare teknologier kan forklares gjennom noen læringseffekter som går igjen i litteratur om læring og teknologi. I artikkelen «Impacts of innovation on renewable energy technology cost reductions» vises det til disse læringsfaktorene som parametere i Multi factor learning curve (MFLC):

1. 'Learning-by-doing' (LBD)
2. 'Learning-by-using' (LBU)
3. 'Learning-by-interacting' (LBI)

Samlebegrepet 'Learning by deployment' blir brukt om disse tre læringseffektene, og rommer læringen som skjer etter at teknologien har kommet ut av den initiale utviklingsfasen. Faktoren 'learning by researching' forklarer kostnadsreduksjonen som skjer når det blir investert i forskning for den gitte teknologien (A. Elia, 2020). Disse kategoriene brukes også av Samadi som setter disse i sammenheng med 'economies of scale' som en del av en større analyse av flere læringsfaktorer (Samadi, 2016).

LBD forklarer at man lærer noe om teknologien for hver enhet produsert, gjennom at man kan spesialisere produksjonen, finne mer kostnadseffektive eller utslippsreducerende løsninger, eller gjennom at arbeidere blir mer effektive. På motsatt side har vi brukererfaringen forklart av LBU, som sier at man reduserer kostnader gjennom forbedring ut ifra tilbakemelding fra produsenter og brukere av teknologien. LBI viser til læringseffekten som skjer når aktører deler kunnskap og erfaringer for å sammen kunne presse kostnadene ned. Dette kan være på tvers av samme bransje og teknologi, eller interaksjon mellom ulike industrier som har nytte av samme erfaring. Sistnevnte blir også kalt 'spillover'-effekten, der erfaring fra for eksempel havvind olje og gass kan brukes i utvikling av ny teknologi som flytende havvind, og dermed potensielt senke utviklingskostnadene fordi man kan bygge videre på tidligere arbeid selv i en umoden industri (A. Elia, 2020) (Samadi, 2016).

'Economies of scale' er den økonomiske effekten av å bygge teknologi i større skala. Ved å bygge teknologi med høyere kapasitet vil kostnad per enhet kapasitet gå ned ettersom investeringskostnaden og vedlikeholdskostnader for en større vindturbin vil være tilnærmet lik en mindre vindturbin med lavere kapasitet (Samadi, 2016). Coulomb og Neuhoff fant i sin casestudie at 'economies of scale'-effekten er positiv helt opp til 34 m (Louis Coulomb, 2006). Markedet styrer også læring og LCOE gjennom tilgang på arbeidskraft og ressurser, etterspørsel og regelverk i markedet i et gitt tidspunkt (A. Elia, 2020).

3.4. Historiske læringskurver for solmoduler, landvind og bunnfast havvind

3.2.5. Valg av teknologier

Læringskurver som prediksjonsmetode er en utbredt metode, som nevnt i kapittel 2.1.6. Det vanligste er å bruke historiske data fra samme teknologi som du ønsker å predikere

fremtidige kostnader for, til å lage historisk læringskurve og ut ifra den predikere fremtidig utvikling for samme teknologi. Læringskurver er en nyttig, men tidvis unøyaktig modell, og ved å bruke verdier fra en og samme teknologi eliminerer du noen usikkerheter ved at forholdene stort sett er like for en teknologi innen et visst tidsspenn. Usikkerhetene knyttet til mulige endringer i støtte, politikk, kostnader og lignende, som skjer ved prediksjoner på lang sikt, vil være til stede om man bruker prediksjonsverdier fra samme eller en annen teknologi, men målet er alltid å minimere disse usikkerhetene.

For å forutsi fremtidig utvikling for flytende havvind vil det være lite hensiktsmessig å se på historisk utvikling, da dataene som finnes stort sett er basert på pilot- og demoprojekt, som ikke vi gi et representativt bilde av videre kostnadsutvikling. Det finnes eksempler på at bunnfast havvind sin historiske utvikling blir brukt som utgangspunkt for modellering av estimat av læringskurve for flytende havvind, blant annet NRELs prediksjonsmodell FORCE. Patrick Duffy forklarer at teknologiene er såpass like når det gjelder rammevilkår, miljøhensyn, tekniske komponenter og lignende, at de med relativ høy sikkerhet kan predikere fremtidig utvikling for flytende havvind (Duffy, 2023).

Usikkerheter knyttet til bunnfast havvind vil i stor grad kunne overføres til flytende havvind, og andre usikkerheter for flytende havvind enn de som allerede er kartlagt er like vanskelig å forutsi for flytende havvind som andre teknologier. Tanken bak deres FORCE-modell (mer om den i kapittel 5.4.2.) er at det var et prekært behov for en enkel prediksjonsmodell for flytende havvind, så modellen ble skapt på grunnlag av de beste dataene tilgjengelig, fra bunnfast havvind, og at modellen vil utvikles etter hvert som faktiske data og observasjoner blir kartlagt (Duffy, 2023).

Denne tanken overføres til metoden i denne oppgaven. I tillegg til å se på bunnfast havvind og dets læringsparameter, har jeg valgt å se på solmoduler og landvind, og bruke deres læringsparametere som utgangspunkt for estimat for læringskurver for flytende havvind. Det kan argumenteres for at det kunne vært hensiktsmessig å se på kostnadsutvikling for olje- og gassindustrien, eller andre havindustrier, men ved å se på to fornybare teknologier som var pionerer for fornybare teknologier på land i sin tid, og bunnfast havvind som er en voksende fornybar teknologi på havet, så legger det et solid nok grunnlag for å forutsi kostnadsutvikling for flytende havvind som umoden fornybar teknologi på havet.

3.3.2. Kostnadsutvikling for solmoduler

Kostnadsutvikling

Kostnadsutviklingen for solcellemoduler blir gjerne brukt som en referanse når man diskuterer hvordan kostnadsutviklingen for en kraftproduserende teknologi kan forventes å utvikle seg ifølge teorien for læringskurver. Solcellemoduler har siden kommersiell oppstart opplevd en nedgang i kostnad på over 90%. Det første substansielle droppet i kostnad skjedde når teknologien flyttet seg fra bruk i romfart til bruk på jorden på midten av 70-tallet. Siden solcellemodulene som ble installert ikke lenger skulle brukes i kritiske oppgaver på en romstasjon, så kunne man lette på kravene om kvalitet og reliabilitet. Dermed kunne man i

større grad standardisere og masseprodusere modulene, som i tur senket produksjonskostnadene. Reduserte kostnader og økt kommersialisering gjorde at installert kapasitet økte betraktelig, og prisen på solcellemoduler sank fra \$29,07/W til \$1,08/W mellom 1970 og 2012 (Goksin Kavlak, 2013).

Effekten av redusert solkraftpris var at installert kapasitet globalt økte fra 1,4 GW til 67 GW mellom 2000 og 2011. Etterspørselen etter solceller skapte en råvaremangel for silisium, og flaskehalsen reverserte noe av den negative kostnadsutvikling for solceller. Flaskehalsen tvang også industrien til å investere mer i silisiumutvinning, og til å tenke ut alternative produksjonsmåter. Denne investeringen, sammen med høyere grad av automasjon og overgang til in-line og høy gjennomstrømmingsprosessering, førte til stadig lavere kostnader. Produsenter har i senere tid tatt mer eierskap til hele prosessen som gir potensiale for å senke kostnadene i marginene i både 'up-stream' og 'down-stream' prosesser. De har også dratt nytte av 'economies of scale', der solcellesystemene og solparkene blir større, og enhetskostnaden på installert kapasitet går ned (Chiara Candelise, 2013). Denne effekten ser vi i dag ved å sammenligne større, industristørrelse solparker med solcellemoduler på hustak eller næringsbygg, der bakkemonterte solkraftverk har halvparten så lav LCOE som solkraft på hustak (48,84 øre/kWh mot 101,41 øre/kWh) (NVE, 2021).

De fleste studier gjort på solkraft og læringskurver bygger på førstegenerasjons krystallinsk silisium-solceller (first generation crystalline silicon PV), som blir ansett som den mest konvensjonelle formen for solcelleteknologi. Analysene av læringskurvene som følger, vil dermed baseres på disse, da andre solcelleteknologier kan ha andre læringskurveforløp (Chiara Candelise, 2013).

Markedstrender

Ved slutten av 2021 var det installert over 843 GW solkraft på verdensbasis, der 133 GW var akkumulert kapasitet installert i 2021 alene. På grunn av høyere materialkostnader var 2021 også første gang på et tiår at man så en prisøkning på solcellemoduler. Markedspris for silisium forblir en av hoveddriverne for kostnaden på solcellemoduler, men andre markedsvariasjoner som strømpris og andre materialpriser vil også i stor grad kunne slå ut på kostnadene fra år til år. Effektivisering av modulene blir viktig for videre kostnadsnedgang, og gjennom et skifte fra multikrystalline moduler til monokrystalline moduler så er det observert en effektøkning på ca. 6% de siste 12 årene (IRENA, 2022).

Analyse av kostnadsutviklingen for solkraft

Kavlak Goksin et al skiller mellom 'low-level' mekanismer og 'high-level' mekanismer for å forklare kostnadsutvikling i solkraft. 'Low-level' mekanismer forklarer kostnadsreduksjoner gjennom endrede variabler i kostnadsmodellen, mens 'high-level' mekanismer forklarer kostnadsreduksjoner gjennom prosesser som blant annet forskning og utvikling (R&D), LBD og 'economies of scale'. Kostnadsmodellen er delt i tre produksjonsprosesser: wafer produksjon, celleproduksjon og modulproduksjon. Den totale kostnaden av de tre

prosessene blir lik totalkostnaden for en modul, og inkluderer materialer, strøm, arbeidskraft, vedlikehold og slitasje av utstyr (Goksin Kavlak, 2013).

Resultatet fra studiet var at mellom 1980 og 2001 var effektivisering den viktigste 'low-level' mekanismen for kostnadsreduksjon i solkraft, mens parkstørrelse var den viktigste mekanismen mellom 2001 og 2012, der de stod for 24% og 36% kostnadsreduksjon henholdsvis i de to periodene. Av 'high-level' mekanismene var det statlig og privat forskning og utvikling som var den desidert viktigste driveren for blant annet effektivisering, og i tur kostnadsreduksjon i den tidlige utviklingsfasen mellom 1980 og 2001. Deretter spiller 'economies of scale' en viktigere rolle for kostnadsbildet mellom 2001 og 2012. Totalt konkluderes det at R&D har vært den viktigste pådriveren for kostnadsreduksjon, men vektlegger 'economies of scale' i kostnadsutviklingsprospektene for solkraft (Goksin Kavlak, 2013).

3.3.3. Kostnadsutvikling for landvind

Vind har i tusenvis av år blitt utnyttet til menneskets arbeid, og på slutten av 1800-tallet ble den første kraftgenererende vindturbinen installert. Første vindpark kom først på 1970-tallet, og fra 1980-tallet ble flere og flere vindparker prosjektert i Europa og USA. På denne tiden kunne ikke vindkraft konkurrere med konvensjonelle kraftteknologier når det gjaldt kostnad og pris, men etter hvert når turbinene ble større og mer effektive, og man forbedret turbindesing og produksjonsdesign, ble vindkraft en konkurransedyktig og mer selvsagt del av kraftmiksen (J.F. Manwell, 2009).

Denne utviklingen viser igjen i læringskurven for landvind. Læringseffekter oppstår når teknologien tilegner seg mer erfaring gjennom mer installert kapasitet over tid. Disse læringseffektene, som 'learning-by-doing', viser igjen i optimering og effektivisering iblant annet produksjonsprosess og 'supply chain'. I tillegg kunne flere fornybare teknologier nytte av 'spillover'-effekter fra hverandre i et eller konvensjonelt energimarked, ettersom det har vært stor økning generelt i installert kapasitet fornybare teknologier de siste tiårene (Martinsen, 2010).

De siste 40 årene har enhetskostnad for landvind blitt redusert i stor grad, som konsekvens av både kostnadsreduserende og produksjonsfremmende tiltak. Den akselererende nedgangen stoppet opp tidlig på 2000-tallet, da landvind opplevde noe av det samme som solmoduler når kostnadsutviklingen fikk en økning på grunn av oppskalering av turbinstørrelse og økte turbinpriser. Selv om turbinprisene ikke har kommet ned til de historisk lave verdiene observert mellom 1980 og 2000, har enhetskostnaden likevel gått ned, da produksjonsmengden og kapasitet for turbinene har økt mer og mer. NREL estimerte i 2012 at de neste tiårene ville gi landvind en ytterligere reduksjon på 20-30% (E. Lantz, 2012).

A. Elia et al er noen av dem som har utforsket driverne bak kostnadsreduksjonen for landvind de siste tiårene. Vindutviklingen ble i studiet delt opp etter tidsperiodene 2005-2008 og 2008-2017, for å fange hvilke drivere som var mest avgjørende i de forskjellige periodene. Resultatet var at i første tidsperiode skyldtes kostnadsreduksjonen 43% 'learning-by-doing', 30% fra 'supply chain'-endringer, og 23% fra endring i markedsdynamikk. Andre tidsperiode så en økning fra 43% til 47% av kostnadsreduksjon fra 'learning-by-doing', en nedgang i påvirkning fra 'supply chain'-endringer, og en tredobling fra 4% til 12% påvirkning fra 'learning-by-researching'.

Studiet viser at landvind, som solmoduler, har ulike, dominerende kostnadsdrivere for ulike tidsperioder (A. Elia, 2020). Ved å dele teknologiutvikling inn i faser, kan det med større sikkerhet estimeres hvilke drivere som kan påvirke på kort og lang sikt for blant annet flytende havvind. Ut ifra dette studiet kan det oppsummeres at landvind opplever en litt motsatt driverpåvirkning enn solmoduler, da reduksjon av betydning av 'supply chain' og økning av betydning av forskning viser til at 'high-level' mekanismene kan ha vært mer avgjørende i tidlig fase for vind, enn studiene viser for sol.

3.3.4. Kostnadsutvikling for bunnfast havvind

LCOE for bunnfast havvind har hatt en jevn nedgang de siste årene, grunnet blant annet teknologiutvikling, economies of scale, og økt konkurranse i markedet. En annen viktig faktor har vært supply chain-optimering. Aktører i havvindindustrien har over tid tatt på seg et større spenn av supply chain selv, som åpner opp for større grad av samarbeid på tvers av fagfelt. Investeringer i design-, produksjons- og installasjonsoptimering har også økt når produksjonsvolumet har økt, fordi prosessen har potensiale for å bli mer kostnadseffektiv ved større antall like komponenter. Stiesdal støtter argumentet at endring av supply chain vil være avgjørende for kommersialisering og kostnadsreduksjon av flytende havvind, og videre kommersialisering av bunnfast havvind (Hyl Dahl, 2023).

NREL estimerer at LCOE bunnfast havvind har hatt en reduksjon på 13% mellom 2020 og 2021, som gir en total reduksjon på gjennomsnittlig LCOE-kostnad for bunnfast havvind på 50% siden 2014. Forskerne antar også at LCOE vil synke fra et gjennomsnitt på \$84/MWh til \$60/MWh innen 2030, som tilsvarer en ytterligere reduksjon på 28% (Walter Musial, 2022). Dette støttes av Energiavdelingen på NVE som i sitt faktaark fra 2019 legger frem at det forventes at kostnadene for bunnfast havvind vil fortsette å falle. De understreker at forbedringer i turbindingdesign kan føre til lavere prosjektkostnader fordi det kreves færre turbiner for å produsere samme mengde kraft (Østenby, 2019).

3.4. Læringskurve som metode

Teoridelen i kapittel 2 utdyper mer av teorien for læringskurver. Valget av metode grunnet i at læringskurve er en metode som enkelt fremstiller trender for teknologier, som gjør at det raskt kan fremstilles sammenligningsgrunnlag for tidligere utvikling. Videre er læringskurver en utbredt metode for enkle prediksjonsmodeller for fremtidige verdier av enhetskostnader,

som gir en pekepinn for beslutningstakere i investeringsbeslutninger før man utfører mer omfattende kostnadsanalyser av de valgte teknologiene eller prosjektområdene.

Læringskurve er et produkt av statistisk analyse i form av regresjonsanalyse.

Regresjonsanalyse er et utbredt statistisk verktøy for å måle forhold mellom to eller flere variabler gjennom mønstergjenkjenning i form av en trendlinje, og hvor godt datasettet passer modellen og regresjonslinja i form av t, F eller R^2 . R^2 er et statistisk mål på hvilken andel endring i den avhengige variabelen som skyldes den uavhengige variabelen, der 1 betyr at all endring i den avhengige variabelen skyldes den uavhengige variabelen, mens 0 betyr at den uavhengige variabelen ikke driver noe av endringen. Målet med regresjonsanalyse er å sjekke en eller flere uavhengige variablers effekt på en avhengig variabel. I dette tilfellet sjekker vi kun en uavhengig variabel, som gir oss en one factor learning curve (OFLC) i motsetning til multiple factor learning curve (MFLC) (Samprit Chatterjee, 2006).

3.5. Fremgangsmåte for å modellere læringskurve og beregne læringsrate

1. Samle historisk data for valgt teknologi basert på hvilken ytelse du er interessert i å se på. Her er det samlet data fra ulike kilder for solkraft, vindkraft, bunnfast havvind og flytende havvind, for å finne forhold mellom LCOE og kumulativ installert kapasitet. Plasser data i regneark i tabell med tilsvarende år, LCOE og kapasitet.
2. Standardiser dataene du har samlet, sånn at alle verdier er inflasjonsjustert og justert til samme valuta. Her regnes verdiene om til 2021 \$ og GW.
3. Velg dataområdet og sett inn som punktdiagram.
4. Velg hvilken form læringskurve som fungerer best for din data. Her brukes Wright sin potensmodell. Sett inn regresjonslinje for valgt læringskurvemodell, her i form av en potens trendlinje. Sett inn formel og R^2 . Da vil formelen komme på formen $Y = aX^E$.
5. Ønsker man en log-log-læringskurve, kan det justeres ved å huke av logaritmisk skala under alternativer for aksene.
6. Bruk formel $1-2^{-E}$ for læringsrate, sett inn verdi for læringsparameter E som leses av formelen i grafen. Finn progressrate ved å trekke læringsrate fra 1. Alle svar for læringsrate og progressrate skal være mellom 0 og 1.
7. Når dette er gjort for alle teknologier kan læringskurver og læringsrater brukes som sammenligningsgrunnlag

*Fremgangsmåte basert på forelesning i faget FORNY360, samtale med Thomas Martinsen og masteroppgaven til Johanne Stake (Stake, 2016).

3.6. Gjennomgang av excelfil i vedlegg 1

Vedlegg 1 heter «Læringskurver, vedlegg» og er excelfilen som viser datainnhenting, utregning, og grafisk fremstilling av læringskurvene som presenteres i neste kapittel. I denne excelfilen finner du dataark for Datagrunnlag landvind og havvind, Læringskurve landvind,

Læringskurve bunnfast havvind, Datagrunnlag solmoduler, Læringskurve solmoduler, og estimat på fremtidige Læringskurver for flytende havvind. På toppen av arkene markert datagrunnlag finnes kildehenvisning til datagrunnlaget for de ulike tabellene brukt i regnearket, og ser slik ut:

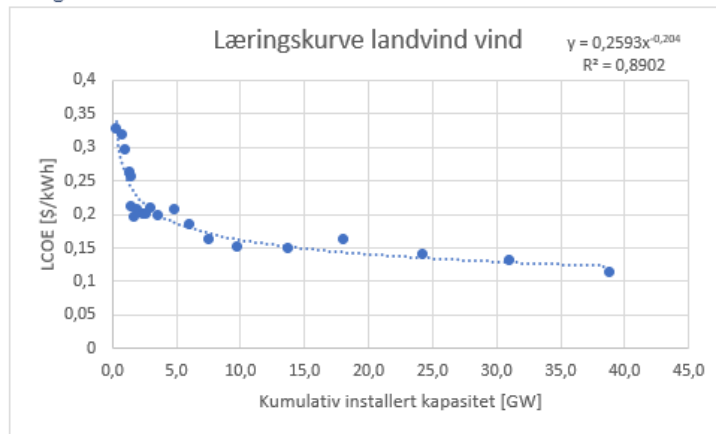
Tabell 1, kilder:

Kilde 1:
Bakgrunn:
Tidsperiode:
Scope:

Kildene er nummerert etter antall kilder brukt i samme regneark. Bakgrunn sier noe om forutsetningene som ligger bak, eller hvordan kilden har presentert dataen, som for eksempel i form av en graf eller tabell, og hvordan den dataen har blitt overført til dette regnearket. Tidsperiode forteller hvilken tidsperiode dataene spenner originalt i kilden, men hele datasettet blir ikke nødvendigvis brukt i modelleringen av læringskurver. Scope viser til utstrekningen av dataens gyldighetsområde, og vil være «Globalt» for alt datagrunnlag for læringskurvene. Denne linjen ble inkludert for å ikke skape unødvendig usikkerhet knyttet til hvilke områder dataene gjelder, da det finnes mange kilder og datasett som kun gjelder Europa, USA eller andre regioner. Kildehenvisningene er også fargekodet slik at det er enkelt å se hvilke data som kommer fra hvilken kilde. Fargekodene brukes ikke når dataene overføres til læringskurvearket. Noen av cellene har formler i seg som er produkt av celler fra fargekodede kilder, men forblir hvite da du kan trykke i cellen for å se hvor verdiene i formelen kommer fra:

Offshore vind kum. kap. [GW]	Offshore wind akk. kap. [GW]	Onshore vind kum. kap. [GW]
0,09	0,05	=+B31-D31

For alle ark med modellering av læringskurver overføres nødvendig data fra datagrunnlaget over på et nytt regneark. Dette markeres og brukes som utgangspunkt når læringskurven produseres gjennom funksjonene Sett inn, og Sett inn punktdiagram. Grafen manipuleres før den kan presenteres som en læringskurve. Endrer tittel, legger til Aksetitler og enheter, forskyver akseverdiene til et mer brukervennlig område om verdiene er veldig høye, og legger til en trendlinje med tilhørende formel sånn at læringskurven ser slik ut:



Figur 4: Historisk læringskurve for landvind 1983-2003.

Ved alle historiske læringskurver er det også lagt til dobbelt-logaritmiske læringskurver under som et tillegg, men de gir oss samme formel og læringsparameter, så jeg har valgt å presentere læringskurvene i oppgaven uten logaritmiske akser for å fremstille grafene enklest mulig for vedkommende som leser eller anvender resultatene i oppgaven. Til høyre for læringskurvene er det lagt ved formler for å regne ut læringsrate, i regnearket etterfulgt av utregning av de aktuelle læringsratene:

Læringsrate	
Læringskurve, formel:	$Y_t = aX_t^{-E}$
Læringsparameter E, formel:	$E = \log(LR)/\log(2)$
Læringsrate, formel:	$LR = 1 - 2^{-E}$

Siste regneark i vedlegget er estimering av fremtidige læringskurver for flytende havvind. Hver læringskurve har tittel med hvilke data estimeringen baseres på, etterfulgt av nødvendige formler og verdier. For å estimere formel og en kurve for fremtidig flytende havvind basert på læringsparameterne til historisk utvikling i andre teknologier, så er startpunktet for grafen dagens (2021) datapunkt for flytende havvind. Kumulativ kapasitet for flytende havvind er regnet ut til 0,105 GW, og et estimat fra DNV blir brukt til LCOE for flytende havvind 2021, 0,25 \$/kWh. For å kunne regne ut fremtidig utvikling så er dette datapunktet startpunktet for alle læringskurvene.

Ved en omformulering av formelen for Y, kan a regnes ut: $a = Y/X^{-E}$. Y og X er startdatapunktet 0,105 GW og 0,25 \$/kWh, og -E vil variere ut ifra hvilken teknologi læringsparameteren skal hentes fra. I de tilfellene læringskurven skal vise en havvindaktørs prediksjoner, så er E ukjent, men a kjent gjennom trendlinjen og formel som fremstilles mellom to eller flere prediksjonsdatapunkter. Verdiene for x, kumulativ kapasitet, har blitt satt til å vise representative og økende verdier mellom startpunkt 0,105 og 200 GW. Tilsvarende Y for de løpende datapunktene blir regnet ut ved formel i cellen som følger formel for Y, vist over. Alle estimat for fremtidig læringskurve for flytende havvind vil beregnes til R^2 lik 1, som betyr at det antas at alle endringer av Y skyldes X.

4. Resultat

I dette kapitlet legges resultatene fra den statistiske estimeringen av læringskurver frem sammen med kommentarer. Kapitlet starter med resultatene oppsummert i tabell 3. Resultatene blir så presentert som utdrag fra excelfilen i form av grafer, med forklaring vedlagt. I tabell 3 vil det også bli fremlagt havvindaktørers prediksjoner for fremtidig havvindutvikling, etterfulgt av enkle læringskurver for utviklingsprediksjonene. Analysen av resultatet følger etter resultatet er presentert. Resultatene bør kun brukes og forstås i sin helhet sammen med analysen. Datagrunnlaget og utregningene finnes i vedlegg 1.

4.1. Oppsummerte resultat

Tabell 1 «Tabelloversikt over modellerte læringskurver for masteroppgaven «Tittel» viser oppsummert funnene av modelleringen av historiske læringskurver for de utvalgte teknologiene, og estimerte fremtidige læringskurver for flytende havvind:

- «Figurnummer» viser til hvilken figur resultatet er hentet fra
- «Graf, tittel» referer til hva figuren viser
- «År» viser til hvilket år de neste kolonnene er gjeldende for, og er det siste året som viser i alle grafene. Ved estimatene for flytende havvind basert på historiske læringsparametere er det ukjent hvilket år den kumulative kapasitet nås, og er derfor utelatt for disse resultatene.
- «LCOE» gir siste LCOE-verdi i grafen, for det gjeldende året og kumulativ kapasitet, gitt i forrige og neste kolonne.
- «Kum. Kap.» viser til kumulativ kapasitet for den gjeldende teknologien i det gjeldende året.
- «LR» står for læringsraten, og viser til læringsraten utregnet for læringskurvene i vedlegg 1.
- «R²» er R-kvadrert, et statistisk verktøy for å måle hvor godt datapunktene passer regresjonslinjen, og viser hvor egnet modellen er for datasettet. R²-verdien er mellom 0 og 1.

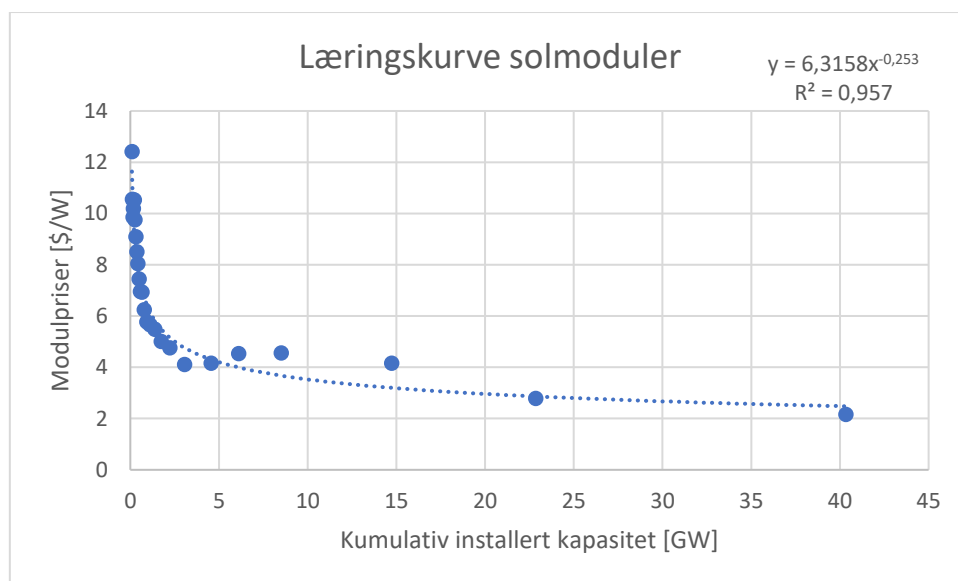
Tabell 3: Tabelloversikt for modellerte historiske og estimerte, fremtidige læringskurver

Figurnummer	Graf, tittel	År	LCOE [\$/kWh]	Kum. Kap. [GW]	LR	R ²
6	Historisk læringskurve for solmoduler	2010	0,226* *[\$/W]	843,09	0,161	0,9457
7	Historisk læringskurve for landvind	2003	0,0331	788,8	0,132	0,8084
8	Historisk læringskurve for bunnfast havvind	2021	0,0752	48,18	0,223	0,914
9	Estimat fremtidig læringskurve, flytende havvind basert på historisk landvind	-	0,054	200	0,132	1

10	Estimat fremtidig læringskurve, flytende havvind basert på historisk bunnfast havvind	-	0,015	200	0,228	1
11	Estimat fremtidig læringskurve, flytende havvind basert på historisk solmodulpriser	-	0,037	200	0,161	1
12	Estimat fremtidig læringskurve, flytende havvind basert på DNVs prediksjoner	2050	0,04	264	0,15	1
13	Estimat fremtidig læringskurve, flytende havvind basert på Bloombergs og NVEs prediksjoner	2035	0,053	25,2	0,17	1
14	Estimat fremtidig læringskurve, flytende havvind basert på GWECs og NVEs prediksjoner	2030	0,08	16,5	0,144	1

4.2. Historiske læringskurver

Dette underkapittelet tar for seg de historiske læringskurvene som ble modellert for solmoduler, landvind og havvind vind i vedlegg 1. Datasettene bak læringskurvene har blitt lagd ved å sette sammen data fra ulike kilder for å skape datapunktene til kurven. Disse teknologiene har blitt valgt på bakgrunn av likhet til flytende havvind som teknologi, eller på grunn av at teknologien er satt som en standard for teknologilæring, i solmodulers tilfelle.

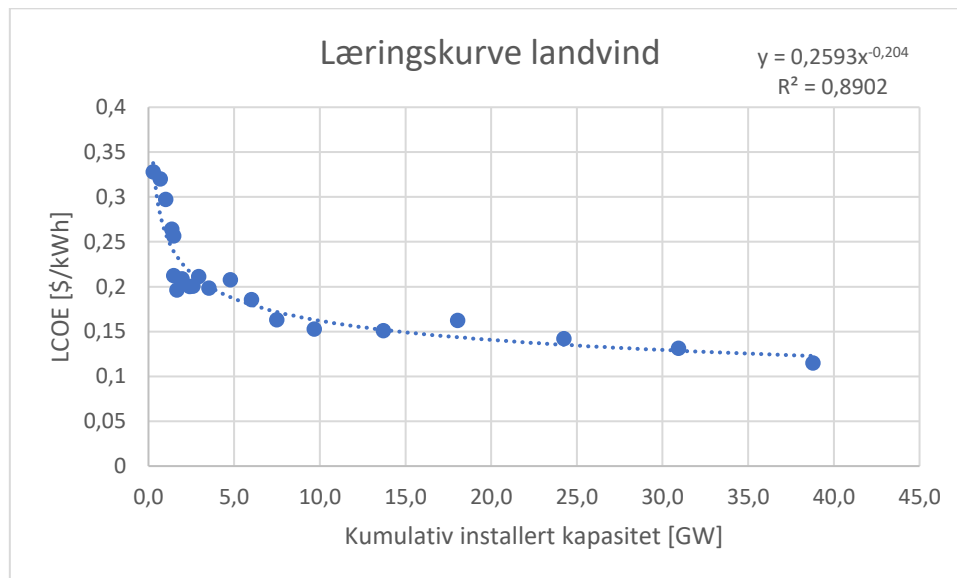


Figur 6: Historisk læringskurve for solmoduler mellom 1983-2010.

Læringskurve for solmodulprisutvikling, basert på verdier hentet fra Our World in Data, som har hentet data fra blant annet studier gjort av Gregory F. Nemet, J. Doyne Farmer og Francois Lafond, og data hentet fra IRENA (Our World in Data, 2023). Basert på global total kumulativ installert kapasitet og global modulpris. Denne historiske læringskurven har ikke LCOE som kostnadsvariabel, men ettersom global modulpris og global LCOE vil følge omtrent samme utviklingsmønster for kostnad, så vil læringsparameteren kunne overføres til estimatet for flytende havvind. Jeg valgte å avgrense datasettet til solmodulpriser mellom

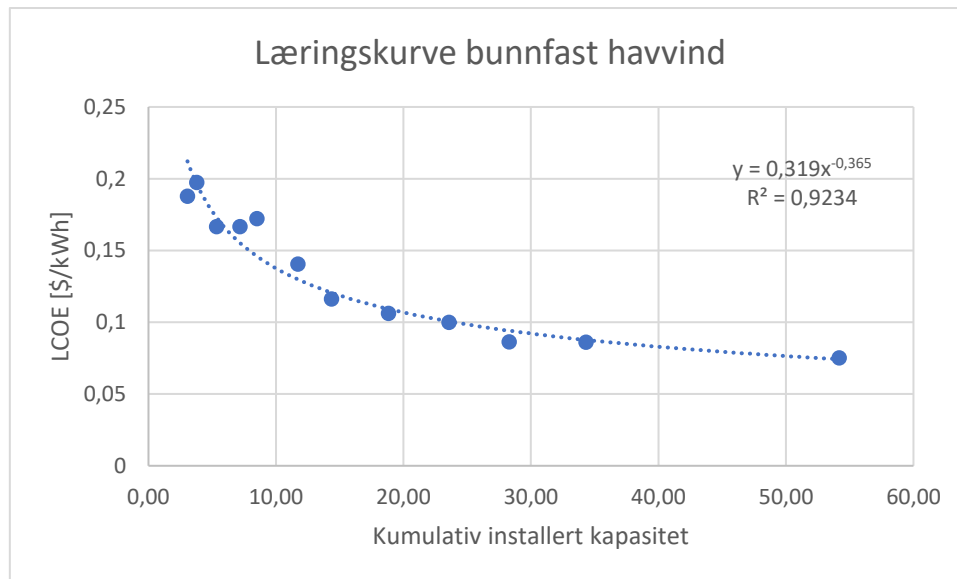
1986 og 2010, for å bedre reflektere kostnadsutviklingen når solmoduler var på et mer lignende utviklingsnivå som flytende havvind er i dag.

Total globalt installert kapasitet solmoduler var i 1987 tilnærmet lik total installert kapasitet flytende havvind i 2021, og brukes derfor som utgangspunkt for flytende havvind sin videre utvikling. Forskjellen som forventes å observeres mellom utviklingen i disse teknologiene vil bli videre gjennomgått i Kapittel 5: Diskusjon.



Figur 7: Historisk læringskurve for landvind 1983-2003.

Læringskurve for landvind vind basert på verdier hentet fra Wind Energy International, og Our World in Data, som har samlet data fra blant annet IRENA. Basert på globalt total kumulativ installert kapasitet og global LCOE. Som for læringskurver til solmoduler, så har avgrensningen til læringskurven for landvind vind blitt satt til årene mellom 1983 og 2003, for å fange opp utviklingen som skjedde når landvind vind var i en lignende utviklingsfase som flytende havvind er i dag (Wind Energy International, 2021) (Our World in Data, 2022).

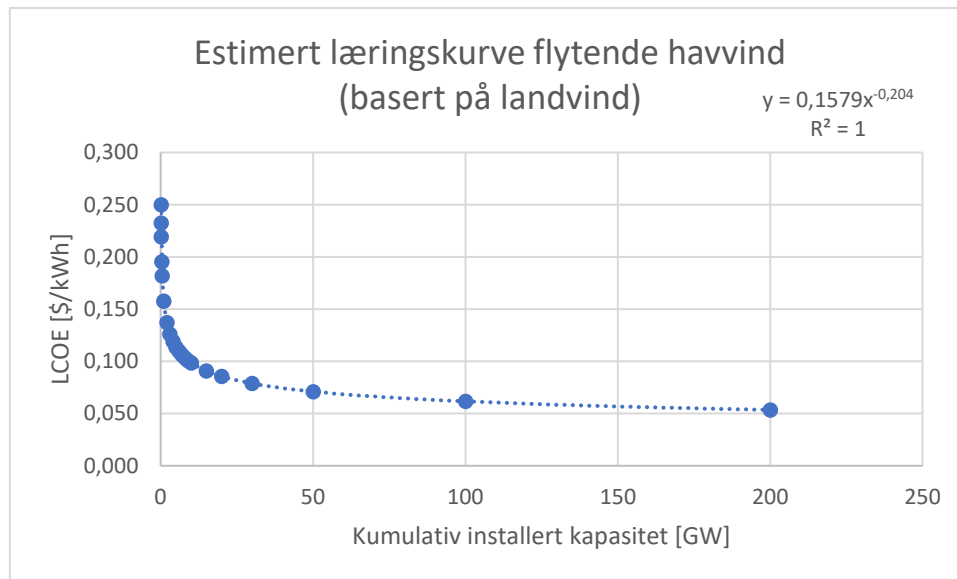


Figur 8: Historisk læringskurve for bunnfast havvind mellom 2010-2021.

Læringskurve for havvind vind basert på verdier hentet fra Statista, GWEC, Unric (United Nations Regional Information Centre) og Our World in Data. Basert på global total kumulativ installert kapasitet og global LCOE. Avgrensingen for datasettet er satt mellom 2010-2021 for å reflektere utviklingsstadiet til flytende havvind (Statista, 2022) (GWEC, 2022) (UNRIC, 2022) (Our World in Data, 2022). Det blir antatt at all data for havvind vind vil være gjeldende som data for kun bunnfast havvind for mesteparten av datagrunnlaget, de siste årene blir installert flytende havvindkapasitet trukket fra total havvind kumulativ kapasitet. Forskjellen i formen på kurve og forskjeller i læring og LCOE for disse historiske læringskurvene vil bli diskutert i Kapittel 5, Diskusjon.

4.3. Estimat på fremtidige læringskurver for flytende havvind

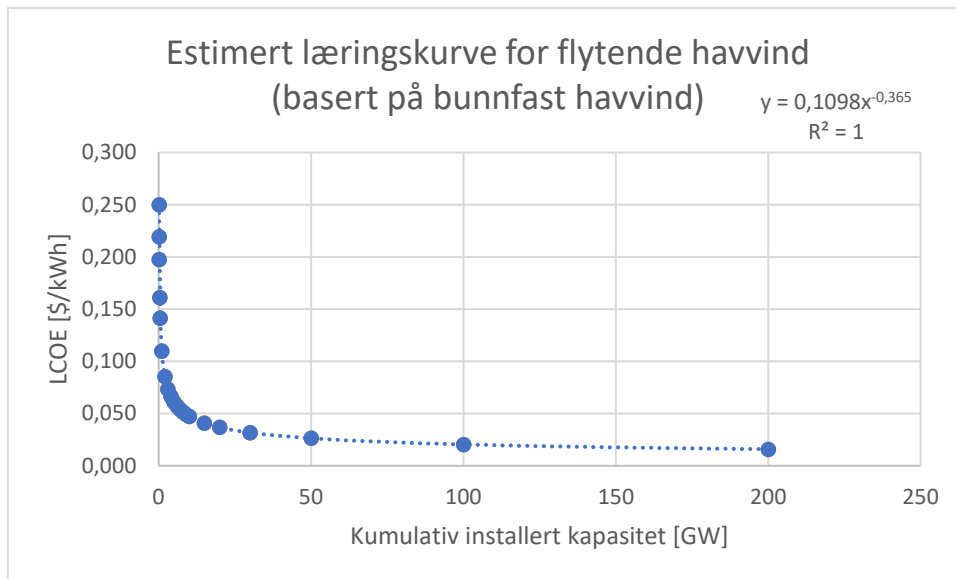
I dette underkapittelet vil jeg presentere alternative, mulige scenarier for læringskurver for flytende havvind. Tre av læringskurvene baseres på læringsparameterne til de historiske læringskurvene presentert over, og tre av læringskurvene baseres på aktuelle havvindaktørers prediksjoner for fremtidig utvikling. Ved å sette historisk læring opp mot bransjens prediksjoner, legges grunnlaget for hvor realistisk havvindaktørens mål er, og i hvilken grad og hvorfor flytende havvind skiller seg ut som teknologi med tanke på forventninger og meninger om teknologien. Kapittel 3 har en mer omfattende gjennomgang av formel og metode, og utregningene finnes i vedlegg 1.



Figur 9: Estimert fremtidig læringskurve basert på historisk læringsparameter for landvind.

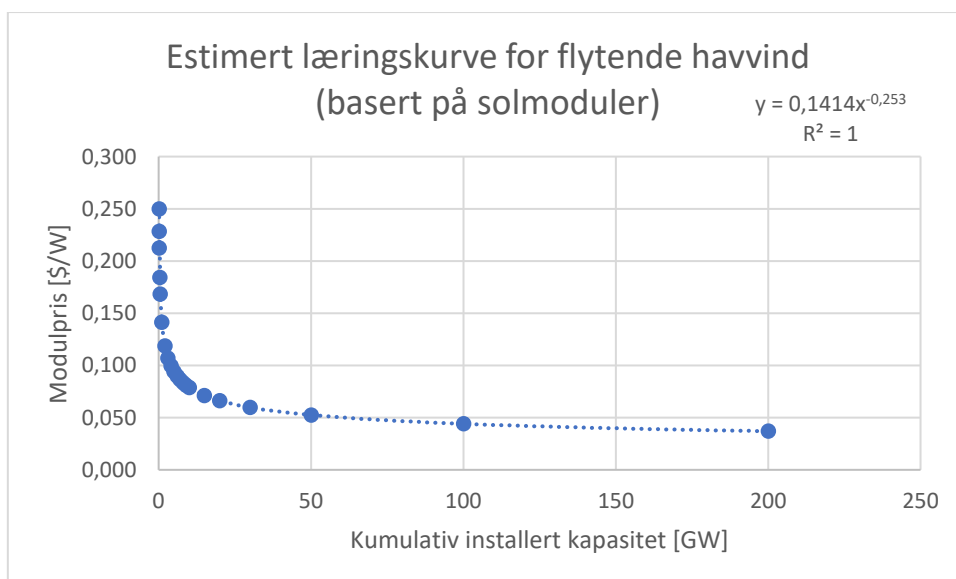
Læringskurven for flytende havvind ble modellert ved å bruke fremgangsmåten gjengitt i kapittel 3. Læringsparameteren E for landvind, som ble funnet ut ifra læringskurven, ble satt inn i formel 1 sammen med de andre kjente variablene. Startpunktet for X_1 og Y_1 er 0,105 GW og 0,25 \$/kWh, og er verdiene som tilsvarer LCOE og kumulativ kapasitet i 2021. Etter dette startpunktet er det ikke et gitt tidsforløp, men installert kumulativ kapasitet som bestemmer forløpet til kurven. Det kan bety at tidsperioden mellom X-verdiene for kumulativ kapasitet er ukjent, og kan variere fra måneder til tiår, alt etter farten på utbygging.

Hvilke faktorer som senker og øker farten på utbygging vil gjennomgå i kapittel 5, Diskusjon. Utfallet av dette estimatet for fremtidig LCOE for flytende havvind gir en LCOE på 0,219 \$/kWh når kumulativ kapasitet har doblet seg fra 0,1 GW til 0,2 GW. Ut ifra 'pipeline' og planlagte prosjekt (se kapittel 2.1.4. Globale marked), kan dette forventes å skje allerede innen 2023, og betyr en reduksjon på 0,031\$/kWh. Dersom flytende havvind følger samme utvikling som landvind, vil LCOE bli lavere enn 0,1 \$ når kumulativ kapasitet blir 10 GW kumulativ kapasitet. Ved kumulativ kapasitet på 200 GW estimeres LCOE for flytende havvind til å være 0,054 \$/kWh.



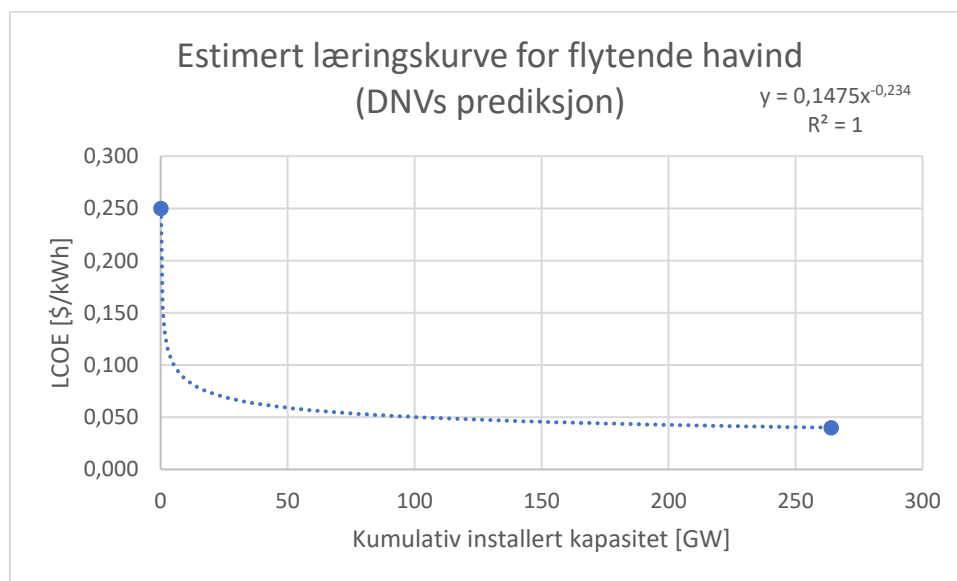
Figur 10: Estimert fremtidig læringskurve for flytende havvind basert på historisk læringsparameter for bunnfast havvind.

Læringskurven for flytende havvind i figur 6 bruker den estimerte læringsparameteren for bunnfast havvind fra figur 8. Begge læringskurver har $R^2 = 1$, som betyr at alle punkter ligger direkte på trendlinjen, som skyldes at prediksjonsmodellen plukker punkter fra den prospektive trendlinjen. I realiteten må man regne med at datapunktene vil avvike litt over eller under gjennomsnittet, se historiske læringskurver i figur 6-8. Estimert for LCOE-utviklingen basert på læringsparameteren for havvind vind gir LCOE på 0,016 \$/kWh for kumulativ kapasitet på 200 GW, som er rundt 30% av LCOE-estimert basert på læringsparameteren for landvind vind for samme kapasitet. LCOE for flytende havvind utvikler seg under 0,1\$ mellom kumulativ kapasitet på mellom 1 og 2 GW, i motsetning til 9 og 10 GW for forrige læringskurve. Det reflekterer de to ulike læringsratene på henholdsvis 13,2% og 22,8% for landvind og havvind vind i omtrent samme utviklingsfase.



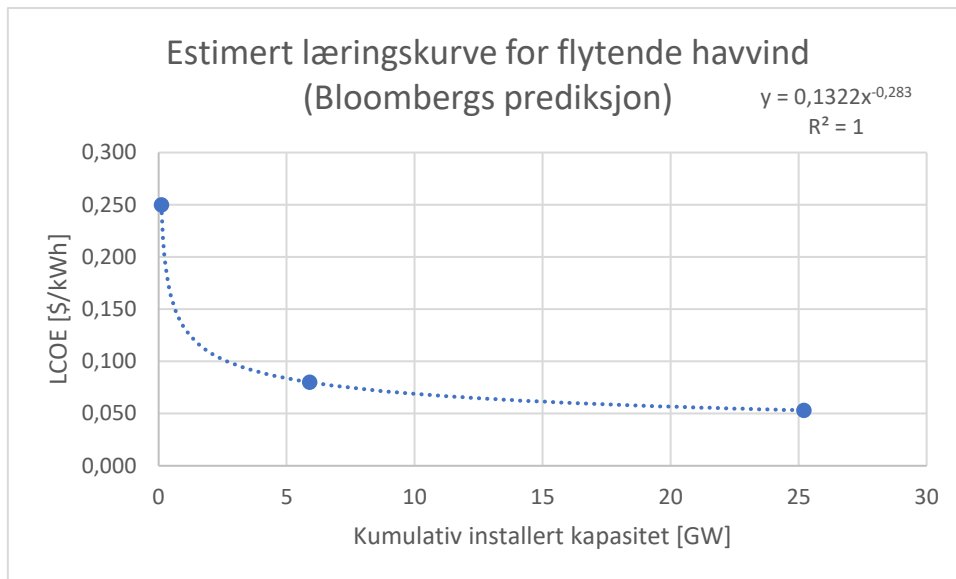
Figur 11: Estimert læringskurve for flytende havvind basert på historisk læringsparameter for solmoduler.

Siste læringskurve for flytende havvind som baseres på historisk læring tar utgangspunkt i solmodulprisutvikling. Kurven har samme startpunkt og samme R^2 som de to læringskurvene over, men ulik bratthet og læringsparameter. Med en læringsrate på 16,1% stiller dette estimatet seg i midten av de to andre, og gir en LCOE på 0,037 \$/kWh for kumulativ kapasitet på 200 GW. Også her utvikler LCOE seg under 0,1\$ mellom 1 og 2 GW kumulativ kapasitet. En annen interessant verdi å måle etter er gjennomsnittlig strømpris (inkludert kraftpris, nettleie og skatt). Gjennomsnittlig strømpris for Norge mellom 2012 og 2022 er 110,17 øre/kWh (SSB, 2023), som tilsvarer 0,132 \$/kWh konvertert til 2021 \$. For estimatet med læringsparameteren fra solmoduler krysses denne verdien mellom 1 og 2 GW kumulativ kapasitet. For estimat fra landvind og havvind vind krysses dette merket mellom henholdsvis 2-3 GW og 0,5-1 GW.



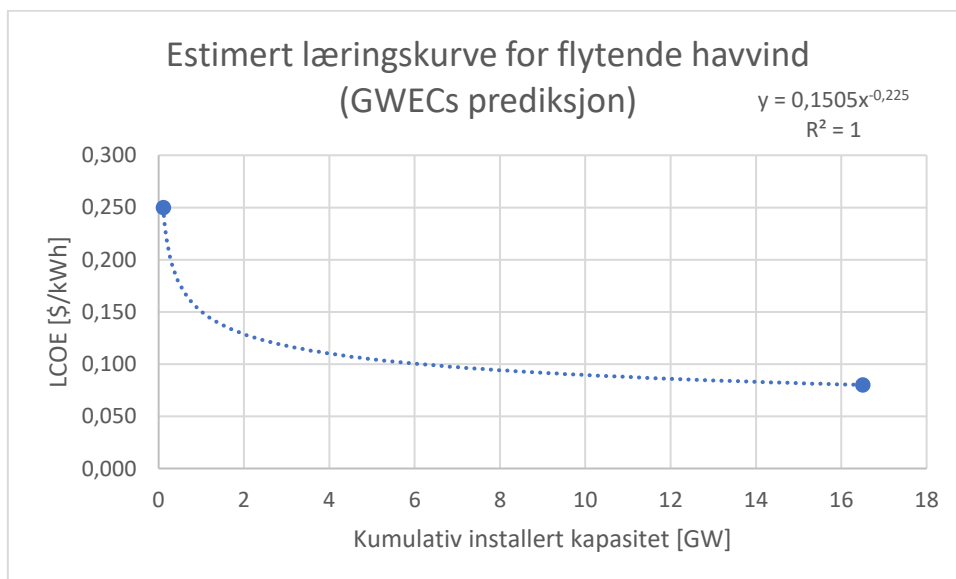
Figur 12: Estimert fremtidig læringskurve for flytende havvind basert på DNVs prediksjoner for kumulativ installert kapasitet og forventet LCOE.

De neste læringskurvene i figur 12-14 baseres på mange færre datapunkter enn de forrige, og tar utgangspunkt i forventet kapasitet og LCOE fra ulike aktører i havvindbransjen. Først ut er læringskurve i figur 12 for DNVs prediksjon, der DNV forventer installert kapasitet på 264 GW flytende havvind innen 2050 med en tilhørende LCOE på 0,04 \$/kWh (DNV, 2022). Med bare to datapunkter blir dette en enkel framstilling av hvordan denne læringskurven kan utvikle seg i fremtiden. Læringsraten blir 15%, som er en rimelig verdi sammenlignet med de andre estimatene. Mer om læringsratenes rimelighet i kapittel 5.



Figur 13: Estimert læringskurve for flytende havvind basert på Bloombergs prediksjon til kumulativ installert kapasitet og NVEs estimat om forventet LCOE.

Bloomberg har kommet med estimat for fremtidig kumulativ kapasitet for flytende havvind for to fremtidige tidspunkt: 2030 og 2035. Ved å bruke NVEs estimat på LCOE for 2030 og formelen gitt i metodekapittelet, genereres tre datapunkter som vises i læringskurven over. Bloomberg forventer installert kapasitet på 5,9 GW i 2030 og 25,2 GW i 2035, og gir tilhørende LCOE på 0,08 \$/kWh (NVE) og 0,053. Læringsraten for denne kurven blir 17,8%.



Figur 14: Estimert læringskurve for flytende havvind basert på GWECs prediksjon til kumulativ installert kapasitet og NVEs estimat av fremtidig LCOE.

Siste estimat for flytende havvind er læringskurven i figur 14, som baseres på GWECs prediksjon til installert kapasitet i 2030, og NVEs estimat for LCOE, som også ble brukt i forrige kurve. GWEC har noe høyere forventning enn Bloomberg, med 16,5 GW installert kapasitet innen 2030. Læringsraten for denne kurven blir 14,4 %. Læringsraten for denne

kurven blir lavere enn for forrige estimat selv med høyere forventet installert kapasitet som følge av at kurvens form vil ha høyere bratthet ved starten av kurven relativ til datasettets størrelse. Større deler av datasettet er dermed nærmere den bratteste delen av kurven i forrige læringskurve, og gir en høyere læringsrate.

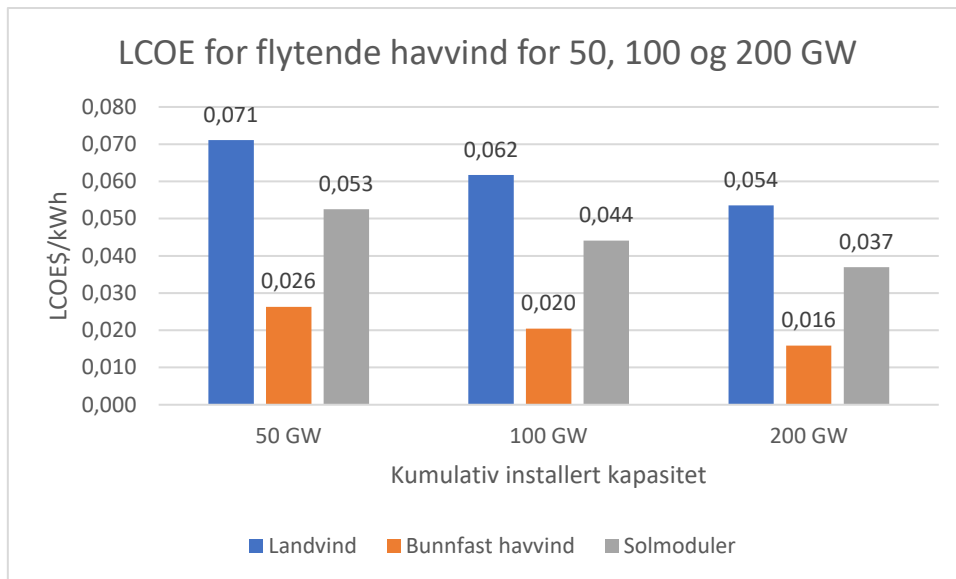
4.4. Analyse av resultatet

Resultatene fra forrige kapittel analyseres i dette underkapitlet her, og inkluderer sammenligning av de ulike estimatene av fremtidig læringskurver for flytende havvind, sannsynlighet og gjennomførbarhet av de ulike estimatene, overføringsverdi av de historiske læringskurvene og svakheter med denne overføring av læringsparameter. Hovedfokuset vil være på de estimerte læringskurvene for flytende havvind, og ikke de historiske læringskurvene for de andre teknologiene.

4.4.1. Sammenligning av resultatene

Tabell 3 gir et godt utgangspunkt for å enkelt sammenligne de samme parameterne for de ulike læringskurvene. Læringsratene vil være like for de estimerte læringskurvene og de historiske læringskurvene de baseres på, fordi det er læringsraten som brukes til å overføre den historiske læringen til fremtidig, potensiell læring for flytende havvind. 'Cut off' for kumulativ kapasitet for flytende havvind har blitt satt til 200 GW for denne modelleringen, ikke fordi det ikke er mulig å installere mer enn 200 GW, men fordi høyere verdier ville gitt svært lave tall som ikke er hensiktsmessig å sammenligne. DNVs prediksjon for kumulativ kapasitet i 2050 er 264 GW. Med tanke på at læringskurver blir mindre presise og må baseres på flere langsiktige forutsetninger jo lengre tidsperspektiv som velges, så støtter det valget om 'cut off' som ifølge DNVs prediksjon vil skje før 2050.

I stigende rekkefølge på LCOE/kWh for 200 GW for grafer 5 til 9: 0,016 \$/kWh, 0,037 \$/kWh og 0,054 \$/kWh for henholdsvis læringskurver basert på bunnfast havvind, solmoduler og landvind vind. Selv om den reelle forskjellen ikke ser så stor ut, så er laveste LCOE under 30% av høyeste LCOE, som i praksis vil være ganske utslagsgivende for totalkostnader når produksjonsmengden er stor. Læringsratene i stigende rekkefølge følger motsatt rekkefølge av LCOE, der landvind vind har lavest læringsrate, havvind høyest og solmoduler en læringsrate mellom de to. Forskjellen i LCOE-estimat for 50, 100 og 200 GW basert på de ulike teknologiene fremstilles grafisk i figur 15:



Figur 15: LCOE-estimat for flytende havvind basert på andre teknologiers læringsparametere for 50, 100 og 200 GW kumulativ installert kapasitet.

Læringsratene basert på havvindaktørenes prediksjoner har lite spenn i størrelse på læringsrate, fra 14,4% til 17%, som kan tyde på at aktørene har en viss enighet om utviklingen videre. Den høyeste verdien for læringsrate, 17%, på disse estimatene hører til prediksjonen for 2035, og den laveste hører til 2030. Dette kan stemme med det som blir observert i 'pipeline', at mange prosjekter blir planlagt fremover, men at det vil ta et par år før parken blir bygd og kommer i drift. Frem mot 2050 blir det vanskeligere å forutsi hvor mange GW som prosjekteres, fordi dette er fremtidige prosjekter som ikke er i pipeline enda. Utflatingen av læringskurven skyldes jo naturen til formelen læringskurven følger av, men kan forklares av argumentet over.

5. Diskusjon

5.1. Funnenes betydning for å besvare forskningsspørsmålene

Resultatene i kapittel 4 skal bidra til økt kunnskap og innsikt i 1) Hvordan fremtidig kostnadsutvikling for flytende havvind kan se ut, 2) hvordan læringskurver kan brukes som prediksjonsmetode på tvers av teknologier, og 3) å underbygge eller tilbakevise andre aktørers prediksjoner for havvind. Målet med oppgaven og problemstillingen er ikke å motbevise andre aktører, men heller peke på samarbeid på tvers av fagområder, og ved bruk av ulike modeller og metoder, for å nå det felles målet om lavere kostnader for lavutslippsteknologi, som flytende havvind. Problemstillingen for oppgaven er:

Hvordan kan vi bruke historiske læringskurver for andre fornybare teknologier til å estimere fremtidig LCOE-utvikling for flytende havvind?

For å supplere problemstillingen, har jeg også valgt ut følgende delspørsmål:

1. Hvilke utfordringer vil påvirke kostnadsutvikling for flytende havvind fremover?
2. Hva er overføringsverdien av historisk kostnadsutvikling for solmoduler, landvind og bunnfast havvind over på fremtidig kostnadsutvikling for flytende havvind, og hvordan påvirker det validiteten til resultatene i oppgaven?
3. Hvilke prediksjoner har havvindaktører for fremtidig utvikling for havvind, og hvordan stiller prediksjonene seg i forhold til de estimerte læringskurvene?

Resultatene fra læringskurvemodelleringen kan oppsummeres slik: Anvendelse av læringsparametere for solmoduler, landvind og bunnfast havvind for å estimere fremtidig læring for flytende havvind gir en forventet læringsrate på 13,2-22,3% for utviklingsfasen flytende havvind er i nå. Det gir en gjennomsnittlig læringsrate på 17,2 %. I en mer omfattende analyse kunne bunnfast havvind blitt gitt mer vekt på bakgrunn av økonomiske og tekniske likheter, men som jeg fikk bekreftet i samtale med Patrick Duffy, så vil slike vektinger også være basert på antagelser, og utformingen av slik vekting forbedres kontinuerlig som ny data kommer inn (Duffy, 2023).

Prediksjonene fra DNV, Bloomberg, GWEC og NVE gav et spenn på forventet læringsrate på mellom 14,4% og 17%. Gjennomsnittlig læringsrate for alle prediksjonene blir 15,4%, som er litt mer moderat enn estimatet basert på historiske læringskurver. Hele spennet av forventet læringsrate basert på de prediksjonsbaserte estimatene ligger i spennet på forventet læringsrate basert på de historiske læringskurvene. En slik overlapp kan antyde at prediksjonene fra havvindaktørene er realistiske, dersom flytende havvind følger samme kostnadstrend som de andre teknologiene. Det er ukjent hvilke metoder eller modeller aktørene har brukt i sine prediksjoner, men det er mulig at de har anvendt andre teknologier og historiske kostnader som grunnlag for kostnadsestimering av flytende havvind de også, og at overlappen kan skyldes det.

Figur 15 viser spennet LCOE-estimatene har ved bruk av de ulike, historiske læringsparameterne. Estimatene basert på landvind gir konsekvent de høyeste verdiene for

LCOE, estimatene basert på solmoduler gir konsekvent de mellomste verdiene, og estimatene basert på bunnfast havvind gir de klart laveste verdiene for LCOE. Det gjenspeiler læringsratene, der lavest læringsrate gir høyest LCOE for de siste tre datapunktene. Spennet for LCOE-estimat for kumulativ kapasitet på 50 GW er 0,026 \$/kWh-0,071\$/kWh, for 100 GW er spennet 0,02 \$/kWh-0,06\$/kWh, og for 200 GW er spennet 0,016\$/kWh-0,054\$/kWh. De største forskjellene observeres for LCOE-spennet ved 50 GW, og minst forskjell når kumulativ kapasitet når 200 GW. Dette skyldes funksjonens form, som flater mer ut for alle tre estimerte læringskurver.

DNVs prediksjon for 2050 er LCOE for flytende havvind på 0,04\$/kWh, ved en global kumulativ kapasitet på 264 GW. Selv om kumulativ kapasitet i DNVs prediksjon er noe høyere enn kumulativ kapasitet brukt i analysene over, så er det rimelig å anta at LCOE-estimatet er innenfor spennet for estimert LCOE for 200 GW, vist i figur 15. Ettersom de estimerte læringskurvene med historiske læringsparametere ikke baseres på årstall eller tidsperioder, er det vanskeligere å sammenligne estimatene for 2030 og 2035, vist i tabell 3, med estimatene som baseres utelukkende på installert kapasitet. Det kan være nyttig å se på datasettene til læringskurvene i Vedlegg 1 for å finne hvilken kumulativ kapasitet læringskurvene når samme LCOE-estimat som aktørenes prediksjoner. For læringskurven i figur 10 (basert på bunnfast havvind) vil LCOE være under 0,053 \$/kWh mellom 7 og 8 GW, som er vesentlig tidligere enn Bloombergs estimat om 25,2 GW for samme LCOE. Estimert læringskurve basert på solmoduler når LCOE på 0,053\$/kWh ved kumulativ kapasitet, og estimert læringskurve for landvind når den samme verdien først etter 200 GW. Det er altså vanskelig å plassere hvor realistisk Bloombergs estimat er.

Sammenlignet med Lucas Sens et al sitt studie, stiller resultatene i denne oppgaven ganske likt. De forventer en LCOE på mellom 0,0355 \$/kWh og 0,071 \$/kWh innen 2050 for havvind generelt (Lucas Sens, 2021). Antas det at kumulativ kapasitet på 200 GW nås omtrent rundt år 2050, vil estimatet til Lucas Sens et al stemme overens med havvindaktørenes prediksjoner og de estimerte læringskurvene basert på historiske læringsparameterne.

5.2. Faktorer som påvirker læringskurven

Det læringskurveteorien ikke fanger, er andre faktorer som kan endre kurven eller akselerasjonen til læringen. Under kommer noen variabler som kan påvirke fremtidens historiske læringskurve for flytende havvind. Fellesnevner for samtalen med ansatte i havvindindustrien har vært at samtlige understreker begrensningene og utfordringene som må løses for å kunne oppnå kommersiell status som teknologi, og at dagens ambisjonsnivå er urealistisk med tanke på flaskehalsene havvindutbyggere kommer til å møte, med mindre det skjer endringer i nær fremtid.

5.2.1. Ressursbegrensning

Råvarer

Ifølge forskning og litteratur på området er det to viktige råvarer som kan begrense utviklingen av flytende havvind: stål og neodymium. Stål brukes i store mengder til å bygge fundamentene for vindturbinene, og er det mest brukte materialet i de store plattformene som kreves for flytende havvind. I tillegg er neodymium et nøkkelmateriale som brukes i produksjonen av permanentmagneter som brukes i generatorer som produserer strøm fra vindturbinene. Det er begrenset tilgang på disse råvarene, og en høyere etterspørsel vil kunne styre prisene drastisk oppover på grunn av utilstrekkelig mengder av stål og neodymium på markedet. Det finnes alternativer til bruk av stål og neodymium, som for eksempel aluminium, eller magnetfrie generatorer som ikke krever neodymium. Erfaringsmessig vil en råvaremangel kunne drive teknologien til nye alternative løsninger, som skjedde når verden opplevde silisiummangel i perioden byggingen av solmoduler skjøt fart (Goksin Kavlak, 2013) (Hyl Dahl, 2023) (WindEurope, 2022).

Det har vært rapportert om midlertidige forstyrrelser i ståltilførselen fra Russland på grunn av en kombinasjon av faktorer, inkludert pandemirelaterte produksjonsproblemer og økt etterspørsel fra Kina. Videre er prisingen av stål et resultat av flere faktorer, inkludert tilbud og etterspørsel, produksjonskapasitet, råvarepriser og valutakurser. Det er derfor vanskelig å forutsi nøyaktig hvordan midlertidige forstyrrelser i ståltilførselen fra Russland vil påvirke prisingen av stål på verdensmarkedet og om dette vil ha en betydelig innvirkning på byggingen av flytende havvindprosjekter i fremtiden (Durakovic, 2023).

Arbeidskraft og fabrikker

I samtale med relevante aktører i havvindbransjen har det blitt oppgitt flere ganger at kapasitet på fabrikker, arbeidskraft og kompetanse vil være en flaskehals i fremtidig utbygging av flytende havvind. Det finnes kun et fåtall fabrikker som produserer komponentene spesifikt til flytende havvind, og det er lite overlapp med produksjon av andre teknologier som begrenser antall fabrikker og produsenter som kan tilføre de aktuelle delene til verdensmarkedet. For at flytende havvind skal kunne bygges til den kapasiteten i den farten som forventes, så kreves det en økning i antall spesialiserte fabrikker. Et alternativ som ble påpekt i samtale med Stiesdal er generaliseringen av deler, der målet er å strømlinjeforme produksjonen i større grad ved å finne alternative løsninger til deler i flytende havvind som kan produseres i fabrikker som produserer deler til en større variasjon teknologier. Ved å finne alternative måter å produsere deler på, så kreves det ikke spesialiserte fabrikker i like stor grad, og prisen på komponentene kan potensielt bli lavere (Hyl Dahl, 2023) (Kölle, 2023).

Havner

Mangelen og begrensningen på egnede havner er en av de største og mest prekære utfordringer for bygging og installasjon av flytende havvind. Dette skyldes hovedsakelig størrelsen og vekten til turbinene og strukturene som brukes i flytende havvindprosjekter. Tradisjonelle havner kan være for små eller grunne for å håndtere de store strukturene og

tungt utstyret som kreves for bygging og installasjon av flytende havvindprosjekter. I tillegg kan begrensninger i infrastrukturen i havnene, som kraner og kaier, gjøre det vanskelig å transportere og installere de store komponentene.

Dette betyr at det er behov for spesialiserte havner som kan håndtere de store og tunge komponentene som brukes i flytende havvindprosjekter. Disse havnene må ha tilstrekkelig dybde og infrastruktur for å kunne ta imot og håndtere de store skipene som brukes til transport og installasjon av turbinene og strukturene. Imidlertid er det begrenset antall slike spesialiserte havner tilgjengelig, og dette kan føre til kapasitetsbegrensninger og økte kostnader for flytende havvindprosjekter. Konkurransen om tilgjengelige havner kan også føre til forsinkelser i prosjektene og høyere kostnader for å sikre tilgang til disse havnene.

I Norge jobber industrien og myndighetene med å identifisere og utvikle nye egnede havner og oppgradere eksisterende havner for å møte behovene til flytende havvindprosjekter. Dette kan inkludere utdyping av eksisterende havner, bygging av nye kaier og installasjon av nødvendig infrastruktur. Samtidig undersøker industrien også alternative løsninger som kan redusere behovet for spesialiserte havner, for eksempel alternative transportmetoder som å installere turbinene direkte på plattformer til sjøs (Wang, 2020) (Durakovic, 2023).

5.2.2. Nett- og lagringsproblematikk

Utfordrende nettilknytning

Når strøm produseres av flytende havvindprosjekter, må den transporteres til land og integreres i strømmettet. Dette kan være en utfordring på grunn av avstanden mellom vindparken og land og begrensningene i eksisterende strømmett. Produksjonen av strøm fra vindturbiner kan være ujevn og avhengig av værforholdene. Dette kan føre til overproduksjon av strøm når vinden blåser sterkt og mangel på strøm når det er lite vind. Dette kan føre til behov for å lagre overskuddsstrøm og utjevne produksjonen av strøm over tid. Det krever også at overføringskablene må kunne ha høy maksimal kapasitet for høyproduksjonsdager. I samtale med Stiesdal nevner ingeniøren at en ting de jobber med nå er hvordan de best og så kostnadseffektivt som mulig skal designe overføringskabler som tåler den fluktuerende naturen til flytende fundamenter som har stor variasjon i minste og maksimale høyde over havbunnen, i tillegg til å ta hensyn til bølgemønstre (Hyldahl, 2023).

Nettkapasitetsmangel

Mangel på nettkapasitet er en utfordring i Norge, spesielt i de nordligste delene av landet. Dette skyldes at det er begrenset kapasitet i strømmettet til å transportere elektrisitet fra produksjonssteder til forbrukere. Samtidig øker etterspørselen etter elektrisitet som følge av elektrifiseringen, samtidig som produksjonen av variable fornybar elektrisitet øker også. Det betyr at det trengs økt kapasitet på eksisterende linjer, men også flere strømlinjer for å kunne møte tilbud og etterspørsel i fremtidens marked. Dersom vi får store mengder strøm fra flytende havvind inn på markedet, vil dette kunne øke presset på nettkapasiteten i Norge

ytterligere. Dette skyldes at flytende havvind ofte vil bli produsert langt fra land og vil bli tilført nettet på noen få steder langs kysten som kanskje ikke har behov for tilførselen av kraft akkurat der, og at det vil være begrenset kapasitet i eksisterende strømnnett til å transportere strømmen videre til forbrukere. Ocean Grid er et prosjekt på tvers av norske havvindaktører for å forske på og komme med løsninger på nettproblematikken (SINTEF, 2021) (Kölle, 2023).

En annen utfordring er at det kan være vanskelig å koordinere utbyggingen av nettkapasitet og produksjonen av flytende havvind. Dette kan føre til at det tar lengre tid enn nødvendig å få strøm fra flytende havvind ut på markedet. En måte å løse noe av kapasitetsmangelen er å bygge ut fornybar produksjon i geografisk nærhet til kraftkrevende produksjon, som batterifabrikker eller hydrogenproduksjon. Områder som utenfor kysten i Nordland, der det nå planlegges store utbyggelsler av industri, vil være smarte prosjektområder for havvind (først og fremst bunnfast), med tanke på nettkapasitetsutfordringene (Hovland, 2022).

Umoden lagringsteknologi

Det finnes flere lagringsteknologier for strøm som kan brukes for langsiktig lagring av strøm fra flytende havvind. Noen av de mest utbredte lagringsteknologiene inkluderer batterilagring, hydrogenproduksjon og -lagring, pumpekraftverk og termisk lagring. Selv om det finnes alternativer, finnes likevel utfordringen med å frakte strømmen dit den skal, og utfordringen med umodenhet knyttet til langsiktig lagring. Batterilagring er en av teknologiene som allerede er i utbredt bruk som kortsiktig lagringsløsning, og som stadig utvikles videre. Den er kostnads- og plasseffektiv til å lagre energi i kortere perioder og har potensiale til å bli en viktig teknologi for stabilisering av strømnettet og for utjevning av svingninger i strømproduksjonen fra flytende havvind dersom teknologien forbedres slik at den kan lagre strøm på lang sikt (Hole, 2023) (Wang, 2020).

Mangelen på en etablert og kostnadseffektiv lagringsløsning for strøm fra flytende havvind er en stor utfordring i utbyggingen av store områder med ny kraft. Uten god nok lagring vil strømtilførselen fra flytende havvind kun styres av værforholdene, og det vil være vanskelig å integrere store mengder av denne typen fluktuerende kraftproduksjon inn i det eksisterende strømnettet. Dette kan igjen føre til økt behov for fossile energikilder som 'base load'-energiproduksjon, som i tur vil redusere de potensielle miljøfordelene ved flytende havvind. Det er derfor viktig å simultant investere i forskning og utvikling av effektive lagringsløsninger for strøm fra flytende havvind og andre variable strømkilder, samtidig som det jobbes videre med teknologiutvikling og utbygging for flytende havvind. Dette vil være nødvendig for å utnytte det enorme potensialet som flytende havvind har som en ren og fornybar energikilde (Hao Yu, 2022).

5.2.3. Supply chain

Markedsendringer og Stiesdalmetoden

Supply chain for fornybar energi har gjennomgått store endringer de siste tiårene. I begynnelsen var det få selskaper som var involvert i produksjon og distribusjon av fornybar

energi, og de fleste av disse var spesialiserte selskaper som opererte innenfor bestemte geografiske områder. I dagens internasjonale marked er situasjonen annerledes, og det er et bredt spekter av selskaper som er involvert i hele forsyningskjeden, fra produksjon av råvarer til produksjon, distribusjon og installasjon av ferdige systemer. For flytende havvind, er det flere utfordringer som må løses i forsyningskjeden. En av de største utfordringene er den komplekse og kostbare installasjonsprosessen på dypt vann, som krever spesialisert utstyr og kompetanse. Dette har ført til at det har utviklet seg en egen bransje for flytende havvindinstallasjoner som opererer på tvers av geografiske områder (Hyldahl, 2023) (Duffy, 2023).

Som flytende havvindindustrien fortsetter å utvikles, vil det være viktig å fortsette å optimalisere og effektivisere forsyningskjeden. Dette kan gjøres gjennom økt samarbeid mellom selskap, standardisering av utstyr og prosedyrer, og utvikling av nye teknologier og materialer som kan redusere kostnadene og avhengigheten av begrensede råvarer. Standardisering av utstyr og prosesser blir av NREL kalt Stiesdalmetoden, da dette er et av fokusområdene til selskapet. Teorien er at masseproduksjon og standardisering av prosesser slik at mest mulig kan skje på «samlebånd», vil medføre lavere enhetskostnader, som vil være med å presse LCOE ned. Stiesdal har blant annet studert kostnadseffektivitet ved å produsere turbintårn i forbindelse med annen lignende produksjon (hva var den produksjonen, sjekk notater fra møtet), og ønsker å se på muligheten til å standardisere prosessen for flest mulig komponenter. For å muliggjøre dette kan det være nødvendig med alternative løsninger enn de som finnes for de ulike komponentene i dag, for i større grad standardisere produksjonen sammen med andre komponenter (Duffy, 2023) (Hyldahl, 2023).

5.3. Refleksjon rundt overføringsverdi av læring fra sol, landvind og bunnfast havvind til flytende havvind

Det er hensiktsmessig å diskutere i hvor stor grad resultatene fra de historiske læringskurvene i kapittel 4 kan overføres til estimat for flytende havvind. Her vil overføringsverdi av resultatene diskuteres i lys av hvor like teknologiene er, hvor utviklet flytende havvind allerede er på grunn av overført læring, hvilke forhold som skiller teknologiene markedsmessig og politisk, og andre relevante tema.

5.3.1. Landvind

Likheter

Likheter mellom landvind og flytende havvind kan for eksempel være likhet i produksjonsteknikker og materialbruk, som trolig vil utvikle seg på en lignende måte. For eksempel har produksjonsprosessene for rotorblader for landvind blitt stadig mer automatisert, noe som har ført til en betydelig reduksjon i kostnadene. Dette kan også overføres til flytende havvind, 'spillover'-effekten, selv om det kan være noen justeringer på grunn av størrelse og vekt av rotorbladene. Mange av komponentene har nå i startfasen av utvikling for flytende havvind vært tilnærmet like, med unntak av størrelse, men det

forventes at teknologiene skal bevege seg i ulike retninger etter hvert som designene standardiseres innenfor den enkelte teknologien.

Ulikheter

Ulikheter mellom landvind vind og flytende havvind inkluderer utfordringer knyttet til installasjon, designforskjeller grunnet vind- og bølgebelastninger, vedlikeholdsutfordringer, og begrensninger på tilgjengelige havner, for å nevne noen. Disse utfordringene gjør at det ikke er en direkte overføring av lærdom fra landvind til flytende havvind. Flytende havvind vil kreve spesialtilpassede plattformer og fundamenter for å tåle de harde vind- og bølgeforholdene i havvind miljøet, og produksjonsprosessene for selve turbinkomponentene vil mest sannsynlig også utvikles annerledes enn for landvind fremover når flytende havvind beveger seg ut av tidlig utviklingsfase.

Konklusjon

Til tross for disse ulikhetene vil historiske læringskurver for landvind fortsatt, kunne gi en viss indikasjon på kostnadsutviklingen for flytende havvind. Etter hvert når datagrunnlaget bygges opp, vil det bli tydeligere hva som kan overføres mellom teknologiene.

5.3.2. Bunnfast havvind

Likheter

Det er rimelig å anta at bunnfast havvind er en mer relevant teknologi å dra lærdom fra når man ser på fremtidig kostnadsutvikling for flytende havvind, sammenlignet med solenergi eller landvind. Begge teknologiene har mer til felles i form av drifts- og vedlikeholdskostnader, samt behovet for installasjon av havbunnsfundamenter. En viktig læring fra havvind bunnfast vind er at kostnadene per enhet reduseres betraktelig når prosjektene øker i størrelse. Dette skyldes både læringseffekter som economies of scale, standardisering av teknologi og økt konkurranse i markedet. Dette skyldes at de store turbinene forblir relativt dyre, men ved å øke parkstørrelse og effektivisere installasjonsprosessen så økes produksjon samtidig som OpEx reduseres.

Ulikheter

Flytende havvind en unik utfordring i form av den høye kostnaden for flytende fundamenter, som for øyeblikket er den dyreste delen av teknologien (se tabell 2). Bunnfast havvind har en annen fordeling av kostnadskomponenter, så man kan ikke trekke direkte linjer mellom de to teknologiene til tross for at de fleste komponentene og mange av prosessene er tilnærmet like. Gjennom erfaringer av materialer og installasjoner i havområder fra bunnfast havvind, kan det likevel legges grunnlaget for å finne alternative løsninger for flytende havvind også. Læring i prosess og samarbeid på tvers av teknologiene vil gi positivt utslag for både flytende og bunnfast havvind.

Konklusjon

Bunnfast havvind er nok den mest egnede teknologien å trekke konklusjoner fra når det skal gjøres estimat for kostnadsutviklingen for flytende havvind. Likevel burde denne oppgaven suppleres med en analyse av kostnadsutvikling av de ulike komponentene for å gi et mer helhetlig bilde av hvor lik utviklingen for bunnfast og flytende havvind er.

5.3.3. Solmoduler

Likheter

En av de største fordelene med å bruke solmoduler som utgangspunkt for analyse av historisk læring, er at det har blitt gjort mange analyser og studier på kostnadsutviklingen for solmoduler, som gjør at det kan være lettere å gjenkjenne mekanismer og faktorer som ligger bak svingningene og brattheten til læringskurven. Kostnadsreduksjonen for solmoduler skyldes en kombinasjon av teknologisk utvikling, økonomisk støtte, økt etterspørsel og læringskurveeffekter som ble beskrevet i kapittel 2. En utfordring for både solenergi og flytende havvind er at de er avhengige av energilagringsteknologi for å levere energi jevnt i perioder med varierende mengde sol eller vind. Energilagringsteknologi er fortsatt relativt umoden og dyr, og vil trolig være en viktig driver for kostnadsreduksjon og teknologisk utvikling for begge teknologiene.

Ulikheter

De to teknologiene er på de fleste områder ikke sammenlignbare, komponent- og prosessmessig, sett bort i fra lagringsbehov og at de er del av det større fornybarmarkedet, inkludert rammevilkår og grønn incentivpolitikk. Det skal derfor begrunnes godt om det skal trekkes linjer mellom historisk kostnadsutvikling for sol og fremtidig utvikling for flytende havvind.

Konklusjon

Selv om det er store forskjeller mellom solenergi og flytende havvind, kan læringskurver og historisk kostnadsutvikling i solenergi gi oss en ide om mulige kostnadsreduksjoner og mekanismene bak, som er nyttig i analyse av læringskurver og kostnadsutvikling i andre teknologier.

5.3.4. Sammendrag

Fellestrekk for utviklingen av alle de tre teknologiene er at utviklingen kjennetegnes ved læringseffektene economies of scale, learning-by-doing og spillover effekten. Spesielt landvind, bunnfast og flytende havvind vil gagne av teknologiutvikling hos de andre, da mange av komponentene og komponentsammensetning er lik, selv om skalaene og noe spesialisert bruk skiller de. Likevel skal det ikke sees bort i fra at utviklingen av solmoduler i et historisk, mindre fornybart marked har banet vei for bedre politiske rammer i form av økt klimafokus. Gjennom å vise at drastisk kostnadsreduksjon har vært mulig, viser solmodulutviklingen at fornybare energikilder har en plass i dagens og fremtidens energimarked. Konklusjonen av analysen av overførbarhet av historiske læringskurver er at det fungerer godt som et kvantitativt, statistisk verktøy, så lenge det utdypes med en analyse av resultatene. En modell fungerer best i samhandling med andre modeller som utforsker andre biter av et problem, og der tror jeg metoden ved å lage estimat for fremtidige læringskurver for én teknologi basert på historiske læringskurver for andre teknologier har en plass i det større bildet.

5.4. Antagelser og svakheter

Antagelser og svakheter handler om at enhver metode vil ha sine begrensninger som bør påpekes slik at videre forskning på området kan bruke metode som utfyller oppgaven på andre måter. Gjennom å påpeke forutsetninger og svakheter vil det også belyse hvilke bruksområder som er relevante for resultatene, og hvilke bruksområder som trenger ytterligere fordykning for at oppgavens konklusjon skal kunne anvendes. Dette temaet henger tett sammen med videre arbeid, og alternative metoder og utvidelse av problemstillingen for fremtidige studier blir også presentert her.

5.4.1. Svakheter med læringskurver som metode

Oppgavens metode bruker one factor learning curve (OFLC), eller enfaktors læringskurve, som er det mest utbredte kvantitative verktøyet for å måle kostnadsutvikling for teknologi. Enkelheten til modellen er dets styrke, men har også fått kritikk for å ikke romme de komplekse, dynamiske parameterne som fører til kostnadsreduksjon. Et eksempel er at OFLC kun fanger opp endringer og kostnadsreduksjoner når teknologien har nådd kommersiell fase i utviklingen, og tar ikke for seg kostnadsutviklingen som skjer i de første stadiene når teknologien utvikles. En OFLC viser også kun forholdet mellom to variabler, og modellen utelukker påvirkning fra andre variabler, som i mange tilfeller vil gjøre modellen unøyaktig på lang sikt, men også kort sikt. Det setter en begrensning på hvor mye vekt læringskurver skal gis i en investeringsbeslutning (Patrik Söderholm, 2007).

For å produsere en læringskurve må det settes mange forutsetninger basert på flere estimat og tilgjengelig datamateriale. Når en modell må bruke en eller flere antagelser så svekkes bruksverdien til modellen fordi antagelser kan ofte være unøyaktige, og ikke gi verdier eller estimat som kan brukes på lang sikt, eller som beslutningsvariabel alene. Det kan også være vanskelig å komme med gode estimat når energisektoren karakteriseres av lav grad av åpenhet, som et konkurransegrep igjennom å holde kunnskap, strategier, og lønnsomhetsberegninger for seg selv. Store deler av historiske læringskurver baseres på pris, heller enn faktiske kostnadstall, for å gi et bilde av kostnadsutviklingen. Pris vil i de fleste tilfeller følge kostnadsutvikling ganske tett, men gir altså et ekstra rom for usikkerhet (Patrik Söderholm, 2007).

Som konklusjon så er læringskurver et godt verktøy for å enkelt modellere historisk kostnadsutvikling og predikere fremtidig utvikling i grove trekk. Læringskurvemodellen gir best resultat i bruk med andre modeller for å gi et helhetlig bilde for investeringsbeslutninger (Patrik Söderholm, 2007).

5.4.2. LCOE

Som måleenhet for konkurransedyktighet kommer LCOE til kort på at den ikke tar hensyn til andre faktorer, som miljø- og klimagasshensyn. LCOE legger også til grunn konstante driftskostnader, konstante økonomiske forhold og gjennomsnittlig produksjon, og sier ingenting om variasjoner av disse faktorene over levetiden. Estimat som strekkes over flere tiår frem i tid risikerer å være unøyaktige, som gjelder både LCOE, men også andre estimerte måleenheter over lang tid. En vurdering og beregning av LCOE bør derfor tas kontinuerlig, der

det jevnlig fylles på med kunnskap om LCOE-beregningens nøyaktighet og faktiske forhold, slik at LCOE som måleenhet blir mer robust.

Til tross for svakhetene med LCOE, er måleenheten et praktisk verktøy i analyser og forskning av fornybare teknologier. Ved å avgrense oppgaverammene til én teknologi, ett prosjekt eller ett område vil estimatene også bli mer nøyaktige for de spesifikke forholdene. I denne oppgaven analyseres det ut ifra global LCOE, fordi det er utviklingen som er hovedfokus, og mer nøyaktige estimat for enkelte land og prosjekter krever ny vurdering og beregning basert på mer nøyaktige verdier. For å lykkes med en helhetlig kostnadsvurdering er det behov for beregninger for 'site-specific' LCOE, men også på generell basis, for å fange tidlige utviklingstrender for en teknologi og gi investorer og utbyggere en pekepinn på hvilken teknologi og hvilke spesifikke prosjekter det skal satses på.

5.4.3. Datainnhenting

Ved å bruke tredjeparts datainnsamling som utgangspunkt, så legger man til grunn en tillit til at det som står i kilden stemmer. Det kan være vanskelig å skille hva som er fakta og hva som er antagelser fra tredjeparten sin side. Ved å bruke kilder fra aktører som anses som reliable og seriøse, som IRENA og GWEC, eller offentlige norske eller amerikanske nettsider og rapporter, så elimineres noe av usikkerheten og jeg tar utgangspunkt i at materialet danner et sant og reliabelt grunnlag for analysen.

En utfordring jeg støtte på under datainnsamlingen, var datasett, rapporter og artikler som befant seg bak en betalingsmur i form av en engangssum eller som abonnementstjeneste. Som forsker på et institutt eller universitet ville man kanskje fått tilgang til slike tjenester gjennom arbeidsgiver, men jeg valgte å kun bruke data som var tilgjengelig gratis. Ettersom havvind er et relativt ferskt forskningstema, vil mange av de ferskeste rapportene og innhentet data ikke være tilgjengelig for allmennheten. Jeg mener at oppgavens datagrunnlag er godt nok til å vise til noen av de langsiktige utviklingslinjene jeg ønsket å se på, men tror det kunne styrket datagrunnlaget og analysen med full tilgang til de mest oppdaterte dataene.

5.4.4. Andre mulige metoder

NRELS FORCE-modell

I samtale med Patrick Duffy i NREL mente han at den metoden som er brukt her i oppgaven, er veldig likt det de har programmert modellen FORCE – Forecasting Havvind wind Reductions in Cost of Energy - til å gjøre i deres arbeid. NREL forklarer modellen sin som:

«The FORCE model is based on an empirically derived learning rate for project capital expenditures in combination with assumptions of expected global deployment. We use historical project cost data to derive learning rates for fixedbottom and floating wind technologies and establish bounds on these estimates to provide scenario ranges for the learning rate.» (Matt Shields, 2022).

Modellen bruker flere antagelser enn denne oppgaven, og legger kvantitativt til grunn hvilken andel læring i flytende havvind som kommer fra andre teknologier som da trekkes fra i læringskurven. Hadde jeg hatt mer programmeringskompetanse ville det vært interessant og nyttig å bruke denne modellen som utgangspunkt for besvarelse av oppgaven, da den er

et OpenSource-program som er tilgjengelig for alle. Patrick Duffy understreker likevel begrensningene av modellen, da den ble programmert på et veldig begrenset tidsrom grunnet umiddelbart behov for en enkel kostnadsmodell for havvind vind. Denne modellen skal de i gang med å forbedre nå fremover, sammen med et utvidet team der de søker nye ansatte per dags dato (Duffy, 2023).

Bottom-up, komponentanalyse

Tabell 2 og figur 5 er eksempel på hvordan starten på en bottom-up-analyse kan se ut. Da tas det utgangspunkt i hver enkelt komponent og komponentenes individuelle utvikling, for å kartlegge potensialet for de ulike komponentene. Ved å kartlegge potensialet, vet utbyggere og forskere mer om hvordan de skal angripe neste utfordring. Bottom-up komponentanalyse er et godt tilskudd til en læringskurveanalyse, da metodene utfyller hverandre og gir en bredere forståelse for det aktuelle problemet. En mer omfattende komponentanalyse ville dermed vært et naturlig neste steg dersom oppgavens rammer ble utvidet, eller jeg skulle studert teamet nærmere (Srinivasan Santhakumar, 2022).

5.4.5. Utvidelse av oppgaven og fremtidig arbeid

Ved arbeid av denne oppgaven og dypdykk i flytende havvind har det dukket opp flere spennende tema og spørsmål som jeg gjerne skulle diskutert og gjort plass til i denne oppgaven. For å holde oppgaven kortfattet nok og innenfor avgrensingene av problemstillingen, vil jeg heller anbefale noen av disse temaene for videre arbeid eller til fremtidige masteroppgaver:

- Utforske komponentfordelt kostnadsutvikling gjennom en 'bottom-up'-analyse
- Analysert hvilke utslag ulike virkemidler, i form av incentiver eller støttemodeller, har gjort på historiske læringskurver
- Bruke NRELS FORCE-modell til å svare på lignende problemstilling og sammenligne resultatene
- Bruke normalisert LCOE (normalized LCOE) og segmentert regresjon for å utelukke andre faktorerers påvirkning på LCOE enn den uavhengige variabelen og gjenkjenne vendepunkt i læringskurven for å få et mer realistisk forløpsbilde

6. Konklusjon

Basert på de estimerte læringskurvene for flytende havvind modellert i kapittel 4, gis følgende estimat for forventet, fremtidig LCOE: Følger flytende havvind kostnadsutviklingen til solmoduler, landvind eller bunnfast havvind, kan det estimeres at LCOE vil være mellom 0,026 \$/kWh-0,071\$/kWh for fremtidig kumulativ kapasitet på 50 GW, mellom 0,02 \$/kWh-0,06\$/kWh for 100 GW kumulativ kapasitet, og mellom 0,016\$/kWh-0,054\$/kW for 200 GW kumulativ kapasitet. Det forventes en læringsrate på mellom 13,2-22,3%.

Begge de estimerte verdiene stemmer med DNVs, Bloombergs, GWECs og NVEs prediksjoner for fremtidig utvikling av kostnad, kumulativ kapasitet og læring. Estimateret stemmer også med en lignende studie av Lucas et al, som forventer LCOE for havvind generelt på mellom 0,0355 \$/kWh og 0,071 \$/kWh innen 2050. Det underbygger læringskurve som metode at flere kommer fram til lignende svar.

Det er flere utfordringer for flytende havvind som kan hindre den utviklingen læringskurvene estimerer i denne oppgaven, faktorer læringskurven ikke fanger. Utfordringer med nettkapasitet og energilagring, og ressurs- og kompetansemangel ved økt etterspørsel kan gi oppgang i enhetskostnader, som erfart med solmoduler og landvind tidligere. En læringskurve må derfor brukes i samhandling med andre modeller, eller brukes i beslutning om å gjøre mer nøyaktige beregninger for enkelte prosjekt eller teknologier. Styrken til læringskurvemethoden er at den er enkel å framstille, gir raske resultat for utviklingstrender, og er lett å justere etter hvert som ny data kommer inn. Brukt riktig kan den være et godt verktøy inn i investerings- eller forskningsbeslutninger.

Kostnadsutvikling for solmoduler, landvind og bunnfast havvind har blitt analysert for å kartlegge hvilke læringseffekter og mekanismer som er sannsynlige til å påvirke flytende havvind på kort og lang sikt. Av 'high-level'-mekanismene var det forskning, som bidro til 'low-level'-mekanisme i form av effektivisering av teknologi, som var den viktigste kostnadsdriveren i tidlig fase for solmoduler. Felles for alle tre teknologiene er at læringseffektene 'economies of scale', 'learning-by-doing' og 'spillover'-effekten ('learning-by-interacting') har vært avgjørende for den gode kostnadsutviklingen de viser historisk.

Mye tyder på at flytende havvind vil kunne nytte erfaringen fra landvind og bunnfast havvind, 'spillover'-effekten, og litteraturen underbygger at flytende havvind med stor sannsynlighet vil senke enhetskostnadene basert på prosjekt- og turbinstørrelse. Dette kommer av formelen for LCOE, som viser til at selv om turbinen er kostbar og CapEx er høy, så vil en reduksjon av OpEx og en økning av produksjonsmengde bidra i stor grad til å senke enhetskostnadene. Mengde prosjekter i pipeline, og havvindaktørers prediksjoner, tilsier at vi kommer til å se flere og større prosjekter i årene fremover.

Det globale energimarkedet går en spennende tid i møte, med storsatsing på elektrifisering, både på land og til havs. Litteratur, nyheter, og rapporter tilsier at flytende havvind i stor grad kommer til å være en viktig del av framtidens kraftmarked, dersom kostnadene reduseres til et bærekraftig og lønnsomt nivå. For å nå målene om et lavutslippssamfunn kreves det at det

offentlige gir tilstrekkelig støtte til utbyggere og forskere som ønsker å satse videre på fornybare teknologier, inkludert flytende havvind. Ved å kartlegge faktorer bak teknologilæring og gi helt konkrete LCOE-mål for fremtiden, blir denne oppgaven en av et stort antall studier som sammen kan bidra litt til en større endring.

7. Referanser

- A. Elia, M. K. F. R. B. G., 2020. Impacts of innovation on renewable energy technology cost reductions. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, November.
- A. Elia, M. T. B. O. G. F. R., 2020. Wind turbine cost reduction: A detailed bottom-up analysis of innovation drivers. *Energy Policy*, Juli.
- Abel Martinez, G. I., 2021. Multi-parameter analysis and mapping of levelized cost of floating offshore wind in the Mediterranean Sea. *Energy Conversion and Management*, September.
- Alan McDonald, L. S., 2003. Learning curves and technology assessment. *International Journal of Technology Management*, Mars.
- Alberth, S., 2007. Forecasting technology costs via the Learning Curve - Myth or Magic?. August.
- Amir R. Nejad, J. K. Y. G. S. S. H. P. S. W. J. D. Z. Q. A. E. R. S. F. G. G. D. C. R. G. G. J. B. B. H., 2021. Wind turbine drivetrains: state-of-the-art technologies and future development trends. *Wind Energy Science Discussions*, Juni.
- Anand Natarajan, M. H. H. S. W., 2016. *Design Load Basis for Offshore Wind turbines*, s.l.: DTU Vindenergi.
- Anastasia Ioannou, A. A. F. B., 2018. Parametric CAPEX, OPEX and LCOE expressions for offshore wind farms based on global deployment parameters. *Energy Sources, Part B: Economics, Planning and Policy*, Mai.
- Béla Nagy, J. F. Q. M. B. J. E. T., 2013. Statistical Basis for predicting Technological Progress. *Plos One*, Februar.
- Chiara Candelise, M. W. R. J. G., 2013. The dynamics of solar PV costs and prices as challenge for technology forecasting. *Renewable and sustainable Energy Reviews vol. 26*, Mai.
- DNV, 2022. *Flotating Offshore Wind: The next five years*, s.l.: DNV.
- Duffy, P., 2023. *NRELs research and outlook on floating offshore wind* [Intervju] (27 April 2023).
- Durakovic, A., 2023. *OffshoreWind: Overcoming Floating Wind Challenge is key to Global Energy transition*. [Internett]
Available at: <https://www.offshorewind.biz/2023/01/27/overcoming-floating-wind-challenges-is-key-to-global-energy-transition-houlder/>
[Funnet 14 Mai 2023].
- E. Lantz, M. H. R. W., 2012. *The Past and Future Cost of Wind Energy*, s.l.: NREL.
- EERE, U.S. Department of Energy, 2023. *How a Wind Turbine Works*. [Internett]
Available at: <https://www.energy.gov/eere/wind/how-wind-turbine-works-text-version>
[Funnet April 2023].
- Energikommisjonen, 2023. *Mer av alt - raskere*, s.l.: Energikommisjonen.
- Equinor, 2022. *Faktaside om Hywind Scotland*. [Internett]
Available at: <https://www.equinor.com/energy/hywind-scotland>
[Funnet Januar 2023].

Equinor, u.d. *Floating wind*. [Internett]

Available at: <https://www.equinor.com/energy/floating-wind>

[Funnet Mars 2023].

Floarian Stadtman, A. R. T. K. K. A. J. O. S. K. K. O. S., 2023. Digital twins in Wind Energy: Emerging Technologies and Industry-Informed Future Directions. *Elsevier*, 25 April.

FN, 2023. *FNs nettside om bærekraftsmål nr. 7*. [Internett]

Available at: <https://www.fn.no/om-fn/fns-baerekraftsmaal/ren-energi-til-alle>

[Funnet Januar 2023].

Gaetana Anamiati, J. B. E. B. G. G. L. L. P. M. R. R., 2022. *Floating Renewables, Part one: An analysis of research gaps*, s.l.: DNV.

GE Renewable Energy, u.d. *Haliade-X offshore wind turbine*. [Internett]

Available at: <https://www.ge.com/renewableenergy/wind-energy/offshore-wind/haliade-x-offshore-turbine>

[Funnet April 2023].

Goksin Kavlak, J. M. J. E. T., 2013. Evaluating the causes of cost reduction in photovoltaic modules. *Energy Policy* 123, Desember.

GWEC, 2022. *Annual Global Wind Reports*. [Internett]

Available at: <https://gwec.net/category/annual-global-wind-reports/>

[Funnet Mars 2023].

GWEC, 2022. *Floating Offshore Wind - A Global Opportunity*, s.l.: GWEC.

Hao Yu, X. Y. H. C. S. L. Y. L., 2022. Energy Storage Capacity Planning Method for Improving Offshore Wind Power Consumption. *Sustainability*, November.

Hole, J., 2023. *NVE: Energilagring*. [Internett]

Available at: <https://www.nve.no/energi/energisystem/energibruk/energilagring/>

[Funnet 6 Mai 2023].

Hovland, K. M., 2022. *Statnett vil sette fart: Norge har dårlig tid*. [Internett]

Available at: <https://e24.no/energi-og-klima/i/EQyzgl/statnett-vil-sette-fart-norge-har-daarlig-tid>

[Funnet 6 Mai 2023].

Hyldahl, P. C., 2023. *Stiesdal, fremtid for flytende havvind, og Tetra-Spar-konseptet* [Intervju] (Februar 2023).

IEA, 2021. *IEA Wind TCP*, s.l.: IEA, International Energy Agency.

IRENA, 2022. *Renewable Power Generation Costs in 2021*, Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency.

J.F. Manwell, J. M. A. R., 2009. Wind Energy Explained. I: *Wind Energy Explained: Theory, design, and application*. s.l.:Wiley, pp. 33-35.

Jiang, Z., 2021. Installation of offshore wind turbines: A technical review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 27 Januar.

Kölle, K., 2023. *Forskning og utvikling av flytende havvind* [Intervju] (8 Februar 2023).

Life Free Energy, u.d. *Life Free Energy*. [Internett]

Available at: <http://lifefreeenergy.com/w/wind-power-how-it-works.html>

Louis Coulomb, K. N., 2006. Learning Curves and Changing Product Attributes: the Case of Wind Turbines. Februar.

Lucas Sens, U. N. M. K., 2021. Capital expenditure and levelized cost of electricity of photovoltaic plants and wind turbines - Development by 2050. *Renewable Energy*, Desember.

M. G. Kim, P. H. D. P. G., 2016. Yawing characteristics during slippage of the nacelle of a multi MW wind turbine. *Journal of physics: Conference series*.

Marianne Aasen, M. K. A. V., 2022. *Folk og klima: Utvikling i nordmenns oppfatninger om klimaendringer, klimapolitikk og eget ansvar 2018-2021*, s.l.: Cicero.

Mark Bolinger, R. W. E. O., 2022. Levelized cost-based learning analysis of utility-scale wind and solar in the United States. *iScience*, Juni.

Markus Lerch, M. d. P. G. C. M. B. G. B., 2018. Sensitivity analysis on the levelized cost of energy for floating offshore wind farms. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, Juli.

Martinsen, T., 2010. *Technology learning in a global-local perspective*. Trondheim: NTNU.

Matt Shields, P. B. J. N., 2022. *A Systematic Framework for Projecting the Future Cost of Offshore Wind Energy*, s.l.: NREL.

Norris, R., 2022. *Renewable UK, Global floating offshore wind pipeline doubles in last 12 months*. [Internett]

Available at: <https://www.renewableuk.com/news/618955/Global-floating-offshore-wind-pipeline-doubles-in-last-12-months.htm>

[Funnet Mars 2023].

NREL, 2022. *2021 Cost of Wind Energy Review*, s.l.: NREL.

NREL, u.d. *Annual technology baseline, definition of parameters*. [Internett]

Available at: <https://atb.nrel.gov/electricity/2021/definitions>

[Funnet 14 Mai 2023].

Nuno Bento, M. F., 2018. Emergence of Floating Offshore Wind Energy: Technology and Industry. September.

NVE, 2021. *NVE, kostnader for kraftproduksjon*. [Internett]

Available at: <https://www.nve.no/energi/analyser-og-statistikk/kostnader-for-kraftproduksjon/>

[Funnet Februar 2023].

Olje- og energidepartementet, 2022. *Regjeringen går videre i sin satsing på havvind*. [Internett]

Available at: <https://www.regjeringen.no/no/aktuelt/regjeringen-gar-videre-i-sin-satsing-pa-havvind/id2949762/>

[Funnet Mai 2023].

Our World in Data, 2022. *Levelized Cost of Energy by technology, World*. [Internett]

Available at: <https://ourworldindata.org/grapher/levelized-cost-of-energy>

[Funnet Mars 2023].

Our World in Data, 2023. *Solar PV module price*. [Internett]

Available at: <https://ourworldindata.org/grapher/solar-pv-prices-vs-cumulative-capacity?xScale=linear&yScale=linear>

[Funnet Mars 2023].

Patrik Söderholm, T. S., 2007. Empirical challenges in the use of learning curves for assessing the economic prospects of renewable energy technologies. *Renewable Energy*, Mars.

Pio Allesandro Lombardi, I. H. S. B. M. W., 2017. Battery Storage Services that Minimize Wind Farm Operating Costs: A Case Study. Oktober.

Rahul Chitteth Ramachandran, C. D. F. J. J.-J. S. J. M., 2021. Floating offshore wind turbines: installation, operation, maintenance and decommissioning challenges and opportunities. *Wind Energy Science Discussions*, Oktober.

Samadi, S., 2016. A Review of Factors Influencing the Cost Development of Electricity Generation Technologies. *Energies*.

Samprit Chatterjee, A. S. H., 2006. *Regression Analysis by example*, New Jersey: John Wiley & Sons Inc..

SINTEF, 2021. *Havvind: Oppstart av nytt prosjekt for havnett i Nordsjøen*. [Internett]

Available at: <https://www.sintef.no/siste-nytt/2021/havvind-oppstart-av-nytt-prosjekt-for-havnett-i-nordsjoen/>

[Funnet 5 Mai 2023].

Srinivasan Santhakumar, C. H.-A. H. M. A. F., 2022. Technological learning potential of offshore wind technology and underlying cost drivers. *Research Square*, Januar.

SSB, 2023. *Record high electricity price in 2022*. [Internett]

Available at: <https://www.ssb.no/en/energi-og-industri/energi/statistikk/elektrisitetspriser/article-for-electricity-prices/record-high-electricity-price-in-2022--curbed-by-electricity-support-for-households>

[Funnet Mai 2023].

Stake, J., 2016. *Implementering av læringskurver som metode for beregning av investeringskostnader for fremtidig produksjon*. s.l.:NMBU, Institutt for matematiske realfag og teknologi.

Statista, 2022. *Cumulative installed wind power capacity worldwide from 2001 to 2021*. [Internett]

Available at: <https://www.statista.com/statistics/268363/installed-wind-power-capacity-worldwide/>

[Funnet Mars 2023].

Thanh-Toan Tran, D.-H. K., 2015. The platform pitching motion of floating offshore wind turbine: A preliminary unsteady aerodynamic analysis. *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, 14 April.

Thierry Badouard, D. M. d. O. J. Y. P. T., 2020. *Final Report Cost of Energy (LCOE): Energy costs, taxes, and the impact of government interventions on investments*, Rotterdam: Enerdata og Trinomics.

Tønseth, S., 2021. *Sintef, Six factors that will determine the cost of offshore wind power*. [Internett]

Available at: <https://www.sintef.no/en/latest-news/2021/six-factors-that-will-determine-the-cost-of-offshore-wind-power/>

[Funnet Februar 2023].

U.S. Department of Energy, 2022. *Offshore Wind Market Report: 2022 Edition*, s.l.: Office of Energy Efficiency and Renewable Energy.

UNRIC, 2022. *Floating wind turbines: a new player in cleantech*. [Internett]
Available at: <https://unric.org/en/floating-wind-turbines-a-new-player-in-cleantech/>
[Funnet Mars 2023].

Valamis, 2022. *Valamis*. [Internett]
Available at: <https://www.valamis.com/hub/learning-curve>
[Funnet Mars 2023].

Veholmen, H. B., 2022. *Flytende havvind, hvilke teknologiske utfordringer må løses for å få LCOE ned på et økonomisk bærekraftig nivå?*. Stavanger: Universitetet i Stavanger, Det teknisk-naturvitenskapelige fakultet.

Walter Musial, P. S. P. D. P. B. M. M. R. H. M. S., 2022. *Offshore Wind Market Report: 2022 Edition*, s.l.: Office of Energy Efficiency & Renewable Energy.

Wang, A., 2020. *A regulatory and techno-economic analysis of developing an offshore wind farm at Sørilige Nordsjø 2*. Ås: NMBU, Fakultet for miljøvitenskap og naturforvaltning.

Wind Energy International, 2021. *Global Total Installed Capacity, 1983-2018*. [Internett]
Available at: <https://library.wwindea.org/global-statistics-1980/>
[Funnet April 2023].

WindEurope, 2022. *The EU Raw Materials Act: WindEuropes contribution to the European Commission consultation*, Brussel: WindEurope.

Ørsted, 2022. *Deeper waters, stronger winds: How floating offshore wind can be scaled*, s.l.: Ørsted.

Østenby, A. M., 2019. *Dybde og kompliserte bunnforhold gjør havvind i Norge dyrere enn i Europa*, s.l.: NVE, Energiavdelingen.