



Norges miljø- og
biovitenskapelige
universitet

Masteroppgave 2025 30 stp

Fakultetet for miljøvitenskap og naturforvaltning

Differansekontrakters rolle i foreningen av samfunnsøkonomisk effektivitet og risikoavlastning for investorer i havvindsektoren

The role of Contracts for Difference in balancing
public economic efficiency and risk mitigation for
investors in the offshore wind sector

Nicolai Hoel

Fornybar energi

Forord

Da var man ved veis ende! Denne mastergraden representerer avslutningen av min studietid her på Norges miljø- og biovitenskapelige universitet (NMBU). Det har vært mange fine år i Ås, så det er vemodig å si farvel til studietiden, men også spennende å ta fatt på arbeidslivet og de nye utfordringene som venter.

Først og fremst vil jeg takke min hovedveileder Kristin Linnerud for både god akademisk og personlig støtte gjennom masterskrivingen. Du har vært til stor hjelp. Jeg ønsker også å takke kjæreste og familie for støtte i denne nokså krevende og innholdsrike perioden. Spesielt vil jeg trekke frem min bror, Christoffer Hoel, som har korrekturlest deler av oppgaven. Tusen takk.

Sist, men ikke minst vil jeg takke mine medstudenter gjennom alle disse årene. Dere har gjort studietiden lærerik, motiverende og trivelig.

NMBU
Ås 15.05.2025

Nicolai Hoel

Nicolai M. Hoel

Sammendrag

Det grønne skifte krever rask og omfattende utbygging av fornybar energi. Havvind er utpekt som en nøkkelteknologi i arbeidet med å nå nasjonale og internasjonale klimamål. Samtidig er havvindkapasitet kostnadskrevende å realisere. Investeringer preges av høy kapitalbinding og betydelig inntektsusikkerhet i lys av volatile og uforutsigbare kraftmarkedspriser. Statlig støtte har lenge vært, og er fremdeles, en viktig ressurs for å få investorer til å investere i nye og samfunnsviktige teknologier. Det er derfor ekstra viktig at offentlige støtteordninger finner en gunstig balanse mellom samfunnsøkonomiske og bedriftsøkonomiske interesser.

Med denne masteroppgaven vurderes ulike utforminger av en tosidig differansekontrakt fra fullt garanterte inntekter for investor til ren investeringsstøtte, med utgangspunkt havvindprosjektet i Sørliche Nordsjø II. Analysen bygger på hvordan risikoallokering mellom stat og investor under ulike prisscenarioer (fra lav-, basis- og høyscenario) utvikler seg basert på en trinnvis utforming av differansekontrakten. Lønnsomhetsberegninger og samfunnsøkonomiske vurderinger blir også undersøkt. Det legges spesielt vekt på hvordan differansekontraktens utforming påvirker investors kapitalkostnad gjennom endringer i systematisk risiko.

Resultatene viser at graden av risikooverføring fra stat til investor har stor betydning for både prosjektets finansierbarhet og statens økonomiske eksponering. En høy grad av inntektsgaranti gir lav risiko og høy lønnsomhet for investor, men skaper samtidig risiko for overkompensasjon og svekkede markedsinsentiver. Mer markedsnære støtteordninger gir bedre budsjettkontroll og insentiver til samfunnsøkonomisk produksjon, men krever at investor bærer større del av risikoen. Denne balansegangen er vesentlig for å utforme effektive og levedyktige støtteordninger.

Denne masteroppgaven bidrar til bedre forståelse av hvordan differansekontrakter kan struktureres for å håndtere det grunnleggende forholdet mellom samfunnsøkonomisk ressursutnyttelse og investors behov for risikoavlastning. I en tid der tempo og kapitalbehov i det grønne skifte øker, er det avgjørende at støttepolitikken ikke bare utløser investeringer, men også gjennomføres på en måte som ivaretar fellesskapets interesser og langsiktig markedsintegrasjon.

Abstract

The green transition requires a rapid and large-scale deployment of renewable energy. Offshore wind has been identified as a key technology in achieving national and international climate targets. However, developing offshore wind capacity is capital-intensive, and investments are characterized by high capital lock-in and considerable income uncertainty due to volatile and unpredictable electricity market prices. Public support schemes have long been, and continue to be, a crucial enabler for investments in emerging and socially important technologies. It is therefore essential that such schemes are designed to balance societal efficiency with the investor's need for risk mitigation.

This thesis assesses various designs of a two-sided Contract for Difference (CfD), ranging from fully guaranteed revenues to upfront investment support, using the Sørlige Nordsjø II offshore wind project as a case study. The analysis examines how risk is allocated between the state and the investor under different price scenarios (low, base and high) based on a stepwise CfD design. Profitability calculations and welfare-economic assessments are included, with particular emphasis on how contract structure affects the investor's cost of capital through changes in systematic risk.

The findings show that the degree of risk transfer from the state to the investor has significant implications for both project bankability and the state's financial exposure. A high degree of income guarantee results in low risk and high profitability for the investor but increases the risk of overcompensation and undermines market-based incentives. More market-oriented support mechanisms improve budget control and preserve incentives for efficient production but require the investor to bear a larger share of the risk. Striking the right balance between these considerations is key to designing effective and sustainable support schemes.

This study contributes to the understanding of how support instruments can be structured to manage the fundamental trade-off between efficient use of public resources and the investor's need for risk coverage. At a time when the pace and capital needs of the energy transition are accelerating, it is essential that support policies not only trigger investments but do so in a way that serves the public interest and promotes long-term market integration.

Innholdsfortegnelse

1	Introduksjon.....	1
1.1	<i>Forskningsspørsmål</i>	2
1.2	<i>Disposisjon</i>	3
2	Kunnskapsgrunnlag.....	4
2.1	<i>Samfunnsøkonomisk teori.....</i>	4
2.1.1	Definisjon og prinsipper	4
2.1.2	Forutsetninger for samfunnsøkonomisk optimalitet.....	5
2.1.3	Markedssvikt og begrunnelse for offentlig støtte	6
2.2	<i>Bedriftsøkonomisk teori.....</i>	7
2.2.1	Investeringssteori	7
2.2.2	Risiko og kapitalkostnad	8
2.3	<i>Støtteordninger.....</i>	9
2.3.1	Differansekontrakter.....	10
2.3.2	Investeringsstøtte	12
2.4	<i>Litteraturstudie.....</i>	13
2.4.1	Perspektiver fra Nature Energy	13
2.4.2	Andre relevante studier.....	14
3	Metode.....	17
3.1	<i>Oppbygging av analysen</i>	17
3.1.1	Bruk av kunstig intelligens	18
3.1.2	Avgrensninger	18
3.2	<i>Differansekontrakt.....</i>	18
3.2.1	Trinnvis utvikling	19
3.2.2	Lønnsomhetsmetode.....	20
3.2.3	Referanseprisutforming	21
3.2.4	Avregningsutforming.....	21
3.3	<i>Investeringsstøtte.....</i>	22
3.3.1	Lønnsomhetsmetode.....	22
3.4	<i>Vurdering av investors risiko</i>	23
3.4.1	Risikojustert kapitalkostnad	23
3.4.2	Datagrunnlag for kapitalkostnad	25
3.5	<i>Følsomhetsanalyse</i>	28
3.6	<i>Samfunnsøkonomisk vurderingsmetode</i>	28
3.7	<i>Datagrunnlag</i>	29
3.7.1	Inflasjon, nedgraderingsfaktor.....	29
3.7.2	Støttebeløp	29
3.7.3	Investeringskostnad	30
3.7.4	Drift- og vedlikeholdskostnad	31
3.7.5	Referansepris og fremtidig kraftpris.....	31
3.7.6	Årlig produksjonsprofil	32
4	Resultater	34
4.1	<i>Prisbaner</i>	34
4.2	<i>Produksjonsprofil</i>	35
4.3	<i>Differansekontrakt – trinnvis utvikling.....</i>	36
4.3.1	Grafisk fremstilling.....	38
4.4	<i>Investeringsstøtte.....</i>	39

4.4.1	Grafisk fremstilling.....	40
4.5	<i>Følsomhetsanalyser</i>	40
4.5.1	Sensitivitetsanalyse: Kontraktspris vs. prisbaner	42
4.5.2	Justering av totalkapitalbeta	43
5	Diskusjon	44
5.1	<i>Diskusjon av resultater</i>	44
5.1.1	Delspørsmål I – Samfunnsøkonomisk vurdering	44
5.1.2	Delspørsmål II – Bedriftsøkonomisk vurdering	47
5.1.3	Delspørsmål III – Balansere interesser	49
6	Konklusjon.....	51
6.1	<i>Robustheten til resultatene</i>	52
7	Referanser.....	53

Figuroversikt:

Figur 1: Samfunnsøkonomisk overskudd som summen av konsumet (KO)- og produsentoverskudd (PO) i perfekt konkurranse Hentet med godkjenning fra foreleser i ECN101.	5
Figur 2: Markedspris i NO2 de første 720 timene i 2023, med kontraktspris (1,15 kr/kWh) og minstepris (0,05 kr/kWh) i en tosidig differansekontrakt.	11
Figur 3: Til vestre illustreres radial tilknytning til Norge. Til høyre hybrid tilknytning mot både Norge og utlandet. Illustrasjon fra Statnett (2022), brukt med tillatelse.	12
Figur 4: Illustrasjon av den trinnvise oppbyggingen for å illustrere og underbygge argumentasjon rundt risikofordeling og samfunnsøkonomiske endringer.	19
Figur 5: Historiske spotpriser i NO2 (2020-2024) som illustrerer prisvolatilitet og sesongvariasjoner, med spesielt høye priser i 2022, og lave i 2020.	31
Figur 6: Estimerte gjennomsnittspriser for 2030-2059 basert prognoser fra NVE (2024b) og Statnett (2023a, 2024).	32
Figur 7: Predikerte kraftpriser i 2030. Estimert pris på 63,5 øre/kWh og en minstepris på 5 øre/kWh.	35
Figur 8: Estimert timesproduksjon (MWh) for hvert år ved 1400 MW kapasitet og 55,9% kapasitetsfaktor basert på vinddata fra Ekofisk og NVE. Totalproduksjon er 6 855 GWh og gjelder for alle år.	35
Figur 9: NNV (MNOK) basert på den trinnvise tilnærmingen av differansekontraktens utforming. Trinn 1 har en kontraktsperiode på 30 år mens Trinn 2 har en kontraktsperiode på 15 år. I Trinn 3 innføres både støttetak og minstepris.	38
Figur 10: Statens utbetalinger i de tre trinnene, med høyest utbetaling i Trinn 1 og lavest i Trinn 3 grunnet innføring av støttetaket.	39
Figur 11: Grafisk sammenstilling av NNV for differansekontrakt (Trinn 3) og investeringsstøtte i de tre prisscenarioene.	40
Figur 12: Stjernediagram av parametere i basisscenario for differansekontrakt Trinn 3.	41

Tabelloversikt:

Tabell 1: Tabellen viser inputverdiene hentet fra (Osmundsen et al., 2023). Verdiene for investeringsstøtten er forutsatt lik for kontantstrømmen uten differansekontrakt.	26
Tabell 2: Tabellen viser de ulike kapitalkostnadene for scenarioene basert på forutsetninger presentert i tabell 1, beregnet med utgangspunkt i formlene presentert i kapittel 3.3.	26
Tabell 3: Oppsummering av datagrunnlaget.	29
Tabell 4: Beregnede NNV-verdier (MNOK) for tre trinn i differansekontrakten basert på prisscenarioene.	36
Tabell 5: Viser statens netto utbetalinger under de ulike utviklingstrinnene for Differansekontrakter basert på tre prisscenarier.....	37
Tabell 6: NNV for investeringsstøtte på 23 000 MNOK (34,7 prosent). Negativ i lav- og basisscenario, men positiv i høyscenario.	39
Tabell 7: NNV (MNOK) i Trinn 2 ved lavere kontraktspriser under de tre prisscenarioene...	42
Tabell 8: NNV (MNOK) i Trinn 3 ved +/- 20 prosent endring i kontraktspris, for de tre prisscenarioene.	43
Tabell 9: Endringer i NNV (MNOK) ved justering av β_{TK} , uten CfD	43

1 Introduksjon

For å nå netto nullutslipp innen 2050 har EU vedtatt ambisiøse klimamål, inkludert 55 prosent reduksjon i utslipp innen 2030 og et mål om at 42,5 prosent av energimiksen skal være fornybar innen samme år (EEA, 2024; European Commission, 2023a). IRENA (2023b) anslår at det globalt må investeres over 150 milliarder USD i energisystemet frem mot 2050, hvorav ny fornybar kraftkapasitet utgjør 26 prosent. Samtidig viser flere prognoser at dagens utbyggingstempo ikke er tilstrekkelig for å nå målene (GWEC, 2024, 2025; WindEurope, 2024). Havvind trekkes frem som en nøkkelteknologi i denne omstillingen, men er kapitalintensiv og forbundet med høy risiko (GWEC, 2025). I tillegg har Russlands invasjon av Ukraina i 2022 og energikrisen som fulgte, tydeliggjort behovet for risikoreduserende virkemidler som kan sikre investeringer i slike prosjekter.

Et viktig spørsmål for myndigheter og investorer er derfor hvordan støtteordninger bør utformes for å utløse investeringer i kapitalintensive teknologier som havvind, uten å skape samfunnsøkonomiske vridninger. De siste tiårene har støttemodellene i Europa beveget seg fra faste inntektsgarantier, som innmatingstariffer (feed-in-tariffs) og grønne sertifikater, til mer markedsintegreerte løsninger som differansekontrakter (Econ Pöyry, 2008). Overgangen skyldes behovet for bedre ressursallokering og insentiver, etter som erfaringer fra tidligere ordninger har vist seg å kunne føre til overkompensasjon og svekkede markedsprissignaler (Schlecht et al., 2024). Differansekontrakter er nå etablert som en dominerende støtteordning, særlig innen havvindindustrien (European Commission, 2023b). Norge følger denne utviklingen. Regjeringen har lansert en ambisjon om 30 GW havvind innen 2040, og har besluttet å benytte en tosidig differansekontrakt som støtteordning for havvindprosjektet i Sørlege Nordsjø II (Energidepartementet, 2023a). Samtidig debatteres det om hvorvidt en slik kontrakt er den beste løsningen. Noen aktører argumenterer for at investeringsstøtte kan være mer kostnadseffektive, særlig i prosjekter med budsjettbegrensninger (Oslo Economics, 2022). Valget mellom løpende støtte og engangsutbetalinger berører kjerneproblemet i støttepolitikken: hvordan balansere samfunnsøkonomisk effektivitet med risikoavlastning for investor.

Tidligere studier har vist at støtteordningenes utforming påvirker både investeringsvilje, inntektsstabilitet og dynamikken i kraftmarkedet (Khodadadi & Poudineh, 2024; Winje et al., 2022). Beiter et al. (2024) peker på at hovedfunksjonen til differansekontrakten ikke nødvendigvis er å subsidiere, men å redusere markedsrisiko – som i praksis kan være hoved

barrieren for en investeringsbeslutning. Feilutformede ordninger kan likevel føre til ineffektivitet, redusert markedsdynamikk og svekkede prissignaler. Dette gjør det nødvendig med en grundig analyse av ulike differansekontraktmodeller og implikasjoner av disse.

I denne masteroppgaven utforskes to ulike støtteformer, tosidig differansekontrakt og investeringsstøtte, og hvordan disse påvirker risiko, lønnsomhet og samfunnsøkonomisk effektivitet i havvindprosjekter. Sørliche Nordsjø II benyttes for å illustrere og vurdere hvordan dette påvirker både investorens risikoeksponering og samfunnsøkonomiske prinsipper. Målet er å gi innsikt i hvordan differansekontrakter bør utformes for å balansere samfunnsøkonomiske og bedriftsøkonomiske hensyn, hvor behovet for risikoavlastning for investor vektlegges.

1.1 Forskningsspørsmål

Når differansekontrakter for havvind utformes må myndighetene balansere i hovedsak to sentrale hensyn: (1) redusere investorens risiko ved å sikre stabile og forutsigbare inntekter for kapitalintensive prosjekter, og (2) bevare velfungerende markedsmekanismer ved å unngå overkompensasjon og sikre at produksjonsbeslutninger tas på samfunnsøkonomisk grunnlag (Meld. St. 25, 2016). Valg av støtteform påvirker derfor ikke bare risiko og lønnsomheten for investor, men også prisdannelsen i kraftmarkedet og insentiver for videre teknologiutvikling.

Med bakgrunn i dette stilles følgende forskningsspørsmål:

Hvordan kan differansekontrakter for havvind utformes for å balansere behovet for samfunnsøkonomisk effektivitet med behovet for risikoavlastning hos investor?

Forskningsspørsmålet adresserer hvordan differansekontrakter kan utformes for å balansere investorattraktivitet med bevaring av effektive markedsmekanismer og samfunnsøkonomiske prinsipper. Selv om slike kontrakter gir inntektssikkerhet for investor, kan de dersom utformes feil svekke markedsdynamikk og redusere insentivene til effektiv produksjon (Schlecht et al., 2024). Investeringsstøtte kan på sin side spille en viktig rolle ved å redusere investeringskostnaden tidlig i prosjektet og senke barrieren for nye aktører i umodne og kapitalintensive markeder (Oslo Economics, 2022). For å vurdere balansen mellom samfunnsøkonomisk effektivitet og investors risikobilde, kreves en analyse av hvordan ulike utforminger av differansekontrakter presterer sett mot en investeringsstøtteordning.

For å svare på forskningsspørsmålet stilles tre delspørsmål som belyser problemstillingen fra ulike perspektiver:

- I. Sett fra et samfunnsøkonomisk perspektiv - hvordan bør differansekontrakter utformes og hvordan presterer ulike modeller opp mot dette idealet?*
- II. Sett fra et bedriftsøkonomisk perspektiv - hvordan bør differansekontrakter utformes og hvordan presterer ulike modeller opp mot dette idealet?*
- III. Hvordan vil en overgang mellom disse ytterpunktene påvirke balansen mellom deres interesser med utgangspunkt i Nature Energy artikkelen av Beiter et al. (2024)?*

Ønsket med spørsmålene er å gi en ramme for å analysere hvordan ulik utforming av differansekontrakter påvirker fordelingen av risiko, investeringsinsentiver og samfunnsøkonomisk effektivitet i utviklingen av havvind. Ved å sammenligne modellene opp mot økonomisk teori, håpes det at oppgaven bidra med innsikt i hva som kjennetegner en effektiv støtteordning for kapitalintensive teknologier som havvind. Samtidig vil en vurdering av en investeringsstøtteordning trekkes inn for å gi analysen bredere kontekst.

1.2 Disposisjon

Oppgaven er strukturert i seks hovedkapitler. Kapittel 2 gir en teoretisk gjennomgang av samfunnsøkonomisk og bedriftsøkonomisk teori og prinsipper som legges til grunn i masteroppgaven. En gjennomgang av en tosidig differansekontrakt og investeringsstøtte blir gjennomgått, før litteraturstudien blir presentert. Kapittel 3 beskriver den metodiske tilnærming med tilhørende datagrunnlag. Kapittel 4 presenterer analysens resultater, inkludert hvordan ulike utforminger av differansekontrakter og investeringsstøtte påvirker samfunnsøkonomisk effektivitet, samt risiko og lønnsomhet under varierende markedsforhold. Kapittel 5 diskuterer funnene i et forsøk på å prøve å besvare forskningsspørsmålet i oppgaven. Til slutt oppsummerer kapittel 6 hovedfunn og refleksjoner rundt robustheten av resultatene.

2 Kunnskapsgrunnlag

I dette kapittelet gjennomgås sentrale teoretiske perspektiver og empiriske studier som danner grunnlaget for oppgaven. Kapittelet er delt inn i tre hoveddeler. Første del presenterer teoretiske rammeverk knyttet samfunnsøkonomi og investeringsteori. Videre presenteres støtteordninger for investeringsaktivitet og utvikling innen havvindindustrien. Til slutt gjennomgås relevant empirisk litteratur som belyser hvordan støtteordningene påvirker investeringsbeslutninger, risikoallokering og samfunnsøkonomisk effektivitet. Bakgrunnen for denne strukturen er å etablere et solid faglig rammeverk som grunnlag for analysen i de påfølgende kapitlene, samt å identifisere kunnskapsbehov som underbygger masteroppgavens forskningsspørsmål.

2.1 Samfunnsøkonomisk teori

Den samfunnsøkonomiske vurderingen tar utgangspunkt i kvalitative vurderinger basert på grunnleggende samfunnsøkonomiske prinsipper presentert i de påfølgende kapitlene.

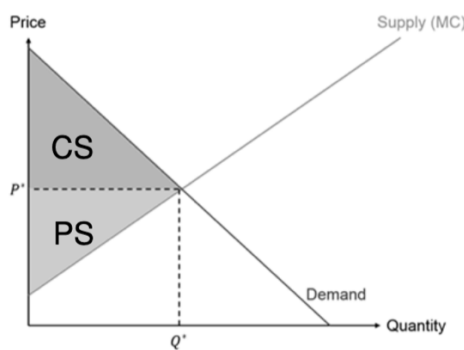
2.1.1 Definisjon og prinsipper

Samfunnsøkonomisk lønnsomhet er et sentralt begrep i økonomisk teori. Begrepet brukes for å vurdere om et tiltak bidrar til å øke den samlede velferden i samfunnet, også kjent som det samfunnsøkonomiske overskuddet. Det norske Direktoratet for Forvaltning og Økonomistyring (DFØ) definerer et tiltak som samfunnsøkonomisk lønnsomt «dersom summen av nytten for samfunnet overstiger summen av kostnadene» (DFØ, 2018). På tilsvarende måte understreker Riis et al. (2019) og Varian (2014) at en samfunnsøkonomisk vurdering innebærer å sammenligne alle fordeler og ulemper for samfunnet som helhet, inkludert både private og offentlige kostnader og gevinster. I motsetning til bedriftsøkonomiske analyser, som gjerne vurderer lønnsomhet for én aktør, inkluderer en samfunnsøkonomisk vurdering også virkninger for tredjeparter og eksterne effekter som ikke nødvendigvis reflekteres i markedstransaksjoner.

En samfunnsøkonomisk vurdering tar derfor utgangspunkt i en analyse av både direkte og indirekte konsekvenser av tiltaket. Analysen skal identifisere, verdsette og sammenholde effektene for alle berørte aktører, inkludert eventuelle eksterne virkninger som ikke fanges opp i markedspriser (NOU 2012:16; Riis et al., 2019; Stiglitz & Rosengard, 2015). Hensikten med denne typen vurderinger er å sikre at offentlige midler og ressurser kanaliseres til tiltak som gir størst mulig samlet nytte for samfunnet (Stiglitz & Rosengard, 2015).

2.1.2 Forutsetninger for samfunnsøkonomisk optimalitet

Samfunnsøkonomisk optimalitet forutsetter at markedet fungerer uten friksjoner. I økonomisk teori antas det at et velfungerende marked vil maksimere samfunnets samlede velferd dersom visse idealbetingelser er oppfylt. Disse inngår i modellen for perfekt konkurranse og omfatter blant annet mange aktører uten markedsrett, full informasjon, fravær av eksternaliteter, og fri tilgang til og fra markedet (Varian, 2014). Når slike forhold er til stede, vil markedet finne en likevektspris som gjenspeiler de reelle samfunnsøkonomiske kostnadene og nyttevirkningene. Når markedet fungerer under slike betingelser, vil ressurser allokere på en måte som oppfyller kriteriet for Pareto-optimalitet (Stiglitz & Rosengard, 2015; Varian, 2014). Det vil si at det ikke er mulig å omfordele ressursene slik at én aktør får det bedre uten at noen andre får det verre (Varian, 2014). Likevekten som oppstår under perfekt konkurranse, sikrer derfor at samfunnsøkonomisk overskudd er maksimert.



Figur 1: Samfunnsøkonomisk overskudd (SO) som summen av konsument (KO)- og produsentoverskudd (PO) i perfekt konkurranse Hentet med godkjenning fra foreleser i ECN101 (Samfunnsøkonomi).

Figur 1 viser hvordan tilbud og etterspørsel møtes i et punkt der konsumentenes betalingsvilje tilsvarer produsentenes marginalkostnad, hvor summen av KO og PO tilsvarer samlet samfunnsøkonomisk overskudd (SO).

Likevel vil perfekte markedsforhold sjelden eksistere i praksis i den virkelige verden. Markeder er ofte preget av forskjellige former for markedssvikt som fører til at ressursene ikke allokere på en effektiv måte og det samfunnsøkonomiske overskuddet reduseres deretter. Når markedssvikt er reelt, vil det kunne være nødvendig med offentlig inngripen for å korrigere markedet og bidra til økt samfunnsøkonomisk overskudd (Stiglitz & Rosengard, 2015).

2.1.3 Markedssvikt og begrunnelse for offentlig støtte

En av årsakene til at markedssvikt oppstår er tilstedeværelsen av eksternaliteter. I samfunnsøkonomisk teori er eksternaliteter gevinster eller kostnader ved konsum eller produksjon som ikke kan gjenspeiles i aktørenes beslutninger fordi de ikke selv bærer konsekvensene (Varian, 2014). Eksternaliteter kan være positive, ved at investeringer for eksempel bidrar til teknologisk utvikling eller reduserte klimagassutslipp, eller negative, som ved økt forurensning (Stiglitz & Rosengard, 2015). Når slike virkninger ikke prises i markedet, vil ikke markedets egen ressursallokering nødvendigvis føre til samfunnsøkonomisk optimalitet.

Utbygging av havvind kan gi opphav til positive eksternaliteter som ikke nødvendigvis fanges opp i kraftmarkedets prisdannelse. Bidrag til reduksjon av klimagassutslipp eller teknologisk læring kan gi nødvendige kostnadsreduksjoner i fremtidige prosjekter (Winje et al., 2020). Læringseffekter innebærer at kunnskap og erfaringer fra ett prosjekt også kommer samfunnet og andre aktører til gode, uten at dette verdsettes i markedet.

Når offentlige myndigheter beslutter å innblande seg og stimulere til investeringer kan dette forklares av kapitalmarkedssvikt. Havvindprosjekter tilskrives som regel høye og usikre investeringskostnader, lange tilbakebetalingstider og usikkerhet tilknyttet fremtidige inntekter i kraftmarkedet (IRENA, 2023a). Slike imperfeksjoner, som blant annet kan skyldes asymmetrisk informasjon eller risikoaversjon, kan føre til at prosjekter som i utgangspunktet er samfunnsøkonomisk lønnsomme, ikke realiseres.

En sentral begrunnelse for offentlig støtte til havvindprosjekter er at markedet alene ikke nødvendigvis utløser investeringer som er samfunnsøkonomiske lønnsomme. Sørliche Nordsjø II illustrerer hvordan former for markedssvikt kan oppstå i praksis. Selv om prosjektet kan forventes å gi nødvendige bidrag i Norges havvindsatsing og dekning av forbruksvekst (Statnett, 2022), vil ikke markedet alene nødvendigvis sikre at investeringen gjennomføres. Verken reduksjon i globale utslipp eller læringseffektene fra prosjektet vil fullt ut inngå i investorenes lønnsomhetsberegning. I tillegg vil inntektsvolatilitet i kraftmarkedet kunne øke kapitalkostnadene for investor og gjøre slike prosjekter lite gjennomførbare i et bedriftsøkonomisk perspektiv. Offentlig støtte til havvindprosjekter, som differansekontrakter og investeringsstøtte er eksempler på, kan begrunnes som et tiltak for å korrigere slik

markedssvikt. Ved å redusere risiko og internalisere positive eksternaliteter, kan slike ordninger gjøre samfunnsøkonomisk lønnsomme realiserbare for private investorer.

2.2 Bedriftsøkonomisk teori

En viktig del av masteroppgaven omhandler investors risiko og lønnsomhet. Av denne grunn ønskes det å forklare begreper og sammenhenger mellom risiko og lønnsomhet. Følgende delkapitler vil legge frem kunnskapsgrunnlaget for vurderinger som senere vil bli brukt i analyse og diskusjon.

2.2.1 Investerings teori

Investor søker høyest mulig avkastning på den kapitalen som investeres. Investerings teori bygger på at investeringsbeslutninger basert på forventet risiko og tilhørende lønnsomhet. I finansiell teori defineres lønnsomhet som nåverdien av fremtidige kontantstrømmer fratrasket investeringskostnaden, hvor kontantstrømmene diskonteres med en rente som reflekterer investeringsrisikoen (Bøhren & Gjærum, 2020). Nettonåverdi (NNV) metoden uttrykker dette forholdet og beregnes etter formel 1.

$$NNV = \sum_{t=1}^T \frac{E(CF_t)}{(1+r)^t} - C_0 \quad (1)$$

hvor CF_t er kontantstrømmen i periode t , mens r er diskonteringsrenten, også kalt avkastningskravet, som reflekterer prosjektets kapitalkostnad. T er prosjektets levetid, og C_0 er investeringskostnaden i tidspunkt $t = 0$.

Enhver investeringsbeslutning basert på NNV følger en fundamental beslutningsregel som tilsier at en investering kun bør gjennomføres dersom $NNV \geq 0$ (Bøhren & Gjærum, 2020). Dette baseres på en forventning om at prosjektet vil generere merverdi for investorene, ved at de diskonterte kontantstrømmene overstiger investeringskostnadene over prosjektets økonomiske levetid (Bodie et al., 2014). Dersom $NNV \leq 0$, vil investeringen redusere investors formue og bør dermed forkastes.

NNV beregningen er et viktig vurderingsverktøy for en investeringsbeslutning for prosjekter med lange tidshorisonter som havvindprosjekter har (GWEC, 2025). Samtidig kan slike

prosjekter ofte være preget av betydelig usikkerhet til både inntekter og kostnader, som igjen utfordrer forutsetningene i en standard NNV-analyse. Investorer i slike prosjekter står derfor ovenfor valget mellom å investere umiddelbart eller utsette beslutningen for å ha muligheten til å innhente mer informasjon rundt prosjektet (Bodie et al., 2014). I disse tilfellene kan realopsjonsteori være en bedre vurdering av investeringens verdi, nettopp ved å ta høyde for verdien av fleksibiliteten til å vente.

2.2.2 Risiko og kapitalkostnad

Risiko er noe enhver investor må forholde seg til i vurderingen av investeringsprosjekter. I finanslitteraturen skilles det mellom to kategorier av risiko: systematisk og usystematisk risiko. Den totale risikoen knyttet til en investering kan derfor uttrykkes som summen av disse to usikkerhetselementene (Bøhren & Gjærum, 2020), side 362.

$$\textit{Total risiko} = \textit{Systematisk risiko} + \textit{Usystematisk risiko} \quad (2)$$

Systematisk risiko, ofte omtalt markedsrisiko og prosjektets beta, referer til den usikkerheten som ikke kan elimineres gjennom diversifisering (Bodie et al., 2014). Bøhren og Gjærum (2020) definerer på side 362 denne risikoen som «den usikkerheten som ikke forsvinner». Denne type risiko oppstår som følge av faktorer som påvirker hele økonomien og derav markedene, som eksempelvis renteendringer, inflasjon og kraftprisutvikling (Stephen et al., 2015). Systematisk risiko rammer dermed «alle» aktører i markedet og kan ikke diversifiseres bort. Usystematisk risiko er derimot mer prosjektspesifikk og kan reduseres ved å inkludere investeringen i en større portefølje (Bøhren & Gjærum, 2020). For havvindprosjekter kan dette eksempelvis være risiko knyttet til uforutsette kostnadsøkninger, forsinkelser i utbyggingen eller tekniske feil under driftsfasen.

Kapitalverdimodellen (KVM) formaliserer sammenhengen mellom risiko og kapitalkostnad, ved å fastsette at investorer kun skal kompenseres for systematisk risiko, ettersom den usystematiske risikoen kan diversifiseres bort i en veldiversifisert portefølje (Bøhren & Gjærum, 2020). KVM uttrykker forventet avkastning som:

$$r = r_f + \beta_i [E(r_m) - r_f] \quad (3)$$

hvor r er forventet avkastning på investeringen, r_f er den risikofrie renten, β_i er investeringens betakoeffisient som måler sensitiviteten for markedsrisiko, og $E(r_m)$ representerer forventet markedsavkastning (Bøhren & Gjærum, 2020), side 374. $E(r_m) - r_f$, er markedsrisikopremien, og denne forteller hvilken ekstra avkastning investorer krever for å plassere kapital i en risikobærende- fremfor en risikofri investering. Formelen viser at høyere eksponering for markedsrisiko (systematisk risiko) har utslag i en høyere kapitalkostnad. For kapitalintensive prosjekter som havvind, kan systematiske risikofaktorer som kraftprisutvikling og politiske endringer dermed ha stor betydning investors vurdering av prosjektets lønnsomhet.

Prosjektets finansieringsstruktur vil også påvirke kapitalkostnaden til prosjektet. Forholdet mellom egenkapital og gjeld har betydning for hvordan risiko fordeles mellom långivere og eiere, og dermed for avkastningskravet (Bøhren & Gjærum, 2020; Varian, 2014). Under Modigliani-Miller-teorem I og antakelsen om perfekt kapitalmarked og ingen skatt, ser vi en formell sammenheng mellom prosjektets egenkapitalbeta og totalkapitalbeta (Modigliani & Miller, 1958). Sammenhengen uttrykkes av formel 4.

$$\beta_{EK} = \beta_{TK} * \left(1 + \frac{G}{EK}\right) \quad (4)$$

β_{EK} er betakoeffisienten til egenkapitalen, β_{TK} er betakoeffisienten til totalkapitalen. G er gjeld mens EK er egenkapitalen. Vi ser av formelen at egenkapitalens risiko øker med økt gjeldsgrad. Betakoeffisienten for egenkapitalen indikerer hvordan prosjektets egenkapitalverdi varierer i forhold til markedet. Ved en $\beta = 1$ er prosjektet like risikabelt som markedsporteføljen, som en del av en veldiversifisert portefølje (Bøhren & Gjærum, 2020). Videre forklarer Bøhren og Gjærum (2020) at dersom $\beta < 1$ er prosjektet mindre risikabelt enn markedet, mens ved $\beta > 1$ er investeringsprosjektet mer risikabelt enn markedet.

2.3 Støtteordninger

For å stimulere investeringer i fornybar energi og redusere risikoen for investorer, har myndigheter og markedsaktører utviklet ulike støtteordninger presentert i innledningen. Slike ordninger har som formål å realisere prosjekter som i utgangspunktet ikke ville blitt realisert grunnet investeringsrisiko og eksternaliteter, som forklart i kapittel 2.1.3. I denne masteroppgaven vil tosidig differansekontrakt og investeringsstøtte blir vurdert som to mulige

støtteordninger for å støtte utviklingen av havvindindustrien i Norge. Kapitlet vil derfor redegjøre for sentrale mekanismer og egenskaper ved disse ordningene.

2.3.1 Differansekontrakter

Differansekontrakter er blitt en mye brukt støtteordning blant havvindprosjekter verden over (Jansen et al., 2020). Ordningen har som hovedformål å redusere investors inntektsrisiko ved å sikre en sikker inntektsstrøm over en (u)bestemt periode, avhengig av volatiliteten i kraftprisen og hva slags utforming kontrakten har. Utformingen av differansekontrakter kan variere, avhengig av politiske målsettinger, markedsstruktur og ønsket fordeling av risiko mellom stat og produsent (Brennsæter, 2023; Winje et al., 2022; Yeter et al., 2023).

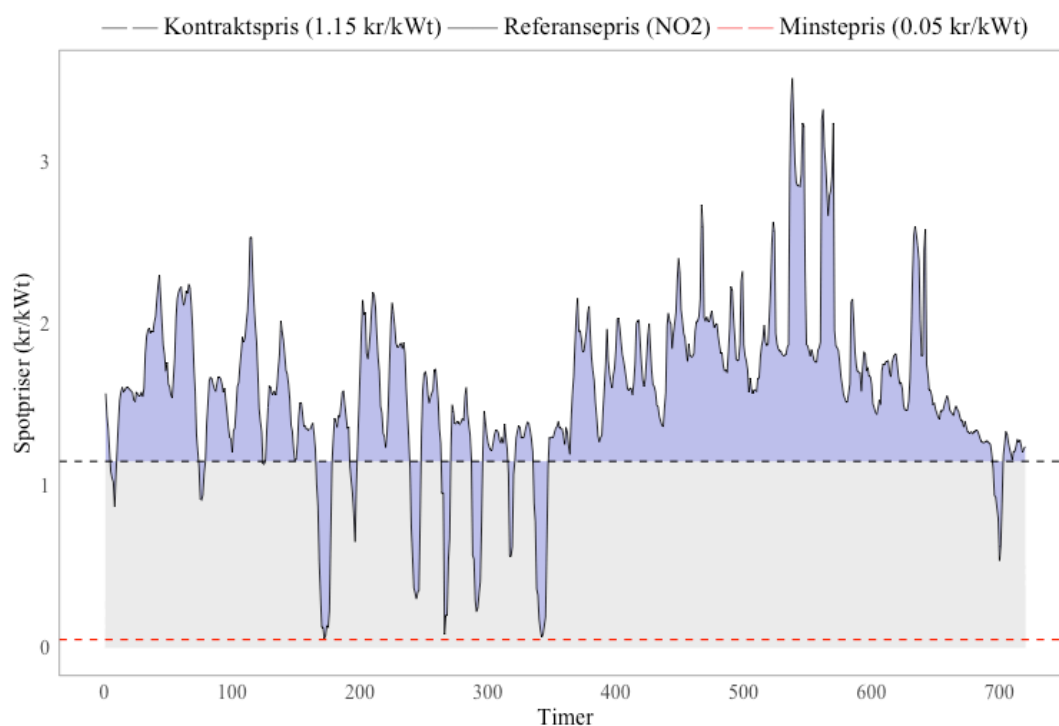
Det overordnet skilles mellom to varianter av differansekontrakter, ensidig og tosidig. I en ensidig differansekontrakt får produsenten (herved kalt investor) betalt av staten dersom referanseprisen¹ er lavere enn kontraktsprisen², men beholder hele differansen selv dersom markedsprisen overstiger kontraktsprisen (Brennsæter, 2023). Den statsfinansielle eksponeringen vil dermed bli høyere, på bekostning av en høyere oppside for investor. En tosidig differansekontrakt innebærer at investor fortsatt får kompensert differansen dersom referanseprisen er lavere enn kontraktspris, men må betale til staten dersom referanseprisen er høyere enn kontraktsprisen (Prop. 93 S (2022-2023)). På denne måten bidrar den tosidige differansekontrakten til å stabilisere inntektene for investor, samtidig som det innebærer en risikofordeling mellom stat og investor. Teknikalitetene rundt differansekontraktsutformingen vil bli senere presentert i kapittel 3.2.

Mekanismen i en tosidig differansekontrakt kan illustreres ved figur 1. Referanseprisen er representert ved faktiske spotpriser for prisområde NO2 januar 2023, hentet fra Forbrukerrådet (2025). Det grå området viser prisområdet der prisene er lavere enn kontraktsprisen. Referansepriser som befinner seg i dette området resulterer i at staten dekker differansen til investor som beskrevet tidligere. Den røde stiplede linjen illustrer en minstepris på 0,05 kr/kWh. Hvis referanseprisen når nivåer under minsteprisen er ikke differansekontrakten gjeldende, og investor vil ikke få kompensasjon for disse timene. En slik minstepris gir insentiver til investor om å nedregulere produksjon når behovet etter kraft ikke er ønsket av markedet. Dersom

¹ Markedets spotpriser, men med noen forbehold forklart senere i kapittel 3.2.3.

² Prisen (øre/kWh) på produksjonen som investor garanteres av kontrakten.

markedsprisen overstiger kontraktsprisen, må produsenten betale overskuddet tilbake til staten som påpekt tidligere.



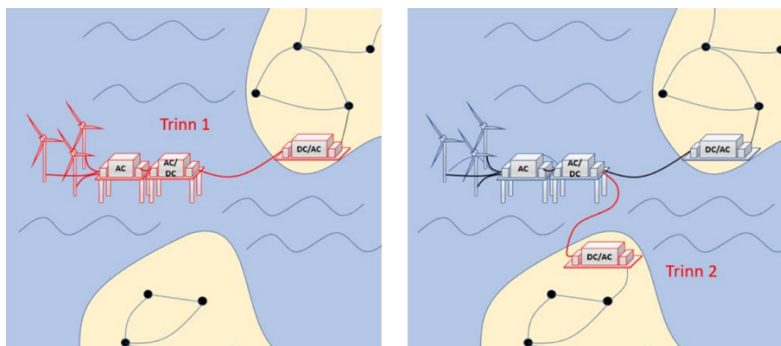
Figur 2: Markedspris i NO2 de første 720 timene i 2023, med kontraktspris (1,15 kr/kWh) og minstepris (0,05 kr/kWh) i en tosidig differansekontrakt.

Dette gjør tosidige differansekontrakter til et mer balansert virkemiddel for risikodeling mellom stat og investor. Oppgaven vil ta utgangspunkt i en tosidig differansekontrakt da dette er mest utbredt i Europa og gjeldende for Sørliche Nordsjø II prosjektet (Regjeringen, 2023).

2.3.1.1 Differansekontrakt for Sørliche Nordsjø II

I mars 2024 vant Ventyr AS, et konsortium bestående av Parkwind og Ingka Investments, auksjonen av en tosidig differansekontrakt for utbygging av havvind i Sørliche Nordsjø II (Regjeringen, 2024). Kontraktsprisen for den tosidige differansekontrakten ble auksjonert til 115 øre/kWh. Referanseprisen beregnes månedlig basert på vindvektet gjennomsnittlige spotpriser i prisområde NO2, der timer med negative priser ekskluderes (Energidepartementet, 2023a). Kontrakten har en maksimal varighet på 15 år og inkluderer både en minstepris på 5 øre/kWh og et støttetak på 23 000 MNOK. Dette er tiltak for å begrense statens økonomiske eksponering og et mål om å opprettholde markedsinsentivene og minimere eksponeringen for svært lave kraftpriser (Regjeringen, 2023).

Videre er det besluttet at anlegget skal ha radial tilknytning til Norge (Energidepartementet, 2023c). En radial tilknytning betyr at kraftflyten vil skje direkte til Norge, ikke gjennom muligheter for kraftutveksling med andre land rundt, kalt hybrid tilknytning (Statnett, 2022). Figur 3 illustrerer dette.



Figur 3: Til venstre illustreres radial tilknytning til Norge. Til høyre hybrid tilknytning mot både Norge og utlandet. Illustrasjon fra Statnett (2022), brukt med tillatelse.

Nybø et al. (2023) sin analyse støtter en radiell tilkobling i første fase, men foreslår en trinnvis utvikling av tilkoblingsmuligheter basert videre utbygging og oppgradering av anlegget. Dette begrunnes med gode samfunns- og bedriftsøkonomiske utsikter.

2.3.2 Investeringsstøtte

Investeringsstøtte benyttes i økende grad som et virkemiddel for å redusere kapitalkostnader og stimulere til utbygging av kapitalintensive fornybarprosjekter som havvind (IEA, 2024; Oslo Economics, 2022; Winje et al., 2020). Ordningen innebærer at staten gir en engangsutbetaling ved prosjektstart, som dekker deler av investeringskostnadene og dermed reduserer kapitalbehovet for investor. Når investeringskostnaden reduseres, øker den interne avkastningen og lønnsomheten på investorens egenkapital, gitt uendrede inntektsstrømmer. Investeringer som ellers ikke ville blitt realisert, kan etter en slik ordning bli realisert likevel (Winje et al., 2020). I motsetning til differansekontrakter, som gir støtte løpende over prosjektets levetid basert på markedspris, gis investeringsstøtten uavhengig av fremtidig kraftpris.

Engangsutbetaling av støttebeløp kan være avgjørende for å realisere kapitalintensive prosjekter, særlig i tidlige faser av teknologiutvikling eller i markeder med høy investeringsrisiko (Oslo Economics, 2022). Selv om bunnfast havvind ikke lenger blir ansett som en umoden teknologi, innebærer storskala havvindprosjekter som Sørlege Nordsjø II fortsatt betydelig økonomisk risiko (NVE, 2019). Slike prosjekter kjennetegnes gjerne av lange utviklingsperioder, usikkerhet rundt fremtidige kraftpriser og høye anleggskostnader (Winje et

al., 2024). I tillegg vil spesifikke prosjektforhold, som stor avstand til land og havdybde, føre til teknologisk kompleksitet og økte kostnader (NVE, 2023b). I slike tilfeller kan investeringsstøtte være et effektivt virkemiddel for å redusere inngangsbarrierene for investor.

I Norge er statsforetaket Enova en sentral aktør for tildeling av investeringsstøtte til energi- og klimaprojekter. Foretaket er underlagt og eies av klima- og miljødepartementet og baserer støtteordningene på systempris i markedet (Oslo Economics, 2022). Støtteordningene tildeles oftest gjennom konkurransebaserte prosesser der prosjekter vurderes etter kostnadseffektivitet, teknologiinnhold og potensial for markedsutvikling (Enova, 2023). Internasjonalt finnes lignende støtteordninger, blant annet i EU gjennom Innovasjonsfondet, hvor det gis kapitalstøtte til havvindprosjekter med høy teknologisk risiko (European Commission).

2.4 Litteraturstudie

Det teoretiske rammeverket presentert i kapittel 2.1 og 2.2 har etablert sentrale begreper og prinsipper innen samfunnsøkonomisk teori og investeringsteori. På bakgrunn av denne teoretiske forankringen vil litteraturstudien undersøke hvordan disse perspektivene reflekteres i eksisterende forskning. Formålet er å kartlegge relevante studier som belyser sammenhengen mellom støtteordningenes utforming, risikofordeling og samfunnsøkonomisk lønnsomhet, samt identifisere kunnskapshull som motiverer den videre analysen. Nature Energy artikkelen «The Enduring Role of Contract-for-Difference in Risk Management and Market Creation for Renewables» av Beiter et al. (2024) vil ha et eget delkapittel da denne er en sentral del av oppgaven.

2.4.1 Perspektiver fra Nature Energy

Artikkelen til Beiter et al. (2024) argumenterer for at differansekontrakter først og fremst ikke bør forstås som en subsidie, men som et risikoreduserende instrument for investor. Forfatterne viser til at kapitalintensive teknologier som havvind preges av høy eksponering mot markedsrisiko og inntektsvolatilitet. Dette kan videre resultere i høyere kapitalkostnader og dermed hindre realisering av samfunnsøkonomisk lønnsomme prosjekter.

Basert på en stor analyse av differansekontrakter i flere europeiske land, påpeker studien at differansekontrakter bidrar til å stabilisere kontantstrømmen til produsentene, som igjen reduserer investorens behov for risikopremie. Beiter et al. (2024) viser til at differansekontrakter i flere tilfeller har vært designet på en måte som gjør at den forventede

netto kontantstrømmen over kontraksperioden er nær null. På dette grunnlaget argumenterer de for at differansekontrakter primært bør forstås som et finansielt «hedge-instrument» som avlaster investorenes risiko, istedenfor som en økonomisk overføring fra staten.

Videre peker studien på at differansekontrakter kan bli et varig element i markedsdesignet, også for modne teknologier som bunnfast havvind. Bakgrunnen for dette er at behovet for å redusere inntektsrisiko vil vedvare, selv om teknologiens kostnader faller over tid. Forfatterne understreker imidlertid at differansekontrakter må utformes slik at de ikke fjerner markedsinsentivene til kostnadsreduksjon og effektiv produksjon.

2.4.2 Andre relevante studier

Eksisterende litteratur viser at valget av støtteordning har stor betydning for både risiko, kapitalkostnad og investeringsvilje i havvindprosjekter. Differansekontrakter har vist seg å muliggjøre høyere gjeldsandel i prosjekter, som reduserer kapitalkostnaden betydelig. Đukan et al. (2023) estimerer at tosidige differansekontrakter øker mulig gjeldsgrad med 22-32 prosentpoeng sammenlignet med prosjekter uten inntektssikring. Samtidig advarer flere studier mot at denne typen ordninger kan svekke markedsprissignalene og over tid skape insentiver for overinvestering (Fabra, 2023). Beiter et al. (2024) peker på at dersom differansekontrakter utformes slik at produsenter skjermes fra markedsvisninger, kan det føre til svakere kostnadseffektivitet og redusert insentiv til å optimalisere produksjonen i takt med etterspørselen. Dette understøttes av Yeter et al. (2023), som viser at støtteordninger som frikobler produsentene fra markedspriser, kan bidra til overkapasitet og svekket markedssignaler for nyinvesteringer. En utfordring knyttet til tradisjonelle tosidige differansekontrakter er derfor hvordan man kan beholde stabilitet i inntekter for investorer, samtidig som markedsinsentivene bevares og de samfunnsøkonomiske interessene opprettholdes. Dette er en problemstilling som Khodadadi og Poudineh (2024) og Schlecht et al. (2024) har tatt stilling til og foreslått alternative modeller for å håndtere dette. Modeller som Yardstick-baserte og finansielle differansekontrakter er foreslått, og innebærer en bevisst eksponering mot basisrisiko for investorene, med mål om å motvirke de insentivvridningene som tradisjonelle differansekontrakter kan medføre (Khodadadi & Poudineh, 2024; Schlecht et al., 2024).

Erfaringer fra det britiske markedet viser at differansekontrakter har bidratt til økt utbygging av havvindkapasitet, samtidig som kostnadene har blitt redusert gjennom konkurransebaserte

auksjoner (Jansen et al., 2020). Storbritannia har oppnådd betydelige kostnadsreduksjoner i løpet av de siste ti årene, der kontraktsprisen for havvindprosjekter i auksjoner har falt fra over 120 £/MWh i de første rundene til under 40 £/MWh i senere runder (Watsen & Bolton, 2024). Dette har også resultert i lavere kapitalkostnader og økt finansieringstilgang for nye prosjekter (Fabra, 2023).

Regulering og markedsrisiko har markant innvirkning på kostnadsbildet til fornybare prosjekter. May og Neuhoﬀ (2021) finner at risikoen knyttet til fremtidige regulering og markedsrisiko kan øke finansieringskostnadene for fornybare prosjekter med opptil 4,8 prosentpoeng. Forfatterne mener at dette kan øke total kostnadene med underkant av 30 prosent. Det blir ikke direkte nevnt innvirkningen på havvind, men man kan anta at usikkerheten knyttet til langsiktig nettilknytning, konsesjonsvilkår og fremtidig kraftprisutvikling vil kunne gi tilsvarende eller enda større eﬀekt for havvindprosjekter. Kitzing et al. (2024) underbygger dette hvor de kommer frem til at differansekontrakter har redusert finansieringskostnadene med opptil 20–30 prosent i europeiske havvindprosjekter. Dette understreker hvordan støtteordninger kan redusere systematisk risiko og muliggjøre større innslag av gjeldsfinansiering.

Skistad (2024) analyserte i sin masteroppgave hvordan lønnsomheten endret seg under ulike designvalg for britisk og norsk tosidig differansekontrakter. Studien hadde hovedsakelig et bedriftsøkonomisk fokus og behandlet i mindre grad hvordan ulike investortyper håndterer risiko, eller hvilken rolle samfunnsøkonomiske eﬀektivitet har i vurderingen av støtteordninger. Behovet for å studere nærmere hvordan risikohåndtering faktisk skjer i praksis, og hvordan dette kan kobles mot samfunnsøkonomisk eﬀektivitet vil derfor belyses nærmere i min masteroppgave. For å gjøre dette, må det nødvendigvis foretas nye lønnsomhetsberegninger for Sørilige Nordsjø II, i lys av både den norske tosidige differansekontrakten og investeringsstøtten.

Oslo Economics (2022) gjennomførte en analyse av støtteordninger for flytende havvind, hvor det ble vurdert hvordan investeringsstøtte og differansekontrakter isolert sett påvirker lønnsomheten til et hypotetisk prosjekt. Analysen ble imidlertid gjort under svært strenge forutsetninger med begrenset og forenklet datagrunnlag. Dette legger til rette for en videreføring hvor støtteordningene vurderes opp mot Sørilige Nordsjø II med mer realistiske forutsetninger og oppdatert markedsinformasjon. Analytikerne valgte i tillegg å se bort fra

samfunnsøkonomiske vurderinger og konsentrerte seg i hovedsak om bedriftsøkonomisk lønnsomhet. Med min oppgave ønskes det å vurdere kunnskapshull knyttet til hvordan ulike støtteordninger kan balansere risikoavlastning for investorer med samfunnsøkonomisk effektivitet i norsk kontekst.

Som denne gjennomgangen viser, eksisterer det forskningslitteratur om støtteordninger og deres effekt på samfunnsøkonomiske prinsipper, risiko og lønnsomhet, men det er fortsatt en mangel på integrerte analyser som kombinerer reelle casestudier med både samfunnsøkonomiske og finansielle vurderinger. Det er imidlertid få studier som vurderer investeringsstøtte både isolert, men også i lys av differansekontrakter. Dette gjør det nødvendig å utføre en konkret analyse av Sørliche Nordsjø II, hvor differansekontrakter og investeringsstøtte vurderes opp mot hverandre, og hvordan deres totale risiko spiller inn mot investeringsbeslutning og den samfunnsøkonomiske vurderingen.

3 Metode

Dette kapitlet presenterer den metodiske tilnærmingen som benyttes for å analysere hvordan differansekontrakter bør utformes sett fra et samfunnsøkonomisk perspektiv og hvordan dette påvirker risiko og lønnsomhet for investor. Med utgangspunkt i Sørlige Nordsjø II kombineres økonomisk investeringsanalyse og risikovurdering for å vurdere hvordan ulike differansekontrakt modeller påvirker lønnsomhet, kapitalkostnad og støttebehov. Analysen struktureres som en trinnvis sammenligning av tre differansekontraktmodeller. Gjennom denne oppbyggingen analyseres avveiningen mellom insentiver, risiko og offentlig kostnad. Det benyttes kraftprisscenarioer med ulik prisvolatilitet, representert ved lav, basis og høy-baner for å vurdere følsomheten prosjektet har for denne usikkerheten.

3.1 Oppbygging av analysen

Analysen er utformet for å svare på hovedproblemstillingen om hvordan støtteordninger kan balansere samfunnsøkonomisk effektivitet og investors behov for risikoavlastning. Oppbyggingen bygger videre på innsikter fra Beiter et al. (2024), som problematiserer differansekontraktens rolle som risiko avlaster versus subsidieverktøy. De grunnleggende beregningene tar utgangspunkt i egne simulerte kraftprisbaner for henholdsvis lav-, basis- og høyscenario. En timesoppløst produksjonsprofil estimeres basert på tilgjengelig vinddata og forutsetninger om årlig produksjon fra Sørlige Nordsjø II.

En viktig del av analysen er tilnærmingen om en trinnvis utvikling av differansekontrakten, der utgangspunktet er en teoretisk modell med full risikoavlastning. Gradvise begrensninger innføres for å demonstrere hvordan risiko overføres fra stat til investor etter hvert som differansekontrakten utvikles mot den norske modellen. Dette gjøres også for å illustrere hvordan utviklingen nærmer seg en støtteordning basert på investeringsstøtte og hvordan samfunnsøkonomisk overskudd endres. Den trinnvise utviklingen av differansekontrakten forklares nærmere i kapittel 3.2.1.

Analysen deles i hovedsak inn i to deler. Først vurderes prosjektets lønnsomhet gjennom standard netto nåverdimetode (NNV), basert på kontantstrømmer til totalkapitalen og risikojustert kapitalkostnad for de ulike støtteordningene. Dette gjøres med utgangspunkt i både

differansekontrakt og investeringsstøtte. Videre vil investors risiko vurderes gjennom risikojustert kapitalkostnad med utgangspunkt i KVM og følsomhetsanalyser i lys av de ulike scenarioene for prisutviklingen.

3.1.1 Bruk av kunstig intelligens

I denne studien har kunstig intelligens (KI) fra ChatGPT (OpenAI, 2024) hovedsakelig blitt brukt til å bedre akademisk språk, flyt i avsnitt og strukturelle forbedringsforslag. KI har også blitt brukt som en sparringspartner med mål om å få innspill til refleksjoner rundt metodiske grep av oppgaven. Ved modellering i R, har KI både blitt brukt som hjelp i deler av kodeoppbyggingen, samt hjelp ved oppgitte feilmeldinger. I litteraturdelen av oppgaven har KI blitt brukt til å systematisere empiri og tidligere studier, for å lettere få oversikt over litteraturen. All KI-bruk har blitt kvalitetssikret av meg.

3.1.2 Avgrensninger

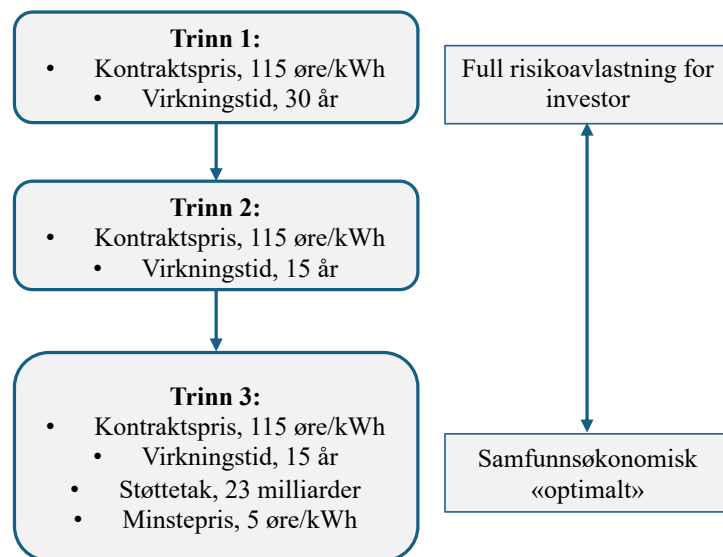
Med utgangspunkt i prosjektet for Sørlege Nordsjø II er det naturlig at analysen avgrenses til det norske markedet og norske regulatoriske forhold. Videre forutsettes det at prosjektets kraftproduksjon i hovedsak selges til det norske kraftmarkedet (NO2), uten modellering av flaskehalsinntekter. Påvirkning av CO₂-priser og øvrige EU-reguleringer på markedspris er anerkjent som en viktig faktor, men inngår ikke som en direkte variabel i kontantstrømmen. Det vil likevel bli vurdert som eventuelle risikofaktorer for investor. Andre inntektskilder gjennom eksempelvis opprinnelsesgarantier vil ikke inkluderes i denne analysen. Kostnadsusikkerhet og læringseffekter tilknyttet drift- og vedlikeholdskostnader over tid inngår heller ikke i modellen. Det er også valgt å se bort fra eventuelle restverdier, reinvesteringer eller demonteringskostnader. I kontantstrømmen til totalkapitalen for oppgaven inkluderes avskrivninger på kraftverket. Dette gjøres for å få frem den løpende verdiforringelsen av anlegget over prosjektets levetid. På den måten sikres det også at den skattemessige skjermingsverdien av investeringen fanges opp i beregningen av fri kontantstrøm.

3.2 Differansekontrakt

De påfølgende delkapitlene (3.2.1 – 3.2.4) presenterer differansekontrakten som ligger til grunn for kontantstrømanalysen i investeringsmodellen.

3.2.1 Trinnvis utvikling

For å vurdere hvordan ulike utforminger av differansekontrakter påvirker samfunnsøkonomisk effektivitet og risikoavlastning for investorer, benyttes en trinnvis analysetilnærming. Denne modellen er utviklet for å illustrere og underbygge hvordan støttemekanismen utvikler seg fra å være et rent risikoreduserende virkemiddel til gradvis å få karakter av en subsidieordning. Dette vil gjøres også for bygge opp argumentasjon mot Beiter et al. (2024) sin argumentasjon presentert i kapittel 2.4.1. Den trinnvise strukturen speiler samtidig en tilnærming av hvordan den norske differansekontrakten for Sørliche Nordsjø II er utformet (Trinn 3). Tanken er at dette danner et rammeverk for å analysere insentivstruktur, risikoeksponering og samfunnsøkonomisk effektivitet. Figur 4 illustrerer denne trinnvise utviklingen.



Figur 4: Illustrasjon av den trinnvise oppbyggingen for å illustrere og underbygge argumentasjon rundt risikofordeling og samfunnsøkonomiske endringer.

I Trinn 1 antas det en fullt sikret differansekontrakt med fast kontraktspris på 115 øre/kWh over hele prosjektets levetid på 30 år. Dette scenariet representerer maksimal risikoavlastning og dermed minimal eksponering mot markedsprissvingninger for investor. Modellen gir et teoretisk utgangspunkt med høy forutsigbarhet og inntektsside for investor, med mulig høy kostnad for staten. Trinn 2 tar høyde for en justering av kontraktens varighet fra 30 til 15 år med den samme kontraktsprisen på 115 øre/kWh. Investor eksponeres dermed direkte for markedsprisene i halve prosjekt perioden og derav inntektsusikkerhet etter kontraktsperiodens utløp. I Trinn 3 innføres ytterligere to restriksjoner der et støttetak på 23 milliarder kroner og en minstepris på 5 øre/kWh. Dette er en tilnærming til den norske differansekontrakten til slik det er ønsket at den skal fungere i praksis. Nærmere spesifikasjoner vil bli gjennomgått i de påfølgende kapitlene. Denne trinnvise modellen er utviklet for å illustrere hvordan en gradvis

innstramming i støtteordningen kan forbedre samfunnsøkonomisk måloppnåelse, samtidig som mer risiko overføres til investor. Den er også tenkt å illustrere hvordan kontrakten i sin mest begrensede form kan nærmer seg en investeringsstøtteordning, både i virkemåte og i støtteprofil.

3.2.2 Lønnsomhetsmetode

Analysen bygger på generell investeringsteori, der tradisjonell netto nåverdi (NNV), presentert i kapittel 2.2.1, vil bli brukt til å vurdere lønnsomhet.

Formel 5 er en oppdeling av standard nåverdiregel, og bygger på metoden som ble brukt i Skistad (2024) sin masteroppgave. Den er utformet for å beregne NNV for et havvindprosjekt som mottar støtte gjennom en tosidig differansekontrakt. For Trinn 1 vil bare det første leddet av formelen være gjeldende da investor er sikret med full markedsavlastning i hele prosjektets levetid. For Trinn 2 og Trinn 3 er støtteperioden begrenset til 15 år.

$$NNV_0^{CFD} = -C_0 + \sum_{t=1}^t \frac{E(CF_{CFD,t})}{(1+r_{CFD})^t} + \sum_{t=t^*=1}^T \frac{E(CF_{M,t})}{(1+r_M)^t} \quad (5)$$

Modellen er delt inn i to faser for å fange opp at prosjektets risiko og kapitalkostnad endres etter at støtte opphører. C_0 representerer de initielle investeringskostnadene for prosjektet. I den første perioden, fra år 1 til t^* , mottar prosjektet forventede netto kontantstrømmer $E(CF_{DF,t})$, som inkluderer både inntekter fra salg av elektrisitet til markedspriser og inn-/utbetalinger fra differansekontrakten. Kontantstrømmen i hver periode bestemmes av forventet kraftpris p_t , multiplisert med forventet solgt kraftmengde (q_t) slik at $CF_t = p_t * q_t$. Disse kontantstrømmene diskonteres med r_{CFD} , som er kapitalkostnad under støtteperioden, hvor inntektsrisikoen er redusert. Etter at differansekontrakten utløper ved t^* , overtar en ny fase der prosjektet utelukkende eksponeres mot markedet, og kontantstrømmene $E(CF_{M,t})$, reflekterer dermed markedsprisene direkte. Kontantstrømmene diskonteres med r_M , en høyere kapitalkostnad grunnet økt markedsrisiko. Dette vil bli nærmere diskutert i kapittel 3.4.2.

For videre utforming og spesifisering av differansekontraktens innhold og beregningsmetodikk, er det valgt å ta utgangspunkt i Vedlegg B til Energidepartementets beskrivelse av differansekontrakten for Sørlege Nordsjø II (Energidepartementet, 2023a). Vedlegget inneholder et sett av matematiske formler og tilhørende forklaringer som danner grunnlaget for

hvordan differansekontrakten skal fungere i praksis. Disse formlene har jeg integrert direkte i modellene for å sikre at beregningene som gjennomføres i analysen, er i samsvar med gjeldende metodikk lagt til grunn av myndighetene. I de neste delkapitlene vil de mest relevante formlene presenteres og en beskrivelse av variablene som inngår i disse.

3.2.3 Referanseprisutforming

Referanseprisutforming i differansekontrakten er avgjørende som målepunkt for prosjektets markedsinntekter når kontrakten er aktiv. Referanseprisen (r_i) for måned i som et vindvektet snitt av spotprisene i NO2, der timer med negative priser ikke inkluderes (Energidepartementet, 2023b). Referanseprisen er definert av formel 6 og hentet direkte fra Energidepartementets vedlegg B:

$$r_i = \frac{\sum_{t=1}^n s_t x_t}{\sum_{t=1}^n x_t} \quad (6)$$

hvor s_t er spotpris i avregningsperiode t , og x_t er avregnet produksjon i tilsvarende periode. Videre legges det en begrensning som setter spotpriser lik 0 dersom negative priser blir en realitet. Dette er definert ved dersom $s_t < 0$ vil $x_t = 0$, altså om spotpris er mindre enn 0, vil avregnet produksjon settes lik 0 og kontrakten ikke er gyldig.

3.2.4 Avregningsutforming

Den samlede avregningen for en måned er gitt ved formel 7:

$$A_i = (K - r_i)X_i \quad (7)$$

K er kontraktsprisen på 115 øre/kWh, r_i hentes fra formel 6 og er den beregnede referanseprisen for måned i . Avregnet produksjon i måned i er definert ved X_i .

For å håndtere spesielle tilfeller der spotprisen er svært lav, eller der støttenivået havner i et gråsonetilfelle, er det i Vedlegg B også definert særskilte unntaksregler (Energidepartementet, 2023a). Disse skiller mellom tre ulike situasjoner:

1. Dersom spotprisen er lavere enn minsteprisen M i en gitt time, utbetales ingen støtte for den timen vist ved formel 7.

2. Dersom støttenivået $(K - r_i)$ er negativt, men spotprisen ligger mellom minsteprisen og øvre grense definert ved $M + (r_i - K)$, beregnes støtten som differansen mellom minsteprisen og spotprisen vist ved formel 8.
3. I alle andre tilfeller er $a_t + (K - r_i)x_t$ og formel 9 vil bli benyttet.

$$a_t = 0 \text{ hvis } s_t < M \quad (7)$$

$$a_t = (M - s_t)x_t \quad (8)$$

$$A_i = \sum_{t=1}^n a_t \quad (9)$$

Basert på forholdet mellom spotpris, referansepris og minstepris, beregnes et timevisavregningsbeløp, a_t . Dette beløpet kan være null dersom spotprisen er lavere enn minsteprisen, et prisfradrag dersom spotprisen ligger mellom minstepris og referansepris, eller et pristillegg dersom spotprisen overstiger referanseprisen.

3.3 Investeringsstøtte

Dette delkapittelet presenterer investeringsstøtteordningen som ligger til grunn for kontantstrømanalysen i investeringsmodellen.

3.3.1 Lønnsomhetsmetode

I analysen vurderes investeringsstøtte som en mulig støtteordning for Sørlege Nordsjø II, men også får å demonstrere hvordan differansekontrakten i Trinn 3 nærmer seg i lys av risiko og samfunnsøkonomis optimalitet. Investeringsstøtte gis som en direkte kapitaltilførsel ved prosjektstart, som reduserer behovet for lånekapital og dermed redusere kapitalkostnaden. En slik støtteordning skiller seg fra differansekontrakter ved at den ikke gir noen løpende inntektssikring i driftsfasen, men i stedet reduserer investorenes initiale finansieringsbehov.

Den metodiske tilnærmingen legger til grunn at investeringsstøtten gis som en fast andel av de totale investeringskostnadene. I tråd med Oslo Economics (2022) beregnes prosjektets nåverdi under investeringsstøtte ved hjelp av følgende formel:

$$NNV_0^{IS} = -(C_0 - L) + \sum_{t=1}^t \frac{E(CF_T)}{(1 + r_{IS})^T} \quad (10)$$

Formel 10 består av to deler. Investeringskostnaden representert ved C_0 reduseres med investeringsstøtten L , vist ved $-(C_0 - L)$. Investeringsstøtten beregnes av en støtteandel (α) vist ved formel 11.

$$L = \alpha * C_0 \quad (11)$$

Kontantstrømmene i driftsfasen er gitt ved $E(CF_T)$ og diskontert med prosjektets kapitalkostnad r_{IS} . Summen av de diskonterte kontantstrømmene og den justerte investeringskostnaden gir et estimat på prosjektets lønnsomhet under en investeringsstøtteordning.

Formålet med denne beregningen er å illustrere hvordan investeringsstøtte påvirker prosjektets lønnsomhet rent teknisk, basert på en engangsreduksjon av investeringskostnaden. Vurderinger knyttet til effekten av denne støtteformen på kapitalkostnad, risikoallokering eller samfunnsøkonomisk effektivitet vil ikke behandles her, men vurderes nærmere i diskusjonsdelen av oppgaven.

3.4 Vurdering av investors risiko

En av hensiktene med en differansekontrakt er å gi investor en finansiell sikkerhet i kontantstrømmen. Dette gjør at perioden hvor differansekontrakten er gjeldende, vil investor ha en sikkerhet i statlige utbetalinger og derav i mindre grad eksponert mot systematisk markedsrisiko (Prop. 93 S (2022-2023)). Dersom støttetaket blir nådd og kontantstrømmen står direkte eksponert mot markedspriser og andre konjunkturbaserte endringer er det naturlig å tenke at investor står ovenfor høyere risiko. En risikojustert kapitalkostnad vil derfor være nødvendig. I de neste kapitlene vil dette belyses nærmere i et forsøk på å gjøre en vurdering av hvordan risikoen til investor utvikler seg med utgangspunkt i KVM.

3.4.1 Risikojustert kapitalkostnad

Vurderingen av prosjektets lønnsomhet forutsetter at fremtidige kontantstrømmer diskonteres med en risikojustert kapitalkostnad. I denne analysen anvendes avkastningskrav til totalkapitalen (WACC) som diskonteringsrente med den hensikt å estimere NNV av frie

kontantstrømmer til totalkapitalen hvor årlige avskrivninger er inkludert. Bruken av WACC innebærer at både egenkapitalen og gjeldens kostnader inngår i vurderingen, og forutsetter stabil kapitalstruktur gjennom prosjektets levetid. Jeg vil i kapittel 3.4.2 og 3.4.2.1 legge frem totalkapitalens avkastningskrav gjennom bruk av relevante kilder. Jeg finner det likevel hensiktsmessig å presentere hva et slikt avkastningskrav er bygget opp av teoretisk. WACC beregnes ved hjelp av følgende formel (Bøhren & Gjærum, 2020) side 382.

$$r_{TK} = \frac{EK}{V} r_{EK} + \frac{G}{V} r_G (1 - S) \quad (12)$$

hvor $V = EK + G$ er totalkapitalen. EK er egenkapitalen i prosjektet, mens G representerer gjelden. Egenkapitalavkastningen for investor vises ved r_{EK} . Gjeldskostnaden er representert ved r_G , mens S er prosjektets selskapsskatt.

Selv om WACC anvendes som diskonteringsrente i lønnsomhetsberegningene, er KVM det sentrale teoretiske rammeverket for vurderingen av investors risiko i analysen (Bøhren & Gjærum, 2020). KVM gir et uttrykk for investorens krav til avkastning på egenkapitalen (r_{EK}), og det er gjennom denne modellen at prosjektets eksponering mot systematisk risiko (beta) fanges opp (Bodie et al., 2014). WACC kombinerer avkastningskravet til egenkapital og gjeld, og bygger på KVM for å fange opp investors risiko og derav prosjektets risiko. Formelen for KVM er gitt ved (Bøhren & Gjærum, 2020) side 416:

$$r_{EK} = r_f + \beta_{EK} * [E(r_m) - r_f] \quad (13)$$

Dette uttrykker altså den avkastningen investor krever for å investere egenkapital i prosjektet. KVM danner dermed grunnlaget for å analysere hvordan ulike støtteordninger påvirker investors risiko. En støtteordning som stabiliserer inntektsstrømmen, som en differansekontrakt gjør for en viss periode, vil redusere prosjektets beta ved å dempe eksponeringen mot markedsprissvingninger. Andre regulatoriske og politiske usikkerhetselementer vil fortsatt være gjeldende både under og etter differansekontrakten, men veies noe mindre under grunnet avlastningen av inntektsrisikoen (May & Neuhoﬀ, 2021; Ørsted, 2024). Gjennom KVM fører dette til lavere avkastningskrav på egenkapitalen og dermed lavere WACC. På den andre siden vil et prosjekt ha økt systematisk risiko etter at differansekontrakten har gått ut. Nå vil prosjektet være utsatt for fluktuerende markedspriser og investors egenkapitalbeta vil øke. Konseptuelt

vil avkastningskravet øke som følge av at investoren krever høyere kompensasjon for den økte risikoen investor tar på seg. Andre regulatoriske og makroøkonomiske forhold forsterker denne usikkerheten (May & Neuhoﬀ, 2021). Sosiale og klimatiske risikofaktorer spiller også en rolle for hvordan investor vurderer risikoen til et slikt prosjekt (Yeter et al., 2023).

I analysen skilles det derfor mellom tre kapitalkostnader tilpasset støtteordningenes risikoprofil. Risikojusteringen av kapitalkostnaden gjennom KVM sikrer at analysen fanger opp hvordan støtteutforming påvirker investors eksponering mot markedsrisiko, og dermed behovet for subsidiering. De risikojusterte kapitalkostnadene som brukes i analysen presenteres i påfølgende kapittel.

3.4.2 Datagrunnlag for kapitalkostnad

En regresjonsmetode kunne vært et alternativ for å estimere prosjektets systematiske risiko. Ved å beregne betaverdi basert på sammenlignbare, børsnoterte havvindselskaper kunne dette gitt gode indikasjoner på korrekt beta. På grunn av få rene havvindaktører i Norden og varierende støtteordninger anser jeg denne tilnærmingen både som lite treffsikker, men også tidkrevende innenfor rammene av studien. Derfor blir empiriske anslag i litteraturen brukt til å definere kapitalkostnadene. Disse danner grunnlaget for å beregne både avkastningskrav til egenkapitalen og WACC i ulike støtteordningsscenarioer. Datagrunnlaget er hentet fra (Osmundsen et al., 2021; Osmundsen et al., 2023) som har en gjennomført økonomisk case-rapport fra et oljeselskapsperspektiv rettet mot havvind og bruken av differansekontrakter som støtteordning. Disse rapportene er valgt da de benytter KVM til å beregne empiriske betaverdier og kapitalkostnader for både prosjekter med og uten differansekontrakt. Tilsvarende forutsetninger ble også benyttet av Skistad (2024), men vil her vurderes nærmere og brukes som utgangspunkt for videre diskusjon og analyse. Tabell 1 viser de oppgitte parameterne verdier. For investeringsstøtte har jeg gjort en antakelse om at forutsetningene for differansekontrakt uten støtte også gjelder investeringsstøtteordningen. Dette er fordi begge kontantstrømmene da er eksponert mot markedspris og andre systematiske risikofaktorer.

Tabell 1: Tabellen viser inputverdiene hentet fra (Osmundsen et al., 2023). Verdiene for investeringsstøtten er forutsatt lik for kontantstrømmen uten differansekontrakt.

Parameter	Med CfD	Uten CfD	Investeringsstøtte
Risikofri rente	3,0 %	3,0 %	3,0 %
Markedets risikopremie	6,0 %	6,0 %	6,0 %
Totalkapitalbeta	0,5	1	1
Gjeldsgrad	30,0 %	30,0 %	30,0 %
Avkastningskrav gjeld	4,80 %	4,80 %	4,80 %

Som tabell 1 viser antas det at scenarioet med differansekontrakt vil inntektsrisikoen reduseres vesentlig. Som nevnt tidligere vil dette kunne redusere prosjektets systematiske risiko ettersom kontantstrømmene i mindre grad eksponeres mot fluktuerende markedspriser. Dette observeres i en totalkapitalbeta på 0,5. Det benyttes en risikofri rente på 3 prosent og en risikopremie på 6 prosent i alle tre scenarioer. Gjeldsgraden for prosjektet er 30 prosent, og avkastningskravet til gjeld til 4,8 prosent (Osmundsen et al., 2023). En alminnelig bedriftsskatt på 22 prosent er satt i tråd med nasjonal skattebestemmelser (Skatteetaten, 2025). Basert på disse forutsetningene beregnes egenkapitalbeta, avkastningskrav til egenkapital og nominell totalkapitalkostnad for hvert scenario, vist i tabell 2.

Tabell 2: Tabellen viser de ulike kapitalkostnadene for scenarioene basert på forutsetninger presentert i tabell 1, beregnet med utgangspunkt i formelene presentert i kapittel 3.3.

Parameter	Med CfD	Uten CfD	Investeringsstøtte
Skattesats	22,0 %	22,0 %	22,0 %
Egenkapitalbeta	0,62	1,23	1,23
Avkastningskrav EK	6,70 %	10,40 %	10,40 %
Nominell WACC	5,81 %	8,41 %	8,41 %

Kontantstrømanalysen kalkuleres i nominelle verdier, hvor en prisøkning gjennom inflasjonssatsen på 2,25 prosent skjer gjennom prosjektperioden. Av denne grunn benyttes også nominelle diskonteringsrater i beregningen av NNV for prosjektet. Av tabell 2 ser vi at den nominelle kapitalkostnaden for med, uten differansekontrakt og investeringsstøtte på henholdsvis 5,81, 8,41 og 8,41 prosent. Det antas altså lik kapitalkostnad for investor etter differansekontrakten har utløpt og for investeringsstøtten. Grunnen for dette er at begge kontantstrømmer da er eksponert for samme systematiske risikofaktorer.

3.4.2.1 Vurdering av kapitalkostnader

Som nevnt over er beregningene av kapitalkostnadene i denne analysen basert på input verdier fra Osmundsen et al. (2023). Forutsetningene viser til at estimatene er i tråd med gjeldende

bransjepraksis. Disse verdiene danner et utgangspunkt, men det er viktig å erkjenne at de i liten grad er eksplisitt forankret i markedsdata, og at betaestimerer på regresjonsanalyser eller simuleringsmodeller. Dette åpner for en usikkerhet knyttet til verdienes presisjon og overførbarhet. For å gi kapitalkostnadsestimatene bedre forankring trekkes det derfor inn andre kilder som kan støtte eller utfordre verdiene.

Steffen (2020) analyserte WACC nivåer for havvindprosjekter uten direkte støtte i fem forskjellige europeiske land. Resultatet viser en gjennomsnittlig nominell WACC etter skatt på 8,3 prosent. Videre viser en rapport fra IEA (2021) at WACC for offshore vindprosjekter kan variere betydelig avhengig av region og støtteordninger, med et anslag mellom 4 og 7 prosent i Europa. For solkraftprosjekter i Europa estimeres en subsidiert WACC i området 2,6 til 4,3 prosent, mens prosjekter som opererer uten støtteordninger har en betydelig høyere WACC – mellom 6,5 og 9,6 prosent (IEA, 2021). Selv om disse tallene ikke direkte kan overføres til havvind, illustrerer de hvordan graden av offentlig støtte og reguleringsregime har betydning for hvilken kapitalkostnad investorer opererer med. Dette støttes av Franc-Dąbrowska et al. (2021) som analyserer sammenhengen mellom betaverdier og WACC i energisektoren. De finner at regulerte selskaper ofte har betaverdi under 1, som reflekterer lavere systematisk risiko. En rapport utarbeidet av Ørsted (2024) rapporterer at totalkapitalkostnaden for offshore vindprosjekter i Europa har økt med 3–4 prosentpoeng fra 2020 til 2024. Økningen skyldes høyere renter og en større andel prosjekter uten langsiktige støtteordninger, noe de hevder at øker inntektsrisikoen. Rapporten estimerer at differansekontrakt ordninger kan redusere totalkapitalkostnaden med omtrent 2 prosentpoeng (Ørsted, 2024).

Samlet sett viser dette at de valgte inputverdiene fra Osmundsen et al. (2023) virker å være innenfor rimelighetens grenser. Samtidig er det fortsatt noe usikkerhet rundt den riktige betaverdien til prosjektet. Det er viktig å presisere at prosjektets levetid på 30 år spiller en viktig rolle for vurderingen av kapitalkostnaden. Havvindsektoren er fortsatt en usikker sektor, hvor det kan ventes større regulatoriske og politiske endringer i tiden som kommer (Weiss et al., 2024). Samtidig bærer det fortsatt usikkerhet rundt kostnadsutvikling og leverandørkjeder for havvindprosjekter (Pollitt & Zhang, 2023).

3.5 Følsomhetsanalyse

For å vurdere hvor robust prosjektets lønnsomhet er, og hvordan investors risiko påvirkes av ulike forutsetninger vil jeg foreta følsomhetsanalyser. Dette gjøres dels ved å simulere tre ulike kraftprisscenarioer (lav, basis og høy) og ved systematiske justeringer av sentrale økonomiske parametere gjennom et stjernediagram. De ulike prisbanene vil illustrere hvordan endringer i markedsforutsetninger påvirker både risikoeksponering og lønnsomhet for investor.

3.6 Samfunnsøkonomisk vurderingsmetode

I tillegg til den bedriftsøkonomiske analysen vurderes støtteordningenes samfunnsøkonomiske effekter. Formålet er å analysere hvordan risikoavlastning gjennom differansekontrakter og investeringsstøtte påvirker samlet samfunnsøkonomisk overskudd, forstått som summen av produsentoverskudd og konsumentoverskudd (DFØ, 2018; Stiglitz & Rosengard, 2015). Fordelingen mellom produsentoverskudd og konsumentoverskudd vektlegges ikke, kun det samlede samfunnsøkonomiske overskuddet. Dette vil påpekes skriftlig da estimeringer av samfunnsøkonomisk overskudd ikke vil kunne tallfestes direkte i denne analysen.

Analysen tar utgangspunkt i prinsipper for samfunnsøkonomisk effektivitet, beskrevet i kapittel 2.1. Det vil vurderes hvordan risikoreduksjon for investor, størrelse på offentlige støtteutbetalinger og mulige vridninger i markedsinsentiver påvirker samfunnsøkonomisk effektivitet. Det er også tilknyttet usikkerhet rundt statens budsjett risiko, ettersom fremtidige utbetalinger under differansekontrakten kan variere betydelig avhengig av kraftprisutviklingen. Selv om dette ikke direkte påvirker det samfunnsøkonomiske overskuddet, har det betydning for kostnadseffektivitet og planlegging av offentlige budsjetter. Store endringer og variasjoner i den statlige budsjettbelastningen kan svekke forutsigbarheten og konkurrere med andre prioriterte samfunnsinvesteringer.

Den samfunnsøkonomiske vurderingen bygger på resultatene fra beregningene i kapittel 2. Resultatene benyttes til å vurdere om utviklingen av differansekontraktene bidrar til høyere samfunnsøkonomisk effektivitet, eller om risiko for ineffektiv ressursbruk og overkompensasjon kan oppstå.

3.7 Datagrunnlag

Dette kapitlet presenterer de sentrale forutsetningene som brukes i analysen av differansekontrakten og investeringsstøtten. Målet med kapitlet er å sikre transparens i analysen og gi en helhetlig forståelse av hvordan modellene er bygget opp, samt hvilke data som benyttes for å evaluere lønnsomhet, risiko og samfunnsøkonomisk effekt av støtteordningene.

Tabell 3 oppsummerer de sentrale forutsetningene datagrunnlaget som gjennomgås i dette kapitlet.

Tabell 3: Oppsummering av datagrunnlaget.

FORUTSETNINGER	
Investeringskostnad (capex)	66 350 MNOK
Driftskostnad (opex)	1 120 MNOK, 16,24 øre/kWh
Årlig produksjon	6 855 576 MWh
Kapasitetsfaktor	55,9 %
Levetid	30 år
Avkastningskrav (CfD)	5,81 %
Avkastningskrav (m)	8,41 %
Avkastningskrav (is)	8,41 %
Kontraktspris	115 øre/kWh
Investeringsstøtte	23 000 MNOK, 34,7 %
Nedgraderingsfaktor	0,1 %
Inflasjon	2,25 %
Selskapsskatt	22 %
Prisbanescenarioer	Lavpris (L), Basispris (B), Høypris (H)
Referanse- og spotpris	LMA fra Statnett og NVE

3.7.1 Inflasjon, nedgraderingsfaktor

I beregningene er det lagt til grunn en årlig inflasjon på 2,25 prosent, basert på et gjennomsnitt av historiske inflasjonsverdier og Norges Banks inflasjonsmål på 2 prosent (Norges Bank, 2024). Det er valgt å vektlegge inflasjonsmålet fra Norges Bank noe sterkere i denne gjennomsnittsberegningen da dette er et mål som kan anses som noe mer realistisk. For å hensynta gradvis effektivitetstap i anlegget over tid, er det valgt å inkludere en nedgraderingsfaktor på 0,1 prosent per år (Staffell & Green, 2014).

3.7.2 Støttebeløp

I analysen er investeringsstøtten satt til 34,7 prosent av prosjektets totale investeringskostnad (CAPEX). Denne prosentandelen sikrer at den forventede investeringsstøtten er lik støttetaket

for differansekontrakten på 23 000 MNOK. Med en investeringskostnad på 66 350 MNOK tilsvarer dette et støttebeløp på omtrent 23 000 MNOK. Støtten er antatt utbetalt ved prosjektstart, og inngår som en reduksjon i investorens kapitalbehov i beregningene av prosjektets NNV, vist av formel 5 i kapittel 3.2.2.

3.7.3 Investeringskostnad

Estimater for investeringskostnader for bunnfast havvind varierer betydelig. Dette skyldes prosjektets kompleksitet, store leverandørkjeder og eksponering for internasjonale markedsforhold (IEA, 2024). Usikkerheten rundt kostnadsanslagene for Sørliche Nordsjø II gjenspeiles i sprikende estimater fra ulike kilder.

NVE (2024a) har i en nytgitt konsekvensutredning anslått investeringskostnad for området Sørvest F, referert til Sørliche Nordsjø II, til 60 milliarder kroner. Samtidig har flere medier rapportert at investeringskostnaden kan være nærmere 80 milliarder kroner, basert på oppdaterte estimater fra banken SEB (Brenna, 2024; E24, 2024; Valderhaug, 2024). Dette sammenfaller noe med kostnadsestimatet fra AFRY (2024) sin tekniske caserapport for Sørliche Nordsjø II, med en anslått total investeringskostnad på 78 milliarder kroner. Winje et al. (2024) rapporterer at investeringskostnadene for bunnfast havvind økte med et vektet snitt på 25 prosent mellom 2021 og 2023, fra 3,25 millioner euro/MW til 4 millioner euro/MW. Justert for valutakursutviklingen tilsvarer dette en økning på nærmere 50 prosent i norske kroner, noe som gir en estimert kostnad på 65 milliarder kroner. Økningen tilskrives primært større turbinstørrelser og høyere råvarepriser. Samtidig påpeker forfatterne at fallende finansieringskostnader tidligere har vært en viktig faktor for kostnadsreduksjon innen havvind (Winje et al., 2024).

Som sammenligning vises det til Dogger Bank Wind Farm og prosjektets planlagte kapasitet på 3 600 MW med en total investeringskostnad på 9 milliarder pund, tilsvarende omtrent 125 milliarder norske kroner i dagens verdi (Dogger Bank Wind Farm, 2021). Justert for Sørliche Nordsjø II sin kapasitet på 1 400 MW, indikerer dette en investeringskostnad på 48,5 milliarder kroner. Det må påpekes at dette er en noe grov antakelse, men er mer for å gi et bilde på eksisterende lignende prosjekter. Her er det flere faktorer som spiller inn knyttet til prosjektspesifikke forutsetninger og realiteter.

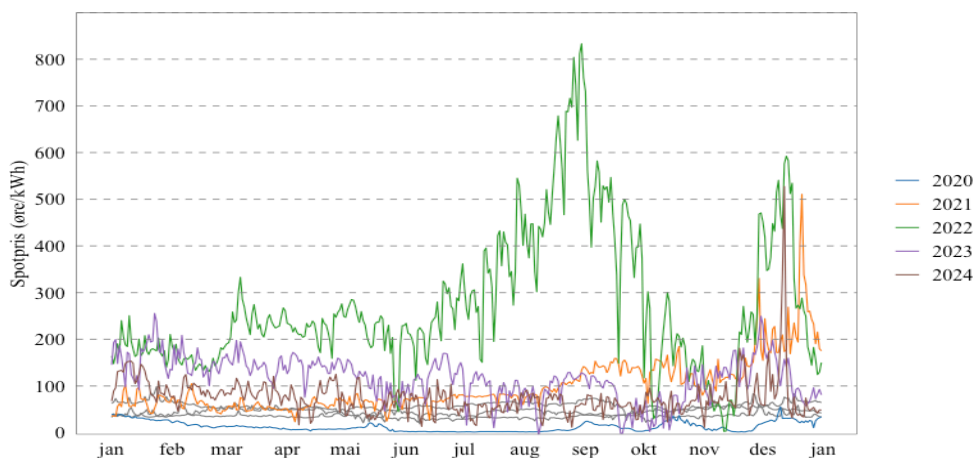
For å forsøke å definere et realistisk investeringskostnadsestimat for Sørliche Nordsjø II i denne analysen, beregnes derfor et gjennomsnitt av estimatene fra NVE, Menon Economics, Dogger Bank, AFRY og SEB. Dette gir en forventet investeringskostnad på 66,35 milliarder kroner.

3.7.4 Drift- og vedlikeholdskostnad

Masdal og Nordli (2022) peker i sine beregninger på at årlige driftskostnader for Sørliche Nordsjø II beløper seg til 1,1 milliarder kroner. Dette hevder forfatterne er i tråd med BVG Associates (2022) spesifikasjoner og forutsetninger i sine prognoser for kostnadsutvikling for bunnfast havvind. Ved å se på samme utredning fra NVE som ble brukt for investeringskostnad, blir det oppgitt forventet driftskostnad på omtrent 970 millioner kroner (NVE, 2024a). Det poengteres at dette anslaget kan være noe lavt grunnet usikkerhet i forbindelse med nettilknytningen. AFRY (2024) viser derimot i sin rapport til en beregnet driftskostnad på 1,3 milliarder kroner for Sørliche Nordsjø II (vurdere å skrive noe mer her om disse antakelsene). Det besluttet å ta en snitt av disse anslagene, og resulterer i 1,12 milliarder kroner, tilsvarende omtrent 16,34 øre/kWh.

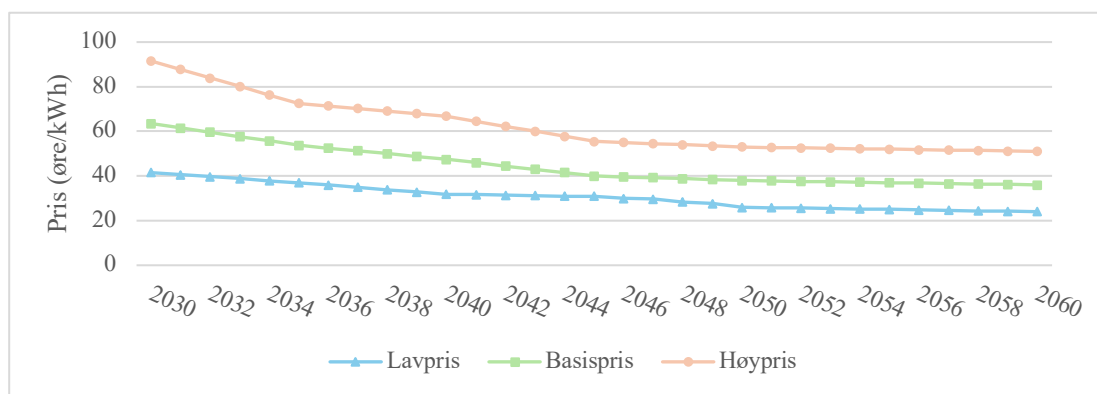
3.7.5 Referansepris og fremtidig kraftpris

Referanseprisene er et viktig element i differansekontrakten og vil bli beregnet med utgangspunkt i langsiktige markedsanalyser og historisk pris data. Dette blir gjort på en noe tilnærmet lik måte som Skistad (2024), men med oppdaterte tall og økonomisk levetid for prosjektet. I motsetning til Skistad (2024) har jeg inkludert historiske priser fra året 2024 inn i basisbanen. Dette var et år med generelt lavere kraftpriser sett opp mot de siste 5-6 årene og resulterer i en nedjustert prisbane for basisbanen. Beregningen av referanseprisen i formelen for månedlig avregning er presentert ved formel 6 i kapittel 3.2.3



Figur 5: Historiske spotpriser i NO2 (2020-2024) som illustrerer prisvolatilitet og sesongvariasjoner, med spesielt høye priser i 2022, og lave i 2020.

For analyseperioden 2030-2059, benyttes langsiktige markedsanalyser (LMA) publisert av NVE (2024b) og Statnett (2023, 2024) for å predikere kraftpriser. NVE sine prognoser stopper i 2040, mens Statnett gir anslag frem til 2050. Rapportene presenterer predikerte priser i et femårs intervall. Grunnen til at analysen tar utgangspunkt i både 2023 og 2024 LMA fra Statnett begrunnes i et relativt stort sprik mellom de presenterte verdiene. For å sikre analysen for dette, er det valgt å bruke begge disse rapportene. For mellomliggende år har jeg interpolert lineært for å sikre årlige og kontinuerlig prisbane. Etter 2050 er det antatt en gradvis prisreduksjon på 0,2 øre/kWh per år, basert på Statnetts vurderinger om at markedet på sikt vil stabilisere seg. Fallende produksjonskostnader og lavere marginalkostnader som følge av teknologisk utvikling argumenteres som noen årsaker til dette (Statnett, 2024). En gjennomsnittlig utregning med utgangspunkt i disse tre rapportene resulterer kraftprisutviklingen presentert i figur 6.



Figur 6: Estimerte gjennomsnittspriser for 2030-2059 basert prognoser fra NVE (2024b) og Statnett (2023a, 2024).

For å inkludere usikkerhet om fremtidige markedsforhold har jeg utviklet tre prisbaner: en lavpris-, basispris- og høyprisbane. Disse er basert på timesdata fra henholdsvis 2020, gjennomsnittet av 2020–2024, og 2022. Dette har jeg gjort for å sikre at sesongmønstre og prisdynamikk fra historiske år er representative for ulike fremtidsscenarioer. Ved å skalere de historiske timesprisene slik at årsgjennomsnittet samsvarer med de predikerte prisene for hvert år i analyseperioden, bevares den relative strukturen i prisvariasjonen samtidig som nivået tilpasses det langsiktige markedssynet. Dette sikrer at fremtidige prisbaner gjenspeiler observerte sesong- og volatilitetstrekk fra historien, samtidig som de er konsistente med forventet prisnivå i analyseperioden.

3.7.6 Årlig produksjonsprofil

For å etablere en realistisk og konsistent årsproduksjonsprofil for Sørlege Nordsjø II, har jeg utviklet en timesoppløst produksjonsprofil basert på historiske vinddata fra Ekofisk værstasjon.

Dette har jeg gjort ved bruk av programmeringsverktøyet R. Datasettet dekker perioden 1. januar 2020 til 31. desember 2024 og er innhentet av Meteorologisk Institutt (2025). Ekofisk er lokalisert i den sørlige delen av Nordsjøen, i nærheten av planlagt utbyggingsområde for Sørliche Nordsjø II. Det anses derfor som et representativt referansepunkt for regionale vindforhold.

Den målte årsmiddelvinden for Ekofisk over den fireårige perioden er 7,9 m/s. NVE (2023a) sine beregninger for årsmiddelvind i feltet Sørvest F er estimert til 10,7 m/s. For å korrigere dette avviket, er vinddataene skalert slik at den timesvise profilen også reflekterer den høyere middelvinden estimert av NVE. Med denne justeringen sikrer jeg at vindkraftverkets produksjonsforløp beholder den relative variasjonen i vindstyrke over tid, men på et nivå som er mer i samsvar med forventede vindressurser.

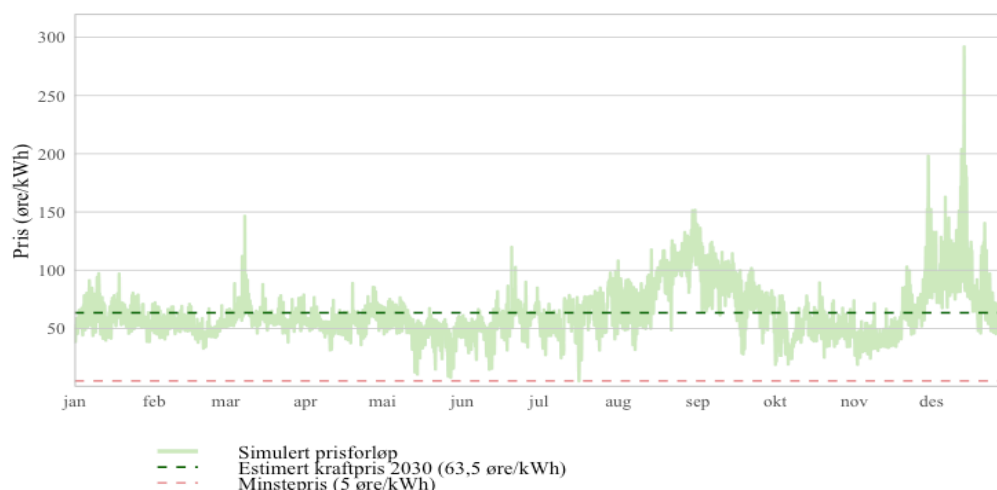
Ettersom vindturbiners effektuttak følger en kubisk sammenheng med vindhastighet (Ackermann & Söder, 2005), er hvert tidspunkt i datasettet transformert ved å opphøye vindhastigheten i tredje potens. De resulterende verdiene er brukt til å etablere relative produksjonsvekter per time for året. Vektene ble deretter normalisert slik at summen tilsvarte 1, før de ble multiplisert med den forventede årlige produksjonen på 6 855 576 MWh. Den totale produksjonen er basert på en installert kapasitet på 1 400 MW og en kapasitetsfaktor (inkludert tap) på 55,9 prosent, tilsvarende 4 896 brukstimer per år (NVE, 2023a). Resultatet er dermed en timesoppløst produksjonsprofil som reflekterer både den historiske variasjonen og de spesifikke ressursforholdene i det aktuelle prosjektområdet. Grafisk fremstilling av resultatet presenteres i kapittel 4.2.

4 Resultater

Dette kapitlet presenterer resultatene fra analysen, basert på de metodiske grepene presentert i kapittel 3. Først legges resultatene fra beregningene av kraftprisbaner og produksjonsprofil til grunn, som utgjør mye av grunnlaget for de videre lønnsomhets- og risikoanalysene. Deretter legges hovedresultatene fra lønnsomhetsberegningene frem basert på en trinnvis utvikling av differansekontrakten og til slutt investeringsstøtten, slik det er beskrevet i kapittel 3. Resultatene skal vise hvordan en gradvis dreining fra en total prissikring til en mer samfunnsøkonomisk tilnærming for støtteutforminger påvirker investors lønnsomhet og risikoeksponering, samt statens økonomiske eksponering. Investors risiko analyseres dels gjennom en nærmere vurdering av den risikojusterte kapitalkostnaden og dels gjennom følsomhetsanalyser av flere parametere som spiller inn på prosjektets lønnsomhet. Risikoperspektivet er også analysert på tvers av de ulike prisscenarioene.

4.1 Prisbaner

Som et resultat av fremgangsmetoden forklart i kapittel 3.7.5 er basisprisbanen illustrert ved figur 7 basert på timesdata fra 2020-2024 oppgitt i faste 2025 kroner. Prisprofilen fanger opp den sesongmessige variasjonen og volatiliteten, og skaleres for hvert år i prosjektets levetid slik at gjennomsnittlig årspris samsvarer med markedspregoser fra NVE og Statnett. Det samme gjøres for lav- og høyprisscenarioer. Lagt til grunn at prisbanene justeres etter de predikerte årlige gjennomsnittsprisene basert på NVE (2024b) og Statnett (2023, 2024) sine LMA, vil prisbanene for alle scenarioene tendere nedover etterhvert som årene går (se Figur 6).

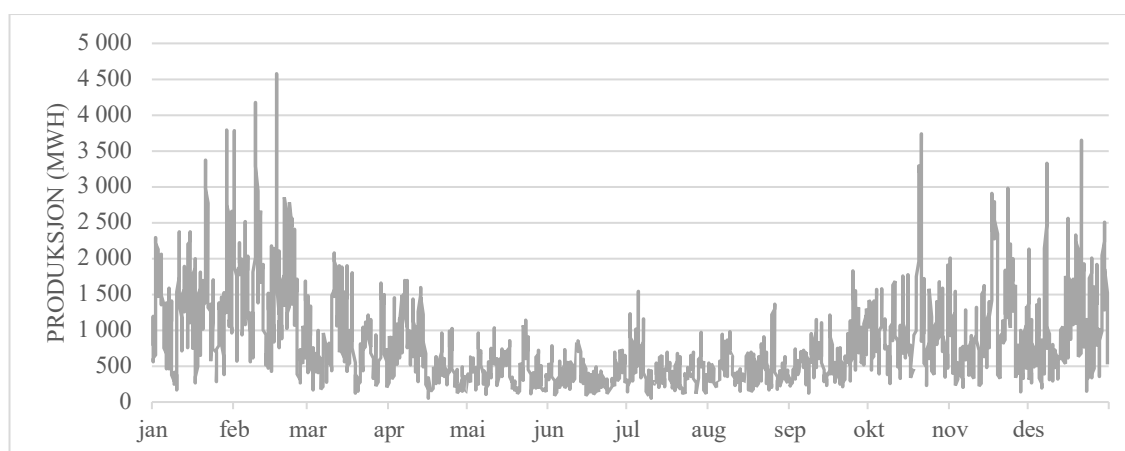


Figur 7: Predikerte kraftpriser i 2030. Estimert pris på 63,5 øre/kWh og en minstepris på 5 øre/kWh.

Den rød stiplede linjen markerer minsteprisen på 5 øre/kWh som er gjeldende under differansekontrakt perioden i Trinn 3. I basisprisscenario vist i figur 7 er ingen timespriser lavere enn denne minsteprisen. Timer med lavere pris er ekskludert av referanseprisberegningen, som er gjort time for time og vektet etter produksjon. Markedspriser lavere enn minsteprisen vil oppstå i lavprisscenariet. For disse timene beregnes det ikke avregningsbeløp i Trinn 3, og investor mottar kun inntekter fra eventuelt salg av kraft i markedet, tidligere forklart i kapittel 3.2.4.

4.2 Produksjonsprofil

Resultatet av den beregnede produksjonsprofilen med fremgangsmåte presentert i kapittel 3.7.6 er vist ved figur 8.



Figur 8: Estimert timesproduksjon (MWh) for hvert år ved 1400 MW kapasitet og 55,9% kapasitetsfaktor basert på vinddata fra Ekofisk og NVE. Totalproduksjon er 6 855 GWh og gjelder for alle år.

Figur 8 viser årsproduksjonsprofilen fordelt over året. X-aksen viser årets måneder, mens Y-aksen representerer produksjon i MWh. Resultatene viser et tydelig sesongmønster der produksjonen er høyest i vintermånedene (desember–februar) og lavest i sommermånedene (mai–august), noe som er i tråd med generelle vindforhold. Datasettet er justert for skuddårtimer. Det er denne produksjonsprofilen som legges til grunn for analysen og kontantstrømmene for alle årene i alle scenarioene.

4.3 Differansekontrakt – trinnvis utvikling

Med utgangspunkt i den trinnvise tilnærmingen av analysen presentert og forklart i kapittel 3.2.1, har jeg estimert ni forskjellige NNV for differansekontrakten. Estimeringen tar utgangspunkt i henholdsvis lav, basis og høypris scenario i utviklingstrinn 1, 2 og 3 for en differansekontrakt. Dette krever håndtering av svært store datamengder da differansekontrakten gjøres opp på timesbasis over prosjektets levetid på 30 år. Utregningen av NNV har jeg gjort med å ta utgangspunkt i totalt omtrent 30,1 millioner datapunkter.

Tabell 4 viser hvordan prosjektets NNV utvikler seg gjennom de tre trinnene i differansekontraktens utforming under de tre scenarioene for kraftprisutviklingen. Utviklingen fra Trinn 1 til Trinn 3 reduserer prosjektets NNV grunnet trinnvis innføring av begrensninger i kontrakten og økt systematisk risiko for investor.

Tabell 4: Beregnede NNV-verdier (MNOK) for tre trinn i differansekontrakten basert på prisscenarioene.

NNV, Differansekontrakt (MNOK)			
<i>Scenario</i>	Trinn 1	Trinn 2	Trinn 3
L	36 356	14 262	-14 803
B	36 356	20 485	-7 949
H	36 356	26 857	4 667

Det er innlysende at NNV i alle scenarioene høyest i Trinn 1, hvor differansekontrakten gjelder for hele prosjektets levetid på 30 år. Dette er et resultat av at investoren i denne modellen oppnår prissikring i 30 år, og at den sikrede prisen er klart høyere enn forventet markedspris i alle tre prisscenarier. Dette medfører en redusert kapitalkostnad fordi investors egenkapitalbeta reduseres som følge av full prisrisikoavlastning, som medfører høyere NNV alt annet like. Gitt den tosidige virkemåten til differansekontrakten resulterer dette i en fast NNV (36 356 MNOK) for alle tre scenarioer i Trinn 1. NNV vil begrenses i Trinn 2 der antall år med differansekontrakt reduseres til 15 år, men fortsatt uten innføring av støttetak og minstepris. Man ser av tabellen at NNV reduseres i alle scenarioene sammenlignet med Trinn 1, med en NNV i basisscenario

på 20 485 MNOK. Likevel er prosjektet klart lønnsomt under alle tre prisscenarier. I Trinn 3 innføres både et støttetak på 23 milliarder og en minstepris på 5 øre/kWh. Dette begrenser antall år differansekontrakten gjelder ytterligere. I tillegg setter det begrensninger for investorens mulighet til å motta støtte fra differansekontrakten i timer med lave (<5 øre/kWh) eller negative priser. Effekten kan sees av NNV, som reduseres ytterligere. Av tabell 4 kan man se at i både lav- og basisscenario vil kontantstrømmen generere negativ NNV. Videre ser man at det eneste scenarioet som genererer lønnsomhet er under høyprisscenarioet med en NNV på 4 667 MNOK. Tabellen viser tydelig hvordan reduksjon i risikoavlastning gjennom kontraktens utforming direkte påvirker investorens lønnsomhet, samtidig som det fortsatt bærer store utfallsrom i prisutviklingen og dermed også NNV for investor.

Statens netto utbetalinger til investor i de tre utviklingstrinnene for differansekontrakter og under tre prisscenarier er presentert i tabell 5.

Tabell 5: Viser statens netto utbetalinger under de ulike utviklingstrinnene for Differansekontrakter basert på tre prisscenarier.

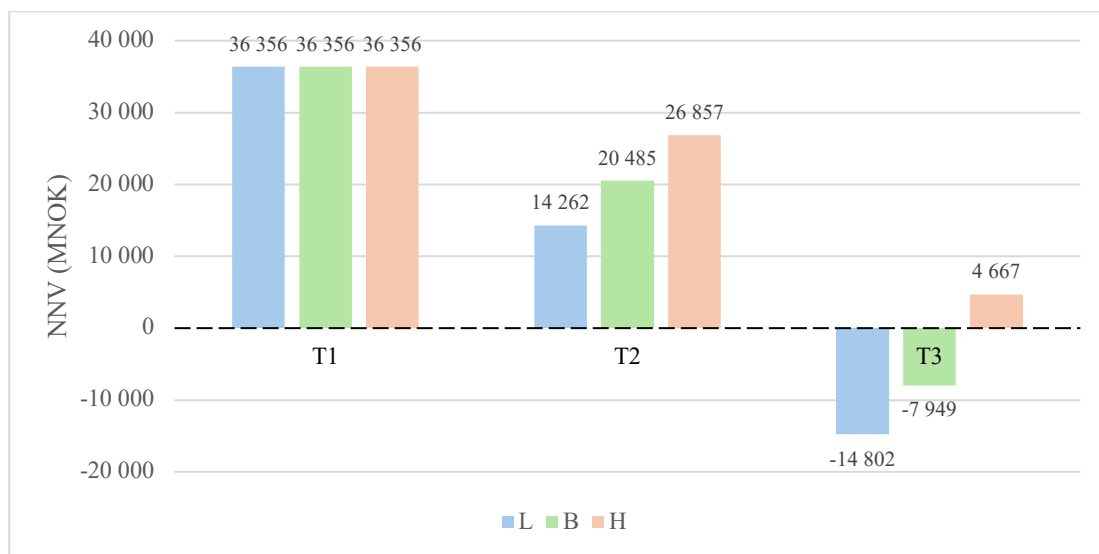
Utbetaling, Staten (MNOK)			
<i>Scenario</i>	Trinn 1	Trinn 2	Trinn 3
L	140 391	68 153	23 000
B	130 040	62 772	23 000
H	121 754	52 453	23 000

Statens utbetalinger er beregnet til å være svært høye i Trinn 1, hvor differansekontrakten gjelder for hele prosjektets levetid og gir full risikoavlastning. Her bærer staten hele prisrisikoen, og resulterer i betydelige støtteutbetalinger, med en utbetaling på 130 040 MNOK i basisscenario. Situasjonen kan sammenlignes med en fast innmatingstariff (eng. feed-in tariff) som gjelder for hele prosjektperioden. Gitt at jeg bruker samme kontraktspris som det som ble utfallet av Sørlege Nordsjø II auksjonen (tilnærmet Trinn 3), blir det selvsagt ikke bare risikabelt, men og svært kostbart for staten å garantere kontraktsprisen i 30 år (Trinn 1) og 15 år (Trinn 2). Her er det naturlig å gå ut ifra at budrundene hadde resultert i en lavere kontraktspris mot en sterk risikoavlastning. Hva slags utslag dette kunne hatt på NNV vil bli presentert i kapittel 4.5.1. I Trinn 2, hvor kontrakten begrenses til 15 år, reduseres statens netto kostnader betydelig, men beløpene er fortsatt høye med 62 772 MNOK i basisscenarioet. En fast støtteutbetaling på 23 000 MNOK gjelder for alle scenarioene i Trinn 3. Taket fungerer altså som en øvre grense for statens økonomiske eksponering, uavhengig av de tre

prisscenariene jeg har benyttet. Støttetaket blir nådd i august i år 5, oktober i år 6 og november i år 9 for henholdsvis lav-, basis- og høyprisscenario.

4.3.1 Grafisk fremstilling

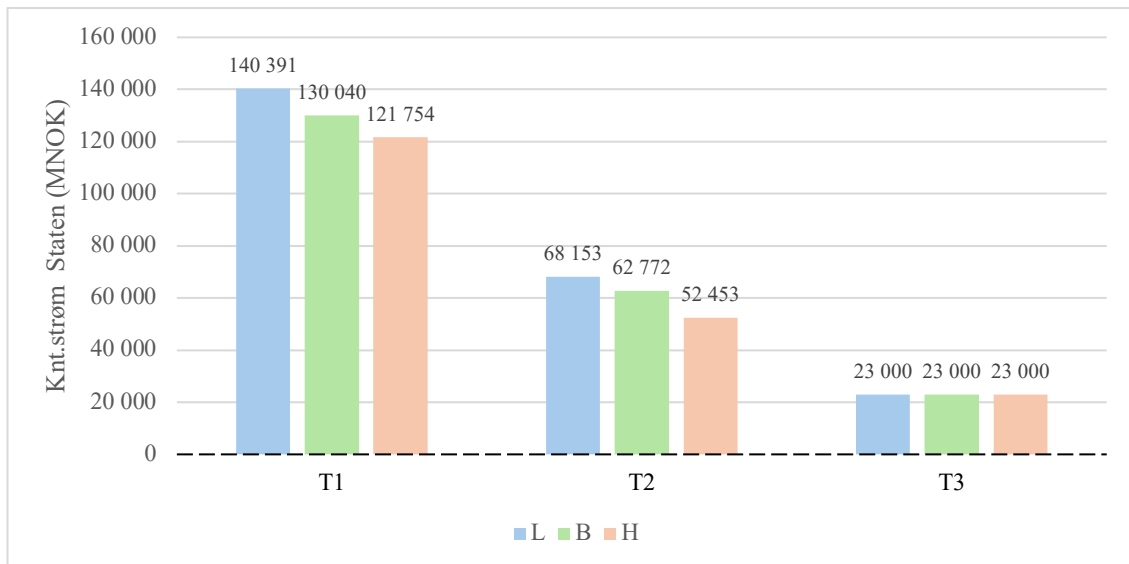
Verdiene fra tabell 4 er illustrert i figur 9 ved bruk av et søylediagram. Diagrammet viser utviklingen av prosjektets NNV i de tre trinnene av differansekontrakten under de ulike prisbanescenariene.



Figur 9: NNV (MNOK) basert på den trinnvise tilnærmingen av differansekontrakten utforming. Trinn 1 har en kontraktsperiode på 30 år mens Trinn 2 har en kontraktsperiode på 15 år. I Trinn 3 innføres både støttetak og minstepris.

Av figur 9 kan vi se hvordan investors NNV svekkes etter hvert som kontrakten begrenses fra å gjelde for hele prosjektperioden på 30 år til 15 år, og deretter ved innføringen av støttetak og minstepris. Spesielt ser vi at innføringen av spesielt støttetak i Trinn 3 gjør at NNV blir negativ i både lavpris- og basisscenarioet. Dette indikerer at prosjektet ikke er lønnsomt for investoren i disse scenarioene. Kun i et høyprisscenario ser vi at NNV er positiv, noe som illustrerer hvordan prosjektet avhenger av høye kraftpriser for å skape positive nåverdier. I basisscenario i Trinn 3 blir støttetaket på 23 milliarder nådd den 18.10.2035 (år seks) i timeintervallet 11:00 til 12:00 for å være helt nøyaktig.

Figur 10 illustrerer statens samlede utbetalinger under de tre trinnene i differansekontrakten, basert på de tre prisbanescenariene. Figuren viser hvordan statens kostnader reduseres når kontraktens varighet og omfang begrenses.



Figur 10: Statens utbetalinger i de tre trinnene, med høyest utbetaling i Trinn 1 og lavest i Trinn 3 grunnet innføring av støttetaket.

4.4 Investeringsstøtte

For å beregne prosjektets NNV under investeringsstøtte har jeg beregnet nærmere 3,1 millioner datapunkter for lav, basis og høypris scenario med for samtlige timer over en økonomisk levetid på 30 år.

Tabell 6 presenter prosjektets NNV under investeringsstøttemodellen med en støtteandel på 34,7 prosent, tilsvarende en totalutbetaling på 23 000 MNOK i år 0 gjeldende for alle scenarioene. Beløpet er satt lik støttetaket for Sørliche Nordsjø II. Eneste forskjellen Trinn 3 og investeringsstøtte er at investeringsstøtten gis i år 0, mens utbetalingene over differansekontrakten skjer over maksimalt 15 år.

Tabell 6: NNV for investeringsstøtte på 23 000 MNOK (34,7 prosent). Negativ i lav- og basisscenario, men positiv i høyscenario.

NNV (MNOK)	
Scenario	Investeringsstøtte
L	-13 680
B	-6 491
H	5 709

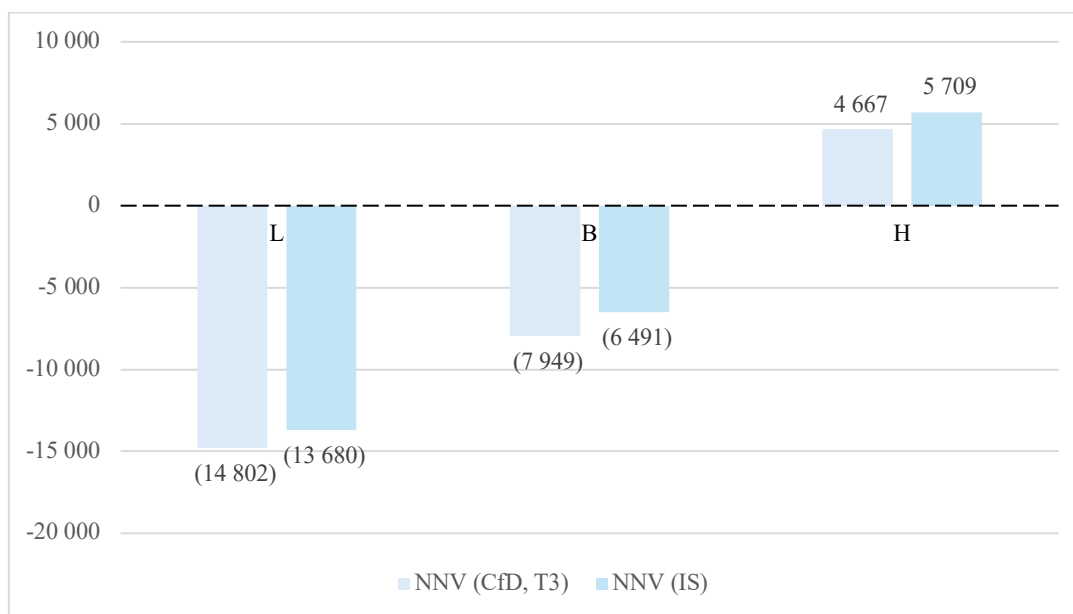
I likhet med Trinn 3 vil investeringsstøtten ikke gi positiv NNV i hverken lav eller basisscenario. Kun under høyprisscenarioet får jeg en positiv NNV på 5 709 MNOK. Dette indikerer at støtteandelen på 34,7 prosent av investeringsutlegget ikke er tilstrekkelig for å gjøre

prosjektet bedriftsøkonomisk lønnsomt annet enn under høyprisscenario. Støtteandelen som må til for å få $NNV=0$ i basisscenario er beregnet til på 44,47 prosent, tilsvarende om lag 29 505 MNOK, der all elektrisitet selges til estimerte markedsprisene. Dette overskrider statens maksimale støttetak på 23 000 MNOK.

4.4.1 Grafisk fremstilling

For å vurdere investeringsstøtteordningen opp mot Trinn 3 sammenstilles disse resultatene i figur 11. Dette gjøres i de tre prisscenarioene, lav, basis og høy. Begge ordningene er modellert med en støttebegrensning på 23 000 MNOK, slik at sammenligningen skjer på et budsjettmessig likt grunnlag.

Figur 11 viser at prosjektet med investeringsstøtte gir høyere NNV i alle scenarioene. Dette skyldes at hele støtten under investeringsstøtten utbetales i år 0, som gir full verdi uten diskonteringseffekt. Under differansekontrakten i Trinn 3 utbetales som kjent støtten løpende over flere år, og verdien av utbetalingene reduseres ved diskontering, selv om det totale støttebeløpet er likt. Dermed fremstår det som økonomisk konsistent at investeringsstøtten gir høyere nåverdi enn differansekontrakt, gitt at kontantstrømmene etter støtteperioden også er sterke i høyprisscenarioet.

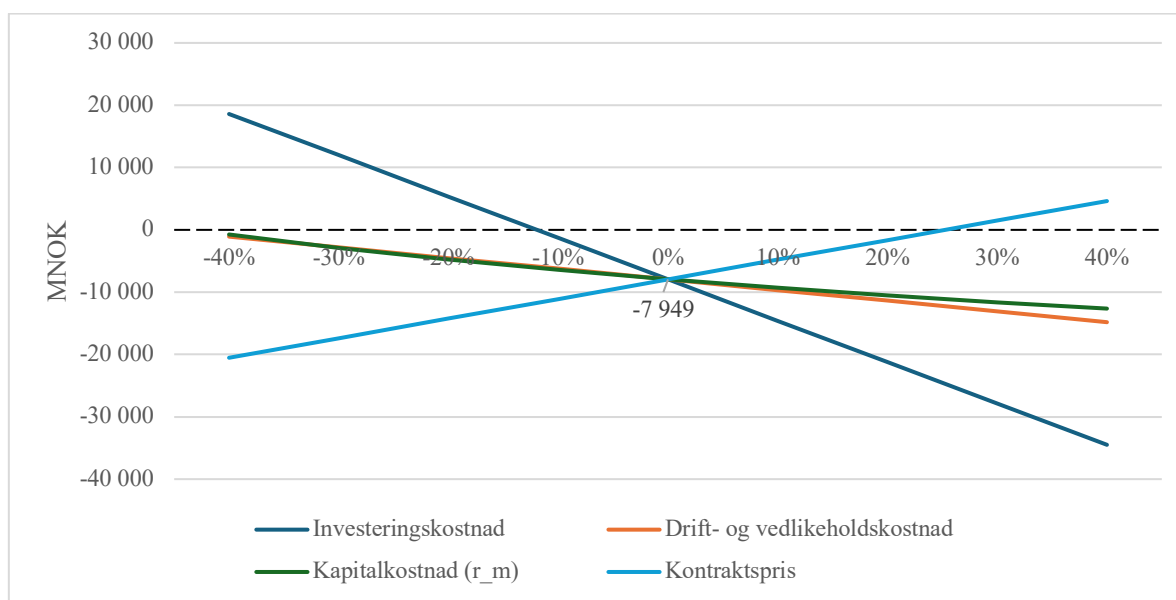


Figur 11: Grafisk sammenstilling av NNV for differansekontrakt (Trinn 3) og investeringsstøtte i de tre prisscenarioene.

4.5 Følsomhetsanalyser

I de foregående kapitlene har jeg vist hvor følsom lønnsomhetsberegningene er for markedsprisutviklingen med utgangspunkt i de tre prisscenarioene. Her vil jeg i tillegg vurdere

følsomheten til fire parametere i beregningen av NNV i basisscenarioet for differansekontrakt i Trinn 3. Dette gjøres ved å justere parameterne +/-10 prosent. Figur 12 viser hvordan justeringer av investeringskostnad, drift- og vedlikeholdskostnad, kapitalkostnad (r_m) og kontraktspris hver for seg påvirker prosjektets lønnsomhet.



Figur 12: Stjernediagram av parametere i basisscenario for differansekontrakt Trinn 3.

Av diagrammet ser vi tydelig at prosjektets nåverdi er mest følsom for endringer i investeringskostnaden. En reduksjon på 20 prosent i investeringskostnad øker nåverdien til over 10 000 MNOK, mens en økning på samme nivå fører til negativ nåverdi på litt over -20 000 MNOK. Dette viser at investeringer i havvind er kapitalintensiv og at usikkerhet rundt størrelsen på investeringsutlegget er viktig. Rapporter fra GWEC (2025) og NREL (2024) underbygger dette og viser til at usikkerheten rundt investeringskostnadene har økt betydelig de siste årene. Faktorer som økte renter, leverandørkjedefordringer og høyere råvarepriser trekkes frem som hovedårsaker.

Videre ser vi at prosjektets nåverdi er svært følsomt for endringer eller ulike antakelser om kontraktsprisen. En økning i denne vil gi tilsvarende økte inntekter per produserte kWh og vil raskt forbedre prosjektets kontantstrøm og derav nåverdien. Kapitalkostnaden har ikke like signifikante utslag, men illustrerer likevel effekten av risikojustert avkastningskrav og understreker hvor viktig denne er i vurderingen av differansekontraktens utforming.

4.5.1 Sensitivitetsanalyse: Kontraktspris vs. prisbaner

Som forklart i kapittel 4.3 er kontraktsprisen på 115 øre/kWh brukt i hoved analysen, med utgangspunkt i resultatet fra auksjonen for Sørliche Nordsjø II. For de mer idealiserte modellene Trinn 1 og 2 kan det imidlertid være naturlig å anta at en lavere kontraktspris ville være mer realistisk. Dette er fordi disse modellene innebærer lengre tidsperspektiv av støtterammen og vesentlig risikoavlastning for investor. For å vurdere hvordan prosjektets lønnsomhet påvirkes av endringer i kontraktspris kombinert med ulike markedsprisbaner (lav, basis og høy), presenterer tabell 7 resultatene med utgangspunkt i Trinn 2.

Tabell 7 illustrerer hvordan en reduksjon i kontraktsprisen med 10 prosent-intervall ned til 40 prosent i hvert av de tre scenarioene. Resultatene viser tydelig at prosjektets lønnsomhet er sterkt påvirket av både støttenivå og utviklingen i spotpris.

Tabell 7: NNV (MNOK) i Trinn 2 ved lavere kontraktspriser under de tre prisscenarioene.

Kontraktspris (øre/kWh)	Endring (%)	NNV - Lav	NNV - Basis	NNV - Høy
69	-40	-12 740	-7 859	-555
80,5	-30	-5 993	-773	6 139
92	-20	758	6 313	12 981
103,5	-10	7 510	13 399	19 901
115	0	14 262	20 485	26 857

Ved 30 prosent lavere kontraktspris (80,5 øre/kWh) er NNV blitt negativ i lav- og basisscenarioet, mens den fortsatt er positiv i høyprisscenarioet. For basisscenario vil en slik reduksjon bety betraktelig lavere statlige utbetalinger, fra 62 772 MNOK med 115 øre/kWh til 28 311 MNOK med 80,5 øre/kWh.

Jeg anser det som innsiktsfullt å undersøke hvordan en opp og ned justering av kontraktsprisen vil være i Trinn 3 for å se på utslagene dette vil ha på NNV av prosjektet. Tabell 8 viser hvordan en justering av kontraktsprisen +/- 20 prosent påvirker NNV til prosjektet. Det blir enda tydeligere at prosjektet er avhengig av gode markedspriser for å generere positive NNV for dette prosjektet da selv ikke en økning av kontraktsprisen med 20 prosent gir positiv NNV i basisscenarioet.

Tabell 8: NNV (MNOK) i Trinn 3 ved +/- 20 prosent endring i kontraktspris, for de tre prisscenarioene.

Kontraktspris (øre/kWh)	Endring (%)	NNV - Lav	NNV - Basis	NNV - Høy
92	-20	-20 651	-14 235	-2 787
103,5	-10	-17 727	-11 092	928
115	0	-14 802	-7 949	4 667
126,5	10	-11 877	-4 806	8 433
138	20	-8 952	-1 663	12 209

Resultatet presenterer tydelig at prosjektet er sterkt eksponert for markedsprisen i Trinn 3. De pessimistiske prisprognoser lavprisbanen predikerer har hovedsakelig to ugunstige effekter for investor. Den første er at de statlige utbetalingene betales raskere grunnet markante differanser mellom kontraktspris og referansepris. Samtidig vil prosjektet etter at støttebeløpet er utbetalt være eksponert mot lave markedspriser som påfører investor ytterligere dårlig inntjening. Effekten av raskere utbetaling og nådd støttetak, er altså at kontantstrømmens eksponering mot ugunstige markedspriser øker.

4.5.2 Justering av totalkapitalbeta

For å belyse både usikkerheten knyttet til estimatet av prosjektets systematiske risiko og hvordan investors risiko påvirker lønnsomheten, gjennomføres en følsomhetsanalyse der β_{TK} uten differansekontrakt justeres med +/- 0,4. Dette er med utgangspunkt i gjennomgangen i kapittel 3.4.2.1 der det kommer frem at det var noe sprikende estimerer på risikoen forbundet med havvindprosjekter. Analysen bygger på KVM og viser hvordan endringer i systematisk risiko slår ut i avkastningskravet på egenkapitalen og derav NNV gjennom en endret totalkapitalkostnad i Trinn 3 av differansekontrakten.

Tabell 9: Endringer i NNV (MNOK) ved justering av β_{TK} , uten CfD

Scenario	β_{TK}	r_EK (%)	WACC (%)	NNV
Basis	0,6	7,44	6,33	-3 901
	0,8	8,92	7,37	-6 064
	1,0	10,40	8,41	-7 949
	1,2	11,88	9,44	-9 601
	1,4	13,37	10,48	-11 055

5 Diskusjon

Jeg vil her diskutere resultatene i kapittel 4 for å besvare hovedproblemstillingen: *Hvordan kan differansekontrakter for havvind utformes for å balansere behovet for samfunnsøkonomisk effektivitet med behovet for risikoavlastning hos investor?*

Diskusjonen bygger på en trinnvis vurdering av støtteordninger presentert i kapittel 3.2.1. fra en situasjon med maksimal risikoavlastning for markedspris, en slags fastpriskontrakt, til en modell med en engangsutbetaling i starten, der investor eksponeres fullt ut for alle typer usikkerhet inklusiv framtidig utvikling av markedspriser. Dette rammeverket gjør det mulig å drøfte hvordan ulike støtteformer påvirker samfunnsøkonomisk ressursbruk opp mot bedriftsøkonomiske behov. Videre gjør dette det enklere å illustrere hvordan ulike trinn kan forstås som et kompromiss mellom effektivitet og risikoavlastning.

5.1 Diskusjon av resultater

Diskusjonen deles inn i tre deler og tar utgangspunkt i delspørsmålene presentert i kapittel 1.1. Først drøftes den trinnvise tilnærmingen i et samfunnsøkonomisk perspektiv. Deretter vurderes resultatene fra et bedriftsøkonomisk perspektiv, med søkelys på risiko og lønnsomhet. Den tredje delen diskuterer hvordan overgangen mellom ytterpunktene påvirker balansen mellom stat og investor, med vurderinger opp mot Nature Energy artikkelen av Beiter et al. (2024).

5.1.1 Delspørsmål I – Samfunnsøkonomisk vurdering

Delspørsmål I: *Sett fra et samfunnsøkonomisk perspektiv - hvordan bør differansekontrakter utformes og hvordan presterer ulike modeller opp mot dette idealet?*

Den trinnvise utviklingen av differansekontrakten, presentert i kapittel 3.2.1, viser en gradvis overgang fra full inntektssikring for investor til en mer markedsbasert situasjon som i større grad ivaretar samfunnsøkonomisk effektivitet. I tråd med prinsippene for samfunnsøkonomisk effektivitet (DFØ, 2018) bør offentlige midler allokeres slik at samlet samfunnsøkonomisk overskudd maksimeres, se kapittel 2.1.3. Dette kan oppnås ved å internalisere eksternaliteter gjennom subsidier eller skatter som gjenspeiler eksternalitetens samfunnsøkonomiske verdi. Når slike virkemidler blir riktig utformet, gir de et mer presist grunnlag for å vurdere både

samfunnsøkonomisk og bedriftsøkonomisk lønnsomhet i havvindprosjekter. Samtidig må støtteordningene utformes slik at markedsinsentiver for effektiv drift og produksjon opprettholdes. Avvik fra disse idealene kan medføre redusert samfunnsøkonomisk overskudd som følge av overkompensasjon, ineffektiv ressursbruk og svekkede prissignaler (Schlecht et al., 2024; Stiglitz & Rosengard, 2015).

Trinn 1 innebærer full risikoavlastning hvor investor får garantert en fast inntekt fra staten i hele prosjektets levetid på 30 år. Dette eliminerer all prisrisiko for investor, og gir en høy NNV og et betydelig produsentoverskudd. I basisscenarioet er statens utbetalinger beløper seg til hele 130 040 MNOK (tabell 5). Det at NNV og utbetalingene fra staten er såpass høye kan forklares av den faste kontraktsprisen på 115 øre/kWh som er satt for alle trinnene. En lavere auksjonsbasert kontraktspris for Trinn 1 og 2 i bytte mot svært gode risikoavlastende tiltak. Basert på den høye statlige kompensasjonen i Trinn 1 gir ikke dette bare grunnlag for effektivitetstap gjennom vridende skattefinansiering (Finansdepartementet, 2021), men poengterer først og fremst svakheter ved selve utformingen av differansektrakten. Gjennom å motta en fastpris uavhengig av markedsforhold, fjernes viktige insentiver til å tilpasse produksjon etter prisvariasjoner i markedet (Schlecht et al., 2024). Dette medfører produksjon selv ved markedspriser som er lavere enn den kortsiktig marginalkostnad til kraftverket og oppstår i Trinn 1, i hovedsakelig lavprisscenarioet. Videre ringvirkninger av dette kan være et redusert ønske om å investere videre i bedre lagringssystemer gjennom for eksempel batteri- og hydrogenløsninger, som vi vet er viktig for kraftsystemet (ENTSO-E, 2024).

Ved overgangen til Trinn 2 kan det observeres en viss forbedring når statens støtteperiode reduseres. Støtten begrenses til 15 år, men kontraktsprisen er fortsatt fast og garantert i hele først halvdel av perioden. Risikoen for overkompensasjon er dermed fortsatt til stede, og de samlede utbetalinger fra staten er 62 772 MNOK (Tabell 5) i basisscenario. For både Trinn 1 og 2 er det særlig to utfordringer ved denne typen utforming sett fra et samfunnsøkonomisk perspektiv. Summene som utbetales fra staten skjer ofte gjennom vridende skatter, som igjen kan medføre effektivitetstap for den totale verdiskapingen i økonomien (NOU 2000: 18). Samtidig bærer staten betydelig risiko knyttet til fremtidige markedsprisutviklinger, nettopp fordi støttebelastningen varierer sterkt i utfallsrommene mellom lav- og høyscenario.

Trinn 3 fremstår som den mest samfunnsøkonomiske målrettede modellen av differansektraktsutformingene. Grunnen er at støtten i sterkere grad er tilpasset verdiene av

de positive eksternalitetene fra havvindutbyggingen, og dermed fungerer bedre som et verktøy for å korrigere markedsfeil. Når støtten reflekterer eksternalitetens samfunnsverdi, uten at det oppstår vesentlige vridninger, er dette trinnet bedre forankret i de samfunnsøkonomiske prinsippene om effektiv ressursallokering. Ved innføringen av støttetak og minstepris begrenses statens økonomiske risiko og forbedrer budsjetteffektiviteten. Minsteprisen gjør at staten skjermes mot kostbar støtte i ekstreme lavprisscenarioer og forhindrer ytterligere press på markedsprisene. Dette er også noe som motvirker «kannibaliseringseffekten» (Kirkerud et al., 2023), hvor kraftpriser presses nedover grunnet økt produksjon i et prisområde. Ved å bevare produsentens eksponering mot markedet etter støtteperioden styrkes også incentivet til kostnadseffektiv drift og optimal produksjon. Trinn 3 balanserer dermed bedre statens risiko og støttebehov, og gir økt samfunnsøkonomisk overskudd sammenliknet med Trinn 1 og 2. Denne utviklingen underbygges også av Kitzing et al. (2024) og (Winje et al., 2022), som begge poengterer viktigheten av å bevare markedsintegrasjon og kostnadseffektivitet i utformingen av støtteordninger.

Investeringsstøtte og Trinn 3 er på mange måter like i sin funksjonalitet sett i lys av samfunnsøkonomisk perspektiv, men forskjellen ligger i hvordan støtten utløses og hvilke eksternaliteter den fanger opp. En engangsutbetaling på 23 000 MNOK gir full budsjettforutsigbarhet for staten, men all markedsrisiko og annen systematisk risiko bæres av investor. Produksjonsbeslutningene tas dermed basert på markedspris og kortsiktig marginalkostnad, og prissignaler bevares (Schlecht et al., 2024). I en samfunnsøkonomisk vurdering er det sentralt at støtteordningene speiler de underliggende eksternalitetene. Dersom verdien av prosjektet ligger i økt kapasitet (MW), kan en investeringsstøttemodell være mer hensiktsmessig enn differansekontrakter som i prinsippet kan skape insentivvridninger i driftsfasen. Samtidig innebærer slike ordninger risiko for både under- og overkompensasjon, avhengig av markedsutviklingen da utfallsrommet av kraftprisscenarioene er såpass markante. I basisscenarioet indikerer mine beregninger at støttebeløpet bør være 29 505 MNOK for å gi $NNV=0$. En fast støtte på 23 000 MNOK gir dermed ikke overkompensasjon i dette scenariet, men heller en underkompensasjon og som i utgangspunktet ikke ville ført til en investeringsbeslutning. Fraværet av løpende støtte gjør modellen også noe mer eksponert for politiske og markedsmessige endringer. Samtidig kan man også diskutere i hvilken grad risikoen for overkompensasjon bør veies opp mot behovet for å utløse investeringen i ny fornybar kraft. Hvis et høyere støttebeløp resulterer i raskere utbyggingstakt og bidrar til å nå

elektrifiseringsmålene (Meld. St. 36 (2020-2021)), kan det forsvares ut fra et energi- og klimapolitisk ståsted.

Et viktig diskusjonselement er budsjett politisk fleksibilitet. Ifølge Perspektivmeldingen (2025) vil statens handlingsrom svekkes betydelig på 2030-tallet. Dette tilsier at løsninger som gir lav langsiktig eksponering og høy forutsigbarhet, som investeringsstøtte, vil være å foretrekke (Oslo Economics, 2022). Selv om store engangsutbetalinger kan gi utfordringer i det enkelte budsjettår, vil staten unngå å binde opp fremtidige midler over (potensielt) flere tiår. Når staten påtar seg langsiktig prisrisiko gjennom differansekontrakter, kan det sette begrensninger for å håndtere risiko i andre offentlige investeringer. Det kan også medføre økte lånekostnader som følge av høyere risikoeksponering. Samtidig krever differansekontrakter løpende administrativ oppfølging og beregninger over tid, mens investeringsstøtte kun innebærer en enkelt transaksjon og dermed lavere administrative kostnader. Mine estimeringer viser under basisscenarioet at staten må drive løpende administrering de første 7 årene, og at dette medfører budsjettmessig uforutsigbarhet i disse årene.

5.1.2 Delspørsmål II – Bedriftsøkonomisk vurdering

Delspørsmål II: Sett fra et bedriftsøkonomisk perspektiv - hvordan bør differansekontrakter utformes og hvordan presterer ulike modeller opp mot dette idealet?

Fra et bedriftsøkonomisk ståsted er målet til investor å maksimere økonomisk lønnsomhet målt i NNV, gjennom å enten øke inntjeningen og/eller redusere den systematiske risikoen forbundet med investeringsobjektet. Mine resultater viser tydelig at investors risiko øker gradvis fra Trinn 1 til Trinn 3, mens lønnsomheten svekkes tilsvarende (Tabell 4).

I Trinn 1 mottar produsenten en fast pris over hele levetiden. Dette eliminerer markedsrisiko og basert på dette reduseres også kapitalkostnaden til investor. Gjennom den reduserte systematiske risikoen vil naturligvis investor også få høyere NNV (Tabell 4) som følger av risikojustert kapitalkostnad. Dette er attraktivt for investorer, men representerer som kjent en risiko for overkompensasjon fra staten. Når støtteperioden forkortes til 15 år i Trinn 2, forskyves prisrisikoen til prosjektets siste halvdel. Etter kontraktens utløp må investor dermed selge kraften til markedspris. Kontantstrømmene er nå mer eksponert for makroøkonomiske svingninger og systematiske risikofaktorer som kraftprisvolatilitet, renterisiko og regulatoriske endringer. Dette gir høyere kapitalkostnad etter 15 år, reflektert i en oppjustert total kapitalbeta

til 1,0 (Tabell 1) og et høyere avkastningskrav (Tabell 2). I basisscenario gir dette NNV 20 485 MNOK (tabell 4). Risikoen er da tilknyttet markedsprisene i perioden etter kontraktens utløp, som ifølge Statnett (2024) er forventet å bli lavere enn tidligere år. Av Tabell 7 ser vi hvordan en nedjustering av en mer realistisk kontraktspris ville påvirket NNV, og man kan trygt anta at NNV ville vært redusert betraktelig grunnet lavere kontraktspris.

Trinn 3 går enda lenger ved å innføre et støttetak på 23 000 MNOK, som i praksis gjør støttens varighet avhengig av markedsutviklingen. Mine simuleringer viser at taket nås etter seks år i lavprisscenarioet og etter ni år i høyscenarioet. Denne usikkerheten gjør at NNV i Trinn 3 varierer mer – og er negativ (-7 949 MNOK) i basisscenarioet (Tabell 4). Det er med andre ord ikke bare prisenivået, men varigheten av inntektsgarantien som styrer investorens risiko og dermed prosjektets finansierbarhet. I lavprisscenarioet fører de lave markedsprisene til at de statelige utbetalingene fortare blir brukt opp (august år 5). Investor vil dermed både eksponeres for kortere prisbeskyttelse, men også lenger periode med lave fremtidige inntekter. Den systematiske risikoen forsterkes og gir en høyere kapitalkostnad og svekker prosjektets lønnsomhet betraktelig.

Investeringsstøtte innebærer at staten subsidierer prosjektet ved prosjektstart, som reduserer investors kapitalbehov (Oslo Economics, 2022). Prisgarantien uteblir som gjør at investor sin kontantstrøm er direkte påvirket av markedsrisiko. I likhet med perioden etter at differansekontrakten har gått ut i Trinn 3, er kontantstrømmen til investeringsstøtte preget av full eksponering mot markedsrisiko og tilsvarende høyt avkastningskrav etter støtten er utbetalt. Det at det er en kapitalintensiv investering med lang tidshorisont, forsterker sensitiviteten for systematiske risikofaktorer. Videre viser mine resultater at NNV for investeringsstøtten er positiv i høyscenarioet, men negativ i lav- og basisscenarioet (Tabell 6). Ved å sette dette opp mot Trinn 3 ligger forskjellen i NNV (Figur 11) i tidspunktet for utbetaling av støtten. Gjennom engangsutbetalingen i år 0 vil ikke 23 000 MNOK påvirkes av diskonteringseffekten på samme måte som det vil ved utbetaling over en ukjent tidsperiode. Dette forklarer hvorfor NNV er høyere under investeringsstøtten enn i Trinn 3. Valget av støtteform henger

Fra et bedriftsøkonomisk perspektiv er det Trinn 1 som er den mest ettertraktede modellen, der risikoen er lavest og derfor også det laveste avkastningskravet til investor. Det at lønnsomheten er høy i Trinn 1 og 2 i analysen, skyldes som nevnt tidligere at den samme kontraktsprisen på 115 øre/kWh er benyttet på tvers av modellene. En rasjonell investor ville godtatt lavere pris i

Trinn 1 og 2 «i bytte» mot lavere risiko. Det interessante er ikke derfor nødvendigvis hvordan lønnsomheten beregnet i oppgaven utvikler seg fra Trinn 1 til Trinn 3, men heller hvordan risikoeksponeringen og dets påvirkning på kapitalkostnaden endrer seg mellom modellene. Ved overgangen fra Trinn 1 til Trinn 2 påtar investor seg markedsrisiko i prosjektets andre halvdel. Dermed vil også den risikojusterte kapitalkostnaden øke fra den første halvdel 5,81 prosent til 8,41 prosent i andre halvdel. Trinn 3 bærer mer usikkerhet, både fordi varigheten av støtten avhenger av de usikre markedsprisene, og fordi støtten har ett tak på 23 000 MNOK. I alle scenarioene vil prosjektet nå støttetaket lenge før 15 år har gått, og vil dermed også ha det risikojusterte avkastningskravet til totalkapitalen på 8,41 prosent vesentlig lenger enn Trinn 2.

Som nevnt i kapittel 3.4.2.1 bærer det usikkerhet rundt den faktiske risikoen for prosjektet etter differansekontrakten er ute. Studier peker på at WACC kan variere fra 6,5-9,6 prosent eksponert mot markedspriser (IEA, 2021). Av Tabell 9 kan vi observere hvordan NNV i Trinn 3 endrer seg i basisscenario ved justerte betaverdier etter kontraktens utløp. Jo høyere risiko (betaverdi) desto høyere avkastningskrav som resulterer i lavere NNV. Motsatt effekt skjer dersom man nedjusterer betaverdien. Dette poengterer viktigheten av en slik risikovariabel for prosjektets totalavkastning.

5.1.3 Delspørsmål III – Balansere interesser

Delspørsmål III: *Hvordan vil en overgang mellom disse ytterpunktene påvirke balansen mellom deres interesser med utgangspunkt i Nature Energy artikkelen av Beiter et al. (2024)?*

Overgangen fra Trinn 1 til Trinn 3 og videre til investeringsstøtte innebærer en gradvis forskyving av risiko fra staten til investor. Spørsmålet om hvordan denne endringen påvirker balansen mellom samfunnsøkonomisk effektivitet og investors behov for risikodekning reises. Beiter et al. (2024) presiserer i sin artikkel at det er risikoavlastningen, ikke nødvendigvis utbetalingen i seg selv, som er den viktigste egenskapen ved en differansekontrakt. Behovet for en kritisk vurdering av hvor mye risiko som bør bæres av staten, og hvor mye som kan overlates til investor og markedet er derfor relevante å diskutere.

Risikoeksponeringen øker gradvis fra Trinn 1 til investeringsstøtte, og gjenspeiles i prosjektets kapitalkostnad. I Trinn 1 er investoren fullt skjermet for markedsrisiko i hele prosjektets levetid, og betaverdien settes til 0,5, som gir lav WACC gjennom den reduserte kapitalkostnaden. I Trinn 2 opphører støtten etter 15 år, og investor påtar seg markedsrisiko i siste halvdel av

prosjektperioden. Perioden etter 15 år gir utslag i en økning av betaverdien til 1,0 og høyere avkastningskrav. Som figur 10 viser, faller NNV som følge av denne justeringen. Selv om tallene i seg selv er noe misvisende, illustrerer figuren fortsatt effekten av et økt avkastningskrav grunnet eksponering mot markedspriser etter 15 år. I Trinn 3 introduseres ytterligere risiko ved at støtten opphører når et samlet tak på 23 000 MNOK er nådd. Mine beregninger viser at dette kan inntreffe mellom 5 og 9 år, avhengig av prisbanen. Den uforutsigbare varigheten og eksponeringen mot markedspriser etter støtten gir et stort utfallsrom i NNV og høy systematisk risiko. Resultatet kan understøtte Beiter et al. (2024) sitt argument om at det største hinderet for investeringer i kapitalintensive teknologier er eksponeringen for inntektsusikkerhet.

I den sammenheng er det relevante å drøfte om staten kan overlate risikohåndteringen til markedet, for eksempel gjennom langsiktige kraftkjøpsavtaler (PPA). En PPA er en avtale mellom produsent og konsument hvor kjøper forplikter seg til å kjøpe kraft til en fastsatt pris over en bestemt periode (Evans et al., 2020). Slike avtaler skal i prinsippet redusere inntektsusikkerheten og dermed fungere som et alternativ til differansekontrakter. Flere kilder peker imidlertid på at PPA markedet i Europa fortsatt er umodent og preget av lav likviditet, begrenset volum og press fra kjøpersiden (Altaglibi, 2024; Oslo Economics, 2022). Dette gjør det vanskelig å sikre stabile og tilstrekkelige inntektsstrømmer. Beiter et al. (2024) er derfor skeptisk til at PPA alene kan erstatte differansekontrakter som risikoreduserende verktøy. Sårbarheten ble også spesielt tydelig under energikrisen i 2022 som følge av Russland-Ukraina krigen. Ekstreme prisutslag viste hvordan geopolitiske forhold forsterker markedsrisikoen (Kirkerud et al., 2023). På ene siden kan det hevdes at behovet for profesjonell risikostyring og sterk porteføljeforvaltning blant markedsaktørene selv derfor blir enda viktigere. På den andre siden kan det argumenteres for at staten fortsatt bør være delaktig i risikoavlastning, spesielt i usikre perioder, dersom man skal stimulere til økt teknologiutvikling innen havvindsektoren. Med utgangspunkt i forutsetningene for Sørliche Nordsjø II, kan det argumenteres for at finansielle instrumenter som PPA ikke i tilstrekkelig grad kan håndtere en slik risiko i nær fremtid.

6 Konklusjon

I denne masteroppgaven har jeg undersøkt og illustrert hvordan differansekontrakter for havvindprosjekter bør utformes for å balansere behovet for samfunnsøkonomisk effektivitet og risikoavlastning for investor. Ved å sammenligne en trinnvis modell for differansekontrakter med ren investeringsstøtte, viser analysen at graden av statlig risikoavlastning har betydelig effekt på prosjektets kapitalkostnad og derav finansierbarheten. Risikoeksponeringen øker fra Trinn 1 til Trinn 3 og investeringsstøtte som kommer til uttrykk i økende systematisk risiko og utfallsrom i kontantstrømmene. Dette illustrerer følsomheten for risiko i kapitalintensive prosjekter, og hvorfor stabile rammebetingelser kan anses å være det mest sentrale for investeringsbeslutning.

Resultatene av masteroppgaven støtter Beiter et al. (2024) sin påstand om at det viktigste med differansekontrakter er å gi investor risikoreduserende bidrag, ikke nødvendigvis selve utbetalingene av kapital. Videre antydes det av min analyse at mangelen på tilstrekkelig forutsigbarhet i Trinn 3 der støtten avsluttes basert på usikre tidspunkter, gjør vurderingen av prosjektets risiko og lønnsomhet krevende for investor. På den andre siden kommer det frem at stabile og tydelige rammer må til for å mobilisere privat kapital til kapitalintensive prosjekter, men størrelsen på taket kan anses som for lavt dersom man tar utgangspunkt i basisscenario for prisutviklingen. Dermed kan man i dette tilfellet si at risikoavlastning uten tilstrekkelig støttebeløp vil ikke være nok for å dekke gapet mellom investeringskostnad og forventet kontantstrøm. Uten en sterk nok subsidie kan man derfor argumentere for at risikoavlastningen til en viss grad blir irrelevant.

Fra et samfunnsøkonomisk perspektiv viser min analyse at en gradvis reduksjon i støttebelastning gir bedre budsjetteffektivitet og opprettholder markedsinsentiver i større grad. Trinn 3 og investeringsstøtte speiler i større grad eksternalitetenes verdi og begrenser risikoen for overkompensasjon og vridende effekter. Den offentlige støtten fremstår dermed som et målrettet virkemiddel for å korrigere markedssvikt enn å garantere lønnsomhet for investor.

Masteroppgaven bidrar med innsikt i behovet for fleksible og balanserte støtteordninger som kan tilpasses teknologisk modenhet og markedsforhold. Muligheten for å videre studere kombinasjonsløsninger, eksempelvis ved å kombinere investeringsstøtte og differansekontrakt

med muligheter for løpende justeringer av kontraktspris og eventuelt støttetak basert på oppdaterte kraftprisprognoser, er høyst aktuelt. Innovative støtteordninger som både utløser investeringskapital og styrker samfunnets langsiktige mål er viktigere enn noen gang. I en tid hvor både det å nå klimamål og investeringsbehov i energisektoren er kritisk, er denne balansegangen avgjørende.

6.1 Robustheten til resultatene

Innenfor tids- og ressursrammene for en 30-poengs mastergrad vil det alltid dukke opp forhold som kunne vært gjort bedre eller grundigere for å analysere den valgte problemstillingen. Jeg vil under kort oppsummere tre forhold som kan trekkes frem som eksempler på dette fra denne studien. Mitt håp er at det kan fungere som en inspirasjon og læring til senere studier.

Resultatene i studien bygger på en fast kontraktspris på 115 øre/kWh for alle trinn. Dette var en bevisst forenkling for å sammenligne trinnene på likt grunnlag. I virkelige auksjonsrunder ville investorer sannsynligvis akseptert lavere priser i Trinn 1 og 2 i bytte mot en sterkere risikoavlastning (Đukan & Kitzing, 2021). Dette reduserer robustheten til de beregnede statlige utbetalingene og investorens NNV. Fremtidige studier kan styrke analysen ved å justere kontraktsprisene for Trinn 1 og 2. Dette ville gitt samme forventede NNV i basisscenarioet og muliggjort en bedre sammenligning av risikofordeling og produksjonsoptimalisering.

Antakelsen om en gjeldsgrad på 30 prosent er satt på bakgrunn av Osmundsen et al. (2023) sine vurderinger og caseanalyse. Dette er en lav gjeldsgrad, sett opp mot bransjestandard som GWEC (2025) viser til at en normal gjeldsgrad i havvindindustrien typisk varierer mellom 60-70 prosent. I denne studien ville en høyere gjeldsandel kunne resultert i redusert kapitalkostnad og dermed økt NNV i prosjektanalysen. Gjeld har typisk lavere kapitalkostnad enn egenkapital og rentekostnader på gjeld er fradragsberettiget (Bodie et al., 2014). Dette kan resultere i et mer konservativt og pessimistisk anslag av prosjektets lønnsomhet.

Masteroppgaven tar utgangspunkt i nåverdiberegninger og teoretiske prinsipper, men inkluderer ikke fullt ut eksterne faktorer som miljøgevinster eller langsiktige samfunnsmessige eksternaliteter. Fremtidige studier kunne inkludert en bredere kost-nytte-analyse for å fange opp slike aspekter. Dette ville gitt en mer helhetlig vurdering av støtteordningenes samfunnsøkonomiske betydning.

7 Referanser

- Ackermann, T. & Söder, L. (2005). Wind Power in Power Systems: An Introduction. I *Wind Power in Power Systems* (s. 25-51).
<https://doi.org/https://doi.org/10.1002/0470012684.ch3>
- AFRY. (2024). *Technical study for effects of offshore wind for cost development and cost basis processes*. AFRY. A. Netherlands.
https://veiledere.nve.no/media/fxgltoej/kostadsrapport_publicert.pdf
- Altaghlibi, M. (2024). *PPAs... a key piece in the transition puzzle*. ABN AMRO.
https://www.abnamro.com/research/en/our-research/ppas-a-key-piece-in-the-transition-puzzle?utm_source=chatgpt.com
- Beiter, P., Guillet, J., Jansen, M., Wilson, E. & Kitzing, L. (2024). The enduring role of contracts for difference in risk management and market creation for renewables. *Nature Energy*. <https://www.nature.com/articles/s41560-023-01401-w#Abs1>
- Bodie, Z., Kane, A. & Marcus, A. (2014). *Investments*. McGraw-Hill Education.
https://cms.dm.uba.ar/Members/maurette/ACF2022/%28McGraw-Hill_Irwin%20series%20in%20finance%2C%20insurance%2C%20and%20real%20estate%29%20Zvi%20Bodie_%20Alex%20Kane_%20Alan%20J%20Marcus-Investments-Mc-Graw-Hill%20Education%20%282014%29.pdf
- Brenna, A. (2024). *Sørilige Nordsjø II kan forventes å produsere 100 TWh under differansekontrakten, og 86 TWh de siste 15 årene*. Energy Watch. Henta 11.03.2025 fra <https://energiwatch.no/nyheter/fornybar/article16935312.ece>
- Brennsæter, S. (2023). *Norsk støtteordning til havvind: Differansekontrakter under EØS-avtalen*. <https://www.duo.uio.no/bitstream/handle/10852/102939/1/540.pdf>
- BVG Associates. (2022). *Future renewable energy costs: Offshore wind*.
https://bvgassociates.com/wp-content/uploads/2017/11/InnoEnergy-Offshore-Wind-anticipated-innovations-impact-2017_A4.pdf
- Bøhren, Ø. & Gjørsum, P. I. (2020). *Finans : innføring i investering og finansiering* (3. utgave. utg.). Fagbokforlaget.
- DFØ. (2018). *Veileder i samfunnsøkonomiske analyser*. Direktoratet for økonomistyring.
<https://dfo.no/sites/default/files/Fagområder/Utreddinger/Veileder-i-samfunnsøkonomiske-analyser.pdf>
- Dogger Bank Wind Farm. (2021). *Dogger Bank reaches financial close*. Dogger Bank Wind Farm. <https://doggerbank.com/construction/dogger-bank-c-reaches-financial-close/>
- Đukan, M., Keles, D. & Kitzing, L. (2023). The Impact of Two-sided Contracts for Difference on Debt Sizing for Offshore Wind Farms. <https://doi.org/http://dx.doi.org/10.2139/ssrn.4996689>
- Đukan, M. & Kitzing, L. (2021). The impact of auctions on financing conditions and cost of capital for wind energy projects. *Energy Policy*, 152, 112197.
<https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.enpol.2021.112197>
- E24. (2024). *Havvindpark kan koste nær 80 milliarder kroner. Aasland tror ennå på budkamp*. E24. <https://e24.no/energi-og-klimate/i/bgRgXl/norges-foerste-havvindpark-kan-koste-80-milliarder-kroner>
- Econ Pöyry. (2008). *Støtteordninger for fornybar energi i Europa* (2008-066).
https://www.regjeringen.no/globalassets/upload/oed/pdf_filer/rapporter/r-2008-066-kib-stotteordninger-for-fornybar-energi-i-europa.pdf

- EEA. (2024). *Share of energy consumption from renewable sources in Europe*. European Environment Agency. Henta 15.01 frå <https://www.eea.europa.eu/en/analysis/indicators/share-of-energy-consumption-from>
- Energidepartementet. (2023a). *Differansekontrakt for havvind i Sørliche Nordsjø II. Vedlegg B*. Regjeringen. <https://www.regjeringen.no/no/aktuelt/differansekontrakt-for-havvind-pa-sorlige-nordsjo-ii/id2994457/>
- Energidepartementet. (2023b). *Endelig utkast til differansekontrakt for havvind*. <https://www.regjeringen.no/no/aktuelt/differansekontrakt-for-havvind-pa-sorlige-nordsjo-ii/id2994457/>
- Energidepartementet. (2023c). *Ventyr SN II AS har vunnet auksjonen om tildeling av prosjektområde for havvind i Sørliche Nordsjø II* <https://www.regjeringen.no/no/aktuelt/ventyr-nordsjo-ii-har-vunnet-auksjonen-om-tildeling-av-prosjektomrade-for-havvind-i-sorlige-nordsjo-ii/id3030559/>
- Enova. (2023). *Havvind*. Enova. <https://www.enova.no/bedrift/havvind/>
- ENTSO-E. (2024). *Sustainable Contracts for Difference (CfDs) Design*. https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/clean-documents/Publications/Position%20papers%20and%20reports/2024/240220_ENTSO-E_CfDs_Position_Paper.pdf
- European Comission. *Innovation Fund*. https://climate.ec.europa.eu/eu-action/eu-funding-climate-action/innovation-fund_en
- European Comission. (2023a). *Amending Directive (EU) 2018/2001, Regulation (EU) 2018/1999 and Directive 98/70/EC as regards the promotion of energy from renewable sources, and repealing Council Directive (EU) 2015/652*. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A32023L2413&qid=1699364355105>
- European Comission. (2023b). *Commission proposes reform of the EU electricity market design to boost renewables, better protect consumers and enhance industrial competitiveness* https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_23_1591
- Evans, A., Badissy, M., Govender, J. & Liebenberg, C. (2020). *Understanding Power Purchase Agreements*. United States Department of Commerce <https://cldp.doc.gov/sites/default/files/PPA%20Second%20Edition%20Update.pdf?>
- Fabra, N. (2023). Reforming European electricity markets: Lessons from the energy crisis. *Energy Economics*, 126, 106963. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.eneco.2023.106963>
- Finansderpartementet. (2021). *Prinsipper og krav ved utarbeidelse av samfunnsøkonomiske analyser*. Finansderpartementet. https://www.regjeringen.no/globalassets/upload/fin/vedlegg/okstyring/rundskriv/faste/r_109_2021.pdf
- Forbrukerrådet. (2025). *Spotpriser*. Forbrukerrådet. <https://www.forbrukerradet.no/strompris/spotpriser>
- Franc-Dąbrowska, J., Mađra-Sawicka, M. & Milewska, A. (2021). Energy Sector Risk and Cost of Capital Assessment—Companies and Investors Perspective. *Energies*, 14(6), 1613. <https://www.mdpi.com/1996-1073/14/6/1613>
- GWEC. (2024). *Global Offshore Wind Report*. https://gwec.net/wp-content/uploads/2024/06/GOWR-2024_digital_final_v2.pdf
- GWEC. (2025). *Global wind report*. <https://26973329.fs1.hubspotusercontent-eu1.net/hubfs/26973329/2.%20Reports/Global%20Wind%20Report/GWEC%20Global%20Wind%20Report%202025.pdf>

- IEA. (2021). *The Cost of Capital in Clean Energy Transitions*. International energy agency. https://www.iea.org/articles/the-cost-of-capital-in-clean-energy-transitions?utm_source=chatgpt.com
- IEA. (2024). *World Energy Outlook*. <https://iea.blob.core.windows.net/assets/60db7f34-da7f-41d7-8232-c0b718463fd0/WorldEnergyOutlook2024.pdf>
- IRENA. (2023a). The cost of financing for renewable power. https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2023/May/IRENA_The_cost_of_financing_renewable_power_2023.pdf
- IRENA. (2023b). *World Energy Transitions Outlook*. https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2023/Jun/IRENA_World_energy_transitions_outlook_2023.pdf
- Jansen, M., Staffell, I., Kitzing, L., Quoilin, S., Wiggelinkhuizen, E., Bulder, B., Riepin, I. & Müsgens, F. (2020). Offshore wind competitiveness in mature markets without subsidy. *Nature Energy*, 5(8), 614-622. <https://doi.org/10.1038/s41560-020-0661-2>
- Khodadadi, A. & Poudineh, R. (2024). *Contracts for difference – CfDs – in the energy transition: balancing market efficiency and risk mitigation*. Oxford Institute for Energy Studies <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2024/07/EL56-Contracts-for-difference-CfDs-in-the-energy-transition-Revised-version-clean-002.pdf>
- Kirkerud, J., Buvik, M., Holm, I., Spilde, D., Sørbye, M. & Skaansar, E. (2023). *Langsiktig kraftmarkedsanalyse 2023*. Norges vassdrag- og energidirektorat. https://publikasjoner.nve.no/rapport/2023/rapport2023_25.pdf
- Kitzing, L., Held, A., Gephart, M., Wagner, F., Anatolitis, V. & Klessmann, C. (2024). *Contracts-for-difference to support renewable energy technologies : considerations for design and implementation* [Graue Literatur, Non-commercial literature]. San Domenico di Fiesole (FI), Italy : European University Institute. <https://doi.org/10.2870/379508> [doi]
- Masdal, J. & Nordli, H. (2022). *Prosjektlønnsomhetsanalyse for utbygging av Sørlege Nordsjø II* [NHH]. <https://openaccess.nhh.no/nhh-xmlui/bitstream/handle/11250/3052703/masterthesis.pdf?sequence=1>
- May, N. & Neuhoﬀ, K. (2021). Financing Power: Impacts of Energy Policies in Changing Regulatory Environments. *The Energy Journal*, 42. <https://doi.org/10.5547/01956574.42.4.nmay>
- Meld. St. 25. (2016). *Kraft til endring - Energipolitikken mot 2030*. https://www.regjeringen.no/no/dokumenter/meld.-st.-25-20152016/id2482952/?ch=4&utm_source=chatgpt.com
- Meld. St. 36 (2020-2021). *Energi til arbeid – langsiktig verdiskaping fra norske energiresurser*. Energidepartementet. <https://www.regjeringen.no/no/dokumenter/meld.-st.-36-20202021/id2860081/?ch=3>
- Meteorologisk Institutt. (2025). *Observasjoner og værstatistikk*. Norsk Klimaservicesenter. <https://seklima.met.no/observations/>
- Modigliani, F. & Miller, M. H. (1958). The Cost of Capital, Corporation Finance and the Theory of Investment. *The American Economic Review*, 48(3), 261-297. <http://www.jstor.org/stable/1809766>
- Norges Bank. (2024). *Pengepolitisk rapport*. Norges Bank. N. Bank. <https://www.norges-bank.no/aktuelt/nyheter-og-hendelser/Publikasjoner/Pengepolitisk-rapport/2024/ppr-42024/nettrapport-ppr-42024/>
- NOU 2000: 18. *Skattelegging av petroleumvirksomhet* Finansdepartementet. <https://www.regjeringen.no/no/dokumenter/nou-2000-18/id117382/?ch=3>

- NOU 2012:16. *Samfunnsøkonomiske analyser*. Finansdepartementet. Regjeringen.
<https://www.regjeringen.no/contentassets/5fce956d51364811b8547eebdbcde52c/no/pdfs/nou201220120016000dddpdfs.pdf>
- NREL. (2024). *Offshore Wind Market Report*. <https://docs.nrel.gov/docs/fy24osti/90525.pdf>
- NVE. (2019). *Dybde og kompliserte bunnforhold gjør havvind i Norge dyrere enn i Europa*.
https://publikasjoner.nve.no/faktaark/2019/faktaark2019_15.pdf
- NVE. (2023a). *Beregning av kraftproduksjon for de identifisert områdene*.
<https://veiledere.nve.no/havvind/identifisering-av-utredningsomrader-for-havvind/metode-og-vurderinger/beregning-av-kraftproduksjon/>
- NVE. (2023b). *Identifisering av utredningsområder for havvind*. N. v.-o. energidirektorat.
<https://veiledere.nve.no/havvind/identifisering-av-utredningsomrader-for-havvind/nye-omrader-for-havvind/sorvest-f-inkl-sorlige-nordsjo-ii/>
- NVE. (2024a). *Energikostnader for havvind*. N. v.-o. energidirektorat.
<https://veiledere.nve.no/havvind/strategisk-konsekvensutredning-av-vindkraft-til-havs/fagutredninger/utredning-av-teknologi-kraftsystem-og-kostnader/energikostnader/>
- NVE. (2024b). *Utviklingen i kraftmarkedet mot 2050*.
<https://www.nve.no/media/17623/utviklingen-i-kraftmarkedet-mot-2050.pdf>
- Nybø, A., Winsnes, M. & Ljønes, A. (2023). *Tilknytning av nye havvindområder til land*. Statnett. Statnett.
<https://www.statnett.no/contentassets/07dc86f4970145ffaf0b7e5ff2d86d43/tilknytning-av-nye-havvindomrader-til-land---rapport-til-nve.pdf>
- OpenAI. (2024). *Get answers. Find inspiration. Be more productive*. (GPT-4o mini).
<https://openai.com/chatgpt/overview/>
- Oslo Economics. (2022). *Vurdering av utvalgte støtteordninger for flytende havvind*. Oslo Economics. <https://osloeconomics.no/wp-content/uploads/2022/03/Vurdering-av-utvalgte-stotteordninger-for-flytende-havvind.pdf>
- Osmundsen, P., Emhjellen-Stendal, M. & Lorentzen, S. (2021). *Project economics of offshore windfarms. A business case*. NORCE Samfunn.
<https://norceresearch.brage.unit.no/norceresearch-xmlui/bitstream/handle/11250/2830740/Rapport%20NORCE%20samfunn%2032%202021.pdf?sequence=1>
- Osmundsen, P., Lorentzen, S. & Emhjellen, M. (2023). *Oil Company Investment in Offshore Windfarms: A Business Case*. *The Energy Journal*.
<https://doi.org/10.5547/01956574.44.6.posm>
- Perspektivmeldingen. (2025). *Meld. St. 1*. Finansdepartementet.
<https://www.regjeringen.no/contentassets/26d92992a661415897b093c0678fa6de/no/pdfs/stm202420250001000dddpdfs.pdf>
- Pollitt, M. & Zhang, H. (2023). *Comparison of policy instruments in the development process of offshore wind power in North Sea countries* *Cambridge Energy Policy Research Group*, 2323. <https://www.jbs.cam.ac.uk/wp-content/uploads/2023/11/eprg-text2323.pdf>
- Prop. 93 S (2022-2023). *Fullmakt til å inngå ein tosidig differansekontrakt for støtte til fornybar energiproduksjon til havs frå første fase av Sørlege Nordsjø II*.
<https://www.regjeringen.no/contentassets/e719f8aef2a844fc9db99a91f315e1dd/nn-no/pdfs/prp202220230093000dddpdfs.pdf>
- Regjeringen. (2023). *Høringsnotat om tildeling av fase én av Sørlege Nordsjø II*.
<https://www.regjeringen.no/contentassets/c28fb5b140f94abba054a418464927ec/horingsnotat-sorlige-nordsjo-ii.pdf>

- Regjeringen. (2024, 20.03.2024). *Ventyr SN II AS har vunnet auksjonen om tildeling av prosjektområde for havvind i Sørliche Nordsjø II*
<https://www.regjeringen.no/no/aktuelt/ventyr-nordsjo-ii-har-vunnet-auksjonen-om-tildeling-av-prosjektomrade-for-havvind-i-sorlige-nordsjo-ii/id3030559/>
- Riis, C., Moen, E. & Steigum, E. (2019). *Innføring i samfunnsøkonomi*. Gyldendal.
<https://www.gyldendal.no/faglitteratur/oekonomi-og-administrasjon/samfunnsøkonomi/innføring-i-samfunnsøkonomi/p-10025543/>
- Schlecht, I., Maurer, C. & Hirth, L. (2024). Financial contracts for differences: The problems with conventional CfDs in electricity markets and how forward contracts can help solve them. *Energy Policy*, 186, 113981.
<https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.enpol.2024.113981>
- Skatteetaten. (2025). *Alminnelig inntekt*. Skatteetaten. Henta 13.03.2025 frå
<https://www.skatteetaten.no/satser/alminnelig-inntekt/>
- Skistad, M. (2024). *Differansekontrakter i havvindsektoren: økonomisk påvirkning på investor og offentlige myndigheter* [Norges miljø- og biovitenskapelige universitet].
<https://nmbu.brage.unit.no/nmbu-xmlui/handle/11250/3148279>
- Staffell, I. & Green, R. (2014). How does wind farm performance decline with age? *Renewable Energy*, 66, 775–786. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2013.10.041>
- Statnett. (2022). *Fagrapport om havvind i Sørliche Nordsjø II*.
<https://www.statnett.no/globalassets/havvind/fagrapport-om-havvind-i-sorlige-nordsjo-ii.pdf>
- Statnett. (2023). *Langsiktig markedsanalyse*. Statnett.
<https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftsystemet/planer-og-analyser/lma/langsiktig-markedsanalyse-2022-2050.pdf>
- Statnett. (2024). *Langsiktig markedsanalyse*. Statnett.
<https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftsystemet/planer-og-analyser/lma/langsiktig-markedsanalyse-2024-50.pdf>
- Steffen, B. (2020). Estimating the cost of capital for renewable energy projects. *Energy Economics*, 88, 104783. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.eneco.2020.104783>
- Stephen, R., Westerfield, R. & Jordan, B. (2015). *Fundamentals of corporate finance*. McGraw Hill Education.
<http://213.55.90.4/admin/home/Dmu%20Academic%20Resource/FBE/Accounting%20And%20Finace/3rd%20Year/Fundamentals%20of%20Corporate%20Finance%20%28%20PDFDrive.com%20%29.pdf>
- Stiglitz, J. E. & Rosengard, J. (2015). *Economics of the public sector* (W. W. N. Company, Red.). W. W. Norton & Company. https://amseif.ir/wp-content/uploads/2021/11/Economics_of_the_Public_Sector_Joseph_E.pdf
- Valderhaug, R. (2024). *Havvind i Nordsjøen: Vindturbiner dobbelt høye som Oslo Plaza*. Aftenposten. Henta 11.03.2025 frå
<https://www.aftenposten.no/okonomi/i/q1zdrq/vindturbinene-paa-soerlige-nordsjoe-ii-blir-over-275-meter-hoeye>
- Varian, H. (2014). *Intermediate Microeconomics*. W.W. Norton & Company.
<http://candrafajriananda.lecture.ub.ac.id/files/2017/09/e-books-MICRO-INTERMEDIATE-ed9-VARIAN.pdf>
- Watsen, N. & Bolton, P. (2024). *Contracts for Difference*. H. o. Comms.
<https://researchbriefings.files.parliament.uk/documents/CBP-9871/CBP-9871.pdf>
- Weiss, A., Schlosser, A. & Kühn, F. (2024). Offshore wind: Strategies for uncertain times. *McKinsey & Company*. https://www.mckinsey.com/industries/electric-power-and-natural-gas/our-insights/offshore-wind-strategies-for-uncertain-times?utm_source=chatgpt.com#/

WindEurope. (2024). *2023 statistics and outlook for 2024-2030*.

https://proceedings.windeurope.org/biplatform/rails/active_storage/disk/eyJfcMfPbHMjOmsibWVzc2FnZSI6IkJBaDdDVG9JYTJWNVNTSWWhPV050WW1GMmFXaG5Zbk0xZFRsaGNHWTJlakY1T1RaaFpEUTNNQV2QmtWVU9oQmthWE53YjNOcGRHbHZia2tpQVklcGJteHBibVU3SUdacGJHVnVZVzFsUfNKWGFXNWtSWFZ5YjNCbElDMGdWMmx1WkNCbGJtVnlaM2tnYVc0ZlJYVnliM0JsSUMwZ01qQXlNeTV3WkdZaU95Qm1hV3hsYm1GdFpTbzlWVlJHTFRnbkoxZHBibVJGZFhKdmNHVWxNakF0SIRJd1YybHVvaQ1V5TUdWdVpYSm5lU1V5TUdsdUpUSXdSWFZ5YjNCbEpUSXdMU1V5TURJd01qTXVjR1JtQmpzR1ZEB1JZMj1ZEdWdWRGOTB1WEJsU1NjVVIYQndiR2xqWVhScGIyNHZjR1JtQmpzR1ZEB1JjMlZ5ZG1salpWOXVZVzFsT2dwc2IyTmhiQT09IiwZxhwIjoiMjAyNS0wMS0xNlQxND01ND0zOS4yNjVhIiwicHVyIjoiYmxvYl9rZXkifX0=-&ccb16396e6a11e1714ede6f18aed4912aea27876/WindEurope%20-%20Wind%20energy%20in%20Europe%20-%202023.pdf

Winje, E., Hernes, S., Lind, L., Grimsby, G. & Jakobsen, E. (2020). *Virkemidler for å realisere flytende havvind på norsk sokkel* Menon Economics.

<https://www.menon.no/wp-content/uploads/2020/116-Virkemidler-for-%C3%A5-realisere-flytende-havvind-p%C3%A5-norsk-sokkel.pdf>

Winje, E., Hernes, S., Piotr, S. & Schöpfer, A. (2024). *Havvind - kostnader og utviklingstrekk*. Menon Economics.

https://www.offshorenorge.no/contentassets/00988c3d224b44d998a4f60e5ba67e23/havvind---kostnader-og-utviklingstrekk_final-1.pdf?utm_source=chatgpt.com

Winje, E., Lind, L., Spiewanowski, P. & Schöpfer, A. (2022). *Vurdering av innretning av differansekontrakter for utbygging av havvind på norsk sokkel* M. Economics.

<https://www.menon.no/wp-content/uploads/2022/137-Differansekontrakter-for-havvind.pdf>

Yeter, B., Garbatov, Y., Brennan, F. & Kolios, A. (2023). Macroeconomic impact on the risk management of offshore wind farms. *Ocean Engineering*, 284, 115224.

<https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.oceaneng.2023.115224>

Ørsted. (2024). *Offshore wind at a crossroad*. Ørsted. https://cdn.orsted.com/-/media/www/docs/corp/com/about-us/whitepaper/offshore-wind-at-a-crossroads.pdf?msg_pos=2



Norges miljø- og biovitenskapelige universitet
Noregs miljø- og biovitenskapelege universitet
Norwegian University of Life Sciences

Postboks 5003
NO-1432 Ås
Norway