



Norges miljø- og
biovitenskapelige
universitet

Masteroppgave 2023 30 stp

Fakultet for miljøvitenskap og naturforvaltning

Veiledere: Per Kristian Rørstad og Eirik Ognér Jåstad

Vil det være lønnsomt med utbygging av bunnfast havvind på Sørlige Nordsjø II med radial eller hybrid tilkobling?

Martin Lund Ahrn

Fornybar energi

Forord

Denne oppgaven avslutter mitt mastergradsstudie i Fornybar energi, ved Norges Miljø- og biovitenskapelige universitet. Målet med oppgaven er å gi innsikt i lønnsomhetsbilde for utbygning av Sørlige Nordsjø II, ved bruk av simuleringsverktøyet Balmorel, i tillegg til å undersøke ulike faktorer som påvirker resultatet.

Jeg vil takke mine veiledere, Eirik Ogner Jåstad og Per Kristian Rørstad for god veiledning gjennom arbeidet med denne oppgaven.

Til slutt en stor takk til familie og venner for støtte og hjelp underveis.

Sammendrag

Det norske og europeiske energimarkedet har de siste årene sett en stadig økende konvertering fra fossile energikilder til fornybare alternativer. For å kunne gjennomføre et slikt grønt skifte i energiproduksjonssektoren er det kritisk å bygge ut flere grønne energiproduksjonsformer. I Norge planlegges det i 2023 utbygging av to havvindområder for å etterkomme dette behovet, Sørlege Nordsjø 2(SN2) og Utsira. Prekvalifiseringskriterier og auksjonsmodeller for Utsira feltet og halve kapasiteten av SN2 er på høring per april 2023. For SN2 er det bestemt at første utbyggingsfase vil bli gjennomført med en kapasitet på 1500MW, anlegget vil være bunnfast og det vil kobles med radial kabel mot Norge.

For at de norske havvindprosjektene skal bli en realitet er det viktig at utbygging av feltene er lønnsomt for utbygger som påtar seg oppdraget. I neste fase av prosjektet på SN2 kan det bli aktuelt med utbygging med hybrid kabel mot Storbritannia. I denne oppgaven undersøkes lønnsomheten av utbygging av Sørlege Nordsjø 2 med radial og hybrid tilkobling for tre forskjellige prisscenarioer for CO₂. For å gjennomføre analysene er det først blitt gjennomført modellering av det europeiske energimarkedet med Balmorel modellen hvor SN2 er implementert som en egen prissone. Resultatene fra modelleringen er videre benyttet i en lønnsomhetsanalyse hvor utfall sammenliknes og evalueres opp mot hverandre for å belyse lønnsomhetsutfallene for hvert scenario.

Gjennom analysene av de ulike prisscenarioene for CO₂ produsert gjennom modellering i Balmorel er det funnet at CO₂ priser har minimal innvirkning på strømprisen og dermed også lønnsomheten til prosjektet når prisen ligger mellom 70 og 250 euro/tonn. Resultatene av lønnsomhetsanalysen viser at med de forutsetninger og rammer som er fastsatt for denne oppgaven vil det ikke lønne seg for utbygger med utbygging av bunnfast havvind med hverken radial eller hybrid tilkobling på SN2 feltet for utbygging med kapasitet på 1500MW.

Abstract

Over the last years the Norwegian and European energy market has seen a continuous increase in conversion from fossil energy sources to more sustainable alternatives. For this green shift to be possible in the energy production sector, it is critical to continue expansion of greener energy production forms. In 2023 Norway has been planning the development of two areas for offshore wind production, Sørilige Nordsjø 2(SN2) and Utsira. Prequalification criteria and auction models for Utsira and half of the set max capacity of SN2 is sent to hearing as per April 2023. The first development phase for SN2 is set to be completed with a capacity of 1500MW, the turbines will be bottom-fixed and will be connected by radial connection to Norway.

To make the Norwegian offshore wind projects a reality it is important that the development of the platforms is profitable to the contractor who wins the contract. In the next development phase a hybrid connection to the UK might be considered. In this thesis the profitability of developing Sørilige Nordsjø 2 with radial and hybrid connections for three different CO2 scenarios will be evaluated. To perform the analysis the Balmorel model has been used to model the European energy market with SN2 being implemented as its own price zone. Based on the data and results from Balmorel a profitability analysis has been performed and the different scenarios are compared and evaluated to illuminate the profitability prospects of each scenario.

Analysis of the different price scenarios for CO2 produced using the Balmorel model shows that the price of CO2 has minimal effect on the energy price and thereby also on the profitability of the project when the price lies between 70 and 250 euro/ton. The results of the profitability analysis show that based on the assumptions made and limitations set for the project, the development of bottom-fixed offshore wind will not be profitable with radial or hybrid connections in the SN2 area with a development capacity of 1500MW.

Innhold

1	Introduksjon	1
2	Oppbygning av oppgaven	2
3	Problemstilling	3
3.1	Dagens situasjon	3
3.2	Problemformulering	4
4	Avgrensinger	5
5	Kunnskapsgrunnlag	6
5.1	Balmorel	7
5.2	Kraftprognose	8
5.3	Karbonpris	10
5.4	Investeringsanalysen / Investeringskostnader	11
6	Metode	13
6.1	Balmorel	13
6.1.1	Produksjon	14
6.1.2	Vind	18
6.1.3	Strømpriser	18
6.2	Investeringsanalyse	20
6.2.1	Investeringskostnad for SN2 per MW	21
6.2.2	Kabelkostnad	21
6.2.3	Drift- og vedlikeholdskostnader	22
6.2.4	Avskrivninger	23
6.2.5	Skatt	23
6.2.6	Diskonteringsrente	24
6.2.7	Kontantstrøm	24
6.2.8	Netto nåverdi	26
6.3	Energikostnad over levetid	27
7	Resultater	30
7.1	Resultater per CO2 prissone med radial tilkobling	30
7.2	Resultater per CO2-prissone med hybridtilkobling	32
7.2.1	Resultater ved karbonpris: 70	32
7.2.2	Resultater ved karbonpris: 120	33
7.2.3	Resultater ved karbonpris: 250	34
7.3	Karbonprispåvirkning	35
8	Diskusjon	37
8.1	Radial tilkobling	37
8.2	Hybrid tilkobling	39

8.3	Strømpris.....	40
8.4	Karbonpris innvirkning på Strømpris	41
8.5	Metodekritikk og videre arbeid	42
8.6	Konklusjon.....	43
9	<i>Kildeliste.....</i>	46

Figurer

Figur 1: Illustrasjon av hybrid tilkobling	2
Figur 2: Illustrasjon av radial tilkobling	2
Figur 3: Oversikt over konsesjonsområder havvind i Norge, april 2023 kilde: Regjeringen	4
Figur 4: Kraftprisprognose fra Statnetts langsiktige markedsanalyse 2020-2040, oppdatert 2021(Statnett, 2021).....	9
Figur 5: Kraftprisprognose fra NVEs langsiktige markedsanalyse 2021-2040(Birkelund et al., 2021).	9
Figur 6: Historisk utvikling av CO2 pris i EU ETS fra 2005 til april 2023 (Trading-Economics, 2023).	11
Figur 7: Årlig produksjon for SN2 ved radial tilkobling for 70, 120 og 250 euro per tonn CO2-ekvivalenter.	14
Figur 8: Produksjon per partallsuke i 2030 for SN2 med radiell tilkobling ved karbonpris på 70, 120 og 250 euro per tonn	15
Figur 9: Årlig produksjon i TWh for SN2 ved radial tilkobling for karbonpris på 70, 120 og 250 euro/tonn CO2-ekvivalenter.....	16
Figur 10: Årlig innskrenking av produksjon for SN2 ved radial tilkobling.	16
Figur 11: Årlig produksjon for SN2 ved hybrid tilkobling for karbonpriser på 70, 120 og 250 euro/tonn.	17
Figur 12: Total årlig innskrenking av produksjon for SN2 ved hybrid tilkobling for karbonpris på 70, 120 og 250 euro/tonn.	17
Figur 13: Gjennomsnittlig strømpris per partalls uke for SN2 i 2030, for karbonpris på 70, 120 og 250 euro/tonn med radial tilkobling.....	19
Figur 14: Gjennomsnittlig strømpris per partalls uke for SN2 i 2030, for karbonpris på 70, 120 og 250 euro/tonn med hybrid tilkobling.	19
Figur 15: Årlig strømpris i analyseperioden for SN2, hvor strømprisen i 2030 representerer hybrid tilkobling.....	20
Figur 16: Kontantstrøm 2029-2035 og 2055. Tall oppgitt i millioner NOK.	25
Figur 17: Netto nåverdi og LCOE for ulike kostnadskombinasjoner for karbonpris scenariet ved radial tilkobling.	27
Figur 18: Nåverdi og LCOE beregninger for SN2 ved radial tilkobling, basert på 12 ulike kostnadskombinasjoner.....	31

Figur 19: Nåverdi og LCOE beregninger for SN2 ved hybrid tilkobling og karbonpris på 70 euro/tonn, basert på 12 ulike kostnadskombinasjoner.	33
Figur 20: Nåverdi og LCOE beregninger for SN2 ved hybrid tilkobling og karbonpris på 120 euro/tonn CO2-ekvivalenter, basert på 12 ulike kostnadskombinasjoner.	34
Figur 21: Nåverdi og LCOE beregninger for SN2 ved hybrid tilkobling og karbonpris på 250 euro/tonn CO2-ekvivalenter, basert på 12 ulike kostnadskombinasjoner.	35
Figur 22: Strømpris i uke 4 for SN2 ved hybrid tilkobling for karbonpris på 70, 120 og 250 euro/tonn CO2-ekvivalenter.....	36
Figur 23: Strømpris i uke 4 for SN2 ved radial tilkobling for karbonpris på 70, 120 og 250 euro/tonn CO2-ekvivalenter.....	36
Figur 24: Strømpris for uke 26 ved hybrid tilkobling for karbonpris på 70, 120 og 250 euro/tonn CO2-ekvivalenter.....	36
Figur 25: Strømpris for uke 26 ved radial tilkobling for karbonpris på 70, 120 og 250 euro/tonn CO2-ekvivalenter.....	36

Tabeller

Tabell 1: Oversikt over Balmorels input parametere og verdier (Jåstad, 2022).	13
Tabell 2: Tabellen viser kostnadsestimater for radial- og hybrid kabel for SN2, fra Statnetts «Fagrappport om havvind i Sørlege Nordsjø II. Kabelkostnad i milliarder euro for tilkobling av 1400 MW havvinnanlegg. Tilkobling og kostnader på land kommer i tillegg. Tabell hentet fra (Gunnerød et al., 2022).	22
Tabell 3: LCOE estimater fra NVEs interaktive "kostnader for kraftproduksjon" og Statnetts LMA 2022-2050 opp mot beregninger for SN2, for havvind i 2030.....	30

Formelliste

Navn	Σ
Levelized cost of energy	$LCOE = \frac{C_{tot} * \sum_{i=1}^n \frac{C_{drift,i}}{(1+r)^2}}{\sum_{i=1}^n \frac{E_i}{(1+r)^i}}$
Netto nåverdi	$Netto\ nåverdi = -CF_0 + \sum_{t=1}^n \frac{CF_t}{(1+i)^t}$
Weighted Average Capital Cost	$WACC = avkastningskrav\ EK * \left(\frac{EK}{TI}\right) + Lånerente * \left(\frac{Lån}{TI}\right)$

Forkortelser og definisjoner

LCOE	Levelized cost of energy
NVE	Norges vassdrags- og energidirektorat
SN2	Sørlige Nordsjø II
NO**	Norske strømprisser
LMA	Langsiktig markedsanalyse
Eksogen variabel	Uavhengig variabel som ikke er definert utfra andre faktorer i en modell
Endogen variabel	Avhengig variabel som varierer med endring av de andre variablene i modellen
EU ETS	European Union Emissions Trading System
WACC	Weighted average cost of capital
MW	Mega watt
kWh	Kilo watt per time
TWh	Terra watt per time
CO2	Karbondioksid
CO2-pris/Karbonpris	Pris per tonn CO2-ekvivalent
Vaketap	Turbulens som oppstår i bakkant av en vindturbin
IEA	International Energy Agency
IRENA	International Renewable Energy Agency
Mesoskala	Atmosfæriske værphenomener med en horisontal utstrekning fra omkring 1 til 1000-kilometer omtales som å være på mesoskala
Irradians	Mål for styrken av elektromagnetisk stråling

1 Introduksjon

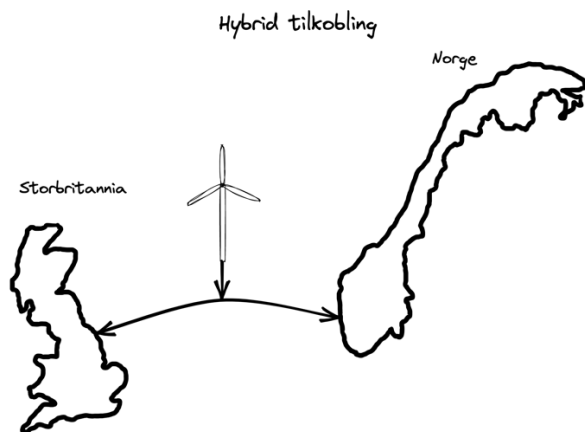
Etterspørselen etter energi i Norge øker stadig i takt med økning i befolkningsvekst og industri (Birkelund et al., 2021). Samtidig som dette behovet øker er det stor oppmerksomhet på å redusere CO2 utslipp. Dette gjenspeiles blant annet i EUs ambisjon om å redusere CO2 utslippene med 55% fra 1990 nivå (European-Comission, 2020). Med dette målet i tankene vil det bli viktigere enn noen gang å finne gode mindre forurensende alternativer til energiproduksjon, hvor de fossile alternativene kan fases ut til fordel for fornybare alternativer.

I en situasjon hvor Norge og Europa har behov for å øke sin energiproduksjon, samtidig som det jobbes med en grønn omstilling i energimarkedet, vokser det frem behov for å se etter nye alternativer (Regjeringen, 2022a). Mange land har tatt i bruk vindkraft som en alternativ energiproduksjonsmetode når det kommer til grønn kraftproduksjon. I Norge har det også vært stor oppmerksomhet på det energiproduksjonsmetoden da Norge har noen av Europas beste vindressurser å spille på (FornybarNorge, 2022). På tross av dette har det vært meget omstridt med utbygging av vindkraftparker på land og det har vært flere store mediasaker rundt temaet de siste årene. I april 2019 ble det innført midlertidig stans i all konsesjonsbehandling av landbasert vindkraft (NVE, 2022a). Denne konsesjonsstansen varte i 3 år før konsesjonsbehandlingen ble gjenopptatt i 2022 med mål om å bedre tilrettelegge for samarbeid med lokalsamfunnene vindturbinene berører (Regjeringen, 2023).

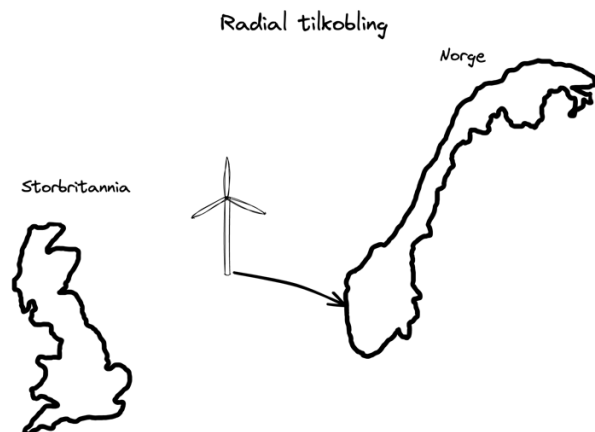
Ettersom motstanden mot vindparker på land er blitt stadig synligere har flere nordmenn også blitt stadig mer positive til utbygging av havvind (Bolstad, 2019). Havvindparker som et alternativ til vindparker på land har stort potensial og Norge besitter store områder som kan benyttes til formålet (Regjeringen, 2022a). Ved å bygge ut havvind kan Norge unngå å benytte omstridte landområder, men likevel få utnyttet vinden til energiproduksjon. I dag er det to områder som utredes for utbygging av havvind, Utsira Nord og Sørliche Nordsjø II (Regjeringen, 2022b).

For at det skal være appellerende for utbyggere, som primært består av private foretak, å ta på seg utbygging av havvind i Norge, er det en forutsetning at det er lønnsomt. Om prosjektene ikke er lønnsomme må staten vurdere hvordan prosjektene kan gjøres lønnsomme eller om de kan subsidieres frem til de eventuelt blir det over tid.

En viktig faktor for lønnsomheten av et slikt system er perspektivet på bruk av radial eller hybrid tilkobling for havvindanlegget. En radial tilkobling vil si at havvindanlegget er tilknyttet Norges fastland med en kabel som kun frakter strøm en vei, fra havvindanlegget til Norge. En hybrid tilkobling vil si at det kobles på en kabel mellom Norge og Storbritannia, og strømmen som føres inn i kabelen kan gå begge veier, både til Norge og til Storbritannia (Hestad, 2022).



Figur 1: Illustrasjon av hybrid tilkobling



Figur 2: Illustrasjon av radial tilkobling

En annen viktig faktor for lønnsomheten er strømprisen man får ved salg av energien som produseres. Strømprisen påvirkes igjen av karbonprisen i markedet. Dette har sin bakgrunn i at det i dag er stor en andel fossil energiproduksjon i det europeiske markedet og at karbonprisen dermed har stor innflytelse på hva energien selges for.

Denne oppgaven ser på lønnsomheten for utbygging av SN-2 feltet basert på karbonpriser og valg av tilkobling. Lønnsomheten baserer seg på tall fra Balmorel, relevant litteratur og ikke ved hjelp av teknisk optimalisering av vindparker.

All data for å reprodusere Balmorel resultatene kan anskaffes via kontaktperson hos Norges Miljø- og Biovitenskapelige Universitet (NMBU), Per Kristian Rørstad.

2 Oppbygning av oppgaven

Prosjektet vil presenteres med en så lineær struktur som mulig, med sammenstillinger av kalkulasjoner der dette er nødvendig for å belyse likheter og forskjeller. Problemstillingen presenteres først for å gi grunnlaget for hvorfor denne oppgaven er skrevet og hvilke

forskningsspørsmål som er besvart. Deretter beskrives avgrensningene som er gjort for oppgaven. Disse gir rammene for utregningene og metodene som er tatt i bruk. I kapittel 5 gis en kort introduksjon til og innsikt i hvilke modeller som er brukt og hva disse metodene tilbyr av data og resultater. Metode kapittelet vil så ta for seg hvordan selve beregningene og sammenstillingene er utført. Her finnes alt om hvordan prosjektet er utført og hvilke resultater man oppnådde ved de forskjellige utregningene og bruk av modellene. Til slutt vil resultatene presenteres før prosjektet drøftes videre i diskusjonsdelen, og forskningsspørsmålene besvares. Oppgaven avsluttes med hvilket videre arbeid som kan gjennomføres på området.

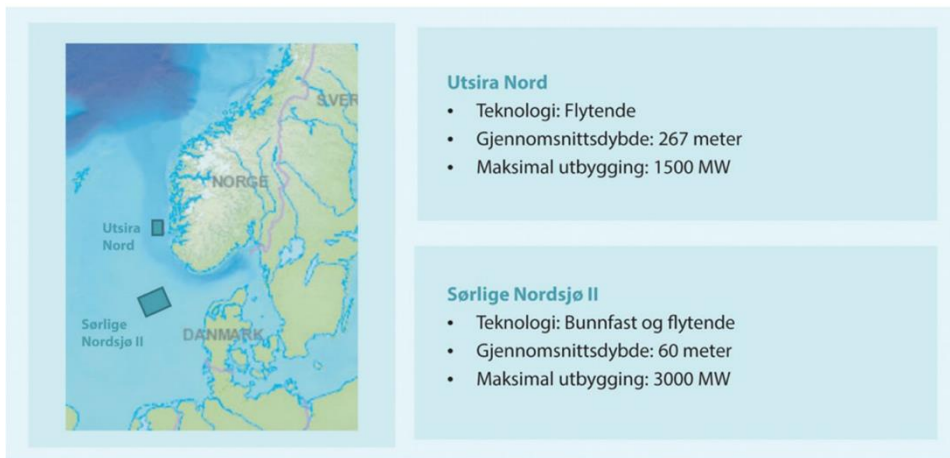
3 Problemstilling

I dette kapittelet presenteres problemstilling, forskningsspørsmål og noe av dagens situasjon som ligger til grunn for hva denne oppgaven har som mål å besvare.

3.1 Dagens situasjon

I 2020 ble det åpnet for utbygging av fornybar energiproduksjon til havs på Utsira Nord og Sørliche Nordsjø II og tildeling av områdene i Utsira Nord er per April 2023 ute på høring(Regjeringen, 2022b). Det er vedtatt på bakgrunn av områdets beliggenhet og dybde at det skal kobles til land via radiell kabel og at det er snakk om utbygging av flytende vindpark for dette feltet (Regjeringen, 2022b). Prekvalifiseringskriterier og auksjonsmodell for Sørliche Nordsjø II er også sendt på høring per April 2023. Her er det grunnere og feltet ligger lenger fra Norsk landmasse. Dette gir muligheter for både bunnfast og flytende havvindpark med tilkobling både med radial og hybrid kabel (Regjeringen, 2022b). Regjeringen har fastslått at man på bakgrunn av behov for økt kraftproduksjon i Norge, i første fase skal knytte SN II med radial tilkobling til Norge, og at maksimalt utbygd kapasitet er 1500 MW (Regjeringen,

2022b). Feltet er derimot godkjent for en maksimal utbygging på 3000 MW og det kan i senere utbyggingsfaser bli aktuelt å bygge ut med hybrid tilkobling til Storbritannia.



Figur 3: Oversikt over konsesjonsområder havvind i Norge, april 2023 kilde: Regjeringen

3.2 Problemformulering

Målet for dette prosjektet er å danne et bilde av lønnsomheten ved utbygging av bunnfast havvind på Sørlike Nordsjø II med radial eller hybrid kabel, og hvordan karbonpriser virker inn på dette. For å konkretisere problemstillingen er det tatt utgangspunkt i dagens planer for fase 1 av utbyggingen, det vil si et bunnfast felt med kapasitet på 1500 MW, med unntak av tilkoblingsmetoden. Prosjektet vil se på lønnsomhet for utbygging med både radiell og hybrid kabel for tre forskjellige prisscenarioer for karbon og bruke dette som indikator på lønnsomhet for fremtidige utbyggingsfaser hvor hybrid kabel også vil være aktuelt.

På bakgrunn av dette er problemstillingen for prosjektet som følger:

Vil det være lønnsomt med utbygging av bunnfast havvind på Sørlike Nordsjø II med radial eller hybrid tilkobling?

Følgende forskningsspørsmål er utarbeidet for besvarelse gjennom prosjektperioden:

F1. Vil det være lønnsomt med utbygging av bunnfast havvindanlegg på Sørlike Nordsjø II for en utbygger med et 25 års perspektiv?

F1.1 Hvordan påvirkes havvindanlegg på Sørlike Nordsjø II ved hybrid tilkobling til Storbritannia?

F2. Hvor mye påvirker karbonpriser strømprisen og det totale inntjeningspotensialet til havvindanlegget?

4 Avgrensinger

På bakgrunn av oppgavens omfang og for å kunne konkretisere problemstillingen ble det definert noen avgrensninger for prosjektet før gjennomføring.

- Analysene som er gjennomført baserer seg primært på utbygging av havvindanlegg på Sørilige Nordsjø II feltet.
- Første konsesjonsrunde som innbefatter 1500MW blir i denne oppgaven behandlet som en enhet, det vil ikke gjøres en teknisk optimalisering av området med tanke på plassering av turbiner og medfølgende vaketap.
- Det er tatt utgangspunkt i de avgrensningene som er gjort for Sørilige Nordsjø II feltet i første fase av utbyggingen som innebefatter kapasitet på 1500MW og bunnfast festeanordning.
- Transport av energi fra havvindanlegget til andre steder enn Norge er i denne oppgaven avgrenset til Storbritannia og ikke hele Europa.
- Ved starten av prosjektet ble flere utbyggere kontaktet med tanke på tilgang til konkrete tall for analyse. Etersom ingen av de kontaktede partene hadde mulighet til å dele slike opplysninger er det tatt utgangspunkt i forskningstall og offentlige tall fra blant annet Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE) og Statkraft.
- For å kunne gjennomføre beregninger for NO₂, tas det ikke hensyn til at overskuddsproduksjon/effekt kan «selges»/eksporteres til andre prissoner som NO₁ og NO₅. Det vil si at oppgaven ser på NO₂ som en isolert prissone. Overføring mellom NO₁(Strømnettområde Østlandet) og NO₅ (Strømnettområde Vestlandet) ut fra NO₂ (Strømnettområde Sørlandet) sees dermed på som statisk og vil ikke legges med i beregningene.
- Det er gjort avgrensninger på hvilke faktorer som kvoteprisen for karbon kan påvirke i analysen. Påvirkning karbonprisen har på råvarer til produksjon av vindparken,

utslipp fra skip ved installasjon, vedlikehold og lignende vil ikke bli påvirket av ulike karbonprisscenarioer. Dette blir drøftet i diskusjons delen av oppgaven.

- Transport av strøm til oljeplattformer fra havvinganlegget er ikke tatt med i analysene som er gjennomført.

Det er gjort ytterligere avgrensninger for de kalkulasjonene som er gjennomført og noen andre forbehold er tatt gjennom prosessen. Disse faktorene vil bli ytterligere presentert ved beskrivelse av gjennomføringen av prosjektet og presentasjon av resultatene. Dette for å sette dem i sammenheng med de relevante kalkulasjonene og beslutningene de vil ha innvirkning på.

5 Kunnskapsgrunnlag

For å kunne gi forståelse av metodene som brukes i denne rapporten, introduseres det i dette kapitlet forklaringer på modeller, konsepter og rapporter som benyttes i prosjektet. Målet er å gi innsikt i hvorfor verktøyene er tatt i bruk og hvilke resultater de produserer.

Lønnsomhetsbildet i prosjektet er belyst ved hjelp av to analyseverktøy som sammen danner grunnlaget for besvarelsen av problemstillingen og forskningsspørsmålene. Den første er Balmorel modellen, en systemisk modell for analyse av energiproduksjon som kan brukes for analyse av hvordan energinettet i et eller flere land påvirkes ved tilførsel eller fravær av energiproduksjon i forskjellige sektorer (Ravn et al., 2001). I denne sammenhengen har Sørilige Nordsjø II blitt implementert som en egen prissone i det Europeiske energisystemet og modellen har dermed gitt beregningsgrunnlag for videre lønnsomhetsanalyse basert på tilførsel av dette energiproduksjonsfeltet med radial eller hybrid tilkobling.

Den andre er en bedriftsøkonomisk investeringsanalyse for projektering av bunnfast havvind på Sørilige Nordsjø II. Tallene fra Balmorel er her brukt for å videre beregne avkastningen utbygger vil se over en 20 års periode basert på tre forskjellige prisscenarioer for karbon.

Basert på analysene beskrevet over vil lønnsomhetsbildet for havvindanlegg på Sørilige Nordsjø II med radial og hybrid tilkobling sammenlignes for de forskjellige prisscenarioene.

5.1 Balmorel

Historien til Balmorel går tilbake til slutten av 1990-tallet og er resultatet av et samarbeid mellom flere organisasjoner i landene omkring Østersjøen, dvs. Danmark, Estland, Litauen, Latvia, Polen og Russland (Ravn et al., 2001). Modellen ble utviklet for å kunne analysere kraft- og varmesektoren ved og rundt Østersjøen og dermed finspisse analyser for belysning av politiske spørsmål rundt klima og energiproduksjon i internasjonal sammenheng.

Modellen er blitt kontinuerlig forbedret og videreutviklet siden den gang og i dag brukes den i utstrakt grad av myndigheter, energiselskaper og analytikere til å predikere og analysere kraftmarkeder i Europa (Balmorel, 2017).

Modellen, en partiell likevekts energimodell utviklet med GAMS (General Algebraic Modelling System) (GAMS, 2023), består av flere komponenter som gjør at modellen tillater input og modifiseringer tilpasset for eksempel geografiske områder, prissoner og politiske målsettinger. Modellen brukes gjerne til optimalisering av forbruk, produksjon og overføring av varme og elektrisitet hvor man antar et marked med perfekt konkurranse (Ravn et al., 2001). Antagelsen om perfekt konkurranse betyr at prisen settes i markedet basert på tilbud og etterspørsel. Dette kan effektivt brukes til å skreddersy rammene for prognosene som blir presentert og gi relativt gode bilder på energisituasjonen i ulike markeder. Prosjektet Balmorel har siden 2017 vært et *open source* prosjekt som ligger åpent tilgjengelig på Github og blir vedlikeholdt gjennom prosjekter og miljøer tilknyttet brukerne (Balmorel, 2017). Dette gjør modellen høyst modifiserbar, noe som gir mulighet for introduksjon av for eksempel elektriske kjøretøy, hydrogen eller egne prissoner for utbygning av havvind inn i systemet.

Kraftetterspørsel i Balmorel baseres på beregnet forbruk, hvor avvikling og idriftsetting av ulike teknologier behandles som eksogene variabler (Wiese et al., 2018). Modellen behandler forskjellige drifts- og vedlikeholdskostnader, brenselskostnader, forventet levetid og miljøpåvirkning. Det kan modelleres for både kort- og langsiktige analyser, hvor kortsiktige analyser for eksempel kan gjøres med en oppløsning på timesbasis over et år. De langsiktige analysene kan innebære endogene investeringer som strekker seg mange år fremover i tid.

Modellen er bygget opp som et hierarki for hver faktor hvor de geografiske inndelingene består av; område, region og land. En region kan utgjøres av et eller flere områder og en eller flere regioner utgjør et land. Disse ulike inndelingene eller lagene, gir mulighet for å gi tilførsel av svært forskjellig og spesifikk data eller forutsetninger for analysene. På det

overordnende land laget kan det også legges til generelle økonomiske målsetninger, som mål for fornybar energi, drivstoffkostnader og politiske krav.

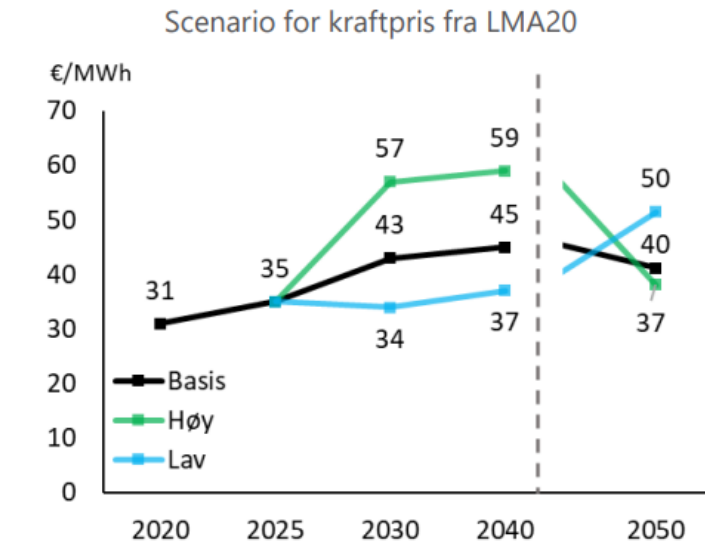
De matematiske aspektene av Balmorel og GAMS blir ikke gått mer i dybden i denne oppgaven og det forventes ikke at leseren har kunnskaper rundt dette. Det vil bli presentert en mer generell forståelse av oppbyggingen til Balmorel, inkludert funksjoner og verktøy Balmorel tilbyr og hvordan disse er tatt i bruk, i Metode kapittelet. Her vil det også beskrives videre hvordan disse metodene er blitt brukt til analyse og utarbeidelse av datagrunnlaget.

5.2 Kraftprognose

Statnett og NVE som aktører i kraft- og energi sektoren i Norge har som en av sine oppdrag å levere langsiktige markedsanalyser som skal være med på å gi et bilde av dagens situasjon og den langsiktige utviklingen av kraftmarkedet (Statnett, 2021).

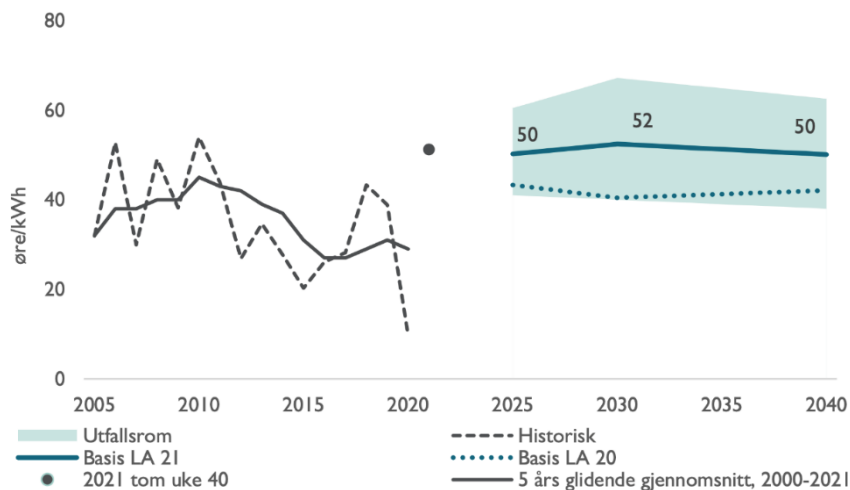
Rapportene blir publisert annethvert år og presenterer hvordan ulike faktorer har påvirket kraftmarkedet siden forrige publikasjon og hvordan faktorene vil bidra til å utvikle markedet fremover. Faktorene som blir sett på er blant annet politiske målsetninger, krafthandel, kraftsamarbeid, teknologisk utvikling og karbon priser for å nevne noen (Birkelund et al., 2021).

En av de essensielle delene av rapporten er kraftprognosen som blir presentert. Den presenterer en prognose for strømpris basert på ulike innvirkninger som priser, værdata, kraftbalanse mellom land, energieffektivisering, ny produksjonskapasitet, kostnad for nye teknologier og forbruk. Denne prognosen gir innsikt i kraftpriser og kan brukes som grunnlag for å kunne kalkulere forventet lønnsomhet for nye prosjekter (Statnett, 2021). Figur 4 viser kraftprisprognosen til Statnett fra 2020 til 2050.



Figur 4: Kraftprisprognose fra Statnetts langsiktige markedsanalyse 2020-2040, oppdatert 2021(Statnett, 2021).

Utvikling i kraftprisen er en av de viktigste faktorene som vil avgjøre hvilke fremtidige inntekter et kraftverk vil få. I forbindelse med en lønnsomhetsanalyse er utviklingen av kraftprisen helt essensiell for å kunne trekke de forventet riktige konklusjonene. NVE sin langsiktige markedsanalyse vises i figur 5.



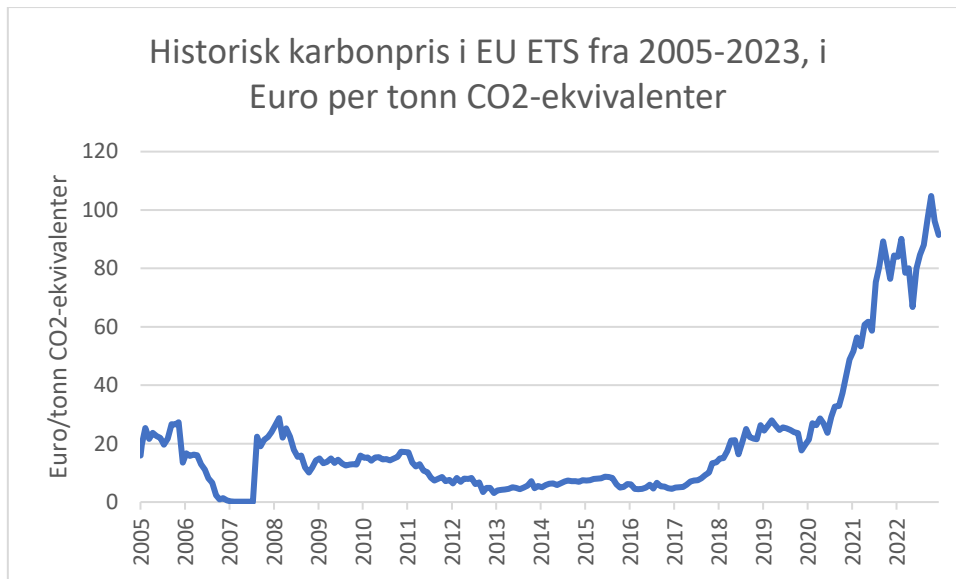
Figur 5: Kraftprisprognose fra NVEs langsiktige markedsanalyse 2021-2040(Birkelund et al., 2021).

Rapportene som vil være grunnlaget for denne beregningen vil være NVE sin Langsiktig Kraftmarkedsanalyse 2021-2040 og Statnett sin Langsiktig Markedsanalyse 2020-2050 og tilleggsrapporten for oppdatering våren 2021.

5.3 Karbonpris

Karbonpris er prisen en aktør må betale for å kunne slippe ut klimagasser tilsvarende et tonn karbondioksid i atmosfæren (Gjengedal, 2022). Dette gjelder for aktører som opererer i sektorer hvor utslipp er kvotepliktig, hvor fossil energiproduksjon inngår. I Norge er kraftproduksjonen i hovedsak basert på fornybar energi, og utgjør cirka 98 prosent (NVE, 2019a). Det vil si at karbonprisen ikke påvirker produksjonskostnadene i Norge, men markedet denne strømmen selges i er koblet sammen med naboland og Nord-Europa. I Europa generelt er det en betydelig større andel av strømproduksjonen som er basert på fossile kilder, som gass og kullkraftverk hvor karbonprisen har direkte påvirkning på lønnsomhet for produksjonen. Det vil si at disse aktørene må betale for hvert tonn karbon-ekvivalenter de slipper ut gjennom et kvotesystem.

European Union Emissions Trading System (EU ETS) er et marked hvor det kan kjøpes eller byttes kvoter for sektorer som reguleres som kvotepliktige eller andre aktører som ønsker å være karbonnøytrale (European-Comission, 2023b). EU ETS er laget som et «cap-and-trade»-system hvor det er satt et maksimalt antall kvoter tilgjengelig som tillater utslipp av klimagasser og dekker cirka 40 prosent av Europas totale utslipp av klimagasser (European-Comission, 2023b). Det totale antall kvoter reduseres hvert år, for å gi insentiver til investering i fornybare energikilder og utslippsreduksjon. Fra 2013 og frem til 2020 var det lineær reduksjon på 1,74 prosent årlig, og fra 2021 og frem til 2030 er reduksjonen økt til 2,2 prosent årlig (European-Comission, 2023a). Dette vil bidra til at aktører som slipper ut klimagasser for mindre spillerom for kjøp og handel med kvoter, og skal bidra til en omstilling for kraft og-utslippstung industri. Figur 6 viser den historiske kostnadsutviklingen for utslippskvoter i EU ETS fra 2005 til april 2023.



Figur 6: Historisk utvikling av CO2 pris i EU ETS fra 2005 til april 2023 (Trading-Economics, 2023).

På bakgrunn av faktorene beskrevet er kvoteprisen for CO₂ (CO₂ prisen) sterkt innvirkende på kostnadsbildet for fossile energiprodusenter i Europa. Etersom grunnlasten i det Europeiske kraftmarkedet primært utgjøres av fossile kraftkilder vil dette bidra til å trekke opp strømpriser i Norge, ettersom Norge er påkoblet det europeiske strømmarkedet. CO₂ priser har dermed potensiale til å påvirke blant annet havvindkraftverks lønnsomhet indirekte ved at strømprisen i markedet øker.

Figur 6 viser at karbonprisene har ligget rundt 5-20 euro per tonn siden oppstarten av EU ETS, men har økt kraftig de siste årene. Dette skyldes blant annet geopolitiske uroligheter i Europa og gir stor usikkerhet rundt de fremtidige CO₂ prisprognosene.

5.4 Investeringsanalysen / Investeringskostnader

I dette delkapittelet presenteres de sentrale delene av den økonomiske beregningen som er gjennomført for utbygning av SN2. En sentral del av investeringsanalysen ligger i hvilke investeringskostnader som direkte påvirker modellene som brukes som grunnlag til investeringsanalysen. Hovedsakelig sees investeringskostnader kun rettet mot infrastruktur som turbiner, overføringskabler og årlig vedlikehold. Den totale investeringskostnaden er basert på to elementer, nummer en er hvor mye det koster å installere en vindpark tilsvarende 1500MW, og nummer to er valg av overføringsmetode. Det vil si om vindparken er koblet radielt til Norge, eller om det bygges en hybrid kabel for overføring til Storbritannia.

For å kunne si noe om lønnsomheten til prosjektet er det satt opp en kontantstrøm for hele levetiden til vindkraftprosjektet. Dette innebærer at strømpris, avkastningskrav, avskrivninger og skatt blir introdusert i analysen. Formålet med dette er å kunne regne ut netto nåverdi for prosjektet og gi innsikt i prosjektets potensielle lønnsomhet.

Strømpris er basert på kraftprisprognosene som er presentert i kapittel 5.2 og datasettet fra Balmorel basert på de ulike karbonprisscenarioene.

Avkastningskrav for potensielle utbyggere blir satt til en sats basert på data fra NVE, Statkraft og International Energy Agency (IEA). Avkastningskrav er forventet alternativ avkastning man kunne oppnådd til samme risiko ved å investere i et annet potensielt prosjekt.

For landbasert vindkraft ble det i 2015 implementert en ordning hvor hele investeringen kunne skrives av lineært over 5 år (Meld. St. 28 (2019–2020)). Dette var for å gi samme grunnlag som det er for landbasert vindkraft i Sverige, slik at det skulle være like attraktivt å kunne bygge ut i Norge som i Sverige. Denne ordningen varte frem til 2021 (Meld. St. 28 (2019–2020)). For landbasert vindkraft faller da avskrivningene tilbake til saldoavskrivninger som var gjeldene før 2015 (Meld. St. 28 (2019–2020)). Hvordan havvind skal avskrives er ikke endelig bestemt, så for denne oppgaven vil lineær avskrivning over 5 år bli brukt. Dette kan gi positive resultater som overgår det som kan bli reelt (Meld. St. 28 (2019–2020)).

Skatt blir behandlet som ordinær selskapsskatt, da det per nå ikke er bestemt andre ordninger for havvind som for eksempel grunnrenteskatt/naturressursskatt (Regjeringen, 2022c).

Ved starten av prosjektet ble det forsøkt innhentet reelle tall fra noen aktører i markedet. Tilbakemeldingene fra de kontaktede partene er at denne informasjonen i stor grad er hemmeligholdt av konkurransehensyn. Det er dermed i stor grad gjort estimeringer og tilnærminger av tall benyttet i analysen basert på publisert informasjon fra offentlige aktører som blant annet NVE, Statkraft, IEA og International Renewable Energy Agency (IRENA). Det er også knyttet noe usikkerhet til datagrunnlaget for de økonomiske beregningene, hvor pris på råvarer har sett en markant økning de siste årene og rentene i store deler av verden også har økt betraktelig. Dette medfører enda større usikkerhet når prosjektet har oppstart nærmere 2030.

6 Metode

I dette kapittelet forklares metodene som er benyttet for å besvare forskningsspørsmålene og fremskaffe resultatene for oppgaven. Bruk av Balmorell modellen vil gjennomgås, lønnsomhetsanalysen av utbyggingen av vindparken vil beskrives og analyse av strømpris basert på prisscenarioene for CO2 vil fremvises

6.1 Balmorell

I 2022 skrev Eirik Ognér Jåstad og Torjus Folsland Bolkesjø en forskningsoppgave som foreløpig er lagt ut som en preprint (Jåstad & Bolkesjø, 2022). Oppgaven benytter seg av Balmorell og de samme konfigurasjonene og inputene som er benyttet der er brukt i denne oppgaven. Tabellen under viser input og antagelser som ligger til grunn for kjøring av modellen. Modellen ble kjørt for året 2030 som videre i oppgaven vil brukes som basisår.

Tabell 1: Oversikt over Balmorells input parametere og verdier (Jåstad, 2022).

Parameter	Verdi	Notat
Fullasttimer	4711 timer	53,7% av antall timer på et år.
Kortsiktig marginalkostnad for havvind	2,64 Euro/MWh	
Installert kapasitet (SN2)	1500 MW	Første fase av utbygging på Sørliche Nordsjø II som har en totalkapasitet på 3000 MW.
Kabel kapasitet fra SN2 til NO2	1,5 GW	
Kabel kapasitet SN2 til UK	1,5 GW	
Øvre beskrankning av vindkraft i Norge	18 TWh	
Kostnad gass	55 Euro/MWh - 15,27 Euro/GJ	
Kostnad kull	237 dollar/tonn – 8,33 Euro/GJ	
Karbonpris	70, 120 og 250 Euro per tonn CO2-ekvivalenter	Balmorell er kjørt tre ganger, en for hver karbonpris.

Som et ledd i konfigureringen av Balmorell ble det lagt inn en moderat bruk av belastningsstyring (demand respons), som skal bidra til redusert etterspørsel i kritiske

etterspørselstimer og behov for investering i lagringskapasitet. Dette er basert på studie fra 2021, hvor det er økonomiske potensialet av belastningsstyring ble kartlagt for det nordiske kraftmarkedet (Kirkerud et al., 2021). Det ble også implementert tre ulike nivåer for karbonpriser, henholdsvis 70, 120 og 250 Euro/tonn CO2-ekvivalenter.

Basert på konfigurasjonen produserte Balmorel et datasett for 13 land i Nord-Europa, dette inkluderer inndeling i prissoner for de landene som har det. Datasettet inneholdt mye mer data enn det som kunne nyttiggjøres gjennom dette prosjektet. For å kunne jobbe videre med dataen har det derfor blitt gjennomført datavasking som innebærer å trekke ut produksjonsdata, strømpriser, overføringskapasitet- og mengde og flaskehalsar.

Første fase etter datavasking besto i å lære hva utdataen fortalte. Etter datavaskingen inneholdt datasettet kun data som var interessant for videre analyse av faktorene nevnt over for hvert CO2 prisscenario. Likevel bestod hver faktor av alt fra 150 rader med data opp til 62 000 rader. For å nyttiggjøre dataen effektivt ble det gjennomført analyse gjennom å produsere grafer og pivottabeller i Excel for å se trender og utfall basert på de forskjellige prisscenarioene for CO2 og tilkoblingsalternativer.

Summer av Value	Kolonnetiketter			
Radetiketter	Radial_Karbonpris_120	Radial_Karbonpris_250	Radial_Karbonpris_70	Totalsum
Norsjo-OFF1_WT_WIND_OFF_L-RG2_Y-2030	6.953087593	6.95117436	6.942246942	20.84650889
TWh	6.953087593	6.95117436	6.942246942	20.84650889
Totalsum	6.953087593	6.95117436	6.942246942	20.84650889

Figur 7: Årlig produksjon for SN2 ved radial tilkobling for 70, 120 og 250 euro per tonn CO2-ekvivalenter.

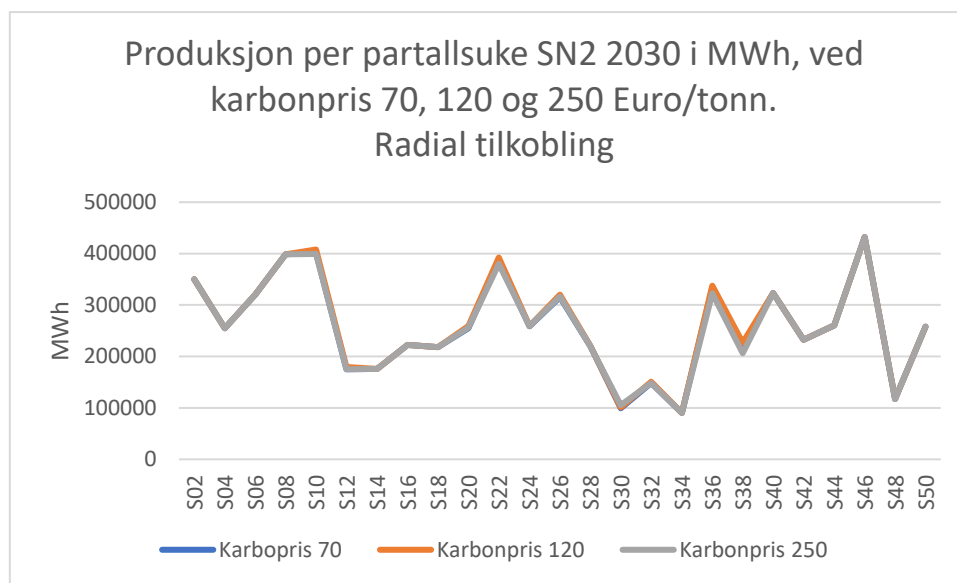
6.1.1 Produksjon

For å synliggjøre produksjonsratene fra Balmorel har dataen blitt behandlet for å kunne presentere den totale produksjonen for Sørlege Nordsjø II for de tre CO2 prisscenarioene med radial og hybrid tilkobling. Produksjonsprofilen gjennom 2030 er her brukt som et typisk gjennomsnittså. For å skape forståelse for hvordan denne utvikles gjennom et år presenteres i dette avsnittet grafer av produksjonsrater og -trender. Det er mulig å finne total maksimal produksjon for et vindkraftverk ved multiplisere installert effekt med antall fullastimer. Dette utgjør for SN2 en årlig produksjon på cirka 7,06 TWh (4711 fullastimer og 1500MW effekt). Dette er en forenklet fremstilling hvor innskrenkinger i produksjonen ikke er hensyntatt. Denne forenklingen tar heller ikke hensyn til situasjoner der produksjonen er høyere enn etterspørselen eller mulige begrensninger i overføringskapasiteten.

Figur 8 viser gjennomsnittlig produksjon per partalls uke i 2030 for Sørlege Nordsjø II basert på de tre prisscenarioene for karbonpris på 70, 120 og 250 euro per tonn.

Produksjonstørrelsen er tilnærmet lik for de tre karbonprisscenarioene ved radial tilkobling.

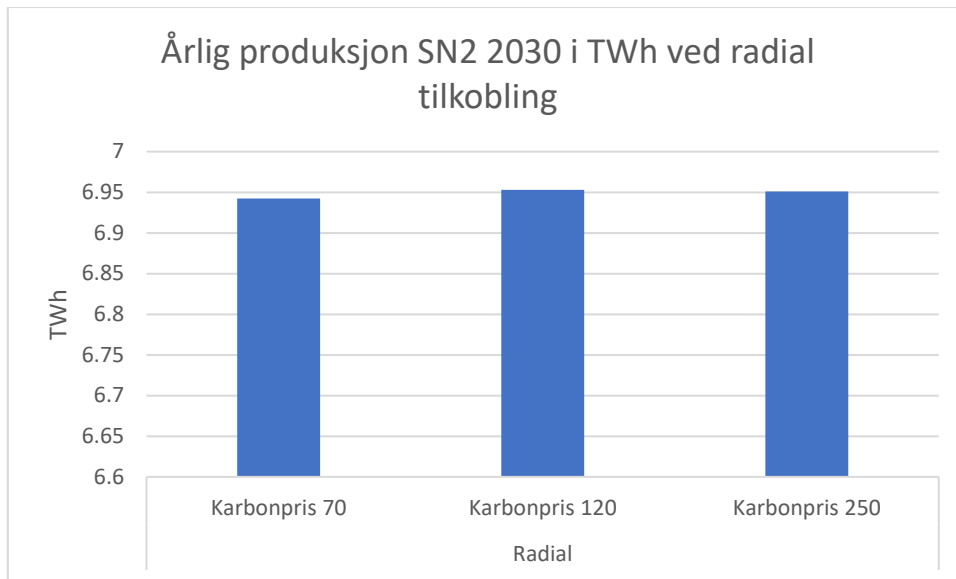
Her er det viktig å understreke at dette er vindforhold estimert i Balmorel og ikke målte verdier.



Figur 8: Produksjon per partallsuke i 2030 for SN2 med radiell tilkobling ved karbonpris på 70, 120 og 250 euro per tonn

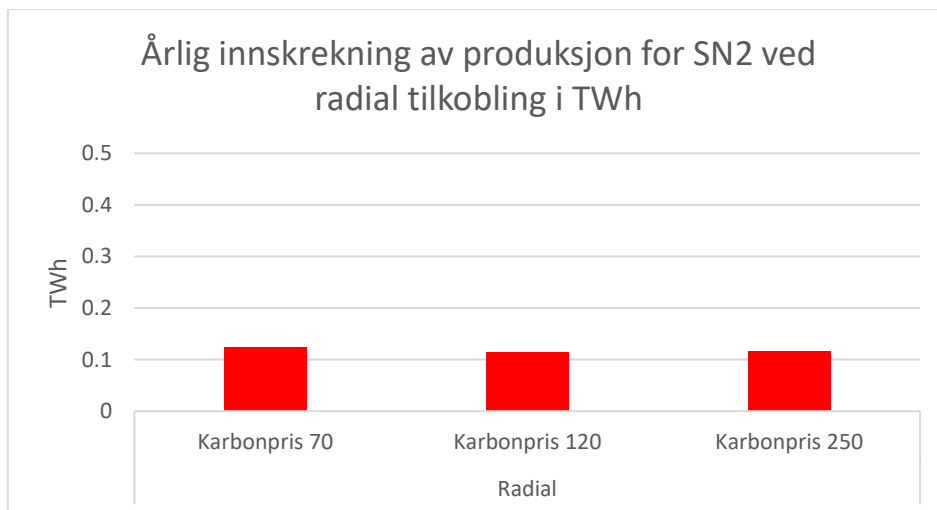
De etterfølgende figurer viser total årlig kraftproduksjon og innskrenkninger ved hhv radial og hybrid tilkobling.

Ved bruk av radial kabel er total kraftproduksjon for året 2030 beregnet til 6,95 TWh ved karbonpris på hhv. 120 og 250 euro per tonn, og 6,94 TWh ved karbonpris pris på 70 euro per tonn, jf. figur 9.



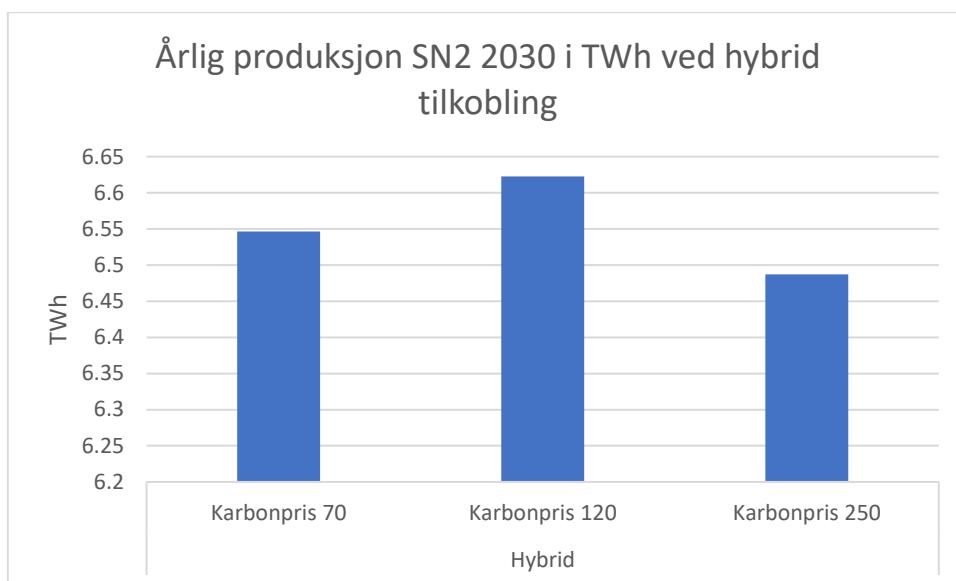
Figur 9: Årlig produksjon i TWh for SN2 ved radial tilkobling for karbonpris på 70, 120 og 250 euro/tonn CO₂-ekvivalenter.

Basert på anslag for en total produksjon på 7,06 TWh viser data fra Balmorel at det forekommer innskrenkinger for SN2 ved radial tilkobling. Totale innskrenkinger per år er vist i figur 10. Dette utgjør cirka 0,12 TWh ved karbonpris på 70 euro per tonn, og 0,11 TWh for karbonpris på hhv. 120 og 250 euro per tonn.



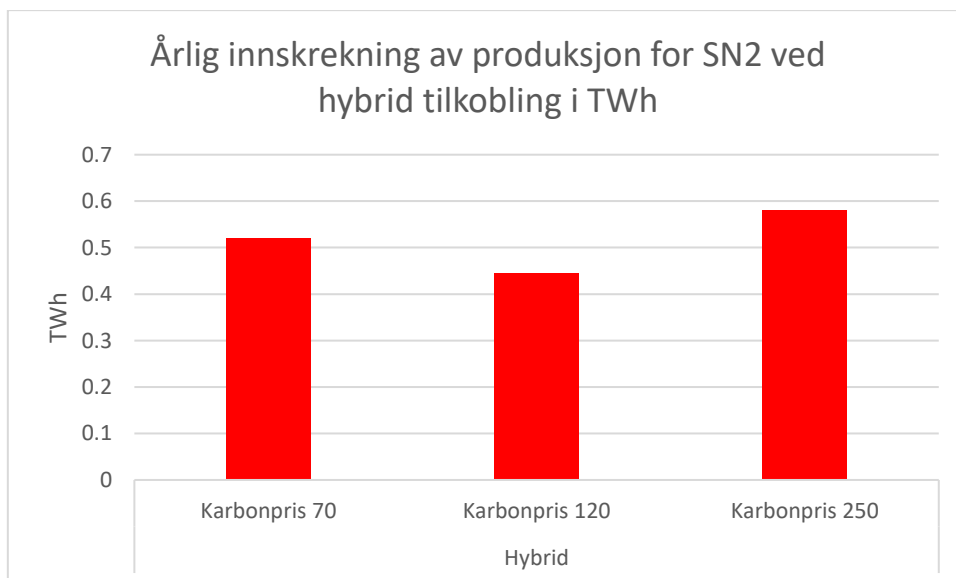
Figur 10: Årlig innskrekning av produksjon for SN2 ved radial tilkobling.

Ved tilkobling med hybrid kabel er den totale produksjonen for året beregnet til 6.54 TWh ved karbonpris på 70 euro per tonn, 6.62 TWh ved karbonpris på 120 euro per tonn og 6.48 TWh ved karbonpris på 250 euro per tonn, jf. figur 11.



Figur 11: Årlig produksjon for SN2 ved hybrid tilkobling for karbonpriser på 70, 120 og 250 euro/tonn.

Basert på produksjonsestimatet på 7,06 TWh for SN2 påvirkes produksjon i større grad ved hybrid tilkobling. Innskrenkingene varierer fra 0,44 TWh til 0,58 TWh ved karbonpriser på 70, 120 respektive 250 euro per tonn, jf. figur 12.



Figur 12: Total årlig innskrenking av produksjon for SN2 ved hybrid tilkobling for karbonpris på 70, 120 og 250 euro/tonn.

Ulike kilder til innskrenkinger drøftes nærmere i diskusjonen av oppgaven. For videre beregninger med produksjonsprognoser vil årsproduksjon i 2030 brukes som et basisår. Det vil si at dette året brukes som utgangspunkt for hvor mye kraft som produseres. Denne

produksjonsverdien vil brukes for alle år frem til 2055 som er perioden lønnsomhetsberegningene er gjennomført for.

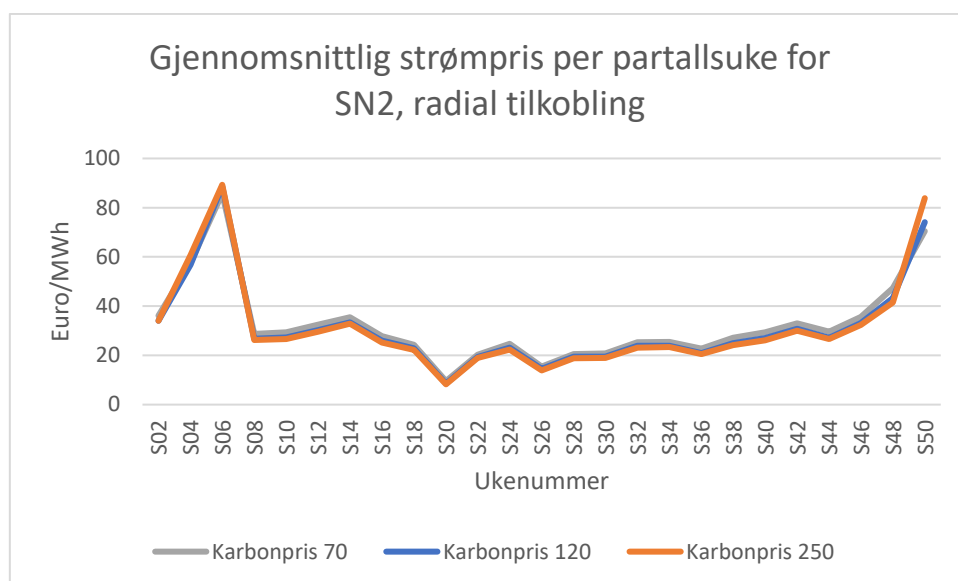
6.1.2 Vind

For å kunne si noe om produksjonspotensialet til en vindpark er man avhengig av vinddata. I denne oppgaven brukes vinddata fra Balmorel. Dette er basert på Weather Reaserach and Forecasting (WRF) modell som er en forutsigbarhetsmodell for vær. Dataen som brukes i modellen er på mesoskala og har blitt nedjustert til tidsserier hvor man kan få metrologiske variabler for flere ulike fornybare teknologier (Bermúdez & Koivisto, 2018). Det er en rekke ulike data tilgjengelig, men de mest relevante er tidsserier for vindhastighet og irradians. Fra modellering med WRF får man også metrologisk data ned på timesoppløsning for områder på 10 km x10 km, som dekker områdene man ønsker å analysere (Bermúdez & Koivisto, 2018). Værdata er i denne oppgaven ikke endret fra oppsettet som ligger i Balmorel og vil ikke blitt gått nærmere inn på. Samtlige data er tilgjengelig på *Balmorel Community* (Balmorel, 2017).

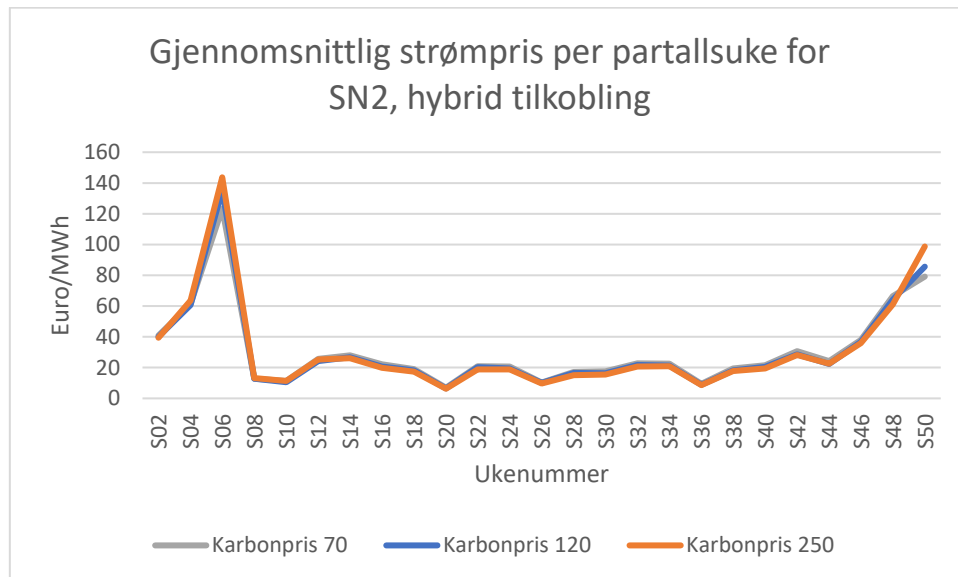
6.1.3 Strømpriser

Et viktig ledd for å kunne finne lønnsomhet i et prosjekt er å vite hva produsert energi kan bli solgt for. En av de viktigste dataene som kan hentes ut i Balmorel er data for strømpris for de ulike prisområdene i Europa som Balmorel er modellert med. Balmorels output data har gitt

strømprisen for det første året av analysen, året 2030. Strømprisen for de resterende årene av analyseperioden frem til 2055 er gitt av strømprisprognoser fra NVE og Statnett.



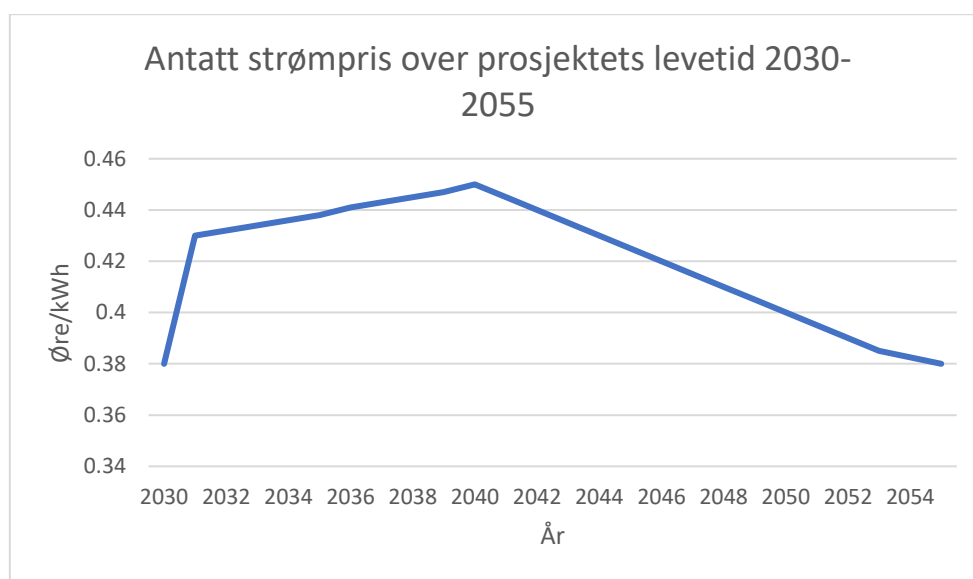
Figur 13: Gjennomsnittlig strømpris per partalls uke for SN2 i 2030, for karbonpris på 70, 120 og 250 euro/tonn med radial tilkobling.



Figur 14: Gjennomsnittlig strømpris per partalls uke for SN2 i 2030, for karbonpris på 70, 120 og 250 euro/tonn med hybrid tilkobling.

Basert på gjennomsnittlig strømpris per uke er det regnet ut et årsgjennomsnitt for både radial og hybrid tilkobling, henholdsvis 35 øre/kWh og 38 øre/kWh. Som nevnt tidligere brukes i investeringsanalysens første år.

Figur 15 viser strømprisprofilen som vil bli brukt i beregning av lønnsomhet for SN2.



Figur 15: Årlig strømpris i analyseperioden for SN2, hvor strømprisen i 2030 representerer hybrid tilkobling.

Både grafen for radial tilkobling og grafen for hybrid tilkobling, figur 13 og 14, viser at det er snakk om minimale variasjoner i strømprisen per partallsuke mellom de ulike CO2 scenarioene for SN2. Dette er i utgangspunktet svært overraskende basert på kunnskapen om at CO2 pris tradisjonelt påvirker strømprisen i det Europeiske markedet. Det utføres derfor en analyse av strømprisene som blir presentert i resultatkapittelet.

6.2 Investeringsanalyse

For å kunne ta en investeringsbeslutning i et prosjekt er det viktig å se at det er lønnsomt. Dette innebærer at det settes opp en investeringsanalyse for tenkt prosjekt. Denne analysen skal inneholde alle utgifter og inntekter som er knyttet til prosjektet over dets levetid. For vindkraftprosjekter hvor investeringshorisonten er 20-25 år er man avhengig av å kunne si noe om hva prosjektet ville kostet i dag, for å kunne sammenligne med andre investeringsobjekter.

For å gjennomføre investeringsanalysen kreves det tall på investeringskostnad og vedlikehold. Ettersom disse tallene ikke er tydelig kommunisert i pågående og gjennomførte prosjekter, har det i blitt benyttet konkrete tall basert på publiserte rapporter og artikler om

temaet. Som en avgrensning for investeringsanalysen sees det ikke på valg av finansieringsløsning eller restverdi for prosjektet.

6.2.1 Investeringskostnad for SN2 per MW

Investeringskostnaden for SN2 er basert på kostnad per MW installert effekt, hvor prisen igjen er basert på kalkulasjoner hentet fra IRENA og IEA. IRENA viser til et globalt vektet gjennomsnitt på ca. \$3,8 millioner USD/MW for havvind i 2019 (Taylor et al., 2020). Denne rapporten skiller ikke på bunnfast og flytende havvind. På bakgrunn av at flytende havvind generelt er dyrere å bygge ut, vil kostnadsrammene IRENA viser til å ligge noe høyere enn det bunnfastspesifikke kostnader gjør (Taylor et al., 2020).

I IEAs Offshore Wind Outlook fra 2019 (Hosker et al., 2019) oppgis det kostnader for havvind ekskludert pris for tilkobling på bakgrunn av at tilkobling i noen regioner dekkes av netteier og ikke utbygger. Kostnadene er her beregnet basert på land hvor utbygging av havvind allerede er gjennomført, og hvordan utviklingen av investeringskostnaden antas frem mot 2030. I rapporten oppgis det kostnadsestimater for 8 ulike land, hvor Belgia, Danmark, Frankrike, Tyskland og Nederland utgjør de europeiske landene (Hosker et al., 2019). I 2018 var kostnadene for installert effekt for havvindparker i Europa ifølge denne rapporten satt til \$4 millioner USD/MW. Prognosene viser en fallende kurve hvor det i 2030 antas kostnader ned mot \$2 millioner USD/MW uten tilkoblingskostnader (Hosker et al., 2019).

Basert på disse rapportene legges det til grunn en kostnad på 2,5 millioner USD/MW, som utgjør 26,2 millioner NOK/MW for prosjektet basert på en dollarkurs på 10,50 per mars 2023. For SN2 som har en utbyggingsgodkjenning på 1500MW, tilsvarer dette en investeringskostnad på 39,3 milliarder kroner. Valg av kostnad per installert MW blir drøftet i diskusjonen.

6.2.2 Kabelkostnad

Neste del av investeringsanalysen innebærer å se på overføringskabelalternativene fra SN2 til NO2 og UK og kostnadene for disse. I Statnetts fagrappport fra 2022, "Fagrappport om havvind i Sørlike Nordsjø 2", gis et kostnadsoverslag for både radial og hybrid kabeloverføring fra SN2 med kapasitet/effekt på 1400MW. I tabell 2 er det gitt et kostnadsoverslag for de ulike tilkoblingsmulighetene, herav radial og hybrid tilkobling. I

scenarioet Statnett har skissert er den hybride tilkoblingen dratt til Tyskland eller UK (Gunnerød et al., 2022). Det er også estimert kostnader for radial kabel som kan utvides ved økt utnyttelse av området, dette blir ikke utledet i oppgave og ser derfor på ikke utvidbar radial kabel og hybrid kabel.

Tabell 2: Tabellen viser kostnadsestimater for radial- og hybrid kabel for SN2, fra Statnetts «Fagrappport om havvind i Sørilige Nordsjø II. Kabelkostnad i milliarder euro for tilkobling av 1400 MW havvinnanlegg. Tilkobling og kostnader på land kommer i tillegg. Tabell hentet fra (Gunnerød et al., 2022).

1400 MW vind	Kun radial		Videreføring av radial	Hele hybrididen
	Ikke utvidbar	Utvidbar		
Mrd. euro				
Lav	0,9	1,2	0,7	1,9
Basis	1,2	1,6	0,9	2,5
Høy	1,5	1,9	1,1	3,0

Basert på Statnetts kostnadsoverslag legges det til grunn en kostnad for radial kabel på mellom € 0.9-1,5 milliarder euro. Med en valutakonvertering med kurs på 11,30 per mars 2023 utgjør det en kostnad i norske kroner på mellom 10,17-16,95 milliarder norske kroner. Utrengninger for investeringsanalysen vil presenteres basert på Statnetts pris-scenarier for kabelkostnader, lav, basis og høy.

6.2.3 Drift- og vedlikeholdskostnader

Den siste kostnadsfaktoren som er med å legge grunnlag for investeringsanalysen er drift- og vedlikeholdskostnader. For havvindprosjekter vil drift – og vedlikeholdskostnader utgjøre en betydelig utgift og kan utgjøre så mye som 25-30 prosent av energikostnad over levetiden (Röckmann et al., 2017).

I IRENA sin rapport, “Renewable Power Generation Costs in 2021”, vises det til drift- og vedlikeholdskostnader på \$70-129 dollar/kW/år (Taylor et al., 2022). Hvor prosjekter nærme land ser drift- og vedlikeholdskostnader ned mot \$70 dollar/kW/år for regioner med infrastruktur og opparbeidet kompetanse innen feltet (Taylor et al., 2022). Havvind i Norge er i startfasen og områdene som er utlyst ligger lengre fra land en mye av havvindutbygging i Europa, så drift-og vedlikeholdskostnadene vil mest sannsynlig ligge i det øvre sjiktet av kostnadsestimatene.

Dette danner grunnlaget for drift- og vedlikeholdskostnader for videre analyse av SN2. Basert på disse tallene vil årlig kostnad for drift og vedlikehold av utbygget område på SN2 trinn 1

på 1500MW, tilsvare 1,05-1,94 milliarder NOK. Påvirkning av drift- og vedlikeholdskostnader er antatt å være betydelig gitt en årlig kostnad på mellom cirka 1-2 mrd. NOK over 25 år. Det vil derfor legges til grunn at et lavt nivå tilsvarer det nedre sjiktet på 1,05 mrd. NOK, mellomsjiktet på 1,49 mrd. NOK og høy på 1,94 mrd. NOK. Videre vil avskrivningsregler, skatt og diskonteringsrente presenteres for investeringsanalysen.

6.2.4 Avskrivninger

I 2015 ble det innført en ordning for Norsk landbasert vindkraft hvor hele investeringen kunne skrives av lineært over 5 år (Meld. St. 28 (2019–2020)). Bekgrunnen for ordningen var målet om å kunne gi samme avskrivningsgrunnlag som allerede finnes for landbasert vindkraft i Sverige, og dermed gjøre det like attraktivt å bygge ut vindkraft i Norge som i Sverige (Meld. St. 28 (2019–2020)). Denne ordningen varte frem til 2021 hvor avskrivningsmetoden for landbasert vindkraft ble omgjort til saldoavskrivninger slik det var gjeldene før 2015 (Meld. St. 28 (2019–2020)). Hvordan havvind skal avskrives er ikke endelig bestemt ettersom det ikke enda er gjennomført noen slike prosjekter i Norge. For denne oppgaven vil lineær avskrivning over 5 år brukes. Det viktig å merke seg at dette potensielt kan utmerke seg positivt i utbyggers favør da nåverdien av skattefradragene øker med denne avskrivningsmetoden (Meld. St. 28 (2019–2020)). Dette kan dermed potensielt gi fordelaktige resultater som kan overgå reelle utfall når endelige avskrivningsregler blir bestemt.

Ved bruk av 5 årlig lineær avskrivning vil avskrivningskostnadene for et år for dette prosjektet uten kabelkostnad tilsvare 7,8 mrd. NOK, basert på en investeringskostnad på 39,3 mrd. NOK, se formel under for årlig avskrivninger.

$$\text{Årlig avskrivning} = \frac{\text{total investeringkostnad}}{\text{antall år}}$$

6.2.5 Skatt

Vindkraft har per 2023 ingen særskatter slik produsenter av annen type energi har. Til eksempel har vannkraft en grunnrenteskatt i tillegg til vanlig selskapsskatt (Skatteetaten, 2023). Det betyr at for utbygging og drift av SN2, er det kun lagt til grunn alminnelig selskapsskatt på 22 prosent i investeringsanalysen.

6.2.6 Diskonteringsrente

Diskonteringsrenten i prosjektet er basert på den vektete gjennomsnittlige kapitalkostnaden, på engelsk forkortet Weighted Average Capital Cost (WACC). Avkastningskravet til egenkapital og renter på ekstern finansiering vektet ut ifra hvor mye de utgjør av total investering. Illustrert i formel nedenfor er oppbygning av WACC basert på avkastningskrav til egenkapital og rente for ekstern finansiering. Det blir i oppgaven sett bort fra valg av finansieringsløsning, det vil si eventuell lånekostnad eller bruk av kapitalbeholdning.

$$WACC = \text{avkastningskrav EK} * \left(\frac{EK}{TI}\right) + \text{Lånerente} * \left(\frac{Lån}{TI}\right)$$

- EK = Egenkapital
- TI = Total investeringskostnad

I sin rapport “Offshore Wind Outlook 2019”, bruker IEA en WACC på 8 prosent for utviklede økonomier i sine analyser av kostnader tilknyttet havvind (Hosker et al., 2019). En diskonteringsrente basert på WACC gir her en mulighet for å inkorporere usikkerhet knyttet til renteendringer. Styringsrenten fra Norges Bank som brukes for å regulere prisvekst har vært svært lav de siste 10 årene, hvor den falt helt til 0 prosent i en periode under korona årene 2020/2021 (NorgesBank, 2023a). Utover i 2022 og 2023 har renten blitt satt opp flere ganger for å redusere prisvekst og inflasjon, og er per mars 2023 oppe på 3 prosent (NorgesBank, 2023a). Basert på generell kostnadsutvikling og rentehevinger vil IEAs diskonteringsrente på 8 prosent brukes for videre analyse av SN2 prosjektet. Dette er høyere enn hva både NVE og Statnett opererer med i sine rapporter, men vil bidra til å gi et mer korrekt bilde av dagens kostnad med tanke på utviklingen som nå observeres i markedet.

6.2.7 Kontantstrøm

Kontantstrømmen til SN2 er basert på metodikken til Bøhren og Gjærum (Bøhren & Gjærum, 2019). Det er satt opp en kontantstrøm fra år 0, som i analysen utgjør år 2029. Her er investeringskostnaden ført inn som utbetaling, det blir deretter regnet en netto kontantstrøm

for 2030 til 2055. Kontantstrømmen beregnes videre slik: Inntekter beregnes ved å multiplisere strømprisen med totale årlig produksjon, hvor total produksjon er lik for hele analyseperioden som forklart i kapittelet om produksjon, mens strømprisen er basert på LMAs og endrer seg hvert år i analysen. Neste ledd er å trekke fra de variable driftskostnadene som da gir størrelsen på dekningsbidraget. Dette gir reell netto kontantstrøm før skatt for SN2, som ved hjelp av inflasjonsjustering gir nominell netto kontantstrøm før skatt, hvor en inflasjon på 2 prosent er lagt til grunn.

Videre skal avskrivninger og skatt trekkes inn i kontantstrømmen. Det som utgjør den skattepliktige inntekten, er nominell kontantstrøm fratrukket skattemessige avskrivninger. Avskrivninger er basert på modellen hvor vindkraft kunne skrive av investeringen lineært over 5 år, grunnet størrelsesorden på avskrivningene blir skattepliktig inntekt negativ de 5 første årene som vist i figur 16. Den skattepliktige inntekten multipliseres så med en selskapskatt på 22 prosent som utgjør skattebetalingen. Deretter trekker man fra skatteutbetalingen fra den nominelle kontantstrømmen, som gir nominell kontantstrøm etter skatt. Se figur 16 for oppsett av kontantstrøm i Excel.

År	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2055
År i analysen	0	1	2	3	4	5	6	25
Strømpris øre/kWh		0,380	0,430	0,432	0,434	0,436	0,438	0,380
Inntekt salg av strøm		2 465	2 789	2 802	2 815	2 828	2 841	2 465
Total inntekt		2 465	2 789	2 802	2 815	2 828	2 841	2 465
Variable driftskostnader		1 940	1 940	1 940	1 940	1 940	1 940	1 940
Dekningsbidrag		525	849	862	875	888	901	525
Investering								
Investeringskostnad	-39 300							
Reell netto kontantstrøm før skatt	-39 497	525	849	862	875	888	901	525
Nominell netto kontantstrøm før skatt	-39 497	536	884	915	948	981	1 015	861
Skattemessige avskrivninger		7 860	7 860	7 860	7 860	7 860		
Skattepliktig inntekt		-7 324	-6 976	-6 945	-6 912	-6 879	1 015	861
Skattebetaling		-1 611	-1 535	-1 528	-1 521	-1 513	223	190
Nominell kontantstrøm etter skatt	-39 497	2 147	2 419	2 443	2 468	2 494	792	672

Figur 16: Kontantstrøm 2029-2035 og 2055. Tall oppgitt i millioner NOK.

Figur 16 viser de seks førte årene av kontantstrømmen pluss det siste året i beregningsperioden, det er for å kunne vise hvordan analysen er utført, men også påvirkningen avskrivningsreglene gir. Avskrivningene bidrar betraktelig til kontantstrømmen for år 1-5, hvor cirka 2/3 er basert på de gunstige reglene. Fra år 6 som er første året uten avskrivninger i analysen og frem til år 25 er tabellen kollapset.

Dette oppsettet av kontantstrømmen for SN2 danner grunnlaget for netto nåverdiberegninger basert på ulike kostnadsscenarioer.

6.2.8 Netto nåverdi

Netto nåverdi er et sentralt vurderingsgrunnlag når det skal utføres investeringsbeslutninger (Bøhren & Gjærum, 2019). Nåverdi er verdiøkningen som oppnås på tidspunkt null ved å velge et prosjekt fremfor et annet, som gir avkastning lik kapitalkostnaden. Kontantstrømmen til prosjektet etter skatt belastes så prosjektet inkludert alle utbetalinger ved utbygging av anlegget og drift av kraftverket (Bøhren & Gjærum, 2019). Gjennom avkastningskravet, belastes prosjektet den resterende kostanden som i dette tilfellet er ulempen ved å binde opp kapital i et spesifikt prosjekt over en annen investering. Avkastningskravet eller kapitalkostnaden er kompensasjon for å binde kapital, risiko knyttet til prosjektet og inflasjon i form av redusert kjøpekraft. Total investeringskostnad (CF_0) settes med negativt fortegn, kontantstrøm for periode t (CF_t) deles på avkastningskrav (i) og adderes over hele prosjektets levetid (n).

$$\text{Netto nåverdi} = -CF_0 + \sum_{t=1}^n \frac{CF_t}{(1+i)^t}$$

- CF_0 – total investeringskostnad
- CF_t – kontantstrøm på tidspunkt t
- i – avkastningskrav
- n – totalt antall perioder

Det er regnet ut netto nåverdi basert på ulike prisscenarioer for SN2. Hvor det er beregnet netto nåverdi for de ulike karbonpris scenarioene og tilkoblingsvalg, med tre ulike kostnadsnivåer for drift- og vedlikehold og kabelkostnad. Investeringskostnaden for 1500MW vindpark holdes fast gjennom de ulike scenarioene og utgjør 39,3 mrd. NOK. Produksjon er basert på total årlig produksjon for hybrid og radial kabel. For karbonpris scenarioene med radial tilkobling vil det kun presenteres et samlet resultat for karbonpris på 70, 120 og 250 euro per tonn CO₂-ekvivalanter. Dette er på bakgrunn av produksjons- og strømprisdata hentet fra Balmorel viser minimal endring ved ulike karbonpris scenarioer for

radial tilkobling basert på årlig gjennomsnittsproduksjon. Kostnad for kabel baserer seg på de ulike kostnadsestimatene hentet fra Statnett for radial og hybrid tilknytning, for lav, basis og høyt kostnadsscenario. Drift- og vedlikeholdskostnader er kategorisert likt som kabelkostnad, ved lav, basis og høy for oppsett av scenario kombinasjon. Se figur 17 for radial kabel med en årlig produksjon på 6,95 TWh.

Prod: 6,95TWh Pris i mrd. NOK	Scenario	Investerings- kostnad	Radial kabel	Drift- og vedlikehold	Total investering	LCOE	Nåverdi
Radial: CO2 € alle	Kombinasjon	1500MW	Kabelpris	O&M pr. år	Sum	øre/kWh	mrd. NOK
1	FAST+LAV+LAV	39,3	10,2	1,05	49,5	0,47	-15,4
2	FAST+LAV+BASIS	39,3	10,2	1,50	49,5	0,54	-20,8
3	FAST+LAV+HØY	39,3	10,2	1,94	49,5	0,60	-26,1
4	FAST+BASIS+LAV	39,3	13,6	1,05	52,9	0,49	-18,0
5	FAST+BASIS+BASIS	39,3	13,6	1,50	52,9	0,56	-23,4
6	FAST+BASIS+HØY	39,3	13,6	1,94	52,9	0,62	-28,7
7	FAST+HØY+LAV	39,3	17,0	1,05	56,3	0,51	-20,6
8	FAST+HØY+BASIS	39,3	17,0	1,50	56,3	0,58	-26,0
9	FAST+HØY+HØY	39,3	17,0	1,94	56,3	0,64	-31,3
10 Uten kabel	FAST+0+LAV	39,3	0	1,05	39,3	0,41	-7,6
11 Uten kabel	FAST+0+BASIS	39,3	0	1,50	39,3	0,48	-12,9
12 Uten kabel	FAST+0+HØY	39,3	0	1,94	39,3	0,54	-18,3

Figur 17: Netto nåverdi og LCOE for ulike kostnadskombinasjoner for karbonpris scenariet ved radial tilkobling.

Det er utarbeidet 12 ulike scenarioer for SN2 hvor scenarioene 1-9 har ulike kombinasjon av kabelpris, drift- og vedlikeholdskostnader fra lav, basis og høy. For scenario 10-12 er nåverdiberegningen gjort uten kostnader knyttet til kabel. Ut ifra kombinasjonene presentert i figur 17 endrer dette den totale investeringskostnaden og drift- og vedlikeholdskostnader for SN2 som det er beregnet nåverdi og LCOE basert på kontantstrømoppsettet i figur 16.

I resultat kapitlet vil netto nåverdiberegninger bli presentert for alle de ulike karbonpris scenarioene og kabelvalg bli presentert.

6.3 Energikostnad over levetid

Energikostnad over levetid, eller levelized cost of energy (LCOE), er en utbredt metodikk for å kunne sammenligne ulike kraftverk, prosjekter eller teknologier ned til enhetskostnad på energien. Fordelen ved bruk av LCOE er at direkte kostnader knyttet til teknologi kan sammenlignes på tvers at ulike prosjekter, som gir et sammenligningsgrunnlag for et bredt spekter av ulike løsninger. Utrekning av LCOE gir en indikasjon på hva energikostnaden for

et prosjekt over hele levetiden er. Dette baseres på drift, investeringskostnader og produksjon. Beregningen kan gjøres som en del av en lønnsomhetsanalyse for et prosjekt før en investeringsbeslutning kan tas, eller som et ledd i evaluering av tidligere prosjekter. LCOE måles i kostnad per kilowatt time (NOK/kWh).

Beregningen utgjør totale kostnader over levetiden til prosjektet, delt på den totale produksjonen i samme tidsrom vist i formel for LCOE under. Verdien tilsier en nullpunktsomsetning som er den laveste akseptable prisen produsert kraft kan selges for, for at et prosjekt ikke skal tape på sin investering (Bøhren & Gjærum, 2019). Ved salg av kraft tilsvarende LCOE-prisnivået gjennom prosjektets levetid vil investeringen oppnå nullpunktsomsetning. Dette medfører at omsetningen ikke gir underskudd eller overskudd for prosjektet. Et risikojustert avkastningskrav (r) settes inn i formelen som representasjon for avkastning som eier av prosjektet forventer. Denne investeringen fordeles over hele levetiden som en årlig kostnad av investering (C_i).

$$LCOE = \frac{\text{Totale kostnader over kraftverkets levetid (NOK)}}{\text{Total produksjon over kraftverkets levetid (kWh)}}$$

$$LCOE = \frac{C_{tot} * \sum_{i=1}^n \frac{C_{drift,i}}{(1+r)^i}}{\sum_{i=1}^n \frac{E_i}{(1+r)^i}}$$

- C_i – årlig kostnad av investering
- $C_{drift,i}$ – årlig drift og vedlikeholdskostnad
- E_i – årlig elektrisitetsproduksjon
- r – reelt avkastningskrav/diskonteringsrente

LCOE er en bredt anvendt metodikk for å kunne sammenligne ulike teknologier, men har noen svakheter som det er viktig å ta høyde for (Aldersey-Williams & Rubert, 2019).

Inkludert i standard LCOE-beregninger inngår direkte kostnader knyttet til et kraftverk. En standard LCOE-beregning tar derimot ikke høyde for integreringskostnader og

kostnadseffekter på systemnivå, som for eksempel behov for å forbedre eller utvide overføringskapasitet eller rekonstruering av energisystemet (Aldersey-Williams & Rubert, 2019); (Ueckerdt et al., 2013). Representasjon av verdien tilført systemet er heller ikke med i beregningen (Lorenczik et al., 2020). På bakgrunn av disse punktene burde ikke LCOE alene avgjøre hvor konkurransedyktig en teknologi er. Andre faktorer som påvirker resultatet av LCOE-beregninger er fremtidig råvarekostnader, forventet produksjon og diskonteringsrente, hvor estimater basert på langsiktige markedsanalyser danner grunnlaget for forskuddsvise analyser (Aldersey-Williams & Rubert, 2019).

Ulike aktører og fagmiljøer opererer med forskjellige diskonteringsrenter for energiprojekter. Dette i seg selv kan gi utslag når LCOE-beregninger utføres, grunnet effekten av renter over tidsperioder på 20-25 år. I Danmark og Norge varierer diskonteringsrenten for energiprojekter fra 4 til 6 prosent (Energinet, 2016); (Statnett, 2020), mens IEA har lagt til grunn en diskonteringsrente på 7 prosent i sine beregninger (Lorenczik et al., 2020).

For å gi en pekepinn på LCOE-verdien for SN2 er det i denne analysen hentet inn estimater for LCOE fra ulike fagmiljøer som sammenligningsgrunnlag. NVEs interaktive verktøy for kostnader i energisektoren som har tatt over for rapportene «Kostnader i energisektoren» viser estimater for LCOE-verdier for 2021 og 2030 (NVE, 2019b). NVEs estimat for LCOE er basert på en vindpark på 1400MW og 4752 fullasttimer hvor det er mulig å sette valgfri diskonteringsrente (NVE, 2022b). For å gi et så likt sammenligningsgrunnlag som mulig er diskonteringsrenten satt til 8 prosent. Dette gir en LCOE på 58 øre/kWh, se tabell 3. I Statnetts LMA for 2022-2050 er det estimert et utfallsrom for bunnfast havvind i 2030 for utbygning i Europa som gir en LCOE på 40-80 Euro/MWh (Statnett, 2023). Omgjort med en kurs på 11,40 tilsvarer det LCOE estimat på 45-91 øre/kWh (NorgesBank, 2023b). For LCOE-verdier ned mot 45 øre/kWh er det antatt gunstig utvikling av kostnader knyttet til havvind prosjekter og grunne lokasjoner relativt nærme land (Statnett, 2023). For konsesjonsområde til SN2 vil ikke disse karakteristikkene være gjeldene med tanke på avstand fra land og dybde, så LCOE vil ligge i et høyere sjikte. I tabell 3 vises LCOE estimater fra NVE, Statnett og beregning av SN2.

Tabell 3: LCOE estimater fra NVEs interaktive "kostnader for kraftproduksjon" og Statnetts LMA 2022-2050 opp mot beregninger for SN2, for havvind i 2030.

NVEs interaktive «Kostnader for kraftproduksjon»	Statnett LMA 2022-2050
58 øre/kWh	45-91 øre/kWh

7 Resultater

I dette kapittelet vil resultatene av analyser og beregninger beskrevet i metode kapittelet presenteres. Det vil presenteres endelige resultater av beregninger for alle de CO2 prinsnivåene benyttet gjennom oppgaven og problemstillingen for oppgaven vil bli besvart. Kun resultater som er relevante for oppgaven og videre diskusjon vil bli presentert.

7.1 Resultater per CO2 prissone med radial tilkobling

Problemstillingen for oppgaven ble definert som følger: *“Vil det være lønnsomt med utbygging av bunnfast havvind på Sørilige Nordsjø II med radial eller hybrid tilkobling?”*.

For å besvare dette spørsmålet ble det utført en rekke beregninger og analyser som beskrevet i Metode kapittelet. Resultatene per prissone blir presentert her:

Basert på analysen av produksjonsdata for SN2 ved radial tilkobling var differansen liten for de ulike prisscenarioene. Ved en CO2-pris på 70 euro per tonn var årlig produksjon på 6,94 TWh, og for pris på 120 og 250 euro per tonn var total årlig produksjon på 6,95 TWh. Dette tilsvarer en differanse på 0,2 prosent. Ved analyse av strømpriser i delkapittel 6.1.3 fikk man innsyn i hvilken påvirkning de ulike karbonprisscenarioene kunne ha. For strømpriser til beregning av nåverdi og LCOE ble det brukt et årsgjennomsnitt, som basert på data fra Balmorel ble påvirket i minimal grad av ulike karbonprisscenarioer. Ved beregning av lønnsomhet for SN2 ved radial tilkobling brukes det derfor en strømpris på 35 øre/kWh for 2030 og kraftprisprognoser for de resterende årene av analysen.

Basert på avgrensningene for analysen er det kun strømpris og potensielt produksjon som blir påvirket av karbonpris ved beregning av lønnsomhet. Den påvirkning økt karbonpris har på råvarer til turbiner eller utslipp knyttet til installasjon og vedlikehold blir ikke hensyntatt i beregningene, men drøftes i diskusjonen. Beregning av lønnsomhet for SN2 ved radial tilkobling vil på bakgrunn av dette presenteres samlet (uavhengig av karbonprisscenario), siden påvirkning fra karbonprisen blir borte ved reduksjon av en desimal.

Nåverdi og LCOE beregninger for SN2 ved radial tilkobling viser at ingen av scenarioene er lønnsomme basert på forutsetningen som er lagt inn. Presentert i figur 18 er nåverdiberegninger og LCOE for alle scenariokombinasjoner.

Prod: 6,95TWh Pris i mrd. NOK	Scenario	Investerings- kostnad	Radial kabel	Drift- og vedlikehold	Total investering	LCOE	Nåverdi
Radial: CO2 € alle	Kombinasjon	1500MW	Kabelpris	O&M pr. år	Sum	øre/kWh	mrd. NOK
1	FAST+LAV+LAV	39,3	10,2	1,05	49,5	0,47	-15,4
2	FAST+LAV+BASIS	39,3	10,2	1,50	49,5	0,54	-20,8
3	FAST+LAV+HØY	39,3	10,2	1,94	49,5	0,60	-26,1
4	FAST+BASIS+LAV	39,3	13,6	1,05	52,9	0,49	-18,0
5	FAST+BASIS+BASIS	39,3	13,6	1,50	52,9	0,56	-23,4
6	FAST+BASIS+HØY	39,3	13,6	1,94	52,9	0,62	-28,7
7	FAST+HØY+LAV	39,3	17,0	1,05	56,3	0,51	-20,6
8	FAST+HØY+BASIS	39,3	17,0	1,50	56,3	0,58	-26,0
9	FAST+HØY+HØY	39,3	17,0	1,94	56,3	0,64	-31,3
10 Uten kabel	FAST+0+LAV	39,3	0	1,05	39,3	0,41	-7,6
11 Uten kabel	FAST+0+BASIS	39,3	0	1,50	39,3	0,48	-12,9
12 Uten kabel	FAST+0+HØY	39,3	0	1,94	39,3	0,54	-18,3

Figur 18: Nåverdi og LCOE beregninger for SN2 ved radial tilkobling, basert på 12 ulike kostnadskombinasjoner.

Resultatet av lønnsomhetsanalysen for SN2 ved radial tilkobling viser store forskjeller for netto nåverdier, fra -7,6 og opp til -31,3 mrd. NOK. LCOE beregningene ligger i intervallet 41-64 øre/kWh for alle kombinasjonene. Den minst negative nåverdien finner vi ved kostnadskombinasjon 10 hvor nåverdien er -7,6 mrd. NOK. Kombinasjonen består av «LAV» drift- og vedlikeholdskostnad og ingen kabelkostnad, dette gir en LCOE på 41 øre/kWh. I dette scenarioet hvor det ikke er kostnad fra kabel er prosjektet fortsatt ikke lønnsomt ved radial tilkobling, det betyr at drift- og vedlikeholdskostnader utgjør en stor andel av kostnadene over levetiden til prosjektet.

Kombinasjon 9 for SN2 ved radial tilkobling er den minst lønnsomme når både drift- og vedlikeholdskostnader og kabelkostnad inntreffer på «HØY». Dette gir en nåverdi på -31,1 mrd. NOK og LCOE 64 øre/kWh.

LCOE beregningene for SN2 ved radial tilkobling ligger mellom 41-64 øre/kWh, satt opp mot estimatene fra NVE og Statnett presentert i tabell 3, er LCOE verdier under 45 øre/kWh antatt lavt. Dette drøftes i diskusjonen.

7.2 Resultater per CO₂-prissone med hybridtilkobling

Problemstillingen for oppgaven ble definert som følger: *“Vil det være lønnsomt med utbygging av bunnfast havvind på Sørlege Nordsjø II med radial eller hybrid tilkobling?”*.

For å besvare dette spørsmålet ble det utført en rekke beregninger og analyser som beskrevet i Metode kapittelet. Resultatene per prissone blir presentert her:

7.2.1 Resultater ved karbonpris: 70

Basert på analysen av produksjonsdata for SN2 ved hybrid tilkobling påvirkes produksjonsstørrelsen vesentlig mer av innskrenkinger. Den årlige produksjonen for SN2 med hybrid tilkobling og en karbonpris på 70 euro per tonn utgjør 6,54 TWh som er cirka 6 prosent lavere enn ved radial tilkobling. Gjennomsnittlig strømpris for 2030 er 38 øre/kWh med hybrid tilkobling, og er 3 øre høyere sett opp mot radial tilkobling. Kostnadsestimatene for hybrid kabel utgjør for 21,5 mrd. NOK (LAV), 28,3 mrd. NOK (BASIS) og 33,9 mrd. NOK (HØY). Dette legger grunnlaget for faktorene som er endret for beregning av nåverdi og LCOE for SN2 ved hybrid tilkobling. Figur 19 viser resultatet av lønnsomhetsberegningene basert på karbonpris på 70 euro per tonn for 12 ulike kostnadskombinasjoner.

Resultatene viser at ingen av kombinasjonene gir et lønnsomt prosjekt, basert på forutsetningene presentert tidligere. Nåverdi for de 12 ulike kombinasjonene ligger mellom -9,6 til -46,4 mrd. NOK og LCOE i intervallet 44-78 øre/kWh. Kombinasjon 10 som består (LAV) drift- og vedlikeholdskostnad og ingen kabelkostnad har den laveste negative nåverdien. Dette gir en nåverdi på -9,6 mrd. NOK og LCOE på 44 øre/kWh. For scenariokombinasjonene 10, 11 og 12 hvor kabelkostnad ikke er medregnet er netto nåverdi -9,6, -14,9 og -20,3 mrd. NOK. Dette viser hvilken påvirkning drift- og vedlikeholdskostnader har over levetiden til prosjektet.

Prod: 6,54TWh Pris i mrd. NOK	Scenario	Investerings- kostnad	Hybrid kabel	Drift- og vedlikehold	Total investering	LCOE	Nåverdi
Hybrid: CO2 €70	Kombinasjon	1500MW	Kabelpris	O&M	Sum	øre/kWh	mrd. NOK
1	FAST+LAV+LAV	39,3	21,5	1,05	60,8	0,57	-26,1
2	FAST+LAV+BASIS	39,3	21,5	1,50	60,8	0,64	-31,5
3	FAST+LAV+HØY	39,3	21,5	1,94	60,8	0,71	-36,8
4	FAST+BASIS+LAV	39,3	28,3	1,05	67,6	0,61	-31,3
5	FAST+BASIS+BASIS	39,3	28,3	1,50	67,6	0,68	-36,7
6	FAST+BASIS+HØY	39,3	28,3	1,94	67,6	0,75	-42,0
7	FAST+HØY+LAV	39,3	33,9	1,05	73,2	0,65	-35,7
8	FAST+HØY+BASIS	39,3	33,9	1,50	73,2	0,71	-41,0
9	FAST+HØY+HØY	39,3	33,9	1,94	73,2	0,78	-46,4
10 Uten kabel	FAST+0+LAV	39,3	0	1,05	39,3	0,44	-9,6
11 Uten kabel	FAST+0+BASIS	39,3	0	1,50	39,3	0,51	-14,9
12 Uten kabel	FAST+0+HØY	39,3	0	1,94	39,3	0,57	-20,3

Figur 19: Nåverdi og LCOE beregninger for SN2 ved hybrid tilkobling og karbonpris på 70 euro/tonn, basert på 12 ulike kostnadskombinasjoner.

7.2.2 Resultater ved karbonpris: 120

Resultat for lønnsomhetsberegningene for SN2 ved en karbonpris på 120 euro per tonn CO₂-ekvivalanter presenteres i figur 20. Basert på analysen gjort i kapittel 6.1.3 av den innvirkning karbonpris har på strømprisen legges det til grunn et prisnivå på 38 øre/kWh for hele 2030. Produksjonen SN2 oppnår ved karbonpris på 120 euro per tonn CO₂-ekvivalenter er 6,62 TWh som er cirka 1,2 prosent høyere enn ved 70 euro per tonn CO₂-ekvivalenter.

Nåverdi for de 12 ulike kostnadskombinasjonene ligger mellom -9,2 til -46 mrd. NOK og LCOE i intervallet 43-77 øre/kWh. Beregningen viser at ingen av kombinasjonene er lønnsomme basert på forutsetningene i analysen. Kombinasjon 10 har lavest negativ nåverdi også for en karbonpris på 120 euro per tonn CO₂-ekvivalenter. Her er nåverdi -9,2 mrd. NOK og LCOE 43 øre/kWh. Resultatet av 1,2 prosent høyere produksjon er en reduksjon på 400 mill. NOK i nåverdi og 1 øre/kWh for LCOE, sammenlignet med kombinasjon 10 for karbonpris på 70 euro per tonn CO₂-ekvivalenter.

Prod: 6,62TWh Pris i mrd. NOK	Scenario	Investerings- kostnad	Hybrid kabel	Drift- og vedlikehold	Total investering	LCOE	Nåverdi
Hybrid: CO2 €120	Kombinasjon	1500MW	Kabelpris	O&M pr. år	Sum	øre/kWh	mrd. NOK
1	FAST+LAV+LAV	39,3	21,5	1,05	60,8	0,56	-25,7
2	FAST+LAV+BASIS	39,3	21,5	1,50	60,8	0,63	-31,1
3	FAST+LAV+HØY	39,3	21,5	1,94	60,8	0,70	-36,4
4	FAST+BASIS+LAV	39,3	28,3	1,05	67,6	0,60	-30,9
5	FAST+BASIS+BASIS	39,3	28,3	1,50	67,6	0,67	-36,3
6	FAST+BASIS+HØY	39,3	28,3	1,94	67,6	0,74	-41,7
7	FAST+HØY+LAV	39,3	33,9	1,05	73,2	0,64	-35,3
8	FAST+HØY+BASIS	39,3	33,9	1,50	73,2	0,71	-40,7
9	FAST+HØY+HØY	39,3	33,9	1,94	73,2	0,77	-46,0
10 Uten kabel	FAST+0+LAV	39,3	0	1,05	39,3	0,43	-9,2
11 Uten kabel	FAST+0+BASIS	39,3	0	1,50	39,3	0,50	-14,6
12 Uten kabel	FAST+0+HØY	39,3	0	1,94	39,3	0,57	-19,9

Figur 20: Nåverdi og LCOE beregninger for SN2 ved hybrid tilkobling og karbonpris på 120 euro/tonn CO2-ekvivalenter, basert på 12 ulike kostnadskombinasjoner.

7.2.3 Resultater ved karbonpris: 250

Resultater for SN2 ved karbonpris på 250 euro per tonn CO2-ekvivalenter presenteres i figur 21. Forutsetninger for strømpris følger analysen gjort i delkapittel 6.1.3 og er 38 øre/kWh i 2030. For de resterende årene brukes kraftprisprognoser som tidligere beskrevet.

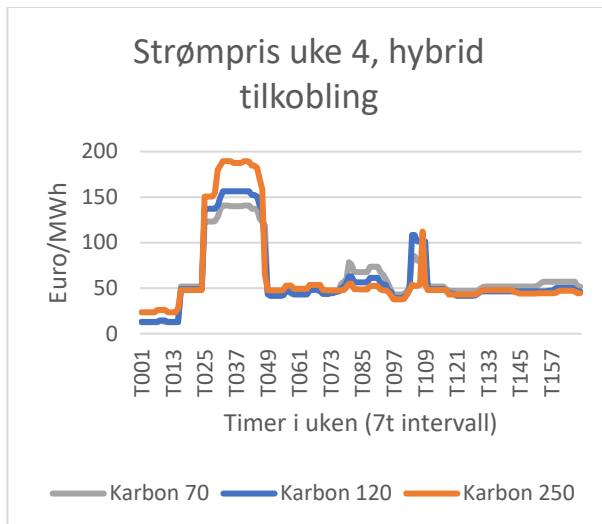
Basert på produksjonsdata for SN2 med hybrid tilkobling, er innskrenkingen av produksjon høyest ved en karbonpris på 250 euro per tonn CO2-ekvivalenter. Innskrenkingen for 2030 er på 0,58 TWh og gir en total produksjon på 6,48 TWh. Dette er det laveste produksjonsnivået for hybrid tilkobling basert på karbonprisscenarioene. Resultatene viser at ingen av kostnadskombinasjonene gir positiv nåverdi, og varierer mellom minus 9,9 til minus 46,7 mrd. NOK. For LCOE ligger kostnadskombinasjonen mellom 44-79 øre/kWh.

Prod: 6,48TWh Pris i mrd. NOK	Scenario	Investerings- kostnad	Hybrid kabel	Drift- og vedlikehold	Total investering	LCOE	Nåverdi
Hybrid: CO2 €250	Kombinasjon	1500MW	Kabelpris	O&M pr. år	Sum	øre/kWh	mrd. NOK
1	FAST+LAV+LAV	39,3	21,5	1,05	60,8	0,58	-26,4
2	FAST+LAV+BASIS	39,3	21,5	1,50	60,8	0,64	-31,8
3	FAST+LAV+HØY	39,3	21,5	1,94	60,8	0,71	-37,1
4	FAST+BASIS+LAV	39,3	28,3	1,05	67,6	0,62	-31,6
5	FAST+BASIS+BASIS	39,3	28,3	1,50	67,6	0,69	-37,0
6	FAST+BASIS+HØY	39,3	28,3	1,94	67,6	0,75	-42,3
7	FAST+HØY+LAV	39,3	33,9	1,05	73,2	0,65	-36,0
8	FAST+HØY+BASIS	39,3	33,9	1,50	73,2	0,72	-41,3
9	FAST+HØY+HØY	39,3	33,9	1,94	73,2	0,79	-46,7
10 Uten kabel	FAST+0+LAV	39,3	0	1,05	39,3	0,44	-9,9
11 Uten kabel	FAST+0+BASIS	39,3	0	1,50	39,3	0,51	-15,2
12 Uten kabel	FAST+0+HØY	39,3	0	1,94	39,3	0,58	-20,6

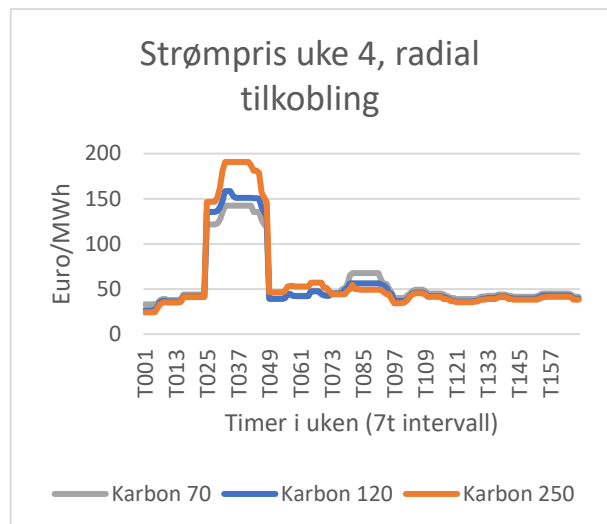
Figur 21: Nåverdi og LCOE beregninger for SN2 ved hybrid tilkobling og karbonpris på 250 euro/tonn CO2-ekvivalenter, basert på 12 ulike kostnadskombinasjoner.

7.3 Karbonprispåvirkning

Oppløsningen av data ved gjennomsnitt per partallsuke kan gjøre observasjonene av variasjoner og svingninger gjennom året noe upresis. Det ble derfor produsert flere grafer som mer detaljert viser svingningene for å undersøke hvordan CO2 kan innvirke på strømprisen. For å presentere hvordan påvirkningen er på strømprisen ble det valgt ut ulike perioder på året, januar for ble valgt for å kunne se på påvirkningen i en periode det ofte er tørt og kaldt. Ved både hybrid og radial tilkobling påvirkes strømprisen mest i perioder ved høye strømpriser, se figur 22 og figur 23. Hvor høyest oppnådd strømpris ble ved en karbonpris på 250 euro per tonn CO2-ekvivalenter.

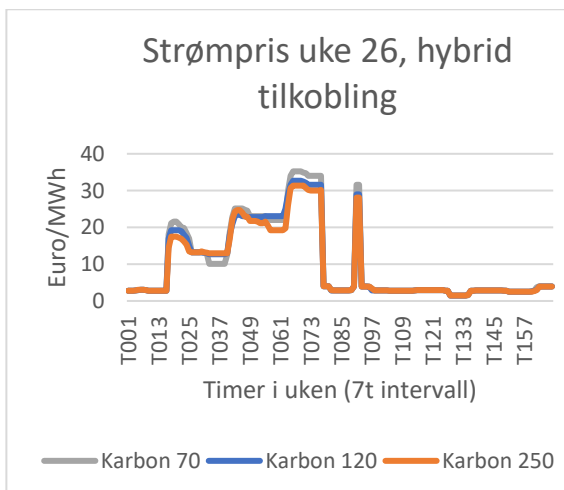


Figur 22: Strømpris i uke 4 for SN2 ved hybrid tilkobling for karbonpris på 70, 120 og 250 euro/tonn CO₂-ekvivalenter.

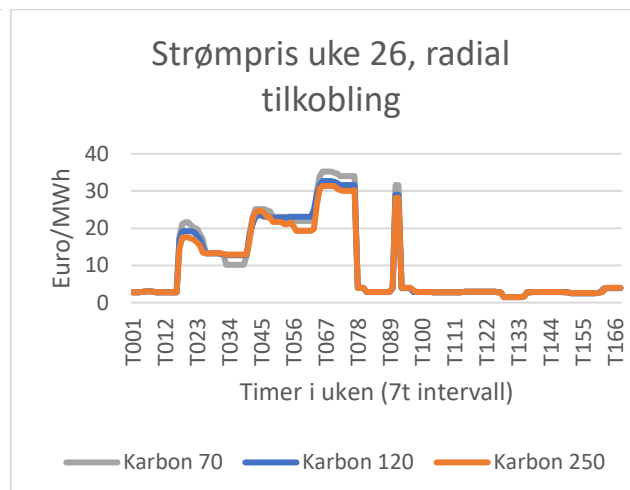


Figur 23: Strømpris i uke 4 for SN2 ved radial tilkobling for karbonpris på 70, 120 og 250 euro/tonn CO₂-ekvivalenter.

Videre ble uke 26 som er overgangen mellom juni og juli valgt som et utsnitt for å kunne se påvirkningen av karbonpris i en periode hvor strømprisen historisk er lav. For uke 26 som vist i figur 24 og 25 er strømprisen relativt jevn for de ulike karbonpris scenarioene både for radial og hybrid tilkobling. Basert på uken i overgangen mellom juni og juli er de høyeste oppnådde strømprisene ved en karbonpris på 70 euro per tonn CO₂-ekvivalenter, selv om dette er i korte perioder.



Figur 24: Strømpris for uke 26 ved hybrid tilkobling for karbonpris på 70, 120 og 250 euro/tonn CO₂-ekvivalenter.



Figur 25: Strømpris for uke 26 ved radial tilkobling for karbonpris på 70, 120 og 250 euro/tonn CO₂-ekvivalenter.

8 Diskusjon

I dette kapitlet diskuteres og gjennomgås resultatene, avgrensninger, antakelser lagt til grunn for analyser og datagrunnlaget. Formålet med dette er å besvare problemstillingen til oppgaven.

8.1 Radial tilkobling

Beregning av resultatene for SN2 ved radial tilknytning viser at ingen av de 12 ulike kostnadsscenarioene er lønnsomme. Uavhengig av hvilke kostnadskombinasjoner som velges resulterer det i negativ nåverdi. Det ble også beregnet LCOE for alle de ulike kostnadskombinasjonene. Dette gir mulighet for å kunne sammenligne resultatene opp mot andre fagrappporter og studier.

LCOE verdiene for SN2 ved radial tilkobling ligger i intervallet 41-64 øre/kWh. Dette sammenlignes med estimatene fra NVE og Statnett i tabell 3. NVEs estimat har mange likhetstrekk med SN2 der installert effekt og brukstimer samsvarer med hvilke forutsetninger som ligger til grunn for SN2. Statnetts LCOE estimer er basert for havvind i Europa sett under ett, men prosjektspesifikke faktorer som installert effekt og brukstimer er ikke oppgitt. Basert på dette vil LCOE verdier for SN2 i størst grad sammenlignes mot NVEs estimat.

Ut ifra resultatene for SN2 ved radial tilkobling vil alle priskombinasjoner uten kabelkostnad ligge et godt stykke under referanseverdien på 58 øre/kWh og kun 4 av 12 av priskombinasjoner ligger på eller over denne verdien. Dette kan indikere at noen av de underliggende antagelsene i denne analysen er mer optimistiske enn hva NVE har lagt til grunn for sine beregninger.

At prosjektet ikke er lønnsomt betyr i utgangspunktet ikke at antagelser og datagrunnlag er feil. Vindkraftprosjekter inneholder mange ulike faktorer som kan påvirke utfallet av analysen. Dette kan eksempelvis være faktorer som strømpris, ulike investeringskostnader, produksjon, diskonteringsrente og avskrivningsregler. I analysen av SN2 er det gjort avgrensninger og antagelser som i stor grad kan påvirke det endelige resultatet.

Faktorene drift- og vedlikeholdskostnader og kabelkostnad endres i lønnsomhetsanalysen. Når analysen til prosjektet ble gjennomført var det usikkerhet knyttet til hvem som skulle dekke kostnad for overføringskabel fra vindparken. På bakgrunn av denne usikkerheten ble det regnet ut kostnad for installert MW, hvor kostnad for kabel ble beregnet separat. Dette ble

gjort for å kunne se lønnsomhet for SN2 uavhengig av hvem som ville bære kostnaden for kabeltilknytning.

Kostnaden for vindparken er basert på antatt kostnad for installert effekt fra IEAs rapport fra 2019. Her lå investeringskostnaden i Europa eksklusiv overføringskostnad på om lag \$4 000/kW i 2018 og estimert til å falle ned mot \$2 000/kW i 2030. Et slikt prisscenario påvirkes i stor grad av geografisk lokalisering av vindparken og infrastruktur knyttet til havvind i området. Europeiske land som er med i denne rapporten har i stor utstrekning havvindparker på grunt vann og nært land, jf kap 6.2.1. SN2 er planlagt på dypere vann og lenger fra land. Dette gjør at estimatene denne analysen for investeringskostnad per kW i 2030 er satt høyere enn for gjennomsnittet av de europeiske landene som er med.

For bedre å kunne representere norske forhold i prosjektanalysen ble investeringskostnaden for SN2 satt til \$2 500/kW, noe som tilsvarer 26,2 millioner NOK/MW. Dette er ment å hensynta umoden infrastruktur knyttet til utbygning av havvind. Investeringskostnaden for vindparken er fast for både radial og hybrid tilkobling. Sammen med øvrige forutsetninger om kostnad per MW installert effekt benyttet i denne analysen, påvirker dette usikkerheten rundt resultatene.

Drift- og vedlikeholdskostnadene for SN2 er basert på rapport fra IRENA, presentert i delkapittel 6.2.3. De årlige kostnadene knyttet til drift- og vedlikehold ble delt inn i tre ulike kostnadsnivåer som for analysen. De er presentert som (LAV), (BASIS) og (HØY) for å ha samme inndeling som for kabelkostnad. De tre ulike prisnivåene ble brukt gjennom hele analyseperioden. Dette er et stort usikkerhetsmoment da drift- og vedlikeholdskostnader ventelig vil falle i løpet levetiden til SN2 basert på optimalisering av drift, bedre infrastruktur knyttet til vedlikehold og storskalafordeler ved utbygging i nærliggende områder (Hosker et al., 2019).

Drift- og vedlikeholdskostnader kan utgjøre om lag 25-30 prosent av LCOE for havvind (Röckmann et al., 2017). Det er stor oppmerksomhet om dette kostnadselementet for å kunne gjøre havvind konkurransedyktig. For SN2 med radial tilkobling utgjør drift- og vedlikeholdskostnader i denne analysen 25-45 prosent av LCOE. Det viser at kostnadsestimatene overstiger hva som kan antas å være en representativ andel av LCOE for havvindprosjekter. Når drift- og vedlikeholdskostnader holdes konstant og utgjør en så stor andel vil dette negativt påvirke lønnsomheten for SN2.

Det har eksistert usikkerhet omkring hvorvidt det vil være utbygger eller netteier skulle dekke kostnadene knyttet til overføringskabel. I gjennomføring av denne analysen er pris for radial kabel basert på Statnetts estimater i deres «fagrapport om havvind i Sørlege Nordsjø II» (Gunnerød et al., 2022). Det vil alltid være usikkert knyttet til slike estimater, men estimatene er prosjektspesifikke for SN2. Dette gir et bedre grunnlag enn ved å benytte pris per meter basert på europeiske forhold.

Produksjon ved SN2 er basert på simulering i Balmorel ved karbonpris på 70, 120 og 250 euro/tonn CO₂-ekvivalenter. Input data og forutsetninger er presenter i tabell 1. Total årlig produksjon for SN2 viste minimal differanse ved radial tilkobling for de ulike karbonpris scenarioene. Det var også liten andel av produksjonen som ble innskrenket, dette utgjorde 0,11 til 0,12 TWh for scenarioene. Balmorel ble kjørt for 2030, det vil si at årlig produksjon for analysen er basert på dette gjennom hele levetiden til prosjektet. Dette reduserer effekten introduksjon av mer variable fornybar energiproduksjon vil kunne medføre, og vil øke usikkerheten rundt resultatet av analysen.

8.2 Hybrid tilkobling

Beregningen av SN2 ved hybrid tilkobling omfatter i alt 36 kombinasjoner (12 kostnadskombinasjoner for hvert karbonprisscenario hhv, 70,120 og 250 euro per tonn). Uavhengig av hvilke kostnadskombinasjoner som velges resulterer det i negativ nåverdi for prosjektet. Det er også beregnet LCOE for alle kostnadsscenarioer, noe som gir grunnlag for å kunne sammenligne resultatene.

Flere av de faktorer som vil kunne påvirke lønnsomheten ved SN2 er uavhengig av om det er valgt radial eller hybrid tilkoblingsform, slik som investeringskostnad for vindparken, kostnadsnivå for drift- og vedlikehold, strømpris etter år 2030. Disse faktorer tas derfor ikke opp til ny diskusjon for hybrid tilkobling i det hva som er anført for radial tilkobling også vil være gjeldende her.

LCOE verdien for SN2 ved hybrid tilkobling ligger i intervallet 43-79 øre/kWh, hvor differansen ved ulik karbonpris kun utgjør +/- 1 øre. Sett opp mot sammenligningsgrunnlaget på 58 øre/kWh er det kostnadskombinasjonen som ikke omfatter kabelkostnad som gir en LCOE på 58 øre/kWh eller lavere. For de resterende 27 kostnadskombinasjonene er det kun 3 kombinasjoner som har en LCOE under 58 øre/kWh. Dette er kostnadskombinasjon 1 for de

ulike karbonprisscenarioene hvor både (LAV) drift- og vedlikeholdskostnad, og (LAV) kabelkostnad påvirker total investering. Forskjellen mellom de ulike karbonprisscenariene ved hybrid tilkobling er lav. Total årlig produksjon er en del av forskjellen mellom de ulike scenariene. For hybrid tilkobling var innskrenkinger av produksjonen betydelig, og beregnet til å variere mellom 0,44 TWh til 0,58 TWh for SN2. Ved hybrid tilkobling til UK vil SN2 bli påvirket av stor vindkraftkapasitet som i stor grad har like værforhold. Det betyr at man vil oppleve kannibaliseringseffekt som reduserer både lønnsomhet og produksjonsmulighet.

For SN2 ved hybrid tilkobling er kabelkostnaden basert på Statnetts estimater ved hybrid tilkobling, kostnaden er prosjektspesifikk men det er fortsatt usikkerhet knyttet til hva kostnadsrammen vil bli for en slik tilkobling. Det er omtrent dobbelt kostnad for en hybrid kabel sammenlignet radial tilkobling. Dette vil påvirke hvor stor andel drift- og vedlikeholdskostnader utgjør av LCOE beregning i forhold til intervallet på 25-30 prosent. For lønnsomhetsvurdering av SN2 med hybrid tilkobling er investeringskostnaden for en hybrid kabel en del av kostnadsrammen. Det er ikke tatt stilling til eierskap ved hybrid kabel i dette prosjektet, det vil si at utbygger ikke vil ha mulighet til å tjene på flaskehalsinntekter ved differanse i strømpris mellom NO2 og UK. Det vil si at i prisscenarioene for SN2 ved hybrid tilkobling har med utgift til kabel men ikke potensielle inntekter ved et slikt eierskap. Dette reduserer hvor realistisk lønnsomhetsberegningen for SN2 er ved hybrid tilkobling er.

8.3 Strømpris

Etter produksjonsvolum er strømpris en viktig faktor ved beregning av lønnsomhet for havvindprosjekter. SN2 behandles som egen prissone i Balmorel, og er koblet til NO2. I analysen oppnår SN2 en gjennomsnittspris for strøm på 34 øre/kWh i 2030 ved radial tilkobling for alle karbonprisscenarioer. Ved hybrid tilkobling oppnås det en strømpris på 38 øre/kWh for alle karbonprisscenarioer. Påvirkningen av karbonpris på strømprisen diskuteres senere. For de resterende 24 årene av analyseperioden ble det brukt strømpriser basert på kraftprisprognoser.

Å estimere fremtidens strømpriser er blitt vanskeligere, bl.a. siden introduksjon av en økende andel fornybar energi (variabel) i energibalansen vil øke volatiliteten i kraftmarkedet. Etterspørselen etter prognoser som analyser strømpriser frem i tid er derfor etterspurt. For å kunne svare på dette utgir NVE og Statnett kort- og langsiktig markedsanalyser, hvor en

rekke ulike faktorer blir behandlet. De ulike faktorene som inngår i markedsanalysene, er presentert i delkapittel 5.2.

Vitenskapelige avhandlinger og rapporter fra offentlige aktører vektlegger de ulike faktorene forskjellig for å komme til estimatene. De mest sentrale faktorene er eksport og import, vær og klima, tilbud og etterspørsel, kostnad for elproduksjon og politiske føringer. Uforutsette hendelser som naturkatastrofer eller geopolitisk uro kan også påvirke strømprisen på kort- og mellomlang sikt. Den russiske invasjonen av Ukraina i februar 2022 er et eksempel på dette. Etter invasjonen steg prisene for fossilt brensel som olje, kull og gass med henholdsvis 40 prosent, 130 prosent og 180 prosent i løpet av 2 uker (Adolfson et al., 2022). I etterkant av dette falt også import av gass til Europa, noe som i stor grad bidro til økt strømpris i Europa. En slik hendelse påvirke de kortsiktige markedsutsiktene for kraftetterspørsel og kan påvirke aktører til å investere i fornybare energikilder. Dette kan bidra til å akselerere omstillingen til fornybar energi i Europa, som i sin tur vil påvirke de langsiktige markedsprognosene.

Rapporten *Offshore Wind Power Market Values in the North Sea – a Probabilistic Approach* viser at faktorene som i størst grad påvirker norsk kraftpris i 2040, selv med synkende andel fossil energiproduksjon i kraftmiksen, fortsatt være gasspris og kvotepris for karbon (Jåstad & Bolkesjø, 2022). Ved bruk av modellering i Balmorel og Monte Carlo simulering for Nordsjøområdet simulerte Jåstad et al. den gjennomsnittlige kraftprisen i 2040 til $40,1 \pm 0,04$ øre/kWh (Jåstad & Bolkesjø, 2022). Faktorene i analysen er politiske virkemidler for produksjon, kraftetterspørsel, investeringskostnad for produksjonsteknologi, brensel- og karbonpris og andre produksjonskostnader.

For beregning av lønnsomhet av SN2 ble Statnetts basisscenario for strømpris frem til 2050 lagt til grunn, jf figur 4 I dette scenariet ligger strømprisen i intervallet 43-45 øre/kWh frem til 2040 og faller ned mot 38 øre/kWh i 2050. For de resterende årene av analysen faller strømprisen tilsvarende. En antagelse av hva strømprisen vil være så langt frem i tid vil alltid inneholde usikkerhet. Gitt resultatene av analysen utført av Jåstad et al. sammenlignet med Statnetts prognose virker prisbanen for strøm å være representativ.

8.4 Karbonpris innvirkning på Strømpris

Ved beregning av lønnsomhet for SN2 med hybrid og radial tilkobling ble det gjort en analyse av hvordan ulike prisnivåer for karbon kvoter kunne påvirke. I et kraftmarked hvor

fossil energiproduksjon setter prisen vil prisen på karbonkvoter ha stor innvirkning (Statnett, 2021). Dette betyr at CO₂-prisen har stor betydning for utfasing av fossile energikilder i kraftmarkedet. Når CO₂-prisen stiger vil kullkraft være det som utkonkurreres først, og gass kan fortsatt kan være en del av produksjonsmiksen.

Etter introduksjon av EU ETS i 2005 har kvotepris ligget i intervallet 5-20 euro per tonn frem til 2020. I overgangen fra 2020 til 2021 begynte prisen og stige. I enkelte perioder gjennom 2022 var prisen over 100 euro per tonn jf. Figur 6. Basert på dette ble det implementert tre ulike karbonpriser i Balmorel, for 70, 120 og 250 euro per tonn for å kunne se hvilken påvirkning dette kunne ha på strømprisen og derfor lønnsomheten for SN2.

Analysen av data fra Balmorel viste at påvirkningen karbonprisen hadde på strømprisen ved årlige gjennomsnittspriser var marginal, jf. kapittel 6.1.3. Fordi at oppløsningen på data ved bruk av årlige gjennomsnitt kan fjerne noe av utslagene, ble det produsert grafer for timesoppløsning. Her vises den påvirkning strømprisen får ved ulike karbonpriser i to perioder, hhv. slutten av januar og overgangen mellom juni og juli for både radial og hybrid tilkobling. Karbonprisen påvirker kun i timer med høy pris i januar ved begge tilkoblingsmuligheter, resten av timene i uken er strømprisen tilnærmet lik. I overgangen mellom juni og juli var effekten av karbonprisene motsatt, her var høyest oppnådd strømpris ved lavest karbonpris for begge tilkoblingsvalg. Det at utslagene for de ulike karbonprisscenarioene ikke påvirker strømprisen ved et årlig gjennomsnitt kan ha ulike forklaringer. Det er mulig mye av påvirkningen fra karbonpriser er hentet ut før 70 euro per tonn, kombinert med større andel av fornybar energiproduksjon i 2030.

Dette kan være en mulig svakhet i beregningene, men for lønnsomhetsberegningen utgjør kraftprisprognoser strømprisen for 24 av 25 år. Dette vil i sin tur reduserer påvirkningen når man ser på nåverdi og LCOE.

8.5 Metodekritikk og videre arbeid

I analysen av SN2 ved radial og hybrid tilkobling, og med hensyn til karbonprisens innvirkning på strømprisen, er det gjort flere forutsetninger og avgrensinger som direkte vil påvirke resultatet. For et omfattende prosjekt vil det alltid være fare for feil i beregninger forårsaket av gal bruk og behandling av grunnlagsdata. Dette kan medføre at resultatet ikke blir riktig selv om metoden er anvendt slik den skal.

Antagelsene i denne analysen er hovedsakelig basert på rapporter fra NVE, IEA, IRENA og Statnett. Det er knyttet en viss usikkerhet til hvor representative disse antagelsene er for SN2. Denne usikkerheten hviler først og fremst på at tallmaterialet for flere av beregningene ikke er basert på norske forhold. Simulering i Balmorel har resultert i store mengder data for ulike relevante faktorer. Vasking av store datamengder ble derfor en essensiell del av arbeidet med SN2 prosjektet og fremstillingen av relevante data.

I denne analysen er det ikke sett på mulighet for flaskehalsinntekter ved utbygging av hybrid kabel. Denne avgrensingen vil påvirke resultat ved hybrid kabel og medfører at resultat kan være for konservativt.

Etter gjennomføring av analysen Olje- og energidepartementet gitt mer informasjon om hvordan SN2 prosjektet skal gjennomføres. Dette omfatter informasjon om statlige subsidieordninger, at utbygger skal betale for utbygging av radial kabel og andre viktige faktorer. Dette er informasjon som vil ha stor betydning for nøyaktigheten av fremtidige analyser.

8.6 Konklusjon

I denne seksjonen vil forskningsspørsmålene besvares, og det vil tas endelig stilling til problemstillingen for oppgaven. Forskningsspørsmålene er med på å belyse sentrale deler av oppgaven som er relevante for besvarelse av problemstillingen.

F1. Vil det være lønnsomt med utbygging av bunnfast havvindanlegg på Sørliche Nordsjø II for en utbygger med et 25 års perspektiv?

Basert på lønnsomhetsberegningene for SN2 vil det ikke være lønnsomt med utbygging av bunnfast havvindanlegg med de avgrensninger og antakelser som er satt i denne oppgaven. I oppgaven vises det at LCOE verdien for de ulike kostnadsscenarioene ligger på et betydelig høyere nivå enn oppnådd strømpris gjennom modellering med Balmorel og sett i kraftprisprognosene. Dette innebærer at for at utbygging av feltet skal være lønnsomt med de forutsetningene som er satt i prosjektet, vil utbygger være avhengig av subsidier, høyere

strømpriser eller lavere kostnader tilknyttet prosjektet, spesielt drift og vedlikeholdskostnader.

F1.1 Hvordan påvirkes havvindanlegg på Sørliche Norsjø II ved hybrid tilkobling til Storbritannia?

Ved tilkobling til Storbritannia gjennom hybrid kabel er det gjennom dette prosjektet vist at SN2 vil påvirkes av økte kabelkostnader og redusert produksjon. Her viser innskrenkningsdata i Balmorel en reduksjon på mellom 0.44 - 0.58 TWh produsert sammenliknet med total produksjonskapasitet. Basert på de forenklinger og antakelser gjort for hybrid tilkobling i dette prosjektet vil det ikke være lønnsomt med dette tilkoblingsvalget for utbygging på SN2.

F2. Hvor mye påvirker karbonpriser strømprisen og det totale inntjeningspotensialet til havvindanlegget?

Basert på analysen gjort av strømprisene modellert med Balmorel med de forskjellige karbonprisscenarioene, ble det funnet at karbonprisene hadde minimal innvirkning på strømprisens årsgjennomsnitt og dermed på det totale inntjeningspotensialet for havvindanlegg med radial tilkobling. Dette gjaldt i tilsvarende grad for tilkobling med hybrid kabel mot Storbritannia. Karbonprisen har dermed ifølge resultatene presentert i denne oppgaven, ingen innvirkning på strømprisen eller inntjeningspotensial av anlegget når prisen ligger mellom 70 og 250 euro/tonn. Som drøftet i diskusjonskapittelet er det knyttet usikkerhet til dette resultatet, og videre arbeid vil være gunstig for å belyse observasjonene ytterligere.

Hovedproblemstillingen i denne oppgaven har vært:

Vil det være lønnsomt med utbygging av bunnfast havvind på Sørliche Nordsjø II med radial eller hybrid tilkobling?

Denne oppgaven har søkt å besvare dette spørsmålet gjennom beregninger, analyser og diskusjon av de funn som er gjort. Resultatene, basert på de forutsetninger og avgrensninger

som er gjort, viser at utbygging av bunnfast havvind på Sørilige Nordsjø II ikke vil være lønnsomt verken med hybrid eller radial tilkobling.

Det er videre drøftet i diskusjonskapittelet de kjente usikkerhetene som tilstøter dette resultatet og de rammene som er fastsatt for å produsere denne konklusjonen.

9 Kildeliste

- Adolfson, J. F., Kuik, F., Lis, E. M. & Schuler, T. (2022). The impact of the war in Ukraine on euro area energy markets. *Economic Bulletin Boxes*, 4.
- Aldersey-Williams, J. & Rubert, T. (2019). Levelised cost of energy—A theoretical justification and critical assessment. *Energy policy*, 124: 169-179.
- Balmorel. (2017). *Balmorel*. Tilgjengelig fra:
<https://github.com/balmorelcommunity/Balmorel> (lest 02.03.23).
- Bermúdez, J. & Koivisto, M. (2018). *N5ON-DK energy system scenarios— Edition 2*. Deliverable 2.1.Ed2 Tilgjengelig fra:
https://backend.orbit.dtu.dk/ws/portalfiles/portal/160234729/N5ON_DK_WP2_D2.1.Ed2_FINAL.pdf (lest 23.03.2023).
- Birkelund, H., Arnesen, F., Hole, J., Spilde, D., Jelsness, S., Aulie, F. & Haukeli, I. (2021). *Langsiktig kraftmarkedsanalyse 2021 – 2040*. NVE Rapport nr. 29/2021. Tilgjengelig fra: https://publikasjoner.nve.no/rapport/2021/rapport2021_29.pdf (lest 12.01.2022).
- Bolstad, J. (2019). *Motstanden mot vindkraft på land aukar* Tilgjengelig fra:
<https://www.nrk.no/vestland/motstanden-mot-vindkraft-pa-land-aukar-1.14705126> (lest 30.10.2022).
- Bøhren, Ø. & Gjørnum, P. (2019). *Finans: Innføring i investering og Finansiering*. I: Fagbokforlaget.
- Energinet. (2016). *Technology Data - Energy Plants for Electricity and District heating generation*. Tilgjengelig fra:
https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Statistik/technology_data_catalogue_for_el_and_dh_-_0009.pdf (lest 25.10.2022).
- European-Comission. (2020). *Communication from the commission to the european parliament, the council, the european economic and social committee and the committee of the regions*. Tilgjengelig fra: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:52020DC0562>
- European-Comission. (2023a). *Emissions cap and allowances* Tilgjengelig fra:
https://climate.ec.europa.eu/eu-action/eu-emissions-trading-system-eu-ets/emissions-cap-and-allowances_en (lest 24.02.2023).
- European-Comission. (2023b). *EU Emissions Trading System (EU ETS)*. Tilgjengelig fra:
https://climate.ec.europa.eu/eu-action/eu-emissions-trading-system-eu-ets_en#a-cap-and-trade-system (lest 20.02.23).

- FornybarNorge. (2022). *Ofte stilte spørsmål om vindkraft på land*. Tilgjengelig fra: <https://www.fornybarnorge.no/landvind/ofte-stilte-sporsmal-om/#part2> (lest 03.01.2023).
- GAMS. (2023). *GAMS Documentation Center*. Tilgjengelig fra: <https://www.gams.com/latest/docs/> (lest 23.3.23).
- Gjengedal, K. (2022). *Karbonpris*. Tilgjengelig fra: <https://snl.no/karbonpris> (lest 07.02.2023).
- Gunnerød, J., Gimmestad, I., Kringstad, A., Korneliussen, R., Bøhnsdalen, E., Bråten, J. & Doorman, G. (2022). *Fagrapport om havvind i Sørlige Nordsjø II*. Tilgjengelig fra: <https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftsystemet/planer-og-analyser/havvind/fagrapport-om-havvind-i-sorlige-nordsjo-ii.pdf> (lest 23.03.23).
- Hestad, Ø. (2022). *Hybridkabel enkelt forklart*. Tilgjengelig fra: <https://blogg.sintef.no/sintefenergy-nb/hybridkabel-enkelt-forklart/> (lest 12.12.2022).
- Hosker, E., Justus, D., Coon, T., Santos, M. & Tsoukala, E. (2019). *Offshore Wind Outlook 2019*. Tilgjengelig fra: https://iea.blob.core.windows.net/assets/495ab264-4ddf-4b68-b9c0-514295ff40a7/Offshore_Wind_Outlook_2019.pdf#page=25&zoom=100,0,0
- Jåstad, E. (2022). *Nøkkellantagelser for Balmorel* (eirik.jastad@nmbu.no 28.11.2022).
- Jåstad, E. & Bolkesjø, T. (2022). *Offshore Wind Power Market Values in the North Sea – a Probabilistic Approach* Upublisert manuskript.
- Kirkerud, J., Nagel, N. O. & Bolkesjø, T. (2021). The role of demand response in the future renewable northern European energy system. *Energy*, 235: 121336.
- Lorenczik, S., Keppler, J., Fraser, P., León, S., Wanner, B. & Donovan, C. (2020). *Projected Costs of Generating Electricity*. Tilgjengelig fra: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/ae17da3d-e8a5-4163-a3ec-2e6fb0b5677d/Projected-Costs-of-Generating-Electricity-2020.pdf> (lest 25.02.2023).
- Meld. St. 28 (2019–2020). *Vindkraft på land — Endringer i konsesjonsbehandlingen* Oslo: Olje- og energidepartementet Tilgjengelig fra: <https://www.regjeringen.no/no/dokumenter/meld.-st.-28-20192020/id2714775/?ch=7> (lest 23.02.23).
- NorgesBank. (2023a). *Endringer i styringsrenten* Tilgjengelig fra: <https://www.norges-bank.no/tema/pengepolitikk/Styringsrenten/Styringsrenten-Oversikt-over-rentemoter-og-endringer-i-styringsrenten/> (lest 25.03.2023).
- NorgesBank. (2023b). *Valutakurser*. Tilgjengelig fra: <https://www.norges-bank.no/tema/Statistikk/valutakurser/?tab=currency&id=EUR> (lest 12.05.2023).

- NVE. (2019a). *Kraftproduksjon* Tilgjengelig fra:
<https://www.nve.no/energi/energisystem/kraftproduksjon/> (lest 26.02.2023).
- NVE. (2019b). *Nytt interaktivt verktøy for energikostnader*. Tilgjengelig fra:
<https://www.nve.no/nytt-fra-nve/nyheter-energi/nytt-interaktivt-verktoy-for-energikostnader/> (lest 29.02.2023).
- NVE. (2022a). *Konsesjonsbehandling av vindkraftverk på land*. Tilgjengelig fra:
<https://www.nve.no/konsesjon/konsesjonsbehandling-og-oppfoelging-av-vindkraft-paa-land/konsesjonsbehandling-av-vindkraftverk-paa-land> (lest 25.10.2022).
- NVE. (2022b). *Kostnader for kraftproduksjon*. Tilgjengelig fra:
<https://www.nve.no/energi/analyser-og-statistikk/kostnader-for-kraftproduksjon/> (lest 24.11.2022).
- Ravn, H., Grohnheit, P., Larsen, H., Munksgaard, J., Ramskov, J., Esop, M.-R., Klavs, G., Galinis, A., Wawrzyszczuk, M., Paprocki, R., et al. (2001). *Balmorel: A Model for Analyses of the Electricity and CHP Markets in the Baltic Sea Region*. Balmorel Project. Tilgjengelig fra: <http://www.balmorel.com/images/downloads/balmorel-a-model-for-analyses-of-the-electricity-and-chp-markets-in-the-baltic-sea-region.pdf> (lest 24.10.2022).
- Regjeringen. (2022a). *Havvind*. Tilgjengelig fra:
<https://www.regjeringen.no/no/tema/naringsliv/gront-industri/luft/havvind/id2920295/> (lest 25.10.22).
- Regjeringen. (2022b). *Høring av kvalitative kriterier og støtteordning for Utsira Nord*. Tilgjengelig fra:
<https://www.regjeringen.no/contentassets/ac1a02a0c0334e41b5e2be8a825b832a/horningsnotat-om-tildelingskriterier-for-utsira-nord.pdf>
- Regjeringen. (2022c). *Skattesatser 2022* Tilgjengelig fra:
<https://www.regjeringen.no/no/tema/okonomi-og-budsjett/skatter-og-avgifter/skattesatser-2022/id2873852/> (lest 24.02.2023).
- Regjeringen. (2023). *Vil gi kommunane større makt i vindkraftsaker*. Tilgjengelig fra:
<https://www.regjeringen.no/no/aktuelt/vil-gi-kommunane-storre-makt-i-vindkraftsaker/id2959187/> (lest 05.02.2023).
- Röckmann, C., Lagerveld, S. & Stavenuiter, J. (2017). Operation and maintenance costs of offshore wind farms and potential multi-use platforms in the Dutch North Sea. *Aquaculture Perspective of Multi-Use Sites in the Open Ocean: The Untapped Potential for Marine Resources in the Anthropocene*: 97-113.

- Skatteetaten. (2023). *Vannkraft*. Tilgjengelig fra: <https://www.skatteetaten.no/bedrift-og-organisasjon/rapportering-og-bransjer/bransjer-med-egne-regler/vannkraft/> (lest 25.01.2023).
- Statnett. (2020). *Langsiktig markedsanalyse - Norden og Europa 2020-2050*. Tilgjengelig fra: https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftsystemet/planer-og-analyser/lma/langsiktig-markedsanalyse-norden-og-europa-2020-50_revidert.pdf (lest 03.12.22).
- Statnett. (2021). *Langsiktig Markedsanalyse 2020-2050 Oppdatering våren 2021*. Tilgjengelig fra: <https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftsystemet/planer-og-analyser/lma/2021-06-30-lma-oppdatering.pdf> (lest 11.11.22).
- Statnett. (2023). *Langsiktig markedsanalyse - Norge, Norden og Europa 2022-2050*. Tilgjengelig fra: <https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftsystemet/planer-og-analyser/lma/langsiktig-markedsanalyse-2022-2050.pdf> (lest 01.04.2023).
- Taylor, M., Ralon, P., Anuta, H. & Al-Zoghoul, S. (2020). *Renewable Power Generation Costs in 2019*. Tilgjengelig fra: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Jun/IRENA_Power_Generation_Costs_2019.pdf?rev=77ebbae10ca34ef98909a59e39470906 (lest 25.01.2023).
- Taylor, M., Ralon, P., Al-Zoghoul, S., Jochum, M. & Gielen, D. (2022). *Renewable Power Generation Costs in 2021*. Tilgjengelig fra: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2022/Jul/IRENA_Power_Generation_Costs_2021.pdf?rev=34c22a4b244d434da0accde7de7c73d8 (lest 24.02.2023).
- Trading-Economics. (2023). *EU Carbon Permits*. Tilgjengelig fra: <https://tradingeconomics.com/commodity/carbon> (lest 25.03.2023).
- Ueckerdt, F., Hirth, L., Luderer, G. & Edenhofer, O. (2013). System LCOE: What are the costs of variable renewables? *Energy*, 63: 61-75.
- Wiese, F., Bramstoft, R., Koduvere, H., Alonso, A. P., Balyk, O., Kirkerud, J. G., Tveten, Å. G., Bolkesjø, T. F., Münster, M. & Ravn, H. (2018). Balmorel open source energy system model. *Energy strategy reviews*, 20: 26-34.



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

Postboks 5003
NO-1432 Ås
Norway