



Norges miljø- og
biovitenskapelige
universitet

Masteroppgave 2025 30 stp

Fakultet for miljøvitenskap og naturforvaltning (MINA)

Lønnsomhet og arealeffektivitet ved hybride vind- og solkraftverk: En casestudie av Buer Rønneld- prosjektet i Sarpsborg

Profitability and land-use efficiency of hybrid wind
and solar power plants: A case study of the Buer
Rønneld project in Sarpsborg

Fredrik Key Kristiansen & Truls Kleven Styrmoen

Fornybar Energi

Forord

Denne masteroppgaven markerer slutten på fem år med studier ved Norges miljø- og biovitenskapelige universitet. Vi har tilbragt mange timer sammen på golfbanen og lesesalen, og besluttet å skrive denne masteroppgaven i lag.

Vår veileder Kristin Linnerud vekket vår interesse for investeringsanalyser allerede på bachelorgraden, og når vi fikk muligheten til å arbeide med henne med denne avhandlingen måtte vi gripe sjansen. Avhandlingen er skrevet i samarbeid med Zephyr AS og omhandler et reelt prosjekt, noe vi synes er meget spennende. Gjennom Zephyr fikk vi kontakt med vår eminente og kunnskapsrike biveileder Jørgen Klev.

Vi griper dermed muligheten til å takke vår veileder og biveileder, Kristin Linnerud og Jørgen Klev, for uvurderlig støtte og veiledning gjennom hele prosessen.

Vi vil også rette en takk til Lillebeth Larun som har lest korrektur. Til slutt vil vi takke alle medstudenter på Fornybar energi for en hyggelig tid på lesesalen gjennom hele studiet og masterarbeidet.

Norges miljø – og biovitenskapelige universitet

Ås, 15. mai 2025

Fredrik Key Kristiansen & Truls Kleven Styrmoen

Sammendrag

Norges ambisjon om å bli et lavutslippssamfunn innen 2050 medfører et behov for betydelig utbygging av fornybar kraft. Dette innebærer store arealinngrep som kan komme i konflikt med bevaring av natur og biologisk mangfold. For å møte disse utfordringene er det behov for løsninger som balanserer klimamål med hensynet til arealbruk. En mulig løsning er hybride vind- og solkraftverk, hvor to teknologier kombineres på samme areal. I denne masteroppgaven undersøkes lønnsomheten og arealeffektiviteten til slike kraftverk, med utgangspunkt i det planlagte Buer Rønneld prosjektet i Sarpsborg kommune.

Analysen sammenligner et hybrid vind- og solkraftverk med et tilsvarende enkeltstående vindkraftverk, ved hjelp av netto nåverdi (NNV), følsomhetsanalyser og effekttetthet som mål på arealeffektivitet. Resultatene viser at det hybride kraftverket er mer lønnsomt enn vindkraftverket alene, med en NNV på 131,39 MNOK mot 120,93 MNOK. Hovedårsaken til dette er synergier i form av reduserte kostnader for nettilknytning, felles infrastruktur og prosjektutvikling. Samtidig avdekkes også dis-synergier, slik som skyggelegging og kraftbegrensningstap, som kan redusere lønnsomheten dersom de ikke håndteres godt. Analysen viser at den hybride løsningen er robust for moderate endringer i forutsetningene, men mer sensitiv for økt kapitalkostnad.

Når det gjelder arealeffektivitet, viser caset at det hybride kraftverket oppnår en høyere effekttetthet enn det enkeltstående vindkraftverket ($7,13 \text{ W/m}^2$ mot $5,27 \text{ W/m}^2$). Dette betyr at mer energi kan produseres på samme areal, noe som reduserer behovet for ytterligere naturinngrep. Dersom det hybride alternativet ikke benyttes, må tilsvarende produksjon dekkes gjennom utvidelse av separate kraftverk, noe som kan medføre økt arealbeslag og ytterligere naturtap.

Oppgaven konkluderer med at hybride vind- og solkraftverk kan være et lønnsomt og arealeffektivt tiltak for å realisere Norges energimål. Løsningen gir både økonomiske fordeler for investorer og potensielle gevinster i samfunnsøkonomisk sammenheng ved redusert arealbruk. Samtidig påpekes behovet for videre forskning på naturpåvirkning og praktisk gjennomføring i norsk kontekst, da kunnskapsgrunnlaget fortsatt er begrenset. Ved økt press på arealer og samtidig krav om utslippsreduksjon, fremstår hybride kraftverk som et mulig kompromiss mellom klima og natur.

Abstract

Norway's goal of becoming a low-emission society by 2050 requires a large-scale expansion of renewable energy production. This transition places increasing pressure on land resources and biodiversity, leading to potential conflicts between climate targets and environmental protection. One proposed solution is hybrid wind-solar power plants, which combine both technologies on the same site to reduce spatial footprint. This thesis investigates the profitability and land-use efficiency of such systems, using the planned Buer Rønneld project in Sarpsborg municipality as a case study.

The analysis compares a hybrid wind-solar project with a stand-alone wind farm on the same site. Using net present value (NPV), sensitivity analyses, and power density as a proxy for land efficiency, the study finds that the hybrid plant is more profitable, with an NPV of 131.39 MNOK compared to 120.93 MNOK for wind alone. Key drivers of profitability include cost synergies in grid connection, infrastructure, and project development. However, some dissynergies such as shadowing and curtailment losses are also identified, underscoring the importance of careful planning. The hybrid solution proves robust under moderate scenario variations but is more sensitive to changes in capital costs.

In terms of land use, the hybrid plant achieves a higher power density (7.13 W/m^2 vs. 5.27 W/m^2), enabling more energy to be produced per unit of land. If a hybrid design is not used, the same production must be achieved through spatially separated facilities, which would increase total land use and associated ecological impacts.

This thesis concludes that hybrid wind-solar power plants can serve as a profitable and land-efficient solution for renewable energy development in Norway. They offer benefits for both investors and society by optimizing energy output while minimizing additional land conversion. Nonetheless, further research is needed to better understand ecological implications and practical implementation in the Norwegian context. As land and climate pressures intensify, hybrid systems may provide a strategic middle ground between nature conservation and clean energy expansion.

Innhold

Forord.....	i
Sammendrag.....	ii
Abstract	iii
Figurliste.....	v
Formel liste	v
Tabell liste.....	v
1 Innledning	1
2 Litteraturgjennomgang.....	4
2.1 Grunnleggende teori	5
2.1.1 Hybride kraftverk.....	5
2.1.2 Finanst teori.....	6
2.1.3 Samfunnsøkonomisk teori	8
2.2 Empiriske studier.....	10
2.2.1 Investors lønnsomhet.....	11
2.2.2 Samfunnsøkonomisk lønnsomhet	14
3 Metode.....	18
3.1 Buer Rønneld sol- og vindkraftverk.....	19
3.2 Lønnsomhets- og arealeffektivitetsberegninger	20
3.3 Datainnsamling	22
3.3.1 Inntekter	22
3.3.2 Kostnader	24
3.3.3 Synergier og dis-synergier.....	24
3.3.4 Skatter og finansiering	25
3.3.5 Avkastningskrav	26
3.4 Basisforutsetninger	28
4 Resultater	32
4.1 Prosjektenes lønnsomhet	33
4.2 Analyse av basisforutsetningenes følsomhet	34
4.3 Følsomhet av synergier og dis-synergier	37
4.4 Arealeffektivitet	40
5 Diskusjon	42
5.1 Delspørsmål 1	42
5.2 Delspørsmål 2.....	45
5.3 Delspørsmål 3.....	48
6 Konklusjon	50
7 Referanser	52

Figurliste

Figur 1: Samlokalisert- og Fullkomment hybrid kraftverk	5
Figur 2: Grovprosjektet planområde Buer Rønneld	19
Figur 3: Nåverdiprofil av vindkraft og hybrid vind- og solkraftverksolkraft (HVSU).....	34
Figur 4: Stjernediagram priser hybrid vind- og solkraftverk	35
Figur 5: Stjernediagram priser vindkraftverk	35
Figur 6: Stjernediagram investeringskostnader for vindkraftverket og hybrid vind- og solkraftverk...	36
Figur 7: Stjernediagram synergier og dis-synergier.....	38
Figur 8: Følsomhetsanalyse av kraftbegrensningstap	39
Figur 9: Effekttetthet av ulike teknologier	40
Figur 10: Forholdet mellom nettbetpareser og kraftbegrensningstap med ulike tidsoppløsning (Meglic & Goic, 2022)	46

Formel liste

Formel 1: Netto nåverdi	6
Formel 2: Kapitalverdimodellen	6
Formel 3: Effekttetthet.....	21
Formel 4: Egenkapitalfri beta til egenkapitalbeta	26
Formel 5: Vektet gjennomsnittlig kapitalkostnad (WACC)	27

Tabell liste

Tabell 1: Synergier og dis-synergier for investors lønnsomhet	11
Tabell 2: synergier og dis-synergier for samfunnsøkonomisk lønnsomhet	14
Tabell 3: Kostnader for de respektive kraftverkene	28
Tabell 4: Kraftproduksjon	29
Tabell 5: Basissatser synergier og dis-synergier	29
Tabell 6: Inntekter for de respektive kraftverkene.....	30
Tabell 7: Avkastningskrav	31
Tabell 8: Nåverdiberegninger	33
Tabell 9: Synergi- og dis-synergieffekter på prosjektets nåverdi.....	37
Tabell 10: Kritiske verdier for synergier og dis-synergier	37
Tabell 11: Scenarioanalyse av nettilknytning og kraftbegrensningstap	38
Tabell 12: Alternativer for årlig produksjon på 406 GWh	41

1 Innledning

Norge har satt et mål om å kutte utslipp av klimagasser med 90-95% i 2050 sammenlignet med 1990 (Klimaloven, 2017). Å nå dette målet vil være kritisk for å minimere skadeomfanget av klimaendringene. Regjeringen har dermed en ambisjon om at Norge skal være et lavutslippssamfunn innen 2050. Denne ambisjonen vil kreve en elektrifisering av samfunnet og øke elektrisitetsforbruket drastisk. I 2050 er forbruket estimert til opp mot 260 TWh (Statnett, 2023) som er en dobling av netto forbruk av elektrisk kraft i 2024 som lå på 130 TWh (Statistisk sentralbyrå, 2024b).

For å holde tritt med det økende elektrisitetsforbruket må det bygges ut ny kraftproduksjon, og da helst fornybar kraft. En årlig produksjon på 84 TWh ny sol- og vindenergi er estimert til å kreve 8 000 km² med areal (Kiesecker et al., 2024), for å sammenligne, er dette tilnærmet det dobbelte av Østfold fylkes totale areal. Å tilfredsstille hele økningen i forbruk med sol- og vindkraft er urealistisk, men det viser hvor arealkrevende utbyggingen kan bli.

I tillegg til kraftutbygging, er det ambisjoner om å etablere ny industri, bygge flere boliger, oppgradere veinettet og utbyggingen av hytter og fritidsboliger senker nok heller ikke tempoet med det første. Alt dette vil kreve areal, og en sammenstilling av alle utbyggingsplanene i Norge utført av Miljødirektoratet viser et planlagt arealbeslag på tilnærmet 4 000 km² (Miljødirektoratet, 2024), hvor av 722 km² er satt av til vind- og solkraft (Olsson et al., 2024). For å sette dette i perspektiv, er det 5 631 km² som er klassifisert som bebygd område i Norge i dag (Statistisk sentralbyrå, 2024a).

Dette er et problem fordi nedbygging av areal er den største driveren for forringelse av natur og naturlige økosystemer (Diaz et al., 2019). Om målene for utslippsreduksjon skal nås, er vi avhengig av å ta vare på mest mulig natur som tar opp og binder enorme mengder karbon. Dette argumentet er regjeringen fullt klar over, som har signert en avtale om at arealer med naturlige økosystemer skal øke innen 2050 (FN, 2022).

Behovet for utbygging og bevaringen av natur må balanseres, så hvor store og hvilke arealer som bygges ut må bli grundig utredet. En mulig metode, er å benytte prinsippene fra det statlige utredningsverktøyet tiltakshierarkiet, ikke bare i kontekst av det enkelte prosjekt, men mer helhetlig for all utbygging i sammenheng med hverandre. Trinnene i tiltakspyramiden går som følger: unngå utbygging der det vil ha store negative konsekvenser for naturen, minimere

omfanget av konsekvensene der det ikke er mulig å unngå, restaurere der konsekvenser ikke kan unngås eller minimeres og som en siste utvei kompenser for forringelsen av de berørte arealene (Samferdselsdepartementet, 2013). For å håndtere utfordringen utbygging representerer for tap av natur, vil det være nødvendig å se på summen av all nedbyggingen og ikke lenger kun fokusere på konsekvensene for det enkelte prosjekt.

Skal behovet for mer fornybar strøm tilfredsstilles samtidig som nedbyggingen av areal begrenses, trengs det nye løsninger. Et av alternativene er hybride kraftverk, som vil si et kraftverk som kombinerer en eller flere produksjonsteknologier (se kap. 2.1 for utdypning). I denne avhandlingen skal det planlagte hybride vind- og solkraftverket Buer Rønneld benyttes som case for å undersøke lønnsomheten samt arealeffektiviteten til slike hybride kraftverk.

Vi vil først og fremst undersøke lønnsomhet og risiko av et hybrid vind- og solkraftverk sett fra investors perspektiv ved å bruke henholdsvis nåverdi- og følsomhetsanalyser.

Sammenligningsgrunnlaget er utbygging av et rent vindkraftverk på samme areal. Vi vil også undersøke hvorvidt et hybrid vind- og solkraftverk vil benytte det beslaglagte arealet på en mer effektiv måte, altså kraftverkets arealeffektivitet. Denne sammenligningen vil bli gjort i form av effekttetthet, som er et mål på installert effekt per arealenhet for en gitt produksjonsteknologi (W/m^2) (Zalk & Behrens, 2018). Effekttetthet er ikke et optimalt mål for arealeffektivitet ettersom det ikke hensyntar hvor kraftverket er plassert eller i hvor stor grad planområdet blir forringet av utbyggingen. Allikevel vil det fungere som et utgangspunkt i diskursen om hybride kraftverks vitalitet som en mulig løsning for mer arealeffektiv energiutbygging.

Litteraturen som omhandler hybride vind- og solkraftverk tilsier at kraftverkene vil være arealeffektive, og at kombinasjonen av de to teknologiene vil medføre synergier. Synergier defineres som «samspill mellom flere faktorer som forsterker hverandre slik at den kombinerte effekten blir større enn summen av de enkelte faktorenes bidrag» (Persvold, 2025). I hybride vind- og solkraftverks tilfelle, kommer synergiene i form av sammenslåinger som vil medføre kostnadsbesparelser sammenlignet med to separate kraftverk. Imidlertid er majoriteten av disse studiene basert på data fra to separate kraftverk, og det er svært få som omhandler kraftverk som er lokalisert i lignede klimasoner som Norge. I tillegg er majoriteten av artiklene teknisk rettet, og det er kun et fåtall som har undersøkt de økonomiske effektene ved en samlokalisering. Av de økonomisk rettede artiklene er det ingen som har tallfestet lønnsomheten for et reelt kraftverk. Avhandlingen vil dermed forsøke å være med å tette dette

kunnskapshullet ved å benytte et reelt planlagt hybrid vind- og solkraftverk lokalisert i Norge som case, og tallfeste lønnsomheten ved hjelp av nåverdi- og følsomhetsanalyser.

Casen vil bli benyttet for å besvare følgende forskningsspørsmål:

I hvilken grad er hybride vind- og solkraftverk en lønnsom og arealeffektiv løsning for utbygging av fornybar energi i Norge?

For å svare på dette spørsmålet har vi brutt det ned i følgende delspørsmål:

1. *Med utgangspunkt i et gitt areal, er det bedriftsøkonomisk mer lønnsomt å investere i et hybrid vind- og solkraftverk framfor å investere i et enkeltstående vindkraftverk?*
2. *Hva er de kostnadsmessige synergier og dis-synergier ved å bygge ut et hybrid vind- og solkraftverk, og hvordan påvirker de lønnsomheten?*
3. *I hvilken grad, utnytter et hybrid vind- og solkraftverk det beslaglagte arealet mer effektivt enn et enkeltstående vindkraftverk?*

Videre er avhandlingen strukturert som følger. I kapittel 2 introduseres grunnleggende teori, for å bygge et grunnlag gjennom introduksjon av begreper og metoder som vil bli benyttet. Det vil også bli gjennomført en litteraturstudie for å undersøke temaene tilknyttet forskningsspørsmålene ved hjelp av empirien. I kapittel 3 vil avhandlingens metodikk og datagrunnlag bli redegjort for, med den hensikt å presentere hvordan metodene vi har benyttet fungerer, samt redegjøre hvor dataen har blitt hentet fra. Antakelser og avgrensninger som har blitt tatt vil også bli presentert og begrunnet. Kapittel 4 presenterer de kvantitative resultatene fra analysen, og har som formål å gi et tallmessig grunnlag for vurderingene og refleksjonene som følger i kapittel 5. Der benyttes de kvantitative resultatene, samt litteraturen til å besvare avhandlingens delspørsmål. Hoved forskningsspørsmålet blir besvart i konklusjonen i kapittel 6, og vi vil også gi anbefalinger for videre handlinger fra Zephyr sitt standpunkt, samt anbefalinger for videre forskning.

2 Litteraturgjennomgang

For å besvare avhandlingens forskningsspørsmål er det nødvendig å identifisere synergier og dis-synergier som gjør hybride vind- og solkraftverk forskjellige fra separate kraftverk.

Litteraturen beskriver en rekke kombinasjonsløsninger, som for eksempel bruk av én felles transformator, og felles vedlikehold. Intensjonen med dette kapittelet er dermed å gjennomgå den tilgjengelige litteraturen, for å finne slike kombinasjonsløsninger og dermed identifisere hvilke synergier og dis-synergier de vil medføre.

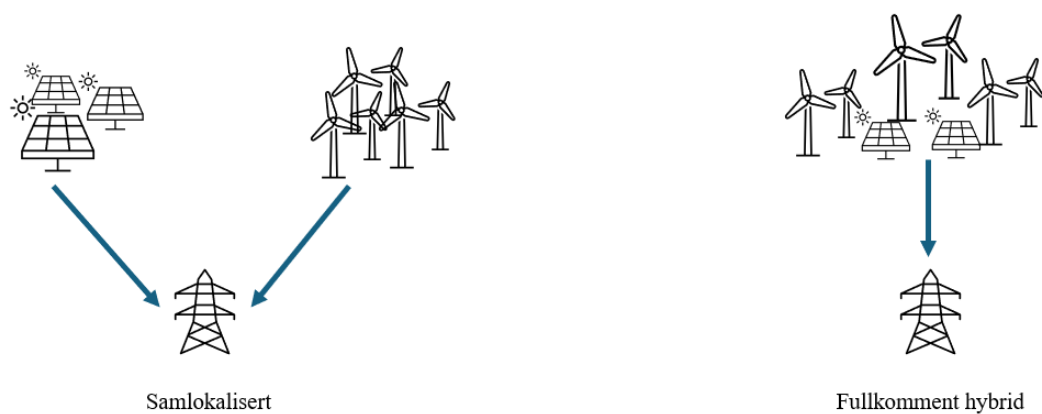
Innlednings vis vil det gjennomgås grunnleggende teori for å definere begreper og metoder som vil være grunnlaget for avhandlingens senere kapitler. Dermed vil funnene fra litteraturstudien bli presentert. Selve litteraturstudien er delt inn i investors- og samfunnsøkonomisk lønnsomhet, for å belyse påvirkningen en hybridisering vil ha fra de to ulike synspunktene, med hensyn til lønnsomhet og arealeffektivitet.

2.1 Grunnleggende teori

2.1.1 Hybride kraftverk

Et hybrid fornybart kraftverk (HFK) er en samlebetegnelse for kombinasjonen av to eller flere fornybare energikilder integrert inn i samme system. HFK begrepet innebefatter kombinasjoner av mange ulike teknologier i et bredt spekter av størrelser, men de kan generelt kategoriseres inn i to hovedkategorier, hhv. nett-tilknyttede- og frittstående kraftverk. Nett-tilknyttede kraftverk er ofte større, og benyttes om anlegg der to eller flere fornybare teknologier deler et felles tilknytningspunkt til distribusjons- eller transmisjonsnett. Frittstående kraftverk er ikke tilknyttet det konvensjonelle strømmettet, og benyttes til å produsere elektrisitet for et ruralt lokalsamfunn eller industrianlegg (Bhimaraju & Mahesh, 2024).

Nett-tilknyttede hybride vind- og solkraftverk kan igjen deles inn i to hovedkategorier. Murphy et al. (2021) beskriver kategoriene som samlokaliserte- og fullkomment hybride kraftverk. Samlokaliserte kraftverk benyttes om tilfeller der vindturbinene og solpanelene er plassert separat, mens for fullkomment hybride kraftverk er solpanelene plassert blant turbinene.



Figur 1: Samlokalisert- og Fullkomment hybrid kraftverk

2.1.2 Finansteori

Når en investor skal fatte en beslutning om hvorvidt man burde investere i et prosjekt eller ikke, benyttes ofte nåverdimetoden. Metoden er relativt enkel, har prosjektet positiv nåverdi bør det aksepteres, og om det har negativ nåverdi bør det forkastes. Sammenlignes to gjensidig utelukkende prosjekter, som er tilfellet i denne avhandlingen, bør alternativet med høyest nåverdi velges (Bøhren & Gjærum, 2020a).

Prosjektets nåverdi er summen av prosjektets kontantstrøm diskontert tilbake til året investeringsbeslutningen skal tas. Diskonteringen med avkastningskravet r tar hensyn til prosjektets risiko (Bøhren & Gjærum, 2020a).

$$NNV = X_0 + \frac{X_1}{(1+r)} + \frac{X_2}{(1+r)^2} + \dots + \frac{X_T}{(1+r)^T}$$

Formel 1: Netto nåverdi

X_T = Kontantstrøm i periode t

r = Avkastningskrav

Sammenhengen mellom risiko og avkastningskrav kan illustreres ved hjelp av kapitalverdimodellens ligning (Bøhren & Gjærum, 2020a).

$$r = r_f + \beta * [E(r_m) - r_f]$$

Formel 2: Kapitalverdimodellen

r_f = Risikofri rente

β = Prosjektets beta verdi

$E(r_m)$ = Forventet avkastning på markedsporteføljen

Kapitalverdimodellen forutsetter at investorer kan spre risiko ved å investere i en vel diversifisert portefølje av verdipapirer, for eksempel gjennom et aksjefond. Dette innebærer at

deler av risikokostnaden knyttet til et nytt prosjekt, den såkalt usystematiske risikoen, kan fjernes helt og inngår ikke i investorens avkastningskrav. Det er kun den delen av prosjektets risiko som samvarierer med markedsporteføljen som er relevant. Denne kalles systematisk risiko, og påvirker den totale porteføljerisikoen. Andelen systematisk risiko avhenger av hvor følsomt prosjektets kontantstrømmer er for de samme risikodriverne som påvirker markedet og uttrykkes gjennom beta verdien (β) (Bøhren & Gjærum, 2020a).

Markedets risikopremie [$E(r_m) - r_f$] representerer kompensasjonen investor krever per risikoenhet. Produktet av markedets risikopremie og beta verdien blir dermed prosjektets risikokostnad. Ettersom risikokostnaden adderes med den risikofri renten, vil sammenhengen mellom risiko og avkastningskrav være lineær (Bøhren & Gjærum, 2020a).

Kapitalverdimodellen illustrert i formel 2, gir uttrykk for et generelt avkastningskrav, men kan spesifiseres avhengig av formål. Modellen kan benyttes til å estimere avkastningskravet til egenkapitalen (r_{EK}), og inngår som en komponent i beregningen av avkastningskravet til totalkapitalen (r_{TK} eller WACC). I slike beregninger må det også tas stilling til om beregningene skal være før eller etter skatt, og om rentesatsene skal uttrykkes i nominelle eller reelle størrelser, avhengig av kontantstrømmenes utforming og inflasjonsforutsetninger (Bøhren & Gjærum, 2020b).

Beta i kapitalverdimodellen er en metode for å hensynta risiko i et prosjekts lønnsomhetsberegninger, men en følsomhetsanalyse er også en vanlig metode for å undersøke risiko og usikkerhet knyttet til et prosjekt. Følsomhetsanalyse, eller «hva hvis» analyse er ment for å synliggjøre kontantstrømmens risiko ved å endre på basisforutsetningene og se hvordan det påvirker inntjening og lønnsomhet. Ved å undersøke spredningen på nåverdiene beregnet med ulike avvik fra basisforutsetningene ser man hvor utsatt kontantstrømmen er for endringer i de ulike inn- og utgifts postene. Større avvik betyr høyere risiko. Ettersom analysen er ment for å måle risiko, må nåverdiene diskonteres med en risikofri rente for å unngå dobbelttelling ifølge teorien. (Bøhren & Gjærum, 2020a).

For å måle prosentvis avkastning på kapitalen man binder i prosjektet kan man benytte prosjektets internrente. Internrenten er det avkastningskravet som gir en nåverdi lik null. Når nåverdien er lik null, dekker prosjektet alt av kostnader knyttet til investeringer og drift samt godtgjørelse til investor for tids-, inflasjons- og risikokostnader. En positiv nåverdi vil dermed representere en meravkastning fra prosjektet utover det investor krever for å være villig til å investere (Bøhren & Gjærum, 2020a).

2.1.3 Samfunnsøkonomisk teori

Samfunnsøkonomisk lønnsomhet bygger på prinsippene fra velferdsøkonomien, og har som formål å identifisere tiltak som gir størst mulig nytte for samfunnet, samtidig som at kostnadene holdes på et bærekraftig nivå (Boardman et al., 2018). I et ideelt marked med perfekt konkurranse, vil ressursene fordeles på en måte som maksimerer samfunnets velferd, ved at markedsprisene reflekterer produksjonskostnader og betalingsvillighet (Krugman & Wells, 2008). I et slikt marked oppstår en Pareto-optimal tilstand, der ingen kan få det bedre uten at noen får det verre (Boardman et al., 2018).

Perfekt konkurranse danner imidlertid kun et teoretisk grunnlag for samfunnsøkonomisk analyse, og i praksis finnes det en rekke markedssvikter som fører til ineffektiv ressursallokering. En viktig markedssvikt er markedsaktivitet som påvirker en tredjepart uten at det blir reflektert i markedsprisene, en såkalt eksternalitet. Disse kan både være positive slik som teknologiske fremskritt og negative som forurensning, og gjør det nødvendig å utvide analyser utover det som blir reflektert i markedsprisene (Boardman et al., 2018).

Samfunnsøkonomiske analyser forsøker dermed å inkludere både direkte og indirekte effekter av et tiltak. Dette innebærer å identifisere og tallfeste nyttevirksomheter og kostnader.

Nyttevirksomhetene kan inkludere momenter slik som bedriftsøkonomisk lønnsomhet, mens negative virkninger kan for eksempel være forringelse av natur eller arealbeslag. Dette er særlig aktuelt i energisektoren, der fornybare kraftprosjekter som vind- og solkraft medfører betydelige arealinngrep. Slike inngrep fører ofte til tap av natur og økosystemtjenester, som er vanskelig å prissette, men som har stor nytteverdi for samfunnet (Boardman et al., 2018; Campbell & Brown, 2003). Tap av natur og økosystemtjenester er nært relatert til arealbruk, fordi større fysiske inngrep i landskapet innebærer at naturlige habitater bygges ned eller fragmenteres. Dette kan redusere funksjonene disse områdene har, som for eksempel karbonlagring og pollinering. Jo større areal et tiltak beslaglegger, desto større er risikoen for irreversible økologiske konsekvenser og tap av langsiktig samfunnsnytte (Millenium Ecosystem Assesment, 2005). Dermed er det nødvendig å verdsette ikke-prissette verdier på en konsistent måte, slik at man inkluderer disse effektene i analysen. En anerkjent metode for å inkludere kostnadene av eksternaliteter er pigou-skatt, som ble introdusert på tidlig 1900 tallet av den engelske økonomen Arthur Cecil Pigou. Han mente det var behov for en korreksjon for å inkludere negative eksternaliteter for samfunnet og argumenterte for skattelegging. (Pigou, 1932).

En såkalt naturavgift for å internalisere de negative effektene økonomisk aktivitet har på naturen, har lenge blitt diskutert i Norge, men har enda ikke blitt innført (NOU 1996:9; NOU 2013:10; NOU 2015:15; NOU 2021:4; NOU 2022:20; NOU 2023:25). En rapport fra Norsk institutt for naturforskning (NINA) utredet i 2021 hvordan en naturavgift kan se ut. De samfunnsøkonomiske kostnadene ved naturinngrep er situasjonsbestemt, og det vil være vanskelig å utforme en avgift som tar høyde for dette (NOU 2021:4). NINA foreslo dermed to muligheter, en generell avgift og et presist fagsystem for å beregne avgift på prosjektnivå. Den generelle avgiften vil være mindre treffsikker, men kan øke terskelen for inngrep som er naturavgiftens intensjon. Fagsystemet vil være mer presist, men vesentlig mer komplisert og vil medføre høye administrative kostnader (Hagen et al., 2022).

Uansett hvilken tilnærming som benyttes, er utformingen av en naturavgift avhengig av et godt datagrunnlag. Miljødirektoratets arbeid med utviklingen av et heldekkende kart for å tallfeste status og endringer i naturlige arealer er dermed en viktig brikke i etableringen av en avgift. Innen 2026 skal et «første generasjons» arealregnskap være på plass, som tallfester økosystemers utbredelse, tilstand, samt forsyning og bruk av økosystemtjenester på nasjonalt og regionalt nivå (Miljødirektoratet, 2023). Med et slikt regnskap på plass, bør det være dags for å faktisk få innført en naturavgift etter tiår med utredninger og diskusjon.

I vurderingen er også marginalnytte og alternativkostnad sentrale begreper. Marginalnyttens referer til nytten samfunnet får ved å gjennomføre et tiltak i tillegg til eksisterende løsninger, som i praksis betyr den økte nytten tiltaket gir for samfunnet (Krugman & Wells, 2008). Mens alternativkostnaden belyser verdien av den beste alternative bruken av ressursene, som kan være avgjørende for å vurdere hvorvidt tiltaket er den mest effektive løsningen (Campbell & Brown, 2003). Her kan det være aktuelt å sammenlikne tiltaket opp mot andre løsninger eller tiltak som kan fattes. Dette inkluderer nullalternativet, som kan benyttes som et referansepunkt. Nullalternativet kan bidra med å vurdere om tiltaket vil føre til en netto samfunnsøkonomisk gevinst eller om det er bedre alternativer for utnyttelsen av ressursene (Boardman et al., 2018).

Ettersom samfunnsøkonomiske analyser inkluderer flere usikkerhetsmomenter knyttet til eksternaliteter og ikke-prissatte verdier, kan det benyttes scenarioanalyser og sensitivitetsanalyser for å teste robustheten i vurderingene. Målet er å danne et faglig forankret beslutningsgrunnlag, for å fatte tiltak basert på samfunnsøkonomisk lønnsomhet (Campbell & Brown, 2003).

2.2 Empiriske studier

Det finnes tidligere studier på hybride kraftverk og teknologikombinasjoner innen samme planområde, men disse har hovedsakelig et teknologisk fokus. Enkelte studier berører likevel samfunns- og bedriftsøkonomisk lønnsomhet, blant annet gjennom vurderinger av arealeffektivitet og effekter ved samlokalisering.

Vi gjennomførte litteratursøket i databasene Web of Science, Google Scholar og Google. Søket avdekket at det per i dag ikke er noen studier som omhandler hybride vind- og solkraftverk i Norge. Vi har derfor utvidet søket til artikler som tar utgangspunkt i internasjonale kraftverk. Totalt ble 158 artikler identifisert, hvorav 23 ble inkludert i videre analyse etter at studier med fokus på enkeltstående kraftverk og systemtekniske forhold ble forkastet. Utvalget er basert på artikler som omhandler synergier, dis-synergier eller arealeffektivitet i nett-tilknyttede hybride kraftverk.

2.2.1 Investors lønnsomhet

Basert på en gjennomgang av litteraturen har vi i tabell 1 gitt en oversikt over hvilke synergier og dis-synergier som påvirker investors lønnsomhet for et hybrid vind- og solkraftverk.

Synergier og dis-synergier med hybride vind- og solkraftverk		
Investors lønnsomhet		
Synergier	Dis-synergier	Kilder
Antikorreletert produksjon		(Das et al., 2019; Gerlach et al., 2011; Grab et al., 2019; Klyve et al., 2024; Lindberg et al., 2022)
	Skyggeleggings- og kraftbegrensningstap	(Dekker et al., 2023; Grab et al., 2019; Ludwig et al., 2020)
Områdevurderings- og prosjekteringsbesparelser		(AECOM, 2016; Barker et al., 2021)
Neddimensjonert nettilknytning		(AECOM, 2016; Lindahl et al., 2022; Ludwig et al., 2020)
Reduserte administrative- og vedlikeholdskostnader		(AECOM, 2016)

Tabell 1: Synergier og dis-synergier for investors lønnsomhet

Antikorrelasjon og systemeffekter

Korrelasjonen mellom sol- og vindkraft er en avgjørende faktor for å vurdere mulige synergier i et hybrid vind- og solkraftverk. Lav korrelasjon mellom ressursene kan muliggjøre en mer stabil kraftproduksjon, men også påvirke lønnsomheten til kraftverket gjennom optimalisering av nettilknytning og infrastrukturutnyttelse. Hvorvidt synergiene er til stede, har derfor blitt undersøkt i en studie av Gerlach et al. (2011) som så på hvordan sol- og vindressursene korrelerte i store deler av verden. De fant en kritisk korrelasjon mellom ressursene på kun 3-4%, med unntak av enkelte områder i Øst-Asia og Sør-Amerika. I en liknende studie av Grab et al. (2019) som i hovedsak tok for seg ulike case-områder i

Tyskland, fant de likevel en noe lavere korrelasjon på kun 2-3%, noe som indikerer at det er synergier til stede for sol- og vindkraft (Grab et al., 2019).

Til tross for disse funnene har nyere studier stilt spørsmål om hvordan korrelasjonseffektene har blitt beregnet. Lindberg et al. (2022) kritiserte tidligere analyser for å ha brukt data med lav tidsoppløsning, noe som kan gi et ufullstendig bilde av hvordan ressursene samvarierer over tid. I den svenske case-studien ble det benyttet produksjonsdata fra ulike vindkraftverk i Sverige, samt solinnstrålingsdata fra de respektive områdene. Det viste seg at synergiene var noe mindre ved høyere tidsoppløsning, men likevel signifikant ved daglig oppløsning og klart størst på sesongbasis (Lindberg et al., 2022). Klyve et al. (2024) kritiserte også bruken av lav tidsoppløsning, og argumenterer for at det kan medføre feilberegninger i lønnsomheten til kraftverket. Ved å bruke en høyere oppløsning på 5 sekunder fant de en overestimert på ca. 1,9 % for nåverdien sammenliknet med 1 times oppløsning. Funnene kom i hovedsak fra underestimert produksjonstap ved bruk av lavere kapasitet for nettilknytningen (Klyve et al., 2024).

Til tross for kritikken, er det likevel klart at synergiene mellom ressursene er til stede. En studie av Das et al. (2019) viser til at solkraft i gjennomsnitt kun benytter 10-15% av kraftverkets totale installert kapasitet gjennom året. For vindkraft benyttes kun 30%-40%. Dermed ligger det en mulighet for å neddimensjonere nettilknytningen for det hybride kraftverkets totale kapasitet, noe som kan medføre en mer effektiv utnyttelse av infrastrukturen og eventuelle kostnadsbesparelser (Das et al., 2019).

Økonomiske dis-synergier

En viktig økonomisk konsekvens for et hybrid vind- og solkraftverk er eventuelle produksjonstap forårsaket av skyggelegging. Ifølge en studie av Ludwig et al. (2020) kan potensielt vindturbinene gi skygge for solcellepanelene i enkelte tidsperioder. Skyggen forekommer av roterende turbinblader og tårn i ulike perioder, men spesielt når solen står lavt på horisonten. Skyggeleggingen vil hindre solinnstrålingen å nå solcellepanelene og derfor medføre et produksjonstap. Studiet fant likevel ut at produksjonstapet ikke ville være problematisk, men kun medføre et tap på ca. 0-2% i de fleste tilfeller. I ekstreme scenarioer er det allikevel mulig å få et tap på opp mot 2-3% (Ludwig et al., 2020). En svakhet med studien er at resultatene ble produsert ved hjelp av simuleringer og teoretiske scenarioer.

En studie som benyttet seg av data fra et eksisterende hybrid vind- og solkraftverk er Dekker et al. (2023). Studiet gjorde en rekke målinger gjennom året, og funnene viste at skyggeleggingen medførte et årlig produksjonstap på ca. 6% for den tilhørende parken. Disse funnene er klart større enn hva Ludwig et al. kom frem til i sin studie og et potensielt produksjonstap kan gi tilsvarende reduserte inntekter for kraftverket. Begge studiene presiserer likevel at det må gjøres en lokal vurdering for plasseringen av vindturbinene og solcellepanelene, for å se på eventuell skyggelegging og hvor stort produksjonstap dette kan medføre (Dekker et al., 2023; Ludwig et al., 2020).

Økonomiske Synergier

Samlokalisering kan også medføre økonomiske gevinster i form av besparelser. En studie av AECOM (2016) undersøkte økonomiske fordeler ved å kombinere vind- og solkraft i Australia, og belyste at besparelsene allerede kunne finne sted i prosjekteringsfasen, særlig gjennom felles områdevurdering og planleggingsprosess.

I konstruksjons- og investeringsfasen ligger en betydelig andel av besparelsene i felles bruk av infrastruktur og arbeidskraft, inkludert veier og teknisk utstyr under byggingen (AECOM, 2016). Når det gjelder nettilknytning, kan hybride kraftverk benytte en felles transformator for begge teknologiene. På grunn av synergiene mellom vind- og solkraft kan transformatoren neddimensjoneres i forhold til den totale installerte kapasiteten for kraftverket. Ifølge Grab et al. (2019) kan en neddimensjonering på 35-38% medføre et produksjonstap på rundt 0,5%, mens Ludwig et al. (2020) anslår at en 30% reduksjon kun gir et produksjonstap på 0,2%.

Disse besparelsene er betydelige, ettersom nettilknytningskostnadene kan utgjøre en vesentlig del av investeringskostnadene. Ifølge Lindahl et al. (2022) varierer kostnadene for nettilknytningen mellom 10 000-60 000 EUR/MW for ulike solkraftverk i Sverige, tilsvarende 1-8% av total investeringskostnad. Det er i midlertidig viktig å ta hensyn til at synergiene kan være overestimert, og at det faktiske produksjonstapet kan være høyere enn antatt (Klyve et al., 2024). Fra Meglic og Goic (2022) kan kraftbegrensningstapet variere så mye som 0,14 - 6,5% basert på ulike neddimensjonerings for nettilknytningen.

Totalt sett kan en hybrid løsning gi kostnadsbesparelser på 3-13% av investeringskostnadene sammenliknet med separate lokasjoner ifølge den australske studien (AECOM, 2016). En studie av Barker et al. (2021) fant at tilsvarende besparelser for investeringskostnadene kunne utgjøre så mye som 16%, men understreker at det avhenger av kraftverkets størrelse.

I driftsfasen kan ytterligere besparelser oppnås gjennom felles bruk av arbeidskraft for vedlikehold og andre administrative utgifter. Ifølge AECOM (2016) ligger disse besparelsene mellom 3-16% sammenliknet med separate lokasjoner for kraftverkene. De understreker i midlertidig at den totale økonomiske gevinsten som kan oppnås for hybride vind- og solkraftverk, må vurderes individuelt for hvert enkelt prosjekt (AECOM, 2016).

2.2.2 Samfunnsøkonomisk lønnsomhet

Basert på en gjennomgang av litteraturen har vi i tabell 2 gitt en oversikt over hvordan ulike momenter påvirker den samfunnsøkonomiske lønnsomheten fra tidligere studier og utredninger, som blir næyere beskrevet i dette kapittelet.

Synergier og dis-synergier med hybride vind- og solkraftverk		
Samfunnsøkonomisk lønnsomhet		
Synergier	Dis-synergier	Kilder
	Økt forringelse av planarealet	(Denholm et al., 2009; Ong et al., 2013; Støstad, 2021)
Arealeffektivitet		(AECOM, 2016; Klyve et al., 2024; Ludwig et al., 2020; Mamia & Appelbaum, 2016; WindEurope, 2019)
Kombinasjonsmuligheter		(NOU 2023: 3)

Tabell 2: synergier og dis-synergier for samfunnsøkonomisk lønnsomhet

Samfunnsøkonomisk lønnsomhet er en viktig faktor i utbyggingen av fornybar energi, hvor arealbruk og naturinngrep ofte trekkes frem som sentrale utfordringer. Enkelte studier og offentlige utredninger har fremhevet at fornybare kraftverk, særlig vind- og solkraftverk krever store landområder og kan medføre betydelige naturinngrep (NOU 2023: 3, 2023; NOU 2024: 2, 2024). Hvordan hybride vind- og solkraftverk påvirker arealbruken er derfor en viktig dimensjon i vurderingen av den samfunnsøkonomiske lønnsomheten.

Samfunnsøkonomiske dis-synergier

De samfunnsøkonomiske konsekvensene er lite beskrevet for hybride kraftverk, ettersom det er lite kunnskap på dette området. Det kan likevel trekkes sammenhenger fra de samfunnsøkonomiske konsekvensene basert på vind- og solkraft separat, og dermed gjøre en skjønnsmessig vurdering om hvordan disse konsekvensene blir styrket eller minsket ved en hybridisering. En viktig faktor er de ikke-prissatte eksternalitetene, som forringelse av natur i form av arealinngrep. Ifølge Klima- og Miljødepartementet i NOU 2024: 2 (2024) er fornybar energi og tilhørende infrastruktur arealkrevende. Det ble også presisert av Energikommisjonen i NOU 2023: 3 (2023) som understreker at arealbruk kan skape utfordringer for å bygge ny fornybar kraftproduksjon.

Som nevnt i innledningen er nedbygging av natur den største pådriveren for forringelse av naturlige økosystemer (Diaz et al., 2019). Det kan argumenteres for at økosystemene har en egenverdi, men de tilfører også en kritisk nytte til menneskeheten (Daily, 1997). Fordelene økosystemene tilfører menneskeheten kalles økosystemtjenester, og kategoriseres inn i forsørgende tjenester som tilgang til mat, rent vann og treverk, eller regulerende tjenester som flom- og ras forebygging og sykdom- og skadedyrkontroll (Cardinale et al., 2012).

Den monetære verdien av økosystemer og deres tjenester ble for første gang undersøkt av The 2005 Millenium Ecosystem Assesment. Rapporten argumenterte for at økosystemtjenester bør anses som en del av et lands kapitalbase, og at forringelse representerer et tap av kapital som ikke blir fanget opp i BNP. Grunnen til at verdien økosystemtjenestene tilfører samfunnet ikke blir tatt med i BNP beregningene, er at de ofte kommer i form av offentlige goder uten et marked som reflekterer deres verdi (Millenium Ecosystem Assesment, 2005).

Costanza et al. (2014) tok verdsettelsen et steg videre, og tallfestet verdien av tapene. Artikkelen estimerte et tap på 4,3 til 20 trillioner dollar årlig fra 1997 til 2011 grunnet forringelse av økosystemtjenester.

I en studie fra Denholm et al. (2009) og Ong et al. (2013), kan vind- og solkrafts arealpåvirkning deles opp i to kategorier, prosjektområdets påvirkning og dirkede påvirkning. Prosjektområdets påvirkning blir definert som planområdet for kraftverket, mens direkte påvirkning er de fysiske inngrepene i naturen, som kommer av oppstillingsplasser og infrastruktur. Det kan dermed variere mye for arealbeslaget dersom man ser på prosjektområdet eller direkte påvirkning. Ifølge studiene var de direkte arealinngrepene for amerikanske solkraftverk på ca 23% mindre enn for planområdet (Ong et al., 2013). Mens for

vindkraftverkene var de direkte arealinngrepene på ca 97% mindre enn for planområdet (Denholm et al., 2009).

Fra NOU 2023: 3 (2023) ligger gjennomsnittlig arealinngrep for landbasert vindkraft på ca. 35 km²/TWh for hele planområdet, hvor av de direkte naturinngrepene er betydelig mindre på ca 1,6 km²/TWh. Infrastruktur som anleggsveier står for ca 80% av inngrepene.

De faktiske påvirkningene utbygging av vindkraft medfører ble gjennomgått i en litteraturstudie av Scholl og Nopp-Mayr (2021). Studien konstaterte at utbygging av vindkraftverk kan føre til tap av habitater, fragmentering, forstyrrelser som kan forhindre enkelte arter å benytte området og kollisjon med tårn og turbinblader. May et al. (2021) fant ut i deres studie at de nevnte påvirkningene øker med størrelsen på kraftverket og turbinene. Skadeomfanget av disse påvirkningene ble beregnet i samme studie, og overordnet fører direkte habitattap fra vindkraft til en PDF på $0,703 \cdot 10^{-5}$ og indirekte habitattap til en PDF på $1,650 \cdot 10^{-5}$. PDF står for Potential Disappeared Fraction, og er et mål benyttet i livssyklusanalyser for å måle sannsynligheten for at en tilfeldig art i det påvirkede området vil bli lokalt utryddet (Goedkoop et al., 2023).

Ifølge en rapport av Støstad (2021) som omhandler hvordan ulike inngrep og arealbruk kan påvirke naturen og det biologiske mangfoldet, poengteres det at forringelsen til vindkraft kan ha flere indirekte påvirkninger utover det fysiske arealinngrepet. Andre faktorer som må hensyntas er bla. støy fra anleggsveier og turbinene. Denne påvirkningen kan ha en effekt som fører til at planområdet ikke lenger er et egnet habitat for enkelte arter (Støstad, 2021). Dette belyser at man bør ta hensyn til at hele planområdet blir forringet, og ikke kun de direkte inngrepene.

Dersom hybride vind- og solkraftverk kun blir beregnet utfra direkte innvirkning, gir det dermed ikke store arealfordeler sammenliknet med å ha de på separate lokasjoner, men vil gi en gevinst hvis man tar hensyn til planområdet.

Samfunnsøkonomiske synergier

Til tross for arealutfordringene knyttet til fornybar kraftproduksjon, fremheves økt arealeffektivitet som en sentral fordel ved hybrid vind- og solkraftverk i litteraturen (AECOM, 2016; Klyve et al., 2024; Ludwig et al., 2020; Mamia & Appelbaum, 2016; WindEurope, 2019).

En metode for å undersøke en teknologis arealeffektivitet er effekttetthet (W/m^2). Meta studier gjort av Nøland et al. (2022) viser at hybride vind- og solkraftverk har en høyere effekttetthet enn både enkeltstående vind- og solkraftverk. Metodikken benyttet av Nøland et al. bygger på studien av Zalk og Behrens (2018), som også har benyttet effekttetthet som et mål på fornybare teknologiers arealeffektivitet.

I norsk sammenheng blir også arealeffektivitet mye omtalt. Fra NOU 2023: 3 (2023) blir det presisert at det er en økning i arealeffektiviteten for vindkraft, grunnet utviklingen av større og mer effektive turbiner. Bakkemontert solkraft er derimot mindre beskrevet som følge av manglende anlegg og kunnskap i Norge. Det fremkommer likevel at bakkemontert solkraft krever store arealer, og at Energikommisjonen legger frem at storskala bakkemonterte solkraftverk må legges til rette for sammen med innovative kombinasjonsløsninger, som også kan øke effektiviteten for arealbruket. Dette styrker grunnlaget for å øke den samfunnsøkonomiske lønnsomheten ved bruk av hybride vind- og solkraftverk basert på arealeffektivitet.

3 Metode

Metodekapittelet har som hensikt å redegjøre for avhandlingens forskningsdesign, nærmere bestemt: case (kap. 3.1), metoder for lønnsomhets- og arealeffektivitetsberegninger (kap. 3.2), datainnsamling (kap. 3.3) og basisforutsetninger (kap. 3.4).

Mer formelt, er en avhandlings forskningsdesign bygget opp av forskningstilnærming, forskningsformål og forskningsmetode. Avhandlingen bygger på en deduktiv tilnærming, der vi tar utgangspunkt i et formulert forskningsspørsmål og benytter data for å undersøke dets gyldighet. Videre kan avhandlingen kategoriseres som et evaluerende studie, ettersom hensikten er å vurdere hvordan synergier knyttet til samlokalisering av vind- og solkraftverk påvirker lønnsomhet og arealeffektivitet (Saunders et al., 2019).

Studien tar teoretisk utgangspunkt i investeringsanalyse (nåverdimetoden og kapitalverdimodellen) for å vurdere prosjektets bedriftsøkonomiske lønnsomhet, samt i samfunnsøkonomisk velferdsteori for å belyse effektene av arealbruk og ressursutnyttelse. Dette teoretiske rammeverket legger grunnlaget for hvordan analysene er strukturert.

Avhandlingen benytter i hovedsak kvantitative metoder, basert på numeriske data. For å gjennomføre investeringsanalysen sammenlignes et hybrid vind- og solkraftverk med en referansecase bestående av kun vindkraft, der kontantstrømmene beregnes og diskonteres for begge alternativene. Synergier og dis-synergier identifisert i litteraturen danner grunnlaget for de kvantitative antakelsene brukt i analysen.

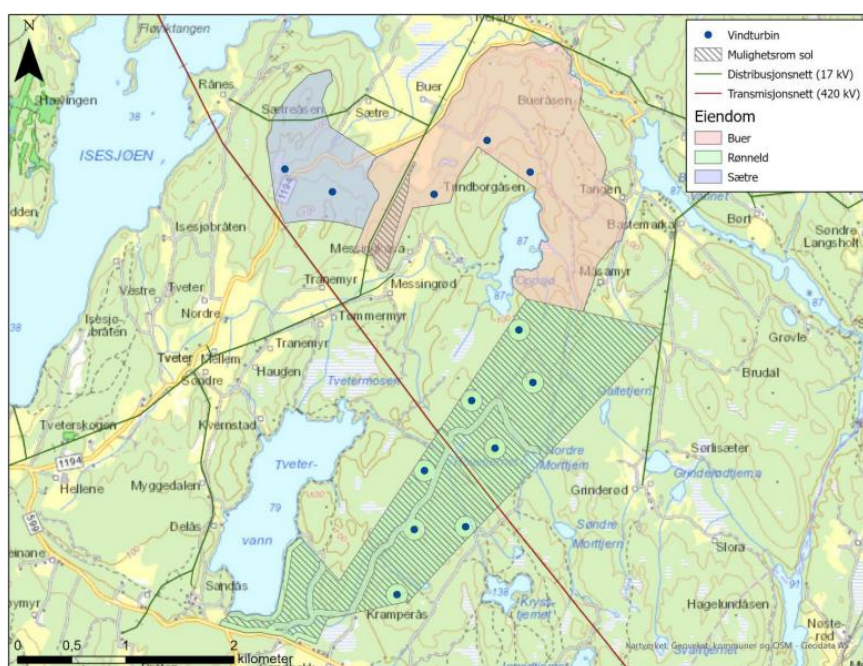
Den samfunnsøkonomiske analysen bygger videre på beregning av arealeffektivitet, der vi undersøker hvor stor mengde energi som kan produseres per arealenhet i hybridløsningen sammenlignet med referansecasen. Ved å kombinere dette med en vurdering av eventuelle kostnadsendringer for investoren, søker vi å belyse både velferdsmessige og bedriftsøkonomiske konsekvenser av samlokalisering.

Under arbeidet med avhandlingen har det blitt benyttet KI-verktøyet ChatGPT 4o, som skrivestøtte i form av språkvask og oversettelser. Vi er fullstendig ansvarlig for innholdet i avhandlingen etter fullført assistanse.

3.1 Buer Rønneld sol- og vindkraftverk

Prosjektet som benyttes som case i denne avhandlingen er Buer Rønneld sol- og vindkraftverk, som er tiltenkt å ligge i området rundt Tvetervann og Isesjøen øst for Sarpsborg. Prosjektet er ved skrivende stund i planleggingsfasen, og byggestart vil være tidligst i 2028 hvis anlegget får konsesjon.

Det er tiltenkt å sette opp 13 Vestas V162 turbiner med en installert effekt på 7,2 MW og dekke et areal på 1,5 km² med solceller, som vil gi en installert effekt på 100 MW. Totalt vil dermed prosjektets installerte effekt være på ca. 194MW og ha en årlig produksjon på rundt 400 GWh (Zephyr AS, 2024b).



Figur 2: Grovprosjektert planområde Buer Rønneld

Det totale planområdet er på ca. 6,5 km² (Zephyr AS, 2024a). Sammenligningene gjort i denne avhandlingen vil være mellom Buer Rønneld prosjektet som det er grovprosjektert og et fiktivt scenario uten solkraft.

3.2 Lønnsomhets- og arealeffektivitetsberegninger

Med den hensikt å redegjøre for hvordan resultatene har blitt produsert, presenteres i det følgende de metodiske tilnærmingene som ligger til grunn for analysen.

Lønnsomhetsberegninger

For å undersøke hva som er mest lønnsomt av det hybride vind- og solkraftverket, og det enkeltstående vindkraftverket på det samme arealet, har vi benyttet nåverdimetoden (kap. 2.1.2). Nåverdiene i denne avhandlingen er produsert med en investeringsmodell i Excel, hvor det har blitt produsert kontantstrømmer for de respektive alternativene. For å modellere det hybride kraftverket, ble det først produsert enkeltstående modeller for vind- og solkraftverk. De enkeltstående modellene ble slått sammen, før synergiene og dis-synergiene ble introdusert. Kontantstrømmene har blitt diskontert med et avkastningskrav for totalkapitalen etter skatt (formel 3), ettersom vi budsjetterer prosjektets kontantstrøm til totalkapitalen etter skatt.

Følsomhetsanalyser

For å analysere hvordan lønnsomheten mellom de to casene påvirkes av endringer i kapitalkostnaden, har vi utarbeidet nåverdiprofiler. Her har vi beregnet nåverdi med varierende diskonteringsrente fra 4-8%, med intervaller på 0,5%. Hensikten med analysen er å visualisere hvor følsomme prosjektene er for endringer i avkastningskravet, som er avgjørende ved vurdering av investeringsrisiko. Det identifiserer også forskjellene i robustheten mellom casene, slik at man finner prosjektet som er mest motstandsdyktig mot kapital- og markedsrisiko. Videre gir profilene en visuell oversikt over hvor internrenten befinner seg (Bøhren & Gjærum, 2020a).

I kapittel 2.1.2 ble det sagt at følsomhetsanalyser ble gjennomført med risikofri rente i teorien, allikevel er det besluttet å ikke gjøre dette, ettersom det gir et dårlig sammenligningsgrunnlag. Det er i tillegg gjeldende praksis å ikke benytte risikofri rente i slike analyser innad i bransjen (Bøhren & Gjærum, 2020b). For å gjennomføre følsomhetsanalysen, har vi endret verdien på kritiske basisfaktorer fra -30% til 30% med intervaller på 10%. Alle basisfaktorer har blitt undersøkt, men det er kun de som utgjør en forskjell som vil bli presentert i resultatene. Det er også lagt et spesielt fokus på synergier og dis-synergier, for å undersøke deres robusthet ovenfor endring ettersom de er hovedforskjellen mellom hybride og enkeltstående kraftverk.

Følsomhetsanalyse er et godt verktøy for å synliggjøre prosjektets følsomhet ovenfor endringer i basisfaktorene, men har en betydelig svakhet. Basisfaktorene blir endret i isolasjon, mens i virkeligheten vil en endring av en faktor ofte føre til endringer av en annen (Bøhren & Gjærum, 2020a). Følsomhetsanalysen i denne avhandlingen vil dermed bli supplert av en scenarioanalyse der utvalgte kombinasjoner av basisforutsetninger vil bli endret i sammenheng med hverandre. Kombinasjonen benyttet i avhandlingens analyse er hentet fra Meglic og Goic (2022). Scenario analysen vil se på nett-besparelser og kraftbegrensingstap. Dette scenarioet er interessant, ettersom det tar for seg en synergi som medfører en dissynergi. Å ha god forståelse for dette forholdet vil dermed være kritisk for å kunne fatte en optimal investeringsbeslutning.

I tillegg til de økonomiske vurderingene, analyseres også arealeffektiviteten for å gi en mer helhetlig vurdering av prosjektene.

Samfunnsøkonomiske analyser av arealeffektivitet

For å enkelt beregne arealeffektiviteten benyttes effekttettheten (W/m^2), som baseres seg på årlig produksjon. For å beregne effekttettheten til kraftverket benyttes følgende formel (Meglic & Goic, 2022):

$$ET_E = ET * \eta_{eff} * Cf * infrastruktur$$

Formel 3: Effekttetthet

ET_E = Effekttetthet justert for årsproduksjon og planområdet

ET = effekttetthet

η_{eff} = effekten for energikonvertering

Cf = kapasitetsfaktor

Infrastruktur = tilhørende infrastruktur (veier, nett og bygninger)

Dataene baserer seg på gjennomsnittsverdier fra 3 ulike studier som har undersøkt arealeffektivitet for kraftteknologier (Nøland et al., 2022; Ritchie, 2022; Zalk & Behrens, 2018). Fra disse dataene har vi filtrert ut enkelte kategorier, bla. fossile kraftteknologier,

ettersom dette er mindre relevant for fremtidig kraftproduksjon i Norge. Utgangspunktet for Buer Rønneld er tatt fra våre egne beregninger, som vi også har lagt til i analysen.

For å undersøke arealet det kreves å produsere lik mengde energi som det hybride vind- og solkraftverket, har vi benyttet effekttettheten til det enkeltstående vindkraftverket og skalert det opp. Et scenario med to separat plasserte vind- og solkraftverk har også blitt produsert. Intensjonen med disse beregningene er å undersøke hvorvidt en hybridisering vil representere en samfunnsgevinst i form av økt produksjon på det gitte arealet.

Naturproblematikken strekker seg utover kun hvor mye areal som beslaglegges, som nevnt i kapittel 1 og 2 er en viktig problemstilling også bevaring av naturlige arealer og økosystemer. Hvorvidt en hybridisering vil øke forringelsen av det beslaglagte arealet er et komplekst tema i seg selv, og er utenfor scopet for vår avhandling.

3.3 Datainnsamling

For å kunne lage en investeringsmodell er det nødvendig med data om tekniske faktorer, kostnader og inntekter. Dataene benyttet i denne avhandlingen er hentet fra en rekke ulike kilder, og visse antagelser og beslutninger har blitt utøvd i sammenfatningen og benyttelsen av disse dataene. I dette delkapittelet vil alle disse aspektene ved datainnsamlingen bli redegjort for.

Noe av dataen kommer direkte fra bransjen, og vil bli beskrevet som bransjeinformasjon. Grunnet dataens sensitivitet med tanke på konkurransehensyn, vil deres opprinnelse ikke bli beskrevet utover dette.

3.3.1 Inntekter

Et kraftverks inntekter stammer fra salget av dets produserte elektrisitet. Elektrisiteten kan selges på ulike måter, men i denne avhandlingen selges en andel på spotmarkedet og den resterende andelen til lokale industri aktører gjennom en power purchase agreement (PPA).

Prisen på spotmarkedet i Norge settes for hver time på markedsplassen NordPool, der alle produsenter og konsumenter melder inn produksjon og forbruk. Prisen produsentene krever for sin produksjon er prisen det vil koste dem å produsere en enhet til, kalt marginalkostnad. Produksjonsvolumet og marginalkostnadene til produsentene blir aggregert til en tilbudskurve og der den treffer etterspørselskurven til det aggregerte etterspurte volumet fra konsumentene

blir prisen satt. Spotprisen blir dermed marginalkostnaden til produsenten i krysset mellom tilbuds- og etterspørselskurven (Olje- og energidepartementet, 2013).

Spotprisene benyttet i investeringsmodellen er hentet fra et tredjeparts analysebyrå som har predikert oppnådde priser for både sol- og vindkraft for årene frem til 2050. Ettersom levetiden til både vind- og solkraftverket strekker seg utover 2050 er det besluttet å benytte prisen i 2050 i de resterende årene.

En PPA er en bilateral kontrakt mellom en forbruker og en produsent for et satt volum av elektrisitet til en satt pris. Avtalene benyttes for å begrense risiko ved at begge parter vet med sikkerhet hvor mye deres respektive inntekter og utgifter vil være for det gitte volumet.

Avtalens pris og varighet forhandles på ad hoc basis, men har som regel en varighet på 10-15 år og en pris som tar utgangspunkt i prisen på futureskontrakter i det finansielle markedet (Næss-Schmidt et al., 2020).

PPA prisen som benyttes er gjennomsnittet av historiske priser for electricity nordic futures for 2028 hos NASDAQ (NASDAQ, u.å.) og prisen på fastprisavtaler for bedrifter i NO1 hos Telemark kraft (Telemark kraft, u.å.). Det er videre bestemt at avtalen skal være en pay as produced avtale, der konsumenten får en satt andel av kraftverkets faktiske produksjon istedenfor en bestemt energimengde, eller en såkalt Baseload PPA.

I tillegg til inntektene fra salg av elektrisitet, kan fornybare kraftverk selge opprinnelsesgarantier. En opprinnelsesgaranti er et sertifikat produsenten kan få utstedt av myndighetene for hver MWh de sender ut på nettet, som garanterer at en MWh fornybar elektrisitet har blitt produsert. Sertifikatet kan selges på et internasjonalt marked uavhengig av elektrisitetsmarkedet (Wimmers & Madlener, 2024). Markeds plassene sertifikatene handles på er private, og offentlig informasjon om priser og handel er svært begrenset. Markedet har dermed fått kritikk for å være lite transparent, og svært volatil (Hulshof et al., 2019). For å motvirke dette har det blitt opprettet en åpen auksjon på den pan-europeiske markeds plattformen EPEX Spot (Epexspot, 2022).

Selv med dette initiativet, er markedet fremdeles svært usikkert. Det er derfor vanskelig å predikere fremtidige priser. Wimmers og Madlener (2024) har allikevel modellert ulike scenarioer for opprinnelsesgaranti prisen frem til 2040, og det er disse vi vil benytte i vår modell.

3.3.2 Kostnader

Investeringskostnader for vindkraft er fordelt etter avskrivningsgruppene beskrevet i kapittel 16.37 i skatteetatens skatte-ABC 2022 (Skatteetaten, 2022). Kostnadene for de ulike komponentene er hentet fra National Renewable Energy Laboratorys rapport om kostnader for vindkraft (Stehly et al., 2024), og nedjustert etter deres moderate prediksjon for kostnadsreduksjon (National Renewable Energy Laboratory, u.å.).

Variable driftskostnader for vindkraft, samt nett tariff er hentet fra hhv. NVE og Statnett (NVE, 2023; Statnett, 2025). De resterende postene som inngår i drifts- og vedlikeholdskostnader er bransjeinformasjon.

For solkraft, er kostnadsestimatene basert på International Renewable Energy Agency (IRENA) sin rapport om kostnadsutviklingen for storskala bakkemontert solkraft i 2023. For å estimere investeringskostnader i 2030, beregnet vi den gjennomsnittlige kostnadsreduksjonen fra 2016 til 2023 og ekstrapolerte denne trenden fremover (IRENA, 2024).

Estimatet fra IRENA samsvarer noenlunde med gjennomsnittlig investeringskostnad fra 6 ulike konsesjonssøknader til storskala solkraftverk i Norge (Cowi, 2024; Differ Energy, 2024; Energeia, 2024; Solgrid, 2021; Solgrid, 2024a; Solgrid, 2024b).

Drifts- og vedlikeholdskostnader er beregnet med utgangspunkt i IRENA sin analyserapport, hvor vi har benyttet medianverdiene for driftskostnader per installert effekt (IRENA, 2024). Kostnadsestimatene fra IRENA ekskluderer nett tariff, som vi har lagt til separat. I tillegg er årlige kostnader knyttet til grunneierkompensasjon for arealutnyttelse inkludert som en merkostnad. Kompensasjonen kommer i form av en prosentandel av kraftverkets inntekter. Denne satsen er bransjeinformasjon.

3.3.3 Synergier og dis-synergier

Ettersom prosjektet kombinerer to ulike kraftteknologier, er det viktig å vurdere mulige synergier og dis-synergier som oppstår ved hybridisering.

Synergiene og dis-synergiene er de samme som har blitt diskutert i litteraturstudien, og har fått følgende navn i Excel modellen: O&M besparelser, Nett besparelser, Skygge effekt, Kraftbegrensningstap, Besparelse prosjektutvikling for solkraft, Besparelse drift og kontroll og Besparelse annet for solkraft. De respektive synergier og dis-synergier har blitt modellert inn i form av prosentsatser ved hjelp av en konsoll, som er knyttet opp mot de gjeldende postene i utregningsarkene.

3.3.4 Skatter og finansiering

For å vurdere prosjektets lønnsomhet på en helhetlig måte, har vi valgt å ta med skatte- og finansieringsforhold i lønnsomhetsanalysen.

Prosjektets finansieringsstruktur er bygd opp av egenkapital og langsiktig gjeld fra en tiltenkt kredittinstitusjon. Gjeldsfinansieringen er beregnet utfra årsrapportene til vindkraftverk i Norge (proff.no, u.å.-a; proff.no, u.å.-b; proff.no, u.å.-c; proff.no, u.å.-d; proff.no, u.å.-e; proff.no, u.å.-f; proff.no, u.å.-g). Hvor lånets løpetid baserer seg på lengden til PPA-avtalen som sikrer en fast inntekt til produsenten, og reduserer risikoen for misligholdt gjeld.

Gjeldsrenten varierer fra prosjekt til prosjekt, men ligger generelt 1-2% over styringsrenten for norske selskaper i fornybar bransjen (Cloudberry, 2024; Euronext, 2024; Østfold Energi, 2011). Renten benyttet i denne avhandlingen tar dermed styringsrenten fra Norges Bank per 23.01.2025 på 4,5% (Norges bank, 2025) til grunn og med påslaget benyttes en rentesats på 6%.

Den ordinære selskapsskatten for anlegget baserer seg på 2025-satser (Finansdepartementet, 2024), hvor vi benyttet utregningsmetodikken basert på skatteloven §6-10 til §6-32 (Skatteloven, 1999). Etter samtaler med vertskommunen har vi også inkludert eiendomsskatt for prosjektet, med en maks skattesats på 0,7 %, basert på en takstverdi for anlegget per tiende år som i vårt tilfelle er anleggenes investeringskostnad (Agnalt, 2025).

Produksjonsavgiften og grunnrenteskatten gjelder kun vindkraftverket, da det ikke har blitt vedtatt ekstraordinære avgifter og skatter for solkraft i Norge. Produksjonsavgiften er basert på 2025-satser for årlig vindkraftproduksjon (Skatteetaten, 2024a), som vi har antatt holder seg konstant gjennom tidsperioden. Grunnrenteskatten er beregnet med 2025-satser.

Beregningen for netto grunnrenteskatt baserer seg på årlig grunnrenteinntekt med fremførbart tap fratrasket grunnrenterelatert selskapsskatt, multiplisert med skattesatsen og fratrasket produksjonsavgiften (skatteetaten, 2024b). Ettersom grunnrenteskatten er en kontantstrømbasert skatt, vil en negativ grunnrenteinntekt utbetales i lik linje som skatteyteren betaler skatten. Den negative grunnrenteinntekten fra investeringsårene blir fremført med en rente som tilsvarer 12 måneders generiske statsrenter (Forskrift til skatteloven, 1999) på 4,2% hentet per 23.03.2025 (Norges bank, u.å.), og utbetales i første produksjonsår etter at anlegget er godkjent (Skatteloven, 1999).

3.3.5 Avkastningskrav

For å beregne avkastningskravet må kapitalkostnaden for egenkapitalen defineres, som tar utgangspunktet i kapitalverdimodellen. Som forklart i kapittel 2.1.2 benyttes betaverdien for børsnoterte selskaper som et mål på systematisk risiko i avkastningskravet. Det er få børsnoterte fornybare selskaper i Norge, så vi har tatt utgangspunkt i en betaverdi uten gjeld basert på den fornybare sektoren i USA (Damodaran, 2025). For å beregne en betaverdi som reflekterer prosjektets belåningsgrad og norske skattesatser er det beregnet en egenkapitalbeta med følgende formel (Damodaran, 2014):

$$\beta = \frac{\beta_f}{1 + (1 - s) * \left(\frac{G}{EK}\right)}$$

Formel 4: Egenkapitalfri beta til egenkapitalbeta

β = Egenkapitalbeta (Beta med gjeld)

β_f = Egenkapitalfri beta (Beta uten gjeld)

S = skatt på alminnelig inntekt

G = Gjeld

EK = Egenkapital

Den beregnede beta-verdien kan så videre benyttes i kapitalverdimodellen, hvor den risikofrie renten baserer seg på 10-årig statsobligasjoner i Norge (Norges bank, u.å.) og markedets risikopremie er basert på mediantall fra det norske markedet (PWC, 2024).

Vi har bestemt oss for å benytte kontantstrømmene til totalkapitalen etter skatt i våre lønnsomhetsberegninger for å få en mer helhetlig vurdering av prosjektets verdi.

Avkastningskravet til egenkapitalen som ble beregnet utfra forutsetningene over, ble dermed omregnet til r_{TK} ved hjelp av WACC formelen:

$$WACC (r_{TK}) = \left(r_E * \frac{E}{MV} \right) + r_G * (1 - S_S) * \frac{G}{MV}$$

Formel 5: Vektet gjennomsnittlig kapitalkostnad (WACC)

r_E = Avkastningskrav på egenkapitalen

E = Egenkapital

MV = Markedsverdi på prosjektet (egenkapital + gjeld)

r_G = Avkastningskrav på gjeld

S_S = Skattesats på bedriftsskatt

G = Gjeld

Dette ga oss et avkastningskrav på ca 6,6%, som videre benyttes i lønnsomhetsberegningene.

3.4 Basisforutsetninger

Modellene som har blitt benyttet for å produsere resultatene til denne avhandlingen, tar utgangspunkt i datainnsamlingen som har blitt beskrevet i kapittel 3.3. For å tallfeste dem har vi oppsummert de mest sentrale i tre tabeller.

Kostander Vindkraft (MNOK)		Kostander Solkraft (MNOK)		Kostnader Hybrid (MNOK)	
Investeringskostnader		Investeringskostnader		Investeringskostnader	
Turbin (gir, rotor, generator, styringsutstyr)		Paneler		Turbin (gir, rotor, generator, styringsutstyr)	Paneler
Tårn, anlegg og byggninger		Bygg- og anleggskostnader		Tårn, anlegg og byggninger	Elektrisk utstyr og installasjoner
Bygg- og anleggskostnader		Elektrisk utstyr og installasjoner		Elektriske anlegg	Monteringsstruktur
Elektriske anlegg		Monteringsstruktur		Bygg- og anleggskostnader	
Nettilknytning		Prosjektutvikling		Nettilknytning	
Prosjektutvikling		Nett-tilknytning		Prosjektutvikling	
Grunneierkostnader		Grunneierkostnader		Grunneierkostnader	
Totalt	1499,8	Totalt	704,5	Totalt	2109,1
Drifts- og vedlikeholdskostnader		Drifts- og vedlikeholdskostnader		Drifts- og vedlikeholdskostnader	
O&M fast		O&M		O&M fast	
O&M variabel		Nett tariff		O&M variabel	
Grunneier kostnader		Grunneier kostnader		Grunneier kostnader	
Drift og kontroll		Drift og kontroll		Drift og kontroll	
Nett tariff		Annet, revisjon, øk, vedlikehold, servicebygg		Nett tariff	
Annet, revisjon, øk, vedlikehold, servicebygg		Forsikring		Annet, revisjon, øk, vedlikehold, servicebygg	
Forsikring				Forsikring	
Totalt	43,6	Totalt	14,2	Totalt	55,5

Tabell 3: Kostnader for de respektive kraftverkene

Kostandene i modellen er fordelt etter kategoriene som presentert i tabell 3, men med tanke på konkurransehensyn har vi valgt å kun presentere de respektive summene. Det hybride vind- og solkraftverket bygger på de samme tallene som beskrevet i 3.3, og når det inkluderes synergier og dis-synergier får det dermed lavere kostnader enn summen av vind og sol.

Komponentene anskaffet med den investerte summen, resulterer i en kraftproduksjon som blir illustrert i tabell 4 nedenfor.

Kraftproduksjon			
Tekniske spesifikasjoner	Vindkraft	Solkraft	Hybrid vind- og solkraft
installert effekt (MW)	93,6	100	193,6
Fullasttimer	3 205	1 100	2097
Degradering	0,15 %	0,15 %	0,15 %
Levetid (år)	30	40	40
Årlig produksjon (GWh)	300	110	406

Tabell 4: Kraftproduksjon

Både vind og solkraft er uregulerbare kraftteknologier og er dermed avhengige av været for sin produksjon. Dette faktum medfører at produksjonen er usikker, ettersom været i fremtiden er vanskelig å predikere. Et annet viktig usikkerhetsmoment er imidlertid kvaliteten på datagrunnlaget. For bakkemontert solkraft i norsk kontekst finnes det svært få eksisterende anlegg, og ingen i samme størrelsesorden som Buer Rønneld caset. Mangelen på empiri og kunnskap gjør at estimatene for kostnader til solkraftandelen kan være beheftet med større usikkerhet.

En kritisk komponent av basisforutsetningene er satsene benyttet for å medberegne synergier og dis-synergier. Disse er tallfestet i tabell 5.

Basissatser synergier og dis-synergier		
Synergi/dis-synergi	Sats	Kilde
O&M Besparelser	5 %	(AECOM, 2016)
Nett Besparelser	30 %	(Meglic & Goic, 2022)
Skygge effekt	2 %	(Ludwig et al., 2020)
Kraftbegrensningstap	1,5 %	(Meglic & Goic, 2022)
Besparelse prosjektutvikling for solandel	80 %	(AECOM, 2016)
Besparelse drift og kontroll for solandel	90 %	(AECOM, 2016)
Besparelse annet for solandel	100 %	(AECOM, 2016)

Tabell 5: Basissatser synergier og dis-synergier

Basert på tallene fra Ludwig et al. (2020) er skyggetapet satt til 2%. Kraftbegrensningstap og nett besparelser tar utgangspunkt i Meglic og Goic (2022) og er på hhv. 1,5% og 30%. Resterende besparelser er ikke tallfestet i litteraturen, men har blitt diskutert i AECOM (2016). Dermed har det blitt satt besparelser på 5% for O&M, 80% for prosjektutvikling, 90% for drift og kontroll og 100% for annet. Disse satsene er antagelser, men faller totalt sett innenfor rammen satt i artikkelen AECOM (2016).

Modellen forutsetter at kraftverkene har inntekter i form av både spot- og fastpris. De respektive inntektskildene ble beskrevet i delkapittel 3.3, men i likhet med kostnadene har de ikke blitt tallfestet.

Inntekter		
Oppnådde spotpriser (EUR/MWh)		
År	Vindkraft	Solkraft
2031	62,7	51,4
2035	55,5	48,6
2040	47,2	35,0
2045	42,2	26,9
2050	42,4	27,0
PPA (EUR/MWh)		
Pris	52,8	52,8
Varighet (år)	15	15
Andel PPA	40 %	40 %
Andel spot	60 %	60 %
Opprinnelsesgarantier (EUR/MWh)		
Pris 2030	2,9	6,0
Pris 2040	4,47	4,47

Tabell 6: Inntekter for de respektive kraftverkene

De ulike prisene til inntektskildene er presentert i tabell 6, som reelle 2025 priser, men de blir inflasjonsjustert i selve modellen. Spotprisene er gitt for hvert enkelt år frem til 2050 i modellen, men her presenterer vi kun femårige knekkpunkter ettersom det ikke er store variasjoner innad i disse. Vind- og solkraftverk oppnår som regel ulike priser når de inngår PPA-avtaler, men ettersom de i denne avhandlingen er en del av samme kraftverk, har det blitt besluttet å ta utgangspunkt i en felles avtale. Et annet moment er at prisen ikke blir påvirket av inflasjon utover avtalens varighet. Dette aspektet er med å balansere fordelene med en noe høyere avtalt pris for kraftverkets solandel. Som nevnt i delkapittel 3.3 er PPA-avtaler inngått på ad-hoc basis, men futures vil fungere som en god proxy.

Estimatene for opprinnelsesgarantier benyttet baserer seg på historiske trender, futures priser fra det europeiske markedet samt undersøkelser blant bransjen og litteraturen. Aspekter som utbyggingstempo for europeisk fornybar, karbonkvotepriser og betalingsvillighet blant konsumenter har alle en stor innvirkning på den fremtidige prisen. Det er en høy grad av usikkerhet knyttet til disse aspektene så prediksjon av fremtidige priser vil være vanskelig. Imidlertid er estimatene fra Wimmers og Madlener (2024) den mest sammenfattende analysen tilgjengelig uten betalingsmur.

Når nåverdien til et prosjekt beregnes ut ifra kontantstrømmen til totalkapitalen etter skatt, som er tilfelle i modellen, benyttes WACC (Bøhren & Gjærum, 2020a). Under, i tabell 7

tallfestes forutsetningene som ble nevnt i delkapittel 3.3 som er nødvendig for beregningen av WACC.

Avkastningskrav	
Belåningsgrad	56,0 %
Gjeldsrente	6,0 %
Avkastningskravet til egenkapitalen	9,0 %
WACC	6,6 %

Tabell 7: Avkastningskrav

Usikkerhetsmomentene tilknyttet avkastningskravet ligger i belåningsgrad, gjeldsrente og beta-verdi. Gjeldsfinansieringens vilkår preges av ulike makroøkonomiske forhold som i seg selv er forbundet med stor usikkerhet og er særdeles vanskelig å predikere. Ettersom det er et fåtall av norske fornybare selskaper som er børsnotert, er beta-verdien benyttet i beregningen til avkastningskravet til egenkapitalen basert på amerikanske selskaper. Imidlertid er norske forhold hensyntatt i omregningen fra egenkapitalfri beta til egenkapitalbeta som nevnt i delkapittel 3.3. Dette resulterte i et avkastningskrav på 6,6%, som videre benyttes i lønnsomhetsberegningene.

4 Resultater

Resultatkapittelet har som hensikt å undersøke hvorvidt hybride vind- og solkraftverk er lønnsomme og arealeffektive investeringer sammenliknet med enkeltstående vindkraftverk. Skal et hybrid kraftverk være en attraktivt alternativ løsning på areal og energi problemet, må det først og fremst være bedriftsøkonomisk lønnsomt, men også arealeffektivt.

Kapittelet vil starte med å presentere nåverdiene for de to casene, før det går over i sensitivitetsanalyser. Avslutningsvis vil arealeffektiviteten til det hybride caset bli undersøkt ved å sammenligne dets effekttetthet med andre fornybare teknologier.

4.1 Prosjektenes lønnsomhet

Ut ifra basisforutsetningene beskrevet i delkapittel 3.4, resulterte modellens beregninger i nåverdier på 120,93 MNOK og 131,39 MNOK for hhv. vindkraftverket og det hybride vind- og solkraftverket. Med en meravkastning på tilnærmet 11 MNOK sammenlignet med vindkraftverket, er det hybride caset den mest lønnsomme løsningen. Eller sagt med andre ord, synergiene ved sammenslåing overskrider dis-synergierne i vår lønnsomhetsberegning med utgangspunkt i basisforutsetningene. Siden prosjektene er gjensidig utelukkende ettersom de benytter seg av samme areal, ville en rasjonell investor valgt det hybride vind- og solkraftverket selv om vindkraftverket er lønnsomt.

Teknologi	Nåverdi
Vindkraft	120,93
Solkraft	-67,45
Vindkraft + solkraft	53,49
Hybrid vind- og solkraftverk	131,39

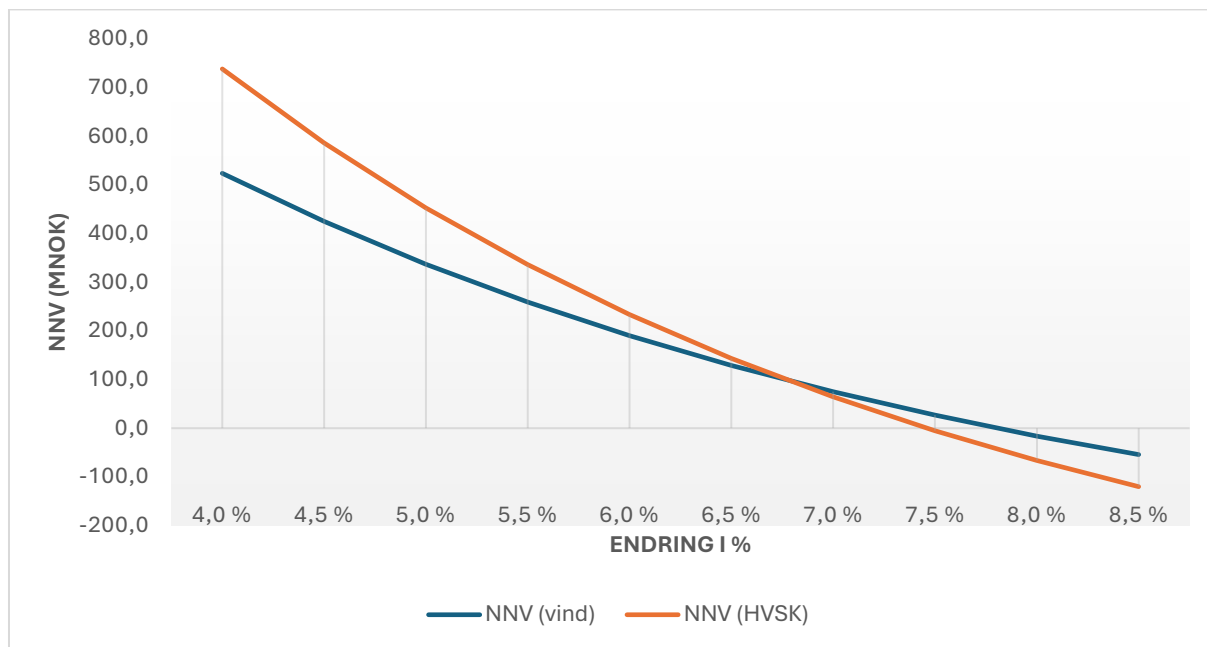
Tabell 8: Nåverdiberegninger

Nåverdier er et godt mål på prosjekters lønnsomhet, men gir ikke det komplette svaret. Fremtiden er alltid usikker, og små endringer i basis forutsetningene kan få drastiske konsekvenser. I det neste delkapittelet vil vi derfor gjøre som beskrevet i kapittel 3.2 og endre basisforutsetningene for å undersøke prosjektets robusthet. Dernest vil vi i kapittel 4.3 gjøre samme øvelse for synergier og dis-synergier.

4.2 Analyse av basisforutsetningenes følsomhet

En av faktorene med størst påvirkning på et prosjekts nåverdi, er avkastningskravet.

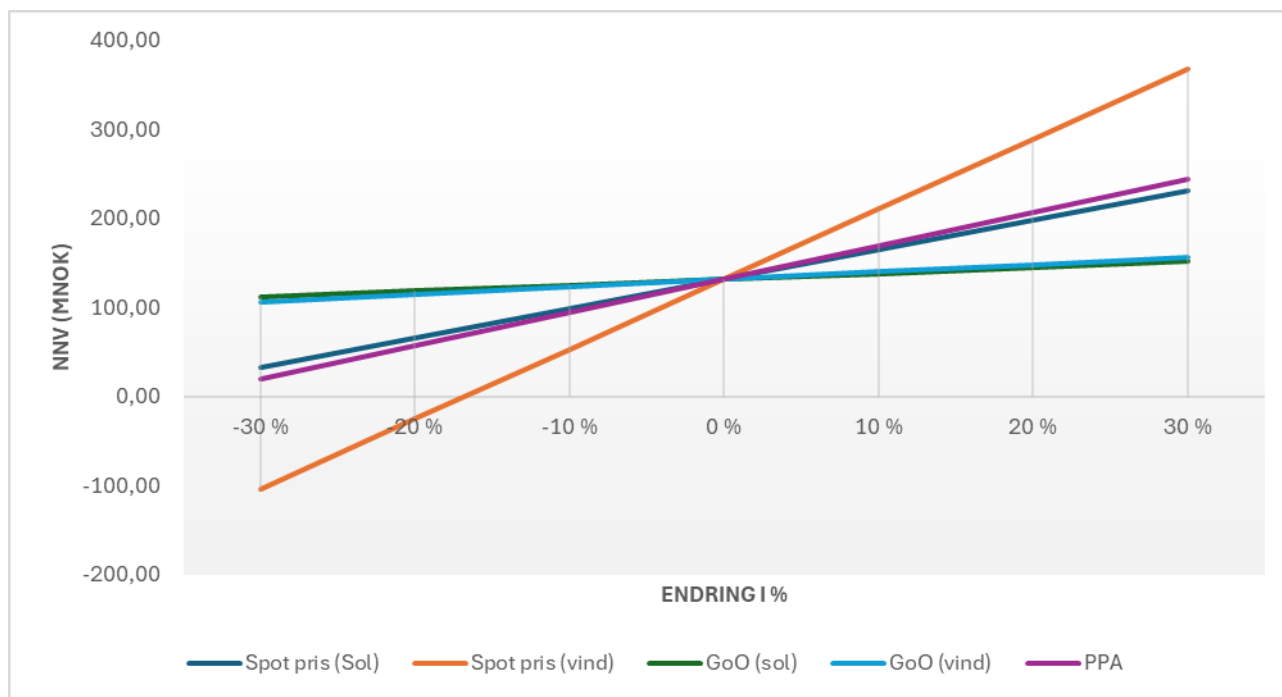
Påvirkningene av et endret avkastningskrav illustreres best av en nåverdiprofil.



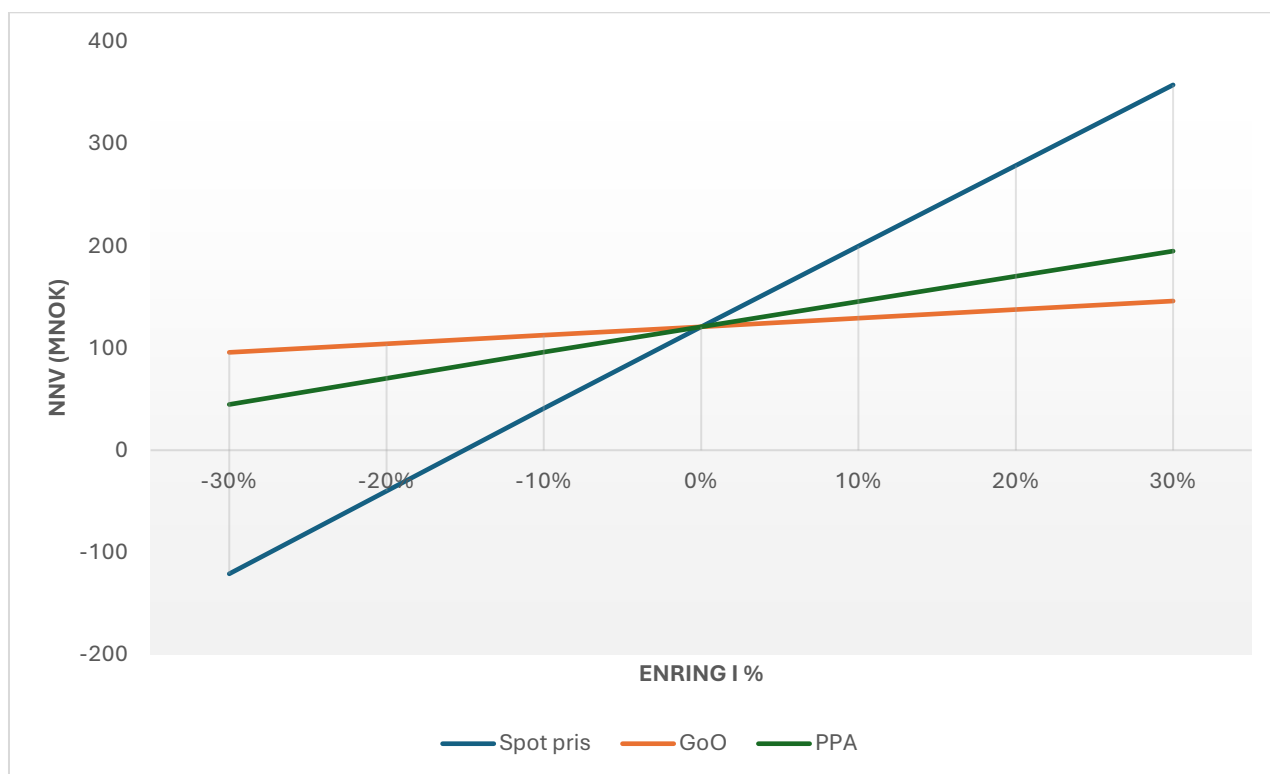
Figur 3: Nåverdiprofil av vindkraft og hybrid vind- og solkraftverksolkraft (HVSJ)

Fra nåverdiprofilene i figur 3, ser vi at vindkraftverket er mer robust for endringer i avkastningskravet. Økes avkastningskravet til ca 6,75 % blir vindkraftverket mer lønnsomt enn det hybride kraftverket. Ettersom basisavkastningskravet er på 6,6 % er marginene for at vindkraftverket blir mer lønnsomt enn det hybride kraftverket små. Vindkraftverkets internrente er også høyere enn det hybride kraftverket, og økes avkastningskravet til ca 7,4 % er ikke det hybride kraftverket lenger lønnsomt.

For å gi et mer helhetlig bilde av robustheten i lønnsomhetsbeslutningen, er det viktig å undersøke andre kritiske faktorer. De to postene med høyest innvirkning på et prosjekts nåverdi er som oftest strømpris og investeringskostnader. Hvorvidt prosjektet tåler endringer i disse to faktorene, er dermed et godt mål på deres levedyktighet.



Figur 4: Stjernediagram for priser, hybrid vind- og solkraftverk

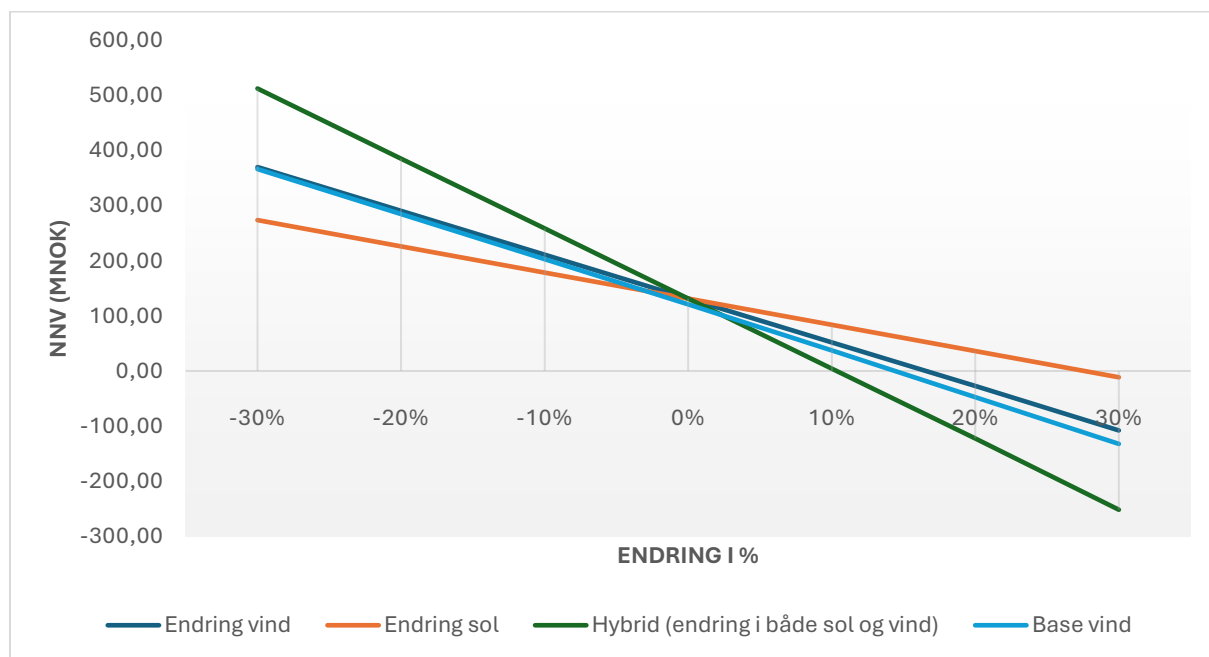


Figur 5: Stjernediagram for priser, vindkraftverk

Som illustrert i figur 4 og 5, er påvirkningen av endringer i pris tilnærmet identisk for begge prosjektene. Prisene på opprinnelsesgarantiene og PPA har relativt liten innvirkning, og det er kun endringer i spotpris for vind som vil ha drastiske konsekvenser for prosjektenes nåverdier.

Med tanke på at fremtidige spotpriser er meget usikre, ettersom de påvirkes av faktorer som er tilnærmet umulig å predikere med sikkerhet. Er det en konsekvensiell risiko forbundet med denne faktoren, ettersom fremtidig verdi er usikker og konsekvensene av endringer er substansiell. Imidlertid er et viktig usikkerhetsmoment i form av kannibalisering delvis mitigert i form av at de predikerte prisene har hensyntatt dette aspektet.

Trenden sett i prisdiagrammene gjelder også for investeringskostnadene.



Figur 6: Stjernediagram for investeringskostnader, vindkraftverk og hybrid vind- og solkraftverk

Endrer man kun investeringskostnaden tilknyttet vindkraft er endringene tilnærmet like for begge prosjektene. Ser man dette i sammenheng med at endringer i solkraftens investeringskostnad har relativt lite utslag på nåverdien, tyder dette på at vindkraftandelen er det viktigste i det hybride kraftverket, noe som er naturlig med tanke på at vindkraften står for den største delen av investeringskostnaden. Store endringer i investeringskostnadene anses imidlertid som mindre sannsynlige, ettersom slike kostnader oppstår tidlig i prosjektets levetid og er dermed mer forutsigbare sammenliknet med fremtidige inntekter. Kostnadene er ofte knyttet til kontraktsfestede priser på utstyr, bygging og installasjon, noe som reduserer risikoen for avvik. Dette gjør investeringskostnadene mer håndterbare og bidrar til den samlede robustheten for begge prosjektene.

Resultatene av følsomhetsanalysen og det faktum at solkraftsandelen er ulønnsom i seg selv, tyder på at effekten av det hybride kraftverkets synergier er kraftig.

4.3 Følsomhet av synergier og dis-synergier

Effektene av en hybridisering kommer i form av både mer- og mindreverdier. Nåverdien blir dermed påvirket både positivt og negativt av de aktuelle synergier og dis-synergier.

Synergi- og dis-synergieffekter på prosjektets nåverdi	
O&M Besparelser	0,99
Nett Besparelser	47,41
Skygge effekt	-9,31
Kraftbegrensningstap	-6,94
Besparelse prosjektutvikling for solandel	29,74
Besparelse drift og kontroll	9,06
Besparelse annet	5,07
Totale synergieffekter	76,04
NNV uten besparelser:	54,42

Tabell 9: Synergi- og dis-synergieffekter på prosjektets nåverdi

Nåverdiendringen knyttet til de ulike effektene illustreres i tabell 9, hvor det videre ses at besparelser i investeringskostnader har størst innvirkning.

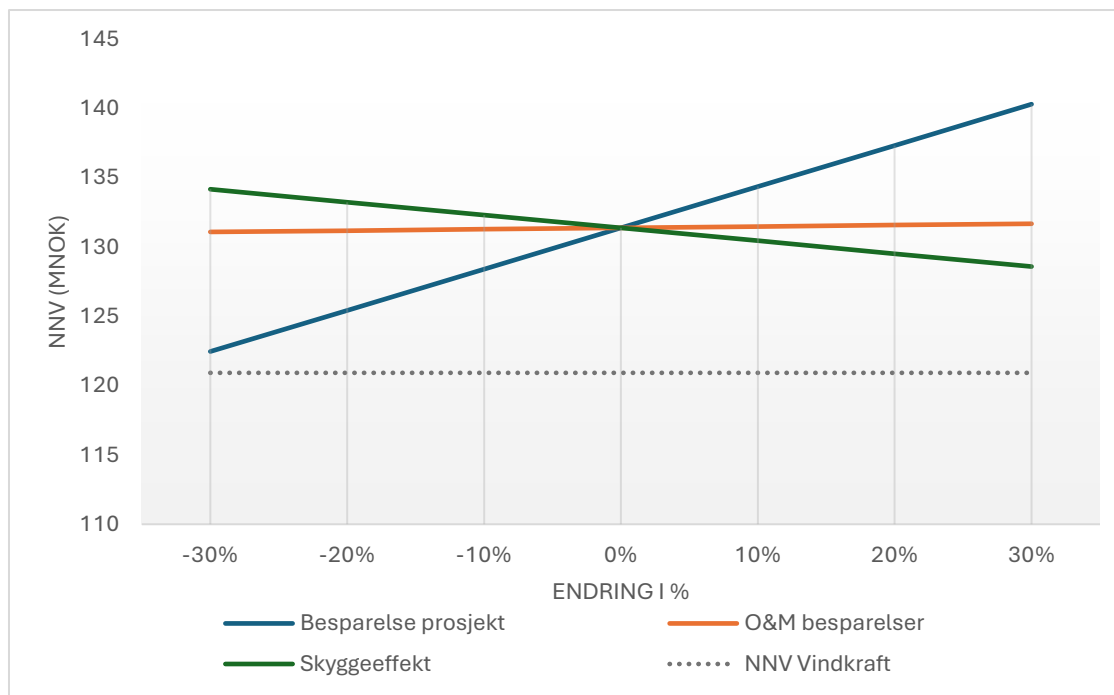
Som nevnt i metodekapittelet, er ikke alle effektene tallfestet i litteraturen, og ulike kilder oppgir ulike estimater. På generell basis vil også alle tallene være noe usikre, ettersom de avhenger av lokale forhold og prosjektspesifikke detaljer. Dermed er det naturligvis tilknyttet usikkerhet til disse tallene.

Ettersom synergiene er kritiske for det hybride vind- og solkraftverkets lønnsomhet i forhold til et enkeltstående vindkraftverk, er det dermed viktig å undersøke hvor robuste våre lønnsomhetsberegninger er for endringer i disse effektene.

Synergier og dis-synergier	reduksjon/økning	Kritisk Verdi
O&M besparelser	-1058,0 %	-48,0 %
Nett besparelse	-22,0 %	23,0 %
Skygge effekt	112,0 %	4,0 %
Kraftbegrensningstap	151,0 %	3,8 %
Besparelse prosjekt	-35,0 %	52,0 %
Besparelse drift og kontroll	-115,0 %	-14,0 %
Besparelse annet	-206,0 %	-106,0 %

Tabell 10: Kritiske verdier for synergier og dis-synergier

For å undersøke det hybride vind- og solkraftverkets robusthet, har vi beregnet endringen som kreves for at nåverdien skal falle til samme nivå som for det enkeltstående vindkraftverket. Både endringen i prosent, samt den kritiske verdien illustreres i tabell 10, og som man kan se kreves det relativt store endringer. Poenget illustreres tydelig i stjernediagrammet nedenfor.



Figur 7: Stjernediagram for synergier og dis-synergier

Selv en 30% økning eller reduksjon i synergieffektene vil ikke medføre at det hybride vind- og solkraftverket vil få en lavere nåverdi enn det enkeltstående vindkraftverket.

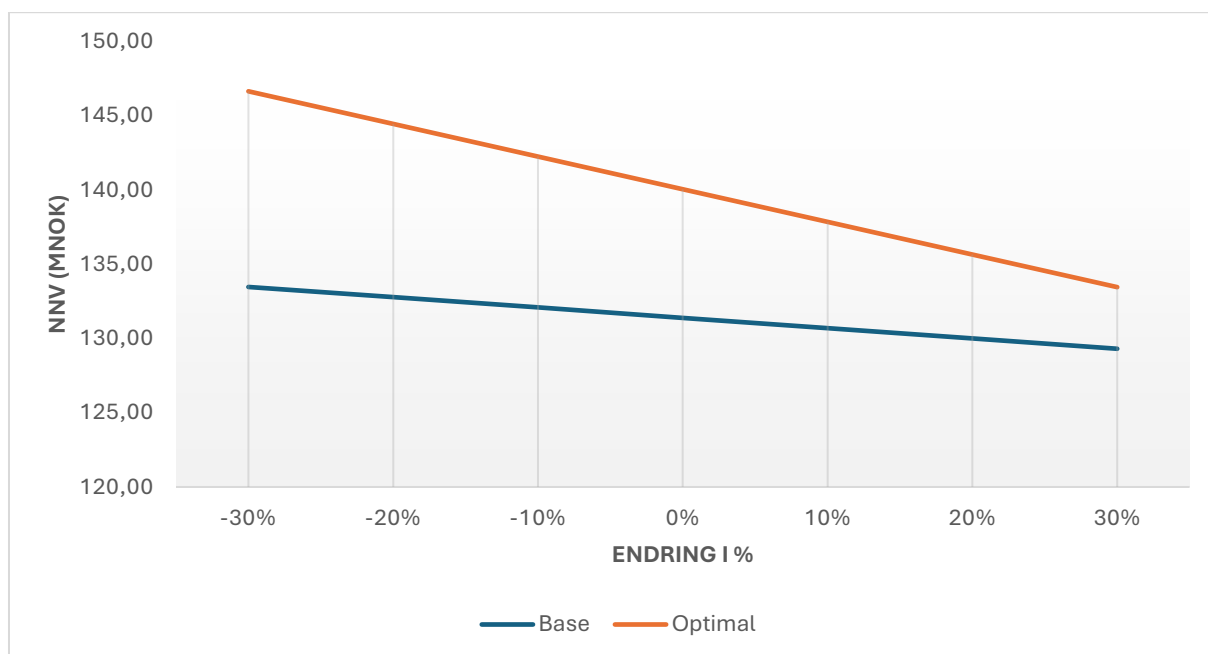
Nettbesparelser og kraftbegrensningstap har en direkte tilknytning, og kan derfor ikke illustreres av en ordinær følsomhetsanalyse.

Besparelse Nett	Kraftbegrensningstap	NNV (MNOK)
10 %	0,00 %	106,72
15 %	0,20 %	113,7
20 %	0,40 %	120,68
25 %	0,90 %	126,27
30 %	1,50 %	131,39
35 %	2,40 %	135,13
40 %	3,40 %	138,4
45 %	4,75 %	140,06
50 %	6,50 %	139,86

Tabell 11: Scenarioanalyse av nettilknytning og kraftbegrensningstap

Kombinasjonene illustrert i tabell 11, viser at 6 av 9 scenarier fører til en høyere nåverdi for det hybride kraftverket sammenliknet med det enkeltstående vindkraftverket. Det betyr at også denne effekten er robust for endringer. Et annet poeng er at kombinasjonen benyttet i basis scenariet ikke er den optimale løsningen. Med andre ord kunne det hybride vind- og solkraftverket oppnådd en enda høyere nåverdi om denne kombinasjonen hadde blitt benyttet.

Imidlertid er det mye usikkerhet knyttet til forholdet mellom nettbesparelser og kraftbegrensningstap, og risikoen for en feilestimering øker jo høyere besparelsen er. Dermed har vi valgt å benytte kombinasjonen med 30% besparelser for å unngå et altfor optimistisk scenario.



Figur 8: Følsomhetsanalyse av kraftbegrensningstap

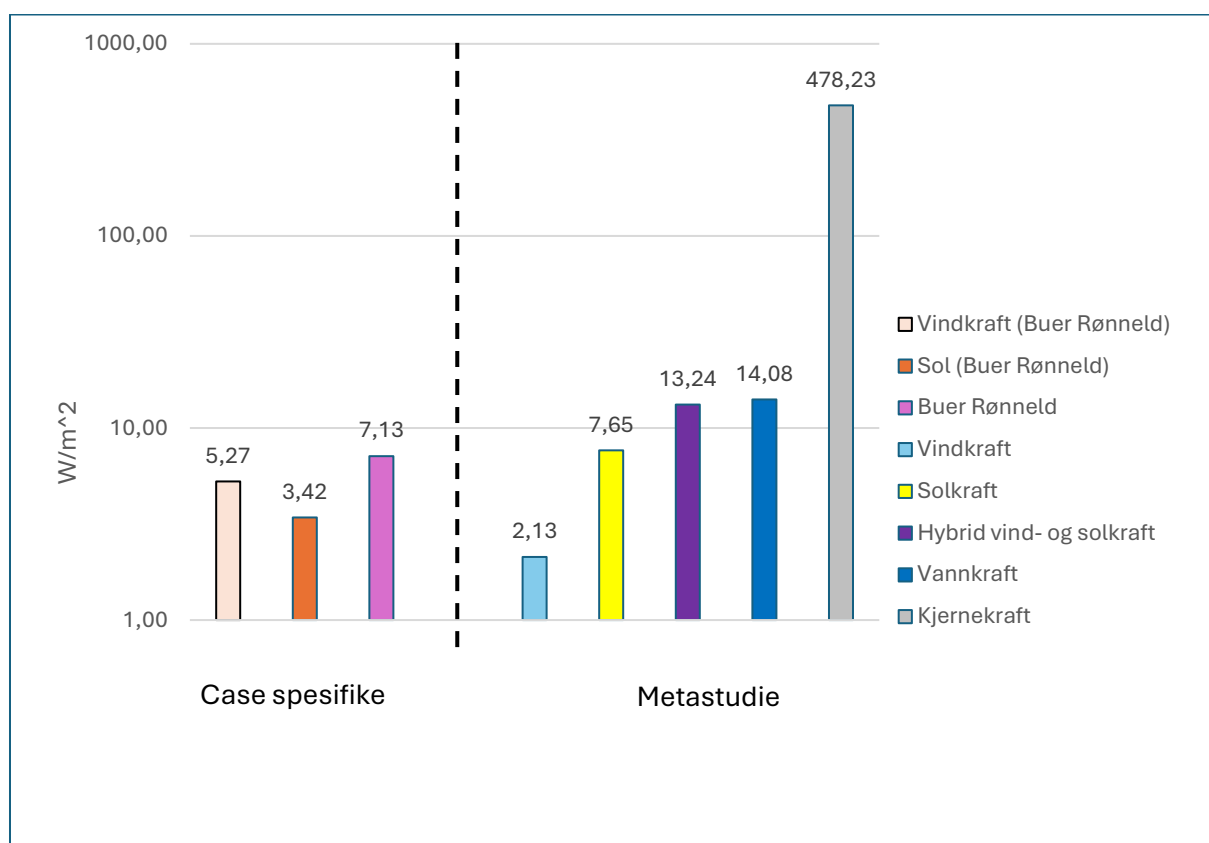
Analysen illustrert i figur 8 viser at begge løsningene er relativt robuste for endringer i kraftbegrensningstap, og vil være mer lønnsomt enn vindkraftverket selv med en økning på 30%. Selv om økte kraftbegrensningstap vil påvirke lønnsomheten til den optimale kombinasjonen mest, er denne likevel å foretrekke for alle kraftbegrensningstap mellom -30% og +30%.

Samlet viser investeringsanalysen at lønnsomheten i det hybride kraftverket i stor grad avhenger av synergier og dis-synergier, men at kraftverket er robust ovenfor endringer i disse effektene.

For å supplere den bedriftsøkonomiske lønnsomhetsanalysen med mer samfunnsøkonomiske vurderinger, tar vi i neste delkapittel for oss arealeffektiviteten til et hybrid vind- og solkraftverk sammenlignet med et enkeltstående vindkraftverk.

4.4 Arealeffektivitet

Selv om økonomisk lønnsomhet er avgjørende i vurderingen av kraftprosjekter, er også arealbruk en sentral faktor, særlig i lys av økende press på arealressurser. For å sammenlikne de ulike teknologiene er energiproduksjon per arealenhet, det vil si effekttetthet, benyttet som en proxy. Som nevnt tidligere, er det bygget ut svært lite storskala solkraft i Norge, så referansegrunnlaget vårt er relativt tynt. Gjennomsnittstallene presentert i meta studiene vil dermed ikke være helt sammenlignbare med Buer Rønneld caset. For å ta høyde for dette, har figur 9 blitt delt inn i case spesifikke tall, og metastudie tall.



Figur 9: Effekttetthet av ulike teknologier

I vårt analyserte case får det hybride kraftverket en høyere effekttetthet ($7,13 \text{ W/m}^2$) enn det enkeltstående vindkraftverket ($5,27 \text{ W/m}^2$). Samtidig ser vi fra metastudiene at andre enkeltstående kraftteknologier som vannkraft og kjernekraft har en høyere estimert effekttetthet i gjennomsnitt (Nøland et al., 2022; Ritchie, 2022; Zalk & Behrens, 2018). Imidlertid er allikevel hybride vind- og solkraftverk mer effektive enn både vind og solkraftverk separat når man ser på gjennomsnittstallene fra litteraturen.

Sammenlignes Buer Rønneld med solkraften fra litteraturen, vil prosjektet ikke ha en arealgevinst. Imidlertid er det sannsynlig at solkraftverkene benyttet i studiene har hatt

gunstigere produksjonsforhold, og det er ikke oppgitt om det har blitt beregnet ut ifra planområdet eller kun det direkte berørte arealet.

Sammenlignes case tallene mot hverandre og metastudie tallene mot hverandre ser man at hybride- vind og solkraftverk har høyere effekttetthet i begge tilfellene. Resultatene peker dermed mot at teknologikombinasjonen i det hybride kraftverket gir fordeler både økonomisk og arealmessig.

En annen måte å illustrere det hybride vind- og solkraftverkets arealeffektivitet, er å undersøke hvor mye areal som vill kreves for å oppnå tilsvarende produksjon på andre måter. Presentert i tabellen under er tre ulike alternativer for å oppnå en årlig produksjon på samme størrelse som det hybride kraftverket (406 GWh).

Alternativer for årlig produksjon på 406 GWh		
Alternativer	Totalt arealbeslag	Økning arealbeslag
Vind + Sol	10,2	3,7
Utvidet vind	8,8	2,3
Hybrid vind- og solkraftverk	6,5	0,0

Tabell 12: Alternativer for årlig produksjon på 406 GWh

Resultatene viser at det hybride vind- og solkraftverket er en betraktelig mer arealeffektiv løsning, ettersom det vil beslaglegges minimum 2,3 km² ekstra areal for å oppnå tilsvarende produksjon med andre alternativer.

Overordnet viser alle resultatene at hybride vind- og solkraftverk kan være en mulig løsning på arealdilemmaet, ettersom det både er bedriftsøkonomisk lønnsomt og arealeffektivt.

5 Diskusjon

Diskusjonen har som hensikt å besvare forskningsspørsmålet med tilhørende delspørsmål:

I hvilken grad er hybride vind- og solkraftverk en lønnsom og arealeffektiv løsning for utbygging av fornybar energi i Norge?

1. *Med utgangspunkt i et gitt areal, er det bedriftsøkonomisk mer lønnsomt å investere i et hybrid vind- og solkraftverk framfor å investere i et enkeltstående vindkraftverk?*
2. *Hva er de kostnadsmessige synergier og dis-synergier ved å bygge ut et hybrid vind- og solkraftverk, og hvordan påvirker de lønnsomheten?*
3. *I hvilken grad, utnytter et hybrid vind- og solkraftverk det beslaglagte arealet mer effektivt enn et enkeltstående vindkraftverk?*

Utgangspunktet vil være tidligere litteratur og resultatene beskrevet i forrige delkapittel.

5.1 Delspørsmål 1

Med utgangspunkt i et gitt areal, er det bedriftsøkonomisk mer lønnsomt å investere i et hybrid vind- og solkraftverk framfor å investere i et enkeltstående vindkraftverk?

Bedriftsøkonomisk teori, sier at når man står ovenfor en investeringsbeslutning mellom to gjensidig utelukkende prosjekter velges prosjektet med høyest nåverdi. Resultatene fra vårt basis case viser at det hybride vind- og solkraftverket vil være det foretrekkende valget. Resultatene fra følsomhetsanalysen, viser at det ikke alltid er like rett frem.

Ettersom det hybride vind- og solkraftverket har en lavere internrente (dvs. forventet avkastning) og en brattere nåverdiprofil enn det enkeltstående vindkraftverket, er det hybride kraftverket mer følsomt for endringer i kapitalkostnaden (dvs. krav til avkastning). Marginene for hvilket prosjekt som er mest lønnsomt er dermed små. Som vist i resultatene, vil en økning i avkastningskrav fra 6,6% til 6,75% medføre at vindkraftverket vil være det mest lønnsomme alternativet, og en videre økning til over 7,4%, vil faktisk gjøre det hybride kartverket ulønnsomt.

En bratt nåverdiprofil indikerer at store deler av kontantstrømmene ligger langt frem i tid, noe som gjør det hybride kraftverket mer eksponert for usikkerheter som kan påvirke kapitalkostnaden, som renteøkninger og inflasjon. Dette øker prosjektets risiko for slike makroøkonomiske forhold sammenliknet med vindkraftverket. En sentral årsak til at det hybride kraftverket er mer følsomt for endringer i avkastningskravet, kan ses i sammenheng

med prosjektets størrelse og levetid, sammenliknet med vindkraftverket. Med en tilbakebetalingstid som strekker seg over en lengre periode, vil det hybride kraftverket være mer utsatt for endringer i de makroøkonomiske forholdene. Vindkraftverket har også på sin side høyere kontantstrømmer relativt til kostpris i de første årene, noe som gjør det mindre følsomt for slike endringer.

Hvorvidt en investor tar hensyn til den økte risikoen i det hybride kraftverket, vil være en subjektiv vurdering basert på investorens risikotoleranse. Uansett viser nåverdianalysene at begge prosjektene er lønnsomme, og at de er relativt robuste for moderate makroøkonomiske endringer. En fullstendig vurdering av prosjektenes attraktivitet krever likevel at flere faktorer analyseres.

Selv om analysene viste noen forskjeller i eksponeringen opp imot avkastningskravet, er det likevel lite som skiller prosjektene fra hverandre når det kommer til inntektssidene. Ut ifra analysene i figur 4 og 5, er det tydelig at begge prosjektene er mer sensitive for spotprisendringer, spesielt når det kommer til vindkraftandelen. Ettersom at fremtidige kraftpriser er usikre, påfører dette en økt risiko for prosjektenes lønnsomhet. En mulig strategi for å redusere usikkerheten er å prissikre en større andel av produksjon med langvarige PPA-avtaler, noe som vil sikre mer stabile inntektsstrømmer for kraftverkene. Ulempen med slike avtaler er imidlertid at man kan gå glipp av potensielle inntekter i perioder med høye kraftpriser, men det er likevel en god metode for å redusere eksponeringen kraftverkene har for usikre priser.

For å redusere risiko gjennom en PPA, tar man forbehold om at man inngår en såkalt «pay as produced» avtale. En «baseload» PPA vil nemlig medføre sin egen risiko, i form av at produsenten er pålagt å kjøpe inn elektrisiteten fra spotmarkedet om kraftverket ikke klarer å produsere det gitte volumet. Avtalen blir dermed en kostnad kontra en sikker inntektskilde (Næss-Schmidt et al., 2020).

Videre viser analysene at prosjektene er relativt robuste mot endringer i andre inntektskilder. For det hybride kraftverket vil endringer i kraftprisene for solandelen ha mindre betydning for den samlede lønnsomheten, ettersom solkraften utgjør en mindre andel av totalproduksjonen.

En tilsvarende robusthet vises på kostnadssiden, som illustrert i figur 6. Vindkraftandelen er den mest utslagsgivende faktoren for begge prosjektene, og følsomheten er relativt lik. Som påpekt over er investeringskostnadene mindre usikre enn fremtidige inntekter. Et annet poeng som styrker dette argumentet, er at fremtidige priser på turbiner og paneler er predikert til å

synke i scenarioer beskrevet i litteraturen (IRENA, 2024; National Renewable Energy Laboratory, u.å.).

Ettersom både vindkraftverket og det hybride kraftverket er lønnsomme prosjekter, en konklusjon som er relativt robust for endringer i forutsetningene. Er det bemerkelsesverdig at solkraftandelen i det hybride prosjektet isolert sett fremstår som ulønnsomt, basert på de estimerte nåverdiene. Isolert sett vil en investering i solkraft vært ulønnsom uten støtteordninger eller andre insentiver fra aksjonærer eller myndigheter. Likevel viser analysen at når solkraften kombineres med vindkraften, og utløser en rekke synergier, blir det hybride kraftverket totalt sett mer lønnsomt enn vindkraftverket alene. Dette understreker hvor avhengig det hybride prosjektet er av synergiene som oppstår ved en samlokalisering.

Totalt sett viser analysen at det hybride kraftverket er det mest lønnsomme alternativet, men at kraftverket er mer følsomt for endringer i avkastningskravet, og at synergieffektene er avgjørende for prosjektet. For å utdype hvordan synergiene og dis-syngiene påvirker lønnsomheten, drøftes dette nærmere i neste delkapittel.

5.2 Delspørsmål 2

Hva er de kostnadsmessige synergier og dis-synergier ved å bygge ut et hybrid vind- og solkraftverk, og hvordan påvirker de lønnsomheten?

En vesentlig del av datainnsamlingen og analysen er viet synergier og dis-synergier ved å gå fra å investere i et vindkraftverk til å investere i et samlokalisert vind- og solkraftverk på samme areal. Uten synergiene ville det hybride vind- og solkraftverket vært under halvparten så lønnsomt som det enkeltstående vindkraftverket. Helt konkret, medfører synergiene en økning i nåverdi fra 53,49 MNOK til 131,39 MNOK. Effekten av disse kan dermed ikke tilsidesettes, og en grundig analyse vil være kritisk for enhver undersøkelse av hybride prosjekters finansielle ytelse.

Syngiene og dis-syngiene benyttet i avhandlingen har sin forankring i litteraturen presentert i kapittel 2. Det gjeldende kapittelet redegjorde også for det faktum at minoriteten av de synergier som ble drøftet er tallfestet. En sannsynlig forklaring på dette, er at majoriteten av litteraturen har sitt utspring fra artikkelen AECOM (2016). Den australske studien har presentert ulike besparelser i form av prosentsetser, men ikke effekten av disse. For å mitigere denne ufullkommenhet har avhandlingens resultatkapittel undersøkt den monetære effekten av synergier og dis-synergier.

En unik effekt ved hybridisering av vind- og solkraftverk er skyggelegging av panelene. Skyggetapet dette medfører er dis-synergien med de høyeste monetære følgene. Fenomenet er mye omtalt i litteraturen, men størrelsen på effekten spriker mellom de ulike kildene. Avhandlingens basisforutsetninger som baserer seg på Ludwig et al. (2020) sine beregninger, og skyggeeffektens kritiske verdi er godt innenfor artikkelens estimat på 2%. Imidlertid overstiger Dekker et al. (2023) sine funn på 6% den kritiske verdien, men funnene baserer seg kun på et enkelt pilotprosjekt, der panelene er suboptimalt plassert. Plasseringen på panelene vil være kritisk, og i motsetning til Dekker, baserer Ludwigs estimer seg på et større utvalg med forskjellige variasjoner av oppsett og plassering. Grovprosjekteringen for Buer Rønnelds turbin- og panelplassering gjenspeiles bedre i eksemplene benyttet av Ludwig, og derfor er denne artikkelens estimer valgt.

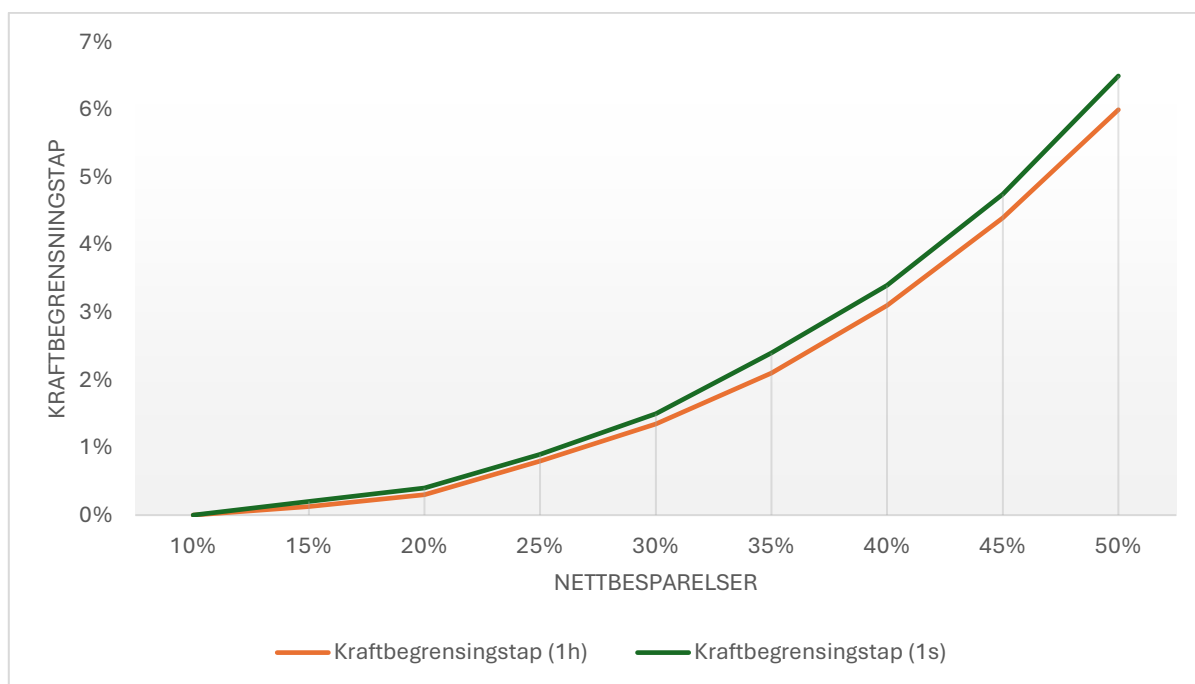
Når det gjelder synergier, er det naturlig nok, som beskrevet i resultatkapittelet besparelser tilknyttet investeringskostnader som har størst innvirkning på prosjektets lønnsomhet.

Nettbesparelser alene, står for over 50% av synergieffektene, og er også beskrevet som den største fordelen ved en hybridisering i litteraturen. Nettilknytning er også besparelsen som er

minst robust for endringer som illustrert i tabell 10. Et godt datagrunnlag for værforholdene ved prosjektets lokasjon, vil dermed være kritisk for å kunne med høyest mulig sikkerhet si i hvor stor grad vind- og solressursene vil være antikorrelert. Graden av antikorrelasjon vil være den avgjørende faktoren for størrelsen på tilknytningspunktet og effektbegrensningstapet besparelsen medfører.

Dette valget vil få store konsekvenser for prosjektets lønnsomhet. Resultatene presentert i tabell 11, viser at beslutningen gjort i denne fasen kan gi en svingning i prosjektets nåverdi på opp mot 35 MNOK. Resultatene tilsier at nåverdien stiger ved økt besparelse, men kun til et visst punkt. Forholdet mellom besparelsen og kraftbegrensningstapet er ikke linjert, så en god forståelse av det prosjektspesifikke forholdet mellom de to faktorene vil være kritisk for å fatte en optimal beslutning.

Forholdet mellom de to faktorene beskrevet av Meglic og Goic (2022) illustreres i figuren under.



Figur 10: Forholdet mellom nettbeparelser og kraftbegrensningstap med ulik tidsoppløsning (Meglic & Goic, 2022)

Et annet viktig moment som kan avledes fra figur 10, er forskjellen i tidsoppløsning. Hvilken oppløsning man har på værdataen man benytter i analysen, har betydning for resultatene. Lenge har en times tidsoppløsning vært gjeldende praksis i litteraturen, men i nyere tid har denne praksis blitt utsatt for kritikk.

Lindberg et al. (2022) argumenterer for at hvilken tidsoppløsning som blir benyttet vil påvirke resultatene, og Klyve et al. (2024) fører argumentasjonen et steg videre ved å vise til at en for lav tidsoppløsning kan medføre en overestimert av prosjektets nåverdi. Avhandlingens resultater har benyttet et sekunds tidsoppløsning, men økes denne til en time, er det en svært begrenset økning i nåverdi på ca. 1 MNOK som vil forekomme. Klyves argumenter, støttes dermed av avhandlingens resultater, men forskjellen mellom tidsoppløsningene vil ikke være avgjørende for sammenligningen mellom det hybride kraftverket og det enkeltstående vindkraftverket. Ut ifra figur 8, kan det også avledes at selv med en 30% økning i kraftbegrensningstap vil det hybride alternativet være å foretrekke.

Som det har blitt argumentert for i litteraturen og vist i resultatene, vil synergiene og dis-synergiene være kritiske for prosjektets økonomiske levedyktighet. Et godt datagrunnlag vil dermed være avgjørende for å kunne fatte informerte beslutninger ved prosjektets planlegging for å tilrettelegge høyest mulig utnyttelse av synergiene.

Fra en investors perspektiv, vil den økte lønnsomheten en hybridisering medfører være et tilstrekkelig argument for å velge det hybride alternativet ovenfor et enkeltstående vindkraftverk. Fra et mer helhetlig perspektiv, vil det også være gunstig å undersøke om en hybridisering også medfører arealeffektivitets gevinster.

5.3 Delspørsmål 3

I hvilken grad, utnytter et hybrid vind- og solkraftverk det beslaglagte arealet mer effektivt enn et enkeltstående vindkraftverk?

Både litteraturen og våre resultater, tilsier at det vil være en effektivitetsgevinst ved å bygge ut et hybrid vind- og solkraftverk kontra et enkeltstående vindkraftverk. Effektivitetsgevinsten kommer i form av høyere effekttetthet og dermed høyere kraftproduksjon.

Figur 9 i resultatkapittelet viser at det hybride vind- og solkraftverk har en høyere effekttetthet enn det enkeltstående vindkraftverket, men ser vi kun på de case spesifikke tallene er ikke marginen signifikant. Tar man tallene fra litteraturen til grunn, er imidlertid forskjellen vesentlig. Dette skyldes nok at produksjonsforholdene for solkraft i Norge ikke er like gode sammenlignet med andre steder i verden.

Imidlertid kan de små forskjellene i effekttetthet få store konsekvenser for kraftproduksjonen. En økning fra 5,27 W/m² for det enkeltstående vindkraftverket til 7,13 W/m² for det hybride vind- og solkraftverket medførte en økning i produksjon på 106 GWh/år. Økt kraftproduksjon representerer en økning i samfunnsøkonomisk verdi, og det er nærliggende å tenke at om det hybride alternativet velges bort, ville det blitt fattet tiltak for å kompensere for tapet i kraftproduksjon på andre måter. De mest nærliggende alternativene ble presentert i tabell 12. Med tanke på at enkeltstående solkraftverk ikke er bedriftsøkonomisk lønnsomme, er det kun en utvidelse av vindkraftverket som anses som realistisk. En slik utvidelse vil beslaglegge 2,3 km² med nytt areal og vil dermed være en mindre arealeffektiv løsning.

Som nevnt i kapittel 3 er graden av forringelse på det beslaglagte arealet utenfor avhandlingens scope, men vi mener det fremdeles er viktig å nevne at en hybridisering vil innebære en høyere grad av utbygging på planarealet. Selv om det kun er en liten prosentandel av det totale planområdet som blir forringet ved en vindkraftutbygging, vil det aldri kunne defineres som et naturlig økosystem. Skal målet om at arealer med naturlige økosystemer øke innen 2050 nås, må man dermed utnytte arealer bedre kontra å utvide allerede eksisterende planer.

I vår case, er det hybride vind- og solkraftverket mer lønnsomt enn det enkeltstående vindkraftverket, så en investor ville valgt det mest arealeffektive alternativet på egenhånd. Imidlertid er det mulig at dette ikke alltid er tilfellet, og en måte å internalisere den negative eksternaliteten arealbruk representerer kan være gunstig å utrede.

Grunnlaget for denne tankegangen ble lagt frem i boken «The Economics of Welfare», hvor Pigou argumenterer for at internaliseringen kan oppnås ved hjelp av «gulrot eller pisk». Ettersom utbyggingsalternativene allerede er bedriftsøkonomisk lønnsomme vil «pisken» være mest hensiktsmessig. Naturavgiften presentert i teorikapittelet vil være en mulighet for å oppnå den ønskede effekten. En slik avgift kan bøtelegge prosjekter som er mindre arealeffektive, da avgiften kan baseres på beslag av mengde areal. Om avgiften på areal blir høy nok, vil dette være et insentiv for utbyggere til å benytte seg av mer arealeffektive løsninger.

En av disse løsningene vil være hybride kraftverk. Som resultatene viser, er hybride vind- og solkraftverk i høy grad mer arealeffektive et enkeltstående vindkraftverk, ettersom de kan produsere 35% mer energi på samme areal.

6 Konklusjon

Hensikten med de foregående kapitlene var å undersøke avhandlingens forskningsspørsmål, ved hjelp av litteratur og egne beregninger. I Diskusjonsdelen har delspørsmålene blitt drøftet, og i det følgende kapitlet vil argumentene fremmet der være førende for konklusjonen av avhandlingens hovedspørsmål.

I hvilken grad er hybride vind- og solkraftverk en lønnsom og arealeffektiv løsning for utbygging av fornybar energi i Norge?

Resultatene viser tydelig at det hybride vind- og solkraftverket Buer Rønneld er lønnsomt, med en nåverdi på 131,39 MNOK. Vindkraft i seg selv, er så lønnsomt at et kombinert prosjekt uten synergier vil ha en positiv nåverdi på 53,49 MNOK. Imidlertid er hybride vind- og solkraftverk avhengig av synergier for å være konkurransedyktige alternativer ovenfor tradisjonelle fornybare teknologier som vindkraft, som oppnådde en nåverdi på 120,93 MNOK. Den viktigste synergien for å oppnå et gunstig resultat er nettilknytning, og valgene som blir gjort med tanke på dette kan påvirke prosjektets nåverdi med flere titalls millioner. Selv om en hybridisering medfører mange synergier, medfører det også noen dis-synergier. Hvor solpanelene blir plassert, i forhold til turbinene vil være av betydning. Som resultatene viser, vil nemlig en skyggeeffekt på 4% eller mer føre til at det hybride prosjektet blir mindre lønnsomt enn det enkeltstående vindkraftverket.

Et hybrid vind- og solkraftverk vil være utsatt for de samme risikofaktorene som et vindkraftverk, og har en følsomhetsprofil som er tilnærmet lik for de fleste faktorer. Et moment er allikevel avkastningskravet, resultatene viste at det ikke skulle store endringer til før prosjektene hadde lik nåverdi. En hybridisering vil dermed ikke nødvendigvis være en god «hedge» sammenlignet med et enkeltstående vindkraftverk. Overordnet er definitivt hybride vind- og solkraftverk et lønnsomt alternativ for utbygging av fornybar energi i Norge.

En hybridisering vil medføre at mer energi kan produseres på det beslaglagte arealet, og i Buer Rønnelds tilfelle representerer en økning fra 5,27 W/m² til 7,13 W/m² sammenliknet med et enkeltstående vindkraftverk. Som nevnt er gevinsten høyere i litteraturen, som sannsynligvis skyldes bedre produksjonsforhold for solkraft andre steder i verden. Fra et rent arealperspektiv kan man dermed konkludere med at hybride vind- og solkraftverk er et bedre alternativ sammenliknet med andre uregulerbare teknologier.

Gjennom arbeidet med denne avhandlingen har vi oppdaget noen svakheter i litteraturen tilknyttet hybride vind- og solkraftverk. Mangelen på operative hybride kraftverk fører til at mange kilder bygger på simuleringer eller mindre datautvalg. Ettersom at alle synergier og dis-synergier vil være situasjonsbestemt, blir det dermed vanskelig å oppnå sammenlignbare og robuste resultater. Dette problemet forsterkes i norsk kontekst ettersom det er svært få bakkemonterte solkraftverk i Norge. En anbefaling til videre forskning vil dermed være å kartlegge antikorrelasjonen mellom vind- og solkraft i Norge, ved å etablere et godt datasett for vind- og solressursene over hele landet. Tilsvarende anbefaling gjelder også Zephyr for bygging av prosjektet, og er spesielt viktig i forbindelse med valg av transformator og medførende nettbesparelser.

Fra et samfunnsøkonomisk perspektiv bør videre forskning fokusere på effektene en hybridisering vil påføre naturmangfoldet og de økologiske prosessene på det beslaglagte området. Denne anbefalingen kommer med forbehold om at som nevnt det ikke eksisterer noen hybride vind- og solkraftverk i Norge, og at forskning vil møte på problemene nevnt i forrige avsnitt. Dilemma er dermed om man skal bryte med føre var prinsippet og bygge ut før forskning er på plass, eller ta til takke med et suboptimalt forskningsgrunnlag.

Svaret på forskningsspørsmålet basert på litteratur og avhandlingens resultater, vil dermed være at hybride vind- og solkraftverk kan være en lønnsom og arealeffektiv løsning for utbygging av fornybar energi i Norge.

7 Referanser

- AECOM. (2016). *CO-Location investigation*. Tilgjengelig fra: <https://arena.gov.au/assets/2016/01/AECOM-Wind-solar-Co-location-Study-1.pdf>.
- Agnalt, H.-P. (2025). *Eiendomsskatt solkraft* (e-post fra Hans-Petter Agnalt fra Sarpsborg kommune 06.02.2025).
- Barker, A., Bhaskar, P., Anderson, B. & Eberle, A. (2021). *Potential Infrastructure Cost Savings at Hybrid Wind Plus Solar PV Plants*: National Renewable Energy. Tilgjengelig fra: <https://www.nrel.gov/docs/fy22osti/78912.pdf>.
- Bhimaraju, A. & Mahesh, A. (2024). *Recent developments in PV/wind hybrid renewable energy systems: a review*. Energy Systems.
- Boardman, A. E., Greenberg, D. H., Vining, A. R. & Weimer, D. L. (2018). *Cost-Benefit Analysis: concepts and practice*. 5. utg. Cambridge: Cambridge University Press. Tilgjengelig fra: <https://doi.org/10.1017/9781108235594> (lest 05.03.2025).
- Bøhren, Ø. & Gjærum, P. I. (2020a). *Finans: Innføring i investering og finansiering*. 2 utg. Bergen: Fagbokforlaget.
- Bøhren, Ø. & Gjærum, P. I. (2020b). *Prosjektanalyse*. 6. utg. Oslo: Fagbokforlaget.
- Campbell, H. F. & Brown, R. P. C. (2003). *Benefit-Cost Analysis: Financial and Economic Appraisal using Spreadsheets*. Cambridge: Cambridge University Press.
- Cardinale, J. B., Duffy, E. J., Gonzalez, A., Hooper, U. D., Perrings, C., Venail, P., Narwani, A., Mace, M. G., Tilman, D., Wardle, A. D., et al. (2012). Biodiversity loss and its impact on humanity. *Nature*, 486: 59-67. doi: <https://doi.org/10.1038/nature11148>.
- Cloudberry. (2024). *Fourth quarter report 2024*. Tilgjengelig fra: <https://www.cloudberry.no/assets/Cloudberry-Clean-Energy-ASA-Q4-2024-report.pdf> (lest 20.03.2025).
- Costanza, R., de Groot, R., Sutton, P., van der Ploeg, S., Anderson, S. J., Kubiszewski, I., Farber, S. & Turner, R. K. (2014). Changes in the global value of ecosystem services. *Global Environmental Change*, 26: 152-158. doi: <https://doi.org/10.1016/j.gloenvcha.2014.04.002>.
- Cowi. (2024). *Konsesjonssøknad for Nesse solkraftverk*. Tilgjengelig fra: <https://webfileservice.nve.no/API/PublishedFiles/Download/71d75e1e-5e25-45a9-9e27-c3065a0941bb/202401425/3443107> (lest 26.02.2025).
- Daily, G. C. (1997). *Nature's Services: Societal Dependence On Natural Ecosystems*. 1 utg.: Islan Press.
- Damodaran, A. (2014). *Applied Corporate Finance: A User's Manual*. 4. utg. New Jersey: John Wiley and Sons. Tilgjengelig fra: <https://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/pdfiles/acf4E/acf4Ebook.pdf>.
- Damodaran, A. (2025). *Betas by Sector (US)*. Tilgjengelig fra: https://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/datafile/Betas.html (lest 20.03.2025).
- Das, K., Hansen, A. D., Vangari, D., Koivisto, M., Sørensen, P. E. & Altin, M. (2019). *Enhanced Features of Wind-Based Hybrid Power Plants*. Tilgjengelig fra: https://www.researchgate.net/publication/338173893_Enhanced_Features_of_Wind-Based_Hybrid_Power_Plants#full-text.
- Dekker, N. J., Slooff, L. H., Jansen, M. J., Graaff, G. d., Hovius, J., Jonkman, R., Zuurbier, J. & Pronk, J. (2023). Wind turbine dynamic shading: The effects on combined solar and wind farms. *Renewable and Sustainable Energy*, 15 (6). doi: <https://doi.org/10.1063/5.0176121>.
- Denholm, P., Hand, M., Jackson, M. & Ong, S. (2009). *Land Use Requirements of Modern Wind Power Plants in the United States*. Tilgjengelig fra: <https://doi.org/10.2172/964608>.

- Diaz, S., Settelle, J., Brondizio, E., Ngo, H. T., Gueze, M., Agard, J., Arneth, A., Balvanera, P., Brauman, K., Butchart, S., et al. (2019). *THE GLOBAL ASSESSMENT REPORT ON BIODIVERSITY AND ECOSYSTEM SERVICES*. Summary for policymakers. Tilgjengelig fra: <https://zenodo.org/records/3553579> (lest 04.02.2025).
- Differ Energy. (2024). *Grasmo Solkraftverk, Eidskog kommune*. Tilgjengelig fra: <https://webfileservice.nve.no/API/PublishedFiles/Download/cd23f9dc-445a-421c-ba77-3f964a32eb54/202411890/3440898> (lest 26.06.2025).
- Energeia. (2024). *Store Nøkleberg agrivoltaiske solkraftverk*. Tilgjengelig fra: <https://webfileservice.nve.no/API/PublishedFiles/Download/22021b0c-ff35-47f5-8cf2-2347b4beaf11/202219797/3442660>.
- Epexspot. (2022). *Successful start of pan-European spot market for Guarantees of Origin*. Tilgjengelig fra: <https://www.epexspot.com/en/news/successful-start-pan-european-spot-market-guarantees-origin> (lest 28.02.2025).
- Euronext. (2024). *Sunnhordland kraftlag AS: Vellykket utstedelse av nytt obligasjonslån*. Tilgjengelig fra: <https://live.euronext.com/nb/products/equities/company-news/2024-11-27-sunnhordland-kraftlag-vellykket-utstedelse-av-nytt> (lest 20.03.2025).
- Finansdepartementet. (2024). *Skattesatser 2025*. Regjeringen.no. Tilgjengelig fra: <https://www.regjeringen.no/no/tema/okonomi-og-budsjett/skatter-og-avgifter/skattesatser-2025/id3056727/> (lest 20.03.2025).
- FN. (2022). *Det globale Kunming-Montreal-rammeverket for naturmangfold*. Tilgjengelig fra: <https://www.regjeringen.no/contentassets/60be0f27dab048618e7e2a78a72fed81/norsk-oversettelse-av-kunming-montreal-global-biodiversity-framework.pdf> (lest 24.01.2025).
- Forskrift til skatteloven. (1999). *Forskrift til utfylling og gjennomføring mv. av skatteloven av 26. mars 1999 nr. 14*. Tilgjengelig fra: <https://lovdata.no/pro/#document/SF/forskrift/1999-11-19-1158> (lest 23.03.2025).
- Gerlach, A.-K., Stetter, D., Schmid, J. & Breyer, C. (2011). PV and Wind Power – Complementary Technologies. doi: <http://dx.doi.org/10.4229/26thEUPVSEC2011-6CV.1.32>.
- Goedkoop, M., Rossberg, A. G. & Dumont, M. (2023). *Bridging the Gap Between Biodiversity Footprint Metrics and Biodiversity State Indicator Metrics*. Tilgjengelig fra: https://www.biodiversity-metrics.org/uploads/1/2/7/5/127509512/bridging_the_gap_between_biodiversity_footprint_and_biodiversity_state_indicator_metrics_2e.pdf (lest 31.03.2025).
- Grab, R., Rogalla, S. & Staiger, A. (2019). *Optimizing the Grid Connection of Hybrid PV and Wind Power Plants*. Tilgjengelig fra: <https://proceedings.ises.org/conference/swc2019/papers/swc2019-0100-Grab.pdf>.
- Hagen, D., Skrindo, A. B., Evju, M., Nybø, S., Simensen, T. & Kolstad, A. L. (2022). *Nye virkemidler i arealforvaltningen - naturrestaurering, arealregnskap og naturavgift*. NINA Rapport 2097. Tilgjengelig fra: <https://brage.nina.no/nina-xmlui/bitstream/handle/11250/2981763/ninarapport2097.pdf?sequence=1&isAllowed=y> (lest 06.03.2025).
- Hulshof, D., C., J. & Mulder, M. (2019). Performance of markets for European renewable energy certificates. *Energy Policy*, 128: 697-710. doi: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2019.01.051>.
- IRENA. (2024). *Renewable power generation costs in 2023*: International Renewable Energy Agency. Tilgjengelig fra: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2024/Sep/IRENA_Renewable_power_generation_costs_in_2023.pdf (lest 2026.02.2025).
- Kiesecker, J. M., Evans, J. S., Oakleaf, J. R., Dropuljic, K. Z., Vejnovic, I., Rosslowe, C., Cremona, E., Battacharjee, A. L., Nagaraju, S. K., Ortiz, A., et al. (2024). Land use and Europe's renewable energy transition: identifying low-conflict areas for wind and solar development. *Frontiers*, 12. doi: <https://doi.org/10.3389/fenvs.2024.1355508>.

- Klimaloven. (2017). *Lov om klimamål*. Tilgjengelig fra: <https://lovdata.no/dokument/NL/lov/2017-06-16-60> (lest 21.01.2025).
- Klyve, Ø. S., Grab, R., Olkkonen, V. & Marstein, E. S. (2024). Influence of high-resolution data on accurate curtailment loss estimation and optimal design of hybrid PV–wind power plants. *Applied Energy*, 372. doi: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2024.123784>.
- Krugman, P. R. & Wells, R. (2008). *Microeconomics*. 2. utg. United States of America: Worth Publishers.
- Lindahl, J., Lingfors, D., Elmqvist, Å. & Mignon, I. (2022). Economic analysis of the early market of centralized photovoltaic parks in Sweden. *Renewable Energy*, 185: 1192-1208. doi: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2021.12.081>.
- Lindberg, O., Lingfors, D. & Arnqvist, J. (2022). Analyzing the mechanisms behind temporal correlation between power sources using frequency separated time scales: A Swedish case study on PV and wind. *Energy*, 259. doi: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2022.124817>.
- Ludwig, D., Breyer, C., Solomon, A. A. & Seguin, R. (2020). Evaluation of an onsite integrated hybrid PV-Wind power plant. *AIMS Energy*, 8 (5): 988-1006. doi: <https://10.3934/energy.2020.5.988>.
- Mamia, I. & Appelbaum, J. (2016). Shadow analysis of wind turbines for dual use of land for combined wind and solar photovoltaic power generation. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 55: 713-718. doi: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.11.009>.
- May, R., Jackson, C. M., Middel, H., Stokke, B. G. & Verones, F. (2021). Life-cycle impacts of wind energy development on bird diversity in Norway. *Environmental Impact Assessment Review*, 90. doi: <https://doi.org/10.1016/j.eiar.2021.106635>.
- Meglic, A. & Goic, R. (2022). *Impact of Time Resolution on Curtailment Losses in Hybrid Wind-Solar PV Plants*. Tilgjengelig fra: <https://doi.org/10.3390/en15165968> (lest 01.04.2025).
- Miljødirektoratet. (2023). *Etablering av naturregnskap i Norge*. Eksisterende data og utviklingsbehov i møte med internasjonale standarder og krav. Tilgjengelig fra: <https://www.miljodirektoratet.no/publikasjoner/2023/oktober-2023/etablering-av-naturregnskap/>.
- Miljødirektoratet. (2024). *Planlegger utbygging av 4000 km²*. Tilgjengelig fra: <https://www.miljodirektoratet.no/aktuelt/nyheter/2024/mai-2024/planlegger-utbygging-av-4000-km/> (lest 04.02.2025).
- Millennium Ecosystem Assessment. (2005). *Ecosystems and Human Well-being: Synthesis*. Washington DC: Island Press. Tilgjengelig fra: <https://www.millenniumassessment.org/documents/document.356.aspx.pdf>.
- Murphy, C. A., Schliefer, A. & Eureka, K. (2021). A taxonomy of systems that combine utility-scale renewable energy and energy storage technologies. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 139. doi: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.110711>.
- NASDAQ. (u.å.). *Electricity Nordic Future (ENOFUTBLYR-28) Historical Prices*. Tilgjengelig fra: https://www.nasdaq.com/european-market-activity/commodities/enofutblyr-28/historical-prices?id=NOPENOFUTBLYR_28 (lest 26.02.2025).
- National Renewable Energy Laboratory. (u.å.). *Annual Technology Baseline*. Land-Based Wind. Tilgjengelig fra: https://atb.nrel.gov/electricity/2024/land-based_wind (lest 14.03.2025).
- Norges bank. (2025). *Styringsrenten*. Tilgjengelig fra: <https://www.norges-bank.no/tema/pengepolitikk/styringsrenten/>.
- Norges bank. (u.å.). *Generiske statsrenter*. Tilgjengelig fra: <https://www.norges-bank.no/tema/Statistikk/statsrenter/generiske-statsrenter/> (lest 20.03.2025).
- NOU 1996:9. *Grønne skatter - en politikk for bedre miljø og høy sysselsetting*. Tilgjengelig fra: <https://www.regjeringen.no/contentassets/ed51ce326ad640ed8e08883cd413fe9e/no/pdfa/nou199619960009000dddpdfa.pdf> (lest 06.03.2025).

- NOU 2013:10. *Naturens goder – om verdier av økosystemtjenester*. Tilgjengelig fra: <https://www.regjeringen.no/contentassets/c7ffd2c437bf4dcb9880ceeb8b03b3d5/no/pdfs/nou201320130010000dddpdfs.pdf> (lest 06.03.2025).
- NOU 2015:15. *Sett pris på miljøet: Rapport fra grønn skattekommisjon*. Tilgjengelig fra: <https://www.regjeringen.no/contentassets/38978c0304534ce6bd703c7c4cf32fc1/no/pdfs/nou201520150015000dddpdfs.pdf> (lest 06.03.2025).
- NOU 2021:4. *Norge mot 2025*. Tilgjengelig fra: <https://www.regjeringen.no/contentassets/612755ca262842329ae0a7968e66351f/no/pdfs/nou202120210004000dddpdfs.pdf> (lest 06.03.2025).
- NOU 2022:20. *Et helhetlig skattesystem*. Tilgjengelig fra: <https://www.regjeringen.no/contentassets/2dcc57a783cc4403bbdb48558514dc38/no/pdfs/nou202220220020000dddpdfs.pdf> (lest 06.03.2025).
- NOU 2023:25. *Omstilling til lavutslipp: Veivalg for klimapolitikken mot 2050*. Tilgjengelig fra: <https://www.regjeringen.no/contentassets/20944f0c5bf14bd5b5112ae8aa08e853/no/pdfs/nou202320230025000dddpdfs.pdf> (lest 06.03.2025).
- NOU 2023: 3. (2023). *Mer av alt – raskere*. I: Energikommisjonen (red.). Tilgjengelig fra: <https://www.regjeringen.no/no/dokumenter/nou-2023-3/id2961311/>.
- NOU 2024: 2. (2024). *I samspill med naturen — Naturrisiko for næringer, sektorer og samfunn i Norge*. I: miljødepartementet, K.-o. (red.). Tilgjengelig fra: <https://www.regjeringen.no/no/dokumenter/nou-2024-2/id3024887/> (lest 15.03.2025).
- NVE. (2023). *Tallgrunnlag og framskriving av kostnader for vindkraft frem til 2025 og 2040 i statsbudsjettet 2023*. Tilgjengelig fra: <https://www.nve.no/media/16310/tallgrunnlag-og-framskriving-av-kostnader-for-vindkraft-til-2025-og-2040-i-statsbudsjettet-2023.pdf> (lest 17.03.2025).
- Næss-Schmidt, H. S., Lumby, B. M. & Munier, L. L. (2020). *CHANGED TRADING BEHAVIOUR IN LONGTERM POWER TRADING*. An analysis of the recent development in power purchase agreements in Norway. Tilgjengelig fra: https://publikasjoner.nve.no/rme_eksternrapport/2020/rme_eksternrapport2020_01.pdf (lest 26.02.2025).
- Nøland, J. K., Auxepaules, J., Rousset, A., Perney, B. & Falletti, G. (2022). Spatial energy density of large-scale electricity generation from power sources worldwide. *Scientific Reports*, 12 (1): 21280. doi: <https://doi.org/10.1038/s41598-022-25341-9>.
- Olje- og energidepartementet. (2013). *Fakta*. Energi- og vannressurser i Norge. Tilgjengelig fra: https://www.regjeringen.no/globalassets/upload/oed/faktaheftet/fakta_energi_og_vannressurs.pdf (lest 27.02.2025).
- Olsson, J., Palkhanov, I. & Nossun, S. A. (2024). *Arealprognose - Planlagt omdisponering av naturarealer etter sektorlovverk*. Tilgjengelig fra: <https://www.miljodirektoratet.no/globalassets/aktuelt/nyheter/2024/mai/arealprognose---planlagt-omdisponering-av-naturarealer-etter-sektorlovverk--norkart-2024.pdf> (lest 23.01.2025).
- Ong, S., Campbell, C., Denholm, P., Margolis, R. & Heath, G. (2013). *Land-Use Requirements for Solar Power Plants in the United States*. Tilgjengelig fra: <https://doi.org/10.2172/1086349>.
- Persvold, A. Z. (2025). *synergi*. Tilgjengelig fra: <https://snl.no/synergi> (lest 01.05.2025).
- Pigou, A. C. (1932). *The Economics of Welfare*. 4. utg. London: Macmillan.
- proff.no. (u.å.-a). *Gismarvik Vindkraft AS*. Tilgjengelig fra: <https://proff.no/regnskap/gismarvik-vindkraft-as/oslo/energiforsyning/IGIU8NS00BD> (lest 17.03.2025).
- proff.no. (u.å.-b). *Guleslettene Vindkraft AS*. Tilgjengelig fra: <https://proff.no/regnskap/guleslettene-vindkraft-as/svelgen/energiforsyning/IGEXBRU00BD> (lest 17.03.2025).
- proff.no. (u.å.-c). *Hamnefjell Vindkraft AS*. Tilgjengelig fra: <https://proff.no/regnskap/hamnefjell-vindkraft-as/alta/energiforsyning/IGIVUEE00BD> (lest 17.03.2025).

- proff.no. (u.å.-d). *Midtfjellet vindkraft AS*. Tilgjengelig fra: <https://proff.no/regnskap/midtfjellet-vindkraft-as/fitjar/energiforsyning/IGCHPA400BD> (lest 17.03.2025).
- proff.no. (u.å.-e). *Odal vindkraftverk AS*. Tilgjengelig fra: <https://proff.no/regnskap/odal-vindkraftverk-as/sagstua/energiforsyning/IFAM7GP00BD> (lest 17.03.2025).
- proff.no. (u.å.-f). *Røyrmyna vindpark AS*. Tilgjengelig fra: <https://proff.no/regnskap/r%C3%B8yrmyra-vindpark-as/oslo/energiforsyning/IDGX8CA00BD> (lest 17.03.2025).
- proff.no. (u.å.-g). *Tonstad Vindkraft AS*. Tilgjengelig fra: <https://proff.no/regnskap/tonstad-vindkraft-as/oslo/energiforsyning/IGG1UY700BD>.
- PWC. (2024). *Risikopremien i det norske markedet*. Tilgjengelig fra: <https://www.pwc.no/no/publikasjoner/risikopremien-i-det-norske-markedet.html> (lest 20.03.2025).
- Ritchie, H. (2022). *How does the land use of different electricity sources compare?* Tilgjengelig fra: <https://ourworldindata.org/land-use-per-energy-source> (lest 31.03.2025).
- Samferdselsdepartementet. (2013). *Fysisk kompensasjon for jordbruks- og naturområder ved samferdselsutbygging*. Rapport fra en arbeidsgruppe: Avgitt til Samferdselsdepartementet 3. juli 2013. Tilgjengelig fra: https://www.regjeringen.no/contentassets/5a6ed7fb56df4b85984ac30b23d678c0/ende_ligrapportfraarbgr.pdf (lest 05.02.2025).
- Saunders, M. N. K., Lewis, P. & Thornhill, A. (2019). *Research methods for business students*. 8. utg. New York: Pearson.
- Scholl, E. M. & Nopp-Mayr, U. (2021). Impact of wind power plants on mammalian and avian wildlife species in shrub- and woodlands. *Biological Conservation*, 256. doi: <https://doi.org/10.1016/j.biocon.2021.109037>.
- Skatteetaten. (2022). *Skatte-ABC 2022*. Tilgjengelig fra: <https://www.skatteetaten.no/rettskilder/type/handboker/skatte-abc/2022/driftsmiddel--avskrivning-painntektsforing-av-saldo/D-2.107/D-2.167/> (lest 14.03.2025).
- Skatteetaten. (2024a). *Avgift på vindkraft*. Tilgjengelig fra: <https://www.skatteetaten.no/bedrift-og-organisasjon/avgifter/saravgifter/om/vindkraft/> (lest 20.03.2025).
- skatteetaten. (2024b). *Skatte-ABC 2024/2025*. Tilgjengelig fra: <https://www.skatteetaten.no/rettskilder/type/handboker/skatte-abc/gjeldende/> (lest 20.03.2025).
- Skatteloven. (1999). *Lov om skatt av formue og inntekt av 26. mars 1999 nr. 14*. Tilgjengelig fra: <https://lovdata.no/lov/1999-03-26-14> (lest 20.03.2025).
- Solgrid. (2021). *PV solkraftanlegg Stor-Elvdal kommune, Innlandet fylke*. Tilgjengelig fra: <https://webfileservice.nve.no/API/PublishedFiles/Download/30f7d52b-d6de-4b8c-aa38-0b836cd6a856/202116320/3424938> (lest 26.02.2025).
- Solgrid. (2024a). *Fyresdal solkraftverk*. Tilgjengelig fra: <https://webfileservice.nve.no/API/PublishedFiles/Download/6be37217-1316-4265-8800-7f556100e8a2/202320310/3440212> (lest 26.02.2025).
- Solgrid. (2024b). *Sokna solkraftverk*. Tilgjengelig fra: <https://webfileservice.nve.no/API/PublishedFiles/Download/cd2284e1-101c-46bf-97c9-4e2611fd4244/202318406/3441619> (lest 26.02.2025).
- Statistisk sentralbyrå. (2024a). *Arealbruk og arealressurser*. Tilgjengelig fra: <https://www.ssb.no/statbank/table/09594> (lest 04.02.2025).
- Statistisk sentralbyrå. (2024b). *Elektrisitetsbalanse (MWh), etter produksjon og forbruk, statistikkvariabel og måned*. Tilgjengelig fra: <https://www.ssb.no/statbank/table/14091/tableViewLayout1/> (lest 24.01.2025).
- Statnett. (2023). *Forbruksutvikling i Norge 2022-2050*. Delrapport til Langsiktig Markedsanalyse 2022-2050. Tilgjengelig fra: <https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftsystemet/planer-og-analyser/lma/forbruksutvikling-i-norge-2022-2050---delrapport-til-lma-2022-2050.pdf> (lest 21.01.2025).

- Statnett. (2025). *Årets tariff*. Tilgjengelig fra: <https://www.statnett.no/for-aktorer-i-kraftbransjen/tariff/tariffer-i-sentralnettet/> (lest 26.02.2025).
- Stehly, T., Duffy, P. & Hernando, D. M. (2024). *Cost of Wind Energy Review: 2024 Edition*. Tilgjengelig fra: <https://www.nrel.gov/docs/fy25osti/91775.pdf> (lest 14.03.2025).
- Støstad, H. N. (2021). *Hva bruker vi landet til? En oversikt over arealbruk i Norge*. Norges areal 2021. Naturvernforbundet. Tilgjengelig fra: https://naturvernforbundet.no/content/uploads/2022/05/MEDIA_FILE_ID_175941__Area_lrapport-2021.pdf (lest 14.02.2025).
- Telemark kraft. (u.å.). *Telemark kraft fastpris*. Tilgjengelig fra: <https://telemarkkraft.no/home/strompriser-for-bedrift/fastpris/> (lest 26.02.2025).
- Wimmers, A. & Madlener, R. (2024). The European Market for Guarantees of Origin for Green Electricity: A Scenario-Based Evaluation of Trading under Uncertainty. *Energies*, 17 (1). doi: <https://doi.org/10.3390/en17010104>.
- WindEurope. (2019). *Renewable Hybrid Power Plants: Exploring the benefits and market opportunities*. Tilgjengelig fra: <https://windeurope.org/wp-content/uploads/files/policy/position-papers/WindEurope-renewable-hybrid-power-plants-benefits-and-market-opportunities.pdf>.
- Zalk, J. v. & Behrens, P. (2018). The spatial extent of renewable and non-renewable power generation: A review and meta-analysis of power densities and their application in the U.S. *Energy Policy*, 123: 83-91. doi: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2018.08.023>.
- Zephyr AS. (2024a). *Digitalt møte om vind- og solkraft i Sarpsborg*. Tilgjengelig fra: <https://zephyr.no/digitalt-mote-om-vind-og-solkraft-i-sarpsborg/> (lest 14.02.2025).
- Zephyr AS. (2024b). *Prosjekt Buer/Rønneld samt fokus på klima-, natur og kraftsituasjonen i Østfold*. Upublisert manuskript.
- Østfold Energi. (2011). *Obligasjonsavtale*. Tilgjengelig fra: https://www.ostfoldenergi.no/wp-content/uploads/2022/10/Oblla%CC%8Ansavtale_2025.pdf (lest 20.03.2025).



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

Postboks 5003
NO-1432 Ås
Norway