

Sluttrapport for Arbeidspakke 1 i prosjektet «Effekter for sjømatnæringen ved havvindutbygging»

1. Sammendrag

Dette arbeidet presenterer en analyse av arealavhengigheten til effekt- og kapasitetstetthet i vindparker, basert på utledninger av tilgjengelig energi i atmosfæren og data om kraftproduksjon fra eksisterende vindparker i Nordsjøen. Mengden tilgjengelig energi bestemmes av det mekaniske energibudsjettet i det atmosfæriske grenselaget og viser seg å være en funksjon av C/A , der C er omkretsen og A er arealet til vindparken. Den faktiske kraftproduksjonen til 31 vindparker analyseres, og produksjonen i 23 av de største vindparkene følger samme funksjonelle form som den tilgjengelige energien. Dette indikerer at kraftproduksjonen i disse vindparkene er begrenset av den tilgjengelige energien. Effekttettheten i Nordsjøen, som funksjon av arealbruk, bestemmes ved å tilpasse den faktiske effekttettheten i eksisterende vindparker til uttrykket for tilgjengelig energi i det atmosfæriske grenselaget. Vindparker under 10 km^2 kan produsere mer enn 6 W/m^2 , men effekttettheten avtar raskt med økende areal. Vindparker med et areal på omtrent 1000 km^2 vil produsere 1 W/m^2 , og effekttettheten vil asymptotisk nærme seg en verdi på $0,78\text{--}0,58 \text{ W/m}^2$ ved økende vindparkareal. Siden atmosfærisk energitilførsel er den begrensende faktoren for kraftproduksjon, er et atmosfærisk energibudsjett avgjørende for en pålitelig beregning av potensialet for havvindkraft. I tillegg gjennomfører vi en ettårig simulering av wake engineering i et subdomene av Sørliche Nordsjø II vindparken for å vurdere wake-tap og evaluere effekten av full flytkontroll i hele vindparken på både resultatene og den totale kraftproduksjonen.

This work presents an analysis of the area dependency of power and capacity density of wind farms, based on derivations of the available energy in the atmosphere and data on the power production of existing wind farms in the North Sea. The amount of available energy is determined by the mechanical energy budget of the atmospheric boundary layer and is found to be a function of C/A , where C is the circumference and A is the area of the wind farm. The actual power production of 31 wind farms is analyzed, and the power production in 23 of the largest wind farms follows the same functional form as the available energy, indicating that the power production in these wind farms is limited by the available energy. The power density in the North Sea, as a function of the area usage, is found by fitting the actual power density of existing wind farms to the expression for

available energy in the atmospheric boundary layer. Wind farms below 10 km² can produce more than 6 Wm⁻², but the power density rapidly decreases with area. Wind farms with an area of about 1000 km² will produce 1 Wm⁻², and power densities will asymptotically approach a value of 0.78 0.58 Wm⁻² for increasing wind farm area. Since atmospheric energy input is the limiting factor for power production, an atmospheric energy budget is vital for a reliable estimate of offshore wind power potential. Additionally, we conduct a year-long wake engineering simulation in a subdomain of the Sørlige Nordsjø II wind park to assess wake losses and evaluate the impact of full wind farm flow control on both the results and overall power production.

2. Innledning

Norge har et mål om å installere 30 GW havvind innen 2040. Ostende deklarasjonen (<https://www.regjeringen.no/contentassets/78bfc87bb04044c0933002ad7dd6e0f1/erklaring-energiministere.pdf>), som Norge har signert sammen med åtte andre Europeiske land, beskriver et mål om å installere 300 GW havvind i Nordsjøen innen 2050. I dag er den totale kapasiteten i Nordsjøen ca. 35 GW.

Vindkraftverk kan danne vindskygger som er mange titalls km lange. Et vindkraftverk som ligger i skyggen av et annet vil få redusert kraftproduksjon. Jo flere vindkraftverk som bygges innenfor et område, jo flere vindskygger dannes og sjansen for at kraftverkene skygger for hverandre øker. Dette fører til lavere arealeffektivitet med økende tetthet av vindkraftverk. Hvordan vil en økning fra 35 til 300 GW installert kapasitet i Nordsjøen gjøre med vindkraftverkens arealeffektivitet? Hvor mye kraft kan produseres per areal? Hvor stor plass vil kommende havvindanlegg kreve? Disse spørsmålene har vi søkt svar på i Arbeidspakke 1.

Hovedspørsmålet og deloppgaver slik de var formulert i prosjektsøknaden er: **Hvordan vil kraftproduksjonen per areal, og dermed også arealet fiskeriene kan bli fortrenget fra, endre seg med økende størrelse på anleggene?**

Spørsmålet skulle besvares gjennom tre deloppgaver:

Oppg. 1.1: Avhengighet av kraftproduksjon av anlegg-størrelse

Oppg. 1.2: Tilgjengelig energi for kraftproduksjon

Oppg. 1.3: Beregne sammenheng mellom produksjonseffektivitet og havvindanleggets størrelse.

Oppgavene er fordelt slik at Nøst har jobbet med utvikling av teori og analyse av data, mens Bakhoday Paskyabi gjennomførte en omfattende analyse av energibudsjettet i samspillet mellom vindpark og atmosfære ved bruk av en Large Eddy Simulation-modell, supplert med en ettårig, hurtigkjørende engineering wake-simulering for å evaluere wake-tap og effekten av flytkontrollstrategier på kraftproduksjon og potensielle gevinster.

3. Problemstilling og formål

Regjeringens mål for havvind beskrives i gigawatt installert kapasitet, men det er hvordan denne kapasiteten installeres som avgjør hvor mye kraft som produseres. Til syvende og sist er det det totale arealet som avgjør hvor mye kraft som kan produseres. Resultatene som er oppnådd i prosjektet gjør det mulig for næringen å knytte arealbruk til kraftproduksjon, og på denne måten selv vurdere arealbehovet knyttet til havvind.

4. Prosjektgjennomføring

I gjennomføringen av prosjektet har vi analysert data, utviklet teorier og anvendt komplekse modeller. Nå resultatene fra teorier, data og komplekse modeller stemmer overens er resultatene meget solide.

5. Oppnådd resultater, diskusjon og konklusjon

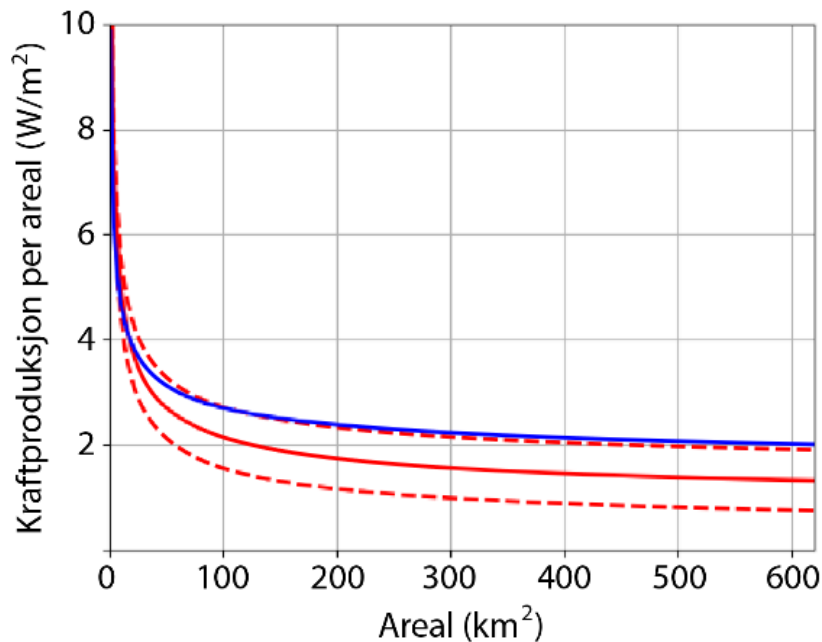
I det første arbeidet har Nøst utviklet en teori som beskriver energitilførselen til og den tilgjengelige energien i et vindkraftverk. Teorien er i god overenstemmelse med kraftproduksjons-data for 31 vindkraftverk i den britiske sektoren av Nordsjøen. Resultatet fra dette arbeidet viser at den begrensende faktoren for kraftproduksjon i vindkraftverk er tilførsel av energi fra atmosfæren.

Den andre artikkelen av Ning og Bakhoday-Paskyabi (heretter N&B) presenterer detaljerte modelleksperimenter der vindparkens areal, atmosfæriske forhold og havtilstand (bølger) varieres. De finner en arealavhengighet i kraftproduksjonen som er i samsvar med resultatene til Nøst. N&B analyserer også effektene av bølger, atmosfærisk stabilitet og turbinplassering på kraftproduksjonen (se [2]). Den tredje artikkelen (under forberedelse) av Bakhoday-Paskyabi og Ning undersøker langtidsvariasjon i kraftproduksjon og -tap for Sørilige Nordsjø vindparken, basert på reanalysedata fra ERA5 og NORA3. En engineering wake-modell med flytkontroll på park-nivå er brukt for å utforske sammenhengen mellom kraftproduksjon og parkstørrelse under ulike atmosfæriske stabilitetsforhold.

5.1. Resultater fra Nøst2025 artikkelen [1]

Figur 1 viser kraftproduksjon per areal fra Nøst (i rødt) og N&Bi (i blått). Nøst har funnet sammenhengen mellom kraftproduksjon og areal ut ifra teori tilpasset produksjons-data fra Nordsjøen, mens N&B har funnet denne sammenhengen ut ifra modelleksperimenter. Begge studiene representerer sammenhengen mellom areal og kraftproduksjon som

$$\frac{P}{A} = \frac{a}{A^\alpha} + b \quad (1)$$

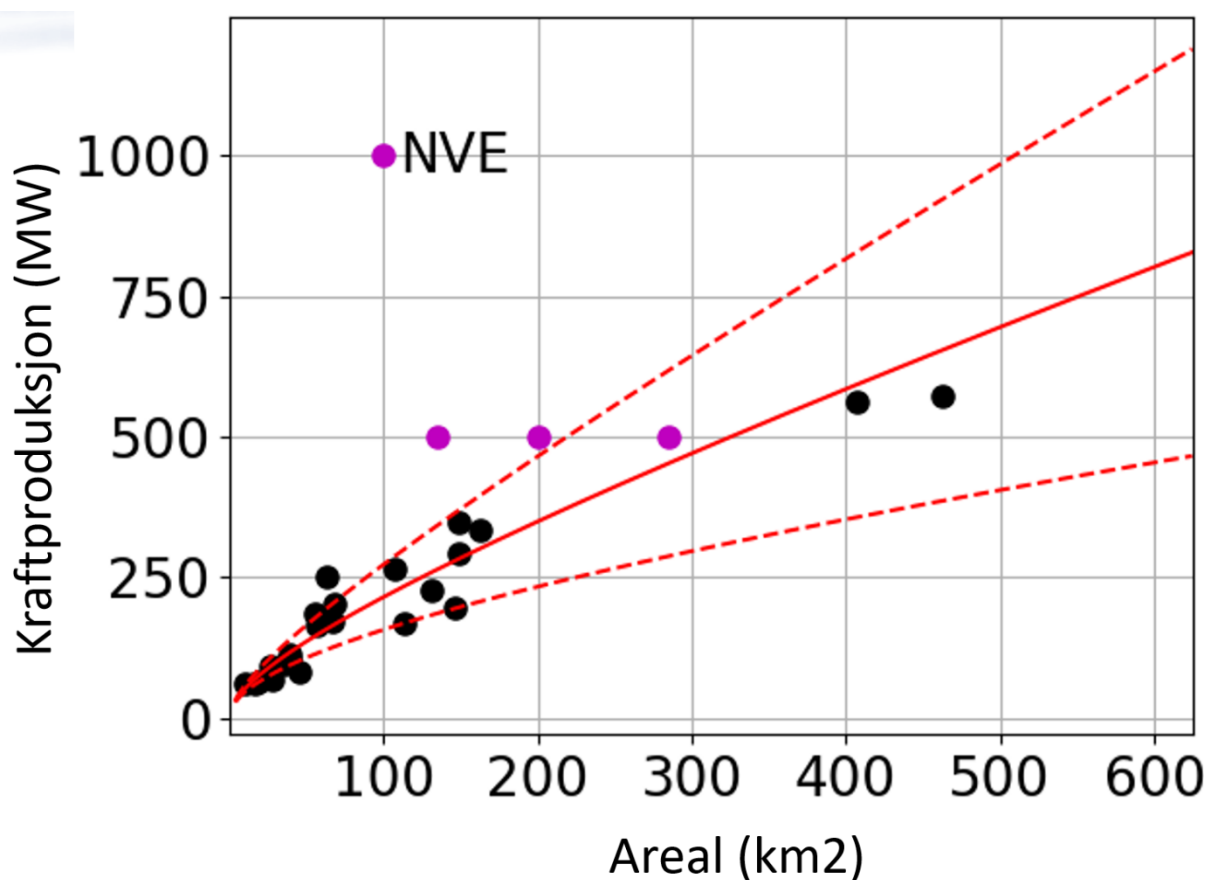


Figur 1. Kraftproduksjon per areal fra likning 1. Røde linjer viser Nøst's estimer. De røde stiplede linjene viser øvre og nedre grense, mens den røde heltrukne linjen viser den beste tilpasningen mellom data og teori. Den blå linjen viser N&B's estimat av kraf

Her er P kraftproduksjon, A er arealet til vindkraftverket og a, α og b er konstanter. Nøst bruker $a=13.656 \text{ Wm}^{-1}$, $\alpha=0.5$, og $b=0.78 \pm 0.58 \text{ W/m}^2$, mens N&B bruker $a=8.5 \text{ Wm}^{-1.2}$, $\alpha=0.4$ og $b=1.36 \text{ W/m}^2$. Det første leddet i denne ligningen ($\frac{a}{A^\alpha}$) er bemerkelsesverdig likt for de to studiene. Maks forskjell er 0.1 W/m^2 for vindkraftverk mellom 100 og 1000 km^2 . Dette betyr at de to studiene, som har foregått helt uavhengig av hverandre, er helt

samstemte i hvordan kraftproduksjon per areal avtar med areal. For det andre leddet i ligningen (b), er verdien N&B bruker helt lik Nøst's øvre grense. Nøst har funnet denne verdien ut fra teori tilpasset kraftproduksjons-data i Nordsjøen, mens N&B har funnet den fra en modell drevet av en forenklet atmosfære med konstant vind. N&B's modelloppsett er designet for å gi innsikt i de fysiske prosessene i et vindkraftverk, og det er ikke å forvente at dette skal gi nøyaktige estimer av kraftproduksjon i eksisterende vindkraftverk. I beregninger av arealbruk velger vi å bruke Nøst's verdier, fordi de er funnet fra faktiske data.

Kraftproduksjon og areal



Figur 2. Kraftproduksjon plottet mot vindkraftverkenes areal. Svarte prikker er målt kraftproduksjon for 23 vindkraftverk i Nordsjøen. De røde linjene er gitt av likning 2, og de lilla prikkene viser NVE's estimater for kraftproduksjon med installasjon av 1 GW med kapasitetstetthet 3.5, 5.0 og 7.5 W/m².

For å se på total kraftproduksjon som funksjon av arealet til et vindkraftverk, så kan en gange ligning (1) med arealet. Vi får da en ligning for kraftproduksjon

$$P = \alpha A^{1-\alpha} + bA \quad (2)$$

Kraftproduksjon beregnet fra likning 2 er plottet i rødt i figur 2 sammen med faktisk kraftproduksjon av 23 vindkraftverk i Nordsjøen som svarte sirkler. Vi bruker Nøst's versjon av ligningen med $b = 0.78 \pm 0.58 \text{ Wm}^{-1}$. Øvre og nedre grense er vist med stiplede røde linjer, mens best tilpasning (med $b=0.78 \text{ Wm}^{-1}$) er vist med rød heltrukken linje. Figuren viser også NVE's estimater for 1 GW installert kapasitet. Her har vi antatt 50% kapasitetsfaktor, som tilsvarer en produksjon på 500 MW.

Det er tydelig fra figur 2 at kraftproduksjon er en funksjon av areal. Vi tar utgangspunkt i den beste tilpasningen mellom likning 2 og data (vist med rød heltrukken linje i Figur 2) og beregner arealet som kreves for en gitt produksjon. Resultatet er gitt i følgende tabell:

Produksjon (MW)	250	500	750	1000
Areal (km²)	125	325	550	790
Installert kapasitet (MW)	500	1000	1500	2000
Kapasitetstetthet (W/m²)	4.0	3.1	2.7	2.5
Produksjonstetthet (W/m²)	2.0	1.55	1.35	1.25

Både kapasitetstetthet og produksjonstetthet (kraftproduksjon per areal) reduseres med økende produksjon. Dette er fordi den totale produksjonen bestemmes av den tilgjengelige energien, som igjen er avhengig av arealet. I NVE sine estimater antar de at 1 GW er installert med tetthet på 3.5, 5.0 og 7.5 W/m², som gir arealer på 285, 200 og 135 km². NVE sier ikke noe om hvor stor produksjon de forventer av disse tre alternativene til installert kapasitet. Vi antar at NVE forventer 50% kapasitetsfaktor, slik at 1 GW kapasitet produserer 500 MW. De lilla sirklene i figur 2 viser hvor de havner i forhold til produksjonen beregnet av ligningen og andre kraftverk i Nordsjøen. Kun 1 GW installert over et areal på 285 km² er realistisk og innenfor usikkerhetene som er beregnet i dette prosjektet. Å installere 1 GW med en tetthet på 5.0 eller 7.5 W/m², vil føre til betydelig lavere produksjon da det da ikke vil være nok tilgjengelig energi på disse arealene til å opprettholde en kapasitetsfaktor på 50%.

Hvor stort areal vil kreves for å installere 30 GW havvind i norske farvann, som vedtatt av regjeringen innen 2040? Hvor mye kraft som blir produsert av en kapasitet på 30 GW er avhengig av hvordan det installeres. La oss anta at det er ønskelig å oppnå en kapasitetsfaktor på 50%, hvilket vil si at det i gjennomsnitt over tid må produseres 15 GW. I Sørilige Nordsjø II planlegges det en kapasitet på 1500 MW. 50% kapasitetsfaktor tilsvarer en produksjon på 750 MW, som ifølge våre beregninger krever et areal på 550 km² (se tabell). 30 GW installert som i Sørilige Nordsjø II gir et areal på 11000 km². Om en derimot velger å installere 1500 MW med en tetthet på 3.5 W/m², som tilsvarer et areal på 430 km², så vil produksjonen være ca. 630 MW. Dette tilsvarer en kapasitetsfaktor på 42%. Det totale arealet for 30 GW vil da være 8600 km², og den totale produksjonen 12.6 GW. Hvordan det installeres er dermed en avveining hvor tilgjengelig areal, kraftproduksjon og økonomi må vurderes.

5.2. Resultater fra UiBs fler-skala-modellering

Å estimere arealbehovet for havvindindustrien avhenger av flere faktorer, ettersom store turbinparker kan endre lokale vindmønstre og skape komplekse strømningsfenomener som blokkeringseffekter, avbøyning av kjølvann og gravitasjonsbølger i atmosfæren. For å optimalisere turbinoppsett og redusere konflikter med annen maritim aktivitet er det avgjørende å forstå disse interaksjonene. For å møte denne utfordringen har vårt team ved Universitetet i Bergen (UiB) benyttet en fler-skala modelleringsstrategi fra lavoppløselige kjølvannsmodeller til høyoppløselige Large Eddy Simulations (LES) —for

å kartlegge energiutvekslingen mellom atmosfæren og vindparkene under varierende forhold. Atmosfærisk stabilitet er karakterisert ved hjelp av ERA5-data, mens turbulensintensitet er hentet fra den høyoppløste hindcast-datasettet NORA3. Denne delen fokuserer på to hovedmål:

Analyse av strømningsdynamikk: Vi undersøker kjølvannsutvikling, blokkeringseffekter og strømmingens gjenvinning ved hjelp av mikroskala- og LES-simuleringer under ulike stabilitetsregimer.

Skalerbarhet og effektivitet i vindparker: Vi analyserer hvordan kraftproduksjonen endres med parkstørrelse, og bruker ingeniørmodeller for kjølvann til å vurdere langtidseffekter (basert på 2022) og hvordan samlet strømstyring påvirker forholdet mellom arealbehov og energiproduksjon.

For lavoppløselig modellering fokuserer vi på et delområde med 120 flytende vindturbiner á 15 MW, nedskalert fra Sørlige Nordsjø II, under konsistente atmosfæriske forhold. I motsetning til flerstedsstudier (f.eks. Seksjon 5.1), muliggjør vår tilnærming en kontrollert analyse av skalerbarhet uten forstyrrende geografisk variasjon.

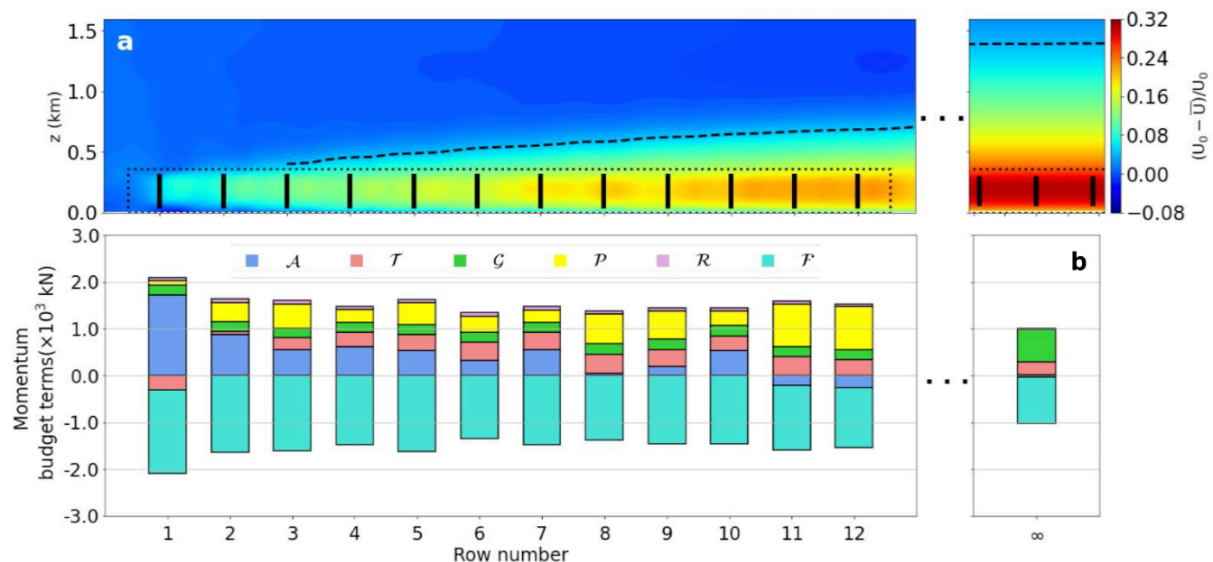
5.2.1. Modelleringsrammeverk for et målområde [2]

I denne studien er alle høyoppløselige Large-Eddy Simulations (LES) gjennomført ved bruk av Parallelized Large Eddy Simulation Model (PALM), koblet med en aktuatoriskivemodell med rotasjon for å representere kjølvannet etter vindturbiner. Den 15 MW referanseturbinen fra NREL benyttes i alle simuleringene. I tillegg anvender vi et ingeniørverktøy for kjølvannsimulering utviklet av NREL, basert på analytiske og empiriske formuleringer. Denne modellen gir en beregningseffektiv metode for å simulere kjølvannsinteraksjoner og evaluere kontrollstrategier i store vindparker. For å studere hvordan vindstrømmen utvikler seg innenfor en vindpark og identifisere de underliggende mekanismene, benytter vi en momentumbudsjettanalyse basert på den Reynolds gjennomsnittsbaserte strømningsretningen av momentumligningen. Dette innebærer å integrere ligningen over et definert kontrollvolum Ω og kvantifisere hvert ledd, som representerer krefter som: middelmomentumflux (A), trykgradient (P), geostrofisk kraft (G), Corioliskraft (C), turbulent momentoverføring (T), bølgeindusert moment (W) og turbinindusert momentumtap (F).

Høyoppløselig modellering og momentbudsjett

Figur 2 undersøker vindparkkonfigurasjoner med 144 (12×12) NREL 15-MW turbiner, med installert kapasitet fra 240 MW til 2160 MW og arealer fra $51,8 \text{ km}^2$ til $466,6 \text{ km}^2$. Hastighetsunderskuddet, $(U_0 - U)/U_0$, viser reduksjonen i vindhastighet som følge av turbiners virvler (wakes), mens turbulent kinetisk energi (TKE) angir turbulensintensiteten. Nedstrøms utvider virvelen seg vertikalt og danner et internt

grenselagsjikt (Internal Boundary Layer, IBL), hvor vindhastigheten gjenvinnes til 97 % av innstrømningsverdien. Dette IBL-sjiktet – atskilt fra det ytre grenselaget – kjennetegnes av lavere hastigheter og høyere turbulens (Fig. 2a, stiplet linje med kvadratiske markører). Vertikale bevegelser i virvelen blander inn raskere luft fra høyere nivå, noe som stabiliserer IBL-et når denne entrainmenten kompenserer for tapene i virvelen – vist som utflating ved $\sim 1,4$ km i Fig. 2a. For å undersøke atmosfære–vindpark-interaksjoner nedstrøms, viser Fig. 2b (nederst til venstre) budsjettet for strømningsretningens moment, gjennomsnittet over rader i kontrollvolumet Ω . I første rad balanseres turbintrekket hovedsakelig av middeladveksjon, med mindre bidrag fra geostrofisk kraft, trykkgradienter og turbulente flukser. Lenger nedstrøms svekkes adveksjonen, mens trykkgradienter og turbulent transport øker, og sammen opprettholder energihøsting. Geostrofisk kraft bidrar beskjedent (~ 13 %) gjennom hele parken, men blir dominerende (~ 68 %) i en uendelig stor vindpark, der adveksjon og trykkgradienter forsvinner i en horisontalt uniform strøm. Dette fører til større hastighetsunderskudd og økt avhengighet av geostrofisk drivkraft for å opprettholde momentbalansen.

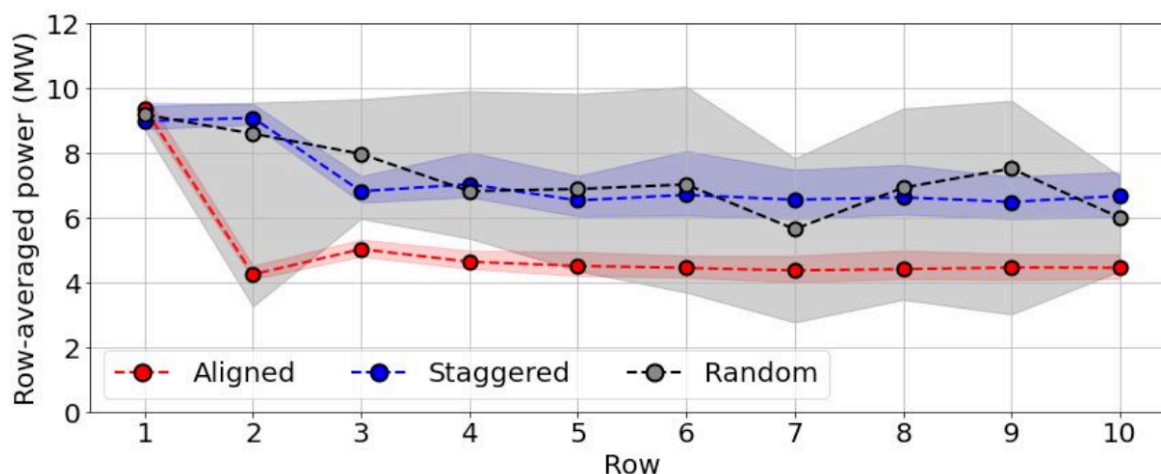


Figur 3 (a) Hastighetsunderskudd i strømningsretningen, gjennomsnitt langs y -aksen, med toppen av IBL angitt med stiplet linje (b) Budsjetttermer for kinetisk energi, gjennomsnitt over hver turbinrad: A – middeladveksjonsfluks, T – turbulent fluks, G – geostrofisk kraft, P – trykkgradient, F – vindturbinraft, og R – residual.

Høyoppløselig modellering: Effekt av parkoppsett

Vi sammenlignet oppsett med turbiner i linje, forskjøvet og tilfeldig plassering. Som vist i Fig. 3, ga det linjeformede oppsettet størst krafttap—54,6 % innen rad to—på grunn av sterk overlapp av virvler i strømningsretningen. Forskjøvede og tilfeldige oppsett presterte likt, med mindre enn 5 % forskjell i fullt utviklede områder. Selv om oppsettet påvirker strømninger på turbin-nivå, er effekten på storskala dynamikk i parken (f.eks. virvelavbøyning, global blokkering, gravitasjonsbølger) liten. Dermed er

energiproduksjonen i vindparker i gigawatt-skala primært bestemt av parkens størrelse og atmosfærens evne til å tilføre moment, heller enn lokale virveffekter fra oppsettet.



Figur 4. Planer i navhøyde som viser tidsmidlet hastighetsunderskudd (rad 1), vindretning (rotasjon) (rad 2), og trykkfordeling (rad 3) for tre turbinoppsett: linjert (kolonne 1), forskjøvet (kolonne 2), og tilfeldig (kolonne 3).

Høyoppløselig modellering: Effekt av atmosfærisk stabilitet

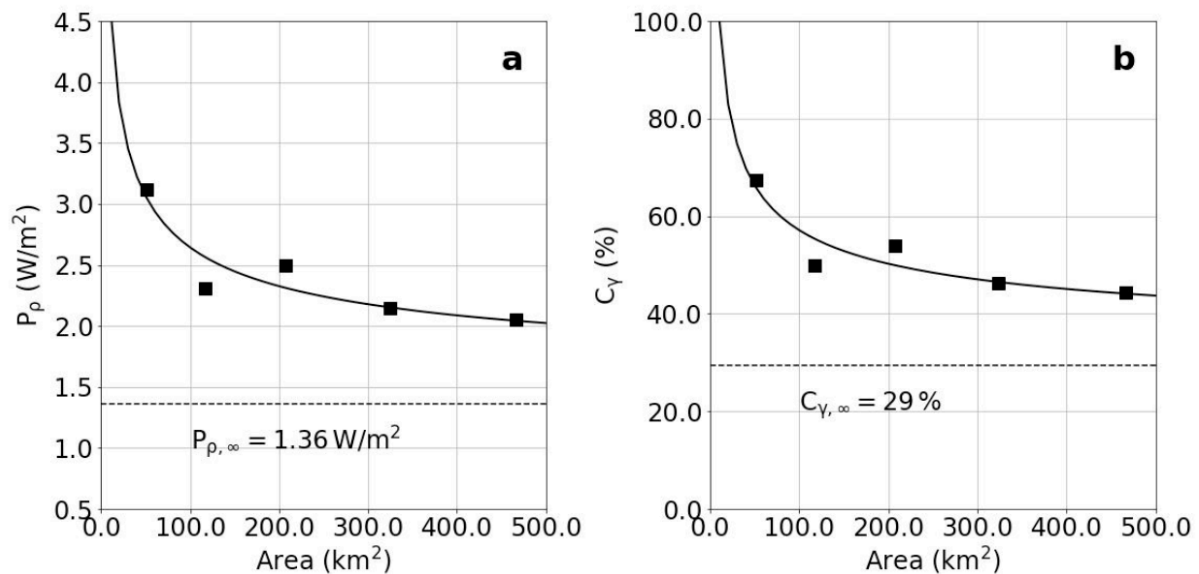
Atmosfærisk stabilitet har en avgjørende innvirkning på variasjoner i effekttetthet i havvindparker. Ved konvektive (ustabile) forhold fremmer økt turbulens vertikal momenttransport og raskere gjenoppbygging av virvler, noe som gir høyere effektuttak og jevnere trykkgradienter. I motsetning hemmer stabil lagdeling turbulens og entrainment, noe som fører til vedvarende virvler, lavere ytelse nedstrøms og større avhengighet av trykkgradienter for å opprettholde momentbalansen. Disse metocean-forholdene påvirker både middelstrømmen og det interne momentbudsjettet gjennom komplekse og sammenkoblede mekanismer, med både positive og negative konsekvenser. Som følge av dette kan effekttettheten variere betydelig—typisk mellom 0,1 og 0,5 W/m², avhengig av innstrømningshastigheten—noe som understreker viktigheten av å inkludere atmosfæriske og oseaniske forhold i vurderinger av havvindenergi.

Våre resultater viser at vindparkeffektiviteten, uttrykt som effekttetthet (P_p), avtar med økende vindparkareal (AF) og følger en omvendt potenslov:

$$P_p = \frac{a_1}{(A_F + b_1)^{\alpha_1}} + P_{p,\infty},$$

der $P_{p,\infty}$ representerer asymptotisk effekttetthet for en uendelig stor vindpark. Figur 3 viser hvordan effekttetthet og kapasitetsfaktor

(C_y) avtar når vindparkens størrelse øker fra 51,8 km² til 466,6 km², sammen med simuleringsresultater og tilpassede kurver. Nedgangen skyldes hovedsakelig to effekter: global blokkering, som reduserer innstrømningshastigheten, og kumulative virveltap.



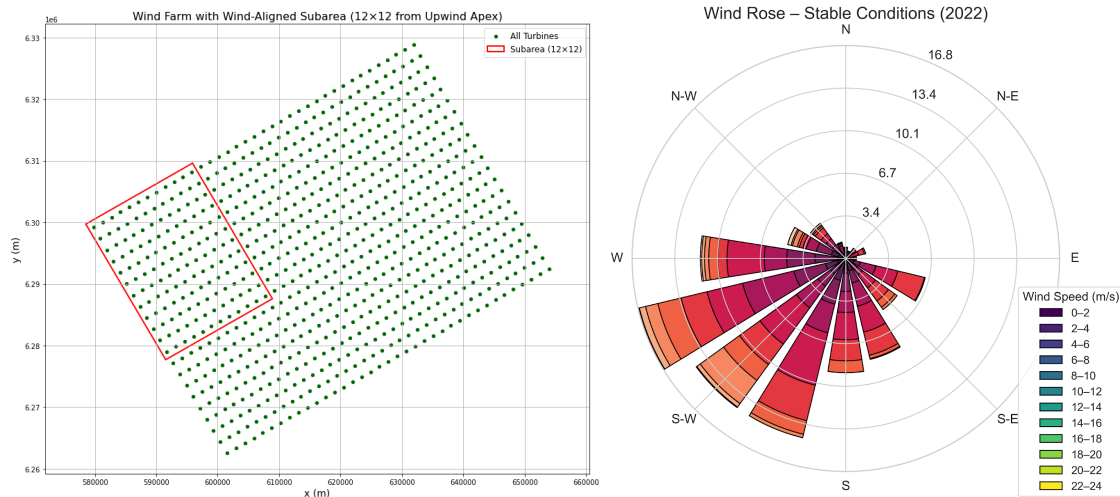
Figur5: Variasjoner i effekttetthet og kapasitetsfaktor med vindparkens størrelse. Svarte kvadrater viser verdier basert på LES-simuleringer, og svarte linjer er tilpassede kurver.

Merk at denne parameteriseringen er følsom for atmosfærisk stabilitet og kan være ugyldig ved aktiv strømkontroll, som yaw-styring eller avansert parkoptimalisering.

5.2.2 Lavoppløselig modellering: Stabilitet, yaw-kontroll og turbulens

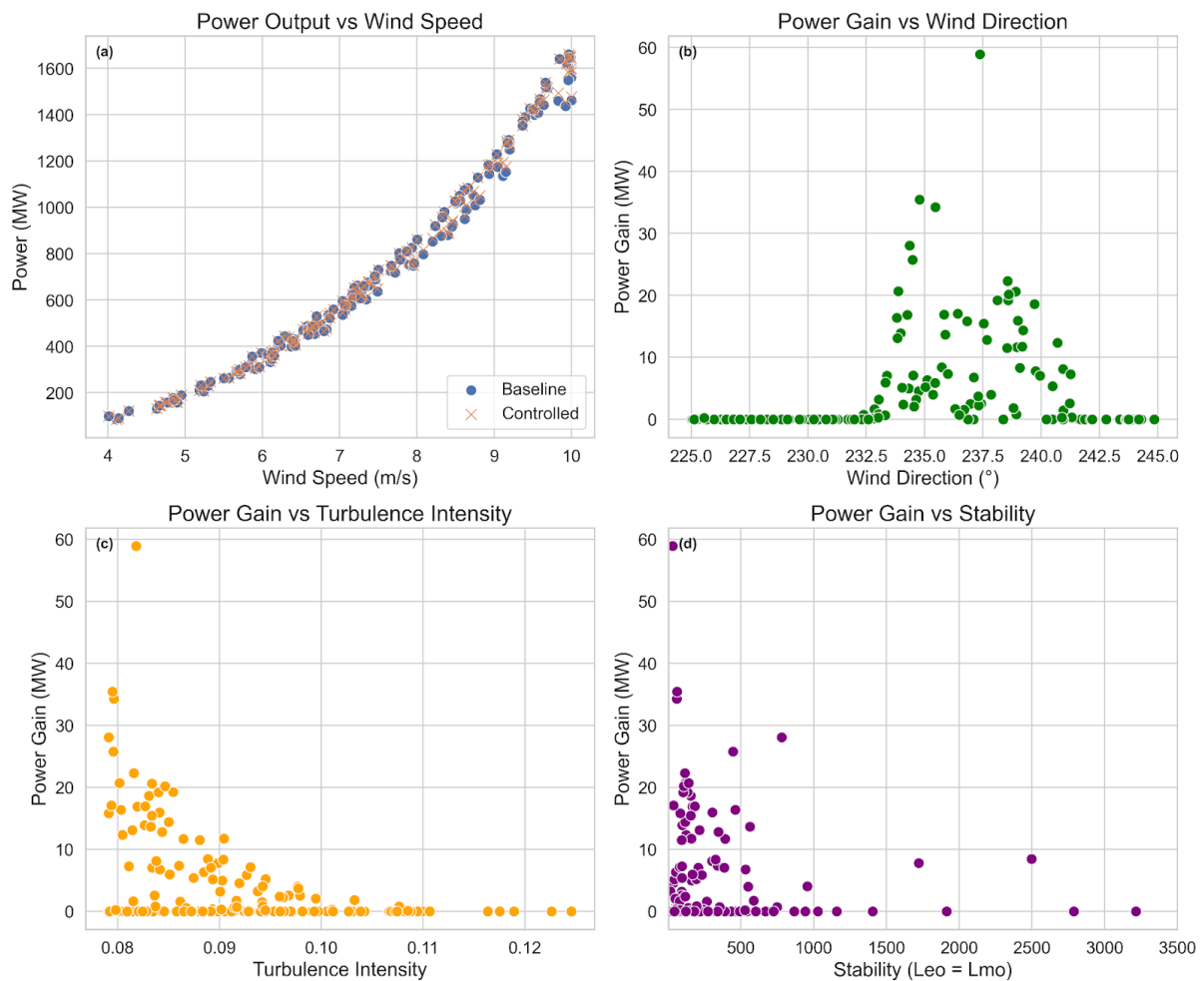
I denne delen benytter vi ERA5-data til å beregne Monin–Obukhov-lengden ved navnhøyde for 15 MW flytende vindturbiner, noe som muliggjør klassifisering av atmosfærisk stabilitet. En tiårs analyse viser at for Sørlege Nordsjø II (Fig. 6a), innen vindsektoren 225°–245°, forekommer stabile, svært stabile og nøytrale forhold hyppigst (se Fig. 6b for eksempel på stabile forhold i 2022).

Med fokus på 2022 kjører vi virvelsimuleringer basert på turbulensdata (intensitet og skjæringsekspONENT) og atmosfæriske input fra NORA3, for perioder med stabil lagdeling. To scenarier simuleres: en referanse uten kontroll og et yaw-styrt tilfelle for vindhastigheter mellom 4 og 10 m/s. Figur 7 viser den resulterende effektgevinsten (styrt minus referansekraft) som funksjon av vindhastighet, vindretning, turbulensintensitet (fra NORA3) og stabilitetsparameter (fra ERA5, interpolert til å matche NORA3-tidspunktene). Plottet understreker hvor viktig kontrollstrategier er for å regulere effektproduksjon, og hvordan de direkte påvirker resultatene i vår ytelsesanalyse.



Figur 6: (Venstre) Den geografiske plasseringen av vindparken Sørlege Nordsjø II (SNII) er transformert til et kartesisk koordinatsystem, med et regulært turbinoppsett vist med grønne markører. Røde linjer markerer en undergruppe av turbiner eksponert for den dominerende vindretningen. (Høyre) Vindrose for stabile og svært stabile atmosfæriske forhold, definert ved Monin–Obukhov-lengder mellom 0 og 600 m.

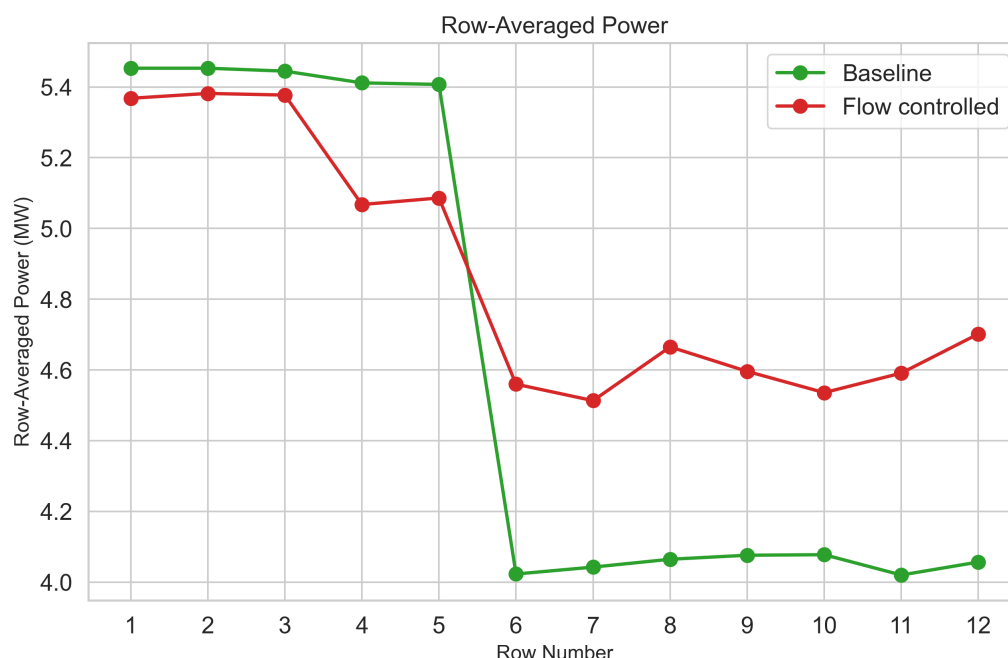
Power Relationships under Stable/Neutral conditions



Figur7: Spredningsplott som viser (a) referanse- og kontrollert effektproduksjon som funksjon av vindhastighet, (b) effektgevinst mot vindretning, (c) effektgevinst mot turbulensintensitet, og (d) effektgevinst mot atmosfærisk stabilitet (Monin–Obukhov-lengde).

Ingeniørmodellsimuleringer og effekt av strømkontroll [3]

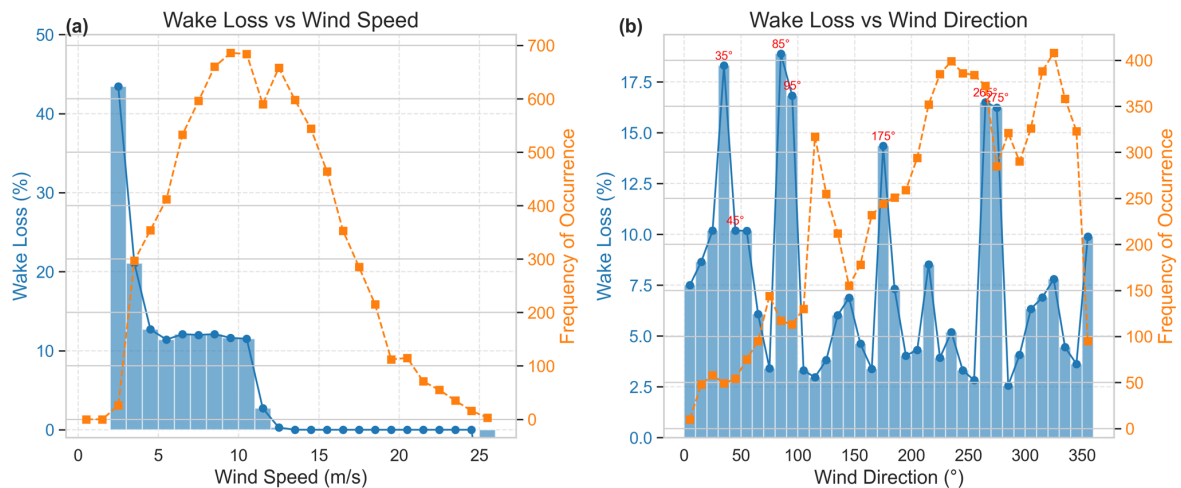
Yawstyring og strømkontroll på vindparknivå kan ha betydelig innvirkning på effektgevinst og total energiproduksjon. For å få bedre innsikt i sammenhengen mellom parkstørrelse, effektproduksjon og effekten av kontrollstrategier, viser Figur 8 den rad-gjennomsnittlige effektproduksjonen for SNII-delområdet (se Fig. 6, venstre). Selv om kontrollstrategien bevisst reduserer produksjonen i de fremste radene for å optimalisere strømmingen nedstrøms, resulterer dette totalt sett i en netto gevinst: Total referanseeffekt: 555,31 MW, Total kontrollert effekt: 584,44 MW, Effektgevinst fra yaw-styring: 5,24 %



Figur 8. Strømningsretningens variasjon i rad-gjennomsnittlig effektproduksjon for to tilfeller: uten kontroll (referanse) og med yaw-kontroll (rød).

Internt wake-tap i SNII vindparken i løpet av 2022 [3]

Figur 9a viser at wake-tapene forblir relativt stabile gjennom hele 2022, rundt 12 %, i området for vindhastigheter under nominell verdi (Region 2 av turbinens effektkurve), noe som tyder på at tapene hovedsakelig skyldes aerodynamiske forhold. **Figur 9b**, derimot, viser en sterk retningavhengighet, med toppverdier for wake-tap rundt 35°, 90°, 175° og 270°. Dette skyldes sannsynligvis at vinden treffer turbinradene eller -diagonalene direkte, noe som fører til økt wake-interaksjon. Samlet sett indikerer figurene at wake-tap er mer påvirket av vindretning enn av vindhastighet under nominelle driftsforhold.



Figur 9. (a) Intern wake-tapsprosent som funksjon av vindhastigheter (stolper), og forekomstfrekvens for de ulike vindhastighetene (linjer), og (b) intern wake-tapsprosent som funksjon av vindretning (stolper), og forekomstfrekvens for de ulike vindretningene (linjer).

6. Hovedfunn

- Kraftproduksjon i et vindkraftanlegg er en funksjon av omkrets delt på areal av vindkraftverket.
- Arealeffektiviteten til et vindkraftverk vil reduseres med økende størrelse. Kraftproduksjon per areal vil gå mot en $0.78 \pm 0.58 \text{ MW/km}^2$ med økende areal.
- I dag produserer de største kraftverkene i Nordsjøen ca. 1.4 MW/km^2 (Hornsea 1). Med den planlagte utbyggingen i Nordsjøen er det sannsynlig at kraftproduksjon vil reduseres til 1 MW/km^2 eller mindre.
- NVE's forslag til installert kapasitet på 5 og 7.5 MW/km^2 er urealistisk. Kun deres forslag på 3.5 MW/km^2 er realistisk for kraftverk med størrelse på 1 GW. For større kraftverk vil installert kapasitet per areal bli enda mindre.
- Atmosfærisk stabilitet og tilhørende fysiske prosesser (som gravitasjonsbølger i havet) kan ha betydelig innvirkning på sammenhengen mellom vindparkens størrelse, kapasitetsfaktor og effektproduksjon.
- Strømkontroll på parknivå gjennom virvelavbøyning kan ha betydelig innvirkning på effektproduksjonen, med gevinster i området 5 % til 24 %. Resultatene og de tilpassede kurvene som presenteres i denne studien, krever derfor en grundigere analyse.

Referanser

[1] Nøst, O. A. (2025). Power production and area usage of offshore wind and the relationship with available energy in the atmosphere. PloS One, 20(5), e0321528.

[2] Ning, Xu and Bakhoday Paskyabi, Mostafa, Assessing the Potential of Offshore Wind Farm Expansion: Met-Ocean Conditions and Power Generation Limit. Available at SSRN: <https://ssrn.com/abstract=5183870> or <http://dx.doi.org/10.2139/ssrn.5183870>

[3] Bakhoday-Paskyabi M. and Xu Ning (2025). Atmospheric Stability and Coordinated Flow Control in Offshore Wind Park Expansion. Writting and submission in Science Nature or WESC.