

Kvantifisering og analysering av vake-effekter på AEP ved Vestavind F havvindområde.

Reno Kingston
Odin Ingvar Bø

Bacheloroppgave i Energiteknologi
Bergen, Norge 2024





Kvantifisering og analysering av vake-effekter på AEP ved Vestavind F havvindområde.

Reno Kingston
Odin Ingvar Bø

Institutt for Maskin- og Maritime Studium
Høgskulen på Vestlandet
NO-5063 Bergen, Norge

IMM 2024-M34

Høgskulen på Vestlandet
Institutt for Maskin- og Maritime Studium
Inndalsveien 28,
NO-5063 Bergen, Norge

Cover and backside images © Norbert Lümmen

English title:	Quantification and Analysis of Wake Effects on AEP at Vesta- vind F offshore wind site.
Forfatter(e), studentnummer:	Reno Kingston - 148107 Odin Ingvar Bø - 602093
Studieprogram:	Energiteknologi
Dato:	Mai 2024
Rapportnummer:	IMM 2024-M 34
Veileder ved HVL:	Jan Michael Simon Bartl, Daniel Sukhman
Oppdragsgiver:	HVL
Oppdragsgivers referanse:	Jan Michael Simon Bartl
Antall filer levert digitalt:	1

Forord

Denne bacheloroppgaven er utført ved Høgskulen på Vestlandet (HVL), innenfor Institutt for Maskin- og Maritime Studium. Hovedtemaet for oppgaven er vindenergi. Vi ønsker å uttrykke vår dypeste takknemlighet til våre veiledere, Jan Bartl og Daniel Sukhman, for deres uvurderlige veiledning og støtte gjennom hele prosjektet. Deres ekspertise og oppmuntring har vært avgjørende for ferdigstillelsen av dette arbeidet. Denne oppgaven representerer et internt prosjekt ved HVL, og vi er takknemlige for ressursene og støtten som institusjonen har gitt. Vi håper at våre funn bidrar positivt til utvikling av havvind i Norge og fungerer som en nyttig referanse for fremtidig forskning.

Sammendrag

Denne bacheloroppgaven tar for seg kvantifisering og analyse av vake-effekter på årlig energiproduksjon (AEP) ved Vestavind F havområdet. Målet er å forstå hvordan ulike turbinplasseringer påvirker energiproduksjonen i offshore vindparker. Ved å bruke historiske vinddata fra NORA3-datasettet, analyseres ulike layout-scenarier ved hjelp av et analytisk beregningsverktøy. To hovedscenarier for turbinoppsett, lineær og forskjøvet, blir vurdert for tre forskjellige turbinstørrelser: 15 MW, 10 MW, og 5 MW.

Metodikken inkluderer en kartlegging av havområdet, innhenting og behandling av vinddata, samt bruk av analytiske verktøy for simulering av vake-effekter. Resultatene viser en betydelig variasjon i årlige vaketap og årlig energiproduksjon, som kan relateres til markante endringer i gjennomsnittlig vindhastighet. For 5 MW oppsettene ble det beregnet en AEP mellom 3020 GWh og 3589 GWh, mens vaketapene varierte mellom 1.77 % og 17.32 % for de betraktede årene. For 10 MW oppsettene var AEP mellom 3540 GWh og 4172 GWh, mens vaketapene varierte mellom 0.53 % og 15.60 %. For 15 MW oppsettet var AEP mellom 3289 GWh og 3872 GWh, med vaketap som varierte mellom 0.20 % og 15.22 %.

Sammenlignet med tall fra NVE sine beregninger, som antok et tap på 17.5 % for alle vindparkområder for 15MW turbiner, viser våre beregninger at vaketapene er svært varierende, men ligger mellom 0.20 % og 15.22 %. Vår AEP er også høyere enn NVE sine beregninger, som kan skyldes at vi ikke har inkludert nedetid på grunn av drift og vedlikehold i våre beregninger. Studien konkluderer med at 10 MW turbiner med en forskjøvet oppstilling gir den høyeste energiproduksjonen ved Vestavind F. Videre fremheves betydningen av kapasitetstetthet, definert som installert effekt per arealenheter, som en kritisk faktor for å balansere mellom maksimal energiproduksjon og minimal negativ interaksjon mellom turbinene. Beregningene av kapasitetstetthet og brukstiden understreker viktigheten av effektiv ressursutnyttelse i vindparker.

Denne oppgaven gir også innsikt i hvordan atmosfæriske forhold og turbulens påvirker vake-effektene og dermed energiproduksjonen. Resultatene har betydning for fremtidig planlegging og design av offshore vindparker, og foreslår at videre forskning bør fokusere på validering av funnene med flere datasett, samt utforske ytterligere faktorer som kan optimalisere energiproduksjonen ytterligere.

Abstract

This bachelor's thesis addresses the quantification and analysis of wake effects on Annual Energy Production (AEP) at the Vestavind F offshore wind site. The objective is to understand how different turbine placements influence energy production in offshore wind farms. Using historical wind data from the NORA3 dataset, various layout scenarios are analyzed using computational models. Two main scenarios for turbine setups, linear and staggered, are considered for three different turbine sizes: 15 MW, 10 MW, and 5 MW.

The methodology includes mapping of the offshore area, collection and processing of wind data, and the use of analytical tools for wake effect simulation. The results show a significant variation in annual wake losses and energy production, which can be attributed to marked changes in average wind speeds. For the 5 MW setups, the AEP was calculated to range between 3020 GWh and 3589 GWh, with wake losses varying from 1.77 % to 17.32 % over the observed years. For the 10 MW setups, the AEP ranged between 3540 GWh and 4172 GWh, with wake losses between 0.53 % and 15.60 %. For the 15 MW setup, the AEP ranged between 3289 GWh and 3872 GWh, with wake losses varying from 0.20 % to 15.22 %.

Comparing these results to NVE's estimates, which assumed a uniform wake loss of 17.5 % for all wind farm areas for 15 MW turbines, our detailed calculations show significant variability in wake losses, ranging from 0.20 % to 15.22 %. Our AEP is also higher than NVE's calculations, which may be due to not accounting for downtime due to operation and maintenance. The study concludes that 10 MW turbines with a staggered arrangement yield the highest energy production at Vestavind F. Furthermore, the importance of capacity density, defined as installed power per unit area, is highlighted as a critical factor for balancing maximum energy production against minimal negative interaction between turbines. Calculations of capacity factor and utilization time emphasize the importance of efficient resource utilization in wind farms.

This thesis also provides insights into how atmospheric conditions and turbulence affect wake effects and consequently energy production. The findings have implications for future planning and design of offshore wind farms, suggesting that further research should focus on validating the results with additional datasets and exploring other factors that can further optimize energy production.

Innhold

Forord	i
Sammendrag	iii
Abstract	v
1 Innledning	1
2 Teoretisk Bakgrunn	2
2.1 Vind teori	2
2.2 Momentbevaringsloven og vakeeffekter	2
2.3 Vakeeffekter i offshore vindparker	3
2.4 Analytiske vakemodeller og dens anvendelser	4
2.5 Kapasitetstetthet	4
2.6 Årlige energiproduksjon	4
3 Metode	5
3.1 Vestavind F havområdet	5
3.2 NORA3 Vinndata	5
3.3 Vindrose	8
3.4 Energirose	10
3.5 Turbintyper for case studiet	11
3.6 Metodisk tilnærming til layout av vindmøllepark	12
3.7 Case Studie	12
3.7.1 Case 1: Lineær turbinoppstilling	13
3.7.2 Case 2: Forskjøvet turbinoppstilling	13
4 Metode for Beregning av AEP	13
5 Resultat	15
5.1 Case 1: Lineær turbinoppstilling	18
5.2 Case 2: Forskjøvet turbinoppstilling	20
6 Konklusjon	22
7 Begrensinger i oppgaven	22
Referanser	23
Vedlegg	25
Vedlegg A: Alle Plotter	25
Vedlegg B: MATLAB skript	30
.01 Utviklet skript for rapport	30

Nomenklatur

Latinske tegn

Symbol	Beskrivelse	Enhet
A	Areal	m^2
AEP	Årlig energiproduksjon	W
C_P	Effektkoeffisient	-
C_T	Skyvekoeffisient	-
P	Effekt	W
ρ	Lufttetthet	kg/m^3
TI	Turbulensintensitet	%
u	Vindhastighet	m/s
v	Vindhastighet i Weibull-distribusjon	m/s

Forkortelser

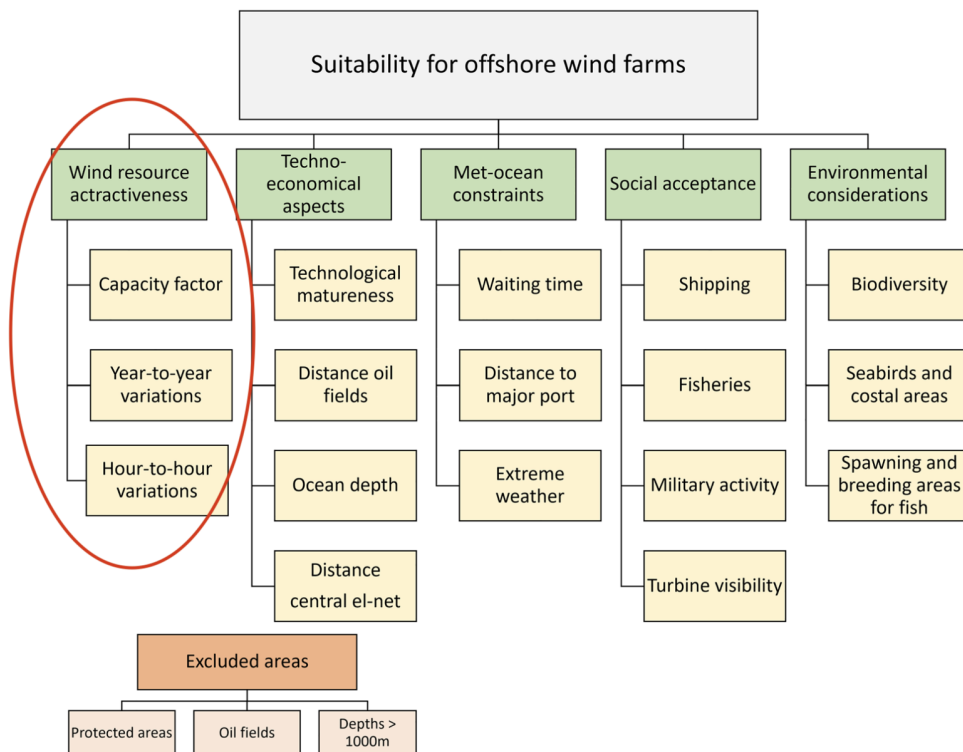
Forkortelse	Beskrivelse
AEP	Årlig energiproduksjon
CFD	Computational Fluid Dynamics
LES	Large Eddy Simulation
NREL	National Renewable Energy Laboratory
IRENA	International Renewable Energy Agency

1 Innledning

Høsten 2015 vedtok FNs medlemsland 17 mål for bærekraftig utvikling frem mot 2030, og en av årsakene til vedtaket er global oppvarming og klimaendringer. En annen årsak er mangelen på en stabil og økende innstrømning av fornybar energi. Vindkraft er en av energikildene som vil stå frem som en bærebjelke for å kunne nå et av målene, ”ren energi for alle”. Offshore vindparker, med sin evne til å levere stabil og omfattende energiproduksjon, står sentralt i den globale energiomstillingen. Det kan argumenteres for at potensialet for energiproduksjon fra vind er betydelig større til havs enn på land, grunnet mer konsistente og sterkere vindforhold [1]. Ifølge den siste rapporten fra International Renewable Energy Agency (IRENA), vokste installert kapasitet for offshore vind i Europa mer enn fire ganger fra 2013 til 2022. Globalt har installert kapasitet økt nesten ni ganger. Med fremskyndet godkjenningprosedyrer og økte investeringer, kan den globale installerte kapasiteten øke fra 63,2 GW i 2022 til 380 GW innen 2030 [2].

Denne rapporten har som mål i å undersøke kraftproduksjon og vaketap for forskjellige vindpark oppsett ved Vestavind F havområdet, som kan være grunnlaget et grunnlag til videre betraktning av økonomisk lønnsomhet av offshore havvindparker. Rapporten vil innsnevre fokuset til å kun se på vakeeffektens oppførsel i forhold til årlig energiproduksjon (AEP), når turbinplassering tas i betraktning ved å analysere historisk vinddata. Er det da mulig å prosjektere fremtidige vindparker mer effektive og lønnsomme, eller vil forskjellen mellom best case og worst case være for liten til at det er av betydning [3].

Arbeidet som presenteres her bygger på en systematisk tilnærming til innsamling og analyse av data. Først kartlegges havområdet Vestavind F, og det bestemmes hvilke parametere som brukes videre. Basert på funnene fra NVEs energiestimerting, innhentes historisk vinddata fra NORA3, som er tilgjengelig via Meteorologisk institutts åpne servere [4]. Deretter utformes case scenarier for layout-design av potensielle vindparker. Videre benyttes en ferdig utviklet beregningsverktøy, til å beregne AEP i de forhåndsbestemte scenarioene [2, 5]. Denne beregningsprosessen vil være tilpasset for håndtering av tidsbegrensinger og ressurskrav . Til slutt vil resultatene analyseres for å se om AEP kan predikeres slik at det er av betydning for å oppnå nevnte mål. Med denne tilnærmingen siktes det mot å gi dybdeinnsikt i hvordan ulike faktorer påvirker ytelsen til en offshore vindpark. Videre vil det fremgå hvordan analytiske modeller og simuleringer, kan brukes til å forutsi og optimalisere den årlige energiproduksjonen fra store vindparker, og dermed bidra til en mer effektiv og bærekraftig energifremtid.



Figur 1: AHP diagram med annotasjon av oppgavens hovedfokus. Figuren viser hvor mange faktorer som avgjør egnetheten til etablering av offshore vindpark [6].

Diagrammet i Figur 1 gir en detaljert oversikt over faktorer som er viktige for å vurdere hvor egnet visse lokasjoner vil være for offshore energiproduksjon. Disse faktorene er gruppert i fem hovedkategorier: vindressursenes tiltrekningskraft, teknisk-økonomiske aspekter, met-ocean-begrensninger, sosial aksept, og miljøhensyn. Hver kategori er ytterligere oppdelt i underkategorier som spenner fra kapasitetsfaktor og teknologisk modenhet, til biodiversitet og sosial aksept [6]. Fokuset i følgende rapport er spesielt rettet mot vindressursenes tiltrekningskraft, som er avgjørende for å optimalisere energiutbyttet fra vindparker. Denne kategorien inkluderer subfaktorer som kapasitetsfaktor, år-til-år variasjoner, og time-til-time variasjoner, som sammen vurderer vindens kvalitet og konsistens som energikilde. Disse tre faktorene er sentrale i denne oppgaven, særlig det å ta inn timesvis vinddata og undersøke variasjon på den årlige energiproduksjonen.

Følgende rapport er organisert som følger: Kapittel 2 gir en teoretisk bakgrunn om meteorologi, momentbevaringsloven, vakeeffekter og AEP. Kapittel 3 beskriver metodikken som brukes, inkludert en forklaring av NORA3 datasettet, og hvordan vinddata blir hentet og behandlet. I tillegg beskrives fremgangsmåten for utførelsen av case-studiet. Til slutt, i kapittel 5, oppsummeres hovedfunnene og gir forslag til forbedringspotensialer og mulige områder for videre forskning.

2 Teoretisk Bakgrunn

2.1 Vind teori

Meteorologiske faktorer som vindhastighet og vindretning er avgjørende for energiproduksjonen fra vindturbiner, ettersom disse variablene direkte påvirker både turbinens effektivitet og generering av vakeeffekter.

Vindturbiner blir vanligvis satt opp i grupper innenfor vindparker, ettersom det er mer kostnadseffektivt både ved installasjon og vedlikehold sammenlignet med når turbiner opereres individuelt. Likevel må disse turbinene plasseres med omhu for å unngå at de står for tett. Årsaken til dette er at luftstrømmen som passerer en vindturbin blir langsommere og mer turbulent. Dette fenomenet, kjent som turbinens vake, påvirker effektiviteten til turbinene rundt [7].

Dette fenomenet kan påvirke energiutbyttet samt øke slitasje på nedstrøms turbiner. Effektiviteten til en vindturbin er sterkt avhengig av interaksjonen mellom innkommende vind og turbinens rotorblader. Denne interaksjonen påvirker både luftstrømmen og energiutvinningen fra vind. Vindens kvalitet, målt gjennom hastighet og stabilitet, bestemmer mengden kinetisk energi tilgjengelig for konvertering til elektrisitet [8].

Atmosfærisk stabilitet spiller en avgjørende rolle i hvordan vakeeffekter oppfører seg i vindparker. Den atmosfæriske stabiliteten bestemmes av temperaturgradienten i atmosfæren, det vil si hvor raskt temperaturen faller med høyden. Denne gradienten påvirker turbulensnivået i atmosfæren og dermed spredningen og oppløsningen av vaker bak vindturbiner [2]. I stabile atmosfæriske forhold, hvor lufttemperaturen faller sakte med høyden (eller til og med øker), er turbulens lav, og dette fører til at vaker kan vedvare over lengre avstander, noe som forsterker vakeeffekter og øker vake underskuddet (wake deficit). I ustabile forhold, med rask temperaturfall med høyden, er turbulensen høy, som bidrar til raskere oppløsning av vaker og reduserer dermed vake underskuddet.

Vakeunderskuddet referer til reduksjonen i vindhastighet bak en turbin sammenlignet med vinden foran turbinen, og er en viktig faktor for analysen av energiproduksjonen i vindparker. Dette vil bli utdypet nærmere senere i oppgaven.

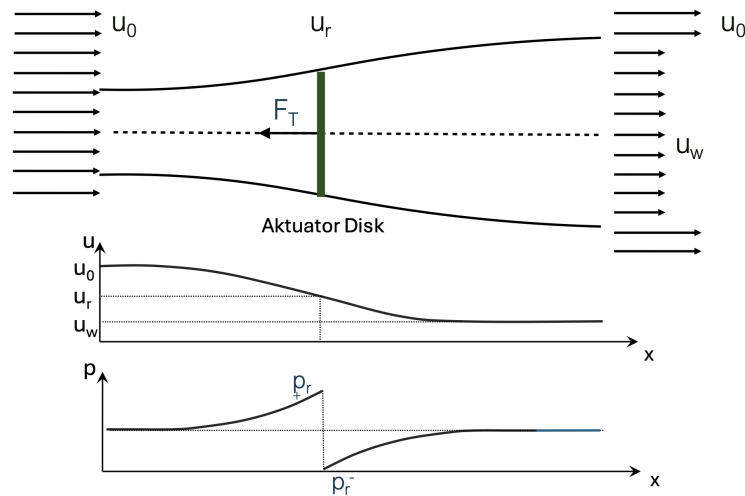
2.2 Momentbevaringsloven og vakeeffekter

For å bygge på vake-effektforklaringen fra forrige delkapittel 2.1, så er vurdering av vakeeffekt sentralt i prosessen for vindpark planlegging og -design, ettersom det kan føre til redusert effektivitet for turbiner som er plassert nedstrøms av andre turbiner. Forståelsen og modellering av vakeeffekter er avgjørende for optimalisere oppsettet av vindparker og for å maksimere den samlede energiproduksjonen. For å begrense og unngå vakeeffekter, er det viktig å gjøre seg kjent med moment bevaringloven, som beskriver hvordan vinden overfører en del av sin bevegelsesmengde i møte med turbinen. Denne overføringen og reduksjonen i strømningshastighet kan beskrives ved hjelp av masse -og momentbevaring loven,

$$\text{Massebevaring: } A_0 u_0 = A_r u_r = A_w u_w u_w^2 + \Delta p A_r \quad (1)$$

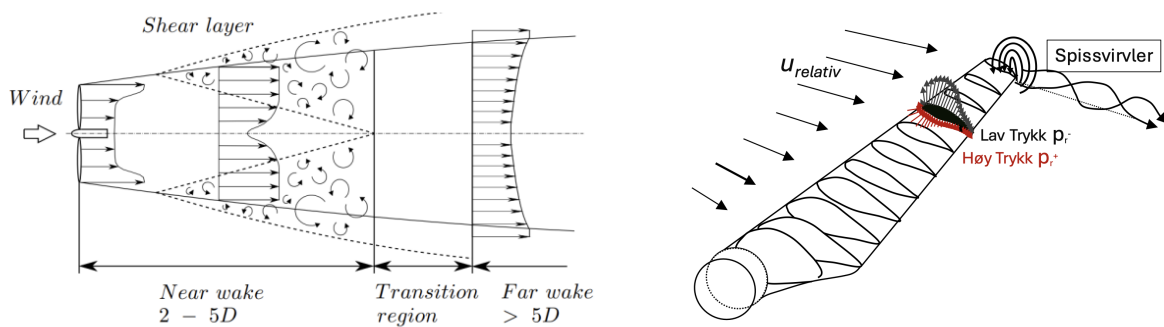
$$\text{Momentbevaring: } \rho A_0 u_0^2 = \rho A_w \quad (2)$$

Her er A_0 , A_r og A_w tverrsnittsarealet for strøm før, i, og etter rotoren, u_0 , u_r , og u_w er strømnings- eller vindhastighet, ρ er lufttetthet, og Δp er trykkfallet over rotoren. Trykkfallet illustreres ved figur 2 [9],



Figur 2: Illustrasjon av hvordan trykk endres over en aktuator disk, som representerer rotoreffekten i forenklet form.

Vaker kan videre beskrives som to hovedtyper, nær- og fjern vake. Nær vake området karakteriseres som mer turbulent enn fjern vake, og inneholder rotasjonsbevegelser som stammer fra spissvirlene (tip vortices) på rotorbladene. Denne regionen er preget av en større nedgang i strømningshastighet enn lenger nedstrøms, illustrert i figur 3. Denne figuren viser hvordan vakens lag og regioner er delt opp i forhold til dominerende vind retning. Nær vake regionen strekker seg omtrent fra $2-5D$, hvor D omtales som rotorens diameter som vil bli omtalt mye i følgende rapport. I nær vake regionen finner komplekse aerodynamiske interaksjoner sted, inkludert samspillet mellom spissvirlene og den dominerende vindretningen.



Figur 3: Til venstre illustreres vake regionene av Lissaman (1977) fra Mühle [10, 11], og til høyre vises det hvordan rotorbladene danner spissvirlver.

Fjern vake referer til området som strekker seg utover nær vaken, vanligvis mer enn $5D$ fra turbinen. I denne regionen begynner vaken å blande seg med den omkringliggende atmosfæren og blir mindre turbulent [2]. Denne delen av vaken spiller en viktig rolle for energiproduksjonen til nedstrøms turbiner i vindparker. For å beregne, og tilnærmet forutsi vakeeffekter, benyttes flere modeller, inkludert Jensen-modellen og mer sofistikerte modeller som tar hensyn til ulike atmosfæriske og geografiske forhold. En av de mer utviklede modellene er Bastankhah-modellen, som bruker Gaussisk for å beskrive vakeeffekten [12]. Denne modellen har vist seg å være en mer nøyaktig, i forhold til hvordan vakeeffekter oppfører seg, og er støttet av både eksperimentelle data og stor-skala numerisk simuleringer (LES) [2] [12].

2.3 Vakeeffekter i offshore vindparker

I de fleste vindparker er den typiske avstanden mellom turbinene mellom $6-12D$, ettersom installasjonskostnadene ville være for høye for større avstander [13]. Likevel installeres turbinene vanligvis nært nok hverandre, slik at de blir påvirket

av hverandre sine vaker. I tidligere studier er det blitt rapportert et tap på 10 - 20 prosent mellom den første og andre turbinrekken i en offshoreinstallasjon, og et maksimalt effektfall på opptil 35 prosent i det ekstreme tilfellet når turbinene er justert med vindretningen [14].

2.4 Analytiske vakemodeller og dens anvendelser

En av de sentrale modellene for å analysere og simulere wake-effekter er Ishihara-Qian vake-modellen [15]. Denne modellen gir en metodikk for å beregne vakeeffekter basert på kjente forhold knyttet til turbiner og vind. Ishihara-Qian-modellen er en integrert del av det beregningsverktøyet som benyttes i denne rapporten. Valget av hvilke vake-modeller som skal anvendes, avhenger av tre hovedfaktorer: ønsket beregningstid, nødvendig nøyaktighet, og tilgjengeligheten av vindmodelleringsparametere [2].

Jensen-modellen representerer en av de tidlige analytiske beskrivelsene av vake-effekter fra vindturbiner [16]. Den gir en enkel tilnærming for å beregne vake-effekter, ved å anta en vakeform som ligner på en toppplue, som endrer seg med avstanden til oppstrøms turbinen. Denne modellen, selv om den gir en oversiktlig tilnærming, mangler en lateral distribusjon av vindhastighetsavvik og betraktes som en forenklet modell sammenlignet med mer moderne modeller som Ishihara-Qian. Bastankhah-modellen representerer en nyere analytisk tilnærming som har vist seg å gi gode resultater for prediksjon av vake-effekter i både nær og fjern vake. Den bruker empiriske parametere for å modellere vake-gjenoppbygging og inkluderer både vindhastighetsavvik og turbulensintensitet som faktorer [2].

2.5 Kapasitetstetthet

Kapasitetstetthet beskriver den installerte effekten per arealenhet, og uttrykkes som $\frac{MW}{km^2}$ [13]. Dette er en avgjørende faktor for utviklingen av vindparker på grunn av deres betydelige arealkrav. Ifølge rapporten utført av ECN Wind Energy [17], er optimal kapasitetstetthet for vindparker avhengig av en rekke faktorer, inkludert turbinens effekt og størrelse, samt vind- og økonomiske forhold. Videre diskuterer studiet utført av Deutsche WindGuard hvordan ulike nasjonale reguleringsrammer påvirker kapasitetstettheten i europeiske land [13]. Ikke alle land har de samme forutsetningene, spesielt med tanke på plass. Økte avstander mellom vindturbiner tillater vinden mer tid og plass til å gjenoppbygge styrke. Imidlertid resulterer dette i mindre effektiv arealutnyttelse. Videre fører større avstander til behov for lengre strømkabler, og begrenser arealets anvendelighet for andre formål. Tabell 1 viser kapasitetstettheten til Europeiske havområder.

Tabell 1: Kapasitetstetthet i europeiske havområder. Inspirert av [13]

Land/Hav	Totalt område (km)	Kapasitetstetthet ($\frac{MW}{km^2}$)
BE	43	16.5
DE	751	8.7
DK	195	5.9
NL	121	7.9
UK	285	6.1
Nordsjøen	1145	8.1
Baltiske hav	248	7.3

2.6 Årlige energiproduksjon

Årlig energiproduksjon (AEP) er en sentral indikator for å vurdere effektiviteten til vindturbiner og vindparker. Denne beregningen estimeres typisk ved å integrere turbinens effektkurve over en karakteristisk distribusjon av vindhastigheter for en gitt lokalitet [18]. Effektkurven illustrerer hvordan turbinens energiproduksjon varierer med forskjellige vindhastigheter. Som beskrevet i 2.1, er vind en nødvendig ressurs for energiproduksjon fra vindkraft.

3 Metode

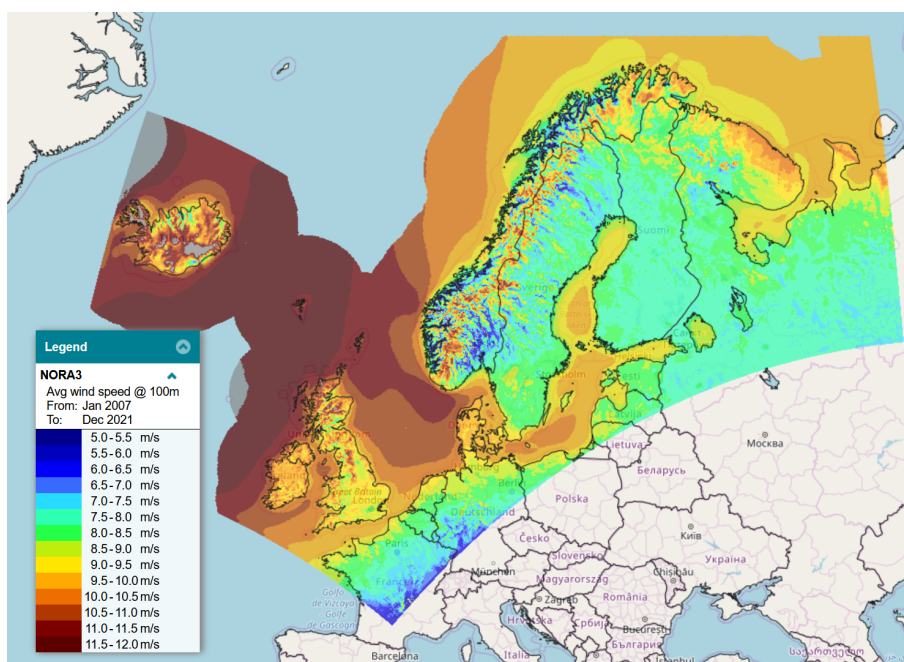
Denne delen rapporten er avgjørende for å forstå hvordan kvantifiseringen og analysen blir utført, og for å vurdere gyldigheten av resultatet. Følgende del forklarer hvordan innsamling og analysing av data behandles for å besvare oppgavens formål. Det vil også diskuteres eventuelle begrensinger og antagelser som blir gjort underveis.

3.1 Vestavind F havområdet

Fokuset i denne rapporten er området kjent som Vestavind F, et potensielt tilleggsareal til det allerede etablerte Utsira Nord. Vestavind F dekker omtrent 1989 km^2 og er plassert i Nordsjøen, utenfor kysten av Haugesund i Rogaland. Utsira Nord var opprinnelig delt opp i 3 seksjoner, på omtrent $130 - 140 \text{ km}^2$. Hver seksjon i dette området er foreløpig godkjent for en installert kapasitet på 500 MW. Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE) anbefaler en utvidelse av kapasiteten i hver seksjon med ytterligere 250 MW. Dette justeringen vil tillate en total installert kapasitet på 2250 MW i Vestavind F [19].

3.2 NORA3 Vinddata

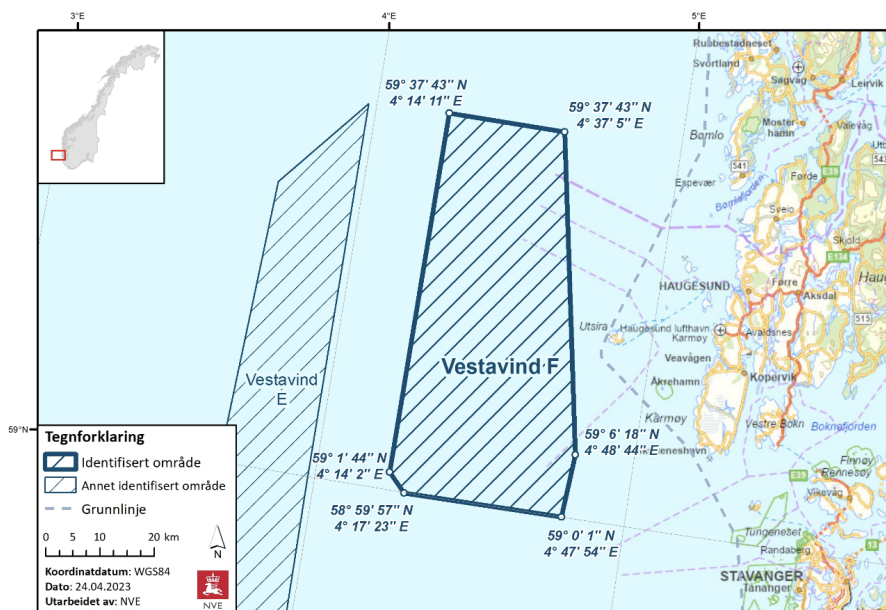
NORA3 er et omfattende datasett som er utviklet for å gi detaljert informasjon om atmosfæriske forhold, inkludert vindhastighet og retning, over Norge og tilstøtende havområder. Datasettet er utviklet av Meteorologiske Institutt, og videre validert i forskningsartikkel [20]. NORA3 er resultatet av en grundig modelleringsteknikk som kombinerer historiske meteorologiske data med avanserte algoritmer for å genererer nøyaktige og pålitelige estimater av værforholdene i den spesifikke regionen. Å benytte NORA3 som vinddata-kilde har blitt validert som pålitelig i andre forskningsartikler [21]. Omfanget av datasettets geografiske område sees i figur 4. Figuren viser hvordan vindforholdene er gode for opprettelse av offshore anlegg [22].



Figur 4: Geografisk strekning av datasettet NORA3, innlemmer blant annet Østersjøen, Barentshavet Nordsjøen og Norsk farvann [6].

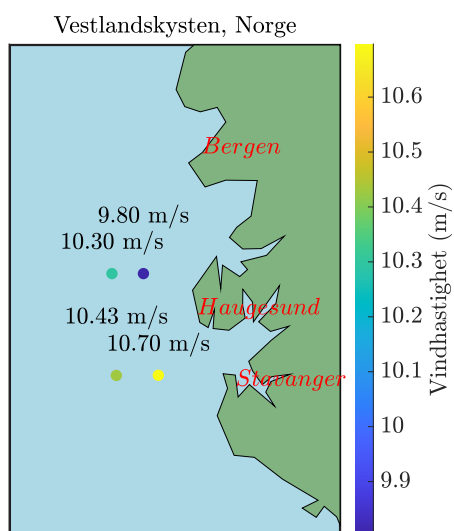
Ved innhenting av vinddata for analysen av vindkraftprosjekter er påliteligheten av data viktig. Det er derfor viktig at prosessen starter med et grundig kartleggingsarbeid, dette ved hjelp av Norges vassdrags- og energidirektoratets veileder for havvindsområdet [19]. Ressursen tilbyr verdifull informasjon om geografisk plassering og utstrekning av området som skal undersøkes. Vedlagt på deres nettside er det oppgitt at det smaleste partiet fra vest til øst er på omtrent 22 km, mens høyden sett grafisk fra sør til nord er på ca 90 km. Dette stemmer godt overens med total areal på 1989 km^2 for Vestavind F. Se Figur 5.

Det er viktig å velge ut hvilke punkt i området som skal benyttes for å innhente vinddata, og dette gjøres ved å først



Figur 5: Vestavind F havområdet hentet fra NVE [19].

foreta en stikkprøve for året 2022 på hvert av ytterpunktene. Deretter regnes gjennomsnittshastighetene for hvert av punktene, for så å kunne validere valget, se figur 9. Med koordinatene fastslått er det neste trinnet å benytte python toolbox, metocean api, et verktøy designet for å hente og analysere meteorologiske og oseanografiske data [23]. APIet tillater detaljert innsikt i vindforholdene på 7 forskjellige høyder. Ettersom turbinene som skal undersøkes har en navhøyde 90, 119 og 150 meter, vil det være naturlig å velge måledata som tilbys på 100 meter. Som tidligere nevnt hentes data ut i time for time mengder, det er derfor nødvendig med en utvalgsundersøkelse for de 8760 datapunktene som er antall timer i et år. Dette er spesielt nødvendig for å kunne bruke de analytiske modellverktøyene mer tidseffektivt. I store datasett slik som rapporten undersøker, vil det være nødvendig med egenutviklet verktøy som er designet for å filtrere, analysere og visualisere eventuelle anomalier, og trender av betydning for videre analyse. Se Appendix B for kodeutklipp

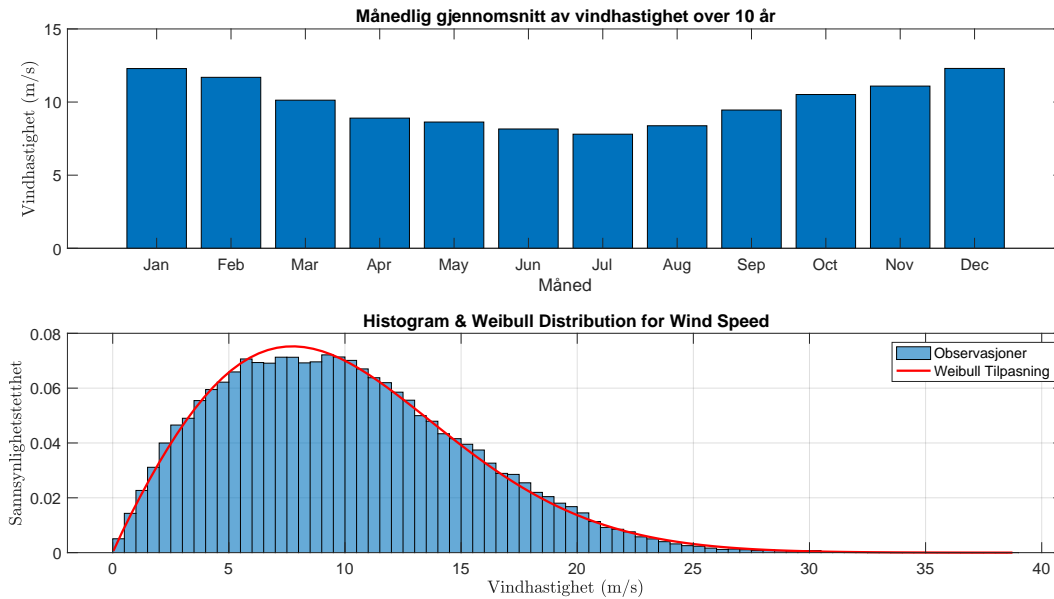


Figur 6: Viser gjennomsnittshastighet for 2022 for ytterpunkter ved VestavindF.

Vindhastighetsfordelingen på et sted, spesielt i marine områder, modelleres ofte ved hjelp av en Weibull-distribusjon. For denne analysen benyttes en Weibull-distribusjon med to parametere; formfaktoren k og skala-faktoren c . Den matematiske representasjonen av denne distribusjonen er gitt ved ligningen:

$$f(v) = \frac{k}{c} \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} \exp\left[-\left(\frac{v}{c}\right)^k\right] \quad (3)$$

hvor v representerer vindhastigheten [24]. Figuren 7 illustrerer hvordan vindhastighetsfordelingen følger denne funksjonen for et spesifikt område, og ytterligere detaljer om turbinens karakteristikk og deres respons på lokale vindforhold kan finnes i seksjon 3.5.



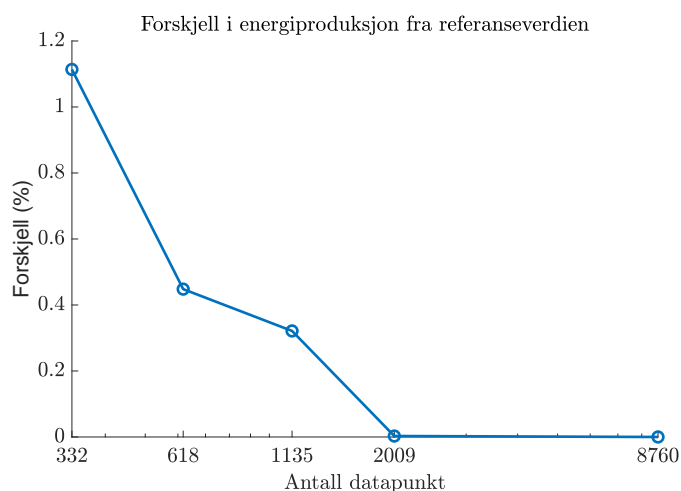
Figur 7: Vindhastighetsfordelingen er for et av ytterpunktene ved Vestavind F 6. Denne fordelingen er et gjennomsnitt over 10 år.

Videre beregnes frekvensen til vindhastigheten, med dette menes hyppigheten til hver instans av vindhastighet i løpet av ett år. Dette gjøres for hvert av de 10 årene som oppfyller et av kravene for å kunne analysere historiske og potensielt fremtidig vindtrend.

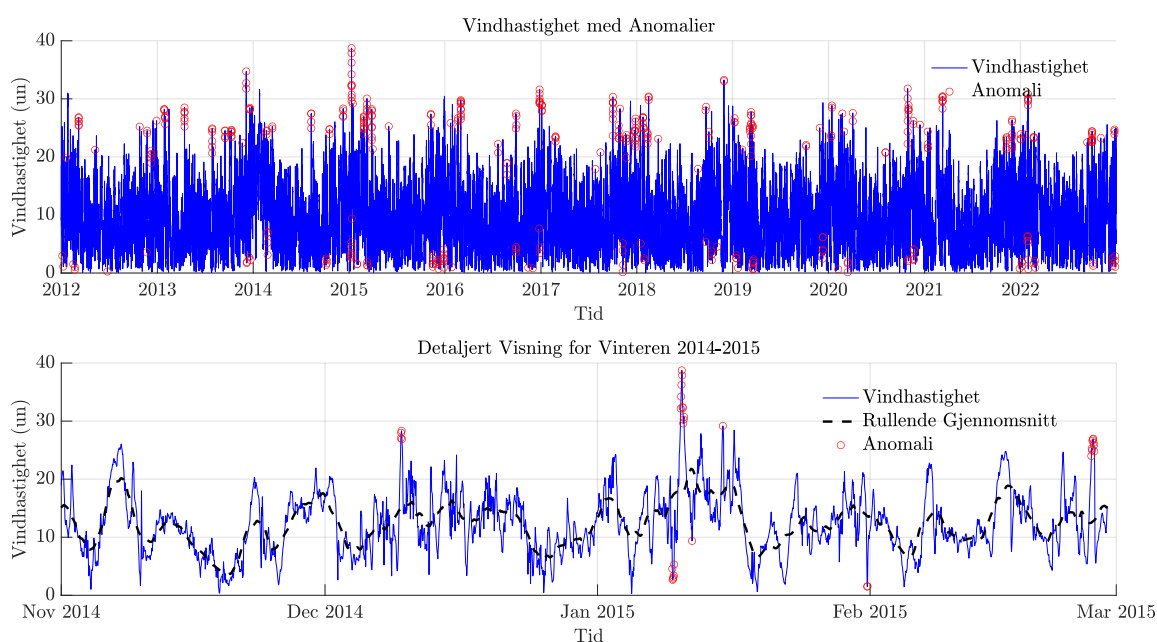
Prosessen med å avrunde datapunkter, blir illustrert i Figur 8. I det opprinnelige datasettet ble det benyttet 8760 datapunkter for å utføre AEP-beregninger for en vindpark. For å forenkle dataene og forbedre beregningshastigheten, ble datapunktene først avrundet til nærmeste meter per sekund (m/s) og nærmeste 3 grader. Denne avrundingen reduserte antallet datapunkter til 2009, men forskjellen i produksjonen var minimal, kun 0,0029 prosent. Deretter ble en ytterligere avrundning til nærmeste m/s, men denne gangen til 6 grader. Resultatet var en reduksjon til 1135 datapunkter, med en forskjell på 0,32 prosent i produksjon. Disse justeringene viser at selv med betydelige reduksjoner i antall datapunkter, forblir produksjonsforskjellene forholdsvis små, noe som indikerer at en mer aggregert datapresentasjon kan være en effektiv tilnærming for å redusere kompleksiteten uten å ofre nøyaktighet i AEP-estimatene.

Dette kan forklares ved å observere Figur 9. Disse figurene viser anomalier over 10 år, og et mer detaljert visning for et halvt år. I den detaljerte visningen vises flere anomalier, men det rullende gjennomsnittet beholder en relativt stabil trend. Dette antyder at bruk av rullende gjennomsnitt eller tilsvarende utjevningsmetoder fremhever de underliggende trendene uten å måtte adressere hver enkelt anomali direkte. Ved å implementere avrundingsstrategier bevares den generelle dynamikken i vindforholdene, samtidig som datakompleksiteten som kan være ressurskrevende i analysefasen, reduseres.

Dette understreker at anvendelse av avrundinger i databehandlingen kan være et effektivt tiltak for å opprettholde nøyaktigheten i beregningene samtidig som det effektiviserer datamodellering og analytiske prosesser.



Figur 8: Forskjellen i energiproduksjon, ved å avrunde vinklene



Figur 9: Øvre del beskriver hvordan datapunkter i en time til time måling er, kan anses som et øyeblikks vindkast. Nedre del av figur viser hvordan en rullende gjennomsnitt er hvordan dataen blir håndtert.

3.3 Vindrose

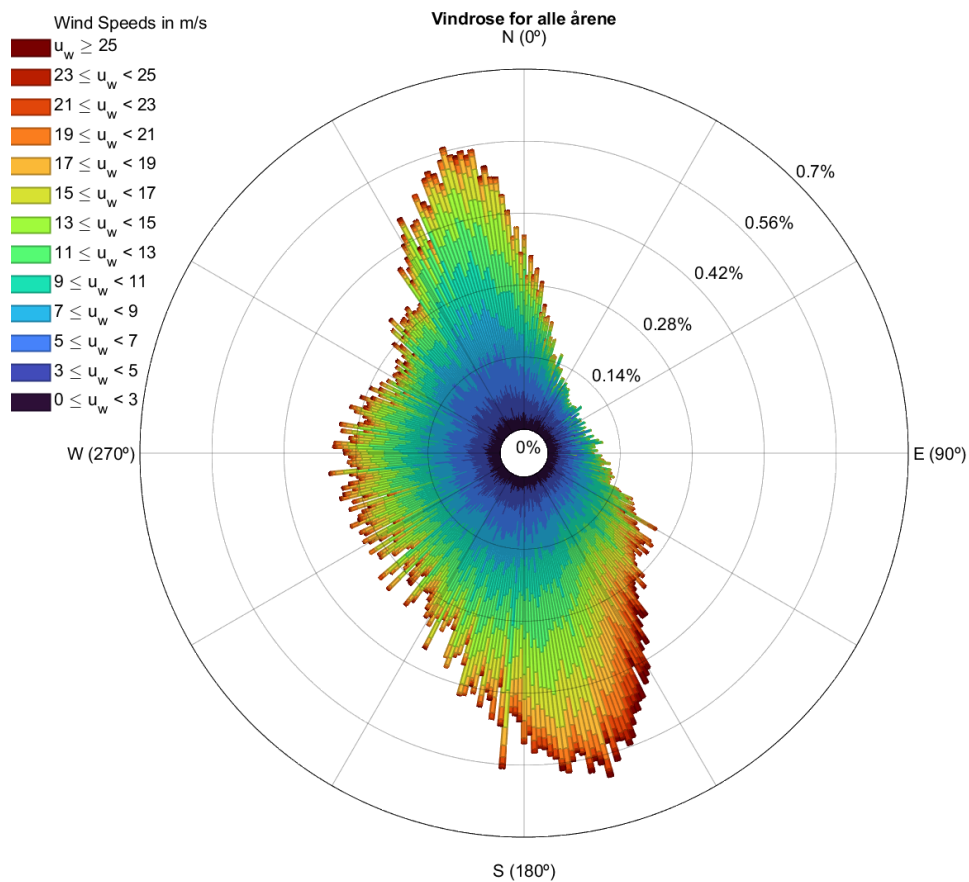
I arbeidet med å kvantifisere og optimalisere energiproduksjonen fra vindkraftprosjekter, er en detaljert forståelse av de lokale vindforholdene essensiell. Vindrosen, som visualiserer distribusjonen av vindhastigheter og -retninger over en valgt periode, fungerer som et fundamentalt verktøy for å identifisere dominerende vindretninger og de hyppigste vindhastighetene i et område. For å sikre høyere pålitelighet og representativitet i analysen, velges en periode på 10 år. Dette omfattende datasettet bidrar til å minimere statistiske feilkilder og gir et sterkt grunnlag for beregninger og prognoser. [24].

Vindrosedataen for dette studiet er generert ved hjelp av et Matlab-script, som er en integrert del av det beregningsverktøyet som er utviklet ved HVL. Scriptet prosesserer rådata hentet fra Meteorologiske institutt (MET) sine åpne serverer. Disse dataene, som inneholder timesmålinger av vindhastighet og vindretning, analyseres videre for å bestemme frekvensfordelingen. Frekvensen beregnes ved å dele det totale antallet forekomster av en spesifikk vindhastighet og -retning med antall timer i det gitte året, hvor 8760 timer representerer et vanlig år og 8784 timer et skuddår.

Vindrosen, som presenteres som et vedlegg i denne avhandlingen, illustrert med en omfattende statistisk analyse av vindforholdene for det aktuelle området over en tiårsperiode. Denne informasjonen er avgjørende for å forstå og forutsi

hvordan vindforholdene potensielt vil påvirke vindkraftproduksjonen og er en viktig komponent i design og planlegging av vindparker. Med denne tilnærmingen sikres det at vindparksutformingen står i samsvar med de empirisk observerte vindmønstre, som er kritisk for den overordnede energieffektiviteten og økonomien i vindkraftprosjektet.

Når vinden i et gitt område skal undersøkes, er det ofte greit å visualisere dette, for å gi en bedre forståelse. En vanlig måte å gjøre dette, er å bruke vindrosen. Vindrosen, vanligvis representert som en sirkel, deler vindretningene inn i sektorer og viser hyppigheten av vinden i hver retning. Denne visualiseringen gir viktig informasjon for å planlegge plasseringen av vindturbiner i vindparker, for å sikre maksimal utnyttelse av vindressursene. For å få en mer detaljert forståelse av vindforholdene i et gitt område, blir det ofte benyttet en Weibull-distribusjonen. Weibull-distribusjonen er en statistisk modell som beskriver sannsynlighetsfordelingen av vindhastighetene. Ved å bruke Weibull-distribusjonen kan vindressursene karakteriseres ytterligere, inkludert forventet gjennomsnittlig vindhastighet, variabilitet og sannsynligheten for ekstreme vindhastigheter 7.

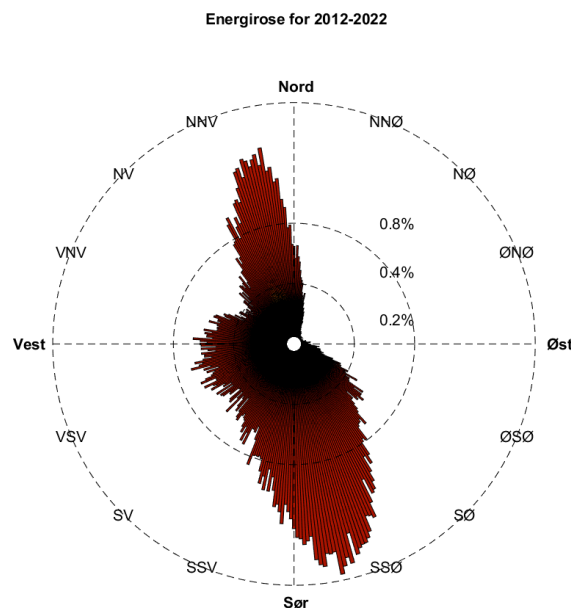


Figur 10: Vindrose for NORA3 datasett i perioden 2012 til 2022.

3.4 Energirose

For å gi et mer nyansert bilde av vindforholdenes potensielle innvirkning på energiproduksjon, kan det være nyttig å benytte en såkalt energirose i tillegg til den tradisjonelle vindrosen. En tradisjonell vindrose kategoriserer og visualiserer vinddata basert på hastighet og retning, og er delt inn i flere sektorer med fargekoding for ulike hastigheter. Dette gir en oversiktlig fremstilling av vindens distribusjon, men kan være begrensende når det gjelder å vurdere det faktiske energipotensialet for vindkraft. Vindturbiners energiproduksjon øker eksponentielt (kubisk) med økende vindhastighet, og når vindhastigheten doubles, øker energiproduksjonen potensielt åtte ganger, siden effekten av vinden på turbinens energiproduksjon øker kubisk [9]. Dette betyr at små økninger i vindhastighet kan ha store utslag på energiproduksjonen, som en tradisjonell vindrose ikke nødvendigvis fanger opp effektivt. Videre har vindturbiner en nominell vindhastighet – en maksimal vindhastighet hvor turbinens energiproduksjon stabiliserer seg og ikke øker ytterligere selv om vindhastigheten fortsetter å stige. Å ha en nominell vindhastighet er viktig, for å beskytte vindturbinene mot overbelastning, og for å skape en stabilitet i strømmettet [25]. En energirose adresserer disse begrensningene ved å visualisere energiproduksjonen fremfor bare vindhastigheten. Dette gjøres ved å dele inn vindretningene i sektorer, og deretter beregne og visualisere den forventede energiproduksjonen for hver sektor basert på faktiske vindhastigheter og deres kubiske påvirkning på kraftproduksjonen. Resultatet er et diagram som mer nøyaktig representerer hvor mye av den potensielle energiproduksjonen som kan tilskrives hver vindretning, og gir dermed bedre innsikt i hvordan vindforholdene påvirker energituttaket fra en vindturbin.

For å lage kunne gjøre vindrosen om til en energirose, er det en del ting som må på plass. Vinkelene blir det samme, men for å beregne energiproduksjonen, benyttes effektformelen [9]. I denne rapporten, blir den bare utarbeidet for 15MW turbinen, ettersom den vil bli nokså lik uansett. C_p verdiene, kraftkoeffisienten, for den gitte turbinen, hentes fra NREL [26], og interpoleres for å gi en mer utfyllende verdi for hver vindhastighet. Deretter må denne utregningen bli gjort for alle datapunktene i vinddataen, for å så bli satt inn i en energirose.



Figur 11: Energirose for NORA3 datasett i perioden 2012 til 2022 [27].

3.5 Turbintyper for case studiet

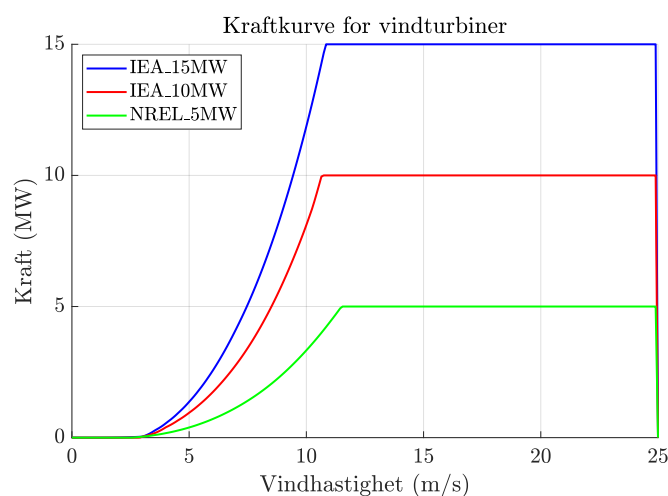
Valget av vindturbiner er avgjørende for effektiviteten til en vindpark, spesielt i offshore miljøer hvor vindforhold kan variere sterkt. Turbinens design og tekniske spesifikasjoner bestemmer dens evne til å fungere med de lokale vindforholdene, som påvirker både energiproduksjonen og driftseffektiviteten. Dette valget er derfor ikke bare et teknisk valg, men også avgjørende for prosjektets langsiktige suksess.

En viktig faktor å ta i betraktning når en vindturbin skal bli valgt, er spesifikk effekt. Det er definert som forholdet mellom turbinens nominelle effekt og arealet av rotorbladene [13]. Denne indikatoren er viktig for å forstå hvordan turbinen vil prestere under forskjellige vindforhold.

Spesifikk effekt er viktig fordi den bestemmer turbinens evne til å generere elektrisitet under varierende vindforhold. Turbiner med høy spesifikk effekt er optimaliserte for områder med kraftig og konstant vind, mens turbiner med lavere spesifikk effekt er mer effektive i områder med lavere og mer variable vindhastigheter [13]. BVG[2017] har i sine beregninger for havindsproduksjon frem mot 2030, brukt en spesifikk effekt på 368 W/m^2 som deres antagelse, og har ut i fra det gjort beregninger for turbinavstander og kapasitetstetthet, i dette tilfellet på $5,36 \text{ MW/km}^2$. Dette tallet blir tatt med videre, for å gjøre bestemmelser om turbinavstandene. Det bør poengteres at for å nå samme kapasitetsfaktor trenger turbiner med høy spesifikk effekt høyere vindhastigheter enn turbiner med lav spesifikk effekt, som vil videre bli diskutert i resultatene. I denne rapporten vil tre generiske vindturbinmodeller bli brukt, IEA 15MW, IEA 10MW og NREL 5MW [26].

- IEA 15MW 240 RWT: Denne avanserte turbinen, med en rotordiameter på 242 meter, er designet for fremtidens behov og representerer det siste innen turbinutvikling for offshore bruk. Selv om 15MW-turbiner ennå er litt i fremtiden, viser de stor potensial for å maksimere utbyttet i områder med sterke, stabile vinder. De representerer neste generasjon av turbiner som kan håndtere ekstreme miljøer effektivt. IEA15MW har en spesifikk effekt på 332 W/m^2 . Dette ligger litt under Baltic rapporten sine antagelser om 368 W/m^2 .
- IEA 10MW 198 RWT: Denne turbinen tilbyr en god balanse mellom størrelse og effektivitet og er designet for å fungere godt under et bredt spekter av vindforhold. Dens moderate spesifikke effekt og rotordiameter gjør den egnet for en rekke offshore miljøer, fra moderate til høye vindforhold. Den spesifikke effekten til denne turbinen er omtrent lik som IEA15MW
- NREL 5MW 126 RWT: Selv om denne modellen kan betraktes som utdatert sammenlignet med nyere og mer kraftige modeller, har den fortsatt sin relevans i mindre krevende miljøer eller som en kostnadseffektiv løsning i områder med mildere vind. Det høyere spesifikke effekten gjør at den fortsatt kan operere effektivt under disse forholdene, men den kan være mindre optimal for fremtidens mer ambisiøse og kraftkrevende prosjekter.

Valget av disse vindturbinene er påvirket av tilgjengeligheten av omfattende, åpen kildekode-data. Siden dette er konsept-turbiner, er all informasjonen om turbinen offentlig, som for eksempel effektkurvene, vist i figur 12. Data som dette, gjør det mulig å gjøre beregninger.



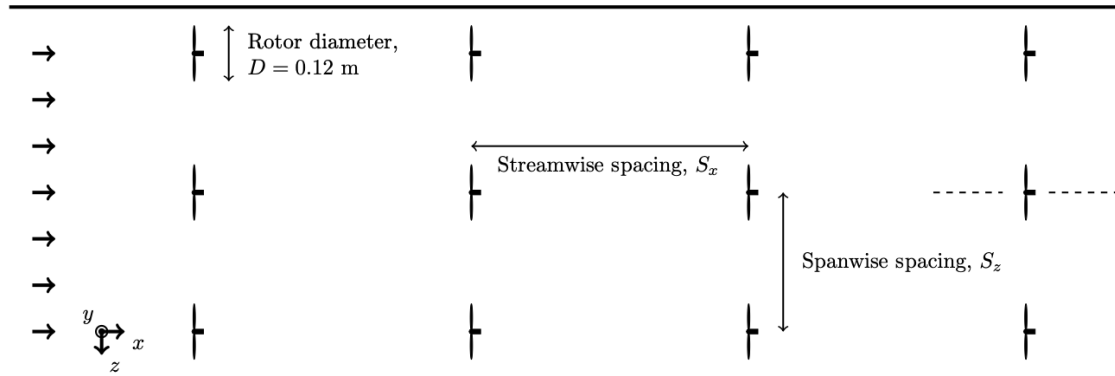
Figur 12: Kraftkurve som illustrer oppgavens valgte turbintyper

For at disse vindturbinene skal kunne brukes i beregningene av årlig energiproduksjon (AEP) i simuleringverktøyet,

må informasjon om vindturbinene legges inn i MATLAB. Dette innebærer konstruksjon av de tre ulike vindturbinmodellene. Prosessen omfatter inntasting av følgende data: skyvekoeffisient, effektkurve, tippshastighetsforhold (TSR), og rotordiameter. I tillegg legges det inn vindhastigheter for oppstart (cut-in), nedstengning (cut-out), og nominell drift.

3.6 Metodisk tilnærming til layout av vindmøllepark

Ved planlegging av vindparkutforming er strategisk plassering av turbiner viktig for å optimalisere energiutvinningen, og minimere negative interaksjoner som vake effekt. For å støtte dette, ble det utviklet et Matlab-skript som generer koordinatene for en lineær eller forskjøvet vindparkoppstilling. Denne algoritmen tar rotordiameteren, sammen med spanwise og streamwise avstander som inputparametere, og returnerer et visuelt utforming og de tilhørende koordinatene for hver enkelt turbin. I figur 13 vises en illustrasjon av hvilke parametere som kreves som input i skriptet [26].



Figur 13: viser annotasjon av turbin plassering, hvor spanwise er vertikal avstand og streamwise er horisontal avstand.

Det blir benyttet en kapasitetstetthet på $5,36 \frac{MW}{km^2}$, slik som i BVG sin rapport. Dette tallet brukes som fundament, for å kunne sette opp vindturbinområdet. For en kapasitetstetthet på $5,36 \frac{MW}{km^2}$, og en installert kapasitet på 750MW, vil det nødvendige arealet bli på omtrent $140 km^2$. Dette blir satt inn for 15MW turbinene, med et totalt antall på 50. Dette gir en spanwise diameter på $5,1D$ og streamwise på $9,35D$. Disse tallene blir videre brukt for 10MW, og 5MW, for å gjøre sammenlikningen enklest mulig. Dette gir imidlertid en høyere kapasitetstetthet for 5MW, på $6,51$, mens den er på $5,26$ for 10MW.

Tabell 2: Turbinoppstillings-Data

Turbintype	Spanwise (D)	Streamwise (D)	Kapasitetstetthet ($\frac{MW}{km^2}$)	Brukt areal (km^2)
IEA15MW	5.1	9.35	5.36	139.9
IEA10MW	5.1	9.35	5.35	140.2
NREL5MW	5.1	9.35	6.62	113.3

3.7 Case Studie

For å minimere negative vakeeffekter mellom offshore vindparker, har regjeringen besluttet at det er et krav om en buffersoner på minimum 5 km mellom hvert av de tildelte prosjektområdene. Hver av de totalt 3 områdene kan ha maksimalt installert effekt på 750 MW [19]. For hver av de utvalgte turbintypene 3.5 for følgende analyse, vil to hovedutforminger bli vurdert. Fellesmål for begge casene er å bruke $5,1D$ i spanwise og $9,35D$ i streamwise avstander, se figur 13, Se tabell 2. Avstanden er beregnet ut fra en kapasitetstetthet på $5,36 \frac{MW}{km^2}$ nevnt i 3.5. Dette stemmer godt med rapporten utført av Deutsche WindGuard GmbH som fant at optimal avstand var avhengig av området og turbin type, men at en streamwise avstand på $4,6$ til $12,1D$ og spanwise på $3,2$ til $8,0D$.

For å kunne benytte beregningsverktøyet utvikles det et skript som returnerer koordinater langs x -og y-aksen. Parametere som trengs da er rotor størrelse, dominerende vindretningsvinkel for visualisering. I tillegg trengs antall ønsket turbiner per kolonne og antall kolonner totalt, se Appendix 7 for kodesnutt.

3.7.1 Case 1: Lineær turbinoppstilling

I følgende case vil turbinene stå lineært i forhold til hverandre med en spanwise avstand på 5.1D, og streamwise på 9.35D som nevnt i 3.7. Dette vil i prinsippet bety at vinkelen mellom turbinene i streamwise retning er 0, men ikke i forhold til dominerende vindretning. I figur 21 vises det hvordan vindretninger avgjør hvilke turbin som blir direkte påvirket av vakeeffektene. Som nevnt i 3.7 vil 15MW, 10MW og 5MW vindparkene ha samme lineære utforming, men som illustrert i figur 13 varierer de i utforming, grunnet antall turbiner for å oppnå installert effekt på 750MW.

3.7.2 Case 2: Forskjøvet turbinoppstilling

Vindparkens design vil her følge samme prinsipper når det gjelder avstand, og koordinatene hentes fra samme MATLAB-skript, men nå endres funksjonen til true fra false. Dette vil føre til at koordinatene som utleveres er av en forskjøvet turbinpark, med dette menes det at annenhver kolonne er forskjøvet parrallet med y-aksen. Som vist i appendix 27, vil da spesielt den diagonale streamwise lengden endres i forhold til den dominerende vindretningen.

4 Metode for Beregning av AEP

Før selve simuleringene utføres, er det nødvendig med omfattende forberedelser for å sikre at alle systemkomponenter og data er korrekt konfigurert. Dette inkluderer komprimering av de innsamlede data, som nevnt tidligere i 3.2. For å effektivisere prosesseringen, opprettelse av detaljerte modeller for hver turbin, og utarbeidelse av nøyaktige koordinatplot for turbinenes plassering basert på eksisterende spesifikasjoner fra tidligere i rapporten 3.7.

Når forhåndsarbeidet er gjort, som for eksempel komprimering av data 9, opprettet turbin modeller 3.5 og laget koordinatplot slik som vist i figurene i del-kapittel 3.7.1 og 3.7.2. Det er dermed siste steg som gjenstår, det å beregne AEP for de forskjellige casene.

Ved oppsettet av simuleringene, er det i denne oppgaven få men viktige nøkkelparametere som må konfigureres, og følgende parametere vil være fastsatt for samtlige case beregninger om ikke annet er nevnt:

- **Turbulensintensitet:** Satt til 7%, denne verdien representerer et typisk nivå av atmosfærisk turbulens som turbinene vil oppleve i et offshore miljø. Verdien er basert på standard atmosfæriske forhold og er kritisk for å modellere interaksjonene mellom turbinene og den omkringliggende luftstrømmen på en realistisk måte. Når det gjelder Nordsjøen generelt, er det utført en rekke studier som har analysert turbulensstrukturen i dette området [28]. En studie av variasjonen i offshore turbulensintensitet rundt de britiske øyer, inkludert Nordsjøen, fant at turbulensintensiteten var veldig konsistent på tvers av alle dataset [29]. Studien bemerket også at variasjonen av turbulensintensitet ble observert å være mer sterkt knyttet til sesong enn avstanden fra kysten. Det er viktig å merke seg at turbulensintensitet kan variere betydelig avhengig av en rekke faktorer, inkludert vindhastighet, atmosfærisk forhold, og geografisk egenskaper. Derfor anbefales det å bruke lokale målinger eller høyoppløslige numeriske modeller (CFD), for å få en mer nysansert estimat av turbulensintensiteten for å bestemme sted i Nordsjøen. I følgende analyse vil det derfor gjøres en antagelse om at 7% er rimelig.
- **Lufttetthet:** Fastsatt til 1.225 kg/m^3 , reflekterer standardverdien for lufttetthet ved havnivå, viktig for nøyaktig beregning av aerodynamiske krefter på turbinbladene.
- **Gjennomsnittlig vindhastighet:** Spesifisert for det aktuelle året som en variabel avhengig av innsamlede data, brukes denne informasjonen til å drive de dynamiske simuleringene av vindforholdene turbinene vil møte.

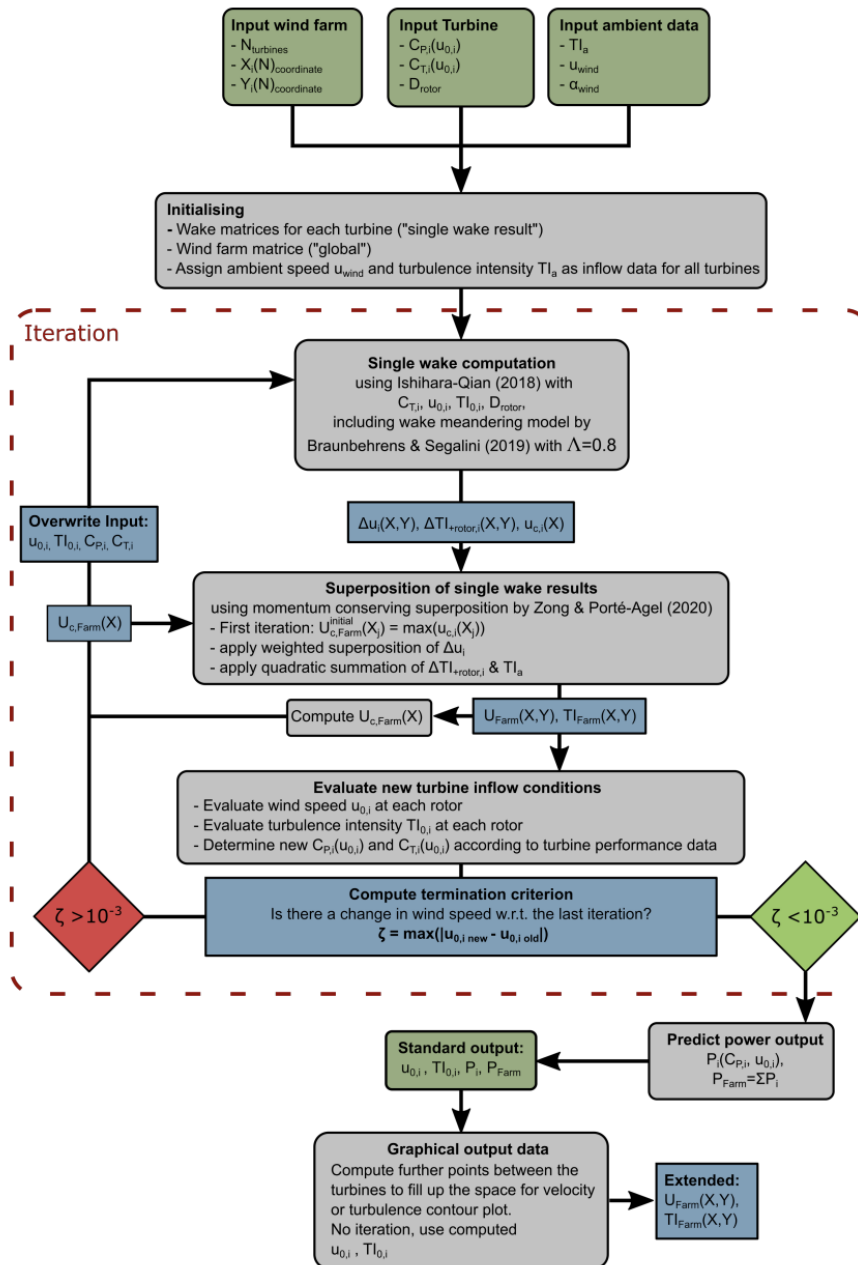
Simuleringsprogrammet laster inn historiske vinddata for det valgte året fra en forhåndsdefinert CSV-fil. Disse dataene, som inkluderer både hastighet, retning og frekvens av vindhastighets instanser er avgjørende for å simulere de faktiske forholdene vindparken står overfor, og for å sikre at simuleringsresultatene er så representative som mulig for virkeligheten. Tiden det tar er som tidligere nevnte avhengig av antall datapunkter, i dette tilfelle beregnes det ut i fra omtrent 2000 vind -og retnings punkter. For case 1 var gjennomsnittlig beregningstid på 6 minutter for 15 MW, 12 minutter for 10 MW og 56 min for 5 MW. Dette skyldes at det kreves naturlig nok flere iterasjoner av beregninger for en turbinpark på 150 enn for 75 eller 50 turbiner. For case 2 så er tiden det tar for beregningene så godt som lik case 1. Dersom det er ønskelig å bruke samtlige datapunkter vil det ta betraktelig lengre tid, som for eksempel for 15 MW turbiner med i dette tilfellet 8760, vil det beregningstiden økes med 50 minutter til 56minutter for case 1.

Simuleringsprosessen som illustrert i figur 14 innebærer følgende nøkkelaktiviteter:

- **Generering av Normaliserte Effektkurver:** Disse kurvene, som er integrert i simuleringsverktøyet, illustrerer turbinenes ytelse under forskjellige vindforhold og er avgjørende for å forstå den potensielle energiproduksjonen.

- **Plott av Turbulens og Fartsvektorer:** Disse plottene viser de dynamiske interaksjonene og påvirkningene mellom turbinene, og gir verdifull innsikt i potensielle effektivitetstap på grunn av aerodynamiske forstyrrelser som vakeffekter.

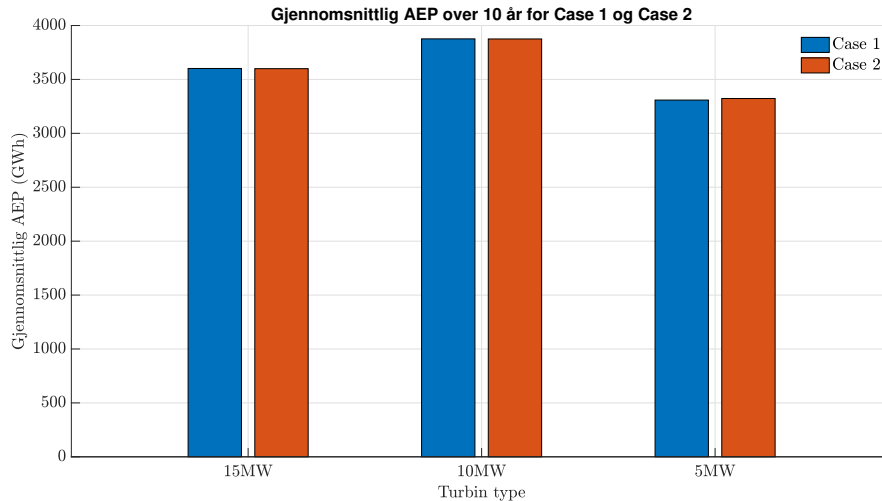
Etter at simuleringene er gjennomført, blir dataene nøye analysert for å beregne vaketapet. Vakettapet kan beskrives som avviket mellom teoretisk maksimal AEP som kan produseres og faktiske produserte AEP. For å kunne beregne teoretisk maksimum, så må beregningsverktøyet simulere effekten av 1 turbin, slik at AEP uten vaketap kan innhentes. Deretter må resultatet for teoretisk AEP for hver enkelt turbintype multipliseres med tilhørende antall turbiner for case studiene. Med en grundig og teknisk detaljert beskrivelse av metoden, legges grunnlaget for neste kapittel, hvor analysene av vaketap vil bli presentert og diskutert i detalj. Denne metodikken sikrer en nøyaktig og pålitelig forståelse av de aerodynamiske interaksjonene i en offshore vindpark og deres påvirkning på energiproduksjonen.



Figur 14: Hentet fra masteroppgave som bruker samme analytisk modellering verktøy [2]. Diagrammet viser en mer omfattende parameter fremstilling. Viser forløpet til hvordan det analytiske modelleringverktøyet gir resultater.

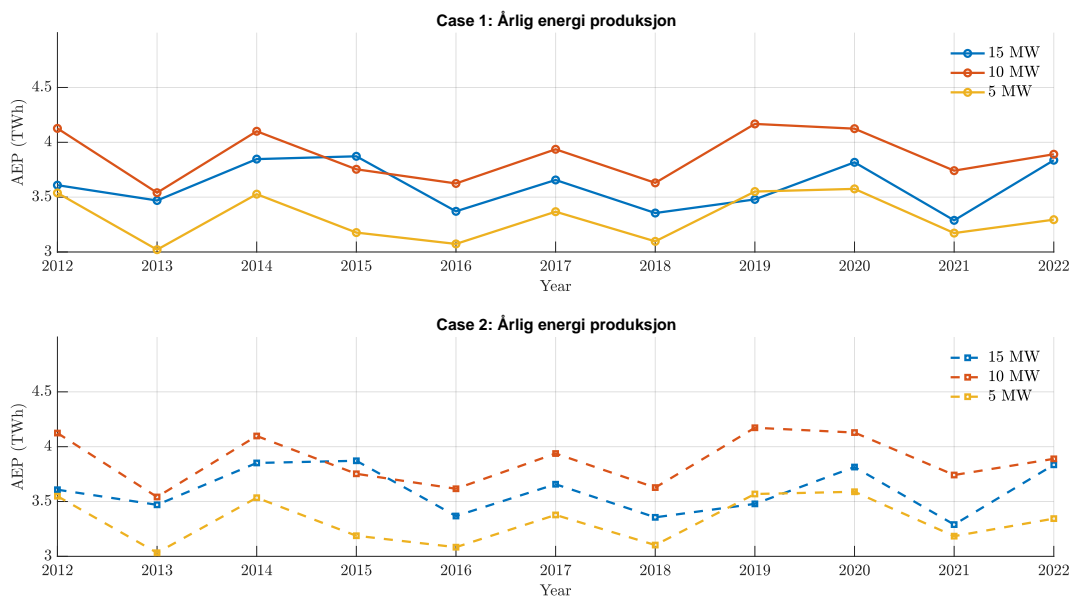
5 Resultat

Nå som beregningene er fullført er det viktig å få oversikt over beregningene, det å sammenligne tall med visualisere grafer er viktig for å kunne se sammenhengen. Den første figuren 15 indikerer lite forskjell fra case 1 og case 2, men heller en forskjell fra turbin type. Figur 16 er en visualisering av data i de 6 etterfulgte tabellen i 5.1 og 3.7.2. Tabellene er data fra beregningen. Kolonnen for brukstid er beregnet som AEP fra beregningene, som er med vaketap, delt på installert effekt som tidligere nevnt på 750 MW. Kapasitetsfaktoren er brukstid delt på antall timer i det samme året. Til slutt så har du vaketapet.



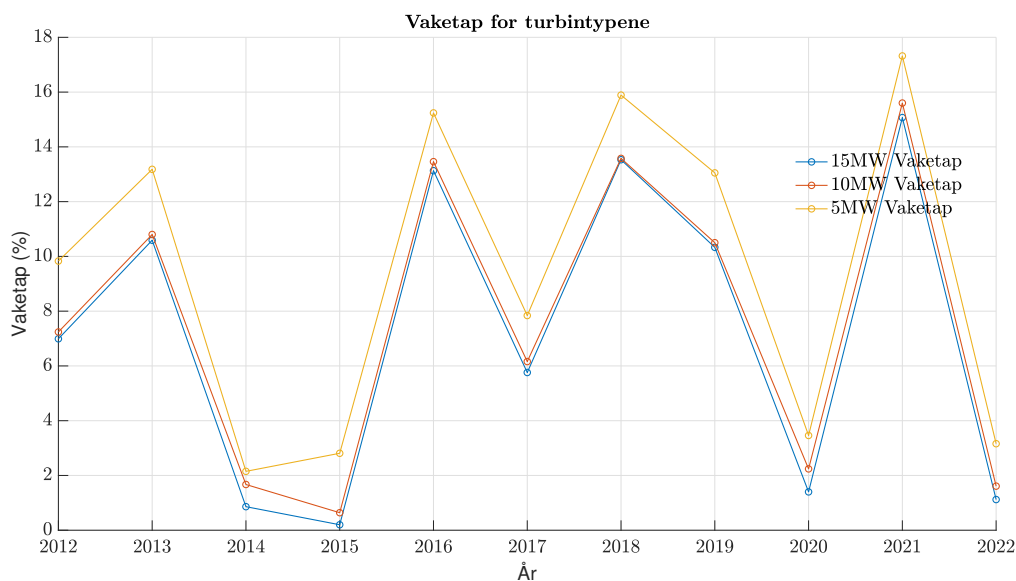
Figur 15: Viser AEP over 10 år for hver av casene, indikerer lite forskjell for hver av turbinene.

Grafen er en illustrasjon av AEP for case 1 og case 2, for hvert enkelt år. Studeres grafen nærmere vises det at fra år til år er det svingninger i antall TWh produsert, men her er det viktig å huske på å også ta en gjennomsnittsberegning for alle årene samlet. Det er disse tallene som er relevante for en eventuell reell prosjektering av en offshore vindpark. Når det er sagt så er oppgavens formål å kvantifisere og analysere resultatene, og det er derfor nødvendig å foreta et dypere dykk i resultatene 5.

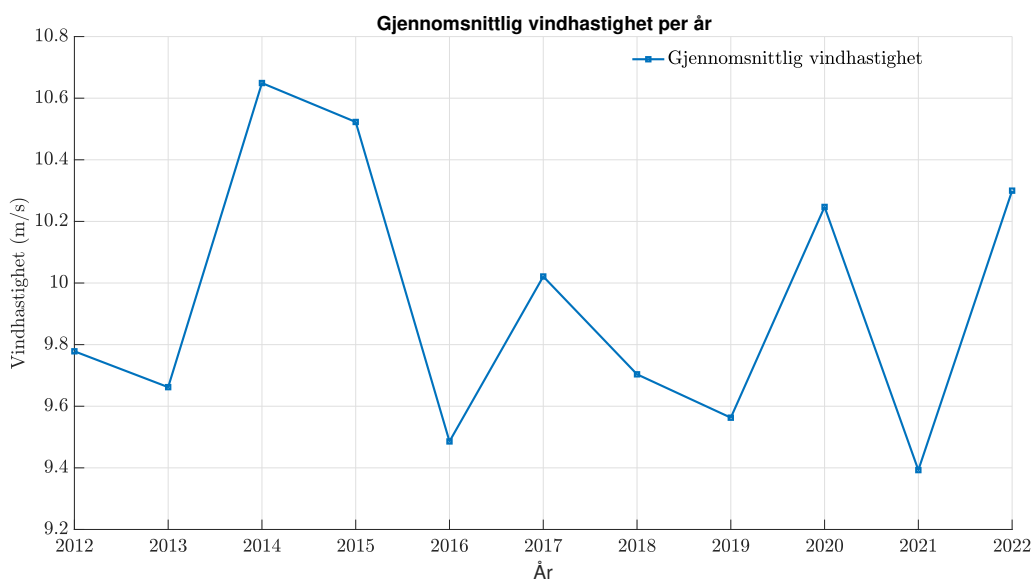


Figur 16: Årlig variasjon av AEP med vaketap for case 1 og case 2.

Figur 17 illustrerer vaketapet år for år, hvor den viser stor variasjon. Ved å sammenlikne figur 17 og 18 er det tydelig at grafene speiler hverandre. Der vaketapet er høyt, er den gjennomsnittlige vindhastigheten lav, og motsatt. Forklaringen for dette har med hvordan utregningen av vaketapet blir gjort. Modelleringsteknikken som anvendes, kalkulerer vaketap basert på energiproduksjon, ikke enkeltvis vindhastighet. Eksempelvis, i et scenario med to turbiner plassert i rekke, vil den bakre turbinen oppleve vaketap når den fremre turbinen drar ut energien, og dermed reduserer vindhastigheten. Selv om vindhastigheten for den bakre turbinen reduseres med 39 prosent, eksempelvis fra 17,25 m/s til 10,6 m/s, forblir den over grensen for nominell vindhastighet. Dermed vil turbinen fortsatt produsere ved maksimal kapasitet, selv med høye vaketap. Utifra 17 og 18 er det derfor rimelig å anta, at årene med lite vaketap, og høy gjennomsnittsfart, har mer vind over nominell hastighet. Dette blir illustrert i tabell 3. Tabellen viser antall punkter under 3m/s og over 17,25 m/s, og tilsvarende i prosent. Årene med høy gjennomsnittshastighet på vinden, har en betydelig større mengde vind, over 17.25 m/s.



Figur 17: Viser vaketapet for de tre turbintypene for case 1.

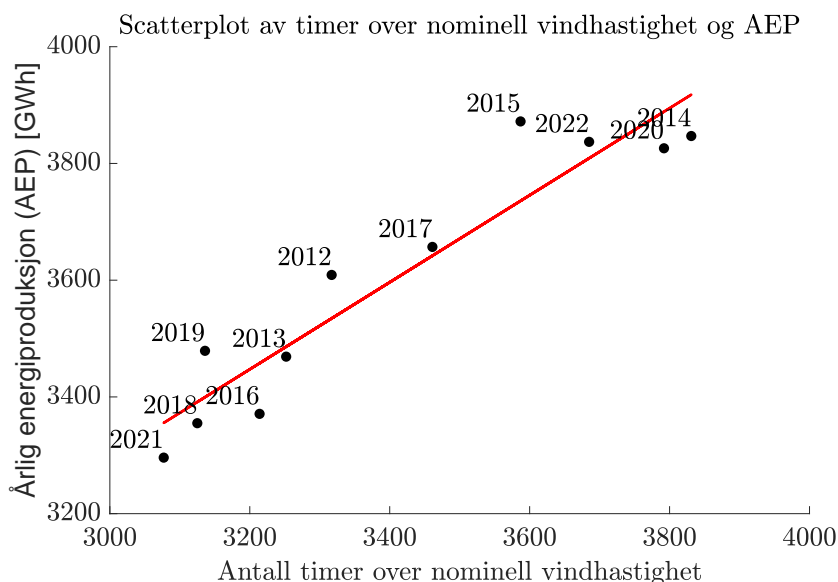


Figur 18: Illustrerer den gjennomsnittlige vindhastigheten for hvert enkelt år.

Tabell 3: Antall datapunkter under 3m/s og over 17.25m/s

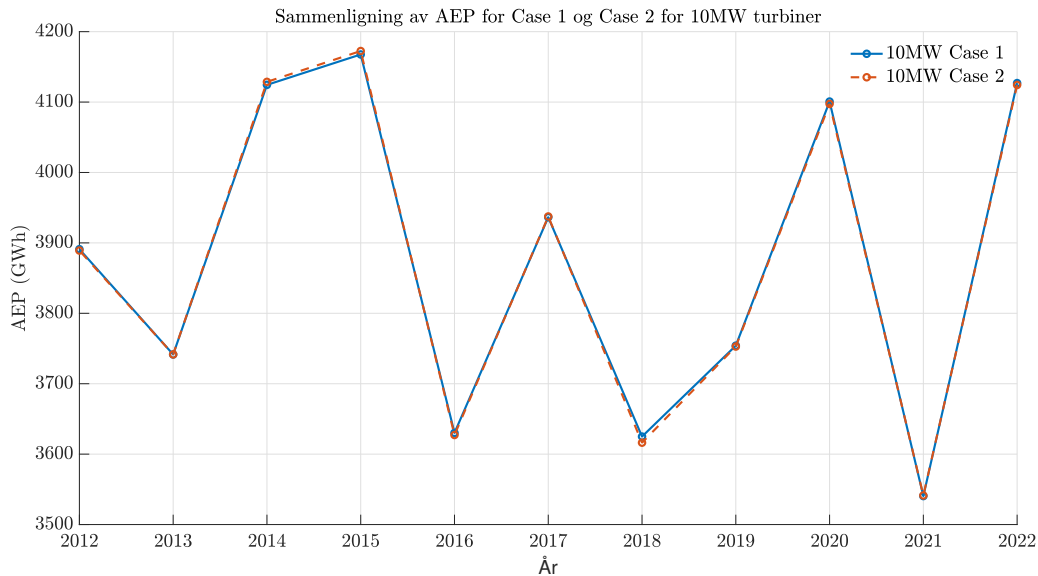
År	Antall pkt under 3 $\frac{m}{s}$	%	Antall pkt over 17.25 $\frac{m}{s}$	%	Vaketap
2022	608	6.94	838	9.57	1.12
2021	851	9.71	724	8.26	15.07
2020	661	7.52	837	9.53	1.40
2019	647	7.39	591	6.75	10.33
2018	742	8.47	808	9.22	13.53
2017	586	6.69	778	8.88	5.76
2016	895	10.19	699	7.96	13.13
2015	535	6.11	921	10.51	0.20
2014	668	7.63	1111	12.68	0.86
2013	853	9.74	666	7.60	10.59
2012	656	7.47	640	7.29	6.99

Scatterplottet i figur 19 fremhever sammenhengen mellom antall timer over nominell vindhastighet og AEP. En lineær trend kan observeres, hvor år med flere timer over nominell hastighet generelt har høyere AEP, selv om det er noen avvik.



Figur 19: Sammenlikning av antall timer over nominell vindhastighet og AEP for 15MW turbiner.

Som resultat så er det 10MW turbinene med sine 75 turbiner som står frem som casen som produserer mest. Figur 20 fremhever og følger samme trend som de andre casene, men med mer produksjon. Som illustrert i figuren er produksjonen større enn når vaketapet er større som fra figur 17, dette kan virke som en selvfølge, men at variasjonen er så stor er derimot overraskende.



Figur 20: Sammenligning av AEP mellom case 1 og case 2, isolert for kun 10MW turbinene, som har størst energiproduksjon.

For å kunne kvantifisere resultatene er det viktig med en grundig forståelse av vindparkens turbinplasseringer. Følgende del-kapitler vil derfor se nærmere på hvordan dominerende vindretning har en betydning for hvordan vakeeffektene opptrer bak turbinene.

5.1 Case 1: Lineær turbinoppstilling

I case 1 er turbinene park oppsettet valgt å være av en lineær struktur, som illustrert i figur 21. Dette medfører at stream-wise avstanden er lengre enn $9.35D$ som beskrevet tidligere 3.6. Det bemerkes at avstanden på $10.7D$ er en konsekvens av dominerende vindretning, og i dette tilfellet så er det 20 grader nordvest. Det medfører en så godt som parallell retning mellom vind og plassering for nedstrøms turbinene.

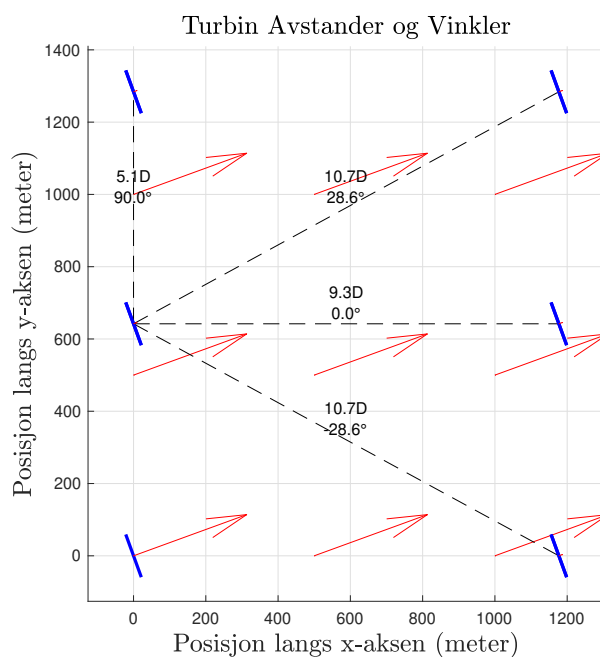
Tabellene 4, 5 og 6 som nevnt i innledningen til 5 er av case 1, sammenhengen mellom data og turbinoppstilling for denne casen og case 2 er ikke lett å se. Det er ingen merkverdig forskjell i produksjon eller vaketap. En faktor som kan gi en lettere forståelse for er å se på hvor mange husstander gjennomsnitts produksjonen på 3.64 TWh er i forhold til gjennomsnittlig forbruk for en husstand er. Ser vi på år 2022 som eksempel så var det rapportert av SSB at det totale strømforbruket i 2022 var på 35.4 TWh, hvorav 18000 kWh var gjennomsnittlig per husstand totalt [30]. Det vil resultere i en strøm leveranse på,

$$Husstander_{15MW} = \frac{3.96}{(18000 * 10^{-9})} TWh = 220000 \quad (4)$$

$$Husstander_{10MW} = \frac{4.26}{(18000 * 10^{-9})} TWh = 236666 \quad (5)$$

$$Husstander_{5MW} = \frac{3.64}{(18000 * 10^{-9})} TWh = 202222 \quad (6)$$

Resultatet i case en viser at 10MW turbiner produserer mest med 75 antall turbiner, mens 15 MW tubiner kommer inn som nummer 2 med 50 turbiner. 5 MW turbiner med hele 150 turbiner leverer dårligst, dette vil diskuteres nærmere i neste kapittel. Ved første øyekast kan en reagere på at vaketapet er veldig lave og varierer voldsomt fra år til år, det samme vil være for case 2. Det gjøres et forsøk på besvare årsaker til dette videre i følgende kapittel.



Figur 21: Illustrerer hvordan turbin avtander og vinkler er i forhold til dominerende vindretning for 50 (15MW), 75 (10MW) og 150 (5MW) turbiner.

Tabell 4: IEA 15MW Case 1

År	TWh	Bruktid (timer)	Kapasitetsfaktor (%)	Vaketap (%)
2022	3.84	5116	58.40	1.12
2021	3.30	4394	50.16	15.07
2020	3.83	5101	58.07	1.40
2019	3.48	4639	52.96	10.33
2018	3.35	4474	51.07	13.53
2017	3.66	4875	55.66	5.76
2016	3.37	4494	51.17	13.13
2015	3.87	5163	58.94	0.20
2014	3.85	5129	58.55	0.86
2013	3.47	4626	52.81	10.59
2012	3.61	4812	54.78	6.99
Sum	39618.0	52824		
Gj.snitt	3.96	5282	60.26	7.90

Tabell 5: IEA 10MW Case 1

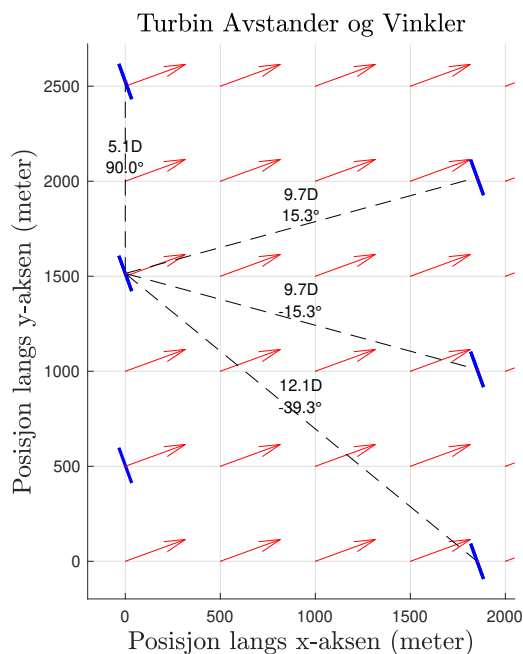
År	TWh	Bruktid (timer)	Kapasitetsfaktor (%)	Vaketap (%)
2022	4.13	5503	62.82	1.61
2021	3.54	4721	53.89	15.60
2020	4.10	5468	62.25	2.24
2019	3.75	5005	57.14	10.50
2018	3.63	4833	55.17	13.58
2017	3.94	5249	59.91	6.16
2016	3.63	4840	55.10	13.46
2015	4.17	5557	63.43	0.64
2014	4.12	5499	62.78	1.67
2013	3.74	4989	56.95	10.80
2012	3.89	5188	59.06	7.24
Sum	42.64	56851		
Gj.snitt	4.26	5685	64.85	8.35

Tabell 6: IEA 5MW Case 1

År	TWh	Brukstid (timer)	Kapasitetsfaktor (%)	Vaketap (%)
2022	3.54	4718	53.86	3.16
2021	3.02	4028	45.98	17.32
2020	3.53	4703	53.54	3.46
2019	3.18	4236	48.36	13.05
2018	3.07	4098	46.78	15.89
2017	3.37	4490	51.26	7.84
2016	3.09	4129	47.01	15.24
2015	3.55	4735	54.05	2.81
2014	3.57	4767	54.42	2.15
2013	3.17	4230	48.29	13.18
2012	3.29	4393	50.01	9.83
Sum	36.39	48526		
Gj.snitt	3.64	4853	55.35	10.39

5.2 Case 2: Forskjøvet turbinoppstilling

I case 2 er turbinpark oppsettet valgt til å bli forskjøvet med halve spanwise distansen (se figur 22). Dette medfører til at streamwise avstanden blir $9.7D$, som er mindre enn for case 1. Dette skyldes en sideforskyvning av turbinen som står plassert vinkelrett bak. Dermed blir diagonalen kortere. Resultatet av beregningene viser at forskyvingen i turbinparkoppstillingen ikke gi en merkverdig forskjell i produksjon, men en av grunnene til avviket er at en ser at streamwise distansen blir kortere, men at dominerende vindretning i forhold til streamwise forblir nærmest uendret. En annen grunn er at når du forskyver turbinrekken bak, så skyves den inn i vindretningen og det vil dermed en turbin ekstra per kolonne som havner i vakeområdet. Dersom vi sammenligner produksjon i forhold til hustander i case 1 så får vi,



Figur 22: Viser hvordan de forskjøvet vindturbinene står i forhold til dominerende vindretning for 50 (15MW), 75 (10MW) og 150 (5MW) turbiner.

$$Husstander_{15MW} = \frac{3.96}{(18000 * 10^{-9})} TWh = 220000 \quad (7)$$

$$Husstander_{10MW} = \frac{4.26}{(18000 * 10^{-9})} TWh = 236666 \quad (8)$$

$$Husstander_{5MW} = \frac{3.65}{(18000 * 10^{-9})} TWh = 202777 \quad (9)$$

Likt som for case 1 så er resultatet av produksjon og leveranse til huster best med 10 MW turbiner, men som nevnt tidligere så er det så godt som ingen forskjell ved å endre på turbinoppstillingen. Det som også er likt i tabell 7, 8 og 9 er lagt under forventet vaketapet, som vil bli videre diskutert.

Tabell 7: IEA 15MW Case 2

År	TWh	Brukstid (timer)	Kapasitetsfaktor (%)	Vaketap (%)
2022	3.83	5113	58.37	1.17
2021	3.29	4386	50.07	15.22
2020	3.81	5086	57.90	1.70
2019	3.48	4638	52.95	10.35
2018	3.36	4474	51.08	13.51
2017	3.69	4877	55.67	5.74
2016	3.39	4490	51.12	13.21
2015	3.87	5162	58.92	0.23
2014	3.85	5135	58.62	0.74
2013	3.47	4627	52.81	10.57
2012	3.61	4810	54.76	7.03
Sum	39.60	52798		
Gj.snitt	3.96	5280	60.23	7.95

Tabell 8: IEA 10MW Case 2

År	TWh	Brukstid (timer)	Kapasitetsfaktor (%)	Vaketap (%)
2022	4.12	5499	62.77	1.68
2021	3.54	4722	53.90	15.57
2020	4.10	5463	62.20	2.32
2019	3.75	5004	57.12	10.53
2018	3.62	4822	55.04	13.79
2017	3.94	5250	59.93	6.13
2016	3.63	4836	55.06	13.53
2015	4.17	5563	63.51	0.53
2014	4.13	5505	62.84	1.57
2013	3.74	4989	56.95	10.80
2012	3.89	5186	59.03	7.28
Sum	42.63	56838		
Gj.snitt	4.26	5684	64.84	8.37

Tabell 9: IEA 5MW Case 2

År	TWh	Brukstid (timer)	Kapasitetsfaktor (%)	Vaketap (%)
2022	3.55	4731	54.01	2.89
2021	3.05	4043	46.16	17.00
2020	3.53	4713	53.65	3.26
2019	3.19	4251	48.52	12.75
2018	3.08	4111	46.93	15.61
2017	3.37	4503	51.41	7.56
2016	3.10	4137	47.10	15.08
2015	3.57	4758	54.32	2.33
2014	3.59	4785	54.63	1.77
2013	3.18	4245	48.46	12.86
2012	3.34	4459	50.76	8.48
Sum	36.55	48738		
Gj.snitt	3.65	4874	55.60	9.96

6 Konklusjon

Denne bacheloroppgaven har analysert vakeeffekter ved Vestavind F havområdet og deres innvirkning på årlig energiproduksjon i offshore vindparker. Modellene og analyser viser at vakeeffekten har en moderat innvirkning på energiproduksjonen. Det er å bemerke seg at disse resultatene er en konsekvens av at det analytiske verktøyet har sine begrensninger som forklart i kapittel 5.

Hovedfunnene indikerer at vaketapet over 10 år for IEA 15MW turbiner har en gjennomsnittlig vaketap på 7.90 %, 8.35 % for 10 MW og 10.39 % for 5 MW. Dette indikerer at selv om vakeeffektene påvirker produksjonen, er det store variasjoner fra år til år.

Beregningene for 15 MW viser en større AEP enn NVE sine beregninger. NVE antok et tap på 17.5 prosent for alle vindparkområder [19], mens våre beregninger viser til at vaketap er veldig varierende, og ligger mellom 1.12 % og 17.32 %. Våre tap, i motsetning til NVE sine, inkluderer ikke tap for nedetid. Dette vil si at de egentlige tallene for produksjonen, er lavere for våre resultater [31].

Diskusjonen av resultatene viser at optimal turbinplasseringer, enten lineær eller forskjøvet, kan redusere påvirkningen av vaketapet og dermed øke energiproduksjonen. Ved å justere turbinoppsettet fra lineær til en forskjøvet struktur, kan det oppnås en mer effektiv utnyttelse av vindressursene. Det er viktig å merke seg at kapasitetstettheten er avgjørende for energi utnyttelsen, og dermed hvordan avstanden mellom turbinene burde være. I tillegg er modellene benyttet i denne rapporten er mindre presise enn hva en mer omfattende numerisk modellberegnings verktøy ville vært.

Videre forskning kan eventuelt være å fokusere på å validere våre funn med flere datasett og utforske andre faktorer som kan optimalisere energiproduksjonen ytterligere, slik som bedre predikasjonsmodeller for vakeeffekter. En annen faktor som kan tas med i vurdering av vedlikeholdsstans og turbinlevetid i forhold til vakeeffekter, for å sikre en helhetlig tilnærming til bærekraftig energiproduksjon.

Kort oppsummert gir denne studien innsikt i hvordan forskjellige faktorer kan påvirke ytelsen til offshore vindparker, og legger hovedfokus på hvordan vinddata og trender kan gi en indikasjon på hvor effektivt et området kan være i å produsere energi.

7 Begrensninger i oppgaven

For å gjøre beregninger i denne rapporten, ble det benyttet et analytisk modelleringsverktøy. Analytiske modeller er begrensede, men er ganske tidseffektive, og lite krevende. Dette resulterer da i mindre nøyaktighet, enn ved å benytte numeriske modeller. Numeriske modeller (CFD) er mer tidskrevende, men også mer nøyaktige.

Vaketapet i denne rapporten blir beregnet ut ifra produksjonen av 1 turbin, ganget opp med det nødvendige antall turbiner, for å så sammenlikne med produksjonen fra vindparken. Dette viser sammenlikning av produksjon, men det viser ikke et bilde på hvor stort vaketapet er for individuelle turbiner, og gjør det vanskeligere å sammenlikne vaketapene fra layoutene. NORA3 vinddata gir et øyeblikksmåling for hver time av døgnet. Dette betyr at en konstant vindhastighet og vindretning for hvert døgn blir antatt for alle årene. Dette er ikke en nøyaktig representasjon av hvordan vinden fungerer, og gir et overdrevent stabilt bilde av vinden.

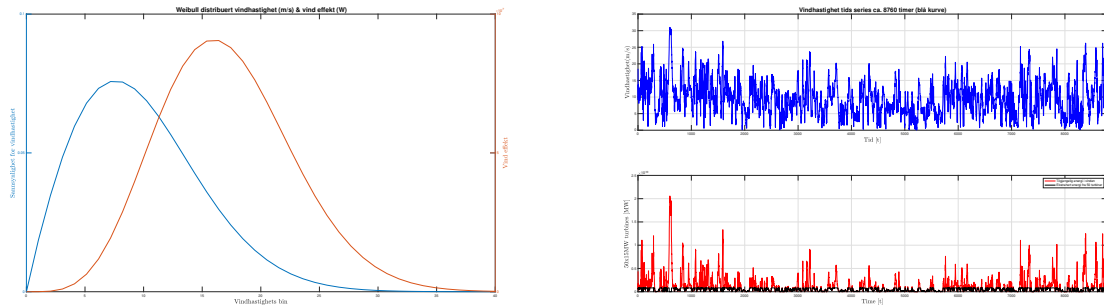
Referanser

- [1] Regjeringen. Fns bærekraftsmål. <https://www.regjeringen.no/no/tema/utenrikssaker/utviklingsamarbeid/>, December 2023.
- [2] D. Sukhman. Investigation of aerodynamic interactions in the wind farm and their influence on the power output. Master's thesis, Technische Universität Braunschweig, August 2023.
- [3] F. González-Longatt, P. Wall, and V. Terzija. Wake effect in wind farm performance: Steady-state and dynamic behavior. *Renewable Energy*, 39:329–338, 2012.
- [4] Meteorologisk institutt. Nora3 atmosphere hindcast data. <https://data.met.no/dataset/0d417fdb-596a-4dc0-a546-85fc1b9a7495>, January 2021.
- [5] The MathWorks Inc. *Matlab - Primer R2013b*, 2013. 21st edition for version 8.2, September 2013, Natick, MA.
- [6] I. M. Solbrekke and A. Sorteberg. Norwegian offshore wind power—spatial planning using multi-criteria decision analysis. *Wind Energy*, 27:5–32, 2024.
- [7] M. Gholami, S. H. Fathi, J. Milimonfared, Z. Chen, and F. Deng. *The effect of turbulence and wake on the power fluctuation in the wind farms*. IEEE, 2017.
- [8] J. V. Iribarne and W. L. Godson. *Atmospheric Thermodynamics*. Kluwer Academic Publishers Group, Dordrecht, Holland, 1983.
- [9] T. Burton, N. Jenkins, E. Bossanyi, D. Sharpe, and M. Graham. *Wind energy handbook*. John Wiley Sons Ltd, The Atrium, Southern Gate, Chichester, West Sussex, 3rd edition, 2021.
- [10] P. B. S. Lissaman. Energy effectiveness of arbitrary arrays of wind turbines. *Journal of Energy*, 3(6):323–328, 1979.
- [11] F. Mühle. *An experimental study on rotor-wake interactions of wind turbines*. PhD thesis, Norwegian University of Life Sciences, 2018.
- [12] M. Bastankhah and F. Porté-Agel. *A new analytical model for wind-turbine wakes*. John Wiley Sons, 2014.
- [13] Deutsche WindGuard GmbH. Capacity densities of european offshore wind farms. Report by VASAB, May 2018.
- [14] R. J. Barthelmie, K. Hansen, S. T. Frandsen, O. Rathmann, J. G. Schepers, W. Schlez, J. Phillips, K. Rados, A. Zervos, E. S. Politis, and P. K. Chaviaropoulos. Modelling and measuring flow and wind turbine wakes in large wind farms offshore. *Wind Energy*, 12(5):431–444, 2009.
- [15] G.-W. Qian and T. Ishihara. A new analytical wake model for yawed wind turbines. *Energies*, 11(3):665–689, 2018.
- [16] O. N. Jensen. A note on wind generator interaction. Technical Report Risø-M-2411, Risø National Laboratory, Roskilde, Denmark, 1983.
- [17] B. Bulder, G. Bedon, and E. T. G. Bot. *Optimal wind farm power density analysis for future offshore wind farms*. March 2018.
- [18] J. F. Manwell, J. G. McGowan, and A. L. Rogers. *Wind Energy Explained: Theory, Design and Application*. Wiley, 2019.
- [19] NVE. Vestavind f. <https://veiledere.nve.no/havvind/identifisering-av-utredningsomrader-for-havvind/nye-omrader-for-havvind/vestavind-f-inkl-utsira-nord/>, 2024.
- [20] A. Sorteberg, I. M. Solbrekke, and H. Haakenstad. The 3 km norwegian reanalysis (nora3) – a validation of offshore wind resources in the north sea and the norwegian sea. *Wind Energy Science*, 6:1501–1519, 2021.
- [21] E. Cheynet, L. Lin, and Z. Jiang. Metocean conditions at two norwegian sites for development of offshore wind farms. *Renewable Energy*, 224, 2024.
- [22] Norwegian Meteorological Institute. Nora3. <https://help.emd.dk/mediawiki/index.php/NORA3>, January 2021.
- [23] Meteorologiske Institutt. Metocean-api. <https://metocean-api.readthedocs.io/en/latest/>, January 2024.
- [24] M. Mohsin and K. V. S. Rao. Estimation of weibull distribution parameters and wind power density for wind farm site at akal at jaisalmer in rajasthan. In *2018 3rd International Innovative Applications of Computational Intelligence on Power, Energy and Controls with their Impact on Humanity (CIPECH)*, pages 1–6, 2018.

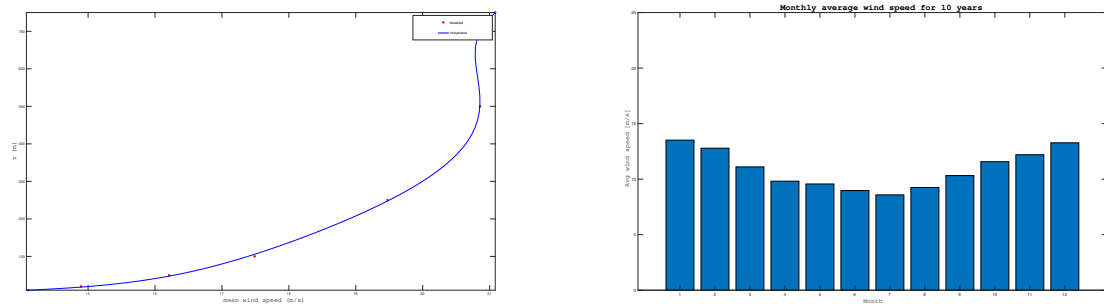
- [25] Office of Energy Efficiency and Renewable Energy (EERE). How do wind turbines survive severe storms, 2023.
- [26] Alliance for Sustainable Energy. Nrel. <https://nrel.github.io/turbine-models/index.html>, January 2024.
- [27] V. Wilms. Wind rose / energy rose. <https://www.mathworks.com/matlabcentral/fileexchange/53461-wind-rose-energy-rose>, 2024. Retrieved: May 10, 2024.
- [28] E. Cheynet, J. Jakobsen, and C. Obhrai. Spectral characteristics of surface-layer turbulence in the north sea. *Energy Procedia*, 137:414–427, 2017.
- [29] T. Grey, A. Hay, and P. Marek. A study of the variation in offshore turbulence intensity around the british isles. *prevailing wind farm analysis*, 137, 2016.
- [30] Statistiske Sentralbyrå. Hva er gjennomsnittlig strømforbruk i husholdningene? <https://www.ssb.no/energi-og-industri/energi/artikler/hva-er-gjennomsnittlig-stromforbruk-i-husholdningene/>, December 2023.
- [31] NVE. Vestavind f. <https://veiledere.nve.no/havvind/identifisering-av-utredningsomrader-for-havvind/metode-og-vurderinger/beregning-av-kraftproduksjon/>, 2024.

Vedlegg

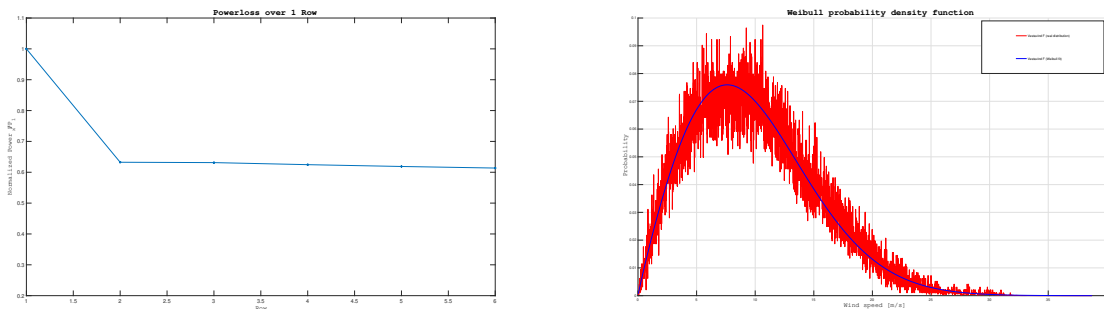
Vedlegg A: Alle Plotter



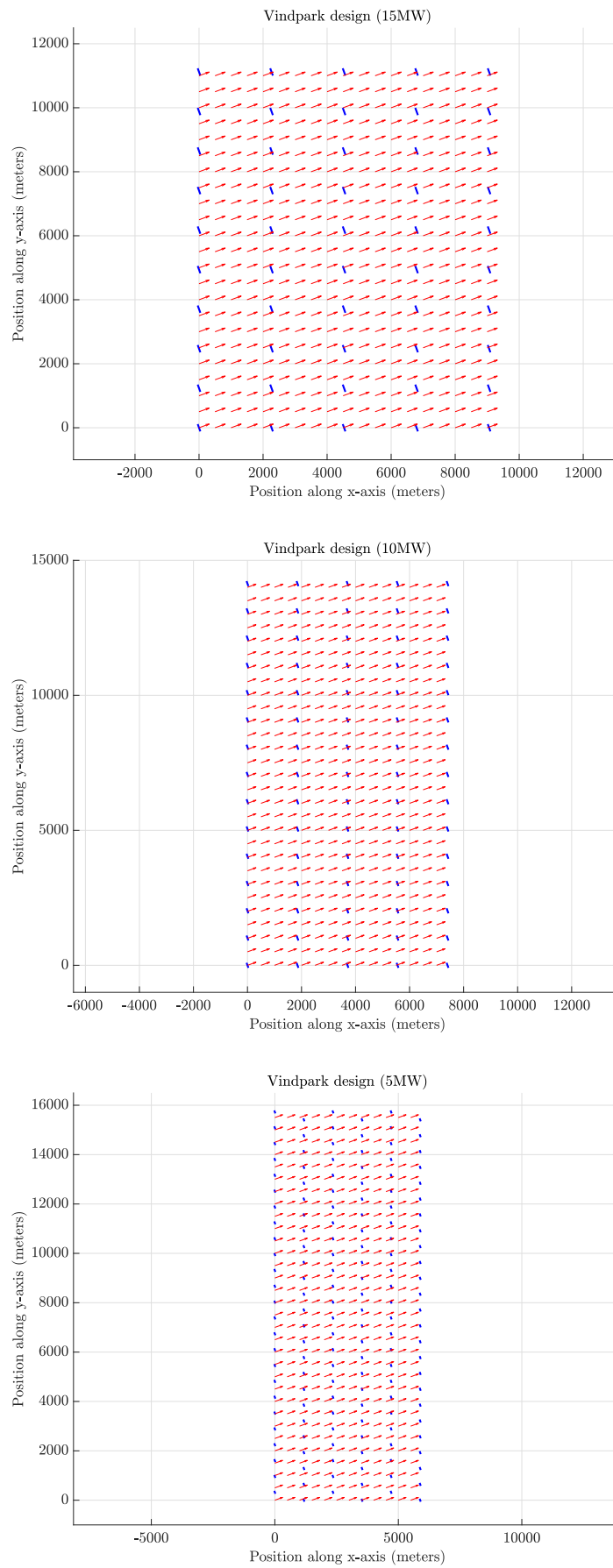
Figur 23: Til venstre viser det hvordan distribusjonen for vind er over 10 år, og til høyre er hvordan energiinnhold i vinden er over samme periode.



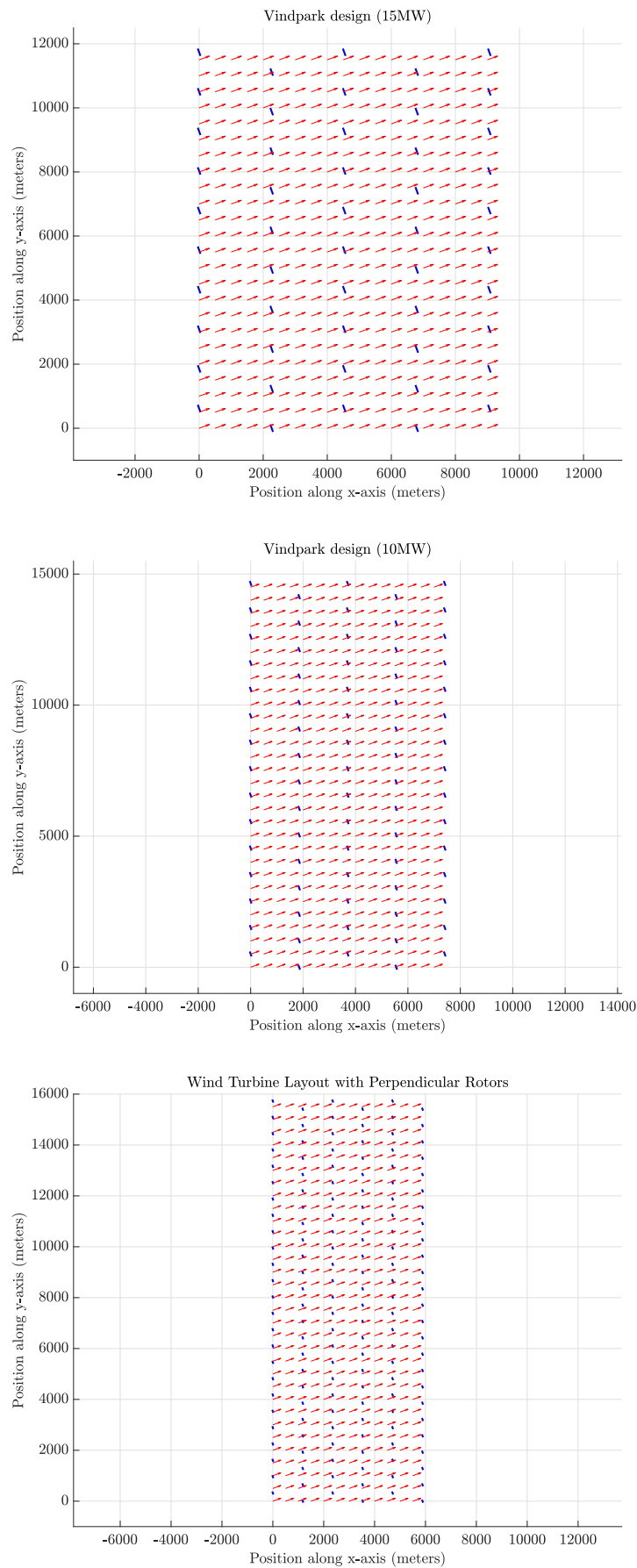
Figur 24: Til venstre er vindprofilen for valgt området i oppgaven over 10 år, til høyre er gjennomsnitts vindhastighet over 10 år.



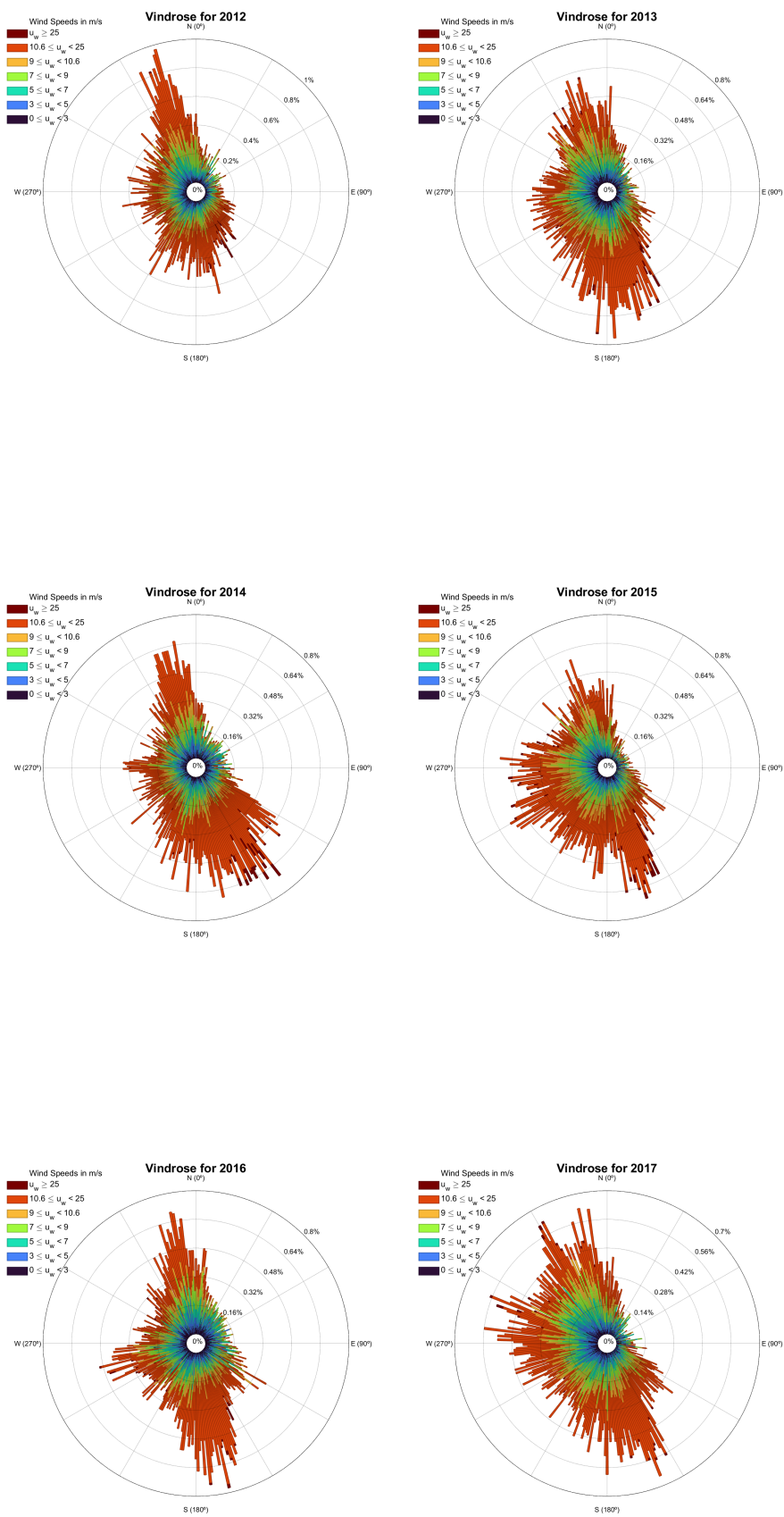
Figur 25: Til venstre er en grafisk fremstilling av tapet fra første turbinrekke til rekkene som følger, grafen er for 5MW turbiner, til høyre en weibull distribusjon av vindhastighet over 10 år.



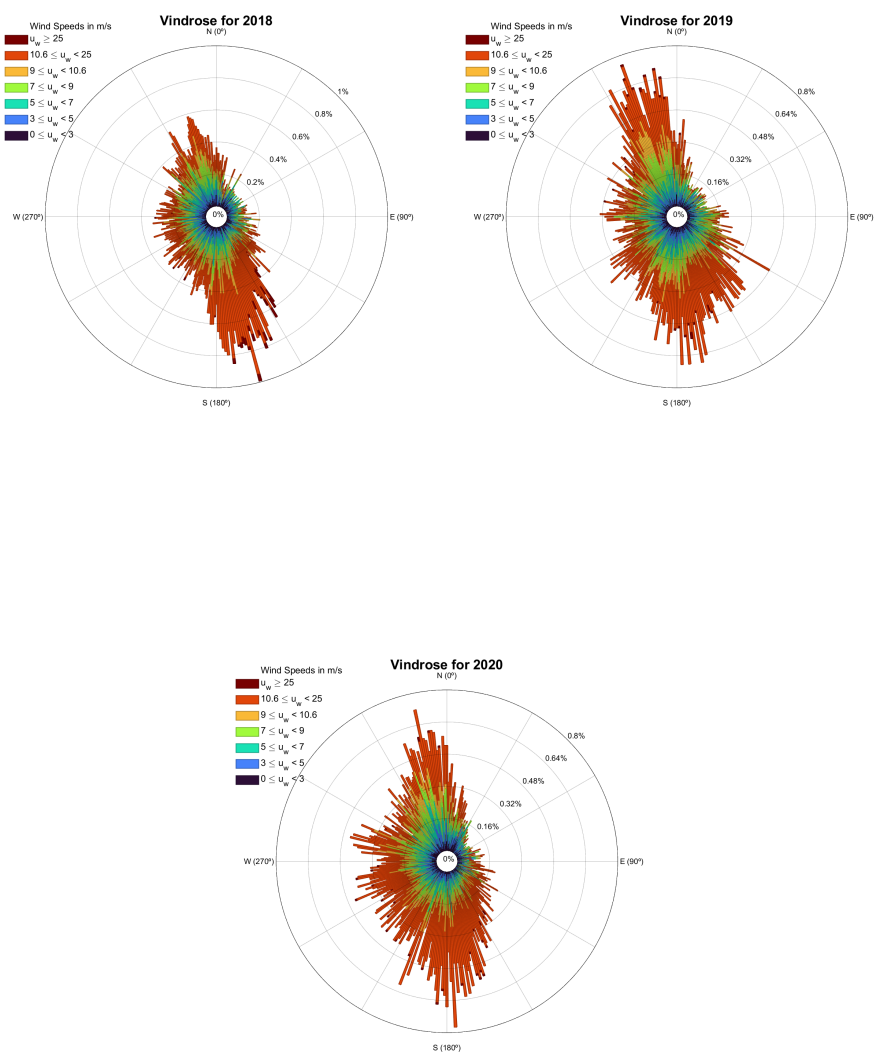
Figur 26: Design som viser lineær vindpark for 50 (15MW), 75 (10MW) og 150 (5MW) turbiner.



Figur 27: Design som viser forskjøvet vindpark for 50 (15MW), 75 (10MW) og 150 (5MW) turbiner.



Figur 28: Vindroser fra 2012 til 2017



Figur 29: Vindroser fra 2018 til 2020

Vedlegg B: MATLAB skript

.0.1 Utviklet skript for rapport

```
function [vecXTurbines, vecYTurbines] = generate_turbine_coordinates(  
    shiftAlternateRows)  
D = 242.24; % Rotordiameter  
spacing_streamwise = 9.35 * D; % Streamwise avtstand langs x-aksen  
spacing_spanwise = 5.1 * D; % Spanwise avstand langs y-aksen  
rotor_length = D; % Rotorstrelse  
wind_speed = 10.29; % gj.snitts hastighet  
wind_direction = 20; % dominerende vindretning (N=180, S=0)  
  
% Konverterer vindretning til radianer  
perpendicular_angle = deg2rad(wind_direction + 90); %  
  
% Manually set the number of turbines for each column  
turbines_per_column = [10, 10, 10, 10, 10]; % Custom turbine count per  
    column
```

