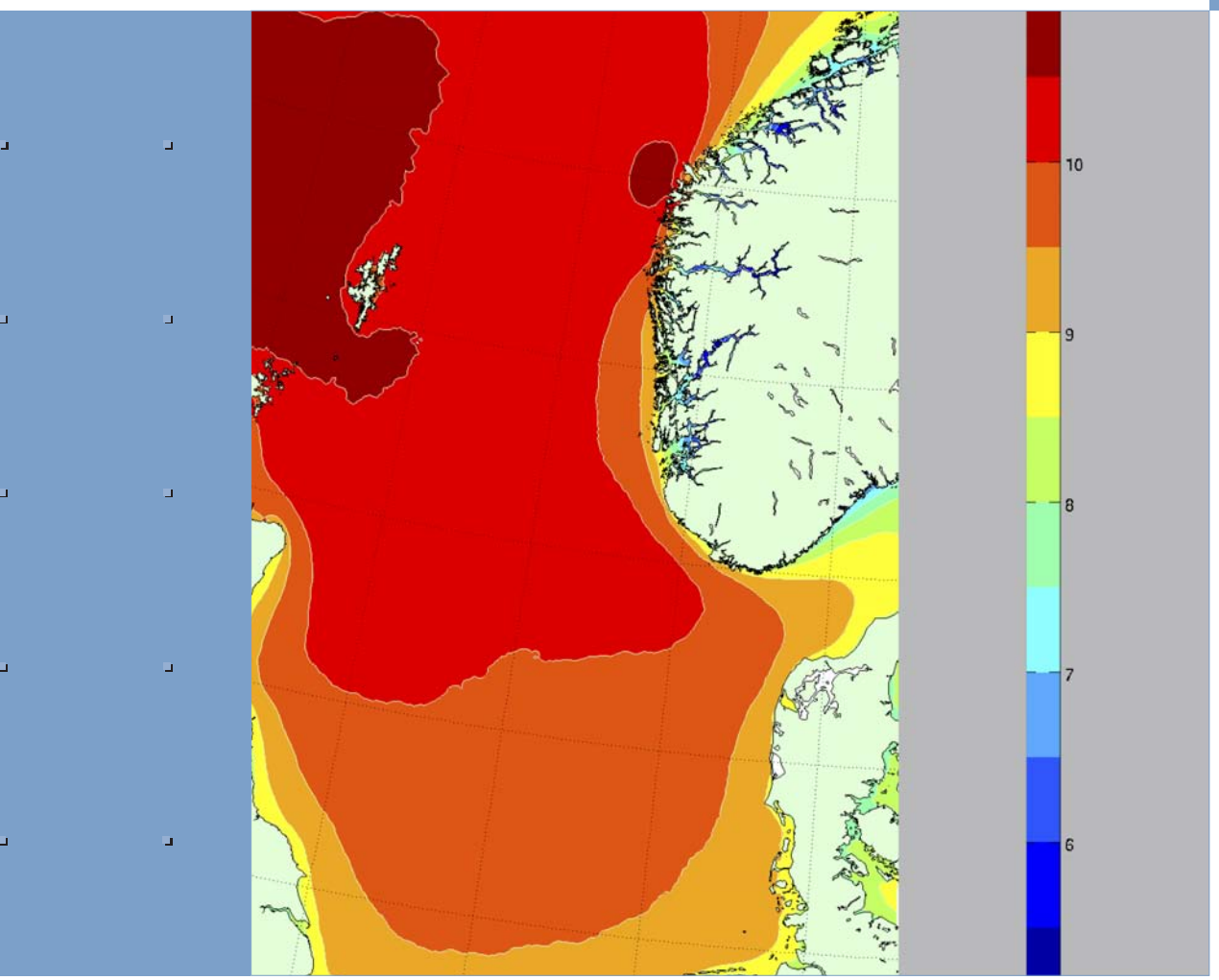
Analyser av offshore modellsimuleringer av vind

10
2009

OPPDRAGSRAPPORT A



Analyser av offshore modellsimuleringer av vind

Norges vassdrags- og energidirektorat
2009

Rapport nr 10/2009

Analyser av offshore modellsimuleringer av vind

Oppdragsgiver: NVE

Redaktør:

Forfatter: Øyvind Byrkjedal, Reidar Kravik, Kjeller Vindteknikk

Trykk: NVEs hustrykkeri
Opplag: 50
Forside:
ISSN: 1503-0318

Sammendrag: En simulering med mesoskala-modellen WRF er gjort for Nordsjøen i norsk økonomisk sone. Data fra denne modellsimuleringen er analysert med hensyn på hastighetsfordeling, sesongvariasjoner i produksjonen og samvariasjon i produksjonstall for ulike områder av Nordsjøen.

Midlere produksjon er beregnet for hele modellgitteret for en Vesta V90 3MW turbin. Produksjonskartet viser at høyeste produksjon ikke oppnås der hvor den høyeste middelvinden er funnet. Fratrukket 20 % for tap til nett, tilgjengelighet, vedlikehold og vaketap finner vi at brukstiden er fra 3 000 timer for kystnære områder og opp til 3 600 timer for områder sentralt i Nordsjøen for denne turbinen. Supplerende beregninger er også gjort for en Siemens 3,6 MW turbin. som generelt har en noe høyere brukstid for store deler av Nordsjøen.

Det er beregnet kart som viser tap av brukstid som følge av for høye og for lave vindhastigheter, og kart som viser Weibullparametrene over hele modellområdet. Det er også presentert kart som eksemplifiserer samvariasjonen i produksjon.

Emneord: offshore vindressurser

Norges vassdrags- og energidirektorat
Middelthunsgate 29
Postboks 5091 Majorstua
0301 OSLO

Telefon: 22 95 95 95
Telefaks: 22 95 90 00
Internett: www.nve.no

Oktober 2009

Innhold

Forord .....

1 Innledning 3

2 Analyser av forventet produksjon 4

3 Sesongvariasjon 11

4 Analyser av samvariasjon 13

5 Sammendrag 21

Referanser 22

Forord

På oppdrag for NVE har Kjeller Vindteknikk AS gjennomført en analyse av vindforholdene i Nordsjøen og norskehavet.

Hensikten med oppdraget er å styrke det faglige grunnlaget for beslutninger vedrørende fremtidig vindkraftutbygging av havområdene utenfor norskekysten. Kartlegging av årsmiddelvinder er ikke et tilstrekkelig grunnlag til å vurdere hvor godt egnet et område er for vindkraftproduksjon. Hvordan vinden fordeler seg på ulike vindhastigheter er også av stor betydning, og det er ikke alltid slik at områder med de høyeste årsmiddelvinder gir høyest årsproduksjon.

Et annet aspekt som har betydning å få kartlagt er vindkraftens intermittens, dvs. dens manglende regulerbarhet og avhengighet av været. Med tanke på de store planer som foreligger for utbygging av vindkraft i de sørlige områder av Nordsjøen kan det bli en stor utfordring å sørge for nødvendig regulerkraft. I den forbindelse kan norsk vindkraft-produksjon få en viktig rolle. Rapporten antyder at produksjonen i norske områder kan bidra til å gjøre vindkraften i Nordsjø-området som helhet, mer stabil (flatere varighetskurve) ved at produksjonen i nord skjer på et annet tidspunkt enn i sør.

Arbeidet er blitt utført i perioden desember 2008 til april 2009.

Oslo, oktober 2009

Marit Lundteigen Fossdal
avdelingsdirektør

Torodd Jensen
seksjonssjef

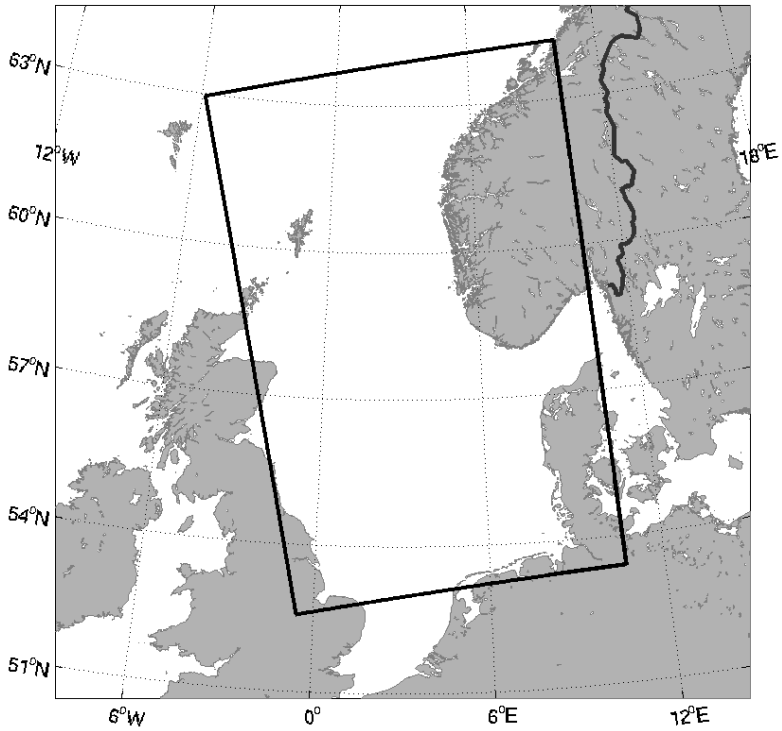
1 Innledning

Ved utbygging av store offshore vindparker vil stabilitet i produksjonen og nettintegrasjon være en klar utfordring. Vindforholdene varierer geografisk og over tid, dette påvirker behovet for reservekraft som kan kompensere den varierende produksjonen fra vindkraft.

En simulering med meso-skala modellen WRF (Weather Reasearh and Forecasting) er gjort for norsk sone av Nordsjøen med en horisontal oppløsning på 4km * 4km (Figur 1). Modellen ble kjørt for 2 år (hele 2005 og 2006) Modelloppsett, resultater og modellvalidering er presentert i en tidligere rapport (KVT/OB/2008/043 – Offshore Vindkart Lista-Stadt). I rapporten er det også presentert kart som viser årsmiddelvind for ulike høyder.

Det ble også gjort en simulering med 2km oppløsning for kyststrekningen Lista-Stadt for å gi en bedre beskrivelse av vindforholdene i kystområdene. Data fra 2km simuleringen er ikke vurdert i dette arbeidet men kart som viser årsmiddelvind for kystområdene er presentert i KVT/OB/2008/043.

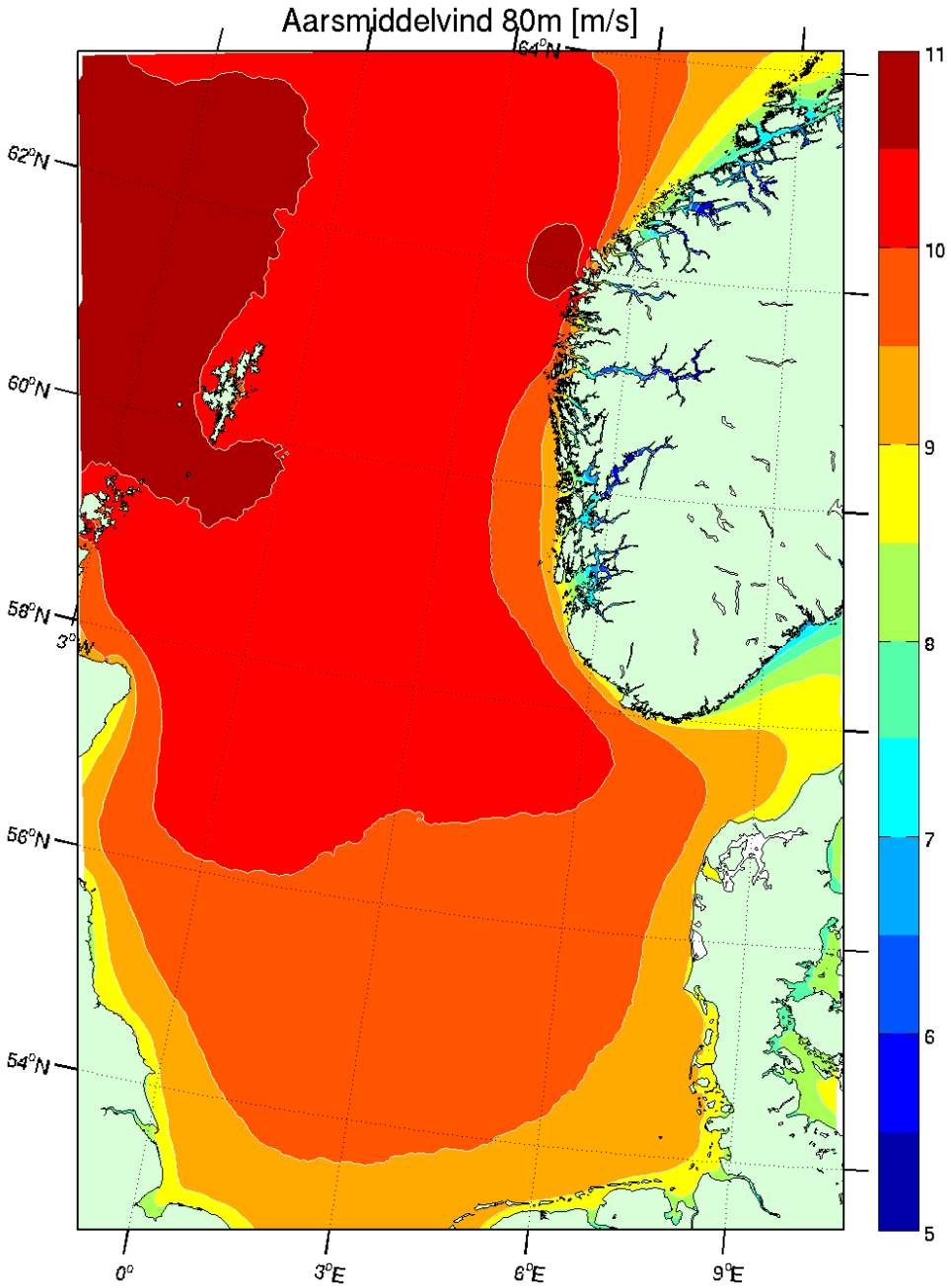
I tillegg til middelvinden vil også frekvensfordelingen i vindhastighet være bestemmende for den totale produksjonen som kan oppnås. Modellsimuleringen med 4km oppløsning for Nordsjøen utgjør et rutenett på totalt 200*300 punkter. For alle disse punktene har vi tidsserier på vindhastighet og vindretning. Disse data vil her benyttes til å gjøre en grundigere analyse på forventet produksjon og geografisk samvariasjon i produksjonstall mellom tenkte offshore vindparker.



Figur 1 Oppsett av modelldomene for WRF. Figuren viser modelldomene nr 2 som er satt opp med 4km horisontal oppløsning.

2 Analyser av forventet produksjon

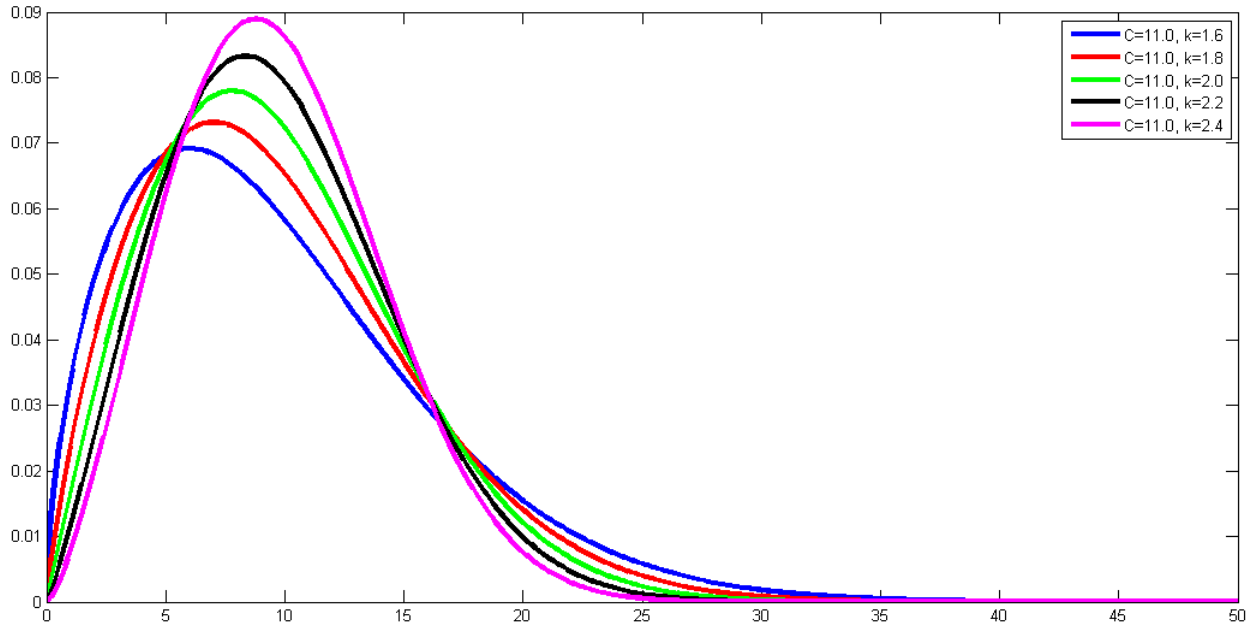
Figur 2 viser beregnet årsmiddelvind i 80m høyde. Kartet er langtidsjustert mot forventet vindklima (jf. KVT/OB/2008/043). Modellen viser generelt gode offshore vindressurser, og forholdsvis liten geografisk variasjon, med unntak av de kystnære områdene. Middelvinden alene gir ikke et fullgodt bilde av vindressursene, men en må også vurdere fordelingen av vindhastighetene for å gi et riktigere bilde av forventet kraftproduksjon. Vindhastighetene følger ofte en Weibullfordeling. For Weibullfordelingen vil formfaktoren beskrive formen til fordelingen, ved at en høyere formfaktor bidrar til større frekvens av middels høye vindhastigheter.



Figur 2 Årsmiddelvind i 80m høyde. Basert på 4km modellsimulering fra WRF.

Middelverdi for weibullfordelingen kan uttrykkes: $\mu = C \cdot \Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right)$, hvor C er skalafaktoren, k er formfaktoren og Γ representerer gamma-funksjonen Γ(z).

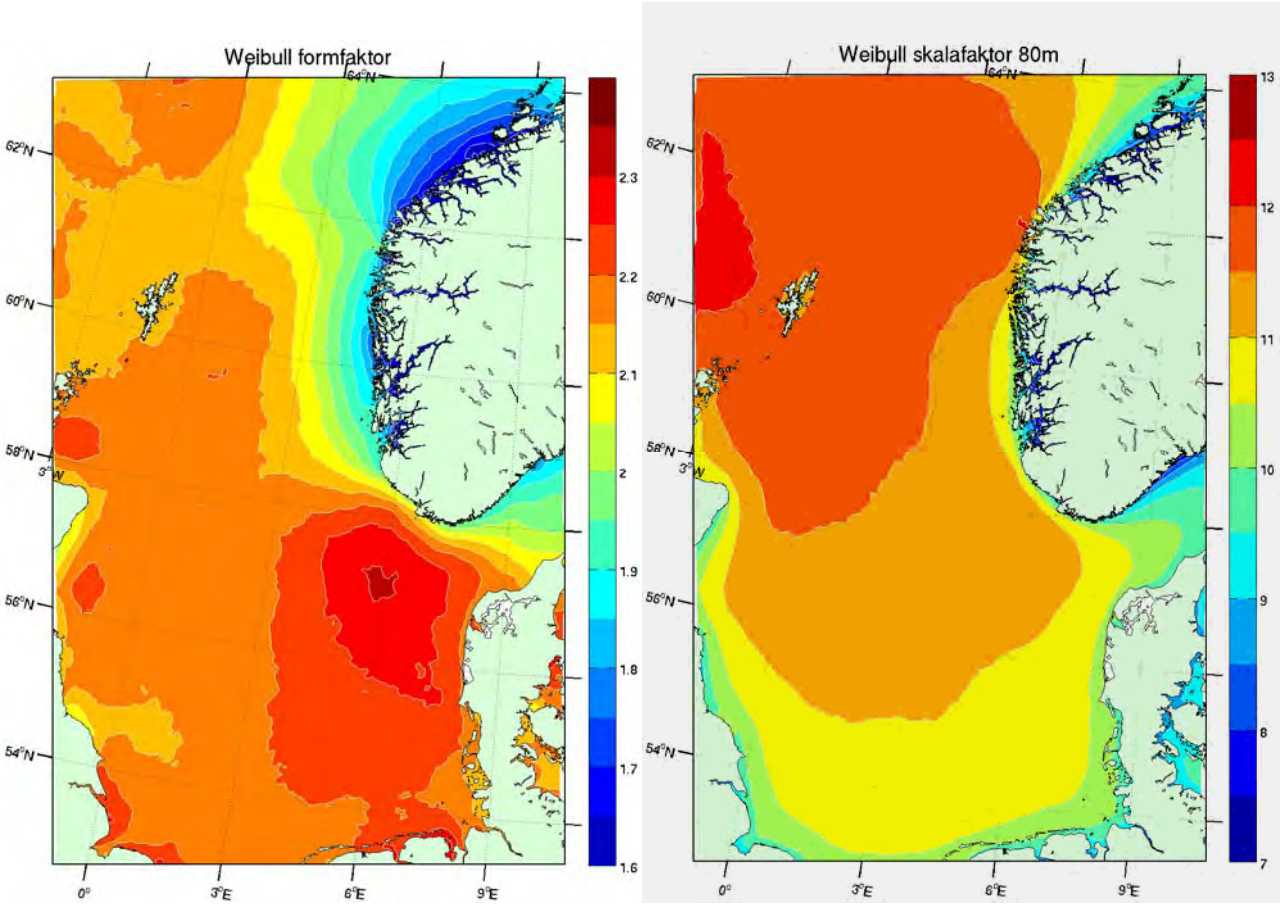
Betydningen av fordelingen av vindhastigheter er eksemplifisert i Figur 3. Her er det gitt fem eksempler på fordeling hvor skalafaktoren C er holdt konstant, C = 11.0, som tilsvarer en årsmiddelvind på rundt 9.7 m/s. Formfaktoren k er variert fra 1.6 til 2.4. Skalafaktor på 11.0 er typisk verdi for Nordsjøen. Kart over formfaktoren og skalafaktor beregnet fra modellsimuleringene er vist i Figur 4. Vi ser at formfaktoren varierer fra ca 1.6 på Mørekysten til 2.3 sørvest av Lista. Dette tilsvarer betydelige forskjeller i hastighetsfordelingen som vist i Figur 3. En lav skalafaktor gir høyere hyppighet av vindhastigheter mindre enn 5 m/s, lavere hyppighet av vindhastigheter mellom 5-15 m/s, og høyere hyppighet av vindhastigheter over 15 m/s. Totalt sett vil dette ofte være mindre gunstig for produksjonen enn områder med høyere formfaktor. En lav formfaktor kan derfor også være assosiert med høyere stormhyppighet. Som vi kan se av Tabell 1 vil en høy formfaktor gi høyere produksjon ved samme skalafaktor. Produksjonen vil i dette tilfellet være ca 12% høyere ved formfaktor k=2.4 enn for k=1.6.



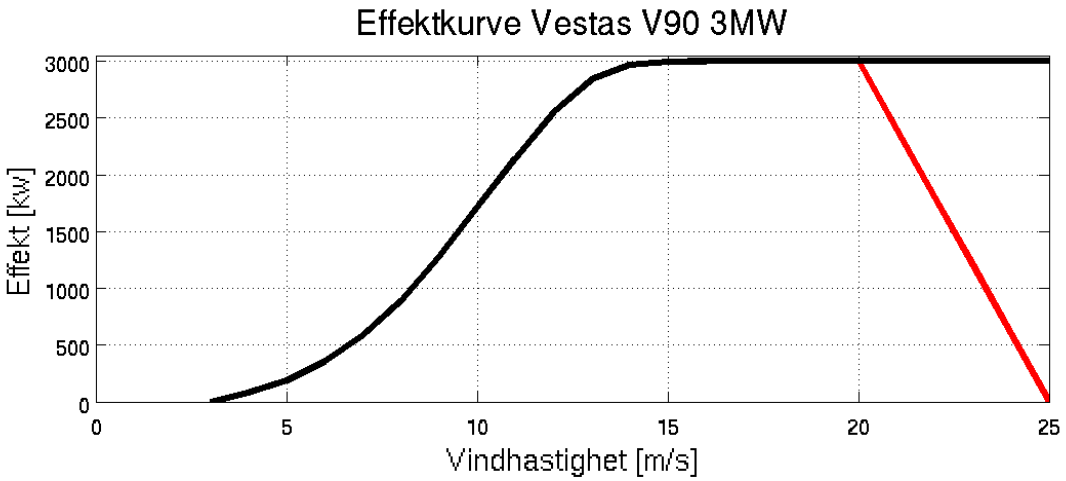
Figur 3 Weibullfordelingen for 5 ulike valg av formfaktor

Tabell 1 Midlere vindhastighet og estimert brukstid for en Vestas V90 3MW turbin (inklusive 20% tap) for ulike verdier av weibullparametre.

C	*k*	*U_{mean} [m/s]*	*brukstid [timer]*
11.0	1.6	9.86	3140
11.0	1.8	9.78	3290
11.0	2.0	9.75	3400
11.0	2.2	9.74	3480
11.0	2.4	9.75	3540



Figur 4 Formfaktor, k, (venstre) og skalafaktor, C, (høyre) beregnet fra modellsimuleringene



Figur 5 Effektkurve for en Vestas V90 3MW turbin.

For å gjøre beregninger av produksjon er det nødvendig å anta en type turbin og benytte denne turbinens effektkurve i beregningene. Her har vi gjort beregningene ved å benytte en Vestas V90 3MW turbin, effektkurven er vist i Figur 5. Beregning av produksjon er gjort på to ulike måter. Vi har benyttet tidsseriene direkte fra modellen, for hvert tidspunkt og hver gridrute og

beregner produksjonen ved å benytte effektkurven. Det er antatt en cutout-hysterese ved at produksjonen stoppes når vindhastigheten overstiger 25 m/s. Produksjonen startes igjen når vindhastigheten blir lavere enn 20 m/s. Vi har også utført beregningene ved for en Siemens 3.6MW turbin.

Produksjonen er også beregnet ved å benytte weibullfordelingen. Ved å multiplisere Weibullfordelingen, F(v), med effektkurven, P(v), og integrere over resultatet finner vi produksjonen, P_{tot}:

$$P_{tot} = \int_{v=0}^{v=25} P(v)F(v)dv$$

Vi benytter her en modifisert effektkurve (beskrevet av den røde linja i Figur 5). Denne gir en reduksjon i produksjonen ved vind mellom 20-25m/s som representerer cutout-hysteresen. Ved å sammenligne resultatet fra de to metodene for å beregne produksjonen fant vi over hav kun små forskjeller (< 1%). Over landområdene var det større forskjeller mellom de to metodene.

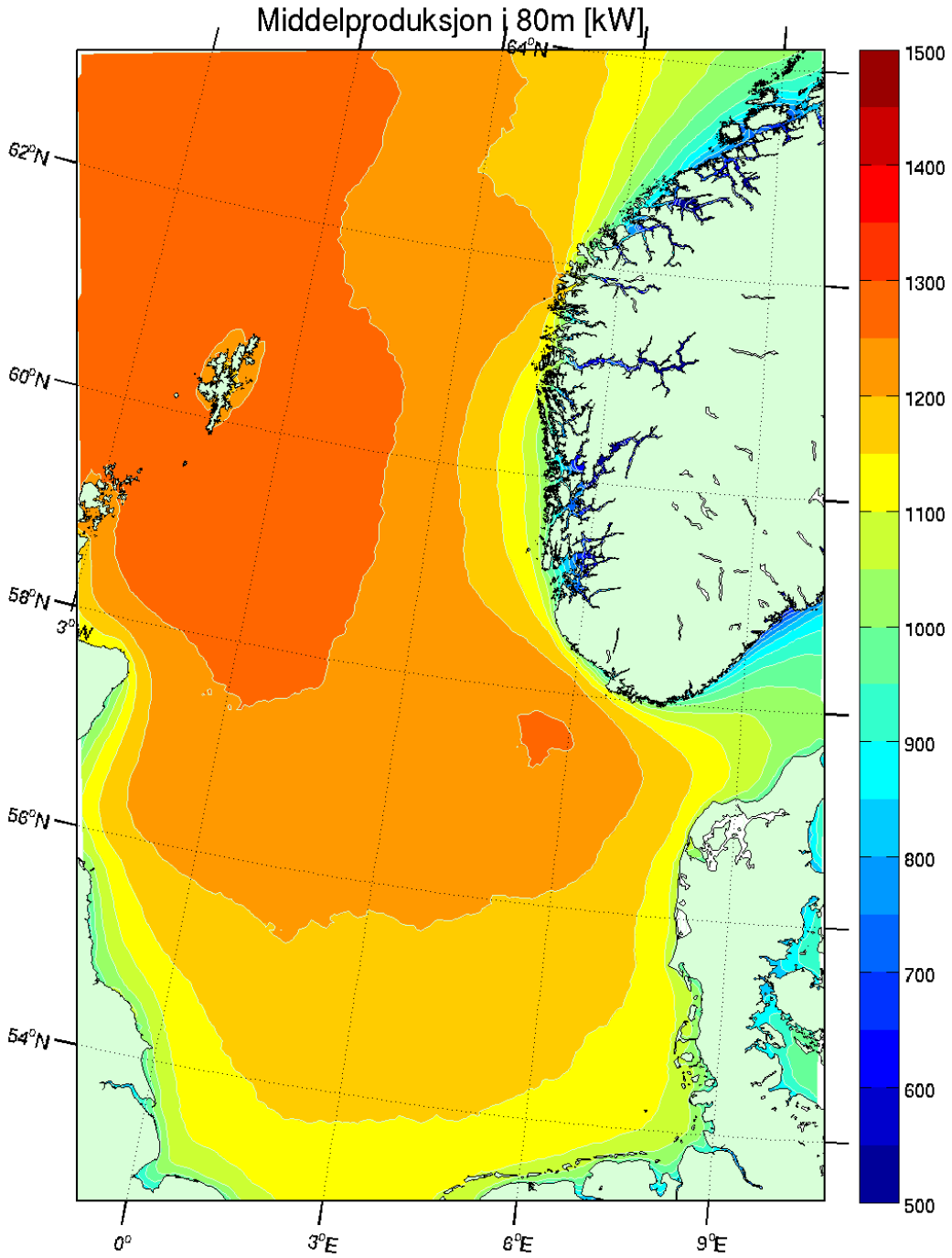
Beregnet middelproduksjon for en Vestas V90 3MW turbin i 80m høyde er vist i Figur 6. Kartet illustrerer hva middelproduksjonen for en enkelt V90 turbin vil være for en gitt geografisk plassering. For beregningen av middelproduksjon er det lagt inn tap på 20% som følge av tilgjengelighet, tap til nett og vaketap. Størrelse på tap i en offshore vindpark vil avhenge av flere parametre. Stor avstand fra kysten vil gjerne redusere tilgjengeligheten til parken og derfor bidra til større tap. En stor vindpark vil gjerne oppleve større vaketap enn en mindre park. Den innbyrdes turbinavstand og avstand til andre vindparker i nærheten vil også spille en viktig rolle i å bestemme størrelsen på vaketap. Tap til nett vil være avhenging av teknologien som brukes til ilandføring av kraften. Parametrene som bidrar til tap er ikke beregnet i dette arbeidet, men estimert som et totalt tap på 20%.

Vi ser klare forskjeller mellom middelvindkartet (Figur 2) og Figur 6. Området utenfor Stadt bemerket seg med høy årsmiddelvind. Men grunnet en lavere Weibull formfaktor, bidrar hastighetsfordelingen til lavere produksjon her sammenlignet med området sørvest for Lista. Beregnet årsmidellvind som brukstid er vist i Figur 7. Dersom vi antar at turbinhøyde endres fra 80-100m vil dette påvirke produksjonen. Figur 7 viser også hvor stor økning en kan forvente å få dersom en øker turbinhøyde fra 80m til 100m. For sørlige deler av Nordsjøen ser vi at brukstid økes med ca 60 timer ved å øke turbinhøyde fra 80m til 100m. I nordlige deler av Nordsjøen gir økningen i turbinhøyde en økning i brukstid på ca 40 timer. En økning i turbinhøyde fra 80m til 100m gir anslagsvis en økning i produksjonen offshore på 1-2%.

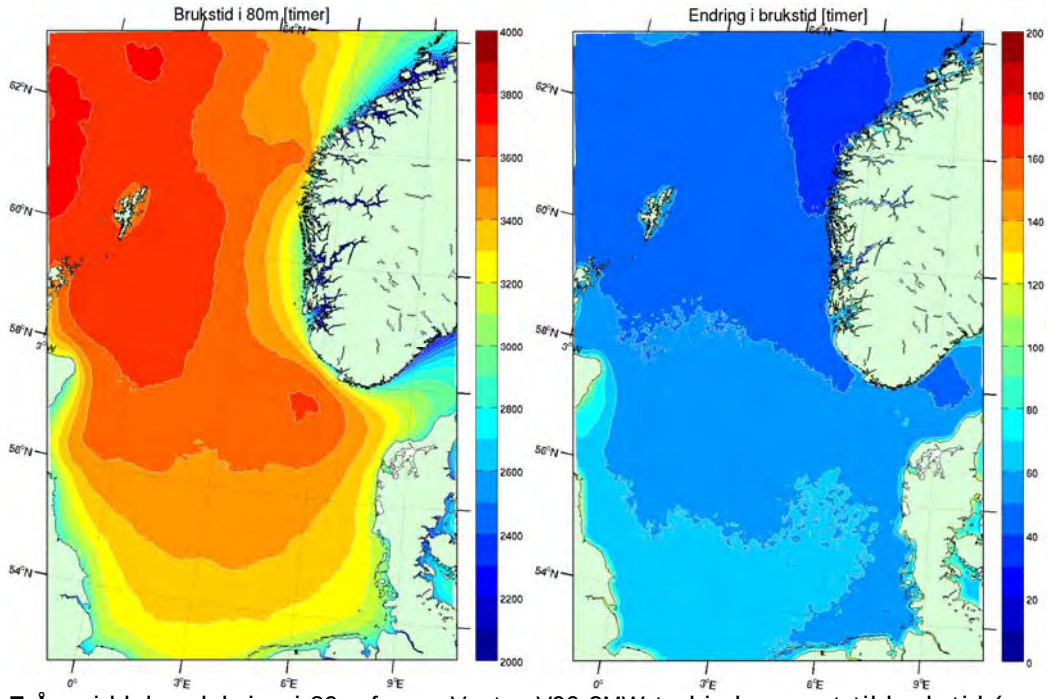
Beregningene er også gjort ved å benytte en Siemens 3.6MW turbin (Figur 8). Forskjellene mellom Vestas V90 3MW og Siemens 3.6MW turbin også vist. Figuren viser generelt høyere kapasitetsutnyttelse for en Siemens 3.6MW turbin som gir omkring 200 brukstimer mer enn Vestas V90 3MW for store deler av Nordsjøen. Andre turbintyper vil kunne gi andre utslag avhengig av effektkurven. For offshore lokaliteter vil det gjerne være naturlig å vurdere om cut-out hastigheten kan økes for å kunne produsere også ved høyere vindhastigheter enn 25 m/s som er en vanlig brukt cut-out hastighet. Eksempelvis opererer REpower med sin 5MW offshore turbin med en cut-out hastighet på 30m/s.

Figur 9 viser antall timer med vind lavere enn 4 m/s, høyere enn 25 m/s, høyere enn 30m/s og tap av brukstid på grunn av for høye vindhastigheter. Vi ser at størst hyppighet av lav vind finnes i de kystnære områder. Sentralt i Nordsjøen er hyppigheten av vind lavere enn 4 m/s på omkring 800 timer per år, dette tilsvarer i underkant av 10% av tiden. Ett område utpreger seg

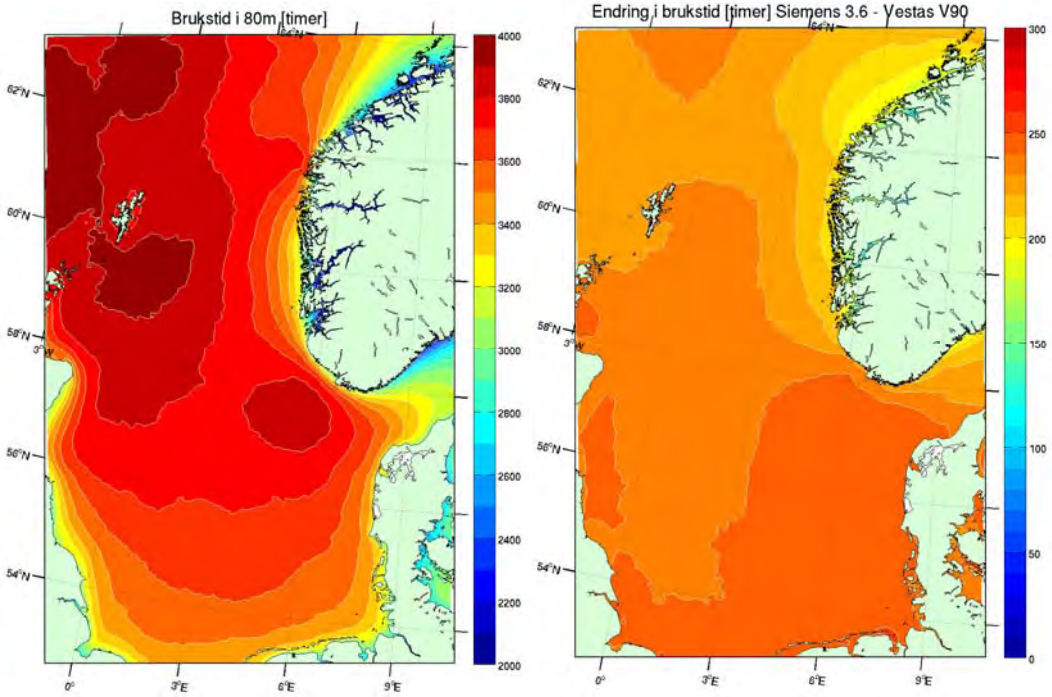
når det gjelder sterk vind, det er området utenfor Stadt hvor stormhyppigheten er størst. Utenfor Stadt finner vi hastigheter over 25 m/s 100-150 timer per år, og hastigheter over 30 m/s finner vi 30-50 timer per år. Dette er også området hvor vi finner de største tapene av brukstid på grunn av for høye vindhastigheter, med tap på 300-400 timer brukstid i 80m høyde. Dette er forutsatt effektkurven gitt i Figur 5, og med reduksjon i produksjonen for vind mellom 20-25m/s på grunn av cutout-hysteresen. Dersom en benytter en annen turbintype med andre spesifikasjoner vil dette kunne gi et annet bilde.



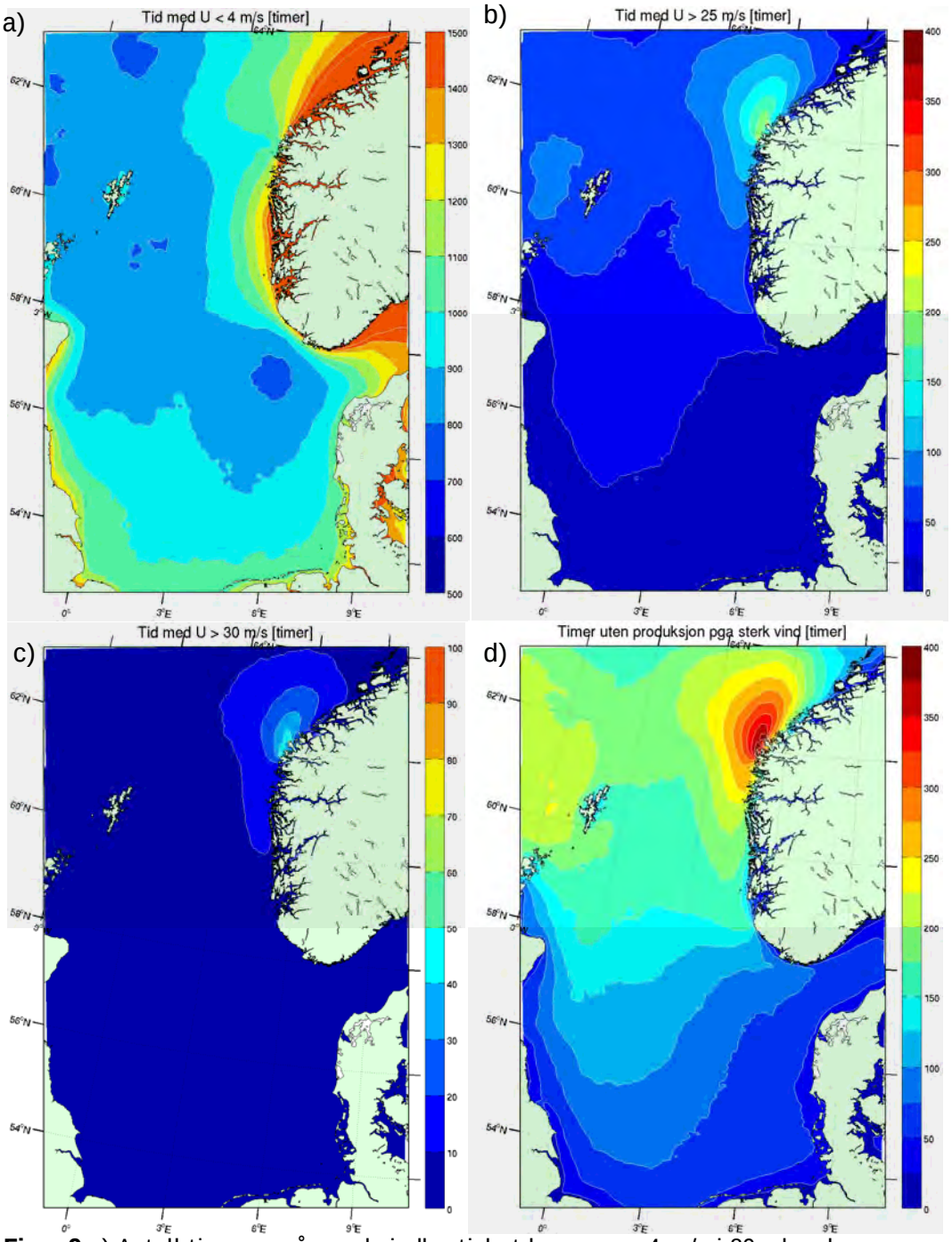
Figur 6 Beregnet middelproduksjon for en Vestas V90 3MW turbin i 80m høyde.



Figur 7 Årsmiddelproduksjon i 80m for en Vestas V90 3MW turbin beregnet til brukstid (venstre). Endring i brukstid ved å endre turbinhøyde fra 80m til 100m.



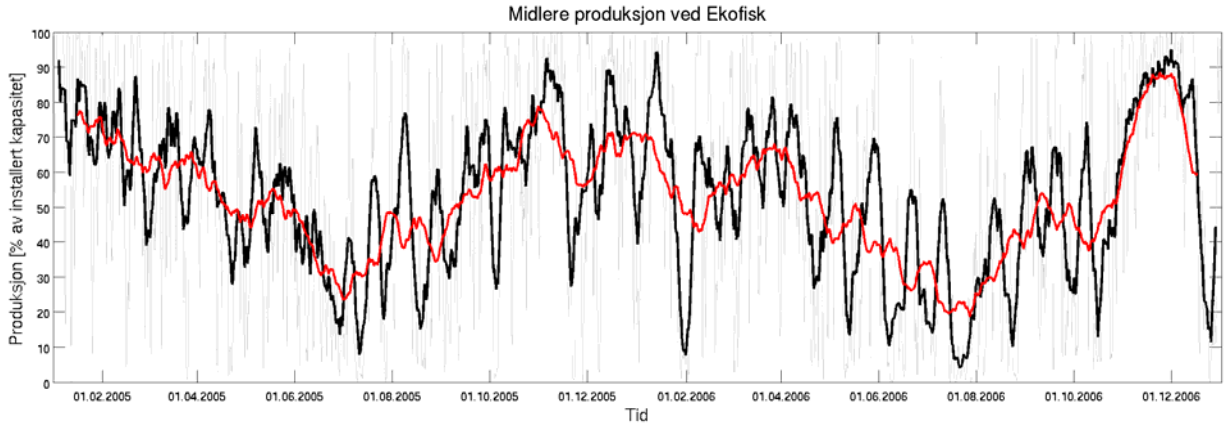
Figur 8 Årsmiddelproduksjon (brukstid) for en Siemens 3.6MW turbin (venstre) og forskjellen mellom Siemens 3.6MW og Vestas V90 3MW (høyre) gitt som brukstid.



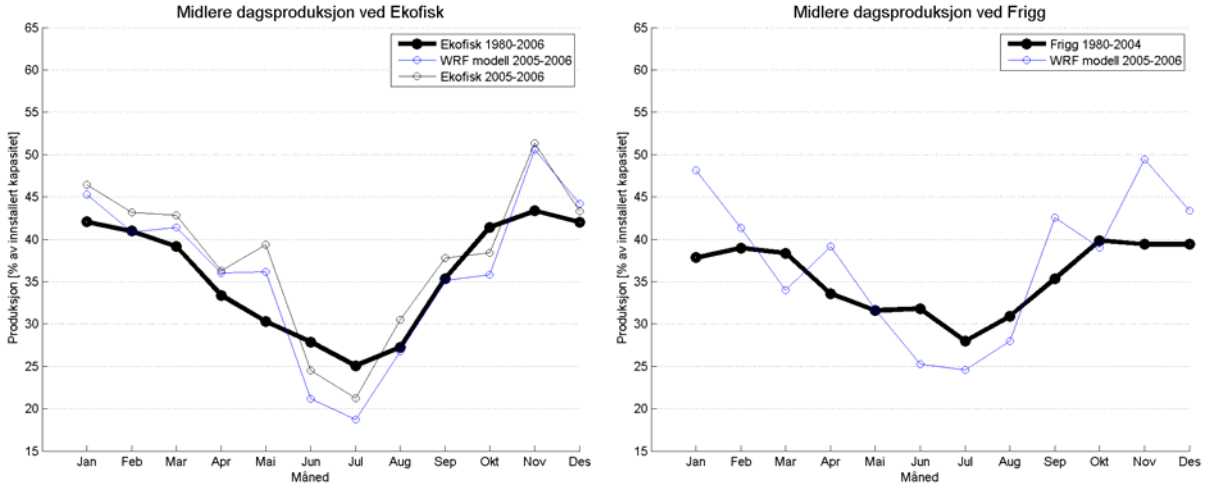
Figur 9 a) Antall timer per år med vindhastighet lavere enn 4 m/s i 80m høyde
b) Antall timer per år med vindhastighet høyere enn 25 m/s
c) Antall timer per år med vindhastighet høyere enn 30m/s
d) Reduksjon i brukstid pga for høy vind med utgangspunkt i effektkurven i Figur 5

3 Sesongvariasjon

Onshore vindkraftverk i Norge opplever en klar sesongvariasjon i kraftproduksjon. En lignende sesongvariasjon vil en oppleve offshore (Figur 10 og Figur 11). Figurene viser tidsserier i produksjon plottet for Ekofisk basert på modelldata. Vi ser at det er klart lavere produksjon i sommermånedene enn på vinteren. Dette vises også ved at det er få dager med produksjon over 80% av installert kapasitet i sommermånedene, men at dette er vanlig i vintermånedene. Vi finner tilsvarende for ukesmidlet produksjon. 2 år med data er for lite for å si noe om forventet sesongvariasjon da det er store variasjoner i månedsvis produksjon fra år til år. Observasjoner for offshore oljeplattformer går tilbake til før 1980 for Frigg og Ekofisk. Disse er derfor bedre egnet til å vurdere forventet sesongvariasjon. Dette er vist i Figur 11.



Figur 10 Produksjon ved Ekofisk som % av installert kapasitet som middelverdi per døgn (lys grå kurve), 7 dagers glidende middelverdi (svart kurve) og 30 dagers glidende middelverdi (rød kurve).



Figur 11 Sesongvariasjon i produksjon ved Ekofisk (vestre figur), midlet over årene 1980-2006 fra observasjoner (tykk svart kurve), midlet over årene 2005-2006 fra observasjoner (tynn svart kurve), WRF modellen midlet over årene 2005-2006 (blå kurve). Høyre figur viser tilsvarende for Frigg. Men for årene 1980-2004. På den vertikale aksen er verdiene angitt som % av installert kapasitet.

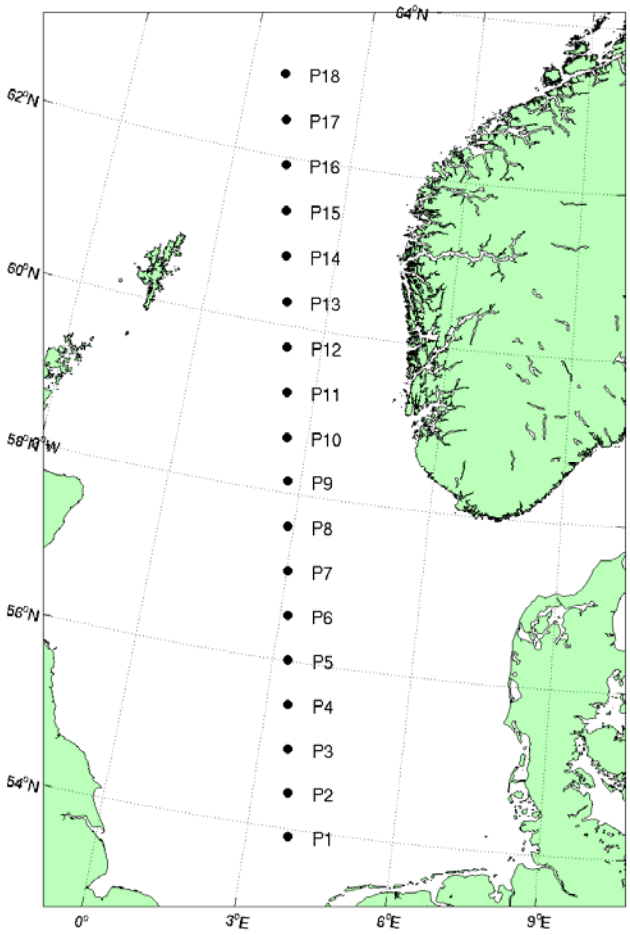
For en vindturbin plassert nær Ekofisk kan vi i vintermånedene forvente å utnytte 40-45% av installert effekt, i sommermånedene 25-30% av installert effekt. Det er i tallene lagt til tap med 20%. Som vi ser av figuren kan vi også forvente større svingninger fra ett år til et annet. Tallene må sees på som middelverdier over tid. For årene 2005-2006 finner vi generelt høyere produksjon enn forventet i vintermånedene, og samtidig lavere produksjon enn forventet i sommermånedene.

Figur 11 viser også forventet sesongvariasjon for Frigg. Her ble målingene avsluttet i 2004. Det er derfor ikke overlapp med modelldata. Forventet månedsproduksjon viser en mindre markant sesongvariasjon her. Det forventes noe lavere produksjon i vintermånedene (35-40% av installert kapasitet), og noe høyere produksjon i sommermånedene (25-35%). Den lavere produksjonen for Frigg i vintermånedene kan skyldes større hyppighet av høye vindhastigheter her enn for Ekofisk (jf Figur 9d).

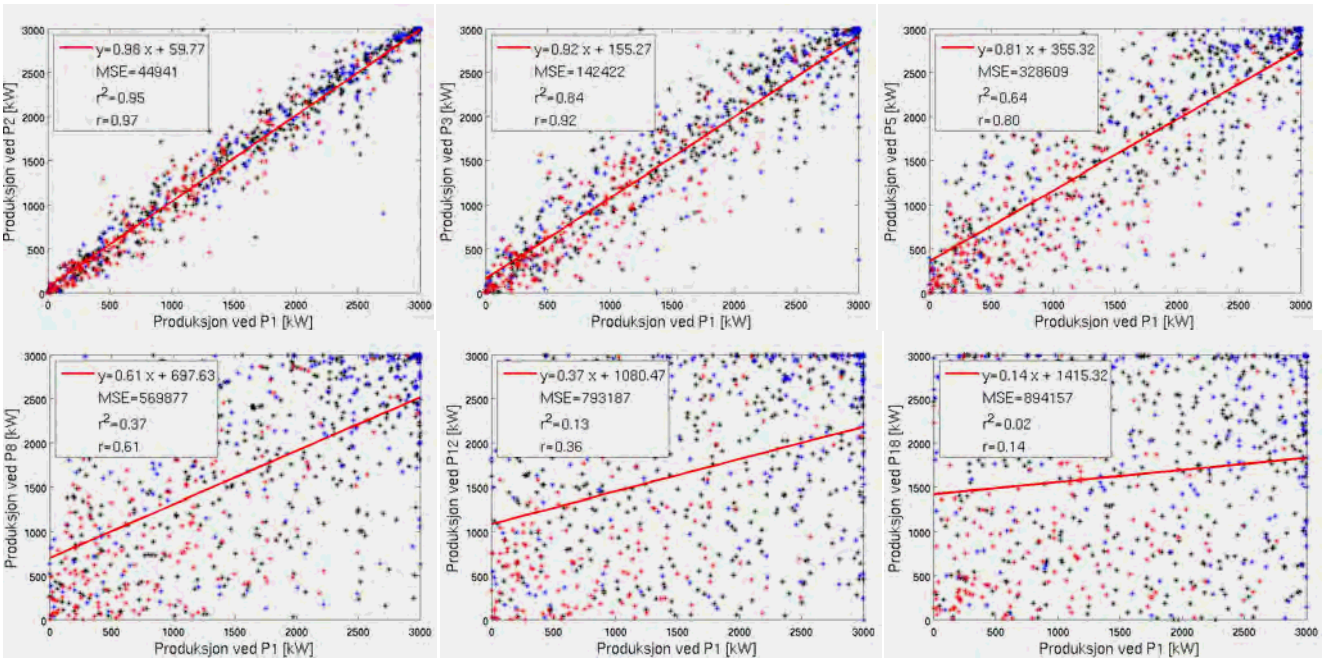
4 Analyser av samvariasjon

Fra modelldata har vi beregnet ukesvis og døgnvis middelproduksjon for hele modellgitteret. Dette har vi brukt til å beregne korrelasjon i produksjon for midlet til døgnverdier og ukesverdier.

For å eksemplifisere samvariasjonen har vi tatt ut, og beregnet tidsserier i produksjon for 18 punkter i en rett linje i Nordsjøen. Posisjonen til de 18 punktene er vist på Figur 12. De 18 punktene er plassert med en avstand på 60km. Punktet P6 tilsvarer posisjonen til Ekofisk. Punktet P12 tilsvarer posisjonen til Frigg. Gullfaks ligger ca 50km nordøst fra punktet P14. Vi tenker oss videre at vi plasserer en turbin i hvert av disse punktene og analyserer produksjonsdata fra disse.



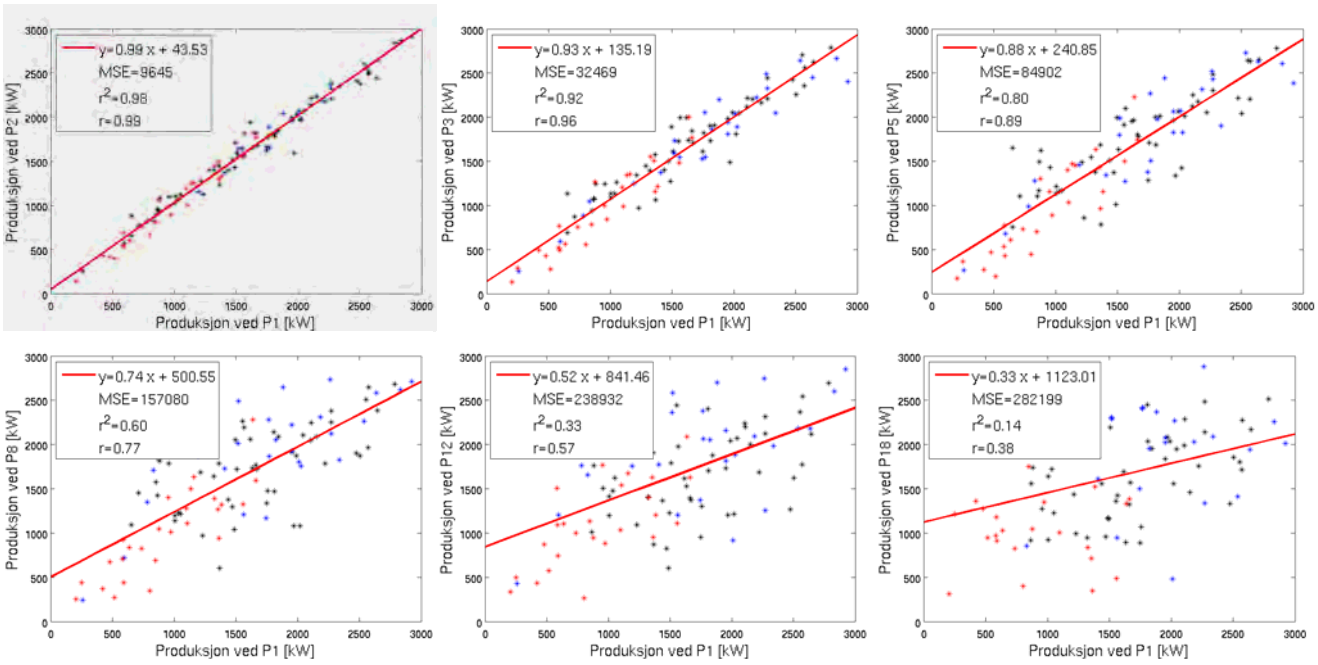
Figur 12 Posisjon til 11 punkter P1-P18. P6 tilsvarer posisjonen til Ekofisk. P12 tilsvarer posisjonen til Frigg. Punktene er plassert med en innbyrdes avstand på 60km.



Figur 13 Spredingsplott for middelproduksjon per døgn ved P1 sammenlignet med P2, P3, P5, P8, P12 og P18. Røde stjerner viser verdier fra månedene juni, juli og august. Blå stjerner viser verdier for desember-januar, februar. Rød kurve er regresjonslinja. Også oppgitt er MSE – mean square error, korrelasjonskoeffisienten r og r^2 som beskriver hvor stor del av variabiliteten som blir beskrevet ved regresjonslinja.

Figur 13 viser spredingsplott for middelproduksjon per døgn mellom P1 og P2, P1, og P3, P1 og P5, P1 og P8, P1 og P12, P1 og P18. Vi ser klart at spredingen øker med økende avstand mellom punktene. Men til og med fram til P5 som ligger i en avstand av 360km fra P1 ser vi en viss grad av sammenheng mellom produksjon midlet per døgn. Korrelasjonskoeffisienten mellom P1 og P5 er 0.79. Dette betyr at regresjonslinja beskriver 62% av variabiliteten i spredningsplottet. For punktene som ligger nærmere enn P5 ser vi at korrelasjonen og samvariasjonen øker klart. For P2 som ligger i en avstand 60km fra P1 ser vi at korrelasjonen er på 0.97. Det er bare små avvik fra regresjonslinja. Også for P9 finner vi korrelasjon høyere enn 0.5. Men vi ser at spredningen i plottet er klart større. Det er vanskelig å finne noen sammenheng, men det er forholdsvis stor tetthet av punkter i hjørnet oppe til høyre og nede til venstre. Dette vil si dersom produksjonen ved P1 er 100% av kapasiteten (3000kW) vil ofte produksjonen ved P9 også være nær 100%. Og Dersom produksjonen ved P1 er 0, vil ofte produksjonen ved P9 også være nær 0. Sammenhengen mellom produksjon vil også gjenspeile sesongvariasjonen ved at produksjonen ofte er lavere i sommermånedene enn på vinteren som vist i Figur 10. Dette ser vi også for spredningsplottene i Figur 13. For punktene med stor avstand til P1 vil sesongvariasjonen bidra til å gi høyere korrelasjon enn dersom sesongvariasjonen ble trukket fra datasettet.

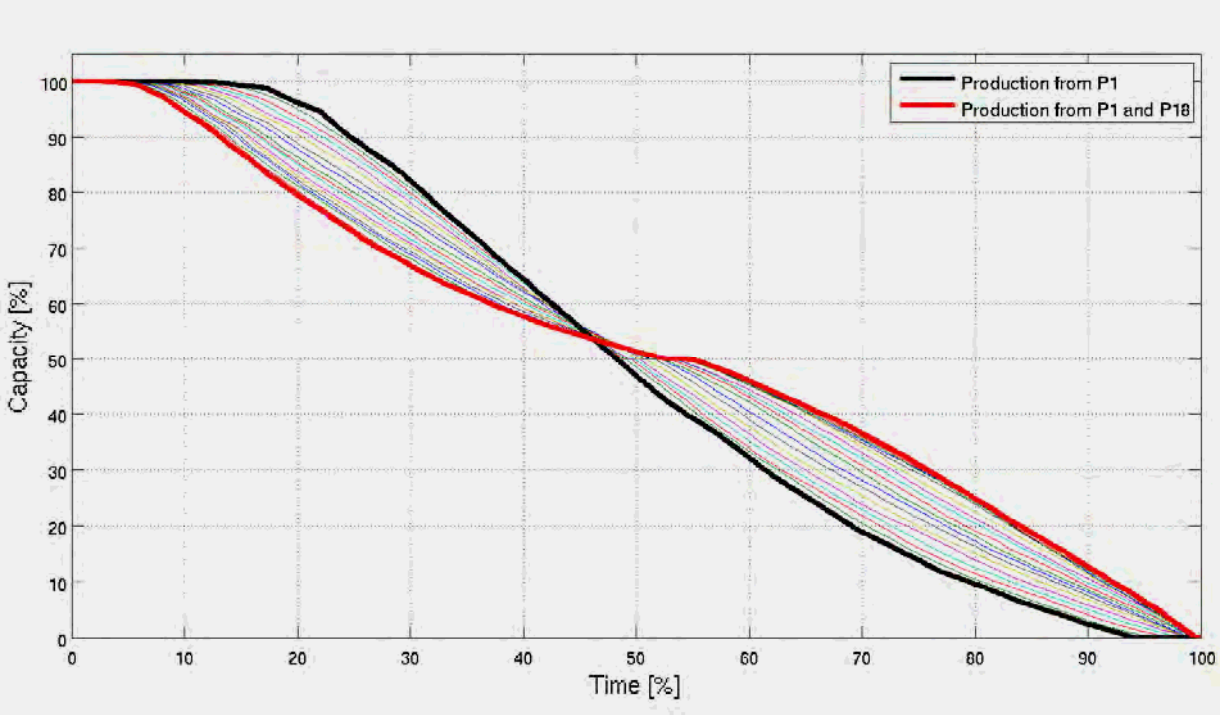
Samvariasjonen har sammenheng med den typiske utstrekningen for et lavtrykk som er i størrelsesorden 1000km. Når et lavtrykk med fronter passerer gjennom Nordsjøen vil gjerne alle punktene oppleve sterk vind som bidrar til maks produksjon ved flere av punktene. I de tilfellene hvor et høytrykk ligger plassert over Nordsjøen vil dette ofte være assosiert med lite vind. Dette vil også påvirke alle punktene. For området mellom ingen produksjon og maks produksjon vil det være klart større følsomhet for vindhastigheten. Dette bidrar til en større spredning i spredningsplottet (området 500kW til 2500kW).



Figur 14 Spredingsplott for middelproduksjon per uke ved P1 sammenlignet med P2, P3, P5, P8, P12 og P18. Røde stjerner viser verdier fra månedene juni, juli og august. Blå stjerner viser verdier for desember-januar, februar. Rød kurve er regresjonslinja. Også oppgitt er MSE – mean square error, korrelasjonskoeffisienten r og r^2 som beskriver hvor stor del av variabiliteten som blir beskrevet ved regresjonslinja.

Figur 14 viser tilsvarende spredningsplott som Figur 13, men for produksjon midlet per uke. Generelt finner vi mindre spredning mellom punktene når vi ser på ukesproduksjon enn produksjon per døgn. Dette skyldes at typisk tidsskala for en lavtrykkspassering gjerne er opp til 2-3 dager. Timingen for frontpassasjen vil spille en viktig rolle når vi ser på middelproduksjon pr døgn, men middelproduksjon pr uke vil denne avhengigheten bli borte. Sammenhengen mellom ukesmidlet produksjon vil også gjenspeile sesongvariasjonen ved at produksjonen ofte er lavere i sommermånedene enn på vinteren. For P8, i en avstand på 420km fra P1, finner vi en korrelasjonskoeffisient på 0.77. Det vil si at regresjonslinja forklarer ca 60% av spredingen i plottet. Det er derfor en fortsatt sammenheng mellom produksjon midlet per uke i P1 og P8. For P12 er sammenhengen noe dårligere med en korrelasjonskoeffisient på 0.57. Særlig for punktene med stor avstand ser det ut til at det er sesongvariasjonen som bidrar til enn viss grad av samvariasjon mellom punktene.

Ideelt bør vindparker plasseres slik at behovet for reservekraft blir minimalt. Et bilde på behovet for reservekraft får en ved å vurdere Figur 15. For et ideelt tilfelle med stabil produksjon uten behov for reservekraft ville i Figur 15 danne er horisontal linje. Det ville tilsvare at en gitt kapasitet ble levert 100% av tiden. Dersom vi ser på fordelingen i produksjon for en enkelt vindturbin er denne gitt ved den svarte kurven i Figur 15. Her ser vi at produksjonen vil være 0 ca 7% av tiden. Produksjonen vil være 100% ca 17% av tiden. Produksjonen vil være lavere enn 10% av kapasiteten ca 20% av tiden. I tilfellet med de 18 punktene plasserer vi to turbiner med en avstand på 1020km for å gi lavest mulig samvariasjon. Dette tilsvarer en turbin i P1 og en turbin i P18. Den kumulative fordelingen i vindkraftproduksjon for disse to turbinene samlet vil være gitt av den røde kurven i Figur 15. Vi ser at behovet for reservekraft vil være mindre. Den samlede produksjonen fra de to turbinene vil være 0 bare ca 1% av tiden. Produksjonen vil være 100% av kapasiteten ca 6% av tiden. Produksjonen vil være under 10% av kapasiteten ca 8% av tiden.



Figur 15 Varighetskurve for produksjon for en vindturbin plassert i P1 (sort kurve), og for kombinasjonen ved å plassere en vindturbin i P1 og en vindturbin i P18 (rød kurve). De tynne kurvene som ligger mellom rød og svart kurve er framkommet ved å se på kombinasjonen av en vindturbin i P1 sammen med P2, P1 og P3, P1 og P4 osv.

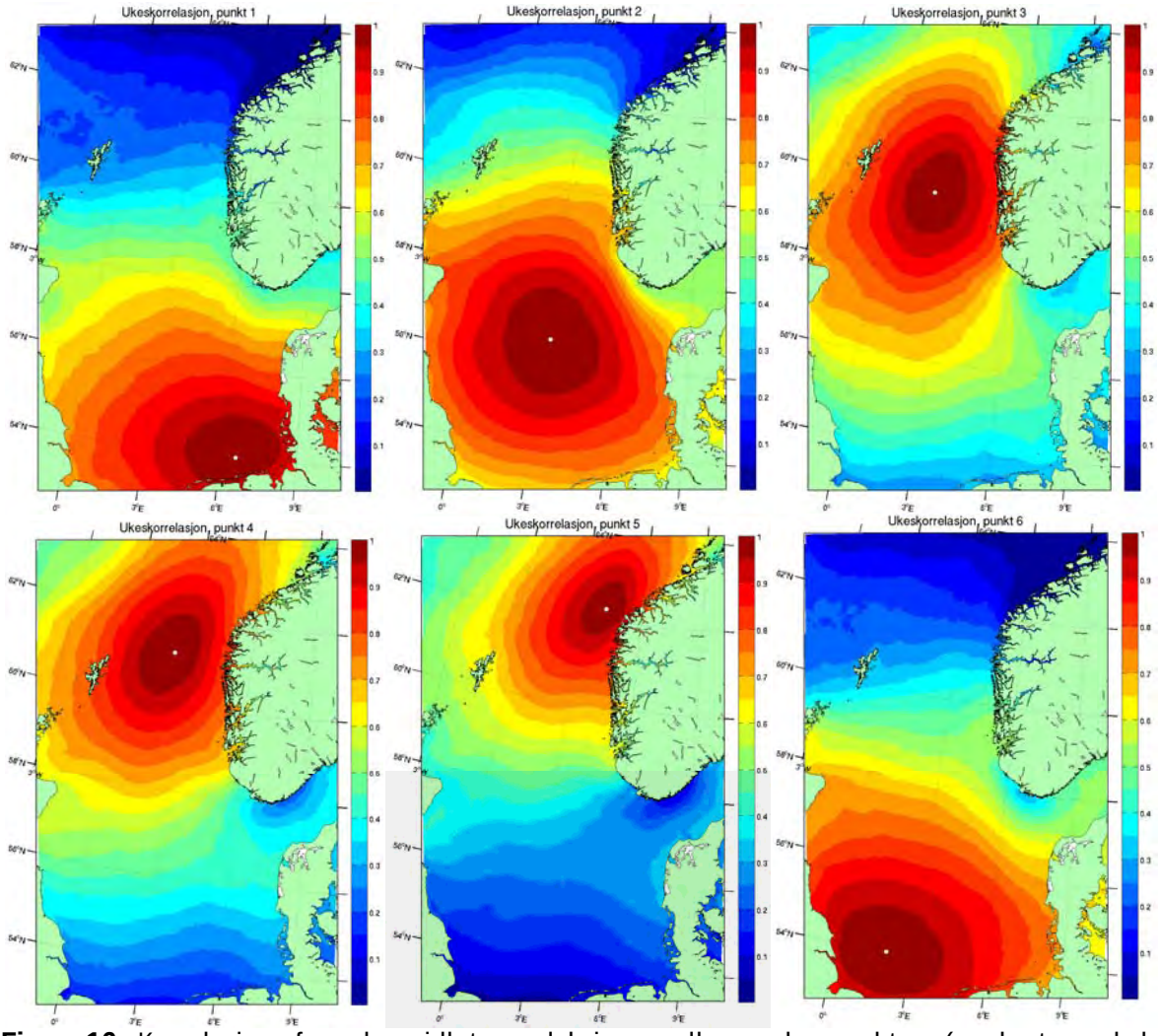
Eksemplene gitt over har tatt utgangspunkt i punkter plassert i en rett linje ca i nord-sør retning. Dette gir ikke et komplett bilde av samvariasjon for ulike lokaliteter i Nordsjøen. Datagrunnlaget som her er brukt gir også mulighet for å vurdere den geografiske variasjonen i mer detalj.

Vi tar videre utgangspunkt i 6 posisjoner i Nordsjøen. Disse posisjonene er gitt i Tabell 2. Vi har beregnet korrelasjonen mellom hvert av disse punktene med alle andre punkter i modelldomenet. Punktene er markert med hvitt i Figur 16, 17 og 18. Figurene gir et bilde på hvor stor avstand det må være mellom to vindparker for at produksjonen ved disse ikke er korrelert og produksjonen ved de to stedene kan regnes som uavhengige av hverandre. Korrelasjonen er beregnet for 4 sesonger gitt ved vinter (desember, januar, februar), vår (mars, april, mai), sommer (juni, juli, august) og høst (september, oktober, november). Korrelasjonen som er representerer middelverdien i korrelasjon for de 4 sesongene. Ved å benytte denne metodikken vil korrelasjonen være sesonguavhengig. Korrelasjonen er da blitt lavere enn for tilsvarende plott hvor det ikke er tatt hensyn til.

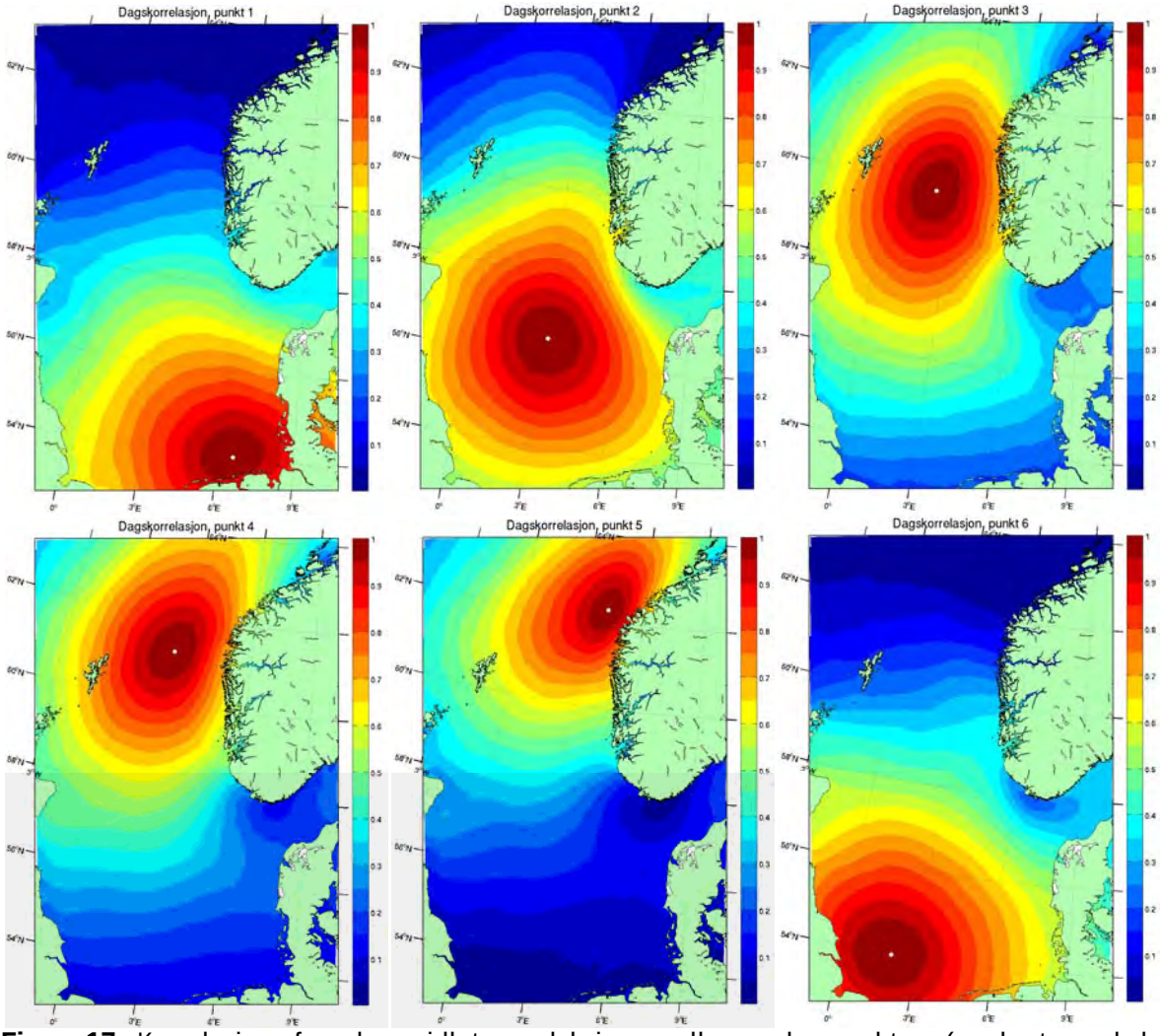
Tabell 2 Nummer og posisjoner for punkter tatt ut for å beregne korrelasjon

		Breddegrad	*Lengdegrad*
1	Tyskebukta: FINO 1	54.0143	6.5876
2	Ekofisk	56.5000	3.2000
3	Frigg	59.9000	2.1000
4	Gullfaks	61.2042	2.2687
5	Utenfor Stadt	62.27	4.2
6	Sørvestre hjørne av modelldomenet	54.0	2.0

Figur 16 viser korrelasjonen mellom hvert av punktene og resten av modellgridet beregnet fra ukesmidlet produksjon. Dersom vi vet at ukesproduksjonen ved ett av punktene vil være høy er sannsynligheten stor for at produksjonen også vil være høy for de områdene hvor korrelasjonen er på 0.6 eller mer, med bakgrunn i eksemplene over. Vi ser at korrelasjonen mellom Ekofisk og Frigg vil være ca 0.7.



Figur 16 Korrelasjon for ukesmidlet produksjon mellom seks punkter (markert med hvitt) og modellgridet.

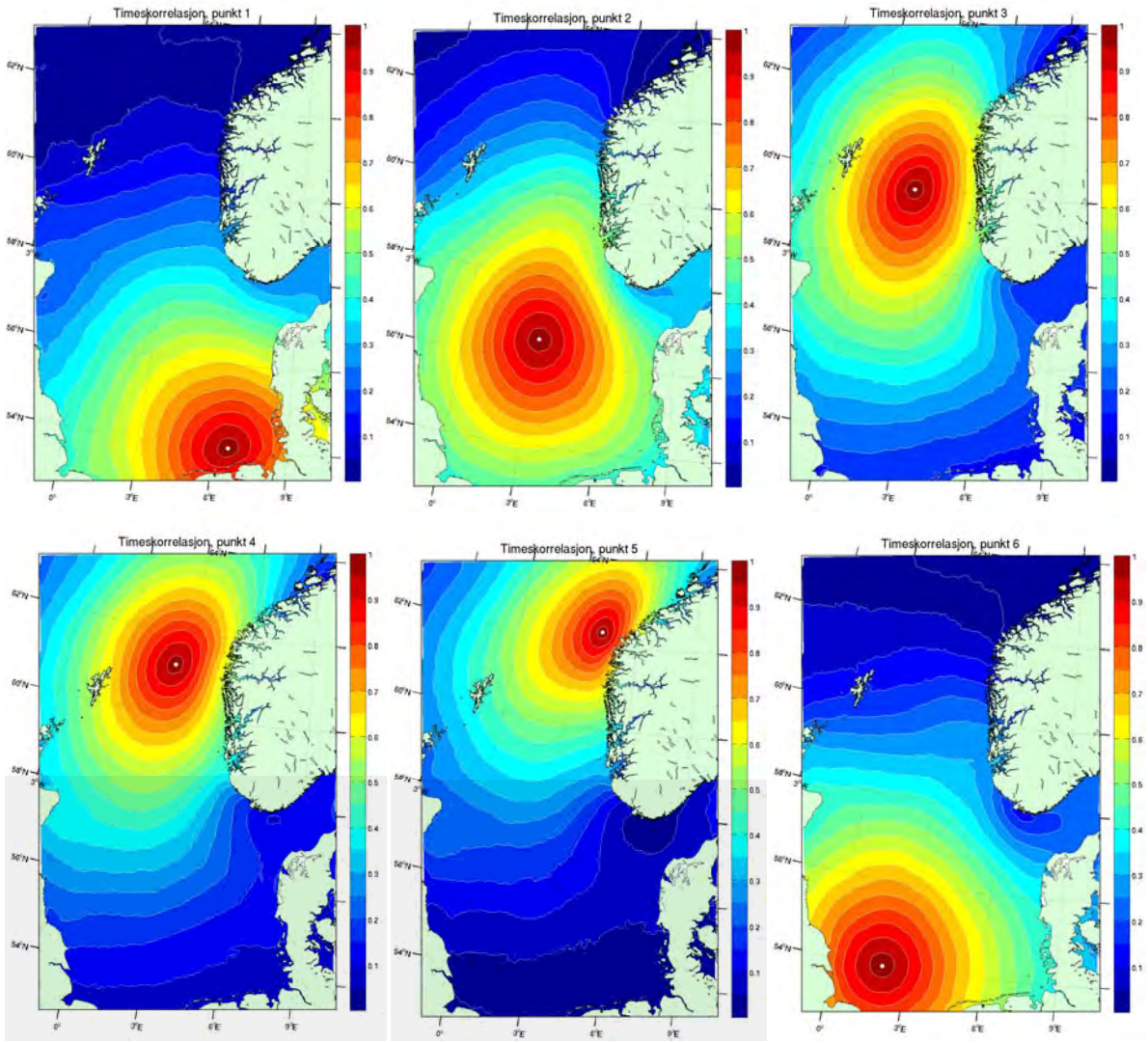


Figur 17 Korrelasjon for døgnmidlet produksjon mellom seks punkter (markert med hvitt) og modellgridet.

Figur 17 er tilsvarende Figur 16, men beregnet ved å bruke døgnverdier for produksjon. Vi ser at korrelasjonen faller raskere med økende avstand fra punktet når vi beregner med døgnverdier enn for ukesverdier. Dette stemmer med det vi kunne finne fra eksemplene over.

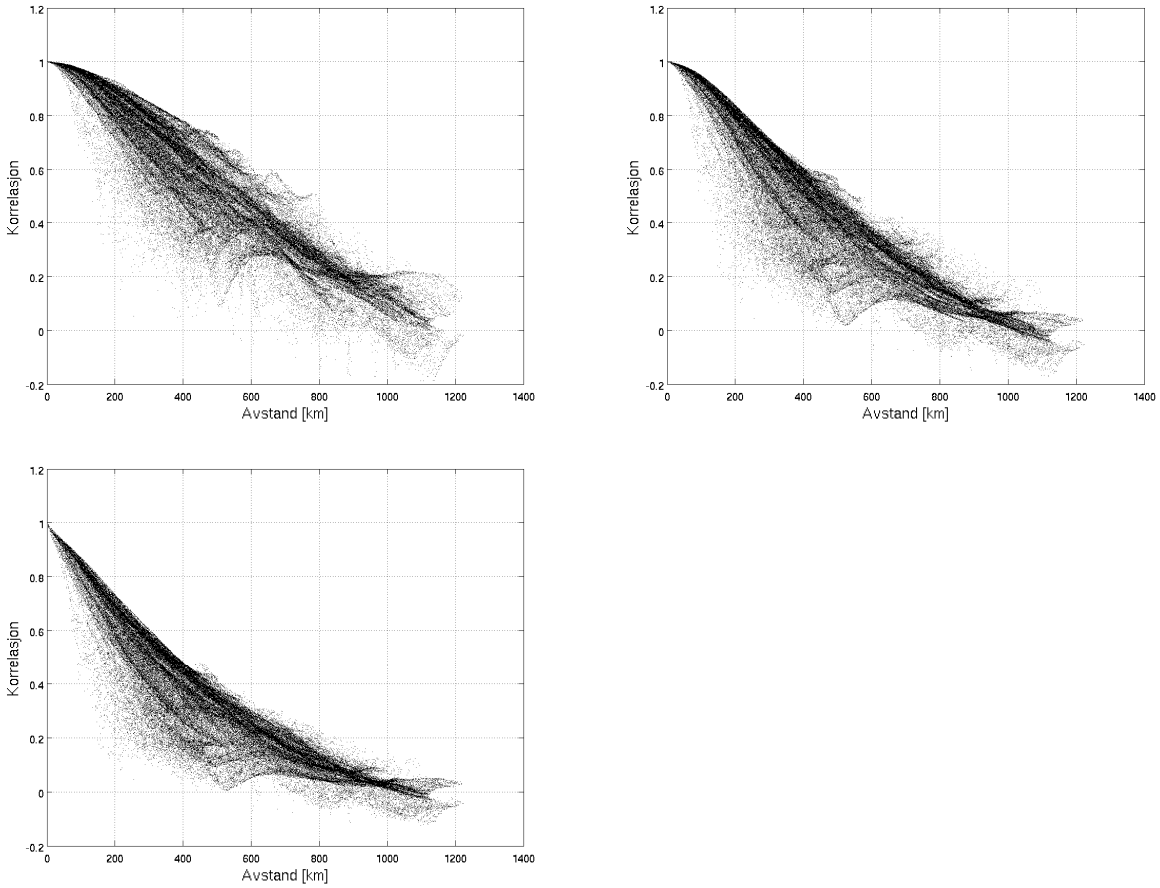
Både for middelproduksjon per uke og middelproduksjon per døgn ser vi generelt en samvariasjon over store geografiske områder i Nordsjøen. Nærmere land ser det ut til å være større forskjeller. Blant annet kan en merke seg at sørlandskysten og Skagerrak viser lavere korrelasjon for alle de 6 tilfellene.

For beregnet korrelasjon pr time ser vi at korrelasjonen faller raskere med økende avstand til punktet. Korrelasjon pr time er for de 6 punktene vist i Figur 18.



Figur 18 Korrelasjon for timesmidlet produksjon mellom seks punkter (markert med hvitt) og modellgridet.

Figurene 16, 17 og 18 er oppsummert i Figur 19. Her vises korrelasjon plottet mot avstand til punktet. Vi ser stor spredning mellom punktene, men også en klar sammenhang med lavere korrelasjon ved økende avstand. For døgnverdier finner vi generelt at korrelasjonen ikke overstiger 0.6 for punkter med avstand på 400km eller mer. For ukesmidlede data finner vi at korrelasjonen ikke overstiger 0.6 dersom avstanden er 600km eller mer. For timesmidlede verdier er tilsvarende tistanse 300km. Spredningen i dataene viser at det også finnes punkter med mindre avstand hvor korrelasjonen er lavere.



Figur 19 Korrelasjon plottet mot avstand for ukesmidlet produksjon (oppe til venstre), døgnmidlet produksjon (oppe til høyre) og timesmidlet produksjon (nede til venstre)

5 Sammendrag

En simulering med meso-skala modellen WRF er gjort for Nordsjøen i norsk økonomisk sone. Data fra denne modellsimuleringen er analysert med hensyn på hastighetsfordeling, sesongvariasjoner i produksjonen og samvariasjonen i produksjonstall for ulike områder av Nordsjøen.

Midlere produksjon er beregnet for hele modellgitteret for en Vestas V90 3MW turbin. Produksjonskartet viser at høyeste produksjon ikke oppnås der hvor den høyeste middelvind er funnet. Fratrukket 20% for tap til nett, tilgjengelighet, vedlikehold og vaketap vi at brukstiden er fra 3000 timer for kystnære områder og opp til 3600 timer for områder sentralt i Nordsjøen. Ved å benytte en Siemens 3.6MW turbin øker brukstiden omkring 200 timer i forhold til Vestas V90 3MW for store deler av Nordsjøen. For havområdet utenfor Stadt ser vi et klart maksimum med hensyn på årsmiddelvind. Dette området viser også den klart største hyppigheten av stormer. Den høye stormhyppigheten bidrar til å redusere produksjonen her. Det er beregnet kart som viser tap av brukstid som følger av for høye og for lave vindhastigheter.

Sesongvariasjonen i produksjon er analysert ved å beregne produksjon fra vind observert ved Frigg og Ekofisk. En vil forvente høyere produksjon i vintermånedene enn på sommeren. Typisk kan en forvente å produsere 35-45% av installert kapasitet i vintermånedene, mot 25-35% i sommermånedene.

Produksjon er beregnet for hele modellgitteret og beregnet som ukesmidlede og døgnmidlede tidsserier. Dette er blitt brukt for å analysere samvariasjonen i produksjon og mellom ulike områder i Nordsjøen. Korrelasjonen mellom ulike punkter er beregnet og viser samvariasjon over store områder geografisk. For døgnverdier finner vi generelt at korrelasjonen ikke overstiger 0.6 for punkter med avstand på 400km eller mer. For ukesmidlede data finner vi at korrelasjonen ikke overstiger 0.6 dersom avstanden er 600km eller mer. Tilsvarende avstand for timesmidlede data er 300km.

Referanser

Byrkjedal Ø, 2008: Offshore Vindkart Lista-Stadt, *KVT rapport, KVT/OB/2008/043*

KJELLER
VINDTEKNIKK

Denne serien utgis av Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE)

Utgitt i Oppdragsrapportserie A i 2009

Nr. 1 Kristin Skei (red.): Nidelva og Gaula. Tilstandskartlegging av elvebredden innen Trondheim kommune (301 s.)

Nr. 2 Erik Holmqvist: Flomberegning for Middøla, 016.H1Z (29 s.)

Nr. 3 Erik Holmqvist: Flomberegning for Busneselva, 016.G2 (18 s.)

Nr. 4 Kari Svelle Reistad og Demissew Kebede Ejibu:
Hydraulisk beregning av Busneselva fra RV 37 til Tinnsjø (42 s.)

Nr. 5 Kjetil Melvold: Kvennfossen kraftverk. Virkninger på isforhold

Nr. 6 Per Ludvig Bjerke: Hydrologisk undersøkelse i forbindelse med bygging av ny gang- og sykkelbru over Fjelna ved Vinjeøra (14 s.)

Nr. 7 Jim Bogen,Truls Erik Bønsnes, Margrethe Elster, Hans Christian Olsen: Faktorer som har betydning for sandflukt i Vestre Vågåvatn (38 s.)

Nr. 8 Kari Svelle Reistad: Hydraulisk beregning av Middøla ved Middøla bru (36 s.)

Nr. 9 Knut Hofstad: Vindkart for Norge (43 s.)

Nr. 10 Knut Hofstad: Analyser av offshore modellsimuleringer av vind (28 s.)