

# Ressurskartlegging av vindkraftlokasjoner

**Trond Arild Reiersølmoen**  
**Ole-Martin Rypestøl**

Master i energi og miljø  
Oppgaven levert: Juni 2007  
Hovedveileder: Terje Gjengedal, ELKRAFT  
Biveileder(e): Klaus Ole Vogstad, Agder Energi



## Oppgavetekst

Ved planlegging av vindparker er det svært viktig å ha god oversikt over vindressursene i området. Vindressursene danner blant annet grunnlag for utvikling av prosjekter frem mot konsesjon og investeringsbeslutninger. To viktige prosesser innen ressurskartleggingen er langtidskorrelasjon av vindmåledata og modellering av vindforholdene innad i vindparken.

Ved langtidskorrelasjon må det gjøres valg angående matematisk metode, valg av referansedata og liknende. Modellering av vindforhold innad i vindparken gjøres i dag ved hjelp av avanserte simuleringsprogrammer. På bakgrunn av forskjeller programmene imellom, samt usikkerheter disse simuleringene innebærer, er valg av program viktig for senere lønnsomhetsberegninger og investeringsbeslutninger.

På bakgrunn av dette skal masteroppgaven ta for seg beskrivelse og vurdering av:

- Tilgjengelige referansedata for langtidskorrelasjon
- Metoder for langtidskorrelering
- Usikkerhet ved langtidskorrelering
- Forskjeller og usikkerhet ved bruk av simuleringsprogrammer

Oppgaven skal utføres med tanke på best mulig estimering av vindressursene ved en spesifikk planlagt vindpark i regi av Agder Energi. I tillegg til generelle resultater skal derfor forhold ved denne vindparken vektlegges.

Oppgaven gitt: 15. januar 2007

Hovedveileder: Terje Gjengedal, ELKRAFT





## FORORD

Masteroppgaven er gjennomført ved Institutt for elkraftteknikk i samarbeid med Agder Energi, representert ved Klaus-Ole Vogstad. Veileder for prosjektet er Terje Gjengedal, Professor II ved Institutt for elkraftteknikk, faggruppe kraftsystemer (KS).

Masteroppgaven er obligatorisk for vårsemesteret i 5. klasse, og representerer avslutningen for masterstudiet. I prosjektgruppens tilfelle er masteroppgaven en videreføring av et arbeid påbegynt under høstsemesteret 2006. Oppgaven har hatt en varighet på 20 uker med oppstart medio januar og avslutning i primo juni. Det er vektet med 30 studiepoeng som svarer til en arbeidsbelastning per gruppemedlem på veiledende 768 arbeidstimer.

Prosjektgruppen ønsker å takke følgende personer som har bidratt med informasjon

I alfabetisk rekkefølge:

Crasto, Giorgio	WindSim AS
Gjengedal, Terje	Statkraft SF
Harstveit, Knut	Meteorologisk institutt
Sørensen, Mads V.	EMD International AS
Vogstad, Klaus Ole	Agder Energi Produksjon AS

Hovedinnholdet i masteroppgaven er beskrivelse og analyser av metoder for langtidskorrelering og simulering av vindressurser innad i en identifisert vindpark. Formålet er å avdekke usikkerhetsmomenter knyttet til metodene og simuleringsprogrammene som benyttes. Rapporten forutsetter at leseren har noe forkunnskaper innen vindkraft og meteorologi.

Trondheim 8.juni 2007

---

Ole-Martin Rypestøl

---

Trond Arild Reiersølmoen

## SAMMENDRAG

Formålet med denne masteroppgaven er å dokumentere arbeidsoppgaver som gjennomføres under ressurskartleggingsprosessen for et potensielt vindparkområde. Det er lagt spesiell stor vekt på problemstillinger som reiser seg ved langtidskorrelasjon og bruk av programvare for modellering av vindforhold innad i vindparken. Fokuset for resultatene i oppgaven er rettet mot en planlagt vindpark lokalisert i Rogaland fylke i regi av Agder Energi. Resultatene viser at det er knyttet stor usikkerhet til disse delene av ressurskartleggingsprosessen. Det innebærer at beslutningen hvorvidt parken skal realiseres eller ikke, vanskelig lar seg fatte på det grunnlaget en skulle ønske.

I arbeidet er det vist at nærliggende meteorologiske værstasjoner har måledata som ikke tilfredsstillende til kvaliteten som er nødvendig ved langtidskorrelasjon. Det er også påvist beskjedne homogenitetsbrudd for modelldata, men at disse likevel viser god korrespondanse i kraft som langtidsreferanse.

Matematisk kan langtidskorrelasjon gjøres ved mange forskjellige metoder. Ved valg av korrelasjonsmetode, må man vite hva slags resultat og hva slags dataform man ønsker resultatet på. For energiberegninger er en av de undersøkte metodene best egnet, men dersom gjennomsnittlig vindhastighet eller vindretningsfordeling er det ønskelige resultatet, er andre metoder bedre egnet. Undersøkelser viser at usikkerhet rundt 15 % i energiproduksjon kan forekomme. Derimot viser resultatene at langtidskorrelasjon som oftest reduserer usikkerheten i motsetning til å kun bruke lokale korttids måledata for ressursberegninger.

Ved kontrollmålinger viser modellverktøyene *WAsP* og *WindSim* en usikkerhet på 6 – 8 % i gjennomsnittlig vindhastighet ved målehøyde. *WindSim* viser seg å være marginalt bedre enn *WAsP* i tilfellene kontrollert i denne rapporten, men forskjellene er for tilfeldige til å trekke noen generell konklusjon.

Modellverktøyene viser i gjennomsnitt relativt like vindressursestimater ved samme høyde som måledataene representerer. Derimot viser modellene forskjeller i det mest komplekse terrenget, spesielt i lesiden av høydedrag hvor *WAsP* ikke tar hensyn til separasjon og resirkulasjon av vindmasser. Forskjellene blir spesielt fremtredende når ekstrapolering er nødvendig. Ved en spesifikk parkdesign overestimerer *WAsP* resultatene til *WindSim* med 15 % i årlig energi. Dette indikerer en forskjell i årlig energiinntekt på 20 millioner kroner.

Resultatene i denne oppgaven demonstrerer at vindressursgrunnlaget er avhengig av svært mange variabler. Flere av variablene har kun et rent empirisk grunnlag, andre er utsatt for subjektive og stedsavhengige vurderinger. De aller fleste matematiske metodene som anvendes er også tilnærmelser av de reelle forhold. Akilleshælen i arbeidet er likevel at det ikke er mulig å anslå hvor tett fremgangsmåtene i kartleggingsprosessen kommer de faktiske vindforholdene. Ved å gjennomføre en identisk studie for et område hvor det foreligger et mer omfattende datagrunnlag, vil resultater og konklusjoner kunne anses mer slagkraftige, og kildene til usikkerhet vil lettere la seg adressere.

## ABSTRACT

The objective in this Master's thesis is to document tasks with regard to wind resource assessment of an identified wind park location. The main problems to be addressed are long-term correlation of wind data and software-tools for wind-climate-modelling inside a wind park in Rogaland, Norway. The results show that these tasks involve large uncertainties.

With regard to long-term correlation, results show that the measured values from nearby meteorological stations don't fulfil the quality requirements for long-term correlation. It's also proved that model-data may include some long-term differences. Despite these differences, the model-data frequently shows better utility value than meteorological stations.

Mathematically, the long-term correlation may be done with different methods. By choosing one of the methods, you got to know what kind of results you want. For energy calculations, one particular method shows best results, but if the desired results are mean wind speed or wind-direction frequency, some other methods show better results. Uncertainty addressed to long-term correlation depends on many conditions. Some of these conditions are the duration of measure-period inside the wind park and the variation between the wind-climate at the measure mast position and the long-term reference-mast position. Uncertainties about 15 % in energy production may occur. On the other hand, the results show that long-term correlation of wind-data usually reduces the uncertainty instead of using wind-data from short-term measurements.

The modelling tools *WAsP* and *WindSim* shows, by comparing estimated wind-resources and measured wind-resources, an uncertainty of 6-8 % in average wind speed. *WindSim* shows a slightly better result than *WAsP*, but the differences are too scattered to make a general conclusion. The modelling tools also show different results in resource estimation inside a wind park. Differences are shown in steep terrain, especially in the leese side. It's seems that many of the differences may be addressed to *WAsP*'s lack of separation- and recirculation-calculation, but the biggest difference seems to be a result of different extrapolation of wind speed from 50 to 80 meter altitude. In wind-energy, *WAsP* over-estimates the results from *WindSim* with 12 % in average, by comparing resource maps at 80 meter altitude.

The results of this thesis show that the wind resource estimation depends on many variables. Many of the variables are made on an empirical basis, other are exposed for subjective evaluation. In addition, mathematically methods are approximations. Unfortunately, in this thesis, it's not possible to prove how exact the estimations describe the real world. More extensive information of the real wind-resources would strengthen the results and more conclusions could be made.

## Innholdsfortegnelse

1	Innledning.....	1
2	Bakgrunn for verdikjeden for vindkraft .....	2
2.1	Agder Energi .....	2
2.2	Hva er en verdikjede og hva brukes den til? .....	3
2.3	Verdikjeden for vindkraft.....	4
2.3.1	Rettighetsserverv .....	4
2.3.2	Planprosesser.....	5
2.3.3	Utbygging.....	6
2.3.4	Drift.....	6
2.3.5	Salg i kraftmarked .....	8
2.4	Detaljert verdikjede for prosjektoppgaven.....	10
3	Bakgrunn for langtidskorrelasjon og beregningsverktøy .....	11
3.1	Vindatlas Norge.....	14
4	Referansedata .....	15
4.1	Kilder til referansedata .....	15
4.2	Meteorologiske vindmålinger .....	17
4.2.1	Lista fyr, Obrestad fyr og Stavanger lufthavn Sola.....	18
4.2.2	Lista fyr .....	20
4.2.3	Obrestad fyr.....	21
4.2.4	Stavanger lufthavn Sola .....	22
4.2.5	Grafisk fremstilling av meteorologiske måledata .....	23
4.3	Prosesserte og estimerte vindmålinger – modelldata .....	26
4.3.1	Satelite Eye og Galathea ekspedisjonen.....	26
4.3.2	NCEP/NCAR .....	27
4.3.3	Hindcast.....	28
4.3.4	ECMWF .....	29
4.3.5	NAO-indeks .....	30
4.4	Oversikt over referansene.....	31
4.4.1	Sammenlikning av punktmålinger og modelldata.....	33
4.5	Oppsummering referansedata.....	38
5	Metoder for langtidskorrelering .....	39
5.1	Standard korrelasjonsmetode – Lineær regresjon .....	40
5.2	Variansmetoden.....	43
5.3	Weibullmetoden .....	44
5.4	Matrisemetoden.....	47
5.5	Wind-index metoden.....	51
5.6	Normalfordelingsmetoden.....	53
6	Vurderingsmetoder.....	55
6.1	Vurderingsmetoder for ”back-prediction”-analyser.....	56
6.2	Vurderingsmetoder for estimert langtidsserie .....	58
7	Datagrunnlag og resultater ved ”back-prediction”-analyser .....	59
7.1	Datagrunnlag ved ”back-prediction”-analyser .....	59
7.2	Tidsforskyvning mellom målemast og referansemast.....	60
7.3	Etablering og redigering av konkurrerende tidsserier .....	62
7.4	Sammenlikning ved ”back-prediction”-analyser .....	65
8	Datagrunnlag og resultater ved estimering av langtidsserie.....	72
8.1	Datagrunnlag ved estimering av langtidsserie .....	72
8.2	”Back-prediction”-resultater for Lista fyr.....	75

8.3	Sammenlikning av estimert og målt langtidsserie.....	76
9	Vurdering av korrelasjonsmetodene.....	82
10	Usikkerhet ved langtidskorrelasjon.....	84
11	Beregningsverktøy for vindressursoptimalisering .....	88
11.1	WAsP .....	88
11.1.1	Virkemåte .....	88
11.1.2	Forutsetninger og feilkilder ved bruk av <i>WAsP</i> .....	90
11.2	WindSim.....	96
11.2.1	Virkemåte og begrensninger .....	96
11.3	Viktige forskjeller mellom WAsP og WindSim. ....	98
12	Sammenlikning av <i>WindSim</i> og <i>WAsP</i> .....	102
12.1.1	Datagrunnlag <i>WindSim</i> .....	102
12.2	Sammenlikning av estimert og målt vindhastighetsfordeling.....	107
12.2.1	Opppløsningsavhengighet i <i>WindSim</i> .....	111
12.3	Sammenlikning av estimert og målt vertikal vindhastighetsprofil.....	113
12.4	Sammenlikning av ressurskart fra WindSim og WAsP .....	116
12.4.1	Sammenlikning av vindressurskart .....	117
12.4.2	Sammenlikning av energikart.....	121
13	Optimalisering og detaljplassering av vindturbiner .....	123
13.1	Optimal detaljplassering og vindparkdesign.....	123
13.2	Optimalisering av energiproduksjonen i WindPro.....	123
13.3	Resultater fra optimaliseringen og detaljplasseringen med navhøyde på 50 meter	126
13.4	Resultater fra optimaliseringen og detaljplasseringen med navhøyde på 80 meter	130
13.4.1	RIX-analyse.....	133
14	Analyse og oppsummering av sammenlikningsresultatene .....	135
15	Konklusjon .....	138
16	Forslag til videre arbeid.....	140
	Referanser.....	142

## Vedlegg

Vedlegg 1. Datadekningsstatistikk til referansestasjoner	( 5 sider )
Vedlegg 2. Resultater fra ”Back-prediction”-analysene	( 19 sider )
Vedlegg 3. Usikkerhet ved langtidskorrelasjon	( 3 sider )
Vedlegg 4. Sammenlikning av estimerte og målte vindhastighetsfordelinger	( 5 sider )
Vedlegg 5. Sammenlikning av estimerte og målte vindhastighetsprofiler	( 9 sider )
Vedlegg 6. Sammenlikning av ressurskart fra <i>WindSim</i> og <i>WAsP</i>	( 4 sider )

## Figurliste

Figur 2-1 Skjematisk fremstilling av en verdikjede .....	3
Figur 2-2 Verdikjeden for vindkraft .....	4
Figur 2-3 Fordeling av driftsavbrudd .....	7
Figur 2-4 Feilårsaker til driftsavbrudd .....	7
Figur 2-5 Systemprisutvikling 1996 frem til mars 2007 .....	9
Figur 2-6 Verdikjeden for vindkraft.....	10
Figur 3-1 Illustrasjon på virvelstrømmer og turbulens. ....	11
Figur 3-2 Årlig gjennomsnittlig vindhastighet ved Stavanger lufthavn Sola 1960 - 2006. ....	12
Figur 3-3 Grafisk framstilling av langtidskorrelasjonsmetode .....	13
Figur 3-4 Gjennomsnittlig årlig vindhastighet i 50 m høyde rundt vindparkområdet .....	14
Figur 4-1 Kart over referanse- og målemaster .....	18
Figur 4-2 Vindrose ved Lista værstasjon. Bakgrunnsbildehentet hentet fra .....	20
Figur 4-3 Målemastplassering ved Lista fyr. ....	20
Figur 4-4 Vindrose ved Obrestad værstasjon. ....	21
Figur 4-5 Målemastplassering ved Obrestad fyr. ....	21
Figur 4-6 Vindrose ved Stavanger Lufthavn Sola værstasjon.....	22
Figur 4-7 Målemastplassering ved Stavanger lufthavn Sola.....	22
Figur 4-8 Fordeling av målinger og hastighet for Lista fyr i perioden 9-1994 til 2-2007 .....	23
Figur 4-9 Fordeling av målinger og hastighet for Obrestad fyr i perioden 11-1993 til 2-2007.....	23
Figur 4-10 Fordeling av målinger og hastighet ved Sola i perioden 6-1958 til 2-2007.....	24
Figur 4-11 Antall registrerte målinger med null hastighet ved Obrestad, Lista og Sola.....	24
Figur 4-12 Månedsfordeling av antall registrerte målinger med null hastighet.....	25
Figur 4-13 Satellittbilde over Nord-Europa 9. mars 2007 .....	26
Figur 4-14 Årlig gjennomsnittshastighet for Hindcast-modelldata.....	28
Figur 4-15 NAO-indeks .....	30
Figur 4-16 Beregnet endring i midlere vindstyrke fra 2000 til 2050 .....	30
Figur 4-17 Oversikt over målepunkt og modelldata med avstandsindikasjon i km.....	32
Figur 4-18 Normalisert gj.snittlig vindhastighet for NCEP/NCAR I/II og ECMWF I/II.....	34
Figur 4-19 Normalisert årlig gjennomsnittsverdier med utgangspunkt i månedsverdier for vindhastighet .....	34
Figur 4-20 Normalisert månedlig gjennomsnittsverdier for vindhastighet i perioden 03-2005 til 01-2007 .....	35
Figur 4-21 Normaliserte månedlige gjennomsnittsverdier for vindhastighet for perioden 01-1948 til 01-2007 .....	36
Figur 4-22 Normalisert årlig snitt med utgangspunkt. i 12-mnd. verdier for perioden 01-1948 til 01-2007 .....	37
Figur 4-23 NAO-indeksen plottet mot vinddata. ....	38
Figur 5-1 Eksempel på regresjonsresultater .....	41
Figur 5-2 Eksempel på regresjonslinje ved standard korrelasjonsmetode .....	44
Figur 5-3 Eksempel på regresjonslinje ved variansmetoden.....	44
Figur 5-4 Eksempel på vindhastighetsfordeling og tilpasset Weibullkurve .....	45
Figur 5-5 Vinddreining mellom referansemast Lista Fyr og målemast i vindparkområdet. ....	47
Figur 5-6 Oversikt over plasseringen av målingene ved referansemast og målemast. ....	48
Figur 5-7 Vinddreining mellom målemast i vindparkområdet og Lista fyr.....	48
Figur 5-8 a) Matrise etter omgjøring av antall målinger til prosent andel målinger av totalt antall målinger i sektor j. b) Matrise ved ignorering av matriseelement under 5 %. ....	49
Figur 5-9 Gjenværende antall målinger etter filtrering .....	49

Figur 5-10 Korrelasjonsmatrisene $W_{ij}$ og $Z_{ij}$ .....	49
Figur 5-11 Effektkurve - Vestas V80 2 MW .....	52
Figur 5-12 Regresjonslinje ved standard korrelasjonsmetode .....	53
Figur 5-13 Fordeling av avvik fra regresjonslinje .....	53
Figur 6-1 "Back-prediction" prosedyre .....	55
Figur 6-2 Sammenlikning av estimert langtidsserie mot målt langtidsserie .....	55
Figur 7-1 Plassering referansemast og målemast .....	61
Figur 7-2 Eksempel på tidsforskyvingsanalyse .....	61
Figur 7-3 Regresjonsanalyse uten tidsforskyvningsanalyse .....	61
Figur 7-4 Regresjonsanalyse med tidsforskyvningsanalyse .....	61
Figur 7-5 Tidsforskyvning mellom målemast og referansemaster. Bakgrunnsbilde fra .....	62
Figur 7-6 Etablering av konkurrerende dataserie .....	62
Figur 7-7 Energiproduksjon fra konkurrerende / energiproduksjon fra komplett måledata. ...	64
Figur 7-8 Korrelasjonskoeffisienter for forskjellige referansestasjoner .....	64
Figur 7-9 Sammenheng avstand mellom målepunkter og korrelasjonskoeffisient .....	65
Figur 7-10 Estimert gjennomsnittshastighet ved forskjellige korrelasjonsmetoder og referansemaster .....	66
Figur 7-11 Resultater av vindhastighetsfordelingstest .....	66
Figur 7-12 Vindhastighetsfordeling fra referansemast på Sola, målemast og estimert vindhastighetsfordeling ved målemast med standard korrelasjonsmetode. ....	67
Figur 7-13 Vindhastighetsfordeling fra målemast og estimert vindhastighetsfordeling ved målemast med variansmetoden. ....	67
Figur 7-14 Vindhastighetsfordeling fra målemast og estimert vindhastighetsfordeling ved målemast med normalfordelings-metoden .....	68
Figur 7-15 Beregnet estimert energiproduksjon relativt til beregnet målt energiproduksjon. .	68
Figur 7-16 Sammenheng mellom beregnet relativ energi og korrelasjonskoeffisient .....	69
Figur 7-17 Sammenheng mellom vindhastighetsfordelingsavvik og korrelasjonskoeffisient. .	69
Figur 7-18 Retningsforandringsanalyse. Sola – målemast .....	70
Figur 7-19 Vindrose referansemast Sola, vindrose målemast, vindrose estimert målemast med standard korrelasjonsmetode .....	70
Figur 7-20 Vindrose referansemast Sola, vindrose målemast, vindrose estimert målemast med matrisemetoden .....	70
Figur 7-21 Resultater av vindretningsfordelingstest .....	71
Figur 8-1 Oversikt over tilgjengelige vinddata .....	72
Figur 8-2 Beregnet energiproduksjon pr.år i forhold til beregnet energiproduksjon år 2006. .	73
Figur 8-3 Differanse, glidende gjennomsnittsdifferanse og glidende standardavvik .....	74
Figur 8-4 Korrelasjonskoeffisienter mellom Lista og referansestasjoner .....	75
Figur 8-5 Estimert beregnet energiproduksjon i forhold til målt beregnet energiproduksjon .	75
Figur 8-6 Estimert energiproduksjon ved Lista pr.år i forhold til målt energiproduksjon .....	76
Figur 8-7 Relativ energiproduksjon mellom Obrestad fyr og Lista fyr .....	77
Figur 8-8 Estimert energiproduksjon på Lista pr.år i forhold til målt energiproduksjon .....	77
Figur 8-9 Relativ energiproduksjon mellom NCEP I og Lista, normalisert med forholdet i korrelasjonsperiode .....	77
Figur 8-10 Ikke-normalisert og normalisert resultater av langtidskorrelasjonsanalysen mellom Obrestad fyr og Lista fyr .....	78
Figur 8-11 Ikke-normaliserte gjennomsnittlige resultater av langtidskorrelasjonsanalysene. .	79
Figur 8-12 Normaliserte gjennomsnittlige resultater av langtidskorrelasjonsanalysene. Gjennomsnittsverdier markert .....	79
Figur 8-13 Standardavvik av estimert energiproduksjon ved forskjellige korrelasjonsmetoder og referansestasjoner .....	79

Figur 8-14 Vindrose fra målt og estimert data. Referansestasjon Oberstad fyr. År 2004.....	80
Figur 8-15 Vindrose fra målt og estimert data. Referansestasjon NCEP I. År 1999. ....	80
Figur 8-16 Vindrose fra målt og estimert data. Referansestasjon NCEP I. År 1997. ....	80
Figur 8-17 Variasjon i RMS-verdi ved bruk av Obrestad fyr som referanse.....	81
Figur 8-18 Avvik i retningsfordeling ved hhv. "back-prediction"-analyse og langtidskorrelasjonsanalyse.....	81
Figur 10-1 Gjennomsnittlig langtidsestimert årlig energiproduksjon med 95 % konfidensintervall. a) 1 års konkurrerende data. b) 2 års konkurrerende data.....	85
Figur 10-2 Variasjon i estimert energi ved Lista fyr fra 1995 – 2006. ....	86
Figur 10-3. 95 % konfidensintervall, øvre og nedre grense for estimering av energiproduksjon uten langtidskorrelasjon med hhv. 1 og 2 års konkurrerende data.....	87
Figur 11-1 Illustrasjon for hvordan <i>WAsP</i> modellerer et vindressurskart.....	88
Figur 11-2 Enkel illustrasjon for modelleringen av skjærprofil i <i>WAsP</i> .....	90
Figur 11-3 Illustrasjon på retningsbestemt og vertikal vindskjær mellom 10 og 98 m .....	91
Figur 11-4 RIX-analyse. Terreng med stigning større enn $\theta_{kritisk}$ er markert med linjer .....	92
Figur 11-5 Illustrasjon på avvik i estimert vindhastighet ved bruk $\Delta RIX$ .....	93
Figur 11-6 Kartstørrelse og kotepresisjon i forhold til nøyaktighet .....	94
Figur 11-7 Korreksjonsfaktor for vindhastighet beregnet av <i>WAsP</i> sammenlignet med målinger fra en målemast og vindturbin .....	95
Figur 11-8 Beskrivelse av terreng ved forskjellig oppløsning på rutenett. ....	96
Figur 11-9 Vindressurskart ved forskjellig oppløsning .....	97
Figur 11-10 Vindhastighetens 3 retningskomponenter .....	98
Figur 11-11 2-dimensjonal modell brukt til simulering av vindstrømmer .....	98
Figur 11-12 Separasjon og resirkulering av luftmasser .....	99
Figur 11-13 Variasjon av vindhastighet som funksjon av horisontal plassering .....	100
Figur 11-14 Forskjell i estimert hastighetsøkning på toppen av høydedrag avhengig av helningsvinkel .....	100
Figur 11-15 Forskjell i beregning av maksimal vindhastighet mellom <i>WAsP</i> og <i>WindSim</i> ..	101
Figur 12-1 Digitalt terrengmodell. Verdier angir høyde på terreng i meter.....	103
Figur 12-2 Digital terrengmodell. Rød sirkel markerer feil i den digitale terrengmodellen..	103
Figur 12-3 Forandring av terrengbeskrivelse p.g.a. glatting av terreng i <i>WindSim</i> . ....	104
Figur 12-4 Plassering av vindmålemaster. Verdier angir høyde på terreng i meter.....	105
Figur 12-5 Detaljert terreng ved Geitvassfjellet. Tallverdier angir høyde på terreng.....	106
Figur 12-6 Detaljert terreng ved Leksarvatnet. Tallverdier angir høyde på terreng. ....	106
Figur 12-7 Detaljert terreng ved Holmavatnet. Tallverdier angir høyde på terreng. ....	106
Figur 12-8 Målt og estimert gjennomsnittlig vindhastighet sektorvis ved Geitvassfjellet ....	108
Figur 12-9 Målt og estimert gjennomsnittlig vindhastighet sektorvis ved Leksarvatnet.....	108
Figur 12-10 Målt og estimert gjennomsnittlig vindhastighet sektorvis ved Holmavatnet.....	108
Figur 12-11 Avvik mellom målt og estimert gjennomsnittlig vindhastighet.....	109
Figur 12-12 Avvik mellom målt og estimert gjennomsnittlig vindhastighet med <i>WAsP</i> , RIX- korrigeret.....	110
Figur 12-13 Avvik mellom målt og estimert årlig energiproduksjon .....	111
Figur 12-14 Avvik mellom målt og estimert gjennomsnittlig vindhastighet avhengig av oppløsning i <i>WindSim</i> .....	111
Figur 12-15 Variasjon i beregningshøyde avhengig av høyde på terreng.....	113
Figur 12-16 Estimert og målt vertikal total vindhastighetsprofil ved Geitvassfjellet.....	115
Figur 12-17 Estimert og målt vertikal total vindhastighetsprofil ved Leksarvatnet .....	115
Figur 12-18 Estimert og målt vertikal total vindhastighetsprofil ved Holmavatnet .....	115
Figur 12-19 Visualisering fra <i>WindPro</i> . Gj.snitt vindhastighet <i>WAsP</i> / <i>WindSim</i> .....	116



Figur 12-20 Gjennomsnittlig vindhastighet estimert med <i>WAsP</i> i forhold til <i>WindSim</i> . Høyde 50 meter.....	117
Figur 12-21 Gjennomsnittlig vindhastighet estimert med <i>WAsP</i> i forhold til <i>WindSim</i> . Landskap fra sørøst. Høyde 50 meter.....	118
Figur 12-22 Gjennomsnittlig vindhastighet estimert med <i>WAsP</i> i forhold til <i>WindSim</i> . Landskap fra sørvest. Høyde 50 meter.....	118
Figur 12-23 Gjennomsnittlig vindhastighet estimert med <i>WAsP</i> i forhold til <i>WindSim</i> . Høyde 80 meter.....	118
Figur 12-24 Forskjell i ressurskart 50 meters høyde.....	119
Figur 12-25 Forskjell i ressurskart 80 meters høyde.....	119
Figur 12-26 Relativ hastighetsøkning mellom 50 og 80 meters høyde ved bruk av <i>WAsP</i> ...	120
Figur 12-27 Relativ hastighetsøkning mellom 50 og 80 meters høyde ved bruk av <i>WindSim</i> .....	120
Figur 12-28 Forskjell i vindhastighet mellom <i>WAsP</i> og <i>WindSim</i> ved 80 meters høyde. ....	121
Figur 12-29 Energiproduksjon estimert med <i>WAsP</i> i forhold til energiproduksjon estimert med <i>WindSim</i> . Høyde 50 meter.....	122
Figur 12-30 Energiproduksjon estimert med <i>WAsP</i> i forhold til energiproduksjon estimert med <i>WindSim</i> . Høyde 80 meter.....	122
Figur 13-1 Illustrasjon for skyggeeffektmodellen.....	125
Figur 13-2 Turbinplassering ved bruk av ressurskart fra <i>WAsP</i> (blå) og <i>WindSim</i> (rød). 50 meters høyde .....	126
Figur 13-3 Estimert årlig energiproduksjon. 50 meter høyde .....	128
Figur 13-4 Forskjellen i estimert årlig energiproduksjon.....	129
Figur 13-5 Turbinplassering ved bruk av ressurskart fra <i>WAsP</i> (blå) og <i>WindSim</i> (rød). 80 meters høyde .....	130
Figur 13-6 Estimert årlig energiproduksjon. 80 meter høyde .....	131
Figur 13-7 Forskjell i estimert årlig energiproduksjon .....	132
Figur 14-1 Vindrose og gjennomsnittlig vindhastighet for hver sektor ved Geitvassfjellet ..	136

## Tabelliste

Tabell 4-1 Korrelasjonskoeffisient mellom modelldata og målemast .....	29
Tabell 4-2 Oversikt over målemaster og modelldata .....	31
Tabell 4-3 Avstand i kilometer for målemaster og modelldata.....	31
Tabell 4-4 Gjennomsnittshastighet for målemastene og modelldata .....	33
Tabell 5-1 Oversikt over testede korrelasjonsmetoder og deres resultatformat.....	40
Tabell 7-1 Forklaring kvalitetsnivå referansedata.....	59
Tabell 7-2 Datadekning referansestasjoner .....	60
Tabell 7-3 Datadekning konkurrerende data ved ”back-prediction”-analyser.....	63
Tabell 7-4 Mulige sammenlikningsmetoder. ....	65
Tabell 8-1 Datadekning konkurrerende data ved langtidskorrelasjon .....	73
Tabell 9-1 Mest nøyaktig korrelasjonsmetode ved forskjellige resultatmål .....	83
Tabell 10-1 Variasjon i relativ langtidsestimert årlig energiproduksjon ved forskjellige tidsperioder med konkurrerende data. 1 år konkurrerende data.....	85
Tabell 10-2 Variasjon i relativ langtidsestimert årlig energiproduksjon ved forskjellige tidsperioder med konkurrerende data. 2 års konkurrerende data .....	85
Tabell 10-3. 95 % konfidensintervall, øvre og nedre grense for langtidskorrelert energiproduksjon med hhv. 1 og 2 års konkurrerende data. ....	85
Tabell 10-4 Variasjon i estimert energiproduksjon ved Lista fyr 1995 - 2006 .....	86
Tabell 11-1 Dimensjoner til testede høydedrag .....	99
Tabell 12-1 Vindstatistikk for målemastene i vindparkområdet.....	105
Tabell 12-2 Vertikal oppløsning med variasjon avhengig av høyde på terreng.....	113
Tabell 13-1 Data for de ti første Vestas V47 turbinene rangert etter brukstimer. 50 meters høyde.....	127
Tabell 13-2 Energiproduksjon og prosentvis avvik .....	129
Tabell 13-3 Data for de ti Siemens SWT-2.3 første turbinene rangert etter brukstimer. 80 meter høyde.....	131
Tabell 13-4 Energiproduksjon og prosentvis avvik .....	133
Tabell 13-5 RIX-analyse for de 15 første Siemens SWT-2.3 turbinene .....	134

## 1 Innledning

Ved planlegging av vindparker er det svært viktig å ha god oversikt over vindressursene i vindparkområdet. Ressurskartleggingsprosessen har som resultatmål å gi svar på om vindressursgrunnlaget kan betraktes som drivverdig og representativt for området som undersøkes. Vindressursene er den enkeltfaktoren som i størst grad påvirker de økonomiske og produksjonsmessige forutsetningene for å etablere en vindpark. Å sikre at resultatene er heftet med minst mulig usikkerhet, vil derfor være av elementær karakter.

Ved interesse for en vindparklokasjon er det vanlig å montere målemaster på området for å lære mer om vindforholdene. En måleperiode i vindparken, som vanligvis strekker seg fra 1 – 3 år, vil ha stor usikkerhet knyttet til seg. Årsakene er mange, og beror på både naturlige fenomen og tekniske feil. Ising av måleinstrumenter og svikt under GSM-overføringen er typiske eksempler. Ved å prosessere og verifisere innsamlet data kan korrupte data til en viss grad lukes bort før de forplanter seg videre i resultatene. På denne måten kan et sett med definerte forhåndsregler effektivt sørge for å avdekke forhold som ellers kunne ha gitt store ringvirkninger for vindkraftprosjektet [20]. Den viktigste bidragsyteren til usikkerhet vil imidlertid være at vindklimaet forandrer seg over tid. Dette omtales gjerne som lav- og høyvindsperioder. Disse periodene veksler typisk over noen tiår, men det er også variasjoner i vindklimaet fra år til år. En løsning av dette problemet er å sammenlikne måledata i vindparkområde med andre nærliggende målestasjoner. Statistiske metoder kan brukes for å finne en sammenheng mellom måledata i vindparkområdet og nærliggende målestasjon. Ved hjelp av denne sammenhengen kan vindforholdene ved målemasten estimeres for den perioden man har måledata fra referansemasten.

Ved langtidskorrelasjon må det gjøres valg angående matematisk metode, referansedata og liknende. Det er grunn til å tro at disse problemstillingene vil være spesielt gjeldende her til lands med tanke på Norges topologiske beskaffenhet. Første del av rapporten vil derfor omhandle ulike metoder og referanser i et forsøk på avdekke hvilke som er best egnet ved en lokasjon i Rogaland.

For å modellere vindforholdene over et større geografisk område med utgangspunkt i en eller flere punktmålinger, brukes numeriske beregningsverktøy. Vindforholdene på et vilkårlig punkt i vindparken avhenger selvsagt av landskapet, og beregningsverktøyet må ta høyde for topografiske påvirkningsfaktorer under modelleringen. Ingen av disse programmene estimerer vindforholdene helt korrekt på grunn av forenklete modeller, samt praktiske begrensninger som begrensning i databeregningskraft. Siste del av prosjektet vil derfor ta for seg to av disse verktøyene for å danne et bilde av forskjellene mellom dem, samt danne et bilde av usikkerheten denne modelleringen introduserer.

For å gjennomføre analysene er den planlagte vindparken til Agder Energi, Steinsland-Eikeland, i Rogaland fylke brukt. Det foreligger her vindmålinger til bruk ved langtidskorrelasjon og digitale inngangsdata til bruk i numeriske beregningsverktøy.

## 2 Bakgrunn for verdikjeden for vindkraft

Norge har på grunnlag av geografi og beliggenhet et stort potensial for vindkraft. I europeisk målestokk anses vindressursene som meget gode. Ny og mer effektiv teknologi sammen med incentiver blant annet i form av støtteordninger fra energimyndigheter, gjør det stadig mer interessant med vindkraft. Energibransjen i Norge har derfor de siste 10-årene i større og større grad inkludert vindkraft som et høyaktuelt satsningsområde.

Regjeringen har tidligere uttalt et mål om en økt fornybar energiproduksjon og energieffektivisering på 12TWh/år innen 2010. Av dette skal minst 3 TWh/år dekkes av vindkraftproduksjon. Denne målsetningen er imidlertid inne for revurdering da regjeringen i 2006 har fastsatt et nytt samlet mål på 30TWh/år innen 2016, men det uklart hvor stor andel av dette som skal dekkes inn av økt vindkraftproduksjon. Regjeringen har foreløpig kun uttalt at ”økt utbygging av miljøvennlig vindkraft utgjør en viktig del av denne satsingen” [1]. Vindkraftsatsingen har også et direkte opphav i regjeringens ønske om å forbedre forsyningsikkerheten samt å kunne innfri internasjonale forpliktelser i Klimakonvensjonen og Kyoto-protokollen.

For øyeblikket er de økonomiske incentivene i form av støtteordninger og sertifikatmarked uklare fra regjeringens side. Samtidig med den reviderte målsetningen på 30TWh/år nevnt over, ble den økonomiske støtteordningen for vindkraftutbygging fastsatt til en produksjonsstøtte på 8 øre/kWh. Flere av aktørene innen vindkraftsektoren og NVE opererer med en produksjonskostnad på ca 30 - 40 øre/kWh. Den foreslåtte støtteordningen og dagens prisnivå på strøm vil derfor neppe utløse omfattende vindkraftutbygginger. Trenden blant vindkraftaktørene er inntil videre å posisjonere seg og ha prosjekter klare for utbygging enten når en støtteordning eller prisnivået tillater det [2].

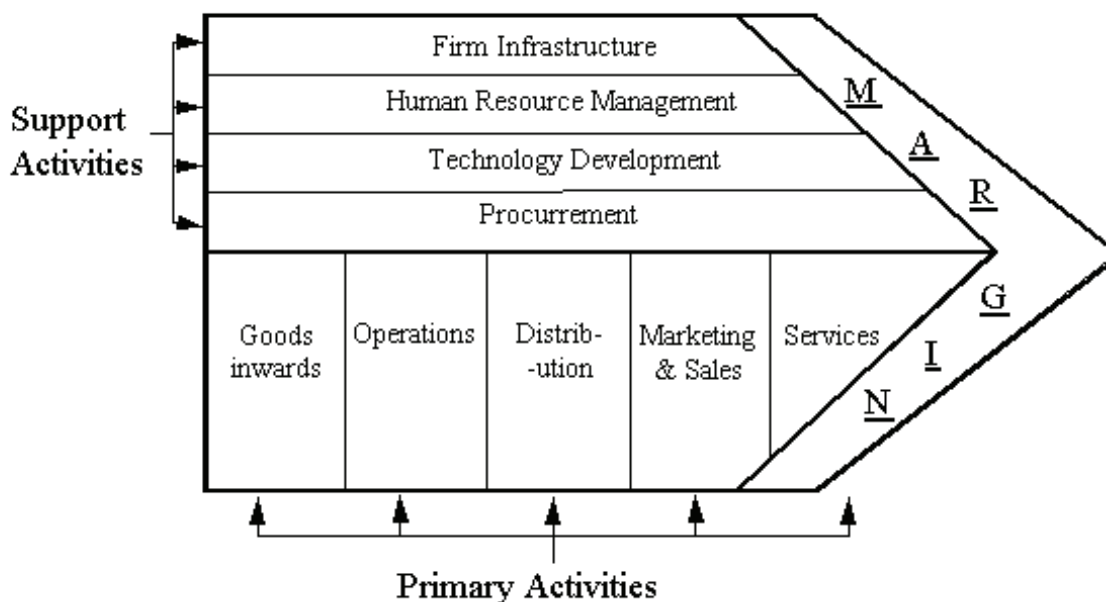
### 2.1 Agder Energi

I erkjennelse av en relativt svak posisjon i forhold til andre aktører innen vindkraftsektoren, har Agder Energi etablert en styrket visjon for sin vindkraftvirksomhet; ”Norges beste på fremtidsrettet og lønnsom vindkraft”. Med utgangspunkt i denne visjonen er det satt et mål om å utvikle 1TWh lønnsom vindkraft innen 2017 [3]. Dette skal oppnås ved å videreutvikle hele verdikjeden fra rettighetserverv – planprosesser – utbygging – og videre til drift. Dette forutsetter en satsing på intern kompetansebygging og nyansettelser for å kunne sikre en hensiktsmessig, strategisk og økonomisk, videreutvikling av verdikjeden.

Prosjektoppgaven skal i tråd med denne visjonen forsøke å videreutvikle arbeidsområder som ligger under planprosesser i verdikjeden. Disse arbeidsområdene eller vilkårene er viktige i den forstand at de i en stor grad avgjør et gitt vindkraftprosjekts videre skjebne. Det er altså i stor grad under planprosesser, et i utgangspunktet interessant prosjekt, enten legges til siden eller anses som drivverdig. I sistnevnte tilfelle blir selvsagt prosjektet sendt videre til neste steg i verdikjeden.

## 2.2 Hva er en verdikjede og hva brukes den til?

Verdikjeden blir brukt til å systematisere og illustrere aktiviteter en virksomhet har direkte kontroll over. Disse aktivitetene kan deles inn i to typer; primære aktiviteter og støttefunksjoner.



Figur 2-1 Skjematisk fremstilling av en verdikjede [5]

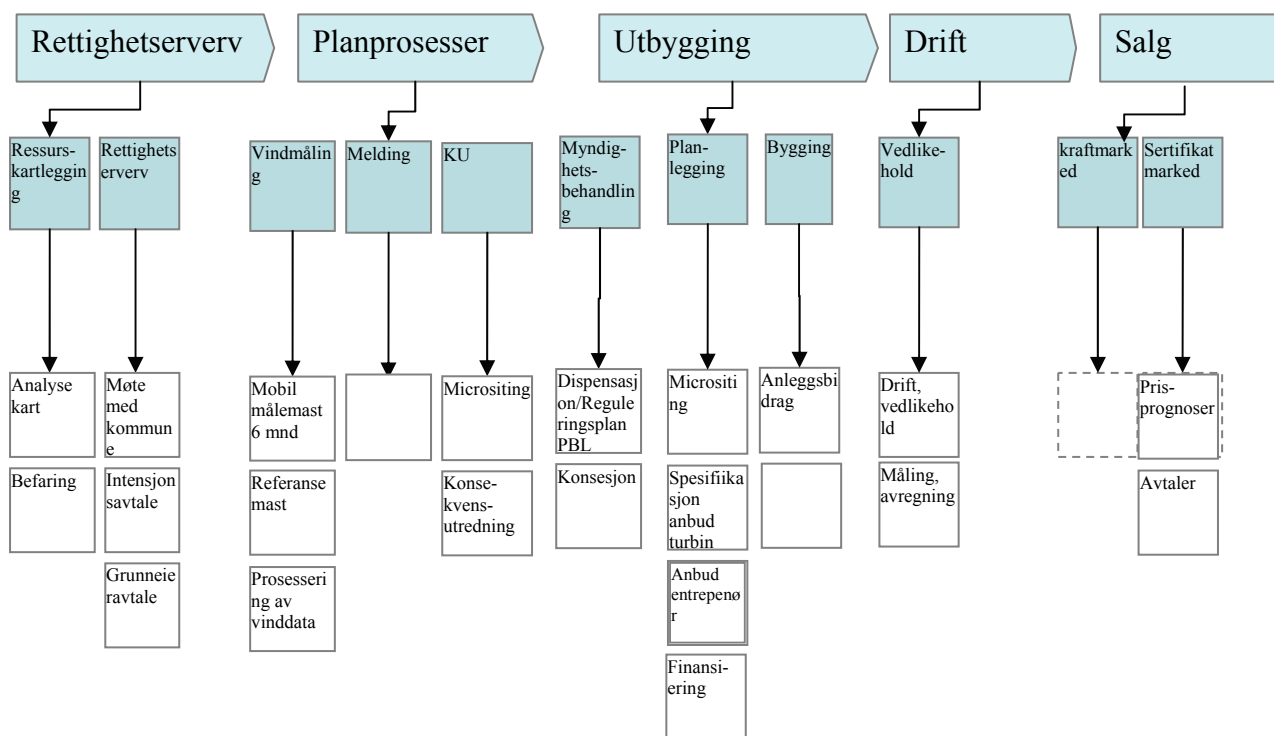
Støttefunksjonene skal både understøtte hverandre og være bidragsytere til primæraktivitetene. De primære aktivitetene er direkte tilknyttet realiseringen av vindparken. Poenget med en slik systematisering er å analysere virksomhetens konkurransefortrinn ved å identifisere verdiøkningen i de ulike stadiene frem til en vindparkrealisering. Hvert enkelt stadium/utviklingstrinn kan dermed perfektioneres ved at kostnader reduseres eller verdiskapningen og effektiviteten økes.

Mellom stadiene er det en gjensidig avhengighet og verdikjeden er derfor en vertikal prosess hvor verdiskapningen skjer gjennom addering av verdi gjennom de ulike stadiene. Det er viktig å holde fokus på hvor i kjeden verdier skapes sammenholdt med totale kostnader for å unngå suboptimalisering, hvor kostnader skyves oppover eller nedover i kjeden. Et eksempel på suboptimalisering kan være tilfeller hvor vindturbiner i planleggings- og optimaliseringsfasen plasseres på et meget gunstig sted med hensyn til energiproduksjon, men viser seg svært kostbart og utfordrende å få montert grunnet geologiske og elektrotekniske forhold. Et annet eksempel kan være ensidig fokus på enhetskostnader ved å gå til innkjøp i store kvantum uten å ta hensyn til lagerplass eller behovet for arbeidskraft.

Verdikjeden kan også betraktes som et verdisystem siden det også er forhold utenfor virksomhetens direkte kontroll som vil ha betydning for konkurransefortrinnet. Verdisystemet vil derfor bestå av verdikjedene til ulike aktører som er direkte eller indirekte knyttet virksomhetens verdikjede. Verdikjeden må derfor betraktes som interorganisert [4] [5].

## 2.3 Verdikjeden for vindkraft

Sett i lys av definisjonen kan verdikjeden for vindkraft illustreres i figur 2-2. Denne verdikjeden angir hvilke stadier og prosesser som ligger til grunn for vindkraftutbygging. Videre beskriver verdikjeden hvilke faktorer som skaper verdistrømmene i systemet. Kombinert med en *Life Cycle Assessment*, LCA-analyse som tar for seg forløpet fra vugge til grav, vil modellen være et kraftig verktøy [6]. Med utgangspunkt i verdikjeden kan denne prosessen forenkelt beskrives som rettighetserverv, planprosesser, utbygging, drift og salg.



Figur 2-2 Verdikjeden for vindkraft [3]

### 2.3.1 Rettighetserverv

Under rettighetserverv foregår ressurskartlegging, befaring og grunneieravtaler. Ressurskartlegging skjer ved at potensielle vindkraftlokaliteter blir identifisert. Dette gjøres i mange tilfeller ved grovstudier av kart, både topografiske og vindatlas utgitt av NVE er hyppig brukte hjelpemidler. Det kan også være aktuelt med ytterligere befaring, enten til fots eller ved hjelp av helikopter. Her er viktig å avdekke forhold som kan påvirke den videre prosessen. Kulturelle, nærings, biologiske, sivile og forsvarshensyn er typiske forhold som er viktige i blant annet konsekvensutredningen. Også elektrotekniske hensyn bør det tas høyde for i denne fasen. Vindparker plasseres ofte i områder med lite lokalt effektuttak og kapasitets- og stabilitetsforhold i det omkringliggende overføringsnettet gir føringer for hvor stor installert effekt som kan bygges ut. Generelt er det begrenset overføringskapasitet i eksisterende overføringsnett langs kysten, og i mange tilfeller konkurrerer flere aktører om tilgjengelig nettkapasitet. Nettforsterkning og utbygging er kostbart og kan i mange tilfeller være avgjørende om et potensielt prosjekt anses som økonomisk levedyktig eller ikke, tross gode vindforhold [1].

Er nevnte forhold tilfredsstillende i den grad at de ikke fungerer som barrierer for en realisering av vindparken, blir prosessen etterfulgt av møter med kommune og grunneiere for å sikre seg tillatelser og bruksrettigheter. Grunneieravtaler er naturligvis en forutsetning for å sikre seg rett til å etablere og drive en vindpark. Det er viktig å sikre gode og ryddige avtaler for å unngå tids- og ressurskrevende reforhandlinger på et senere tidspunkt. I mange tilfeller dekker også utbygger grunneiers utgifter til advokatbistand for å sikre en minnelig avtale. Det er ingen faste regler for hvilken form for økonomiske kompensasjon grunneieren mottar; hovedregelen er at grunneier skal få erstattet sitt økonomiske tap som følge av tiltaket. Grunneier har heller ikke i utgangspunktet krav på noen andel av den potensielle økonomiske gevinsten tiltaket innebærer for tiltakshaver [7] [8] [9]. Men disse hovedreglene brukes ikke absolutt med tanke på antall utbyggeraktører og hvor kritisk det er for lønnsomheten å sikre seg lokalitetene med størst vindressurspotensial. Avtalen med grunneierne innebærer vanligvis en fast utbetaling ved kontraktfesting og deretter ulike årlige utbetalinger under prosjekteringsperioden, bygging og driftsfasen. Grunneieravtaler blir ofte sett på som den mest kritiske ressursen for utbygger, men det er også viktig å samle lokal støtte gjennom kommune, lokalbefolkning og næringsliv. Rettighetserverv er en av de minst kostnadskrevene delene av verdikjeden.

### 2.3.2 Planprosesser

Planprosessen innebærer vindmålinger, melding og konsekvensutredning. Gode vindforhold er den enkeltfaktoren som i størst grad påvirker de økonomiske og produksjonsmessige forutsetningene for å etablere en vindpark. Det er ønskelig med en høy gjennomsnittlig vindhastighet og at denne opptrer forholdsvis stabilt. Som en tommelfingerregel kan man si at en at en økning i vindhastigheten på 10 % resulterer i en økning av energiproduksjonen på 25-30%. Sammenliknet med andre vindkraftproduserende land i Europa, preges flere av lokalitetene her til lands av betydelig mer kupert terreng. Kartlegging av vindforhold er derfor vanskeligere og mer ressurskrevende fordi behovet for vindmålinger og pålitelige simuleringer øker med kompleksiteten i terrenget. Målinger og simuleringer er kritiske i forhold til detaljplasseringen (*eng. micrositing*) av vindturbinene, både for å oppnå optimal energiproduksjon og øke levetiden ved å redusere belastningene vindturbinene utsettes for. En 5% forbedring i energiproduksjonen på grunn av en gunstig detaljplassering av en 100MW vindpark vil utgjøre 15GWh/år. Samtidig vil en god og kvalitetssikret vindmåling være et krav fra finansieringsaktørene når det gjelder lånetilsagn.

Melding og konsekvensutredning er nødvendige etter bestemmelser i Energiloven. Denne administreres av NVE som har myndighet til å fastsette hvilke vilkår en vindpark skal bygges og driftes etter. Vilkår er ofte avbøtende tiltak som pålegger søkeren innenfor akseptable kostnadsrammer å utarbeide forundersøkelser, transport- og anleggsplan osv., basert på de opplysningene som foreligger om mulige virkninger av vindparken. Typisk konsesjonskostnader ligger mellom 4-7 millioner kroner. Denne har steget betraktelig de siste årene på grunn av stigende interesse og konfliktnivå rundt vindkraft som involverer flere parter og aktører [2] [10].

### 2.3.3 Utbygging

Utbyggingsfasen innebærer ytterligere detaljplassering, spesifikasjon av anbud til turbinleverandør, finansieringsordninger, nettilknytning og utbygging av park. Som tidligere nevnt er en gunstig detaljplassering av vindturbinene viktig, og NVE legger opp til en fleksibilitet i turbinplasseringen i konsesjonsbehandlingen til at utbygger kan sikre seg en optimal energiutnyttelse innenfor det konsesjonsgitte planområdet. Den endelige detaljplasseringen er et resultat av blant annet utfallet til forundersøkelser (hensyn til biologi, kulturminner osv.), adkomst, geologiske og elektrotekniske forhold [2]. Vindturbinene er kostbare og utgjør den største enkeltutgiftsposten i verdikjeden. For øyeblikket er også markedet større enn tilbudet, og turbinkostnadene har hatt en eksplosiv utvikling. I 2005 steg prisene med 30-35% [10]. Gode relasjoner med leverandøren er derfor viktig for å få gode tekniske og økonomiske betingelser og leveranser til rett tid [3].

### 2.3.4 Drift

Teknisk drift, vedlikehold og reinvesteringer av vindkraftanlegg er elementer som inngår i driftsfasen. Oppfølgende undersøkelser kan også være et forhold som vil inngå i driftsfasen. NVE kan pålegge utbygger å følge opp forhold hvor det forelå begrenset kunnskap før utbygging; Statkrafts oppfølging av hvilken påvirkning Smøla vindpark har på lokal havørnbestand kan tjene som eksempel [2] [10].

Nøyaktigheten av vindressursanalysene vil også avdekkes under drift, og det synes å være et gjennomgående trekk at registrert produksjon typisk er lavere enn forventet. Flere av vindkraftanleggene blir også antatt brukstid nedjustert i forhold til det man la til grunn før man bygde anlegget. Tall fra 2005 viser at Statkrafts anlegg på Hitra og Smøla (byggetrinn 1) har hatt en brukstid på henholdsvis 2516 og 2398 timer [11]. Dette er 10 % under forventet. Hvorvidt avviket skyldes unøyaktige vindressursanalyser i forkant av utbyggingen eller at perioden historisk sett er en lavvindssesong, er inntil videre uklart [10].

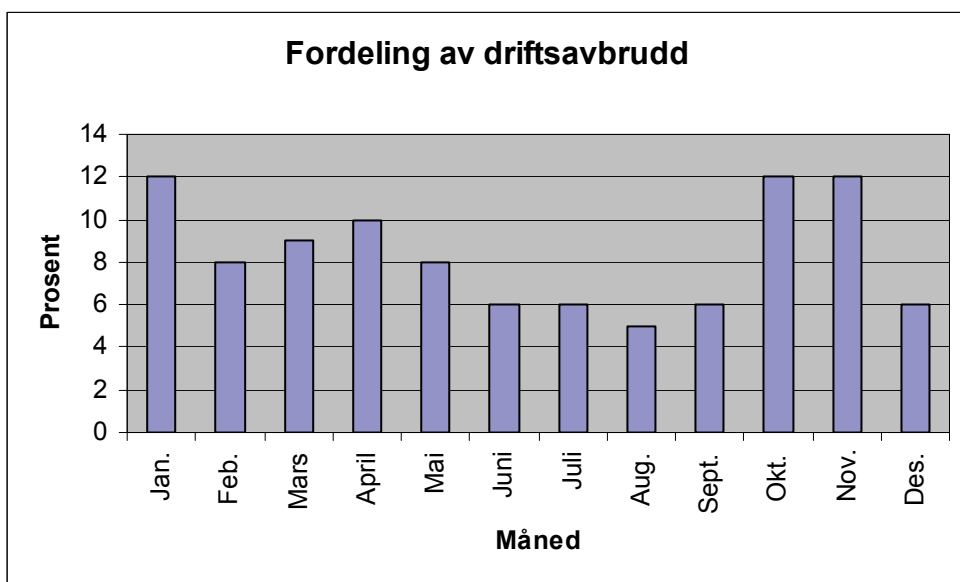
Vedlikehold, tekniske feil og andre uregelmessigheter medfører at vindturbiner tidvis er utilgjengelige for produksjon. Årstilgjengelighet angir den tiden et vindkraftanlegg er driftsklart, og i derfor regnes en vindturbin tilgjengelig også når den står stille som følge av for svak eller sterk vind. Består anlegget av flere turbiner beregnes årstilgjengeligheten av en gjennomsnittlig turbintilgjengelighet og derfor kan turbiner enkeltvis ha høyere utilgjengelighet og reparasjonstid. Tall viser at moderne enkeltturbiner kan ha en årstilgjengelighet fra 89,5 til 97,7 %, mens moderne vindparker betraktet under ett gjerne ligger rundt 97-98%. Årstilgjengeligheten sier derfor noe om den gjennomsnittlige tekniske driftsstabiliteten og intet om vindforholdene.

Man kan også merke seg at årstilgjengeligheten synker drastisk etter utbyggingsåret. Vindturbiner installert tidlig på 90-tallet har en svært lav tilgjengelighet på rundt 20 %, mellom 1998 og 2002 er gjennomsnittlig tilgjengelighet på 89 %, mens vindparkanlegg installert etter 2000 har en tilgjengelighet på 95,3 %. Rapporter peker på at det er uklare årsaker til dette. Forklaringer som imidlertid trekkes frem er teknologiforbedring de seneste årene, større slitasje og belastning på vindturbinene enn tidligere antatt og utilfredsstillende vedlikehold [11].

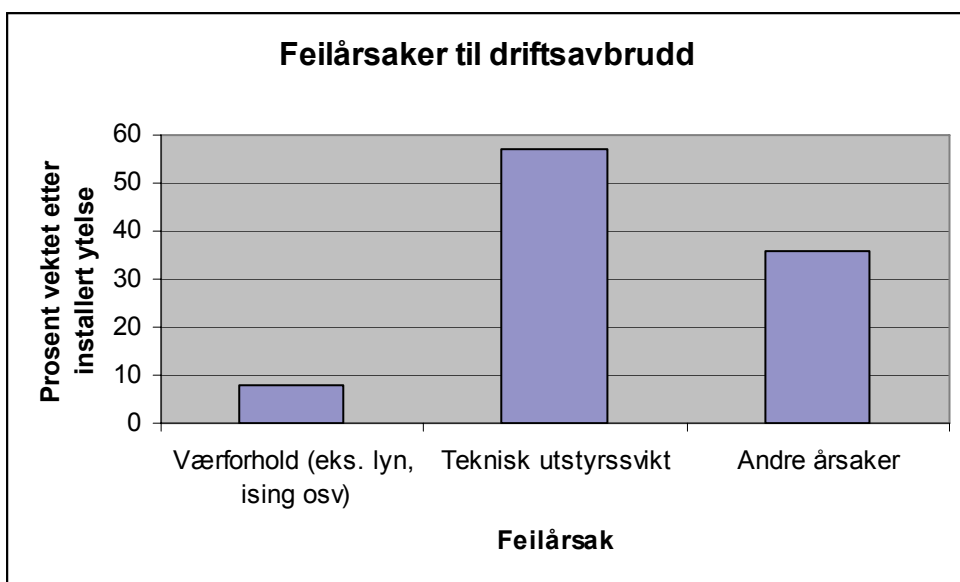


Med hensyn til drift- og vedlikeholdskostnader foreligger det foreløpig et forholdsvis lite representativt materiale for Norges vedkommende. Estimert løper fra 5,7 øre/kWh til 7,7 øre/kWh etter hvilke vindparken legges som tas med i beregningen. Tall fra 2005 som tar for seg de nyeste vindparkene installert etter år 2000 (unntatt byggetrinn 2 på Smøla), regnes som mest representative og indikerer en driftsutgift på 6,3 øre/kWh [11].

NVE har også forsøkt å kartlegge hvordan driftsavbruddene er fordelt over år 2005 med utgangspunkt i 12 vindparker med til sammen 260MW installert ytelse.



Figur 2-3 Fordeling av driftsavbrudd [11]



Figur 2-4 Feilårsaker til driftsavbrudd [11]

Statistikken viser at 59 % av avbruddene skjedde i vinterhalvåret (okt.-mars) og resterende i sommerhalvåret (april-sept.) Fordelingen kan begrunnes i at det er større påkjenninger i vinterhalvåret, men det begrensende tallmaterialet gjør det vanskelig å trekke noen konklusjoner. Man kan imidlertid antydes at driftsavbrudd i vinterhalvåret kan medføre lengre

utilgjengelighet da det norske vinterklimaet med store mengder snø og sterk vind gjør større reparasjoner og utskiftninger, som for eksempelvis bytte av vingeblad, vanskelig.

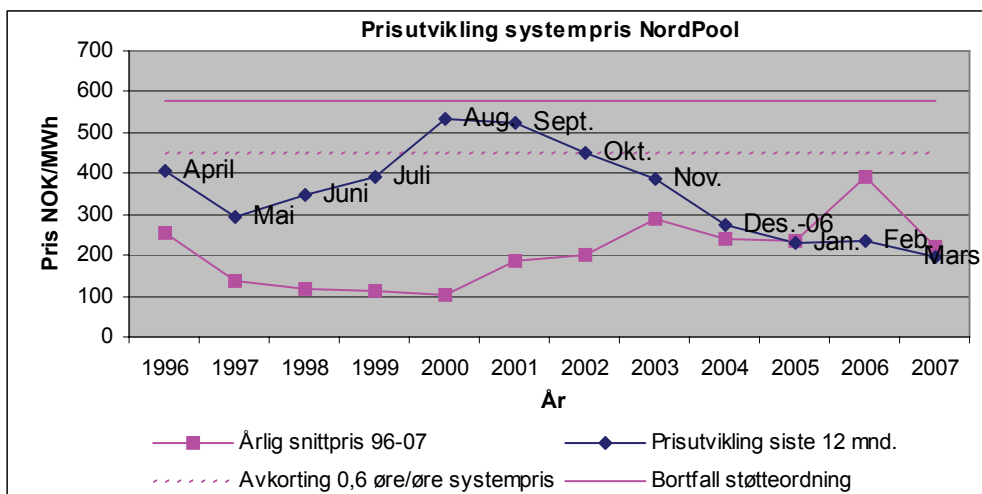
Pålitelige vindressursanalyser, kostnadseffektiv drift og høy driftsregularitet vil derfor ha stor påvirkning på anleggets lønnsomhet.

### 2.3.5 Salg i kraftmarked

Det norsk-svenske sertifikatmarkedet som skulle innføres 1.januar 2007 er skrinlagt. Intensjonen med grønne sertifikater var å etablere et støttesystem for å fremme fornybar produksjon av elektrisitet, som vindkraft representerer, ved å skape et marked der forbrukere var pålagt å kjøpe en viss andel fornybar elektrisitet. Dette skulle utføres ved at produsenter av fornybar energi fikk utdelt grønne sertifikater etter produsert mengde, som i neste trinn ble kjøpt av strømleverandører på vegne av forbrukerne. Grønne sertifikater skulle fungere som et styringsverktøy for myndighetene som fastsatte den andelen fornybar elektrisitet som forbrukerne var forpliktet til å kjøpe.

For øyeblikket er de økonomiske incentivene i form av støtteordninger og sertifikatmarked høyst uklare fra regjeringens side. Da regjeringen forkastet det norsk-svenske sertifikatmarkedet ble det uttalt at ”regjeringen vil i stedet satse enda sterkere på de allerede etablerte virkemidlene” [12]. Likevel foreligger det antydning om et nasjonalt sertifikatmarked, samt to andre virkemidler som den forsterkede satsingen på Enova og innføringen av en minstepris på miljøvennlig kraft, en innmatningsordning etter det såkalte *feed-in-prinsippet*. Fra eksperthold antydes kvoter eller avgifter på utslipp som et annet effektivt virkemiddel for å dempe utslippene av klimagasser og instruere til alternativ energiproduksjon [13] [14].

Den økonomiske støtteordningen for utbygging av vindkraft er foreløpig begrenset til en innmatningsordning på 8 øre/kWh. Denne støtteordningen skal etter planen tre i kraft 1. januar 2008, og utbetales som et tillegg til markedsprisen på elektrisk kraft. Anlegg med rettskraftig konsesjon eller annen endelig avklaring fra aktuelle myndigheter, må registreres hos Enova for å få et tilbud om denne innmatningsstøtten i 15 år. Avkorting av støtten vil skje med 0,6 øre for hvert øre den *gjennomsnittlige* systemprisen på kraftbørsen NordPool overstiger 45 øre/kWh i løpet av et år [15] [16]. Støtten vil altså falle bort med snitt systempris over 58 øre/kWh. Av figur 2-5 kan det bemerkes at prisvariasjonene sammenfaller med vindkraftproduksjonen. Systemprisen er forholdsvis høy på høsten hvor det statistisk blåser mer. Dessuten indikerer våre analyser av vinddata at det blåser mer på dagen når prisen som regel er høyere.

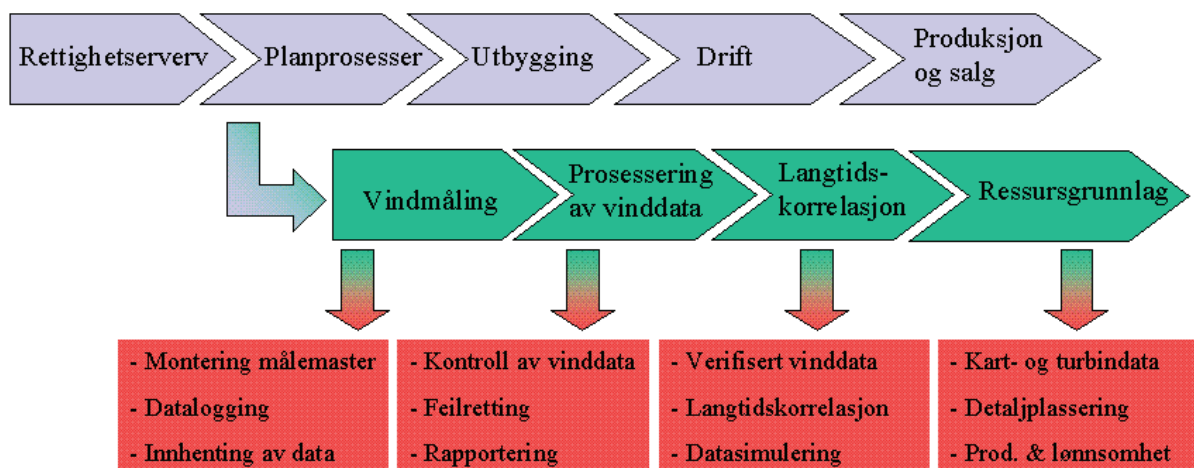


Figur 2-5 Systemprisutvikling 1996 frem til mars 2007 (kilde: NordPool)

Flere av aktørene innen vindkraftsektoren og NVE opererer med en produksjonskostnad på ca 30-40 øre/kWh. Den foreslåtte støtteordningen og dagens variable prisnivå på strøm vil derfor neppe utløse omfattende vindkraftutbygginger. Trenden blant vindkraftaktørene er derfor inntil videre å posisjonere seg og ha prosjekter klare for utbygging enten når en støtteordning eller prisnivået tillater det [2].

## 2.4 Detaljert verdikjede for prosjektoppgaven

På bakgrunn av overnevnte teori og beskrivelser kan verdikjeden og masteroppgaven illustreres ved hjelp av figur 2-6. Arbeidsoppgavene befinner seg under planprosesser, og forsøker å gi et helhetsbilde av denne arbeidsprosessen.



Figur 2-6 Verdikjeden for vindkraft

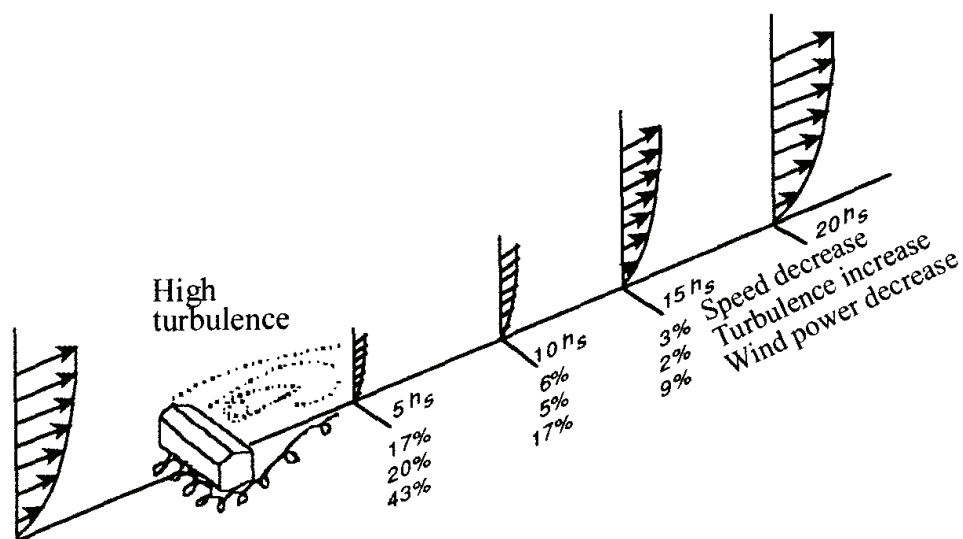
Under planprosessen er det de to siste temaene som vil tillegges hovedfokus under dette arbeidet. Vindmåling og prosessering av vinddata er tidligere omhandlet i prosjektet høsten 2006, og langtidskorrelasjon og ressursgrunnlag kan i så måte ses på som en naturlig videreføring av dette arbeidet [20].

Hoveddelen av denne rapporten beskriver problemstillinger og løsninger som er typiske under disse arbeidsoppgavene. Det er lagt stor vekt på en beskrivelse av ulike fremgangsmåter for langtidskorrelering med hensyn til valg av referanse og metode. Vindkart og parkoptimalisering modelleres ved hjelp av programvare og fungerer som kraftfulle hjelpeverktøy i denne fasen av verdikjeden. Imidlertid kan denne modelleringen være unøyaktig og gi opphav til usikkerhet. Størrelsesorden av denne usikkerheten er forsøkt tallfestet gjennom undersøkelser.

### 3 Bakgrunn for langtidskorrelasjon og beregningsverktøy

I planprosessen skal resultatmålet gi svar på om vindressursgrunnlaget kan betraktes som drivverdig. Prosessen begynner derfor med å innhente lokale vindmåledata ved å montere målemaster med egnede instrumenter og loggerutstyr. Vindmålinger legger grunnlaget for energiproduksjons- og lønnsomhetsanalyser, og er av den grunn essensiell i ethvert vindkraftprosjekt.

For å oppnå gode og representative vinddata bør plassering av målemasten vises omtanke. En ugunstig plassering kan medføre tap av datakvalitet, tid og penger. Bruk av kart, vindressurs- og topografiske, åpner for å lage et tidlig utkast av vindturbinplasseringen hvor restriksjoner og begrensninger er tatt til etterretning. På denne måten kan målemasten(-e) lokaliseres på et sted som er typisk for en turbin. Komplexiteten i terrenget og områder med fare for turbulensfenomener vil også kunne avdekkes i slike tidlige utkast [17]. Turbulens med svært ustabil vind og virvelstrømmer er ikke ønskelige for målemaster og vindturbiner. Målemastene vil registrere vindmålinger preget av stor vindteknisk ”støy” og usikkerhet. For turbinens vedkommende, vil turbulenspåkjenningene medføre en variabel effektproduksjon og større mekanisk slitasje. Det kan være verdt å merke seg hvor stor påvirkning en hindring har for effektpotensialet nedstrøms, se figur 3-1 [18].  $h_s$  beskriver her høyden på hinderet.



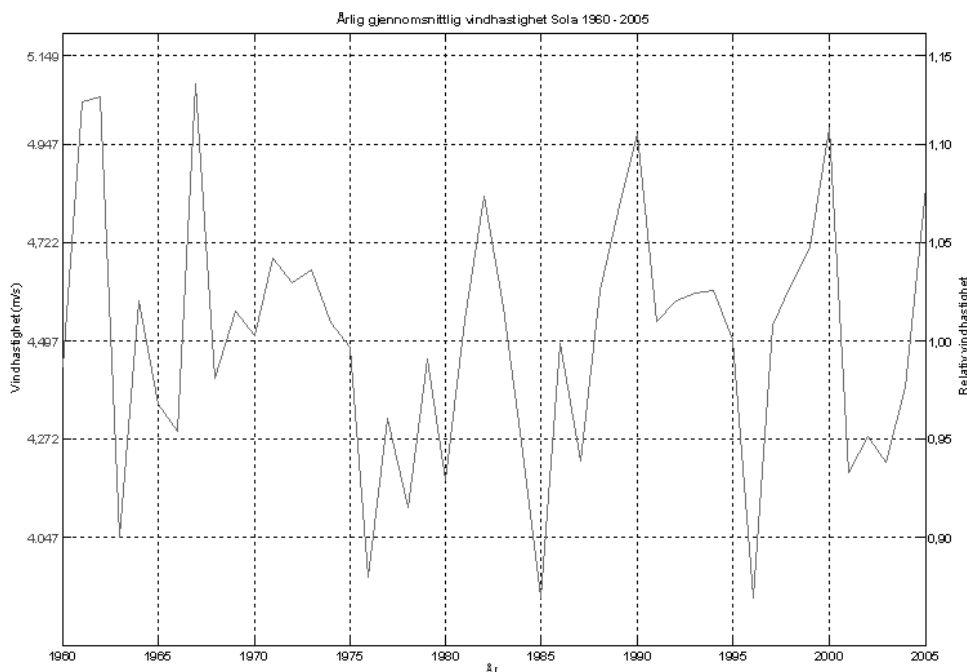
Figur 3-1 Illustrasjon på virvelstrømmer og turbulens [18]

Vindmålingene bør ideelt sett foretas i navhøyde, men 2/3-navhøyde er ofte tilfellet. Dette skyldes at den teknologiske utviklingen på vindturbinfronten har ført til at snitt navhøyde ligger rundt 80 meter. Målemaster over 60 meter er forbundet med en rekke ulemper. Eksplosiv kostnadsrate og krav til varsellys for luftfartstrafikk er eksempler.

Måleperioden bør idealistisk sett strekke seg over 10 år, men det kan av relativt innlysende årsaker ikke gjennomføres. I realiteten brukes derfor en måleperiode på minimum 1 år. Hvor lang denne måleperioden er, avhenger i stor grad av terrengkompleksiteten på den aktuelle lokaliteten, kravene til usikkerheten rundt vindmålingene, avstanden til en referansestasjon og

kvaliteten til referansemålingene. I mange tilfeller setter også utbyggeraktør, investorene og lånegivere krav til påliteligheten og nøyaktigheten for å involvere seg [19].

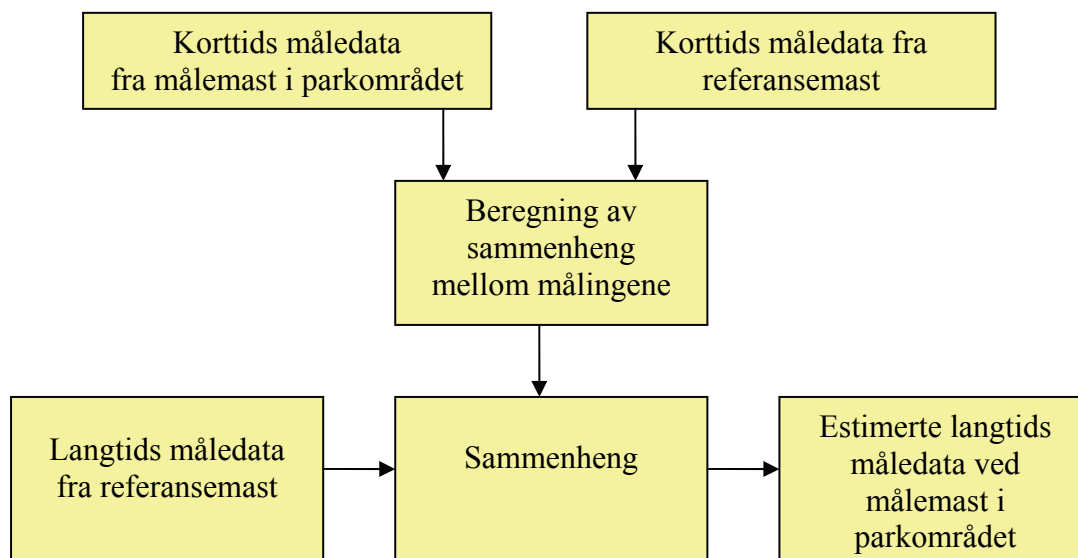
En måleperiode på 1-3 år vil ha stor usikkerhet knyttet til seg. Årsakene er mange, og beror på både naturlige fenomen og tekniske feil. Ising av måleinstrumenter og svikt under GSM-overføringen er typiske eksempler. Ved å prosessere og verifisere innsamlet data kan korrupte data til en viss grad lukes bort før de forplanter seg videre i resultatene. På denne måten kan et sett med definerte forhåndsregler effektivt sørge for å avdekke forhold som ellers kunne ha gitt store ringvirkninger for vindkraftprosjektet [20]. Den viktigste bidragsyteren til usikkerhet vil imidlertid være at vindklimaet forandrer seg over tid. Det omtales gjerne som lav- og høyvindsperioder. Disse periodene veksler typisk over noen tiår, men det er også variasjoner i vindklimaet fra år til år. Dette kan illustreres med figur 3-2 som viser årlig gjennomsnittlig vindhastighet ved Stavanger lufthavn Sola fra 1960 til 2005. Figuren viser at årlig gjennomsnittsvind ligger innenfor et område på omtrent  $\pm 10\%$  av periodens middelvindhastighet.



**Figur 3-2** Årlig gjennomsnittlig vindhastighet ved Stavanger lufthavn Sola 1960 - 2006.

Dersom de lokale vindmålingene blir foretatt i en periode med vindhastigheter utenfor normalen vil resultatet av energiberegningene i stor grad bli påvirket av dette. Som en tommelfingerregel kan man si at en økning i gjennomsnitt vindhastighet på 10 % vil øke energiproduksjonen med om lag 25 til 30 %. Denne variasjonen er årsaken til at det er nødvendig å korrelere med langtidsdata fra referansestasjoner for å representativt bilde av de reelle vindressursene over vindparkens levetid.

En løsning av dette problemet er å sammenlikne måledata i vindparkområde med andre nærliggende målestasjoner. Statistiske metoder kan her brukes for å finne en sammenheng mellom måledata i vindparkområdet og nærliggende målestasjon. Ved hjelp av denne sammenhengen kan vindforholdene ved målemasten estimeres for den perioden man har måledata fra referansemasten.



Figur 3-3 Grafisk framstilling av langtidskorrelasjonsmetode

En referansemast kan være en meteorologisk værstasjon, men historiske vinddata kan også brukes fra flyplasser, fyrtårn og lign. Det eksisterer også gode alternativ til fysiske punktmålinger. En rekke institusjoner tilbyr modelldata for vindklimaet over lange tidsrom. Modelldata for vindklimaet er estimert ved å ta utgangspunkt i en annen klimatisk parameter. Denne parameteren er i de fleste modelldatabasene lufttrykk og trykklinjer. Fordelen er at modelldatabasene strekker seg langt tilbake i tid og er forholdsvis konsistente. Dette henger sammen med at lufttrykket er og *har vært* atskillig enklere og billigere å måle sammenlignet med vindhastighet. Korrelasjon mellom en referanse og oppsatt målemast er imidlertid ikke problemfri, og er et av temaene som blir berørt i denne rapporten [21].

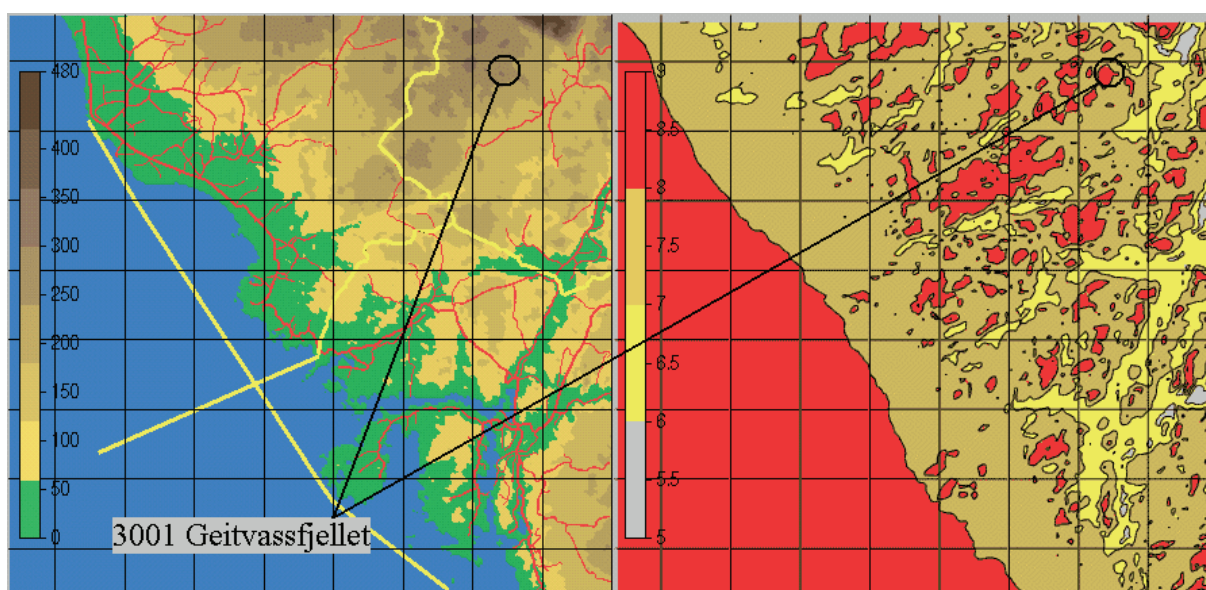
For å modellere et vindressurskart over et større geografisk område med utgangspunkt i en eller flere langtidskorrelerte punktmålinger, brukes numeriske beregningsverktøy. I praksis eksisterer det to alternative leverandører av slike softwarebaserte beregningsverktøy, *WASP* og *WindSim*. Disse er utviklet av Risø National Laboratory (DK) og WindSim AS (NO). Disse skiller seg fundamentalt fra hverandre i forhold til hvordan et vindressurskart modelleres matematisk. Hvor mye denne matematiske ulikheten vil ha å si for sluttresultat vil være temaet i siste del av rapporten.

Markedsmessig er *WASP* svært utbredt. Det er en naturlig følge av en tidlig lansering, en lang rekke referanseprosjekter og Danmark sin posisjon innen vindkraftindustrien. En annen svært viktig faktor er at verktøyet er ”bundet” med annen programvare som tar for seg andre områder rundt vindparkdesign. Verktøyet er også valgt av Agder Energi. Enkelte aktører mener derimot at verktøyet ikke er fullt ut egnet for bruk i komplekst terreng, og mener det norske alternativet er bedre.

### 3.1 Vindatlas Norge

I 2001 ble det dannet et samarbeid mellom Vector/WindSim AS og Meteorologisk Institutt med hensikt å utvikle et vindatlas for Norges hav- og kystområder [22]. Vindatlasen ble økonomisk finansiert av de offentlige ikke-kommersielle institusjonene ENOVA og NVE. Formålet med atlasen er å være en bidragfaktor i utviklingen av en norsk vindkraftutbygging; et fritt tilgjengelig verktøy vindkraftaktører kan benytte i en tidlig ressurskartlegging og planleggingsfase. De tilgjengelige ressurskartene har imidlertid en noe begrenset geografisk oppløsning og detaljeringsgrad.

Inngangsvariabelen vindhastighet er i vindatlasen hentet fra Hindcast-databasen for havområdene og meteorologiske værstasjoner for kystområdene. Dataperioden strekker seg henholdsvis fra 1955 til 2000 for havområdene og til en mer variabel og stedsspesifikk dataperiode fra få år til flere tiår for kystområdene.



Figur 3-4 Gjennomsnittlig årlig vindhastighet i 50 m høyde rundt vindparkområdet

Vindatlasen dekker til en viss grad området Agder Energis målemast 3001 *Geitvassfjellet* er montert. Se figur 3-4. Det er i denne modelleringen anvendt data fra værstasjonene Lista og Obrestad fyr i perioden 1975-1996 og 1986-1990 [22]. Bakgrunnen for å anvende disse dataperiodene er ukjent da informasjonen som foreligger er relativt begrenset. Det skal vise seg senere i kapittel 4.4.1 at anvendte data befinner seg utenfor anbefalte tidsperioder. Spesielt for perioden til Obrestad fyr er vindhastigheten opptil 20 % høyere enn normalen. Det kan medføre et uriktig bilde av vindressursene, og bekrefter et generelt inntrykk at slike atlas må benyttes med varsomhet. Den gjennomsnittlige årlige vindhastigheten for området målemasten er montert i, modellerer vindatlasen til større enn 8 m/s.

Med tanke på at 10 % økning av vindhastigheten resulterer i en økt energiproduksjon på 25 - 30 %, ville en større detaljeringsgrad vært hensiktsmessig. Det tilgjengelige atlasen hvor vindhastigheten er angitt med en oppløsning på 1 m/s må betraktes som grovt. Vindatlasen vil likevel fungere som et effektivt hjelpeverktøy for å i første omgang lokalisere spesielt vindutsatte områder.



## 4 Referansedata

Ved langtidskorrelering er det av avgjørende karakter å velge den referansestasjonen som bidrar til minst mulig usikkerhet rundt ressursberegningene. Det er viktig at referansen kan betraktes som representativ for vindklimaet i hele måleperioden. Dette forutsetter lav modell- eller måleteknisk usikkerhet slik at registrerte vinddata sikres homogenitet og høy kvalitet.

### 4.1 Kilder til referansedata

Det eksisterer flere ulike databaser og registre for vindklimaet. Enkelte av dem er punktmålinger utført ved fysisk instrumentering. Andre inneholder data prosessert ved å ta utgangspunkt i trykkmålinger, satellittbilder og lignende. Felles for alle databasene er at registreringstidspunktene er relatert til *Coordinated Universal Time*, UTC. Denne tidsangivelsen er en erstatning for *Greenwich Mean Time*, GMT+0. Det vil med andre ord si at observasjonene er utført på samme tidspunkt over hele verden som medfører en forenkling i analyser. Databasene inneholder som regel vindhastighet og retning med en tidsoppløsning på 6 timer.

Fysiske punktmålinger utført ved Meteorologisk Institutt, MET, er i stor grad preget av lav kvalitet. Dette henger sammen med en rekke faktorer; de viktigste er på generell basis

- Manuell avlesning av instrumentene for store deler av perioden
- Visuelle observasjonsmetoder av for eksempel bølgehøyde og retning
- Relokasjon av målemaster
- Feil på instrumenter og kalibrering
- Manglende vedlikehold
- Ugunstig plassering i terrenget mht. vegetasjon og bebyggelse
- Sesongvariasjoner for vegetasjon
- 10 meters målehøyde
- Manglede målinger er erstattet ved interpolering fra andre målemaster

Fra et vindkraft- og vindmåleteknisk ståsted vil det være forholdsvis enkelt å ha innvendinger mot målingene levert fra MET. De aller fleste faktorene over vil være dekkende for målemastene undersøkt i dette prosjektet. Det stadfester langt på vei også Meteorologisk Institutt selv[29]. Prosjektgruppen har ved flere anledninger forsøkt å få den fulle historikken til målemastene stilt til rådighet uten å lykkes. Om det skyldes at kapasitetsproblemer hos MET eller at dokumentasjonen er mangelfull, uoversiktlig eller for omfattende vites ikke.

Selv om det kan påvises at målingene influeres av uønskede objekter og faktorer, er det svært vanskelig å korrigere for dette. Det kunne kanskje tenkes at en korrigerende målinger i bestemte utsatte sektorer, men for å finne egnede korreksjonsfaktorer trengs det betydelige undersøkelser og langt større ressursbruk enn hva denne masteroppgaven tillater.

I lys av dette vil modellerte databaser som Hindcast, ECMWF og NCEP/NCAR betraktes som gode alternativ for direkte eller indirekte bruk som referanse. Ved indirekte bruk menes det å bruke modellerte dataserier til å kontrollere og homogenisere fysiske punktmålinger. På den måten kan manglende registreringer og feilregistreringer lukes bort ved å erstatte

registreringene med korrelerte data fra de modellerte databasene. En slik fremgangsmåte foreligger det imidlertid liten praktisk erfaring rundt, og flere aktører påpeker usikkerhetsmomentene i kjølevannet av en slik metode. Det anbefales å sammenligne den estimerte energiproduksjonen basert på en slik fremgangsmåte, med en reell energiproduksjon for en vindturbin. Sammenligningsperioden bør strekke seg over ett år før metoden anvendes fullt ut i slike analyser [38].

Ved direkte bruk anvendes de modellerte dataseriene som referanse. En stor aktør som Energi og Miljødata, EMD, som leverer programpakken *WindPro*, benytter NCEP/NCAR som direkte referanse i sine langtidskorrelasjonsmetoder. EMD refererer til god erfaring med denne databasen blant annet begrunnet med at den korresponderer historisk godt med den Nord-Atlantiske Oscillasjon, NAO-indeksen [23].

Fordeler med modelldata er også viktige å trekke frem. Én er at dataseriene vil være komplette, en annen er at dataseriene vil være konsistente da det er benyttet identisk algoritme og fremgangsmåte for å beregne resultatene. Hindcast-databasen har riktignok et skifte i hvordan modellberegningene blir utført i 1982. Videre åpner enkelte av databasene for å anvende vinddata fra høyder hvor lokale forhold ikke vil ha en innvirkning. At databasene inneholder data over et stort tidsrom medfører at estimatene vil være klimatologisk stabile, det vil si at estimatene potensielt vil indikere de faktiske vindressursene [24].

Slike modelldata kan være svært nyttige i kraft som referanse, men må brukes med fornuft. Vanligvis representerer de tilstanden i et volum som ikke nødvendigvis lar seg sammenstille med punktmålinger. I flere tilfeller gjelder modelldata for posisjoner til havs og vindklimaet der er ikke nødvendigvis overførbart for bruk på land. Begrensningene i den geografiske oppløsningen medfører også store avstander mellom punktene. Det kan gi misvisende resultater da vindklimaet vil være under ulik påvirkning av det markante norske storskalaterrenget. Det er påvist en diskontinuitet for den gjennomsnittlige vindhastigheten i overgangen fra land til havs, med andre ord i grenselaget mellom Hindcast-databasen og meteorologiske værstasjoner. Dette avviket er normalt innenfor 0,5 m/s, men i noen tilfeller så betydelig som 1 m/s [22]. Av den grunn er det viktig å undersøke korrelasjonen mellom modelldata og lokale målinger i hvert enkelt tilfelle.

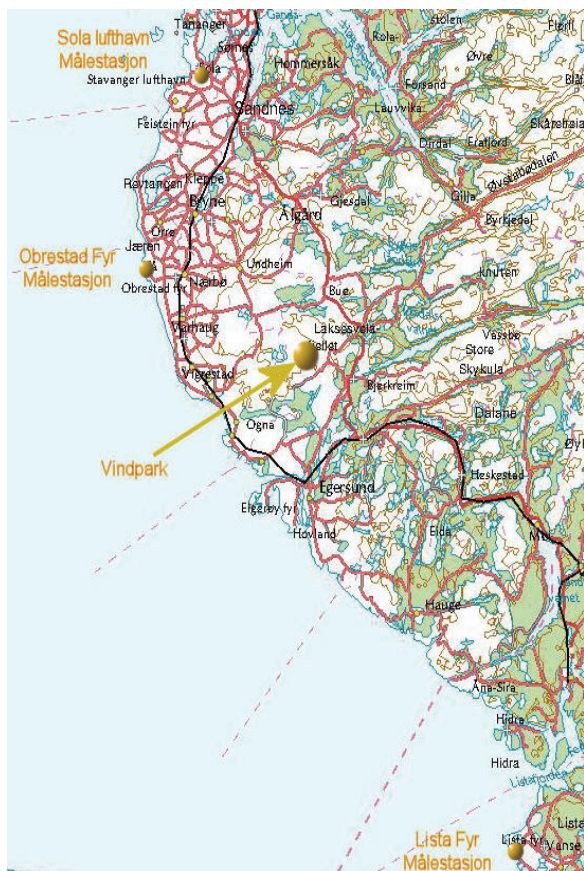
## 4.2 Meteorologiske vindmålinger

Meteorologisk Institutt har et relativt omfattende nettverk av værstasjoner i Norge. Storparten av dem som registrerer vindklimaet ligger langs kysten og offshore, og flere av dem har historiske klimadata et halvt århundre tilbake i tid. Fra et slikt utgangspunkt er derfor disse godt egnet til langtidskorrelering. Målingene er allmenn tilgjengelige og kan kostnadsfritt lastes ned fra en internettside i regi av Meteorologisk Institutt. Det kan være verdt å merke seg at deler av databasen kontrolleres og merkes med usikkerhetsnivå. På den måten er det mulig å luke ut grove avvik eller direkte feilregistreringer. På en annen side opplyser instituttet at det foreligger kjente feil i deler av databasen som ikke er merket på grunn av kapasitetsproblemer. Derfor bør brukeren selv sørge for kontrollrutiner og feilkorreksjon ved anvendelse av databasen.

Bruerveiledningen og grensesnittet til nedlastningssiden til Meteorologisk Institutt er ikke fullt så god en kunne ønske. Ved nedlastning av meteorologiske målinger er tidsoppløsningen valgfri. Det er imidlertid ikke alltid at databasen inneholder ønskede tidspunkt. Dataserien vil derfor avhengig av målemast inneholde målinger med en tidsoppløsning fra åtte timer til én time. Det vil si at antall målinger varierer fra 3 til 24 per dag. I denne første delen av prosjektet er det så langt det har latt seg gjøre, anvendt standard tidsoppløsning på tre og fire registreringer per dag, det vil si klokken ( 0 ), 6 og 12 og 18 relatert til UTC (GMT+0).

Avhengig av brukervalg ved nedlastning av meteorologiske data mottar man to forskjellige dataserier. Den ene inneholder data etter at stasjonen ble automatisert, den andre inneholder data registrert ved manuelle metoder. Felles for disse målingene er at timeverdiene gjenspeiler henholdsvis en timinutts middelvei og en øyeblikksverdi. For å skille mellom manuelt og automatisk registrerte dataserier, er disse benevnt som manuell serie og autoserie i kapittel 4.4.1. For enkelte av stasjonene parallelldekker seriene hverandre og burde ideelt sett vært identiske. Det er de imidlertid ikke, uten at Meteorologisk Institutt har en god forklaring til dette [29].

#### 4.2.1 Lista fyr, Obrestad fyr og Stavanger lufthavn Sola



I forbindelse med denne oppgaven er spesielt tre meteorologiske værstasjoner av interesse. Stavanger lufthavn Sola, Obrestad fyr og Lista fyr er geografisk nærliggende meteorologiske værstasjoner. Samtlige stasjoner er automatisert rundt 90-tallet. Før den tid ble målingene avlest og registrert manuelt. Skillet mellom manuelle og automatiske data er ikke nødvendigvis et skille mellom dårlige og gode data. Innsamlingen av manuelle data kan inndeles i tre grupper [25].

De tidligste historiske dataene er basert på skjønsmessige observasjoner uten bruk av instrument. Den britiske admiralen Francis Beaufort utviklet en skala i 1806 for hvordan forskjellige vindhastigheter virket på havoverflaten og seilføringen for seilskutene. I dag eksisterer det tre utgaver for bruk til havs, fjells og land [26]. Alle utgavene har fellesbetegnelsen *Beaufortskalaen* [27]. Skalinndelingen har et empirisk underlag ved å ta utgangspunkt i virkningen vinden har på sjø, vegetasjon, nedbør og lignende.

Figur 4-1 Kart over referanse- og målemaster [28]

Ved en observasjonsmetode basert på skjønn og erfaring vil datamaterialet naturligvis være preget av høy usikkerhet. For stasjoner med stor personellutveksling vil dette ofte være tilfellet. Én observatørs vurdering vil ikke nødvendigvis være lik en annens. En vind som ligger i en skala- eller sektorovergang kan klassifiseres forskjellig. Observatørene er også avhengig av å finne gode landskapsreferanser, det vil være atskillig lettere ved en fyrstasjon enn ved en innlandsstasjon i en dyp dal. Der kan vindretningen være vanskelig å anslå og hastigheten variere raskt med kast mye høyere enn gjennomsnittsvinden. Men selv på en fyrstasjon ved en strandbredd med vegetasjon kan observatørene velge ulikt referansepunkt. Dette vil gi betydelige forskjeller da vinden er sterkere på havet enn vegetasjonen rundt. Disse forholdene henger sterkt sammen med opplæringen observasjonspersonellet gjennomgikk. Det var som regel den lokale fyrmesteren på stedet som hadde ansvaret for å videreformidle sin kunnskap. Fra et historisk perspektiv er det sett at ikke alle fyrmestre var like gode til å sørge for at denne kritiske kunnskapen ble overlevert og viderefølgt. I databasen er disse dataene oppgitt med én desimal. Det gjenspeiler ikke nøyaktigheten, men omregningen fra midtverdien i *Beaufortintervallet* gitt i knop. Samlet vil disse utfordringene gi dataobservasjonene homogenitetsbrudd og en lav kvalitet sett fra vindkraftsteknisk aspekt. Av den årsak bør de ikke benyttes som referansedata. Det gjelder blant annet for Obrestad fyr før august 1983.

Den teknologiske utviklingen tillot etterhvert å erstatte *Beaufortskalaen* og skjønnsmessige observasjoner med måleinstrumenter. Men til tross utbredelsen av instrumenter, gir heller ikke disse en garanti for observasjonsdata av god kvalitet. I perioder har stasjonene vært utstyrt med en type trykkrørsmålere. Konstruksjonsprinsippet utnytter at vinden skaper et press i et trykkrør som får en væskesøyle til å stige. Vindhastigheten registreres ved hjelp av en mekanisk overføring til en arm som skriver på et papir. Metoden er i utgangspunktet god, men forutsetter at vedlikeholdet fungerer etter forskriftene. Spesielt væsknivået vil minke over tiden, og det er påvist at korrekt etterfylling av væske ikke alltid er utført. I et skrekkeksempel fra en periode tidlig på 60-tallet ble det registrert høyere gjennomsnittsvind på Stavanger lufthavn Sola enn Utsira. Manuell avlesning og varierende vedlikehold betraktes som en dårlig kombinasjon, og observasjonene vil derfor være upålitelige. Lista fyr benyttet dette instrumentet frem til omkring 1979. Obrestad fyr benyttet på 80-tallet tunge stålkors, *MI 48/250* og *500*, for å måle gjennomsnittsvinden. Felles for denne typen instrumenter er at gjennomsnittsvinden overvurderes noe i turbulent vind. Det er også påvist homogenitetsbrudd ved bytte til nytt instrument. Det gjelder også for bytte i samme serie. *MI 48/250* og *500* var ikke utstyrt med registrering av vindretning. Den ble derfor avlest manuelt fra en vindfløystolpe. Det vil gi litt større unøyaktighet og større gruppering omkring foretrukne tall. Med foretrukne tall menes at noen observatører overestimerer sektorene, for eksempel N, SW, 200° osv.

I den siste perioden for innsamling av observasjonsdata på manuelt vis, er det anvendt gode instrumenter med analog eller digital registrering på papir med god oppløsning. *Vaisala* og det teknisk intrikate og meget kostbare *Fuess 90 Z* er eksempler på anvendte instrumenter. Sistnevnte har vist seg pålitelig med en relativt stabil kalibrering uavhengig serienummer, og med beskjedne brudd ved overgang til moderne automatiserte målere. *Fuess 90 Z* er anvendt på Stavanger lufthavn Sola i tidsrommet juni 58 – januar 88 og på Lista fyr fra august 82 frem til automatiseringen.

Etter automatiseringen er værstasjonene utstyrt med identiske sensorer; *Vaisala WAA15* anemometer og *WAV15* værhane [29]. Instrumentene er ikke oppvarmet. Videre er instrumentene toppmontert i 10 meters høyde på en felles bom med en innbyrdes avstand på omtrent 80 cm. Detaljerte spesifikasjoner for anvendte sensor finnes på produsentens hjemmesider [30]. Utskiftning av sensorene skal i utgangspunktet skje på årlig basis eller oftere i tråd med produsentens garantier for pålitelighet og nøyaktighet [29].

En rekke aktører innen vindkraftbransjen er av den oppfatning at Meteorologisk Institutt målemaster medfører betydelig usikkerhet og hvorvidt målingene kan betraktes som representative. Det skyldes at standardhøyden etter *World Meteorological Organization*, WMO, på 10 meter, gjerne betraktes for lav og svært utsatt for lokale forhold og effekter. Plasseringen kan også i mange tilfeller betraktes som ugunstig. Etter WMOs standard bør ingen obstruksjoner forekomme innenfor en radius på 100 meter fra instrumenteringen [31]. Ved å visuelt undersøke målemastens plassering, åpnes muligheten for å avdekke eventuelle lokale forhold som vil påvirke målingene. Det viser seg at en rekke lokale forhold kan gjøre seg gjeldende og forårsake upålitelige måleregistreringer.



## 4.2.2 Lista fyr

Lista værstasjon ble automatisert den 1. juni 1994 og ligger i umiddelbar nærhet til Lista fyr med driftsbygninger. Området er allment tilgjengelig. Dominerende vindretning er sørøst og nordvest.



Figur 4-2 Vindrose ved Lista værstasjon. Bakgrunnsbildehentet hentet fra [32]

Som det fremgår av figur 4-2 eksisterer det en rekke obstruksjoner i nærmest samtlige vindsektorer. Spesielt ved dominerende vindretninger er det påfallende store fysiske elementer, hvor man teoretisk vil forvente vindreduksjon, turbulensfenomener og avbøyning. I nordvestlig retning kan det legges merke til driftsbygninger og fyrtårn; i østlig retning dominerer en kraftig hekk i flere meters høyde i tillegg til bebyggelse. Området forøvrig befinner seg på en haugtopp, med skråninger i alle retninger. Omkringliggende terreng består av flatt landbruksareal med steinrøys mot havet.



Figur 4-3 Målemastplassering ved Lista fyr. Venstre bilde mot nordvest, høyre bilde mot vest (foto: Ole Martin Rypestøl)



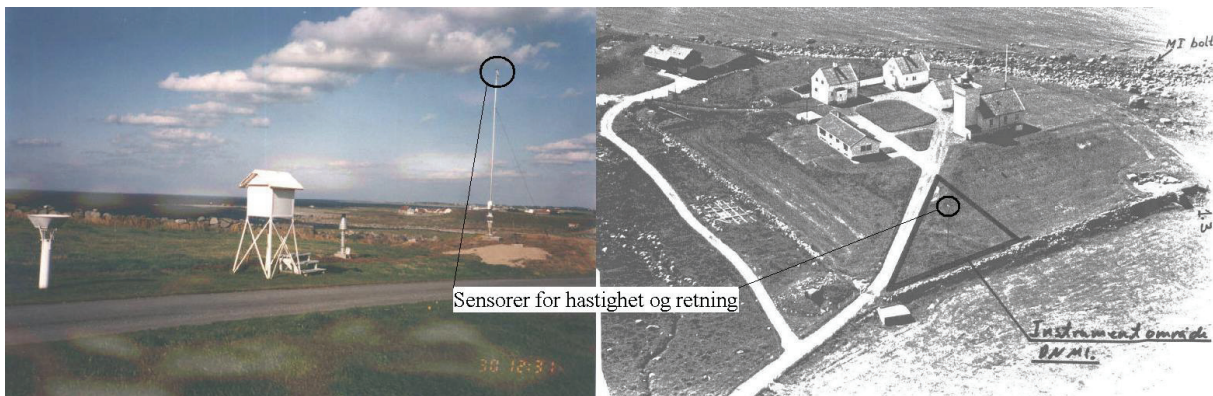
### 4.2.3 Obrestad fyr

Obrestad værstasjon ble automatisert 1. oktober 1993 og er plassert i nærheten av Obrestad fyr og driftsbygninger. Området er allment tilgjengelig. Dominerende vindretning er sør (øst) og nord (vest).



Figur 4-4 Vindrose ved Obrestad værstasjon. Bakgrunnsbilde hentet fra [32]

Ved å studere bilder tilsendt av Meteorologisk Institutt bemerkes det at målemasten er montert i en skråning nord for bygningsmassen. Selve bygningsmassen er plassert på en haug og vindretnings- og hastighetsforandringer kan dermed opptre i forkant av denne. Det kan ha en innvirkning på målinger registrert i sektorene fra sør. Området for øvrig er preget av flat landbruksareal og lite buskvekst.



Figur 4-5 Målemastplassering ved Obrestad fyr. Venstre bilde er tatt mot nord, oversiktsbilde til høyre (foto: MET)



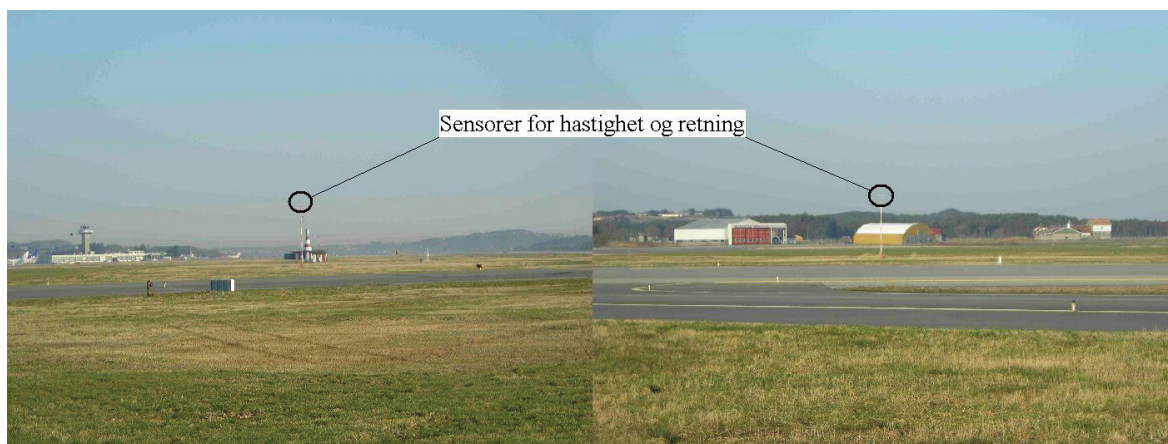
#### 4.2.4 Stavanger lufthavn Sola

Værstasjonen på Stavanger lufthavn Sola ble automatisert den 16.juni 1987. Området er ikke allment tilgjengelig, og krever særskilt tillatelse fra Avinor for inspeksjon. Nedlastbar vindserie har derimot ikke format som automatiske måledata før 2005. Dominerende vindretning er sørøst og nordvest.



Figur 4-6 Vindrose ved Stavanger Lufthavn Sola værstasjon. Bakgrunnsbildehentet fra [32]

Plassering er i forholdsvis åpent lende ved rulle- og taksebaner. Plassering kan betraktes som relativt gunstig fra et måleteknisk ståsted med få obstruksjoner og lav omkringliggende ruhet. Den umiddelbare nærheten til flyaktivitet kan være en påvirkningsfaktor. Piloter som avventer avgang har en tendens til å øke turtallet på maskinene, og er eksosstrømmen direkte rettet mot anemometeret, vil grove feilregistreringer oppstå [33]. Det er grunn til å tro at dette vil være av minimal størrelse da registreringene blir midlet over ti minutter samt at målingene foregår i ti meters høyde. Denne målestasjonen er senere i rapporten også benevnt som Sola.



Figur 4-7 Målemastplassering ved Stavanger lufthavn Sola. Venstre bilde mot nord, høyre bilde mot sørvest (foto: Erik Thomassen/Avinor Sola)

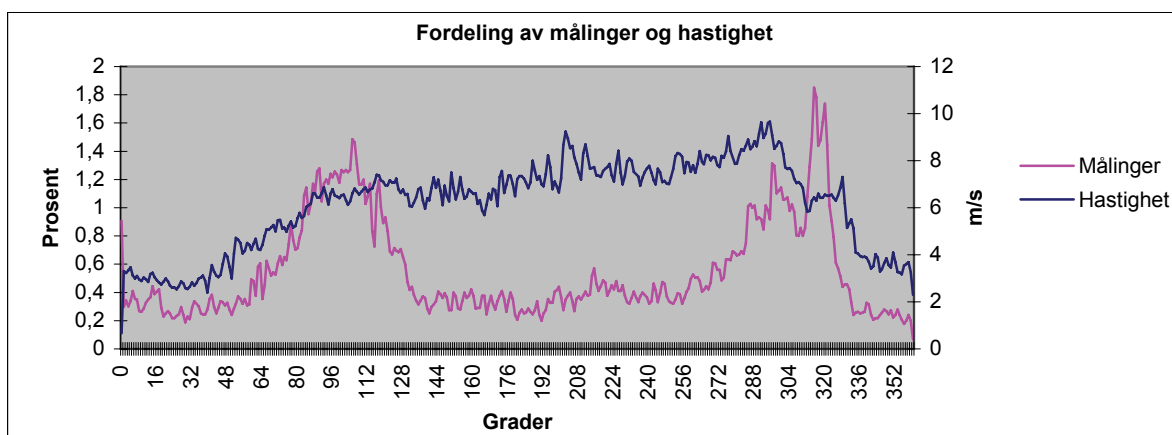


#### 4.2.5 Grafisk fremstilling av meteorologiske måledata

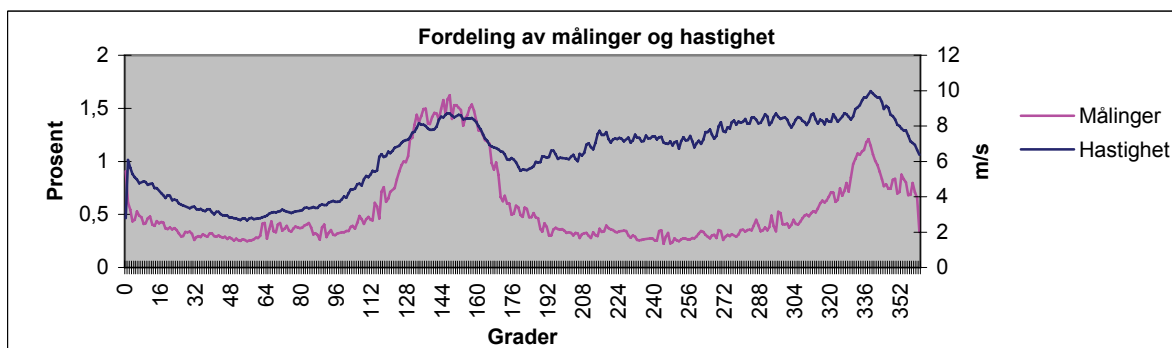
Alternativt til en vindrose, er det plottet andel målinger i prosent og vindhastighet i figurene under. Med unntak av Sola er det anvendt måleserier etter at stasjonen ble automatisert. Data fra Sola vil derfor ha en sektoroppløsning på ti grader i motsetning til én grad. Hastigheten vil være et sektorielt gjennomsnitt.

Fordeling for Lista fyr mellom 305 og 325 grader indikerer en betydelig reduksjon i andel målinger og hastighet i et påfallende samsvar med fyrtårnets plassering. I nabosektorene er det registrert en høy andel målinger og hastighet, som kan forklares med at vinden avbøyes rundt fyrtårnet og får en hastighetsendring over driftbygningenes takmøner. Fra fordelingen til Obrestad fyr, kan hastighetsforandringen i sektorene mellom 175 til 210 grader være en følge av obstruksjonene driftsbygningene og fyr utgjør.

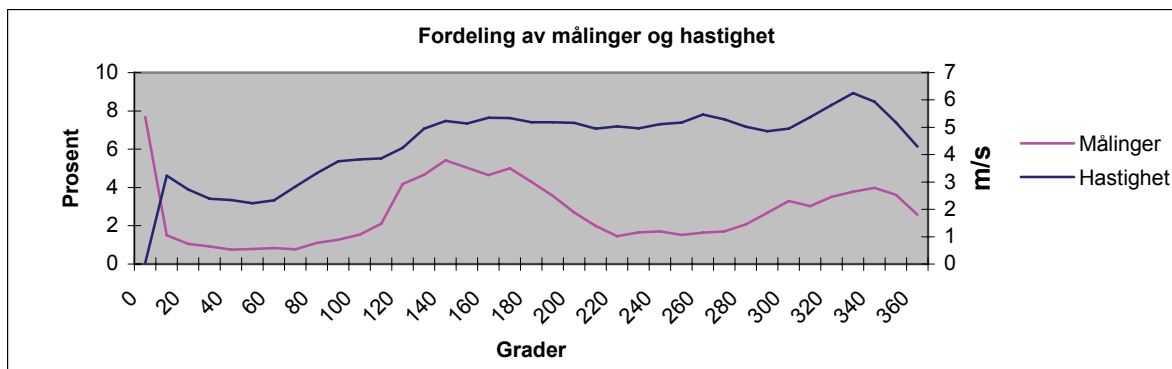
Samtlige grafer indikerer samme karakteristikk. Det er to dominerende vindretninger og hastigheten er høy i sydlige sektorer hvor det sjeldent blåser. Sektorvridningen av andel målinger kan forklares med topografisk avbøyning og corioliseffekten. Sistnevnte effekt kan forklares med at luftpartiklene beveger seg i forhold til jordoverflaten, samtidig som jorden roterer rundt sin egen akse. Det vil si at jordrotasjonens avbøyende kraft er med på å bestemme vindens retning rundt høy- og lavtrykk.



Figur 4-8 Fordeling av målinger og hastighet for Lista fyr i perioden 9-1994 til 2-2007

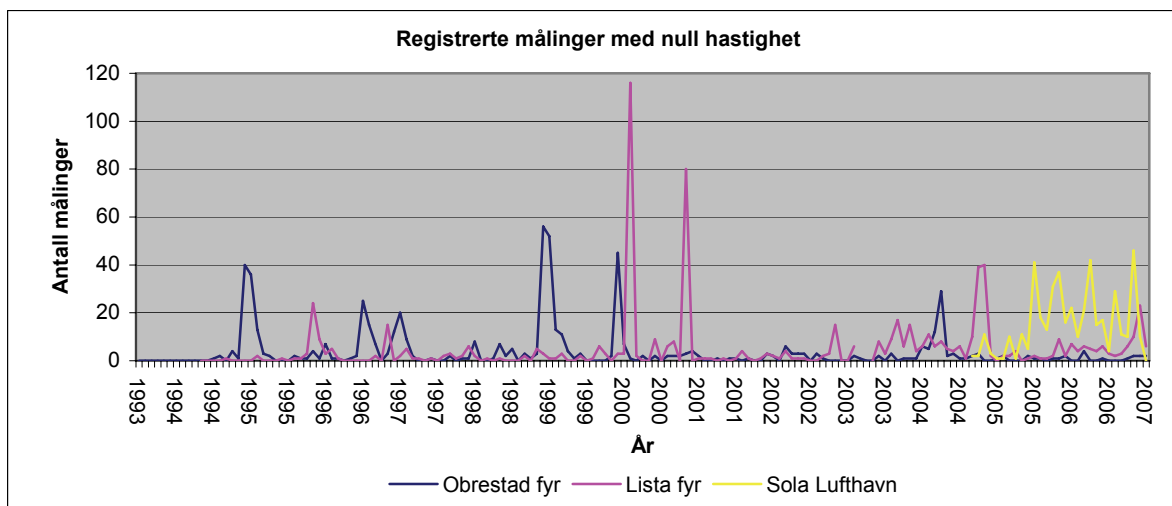


Figur 4-9 Fordeling av målinger og hastighet for Obrestad fyr i perioden 11-1993 til 2-2007



Figur 4-10 Fordeling av målinger og hastighet ved Sola i perioden 6-1958 til 2-2007

I sektor null kan det også skimtes en høy andel målinger med lav eller null vindhastighet. I tillegg til å ha en naturlig forklaring, kan det også indikere slitasje på Vaisala instrumentet. På utsatte steder slites lageret raskere enn antatt, og det hender at instrumentet først skiftes etter at feilen først har oppstått. Det kan sjekkes ved å studere antall registrerte tilfeller med null hastighet da slitt lager innebærer større startfriksjon. For Sola er det kun tatt med tilgjengelig dataserie med timesoppløsning registrert med Vaisala måleinstrument, 4.jan. 2005 til 10.mai 2007. Det er 24 registreringer per dag. Se figur 4-11.

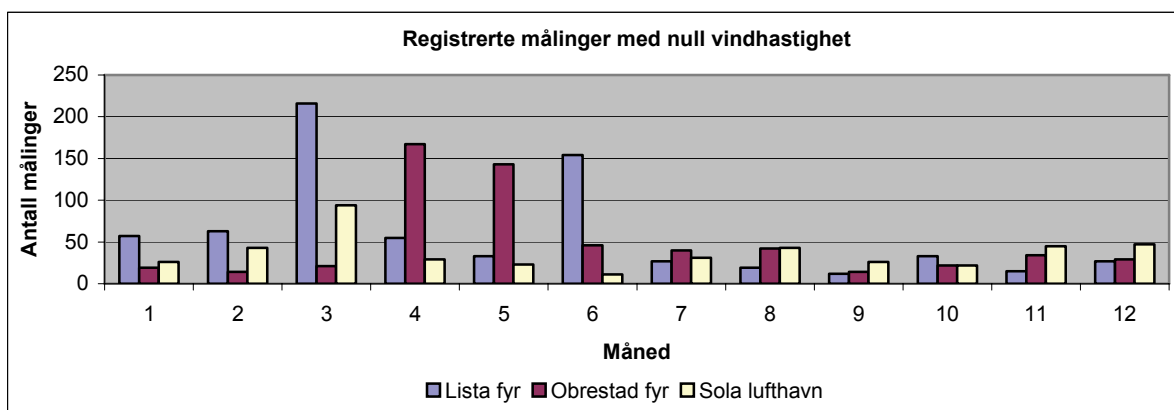


Figur 4-11 Antall registrerte målinger med null hastighet ved Obrestad, Lista og Sola.

Mastene og instrumentene er tilrettelagt fra produsenten for oppvarming, men dette er ikke realisert ved oppsetning. Meteorologisk Institutt er av den oppfatning at ising vil opptre svært sjelden på disse stedene. Ising opptre typisk ved tre forskjellige situasjoner; snø, underkjølt regn og sjøsprøyt. Etter deres oppfatning vil ising kunne skje på Lista fyr en sjelden gang på grunn av sjøsprøyt, da i en spesiell situasjon med sterk østlig vind og temperatur ned mot  $-10^{\circ}\text{C}$ . Fenomenet vil neppe opptre ved Obrestad fyr og Sola fordi temperaturen vil bli for høy med pålandsvind. Ved underkjølt regn kan ising forekomme ved alle stasjonene som ved lett yr i minusgrader. Våt snø etterfulgt av en kuldeperiode kan også i enkelte år fastfryse instrumentene. Skyis vil ikke opptre for disse målemastene da dette fenomenet først opptre i en høyde omkring 300moh.

Ved å studere tilfellene hvor det har vært registrert ti nullregistreringer eller flere, er det forsøkt å avdekke hva disse kan skyldes. Det er en generell trend med et større antall registreringer i vårhalvåret og ingen entydig forbindelse måleposisjonene og registreringene imellom. Det er en del toppe i alle periodene og enkelte iøynefallende toppe for Lista fyr i juni 2000, mars 2001 og primo 2005. Samme gjelder for Obrestad fyr primo medio 1995, 1999 og 2004. Med tanke på avstanden mellom målestasjonene, burde disse variasjonene sammenfalle noe tydeligere.

Basert på en grovanalyse og andre værparametere, er det vanskelig å stadfeste med sikkerhet hva årsakene kan være til denne noe ujevne og unaturlige fordelingen. Flere av toppene kan forklares med naturlige fenomen da registreringene er vilkårlig spredt over måneden. Andre er samlet og strekker seg typisk over en dag. Enkelte av de mindre toppene kan tenkes å skyldes ising da anemometer stopper presis de dagene det er lite vind kombinert med temperatur rundt frysepunktet og nedbør. Dette ser ut som å dekke to av tilfellene for Lista fyr. Analysene indikerer også at anemometeret kan "sette seg" hvis perioden med vindstille strekker seg over flere timer. Resultatene viser at vindhastigheten synker gradvis til full stopp, og at anemometer først starter igjen ved hastigheter over  $2 - 4 \frac{m}{s}$ . Det er ikke like typisk hvis perioden kun strekker seg over 3-4 timer. Det kan dekke tilfellet for Lista fyr i juni 2000 og flere av tilfellene for Obrestad fyr. Det *kan* indikere slitte lagre på anemometrene og at det typiske serviceintervallet vanligvis utføres på vårparten. Sola er ikke studert i dybden men viser en stabil andel som i snitt ligger noe høyere. Dataperioden er til gjengjeld kortere. Det samme er gjennomsnittshastigheten, og det er derfor grunn til å anta at resultatet er rimelig.



Figur 4-12 Månedsfordeling av antall registrerte målinger med null hastighet

I det videre arbeidet i oppgaven er ikke disse resultatene tatt høyde for, men på generell basis kan det være situasjoner hvor slike feil kan være grovere og bør filtreres bort. I vindenergisammenheng vil nøyaktigheten til gjennomsnittsvinden være essensiell. I tillegg til instrument og observasjonshistorien, er det viktig å studere om det har vært forflytninger eller endringer av omgivelsene rundt værstasjonene. For de aktuelle stasjonene har disse forholdene kun vært av mindre omfang den senere tid [25].

### 4.3 Prosesserte og estimerte vindmålinger – modelldata

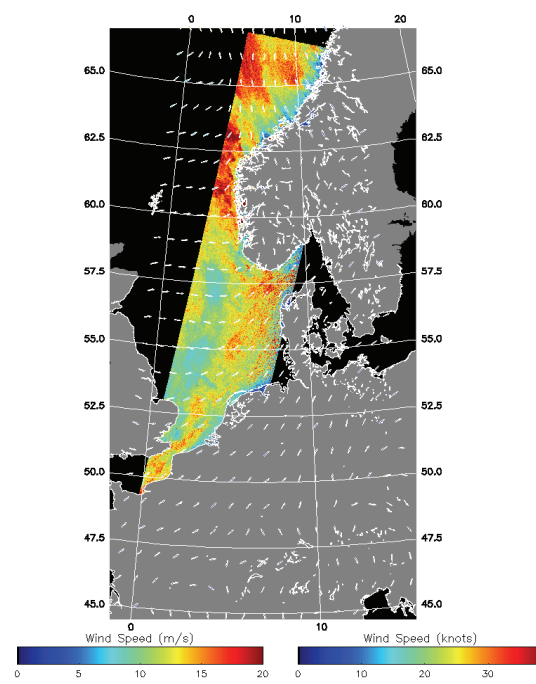
Modelldata for vindklimaet er prosessert og estimert ved å ta utgangspunkt i en annen klimatisk parameter. Denne parameteren er i de fleste modelldatabasene lufttrykk og trykklinjer. Fordelen er at modelldatabasene strekker seg langt tilbake i tid og er forholdsvis konsistente. Dette henger sammen med at lufttrykket er og *har vært* atskillig enklere og billigere å måle sammenlignet med vindhastighet. Dataseriene vil være homogene og konsistente da det er benyttet identisk matematisk algoritme og fremgangsmåte for å tallberegne resultatene.

Det eksisterer en rekke slike modelldata fra ulike institusjoner og leverandører. NCEP/NCAR, ECMWF, Hindcast og Satellite Eye er eksempler på slike databaser.

#### 4.3.1 Satellite Eye og Galathea ekspedisjonen

Dette satellittprogrammet og ekspedisjonen involverer forskningsmiljøet for vindkraft hos Risø National Laboratory og Danmarks Tekniske Universitet, DTU. Det er satellitten *Envisat* oppsendt av *Den Europeiske Romorganisasjon*, ESA, som sørger for bildematerialet. Denne kretser i bane i 700 km høyde og er utstyrt med en aktiv radarsensor. Kort forklart benyttes satellittbilder av bølgetoppene på havområdene for å beregne vindhastigheten [34].

Databasen inneholder foreløpig kun data for et knapt år, slik at den ikke kan anvendes som referanse med det første. Men det kan være nærliggende å tenke seg at basen kan benyttes som et vindkart, hvor svært vindutsatte lokasjoner lar seg vise. På den måten kan utbyggere allerede i planleggingsfasen lokalisere potensielle drivverdige områder vindparker, spesielt til havs. Dette programmet omtales ikke videre i oppgaven på grunn av sin korte observasjonsperiode.



Figur 4-13 Satellittbilde over Nord-Europa 9. mars 2007 [34]

### 4.3.2 NCEP/NCAR

Disse dataene stammer fra et samarbeidsprosjekt mellom to amerikanske klimainstitutter, *National Centers for Environmental Prediction*, NCEP og *National Center for Atmospheric Research*, NCAR. Utgangspunktet for dette samarbeidet var å avdekke og skille mellom klimatiske forandringer og uregelmessige årlige avvik fra normalen. Resultatene brukes i dag i avanserte prognosemodeller og varsling innen meteorologi [35].

Dataene er modellert ved å benytte flere historiske datakilder, i hovedsak fra skip, værballonger, luftfart og satellitt. Databasen oppdateres kontinuerlig og strekker seg tilbake til 1948. Perioden fra 1948 til 1. juni 1957 inneholder data som er mindre pålitelige enn påfølgende år. Det henger sammen med at observasjonstidspunktene ble endret fra 3, 9, 15 og 21 UTC til 6, 12, 18 og 00 UTC. NCEP/NCAR bygger på sistnevnte tidsangivelse. Dataene er derfor beregnet med utgangspunkt i prognoser for hva observasjonene ville ha vært 3 timer forskjøvet. Den geografiske oppløsningen er på 2,5 lengde- og breddegrad, det vil si en omtrentlig rektangulær avstand i Sør-Norge, ved 60 grader nord, på henholdsvis 140 km og 270 km. Det er fri tilgang til denne databasen mot at tilbyder krediteres ved eksternt bruk. Det er ikke mulig å laste ned én hel serie for hele den tilgjengelige perioden på grunn av datamengden. Serveren får simpelthen et tidsavbrudd. Brukeren er derfor nødt å laste ned datasett for en kortere periode, for eksempel i et tidsrom over ti år. Datasettene er formatert i *netCDF-filer* og det er nødvendig med software for å konvertere disse til nyttbare og lesbare filer. Slik software eller *scripts* kan finnes ved søk over internett, og det er i dette tilfellet anvendt et *Matlab-script*.

Etter konvertering vil hvert enkelt datasett inneholde én vindvektor sammen med tidsangivelse og sigma nivå. Vektorene V og U henspiller henholdsvis til vindhastighetskomponentene fra nordlig og østlig retning. Ved å videreutvikle *Matlab-scriptet* har prosjektgruppen sikret at U- og V-vektorene for hver tiårsperiode fra 1948 frem til 10. februar 2007 konverteres fra *netCDF* og samles til én matrise med tidsangivelse, vindhastighet og retning.

$$\text{Vindhastighet} = \sqrt{V_{komp}^2 + U_{komp}^2} \left[ \frac{\text{m}}{\text{s}} \right] \quad \text{Formel 4-1}$$

$$\text{Hvis } V_{komp} < 0 \text{ og } U_{komp} > 0$$

$$\Rightarrow \text{Vindretning} = \tan^{-1} \left( \frac{U_{komp}}{V_{komp}} \right) + 360^\circ [\text{grader}]$$

$$\text{Hvis } V_{komp} > 0$$

$$\Rightarrow \text{Vindretning} = \tan^{-1} \left( \frac{U_{komp}}{V_{komp}} \right) + 180^\circ [\text{grader}] \quad \text{Formel 4-2}$$

$$\text{Hvis } V_{komp} < 0 \text{ og } U_{komp} < 0$$

$$\Rightarrow \text{Vindretning} = \tan^{-1} \left( \frac{U_{komp}}{V_{komp}} \right) [\text{grader}]$$

Sigma nivået er ekvivalent til z-aksen og brukes som et alternativ til å angi målingene ved et bestemt lufttrykk i stedet for meter over havet. Lufttrykket er definert som vekten av den luftsøylen som er vertikalt over stedet. Denne varierer som en funksjon av posisjon og tid, men i gjennomsnitt veier luftsøylen 10 tonn per kvadratmeter ved havets overflate. Lufttrykket avtar med høyden med omtrent 8 meter per 1hPa reduksjon [36]. På den måten kan høyden over havet estimeres. I utgangspunktet må man vite det eksakte lufttrykket ved overflaten for en gitt posisjon og tidspunkt, men ofte kan antakelser gjøres ved overslagberegninger. Sigma nivået for NCEP/NCAR dataene er oppgitt til 0,995. Ved å bruke *International Civil Aviation Organisation*, ICAO, standard atmosfære på 1013,25hPa beregnes høyden vindhastighetsberegningene er modellert i [35] [26].

Dette gir et høyde over havet på:

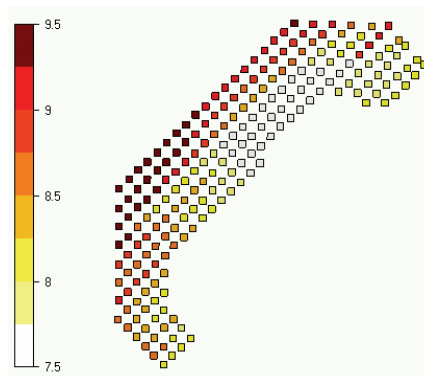
$$(\text{standard atmosfære} - (\text{delta sigma} * \text{standard atmosfære})) * 8 \frac{m}{hPa} =$$

$$(1013,25hPa - (0,995 * 1013,25hPa)) * 8 \frac{m}{hPa} \approx$$

$$5,1hPa * 8 \frac{m}{hPa} \approx \underline{\underline{40,8moh}}$$

### 4.3.3 Hindcast

Begrepet hindcast er et uttrykk for å gjøre *beregninger bakover i tid*; i mange tilfeller for geografiske områder hvor det kun foreligger korte observasjonsserier eller ingen i hele tatt. Beregningene vil dermed uttrykke vindens variasjon over en lang tidshorison. Meteorologisk Institutt besitter et arkiv over Hindcast-data for vindklimaet over norske havområder. Arkivet strekker seg tilbake til 1955 med en geografisk og tidsoppløsning på henholdsvis 75km og 6 timer.



Figur 4-14 Årlig gjennomsnittshastighet for Hindcast-modelldata. Geografisk oppløsning på 75X75km [22]

Databasen inneholder informasjon rundt bølgehøyde, trykk og vind ved havnivå. Vinden er beregnet med et sett av analyserte felter av lufttrykket ved å anta at havoverflatens ruhet er en funksjon av trykkgradienten. For årene 1955 til 1981 er lufttrykket digitalisert fra manuelt analyserte værkart med en påfølgende automatisk etteranalyse ved hjelp av historiske data. Fra 1982 anvendes lufttrykket som stammer fra analyser i operasjonelle værvarslingsmodeller, for eksempelvis ved modellen *High Resolution Limited Area Modell*, HIRLAM 10 [37].

Hindcast-data kan brukes direkte som en referanse, eller som basis for en kvalitativ sjekk av punktmålingene utført ved de meteorologiske værstasjonene. Rapporter utarbeidet i samarbeid mellom Meteorologisk Institutt, NVE og Kjeller Vindteknikk, fremhever en forholdsvis god korrelasjon mellom Hindcast, NCEP/NCAR og meteorologiske værstasjoner [38]. Databasen er ikke fritt tilgjengelig, men inngår i en betalingstjeneste. Prosjektgruppen har av Meteorologisk Institutt fått stilt dataserier fra to posisjoner til disposisjon.

#### 4.3.4 ECMWF

Denne databasen er et resultat av arbeidet utført ved *European Centre for Medium-Range Weather Forecasts*, ECMWF [39]. I prinsippet skiller denne seg teknisk lite fra NCEP/NCAR-databasen og har lik time- og geografisk oppløsning. Vindmålingene er oppgitt til å gjelde for en høyde etter WMO-standard, 10 meter. Data er tilgjengelig over tidsrommet september 1957 til september 2002. *Matlab* er anvendt for å beregne og systematisere datagrunnlaget. Tilgang fordrer i utgangspunktet medlemskap eller betaling, men ved ikke-kommersiell forsknings- og skolebruk innvilges tilgang. Det er lastet ned modelldata for to geografiske koordinatposisjoner identisk med NCEP/NCAR I og II.

Dessverre er ECMWF-databasen kun tilgjengelig frem til september 2002. Databasen er av den årsak ikke anvendelig i dette prosjektet med tanke på at korrelasjon mot målemasten til Agder Energi ikke lar seg gjennomføre. Det er likevel interessant å se ved enkle regresjonsanalyser at korrelasjonskoeffisienten blir bedre ved å bruke data fra nærmeste meteorologiske målemast, Lista fyr.

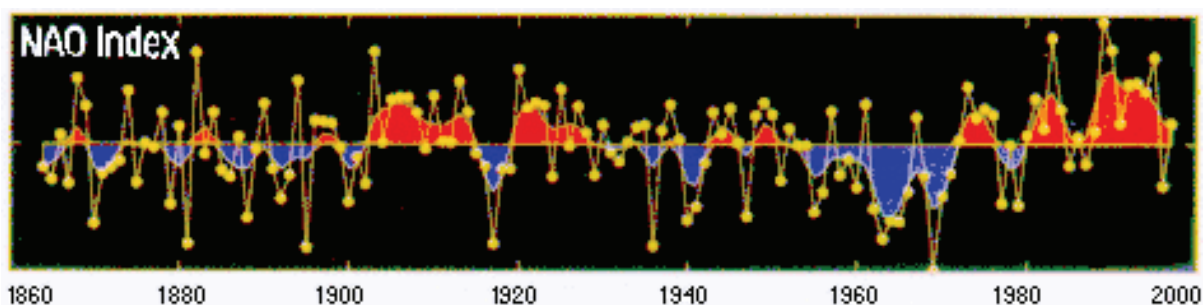
Tabell 4-1 Korrelasjonskoeffisient mellom modelldata og målemast

	ECMWF		NCEP/NCAR	
	I	II	I	II
<b>Lista manuell serie</b>	0,746	0,691	0,721	0,659
<b>Lista auto serie</b>	0,761	0,703	0,731	0,668

I alle tilfellene forbedres korrelasjonskoeffisienten, men om dette er tilfeldig er ikke undersøkt videre. I andre prosjekt bør dette forholdet undersøkes nærmere. Det er også stor sannsynlighet for at data kan rekvireres for perioden etter september 2002 og frem til i dag.

### 4.3.5 NAO-indeks

Denne indeksen er en forkortning av den Nord-Atlantiske Oscillasjon. Disse systematiske atmosfæriske svingningene er av stor betydning for klimaet i Europa og veksler gjerne over tidsrom på ti år. Forskning viser at NAO-indeksen har en korrelasjonskoeffisient på rundt 0,8 mot målinger registrert i Norge. Den viser også god overensstemmelse med statistikk for vindens energiinnhold registrert i Danmark [40]. Indeksen er forskjellen i bakketrykk registrert på Azorene og på Island. Lav indeks opptrer når forskjellen er *mindre enn normalt*, og var typisk i for vintrer på 60-tallet. Høy indeks opptrer i motsatt tilfelle og har vært typisk den senere tid. Meteorologisk betyr en høy indeks at mange lavtrykk beveger seg inn i Norskehavet og fører med seg mild og fuktig luft. Dette gir milde, men stormfulle vintrer som var typisk i 1990-årene [41].

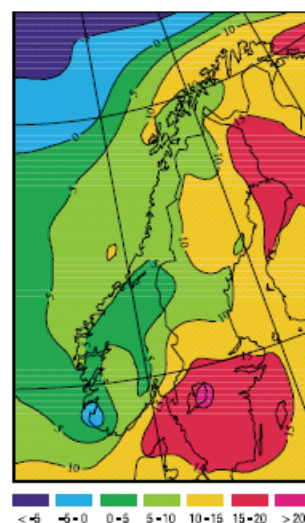


Figur 4-15 NAO-indeks [41]

Enkelte aktører anvender NAO-indeksen for å korrigere vindressurserstatimater i et forsøk på å få et realistisk bilde over forventet energiproduksjon i hele vindparkens levetid på 20-30 år. Forskningsresultater peker til en økning i indeksen på 30-40 prosent dersom klimagassutslippene øker. Milde, nedbørsrike og stormfulle sesonger kan derfor i større grad bli et kjennetegn på det norske klimaet [42]. I Norge har en rekke institutter involvert seg i et koordinert forskningsprosjekt under forkortelsen RegClim, hvor ulike scenarier for klimautviklingen i Norden utvikles. Det er tatt utgangspunkt i globale scenarier som nedskaleres for å uttrykke lokale forhold med flere detaljer her til lands. Det foreligger følgende scenario for vindforholdene i Norge.

- Midlere vindhastighet vil øke litt de fleste steder i vinterhalvåret
- Økningen vil være størst i langfjellene, på kysten av Møre og Trøndelag, samt i Barentshavet øst for Finnmark
- Økningen vil være minst på Vestlandskysten sør for Bergen og øst for Lindesnes
- Antall stormer vil øke, mest på kysten av Møre og Trøndelag

Det understrekes at dette er ett av flere mulige scenarier for klimautviklingen. Likevel er det interessant å merke seg utviklingen for rogalandsområdet [41].



Figur 4-16 Beregnet endring i midlere vindstyrke fra 2000 til 2050 [41]



#### 4.4 Oversikt over referansene

Riktig valg av referanse er av avgjørende karakter for å kunne beregne et langtidsskorrelert produksjonsestimat med en lav usikkerhet.

Tabell 4-2 Oversikt over målemaster og modelldata

Navn på lokasjon	Type	Posisjon [GEO]
3001 Geitvassfjellet	Målemast Agder Energi	58.5954N, 5.95452E
Stavanger lufthavn Sola	Målemast MET	58.872N, 5.635E <sup>1</sup>
Obrestad Fyr	Målemast MET	58.6592N, 5.5553E
Lista Fyr	Målemast MET	58.1100N, 6.5683E
NCEP/NCAR I	NCEP/NCAR modelldata	57.5N, 7.5E
NCEP/NCAR II	NCEP/NCAR modelldata	57.5N, 5E
NCEP/NCAR III	NCEP/NCAR modelldata	60N, 7.5E
NCEP/NCAR IV	NCEP/NCAR modelldata	60N, 5E
Hindcast I	Hindcast modelldata MET	57.9N, 5.9E
Hindcast II	Hindcast modelldata MET	59.2N, 4.6E
ECMWF I	ECMWF modelldata	57.5N, 7.5E
ECMWF II	ECMWF modelldata	57.5N, 5E

Rent intuitivt vil en referansestasjon som ligger i umiddelbar nærhet være å foretrekke da en vil forvente en høy korrelasjonskoeffisient. Det er imidlertid ikke gitt fordi en referanse kan ha store hull i tidsserien, samt være påvirket av måletekniske og lokale elementer. Av den årsak bør en undersøke og sammenligne tilgjengelige referansepunkter for å avdekke eventuelle avvik.

Tabell 4-3 Avstand i kilometer for målemaster og modelldata

Avstand [km]	3001 Geitvassfjellet	NCEP/NCAR				Hindcast	
		ECMWF					
		I	II	III	IV	I	II
3001 Geitvassfjellet		152,6	133,9	165,2	179	77,45	102,87
Stavanger lufthavn Sola	36,8	189,1	158,4	128,7	162,9	110,22	68,59
Obrestad Fyr	24,1	172,4	132,9	152,1	185,6	86,38	81,07
Lista Fyr	64,8	87,5	115,2	228,8	216,9	45,2	165,91

I figuren under er det aktuelle området med ulike referansestasjoner inntegnet. Tekstboksene markerer kilometeravstanden til målepunktet i vindparken som er målobjektet i dette prosjektet.

<sup>1</sup> oppgitt av Avinor Sola Lufthavn. MET oppgir 58.8843N, 5.6370E



Figur 4-17 Oversikt over målepunkt og modelldata med avstandsindikasjon i km. Bakgrunnbilde fra [43]

Ofte velger aktørene i bransjen ulike referanser etter erfaring og preferanser. Databaser som NCEP/NCAR, ECMWF og Hindcast vil inneholde komplette tidsserier som er å betrakte som en fordel. Videre vil ofte slike dataserier være konsistente over hele tidsperioden da det er benyttet identisk algoritme for å modellberegne resultatene. Avvik fra normalen vil derfor indikeres på riktig grunnlag, tross for at det eksakte tallresultatet kan være feil. Ved meteorologiske værstasjoner i regi av Meteorologisk Institutt vil avvik ha et annet opphav som det er langt verre å adressere. De færreste meteorologiske stasjonene kan betraktes som representative for hele måleperioden da utskiftninger, omplassering, vegetasjonsvekst, generasjonsskifter og overgang fra manuell til automatisk registrering har forekommet underveis.

#### 4.4.1 Sammenlikning av punktmålinger og modelldata

I tabell 4-4 er det gjennomsnittshastigheten beregnet ved å ta utgangspunkt i samtlige registreringer som databasen inneholder. Tallmaterialet er derfor på ingen måte filtrert eller lignende.

Tabell 4-4 Gjennomsnittshastighet for målemastene og modelldata

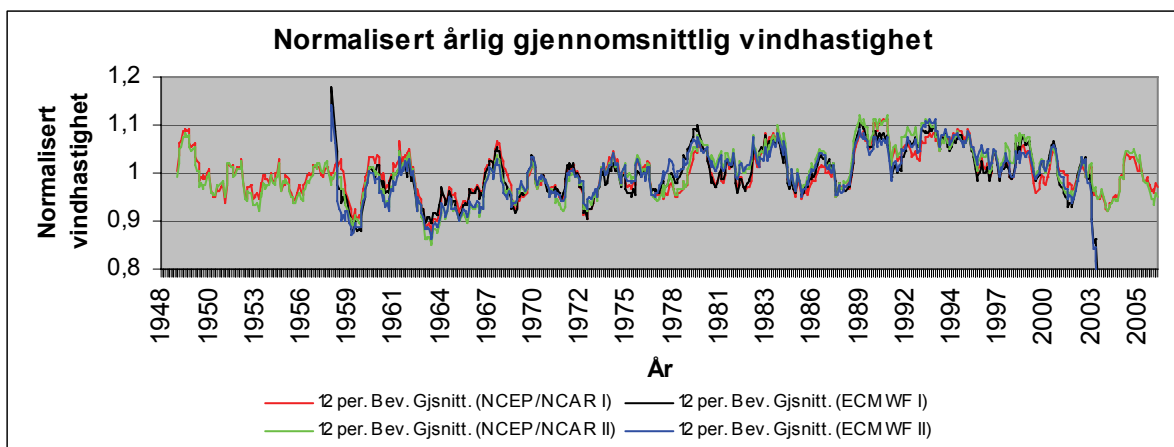
Gjennomsnittshastighet [m/s]													
Hindcast I	Hindcast II	NCEP/NCAR I	NCEP/NCAR II	NCEP/NCAR III	NCEP/NCAR IV	ECMWF I	ECMWF II	Lista auto serie	Lista manuell serie	Obrestad manuell serie	Obrestad auto serie	Sola	3001 Geitvassfjellet
8,838	8,495	8,336	9,182	7,966	6,739	6,856	7,943	6,520	7,523	5,849	6,965	4,549	7,636

Det er anvendt *Matlab* for å analysere tallmaterialet som databasen for hver målemast og hvert modelldatapunkt inneholder. Ved grafiske plott vil det til en viss grad være mulig å avsløre betydelige avvik i registreringene fra for eksempel en målemast. Videre er det mulig å sammenholde de modellerte databasene Hindcast, ECMWF og NCEP/NCAP opp mot hverandre og mot fysiske punktmålinger utført ved meteorologiske værstasjoner.

Verdiene er normalisert ved månedlige gjennomsnittsverdier. Det er videre satt som et kriterium at månedene skal være fullstendige, det vil si komplette med målinger for hver dag i hele måneden. Februar må inneholde komplette målinger for minst 28 dager.

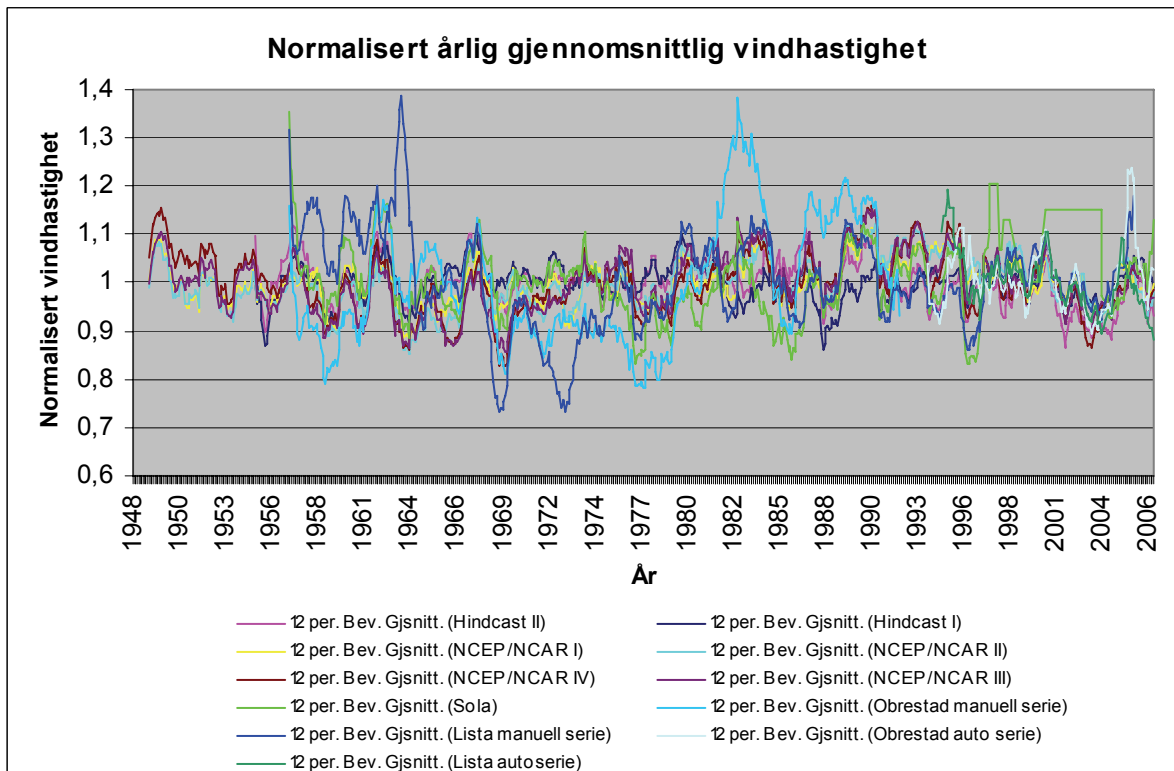
Gjennomsnittsverdien vil derfor være beregnet på tilstrekkelig antall målinger, og gi det best illustrative bildet ved grafiske plott. Ved å ikke bruke et slikt filter ville gjennomsnittsverdien i flere tilfeller være beregnet på grunnlag av et lavt antall målinger, og av den grunn vise avvik som reelt ikke eksisterer. En annen fordel med et slikt filter, vil være at resultatene viser hvor komplette målingene faktisk er. For modelldataene Hindcast, ECMWF og NCEP/NCAR viser det seg at seriene er komplette i motsetning til målemastene til Meteorologisk Institutt og Agder Energi hvor det mangler relativt mange registreringer. Dette gir hull i dataserien, i flere tilfeller over atskillige år.

Vedlegg 1 viser mer detaljert datadekningsstatistikk for referansemastene og modelldataene.



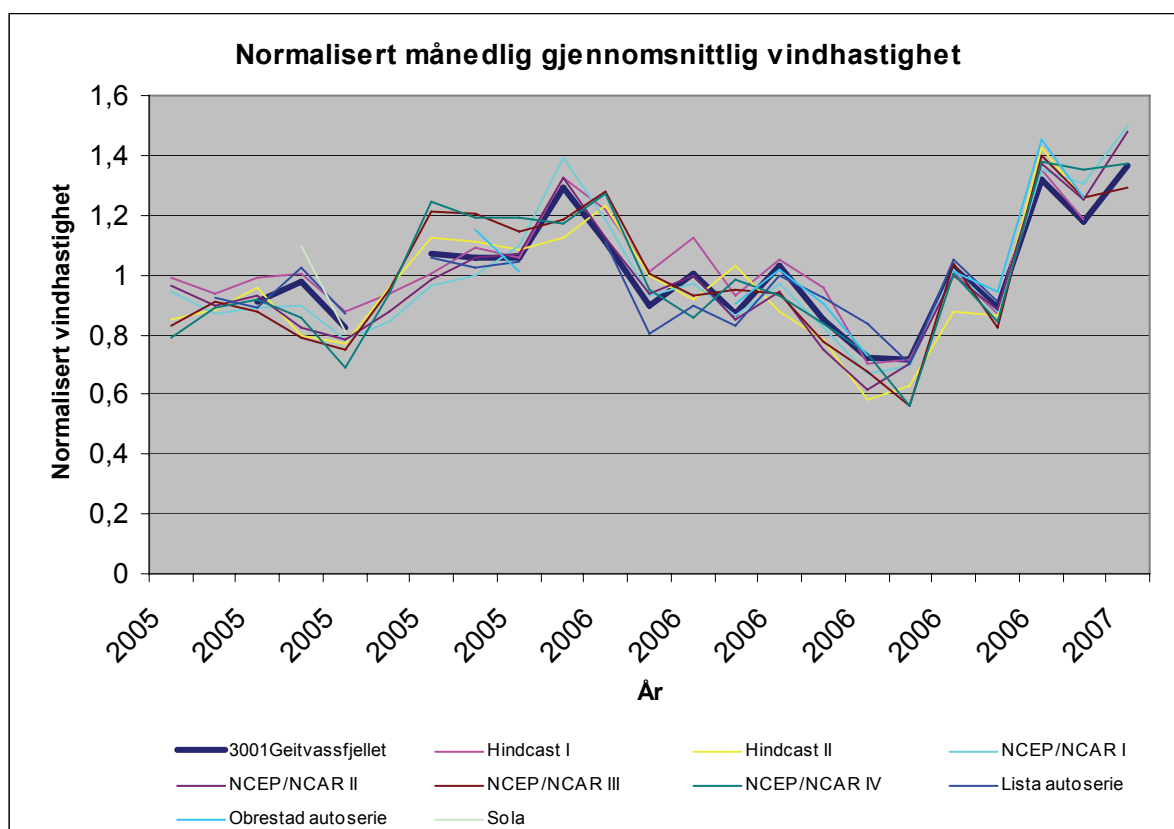
Figur 4-18 Normalisert gj.snittlig vindhastighet for NCEP/NCAR I/II og ECMWF I/II

Ved å sammenligne ECMWF og NCEP/NCAR modelldataene for samme geografiske posisjon er disse som ventet forholdsvis like. Likevel er foreligger det enkelte forskjeller. Gjennomsnittlig vindhastighet er lavere ved førstnevnte. Det kan ha sammenheng med at det er benyttet andre inngangsverdier for lufttrykk, beregningsalgoritme og ikke minst at vindhastigheten er beregnet for 10 meters høyde. Det er ikke kjent hvordan vindhastigheten i denne høyden er beregnet, om det er tatt utgangspunkt i trykk eller polert fra en annen høyde ved å bruke forholdstall for skjærsvinkel eller ruhet. Dette er et forhold som bør undersøkes i andre arbeider. Ved å plote normaliserte verdier følger grafene med få unntak hverandre, jamfør figur 4-18.



Figur 4-19 Normalisert årlig gjennomsnittsverdier med utgangspunkt i månedsverdier for vindhastighet

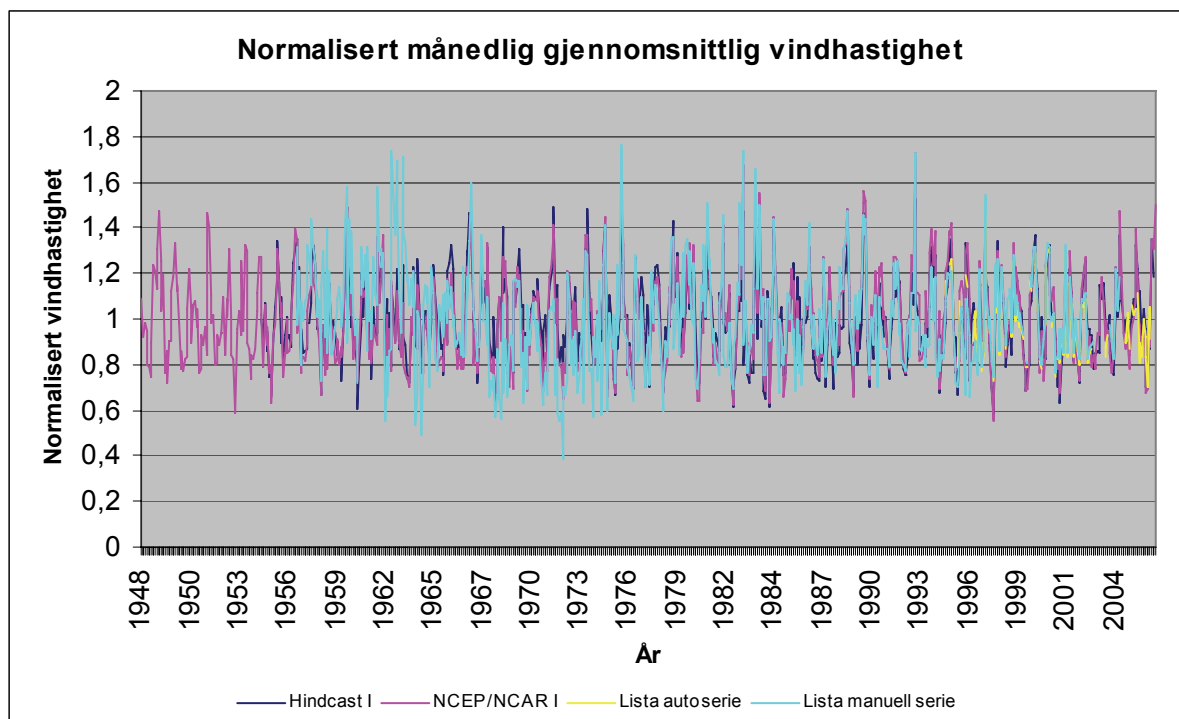
I figur 4-19 er det grafisk fremstilt den normaliserte årlige vindhastigheten for samtlige målemaster og modelldata. Den er fremstilt med å ta utgangspunkt i 12 fortløpende normaliserte verdier for månedshastighet. Grafen vil derfor for noen lokasjoner med store datahull, være noe misvisende da enkelte av 12 normaliserte verdiene ikke inneholder tall. Se for eksempel for Sola i tidsrommet 1998 til 2005 hvor grafen er konstant. Men den viktigste sammenhengen er at grafen kan brukes til å indikere avvik og diskontinuitet blant de ulike referansene. Spesielt de meteorologiske målingene for Lista fyr før 1976 og for Obrestad fyr i tidsrommet 81-91 avviker sterkt sammenlignet med andre data. Med henvisning til kapittel 3.1 og vindatlasen for Norge, legges det merke at denne ”unormale og avvikende” perioden for Obrestad fyr er anvendt som underlag for å beregne vindhastigheten. Med tanke på at avvikene er på 20-30 prosent avvik i forhold til normalen, vil dette helt klart ha en innvirkning og medføre et overestimert vindressursgrunnlag.



Figur 4-20 Normalisert månedlig gjennomsnittsverdier for vindhastighet i perioden 03-2005 til 01-2007

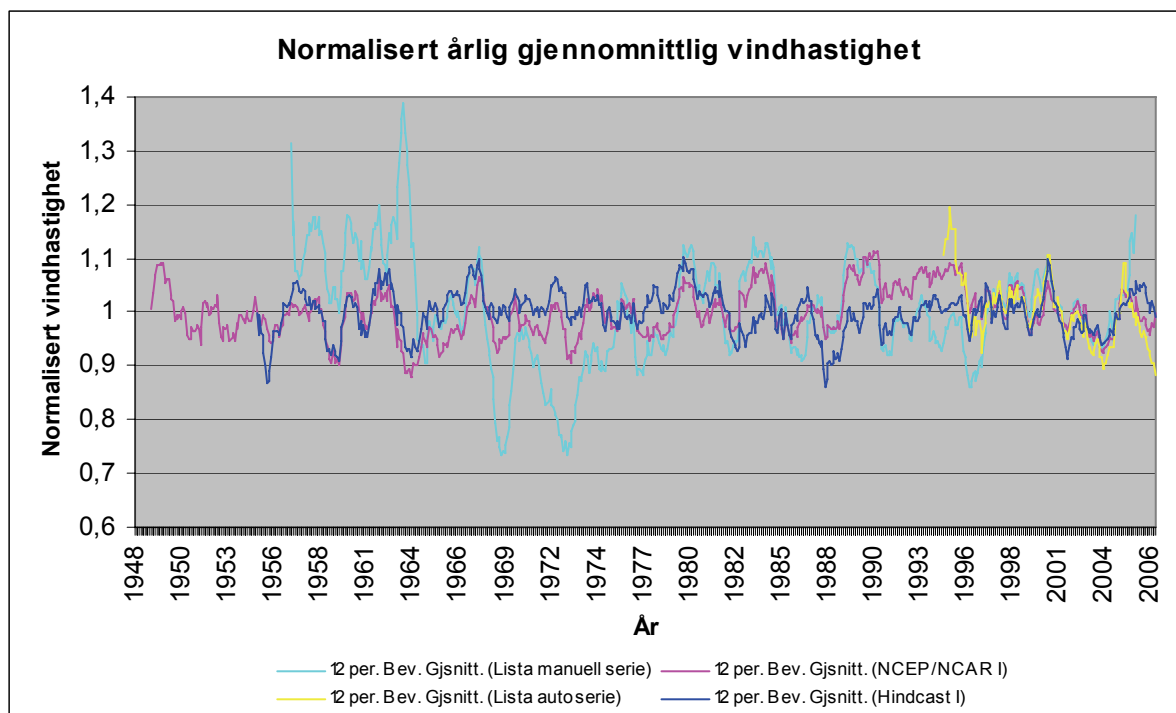
Det er i figur 4-20 grafisk fremstilt den månedlige normaliserte vindhastigheten i perioden hvor det foreligger data for målemasten Geitvassfjellet til Agder Energi. Denne er markert med en tykk dypblå linje. Samtlige dataserier er tatt med bortsett fra de manuelle seriene fra Obrestad og Lista da disse enten ikke inneholder data eller preges av for store hull. Generelt er det samsvar innbyrdes dataseriene. Riktignok skiller seriene fra Lista fyr, Hindcast I og NCEP/NCAR I og II seg ut i første øyekast med et bedre samsvar. Det kan derfor forventes at korrelasjonskoeffisienten med disse vil være bedre.

For øvrig bekrefter grafene den positive sideeffekten ved vindkraftutbygging, vindhastigheten er størst for vinterhalvåret og i direkte motfase med vanntilsiget. Dermed vil elektrisitetsproduksjonen være størst når effektkonsumet og strømprisene er høyest.



Figur 4-21 Normaliserte månedlige gjennomsnittsverdier for vindhastighet for perioden 01-1948 til 01-2007

I figur 4-21 er det grafisk fremstilt månedlig gjennomsnittlig normalisert vindhastighet for Hindcast I, NCEP/NCAR I og den meteorologiske værstasjonen på Lista. Som det fremgår av figuren er det en relativt god korrespondanse mellom de to ulike modelldataene og autoserien fra Lista fyr. Fremdeles kan de store variasjonene til Lista i perioden før 1975 finnes igjen. Ved å ta gjennomsnittet fortløpende over 12 verdier for månedssnittet, vil det ved visuell inspeksjon være lettere å se korrespondansen mellom dataseriene. Dette er grafisk fremstilt i figur 4-22.

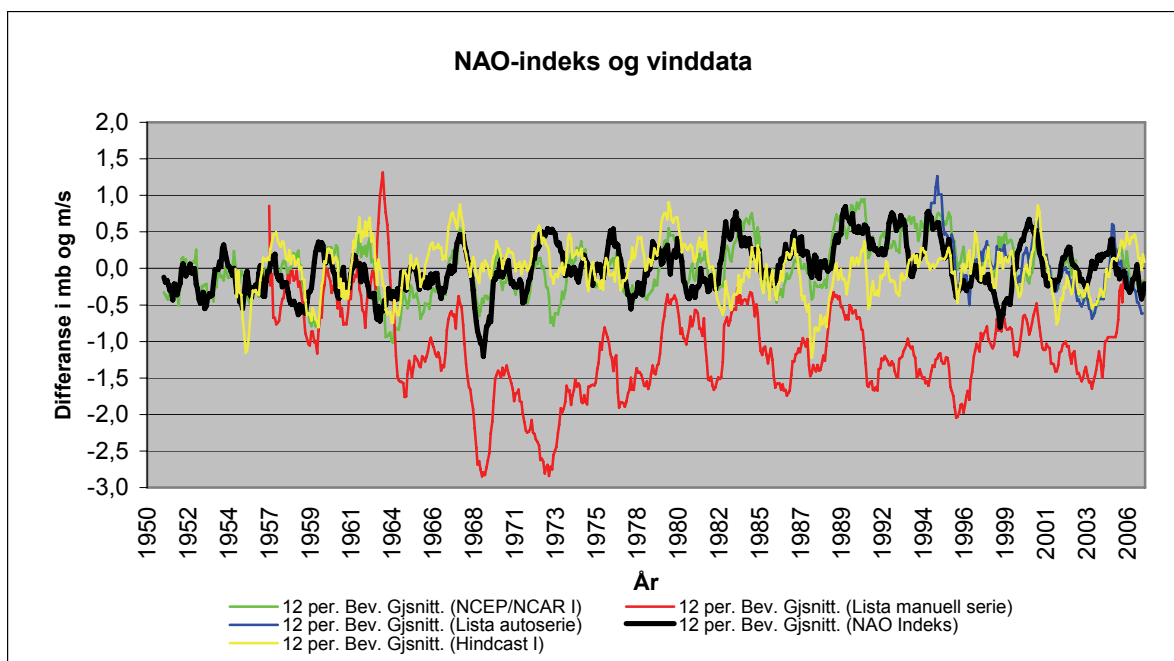


Figur 4-22 Normalisert årlig snitt med utgangspunkt i 12-mnd. verdier for perioden 01-1948 til 01-2007

Det åpnes dessuten for å sammenligne Hindcast og NCEP/NCAR. Det bemerkes et generelt godt samsvar for hele perioden. Men i perioden før omkring 1982 er den relative vindhastigheten større for Hindcast-dataene sammenlignet mot NCEP/NCAR. I perioden etter 1982 er det motsatte tilfellet. Det er vanskelig å peke på årsaker til dette, og det viktig å være klar over at slik inhomogenitet mellom modelldata kan forekomme. Det kan tenkes at avvikene skyldes overgangen hvor inngangsvariabelen lufttrykket frem til 1981 ble hentet fra manuelt analyserte værkart for så etter 1982 ble hentet fra analyser i operasjonelle værvarslingsmodeller. Det er lufttrykkdataene som vil være hovedårsaken til eventuell usikkerhet for Hindcast-dataene. Denne årsaksammenhengen er det tidligere forsøkt å tatt høyde for i databasen ved justeringer og homogenisering med dokumentert forbedret kvalitet [38]. Likevel kan det altså fremdeles vises til en viss inhomogenitet.

Årlig NAO-indeks for de siste 50-årene er plottet med sort farge i figur 4-23. Dataene er hentet for en altitude på 500mb (hPa), det vil si omtrent 5400 meter over havoverflaten [44]. Som tidligere beskrevet indikerer perioden frem til 70-tallet en lav indeks og lavvindssesong, i motsetning til perioden 1983 til 1995, som indikerer en høyvindssesong. Indeksen viser for øvrig en generell økning frem til 1995, deretter en noe avtagende tendens de senere år. I samme figur er det plottet vinddata som har vist en god overensstemmelse seg imellom og mot den lokale målemasten på Geitvassfjellet. Hastighetsforskjellen fremkommer ved å trekke fra gjennomsnittshastigheten for hele måleserien og deretter ta et fortløpende snitt per 12 dataverdier. Det er en relativt god korrespondanse mellom vinddataene og indeksen. NCEP/NCAR I skiller seg best ut tross for at både denne og de andre målingene i enkelte perioder er i direkte motfase med indeksen.





Figur 4-23 NAO-indeksen plottet mot vinddata. Trykkforskjell i mb (hPa) og hastighetsforskjell i m/s

#### 4.5 Oppsummering referansedata

I de foregående kapitler er det forsøkt å trekke opp enkelte linjer som kan legges til grunn for i en oppsummering og konklusjon vedrørende valg og bruk av referansedata.

Det er vist at meteorologiske data ikke nødvendigvis er de best egnede for bruk som referanse ved en langtidskorrelasjon. Det til tross for at disse rent geografisk befinner seg nærmest det aktuelle vindparkområdet. Ved grove homogenitetstester for Obrestad fyr og Lista fyr, er det i ulike tidsrom påvist avvik i størrelsesorden 20 prosent, med topper opptil 30 prosent, i forhold til normalen. Disse avvikene understøttes heller ikke av andre databaser og NAO-indeksen. For Stavanger lufthavns vedkommende foreligger det også store huller med manglende data den senere tid. Etter en samlet vurdering i samråd med Meteorologisk Institutt, bør ikke data brukes fra Lista fyr før juli 1982, Obrestad fyr før desember 1993 og Sola før juni 1958 [25]. Denne vurdering legger til grunn hvilken type instrumentering, registrering og endringer av omgivelsene som historisk har funnet sted.

Ved modelldatabasene er det flere av posisjonene som korresponderer rimelig godt mot målemasten på Geitvassfjellet. Det foreligger imidlertid flere homogenitetsbrudd, for NCEP/NCAR er de ti første årene av dataperioden usikre og ved Hindcast foreligger det et brudd rundt 1982. Modelldata som leveres fra ECMWF viser lovende resultater ved enkel korrelasjon, og det bør undersøkes nærmere hvorvidt det lar seg gjøre å rekvirere data frem til dags dato. For øvrig tilsier den større geografiske oppløsningen for Hindcast-databasen at en burde forvente bedre resultater ved langtidskorrelasjon. Prosjektgruppen har hatt data for to posisjoner til rådighet, men det er ikke gitt at disse er de best egnede. Posisjonene er også ulike fra de andre modelldataene, og en direkte sammenligning lar seg derfor ikke gjøre. Dette er derfor forhold som bør undersøkes nærmere.



## 5 Metoder for langtidskorrelering

Hvordan sammenhengen mellom de to måleseriene beregnes har innvirkning på hvor godt sammenhengen estimerer langtids måledata i vindparkområdet. Det finnes en mengde beregningsmetoder for å komme fram til denne sammenhengen, med ulike svakheter og fordeler. Hva slags resultat man ser etter spiller også stor rolle i hva slags metode som er best egnet. Noen av resultatene av estimert langtids måledata kan være

- Gjennomsnittlig vindhastighet
- Vindhastighetsfordeling
- Dominerende vindretning
- Vindretningsfordeling
- Vindens energiinnhold
- Årlig energiproduksjon

Ved valg av metode er det også viktig å være klar over hva slags format resultatet framkommer på. Formatene kan være:

- Tidsserie med måledata
- Vindhastighetsfordeling og vindretningsfordeling
- Statistiske verdier som gjennomsnittsverdi, standardavvik etc.
- Energiproduksjon

Vindparken i Rogaland er i planleggingsstadiet og man trenger dermed forventet energiproduksjon i forbindelse med lønnsomhetsberegninger etc. Hensikten med denne undersøkelsen er derfor å finne den metoden som gir best estimering av energiproduksjon ved den planlagte vindparken. Agder Energi benytter vindparkberegningsprogrammet *WindPro* for beregning av energiproduksjon. Som inngangsdata til dette programmet trengs det vindinformasjon enten som en tidsserie med vindhastighet og tilhørende vindretning, eller vindhastighetsfordeling beskrevet ved hjelp av weibull-parametere. For beregning av tap p.g.a. parkeffekt må vindhastighetsfordelingene beskrives sektorvis. På bakgrunn av dette er det i denne undersøkelsen spesielt lagt vekt på metoder som gir resultater på formatene tidsserie eller sektorvise weibull-parametere.

I denne undersøkelsen er det valgt ut 6 forskjellige korreleringsmetoder. 3 av disse kan brukes som inngangsdata til *WindPro*, som vil si at de gir informasjon som en tidsserie med måledata med vindhastighet og tilhørende vindretning. De 3 andre gir ut mindre detaljert informasjon og er ikke like nyttige til bruk i *WindPro*, men kan benyttes til enklere overslagsberegninger. Dessuten har noen av disse metodene spesielt gode egenskaper dersom man er ute etter spesifiserte resultater, som for eksempel vindretningsfordeling. Tabell 5-1 viser en oversikt over de undersøkte korrelasjonsmetodene, samt hva slags format resultatet blir representert på.

**Tabell 5-1** Oversikt over testede korrelasjonsmetoder og deres resultatformat

Korrelasjonsmetode	Resultatformat
Standard korrelasjonsmetode	Tidsserie med vindhastighet og vindretning
Variansmetoden	Tidsserie med vindhastighet og vindretning <sup>2</sup>
Weibullmetoden	Vindhastighetsfordeling for hver sektor
Matrisemetoden	Vindretningsfordeling og middelvindhastighet for hver sektor
Wind-index metoden	Total potensiell vindenergi
Normalfordelingsmetoden	Tidsserie med vindhastighet og vindretning <sup>2</sup>

I det videre vil formelverket til hver korrelasjonsmetode bli beskrevet. Dersom ikke annet er nevnt er metodene beskrevet med utgangspunkt i [45].

### 5.1 Standard korrelasjonsmetode – Lineær regresjon

Denne metoden er en ofte nevnt korrelasjonsmetode i litteratur angående langtidskorrelering av vinddata. Metoden benytter seg av lineær regresjon, basert på minste kvadraters metode, mellom to vinddataserier for å finne den best tilpassede sammenhengen. Ved hjelp av dette får man en lineær sammenheng mellom to vinddataserier. Denne metoden er i det videre benevnt som standard korrelasjonsmetode.

Lineær regresjon, basert på minste kvadraters metode, baserer seg på følgende formelverk:

Sammenhengen ønskes på følgende form:

$$Y_i = \alpha + \beta \cdot x_i \quad \text{Formel 5-1}$$

der

$$\begin{aligned} Y_i = Y_1, Y_2 \dots Y_n &= \text{måleserie 1 (output, i dette tilfelle data ved målemast)} \\ x_i = x_1, x_2 \dots x_n &= \text{måleserie 2 (input, i dette tilfelle data fra referansemast)} \\ \alpha, \beta &= \text{korrelasjonsfaktorer} \end{aligned}$$

$\alpha$  og  $\beta$  beregnes ut ifra følgende formler:

$$\beta = \frac{\sum_{i=1}^n x_i Y_i - \bar{x} \sum_{i=1}^n Y_i}{\sum_{i=1}^n x_i^2 - n \bar{x}^2} \quad \text{Formel 5-2}$$

$$\alpha = \bar{Y} - \beta \bar{x} \quad \text{Formel 5-3}$$

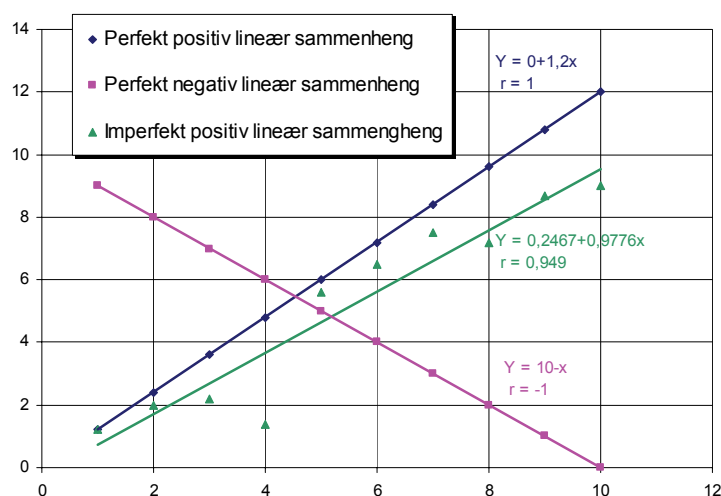
For å få et kvalitativt mål på hvor god sammenhengen mellom måleseriene er, kan det beregnes en korrelasjonskoeffisient,  $r$ .

<sup>2</sup> Vindretningskorrelasjon etter metode beskrevet under standard korrelasjonsmetode

$$r = \frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})(Y_i - \bar{Y})}{\sqrt{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2 \sum_{i=1}^n (Y_i - \bar{Y})^2}}$$

Formel 5-4

Absolutt størrelse  $|r|$  sier hvor god sammenhengen mellom måleseriene er. Ved en perfekt lineær sammenheng der store  $x$ -verdier samsvarer med store  $Y$ -verdier er  $r = 1$ . Ved perfekt lineær sammenheng der store  $x$ -verdier samsvarer med små  $Y$ -verdier er  $r = -1$ . Ved imperfekt lineær sammenheng vil  $0 < |r| < 1$ . Jo lavere  $|r|$ , desto dårligere er sammenhengen mellom de to måleseriene. Figur 5-1 viser noen eksempler på dette.



Figur 5-1 Eksempel på regresjonsresultater

Metoden utføres ved hjelp av parallelle dataserier fra referansestasjonen og den lokale vindmålemasten. Måledataene fra referansemasten kan grupperes opp slik at vinddata med vindretning mellom bestemte grenser grupperes i samme datagruppe. Måledataene grupperes gjerne i retningssektorer av  $30^\circ$ , som fører til 12 grupper. For hver sektor blir det utført lineær regresjon basert på samtidige vinddata mellom referansestasjonen og den lokale målemasten.

Korrelasjonslikningene for estimering av langtids vindhastighetsserie blir da på følgende form:

$$U_i^* = \alpha_s + \beta_s \cdot U_i$$

Formel 5-5

der

$U_i^*$	=	Estimert vindhastighet nr. i ved målemast
$U_i$	=	Vindhastighet nr. i ved referansemast
$\alpha_s$ og $\beta_s$	=	korrelasjonsfaktorer avhengig av hvilken sektor vindretningen hører til.

Estimering av vindretning gjøres ved å beregne gjennomsnittlig vindretningsforandring fra referansemast til målemast innenfor hver sektor. Gjennomsnittlig vindhastighetsforandring for sektor  $s$ ,  $c_s$  er da:

$$c_s = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (\theta_{m_i} - \theta_{r_i})$$

**Formel 5-6**

der

$$\begin{aligned} \theta_{m_i} &= \text{vindretning ved målemast} \\ \theta_{r_i} &= \text{vindretning ved referansemast} \end{aligned}$$

Korrelasjonslikningene for estimering av langtids vindretningsserie blir:

$$\theta_i^* = c_s + \theta_i$$

**Formel 5-7**

der

$$\begin{aligned} \theta_i^* &= \text{estimert vindretning nr. i.} \\ \theta_i &= \text{vindretning nr. i ved referansemast} \end{aligned}$$

Langtids vinddataserie ved målemasten kan nå estimeres ved å anvende korrelasjonslikningene på langtids måleserie fra referansemasten. Resultatet er dermed en estimert vindmåleserie ved målemasten med samme lengde som måleserien fra referansestasjonen.

Metoden kan medføre negative vindhastigheter dersom regresjonslinjen skjærer y-aksen ved negativ verdi. Negative verdier settes videre i beregningene lik 0.

## 5.2 Variansmetoden

Standard korrelasjonsmetode benytter seg av lineær regresjon. Bruk av lineær regresjon er enkel å implementere i tilgjengelig programvare og gjør det enkelt å beregne statistisk nøyaktighet, inkludert konfidensintervaller og lignende. Ved bruk av lineær regresjon vil gjennomsnittsverdien av de observerte verdiene  $Y_i$  fra målemasten være lik gjennomsnittsverdien til de estimerte verdiene  $Y_i^*$  dersom samme tidsserie er brukt til estimering av data som til regresjonsanalysen, såkalt "back-prediction"-beregning, se kapittel 6. Derimot vil variansen til den estimerte tidsserien bli mindre enn variansen av den observerte tidsserien med en faktor lik  $r^2$  (kvadratet av korrelasjonskoeffisienten). Dette kan føre til feil estimering av vindhastighetsfordeling og dermed energiproduksjon [45].

En annen metode, her kalt variansmetoden, sørger for en lineær sammenheng slik at variansen og gjennomsnittsverdien til den estimerte og observerte vindhastighetsserien er lik hverandre. Ved hjelp av denne egenskapen blir vindhastighetsfordelingene, samt energiproduksjonsberegningene, riktige. Denne metoden beskriver ikke estimering av vindretning. For estimering av vindretning kan standard korrelasjonsmetode benyttes.

Sammenhengen ønskes å være på formen

$$Y_i^* = \alpha + \beta \cdot x_i \quad \text{Formel 5-8}$$

der

$$\begin{aligned} Y_i^* &= \text{estimert vindhastighet nummer } i \text{ ved målemast} \\ x_i &= \text{målt vindhastighet ved nummer } i \text{ referansemast} \\ \alpha \text{ og } \beta &= \text{korrelasjonsfaktorer} \end{aligned}$$

Beregning av denne sammenhengen gjøres, som ved lineær regresjon, ved hjelp av to samtidige tidsserier  $Y$  og  $x_{\text{ref}}$ , der  $Y$  er tidsserie fra målemast og  $x_{\text{ref}}$  er en tidsserie fra referansemasten.

Variansen til den estimerte tidsserien  $Y_i^* = \alpha + \beta \cdot x_i$  ønskes å være lik variansen til den målte tidsserien  $Y$ . Dette kan oppfylles ved følgende:

$$\sigma^2(Y^*) = \sigma^2(\alpha + \beta \cdot x) = \sigma^2(\beta \cdot x) = \beta^2 \sigma^2(x) \Rightarrow \beta^2 = \frac{\sigma^2(Y^*)}{\sigma^2(x)} \quad \text{Formel 5-9}$$

$$\beta^2 = \frac{\sigma^2(Y)}{\sigma^2(x_{\text{ref}})} \text{ sikrer at } \sigma^2(Y^*) = \sigma^2(Y)$$

$$\beta^2 = \frac{\sigma^2(Y)}{\sigma^2(x_{\text{ref}})} \Rightarrow \beta = \frac{\sigma(Y)}{\sigma(x_{\text{ref}})} \quad \text{Formel 5-10}$$

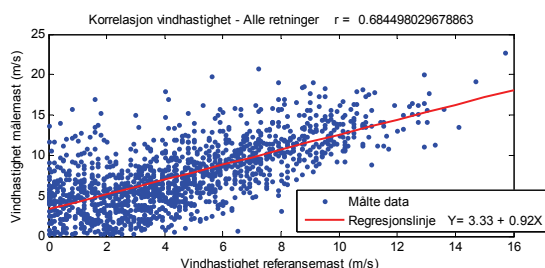
$\alpha$  finnes nå slik:

$$\alpha = \bar{Y}^* - \beta \bar{x} \xrightarrow{\text{gjennomsnitt } \bar{Y}^* = \text{gjennomsnitt } Y} \alpha = \bar{Y} - \beta \bar{x}_{ref} = \mu_Y - \frac{\sigma(Y)}{\sigma(x_{ref})} \cdot \mu_{x_{ref}} \quad \text{Formel 5-11}$$

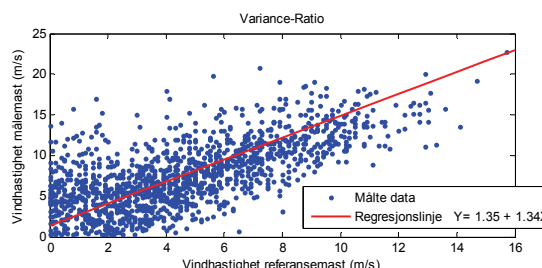
Sammenhengen for estimering av vindhastighet ved målemast fra data fra referansemast blir da:

$$Y_i^* = \alpha + \beta \cdot x_i = \left( \mu_Y - \frac{\sigma(Y)}{\sigma(x_{ref})} \cdot \mu_{x_{ref}} \right) + \frac{\sigma(Y)}{\sigma(x_{ref})} \cdot x_i \quad \text{Formel 5-12}$$

Denne korrelasjonsmetoden kan som standard metode beregnes ved å dele opp dataene sektorvis, som gjort i denne undersøkelsen. Metoden kan medføre negative vindhastigheter ved visse forhold. Negative verdier settes videre i beregningene lik 0.



Figur 5-2 Eksempel på regresjonslinje ved standard korrelasjonsmetode



Figur 5-3 Eksempel på regresjonslinje ved variansmetoden

### 5.3 Weibullmetoden

Denne metoden, har i motsetning til standard korrelasjonsmetode og variansmetoden, en vindhastighetsfordeling som resultatformat. Denne metoden beskriver ikke, i likhet med variansmetoden, vindretningsforandring. Metoden baserer seg på sammenlikning av weibullparametere til de to konkurrerende måleseriene fra målemasten og referansemasten. Dette gjøres som regel sektorvis som ved de to foregående korrelasjonsmetodene. Energiproduksjon kan etter korrelasjonen beregnes ved hjelp av vindhastighetsfordelingen gitt av weibullparametrene.

Grunnlaget for å benytte weibullfordelingen til korrelasjon er at vindhastighetsfordelingen ofte er fordelt som en weibullfordeling. Weibull-sannsynlighetstetthetsfunksjonen uttrykkes slik:

$$p(U) = \left( \frac{k}{c} \right) \cdot \left( \frac{U}{c} \right)^{(k-1)} \cdot e^{-\left( \frac{U}{c} \right)^k} \quad \text{Formel 5-13}$$

der

$p(U)$	=	Sannsynligheten for at vindhastigheten er lik U (m/s)
$U$	=	Vindhastighet (m/s)
$k$	=	Formfaktor
$c$	=	Skala faktoren

Formfaktoren  $k$  og skalafaktoren  $c$  kan beregnes etter følgende formelverk:

$$c = \frac{\bar{U}}{\Gamma(1 + \frac{1}{k})} \quad \text{Formel 5-14}$$

$$k = \left( \frac{\sigma_U}{\bar{U}} \right)^{-1,086} \quad \text{For } 1 \leq k \leq 10 \quad \text{Formel 5-15}$$

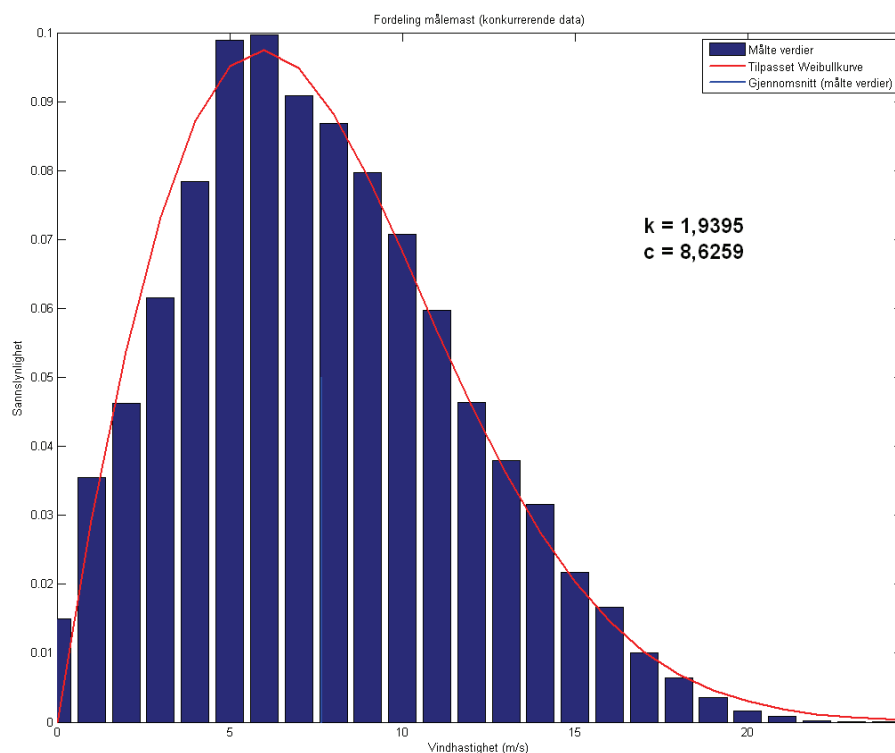
der

$\bar{U}$  = gjennomsnittlig vindhastighet

$\Gamma(x)$  = *gamma funksjonen* =  $\int_0^{\infty} e^{-t} \cdot t^{x-1} dt$

$\sigma_U$  = Standardavviket til vindhastigheten  $U$

Figur 5-4 viser en grafisk fremstilling av en vindhastighetsfordeling og dens tilpassete weibullkurve. Måledataene har en varighet på 1 år. Weibullkurven gir en relativt god beskrivelse av vindhastighetsfordelingen.



Figur 5-4 Eksempel på vindhastighetsfordeling og tilpasset Weibullkurve

Forholdet mellom weibullparametrene danner grunnlaget for denne korrelasjonsmetoden. De to korrelasjonsfaktorene  $c_k$  og  $k_k$  beregnes etter følgende formler:

$$c_k = \frac{c_{mast}}{c_{ref}} \quad \text{Formel 5-16}$$

$$k_k = \frac{k_{mast}}{k_{ref}} \quad \text{Formel 5-17}$$

der

$c_{mast}$	=	Skala faktoren til korttids måleserie fra målemasten
$c_{ref}$	=	Skala faktoren til korttids måleserie fra referansemasten
$k_{mast}$	=	Formfaktoren til korttids måleserie fra målemasten
$k_{ref}$	=	Formfaktoren til korttids måleserie fra referansemasten

Langtids weibullkoeffisienter kan dermed estimeres etter følgende formler:

$$c_{lt} = c_k * c_{reflt} \quad \text{Formel 5-18}$$

$$k_{lt} = k_k * k_{reflt} \quad \text{Formel 5-19}$$

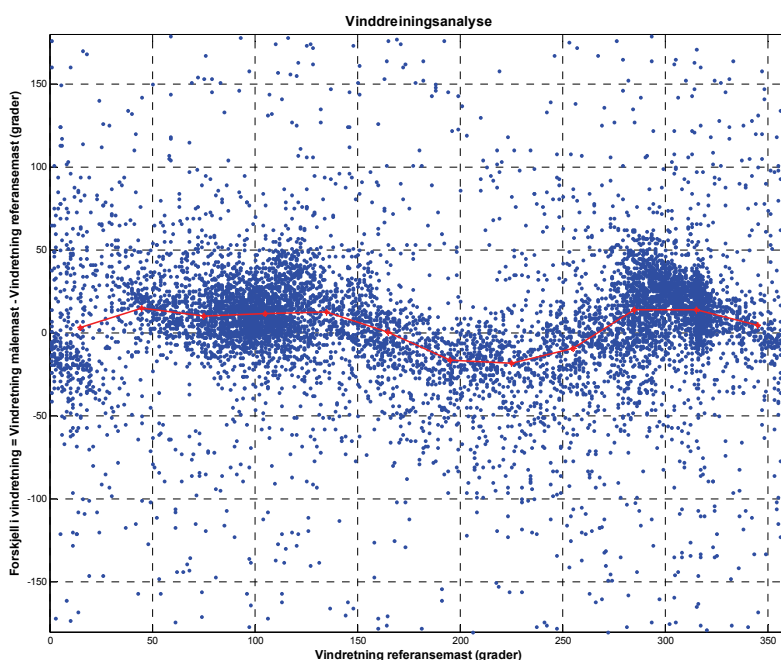
der

$c_{lt}$	=	Langtids skala faktor
$c_{reflt}$	=	Skalafaktoren til langtids måleserie fra referansemasten
$k_{lt}$	=	Langtids formfaktor
$k_{reflt}$	=	Formfaktoren til langtids måleserie fra referansemasten



## 5.4 Matrisemetoden

Ved standard korrelasjonsmetode, dersom man ikke tar hensyn til dreining av vindretning, er måleseriene fra hhv. referansemasten og målemasten delt opp i grupper avhengig av vindretningen ved referansemasten. En sammenheng dannes fra hastighetsmålingene fra de to mastene for hver sektor. I ettertid er det antatt at disse sammenhengene alltid er gyldige og kan brukes for å estimere en langtids måleserie ved hjelp av en langtids referanse. Denne metoden medfører at andel målinger i hver sektor er lik ved referansemast og målemast. Dette er antakeligvis godt brukbart i enkelt terreng, som for eksempel i Danmark. I Norge derimot, med ofte svært kompleks terreng, kan det ofte forekomme vinddreining mellom to målepunkter p.g.a. lokal topografi. Et eksempel på dette er vist i figur 5-5.



Sektor (sentrumsverdi°)	15	45	75	105	135	165	195	225	255	285	315	345
Forskjell i vindretning°	2,55	14,75	10,47	11,17	12,66	0,72	-16,99	-18,47	-9,04	13,66	14,03	5,28

Figur 5-5 Vinddreining mellom referansemast Lista Fyr og målemast i vindparkområdet. Tidsrom 1 år.

Figur 5-5 viser forskjellen mellom vindretningsmålingene fra to målemaster, samt gjennomsnittsforskjellen for hver sektor. Største gjennomsnittsendring er i sektoren mellom 210° og 240° med en forskjell på 18°.

Ved bruk av standard korrelasjonsmetode er vinddreiningen forsøkt tatt vare på ved å korrigere med gjennomsnittsvindretningsforskjell i hver sektor, se kapittel 5.1. Denne metoden er relativ enkel og kan estimere resultater med store feil ved enkelte forhold. Dersom to ”nabosektorer” har stor vinddreiningsforskjell kan man risikere å ende opp med sektorer uten verdier i den langtidskorrelerte dataserien. Matrisekorrelasjon er en metode som behandler vindretning med en mer kompleks og nøyaktig metode. Metoden tar i motsetning til standard korrelasjonsmetode hensyn til variasjon i vinddreining innenfor hver sektor.

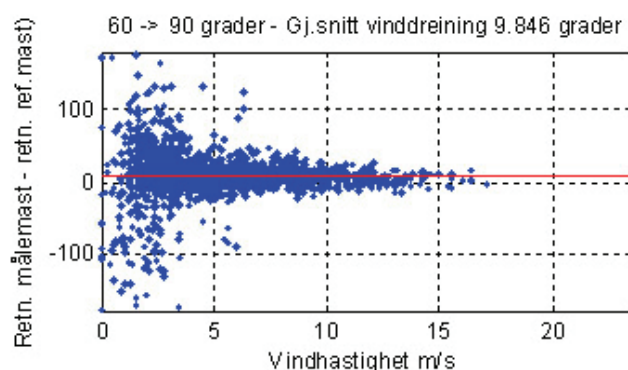
Metoden benytter seg av matriser for beskrivelse av vinddreining mellom målemast og referansemast. En matrise dannes på bakgrunn av en sortering av de konkurrerende dataseriene til hhv. referansemast og målemast. Vindretningsmålingene lokaliseres i matrisen ut ifra retningen ved referansemasten og målemasten ved opp telling. Ved en standard sektorstørrelse på 30°, som gir 12 sektorer, fører dette til en matrise på 144 celler. Figur 5-6 viser et eksempel på en slik matrise. Teorien til denne metoden er hentet fra [46].

		Referansemast sektor nr. i											
		Sektor	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Målemast sektor nr. j	1	70	19	9	8	4	1	3	1	4	14	41	48
	2	70	77	33	16	5	3	2	0	4	7	22	15
	3	47	205	353	84	21	7	1	5	6	4	10	20
	4	30	32	326	742	72	22	17	7	5	6	11	14
	5	5	11	69	490	225	80	41	24	11	9	6	6
	6	7	9	14	112	222	247	125	37	22	4	9	5
	7	6	3	2	10	39	68	143	146	38	8	12	4
	8	1	1	7	2	13	16	15	113	117	24	14	8
	9	9	3	3	7	6	8	6	22	185	117	22	7
	10	7	3	7	9	6	4	4	12	72	307	54	7
	11	29	6	7	4	4	4	5	17	23	477	508	46
	12	152	20	14	9	6	9	9	4	15	180	584	214

Figur 5-6 Oversikt over plasseringen av målingene ved referansemast og målemast.

Matrisen gir en fullstendig beskrivelse av retningsmålingene for måleperioden. Eksempelvis er 30 målinger i sektor 1 (0° - 30°) ved referansemasten og sektor 4 (90° - 120°) ved målemasten. Fra denne matrisen kan antall målinger i hver sektor ved målemasten estimeres ut ifra målinger ved referansemasten.

Ved å regne med matrisen med alle verdier, som vist i figur 5-6, vil vindretningsfordelingen bli 100 % korrekt dersom man regner seg tilbake til målemasten i samme tidsperiode som matrisen ble etablert ("back-prediction"), men dette vil antagelig ikke øke nøyaktigheten av en estimering ved et annet tidspunkt. Vinddreininger som forekommer sjeldent vil sannsynligvis fremkomme ved lav vindhastighet, da værhanene vanligvis er mindre nøyaktige eller lokale forhold har relativt stor innflytelse. Figur 5-7 viser et eksempel på dette.



Figur 5-7 Vinddreining mellom målemast i vindparkområdet og Lista fyr.

Ved å se bort fra matriseceller ved relativt få målinger kan disse potensielle "feilmålingene" filtreres bort. Matriseceller utenfor diagonalen med relativt mange målinger må derimot beholdes siden dette gir en beskrivelse av vinddreiningen mellom målemastene. Filtreringen gjennomføres ved at man velger bort de matriseverdiene som er mindre enn en gitt andel av totale målinger fra målemasten i gitt sektor (j). Denne andelen, også kalt "cut-off"-verdien, er

ofte satt til 5 – 7 %. Disse verdiene er funnet på bakgrunn av studier som viser at denne verdien gir best samlet resultat ved ”back-prediction” og langtidskorrelasjonsresultater [46].

		Referansemast sektor nr. i												
		Sektor	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Målemast sektor nr. j	1	31,5	8,6	4,1	3,6	1,8	0,5	1,4	0,5	1,8	6,3	18,5	21,6	
	2	27,6	30,3	13,0	6,3	2,0	1,2	0,8	0,0	1,6	2,8	8,7	5,9	
	3	6,2	26,9	46,3	11,0	2,8	0,9	0,1	0,7	0,8	0,5	1,3	2,6	
	4	2,3	2,5	25,4	57,8	5,6	1,7	1,3	0,5	0,4	0,5	0,9	1,1	
	5	0,5	1,1	7,1	50,2	23,0	8,2	4,2	2,5	1,1	0,9	0,6	0,6	
	6	0,9	1,1	1,7	13,8	27,3	30,4	15,4	4,6	2,7	0,5	1,1	0,6	
	7	1,3	0,6	0,4	2,1	8,1	14,2	29,9	30,5	7,9	1,7	2,5	0,8	
	8	0,3	0,3	2,1	0,6	3,9	4,8	4,5	34,1	35,3	7,3	4,2	2,4	
	9	2,3	0,8	0,8	1,8	1,5	2,0	1,5	5,6	46,8	29,6	5,6	1,8	
	10	1,4	0,6	1,4	1,8	1,2	0,8	0,8	2,4	14,6	62,4	11,0	1,4	
	11	2,6	0,5	0,6	0,4	0,4	0,4	0,4	1,5	2,0	42,2	45,0	4,1	
	12	12,5	1,6	1,2	0,7	0,5	0,7	0,7	0,3	1,2	14,8	48,0	17,6	

a)

		Referansemast sektor nr. i												
		Sektor	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Målemast sektor nr. j	1	31,5	8,6									6,3	18,5	21,6
	2	27,6	30,3	13,0	6,3								8,7	5,9
	3	6,2	26,9	46,3	11,0									
	4			25,4	57,8	5,6								
	5			7,1	50,2	23,0	8,2							
	6				13,8	27,3	30,4	15,4						
	7					8,1	14,2	29,9	30,5	7,9				
	8								34,1	35,3	7,3			
	9								5,6	46,8	29,6	5,6		
	10									14,6	62,4	11,0		
	11										42,2	45,0		
	12	12,5										14,8	48,0	17,6

b)

Figur 5-8 a) Matrise etter omgjøring av antall målinger til prosent andel målinger av totalt antall målinger i sektor j. b) Matrise ved ignorering av matriseelement under 5 %.

Etter denne filtreringen er gjennomført, etableres to matriser som brukes til langtidskorrelering. Den første ( $W_{ij}$ ) viser andel målinger i hver matrisecelle som prosentverdi av de gjenværende målingene i hver referansemastsektor (i), mens den andre ( $Z_{ij}$ ) viser andel målinger i hver matrisecelle som prosentverdi av de gjenværende målingene i hver målemastsektor (j).

		Referansemast sektor nr. i												
		Sektor	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Målemast sektor nr. j	1	70	19									14	41	48
	2	70	77	33	16								22	15
	3	47	205	353	84									
	4			326	742	72								
	5			69	490	225	80							
	6				112	222	247	125						
	7					39	68	143	146	38				
	8								113	117	24			
	9								22	185	117	22		
	10									72	307	54		
	11										477	508		
	12	152										180	584	214

Figur 5-9 Gjenværende antall målinger etter filtrering

$W_{ij}$		Referansemast sektor nr. i												
		Sektor	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Målemast sektor nr. j	1	20,6	6,3									1,3	3,3	17,3
	2	20,6	25,6	4,2	1,1								1,8	5,4
	3	13,9	68,1	45,2	5,8									
	4			41,7	51,4	12,9								
	5			8,8	33,9	40,3	20,3							
	6				7,8	39,8	62,5	46,6						
	7					7,0	17,2	53,4	52,0	9,2				
	8								40,2	28,4	2,1			
	9								7,8	44,9	10,5	1,8		
	10									17,5	27,4	4,4		
	11										42,6	41,3		
	12	44,8										16,1	47,4	77,3

$Z_{ij}$		Referansemast sektor nr. i												
		Sektor	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Målemast sektor nr. j	1	36,5	9,9									7,3	21,4	25,0
	2	30,0	33,0	14,2	6,9								9,4	6,4
	3	6,8	29,8	51,2	12,2									
	4			28,6	65,1	6,3								
	5			8,0	56,7	26,0	9,3							
	6				15,9	31,4	35,0	17,7						
	7					9,0	15,7	32,9	33,6	8,8				
	8								44,5	46,1	9,4			
	9								6,4	53,5	33,8	6,4		
	10									16,6	70,9	12,5		
	11										48,4	51,6		
	12	13,5										15,9	51,7	18,9

Figur 5-10 Korrelasjonsmatrisene  $W_{ij}$  og  $Z_{ij}$

Matrisene viser at det er en del samtidige målinger som ikke faller innenfor samme sektor ved de to målepunktene.

Matrisen  $W_{ij}$  kan nå benyttes til å beregne langtid vindretningsfordeling ved målemasten fra en langtid vindretningsfordeling fra referansemasten ved hjelp av følgende formel:

$$p_j = \frac{\sum_{i=1}^{12} p_i W_{i,j}}{100}$$

Formel 5-20

der

$$\begin{aligned} p_i &= \text{Sannsynlighet for vind fra sektor } i \text{ ( referansemast )} \\ p_j &= \text{Sannsynlighet for vind fra sektor } j \text{ ( målemast )} \\ W_{i,j} &= \text{Matriseelement } i,j \text{ fra matrisen } W_{ij}. \end{aligned}$$

Matrisemetoden estimerer ikke en langtids vindhastighetsserie slik som foregående metoder, men estimerer gjennomsnittlig vindhastighet i hver sektor. Dette er foreslått gjort ved to metoder basert på standard korrelasjonsmetode.

Metode 1:

Gjennomsnittshastighetene,  $v_j$ , for hver sektor er estimert ut ifra gjennomsnittshastighetene til referansedataene  $v_i$  ved å vekte regresjonslikningene (standard korrelasjonsmetode) beregnet ut fra sektorer ved referansemast.

$$v_j = \frac{\sum_{i=1}^{12} Z_{i,j} (\beta_i v_i + \alpha_i)}{100}$$

Formel 5-21

der

$$\begin{aligned} \beta_i \text{ og } \alpha_i &= \text{Standard korrelasjonsfaktorer for sektor } i \\ v_i &= \text{Gjennomsnittshastighet sektor } i \text{ ved referansestasjon} \\ v_j &= \text{Langtidskorrigert gjennomsnittshastighet i sektor } j \\ Z_{i,j} &= \text{Matriseelement } i,j \text{ fra matrisen } Z_{ij} \end{aligned}$$

Metode 2:

Gjennomsnittshastighetene,  $v_j$ , for hver sektor er estimert ut ifra gjennomsnittshastighetene til referansedataene  $v_i$  ved å vekte regresjonslikningene (standard korrelasjonsmetode) beregnet med sektorer fra målemast.

$$v_j = \beta_j \frac{\sum_{i=1}^{12} Z_{i,j} v_i}{100} + \alpha_j$$

Formel 5-22

der

$$\begin{aligned} \beta_j \text{ og } \alpha_j &= \text{Standard korrelasjonsfaktorer for sektor } j \\ v_i &= \text{Gjennomsnittshastighet sektor } i \text{ ved referansestasjon} \\ v_j &= \text{Langtidskorrigert gjennomsnittshastighet i sektor } j \end{aligned}$$

$Z_{i,j}$  = Matriseelement  $i,j$  fra matrisen  $Z_{ij}$

Hvilken metode som er best er avhengig av hvor god korrelasjonsresultatene er ved bruk av hhv. referansemast eller målemast som referanse for sektoroppdeling. Studier viser dessuten at den andre metoden er litt bedre dersom korrelasjonen er relativt svak [46]. Begge metodene er brukt videre i analysene.

## 5.5 Wind-index metoden

Wind-index metoden er ofte brukt som langtidskorrelasjonsmetode. Spesielt dersom datagrunnlaget er dårlig kan denne metoden vise bedre resultater enn de andre, mer avanserte metodene [47]. Metoden gjennomføres ved at det dannes et forholdstall (index) mellom beregnet samtidig energiproduksjon ved målemast og referansemast.

$$index = \frac{E_{m\ddot{a}lemast}}{E_{referansemast}} \quad \text{Formel 5-23}$$

der

$E_{m\ddot{a}lemast}$  = Beregnet potensiell energiproduksjon ved målemast  
 $E_{referansemast}$  = Beregnet potensiell energiproduksjon ved referansemast

Denne metoden tar ikke for seg korrelasjon av vindretning.

Forholdstallet kan beregnes for hele perioden eller deles opp i perioder, for eksempel måned for måned. I de videre analysene er begge metoder brukt.

For estimering av langtids energiproduksjon,  $E_{lt}$ , kan følgende formel benyttes:

$$E_{lt} = index \cdot E_{reflt} \quad \text{Formel 5-24}$$

der

$E_{reflt}$  = Langtids energiproduksjon ved referansemast

Dersom man bruker månedsverdier blir formelen slik:

$$E_{lt} = \sum_{i=1}^n index_i \cdot E_{reflt_i} \quad \text{Formel 5-25}$$

der  $n$  = Antall perioder som er brukt (12 ved måned for måned)  
 $index_i$  = Forholdstall i periode nr.  $i$   
 $E_{reflt_i}$  = Energiproduksjon i periode  $i$

Energiproduksjonen i watt-timer (Wh) er beregnet ut ifra vindhastighetsfordeling og en effektkurve ved følgende formelverk:

$$E = T \int_{V_{cut-in}}^{V_{cut-out}} P_{el}(v) \cdot w(v) dv \quad \text{Formel 5-26}$$

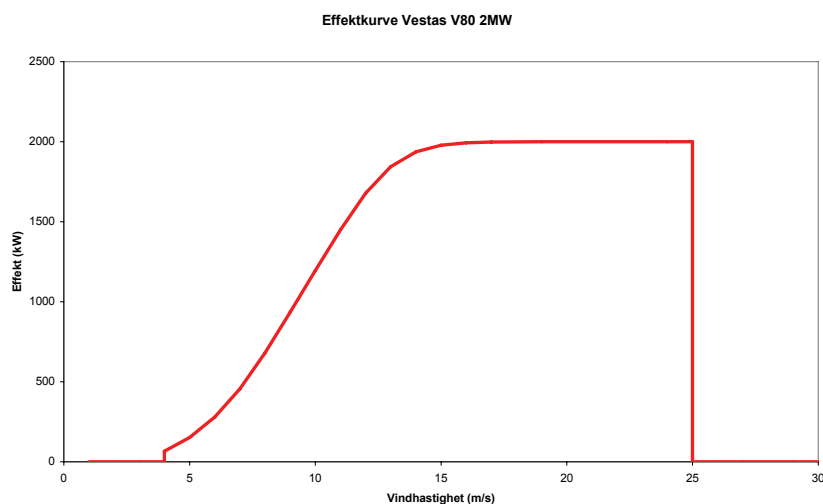
der

E	=	Energiproduksjon (Wh)
T	=	Tidsrom (timer)
$P_{el}(v)$	=	Turbinens effektkurve
$w(v)$	=	Vindhastighetsfordeling
$V_{cut-out}$	=	Vindhastigheten hvor vindturbinen stoppes
$V_{cut-in}$	=	Vindhastigheten hvor vindturbinen startes

Dersom man ikke har kontinuerlige funksjoner av  $w(v)$  og  $P_{el}(v)$  må beregningene gjøres numerisk ved hjelp av:

$$E = T \sum_{i=1}^n P_{el}(v_i) \cdot w(v_i) \Delta v \quad \text{Formel 5-27}$$

Analysene gjort i denne undersøkelsen er gjort numerisk ved bruk av en skrittlengde  $\Delta v$  på 0,2 m/s. Som effektkurve er effektkurven til Vestas V80 2 MW benyttet som eksempelturbin. Figur 5-11 viser effektkurven til denne vindturbinen.

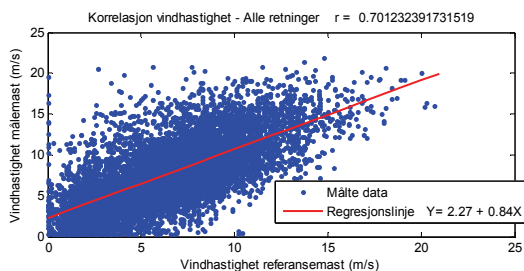


Figur 5-11 Effektkurve - Vestas V80 2 MW

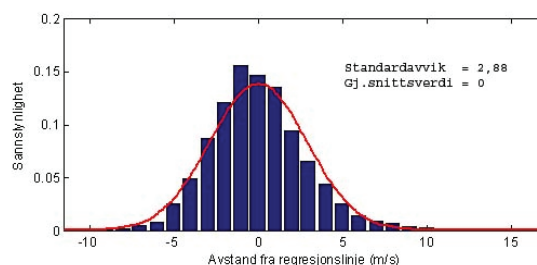
På grunn av beregninger med valgt effektkurve gjelder resultatene strengt tatt kun ved bruk av denne effektkurven. Derimot bør ikke forskjellene bli store ved andre turbiner på grunn av relativ lik effektkurve moderne turbiner imellom, samt at resultatene i hovedsak er sammenlikning av beregnet energiproduksjon fra estimerte og målte verdier, begge beregnet med samme effektkurve.

## 5.6 Normalfordelingsmetoden

En av svakhetene til standard korrelasjonsmetode er at variansen til estimert langtidsserie blir mindre enn variansen til referanseserien med en faktor på  $r^2$ . En nevnt løsning på dette er å bruke variansmetoden. En annen løsning er å legge til en tilfeldig normalfordelt verdi ved hvert tidspunkt i den langtidsskorrelerte tidsserien for å oppnå større og mer samsvarende varians.



**Figur 5-12 Regresjonslinje ved standard korrelasjonsmetode**



**Figur 5-13 Fordeling av avvik fra regresjonslinje**

Som figur 5-12 og figur 5-13 viser, er avviket fra regresjonslinjen tilnærmet normalfordelt. I denne metoden blir denne egenskapen brukt til å redigere langtidsskorrelert måleserie slik at variansen blir tilnærmet lik referanseserien. Gjennomsnittsverdien er alltid 0, mens standardavviket kan finnes ved analyse av følgende dataserie:

$$avvik_i = Y_i - (\alpha_s + \beta_s * x_i)$$

**Formel 5-28**

der

$$\begin{aligned} Y_i = Y_1, Y_2 \dots Y_n &= \text{måleserie 1 (output, i dette tilfelle data ved målemast)} \\ x_i = x_1, x_2 \dots x_n &= \text{måleserie 2 (input, i dette tilfelle data fra referansemast)} \\ \alpha_s, \beta_s &= \text{korrelasjonsfaktorer fra standard korrelasjonsmetode,} \\ &\text{avhengig av hvilken sektor vindretningen hører til} \end{aligned}$$

Standardavviket til avviket finnes ved hjelp av formelen:

$$\sigma_s(avvik) = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (avvik_i - \overline{avvik})^2}{(1-n)}}$$

**Formel 5-29**

der

$$n = \text{antall målinger}$$

Langtids dataserie kan da estimeres slik:

$$U_i^* = \alpha_s + \beta_s * U_i + e_n$$

**Formel 5-30**

der

$U_i^*$	=	Estimert vindhastighet nr. $i$ .
$U_i$	=	Vindhastighet nr. $i$ ved referansemast
$\alpha_s, \beta_s$	=	korrelasjonsfaktorer avhengig av hvilken sektor vindretningen hører til.
$e_{n_s}$	=	tilfeldig normalfordelt verdi med gjennomsnittsverdi lik 0 standardavvik lik $\sigma_s$ (avvik).

For å kunne arbeide med tilfeldige verdier er man avhengig av et dataprogram med mulighet for tilfeldig tallestimering. I dette tilfelle er *Matlab* brukt. Ved estimering av tilfeldige verdier vil også resultatene bli forskjellige fra beregning til beregning. For å redusere dette problemet er beregningene av sammenlikningsforholdene  $m_1 - m_6$ , se kapittel 6.1, gjort 100 ganger, for å så bruke gjennomsnittsverdiene som videre resultat. Dessuten vil estimeringen av tilfeldige verdier resultere i noen negative vindhastigheter. Disse er i ettertid korrigert til 0 m/s.

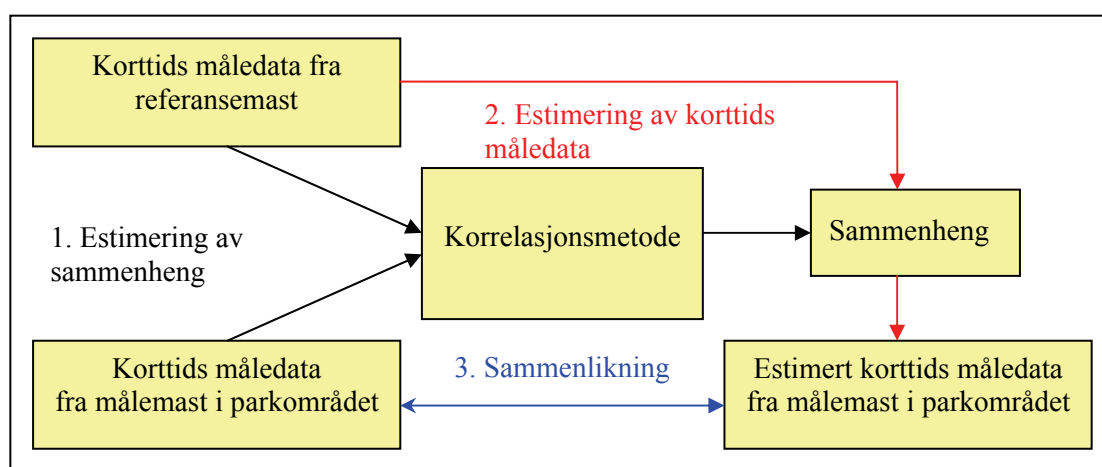


## 6 Vurderingsmetoder

Vurdering av disse korrelasjonsmetodene er gjort ved to forskjellige metoder:

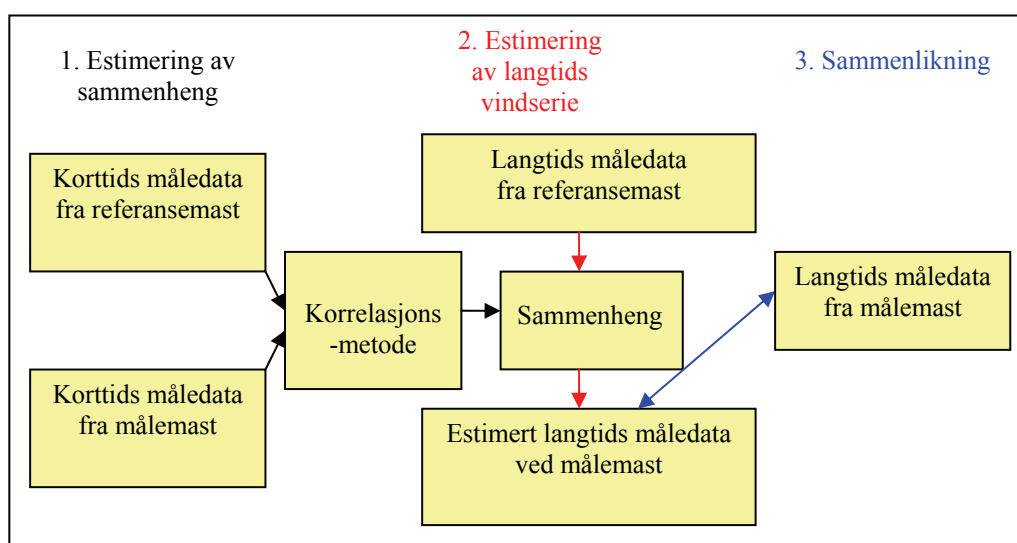
1. Sammenlikning av korttids måleserie fra målemast mot korttids estimert måleserie ut ifra referansedata og sammenheng beregnet fra samme tidsperiode.
2. Sammenlikning av estimert langtidsserie mot målt langtidsserie

Den første metoden vil vise hvor godt sammenhengen beskriver forholdet mellom målemast og referansemast. Det gjennomføres her ikke noen langtidssammenheng, men undersøkes hvor godt den beregnede sammenhengen estimerer dataserien ved målemasten ved samme tidsperiode som sammenhengen er beregnet ved. Metoden beskrives senere med uttrykket ”back-prediction”. Figur 6-1 viser denne vurderingsmetoden skjematisk.



Figur 6-1 "Back-prediction" prosedyre

Den andre metoden vil vise hvor godt korrelasjonsmetodene estimerer langtids vinddata, samt variasjon år til år. Det er her nødvendig med to langtids vinddataserier for å kunne sammenlikne estimert og målt langtidsserie. Figur 6-2 viser denne vurderingsmetoden skjematisk.



Figur 6-2 Sammenlikning av estimert langtidsserie mot målt langtidsserie

## 6.1 Vurderingsmetoder for "back-prediction"-analyser

For å sammenlikne målte og estimerte korttids måledata er det valgt å sammenlikne følgende avlede størrelser fra måledataene.

- Gjennomsnittlig vindhastighet
- Weibull-koeffisienter til tilpasset weibullkurve
- Vindhastighetsfordeling
- Vindretningsfordeling
- Energiproduksjon

Gjennomsnittlig vindhastighet sammenliknes ved forholdet  $m_1$  :

$$m_1 = \frac{\overline{Y^*}}{\overline{Y}} \quad \text{Formel 6-1}$$

der

$$\begin{aligned} \overline{Y^*} &= \text{Gjennomsnittlig estimert vindhastighet} \\ \overline{Y} &= \text{Gjennomsnittlig målt vindhastighet} \end{aligned}$$

Verdien  $m_1=1$  vil bety perfekt samsvar mellom estimert og målt gjennomsnittlig vindhastighet.

Weibullkoeffisientene sammenlignes ved forholdene  $m_2$  og  $m_3$  :

$$m_2 = \frac{k_{y^*}}{k_y} \quad \text{Formel 6-2}$$

$$m_3 = \frac{c_{y^*}}{c_y} \quad \text{Formel 6-3}$$

der

$$\begin{aligned} k_{y^*} &= \text{Formfaktoren til estimert vindhastighetsfordeling} \\ k_y &= \text{Formfaktoren til målt vindhastighetsfordeling} \\ c_{y^*} &= \text{Skalafaktoren til estimert vindhastighetsfordeling} \\ c_y &= \text{Skalafaktoren til målt vindhastighetsfordeling} \end{aligned}$$

Verdiene  $m_2$  og  $m_3 = 1$  vil bety perfekt samsvar mellom estimert og målt weibullkurve. Weibullkoeffisientene er estimert ved hjelp av *Matlab*.

For å sammenlikne vindhastighets- og vindretningsfordeling er det valgt å se på RMS-verdien (root-mean-square) av forskjellen mellom målt og estimert vindhastighets- og vindretningsfordeling.

Test av vindhastighetsfordeling utføres ved at begge datasett blir oppdelt i vindhastighetsgrupper, fra gruppe  $i = 1$  til  $i = n$ , som beskriver vindhastighetsfordelingen til de to datasettene. Det er her valgt å dele opp hastighetsgruppene i intervaller på 0,2 m/s. Etter dette blir følgende sammenlikning utført:

$$m_4 = \sqrt{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (x_i^* - x_i)^2} \quad \text{Formel 6-4}$$

der

$$\begin{aligned} x_i &= \text{Andel målte data i gruppe } i. \\ x_i^* &= \text{Andel estimerte data i gruppe } i. \\ n &= \text{Antall hastighetsgrupper} \end{aligned}$$

Verdien  $m_4 = 0$  vil indikere perfekt sammenheng mellom observert og estimert datasett.

Samme metode er brukt ved sammenlikning av vindretningsfordeling. Datasettene blir oppdelt i vindretningsgrupper, fra gruppe  $i = 1$  til  $i = n$ , som beskriver vindretningsfordelingen til de to datasettene. Etter dette blir følgende sammenlikning utført:

$$m_5 = \sqrt{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (x_i^* - x_i)^2} \quad \text{Formel 6-5}$$

der

$$\begin{aligned} x_i &= \text{Andel målte data i gruppe } i. \\ x_i^* &= \text{Andel estimerte data i gruppe } i. \\ n &= \text{Antall grupper} \end{aligned}$$

Verdien  $m_5 = 0$  vil indikere perfekt sammenheng mellom observert og estimert datasett.

Siste test sammenlikner potensiell energiproduksjon ved målt og estimert datasett. Energiproduksjon blir beregnet etter samme metode som beskrevet i kapittel 5.5 og sammenliknes ved forholdet  $m_6$ :

$$m_6 = \frac{E^*}{E} \quad \text{Formel 6-6}$$

der

$$\begin{aligned} E^* &= \text{Energi beregnet ut ifra estimert datasett} \\ E &= \text{Energi beregnet ut ifra observert datasett} \end{aligned}$$

Verdien  $m_6 = 1$  indikerer perfekt sammenheng mellom energiproduksjon beregnet fra estimert og observert datasett.

## **6.2 Vurderingsmetoder for estimert langtidsserie**

Ved vurdering av estimert og målt langtidsserie er det kun sett på forholdet mellom energiproduksjon og vindretningsfordeling fordi disse forholdene har størst betydning ved lønnsomhetsberegninger og plassering av vindturbiner innad i en vindpark. Disse to vurderingsmetodene tilsvarer da de nevnte forholdene  $m_5$  og  $m_6$ .

## 7 Datagrunnlag og resultater ved ”back-prediction”-analyser

En ”back-prediction”-analyse vil vise hvor godt sammenhengen beskriver forholdet mellom målemast og referansemast. Det gjennomføres her ikke noen langtidskorrelasjon, men undersøkes hvor godt den beregnede sammenhengen estimerer dataserien ved målemasten ved samme tidsperiode som sammenhengen er beregnet ved.

### 7.1 Datagrunnlag ved ”back-prediction”-analyser

Fra målemasten i vindparkområdet er det tilgjengelig vindmåledata med 10-minutts oppløsning fra 5.februar 2005 til 12.februar 2007. Tidligere undersøkelser viser at man bør velge tidsserier som strekker seg over et helt antall år for å få best mulig korrelasjon. Sesongvariasjoner er en viktig årsak til dette. Det er derfor valgt å bruke tidsserien 13.februar 2005 – 12.februar 2007 som datagrunnlag fra lokal målemast.

Måledataene fra målemasten er filtrert med tanke på å rense dataserien for feildata som skyldes for eksempel ising. Til dette er det brukt analyseprogrammet beskrevet i [20]. Etter denne filtreringen dekker tidsserien 97,2 % av 2-årsperioden. Mesteparten av manglene finnes i vinterhalvåret der ising forekommer.

Måledataene fra referansemast er hentet fra de metrologiske målestasjonene Sola, Obrestad Fyr og Lista Fyr. Det er også brukt modelldata representert ved NCEP-data og Hindcast-data. Måledataene fra de metrologiske stasjonene har i tidsperioden 2005 – 2007 timesoppløsning. Måledata fra de metrologiske målestasjonene inneholder mindre informasjon enn måledataene fra målemastene og er da vanskelig å filtrere. Måledataene er derimot merket med kvalitetsnivå som forklart i tabell 7-1.

Tabell 7-1 Forklaring kvalitetsnivå referansedata [48]

Nivå	Forklaring
-	Kvalitetsinformasjon mangler
0	Verdi er kontrollert og funnet i orden.
1	Verdi er kontrollert og korrigert, eller verdi mangler og er interpolert - manuelt.
2	Verdi er kontrollert og korrigert, eller originalverdi mangler og er interpolert - automatisk.
3	Verdi er ikke kontrollert.
4	Verdi er litt usikker (ikke korrigert).
5	Verdi er svært usikker (ikke korrigert).
6	Verdi er feil (ikke korrigert).

Tabell 7-2 angir datadekning fra disse stasjonene fra 13. februar 2005 – 12. februar 2007, samt datadekning med kvalitetsnivå 0,1 eller 2.

Tabell 7-2 Datadekning referansestasjoner

Metrologisk målestasjon	Datadekning	Nivå 0, 1 og 2
Obrestad Fyr	98,41 %	87,19 %
Lista Fyr	98,13 %	93,34 %
Sola	97,87 %	91,77 %

Det er i analysene valgt å bruke data med kvalitetsnivå 0, 1 eller 2 for å redusere feilestimering med bakgrunn i feildata.

NCEP-data og Hindcast-data har en oppløsning på 6 timer, som vil si registrering av vindhastighet og vindretning klokken 00, 06, 12 og 18. Disse dataene er modelldata og har derfor 100 % datadekning. Hindcast-dataene som er stilt til disposisjon strekker seg derimot kun til 31.12.2006. D.v.s. at januar og 1-12. februar 2007 mangler. Det er likevel valgt å ta med disse for å ha flere referanser å sammenlikne.

## 7.2 Tidsforskyvning mellom målemast og referansemast

Målemastene og referansemastene ligger som regel en viss avstand fra hverandre. Referansemastene som er undersøkt i denne undersøkelsen ligger i området 20 – 180 km unna målemasten. Denne avstanden kan føre til tidsforskjell mellom værphenomener målemastene imellom. Ved alle metodene i denne undersøkelsen er virkningen av tidsforskjell forsøkt minimert ved å gjøre en tidsforskyvningsanalyse. Dette er gjennomført ved å beregne korrelasjonskoeffisienten ved forskjellig forskyvning av en av måleseriene. Forskyvningene er gjort i måleserien fra målemasten siden denne måleserien har høyest oppløsning (hvert 10. minutt). Forskyvningen med høyest korrelasjonskoeffisient, og dermed best samsvar mellom måleseriene, er brukt videre i analysene. Korrelasjonskoeffisientene er beregnet slik:

$$r(k) = \frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})(y_{i+k} - \bar{y})}{\sqrt{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2 \sum_{i=1}^n (y_{i+k} - \bar{y})^2}}$$

Formel 7-1

der

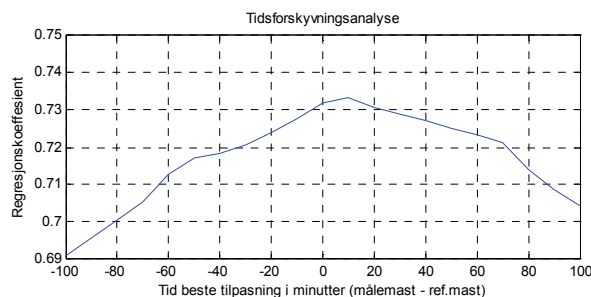
$$\begin{aligned} k &= 0, \pm 1, \pm 2, \dots, \pm(n-1) \\ y_i &= y_1, y_2, \dots, y_n &= \text{måleserie 1 (output, i dette tilfelle data ved målemast)} \\ x_i &= x_1, x_2, \dots, x_n &= \text{måleserie 2 (input, i dette tilfelle data fra referansemast)} \end{aligned}$$

Denne regresjonsanalysen er utført på hele tidsserien uten å dele opp tidsserien sektorvis. Tidsforsinkelsen er derfor en gjennomsnittsverdi for hele tidsserien og alle vindretningene.

Som et eksempel på dette er det gjort en tidsforskyvningsanalyse mellom målemasten i parkområde og metrologisk målemast på Obrestad fyr. Avstanden mellom disse mastene er omtrent 25 km, og analysen viser en tidsforsinkelse på 10 minutter ved målemasten i parkområdet i forhold til referansemasten.

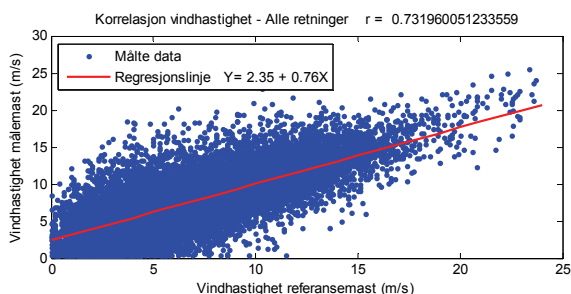


Figur 7-1 Plassering referansemast og målemast

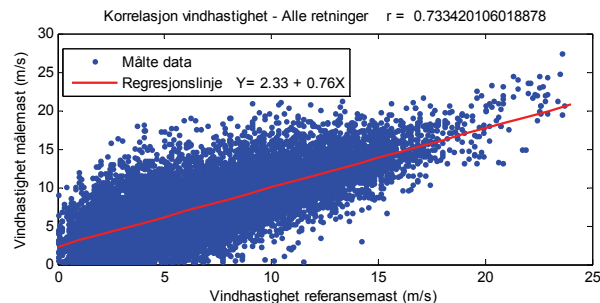


Figur 7-2 Eksempel på tidsforskyvningsanalyse

Under er det plottet sammenhengen mellom mastene med og uten tidsforskyvning på 10 minutter. Korrelasjonskoeffisienten er høyest med 10 minutters tidsforskyvning.



Figur 7-3 Regresjonsanalyse uten tidsforskyvningsanalyse



Figur 7-4 Regresjonsanalyse med tidsforskyvningsanalyse

Den gjennomsnittlige tidsforskyvningen kan her forsvares med at værsystemer ofte kommer fra (sør)vest mot (nord)øst i dette området av Norge.

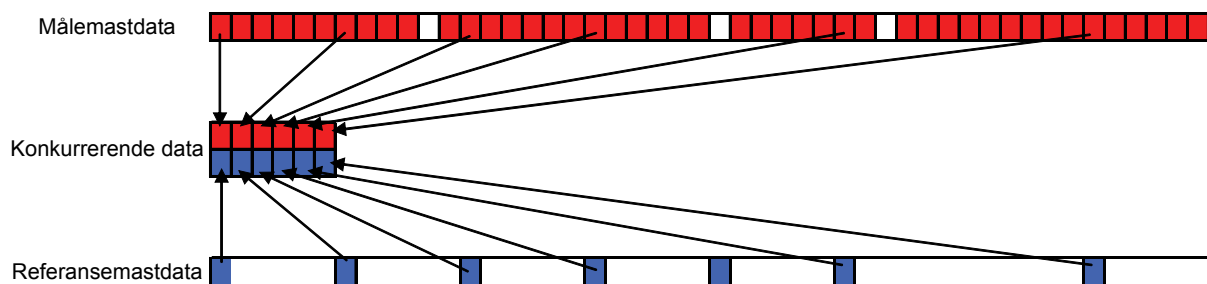
Figur 7-5 viser en oversikt over tidsforskyvningene for de forskjellige referansedataene. Figuren viser en trend med positiv tidsforskyvning vest for målemasten, negativ forskyvning øst for målemasten. Hindcast-modellene skiller seg ut med relativt mye tidsforskyvning. Positiv verdi vil si at "værsystemet" når referansen før målemasten.



Figur 7-5 Tidsforskyvning mellom målemast og referansemaster. Bakgrunnsbilde fra [43]

### 7.3 Etablering og redigering av konkurrerende tidsserier

Etablering av konkurrerende dataserier for korrelasjonsanalyse gjøres ved at data fra samme tidspunkt, eller forskjøvet avhengig av resultatet fra tidsforskyvningsanalysen, gjøres til konkurrerende data. På grunn av mangler i dataserien fra målemasten blir ikke alle målepunktene fra referansedataene brukt, og resulterende datadekning blir litt lavere enn for referansedataene isolert. Datadekningen for konkurrerende data er angitt i tabell 7-3.



Figur 7-6 Etablering av konkurrerende dataserie



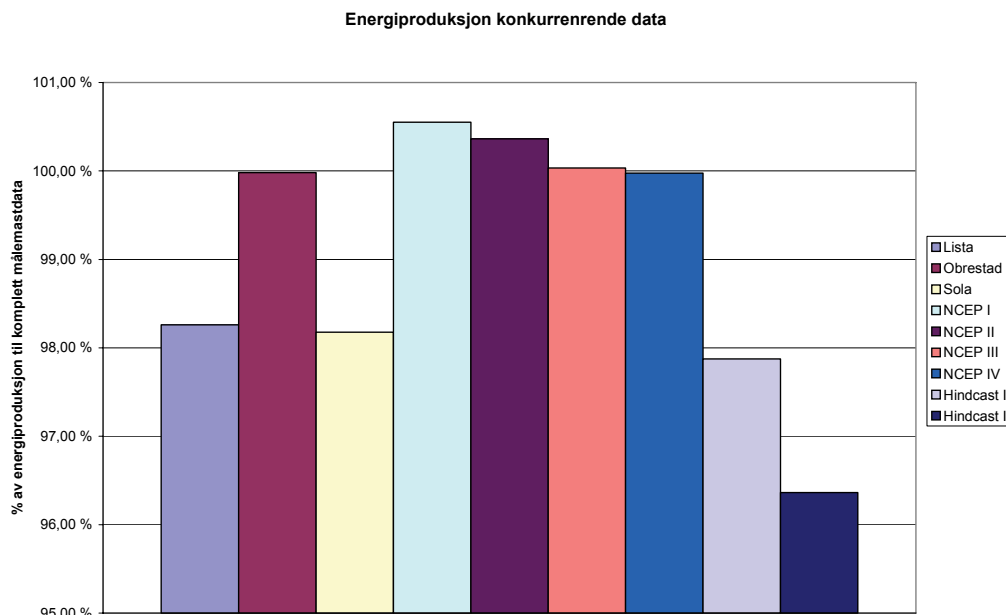
Tabell 7-3 Datadekning konkurrerende data ved ”back-prediction”-analyser

Metrologisk målestasjon	Antall målepunk	Datadekning	Bemerkning
Obrestad Fyr	15000	85,62 %	24 tidspunkt pr. døgn
Lista Fyr	15898	90,74 %	24 tidspunkt pr. døgn
Sola	15619	89,15 %	24 tidspunkt pr. døgn
NCEP I ( 57,5N 7,5E )	2839	97,23 %	4 tidspunkt pr. døgn
NCEP II ( 57,5N 5E )	2840	97,26 %	4 tidspunkt pr. døgn
NCEP III ( 60N 5E )	2840	97,26 %	4 tidspunkt pr. døgn
NCEP IV ( 60N 7,5E )	2839	97,23 %	4 tidspunkt pr. døgn
Hindcast 57,9N 5,9E	2669	91,40 %	4 tidspunkt pr. døgn. Mangler data fra 2007
Hindcast 59,2N 4,6E	2669	91,40 %	4 tidspunkt pr. døgn. Mangler data fra 2007

Vindretning ved referansemast og målemast angis forskjellig i de to dataseriene og må gjøres entydig. Vindretning ved referansemast beskrives med retningene 0 - 360°, mens vindretning ved målemast beskrives med retningene 0 – 359,9°. Dessuten er vindretningen ved referansemastene Obrestad, Lista og Sola satt lik 0° dersom vindhastigheten er målt til 0 m/s. Dette fører til en feilaktig vindretningsfordeling med en overestimering av antall målinger mot nord. For å rette på disse forskjellene er følgende utført før videre analyser:

- Alle retningene benevnes med retningene 0 – 359,9°. Det vil si at vindretningene som er lik 360° i referansedataene settes lik 0°.
- Dersom hastigheten i referansedataene er lik 0 m/s samtidig som vindretningen er 0°, er vindretningen estimert til å innta en tilfeldig verdi mellom 0 og 359,9°. Dette for å redusere feilen i vindretningsfordelingen.

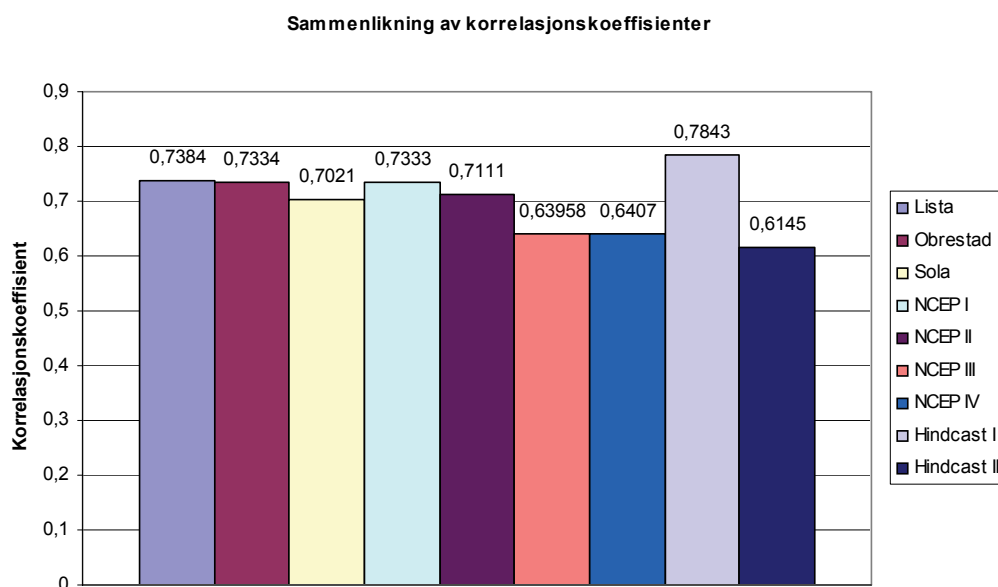
I ”back-prediction”-analysene er det beregnet korrelert energiproduksjon relativt til beregnet energiproduksjon ut ifra konkurrerende data til målemasten. Siden konkurrerende data er et utvalg av hele tidsserien, vil ikke beregnet energiproduksjon ut ifra konkurrerende data bli helt lik beregnet energiproduksjon ut ifra hele dataserien til målemasten. Ved Hindcast-data, som mangler data fra 2007, er beregnet energiproduksjon ut ifra konkurrerende data relativt mye mindre enn beregnet energiproduksjon ut ifra komplett dataserie fra målemasten. Dette skyldes trolig utelatelse av perioden i 2007 som normalt er en høyvindsperiode. Figur 7-7 viser en oversikt over disse feilberegningene.



**Figur 7-7 Energiproduksjon fra konkurrerende / energiproduksjon fra komplett måledata.**

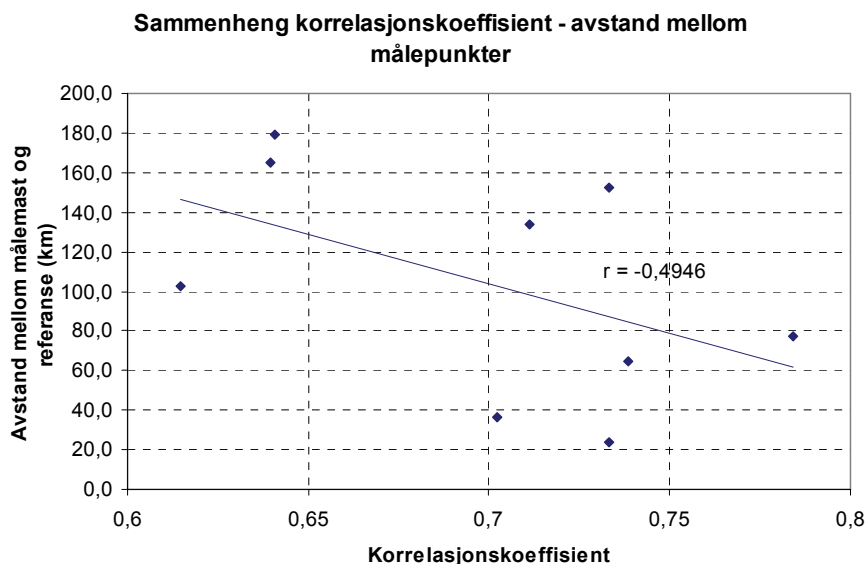
Denne feilberegningen har derimot liten betydning ved ”back-prediction”-analysene, der det er sammenhengen mellom referansemasten og målemasten som undersøkes, og ikke absoluttverdien av forventet energiproduksjon.

For hver referansestasjon er det gjennomført en lineær regresjonsanalyse uten å dele opp dataserien i sektorer for å få et mål på hvor godt vindhastighetsmålingene fra referansestasjonen korrelerer med målemasten. Figur 7-8 viser en oversikt over korrelasjonskoeffisientene.



**Figur 7-8 Korrelasjonskoeffisienter for forskjellige referansestasjoner**

Referansestasjonene ligger med relativt stor forskjell i avstand til målemasten. Figur 7-9 viser sammenhengen mellom korrelasjonskoeffisient og avstand mellom referansemast og målemast. Figuren viser en svak negativ trend, men trenden er alt for svak for å trekke noen konklusjon. Dette viser at valg av referansestasjon må vurderes på andre premisser enn kun avstand.



Figur 7-9 Sammenheng avstand mellom målepunkter og korrelasjonskoeffisient

## 7.4 Sammenlikning ved "back-prediction"-analyser

Alle vurderingsmetodene er ikke mulig å gjennomføre p.g.a. resultatforskjell avhengig av korrelasjonsmetode. Tabell 7-4 gir en oversikt over hvilke sammenlikningsmetoder som kan brukes i disse analysene. Grønn farge indikerer mulige sammenlikningsmetoder.

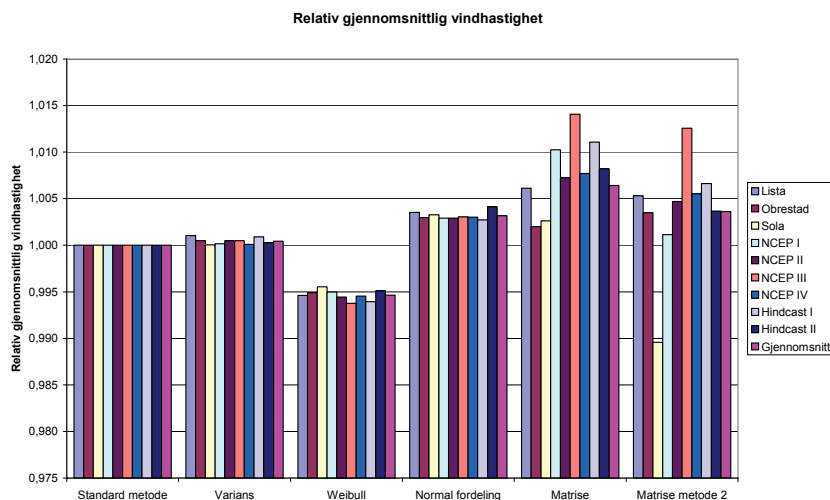
Tabell 7-4 Mulige sammenlikningsmetoder.

Metode \ Sammenlikning	Gj.snitt hastighet	Formfaktor	Skalafaktor	Vindhast. fordeling	Vindretn. fordeling	Energi
Standard korrelasjonsmetode						
Varians						
Weibull						
Matrise						
Wind-index						
Normalfordeling						

Wind-index metoden er ikke tatt med siden denne kun resulterer i energiproduksjon, og alltid vil være 1 ved "back-prediction"-analyse siden sammenhengen er basert på sammenlikning av energiproduksjon ved referansemast og målemast.

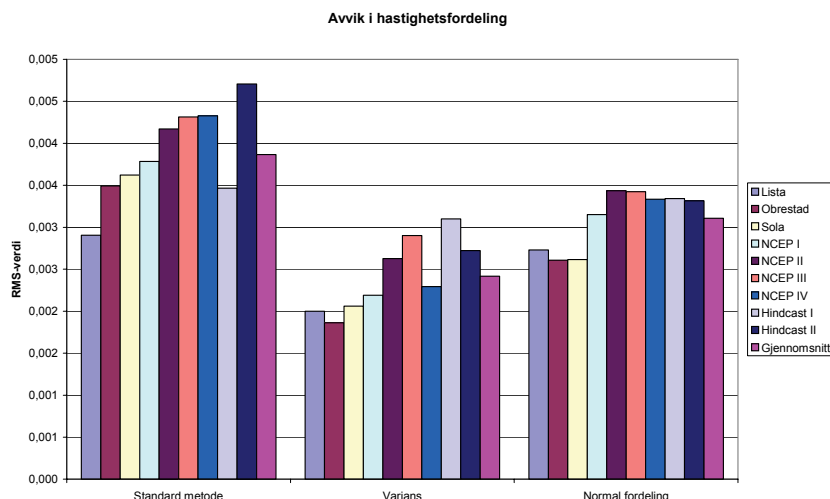
Figur 7-10 viser resultatene av sammenlikningen av gjennomsnittlig vindhastighet. Fordi standard korrelasjonsmetode og variansmetoden er designet med tanke på gjennomsnittshastighet, vil estimert gjennomsnittshastighet være lik målt

gjennomsnittshastighet dersom man unngår å estimere negative vindhastigheter. Figuren viser helt korrekt estimering av vindhastighet ved standard korrelasjonsmetode, mens variansmetoden overestimerer litt. Dette på bakgrunn av redigering av negative estimerte verdier, se kapittel 5.2. De andre metodene er mindre nøyaktige ved estimering av gjennomsnittlig vindhastighet.



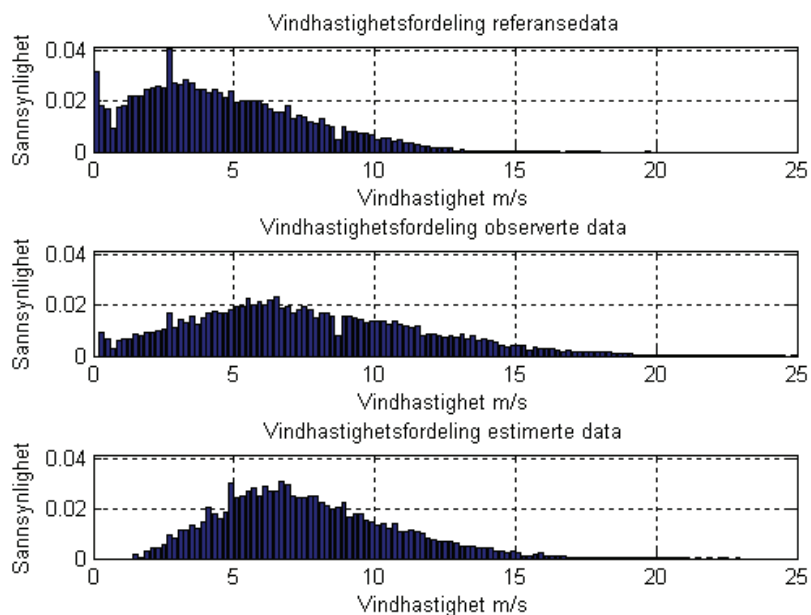
Figur 7-10 Estimert gjennomsnittshastighet ved forskjellige korrelasjonsmetoder og referansemaster

Figur 7-11 viser resultatet av sammenlikningstesten mellom estimert og målt vindhastighetsfordeling. Standard korrelasjonsmetode har her høyest verdi, d.v.s. størst forskjell mellom estimert og målt vindhastighetsfordeling. Ved bruk av variansmetoden eller normalfordelingsmetoden blir vindhastighetsfordelingen bedre tilpasset. Variansmetoden er i disse tilfellene best.



Figur 7-11 Resultater av vindhastighetsfordelingstest

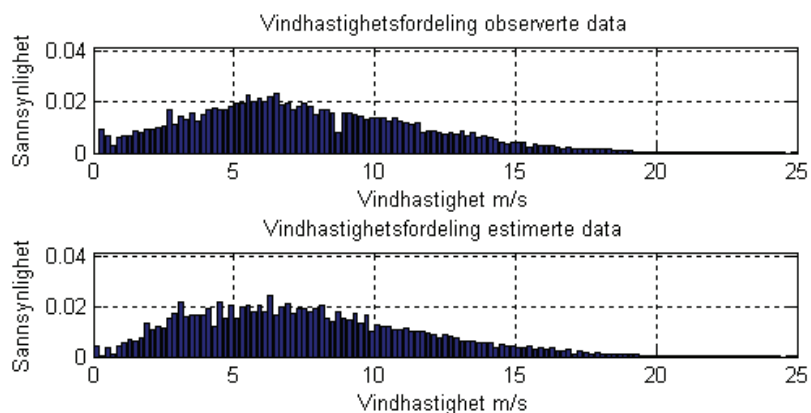
Figur 7-12 viser estimert vindhastighetsfordeling ved bruk av standard korrelasjonsmetode. Figuren viser at standard korrelasjonsmetode estimerer en markant smalere vindhastighetsfordeling enn de observerte dataene. Dette gjenspeiler seg i figur 7-11 med relativt høyt avvik i vindhastighetsfordelingen. Denne feilen er avgjørende ved beregning av potensiell energiproduksjon som er det viktigste kriteriet i denne undersøkelsen.



**Figur 7-12 Vindhastighetsfordeling fra referansemast på Sola, målemast og estimert vindhastighetsfordeling ved målemast med standard korrelasjonsmetode.**

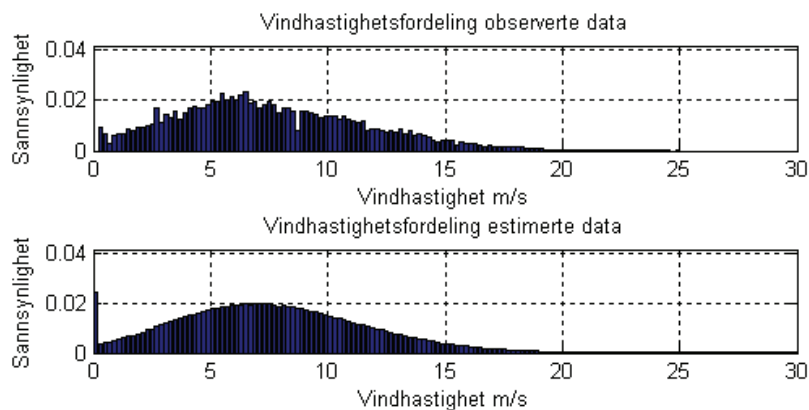
Vindhastighetsfordelingen med data fra målemasten viser en relativt stor andel målinger fra 0,2 -0,4 m/s. Årsaken til dette er at anemometeret på målemasten minimum viser 0,3 m/s. Under ca 1 m/s er anemometeret unøyaktig, og mange målinger blir dermed registrert som 0,3 m/s. Denne feilen er også tydelig i måldataene fra referansemasten på Sola. Dette er derimot ikke kritisk siden beregning av energiproduksjon ikke tar hensyn til disse da vindturbiner vanligvis ikke starter før vindhastigheten når ca. 4 m/s. Det er derfor ikke tatt videre hensyn til denne feilkilden i beregningene.

Figur 7-13 viser målt og estimert vindhastighetsfordeling ved hjelp av variansmetoden. Den estimerte fordelingen er her bredere enn fordelingen ved standard korrelasjonsmetode og samsvarer dermed bedre. Resultatet gjenspeiler seg i figur 7-11 som viser at denne metoden er bedre ved tilpassing av vindhastighetsfordeling.



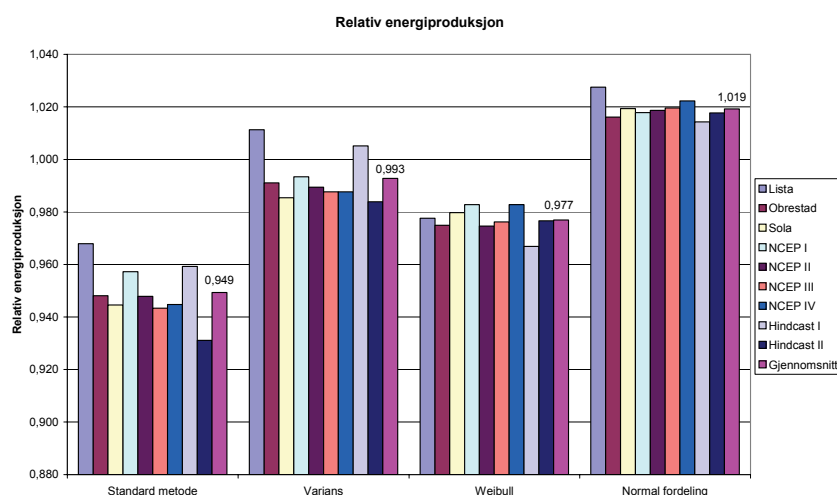
**Figur 7-13 Vindhastighetsfordeling fra målemast og estimert vindhastighetsfordeling ved målemast med variansmetoden.**

Figur 7-14 viser målt og estimert vindhastighetsfordeling ved hjelp av normalfordelingsmetoden. Den estimerte fordelingen er her nær fordelingen estimert ved variansmetoden og samsvarer bedre enn ved standard korrelasjonsmetode. Årsaken til svært stor andel målinger fra 0-0,2 m/s i den estimerte fordelingen skyldes at verdier, som på bakgrunn av fordelingen av tall rundt regresjonslinjen, blir negative. Disse negative vindhastighetene blir i etterkant redigert til 0 som så fører til overestimering av vindhastigheter lik 0 m/s.



**Figur 7-14 Vindhastighetsfordeling fra målemast og estimert vindhastighetsfordeling ved målemast med normalfordelings-metoden**

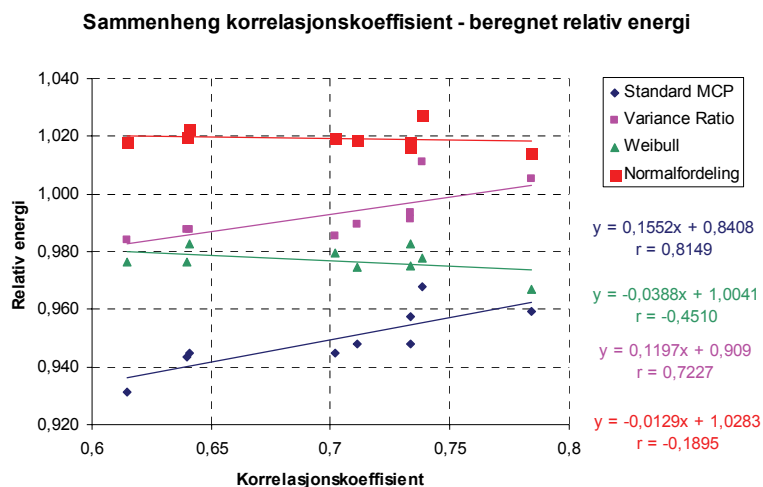
Figur 7-15 viser relativ estimert energiproduksjon i forhold til energiproduksjon beregnet ved bruk av konkurrerende data fra målemasten. Gjennomsnittsverdien er angitt med verdi. Som en følge av relativt stort avvik i vindhastighetsfordelingen estimert ved standard korrelasjonsmetode, viser denne metoden også dårligst resultat i estimert energiproduksjon. Weibull-metoden kommer her ut bedre enn standard korrelasjonsmetode, men dårligere enn variansmetoden. Normalfordelingsmetoden har tendens til å overestimere energiproduksjonen med ca 2 %.



**Figur 7-15 Beregnet estimert energiproduksjon relativt til beregnet målt energiproduksjon.**

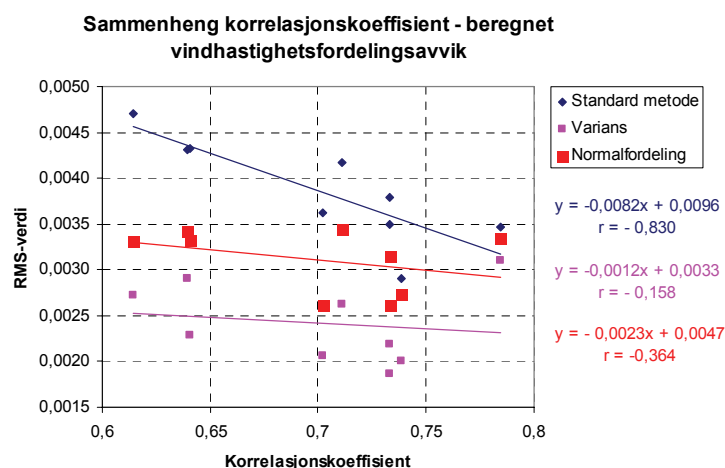
Hovedårsaken til overestimeringen ved bruk av normalfordelingsmetoden er at antagelsen om at verdiene er normalfordelt om regresjonslinjen, se figur 5-12 og figur 5-13, ikke er helt riktig. Denne feilen kan trolig reduseres ved mer nøyaktig tilpasning av fordelingsfunksjon,

men er ikke gjort her med tanke på kompleksiteten til beregningsmetoden, samt bakhjulet med automatisk estimering av verdier og unøyaktigheten dette fører med seg.



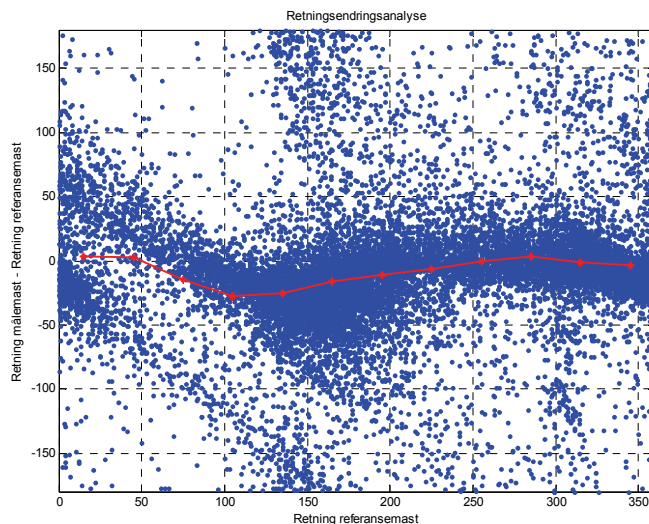
**Figur 7-16 Sammenheng mellom beregnet relativ energi og korrelasjonskoeffisient**

Figur 7-16 viser sammenheng mellom estimert relativ energi og total korrelasjonskoeffisient mellom referansemast- og målemastdata. Standard korrelasjonsmetode og variansmetoden viser en positiv trend ettersom korrelasjonskoeffisienten øker, mens normalfordelingsmetoden og weibullmetoden ser ut til å være mindre påvirket av korrelasjonskoeffisienten. Sammenhengen mellom testresultat av vindhastighetsfordelingen og korrelasjonskoeffisienten viser også at standard korrelasjonsmetode er avhengig av en relativt høy korrelasjonskoeffisient. Variansmetode og normalfordelingsmetoden viser her en svakere trend, se figur 7-17.



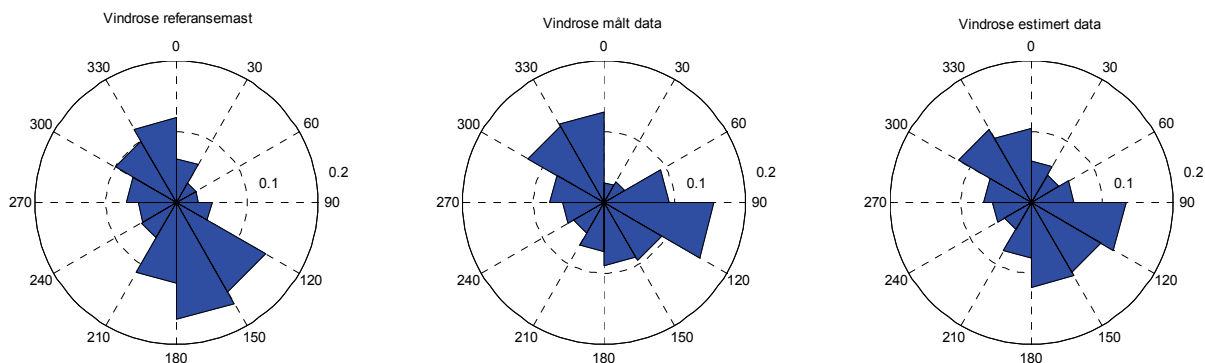
**Figur 7-17 Sammenheng mellom vindhastighetsfordelingsavvik og korrelasjonskoeffisient**

I analysene er det kun undersøkt to metoder for korrelasjon av vindretning. Disse to er standard korrelasjonsmetode og matrisemetoden. Standard korrelasjonsmetode er en relativ enkel metode, mens matrisemetoden utføres ved å gjennomføre en detaljert statistisk analyse av vinddreining mellom referansemast og målemast.

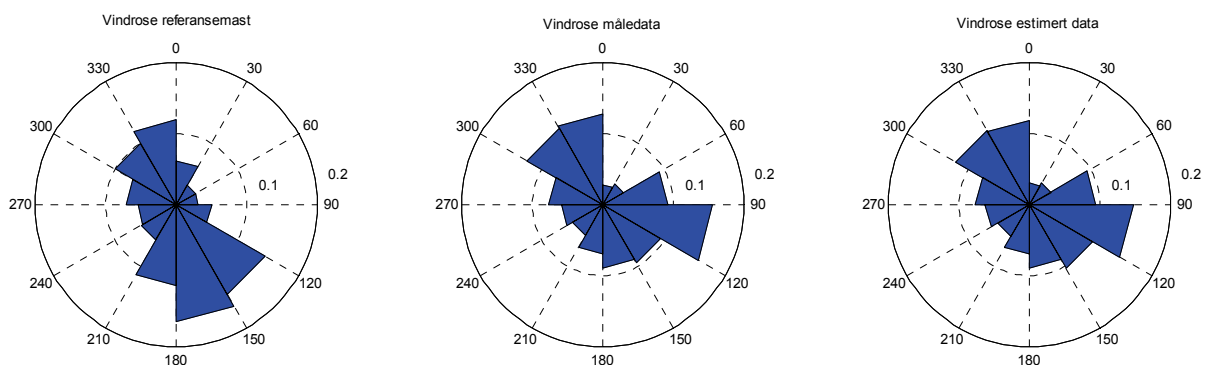


**Figur 7-18 Retningsforandringsanalyse. Sola – målemast.**

Figur 7-18 viser hvordan vinden dreier i retning mellom referansemasten på Sola og målemasten i vindparkområdet, samt verdiene som brukes til å korrelere vindretningsendring i standard korrelasjonsmetode. Rød linje viser gjennomsnittsverdien for sektoren. Røde punkter brukes som korrelasjonsfaktorer ( $c$ ) i standard korrelasjonsmetode. Mens standard korrelasjonsmetode kun bruker gjennomsnittsverdiene, bruker matrisemetoden reelle måleverdier og får dermed bedre med seg spredningen vist i figur 7-18.



**Figur 7-19 Vindrose referansemast Sola, vindrose målemast, vindrose estimert målemast med standard korrelasjonsmetode**

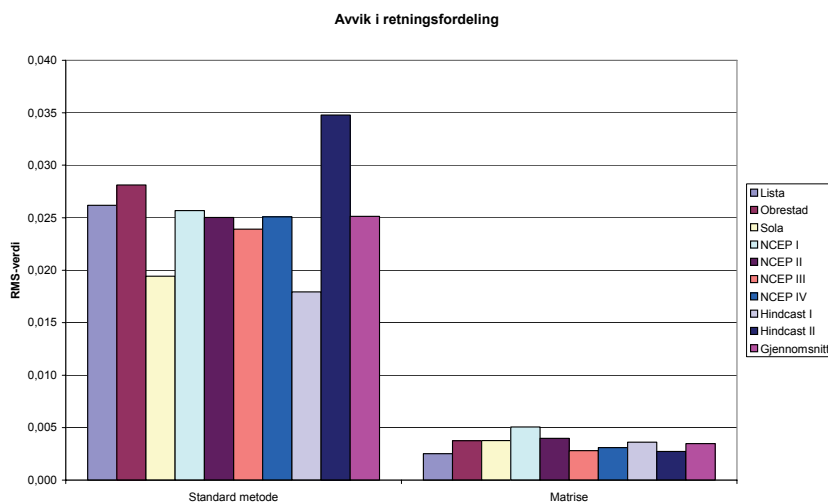


**Figur 7-20 Vindrose referansemast Sola, vindrose målemast, vindrose estimert målemast med matrisemetoden**



Figur 7-19 og figur 7-20 viser forskjellen i estimert vindretningsfordeling med hhv. standard korrelasjonsmetode og matrisemetode ved bruk av referansemasten på Sola. Vindrosen estimert med standard korrelasjonsmetode har for eksempel en relativ stor overestimering av retningene 120 – 180 grader og underestimering av retningene 90 til 120 grader. Matrisemetoden fordeler vindretningene mye bedre og forskjellen er nesten ikke observerbar. Den lille forskjellen kommer av filtreringene av de vinddreiningene som forekommer svært sjeldent, i disse analysene valgt til 5 % (se kapittel 5.4)

Figur 7-21 viser samme resultat som vindrosene over. Matrisemetoden estimerer vindretningsfordelingene bedre enn standard korrelasjonsmetode.



**Figur 7-21 Resultater av vindretningsfordelingstest**

Matrisemetoden er best til å estimere vindretningsfordeling, men har den svakheten at den kun estimerer gjennomsnittlig vindhastighet for hver sektor i tillegg til vindretningsfordelingen. Resultatet fra denne korrelasjonsmetoden er dermed ikke mulig å bruke til energiberegninger som ofte er hovedformålet.

For flere detaljer rundt ”back-prediction”-analysene, se vedlegg 2.



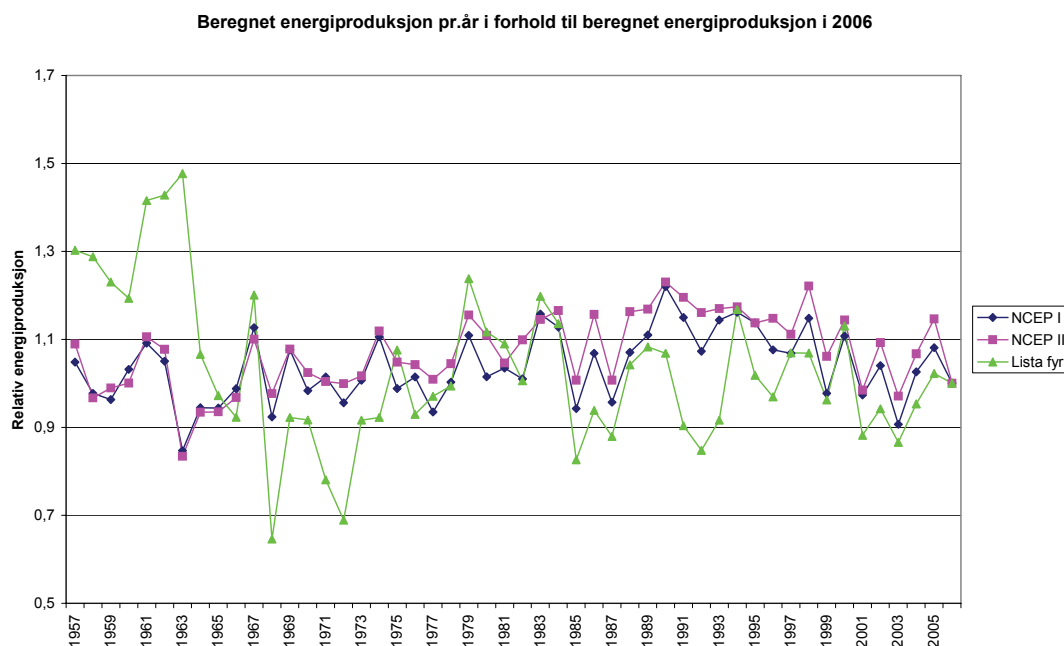
Tabell 8-1 Datadekning konkurrerende data ved langtidskorrelasjon

Metrologisk målestasjon	Antall målepunk	Datadekning	Bemerkning
Obrestad Fyr	14565	83,13 %	24 tidspunkt pr. døgn
Sola	15218	86,86 %	24 tidspunkt pr. døgn
NCEP I ( 57,5N 7,5E )	2732	93,56 %	4 tidspunkt pr. døgn
NCEP II ( 57,5N 5E )	2733	93,60 %	4 tidspunkt pr. døgn
NCEP III ( 60N 5E )	2733	93,60 %	4 tidspunkt pr. døgn
NCEP IV ( 60N 7,5E )	2732	93,56 %	4 tidspunkt pr. døgn
Hindcast I ( 57,9N 5,9E )	2626	89,93 %	4 tidspunkt pr. døgn. Mangler data fra 2007
Hindcast II ( 59,2N 4,6E )	2626	89,93 %	4 tidspunkt pr. døgn. Mangler data fra 2007

Det er også utført samme korrigering av vindretningene som ved ”back-prediction”-analysene, se kapittel 7.3.

Etter etablering av korrelasjonssammenhenger er det mulig å estimere årlig energiproduksjon ved Lista i perioden 1957 – 2006 ut ifra de forskjellige referansestasjoner og modelldataene. Disse resultatene kan deretter sammenliknes med energiberegninger ut ifra måledata fra Lista i hele perioden for å undersøke hvor nøyaktig korrelasjonsmetoden er. Et stort problem med denne analysemetoden er usikkerheten i måledata, både referansedata og måledata fra målemasten på Lista. Sammenlikning av modelldata og måledata fra Lista, samt informasjon i kapittel 4.2, tyder på at måledata fra Lista er svært usikre i starten av perioden 1957 – 2006.

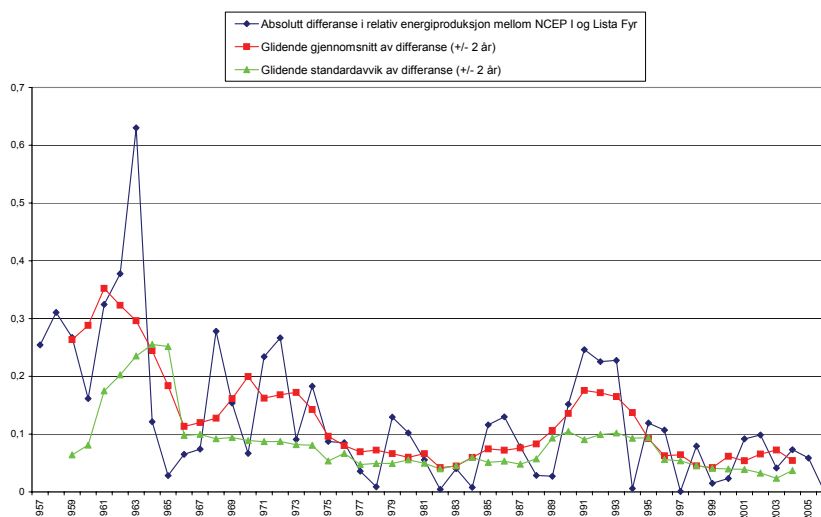
Figur 8-2 viser sammenlikning av beregnet energiproduksjon hvert år relativt til beregnet energiproduksjon i 2006, ut ifra vinddataserier fra to NCEP-punkt og Lista fyr. Disse to punktene er valgt på bakgrunn av beliggenhet og korrelasjonsresultat mot Lista fyr, se figur 8-4. Måledataene som er brukt fra Lista, fram til og med 1994, er manuelt innsamlede data, mens data fra 1995 til 2006 er fra automatiske målestasjoner.



Figur 8-2 Beregnet energiproduksjon pr.år i forhold til beregnet energiproduksjon år 2006

Fra midten av 1990-tallet til 2006 viser NCEP-dataene og måledataene fra Lista fyr en relativt god sammenheng. Dette er samme tidsperiode som målingene fra Lista fyr kommer fra automatiske målemaster. Lenger tilbake i tid varierer denne sammenhengen mer. Spesielt fra 1957 til midten av 1970-tallet er det stort avvik mellom modelldataene og måledataene fra Lista fyr.

Figur 8-3 viser en fallende trend i forskjell i beregnet energi mellom NCEP I og Lista fyr. Variasjonene i forskjell fra år til år, her uttrykt ved glidende standardavvik, viser også en fallende trend. Denne figuren viser også relativt lav forskjell, samt standardavvik i tidsperioden med automatiske målinger. Disse resultatene kan tyde på at de manuelle målingene er mer unøyaktige enn de automatiske, i alle fall manuelle målinger fra 1950 og 1960-tallet, eller er påvirket av faktorer som gjorde forholdet mellom modelldata og måledata forskjellig fra dagens situasjon. Ved sammenlikning av beregnet estimert energiproduksjon og målt beregnet energiproduksjon, er det på bakgrunn av dette, samt informasjon fra kapittel 4.2, i hovedsak benyttet data fra 1995 – 2006, d.v.s. år med automatiske målinger fra Lista fyr.

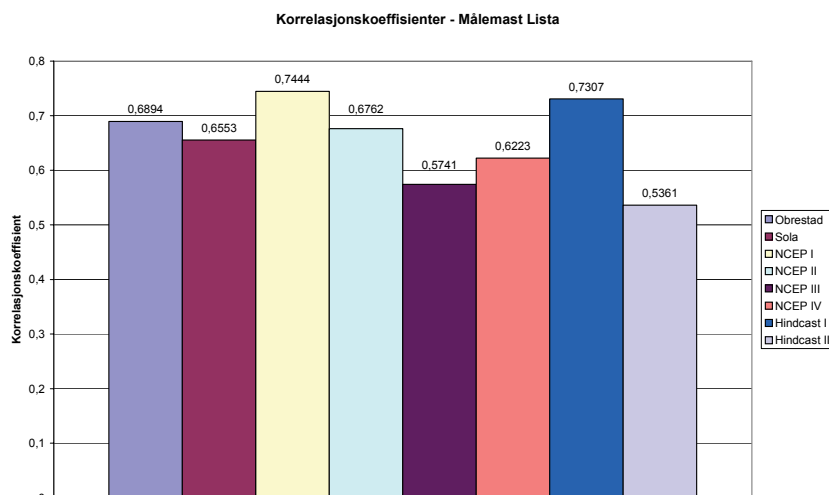


**Figur 8-3 Differanse, glidende gjennomsnittsdifferanse og glidende standardavvik**

Ved langtidskorrelering av vinddata for bruk i energiberegninger ved en vindpark vil det derimot være en fordel å bruke så lang referanseserie som mulig for å få med variasjoner i vindklimaet over lengre tid. I denne undersøkelsen, hvor målet i hovedsak er å sammenlikne korrelasjonsmetoder, er det ikke like viktig med lengden til referansedataene.

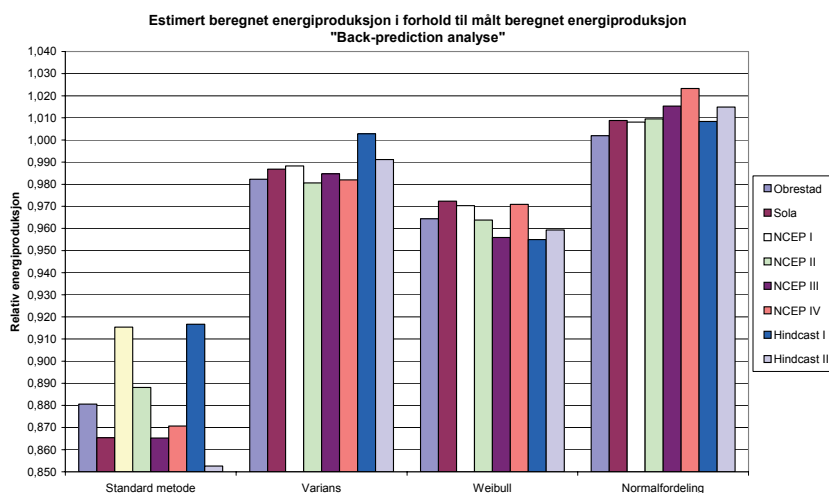
## 8.2 "Back-prediction"-resultater for Lista fyr

Figur 8-4 viser en oversikt over korrelasjonskoeffisientene mellom Lista fyr og referansestasjonene fremkommet med lineær regresjonsanalyse uten å dele opp dataseriene i sektorer. Korrelasjonskoeffisientene er her gjennomsnittlig litt lavere enn mellom målemasten i vindparkområdet til Agder Energi og referansestasjonene.



**Figur 8-4 Korrelasjonskoeffisienter mellom Lista og referansestasjoner**

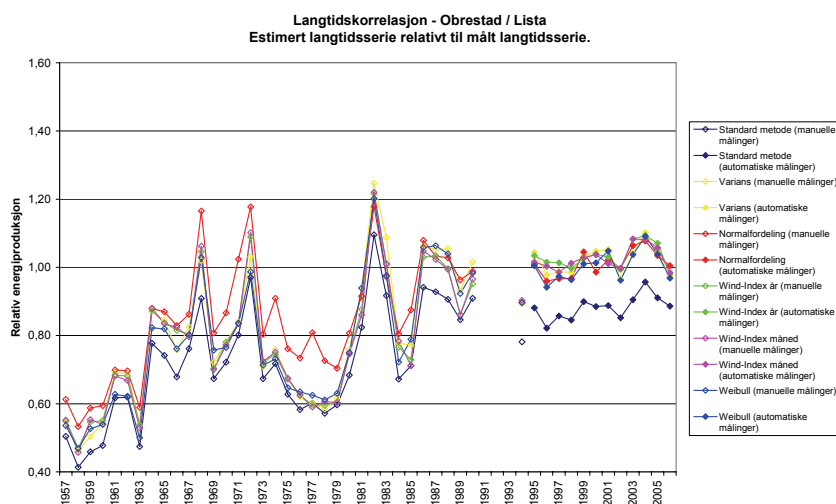
En "back-prediction"-analyse av energiproduksjon viser samme trend som analysen mellom målemasten til Agder Energi og referansestasjonene. Standard korrelasjonsmetode underestimerer energiproduksjonen relativt mye, mens varians- og normalfordelingsmetoden ligger relativt nær målt energiproduksjon.



**Figur 8-5 Estimert beregnet energiproduksjon i forhold til målt beregnet energiproduksjon**

### 8.3 Sammenlikning av estimert og målt langtidsserie

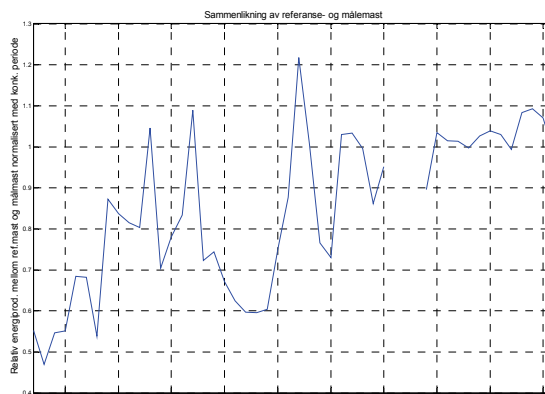
Ved å bruke korrelasjonslikningene fra de forskjellige korrelasjonsmetodene ble hver referanse brukt til å estimere energiproduksjonen år til år fra 1957 til 2006. Figur 8-6 viser resultatet når langtidsserien fra Obrestad fyr ble benyttet til å estimere energiproduksjonen ved Lista fyr. Hullene i grafene skyldes mangler i datagrunnlag fra Obrestad fyr, se figur 8-1. Målingene fra Obrestad fyr er fra automatisk måleutstyr fra og med 1993. D.v.s. at målingene både for Lista og Obrestad er fra automatiske målestasjoner fra 1995 – 2006. Figuren viser en relativt god estimering av energiproduksjonen i dette tidsrommet, men er mer variabel ved tidligere år. Figuren viser også, som forventet, at ved standard korrelasjonsmetode underestimeres energiproduksjonen relativt mye.



Figur 8-6 Estimert energiproduksjon ved Lista pr.år i forhold til målt energiproduksjon.

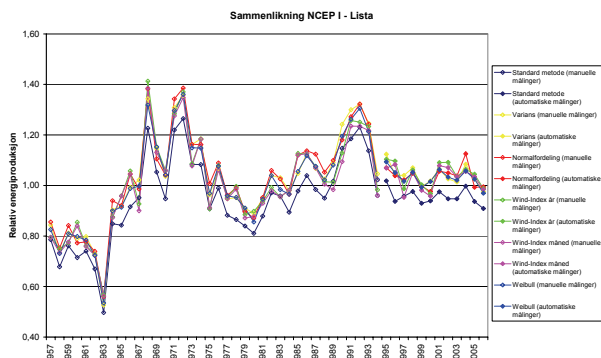
Variasjonen fra år til år finnes igjen dersom man ser på forholdet mellom beregnet energiproduksjon ved hhv. målemast og referansemast. Hvor godt estimeringen av energiproduksjon år for år samsvarer med målt energiproduksjon, er dermed avhengig av både korrelasjonsmetode, forholdet mellom dataseriene år for år og forholdet mellom dataseriene i korrelasjonsperioden. Figur 8-7 viser forholdet mellom beregnet energiproduksjon mellom Obrestad fyr og Lista fyr, normalisert med forholdet i perioden som korrelasjonslikningene er etablert. Hullet i grafen skyldes mangel i datagrunnlag fra Obrestad fyr, se figur 8-1.

$$\text{Norm. energiprod. forhold år } i = \frac{\frac{\text{Energiprod.ref.mast år } i}{\text{Energiprod.målemast år } i}}{\frac{\text{Energiprod.ref.mast korrelasjonsperiode}}{\text{Energiprod.målemast korrelasjonsperiode}}} = \frac{\frac{E_{r(i)}}{E_{m(i)}}}{\frac{E_{r(k)}}{E_{m(k)}}} \quad \text{Formel 8-1}$$

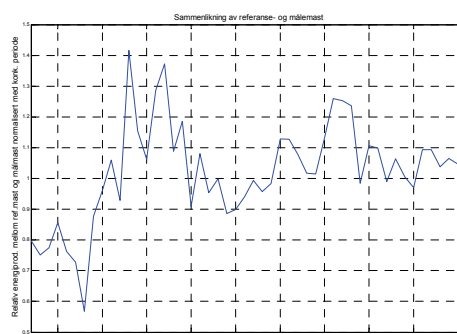


**Figur 8-7 Relativ energiproduksjon mellom Obrestad fyr og Lista fyr, normalisert med forholdet i korrelasjonsperioden (13.02.05 – 12.02.07)**

Samme forhold finnes ved langtidsestimering ved å bruke modelldata som referansestasjon. Se figur 8-8 og figur 8-9. NCEP I er her brukt som referansedata.



**Figur 8-8 Estimert energiproduksjon på Lista pr.år i forhold til målt energiproduksjon.**



**Figur 8-9 Relativ energiproduksjon mellom NCEP I og Lista, normalisert med forholdet i korrelasjonsperiode**

For å kunne sammenlikne metodene enklere, er resultatene av langtidskorrelasjonsanalysen normalisert slik at variasjonen mellom energiforholdet referanse-målemast neglisjeres. Det er også kun sett på perioden 1995 – 2006 på bakgrunn av unøyaktighet i eldre kontrolldata.

Normaliseringen er her gjort etter følgende formel:

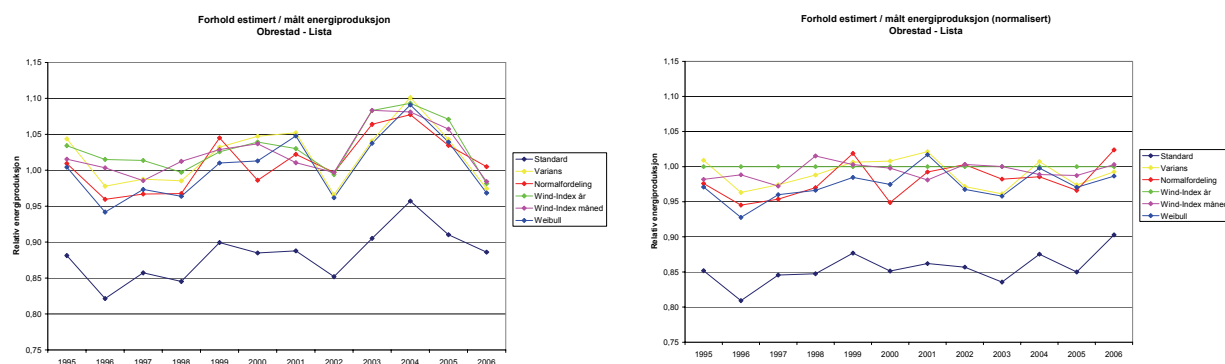
$$E_i = \frac{E_{k(i)}}{E_{m(i)}} \cdot \frac{E_{m(k)}}{E_{r(i)}} = \frac{E_{k(i)}}{E_{r(i)}} \cdot \frac{E_{r(k)}}{E_{m(k)}} = \frac{E_{k(i)}}{E_{r(i)}} \cdot F \quad \text{Formel 8-2}$$

der

$E_i$  = Normalisert forhold mellom korrelert energiproduksjon og målt

	=	energiproduksjon ved målemast år i
$E_{k(i)}$	=	Korrelert energiproduksjon år i
$E_{m(i)}$	=	Beregnet målt energiproduksjon år i
$E_{r(k)}$	=	Beregnet energiproduksjon referansemast i korrelasjonsperioden
$E_{m(k)}$	=	Beregnet energiproduksjon målemast i korrelasjonsperioden
$E_{r(i)}$	=	Beregnet energiproduksjon referansemast år i
$E_{m(i)}$	=	Beregnet energiproduksjon målemast år i
$F$	=	Forhold mellom beregnet energi ved referansemast og målemast i korrelasjonsperioden

Ved hjelp av denne normaliseringen er variasjonen mellom energiinnhold ved målemast og referansemast neglisjert. Som et resultat av normaliseringen vil wind-index metoden med årlig datagrunnlag alltid gi et resultat lik 1 siden denne er basert på energiforhold. Figur 8-10 viser et eksempel på forskjellen på ikke-normalisert og normalisert korrelasjonsanalyse.



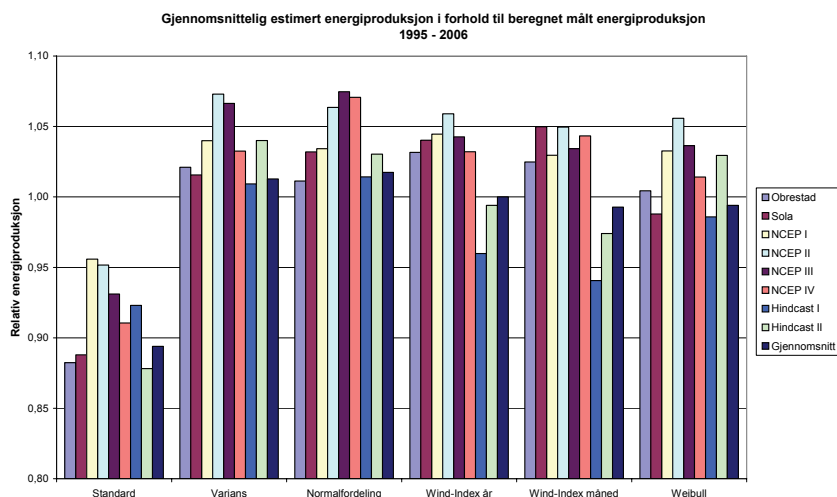
**Figur 8-10 Ikke-normalisert og normalisert resultater av langtidskorrelasjonsanalysen mellom Obrestad fyr og Lista fyr**

Uten normalisering er det vanskelig å trekke noen slutninger ut ifra analysene. Figur 8-11 viser ikke-normaliserte resultater av langtidskorrelasjonsanalysen. Figuren antyder en underestimerting ved bruk av standard korrelasjonsmetode, som forventet ut ifra ”back-predicition”-analysene, men i gjennomsnitt en overestimerting ved bruk av de andre metodene. Dette skyldes i stor grad forskjellen i energiforhold mellom referansestasjon og målestasjon i de to periodene som vist i figur 8-7.

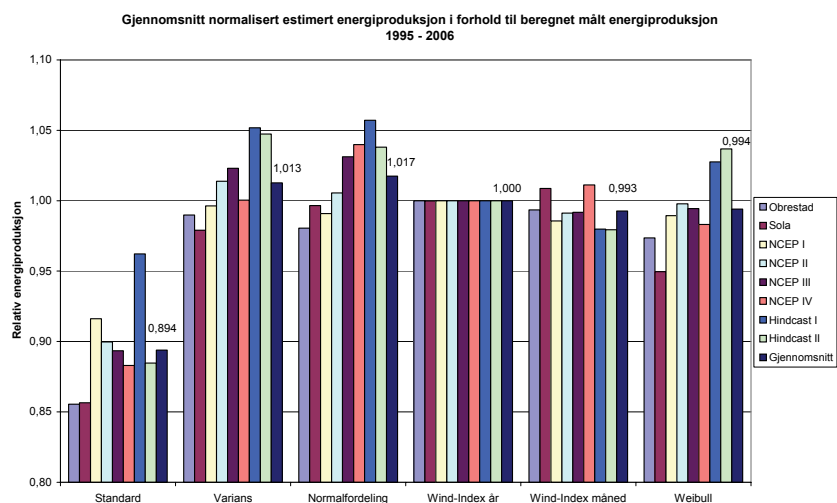
Figur 8-12 viser normaliserte resultater. Som et resultat av normaliseringen vil gjennomsnittlig resultat ved wind-index metoden, basert på årlig energiproduksjon, alltid vise 1. Resten av resultatene viser som forventet av ”back-prediction”-analysen. Standard korrelasjonsmetode underestimerer resultatene relativt mye, mens de andre metodene ligger relativt nær 1,0.

Variasjonene i energiestimertingene ved de forskjellige korrelasjonsmetodene og referansestasjonene fra år til år er karakterisert ved standardavviket i figur 8-13. Sola utpeker seg her med relativt stort standardavvik. Dette skyldes muligens unøyaktige målinger på Sola, som ikke leveres som automatiske data før 2005. Figuren viser dessuten at normalfordelingsmetoden ofte medfører større variasjon enn standard korrelasjonsmetode og variansmetoden.

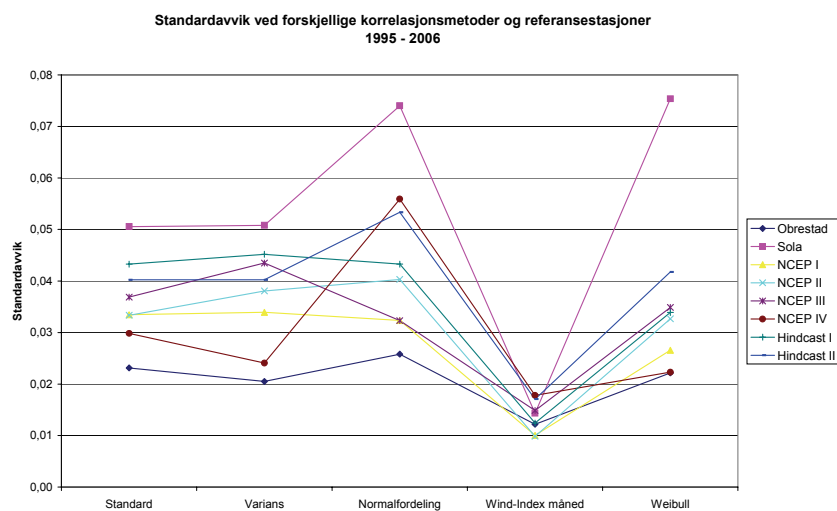




Figur 8-11 Ikke-normaliserte gjennomsnittlige resultater av langtidskorrelasjonsanalysene



Figur 8-12 Normaliserte gjennomsnittlige resultater av langtidskorrelasjonsanalysene. Gjennomsnittsverdier markert

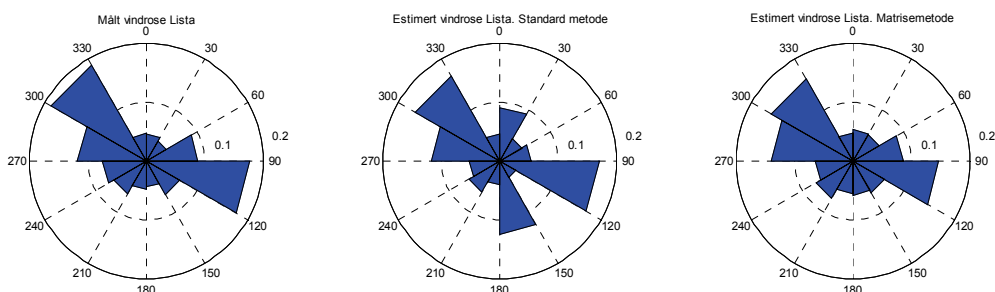


Figur 8-13 Standardavvik av estimert energiproduksjon ved forskjellige korrelasjonsmetoder og referansestasjoner.

Langtidskorrelering av vindretningsfordeling kan gjøres ved standard metode eller den mer avanserte matrise-metoden. I ”back-prediction”-analysene er matrisemetoden overlegent bedre enn standard korrelasjonsmetode. Estimert langtidskorrelert vindretningsfordeling er utført med samme datagrunnlag som ved estimering av potensiell energiproduksjon, for deretter å bli sammenliknet med målt vindretningsfordeling. Det er her også kun brukt årene 1995 – 2006 som tilsvarer årene med automatiske målinger på Lista fyr.

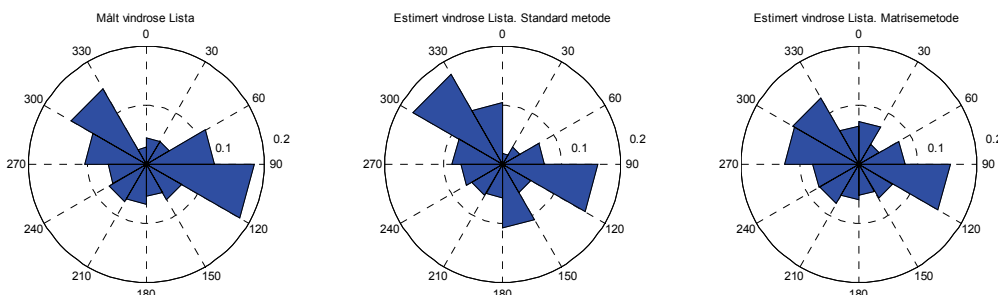
Hensikten med dette er å se hvordan den relativt avanserte matrisemetoden estimerer langtidsserier i forhold til standard korrelasjonsmetode. Det er tvilsomt at den er like overlegen her p.g.a. forandringer i vindforhold fra år til år.

Resultatene ved sammenlikningen av estimert og målt vindretningsfordeling viser en gjennomsnittlig forbedring av vindretningsfordelingen ved bruk av matrisemetoden, men enkelte år kan vise motsatt resultat. Figur 8-14 til figur 8-16 viser noen eksempler på målte og estimerte vindroser.



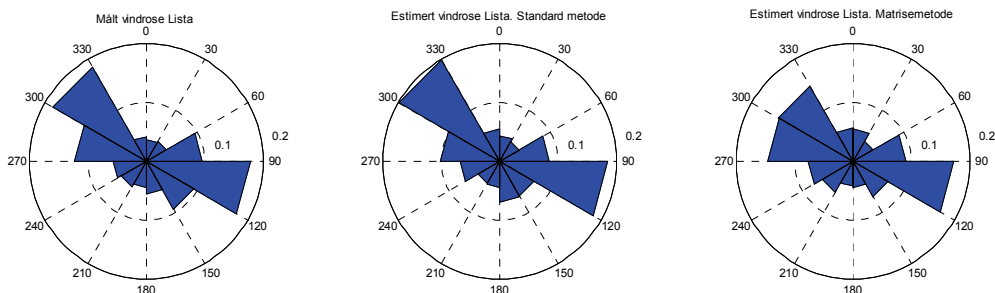
**Figur 8-14 Vindrose fra målt og estimert data. Referansestasjon Oberstad fyr. År 2004.**

**RMS-verdi standard metode: 0,032. RMS-verdi matrisemetode: 0,015**



**Figur 8-15 Vindrose fra målt og estimert data. Referansestasjon NCEP I. År 1999.**

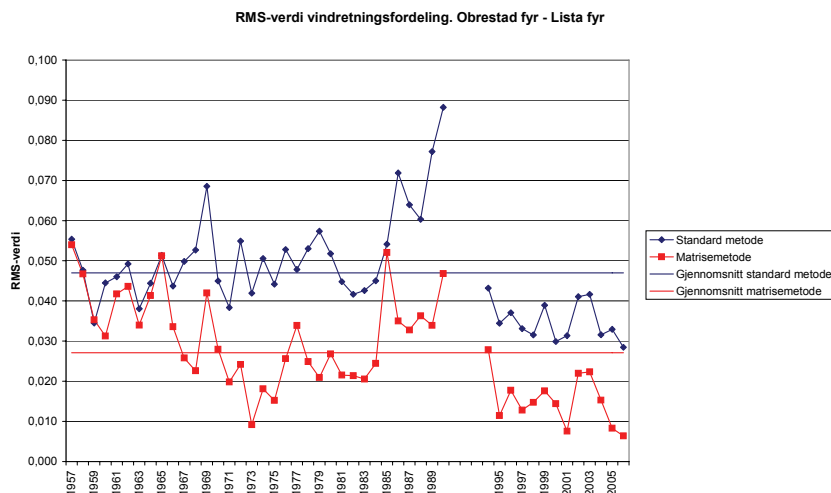
**RMS-verdi standard metode: 0,034. RMS-verdi matrisemetode: 0,021**



**Figur 8-16 Vindrose fra målt og estimert data. Referansestasjon NCEP I. År 1997.**

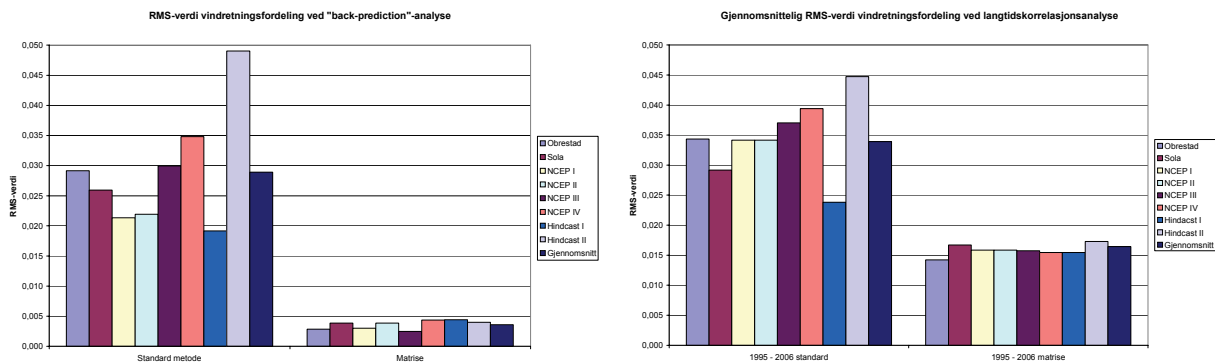
**RMS-verdi standard metode: 0,013. RMS-verdi matrisemetode: 0,018**

Figur 8-17 viser et eksempel på variasjon i RMS-verdi fra 1957 til 2006. Analyseresultatene viser gjennomsnittlig en lavere RMS-verdi ved bruk av matrisemetoden, samt en lavere gjennomsnittsverdi etter bruk av automatiske måledata fra målemasten på Lista fyr. Unøyaktighet i måledata ved manuelle avlesing, samt at de manuelle dataene kun er oppgitt i hver 10'ende grad, er en mulig forklaring på dette.



Figur 8-17 Variasjon i RMS-verdi ved bruk av Obrestad fyr som referanse.

Figur 8-18 viser at matrisemetoden i gjennomsnitt tilpasser vindretningsfordelingen bedre enn standard metode, men feilestimerer betydelig mer enn ved "back-prediction"-analysene på grunn av årlige svingninger i vindforhold. Det er i denne figuren kun brukt data fra 1995 – 2006.



Figur 8-18 Avvik i retningsfordeling ved hhv. "back-prediction"-analyse og langtidskorrelasjonsanalyse

Resultatene av langtidskorrelasjonsanalysene må her brukes med forsiktighet på grunn av usikkerheten i sammenlikningsgrunnlaget. Analysene viser derimot at det er relativt stor usikkerhet ved langtidskorrelasjon som skyldes endringer i forhold mellom målinger fra referansemast og målemast. Figur 8-7 er et eksempel på dette. Hvilken tidsperiode sammenhengen mellom målepunktene er etablert i har dermed stor betydning på langtidsestimert energiproduksjon.

## 9 Vurdering av korrelasjonsmetodene

### Standard korrelasjonsmetode

Resultatene av både ”back-prediction”-resultatene og sammenlikning av estimert langtidsserie mot målt langtidsserie viser en relativ stor underestimering av energiproduksjonen med standard korrelasjonsmetode. Energiproduksjonen estimeres her riktigere jo bedre korrelasjonskoeffisienten er. Denne metoden er derimot den eneste metoden med estimering av vindretning som kan brukes i vindparkberegningsprogrammer som *WindPro*, og estimerer gjennomsnittlig vindhastighet svært bra dersom dette er et ønskelig resultat.

### Variansmetoden

Variansmetoden er i ”back-prediction”-analysene den beste metoden av de undersøkte til estimering av energiproduksjon. Til estimering av gjennomsnittlig vindhastighet er den også god, men taper i denne undersøkelsen i forhold til standard korrelasjonsmetode på grunn av estimering av flere negative vindhastigheter som blir rettet til 0 m/s i ettertid. Metoden har ingen selvstendig metode for estimering av vindretning, men kan bruke samme likningssett som standard korrelasjonsmetode.

### Weibullmetoden

Weibullmetoden kommer relativt dårlig ut i estimeringen av gjennomsnitts vindhastighet i ”back-prediction”-analysene med en underestimering på ca 5 %. I energiproduksjonsestimering plasserer denne metoden seg mellom standard korrelasjonsmetode og variansmetoden ved begge vurderingsmetodene. Metoden har heller ikke noen fremgangsmåte for estimering av vindretning, som gjør den vanskelig å bruke i vindparkberegningsprogrammet som krever dette. Det er her heller ikke mulig å bruke metoden for retningskorrelasjon fra standard korrelasjonsmetode siden resultatet er weibullparametre for hver sektor i stedet for dataserier.

### Matrisemetoden

Matrisemetoden feilestimerer gjennomsnittlig vindhastighet relativt mye, og varierer mest av alle metodene ved bruk av forskjellige referansemaster. Som tidligere studier har vist, som nevnt i kapittel 5.4, viser formel 5-22 i gjennomsnitt en bedre estimering av vindhastigheten enn formel 5-21. Til estimering av vindretning er derimot denne metoden betydelig bedre enn standard korrelasjonsmetode ved ”back-prediction”-analyser. Ved langtidsestimering viser ikke metoden en like stor forbedring, men estimerer likevel vindretningsfordelingen i gjennomsnitt bedre enn standard korrelasjonsmetode. Ulempen er at metoden ikke kan brukes til estimering av energiproduksjon i og med at resultatene kun er vindretningsfordeling og gjennomsnittlig vindhastighet.

## Wind-index metoden

Wind-Index-metoden er en svært enkel metode for estimering av langtids energiproduksjon. Analyseresultatene sier ikke mye om denne metoden siden den er etablert på bakgrunn av energi og derfor vil gi et resultat eksakt lik målt ved "back-prediction"-analyser. Denne metoden kan heller ikke brukes til å estimere inngangsdata til vindparkberegningsprogrammer. Derimot kan wind-index metoden benyttes indirekte ved å først estimere energiproduksjon med lokale korttids måledata, og deretter justere energiproduksjonen ut ifra forholdet mellom langtids og korttids potensiell vindenergi ved referansestasjonen. Ulempen er her at skyggeeffekter og lignende blir beregnet ut ifra korttids vinddata. Analyse av denne metoden har vært umulig å gjennomføre p.g.a. manglende tilgang på vindparkberegningsprogram samt sammenlikningsgrunnlag fra vindpark.

## Normalfordelingsmetoden

Normalfordelingsmetoden har en tendens til å overestimere både gjennomsnittlig vindhastighet og energiproduksjon. Dette kan forklares ved at det estimeres relativt mange negative vindhastigheter som i ettertid korrigeres til 0 m/s, samt at tilnærmingen gjort ved å tilpasse avviket mellom målingene og regresjonslinjen, som vist i figur 5-13, med en normalfordeling, ikke beskriver avviket helt riktig. Ved en nærmere tilpasning av fordeling om regresjonslinjen kan overestimeringen muligens reduseres, men dette er det ikke lagt ned arbeid i på bakgrunn av at variansmetoden er både bedre og enklere enn normalfordelingsmetoden. Metoden er dessuten problematisk å bruke med tanke på variasjon i forbindelse med estimeringen av verdier.

Hvilken metode som ut ifra disse resultatene er best egnet er avhengig av hva slags resultat man ønsker. Tabell 9-1 viser hvilken metode som ut fra analysene viser seg å være best egnet.

Tabell 9-1 Mest nøyaktig korrelasjonsmetode ved forskjellige resultatmål

Resultatmål	Gjennomsnittlig vindhastighet	Energiproduksjon	Vindretningsfordeling (vindrose)
Korrelasjonsmetode	Standard korrelasjonsmetode	Variansmetoden	Matrisemetoden

Wind-index metoden kan dessuten være en aktuell metode ved estimering av energiproduksjon, men kan ikke bedømmes ut ifra resultatene av analysene gjort i denne undersøkelsen..

## 10 Usikkerhet ved langtidskorrelasjon

Som resultatene allerede har vist er langtidskorrelasjon beheftet med relativt stor usikkerhet. I litteratur angående standard korrelasjonsmetode er det beskrevet statistiske metoder for estimering av usikkerheten basert på konkurrerende datasett. Det derimot vist at denne statistiske tilnærmingen ikke holder mål og gjerne underestimerer usikkerheten i gjennomsnittlig vindhastighet med en faktor på 10 [49]. Årsaken til underestimeringen av usikkerheten er at vindmåledata er seriekorrelert, som vil si at vindmåling nummer  $i+1$  er ”avhengig” av måling nummer  $i$ . Den statistiske metoden antar derimot at vindmåledataene ikke er seriekorrelert. Ved beregning av energiproduksjon, som er en funksjon av hastigheten i tredje potens, vil denne metoden underestimere usikkerheten mye. Det er på bakgrunn av dette ikke beregnet usikkerhet ved denne statistiske metoden.

På bakgrunn av langtidskorrelasjon mellom Lista fyr og referansestasjonene er det derimot mulig å få et inntrykk av usikkerheten knyttet til langtidskorrelering av vinddata. Dette er gjort ved å benytte data fra forskjellige tidsrom som konkurrerende data, og anvendt sammenhengene til å estimere langtid energiproduksjon. Forskjellige forhold mellom målemast og referansemast i forskjellige tidsrom vil medvirke til å gi forskjellig resultat. Variasjonen her, samt sammenlikning med målte data, kan brukes til estimering av usikkerheten. Variansmetoden er undersøkt her fordi tidligere resultater viser at metoden er relativt god til å estimere energiproduksjon.

Fra korrelasjonskoeffisienter mellom Lista fyr og referansemastene, se figur 8-4, er det valgt å benytte Obrestad, Sola, NCEP I, NCEP II og Hindcast I som referansestasjoner i denne usikkerhetsanalysen. For hver referansestasjon er det laget en korrelasjonssammenheng mellom Lista fyr og referansestasjonen ved variansmetoden for hvert år mellom 1995 – 2006. Det er også laget korrelasjonssammenhenger basert på data fra 2 år av gangen, som for eksempel 1995-1996, 1996-1997 o.s.v. Ved å bruke de forskjellige sammenhengene er årlig langtid energiproduksjon beregnet. Den langtidskorrelerte årlige energiproduksjonen er deretter normalisert med beregnet årlig langtid energiproduksjon basert på faktiske målinger fra Lista fyr.

I denne analysen er årlig langtid energiproduksjon, både langtidsestimert produksjon og produksjon basert på faktiske målinger, først beregnet år for år. Deretter er gjennomsnittsverdiene av den årlige energiproduksjonen benyttet for å beregne langtid årlig energiproduksjon. Dette er for å unngå at år med relativt mange måledata skal ha større innvirkning på langtidsestimert årlig energiproduksjon enn år med relativt få måledata. Forskjellen i resultatene ved denne beregningsmetoden, i motsetning til å bruke hele måleperioden 1995 – 2006 for å estimere årlig energiproduksjon, er relativt liten, som regel rundt 0,2 – 0,3 %. Sola skiller seg her ut p.g.a. relativ variabel datamengde år for år, og har en forskjell på ca 3 %. Tabell 10-1 viser variasjon i langtidsestimert årlig relativ energiproduksjon dersom det benyttes 1 år med konkurrerende data for å beregne korrelasjonssammenheng. Gjennomsnittet er som forventet ut ifra figur 8-5 rundt 1, mens standardavviket varierer mellom 0,036 – 0,07 fra referansemast til referansemast. Sola skiller seg her ut med høyt standardavvik. Relativt dårlig datadekning, bruk av manuelle måledata fram til 2005 og at vindhastigheten er relativt lav på Sola kan være forklaringer på dette. Lav vindhastighet fører til relativt høye korrelasjonsfaktorer. Små usikkerheter i måledataene fra Sola kan dermed føre til relativt store usikkerheter etter korrelering av vindmålingene til Lista fyr.

Tabell 10-1 Variasjon i relativ langtidsestimert årlig energiproduksjon ved forskjellige tidsperioder med konkurrerende data. 1 år konkurrerende data

Variasjon i relativ langtidsestimert årlig energiproduksjon. 1 år konkurrerende data														
Konkurrerende år	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	Gjennomsnitt	Standardavvik
Obrestad	0,978	1,025	0,996	1,038	0,978	0,966	0,962	1,038	0,904	0,916	0,975	1,031	0,984	0,044
Sola	1,039	1,169	1,057	1,010	0,904	0,964	0,935	1,005	0,940	1,005	0,967	1,026	1,002	0,070
NCEP I	0,932	0,993	0,988	0,982	1,035	1,015	0,978	1,008	0,946	0,973	0,998	1,065	0,993	0,036
NCEP II	0,978	0,977	0,951	0,945	0,967	1,034	1,021	1,017	0,954	0,993	1,039	1,120	1,000	0,050
Hindcast I	1,061	0,957	1,011	1,048	1,022	0,911	1,100	1,032	0,928	0,968	0,960	1,017	1,001	0,057

Tabell 10-2 viser variasjon i langtidsestimert årlig relativ energiproduksjon dersom det benyttes 2 år med konkurrerende data for å beregne korrelasjonssammenhengen. Gjennomsnittet er som forventet ut ifra figur 8-5 nær 1, mens standardavviket varierer mellom 0,024 og 0,06.

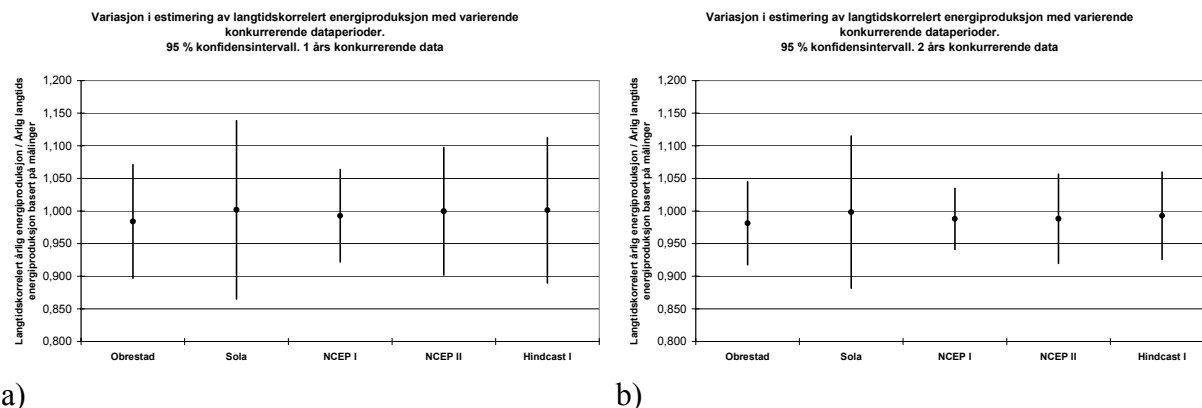
Tabell 10-2 Variasjon i relativ langtidsestimert årlig energiproduksjon ved forskjellige tidsperioder med konkurrerende data. 2 års konkurrerende data

Variasjon i relativ langtidsestimert årlig energiproduksjon. 2 års konkurrerende data													
Konkurrerende år	1995/96	1996/97	1997/98	1998/99	1999/00	2000/01	2001/02	2002/03	2003/04	2004/05	2005/06	Gjennomsnitt	Standardavvik
Obrestad	1,004	1,007	1,016	1,006	0,971	0,962	0,996	0,976	0,912	0,942	1,002	0,981	0,032
Sola	1,103	1,107	1,043	0,958	0,940	0,949	0,963	0,975	0,971	0,977	0,993	0,998	0,060
NCEP I	0,953	0,984	0,977	0,999	1,023	0,999	0,985	0,966	0,964	0,986	1,031	0,988	0,024
NCEP II	0,968	0,968	0,951	0,952	1,006	1,025	1,000	0,965	0,973	0,996	1,067	0,988	0,035
Hindcast I	1,001	0,984	1,034	1,034	0,964	0,993	1,051	0,972	0,949	0,955	0,982	0,993	0,034

Ved å anta en normalfordeling av resultatene for hver referansestasjon i tabell 10-1 og tabell 10-2 er det estimert hvilke grenser den estimerte energiproduksjonen vil ligge innenfor med 95 % sikkerhet. Tabell 10-3 viser konfidensintervall, samt nedre og øvre grense med 1 og 2 års konkurrerende data. Figur 10-1 viser resultatene grafisk.

Tabell 10-3. 95 % konfidensintervall, øvre og nedre grense for langtidskorrelert energiproduksjon med hhv. 1 og 2 års konkurrerende data.

Stasjon	1 år konkurrerende data			2 års konkurrerende data		
	95 % konfidensintervall	Øvre grense	Nedre grense	95 % konfidensintervall	Øvre grense	Nedre grense
Obrestad	0,087	1,071	0,897	0,064	1,045	0,918
Sola	0,137	1,139	0,865	0,117	1,115	0,882
NCEP I	0,071	1,064	0,922	0,047	1,035	0,941
NCEP II	0,098	1,097	0,902	0,069	1,057	0,920
Hindcast I	0,111	1,113	0,890	0,067	1,060	0,926



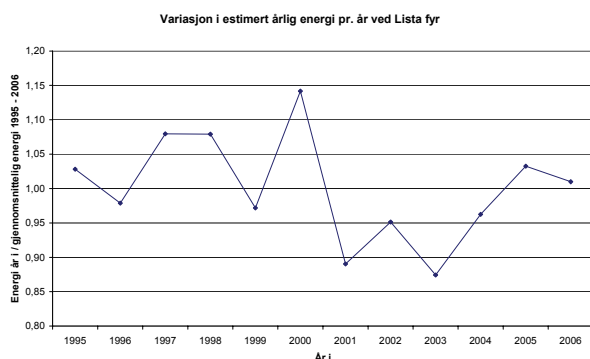
Figur 10-1 Gjennomsnittlig langtidsestimert årlig energiproduksjon med 95 % konfidensintervall. a) 1 år konkurrerende data. b) 2 års konkurrerende data

Resultatene viser at det er relativt stor usikkerhet ved langtidskorrelering av vindmåledata. Resultatene viser derimot at en økning i lengden på konkurrerende data reduserer usikkerheten. Gjennomsnittlig konfidensintervall med 1 år konkurrerende data er 0,101, mens gjennomsnittlig konfidensintervall med 2 års konkurrerende data er 0,073. Dette samsvarer relativt godt med statistisk teori som sier at standardavviket til summen av n variabler er  $\frac{\sigma}{\sqrt{n}}$ , der  $\sigma$  er standardavviket til variablene [50].

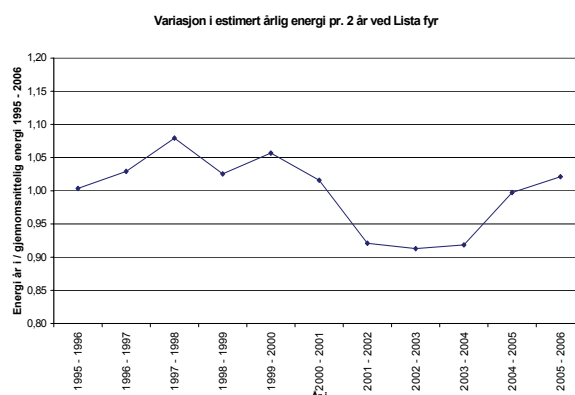
På bakgrunn av denne undersøkelsen kan usikkerheten, basert på 95 % konfidensintervall, anslås til 5 – 14 % avhengig av referansestasjon og lengde på konkurrerende data. Usikkerheten reduseres til 5 - 11 % ved å ikke benytte måledata fra Sola. Årsaker til at Sola fører til større usikkerhet kan være på bakgrunn av manuelle dataserier, relativ stor variasjon i de målte vindressursene fra år til år, samt relativt lav vindhastighet. Relativt lav vindhastighet fører til relativt høye korrelasjonsfaktorer. Små usikkerheter i måledataene fra Sola kan dermed føre til relativt store usikkerheter etter korrelering av vindmålingene til vindparkområdet. Et spørsmål som melder seg når usikkerheten er så stor som dette, er om langtidskorrelering av vinddata reduserer usikkerheten i forhold til å kun bruke originale måledata fra en lokal målemast i vindparkområdet. Ved å beregne variasjonen av estimert energiproduksjon ved Lista fyr fra 1995 – 2006 kan det estimeres hvor stor variasjon man kan få ved kun å bruke lokale måledata fra 1 eller 2 år til energiberegninger. Tabell 10-4 og figur 10-2 viser variasjonen i estimert energiproduksjon ved Lista fyr fra 1995 – 2006.

**Tabell 10-4** Variasjon i estimert energiproduksjon ved Lista fyr 1995 - 2006

År i	Estimert årlig energiproduksjon [kWh]	Estimert årlig energiproduksjon år i / Estimert gjennomsnittlig årlig energiproduksjon	Estimert årlig energiproduksjon år i til år i+1 / Estimert gjennomsnittlig årlig energiproduksjon
1995	4822360	1,03	1,00
1996	4590917	0,98	1,03
1997	5063846	1,08	1,08
1998	5061327	1,08	1,03
1999	4558553	0,97	1,06
2000	5354828	1,14	1,02
2001	4175909	0,89	0,92
2002	4462031	0,95	0,91
2003	4100460	0,87	0,92
2004	4514291	0,96	1,00
2005	4843009	1,03	1,02
2006	4736399	1,01	
<b>Gjennomsnitt</b>	<b>4690327</b>	<b>1,000</b>	<b>0,998</b>
<b>Standardavvik</b>	<b>367363</b>	<b>0,078</b>	<b>0,057</b>



a)

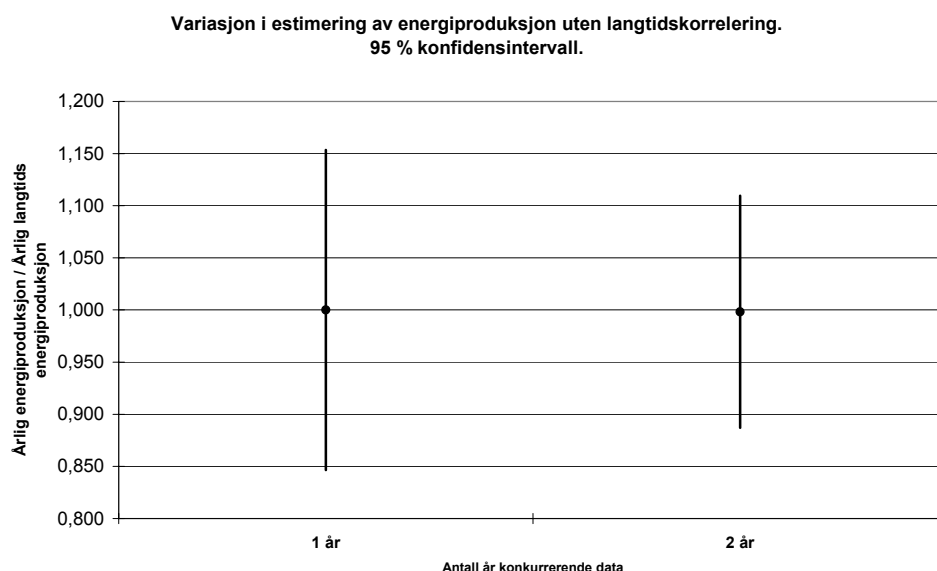


b)

**Figur 10-2** Variasjon i estimert energi ved Lista fyr fra 1995 – 2006. a) Estimert årlig energi pr. år. b) Estimert årlig energi pr. 2 år.



Ved å her også anta en normalfordeling av variasjonene rundt gjennomsnittsverdien kan man estimere hvilke grenser den estimerte energiproduksjonen vil ligge innenfor med 95 % sikkerhet. Figur 10-3 viser disse grensene dersom man bruker 1 eller 2 år som måledata. 1 års måledata indikerer en usikkerhet på ca 15 %, mens 2 års måledata indikerer en usikkerhet på ca 11 %.



Antall år målt	95 % konfidensintervall	Øvre grense	Nedre grense
1 år	0,154	1,154	0,846
2 år	0,111	1,110	0,887

**Figur 10-3. 95 % konfidensintervall, øvre og nedre grense for estimering av energiproduksjon uten langtidsskorrelasjon med hhv. 1 og 2 års konkurrerende data.**

Ved sammenlikning av usikkerhet ved bruk av måledata og langtidsestimert data gir langtidsestimert data i de aller fleste tilfellene lavest usikkerhet. Langtidsestimering med bruk av Sola som referansestasjon gir derimot omtrent lik usikkerhet som bruk av måledata direkte. Ved bruk av 2 års konkurrerende data blir faktisk usikkerheten her noe større med langtidsskorrelering enn uten. Dette viser igjen viktigheten av riktig valg av referanse.

Det er her viktig å understreke at denne analysen kun gjelder for datasettene som er brukt, samt at kun 12 års datagrunnlag er relativt lite. Kvaliteten på måledataene lenger tilbake er ofte av relativt dårlig kvalitet og derfor ikke brukt i denne analysen. Derimot viser analysene relativt like resultater ved bruk av forskjellige referansestasjoner, som forsterker troverdigheten til resultatet.

## 11 Beregningsverktøy for vindressursoptimalisering

For å modellere vindforholdene over et større geografisk område med utgangspunkt i en eller flere langtidskorrelerte punktmålinger, brukes numeriske beregningsverktøy. Vindforholdene på et vilkårlig punkt innen vindparken avhenger selvsagt av landskapet, og beregningsverktøyet må ta høyde for topografiske påvirkningsfaktorer under modelleringen. Denne delen tar for seg de to mest utbredte verktøyene, *WAsP* og *WindSim*.

### 11.1 *WAsP*

*Wind Atlas Analysis and Application Program, WAsP*, har sin opprinnelse fra det vindkrafttekniske forskermiljøet ved Risø National Laboratory i Danmark. Dataverktøyet er svært utbredt og har en rekke referanseprosjekt å vise til. På grunn av sin utbredelse har verktøyet i mange tilfeller vært et objekt for dybdestudier. Svakheter og rammebetingelser for bruk av verktøyet er derfor rimelig godt dokumentert. I nyere versjoner er det også lansert mottiltak som tilrettelegger for korreksjon av dokumenterte feil.

#### 11.1.1 Virkemåte

*WAsP* modellerer vindressursene for et geografisk område ved å ta utgangspunkt i en serie med referansedata. Ved å ta høyde for lokale påvirkningsfenomener, ruhet, obstruksjoner og høydekonturer, ekstrapoleres referansen til en såkalt geostrofisk vind. Dette er vinden et stykke over bakkenivå hvor luftens friksjon mot terrengunderlaget ikke lenger påvirker vindhastigheten og retningen. Denne tilstanden opptrer *over* det nederste grensesjiktet i troposfæren.

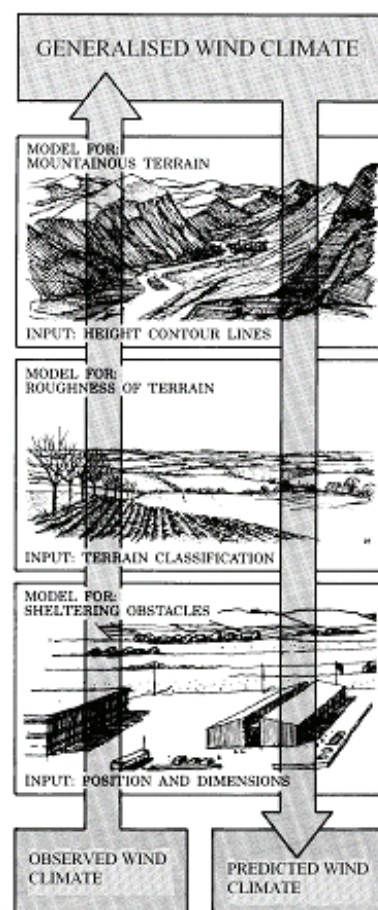
Ekstrapoleringen baseres i *WAsP* på en logaritmisk vindprofil. Metoden er ansett til å være en mer pålitelig estimator enn ”*Wind profile power law*”:

$$\frac{U}{U_r} = \left(\frac{Z}{Z_r}\right)^\alpha$$

Formel 11-1 [51]

der

- |          |   |   |
|----------|---|---|
| $U$      | = | Vindhastighet ved høyde $Z$   |
| $U_r$    | = | Kjent vindhastighet ved kjent referansehøyde $Z_r$  |
| $\alpha$ | = | Empirisk koeffisient som er avhengig av terrengets ruhet og atmosfærens stabilitet. For nøytrale atmosfæriske forhold er $\alpha = 1/7$ |



Figur 11-1 Illustrasjon for hvordan *WAsP* modellerer et vindressurskart [58]

Sistnevnte anvendes ofte når nøytrale atmosfæriske forhold er antatt i tillegg til at ruheklasser og nullplanets forskyvning ikke er kjent. Sammenhengen i *WAsP* mellom vindhastigheten ved overflaten, den logaritmiske vindprofilen og geostrofisk vind er som følger:

$$U_z = \frac{U_*}{\kappa} \ln\left(\frac{z-d}{z_0}\right) + \varphi(z, z_0, L), z \approx \frac{U_*}{\kappa} \ln\left(\frac{z}{z_0}\right) \quad \text{Formel 11-2 [51,55]}$$

$$G = \sqrt{\left(\ln\left(\frac{U_*}{|f| \cdot z_0}\right) - A\right)^2 + B^2} \quad \text{Formel 11-3 [55]}$$

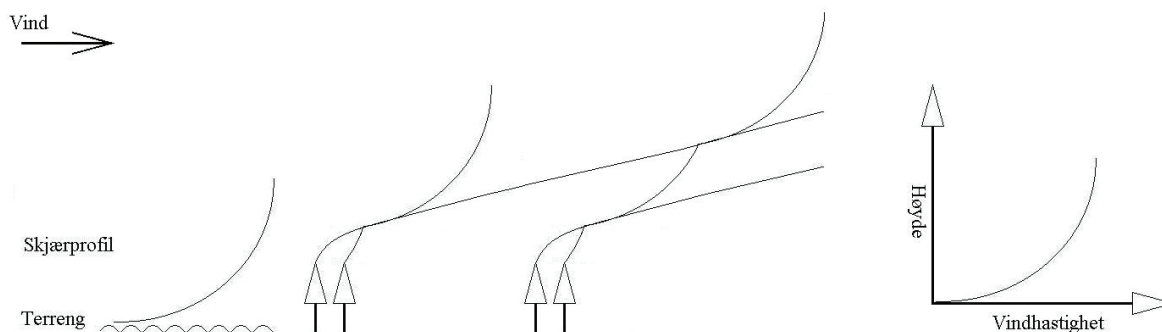
der

$U_z$	=	Estimert vindhastighet z meter over bakkenivå [m/s]
$U_*$	=	Friksjon-/skjærshastighet [m/s]
$\kappa$	=	von Karmans konstant ( $\approx 0,4$ )
$d$	=	Nullplanets forskyvning [m]
$z_0$	=	Ruhetslengden til overflaten
$\varphi$	=	Utrykk for stabiliteten hvor L er Monin-Obukhovs stabilitetsparameter. Ved nøytrale forhold er $z/L=0$ , og leddet forsvinner.
$G$	=	Geostrofisk vind
$f$	=	Coriolis' parameter
A og B	=	Empiriske konstanter lik hhv. 1,8 og 4,5

Med nullplanets forskyvning,  $d$ , menes høyden i meter over bakken hvor vindhastigheten er lik null som en følge av strømningshindre som trær og bygninger. Som en tommelfingerregel er forskyvningen  $d$  lik  $\frac{2}{3}$  av gjennomsnittshøyden  $h$  på hinderet. Forskyvningen  $d$  vil derfor være 20 meter hvis vinden strømmer over en skog med kronehøyde på 30 meter. *WAsP* arbeider imidlertid ikke med forskyvning og stabilitetsparameter. Det er av den årsak formelen kan forenkles.

Ruhetslengden  $z_0$  er en korrektiv foranstaltning for å ta høyde for effekten ruheten av terrenget har på vindstrømmen, og er mellom  $\frac{1}{20}$  og  $\frac{1}{30}$  ganger gjennomsnittshøyden av overflateruheten. Ruhetslengden vil eksempelvis være tilnærmet 0,03 meter ved åpne gressletter, 0,1 – 0,25 meter for landbruksareal og 0,5 -1 meter for busk og skogområder. Ruhetsverdier over 1 meter opptrer kun i svært ujevne og grove terreng eller i nærheten av bebyggelse.

I *WAsP* klassifiseres ruhetslengden manuelt eller ved bruk av topografiske kart som inneholder informasjon til å angi ruhetslengden. Ruhetsmodellen kan håndtere opptil 10 ulike ruhetslengder i hver av maksimalt 36 sektorer. Hvis ikke brukeren spesifiserer ruhetslengden, bruker *WAsP* en standardverdi på  $z_0 = 0,03$  meter og 12 sektorer. Ruhetslengden bør defineres i en utstrekning på 10-20 kilometer rundt posisjonen som modelleres [58] [65]. Måten ulike ruhetslengder og topografi i hver sektor behandles på, er forsøkt illustrert i figur 11-2. Den resulterende vindprofilen vil derfor ikke ha en ren logaritmisk profil [65].



Figur 11-2 Enkel illustrasjon for modelleringen av skjærprofil i WAsP

Fremgangsmetoden kan på en populærvitenskapelig måte forklares med at effekten av lokale obstruksjoner, ruhet og topografi ved referanseposisjonen blir eliminert fra vinddataene. Den geostrofiske vinden ved referansen blir deretter beregnet for hver sektor. Prosedyren reverseres ved å forflytte de geostrofiske referansedataene til en (turbin-)posisjon og navhøyde ved bruk av lokale terrengdata. På denne måten fortsetter prosedyren helt til det foreligger et vindressurskart for hele det gitte avgrensede geografiske området.

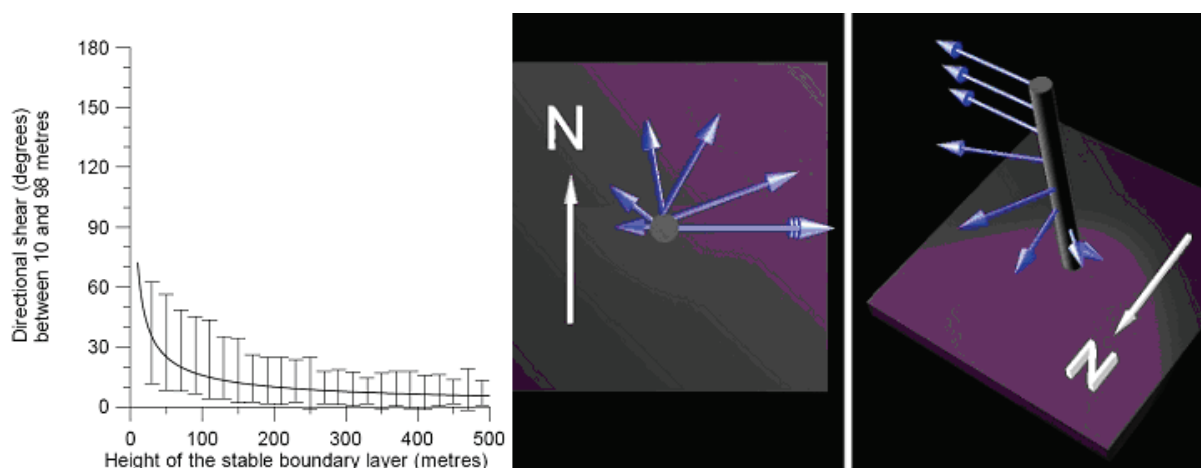
### 11.1.2 Forutsetninger og feilkilder ved bruk av WAsP

WAsP har i en årrekke vist seg å være en pålitelig modell til å estimere og forutsi nøyaktige klimatologiske forhold i terreng som karakteriseres som flate og enkle. I de senere årene har modellen i langt større grad blitt brukt i komplekse terreng som kan gå på akkord med nøyaktigheten. Slike komplekse terreng er typisk for land hvor vindkraftutbygging i skrivende stund er høyaktuelt. Det er av den grunn viktig å være bevisst på hvilke forutsetninger som kreves av modellen for å sikre nøyaktige estimat. I situasjoner hvor det forekommer avvik fra forutsetningene, vil disse være lettere å identifisere og korrigere for [52].

Referansen og det estimerte lokasjonen må befinne seg i samme værssystem [52] [53]. Referansen er som regel en meteorologisk værstasjon eller modelldata, og den estimerte posisjonen er som regel en vindturbin. Atmosfærisk stabilitet, lagdeling og døgnvariasjon er faktorer som påvirker værsystemet. Luftstrømmen kan også påvirkes av havbris og geografiske fenomener som høye fjelltopper og dalsøkk (eng. *meso-scale wind variations*) [54].

WAsP-modellen bruker logaritmiske profiler under den vertikale ekstrapoleringen av vindhastigheten i hele distansen opp til rotorhøyde. En slik fremgangsmåte forutsetter nøytrale atmosfæriske forhold, som er assosiert med relativt sterke vindstrømmer og moderat innstråling. Det vil si at de horisontale luftlagene ikke akselereres eller retarderes av oppdriftskrefter, men at mekaniske krefter og skjærprofilen dominerer. Disse antakelsene er kun gyldig i det i det nederste stabile luftsiktet nær overflaten (eng. *Atmospheric (Surface) Boundary Layer*) hvor luftstrømmens lar seg påvirke av underlaget. Avvik kan derfor oppstå når det den vertikale utstrekningen på dette luftsiktet varierer som følge av blant annet ulike strålingsforhold over døgnet og lav vertikal omrøring. Med strålingsforhold og varme fluks menes turbulent overføring av varme gjennom luftlaget. WAsP ivaretar disse fenomenene ved hjelp av konstanter som naturligvis ikke fanger opp variasjonene. I stabile forhold med lite vind kan luftsiktet strekke seg til 50-100 meter over bakkenivået, mens ved ustabile forhold med mye vind over et komplekst terreng til omtrent to kilometer [26]. Rotoren kan derfor

befinne seg i et dekket luftsjikt med annen karakteristik. Dette kan medføre at *WAsP* underestimerer vindressursene for store navhøyder. Usikkerheten rundt estimatet vil være spesielt gjeldende hvor det er stor høydeforskjell mellom benyttet målemast og forventet rotorhøyde, det vil si hvor ekstrapoleringen skjer over en stor vertikal distanse. Det er en av årsakene til at målemastene ideelt bør være like høye som forventet navhøyde. Måleperioden i navhøyde bør dessuten strekke seg over ett år for å avdekke sesongvariasjoner i lagdelingen av atmosfæren. En indikator på dekkede luftsjikt kan være den retningsbestemte vindskjær (eng. *directional windshear*). I grafen til venstre i figur 11-3 er det illustrert retningsbestemt vindskjær som funksjon av utstrekningen av det nederste luftsjiktet [55].



**Figur 11-3** Illustrasjon på retningsbestemt og vertikal vindskjær mellom 10 og 98 m [55][56]

Det skal imidlertid bemerkes at slike fenomener er lite typiske for Norge. Fenomenene kan riktignok skje i indre strøk i lavlandet, men disse områdene vil i utgangspunktet være uaktuelle for vindkraftutbygging. I så måte vil nok fenomenene i større grad være aktuelle for sørligere breddegrader med slettelandskap og store deler av Sverige og Finland. I Norge er det større sannsynlighet for at den logaritmiske vindprofilen ugyldiggjøres av topografiske og mekaniske årsaker. Langs kysten dominerer vind som har forsert fjell og ruglete landskap, til dels med komplekse profiler. Retningsendringer vil også i stor grad skyldes endret terrengføring med høyden.

Geostrofisk vind kalles også likevektsvind da man antar en likevekt mellom trykk- og corioliskraften. Denne forenklingen, ved å sette summen av disse kreftene lik null, tilsier at man ser bort i fra sentrifugalkreftene og antar rettlinjede bevegelser. Tilnærmelsen er god i de fleste situasjonene, men i nærheten av lavtrykk på små skala og ved krumme luftbevegelser, vil gradientvind gi mer presise beregninger da hensynet til sentrifugalkraften ivaretas [26].

Videre bør de herskende vindforhold være forholdsvis stabile over tid i tillegg til at de historiske referansevinddataene kan betraktes som pålitelige [52]. Referansen bør minst strekke seg over en 10 til 20 års periode og parallelldekke måleperioden for den oppsatte målemasten [65]. Som det er vist i dette arbeidet er kvaliteten, homogeniteten og kontinuiteten til de historiske referansedataene i mange tilfeller tvilsom.

Ruhet til en overflate vil alltid eksistere i en viss størrelse og dermed *alltid* påvirke vindstrømmen. Det er derfor viktig at klassifiseringen av ruhetslengden utføres riktig for å unngå en feilaktig vindprofil. Ruhetslengden har imidlertid et empirisk underlag, og forhåndstall oppgitt i tabeller og lignende vil kun gi en tilnærming av de faktiske lokale

forholdene. Både nullplanetets forskyvning,  $d$ , og ruhetslengden,  $z_0$ , varierer med vindhastigheten og strukturen på vegetasjonen. Vegetasjon har ofte ulik struktur med hensyn til blant annet tetthet og form. Det er derfor grunn til å tro at ulike brukere vil vurdere situasjonen og klassifiseringen av ruhetslengden forskjellig.

Det omkringliggende terrenget for både referansen og den tenkte lokasjonen bør være tilstrekkelig flatt slik at turbulens ikke oppstår i for stor grad [52]. Det anbefales å foreta en *WASP RIX-analyse, Ruggedness Index*, som avdekker kompleksiteten i terrenget. *RIX-verdien* for en gitt posisjon er definert som den prosentdelen av det omkringliggende området som har en stigning større enn en viss kritisk terskel. Denne terskelen er som regel gitt ved en stigning i terrenget på 30 %, ekvivalent til 17 grader, hvor vindstrømningene separeres og resulterer i turbulens. Intensjonen med analysen er å finne et grovt estimat for omfanget av turbulensen og i hvilken grad dette bryter med forutsetningene for bruk av *WASP*. Det er funnet en empirisk sammenheng mellom *RIX-verdien* og feilmarginen. Den kan altså brukes som en indikator for hvor stort avvik det vil være mellom estimerte og faktiske vindforhold i situasjoner hvor en av eller begge lokasjonene bryter med forutsetningene med en *RIX-verdi* større enn 0 % [57].

*RIX-verdien* beregnes ved å dele inn sirkelen i et antall radier som omslutter lokaliteten. Hver enkel radius deles opp i linjesegment etter hvor mange kotelinjer som krysses. *RIX-verdien* er definert ved summen av antall linjesegment som har en stigning større enn  $\theta_{kritisk}$  delt på summen av totalt antall av linjesegment (det vil si radiusen). Beregnet *RIX-verdi* vil av den årsak være avhengig av radiusen, den kritiske stigningsterskelen  $\theta_{kritisk}$ , antall radier og til en viss grad intervallet for kotelinjene. Som standard brukes 12 sektorer, radius lik 3,5 km og en kritisk stigningsterskel  $\theta_{kritisk} = 0,30$  ekvivalent til 17 grader. Denne stigningsterskelen er antatt som terskel for når vindstrømningene separeres, i tillegg til at den anses som konstant for alle typer terreng. Hver sektor består av 6 subsektorer hvor profilene brukes for å beregne en snittverdi for *RIX-verdien* sektorvis. Den samlede *RIX-verdien* for en lokalitet vil bestå av gjennomsnittsverdien for alle sektorene [57].

Ved å bruke en orografisk indikator,  $\Delta RIX$ , er det imidlertid mulig å kompensere for feilen *WASP* gjør [60]. Indikatoren er definert som forskjellen i prosent mellom tenkt lokasjon og referansen. Det vil si at det brukes en *RIX-verdi* som er gjennomsnittet for 12 sektorer.

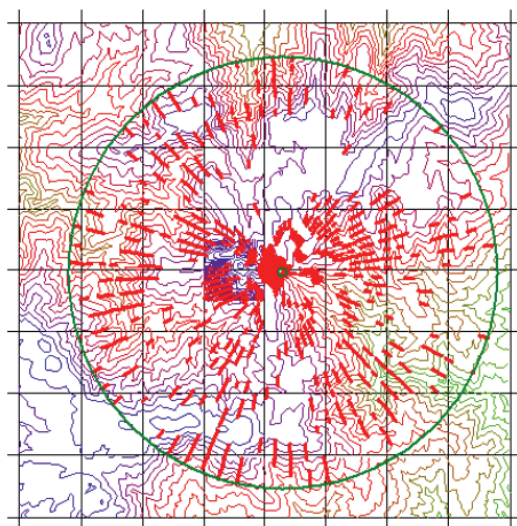
$$\Delta RIX = (RIX_{tenkt\ lokasjon} - RIX_{mål\ mast / ref})$$

$$\Delta RIX \approx 0 \text{ Troverdige estimat}$$

$$\Delta RIX > 0 \text{ Overestimert}$$

$$\Delta RIX < 0 \text{ Underestimert}$$

Formel 11-4 [17] [57] [58]

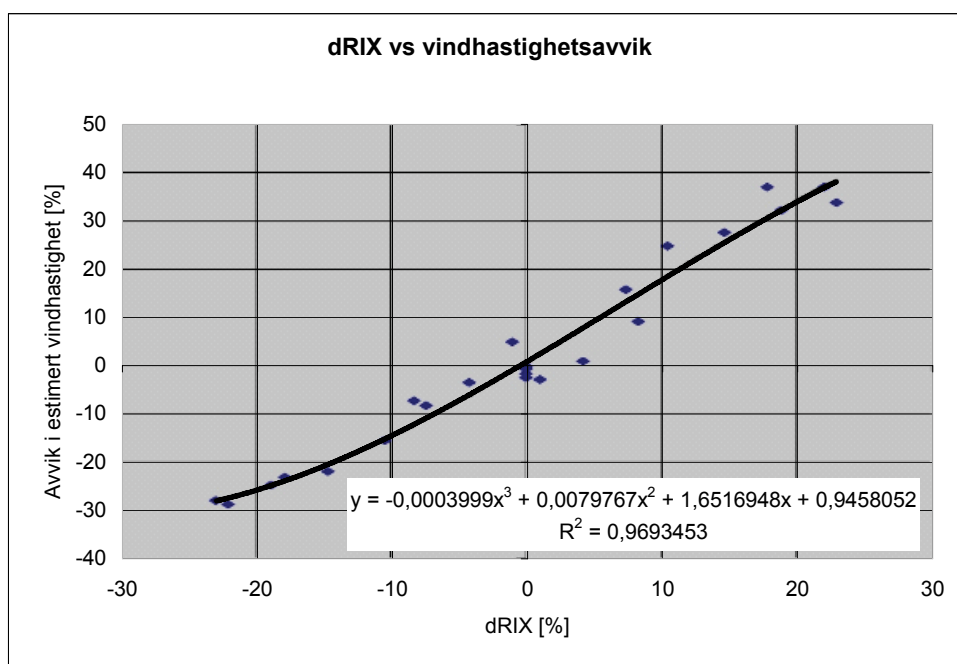


Figur 11-4 RIX-analyse. Terreng med stigning større enn  $\theta_{kritisk}$  er markert med linjer [58]



Ved å bruke *WAsP* modellene vindforholdene for en lokalitet hvor det allerede eksisterer eksakte vindmålinger ved hjelp av en målemast, er det mulig å vise hvor stort avviket i estimatet for vindhastigheten er, kontra forskjellen i  $\Delta RIX$  verdier.

Referansen (målemasten) er plassert på et kupert sted med en  $RIX_{m\ddot{a}lemast/ref} = 20$ , og en estimert turbinlokasjon befinner seg ikke i et kupert terreng med en  $RIX_{tenkt\ lokasjon} = 0$ . Dette gir en  $\Delta RIX = \underline{\underline{-20\%}}$



Figur 11-5 Illustrasjon på avvik i estimert vindhastighet ved bruk  $\Delta RIX$  [57]

Ved å bruke figur 11-5 vil derfor estimert vindhastighet på den tenkte turbinlokasjonen være 25 % for lav. Den kalkulerede energiproduksjonen kan derfor være omtrent 50 % for lav. I motsatt tilfelle ved  $\Delta RIX = \underline{\underline{20\%}}$ , kan estimert vindhastighet være 35 % og energiproduksjon 70 % for høy. Konklusjoner fra flere rapporter viser derimot at dersom både referansen og estimert turbinlokasjon befinner seg i et relativt identisk kupert terreng, det vil si  $\Delta RIX < 8\%$ , forventes det relativt små feil i estimert vindhastighet [17] [52] [59].

Den siste forutsetningen for at nøyaktigheten til *WAsP* opprettholdes, er at topografiske data er pålitelige og tilfredsstillende [52]. Ved orografiske kart som beskriver terrenget ved høydekoter, er det spesielt tre viktige faktorer som må ivaretas for å opprettholde gode estimat for vindforholdene. Størrelsen på kartet, intervallet mellom kotelinjene og hvor presise de digitaliserte kartene er, bør vises oppmerksomhet [52].

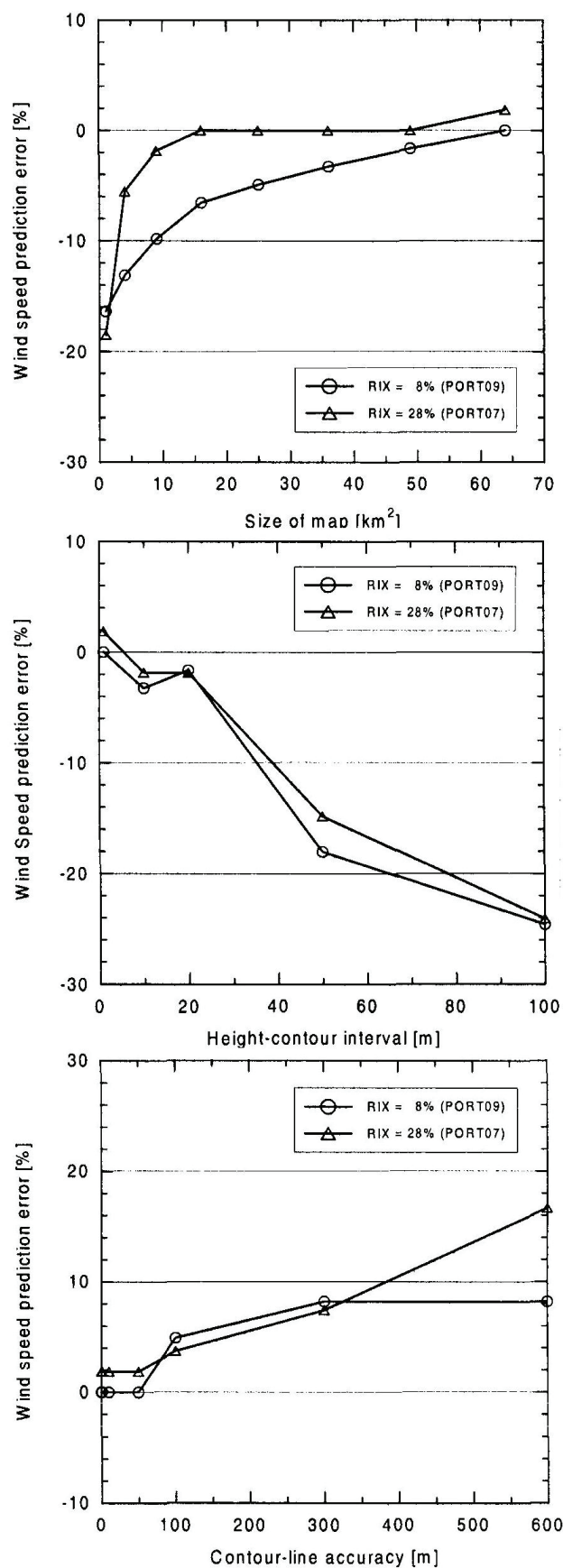
Forsøk viser at det er store avvik mellom estimert og reell vindhastighet ved bruk av en liten størrelse på kartet. Avviket minker ved å øke kartstørrelsen. Ved å bruke kart med en kvadratstørrelse på  $8 \times 8 \text{ km}^2$  vil det være lite avvik. Det fremkommer dessuten at kartstørrelsen kan være mindre kritisk på lokaliteter hvor terrenget er karakterisert som komplekst [52].

Ekvidistansen vil også ha en påvirkningsgrad. Hastighetsavviket er undersøkt ved å bruke en kartstørrelse på  $8 \times 8 \text{ km}^2$  med 5 forskjellige ekvidistanser; 1, 10, 20, 50 og 100 meter. Avviket holder seg forholdsvis lavt ved ekvidistanse mindre enn 20 meter, og kan nærmest neglisjeres ved ekvidistanse mindre enn 5 meter. Ved skarpe fjelltopper og kammer er det anbefalt å bruke en ekvidistanse på 1 meter [52].

Hvor presise kotelinjene er horisontalt, det vil si avstanden med punktene som kotelinjen er trukket gjennom, bør ikke være større enn 50 meter. Slik tynning av antall punkter gjøres i mange tilfeller for å oppnå håndterlige datatekniske kartfiler. Vindhastighetsavviket er illustrert ved å bruke forskjellige avstander mellom punktene nødvendige for å trekke kotelinjen [52].

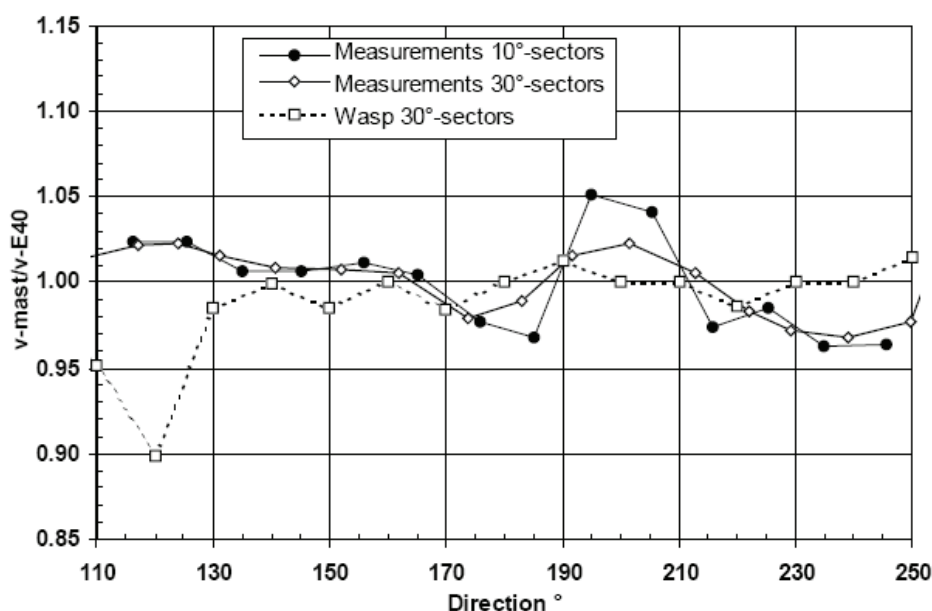
Ved å bruke en kartstørrelse på minst  $10 \times 10 \text{ km}$ , et kotelinjeintervall på mindre enn 20 meter, 1 meters kotelinjeintervall for å spesifisere særskilte terrengforhold og en kotepunktspresisjon på mindre enn 50 meter, vil påliteligheten til de topografiske forhold opprettholdes. Det er viktig å klar over at *WASP* arbeider med et polært koordinatsystem, og derfor ikke tar hensyn til kartdata i hjørnene av et kvadratisk kart [65].

*WASP*-modellen har en standard sektoroppløsning på 30 grader når den modellerer vindhistogram. Problemet er at modellen antar en unik relativ vindhastighet for hver sektor på bakgrunn av terrengets ruhet og kompleksitet til referansen og den estimerte lokasjonen [60]. Til tross for at ruheten og *RIX-verdien* kan vektas i forhold til vindrosen (frekvensen), er det ikke nødvendigvis slik at disse verdiene er representative for terrenget i hele sektoren på 30 grader. Det kan i enkelte tilfeller være at verdiene kun er gyldig for deler av sektoren. Forsøk viser at modellverktøyet kan ha en usikkerhet så lav som 4 % i moderat komplekst terreng hvor sektorvise feil jevnes ut. I komplekst terreng kan modellen ha en usikkerhet så høy som 20 % fordi modellen feiler direkte eller at feilene innbyrdes hver sektor ikke jevnes ut [61].



Figur 11-6 Kartstørrelse og kotepresisjon i forhold til nøyaktighet [52]





Figur 11-7 Korreksjonsfaktor for vindhastighet beregnet av *WAsP* sammenlignet med målinger fra en målemast og vindturbin [61]

Forsøket illustrert i figur 11-7 er utført i et moderat komplekst terreng mellom *WAsP* og målinger fra en målemast og vindturbin. Terrengene er bratt med kraftige skråninger ved turbinen mellom 110 og 120 grader. Mellom 180 og 200 grader er det et fjell i nærheten som gir avvik. Mellom 230 og 250 grader er terrenget karakterisert som flatt. Likevel er det ulikheter mellom modellen og målte verdier. Det kan derfor se ut som 30 graders oppløsning i moderat til komplekst terreng er utilstrekkelig [61]. Det skal imidlertid påpekes at hastighetsdata fra vindturbiner, på generell basis, vil være under sterk påvirkning av turbinens rotor. Det skyldes at anemometeret er montert på turbinhuset (*eng. nacelle*) i umiddelbar nærhet til de roterende vingbladene [65].

## 11.2 *WindSim*

*WindSim* er et simuleringsverktøy basert på numeriske strømningsmekaniske beregninger som løser ikke-lineære likninger for masse, moment og energi. Beregningene gjøres via en iterativ prosess, og feilene i beregningen reduseres jo flere iterasjoner som gjennomføres. Mange iterasjoner gir derimot lang kalkulasjonstid.

Det er ikke gått videre inn i beregningsmetodene i dette prosjektet da dette er kompliserte beregninger utenfor kompetanseområdet til prosjektdeltakerne. Det er derimot grovt beskrevet virkemåte, samt beskrivelse av noen årsaker til unøyaktighet i beregningene.

### 11.2.1 Virkemåte og begrensninger

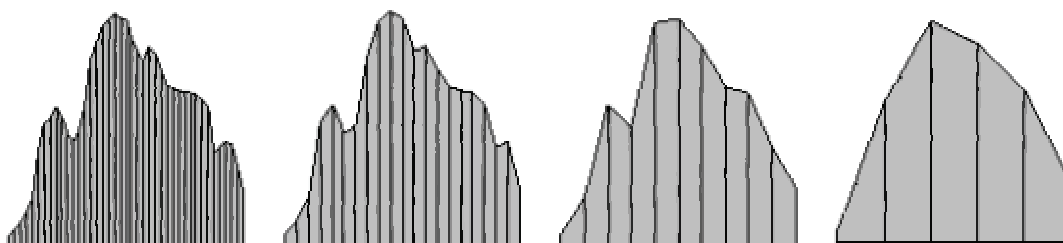
Inndata til *WindSim* omfatter blant annet digitale terreng- og ruhehetsmodeller. Disse modellene benyttes for å modellere terrenget i og rundt vindparken. Hvor detaljert terrenget kan beskrives avhenger av inndata og beregningsmessige begrensninger til datamaskinen modellen kjøres på. *WindSim* arbeider med et 3-dimensjonalt rutenett ved beregning av vindhastighet. Antall høyder vindhastigheten skal beregnes i blir angitt av brukeren, og er ofte angitt til omtrent 30. Antall punkter i det 3-dimensjonale rutenettet blir da  $nx \cdot ny \cdot nz$ , der

$nx$  = Antall punkter i x-retning (øst-vest retning)

$nz$  = Antall punkter i y-retning (nord-sør retning)

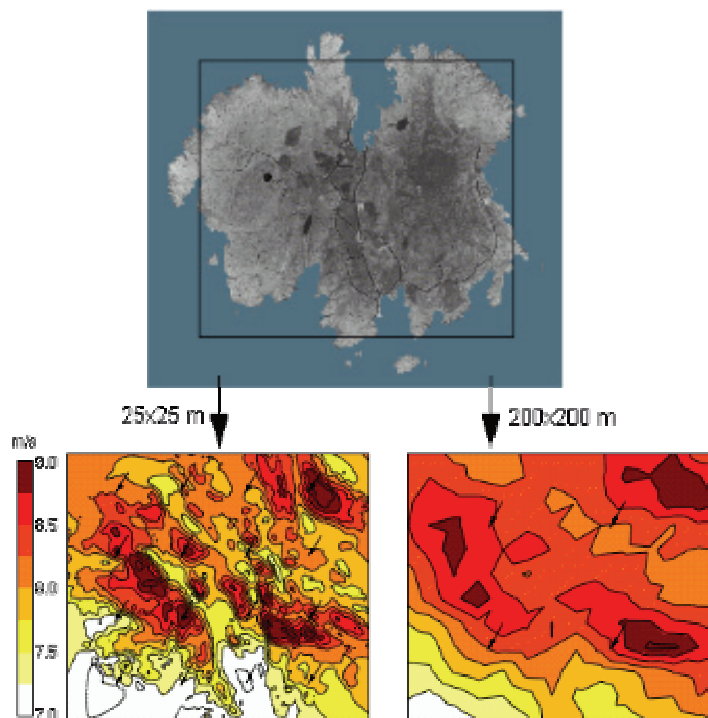
$ny$  = Antall punkter i z retning (høyde over terreng)

Nøyaktigheten til den numeriske simuleringen er avhengig av oppløsningen til dette rutenettet. Figur 11-8 viser hvordan en halvering av oppløsningen forandrer beskrivelsen av terrenget. Figuren til venstre er dannet på bakgrunn av et rutenett med 25 m oppløsning, mens figuren til høyre er dannet på bakgrunn av et rutenett med 200 m oppløsning.



Figur 11-8 Beskrivelse av terreng ved forskjellig oppløsning på rutenett [62]

På samme måte vil estimert vindressurskart være avhengig av oppløsningen til rutenettet. Figur 11-9 viser hvordan vindressurskart forandrer seg avhengig av oppløsningen til rutenettet.



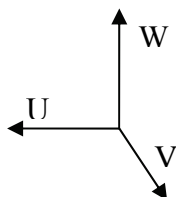
Figur 11-9 Vindressurskart ved forskjellig oppløsning [62]

På bakgrunn av dette vil man i utgangspunktet ønske så høy oppløsning som mulig, men har en bakdel ved at beregningsmengden blir stor. Det er også en grense ved hvor stort rutenett en datamaskin kan behandle. I analysene ved bruk av 100 meters oppløsning i denne undersøkelsen, er vindfeltet beregnet i et rutenett med 591015 punkter, som er nært opptil beregningsbegrensningen til datamaskinen *WindSim* ble kjørt på. Derimot viser resultater senere i rapporten at det ikke er en like klar sammenheng mellom oppløsning og korrekt vindressurstimering som man intuitivt skulle tro.

Etter modellering av terreng og det 3-dimensjonale rutenettet kan *WindSim* gjennomføre vindfeltsberegninger. Den numeriske modellen simulerer vindfeltet i et 3-dimensjonalt område. Langs grensene på området trenger modellen informasjon om vindfeltet, såkalt grensebetingelser. Disse betingelsene er gitt som vertikale vindprofiler basert på ruheten på grensene av området. Derimot har ikke modellen noe informasjon om vindfeltet på utsiden av det definerte området. Terreng utenfor området vil derimot kunne forstyrre dette enkle, antatte vindprofilet. Etter hvert som beregningene kommer lenger inn i området, vil lokal topografi og ruhet endre det vertikale vindprofilet og "hviske" ut grensebetingelsene. Det er derfor viktig å ha beskrivelse av terrenget i et område utenfor selve vindparkområdet for å ikke få feil på grunn av de antatte vindhastighetsprofilene ved grensene. Dersom høyde- og ruhetsinformasjon er tilgjengelig for et område som er større enn interesseområdet kan dette brukes ved såkalt "nøsteteknikk". Simuleringsresultater fra den store modellen kan ved hjelp av denne teknikken benyttes som grensebetingelser i en mindre modell. Dette reduserer unøyaktigheten basert på antagelse om vindprofil ved grensene.

Vindfeltsberegningene kalkuleres ved vind inn fra forskjellige retninger, normalt 12 retninger. Noen av resultatene av vindfeltsberegningene er vindhastighetens 3 retningskomponenter U,

V og W, som representerer vind fra øst og nord, samt vertikal vindkomponent, se figur 11-10. Andre beregningsresultater er trykk, kinetisk turbulent energi o.s.v.



Figur 11-10 Vindhastighetens 3 retningskomponenter

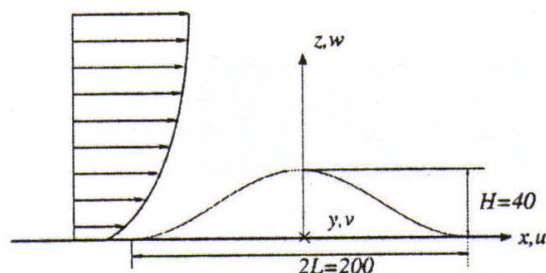
Disse generelle vindfeltsberegningene skaleres i ettertid ut ifra tilgjengelige meteorologiske datasett. Denne skaleringen fra de generelle vindfeltsberegningene medfører at de lokale vindforandringene innenfor det definerte området antas å være like uavhengig av vindhastighet. Ved flere meteorologiske datasett blir vindfeltsberegningene vektet ut ifra avstand til de forskjellige meteorologiske datasett. For beregning av vindressurskart vektet resultatene fra de forskjellige retningene etter vindretningsfrekvensen fra de(n) meteorologiske data. Dersom man har informasjon om vindturbinenes plassering kan vindressurskartet inkludere skyggeeffekter vindturbinene medfører. *WindSim* kan også estimere energiproduksjon ved å anvende vindhastighetsfordelinger sammen med effektkurver til vindturbiner.

For mer informasjon om *WindSim* sin virkemåte og begrensninger, se [63].

### 11.3 Viktige forskjeller mellom *WAsP* og *WindSim*.

*WAsP* og *WindSim* representerer hhv. en lineær og en ikke-lineær beregningsmodell. Ulempen med en lineær modell, er at modellen ikke beregner separasjon og resirkulasjon av luftmasser. Separasjon og resirkulasjon av luftmasser kan oppstå ved passering av høydedrag, og jo brattere helning høydedraget har, desto mer separasjon og resirkulering av vindmassene. Denne separasjonen resulterer i redusert vindhastighet og fører til at den lineære modellen, her representert ved *WAsP*, overestimerer vindhastigheten på nedstrøms side av et høydedrag.

En tidligere studie viser hvordan lineære og ikke-lineære modeller simulerer vindstrømmer over 2-dimensjonale høydedrag ved forskjellige helningsvinkler [64]. Beregningsmodellene som var brukt i denne studien var *WAsP* og en ikke-lineær modell kalt MASCOT. Den sistnevnte modellen baserer seg derimot på samme formelverk som *WindSim* og resultatene vil dermed trolig gjelde for *WindSim* i stor grad.



Figur 11-11 2-dimensjonal modell brukt til simulering av vindstrømmer [64]

Figur 11-11 viser modelloppsettet i studien.  $H$  er høyden på høydedraget,  $L$  er horisontal avstand mellom toppen av høydedraget og foten på høydedraget. Høydedraget er modellert ved følgende formel:

$$z_s = \begin{cases} H \cos^2\left(\pi \frac{x}{2L}\right), & |x| < L \\ 0, & |x| > L \end{cases}$$

Formel 11-5 [64]

hvor

$$\begin{aligned} z_s &= \text{Høyden på terrenget} \\ x &= \text{Horisontal distanse i vindretning} \end{aligned}$$

Videre i undersøkelsen er  $z'$  benyttet for å beskrive høyden over terrenget.

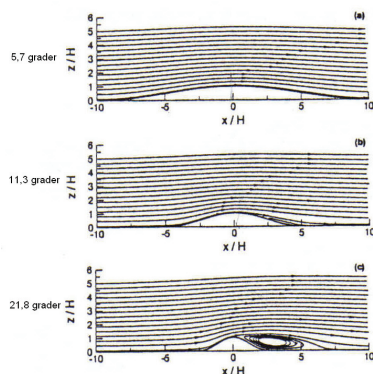
5 høydedrag med forskjellig helningsvinkel var testet. Gjennomsnittshelningsvinkel,  $\theta$ , er definert som  $\theta = \tan^{-1}\left(\frac{H}{L}\right)$ . Dimensjonene er oppsummert i tabell 11-1.

Tabell 11-1 Dimensjoner til testede høydedrag [64]

case	$H$ (mm)	$L$ (mm)	$\theta$ (degree)	$H/z_0$
1	40	800	2.9	133
2	40	400	5.7	133
3	40	200	11.3	133
4	40	100	21.8	133
5	40	50	38.7	133

I studiet er det også laget fysiske modeller av høydedragene som er dekket med kunstig gress som tilsvarer en ruhetslengde på 0,3 mm.

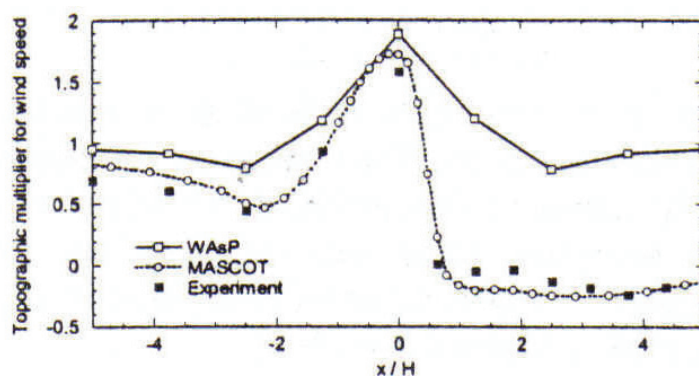
Figur 11-12 viser strømningsmønstre over høydedragene ved forskjellig helningsvinkel, simulert med den ikke-lineære beregningsmodellen. Ved en helningsvinkel på 5,7 grader er strømningsmønsteret tilnærmet symmetrisk på begge sider av høydedraget. Ved en helningsvinkel på 11,3 grader kan en svak separasjon av vindmassene observeres i bakkant av høydedraget. Ved en helningsvinkel på 21,8 grader separerer vindmassene seg på lesiden av høydedraget og en resirkulasjonsone dannes. Strømningsmønsteret skiller seg her godt ut ifra strømningsmønsteret på oppstrøms side.



Figur 11-12 Separasjon og resirkulering av luftmasser [64]

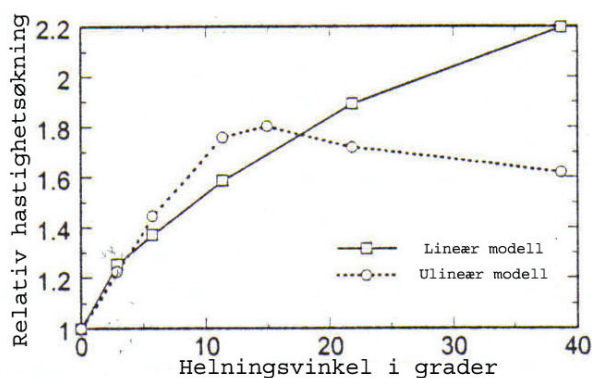
Når luftmassene separeres blir vindhastigheten estimert med den lineære modellen svært unøyaktig. Figur 11-13 viser variasjonen i vindhastighet, når luftmassene separeres, som funksjon av horisontal plassering i en høyde på  $z'/H = 0,25$ . Vindhastigheten er her normalisert med vindhastigheten i områder uten påvirkning av høydedraget.  $x/H = 0$  korresponderer med toppunktet på høydedraget, mens  $x/H = \pm 2,5$  korresponderer med oppstrøms og nedstrøms fot til høydedraget.

Den lineære modellen overestimerer her vindhastighetene i alle posisjoner, men spesielt ved nedstrøms side av høydedraget. Den relative vindhastigheten er her tilnærmet lik 1, mens målinger på den fysiske modellen og estimeringer ved den ulineære modellen viser negativ relativ vindhastighet. Denne negative vindhastigheten skyldes resirkulasjon på nedstrøms side av høydedraget.



Figur 11-13 Variasjon av vindhastighet som funksjon av horisontal plassering [64]

Figur 11-14 viser estimert vindhastighet på toppen av høydedraget, i forhold til vindhastighet i områder uten påvirkning, avhengig av helningsvinkelen til oppstrøms side av høydedraget. Målehøyden over terrenget er også er  $z'/H = 0,25$ .

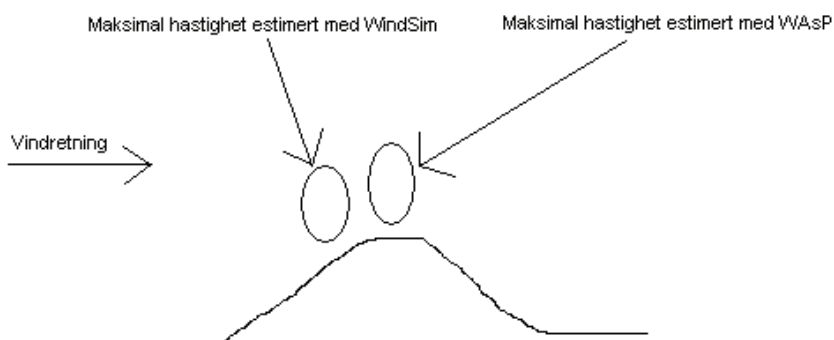


Figur 11-14 Forskjell i estimert hastighetsøkning på toppen av høydedrag avhengig av helningsvinkel [64].

Figuren viser at den ulineære modellen har en topp ved en helningsvinkel på ca 15 grader. Denne toppen forklares ved at resirkulasjon bak høydedraget tilsynelatende endrer formen på høydedraget etter denne helningen. *WASP* overestimerer den ulineære modellen når helningsvinkelen overskrider ca 17 grader, og underestimerer den ulineære modellen når helningsvinkelen er mellom 5 og 17 grader. Disse resultatene indikerer at *WASP*, eller lineære modeller, kun kan brukes uten feilestimering dersom helningsvinkelen er under 5 grader.

I tillegg til disse resultatene viser forsøk og simuleringer i den samme studien at den lineære modellen ikke klarer å estimere vinddreininger som skyldes lokal topografi som daler og liknende.

Et resultat av de viste forskjellene mellom ikke-lineære modeller og lineære-modeller gjør utslag i hvor modellene estimerer maksimal vindhastighet ved en bakketopp. *WindSim* beregner maksimal hastighet litt oppstrøms side av bakketoppen p.g.a. resirkulasjon og separasjon av vindmassene bak toppen. *WAsP* beregner derimot maksimal hastighet på toppen av bakketoppen [65].



**Figur 11-15** Forskjell i beregning av maksimal vindhastighet mellom *WAsP* og *WindSim*

I tillegg til disse forskjellene estimerer *WindSim* og *WAsP* den vertikale hastighetsprofilen på forskjellig måte. *WAsP* sin metode er enkelt forklart i kapittel 11.1.1, mens *WindSim* sin vertikale hastighetsprofil blir beregnet ved at *WindSim* beregner vindhastigheter i forskjellige høyder ut ifra de numeriske strømningstekniske beregningene.

Det er viktig å understreke at undersøkelsen referert til er utført med en relativt enkel terrengformasjon. I virkeligheten er terrengformasjonene mye mer komplekse, og estimering av vindhastighet er avhengig av flere faktorer enn helningsvinkel. Andre undersøkelser viser for eksempel at *WAsP* estimerer riktig vindhastighet ved større helning enn her antydnet [65]. Undersøkelsen viser derimot hvilke feilestimeringer *WAsP* kan forårsake ved visse topografiske forhold.

## 12 Sammenlikning av *WindSim* og *WAsP*

Både *WAsP* og *WindSim* gir naturligvis mer eller mindre usikre resultater p.g.a. mangelfull modellering av høydekoter, ruhet o.s.v, samt beregningsmessige begrensninger. Målet med denne analysen er å få ett inntrykk av usikkerhetene og forskjellene i simuleringsresultatene til de to programmene.

Til å avdekke forskjeller og nøyaktighet er det utført 4 forskjellige analyser:

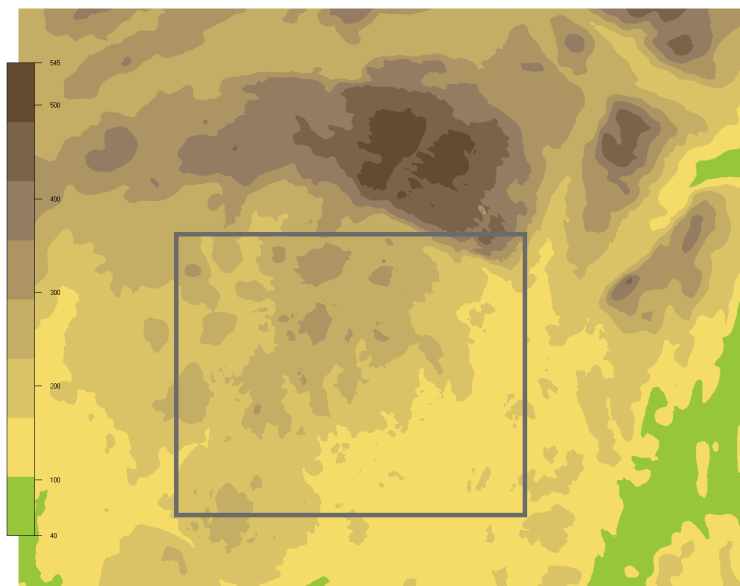
- Sammenlikning av estimert og målt vindhastighetsfordeling
- Sammenlikning av målt og estimert vertikal vindhastighetsprofil
- Sammenlikning av vindressurskart fra *WindSim* og *WAsP*.
- Sammenlikning av optimal turbinplassering basert på vindkart fra *WindSim* og *WAsP*.

For å gjøre disse analysene er dataprogrammene *WindSim* og *WindPro* stilt til disposisjon. *WindPro* er et vindparkberegningsprogram utviklet av Energi og Miljødata i Danmark som kan bruke både *WAsP* og *WindSim* som underliggende beregningsmotor. *WAsP* er derimot ikke stilt til disposisjon. Dette er derimot løst ved at EMD, ved Mads Sørensen, har gjort analysene som er avhengig av *WAsP*. Resultatene fra både *WAsP* og *WindSim* er til slutt brukt i *WindPro* for sammenlikning av vindressurskart og optimal turbinplassering. For mer informasjon om *WindPro*, se [59] og [20].

### 12.1.1 Datagrunnlag *WindSim*

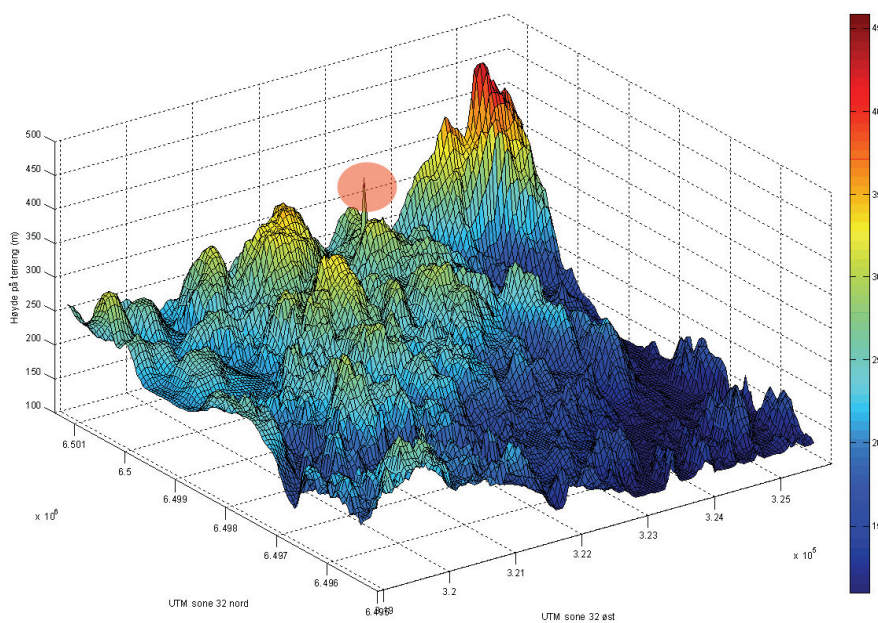
Digitalt kartgrunnlag er levert av *WindSim* AS. På bakgrunn av beregningsmetode basert på grensebetingelser er kartet relativt mye større enn faktisk vindparkområde. Dette fører til svært store datamengder ved vindfeltsberegninger for hele området. Dette har ført til en maksimal oppløsning på 100 m når vindfeltet er beregnet for hele område på grunn av datatekniske begrensninger. For å få en bedre oppløsning nær selve vindparkområdet er det gjennomført vindfeltsberegninger med 50 meters oppløsning basert på nøsteteknikk ved bruk av resultatene fra simuleringen basert på 100 meters oppløsning. I tillegg er det hos *WindSim* AS gjennomført en beregning av selve vindparkområdet med en oppløsning på 25 meter. Dette ble gjort hos *WindSim* AS på grunn av begrensninger i prosjektdeltakernes datautstyr. Alle 3 oppløsningene er benyttet i en av analysene for å se om det er stor forskjell i nøyaktighet ved forskjellig oppløsning. Figur 12-1 viser det digitale kartgrunnlaget. Hele området er modellert med oppløsning på 100 meter. Terreng inne i markert firkant er modellert med 50 og 25 meters oppløsning.





Figur 12-1 Digitalt terrenngmodell. Verdier angir høyde på terrenng i meter.

Siden *WindSim* sine beregninger skjer ved en iterasjonsprosess er det mulig å få løsninger som ikke konvergerer. Ved vindfeltberegninger med 50 meters oppløsning divergerte beregningsresultatet ved vind inn fra sektor 2, 3 og 4, d.v.s. sektorene med tyngdepunkt i 30°, 60° og 90°. Beregningene tydet på at en skarp terrenngformasjon nord i området forårsaket denne divergensen. Ved nærmere analyse av den digitale terrenngmodellen ble det oppdaget en unaturlig topp i terrenng som representerer en feil i den digitale terrenngmodellen, se figur 12-2. *WindSim* har mulighet for å glatte ut terrenngformasjoner som forårsaker divergerende beregningsresultater. Ulempen med denne redigeringen er at terrennget mister sin egentlige form. Forandring av terrennget ble forsøkt minimert ved å utføre glattingen kun på det mest komplekse terrenng. Dette førte kun til en forandring av terrenngbeskrivelsen svært nær feilen. Figur 12-3 viser forskjellen i terrenngbeskrivelse før og etter glatting. Tallverdier viser forandring i høyde på terrenng i meter.



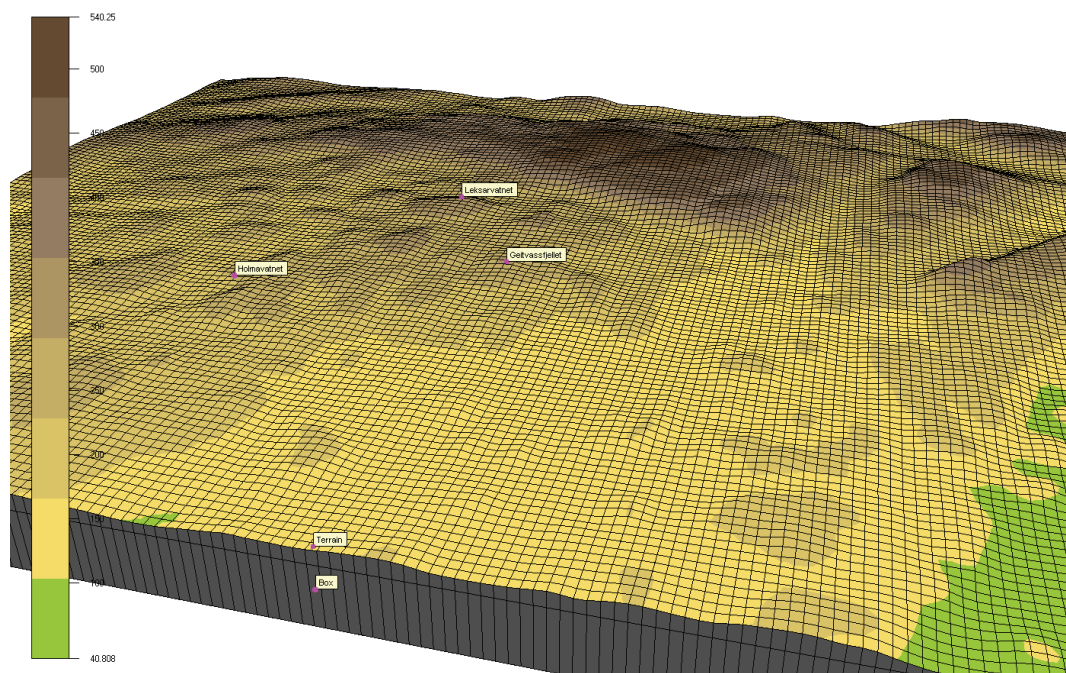
Figur 12-2 Digital terrenngmodell. Rød sirkel markerer feil i den digitale terrenngmodellen.



Figur 12-3 Forandring av terrengbeskrivelse p.g.a. glatting av terreng i *WindSim*.

Vindmålinger er levert av Agder Energi som måledata i tidsserie. En av målemastene har vært i drift fra begynnelsen av februar 2005, mens de to andre har vært i drift fra midten av mai 2006. Data fra alle 3 målemastene er tilgjengelige fram til 12. februar 2007. For å kunne sammenlikne målt og estimerte vindforhold er det brukt vinddata fra samme periode fra alle mastene. Måledataene har også blitt filtrert gjennom analyseprogrammet som ble utviklet høsten 2006 [20]. Resultater fra analyseprogrammet viser svært mye feildata fra en av mastene fra midt i november 2006 til januar 2007. Det er derfor valgt å kun benytte data fra 12.mai til og med 14. november 2006 i denne analysen. Filtrert data i denne perioden utgjør 26.709 måleverdier, tilsvarende 185,48 dager med gjennomsnittlig vindhastighet målt hvert 10 minutt. Vinddataseriene er konvertert til retnings- og hastighetsfordelinger for å gjøre vindstatistikken leselig for *WindSim*. *WindSim* konverterer i ettertid disse dataene til weibullparametere og gjennomsnittlig vindhastighet for hver sektor.

De tre målemastene har navn etter plassering og kalles Geitvassfjellet, Leksarvatnet og Holmavatnet. Plasseringen til hver målemast er visualisert i figur 12-4. Rutenettoppløsningen på denne figuren er 100 m.



Figur 12-4 Plassering av vindmålemaster. Verdier angir høyde på terreng i meter.

Vindstatistikken for hver målemast er vist i tabell 12-1. Sektorene er oppdelt med sektor 1 fra 345° – 15°, sektor 2 fra 15° – 45° o.s.v.

Tabell 12-1 Vindstatistikk for målemastene i vindparkområdet

Sektor	Geitvassfjellet												Total gj.snitt vindhastighet (m/s)	
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12		
Formfaktor	1,79	1,76	1,55	2,68	2,4	2,55	2,07	1,5	1,77	1,75	1,85	2,44	Total formfaktor	1,97
Skalafaktor	6,6	4,19	4,3	8,21	6,98	7,22	6,88	5,68	5,77	8,09	9,35	9,63	Total skalafaktor	7,77
Frekvens	0,049	0,021	0,037	0,128	0,13	0,097	0,077	0,046	0,049	0,071	0,123	0,172		
Total gj.snitt vindhastighet (m/s)	5,89	3,61	3,86	6,98	6,09	6,23	6	5,37	5,1	7,33	8,46	8,65		

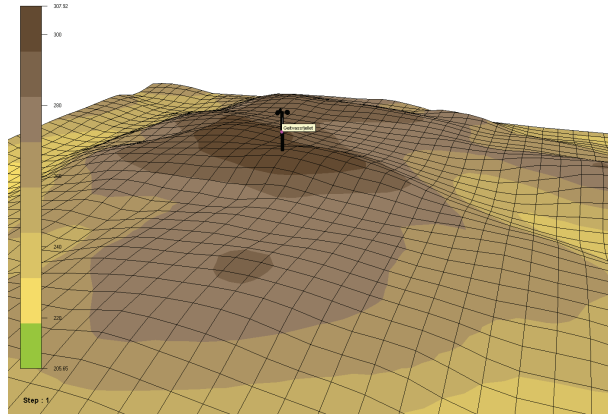
Sektor	Leksarvatnet												Total gj.snitt vindhastighet (m/s)	
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12		
Formfaktor	2,78	2,15	1,84	1,64	2,39	2,78	2,39	1,72	1,5	1,58	1,82	2,45	Total formfaktor	2,02
Skalafaktor	9,14	5,54	5,27	7,37	8,77	7,96	7,1	5,49	4,95	8,07	9,92	10,07	Total skalafaktor	8,63
Frekvens	0,059	0,011	0,015	0,062	0,229	0,105	0,045	0,032	0,048	0,085	0,159	0,149		
Total gj.snitt vindhastighet (m/s)	7,97	4,51	4,39	6,53	7,61	6,8	6,11	4,97	4,72	7,39	8,87	9,11		

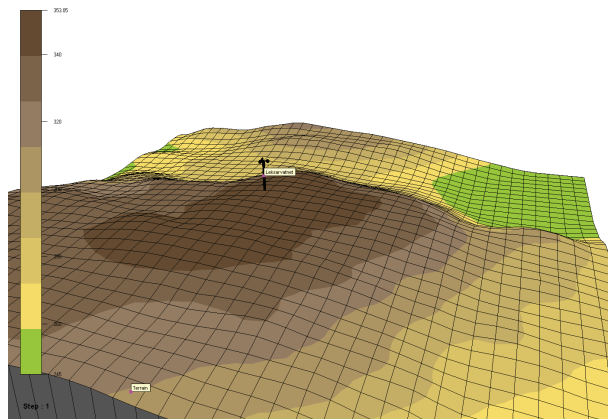
Sektor	Holmavatnet												Total gj.snitt vindhastighet (m/s)	
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12		
Formfaktor	2,37	1,93	1,96	2,24	2,55	2,54	2,41	1,7	1,77	1,72	1,81	2,47	Total formfaktor	2,05
Skalafaktor	6,22	3,63	4,32	7,15	7,05	5,87	6,86	5,37	4,82	6,68	7,72	8,35	Total skalafaktor	6,86
Frekvens	0,085	0,015	0,018	0,095	0,16	0,084	0,083	0,053	0,061	0,065	0,114	0,168		
Total gj.snitt vindhastighet (m/s)	5,52	3,09	3,61	6,3	6,25	5,12	5,98	4,88	4,29	6,08	6,97	7,43		

Vindstatistikken viser høyest gjennomsnittlig vindhastighet ved Leksarvatnet på 7,51 m/s, mens laveste gjennomsnittlig vindhastighet er ved Holmavatnet på 6,06 m/s. Dette samsvarer godt med høyden målemastene er lokalisert på. Leksarvatnet ligger høyest mens Holmavatnet ligger lavest.

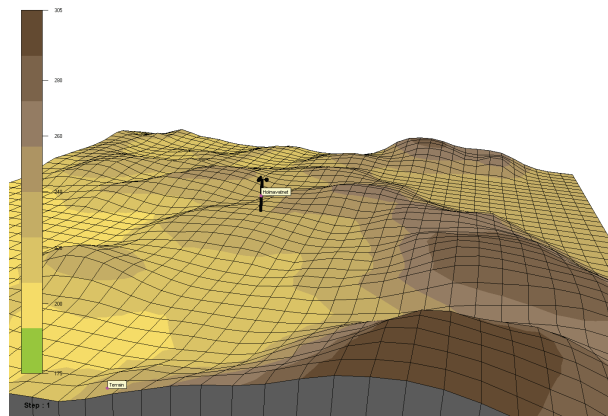
Figur 12-5 til figur 12-7 viser detaljert plassering av målemastene. Rutenettoppløsningen i figurene er 50 meter.



**Figur 12-5** Detaljert terreng ved Geitvassfjellet. Tallverdier angir høyde på terreng



**Figur 12-6** Detaljert terreng ved Leksarvatnet. Tallverdier angir høyde på terreng.



**Figur 12-7** Detaljert terreng ved Holmavatnet. Tallverdier angir høyde på terreng.

## 12.2 Sammenlikning av estimert og målt vindhastighetsfordeling

Ved å bruke vindmålinger fra en av mastene til å estimere vindforholdene i området, kan målinger fra de to andre målemastene brukes til å kontrollere hvor godt estimeringen stemmer med faktiske målinger. Ved 3 master kan dette gjøres begge veier mellom alle 3 mastene. Dette resulterer i 6 sammenlikninger.

En innebygd funksjon i *WindSim* gjør det mulig å transformere en vindstatistikk fra ett punkt til et annet. *WindSim* beregner da vindstatistikken i det punktet man transformerer til fra tidligere vindfeltsberegninger. Dette er også gjort i *WAsP*. Spesifikt hvordan denne transformasjonen er gjort i *WAsP* er det ikke gått videre inn på siden dette er gjort av EMD.

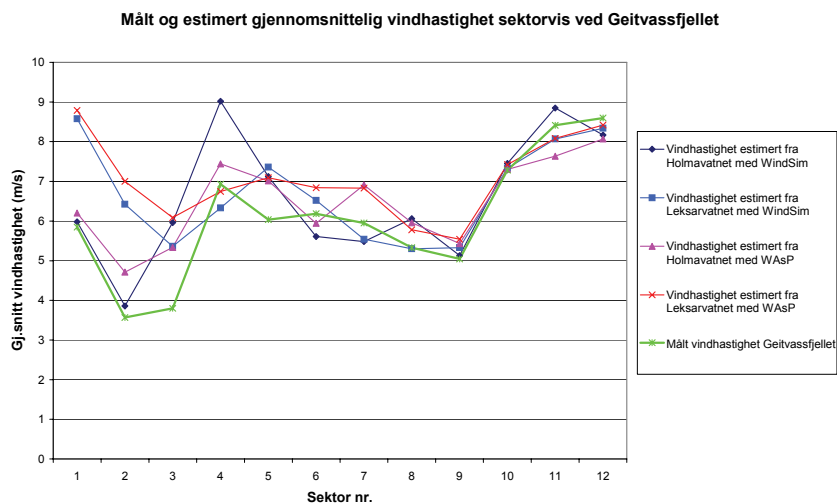
Ved å gjøre denne transformasjonen fra et mastepunkt til de to andre, er det sammenliknet følgende størrelser mellom estimert og målt vindstatistikk:

- Frekvensfordeling for hver vindretningssektor
- Skala- og formparameter for hver vindretningssektor
- Gjennomsnittlig vindhastighet for hver vindretningssektor
- Total gjennomsnittlig vindhastighet
- Total skala- og formparameter
- Total årlig energiproduksjon

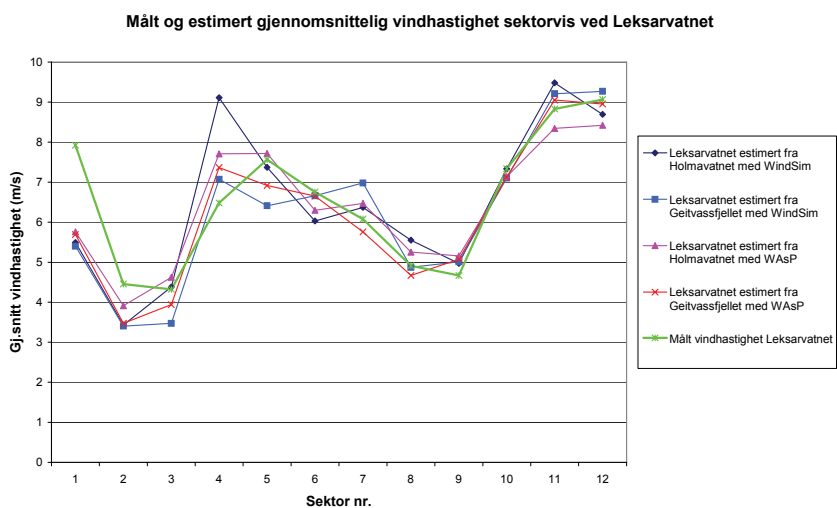
Både *WindSim* og *WAsP* bruker weibullparametre for å beregne gjennomsnitt vindhastighet. I tillegg bruker de forskjellige metoder for å beregne weibullparametre ut ifra en frekvenstabell eller tidsserie. *WindSim* bruker en metode som tar utgangspunkt i best tilpasning basert på middelverdi og standardavvik, mens *WAsP* bruker en metode som gir best tilpasning av vindens energiinnhold. Hastigheter, skala- og formfaktorer er derfor ikke helt like selv om inndataen i form av en frekvenstabell eller tidsserie er identisk. På grunn av denne forskjellen er estimert gjennomsnittlig vindhastighet sammenliknet med gjennomsnittlig vindhastighet basert på data i tidsserieformat for å unngå forskjeller på bakgrunn av forskjellige weibullparametre.

For denne analysen, hvor hensikten er å sammenlikne *WAsP* og *WindSim*, er det i hovedsak brukt *WindSim*-beregningen med 50 meters horisontal oppløsning i og med at ressurskartene fra *WAsP*, brukt i kapittel 12.4, er i denne oppløsningen.

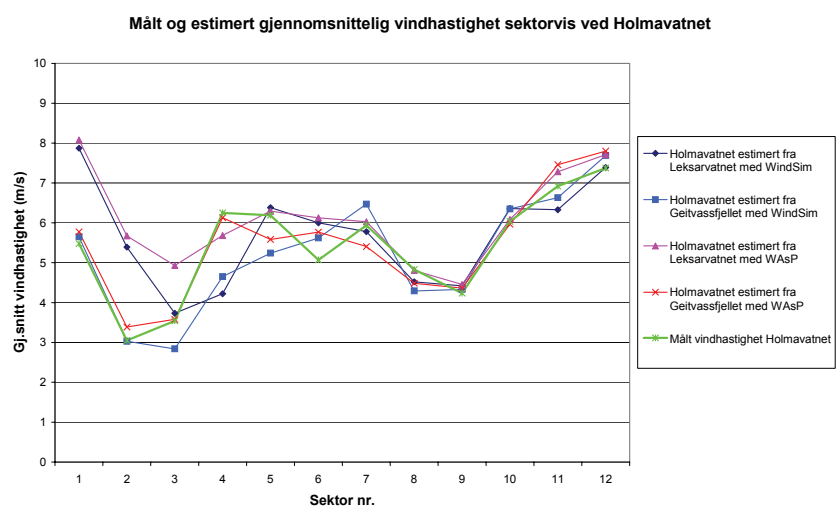
Figur 12-8 til figur 12-10 viser resultater for estimering av gjennomsnittlig vindhastighet, sektor for sektor. Sektor 1 representerer her vind ifra 345 – 15°, sektor 2 vind fra 15 – 45° o.s.v. 0° representerer nord, 90° grader representerer øst o.s.v.



Figur 12-8 Målt og estimert gjennomsnittlig vindhastighet sektorvis ved Geitvassfjellet



Figur 12-9 Målt og estimert gjennomsnittlig vindhastighet sektorvis ved Leksarvatnet



Figur 12-10 Målt og estimert gjennomsnittlig vindhastighet sektorvis ved Holmavatnet

Figurene viser relativt korrekt estimert vindhastighet fra sektor 6 til sektor 12, mens gjennomsnittlig estimert vindhastighet i sektor 1 til 4 ofte har et relativt stort avvik. Det fremgår også av figurene at estimering av gjennomsnittlig vindhastighet ved Geitvassfjellet og Holmavatnet feiler relativt mye ved bruk av data fra Leksarvatnet.

Sektor 1 til 4 vil si retningene mellom 345° og 105°. Figur 12-1 viser at det i disse sektorene befinner seg relativt høyt terreng. Mesteparten av dette terrenget er i *WindSim* kun modellert med 100 meters oppløsning. Dårlig oppløsning og begrensninger i beregningene ved komplekst terreng kan være mulige forklaringer på de relativt store feilene i disse sektorene. Hvordan terrenget er modellert i *WAsP* her er uvisst.

Ut fra figurene er det vanskelig å avgjøre om *WAsP* eller *WindSim* er best til å estimere vindhastighetene. Ved sektor 1 – 4 i figur 12-8 og figur 12-10 er det derimot tydelig at valg av målemast har større betydning enn valg av simuleringsprogram. *WAsP* og *WindSim* gir relativt like verdier her.

Ved å benytte total gjennomsnittlig vindhastighet er det enklere å se forskjeller mellom *WindSim* og *WAsP*. Figur 12-11 viser avvik mellom estimert og målt gjennomsnittlig vindhastighet ved de forskjellige mastene ved bruk av hhv. *WindSim* og *WAsP*.

		WindSim			WAsP		
		Avvik mellom målt og estimert gj.snitt vindhastighet ved:			Avvik mellom målt og estimert gj.snitt vindhastighet ved:		
		Geitvassfjellet	Leksarvatnet	Holmavatnet	Geitvassfjellet	Leksarvatnet	Holmavatnet
Estimert fra	Geitvassfjellet	0,74 %	-4,16 %	-3,49 %	2,22 %	-4,83 %	1,50 %
	Leksarvatnet	6,37 %	0,67 %	2,83 %	8,15 %	1,88 %	8,15 %
	Holmavatnet	5,04 %	-0,67 %	0,83 %	2,22 %	-4,83 %	1,50 %

Figur 12-11 Avvik mellom målt og estimert gjennomsnittlig vindhastighet

Diagonalelementene i figuren viser forskjellen i gjennomsnittlig vindhastighet beregnet ut ifra weibullparametre i forhold til den faktiske tidsserien. *WAsP* har her størst avvik, som forventet ut ifra estimeringsmetoden av weibullparametrene.

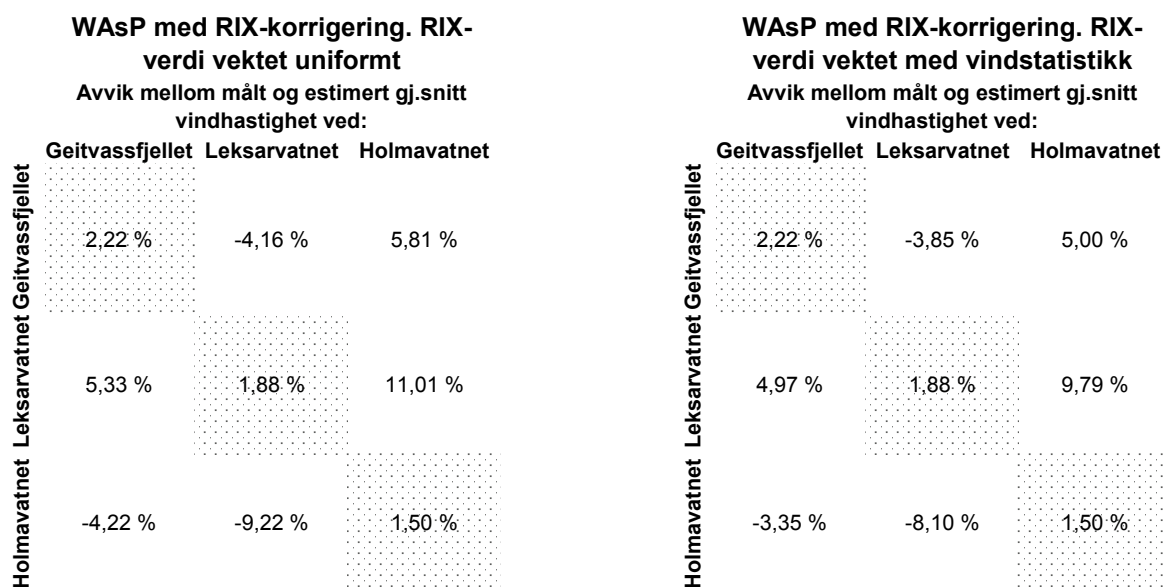
Maksimal feilestimering på 8,15 % oppstår med *WAsP* ved estimering av gjennomsnittlig vindhastighet ved Geitvassfjellet og Holmavatnet, med data fra Leksarvatnet. Maksimal feilestimering med *WindSim* er 6,37 %.

Det er derimot ikke noen spesiell trend som antyder at et program er bedre enn det andre. For eksempel ved estimering av vindhastighet ved Geitvassfjellet med data fra Holmavatnet viser *WindSim* dårligere resultat enn *WAsP*. Dersom det sees bort ifra diagonalelementene hvor



feilen kun skyldes forskjellige weibullparametre, er 4 av 6 estimeringer bedre i *WindSim* enn *WAsP*.

Ved hjelp av RIX-analyse er det mulig at resultatene fra *WAsP* ville vise bedre samsvar med virkeligheten. RIX-verdier kan estimeres ved å vekte beregningen av RIX-verdien uniformt eller vektet ut ifra vindretningsfordelingen. Figur 12-12 viser resultatene ved bruk av RIX-analyse basert både på uniform og vektet RIX-verdi beregning. RIX-verdiene er beregnet ved hjelp av dataprogrammet *WindPro*.



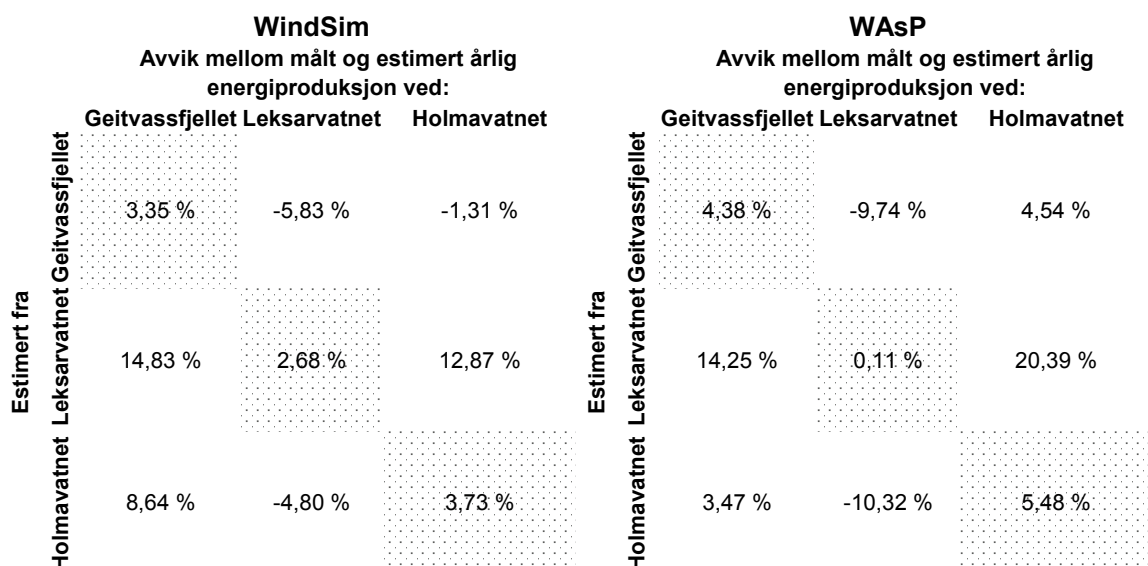
Figur 12-12 Avvik mellom målt og estimert gjennomsnittlig vindhastighet med *WAsP*, RIX-korrigert.

Sammenlikning av resultatene med og uten RIX-analyse, viser at RIX-analysen ikke forbedrer resultatene i stor grad. Ved 4 av 6 tilfeller viser resultatene med RIX-analyse faktisk dårligere estimat enn uten RIX-analyse. RIX-analysen basert på RIX-verdi vektet med vindstatistikk viser seg derimot å gi mindre feil enn RIX-verdier vektet uniformt.

For å se hvor mye feilestimeringene har å si på årlig energiproduksjon er weibullparametrene sammen med effektkurven til Vestas V80 2 MW benyttet. Se kapittel 5.5 for beskrivelse av effektkurve og formelverk.

Resultatet av disse beregningene er vist i figur 12-13. Også her viser *WAsP* maksimal feilestimering med 20,39 %, mens maksimal feilestimering med *WindSim* er 14,83 %, men også her estimerer *WindSim* større feil enn *WAsP* ved noen tilfeller. Dersom det sees bort ifra diagonalelementene hvor feilen kun skyldes forskjellige weibullparametre, er også her 4 av 6 estimeringer bedre i *WindSim* enn *WAsP*. Sammenlikning av figur 12-11 og figur 12-13 viser derimot at de ikke er en klar sammenheng mellom overestimering av vindhastighet og energiproduksjon. For eksempel overestimerer *WAsP* vindhastigheten mer enn *WindSim* ved Geitvassfjellet med bruk av data fra Leksarvatnet, mens årlig energiproduksjon overestimeres mer ved bruk av *WindSim*. Forskjellige forhold mellom skala- og formparametre er årsaken til denne vekslingen.



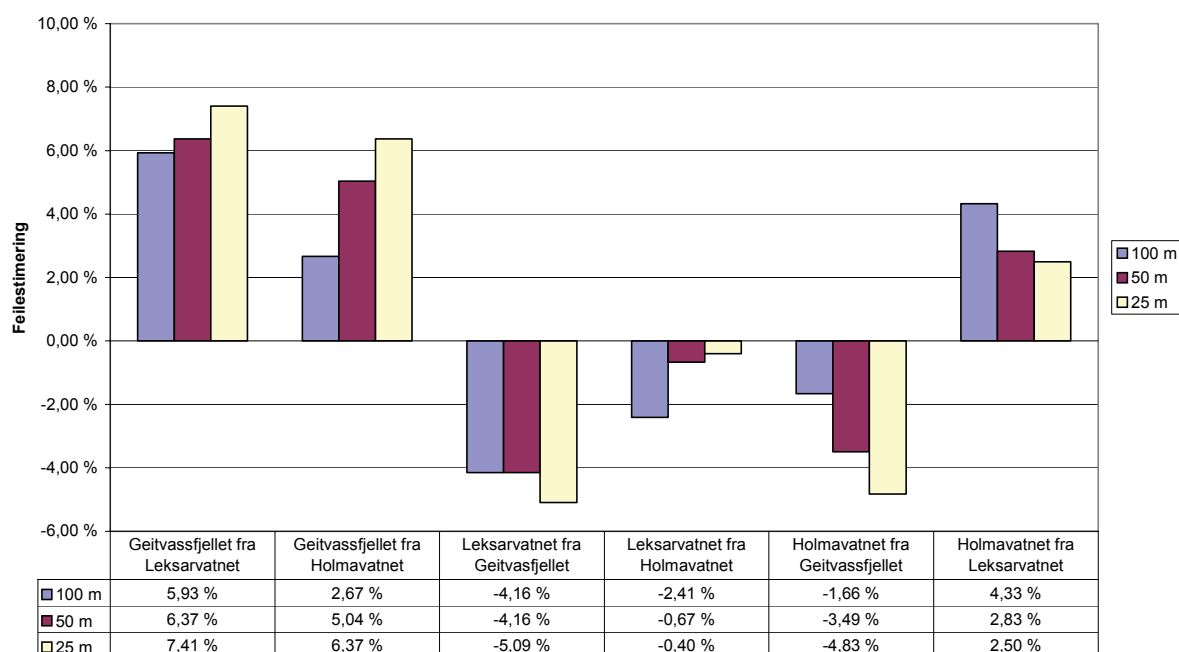


Figur 12-13 Avvik mellom målt og estimert årlig energiproduksjon

### 12.2.1 Oppløsningsavhengighet i WindSim

Et spørsmål som dukker opp ved modellering av vindfelt og ressurskart er hvilken oppløsning på modellen som gir best resultat. Dette har prosjektgruppen ikke kunne undersøke ved bruk av WAsP på grunn av manglende programvarelisens. Derimot er sammenlikningene i WindSim gjort ved horisontal oppløsning på 100, 50 og 25 meter. 25 meters simuleringene er gjort ved hjelp fra WindSim AS. Intuitivt skulle man tro at bedre oppløsning skulle gi mer riktige resultater i forhold til virkeligheten. Dette viser derimot analysene ikke alltid stemmer.

Feilestimering avhengig av rutenettoppløsning i WindSim



Figur 12-14 Avvik mellom målt og estimert gjennomsnittlig vindhastighet avhengig av oppløsning i WindSim

Sammenlikning av målt og estimert vindhastighet ble gjennomført ved de 3 forskjellige oppløsningene. Figur 12-14 viser avvik mellom målt og estimert gjennomsnittlig vindhastighet avhengig av oppløsningen på modellen i *WindSim*. Ved 4 av 6 tilfeller estimerer *WindSim* større avvik ved 25 meters oppløsning enn både 50 og 100 meters oppløsning. Kun ved 2 av 6 tilfeller er avviket minst med en oppløsning på 25 meter. På bakgrunn av at resultatene spriker mye er de vanskelig å trekke noen konklusjon om hvilken oppløsning som gir best samsvar. Figuren viser derimot at det ikke automatisk er samsvar mellom høy oppløsning og lite avvik.

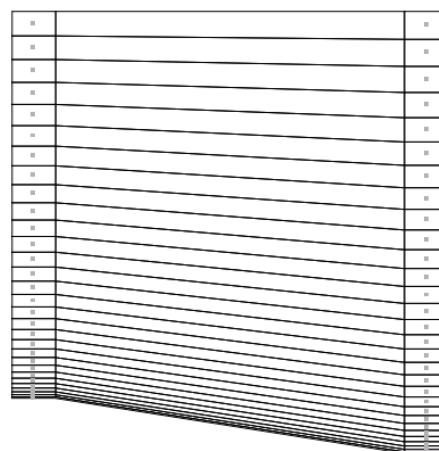
For flere analyseresultater angående estimerte og målte vindhastighetsfordelinger, se vedlegg 4.

### 12.3 Sammenlikning av estimert og målt vertikal vindhastighetsprofil

I forrige kapittel ble det sammenliknet vindforhold i 50 meters høyde. Et annet usikkerhetsmoment er hvordan vindhastigheten i navhøyde, ofte rundt 80 meter, er estimert. For å få et overslag over hvor nøyaktig simuleringer estimerer dette er det tatt i bruk hastighetsmålinger fra flere høyder for å sammenlikne med estimert vindhastighet i flere høyder. Hver målemast har anemometre montert på 10, 30 og 50 meters høyde. Den vertikale oppløsningen i *WindSim* er avhengig av hvor høyt terrenget er. For simuleringen som ble gjennomført med 50 meters horisontal oppløsning, er det estimert vindhastigheter for 30 forskjellige høyder.

Tabell 12-2 Vertikal oppløsning med variasjon avhengig av høyde på terreng

Punkt nr.	1	2	3	4	5	6
Minimal høyde (m)	3,9	14,2	29,0	48,6	72,8	101,7
Maksimal høyde (m)	4,5	16,3	33,5	56,1	84,0	117,4



Figur 12-15 Variasjon i beregningshøyde avhengig av høyde på terreng

Tabell 12-2 viser de 6 laveste høydene vindhastighetene er estimert for i *WindSim*. Minimal- og maksimal høyde angir her variasjonen avhengig av høyden på terrenget. Figur 12-15 viser denne variasjonen grafisk.

En funksjon i *WindSim* gjør det mulig å hente ut vertikal hastighetsprofil ved hver modellerte vindturbin. For å få ut vertikal vindhastighetsprofil ved målemastene ble det derfor satt opp ”testturbiner” med samme plassering som målemastene. Derimot er de vertikale vindhastighetsprofilene ikke tilpasset vindstatistikken fra målemastene, men kun basert på randbetingelsene. Det er derfor ikke mulig å sammenlikne absoluttverdier i denne analysen. For å kunne sammenlikne profilene er hastighetene derfor normalisert ved hastigheten ved 50 meter. Ved estimert vindprofil fra *WindSim* kan høyden variere fra 48,6 – 56,1 meter, som vist tabell 12-2. For å få et enklest mulig sammenlikningsgrunnlag er det antatt en lineær sammenheng mellom vindhastighetene rundt 50 m og 30 meter, og gjennomført en interpolering mellom disse to punktene for å estimere vindhastigheten ved 50 m. Denne interpoleringen gjør resultatet noe usikkert. Tallverdiene må derfor brukes forsiktig, men formen på vindhastighetsprofilene kan sammenliknes direkte.

Ved analysene i *WAsP* er weibullparametre for hver sektor beregnet ved 10m, 25m, 40m, 50m og 80 m. Gjennomsnittlig vindhastighet er beregnet ut fra disse weibullparametrene. Dette er

også praktisk utført ved å plassere en ”testturbin” ved hvert mastepunkt. Siden det her er oppgitt vindhastighet ved 50 m er interpolering ikke nødvendig.

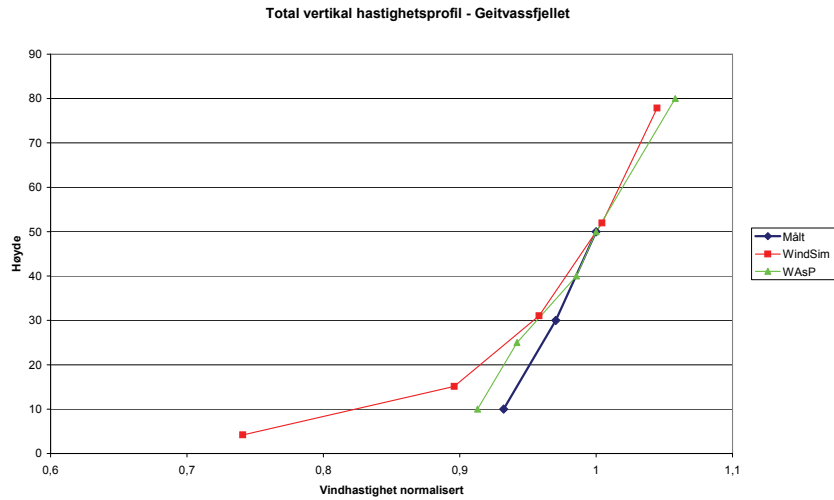
Den horisontale oppløsningen som er brukt ved denne analysen er 50 meter i *WindSim*.

Resultatene fra analysen er detaljert beskrevet i vedlegg 5. For å få et bedre inntrykk er målt og estimert hastighetsprofil for hver målemast er resultatene her vist grafisk. Skalaen er like for alle figurene for å enkelt kunne sammenlikne de vertikale hastighetsprofilene målemastene imellom.

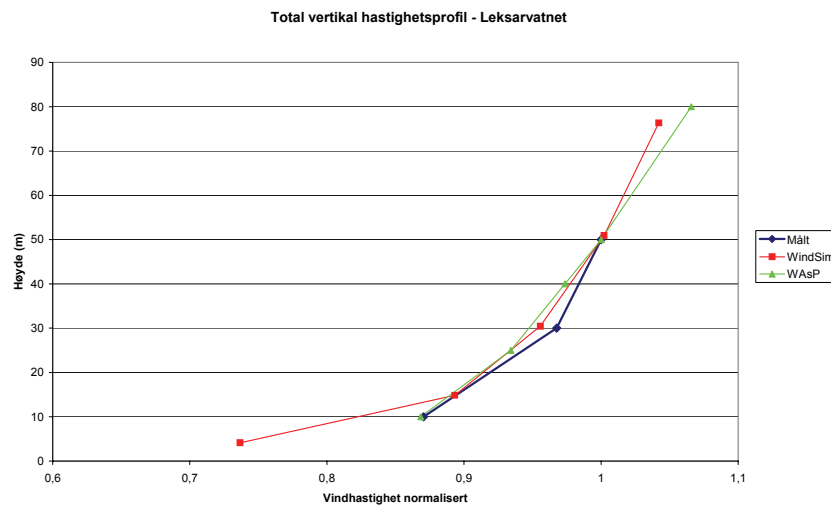
Hastighetsprofilene viser klart at Holmavatnet har en relativt ”slak” hastighetsprofil i forhold til Geitvassfjellet og Leksarvatnet, som vil si at hastigheten øker relativt mye jo høyere opp man måler. Dette stemmer relativt godt på bakgrunn av at Holmavatnet ligger relativt mye lavere i terrenget enn Geitvassfjellet og Leksarvatnet, som ligger på hver sitt høydedrag. Ved passering av et høydedrag vil normalt ”speed-up” effekt føre til en ”brattere” hastighetsprofil på grunn av hastighetsøkning nær bakken.

Siden de absolutte verdiene ikke kan brukes, og at det ikke er estimert verdier fra eksakt samme høyde med de 2 modellene, gjør det vanskelig å sammenlikne profilene ved annen måte en visuell sammenlikning. Ved Leksarvatnet og Holmavatnet følger de estimerte hastighetsprofilene den målte hastighetsprofilen relativt godt, se vedlegg 5. Ved Geitvassfjellet er det relativt godt samsvar ved estimering med *WindSim* for sektorene 1-5, mens sektorene 6 – 12 viser relativt stor forskjell ved 10 og 30 meter. Estimaten fra *WAsP* viser her relativt dårlig samsvar for sektorene 1 -3, men viser derimot bedre samsvar for sektor 6 – 9 og sektorene 11 – 12 enn *WindSim*. På basis av disse resultatene kan det ikke trekkes noen konklusjon om hvilken beregningsmodell som estimerer den vertikale vindhastighetsprofilen best. Derimot viser resultatene at *WAsP* ofte estimerer en høyere vindhastighet ved 80 meter enn hva *WindSim* gjør. Siden det ikke foreligger vindmålinger ved 80 meter er det derimot her ikke mulig å si med sikkerhet hvilken modell som gir mest nøyaktig resultat.

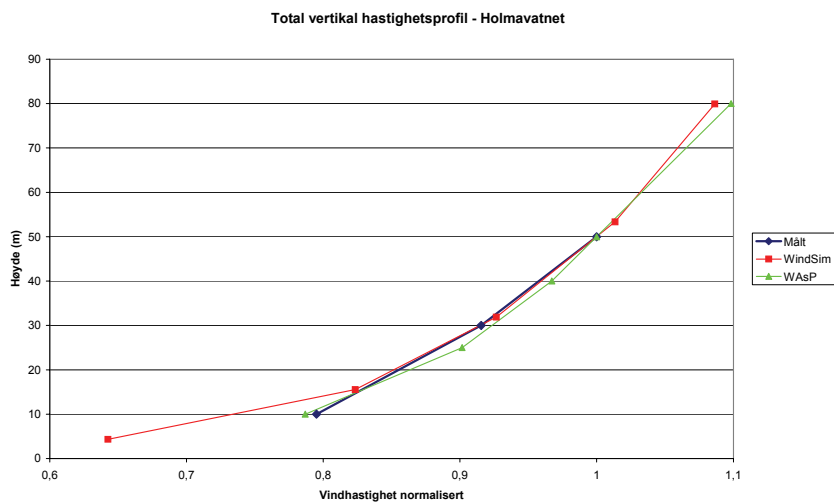
Figur 12-16 til figur 12-18 viser total vertikal vindprofil dersom man vekter vindprofilene fra hver sektor med sektorens frekvens. Figurene viser at både *WindSim* og *WAsP* estimerer total vertikal vindprofil relativt godt, men observerer at *WAsP* ved alle 3 målemaster estimerer en høyere vindhastighet enn *WindSim* gjør ved 80 meter. Størst avvik mellom estimert og målt vertikal vindhastighetsprofil er ved Geitvassfjellet som også har den bratteste vertikale vindhastighetsprofilen av de 3 målemastene. Her estimerer derimot *WAsP* en relativt bedre hastighetsprofil ved lav høyde i forhold til *WindSim*. Årsaken til dette er på nåværende tidspunkt ukjent og er et forhold som i senere studier kan være interessant å følge opp.



Figur 12-16 Estimert og målt vertikal total vindhastighetsprofil ved Geitvassfjellet



Figur 12-17 Estimert og målt vertikal total vindhastighetsprofil ved Leksarvatnet



Figur 12-18 Estimert og målt vertikal total vindhastighetsprofil ved Holmavatnet

## 12.4 Sammenlikning av ressurskart fra *WindSim* og *WASP*

Sammenlikning av ressurskart fra *WindSim* og *WASP* er gjort ved å kun bruke 1 målemast i vindparkområdet som bakgrunnsdata til ressurskartene. Det er her brukt måledata fra Geitvassfjellet fra 4.februar 2005 til 1.februar, 2006. Dette er valgt siden måledata fra de to andre målemastene kun var tilgjengelig for litt over ett halvt år, inkludert relativt mye feildata som måtte filtreres bort. Ved bruk av flere målemaster ville trolig forskjellen blitt mindre siden modellen da hadde hatt 3 referanser i stedet for 1. Måledataene fra Geitvassfjellet er filtrert med samme program som beskrevet i kapittel 12.1.1.

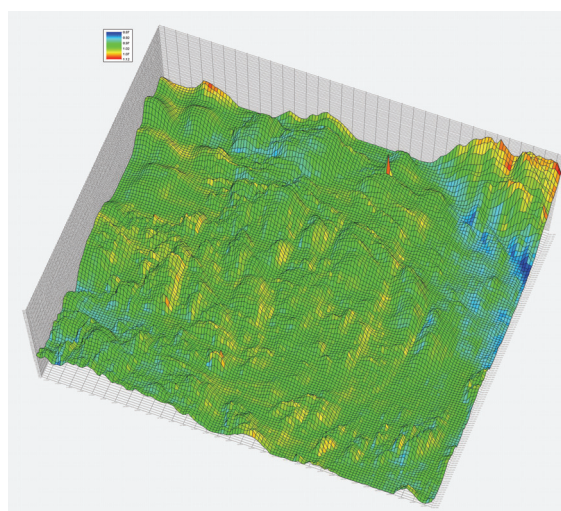
Ressurskartene er laget med en oppløsning på 50 meter både i *WindSim* og *WASP*. Kartene er derimot ikke estimert ved de eksakt samme koordinatene p.g.a. forskjellig koordinatsystem på det digitale kartgrunnet i *WindSim* og *WASP*. Dette har ført til en forskyvning på 20,1 meter mellom koordinatene som ressurskartene er beregnet for. Det er laget ressurskart for 50 og 80 meters høyde for å se forskjellen mellom *WindSim* og *WASP* ved ekstrapolering av vindressursene fra målehøyde og oppover.

Sammenlikningen kan gjøres ved bruk av en innebygd funksjon i *WindPro* eller eksportere data og utføre sammenlikningen manuelt, for eksempel i *Matlab*. Ved sammenlikning i *WindPro* vil programmet utføre en interpolering dersom koordinatene ikke stemmer overens. Dette kunne også blitt utviklet i *Matlab*, men er ikke gjort i denne analysen. Både sammenlikning med og uten interpolering er en tilnærming, og forskjellene her vil være svært små i og med at *WindSim* beregner vindressurser for en celle på 50·50 meter.

Ved valg av metode for sammenlikning ble det lagt vekt på følgende kriterier:

- Best mulig visualisering
- Visualisering av forskjellige parametere som vindhastighet, energi o.s.v., både i absolutte og relative verdier
- Kjennskap til dataverktøy

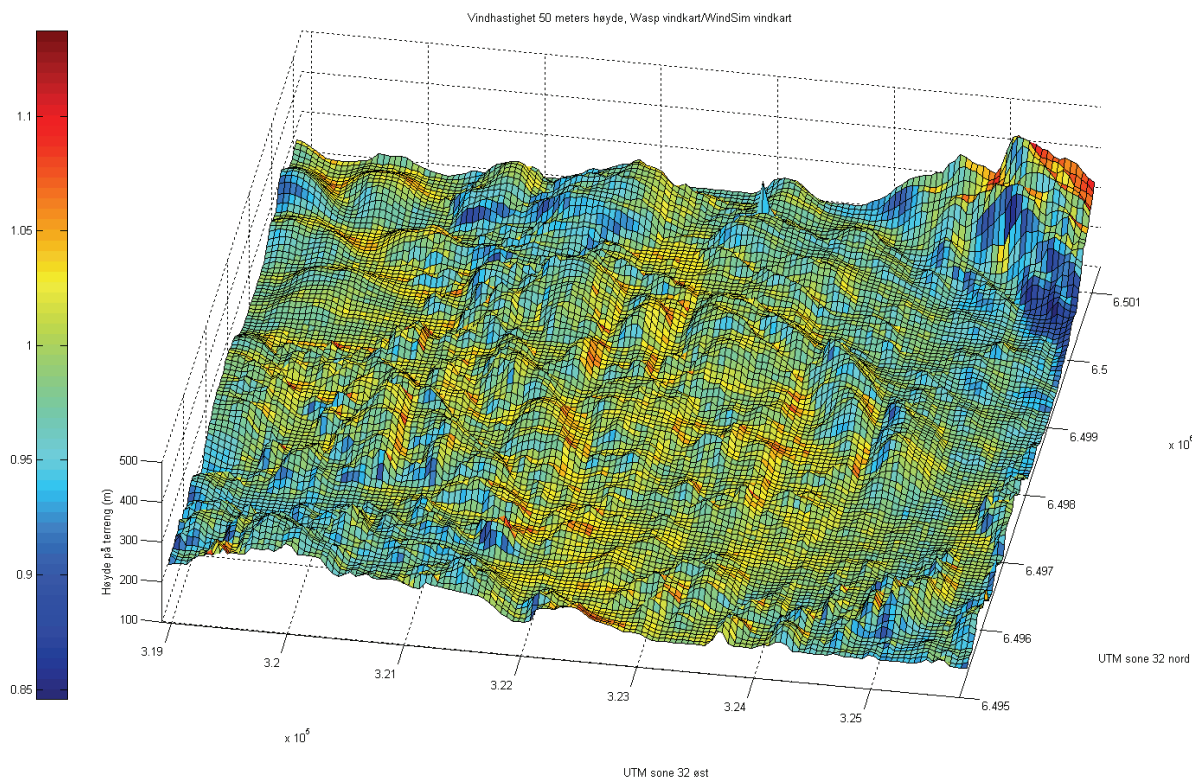
Visualiseringen i *WindPro* ble mindre detaljert enn visualisering i *Matlab* med prosjektdeltakernes kunnskap til de to programvarene. Datatekniske årsaker medfører at visualisering av energi var umulig å gjennomføre i *WindPro*. Dette, samt at kjennskapen til *Matlab* i dette tilfelle var bedre enn kjennskapen til *WindPro*, førte til at sammenlikningen hovedsakelig er gjort i *Matlab*. Forskjellen ved interpolering i *WindPro* ble raskt undersøkt og funnet svært liten, omkring 1 % ved ekstremverdiene. Sammenlikningen i *Matlab* viser i noen tilfeller litt større forskjell mellom *WindSim* og *WASP* p.g.a. sammenlikning punkt mot punkt i stedet for interpolert verdi. Figur 12-19 viser et eksempel på visualisering i *WindPro*.



Figur 12-19 Visualisering fra *WindPro*. Gj.snitt vindhastighet *WASP* / *WindSim*

Figur 12-20 viser samme resultat visualisert i *Matlab*. Bedre fargeoppløsning gir et klarere bilde av forskjellene mellom *WindSim* og *WAsP*.

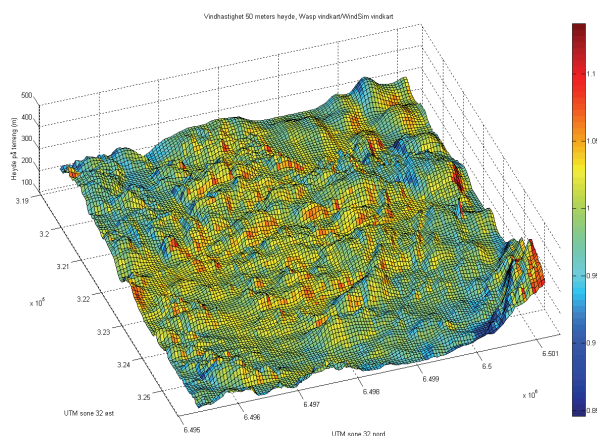
### 12.4.1 Sammenlikning av vindressurskart



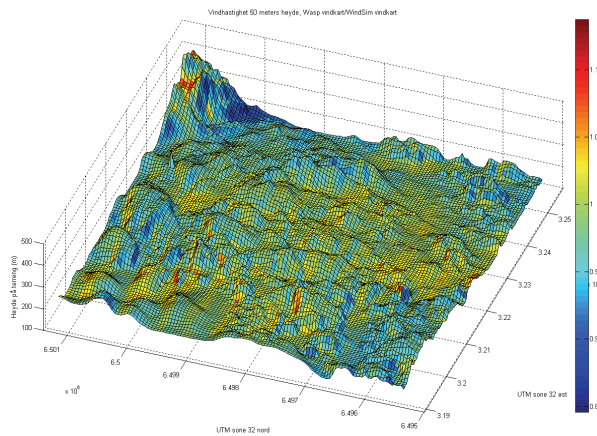
**Figur 12-20 Gjennomsnittlig vindhastighet estimert med *WAsP* i forhold til *WindSim*. Høyde 50 meter.**

Figur 12-20 viser gjennomsnittlig vindhastighet estimert med *WAsP* i forhold til vindhastighet estimert med *WindSim* ved 50 meters høyde, som også er målehøyde. Det gjennomsnittlige forholdet for hele området viser at *WAsP* underestimerer *WindSim* med 0,64 %. Maksimalt punkttestimat overestimerer *WAsP* *WindSim* med 13,7 %, mens ”maksimal” underestimering er 15,5 %. Begge disse punkttestimatene ligger relativt nær yttergrensen til området. Grensebetingelser i *WindSim* kan her være en medvirkende årsak til denne forskjellen. Ved å se bort fra de 10 ytterste punktradene, som vil si 500 meter fra hver kant, reduseres denne variasjonen til maksimalt 11 % overestimering og 12,3 % underestimering. Gjennomsnittlig underestimering med *WAsP* i forhold til *WindSim* er da kun 0,34 %. Dette området er også mer representativt for vindparkområdet. Figuren viser derimot at *WAsP* i gjennomsnitt overestimerer resultatene fra *WindSim* i fjellskråninger mot øst, mens *WAsP* i gjennomsnitt underestimerer resultatene fra *WindSim* ved mange fjellskråninger mot vest. Figur 12-21 og figur 12-22 viser dette. Landskapet er her vist fra hhv. sørøst og sørvest.



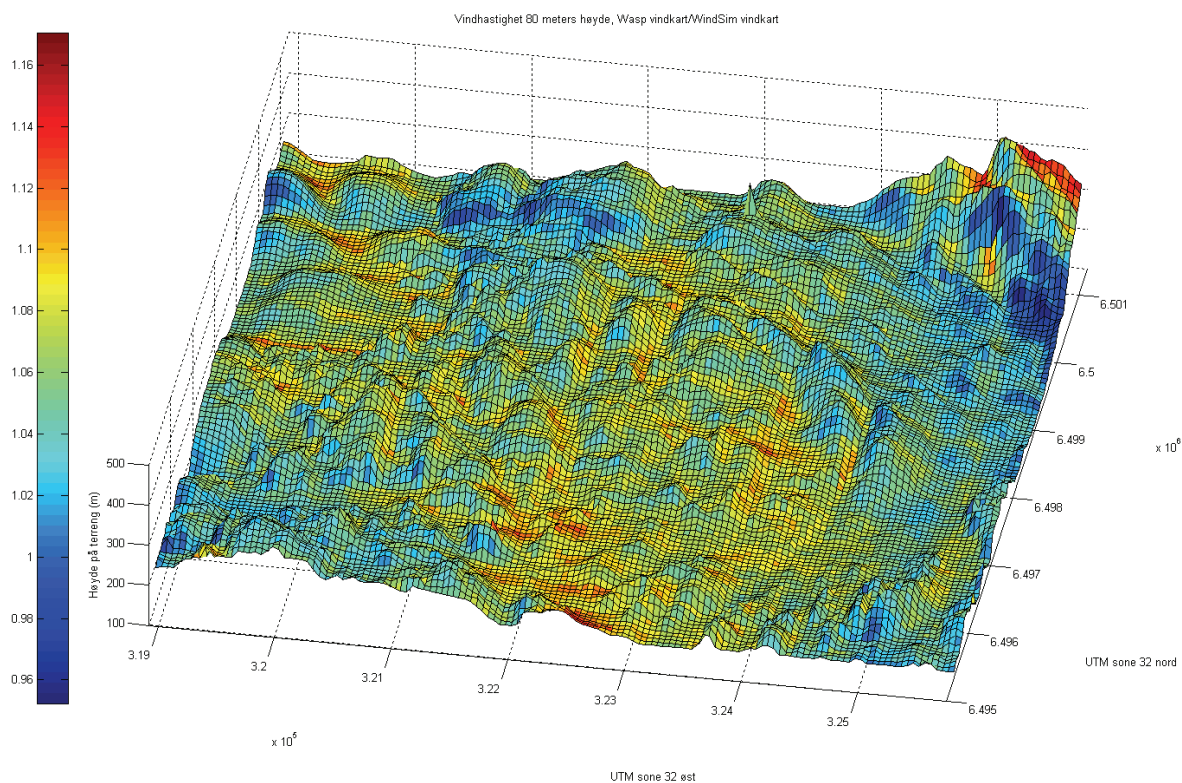


**Figur 12-21** Gjennomsnittlig vindhastighet estimert med *WAsP* i forhold til *WindSim*. Landskap fra sørøst. Høyde 50 meter.



**Figur 12-22** Gjennomsnittlig vindhastighet estimert med *WAsP* i forhold til *WindSim*. Landskap fra sørvest. Høyde 50 meter.

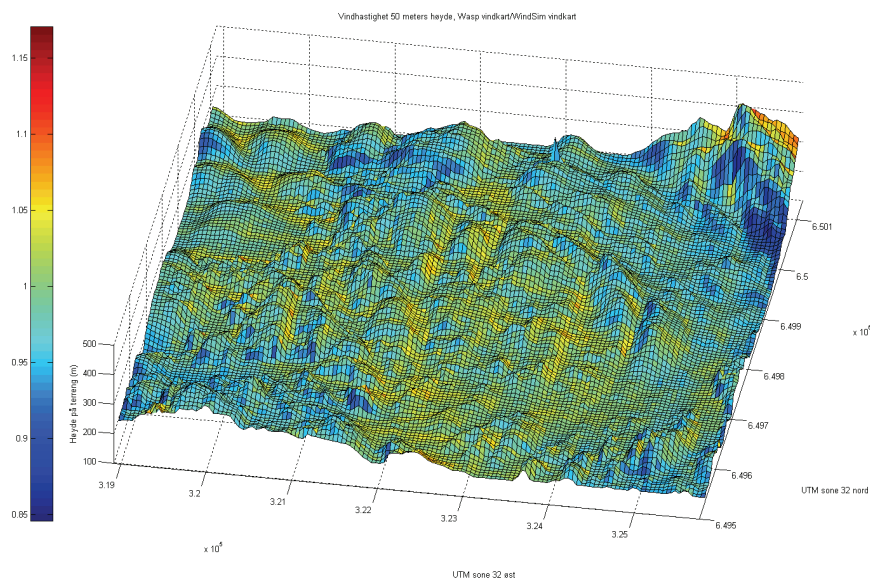
Figur 12-23 viser gjennomsnittlig vindhastighet estimert med *WAsP* i forhold til vindhastighet estimert med *WindSim*, ved 80 meters høyde. Det gjennomsnittlige forholdet for hele området viser at *WAsP* overestimerer *WindSim* med 6,2 %. Maksimalt punkttestimat overestimerer *WAsP* *WindSim* med 17,1 %, mens ”maksimal” underestimering er 4,8 %. Begge disse punkttestimatene ligger relativt nær grensen til området. Grensebetingelser i *WindSim* kan her være en medvirkende årsak til denne forskjellen. Ved å se bort fra de 10 ytterste punktradene, som vil si 500 meter fra hver kant, reduseres denne variasjonen til maksimalt 14 % overestimering og 2,6 % underestimering. Gjennomsnittlig overestimering med *WAsP* i forhold til *WindSim* er da 6,4 %.



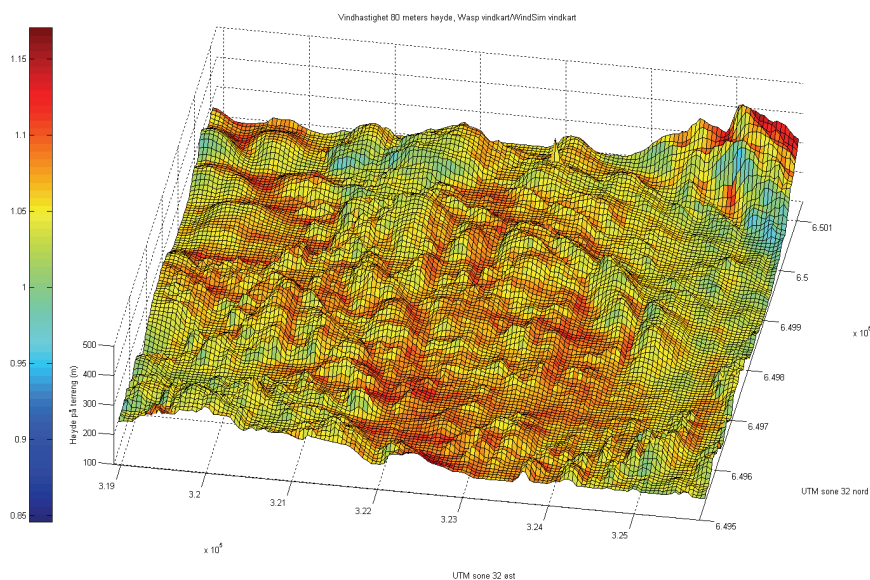
**Figur 12-23** Gjennomsnittlig vindhastighet estimert med *WAsP* i forhold til *WindSim*. Høyde 80 meter.



Trenden fra sammenlikningen av ressurskart ved 50 meters høyde, som viser en overestimering på østsiden av fjell og underestimering på vestsiden, er også til stede ved 80 meters høyde. Forskjellen er her at det også på vestsiden er en liten overestimering, mens overestimeringen på østsiden er større. Ved å sammenlikne figurer fra 50 og 80 meters høyde med samme fargeskala framkommer det tydelig at *WAsP* overestimerer *WindSim* mer ved 80 meters høyde enn ved 50 meters høyde. Ressurskart med samme fargeskala er vist i figur 12-24 og figur 12-25.



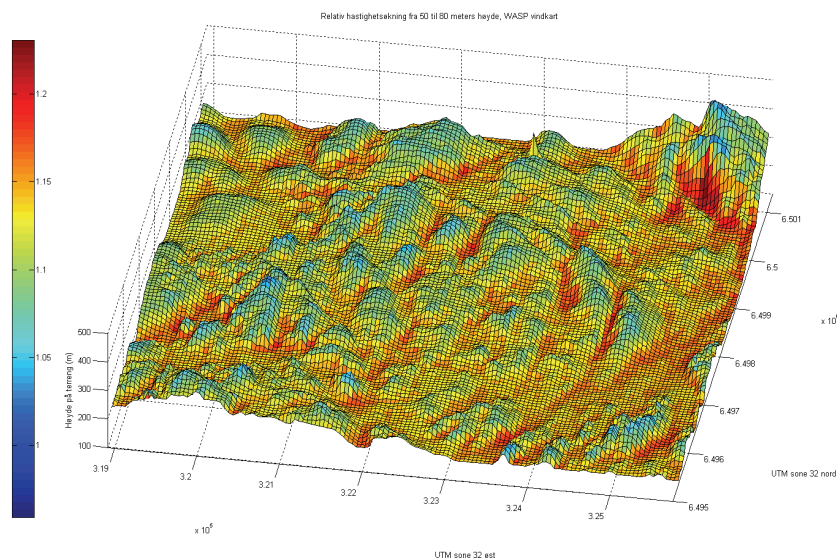
Figur 12-24 Forskjell i ressurskart 50 meters høyde



Figur 12-25 Forskjell i ressurskart 80 meters høyde

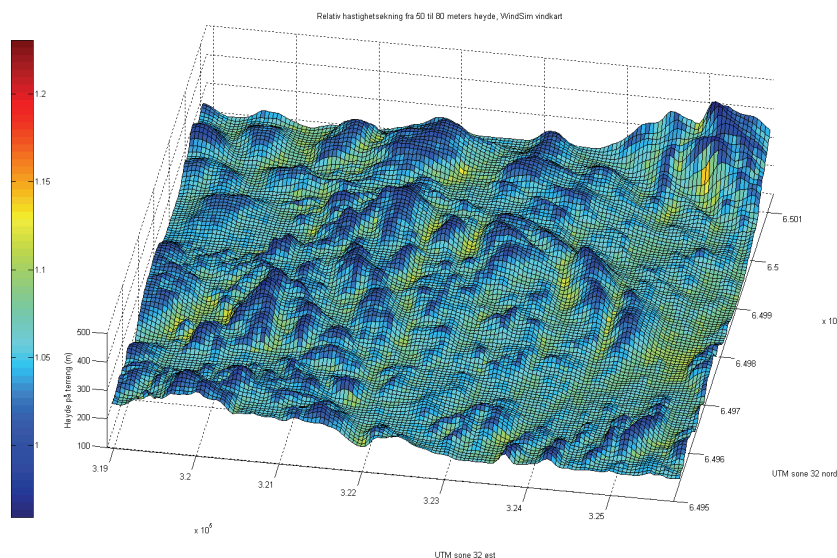
Resultatene tyder på at forskjellen mellom ressursestimering ved bruk av *WindSim* og *WAsP* er svært avhengig av høyden vindressursene er estimert i. Dette betyr at *WindSim* og *WAsP* estimerer forskjellig vertikal hastighetsprofil. Figur 12-26 og figur 12-27 viser relativ

hastighetsøkning mellom 50 og 80 meters høyde ved bruk av hhv. *WAsP* og *WindSim*. Fargeskalaen er her lik slik at det er enkelt å visuelt sammenlikne figurene.



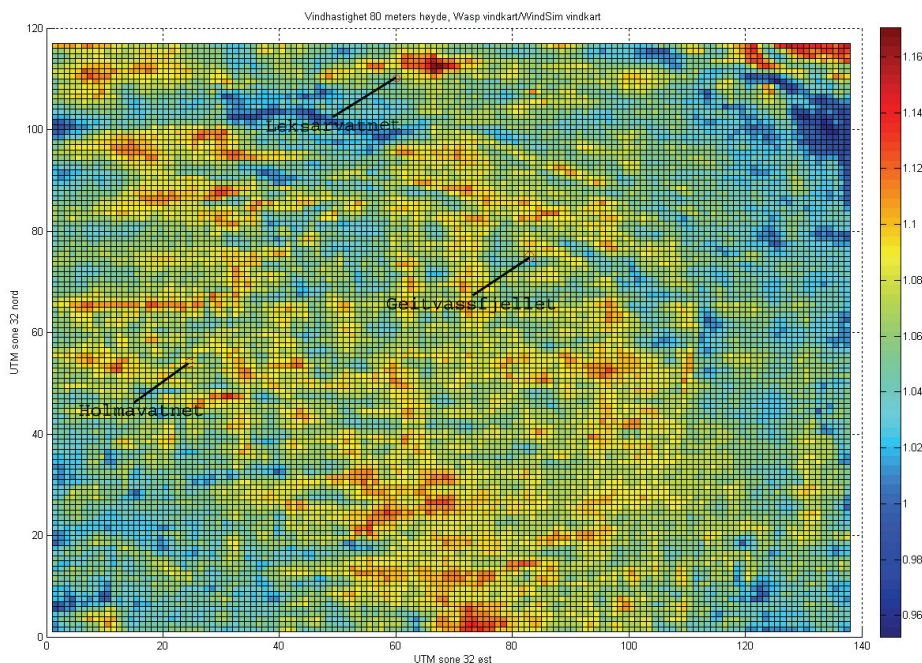
**Figur 12-26** Relativ hastighetsøkning mellom 50 og 80 meters høyde ved bruk av *WAsP*

Ved bruk av *WAsP* er gjennomsnittlig hastighetsøkning 12,4 %, mens gjennomsnittlig hastighetsøkning ved bruk av *WindSim* er 5,2 %. Maksimal hastighetsøkning er hhv. 23,1 % og 14 %, mens ”minimal” hastighetsøkning er hhv. 1 % og -4,1 %. Dette vil si at *WindSim* ved enkelte punkter estimerer en negativ vertikal hastighetsprofil mellom 50 og 80 meter.



**Figur 12-27** Relativ hastighetsøkning mellom 50 og 80 meters høyde ved bruk av *WindSim*

Sammenlikning av resultatene til *WAsP* og *WindSim* i kapittel 12.2 og 12.3 viste relativt små forskjeller mellom de to programmene. Disse undersøkelsene baserte seg på målinger og estimeringer fra plasseringene til målemastene. Figur 12-28 viser plasseringen av målemastene, samt forskjell i vindhastighet ved 80 meters høyde. Forskjellene ved masteplasseringene er relativt moderate og er en forklaring på de relativt små forskjellene oppdaget i kapittel 12.2 og 12.3.



Figur 12-28 Forskjell i vindhastighet mellom *WAsP* og *WindSim* ved 80 meters høyde. Plassering til målemaster avmerket

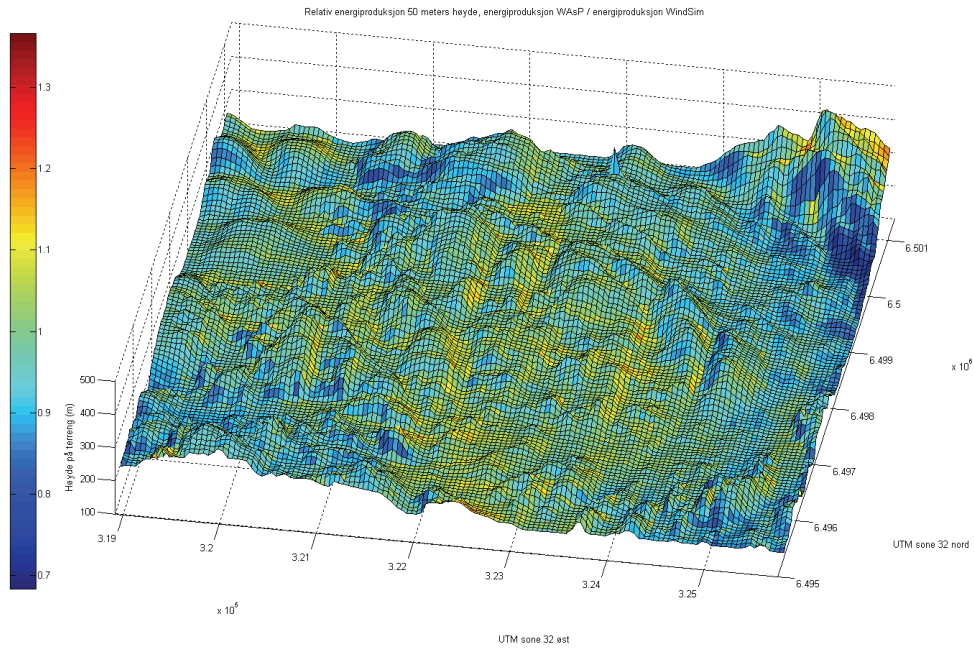
## 12.4.2 Sammenlikning av energikart

Eksportert vindressursinformasjon fra hhv. *WindSim* og *WAsP* består av weibullparametre som beskriver vindhastighetsfordelingen, samt terrenghøyde. Ved hjelp av disse, samt en effektkurve, kan årlig energiproduksjon estimeres. For å få en følelse over hvor mye forskjellene i *WAsP* og *WindSim* kan bety i energiproduksjon, er det laget kart som sammenlikner beregnet energiproduksjon med de to beregningsverktøyene. Effektkurven som er benyttet er effektkurven til Vestas V80 2 MW, beskrevet i kapittel 5.5. Beregning av energiproduksjon ut ifra effektkurve og weibullparametre er utført i *Matlab* ved hjelp av formelverk beskrevet i kapittel 5.5.

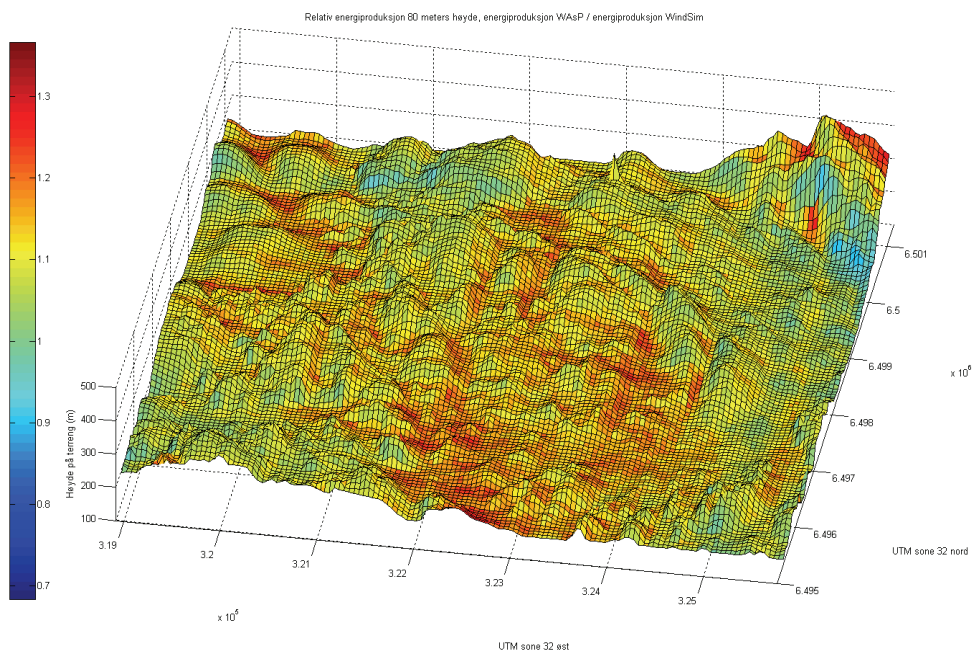
Figur 12-29 og figur 12-30 viser forskjellen i estimert energiproduksjon med *WAsP* i forhold til estimert energiproduksjon med *WindSim*, i 50 og 80 meters høyde. Ved 50 meters høyde underestimerer *WAsP* i gjennomsnitt resultatene til *WindSim* med 1,5 %. Dette er i tråd med underestimering av gjennomsnittlig vindhastighet på 0,64 %. Ved 80 meters høyde overestimerer *WAsP* i gjennomsnitt resultatene til *WindSim* med 11,8 %. Dette samsvarer også godt med en overestimering av gjennomsnittlig vindhastighet på 6,2 %.

Som ved gjennomsnittshastighet viser også disse figurene en trend ved overestimering ved *WAsP* på østsiden av fjellene samt en underestimering på vestsiden. Derimot på høydedragene, hvor vindturbinene ofte plasseres, er forskjellen relativt liten, selv ved 80 meters høyde.





**Figur 12-29** Energiproduksjon estimert med *WAsP* i forhold til energiproduksjon estimert med *WindSim*. Høyde 50 meter.



**Figur 12-30** Energiproduksjon estimert med *WAsP* i forhold til energiproduksjon estimert med *WindSim*. Høyde 80 meter.

For flere ressurskart, se vedlegg 6.

## 13 Optimalisering og detaljplassering av vindturbiner

Utbygger ønsker naturligvis å utnytte vindressursene i størst mulig grad innenfor det geografiske området det er anskaffet bruksrettigheter og konsesjon til. Utbygger vil oppnå optimal ressursutnytting ved å montere et stort antall vindturbiner med høy kapasitet på stedene internt i vindparkområdet hvor det blåser mest. Intuitivt skulle en forvente at en optimal ressursutnytting og inntekt i form av penger i kassen, går hånd i hånd. Imidlertid er situasjonen noe mer nyansert enn som så, men tankegangen er likevel utgangspunktet for optimalisering og detaljplassering av vindturbiner.

### 13.1 Optimal detaljplassering og vindparkdesign

Den optimale ressursutnyttingen og vindparkdesignen vil være svært avhengig av lokasjonen og situasjonen. Den beste løsningen er å sørge for maksimal avkastning samtidig med at miljømessige hensyn vises tilstrekkelig omtanke. Avkastningen vil være avhengig av tidsfaktoren, og det er viktig å ta forbehold om endringer i kraftpriser, støtteordninger, levetid og driftskostnader for vindparken. Kapasiteten i MW hver enkelt turbin skal ha, vil også være et spørsmål om hvem som kan levere til rett tid, tilgjengelig entreprenørkapasitet og en rekke andre viktige faktorer som blant annet hvor god adkomst det er til vindparkområdet.

Det kan også være situasjoner der utbygger bør vektlegge miljø- og samfunnsøkonomiske aspekt sterkere enn bedriftsøkonomiske. Det er flere eksempler på at utbygger har blitt møtt med sterke reaksjoner både fra private og statlige interesseorganisasjoner i forbindelse med prosjektering av vindparker i kyst- og fjellområder. Visuell og akustisk støy er typiske stridstema, og det er viktig at utbygger tar hensyn til disse også i hele vindparkens levetid fordi situasjonen i det omkringliggende området kan forandre seg. Konflikter kan gi negativ publisitet, og kan i det lange løp medføre at støtten i opinionen snur, i tillegg til at NVE kan pålegge utbygger kostbare avbøtende tiltak hvor bivirkninger tilsier det. Antall turbiner, kapasitet, størrelse og høyde vil derfor i mange tilfeller være et resultat av et kompromiss.

### 13.2 Optimalisering av energiproduksjonen i WindPro

Verktøyet *WindPro* er tidligere omtalt som et meget utbredt verktøy under prosjektering i vindenergisammenheng. Det er også dette verktøyet prosjektgruppen vil anvende under optimaliseringen og detaljplasseringen av turbinene. Det skyldes at verktøyet har et relativt godt brukergrensesnitt og sammenligningen mellom forskjellige ressurskart lar seg utføre. Verktøyet åpner for å ta hensyn til konfliktfaktorene nevnt i innledningen til dette kapitlet ved at brukeren kan definere områder hvor montering av turbiner ikke tillates. Disse forholdene er det ikke tatt hensyn til i dette prosjektarbeidet da formålet med undersøkelsen er å analysere avvikene mellom de modellerte vindressurskartene til *WAsP* og *WindSim*, og hvilke følger dette får for vindhastigheten, detaljplasseringen og energiproduksjonen. De eneste kriteriene som er satt under optimaliseringen er at turbinene må plasseres innenfor det gitte geografiske vindparkområdet og i en gjensidig avstand på minimum 300 meter for å utelukke for stor turbulenspåvirkning turbinene imellom. Området rundt den omtalte unaturlige toppen i kapittel 12.1.1 er også ekskludert. Det er valgt å ta høyde for skyggeeffekt (*eng. wake effect*) ved å bruke en av standardmodellene (N.O. Jensen – Risø National Laboratory) levert med verktøyet. Modellen er forklart under.

$$V = U \cdot [1 - C_t \left(\frac{R}{R - \alpha x}\right)^2]$$

Formel 13-1[59]

hvor

V	=	Vindhastigheten ved distansen x bak rotoren [m/s]
U	=	Vindhastigheten oppstrøms rotor [m/s]
R	=	Rotorradius [m]
$\alpha$	=	Skyggedempningskoeffisient
$C_t$	=	Trykkoeffisient

Trykkoeffisienten (*eng. Thrust coefficient*) kan utledes på samme måte det gjøres ved beregning av maksimal effekt ved å hensyn til trykk- og hastighetsforandringen over et rotorplan. Utledningen er ikke tatt med her.

$$C_t = \frac{T}{0,5 \cdot \rho \cdot V \cdot A}$$

Formel 13-2[18]

der

T	=	Aksialkraft = $0,5 \cdot \rho \cdot V \cdot A \cdot (4a(1 - a))$
a	=	Den brøkvise hastighetsendringen mellom den frie vindhastigheten oppstrøms rotorplanet og rotorplanet
V	=	Den frie vindhastigheten oppstrøms rotorplanet
$\rho$	=	Lufttetthet $\approx 1,2$ [kg/m <sup>3</sup> ]
A	=	Rotorareal

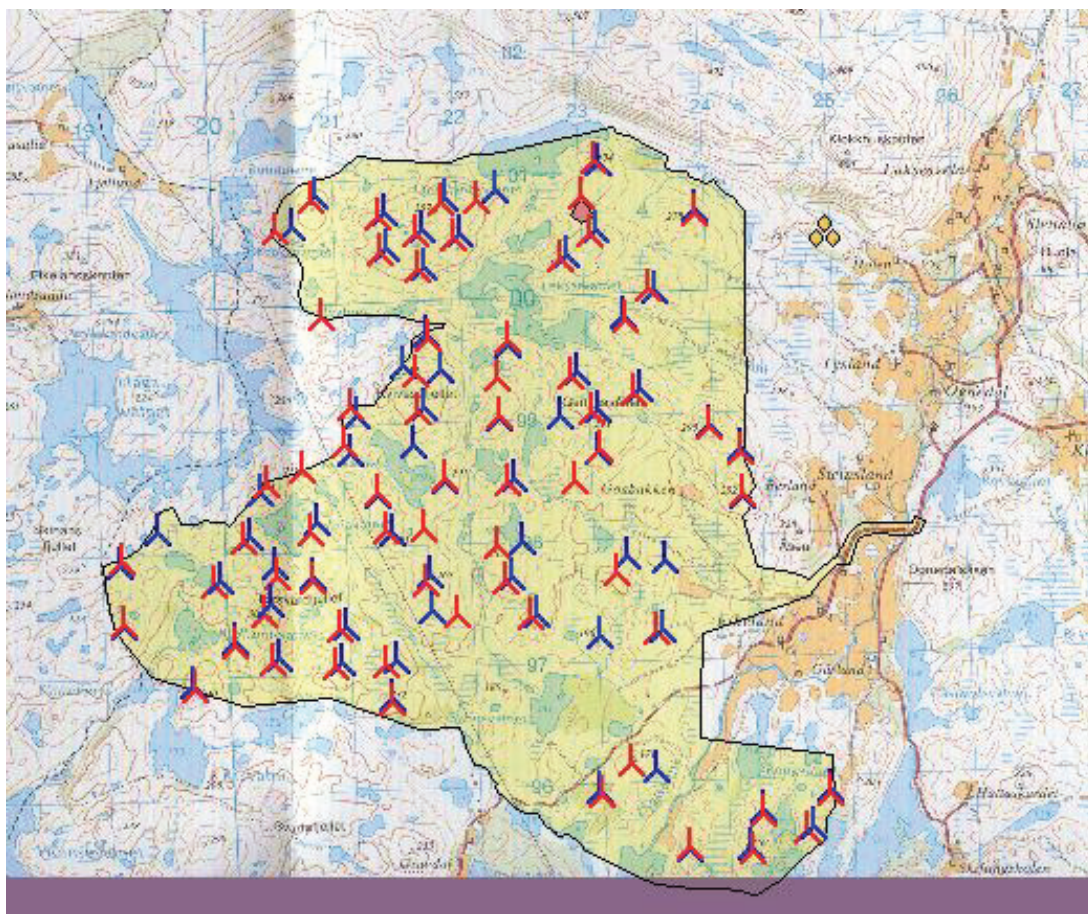
Trykkoeffisienten uttrykker hvor stor andel av vindhastigheten oppstrøms en turbin som vil virke i aksial retning, og vil naturligvis innta ulike verdier etter blant annet vindhastighet og angrepsvinkel på rotorbladene. Det kan ses av formelen at koeffisienten for en ideell vindturbin vil være  $C_t = (4a(1 - a))$ . Trykkoeffisienten vil ha et maksimum lik 1 når  $a = \frac{1}{2}$  og hastigheten nedstrøms er lik null. Maksimal effekt ved Betz' lov gir  $a = \frac{1}{3}$  og en koeffisient lik  $\frac{8}{9}$ . Ofte brukes  $\frac{2}{3}$  som en tilnæringsverdi. Optimaliseringen i *WindPro* vil anvende den faktiske koeffisienten ved hvert vindhastighetsintervall. Slike data leveres av turbinprodusenten.

Skyggedempningskoeffisienten  $\alpha$  fungerer som et mål på turbinens påvirkning på vindhastigheten nedstrøms. Koeffisienten definerer formen/størrelsen på "kjeglen" i bakkant av turbinen og spesifiserer bredden i meter per meter nedstrøms rotoren. Verdien er avhengig av turbulensen og ruhetslengden. En verdi lik 0,075 meter, ekvivalent til en vinkel  $\theta \approx 4^\circ$ , er anbefalt over land.





### 13.3 Resultater fra optimaliseringen og detaljplasseringen med navhøyde på 50 meter



Figur 13-2 Turbinplassering ved bruk av ressurskart fra *WAsP* (blå) og *WindSim* (rød). 50 meters høyde

Det optimaliserte resultatet med de geografiske turbinlokasjonene er gjengitt i figur 13-5. Turbiner farget blått gjenspeiler detaljplassering med utgangspunkt i det modellerte vindressurskartet fra *WAsP*, turbiner farget rødt er med utgangspunkt i ressurskartet fra *WindSim*. Detaljplasseringen er ikke helt identisk for de to ulike kartene. Det kan tyde på at det er små forskjeller mellom ressurskartene. Videre fremkommer vindparkens ytre grenser og det rosa markerte området i nord hvor den unormale toppen befinner seg. Det lille området nederst skyldes at det visuelle topografiske kartet er noe for lite i forhold til parkområdet.

Parkdesignen vil ikke kunne brukes ved en konsesjonssøknad da forhold og restriksjoner omtalt tidligere ikke er tatt høyde for. I parken eksisterer det blant annet et drikkevannreservoar hvor turbiner med store mengder olje i girkassene ikke tillates. Det kan også skimtes en høyspenningslinje skrått over området hvor det eksisterer krav til minimum avstand.

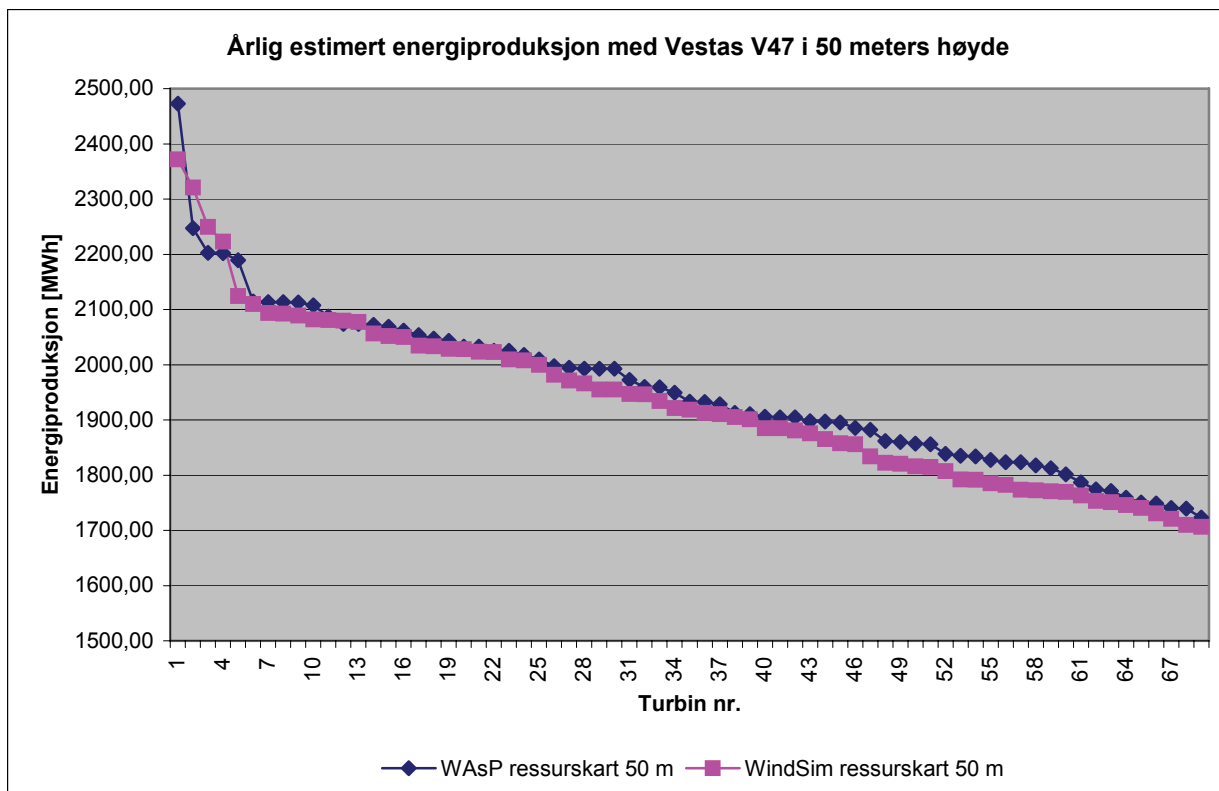


Tabell 13-1 Data for de ti første Vestas V47 turbinene rangert etter brukstimer. 50 meters høyde

<i>WindSim</i>					<i>WAsP</i>				
Turbin nr.:	Posisjon øst	Posisjon nord	MOH [m]	Bruks-timer [t]	Turbin nr.:	Posisjon øst	Posisjon nord	MOH [m]	Bruks-timer [t]
1	320 318	6 497 460	296,9	3594	1	320 366	6 497 540	304,3	3747
2	321 618	6 499 360	340	3516	2	321 516	6 499 440	339,2	3405
3	321 868	6 500 760	349,2	3409	4	321 916	6 500 790	354,2	3337
4	321 368	6 500 360	336,2	3368	3	321 366	6 498 090	299,9	3336
6	323 968	6 498 860	285	3219	5	323 966	6 498 890	289,8	3317
7	321 668	6 500 510	335	3197	6	321 416	6 500 390	335,3	3204
5	321 318	6 498 110	286,7	3172	14	320 866	6 500 840	315	3202
9	321 718	6 499 660	305	3170	7	322 266	6 498 990	300	3202
11	322 818	6 500 260	319,2	3165	10	320 316	6 498 440	275	3201
14	320 818	6 500 810	315	3154	11	322 866	6 500 290	318,9	3193

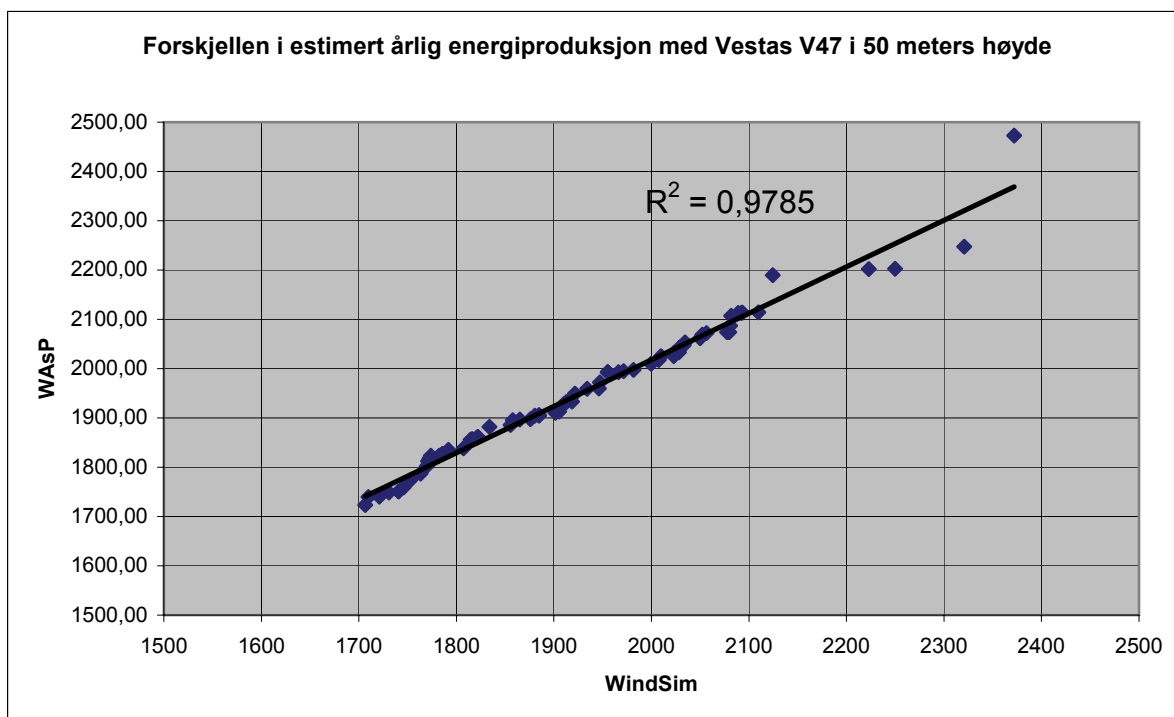
Den fortløpende rangeringen *etter brukstimer* over de ti første turbinene er heller ikke identisk som det fremgår i tabell 13-1. At *WAsP*-turbin nummer 14 blir rangert som den syvende beste med hensyn til brukstimer med det faktum at hver fortløpende gruppe på fem beste turbinlokasjoner låses, kan skyldes at den fortløpende optimaliseringen skjer med en lavere oppløsning enn den aller siste. Poenget er å begrense optimaliseringstiden med å kun bruke maksimal oppløsning i den aller siste parkberegningen. Konsekvensene er noe mindre nøyaktighet [59].

Ved å ta utgangspunkt i tabell 13-1 og UTM koordinatene parvis, finnes avstanden til nærliggende turbinplasseringer mellom *WAsP* og *WindSim*. De parvise avstandene ligger innenfor en radius på 120 meter for de 5-6 første turbinene. De påfølgende turbinene lar seg vanskelig sammenligne fordi avstanden mellom dem er for stor. De to ressurskartene indikerer derfor ulike vindressurser for vindparkområdet. For turbin 6 og 5 merket med rødt er det rimelig å anta at turbinene er plassert på samme lokasjon. Den respektive avstanden mellom dem er tett inntil forskyvningen av kartkoordinatene som er forklart i kapittel 12.4. Ved å studere dette tilfellet avdekkes en gjennomsnittlig vindhastighet omtrent 1,3 % høyere i *WAsP* enn *WindSim*. Forskjellen i energiproduksjonen er som ventet omtrent tre ganger forskjellen i vindhastighet.



**Figur 13-3 Estimert årlig energiproduksjon. 50 meter høyde**

Forskjellen i prosent ser ut som å øke ved å studere energiproduksjonen fra de første og siste turbinene satt inn i parken av optimeringsprosessen. Dette kan indikere at hovedtyngden til differansen mellom ressurskartene er større hvor det estimeres svært gode og mindre gode vindforhold, og at det først er i den midtre delen av skalaen ressursene estimeres forholdsvis likt. Dette gir også figur 13-4 inntrykk av, og det kan bety at modelleringen gir ulikt bilde av ressursene for de mest markante høydetoppene og i dalene.



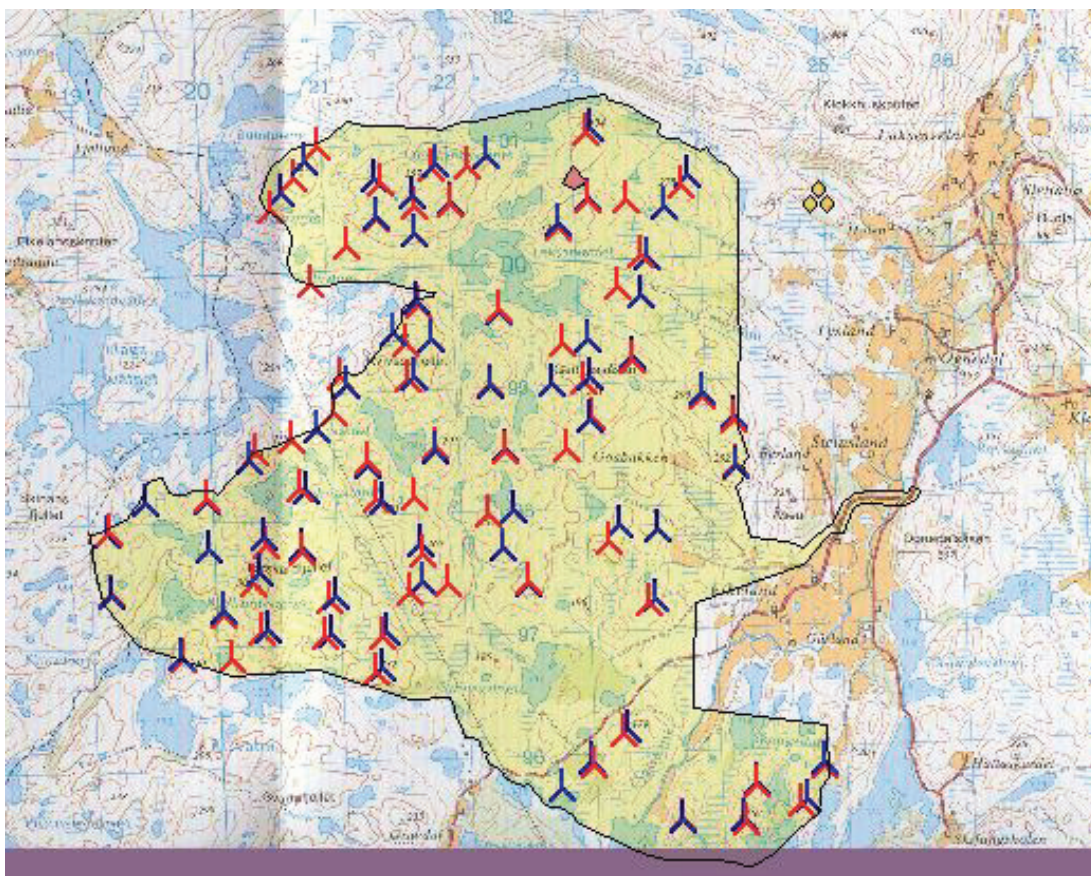
**Figur 13-4** Forskjellen i estimert årlig energiproduksjon

I tabell 13-2 fremkommer forskjellene i estimert energiproduksjon avhengig av hvilke turbiner som medregnes. Den totale energiproduksjon ved 69 turbiner er i snitt 1,11 % høyere med *WASP* enn den produksjonen kartet *WindSim* gir grunnlag for. Ved å kun se på de 50 best plasserte turbinene synker forskjellen til 0,91 %. Ved å se på de 30 og 10 beste vindturbinene, er forskjellene hhv 0,64 % og 0,55 %. Det er en svak indikasjon på at forskjellen synker ved å kun ta hensyn til de turbinene som gir best produksjon, det vil si turbinene plassert på de beste plasseringene, som ofte vil være på toppen av høydedragene. Dette er også i samsvar med resultatene i kapittel 12.4.2.

**Tabell 13-2** Energiproduksjon og prosentvis avvik

Total energi-produksjon [MWh]				
Antall turbiner	69	50	30	10
<i>WASP</i> ressurskart	134841,2	100777,4	62569,8	21875,5
<i>WindSim</i> ressurskart	133346,5	99865	62169,9	21756,1
Forskjell [%]	1,11	0,91	0,64	0,55

### 13.4 Resultater fra optimaliseringen og detaljplasseringen med navhøyde på 80 meter



Figur 13-5 Turbinplassering ved bruk av ressurskart fra *WAsP* (blå) og *WindSim* (rød). 80 meters høyde

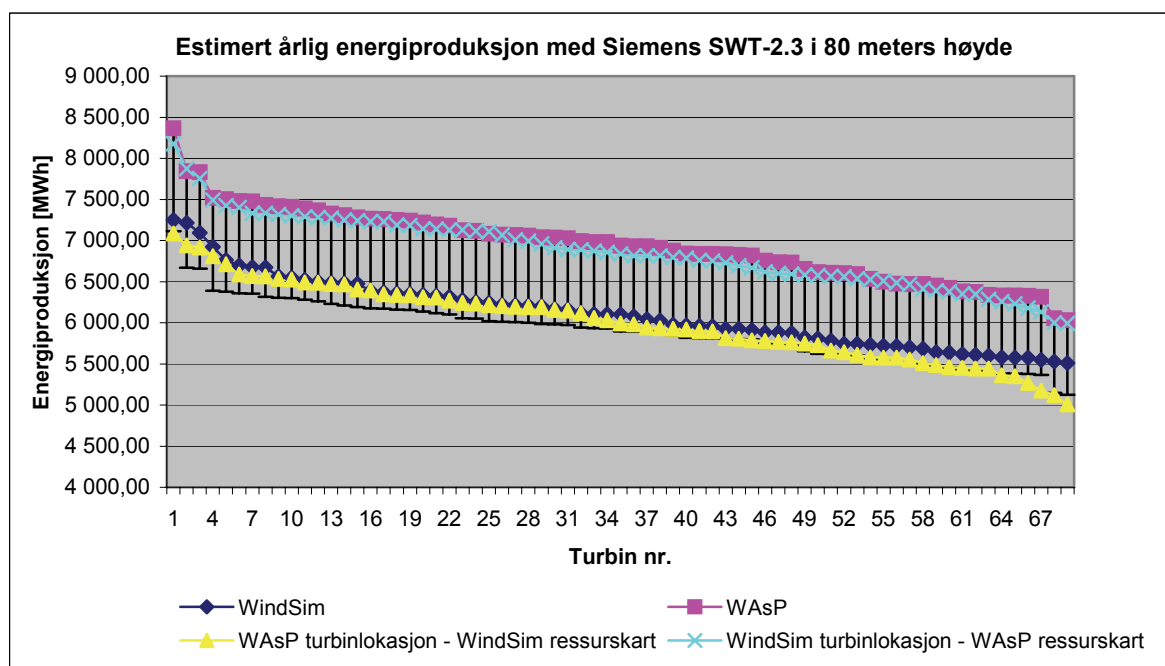
Med navhøyde på 80 meter endrer detaljplasseringen for turbinene seg noe, og det er fremdeles ulikheter mellom de to vindressurskartene. Fremdeles er den fortløpende rangeringen *etter brukstimer* over de ti første turbinene ikke identisk som det fremgår i tabell 13-3. Blant annet er *WAsP*-turbin nummer 15 rangert som den fjerde beste med hensyn til brukstimer.

Også her finnes avstanden til nærliggende turbinplasseringer mellom *WAsP* og *WindSim*. Avstandene ligger innenfor en radius på 130 meter for samtlige turbiner. I forhold til optimaliseringen utført ved 50 meters navhøyde, er det derfor en bedre korrespondanse mellom vindressurser og turbinlokasjoner som rangeres som best. Det understøttes også i tre tilfeller hvor det er rimelig å anta at *WAsP* og *WindSim* plasserer turbinene på samme lokasjon. Den respektive avstanden mellom dem er tett inntil forskyvningen av kartkoordinatene. Disse er merket med farge i tabellen. Ved å studere disse tilfellene avdekkes en gjennomsnittlig vindhastighet omtrent 6,5 % høyere i *WAsP* enn *WindSim*. Differansen i energiproduksjon er i snitt omtrent dobbel så stor som forskjellen i vindhastighet. Dette samsvarer svært godt i forhold til resultatene i kapittel 12.4.1 og 12.4.2.

Tabell 13-3 Data for de ti Siemens SWT-2.3 første turbinene rangert etter brukstimer. 80 meter høyde

<i>WindSim</i>					<i>WAsP</i>				
Turbin nr.:	Posisjon øst	Posisjon nord	MOH [m]	Bruks-timer [t]	Turbin nr.:	Posisjon øst	Posisjon nord	MOH [m]	Bruks-timer [t]
1	321 618	6 499 360	340	3152	1	320 366	6 497 540	304,3	3638
2	320 318	6 497 460	296,9	3137	2	321 516	6 499 440	339,2	3411
3	321 868	6 500 760	349,2	3085	4	321 916	6 500 790	354,2	3405
4	321 418	6 500 360	336,5	3009	15	320 866	6 500 840	315	3268
5	321 718	6 500 460	335	2940	10	322 866	6 500 290	318,9	3262
13	320 768	6 500 710	306,8	2912	5	323 966	6 498 890	289,8	3252
10	322 868	6 500 260	320	2903	8	321 716	6 500 540	344,2	3250
7	323 968	6 498 860	285	2901	17	321 116	6 499 040	299,2	3231
12	321 718	6 499 660	305	2854	3	321 366	6 498 090	299,9	3225
14	319 718	6 496 860	232	2847	16	319 716	6 496 890	233,2	3221

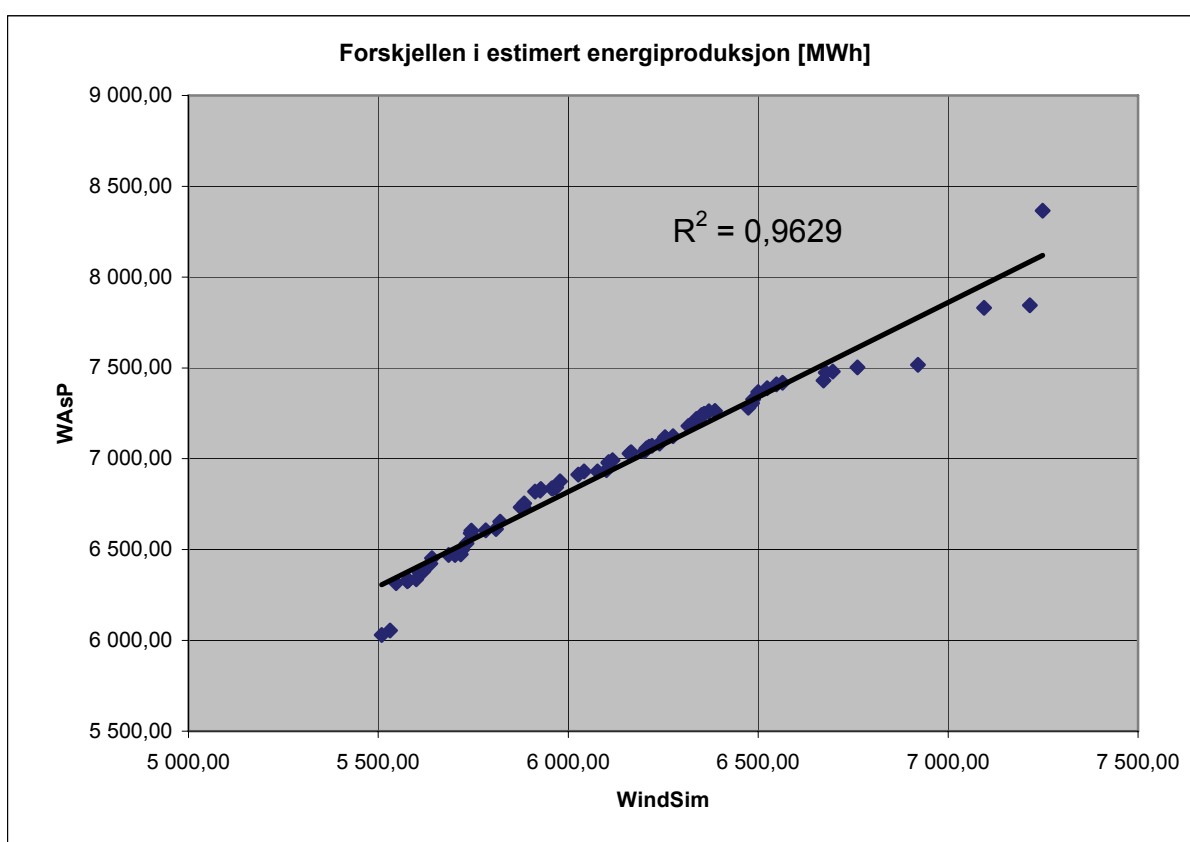
I figur 13-6 og tabell 13-4 fremkommer forskjellene i estimert energiproduksjon. Den totale energiproduksjon ved 69 turbiner er i snitt 13,47 % høyere med *WAsP* enn den produksjonen kartet fra *WindSim* gir grunnlag for.



Figur 13-6 Estimert årlig energiproduksjon. 80 meter høyde. *WAsP* serien markert med et feilfelt med en prosentverdi på 15 %

I både figur 13-6 og figur 13-3 kommer det frem at ressurskartet *WindSim* modellerer, gir en jevnere og mer glatt overgang mellom rangeringen av de ulike turbinene. Det lar seg best illustrere ved å se spesielt på de 5 første og 3 siste turbinene i figur 13-6.

Årsaken er at *WAsP* estimerer en punktverdi for vindforholdene midt i cellen. Cellens utstrekning er bestemt av oppløsningen til ressurskartet, som her er et kvadrat på 50 meter. Punktverdien legges til grunn når energiproduksjonen beregnes, og vil således være et estimat for den eksakte turbinposisjonen. I *WindSim* vil de estimerte vindforholdene være et snitt for hele cellen bestemt av volumet. Det vil si både cellens horisontale og vertikale oppløsning. *WAsP* vil derfor i utgangspunktet gi et mer riktig estimat av energiproduksjonen for den aktuelle turbinen. På den annen side er det ikke sikkert at punktet midt i cellen faktisk er den beste turbinlokasjonen. Både *WindSim* og *WAsP* kan derfor profitere på en bedre oppløsning enn 50 meter brukt i dette arbeidet.



**Figur 13-7** Forskjell i estimert årlig energiproduksjon

Forskjellen i prosent ser ut som å synke ved å kun studere energiproduksjonen fra de første og siste turbinene. Det kan indikere at forskjellen mellom ressurskartene er mindre hvor det estimeres svært gode og dårlige vindforhold, og at det først er i den midtre delen av skalaen forskjellene virkelig blir tydelige. Til gjengjeld er forskjellen mer homogen i dette området. Situasjonen er derfor motsatt enn hva som var tilfellet i forrige kapittel. Inntrykket bekreftes også i figur 13-7. Situasjonen er derfor at verktøyene modellerer vindressursene mest ulikt i 80 meters høyde for terrenget som befinner seg mellom de mest markante høydetoppene.



Tabell 13-4 Energiproduksjon og prosentvis avvik

Total energi-produksjon [MWh]				
Antall turbiner	69	50	30	10
<i>WAsP</i> ressurskart	478 801,2	357 200,4	220 150,5	76 275,0
<i>WindSim</i> ressurskart	421 971,1	314 717,4	195 083,4	68 397,3
Forskjell [%]	13,47	13,5	12,85	11,52
<i>WindSim</i> turbinlokasjon – <i>WAsP</i> ressurskart	473 784,8	352 772,5	217539,1	75 023,4
<i>WAsP</i> turbinlokasjon – <i>WindSim</i> ressurskart	414 778,7	311 505,8	193 470,9	67 239,2
Forskjell [%]	1,06	1,24	1,20	1,64
	1,71	1,02	0,83	1,69
Reell forskjell mellom ressurskartene (ved <i>WAsP</i> turbinlokasjon) [%]	15,44	14,67	13,79	13,44

Det fremgår av tabell 13-4 at differansen er mindre når turbinene med høyest brukstimer sammenlignes. Det er en svak indikasjon på at forskjellen synker ved å kun ta hensyn til de turbinene som gir best produksjon, det vil si turbinene plassert på de beste plasseringene, som ofte vil være på toppen av høydedragene. Dette er også i samsvar med resultatene i kapittel 12.4.2.

Resultatene ved å anvende turbinlokasjonene funnet ved *WAsP* og *WindSim* ressurskart, og visa versa, er også gjengitt. Spesielt interessant er prosentavviket på 15,44 %. Det betyr at den reelle forskjellen mellom ressurskartene i form av energiproduksjon, er enda større. På årsbasis med en kWh pris på 40 øre, medfører de ulike modellverktøyene en usikkert i inntekt på over 20 millioner kroner. Ulikhetene mellom ressurskartene er også forholdsvis konsistente som det fremgår i tabellen.

### 13.4.1 RIX-analyse

Det er utført en RIX-analyse for turbinene lokalisert på grunnlag av *WAsP* ressurskart, for å undersøke om de to ulike gjennomsnittshastighetene og produksjonsestimatene vil sammenfalle bedre. Det er lite sprik mellom RIX-verdiene, og det er derfor valgt å kun gjengi resultatene i tabell 13-5 for de 15 første turbinlokasjonene. Målemasten på Geitvassfjellet fungerer som referanse fordi ressurskartene er basert på denne ene mastens vinddata. Snittverdiene er vektet etter vindstatistikken og har relativt lave utslag sammenlignet med referansen. Det antyder at turbiner og målemasten befinner seg i forholdsvis likt terreng.

Som det fremkommer av resultatene, viser korrigeringen av gjennomsnittlig vindhastighet at det er svært lite å hente ved å sammenligne med resultatene fra *WindSim* ressurskartet. Det er

derfor liten grunn til å tro at produksjonsestimatene vil sammenfalle bedre etter en RIX korreksjon. Faktisk indikerer analysen det motsatte ved mange turbinlokasjoner; at den estimerte produksjon ved *WAsP* er for lav. Det lar seg ikke utregne nytt estimat for produksjonen blant annet fordi RIX-verdien er et snitt for alle sektorene og kun tillater å korrigere for snitthastigheten til alle sektorene. Denne analysen har en rekke feilkilder i tillegg til at det ikke er mulig å vite hva som *faktisk* er vindforholdene ved lokasjonen. Men den empiriske sammenhengen Risø National Laboratory har funnet og benevnt RIX, viser seg å ha liten eller ingen nytte i dette tilfellet.

Tabell 13-5 RIX-analyse for de 15 første Siemens SWT-2.3 turbinene

Turbin nr.:	RIX <i>WAsP</i> turbinlokasjon	RIX referanse Geitvassfjellet	dRIX	Avvik i gjennomsnittlig vindhastighet [%]	<i>WAsP</i> estimert gjennomsnittlig vindhastighet [m/s]	Korrigert gjennomsnittlig vindhastighet [m/s]	<i>WAsP</i> turbinlokasjon – <i>WindSim</i> ressurskart [m/s]
1	10	11,1	-1,1	-0,9	8,9	9,0	8,1
2	10,9	11,1	-0,2	0,6	8,6	8,5	7,9
3	10,3	11,1	-0,8	-0,4	8,4	8,4	7,7
4	10,1	11,1	-1	-0,7	8,5	8,6	7,9
5	10,6	11,1	-0,5	0,1	8,2	8,2	7,7
6	9,5	11,1	-1,6	-1,7	8,3	8,4	7,9
7	9,2	11,1	-1,9	-2,2	8,2	8,4	7,6
8	9,5	11,1	-1,6	-1,7	8,4	8,5	8
9	8,6	11,1	-2,5	-3,1	8,1	8,4	7,4
10	9,7	11,1	-1,4	-1,3	8,2	8,3	7,6
11	11,7	11,1	0,6	1,9	8,2	8,0	7,6
12	9,4	11,1	-1,7	-1,8	8,1	8,2	7,4
13	10,4	11,1	-0,7	-0,2	8,1	8,1	7,5
14	10,9	11,1	-0,2	0,6	8,2	8,1	7,5
15	9,6	11,1	-1,5	-1,5	8,2	8,3	7,6



## 14 Analyse og oppsummering av sammenlikningsresultatene

Sammenlikning av målt og estimert vindhastighetsfordeling viser at det ikke er store forskjeller mellom *WAsP* og *WindSim*. *WAsP* viste i analysen størst feilestimering, men relativt liten mengde data gjør at det ikke kan trekkes noen generell konklusjon basert på dette. Resultatene viser derimot at begge simuleringsverktøyene kan medføre en usikkerhet på ca 6-8 % ved beregning av gjennomsnittlig vindhastighet, 15 – 20 % ved beregning av årlig energiproduksjon. Bruk av flere målemaster i beregningene vil derimot trolig redusere denne usikkerheten i og med at det blir kortere avstand til nærmeste målemast. Derimot viser ressurskart ved 50 meters høyde at forskjellene ved målemastplasseringene er relativt små, simuleringsmodellene imellom, i forhold til områder med mer komplekst terreng. Dette kan tyde på at i alle fall et av simuleringsprogrammene er enda mer unøyaktig i disse posisjonene. Tidligere undersøkelser [64] og modellene tatt i betraktning, vil trolig *WAsP* være den modellen som viser størst unøyaktighet her. Det er derimot viktig å understreke at noe av feilestimeringen kommer av at vindstatistikken er weibulltilpasset, og ikke p.g.a. forflytning i terrenget.

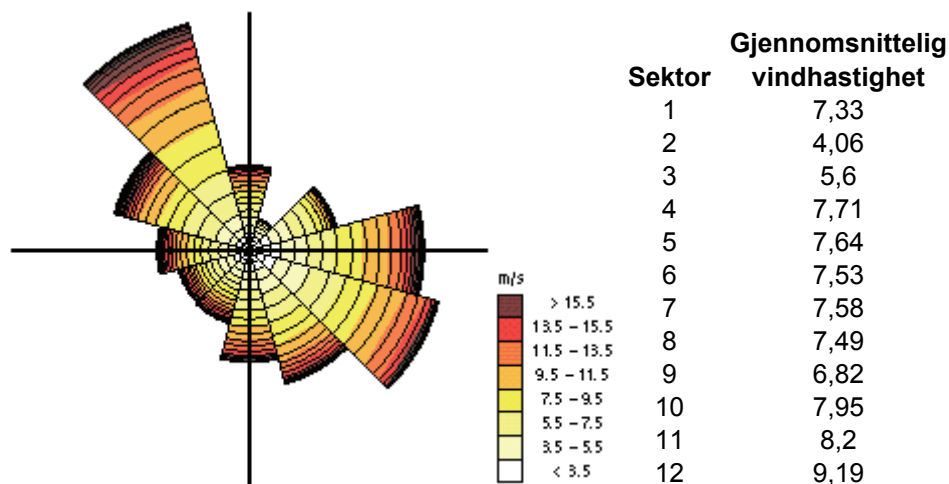
Analyseresultatene viser også at det er estimeringer til eller fra målemasten Leksarvatnet som representerer størst usikkerhet. Årsaken til dette er ikke kjent, men er viktig å vite dersom det skal gjøres vurderinger om hvilke(n) mast(er) som bør brukes til simuleringer dersom man ikke kan bruke alle målemastene p.g.a. forskjellig måleperiode eller lignende.

Figur 12-28 viser derimot at plasseringen til Leksarvatnet ligger relativt nært kanten til modellområdet i *WindSim*, samt relativt nært bratt og høyt terreng i nord. Dessuten er det relativt stor forskjell i estimering ved bruk av *WindSim* og *WAsP* i relativt kort avstand fra målemasten. Disse faktorene kan indikere relativt komplekst terreng i nærheten av målemasten og kan være et mulig bidrag til forklaring av feilestimeringene. Dessuten viser sektorvise resultater størst feilestimering i sektorene fra nord til øst. Dette gjelder både *WindSim* og *WAsP*. Høyt terreng mot nord og nordøst er en mulig forklaring til dette fenomenet.

Sammenlikning av estimert og målt vertikal vindhastighetsprofil viser også relativt små totale forskjeller mellom *WindSim* og *WAsP* ved høyder under 80 meter. Ved 80 meter overestimerer *WAsP* *WindSim* ved alle målemastene. Metoden som *WAsP* bruker for beregning av vertikal vindhastighetsprofil beskrevet i kapittel 11.1.1 kan gi en forklaring på denne forskjellen. Hvilken av hastighetsprofilene som er mest riktig ved 80 meters høyde kan derimot ikke fastslås i og med at det ikke foreligger målinger her. Ut fra tidligere undersøkelser er det derimot grunn til å tro at *WindSim* estimerer den vertikale vindhastighetsprofilen bedre enn *WAsP* i dette terrenget.

En metode for å undersøke de vertikale vindhastighetsprofilene nærmere, hadde vært å bruke måledata fra 10 eller 30 meter og sammenlikne estimert og målt vindhastighet ved 50 meter. Dette kan være en nyttig undersøkelse å gjøre i kommende arbeid, men er ikke gjort her siden dette ville kreve programvarelisens til *WAsP*. En bakdel med denne tilnærmingen er at måledata fra så lave høyder er lett påvirkelige av svært små lokale forhold, se kapittel 4.2.1.

Sammenlikning av vindressurskart ved 50 meters høyde generert fra *WindSim* og *WAsP* gir i gjennomsnitt ut tilnærmet samme resultat. Derimot registreres det relativt stor forskjell mellom *WindSim* og *WAsP* i fjellskråninger. Figur 14-1 viser vindrosen og gjennomsnittlig vindhastighet for hver sektor ved Geitvassfjellet i dataperioden brukt ved sammenlikning av ressurskartene. Figuren viser hovedvindretninger fra nordvest og sørøst, og at gjennomsnittshastigheten er høyere fra nordvest enn sørvest. Dette betyr at selv om det blåser relativt like lenge fra sørøst og nordvest, er det relativt mye mer energi i vinden fra nordvest.



Figur 14-1 Vindrose og gjennomsnittlig vindhastighet for hver sektor ved Geitvassfjellet

Vindkartet fra *WAsP* viste en overestimering i forhold til vindkartet fra *WindSim* på østsiden av fjellryggene. En mulig forklaring på dette er at *WAsP* ikke tar hensyn til resirkulasjon og separering av vindmassene på baksiden av en topp. *WAsP* vil dermed i gjennomsnitt estimere en høyere vindhastighet på østsiden av fjellryggene enn *WindSim*. På vestsidene, som i gjennomsnitt er på oppstrøms side, kan underestimeringen til *WAsP* muligens forklares med hvor modellene estimerer maksimal vindhastighet, samt at forskjellen i estimert vindhastighet på bakketoppen er avhengig av oppstrøms helning.

Den største forskjellen mellom *WindSim* og *WAsP* finnes ved sammenlikning av ressurskart ved 80 meters høyde. Resultater fra sammenlikningen av målt og estimert vertikal hastighetsprofil blir tydelige her. Ved estimering av gjennomsnittlig vindhastighet ved 80 meters høyde overestimerer *WAsP* resultatene fra *WindSim* med 6,2 %. Ved beregning av årlig energi er denne overestimeringen 11,8 %. Som en trend er det størst forskjell er på østsiden av fjellryggene som ved resultatene ved 50 meter. På høydedragene, hvor mange turbiner vil bli plassert, er forskjellen anslagsvis 5 – 8 % i energi ut ifra figurene i kapittel 12.4.2. Ved plassering av mange turbiner vil derimot ikke alle kunne stå på høydedragene, og totalforskjellen kan bli større. Energiberegningene er også avhengig av valgt turbin med tilhørende effektkurve. Disse forholdene er derfor bare veiledende.

Optimalisering av turbinplassering på bakgrunn av vindkart fra *WAsP* og *WindSim* viser i hovedsak de samme resultatene som ved sammenlikning av vindkart. Den største forskjellen opptrer ved ekstrapolering av måledataene til 80 meters høyde. Ved målehøyde, 50 meter, er forskjellene tilnærmet lik null. Ved 80 meters høyde er derimot forskjellen økt til omtrent 6,5 % ved gjennomsnittlig vindhastighet, 13 -15 % forskjell i energiproduksjon avhengig av sammenlikningsmetode. Forskjell i turbinplasseringene er relativt små. Ved å ta med usikkerheten og den relativt store oppløsningen i både *WAsP* og *WindSim*, er det vanskelig å trekke noen konklusjon på hvilken modell som finner de beste posisjonene ut fra

optimeringsresultatene. Derimot, ved bruk av resultater fra tidligere studier som beskriver forskjell mellom *WindSim* og *WAsP*, stiller *WindSim* seg sterkest ut ifra sammenlikning mellom målte og estimerte verdier i denne typen terreng.

Analysene gjort angående forskjeller mellom *WAsP* og *WindSim* kan oppsummeres ved følgende hovedpunkter:

- Simuleringsprogrammene viser relativt like verdier ved sammenlikning av estimert og målt vindhastighetsfordeling ved de 3 målemastene i området. *WindSim* viser i gjennomsnitt en marginal bedre estimering enn *WAsP*, men estimerer også dårligere enn *WAsP* i enkelttilfeller.
- Ved estimering av vertikal hastighetsprofil viser de to modellene relativt like resultater opp til 50 meters høyde. Ved 80 meters høyde skiller modellene seg klart fra hverandre ved at *WAsP* ved alle målemastene overestimerer *WindSim*. Hva som er mest riktig kan ikke påvises i denne undersøkelsen, men teori og tidligere undersøkelser styrker her troverdigheten til *WindSim* i forhold til *WAsP* i aktuelt terreng.
- Ved sammenlikning av ressurskart er gjennomsnittshastigheten ved målehøyde relativt lik. Derimot er det forskjeller som tyder på ulik modellering av separasjon og ”speed-up”-effekter. *WAsP* overestimerer *WindSim* på nedstrøms side av høydedrag, muligens på grunn av manglende beregning av separasjonseffekter. *WAsP* underestimerer *WindSim* på oppstrøms side av høydedrag, muligens på grunn av forskjell i modellene som beskriver hvor maksimal vindhastighet opptrer.
- Ved sammenlikning av ressurskart ved navhøyde på 80 meter, overestimerer *WAsP* *WindSim* relativt mye. Dette er i tråd med resultatene ved sammenlikning av vertikale hastighetsprofiler. Også ved 80 meter viser ressurskartene forskjellig modellering av ”speed-up”-effekter og separasjon av luftmassene.
- Optimeringsresultatene med ressursgrunnlag fra henholdsvis *WindSim* og *WAsP* viser relativ lik turbinplassering og energiproduksjon ved 50 meter. Som ved sammenlikning av ressurskart ved 80 meters høyde overestimerer *WAsP* energiproduksjonen i forhold til *WindPro* relativt mye. Innbyrdes plassering er derimot ikke svært forskjellig. Dette understreker igjen at den største forskjellen mellom *WAsP* og *WindSim* er ekstrapoleringen av vindhastighet fra målehøyde og oppover. Horisontale forskjeller er også til stede, men disse påvirker ikke turbinplasseringen mye siden de største forskjellene er i områder med relativt moderat vindhastighet. Forskjellene er dermed ofte ikke store nok til å ha betydning for turbinplassering.

## 15 Konklusjon

Det er påvist i dette arbeidet at meteorologiske værstasjoner ikke bør brukes ved langtidskorrelering uten å grundig undersøke historikken. For to av de potensielle langtidsreferansene er det kun de siste 15 - 20 årene som holder en kvalitet som kan anses som god nok i vindkraftsammenheng. Med hensyn til at periodiske lav- og høyvindssesonger veksler over tiår, må derfor disse meteorologiske værstasjonene betraktes som mindre egnede. Modelldata viser en god korrespondanse mot fysiske punktmålinger, og det er kun påvist små avvik ved homogenitetstester. Utgangspunktet for å estimere et riktig bilde av vindressursene i hele vindparkens levetid, vil derfor være bedre ved anvendelse av disse.

Ved valg av matematisk korrelasjonsmetode er ønsket resultat viktig å vurdere. Dersom ønsket resultat er energiproduksjon, som det ved ressurskartlegging svært ofte er, viser det seg at variansmetoden gir det beste resultatet. Dersom ønsket resultat er gjennomsnittlig vindhastighet viser standard korrelasjonsmetode en marginal forbedring i forhold til variansmetoden. Ved estimering av vindretningsfordeling er derimot matrisemetoden den best egnede, men kan ikke benyttes til energiberegninger siden resultatet kun er vindretningsfordeling og gjennomsnittlig vindhastighet for hver retningssektor.

Resultatene viser at usikkerheten til langtidskorrelasjon er avhengig av måleperiodes lengde, variasjonen i vindklimaet referansestasjonen og målemasten imellom, samt valg av korrelasjonsmetode. På bakgrunn av 12-års måldata varierer usikkerheten mellom 5 % og 14 % avhengig av valgt referansestasjon og måleperiodens lengde. Analysen viser likevel at usikkerheten i de aller fleste tilfellene reduseres ved bruk av langtidskorrelering i motsetning til å kun benytte lokale korttids vindmålinger fra vindparken.

Ved kontrollmålinger viser modellverktøyene *WAsP* og *WindSim* en usikkerhet på 6 – 8 % i gjennomsnittlig vindhastighet ved målehøyde. *WindSim* viser seg å være marginalt bedre enn *WAsP* i tilfellene kontrollert i denne rapporten, men forskjellene er for tilfeldige til å trekke noen generell konklusjon.

En sammenlikning mellom modellverktøyene viser at det eksisterer store variasjoner mellom disse med hensyn til virkemåte og resultater. Ved estimering av vindressursene innad i parken, ved samme høyde som måldataene representerer, viser derimot modellverktøyene i gjennomsnitt svært små avvik. Først ved å studere relativt komplekst terreng avdekkes forskjellene mellom modellene. Spesielt viser *WAsP* sin begrensning oppstrøms og nedstrøms side av høydedrag. Dette skyldes trolig fenomener som separasjon og resirkulasjon av vindmasser. Disse observasjonene stemmer godt overens med tidligere forsøk og simuleringer, og styrker dermed troverdigheten til resultatene.

De største forskjellene mellom *WAsP* og *WindSim* registreres imidlertid når vindressursene blir beregnet for større høyder enn målehøyden. Sammenlikning av vertikale hastighetsprofiler viser årsaken til denne forskjellen. Ved 80 meters høyde estimerer *WAsP* i gjennomsnitt en høyere vindhastighet enn *WindSim* ved alle de kontrollerte målemastene. Dette gjenspeiler seg også i sammenlikning av ressurskart der *WAsP* i gjennomsnitt overestimerer vindhastigheten med over 6 % i forhold til *WindSim*. Hvilket modellverktøy som er nærmest virkeligheten kan derimot ikke fastslås fordi det ikke foreligger målinger i 80 meters høyde.

Ved bruk av resultatene fra de to modellverktøyene til optimering av vindturbinenes plassering i vindparken er differansen mellom årlig energiproduksjon 15 %. Det er ekvivalent til en usikkerhet i den årlige inntekten på over 20 millioner kroner. I praksis kan usikkerheten være enda større fordi det ikke lar seg avdekke hva som faktisk er de reelle vindressursene for området. Optimaliseringen viser at det er den absolutte forskjellen i energiproduksjonsestimatet som er størst. Modellene estimerer relativt lik plassering av høy- og lavvindsområder innad i vindparken. Dette resulterer i tilnærmet lik design av vindparken, uavhengig av hvilket modellverktøy som benyttes.

Oppsummert viser arbeidet at ressurskartleggingsprosessen innebærer en rekke forhold som gjør beregningsresultatene mer eller mindre usikre. Det er derfor viktig å være klar over bakgrunnen til de forskjellige usikkerhetsfaktorene for å kunne redusere den samlede usikkerheten i vindparkberegningene.

## 16 Forslag til videre arbeid

Under denne masteroppgaven er det påvist en rekke forhold som er verdt å undersøke ved en eventuell videreføring av arbeidet. Flere av resultatene er også preget av en rekke forbehold og begrensninger som medfører at det vanskelig lar seg fatte en entydig konklusjon.

Det kan la seg gjøre å heve kvaliteten til de meteorologiske måleverdiene ved å dybdestudere disse. To umiddelbare løsninger foreslås her. Den ene er å korrigere registrerte verdier direkte hvor det detekteres ytre obstruksjoner og påvirkningsfaktorer. For å finne korreksjonsfaktor kan fysiske kontrollmålinger utføres eller numeriske modellverktøy som *WindSim* anvendes for å estimere vindforholdene med og uten obstruksjonene. En annen metode kan være å anvende modelldata med stor geografisk oppløsning, som for eksempel Hindcast, til å sammenligne og homogenisere måleverdiene.

Ved valg av referanse til langtidskorrelasjon indikerer databasen ECMWF bedre korrelasjonen enn den mer anvendte databasen NCEP/NCAR. Det bør derfor undersøkes om dette resultatet er tilfeldig, spesielt fordi NCEP/NCAR er anvendt i langtidskorreleringen for den aktuelle vindparken hos Agder Energi. Meteorologisk Institutt's Hindcast-database har en vesentlig større geografisk oppløsning enn de to nevnte. Det kan derfor tenkes at bruk av andre Hindcast datapunkter kan resultere i bedre estimat for de fremtidige vindressursene i det aktuelle parkområdet.

De forskjellige korrelasjonsmetodene viser hver for seg gode og dårlige egenskaper. Spesielt viser matrisemetoden gode resultater ved estimering av vindretningsfordelinger, mens variansmetoden gir gode resultater ved estimering av energiproduksjon. Ulempen med matrisemetoden er at den ikke lar seg bruke til energiproduksjonsestimering siden resultatet kun er vindretningsfordeling og gjennomsnittlig vindhastighet for hver sektor. Ulempen til variansmetoden er at estimert vindretningsfordeling kan avvike relativt mye fra den faktiske fordelingen. Ved å ta utgangspunkt i de gode egenskapene til disse metodene lar det seg muligens utvikle en ny metode som tar vare på begge de gode egenskapene, samt å oppnå at metoden lar seg bruke til å estimere energiproduksjon.

Arbeidet med *WindSim* har avslørt varierende resultater ved forskjellig oppløsning av vindressurskart. Resultatene i denne rapporten antyder faktisk en bedre estimering ved lav oppløsning. Ved mer detaljerte analyser er det mulig å analysere hvilken oppløsning som gir best resultat avhengig av hvilket område som modelleres.

Modellverktøyene redegjør for ulik vindhastighet ved ekstrapolering fra målehøyde til navhøyde på 80 meter. Det ikke mulig å vite hvilket resultat som markerer den beste tilnærmelsen til den faktiske hastigheten ut ifra resultatene i denne rapporten. Det ville derfor være svært interessant å gjennomføre samme analyse i tilfeller hvor denne faktiske hastigheten foreligger. Det vil den gjøre for en allerede bygd vindpark eller hvor det er montert målemaster høyere enn standardhøyden for målemaster på 50-60 meter. Med denne innfallsveien vil det også være mulig å bedømme usikkerheten til de modellerte ressurskartene og energiproduksjon. Det åpner også for å kunne bedømme hvor godt de ulike langtidskorrelerte dataseriene estimerer faktiske forhold. På den måten vil resultater og konklusjoner kunne anses mer slagkraftige, og kildene til usikkerhet kunne lettere la seg adressere.

Modelleringen i verktøyene er også basert på en lang rekke predefinerte konstanter med et rent empirisk opphav. Resultatene vil også være avhengig av brukerens subjektive vurdering. Det burde derfor undersøkes hvor sensitive resultatene er ved bruk av ulike konstanter og vurderinger, i tillegg til hvor dekkende disse konstantene er for typisk norsk topografi.

## Referanser

---

- [1] Miljøverndepartementet, Avdeling for regional planlegging, *Retningslinjer for planlegging og lokalisering av vindkraftanlegg*, Høringsutkast 19.oktober 2006.
- [2] Norges Vassdrags- og Energidirektorat, Seksjon for Energikonsesjon, 2005. *Vindkraft i Norge – Status januar 2005* [online]. Adresse: [http://www.nve.no/admin/FileArchive/289/Norsk%20vindkraft\\_Status%20janar%202005.pdf](http://www.nve.no/admin/FileArchive/289/Norsk%20vindkraft_Status%20janar%202005.pdf) [Lastet 23.11.06]
- [3] Agder Energi Produksjon, AEP, *Forretningsplan for vindkraft AEP*, foreløpig versjon 30. november 2005.
- [4] Dreyer, H. C., Kalsaas, B. T., *Gjennomgående leveringsservice i verdikjede: eksempel fra Macks ølbryggeri AS*, SINTEF Teknologiledelse, Økonomi og logistikk, 2000
- [5] Porter, M., *Competitive Advantages*, New York: Free Press, 1985
- [6] Alexander Dahlsrud, Øko-effektive verdikjeder. (Hovedoppgave NTNU, Studieretning Helse, Miljø og Sikkerhet, 2001).
- [7] Advokat Jens F. Bibow, advokatfullmektig Eeva Kantanen, Thommessen Kreftig Greve Lund AS Advokatfirma, Avtale eller skjønn ved rettighetsserverv overfor grunneier. *Energi* nr 2/2005
- [8] Norges Vassdrags- og Energidirektorat, 1998. *Vindkraft – en generell innføring* [online]. Adresse: <http://www.nve.no/FileArchive/231/Vindkraft%2098%20web.pdf> [Lastet 27.11.06]
- [9] Statnett, *Grunn- og rettighetsserverv i Statnett*, [online], Adresse: <http://www.statnett.no/default.aspx?ChannelID=1299> [Lastet 27.11.06]
- [10] Terje Gjengedal, Statkraft SF, veileder NTNU. Personlig kommunikasjon 18. november 2006.
- [11] Norges Vassdrags- og Energidirektorat, 2005. *Vindkraft – Produksjonsstatistikk for 2005* [online]. Adresse: <http://www.nve.no/FileArchive/380/vindkraft-prod-statistikk-2005.pdf> [Lastet 23.11.06]
- [12] Haugneland, Petter, Sørger ikke over grønne sertifikater. *Cicerone* nr 2/2006
- [13] Haugneland, Petter, Grønt sertifikatmarked kan gi mindre grønn elektrisitet. *Cicerone* nr 1/2004
- [14] Oljeindustriens LandsForening, OLF, *Oppgitt over vingling om grønne sertifikater* [online]. Adresse: <http://www.olf.no/nyheter/ntb/2006/03/?30770> [Lastet 27.11.06]
- [15] NORWEA – Norsk Vindkraftforening, *Stortingsmelding om støtteordning for fornybar elektrisitet*, Notat 27.november 2006 [online]. Adresse: <http://d2351184.hosted159.magentadmin.net/system/UserFiles/File/notat%20om%20stortingsmelding%20nr%2011.pdf> [Lastet 18.12.06]
- [16] Olje- og Energidepartementet, *Om støtteordningen for elektrisitetsproduksjon fra fornybare energikilder (fornybar elektrisitet)*, St.meld. nr. 11. (2006-2007) [online]. Adresse: <http://odin.dep.no/oed/norsk/dok/regpubl/stmeld/026001-040014/dok-bn.html> [Lastet 18.12.06]
- [17] Nyhammer, F. Kjeller Vindteknikk AS, *Wind Flow Models*, Forelesningsnotat i ”TET15 – Vindkraft det norske energisystemet” ved NTNU, Trondheim
- [18] Manwell, J.F., McGowan, J.G., Rogers, A.L., *Wind Energy Explained*. Chichester: John Wiley & Sons Ltd. 2002.
- [19] Nyhammer, F., Kjeller Vindteknikk AS, *Wind Speed Monitoring*, Forelesningsnotat i ”TET15 – Vindkraft det norske energisystemet” ved NTNU, Trondheim



- [20] Reiersølmoen, T. A., Rypestøl, O. M., *Ressurskartlegging av vindkraftlokasjoner*, NTNU 2006
- [21] Nyhammer, F. Kjeller Vindteknikk AS, *Wind Data Analysis*, Forelesningsnotat i ”TET15 – Vindkraft det norske energisystemet” ved NTNU, Trondheim
- [22] Vector AS/WindSim AS, *Norwegian Wind Atlas* [online]. Adresse: [http://www.WindSim.com/wind\\_energy/wind\\_atlas/index.html](http://www.WindSim.com/wind_energy/wind_atlas/index.html) [Lastet 20.04.2007]
- [23] Agder Energi Produksjon, *Forprosjekt vindpark Steinsland – Eikeland*, Hovedrapport 8. februar 2006.
- [24] Landberg, Lars et.al, Wind resource Estimation – An overview, *Wind Energy* 2003
- [25] Knut Harstveit, Meteorologisk Institutt. Personlig kommunikasjon 10. mai 2007
- [26] Meteorologisk Institutt [online], <http://www.met.no> [Lastet 14.05.07]
- [27] Meteorologisk Institutt [online], [http://met.no/met/met\\_lex/v\\_a/vind/beaufortskalaen.html](http://met.no/met/met_lex/v_a/vind/beaufortskalaen.html) [Lastet 31.05.07]
- [28] Arealisdata på nett [online], <http://www.ngu.no/kart/arealis/> [Lastet 20.02.07]
- [29] Gabriel Kielland, Meteorologisk Institutt. Personlig kommunikasjon 20. februar 2007
- [30] Vaisala Group [online]. Adresse: <http://www.vaisala.com> [Lastet 20.04.07]
- [31] Avalanche US [online]. Adresse: <http://www.avalanche.org/~research/guidelines/pdf/AppendixD.pdf> [Lastet 07.05.07]
- [32] Norge i bilder [online]. Adresse: <http://www.norgeibilder.no> [Lastet 15.02.07]
- [33] George, Steven Edward, United Kingdom Windspeed – Measurement, Climatology, Predictability and Link to Tropical Atlantic Variability. (Doktoravhandling, University of London, 2006)
- [34] Risø National Laboratory, *Risø og Galathea ekspedisjonen* [online]. Adresse: [http://www.risoe.dk/galathea/opslag/Beskrivelse\\_satellitbilleder.htm](http://www.risoe.dk/galathea/opslag/Beskrivelse_satellitbilleder.htm) [Lastet 20.04.07]
- [35] Earth System Research Laboratory [online]. Adresse: <http://www.cdc.noaa.gov/> [Lastet februar 2007]
- [36] Meteorologisk Institutt [online]. Adresse: [http://met.no/met/met\\_lex/l\\_p/lufttrykk.html](http://met.no/met/met_lex/l_p/lufttrykk.html), [Lastet 31.05.07]
- [37] Magnar Reistad, Meteorologisk Institutt. Personlig kommunikasjon 19. mars 2007
- [38] Berge, E., Tallhaug, L., Bredesen, R., Harstveit, K., Hofstad, K., Kjeller Vindteknikk AS/DNMI/NVE, *Homogenizing long-term Norwegian wind measurement by use of Hindcast model data*.
- [39] European Centre for Medium-Range Weather Forecasts [online]. Adresse: <http://www.ecmwf.int/> [Lastet 20.04.07]
- [40] Energi og MiljøData, EMD – Vindstat [online]. Adresse: [http://www.vindstat.dk/PDF\\_sider/Vindindex\\_aktuel.pdf](http://www.vindstat.dk/PDF_sider/Vindindex_aktuel.pdf) [Lastet 08.05.07]
- [41] DNMI, Havforskningsinstituttet, UiO, UiB, Nansen Senteret for Miljø og Fjernmåling, Norsk Institutt for luftforskning, *RegClim - Klimaet i Norge om 50 år* [online]. Adresse: [http://regclim.met.no/presse/download/regclim\\_brosjyre.pdf](http://regclim.met.no/presse/download/regclim_brosjyre.pdf) [Lastet 20.04.07]
- [42] M. Johannesen, Ola, *Varmere, våtere og villere* [online]. Adresse: <http://www.forskning.no/Artikler/2005/mars/1109681565.21> [Lastet 20.04.07]

- [43] Google Earth. Adresse: <http://earth.google.com/> [Lastet 18.02.07]
- [44] National Weather Service Climate Prediction Center [online]. Adresse: <http://www.cpc.noaa.gov/> [Lastet 20.04.07]
- [45] Rogers, A.L., Rogers, J.W., Manwell, J.F, 2004. Comparison of the performance of four measure-correlate-predict algorithms. *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics* 93 (2005).
- [46] Woods, J.C., Watson, S.J., 1995. A new matrix method of predicting long-term wind roses with MCP. *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics* 66 (1997)
- [47] EMD International AS. Beskrivelse av *WindPro* sin MCP-modul. [online]. Adresse: <http://www.emd.dk/WindPRO/WindPRO%20Modules,%20MCP> [Lastet 27.4.2007]
- [48] Meteorologisk Institutt [online]. Adresse: <http://www.eklima.no>
- [49] Rogers, A.L., Rogers, J.W., Manwell, J.F, 2005. *Uncertainties in Results of Measure-Correlate-Predict Analyses*. [online]. Adresse: <http://www.ceere.org/rerl/publications/published/2006/EWEC%202006%20MCP.pdf> [Lastet 8.5.2007]
- [50] Ross, S.M. *Introduction to Probability and Statistics for Engineers and Scientists*. Elsevier Science, 2000.
- [51] Wikipedia.org [online], [http://en.wikipedia.org/wiki/Log\\_wind\\_profile](http://en.wikipedia.org/wiki/Log_wind_profile) [Lastet 31.05.07]
- [52] G. Mortensen, Niels, L. Petersen, Erik, 1997. *Influence of topographical input data on the accuracy of wind flow modelling in complex terrain*. Risø National Laboratory/European Wind Energy Conference & Exhibition.
- [53] Bowen, Anthony, G. Mortensen, Niels, *Assessing the accuracy of WASP in non-simple terrain* [online], BWEA18 Conference, september 1996. Adresse: <http://www.WASP.dk/Support/DownloadFiles/Accuracy%20of%20WASP%20in%20non-simple%20terrain.pdf> [Lastet 28.11.06]
- [54] Nyhammer, Finn, Tallaug, Lars mfl., 2006. *An Evaluation of the WASP Modell at a Coastal Mountainous Site in Norway* [online]. Adresse: <http://www3.interscience.wiley.com/cgi-bin/fulltext/112224754/PDFSTART> [Lastet 28.11.06]
- [55] Giebel, Gregor, Gryning, Sven-Erik, 2004. *Shear and stability in high met masts, and how WASP treats it*. Risø National Laboratory. [online]. Adresse: [http://www.WASP.dk/Support/DownloadFiles/GiebelGryning-ShearAndStabInHighMetMastsAndWASP\\_Delft2004.pdf](http://www.WASP.dk/Support/DownloadFiles/GiebelGryning-ShearAndStabInHighMetMastsAndWASP_Delft2004.pdf) [Lastet 28.11.06]
- [56] University of Illinois. *Wind Shear* [online]. Adresse: [http://ww2010.atmos.uiuc.edu/\(Gh\)/wwhlpr/modl\\_shear.rxml](http://ww2010.atmos.uiuc.edu/(Gh)/wwhlpr/modl_shear.rxml) [Lastet 28.11.06]
- [57] G.Mortensen, Niels, J.Bowen, Anthony, Antoniou, Ioannis, 2006. *Improving WASP Predictions in (too) complex terrain* [online]. Risø National Laboratory. Adresse: [http://www.WASP.dk/Support/DownloadFiles/Improving%20WASP%20predictions%20paper%20\(2006%20EWEC\).pdf](http://www.WASP.dk/Support/DownloadFiles/Improving%20WASP%20predictions%20paper%20(2006%20EWEC).pdf) [Lastet 28.11.06]
- [58] *WASP 8 Help Facility and On-line Documentation* [online]. Adresse: <http://www.WASP.dk/Download/DownloadFiles/General/WASP8.chm> [Lastet 28.11.06]
- [59] EMD International AS. *Online help for WindPro version 2.5* [online]. Adresse: <http://www.emd.dk/download/WindPRO250OnlineHelpEn.EXE> [Lastet 28.11.06]
- [60] J. Bowen, Anthony, G. Mortensen, Niels, *Exploring the limits of WASP the wind atlas analysis and application program*, European Union Wind Energy Conference, mai 1996

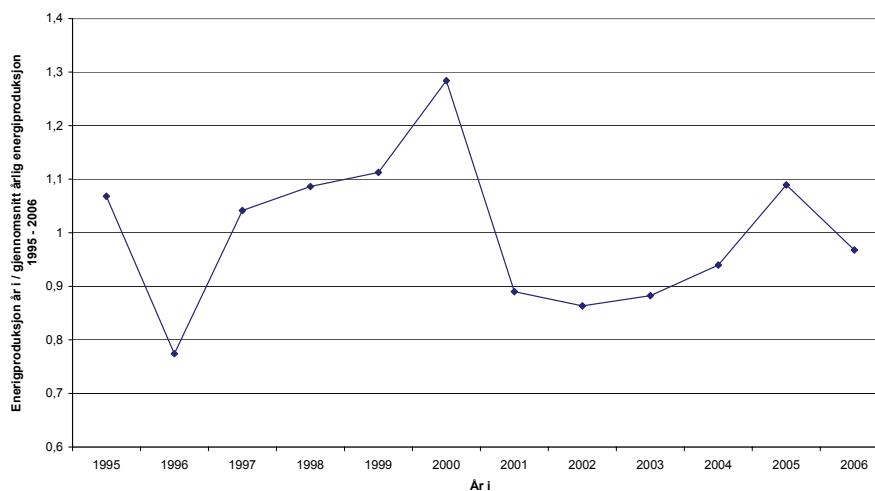
- [61] Hunter, Raymond, Pedersen, Troels Friis mfl., *European Wind Turbine Testing Procechyre Developments*, Risø National Laboratory, Roskilde, januar 2001
- [62] WindSim AS. <http://www.WindSim.com/documentation/technical/basis.html>
- [63] WindSim AS. <http://www.WindSim.com>
- [64] A.Yamaguchi, T.Ishihara, Y. Fujino,. *Applicability of linear and nonlinear wind prediction models to wind flow in complex terrain*. Department of Civil Engineering, The University of Tokyo.
- [65] Mads V. Sørensen, EMD AS, Giorgio Crasto, WindSim AS. Personlig kommunikasjon 23. mai 2007.

# Vedlegg 1. Datadekningsstatistikk til referansestasjoner

Tabell V1 - 1 Antall målinger pr. år og antall målinger pr. tidspunkt pr. år. Stavanger Lufthavn Sola

STAVANGER LUFTHAVN SOLA																									
Ar	Totalt antall målinger	00:00	01:00	02:00	03:00	04:00	05:00	06:00	07:00	08:00	09:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00
1957	1460	365						365						365						365					
1958	1460	365						365						365						365					
1959	1460	365						365						365						365					
1960	1464	366						366						366						366					
1961	1460	365						365						365						365					
1962	1460	365						365						365						365					
1963	1460	365						365						365						365					
1964	1464	366						366						366						366					
1965	1460	365						365						365						365					
1966	1460	365						365						365						365					
1967	1460	365						365						365						365					
1968	1464	366						366						366						366					
1969	1460	365						365						365						365					
1970	1460	365						365						365						365					
1971	1460	365						365						365						365					
1972	1464	366						366						366						366					
1973	1460	365						365						365						365					
1974	1460	365						365						365						365					
1975	1460	365						365						365						365					
1976	1464	366						366						366						366					
1977	1460	365						365						365						365					
1978	1460	365						365						365						365					
1979	1460	365						365						365						365					
1980	1464	366						366						366						366					
1981	1460	365						365						365						365					
1982	1460	365						365						365						365					
1983	1460	365						365						365						365					
1984	1464	366						366						366						366					
1985	1460	365						365						365						365					
1986	1460	365						365						365						365					
1987	1460	365						365						365						365					
1988	1464	366						366						366						366					
1989	1460	365						365						365						365					
1990	1460	365						365						365						365					
1991	1460	365						365						365						365					
1992	7310	366	366		366	366	366	366	365	366		366	366	366	365	365		364	366	366	365	365		365	364
1993	7245	365	363	363		363	362	365	362	359		362	362	365	359	362		363	360	365	362	359		362	362
1994	7210	365	362	360		359	359	365	360	361		361	361	365	361	358		359	361	365	359	357		359	353
1995	7275	365	363	365	1	362	364	365	365	364		363	363	365	364	363		365	364	365	364	363		360	362
1996	8707	363	365	364	365	364	364	362	364	363	356	363	364	365	361	364	362	363	362	365	362	359	364	362	361
1997	8514	365	364	351	354	360	357	354	345	352	356	352	361	358	358	358	354	359	355	356	357	358	352	349	349
1998	2738	338			345			338			334			351			354			346			332		
1999	2725	336			328			330			335			354			359			348			335		
2000	2769	341			336			335			338			359			360			350			350		
2001	8321	325	357	357	319	355	357	304	358	355	329	362	359	337	354	358	344	361	354	333	355	352	319	360	357
2002	8037	329	337	331	324	339	331	338	337	333	333	340	335	345	330	334	356	335	339	346	323	326	335	328	333
2003	7535	318	309	306	318	306	306	321	309	309	331	307	308	346	308	307	345	305	306	331	300	306	319	306	308
2004	7604	356	349	344	162	343	341	355	345	346	155	351	352	357	351	352	144	351	352	357	352	348	143	349	349
2005	8496	356	354	353	351	351	350	350	350	353	354	355	355	356	354	354	356	357	357	356	356	356	355	353	354
2006	8544	357	356	356	356	354	354	354	351	354	356	355	356	355	356	358	358	358	358	357	357	357	357	357	357

Årlig variasjon i estimert energiproduksjon 1995 - 2006. Stavanger Lufthavn Sola

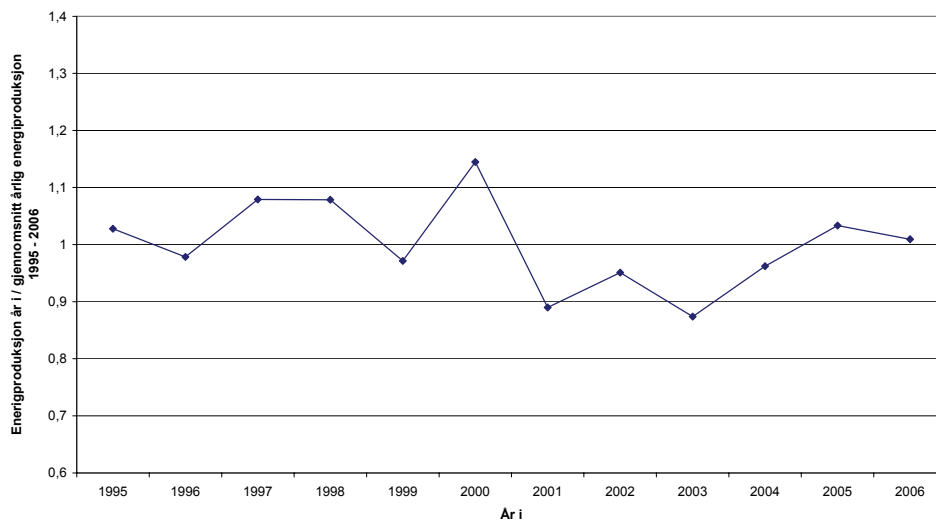


Figur V1 - 1 Årlig variasjon i estimert energiproduksjon 1995 - 2006. Stavanger Lufthavn Sola

**Tabell V1 - 2 Antall målinger pr. år og antall målinger pr. tidspunkt pr. år. Lista fyr**

År	Totalt antall målinger	LISTA FYR																								
		00:00	01:00	02:00	03:00	04:00	05:00	06:00	07:00	08:00	09:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00	
1957	1460	365						365						365						365						
1958	1460	365						365						365						365						
1959	1460	365						365						365						365						
1960	1464	366						365	1					366						366						
1961	1460	365						365						365						365						
1962	1460	365						365						365						365						
1963	1460	365						365						365						365						
1964	1464	366						366						366						366						
1965	1460	365						365						365						365						
1966	1460	365						365						365						365						
1967	1460	365						365						365						365						
1968	1464	366						366						366						366						
1969	1460	365						365						365						365						
1970	1460	365						365						365						365						
1971	1460	365						365						365						365						
1972	1464	366						366						366						366						
1973	1460	365						365						365						365						
1974	1460	365						365						365						365						
1975	1460	365						365						365						365						
1976	1464	366						366						366						366						
1977	1460	365						365						365						365						
1978	1460	365						365						365						365						
1979	1460	365						365						365						365						
1980	1464	366						366						366						366						
1981	1460	365						365						365						365						
1982	1460	365						365						365						365						
1983	1460	365						365						365						365						
1984	1464	366						366						366						366						
1985	1460	365						365						365						365						
1986	1460	365						365						365						365						
1987	1460	365						365						365						365						
1988	1464	366						366						366						366						
1989	1460	365						365						365						365						
1990	1460	365						365						365						365						
1991	1460	365						365						365						365						
1992	1464	366						366						366						366						
1993	1460	365						365						365						365						
1994	3393	360	98	98	98	97	96	359	98	98	98	98	97	359	98	98	98	98	98	359	98	98	98	98	98	98
1995	8644	357	360	360	361	361	358	362	361	361	361	361	361	360	361	362	361	361	358	359	359	359	359	359	359	362
1996	8657	359	359	360	361	361	360	361	361	360	360	361	361	361	362	361	362	361	361	361	361	361	362	361	359	359
1997	8652	361	361	361	361	362	362	362	361	361	361	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360
1998	8714	364	364	364	364	364	364	364	364	364	364	365	364	364	364	364	364	364	363	363	364	364	364	364	343	
1999	8454	352	352	352	352	352	351	351	352	352	352	352	353	353	354	354	353	353	352	362	352	352	352	352	352	
2000	8724	364	364	363	364	364	364	364	364	365	365	363	363	363	363	362	363	363	363	363	363	363	364	364	363	
2001	8754	365	365	365	365	365	365	365	365	365	365	364	364	364	364	364	364	365	365	365	365	365	365	365	365	
2002	8760	365	365	365	365	365	365	365	365	365	365	365	365	365	365	365	365	365	365	365	365	365	365	365	365	
2003	6561	294	269	271	273	273	273	273	272	273	273	274	274	273	273	271	272	273	273	272	272	272	273	273	272	
2004	8718	362	361	361	363	366	366	363	364	362	364	366	362	365	362	360	365	364	364	362	366	362	363	363	362	
2005	8569	356	358	358	358	358	358	358	358	358	355	357	358	353	356	357	358	354	358	357	357	357	358	357	357	
2006	8689	362	362	362	362	362	362	362	362	362	362	361	362	362	362	361	363	363	362	362	362	362	362	362	362	

**Årlig variasjon i estimert energiproduksjon 1995 - 2006. Lista fyr**

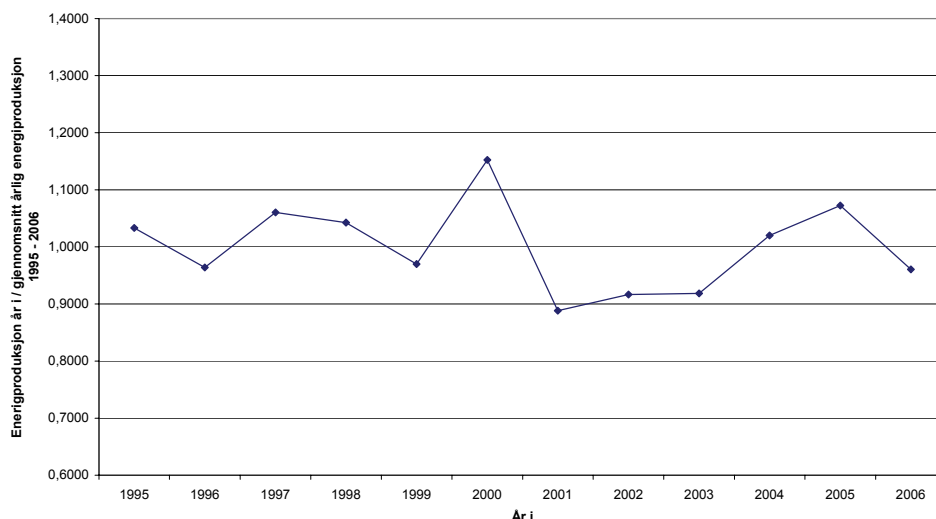


**Figur V1 - 2 Årlig variasjon i estimert energiproduksjon 1995 - 2006. Lista fyr**

**Tabell V1 - 3 Antall målinger pr. år og antall målinger pr. tidspunkt pr. år. Obrestad fyr**

OBRESTAD FYR																									
År	Totalt antall målinger	00:00	01:00	02:00	03:00	04:00	05:00	06:00	07:00	08:00	09:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00
1957	1095							365						365						365					
1958	1095							365						365						365					
1959	1095							365						365						365					
1960	1098							366						366						366					
1961	1095							364	1					365						365					
1962	1095							365						365						365					
1963	1095							365						365						365					
1964	1098							366						366						366					
1965	1095							365						365						365					
1966	1095							365						365						365					
1967	1095							365						365						365					
1968	1098							366						366						366					
1969	1095							365						365						365					
1970	1095							365						365						365					
1971	1095							365						365						365					
1972	1098							366						366						366					
1973	1095							365						365						365					
1974	1095							365						365						365					
1975	1095							365						365						365					
1976	1098							366						366						366					
1977	1095							365						365						365					
1978	1095							365						365						365					
1979	1095							365						365						365					
1980	1098							366						366						366					
1981	1095							365						365						365					
1982	1095							365						365						365					
1983	1095							365						365						365					
1984	1098							366						366						366					
1985	1095							365						365						365					
1986	1095							365						365						365					
1987	1095							365						365						365					
1988	1098							366						366						366					
1989	1095							365						365						365					
1990	1095							365						365						365					
1991	543							181						181						181					
1992																									
1993	1245	51	51	51	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52
1994	8585	358	359	359	359	358	358	358	358	358	357	355	356	356	358	358	358	358	358	358	358	358	358	357	357
1995	8692	362	362	357	363	362	363	362	364	363	364	363	361	364	363	362	363	362	362	361	362	362	362	362	361
1996	8747	365	366	364	366	365	366	362	365	365	364	365	363	362	365	365	365	363	365	364	365	362	363	366	366
1997	8722	364	364	364	364	364	364	364	364	364	364	363	363	363	363	363	363	363	363	363	363	363	363	363	363
1998	8716	364	364	364	364	364	364	364	364	364	364	364	364	363	364	364	364	364	364	364	364	364	364	355	354
1999	8753	365	365	365	365	365	364	364	365	365	365	365	365	365	363	363	364	365	365	365	365	365	365	365	365
2000	8783	366	366	366	366	366	365	366	366	366	366	366	366	366	366	366	366	366	366	366	366	366	366	366	366
2001	8722	363	363	363	363	363	363	363	363	363	363	363	363	363	364	364	364	364	364	364	364	364	364	363	363
2002	8756	365	365	365	365	365	365	365	365	365	365	364	364	363	365	365	365	365	365	365	365	365	365	365	365
2003	8742	365	365	365	365	365	365	365	365	365	365	365	365	365	363	362	362	362	361	363	363	364	365	364	365
2004	8784	366	366	366	366	366	366	366	366	366	366	366	366	366	366	366	366	366	366	366	366	366	366	366	366
2005	8572	350	359	359	359	359	359	350	359	359	358	358	355	351	357	357	359	356	358	352	360	359	360	360	359
2006	8761	368	365	364	365	365	364	366	365	365	365	365	365	365	365	365	364	365	365	365	365	365	365	365	365

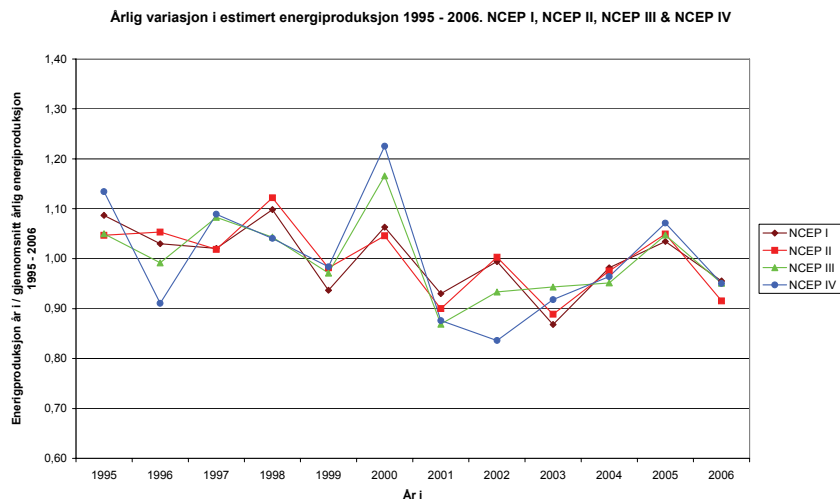
**Årlig variasjon i estimert energiproduksjon 1995 - 2006. Obrestad fyr**



**Figur V1 - 3 Årlig variasjon i estimert energiproduksjon 1995 - 2006. Obrestad fyr**

**Tabell V1 - 4 Antall målinger pr.år og antall målinger pr. tidspunkt pr.år. NCEP I, NCEP II, NCEP III & NCEP IV**

År	Totalt antall målinger	NCEP I - NCEP II - NCEP III - NCEP IV																								
		00:00	01:00	02:00	03:00	04:00	05:00	06:00	07:00	08:00	09:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00	
1948	1464	366						366						366												366
1949	1460	365						365						365												365
1950	1460	365						365						365												365
1951	1460	365						365						365												365
1952	1464	366						366						366												366
1953	1460	365						365						365												365
1954	1460	365						365						365												365
1955	1460	365						365						365												365
1956	1464	366						366						366												366
1957	1460	365						365						365												365
1958	1460	365						365						365												365
1959	1460	365						365						365												365
1960	1464	366						366						366												366
1961	1460	365						365						365												365
1962	1460	365						365						365												365
1963	1460	365						365						365												365
1964	1464	366						366						366												366
1965	1460	365						365						365												365
1966	1460	365						365						365												365
1967	1460	365						365						365												365
1968	1464	366						366						366												366
1969	1460	365						365						365												365
1970	1460	365						365						365												365
1971	1460	365						365						365												365
1972	1464	366						366						366												366
1973	1460	365						365						365												365
1974	1460	365						365						365												365
1975	1460	365						365						365												365
1976	1464	366						366						366												366
1977	1460	365						365						365												365
1978	1460	365						365						365												365
1979	1460	365						365						365												365
1980	1464	366						366						366												366
1981	1460	365						365						365												365
1982	1460	365						365						365												365
1983	1460	365						365						365												365
1984	1464	366						366						366												366
1985	1460	365						365						365												365
1986	1460	365						365						365												365
1987	1460	365						365						365												365
1988	1464	366						366						366												366
1989	1460	365						365						365												365
1990	1460	365						365						365												365
1991	1460	365						365						365												365
1992	1464	366						366						366												366
1993	1460	365						365						365												365
1994	1460	365						365						365												365
1995	1460	365						365						365												365
1996	1464	366						366						366												366
1997	1460	365						365						365												365
1998	1460	365						365						365												365
1999	1460	365						365						365												365
2000	1464	366						366						366												366
2001	1460	365						365						365												365
2002	1460	365						365						365												365
2003	1460	365						365						365												365
2004	1464	366						366						366												366
2005	1460	365						365						365												365
2006	1460	365						365						365												365

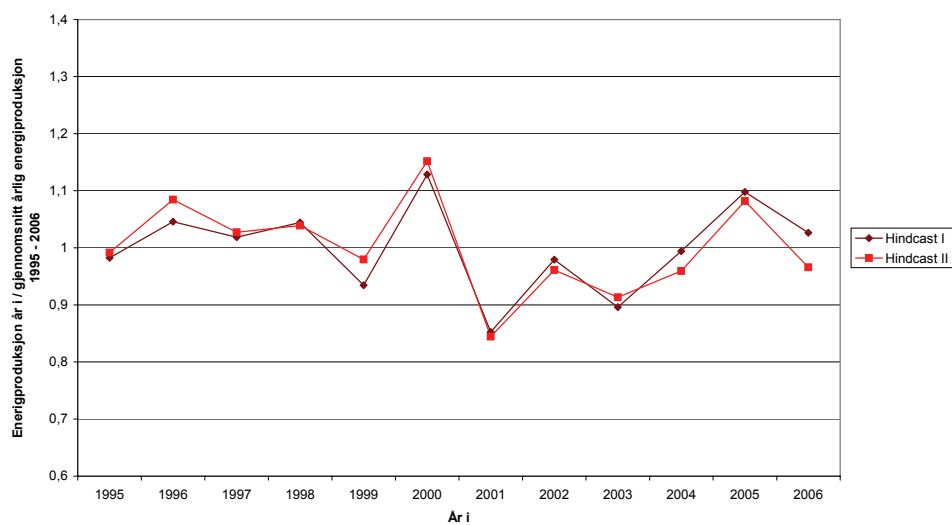


**Figur V1 - 4 Årlig variasjon i estimert energiproduksjon 1995 - 2006. NCEP I, NCEP II, NCEP III & NCEP IV**

**Tabell VI - 5 Antall målinger pr. år og antall målinger pr. tidspunkt pr. år. Hindcast I & Hindcast II**

År	Totalt antall målinger	Hindcast I - Hindcast II																							
		00:00	01:00	02:00	03:00	04:00	05:00	06:00	07:00	08:00	09:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00
1955	1428	357						357						357						357					
1956	1464	366						366						366						366					
1957	1460	365						365						365						365					
1958	1460	365						365						365						365					
1959	1460	365						365						365						365					
1960	1464	366						366						366						366					
1961	1460	365						365						365						365					
1962	1460	365						365						365						365					
1963	1460	365						365						365						365					
1964	1464	366						366						366						366					
1965	1460	365						365						365						365					
1966	1460	365						365						365						365					
1967	1460	365						365						365						365					
1968	1464	366						366						366						366					
1969	1460	365						365						365						365					
1970	1460	365						365						365						365					
1971	1460	365						365						365						365					
1972	1464	366						366						366						366					
1973	1460	365						365						365						365					
1974	1460	365						365						365						365					
1975	1460	365						365						365						365					
1976	1464	366						366						366						366					
1977	1460	365						365						365						365					
1978	1460	365						365						365						365					
1979	1460	365						365						365						365					
1980	1464	366						366						366						366					
1981	1460	365						365						365						365					
1982	1460	365						365						365						365					
1983	1460	365						365						365						365					
1984	1464	366						366						366						366					
1985	1460	365						365						365						365					
1986	1460	365						365						365						365					
1987	1460	365						365						365						365					
1988	1464	366						366						366						366					
1989	1460	365						365						365						365					
1990	1460	365						365						365						365					
1991	1460	365						365						365						365					
1992	1464	366						366						366						366					
1993	1460	365						365						365						365					
1994	1460	365						365						365						365					
1995	1460	365						365						365						365					
1996	1464	366						366						366						366					
1997	1460	365						365						365						365					
1998	1460	365						365						365						365					
1999	1460	365						365						365						365					
2000	1464	366						366						366						366					
2001	1460	365						365						365						365					
2002	1460	365						365						365						365					
2003	1460	365						365						365						365					
2004	1464	366						366						366						366					
2005	1460	365						365						365						365					
2006	1458	365						365						364						364					

**Årlig variasjon i estimert energiproduksjon 1995 - 2006. Hindcast I & Hindcast II**



**Figur VI - 5 Årlig variasjon i estimert energiproduksjon 1995 - 2006. Hindcast I & Hindcast II**



## **Vedlegg 2. Resultater fra "Back-prediction"-analysene**

# Obrestad fyr

Tabell V2 - 1 Back-prediction resultater Obrestad

Vurderingsmetode	Standard metode	Varians	Weibull	Normal fordeling	Matrise metode 2
<b>Korrelasjonsmetode</b>					
Gj.snitt hastighet (m1)	1,000	1,000	0,995	1,003	1,002
Formfaktor (m2)	1,352	0,950		0,818	
Skalafaktor (m3)	1,004	0,989		0,962	
Vindhastighetsfordeling (m4)	0,003	0,002		0,003	
Vindretingsfordeling (m5)	0,028				0,004
Energi (m6)	0,948	0,991	0,975	1,016	

Tabell V2 - 2 Matrisene Wij og Zij fra matrisemetoden

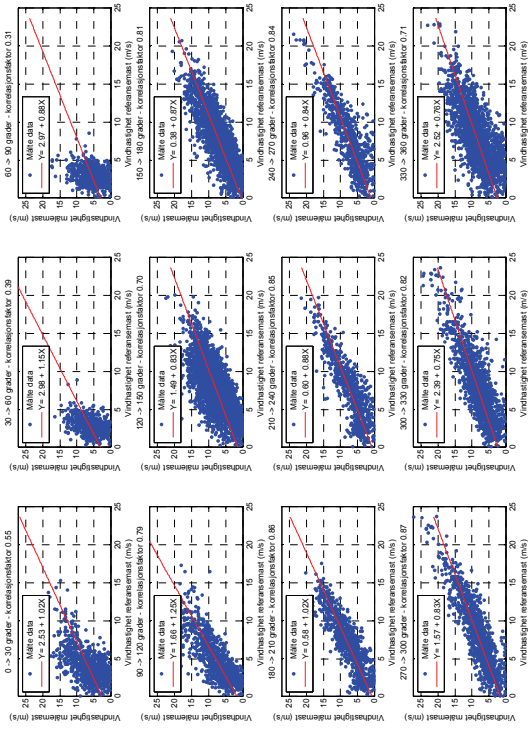
Wij - Obrestad fyr									
18,4	13,1	11,5							4,9
15,4	18,7	17,2	2,8						2,9
15,2	28,0	48,8	51,0	8,6					
		46,2	55,2	7,3					
		28,7	28,8						
		4,5	49,2	21,8					
		11,7	68,5	24,0					
		2,9	9,7	62,2	21,8				
				13,8	60,8	21,5			
					17,4	67,0	20,6		
					11,5	70,1	38,2		
51,0	40,2	22,5						9,4	54,0

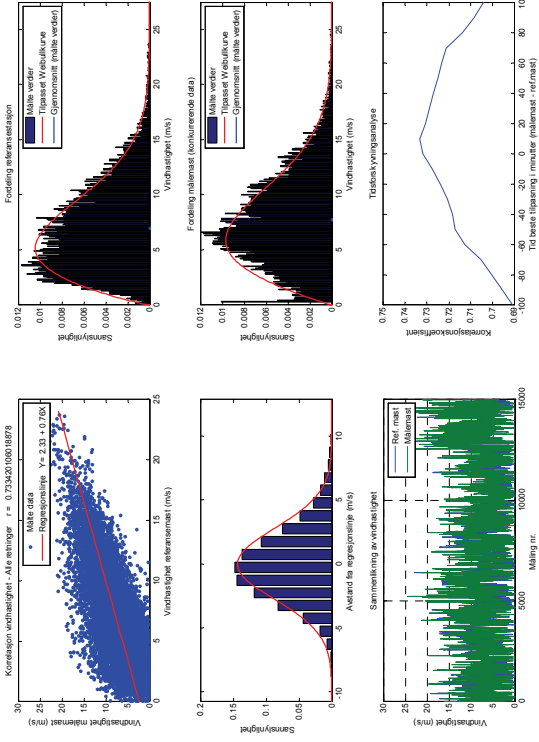
Zij - Obrestad fyr									
37,2	17,8	19,4							25,6
29,3	23,7	27,3	5,6						14,1
9,6	11,9	25,8	33,4	19,4					
		17,4	15,4	7,2					
		56,6	43,4						
		9,5	78,2	12,3					
		26,9	56,2	17,0					
		8,9	10,6	58,4	22,1				
			12,2	57,9	29,8				
				11,4	63,7	24,9			
20,3	10,7	7,5						6,5	50,7
								6,2	55,4

Tabell V2 - 3 Korrelasjonsfaktorer ved forskjellige korrelasjonsmetoder

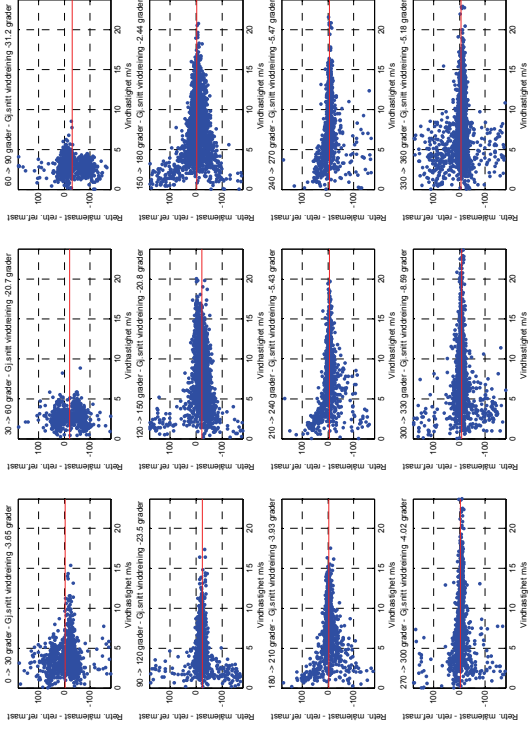
Sektor (°)	Korrelasjonsfaktorer - Obrestad fyr									
	Korr.faktor	Standard metode		Varians		Weibull		Standard metode		
		a	b	a	b	c	k			
0 - 30		2,53	1,03	-0,77	1,85	1,64	0,87		-3,7	
30 - 60		2,99	1,15	-2,03	2,95	2,23	0,74		-20,8	
60 - 90		2,97	0,89	-2,82	2,85	1,90	0,65		-31,3	
90 - 120		1,67	1,26	0,08	1,57	1,57	0,96		-23,6	
120 - 150		1,49	0,83	-1,23	1,18	1,02	0,83		-20,9	
150 - 180		0,38	0,88	-1,13	1,07	0,92	0,84		-2,4	
180 - 210		0,58	1,03	-0,50	1,18	1,10	0,91		-3,9	
210 - 240		0,61	0,88	-0,54	1,03	0,97	0,95		-5,4	
240 - 270		0,97	0,85	-0,25	1,01	0,97	0,97		-5,5	
270 - 300		1,57	0,83	0,63	0,95	1,03	1,11		-4,0	
300 - 330		2,40	0,75	1,18	0,91	1,07	1,17		-8,6	
330 - 360		2,53	0,77	0,03	1,08	1,08	0,99		-5,2	



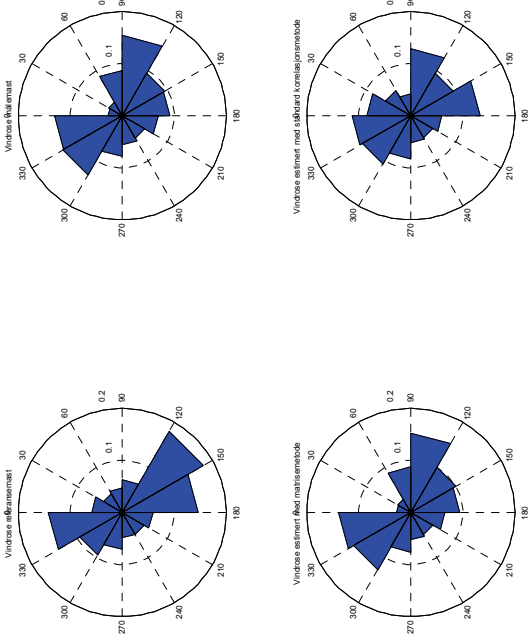
Figur V2 - 1 Vindhastighetskorrelasjon, standard metode



Figur V2 - 3 Felles korrelasjonsfaktor, målingsvariasjon om regresjonslinje, vindhastighetsfordelinger, tidsplokk av vindhastighet og tidsforskryning



Figur V2 - 2 Vindretningskorrelasjon, standard metode



Figur V2 - 4 Vindroser til ref.mast, målemast og estimerte dataserier

## Stavanger lufthavn Sola

Tabell V2 - 4 Back-prediction resultater Stavanger lufthavn Sola

Vurderingsmetode Korrelasjonsmetode	Standard metode	Varians	Weibull	Normal fordeling	Matrise metode 2
Gj.snitt hastighet (m1)	1,000	1,000	0,996	1,003	1,003
Formfaktor (m2)	1,392	1,006		0,816	
Skalafaktor (m3)	1,003	1,001		0,962	
Vindhastighetsfordeling (m4)	0,004	0,002		0,003	
Vindrettingsfordeling (m5)	0,019				0,004
Energi (m6)	0,945	0,985	0,980	1,019	

Tabell V2 - 5 Matrisene Wij og Zij fra matrisemetoden

Wij - Stavanger lufthavn Sola

14,9	16,7	8,8	4,2	2,0	1,1				2,9	4,8
16,0	27,8	14,5	5,9	2,2	1,4				2,8	1,8
17,4	55,6	76,7	44,2	14,6	5,3					
	45,8	60,2	19,5							
	18,0	36,4	10,8							
		28,8	33,8							
		5,7	40,5	25,3						
		1,9	11,4	53,1	16,8					
		3,5	21,6	58,5	16,5	4,7				
		3,0			24,7	59,6	16,0			
						21,1	56,7	37,3		
51,6								17,8	64,9	

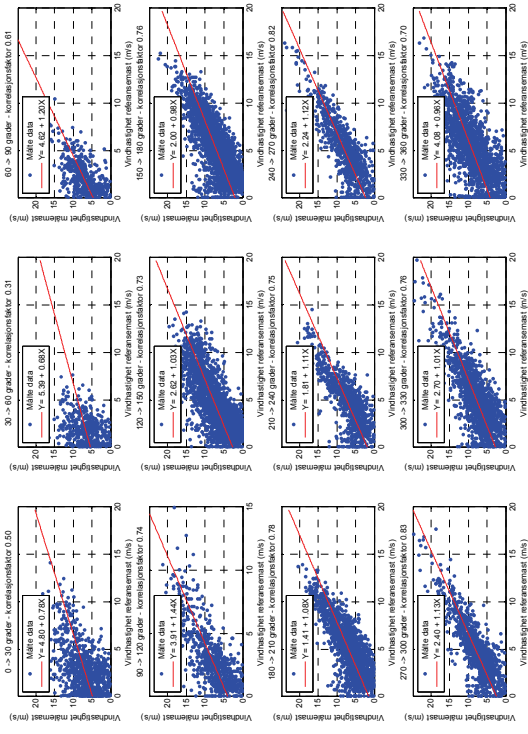
Zij - Stavanger lufthavn Sola

29,1	11,8	7,1	6,4	9,9	6,2				9,9	19,7
27,1	17,1	10,3	7,9	9,4	6,8				5,6	5,3
11,1	12,8	20,4	22,1	23,7	9,9					10,5
	14,6	62,1	23,3							
		26,3	61,8	11,9						
			56,8	43,2						
			14,6	67,1	18,4					
			6,4	25,1	51,3	17,2				
				6,4	17,3	49,9	18,4	7,9		
			6,0			17,3	54,8	22,0		
							12,2	48,9	38,9	
26,1									15,6	58,3

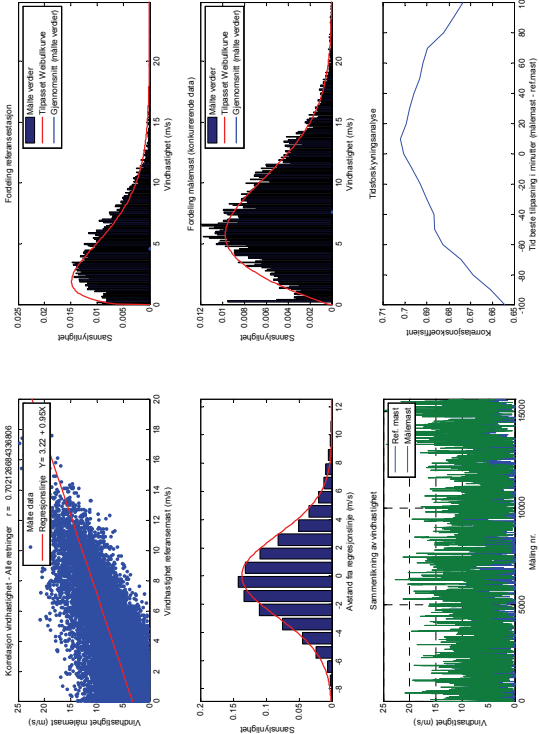
Tabell V2 - 6 Korrelasjonsfaktorer ved forskjellige korrelasjonsmetoder

Korrelasjonsfaktorer - Stavanger Lufthavn Sola

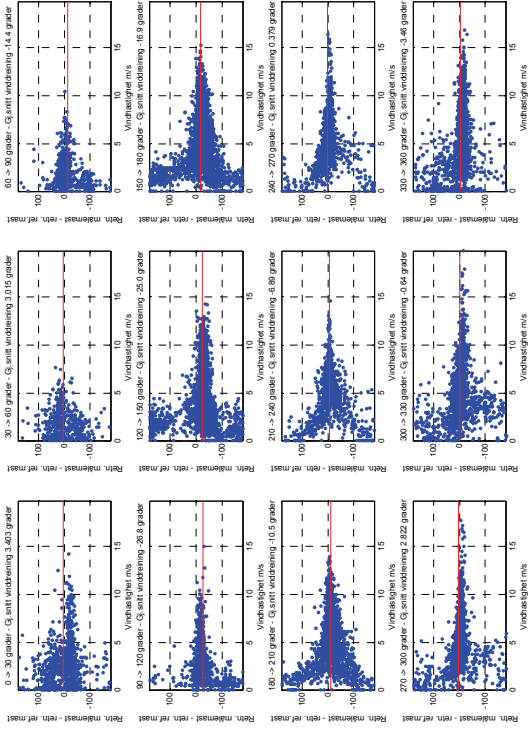
Sektor (°)	Standard metode		Varians		Weibull		Standard metode
	a	b	a	b	c	k	
Korr.faktor							
0 - 30	4,80	0,78	2,76	1,57	3,25	2,38	3,4
30 - 60	5,40	0,68	2,67	2,19	4,20	2,31	3,0
60 - 90	4,62	1,21	2,95	1,96	3,74	2,27	-14,4
90 - 120	3,92	1,44	2,42	1,94	3,00	1,69	-26,9
120 - 150	2,62	1,04	0,88	1,41	1,65	1,25	-25,0
150 - 180	2,01	0,99	0,44	1,29	1,42	1,23	-16,9
180 - 210	1,42	1,09	-0,15	1,39	1,40	1,11	-10,6
210 - 240	1,81	1,12	0,16	1,48	1,65	1,53	-6,9
240 - 270	2,25	1,13	1,05	1,37	1,70	1,58	0,4
270 - 300	2,41	1,14	1,27	1,37	1,72	1,45	2,8
300 - 330	2,71	1,02	1,14	1,33	1,61	1,36	-0,6
330 - 360	4,09	0,97	1,83	1,38	1,79	1,54	-3,5



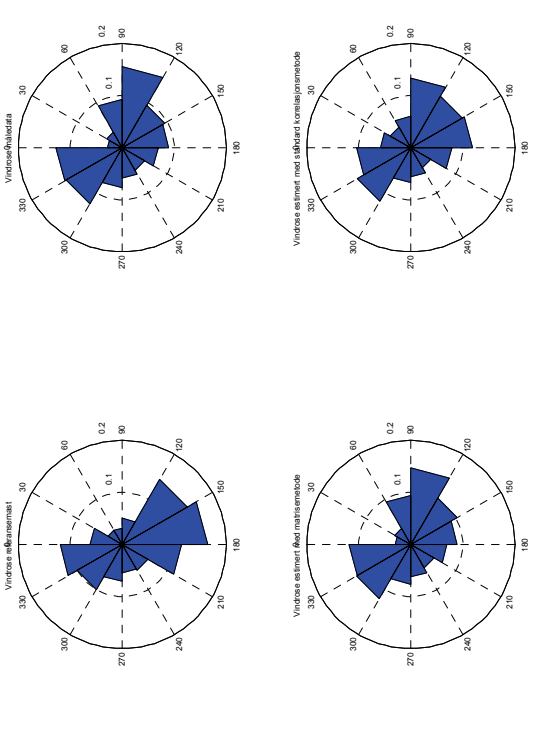
Figur V2 - 5 Vindhastighetskorrelasjon, standard metode



Figur V2 - 7 Felles korrelasjonsfaktor, målingsvariasjon om regresjonslinje, vindhastighetsfordelinger, tidsplokk av vindhastighet og tidsforskryning



Figur V2 - 6 Vindretningskorrelasjon, standard metode



Figur V2 - 8 Vindroser til ref.mast, målemast og estimerte dataserier

## Lista fyr

Tabell V2 - 7 Back-prediction resultater Lista fyr

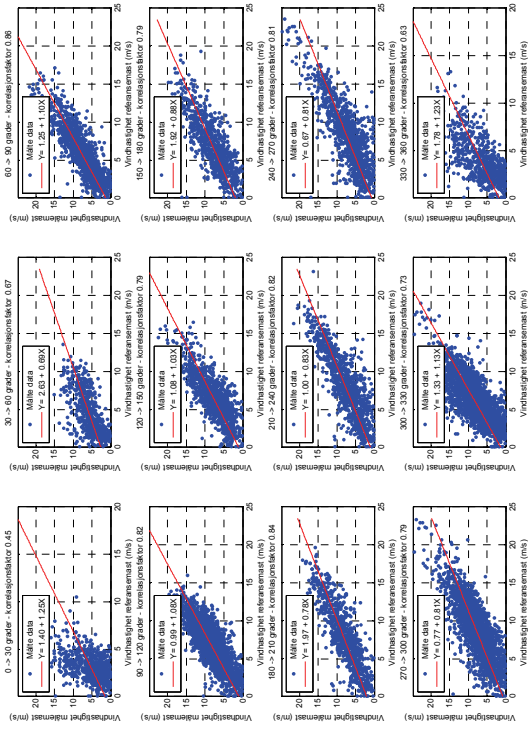
Vurderingsmetode	Standard metode	Varians	Weibull	Normal fordeling	Matrise metode 2
<b>Korrelasjonsmetode</b>					
Gj.snitt hastighet (m1)	1,000	1,001	0,995	1,004	1,006
Formfaktor (m2)	1,326	0,914		0,800	1,005
Skalafaktor (m3)	1,004	0,982		0,959	
Vindhastighetsfordeling (m4)	0,003	0,002		0,003	
Vindrettingsfordeling (m5)	0,026				0,003
Energi (m6)	0,968	1,011	0,978	1,028	

Tabell V2 - 8 Matrisene Wij og Zij fra matrisemetoden

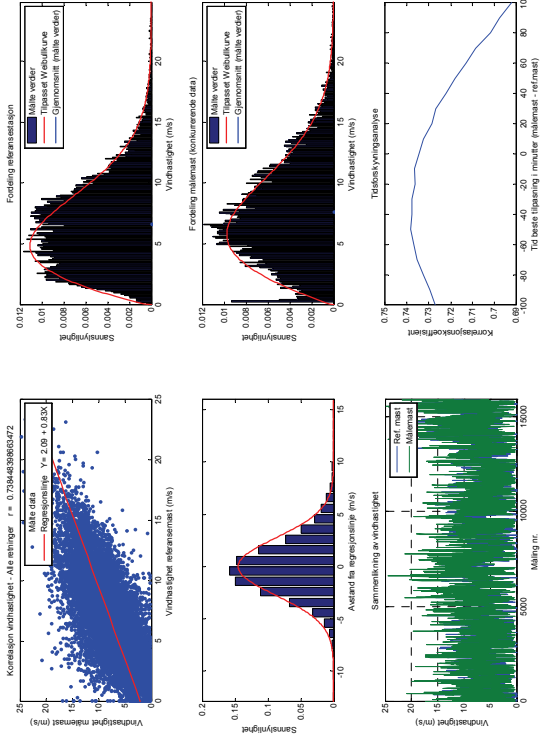
Wij - Lista fyr		Zij - Lista fyr	
26,6	10,4		
19,6	29,7	5,3	
16,7	59,9	47,1	8,9
	40,7	56,6	16,2
	6,9	28,1	42,1
	6,4	34,8	59,1
	6,8	14,2	45,1
		35,6	28,5
		5,6	47,6
		15,2	34,8
			35,3
37,0			13,9
			42,4
			77,4

Tabell V2 - 9 Korrelasjonsfaktorer ved forskjellige korrelasjonsmetoder

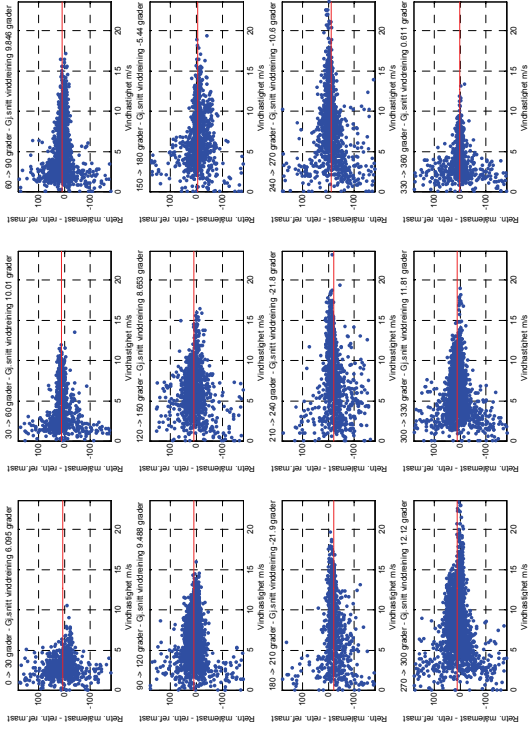
Sektor (°)	Korrelasjonsfaktorer - Lista fyr							
	Standard metode		Varians		Weibull		Standard metode	
	a	b	a	b	c	k	retning	
<b>Korr.faktor</b>								
0 - 30	1,40	1,25	-3,03	2,72	1,69	0,66	6,1	
30 - 60	2,64	0,70	1,18	1,04	1,34	1,29	10,0	
60 - 90	1,26	1,10	0,32	1,27	1,34	1,08	9,8	
90 - 120	0,99	1,09	-0,56	1,32	1,24	0,95	9,5	
120 - 150	1,08	1,03	-0,57	1,29	1,22	1,01	8,7	
150 - 180	1,93	0,89	0,38	1,12	1,20	1,16	-5,4	
180 - 210	1,97	0,79	0,82	0,94	1,07	1,25	-21,9	
210 - 240	1,00	0,84	-0,42	1,02	0,98	1,02	-21,9	
240 - 270	0,68	0,81	-0,86	1,00	0,91	0,98	-10,7	
270 - 300	0,78	0,81	-1,05	1,02	0,91	0,90	12,1	
300 - 330	1,33	1,14	-1,35	1,55	1,35	0,88	11,8	
330 - 360	1,79	1,24	-0,96	1,95	1,68	0,86	0,6	



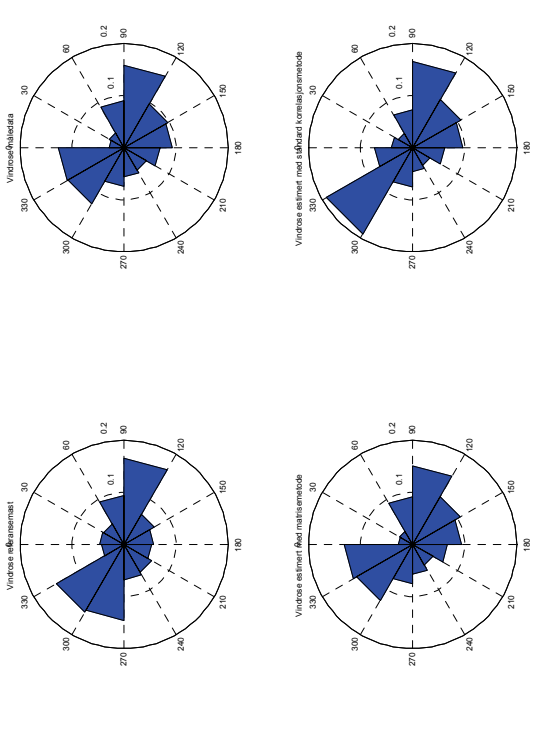
Figur V2 - 9 Vindhastighetskorrelasjon, standard metode



Figur V2 - 11 Felles korrelasjonsfaktor, målingsvariasjon om regresjonslinje, vindhastighetsfordelinger, tidsplokk av vindhastighet og tidsforskyvning



Figur V2 - 10 Vindretningskorrelasjon, standard metode



Figur V2 - 12 Vindroser til ref.mast, målemast og estimerte dataserier

# NCEP I

Tabell V2 - 10 Back-prediction resultater NCEP I

Vurderingsmetode Korrelasjonsmetode	Standard metode	Varians	Weibull	Normal fordeling	Matrise metode 2
Gj.snitt hastighet (m1)	1,000	1,000	0,995	1,003	1,010
Formfaktor (m2)	1,334	0,963		0,820	
Skalafaktor (m3)	1,003	0,992		0,963	
Vindhastighetsfordeling (m4)	0,004	0,002		0,003	
Vindrettingsfordeling (m5)	0,026				0,005
Energj (m6)	0,957	0,993	0,983	1,018	

Tabell V2 - 11 Matrisene Wij og Zij fra matrisemetoden

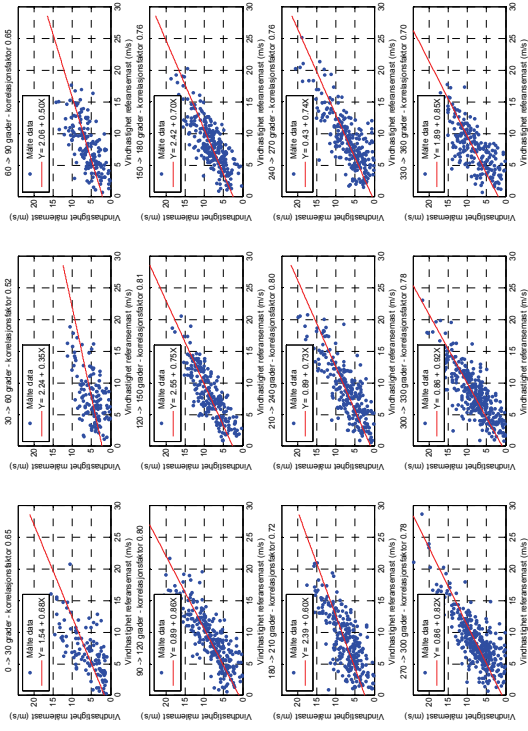
Wij - NCEP I									
30,5	18,5					1,5	4,3	8,8	
8,5	40,7	14,1					1,8	4,7	
	40,7	67,2	35,9						
		18,8	53,8	55,4	34,3	16,3			
			10,3	35,1	38,9	16,3	9,4		
			9,4	26,8	41,1	17,7			
				22,0	33,0	9,0			
					4,5	29,6	19,3	2,6	
						10,3	35,8	11,6	
						25,0	35,5	7,1	
						10,8	36,6	51,4	20,2
61,0							12,2	35,4	66,3

Zij - NCEP I									
32,9	19,7						6,6	18,4	22,4
9,6	45,2	24,7						8,2	12,3
	16,3	42,4	41,4						
		6,3	32,8	29,2	21,4	10,4			
		9,7	28,7	37,7	16,2	7,7			
			8,6	29,1	45,9	16,4			
					38,6	47,9	13,6		
						9,1	49,6	33,9	7,4
						15,3	55,5	29,2	
						26,8	61,6	11,6	
						6,5	35,5	47,0	11,0
14,9						0,0	12,5	34,3	38,2

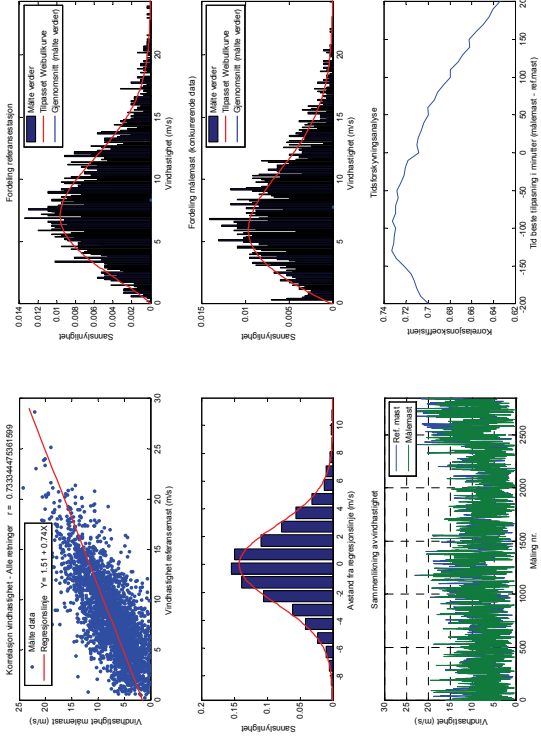
Tabell V2 - 12 Korrelasjonsfaktorer ved forskjellige korrelasjonsmetoder

Sektor (°)	Korr.faktor	Korrelasjonsfaktorer - NCEP I											
		Standard metode		Varians		Weibull		Standard metode					
		a	b	a	b	c	k	a	b	c	k		
0 - 30		1,55	0,69	-0,92	1,04	0,91	0,89	0,89	0,89	0,91	0,89	0,89	-5,9
30 - 60		2,24	0,36	-0,28	0,68	0,64	0,90	0,90	0,90	0,64	0,90	0,90	-6,9
60 - 90		2,07	0,51	-0,06	0,78	0,76	0,97	0,97	0,97	0,76	0,97	0,97	3,9
90 - 120		0,89	0,87	-1,01	1,08	0,96	0,87	0,87	0,87	1,08	0,96	0,87	-3,4
120 - 150		2,56	0,76	1,16	0,93	1,06	1,16	1,16	1,16	0,93	1,06	1,16	-14,7
150 - 180		2,43	0,71	0,59	0,93	1,00	1,08	1,08	1,08	0,93	1,00	1,08	-29,1
180 - 210		2,39	0,61	0,41	0,84	0,88	1,04	1,04	1,04	0,84	0,88	1,04	-37,2
210 - 240		0,89	0,73	-0,63	0,91	0,83	0,90	0,90	0,90	0,91	0,83	0,90	-33,5
240 - 270		0,44	0,74	-1,56	0,97	0,78	0,78	0,78	0,78	0,97	0,78	0,78	-4,1
270 - 300		0,86	0,82	-1,05	1,05	0,92	0,86	0,86	0,86	1,05	0,92	0,86	12,9
300 - 330		0,86	0,92	-1,32	1,18	1,02	0,83	0,83	0,83	1,18	1,02	0,83	12,9
330 - 360		1,89	0,85	-0,86	1,20	1,09	0,88	0,88	0,88	1,20	1,09	0,88	-5,2

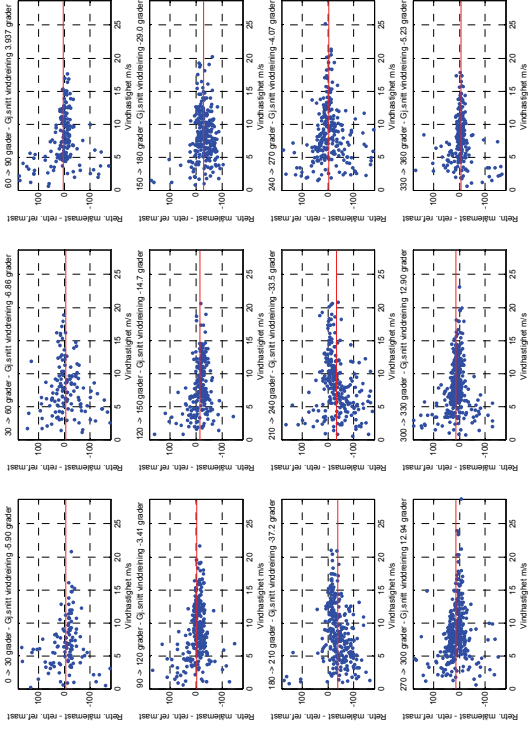




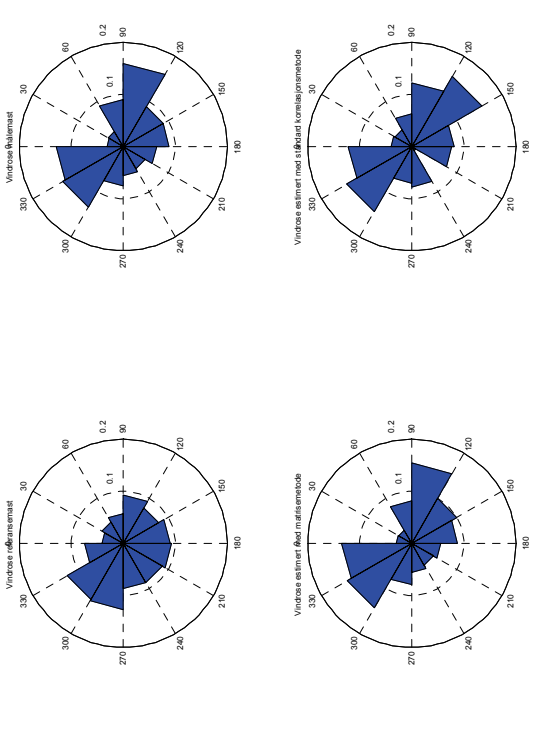
Figur V2 - 13 Vindhastighetskorrelasjon, standard metode



Figur V2 - 15 Felles korrelasjonsfaktor, målingsvariasjon om regresjonslinje, vindhastighetsfordelinger, tidsplott av vindhastighet og tidsforskyvning



Figur V2 - 14 Vindretningsskorrelasjon, standard metode



Figur V2 - 16 Vindroser til ref.mast, målemast og estimerte datasetter

## NCEP II

Tabell V2 - 13 Back-prediction resultater NCEP II

Vurderingsmetode Korrelasjonsmetode	Standard metode	Varians	Weibull	Normal fordeling	Matrise metode 2
Gj.snitt hastighet (m1)	1,000	1,000	0,994	1,003	1,007
Formfaktor (m2)	1,413	0,951		0,799	
Skalafaktor (m3)	1,004	0,989		0,957	
Vindhastighetsfordeling (m4)	0,004	0,003		0,003	
Vindrettingsfordeling (m5)	0,025				0,004
Energj (m6)	0,948	0,989	0,975	1,019	

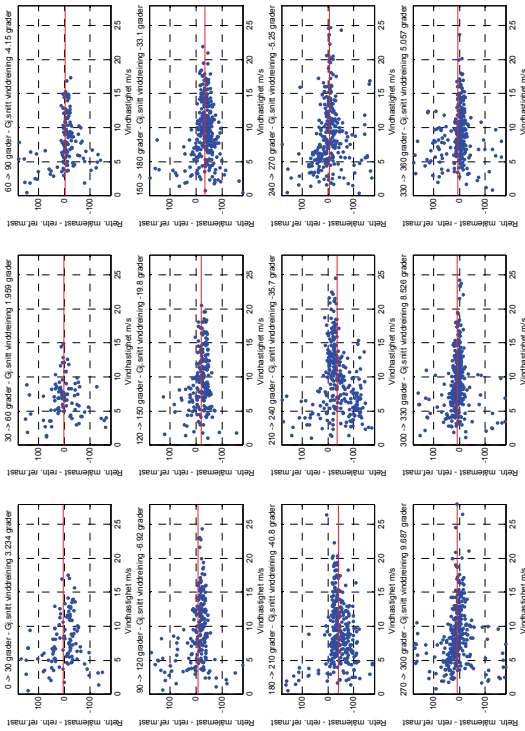
Tabell V2 - 14 Matrisene Wij og Zij fra matrisemetoden

Wij - NCEP II									
25,6	17,5	7,8				2,0	2,7	6,5	
23,1	34,9	18,6	3,6						3,8
47,8	73,5	49,1	12,2	5,1					6,5
	47,3	55,6	37,4	18,6	12,4				
	24,5	39,6	27,4	9,7					
	7,7	17,9	42,7	15,9					
		11,3	35,7	7,4					
			20,2	23,8					
			6,2	36,8	13,0				
			21,6	41,7	6,8				
			10,4	32,7	60,2	18,1			
51,3						10,7	30,3	65,0	

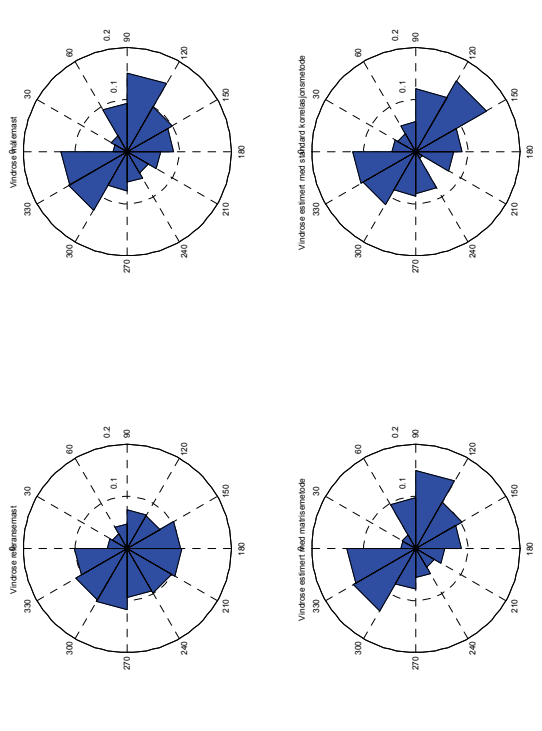
Zij - NCEP II									
28,6	15,7	11,4				8,6	11,4	24,3	
24,0	29,3	25,3	8,0					13,3	
	12,3	30,9	34,2	9,9	5,8				7,0
		21,4	29,1	27,3	13,6	8,6			
		18,8	42,2	29,3	9,8				
		6,8	22,1	52,7	18,5				
				22,1	65,7	12,1			
					48,6	51,4			
					11,4	60,7	27,9		
					25,6	64,1	10,3		
					6,9	28,3	51,2	13,6	
12,1						9,7	27,0	51,2	

Tabell V2 - 15 Korrelasjonsfaktorer ved forskjellige korrelasjonsmetoder

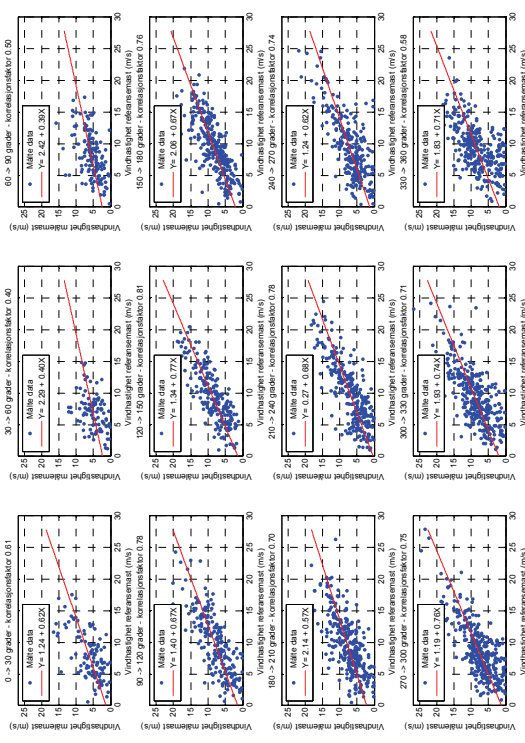
Sektor (°)	Korr.faktor	Korrelasjonskoeffisienter - NCEP II										Standard metode
		Standard metode		Varians		Weibull		Standard metode		k	retning	
		a	b	a	b	c	k	a	b			
0 - 30		1,25	0,63	-1,82	1,02	0,78	0,76					3,2
30 - 60		2,29	0,40	-1,80	0,99	0,73	0,69					2,0
60 - 90		2,43	0,40	-0,77	0,79	0,69	0,86					-4,2
90 - 120		1,40	0,67	-0,42	0,86	0,81	0,91					-6,9
120 - 150		1,35	0,77	-0,34	0,95	0,92	0,97					-19,9
150 - 180		2,07	0,67	0,14	0,87	0,89	1,01					-33,1
180 - 210		2,15	0,58	-0,09	0,82	0,80	0,96					-40,9
210 - 240		0,27	0,68	-1,50	0,86	0,70	0,79					-35,7
240 - 270		1,25	0,63	-0,70	0,84	0,76	0,87					-5,3
270 - 300		1,20	0,77	-0,97	1,02	0,90	0,85					9,7
300 - 330		1,93	0,75	-0,82	1,05	0,95	0,89					8,5
330 - 360		1,83	0,72	-2,75	1,22	0,91	0,70					5,1



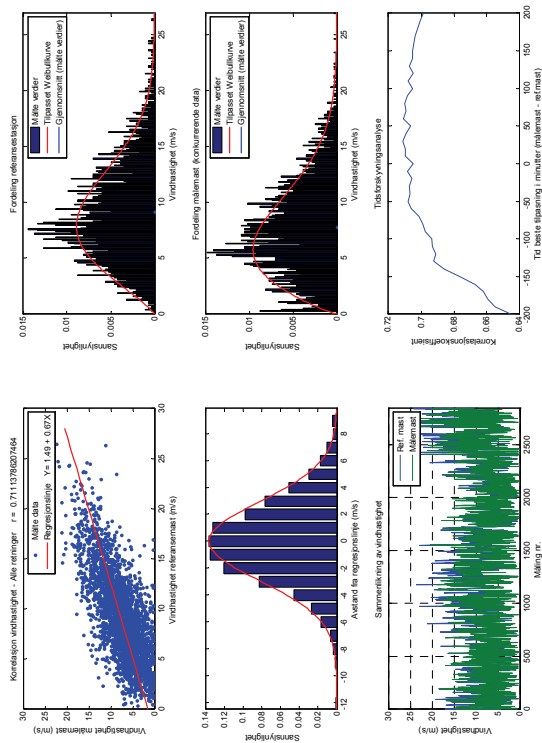
Figur V2 – 18 Vindretningskorrelasjon, standard metode



Figur V2 - 20 Vindroser til ref.mast, målestøst og estimerte dataserier



Figur V2 - 17 Vindhastighetskorrelasjon, standard metode



Figur V2 - 19 Felles korrelasjonsfaktor, målingsvariasjon om regresjonslinje, vindhastighetsfordelinger, tidsploott av vindhastighet og tidsforskynning

## NCEP III

Tabell V2 - 16 Back-prediction resultater NCEP III

Vurderingsmetode \ Korrelasjonsmetode	Standard metode	Varians	Weibull	Normal fordeling	Matrise metode 2
Gj.snitt hastighet (m1)	1,000	1,000	0,994	1,003	1,014
Formfaktor (m2)	1,411	0,951		0,799	
Skalafaktor (m3)	1,004	0,989		0,957	
Vindhastighetsfordeling (m4)	0,004	0,003		0,003	
Vindretingsfordeling (m5)	0,024				0,003
Energi (m6)	0,943	0,988	0,976	1,020	

Tabell V2 - 17 Matrisene Wij og Zij fra matrisemetoden

Wij - NCEP III

16,0	14,5	8,2			1,3	2,6	4,7	4,1
15,3	43,6	40,8	10,5		6,6	3,7		3,8
	41,8	51,0	57,0	33,6				
		32,5	47,1	37,3	16,1			
			13,0	31,0	19,5			
			6,3	22,1	27,4	10,7		
				3,1	23,0	33,2		
				5,8	36,2	9,8		
				3,2	12,2	33,8	10,4	
					7,7	31,6	40,4	8,5
15,3						13,7	36,3	54,2
53,5						8,5	10,9	32,5

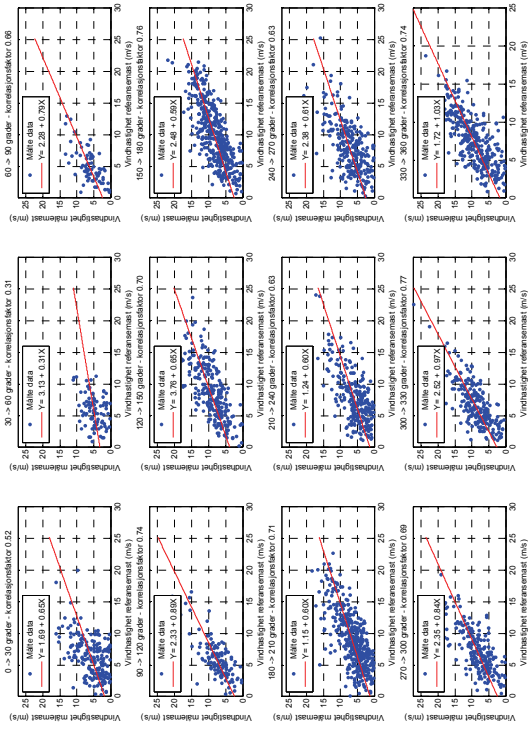
Zij - NCEP III

33,8	11,8	5,9			7,4	0,0	8,8	14,7	17,6
24,7	27,0	22,5	13,5						12,4
	9,8	10,6	27,7	34,0	11,9	6,0			
		10,0	30,4	43,1	16,5				
			13,1	55,7	31,2				
			6,4	40,2	44,4	9,0			
			7,9	52,7	39,4				
				19,0	61,2	19,8			
				8,9	17,8	58,5	14,8		
				7,5	37,2	39,2	9,0	7,0	
6,2					9,1	21,0	32,6	31,2	
23,2					6,0	6,3	20,8	43,7	

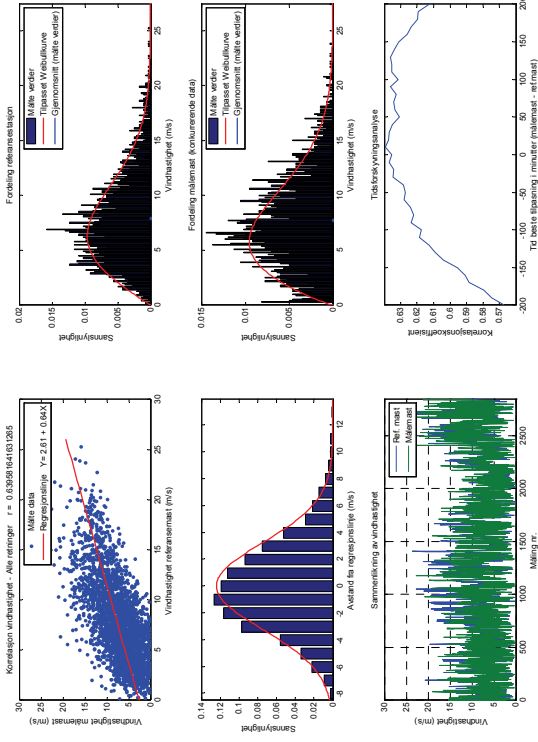
Tabell V2 - 18 Korrelasjonsfaktorer ved forskjellige korrelasjonsmetoder

Korrelasjonskoeffisienter - NCEP III

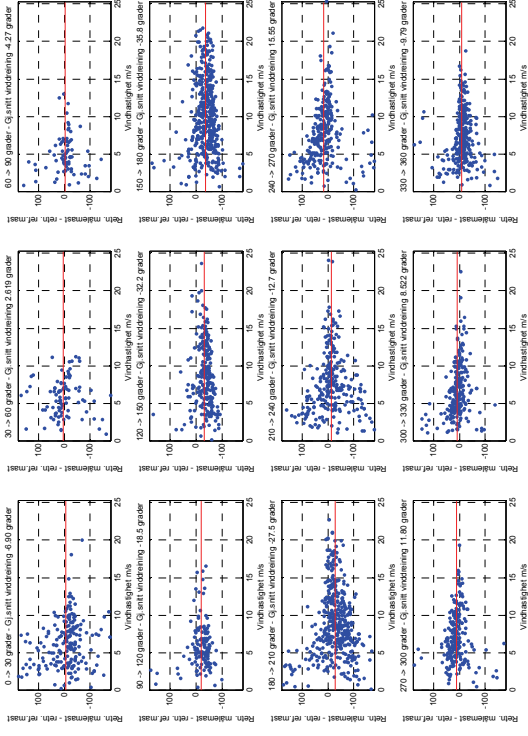
Sektor (°)	Standard metode		Varians		Weibull		Standard metode
	a	b	a	b	c	k	
<b>Korr.faktor</b>							
0 - 30	1,69	0,65	-1,96	1,24	0,90	0,71	-6,9
30 - 60	3,14	0,31	-0,82	1,00	0,85	0,81	2,6
60 - 90	2,28	0,80	0,32	1,20	1,25	1,02	-4,3
90 - 120	2,33	0,90	0,50	1,20	1,29	1,06	-18,5
120 - 150	3,77	0,65	1,36	0,93	1,08	1,17	-32,2
150 - 180	2,48	0,59	0,61	0,78	0,84	1,07	-35,8
180 - 210	1,16	0,60	-0,96	0,84	0,73	0,86	-27,5
210 - 240	1,25	0,61	-1,47	0,96	0,76	0,78	-12,7
240 - 270	2,38	0,62	-0,48	0,98	0,91	0,91	15,6
270 - 300	2,36	0,84	-0,21	1,20	1,17	0,95	11,8
300 - 330	2,53	0,98	0,64	1,26	1,35	1,06	8,5
330 - 360	1,73	1,03	-0,96	1,39	1,26	0,86	-9,8



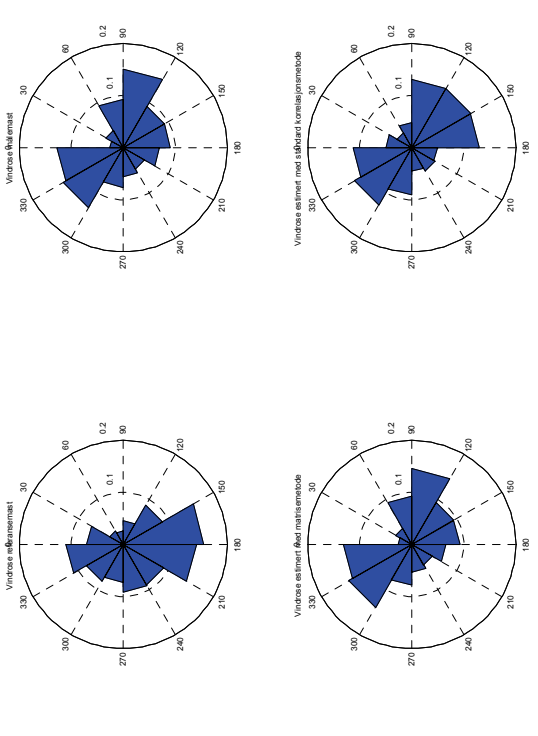
Figur V2 - 21 Vindhastighetskorrelasjon, standard metode



Figur V2 - 23 Felles korrelasjonsfaktor, målingsvariasjon om regresjonslinje, vindhastighetsfordelinger, tidsplokk av vindhastighet og tidsforskryning



Figur V2 - 22 Vindretningskorrelasjon, standard metode



Figur V2 - 24 Vindroser til ref.mast, målestøtte og estimerte dataserier

## NCEP IV

Tabell V2 - 19 Back-prediction resultater NCEP IV

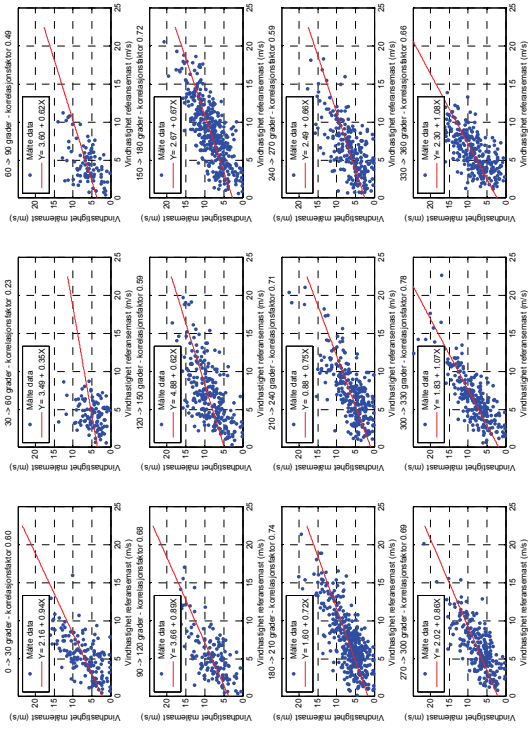
Vurderingsmetode \ Korrelasjonsmetode	Standard metode	Varians	Weibull	Normal fordeling	Matrise metode 2
Gj.snitt hastighet (m1)	1,000	1,000	0,995	1,003	1,008
Formfaktor (m2)	1,452	0,982		0,807	
Skalafaktor (m3)	1,000	0,996		0,960	
Vindhastighetsfordeling (m4)	0,004	0,002		0,003	
Vindretningsfordeling (m5)	0,025				0,003
Energi (m6)	0,945	0,988	0,983	1,022	

Tabell V2 - 20 Matrisene Wij og Zij fra matrisemetoden

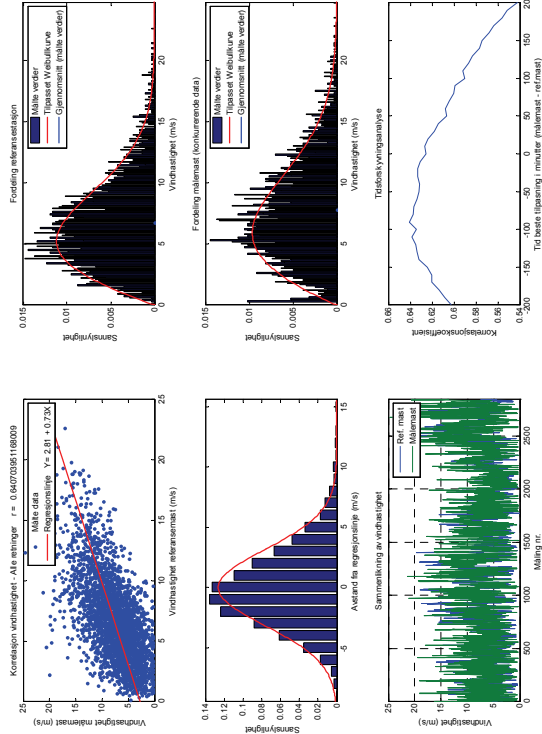
Wij - NCEP IV		Zij - NCEP IV	
20,0	20,0	35,7	24,3
10,4	25,9	18,1	30,6
	32,1	6,9	6,9
	4,0	2,1	
	2,1		
	64,5	21,9	8,1
	8,1	4,7	
	31,5	59,5	32,6
	13,5		
	16,5	30,5	24,0
	22,9	27,2	15,0
	6,0	20,8	26,5
		7,4	25,0
		13,7	3,7
		2,4	17,0
		8,2	3,4
		10,5	34,1
		40,2	8,4
20,8			
		18,0	36,1
48,8	23,5		11,9
			36,6
			51,8

Tabell V2 - 21 Korrelasjonsfaktorer ved forskjellige korrelasjonsmetoder

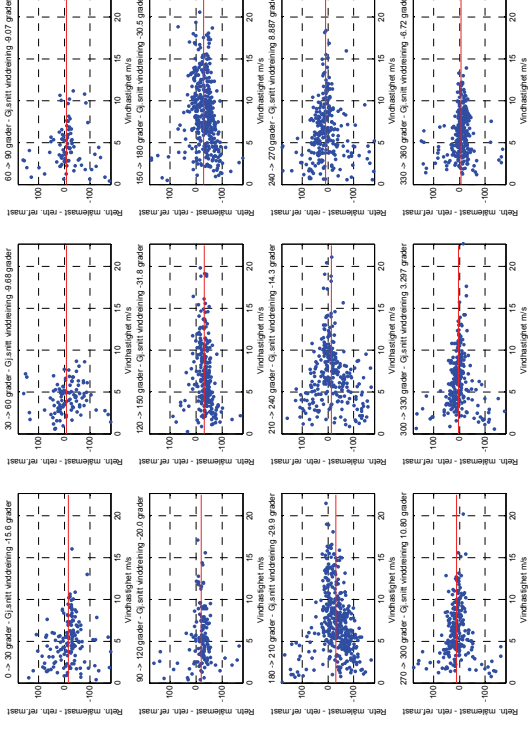
Sektor (°)	Korrelasjonskoeffisienter - NCEP IV									
	Korr.faktor	Standard metode		Varians		Weibull		Standard metode		Standard metode
		a	b	a	b	c	k	a	b	
0 - 30		2,16	0,95	-1,01	1,56	1,35	0,83			-15,7
30 - 60		3,50	0,35	-1,51	1,52	1,17	0,74			-9,7
60 - 90		3,60	0,63	0,77	1,27	1,44	1,13			-9,1
90 - 120		3,67	0,89	1,42	1,29	1,55	1,20			-20,1
120 - 150		4,88	0,62	1,88	1,05	1,31	1,24			-31,9
150 - 180		2,67	0,67	0,52	0,93	0,98	1,05			-30,5
180 - 210		1,61	0,73	-0,18	0,97	0,94	0,96			-30,0
210 - 240		0,89	0,76	-1,24	1,06	0,87	0,80			-14,4
240 - 270		2,50	0,67	-0,39	1,12	1,05	0,92			8,9
270 - 300		2,03	0,87	-0,41	1,25	1,18	0,93			10,8
300 - 330		1,83	1,08	-0,05	1,37	1,35	0,96			3,3
330 - 360		2,31	1,08	-1,09	1,64	1,46	0,87			-6,7



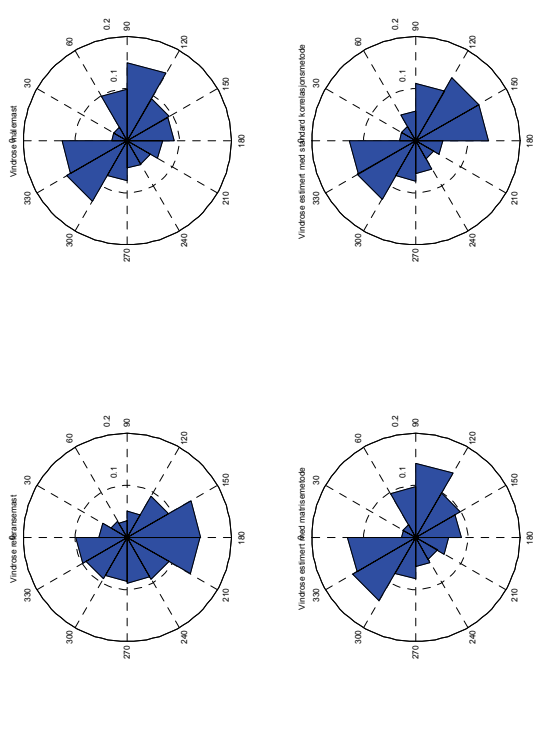
Figur V2 - 25 Vindhastighetskorrelasjon, standard metode



Figur V2 - 26 Felles korrelasjonsfaktor, målingsvariasjon om regresjonslinje, vindhastighetsfordelinger, tidsplokk av vindhastighet og tidsforskryning



Figur V2 - 27 Felles korrelasjonsfaktor, målingsvariasjon om regresjonslinje, vindhastighetsfordelinger, tidsplokk av vindhastighet og tidsforskryning



Figur V2 - 28 Vindroser til ref.mast, målemast og estimerte dataserier

# HINDCAST I

Tabell V2 - 22 Back-prediction resultater Hindcast I

Vurderingsmetode	Standard metode	Varians	Weibull	Normal fordeling	Matrise metode 2
<b>Korrelasjonsmetode</b>					
Gj.snitt hastighet (m1)	1,000	1,001	0,994	1,003	1,011
Formfaktor (m2)	1,304	0,879		0,795	
Skalafaktor (m3)	1,003	0,975		0,958	
Vindhastighetsfordeling (m4)	0,003	0,003		0,003	
Vindretningsfordeling (m5)	0,018				0,004
Energi (m6)	0,959	1,005	0,967	1,014	

Tabell V2 - 23 Matrisene Wij og Zij fra matrisemetoden

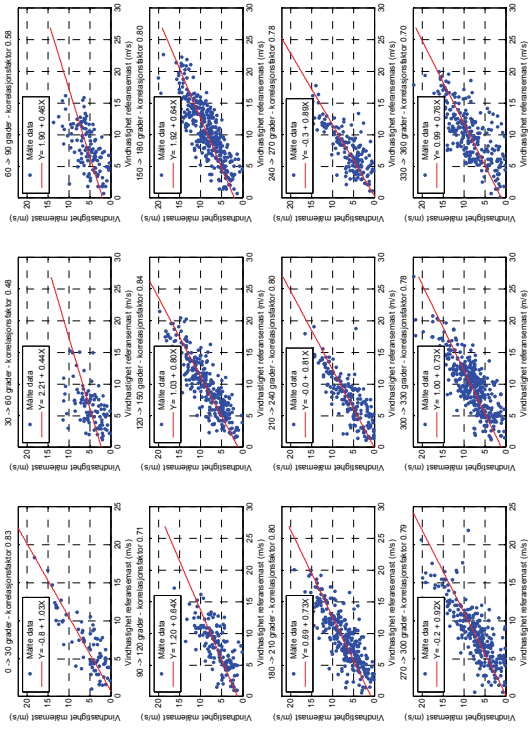
Wij - HINDCAST I						
	2,5	1,9	7,9			
31,1	25,0	6,8				
19,7	43,3	34,1	7,4			
	31,7	59,1	61,2	20,6		5,7
		31,4	60,1	34,4	15,4	
			13,6	44,3	18,2	8,4
			5,6	21,3	41,1	14,4
				22,8	31,7	10,3
				2,5	37,7	22,8
					7,8	49,7
						15,2
						17,2
						26,7
49,2						60,8
						17,2
						31,2
						69,2

Zij - HINDCAST I						
	8,5			8,5	9,9	25,4
26,8	21,1					
15,6	33,8	39,0	11,7			
8,8	24,0	34,1	27,2			6,0
		10,2	46,2	31,7	11,8	
			15,2	59,1	20,2	5,4
			7,0	31,7	50,9	10,4
				48,9	39,8	11,3
				6,8	16,2	32,0
					10,0	55,4
						28,5
						6,2
						14,4
						77,6
						8,0
						19,9
						68,1
10,0						12,0
						37,9
						62,2

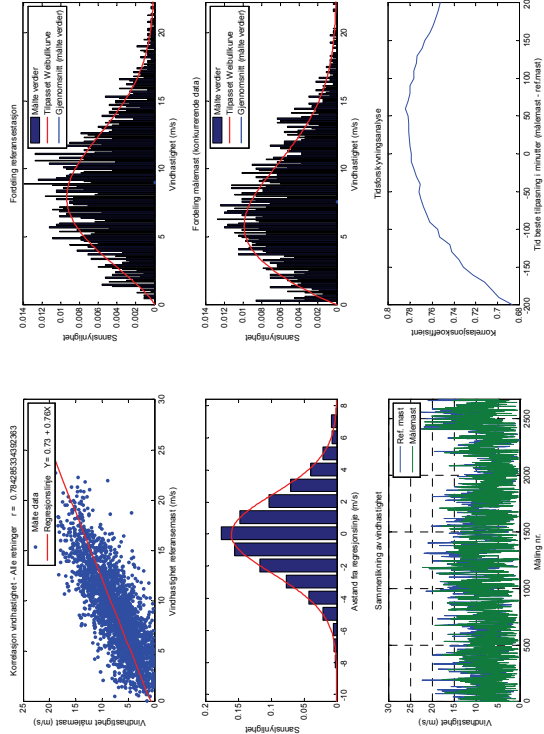
Tabell V2 - 24 Korrelasjonsfaktorer ved forskjellige korrelasjonsmetoder

Sektor (°)	Korr.faktor	Korrelasjonskoeffisienter - HINDCAST I						
		Standard metode		Varians		Weibull		Standard metode
		a	b	a	b	c	k	
0 - 30		-0,87	1,04	-2,32	1,25	0,89	0,71	-3,4
30 - 60		2,21	0,45	-0,75	0,92	0,79	0,83	-14,5
60 - 90		1,90	0,47	-0,74	0,80	0,71	0,85	-4,2
90 - 120		1,21	0,64	-0,86	0,91	0,80	0,87	-18,9
120 - 150		1,03	0,80	-0,36	0,95	0,91	0,95	-29,7
150 - 180		1,93	0,64	0,29	0,80	0,82	1,04	-33,2
180 - 210		0,70	0,73	-0,97	0,92	0,81	0,86	-34,5
210 - 240		-0,05	0,81	-1,57	1,01	0,79	0,74	-21,1
240 - 270		-0,39	0,89	-2,30	1,14	0,83	0,71	-12,7
270 - 300		-0,27	0,92	-2,17	1,16	0,88	0,73	2,1
300 - 330		1,01	0,74	-0,97	0,94	0,84	0,87	5,5
330 - 360		1,00	0,76	-2,14	1,08	0,87	0,79	1,7

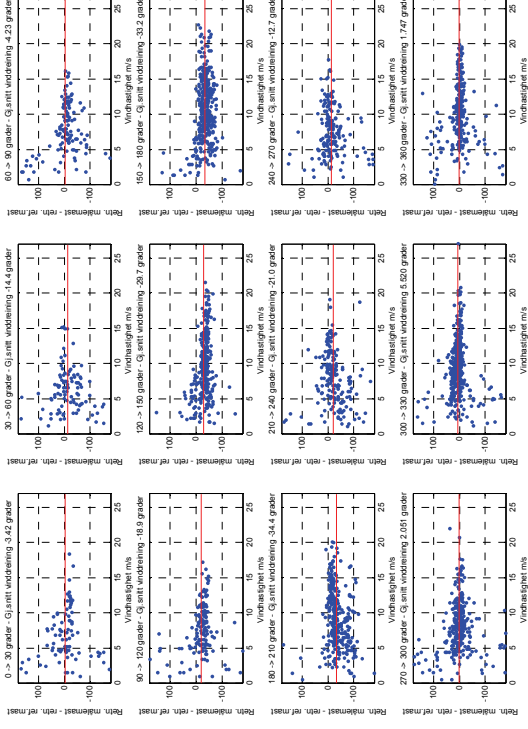




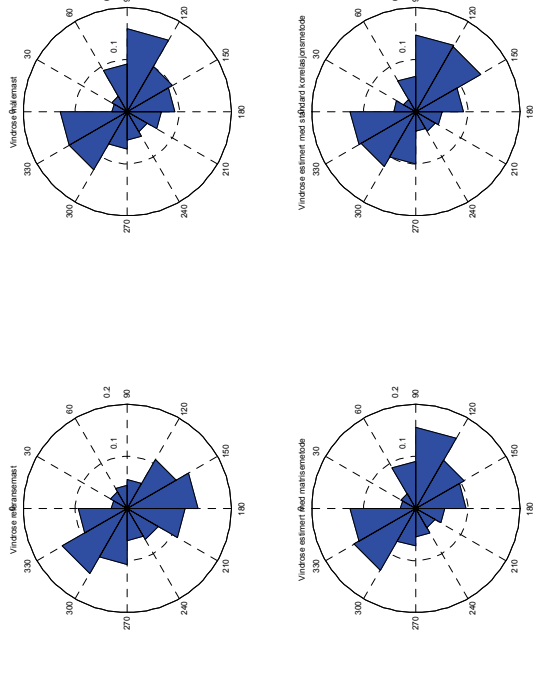
Figur V2 - 29 Vindhastighetskorrelasjon, standard metode



Figur V2 - 31 Felles korrelasjonsfaktor, målingsvariasjon om regresjonslinje, vindhastighetsfordelinger, tidsplott av vindhastighet og tidsforskryning



Figur V2 - 30 Vindretningskorrelasjon, standard metode



Figur V2 - 32 Vindroser til ref.mast, målemast og estimerte dataserier

## HINDCAST II

Tabell V2 - 25 Back-prediction resultater Hindcast II

Vurderingsmetode \ Korrelasjonsmetode	Standard metode	Varians	Weibull	Normal fordeling	Matrise metode 2
Gj.snitt hastighet (m1)	1,000	1,000	0,995	1,004	1,008
Formfaktor (m2)	1,480	0,944		0,810	
Skalafaktor (m3)	0,999	0,988		0,962	
Vindhastighetsfordeling (m4)	0,005	0,003		0,003	
Vindretningsfordeling (m5)	0,035				0,003
Energi (m6)	0,931	0,984	0,977	1,018	

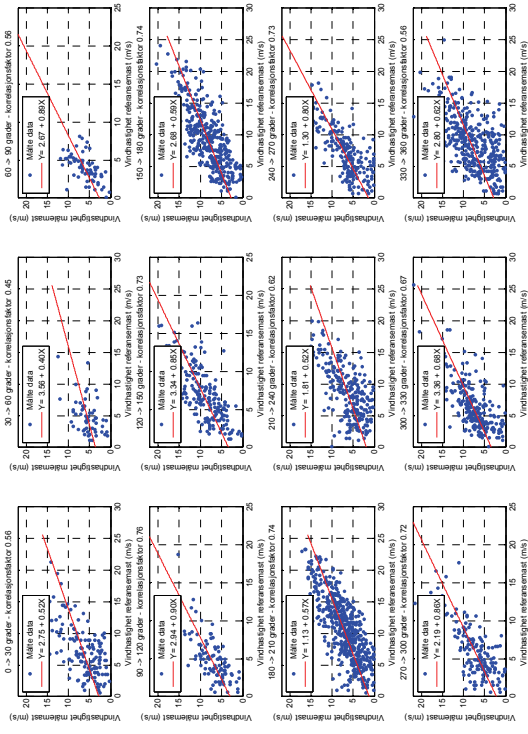
Tabell V2 - 26 Matrisene Wij og Zij fra matrisemetoden

Wij - HINDCAST II									
19,3	13,2	0,0					5,0	4,8	9,2
21,1	42,1	29,5	7,8	2,2					2,0
14,7	44,7	70,5	54,4	29,4	8,6	3,6			5,7
			37,8	50,6	46,7	16,4			
			8,9	25,1	25,7				
			8,9	15,2	30,3				
			4,4	17,2	19,6				
				3,8	41,3	5,3			
				3,0	26,8	26,9	4,8	2,3	
					12,3	53,2	33,6	9,6	
					14,6	42,9	58,9	27,5	
45,0							18,6	22,0	63,3

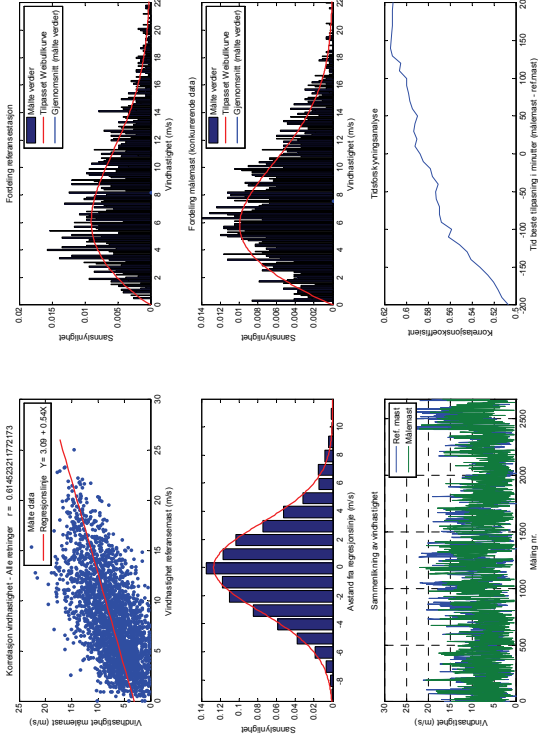
Zij - HINDCAST II									
38,0	6,7						9,3	13,3	42,7
32,9	22,9	18,6	10,0	5,7					10,0
6,8	7,2	13,2	20,9	22,6	13,2	7,7			8,5
		9,0	24,1	44,8	22,0				
		6,8	36,4	54,9					
		7,1	24,6	68,3					
			11,6	63,0	25,4				
			18,6	72,5	8,8				
			11,8	37,8	36,2	7,9	6,3		
			12,2	50,6	26,1	11,1			
			8,2	19,7	40,5	31,6			
16,0							8,5	15,0	60,6

Tabell V2 - 27 Korrelasjonsfaktorer ved forskjellige korrelasjonsmetoder

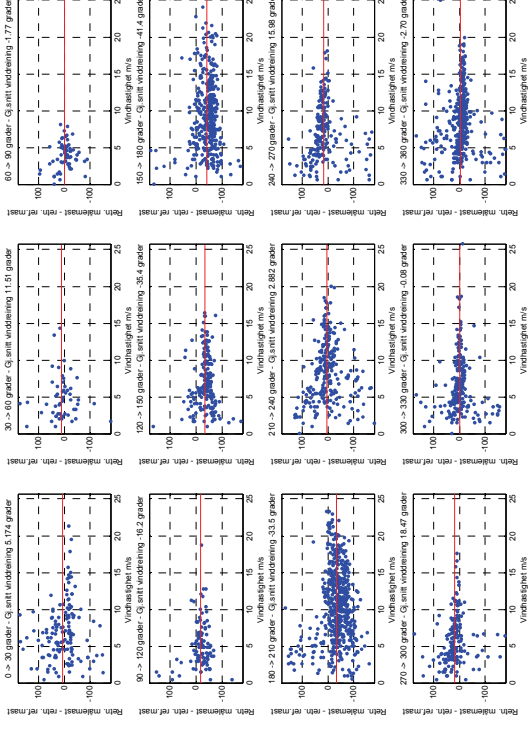
Sektor (°)	Korrelasjonskoeffisienter - HINDCAST II												
	Standard metode		Varians		Weibull		Standard metode		Standard metode				
	a	b	a	b	c	k	a	b	c	k			
<b>Korr.faktor</b>													
0 - 30	2,75	0,52	-0,11	0,93	0,92	0,98	0,92	0,98	0,92	0,98	5,2		
30 - 60	3,57	0,40	1,20	0,89	1,14	1,26	1,14	1,26	1,14	1,26	11,5		
60 - 90	2,67	0,89	-0,04	1,59	1,62	1,18	1,62	1,18	1,62	1,18	-1,8		
90 - 120	2,95	0,90	1,48	1,18	1,47	1,24	1,47	1,24	1,47	1,24	-16,2		
120 - 150	3,34	0,86	1,14	1,17	1,33	1,13	1,33	1,13	1,33	1,13	-35,5		
150 - 180	2,69	0,59	0,83	0,79	0,88	1,14	0,88	1,14	0,88	1,14	-41,4		
180 - 210	1,13	0,57	-0,93	0,77	0,68	0,85	0,68	0,85	0,68	0,85	-33,6		
210 - 240	1,81	0,52	-0,86	0,84	0,74	0,90	0,74	0,90	0,74	0,90	2,9		
240 - 270	1,31	0,80	-0,79	1,09	0,97	0,84	0,97	0,84	0,97	0,84	16,0		
270 - 300	2,19	0,86	0,28	1,19	1,23	1,01	1,23	1,01	1,23	1,01	18,5		
300 - 330	3,36	0,69	1,18	1,02	1,20	1,18	1,20	1,18	1,20	1,18	-0,1		
330 - 360	2,80	0,63	-1,37	1,11	0,94	0,82	0,94	0,82	0,94	0,82	-2,7		



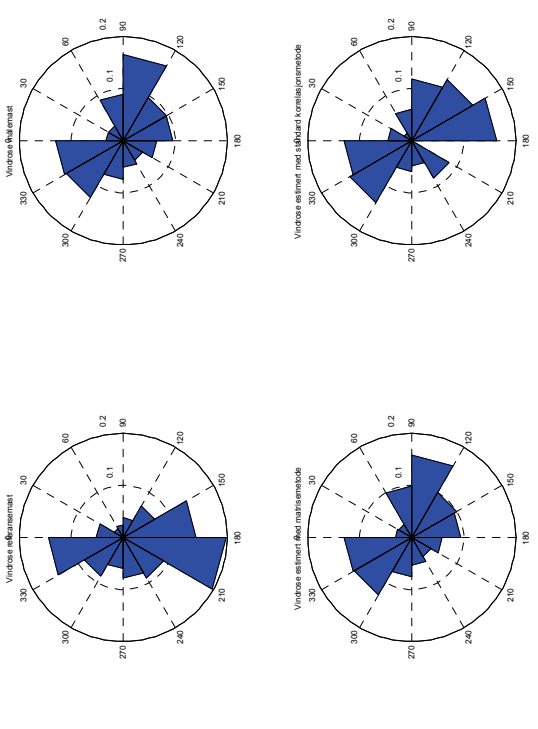
Figur V2 - 33 Vindhastighetskorrelasjon, standard metode



Figur V2 - 35 Felles korrelasjonsfaktor, målingsvariasjon om regresjonslinje, vindhastighetsfordelinger, tidsplokk av vindhastighet og tidsforskryning



Figur V2 - 34 Vindretningskorrelasjon, standard metode



Figur V2 - 36 Vindroser til ref.mast, målemast og estimerte dataserier

# Vedlegg 3. Usikkerhet ved langtidskorrelasjon

Tabell V3 - 1 Resultater av usikkerhetsanalyse ved langtidskorrigering med Obrestad som referansemast.

**Usikkerhetsanalyse med Obrestad som referansemast. Langtidskorrelasjon, 1 år konkurrerende data**

Konkurrerende data fra år	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Tidsforskyvelse i timer	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Korrelasjonskoeffisient	0,684	0,640	0,698	0,631	0,701	0,687	0,674	0,653	0,666	0,710	0,662	0,698
Forhold estimert energi / målt energi 1995	0,988	1,019	1,006	1,050	0,970	0,963	0,965	1,034	0,912	0,930	0,997	1,049
Forhold estimert energi / målt energi 1996	0,935	0,985	0,947	0,994	0,939	0,937	0,913	1,005	0,855	0,876	0,925	0,990
Forhold estimert energi / målt energi 1997	0,956	1,001	0,963	1,003	0,953	0,944	0,941	1,014	0,876	0,890	0,942	0,997
Forhold estimert energi / målt energi 1998	0,944	0,992	0,963	1,000	0,939	0,928	0,932	1,001	0,875	0,880	0,941	0,994
Forhold estimert energi / målt energi 1999	0,985	1,026	1,013	1,051	0,980	0,963	0,971	1,042	0,925	0,932	0,991	1,044
Forhold estimert energi / målt energi 2000	1,007	1,052	1,026	1,066	1,003	0,990	0,995	1,064	0,941	0,955	1,005	1,058
Forhold estimert energi / målt energi 2001	0,999	1,044	1,018	1,064	0,990	0,980	0,976	1,065	0,913	0,923	1,004	1,056
Forhold estimert energi / målt energi 2002	0,924	0,980	0,940	0,988	0,942	0,930	0,905	0,985	0,851	0,865	0,920	0,978
Forhold estimert energi / målt energi 2003	0,998	1,047	1,020	1,060	0,998	0,985	0,979	1,058	0,919	0,930	0,994	1,055
Forhold estimert energi / målt energi 2004	1,059	1,110	1,075	1,118	1,055	1,043	1,044	1,124	0,973	0,985	1,052	1,108
Forhold estimert energi / målt energi 2005	1,003	1,046	1,018	1,058	0,999	0,986	0,987	1,057	0,927	0,944	0,997	1,053
Forhold estimert energi / målt energi 2006	0,944	1,000	0,962	0,999	0,964	0,943	0,938	1,004	0,880	0,884	0,935	0,986
Gjennomsnitt estimert energi / målt energi	0,978	1,025	0,996	1,038	0,978	0,966	0,962	1,038	0,904	0,916	0,975	1,031

Gjennomsnitt	Standardavvik
0,984	0,044

**Usikkerhetsanalyse med Obrestad som referansemast. Langtidskorrelasjon, 2 års konkurrerende data**

Konkurrerende data fra år	1995-1996	1996-1997	1997-1998	1998-1999	1999-2000	2000-2001	2001-2002	2002-2003	2003-2004	2004-2005	2005-2006
Tidsforskyvelse i timer	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Korrelasjonskoeffisient	0,663	0,671	0,667	0,668	0,695	0,685	0,664	0,656	0,692	0,686	0,679
Forhold estimert energi / målt energi 1995	1,004	1,010	1,027	1,009	0,965	0,961	0,995	0,977	0,923	0,960	1,022
Forhold estimert energi / målt energi 1996	0,964	0,964	0,969	0,964	0,937	0,922	0,955	0,936	0,868	0,896	0,957
Forhold estimert energi / målt energi 1997	0,981	0,979	0,982	0,977	0,948	0,941	0,974	0,950	0,884	0,912	0,968
Forhold estimert energi / målt energi 1998	0,970	0,974	0,981	0,968	0,933	0,928	0,963	0,943	0,879	0,907	0,966
Forhold estimert energi / målt energi 1999	1,007	1,016	1,031	1,013	0,971	0,964	1,002	0,986	0,929	0,957	1,016
Forhold estimert energi / målt energi 2000	1,032	1,036	1,046	1,034	0,996	0,990	1,026	1,008	0,951	0,977	1,031
Forhold estimert energi / målt energi 2001	1,023	1,028	1,040	1,025	0,984	0,974	1,015	0,994	0,920	0,958	1,029
Forhold estimert energi / målt energi 2002	0,955	0,958	0,963	0,964	0,935	0,916	0,943	0,925	0,860	0,888	0,948
Forhold estimert energi / målt energi 2003	1,024	1,029	1,038	1,027	0,991	0,979	1,014	0,992	0,926	0,958	1,023
Forhold estimert energi / målt energi 2004	1,087	1,089	1,096	1,085	1,048	1,041	1,080	1,054	0,981	1,014	1,079
Forhold estimert energi / målt energi 2005	1,026	1,028	1,037	1,027	0,992	0,985	1,019	0,997	0,938	0,967	1,024
Forhold estimert energi / målt energi 2006	0,974	0,978	0,980	0,980	0,953	0,939	0,970	0,950	0,884	0,906	0,959
Gjennomsnitt estimert energi / målt energi	1,004	1,007	1,016	1,006	0,971	0,962	0,996	0,976	0,912	0,942	1,002

Gjennomsnitt	Standardavvik
0,981	0,032

Tabell V3 - 2 Resultater av usikkerhetsanalyse ved langtidskorrigering med Sola som referansemast.

**Usikkerhetsanalyse med Sola som referansemast. Langtidskorrelasjon, 1 år konkurrerende data**

Konkurrerende data fra år	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Tidsforskyvelse i timer	0	0	1	0	0	-1	0	0	1	1	1	1
Korrelasjonskoeffisient	0,671	0,607	0,670	0,626	0,691	0,655	0,612	0,646	0,614	0,682	0,648	0,659
Forhold estimert energi / målt energi 1995	0,998	1,115	1,013	0,980	0,874	0,932	0,912	0,965	0,913	0,979	0,939	0,996
Forhold estimert energi / målt energi 1996	0,873	0,988	0,896	0,848	0,751	0,815	0,782	0,852	0,778	0,842	0,815	0,867
Forhold estimert energi / målt energi 1997	0,949	1,066	0,971	0,931	0,832	0,882	0,867	0,931	0,874	0,927	0,895	0,941
Forhold estimert energi / målt energi 1998	1,070	1,202	1,089	1,038	0,933	0,992	0,960	1,036	0,970	1,032	0,997	1,054
Forhold estimert energi / målt energi 1999	1,179	1,317	1,191	1,136	1,027	1,092	1,058	1,125	1,066	1,139	1,088	1,160
Forhold estimert energi / målt energi 2000	1,086	1,217	1,111	1,063	0,971	1,028	0,992	1,068	0,999	1,062	1,027	1,082
Forhold estimert energi / målt energi 2001	1,094	1,232	1,118	1,063	0,945	1,009	0,984	1,065	0,996	1,054	1,022	1,079
Forhold estimert energi / målt energi 2002	1,035	1,180	1,060	1,003	0,891	0,962	0,921	0,990	0,913	0,989	0,954	1,024
Forhold estimert energi / målt energi 2003	1,091	1,240	1,109	1,056	0,940	0,997	0,973	1,043	0,981	1,044	1,006	1,064
Forhold estimert energi / målt energi 2004	1,037	1,160	1,047	0,999	0,891	0,950	0,924	1,003	0,931	0,992	0,960	1,013
Forhold estimert energi / målt energi 2005	1,053	1,172	1,054	1,020	0,913	0,963	0,946	1,013	0,946	1,025	0,967	1,035
Forhold estimert energi / målt energi 2006	1,007	1,138	1,028	0,981	0,885	0,942	0,906	0,971	0,914	0,975	0,937	0,998
Gjennomsnitt estimert energi / målt energi	1,039	1,169	1,057	1,010	0,904	0,964	0,935	1,005	0,940	1,005	0,967	1,026

Gjennomsnitt	Standardavvik
1,002	0,070

**Usikkerhetsanalyse med Sola som referansemast. Langtidskorrelasjon, 2 års konkurrerende data**

Konkurrerende data fra år	1995-1996	1996-1997	1997-1998	1998-1999	1999-2000	2000-2001	2001-2002	2002-2003	2003-2004	2004-2005	2005-2006
Tidsforskyvelse i timer	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1
Korrelasjonskoeffisient	0,637	0,640	0,660	0,658	0,671	0,627	0,627	0,630	0,652	0,664	0,653
Forhold estimert energi / målt energi 1995	1,053	1,058	1,002	0,929	0,907	0,923	0,933	0,939	0,945	0,950	0,964
Forhold estimert energi / målt energi 1996	0,931	0,939	0,882	0,801	0,790	0,797	0,811	0,822	0,808	0,820	0,838
Forhold estimert energi / målt energi 1997	1,007	1,013	0,959	0,882	0,862	0,876	0,893	0,903	0,899	0,903	0,916
Forhold estimert energi / målt energi 1998	1,136	1,139	1,073	0,986	0,968	0,976	0,991	1,006	0,998	1,006	1,023
Forhold estimert energi / målt energi 1999	1,247	1,249	1,176	1,083	1,065	1,074	1,085	1,099	1,101	1,103	1,119
Forhold estimert energi / målt energi 2000	1,153	1,159	1,096	1,017	1,005	1,008	1,023	1,037	1,029	1,037	1,052
Forhold estimert energi / målt energi 2001	1,163	1,169	1,101	1,005	0,982	0,997	1,016	1,034	1,023	1,029	1,047
Forhold estimert energi / målt energi 2002	1,109	1,116	1,043	0,948	0,834	0,941	0,950	0,960	0,949	0,962	0,985
Forhold estimert energi / målt energi 2003	1,163	1,167	1,095	0,999	0,972	0,986	1,000	1,011	1,009	1,015	1,031
Forhold estimert energi / målt energi 2004	1,097	1,098	1,034	0,946	0,924	0,936	0,955	0,969	0,960	0,966	0,983
Forhold estimert energi / målt energi 2005	1,111	1,107	1,045	0,968	0,944	0,955	0,970	0,976	0,987	0,987	0,998
Forhold estimert energi / målt energi 2006	1,071	1,075	1,013	0,933	0,921	0,922	0,933	0,944	0,944	0,948	0,965
Gjennomsnitt estimert energi / målt energi	1,103	1,107	1,043	0,958	0,940	0,949	0,963	0,975	0,971	0,977	0,993

Gjennomsnitt	Standardavvik
0,998	0,060

**Tabell V3 - 3 Resultater av usikkerhetsanalyse ved langtidskorrigering med NCEP I som ”referansemast”.**

**Usikkerhetsanalyse med NCEP I som referansemast. Langtidskorrelasjon, 1 år konkurrerende data**

Konkurrerende data fra år	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Tidsforskyvelse i timer	0	-1	-2	-1	0	1	-1	-1	0	0	0	-1
Korrelasjonskoeffisient	0.713	0.744	0.760	0.677	0.750	0.750	0.710	0.722	0.732	0.737	0.697	0.741
Forhold estimert energi / målt energi 1995	1.009	1.078	1.078	1.063	1.118	1.098	1.058	1.094	1.023	1.051	1.075	1.153
Forhold estimert energi / målt energi 1996	0.938	0.987	1.017	1.013	1.047	1.031	0.956	1.017	0.967	0.978	0.991	1.066
Forhold estimert energi / målt energi 1997	0.949	1.006	0.987	0.984	1.027	0.995	0.972	1.014	0.947	0.971	1.004	1.059
Forhold estimert energi / målt energi 1998	0.947	1.024	1.012	1.002	1.062	1.049	1.014	1.034	0.963	1.001	1.033	1.104
Forhold estimert energi / målt energi 1999	0.883	0.940	0.935	0.938	0.986	0.975	0.934	0.954	0.904	0.939	0.949	1.011
Forhold estimert energi / målt energi 2000	0.924	0.966	0.960	0.970	1.004	0.984	0.964	0.986	0.939	0.960	0.963	1.031
Forhold estimert energi / målt energi 2001	0.950	1.012	1.010	0.989	1.067	1.039	1.002	1.039	0.957	0.984	1.023	1.094
Forhold estimert energi / målt energi 2002	0.921	0.984	0.995	0.985	1.035	1.030	0.963	0.987	0.953	0.977	0.980	1.067
Forhold estimert energi / målt energi 2003	0.900	0.964	0.956	0.952	1.008	0.980	0.953	0.981	0.913	0.942	0.974	1.036
Forhold estimert energi / målt energi 2004	0.977	1.048	1.020	1.011	1.069	1.050	1.019	1.042	0.975	1.009	1.042	1.113
Forhold estimert energi / målt energi 2005	0.918	0.987	0.972	0.962	1.024	0.994	0.968	1.006	0.926	0.953	0.986	1.059
Forhold estimert energi / målt energi 2006	0.871	0.919	0.914	0.917	0.972	0.956	0.931	0.938	0.886	0.914	0.936	0.992
Gjennomsnitt estimert energi / målt energi	0.932	0.993	0.988	0.982	1.035	1.015	0.978	1.008	0.946	0.973	0.998	1.065

Gjennomsnitt	Standardavvik
0,993	0,036

**Usikkerhetsanalyse med NCEP I som referansemast. Langtidskorrelasjon, 2 års konkurrerende data**

Konkurrerende data fra år	1995-1996	1996-1997	1997-1998	1998-1999	1999-2000	2000-2001	2001-2002	2002-2003	2003-2004	2004-2005	2005-2006
Tidsforskyvelse i timer	-1	-2	-1	0	0	0	-1	0	0	0	0
Korrelasjonskoeffisient	0.727	0.751	0.719	0.714	0.750	0.732	0.716	0.725	0.735	0.718	0.718
Forhold estimert energi / målt energi 1995	1.036	1.071	1.060	1.080	1.111	1.083	1.068	1.052	1.042	1.063	1.108
Forhold estimert energi / målt energi 1996	0.953	0.993	1.006	1.016	1.038	0.992	0.981	0.984	0.978	0.984	1.026
Forhold estimert energi / målt energi 1997	0.968	0.990	0.979	0.998	1.010	0.986	0.982	0.967	0.963	0.990	1.033
Forhold estimert energi / målt energi 1998	0.974	1.010	0.996	1.022	1.054	1.035	1.019	0.988	0.986	1.015	1.067
Forhold estimert energi / målt energi 1999	0.904	0.933	0.932	0.957	0.982	0.960	0.936	0.920	0.927	0.946	0.981
Forhold estimert energi / målt energi 2000	0.939	0.962	0.960	0.990	0.993	0.978	0.968	0.950	0.952	0.971	1.008
Forhold estimert energi / målt energi 2001	0.972	1.004	0.989	1.018	1.048	1.018	1.011	0.985	0.974	1.003	1.058
Forhold estimert energi / målt energi 2002	0.941	0.981	0.978	0.997	1.031	1.002	0.971	0.959	0.966	0.980	1.021
Forhold estimert energi / målt energi 2003	0.922	0.952	0.947	0.971	0.991	0.967	0.958	0.937	0.934	0.958	1.004
Forhold estimert energi / målt energi 2004	1.002	1.026	1.008	1.033	1.056	1.036	1.021	0.996	0.998	1.027	1.077
Forhold estimert energi / målt energi 2005	0.944	0.971	0.958	0.983	1.007	0.981	0.976	0.955	0.945	0.968	1.020
Forhold estimert energi / målt energi 2006	0.887	0.913	0.909	0.936	0.961	0.945	0.927	0.901	0.904	0.926	0.967
Gjennomsnitt estimert energi / målt energi	0.953	0.984	0.977	0.999	1.023	0.999	0.985	0.966	0.964	0.986	1.031

Gjennomsnitt	Standardavvik
0,988	0,024

**Tabell V3 - 4 Resultater av usikkerhetsanalyse ved langtidskorrigering med NCEP II som ”referansemast”.**

**Usikkerhetsanalyse med NCEP II som referansemast. Langtidskorrelasjon, 1 år konkurrerende data**

Konkurrerende data fra år	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Tidsforskyvelse i timer	1	2	1	4	1	2	2	2	1	1	3	2
Korrelasjonskoeffisient	0.647	0.705	0.702	0.625	0.698	0.690	0.663	0.684	0.673	0.686	0.650	0.684
Forhold estimert energi / målt energi 1995	1.024	1.018	1.008	0.986	1.000	1.072	1.057	1.100	1.000	1.047	1.075	1.164
Forhold estimert energi / målt energi 1996	1.033	1.003	1.003	1.000	1.031	1.077	1.053	1.105	1.023	1.060	1.090	1.157
Forhold estimert energi / målt energi 1997	0.984	0.978	0.952	0.947	0.965	1.014	1.005	1.015	0.953	0.989	1.029	1.100
Forhold estimert energi / målt energi 1998	1.047	1.076	1.029	1.019	1.035	1.123	1.118	1.092	1.029	1.075	1.129	1.223
Forhold estimert energi / målt energi 1999	0.995	1.013	0.971	0.977	0.989	1.065	1.058	1.032	0.980	1.022	1.067	1.138
Forhold estimert energi / målt energi 2000	0.946	0.937	0.911	0.909	0.928	0.990	0.978	0.970	0.915	0.951	0.988	1.061
Forhold estimert energi / målt energi 2001	0.953	0.947	0.925	0.913	0.942	1.010	0.988	0.994	0.918	0.956	1.020	1.106
Forhold estimert energi / målt energi 2002	0.996	0.992	0.951	0.980	1.012	1.072	1.046	0.996	0.990	1.013	1.075	1.132
Forhold estimert energi / målt energi 2003	0.928	0.929	0.915	0.911	0.928	0.996	0.995	0.979	0.909	0.952	0.991	1.087
Forhold estimert energi / målt energi 2004	1.015	1.023	0.977	0.965	0.991	1.056	1.050	1.027	0.972	1.011	1.072	1.166
Forhold estimert energi / målt energi 2005	0.955	0.951	0.932	0.910	0.928	1.003	0.988	1.011	0.915	0.957	1.004	1.107
Forhold estimert energi / målt energi 2006	0.860	0.859	0.833	0.830	0.856	0.933	0.917	0.890	0.843	0.878	0.925	0.993
Gjennomsnitt estimert energi / målt energi	0.978	0.977	0.951	0.945	0.967	1.034	1.021	1.017	0.954	0.993	1.039	1.120

Gjennomsnitt	Standardavvik
1,000	0,050

**Usikkerhetsanalyse med NCEP II som referansemast. Langtidskorrelasjon, 2 års konkurrerende data**

Konkurrerende data fra år	1995-1996	1996-1997	1997-1998	1998-1999	1999-2000	2000-2001	2001-2002	2002-2003	2003-2004	2004-2005	2005-2006
Tidsforskyvelse i timer	1	2	2	3	2	2	2	2	1	2	3
Korrelasjonskoeffisient	0.670	0.702	0.662	0.661	0.693	0.681	0.674	0.677	0.681	0.664	0.664
Forhold estimert energi / målt energi 1995	1.011	1.012	0.998	0.986	1.041	1.063	1.056	1.026	1.022	1.043	1.102
Forhold estimert energi / målt energi 1996	1.008	1.003	1.002	1.007	1.058	1.062	1.057	1.030	1.034	1.051	1.105
Forhold estimert energi / målt energi 1997	0.975	0.970	0.952	0.951	0.992	1.010	0.993	0.962	0.970	0.992	1.052
Forhold estimert energi / målt energi 1998	1.049	1.057	1.030	1.018	1.086	1.116	1.088	1.045	1.055	1.081	1.164
Forhold estimert energi / målt energi 1999	0.992	0.998	0.982	0.981	1.030	1.059	1.023	0.986	0.999	1.025	1.092
Forhold estimert energi / målt energi 2000	0.933	0.929	0.913	0.914	0.966	0.983	0.957	0.927	0.933	0.953	1.014
Forhold estimert energi / målt energi 2001	0.942	0.943	0.923	0.925	0.980	0.992	0.970	0.935	0.939	0.968	1.050
Forhold estimert energi / målt energi 2002	0.985	0.980	0.968	0.992	1.046	1.054	1.006	0.972	1.000	1.020	1.093
Forhold estimert energi / målt energi 2003	0.916	0.926	0.915	0.915	0.967	0.992	0.968	0.926	0.929	0.951	1.028
Forhold estimert energi / målt energi 2004	1.012	1.008	0.976	0.973	1.026	1.049	1.020	0.982	0.993	1.023	1.106
Forhold estimert energi / målt energi 2005	0.943	0.943	0.925	0.918	0.972	0.993	0.979	0.946	0.938	0.960	1.042
Forhold estimert energi / målt energi 2006	0.847	0.851	0.835	0.840	0.903	0.922	0.886	0.850	0.860	0.865	0.951
Gjennomsnitt estimert energi / målt energi	0.968	0.968	0.951	0.952	1.006	1.025	1.000	0.965	0.973	0.996	1.067

Gjennomsnitt	Standardavvik
0,988	0,035

**Tabell V3 - 5 Resultater av usikkerhetsanalyse ved langtidskorrigerings med Hindcast I som ”referansemast”.**

**Usikkerhetsanalyse med Hindcast I som referansemast. Langtidskorrelasjon, 1 år konkurrerende data**

Konkurrerende data fra år	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Tidsforskyvelse i timer	0	2	2	2	0	2	2	2	1	1	2	1
Korrelasjonskoeffisient	0.740	0.752	0.772	0.710	0.757	0.772	0.742	0.758	0.750	0.779	0.731	0.741
Forhold estimert energi / målt energi 1995	0.993	0.883	0.948	0.978	0.948	0.842	1.049	0.987	0.876	0.904	0.897	0.953
Forhold estimert energi / målt energi 1996	1.132	1.012	1.069	1.114	1.095	0.972	1.152	1.094	0.982	1.019	1.016	1.067
Forhold estimert energi / målt energi 1997	1.034	0.934	0.998	1.019	0.994	0.900	1.072	1.024	0.929	0.948	0.943	0.990
Forhold estimert energi / målt energi 1998	1.031	0.934	0.973	1.015	0.981	0.871	1.084	0.994	0.888	0.939	0.938	1.003
Forhold estimert energi / målt energi 1999	1.011	0.952	0.984	1.025	0.981	0.884	1.075	0.989	0.897	0.960	0.940	1.011
Forhold estimert energi / målt energi 2000	1.118	1.026	1.069	1.104	1.085	0.985	1.156	1.090	0.996	1.042	1.032	1.086
Forhold estimert energi / målt energi 2001	0.946	0.837	0.909	0.934	0.916	0.802	0.992	0.946	0.827	0.849	0.841	0.894
Forhold estimert energi / målt energi 2002	1.084	0.995	1.022	1.083	1.053	0.944	1.077	1.005	0.924	0.973	0.977	1.017
Forhold estimert energi / målt energi 2003	1.066	0.955	1.010	1.048	1.027	0.909	1.099	1.022	0.922	0.964	0.953	1.011
Forhold estimert energi / målt energi 2004	1.128	1.010	1.075	1.113	1.077	0.962	1.170	1.102	0.987	1.028	1.016	1.085
Forhold estimert energi / målt energi 2005	1.130	0.992	1.066	1.101	1.084	0.954	1.165	1.110	0.984	1.021	1.006	1.068
Forhold estimert energi / målt energi 2006	1.055	0.957	1.006	1.047	1.022	0.909	1.105	1.027	0.919	0.968	0.957	1.016
Gjennomsnitt estimert energi / målt energi	1.061	0.957	1.011	1.048	1.022	0.911	1.100	1.032	0.928	0.968	0.960	1.017

Gjennomsnitt	Standardavvik
1,001	0,057

**Usikkerhetsanalyse med Hindcast I som referansemast. Langtidskorrelasjon, 2 års konkurrerende data**

Konkurrerende data fra år	1995-1996	1996-1997	1997-1998	1998-1999	1999-2000	2000-2001	2001-2002	2002-2003	2003-2004	2004-2005	2005-2006
Tidsforskyvelse i timer	0	2	2	2	2	2	2	2	1	2	2
Korrelasjonskoeffisient	0.740	0.761	0.744	0.730	0.761	0.761	0.750	0.754	0.766	0.752	0.733
Forhold estimert energi / målt energi 1995	0.935	0.916	0.969	0.960	0.889	0.932	1.003	0.926	0.891	0.891	0.917
Forhold estimert energi / målt energi 1996	1.065	1.044	1.099	1.105	1.030	1.053	1.110	1.030	1.000	1.007	1.035
Forhold estimert energi / målt energi 1997	0.977	0.966	1.012	1.007	0.945	0.976	1.034	0.966	0.939	0.937	0.961
Forhold estimert energi / målt energi 1998	0.976	0.953	0.998	0.996	0.923	0.961	1.023	0.933	0.914	0.930	0.963
Forhold estimert energi / målt energi 1999	0.972	0.966	1.008	1.005	0.934	0.964	1.018	0.938	0.932	0.943	0.970
Forhold estimert energi / målt energi 2000	1.062	1.047	1.092	1.095	1.033	1.060	1.108	1.034	1.022	1.031	1.054
Forhold estimert energi / målt energi 2001	0.884	0.873	0.926	0.923	0.857	0.886	0.954	0.878	0.835	0.835	0.860
Forhold estimert energi / målt energi 2002	1.028	1.009	1.057	1.069	0.998	0.998	1.030	0.962	0.950	0.966	0.991
Forhold estimert energi / målt energi 2003	1.001	0.982	1.033	1.036	0.967	0.995	1.045	0.963	0.943	0.952	0.978
Forhold estimert energi / målt energi 2004	1.063	1.042	1.097	1.093	1.015	1.052	1.121	1.037	1.010	1.014	1.045
Forhold estimert energi / målt energi 2005	1.055	1.030	1.090	1.086	1.010	1.049	1.122	1.035	1.004	1.004	1.031
Forhold estimert energi / målt energi 2006	0.995	0.980	1.031	1.034	0.965	0.994	1.048	0.965	0.945	0.955	0.981
Gjennomsnitt estimert energi / målt energi	1.001	0.984	1.034	1.034	0.964	0.993	1.051	0.972	0.949	0.955	0.982

Gjennomsnitt	Standardavvik
0,993	0,034

# Vedlegg 4. Sammenlikning av estimerte og målte vindhastighetsfordelinger

**Tabell V4 - 1 Analyseresultater ved sammenlikning av målte og estimerte vindhastighetsfordelinger. Geitvassfjellet. 50 meters oppløsning**

Geitvassfjellet WindSim												
Sektor	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Formfaktor	1,79	1,76	1,55	2,68	2,4	2,55	2,07	1,5	1,77	1,75	1,85	2,44
Skalafaktor	6,6	4,19	4,3	8,21	6,98	7,22	6,88	5,68	5,77	8,09	9,35	9,63
Frekvens	0,049	0,021	0,037	0,128	0,13	0,097	0,077	0,046	0,049	0,071	0,123	0,172
Total gj.snitt vindhastighet (m/s)	5,89	3,61	3,86	6,98	6,09	6,23	6	5,37	5,1	7,33	8,46	8,65
Total gj.snitt vindhastighet (m/s)	6,8											
Total formfaktor	1,97											
Total skalafaktor	7,77											
Estimert / målt gj.snitt vindhast.	1,01											
Prosent feilestimering vindhastighet	0,74 %											
Prosent feilestimering energiproduksjon	3,35 %											
Geitvassfjellet estimert ut ifra Holmavatnet. Oppløsning 50 m												
Sektor	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Formfaktor	2,39	1,91	1,72	2,06	2,54	2,51	2,37	1,65	1,78	1,72	1,84	2,48
Skalafaktor	6,78	4,56	7,03	10,09	8,08	6,46	6,29	6,6	5,83	8,27	9,86	9,21
Frekvens	0,083	0,016	0,021	0,109	0,151	0,076	0,083	0,055	0,06	0,086	0,096	0,163
Total gj.snitt vindhastighet (m/s)	5,98	3,86	5,96	9,02	7,12	5,61	5,48	6,06	5,13	7,45	8,85	8,17
Total gj.snitt vindhastighet (m/s)	7,09											
Total formfaktor	1,88											
Total skalafaktor	7,95											
Estimert / målt gj.snitt vindhast.	1,05											
Prosent feilestimering vindhastighet	5,04 %											
Prosent feilestimering energiproduksjon	8,64 %											
Geitvassfjellet estimert ut ifra Leksarvatnet. Oppløsning 50 m												
Sektor	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Formfaktor	2,67	2,09	1,66	1,64	2,37	2,65	2,41	1,72	1,34	1,61	1,84	2,46
Skalafaktor	9,77	7,7	6,23	7,16	8,48	7,62	6,46	5,86	5,4	8,05	9,06	9,24
Frekvens	0,069	0,02	0,021	0,055	0,217	0,106	0,051	0,05	0,047	0,084	0,151	0,131
Total gj.snitt vindhastighet (m/s)	8,58	6,42	5,36	6,33	7,36	6,52	5,54	5,3	5,33	7,33	8,07	8,34
Total gj.snitt vindhastighet (m/s)	7,18											
Total formfaktor	2,03											
Total skalafaktor	8,23											
Estimert / målt gj.snitt vindhast.	1,06											
Prosent feilestimering vindhastighet	6,37 %											
Prosent feilestimering energiproduksjon	14,83 %											
Geitvassfjellet WASP												
Sektor	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Formfaktor	1,834	1,67	1,643	2,615	2,389	2,494	2,088	1,607	1,744	1,764	1,873	2,4
Skalafaktor	7,1	4,6	5,1	8,1	7,1	7,2	7	6	6	8,2	9,4	9,6
Frekvens	0,054	0,024	0,042	0,124	0,128	0,097	0,076	0,048	0,05	0,072	0,12	0,164
Total gj.snitt vindhastighet (m/s)	6,31	4,11	4,56	7,20	6,29	6,39	6,20	5,38	5,34	7,30	8,35	8,51
Total gj.snitt vindhastighet (m/s)	6,9											
Total formfaktor	1,94											
Total skalafaktor	7,8											
Estimert / målt gj.snitt vindhast.	1,022											
Prosent feilestimering vindhastighet	2,22 %											
Prosent feilestimering energiproduksjon	4,38 %											
Geitvassfjellet estimert ut ifra Holmavatnet WASP												
Sektor	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Formfaktor	2,256	1,834	1,811	2,268	2,51	2,475	2,365	1,803	1,76	1,76	1,861	2,439
Skalafaktor	7	5,3	6	8,4	7,9	6,7	7,8	6,7	6,1	8,2	8,6	9,1
Frekvens	0,085	0,021	0,025	0,103	0,149	0,08	0,079	0,057	0,065	0,071	0,111	0,154
Total gj.snitt vindhastighet (m/s)	6,20	4,71	5,33	7,44	7,01	5,94	6,91	5,96	5,43	7,30	7,64	8,07
Total gj.snitt vindhastighet (m/s)	6,9											
Total formfaktor	2,05											
Total skalafaktor	7,8											
Estimert / målt gj.snitt vindhast.	1,02											
Prosent feilestimering vindhastighet	2,22 %											
Prosent feilestimering energiproduksjon	3,47 %											
Geitvassfjellet estimert ut ifra Leksarvatnet WASP												
Sektor	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Formfaktor	2,564	2,021	1,635	1,893	2,385	2,615	2,463	1,811	1,432	1,646	1,854	2,354
Skalafaktor	9,9	7,9	6,8	7,6	8	7,7	7,7	6,5	6,1	8,3	9,1	9,5
Frekvens	0,077	0,021	0,027	0,078	0,184	0,102	0,059	0,042	0,06	0,087	0,131	0,131
Total gj.snitt vindhastighet (m/s)	8,79	7,00	6,09	6,74	7,09	6,84	6,83	5,78	5,54	7,42	8,08	8,42
Total gj.snitt vindhastighet (m/s)	7,3											
Total formfaktor	1,99											
Total skalafaktor	8,2											
Estimert / målt gj.snitt vindhast.	1,08											
Prosent feilestimering vindhastighet	8,15 %											
Prosent feilestimering energiproduksjon	14,25 %											
Målt data Geitvassfjellet												
Sektor	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Frekvens	0,049	0,021	0,037	0,128	0,13	0,097	0,077	0,046	0,049	0,071	0,123	0,172
Total gj.snitt vindhastighet (m/s)	5,85	3,57	3,80	6,93	6,03	6,18	5,95	5,33	5,05	7,28	8,41	8,60
Total gj.snitt vindhastighet (m/s)	6,75											
Energiproduksjon (kWh)	4985769											

**Tabell V4 - 2 Analyseresultater ved sammenlikning av målte og estimerte vindhastighetsfordelinger.  
Leksarvatnet, 50 meters oppløsning**

Leksarvatnet WindSim												
Sektor	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Formfaktor	2,78	2,15	1,84	1,64	2,39	2,78	2,39	1,72	1,5	1,58	1,82	2,45
Skalafaktor	9,14	5,54	5,27	7,37	8,77	7,96	7,1	5,49	4,95	8,07	9,92	10,07
Frekvens	0,059	0,011	0,015	0,062	0,229	0,105	0,045	0,032	0,048	0,085	0,159	0,149
Total gj.snitt vindhastighet (m/s)	7,97	4,51	4,39	6,53	7,61	6,8	6,11	4,97	4,72	7,39	8,87	9,11
Total gj.snitt vindhastighet (m/s)												7,51
Total formfaktor												2,02
Total skalafaktor												8,63
Estimert / målt gj.snitt vindhast.												1,0067
Prosent feilestimering vindhastighet												0,67 %
Prosent feilestimering energiproduksjon												2,68 %
Leksarvatnet estimert ut ifra Holmavatnet. Oppløsning 50 m, WindSim												
Sektor	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Formfaktor	2,36	1,88	1,98	2	2,33	2,55	2,39	1,7	1,81	1,6	1,89	2,37
Skalafaktor	6,19	4,02	5,29	10,12	8,27	6,96	7,31	6,13	5,65	7,99	10,62	9,78
Frekvens	0,074	0,014	0,015	0,118	0,157	0,079	0,07	0,053	0,05	0,088	0,127	0,153
Total gj.snitt vindhastighet (m/s)	5,49	3,43	4,38	9,11	7,37	6,03	6,37	5,55	4,97	7,33	9,48	8,69
Total gj.snitt vindhastighet (m/s)												7,41
Total formfaktor												1,79
Total skalafaktor												8,23
Estimert / målt gj.snitt vindhast.												0,99
Prosent feilestimering vindhastighet												-0,67 %
Prosent feilestimering energiproduksjon												-4,80 %
Leksarvatnet estimert ut ifra Geitvassfjellet. Oppløsning 50 m, WindSim												
Sektor	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Formfaktor	1,78	1,73	1,54	2,56	2,35	2,44	2,07	1,55	1,77	1,68	1,93	2,4
Skalafaktor	6,06	3,93	3,86	8,32	7,34	7,71	8,02	5,26	5,67	7,79	10,27	10,41
Frekvens	0,042	0,021	0,035	0,123	0,148	0,098	0,065	0,045	0,038	0,074	0,146	0,164
Total gj.snitt vindhastighet (m/s)	5,4	3,4	3,47	7,07	6,41	6,66	6,98	4,87	5,01	7,1	9,21	9,27
Total gj.snitt vindhastighet (m/s)												7,15
Total formfaktor												1,91
Total skalafaktor												8,2
Estimert / målt gj.snitt vindhast.												0,96
Prosent feilestimering vindhastighet												-4,16 %
Prosent feilestimering energiproduksjon												-5,83 %
Leksarvatnet WAsP												
Sektor	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Formfaktor	2,557	1,979	1,631	1,834	2,373	2,6	2,412	1,791	1,459	1,6	1,865	2,365
Skalafaktor	9,4	6,7	6,2	7,8	8,7	8	7,3	5,7	5,8	8,2	9,9	10
Frekvens	0,067	0,016	0,022	0,07	0,205	0,106	0,052	0,035	0,052	0,087	0,152	0,136
Total gj.snitt vindhastighet (m/s)	8,35	5,94	5,55	6,93	7,71	7,11	6,47	5,07	5,25	7,35	8,79	8,86
Total gj.snitt vindhastighet (m/s)												7,6
Total formfaktor												1,959
Total skalafaktor												8,5
Estimert / målt gj.snitt vindhast.												1,02
Prosent feilestimering vindhastighet												1,88 %
Prosent feilestimering energiproduksjon												0,11 %
Leksarvatnet estimert ut ifra Holmavatnet. Oppløsning 50 m, WAsP												
Sektor	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Formfaktor	2,275	1,807	1,826	2,221	2,482	2,455	2,334	1,775	1,803	1,709	1,893	2,373
Skalafaktor	6,5	4,4	5,2	8,7	8,7	7,1	7,3	5,9	5,8	8	9,4	9,5
Frekvens	0,073	0,016	0,02	0,095	0,168	0,087	0,072	0,047	0,057	0,073	0,133	0,159
Total gj.snitt vindhastighet (m/s)	5,76	3,91	4,62	7,71	7,72	6,30	6,47	5,25	5,16	7,14	8,34	8,42
Total gj.snitt vindhastighet (m/s)												7,1
Total formfaktor												1,982
Total skalafaktor												8
Estimert / målt gj.snitt vindhast.												0,95
Prosent feilestimering vindhastighet												-4,83 %
Prosent feilestimering energiproduksjon												-10,32 %
Leksarvatnet estimert ut ifra Geitvassfjellet, oppløsning 50 m, WAsP												
Sektor	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Formfaktor	1,795	1,748	1,627	2,529	2,404	2,439	2,045	1,584	1,779	1,725	1,896	2,35
Skalafaktor	6,4	3,9	4,4	8,3	7,8	7,5	6,5	5,2	5,7	8	10,2	10,1
Frekvens	4,5	1,9	3,4	11,9	14,9	10,3	6,9	4	4,4	7,2	14,3	16,4
Total gj.snitt vindhastighet (m/s)	5,69	3,47	3,94	7,37	6,91	6,65	5,76	4,67	5,07	7,13	9,05	8,95
Total gj.snitt vindhastighet (m/s)												7,1
Total formfaktor												1,877
Total skalafaktor												8
Estimert / målt gj.snitt vindhast.												0,95
Prosent feilestimering vindhastighet												-4,83 %
Prosent feilestimering energiproduksjon												-9,74 %
Målt data Leksarvatnet												
Sektor	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Frekvens	0,059	0,011	0,015	0,062	0,229	0,105	0,045	0,032	0,048	0,085	0,159	0,149
Total gj.snitt vindhastighet (m/s)	7,92	4,45	4,32	6,48	7,56	6,75	6,08	4,91	4,67	7,34	8,83	9,07
Total gj.snitt vindhastighet (m/s)												7,46
Energiproduksjon (kWh)												6070193



**Tabell V4 - 3 Analyseresultater ved sammenlikning av målte og estimerte vindhastighetsfordelinger.  
Holmavatnet, 50 meters oppløsning**

Holmavatnet WindSim														
Sektor	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Total gj.snitt vindhastighet (m/s)	6,06
Formfaktor	2,37	1,93	1,96	2,24	2,55	2,54	2,41	1,7	1,77	1,72	1,81	2,47	Total formfaktor	2,05
Skalafaktor	6,22	3,63	4,32	7,15	7,05	5,87	6,86	5,37	4,82	6,68	7,72	8,35	Total skalafaktor	6,86
Frekvens	0,085	0,015	0,018	0,095	0,16	0,084	0,083	0,053	0,061	0,065	0,114	0,168	Estimert / målt gj.snitt vindhast.	1,00832
Total gj.snitt vindhastighet (m/s)	5,52	3,09	3,61	6,3	6,25	5,12	5,98	4,88	4,29	6,08	6,97	7,43	Prosent feilestimering vindhastighet	0,83 %
													Prosent feilestimering energiproduksjon	3,73 %
Holmavatnet estimert ut ifra Leksarvatnet. Oppløsning 50 m														
Sektor	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Total gj.snitt vindhastighet (m/s)	6,18
Formfaktor	2,65	1,89	1,74	1,65	2,34	2,56	2,51	1,71	1,37	1,58	1,83	2,36	Total formfaktor	2,07
Skalafaktor	8,93	6,45	4,4	4,79	7,33	6,99	6,75	5	4,55	6,94	7,09	8,23	Total skalafaktor	7,13
Frekvens	0,074	0,021	0,016	0,058	0,193	0,12	0,06	0,048	0,047	0,078	0,136	0,15	Estimert / målt gj.snitt vindhast.	1,02829
Total gj.snitt vindhastighet (m/s)	7,87	5,39	3,73	4,22	6,38	6	5,78	4,52	4,42	6,36	6,33	7,39	Prosent feilestimering vindhastighet	2,83 %
													Prosent feilestimering energiproduksjon	12,87 %
Holmavatnet estimert ut ifra Geitvassfjellet. Oppløsning 50 m														
Sektor	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Total gj.snitt vindhastighet (m/s)	5,8
Formfaktor	1,81	1,71	1,58	2,61	2,43	2,51	2,06	1,51	1,78	1,75	1,86	2,38	Total formfaktor	1,92
Skalafaktor	6,34	3,5	3,22	5,46	6,05	6,52	7,42	4,57	4,93	7,04	7,37	8,61	Total skalafaktor	6,64
Frekvens	0,053	0,026	0,033	0,122	0,123	0,102	0,086	0,045	0,047	0,071	0,101	0,193	Estimert / målt gj.snitt vindhast.	0,96506
Total gj.snitt vindhastighet (m/s)	5,65	3,03	2,84	4,65	5,24	5,62	6,47	4,29	4,33	6,35	6,63	7,69	Prosent feilestimering vindhastighet	-3,49 %
													Prosent feilestimering energiproduksjon	-1,31 %
Holmavatnet WASP														
Sektor	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Total gj.snitt vindhastighet (m/s)	6,1
Formfaktor	2,283	1,807	1,834	2,256	2,51	2,459	2,357	1,775	1,787	1,748	1,85	2,432	Total formfaktor	2,03
Skalafaktor	6,4	4,2	4,7	7,2	7,1	6	6,8	5,5	5	6,8	7,8	8,3	Total skalafaktor	6,9
Frekvens	0,085	0,018	0,021	0,097	0,153	0,087	0,081	0,054	0,06	0,068	0,113	0,163	Estimert / målt gj.snitt vindhast.	1,01498
Total gj.snitt vindhastighet (m/s)	5,67	3,73	4,18	6,38	6,30	5,32	6,03	4,89	4,45	6,06	6,93	7,36	Prosent feilestimering vindhastighet	1,50 %
													Prosent feilestimering energiproduksjon	5,48 %
Holmavatnet estimert ut ifra Leksarvatnet. Oppløsning 50 m, WASP														
Sektor	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Total gj.snitt vindhastighet (m/s)	6,5
Formfaktor	2,584	1,967	1,611	1,85	2,381	2,607	2,439	1,768	1,428	1,631	1,846	2,346	Total formfaktor	1,97
Skalafaktor	9,1	6,4	5,5	6,4	7,1	6,9	6,8	5,4	4,9	6,8	8,2	8,7	Total skalafaktor	7,3
Frekvens	0,077	0,018	0,024	0,071	0,188	0,111	0,058	0,04	0,056	0,083	0,134	0,14	Estimert / målt gj.snitt vindhast.	1,08153
Total gj.snitt vindhastighet (m/s)	8,08	5,67	4,93	5,68	6,29	6,13	6,03	4,81	4,45	6,09	7,28	7,71	Prosent feilestimering vindhastighet	8,15 %
													Prosent feilestimering energiproduksjon	20,39 %
Holmavatnet estimert ut ifra Geitvassfjellet, oppløsning 50 m, WASP														
Sektor	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Total gj.snitt vindhastighet (m/s)	6,1
Formfaktor	1,83	1,736	1,627	2,631	2,404	2,494	2,064	1,584	1,775	1,752	1,865	2,393	Total formfaktor	1,9
Skalafaktor	6,5	3,8	4	6,9	6,3	6,5	6,1	5	4,9	6,7	8,4	8,8	Total skalafaktor	6,8
Frekvens	0,053	0,022	0,037	0,12	0,132	0,104	0,077	0,045	0,046	0,068	0,122	0,173	Estimert / målt gj.snitt vindhast.	1,01498
Total gj.snitt vindhastighet (m/s)	5,78	3,39	3,58	6,13	5,59	5,77	5,40	4,49	4,36	5,97	7,46	7,80	Prosent feilestimering vindhastighet	1,50 %
													Prosent feilestimering energiproduksjon	4,54 %
Målt data Holmavatnet														
Sektor	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Total gj.snitt vindhastighet (m/s)	6,01
Frekvens	0,085	0,015	0,018	0,095	0,16	0,084	0,083	0,053	0,061	0,065	0,114	0,168	Energiproduksjon (kWh)	3773605
Total gj.snitt vindhastighet (m/s)	5,478	3,052	3,542	6,252	6,192	5,069	5,937	4,832	4,236	6,035	6,919	7,373		

**Tabell V4 - 4 Resultater fra RIX-analyse**

RIX analyse. RIX-verdi vektet uniformt									
Vindhastighet estimert til "målemast 1" fra "målemast 2"	Målt vindhastighet (m/s)	Estimert vindhastighet med WASP (m/s)	RIX estimert målemast	RIX målt målemast	dRIX	Korrreksjonsfaktor	Korrigert estimert vindhastighet (m/s)	Relativ vindhastighet uten korrigering	Relativ vindhastighet med korrigering
Leksarvatnet fra Holmavatnet	7,46	7,1	11,1	8,9	2,2	-4,61	6,77	95,17 %	90,8 %
Leksarvatnet fra Geitvassfjellet	7,46	7,1	11,1	12,1	-1	0,70	7,15	95 %	96 %
Holmavatnet fra Leksarvatnet	6,01	6,5	8,9	11,1	-2,2	2,65	6,67	108 %	111 %
Holmavatnet fra Geitvassfjellet	6,01	6,1	8,9	12,1	-3,2	4,24	6,36	101 %	106 %
Geitvassfjellet fra Leksarvatnet	6,75	7,3	12,1	11,1	1	-2,61	7,11	108 %	105 %
Geitvassfjellet fra Holmavatnet	6,75	6,9	12,1	8,9	3,2	-6,30	6,47	102 %	96 %
RIX analyse. RIX-verdi vektet med vindstatistikk									
Vindhastighet estimert til "målemast 1" fra "målemast 2"	Målt vindhastighet (m/s)	Estimert vindhastighet med WASP (m/s)	RIX estimert målemast	RIX målt målemast	dRIX	Korrreksjonsfaktor	Korrigert estimert vindhastighet (m/s)	Relativ vindhastighet uten korrigering	Relativ vindhastighet med korrigering
Leksarvatnet fra Holmavatnet	7,46	7,1	9,9	8,4	1,5	-3,44	6,86	95,17 %	91,9 %
Leksarvatnet fra Geitvassfjellet	7,46	7,1	9,9	11,1	-1,2	1,02	7,17	95 %	96 %
Holmavatnet fra Leksarvatnet	6,01	6,5	8,4	9,9	-1,5	1,51	6,60	108 %	110 %
Holmavatnet fra Geitvassfjellet	6,01	6,1	8,4	11,1	-2,7	3,45	6,31	101 %	105 %
Geitvassfjellet fra Leksarvatnet	6,75	7,3	11,1	9,9	1,2	-2,94	7,09	108 %	105 %
Geitvassfjellet fra Holmavatnet	6,75	6,9	11,1	8,4	2,7	-5,46	6,52	102 %	97 %

**Tabell V4 - 5 Analyseresultater ved sammenlikning av målte og estimerte vindhastighetsfordelinger med WindSim. Geitvassfjellet, 100 meters oppløsning**

Geitvassfjellet WindSim												
Sektor	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Formfaktor	1,79	1,76	1,55	2,68	2,4	2,55	2,07	1,5	1,77	1,75	1,85	2,44
Skalafaktor	6,6	4,19	4,3	8,21	6,98	7,22	6,88	5,68	5,77	8,09	9,35	9,63
Frekvens	0,049	0,021	0,037	0,128	0,13	0,097	0,077	0,046	0,049	0,071	0,123	0,172
Total gj.snitt vindhastighet (m/s)	5,89	3,61	3,86	6,98	6,09	6,23	6	5,37	5,1	7,33	8,46	8,65
Total gj.snitt vindhastighet (m/s)	6,8											
Total formfaktor	1,97											
Total skalafaktor	7,77											
Estimert / målt gj.snitt vindhast.	1,0074											
Prosent feilestimering vindhastighet	0,74 %											

Geitvassfjellet estimert ut ifra Holmavatnet. Oppløsning 100 m												
Sektor	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Formfaktor	2,36	1,91	1,84	2,13	2,56	2,5	2,38	1,7	1,79	1,69	1,85	2,49
Skalafaktor	6,21	4,24	5,68	9,75	7,89	6,42	6,44	6,12	5,5	8,2	9,65	9,29
Frekvens	0,085	0,014	0,017	0,108	0,157	0,078	0,08	0,052	0,062	0,087	0,098	0,163
Total gj.snitt vindhastighet (m/s)	5,5	3,6	4,71	8,65	6,94	5,58	5,61	5,54	4,86	7,48	8,65	8,23
Total gj.snitt vindhastighet (m/s)	6,93											
Total formfaktor	1,88											
Total skalafaktor	7,78											
Estimert / målt gj.snitt vindhast.	1,027											
Prosent feilestimering vindhastighet	2,67 %											

Geitvassfjellet estimert ut ifra Leksarvatnet. Oppløsning 100 m												
Sektor	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Formfaktor	2,67	2,26	1,7	1,65	2,36	2,74	2,43	1,74	1,31	1,6	1,83	2,45
Skalafaktor	8,89	7,16	6,01	6,91	8,36	7,6	6,82	6,05	5,43	8,33	9,07	9,32
Frekvens	0,068	0,019	0,02	0,057	0,229	0,095	0,048	0,046	0,052	0,08	0,154	0,132
Total gj.snitt vindhastighet (m/s)	7,8	5,95	5,13	6,09	7,25	6,49	5,86	5,45	5,41	7,6	8,09	8,42
Total gj.snitt vindhastighet (m/s)	7,15											
Total formfaktor	2,04											
Total skalafaktor	8,2											
Estimert / målt gj.snitt vindhast.	1,059											
Prosent feilestimering vindhastighet	5,93 %											

Målt data Geitvassfjellet												
Sektor	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Frekvens	0,049	0,021	0,037	0,128	0,13	0,097	0,077	0,046	0,049	0,071	0,123	0,172
Total gj.snitt vindhastighet (m/s)	5,85	3,57	3,80	6,93	6,03	6,18	5,95	5,33	5,05	7,28	8,41	8,60
Total gj.snitt vindhastighet (m/s)	6,75											

**Tabell V4 - 6 Analyseresultater ved sammenlikning av målte og estimerte vindhastighetsfordelinger med WindSim. Leksarvatnet, 100 meters oppløsning**

Leksarvatnet WindSim												
Sektor	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Formfaktor	2,78	2,15	1,84	1,64	2,39	2,78	2,39	1,72	1,5	1,58	1,82	2,45
Skalafaktor	9,14	5,54	5,27	7,37	8,77	7,96	7,1	5,49	4,95	8,07	9,92	10,07
Frekvens	0,059	0,011	0,015	0,062	0,229	0,105	0,045	0,032	0,048	0,085	0,159	0,149
Total gj.snitt vindhastighet (m/s)	7,97	4,51	4,39	6,53	7,61	6,8	6,11	4,97	4,72	7,39	8,87	9,11
Total gj.snitt vindhastighet (m/s)	7,51											
Total formfaktor	2,02											
Total skalafaktor	8,63											
Estimert / målt gj.snitt vindhast.	1,0067											
Prosent feilestimering vindhastighet	0,67 %											

Leksarvatnet estimert ut ifra Holmavatnet. Oppløsning 100 m												
Sektor	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Formfaktor	2,36	1,89	1,92	2,06	2,35	2,53	2,4	1,7	1,79	1,64	1,86	2,37
Skalafaktor	6,53	4,07	4,82	10,29	8,2	6,79	6,92	5,46	5,37	7,97	10,28	9,75
Frekvens	0,072	0,014	0,016	0,103	0,171	0,082	0,067	0,052	0,051	0,085	0,13	0,156
Total gj.snitt vindhastighet (m/s)	5,77	3,47	4,04	9,2	7,29	5,89	6,04	4,95	4,75	7,22	9,24	8,67
Total gj.snitt vindhastighet (m/s)	7,28											
Total formfaktor	1,81											
Total skalafaktor	8,14											
Estimert / målt gj.snitt vindhast.	0,976											
Prosent feilestimering vindhastighet	-2,41 %											

Leksarvatnet estimert ut ifra Geitvassfjellet. Oppløsning 100 m												
Sektor	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Formfaktor	1,78	1,73	1,53	2,66	2,35	2,45	2,05	1,55	1,77	1,7	1,92	2,41
Skalafaktor	6,92	4,03	3,9	8,8	7,41	7,56	7,39	5,19	5,68	7,61	10,21	10,33
Frekvens	0,042	0,021	0,038	0,119	0,149	0,099	0,066	0,045	0,041	0,069	0,148	0,163
Total gj.snitt vindhastighet (m/s)	6,18	3,48	3,51	7,47	6,47	6,53	6,44	4,8	5,01	6,92	9,16	9,22
Total gj.snitt vindhastighet (m/s)	7,15											
Total formfaktor	1,93											
Total skalafaktor	8,2											
Estimert / målt gj.snitt vindhast.	0,958											
Prosent feilestimering vindhastighet	-4,16 %											

Målt data Leksarvatnet												
Sektor	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Frekvens	0,059	0,011	0,015	0,062	0,229	0,105	0,045	0,032	0,048	0,085	0,159	0,149
Total gj.snitt vindhastighet (m/s)	7,92	4,45	4,32	6,48	7,56	6,75	6,08	4,91	4,67	7,34	8,83	9,07
Total gj.snitt vindhastighet (m/s)	7,46											

**Tabell V4 - 7 Analyseresultater ved sammenlikning av målte og estimerte vindhastighetsfordelinger med WindSim. Holmavatnet, 100 meters oppløsning**

Holmavatnet WindSim												
Sektor	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Formfaktor	2,37	1,93	1,96	2,24	2,55	2,54	2,41	1,7	1,77	1,72	1,81	2,47
Skalafaktor	6,22	3,63	4,32	7,15	7,05	5,87	6,86	5,37	4,82	6,68	7,72	8,35
Frekvens	0,085	0,015	0,018	0,095	0,16	0,084	0,083	0,053	0,061	0,065	0,114	0,168
Total gj.snitt vindhastighet (m/s)	5,52	3,09	3,61	6,3	6,25	5,12	5,98	4,88	4,29	6,08	6,97	7,43
Total gj.snitt vindhastighet (m/s)	6,06											
Total formfaktor	2,05											
Total skalafaktor	6,86											
Estimert / målt gj.snitt vindhast.	1,0083											
Prosent feilestimering vindhastighet	0,83 %											

Holmavatnet estimert ut ifra Leksarvatnet. Oppløsning 100 m												
Sektor	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Formfaktor	2,65	2,03	1,75	1,64	2,33	2,67	2,51	1,75	1,37	1,59	1,81	2,36
Skalafaktor	8,61	6,64	4,71	4,87	7,41	7,05	7,01	5,55	4,88	7,12	7,24	8,25
Frekvens	0,072	0,021	0,018	0,058	0,212	0,101	0,058	0,048	0,051	0,075	0,134	0,151
Total gj.snitt vindhastighet (m/s)	7,58	5,56	4,01	4,3	6,45	6,03	6,01	5	4,74	6,49	6,49	7,4
Total gj.snitt vindhastighet (m/s)	6,27											
Total formfaktor	2,1											
Total skalafaktor	7,24											
Estimert / målt gj.snitt vindhast.	1,043											
Prosent feilestimering vindhastighet	4,33 %											

Holmavatnet estimert ut ifra Geitvassfjellet. Oppløsning 100 m												
Sektor	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Formfaktor	1,84	1,64	1,59	2,64	2,39	2,51	2,06	1,56	1,77	1,75	1,86	2,39
Skalafaktor	6,84	3,69	3,55	5,79	6,22	6,58	7,23	5,21	5,14	6,94	7,54	8,58
Frekvens	0,054	0,025	0,035	0,127	0,122	0,097	0,085	0,048	0,049	0,071	0,1	0,189
Total gj.snitt vindhastighet (m/s)	6,1	3,2	3,13	4,92	5,41	5,68	6,31	4,82	4,53	6,29	6,79	7,66
Total gj.snitt vindhastighet (m/s)	5,91											
Total formfaktor	1,97											
Total skalafaktor	6,77											
Estimert / målt gj.snitt vindhast.	0,9834											
Prosent feilestimering vindhastighet	-1,66 %											

Målt data Holmavatnet												
Sektor	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Frekvens	0,085	0,015	0,018	0,095	0,16	0,084	0,083	0,053	0,061	0,065	0,114	0,168
Total gj.snitt vindhastighet (m/s)	5,478	3,052	3,542	6,252	6,192	5,069	5,937	4,832	4,236	6,035	6,919	7,373
Total gj.snitt vindhastighet (m/s)	6,01											

**Tabell V4 - 8 Analyseresultater ved sammenlikning av målte og estimerte vindhastighetsfordelinger med WindSim. Geitvassfjellet, 25 meters oppløsning**

Geitvassfjellet WindSim												
Sektor	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Formfaktor	1,79	1,76	1,55	2,68	2,4	2,55	2,07	1,5	1,77	1,75	1,85	2,44
Skalafaktor	6,6	4,19	4,3	8,21	6,98	7,22	6,88	5,68	5,77	8,09	9,35	9,63
Frekvens	0,049	0,021	0,037	0,128	0,13	0,097	0,077	0,046	0,049	0,071	0,123	0,172
Total gj.snitt vindhastighet (m/s)	5,89	3,61	3,86	6,98	6,09	6,23	6	5,37	5,1	7,33	8,46	8,65
Total gj.snitt vindhastighet (m/s)	6,8											
Total formfaktor	1,97											
Total skalafaktor	7,77											
Estimert / målt gj.snitt vindhast.	1,007407407											
Prosent feilestimering vindhastighet	0,74 %											

Geitvassfjellet estimert ut ifra Holmavatnet. Oppløsning 25 m												
Sektor	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Formfaktor	2,38	1,91	1,76	2,1	2,49	2,53	2,36	1,68	1,78	1,69	1,78	2,51
Skalafaktor	6,82	4,69	6,81	10,11	8,12	6,53	6,51	6,89	5,77	8,34	10	9,38
Frekvens	0,083	0,017	0,02	0,108	0,154	0,077	0,083	0,056	0,058	0,083	0,094	0,168
Total gj.snitt vindhastighet (m/s)	6,02	3,97	5,72	8,99	7,19	5,67	5,67	6,25	5,09	7,6	9,07	8,3
Total gj.snitt vindhastighet (m/s)	7,18											
Total formfaktor	1,88											
Total skalafaktor	8,05											
Estimert / målt gj.snitt vindhast.	1,064											
Prosent feilestimering vindhastighet	6,37 %											

Geitvassfjellet estimert ut ifra Leksarvatnet. Oppløsning 25 m												
Sektor	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Formfaktor	2,68	2,17	1,7	1,64	2,37	2,65	2,42	1,72	1,33	1,6	1,83	2,46
Skalafaktor	9,61	7,73	6,36	7,19	8,57	7,69	6,61	6,01	5,47	8,2	9,23	9,25
Frekvens	0,067	0,021	0,02	0,055	0,218	0,104	0,051	0,052	0,046	0,082	0,152	0,132
Total gj.snitt vindhastighet (m/s)	8,45	6,43	5,43	6,35	7,44	6,58	5,67	5,43	5,41	7,47	8,24	8,34
Total gj.snitt vindhastighet (m/s)	7,25											
Total formfaktor	2,03											
Total skalafaktor	8,31											
Estimert / målt gj.snitt vindhast.	1,074											
Prosent feilestimering vindhastighet	7,41 %											

Målt data Geitvassfjellet												
Sektor	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Frekvens	0,049	0,021	0,037	0,128	0,13	0,097	0,077	0,046	0,049	0,071	0,123	0,172
Total gj.snitt vindhastighet (m/s)	5,85	3,57	3,80	6,93	6,03	6,18	5,95	5,33	5,05	7,28	8,41	8,60
Total gj.snitt vindhastighet (m/s)	6,75											

**Tabell V4 - 9 Analyseresultater ved sammenlikning av målte og estimerte vindhastighetsfordelinger med WindSim. Leksarvatnet, 25 meters oppløsning**

Leksarvatnet WindSim												
Sektor	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Formfaktor	2,78	2,15	1,84	1,64	2,39	2,78	2,39	1,72	1,5	1,58	1,82	2,45
Skalafaktor	9,14	5,54	5,27	7,37	8,77	7,96	7,1	5,49	4,95	8,07	9,92	10,07
Frekvens	0,059	0,011	0,015	0,062	0,229	0,105	0,045	0,032	0,048	0,085	0,159	0,149
Total gj.snitt vindhastighet (m/s)	7,97	4,51	4,39	6,53	7,61	6,8	6,11	4,97	4,72	7,39	8,87	9,11
Total gj.snitt vindhastighet (m/s)	7,51											
Total formfaktor	2,02											
Total skalafaktor	8,63											
Estimert / målt gj.snitt vindhast.	1,0067											
Prosent feilestimering vindhastighet	0,67 %											

Leksarvatnet estimert ut ifra Holmavatnet. Oppløsning 25 m												
Sektor	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Formfaktor	2,36	1,88	1,96	2,02	2,33	2,54	2,39	1,7	1,8	1,6	1,88	2,41
Skalafaktor	6,37	3,92	5,18	10,07	8,25	6,98	7,38	6,17	5,53	7,94	10,7	9,99
Frekvens	0,074	0,014	0,015	0,114	0,163	0,08	0,069	0,053	0,05	0,086	0,124	0,159
Total gj.snitt vindhastighet (m/s)	5,64	3,35	4,31	9,03	7,35	6,04	6,44	5,58	4,87	7,29	9,54	8,84
Total gj.snitt vindhastighet (m/s)	7,43											
Total formfaktor	1,8											
Total skalafaktor	8,26											
Estimert / målt gj.snitt vindhast.	0,996											
Prosent feilestimering vindhastighet	-0,40 %											

Leksarvatnet estimert ut ifra Geitvassfjellet. Oppløsning 25 m												
Sektor	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Formfaktor	1,77	1,72	1,55	2,57	2,36	2,43	2,09	1,55	1,77	1,67	1,92	2,41
Skalafaktor	6,19	3,85	3,77	8,29	7,26	7,63	7,87	5,09	5,61	7,59	10,09	10,39
Frekvens	0,041	0,021	0,035	0,124	0,149	0,098	0,064	0,045	0,037	0,075	0,146	0,165
Total gj.snitt vindhastighet (m/s)	5,53	3,33	3,37	7,05	6,34	6,59	6,82	4,71	4,95	6,93	9,05	9,26
Total gj.snitt vindhastighet (m/s)	7,08											
Total formfaktor	1,92											
Total skalafaktor	8,11											
Estimert / målt gj.snitt vindhast.	0,949											
Prosent feilestimering vindhastighet	-5,09 %											

Målt data Leksarvatnet												
Sektor	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Frekvens	0,059	0,011	0,015	0,062	0,229	0,105	0,045	0,032	0,048	0,085	0,159	0,149
Total gj.snitt vindhastighet (m/s)	7,92	4,45	4,32	6,48	7,56	6,75	6,08	4,91	4,67	7,34	8,83	9,07
Total gj.snitt vindhastighet (m/s)	7,46											

**Tabell V4 - 10 Analyseresultater ved sammenlikning av målte og estimerte vindhastighetsfordelinger med WindSim. Holmavatnet, 25 meters oppløsning**

Holmavatnet WindSim												
Sektor	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Formfaktor	2,37	1,93	1,96	2,24	2,55	2,54	2,41	1,7	1,77	1,72	1,81	2,47
Skalafaktor	6,22	3,63	4,32	7,15	7,05	5,87	6,86	5,37	4,82	6,68	7,72	8,35
Frekvens	0,085	0,015	0,018	0,095	0,16	0,084	0,083	0,053	0,061	0,065	0,114	0,168
Total gj.snitt vindhastighet (m/s)	5,52	3,09	3,61	6,3	6,25	5,12	5,98	4,88	4,29	6,08	6,97	7,43
Total gj.snitt vindhastighet (m/s)	6,06											
Total formfaktor	2,05											
Total skalafaktor	6,86											
Estimert / målt gj.snitt vindhast.	1,0083											
Prosent feilestimering vindhastighet	0,83 %											

Holmavatnet estimert ut ifra Leksarvatnet. Oppløsning 25 m												
Sektor	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Formfaktor	2,66	1,94	1,73	1,64	2,34	2,58	2,52	1,72	1,37	1,57	1,83	2,39
Skalafaktor	8,75	6,39	4,47	4,85	7,35	6,98	6,71	5,01	4,61	6,88	7,09	8,15
Frekvens	0,069	0,021	0,016	0,058	0,199	0,113	0,06	0,049	0,047	0,078	0,139	0,153
Total gj.snitt vindhastighet (m/s)	7,69	5,32	3,8	4,28	6,39	5,99	5,74	4,53	4,5	6,31	6,33	7,31
Total gj.snitt vindhastighet (m/s)	6,16											
Total formfaktor	2,08											
Total skalafaktor	7,1											
Estimert / målt gj.snitt vindhast.	1,025											
Prosent feilestimering vindhastighet	2,50 %											

Holmavatnet estimert ut ifra Geitvassfjellet. Oppløsning 25 m												
Sektor	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Formfaktor	1,78	1,7	1,58	2,62	2,43	2,52	2,06	1,54	1,78	1,73	1,85	2,4
Skalafaktor	6,03	3,48	3,17	5,52	6,02	6,47	7,19	4,44	4,96	6,79	7,2	8,5
Frekvens	0,048	0,026	0,031	0,123	0,124	0,099	0,085	0,045	0,046	0,073	0,104	0,194
Total gj.snitt vindhastighet (m/s)	5,37	3,02	2,8	4,7	5,21	5,58	6,27	4,12	4,36	6,16	6,5	7,58
Total gj.snitt vindhastighet (m/s)	5,72											
Total formfaktor	1,95											
Total skalafaktor	6,56											
Estimert / målt gj.snitt vindhast.	0,9517											
Prosent feilestimering vindhastighet	-4,83 %											

Målt data Holmavatnet												
Sektor	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Frekvens	0,085	0,015	0,018	0,095	0,16	0,084	0,083	0,053	0,061	0,065	0,114	0,168
Total gj.snitt vindhastighet (m/s)	5,478	3,052	3,542	6,252	6,192	5,069	5,937	4,832	4,236	6,035	6,919	7,373
Total gj.snitt vindhastighet (m/s)	6,01											

# Vedlegg 5. Sammenlikning av estimerte og målte vindhastighetsprofiler

Tabell V5 - 1 Sammenlikning av estimert og målt vindhastighetsprofil for hver sektor ved Geitvassfjellet.

Målt absolutt vertikal hastighetsprofil. Geitvassfjellet												
Høyde (m)	Vindhastighet sektor 1 (m/s)	Vindhastighet sektor 2 (m/s)	Vindhastighet sektor 3 (m/s)	Vindhastighet sektor 4 (m/s)	Vindhastighet sektor 5 (m/s)	Vindhastighet sektor 6 (m/s)	Vindhastighet sektor 7 (m/s)	Vindhastighet sektor 8 (m/s)	Vindhastighet sektor 9 (m/s)	Vindhastighet sektor 10 (m/s)	Vindhastighet sektor 11 (m/s)	Vindhastighet sektor 12 (m/s)
10	5,29	3,08	3,24	6,19	5,29	5,84	5,82	5,28	4,88	6,84	7,74	8,36
30	5,52	3,31	3,49	6,57	5,70	6,06	5,85	5,26	4,91	7,04	8,23	8,54
50	5,75	3,52	3,87	6,97	5,96	6,24	5,87	5,35	5,06	7,34	8,44	8,58
Målt relativ vertikal hastighetsprofil. Geitvassfjellet												
Høyde (m)	Relativ vindhastighet sektor 1	Relativ vindhastighet sektor 2	Relativ vindhastighet sektor 3	Relativ vindhastighet sektor 4	Relativ vindhastighet sektor 5	Relativ vindhastighet sektor 6	Relativ vindhastighet sektor 7	Relativ vindhastighet sektor 8	Relativ vindhastighet sektor 9	Relativ vindhastighet sektor 10	Relativ vindhastighet sektor 11	Relativ vindhastighet sektor 12
10	0,92	0,88	0,84	0,89	0,89	0,94	0,99	0,99	0,96	0,93	0,92	0,97
30	0,96	0,94	0,90	0,94	0,96	0,97	1,00	0,98	0,97	0,96	0,98	1,00
50	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Estimert absolutt vertikal hastighetsprofil i WindSim. Geitvassfjellet												
Høyde (m)	Vindhastighet sektor 1 (m/s)	Vindhastighet sektor 2 (m/s)	Vindhastighet sektor 3 (m/s)	Vindhastighet sektor 4 (m/s)	Vindhastighet sektor 5 (m/s)	Vindhastighet sektor 6 (m/s)	Vindhastighet sektor 7 (m/s)	Vindhastighet sektor 8 (m/s)	Vindhastighet sektor 9 (m/s)	Vindhastighet sektor 10 (m/s)	Vindhastighet sektor 11 (m/s)	Vindhastighet sektor 12 (m/s)
4,21	5,22	5,87	7,17	7,63	5,99	5,83	5,45	6,78	6,66	6,41	6,15	5,34
15,13	6,42	7,04	8,38	8,91	7,16	7,28	6,78	8,29	7,93	7,65	7,41	6,58
31,04	6,86	7,56	8,87	9,40	7,62	7,91	7,31	8,85	8,39	8,07	7,99	7,09
51,94	7,16	8,01	9,22	9,72	7,98	8,35	7,71	9,20	8,73	8,34	8,45	7,50
77,84	7,44	8,40	9,51	10,00	8,31	8,69	8,09	9,39	8,98	8,60	8,84	7,90
Estimert 50m	7,13	7,96	9,19	9,69	7,95	8,31	7,67	9,17	8,70	8,31	8,40	7,46
Estimert relativ vertikal hastighetsprofil i WindSim. Geitvassfjellet												
Høyde (m)	Relativ vindhastighet sektor 1	Relativ vindhastighet sektor 2	Relativ vindhastighet sektor 3	Relativ vindhastighet sektor 4	Relativ vindhastighet sektor 5	Relativ vindhastighet sektor 6	Relativ vindhastighet sektor 7	Relativ vindhastighet sektor 8	Relativ vindhastighet sektor 9	Relativ vindhastighet sektor 10	Relativ vindhastighet sektor 11	Relativ vindhastighet sektor 12
4,21	0,73	0,74	0,78	0,79	0,75	0,70	0,71	0,74	0,77	0,77	0,73	0,72
15,13	0,90	0,88	0,91	0,92	0,90	0,88	0,88	0,90	0,91	0,92	0,88	0,88
31,04	0,96	0,95	0,97	0,97	0,96	0,95	0,95	0,97	0,97	0,97	0,95	0,95
51,94	1,00	1,01	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,01	1,01
77,84	1,04	1,05	1,04	1,03	1,05	1,05	1,05	1,02	1,03	1,03	1,05	1,06
Estimert absolutt vertikal hastighetsprofil i WASP. Geitvassfjellet												
Høyde (m)	Vindhastighet sektor 1 (m/s)	Vindhastighet sektor 2 (m/s)	Vindhastighet sektor 3 (m/s)	Vindhastighet sektor 4 (m/s)	Vindhastighet sektor 5 (m/s)	Vindhastighet sektor 6 (m/s)	Vindhastighet sektor 7 (m/s)	Vindhastighet sektor 8 (m/s)	Vindhastighet sektor 9 (m/s)	Vindhastighet sektor 10 (m/s)	Vindhastighet sektor 11 (m/s)	Vindhastighet sektor 12 (m/s)
10	6,45	4,01	4,60	6,29	5,49	5,93	5,96	5,14	5,08	6,33	7,42	7,89
25	6,34	3,97	4,50	6,74	5,85	6,11	5,95	5,17	5,12	6,73	7,93	8,15
40	6,32	4,12	4,57	7,10	6,11	6,29	6,11	5,31	5,27	7,14	8,18	8,42
50	6,31	4,11	4,56	7,20	6,29	6,39	6,20	5,38	5,34	7,30	8,35	8,51
80	6,48	4,36	4,64	7,74	6,75	6,84	6,47	5,62	5,60	7,82	8,77	9,05
Estimert relativ vertikal hastighetsprofil i WASP. Geitvassfjellet												
Høyde (m)	Relativ vindhastighet sektor 1	Relativ vindhastighet sektor 2	Relativ vindhastighet sektor 3	Relativ vindhastighet sektor 4	Relativ vindhastighet sektor 5	Relativ vindhastighet sektor 6	Relativ vindhastighet sektor 7	Relativ vindhastighet sektor 8	Relativ vindhastighet sektor 9	Relativ vindhastighet sektor 10	Relativ vindhastighet sektor 11	Relativ vindhastighet sektor 12
10	1,02	0,97	1,01	0,87	0,87	0,93	0,96	0,95	0,95	0,87	0,89	0,93
25	1,00	0,97	0,99	0,94	0,93	0,96	0,96	0,96	0,96	0,92	0,95	0,96
40	1,00	1,00	1,00	0,99	0,97	0,99	0,99	0,99	0,99	0,98	0,98	0,99
50	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
80	1,03	1,06	1,02	1,08	1,07	1,07	1,04	1,05	1,05	1,07	1,05	1,06

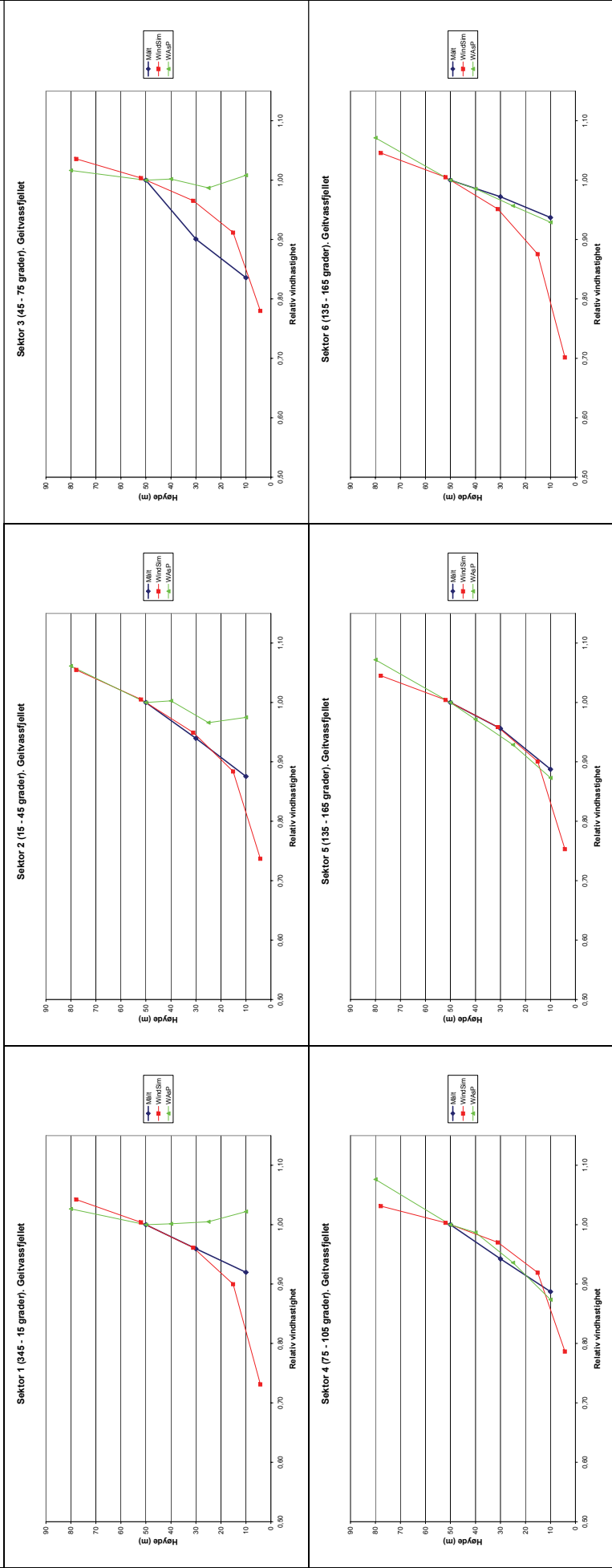
**Tabell V5 - 2 Sammenlikning av estimert og målt vindhastighetsprofil for hver sektor ved Leksarvatnet.**

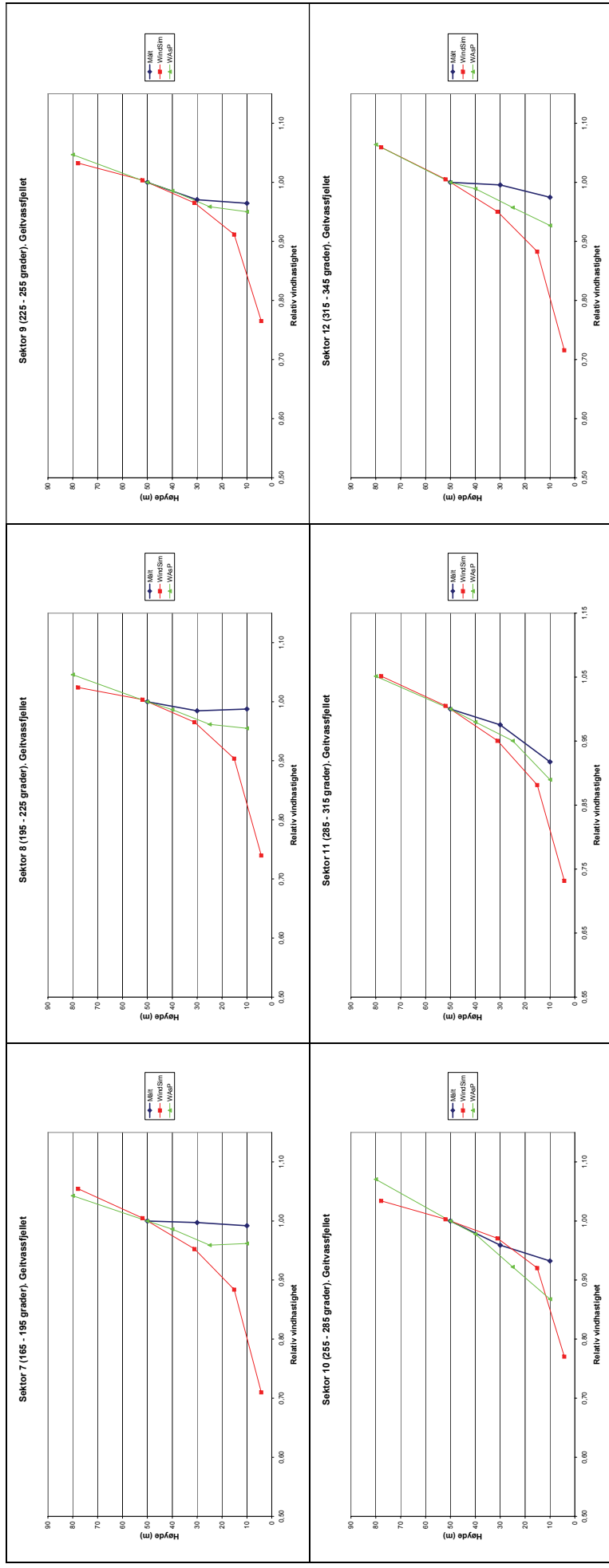
<b>Målt absolutt vertikal hastighetsprofil. Leksarvatnet</b>												
Høyde (m)	Vindhastighet sektor 1 (m/s)	Vindhastighet sektor 2 (m/s)	Vindhastighet sektor 3 (m/s)	Vindhastighet sektor 4 (m/s)	Vindhastighet sektor 5 (m/s)	Vindhastighet sektor 6 (m/s)	Vindhastighet sektor 7 (m/s)	Vindhastighet sektor 8 (m/s)	Vindhastighet sektor 9 (m/s)	Vindhastighet sektor 10 (m/s)	Vindhastighet sektor 11 (m/s)	Vindhastighet sektor 12 (m/s)
10	6,42	2,85	2,94	5,55	6,50	5,78	4,65	3,57	3,85	6,47	8,30	8,23
30	7,45	4,05	4,14	6,47	7,34	6,63	5,77	4,64	4,49	7,12	8,68	8,66
50	7,89	4,28	4,35	6,67	7,52	6,78	6,01	4,90	4,71	7,41	8,87	9,05
<b>Målt relativ vertikal hastighetsprofil. Leksarvatnet</b>												
Høyde (m)	Relativ vindhastighet sektor 1	Relativ vindhastighet sektor 2	Relativ vindhastighet sektor 3	Relativ vindhastighet sektor 4	Relativ vindhastighet sektor 5	Relativ vindhastighet sektor 6	Relativ vindhastighet sektor 7	Relativ vindhastighet sektor 8	Relativ vindhastighet sektor 9	Relativ vindhastighet sektor 10	Relativ vindhastighet sektor 11	Relativ vindhastighet sektor 12
10	0,81	0,67	0,68	0,83	0,86	0,85	0,77	0,73	0,82	0,87	0,94	0,91
30	0,94	0,95	0,95	0,97	0,98	0,98	0,96	0,95	0,95	0,96	0,98	0,96
50	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
<b>Estimert absolutt vertikal hastighetsprofil i WindSim. Leksarvatnet</b>												
Høyde (m)	Vindhastighet sektor 1 (m/s)	Vindhastighet sektor 2 (m/s)	Vindhastighet sektor 3 (m/s)	Vindhastighet sektor 4 (m/s)	Vindhastighet sektor 5 (m/s)	Vindhastighet sektor 6 (m/s)	Vindhastighet sektor 7 (m/s)	Vindhastighet sektor 8 (m/s)	Vindhastighet sektor 9 (m/s)	Vindhastighet sektor 10 (m/s)	Vindhastighet sektor 11 (m/s)	Vindhastighet sektor 12 (m/s)
4,13	4,15	4,87	6,02	7,62	6,41	6,24	5,89	5,24	5,99	6,48	7,12	5,97
14,84	5,36	6,11	7,32	9,06	7,58	7,72	7,53	6,76	7,35	7,76	8,53	7,25
30,45	5,90	6,83	7,84	9,64	7,96	8,38	8,36	7,70	8,05	8,25	8,98	7,75
50,96	6,57	7,52	8,26	10,02	8,23	8,84	8,96	8,34	8,57	8,49	9,25	8,17
76,35	7,27	8,13	8,65	10,19	8,50	9,16	9,40	8,75	8,97	8,70	9,50	8,56
Estimert 50m	6,54	7,49	8,24	10,00	8,22	8,82	8,93	8,31	8,55	8,48	9,24	8,15
<b>Estimert relativ vertikal hastighetsprofil i WindSim. Leksarvatnet</b>												
Høyde (m)	Relativ vindhastighet sektor 1	Relativ vindhastighet sektor 2	Relativ vindhastighet sektor 3	Relativ vindhastighet sektor 4	Relativ vindhastighet sektor 5	Relativ vindhastighet sektor 6	Relativ vindhastighet sektor 7	Relativ vindhastighet sektor 8	Relativ vindhastighet sektor 9	Relativ vindhastighet sektor 10	Relativ vindhastighet sektor 11	Relativ vindhastighet sektor 12
4,13	0,63	0,65	0,73	0,76	0,78	0,71	0,66	0,63	0,70	0,76	0,77	0,73
14,84	0,82	0,82	0,89	0,91	0,92	0,88	0,84	0,81	0,86	0,92	0,92	0,89
30,45	0,90	0,91	0,95	0,96	0,97	0,95	0,94	0,93	0,94	0,97	0,97	0,95
50,96	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
76,35	1,11	1,09	1,05	1,02	1,03	1,04	1,05	1,05	1,05	1,03	1,03	1,05
<b>Estimert absolutt vertikal hastighetsprofil i WAsP. Leksarvatnet</b>												
Høyde (m)	Vindhastighet sektor 1 (m/s)	Vindhastighet sektor 2 (m/s)	Vindhastighet sektor 3 (m/s)	Vindhastighet sektor 4 (m/s)	Vindhastighet sektor 5 (m/s)	Vindhastighet sektor 6 (m/s)	Vindhastighet sektor 7 (m/s)	Vindhastighet sektor 8 (m/s)	Vindhastighet sektor 9 (m/s)	Vindhastighet sektor 10 (m/s)	Vindhastighet sektor 11 (m/s)	Vindhastighet sektor 12 (m/s)
10	6,73	4,74	4,66	6,13	6,91	6,11	5,14	4,06	4,31	6,42	7,96	7,54
25	7,53	5,34	5,16	6,53	7,26	6,65	5,84	4,57	4,71	6,89	8,38	8,24
40	8,07	5,77	5,48	6,76	7,62	7,01	6,29	4,90	5,10	7,19	8,71	8,68
50	8,35	5,94	5,55	6,93	7,71	7,11	6,47	5,07	5,25	7,35	8,79	8,86
80	8,98	6,55	6,06	7,45	8,16	7,65	7,01	5,59	5,59	7,76	9,22	9,49
100	9,35	6,82	6,32	7,62	8,44	7,84	7,29	5,85	5,84	8,02	9,48	9,77
<b>Estimert relativ vertikal hastighetsprofil i WAsP. Leksarvatnet</b>												
Høyde (m)	Relativ vindhastighet sektor 1	Relativ vindhastighet sektor 2	Relativ vindhastighet sektor 3	Relativ vindhastighet sektor 4	Relativ vindhastighet sektor 5	Relativ vindhastighet sektor 6	Relativ vindhastighet sektor 7	Relativ vindhastighet sektor 8	Relativ vindhastighet sektor 9	Relativ vindhastighet sektor 10	Relativ vindhastighet sektor 11	Relativ vindhastighet sektor 12
10	0,81	0,80	0,84	0,88	0,90	0,86	0,79	0,80	0,82	0,87	0,91	0,85
25	0,90	0,90	0,93	0,94	0,94	0,94	0,90	0,90	0,94	0,94	0,95	0,93
40	0,97	0,97	0,99	0,98	0,99	0,99	0,97	0,97	0,97	0,98	0,99	0,98
50	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
80	1,08	1,10	1,09	1,07	1,06	1,08	1,08	1,10	1,06	1,06	1,05	1,07

**Tabell V5 - 3 Sammenlikning av estimert og målt vindhastighetsprofil for hver sektor ved Holmavatnet**

Målt absolutt vertikal hastighetsprofil. Holmavatnet												
Høyde (m)	Vindhastighet sektor 1 (m/s)	Vindhastighet sektor 2 (m/s)	Vindhastighet sektor 3 (m/s)	Vindhastighet sektor 4 (m/s)	Vindhastighet sektor 5 (m/s)	Vindhastighet sektor 6 (m/s)	Vindhastighet sektor 7 (m/s)	Vindhastighet sektor 8 (m/s)	Vindhastighet sektor 9 (m/s)	Vindhastighet sektor 10 (m/s)	Vindhastighet sektor 11 (m/s)	Vindhastighet sektor 12 (m/s)
10	4,30	2,02	2,13	4,49	4,80	4,39	5,01	3,87	3,65	4,85	5,40	5,99
30	5,12	2,62	2,76	5,68	5,44	4,79	5,60	4,38	3,96	5,53	6,21	6,89
50	5,43	2,99	3,52	6,33	6,13	5,10	5,91	4,78	4,28	6,08	6,92	7,35
Målt relativ vertikal hastighetsprofil. Holmavatnet												
Høyde (m)	Relativ vindhastighet sektor 1	Relativ vindhastighet sektor 2	Relativ vindhastighet sektor 3	Relativ vindhastighet sektor 4	Relativ vindhastighet sektor 5	Relativ vindhastighet sektor 6	Relativ vindhastighet sektor 7	Relativ vindhastighet sektor 8	Relativ vindhastighet sektor 9	Relativ vindhastighet sektor 10	Relativ vindhastighet sektor 11	Relativ vindhastighet sektor 12
10	0,79	0,67	0,61	0,71	0,78	0,86	0,85	0,81	0,85	0,80	0,78	0,82
30	0,94	0,88	0,78	0,90	0,89	0,94	0,95	0,92	0,93	0,91	0,90	0,94
50	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Estimert absolutt vertikal hastighetsprofil WindSim. Holmavatnet												
Høyde (m)	Vindhastighet sektor 1 (m/s)	Vindhastighet sektor 2 (m/s)	Vindhastighet sektor 3 (m/s)	Vindhastighet sektor 4 (m/s)	Vindhastighet sektor 5 (m/s)	Vindhastighet sektor 6 (m/s)	Vindhastighet sektor 7 (m/s)	Vindhastighet sektor 8 (m/s)	Vindhastighet sektor 9 (m/s)	Vindhastighet sektor 10 (m/s)	Vindhastighet sektor 11 (m/s)	Vindhastighet sektor 12 (m/s)
4,32	4,44	4,10	3,63	3,72	4,02	4,87	5,13	4,38	4,68	4,96	4,76	4,74
15,53	5,70	5,42	5,12	5,10	5,24	6,28	6,81	5,77	6,04	6,15	5,76	5,85
31,87	6,22	6,20	6,06	5,90	6,16	7,09	7,83	6,66	6,80	6,79	6,25	6,38
53,33	6,65	6,86	6,86	6,55	7,02	7,66	8,50	7,42	7,49	7,39	6,65	6,86
79,91	7,05	7,46	7,52	7,11	7,69	8,10	8,94	8,02	8,08	7,92	7,02	7,32
50 estimert	6,58	6,76	6,73	6,45	6,89	7,57	8,39	7,30	7,38	7,30	6,59	6,78
Estimert relativ vertikal hastighetsprofil WindSim. Holmavatnet												
Høyde (m)	Relativ vindhastighet sektor 1	Relativ vindhastighet sektor 2	Relativ vindhastighet sektor 3	Relativ vindhastighet sektor 4	Relativ vindhastighet sektor 5	Relativ vindhastighet sektor 6	Relativ vindhastighet sektor 7	Relativ vindhastighet sektor 8	Relativ vindhastighet sektor 9	Relativ vindhastighet sektor 10	Relativ vindhastighet sektor 11	Relativ vindhastighet sektor 12
4,32	0,67	0,61	0,54	0,58	0,58	0,64	0,61	0,60	0,63	0,68	0,72	0,70
15,53	0,87	0,80	0,76	0,79	0,76	0,83	0,81	0,79	0,82	0,84	0,87	0,86
31,87	0,95	0,92	0,90	0,91	0,89	0,94	0,93	0,91	0,92	0,93	0,95	0,94
53,33	1,01	1,02	1,02	1,02	1,02	1,01	1,01	1,02	1,01	1,01	1,01	1,01
79,91	1,07	1,10	1,12	1,10	1,12	1,07	1,07	1,10	1,09	1,09	1,06	1,08
Estimert absolutt vertikal hastighetsprofil WASP. Holmavatnet												
Høyde (m)	Vindhastighet sektor 1 (m/s)	Vindhastighet sektor 2 (m/s)	Vindhastighet sektor 3 (m/s)	Vindhastighet sektor 4 (m/s)	Vindhastighet sektor 5 (m/s)	Vindhastighet sektor 6 (m/s)	Vindhastighet sektor 7 (m/s)	Vindhastighet sektor 8 (m/s)	Vindhastighet sektor 9 (m/s)	Vindhastighet sektor 10 (m/s)	Vindhastighet sektor 11 (m/s)	Vindhastighet sektor 12 (m/s)
10	4,35	2,79	3,06	4,79	4,87	4,25	4,61	3,71	3,25	4,53	5,48	5,94
25	5,23	3,31	3,58	5,58	5,67	4,87	5,40	4,31	3,85	5,30	6,43	6,91
40	5,49	3,65	4,00	6,11	6,03	5,14	5,85	4,73	4,28	5,80	6,76	7,18
50	5,67	3,73	4,18	6,38	6,30	5,32	6,03	4,89	4,45	6,06	6,93	7,36
80	6,20	4,17	4,79	7,00	6,84	5,86	6,65	5,50	4,97	6,66	7,45	7,99
Estimert relativ vertikal hastighetsprofil WASP. Holmavatnet												
Høyde (m)	Relativ vindhastighet sektor 1	Relativ vindhastighet sektor 2	Relativ vindhastighet sektor 3	Relativ vindhastighet sektor 4	Relativ vindhastighet sektor 5	Relativ vindhastighet sektor 6	Relativ vindhastighet sektor 7	Relativ vindhastighet sektor 8	Relativ vindhastighet sektor 9	Relativ vindhastighet sektor 10	Relativ vindhastighet sektor 11	Relativ vindhastighet sektor 12
10	0,77	0,75	0,73	0,75	0,77	0,80	0,77	0,76	0,73	0,75	0,79	0,81
25	0,92	0,89	0,86	0,88	0,90	0,92	0,90	0,88	0,87	0,88	0,93	0,94
40	0,97	0,98	0,96	0,96	0,96	0,97	0,97	0,97	0,96	0,96	0,98	0,98
50	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
80	1,09	1,12	1,15	1,10	1,09	1,10	1,10	1,12	1,12	1,10	1,08	1,09

# Sektorvis vertikal vindhastighetsprofil - Geitvassfjellet



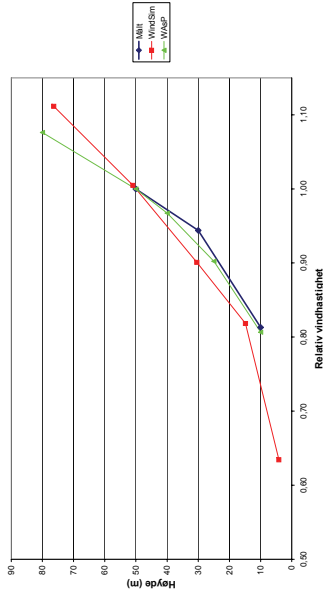


Figur V5 - 1 Estimerte og målte vertikale sektorvise vindhastighetsprofiler ved Geitvassfjellet

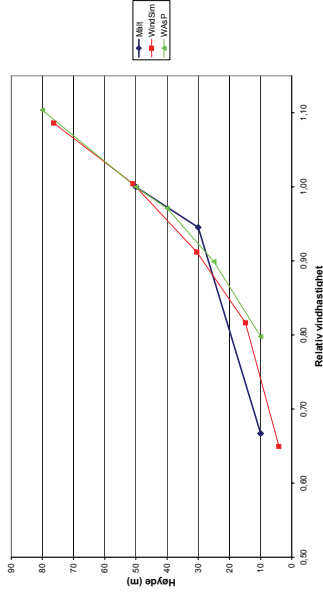


# Sektorvis vertikal vindhastighetsprofil - Leksarvatnet

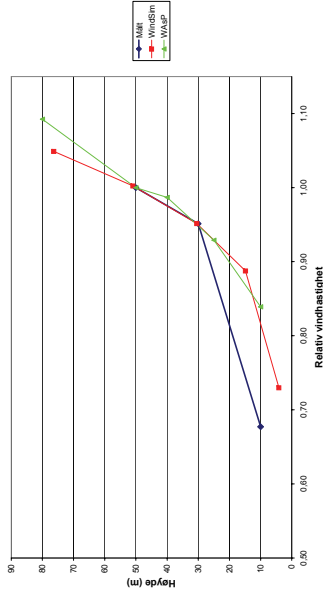
Sektor 1 (345 - 115 grader), Leksarvatnet



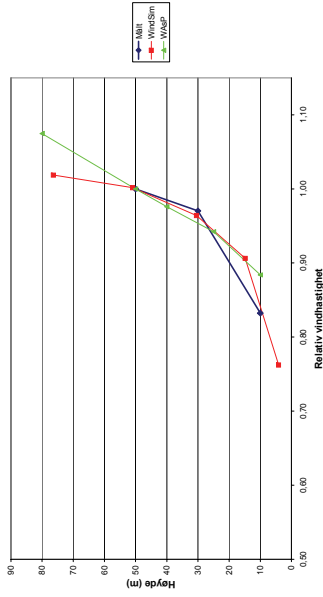
Sektor 2 (115 - 45 grader), Leksarvatnet



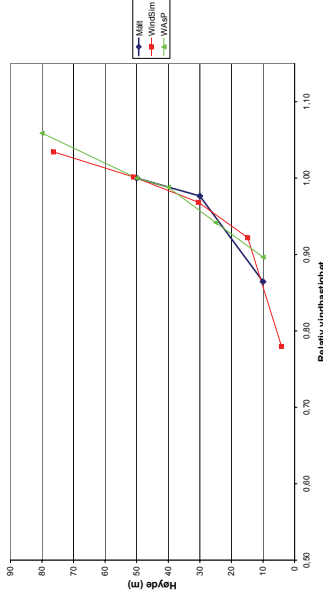
Sektor 3 (45 - 75 grader), Leksarvatnet



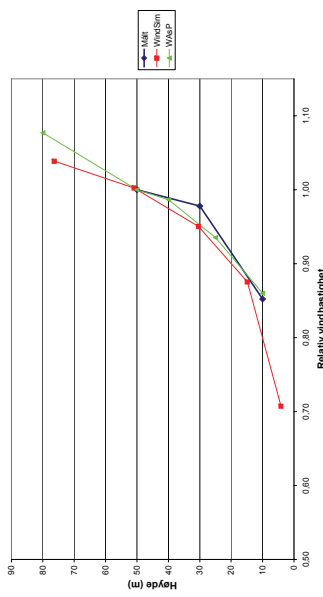
Sektor 4 (75 - 105 grader), Leksarvatnet

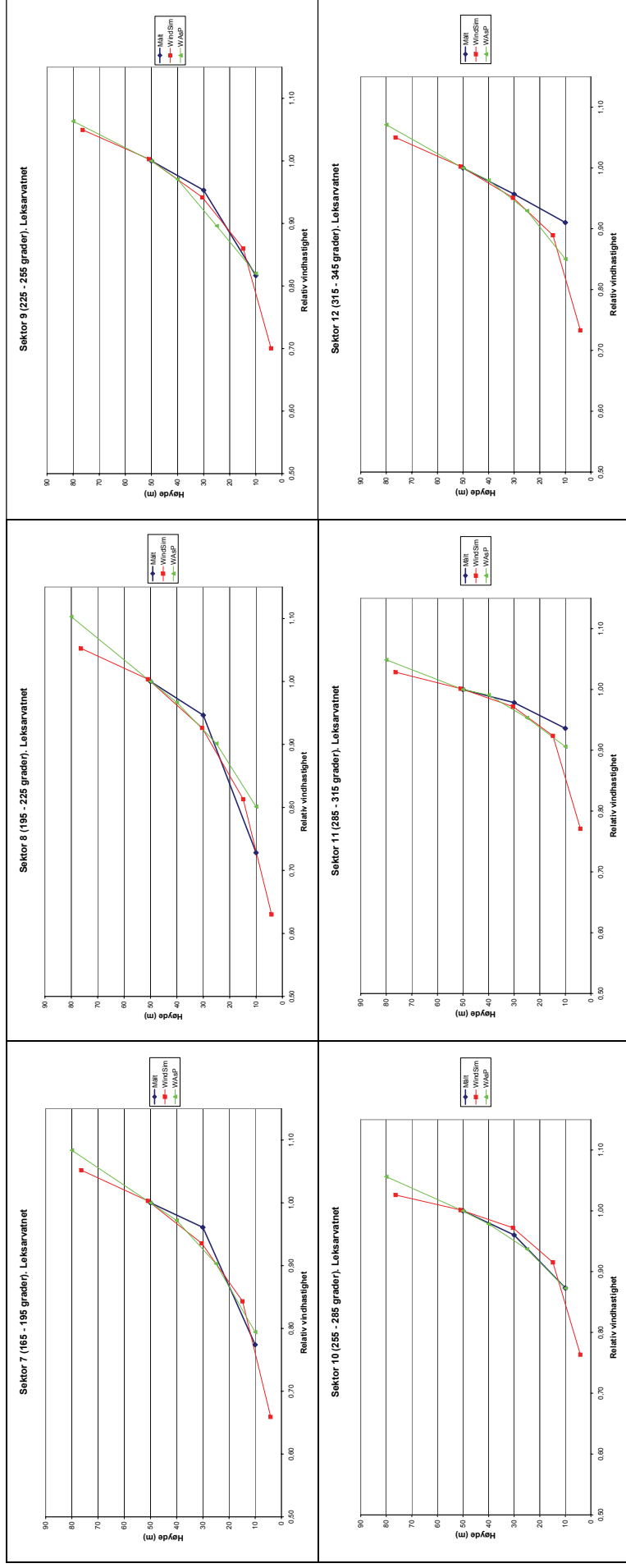


Sektor 5 (135 - 165 grader), Leksarvatnet



Sektor 6 (135 - 165 grader), Leksarvatnet

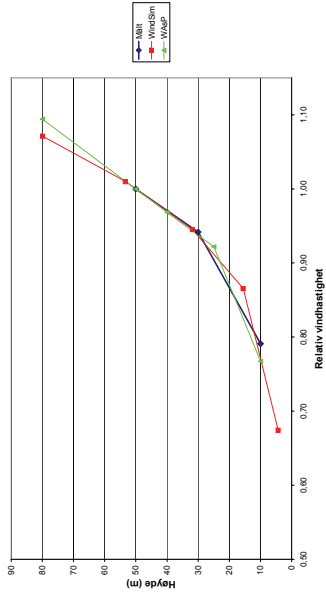




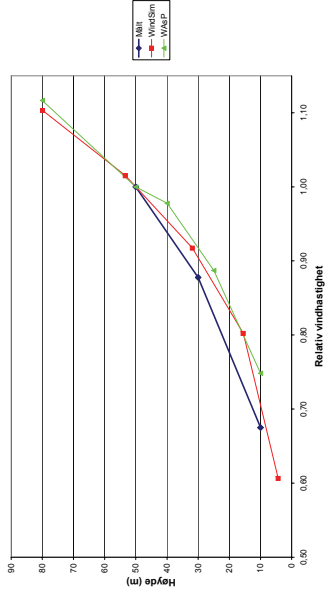
Figur V5 - 2 Estimerte og målte vertikale sektorvise vindhastighetsprofiler ved Leikarvatnet

# Sektorvis vertikal vindhastighetsprofil - Holmavätnet

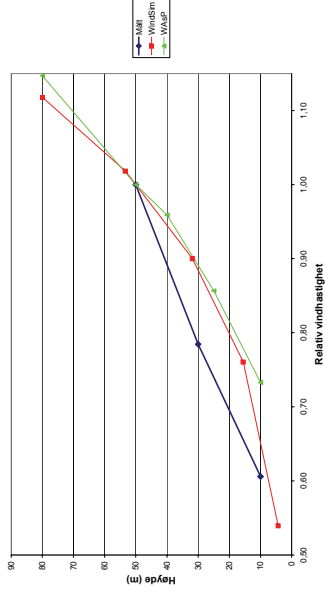
Sektor 1 (345 - 15 grader), Holmavätnet



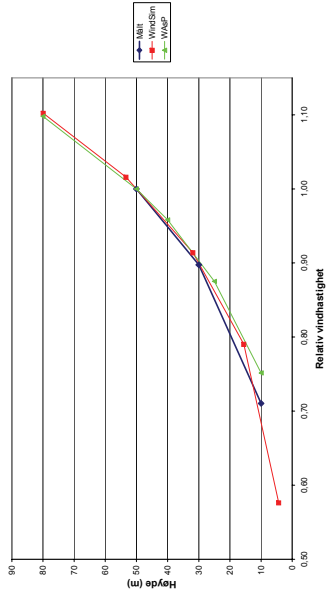
Sektor 2 (15 - 45 grader), Holmavätnet



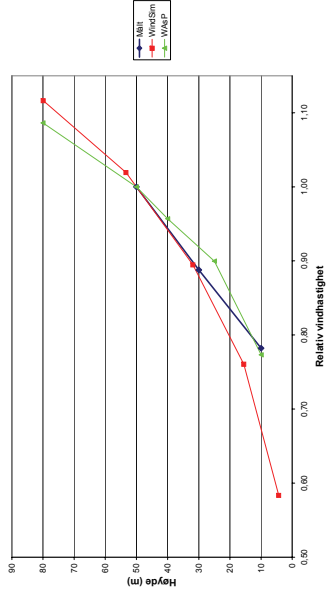
Sektor 3 (45 - 75 grader), Holmavätnet



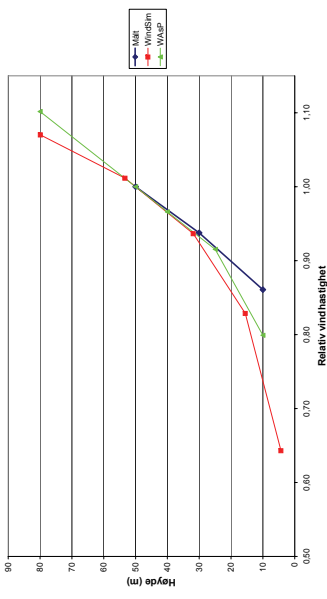
Sektor 4 (75 - 105 grader), Holmavätnet

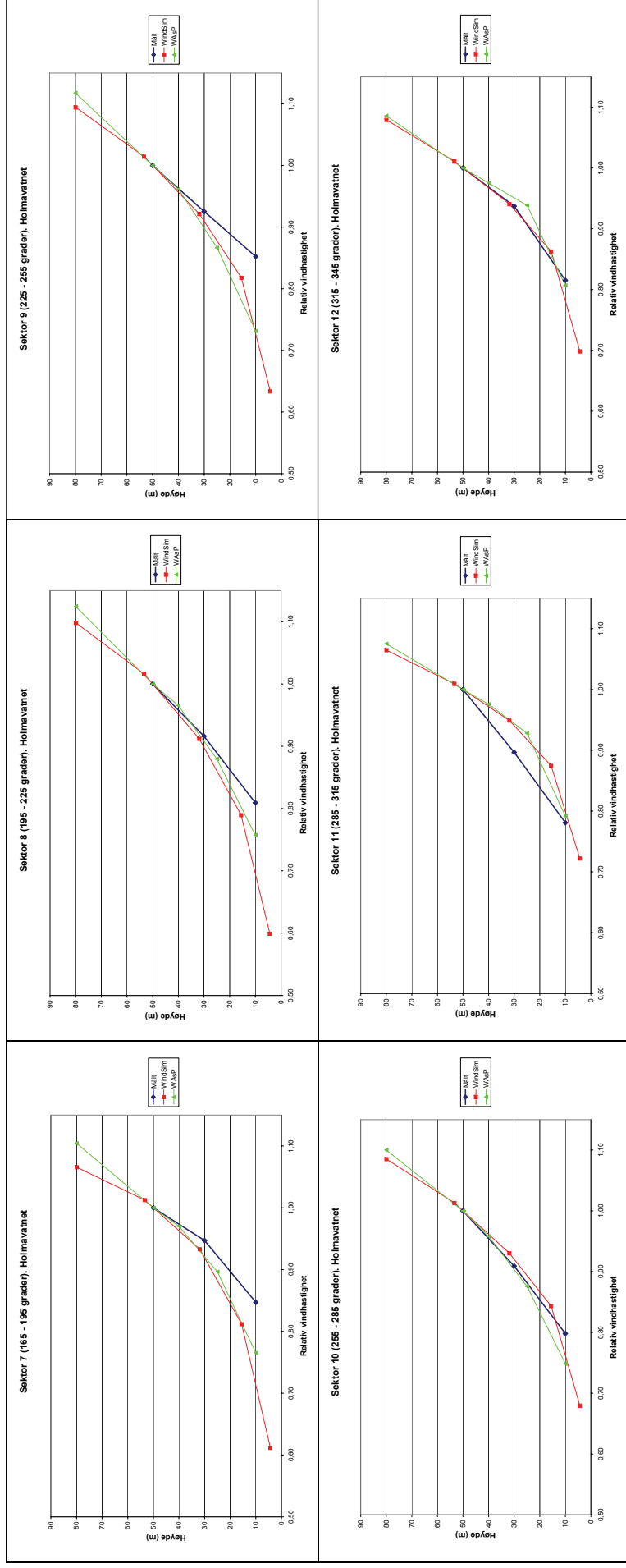


Sektor 5 (135 - 165 grader), Holmavätnet



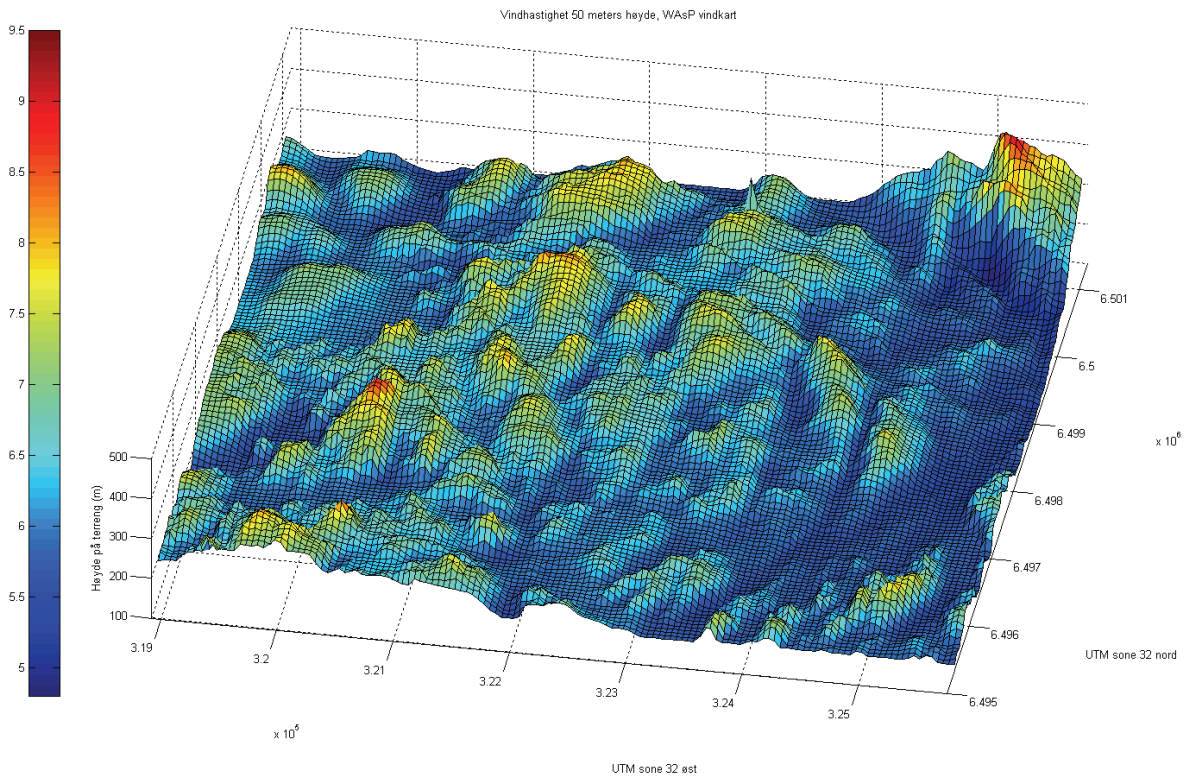
Sektor 6 (135 - 165 grader), Holmavätnet



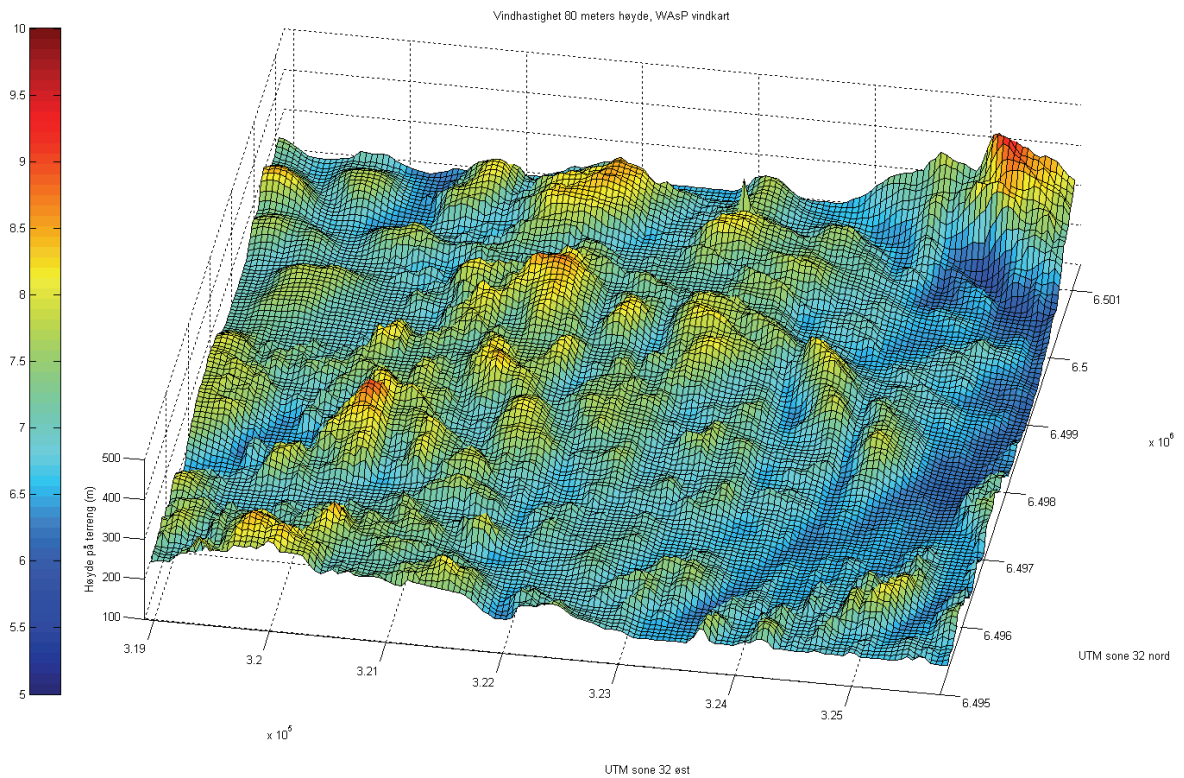


Figur V5 - 3 Estimerte og målte vertikale sektorvise vindhastighetsprofiler ved Holmavatnet

## Vedlegg 6. Sammenlikning av ressurskart fra WindSim og WAsP

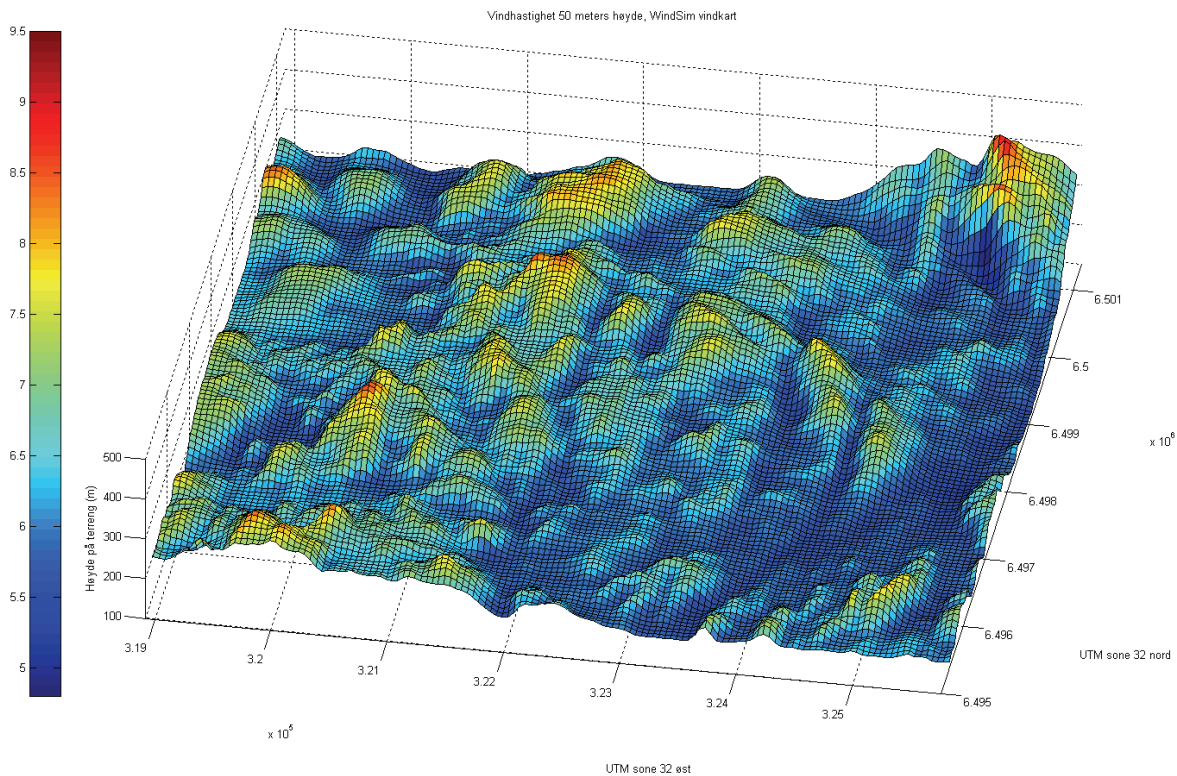


Figur V6 - 1 Vindressurskart 50 meters høyde fra WAsP. Verdier angir vindhastighet (m/s).

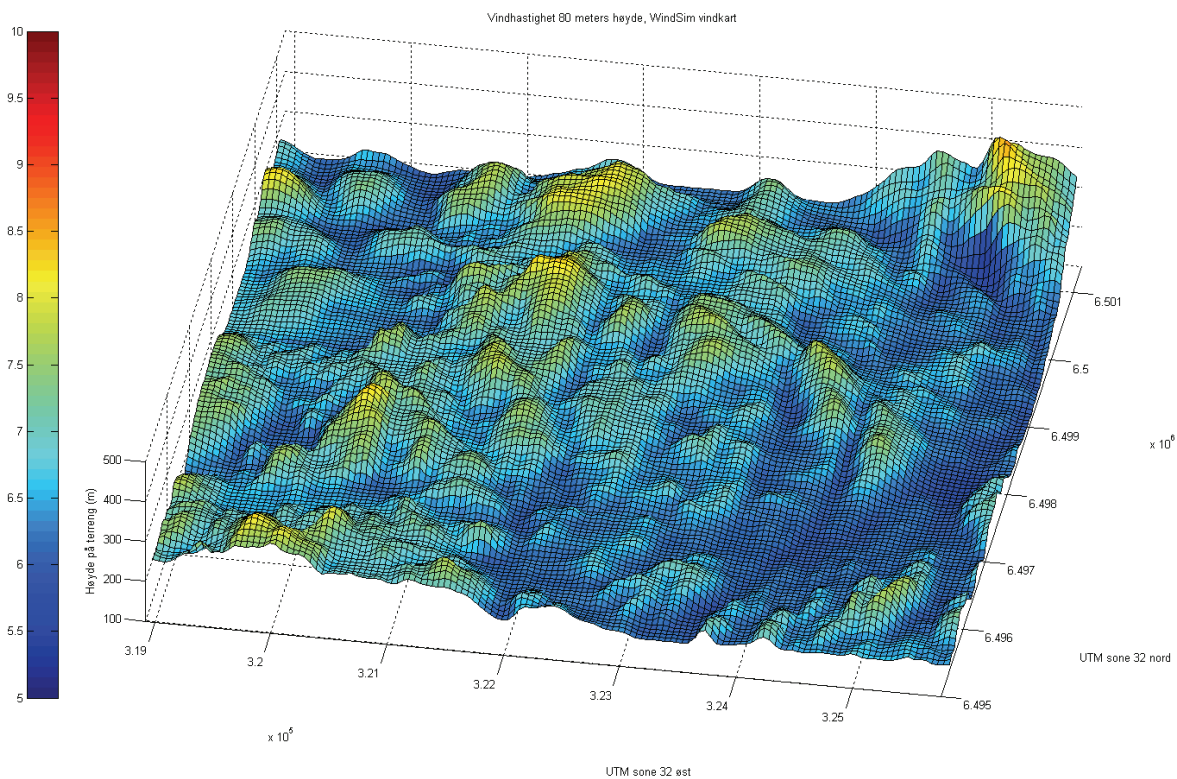


Figur V6 - 2 Vindressurskart 80 meters høyde fra WAsP. Verdier angir vindhastighet (m/s).

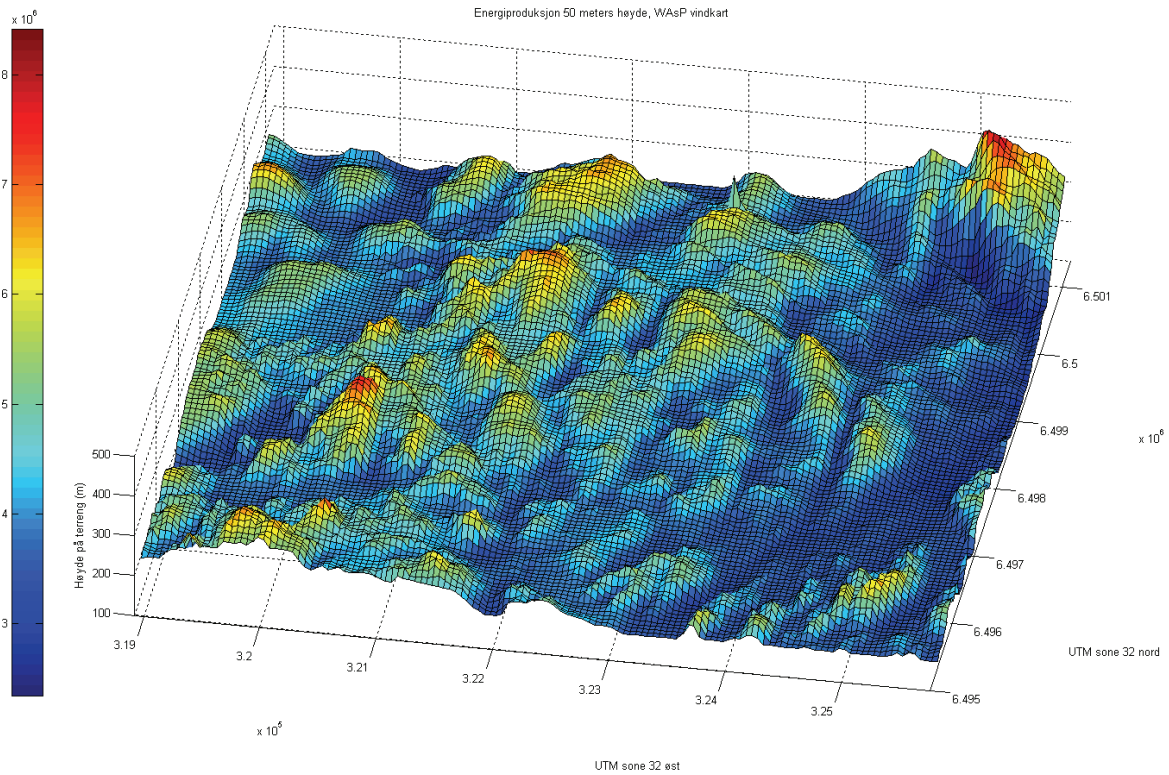




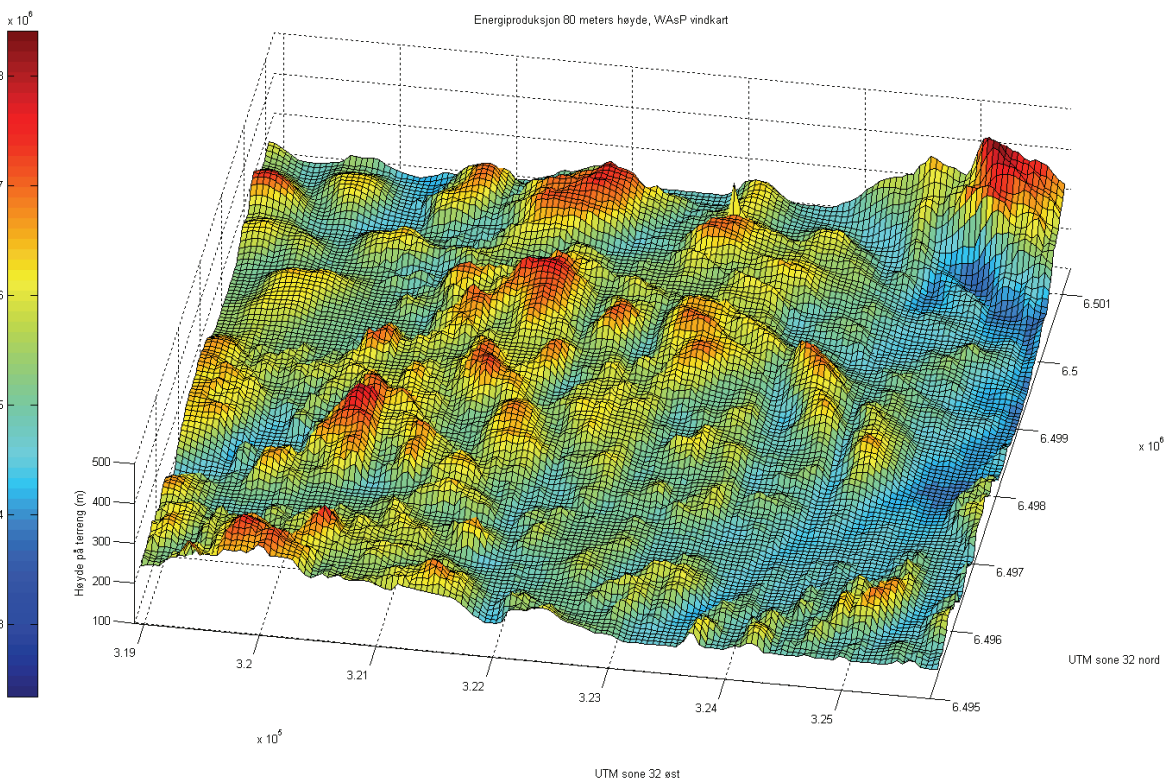
**Figur V6 - 3 Vindressurskart 50 meters høyde fra WindSim. Verdier angir vindhastighet (m/s).**



**Figur V6 - 4 Vindressurskart 80 meters høyde fra WindSim. Verdier angir vindhastighet (m/s).**

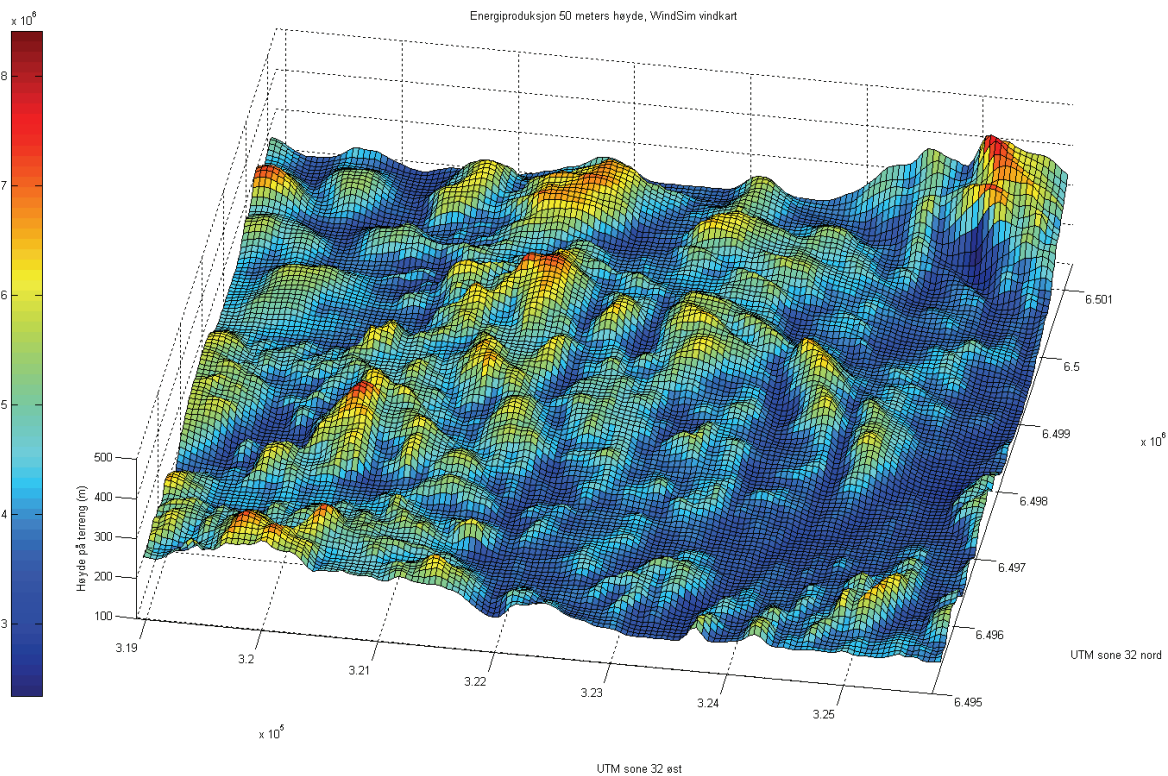


**Figur V6 - 5 Energiproduksjonskart 50 meters høyde fra WAsP. Verdier angir energi i kWh/år.**

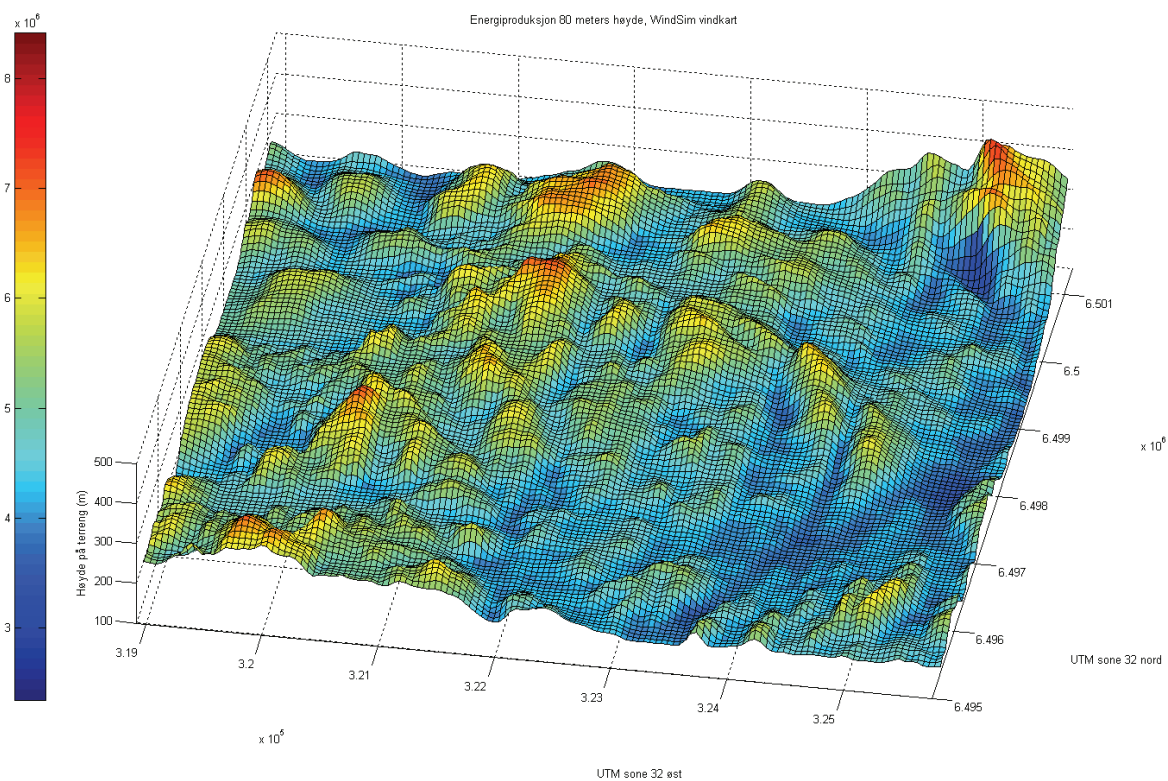


**Figur V6 - 6 Energiproduksjonskart 80 meters høyde fra WAsP. Verdier angir energi i kWh/år.**





**Figur V6 - 7 Energiproduksjonskart 50 meters høyde fra WindSim. Verdier angir energi i kWh/år.**



**Figur V6 - 8 Energiproduksjonskart 80 meters høyde fra WindSim. Verdier angir energi i kWh/år.**