

UNIVERSITETET FOR MILJØ- OG BIOVITENSKAP



AVVIK MELLOM ESTIMERT OG FAKTISK PRODUKSJON FOR
LANDBASERT VINDKRAFT I NORGE.

DEVIATION BETWEEN ESTIMATED AND ACHIEVED PRODUCTION
AT ONSHORE WIND POWER IN NORWAY.

OLAV CHRISTOFFER SIMENSEN BREILID

Institutt for naturforvaltning
Masteroppgave 30 studiepoeng 2012

FORORD

Denne masteroppgaven markerer slutten av en toårig mastergrad i fornybar energi ved Universitetet for miljø- og biovitenskap.

Jeg ønsker å takke min veileder, Torjus Folsland Bolkesjø, for en spennende problemstilling og verdifull veiledning i arbeidet med denne masteroppgaven.

En spesiell takk går til Norges vassdrags- og energidirektorat, Kjeller Vindteknikk, Trønder Energi og Agder Energi Produksjon, som har stilt med datamaterialet og vært veldig behjelpelige med å svare på spørsmål. Uten dere hadde aldri denne masteroppgaven blitt til.

Hjertelig takk til:

Min vakre samboer, Karoline.

Pappa, for being: "AWESOME DAD".

Magdi, for at du alltid stiller opp og hjelper meg.

Venner og familie.

Olav Christoffer Simensen Breilid

Oslo, 14. mai 2012

SAMMENDRAG

Denne masteroppgaven analyserer hvorfor det er avvik mellom estimert og faktisk produksjon for vindkraftverkene i Norge.

Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE) har tidligere dokumentert at anslaget for estimert produksjon ved vindkraftverkene har vært for optimistiske i forhold til den faktiske produksjonen vindkraftverkene har levert. Produksjonsstatistikken for landbasert vindkraft viser at det er et stort avvik i brukstiden mellom estimert og faktisk produksjon for vindkraftverkene. Masteroppgaven analyserer tre vindkraftverk: Fjeldskår vindmøllepark, Valsneset og Bessakerfjellet vindpark. Resultatet for analysen er fremstilt for 2008, 2009 og 2010.

NVE har engasjert Kjeller Vindteknikk (KVT) til å estimere vindindekser ved hjelp av en WRF-modell ved hvert vindkraftverk i Norge. NVE estimerer brukstiden til vindkraftverkene ved oppgitt vindindeks for vindkraftverket, og multipliserer indeksen med oppgitt brukstid ved normalproduksjon for vindkraftverkene. Dermed kartlegger NVE avvikene i brukstid mellom faktisk, normal og estimert produksjon for vindkraftverkene i Norge.

Det analyserte datamaterialet er den faktiske produksjonen sammenlignet med den estimerte produksjonen i en tidsserie for de tre vindkraftverkene, og resultatet gir to grunner til avvik mellom estimert og faktisk produksjon. Hovedgrunnen til avvikene er slik jeg tolker det at WRF-modellen konsekvent beregner høyere vindverdier enn de faktiske vindverdiene målt i vindparkene. Dette fordi modellen ikke tar nok hensyn til det komplekse terrenget i Norge. I tillegg viser analysen for Fjeldskår vindmøllepark at de har store driftsproblemer med vindturbinene. Vindparken produserer derfor mindre enn det vindkraftverket har oppgitt som normalproduksjon.

Hensikten med masteroppgaven er først og fremst å kartlegge årsaken til avvikene. Gitt at en stor del av Norges satsning på fornybar energiproduksjon er vindkraft, samt at brukstiden i vindkraftverkene i sterk grad påvirker lønnsomheten, er dette av stor interesse for NVE, vindkraftprodusenter og investorer.

ABSTRACT

In this MSc project module I will analyse what causes deviations between the estimated and achieved production at the wind power facilities in Norway.

The Norwegian Water Resources and Energy Directorate (NVE) has previously established that the forecast of the estimated production at the wind power facilities has been overly optimistic, compared to the actual production figures. The statistics for onshore production of wind power shows a large deviation in period of use between the estimated and actual production at the wind power facilities. In the analysis for this project module I will focus on three Norwegian wind power facilities: The Fjeldskår, Valsneset and Bessakerfjellet wind farms. The result of the study is presented in depth for 2008, 2009 and 2010.

NVE has engaged Kjeller Vindteknikk (KVT) to estimate the wind power indexes, using a WRF-Model, for each wind power facility in Norway. NVE would then be able to establish the deviations in period of use for the actual, normal and estimated production for the wind power facilities in Norway.

The data material analysed is the actual production compared to the estimated production in a time series for the three wind power facilities, and the result shows that there are two reasons for the deviation between estimated and achieved production.

In my interpretation I think that the deviations are mainly due to the WRF-Model consistently estimating higher wind values than the actual values measured on the wind farms. This happens because the model does not take into consideration the complexity of the terrain in Norway. The analysis of the Fjeldskår wind farm also shows that their wind turbines are experiencing significant operational issues. As a result the wind farm produces much less wind power than the facility has actually listed as its normal production.

The purpose of this project module is, first and foremost, to establish what causes the deviations. Given that a large part of Norway's commitment to renewable energy production lies in wind power, and that the period of use for the wind power facilities to a large extent influences the feasibility, this area is of great interest to the NVE, wind power manufacturers and investors.

INNHOLDSFORTEGNELSE

SAMMENDRAG	II
ABSTRACT	III
1 INNLEDNING	1
1.1 BAKGRUNN FOR VALG AV OPPGAVE/TEMA	1
1.2 PROBLEMSTILLING.....	2
1.3 OPPGAVENS OPPBYGNING	2
2 BAKGRUNNSINFORMASJON TIL OPPGAVEN	3
2.1 MODELL	3
2.1.1 <i>Weather Research and Forecast model (WRF)</i>	3
2.2 VINDTEORI	3
2.2.1 <i>Effekt og energi</i>	3
2.2.2 <i>Brukstid/fullasttimer</i>	4
2.2.3 <i>Kapasitetsfaktor</i>	4
2.2.4 <i>Tilgjengelighet</i>	4
2.2.5 <i>Vindturbinens virkningsgrad, The Power Coefficient C_p</i>	5
2.2.6 <i>Betz Law</i>	5
2.2.7 <i>Turbinklasse</i>	6
2.2.8 <i>Effektkurver</i>	7
2.2.9 <i>Terreng</i>	9
2.2.10 <i>Forholdet mellom vindstyrke og produksjonsevnen til vindturbiner</i>	10
3 METODE	13
3.1 EMPIRISKE UNDERSØKELSER	13
3.2 PRESENTASJON AV VINDPARKENE	13
3.2.1 <i>Fjeldskår vindmøllepark</i>	13
3.2.2 <i>Valsneset vindpark</i>	14
3.2.3 <i>Bessakerfjellet Vindpark</i>	15
3.3 Å ESTIMERE PRODUKSJON MED DIREKTE SIMULERING, VED HJELP AV TIDSSERIER OG EFFEKTKURVEN TIL VINDTURBINEN	16
3.3.1 <i>Formel for vindhastighetene</i>	16
3.3.1 <i>Metode ved å sette formelen inn ved hver vindhastighet</i>	17
3.3.2 <i>Pivottabell</i>	18
3.3.3 <i>Drift og vedlikehold</i>	18
3.4 Å ESTIMERE PRODUKSJON VED WEIBULL-PARAMETERS OG EFFEKTKURVEN TIL VINDTURBINEN	18
3.4.1 <i>Hastighetsfordeling og Weibull formfaktor</i>	19
3.5 PÅLITELIGHETEN TIL DATAMATERIALET	19
4 RESULTATET	20
4.1 VINDFORHOLD OG BRUKSTID FOR 2008-2010	20
4.1.1 <i>Vindforhold og brukstid for 2008</i>	20
4.1.2 <i>Vindforhold og brukstid for 2009</i>	20
4.1.3 <i>Vindforhold og brukstid for 2010</i>	21
4.2 FJELDSKÅR VINDMØLLEPARK.....	22
4.2.1 <i>Analyse av produksjonen for 2008</i>	22
4.2.2 <i>Resultat for 2008</i>	26
4.2.3 <i>Analyse av produksjonen for 2009</i>	27
4.2.4 <i>Resultatet for 2009</i>	30
4.2.5 <i>Analyse av produksjonen for 2010</i>	31
4.2.6 <i>Resultat for 2010</i>	34
4.3 VALSNESET VINDPARK.....	35
4.3.1 <i>Vindmålinger sammenlignet med WRF-modellen</i>	35
4.3.1 <i>Analyse av produksjonen for 2008</i>	38
4.3.2 <i>Resultat for 2008</i>	40

4.3.3	Analyse av produksjonen for 2009	41
4.3.4	Resultat for 2009.....	42
4.3.5	Analyse av produksjonen for 2010	43
4.3.6	Resultat for 2010.....	44
4.4	BESSAKERFJELLET VINDPARK.....	45
4.4.1	Vindmålinger sammenlignet med WRF-modellen.....	45
4.4.2	Analyse av produksjon for 2008.....	48
4.4.3	Resultat for 2008.....	51
4.4.4	Analyse av produksjonen for 2009	52
4.4.1	Resultat for 2009.....	54
4.4.2	Analyse av produksjonen for 2010	55
4.4.3	Resultat for 2010.....	56
5	DISKUSJON OG KONKLUSJON.....	57
5.1	DISKUSJON	57
5.1.1	Vindmålinger sammenlignet med WRF-modellen.....	57
5.1.2	Usikkerheter ved resultatet	58
5.1.3	Drøfting av resultatet.....	59
5.1.4	Videre arbeid	63
5.2	KONKLUSJON:	63
6	LITTERATUR	65

FIGUROVERSIKT

FIGUR 1	EFFEKT I VINDEN, TEORETISK MULIG Å UTNYTTE FRA VIND OG HVA TURBINEN I PRAKSIS UTNYTTER	6
FIGUR 2	EFFEKTKURVEN TIL ENERCON E-70, 2.3 MW VINDTURBIN.	7
FIGUR 3	EFFEKTKURVEN TIL WIND WORLD W4800, 750 kW VINDTURBIN.	8
FIGUR 4	ILLUSTRASJON AV FIRE TYPER TERRENG INDELTE I GROVHETSKLASSER.	9
FIGUR 5	DRIFT OG VEDLIKEHOLD FOR TYSKE VINDTURBINER FRA 1997 TIL 2001.	12
FIGUR 6	DIVERSE UTGIFTER FOR DRIFT OG VEDLIKEHOLD FORSKJELLIGE VINDTURBINER	12
FIGUR 7	FOTOOVERSIKT OVER FJELDSKÅR VINDMØLLEPARK.	14
FIGUR 8	FOTOOVERSIKT OVER BESSAKERFJELLET VINDPARK	15
FIGUR 9	MÅNEDSVIS PRODUKSJON MELLOM ESTIMERT OG FAKTISK PRODUKSJON, FJELDSKÅR.	23
FIGUR 10	ESTIMERT OG FAKTISK PRODUKSJONEN FRA FJELDSKÅR VINDMØLLEPARK PER DØGN I 2008	24
FIGUR 11	ANTALL TURBINER I DRIFT, ESTIMERT OG FAKTISK PRODUKSJON I UKE 11	25
FIGUR 12	TILGJENGLIGHET TIL VINDPARKEN FOR 2008.	25
FIGUR 13	MÅNEDSVIS FORDELING MELLOM ESTIMERT OG FAKTISK PRODUKSJON FOR FJELDSKÅR	27
FIGUR 14	ESTIMERT OG FAKTISK PRODUKSJONEN FRA FJELDSKÅR VINDMØLLEPARK PER DØGN I 2009.	28
FIGUR 15	ANTALL TURBINER I DRIFT, ESTIMERT OG FAKTISK PRODUKSJON PER DØGN I UKE 33	29
FIGUR 16	TILGJENGLIGHET FOR VINDPARKEN 2009.	30
FIGUR 17	MÅNEDSVIS FORDELING MELLOM ESTIMERT OG FAKTISK PRODUKSJON FOR FJELDSKÅR.	31
FIGUR 18	ESTIMERT OG FAKTISK PRODUKSJONEN FRA FJELDSKÅR VINDMØLLEPARK PER DØGN I 2010.	32
FIGUR 19	ANTALL TURBINER I DRIFT, ESTIMERT OG FAKTISK PRODUKSJON PER DØGN I UKE 4.	33
FIGUR 20	TILGJENGLIGHETEN TIL VINDPARKEN FOR 2010.	33
FIGUR 21	GJENNOMSNIITTLIGE VINDHASTIGHETER PER DØGN VED VALSNESET VINDPARK.	36
FIGUR 22	VINDMÅLINGER SAMMENLIGNET MED WRF-MODELLEN OG VINDTURBINEN, VALSNESET.	37
FIGUR 23	MÅNEDSVIS FORDELING MELLOM ESTIMERT OG FAKTISK PRODUKSJON I 2008, VALSNESET	38
FIGUR 24	PRODUKSJONEN PER DØGN FOR JANUAR 2008, VALSNESET.	39
FIGUR 25	GJENNOMSNIITTLIGE VINDHASTIGHETER FOR HVER MÅNED I 2008, VALSNESET.	40
FIGUR 26	MÅNEDSVIS FORDELING MELLOM ESTIMERT OG FAKTISK PRODUKSJON I 2009, VALSNESET.	41
FIGUR 27	GJENNOMSNIITTLIGE VINDHASTIGHETER HVER MÅNED I 2009, VALSNESET	42
FIGUR 28	MÅNEDSVIS PRODUKSJONSOVERSIKT FOR 2010, VALSNESET	43
FIGUR 29	GJENNOMSNIITTLIGE VINDHASTIGHETER FRA VINDTURBINEEN OG WRF-MODELLEN 2010.	44
FIGUR 30	GJENNOMSNIITTLIGE VINDHASTIGHETER PER DØGN VED BESSAKERFJELLET VINDPARK.	46
FIGUR 31	VINDMÅLINGER SAMMENLIGNET MED WRF-MODELLEN OG VINDTURBINEEN, BESSAKERFJELLET	47
FIGUR 32	MÅNEDSVIS PRODUKSJONSOVERSIKT I ÅR 2008, BESSAKERFJELLET.	48
FIGUR 33	PRODUKSJONEN PER DØGN I OKTOBER 2008, BESSAKERFJELLET.	49
FIGUR 34	ESTIMERT OG FAKTISK PRODUKSJONEN PER TIME 14. OKTOBER 2008, BESSAKERFJELLET.	50
FIGUR 35	GJENNOMSNIITTLIGE VINDHASTIGHETER PER MND. FOR 2008, BESSAKERFJELLET	51
FIGUR 36	MÅNEDSVIS PRODUKSJONENOVERSIKT MELLOM ESTIMERT OG FAKTISK PRODUKSJON FOR 2009.	52
FIGUR 37	GJENNOMSNIITTLIGE VINDHASTIGHETER FRA VINDTURBINEN OG WRF-MODELLEN FOR 2009.	53
FIGUR 38	MÅNEDSVIS PRODUKSJONSOVERSIKT FOR DESEMBER 2009, BESSAKERFJELLET	54

FIGUR 39 MÅNEDSVIS PRODUKSJONSOVERSIKT FOR 2010, BESSAKERFJELLET.	55
FIGUR 40 GJENNOMSNIITTLIGE VINDHASTIGHETER FOR HVER MÅNED I 2010, BESSAKERFJELLET.	56

TABELLOVERSIKT

TABELL 1 DEN INTERNASJONALE STANDARDEN DEFINERER TRE TURBINKLASSER:.....	6
TABELL 2 FORMELEN FOR VINDHASTIGHETENE, WIND WORLD 4800-OSC 750 kW.	17
TABELL 3 FORMELEN FOR VINDHASTIGHETENE, ENERCON E – 70, 2.3 MW.	17
TABELL 4 AVIK SAMMENHOLDT MED NORMALPRODUKSJON OG ESTIMERT PRODUKSJON.	21

1 INNLEDNING

1.1 Bakgrunn for valg av oppgave/tema

Jeg vil i denne masteroppgaven analysere hvorfor det er avvik mellom estimert og faktisk produksjon for vindkraftverkene i Norge. Ved å sammenligne faktiske produksjonstall med estimerte produksjonstall på timesnivå fra vindkraftverkene, vil jeg gi en detaljert analyse av årsakene til avvik.

1. januar 2012 inngikk Norge og Sverige et elsertifikatmarked. Målet er en samlet økning av fornybar kraftproduksjon med 26,4 TWh innen 2020, og det er derfor stor grunn til å tro at det vil bli satset sterkt på vindkraft fremover. I Stortingsmelding nr. 29 (1998-1999) ble det vedtatt et mål om at det innen 2010 skulle produseres 3 TWh årlig. Vindkraftproduksjonen i 2011 utgjorde imidlertid kun 1,31 TWh, og det var en samlet installert effekt på 511,5 MW¹. I Stortingsmelding nr. 11 (2006-2007) fastsatte regjeringen et nytt samlet mål for ny fornybar energiproduksjon og energieffektivisering. Målet er en økning på 30 TWh fra 2001 til 2016. Det ble ikke tallfestet et nytt mål for vindkraftproduksjonen, men regjeringen har lagt til rette for å bygge ut mer vindkraft. I følge NORWEA og Energi Norge vil den årlige vindkraftproduksjonen i år 2020 være 7-8 TWh, og det skal være installert vindkraftkapasitet på 3000-3500 MW².

Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE) har tidligere dokumentert at anslaget for estimert produksjon ved vindkraftverkene har vært for optimistiske i forhold til den faktiske produksjonen vindkraftverkene har levert (NVE, 2011).³ En rapport utarbeidet av NVE (NVE, 2010)⁴ viser produksjonsstatistikk for landbasert vindkraft for 2010, og produksjonsresultatene i rapporten er gitt som brukstid.⁵ Dette for å kunne sammenligne kraftverkene med hverandre, uavhengig av kraftverkets størrelse. NVE-rapporten viser store negative avvik mellom estimert brukstid til kraftverkene, basert på forventet årsproduksjon i

¹ Hofstad, Knut. "Vindkraftproduksjon 2011". NVE, 21.02.2012, 1.

² Norges største informasjonsside om vindkraft, Norsk vindkraftforening og Energi Norge, s.v "vindkraft", <http://vindkraft.no> (oppsøkt 09.05.2012)

³ Hofstad, Knut. "Vindkraftproduksjon 2011". NVE, 21.02.2012, 6.

⁴ Hofstad, Knut. "Vindkraftproduksjon 2010". NVE, 01.04.2011.

⁵ "Brukstid viser forholdet mellom produsert energi og installert effekt. Brukstid sier hvor mange timer turbinen har gått med full effekt for å produsere årets produksjon". Norges største informasjonsside om vindkraft, Norsk vindkraftforening og Energi Norge, s.v. "brukstid" <http://vindkraft.no/teori/brukstid-og-kapasitetsfaktor.aspx> (oppsøkt 09.05.2012)

et normalår, og faktisk produksjon i 2010. Den samme tendensen er tilstede for tidligere år (NVE, 2007, 2008 og 2009). Vindkraftproduksjonen varierer mye fra år til år avhengig av vindforholdene.

Gitt at en stor del av Norges satsning på fornybar energiproduksjon er vindkraft, samt at brukstiden i vindkraftverk i sterk grad påvirker lønnsomheten, er det av stor interesse for NVE, vindkraftprodusenter og investorer å kartlegge årsakene til avvikene.

1.2 Problemstilling

Hovedproblemstillingen til oppgaven er: *Hvorfor er det store avvik i estimert og faktisk brukstid for landbasert vindkraftverk i Norge?* I drøftingen har jeg valgt å undersøke om hvilke beregningsmodeller, lineære eller ikke-lineære, som er best egnet til å beregne vindhastigheter i komplekst terreng, om vindkraftverket har produsert mindre enn det de bør i forhold til vindressursen som er på stedet og om avvikene kan skyldes driftsproblemer. Jeg har også valgt å undersøke om vindkraftverket har produsert mindre enn det kraftverket oppga i konsesjonssøknaden til NVE, i tillegg til å overveie hva som kan være interessant å undersøke i videre forskning innenfor problemstillingen.

1.3 Oppgavens oppbygning

Masteroppgaven følger ITMRD-strukturen. Strukturen vil gi leseren en oppfatning til hvorfor problemstillingen er interessant og forståelse til innholdet i oppgaven. Vindkraftteori som omhandler oppgaven blir gjennomgått i kapittel 2. I kapittel 3 introduserer jeg metodene til hvordan jeg har kommet frem til resultatene i kapittel 4. Resultatet blir i kapittel 5 diskutert før konklusjon til oppgaven blir presentert.

2 BAKGRUNNSINFORMASJON TIL OPPGAVEN

2.1 Modell

Det er forskjellige beregningsmodeller for å estimere produksjonen til et vindkraftverk.

I oppgaven er en WRF-modell benyttet for å beregne vindhastighetene til vindkraftverkene.

2.1.1 Weather Research and Forecast model (WRF)

WRF-modellen er en mesoskala numerisk værvarslingsmodell og en forskningsmodell innenfor meteorologi.⁶ WRF-modellen bruker numeriske metoder til å gjøre om ikke-lineære differensialligninger til lineære deler som WRF-modellen kan løse, og ved siste værobservasjoner vil den regne ut været fremover i tid.⁷ WRF er egnet for et bredt spekter av applikasjoner på tvers av skalaer fra meter til tusenvis av kilometer⁸

Modellen er skapt ved et samarbeid mellom National Oceanic and Atmospheric Administration (NOAA), National Center for Atmospheric Research (NCAR) og mer enn 150 andre organisasjoner og universiteter.⁹ Modellen er derfor støttet i det vitenskapelige miljøet.

2.2 Vindteori

2.2.1 Effekt og energi

Effekt er definert som hastigheten for energiomvandling. Forholdet mellom energi, effekt og tid gis ved formelen:

$$\text{Energi} = \text{Effekt} \cdot \text{Tid}^{10}$$

I vindkraft gis forholdet mellom energi, effekt og tid ved formelen:¹¹

⁶ Byrkjedal, Øyvind og Åkervik, Espen. "Vindkart for Norge". NVE, Nr.9/2009, s.6.

⁷ Encyklopedi Wikipedia online, s.v. "Numerisk værvarsling"
http://no.wikipedia.org/wiki/Numerisk_v%C3%A6rvarsling (oppøkt 09.05.2012)

⁸ Encyklopedi Wikipedia online, s.v. "Mesoskala" <http://metlex.met.no/wiki/Mesoskala> (oppøkt 09.05.2012)

⁹ Offisielle hjemmesiden til Weather Reaserch & Forecasting Model, s.v. "WRF", <http://www.wrf-model.org/index.php> (oppøkt 09.05.2012)

¹⁰ Norges største informasjonsside om vindkraft, Norsk vindkraftforening og Energi Norge, s.v."Energi"
<http://vindkraft.no/teori.aspx> oppøkt (09.05.2012)

¹¹ Boyle, Godfrey. *Renewable Energy: Power for a sustainable future*. 2nd edition, United Kingdom: Oxford University, Press, 2004, 248.

P_{vind} (Watt) = kinetisk energi i vind per sekund (joule per sekund)

$$P = 0,5 \cdot \rho \cdot A \cdot V^3 \text{ (joule per sekund)}$$

ρ er luftens tetthet, kg/m³.

A er et avgrenset sirkulært areal, m².

V er vindhastigheten, m/s.

2.2.2 Brukstid/fullasttimer

Brukstid, eller fullasttimer, gir et mål på den årlige kraftproduksjonen ved et vindkraftverk.¹²

Brukstiden indikerer hvor mange timer en vindturbin/vindpark må gå med full effekt for å oppnå en viss produksjon, og gis ved formelen:¹³

$$\text{Brukstid (timer)} = \frac{\text{Produsert energi over et år (MWh)}}{\text{Installert turbineffekt (MW)}}$$

2.2.3 Kapasitetsfaktor

Kapasitetsfaktor angir brukstiden som prosentandel av året. Den er gitt ved formelen:¹⁴

$$\frac{\text{Brukstid per år}}{8760 \text{ timer (1 år)}} = \text{Prosentandelen av året}$$

2.2.4 Tilgjengelighet

Tilgjengelighet beskriver vindturbinens tilgjengelighet for produksjon. Årstilgjengelighet er den andelen av tiden et kraftverk har vært driftsklar. Sjefingeniør Knut Hofstad i NVE beskriver et vindkraftverks tilgjengelighet som: ”... når hverken vedlikehold, feil eller annen uregelmessig driftsstans setter kraftverket ut av drift. Hvis normal driftsstans oppstår som følge av for lite eller for mye vind, er derimot kraftverket fremdeles å anse som tilgjengelig.”¹⁵

¹² Byrkjedal, Øyvind og Åkervik, Espen. ”Vindkart for Norge”. NVE, Nr.9/2009, s.14

¹³Norges største informasjonsside om vindkraft, Norsk vindkraftforening og Energi Norge, s.v. ”brukstid” www.vindkraft.no/teori/brukstid-og-kapasitetsfaktor.aspx (oppsøkt 09.05.2012)

¹⁴Norges største informasjonsside om vindkraft, Norsk vindkraftforening og Energi Norge, s.v.

”kapasitetsfaktor”, www.vindkraft.no/teori/brukstid-og-kapasitetsfaktor.aspx (oppsøkt 09.05.2012)

¹⁵ Hofstad, Knut. ”Vindkraftproduksjon 2010”. NVE, 01.04.2011, 5.

2.2.5 Vindturbinens virkningsgrad, The Power Coefficient Cp

En vindturbinens virkningsgrad forteller hvor mye energi turbinen klarer å utnytte. Dette kan forklares som forskjellen i vindhastighet før og etter vinden har passert rotorbladene.¹⁶ Vindturbinens virkningsgrad gis ved formelen:¹⁷

$$Cp = \frac{P}{0,5\rho AV^3}$$

Cp er coefficient of power.

p er luftens tetthet, kg/m³.

A er et avgrenset sirkulært areal, m².

V er vindhastigheten, m/s.

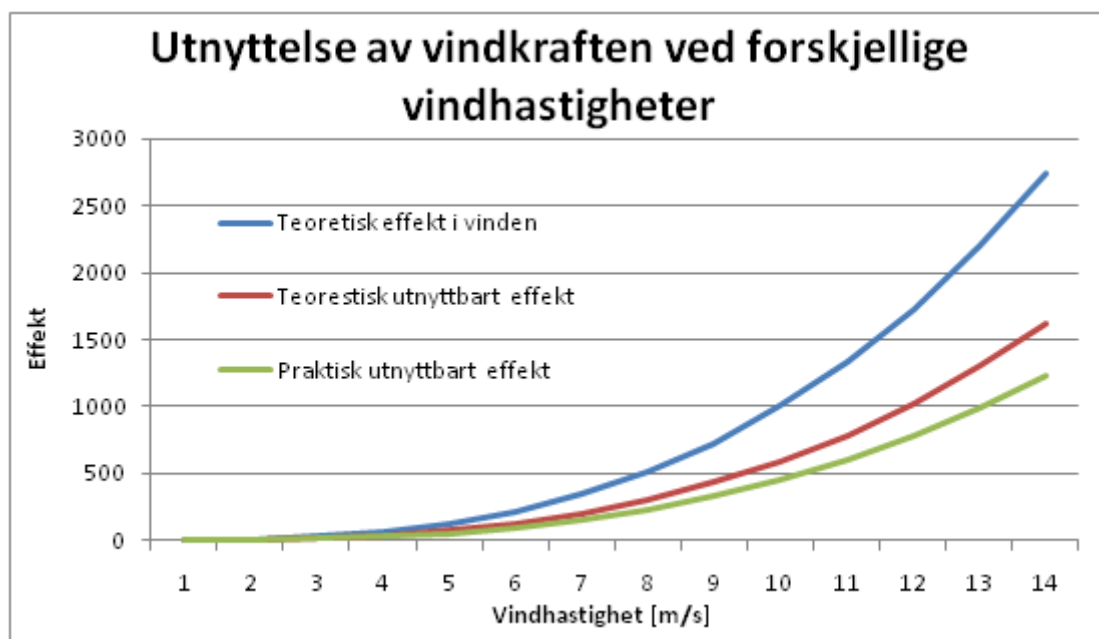
2.2.6 Betz Law

Den tyske fysikeren og pioneren innenfor vindkraftteknologi, Albert Betz, utledet det som i dag er kjent som Betz' lov. Dette er en fysisk lov som sier at en maksimalt kan omdanne 16/27 (59,3 prosent) av bevegelsesenergien i vinden til mekanisk energi, ved bruk av en vindturbin. En vindturbin kan dermed ikke få en bedre virkningsgrad enn 59,3 prosent.¹⁸

¹⁶ Norges største informasjonsside om vindkraft, Norsk vindkraftforening og Energi Norge, s.v. "virkningsgrad", <http://vindkraft.no/teori/virkningsgrad.aspx> (oppsøkt 09.05.2012)

¹⁷ Encyklopedi Wikipedia online, s.v. "Wind turbine aerodynamic" http://en.wikipedia.org/wiki/Wind_turbine_aerodynamics (oppsøkt 09.05.2012)

¹⁸ Encyklopedi Wikipedia online, s.v. "Betz law", http://en.wikipedia.org/wiki/Betz%27_law (oppsøkt 09.05.2012)



Figur 1 Figuren viser virkelig effekt i vinden, hva som er teoretisk mulig å utnytte og hva turbinen i praksis utnytter.¹⁹

2.2.7 Turbinklasse

Tabell 1 viser klasseinndelingen basert på årsmiddelvind og ekstremvind. Valg av type vindturbin velges ut fra vindforholdene. Lav klasse refererer til høye vindhastigheter og ekstremvind. Forskjellen mellom en vindturbin i klasse I og II er at vindturbiner i klasse II har lengre blader enn klasse I. Dette gjør at en vindturbin i klasse II fanger mer vind og når maksimal effekt tidligere, men påkjenningen blir imidlertid større ved ekstreme vinder.²⁰

Tabell 1 Den internasjonale standarden definerer tre turbinklasser:

Vindturbinklasse	Klasse I	Klasse II	Klasse III
	Sterk vind	Medium vind	Lite vind
Årlig middelvind i m/s	8,5 - 10	7,5 - 8,5	>7,5
Ekstrem 50 års vind i m/s	70	59,2	52,5

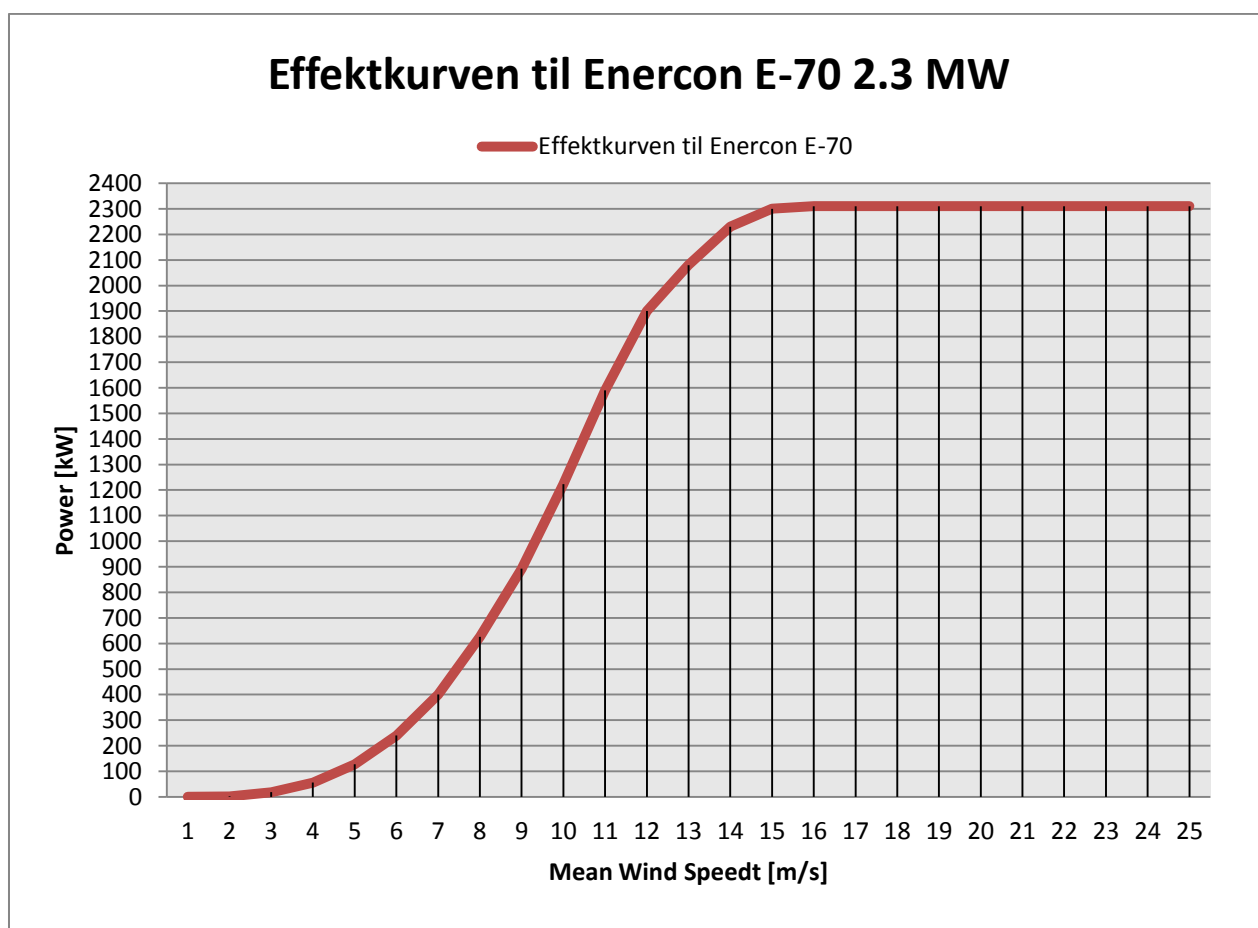
¹⁹ Norges største informasjonsside om vindkraft, Norsk vindkraftforening og Energi Norge, s.v. "virkningsgrad", <http://vindkraft.no/teori/virkningsgrad.aspx> (oppført 09.05.2012)

²⁰ Norges største informasjonsside om vindkraft, Norsk vindkraftforening og Energi Norge, s.v. "effektkurve", <http://www.vindkraft.no/teori/effektkurver.aspx> (oppført 09.05.2012)

2.2.8 Effektkurver

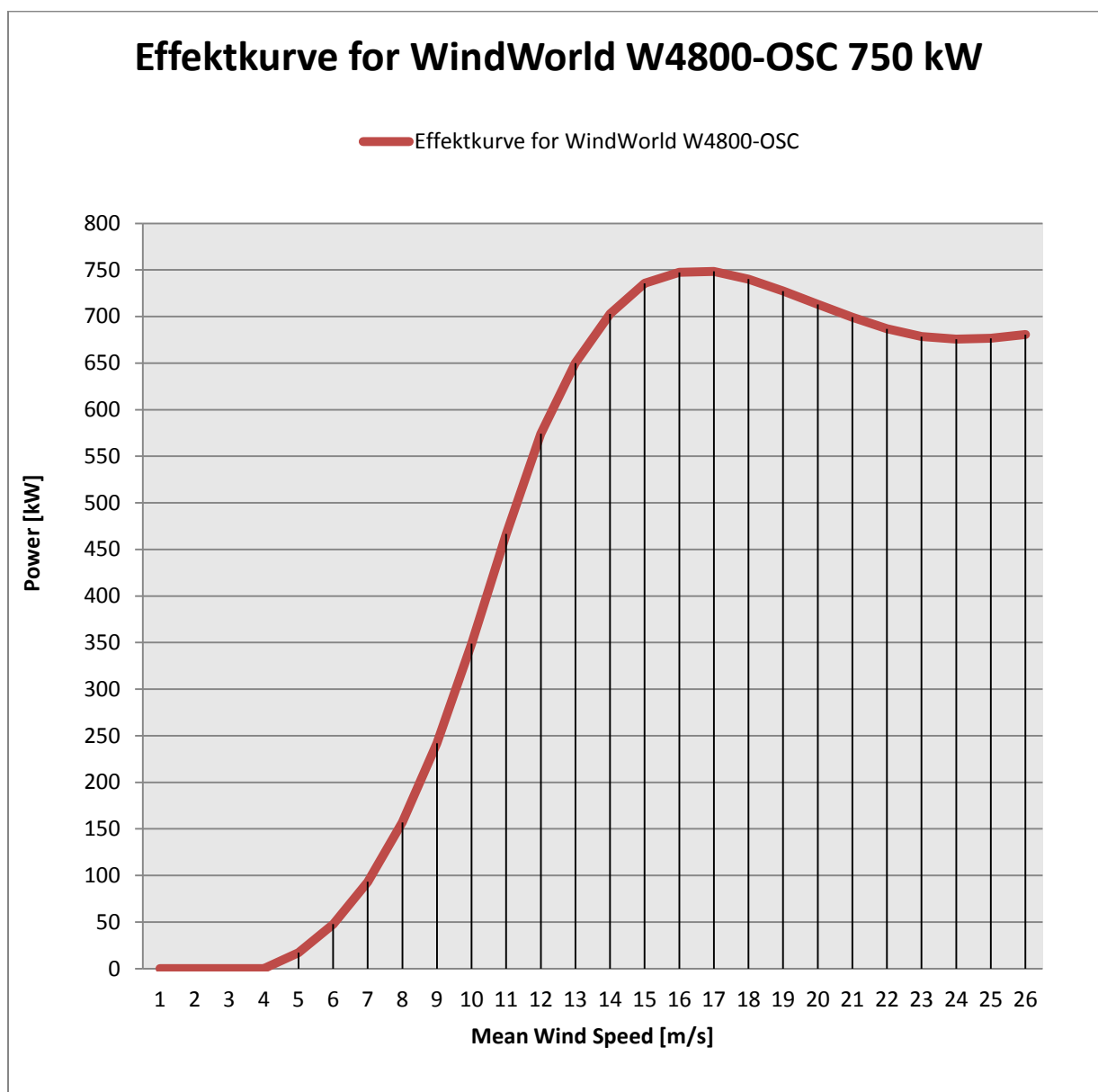
En effektkurve viser effekten en vindturbin kan levere ved ulike vindhastigheter. Denne er fremarbeidet av vindturbinleverandøren.²¹

I masteroppgaven brukes to forskjellige vindturbiner til estimering av produksjon. Effektkurven til Enercon E-70, 2,3 MW og Wind World 4800/750 kW er vist i Figur 2 og Figur 3. Vindturbinen Wind World 4800/750 kW begynner å produsere (*cut-in speed*) ved en vindhastighet på 4 m/s, og produserer optimalt ved en vindhastighet på 15-16 m/s. Når vindhastigheten er høyere enn 25 m/s stopper den å produsere (*cut-out speed*). Vindturbinen Enercon E-70 2,3 MW har *cut-in speed* ved 3 m/s. Optimal produksjon er fra 15 m/s fram til *cut-out speed* ved 28 m/s.



Figur 2 Effektkurven til Enercon E-70, 2.3 MW klasse 1 vindturbin.²²

²¹ Byrkjedal, Øyvind og Åkervik, Espen. "Vindkart for Norge". NVE, Nr.9/2009, 13.



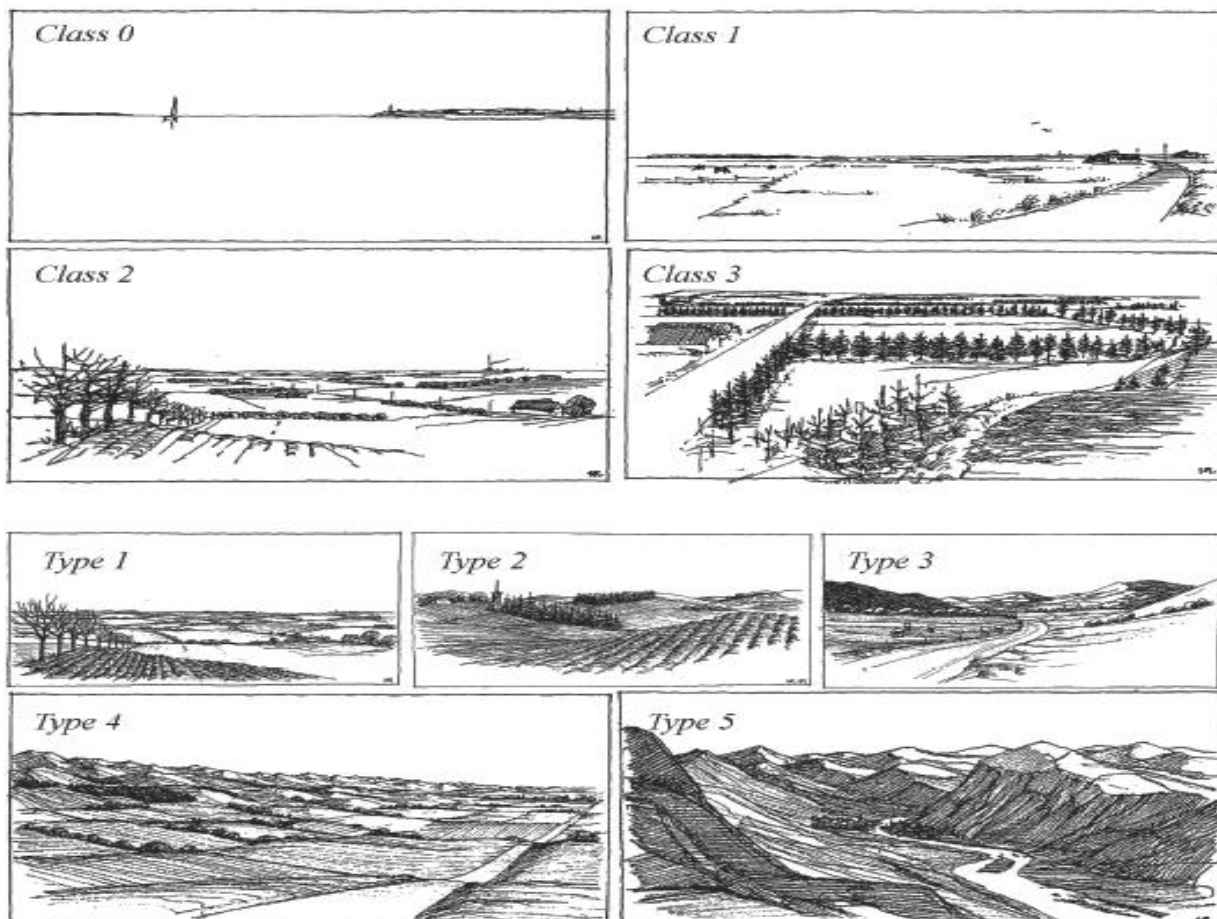
Figur 3 Effektkurven til Wind World W4800, 750 kW vindturbin.²³

²² Enercon Wind Energy Converters, s.v. "Enercon E-70, 2.3 MW",
http://www.enercon.de/p/downloads/EN_Eng_TandS_0710.pdf (oppsøkt 09.05.12)

²³ Brennan, Kyle. Agder Energi Produksjon har sendt effektkurven for Wind World 4800/750kW til Breilid, Olav ,30.03.2012 på mail.

2.2.9 Terreng

Komplekst terreng beskriver betydelige variasjoner i topografien og hindringer i terrenget som påvirker vinden. Figur 4 beskriver de ulike terrengnivåene, som flatt terreng, moderat komplekst terreng og komplekst terreng:²⁴



Figur 4 Illustrasjon av fire typer terreng inndelt i grovhetssklasser, samt fem ulike landskapstyper definert av European Wind Atlas (EWA). Terreng i klasse 0, 1 og 2 i kombinasjon med landskap type 1 er definert som flatt terreng. Områder med enten bakker eller vegetasjon, som i landskap type 1 og 2, er definert som moderat komplekst terreng. Områder med store høydeforskjeller eller vegetasjon over 10 meter, som i type 3, 4 og 5, er definert som komplekst terreng.²⁵

²⁴Bingöl, Ferhat. *Complex Terrain and Wind Lidars*: Wind Energy Division, Risø-PhD-52 (EN), DTU National Laboratory for Sustainable Energy, August 2009, 19.

²⁵ Bingöl, Ferhat. *Complex Terrain and Wind Lidars*: Wind Energy Division, Risø-PhD-52 (EN), DTU National Laboratory for Sustainable Energy, August 2009, 21.

2.2.10 Forholdet mellom vindstyrke og produksjonsevnen til vindturbiner

2.2.10.1 Turbulens

Det finnes ingen eksakt definisjon av turbulens, men begrepet brukes som en samlebetegnelse innen fluiddynamikk (fluider i bevegelse). Ved strømminger i høy hastighet, store friksjonskrefter og lav viskositet kan turbulens oppstå, men siden det ikke går an å forutse hvilken hastighet strømmen vil ha på et gitt tidspunkt er turbulente strømmer tilfeldige. Små forstyrrelser kan medføre store forandringer av strømmingene. Derfor er de ikke lineære, og beskrives statistisk.²⁶ Siden turbulensintensiteten påvirker vindturbinens produksjon, vaketap og levetid, vil turbulens være en viktig faktor å ta hensyn til i planleggingen av en vindpark.²⁷

Turbulensintensitet = standardavvik dividert på gjennomsnittlig vindhastighet hvert 10. minutt.²⁸

2.2.10.2 Vaketaap

I en vindpark hvor vindturbinene står nær hverandre og etter hverandre i vindretningen oppstår det et vaketaap. Dette er den største tapsfaktoren for et vindkraftverk, og kan redusere produksjonen med opptil 25 prosent.²⁹ Tapet oppstår som følge av at vinden treffer vindturbinen og turbulente strømminger utvikles. Når de turbulente strømmingene passerer flere vindturbiner som står nær hverandre fører det til vaketaap.³⁰

²⁶ Encyklopedi Wikipedia online, s.v. "Turbulens" <http://no.wikipedia.org/wiki/Turbulens> (oppført 09.05.2012)

²⁷ Leder for feltnålinger, Nyhammer, Finn." Wind data analyses 2010, forelesningsnotat fra UMB" Kjeller Vindteknikk. Høst 2010.

²⁸ Leder for feltnålinger, Nyhammer, Finn." Wind data analyses 2010, forelesningsnotat fra UMB" Kjeller Vindteknikk, høst 2010.

²⁹ Nielsen sitert i NVE konsesjonssøknad for Lutelandet vindkraftverk, side 25, s.v."vaketaap" <http://www.vestavindkraft.no/Portals/vestavindkraft/dokumenter/Lutelandet%20Bakgrunn%20for%20vedtak.pdf> (oppført 09.05.2012)

³⁰ Fremtidsutsikter for offshore vindkraft, et prosjekt i faget TEP4175, NTNU.s.v."vaketaap" <http://folk.ntnu.no/espenat/styled-5/styled-30/index.html> (oppført 09.05.2012.)

2.2.10.3 Vindskjær

Vindskjær er forskjellen i vindstyrke og/eller retning mellom to punkter i atmosfæren. Vertikalt vindskjær er forskjellen i høyden, mens horisontalt vindskjær er forskjellen mellom to horisontale punkter.³¹ En vindturbin blir utsatt for en kraftpåkjenning ved en vertikalvind, og dette utslaget vil påvirke vindturbinens produksjonsevne og levetid.³²

2.2.10.4 Drift og vedlikehold / Operation and Maintenance (O&M)

Drift og vedlikehold (O&M) utgjør en betydelig andel av de totale årlige kostnadene for en vindturbin, og er et stort satsningsområde for å kartlegge og eventuelt redusere utgiftene. For eieren av en vindpark er det ekstremt viktig å prosjektere drift og vedlikehold, spesielt hvis eieren ønsker å refinansiere eller selge prosjektet. Driftskostnadene ved en vindpark betegner all administrasjon og skatt, forsikring av vindturbinene og leie av landområde, mens vedlikehold innebærer rutinekontroller, periodiske servicer, periodiske testinger, vasking av bladene, vedlikehold av det elektriske og andre uforutsette kostnader.³³

Med alderen til vindparken øker utgiftene til reparasjoner og vedlikehold av vindturbinene. Dette har nå blitt et fokusområde for vindleverandørene. Ved å utvikle et nytt turbindingen, som krever mindre servicebesøk og som gir bedre utnyttelse av vindturbinene, kan disse kostnadene reduseres.³⁴

Figurene under er hentet fra "Wind Energy - The Facts". Figur 5 viser fordelingen av de totale kostnadene for drift og vedlikehold av tyske vindturbiner i perioden mellom 1997 og 2001.³⁵ Figur 6 er hentet fra en nyere studie av drift- og vedlikeholdskostnader for danske

³¹ Encyklopedi Wikipedia online, s.v. "vindskjær" <http://no.wikipedia.org/wiki/Vindskj%C3%A6r> (oppsøkt 09.05.2012)

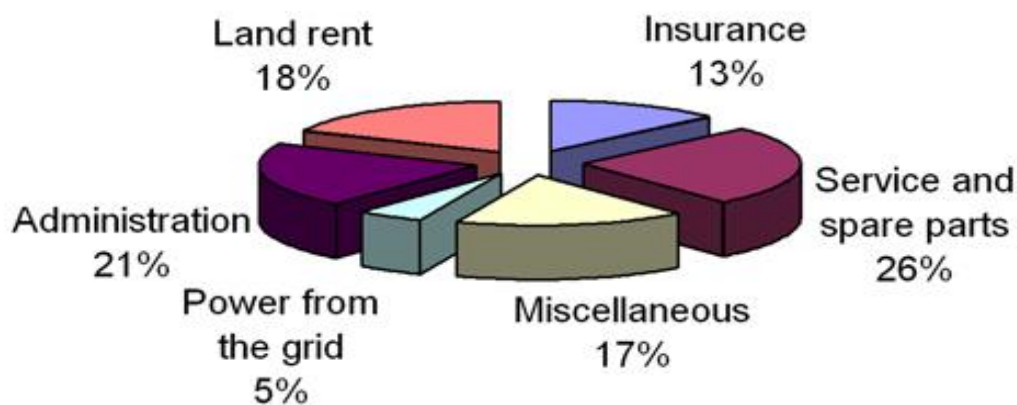
³²Wagner, Rozenn. *Accounting for the windspeed shear in wind turbine power performance measurement*: Wind Energy Division, Risø-PhD-58 (EN), DTU National Laboratory for Sustainable Energy Technical University of Denmark, April 2010, 31-36.

³³ Manwell, J.F. McGowan, J.G og Rogers, A.L. *Wind Energy Explained: Theory, Design and Application*. (England: John Wiley & Sons, LTP 2002), 441.

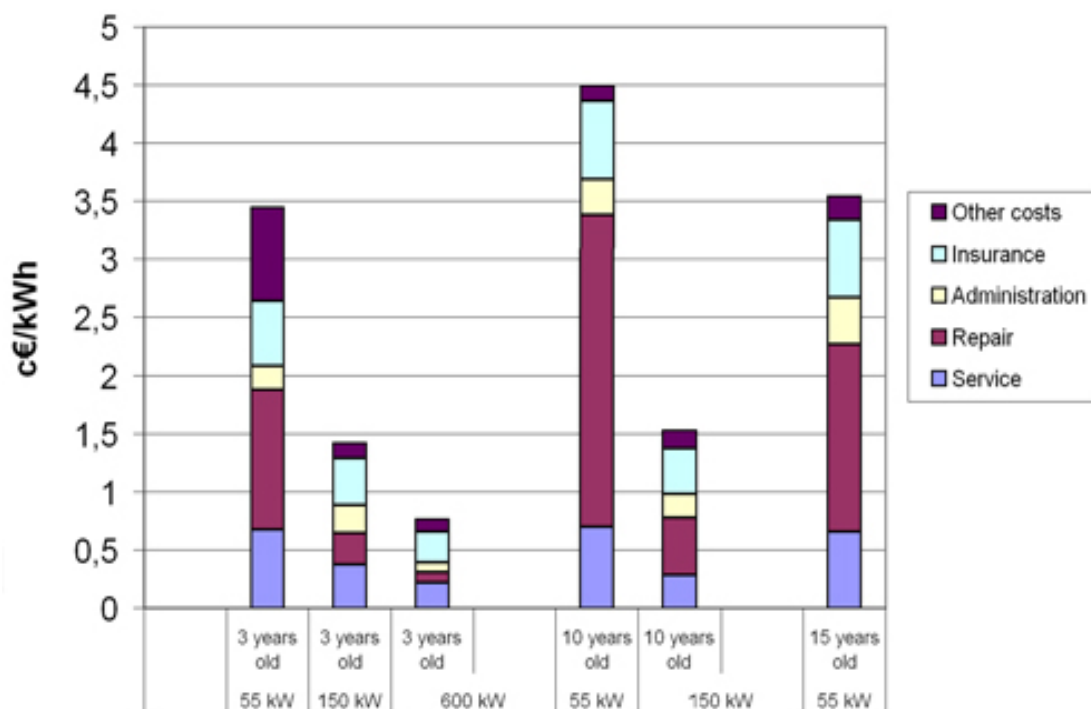
³⁴ Wind Energy The Facts er verdens største kilde på nettet til vindkraft, s.v. "Operation and Maintenance" <http://www.wind-energy-the-facts.org/en/part-3-economics-of-wind-power/chapter-1-cost-of-on-land-wind-power/operation-and-maintenance-costs-of-wind-generated-power.html> (oppsøkt 09.05.2012)

³⁵ basert på data fra German Wind Energy Institute (DEWI).

vindturbiner.³⁶ Studien viser utgiftene i euro per kWh ved vindturbiner i forskjellige størrelser og alder.



Figur 5 Beskriver prosentvis gjennomsnittlige utgifter ved drift og vedlikehold for tyske vindturbiner fra 1997 til 2001.



Figur 6³⁷ Beskriver diverse utgifter for drift og vedlikehold i Euro cent per kWh for forskjellige vindturbiner avhengig av størrelse og alder. Kilde Jensen et al. (2002)

³⁶ Jensen 2002 sitert i Facts of Wind Energy <http://www.wind-energy-the-facts.org/en/part-3-economics-of-wind-power/chapter-1-cost-of-on-land-wind-power/operation-and-maintenance-costs-of-wind-generated-power.html> (oppsøkt 09.05.2012)

3 METODE

3.1 Empiriske undersøkelser

Datamaterialet er hentet fra vindkraftprodusentene og KVT. Metoden for oppgaven er kvantitativ,³⁸ og resultatet er fremstilt i form av deskriptiv statistikk.³⁹ Oppgavens konklusjon er basert på en statistisk inferens.⁴⁰

Datamaterialet er produksjonstall på timesnivå fra tre vindparker, og vinddata fra WRF-modellen ved et nærliggende punkt til vindparken. Ved hjelp av effektkurven til vindturbinen som er installert i vindparken, samt vindhastighetene ved det aktuelle tidspunktet, kan man med dette datamaterialet estimere produksjonen per time. Metoden gjør det mulig å sammenligne produksjonstall og estimerte produksjonstall i en tidsserie, for å finne avvikene mellom estimert og faktisk produksjon for landbasert vindkraft i Norge.

3.2 Presentasjon av vindparkene

I analysen brukes produksjonstall fra tre vindkraftverk. Fjeldskår vindmøllepark er en eldre vindpark i Vest-Agder, og har vært i drift fra 1998. Valsneset og Bessakerfjellet vindparker er to nyere vindparker i Sør-Trøndelag, og har vært i drift fra henholdsvis 2006 og 2007. Tallene fra Fjeldskår er produksjonstall fra alle vindturbinene samlet fra oppstart i 1998 til 2010. Produksjonstall og vindmålinger fra Valsneset og Bessakerfjellet er derimot fra én vindturbin i hver enkelt park, fra oppstart i 2006/2007 og frem til 2011.

3.2.1 Fjeldskår vindmøllepark

Fjeldskår er Norges nest eldste vindpark. Den ble offisielt åpnet 25. august 1998. På dette tidspunktet var Fjeldskår Norges største vindkraftverk.⁴¹ Fjeldskår ligger i Vest-Agder fylke,

³⁷Wind Energy The Facts er verdens største kilde på nettet til vindkraft, s.v. "Operation and Maintenance", <http://www.wind-energy-the-facts.org/en/part-3-economics-of-wind-power/chapter-1-cost-of-on-land-wind-power/operation-and-maintenance-costs-of-wind-generated-power.html> (oppsøkt 09.05.2012)

³⁸ "Kvantitative metoder brukes til å analysere tall og det som er målbart. Resultatet av forskningen blir ofte fremstilt i tabeller, figurer eller i andre statistiske fremstillinger". Encyklopedi Wikipedia online, s.v. "kvantitative metoder" http://no.wikipedia.org/wiki/Kvantitativ_metode (oppsøkt 09.05.2012)

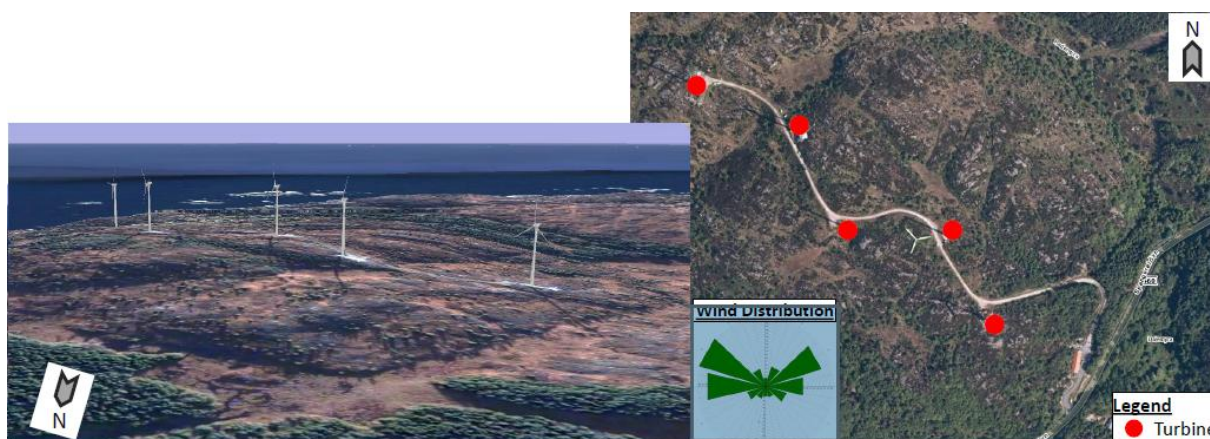
³⁹ "Deskriptiv statistikk presenterer data gjennom tall og figurer". Encyklopedi Wikipedia online, s.v. "Deskriptiv statistikk" <http://no.wikipedia.org/wiki/Statistikk> (oppsøkt 09.05.2012)

⁴⁰ "Statistisk inferens søker å trekke konklusjoner om populasjonen basert på populasjonsutvalget som er heftet med usikkerheter" Encyklopedi Wikipedia online, s.v. "Statisk inferens" <http://no.wikipedia.org/wiki/Statistikk> (oppsøkt 09.05.2012)

lokalisert fire kilometer fra Lindesnes fyr, én km fra kysten og 50 m.o.h. Vindparken består av fem Wind World vindturbiner av 750 kW, med til sammen en installert effekt på 3,75 MW og en produksjon på 12 GWh. Turbinen består av tre blader med en rotordiameter på 48 meter, og høyden er målt til nacellen på omtrent 50 meter.⁴²

Parken er planlagt ut ifra vinddata målt over et tidsrom på 29 år fra Lindesnes fyr. Den gjennomsnittlige vindhastigheten er 6,6 m/s.⁴³ Vindhastigheten for den aktuelle posisjonen til vindparken er beregnet til 8,2 m/s, og parken har en optimal produksjon på 15 m/s.⁴⁴

Agder Energi Produksjon (AEP) beskriver terrenget som relativt enkelt og åpent, med noe skog fra øst til sør. Høyden i parken varierer fra 60 til 100 meter, økende fra vest til øst. Turbinene er plassert fra hverandre med tre til fire rotordiameter.⁴⁵



Figur 7⁴⁶ Fotooversikt over Fjeldskår vindmøllepark.

3.2.2 Valsneset vindpark

Valsneset vindpark ligger på Valsneset i Bjugn kommune i Sør-Trøndelag, og eies av Trønder Energi. Parken ble satt i drift i oktober 2006, og består av fem Enercon E-70 vindturbiner, hver på 2,3 MW. Navhøyden til turbinene er 64 meter, og de har en rotordiameter på 71 meter. Turbinene er installert med en avstand på 300 til 350 meter. Samlet installasjon er på

⁴¹Norges vassdrags- og energidirektorat, s.v. "Fjeldskår" <http://www.nve.no/no/AlleKonsesjoner/?soknad=519&stadium=2&type=56> (oppsøkt 09.05.2012)

⁴²Klima- og forurensnings- direktoratet, s.v. "Fjeldskår vindmøllepark" http://www.klif.no/artikkel_40884.aspx (oppsøkt 09.05.2012)

⁴³Brennan, Kyle. Wind & Site, Agder Energi Produksjon. <http://home.uia.no/geirh/ingkonf/Brennan-2011.pdf> (oppsøkt 09.05.2012)

⁴⁴Klima- og forurensnings- direktoratet, s.v. "Fjeldskår vindmøllepark" http://www.klif.no/artikkel_40884.aspx (oppsøkt 09.05.2012)

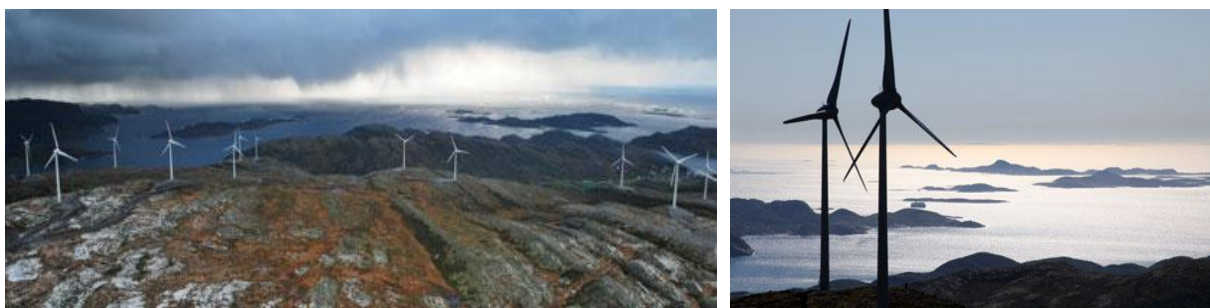
⁴⁵Brennan, Kyle. Wind & Site, Agder Energi Produksjon. <http://home.uia.no/geirh/ingkonf/Brennan-2011.pdf> (oppsøkt 09.05.2012)

⁴⁶Bildet Brennan, Kyle. Wind & Site, Agder Energi Produksjon. <http://home.uia.no/geirh/ingkonf/Brennan-2011.pdf> (oppsøkt 09.05.2012)

11,5 MW. Det er oppgitt en årlig produksjon på omtrent 35 GWh.⁴⁷ Vindmålinger er utført på området siden april 1998, middelvinden er målt til 8,4 m/s i 50 meters høyde og turbulensintensiteten er mindre enn ni prosent for vindhastigheter over 5 m/s. Terrenget til Valsneset er beskrevet som kupert, og vindparken ligger ut mot skjærgården og havet.⁴⁸

3.2.3 Bessakerfjellet Vindpark

Bessakerfjellet Vindpark ligger på Bessakerfjellet i Roan Kommune i Sør-Trønderlag. I parken er det installert 25 Enercon E-70 vindmøller, med en effekt på 2,3 MW og en samlet installert effekt på 57,5 MW.⁴⁹ Vindturbinen E-70 har en navhøyde på 64 meter og en rotordiameter på 71 meter. Avhengig av vindforhold er plasseringen av vindturbinene mellom hverandre varierende fra tre til sju rotordiameter. Den offisielle åpningen av vindparken var 3. oktober 2008, og den var da Norges nest største vindpark med en årsproduksjon på 144 GWh.⁵⁰ Middelvinden fra vindmålinger fra Skogmakerfjellet (Bessakerfjellet vindpark 1) er 7,2 m/s ved 30 meters høyde. Laveste estimerte vindhastighet for parken er 8 m/s over målepunktet, mens beregnet vindhastighet for Bessakerfjellet er 8,5 m/s. Topografien for vindparken er høyere enn 300 m.o.h. Landskapet er noe kupert med enkelte høydedrag, og vegetasjonen på fjellet er små tjern, myrområder, lyngheier og noe kratt.⁵¹



Figur 8 Bildene viser Bessakerfjellet vindpark, og bildene er hentet fra hjemmesiden til Trønder Energi.

⁴⁷Hjemmesiden til Trønder Energi, s.v."Valsneset vindpark" <http://www.tronderenergi.no/valsneset.aspx> (oppsøkt 09.05.2012)

⁴⁸ Konesjonssøknad fra VIVA til NVE, s.v." vindmåling Valsneset" <http://skjema.nve.no/NVE-saksdokument/200901027-2-360477.pdf> (oppsøkt 09.05.2012)

⁴⁹ Encyklopedi Wikipedia online, s.v."Bessakerfjellet vindpark" http://no.wikipedia.org/wiki/Bessakerfjellet_vindpark (oppsøkt 09.05.2012)

⁵⁰ Norges vassdrags- og energi direktorat, s.v."Bessakerfjellet" <http://www.nve.no/no/Konesjoner/Konesjonssaker/Vindkraft/?soknad=838&stadium=3&type=56> (oppsøkt 09.05.2012)

⁵¹ Konesjonssøknad fra Trønder Energi til NVE, s.v." Bessakerfjellet 2 Vindkraftverk" <http://www.roan.kommune.no/file.axd?fileID=11147> (oppsøkt 09.05.2012)

3.3 Å estimere produksjon med direkte simulering, ved hjelp av tidsserier og effektkurven til vindturbinen

WRF-modellen med vinddata fra KVT inneholder to datafiler for et geografisk sted nær de tre vindparkene, med vindhastighet og retning for fire modellnivåer. Den største datafilen inneholder vinddata for 12 år med en gridoppløsning på 4 km • 4 km. Den andre datafilen presenterer terrenget og lokale omgivelser mer detaljert, og beskriver vindhastighetene for et bestemt punkt mer presist. Gridoppløsningen på denne datafilen er 1 km • 1 km, men modellen er kun kjørt for år 2005.

Modellnivåene i datafilene tilsvarer høyder på omtrent 18 meter, 56 meter, 113 meter og 190 meter. I tillegg ligger det beregninger av vind i 10 meters høyde, samt bakkestrykk og temperatur i to meters høyde.

Produksjonen er estimert med begge datafilene for Fjeldskår, Valsneset og Bessakerfjellet vindpark, med vindhastigheter og retninger ved 56 meters høyde fra WRF-modellen. Resultatet i masteroppgaven er fremstilt med datafilene med gridoppløsning 4 km • 4 km, ettersom det er det eneste datagrunnlaget som kan sammenlignes med de faktiske produksjonstallene og vindmålingene fra vindparkene i en tidsserie.

3.3.1 Formel for vindhastighetene

Ved hjelp av Microsoft Excel har jeg benyttet meg av "Scatter" for å estimere formelen for hver vindhastighet til turbinen. Formelen fant jeg ved å trekke en lineær linje mellom vindhastighetene og effekten oppgitt i effektkurven.

Tabell 2 og Tabell 3 viser formelen for vindhastighetene ved en Wind World 750 kW og en Enercon 2,3 MW vindturbin.

Tabell 2 Formelen for vindhastighetene, Wind World 4800-OSC 750 kW.

VINDHASTIGHET[m/s]	FORMEL FOR VINDHASTIGHETENE y =
0-3 m/s	$y = 0$
4-5 m/s	$y = 30,62x-105,37$
5-6 m/s	$y = 45,53x-179,92$
6-7 m/s	$y = 63,78x-289,42$
7-8 m/s	$y = 84,78x-436,42$
8-9 m/s	$y = 107,1x-614,98$
9-11 m/s	$y = 112,61x-662,82$
11-12 m/s	$y = 75,91x-260,88$
12-13 m/s	$y = 52,91x+15,12$
13-14 m/s	$y = 32,62x+278,89$
14-15 m/s	$y = 11,87x+569,39$
15-16 m/s	$y = 0,97x+732,89$
16-17 m/s	$y = -8,26x 880,57$
17-20 m/s	$y = -13,657x+972,62$
20-23 m/s	$y = -7,937x+855,73$
23-24 m/s	$y = 0,98x+653,13$
24-25 m/s	$y = 3,93x+582,33$

Tabell 3 Formelen for vindhastighetene, Enercon E – 70, 2.3 MW.

VINDHASTIGHET [m/s]	FORMEL FOR VINDHASTIGHETENE y =
0-4 m/s	$y = 14x$
4-7 m/s	$y = 114,64x-402,67$
7-12 m/s	$y = 300x-1700$
12-15 m/s	$y = 133,33x+300$
15 – 25 m/s	$y = 2310x$

3.3.1 Metode ved å sette formelen inn ved hver vindhastighet

I analysen hvor det skal estimeres en produksjon ved hver time fra oppstart av vindkraftverket til 2011, blir det mange tall å organisere. Ved å organisere hver time med et registreringsnummer og sorterte vindhastighetene fra lavest til høyest vindverdi, blir det imidlertid lettvis å legge inn formelen for hver vindhastighet per time. Registreringsnummeret gjør det mulig å sortere vindhastighetene tilbake til opprinnelig dato, og denne prosessen er gjort ved hver vindpark.

Datamaterialet fra Fjeldskår vindmøllepark er for samlet produksjon og antall vindturbiner i drift i vindparken. Informasjonen om hvor mange vindturbiner som var i drift per time gjør det mulig å estimere produksjonen for vindturbinen og vindparken. Metoden over er benyttet for å estimere produksjonen for en Wind World vindturbin. Estimert produksjon for vindparken er tallene for denne vindturbinen multiplisert med antall vindturbiner installert.

3.3.2 Pivottabell

Behandlingen av datamaterialet er gjort i en pivottabell i Microsoft Excel, og resultatet er fremstilt i en deskriptiv statistikk for 2008, 2009 og 2010. Presentert resultat er for år, måned, og døgn. Vindverdier ved 56 meters høyde fra WRF-modellen er sammenlignet med faktiske vindmålinger i 64 meters høyde fra vindturbinene til Valsneset og Bessakerfjellet vindpark.

3.3.3 Drift og vedlikehold

Informasjon om drift og vedlikehold for vindparkene har jeg ikke fått data på. Jeg har imidlertid antatt at i de tilfeller hvor vindturbinene for Valsneset og Bessakerfjellet ikke produserer energi, og vindmålinger fra vindturbinen tilsier at vindturbinen skal produsere energi, har det vært driftsstopp for vedlikehold av vindturbinen. Ved Fjeldskår vindmøllepark har jeg oversikt over antall vindturbiner i drift gjeldende time, og dermed er det mulig å se når vindturbinene er ute av drift.

3.4 Å estimere produksjon ved Weibull–parameters og effektkurven til vindturbinen

NVE (2010) har trolig benyttet denne formelen for å estimere produksjonen for vindkraftverkene før de beregnet brukstiden. Metoden for å beregne forventet produksjon er gjort ved effektkurven til en Siemens 2,3 MW, middelvindnivå og Weibull formfaktor. Vindindeksen er gitt ved estimert kraftproduksjon dividert på produksjon ved et normalår. Estimert produksjon er gitt ved normalproduksjon multiplisert med vindindeksen (NVE, 2010).⁵²

⁵² Hofstad, Knut. "Vindkraftproduksjon 2010". NVE, 01.04.2011, 4.

3.4.1 Hastighetsfordeling og Weibull formfaktor

Gitt at en har en effektkurve tilgjengelig kan man finne produksjonen F med formelen:

$$F = \int_u P(u) p(u) du.$$

Her er $P(u)$ effektkurven som funksjon av hastigheten u , og $p(u)$ er hastighetsfordelingen. I mange tilfeller kan man approksimere den reelle hastighetsfordelingen med en Weibulltilpasning.

$$p(u) = \begin{cases} \frac{k}{c} \left(\frac{u}{c}\right)^{k-1} \exp\left(-\frac{u}{c}\right)^{k-1}, & u \geq 0 \\ 0, & u < 0 \end{cases}$$

Sammenhengen mellom Weibullparameterne c , k og middelhastigheten \bar{u} er $\bar{u} = c \gamma (1+1/k)$, der γ er gammafunksjonen.⁵³

3.5 Påliteligheten til datamaterialet

Det å konkludere oppgaven på en statistisk inferens, samt trekke konklusjoner om populasjonen på grunnlag av et utvalg, var ikke ønskelig. Dette har imidlertid vært nødvendig, siden det ikke har vært mulig for meg å få datamateriale for hele populasjonen for landbasert vindkraft i Norge. Kraftverkene anser dette som sensitiv informasjon som vindkraftprodusentene ikke ønsker å dele.

Metoden jeg bruker ved å se på produksjonstall, estimerte vindhastigheter og faktiske vindhastigheter i en tidsserie vil gi meg en nærmere forklaring på hvorfor det er avvik i brukstid mellom estimert og faktisk produksjon for landbasert vindkraft i Norge. Jeg anser derfor datamaterialet jeg har som godt nok til å representere konklusjonen i masteroppgaven.

⁵³ Byrkjedal, Øyvind og Åkervik, Espen. "Vindkart for Norge". NVE, Nr.9/2009, 13.

4 RESULTATET

I kapittel 4 blir det analyserte datamaterialet fra Fjeldskår, Valsneset og Bessakerfjellet vindpark presentert for 2008, 2009 og 2010. Avvikene i brukstid, samt vindforholdene for de aktuelle vindparkene gjeldende år, blir fremstilt i NVEs produksjonsstatistikk (NVE, 2008, 2009 og 2010).

4.1 Vindforhold og brukstid for 2008-2010

Vindforholdene varierer fra år til år, noe som er viktig å ta hensyn til i bedømming av vindproduksjonen. Vindvariasjonen kan sammenlignes med våte og tørre år slik det blir omtalt i vannkraftproduksjonen.

4.1.1 Vindforhold og brukstid for 2008

Avviket i middelvinden for Vest-Agder E/W er på 5,6 og 6,2 prosent. Avviket i middelvinden i Sør-Trøndelag er 0,3 prosent (NVE, 2008). Gjennomsnittlig brukstid for vindkraftverkene i Norge er 2189 timer med en kapasitetsfaktor på 25,7 prosent. Det gjennomsnittlige avviket for vindkraftverkene er 700 timer, men noen kraftverk har avvik på mer enn 1000 timer i brukstid (NVE, 2008).⁵⁴

4.1.2 Vindforhold og brukstid for 2009

Avviket i middelvind for Vest-Agder E/W er -1,7 prosent. Avviket i middelvinden i Sør-Trøndelag varierer mellom -6 og -9 prosent (NVE, 2009). Gjennomsnittlig brukstid for vindkraftverkene i Norge er 2292 timer. Det gjennomsnittlige avviket for vindkraftverkene er 554 timer. Brukstiden varierer mellom 1500-3000 timer og kapasitetsfaktoren er 26 prosent (NVE, 2009)⁵⁵.

⁵⁴ Hofstad, Knut. "Vindkraftproduksjon 2008". NVE, 11.05.2009, 3.

⁵⁵ Hofstad, Knut. "Vindkraftproduksjon 2009". NVE, 26.04.2010, 3.

4.1.3 Vindforhold og brukstid for 2010

Vindforholdene var 13 prosent lavere enn normalt. Gjennomsnittlig brukstid for vindkraftverkene er 2084 timer. Avviket og brukstiden for vindkraftverkene vises i tabell 4. Kapasitetsfaktoren er 23,8 prosent (NVE, 2010).

Avvik sammenholdt med Normalproduksjon og Estimert produksjon er vist i tabell 4. Tabellen er laget fra "Vindkraftproduksjon 2010", rapport utarbeidet av NVE; Oversikt over vindkraftverkene i Norge oppgitt i brukstid.

Tabell 4 Avvik sammenholdt med Normalproduksjon og Estimert produksjon.

Vindkraftverk i Norge 2010:	Eier	I drift år	Inninstallert ytelse [MW]	Produksjon [GWh]	Brukstid [h]					
					Produksjon	Normal produksjon	Avvik (1)	Vindindeks	Estimert produksjon	Avvik (2)
Kvalnes, Andøya	Andøya Energi AS	1991	0,4	0,6	1475	2500	-1025	95,50 %	2388	-913
Hovden, Vesterålen	Vesterålskraft	1991	0,4	0,3			0			0
Vikna 1&2	Produksjon AS	1991	1,8	3,5	1944	2636	-692	86,20 %	2272	-328
Hundhammerfjellet	Nord-Trøndelag Elektrisitetsverk	1998	36,6	62	1695	2887	-1192	85,70 %	2474	-779
Fjeldskår, Lindesnes	Agder Energi	1998	3,75	4,8	1287	3239	-1952	97,60 %	3162	-1875
Harøy, Sandøy	Produksjon	1999	3,75	6,5	1737	2667	-930	78,20 %	2085	-348
Mehuken 1&2	Sandøy Energi AS	2001	22,65	25,1	2348	2824	-476	77 %	2174	174
Smøla 1&2	Kvalheim Kraft	2002	150,4	286,4	1909	2373	-464	79,70 %	1892	17
Havøygavlen	Smøla Vind AS (Statkraft)	2002	40	77,5	1938	2500	-562	96,80 %	2420	-482
Utsira 1&2	Artic Wind AS, Måsøy	2003	1,2	1,5						
Eldsfjellet, Hitra	Statiol Hydro	2004	55,2	119,3	2162	2500	-338	83,60 %	2090	72
Sandhaugen	Hintra Vind AS (Statkraft)	2004	1,5	1,1						
Kjøllefjord vindkraftverk	Norsk Miljøkraft FoU AS	2006	39,1	118,3	3025	3043	-18	99,00 %	3013	12
Nygårdsfjellet Vindpark AS	Kjøllefjord Vind AS	2006	6,9	23	3326	3478	-152	105,80 %	3680	-354
Valsneset vindkraftverk	Nordkraft Vind AS	2006	11,5	26,1	2270	3043	-773	86,80 %	2642	-372
Bessakerfjellet	TrønderEnergi Kraft AS	2007	57,5	142,2	2473	3043	-570	91,90 %	2797	-324
Hywind	TrønderEnergi Kraft AS	2009	2,3	7,4	3200	3478	-278	88,40 %	3075	125
	Statoil		434,95	905,6						

(1) Avvik mellom produksjonen i 2010 og (oppgitt) midlere produksjonsevne.

(2) Avvik mellom produksjonen i 2010 og estimert produksjon ut i fra vindforholdene

4.2 Fjeldskår vindmøllepark

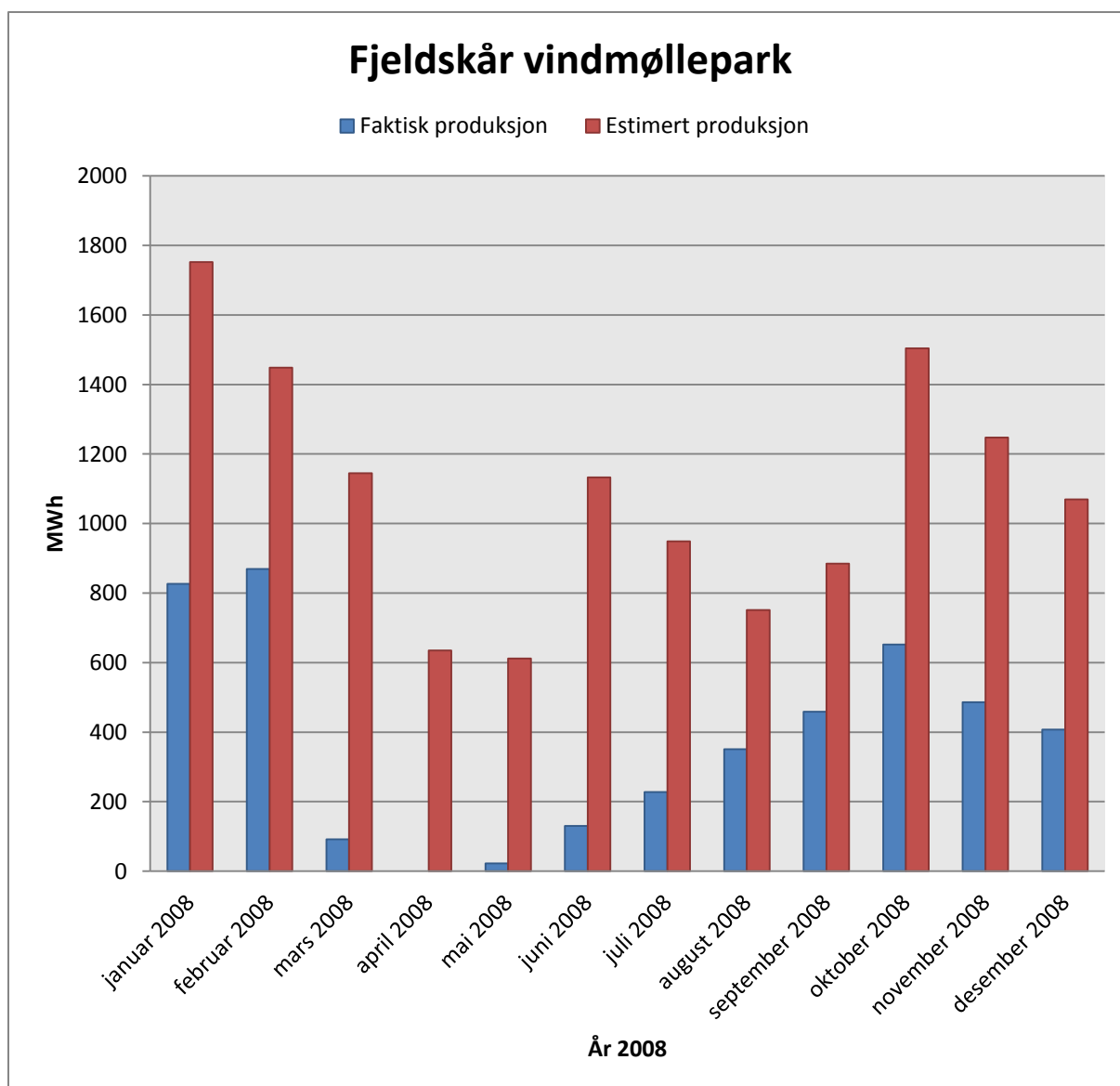
Resultatet er fremstilt ved figurer og tekst for 2008 til 2010. Ved hvert år er det et histogram hvor resultatet mellom faktisk og estimert produksjon per måned er fremstilt. Døgnbasert produksjon per år er vist, samt de månedene med de største avvikene er fremstilt for analyse. Det er fremstilt en figur som viser forskjellen mellom estimert og faktisk produksjon hver klokke for uke 11, 2008, uke 33, 2009 og uke 4, 2010.

Grunnen til avvikene mellom estimert og faktisk produksjon er oppsummert ved hvert år.

4.2.1 Analyse av produksjonen for 2008

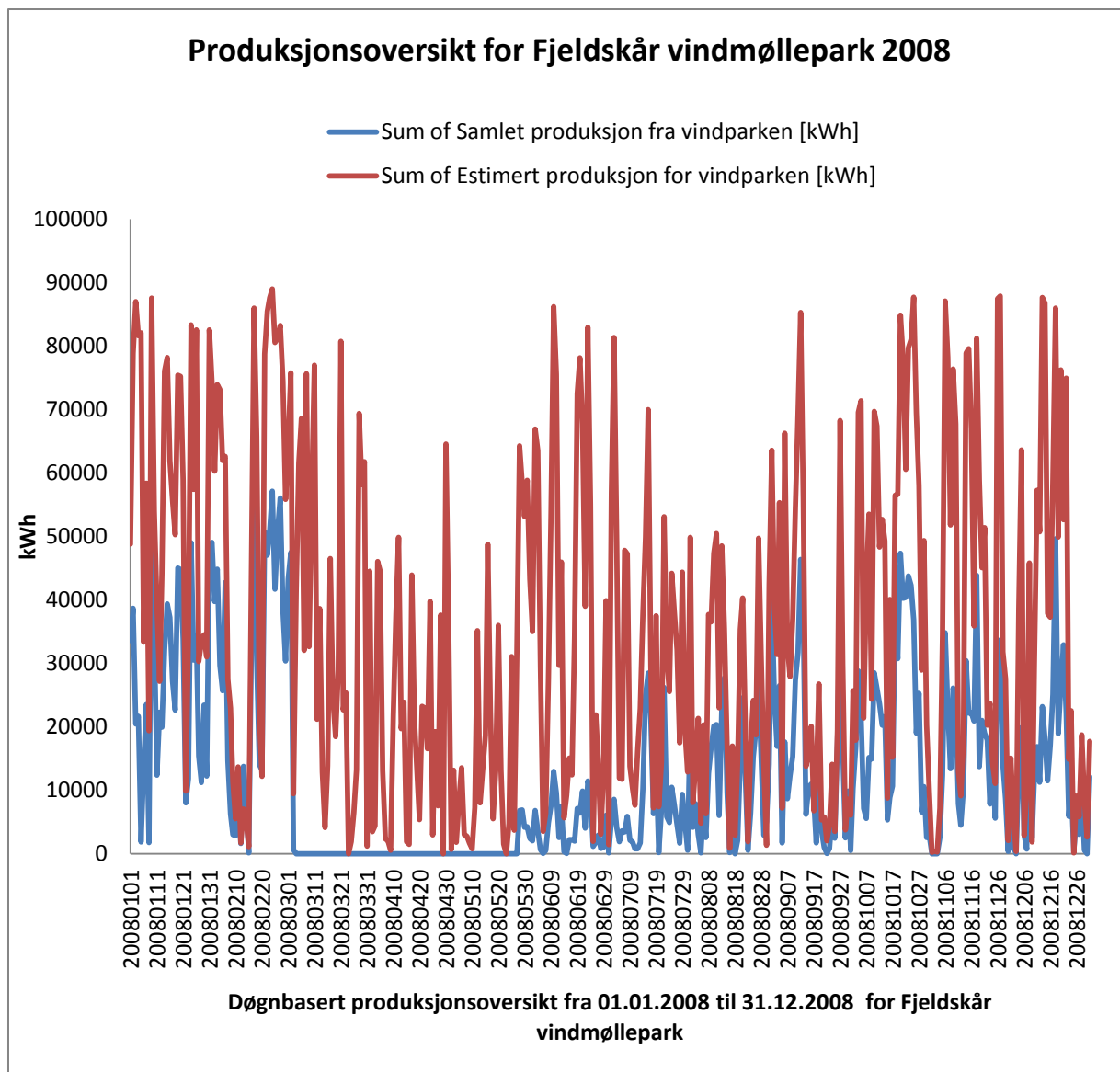
Produksjonen for Fjeldskår vindmøllepark var i 2008 4,5 GWh. Estimert produksjon med vindhastighetene ved et nær liggende punkt og effektkurven til Wind World 4800/750 kWh var den samlede produksjonen 13,1 GWh. Avvik mellom oppnådd produksjon og estimert produksjon var 8,6 GWh.

I konsesjonssøknaden til NVE har AEP oppgitt at vindparken ved normalproduksjon skal produsere 12 GWh – et avvik på 7,5 GWh sett i forhold til produksjonen i 2008. Dette omgjort i brukstid viser at den faktiske brukstiden for parken i 2008 er 1206 timer, estimert brukstid med vinddata fra KVT utgjør 3502 timer og oppgitt normal brukstid er 3200 timer. Avviket i brukstid fra faktisk produksjon til estimert produksjon med vinddataene fra WRF-modellen er 2296 timer (65,5 prosent). Avviket i brukstid fra faktisk produksjon og oppgitt produksjon i konsesjonssøknaden til NVE er 1994 timer (62,3 prosent).



Figur 9 Månedvis produksjon mellom estimert og faktisk produksjon for Fjeldskår vindmøllepark.

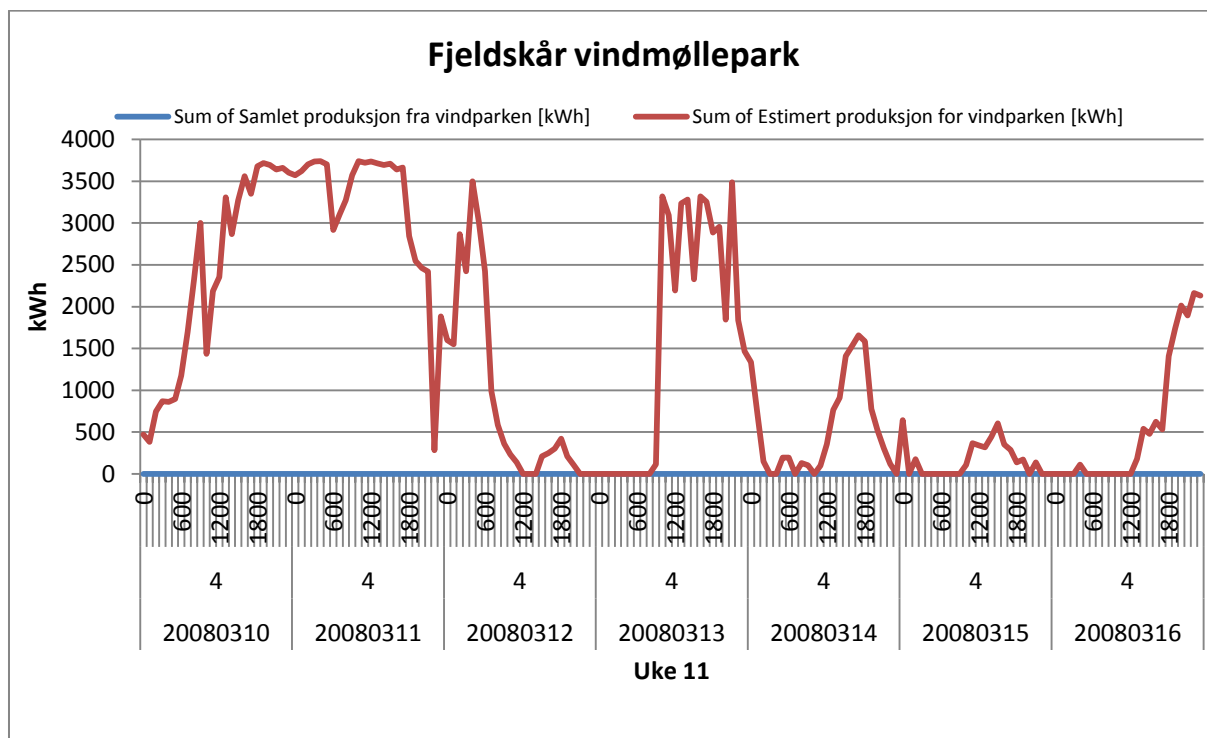
Figur 9 kartlegger hvilke måneder avvikene er størst. Det er nesten ikke levert noen MWh fra vindkraftverket fra mars til juni. Det største avviket mellom estimert og faktisk produksjon oppstår i januar, et avvik på 926 MWh. Ved å se på den døgnbaserte figuren for 2008 kan en se hvilke dager avvikene er størst. Dette er vist i figur 10.



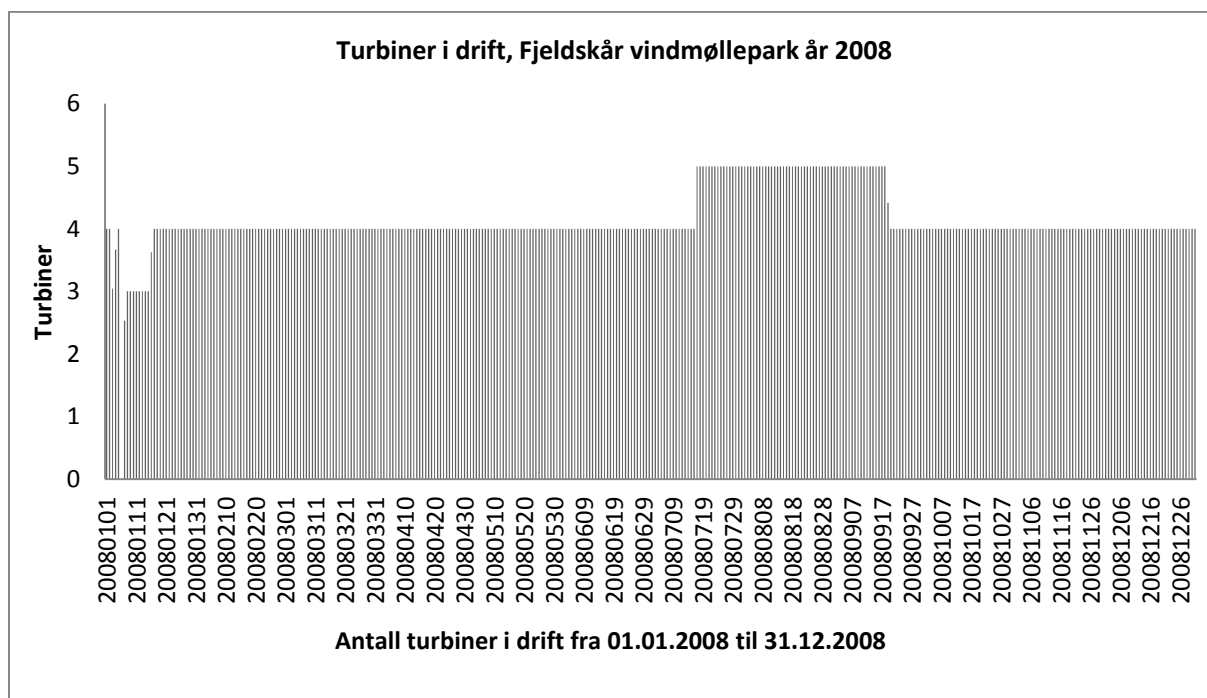
Figur 10 Estimert og faktisk produksjonen fra Fjeldskår vindmøllepark per døgn i 2008.

Generelt sett er den estimerte produksjonen mye større enn den faktiske produksjonen. Dette skyldes at den estimerte produksjonen er estimert etter alle vindturbiner i parken, mens den faktiske produksjonen varierer med antall vindturbiner i drift. Det merkelige med figur 10 er i perioden 3.mars til 7.juni at det ikke er produksjon fra vindparken. Figur 11 viser forskjellen mellom estimert og faktisk produksjon, og hvor mange vindturbiner som er tilgjengelig for hver time i uke 11. Uke 11 er en tilfeldig uke i den perioden vindparken ikke produserer. Figuren viser at det er 4 turbiner tilgjengelige i den uken. Det er derfor interessant å se på figuren som viser tilgjengeligheten til vindparken, kan de store avvikene skyldes driftsproblemer av vindturbinene? Tilgjengeligheten til vindturbinene er fremstilt i figur 12.

Den bekrefter at det ikke er driftsproblemer som fører til nærmest null i produksjon i den perioden, ettersom det er 4 vindturbiner tilgjengelige.



Figur 11 Antall turbiner i drift, estimert og faktisk produksjon ved hvert klokkeslett per døgn i uke 11.



Figur 12 Tilgjengelighet til vindparken for 2008.

Figur 11 og 12 sier at vindforholdene er grunnen til at det ikke er produsert energi fra vindparken i den perioden. Wind World 4800/750 kW vindturbinene gir effekt ved vindhastighet fra 4-25 m/s. Vindturbinen er designet til å kutte effekten ved vindhastigheter høyere enn 25 m/s. Ved høye vindhastigheter blir kreftene så store at bladene vrir, slik at mindre og mindre energi fanges og virkningsgraden til vindturbinen blir lavere.⁵⁶ Det er en stor påkjenning for vindturbinen å produsere i store vindhastigheter ved lav virkningsgrad.

4.2.2 Resultat for 2008

De estimerte vindhastighetene fra WRF-modellen med gridoppløsning 4 km·4 km estimerer 1,1 GWh mer enn det vindparken har opplyst at den produserer i et normalår. Det kan forklares ved det positive avviket med 6,2 prosent det året (NVE, 2008).

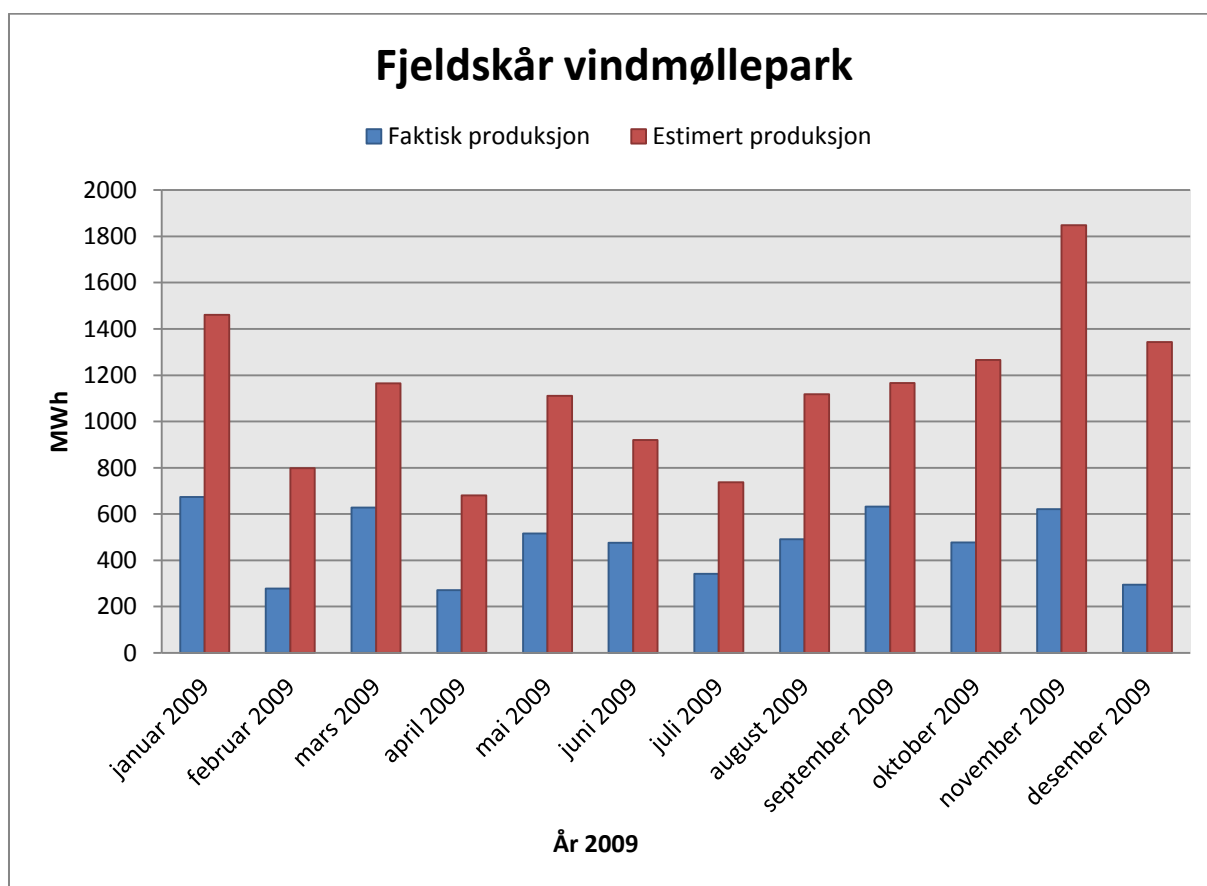
Drift og vedlikehold av vindturbinene er en viktig faktor til lav produksjon, ettersom det var 4 vindturbiner tilgjengelig store deler av året og den estimerte produksjonen er beregnet etter 5 vindturbiner som er installert.

⁵⁶Norges største informasjonsside om vindkraft, Norsk vindkraftforening og Energi Norge, s.v. "effektkurver" <http://vindkraft.no/teori/effektkurver.aspx> (oppsøkt 09.05.2012)

4.2.3 Analyse av produksjonen for 2009

År 2009 produserer parken ca 5,7 GWh og den har en brukstid på ca 1520 timer. Estimert produksjon med vindhastighetene fra WRF-modellen gir en produksjon på ca 13,6 GWh og en brukstid på ca 3631 timer. Avviket i brukstiden mellom estimert og faktisk produksjon er 2111 timer (58,1 prosent) og vindparkens oppgitte produksjon i konsesjonssøknaden er avviket 1680 timer (52,5 prosent).

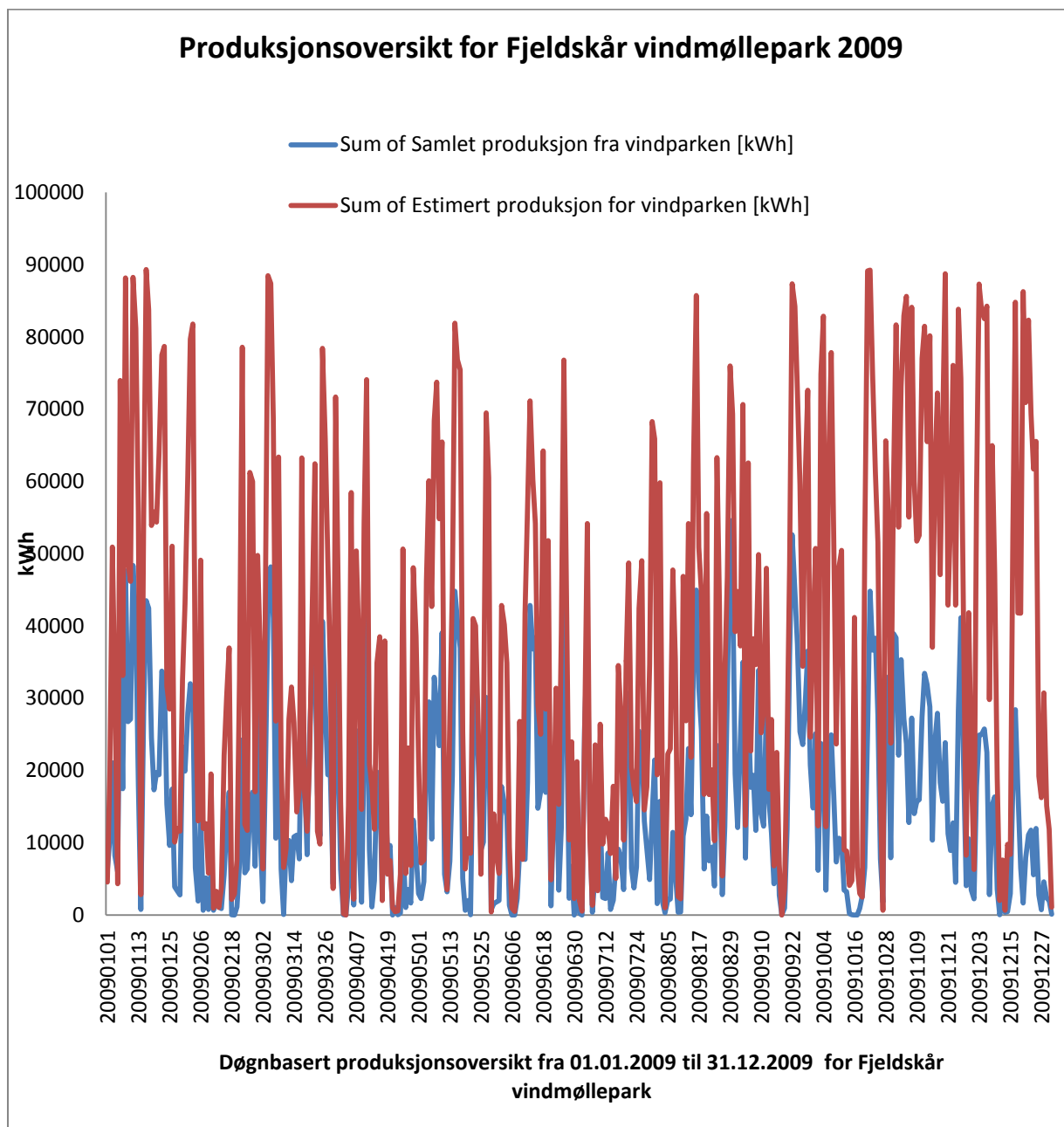
Figur 13 viser den månedlige fordelingen mellom estimert og faktisk produksjon for Fjeldskår vindmøllepark, mens figur 14 viser estimert og faktisk produksjon per døgn i 2009. Figur 15 gir en identifikasjon på hvordan vindmålingene fra WRF-modellen er, sammenlignet med vindmålinger fra vindparken. Dette vises ved å sammenligne estimert og faktisk produksjon med like mange vindturbiner i drift for uke 33.



Figur 13 Månedvis fordeling mellom estimert og faktisk produksjon for Fjeldskår vindmøllepark.

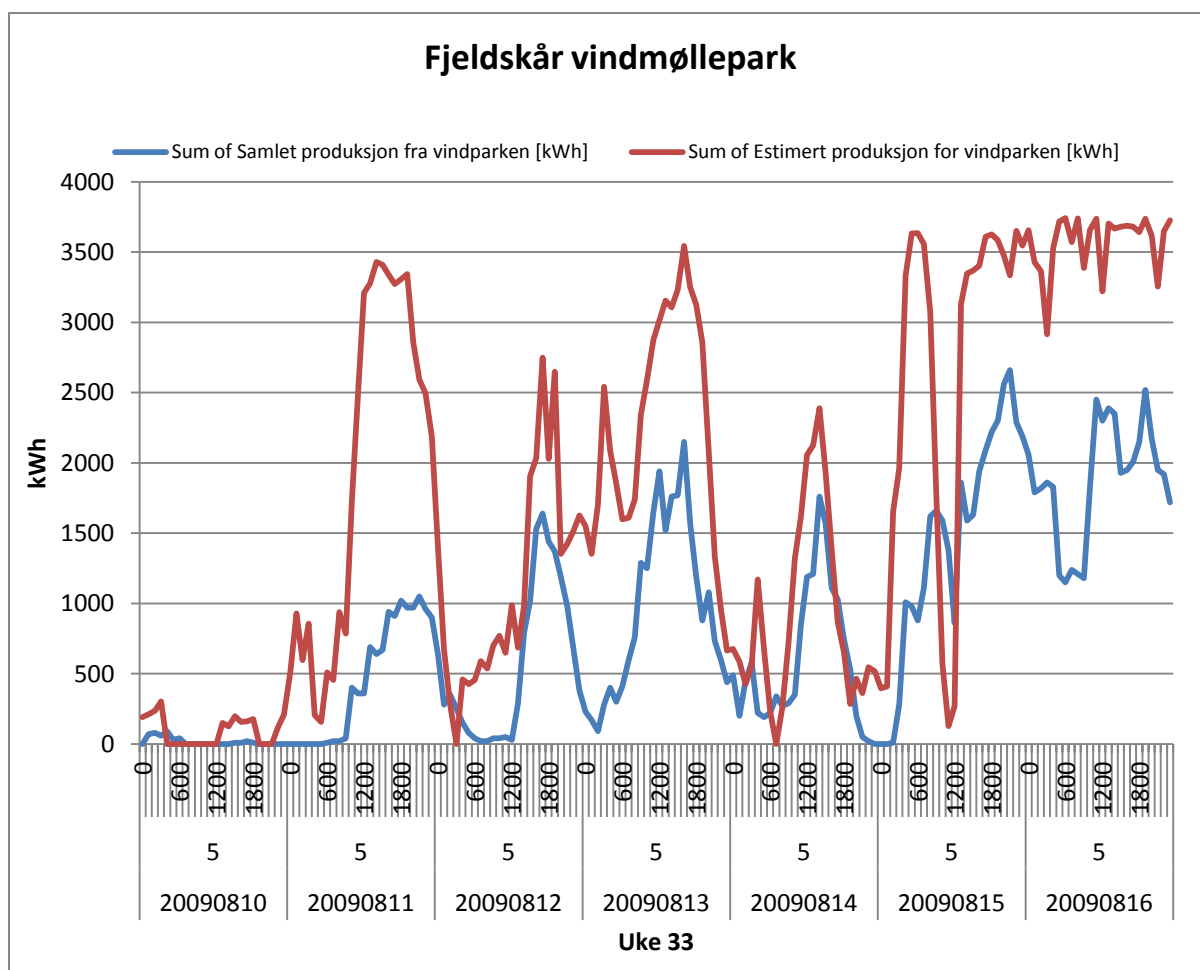
I figur 13 forekommer de største avvikene i vintersesongen, med unntak av mai med et avvik på 596 MWh. Januar er det avvik på 787 MWh, oktober 780 MWh, november 1226 MWh og

desember på 1049 MWh. Avvikene er store, derfor fremstilles det i figur 16 hvor mange vindturbiner som er i drift for 2009.



Figur 14 Estimert og faktisk produksjon fra Fjeldskår vindmøllepark per døgn i 2009.

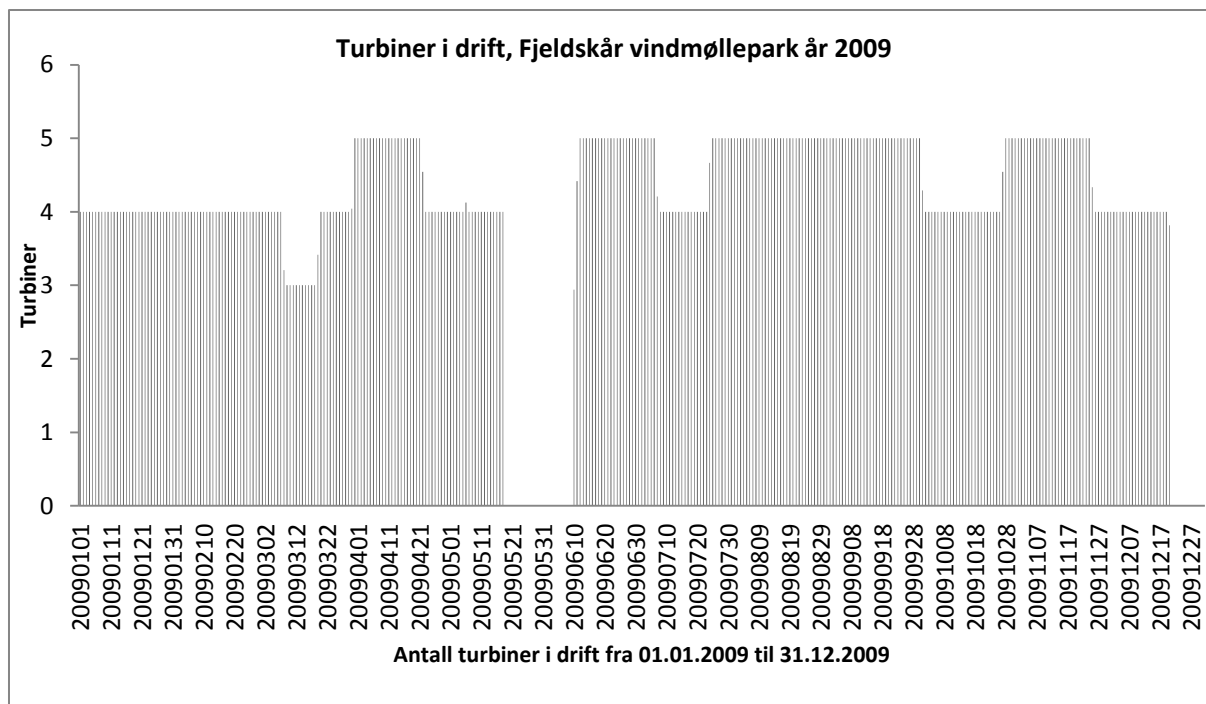
Den estimerte produksjonen per døgn er større enn den faktiske produksjonen. Avviket skyldes driftsproblemer, men det kan også skyldes at det er for høye vindverdier fra WRF-modellen.



Figur 15 Antall turbiner i drift, estimert og faktisk produksjon ved hvert klokkeslett per døgn i uke 33.

Det interessante med denne figuren er at alle vindturbinene er i drift. Dermed ser vi at avviket her ikke skyldes driftsproblemer, men for høye vindverdier fra WRF-modellen.

Ved å se på tilgjengeligheten for vindparken i figur 16, ser vi at det i gjennomsnitt er flere vindturbiner i drift for 2009 enn for 2008. Figuren viser at vindparken har alle vindturbinene satt ut av drift i slutten av mai til begynnelsen av juni, samt i slutten av desember. Det skyldes manglende data på hvor mange vindturbiner som er i drift i perioden 18. mai til 10. juni 2009 og 20. desember 2009 til 19. januar 2010.



Figur 16 Tilgjengelighet for vindparken for 2009.

4.2.4 Resultatet for 2009

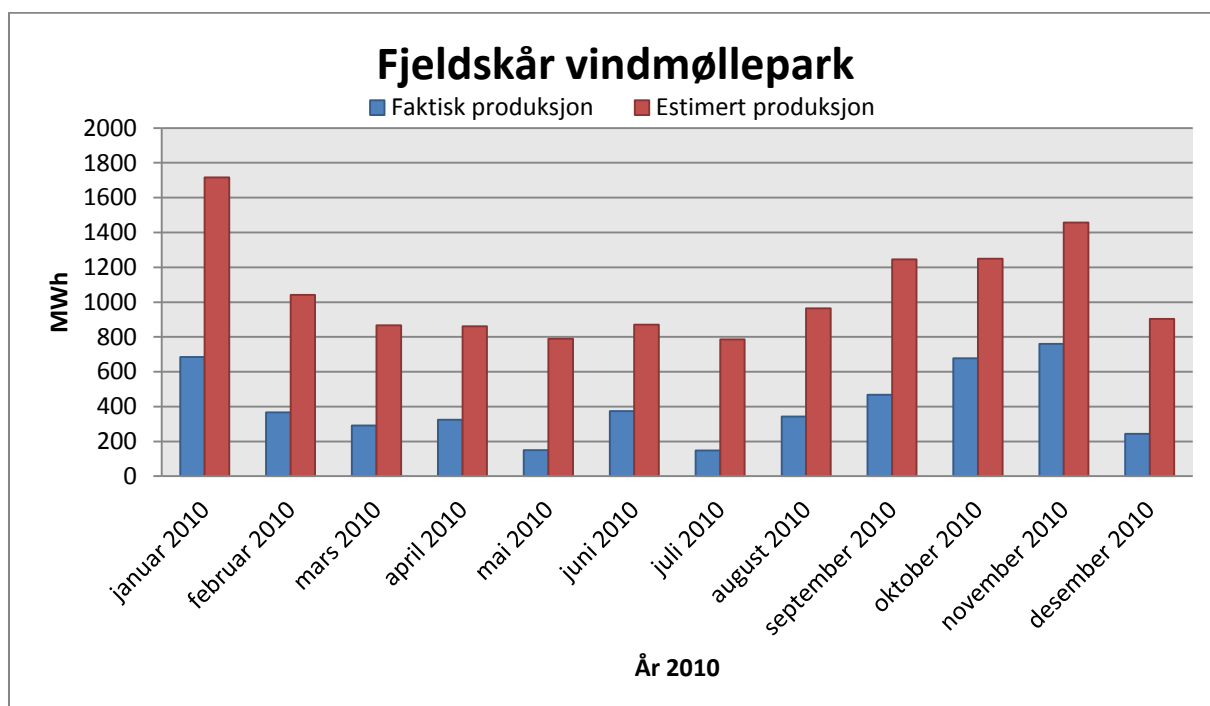
De estimerte vindhastighetene fra WRF-modellen og vindturbinene installert i vindparken beregner 1,6 GWh mer enn det vindparken har opplyst at den produserer i et normalår. Undersøker man middelavviket til vindparken fra et normalår kan man se at det er 1,7 prosent lavere enn normalt (NVE, 2009), noe som vil si at parken produserer lavere enn angitt normalproduksjon. Derfor er det stor grunn til å tro at vindhastighetene fra WRF-modellen er høyere enn de faktiske vindverdiene ved Fjeldskår vindmøllepark, noe figur 15 indikerer. Grunnen til at produksjonen for Fjeldskår vindmøllepark er bedre i 2009 sammenlignet med 2008, er fordi det var flere vindturbiner i drift det året. Grunnen til det store avviket mellom estimert og faktisk produksjon kan være driftsproblemer med vindturbinene, men det kan også skyldes at vindhastigheter fra WRF-modellen er for høye.

4.2.5 Analyse av produksjonen for 2010

I år 2010 produserte parken 4,83 GWh og hadde en brukstid på 1287,5 timer. Den estimerte produksjonen fra WRF-modellen oppgir en årsproduksjon på 12,75 GWh og en brukstid på 3400 timer. I NVE-rapporten over produksjonsstatistikk for landbasert vindkraft i Norge 2010, viser tabell 4 (s. 21) at NVE har en estimert produksjon for Fjeldskår vindmøllepark oppgitt i brukstid på 3162 timer. Normal brukstid for vindparken er 3239 timer.

Metoden jeg har benyttet meg av, for å finne avviket i brukstid mellom estimert og faktisk produksjon, gir et avvik på 2112,5 timer (62,13 prosent). Faktisk produksjon sammenlignet med hva Fjeldskår vindmøllepark oppga som årlig normalproduksjon i konsesjonssøknaden til NVE, gir et avvik i brukstid på 1912,5 timer (59,76 prosent).

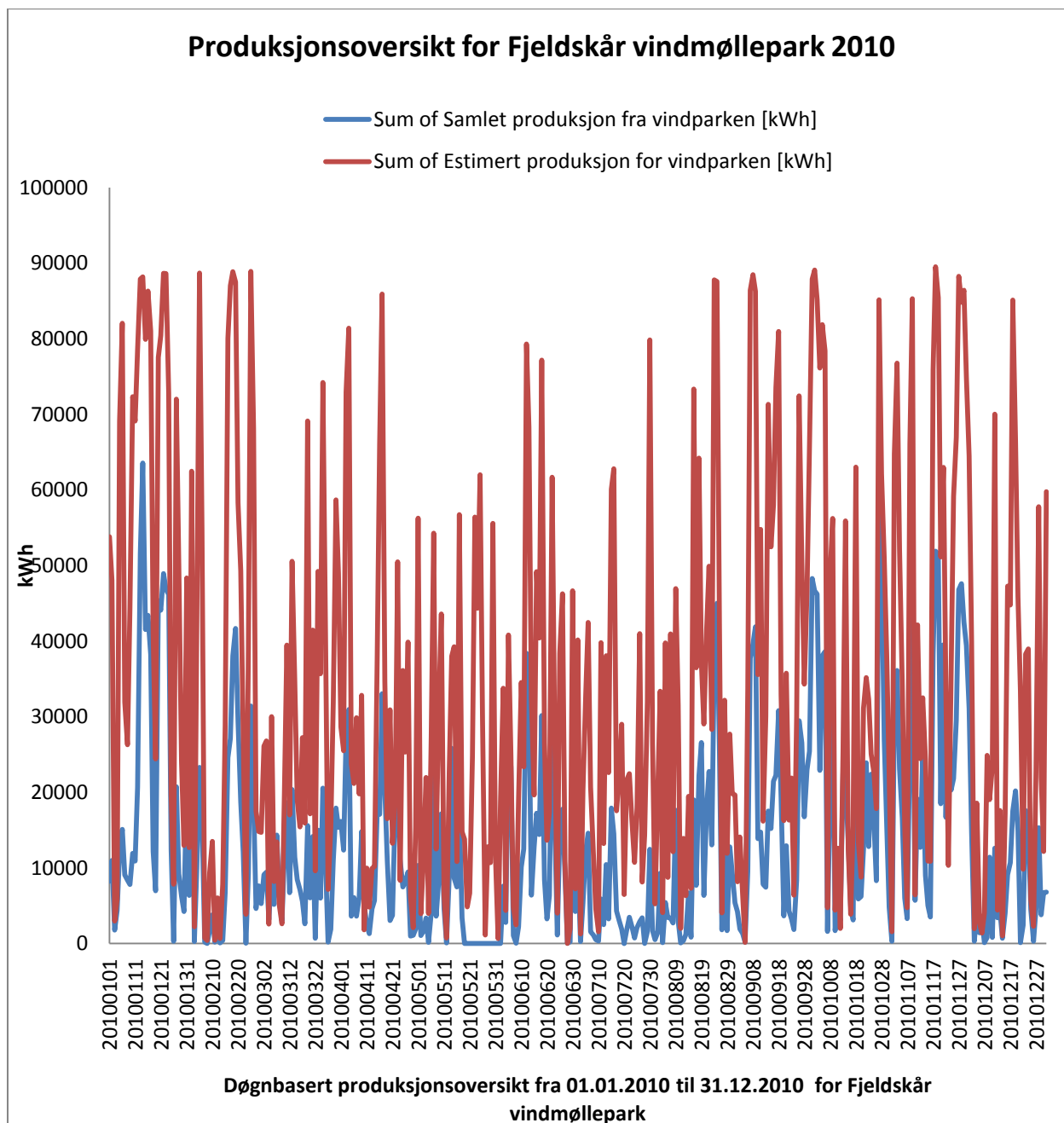
I tabell 4, hvor NVE har beregnet avviket i brukstid mellom faktisk produksjon og normalproduksjon, er avviket oppgitt til 1952 timer (60,27 prosent). Avviket mellom faktisk produksjon og brukstid er her på 1875 timer (59,3 prosent). Den estimerte produksjonen fra NVE er nedjustert fordi vindindeksene for 2010 er beregnet til 2,6 prosent lavere enn normal vindindeks.



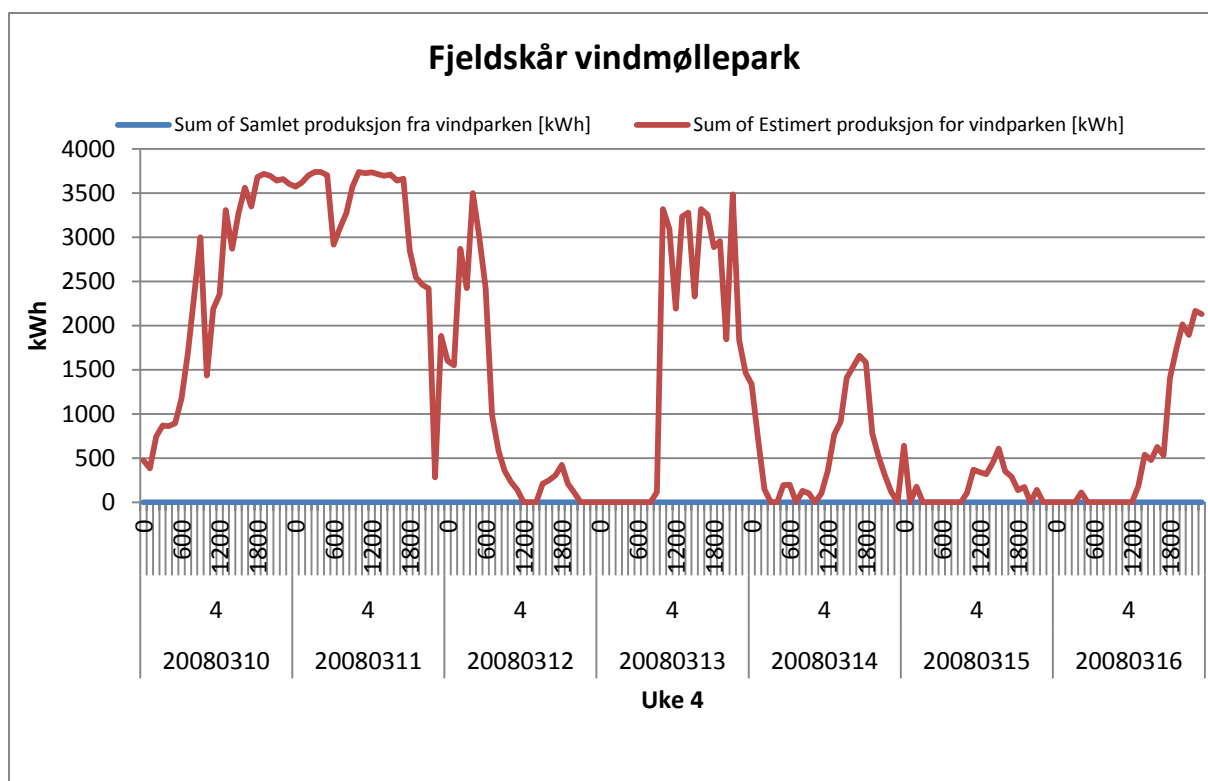
Figur 17 Månedvis fordeling mellom estimert og faktisk produksjon for Fjeldskår vindmøllepark.

De største avvikene i MWh kommer frem i figur 17. Generelt er avviket per måned over 500 MWh, mens januar skiller seg ut med et avvik på 1032 MWh. Avviket i februar er 675 MWh, september 777 MWh, november 698 MWh og desember 660 MWh.

Figur 18 viser den estimerte og faktiske produksjonen per døgn for 2010. Ved de største avvikene er det få vindturbiner i drift.

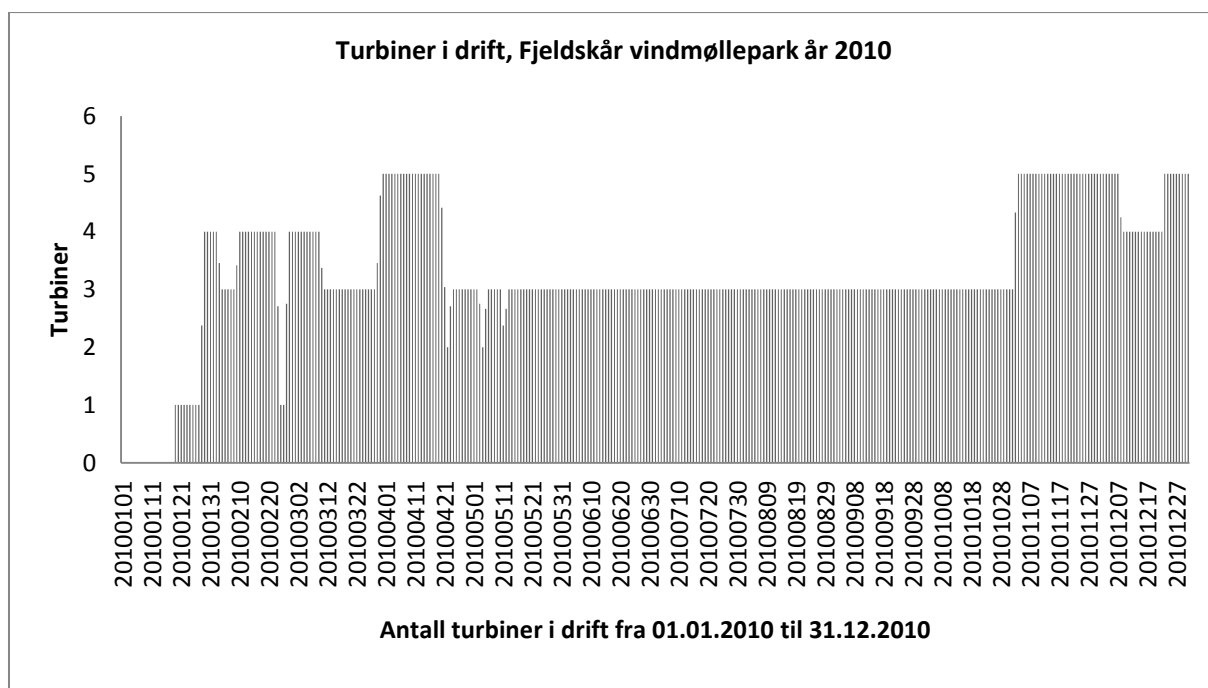


Figur 18 Estimert og faktisk produksjon fra Fjeldskår vindmøllepark per døgn i 2010.



Figur 19 Antall turbiner i drift, estimert og faktisk produksjon ved hvert klokkeslett per døgn uke 4.

Figur 19 viser forskjellen mellom estimert og faktisk produksjon for uke 4 i januar. Det er kun fire vindturbiner tilgjengelig den uken, og dermed er det vindforholdene i uke 4 som gir avviket i produksjonen.



Figur 20 Tilgjengeligheten til vindparken for 2010.

Vindparken har tre vindturbiner i drift store deler av året (figur 20), altså færre vindturbiner i drift sett i forhold til 2008 og 2009. Dermed er dette året med lavest produksjon.

4.2.6 Resultat for 2010

De estimerte vindhastighetene fra WRF-modellen med gridoppløsning 4 km · 4 km, estimerer 0,75 GWh mer enn det vindparken har opplyst at den produserer i et normalår. Dette indikerer at vindhastighetene fra WRF-modellen er høyere enn de faktiske, ettersom middelvinden for Fjeldskår vindmøllepark avviker fra middelvinden ved et normalår med -2,4 prosent (NVE, 2010).

Den andre grunnen til avvik for vindparken er at det er få vindturbiner i drift for 2010. Drift og vedlikehold er et problem for Fjeldskår vindmøllepark, og dermed har de lave produksjonstall i forhold til forventet produksjon ved et normalår.

4.3 Valsneset vindpark

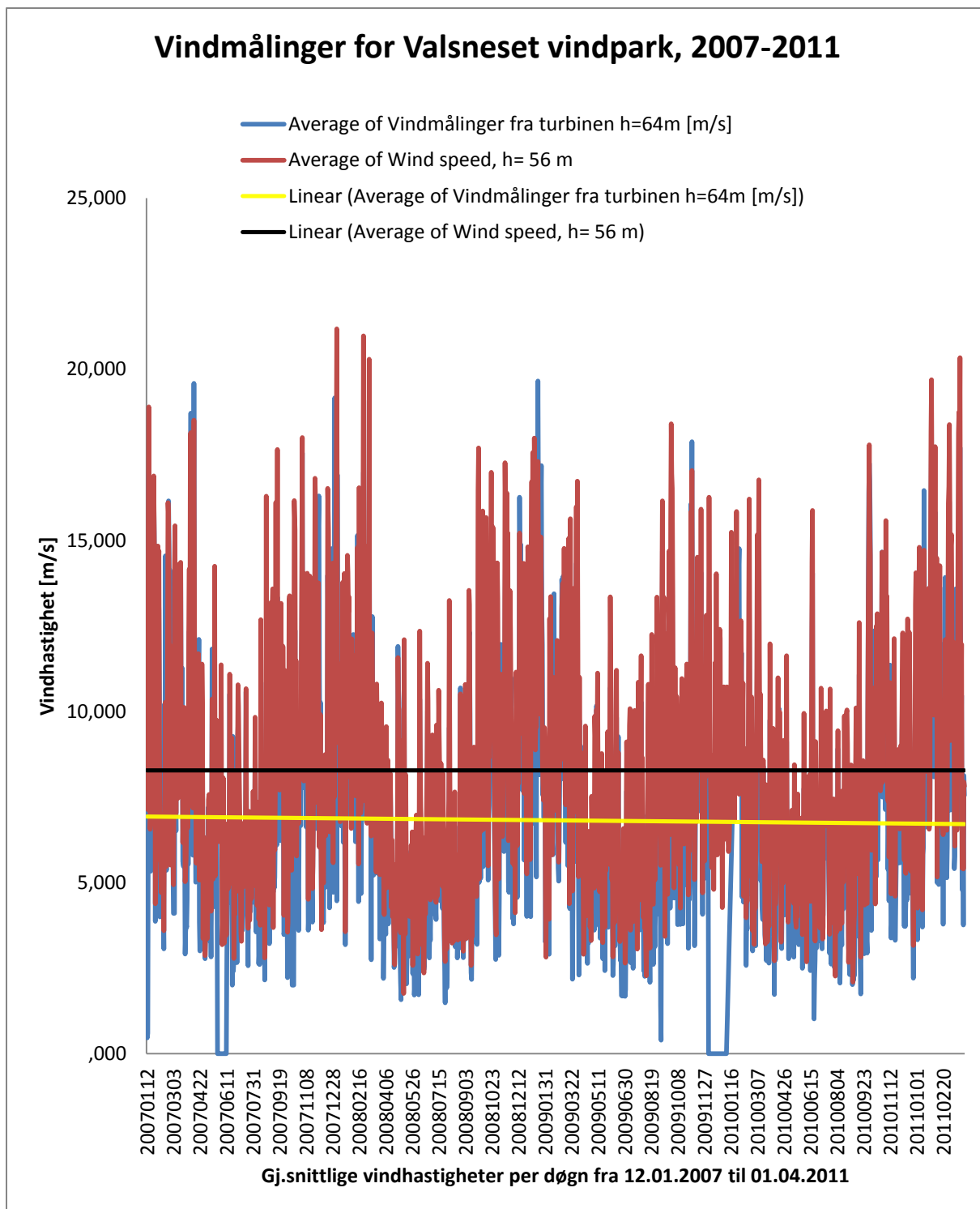
Datamaterialet for Valsneset vindpark er fremstilt i figurer som viser estimert og faktisk produksjon per måned over et år. Analysen sammenligner vindmålinger fra vindturbinen med WRF-modellen ved gjennomsnittlige vindhastigheter i forskjellige perioder. Det er laget en figur for å måle samsvaret mellom vindturbinen og WRF-modellen, og for hvert år oppgis et resultat som tolker årsakene til avvikene for vindturbinen. Det er ikke tatt hensyn til vindforholdene etter NVE-rapportene om vindkraftproduksjon (2008, 2009 og 2009), ettersom analysen har de faktiske vindmålingene fra vindturbinen.

4.3.1 Vindmålinger sammenlignet med WRF-modellen

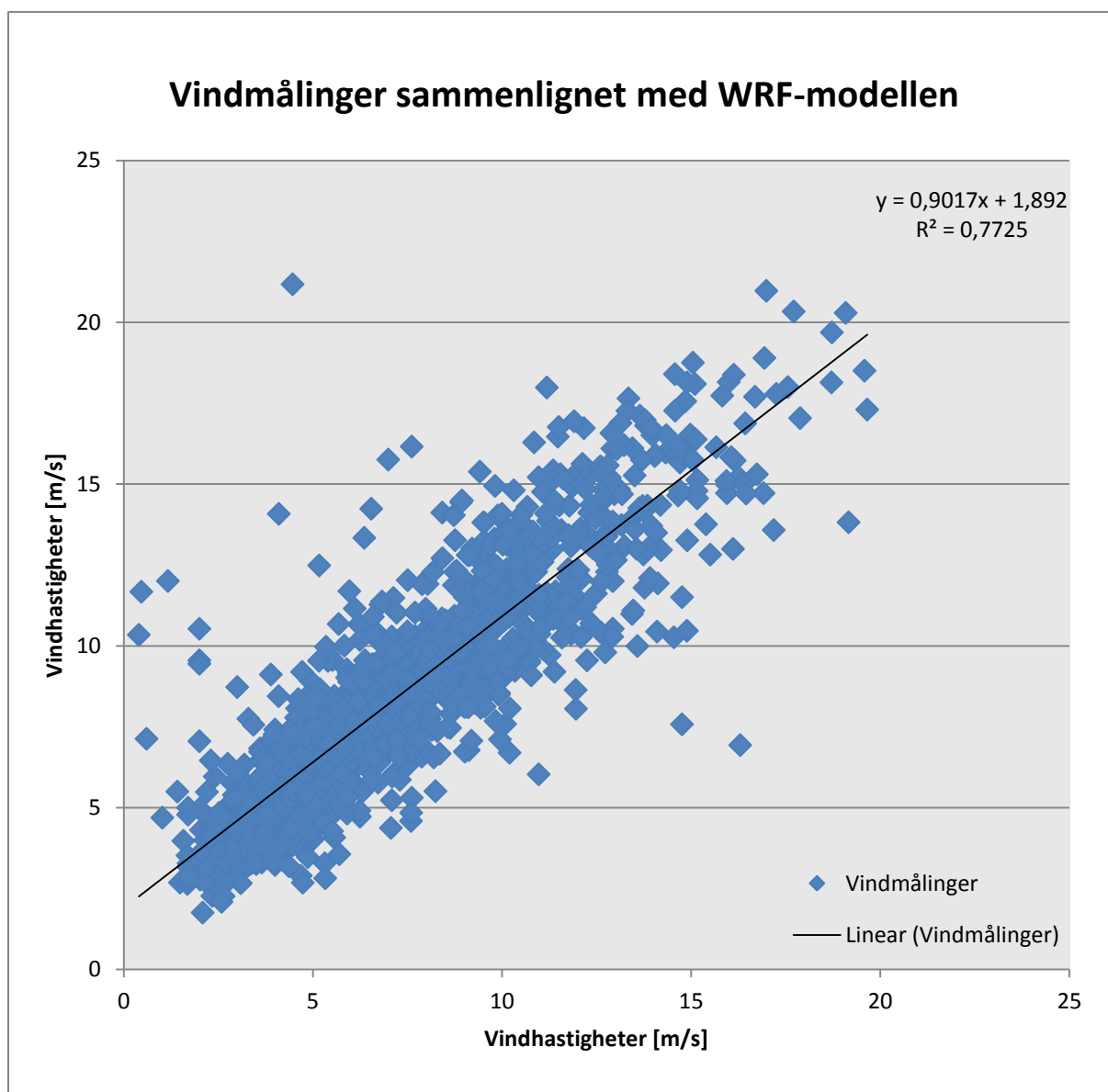
Datamaterialet for Valsneset vindpark er produksjons- og vindmålinger per time fra november 2006 til 2012 fra en ukjent vindturbin i parken.

Figur 21 viser gjennomsnittlige vindhastigheter for vindturbinen per døgn fra 12. april 2007 til 1. april 2011. Ved hjelp av figuren ser man at de estimerte vindhastighetene fra WRF-modellen, med en gridoppløsning på 4 km • 4 km, er for høye i forhold til de faktiske vindmålingene fra turbinen. Gjennomsnittlig vindhastighet målt fra vindturbinen i denne perioden er 6,83 m/s, mens gjennomsnittlig vindhastighet fra WRF-modellen i samme periode er 8,28 m/s. Dette medfører at den estimerte produksjonen vil bli høyere enn den faktiske produksjonen for vindturbinen.

Valsneset vindpark har oppgitt en middelvind på 8,4 m/s. Dette er et avvik fra middelvinden på 1,57 m/s, gitt målingene fra vindturbinen i parken.



Figur 21 Gjennomsnittlige vindhastigheter per døgn fra 12.01.2007 til 01.04.2011 ved Valsneset vindpark.



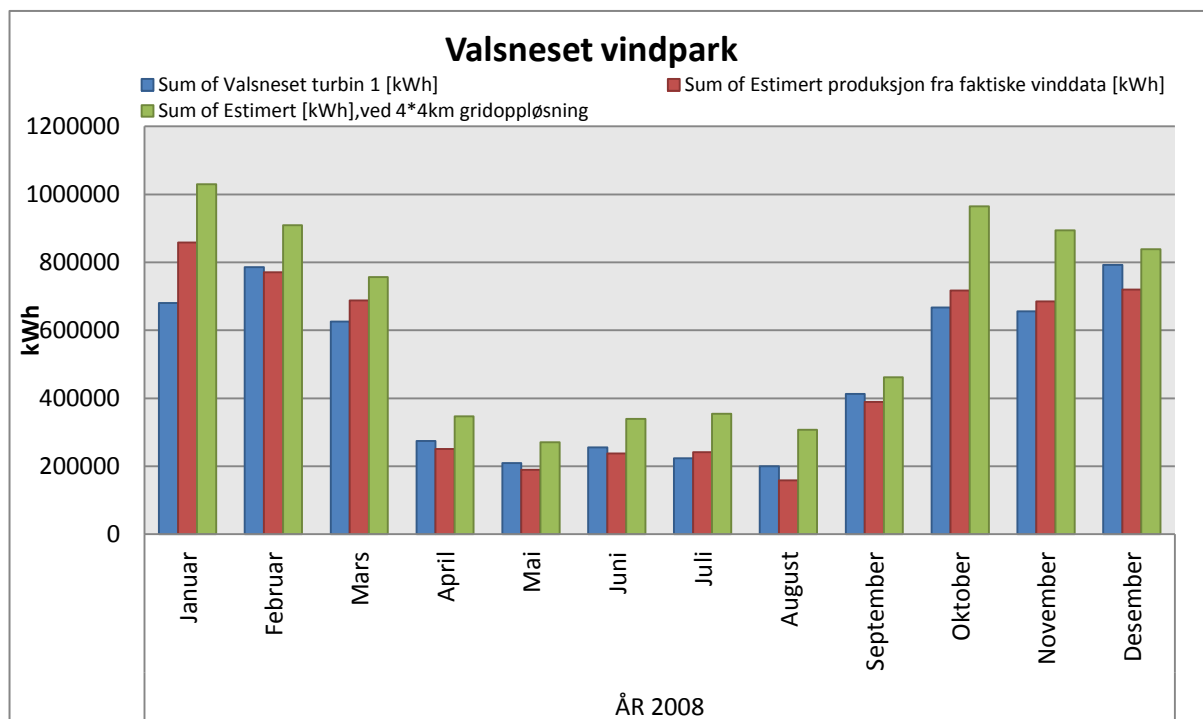
Figur 22 Vindmålinger mellom WRF-modellen og vindturbinen.

Figur 22 viser at det er samsvar mellom vindmålingene fra vindturbinen og WRF-modellen. Det er lagt inn vindverdier fra WRF-modellen og vindturbinen per time fra 12. januar 2007 til 1. april 2011 i "Scatter" i Microsoft Excel. Dette for å se hvordan WRF-modellen beregner vindverdier i forhold til faktiske vindmålingene fra vindturbinen. Det er en sterk korrelasjon mellom vindhastighetene i en lineær likning mellom vindturbinen og WRF-modellen. Korrelasjonen er beregnet etter Pearsonformelen, og for Valsneset vindpark er verdien 0,88. Verdi 0 forteller at det ikke finnes en noen lineær korrelasjon mellom variablene, mens en perfekt positiv korrelasjon mellom to variabler i en lineær likning gir verdi 1, mens en perfekt negativ korrelasjon vil gi -1 i verdi.⁵⁷

⁵⁷ Encyklopedi Wikipedia online, s.v."Pearson correlation"
http://en.wikipedia.org/wiki/Pearson_correlation_coefficient (oppsøkt 09.05.2012)

4.3.1 Analyse av produksjonen for 2008

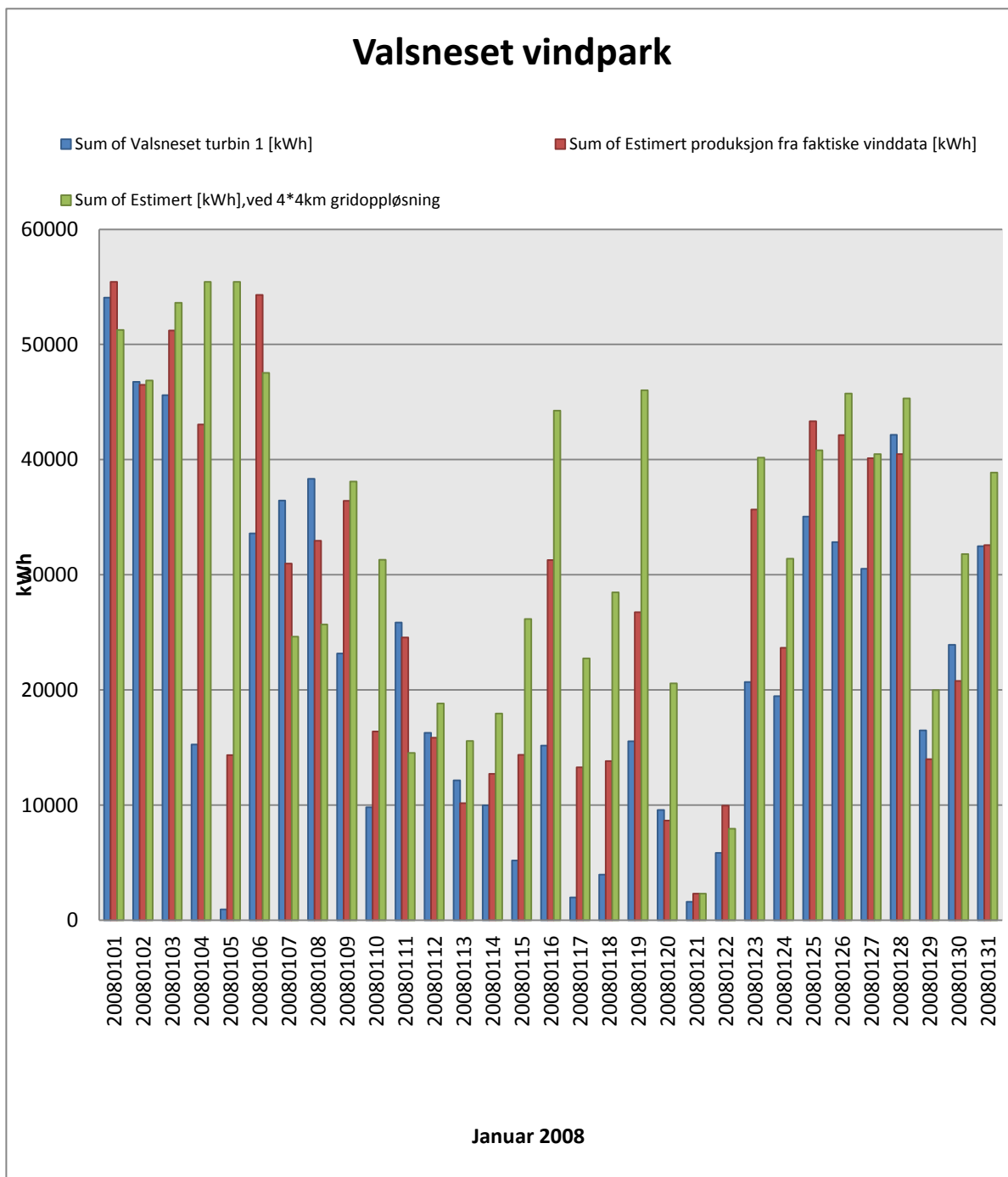
Figur 23 viser faktisk produksjon, vindturbinens estimerte produksjon fra vindmålingene fra vindturbinen og den estimerte produksjonen fra WRF-modellen for hver måned i 2008.



Figur 23 Månedvis produksjonen, estimert produksjon fra vindmålinger fra vindturbinen og estimert produksjon fra WRF-modellen.

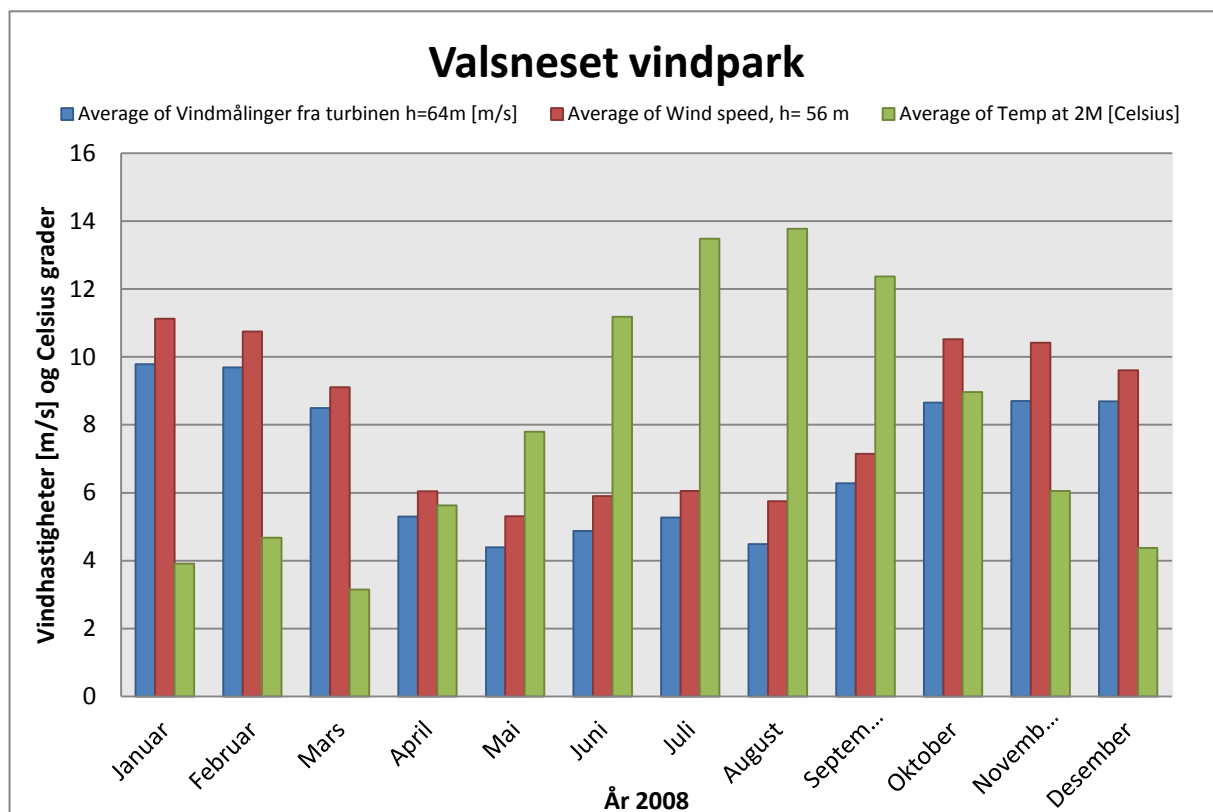
Produksjonen fra vindturbinen er 5,78 GWh, hvor vindturbinen har gått med full effekt i 2514 timer det året. Estimert produksjon fra WRF- modellen er 7,47 GWh med en brukstid på 3249 timer.

NVEs produksjonsstatistikk for 2008 viser at gjennomsnittlig brukstid for vindkraftverkene i Norge er 2189 timer. Hvis en tar utgangspunktet fra vindturbinen ser det derfor ut som om Valsneset vindpark produserer bedre enn sine konkurrenter. Sett i forhold til den estimerte produksjonen, er det imidlertid fortsatt et avvik på 735 timer (22,6 prosent). Figur 23 viser at januar og oktober skiller seg mest ut, siden det da er altfor lav produksjon i forhold til de faktiske vindmålingene og den estimerte produksjonen for vindturbinen. Figur 24, som viser produksjonen for januar 2008, viser at avviket skyldes at turbinen har vært ute av drift. Turbinen har ikke produsert på 149 timer av 744 timer i januar, og figuren viser at dette skyldes estimert produksjon fra de faktiske vindmålingene og ikke fra vindturbinen.



Figur 24 Produksjon per døgn for januar 2008.

Figur 25 viser den gjennomsnittlige vindhastigheten fra vindturbinen og fra WRF-modellen. Vi ser at vindhastighetene fra WRF-modellen (rød søyle) er høyere enn de faktiske vindmålingene fra turbinen (blå søyle) per måned. Grønn søyle viser gjennomsnittstemperaturen per måned.



Figur 25 Gjennomsnittlige vindhastigheter og temperatur for hver måned i 2008.

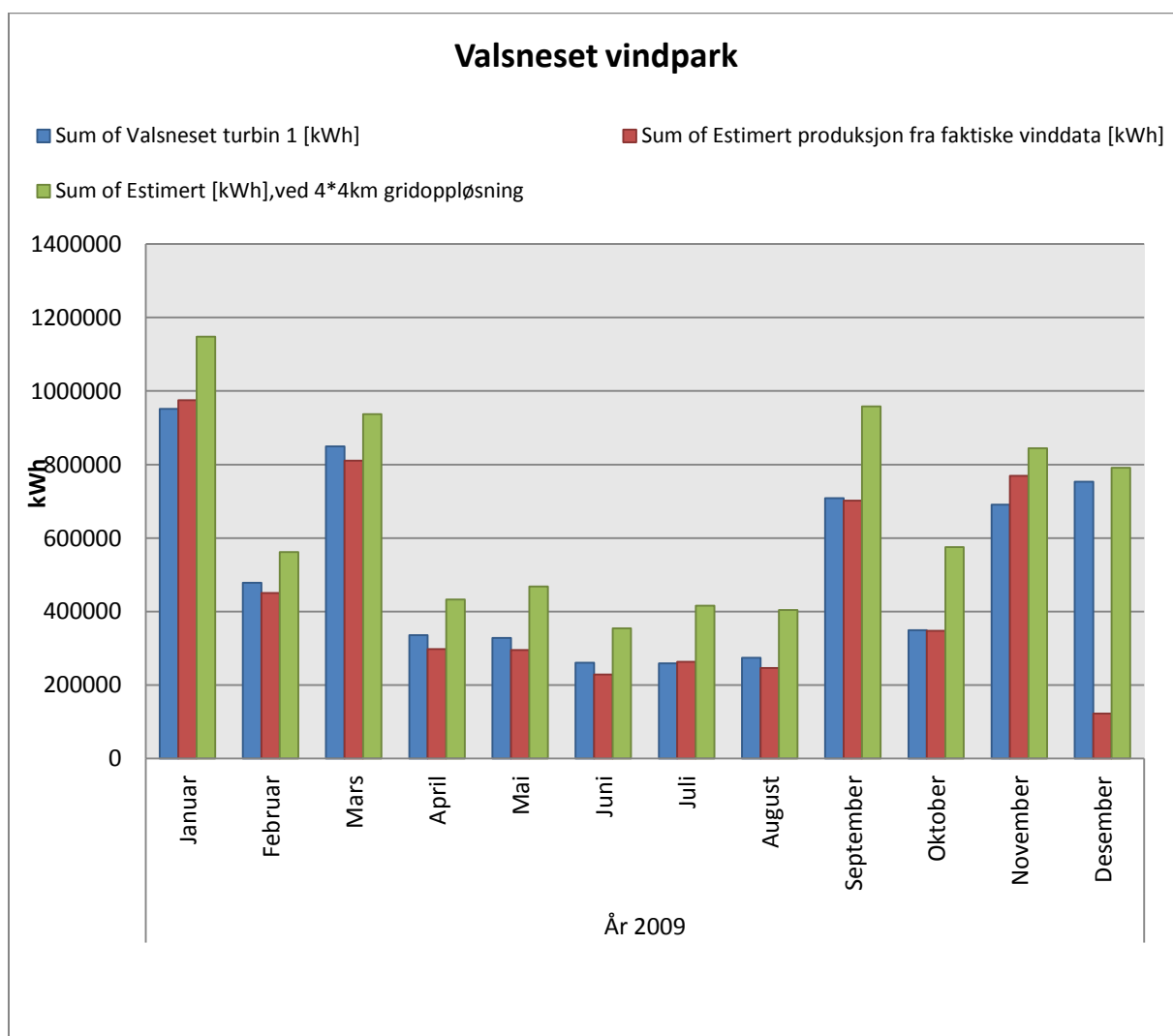
4.3.2 Resultat for 2008

Vindhastighetene fra WRF-modellen er større enn de faktiske vindverdiene. Januar har det største avviket, noe som har oppstått på grunn av for høye vindverdier og fordi vindturbinen var ute av drift 149 timer den måneden.

4.3.3 Analyse av produksjonen for 2009

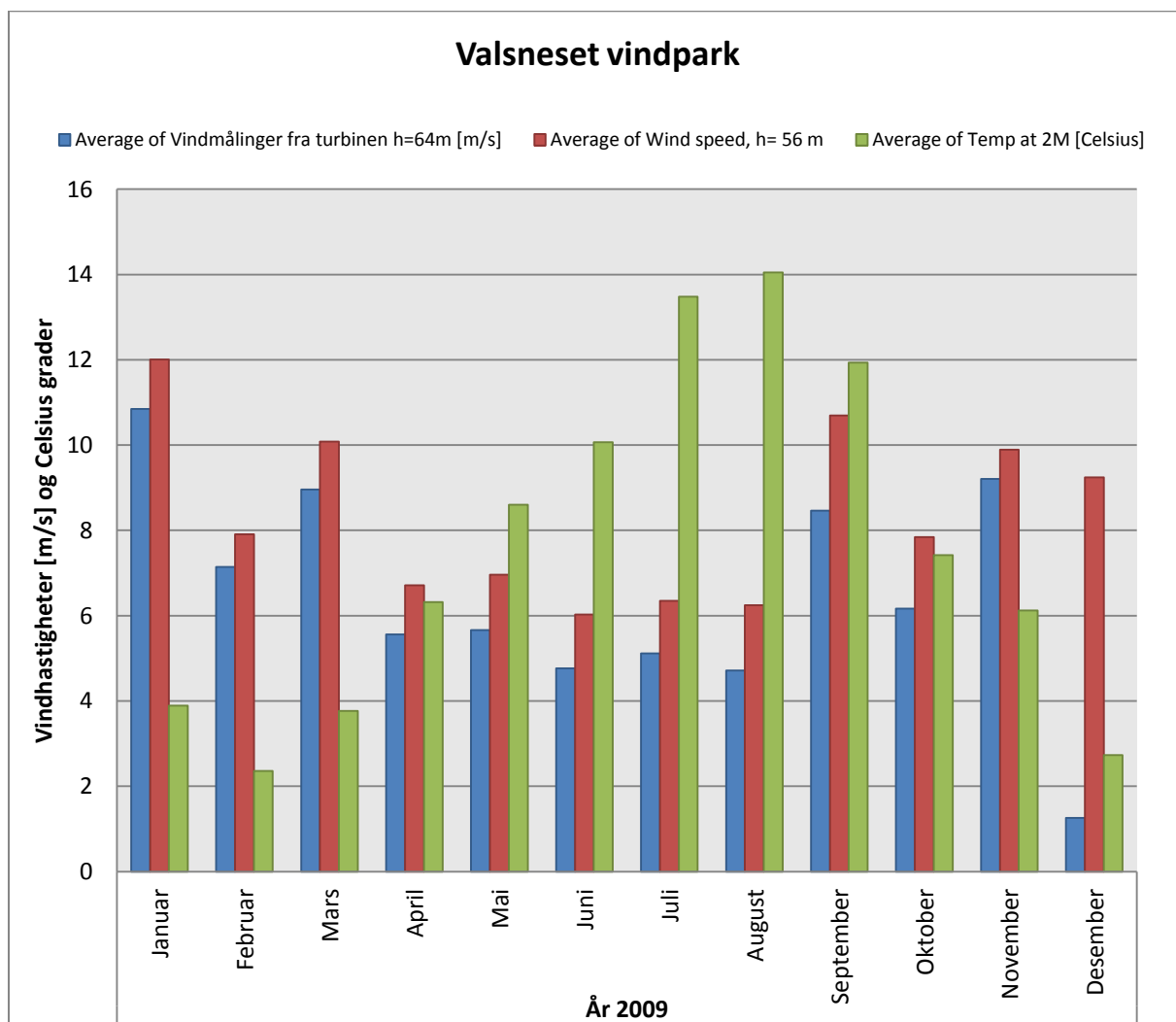
Produksjonen for vindturbinen i år 2009 er 6,24 GWh, med en brukstid på 2714 timer. Den estimerte produksjonen fra WRF-modellen er 7,89 GWh, med en brukstid på 3431 timer. Dette innebærer et avvik på 717 timer (20,9 prosent). Gjennomsnittlig brukstid for vindkraftverkene i Norge er 2292 timer, hvor det gjennomsnittlige avviket for vindkraftverkene er 554 timer (NVE, 2009).

Figur 26 viser den månedlige produksjonen for 2009. Fra figuren kan man se at faktisk produksjon og estimert produksjon fra vindmålingene fra turbinen stemmer overens, mens den estimerte produksjonen fra WRF-modellen er for høy. Dette bekrefter figur 27.



Figur 26 Månedvis produksjon, estimert produksjon fra vindmålinger fra vindturbinen og estimert produksjon fra WRF-modellen.

De gjennomsnittlige vindmålingene per måned fra vindturbinen er vist i den blå søylen, og den røde søylen viser de gjennomsnittlige vindhastighetene fra WRF-modellen. Det er en høydeforskjell på åtte meter fra de faktiske målingene og beregningene fra WRF-modellen. Derfor er det mulig at vindhastighetene fra WRF-modellen skal vært litt høyere ved samme høyde.



Figur 27 Gjennomsnittlige vindhastigheter hver måned. Estimerte og faktiske vindmålinger fra vindturbinen, samt gjennomsnittlig temperatur.

4.3.4 Resultat for 2009

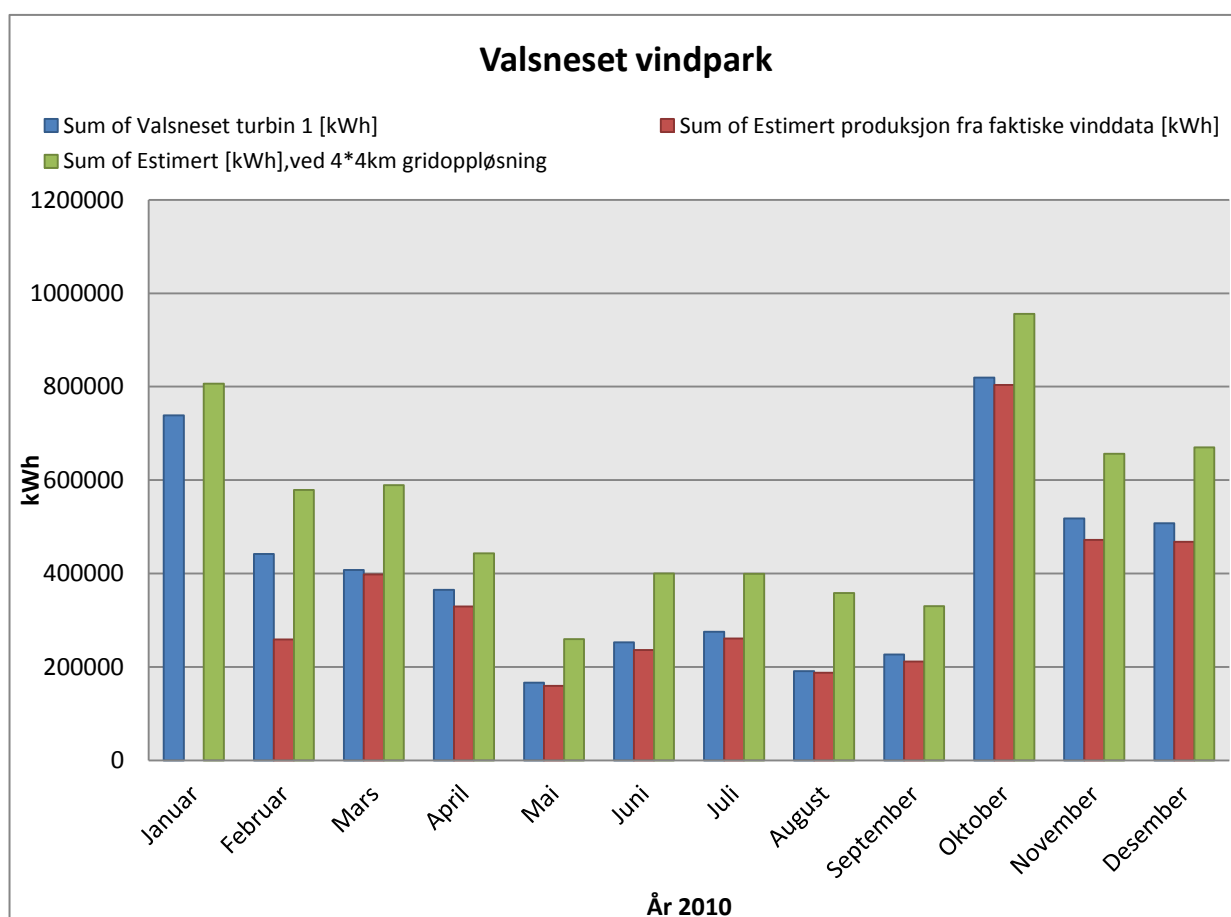
Resultatet viser at vindhastighetene fra WRF-modellen er høyere enn de faktiske vindmålingene på stedet. Dette fører til et avvik mellom estimert og faktisk produksjon.

4.3.5 Analyse av produksjonen for 2010

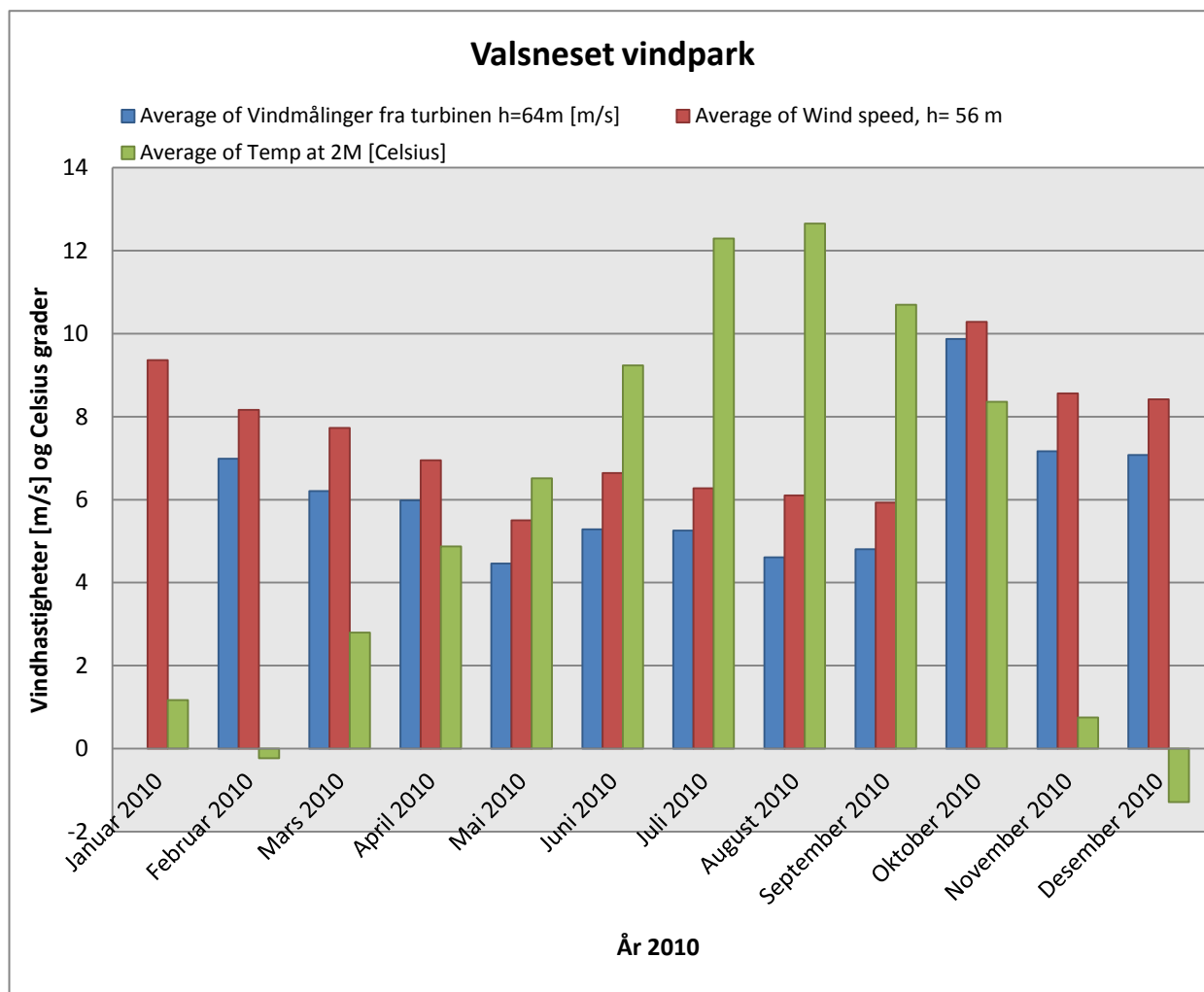
Produksjonen for vindturbinen i år 2010 er 4,91 GWh, og brukstiden er 2136 timer. Den estimerte produksjonen fra WRF-modellen er 6,45 GWh, og brukstiden er 2804 timer. Dette er et avvik på 668 timer (23,8 prosent).

Tabell 4 (s. 21) viser brukstiden for Valsneset Vindpark til 2270 timer og brukstiden Valsneset har oppgitt ved normalproduksjon til 3043 timer. Dette er et avvik på 773 timer (25,4 prosent). Den estimerte produksjonen fra NVE er 2642 timer, altså et avvik på 372 timer (14 prosent).

Figur 28 og 29 viser at parken får for stort avvik mellom estimert og faktisk produksjon på grunn av at WRF-modellen estimerer for høye vindhastigheter.



Figur 28 Månedsvise produksjon, estimert produksjon fra vindmålinger fra vindturbinen og estimert produksjon fra WRF-modellen



Figur 29 Gjennomsnittlige vindhastigheter ved målinger fra vindturbinen, samt estimerte vindhastigheter og temperatur fra WRF-modellen.

4.3.6 Resultat for 2010

Avvikene fra vindturbinen oppstår ved for høye estimerte vindhastigheter fra WRF-modellen, men ved analyse av 2008, 2009 og 2010 ser vi at drift og vedlikehold er en annen faktor til avvik.

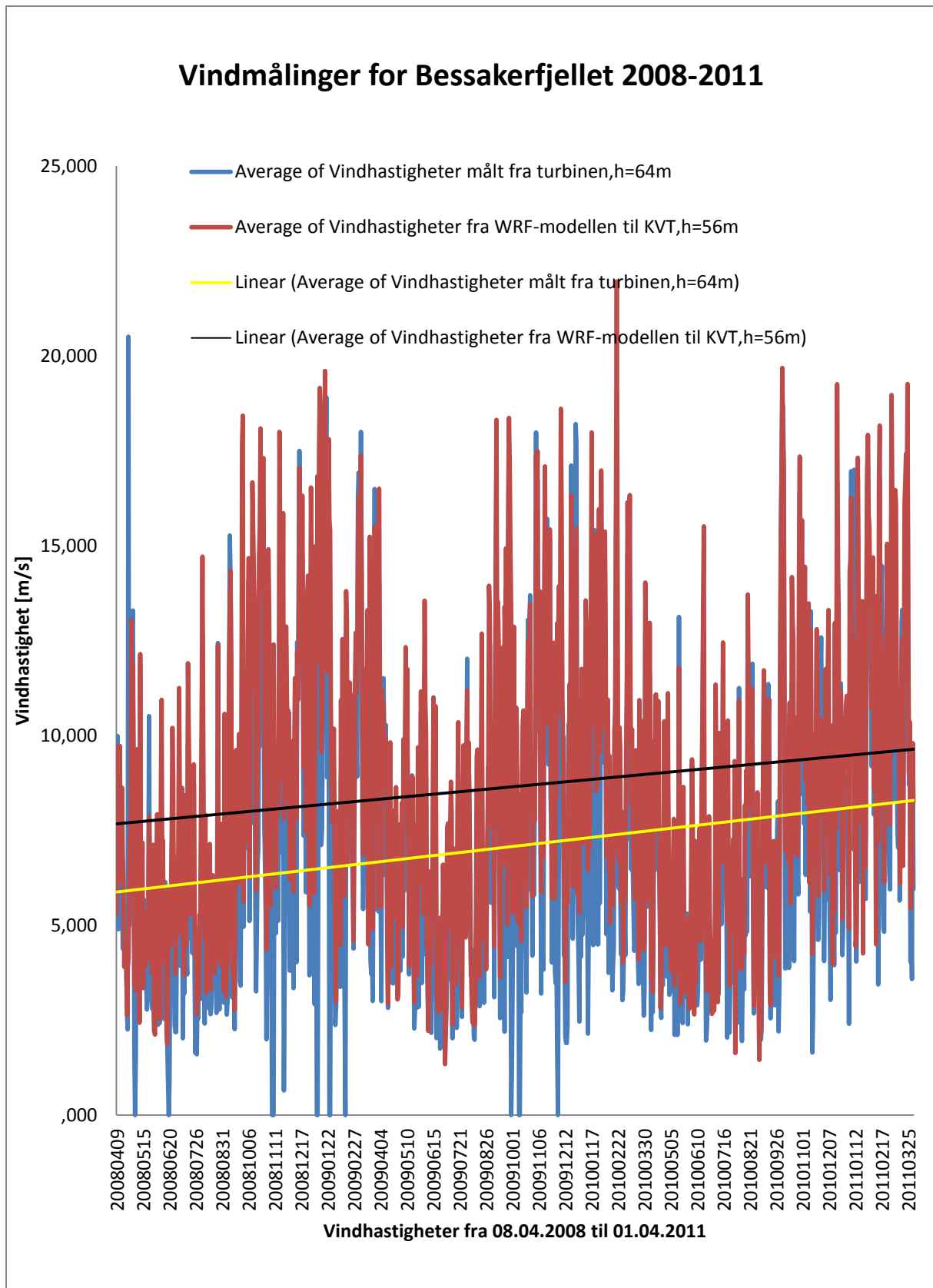
4.4 Bessakerfjellet vindpark

Datamaterialet for Bessakerfjellet vindpark er fremstilt i figurer som viser månedsvise fordeling over et år, analyse av en måned og sammenligning av estimert og faktisk produksjon for et døgn. Analysen viser vindmålinger for perioden 2008 til 2010, og hvordan WRF-modellen samsvarer med vindmålingene fra vindturbinen. For hvert år er det oppgitt et resultat som forklarer årsakene til avvikene til vindturbinen. Det er imidlertid ikke tatt hensyn til vindforholdene etter NVE-rapportene om vindkraftproduksjon (2008, 2009 og 2010), ettersom analysen har de faktiske vindmålingene fra vindturbinen.

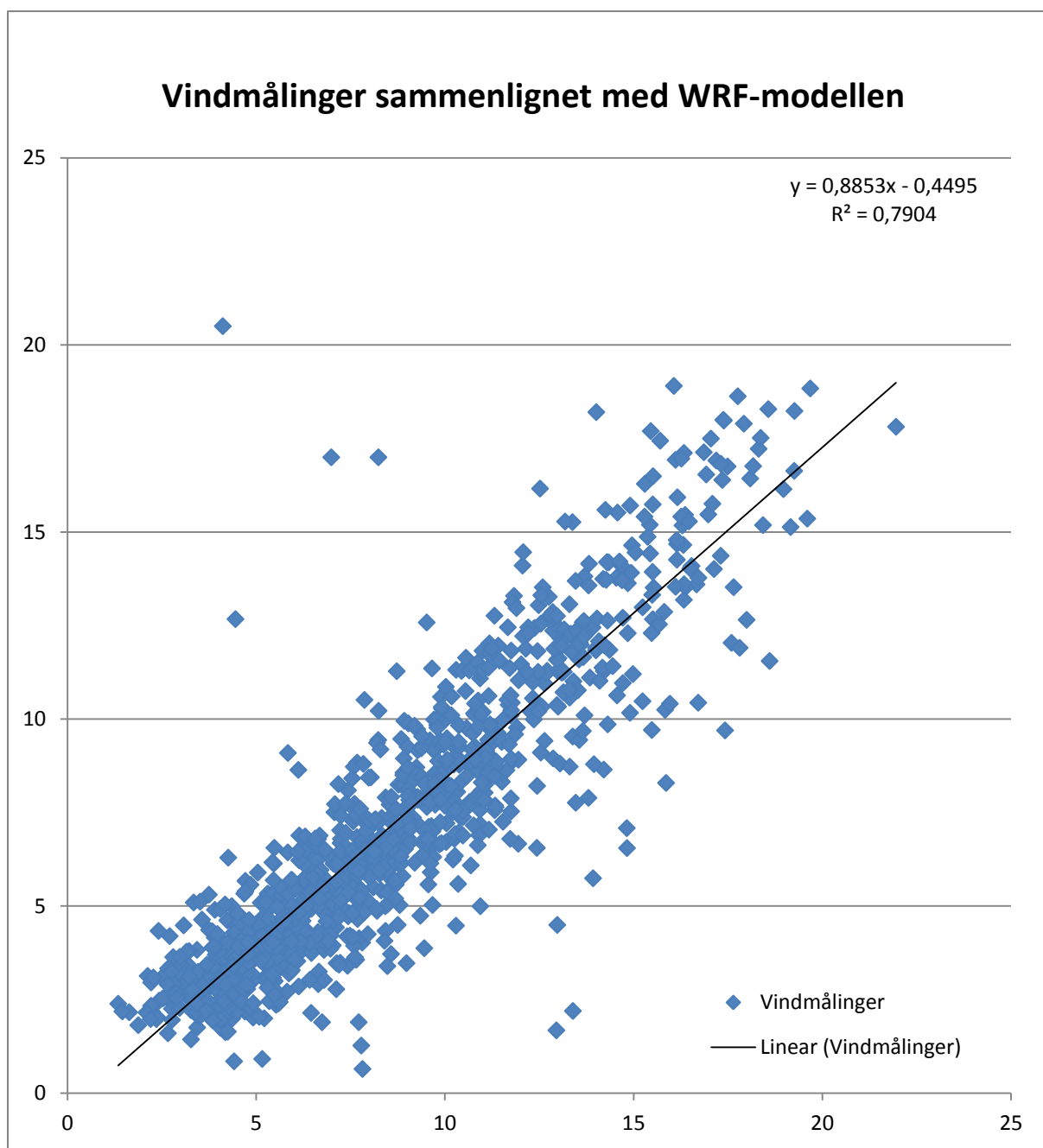
4.4.1 Vindmålinger sammenlignet med WRF-modellen

Figur 30 viser de gjennomsnittlige vindhastighetene per døgn fra 9. april 2008 til 1. april 2011. Det er trukket en linje fra turbinens vindmålinger og WRF-modellen, slik at en kan se at de estimerte vindhastighetene fra WRF-modellen er høyere enn de faktiske vindmålingene. Gjennomsnittlig vindhastighet for de faktiske vindmålingene er 7,09 m/s, mens den for WRF-modellen er 8,66 m/s. Dette fører til at den estimerte produksjonen blir høyere enn den faktiske produksjonen for vindturbinen.

Bessakerfjellet har beregnet en middelvind på 8,5 m/s. Dette er et avvik i middelvinden med 1,41 m/s, gitt vindmålingene fra vindturbinen.



Figur 30 Gjennomsnittlige vindhastigheter fra WRF-modellen og målinger fra vindturbinen per døgn fra 09.04.2008 til 01.04.2011 ved Bessakerfjellet vindpark.

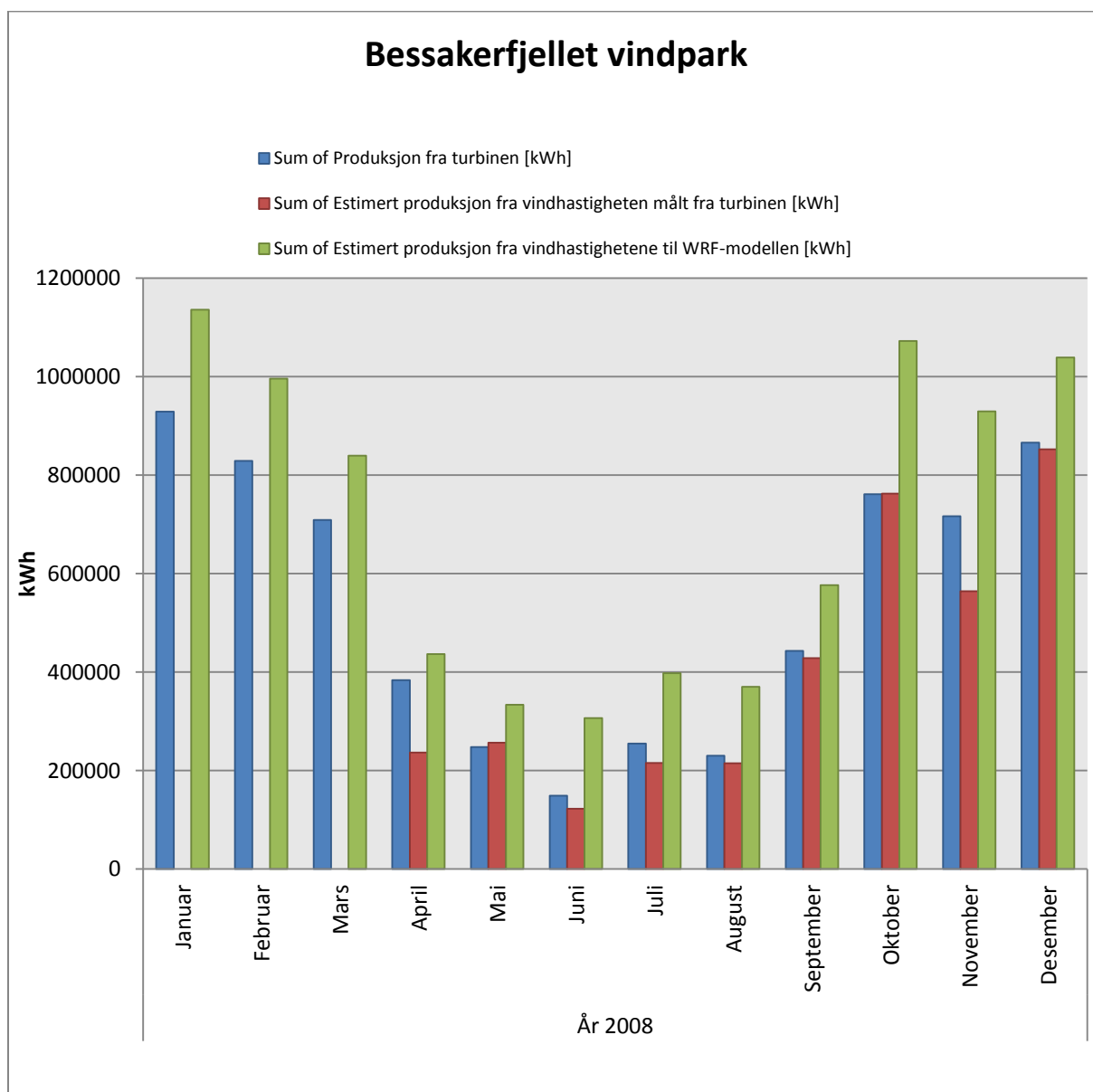


Figur 31 Vindmålinger per time fra WRF-modellen og vindturbinen.

Figur 31 viser samsvar mellom vindmålingene fra vindturbinen og WRF-modellen. Det er lagt inn vindverdier fra WRF-modellen og vindturbinen per time fra 9. april 2008 til 1. april 2011. Figuren viser et samlet bilde av vindmålingene fra vindturbinen og vindverdiene beregnet fra WRF-modellen. En beregning etter Pearsonformelen viser en sterk korrelasjon på 0,89.

4.4.2 Analyse av produksjon for 2008

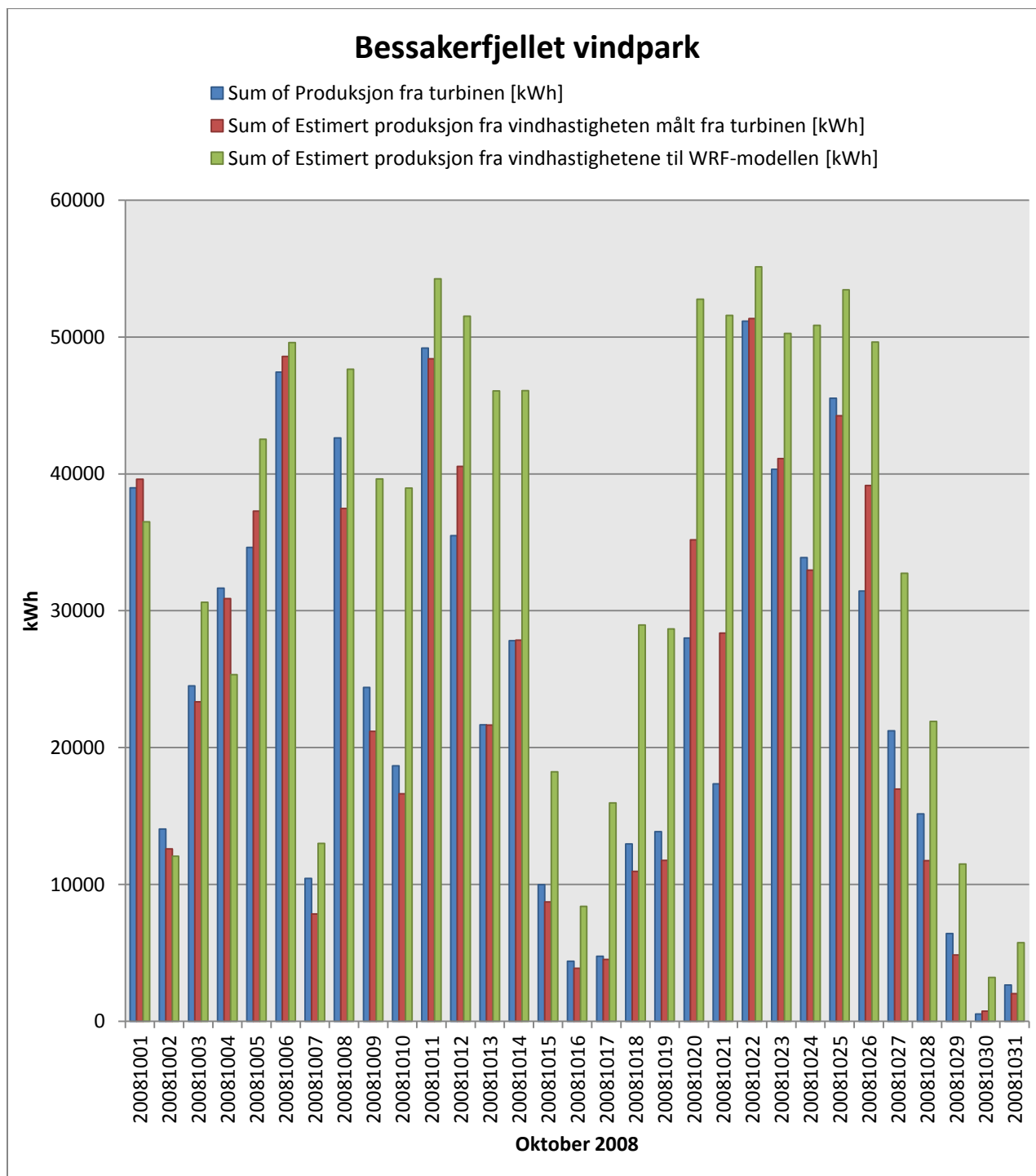
Produksjonen for turbinen er 6,516 GWh, med en brukstid på 2833 timer. Den estimerte produksjonen for turbinen på Bessakerfjellet er omtrent 8,4 GWh, med en brukstid på 3666 timer. Dette er et avvik på 833 timer (22,7 prosent). Figur 32 viser den månedlige produksjonen for 2008, og det er størst avvik i januar, februar, oktober, november og desember.



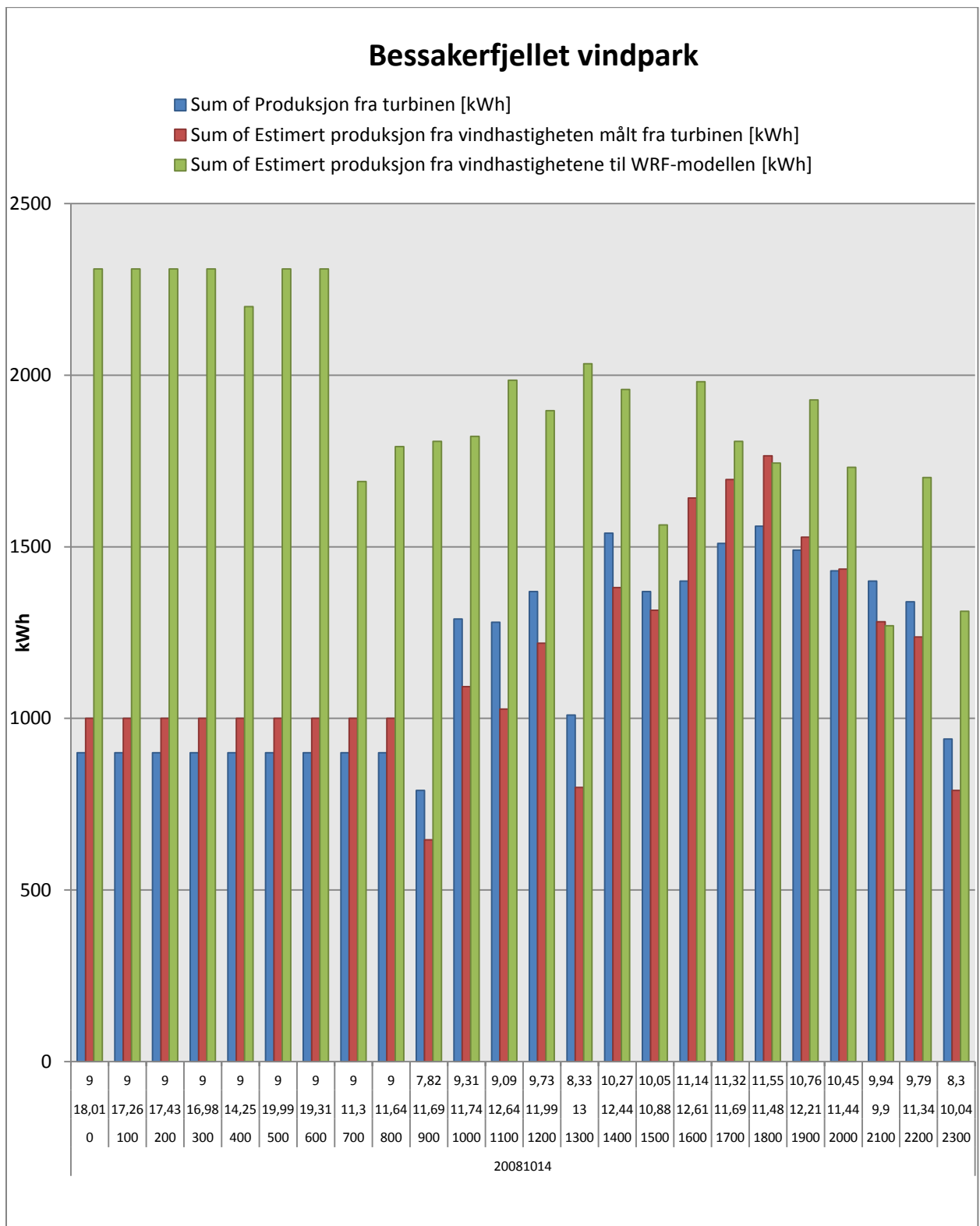
Figur 32 Produksjonsoversikt per mnd i år 2008. Viser avviket mellom estimert og faktisk produksjon, samt produksjonen ved de faktiske vindmålingene for turbinen.

Figuren viser også at det mangler faktiske vindmålinger fra januar til mars. Dette kan skyldes snø og lignende, og for å finne årsakene til avvikene er det derfor laget en figur hvor hvert døgn blir presentert i den måneden som har det største avviket i 2008.

Figur 33 tar for seg produksjonen, produksjonen estimert etter vindverdiene fra vindturbinen og den estimerte produksjonen fra vindhastighetene til WRF-modellen i oktober. Det største avviket i oktober er den 14. Dermed er 14. oktober analysert i figur 34.

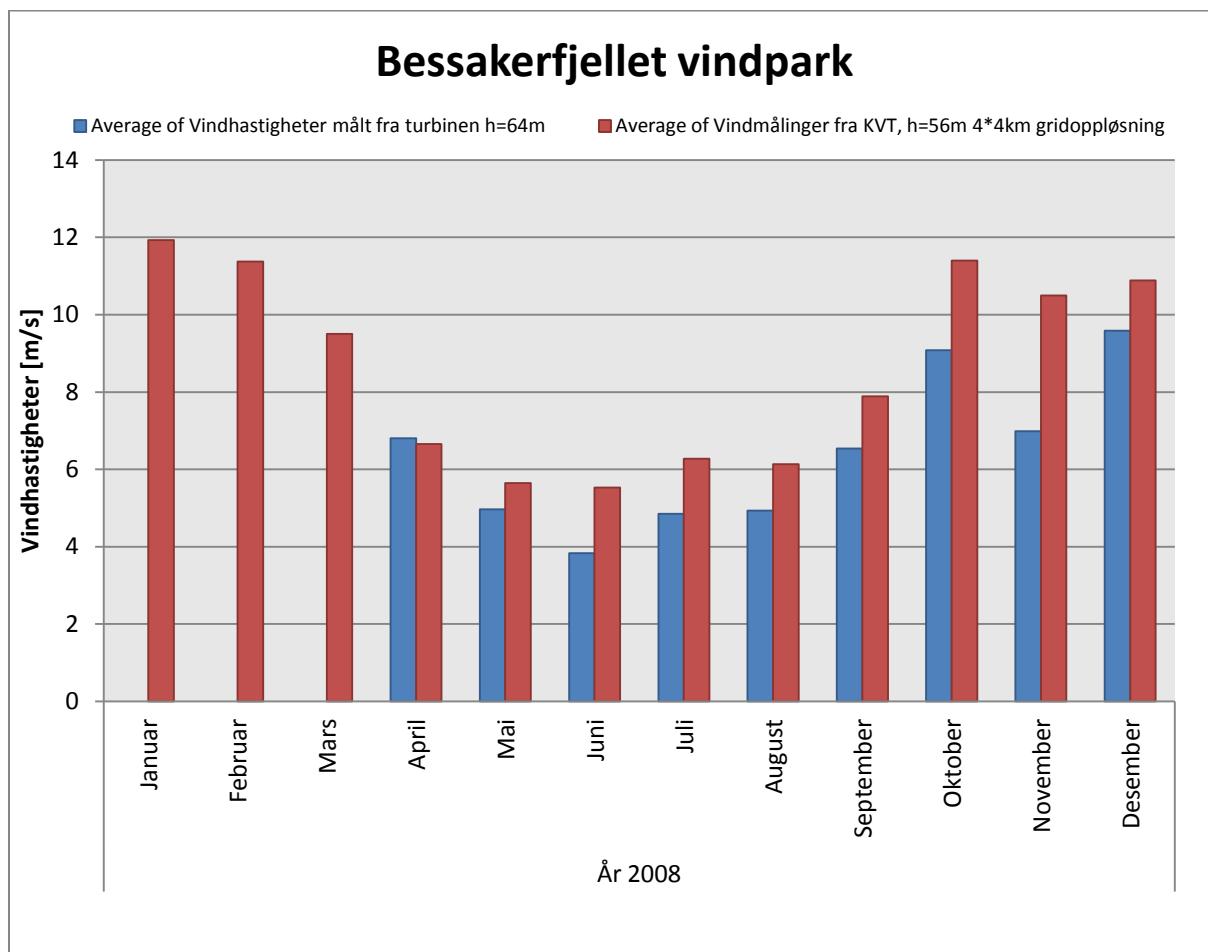


Figur 33 Produksjonen per døgn i oktober 2008.



Figur 34 Estimert og faktisk produksjon per time 14. oktober 2008.

Figur 34 viser vindhastigheten fra vindturbinen og WRF-modellen for hver time. Høyere vindhastighetene fra WRF-modellen enn de faktiske er årsaken til avvikene i kWh. I Figur 35 er de gjennomsnittlige vindhastighetene fremstilt for hver måned i 2008. Disse viser at vindhastighetene fra WRF-modellen er for store, sett i forhold til de faktiske vindmålingene. For januar til mars er det ikke fremvist gjennomsnittlige vindhastigheter, ettersom det er mangel på vindmålinger de månedene. I april er det jevnt mellom vindverdiene.



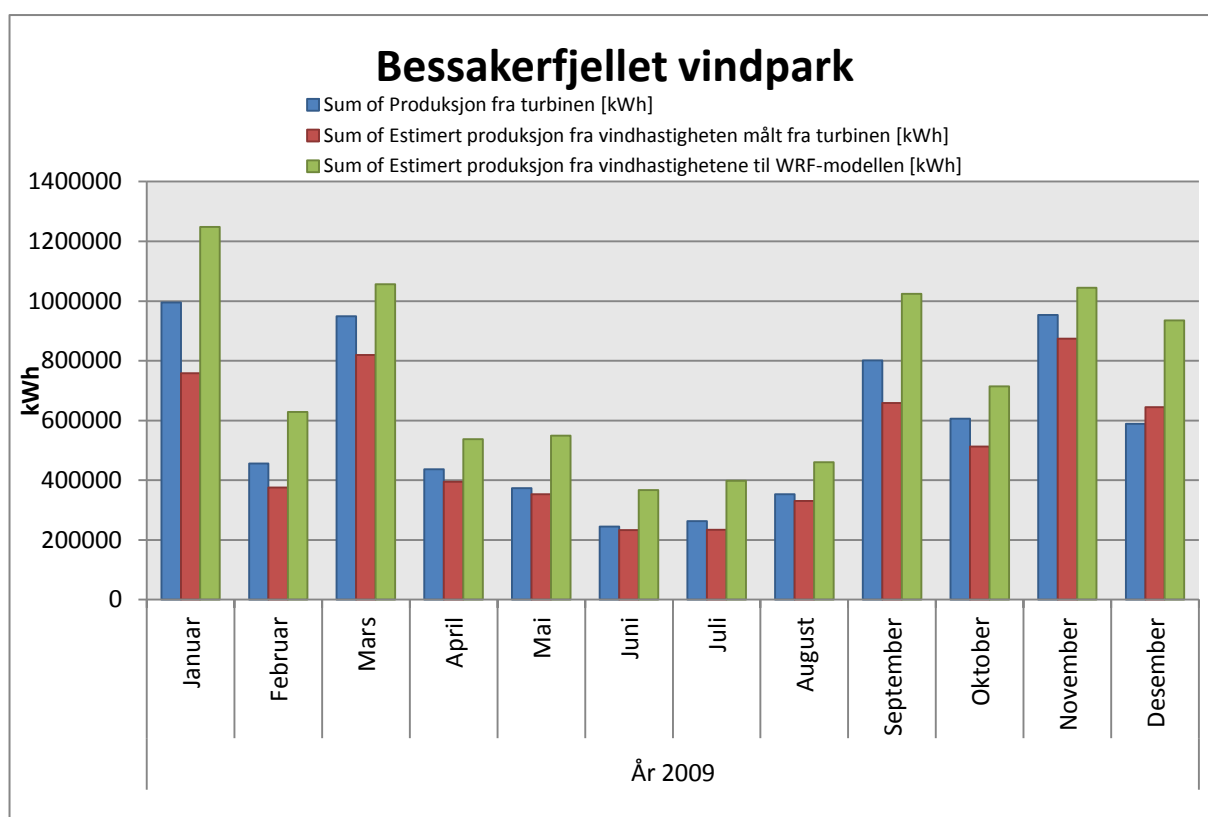
Figur 35 Gjennomsnittlige vindhastigheter per mnd. i 2008

4.4.3 Resultat for 2008

Avvikene oppstår ved at det er beregnet for høye vindverdier fra WRF-modellen, noe som kommer frem i figur 32.

4.4.4 Analyse av produksjonen for 2009

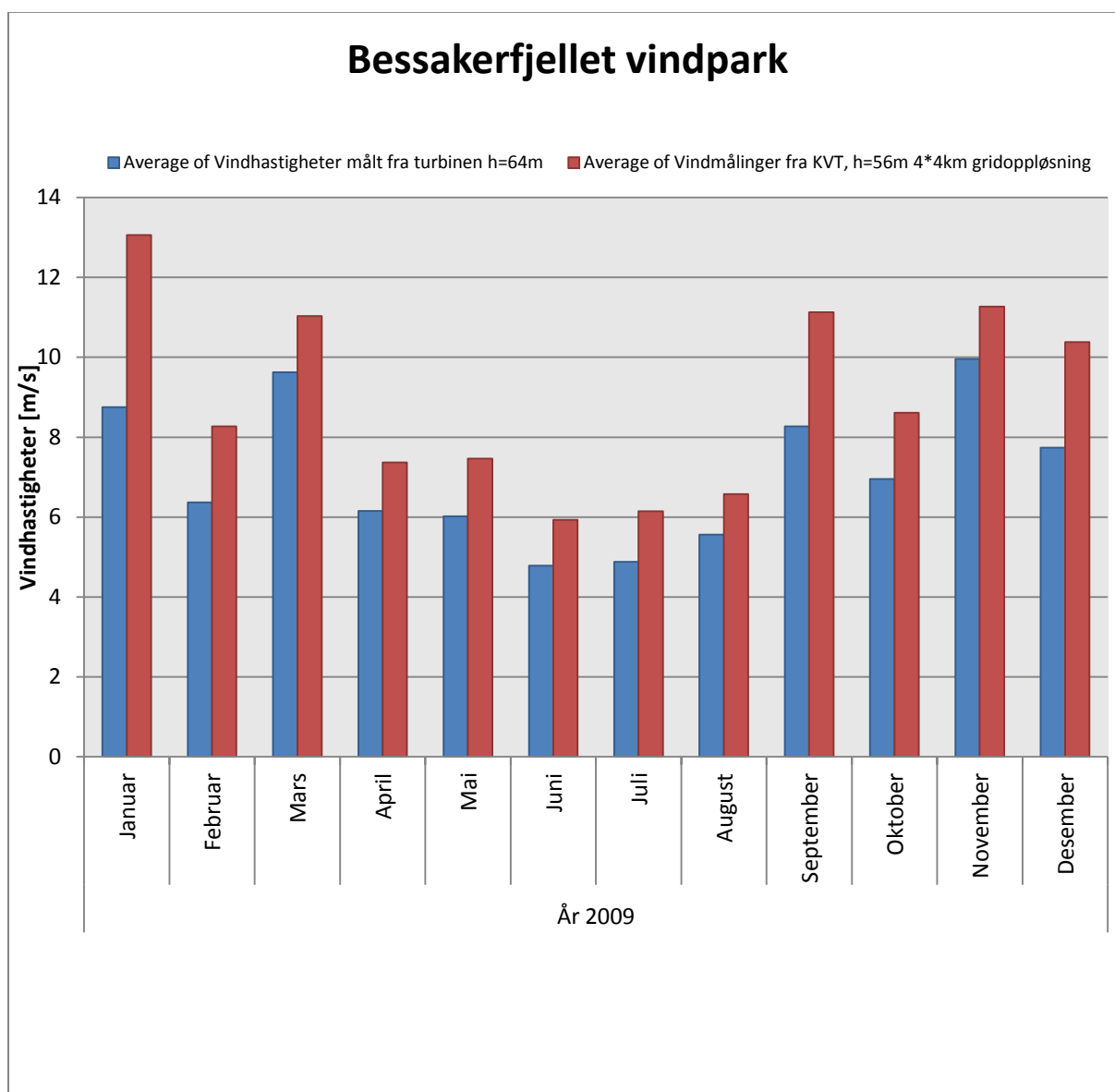
Produksjonen for vindturbinen er omtrent 7 GWh, med en brukstid for vindturbinen på 3051 timer. Den estimerte produksjonen fra WRF-modellen er omtrent 9 GWh, med en brukstid på 3896 timer. Avviket i brukstiden for vindturbinen er 845 timer (21,7 prosent), mens i følge NVE (NVE, 2009) er gjennomsnittlig avvik for vindkraftverkene 554 timer med en gjennomsnittlig brukstid på 2292 timer. Dette indikerer at vindparken produserer bedre enn sine konkurrenter, om en tar utgangspunktet fra vindturbinen. Det største avviket i MWh er for desember 2009, med 347,5 MWh.



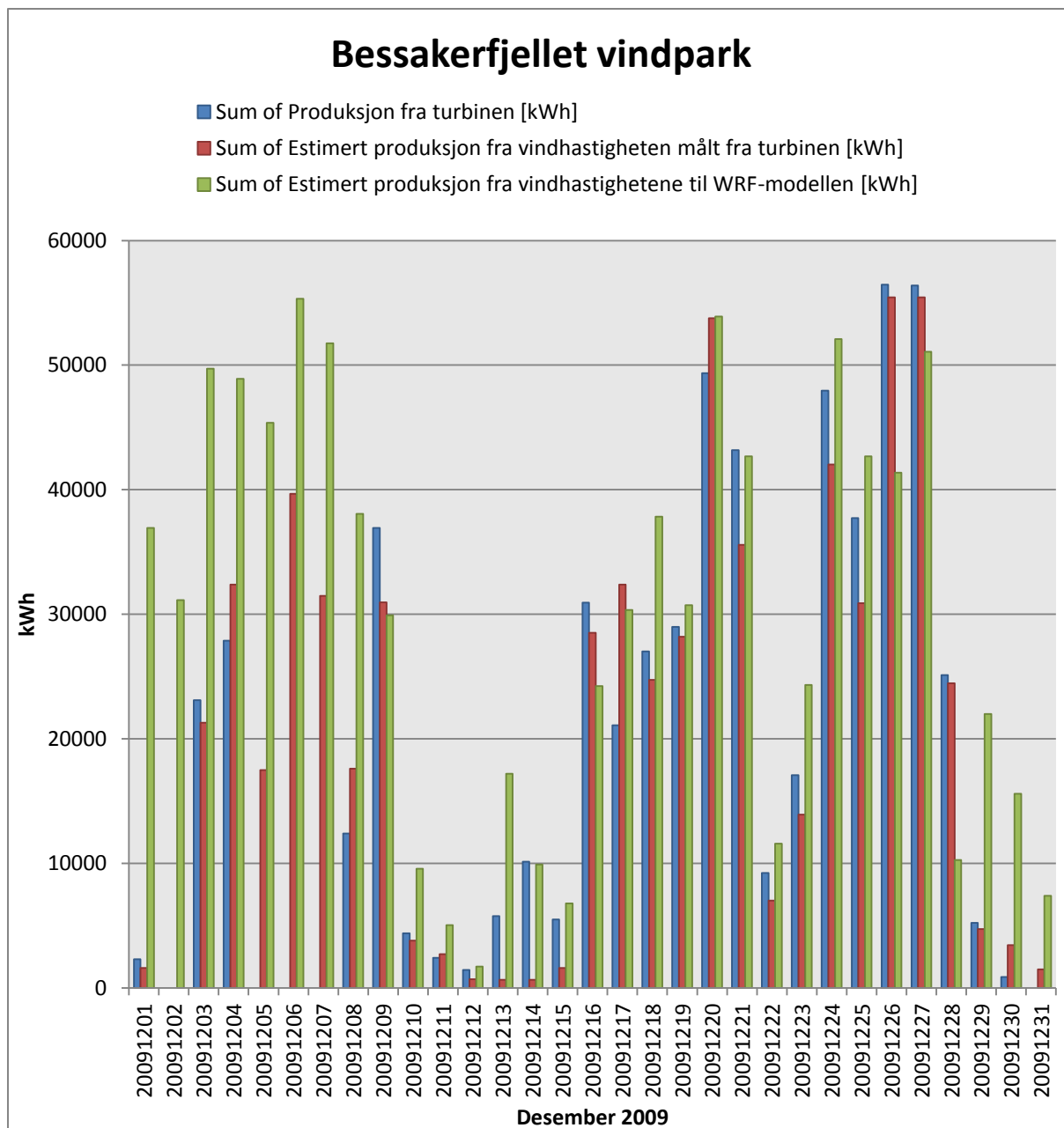
Figur 36 Månedvis produksjon, estimerte produksjon fra vindmålingene i vindturbinen, og den estimerte produksjonen fra vindhastighetene til WRF-modellen.

Figur 36 viser produksjonen for hver måned. Det som er interessant her er at vindturbinen produserer mer enn estimert fra vindhastighetene målt i vindturbinen.

Figur 37 viser gjennomsnittlige vindhastigheter for hver måned i 2009. De estimerte vindhastighetene er høyere enn de faktiske vindmålingene. Ved å se på desember i figur 38, finner vi forklaringen på hvorfor det er estimert 347,5 MWh mer enn den faktiske produksjonen. Figuren viser produksjonen, estimert produksjon fra de faktiske vindmålingene og estimert produksjonen fra vindhastighetene til WRF-modellen. Den faktiske og estimerte produksjon fra vindmålingene fra vindturbiner er jevne, mens den estimerte produksjonen fra WRF- modellen gir for optimistisk produksjon.



Figur 37 Gjennomsnittlige vindhastigheter fra vindturbinen og WRF-modellen.



Figur 38 Produksjon, estimert produksjon fra vindmålingene til vindturbinen og estimert produksjon fra WRF-modellen.

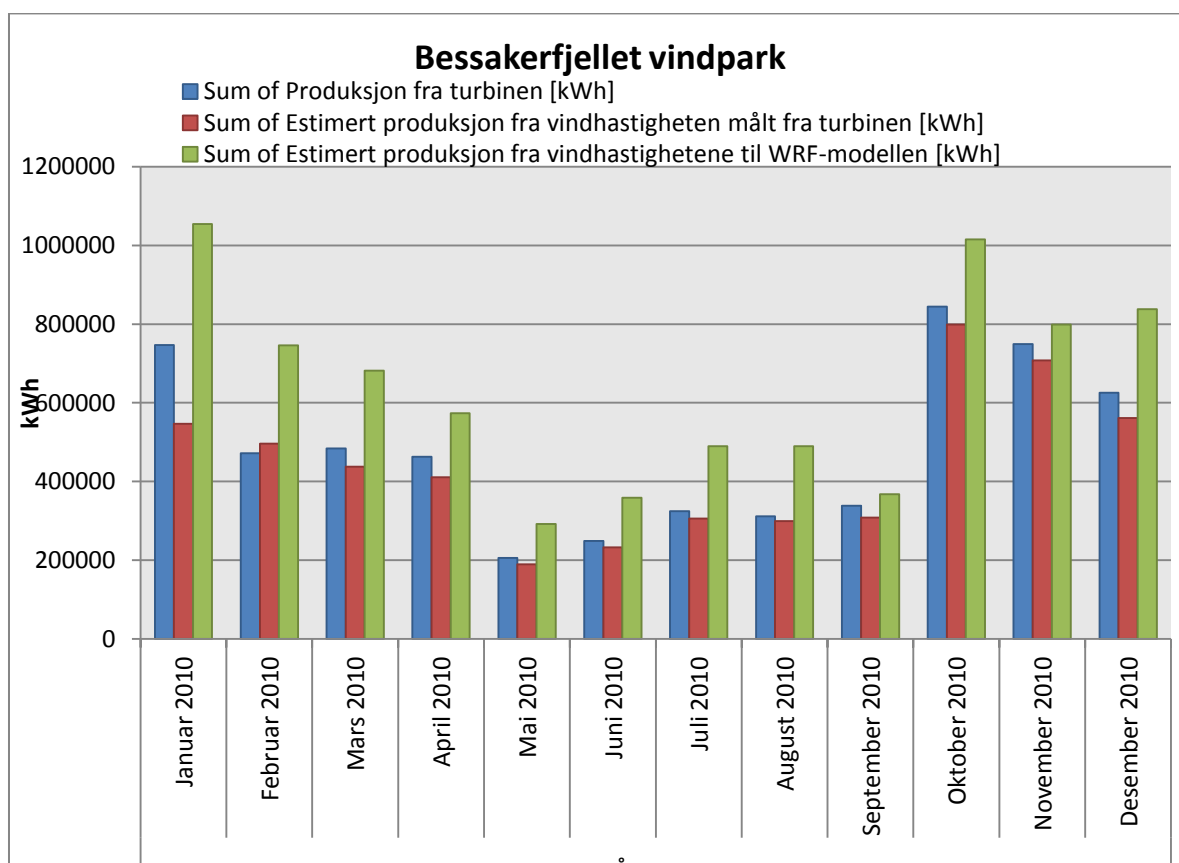
4.4.1 Resultat for 2009

Avvikene oppstår ved at WRF-modellen beregner høyere vindhastigheter enn den faktiske vinden ved Bessakerfjellet. Dette selv om vindturbinen produserer bedre enn vindmålingene tilsier at den skal.

4.4.2 Analyse av produksjonen for 2010

I 2010 produserte vindturbinen 5,8 GWh, og vindturbinen ga full effekt ved 2528 timer. Den estimerte produksjonen for vindturbinen var 7,45 GWh, med en brukstid på 3350 timer. Dette gir et avvik på 822 timer (24,5 prosent) i brukstiden for vindturbinen.

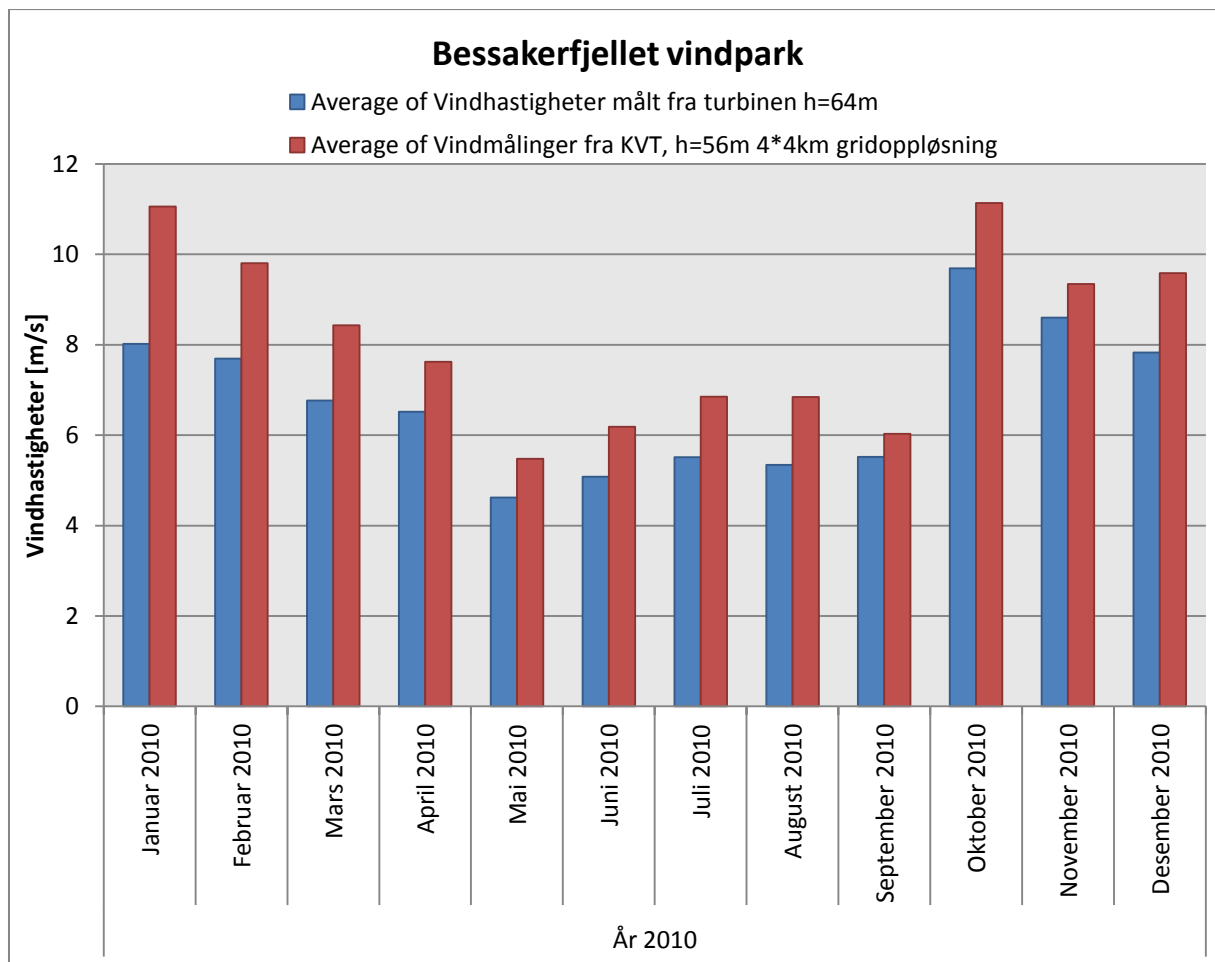
Tabell 4 (s. 21) fra NVE-rapporten om vindkraftproduksjonen i Norge i 2010, viser at Bessakerfjellet vindpark hadde en brukstid på 2473 timer. Bessakerfjellet vindpark har oppgitt at parken ved et normalt år har en brukstid på 3043 timer. Dette er et avvik på 570 timer (18,7 prosent). Vindindeksen for Bessakerfjellet er 91,9 prosent, og dermed er den estimerte brukstiden nedjustert til 2797 timer, et avvik på 324 timer (11,5 prosent) i forhold til den faktiske produksjonen det året.



Figur 39 Forholdet mellom faktisk og estimert produksjon fra vindturbinen, samt estimert produksjon fra WRF-modellen for hver måned i 2010.

De største avvikene i MWh for 2010 oppstår i januar, februar og desember, noe som fremkommer i figur 39. Figuren forteller at vindturbinen produserer bedre enn hva den i følge vindmålingene fra vindturbinen skal.

Forklaringen til de store avvikene mellom estimert og faktisk produksjon finner en i figur 40, som viser at de gjennomsnittlige vindmålingene fra WRF-modellen er større enn de faktiske fra vindturbinen.



Figur 40 Gjennomsnittlige vindhastigheter målt fra vindturbinen og estimerte vindhastigheter fra WRF-modellen.

4.4.3 Resultat for 2010

Avvikene oppstår ved at det er beregnet for høye vindverdier fra WRF-modellen, slik at den estimerte produksjonen blir større enn den faktiske. Drift og vedlikehold er også en av årsakene til at vindturbinen produserer mindre enn estimert. Vindturbinen produserer imidlertid bedre enn det vindforholdene fra vindmålingene til vindturbinen tilsier.

5 DISKUSJON OG KONKLUSJON

I konklusjonen fremstilles årsakene til avvikene i brukstid mellom estimert og faktisk produksjon for vindkraftverkene. I drøftingen har jeg valgt å undersøke hvilke beregningsmodeller, lineære eller ikke-lineære, som er best egnet til å beregne vindhastighetene i det komplekse terrenget. Hva er grunnen til at vindkraftverkene produserer mindre enn det de har oppgitt i en normalproduksjon, og hva skyldes slitasjen til Fjeldskår vindmøllepark? I tillegg vil jeg overveie hva som kan være interessant å undersøke i videre forskning innenfor problemstillingen.

5.1 Diskusjon

I resultatkapittelet er det en rød tråd som går igjen ved alle vindkraftverkene til hvorfor det er store avvik mellom estimert og faktisk produksjon. Resultatet viser at vindhastighetene fra WRF-modellen er for optimistiske i forhold til de faktiske vindmålingene fra vindparkene. Vindturbinene i Valsneset og Bessakerfjellet gir forventet effekt ved de faktiske vindmålingene fra vindturbinen, så avviket oppstår fordi vindverdiene beregnet fra WRF-modellen er for høye. Resultatet fra Fjeldskår vindmøllepark viser at tilgjengelighet, samt drift- og vedlikehold av vindturbinene, påvirker produksjonsevnen til vindparken.

5.1.1 Vindmålinger sammenlignet med WRF-modellen

Fjeldskår vindmøllepark er planlagt ut i fra vinddata målt over et tidsrom på 29 år fra Lindesnes fyr. Den gjennomsnittlige vindhastigheten er 6,6 m/s.⁵⁸ Vindhastigheten for den aktuelle posisjonen til vindparken er beregnet til 8,2 m/s, og parken har en optimal produksjon på 15 m/s.⁵⁹ WRF-modellen i 56 meters høyde har beregnet middelvinden fra 1. januar 2006 til 1. april 2011 til 8,3 m/s.

⁵⁸Brennan, Kyle. Wind & Site, Agder Energi Produksjon. <http://home.uia.no/geirh/ingkonf/Brennan-2011.pdf> (oppsøkt 09.05.2012)

⁵⁹Klima- og forurensnings- direktoratet, s.v."Fjeldskår vindmøllepark"
http://www.klif.no/artikkel_40884.aspx (oppsøkt 09.05.2012)

I Valsneset vindpark er middelvinden målt til 8,4 m/s i 50 meters høyde, og gjennomsnittsvinden fra WRF-modellen i 56 meters høyde er beregnet til 8,28 m/s. Den faktiske gjennomsnittsvinden målt fra vindturbinen 64 meters høyde er 6,83 m/s.

Vindhastigheten ved Bessakerfjellet er i 50 meters høyde beregnet til å være 8,5 m/s, mens gjennomsnittsvinden fra WRF-modellen i 56 meters høyde er beregnet til 8,66 m/s. Den faktiske gjennomsnittsvinden målt fra vindturbinen i 64 meters høyde er 7,09 m/s.

WRF-modellen og vindturbinen viser sterk korrelasjon, ved at vindberegningene og vindmålingene varierer i takt med hverandre. Dette er vist i figur 22 og 31, der korrelasjonskoeffisienten er beregnet til 0,88 og 0,89 for Valsneset og Bessakerfjellet.

5.1.2 Usikkerheter ved resultatet

Det finnes usikkerhetsmomenter i analysen av resultatet. Et av usikkerhetsmomentene er selve metoden til resultatene for vindparkene. Metoden jeg har benyttet meg av for å finne formelen til vindhastighetene til estimeringen av produksjonen, er gjort ved å dra en lineær linje mellom effekten og vindhastighetene. En usikkerhet med ti prosent knyttet til vindhastighetene kan gi 20 prosent usikkerhet i produksjonen. Sammenhengen mellom produksjon og vindhastighet er ikke-lineær og effekten til vindturbinen er veldig følsom for vindhastigheter mellom 5-13 m/s.⁶⁰

I metoden jeg har brukt har jeg ikke normalkorrigert vindverdiene fra WRF-modellen og vindmålingene målt i vindturbinene når jeg har estimert produksjonen for vindturbinene. Dermed er ikke gjennomsnittsavviket mellom vindberegningene fra WRF-modellen og vindmålingene fra vindturbinen fjernet. Vindkart for Norge (NVE 2009) viser til ulike metoder for å normalkorrigere, og valg av metode kan påvirke kvaliteten på estimatet. Rapporten anbefaler å bruke Measure Correlate Predict (MCP) metoden, der timekorrelasjonen mellom den aktuelle målestasjonen og referansestasjonen blir brukt når korrelasjonen er større enn 0,8.⁶¹

⁶⁰ Byrkjedal, Øyvind og Åkervik, Espen. "Vindkart for Norge". NVE, Nr.9/2009, 27.

⁶¹ Byrkjedal, Øyvind og Åkervik, Espen. "Vindkart for Norge". NVE, Nr.9/2009, 11.

WRF-modellen beregner vindhastighetene ved en horisontal strekning på 4 km · 4 km i 56 meters høyde. Dermed tar ikke modellen høyde for terrenget fordi vindhastighetene, som følge av friksjon langs bakken og bakkens turbulens, vil være lavere enn beregnet.⁶²

Vindkart for Norge (NVE 2009) bemerker at det er et standardavvik på ti prosent i WRF-modellen mellom observert og modellert vindklima.⁶³ Et annet mulig usikkerhetsmoment er at jeg kan ha benyttet en annen høyde fra WRF-modellen enn det NVE har benyttet seg av ved sine beregninger for vindkraftverkene i Norge. Høyden jeg har benyttet fra WRF-modellen stemmer imidlertid overens med navhøyden til vindturbinene som er analysert i vindparkene.

Manglende datamateriale kan påvirke resultatet. Jeg skulle gjerne hatt vindmålinger og produksjonstall for alle vindturbinene i vindparkene, med en oversikt over hvor de var plassert. Dette er viktige faktorer når det kommer til å analysere vindparken og hvorfor produksjonen er slik den er. Vaketaf i en vindpark kan redusere produksjonsevnen til vindparken med opp til 25 prosent.⁶⁴ Det er også ønskelig å ha drift og vedlikeholdsstatistikk for vindparkene.

5.1.3 Drøfting av resultatet

Resultatene viser at WRF-modellen 56 meters høyde beregner for høye vindhastigheter i forhold til vinden målt på stedet. Samvariasjonen mellom WRF-modellen og vindturbinene viser en sterk korrelasjon ved at vindverdiene økes i takt med hverandre. Fra analysene ser det ut som at den overestimerer fordi den ikke tar nok høyde for terrenget. NVEs vindkraftsproduksjonsstatistikk fra 2008 til 2011 poengterer at det er store avvik i brukstiden mellom estimert og faktisk produksjon for vindkraftverkene. NVE bruker vindindekser fra WRF-modellen til å estimere brukstiden for vindkraftverkene hvert år, og det er dermed stor sannsynlighet for at vindverdiene (vindindeksen) NVE mottar fra KVT er større enn de faktiske vindverdiene ved vindparkene. NVE bruker karakteristikken til en Siemens 2,3 MW vindturbin klasse 1 ved estimering av brukstiden til alle vindkraftverkene. Dette fører til

⁶² Byrkjedal, Øyvind og Åkervik, Espen. "Vindkart for Norge". NVE, Nr.9/2009, 4.

⁶³ Byrkjedal, Øyvind og Åkervik, Espen. "Vindkart for Norge". NVE, Nr.9/2009, 21.

⁶⁴ Nielsen sitert i NVE konsesjonssøknad for Lutelandet vindkraftverk, side 25, s.v. "vaketaf"

<http://www.vestavindkraft.no/Portals/vestavindkraft/dokumenter/Lutelandet%20Bakgrunn%20for%20vedtak.pdf> (oppsøkt 09.05.2012)

høyere produksjon for en vindpark som for eksempel Fjeldskår vindmøllepark, hvor det er installert fem Wind World 750 kW vindturbiner.

Drift og vedlikehold av vindturbinene har en stor betydning for vindparkenes ytelsesevne. Fjeldskår vindmøllepark leverte mellom seks og syv GWh mindre enn den forventede normalproduksjonen til vindparken i årene 2008, 2009 og 2010. Derfor er det viktig at nye vindparker som blir installert benytter seg av beregningsmodeller som kan estimere produksjonen i komplekst terreng mer nøyaktig, og planlegge hvilke vindturbiner som passer best inn i terrenget.

I etableringen av vindparker var det vanlig å plassere vindparken etter høy gjennomsnittsvind i et område,⁶⁵ noe erfaringer fra utlandet med flatt terreng viser til. Ved å etablere en vindturbin designet for å produsere i flatt terreng i et komplekst terreng, hvor det er turbulens og vindskjær, vil utnyttelsesevnen til vindturbinen forandres.⁶⁶ En vindturbin som blir plassert i feil terreng, hvor det er høyere turbulens, ujevne vindhastigheter og vindskjær, vil lede til lavere produksjonsevne og større tekniske problemer. Dette på grunn av de store påkjenningene vindturbinen blir utsatt for.⁶⁷

Jeg tror avvikene mellom estimert, oppgitt normal og faktisk produksjon i hovedsak kommer av at planleggingen av vindparkene i det komplekse terrenget i Norge er basert på erfaringen fra vindkraftverk i land som Danmark, Tyskland og USA. Dette er land med flatt terreng, hvor gjennomsnittsvinden i et område spiller en viktig rolle i planleggingen av vindparken. Det har blitt benyttet lineære strømningsmodeller for å estimere kraftproduksjonen i vindparkene, og det er bevist at lineære strømningsmodeller overestimerer produksjonen i komplekst terreng.

Et eksempel på dette er et eksperiment i en vindpark med komplekst terreng i Japan. I undersøkelsen benyttet de en lineær modell (WAsP) og en ikke-lineær modell (MASCOT) til å se hvordan modellene taklet å estimere vindhastigheter i terrenget. I forsøket overestimerte WAsP-modellen vindhastighetene i Tappi Wind Park med 14,2 prosent. MASCOT-modellen

⁶⁵ Vogstad, Klaus "Climatology and valuation of wind power projects" NTNU (2008): 5.

⁶⁶ Vogstad, Klaus "Climatology and valuation of wind power projects" NTNU (2008): 5.

⁶⁷ Vogstad, Klaus "Climatology and valuation of wind power projects" NTNU (2008): 5.

overestimerte derimot vindhastighetene med kun 4,9 prosent.⁶⁸ Årsaken til at den lineære modellen overestimerer 9,3 prosent mer enn den ikke-lineære modellen, er fordi WAsP-modellen ikke klarer å forutsi strømmingene når vindhastigheten når en hellingsgrad på 20 prosent ved en bakketopp. Den ikke-lineære modellen klarer dette, samtidig som den kan spå raske endringer i vindretningene.⁶⁹

Produksjonsstatistikk for vindkraft i Norge (NVE, 2010) konstaterer at det er avvik i brukstiden mellom produsert, oppgitt normal og estimert brukstid for vindparkene, men forskjellen til avvikene er gjennomgående mindre enn tidligere år. Avviket mellom faktisk og normal brukstid kan delvis forklares med at 2010 var et dårlig vindår, men det er fortsatt et stort avvik i brukstiden mellom faktisk og estimert produksjon. Dermed er det stor sannsynlighet for at WRF-modellen overestimerer vindverdiene ved vindparkene, slik det har blitt gjort i analysen for Fjeldskår, Valsneset og Bessakerfjellet vindpark.

En annen grunn til avviket mellom normal og faktisk brukstid kan være at vindkraftverkene var for optimistiske ved vindberegningene til vindparkene, og derfor har oppgitt for høy antatt normalproduksjon til NVE i konsesjonssøknaden til etablering av vindparken. Denne muligheten baseres på hvordan vindparkene tidligere har benyttet seg av lineære strømningsmodeller for å estimere produksjonen for vindparkene. Et eksempel på dette er fra planleggingen av vindturbiner i en vindpark i Rogaland, basert på en ikke-lineær (WindSim) og lineær (WAsP) beregningsmodell. Det viser seg at forskjellen på plasseringen av vindturbinene ikke er store, men med noen ulikheter. Analysen viser derimot hvordan de to modellene estimerer produksjonen til vindturbinene svært ulikt. WAsP-modellen estimerer systematisk 15 prosent mer enn WindSim-modellen, og forskjellen på den beste og dårligste vindturbinen i parken gir en forskjell på hele 30 prosent.⁷⁰

Forsøket fra Japan viser at ikke-lineære og lineære modeller overestimerer vindhastighetene i en vindpark med komplekst terreng. Analysen fra Bjerkreim i Rogaland viser at den lineære modellen estimerer høyere vindproduksjon enn den ikke-lineære modellen. Siden forsøkene

⁶⁸ Yamaguchi, A. Ishihara, T. Fujino, Y. "Applicability of linear and nonlinear wind prediction models to wind flow in complex terrain" Department of Civil Engineering, The University of Tokyo (2002) http://windeng.t.u-tokyo.ac.jp/ishihara/proceedings/2002-2_paper.pdf (oppsøkt 08.05.2012)

⁶⁹ Yamaguchi, A. Ishihara, T. Fujino, Y. "Applicability of linear and nonlinear wind prediction models to wind flow in complex terrain" Department of Civil Engineering, The University of Tokyo (2002) http://windeng.t.u-tokyo.ac.jp/ishihara/proceedings/2002-2_paper.pdf (oppsøkt 08.05.2012)

⁷⁰ Reiersølmoen og Rypestøl (2007) sitert Vogstad, Klaus "Climatology and valuation of wind power projects" NTNU (2008): 13-14.

viser at den ikke-lineære modellen overestimerer i komplekst terreng, er det stor sannsynlighet for at også WRF-modellen overestimerer i komplekst terreng. Dette stemmer godt overens med mine resultater fra Fjeldskår, Valsneset og Bessakerfjellet.

Dette er en faktor som vil påvirke avvikene i brukstiden mellom estimert og faktisk produksjon. En annen faktor påpeker at de beregnede vindverdiene for Valsneset og Bessakerfjellet er høyere enn vindberegningene fra WRF-modellen. Ved å se på eksperimentene fra Japan og Norge, gir det stor grunn til å tro at vindparkene har benyttet seg av lineær strømningsmodeller til å estimere produksjonen for vindparkene. Årsaken til avviket mellom faktisk og normalproduksjon kan komme av at vindkraftverkene var for optimistiske til vindforholdene ved vindparkene.

Resultatet fra vindparkene viser at WRF-modellen overestimerer vindverdier med en sterk korrelasjon mellom WRF-modellen og vindmålingene fra vindturbinen som sier at når vindmålingene fra vindturbinen øker eller minker, vil WRF-modellen beregne økende eller minkende vindhastigheter. Studiene fra Japan og Norge påviser at ikke-lineære modeller er bedre egnet til å estimere produksjonen, enn lineære strømningsmodeller. Et forslag for å få en mer nøyaktig estimering av hvordan vindparken kan produsere ved etablering av nye vindparker, er å sette opp målemaster i et område hvor en ønsker å etablere en vindpark. Ved hjelp av normalkorrigering fra en tidsserie beregnet fra WRF-modellen og målte vindverdier i en tidsserie, kan en bruke de korrigerte vindverdiene fra vindmålingene og WRF-modellen til å estimere mer nøyaktig vindkraftproduksjon. Da fjerner en gjennomsnittsavvikene i vinden mellom målemasten og WRF-modellen.

Jeg tror at driftsproblemene til Fjeldskår vindmøllepark skyldes at Wind World 4800/750 kW er designet for flatt terreng, og at det derfor har oppstått store slitasjer på vindturbinene. Fjeldskår har vært i drift i 14 år, og store påkjenninger på vindturbinene har ført til lavere produksjonsevne for vindparken. Jeg tror også at AEP var for optimistiske med henblikk på vindforholdene på Fjeldskår, ettersom de har tatt utgangspunkt i målte vindverdier ved Lindesnes fyr for å beregne vindverdiene her. Dette har de sannsynligvis gjort med en lineær strømningsmodell.

Avvikene til Valsneset og Bessakerfjellet er små i forhold til andre vindkraftverk. Vi har sett at det oppstår avvik når vindturbinen er satt ut av drift, men avvikene mellom estimert og

faktisk produksjon oppsto ved for høye vindverdier beregnet fra WRF-modellen. Ved etablering av nye vindkraftverk må en ta hensyn til at beregningsmodellene overestimerer vindhastighetene i vindskjær, det oppstår turbulens og plasseringen av vindturbinene i vindparken for å unngå vaketap.

5.1.4 Videre arbeid

I denne oppgaven har jeg vært innom et stort tema, og det er mange interessante problemstillinger å ta tak i. Det kunne vært interessant å fjerne gjennomsnittsavvikene i vinden fra WRF-modellen og vindmålinger fra vindparkene i Norge. Da kan en gjøre en større og bedre analyse for å estimere produksjon for vindkraftverkene, og eventuelt kartlegge hvor avvikene i vindparkene oppstår. Fremgangsmåten for å fjerne avvikene vil være å legge vindhastighetene målt fra vindturbinene og WRF-modellen inn i Scatter i Excel. Ved å legge inn en lineær trendlinje kan en ved formelen fra den estimere nye vindverdier, hvor gjennomsnittavviket mellom vindmålingene fra vindturbinen og WRF-modellen blir fjernet. Benytter en seg av de korrigerede vindverdiene fra modellen og målingene, blir det mulig å estimere produksjonen til vindturbinen ved hjelp av tidsserie og effektkurve. Dette vil gi et mer nøyaktig resultat for estimert produksjon eller når avvikene oppstår.

5.2 Konklusjon:

I analysen til hva årsaken til avvik i brukstid mellom estimert og faktisk produksjon, påviser resultatene fra analysen at WRF-modellen beregner større vindverdier enn det vindturbinene har målt i vindparkene. Gitt at en kan sammenligne vindverdier fra WRF-modellen og vindturbinene, er konklusjonen at WRF-modellen beregner 21,3 prosent og 22,1 prosent høyere vindverdier enn vindhastigheter målt i Valsneset og Bessakerfjellet vindpark.

Analysen viser til store driftproblemene ved Fjeldskår vindmøllepark, noe som har gitt langt lavere produksjon enn forventet. I Fjeldskår vindmøllepark var avviket mellom estimert og faktisk produksjon hele 65,5 prosent i 2008. Det laveste avviket for Fjeldskår var i 2009 med 58,1 prosent. I 2010 var avviket 62,13 prosent. Mindre vedlikeholdsstopp for Valsneset og Bessakerfjellet gir også avvik mellom estimert og faktisk produksjon.

Analysen viser at WRF-modellen gir en sterk positiv korrelasjon mellom vindmålingene fra vindturbinen og vindberegningene fra WRF-modellen. Det er bevist at lineære strømningsmodeller (WAsP) estimerer høyere vindhastigheter enn ikke-lineære modeller i komplekst terreng. Et komplekst terreng fører til usikkerheter ved planlegging av vindressurser og produksjon for en vindpark, og forskning fra Japan og Norge fastslår at ikke-lineære modeller er bedre egnet til å estimere vindverdier i et komplekst terreng enn lineære strømningsmodeller.

Norske vindkraftverk har trolig overestimert normalproduksjonen ved å benytte seg av lineære strømningsmodeller som overestimerer i komplekst terreng. En annen årsak til avvik i brukstiden kan være installasjon av feil vindturbin i komplekst terreng. Installering av vindturbiner beregnet for flatt terreng i et komplekst terreng, gir dårligere produksjonsevne, samt større slitasje og driftsproblemer for vindturbinene. Dette gjelder trolig de eldste vindkraftverkene i Norge.

NVE benytter seg av WRF-modellen for å beregne vindindekser som de igjen bruker til å estimere produksjonen. Analysen viser at WRF-modellen overestimerer vindverdier, ettersom den ikke tar nok hensyn til terrenget ved en gridoppløsning på 4 km · 4km i 56 meters høyde. Antakeligvis mottar NVE høyere vindverdier beregnet fra WRF-modellen enn de faktiske vindverdiene ved vindkraftverkene. Dette fører til et systematisk avvik i brukstiden for alle vindkraftverkene i Norge.

En WRF-modell vil gi mer nøyaktig resultat ved estimering av vindverdier og produksjon i komplekst terreng enn en lineær strømningsmodell, men en må ta hensyn til at den overestimerer vindhastighetene.

6 LITTERATUR

Bingöl, Ferhat. *Complex Terrain and Wind Lidars*: Wind Energy Division, Risø-PhD-52 (EN), DTU National Laboratory for Sustainable Energy, August 2009, http://orbit.dtu.dk/fedora/objects/orbit:83301/datastreams/file_5245709/content (oppsøkt 09.05.2012)

Boyle, Godfrey. *Renewable Energy: Power for a sustainable future*. 2nd edition, United Kingdom: Oxford University, Press, 2004.

Brennan, Kyle. Wind & Site, Agder Energi Produksjon. <http://home.uia.no/geirh/ingkonf/Brennan-2011.pdf> (oppsøkt 09.05.2012)

Byrkjedal, Øyvind og Åkervik, Espen. "Vindkart for Norge". NVE, Nr.9/2009, <http://www.nve.no/Global/Publikasjoner/Publikasjoner%202009/Oppdragsrapport%20A%202009/oppdragsrapportA9-09.pdf?epslanguage=no> (oppsøkt 09.05.2012)

Encyklopedi Wikipedia online, s.v. "Bessakerfjellet vindpark" http://no.wikipedia.org/wiki/Bessakerfjellet_vindpark (oppsøkt 09.05.2012)

Encyklopedi Wikipedia online, s.v. "Betz law", http://en.wikipedia.org/wiki/Betz%27_law (oppsøkt 09.05.2012)

Encyklopedi Wikipedia online, s.v. "Deskriptiv statistikk" <http://no.wikipedia.org/wiki/Statistikk> (oppsøkt 09.05.2012)

Encyklopedi Wikipedia online, s.v. "kvantitative metoder" http://no.wikipedia.org/wiki/Kvantitativ_metode (oppsøkt 09.05.2012)

Encyklopedi Wikipedia online, s.v. "Mesoskala" <http://metlex.met.no/wiki/Mesoskala> (oppsøkt 09.05.2012)

Encyklopedi Wikipedia online, s.v. "Numerisk værvarsling" http://no.wikipedia.org/wiki/Numerisk_v%C3%A6rvarsling (oppsøkt 09.05.2012)

Encyklopedi Wikipedia online, s.v. "Pearson correlation" http://en.wikipedia.org/wiki/Pearson_correlation_coefficient (oppsøkt 09.05.2012)

Encyklopedi Wikipedia online, s.v. "Statisk inferens" <http://no.wikipedia.org/wiki/Statistikk> (oppsøkt 09.05.2012)

Encyklopedi Wikipedia online, s.v. "Turbulens" <http://no.wikipedia.org/wiki/Turbulens> (oppsøkt 09.05.2012)

Encyklopedi Wikipedia online, s.v. "vindskjær" <http://no.wikipedia.org/wiki/Vindskj%C3%A6r> (oppsøkt 09.05.2012)

Encyklopedi Wikipedia online, s.v. "Wind turbine aerodynamic" http://en.wikipedia.org/wiki/Wind_turbine_aerodynamics (oppsøkt 09.05.2012)

Enercon Wind Energy Converters, s.v. "Enercon E-70, 2.3 MW", http://www.enercon.de/p/downloads/EN_Eng_TandS_0710.pdf (oppsøkt 09.05.12)

Fremtidsutsikter for offshore vindkraft, et prosjekt i faget TEP4175, NTNU.s.v."vaketap"
<http://folk.ntnu.no/espenat/styled-5/styled-30/index.html> (oppsøkt 09.05.2012.)

Hofstad, Knut. "Vindkraftproduksjon 2011". NVE, 21.02.2012,
http://www.nve.no/Global/Energi/fornybar%20energi/Vindkraft/Vindkraftproduksjon_2011_v2.pdf (oppsøkt 09.05.2012)

Hofstad, Knut. "Vindkraftproduksjon 2010". NVE, 01.04.2011,
http://www.nve.no/Global/Energi/fornybar%20energi/Vindkraft/Vindkraftproduksjon_2010.pdf?epslanguage=no (oppsøkt 09.05.2012)

Hofstad, Knut. "Vindkraftproduksjon 2009". NVE, 26.04.2010,
<http://www.nve.no/Global/Energi/fornybar%20energi/Vindkraft/Vindkraftproduksjon%202009.pdf?epslanguage=no> (oppsøkt 09.05.2012)

Hofstad, Knut. "Vindkraftproduksjon 2008". NVE, 11.05.2009,
http://www.nve.no/Global/Energi/fornybar%20energi/Vindkraft/Vindkraftproduksjon_2008.pdf?epslanguage=no (oppsøkt 09.05.2012)

Hofstad, Knut. "Vindkraftproduksjon 2007". NVE, 05.06.2008,
http://www.nve.no/Global/Energi/fornybar%20energi/Vindkraft/Vindkraftproduksjon_2007.pdf?epslanguage=no (oppsøkt 09.05.2012)

Manwell, J.F. McGowan, J.G og Rogers, A.L. *Wind Energy Explained: Theory, Design and Application.*(England: John Wiley & Sons, LTP 2002).

Klima- og forurensnings- direktoratet, s.v."Fjeldskår vindmøllepark"
http://www.klif.no/artikkel_40884.aspx (oppsøkt 09.05.2012)

Konsesjonssøknader til NVE, for Fjeldskår, Valsneset og Bessakerfjellet vindpark:
<http://www.nve.no/no/AlleKonsesjoner/?soknad=519&stadium=2&type=56>
<http://skjema.nve.no/NVE-saksdokument/200901027-2-360477.pdf>
<http://www.nve.no/no/Konsesjoner/Konsesjonssaker/Vindkraft/?soknad=838&stadium=3&type=56> og <http://www.roan.kommune.no/file.axd?fileID=11147> (oppsøkt 09.05.2012)

Nielsen sitert i NVE konsesjonssøknad for Lutelandet vindkraftverk, side 25, s.v."vaketap"
<http://www.vestavindkraft.no/Portals/0/Portals/0/dokumenter/Lutelandet%20Bakgrunn%20for%20vedtak.pdf> (oppsøkt 09.05.2012)

Norges største informasjonsside om vindkraft, Norsk vindkraftforening og Energi Norge, s.v. "brukstid", www.vindkraft.no/teori/brukstid-og-kapasitetsfaktor.aspx (oppsøkt 09.05.2012)

Norges største informasjonsside om vindkraft, Norsk vindkraftforening og Energi Norge, s.v. "effekturve", <http://www.vindkraft.no/teori/effekturve.aspx> (oppsøkt 09.05.2012)

Norges største informasjonsside om vindkraft, Norsk vindkraftforening og Energi Norge, s.v."Energi" <http://vindkraft.no/teori.aspx> oppsøkt (09.05.2012)

Norges største informasjonsside om vindkraft, Norsk vindkraftforening og Energi Norge, s.v. "kapasitetsfaktor", www.vindkraft.no/teori/brukstid-og-kapasitetsfaktor.aspx (oppsøkt 09.05.2012)

Norges største informasjonsside om vindkraft, Norsk vindkraftforening og Energi Norge, s.v. "vindkraft", <http://vindkraft.no> (oppsøkt 09.05.2012)

Norges største informasjonsside om vindkraft, Norsk vindkraftforening og Energi Norge, s.v. "virkningsgrad", <http://vindkraft.no/teori/virkningsgrad.aspx> (oppsøkt 09.05.2012)

Nyhammer, Finn. "Wind data analyses 2010, forelesningsnotat fra UMB" Kjeller Vindteknikk, Leder for feltmålinger, høst 2010.

Offisielle hjemmesiden til Weather Reaserch & Forecasting Model, s.v. "WRF", <http://www.wrf-model.org/index.php> (oppsøkt 09.05.2012)

Vogstad, Klaus "Climatology and valuation of wind power projects" NTNU (2008).

Wagner, Rozenn. *Accounting for the windspeed shear in wind turbine power performance measurement*: Wind Energy Division, Risø-PhD-58 (EN), DTU National Laboratory for Sustainable Energy Technical University of Denmark, April 2010, http://orbit.dtu.dk/fedora/objects/orbit:89916/datastreams/file_6433255/content (oppsøkt 09.05.2012)

Wind Energy The Facts er verdens største kilde på nettet til vindkraft, s.v. "Operation and Maintenance", <http://www.wind-energy-the-facts.org/en/part-3-economics-of-wind-power/chapter-1-cost-of-on-land-wind-power/operation-and-maintenance-costs-of-wind-generated-power.html> (oppsøkt 09.05.2012)

Yamaguchi, A. Ishihara, T. Fujino, Y. "Applicability of linear and nonlinear wind prediction models to wind flow in complex terrain" Department of Civil Engineering, The University of Tokyo (2002) http://windeng.t.u-tokyo.ac.jp/ishihara/proceedings/2002-2_paper.pdf (oppsøkt 08.05.2012)