

# Synchrone Meßkampagnen von Wind- und Windkraftanlagen-Daten am Standort FH Ostfriesland, Emden

Synchronous Campaigns of Collecting Wind and Wind Turbine Data at FH Ostfriesland, Emden

Hohlen, Harald; Fachbereich Maschinenbau, FH Ostfriesland  
Liersch, Jan; Institut für Luft- und Raumfahrt, TU Berlin

## Summary

At the location of the FH Ostfriesland in Emden (Germany) a stall-controlled 100 kW wind turbine is investigated to get more information about the dynamic response and lifetime of wind turbine components. Beside recording load and operating data of the wind turbine the meteorological conditions are measured continuously now for more than 9 months and put together in a joint database. In this paper the main aims, the measurement concept as well as the current working state with first results will be presented.

## 1. Motivation

Der Erfassung und Beschreibung des dynamischen Verhaltens von Windkraftanlagen kommt eine zentrale Bedeutung hinsichtlich Auslegung und Lebensdauerberechnung zu. Zum Verständnis des Gesamtsystems ist die Verfügbarkeit repräsentativer Daten Voraussetzung, um daraus allgemeingültige Aussagen über die eingehenden Belastungen und das daraus resultierende Anlagenverhalten zu erhalten. Diese sind nur über umfangreiche und langfristige Messungen von Eingangs- und korrelierter

Ausgangsgrößen zu erhalten. Mit dieser Datenbasis kann dann eine Verifizierung vorab gemachter Berechnungen und Simulationen erfolgen. An der FH Ostfriesland finden in Kooperation mit der TU Berlin seit 1994 hierzu Untersuchungen an einer stallgeregelten 100 kW Windkraftanlage vom Typ Enercon E18 (Nabenhöhe 34,5 m, Rotordurchmesser 20 m) und dem zugehörigen Windmeßmast (Höhe = 42 m) statt, Abb. 1, 2. Das Projekt läuft unter dem Namen „Emma“ (Emder Meßapparatur) [1,2].

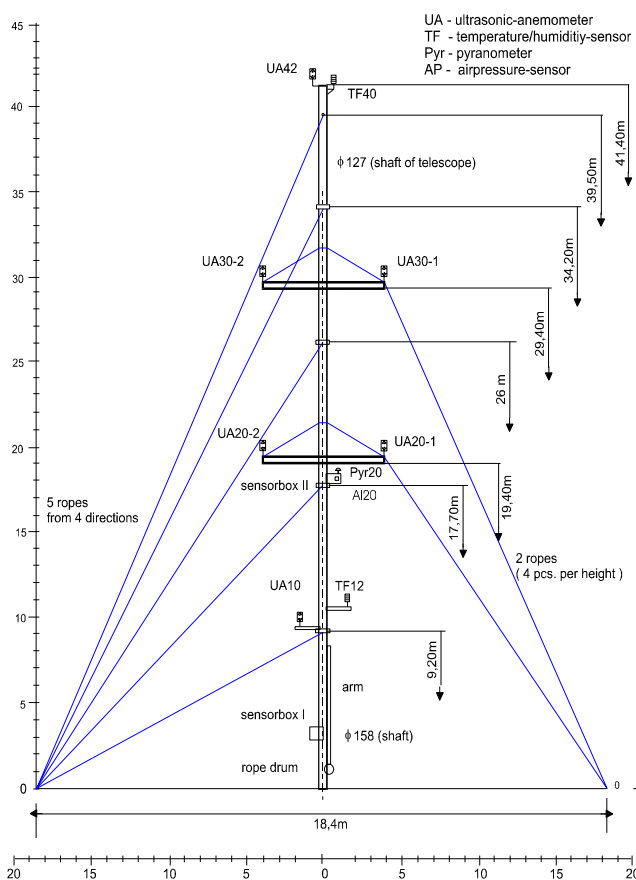


Abb. 1: Windmeßmast FHO, Emden

Fig. 1: Wind measurement mast FHO, Emden

## 2. Ziele der kombinierten Meßkampagne "Emma"

Mit den Messungen am Windmeßmast und der synchronen Aufnahme von Betriebs- und Beanspruchungsdaten der Windkraftanlage werden folgende Ziele angestrebt [3]:

### 2.1 Kurzfristige Ziele

- Untersuchung von Windböen sowohl in vertikaler als auch horizontaler Richtung (Böencharakteristik).
- Untersuchung des Nachlaufs der Windkraftanlage (Entfernung zum Mast ca. 25 m).
- Sammlung einer Anzahl von korrelierten Wind- und Lastzeitschrieben.

**2.2. Mittelfristige Ziele:**

- Aufbau eines Modells zur Beschreibung des räumlichen Windverlaufs. Dies basiert auf den gemessenen Winddaten der horizontal 8 m voneinander entfernten Ultraschallanemometer in 20 m und 30 m Höhe.
- Erfassung des Einflusses der thermischen Schichtung auf die Bodengrenzschicht.
- Erstellung von repräsentativen Angaben hinsichtlich Standort (Rauhigkeitslängen verschiedener Sektoren, Einzelhindernisse, etc.) und Betriebsverhalten der Windkraftanlage (z. B. Messung des Rotornachlaufs).
- Abschätzung der Lebensdauer unter Verwendung zeitlich synchron gemessener Anlagen- und Windwerte. Es werden die Beanspruchungen und das Betriebsverhalten sowohl gemessen als auch rechnerisch mit Hilfe eines WKA-Modells bestimmt.
- Optimierung des rechnerischen WKA-Modells durch Vergleich der gemessenen und rechnerisch bestimmten Ergebnisse und schrittweiser Anpassung an die reale WKA.

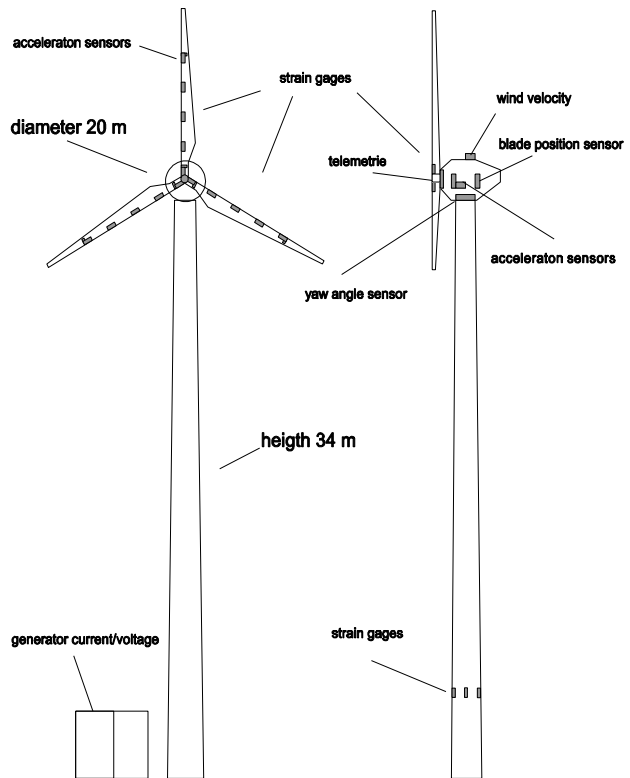


Abb. 2: Meßstellen der WKA E18 in Emden  
 Fig. 2: Sensors at E18 wind turbine at Emden

**2.3 Langfristige Ziele:**

- Aufbau einer mehrere Jahre umfassenden Wind-(Wetter)-Datenbank für den Standort Emden; dazu gehören neben den Rohdaten und der statistischen Auswertung die Generierung eines "Emder Windspektrums".
- Für die WKA wird ein Einsatzspiegel angelegt, der einen Überblick über die Betriebszustände und Manöver liefert. Für jeden Lastfall sind Lastzeitschriebe in der Datensammlung enthalten.

**3. Beschreibung des Meßprojektes**

Neben der Aufnahme und Analyse von Beanspruchungen der WKA im Blattwurzelbereich, der Maschinenhausschwingungen, der Generatorspannungen und -ströme sowie der Signale für Leistung, Drehzahl und Azimutwinkel ist die Erfassung des Windes wichtigster Bestandteil des Meßkonzepts. Die Sensoren und Meßkanäle sind in der **Tab. 1** zusammengefaßt. Die Datensammlung der verschiedenen Sensoren von Meßmast und Windkraftanlage erfolgt zunächst getrennt mittels zwei PC, die im ca. 150 m entfernten Labor der Fachhochschule stehen. Die Kopplung bzw. Synchronisierung der beiden Messungen erfolgt über den Winddatenrechner, der an den WKA-Datenrechner ein kontinuierliches Zeitsignal sendet. Der Aufbau der Telemetrie und der Datenfluß von den Sensoren bis zur Bereitstellung über das Datennetz ist aus Abb. 3 zu entnehmen.

**3.1 Windmessung**

In einer ersten Ausbaustufe wurde bis Anfang 1997 mit vier Ultraschallanemometern in vier Höhen das vertikale Windprofil in unmittelbarer Nähe der WKA (Abstand ca. 25 m) aufgenommen. Zusätzlich zur Messung von ausgewählten Sekunden- und Minutenzeitreihen erfolgte die kontinuierliche Auswertung aller Winddaten in Form von Übergangshäufigkeitsmatrizen. In der zweiten Ausbaustufe des Windmeßmastes wurde durch die Ergänzung der Mastkonfiguration um zwei horizontale Ausleger auf 20 m und 30 m und den Einsatz von zwei zusätzlichen Ultraschallanemometern die Messung auf die Erfassung des räumlich verteilten Windes ausgeweitet. Die Aufnah-

me von Luftdruck und solarer Einstrahlung sowie der Temperatur und der relativen Feuchte in zwei Höhen komplettiert die meteorologische Datenerfassung, um z. B. Einflüsse der thermischen Schichtung zu berücksichtigen, siehe Abb. 1.

Nr.	Name	Sensor	Meßsignal	Position	Auflösung	Abtast-freq.
				WMM - Windmeßmast, WKA - E18, h - Höhe ü.G., r - Abstand Mastmitte		
1.	UA 10	Gill Solent, Ultraschallanemometer	3achsiges Wind-signal	WMM h=10 m, r=0,6 m	0,1 m/s	1 Hz
2.	UA 20-1	Gill Solent, Ultraschallanemometer	3achsiges Wind-signal	WMM h=20 m, r=4 m	0,1 m/s	1 Hz
3.	UA 30-1	Gill Solent, Ultraschallanemometer	3achsiges Wind-signal	WMM h=30 m, r=4 m	0,1 m/s	1 Hz
4.	UA 42	Gill Solent, Ultraschallanemometer	3achsiges Wind-signal	WMM h=42 m, r=-0,6 m	0,1 m/s	1 Hz
5.	UA 20-2	Gill Windmaster, Ultraschallanemometer	3achsiges Wind-signal	WMM h=20 m, r=-4 m	0,1 m/s	4 Hz
6.	UA 30-2	Gill Windmaster, Ultraschallanemometer	3achsiges Wind-signal	WMM h=30 m, r=-4 m	0,1 m/s	4 Hz
7.	TF 12	Rotronik MP100A, Lufttemperatur u. -feuchte	Temperatur rel. Luftfeuchte	WMM h=12 m, r=2 m	1/20 °C 1% rel.F.	alle 10 min.
8.	TF 40	Rotronik MP100A, Lufttemperatur u. -feuchte	Temperatur rel. Luftfeuchte	WMM h=40 m, r=2 m	1/20 °C 1% rel.F.	alle 10 min.
9.	PYR 20	Kipp&Zonen CM 6B, Pyranometer	solare Gesamteinstrahlung	WMM h=18,5 m, r=0,2 m	1 W/m <sup>2</sup>	alle 10 min.
10.	AD 20	Vaisala, PTB 100, Luftdrucksensor	Athmosphärendruck	WMM h=18,5 m, r=0,2 m	1 hPa	alle 10 min.
11.	DMS-F1..3	DMS HBM	Schlagbiegung Flügel A, B, C	WKA Flügelwurzel, R=0,7 m	1 Nm	max. 1 kHz
12.	DMS E1..3	DMS HBM	Schwenkbiegung Flügel A, B, C	WKA Flügelwurzel, R=0,7 m	1 Nm	max. 1 kHz
13.	DMS T1..3	DMS HBM	Torsion Flügel A, B, C	WKA Flügelwurzel, R=0,7 m	1 Nm	max. 1 kHz
14.	BAF	Beschleunigungsaufnehmer Flügel A Wuseltronik	Beschleunigung in Schlag- und Schwenkrichtung	WKA Flügel, R=8 m	1 m/s <sup>2</sup>	max. 1 kHz
15.	BAG1..2	Beschleunigungsaufnehmer Gondel Bruel & Kjaer	Beschleunigung in Nick- und Rollrichtung	WKA Gondel, mittig über Turm	1 m/s <sup>2</sup>	max. 1 kHz
16.		Näherungssensor Turck	Drehzahl	WKA Rotor, langsame Seite	--	max. 1 kHz
17.		Näherungssensor Enercon	Blattposition	WKA Bremsscheibe, schnelle Seite	0.3°	max. 1 kHz
18.		Enercon	Elektrische Leistung	WKA Umrichter, Betriebsführung,	kW	max. 1 kHz
19.		Gondelanemometer Enercon	Windgeschwindigkeit	WKA auf der Gondel, Betriebsführung	1 m/s <sup>2</sup>	max. 1 kHz
20.		Drehzahl Enercon	Drehzahl	WKA auf der Gondel, Betriebsführung	U/min	max. 1 kHz
21.		DMS HBM	Turmbiegung in 2 Achsen (N, E)	WKA Turmfuß, h=5 m	1 Nm	max. 1 kHz
22.		Potentiometer Enercon	Azimut Gondel	WKA Azimutverstellung	1°	max. 1 kHz
23.		Enercon	3 Phasen Strom und Spannung	WKA Betriebsführung	V / A	max. 1 kHz

Tab. 1: Meßsensoren der kombinierten Messungen von Wind- und Windkraftanlagendaten ("Emma")  
Tab. 1: Sensors of combined measurements of wind and wind turbine data ("Emma")

Die Datenerfassung am Windmeßmast erfolgt kontinuierlich in zwei verschiedenen "Zeitschienen". Die vier älteren Ultraschallanemometer vom Typ "Solent" werden mit 1 Hz abgetastet, die beiden neueren "Windmaster" mit 4 Hz. An den "Windmaster" sind als Nebenmeßstellen die weiteren meteorologischen Sensoren angekoppelt, vgl.

**Tab. 1.**

Die Sammlung der Daten bzw. die Übertragung zum Rechner erfolgt ebenfalls getrennt. Die Daten der "Solent" werden über einen Logger schon am Mast zusammengefaßt und über einen Lichtwellenleiter per RS422 an den Meßrechner in der FH übertragen. Die Datenübertragung der "Windmaster" erfolgt über RS485. Die beiden Anemometer und der Datenlogger werden abwechselnd abgerufen (polling mode). Beide Datenströme werden jeweils in 10-Minuten-Dateien zusammengefaßt, was 600 bzw. 2400 Datenzeilen oder 16 bzw. 64 kByte im Binärformat je Datei bedeutet. Im Jahr fallen so ca. 4,5 GByte Rohdaten mit meteorologischen Meßwerten an.

### 3.2 WKA-Messung

Die Meßwerte von der Windkraftanlage werden zum Teil direkt von der Betriebsführung der WKA per Koaxialkabel abgegriffen. Die Belastungsmessungen werden parallel per Lichtwellenleiter zum Labor und zum Rechner übertragen, wo die Daten mit der Referenz des Zeitsignals vom Windmeßrechner zu Dateien von 10 Minuten Länge zusammengefaßt werden. Da die Menge der Rohdaten bei Abtastfrequenzen bis zu 1 kHz auch für heutige Speichermedien kaum zu bewältigen ist, wird der aktuell erfaßte 10-Minuten Datensatz statistisch ausgewertet und in der Langzeitauswertung berücksichtigt. Nach der Aufnahme werden die Daten nach vorab vereinbarten Kriterien untersucht, z. B. mittlere Windgeschwindigkeit und mittlere Leistung. Diese Kriterien sind in einer "Such-Matrix" (Capture Matrix) in Klassen unterteilt. Paßt der aktuelle Zeitschrieb in eine der Klassen und ist diese Klasse noch nicht ausreichend mit Messungen gefüllt, wird die aktuelle Messung abgespeichert. Im anderen Fall werden für die Langzeitbetrachtung nur die statistischen Werte behalten. Auf diese Weise können jeweils unterschiedliche Meßkampagnen - auch parallel - abgearbeitet werden und gleichzeitig werden die Anforderungen an eine Langzeitmessung erfüllt.

### 3.3 Datensicherheit

Die anfallenden Rohdaten der beiden Meß-Schienen werden auf zwei PC's abgespeichert. Jede Messung liefert für die Winddaten zwei Dateien und für jede (parallel laufende) WKA-Meßkampagne je eine weitere Datei. Der PC ist mit einer unterbrechungsfreien Stromversorgung (USV) und einer "Watch-Dog"-Karte versehen, der Rechnerabstürze erkennt und ggf. einen Reset veranlaßt.

Die Dateien werden automatisch jede Nacht über das Internet auf je eine Workstation in der FH Ostfriesland und der TU Berlin übertragen. Dort werden jeweils in Abständen einiger Wochen die anfallenden Rohdaten auf Datenband und CD ROM gesichert. Durch die schnelle Vervielfältigung und die Aufbewahrung der Rohdaten an verschiedenen Orten ist eine maximale Datensicherheit gegeben.

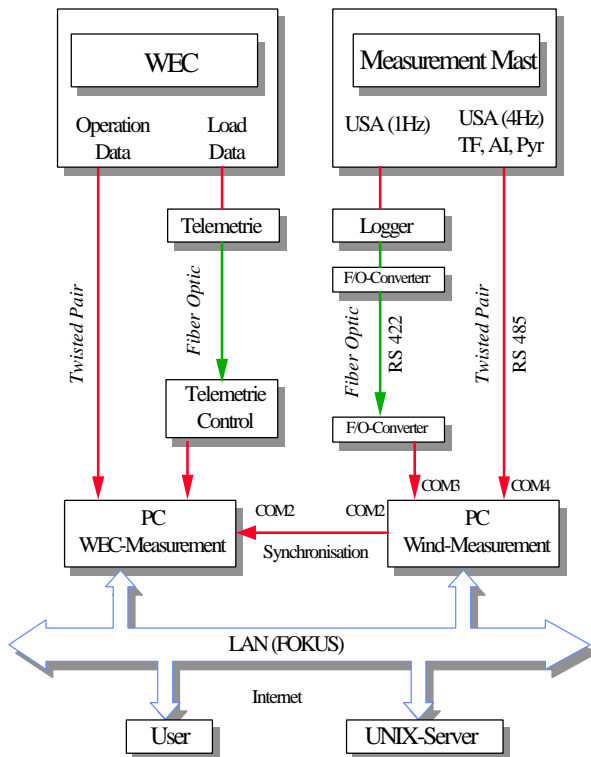


Abb. 3: Datenerfassung und -speicherung  
 Fig. 3: Data recording and saving

### 4. Aufbereitung und Darstellung der Rohdaten

Um eine sinnvolle Behandlung und weitergehende Auswertung - auch in nachfolgenden Forschungsvorhaben - zu gewährleisten, ist es notwendig, die gesammelten Rohdaten in ein sinnvolles Datenformat zu bringen und grundsätzliche statistische Aussagen sowie Beschreibungen mitzugeben. Die Wahl fiel auf das DEPRI-Datenformat, welches das DEWI zusammen mit der Projektgruppe Regenerative Energie des Fachbereichs Physik der Universität Oldenburg entwickelt hat [4]. Hierzu wurde das DEPRI-Format um die Möglichkeit binäre Daten zu lesen erweitert.

Die Daten von acht Kalenderwochen werden auf einer Daten-CD ROM wie folgt zusammengefaßt. Die Winddaten werden zu Dateien von einer Stunde umfassenden Daten zusammengesetzt:

- 4 Hz - 2 Ultraschallanemometer "Windmaster" mit sechs Kanälen Winddaten
- 1 Hz - 4 Ultraschallanemometer "Solent" mit 12 Kanälen Winddaten

Aus den Winddaten und aus den weiteren meteorologischen Daten werden die 10 Minuten-Mittelwerte und die zugehörigen Standardabweichungen gebildet. Diese Dateien sind Grundlage für eine Suche nach bestimmten Szenarien und erleichtern eine weitere Suche im Datenbestand. Ergänzt wird dies durch beigelegte Programme zur Dokumentation, Visualisierung, Suche und Auswertung.

### 5. Fehlerquellen und Fehlerbearbeitung

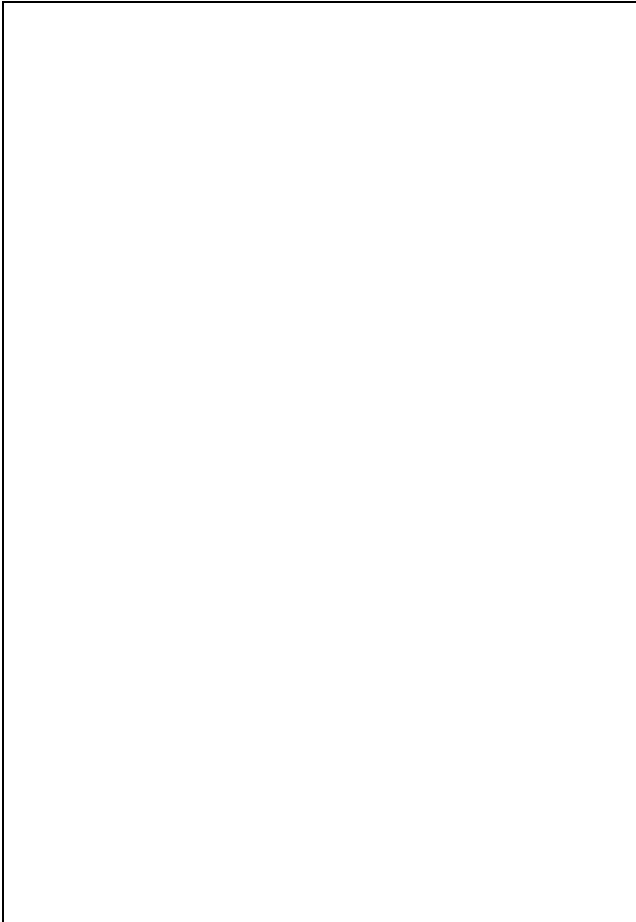
Die möglichen Fehlerquellen unterscheiden sich zum einen in statistische Fehler, wie z. B. Ausfall von Sensoren oder der Datenübertragung oder von anderen unwillkürlich auftretenden Effekten wie Meßrauschen o. ä. Zum anderen können grundsätzliche Fehler wie falsche Einbaulage und Kalibrierung oder Fertigungsfehler der Sensoren auftreten.

Ultraschallanemometer gelten als optimales Gerät für die 3-achsige Windmessung, da es keine beweglichen Teile hat, keinen "overspeeding"-Effekt kennt und die Auflösung i. a. höher ist als bei mechanischen Aufnehmern. In einer Arbeit an der Universität Oldenburg wurde von Langner und Stabe jedoch eine kategorische Fehlerquelle von Ultraschallanemometern gefunden und untersucht [5,6]: Der Fehler des Ultraschallanemometers ergibt sich im wesentlichen durch einen Transformationsfehler

bei der internen Umrechnung des Koordinatensystems und eines Fehlers, der aus der Abschätzung der Strömung durch die Transducer (Schallrezeptoren) resultiert.

Jedes der acht im Windkanal vermessenen Geräte wies eine eigene Fehlercharakteristik auf, die jedoch auf die gleichen o. g. Ursachen zurückzuführen ist. Der Transformationsfehler ist begründet in Abweichungen der realen Transducerpositionen von denen, die in der internen Transformation der Geschwindigkeitskomponenten verwendet werden. Der Einfluß dieses Fehlers bestimmt im wesentlichen die Vermessung einer horizontalen Strömung. Bei der Messung der vertikalen Komponente zeigt sich bei der horizontalen Strömung neben dem Transformationsfehler auch der Einfluß der Transducerabschattung. Für steigende Höhenwinkel dominiert dieser Einfluß auch den Verlauf der horizontalen Geschwindigkeitskomponente.

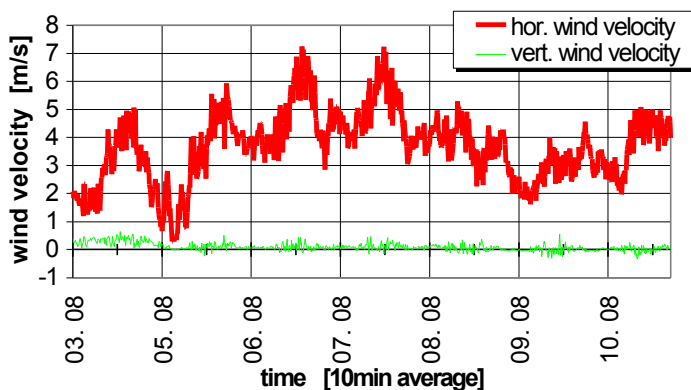
Der in [6] durchgeführten Simulation kann eine Abschätzung der erforderlichen Genauigkeit der Transducerpositionen in der Ultraschallanemometergeometrie entnommen werden. Wird zum Beispiel eine Meßgenauigkeit von 1% verlangt, so muß gewährleistet sein, daß die Positionen der Transducer weniger als ca.  $0.1^\circ$  von den nominalen Werten abweichen. Für die Korrektur der aufgenommenen - fehlerbehafteten - Winddaten wird für jedes Ultraschallanemometer eine Korrekturmatrix aufgestellt, mit der sämtliche Zeitreihen bearbeitet werden müssen. So kann der Anzeigefehler von 7% auf 1% gesenkt werden.



**6. Ergebnisdarstellung**

Im Folgenden werden beispielhaft einige Darstellungen von Daten aus dem Meßprojekt "Emma" gezeigt und erläutert. Es handelt sich dabei um einen Überblick des vorhandenen Datenbestandes. Auf eine weitergehende Auswertung bzw. Interpretation wird hier verzichtet. Sie sind Bestandteil der laufenden Forschungsvorhaben an

FH Ostfriesland und TU Berlin.



Die Abb. 4 zeigt die horizontale und vertikale Windgeschwindigkeit in 30 m Höhe, was in etwa der Nabenhöhe der Windkraftanlage entspricht. Die Messungen des Ultraschallanemometers wurden mit 4 Hz aufgezeichnet und in 10-Minutenmittelwerte umgewandelt.

Abb. 4: Horizontale und vertikale Windgeschwindigkeit in 30 m Höhe (03.08-10.08.1997)

Fig.4: Horizontal and vertical wind speed in 30 m (03.08-10.08.1997)

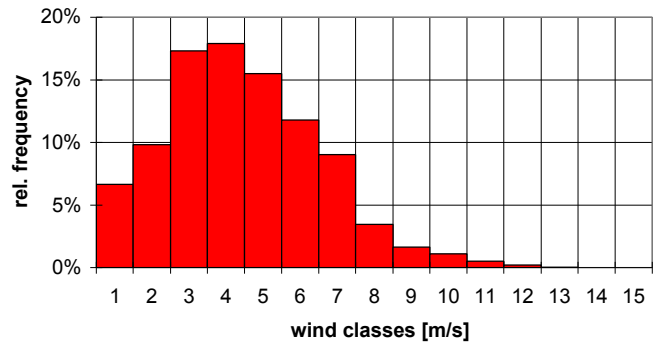


Abb. 5: Windhistogramm FHO, Emden  
 Fig. 5: Rel. Frequency of  $v_{hor}$  FHO, Emden

Abb. 5 zeigt die Häufigkeitsverteilung (Histogramm) der horizontalen Windgeschwindigkeit für die Sommermonate August und September 1997 für die Meßhöhe 30 m. Auch hier sind 10-Minutenmittelwerte zugrunde gelegt worden.

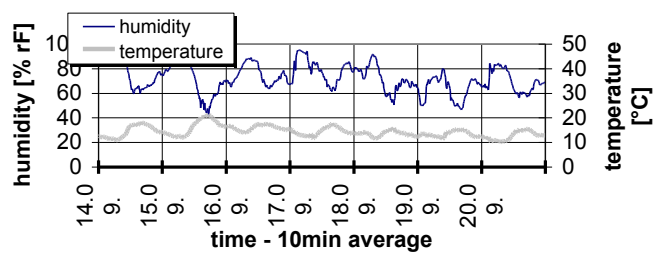


Abb. 6: Temperatur- und Luftfeuchtigkeitsverlauf in 42m (14.09 - 21.09.1997)  
 Fig. 6: Temperature and rel. humidity at 42 m (14.09 – 21.09.1997)

Abb. 6 zeigt den Feuchtigkeits- und Temperaturverlauf in 42 m Höhe. Gut zu erkennen ist der Zusammenhang zwischen Temperatur-abnahme und Feuchtigkeitszunahme in den Abend- und Nachstunden.

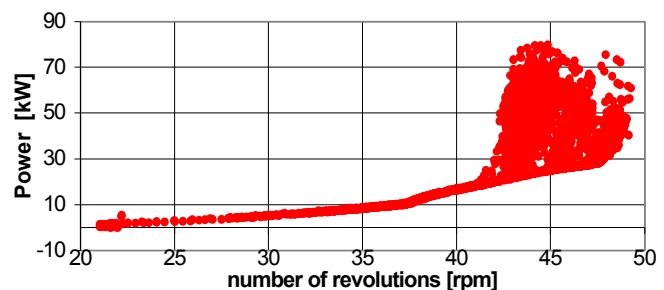


Abb. 7: Leistungs-Drehzahl-Kurve der E18 Windkraftanlage  
 Fig. 7: Power versus rotational speed curve of E18 wind turbine

In der Abb. 7 ist der Leistungs-Drehzahlverlauf der

Enercon E18 abgebildet. Zu erkennen sind drei Drehzahlbereiche (I. von der Startdrehzahl bei 22 U/min bis 38 U/min, II von 38 U/min bis 48 U/min und III von 48 U/min bis 49 U/min). Bei erhöhtem Windangebot und Erreichen der oberen Rotordrehzahl beginnt die Anlage zu regeln und fährt auf Leistungskurven mit niedrigerer Drehzahl. Dieser Vorgang wird solange wiederholt, bis Wind und Drehzahl wieder auf den Leistungsbereich II fallen.

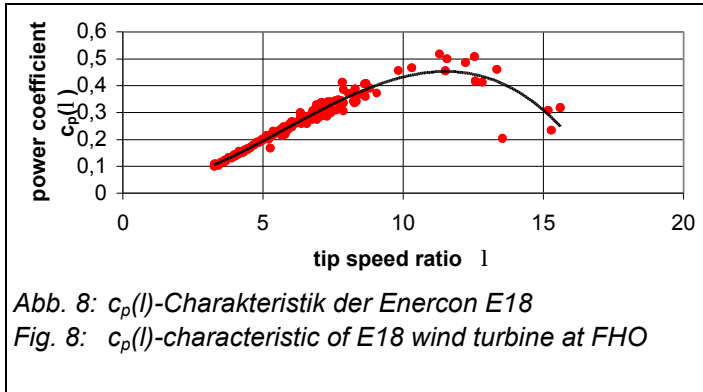


Abbildung 8 zeigt mit der  $c_p(\lambda)$ -Charakteristik die dimensionslose Leistungskennlinie aus 10-Minutenmittelwerten. Der Maximalwert der Messungen liegt bei einem Leistungsbeiwert von  $c_{p,max} = 0,46$  für eine Schnellaufzahl von circa  $\lambda = 11$ .

Abbildung 9 zeigt das Leistungsspektrum der Turmmessung mit Hilfe von Dehnungsmeßstreifen. Zu erkennen ist hier insbesondere die erste Turmeigenfrequenz bei ca. 0.75 Hz (entspricht 45 U/min). Dies ist besonders interessant, da die Windkraftanlage diesen Bereich im Drehzahlbereich II und III durchfahren muß.

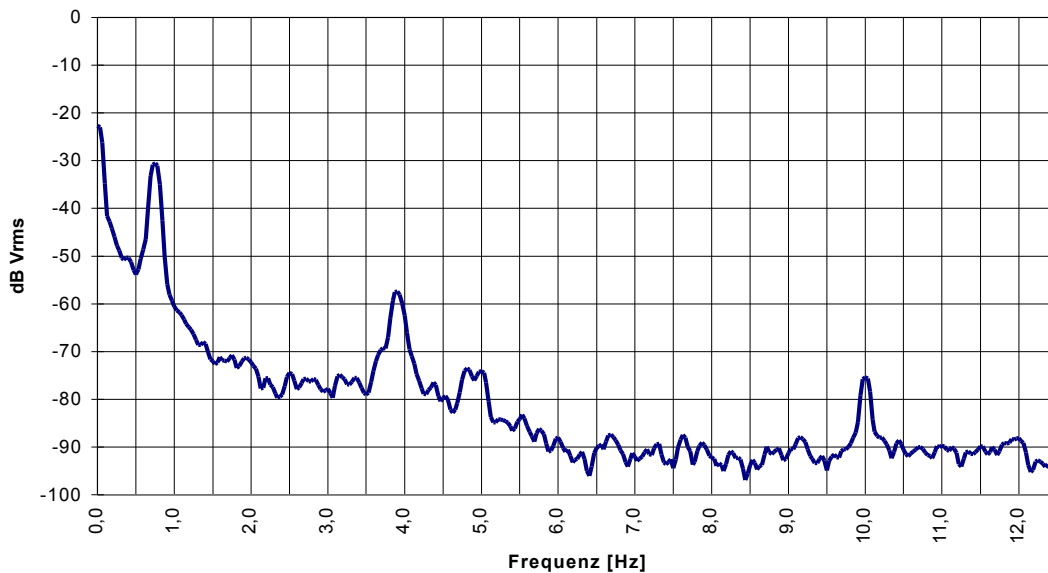


Abb. 9: Leistungsspektrum der Turmmessung an der WKA E18  
 Fig. 9: Power spectra of the wind turbines tower E18



## 7. Schlußbemerkungen und Ausblick

Die vorgestellten kombinierten und synchronisierten Meßkampagnen sind grundsätzlich etabliert und laufen inzwischen weitgehend fehlerfrei. Die hier gezeigten Ergebnisse sind zum großen Teil Darstellungen der gesammelten Rohdaten (kurzfristige Ziele). Die eigentlichen Auswertungen folgen im Rahmen der Forschungsvorhaben der FH Ostfriesland und der TU Berlin. Die Bewältigung solch großer Datenmengen ist erst durch den Einsatz der preiswert gewordenen Speichermedien möglich geworden. Die Erfahrungen im Umgang mit dem Aufbau und dem kontinuierlichen Betrieb zeigten die üblichen Probleme:

- wenn etwas schiefgehen kann, wird es schiefgehen
- wenn alles klar zu gehen scheint, hat man etwas übersehen.

Die Windkampagne wird wie vorgestellt mindestens noch bis Ende '98 weitergeführt, alle zwei Monate wird hierzu eine weitere Daten-CD ROM im DEPRI-Format erstellt. Somit ist eine Grundlage für spätere Auswertungen und Untersuchungen gegeben, und ein Daten- und Know-how-Verlust nach Beendigung der jeweiligen Forschungsvorhaben ist nicht zu befürchten. Ebenso wird weiterhin für mindestens ein Jahr an der WKA mit verschiedenen Kampagnen verschiedener Zielrichtungen gemessen. Die Ergebnisse werden dann zu einer gemeinsamen Datensammlung zusammengefaßt und stehen dann ebenfalls auf CD ROM zur Verfügung. Dank gesagt sei hier unseren Ansprechpartnern und Kollegen bei der Universität Oldenburg und dem DEWI, ohne die diese Arbeiten noch nicht so weit und umfangreich gediehen wären.

## 8. Literatur

- [1] Reuter, A.: Standortabhängige und anlagenspezifische Lastkollektive von Windkraftanlagen aus Simulationsrechnungen. VDI Fortschrittsberichte Reihe 6, Nr. 338, VDI Verlag, Düsseldorf, 1996.
- [2] Hohlen, H.; Kehl, K.: Meßprogramm für die Forschungs-WKA der Fachhochschule Ostfriesland. DEWEK 96, Wilhelmshaven, 1996.
- [3] Hohlen, H., Liersch J.: Collecting Wind and Wind Turbine Data at the FH Ostfriesland Emden, Germany. EWEC '97 Proceeding, Dublin, 1997.
- [4] Pahlke, T.; Waldl, H.; Strack, M.: DEPRI-Datenformat 1.10, Referenz, DEWI, Wilhelmshaven, 1997.
- [5] Heinemann, T.; Langner, D.; Stabe, U., Waldl, H.: Measuring errors of ultrasonic anemometers and impact on turbulence measurements. EWEC '97 Proceeding, Dublin, 1997.
- [6] Langner, D.; Stabe, U.: Messung und Simulation systematischer Fehler des Ultraschallanemometers und deren Auswirkungen auf statistische Größen, Diplomarbeit C. v. O. Universität Oldenburg, 1997.