

# **Windenergie Report Deutschland 2005**

## **Wind Energy Report Germany 2005**

**Jahresauswertung des WMEP**  
Annual Evaluation of WMEP

Wissenschaftliches Mess- und Evaluierungsprogramm (WMEP)  
zum Breitentest „250 MW Wind“

Scientific Measurement and Evaluation Programme (WMEP)  
within the "250 MW Wind" project

Im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt,  
Naturschutz und Reaktorsicherheit

## **Impressum**

### **Windenergie Report Deutschland 2005**

#### **Herausgeber:**

Institut für Solare Energieversorgungstechnik (ISET)

Verein an der Universität Kassel e.V.

Königstor 59

34119 Kassel

Telefon: 0561 / 7294 - 0

Telefax: 0561 / 7294 - 100

e-mail: [mbox@iset.uni-kassel.de](mailto:mbox@iset.uni-kassel.de)

Internet <http://www.iset.uni-kassel.de>

#### **Redaktion:**

Michael Durstewitz, Cornel Enßlin, Berthold Hahn, Bergard Lange, Kurt Rohrig

Die Verantwortlichkeit für die Inhalte der Beiträge in Kapitel 4 liegt bei den Autoren.

#### **Übersetzung:**

Faye Neilson

#### **Gesamtherstellung:**

Barth & Krebs Partner

Informationstechnologie Dienstleistungen Partnerschaftsgesellschaft, Kassel

Strube Druck - Visionen auf Papier, Felsberg

#### **Copyright**

Alle Rechte, insbesondere die der Übersetzung, des Nachdrucks, der Entnahme von Abbildungen, der Funksendung, der Wiedergabe auf photomechanischem oder ähnlichem Wege und der Speicherung in Datenverarbeitungsanlagen, bleiben auch bei nur auszugsweiser Verwertung dem ISET e.V. bzw. dessen Auftraggeber vorbehalten.

## **Inhalt**

Danksagung .....	1
1 Einleitung .....	3
2 Das Wissenschaftliche Mess- und Evaluierungsprogramm .....	7
2.1 Logbuchdaten .....	8
2.2 ISET-Messnetz .....	8
2.3 Datenzentrale .....	10
2.4 Datenfluss, Steuerung und Überwachung .....	13
2.5 Plausibilitätsprüfung .....	13
2.6 Veröffentlichungen und Präsenz im Internet .....	14
3 Auswertung der Betriebsergebnisse 2004 .....	17
3.1 Zusammenfassung der wichtigsten Ergebnisse .....	18
3.2 Windenergienutzung in Deutschland .....	21
3.3 Externe Betriebsbedingungen .....	38
3.4 Elektrische Energielieferung .....	49
3.5 Leistungsverfügbarkeit der Windstromerzeugung .....	60
3.6 Anlagenzuverlässigkeit .....	67
3.7 Wirtschaftlichkeit .....	78
3.8 Typenspezifische Auswertungen .....	95

## **Anhang**

A Glossary of Terms in Figures and Tables .....	195
B Formblätter .....	209
C Windmessstationen im WMEP .....	215
D Stammdaten 2004 .....	221
E Einzelergebnisse .....	247

## Abbildungen

Abb. 1:	Messstellen des ISET-Messnetzes .....	12
Abb. 2:	Informationsfluss im WMEP .....	15
Abb. 3:	Zeitliche Entwicklung der installierten Windleistung in Deutschland .....	21
Abb. 4:	Jährliche Reduktion der CO <sub>2</sub> -Emissionen durch Windenergie .....	22
Abb. 5:	Jährlich installierte Nennleistung .....	23
Abb. 6:	Entwicklung der Windenergienutzung weltweit .....	24
Abb. 7:	WEA-Anzahl in den Bundesländern (WMEP: inkl. freiwillige Betreiber) .....	25
Abb. 8:	Leistungszubau an der Küste und im Binnenland .....	26
Abb. 9:	Installierte Windleistung in EVU-Versorgungsgebieten .....	27
Abb. 10:	Anteil des WMEP an den Anlagen je Bundesland .....	28
Abb. 11:	Durchschnittliche Nennleistung und Nabenhöhe der WMEP-WEA .....	29
Abb. 12:	Durchmesser, Höhe und Leistung der Neuinstallationen im Durchschnitt .....	30
Abb. 13:	Anteil der Leistungsklassen an der jeweils neu installierten Windleistung .....	31
Abb. 14:	In Deutschland installierte WEA nach Leistungsklassen .....	32
Abb. 15:	Weltweit größte Hersteller, Gesamtproduktion und Export .....	34
Abb. 16:	Marktanteile am Verkauf (nach installierter Leistung) .....	35
Abb. 17:	Betreiber im WMEP .....	37
Abb. 18:	Brutto-Windenergieangebot in den Jahren 1993-2004 (Basis: WMEP-Messungen in 10m Höhe) ..	39
Abb. 19:	Monatliche Blitzschlag-Häufigkeit in 2004, im Vergleich mit langfristigen Mittelwerten .....	41
Abb. 20:	Monatliche Eisansatz-Häufigkeit in 2004, im Vergleich mit langfristigen Mittelwerten .....	43
Abb. 21:	Monatliche Sturmmeldungs-Häufigkeit in 2004, im Vergleich mit langfristigen Mittelwerten .....	45
Abb. 22:	Monatliche Netzausfall-Häufigkeit in 2004, im Vergleich mit langfristigen Mittelwerten .....	47
Abb. 23:	WEA-Standorte mit Sturmschadensmeldungen in den Jahren 1992-2004 .....	48
Abb. 24:	In Deutschland eingespeiste elektrische Energie aus Windkraft .....	49
Abb. 25:	Mittlerer monatlicher Ausnutzungsgrad der WEA im WMEP .....	50
Abb. 26:	Durchschnittliche Entwicklung des Jahresenergieertrags .....	51
Abb. 27:	Jährliche Einspeisung bezogen auf Netto-Stromverbrauch .....	53
Abb. 28:	Mittlere Volllaststunden .....	54
Abb. 29:	Mittlere flächenspezifische Jahresenergielieferung .....	55
Abb. 30:	Mittlere flächenspezifische Leistungsabgabe .....	56
Abb. 31:	Eigennutzungsanteil an der erzeugten Energie .....	57
Abb. 32:	Deckungsanteil der Windenergie am Eigenverbrauch .....	58
Abb. 33:	Energiefluss der im "250 MW Wind"-Programm geförderten Anlagen .....	59
Abb. 34:	Beispiel für den Zeitverlauf der normierten Leistung einer Einzelanlage, einer Windpark-Gruppe und aller deutschen Windenergieanlagen (21.-31.12.2004) .....	61
Abb. 35:	Häufigkeit von relativen Leistungsänderungen in Zeiträumen von 1/4 Stunde, 1 Stunde und 4 Stunden (15 min Mittelwerte) .....	62
Abb. 36:	Häufigkeit von relativen Leistungsänderungen im 1 Stunden-Raster (15 min Mittelwerte) einer Einzelanlage, einer Gruppe von Windparks und der deutschlandweiten Windleistung .....	63
Abb. 37:	Leistungsdauerlinien von Einzelanlage, Windparkgruppe und deutschlandweiter Einspeisung .....	64
Abb. 38:	Mittlerer horizontaler Belastungsausgleich zwischen den Übertragungsnetzbetreibern .....	65
Abb. 39:	Beispiel für den Zeitverlauf der normierten Windleistungseinspeisung und -prognose in Deutschland (21.-25.12.2004) .....	66
Abb. 40:	Betriebsalter der WEA im WMEP .....	67
Abb. 41:	Jährliche Anzahl von Schadensfällen bei WEA im WMEP .....	69
Abb. 42:	Häufigkeitsanteile der Ursachen für Störungen .....	70
Abb. 43:	Häufigkeitsanteile der Störungsauswirkungen .....	71
Abb. 44:	Häufigkeitsanteile der instandgesetzten Baugruppen .....	72
Abb. 45:	Statistisch bestimmter mittlerer Zeitraum zwischen zwei Ausfällen .....	73
Abb. 46:	Schadenshäufigkeit und Ausfallzeit der WEA nach Schäden .....	74
Abb. 47:	Durchschnittliche jährliche Betriebskosten pro kW installierter Leistung .....	79
Abb. 48:	Durchschnittliche jährliche Betriebskosten pro kWh Jahresarbeit .....	80
Abb. 49:	Durchschnittliche jährliche Versicherungskosten pro kW installierter Leistung .....	81
Abb. 50:	Durchschnittliche jährliche Versicherungskosten pro kWh Jahresarbeit .....	82
Abb. 51:	Jährliche Kosten für Wartungen und Instandsetzungen pro kW inst. Leistung .....	83
Abb. 52:	Durchschnittliche jährliche Instandsetzungskosten pro kWh Jahresarbeit .....	84
Abb. 53:	Jährliche Betriebskosten .....	85
Abb. 54:	Spezifische monetäre Jahreserträge pro kW installierter Leistung .....	86
Abb. 55:	Spezifische monetäre Jahreserträge pro kW installierter Leistung .....	87
Abb. 56:	Lernkurve Windenergie in Deutschland (€/kW) .....	88

Abb. 57:	Lernkurve Windenergie in Deutschland (€ / [kWh/a]ref) .....	89
Abb. 58:	Entwicklung der Einspeisevergütung für Strom aus Windenergie .....	90
Abb. 59:	Gestehungskosten für Strom aus Windenergie .....	91
Abb. 60:	Vergleich der Stromgestehungskosten für unterschiedliche Anlagengrößen .....	92
Abb. 61:	Ausgewählte Windmessstationen im ISET-Messnetz .....	219

## Tabellen

Tab. 1:	Berechnete Größen aus Wind- und Leistungsmessungen an den WMEP-Anlagen .....	9
Tab. 2:	Übersicht zum ISET-Messnetz .....	11
Tab. 3:	Typenmerkmale der zugebauten WEA .....	33
Tab. 4:	Anzahl installierter WEA im WMEP und in Deutschland nach Typen .....	36
Tab. 5:	Störungsursache Blitzschlag - Gesamtüberblick 1992 - 2004 .....	40
Tab. 6:	Regionale Verteilung von Blitzschäden 1992 - 2004 .....	40
Tab. 7:	Störungsursache Eisansatz - Gesamtüberblick 1992 - 2004 .....	42
Tab. 8:	Regionale Verteilung von WEA-Störungen durch Eisansatz 1992 - 2004 .....	42
Tab. 9:	Störungsursache Sturm - Gesamtüberblick 1992 - 2004 .....	44
Tab. 10:	Regionale Verteilung von WEA-Störungen durch Sturm 1992 - 2004 .....	44
Tab. 11:	Störungsursache Netzausfall - Gesamtüberblick 1992 - 2004 .....	46
Tab. 12:	Regionale Verteilung von WEA-Störungen durch Netzausfall 1992 - 2004 .....	46
Tab. 13:	Windenergieanlagen und Einspeisung nach Bundesländern .....	52
Tab. 14:	Technische Verfügbarkeit .....	68
Tab. 15:	Meldungen über Instandsetzungen .....	75
Tab. 16:	Hauptkomponententausch .....	77
Tab. 17:	Exemplarische Vergütungshöhen für Neuanlagen nach EEG .....	93
Tab. 18:	Exemplarische Vergütungshöhen für Neuanlagen nach EEG .....	94
Tab. 19:	Windmessdaten des WMEP aus den Jahren 1992-2004 .....	215

# Liste verwendeter Abkürzungen

## List of Abbreviations

a	Jahr	Year
AG	Aktiengesellschaft	Stock Corporation
BMU	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit	Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation and Nuclear Safety
BWE	Bundesverband Windenergie	German Wind Energy Association
CO <sub>2</sub>	Kohlendioxid	Carbon dioxide
d	Tag	Day
D	Deutschland	Germany
DEG	Datenerfassungsgerät im WMEP	Special WMEP data logger
DK	Dänemark	Denmark
DtA	Deutsche Ausgleichsbank	
E	Spanien	Spain
EDV	Elektronische Datenverarbeitung	Electronic data processing
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz (seit April 2001)	German Electricity Feed Law Since April 2001)
EUR, €	Euro, €	
EVU	Energieversorgungsunternehmen	Utility Company
FGW	Fördergesellschaft Windenergie	Wind Energy Association
h	Stunde	Hour
ISET	Institut für Solare Energieversorgungstechnik e. V.	
IWET	Ingenieurwerkstatt Energietechnik	
kWh (MWh, GWh, TWh)	Kilo-(Mega-, Tera-, Giga-)wattstunde, Einheit für Energie	10 <sup>3</sup> (10 <sup>6</sup> , 10 <sup>9</sup> , 10 <sup>12</sup> ) watt hours, unit for energy
Mio.	10 <sup>6</sup> , Million	10 <sup>6</sup> , Million (eng.: m.)
REISI	ISET-eigenes Internet-Informationssystem	ISET's internet information system
StrEG	Stromeinspeisungsgesetz (bis März 2001)	Former German Electricity Feed Law (up till March 2001)
ü. NN.	über Normal Null, über Meereshöhe	above sea level
USA	Vereinigte Staaten von Amerika	United States of Amerika
VDEW	Verband der Elektrizitätswirtschaft e.V.	German association of utility companies
W (kW, MW, GW)	Watt (Kilowatt, Megawatt, Gigawatt), Einheit für Leistung	Watt, (10 <sup>3</sup> , 10 <sup>6</sup> , 10 <sup>9</sup> Watts), Unit for Power
W&I	Wartung und Instandsetzung	Maintenance and tepair
WEA	Windenergieanlage	Wind turbine (engl.: WT)
WP	Windpark	Wind farm
WMEP	Wissenschaftliches Mess- und Evaluierungsprogramm	Scientific Measurement- and Evaluation Programme

## ACKNOWLEDGEMENTS

### ACKNOWLEDGEMENTS

- The department for Wind Energy, in the research area of Information and Power Economy at the Institut für Solare Energieversorgungstechnik e.V. (ISET - Institute for Solar Energy Supply Technology), which supervises the project, expresses its gratitude to everyone involved in the WMEP, in particular the following:
- The Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation and Nuclear Safety (BMU) as the funding authority, represented by PTJ of the Forschungszentrum Jülich (Research Centre Jülich) and their staff, who have always been helpful in technical and administrative matters,
- the operators of WTs monitored in the WMEP, who through their regular reports provide the data basis for the evaluations presented in this publication,
- the institutes and firms "Deutsches Windenergie-Institut GmbH" of Wilhelmshaven, "Institut für Elektrische Energietechnik" of the Universität Gh Kassel, "WIND-consult GmbH" of Bargeshagen, and "WINDTEST Kaiser-Wilhelm-Koog GmbH" of Kaiser-Wilhelm-Koog, who continue to support us in the maintenance of measurement equipment on site,
- the Ingenieurwerkstatt Energietechnik (IWET), for their contributions in regard to the installation figures for all WTs operating in Germany,
- and the colleagues at ISET, who support the project with their dedicated work.

The creation and further extension of a complete and reliable data basis, for the renewable energy resource of wind, is made possible only through the thorough and trusting co-operation of all partners. We hope to present interesting and clearly presented information to a continually growing circle of readers, and are open to and grateful for any comments and suggestions.

Kassel, August 2005

Division Information and Energy Economy

## DANKSAGUNG

Die Abteilung Windenergienutzung im Forschungsbereich Information und Energiewirtschaft des Instituts für Solare Energieversorgungstechnik e.V., die das WMEP federführend bearbeitet, bedankt sich an dieser Stelle bei allen Mitwirkenden am Vorhaben. Zu nennen sind insbesondere

- das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) als Förderer und der Projektträger Jülich (PTJ) im Forschungszentrum Jülich als Auftraggeber, mit deren Mitarbeitern ein ständiger Austausch zu fachlichen und administrativen Fragen stattfindet,
- die Betreiber der WMEP-Anlagen, die mit ihren regelmäßigen Berichten die Datenbasis für die Auswertungen schaffen,
- die Institute und Firmen "Deutsches Windenergie-Institut GmbH", Wilhelmshaven, "Institut für Elektrische Energietechnik", Universität Kassel, "WIND-consult GmbH", Bargeshagen, und "Windtest Kaiser-Wilhelm-Koog GmbH", Kaiser-Wilhelm-Koog, die uns immer wieder bei der Instandhaltung der Messtechnik vor Ort unterstützen,
- die Ingenieurwerkstatt Energietechnik (IWET) für ihre Zuarbeit hinsichtlich der Installationszahlen aller WEA in Deutschland und nicht zuletzt
- der Vorstand und die Kollegen des ISET, die das Vorhaben mit engagierter Arbeit stets unterstützen.

Nur aufgrund der gewissenhaften und vertrauensvollen Zusammenarbeit aller Beteiligten ist es möglich, eine weitgehend vollständige und verlässliche Datenbasis zur Bewertung der erneuerbaren Energiequelle Wind zu schaffen und weiter auszubauen. Wir hoffen, unserem treuen und weiter wachsenden Leserkreis mit diesem Windenergie Report wiederum interessante Informationen und Darstellungen übersichtlich gegliedert anzubieten. Für Anregungen und Hinweise zu unserer Arbeit sind wir immer offen und dankbar.

Kassel, im August 2005

Forschungsbereich Information und Energiewirtschaft



## Introduction

The 2005 issue of the annual evaluations "Wind Energy Report Germany", of the Scientific Measurement and Evaluation Programme (WMEP), is the fifteenth regular publication of operational results from the wind turbines included in the "250 MW Wind" funding programme. Besides depicting the current state of the technology, a reflection on the long-term and successful development of this technology is provided.

The "250 MW Wind" funding programme (initially the "100 MW Wind" programme) was first publicised in June 1989, in the Federal Legal Gazette. Because of the great demand, and the reunification of Germany, the funding programme was expanded to 250 MW in 1991. With the achievement of the total power of 250 MW, the support phase of the project could be completed at the end of 1996, whereby the total supported capacity, related to the WT rated power given by each manufacturer (mostly maximum power at higher wind speeds), amounted to a total of 350 MW. This capacity was provided from about 1,500 WTs in the programme. All funded plants were accompanied, in terms of a measurement programme, for at least 10 years by the parallel running WMEP monitoring programme. This programme provides the most comprehensive study of the long-term behaviour of wind turbines worldwide.

The WMEP aims to collect statistically verified figures, based on experience, and to evaluate them according to uniform criteria, for the practical implementation of wind energy in a scale relevant to energy economy. The contents of the past 14 annual reports have concentrated more on the fundamental, initially somewhat general questions such as e.g. the average technical availability, the running costs or the fluctuation of fed in power.

In the current 2.5 year final phase (from mid 2004 to end 2006), the work that has already been completed is to be supplemented with the formulation of new questions which address the future. To this end, the development of the technology over the past 15 years, with its progress and problems, is to be retrospectively examined in detail and the requirements of future technical developments e.g. in relation to the reliability of offshore plants are to be deduced. The knowledge gained will be processed and published so that it can flow into both further technical developments and the formation of existing and future research and funding measures.

In the average wind year of 2005 about 16,300 wind turbines, with a total capacity of almost 16,500 MW, generated approximately

## 1 Einleitung

Die vorliegende Jahresauswertung "Windenergie Report Deutschland 2005" des "Wissenschaftlichen Mess- und Evaluierungsprogramms" (WMEP) stellt die 15. Ausgabe der regelmäßigen Veröffentlichung von Betriebsergebnissen der Windenergieanlagen im Förderprogramm "250 MW Wind" dar. Sie bietet neben der Darstellung des aktuellen Stands der Technik auch einen Rückblick auf die langjährige und erfolgreiche Entwicklung dieser Technologie.

Das Förderprogramm "250 MW Wind" wurde (zunächst als "100 MW Wind" -Programm) im Juni 1989 im Bundesanzeiger veröffentlicht. Bedingt durch die große Nachfrage und die deutsche Wiedervereinigung wurde das Förderprogramm 1991 auf 250 MW aufgestockt. Mit dem Erreichen der angestrebten Gesamtleistung konnte Ende 1996 die Bewilligungsphase des Programms abgeschlossen werden, wobei der auf die Anlagennennleistung (meist maximale Leistung bei höherer Windgeschwindigkeit) bezogene Förderumfang insgesamt 350 MW beträgt. Diese Kapazität wird durch etwa 1.500 WEA im Programm zur Verfügung gestellt. Alle geförderten Anlagen werden über mindestens 10 Jahre im parallel durchgeführten Monitoring-Programm WMEP messtechnisch begleitet, womit dieses Programm weltweit die umfangreichste Untersuchung zum Langzeitverhalten von Windenergieanlagen darstellt.

Ziel des WMEP ist es, statistisch belegte Erfahrungswerte zum praktischen Einsatz der Windenergie in einem energiewirtschaftlich relevanten Maßstab zu sammeln und nach einheitlichen Kriterien auszuwerten. Inhaltlich konzentrieren sich die bisherigen Jahresberichte mehr auf grundsätzliche, zunächst etwas allgemeinere Fragestellungen, wie z. B. der durchschnittlichen technischen Verfügbarkeit, der laufenden Kostenentwicklung oder der Fluktuation der eingespeisten Leistung.

In der jetzt laufenden 2 ½ jährigen Abschlussphase (Mitte 2004 bis Ende 2006) sollen die bisherigen Arbeiten um neue, zukunftsweisende Fragestellungen ergänzt werden. Dazu soll rückblickend die Entwicklung der Technik in den letzten 15 Jahren mit Fortschritten und Problemen möglichst im Detail herausgearbeitet und Forderungen an zukünftige technische Entwicklungen, z. B. hinsichtlich der Zuverlässigkeit von Offshore-Anlagen, abgeleitet werden. Die Erkenntnisse werden so aufbereitet und veröffentlicht, dass sie sowohl in die weitere technische Entwicklung als auch in die Gestaltung laufender und zukünftiger Forschungs- und Fördermaßnahmen einfließen können.

Im durchschnittlichen Windjahr 2004 erzeugten in Deutschland rund 16.300 Windenergieanlagen (WEA) mit einer Leistung von insgesamt fast 16.500 MW etwa 26 Mrd. Kilowattstunden elektrische Energie. Damit trug die Windenergie rund 5,5% zur elektrischen Energieversorgung bei. Viele im liberalisierten Strommarkt agierende Versorgungsunternehmen werden mittlerweile durch die Einspeisung aus Windenergie tangiert. Die aus Wind erzeugte elektrische Leistung deckt bereits heute in einigen Netzbereichen die Netzlast zu Schwachlastzeiten. Dies zeigt, dass die Windenergie

mittlerweile ein nicht mehr zu vernachlässigendes Element in der elektrischen Energieversorgung geworden ist. Insbesondere im Hinblick auf den sicheren Betrieb der Netze und die Leistungs- und Frequenzregelung - und damit auf den Reserve- und Regelenergieeinsatz - ist die Einbeziehung der Windenergie ein wesentlicher Faktor für die Wirtschaftlichkeit des gesamten deutschen Energieversorgungssystems.

Die im Rahmen des "250 MW Wind"- Programms seit Anfang der 90er Jahre durchgeführten Untersuchungen zum Leistungsdargebot der Windenergie bilden die Basis für die von ISET entwickelten Programme zur Online- Erfassung und Prognose der eingespeisten Windleistung, die heute zum unverzichtbaren Werkzeug in den Netzeleitwarten deutscher Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) geworden sind.

Im August 2004 wurden in der Gesetzesnovelle des Erneuerbaren Energiegesetzes (EEG) wichtige Änderungen bei der Integration der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen in das deutsche Versorgungssystem vorgenommen. So sind die ÜNB verpflichtet, die in ihren Regelzonen aufgenommenen Strommengen unverzüglich untereinander auszugleichen. Damit soll sichergestellt werden, dass sich der Aufwand zur Systemintegration, vor allem der fluktuierenden Windenergie, entsprechend dem Anteil des jeweiligen ÜNB am gesamten Stromabsatz, "gleichmäßig" verteilt. Die Umsetzung dieses Horizontalausgleichs wurde von den vier ÜNB in enger Zusammenarbeit mit dem ISET bereits zum 1. September 2004 realisiert. Die dazu entwickelten Modelle und Verfahren basieren im Wesentlichen auf dem umfangreichen Datenbestand und den Erfahrungen im WMEP.

Ein weiterer Meilenstein für die Integration der Windenergie auf See und an Land war die Erarbeitung der dena-Netzstudie. Diese Studie hatte das Ziel, eine grundlegende und von möglichst vielen Akteuren (WEA-Hersteller, Windbranche, Netzbetreiber, Energieerzeuger und dem Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit) getragene, langfristige energiewirtschaftliche Planung unter Einbeziehung der Windenergienutzung zu ermöglichen. In der dena-Netzstudie wurden Szenarien einer verstärkten Nutzung regenerativer Energieträger für die Jahre 2007, 2010, 2015 und 2020 erarbeitet und unter verschiedenen technischen und wirtschaftlichen Gesichtspunkten untersucht. Für diese Studie wurden vom ISET aus den im WMEP gemessenen Wind- und Leistungsdaten Zeitreihen der summarischen Windeinspeisung in Deutschland abgeleitet und dienten als Berechnungsgrundlage für die Bestimmung des Kapazitätskredits der Windenergie.

Die Arbeiten im WMEP zum Förderprogramm "250 MW Wind" werden in den kommenden 1 ½ Jahren den Ausbau der Windenergie in Deutschland weiter begleiten und dort, wo es möglich ist, mit gesicherten Erkenntnissen auf den Gebieten

- Externe Betriebsbedingungen
- Langzeitbetrieb und Lebensdauer

26 billion kilowatt hours of electrical energy in Germany. Wind energy therefore contributed to the electrical energy supply with around 5.5%. Many utility companies operating in the liberalised electricity market are now affected by the supply from wind energy. The electrical power generated from wind now already temporarily covers the grid load for light-load periods in some grid areas. This shows that wind energy is an element that is no longer to be neglected in electrical energy supply. The integration of wind energy is a significant factor for the economy of the overall German energy supply system, particularly in regard to the reliable operation of the grid, and power and frequency control - and thereby the use of reserve and regulation power.

Investigations of the power performance of wind energy, which have been carried out within the framework of the "250 MW Wind" programme since the beginning of the 1990's, have formed the basis for the development of online acquisition and short-term wind power prediction systems by ISET, which have now become integral tools in the grid control centres of German transmission system operators (TSO).

In August 2004, important changes in the integration of power generated through renewable energy sources in the German supply system were resolved through amendments to the Act on Granting Priority to Renewable Energy Sources (EEG). Transmission system operators are thereby obliged to immediately balance the amounts of current that are received in their control zones. This measure should guarantee that the expenditure for system integration, especially the fluctuating wind energy, is "equally" distributed according to the respective transmission system operator's proportion of the overall energy sales. The implementation of the horizontal balancing was realised by the four transmission system operators, in close cooperation with ISET, on 1st September 2004. The models and procedures, developed for this purpose, are predominantly based on the extensive database and experience of the WMEP.

A further milestone for the integration of wind energy on sea and on land was the compilation of the dena grid study. This study had the aim of realising standard long-term energy economical planning to include wind energy use, with the support of as many participants as possible (WT manufacturers, wind departments, grid operators, energy suppliers, energy generators and the Federal Ministry for Economics and Labour). In the dena grid study,

scenarios for strengthened use of regenerative energy carriers for the years 2007, 2010, 2015 and 2020 were elaborated and investigated according to different technical and economic perspectives. For this study, time series of the summarised wind supply in Germany was derived from the wind and power data measured in the WMEP and served as the calculation basis for determining the capacity credits for wind energy.

The work of the WMEP, in the "250 MW Wind" funding measure, will further accompany the expansion of wind energy in Germany over the coming 1.5 years and lend support, where possible, with reliable results in the areas of:

- External operating conditions
- Long-term operation and life expectancy
- Operating costs of wind turbines
- Energy-technical integration of wind energy in power plant schedules and grid management.

However, in order to certify the continued impressive success of wind energy use, further research and development efforts will be necessary in the future. Besides the further development of plant technology, also for export, other areas of high priority are in the fields of decentralised grid connected energy supply, large-scale technical offshore wind energy use and wind energy for rural electrification.

- Betriebskosten von Windenergieanlagen
- Energietechnische Einbindung der Windenergie in Kraftwerkeinsatz und Netzmanagement

unterstützen.

Um die eindrucksvollen Erfolge bei der Windenergienutzung jedoch langfristig abzusichern, werden weitere Forschungs- und Entwicklungsanstrengungen notwendig werden. Neben den Weiterentwicklungen in der Anlagentechnik, auch für den Export, stehen besonders übergeordnete Fragestellungen in den Anwendungsfeldern dezentrale, netzgebundene Energieversorgung, großtechnische Offshore Windenergienutzung und Windenergie zur ländlichen Elektrifizierung im Fokus.



### The Scientific Measurement and Evaluation Programme (WMEP)

The Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMU - Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation and Nuclear Safety) has funded the '250 MW Wind' test programme since 1989. This programme is designed to acquire statistically relevant data concerning the practical use of wind turbines (WTs) in the Federal Republic of Germany. The technological and scientific areas of this supportive measure, the 'Wissenschaftliche Mess- und Evaluierungsprogramm' (WMEP - Scientific Measurement and Evaluation Programme), are implemented by the Institut für Solare Energieversorgungstechnik (ISET - Institute for Solar Energy Supply Technology) in Kassel. The WMEP is acquiring and evaluating performance data concerning all funded WTs for a ten year period. At the end of the ten years, operators of funded plants are no longer obliged to submit reports, so with the increasing length of the programme more and more plants are omitted. Results are also available for the later operational years as some operators have been prepared to continue to contribute on a voluntary basis. The following areas are the main focal points of the programme:

- Wind Resources: e.g. local and regional distribution of wind resources in Germany, wind conditions at specific sites.
- WT Performance: e.g. energy production and consumption of WTs, periods of grid interconnection, periods of full and partial load, performance characteristics.
- Reliability: e.g. technical availability, causes of faults, malperformance, component failure.
- Economics: e.g. income through the operation of the WT, costs related to maintenance, repair and insurance.

Intensive statistical evaluations concerning these focal points are implemented, based on the continuously acquired operational data of each WT. The results are presented in this report, in a form compatible to the evaluations of recent years.

Data, concerning over 1,500 plants, is acquired in two different ways. Firstly, all operators of WTs participating in the WMEP maintain a log book, in which all the base data, operational results, maintenance and repair measures, etc. are noted. A copy of each log book is kept at ISET, and is constantly updated with reports submitted by the operators.

Secondly, at selected sites the plants' electric power output, wind speed and

## 2 Das Wissenschaftliche Mess- und Evaluierungsprogramm

Das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) fördert mit dem Breitentestprogramm "250 MW Wind" seit 1989 die Einführung der Windenergienutzung in Deutschland. Zur Gewinnung statistisch relevanter Erfahrungswerte aus dem praktischen Einsatz von Windenergieanlagen wurde das Institut für Solare Energieversorgungstechnik e. V. (ISET), Kassel, mit der begleitenden Durchführung des "Wissenschaftlichen Mess- und Evaluierungsprogramms" (WMEP) beauftragt. Im Rahmen dieses Programms werden von allen geförderten Windenergieanlagen für einen Zeitraum von zehn Jahren ausgewählte Betriebsdaten und -ergebnisse erfasst und ausgewertet. Nach diesen zehn Betriebsjahren endet für die Betreiber der geförderten Anlagen die Berichtspflicht, so dass mit zunehmender Dauer des Programms mehr und mehr Anlagen aus dem Programm herausfallen. Da einige Betreiber aber bereit sind, weiterhin auf freiwilliger Basis mitzuwirken, sind auch über die späteren Betriebsjahre der Anlagen Betriebsergebnisse für die Auswertungen verfügbar.

Schwerpunkte der Analyse sind:

- Windangebot: z. B. lokale und regionale Verteilung der Windgeschwindigkeit, standortspezifische Bedingungen,
- Betriebsergebnisse: z. B. Energielieferung, Eigenverbrauch, Netzkoppelzeiten, Volllastdauer, Leistungscharakteristik,
- Zuverlässigkeit: z. B. technische Verfügbarkeit, Störungsursachen, Fehlfunktionen, Komponentenausfälle,
- Wirtschaftlichkeit: z. B. Erträge, Kosten für Wartung, Instandsetzung und Versicherungen.

Zu diesen Schwerpunkten werden mit den von allen Betreibern laufend abgefragten Betriebsdaten umfangreiche statistische Auswertungen durchgeführt, die im vorliegenden Bericht in zusammengefasster und mit den Vorjahren vergleichbarer Darstellung fortgeschrieben werden.

Die Datenbeschaffung (von zwischenzeitlich über 1.500 Windenergieanlagen) erfolgt auf zwei unterschiedlichen Wegen. Zum einen führen alle Betreiber, die mit ihren Anlagen am WMEP teilnehmen, ein sogenanntes Logbuch, in dem alle Stammdaten der Anlagen, Betriebsergebnisse, Wartungen, Instandsetzungen usw., eingetragen werden. Jeweils ein Duplikat der Logbücher wird am ISET geführt und ständig mit Berichten der Betreiber ergänzt.

Zum anderen wird an einer Vielzahl von WEA-Standorten die abgegebene elektrische Leistung der Windenergieanlagen sowie Windgeschwindigkeit und -richtung gemessen. Dafür wurde ein Fernmessnetz aufgebaut, über das die Anlagen mit der Datenzentrale im ISET verbunden sind. Die gemessenen Daten werden täglich übertragen, plausibilisiert und vorausgewertet.

## 2.1 Logbuchdaten

Die Teilnehmer im "250 MW Wind"-Programm sind im Rahmen der Förderbedingungen verpflichtet, für jede Windenergieanlage ein sogenanntes "Logbuch" zu führen, in das folgende Informationen aufgenommen werden:

- Stammdaten:  
Sie umfassen allgemeine Projektdaten sowie technische Daten der WEA, Netzanbindung, Standorttopographie usw.
- Energielieferung und -bezug  
werden durch regelmäßige Ablesungen geeichter, zu Verrechnungszwecken zugelassener Elektrizitätszähler zum Monatsende festgestellt.
- WEA-Störungen sowie Wartungs- und Instandsetzungsarbeiten:  
Ihre Registrierung erfolgt über Formblätter, die jeweils nach Abschluss von Wartungs- bzw. Instandsetzungsarbeiten an die zentrale Auswertestelle eingesandt werden.
- Betriebskosten:  
Dokumentiert werden regelmäßige Kosten für Wartungsverträge, Versicherungen und sonstige Kosten. Anhand der Formblätter "Jahresbericht über Betriebskosten" werden die im Jahresverlauf gemeldeten Betriebskosten vervollständigt und überprüft.

Eine Kopie sämtlicher Berichte wird am ISET archiviert. Die Daten werden in eine elektronische Datenbank eingegeben und können computergestützt ausgewertet werden. Bis Ende 2004 hatten die Betreiber rund 61.000 Berichte über Wartungs- oder Instandsetzungsarbeiten, ungefähr 75.000 Quartalsberichte über die monatlichen Energielieferungen und etwa 14.000 Jahresberichte zu den Betriebskosten ihrer Anlagen eingeschickt.

Abbildungen der im WMEP eingesetzten Formblätter "Wartungs- und Instandsetzungsbericht", "Zählerstände, Kosten, Tarife" und "Jahresbericht über Betriebskosten" befinden sich in Anhang B.

## 2.2 ISET-Messnetz

Zur Ergänzung des Logbuches sind an ausgesuchten Standorten Datenerfassungsgeräte (DEG) und Windmessenrichtungen installiert. Die DEG sind über Modem und das öffentliche Telefon- oder Mobilfunknetz mit der Datenzentrale im ISET verbunden und bilden so das ISET-Messnetz. Die folgenden Signale werden mit einer Abtastrate von 10 Hz registriert:

- Elektrische Wirkleistung der Windenergieanlage,
- Status der Netzkopplung,
- Windgeschwindigkeit,
- Windrichtung.

direction are measured. All WTs at these sites are connected to the central database at ISET by means of a remote measurement network, which was designed specifically for this purpose. The measured data is transmitted, checked for plausibility and pre-processed daily.

### Log Books

As a funding condition, participants in the '250 MW Wind' programme are required to keep a log book for each WT. Log books contain the following information:

- Base Data:  
Includes basic technical data concerning the WT, method of grid interconnection, topography of the site etc.
- Energy production and consumption:  
The acquisition of monthly figures through regular readings of calibrated electricity meters.
- Malfunctions, Repair and Maintenance:  
These are reported on form sheets which are submitted to the central processing division after each occurrence.
- Operating Costs:  
Fixed costs for maintenance contracts, insurances and other costs are documented. Form sheets 'Annual Report on Operational Costs' are used to complete and control costs reported over the year.

Copies of all reports are archived at ISET. The data is entered into an electronic data bank and can be evaluated with the aid of computers. Up until the end of 2004, operators had sent in around 61,000 reports concerning maintenance or repair, approximately 75,000 quarterly reports over the monthly energy yield and around 14,000 annual reports concerning the operating costs of their plants.

The form sheets 'Maintenance and Repair Report', 'Meter Readings, Costs and Tariffs' and 'Annual Results and Costs of Operation' are included in appendix B.

### WMEP Remote Data Acquisition Network

At selected sites, data loggers and wind measurement equipment are installed to complement the data acquired in log books. The data loggers are connected to the central data base system at ISET via MODEM and the public telephone network.

The following signals are measured at a 10 Hz frequency:

- electric power,
- status of the grid connection,

- wind speed,
- wind direction.

Five minute mean values and 22 statistical figures are derived from this raw data. The results are stored as 'long term measurements' in so called 'day files'.

Each day file contains information about:

- long term data (288 five minute intervals),
- binned wind speed (19 intervals),
- special event data (started by preset triggers),
- diagnostics of the measurement equipment,
- parameters of measurement.

The day files are transferred and taken into the central data base system every night. In addition to the 'long term measurements', extreme situations can be registered by 'special event measurements'. These are started only when preset trigger values are exceeded. 10 Hz raw data can also be transmitted

Aus diesen Rohdaten werden die Langzeitdaten mit einer Intervalllänge von 5 Minuten gebildet und auf 22 statistische Größen reduziert.

Die Daten sind in sogenannten Tagesfiles in einem Ringspeicher abgelegt. Jedes Tagesfile besteht aus:

- Langzeitmessreihen (288 Fünf-Minuten-Intervalle),
- Windgeschwindigkeitsklassifizierung (19 Klassen),
- Ereignisdaten (durch Ereignistriggerung),
- Diagnosedaten (Zustand der Messeinrichtung),
- Messparameter.

Die Tagesfiles werden jede Nacht automatisch von der Datenzentrale abgerufen und in eine Datenbank geladen. Neben den "Langzeitmessungen" besteht die Möglichkeit, bei Überschreitung von Triggerwerten, "Ereignismessungen" zur hochaufgelösten Erfassung (10 Hz) von Extremsituationen durchzuführen. Zusätzlich können 10 Hz-Abtastwerte auch direkt online und über beliebig lange Zeit-

**Tab. 1: Berechnete Größen aus Wind- und Leistungsmessungen an den WMEP-Anlagen**

Nr.	Meßgröße	Abk.	Summen/Mittelwerte					
			5min	10min	15min	Tag	Mon	Jahr
1	Mittelwert der Wirkleistung	$P_m$	•	•	•	•	•	
2	Maximalwert der Wirkleistung	$P_{max}$	•	•	•	•		
3	Minimalwert der Wirkleistung	$P_{min}$	•	•	•	•		
4	Standardabweichung der Wirkleistung	$S_P$	•	•	•	•		
5	Gelieferte elektrische Energie	$E_L$	•	•	•	•	•	•
6	Bezogene elektrische Energie	$E_B$	•	•	•	•	•	•
7	Teillastdauer ( $P_{10Hz} < 100\% P_{Nenn}$ )	$t_T$	•	•	•	•	•	
8	Vollast-/Überlastdauer ( $P_{10Hz} \geq 100\% P_{Nenn}$ )	$t_V$	•	•	•	•	•	
9	Mittelwert der Windgeschwindigkeit (im Meßinterv.)	$WG_m$	•	•	•	•	•	•
10	Maximalwert der Windgeschwindigkeit	$WG_{max}$	•	•	•	•		
11	Minimalwert der Windgeschwindigkeit	$WG_{min}$	•	•	•	•		
12	Standardabweichung der Windgeschwindigkeit	$S_{WG}$	•	•	•	•		
13	Mittelwert der Windgeschwindigkeit (nur während Netzkopplung)	$WG_{m1}$	•	•				
14	Maximalwert der Windgeschwindigkeit	$WG_{max1}$	•	•				
15	Minimalwert der Windgeschwindigkeit	$WG_{min1}$	•	•				
16	Standardabweichung der Windgeschwindigkeit	$S_{WG1}$	•	•				
17	Mittlere Windrichtung (in Grad, ungewichtet vektoriell bestimmt)	$WR_m$	•	•	•	•		
18	Maximalwert der Windrichtung	$WR_{max}$	•	•	•	•		
19	Minimalwert der Windrichtung	$WR_{min}$	•	•	•	•		
20	Standardabweichung der Windrichtung	$S_{WR}$	•	•	•	•		
21	Anzahl der Netzaufschaltungen	$A_n$	•	•	•	•	•	
22	Dauer der Netzkopplung	$t_n$	•	•	•	•	•	•

räume abgerufen werden, ohne die statistische Langzeiterfassung zu unterbrechen.

In der vorausgegangenen Projektphase des WMEP wurde das Messnetz von ehemals 180 Messeinrichtungen mit 10 m Messhöhe auf 60 Messmasten mit möglichst einheitlicher Messhöhe von 30 m umgebaut. Dabei wird eine bessere räumliche Verteilung der Messstellen in Deutschland angestrebt (s. Tab. 2 und Abb. 1). Das dann eingerichtete Messnetz, dessen Windmesstechnik nun auch regelmäßig kalibriert wird, soll zukünftig auch für weitere Aufgaben, auch außerhalb des WMEP, nutzbar sein. Deshalb wurden an mehreren Messstellen 50 m hohe Messmasten errichtet, an denen in mehreren Höhen Wind und in jeweils einer Höhe zusätzlich Klimadaten gemessen werden können. Diese Masten wurden mit speziellen Wetterstationen ausgestattet, die in ähnlicher Art und Weise wie die DEG arbeiten und neben den üblichen Windsignalen in Messhöhen von 10 m, 30 m und 50 m zusätzlich noch folgende meteorologische Messwerte aufzeichnen:

- Luftdruck
- Luftfeuchte
- Temperatur
- Niederschlag
- Solarstrahlung.

Durch diese Umbaumaßnahme sind folgende Verbesserungen eingetreten:

- Anpassung des Messnetzes an neue regionale Ausbauschwerpunkte durch Erweiterung insbesondere in der Norddeutschen Tiefebene und in den Mittelgebirgen,
- Verbesserung der Qualität der Messdaten durch Verzicht auf 10 m Messstellen und durch regelmäßige Kalibrierung der Anemometer,
- Zusätzliche qualifizierte Auswertungen zu Windverhältnissen in gängigen Nabenhöhen von 50 m,
- Unterstützung neuer FuE-Projekte, wie z. B. zur Prognose der Windleistung oder zur Bestimmung eines regionalen Windindex, durch die qualitative Verbesserung der Windmessdaten,
- Erweiterung der Nutzung auch auf Anwendungen außerhalb der Windenergiebranche,
- Erweiterung des Datenbestandes und der Nutzungsmöglichkeiten durch zusätzliche meteorologische Messgrößen als Basis für weiterführende wissenschaftliche Arbeiten und ein breiteres Dienstleistungsangebot.

### 2.3 Datenzentrale

Sämtliche Projektdaten des WMEP, einschließlich aller Messdatensätze, werden am ISET in einem Datenbanksystem verwaltet. Die am ISET größtenteils selbstentwickelte Software für die Datenzentrale erfüllt folgende Aufgaben:

online, and for any period, without disturbing the statistical long term measurement.

In the current project phase of the WMEP, the data acquisition network is being reconstructed, from 180 measurement facilities with 10 m measurement height to 60 measurement masts with a unified measurement height of 30 m. Therewith, an improved spatial distribution of measurement sites in Germany is sought (see Tab. 2 and Fig. 1). The established data acquisition network, in which wind measurement technology will also be regularly calibrated, should then be able to be utilised for other tasks in the future, also outside the WMEP. For this reason, 50 m high measurement masts have been erected at several measurement sites (North Sea coast, Baltic Sea coast, North German lowlands, highlands), which enable wind to be measured at several heights and additional climatic data to be measured at one height. These masts are to be equipped with special weather stations, which function similarly to data loggers, and which record not only the usual wind signals, at measurement heights of 10 m, 30 m and 50 m, but also the following meteorological measurement values:

- air pressure
- air humidity
- temperature
- precipitation
- solar radiation.

Through these reconstruction measures, the following improvements have occurred:

- Adaptation of the data acquisition network to new regional focuses, through expansion particularly in the North German lowlands and in the highlands.
- Improvement in the quality of measurement data, through abandoning 10 m measurement sites and regular calibration of the anemometer.
- Additional qualified evaluations of wind conditions at the common hub height of 50 m.
- Support of new research and development projects such as e.g. wind power prognosis or determining a regional wind index, through the qualitative improvement of wind measurement data.
- Expansion for utilisation also outside the area of wind energy.
- Extension of the data stock and possibilities for use, through additional meteorological measurement quantities as the basis for further scientific development and a wider provision of service.

**Central Data Base**

All project data in the WMEP, including all measurement data, is managed by a data base system at ISET. Most of the software used was custom made at ISET and serves the following purposes:

- controlling all data acquisition functions,
- controlling and monitoring the remote data acquisition network,
- checking and handling of incoming data,
- basic data processing tasks,
- making data accessible data for specific investigations,
- making data accessible to the on-line information system on the Internet ('REISI'),
- support in administrative tasks.

These requirements can not be completely fulfilled by standard software and hardware. The quantity and heterogeneity of information content in the data to be processed is significant. A relational system is used to ensure that the structure of the data base

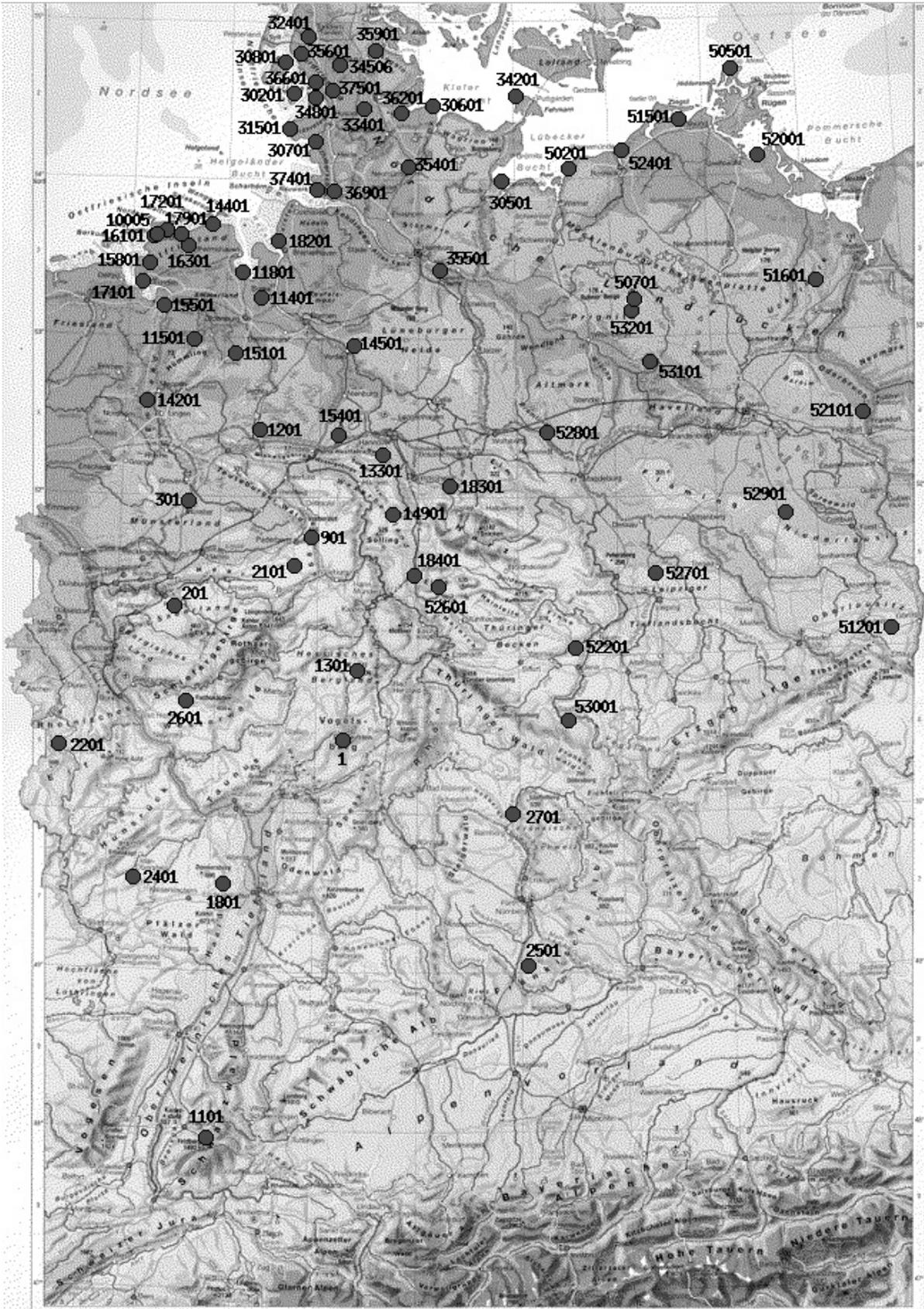
- Steuerung der gesamten Datenerfassung,
- Überwachung und Steuerung des Fernmessnetzes,
- Plausibilitätsprüfung und Archivierung,
- Durchführung von Basisauswertungen,
- Datenbereitstellung für fachspezifische Auswertungen,
- Datenbereitstellung für das Online-Informationssystem im Internet (REISI),
- Unterstützung bei Verwaltungsaufgaben.

Die Anforderungen an die EDV sind durch Standard Hard- und Software nur teilweise zu erfüllen. Darüber hinaus zeichnen sich die zu verarbeitenden Daten durch ihren Umfang und durch die Heterogenität ihres Informationsgehaltes aus. Das eingesetzte Datenbanksystem beruht auf einem relationalen Ansatz. Hierdurch wird sichergestellt, dass während der gesamten Projektlaufzeit die Struktur der Datenbank den jeweiligen Anforderungen angepasst werden kann. So konnten in der Vergangenheit bereits mehrfach Änderungen und

**Tab. 2: Übersicht zum ISET-Messnetz**

DEG-Nr.	PLZ	Standort	Messhöhe	DEG-Nr.	PLZ	Standort	Messhöhe
			[m]				[m]
1	36355	Grebenhain	50	30501	23570	Lübeck-Travemünde	30
201	58091	Hagen-Dahl	10	30601	24229	Strande	30
301	48157	Münster	10	30701	25764	Schülp	30
901	33184	Altenbeken	30	30801	25938	Oevernum	30
1101	79874	Breitnau	10	31501	23769	St. Peter-Ording	30
1201	32351	Sternwede	10	32401	25927	Aventoft	10
1301	34639	Schwarzenborn	10	33401	24872	Groß Rheide	30
1801	67271	Neuleiningen	10	34201	23769	Westfehmar	30
2101	33181	Wünnenberg-Helmern	10	34506	24969	Lindewitt	30
2201	53949	Dahlem-Berk	30	34801	25845	Nordstrand	30
2401	66629	Freisen	30	35401	24647	Wasbek	30
2501	91781	Weißenburg	30	35501	21039	Hamburg-Neuengamme	30
2601	57612	Kroppach	30	35601	25899	Galmsbüll	30
2701	96199	Zapfendorf	30	35901	24999	Wees-Oxbüll	10
10005	26506	Norden	36	36201	24940	Goosefeld	50
11401	26931	Elsfleth	20	36601	25821	Reußenköge	30
11501	26897	Hilkenbrook	30	36901	25541	Brunsbüttel	30
11801	26316	Varel	10	37401	25709	Kaiser-Wilhelm-Koog	30
13301	30974	Wennigsen	38	37501	25835	Ahrenshöft	30
14201	49744	Geeste-Dalum	10	50201	18233	Rakow	30
14401	26434	Wangerland-Neu Augustengroden	30	50501	18556	Altenkirchen / Rügen	30
14501	27308	Kirchlinteln	10	50701	16928	Rapshagen	10
14901	37632	Eimen-Mainzholzen	20	51201	02708	Laucha	10
15101	49685	Hoheging	10	51501	18556	Küstrow	34
15401	31718	Pollhagen	10	51601	17291	Schmölln	30
15501	26826	Weener	10	52001	17509	Wusterhusen	30
15801	26529	Wirdum	34	52101	15326	Podelzig	30
16101	26506	Norden-Ostermarsch	39	52201	99510	Wormstedt	30
16301	26427	Dunum-Brill	10	52401	18146	Rostock-Stuthof	30
17101	26723	Emden-Larrelt	50	52601	37308	Reinholterode	10
17201	26553	Nesse	10	52701	04509	Delitzsch-Selben	30
17901	26427	Holtgast-Utgast	30	52801	39359	Calvörde	30
17902	26427	Holtgast-Utgast	10	52901	15926	Luckau	30
18201	27580	Bremerhaven-Weddewarden	30	53001	07338	Steinsdorf	30
18301	38275	Haverlah-Steinlah	30	53101	16845	Sieversdorf	30
18401	37083	Göttingen Geismar	30	53201	16928	Beveringen	50
30201	25849	Pellworm	10				

Abb. 1: Messstellen des ISET-Messnetzes



can be adapted to changing requirements during the course of the project. In the past, several additions to the data acquisition instrumentation could be thus integrated into the existing system. Raw data is the basis of all further calculated quantities, e.g. daily, monthly or annual mean values.

A considerable extension to the system is planned to render data accessible in the Internet. A direct integration of Internet usage in the data base system will be thus achieved.

#### Data Flow, Control and Monitoring

The central data base system and supplementing software located at ISET, have a central function in the organization and monitoring of the WMEP remote data acquisition network. The daily automatic testing of sets of measurement data is controlled from this point. The incoming raw data is recorded and checked for completeness and plausibility. When data is unavailable one day, it is retrieved automatically on the following day. The activation of new data loggers, or the deactivation of faulty measurement equipment, also occurs through the data base. The tested raw data provide the basis for all further calculations dependent on size, e.g. daily, monthly or yearly averages.

#### Plausibility Checks

During several years of wind and power measurements, at 81 sites (per end of 2003) all over Germany, technical faults must be expected. The necessity of identifying faulty data sets, and the elimination of fault causes, were emphasized in designing the central data base and control system.

During plausibility checks, suspicious data sets are identified by comparison with required values or by cross-correlations. These must be more meticulously tested and are made unavailable for further processing until manually checked. At present, each data set must pass more than 30 plausibility filters. The following are some examples of the plausibility criteria in use:

- WT power in a five minute interval is greater than 10% of the rated power, at a mean wind speed of less than 2 m/s,
- standard deviation of WT power in a five minute interval equals zero while power is higher than the data logger's offset value,
- the WT was not connected to the grid during an interval, but the energy production is higher than the data logger's accuracy.

Ergänzungen der Datenerfassung in das bestehende System integriert werden.

Hinsichtlich der Darstellungen im Internet wurde bei einigen Auswertungen eine automatische Aktualisierung der Abbildungen eingeführt. Diese automatisierte Aktualisierung soll nach und nach für alle Auswertungen, die einer gewissen Dynamik unterliegen, verwirklicht werden. Dies war nur durch die Anknüpfung der Internetanwendungen an die Datenbank möglich.

## 2.4 Datenfluss, Steuerung und Überwachung

Für die Organisation und Überwachung des WMEP-Fernmessnetzes haben die Datenbank am ISET und die auf sie aufbauenden Programme eine zentrale Funktion. Von hier aus wird die tägliche automatische Abfrage der Messdatensätze gesteuert. Die abgerufenen Rohdaten werden archiviert und durchlaufen eine Vollständigkeits- und Plausibilitätsprüfung. Fehlende Daten eines Tages werden automatisch am Folgetag zusätzlich abgerufen. Die Aktivierung neuer Datenerfassungsgeräte oder die Sperrung von fehlerhaften Messeinrichtungen geschieht ebenfalls über die Datenbank. Die geprüften Rohdaten bilden die Grundlage für alle weiteren Berechnungen von abhängigen Größen, wie z. B. von Tages-, Monats- und Jahresmittelwerten.

## 2.5 Plausibilitätsprüfung

Bei einer langjährigen Erfassung von Wind- und Leistungsdaten an großräumig in Deutschland verteilten WEA-Standorten sind Beeinträchtigungen unvermeidlich. Es wurde daher beim Aufbau der WMEP-Datenzentrale besonderer Wert darauf gelegt, dass unvollständige oder fehlerhafte Datensätze zuverlässig erkannt und die verantwortlichen Fehlerquellen beseitigt werden.

Die Plausibilitätskontrolle ermittelt durch den Vergleich der Messdaten mit Sollwerten oder anhand bestimmter Gesetzmäßigkeiten die Datensätze, die einer genaueren Prüfung unterzogen werden müssen. Diese Datensätze werden automatisch für die Berechnung abhängiger Größen gesperrt und können nur nach manueller Prüfung wieder freigegeben werden. Jeder Datensatz durchläuft zur Zeit mehr als 30 verschiedene Plausibilitätsfilter. Nachfolgend sind einige Beispiele für die angewandten Filterkriterien aufgeführt:

- Die WEA-Leistung im 5-Minuten-Intervall darf nicht mehr als 10 Prozent der Nennleistung bei einer gleichzeitig gemessenen mittleren Windgeschwindigkeit von unter 2 m/s betragen,
- die gemessene Leistung darf nicht höher als der Offset-Wert des DEGs liegen, wenn die Standardabweichung der Leistung im 5-Minuten-Intervall gleich Null ist,
- die Netzkoppeldauer der Anlage in einem bestimmten Intervall darf nicht gleich Null sein, wenn die zugehörige Energielieferung der WEA oberhalb der Messtoleranz liegt.

Weitere Kriterien betreffen die absoluten Werte der Messsignale und ihre Gradienten.

Die automatische Eingangskontrolle für die Messdaten des WMEP ist als dynamisches, lernfähiges System angelegt und hat einen wesentlichen Beitrag dazu geleistet, dass bislang fast 810.000 Tagesdatensätze für Auswertungen aufbereitet werden konnten.

## 2.6 Veröffentlichungen und Präsenz im Internet

Die so aufbereiteten Daten werden ständigen Basis- und Fachauswertungen unterzogen. Über die Ergebnisse wird in den regelmäßigen Jahresauswertungen, auf Tagungen und Kongressen sowie in Fachzeitschriften berichtet. Als Plattform zur Weitergabe von Daten und Veröffentlichung von Auswertungen wird seit Anfang 1997 auch das Internet genutzt.

Die umfangreichen Datenbestände des ISET, bestehend aus Produktinformationen, Betriebserfahrungen zu Windenergieanlagen und Ergebnissen aus Wind- und Leistungsmessungen sind der Ausgangspunkt für das Online-Informationssystem REISI "Renewable Energy Information System on Internet":

**<http://reisi.iset.uni-kassel.de>**

Im Zusammenwirken mit dem leistungsfähigen relationalen Datenbanksystem des ISET ist indirekt ein Zugriff auf diese Datenbestände möglich. Ein Großteil der Auswertungen wird daher zum Zeitpunkt der Anfrage dynamisch aus den entsprechenden Datenbankanhalten generiert.

Im Rahmen von REISI sind die wichtigsten Ergebnisse der Jahresauswertungen und andere aktuelle Informationen im Internet verfügbar. Informationsbroschüren zur Datenweitergabe und zu REISI sind beim ISET auf Anfrage erhältlich.

The automatic checking of incoming measurement data is designed as a dynamic, intelligent system. This has contributed significantly to the successful processing of nearly 720,000 daily data sets since the beginning of the programme.

### Publications and Internet Presence

The processed data, as described above, is used continuously for basic and specific evaluations. The results are presented regularly in annual reports, conferences and congresses and in specialist journals. Since early 1997, the Internet has also been used for publishing results and reports and for making data available.

The extensive data stock at ISET, consisting of product information and operational results for WTs and wind and power measurements, is the ground for the on-line information system REISI ("Renewable Energy Information System on Internet"; **<http://reisi.iset.uni-kassel.de>**).

In cooperation with ISET's powerful relational data base system, the data resources can be accessed directly. The majority of evaluations are generated dynamically from related data base contents on request.

The most important results of the Annual Evaluations, and other up-to-date information, are available on the Internet through REISI. Information leaflets on how to obtain data, and concerning REISI, are available at ISET on request.

Abb. 2: Informationsfluss im WMEP

**Fernmessnetz**

- Erfassung und Vorbereitung der Messgrößen mit DEG am Standort

**Wählrechner (PC)**

- Abfrage der Tagesdatensätze laut Wählliste  
 - Durchführung von Sondermesskampagnen mit Ereignismessungen

**Datenzentrale**

• Erstellen der Wählliste zur täglichen Datenabfrage

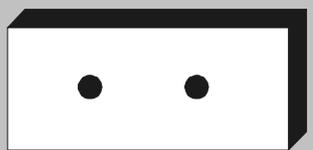
• Neuaufnahme von DEG  
 • Sperren bzw. Freigabe von Standorten  
 • Anforderung von Sondermesskampagnen

• Konvertierung in DB-Format  
 • Laden in Datenbank  
 • Inventarisieren  
 • Plausibilitätsprüfung  
 • Fehlerbehandlung  
 • Berechnung abhängiger Größen  
 • temporäre Speicherung für weitere Auswertungen

• Komprimierung  
 • Archivierung auf optischer Platte

Selektives Laden

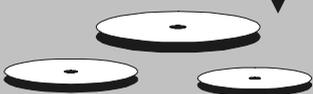
**Speicher**



Dat-Kassetten Backup



Festplatte



Optische Platten Langzeitspeicher



### Evaluation of Operational Results 2004

The annual evaluations of the WMEP scientific programme, which accompanies the federal '250 MW Wind' project, outline the current state of wind energy application in Germany with respect to:

- growth rate and regional concentration of wind energy use,
- external operating conditions
- total electric energy from wind fed into the mains,
- power supplied by regional groups of WTs,
- WT reliability and
- the resulting costs for electricity from wind.

Evaluations for specific models include:

- plant availability,
- operating costs,
- specific energy production and
- malfunctions.

The evaluations concerning the operational behaviour of WTs in the WMEP are based on reports and measurement data submitted up until 31.12.2004. The owners of funded wind turbines are obliged to report to ISET, concerning their operational results, for a ten-year period. As the programme began in 1989, more and more owners have no longer been required to submit reports since 2000. ISET has attempted to negate the reduction of base data material by asking owners to continue with their contributions on a voluntary basis. To date, the operators of over 400 turbines have agreed to co-operate voluntarily. In addition, the operators of 54 new large plants have also agreed to participate in the WMEP, although they have received absolutely no funding from the "250 MW Wind" programme for their plants.

In order to complement the detailed data and operational experience gained through the WMEP, the base data (description of plant type, rated power, rotor diameter, hub height and location) of all WTs installed in Germany that is determined by the Ingenieurwerkstatt Energietechnik (IWET), was included in the evaluations. This measure allows a better overall representation of the state of wind energy in Germany. Further data, provided by the Verband der Elektrizitätswirtschaft (VDEW) and the federal statistics office, flows into calculations concerning wind energy supply in relation to the German states.

### 3 Auswertung der Betriebsergebnisse 2004

Die Jahresauswertung des wissenschaftlichen Begleitprogramms WMEP zur "250 MW Wind"-Fördermaßnahme des Bundes zeigt den aktuellen Stand der Windenergienutzung in Deutschland bezüglich

- der Zuwachsraten und der regionalen Schwerpunkte der Windenergienutzung,
- der insgesamt eingespeisten elektrischen Energie aus Wind,
- des Leistungsdargebotes von Windenergieanlagen im Verbund,
- der Zuverlässigkeit der Windenergieanlagen und
- der entstehenden Kosten für Windstrom

sowie auf die unterschiedlichen Anlagentypen bezogene Auswertungen zu

- Anlagenzuverlässigkeit,
- Betriebskosten,
- spezifischen Energieerträgen und
- Betriebsstörungen.

Den Auswertungen zum Betriebsverhalten der Anlagen im WMEP liegen die Betreiberberichte und Messdaten bis zum 31.12.2004 zu Grunde. Die Eigentümer der geförderten Windenergieanlagen sind für die Dauer von zehn Jahren verpflichtet, dem ISET über ihre Betriebsergebnisse zu berichten. Nachdem das Programm 1989 startete, erlischt seit 2000 für mehr und mehr Eigentümer diese Berichtspflicht. Das ISET versucht, dieser Reduzierung der Datengrundlage entgegenzuwirken, indem die betroffenen Eigentümer gebeten werden, auf freiwilliger Basis weiterhin mitzuarbeiten. Inzwischen haben sich Betreiber von über 400 Anlagen zur freiwilligen Fortsetzung ihrer Berichte bereit erklärt. Außerdem konnten Betreiber von 54 neueren, großen Anlagen für die Teilnahme am WMEP gewonnen werden, die für ihre Anlagen überhaupt keine Förderung aus dem "250 MW Wind" - Programm erhalten haben.

Zur Ergänzung der im WMEP erfassten detaillierten Daten und Betriebserfahrungen werden die Stammdaten (Bezeichnung des Anlagentyps, Nennleistung, Rotordurchmesser, Nabenhöhe und Standort) aller in Deutschland installierten WEA, die von der Ingenieurwerkstatt Energietechnik (IWET), Hamburg, ermittelt werden, in die Auswertungen mit aufgenommen. Durch diese Maßnahme kann die Gesamtsituation der Windenergienutzung in Deutschland noch besser dargestellt werden. Weitere Daten, die vom Verband der Elektrizitätswirtschaft (VDEW) und vom Statistischen Bundesamt und den statistischen Landesämtern erhoben werden, fließen in die Berechnung der bundeslandbezogenen Windstromeinspeisungen ein.

### 3.1 Zusammenfassung der wichtigsten Ergebnisse

**Kapitel 3.2** stellt zunächst die Entwicklung der **Windenergienutzung in Deutschland** in den zurückliegenden Jahren dar. Zum Jahresende 2004 waren deutschlandweit rund 16.470 Anlagen installiert. Der Zubau an Windleistung lag im letzten Jahr mit 2.000 MW nach 2003 erneut niedriger als im Vorjahr, repräsentiert aber immer noch 25% des weltweiten Zubaus.

Den im WMEP ermittelten Zahlen kann entnommen werden, dass mittlerweile nur noch rund zehn Prozent aller WEA in Deutschland an Standorten an der Küstenlinie errichtet werden. Innerhalb von etwa zehn Jahren hat sich der Anteil neu errichteter Anlagen an Standorten in der norddeutschen Tiefebene und des Mittelgebirges von rund 30 auf etwa 90 Prozent erhöht. Die durchschnittliche Nennleistung aller neu installierten Anlagen in Deutschland hat sich seit Beginn der "250 MW Wind"-Fördermaßnahme von ungefähr 145 kW (1989) auf über 1.700 kW (2004) mehr als verzehnfacht. Alle in den Statistiken erfassten, neu installierten Anlagen haben heute Dreiblatt-Rotoren, sind als Luv-Läufer konzipiert und werden ausschließlich netzparallel betrieben. Zunehmend kommen in drehzahlvariablen Anlagen doppeltgespeiste Asynchrongeneratoren zum Einsatz.

Die Betriebsergebnisse der Anlagen sind in hohem Maße von den **Externen Bedingungen (Kap. 3.3)** abhängig. Für das Brutto-Windenergieangebot wurden 2004 Werte zwischen ca. 42 W/m<sup>2</sup> (Kategorie 3) und 155 W/m<sup>2</sup> (Kategorie 1) gemessen. Diese Werte liegen am unteren Ende der nunmehr 12-jährigen Messreihe im WMEP. Bezogen auf die in der Legende angegebenen Mittelwerte 1993-2004 war das Jahr 2004 an der Küste ein "90 Prozent-Jahr".

Direkte Blitzeinschläge in die Rotorblätter gehören zu den Ursachen der schwersten Schäden, die an Windenergieanlagen auftreten können. Die neueren WEA-Typen sind deshalb mit Blitzschutzsystemen ausgerüstet, welche zumindest einen Großteil dieser Schäden verhindern. Bezüglich der statistischen Gefährdung ergibt sich seit 1992 ein recht einheitliches Bild: Es ist mit fünf bis dreizehn Ereignissen je 100 Betriebsjahre zu rechnen. Die Anlagen im Mittelgebirge sind allerdings etwa doppelt so häufig betroffen wie Anlagen in der norddeutschen Tiefebene und an der Küste.

Auch bei der Betrachtung von Eisansatz und Sturm tritt die Unterschiedlichkeit der Bedingungen zwischen den Standorten an der Küste und in den Mittelgebirgen deutlich zu Tage. Durch Eisansatz sind die Mittelgebirgsstandorte vier- bis fünfmal so häufig betroffen wie die Anlagen an der Küste und in der norddeutschen Tiefebene. Zusätzlich ist die typische Ausfallzeit zwei- bis viermal so lang, so dass die gesamte Ausfallzeit aufgrund von Eisansatz im Mittelgebirge mehr als das Zwanzigfache beträgt. In 2004 traten im Januar 28 Vereisungsfälle pro 100 WEA-Betriebsmonate auf, was in etwa dem langjährigen Durchschnitt für diesen Monat entspricht, während die klimatischen Bedingungen im Dezember des Jahres zu außergewöhnlich wenigen Meldungen (nur ca. 9 pro 100 WEA-Betriebsmonate) führten. Die Anzahl der Sturm-Meldungen und auch die

#### Summary of the Most Important Results

In **Chapter 3.2**, the development of **Wind Energy Use in Germany** in the past years is shown. At the end of 2004, around 16,470 wind turbines were installed nationwide. Last year the expansion of wind power lay at 2,000 MW, like in 2003 this was lower than the previous year, but still represented 25% of worldwide expansion.

Figures from the WMEP demonstrate that now only around ten percent of all WTs in Germany are erected at sites on the coastline. Within about ten years, the proportion of plants at locations in the north German lowland plains and low mountain regions has risen from around 30% to approx. 90%. Since the beginning of the "250 MW Wind" funding measure, the average rated power of newly installed plants in Germany has increased more than ten-fold, from approx. 145 kW (1989) to over 1,700 kW (2004). All newly installed plants included in the statistics now have three-bladed, up-wind rotors and are exclusively grid connected. Double-fed asynchronous machines are increasingly implemented in speed variable plants.

The operational results of WTs are greatly dependent on **external operating conditions (Chapter 3.3)**. Values of between approx. 42 W/m<sup>2</sup> (Category 3) and 155 W/m<sup>2</sup> (Category 1) were measured as the gross wind energy supply in 2004. These values lay at the lower end of the 12 year measurement series in the WMEP. In relation to the average values from 1993-2004, given in the legend, the year 2004 was a "90 percent year" on the coast.

Direct lightning strike to the rotor blades is one of the most severe damages that can occur to a WT. New WT types are therefore equipped with lightning protection systems, which at least prevent the most extreme harm. The risk of lightning strike has remained statistically proportionate since 1992: between 5 and 13 reports per 100 operational years can be expected. Turbines in low mountain regions, however, are affected twice as often as plants in the north German lowland plains or in coastal locations.

The differences in conditions between coastal locations and north German lowland plains are also clear in relation to icing and storm. The low mountain regions were four to five times more frequently affected, in regard to icing, than plants in coastal locations or in north German lowland plains. Additionally, the typical downtime is two to four times as long, so that the total downtime due to icing was more than twenty times higher in low mountain regions. In 2004, 28 cases of icing per 100 WT opera-

tional months occurred in January, which basically corresponds to the long-term average for this month. However, the climactic conditions in December of the same year led to an unusually low number of reports (only approx. 9 per 100 WT operational months). The number of storm reports, and the time required for the repair of malfunctions, lay in the average range for 2004.

In **Chapter 3.4**, the electric **Energy Production** achieved under these conditions is presented with an emphasis on regional observations. The total annual wind energy production in 2004, of around 26 TWh nation-wide, provided 5.5% of the total German electricity demand. In Schleswig-Holstein, however, already over 35% of the consumption was covered by electricity produced from wind.

Besides absolute figures for electricity fed in, the chapter also details the average full load hours and the specific energy production per square meter swept rotor area in each individual federal state. As expected, plants in coastal areas achieved the longest periods of full load. WTs in Schleswig-Holstein recorded an average of approx. 2,000 hours of full load in 2004, while plants in Bavaria achieved just over 1000 and Baden-Württemberg a little over 800 full load hours. It is, however, clear that the good locations in these two states are completely comparable with the good locations in other inland states.

Due to wind speed variations, wind turbines cannot feed constant electric power into the mains. The probability, at which groups of WTs can supply a certain power output, is given in **Chapter 3.5 Power Availability** as curves of annual power duration.

Because of the reciprocal levelling of the supplied power of large groups of plants, which are more or less independent from another, completely different duration curves occur for individual plants, wind farms and the total German wind power works. While one individual plant on the coast naturally supplies power in the range of its rated power or only minimally less for some hours, the maximum feed-in of all WTs in Germany together lays clearly below 100%. In 2004, this maximum power lay for some few hours between 75% and 80% of the installed capacity.

The often stated fear of extreme variations of fed in wind power, which could cause particular problems in grid control, could not be proven through investigations within the WMEP. The largest occurring fluctuation of fed in power with a quarter hour, amounted to only  $\pm 6\%$  of the total installed rated power with an occurrence probability of 0.003%, for the group of all WTs in Germany.

benötigten Zeiten für die Störungsbehebung lagen 2004 im üblichen Rahmen.

Bei der Darstellung der sich unter diesen Bedingungen ergebenden **Elektrischen Energielieferung in Kapitel 3.4** bildet die regionale Betrachtung einen Schwerpunkt. Während die gesamte Windstrom-einspeisung 2004 mit etwa 26 TWh bundesweit einen mittleren Anteil von 5,5% zur Deckung des Stromverbrauchs beitragen konnte, liegt dieser jährliche Beitrag in Schleswig-Holstein bereits bei über 35%.

Neben den absoluten Werten der Einspeisung werden in diesem Kapitel auch die in den einzelnen Bundesländern durchschnittlich erreichten Volllaststunden und die spezifischen Energielieferungen je Quadratmeter Rotorkreisfläche dargestellt. Die meisten Volllastnutzungsstunden erreichten erwartungsgemäß die Anlagen in den Küstenländern. Die Anlagen in Schleswig-Holstein erzielten 2004 durchschnittlich etwa 2.000 Volllastnutzungsstunden, während die WEA in Bayern etwas über 1000 und Baden-Württemberg nur wenig über 800 Volllastnutzungsstunden erreichten. Es zeigt sich aber, dass die guten Standorte dieser beiden Länder aufgrund der starken Streuung der Windverhältnisse durchaus mit den guten Standorten anderer Binnenländer vergleichbar sind.

Aufgrund der schwankenden Dargebotseigenschaft kann keine konstante Windleistung in die Netze eingespeist werden. Mit welcher Wahrscheinlichkeit ein Verbund von Windenergieanlagen eine bestimmte elektrische Leistung in die Netze der Energieversorgungsunternehmen einspeisen kann, ist im **Kapitel 3.5 - Leistungsverfügbarkeit der Windstromerzeugung** - in Form von Leistungsdauerlinien aufgeführt. Aufgrund der gegenseitigen Vergleichmäßigung der mehr oder weniger unabhängig voneinander schwankenden eingespeisten Leistungen größerer Gruppen von Anlagen ergeben sich recht unterschiedliche Dauerlinien für Einzelanlagen, Windparks und das gesamte deutsche "Windkraftwerk". Während eine Einzelanlage an der Küste selbstverständlich für einige Stunden Leistung in Höhe ihrer Nennleistung oder nur wenig darunter einspeist, liegt die maximale Einspeisung aller WEA in Deutschland zusammen deutlich unter 100%. 2004 lag diese maximale Leistung in einigen wenigen Stunden zwischen 75% bis 80% der installierten Kapazität.

Die vielfach geäußerte Befürchtung, dass extreme Schwankungen der eingespeisten Windleistung für besonders häufige Probleme bei der Netzführung sorgen könnten, wird mit den Ergebnissen der Untersuchungen im WMEP widerlegt. Die größte aufgetretene Schwankung der eingespeisten Leistung innerhalb einer Viertelstunde betrug für den Verbund aller Anlagen in Deutschland nur etwa  $\pm 6\%$  der gesamten installierten Nennleistung bei einer Auftrittswahrscheinlichkeit von 0,003%.

Über die unter den ungleichmäßigen externen Bedingungen erreichte Zuverlässigkeit der im WMEP beobachteten WEA gibt das **Kapitel 3.6 - Anlagenzuverlässigkeit** - Auskunft. Die insgesamt durchschnittlich fast neun Jahre alten Anlagen standen demnach zu

rund 98% der Zeit störungsfrei zur Verfügung. Im Mittel mussten die WEA 2004 etwa 7 Tage für Wartungen oder nach Störungen außer Betrieb gesetzt werden. Dabei wird der weitaus größte Teil der Störungen von den Betriebsführungseinheiten der Anlagen selbstständig erkannt. Durch eine daraufhin eingeleitete Stillsetzung können Folgeschäden weitgehend verhindert werden. Eine Altersabhängigkeit der Störungshäufigkeiten ergibt sich bislang nur durch die Behebung von Frühausfällen. Auffällige Zunahmen der Ausfallraten aufgrund von Ermüdung und Verschleiß sind bislang auch bei älteren Anlagen noch nicht zu erkennen. Bei den kleineren Anlagen ist mit einer Reparatur im Jahr zu rechnen, bei den Anlagen zwischen 500 kW und 1 MW mit ein bis zwei Schäden. Weniger erfreulich erscheinen die durchschnittlich zwei bis sechs Reparaturen pro Jahr in der Megawatt-Klasse.

Die zum Erreichen der hohen Verfügbarkeitszeiten notwendigen Aufwendungen für Wartung und Instandsetzung werden im **Kapitel 3.7 - Wirtschaftlichkeit** - nach Leistungsklassen getrennt ausgewertet. Die Betriebskosten lagen 2004 etwas höher als in den Vorjahren, abhängig von der Größe der Anlagen jeweils etwa zwischen € 15,- und € 40,- je kW Nennleistung und Betriebsjahr, wobei die älteren, kleineren Anlagen (bis 250 kW) deutlich höhere spezifische Betriebskosten verursachen als die größeren Anlagen (über 500 kW). Die Betriebskosten betragen langfristig etwa 1 bis 3,5 c€/kWh. Eine beispielhafte Berechnung zeigt, dass die großen Anlagen tendenziell (2 MW, 100m Nabenhöhe) die geringsten Stromgestehungskosten verursachen.

Neben den überblickgebenden Auswertungen der zunächst vorgestellten Kapitel ist besonders auch die detaillierte Betrachtung der verschiedenen Anlagentypen interessant. Das **Kapitel 3.8 - Typenspezifische Auswertungen** - ergänzt den Windenergie Report Deutschland mit der Darstellung der technischen Verfügbarkeit, der Betriebskosten, der spezifischen Jahresenergielieferung und den notwendigen Instandsetzungsmaßnahmen für die einzelnen Anlagentypen.

Information concerning the achieved reliability of WTs in the WMEP, in varying external conditions, is included in **Chapter 3.6 Reliability**. At an average age of almost nine years, plants were faultless and operational for almost 98% of the time. This corresponds to an average WT downtime, after plant failure or for maintenance, of about seven days in 2004. Most of the malfunctions were detected by the WTs' control systems and resulted in controlled shutdown, preventing more serious damage. An age dependency in frequency of malfunctions has only been evident in the rectification of early failure. Conspicuous increases in the rate of failure, through fatigue and wear, have not yet been noted in older plants. One repair in the year is to be expected for smaller plants, while plants of between 500 kW and 1 MW can expect one or two damages. Less positive is the average of four to five repairs per year for plants in the megawatt class.

The expenditure for maintenance and repair, partly responsible for the relatively high availability, is listed for individual power classes in **Chapter 3.7 Economics**. The operational costs in 2004 amounted to between approx. 15 € and 40 € per kW capacity and operational year, which was somewhat higher than in previous years. Whereby older, smaller plants (up to 250 kW) incurred operational costs that were significantly higher than those of larger plants (over 500 kW). Thereby, the operational costs amounted to approx. 1 to 3.5 c€/kWh. An example calculation shows that the large turbines (1.3 MW, 70m hub-height or 2 MW rated power, 100m hub-height) tend to produce the lowest maintenance and repair costs.

In addition to the general overview given in the chapters listed above, the model-specific evaluations are of special interest in the next chapter. **Chapter 3.8 Model Specific Evaluations** supplements the annual evaluation with lists and diagrams concerning technical availability, operational costs, specific annual energy production and the necessary repairs for each monitored WT model.

**Wind Energy Use in Germany**

Around 16,300 wind turbines were operating in Germany at the end of 2004, with a total rated power of about 16,470 MW. 403 of these WTs, with a total rated power of 149 MW (not including the turbines of voluntarily reporting operators), were funded through the '250 MW Wind' programme and monitored by the WMEP. This figure is based on the rated power as stated by the manufacturers. Together with the turbines from voluntarily reporting operators, these evaluations present the operational results of 650 WTs with a total of 250 MW.

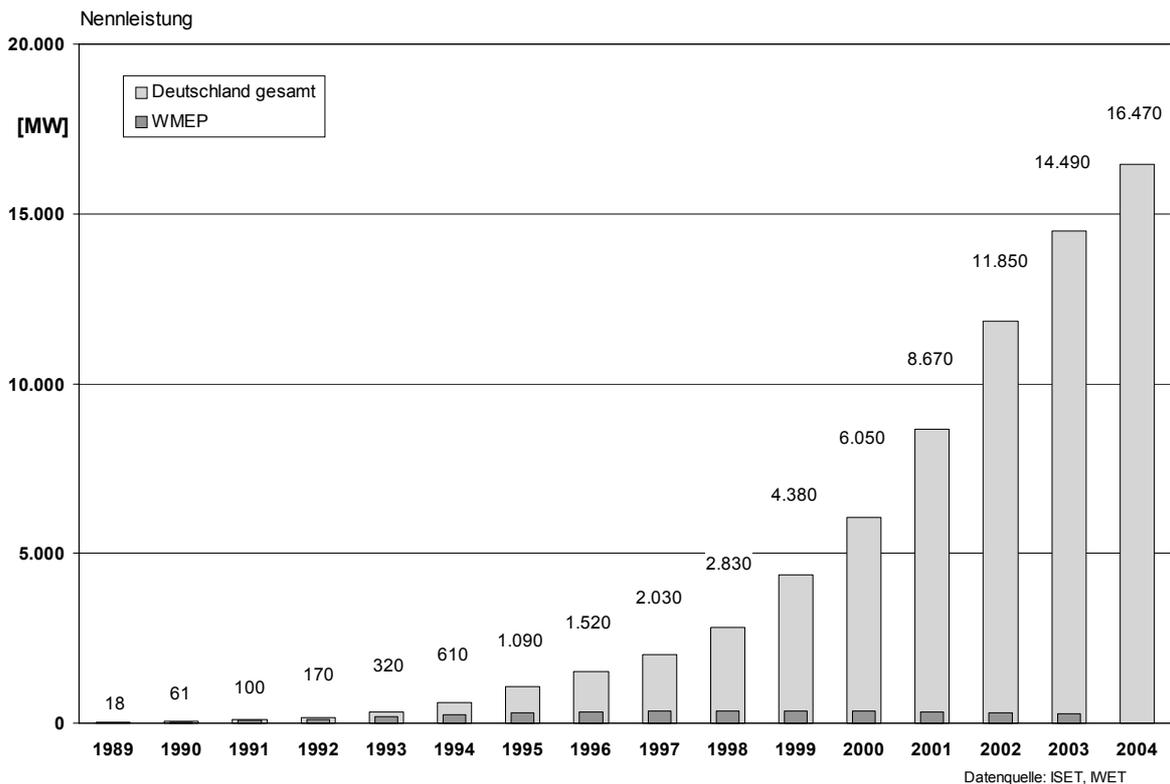
The evaluations presented in this chapter indicate the sound statistical basis offered by the WMEP, which now includes about 4% of all WTs operated in Germany. In order to present figures concerning the overall state of wind energy in Germany, the base data collected and supplied by the Ingenieurwerkstatt Energietechnik (IWET), Hamburg, is utilised. This data, which encompasses a description of the plant type, rated power, rotor diameter and hub height as well as the location, is given by WT manufacturers and reflects the current situation quite comprehensively.

**3.2 Windenergienutzung in Deutschland**

Zum Jahresende 2004 waren in Deutschland rund 16.300 Anlagen mit zusammen etwa 16.470 MW Leistung in Betrieb. Davon sind noch 403 Windenergieanlagen mit einer installierten Gesamtleistung von 149 MW (ohne Anlagen freiwillig berichtender Betreiber) durch das "250 MW Wind"-Programm gefördert und werden vom WMEP begleitet. Die angegebene Gesamtleistung bezieht sich dabei auf die Herstellerangaben zur WEA-Nennleistung. Zusammen mit den Anlagen der freiwillig berichtenden Betreiber stehen für die vorliegende Auswertung die Betriebsergebnisse von 650 WEA mit zusammen 250 MW zur Verfügung.

Die in diesem Kapitel vorgestellten Auswertungen zeigen unter anderem, welche statistische Basis das WMEP mit einem Anteil von etwa 4% an der Gesamtzahl deutscher Windenergieanlagen für die Beurteilung der Windenergietechnik bietet. Für die Darstellung der Gesamtsituation in Deutschland wurden die Stammdaten der von der Ingenieurwerkstatt Energietechnik (IWET), Hamburg, geführten Datenbasis herangezogen. Diese Datenbasis, die die Bezeichnung des Anlagentyps, Nennleistung, Rotordurchmesser und Nabhöhe sowie den Standort enthält, beruht auf Angaben von Herstellern und spiegelt die aktuelle Situation nahezu vollständig wider.

**Abb. 3: Zeitliche Entwicklung der installierten Windleistung in Deutschland**



### Ressourcenschonung und Vermeidung von CO<sub>2</sub>-Ausstoß

Während der Einspeisung von Strom aus Windenergieanlagen in die Netze der allgemeinen Stromversorgung sparen andere Kraftwerke Brennstoffe ein. Dies sind zumeist Steinkohlekraftwerke des Mittellastbereichs, so dass pro eingespeister Kilowattstunde Windstrom etwa 0,26 kg Steinkohle eingespart werden, wie die "Systemtechnische Analyse der Auswirkungen einer windtechnischen Stromerzeugung auf den konventionellen Kraftwerkspark" des Instituts für Energiewirtschaft und rationelle Energieverwendung (IER) an der Universität Stuttgart aus 1998 ergab.

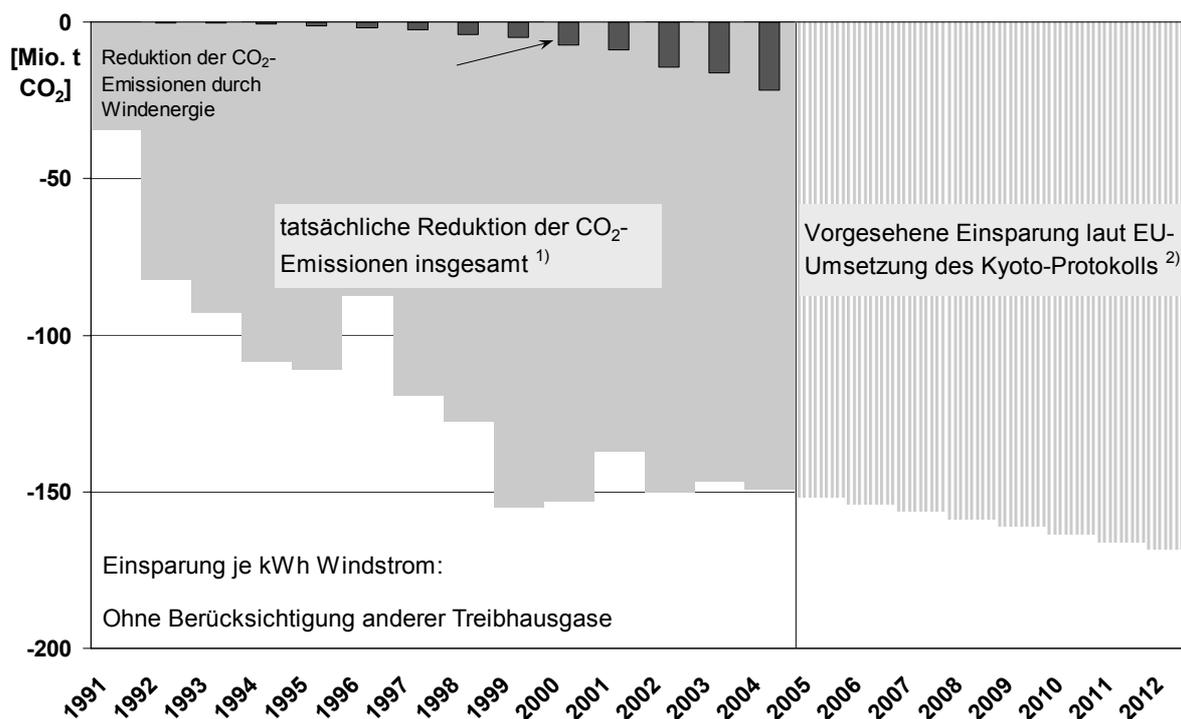
Entsprechend der Menge eingesparten Brennstoffs verringert sich auch der Ausstoß an Kohlendioxid (CO<sub>2</sub>), so dass mit jeder eingespeisten Kilowattstunde Strom aus Windenergie wiederum 0,84 kg CO<sub>2</sub>-Ausstoß vermieden werden. 2004 wurden die CO<sub>2</sub>-Emissionen in Deutschland durch Windenergie um fast 22 Mio. t reduziert. Dies sind 13% der insgesamt für Deutschland bis 2012 vorgesehenen Reduktion für CO<sub>2</sub> (ohne andere Treibhausgase) und jetzt schon mehr als der noch fehlende Restbetrag der für Deutschland vorgesehenen Reduktionen.

Auswertungen und Diagramme zur Menge durch Windenergie erzeugten Stroms sind in Kap. 3.4 Elektrische Energielieferung zu finden.

### Sparing Resources and Avoiding CO<sub>2</sub> Discharge

During the feed in of electricity from wind turbines into general power supply grids, power stations also economise on fuel. These are mostly hard coal power stations in the range of medium load, so that 0.26 kg of hard coal is spared for each kilowatt hour of wind power fed in, as given by the "Systemtechnische Analyse der Auswirkungen einer windtechnischen Stromerzeugung auf den konventionellen Kraftwerkspark" (Engineering Analysis of the Effects of Wind Energy Generation on Conventional Power Stations) from the Institut für Energiewirtschaft und rationelle Energieverwendung (IER) at the University of Stuttgart from 1998. According to the amount of spared fuel, the carbon dioxide (CO<sub>2</sub>) discharge is also reduced, so that with every fed in kilowatt hour from wind energy 0.84 kg of CO<sub>2</sub> discharge is avoided. In 2004, CO<sub>2</sub> emission in Germany was reduced by almost 22 million tonnes through wind energy. This is 13% of the overall reduction of CO<sub>2</sub> (not including other greenhouse gasses) scheduled for Germany before 2012 and already more than the still required balance of reductions planned for Germany. Evaluations and diagrams concerning the amount of power generated from wind energy can be found in Chapter 3.4, "Energy Production".

Abb. 4: Jährliche Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen durch Windenergie



<sup>1)</sup> BMWA - Energiezahlen, <http://www.bmwa.bund.de/Navigation/Technologie-und-Energie/Energiepolitik/energiezahlen.html>

<sup>2)</sup> Informationsdienst des Instituts der deutschen Wirtschaft Köln, <http://www.iwkoeln.de/default.aspx?p=content&i=17329>

**Rated Power of Newly Installed WTs**

After many years of constant boom, the expansion level of installed capacity was less than the previous year for the second time in 2004. In 2004 the number of newly installed plants was around 1,180, which was approx. 32% below the amount for the previous year. As the average plant size continued to grow, the expansion of rated power for 2004 was about 25% below that of the previous year. The increase of installed power amounted to just on 2,000 MW and the average rated power of the newly installed plants was approx. 1,700 kW. From 1990 to 1992 the majority of new installations were WTs in the '250 MW Wind' programme. This proportion has been declining since 1993. This development proves that federal measures, such as the Electricity Feed Law, the Act on Granting Priority to Renewable Energy Sources, the '250 MW Wind' programme, the DtA environment loans, state funds etc. have helped to develop an innovative and growing market. The funding authority prefers to support applications for newer and larger WT models, in order to include a variety of different plant types in the programme. The last plants newly admitted into the '250 MW Wind' programme, in 1998, belong to the MW class. The average rated power of all plants in the WMEP is calculated at around 210 kW.

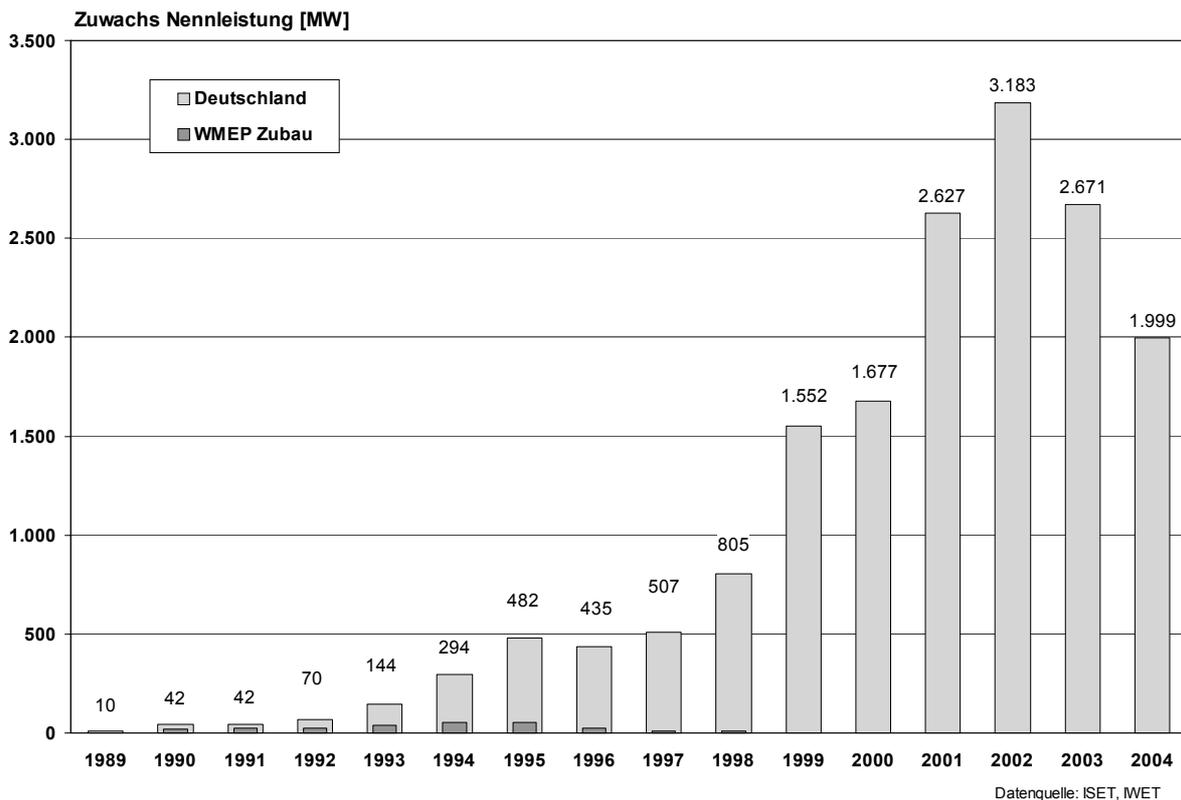
**Neu installierte WEA-Gesamtnennleistung**

Nach vielen Jahren des Booms lag der Zubau installierter Leistung 2004 zum zweiten Mal unter dem des Vorjahres. Die Anzahl der neu installierten Anlagen 2004 von 1.180 lag etwa 32% unter der des Vorjahres. Da die durchschnittliche Anlagengröße weiterhin anwächst, lag der Zubau an installierter Leistung 2004 nur rund 25% unter dem Vorjahreswert. Der Zuwachs an installierter Wind-Leistung betrug knapp 2.000 MW, die durchschnittliche Nennleistung der neu installierten Anlagen lag bei ca. 1.700 kW.

Während der Zubau neuer Anlagen in den Jahren 1990 bis 1992 zum überwiegenden Teil durch Anlagen aus dem "250 MW Wind"-Programm erfolgte, ist dieser Anteil seit 1993 rückläufig und ging, nach Antragsschluss Ende 1995, bei insgesamt wachsendem Zubau, bis 1999 auf Null zurück. Diese Entwicklung zeigt, dass sich durch die gezielten staatlichen Maßnahmen, wie zum Beispiel das Stromeinspeisungsgesetz bzw. Erneuerbare-Energien-Gesetz, das "250 MW Wind"-Programm, DtA-Umweltdarlehen, Länderförderungen usw., ein innovativer Wachstumsmarkt entwickelt hat.

Im "250 MW Wind"-Programm wurden bei der Bewilligung jeweils neuere, größere Anlagenmodelle bevorzugt gefördert, um eine Vielfalt unterschiedlicher Anlagentypen in das Breitentestprogramm aufzunehmen. Die letzten 1998 neu in das Programm aufgenommenen Anlagen gehören der MW-Klasse an. Die durchschnittliche Nennleistung aller durch das WMEP betreuten Anlagen beträgt rund 210 kW.

**Abb. 5: Jährlich installierte Nennleistung**



### Die weltweit erfolgreichsten Länder

In Bezug auf die installierte Windleistung liegt Deutschland weltweit mit großem Abstand an der Spitze. Mit rund 16.500 MW ist über 1/3 der weltweiten Kapazität in Deutschland installiert. Diese Position konnte 2004 in etwa gehalten werden, da in Deutschland etwa 25% der weltweit neu installierten Nennleistung hinzugebaut wurde. Sehr erfolgreich sind seit einiger Zeit auch die Rahmenbedingungen in Spanien, wo im letzten Jahr erstmals mehr Leistung zugebaut wurde als in Deutschland.

Mit Spanien und Deutschland sind in Europa diejenigen Länder besonders erfolgreich, in denen nach wie vor eine gesetzliche Mindestpreisregelung für eingespeisten Windstrom sichere Planungsbedingungen schafft. Andere Fördermechanismen sind trotz hervorragender Windbedingungen, z. B. in Großbritannien und Irland, bislang weniger erfolgreich.

(Die dem "World Market Update 2004" von BTM Consult ApS, Dänemark, entnommenen Installationszahlen differieren etwas von denen der Ingenieurwerkstatt Energietechnik, Hamburg, so dass sich kleine Unterschiede der Zahlen im Diagramm unten zu anderen Darstellungen des Windenergieports ergeben.)

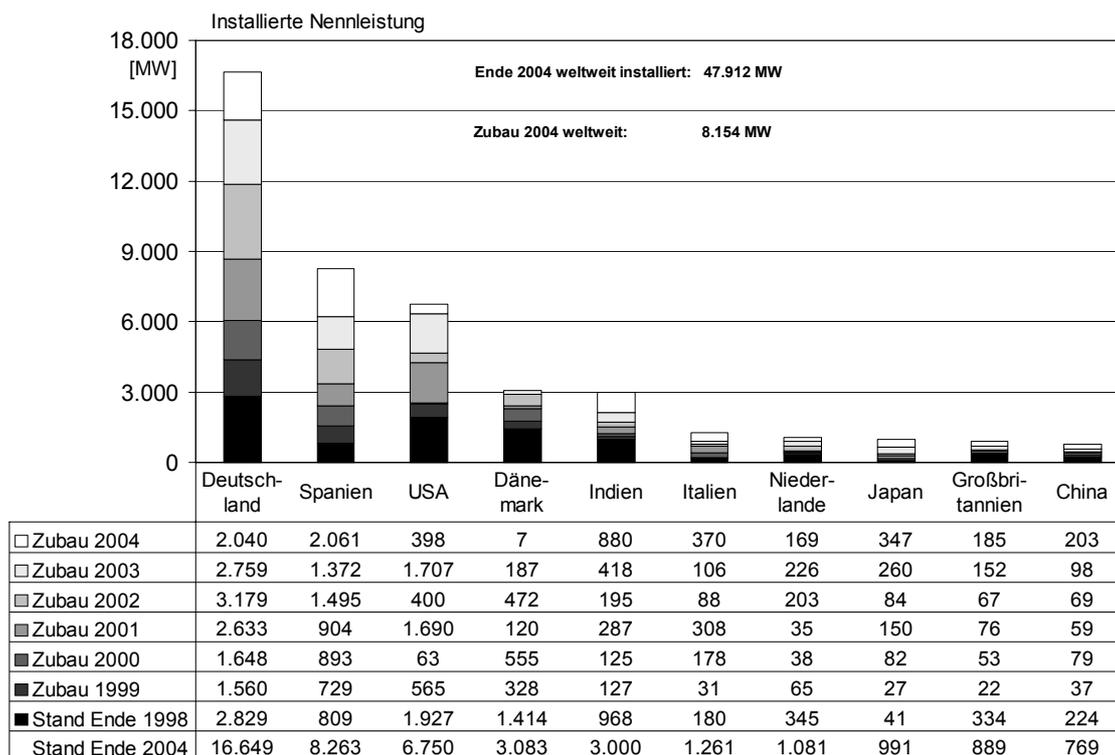
### The Most Successful Countries Worldwide

Germany maintains the leading position worldwide by far in relation to total installed wind power. With almost 16,500 MW, over 1/3 of the worldwide capacity is installed in Germany. This position was basically held in 2004, with about 25% of the new installations worldwide occurring in Germany. The fringe conditions have also been very successful for some time in Spain, where the expansion of power was more than that in Germany for the first time last year.

With Spain and Germany, those lands in Europe where legal minimum price laws provide certain planning conditions, continue to be particularly successful. Other support mechanisms are clearly less successful, despite excellent wind conditions e.g. in Great Britain and Ireland.

(The installation figures taken from the "World Market Update 2004" by BTM consult ApS, Denmark, differ somewhat from those of the Ingenieurwerkstatt Energietechnik, Hamburg, so that figures in the diagram below vary slightly to those in other representations in the Wind Energy Report.)

Abb. 6: Entwicklung der Windenergienutzung weltweit



Datenquellen: BTM-Consult

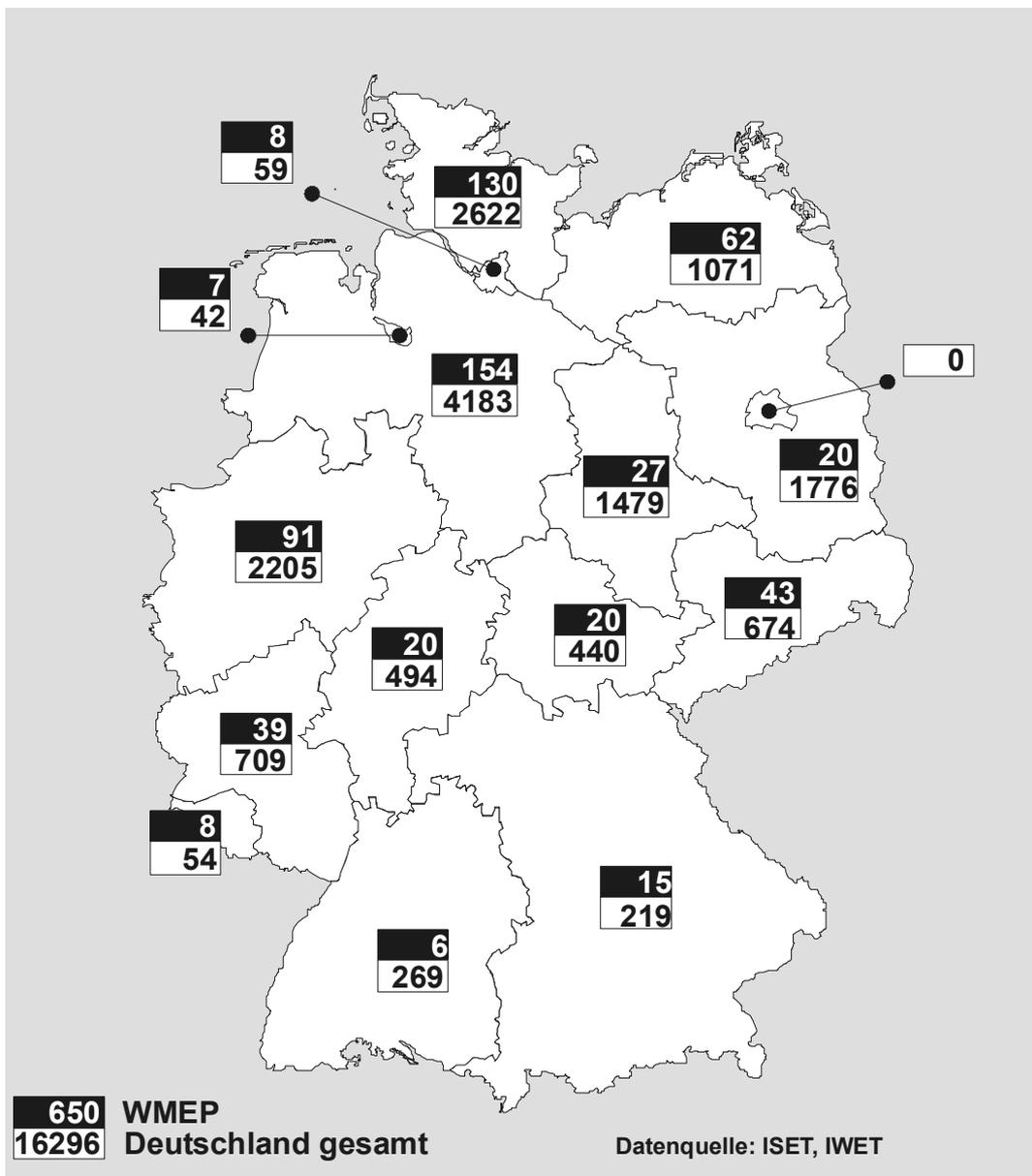
**Regional Distribution of WTs in the WMEP**

Progress in the use of wind energy began at different times in different German states, and also varied in dynamism. While a large number of plants were installed in the north German states of Schleswig-Holstein, Lower Saxony and North Rhine-Westphalia, the inland and east German federal states are now catching up. This development can also be noted from the corresponding distribution of WTs in the WMEP, although regions with comparatively fewer plants are admitted into the funding measure with preference, in order to provide the widest possible statistical basis for the site-specific evaluations in the WMEP.

**Regionale Verteilung der Anlagen im WMEP**

Der Ausbau der Windenergienutzung in Deutschland startete in den einzelnen Bundesländern zu unterschiedlichen Zeitpunkten und entfaltete sich auch in seiner Dynamik unterschiedlich. Während eine größere Anzahl von Anlagen zunächst in den Ländern Schleswig-Holstein, Niedersachsen und Nordrhein-Westfalen installiert wurden, holten bzw. holen die Länder im Binnenland und die ostdeutschen Bundesländer seit einiger Zeit langsam auf. Auch anhand der Verteilung der Anlagen im WMEP lässt sich diese Entwicklung ablesen, obwohl Regionen mit vergleichsweise wenigen Anlagen vom Förderer bei der Auswahl zu bewilligender Anträge bevorzugt wurden, um eine möglichst große statistische Basis für die standortbezogenen Auswertungen im WMEP zu erhalten.

**Abb. 7: WEA-Anzahl in den Bundesländern (WMEP: inkl. freiwillige Betreiber)**



### Zunehmende Nutzung von Standorten im Binnenland

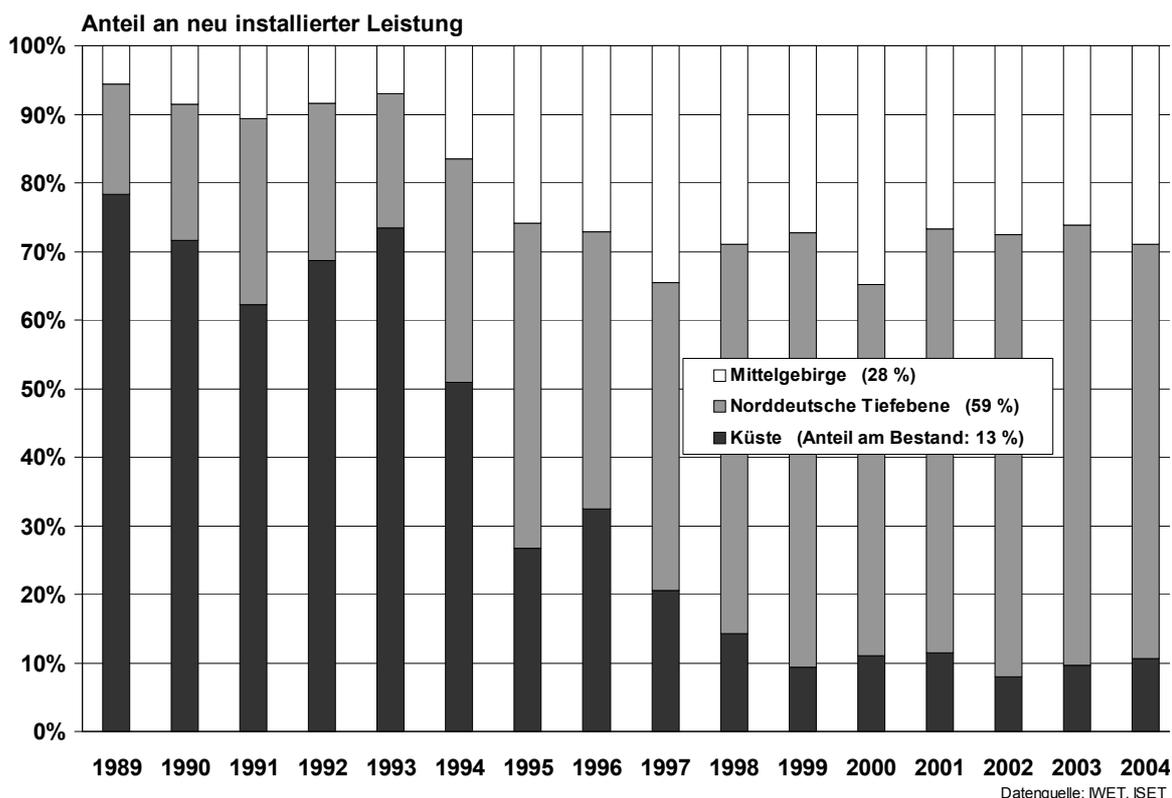
Die durch Stromeinspeisungsgesetz und Erneuerbare-Energien-Gesetz gegebenen Rahmenbedingungen für Einspeisung und Vergütung von Windstrom lassen auch an nicht ganz so windreichen Standorten bis zu einem gewissen Grad den wirtschaftlichen Betrieb von WEA zu. Hinzu kommt, dass viele windgünstige Standorte an der Küste bereits bebaut sind. Daher sind die südlicheren Bundesländer in den letzten Jahren zunehmend in den Blickpunkt von Planern und Investoren gerückt. Eine Einteilung aller deutschen Anlagenstandorte in die Landschaftskategorien Küste, Norddeutsche Tiefebene und Mittelgebirge spiegelt den großen Anteil an nutzbaren Flächen in der norddeutschen Tiefebene wider. Der Kategorie Küste wurden alle Standorte auf den Inseln und innerhalb eines etwa 5 km breiten Streifens entlang der Küstenlinie zugeordnet.

Im letzten Jahr wurden nach dieser Einteilung 59% der Windleistung in der norddeutschen Tiefebene in Betrieb genommen und nur 11% an der Küste. Insgesamt waren Ende letzten Jahres an den Küsten 13% der Windleistung installiert, etwa 59% in der norddeutschen Tiefebene und 28% in den Mittelgebirgen. Die Entwicklung verlief im WMEP fast parallel zur Gesamtsituation, so dass die Anteile der Regionen im WMEP den bundesweit ermittelten Zahlen bis auf wenige Prozentpunkte nahe kommen.

### Growth of Wind Energy Use at Inland locations

The conditions for financing of WT projects, which have arisen from the Electricity Feed Law and the Act on Granting Priority to Renewable Energy Sources, allow locations with less favourable wind conditions to operate WTs economically to a certain degree. An additional factor is that many windy locations on the coast are already built on. For this reason, the southern federal states have come increasingly into focus for planners and investors during the last few years. Classification of plant sites into the landscape categories of coast, north German lowland plain and low mountain region, reflects the large proportions of useful areas in the North German lowland plains. The category of coast applies to all locations on islands and within a 5 km wide strip along the coastline. According to this distribution, last year 59% of the wind power was produced in the North German lowland plain and only 11% in coastal areas. At the end of last year, 13% of the wind power was installed in coastal areas, about 59% in the north German lowlands and 28% in low mountain regions. The development of the overall situation in Germany was nearly parallel to that in the WMEP. For this reason, the distribution of WTs in the WMEP between the states is almost equal to the total nation-wide figures.

Abb. 8: Leistungszubau an der Küste und im Binnenland



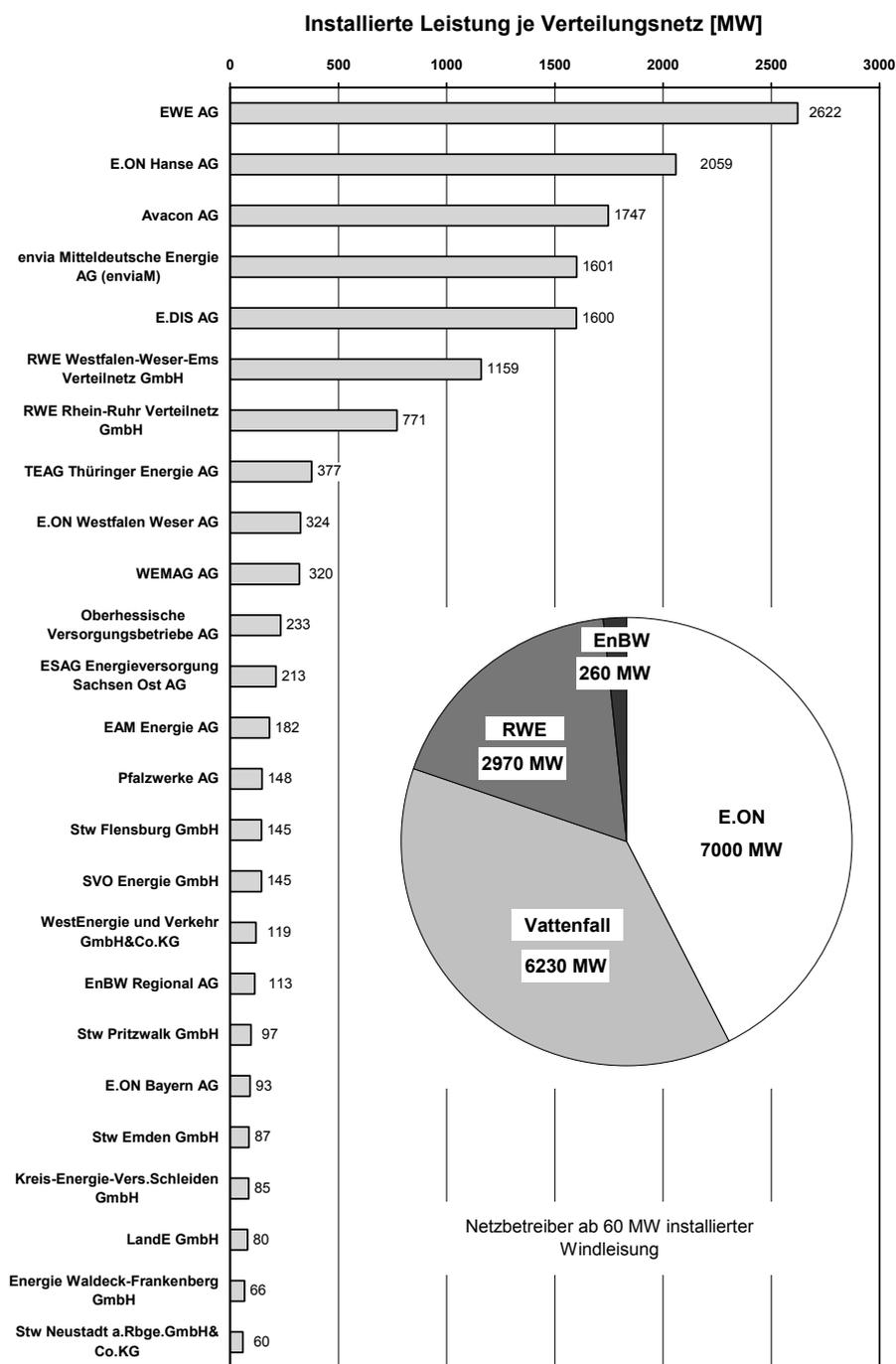
**Network Operators**

WTs installed in Germany are connected to the grids of almost 300 distribution system operators. The four German transmission system operators (TSO) have fluctuating power in the grids of their respective control zones, through the balancing of reserve and regulation power. The pie diagram depicts the proportion of connected wind power, which is supplied to the four zones of the TSOs.

**Windenergie in den Netzen der Energieversorgungsunternehmen**

Die in Deutschland installierten WEA sind auf die Gebiete von fast 300 Verteilungsnetzbetreibern (VNB) verteilt. Die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) haben in ihrer jeweiligen Regelzone schwankende Leistungen im Netz durch Reservekapazitäten und Regelleistung auszugleichen. Welcher Anteil der angeschlossenen Windleistung in den vier Zonen der ÜNB installiert ist, ist aus dem Kuchendiagramm ersichtlich.

**Abb. 9: Installierte Windleistung in EVU-Versorgungsgebieten**



### Repräsentativität des WMEP in den Bundesländern

Während der Bewilligungsphase der "250 MW Wind"-Fördermaßnahme des BMU wurde darauf geachtet, dass möglichst verschiedene Anlagentypen in allen Regionen Deutschlands vertreten sind. Aufgrund der etwas späteren Ausbauerfolge der Windenergie in den Binnenländern wurden weitaus die meisten Anlagen in Schleswig-Holstein, Niedersachsen und Nordrhein-Westfalen gefördert. Diese Länder sind daher, wie in Abb. 8 "Leistungszubau an der Küste und im Binnenland" zu erkennen, rein zahlenmäßig auch stärker im WMEP vertreten. Die prozentualen Anteile liegen in den einzelnen Ländern meist bei rund 5% der Windenergieanlagen. Deutliche Ausnahmen davon bilden das Saarland und die Stadtstaaten mit insgesamt wenigen Anlagen.

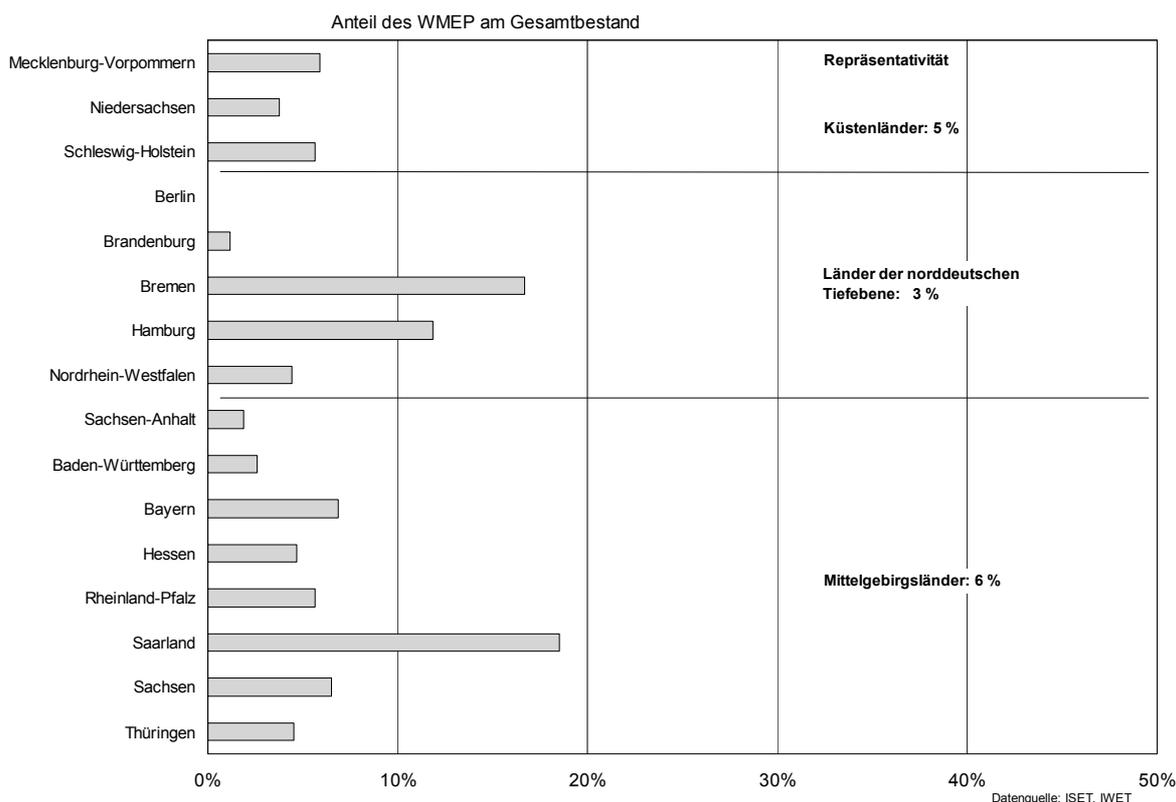
Für eine möglichst objektive Bewertung der Auswertungsergebnisse wurden die Anlagenstandorte im WMEP drei verschiedenen Landschaftskategorien zugeordnet. In der Darstellung auf dieser Seite sind die Länder entsprechend ihrer überwiegenden Standorte in drei Kategorien untergliedert, um die Repräsentanz der drei Landschaftstypen im WMEP - zumindest überblicksartig - zu zeigen.

### Representation of the Federal States in the WMEP

During the entire period of the '250 MW Wind' funding measure, the BMWi has taken care to represent a wide variety of WT models from all regions of Germany. Because of the delayed start of wind energy use in the inland states, the majority of funded plants are situated in the pioneer states of Schleswig-Holstein, Lower Saxony and North Rhine-Westphalia. This is why more WTs from these states are represented in the WMEP, as may be noted from the diagram "Newly Installed WT Power (Coastline / Inland)". The proportion of WMEP plants within the individual states is around 5%. Clear exceptions are Saarland and the city states, which have altogether less plants.

The locations of plants in the WMEP are organised into three landscape categories to gain the most objective assessment possible of the following evaluation results. In the following diagram, the individual states are organised into one of three categories depending on location, thus this depiction also gives an overview of the types of landscape represented in the WMEP.

Abb. 10: Anteil des WMEP an den Anlagen je Bundesland



**Size of Wind Turbines in the Federal States**

The general state of wind turbines in the federal states is well represented in the WMEP because of the selective authorisation practice of the sponsors, as the previous statistical evaluations reflect. Through the somewhat staggered development in different federal states, more of the earlier smaller plant types are included in the "pioneer" states. In the states further inland, however, implementation began with the newer larger plants.

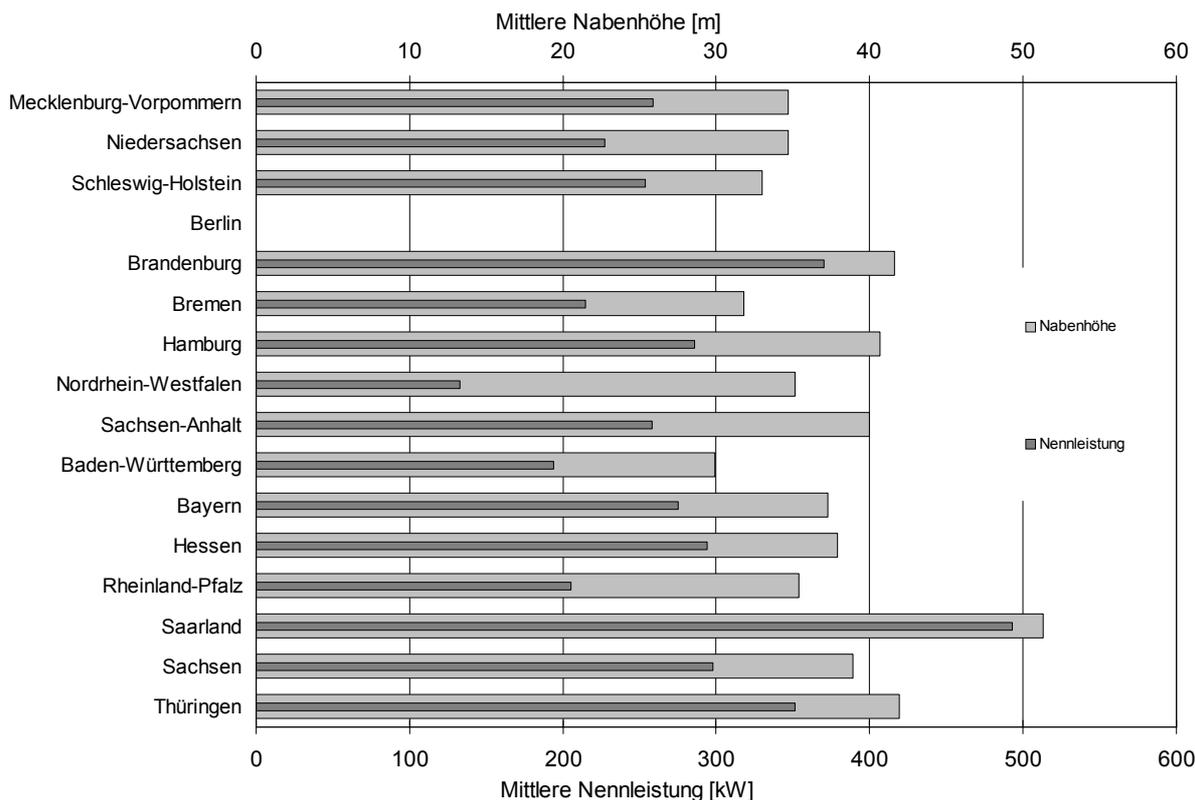
In some depictions of the Wind Energy Report, the results are shown separately according to federal state e.g. full load hours in Chap. 3.4. For the interpretation of these diagrams, it is important to know which power classes or which average hub-heights are especially represented in individual states in the WMEP.

**Größe der Windenergieanlagen in den Bundesländern**

Der Gesamtbestand an Windenergieanlagen in Deutschland wird im WMEP aufgrund der gezielten Genehmigungspraxis durch den Förderer gut repräsentiert, wie die vorangegangenen statistischen Auswertungen zeigen. Durch die zeitlich versetzten Entwicklungen in den Bundesländern wurden in den "Pionierländern" allerdings eher die früh am Markt verfügbaren "kleinen" Anlagen-Typen berücksichtigt. In den Bundesländern im Binnenland begann die Nutzung dagegen gleich mit den neueren Typen mit größeren Nennleistungen.

Bei einigen Darstellungen des Windenergie Reports werden die Ergebnisse nach Bundesländern getrennt gezeigt, z. B. Volllaststunden in Kapitel 3.4. Für die Interpretation dieser Diagramme ist es teilweise wichtig zu wissen, welche Leistungsklasse oder welche durchschnittliche Nabenhöhe in den einzelnen Bundesländern im WMEP vornehmlich repräsentiert ist.

**Abb. 11: Durchschnittliche Nennleistung und Nabenhöhe der WMEP-WEA**



## Größenentwicklung der Windenergieanlagen

Von den Anfängen der modernen Windenergienutzung Mitte der achtziger Jahre bis heute konnte die Windenergieanlagentechnik enorme Fortschritte verbuchen, die sich unter anderem in der Größenentwicklung der installierten Anlagen widerspiegelt. Aus den kleinen Anlagen mit einer Leistung von durchschnittlich rund 30 kW und Rotordurchmessern von unter 15 m Mitte der 80er Jahre wurden Maschinen mit über 4 MW Nennleistung und mehr als 100 m Rotordurchmesser entwickelt. Seit 2002 wurde die Liste mit großem Abstand von der Enercon E 112 angeführt, bis Ende 2004 die neue REpower 5M bei Brunsbüttel mit 5 MW Nennleistung installiert wurde und mit dem Aufbau der ersten Multibrid M5000 (ebenfalls 5MW Nennleistung) bei Bremerhaven begonnen wurde.

Die größten Anlagen Ende 2004 haben folgende Abmessungen:

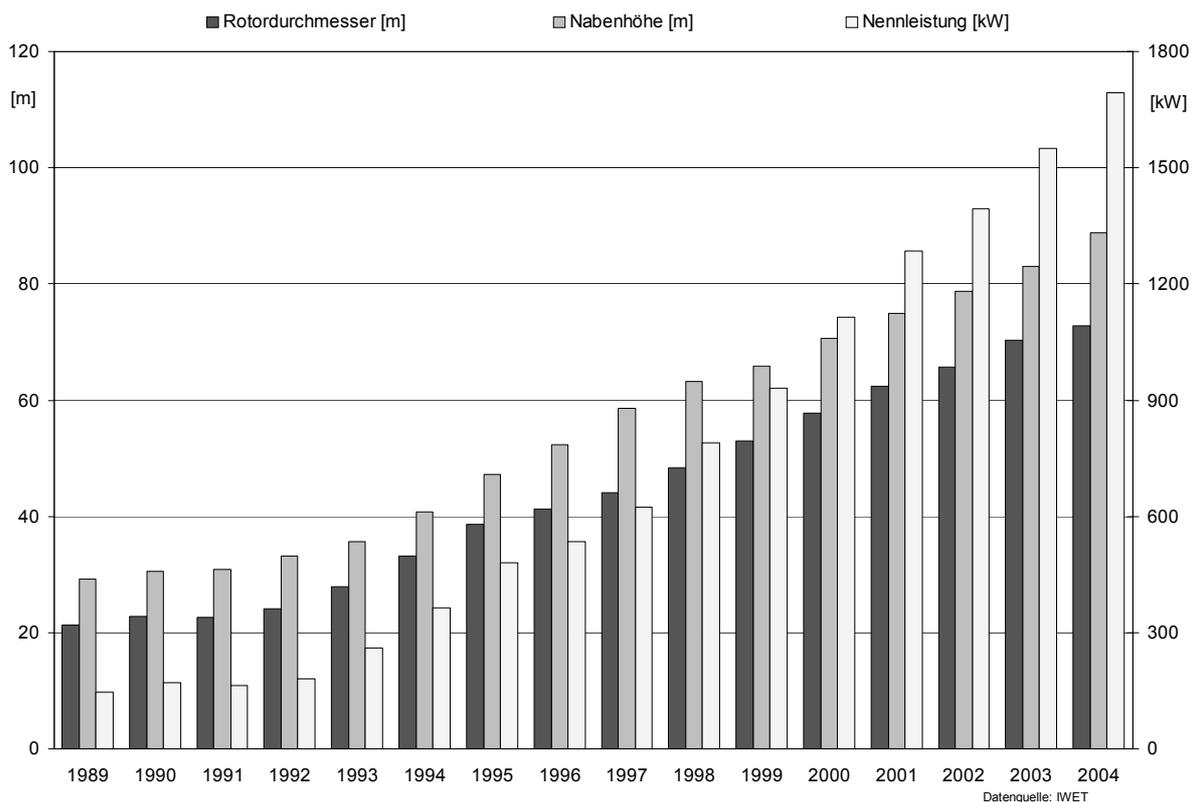
Typ Type	Nennleistung Rated Power [kW]	Durchmesser Diameter [m]	Nabenhöhe Hub Height [m]	Standort Location Bundesland (State)
REpower 5M	5000	126	120	Schleswig-Holstein
Enercon E112	4500	112	120	Sachsen-Anhalt/Niedersachsen

### Development of WT Size

Wind energy technology has progressed enormously from the beginning of modern wind energy application, in the middle of the 1980s, until today. Amongst other indicators, this progress can be noted in the development of installed plant size. From small plants with an average of about 30 kW and rotor diameters of less than 15 m in the mid 1980s, WTs rating over 4 MW with rotor diameters of more than 100 m have been developed.

From 2002 the list was clearly led by the Enercon E 112, until the end of 2004 when the installation of the new REpower 5M by Brunsbüttel occurred, with 5 MW rated power, and with the initial construction of the first Multibrid M5000 (also 5 MW rated power) by Bremerhaven.

Abb. 12: Durchmesser, Höhe und Leistung der Neuinstallationen im Durchschnitt



**Penetration of the WT Market with Large Plants**

With developments in plant size, the inevitable introduction of newer, bigger models also occurred. The division of these plants into rated power classes, and the representation of the yearly installation rate of wind power in each class, shows that the new models with higher power classes have quickly superseded their prevailing smaller predecessors. The current power class has dominated the market for several years, with contributions of over 60%.

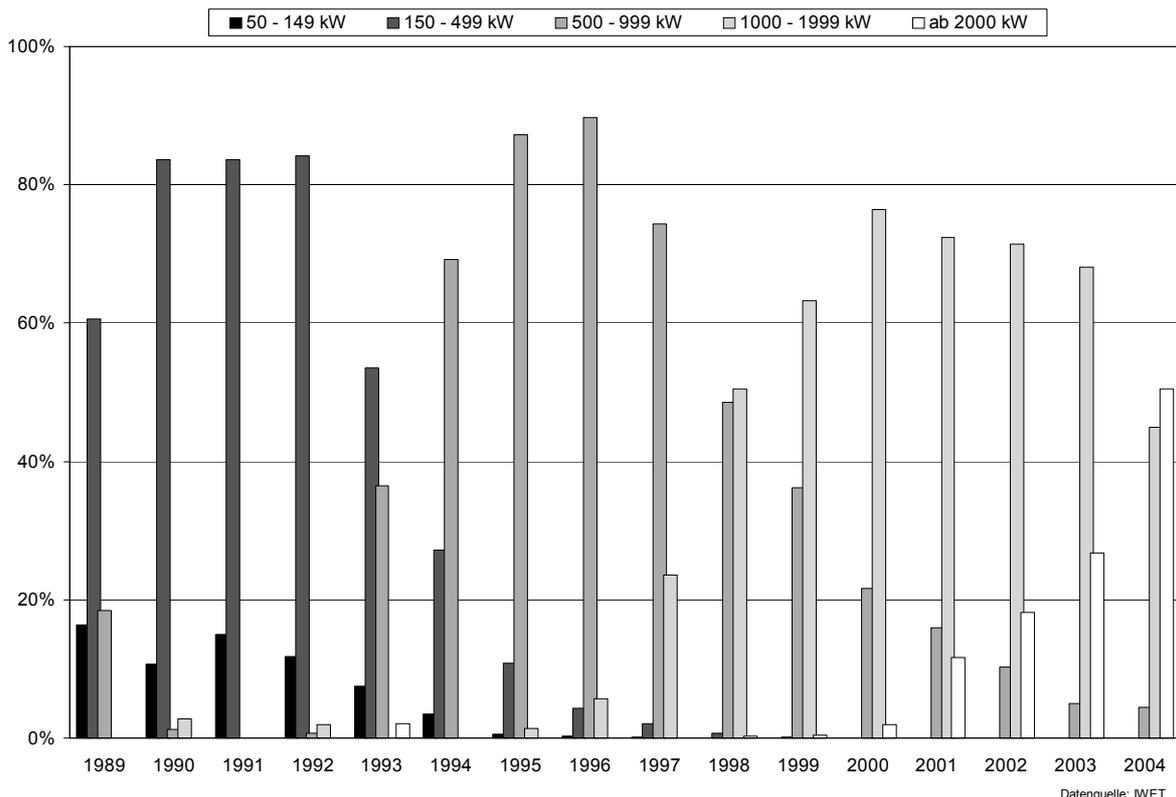
Since 2004, plants of over 2 MW have dominated the market, with a share of newly installed wind power of over 50%. The megawatt plants have thereby dropped to second place, while plants of less than 1000 kW play practically no role any longer. As wind plants from 3 to 5 MW are planned for offshore use, it can be expected that the multi-megawatt class will become established in coming years and that experience with these plants will influence the optimisation of offshore plants.

**Durchdringung des WEA-Marktes mit großen Anlagen**

Mit der Entwicklung der Anlagengröße ergab sich zwangsläufig auch die Einführung neuerer, größerer Modellreihen. Die Einteilung der Anlagen in Leistungsklassen und die Darstellung der Anteile an der in den einzelnen Jahren insgesamt installierten Windleistung zeigt, dass die neueren Modelle höherer Leistungsklassen ihre jeweiligen kleineren Vorgänger recht schnell ablösen. Die jeweils aktuelle Leistungsklasse dominierte dabei den Markt über mehrere Jahre mit Anteilen über 60%.

Seit 2004 dominieren die Anlagen mit 2 MW und mehr den Markt mit einem Anteil an der neu installierten Windleistung von über 50%. Die Megawatt-Anlagen sind damit auf den zweiten Rang gerutscht, während Anlagen unter 1000 kW praktisch keine Rolle mehr spielen. Da für die Offshore-Anwendung Windenergieanlagen von 3 bis 5 MW eingeplant sind, kann erwartet werden, dass sich die Multi-Megawatt-Klasse in den nächsten Jahren weiter etablieren wird und dass die Erfahrungen mit diesen Anlagen in die Optimierung der Offshore-Anlagen einfließen werden.

**Abb. 13: Anteil der Leistungsklassen an der jeweils neu installierten Windleistung**



### Anteil der WEA-Leistungsklassen am Gesamtbestand in Deutschland

Noch rund 14% (etwa 2.200) aller WEA in Deutschland entstammen den Leistungsbereichen unter 500 kW. Mit diesen Typen begann in der ersten Hälfte der 90er Jahre der boomartige Ausbau der Windenergienutzung. Ende 2004 stellten diese Anlagen jedoch zusammen nur noch 2,5% (410 MW) der installierten Leistung.

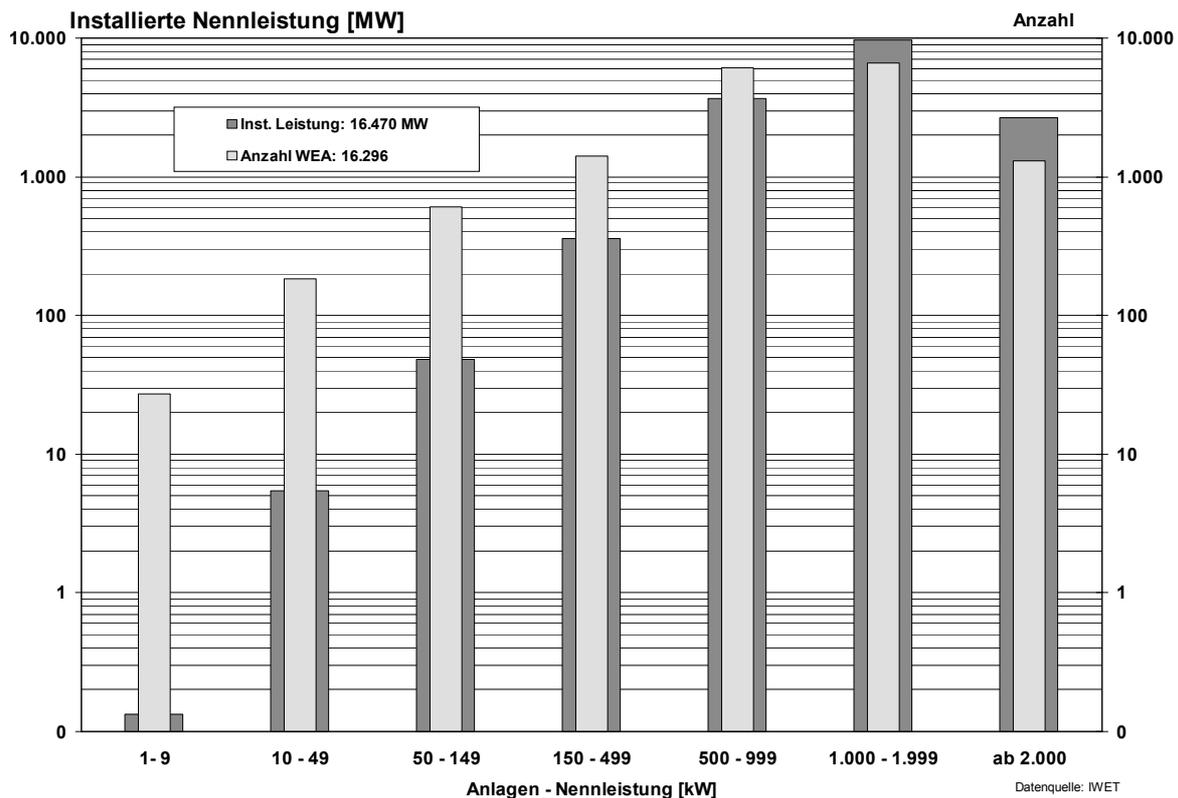
Die größten Anteile an der installierten Windleistung haben die rund 6.600 Anlagen der Leistungsklasse 1.000 bis 1.999 kW (59% der installierten Leistung) und die rund 6.150 Anlagen mit 500 bis 999 kW Leistung (22% der installierten Leistung). Darüber hinaus waren Ende 2004 schon mehr als 1.300 Anlagen der nächst größeren 2 MW - Klasse in Betrieb (16% der installierten Leistung).

### Proportions of WT Power Classes in Germany

Around 14% (about 2,200) of all WTs in Germany still stem from the power range of under 500 kW. A booming development in wind energy use occurred in the first half of the 1990s, with the introduction of these models. At the end of 2004, however, these plants together provided only 2.5% (410 MW) of the installed power.

The largest proportion of installed wind power was produced by around 6,600 plants in the power class of between 1,000 and 1,999 kW (59% of the installed power) and the around 6,150 plants with between 500 and 999 kW (22% of the total power). At the end of 2004, more than 1,300 plants of the next largest 2 MW class were also already in operation (16% of the total power).

Abb. 14: In Deutschland installierte WEA nach Leistungsklassen



**Technical Development**

The continual expansion of wind energy use in Germany during the last fifteen to twenty years has enabled manufacturers to make enormous technical progress. The following table depicts the degree to which typical construction features can maintain their place in the market. The given percentages describe the proportion of WTs with each particular feature, in relation to the total number of plants installed for the particular year.

The clearest development is the now standard combination of three-bladed and up-wind rotors. Other rotor forms have disappeared from the market. During the last few years the development of the electro-mechanical drive train and control concepts is quite clearly heading toward speed variability and adjustable rotor blades. In the table below, such plants are included as 'speed variable' where the speed range of at least 70% - 100% rated speed is covered. The controlled stall effect through active blade adjustment (also described as "active stall" or "combi stall") is classified here under "pitch" control, in order to distinguish it from the passive power regulation through use of the "stall effect".

The speed variability is increasingly realised by manufacturers with double powered asynchronous generators. This construction form was established about 25 years ago in "Growian", but was long held for too expensive. From the plants installed last year, 50% were equipped with double powered asynchronous machines, amounting to around 54% of the speed variable plants.

**Technische Entwicklung**

Der kontinuierliche Ausbau der Windenergienutzung in den letzten 15 bis 20 Jahren ermöglichte den Herstellern erhebliche Weiterentwicklungen der Anlagentechnik. Der Tabelle unten ist zu entnehmen, inwieweit sich typische konstruktive Merkmale am Markt durchsetzen bzw. behaupten konnten. Die angegebenen Prozentzahlen stellen die Anteile der WEA mit dem jeweiligen Merkmal an der Gesamtanzahl der im entsprechenden Jahr neu installierten Anlagen dar. Am deutlichsten ist die Entwicklung hin zum längst einheitlichen Einsatz von Dreiblattrotoren als Luv-Läufer. Andere Rotorbauformen sind vom Markt verschwunden. In den letzten Jahren geht auch die Entwicklung des elektro-mechanischen Triebstrang- und Regelungskonzepts relativ eindeutig in Richtung Drehzahlvariabilität und Rotorblattverstellung. In der Tabelle unten sind diejenigen Anlagen als 'drehzahlvariabel' erfasst, deren Drehzahlband wenigstens 70 bis 100% ihrer maximalen Rotordrehzahl abdeckt. Der aktiv durch Blattverstellung geregelte Stall-Effekt (auch als "active stall" oder "combi stall" bezeichnet) ist unter "Pitch"-Regelung eingestuft, um eine Abgrenzung zur passiven unregelmäßigen Leistungsbegrenzung durch Nutzung des "Stall-Effekts" zu erhalten.

Leistungsregelung:	Drehzahlverhalten:	Anteil 1993	Anteil 2003
Power Control	Speed Characteristics	Share 1993	Share 2003
stall	konstant	63%	4,6%
pitch	konstant	13%	3,9%
pitch	variabel	18%	91,5%

Die Drehzahlvariabilität wird von den Herstellern zunehmend mit doppelt gespeisten Asynchron-Generatoren verwirklicht, einer Bauform, die schon vor rund 25 Jahren im "Growian" eingesetzt wurde, lange Zeit aber als zu kostenintensiv galt. Von den im letzten Jahr zugebauten Anlagen waren 50% mit doppelt gespeister Asynchronmaschine ausgerüstet, das sind 54% der drehzahlvariablen Anlagen.

**Tab. 3: Typenmerkmale der zugebauten WEA**

	bis 1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
<b>Anzahl ausgewerteter, jeweils neu installierter WEA</b>																	
	134	72	244	256	383	553	803	988	806	809	1016	1668	1480	2042	2275	1693	1180
<b>Blattzahl</b>																	
2-Blatt	40%	21%	11%	16%	9%	8%	7%	2%	2%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
3-Blatt	58%	75%	88%	82%	90%	91%	93%	98%	98%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
4-Blatt	2%	0%	1%	3%	1%	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
<b>Rotorposition</b>																	
lee	7%	18%	8%	5%	4%	2%	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
luv	93%	82%	92%	95%	96%	98%	99%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
<b>Leistungsregelung</b>																	
stall	51%	40%	51%	56%	62%	65%	57%	55%	53%	43%	35%	32%	24%	22%	11%	11%	5%
pitch	49%	60%	49%	44%	38%	35%	43%	45%	47%	57%	65%	68%	76%	78%	89%	89%	95%
<b>Generatorbauart</b>																	
asynchron	63%	50%	74%	71%	70%	82%	75%	69%	67%	56%	53%	49%	41%	34%	19%	16%	8%
doppelt gespeist	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	3%	9%	20%	30%	37%	44%	49%	50%
synchron	37%	50%	26%	29%	30%	18%	25%	31%	32%	42%	38%	31%	29%	29%	37%	35%	42%
<b>Drehzahlverhalten</b>																	
konstant/gestuft	55%	36%	64%	64%	66%	77%	70%	67%	67%	56%	53%	49%	41%	34%	19%	16%	8%
variabel	45%	64%	36%	36%	34%	23%	30%	33%	33%	44%	47%	51%	59%	66%	81%	84%	92%

Datenquelle: ISET / IWET

### Die weltweit größten Hersteller und ihre Exporte

Über 80% des weltweiten Marktes (gemessen an der summierten Nennleistung der verkauften Anlagen) wurden 2004 von den fünf größten Windenergieanlagen-Herstellern beliefert. Die jeweiligen Jahresproduktionen dieser Hersteller betragen im letzten Jahr zwischen 500 MW und 2.800 MW. Zwei dieser Firmen sind dänisch, je ein Hersteller kommt aus Deutschland, aus Spanien und aus den USA. Der deutsche Marktführer Enercon nimmt weltweit den dritten Rang ein.

Besonders die dänischen Firmen operieren seit langem erfolgreich auf dem Exportmarkt. Die deutschen Hersteller hatten sich in der Vergangenheit dagegen mehr auf den heimischen Markt konzentriert. Da aber der deutsche Markt mit etwa 25% Anteil (vgl. "Die weltweit erfolgreichsten Länder" weiter vorn im diesem Kapitel) am Weltmarkt für die nicht deutschen Hersteller immer noch einen großen Exportmarkt darstellt, ist ein Vergleich der Exportaktivitäten besser unter Berücksichtigung dieser Tatsache darstellbar. Im Vergleich unten sind daher die Exporte der fünf großen Hersteller auf die internationalen Märkte abzüglich des deutschen Marktes dargestellt.

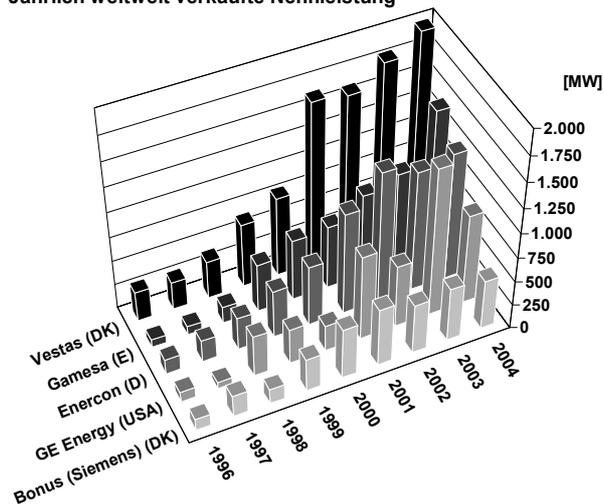
### The Largest Manufacturers World-wide and their Exports

The five largest wind turbine manufacturers supplied over 80 percent of the worldwide market (measured by the summed rated power of plants sold) in 2004. The individual annual production of these manufacturers amounted to between 500 MW and 2,800 MW, in the last year. Two of these firms are Danish, and one manufacturer is each German, Spanish and American. The German market leader, Enercon, achieved third place worldwide.

Particularly the Danish firms have long been successful in the export market. The German manufacturers, however, have concentrated more on the home market in the past. As the German market represents about 25% (see "The Most Successful Countries World-wide" earlier in this chapter) of the world market, it continues to represent a large export market for the non-German manufacturers; a comparison of export activities is more meaningful when this fact is considered. The export figures for the five largest manufacturers on the international market are depicted, less the German market, in the comparison below.

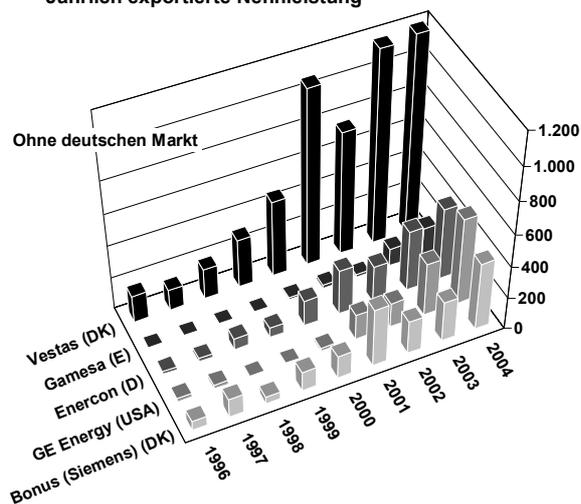
Abb. 15: Weltweit größte Hersteller, Gesamtproduktion und Export

Jährlich weltweit verkaufte Nennleistung



Datenquelle: BTM Consult ApS

Jährlich exportierte Nennleistung



Datenquelle: BTM Consult ApS

**Shares of Manufacturers in the German Market**

The number of manufacturers supplying the German market has significantly decreased over the preceding years due to buying, fusion or closure. The plants operated in Germany originally stem from 50 different manufacturers, only 9 of which were still active in 2004. Five long-established German and Danish firms and also the firm REpower, which has connected with the other large manufacturers over previous years, produced approximately 98% of the newly installed power. The five "old" firms have led in the ranking list for years, with slightly different shares. In measuring the overall position of WTs installed in Germany, they are in the top position with a market share of around 81% of all plants. In the phase of general decline in market development in Germany, Enercon was able to almost hold its sales figures, measured in rated power (-5), and thereby increase its market share from around 33% to 42%. Fuhrländer also achieved almost 90% of the sales figures for the previous year. However, losses were experienced in the turnover measured in rated power, some were very distinct; by DeWind (-73%), GE Energy (-47%), REpower (-40%), AN Bonus (-38%), Nordex (-30%), Vestas (including NEG-Micon since the beginning of 2004, -28%). The large manufacturers, in particular, are slightly less strongly represented in the WMEP than their market shares would indicate. On the following page, the installation numbers of WT models in the WMEP and their overall numbers in Germany are listed.

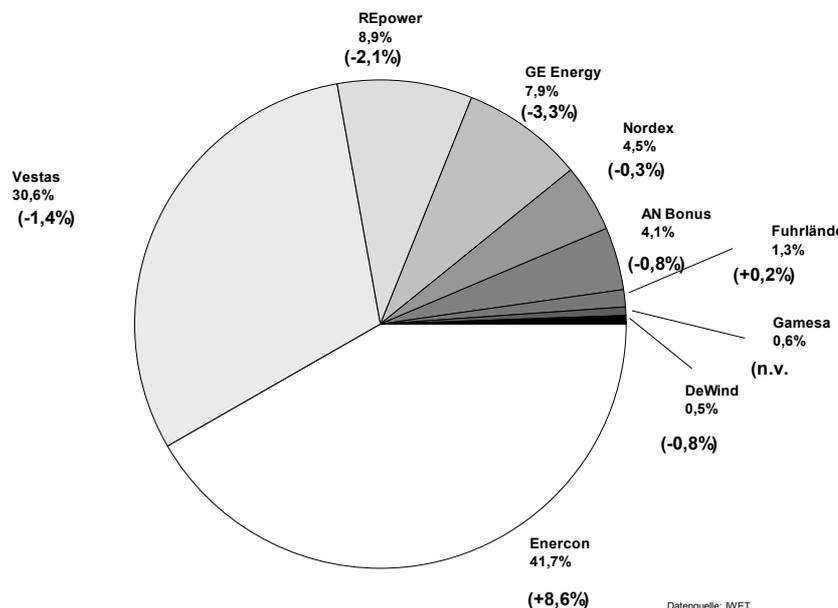
**Anteile der Hersteller am deutschen Markt**

Die Anzahl der den deutschen Markt beliefernden Hersteller hat sich in den letzten Jahren durch Firmenaufkäufe, Fusionen und Geschäftsaufgaben deutlich verringert. Die deutschen Anlagen stammen von ursprünglich mehr als 50 verschiedenen Herstellern, 2004 waren dagegen nur noch 9 Hersteller aktiv. Fast 98% der neu installierten Leistung wurde von fünf seit langem etablierten Firmen sowie der Firma REpower hergestellt, die in den letzten Jahren Anschluss an die anderen großen Hersteller gefunden hat. Die fünf "alten" Hersteller führen die Rangliste seit Jahren mit leicht veränderlichen Anteilen an und belegen auch gemessen am Gesamtbestand der in Deutschland installierten Windleistung mit insgesamt rund 81% die Spitzenpositionen.

In der Phase der allgemein rückläufigen Marktentwicklung in Deutschland konnte Enercon seine in Nennleistung gemessenen Verkaufszahlen fast halten (-5%) und damit seinen Marktanteil von rund 33% auf fast 42% steigern. Auch Fuhrländer erreichte fast 90% der Vorjahresverkaufszahlen. Dagegen büßten DeWind (-73%), GE Energy (-47%), REpower (-40%), AN Bonus (-38%), Nordex (-30%), Vestas (seit Anfang 2004 inkl. NEG-Micon, -28%); zum Teil sehr deutlich an (in Nennleistung gemessenem) Umsatz ein.

Die führenden Hersteller der bundesweiten Rangliste tauchen an ähnlichen Positionen mit etwas anderen Anteilen auch in der WMEP-Rangliste auf. Vor allem die großen Hersteller sind allerdings im WMEP zugunsten der Vielfalt etwas weniger stark vertreten als es ihren tatsächlichen Marktanteilen entsprechen würde. Auf der folgenden Seite sind die Installationszahlen der Anlagentypen im WMEP und ihre gesamte Anzahl in Deutschland dargestellt.

**Abb. 16: Marktanteile am Verkauf (nach installierter Leistung)**



Tab. 4: Anzahl installierter WEA im WMEP und in Deutschland nach Typen

Typgruppe	mittl. Nennleistung [kW]	Anzahl WEA im WMEP	Anzahl WEA in Deutschland	aus WMEP ausgeschieden
Enercon E 32/33	300	135	135	120
Enercon E 16/17/18	80	108	171	91
Vestas V 25/27/29	210	102	165	83
Lagerwey LW 15/18	70	90	151	66
Enercon E 40	500	87	2444	10
AN Bonus 100/150	150	75	104	48
HSW 250	250	70	88	0
Tacke TW 45/60/80	70	64	98	44
Krogmann 15	50	49	49	31
Micon M 450/530/570	230	48	76	34
Tacke TW 500/600	550	48	567	14
Nordex N 27/29	170	47	201	26
Ventis 20-100	100	47	52	34
Vestas V 39/42/44/47	520	46	857	9
Seewind 110/132	130	44	63	15
AN Bonus 450	450	42	124	15
Wind World W 2500/2700	160	38	58	31
Micon M 700/750	260	37	96	6
Nordtank NTK 300	300	37	61	24
Südwind Serie 1200	30	32	40	18
Enercon E 66	1720	28	2103	1
Nordtank NTK 150	150	25	34	21
Kano-Rotor 30	30	23	29	15
Nordtank NTK 500	500	22	155	6
Tacke TW 150/250	250	21	33	12
WTN 200	200	19	23	11
Wenus Inventus	10	18	22	14
Aeroman	30	13	39	10
Lagerwey LW 27/30	250	12	17	3
HSW 30	30	11	21	10
Vestas V 17/20	100	11	21	6
Vestas V 63/66	1640	11	376	0
Fuhrländer astOs 100	100	10	12	3
Südwind N 3127	270	10	33	1
NEG Micon NM 500/600	590	9	277	0
Fuhrländer astOs 250	250	8	31	1
NEW 100	20	8	8	7
GET Darwin 27	230	8	21	5
Adler	170	7	17	0
Enercon E 30	200	7	48	1
GET 41	600	7	19	3
AEE Peters PG 10	10	6	6	5
AN Bonus 600	600	5	313	0
Nordex N 52/54	840	5	171	0
Euroturbine ET 550	550	5	14	0
AN Bonus 300	300	4	16	0
Tacke TW 300	300	4	15	0
Jacobs 500/600	530	4	76	0
AN Bonus 1 MW	1000	3	153	0
Micon M 300	60	3	3	2
NEG Micon NM 1500	1500	3	425	0
NedWind 40/43/44	500	2	11	0
Wind World W 4100	500	2	59	0
Südwind N 715	20	2	3	0
Fuhrländer astOs 30	30	1	7	0
WKZ elektrOmat	20	1	8	0
Tacke TW 1.5	1500	1	175	0
Lagerwey LW 11	20	1	1	0
HSW 1000	1000	1	59	0

**Operators**

The structure of WT operators in the '250 MW Wind' programme has demonstrated no change in comparison to recent years. Most WT installations are initiated, bought into being, and later also financed, by private individuals. Because of today's typical investment sums and the extent of initial planning, WTs are not often operated by private individuals, but are increasingly run by commercial companies grounded for this purpose. If private individuals, commercial operators and operator groups are considered as private operators, 83% of all plants in the WMEP (78% of the capacity) are funded privately. Utility companies operated merely 7% of the WTs.

Participating operators represent the following groups:

- **private:** private individuals, mostly farmers
- **commercial operators:** mostly limited companies, usually operating wind farms. (Shares of limited companies owned by utility companies, for example, are not considered).
- **operator groups:** private groups, often for concepts involving direct use of the energy output by several individuals
- **utility companies:** regional and municipal utility companies
- **firms:** commercial enterprises, e.g. hotels, factories etc. which were not grounded solely for WT operation.

**Betreiber im WMEP**

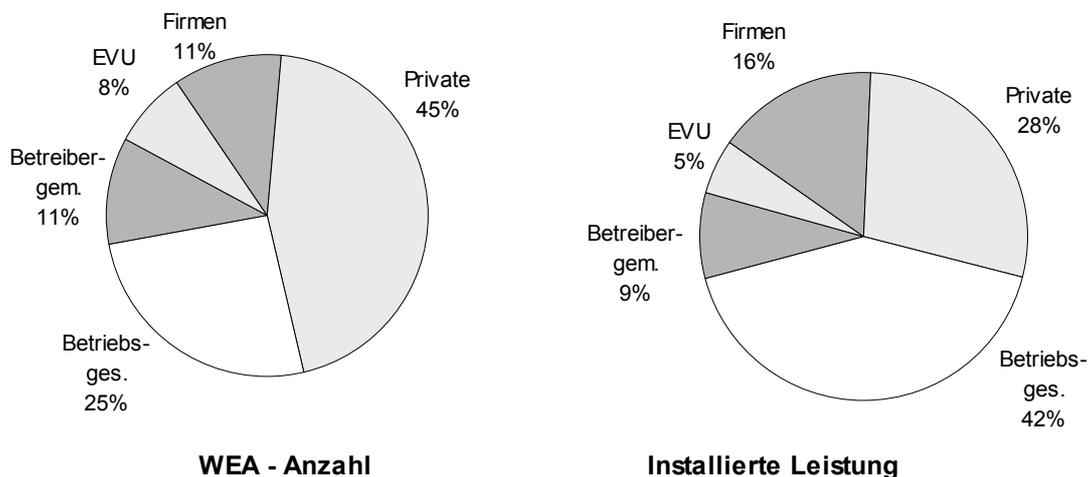
Die Betreiberstruktur im "250 MW Wind"-Programm zeigt im Vergleich zu den Vorjahren keine Verschiebungen mehr. Die weitaus meisten WEA-Installationen wurden von Privatpersonen initiiert, vorangetrieben und später auch finanziert. Durch die heute typischen Investitionssummen und dem großen Umfang planerischer Aufgaben werden WEA zunehmend nicht mehr von einzelnen Privatpersonen betrieben, sondern von eigens zu diesem Zweck gegründeten Betriebsgesellschaften. Wenn private Einzelpersonen, Betriebsgemeinschaften und Betriebsgesellschaften als private Betreiberformen betrachtet werden, sind 83% aller Anlagen im WMEP (78% der Leistung) mit privaten Mitteln finanziert. Von Energieversorgungsunternehmen werden lediglich 7% der WEA betrieben.

Die dargestellten Gruppen stehen für:

- **Private:** Privatpersonen, meist Landwirte
- **Betriebsgesellschaften:** kommerzielle Gesellschaften, meist in der Gesellschaftsform GmbH; im allgemeinen zum Betrieb von Windparks mit reinem Netzparallelbetrieb. (Beteiligungen, z. B. von EVU an Betriebsgesellschaften, bleiben hierbei unberücksichtigt)
- **Betreibergemeinschaften:** private Gemeinschaften, meist mit der Gesellschaftsform GbR, oft für Weilerkonzepte mit Energieeigennutzung durch mehrere Betreiber
- **EVU:** regionale und kommunale Energieversorgungsunternehmen
- **Firmen:** Gewerbebetriebe, z. B. Hotelbetrieb, Zuckerfabrik etc., die nicht eigens für den Betrieb von WEA gegründet wurden.

**Abb. 17: Betreiber im WMEP**

**Betreiberstatus**



### 3.3 Externe Betriebsbedingungen

Die Windverhältnisse sowie klimatische und externe elektrische Einflüsse auf den Betrieb von Windenergieanlagen in Deutschland werden im Rahmen des WMEP systematisch untersucht. Als Informationsquellen dienen die langjährigen Windmessungen des WMEP sowie Instandsetzungsberichte der WEA-Betreiber zu den Störungsursachen "Blitzschlag", "Eisansatz", "Sturm" und "Netzausfall".

Für die statistische Auswertung der externen Betriebsbedingungen (d.h. des Windenergieangebots, der klimatischen und externen elektrischen Einflüsse auf den WEA-Betrieb) werden die WEA-Standorte in folgende vier Kategorien unterschieden:

- Kategorie 1: "Küstenlinie, Inseln" (Gebiete bis wenige Kilometer landeinwärts),
- Kategorie 2: "Norddeutsche Tiefebene, unbewaldet" (Gebiete mit offenem, größtenteils unbewaldetem Gelände),
- Kategorie 3: "Norddeutsche Tiefebene, bewaldet" (größere zusammenhängende Waldgebiete, z.B. Lüneburger Heide),
- Kategorie 4: "Mittelgebirge" (Gebiete in exponierten Lagen in 200 bis 1100 m Höhe ü.NN.).

#### External Operating Conditions

Wind conditions, and also the climatic and external electrical influences on the operation of wind turbines in Germany, are systematically investigated in the framework of the WMEP. The long-term wind measurements from the WMEP, as well as maintenance reports from the WT operators in regard to the causes for failure of "lightning strike", "icing", "storm", and "grid failure", are utilised as sources of information.

For the statistical evaluation of the external operating conditions (i.e. wind energy supply, climatic and external electrical influences on WT operation), the WT locations are divided into the following four categories:

- Category 1: "Coast, island" (areas up to a few kilometres inland),
- Category 2: "north German lowland plain, unwooded" (areas with open, mostly unwooded terrain),
- Category 3: "north German lowland plain, wooded" (large connected forest areas, e.g. Lüneburger Heide),
- Category 4: "low mountain region" (areas in exposed locations, at heights of between 200 m and 1100 m above sea level).

**Wind Energy Supply**

In the figure below, the averages of wind power (in units of W/m<sup>2</sup>) from 1993 to 2004, for the four location categories mentioned above, are shown. The values are based on wind speed measurements from the WMEP at a height of 10 m, which assume a standard atmosphere and, through correction of the standard air density, enable the evaluation of annual wind power averages in relation to the influence of the height above sea level.

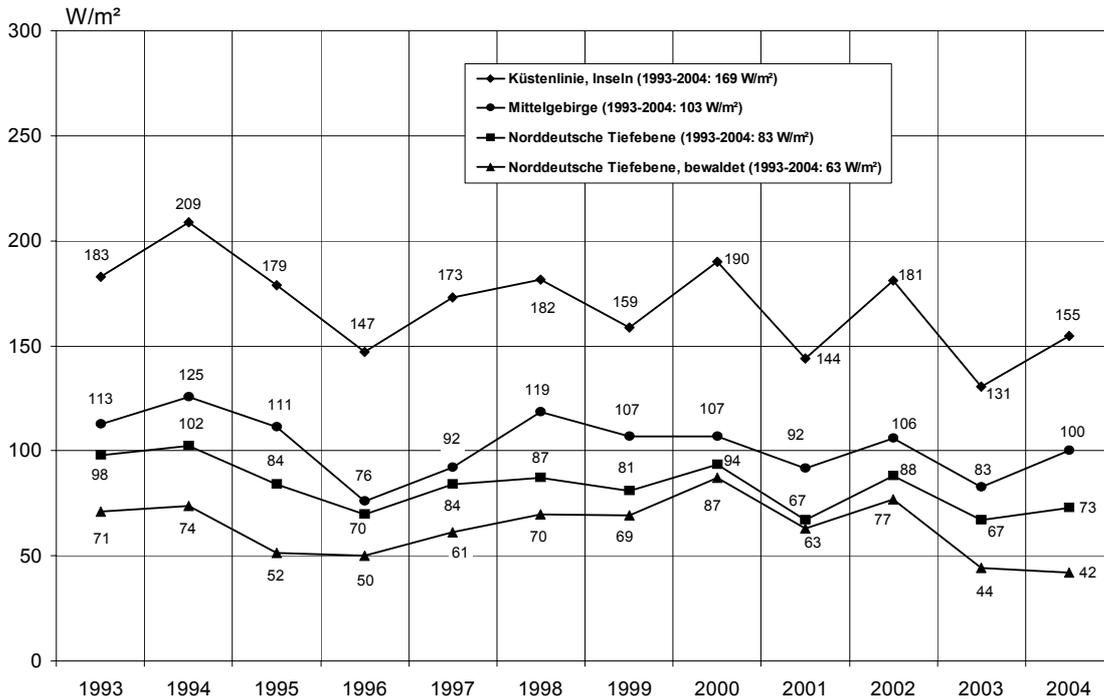
The regional differences in wind supply can be clearly observed. In 2004, values of between approx. 42 W/m<sup>2</sup> (Category 3) and 155 W/m<sup>2</sup> (Category 1) were achieved. In relation to the average values from 1993-2004, given in the legend, the wind year 2004 on the coast was a "90 percent year".

**Windenergieangebot**

In untenstehender Grafik sind die Mittelwerte der Windleistung (in der Einheit W/m<sup>2</sup>) der Jahre 1993 bis 2004 für die oben genannten vier Standortkategorien dargestellt. Die Werte beruhen auf Windgeschwindigkeitsmessungen des WMEP in 10 m Höhe, die - unter Annahme einer Standardatmosphäre und durch Korrektur der Normluftdichte um den Einfluss der Höhe ü. NN. - zu Jahresmittelwerten der Windleistung verarbeitet wurden.

Deutlich zu erkennen sind die regionalen Unterschiede des Windangebots. In 2004 wurden Werte zwischen 42 W/m<sup>2</sup> (Kategorie 3) und 155 W/m<sup>2</sup> (Kategorie 1) erreicht. Bezogen auf die in der Legende angegebenen Mittelwerte 1993-2004 war das Jahr 2004 an der Küste ein "90 Prozent-Jahr".

**Abb. 18: Brutto-Windenergieangebot in den Jahren 1993-2004 (Basis: WMEP-Messungen in 10m Höhe)**



Luftdichte berechnet auf Grundlage der Standardatmosphäre, unter Berücksichtigung der Standorthöhe ü. NN.

## Blitzschlag

In den Jahren 1992 bis 2004 wurden durch das ISET insgesamt 1141 Instandsetzungsberichte mit einer Zuordnung zur Störungsursache "Blitzschlag" ausgewertet.

In 2004 hatten die im WMEP erfassten 650 WEA 10 direkte Blitzeinschläge sowie weitere 20 indirekte Blitzschäden - d.h. Überspannungsschäden nach Blitzeinschlag in das Stromnetz - zu verzeichnen. Die regionale Verteilung aller registrierten Blitzeinschläge zeigt für WEA im Mittelgebirge im Vergleich mit den übrigen Regionen mit 13,2 Meldungen in 100 Betriebsjahren (d.h. einer Wahrscheinlichkeit von 13,2 Prozent pro Betriebsjahr) ein deutlich höheres Blitzschlagrisiko.

Der unten aufgeführte Medianwert der Stillstandszeit wird im Unterschied zum arithmetischen Mittelwert nicht durch einzelne Extremwerte beeinflusst und kann damit als "typischer" Wert der Stillstandszeit pro Blitzschaden gelten. Dieser Wert lag im Jahr 2004 bei 43 Stunden.

## Lightning Strike

Between 1992 and 2004, ISET evaluated a total of 1,141 repair reports where the cause for failure was recorded as "lightning strike". In 2004, the 650 WTs involved in the WMEP reported a total of 10 direct lightning strikes and a further 20 cases of indirect lightning damage, i.e. overvoltage damage through the electrical grid. The regional distribution of all registered lightning strikes indicates, with 13.2 reports in 100 operational years (i.e. a probability of 13.2% per operational year), as in previous years, a clearly higher risk for WTs in low mountain regions than in other location categories.

The statistical median of downtime included below is, unlike the mathematical average, not influenced through extreme values and can therefore be seen as a "typical" value of downtime per lightning damage. This value lay at 43 hours in 2004.

**Tab. 5: Störungsursache Blitzschlag - Gesamtüberblick 1992 - 2004**

	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	gesamt
WEA-Anzahl	731	1054	1322	1473	1521	1514	1509	1480	1439	1334	1145	898	650	1610*)
WEA mit Bericht	611	989	1219	1400	1455	1486	1492	1404	1311	1168	972	702	518	1606
WEA-Betriebsjahre	574	898	1184	1410	1500	1509	1508	1480	1439	1334	1145	898	648	15526
Anzahl Meldungen	58	79	149	120	70	111	127	109	98	67	76	47	30	1141
davon Direkteinschläge	9	16	48	58	15	31	28	26	18	17	21	24	10	321
Meldungen pro 100 WEA-Betriebsjahre	10,1	8,8	12,6	8,5	4,7	7,4	8,4	7,4	6,8	5,0	6,6	5,2	4,6	7,3
davon Direkteinschläge	16%	20%	32%	48%	21%	28%	22%	24%	18%	25%	28%	51%	33%	28%
Typische Stillstandszeit**) in Stunden	30,0	48,0	43,4	47,6	21,5	24,0	24,0	32,0	26,0	67,0	60,0	46,0	43,0	35,0

**Tab. 6: Regionale Verteilung von Blitzschäden 1992 - 2004**

	Küste	Norddt. Tiefebene	Tiefebene bewaldet	Mittelgebirge	gesamt
WEA-Anzahl	651	438	119	402	1610*)
WEA mit Bericht	650	436	119	401	1606
WEA-Betriebsjahre	6396	4197	1172	3761	15526
Anzahl Meldungen	288	272	84	497	1141
davon Direkteinschläge	97	59	18	147	321
Meldungen pro 100 WEA-Betriebsjahre	4,5	6,5	7,2	13,2	7,3
davon Direkteinschläge	34%	22%	21%	30%	28%
Typische Stillstandszeit**) in Stunden	28,0	32,0	49,5	32,9	35,0

\*) Sämtliche bisher im WMEP erfassten Anlagen

\*\*) Als "typische Stillstandszeit" wird der Medianwert angegeben, d.h. eine identische Anzahl von gemeldeten Werten liegt unterhalb und oberhalb dieses statistischen Wertes.

**Lightning Strike - Monthly Frequency**

Typically, most damages and operational disturbances through lightning strike are reported in the summer months. Caused by heat thunderstorms, the lightning strike probability achieves average values of around 15% (15 reports in 100 operational months) in the months from June to August.

In 2004, the number of lightning strikes during summer months was below long-term average, while an above-average number of events was observed in January and February.

Despite the now standardised implementation of lightning protection systems, the disturbance frequency through lightning strike lays in the same range as for the other external failure causes.

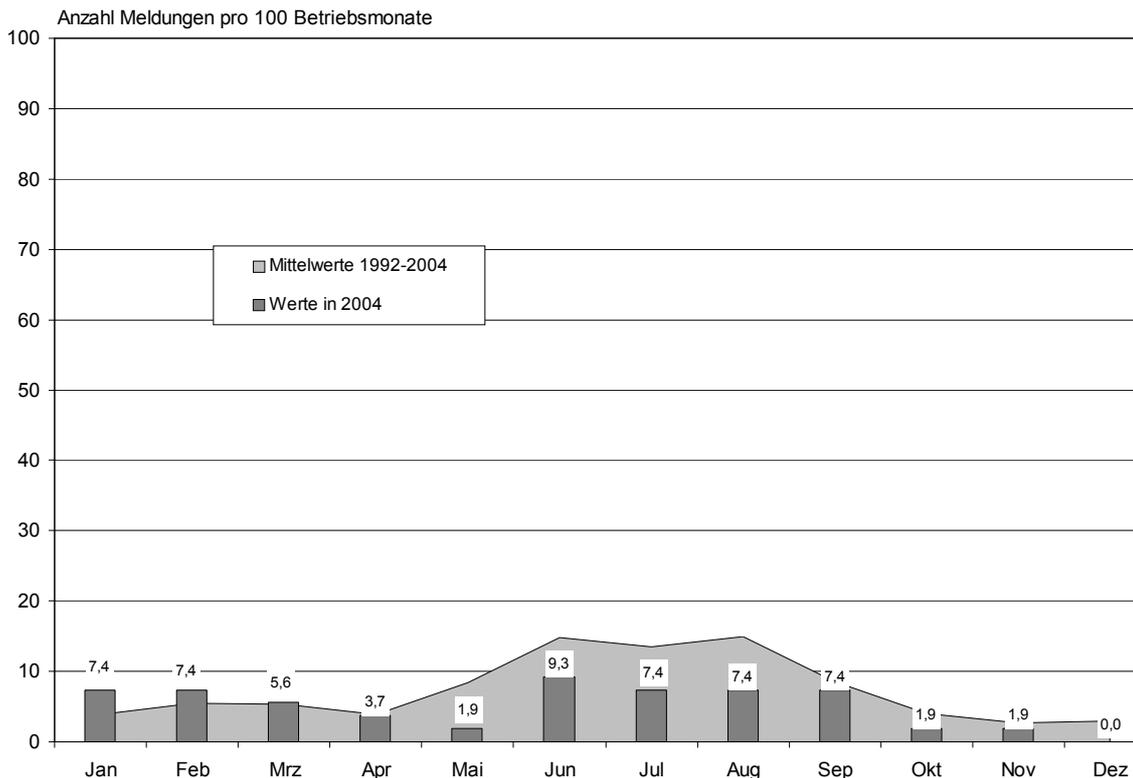
**Blitzschlag - Monatliche Häufigkeit**

Typischerweise werden die meisten Schäden und Betriebsstörungen durch Blitzschläge im Sommer gemeldet. Ausgelöst durch Wärmegewitter erreicht die Blitzschlagwahrscheinlichkeit in den Monaten Juni bis August im langjährigen Durchschnitt Werte von etwa 15% (15 Meldungen in 100 Betriebsmonaten).

In 2004 lagen die Blitzschlag-Häufigkeiten der Sommermonate unter den langjährigen Durchschnittswerten, während im Januar und Februar des Jahres eine überdurchschnittliche Blitzschlag-Häufigkeit registriert wurde.

Trotz mittlerweile standardmäßig eingeführter Blitzschutzsysteme liegt die Störungshäufigkeit durch die Ursache Blitzschlag in der gleichen Größenordnung wie die der anderen externen Ursachen.

**Abb. 19: Monatliche Blitzschlag-Häufigkeit in 2004, im Vergleich mit langfristigen Mittelwerten**



### Eisansatz

Von 1992 bis zum Jahresende 2004 wurden 945 Berichte über WEA-Abschaltungen wegen Vereisung ausgewertet. Bei längeren Stillstandszeiten ist unter Umständen mit einem beträchtlichen Ertragsausfall zu rechnen, da die meisten Betriebsstörungen durch Eisansatz zwischen Dezember und März auftreten - einer Zeit mit gewöhnlich guten Windbedingungen. Die dokumentierten Stillstandszeiten reichten in 2004 von wenigen Stunden bis zu mehreren Tagen, mit einem Medianwert (entsprechend der "typischen Stillstandszeit") von rund 10 Stunden. Für Mittelgebirgsstandorte ist für die Störungsursache "Eisansatz" ein erheblich höheres Risiko - darüber hinaus in Verbindung mit wesentlich längeren Ausfallzeiten - zu erkennen. Die zu erwartende mittlere Stillstandszeit pro Anlage und Jahr liegt an den Mittelgebirgsstandorten etwa zehnmal so hoch wie an den Standorten an der Küste und im Binnenland.

### Icing

From 1992 till the end of 2004, 945 reports concerning WT shutdown because of icing, were evaluated. With prolonged downtime a yield loss must be expected as most events of icing occur between December and March, a time when wind conditions are also normally good. The documented WT downtimes in 2004 ranged from a few hours to several days, with a median value (according to the "typical downtime") of around 10 hours.

A higher risk of icing can be noted in low mountain regions, and also relates to considerably longer reported downtimes. The expected average period of downtime per plant and year in low mountain region locations is, considering typical downtime periods per report and frequency of reports, about ten times as high as for locations on the coast and inland.

**Tab. 7: Störungsursache Eisansatz - Gesamtüberblick 1992 - 2004**

	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	gesamt
WEA-Anzahl	731	1054	1322	1473	1521	1514	1509	1480	1439	1334	1145	898	650	1610*)
WEA mit Bericht	611	989	1219	1400	1455	1486	1492	1404	1311	1168	972	702	518	1606
WEA-Betriebsjahre	574	898	1184	1410	1500	1509	1508	1480	1439	1334	1145	898	648	15526
Anzahl Meldungen	28	67	40	149	240	67	71	65	35	64	61	32	26	945
Meldungen pro 100 WEA-Betriebsjahre	4,9	7,5	3,4	10,6	16,0	4,4	4,7	4,4	2,4	4,8	5,3	3,6	4,0	6,1
Typische Stillstandszeit**) in Stunden	52,4	13,0	14,9	16,0	25,4	15,0	48,0	17,2	13,0	13,0	48,0	22,0	10,0	19,5

**Tab. 8: Regionale Verteilung von WEA-Störungen durch Eisansatz 1992 - 2004**

	Küste	Norddt. Tiefebene	Tiefebene bewaldet	Mittelgebirge	gesamt
WEA-Anzahl	651	438	119	402	1610*)
WEA mit Bericht	650	436	119	401	1606
WEA-Betriebsjahre	6396	4197	1172	3761	15526
Anzahl Meldungen	191	112	19	623	945
Meldungen pro 100 WEA-Betriebsjahre	3,0	2,7	1,6	16,6	6,1
Typische Stillstandszeit**) in Stunden	10,0	9,0	13,8	36,0	19,5

\*) Sämtliche bisher im WMEP erfassten Anlagen

\*\*) Als "typische Stillstandszeit" wird der Medianwert angegeben, d.h. eine identische Anzahl von Werten liegt unterhalb und oberhalb dieses statistischen Wertes.

**Icing - Monthly Frequency**

Operational disturbances due to icing are reported from the beginning of October until March. Particularly in the more elevated low mountain regions, which year by year report an above-average number of disturbances, the ice forming weather conditions could continue to occur until late in spring.

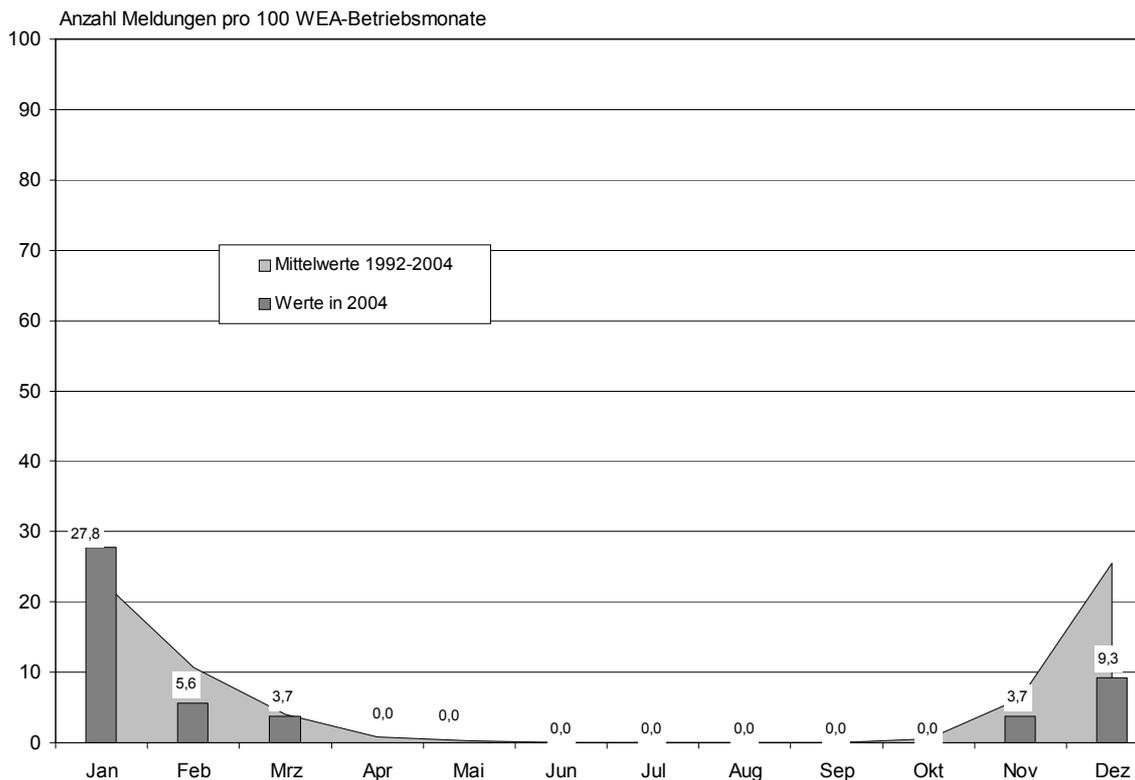
In 2004, approximately 28 cases of icing per 100 WT operational months occurred in January, which basically corresponds to the long-term average for this month. However, the climactic conditions in December of the same year led to a low number of reports (only approx. 9 per 100 WT operational months).

**Eisansatz - Monatliche Häufigkeit**

Betriebsstörungen und Schäden aufgrund von Eisansatz werden beginnend im Oktober bis in den März hinein gemeldet. Vor allem in den höheren Lagen der Mittelgebirge, für die ohnehin ein Vielfaches an Vereisungsfällen gemeldet werden, können die Eisbildung fördernde Wetterbedingungen noch bis spät im Frühjahr eintreten.

In 2004 traten im Januar ca. 28 Vereisungsfälle pro 100 WEA-Betriebsmonate auf, was in etwa dem langjährigen Durchschnitt für diesen Monat entspricht, während die klimatischen Bedingungen im Dezember des Jahres zu außergewöhnlich wenigen Meldungen (nur ca. 9 pro 100 WEA-Betriebsmonate) führten.

**Abb. 20: Monatliche Eisansatz-Häufigkeit in 2004, im Vergleich mit langfristigen Mittelwerten**



## Sturm

Die Störungsursache "Sturm" wurde in den Jahren 1992 bis 2004 insgesamt 1562 mal als Grund für einen Anlagenstillstand genannt. In der Mehrzahl dieser Fälle wurden "Überlast", "Überdrehzahl" oder "Vibrationen" als Konsequenz angegeben, die zumeist nur geringe Kosten (z.B. für Sicherungen) und Stillstandszeiten von wenigen Stunden nach sich zogen.

## Storm

From 1992 to 2004, the failure cause "storm" was given as the ground for WT downtime in 1,562 cases. In most of these reports "overload", "overspeed" or "vibrations" were given as the consequences, and resulted mostly in low costs (e.g. for fuses) and short downtime periods of a few hours.

**Tab. 9: Störungsursache Sturm - Gesamtüberblick 1992 - 2004**

	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	gesamt
WEA-Anzahl	731	1054	1322	1473	1521	1514	1509	1480	1439	1334	1145	898	650	1610*)
WEA mit Bericht	611	989	1219	1400	1455	1486	1492	1404	1311	1168	972	702	518	1606
WEA-Betriebsjahre	574	898	1184	1410	1500	1509	1508	1480	1439	1334	1145	898	648	15526
Anzahl Meldungen	93	277	175	173	64	129	112	140	97	59	179	26	38	1562
Meldungen pro 100 WEA-Betriebsjahre	16,2	30,8	14,8	12,3	4,3	8,5	7,4	9,5	6,7	4,4	15,6	2,9	5,9	10,1
Typische Stillstandszeit**) in Stunden	16,8	10,8	9,0	8,3	7,6	5,4	4,8	8,2	6,8	13,5	7,6	20,0	10,0	9,0

**Tab. 10: Regionale Verteilung von WEA-Störungen durch Sturm 1992 - 2004**

	Küste	Norddt. Tiefebene	Tiefebene bewaldet	Mittelgebirge	gesamt
WEA-Anzahl	651	438	119	402	1610*)
WEA mit Bericht	650	436	119	401	1606
WEA-Betriebsjahre	6396	4197	1172	3761	15526
Anzahl Meldungen	423	463	148	528	1562
Meldungen pro 100 WEA-Betriebsjahre	6,6	11,0	12,6	14,0	10,1
Typische Stillstandszeit**) in Stunden	8,0	8,0	17,0	9,5	9,0

\*) Sämtliche bisher im WMEP erfassten Anlagen

\*\*) Als "typische Stillstandszeit" wird der Medianwert angegeben, d.h. eine identische Anzahl von Werten liegt unterhalb und oberhalb dieses statistischen Wertes.

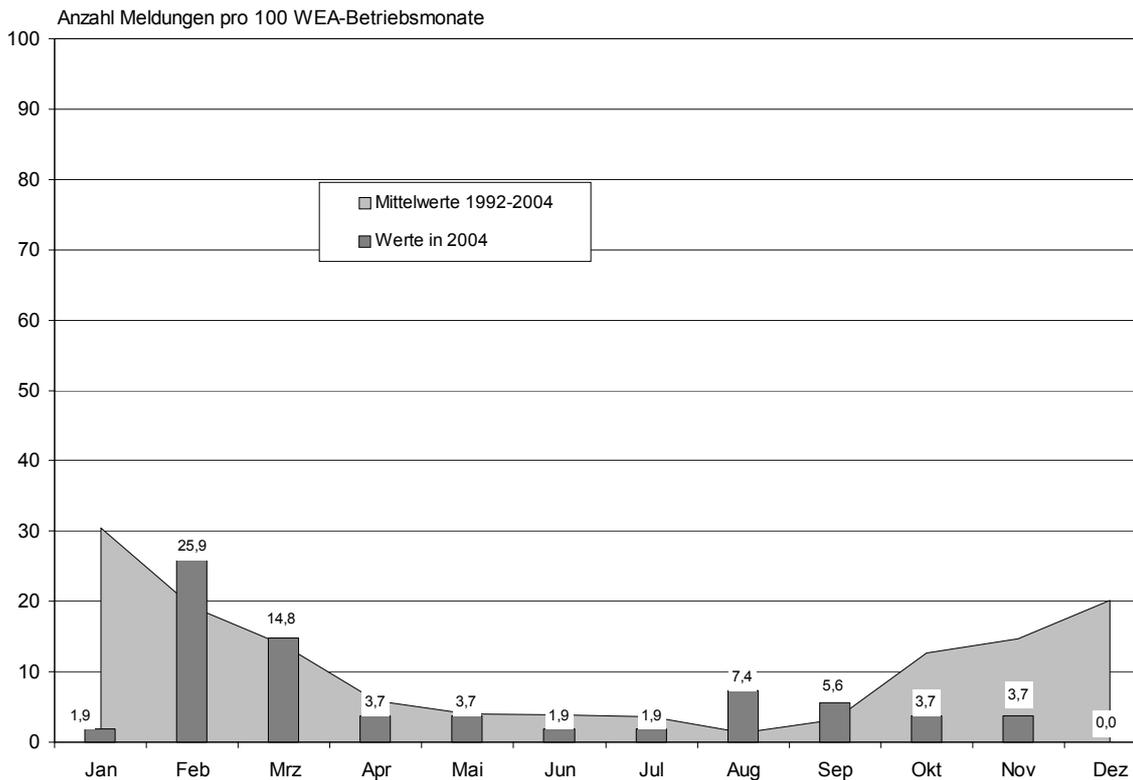
**Storm - Monthly Frequency**

In January and December of 2004, reports of storm damage lay well under the long-term average. In August, storm fronts led to a slightly increased value of approx. 7.4 reports per 100 WT operational months, while in October and November the number of storm disconnections remained again under the long-term average.

**Sturm - Monatliche Häufigkeit**

Im Januar und Dezember des Jahres 2004 lagen die Meldungen über Sturmschäden weit unterhalb der langjährigen Mittelwerte. Im August dagegen führten Gewitterfronten zu einem leicht erhöhten Wert von 7,4 Meldungen pro 100 WEA-Betriebsmonaten, während im Oktober und November wiederum die Anzahl von Sturmabschaltungen unterhalb des langjährigen Mittels blieb.

**Abb. 21: Monatliche Sturmmeldungs-Häufigkeit in 2004, im Vergleich mit langfristigen Mittelwerten**



### Netzausfall

Die Störungsursache "Netzausfall" wurde in 2004 in 92 Fällen als Grund für einen Anlagenstillstand genannt. Die Zahl ist im Vergleich mit den Vorjahren deutlich angestiegen.

Zumeist sind Netzarbeiten der EVU der Grund, die lediglich Ertragsausfälle, jedoch keine weitergehenden WEA-Instandsetzungsmaßnahmen zur Folge hatten. Die Anzahl der Meldungen hängt auch von der Anzahl der gleichzeitig von Netzarbeiten betroffenen WEA (d.h. Windparkgröße) ab.

### Grid Failure

In 2004, "grid failure" was named as the ground for plant downtime in 92 cases. This value increased significantly in comparison with previous years.

Grid work by utility companies was generally the reason, causing yield losses, but resulting in no considerable WT maintenance and repair measures. The number of reports was also dependent on the number of WTs (i.e. size of wind farm).

**Tab. 11: Störungsursache Netzausfall - Gesamtüberblick 1992 - 2004**

	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	gesamt
WEA-Anzahl	731	1054	1322	1473	1521	1514	1509	1480	1439	1334	1145	898	650	1610*)
WEA mit Bericht	611	989	1219	1400	1455	1486	1492	1404	1311	1168	972	702	518	1606
WEA-Betriebsjahre	574	898	1184	1410	1500	1509	1508	1480	1439	1334	1145	898	648	15526
Anzahl Meldungen	101	115	129	292	375	218	189	147	116	101	72	51	92	1998
Meldungen pro 100 WEA-Betriebsjahre	17,6	12,8	10,9	20,7	25,0	14,4	12,5	9,9	8,1	7,6	6,3	5,7	14,2	12,9
Typische Stillstandszeit**) in Stunden	6,0	8,0	7,0	6,6	2,5	4,7	6,0	7,0	9,5	5,5	6,5	4,5	10,0	6,0

**Tab. 12: Regionale Verteilung von WEA-Störungen durch Netzausfall 1992 - 2004**

	Küste	Norddt. Tiefebene	Tiefebene bewaldet	Mittelgebirge	gesamt
WEA-Anzahl	651	438	119	402	1610
WEA mit Bericht	650	436	119	401	1606
WEA-Betriebsjahre	6396	4197	1172	3761	15526
Anzahl Meldungen	787	633	47	531	1998
Meldungen pro 100 WEA-Betriebsjahre	12,3	15,1	4,0	14,1	12,9
Typische Stillstandszeit**) in Stunden	5,0	4,0	11,1	9,5	6,0

\*) Sämtliche bisher im WMEP erfassten Anlagen

\*\*) Als "typische Stillstandszeit" wird der Medianwert angegeben, d.h. eine identische Anzahl von Werten liegt unterhalb und oberhalb dieses statistischen Wertes.

**Grid Failure - Monthly Frequency**

Unlike the causes for failure of lightning, icing and storm, no significant seasonal development can be determined for "grid failure". The accumulation of reports, which occurred in May, June and July 2004, resulted from shutdown of large wind farms due to external grid disconnections.

**Netzausfall - Monatliche Häufigkeit**

Die Störungsursache "Netzausfall" weist im langjährigen Durchschnitt - anders als "Blitzschlag", "Sturm" und "Eisansatz" keine signifikanten jahreszeitlichen Abhängigkeiten auf. Die überdurchschnittliche Anzahl von Meldungen in den Monaten Mai bis Juli ist auf die Stillsetzung mehrerer großer Windparks aufgrund externer Netzabschaltungen zurückzuführen.

**Abb. 22: Monatliche Netzausfall-Häufigkeit in 2004, im Vergleich mit langfristigen Mittelwerten**

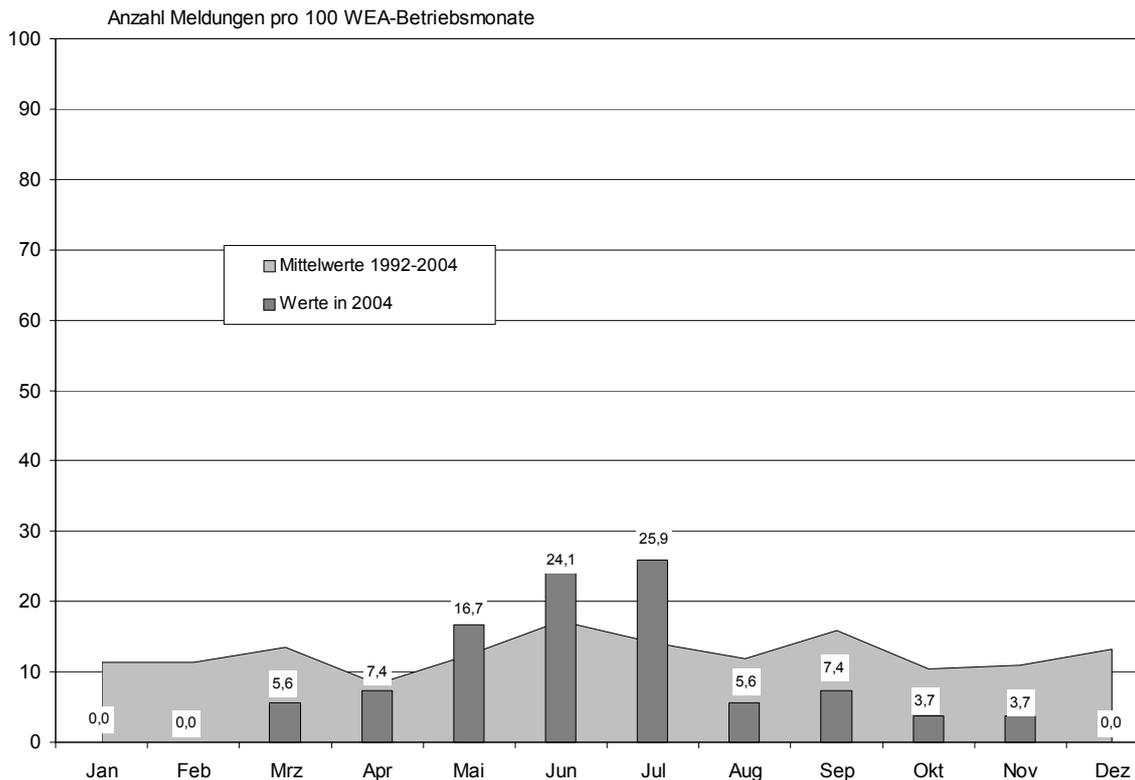
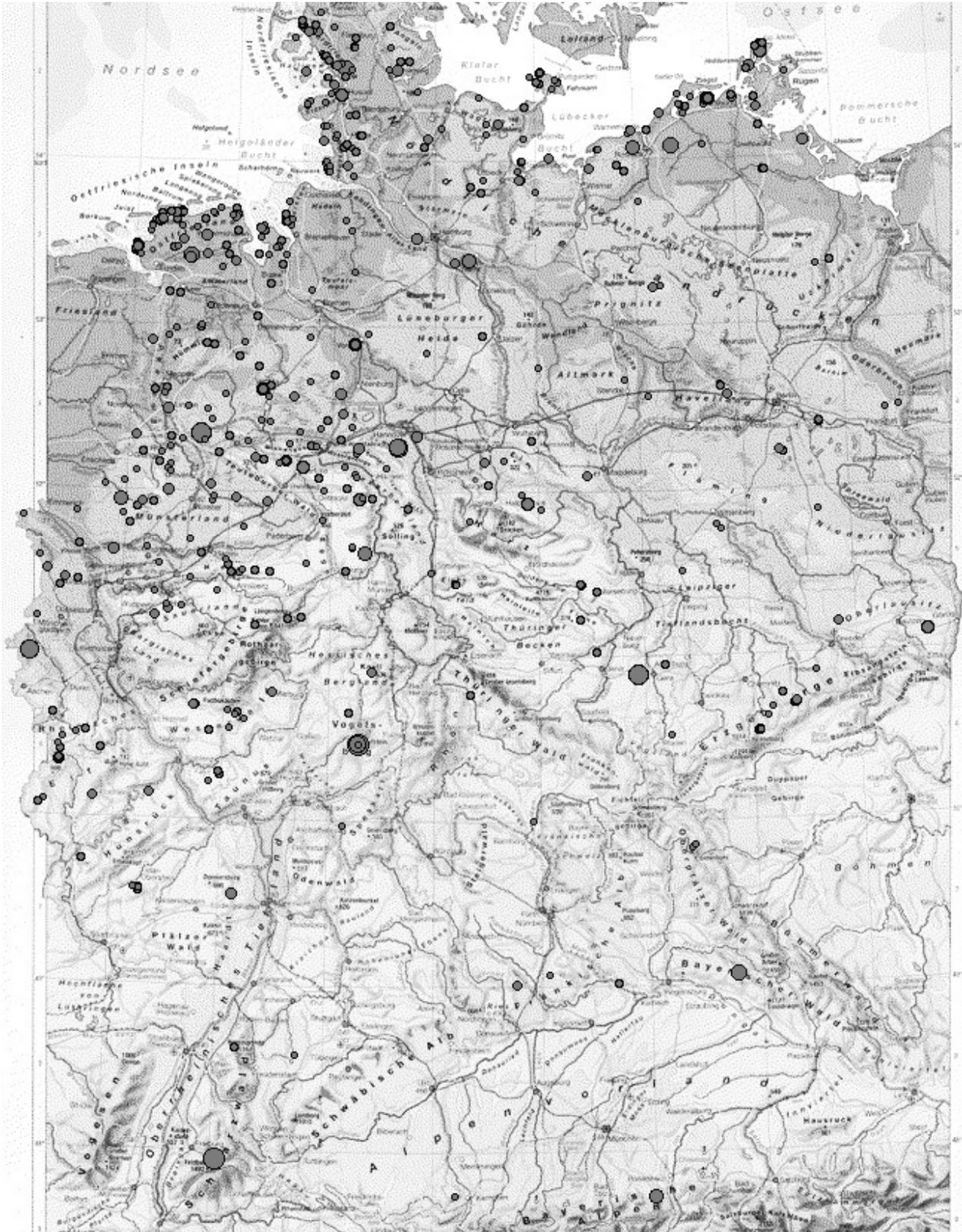


Abb. 23: WEA-Standorte mit Sturmschadensmeldungen in den Jahren 1992-2004



Für die in der Karte aufgeführten Windenergieanlagen liegen 1 bis maximal 28 Störfallberichte aufgrund von Sturmschäden vor. (Größter Kreisdurchmesser für 28 Berichte: Standorte Breitnau im Schwarzwald sowie Hartmannshain im Vogelsberg)

The wind turbines depicted in the map reported between 1 and 28 cases of storm damage. (Largest diameter / 28 reports: locations Breitnau / Black Forest and Hartmannshain / Vogelsberg)

**Energy Production**

The electricity produced from wind amounted to around 26,000 million kWh (26 TWh) in Germany in 2004. On the one hand, changes from the previous year (+35%) can be traced to the further increase of wind energy use (+14%; see Chap. 3.2) and on the other hand, to the fluctuating wind availability from year to year.

The data concerning wind power feed in values for the previous years of 1990, '92, '94, '96, and '97, depicted below, were taken directly from VDEW. Values for the following years are based on information collected by VDEW from their membership companies, which represent approx. 95% of the installed wind capacity in Germany and also from the basis data of IWET, which collates data from all plants installed in Germany. The total wind energy feed in is projected by ISET from these two sources. Since 2002, the wind power feed in has been calculated without data from VDEW, using the ISET calculation model (SEPCAMO).

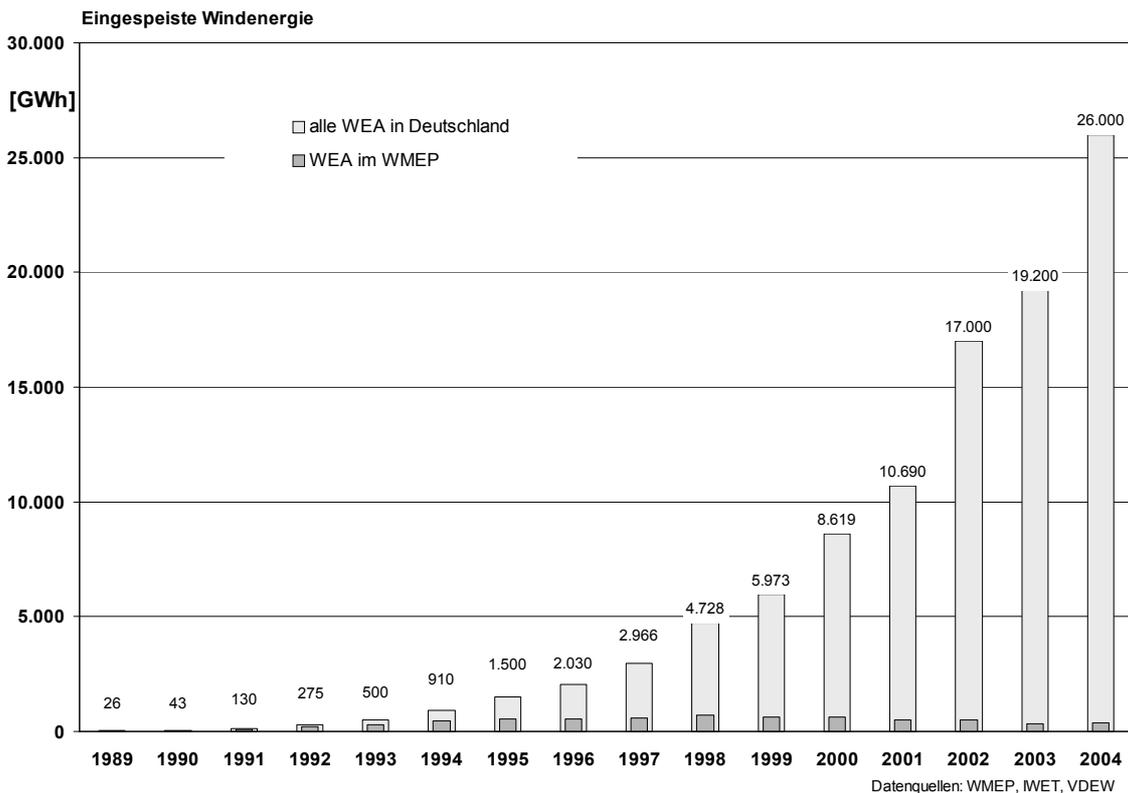
All further evaluations in this chapter demonstrate, amongst other things, the role of wind energy in regional and local electricity supply. More detailed information on individual plants is given in Appendix D "Base Data" and E "Individual Evaluations".

**3.4 Elektrische Energielieferung**

Deutschlandweit belief sich die Stromproduktion durch Windenergieanlagen 2004 auf rund 26.000 Mio. kWh (26 TWh). Die Veränderung zum Vorjahr (+35%) ergibt sich einerseits aus dem weiteren Ausbau der Windenergienutzung (+14%; vgl. Kap. 3.2) und andererseits aus dem von Jahr zu Jahr schwankenden Windangebot.

Die Daten zur Windstromeinspeisung für die weiter zurückliegenden Jahre 1990, '92, '94, '96 und '97 in der Abbildung unten wurden direkt vom VDEW übernommen. Die Werte der darauf folgenden Jahre basieren zum einen auf den Erhebungen des VDEW unter seinen Mitgliedsunternehmen, die etwa 95% der installierten Windleistung in Deutschland repräsentieren, und zum anderen auf den Basisdaten der Betreiberdatenbasis der IWET, die die Daten aller in Deutschland installierten Anlagen erhebt. Aus diesen beiden Quellen wurde vom ISET die gesamte Windstromeinspeisung hochgerechnet. Seit 2002 werden die Windstromeinspeisungen ohne Daten des VDEW mit einem Berechnungsmodell des ISET (SEPCAMO) berechnet.

Die weiteren Auswertungen dieses Kapitels machen u.a. die regionale und lokale Bedeutung der Windenergienutzung für die Deckung des Strombedarfs deutlich. Detaillierte Angaben zu einzelnen Anlagen sind den Anhängen D "Stammdaten" und E "Einzelergebnisse" zu entnehmen.

**Abb. 24: In Deutschland eingespeiste elektrische Energie aus Windkraft**

### Monatswerte der Gesamt-Windstromeinspeisung

Zur Ermittlung des Ausnutzungsgrads (engl.: "capacity factor") der Gesamt-Windstromproduktion einzelner Monate werden die Energielieferungsdaten der im WMEP erfassten WEA verwendet. Die tatsächlich erzielten Monatsenergielieferungen aller betrachteten Anlagen werden dabei auf die theoretische maximale Gesamt-Monatsproduktion bei Dauer-Volllast bezogen. Mit zunehmender Bedeutung des langfristigen Stromhandels rücken diese statistischen Erwartungswerte der großräumigen Windstromproduktion weiter ins Blickfeld.

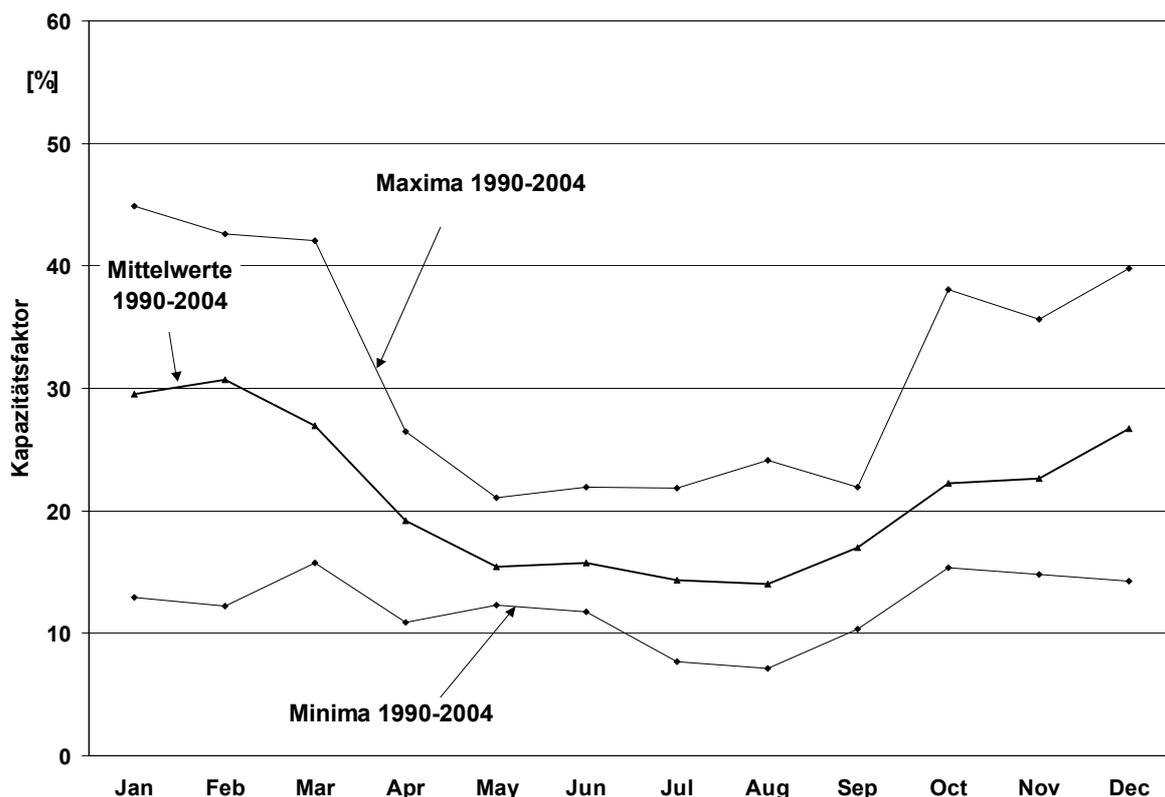
Die langjährigen Durchschnittswerte der einzelnen Monate reichen von ca. 15% von Mai bis August bis rund 30% in Januar und Februar. Je nach Großwetterlage und jährlichem Windangebot sind davon abweichende Ausnutzungsgrade festzustellen, die in den Jahren 1990 - 2004 zwischen einem Minimalwert von 7% (August 1997) und einem Maximalwert von 45% (Januar 1993) lagen.

### Monthly Values of the Total Wind Power Supply

The energy production data, from WTs included in the WMEP, is used to ascertain the capacity factor of total wind power supply for individual months. The actual monthly energy supply achieved by all considered plants is related to the theoretical, maximum total monthly production at constant full load. With the increasing importance of the long-term power trade, the statistically expected values from large-scale wind power production move more into focus.

The long-term average values of individual months range from 15% from May to August up to around 30% in January and February. According to the general weather conditions and annually available wind, deviating capacity factors are determined, which lie between a minimum value of 7% (August 1997) and a maximum value of 45% (January 1993) for the period from 1990 to 2004.

Abb. 25: Mittlerer monatlicher Ausnutzungsgrad der WEA im WMEP



**Development of the Energy Production in the Course of the Year**

Winter months are known to achieve significantly more in terms of annual energy production than summer months. The evaluation concerning the capacity factor (previous page) shows that the wind available during summer amounts to only about half of that available in winter. Furthermore, the largest contributions can clearly be expected in the months of January and February.

The depiction of the average development of annual energy production also concentrates on the reported monthly production of all WTs included in the WMEP. It is shown that, in an average year, a quarter of the annual energy has already been supplied by the end of February. Naturally, the course is shaped differently from year to year. For comparison, the average course of the annual development is depicted in relation to the individual years of 1995 and 1999, which deviated significantly from the average.

In comparison, it was clear that the amount of available wind in 2004 was below average for the first quarter, remained lower than average in summer, increased somewhat in September and, after a December of low wind, achieved only 91% of the long-term average.

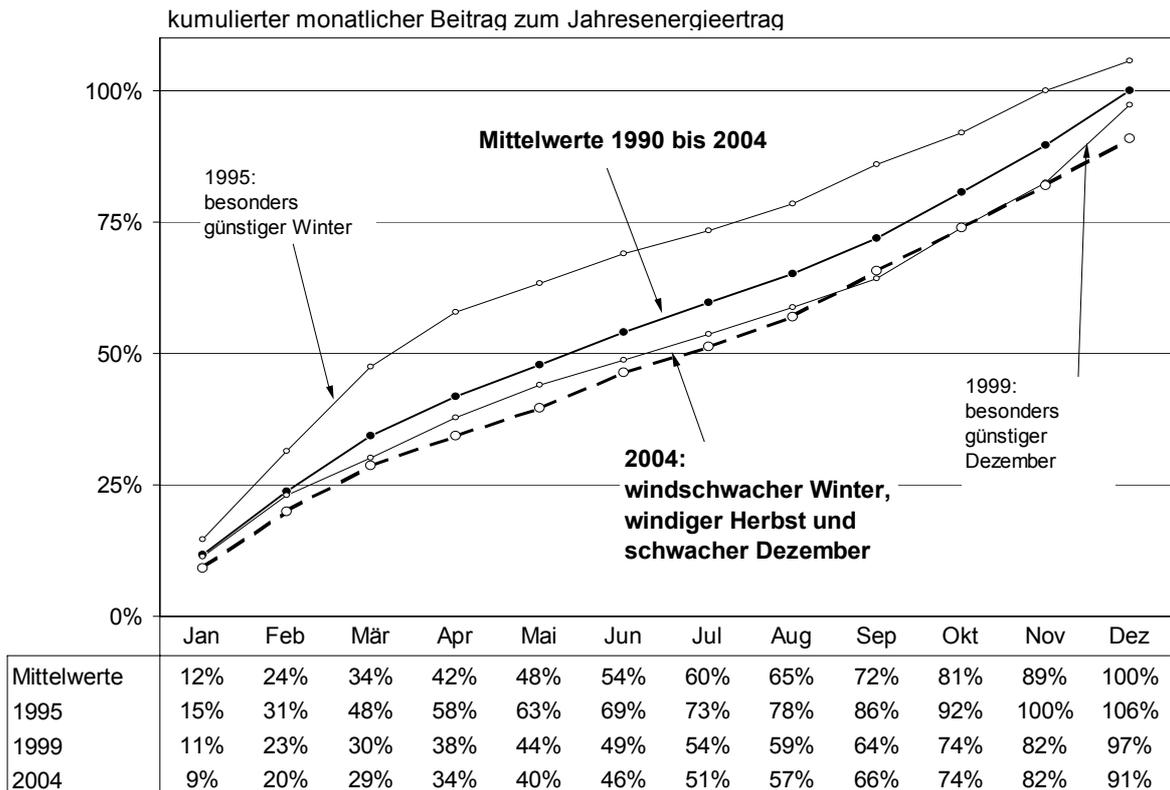
**Entwicklung des Energieertrags im Verlauf des Jahres**

Bekanntermaßen steuern die Monate des Winterhalbjahres deutlich mehr zum Jahresenergieertrag der Windenergieanlagen bei als die Sommermonate. Die Auswertung zum Ausnutzungsgrad (vorausgehende Seite) zeigt, dass das Windangebot während des Sommers nur etwa die Hälfte des Angebots im Winter ausmacht. Weiterhin ist zu erkennen, dass der größte Beitrag in den Monaten Januar und Februar zu erwarten ist.

Die Darstellung der durchschnittlichen Entwicklung des Jahresenergieertrags beruht wiederum auf den Betreiberberichten der monatlichen Energieerträge der im WMEP erfassten Anlagen. Es zeigt sich, dass in einem durchschnittlichen Jahr Ende Februar bereits ein Viertel der Jahresenergie eingespeist ist. Natürlich gestaltet sich der Verlauf von Jahr zu Jahr unterschiedlich. Zum Vergleich wurden dem mittleren Jahresverlauf die stark vom Durchschnitt abweichenden Entwicklungen der Jahre 1995 und 1999 gegenübergestellt.

Im Vergleich dazu wird deutlich, dass sich das Windangebot 2004 schon im ersten Quartal unterdurchschnittlich entwickelte, im Sommer weiterhin hinter dem Durchschnitt zurückblieb, im September etwas aufholte und nach einem windschwachen Dezember nur 91% des langjährigen Durchschnitts erreichte.

**Abb. 26: Durchschnittliche Entwicklung des Jahresenergieertrags**



### Regionale Verteilung der Windstromproduktion

Viele norddeutsche Küstenregionen decken bereits über 30% des jährlichen Strombedarfs aus Windenergie, im kleinräumigen Bereich erzielen einzelne Betreiber sogar Selbstversorgungsanteile durch Windenergie von 60% und mehr (vgl. Auswertung "Selbstversorgungsgrad" in diesem Kapitel).

Die Berechnung des Deckungsbeitrags der Windenergie zum Stromverbrauch beruht auf der jährlichen Windstromeinspeisung (s. erste Seite in Kap. 3.4) und dem Netto-Stromverbrauch aus dem allgemeinen Netz (ohne Netzverluste). Zahlen zum Stromverbrauch je Bundesland lagen seit 2002 zum Zeitpunkt der Erstellung dieser Auswertung noch nicht vor. Der Netto-Stromverbrauch wird daher aus früheren Berichten des Bundeswirtschaftsministeriums, Zahlen der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen, der Landesämter für Statistik bzw. den Länderarbeitskreis Energiebilanzen und des Bundesamtes für Statistik hochgerechnet.

Schleswig-Holstein lag im letzten Jahr mit über 4.700 GWh eingespeisten Windstroms hinter Niedersachsen (fast 7.500 GWh) auf dem zweiten Rang der deutschen Bundesländer, erreichte aber mit einem mittleren Beitrag zur Stromversorgung durch Windenergie von über 35% wieder deutlich den ersten Rang hinsichtlich der Deckung des Stromverbrauchs.

Die untenstehende Tabelle zeigt die Menge eingespeisten Windstroms neben dem Stromverbrauch in den einzelnen Bundesländern. Daraus wird die regionale Bedeutung der Windenergie ersichtlich. Die Datenerhebung von Verbrauch und Einspeisung kann nicht immer ganz scharf nach Bundesländern abgegrenzt werden und auch die Hochrechnungen unterliegen zwangsläufig einigen Ungenauigkeiten. Die angegebenen Zahlenwerte sind entsprechend vorsichtig zu verwenden.

### Regional Distribution of Electricity Production

Many north German coastal regions and communities already cover over 30% of their total electricity demand with the use of wind energy. In some localities, operators even achieve a degree of self-sufficiency of 60% or more (see evaluation "Degree of Self-Sufficiency" in this chapter). Calculations concerning the contribution of wind energy to electricity consumption are based on the annual wind power feed in (see first page of Chap. 3.4) and the net electricity consumption from the public grid (without losses). Since 2002, information concerning electricity consumption, according to state, has not been available in time for inclusion in this evaluation. The net electricity consumption was therefore projected from earlier reports of the BMWi, figures from AG Energiebilanzen, the Landesämter für Statistik or the Länderarbeitskreis Energiebilanzen and the Bundesamtes für Statistik. Schleswig-Holstein, with over 4,700 GWh fed in wind power, lay behind Lower Saxony (almost 7,500 GWh) in second place of the German states. The table below illustrates the amount of supplied wind power in relation to electricity consumption for individual states. Through this, the regional significance of wind energy is evident. Data surveys concerning the consumption and feed in cannot always be completely clearly divided into German states and the projections are also inevitably subject to some imprecision. The numerical values given are therefore to be employed with appropriate care.

**Tab. 13: Windenergieanlagen und Einspeisung nach Bundesländern**

Bundesland	WEA-Anzahl Ende 2004 <sup>1)</sup>	Installierte Windleistung Ende 2004 <sup>1)</sup>	Einspeisung aus Wind 2004 <sup>2)</sup>	Netto- Stromverbrauch 2004 <sup>2)</sup>	Beitrag zur Stromver- sorgung 2004
		[MW]	[GWh]	[GWh]	%
Schleswig-Holstein	2.622	2.114	4.750	13.400	35,4 %
Mecklenburg-Vorpommern	1.071	1.011	1.820	6.200	29,4 %
Brandenburg	1.776	2.166	3.040	13.600	22,4 %
Sachsen-Anhalt	1.479	1.860	2.660	12.900	20,6 %
Niedersachsen	4.182	4.410	7.460	46.300	16,1 %
Thüringen	440	491	670	10.300	6,5 %
Sachsen	674	686	1.200	19.000	6,3 %
Rheinland-Pfalz	709	715	870	27.300	3,2 %
Nordrhein-Westfalen	2.205	2.026	2.380	128.300	1,9 %
Hessen	494	393	520	34.100	1,5 %
Saarland	54	56	90	7.500	1,2 %
Bremen	42	41	40	4.500	0,9 %
Baden-Württemberg	269	259	230	66.500	0,3 %
Bayern	219	206	230	70.400	0,3 %
Hamburg	59	35	40	12.600	0,3 %
Berlin	-	-	-	14.100	0,0 %
<b>Deutschland gesamt</b>	<b>16.295</b>	<b>16.469</b>	<b>26.000</b>	<b>487.000</b>	<b>5,3 %</b>

<sup>1)</sup> Datenquelle: Ingenieurwerkstatt Energietechnik (IWET)

<sup>2)</sup> Stromabgabe aus dem Netz der allgemeinen Versorgung ohne Eigenverbräuche und Netzverluste; Hochrechnung aufgrund von Zahlen der Landesämter für Statistik, der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen, des Länderarbeitskreises Energiebilanzen, des VDEW sowie des statistischen Bundesamtes

**The Contribution of Wind Energy to Electricity Supply**

In 2004, the total wind energy production of around 26 TWh, supplied approx. 5.3 percent of the German energy consumption (energy consumption from general supply grids; without internal power-station consumption and net losses). The total contribution of renewable energy used in covering power consumption, which was essentially provided in the past through 4% from hydro-power usage, could now be more than doubled with the use of wind energy.

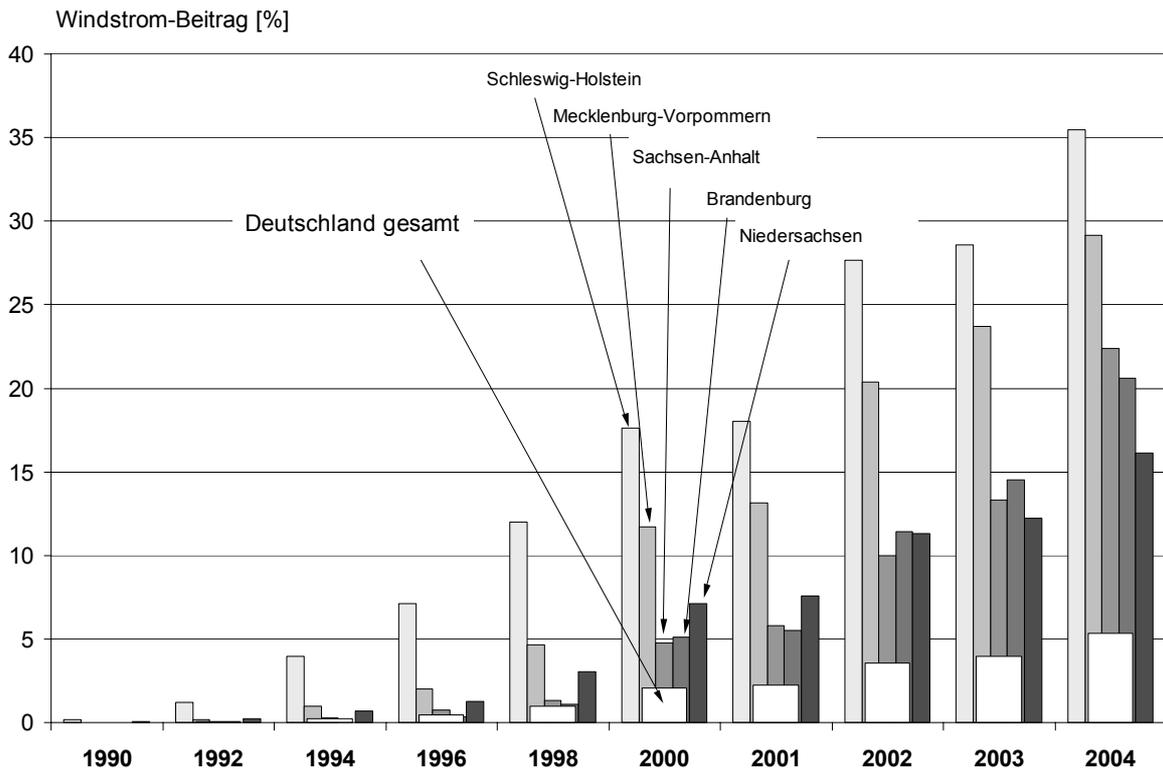
Examination of the five states with the highest proportions of wind energy, as well as the whole of Germany, shows the enormous progress made in recent years. The share which wind energy can provide becomes clear, at least regionally. Power availability and fluctuations with time are closely investigated in Chapter 3.5 'Power Availability'.

**Beitrag des Windstroms zur elektrischen Energieversorgung**

Die gesamte Windstromproduktion 2004 in Höhe von rund 26 TWh trug durchschnittlich ca. 5,3% zur Deckung des deutschen Stromverbrauchs (Stromverbrauch aus den Netzen der allgemeinen Versorgung; ohne Kraftwerkseigenverbrauch und Netzverluste) bei. Der gesamte Beitrag erneuerbarer Energien zur Deckung des Stromverbrauchs, der in der Vergangenheit mit etwa 4% im wesentlichen durch Nutzung der Wasserkraft geleistet wurde, konnte durch die Windenergienutzung mittlerweile mehr als verdoppelt werden.

Die Betrachtung der fünf Länder mit den höchsten Windenergieanteilen und Deutschland gesamt zeigt den enormen Aufschwung der letzten Jahre. Es wird deutlich, welchen Anteil die Windenergie, zumindest regional, haben kann. Auf den Leistungsbeitrag und die zeitliche Fluktuation der Windenergie wird im Kapitel 3.5 "Leistungsverfügbarkeit der Windstromerzeugung" eingegangen.

**Abb. 27: Jährliche Einspeisung bezogen auf Netto-Stromverbrauch**



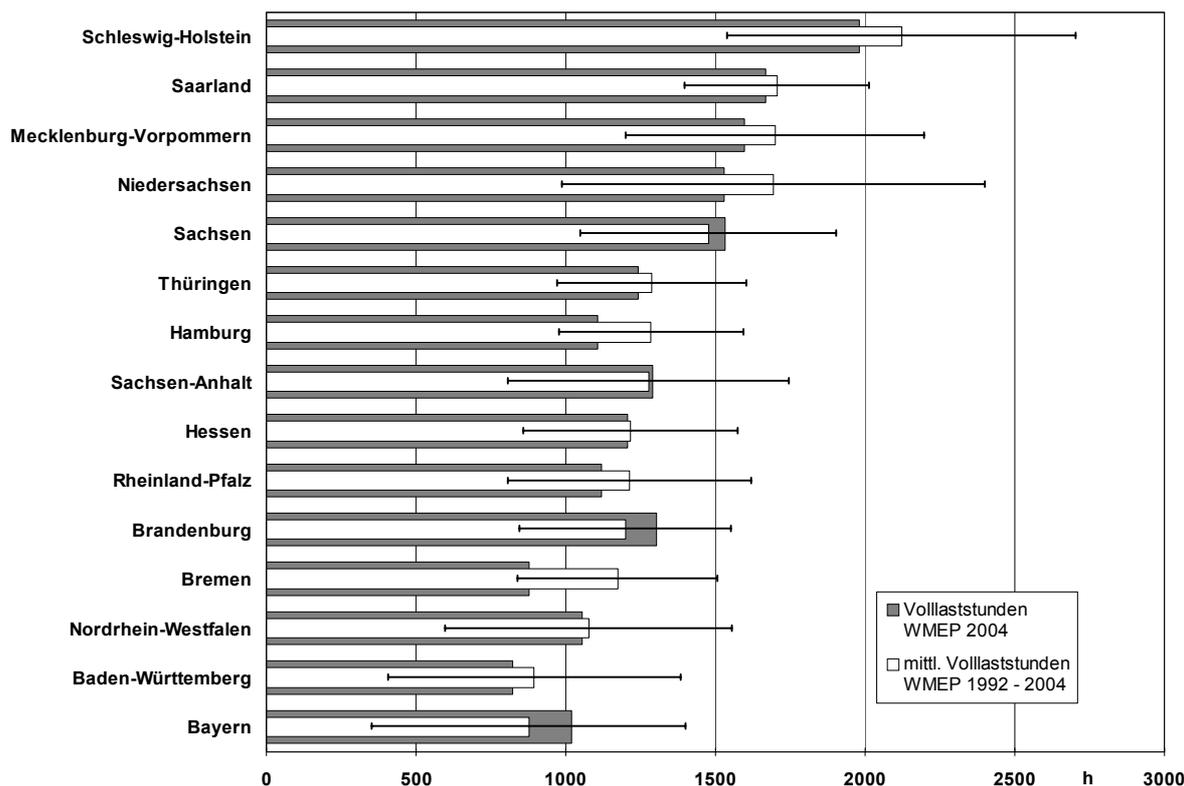
### Äquivalente Volllaststunden

Für Bewertung und Vergleich der WEA-Leistungsfähigkeit wird oft die Jahresenergielieferung auf die Nennleistung der WEA bezogen. Diese Zahl der sogenannten äquivalenten Volllaststunden hängt in erster Linie ab von den Standortbedingungen und der Nabenhöhe der WEA. Weiterhin gehen der Ausnutzungsgrad, den die WEA unter den gegebenen Bedingungen erreicht, und das Verhältnis der Generatornennleistung zur Rotorfläche ein. Die Grafik zeigt die gemittelten Werte der Volllaststunden 2004 in den einzelnen Bundesländern (dunkle Balken) sowie die langjährigen Mittelwerte (hellere Balken) mit den zugehörigen Standardabweichungen als Indiz für die Schwankungsbreiten. Besonders in den Küstenländern werden hohe Werte erreicht, wo einzelne Anlagen in den Vorjahren auch schon Werte über 3000 Stunden erzielten. Es ist anzumerken, dass besonders in den Bundesländern, in denen nur eine kleine Zahl WEA im WMEP vertreten ist, der dargestellte Mittelwert durch einige gute bzw. einige ungünstige Standorte stark beeinflusst sein kann. Die hohen Werte für das Saarland (insgesamt nur 8 WEA) erklären sich z. B. durch die - im Vergleich zum Bestand in den anderen Bundesländern - neueren Anlagen eines Windparks an einem besonders guten Mittelgebirgsstandort (vgl. auch "Größe der WEA in den Bundesländern" in Kap. 3.2). In Niedersachsen ist dagegen eine besonders große Variationsbreite des Windangebotes von der Küste bis tief ins Binnenland hinein feststellbar.

### Equivalent Full Load Periods

The annual energy production of a WT is often related to its rated power, in order to evaluate and compare efficiency. The quantity of the so-called equivalent full load period is mainly dependent on the amount of energy from wind, also the site conditions and the hub height of the WT. Furthermore, it is influenced by the degree of efficiency achieved from given conditions and the proportion of rated generator power to rotor area. The figure below shows the average equivalent full load periods (dark bars) for the individual federal states in 2004, and their respective standard deviations as an indication of fluctuation and the long-term average values (light bars). High equivalent full load periods were especially noted in coastal states, where individual plants also achieved over 3,000 hours in some cases in recent years. The good results in Saarland (total of only 8 WTs), were primarily achieved e.g. by the relatively new plants, compared with those of other states, in a wind farm at an obviously suitable low mountain location (see also 'Size of Wind Turbines in the Federal States' in Chap. 3.2). In Lower-Saxony and Schleswig-Holstein, however, the results show wide variations in available wind from the coast, far into the inland.

Abb. 28: Mittlere Volllaststunden



**Specific Energy Production**

To determine the area specific energy production, the annual electricity output is set in relation to the plant's swept rotor area. Because the energy extracted from wind directly depends on the rotor size, this quantity is better suited to judge the site conditions and the WT's efficiency than the equivalent full load period. The diagram shows mean values for 2004 of specific energy for individual German states (dark bars), with the related standard deviations (H-lines) as indicators for variations, and the long-term average values (light bars).

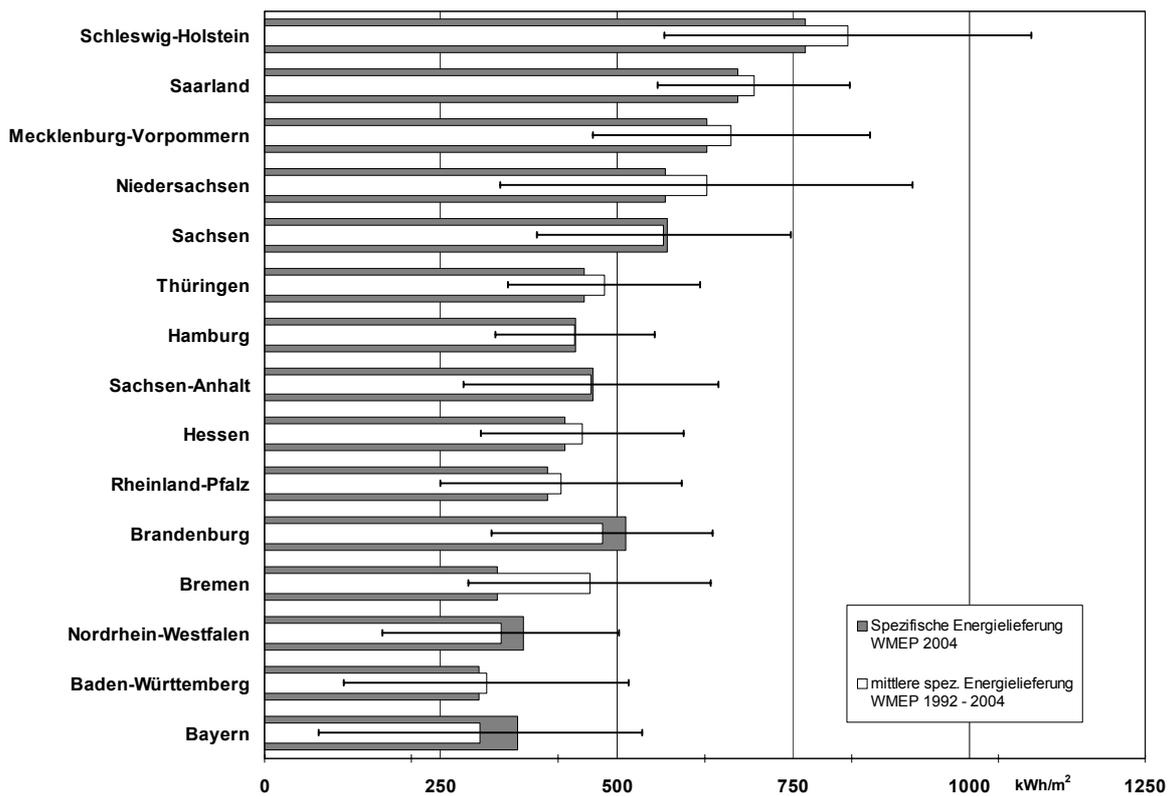
The bars for the individual states in the following diagram are sorted into the same order as before, in the evaluation of full load hours. Both sets of evaluation results reflect a similar tendency.

**Flächenspezifische Jahresenergielieferung**

Zur Berechnung der flächenspezifischen Energielieferung wird der Jahresenergieertrag auf die Rotorfläche der Anlage bezogen. Da die dem Wind entzogene Energie direkt von der Größe des Rotors abhängt, eignet sich diese berechnete Größe besser zur Einschätzung von Standort und Ausnutzungsgrad als die Zahl der äquivalenten Volllaststunden. Die Grafik zeigt die gemittelten Werte 2004 für die spezifische Energie in den einzelnen Bundesländern Deutschlands (dunkle Balken) und die langjährigen Durchschnittswerte (hellere Balken) mit den zugehörigen Standardabweichungen als Indiz für die Schwankungsbreiten.

Die Balken für die einzelnen Länder in der Abbildung unten sind in der gleichen Reihenfolge sortiert wie zuvor in der Auswertung der Volllaststunden. Von der Tendenz ähneln sich beide Auswertungsergebnisse.

**Abb. 29: Mittlere flächenspezifische Jahresenergielieferung**



### Spezifische Leistungsabgabe

Die Verhältnisse von Jahresarbeit zu Rotorkreisfläche ermöglichen zusätzlich zu den vorigen Auswertungen einen Vergleich der Betriebsergebnisse verschiedener Leistungsklassen. Die mittlere Leistungsabgabe wird ermittelt, indem das berechnete Verhältnis durch die Zeitdauer eines Jahres (8.760 Stunden) dividiert wird. Um den Einfluss des Windangebotes deutlich zu machen, sind die Standorte nach Bundesländern gruppiert.

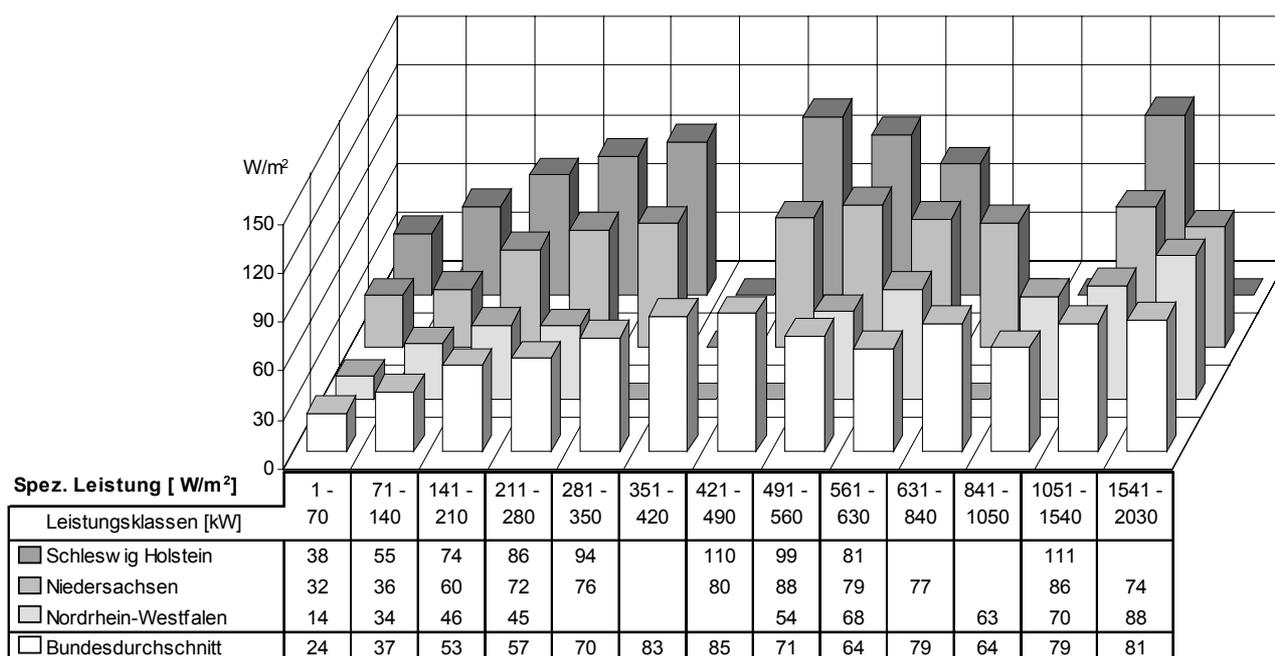
Es wird deutlich, dass vor allem die kleineren, älteren WEA mit niedrigen Nabenhöhen in ihrer durchschnittlichen, flächenspezifischen Leistungsabgabe gegenüber den neueren Anlagen zurückfallen. Die WEA mit etwa 150 kW leisteten an den guten Standorten in Schleswig-Holstein im Jahresdurchschnitt über 70 W/m<sup>2</sup>, die Anlagen mit 450 kW rund 110 W/m<sup>2</sup>, während die Anlagen im Bundesdurchschnitt ab 300 kW nur etwa 60 bis 80 W/m<sup>2</sup> leisteten.

### Specific Mean Power Output

Determining the quotient between annual mean power and swept rotor area facilitates, in addition to the earlier evaluations, the comparison of operational results for different plant classes. From this, the average power output is determined through the division of the calculated relationship by the period of one year, or 8760 hours. To clarify the influence of wind resources, sites are grouped in correspondence with their federal state.

It becomes clear that smaller, older WTs in particular, with lower hub heights, fall behind the newer higher plants in their average area-specific energy yields. The plants with around 150 kW achieve an annual average of over 70 W/m<sup>2</sup> in good locations of Schleswig-Holstein, plants with 400 kW achieve around 110 W/m<sup>2</sup>, while plants from 300 kW only achieve about 60 to 80 W/m<sup>2</sup> in the national average.

Abb. 30: Mittlere flächenspezifische Leistungsabgabe



**Degree of Self-Use**

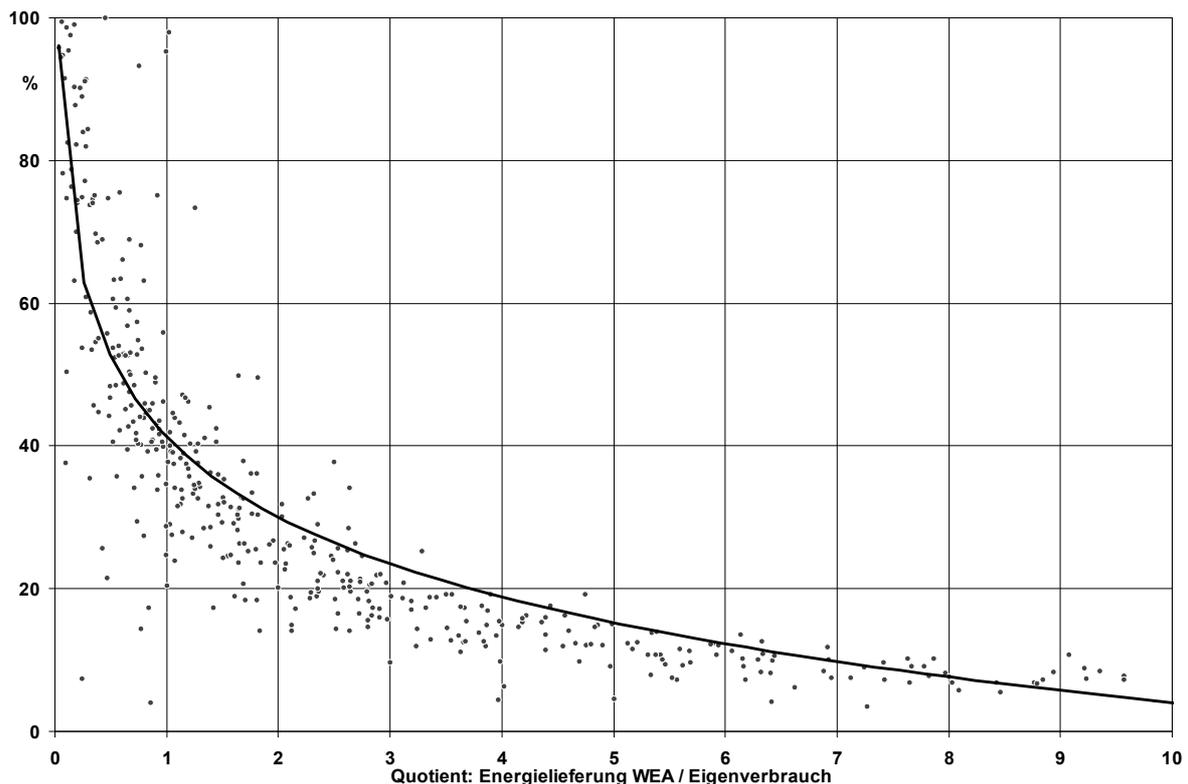
Almost one third of the WTs participating in the WMEP contribute directly to the energy demands of their operators. Considering the economics of operating a WT, it is important to distinguish the proportion of the produced electricity used directly by the operator. Apart from returns achieved by energy sales, additional returns come from the avoided costs of energy buying. The degree of self-use depends on the quantity of wind energy produced and of energy demanded, but more significantly, on the chronological correspondence of production and demand. Within certain limits, the degree of self-use can be influenced by the operator, whereby calculated values are somewhat scattered by the set quotient "energy production WT / own energy consumption". With a WT sized to produce the same amount of energy as is consumed privately over the year (quotient: "production / own energy consumption" is 1), about 40% of the generated electricity can be consumed immediately in the household, because supply and demand do not generally concur. Considerably higher degrees of self-use can only be achieved with WTs that are far too small to equal the annual electricity needs of the household, because the relatively higher consumption can almost always overtake the relatively low supply of the small WT.

**Eigennutzungsanteil**

Knapp ein Drittel der im WMEP betrachteten WEA trägt direkt zur Stromversorgung des Betreibers bei. Für Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen ist es von Interesse zu wissen, welcher Anteil des Windstroms auf diesem Wege selbst genutzt werden kann. Diesem Eigennutzungsanteil entsprechend ergeben sich neben den Einspeisevergütungen für den nicht selbstgenutzten, sondern ins Netz eingespeisten Strom kalkulatorisch zusätzliche Erträge aus "vermiedenen Strombezugskosten".

Der Eigennutzungsanteil ist abhängig vom Mengenverhältnis zwischen Windstromproduktion und Strombedarf, vor allem aber von der zeitlichen Übereinstimmung dieser Größen. Die zeitliche Korrelation ist in gewissen Grenzen durch den Betreiber zu beeinflussen, woraus sich eine Streuung der dargestellten Jahreswerte bei einem festem Quotienten von "Energielieferung WEA / Eigenverbrauch" ergibt.

Wird die Windenergieanlage so dimensioniert, dass sie im Laufe eines durchschnittlichen Jahres soviel elektrische Energie bereitstellen kann, wie im Haushalt in der Summe verbraucht wird (Quotient "Produktion / Eigenverbrauch" ist 1), so können 40% des erzeugten Windstroms selbst genutzt werden. Angebot und Nachfrage stimmen zeitlich nicht häufig genug überein. Nur bei kleineren Anlagen, die den Gesamtbedarf bei weitem nicht abdecken können, wird ein größerer Eigennutzungsanteil erreicht, weil der relativ hohe Verbrauch das relativ geringe Angebot der kleinen WEA fast immer übersteigt.

**Abb. 31: Eigennutzungsanteil an der erzeugten Energie**

### Selbstversorgungsgrad

Die Größe "Selbstversorgungsgrad" sagt aus, zu welchem Anteil der Strombedarf des Betreibers durch die Energielieferung der WEA gedeckt wird. Ebenso wie der zuvor beschriebene "Eigennutzungsanteil" ist der Selbstversorgungsgrad abhängig vom Mengenverhältnis zwischen Windstromproduktion und Strombedarf sowie von der zeitlichen Übereinstimmung dieser Größen. Die unterschiedliche Anpassung des Stromverbrauchs an das Windstromangebot führt auch hier zu einer Streuung der Werte bei einem festen Quotienten "Energielieferung WEA / Eigenverbrauch".

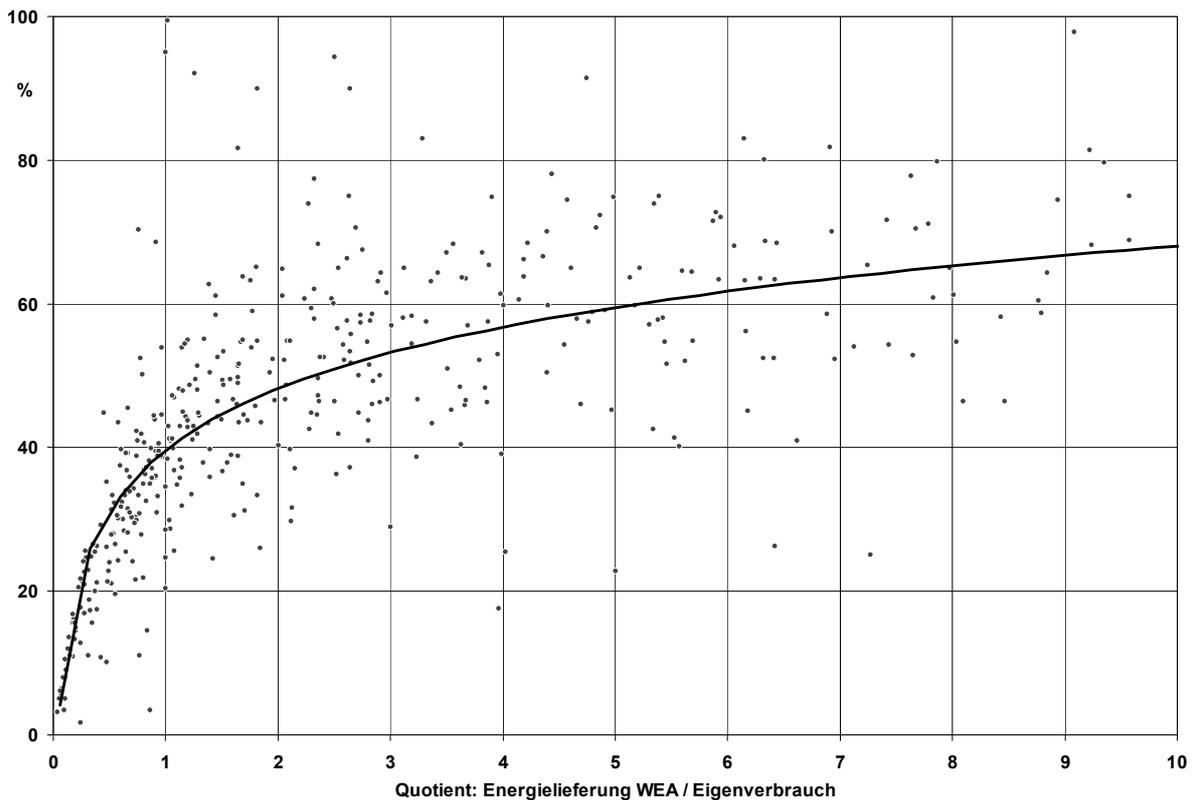
Erst ab einer WEA-Jahresstromproduktion, die das Fünffache des Eigenverbrauchs beträgt, kann der Jahreseigenverbrauch zu 60% und mehr durch die WEA gedeckt werden. Dann müssen aber über 85% des Windstroms anderweitig genutzt bzw. in andere Netze eingespeist werden (vgl. vorherige Darstellung).

### Degree of Self-Sufficiency

The degree of self-sufficiency measures the proportion of the operator's electricity demand that is met by the WT. Like the degree of self-use, the degree of self-sufficiency depends on the quantity of wind energy produced and energy demanded, but is even more dependent on the chronological correspondence of production and demand. The degree of self-sufficiency is scattered because households adjust their energy consumption, in varying degrees, to the actual wind energy supply with the set quotient "energy production WT / own energy consumption".

Up to 60% of the own annual consumption of a WT can be covered by the plant only when the annual electricity production is more than five times the amount of its own consumption. In this case, more than 85% of the WT's electricity production had to be fed into other grids, or used elsewhere (see previous diagram).

Abb. 32: Deckungsanteil der Windenergie am Eigenverbrauch



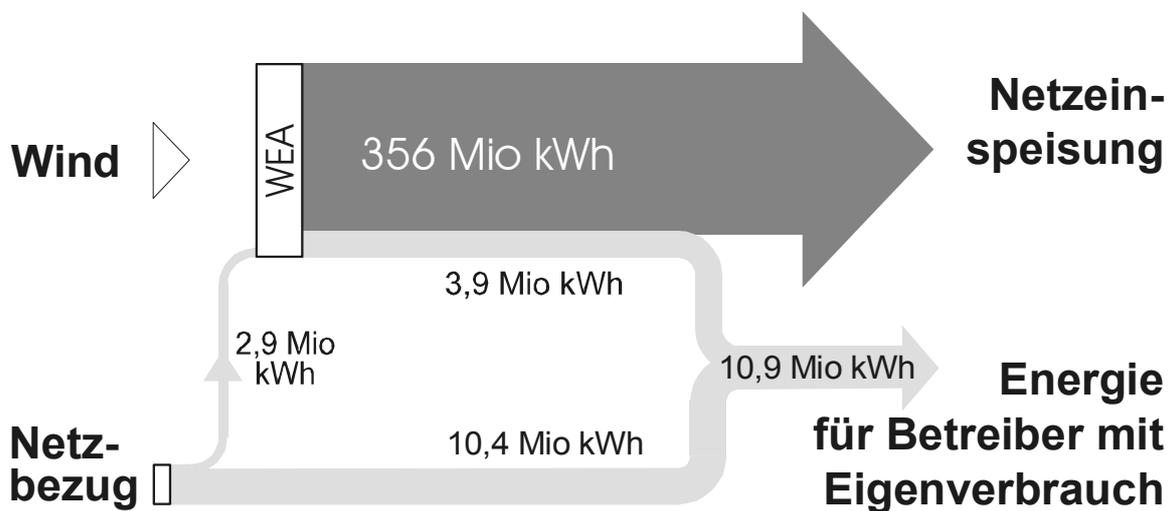
**Energy Flow in the WMEP**

Most of the electricity produced by WTs is fed into the public mains. As the energy balance indicates, almost 99% (356 mill. kWh) of the total energy output of around 360 million kWh was fed into the public grid. Approximately 1% (3.9 mill. kWh) contributed directly to the energy consumption of WT operators in households or business. The level of self-use of wind energy plants lay, with 2.9 million kWh, at well under one percent of the wind power generation.

**Energiefluss im WMEP**

Der durch Windenergieanlagen erzeugte Strom wird zum überwiegenden Teil in das öffentliche Netz eingespeist. Die Bilanzierung der Energieflüsse im WMEP zeigt, dass von der gesamten Stromproduktion von rund 360 Mio. kWh fast 99% (356 Mio. kWh) in das öffentliche Versorgungsnetz eingespeist werden. Etwa 1% (3,9 Mio. kWh) des erzeugten Windstroms wird zur Eigenversorgung im Privat- oder Geschäftsbereich einzelner Betreiber eingesetzt. Der Fremdenergiebezug der Windenergieanlagen liegt mit 2,9 Mio. kWh deutlich unter einem Prozent der Windstromerzeugung.

**Abb. 33: Energiefluss der im "250 MW Wind"-Programm geförderten Anlagen**



### 3.5 Leistungsverfügbarkeit der Windstromerzeugung

Die Verfügbarkeit der aus Windenergie erzeugten Stromeinspeisung unterscheidet sich grundsätzlich von der aus konventioneller Erzeugung mit fossilen Brennstoffen. Für die Integration in das bestehende Stromversorgungssystem sind zwei Aspekte besonders bedeutend: Die eingespeiste Leistung ist dargebotsabhängig fluktuierend und wird dezentral in einer großen Anzahl von Anlagen erzeugt.

Die kontinuierliche Leistungsmessung im WMEP an den im Fernmessnetz angeschlossenen WEA bietet eine einzigartige Datenquelle zur Analyse der Einspeisung durch Windenergieanlagen in Deutschland. Auf Grundlage dieser Datenbasis sind am ISET Verfahren für die Integration der Windleistung in das bestehende, auf konventioneller Erzeugung beruhende Stromversorgungssystem entwickelt worden:

- Aufgrund der großen Anzahl dezentral einspeisender Anlagen wäre eine vollständige messtechnische Erfassung der Windstromeinspeisung sehr aufwändig. Um die momentane Einspeisung aus Windenergie zu ermitteln wird daher bei den deutschen Übertragungsnetzbetreibern das vom ISET entwickelte Online Monitoring verwendet.
- Für die Kraftwerkseinsatzplanung und Netzführung ist es unabdingbar, die zu erwartende dargebotsabhängig fluktuierende Einspeisung aus Windenergie im Voraus zu bestimmen. Hierzu wird bei den deutschen Übertragungsnetzbetreibern das vom ISET entwickelte Windleistungsprognosesystem eingesetzt.

Die mit diesen Verfahren gewonnenen Informationen sind heute wesentlicher Bestandteil der Netz- und Systemführung, da bereits heute in einigen Verteilungsnetzen die installierte Windleistung die Höhe der Minimallast erreicht und damit zeitweilig diese Last zu 100 Prozent aus Wind gedeckt wird. Bei Fortsetzung der hohen jährlichen Installationsraten auch in den nächsten Jahren, insbesondere durch die geplanten Offshore Windparks, wird die installierte Windleistung in weiten Regionen Deutschlands diese Größenordnung erreichen.

Im vorliegenden Kapitel werden die in 15-Minuten Intervallen gemessenen bzw. erzeugten Zeitgänge einer Einzelanlage (225 kW), einer Gruppe von Windparks (72,7 MW) und aller Anlagen im deutschen Verbundnetz (ca. 16 GW) dargestellt und verglichen. Dabei werden zunächst die Eigenschaften der dargebotsabhängig fluktuierenden Windleistung anhand von Zeitreihen, Leistungsänderungen und Leistungsdauerlinien charakterisiert. Besonders eingegangen wird dabei auf den durch die dezentrale Erzeugung im großräumigen Verbund entstehenden Effekt der Vergleichsmäßigung der Leistung. Abschließend werden die heute verwendeten Instrumente zur Integration der Windleistung in das Stromversorgungssystem kurz vorgestellt, die auf Basis des WMEP am ISET entwickelt worden sind.

#### Power Course of Wind Energy Production

The availability of the power supply generated from wind energy varies fundamentally from that generated conventionally from fossil fuels. For integration into the existing electricity supply system, two factors are particularly important: the fed in power fluctuates dependent on performance and is generated decentrally from a great number of plants. The continual power measurements carried out by the WMEP, on WTs connected to the remote data acquisition network, offer a unique data source for analysis of the total electricity fed in from wind plants in Germany. On the basis of this database, procedures for the integration of wind power into the existing electricity supply system have been developed by ISET, which effect conventional generation:

- Because of the great number of plants feeding decentrally, a complete measurement technological recording of the wind power supply would be very extravagant. For this reason, the online monitoring developed by ISET is utilised by German transmission system operators to determine the momentary feed-in from wind energy.
- It is indispensable for the power generation schedule and grid control to determine the performance-dependent fluctuating supply from wind energy in advance. To achieve this, German transmission system operators implement the wind power prognosis system developed by ISET.

The information gained through these procedures is now an essential element of grid and system control, as the installed wind power has already reached the amount of minimal load in some utility companies and therefore the load was temporarily covered from wind to 100%. By continuing the annual installation rates in coming years, the installed wind power will also reach this magnitude in other regions of Germany. In this chapter, the courses of the cumulative power, measured in 15-minute intervals, of an individual plant (225 kW), a group of wind farms (72.7 MW) and all WTs in Germany (approx. 16 GW) are presented and compared. Thereby, the properties of the performance-dependent fluctuating wind power are first characterised through time series, power variations and power duration curves. Particular attention is focused on the effect on the levelling of power, which results from decentralised generation from groups of WTs at widely-spread sites. In conclusion, the instruments that are now used for the integration of wind power into the electricity supply system, which have been developed by ISET on the basis of the WMEP, are briefly introduced.

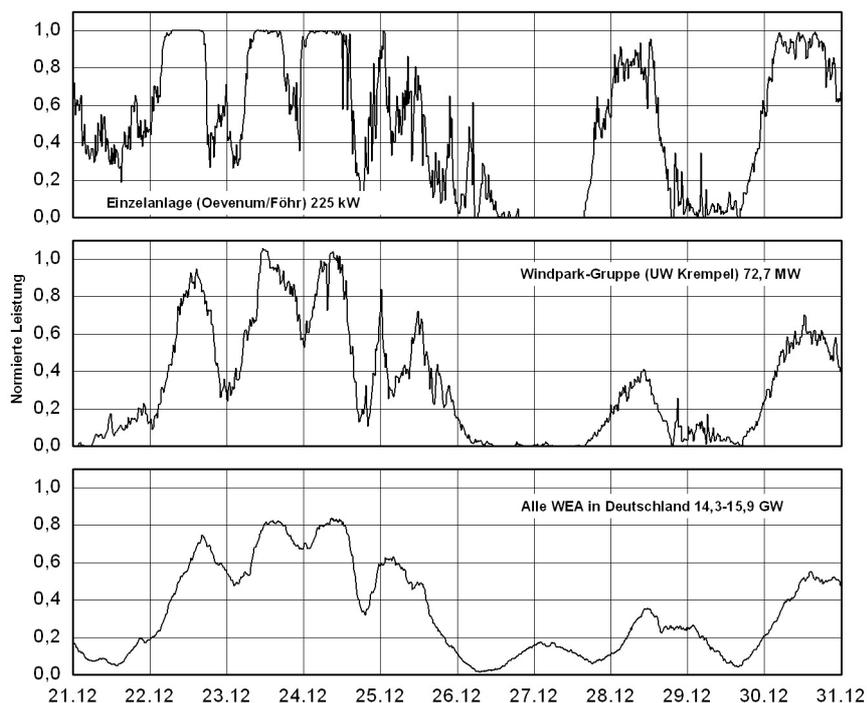
### Levelling of the Power Course in Widely-Spread WT Groups

The power course of individually considered WTs is, besides extreme weather conditions e.g. the draught from low pressure areas, also determined through atmospheric turbulence and local events as well as individual plant behaviour, whereby strong fluctuations can be anticipated. In large regional groups of wind turbines, short-term and local wind fluctuations are largely balanced out and the course of the supply is shaped through weather conditions. The fluctuations of the cumulative power course, and the variations thereby created, are therefore significantly smaller. The figure shows the temporal course of the feed-in, normalised to the corresponding rated power, of an individual plant (above), a group of wind farms (middle) and the overall wind power for Germany (below) over a time period of 10 days (21.-31.12.2004). The time series also shows a series of strong wind situations from the 22.-25 December, exhibited through strong power fluctuations in the individual plant. In the wind farm group, a slow increase and decrease of power can be noted for the same period. In the cumulative time series of all wind energy plants in Germany, the power fluctuations resulting from strong wind situations are much weaker.

### Vergleichmäßigung des Leistungsverlaufs im großräumigen Anlagenverbund

Der Leistungsverlauf einer einzelnen Windenergieanlage wird neben dem großräumigen Wettergeschehen - wie etwa dem Durchzug von Tiefdruckgebieten - auch durch atmosphärische Turbulenz sowie lokale Gegebenheiten und das individuelle Anlagenverhalten bestimmt, wodurch starke Schwankungen hervorgerufen werden können. Im weiträumigen Verbund von Windenergieanlagen werden dagegen kurzfristige und lokale Windschwankungen weitgehend ausgeglichen und der Verlauf der Einspeisung ist durch das Wettergeschehen geprägt. Die Abbildung zeigt den Zeitverlauf der auf die jeweilige Nennleistung normierten Einspeisung einer Einzelanlage (Oben), einer Windpark-Gruppe (Mitte) und der deutschlandweiten Windleistung (Unten) über einen Zeitraum von 10 Tagen (21.-31.12.2004). Die Vergleichmäßigung der Einspeisung bei einer größeren Anlagenzahl und größeren räumlichen Verteilung der Anlagen ist deutlich zu erkennen. Die Zeitreihe zeigt auch eine Reihe von Starkwindsituationen zwischen dem 22.12. und 25.12., bei der die Einzelanlage zwar starke Leistungsschwankungen aufweist aber auch über längere Zeiträume Nennleistung liefert. Bei der Windpark-Gruppe erkennt man im gleichen Zeitraum ein langsames Ansteigen und Absinken der Leistung. In der Summenganglinie aller Windenergieanlagen in Deutschland sind die durch die Starkwindsituationen hervorgerufenen Leistungsschwankungen weitgehend geglättet und Leistungsgradienten sowie Spitzenwerte stark abgeschwächt.

**Abb. 34: Beispiel für den Zeitverlauf der normierten Leistung einer Einzelanlage, einer Windpark-Gruppe und aller deutschen Windenergieanlagen (21.-31.12.2004)**



### Änderung der Leistungseinspeisung aus Windenergieanlagen

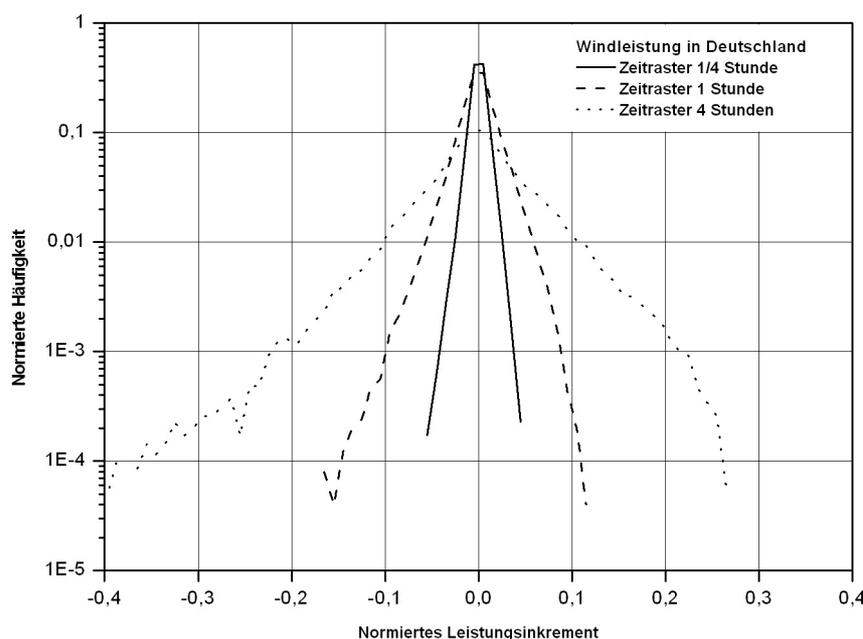
Die Abbildung zeigt die prozentuale Häufigkeit einer Änderung der deutschlandweit eingespeisten Windleistung für unterschiedliche Zeitraster. Leistungsänderungen im Zeitbereich von 1/4 und 1 Stunde sind vor allem für den Regelleistungsbedarf ausschlaggebend, Änderungen über mehrere Stunden für die Kraftwerkseinsatzplanung. Die verwendeten Leistungswerte sind auf die installierte Leistung normierte 15 Minuten Mittelwerte. Eine Häufigkeit von 0,003% entspricht dabei einem einmaligen Auftreten des Ereignisses im Jahr, 0,27% entsprechen einem täglichen Auftreten. Ein positiver Wert zeigt einen Leistungsanstieg an, bei einem negativen Wert nimmt die Leistung ab. Mit zunehmendem Zeitraster nimmt die Häufigkeit von Leistungsänderungen zu. Während sich im 15 Minuten Raster die Windleistung mit einer Wahrscheinlichkeit von 84% um nicht mehr als 1% der installierten Leistung ändert, beträgt diese bei einem Zeitraster von einer Stunde 70% und bei vier Stunden nur noch 21%. Die extremsten Änderungen betragen im viertelstündlichen Zeitraster ca. 6%, bei einem Zeitraster von einer Stunde +12% bzw. -17% und bei einer Zeitdifferenz von vier Stunden +27% bzw. -40%. Die größte Leistungsänderung im Jahr 2004 trat am 24.12. zwischen 14:00 und 18:00 Uhr beim Abflauen des Sturms vom 23.-24.12. auf (s. auch Abb. 34).

Man erkennt auch, dass die Häufigkeitsverteilungen nicht symmetrisch sind. Bei starken Änderungen kommt eine starke Verringerung der Leistung häufiger vor als ein starker Anstieg.

### Changes in the Power Feed-in from Wind Energy Plants

The illustration depicts the percentage frequency of a variation in the supplied wind power, nation-wide in Germany, for different time intervals. Power changes in the interval of 15 minutes and 1 hour are decisive for the regulation power demand, changes over several hours for the generation schedule. The power values used are 15 minute average values normalised over the installed power. Thereby, a frequency of 0.003% corresponds to a single occurrence of the event in a year, 0.27% relates to a daily occurrence. A positive value reflects an increase in power and a negative value a decrease. With increasing intervals of time, the frequency of power changes also increases. While the wind power changes with a probability of 84% at not more than 1% of the installed power in 15 minute intervals, this value amounts to 70% with a time interval of one hour and only 21% with four hours. The most extreme changes in fifteen minute intervals amount to approx. 6%, in a time interval of one hour +12% or -17% and by a time difference of four hours +27% or -40%. The greatest power changes in 2004 occurred on 24.12 between 2 pm and 6 pm during the abating of a storm from 23 - 24.12. (see Fig. 34). It can also be noted that the frequency distributions are not symmetric.

**Abb. 35: Häufigkeit von relativen Leistungsänderungen in Zeiträumen von 1/4 Stunde, 1 Stunde und 4 Stunden (15 min Mittelwerte)**



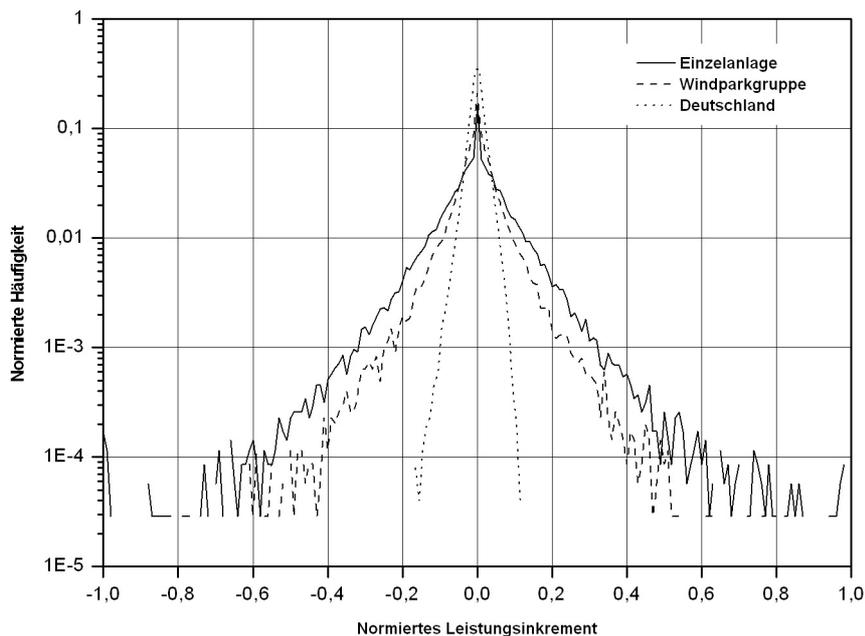
### Effects of Levelling on the Power Changes

The power data for 2004 was analysed for the German network, for a group of wind farms (72.7 MW) and for a single plant (225 kW) in relation to the fluctuations in intervals of one hour. For the single plant, the bandwidth of power changes determined is large, as to be expected. The evaluations show variations almost over the complete power range. The frequency distribution of power changes in the group of wind farms already shows the effect of levelling of the power fluctuations through a group of plants. The frequency of extreme power changes decreases significantly. A comparison of the illustrated frequency values of the single plant and the wind farm group with the supply Germany-wide exhibits the strong effect of levelling in widely distributed generation.

### Auswirkungen der Vergleichmäßigung auf die Leistungsänderungen

Die Leistungsdaten des Jahres 2004 wurden für das Deutsche Verbundnetz, eine Gruppe von Windparks (72,7 MW) und eine Einzelanlage (225 kW) hinsichtlich ihrer Schwankungen im Stundenraster analysiert. Bei der Einzelanlage ist die Bandbreite der ermittelten Leistungsänderungen erwartungsgemäß groß. Die Auswertung zeigt Variationen fast über den gesamten Leistungsbereich. Die Häufigkeitsverteilung der Leistungsänderungen der Windparkgruppe zeigt bereits die Auswirkung der Vergleichmäßigung der Leistungsschwankungen durch einen Anlagenverbund. Die Häufigkeit extremer Leistungsänderungen nimmt deutlich ab. Der Vergleich der dargestellten Häufigkeitswerte der Einzelanlage und der Windparkgruppe mit der deutschlandweiten Einspeisung zeigt den starken Effekt der Vergleichmäßigung bei großräumig verteilter Erzeugung.

**Abb. 36: Häufigkeit von relativen Leistungsänderungen im 1 Stunden-Raster (15 min Mittelwerte) einer Einzelanlage, einer Gruppe von Windparks und der deutschlandweiten Windleistung**



## Leistungsdauer

In Leistungsdauerkurven wird in übersichtlicher Form die Anzahl der Jahresstunden dargestellt, in denen das Leistungsniveau, in diesem Fall die Einspeisung der Windenergieanlagen, oberhalb einer Mindestleistung liegt. Die Abbildung zeigt die Leistungsdauerkurven einer einzelnen Windenergieanlage, einer Windparkgruppe und aller Windenergieanlagen im deutschen Verbundnetz. Zeiten mit Messausfällen wurden hochgerechnet. Der Kurvenverlauf, dessen Integral der Jahresenergielieferung entspricht, ist von der Höhe des Windenergieangebots und insbesondere auch von dessen Verteilung über dem Gebiet der installierten WEA abhängig.

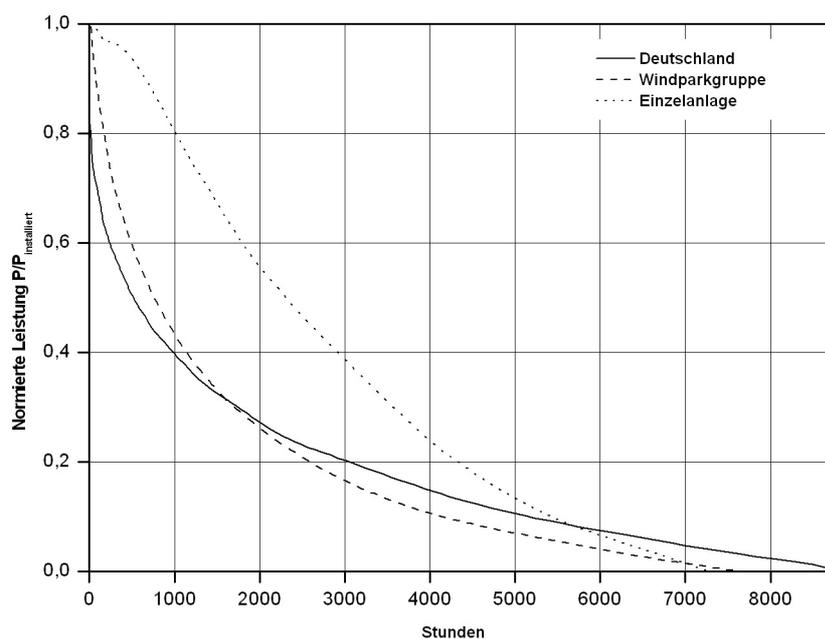
So wurden für das deutsche Verbundnetz während ca. 4000 Stunden des Jahres mindestens 15 Prozent der installierten WEA-Leistung erreicht, während das Maximum bei ca. 85% der installierten Nennleistung lag. Die in den verschiedenen Regionen Deutschlands unterschiedlich schwankenden Windgeschwindigkeiten und Einspeiseleistungen gleichen sich bei diesen räumlich weit verteilten WEA teilweise gegenseitig aus. Die Windparkgruppe Küste weist dagegen wesentlich häufiger hohe Leistungen bis annähernd 100 % auf, während die Mindestleistung bei hohen Stundenzahlen für diese Windparks deutlich unter der des Deutschen Verbundnetzes liegt. Bei der Einzelanlage ist dieser Effekt noch einmal deutlich verstärkt.

## Power Duration

In power duration curves, the numbers of annual hours are clearly presented during which the power level, in this case the feed-in from wind energy plants, lies above a minimum power. The figure shows the power duration curves of a single wind energy plant, a group of wind farms and all wind energy plants in the German network. Periods with measurement loss are extrapolated. The course of the curves, which corresponds to this integral of the annual energy production, depends on the level of available wind energy and particularly on the distribution over the area of the installed WT.

For the German network, at least 15% of the installed WT capacity was achieved during approx. 4,000 hours of the year, while the maximum amounted to approximately 85% of the installed rated power. The wind speeds and feed-in power, which fluctuate differently in the different regions of Germany, balance themselves partly through the wide spatial distribution of WTs. The wind farm group of coast essentially reflected more frequently high power output with up to almost 100%, while their minimum power at a high number of hours lies significantly below that of the German network. In the case of single plants, this effect is again significantly strengthened.

**Abb. 37: Leistungsdauerlinien von Einzelanlage, Windparkgruppe und deutschlandweiter Einspeisung**



**Online Monitoring and Horizontal Load Balance**

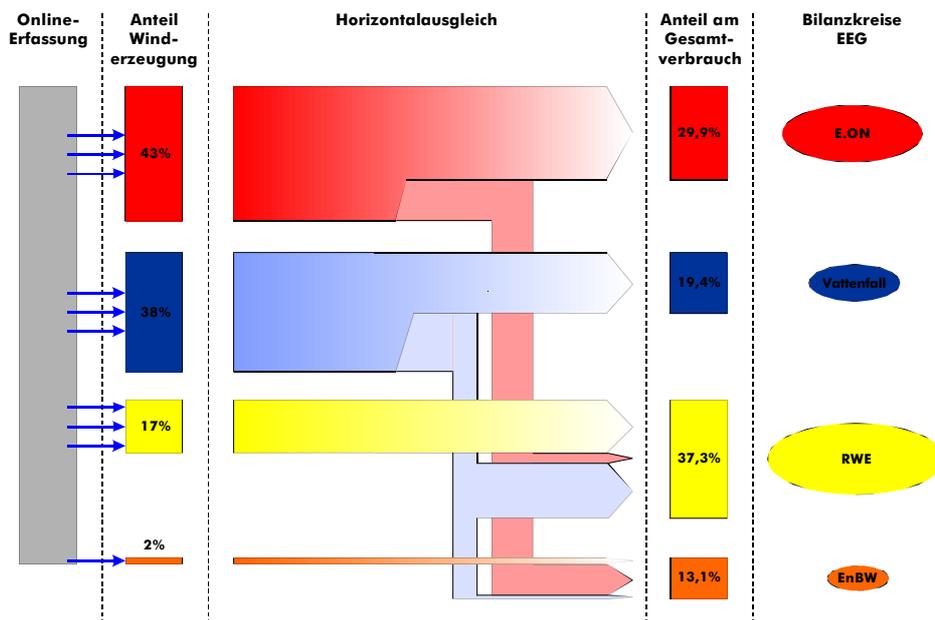
Knowledge of the current fed-in wind power is essential for grid and system control in the electricity supply grid. Because of the great number of decentrally feeding plants, however, recording through online measurements is not possible. In order to determine the momentary feed-in, an online monitoring procedure was developed by ISET on the basis of the WMEP data. This calculates the wind power supplied in a region through the measurement and extrapolation of individual representative wind farms or plants. Decisive advantages of the model, and the accompanying calculation programme, exist in the short calculation time and the possibility of recording the current supplied wind power in freely selected areas. The online monitoring procedure is also implemented by the German transmission system operators in order to immediately balance the supplied wind power (horizontal balancing) in their control zones, as is promoted in the amendments to the Act on Granting Priority to Renewable Energy Sources (EEG) from 1st August 2004. This measure should guarantee that the expenditure for system integration, especially the fluctuating wind energy, is "equally" distributed. The horizontal load balancing of the supplied wind power follows quarter-hourly; the figure illustrates the exchanged powers in annual average.

**Online-Monitoring und Horizontaler Belastungsausgleich**

Für die Netz- und Systemführung im Stromversorgungsnetz ist die Kenntnis der aktuell eingespeisten Windleistung unabdingbar. Aufgrund der großen Anzahl dezentral einspeisender Anlagen ist aber deren Erfassung mit Online-Messungen nicht möglich. Um die momentane Einspeisung zu ermitteln, wurde daher vom ISET auf Basis der WMEP Daten das Online-Monitoring Verfahren entwickelt. Es berechnet die in einer Region eingespeiste Windleistung über die Messung und Hochrechnung einzelner repräsentativer Windparks oder Anlagen. Entscheidende Vorzüge des Modells und des zugehörigen Rechenprogrammes bestehen in der kurzen Berechnungszeit und der Möglichkeit, die aktuell eingespeiste Windleistung in frei wählbaren Gebieten zu erfassen.

Das Online-Monitoring Verfahren wird bei den deutschen Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) auch eingesetzt, um die in den Regelzonen eingespeiste Windleistung unverzüglich untereinander auszugleichen (horizontaler Ausgleich), wie es in der Gesetzesnovelle des Erneuerbaren Energiegesetzes (EEG) vom 1. August 2004 gefordert wird. Damit soll sichergestellt werden, dass sich der Aufwand zur Systemintegration, vor allem der fluktuierenden Windleistung, entsprechend dem Anteil des jeweiligen ÜNB am gesamten Stromabsatz "gleichmäßig" verteilt. Der horizontale Belastungsausgleich der eingespeisten Windleistung erfolgt viertelstündlich, die Abbildung zeigt die im Jahresmittel ausgetauschten Leistungen.

**Abb. 38: Mittlerer horizontaler Belastungsausgleich zwischen den Übertragungsnetzbetreibern**



### Prognose der Windstromeinspeisung

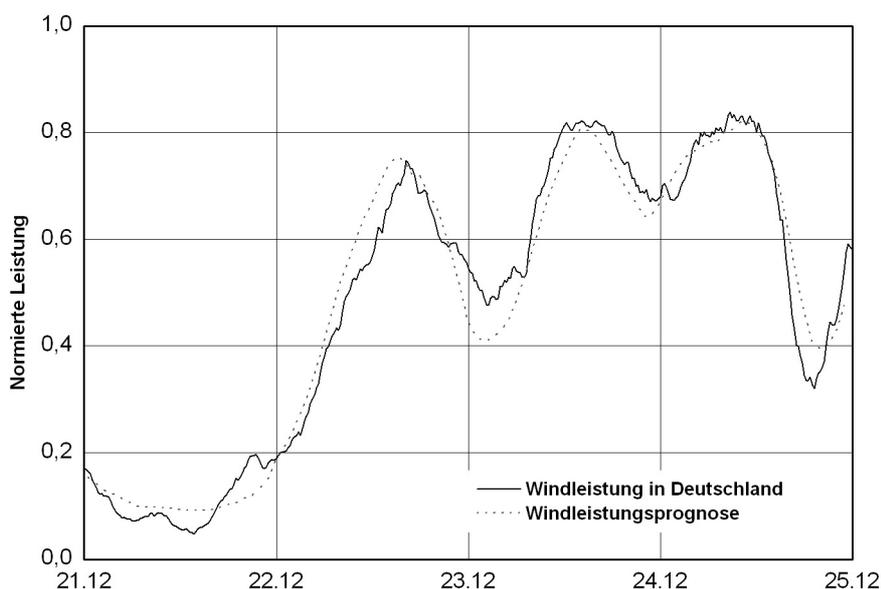
Wegen der dargebotsabhängigen Fluktuationen der Windleistung ist es für einen optimalen Betrieb der übrigen Kraftwerke wichtig, die in den nächsten Tagen zu erwartende Windleistung vorhersagen zu können. Am ISET wurde auf Basis der WMEP Daten in den letzten Jahren zusammen mit den Übertragungsnetzbetreibern und dem Deutschen Wetterdienst DWD ein Windleistungsprognosesystem entwickelt, das inzwischen von allen deutschen Übertragungsnetzbetreibern eingesetzt wird.

Es verwendet Messungen von repräsentativen Windparks, für die der DWD prognostizierte Winddaten für die nächsten 72 Stunden in 1-Stunden-Intervallen zur Verfügung stellt. Die zu erwartende Leistung der Windparks wird mit Hilfe von Künstlichen Neuronalen Netzen berechnet. Diese werden mit Daten aus der Vergangenheit "trainiert" und erlernen dabei den Zusammenhang zwischen den meteorologischen Parametern und der Windparkleistung. Die Vorhersagen werden, ebenso wie beim Online-Monitoring, auf die Gesamteinspeisung für ein Gebiet hochgerechnet. Die Abbildung zeigt beispielhaft den Zeitverlauf der deutschlandweit eingespeisten Windleistung (s.a. Abb. 34) und deren Prognose jeweils vom Vortag. Eine gute Übereinstimmung zwischen Prognose und Einspeisung ist zu erkennen. Im Mittel lag der Prognosefehler für die Deutschlandprognose im Jahr 2004 bei ca. 6% mittlerem quadratischem Fehler bezogen auf die installierte Leistung.

### Prognosis of the Wind Power Supply

Because of the performance-dependent fluctuation of wind power, it is important for the optimal operation of other power plants to be able to predict the wind power expected in the following days. A wind power prognosis system has been developed at ISET, on the basis of WMEP data and with the transmission system operators and the Deutschen Wetterdienst (DWD - German weather service), which is now implemented by all German transmission system operators. The prognosis system utilises measurements from representative wind farms, for which the wind data is predicted and made available by the DWD for the next 72 hours in one hour intervals. The expected power of the wind farms is calculated with the aid of artificial neuron grids. These are "trained" with data from the past and thereby learn the connection between the meteorological parameters and the wind farm power. The predictions are, like for online monitoring, extrapolated over the total feed-in of an area. The figure depicts the temporal course of the wind power supplied Germany-wide (see also Fig. 34) and the respective prognosis for the preceding day, as an example. A good correspondence between prognosis and wind feed-in can be noted. On average, the 2004 prognosis failure for German prognoses lay at approx. 6% mean quadratic failure related to the installed capacity.

**Abb. 39: Beispiel für den Zeitverlauf der normierten Windleistungseinspeisung und -prognose in Deutschland (21.-25.12.2004)**



**Reliability**

2,942 reports concerning maintenance and repair measures were submitted to ISET for evaluation in 2004, from 518 turbines.

These turbines are 10 years old on average, the oldest plants have been operating for 15 years. The operators of 467 wind turbines, which were not funded through the "250 MW Wind Programme", were willing to submit reports on a voluntary basis and their results are now also included in the evaluations.

The effort required for plant maintenance is documented in the tables concerning all maintenance measures carried out and the list of replaced main components. Since the beginning of the programme, one or more replacement measure to main components was documented by a total of 572 WTs. The rotor blades had to be completely replaced in 324 cases (from a total of 1,587 WTs, including those no longer observed or operating). The replacement of generators was reported in 291 cases.

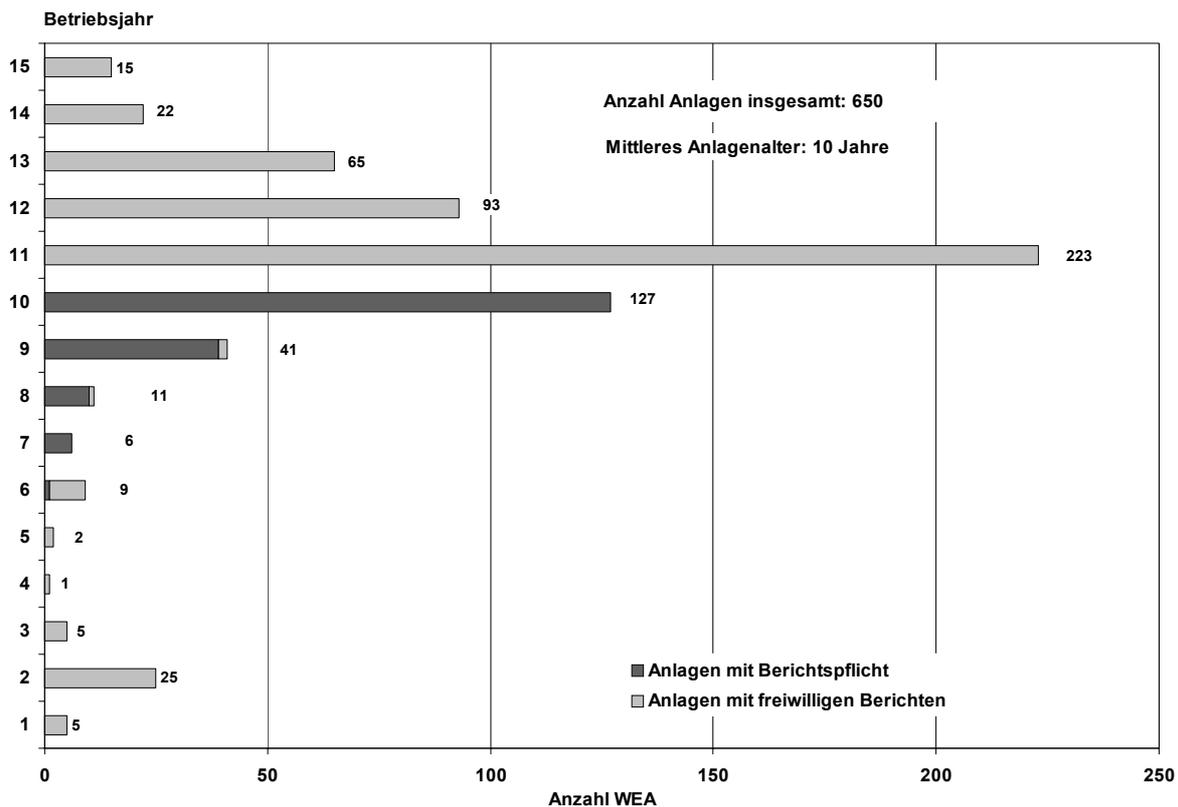
The expected long-term trend towards more frequent failure of WTs with increasing operational age has not yet been noted in the WMEP.

**3.6 Anlagenzuverlässigkeit**

Im letzten Jahr gingen im ISET 2.942 Berichte über Wartungs- und Instandsetzungsarbeiten an 518 Anlagen zur Auswertung ein. Die Anlagen sind im Mittel 10 Jahre alt, die ältesten Anlagen sind seit 15 Jahren in Betrieb. 467 Windenergieanlagen, deren Betreiber zwar keine Förderung durch das "250 MW Wind" - Programm erhalten, aber dennoch bereit sind auf freiwilliger Basis zu berichten, werden mittlerweile zusätzlich in die Auswertungen aufgenommen.

Hinsichtlich des Aufwands, der für die Instandhaltung der Maschinen erforderlich ist, geben die Darstellung der gesamten Wartungsmaßnahmen und die Auflistung der Tauschmaßnahmen von Hauptkomponenten einen guten Überblick. Seit Beginn des Programms wurden für insgesamt 572 WEA eine oder mehrere Tauschmaßnahmen von Hauptkomponenten dokumentiert, darunter in 324 Fällen (bei insgesamt 1587 WEA, inkl. der bereits wieder ausgeschiedenen Anlagen) der Tausch der kompletten Rotorblattsätze und in 291 Fällen der Tausch der Generatoren.

Der langfristig zu erwartende Trend einer signifikant wachsenden Schadenshäufigkeit mit zunehmender Betriebszeit der Anlagen lässt sich bis jetzt im WMEP noch nicht feststellen.

**Abb. 40: Betriebsalter der WEA im WMEP**

## Technische Verfügbarkeit

Der nachfolgenden Darstellung liegen einige Definitionen in Anlehnung an die "Begriffsbestimmungen in der Energiewirtschaft" der VDEW zugrunde:

Die "**Nennzeit**" ist die gesamte zusammenhängende Berichtszeitspanne. Für den Windenergie Report 2005 beginnt sie mit dem 1.1.2004 und endet am 31.12.2004.

Die "**Nichtverfügbarkeitszeit**" ist die Zeitspanne, in der eine Anlage nicht funktionsfähig war. Sie setzt sich aus einem planmäßigen Anteil (Wartungsarbeiten) und einem außerplanmäßigen Anteil (Störungen, Schäden) zusammen.

Als "**Technische Verfügbarkeit**" wird das prozentuale Verhältnis von Verfügbarkeitszeit zu Nennzeit bezeichnet.

Die "**Durchschnittliche Nichtverfügbarkeitszeit**" pro WEA ist der Quotient der Summe aller Nichtverfügbarkeitszeiten dividiert durch die Anlagenzahl der betrachteten WEA-Gruppe.

Die Spalte "WEA mit Bericht" enthält daher nur solche Anlagen, von denen entweder Wartungs- und Instandsetzungsberichte oder schriftliche Bestätigungen über störungsfreien Betrieb vorliegen. Zu 518 Anlagen liegen für das Jahr 2004 Meldungen über durchgeführte Wartungs- oder Instandsetzungsmaßnahmen vor.

Im Durchschnitt wurde wieder die hohe Zuverlässigkeit früherer Jahre erreicht. Bezogen auf die Nennzeit errechnet sich für 2004 eine technische Verfügbarkeit von 98,1 Prozent, woraus sich eine durchschnittliche Nichtverfügbarkeitszeit von knapp 7 Tagen (167 Stunden) pro WEA ergibt.

Durch die Gruppierung in Altersklassen wird die technische Verfügbarkeit der WEA in Abhängigkeit von ihrem Alter verdeutlicht. Bislang ist mit zunehmender Betriebsdauer keine signifikant erhöhte Ausfallzeit zu erkennen.

## Technical Availability

The following table is based on the 'Definition of Terms in the Energy Industry' by the VDEW:

'**Nominal period**' is the complete period covered by the report. For the Wind Energy Report 2005, the nominal period commenced on 1-1-2004, and ended on 31-12-2004.

'**Period of non-availability**' is the period during which a plant is not functioning. This can be scheduled downtime (maintenance) or unscheduled downtime (malfunction, failure).

'**Technical availability**' is the period of availability over the nominal period, in percent form.

'**Average technical non-availability**' divides the total period of non-availability by the number of considered turbines.

In the column 'WT with report' only those plants are listed for which either 'Maintenance and Repair' sheets were sent in, or which were explicitly reported to be fault free. Information concerning maintenance or repair work performed was provided for 518 WTs in 2004.

On average the high reliability of earlier years was again achieved. Relative to the nominal period, an average technical availability of 98.1% was achieved in 2004. This is equivalent to a technical non-availability of just on 7 days (167 hours) per WT.

By dividing all WTs into age categories, the relationship between plant age and technical availability could be demonstrated. No higher plant failure frequency has yet been noted with growing plant age.

Tab. 14: Technische Verfügbarkeit

Anlagenalter [Jahre]	WEA-Anzahl im WMEP	WEA-Anzahl mit Bericht	Summe Stillstandzeiten in 2004 [h]	Summe Nennzeiten in 2004 [h]	Technische Verfügbarkeit in 2004	Mittlere Nichtverfügbarkeit pro WEA [h]
1	5	4	160	23.472	99,3 %	40
2	25	24	1.769	210.816	99,2 %	74
3	5	5	557	43.920	98,7 %	111
4	1	1	116	8.784	98,7 %	116
5	2	2	278	17.568	98,4 %	139
6	9	9	117	79.056	99,9 %	13
7	6	6	1.962	52.704	96,3 %	327
8	11	10	1.143	87.840	98,7 %	114
9	41	33	5.864	289.872	98,0 %	178
10	127	102	15.629	895.968	98,3 %	153
11	223	170	45.707	1.493.280	96,9 %	269
12	93	62	2.644	544.608	99,5 %	43
13	65	59	3.990	518.256	99,2 %	68
14	22	20	4.744	175.680	97,3 %	237
15	15	11	1.647	96.624	98,3 %	150
Summe	650	518	86.325	4.538.448	98,1 %	167

**Age Dependent Reliability**

WTs are generally constructed to operate for a period of 20 years. No statements can be made concerning the actual life expectancy of modern WTs, as no operational experience of such length is yet available.

The downtimes of WTs reported in the WMEP, are caused by both planned regular maintenance and unforeseen malfunctions and repairs. The evaluations of the frequency of damages refer only to repairs. It is clear that the failure rates of WTs now installed have almost continually declined in the first operational years. This is true for the older turbines under 1,000 kW as well as for the megawatt turbines, whereby the repair of larger turbines is more frequent. The damage rate of large plants decreases significantly in the first year, in reference to the newer plants of the MW class, which no longer stem from the first series but from a later year of this model.

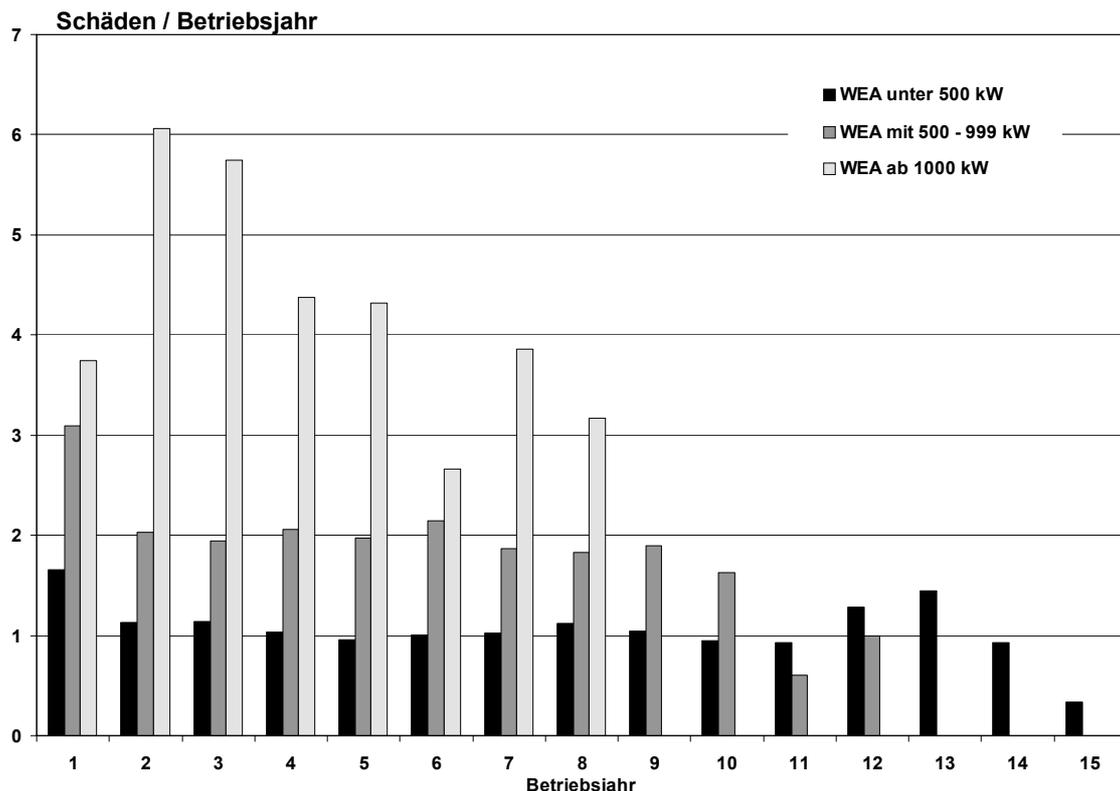
The principal development of malfunction frequency is well known in other technical areas, "teething problems" often mark the beginning of operation. This phase is generally followed by a longer period of occasional chance stoppages, before damages through wear and damage accumulation increase with operational age.

**Altersabhängige Zuverlässigkeit**

Windenergieanlagen werden im Allgemeinen für Betriebsdauern von 20 Jahren ausgelegt. Da bis heute keine so langjährigen Betriebserfahrungen vorliegen, kann über die tatsächlich zu erwartende Lebensdauer von modernen WEA noch keine abschließende Aussage getroffen werden.

Die im WMEP protokollierten Stillstandzeiten der Windenergieanlagen werden teils durch planmäßige Wartungsarbeiten, teils durch nicht vorhersehbare Störfälle und Reparaturen verursacht. Die Auswertung der Schadenshäufigkeit bezieht sich nur auf Reparaturen. Es wird deutlich, dass die Ausfallrate in den ersten Betriebsjahren fast kontinuierlich abgenommen hat. Dies gilt sowohl für die älteren WEA unter 1000 kW als auch für die Megawatt-Anlagen, wobei die größeren Anlagen erheblich häufiger repariert werden mussten. Unter Berücksichtigung neuerer Anlagen der MW-Klasse, die nicht mehr der ersten Serie, sondern einem späteren Jahrgang dieser Modelle entstammen, sinkt die Schadensrate der großen Anlagen im ersten Jahr signifikant ab.

Die prinzipielle Entwicklung der Schadenshäufigkeit ist aus anderen Technikbereichen gut bekannt. Oft kennzeichnen "Kinderkrankheiten" den Beginn der Betriebszeit. Dieser Phase folgt im allgemeinen ein längerer Zeitraum mit gelegentlichen, zufälligen Ausfällen, bevor mit zunehmendem Betriebsalter die Schäden durch Abnutzung und Schadensakkumulation wieder zunehmen.

**Abb. 41: Jährliche Anzahl von Schadensfällen bei WEA im WMEP**

## Störungsursachen

Wie in den Vorjahren ist der größte Teil der gemeldeten Störungen auf defekte oder lockere Bauteile sowie auf Fehlfunktionen der Anlagenregelungen zurückzuführen. Nur 15% der Störungen wurden durch die äußeren Einflüsse wie Sturm, Blitzschlag, Eisansatz und Netzausfall ausgelöst.

Da nicht für alle Anlagen-Fehlfunktionen oder Schäden die Ursachen ermittelt werden können, ist die Anzahl dieser Meldungen entsprechend kleiner als die Anzahl der Meldungen in den folgenden Darstellungen. Bei der Angabe der Anzahl von Meldungen ist außerdem zu beachten, dass in den ausgewerteten Berichten Mehrfachnennungen von Ursachen, Auswirkungen und instandgesetzten Bauteilen möglich sind.

Dem Kap. 3.8 "Typenspezifische Auswertungen" sind weitere Darstellungen von Fehlerhäufigkeiten zu entnehmen.

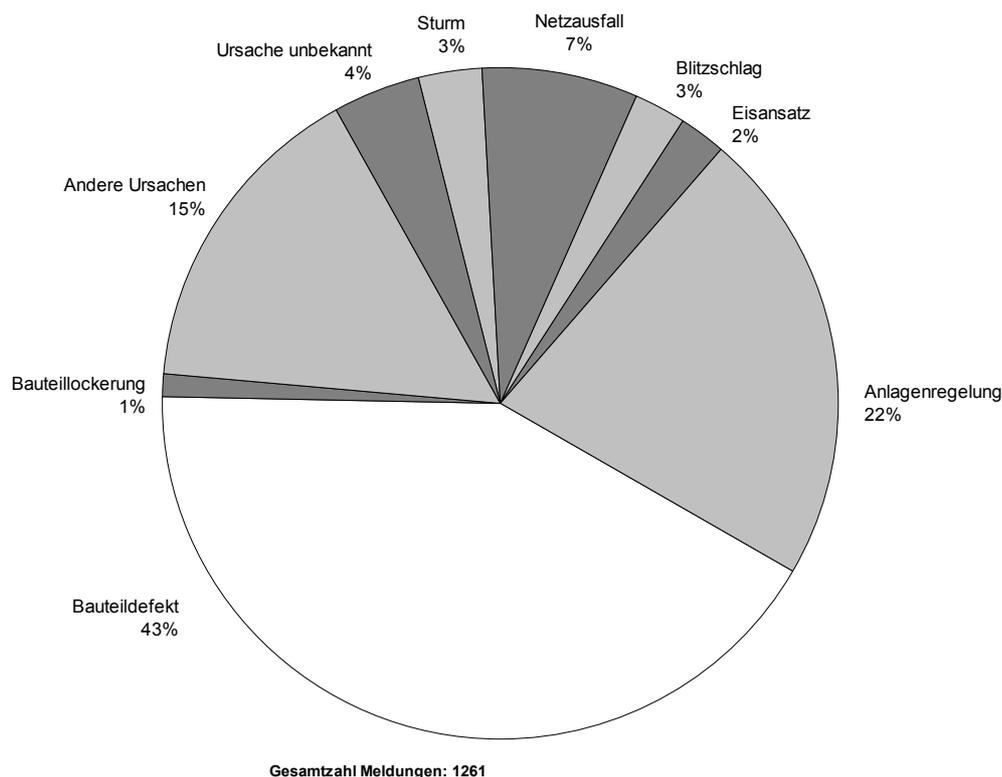
## Causes for Failure

As in previous years, most of the reported causes for failure were based on defective or loose parts, and control system failure. Only about 15% of disturbances were caused by external influences, such as storms, lightning, icing and grid failure.

As the reason for plant failure or damage cannot always be determined, the number of these reports is appropriately smaller than the number of reports in the following depiction. When considering the number of reports depicted, it should be taken into account that more than one cause, consequence and repaired component can be marked per report sheet.

Chapter 3.8 'Model Specific Evaluations' includes more details on the frequency of malfunction.

Abb. 42: Häufigkeitsanteile der Ursachen für Störungen



**Consequences of Failure**

Visible consequences of external and internal malfunctions occurred in approx. 68% of the reported repairs. Most malfunctions continue to result only in automatic plant shutdown, thus avoiding follow-up damage.

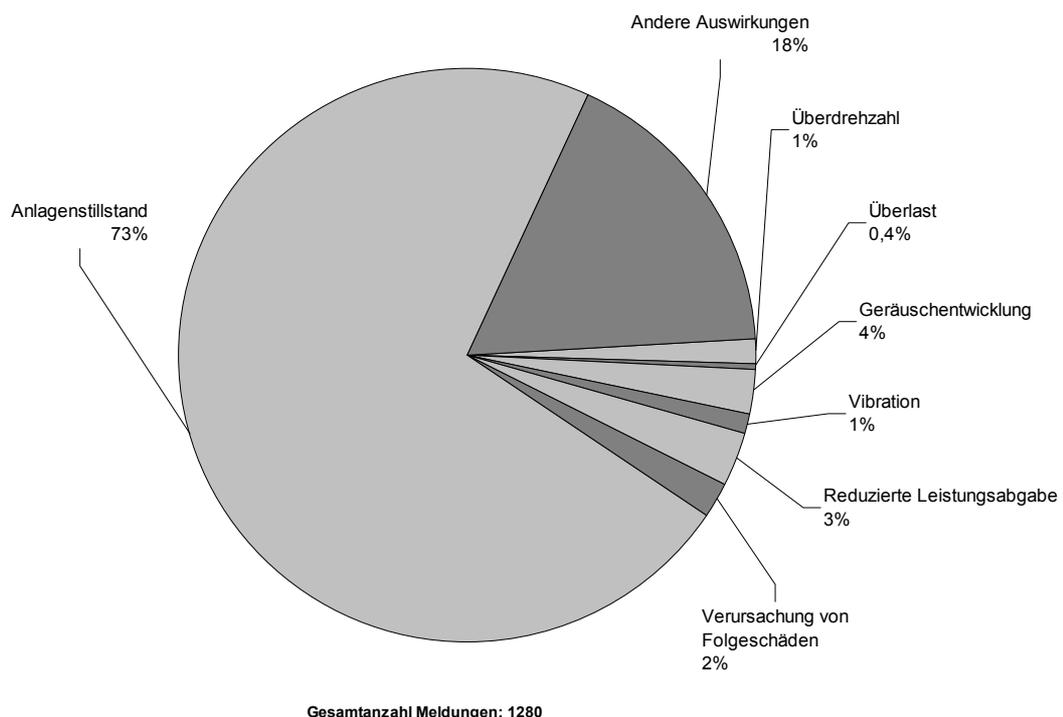
Usually, no major repair is required to resume operation after a shutdown caused externally. Internal causes for malfunction often have more severe consequences.

It can be taken from the figures that the control systems' sensors were able to detect occurring problems in around 73% of cases and react accordingly. Other investigated consequences of failure are similarly proportioned to preceding years.

**Störungsauswirkungen**

Äußerlich feststellbare Auswirkungen nach externen und internen Störungen traten in ca. 68% gemeldeten Instandsetzungen auf. Nach wie vor führt der weitaus größte Anteil von Störungen zum Anlagenstillstand, wodurch mögliche Folgeschäden vermieden werden. Bei Anlagenstillstand aufgrund externer Ursachen lassen sich die betroffenen Anlagen häufig mit geringem Aufwand wieder in Betrieb nehmen. Nach internen Störungsursachen sind die Auswirkungen allerdings in der Regel schwerwiegender.

Den Werten ist zu entnehmen, dass die Sensorik der Anlagenbetriebsführung rund 73% aller problematischen Situationen erkennt und entsprechend reagiert. Die übrigen beobachteten Störungsauswirkungen treten in sehr ähnlichen Verteilungen auf wie in den letzten Jahren.

**Abb. 43: Häufigkeitsanteile der Störungsauswirkungen**

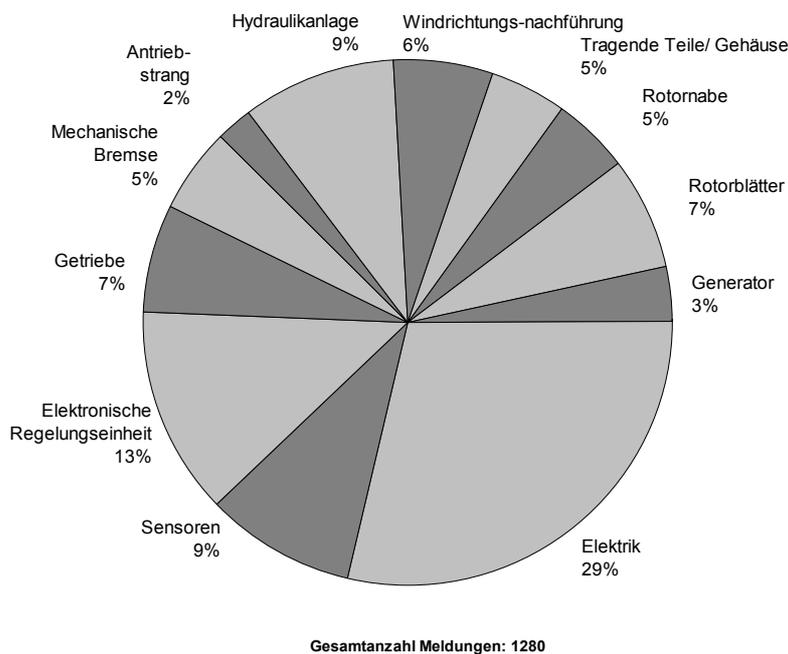
## Störungsbehebung

In knapp 1.300 Fällen wurden die Instand gesetzten Bauteile konkret benannt und ihren entsprechenden Komponentengruppen zugeordnet. Wie in den vorangegangenen Jahren sind wieder in über der Hälfte der Fälle die elektrischen Komponentengruppen "Generator", "Elektrik" (Stromrichter, Sicherungen, etc.), "Sensoren" und die "Elektronische Regelungseinheit" betroffen. Die vollständige Übersicht aller Nennungen ist den Tabellen "Gesamtüberblick über Instandsetzungen und Hauptkomponententausch" auf den folgenden Seiten zu entnehmen.

## Repairs

In just on 1,300 cases, repairs to particular components were specifically recorded and these were categorised with respect to their component groups. As in previous years, the electrical component groups 'Generator', 'Electrical System' (converters, fuses etc.), 'Sensors' and 'Electronic Control System' were affected in more than half the cases. A complete overview is given in the section "Overview: Repair and Replacement of Main Components".

Abb. 44: Häufigkeitsanteile der instandgesetzten Baugruppen



**Meantime Between Failures (MTBF)**

The previous evaluations show how frequently different component groups of wind turbines cause breaks in operation through failure. The stoppage rates of different component groups clearly vary. The term "Meantime Between Failures" (MTBF) is usually used to describe reliability, this outlines the average period between stoppages of a system or component.

All reports concerning repair, to the component group named, were evaluated in the figure below. The average period between two repair measures - the meantime between failures - could be calculated from the number of reports, the number of WTs and their operational periods.

In the depiction of the meantime between failures, it is clear that the electrical and electronic components of wind turbines fail more frequently. From the WTs included in the WMEP, components of the electrical and control systems fail every two or two and a half years on average. Damage to the drive train of a WT, in a purely statistical comparison, occurs only every eighteen to nineteen years.

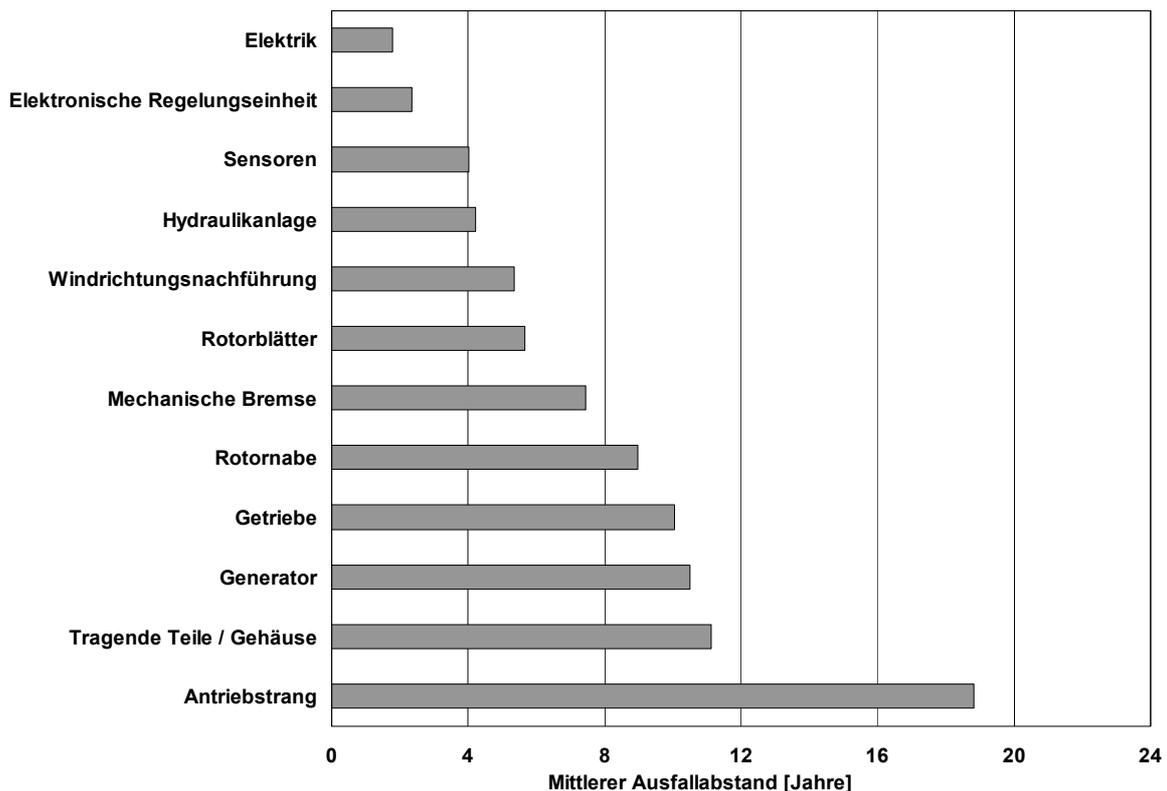
**Mittlerer Ausfallabstand (MTBF)**

Die vorangegangenen Auswertungen zeigen, wie häufig welche Baugruppen der Windenergieanlagen auf Grund von Störungen Betriebsunterbrechungen auslösen. Die Ausfallraten der Baugruppen sind offensichtlich sehr unterschiedlich. In der Technik wird zur Beschreibung der Zuverlässigkeit oft auch der englische Begriff der "Meantime between Failures" (MTBF) verwendet, der die durchschnittliche Zeitdauer zwischen den Ausfällen (Ausfallabstand) eines Systems oder einer Komponente beschreibt.

Für die Darstellung unten wurden alle Meldungen über Instandsetzungen hinsichtlich der genannten Baugruppen ausgewertet. Aus der Anzahl von Meldungen, der Anzahl von WEA und ihrer Betriebszeit ergibt sich rechnerisch ein mittlerer Zeitraum zwischen zwei Reparaturen, der sogenannte mittlere Ausfallabstand.

In der Darstellung des Mittleren Ausfallabstands wird deutlich, wie häufig die elektrischen und elektronischen Komponenten der Windenergieanlagen ausfallen. Bei den WEA im WMEP fallen Bauteile der Elektrik und der Regelung durchschnittlich alle zwei bzw. alle zweieinhalb Jahre aus. Schäden am Triebstrang einer WEA treten dagegen nach den bisherigen Erfahrungen rein statistisch nur alle 18 bis 19 Jahre auf.

**Abb. 45: Statistisch bestimmter mittlerer Zeitraum zwischen zwei Ausfällen**



### Schadenshäufigkeit und Ausfallzeit je Schaden

Die Zuverlässigkeit von Windenergieanlagen bzw. ihrer Komponenten wird nicht nur an ihrer Fehlerhäufigkeit bemessen, sondern auch an der Zeitdauer, die bis zur Wiederherstellung der Funktionalität benötigt wird.

Die Berichte im WMEP über Instandsetzungsmaßnahmen beziehen sich nicht immer auf einzelne Baugruppen, da oft Reparaturen an mehreren Baugruppen gleichzeitig erforderlich sind. Im Nachhinein ist es daher oft nicht möglich nachzuvollziehen, welcher der Schäden die Länge der Ausfallzeit verursacht hat. Die hier genannten Ausfallzeiten sind aufgrund dieser möglichen Doppelnennungen etwas unscharf.

Dennoch ist deutlich erkennbar, dass die seltenen Ausfälle des Triebstrangs jeweils sehr lange Ausfallzeiten nach sich ziehen. Die relativ häufigen Ausfälle von Elektrik und Regelung werden dagegen durch die kurzen Ausfallzeiten der Anlagen relativiert. Diese Relativierung wird noch unterstützt durch die mit dem Ausfall der Großkomponenten verbundenen höheren Reparaturkosten.

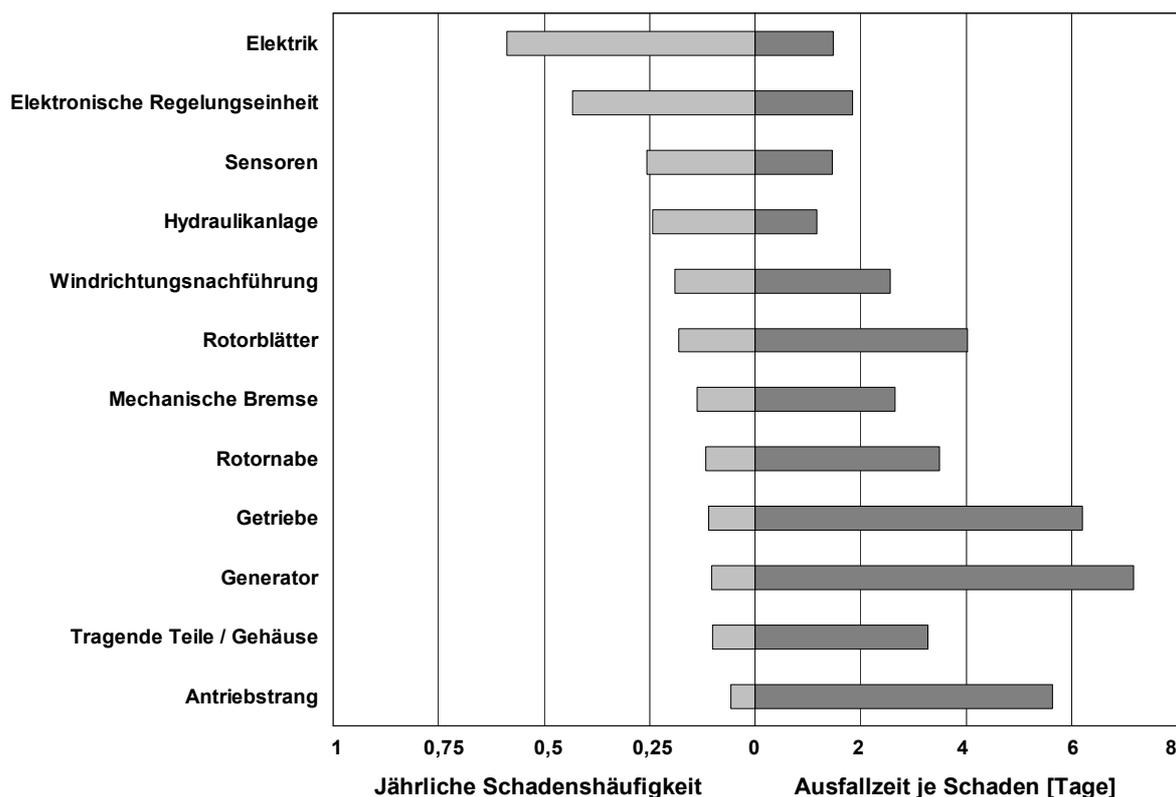
### Frequency of Damage and Related Downtime

The reliability of wind turbines or their components is not only measured by the frequency of failure, but also by the period of time required to return to functional operation.

Reports concerning repair measures do not only relate to individual components, as simultaneous repairs to a number of components are often necessary. It is not always possible to determine in retrospect which of the component failures caused the period of downtime. The periods of downtime mentioned here are somewhat unclear, due to the possible double entries.

Nevertheless, it is clear that the more seldom failure of the drive train usually results in very long periods of downtime. The relatively frequent failures of the electrical and control systems are qualified with comparatively short downtimes for wind turbines. Higher repair costs are also associated with the failure of large components.

Abb. 46: Schadenshäufigkeit und Ausfallzeit der WEA nach Schäden



**Overview: Repair and Replacement of Main Components**

The following tables include - for each rated power class - information from all Maintenance and Repair Reports submitted in 2004, concerning repairs carried out. The number of occurrences in each category is listed. Please note, that in addition to the main component group (e.g. rotor hub) the individual components (e.g. hub body) might be listed separately, where the operator was able to deliver the appropriate information. The resulting sums may include occasional multiple entries.

To assess the long-term reliability of WTs, special attention is given to the replacement of main components. This usually indicates very severe damage (e.g. after being struck by lightning). Occasionally manufacturers must replace a whole series of rotor blades or generators for a specific WT model, because design faults became obvious. In these cases, the manufacturer covers repair costs.

**Gesamtüberblick über Instandsetzungen und Hauptkomponententausch**

Die folgenden Tabellen enthalten - nach WEA-Leistungsklassen gruppiert - die Angaben aus sämtlichen 2004 erfassten Wartungs- und Instandsetzungsberichten (W&I-Berichte) zu durchgeführten Instandsetzungen. Aufgeführt ist jeweils die Anzahl der Nennungen innerhalb der vorgegeben Rubriken. Dabei ist zu beachten, dass zusätzlich zur Baugruppe (z.B. Rotornabe) die Einzelkomponenten (z.B. Nabenkörper) genannt werden können, soweit dem Betreiber genauere Informationen vorliegen. Summenbildungen unterliegen daher immer dem Vorbehalt, dass Mehrfachnennungen möglich sind. Zur Beurteilung der langfristigen Zuverlässigkeit der Windenergieanlagentechnik wird bei der Auswertung der Instandsetzungsmaßnahmen ein besonderes Augenmerk auf den Tausch von Hauptkomponenten gelegt. Wird ein solcher Austausch notwendig, liegt in der Regel ein besonders schwerer Schaden (z. B. nach einem Blitzschlag) vor. Gelegentlich wurden von den Herstellern auch ganze Serien von Rotorblattsätzen oder Generatoren eines Anlagentyps aufgrund nachträglich erkannter Konstruktions- oder Produktionsmängel ausgetauscht. In diesen Fällen werden die Kosten meist vom Hersteller getragen.

**Tab. 15: Meldungen über Instandsetzungen**

Leistungsklasse [kW]	1 - 70	71 - 140	141 - 210	211 - 280	281 - 350	351 - 420	421 - 490	491 - 560	561 - 630	631 - 700	701 - 840	841- 1000	1001- 1500	1501- 2000	Summe
Anlagen im WMEP	69	104	74	101	32	2	35	135	46	2	4	4	12	30	650
WKA mit Berichten	51	69	65	85	28	2	30	106	35	2	4	4	12	28	521
<b>Störungsursachen</b>															
Sturm	10	4	7	4	0	0	1	8	0	0	0	1	3	2	40
Netzausfall	1	1	9	26	1	12	0	31	5	0	2	0	1	3	92
Blitzschlag	2	0	2	14	0	0	2	6	4	0	0	2	0	1	33
Eisansatz	0	2	14	2	0	0	0	3	3	0	0	1	2	0	27
Fehlfunktion der Anlagenregl.	7	15	22	26	8	1	6	78	21	0	3	2	21	67	277
Bauteilverschleiß o. -defekt	29	46	94	61	22	0	24	121	56	2	6	21	27	22	531
Bauteil locker	0	1	1	4	0	0	2	4	0	0	0	1	0	1	14
Anderere Ursachen	8	3	9	7	6	0	0	63	12	0	3	2	13	67	193
Ursache Unbekannt	1	1	6	6	2	0	1	22	8	0	1	0	1	5	54
<b>Störungsauswirkungen</b>															
Überdrehzahl	4	4	2	3	0	0	1	3	0	0	0	0	0	1	18
Überlast	0	0	0	3	0	0	0	1	0	0	0	0	0	1	5
Geräusche	8	5	2	5	0	0	3	3	3	0	0	1	1	0	31
Vibrationen	0	3	0	0	0	0	0	9	1	0	0	0	1	0	14
Red. Leistungsabgabe	4	3	3	15	0	0	1	6	1	0	0	1	1	4	39
Folgeschäden	2	3	7	2	0	0	0	4	4	0	0	0	4	0	26
Anlagenstillstand	32	39	116	98	27	13	21	259	71	0	11	17	48	173	925
Anderere Defekte	9	19	30	29	11	0	7	55	21	2	5	9	16	9	222
<b>Störungsbehebung</b>															
Rotornabe	3	7	2	2	1	0	0	5	2	0	2	3	1	1	29
Nabekörper	1	0	0	2	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	4
Blattverstellung	1	3	1	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0	1	8
Blattlager	0	1	1	0	1	0	0	1	1	0	2	1	0	0	8
Sonstiges	1	3	0	0	0	0	0	4	0	0	0	0	1	0	9
Rotorblätter	7	11	15	22	3	0	5	27	11	0	0	11	7	2	121
Blattverschraubung	4	2	1	9	1	0	0	6	3	0	0	3	2	0	31
Blattkörper	1	3	0	4	0	0	3	15	1	0	0	7	3	2	39
Aerodynamische Bremsen	0	4	1	7	2	0	1	1	1	0	0	1	1	0	19
Sonstiges	2	2	13	2	0	0	1	5	6	0	0	0	1	0	32

## Meldungen über Instandsetzungen (Fortsetzung)

Leistungsklasse [kW]	1 - 70	71 - 140	141 - 210	211 - 280	281 - 350	351 - 420	421 - 490	491 - 560	561 - 630	631 - 700	701 - 840	841 - 1000	1001 - 1500	1501 - 2000	Summe
<b>Störungsbehebung</b>															
Generator	8	2	1	4	1	0	2	11	7	0	0	2	3	1	42
Wicklungen	1	0	0	1	0	0	0	1	1	0	0	0	0	0	4
Schleifring/Bürsten	2	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0	0	0	4
Lager	2	1	0	0	0	0	0	3	2	0	0	2	0	0	10
Sonstiges	3	1	1	3	1	0	1	6	4	0	0	0	3	1	24
<b>Elektrik</b>	<b>12</b>	<b>26</b>	<b>49</b>	<b>68</b>	<b>15</b>	<b>2</b>	<b>22</b>	<b>100</b>	<b>31</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>6</b>	<b>21</b>	<b>10</b>	<b>365</b>
Stromrichter	0	4	0	2	1	0	2	7	1	0	0	0	3	2	22
Sicherungen	2	1	6	6	2	0	1	7	2	0	0	0	2	2	31
Schütze/Schalter	2	6	16	16	4	0	6	15	12	1	0	1	3	1	83
Leitungen/Anschlüsse	3	4	12	18	0	2	1	21	2	0	0	3	3	1	70
Sonstiges	5	11	15	26	8	0	12	50	14	0	2	2	10	4	159
<b>Geber</b>	<b>5</b>	<b>8</b>	<b>25</b>	<b>13</b>	<b>7</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>28</b>	<b>15</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>4</b>	<b>6</b>	<b>4</b>	<b>118</b>
Anemometer/Windfahne	3	4	15	6	1	0	0	6	8	1	1	0	1	1	47
Rüttelschalter	0	0	0	0	0	0	0	1	2	0	0	0	0	0	3
Temperatursensor	0	0	1	2	1	0	1	8	0	0	0	2	3	1	19
Öldruckschalter	1	0	2	0	3	0	0	2	2	0	0	0	0	0	10
Leistungswandler	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Drehzahlwandler	0	2	1	2	0	0	0	2	1	0	0	0	0	0	8
Sonstiges	1	2	6	3	2	0	0	9	2	0	0	2	2	2	31
<b>Elektronische Regelungseinheit</b>	<b>8</b>	<b>24</b>	<b>13</b>	<b>27</b>	<b>8</b>	<b>1</b>	<b>3</b>	<b>49</b>	<b>10</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>14</b>	<b>4</b>	<b>164</b>
Regelungsbaugruppe	4	9	9	18	4	1	3	22	7	0	1	0	3	2	83
Relais	1	4	1	5	0	0	0	1	1	0	0	0	0	0	13
Meßkabel/Anschlüsse	1	5	1	1	1	0	0	6	0	0	0	0	6	0	21
Sonstiges	2	6	2	3	3	0	0	20	2	1	0	1	5	2	47
<b>Getriebe</b>	<b>16</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>15</b>	<b>3</b>	<b>0</b>	<b>3</b>	<b>18</b>	<b>19</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>7</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>84</b>
Lager	4	0	0	1	0	0	0	1	3	0	0	2	0	0	11
Zahnräder	2	0	0	1	0	0	1	1	2	0	0	0	0	0	7
Getriebewelle	0	0	0	1	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	2
Dichtungen	2	0	0	1	0	0	0	2	3	0	0	3	0	0	11
Sonstiges	8	1	1	11	3	0	2	13	11	0	0	2	0	1	53
<b>Mechanische Bremsen</b>	<b>4</b>	<b>18</b>	<b>13</b>	<b>7</b>	<b>6</b>	<b>0</b>	<b>5</b>	<b>8</b>	<b>7</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>69</b>
Bremsscheiben	0	1	1	1	1	0	0	0	1	0	0	0	0	0	5
Bremssbeläge	1	10	4	0	3	0	2	2	4	0	0	0	0	0	26
Bremssattel	0	2	0	2	1	0	0	1	2	0	0	0	0	0	8
Sonstiges	3	5	8	4	1	0	3	5	0	0	1	0	0	0	30
<b>Antriebsstrang</b>	<b>4</b>	<b>6</b>	<b>5</b>	<b>2</b>	<b>4</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>2</b>	<b>4</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>0</b>	<b>2</b>	<b>0</b>	<b>30</b>
Rotorlager	0	0	0	0	0	0	0	1	2	0	0	0	0	0	3
Antriebswelle	1	1	0	0	0	0	0	1	1	0	1	0	1	0	6
Kupplung	2	5	5	1	2	0	0	0	1	0	0	0	1	0	17
Sonstiges	1	0	0	1	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4
<b>Hydraulikanlage</b>	<b>3</b>	<b>1</b>	<b>23</b>	<b>17</b>	<b>16</b>	<b>0</b>	<b>4</b>	<b>10</b>	<b>16</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>2</b>	<b>9</b>	<b>14</b>	<b>118</b>
Hydraulische Pumpen	0	0	0	2	0	0	0	1	7	0	0	0	4	3	17
Pumpenantrieb	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	1
Ölventile	0	0	3	1	2	0	0	1	2	1	1	0	0	7	18
Hydraulische Leitungen	0	1	5	2	2	0	0	0	3	0	0	0	5	1	19
Sonstiges	3	0	15	12	12	0	4	8	3	0	1	2	0	3	63
<b>Wändrichtungsnachführung</b>	<b>5</b>	<b>6</b>	<b>21</b>	<b>11</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>3</b>	<b>14</b>	<b>14</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>5</b>	<b>0</b>	<b>79</b>
Azimuthlager	0	0	2	0	0	0	0	3	3	0	0	0	0	0	8
Antriebsmotor	0	0	1	4	0	0	2	3	3	0	0	0	2	0	15
Zahnkranz/Ritzel	1	1	1	0	0	0	1	0	1	0	0	0	0	0	5
Sonstiges	4	5	17	7	0	0	0	8	7	0	0	0	3	0	51
<b>Tragende Teile/Gehäuse</b>	<b>2</b>	<b>5</b>	<b>6</b>	<b>7</b>	<b>2</b>	<b>0</b>	<b>3</b>	<b>29</b>	<b>3</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>0</b>	<b>3</b>	<b>0</b>	<b>61</b>
Fundament	0	0	0	1	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	2
Turm/Turmverschraubung	0	0	0	0	0	0	0	3	2	0	0	0	0	0	5
Gondelrahmen	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	2	0	4
Gondelverkleidung	1	0	2	1	0	0	1	1	1	0	1	0	0	0	8
Leiter/Aufstieg	0	4	1	4	1	0	1	13	0	0	0	0	1	0	25
Sonstiges	0	1	3	1	1	0	0	11	0	0	0	0	0	0	17
<b>Summe</b>	<b>77</b>	<b>115</b>	<b>174</b>	<b>195</b>	<b>66</b>	<b>3</b>	<b>51</b>	<b>301</b>	<b>139</b>	<b>4</b>	<b>11</b>	<b>36</b>	<b>71</b>	<b>37</b>	<b>1280</b>

Tab. 16: Hauptkomponententausch

Typgruppen	WEA im WMEP		Gondel		Blattsatz		Nabe		Getriebe		Generator		Gierantrieb		Turm		Schaltschr.		Netztrafo	
	ges.	mit Tausch	ges.	'04	ges.	'04	ges.	'04	ges.	'04	ges.	'04	ges.	'04	ges.	'04	ges.	'04	ges.	'04
AEE Peters PG 10	6	2	-	-	-	-	1	-	-	-	2	-	-	-	-	-	1	-	-	-
AN Bonus 1 MW	3	3	-	-	3	-	2	-	1	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-
AN Bonus 100/150	75	14	-	-	2	-	-	-	4	1	13	-	-	-	-	-	-	-	-	-
AN Bonus 300	4	1	-	-	-	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-
AN Bonus 450	42	20	-	-	7	-	-	-	4	3	11	-	1	-	-	-	2	-	1	-
AN Bonus 600	5	3	-	-	2	-	-	-	1	1	-	-	1	-	-	-	-	-	1	-
Adler	7	4	-	-	3	-	-	-	-	-	-	-	1	-	-	-	2	-	-	-
Aeroman	13	1	1	-	1	-	1	-	1	-	1	-	1	-	-	-	-	-	-	-
Enercon E 16/17/18	108	26	1	-	12	-	1	-	2	-	18	-	3	-	-	-	3	-	1	-
Enercon E 30	7	2	1	-	-	-	2	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Enercon E 32/33	135	84	4	-	37	-	1	-	56	-	33	-	17	-	4	-	-	-	-	-
Enercon E 40	87	52	16	2	65	3	11	-	-	-	16	-	8	-	-	-	12	1	2	-
Enercon E 66	28	3	-	-	1	1	1	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Euroturbine ET 550	5	2	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	-	-	-
Fuhrländer astOs 100	10	1	1	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Fuhrländer astOs 250	8	3	-	-	1	-	-	-	-	-	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Fuhrländer astOs 30	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
GET 41	7	1	1	-	1	-	1	-	2	1	1	-	1	-	-	-	-	-	-	-
GET Danw in 27	8	4	-	-	-	-	-	-	3	-	1	-	-	-	-	-	1	-	-	-
HSW 1000	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-
HSW 250	70	51	2	-	22	-	1	-	3	-	47	-	1	-	1	-	4	-	1	-
HSW 30	11	3	2	-	2	-	1	-	2	-	1	-	1	-	-	-	-	-	-	-
Jacobs 500/600	4	2	-	-	5	-	-	-	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Kano-Rotor 30	23	2	-	-	-	-	-	-	2	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Krogmann 15	49	24	-	-	6	-	-	-	-	-	27	-	1	-	1	-	1	-	1	-
Lagerw ey LW 11	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Lagerw ey LW 15/18	90	42	4	-	39	1	27	1	1	-	10	-	6	-	-	-	1	-	1	-
Lagerw ey LW 27/30	12	8	-	-	5	-	5	-	1	-	13	-	1	-	-	-	-	-	-	-
Micon M 1500	9	5	-	-	2	-	-	-	4	-	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-
Micon M 300	3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Micon M 450/530/570	48	19	-	-	7	-	1	-	8	-	6	-	3	-	-	-	1	-	-	-
Micon M 700/750	37	11	-	-	3	-	-	-	9	1	-	-	-	-	-	-	-	-	1	-
NEG Micon NM 1500	3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
NEW 100	8	4	1	-	2	-	-	-	1	-	3	-	1	-	-	-	-	-	-	-
NedWind 40/43/44	2	1	-	-	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Nordex N 27/29	47	12	-	-	9	-	-	-	3	-	4	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Nordex N 52/54	5	5	-	-	10	-	-	-	-	-	5	-	-	-	-	-	1	-	-	-
Nordtank NTK 150	25	7	-	-	1	-	1	-	1	-	5	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Nordtank NTK 300	37	9	-	-	-	-	1	-	9	-	2	-	3	-	-	-	-	-	-	-
Nordtank NTK 500	22	5	-	-	4	-	-	-	3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Seew ind 110/132	44	10	-	-	3	-	-	-	6	-	3	-	2	-	-	-	1	-	-	-
Südw ind N 3127	10	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Südw ind N 715	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Südw ind Serie 1200	32	6	-	-	4	-	-	-	1	-	4	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tacke TW 1.5	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tacke TW 150/250	21	1	-	-	-	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tacke TW 300	4	1	-	-	1	-	-	-	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tacke TW 45/60/80	64	5	1	-	2	-	1	-	2	-	1	-	4	-	-	-	-	-	-	-
Tacke TW 500/600	48	26	-	-	5	1	1	-	8	1	35	4	7	1	-	-	-	-	-	-
Ventis 20-100	47	14	3	-	11	-	-	-	3	-	6	-	2	-	-	-	-	-	-	-
Vestas V 17/20	11	3	-	-	1	-	-	-	2	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Vestas V 25/27/29	102	21	-	-	5	-	-	-	13	-	-	-	-	-	-	-	3	-	10	-
Vestas V 39/42/44/47	46	32	-	-	32	-	-	-	4	-	10	-	-	-	-	-	-	-	1	1
Vestas V 63/66	11	3	-	-	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	-
WKZ elektrOmat	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
WTN 200	19	2	-	-	-	-	-	-	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Wenus Inventus	18	2	-	-	1	1	1	1	1	1	2	1	-	-	-	-	-	-	-	-
Wind World W 2500/2700	38	9	-	-	3	-	-	-	6	-	1	-	2	-	-	-	-	-	-	-
Wind World W 4100	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Summe</b>	<b>1587</b>	<b>572</b>	<b>38</b>	<b>2</b>	<b>324</b>	<b>8</b>	<b>61</b>	<b>2</b>	<b>174</b>	<b>12</b>	<b>291</b>	<b>6</b>	<b>67</b>	<b>1</b>	<b>6</b>	<b>0</b>	<b>34</b>	<b>1</b>	<b>21</b>	<b>1</b>

### 3.7 Wirtschaftlichkeit

Der Betrieb von Windenergieanlagen zur privaten und gewerblichen Stromerzeugung verursacht Kosten, die von den Betreibern aus den Einnahmen der Projekte finanziert werden müssen. Die Kosten des Anlagenbetriebs sind vielschichtig und sie können zwischen einzelnen Projekten zum Teil erheblich variieren. Die Kosten verteilen sich im Wesentlichen auf Ausgaben für Versicherungen, Pacht, Wartungs- und Instandsetzungsarbeiten, Wartungsverträge, Geschäftsführung, Fernüberwachung, Betriebspersonal, Betriebsstrom und Verbandsbeiträge. Während der i. Allg. 10 - 15-jährigen Finanzierungsphase beeinflussen insbesondere die zinsabhängigen Kapitalkosten die Budgets der Projekte. Die Einnahmen von Windenergieprojekten stammen zum überwiegenden Teil aus Erlösen aus dem Verkauf von Strom an die jeweiligen Energieversorgungsunternehmen. Zusätzliche Einnahmen können ggf. auch Betriebskostenzuschüsse des "250 MW Wind"-Programms, Zinsen o. ä. sein. Wenn der erzeugte Windstrom vollständig oder teilweise im eigenen Haushalt oder Betrieb des Betreibers selbst genutzt wird, können die hierdurch vermiedenen Strombezugskosten zusätzlich als Einsparungen verbucht werden. Diese Einspareffekte müssen bei Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen mit berücksichtigt werden. Alle für den WEA-Betrieb erforderlichen Aufwendungen werden regelmäßig von den Betreibern an das ISET gemeldet. Erträge aus Einspeisevergütungen sowie die vermiedenen Strombezugskosten werden auf Basis der jeweiligen Einspeisungs- und Bezugstarife sowie den gemeldeten monatlichen Zählerständen berechnet. In den nachfolgenden Auswertungen werden die gemeldeten Kosten als Durchschnittswerte für Wartungen, Instandsetzungen und Versicherungen, nach WEA-Leistungsklassen differenziert, dargestellt. Bei der Interpretation der dargestellten Ergebnisse ist zu beachten, dass nicht für jede Anlage jeweils alle Kostenarten, z. B. Versicherungsarten, Wartungsverträge etc. relevant sind. Daher beziehen sich die genannten durchschnittlichen Kosten jeweils auf nicht-identische Datenbestände. Eine Ermittlung der Gesamtkosten durch einfache Addition der jeweiligen Einzelposten ist daher nicht möglich. Den aktuellen Auswertungen liegen die Betriebskostenberichte von insgesamt 444 Anlagen zu Grunde, Geschäftsführungskosten und Steuern werden jedoch nicht berücksichtigt. Auf Grund der im allgemeinen zweijährigen Gewährleistungszeit durch den Anlagenhersteller werden bei der Betrachtung der spezifischen Kosten (außer bei den Abb. "Entwicklung der Betriebskosten" und "Versicherungskosten") allerdings nur solche Kosten berücksichtigt, die ab dem dritten Betriebsjahr anfielen. Die Vergütungshöhe pro eingespeister Kilowattstunde (kWh) wird seit dem 1. April 2000 durch das "Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien - (Erneuerbare Energien-Gesetz, EEG)" geregelt, welches zum 1. August 2004 durch das "Gesetz zur Neuregelung des Rechts der Erneuerbaren Energien im Strombereich" novelliert wurde. Die hierin festgelegten neuen Vergütungssätze betreffen jedoch nur Anlagen, die nach dem Inkrafttreten des Gesetzes in Betrieb gegangen sind. Sie sind daher für die Analyse der bestehenden Projekte nicht relevant.

#### Economics

The operation of WTs, in private and commercial power generation, results in costs that must be covered by the operators or from the income of the project. These costs are complex and can vary significantly with different individual projects. Included in the main expenses are costs for insurance, lease, maintenance contracts, maintenance and repair, management, personnel, remote monitoring, operating power and membership contributions. During the usual 10 - 15 year financing phase, the budgets of projects are particularly influenced by capital costs, which are dependent on interest. Most of the intake from WT operation is through energy sales to utility companies. Further income can come through subsidies for operational costs, e.g. from the "250 MW Wind" programme, or interest revenue etc. When WTs supply energy to the operators' own household or operation consumption, costs for energy purchase are avoided. These savings must be taken into account in economical calculations. All expenditures for WT operation are reported to ISET regularly. Returns from energy sales into the public grid, and savings from avoided energy purchases, are calculated from monthly meter readings and the related energy tariffs. The following evaluations give the average operational costs, for maintenance and repairs and insurance, differentiated by the WT power classes. Determination of the total costs, through simply adding the respective quantities, is therefore not possible. The current evaluations are based on reports of operating costs from a total of 444 plants. Costs for management and taxes are not considered in the evaluations. Because of the general two-year manufacturer's guarantee period, only the costs that eventuated from the third operational year were considered in the examination of incurred costs (except for the Figures "Development of Operational Costs" and "Insurance Costs"). The amount of reimbursement per fed in kilowatt hour (kWh) has been regulated through the Act on Granting Priority to Renewable Energy Sources (Renewable Energy Sources Act - EEG) since 1st April 2000. This act was amended through the "Gesetz zur Neuregelung des Rechts der Erneuerbaren Energien im Strombereich" (Revised law for the rights of renewable energies in the current range) on the 1st August 2004. The new reimbursement level, thereby fixed, only effects plants which began operation after the implementation of the law. It is therefore not relevant for the analysis of already existing projects.

**Operational Costs**

A two-year guarantee period from the manufacturer usually exists from the date of a plant's implementation, so that in the first two years of operation the plant operator generally experiences no costs for plant damages or the resulting repairs. After this period, costs for maintenance and repair become the responsibility of the operator. At the beginning of 2004 only a small number of turbines, from voluntary participants, with an operational age of less than two years were registered in the WMEP.

The diagram shows the average of accumulated annual operational costs, differentiated by power class [€/kW], for 2004 and overall. The costs (refer to Appendix B - form sheets, operating costs) are reduced by the sum recovered from insurance. Taxes and plant management costs are not included in these evaluations.

For WTs with a power range from 1,500 kW, average annual operating costs of 16.7 €/kW i.e. around 25,000 € are incurred according to these evaluations. With a purchase price of 1,500,000 € per plant, this value relates to an operating cost proportion of about 1.7%. In the lower, and also in the power classes from 421 kW, the calculated operating costs for 2004 lay above the long term averages previously determined.

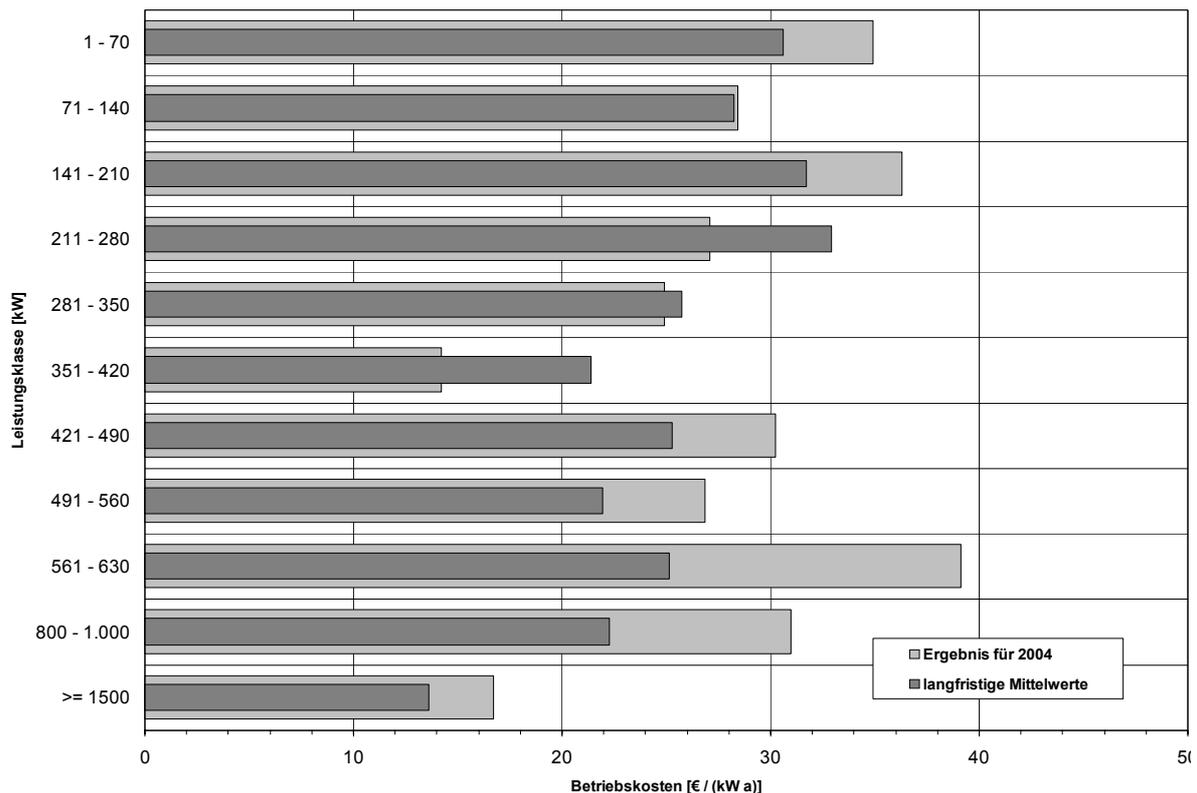
**Betriebskosten**

Ab dem Inbetriebnahmedatum besteht in der Regel eine zweijährige Gewährleistungsphase durch den Anlagenhersteller, so dass in den ersten zwei Betriebsjahren dem Anlagenbetreiber in der Regel keine Kosten für auftretende Schäden und hierdurch verursachte Reparaturen an den Anlagen entstehen. Nach Ablauf der Gewährleistungsphase werden anfallende Kosten für Wartungen und Instandsetzungen nicht mehr vom Anlagenhersteller übernommen, sondern gehen zu Lasten der Betreiber. Zum Jahresbeginn 2004 war nur eine kleine Anzahl Anlagen freiwilliger Teilnehmer mit einem Betriebsalter von weniger als zwei Jahren im WMEP registriert.

Die Auswertung der durchschnittlichen Betriebskosten zeigt die Mittelwerte der jährlichen Kosten als auf die Anlagenennleistung normierte Größen [€/kW] für den Auswertungszeitraum 2004 sowie insgesamt. Die Kosten (vgl. Anhang B, Formblatt Betriebskosten) werden mit eventuellen Rückerstattungen aus Versicherungsfällen verrechnet. In dieser Darstellung sind Steuern sowie Geschäftsführungskosten nicht enthalten.

Für Windenergieanlagen im Leistungsbereich ab 1.500 kW Nennleistung ergeben sich jährliche Betriebskosten von durchschnittlich 16,7 €/kW bzw. rund 25.000 € jährlich. Dieser Wert entspricht bei einem Anschaffungspreis von 1.500.000 € ab Werk einem Betriebskostenanteil von etwa 1,7%. In den unteren sowie in den Leistungsklassen ab 421 kW liegen die ermittelten Betriebskosten für 2004 über den bisher berechneten langfristigen Mittelwerten.

**Abb. 47: Durchschnittliche jährliche Betriebskosten pro kW installierter Leistung**



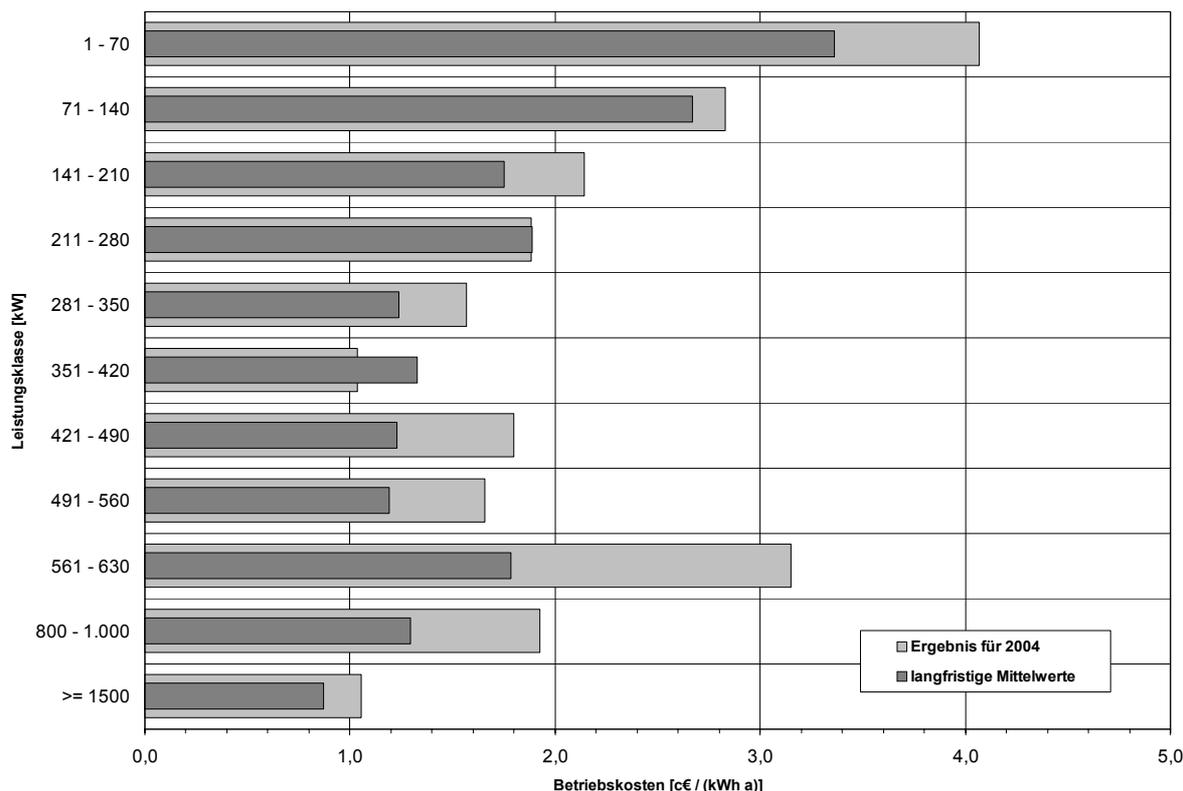
### Betriebskosten und Jahresarbeit

Bezieht man die Betriebskosten der Windenergieanlagen in den einzelnen Leistungsklassen auf die von ihnen erbrachte Jahresarbeit so ergibt sich das folgende Bild: In der Nennleistungsklasse bis 70 kW lagen die spezifischen Betriebskosten 2004 mit ca. 4 c€ pro Kilowattstunde. Hier wird ein erheblicher Anteil der Einspeisevergütung durch die Betriebskosten aufgebraucht. Auch bei den Anlagen mit höheren Nennleistungen liegen die durchschnittlichen Betriebskosten 2004 - etwa 1,1 bis 3,2 c€ pro Kilowattstunde - deutlich höher als im Vergleich mit den langfristigen Werten. Der auffällige Anstieg der Betriebskosten im Leistungsbereich 600 kW lässt sich auf einige kostenintensive Instandsetzungsmaßnahmen von Rotorblättern und Generatoren zurückführen, die nicht durch die Versicherungen reguliert werden konnten. Bei der spezifischen Darstellung "Betriebskosten pro Jahresertrag" muss berücksichtigt werden, dass die Höhe der spezifischen Kosten auch mit dem jährlich schwankendem Windangebot variiert.

### Operational Costs and Annual Energy Yield

When the operational costs of wind turbines in individual power classes are related to the annual energy yields produced by them, the following picture emerges: In the rated power class of up to 70 kW, the operating costs were approx 4.0 c€ per kilowatt hour in 2004. Here, a large proportion of the feed in reimbursement is raised through the operating costs. The average operating costs of plants with higher rated powers - approx 1.1 to 3.2 c€ - were also higher in 2004, compared with the long-term values. The obvious increase in operating costs for the power range of 600 kW can be attributed to some cost-intensive repair measures to rotor blades and generators, which could not be covered through insurance. In the specific depiction of operational costs per annual yield, it must be considered that the level of specific costs also varies with the fluctuating available wind from year to year.

Abb. 48: Durchschnittliche jährliche Betriebskosten pro kWh Jahresarbeit



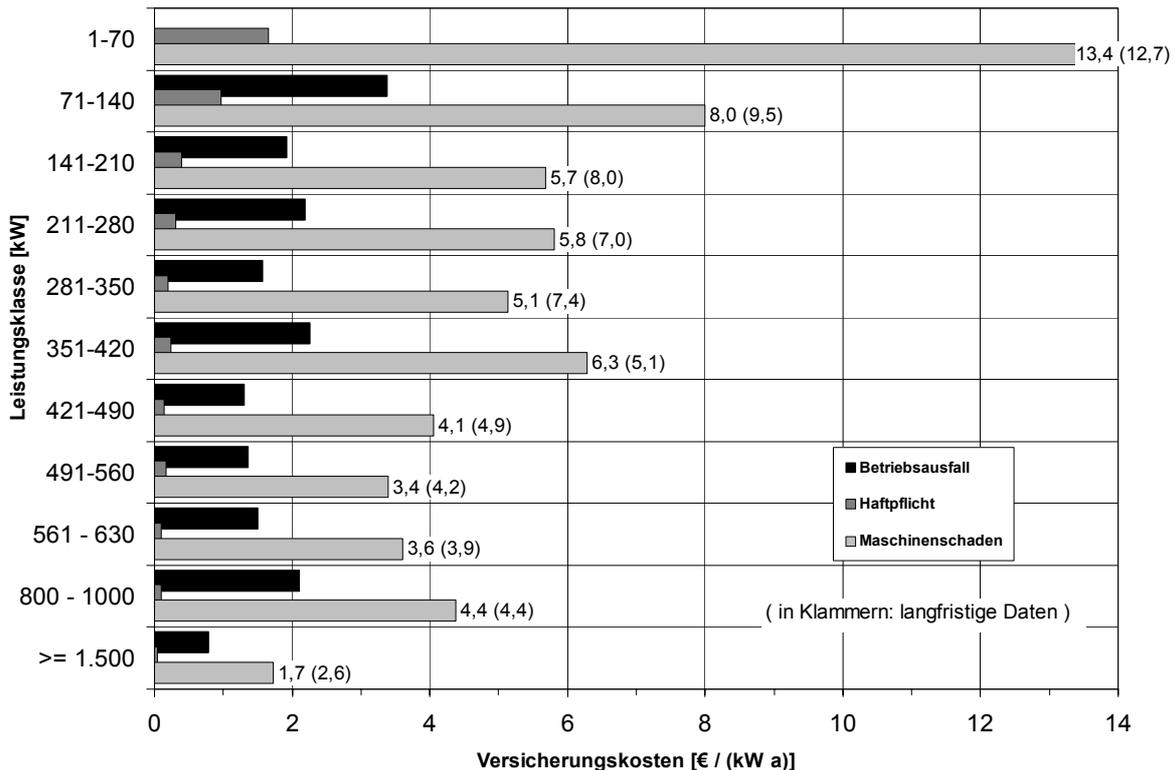
**Insurance Costs**

WTs are generally insured to minimise the financial risks for operators, which can occur through machine damage, destruction, stoppage and third party damage. For the majority of the WTs included in the WMEP, particularly plants of the middle and high power classes, data is provided concerning insurance premiums in the categories of machine damage, stoppage and third party damage. The average value of insurance premiums reported for 2004 are presented for some power classes in terms of rated power size (€ / kW). The tendency toward lower specific costs per kW installed capacity, with increasing plant size, is also shown in this evaluation. In the distribution of individual insurance premiums, the proportion for machine damage was dominant for all power classes, followed by stoppage and finally third party damage. The annual premiums for machine damage lay at between 2 and 13 € / kW according to power class, whereby here the greater rated power classes also incur specifically lower costs. The annual premiums for stoppage lay on average at between about 1 and 3 € / kW. The premiums for third party damage lay at a maximum of approx. 1.5 € / kW, whereby those for the higher power class amounted to clearly less than 1 € / kW. In the diagram, the average premiums for machine damage from last year are included in brackets for comparison.

**Versicherungskosten**

Für Windenergieanlagen werden Versicherungen abgeschlossen, um die finanziellen Risiken, die den Betreibern durch Beschädigung, Zerstörung, Ertragsausfälle oder gegen die Forderungen Dritter in Folge von Haftpflichtschäden entstehen können, zu minimieren. Für die Mehrzahl der im WMEP erfassten WEA, insbesondere Anlagen der mittleren und oberen Leistungsklassen, liegen Daten über Versicherungsprämien in den Kategorien Maschinenschaden-, Betriebsausfall- und Haftpflichtversicherungen vor. Die Mittelwerte der für 2004 gemeldeten Versicherungsprämien sind für einige Leistungsklassen als auf die Nennleistung bezogene Größen (€/kW) dargestellt. Die Auswertung zeigt die Tendenz zu geringeren spezifischen Versicherungskosten pro kW installierter Leistung mit zunehmender Anlagengröße. Bei der Aufteilung der einzelnen Versicherungsprämien dominiert der Anteil der Maschinenschadenversicherung in allen Leistungsklassen, gefolgt von der Betriebsausfall- und schließlich der Haftpflichtversicherung. Die Jahresprämien für die Maschinenschadenversicherung liegen je nach Leistungsklasse etwa zwischen 2 und 13 €/kW, wobei auch hier die größeren Nennleistungsklassen die spezifisch niedrigeren Kosten aufweisen. Die jährlichen Prämien für die Betriebsausfallversicherung liegen im Mittel zwischen etwa 1 und 3 €/kW. Die Prämien für die Haftpflichtversicherungen liegen bei maximal ca. 1,5 €/kW, wobei diese für die oberen Leistungsklassen deutlich weniger als 1 €/kW betragen. In der Darstellung sind die mittleren Vorjahresprämien der Maschinenbruchversicherung zum Vergleich in Klammern dargestellt.

**Abb. 49: Durchschnittliche jährliche Versicherungskosten pro kW installierter Leistung**



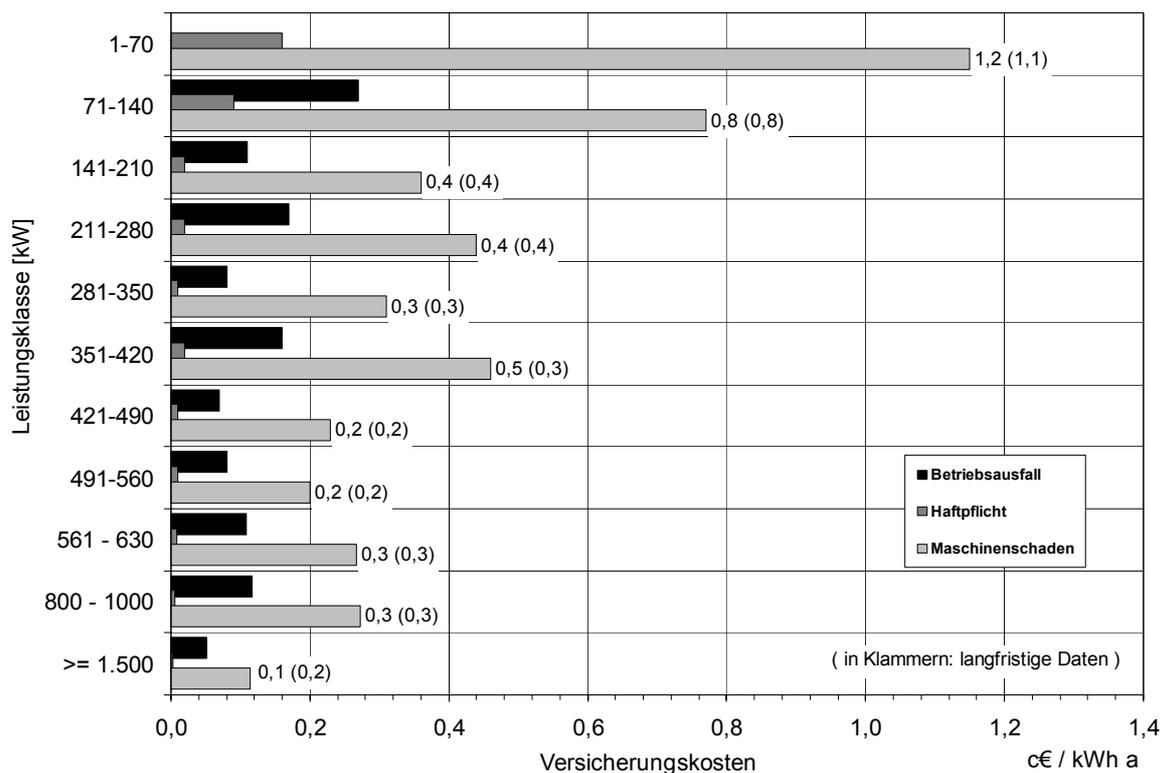
### Versicherungskosten pro kWh

Bezieht man die Kosten der in 2004 geleisteten Versicherungsprämien (€) der einzelnen Leistungsklassen auf die jeweils erbrachte Jahresarbeit (kWh), so ergeben sich hier Werte, die für die Nennleistungsklasse bis 70 kW bei etwa 1,2 c€/kWh für die Maschinenbruchversicherung und bei ca. 0,2 c€/kWh für die Betriebsausfallversicherung liegen. Mit zunehmender Anlagengröße verringern sich die Anteile der ertragspezifischen Versicherungskosten. Bei der spezifischen Darstellung "Versicherungskosten pro Jahresertrag" muss berücksichtigt werden, dass diese mit dem jährlich schwankendem Windangebot variieren.

### Insurance Costs per kWh

When the costs incurred for insurance premiums (€) in 2004, for individual power classes, are related to their annual production (kWh), the figures for plants of up to 70 kW rated power amount to approx. 1.2 c€ / kWh for machine damage insurance and approx. 2.0 c€ / kWh for stoppage insurance. With increasing plant age, the proportion of yield specific insurance costs is reduced. In the specific depiction of insurance costs per annual yield, it must be considered that the level of specific costs varies with the fluctuating wind availability from year to year.

Abb. 50: Durchschnittliche jährliche Versicherungskosten pro kWh Jahresarbeit



**Costs for Maintenance and Repair**

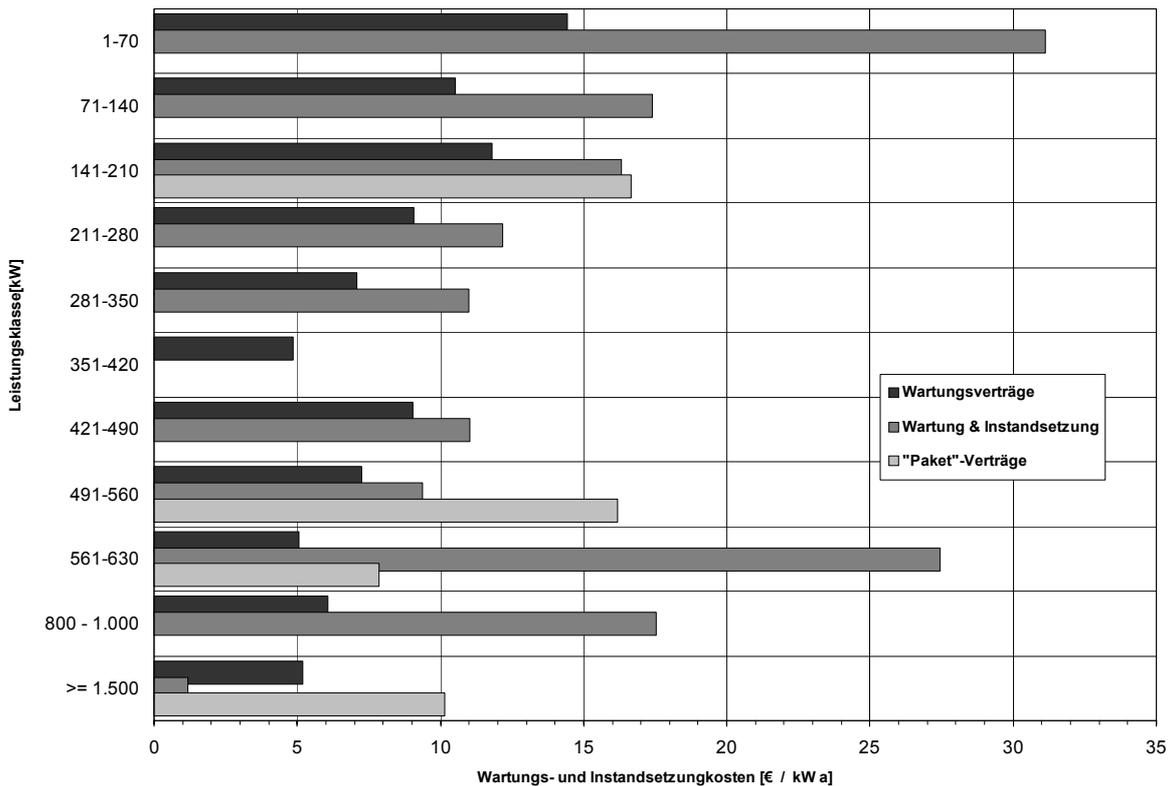
The greatest proportion of operating costs for wind turbines are those incurred through maintenance and repair. For this reason, operators close service contracts with manufacturers or third parties who perform regular maintenance or repair the damage to plants without delay. Many manufacturers offer their customers complete contracts, which include all services such as insurance, maintenance, spare parts and repairs. The evaluation depicts the costs for repair, spare parts, operating supply, wages, travelling expenses, service and maintenance contracts etc., according to information provided by operators. This data is reduced by the corresponding amount in the case of possible reimbursement from insurers. With an average value of only 1.2 € / kW, the reported repair costs of plants in the 1.5 MW class are noticeably low. With regard to downtimes (see section 3.8 Model Specific Evaluations), the majority of the necessary repairs are clearly completed on the basis of goodwill e.g. the assumption of a two year guarantee period through the WMEP does not apply for these plant generations.

**Wartungs- und Instandsetzungskosten**

Ein großer Anteil der Betriebskosten von Windenergieanlagen muss für Wartungs- und Instandsetzungskosten aufgebracht werden. Für die Instandhaltung ihrer WEA schließen die meisten Betreiber Serviceverträge mit den Herstellerfirmen oder Drittanbietern ab. Oberhalb 70 kW Nennleistung haben weitaus die meisten Betreiber einen Wartungsvertrag abgeschlossen, bei den kleineren Anlagen dagegen nur etwa ein Drittel. Viele Hersteller bieten auch pauschale Komplettverträge an, die alle Leistungen wie Versicherung, Wartung, Ersatzteile und Reparaturen beinhalten, was vor allem von Betreibern großer Anlagen wahrgenommen wird. Im WMEP sind solche Verträge für 60 Anlagen gemeldet.

Die Auswertung stellt die Kosten für Reparaturen, Ersatzteile, Betriebsmittel, Arbeitslohn, Fahrtkosten, Service- und Wartungsverträge usw. gemäß den Angaben der Betreiber dar. Im Falle etwaiger Rückerstattungen der Versicherer sind diese in die genannten Beträge eingerechnet. Mit einem durchschnittlichem Wert von nur 1,2 €/kW sind die gemeldeten Instandsetzungskosten der Anlagen in der 1,5-MW-Klasse auffallend niedrig. Mit Hinblick auf die Stillstandszeiten (vergl. Abschnitt 3.8 Typenspezifische Auswertungen) wird hier offensichtlich eine gewisse Anzahl der notwendigen Reparaturen auf Kulanzbasis ausgeführt, bzw. ist die durch das WMEP getroffene Annahme eines zweijährigen Garantiezeitraums für diese Anlagengeneration nicht zutreffend.

**Abb. 51: Jährliche Kosten für Wartungen und Instandsetzungen pro kW inst. Leistung**



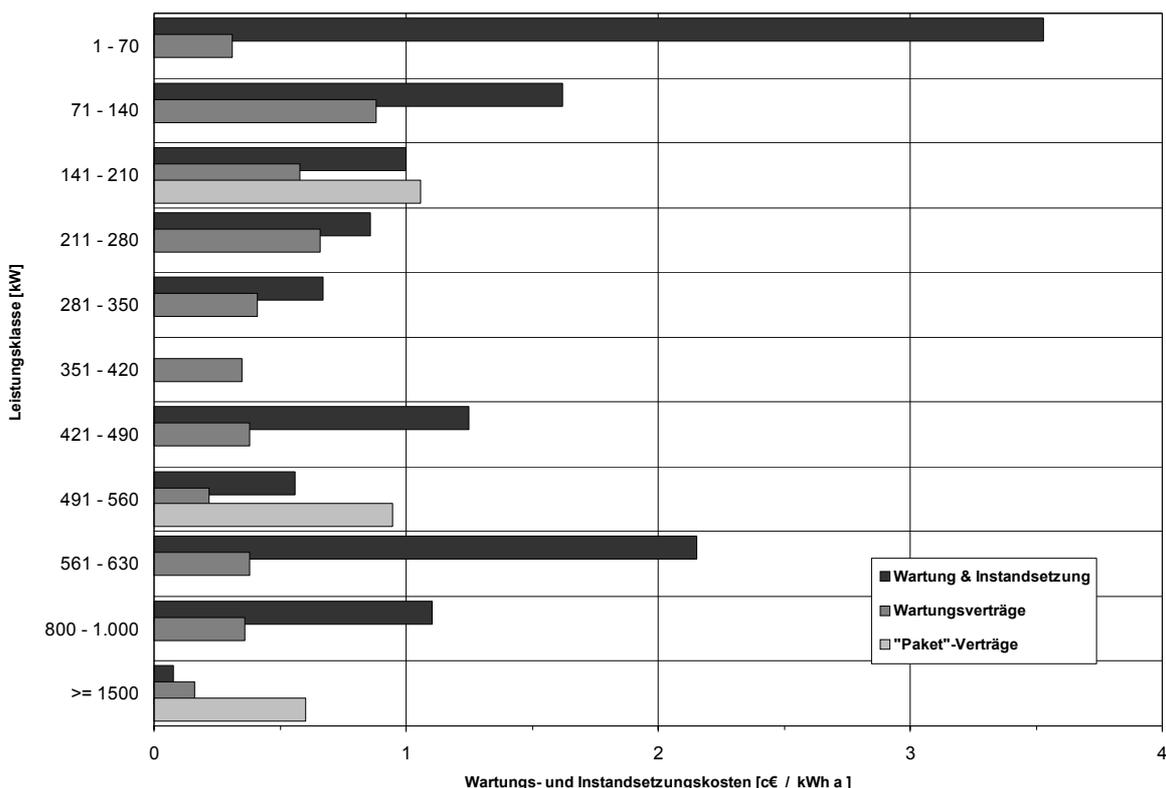
### Wartungs-, Instandsetzungskosten und Jahresarbeit

Vergleicht man den finanziellen Aufwand für Wartungs- und Instandsetzungskosten mit der im Abrechnungszeitraum erzielten Jahresarbeit (kWh/a), so ergibt sich das folgende Bild: Bei Anlagen bis 70 kW Nennleistung liegen die spezifischen Kosten mit ca. 3,5 c€ pro Kilowattstunde signifikant über den Kosten der anderen Leistungsklassen. Diese liegen im Mittel etwa bei 1 bis 2 c€/kWh, z.T. auch geringer. Die Kosten für die sogenannten "Paketverträge" liegen umgerechnet bei etwa 1 c€/kWh. Bei der spezifischen "Darstellung Betriebskosten pro Jahresertrag" muss berücksichtigt werden, dass die Höhe der spezifischen Kosten auch mit dem jährlich schwankendem Windangebot variieren.

### Maintenance, Repair and Annual Production

The following picture emerges when the maintenance and repair costs of wind turbines are related to their annual production (kWh/a): With approx. 3.5 c€ / kWh, the maintenance and repair costs for plants of up to 70 kW rated power lay significantly above the costs for other power classes. On average, these amount to approx. 1 to 2 c€ / kWh and sometimes less. The costs for so-called "packet contracts" convert to about 1 c€ / kWh. In the specific depiction of operational costs per annual yield, it must be considered that the level of specific costs varies with the fluctuating available wind from year to year.

Abb. 52: Durchschnittliche jährliche Instandsetzungskosten pro kWh Jahresarbeit



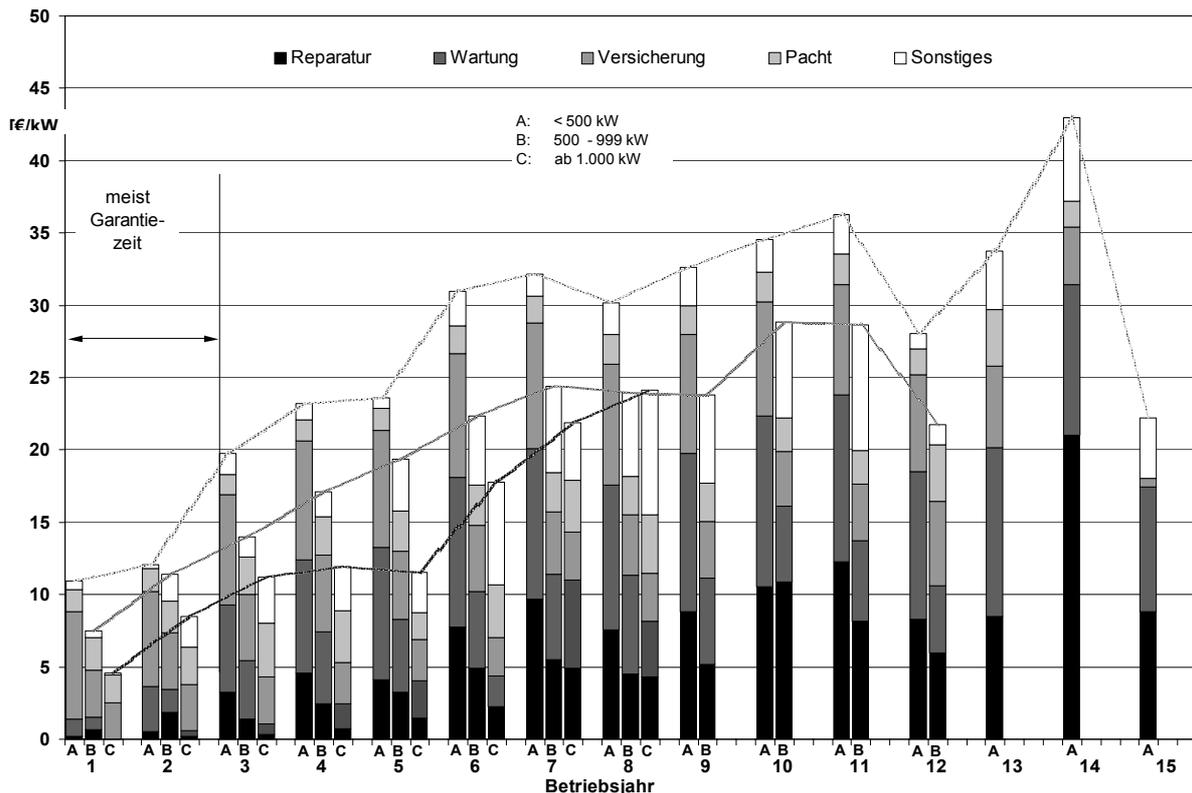
**Plant Age and Development of Operational Costs**

The development of operating costs over a period of time, together with the reliability and lifetime of wind turbines, plays a decisive role in the financial success of the project. For turbines in the WMEP, this development is depicted for three rated power classes: Plants with less than 500 kW rated power (A), with 500 to 999kW (B) and plants with more than 1000 kW rated power (C). Furthermore, the costs for repairs, maintenance, insurance (third party damage, machine damage and non-availability insurance), lease and others are here differentiated. Maintenance and repair costs significantly increase after the conclusion of the general two-year guarantee phase, for smaller plants this adjusts to a value of about 20 € / kW, for larger turbines these values are somewhat less. From the eleventh year, the course of maintenance and repair costs is no longer clearly discernable. However, these values are defined only through a relatively small number of turbines. The average values for insurance and lease remain basically constant, due to longer-term contracts. The total annual operational costs for plants under 500 kW lay between 30 and 40 € / kW, from the sixth year of operation, for plants from 500 kW to 999 kW these values lay just under 30 € / kW and for the megawatt class, up to 8 operational years, values still remain under 25 € / kW.

**Anlagenalter und Entwicklung der Betriebskosten**

Die zeitliche Entwicklung der Betriebskosten spielt für den finanziellen Erfolg der Projekte, zusammen mit Zuverlässigkeit und Lebensdauer der Windenergieanlagen, eine entscheidende Rolle. Für die Anlagen des WMEP ist diese Entwicklung für drei Nennleistungsklassen dargestellt: Anlagen mit Nennleistungen kleiner 500 kW (A), 500 bis 999 kW (B) und Anlagen ab 1000 kW Nennleistung (C). Diese Auswertung basiert auf Nennungen der Kostenarten Reparatur, Wartung, Versicherung (Haftpflicht-, Maschinenschaden- sowie Betriebsausfallversicherung), Pacht und Sonstiges. Unternehmenssteuern, Geschäftsführungs- und Strombezugskosten sind in dieser Darstellung nicht berücksichtigt. Die Instandhaltungskosten steigen nach Ablauf der Garantiephase erwartungsgemäß deutlich an, für die kleineren Anlagen auf einen Wert von zusammen etwa 20 €/kW, für die größeren Anlagen auf etwas niedrigere Werte. Ab dem elften Jahr ist der Verlauf der Reparatur- und Wartungskosten nicht mehr eindeutig erkennbar. Allerdings sind diese Werte nur durch eine relativ geringe Anzahl von Anlagen unterlegt. Die Durchschnittswerte für Versicherung und Pacht bleiben aufgrund längerfristiger Verträge etwa konstant, die hier nicht näher spezifizierten sonstigen Kosten unterliegen geringen Schwankungen. Die gesamten jährlichen Betriebskosten liegen bei Anlagen unter 500 kW ab dem sechsten Betriebsjahr zwischen 30 und 40 €/kW, bei Anlagen von 500 kW bis 999 kW unter 30 €/kW und für die Megawatt-Klasse bis zum 8. Betriebsjahr bislang noch unter 25 €/kW.

**Abb. 53: Jährliche Betriebskosten**



## Erträge

2004 wurden durch den Betrieb von Windenergieanlagen im WMEP über 32 Mio. € von den Betreibern erwirtschaftet. Diese Summe enthält die durch EVU ausbezahlten Einspeisevergütungen in Höhe von etwa 31,1 Mio. € sowie bei Windenergieanlagen mit Energieeigenutzung die Einsparungen der Betreiber durch verringerten Strombezug, die sogenannten "vermiedenen Strombezugskosten", in Höhe von 1,2 Mio. €. Nicht enthalten sind hierin dagegen die Betriebskostenzuschüsse aus Bundesmitteln, die 0,03 €/kWh für ins Netz eingespeiste bzw. 0,04 €/kWh für eigenverbrauchte Kilowattstunde betragen und die zu einem geringen Teil noch an Teilnehmer des 250 MW Wind-Programms ausgezahlt werden.

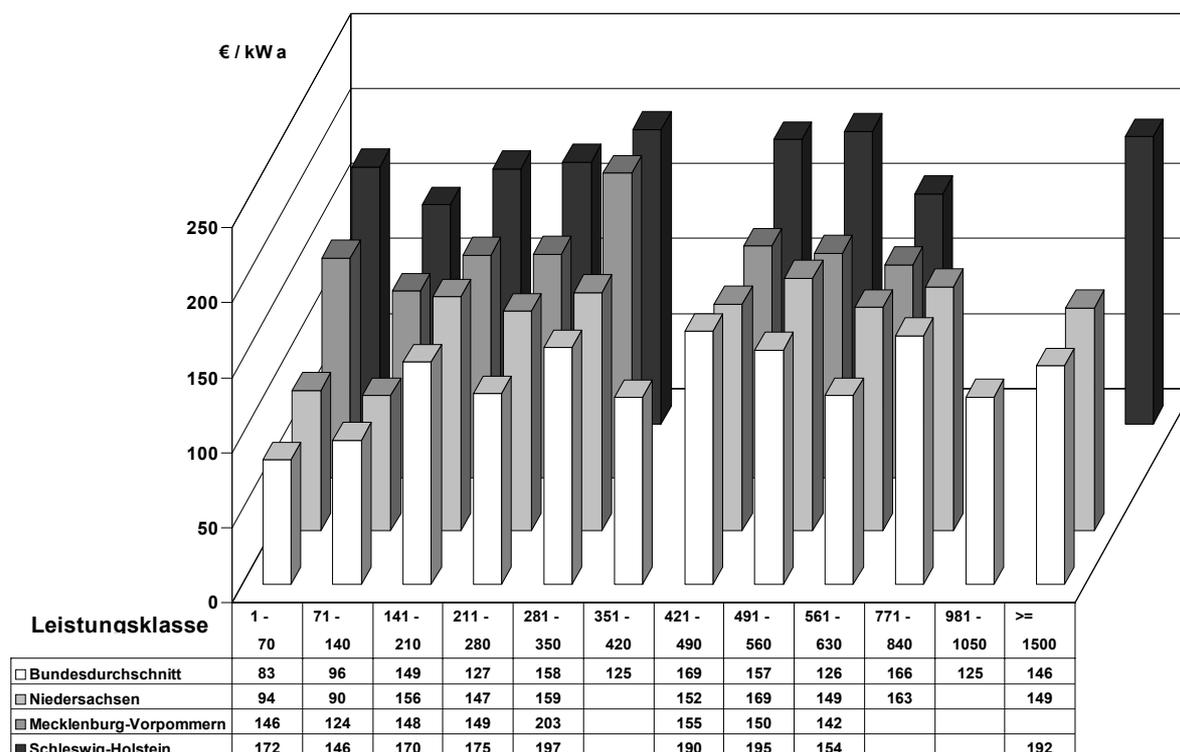
Die Darstellung zeigt die jährlichen Erträge im Bundesdurchschnitt sowie exemplarisch für die Top-3-Bundesländer, in denen die höchsten Erträge ermittelt wurden. In der Auswertung sind, zwecks besserer Vergleichbarkeit, nur Anlagen des WMEP berücksichtigt, für die über das gesamte Jahr 2004 Berichte vorliegen.

## Returns

In 2004, WT operators in the WMEP achieved returns of over 32 million €. This figure includes returns from energy sold to utilities of approximately 31.1 million €, and savings of 1.2 million € through reduced energy buying. The result does not include federal government subsidies, which are usually 0.03 € for each kWh of electricity sold into the grid, or 0.04 € for that consumed in the operator's household, and which are still paid out in part to participants of the 250 MW wind programme.

The figure outlines the federal annual average returns, and also those for the top three states in which the highest returns were calculated. In order to provide better comparison, the evaluation only considers WTs in the WMEP where reports were available for the whole of 2004.

Abb. 54: Spezifische monetäre Jahreserträge pro kW installierter Leistung



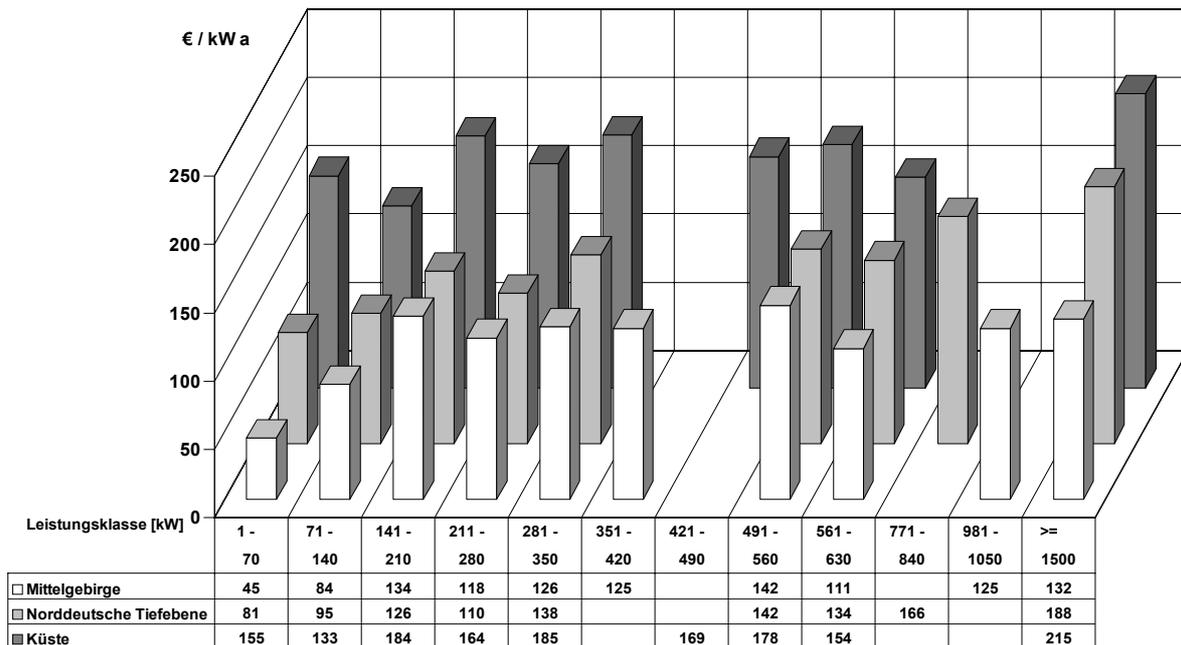
**Returns in Different Location Categories**

By differentiating the average returns in relation to location category, instead of state, it is possible to obtain an even more informative overview of varying economics in different location categories. As already shown in other diagrams, great yield differences can be noted between "coastal" locations and locations in the categories "north German lowland plain" and "low mountain region". These differences must be taken into account when considering the economics of planned projects. The table aids in providing the approximate average earnings, and also the average energy production for WTs in individual power classes. As an example, a 1,500 kW plant in the location category of coast was selected: the average annual monetary return amounts to 215 € / kW. From here, annual earnings: of 215 € / kW · 1,500 kW = 322,500 €. The average annual energy supply can be approximated, with 322,500 € / 0.09 €/kWh (9c€/kWh: feed-in reimbursement), at around 3,583,000 kWh or about 2,400 full load hours. The corresponding average values for plants of this class at north German lowland locations are: 282,000 € annual earnings, 3.13 million kWh annual electricity production and 2,100 full load hours. For low mountain regions the average results are: 198,000 € annual earnings, 2.2 million kWh annual electricity production and 1,500 full load hours.

**Erträge in unterschiedlichen Standortkategorien**

Bei einer Differenzierung der durchschnittlichen jährlichen Erträge nach Standortkategorien an Stelle von Bundesländern ergibt sich ein noch aufschlussreicheres Bild im Hinblick auf die unterschiedliche Wirtschaftlichkeit an verschiedenen Standortkategorien. Wie auch schon in anderen Abbildungen gezeigt, ergeben sich zwischen Küstenstandorten und Standorten der Kategorien "Norddeutsche Tiefebene" bzw. "Mittelgebirge" große Ertragsdifferenzen. Diese Unterschiede müssen bei Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen für geplante Projekte Berücksichtigung finden. Mit Hilfe der Tabelle können näherungsweise die durchschnittlichen Einnahmen sowie die durchschnittliche Stromproduktion für WEA in den einzelnen Leistungsklassen ermittelt werden. Als Beispiel hierfür wird eine 1.500 kW-Anlage in der Standortkategorie Küste gewählt: Der durchschnittliche monetäre Ertrag liegt hier bei 215 €/kW pro Jahr. Hieraus ergeben sich Jahreseinnahmen von 215 €/kW · 1.500 kW = 322.500 €. Der mittlere Jahresenergieertrag kann mit 322.500 € / 0,09 €/kWh (9c€/kWh: angenommene Einspeisevergütung) auf rund 3.583.000 kWh, entsprechend etwa 2.400 Volllaststunden abgeschätzt werden. Die Durchschnittswerte für Anlagen dieser Leistungsklasse an Standorten in der Norddeutschen Tiefebene sind: 282.000 € Jahreseinnahmen, 3,13 Mio. kWh Jahresstromproduktion und 2.100 Volllaststunden. Für Mittelgebirgsstandorte lauten die durchschnittlichen Ergebnisse: 2,2 Mio. kWh Jahresstromproduktion entsprechend 198.000 € Einnahmen aus Stromeinspeisung und 1.500 Volllaststunden.

**Abb. 55: Spezifische monetäre Jahreserträge pro kW installierter Leistung**



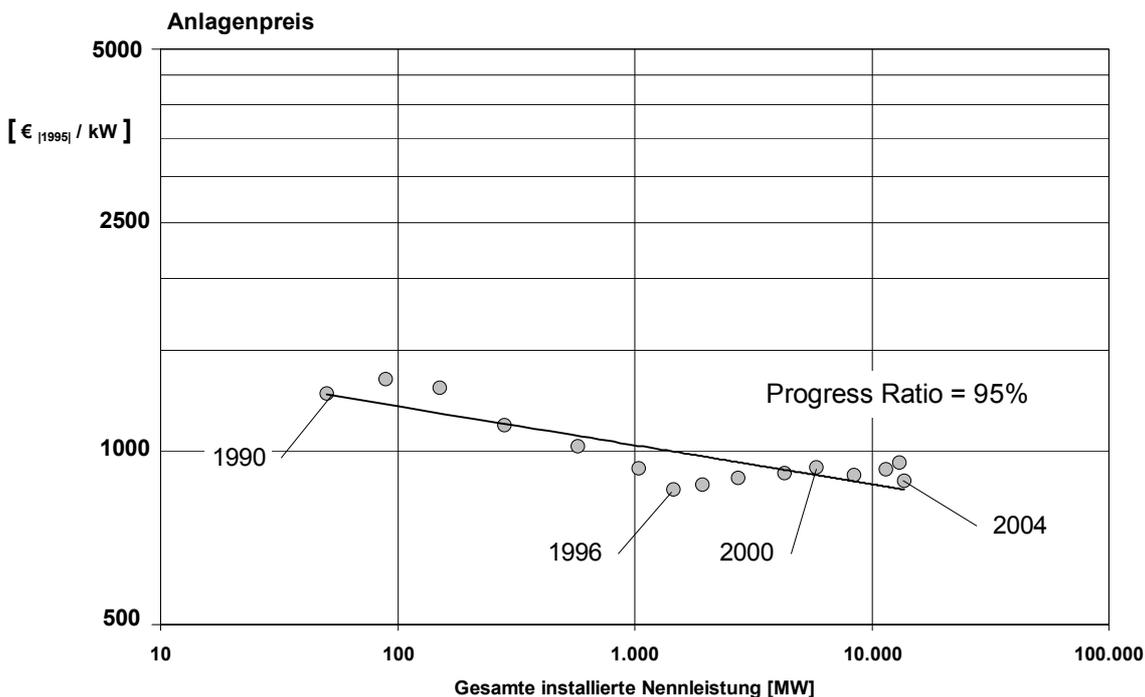
### Preistendenzen auf dem Windenergiemarkt pro kW installierter Leistung

Die Windenergietechnik hat in Deutschland in den vergangenen 20 Jahren eine bemerkenswerte Entwicklung durchlaufen. Die positiven Rahmenbedingungen, wie zum Beispiel staatliche Forschungs-, Entwicklungs- und Fördermaßnahmen, günstige Finanzierungsmöglichkeiten sowie die mit dem Stromeinspeisungsgesetz (1991 - 2000) und dem Erneuerbare Energien Gesetz - EEG (ab April 2000) getroffene Festlegung auf ein Mindestpreissystem haben maßgeblich zu dieser Entwicklung beigetragen. Die Preise für Windenergieanlagen sind gleichzeitig durch Fertigung in größeren Stückzahlen und optimierte Fertigungsverfahren deutlich gesunken. Die Entwicklung der spezifischen Preise mit steigenden Installationszahlen auf dem Windenergiemarkt in Deutschland ist für den Zeitraum 1990 bis 2004 als Lernkurve dargestellt. Ausgehend von rund 1.260 €/kW bei 60 MW kumulierter installierter Nennleistung 1990 fielen die spezifischen Anlagenpreise auf rund 890 €/kW bei 14.000 MW installierter Leistung im Jahr 2004. Die "Progress Ratio" für diese Lernkurve beträgt 95 Prozent. Dies bedeutet, dass im Betrachtungszeitraum die Preisreduktion der Anlagen real ca. 5 Prozent je Verdoppelungsschritt der kumulierten installierten Leistung beträgt. Diese Auswertung beruht auf Preisangaben für Einzelanlagen entsprechend den Angaben in Marktübersichten des BWE und beinhalten i.d.R. Anlieferung und Montage. Die Preise sind inflationsbereinigt und auf das Preisniveau von 1995 normiert.

### Price Tendencies in the Wind Energy Market per kW Installed Power

Wind energy technology has undergone remarkable developments in Germany over the last twenty years. Positive frame conditions, such as state research, development and funding measures, favourable financing possibilities and minimum price system regulations through the Electricity Feed Law (1991 - 2000) and the Renewable Energy Sources Act - EEG (from April, 2000), have significantly contributed to this development. At the same time, the price of wind turbines has significantly decreased through production in larger quantities and optimised manufacturing methods. The development of specific costs with an increase of installation numbers in the German wind energy market is depicted as a learning curve for the period from 1990 to 2004. From about 1,260 €/kW with 60 MW cumulative installed capacity in 1990, the specific plant costs have fallen to around 890 €/kW with 14,000 MW capacity in 2004. The "progress ratio" for this learning curve lies at 95 percent. This means that, in this examination period the price reduction of plants is really approx. 5 percent, with every doubling of cumulative installed capacity. The included prices are inflation adjusted and standardised to the prices from 1995.

Abb. 56: Lernkurve Windenergie in Deutschland (€/kW)



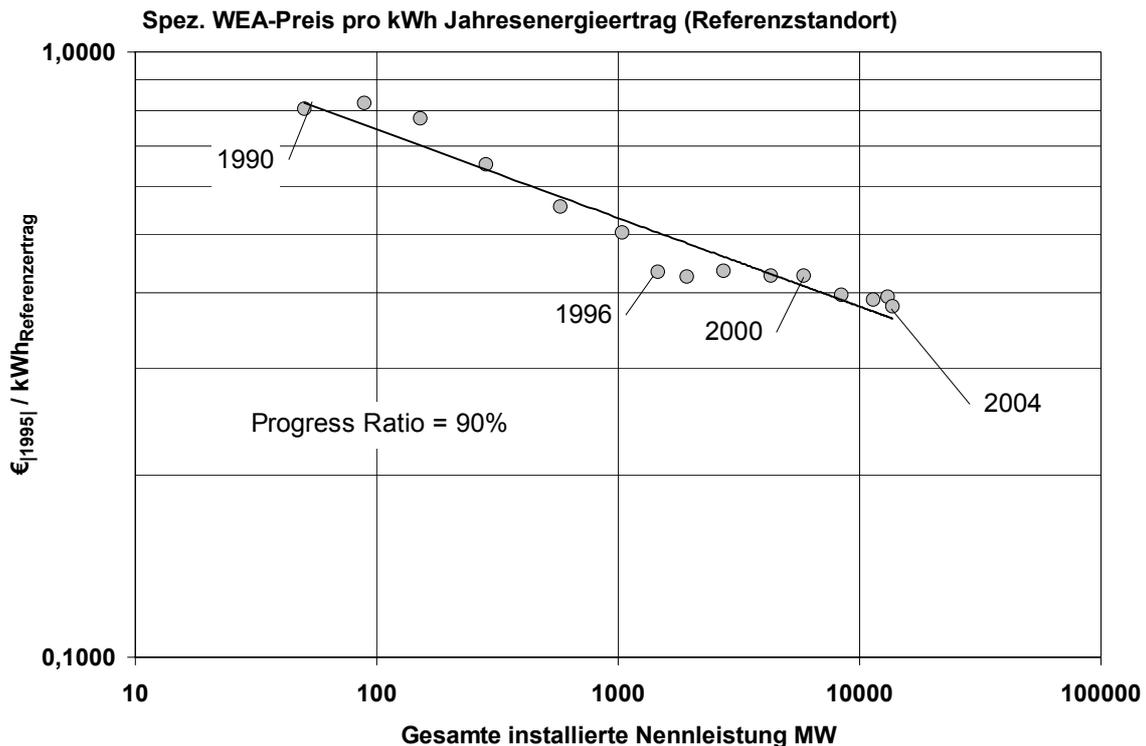
**Price Tendencies in the Wind Energy Market per kW Reference Yield**

For economic reasons, wind turbines with great hub heights and rotor diameters are built with preference. The higher specific energy yields, which accompany higher plant costs, are not reflected in the depiction on the previous page. When the increase in efficiency, which can be achieved through great hub heights and rotor diameters, is considered in determining the price tendencies, a learning curve is established which indicates a clearly greater "progress ratio" (90%) on one hand and which furthermore reveals a real price reduction also for preceding years. Instead of the generator rated power, this evaluation depicts the specific price per kilowatt hour annual yield of the reference yield. The reference yield is the annual energy yield that a wind turbine provides at a so-called reference location. The following values result from calculations for specific plant price: with approx. 60 MW cumulative power in 1990, approx. 0.8 € per kilowatt-hour annual energy yield (reference yield). For 2004 the price niveau lay at around 14.000 MW cumulative power real, about 0.38 € per kilowatt-hour annual energy production (reference yield). In comparison to the level of 1990, this corresponds to a price reduction of around 53% or a decrease of approx. 10% per doubling step, with much improved plant technology.

**Preistendenzen auf dem Windenergiemarkt pro kWh Referenzertrag**

Aus Wirtschaftlichkeitsgründen werden Windenergieanlagen mit großen Nabhöhen und Rotordurchmessern bevorzugt gebaut. Die mit den höheren Anlagenkosten einhergehenden höheren spezifischen Energieerträge spiegeln sich in der Darstellung auf der vorangegangenen Seite jedoch nicht wider. Berücksichtigt man bei der Ermittlung der Preistendenzen die durch die weiterentwickelte Technik erzielbare Effizienzsteigerung, so erhält man eine Lernkurve, die eine deutlich größere "Progress Ratio" (90%) aufweist und für die zurückliegenden Jahre auch reale Preisreduktionen erkennen lässt. Anstelle der Generatornennleistung wird als Bezugsgröße für den Anlagenpreis der Referenzertrag eingesetzt. Der Referenzertrag ist nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) die Jahresarbeit, die eine Windenergieanlage am sogenannten Referenzstandort erbringt. Das Windregime am Referenzstandort wiederum ist definiert als Rayleighverteilung mit 5,5m/s mittlerer Jahreswindgeschwindigkeit in 30m Höhe und einer Rauigkeitslänge  $z_0 = 0,1m$ . Rechnerisch ergibt sich für 1990 ein spezifischer Anlagenpreis von 0,8 € je Kilowattstunde Referenzertrag bei seinerzeit ca. 60 MW kumulierter Leistung. Für 2004 errechnen sich bei etwa 14.000 MW kumulierter Leistung real etwa 0,38 € je Kilowattstunde Referenzertrag. Im Vergleich mit dem Stand von 1990 entspricht dies, bei erheblich verbesserter Anlagentechnik, einer Preisreduzierung von 53% bzw. einem Preisrückgang von ca. 10% pro Verdoppelungsschritt installierter Leistung.

**Abb. 57: Lernkurve Windenergie in Deutschland (€ / [kWh/a]ref)**



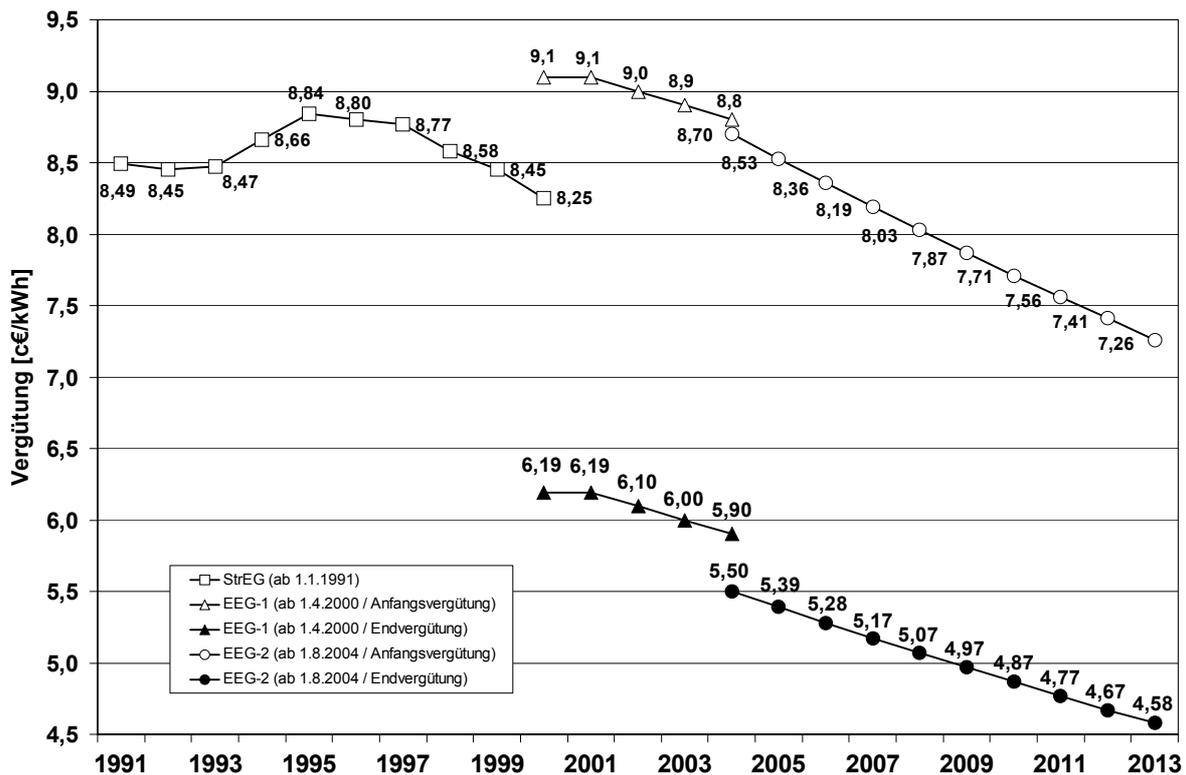
## Entwicklung der Einspeisevergütung für Strom aus Windenergie

Seit 1991 wird Strom aus Windenergie in Deutschland durch ein Mindestpreissystem vergütet. Im April 2000 wurde das seit 1991 geltende Stromeinspeisungsgesetz (StrEG) durch das "Erneuerbare Energien Gesetz - (EEG)" abgelöst. Dieses wurde wiederum zum 1. August 2004 durch das "Gesetz zur Neuregelung des Rechts der Erneuerbaren Energien im Strombereich" novelliert. Die ertragsabhängige Vergütungshöhe ist durch eine sogenannte "Referenzertragregelung" definiert. Hiernach ist für Windenergieanlagen, die bis zum 31.12.2004 in Betrieb gegangen sind, zunächst eine Anfangsvergütung von 8,7 c€/kWh für einen Mindestzeitraum von fünf Jahren festgeschrieben. Je nach Standortqualität wird die Einspeisevergütung anschließend auf einen Wert von 5,5 c€/kWh abgesenkt. An sehr ertragsstarken Standorten erfolgt die Absenkung unmittelbar nach Ablauf des fünften Betriebsjahres, an windschwachen Standorten wird die Zahlung des erhöhten Vergütungssatzes verlängert. Je nach Standortqualität ergibt sich somit, über 20 Jahre betrachtet, eine durchschnittliche Einspeisevergütung zwischen 8,7 und 6,3 c€/kWh. Gemäß EEG werden die Mindestvergütungen beginnend mit dem 1.1.2005 "jährlich jeweils für ab diesem Zeitpunkt neu in Betrieb genommene Anlagen um jeweils 2,0% gesenkt" (vgl. Abb.). Besondere Regelungen sieht das EEG für "Repowering-Anlagen" und Offshore-WEA vor. Keine Vergütungspflicht besteht für WEA, die nicht mindestens 60% des Referenzertrages am geplanten Standort erreichen.

### Price Developments in Returns Achieved by Energy Sales

Since 1991 power from wind energy in Germany has been reimbursed through a minimum price system. In April 2000, the Electricity Feed Law that had been in place since 1991 was replaced by the "Act on Granting Priority to Renewable Energy Sources" (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG). This law was again amended on 1st August 2004 with the "Revised law for the rights of renewable energies in the current range". The yield dependent reimbursement level is defined through a so-called "reference yield regulation". Accordingly, for wind turbines that commenced operation before 31.12.2004, an initial reimbursement of 8.7 c€ / kWh was fixed for a minimum period of five years. Depending on the location quality, the reimbursement level decreases to 5.5 c€ / kWh. According to location quality, an average reimbursement figure of between 8.7 and 6.3 c€ /kWh results over a twenty year period. According to the EEG, the minimum reimbursement from the 1.1.2005 is to be "decreased each year by 2.0% for each newly operating plant from this point in time". The EEG plans particular regulations for "repowering plants" and offshore plants. Compulsory reimbursement does not exist for WTs that do not achieve at least 60% of the reference yield at planned locations.

Abb. 58: Entwicklung der Einspeisevergütung für Strom aus Windenergie



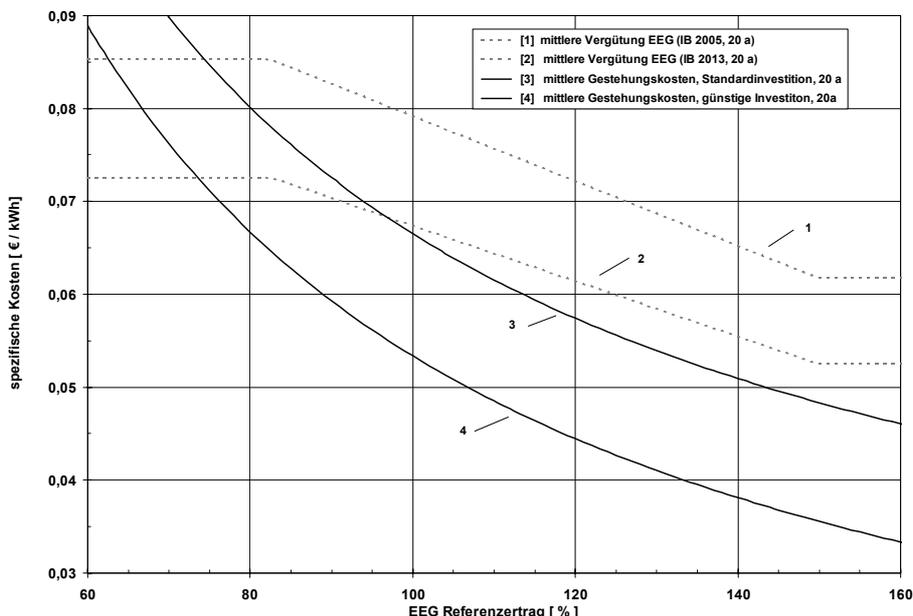
**Generating Costs and Annual Energy Yield**

In keeping with the EEG, the feed-in reimbursement is dependent on the relationship of the energy yield (standardised over the first five operational years) to the so-called reference yield of the respective WT model. Curve 1 shows the average feed in reimbursement, over a period of 20 years, for WTs beginning operation in 2005 (according to location quality between 8.53 and 6.18 c€/kWh). Through the fixed decrease of 2% annually, the level of reimbursement for WTs installed later sinks further. Curve 2 shows the expected average feed in reimbursements for WTs on land, which begin operation in 2013. Curve 3 shows the specific generating costs for wind energy plants in the 1,500 to 2,000 kW class, currently dominating the market. Curve 4 presents a variant with somewhat more favourable data in relation to additional investment costs and financing conditions. The evaluations are based on the following conditions: specific WT costs per work 900 €/kW, additional investment costs 30% (Curve 4: 20%), operational costs 4.5% (3.0%), calculated taxes 7.5% (5.5%), period of financing according to depreciation 16 years, life span 20 years, energy yield 60% to 160% of the reference yield. A minimum energy yield of approx. 63% - 74% of the reference yield is necessary to fully finance a wind turbine over a period of 20 years, if the WT begins operation in 2005. Up until 2013 the economic limit will be extended - given the same frame conditions, e.g. constant plant price - to location qualities from 74% to 97% of the reference yield.

**Stromgestehungskosten und Jahresarbeit**

Die Einspeisevergütung hängt gemäß EEG vom Verhältnis des tatsächlichen Energieertrages einer WEA (gemittelt über die ersten fünf Betriebsjahre) zum sogenannten Referenzertrag des jeweiligen WEA-Modells ab, d.h. mit abnehmender Standortqualität verschiebt sich die Absenkung auf den niedrigeren Vergütungssatz auf einen späteren Zeitpunkt. Kurve 1 zeigt die mittlere Einspeisevergütung über einen Zeitraum von 20 Jahren für WEA, die 2005 ihren Betrieb aufnehmen. Durch die festgeschriebene Degression von jährlich 2% wird die Vergütungshöhe für später installierte WEA sinken. Kurve 2 zeigt die voraussichtliche durchschnittliche Einspeisevergütung für WEA an Land, die in 2013 in Betrieb genommen werden. Kurve 3 zeigt die spezifischen Stromgestehungskosten derzeit den Markt dominierender Windenergieanlagen der 1,5 MW bis 2,0 MW-Klasse, Kurve 4 eine Variante mit etwas günstigeren Annahmen bezüglich Investitionsnebenkosten und Finanzierungsbedingungen. Die Daten wurden hier über die jeweilige Gültigkeitsdauer der Einspeisevergütungen nach EEG über einen Zeitraum von 20 Jahren gemittelt. Die Berechnungen beruhen auf folgenden Eckdaten: spezifische WEA-Kosten ab Werk 900 €/kW, Investitionsnebenkosten 30% (Kurve 4: 20%), Betriebskosten 4,5% (3,0%), kalkulatorischer Zins 7,5% (5,5%), Finanzierungszeitraum entsprechend der Abschreibungsdauer 16 Jahre, Lebensdauer 20 Jahre, Energieertrag 60% bis 160% des Referenzertrags. Zur vollständigen Finanzierung einer Windenergieanlage über einen Zeitraum von 20 Jahren mit Inbetriebnahme 2005 ist demnach ein Energieertrag von minimal etwa 63 bis 74% des Referenzertrags erforderlich. Bis 2013 würden sich - unter der Voraussetzung gleicher Randbedingungen, also z. B. konstanter Anlagenpreise - die Wirtschaftlichkeitsgrenzen zu Standortqualitäten von 74% bis 97% des Referenzertrages verschieben.

**Abb. 59: Gestehungskosten für Strom aus Windenergie**



### Stromgestehungskosten im Vergleich

Diese Darstellung zeigt exemplarisch die spezifischen Stromgestehungskosten (Säulen) und die durchschnittliche Vergütungshöhe (horizontal laufendes Band) für die Anlagenkonfigurationen (Typ, Rotordurchmesser, Nabenhöhe) mit den in 2004 höchsten Installationszahlen und Nennleistungen von 600, 1.000, 1.500, und 2.000 kW. Die Berechnungen der Kosten basieren auf den gleichen Randbedingungen wie in Kurve 3 der Grafik auf der vorangegangenen Seite. Für eine Anlage mit 1.000 kW Nennleistung kann bei einem Jahresenergieertrag von 100% des Referenzertrages für diesen Typ mit Stromgestehungskosten von ca. 0,069 €/kWh gerechnet werden. Dieser Wert liegt unter der durchschnittlichen Einspeisevergütung, die über 20 Jahre nach EEG an einem 100%-Standort zu erwarten ist (ca. 0,079 €/kWh).

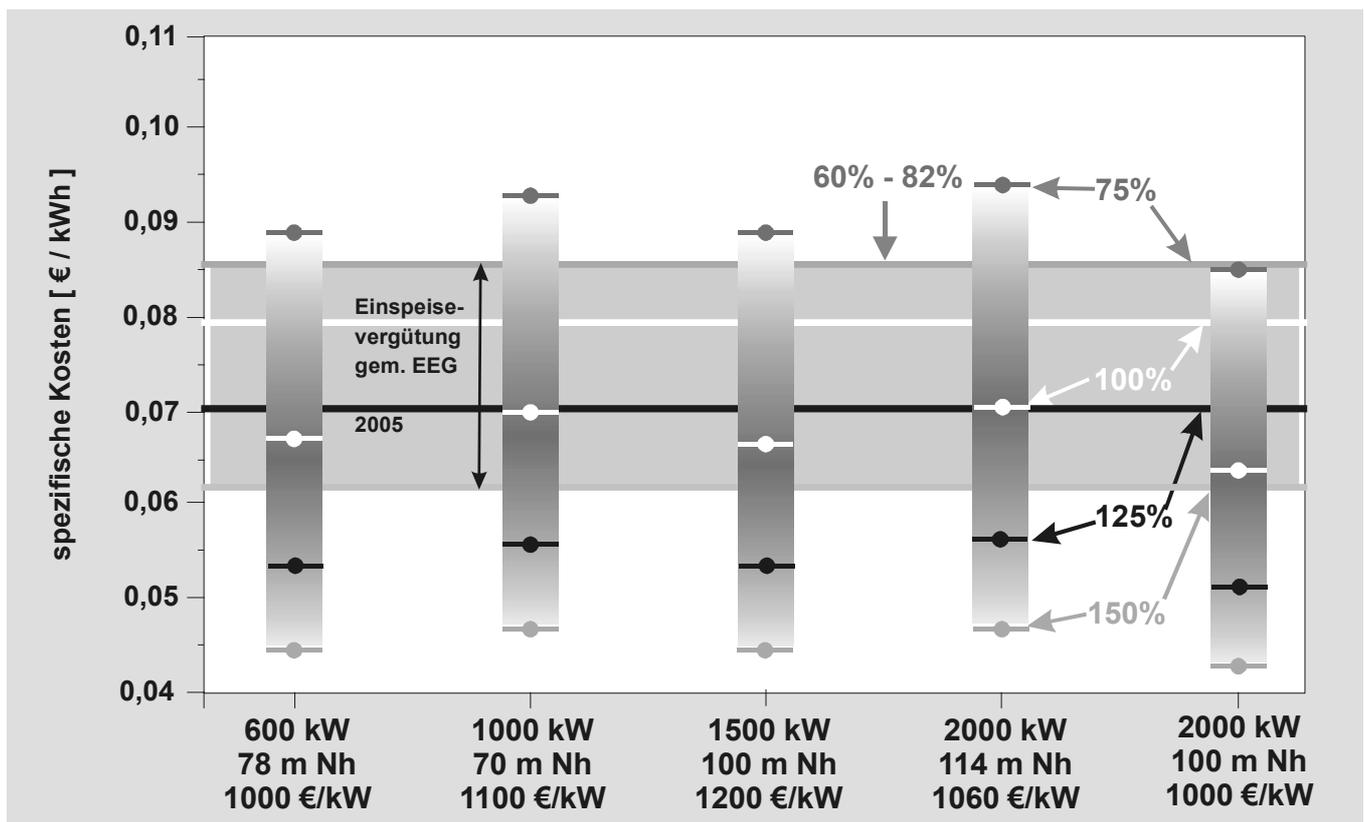
Die WEA-Preise hängen auch von Nabenhöhe und Rotordurchmesser ab, die wiederum Einfluss auf den jährlichen Energieertrag und somit auf die Stromgestehungskosten haben. Die jeweiligen Nabenhöhen der ausgewählten Anlagen sind in der Grafik explizit angegeben. Daten zu den Preisen und Referenzerträgen der Anlagen beruhen auf Angaben der "Marktübersicht Windenergie" des Bundesverband Windenergie sowie eigenen Recherchen.

### Comparative Generating Costs

This figure describes specific generating costs (vertical bars) and the average reimbursement levels (horizontal bands) for turbine configurations (type, rotor diameter, hub height) with the highest installation figures for 2004, with rated powers of 600, 1,000, 1,500 and 2,000 kW. The calculation of costs is based on the same frame conditions as in Curve 3 of the figure on the preceding page. A turbine with 1,000 kW rated power, with an annual energy yield of 100% of the reference yield for this type, can be calculated to have electricity generating costs of approx. 0.069 €/ kWh. This value remains below the average feed in reimbursement that can be expected over 20 years, according to the EEG for a 100% site (approx. 0.079 €/ kWh).

WT prices also depend on hub heights and rotor diameters, which in turn influence the annual energy yield and, therefore, the electricity generating costs. The respective hub heights of the selected plants are given explicitly in the depiction. Data concerning the prices and reference yields of the plants are derived from the market overview of the Bundesverband Windenergie as well as own investigations.

Abb. 60: Vergleich der Stromgestehungskosten für unterschiedliche Anlagengrößen



#### Variable Reimbursement Level According to the EEG (old plants)

In keeping with the Act on Granting Priority to Renewable Energy Sources (EEG), all WTs that began operation before 01.04.00 are subject to the so-called "Altanlagenregelung" (Old Plants Regulation). According to this regulation, the period of increased reimbursement is fixed to at least four years. An extension of this period of increased reimbursement is also planned, subject to location quality. All wind turbines in the WMEP are subject to the "Old Plants Regulation".

The table depicts the values of the average level of feed in reimbursement resulting from the Electricity Feed Law and the EEG from the beginning of operation until 01.04.00, the average feed in reimbursement for an operational period of twenty years, the date of effect of reduced feed in reimbursement according to the EEG and also the quality of the location. The details concerning location quality are based on the reported yields of WTs in the WMEP, and also on the manufacturer's statements (not binding) concerning reference yield.

#### Variable Vergütungshöhen nach EEG (Altanlagen)

Nach dem Wortlaut des EEG unterliegen alle WEA, die vor dem 1.4.2000 in Betrieb gegangen sind, der sog. "Altanlagenregelung". Hiernach ist der Zeitraum der erhöhten Vergütung auf mindestens vier Jahre festgelegt. Je nach Standortqualität ist auch hier eine Verlängerung des Zeitraumes der erhöhten Vergütung vorgesehen. Alle Windenergieanlagen des WMEP fallen unter die Altanlagenregelung.

Die Tabelle zeigt exemplarisch für einige ausgewählte Standorte und Anlagen, die sich aus dem StrEG und dem EEG ergebenden Werte der durchschnittlichen Höhe der Einspeisevergütung ab Inbetriebnahmedatum bis zum 1.4.2000, sowie die durchschnittliche Einspeisevergütung für eine 20-jährige Betriebszeit, den Termin des Inkrafttretens der reduzierten Einspeisevergütung nach dem EEG und die Qualität der Standorte. Die Angabe zur Standortqualität beruht auf den gemeldeten Erträgen der WEA im WMEP sowie unverbindlichen Herstellerangaben zum Referenzertrag.

**Tab. 17: Exemplarische Vergütungshöhen für Neuanlagen nach EEG**

Standort	Typ	Inbetriebnahme	mittl. Vergütung bis 31.3.2000 nach StrEG [c€ / kWh]	Absenkung auf EEG-Tarif 2	mittl. Vergütung über 20 a [c€ / kWh]	Standortqualität
Koxhausen	Enercon E40	Juni 1994	8,64	Januar 2018	8,95	79%
Wünnenberg	NEG Micon NM 1500/64	Juni 1997	8,54	Juni 2019	8,85	80%
Möhnesee	AN Bonus 600/41	November 1994	8,64	August 2017	8,95	82%
Schülp	Tacke TW 600	November 1994	8,64	April 2004	7,47	136%
Emden	Enercon E66	Juli 1997	8,54	April 2004	7,11	151%
Reussenköge	Enercon E40	Februar 1994	8,64	April 2004	7,52	153%
Oeverum auf Föhr	Vestas V27/225	September 1991	8,59	April 2004	7,87	181%

### Variable Vergütungshöhe nach EEG (Neuanlagen)

Für Windenergieanlagen, die nach dem Inkrafttreten des EEG (1.4.2000) bzw. ab dem 1.8.2004 in Betrieb gegangen sind, gelten besondere Bestimmungen über Höhe und Zeitdauer der Einspeisevergütungen. Die Mindestsätze der Einspeisevergütungen werden gemäß EEG-2004 §10 ab dem 1.1.2005 "jährlich jeweils für ab diesem Zeitpunkt neu in Betrieb genommene Anlagen um jeweils zwei vom Hundert gesenkt". Somit werden die Einspeisevergütungen für in 2005 in Betrieb gehende WEA bei 8,53 bzw. 5,39 c€/ kWh liegen, und 2006 bei 8,36 und 5,28 c€/kWh usw.

Die untenstehende Tabelle zeigt exemplarisch für einige Standorte mit Ertragswerten zwischen 75 und 150 Prozent des Referenzertrages den sich ergebenden Zeitpunkt der Absenkung auf die Mindestvergütung (5,5 c€/kWh in 2004) sowie die sich hieraus ergebende durchschnittliche Vergütung über eine 20-jährige Betriebszeit.

### Variable Reimbursement Level According to the EEG (new plants)

For wind turbines that began operation after the commencement of the EEG (01.04.00) or from 01.08.04, particular regulations apply in relation to the level and duration of the feed in reimbursement. In keeping with the EEG 2004 §10, from the 1.1.2005 minimum charges of feed in reimbursement will be "reduced by 2 from 100 annually for each new plant beginning operation from this time". Thereby, the feed in reimbursement for WTs that begin operation in 2005 will lie at 8.53 or 5.39 c€ / kWh, and in 2006 at 8.36 or 5.28 c€ / kWh etc.

The table below depicts the resulting time of the reduction of feed in reimbursement to the minimum charge (5.5 c€ / kWh in 2004), for some locations with yield values of between 75 and 150 percent of the reference yield, and also the resulting average reimbursement over a twenty-year operational period.

Tab. 18: Exemplarische Vergütungshöhen für Neuanlagen nach EEG

Standort-qualität	Inbetriebnahme-zeitraum	Absenkung auf EEG-Tarif 2	Mittl. Vergütung über 20 a [c€ / kWh]
75%	Januar 2001	Januar 2022	9,10
100%	Januar 2001	März 2017	8,54
125%	Januar 2001	Juli 2011	7,72
150%	Januar 2001	Januar 2006	6,92
175%	Januar 2001	Januar 2006	6,92
75%	Januar 2002	Januar 2023	9,00
100%	Januar 2002	März 2018	8,44
125%	Januar 2002	Juli 2012	7,62
150%	Januar 2002	Januar 2007	6,83
175%	Januar 2002	Januar 2007	6,83
75%	Januar 2003	Januar 2024	8,90
100%	Januar 2003	März 2019	8,34
125%	Januar 2003	Juli 2013	7,52
150%	Januar 2003	Januar 2008	6,73
175%	Januar 2003	Januar 2008	6,73

### Model Specific Evaluations

In this chapter, model specific evaluations and information concerning the most important WT models and model groups in the '250 MW Wind' programme, are each listed in alphabetical order on two pages. The presentation of these evaluations is designed to supply the reader with detailed information concerning the monitored WTs. Besides results from the current year, these evaluations include the results of previous years, where appropriate. One example is the annual mean plant availability from 1992 to 2004.

The given data is collated from log books, reports on maintenance and repair and on operational costs as well as from ISET measurements. The individual evaluations are briefly described in the following.

#### WT model:

The **model** concerned, but also series of similar models, united to **model groups**.

#### Technical data:

The features of **rated power**, **hub height**, **rotor diameter** and **swept rotor area** for each WT model are given here. When more than one option is possible, e.g. for hub height and rotor diameter, the range of occurring values is given. The **specific power** provides the ratio of rated power to swept rotor area. The **number of blades**, **type of generator**, method of **power control** and the **speed characteristics** are also listed.

#### WTs in the WMEP:

The **number of WTs** in the WMEP and their distribution in the location categories of coast, lowland plain or low mountain region are listed (see Chapter 3.2). The equivalent **full load period** and the **specific energy yield** reflect the 2004 mean value of power output in relation to the rated power (hours of full load) and the swept rotor area (specific energy yield) respectively. Total values are given, as well as individual values for each site category.

#### Technical availability:

The temporal development of technical availability is presented through tables. The **year** of each evaluation, the **number of WTs** at the time, the **average age** for all WTs of individual models in the WMEP and also the number of WTs with **maintenance and repair reports** are listed. The **technical availability** (in %) and the **period of non-availability** (in hours) are defined for individual years in correspondence with

## 3.8 Typenspezifische Auswertungen

In diesem Kapitel sind typenspezifische Auswertungen und Informationen zu den wichtigsten Anlagentypen bzw. -typgruppen im "250 MW Wind"-Programm auf jeweils zwei Seiten in alphabetischer Reihenfolge zusammengestellt. Die typenspezifischen Auswertungen sollen dem Leser detaillierte Basis- und Detailinformationen zu den ausgewerteten Windenergieanlagen veranschaulichen. Diese Auswertungen zeigen neben dem aktuellen Auswertungsjahr - soweit sinnvoll - auch Ergebnisse aus vorangegangenen Jahresauswertungen, zum Beispiel die durchschnittliche Anlagenverfügbarkeit von 1992 bis 2004.

Die Daten sind aus Logbuchangaben, Wartungs- und Instandsetzungsberichten, Betriebskostenberichten sowie aus ISET-Messungen zusammengestellt. Die Inhalte der einzelnen Auswertungen werden im Folgenden kurz beschrieben.

### WEA-Typ:

WEA-Typ kennzeichnet den ausgewerteten **Anlagentyp** bzw. mehrere, zu **Typgruppen** zusammengefasste Baureihen von Windenergieanlagen.

### Technische Daten:

Hier sind als Basisinformation **Nennleistung**, **Nabenhöhe**, **Rotordurchmesser** und **Rotorkreisfläche** der jeweils betrachteten Anlagen angegeben. Im Falle mehrerer möglicher Angaben, z.B. zu Nabenhöhe und Rotordurchmesser, ist der Bereich der vorkommenden Werte dargestellt. Die **spezifische Leistung** gibt das Verhältnis von Anlagennennleistung zu Rotorkreisfläche an. Weiterhin werden die **Blattzahl**, die **Generatorbauart**, das Verfahren zur **Leistungsbegrenzung** sowie das **Drehzahlverhalten** aufgeführt.

### Anlagen im WMEP:

Hier sind die **Anzahl** der Anlagen im WMEP sowie ihre Aufteilung auf die drei Standortkategorien Küste, Tiefebene und Mittelgebirge benannt (vgl. Kap 3.2). Die äquivalenten **Volllaststunden** bzw. der **spezifische Energieertrag** spiegeln die für 2004 berechneten Mittelwerte der auf die Nennleistung (Volllaststunden) bzw. die Rotorkreisfläche (spez. Energieertrag) bezogenen Jahresarbeit insgesamt sowie für die drei Standortkategorien einzeln wider.

### Technische Verfügbarkeit:

Die technische Verfügbarkeit ist tabellarisch in ihrer zeitlichen Entwicklung dargestellt. Gezeigt werden das **Jahr** der jeweiligen Auswertungen, die **Anzahl der WEA** zu diesen Zeitpunkten, das **Durchschnittsalter** der Windenergieanlagen dieses Typs im WMEP sowie die Anzahl der berücksichtigten WEA mit Wartungs- und Instandsetzungsberichten (**W&I-Berichte**). Aus diesen wird in Anleh-

nung an die "Begriffsbestimmungen in der Energiewirtschaft" der VDEW die **technische Verfügbarkeit** (in Prozent) sowie die **Nicht-verfügbarkeitszeit** (in Stunden) für die einzelnen Jahre berechnet.

### Betriebskosten:

Die angegebenen jährlichen **Kosten** werden aus den **Betriebskostenberichten** der Betreiber zu Wartung und Instandsetzung, Versicherungen, Pachtbeiträgen usw. berechnet und stellen Mittelwerte der jährlichen Aufwendungen für den Betrieb der Windenergieanlagen dar. Interessant ist hierbei vor allem die zeitliche Entwicklung der Kosten mit zunehmendem Anlagenalter.

### Spezifische Energieerträge:

Die oberen Grafiken der rechten Seiten zeigen die spezifischen, also auf die Rotorfläche der jeweiligen Anlagen bezogenen, monatlichen Energielieferungen (Y-Achse) über den gemessenen Monatsmittelwerten der Windgeschwindigkeit (X-Achse) als sogenannte Punktwolke. Über diesen monatlichen Einzelergebnissen (Punkten) ist zusätzlich eine Regressionsgerade abgebildet, die eine Mittelung bildet. Zur Verbreiterung der Typen- und Standortvielfalt wurden auch die Ergebnisse von Anlagen mit einbezogen, die zwar selbst über keine eigene WMEP-Windmessung verfügen, in deren unmittelbarer Nähe jedoch WMEP-Windmessungen durchgeführt werden. Die Vergleichbarkeit dieser Standorte bezüglich der monatlichen Mittelwerte der Windgeschwindigkeit wurde von den WMEP-Regionalbetreuern vor Ort geprüft.

Aufgrund der gegebenen technischen und finanziellen Möglichkeiten stehen an den meisten Standorten nur Windmessdaten aus 10 m Messhöhe zur Verfügung. Für einen Vergleich verschiedener Anlagentypen ist dies nicht von Belang. Bei der Bewertung der einzelnen Messpunkte muss diese Rahmenbedingung aber unbedingt beachtet werden.

Entscheidenden Einfluss auf die Höhe der spezifischen Energielieferung haben die Nabenhöhen, die Zuverlässigkeit der Anlagen und die Rauigkeiten der jeweiligen Standortumgebung. Als zusätzliche Information sind daher für die einzelnen Auswertungen die Bandbreiten der Nabenhöhen mit angegeben, die bei der Interpretation der Grafiken zu berücksichtigen sind. Der spezifische Energieertrag ( $\text{kWh}/\text{m}^2$ ) wurde aus den plausibilisierten Energielieferungsberichten der Stromzähler berechnet.

### Instandsetzung:

Diese Grafik zeigt, nach Hauptkomponenten gegliedert, die Ergebnisse des Auswertungsjahres 2004 im Vergleich mit der Gesamtheit aller bisherigen Instandsetzungsarbeiten an den jeweiligen WEA-Typen bzw. Typgruppen. Die Darstellung gibt den prozentualen Anteil an der Gesamtzahl der gemeldeten Störungen an, wobei die Sortierung jeweils in absteigender Reihenfolge der Anteile des

the 'Definition of Terms in the Energy Industry' by the VDEW.

### Operational costs:

The annual operational **costs** are calculated from **operational costs** reports on maintenance and repair, insurance, lease etc. as submitted by the operators. These present the annual mean expenditure for operating WTs. The temporal development of costs with growing plant age is of particular interest.

### Specific energy production:

The diagrams above on the right detail the monthly specific energy production (Y axis), also in relation to the swept rotor area for individual plants, over the measured monthly mean wind speed (X axis). Individual coordinates are shown together with their regression line. To increase the variety of models and sites, results from WTs with no on-site WMEP measurements were included, where a WMEP measurement site was nearby. The compatibility of the locations was checked by regional contractors of the WMEP on site.

For technical and financial reasons, most of the wind measurements provided are at 10 m height. This is not relevant when comparing WT models, but should be considered when evaluating the individual measurement location.

The level of specific energy production is significantly dependant on hub height, plant reliability and site roughness. Consequently, the range of hub heights is given for each evaluation as additional information. These must be considered when interpreting the diagrams. The specific energy production ( $\text{kWh} / \text{m}^2$ ) was calculated from confirmed meter readings.

### Repairs:

The graph compares the 2004 results for each main component with the total occurrences for the same model, or model group, since the start of the WMEP. The depiction provides the percentage proportion of reported occurrences in relation to all reported plant failures, whereby sorting follows the proportion of the total data stock in increasing sequence. Thereby, the most frequently affected components in different WT types can be registered at a glance. Additionally, the frequency of reported **malfunctions per operational year** is given for 2004, and for the total monitoring period in the WMEP.

**Plant age and technical availability:**

This form of evaluation was again included in the model specific evaluations due to the request of numerous readers. The tables provide information concerning e.g. the **average technical availability** as well as the **mean non-availability period** of single plant models, depending on their age. The respective plant models, or model types, are grouped in **age categories** of 12 month periods, in order to obtain an overview of the age dependent availability or reliability of the wind turbines. These evaluations generally only consider plants that have submitted either maintenance and repair reports or written confirmations of trouble-free operation to the WMEP. The basic definitions of this table have already been introduced in Chapter 3.6. - Reliability.

**Important Information:**

Some of the included plant types are only represented in the WMEP in very small numbers. Because a great interest exists in the operational results from the WMEP for these plants, they are included in the evaluations, despite their low statistical representation. This factor should be taken into consideration when examining the results.

gesamten Datenbestandes erfolgt. Dadurch können auf einen Blick die am meisten betroffenen Komponenten bei den verschiedenen WEA-Typen erfasst werden. Zusätzlich wird die Häufigkeit der registrierten **Störungen pro Betriebsjahr** für das Auswertungsjahr 2004 sowie für den gesamten Beobachtungszeitraum im WMEP mit angegeben.

**Anlagenalter und technische Verfügbarkeit**

Diese Auswertungsform wurde auf Wunsch zahlreicher Leser der Jahresauswertung wieder mit in die typenspezifischen Auswertungen aufgenommen. Tabellarisch zusammengefasst geben die Auswertungen Informationen z. B. über die **durchschnittliche technische Verfügbarkeit** sowie die **mittlere Nichtverfügbarkeitszeit** der einzelnen Anlagentypen in Abhängigkeit ihres Anlagenalters wieder. Die jeweiligen Anlagentypen bzw. -Typgruppen sind in sogenannte **Laufzeitklassen** mit jeweils 12 Monaten Breite zusammengefasst, um einen Überblick über die altersabhängige Verfügbarkeit bzw. Zuverlässigkeit der Windenergieanlagen zu erhalten. Diese Auswertungen berücksichtigen grundsätzlich nur solche Anlagen, über die dem WMEP entweder Wartungs- und Instandsetzungsberichte oder schriftliche Bestätigungen über störungsfreien Betrieb vorliegen. Die zugrunde liegenden Definitionen dieser Tabelle sind bereits in Kapitel 3.6 - Zuverlässigkeit - zusammengestellt.

**Wichtiger Hinweis:**

Einige der hier vorgestellten Anlagentypen sind nur mit wenigen Exemplaren im WMEP vertreten. Da jedoch ein großes Interesse an den vom WMEP ermittelten Betriebsergebnissen dieser Anlagen besteht, wurden diese, trotz der geringen statistischen Repräsentativität, mit in die typenspezifischen Auswertungen einbezogen. Wir bitten dieses bei der Betrachtung der Ergebnisse zu berücksichtigen.

**WEA - Typ : Aeroman****Technische Daten**

Nennleistung :	33 kW
Rotordurchmesser :	14,8 m
Nabenhöhe :	15,8 ..... 32 m
Rotorkreisfläche:	172 m <sup>2</sup>
Spezifische Leistung:	192 W/m <sup>2</sup>
Blattzahl:	2
Generatorbauart :	asynchron
Art der Leistungsbegrenzung :	pitch
Drehzahlverhalten :	konstant

**Anlagen im WMEP**

Kategorie	Küste	Tiefebene	Mittelgebirge	Gesamt
WEA mit Energieberichten	1	1	-	2
Volllaststunden 2004	3109	1913	-	2511
Energieertrag 2004 [kWh/m <sup>2</sup> ]	596	367	-	482

**Technische Verfügbarkeit**

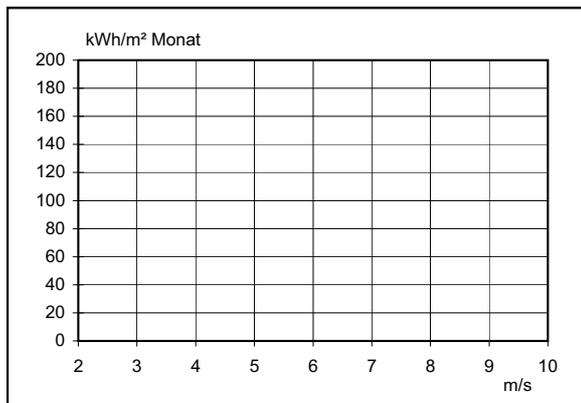
Jahr	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Anzahl WEA	6	10	13	13	13	13	13	12	12	10	9	6
Durchschnittsalter [Jahre]	1,1	1,5	2,1	3,1	4,1	5,1	6,1	7,2	8,2	8,8	9,6	10
WEA mit W&I-Bericht	3	9	11	12	13	13	11	7	9	4	3	2
Tech. Verfügbarkeit [%]	88,6	98,1	99,3	99,5	99,5	99,6	99,3	98,1	96,4	99,9	96,7	99,8
Mittlere Nichtverfügbarkeitszeit [h]	716	162	57	45	44	35	66	164	311	8	292	15

**Betriebskosten**

Jahr	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
WEA mit Betriebskostenbericht	3	9	10	12	12	13	13	11	9	6	4	2
Mittlere Kosten [€]	1992	402	1095	1044	1017	1187	-1677	1093	3150	955	886	1115
Mittlere Kosten [€/kW]	60	12	33	32	31	36	-51	33	95	29	27	34

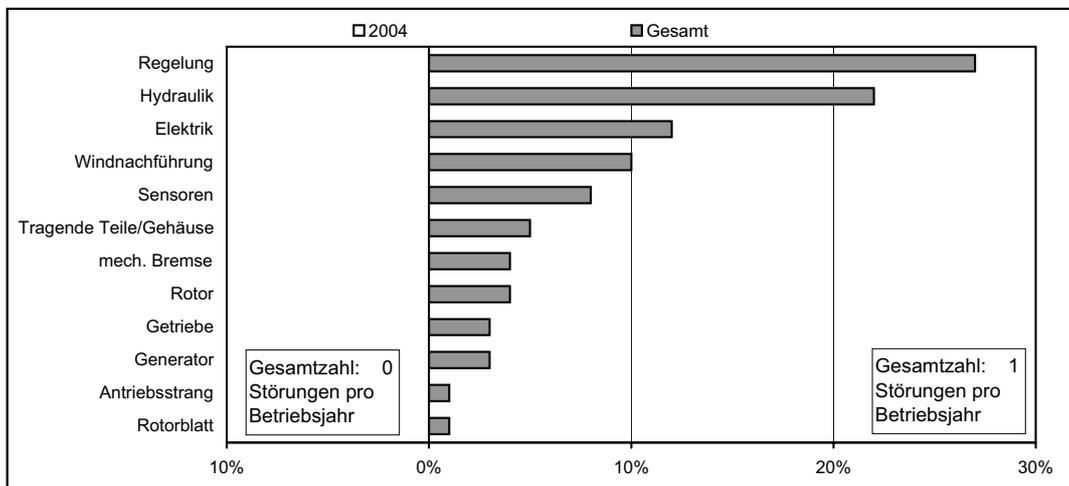
**WEA - Typ : Aeroman**

**Spezifische Energieerträge**



WEA-Anzahl:  
Standorte:  
Auswertemonate:  
Meßhöhe: 10m

**Instandsetzung: Anteil an Gesamtzahl der Störungen**



**Anlagenalter und technische Verfügbarkeit**

Laufzeitklasse [Monat]	WEA-Anzahl im WMEP	WEA mit Bericht	Nichtverfügbarkeitszeit [h]	Nennzeit [h]	Technische Verfügbarkeit
0 - 12	-	-	-	-	-
12 - 24	-	-	-	-	-
24 - 36	-	-	-	-	-
36 - 48	-	-	-	-	-
48 - 60	-	-	-	-	-
60 - 72	-	-	-	-	-
72 - 84	-	-	-	-	-
84 - 96	-	-	-	-	-
96 - 108	-	-	-	-	-
108 - 120	2	1	30	8784	99,7%
120 - 132	4	1	-	8784	100,0%
<b>Summe</b>	<b>6</b>	<b>2</b>	<b>30</b>	<b>17568</b>	<b>99,8%</b>

## WEA - Typ : AN Bonus 100/150

### Technische Daten

Nennleistung :	100 ..... 150 kW
Rotordurchmesser :	23 m
Nabenhöhe :	30 ..... 40 m
Rotorkreisfläche:	415 m <sup>2</sup>
Spezifische Leistung:	361 W/m <sup>2</sup>
Blattzahl:	3
Generatorbauart :	asynchron
Art der Leistungsbegrenzung :	stall
Drehzahlverhalten :	konstant

### Anlagen im WMEP

Kategorie	Küste	Tiefebene	Mittelgebirge	Gesamt
WEA mit Energieberichten	5	9	3	17
Volllaststunden 2004	1701	1165	1093	1310
Energieertrag 2004 [kWh/m <sup>2</sup> ]	614	421	395	473

### Technische Verfügbarkeit

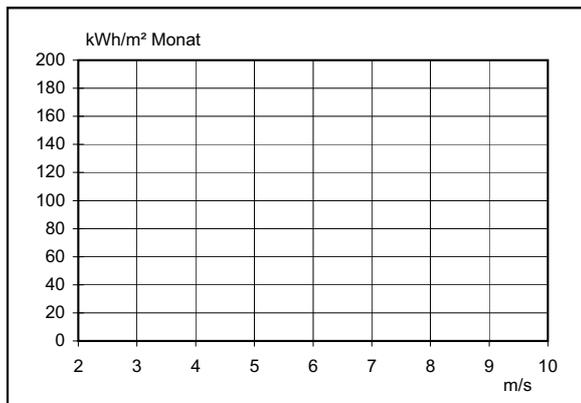
Jahr	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Anzahl WEA	64	72	74	75	75	74	73	73	59	54	35	27
Durchschnittsalter [Jahre]	2,0	2,8	3,7	4,6	5,6	6,7	7,7	8,7	9,3	10,1	10,7	11,7
WEA mit W&I-Bericht	61	71	73	72	72	73	71	70	56	49	30	21
Tech. Verfügbarkeit [%]	99,5	99,5	99,6	99,4	99,6	99,1	99,4	99	99,2	98,1	97,9	99,2
Mittlere Nichtverfügbarkeitszeit [h]	40	43	34	49	31	82	57	85	66	168	180	67

### Betriebskosten

Jahr	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
WEA mit Betriebskostenbericht	56	68	73	75	74	71	72	67	51	43	30	18
Mittlere Kosten [€]	2899	3229	3945	4512	4359	5941	3512	4283	4205	5862	6586	5634
Mittlere Kosten [€/kW]	20	22	27	30	29	40	24	29	28	39	44	38

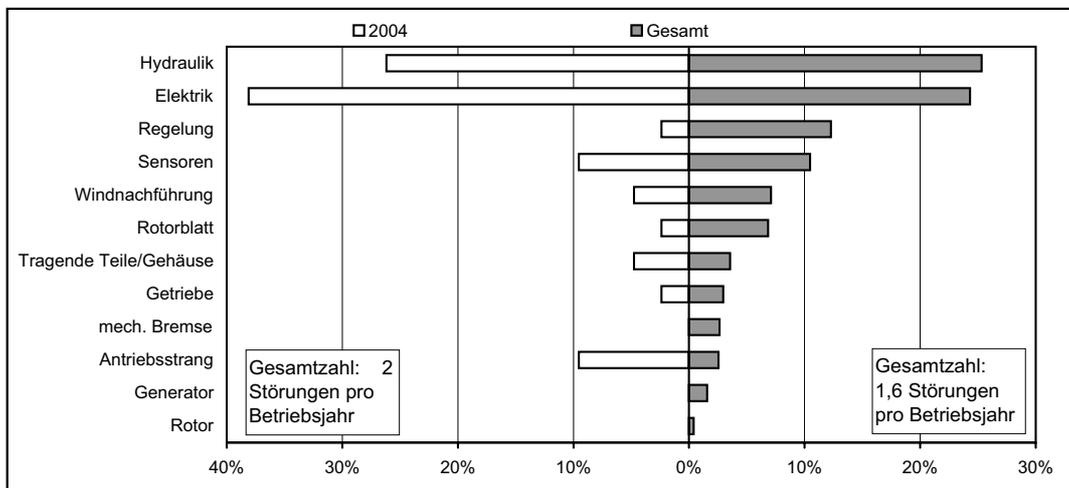
**WEA - Typ : AN Bonus 100/150**

**Spezifische Energieerträge**



WEA-Anzahl:  
Standorte:  
Auswertemonate:  
Meßhöhe: 10m

**Instandsetzung: Anteil an Gesamtzahl der Störungen**



**Anlagenalter und technische Verfügbarkeit**

Laufzeitklasse [Monat]	WEA-Anzahl im WMEP	WEA mit Bericht	Nichtverfügbarkeitszeit [h]	Nennzeit [h]	Technische Verfügbarkeit
24 - 36	-	-	-	-	-
36 - 48	-	-	-	-	-
48 - 60	-	-	-	-	-
60 - 72	-	-	-	-	-
72 - 84	-	-	-	-	-
84 - 96	-	-	-	-	-
96 - 108	-	-	-	-	-
108 - 120	1	-	-	-	-
120 - 132	8	6	431	52704	99,2%
132 - 144	10	8	296	70272	99,6%
144 - 156	2	2	86	17568	99,5%
156 - 168	5	5	600	43920	98,6%
168 - 180	1	-	-	-	-
<b>Summe</b>	<b>27</b>	<b>21</b>	<b>1414</b>	<b>184464</b>	<b>99,2%</b>

**WEA - Typ : AN Bonus 300****Technische Daten**

Nennleistung :	300 kW
Rotordurchmesser :	33 m
Nabenhöhe :	30 ..... 40 m
Rotorkreisfläche:	855 m <sup>2</sup>
Spezifische Leistung:	351 W/m <sup>2</sup>
Blattzahl:	3
Generatorbauart :	asynchron
Art der Leistungsbegrenzung :	stall
Drehzahlverhalten :	konstant

**Anlagen im WMEP**

Kategorie	Küste	Tiefebene	Mittelgebirge	Gesamt
WEA mit Energieberichten	1	1	1	3
Volllaststunden 2004	1833	1517	960	1437
Energieertrag 2004 [kWh/m <sup>2</sup> ]	643	532	337	504

**Technische Verfügbarkeit**

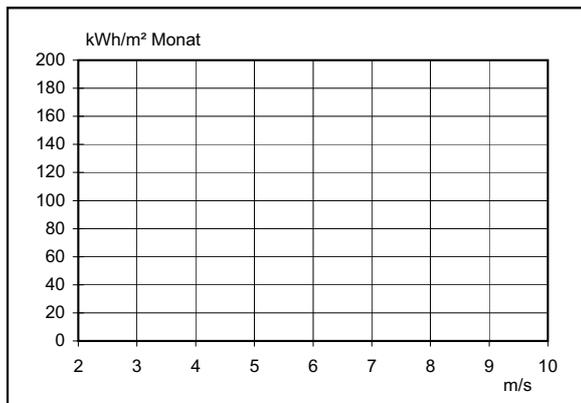
Jahr	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Anzahl WEA	2	4	4	4	4	4	4	4	4
Durchschnittsalter [Jahre]	0,3	0,9	1,9	2,9	3,9	4,9	5,9	6,9	7,9
WEA mit W&I-Bericht	1	4	4	4	4	4	4	4	4
Tech. Verfügbarkeit [%]	100	99,8	99,4	99,5	99,4	99,5	99,5	96,2	99,3
Mittlere Nichtverfügbarkeitszeit [h]	0	16	49	45	48	41	41	331	63

**Betriebskosten**

Jahr	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
WEA mit Betriebskostenbericht	1	3	4	4	4	4	4	3	3
Mittlere Kosten [€]	1158	2882	4024	5042	5785	6006	5707	5976	7750
Mittlere Kosten [€/kW]	4	10	13	17	19	20	19	20	26

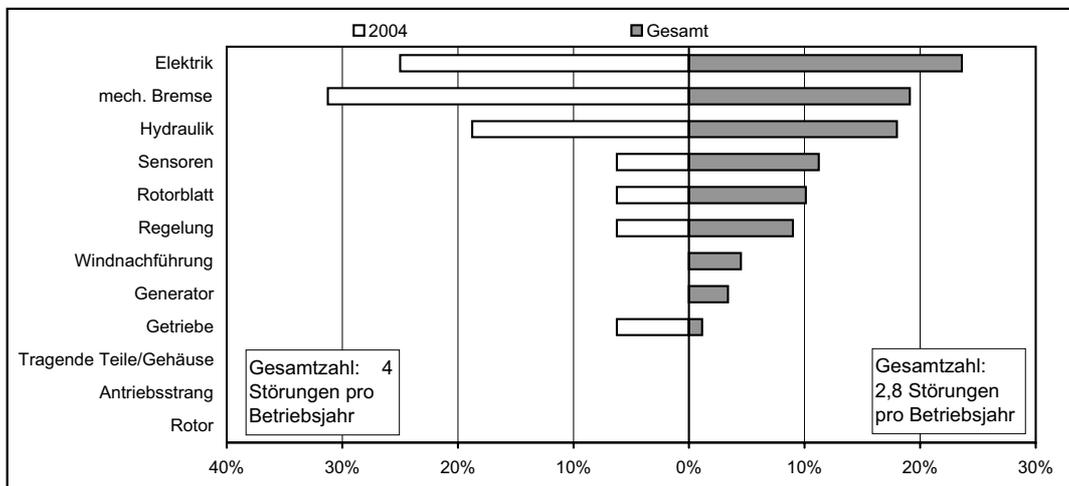
**WEA - Typ : AN Bonus 300**

**Spezifische Energieerträge**



WEA-Anzahl:  
Standorte:  
Auswertemonate:  
Meßhöhe: 10m

**Instandsetzung: Anteil an Gesamtzahl der Störungen**



**Anlagenalter und technische Verfügbarkeit**

Laufzeitklasse [Monat]	WEA-Anzahl im WMEP	WEA mit Bericht	Nichtverfügbarkeitszeit [h]	Nennzeit [h]	Technische Verfügbarkeit
0 - 12	-	-	-	-	-
12 - 24	-	-	-	-	-
24 - 36	-	-	-	-	-
36 - 48	-	-	-	-	-
48 - 60	-	-	-	-	-
60 - 72	-	-	-	-	-
72 - 84	-	-	-	-	-
84 - 96	2	2	79	17568	99,5%
96 - 108	2	2	174	17568	99,0%
<b>Summe</b>	<b>4</b>	<b>4</b>	<b>253</b>	<b>35136</b>	<b>99,3%</b>

**WEA - Typ : AN Bonus 450****Technische Daten**

Nennleistung :	450 kW
Rotordurchmesser :	35 ..... 37 m
Nabenhöhe :	35 ..... 42,3 m
Rotorkreisfläche:	962 ..... 1075 m <sup>2</sup>
Spezifische Leistung:	419 ..... 468 W/m <sup>2</sup>
Blattzahl:	3
Generatorbauart :	asynchron
Art der Leistungsbegrenzung :	stall
Drehzahlverhalten :	konstant

**Anlagen im WMEP**

Kategorie	Küste	Tiefebene	Mittelgebirge	Gesamt
WEA mit Energieberichten	17	-	-	17
Volllaststunden 2004	1857	-	-	1857
Energieertrag 2004 [kWh/m <sup>2</sup> ]	821	-	-	821

**Technische Verfügbarkeit**

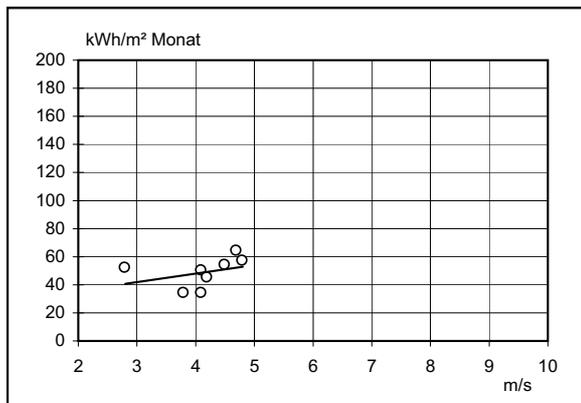
Jahr	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Anzahl WEA	23	39	39	42	42	42	42	42	42	37	37	28
Durchschnittsalter [Jahre]	1,2	1,5	2,5	3,3	4,3	5,3	6,3	7,3	8,3	8,9	9,9	10,7
WEA mit W&I-Bericht	23	36	39	41	42	42	42	41	36	35	29	24
Tech. Verfügbarkeit [%]	99	99,1	98,3	99,6	99,6	99,2	99,1	98,3	99,5	98,3	99,6	96,8
Mittlere Nichtverfügbarkeitszeit [h]	66	64	148	37	33	73	78	149	43	151	37	278

**Betriebskosten**

Jahr	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
WEA mit Betriebskostenbericht	23	33	39	42	41	42	42	41	36	28	30	26
Mittlere Kosten [€]	5498	5810	7434	7932	8593	10859	11152	10994	12191	12547	13126	13087
Mittlere Kosten [€/kW]	12	13	17	18	19	24	25	24	27	28	29	29

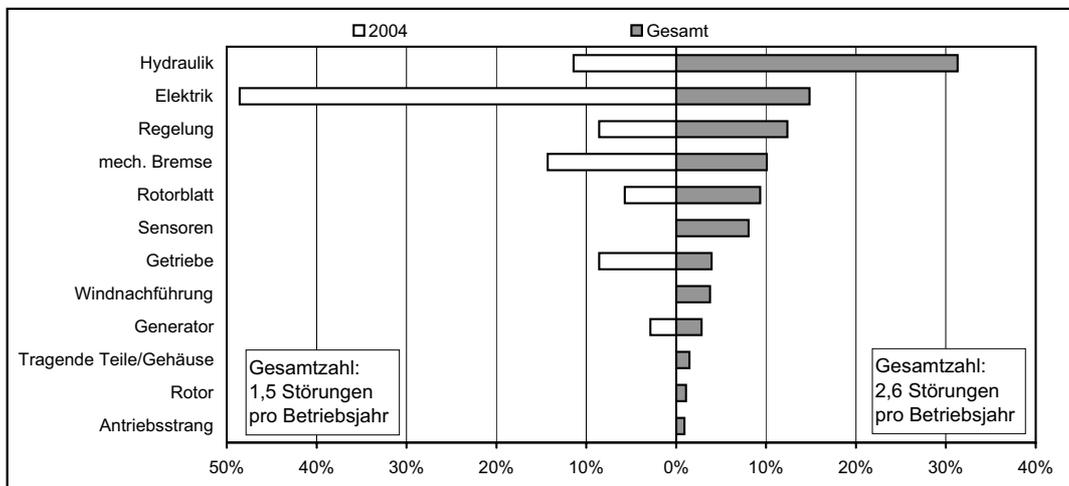
**WEA - Typ : AN Bonus 450**

**Spezifische Energieerträge**



WEA-Anzahl: 1  
 Standorte: 1  
 Auswertemonate: 8  
 Meßhöhe: 10m

**Instandsetzung: Anteil an Gesamtzahl der Störungen**



**Anlagenalter und technische Verfügbarkeit**

Laufzeitklasse [Monat]	WEA-Anzahl im WMEP	WEA mit Bericht	Nichtverfügbarkeitszeit [h]	Nennzeit [h]	Technische Verfügbarkeit
0 - 12	-	-	-	-	-
12 - 24	-	-	-	-	-
24 - 36	-	-	-	-	-
36 - 48	-	-	-	-	-
48 - 60	-	-	-	-	-
60 - 72	-	-	-	-	-
72 - 84	-	-	-	-	-
84 - 96	-	-	-	-	-
96 - 108	3	2	26	17568	99,9%
108 - 120	-	-	-	-	-
120 - 132	16	14	6648	122976	94,6%
132 - 144	1	-	-	-	-
144 - 156	8	8	7	70272	100,0%
<b>Summe</b>	<b>28</b>	<b>24</b>	<b>6681</b>	<b>210816</b>	<b>96,8%</b>

**WEA - Typ : AN Bonus 600****Technische Daten**

Nennleistung :	600 kW
Rotordurchmesser :	41 ..... 44 m
Nabenhöhe :	42,8 ..... 50 m
Rotorkreisfläche:	1320 ..... 1521 m <sup>2</sup>
Spezifische Leistung:	395 ..... 454 W/m <sup>2</sup>
Blattzahl:	3
Generatorbauart :	asynchron
Art der Leistungsbegrenzung :	stall
Drehzahlverhalten :	konstant

**Anlagen im WMEP**

Kategorie	Küste	Tiefebene	Mittelgebirge	Gesamt
WEA mit Energieberichten	1	-	1	2
Volllaststunden 2004	1523	-	1175	1349
Energieertrag 2004 [kWh/m <sup>2</sup> ]	692	-	534	613

**Technische Verfügbarkeit**

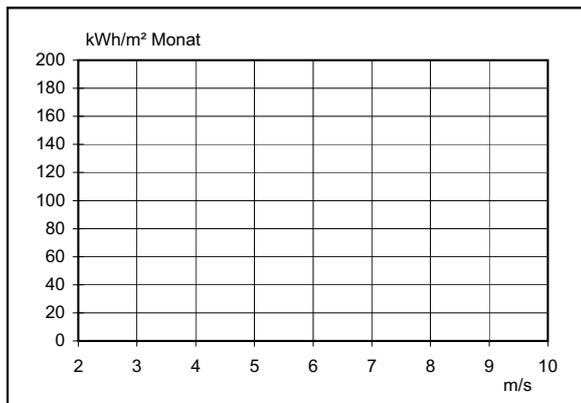
Jahr	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Anzahl WEA	1	4	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Durchschnittsalter [Jahre]	0,1	0,4	1,1	2,1	3,1	4,1	5,1	6,1	7,1	8,1	9,1
WEA mit W&I-Bericht	1	3	4	5	5	5	5	5	5	5	5
Tech. Verfügbarkeit [%]	99,6	96,3	98,3	99,6	98,9	97,6	98,6	99,6	98,9	99	95,6
Mittlere Nichtverfügbarkeitszeit [h]	5	143	153	36	97	207	123	31	92	84	384

**Betriebskosten**

Jahr	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
WEA mit Betriebskostenbericht	-	1	4	5	5	5	5	5	5	3	2
Mittlere Kosten [€]	-	5059	4663	5806	11697	10044	13398	9011	10085	6614	16278
Mittlere Kosten [€/kW]	-	8	8	10	19	17	22	15	17	11	27

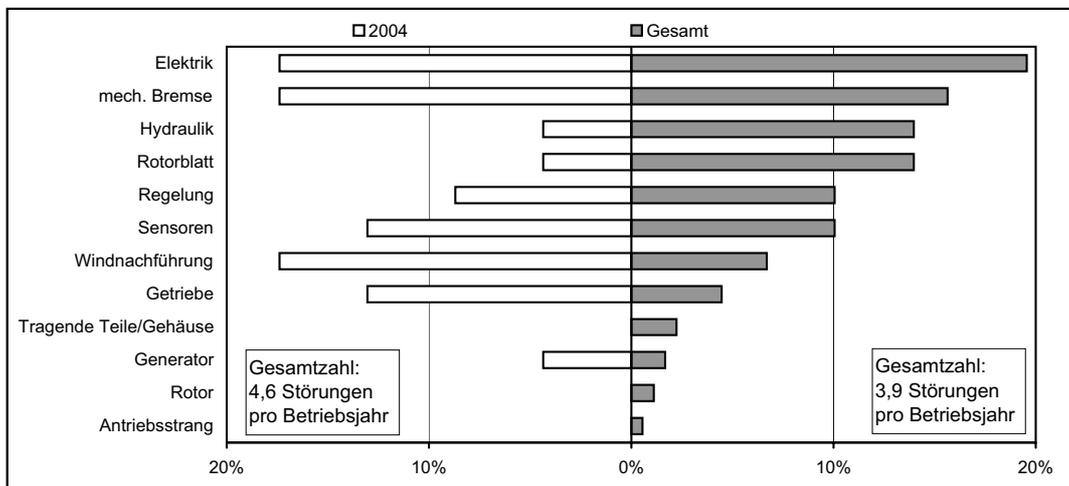
**WEA - Typ : AN Bonus 600**

**Spezifische Energieerträge**



WEA-Anzahl:  
Standorte:  
Auswertemonate:  
Meßhöhe: 10m

**Instandsetzung: Anteil an Gesamtzahl der Störungen**



**Anlagenalter und technische Verfügbarkeit**

Laufzeitklasse [Monat]	WEA-Anzahl im WMEP	WEA mit Bericht	Nichtverfügbarkeitszeit [h]	Nennzeit [h]	Technische Verfügbarkeit
0 - 12	-	-	-	-	-
12 - 24	-	-	-	-	-
24 - 36	-	-	-	-	-
36 - 48	-	-	-	-	-
48 - 60	-	-	-	-	-
60 - 72	-	-	-	-	-
72 - 84	-	-	-	-	-
84 - 96	-	-	-	-	-
96 - 108	1	1	782	8784	91,1%
108 - 120	3	3	862	26352	96,7%
120 - 132	1	1	278	8784	96,8%
<b>Summe</b>	<b>5</b>	<b>5</b>	<b>1922</b>	<b>43920</b>	<b>95,6%</b>

## WEA - Typ : AN Bonus 1 MW

### Technische Daten

Nennleistung :	1000 kW
Rotordurchmesser :	54 m
Nabenhöhe :	50 ..... 60 m
Rotorkreisfläche:	2290 m <sup>2</sup>
Spezifische Leistung:	437 W/m <sup>2</sup>
Blattzahl:	3
Generatorbauart :	asynchron
Art der Leistungsbegrenzung :	a-s-c
Drehzahlverhalten :	konstant

### Anlagen im WMEP

Kategorie	Küste	Tiefebene	Mittelgebirge	Gesamt
WEA mit Energieberichten	-	-	3	3
Volllaststunden 2004	-	-	1379	1379
Energieertrag 2004 [kWh/m <sup>2</sup> ]	-	-	602	602

### Technische Verfügbarkeit

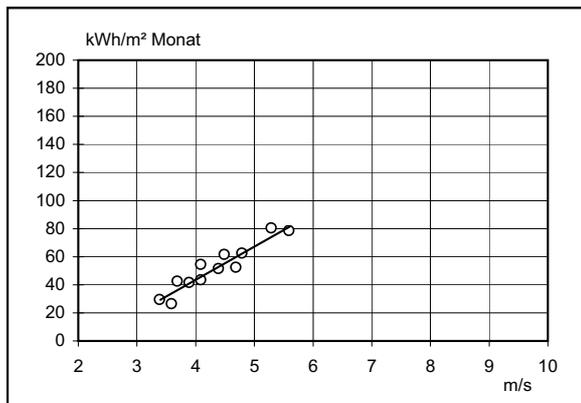
Jahr	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Anzahl WEA	1	3	3	3	3	3	3	3
Durchschnittsalter [Jahre]	0,2	1,0	2,0	3,0	4,0	5,0	6,0	7,0
WEA mit W&I-Bericht	1	3	3	3	3	3	3	3
Tech. Verfügbarkeit [%]	87,2	96,1	97	98,6	98,4	94,2	97,2	97,3
Mittlere Nichtverfügbarkeitszeit [h]	280	325	262	119	141	511	246	241

### Betriebskosten

Jahr	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
WEA mit Betriebskostenbericht	1	3	3	3	3	3	3	3
Mittlere Kosten [€]	1105	5268	6965	9191	16339	28234	26925	39562
Mittlere Kosten [€/kW]	1	5	7	9	16	28	27	40

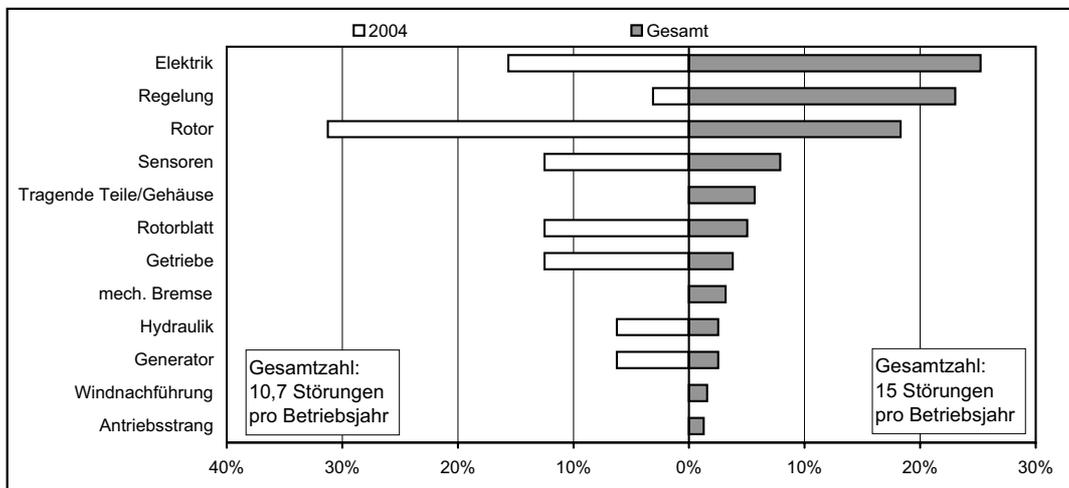
**WEA - Typ : AN Bonus 1 MW**

**Spezifische Energieerträge**



WEA-Anzahl: 1  
 Standorte: 1  
 Auswertemonate: 12  
 Meßhöhe: 10m

**Instandsetzung: Anteil an Gesamtzahl der Störungen**



**Anlagenalter und technische Verfügbarkeit**

Laufzeitklasse [Monat]	WEA-Anzahl im WMEP	WEA mit Bericht	Nichtverfügbarkeitszeit [h]	Nennzeit [h]	Technische Verfügbarkeit
0 - 12	-	-	-	-	-
12 - 24	-	-	-	-	-
24 - 36	-	-	-	-	-
36 - 48	-	-	-	-	-
48 - 60	-	-	-	-	-
60 - 72	-	-	-	-	-
72 - 84	2	2	468	17568	97,3%
84 - 96	1	1	254	8784	97,1%
<b>Summe</b>	<b>3</b>	<b>3</b>	<b>722</b>	<b>26352</b>	<b>97,3%</b>

**WEA - Typ : Enercon E 16/17/18****Technische Daten**

Nennleistung :	55 ..... 80 kW
Rotordurchmesser :	16,2 ..... 20 m
Nabenhöhe :	22 ..... 40 m
Rotorkreisfläche:	206 ..... 314 m <sup>2</sup>
Spezifische Leistung:	255 ..... 344 W/m <sup>2</sup>
Blattzahl:	3
Generatorbauart :	synchron
Art der Leistungsbegrenzung :	stall
Drehzahlverhalten :	variabel

**Anlagen im WMEP**

Kategorie	Küste	Tiefebene	Mittelgebirge	Gesamt
WEA mit Energieberichten	1	8	3	12
Volllaststunden 2004	749	1002	975	974
Energieertrag 2004 [kWh/m <sup>2</sup> ]	203	301	278	287

**Technische Verfügbarkeit**

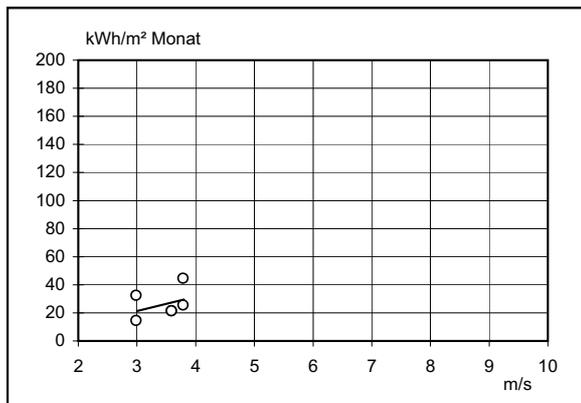
Jahr	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Anzahl WEA	102	107	108	108	108	107	107	107	97	69	39	18
Durchschnittsalter [Jahre]	2,1	3,0	3,9	4,9	5,9	6,9	7,9	8,9	9,8	10,3	11	11,9
WEA mit W&I-Bericht	94	107	108	108	107	106	100	92	73	49	25	15
Tech. Verfügbarkeit [%]	99,3	99,3	98,9	99,4	99,3	99	99,3	99,2	99,4	99	98,7	99,4
Mittlere Nichtverfügbarkeitszeit [h]	61	64	98	56	61	87	57	69	53	92	117	56

**Betriebskosten**

Jahr	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
WEA mit Betriebskostenbericht	91	104	108	107	103	105	101	87	73	47	22	12
Mittlere Kosten [€]	905	1294	2199	1741	2430	1977	2255	2591	2877	3304	2583	1885
Mittlere Kosten [€/kW]	11	16	28	22	30	25	28	32	36	41	32	24

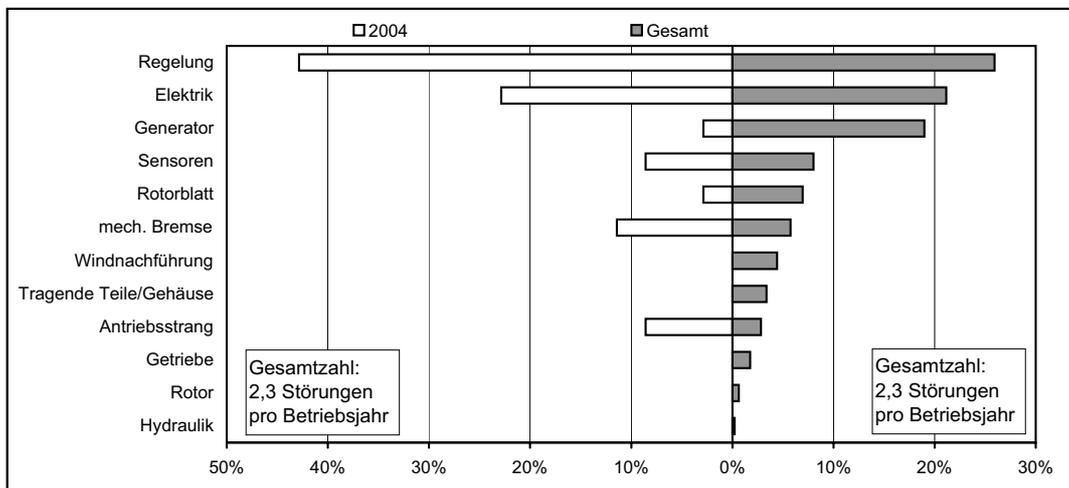
**WEA - Typ : Enercon E 16/17/18**

**Spezifische Energieerträge**



WEA-Anzahl: 2  
 Standorte: 2  
 Auswertemonate: 6  
 Meßhöhe: 10m

**Instandsetzung: Anteil an Gesamtzahl der Störungen**



**Anlagenalter und technische Verfügbarkeit**

Laufzeitklasse [Monat]	WEA-Anzahl im WMEP	WEA mit Bericht	Nichtverfügbarkeitszeit [h]	Nennzeit [h]	Technische Verfügbarkeit
24 - 36	-	-	-	-	-
36 - 48	-	-	-	-	-
48 - 60	-	-	-	-	-
60 - 72	-	-	-	-	-
72 - 84	-	-	-	-	-
84 - 96	-	-	-	-	-
96 - 108	-	-	-	-	-
108 - 120	1	1	4	8784	100,0%
120 - 132	5	3	597	26352	97,7%
132 - 144	1	1	49	8784	99,4%
144 - 156	7	7	52	61488	99,9%
156 - 168	3	2	112	17568	99,4%
168 - 180	1	1	24	8784	99,7%
<b>Summe</b>	<b>18</b>	<b>15</b>	<b>838</b>	<b>131760</b>	<b>99,4%</b>

## WEA - Typ : Enercon E 30

### Technische Daten

Nennleistung :	200 kW
Rotordurchmesser :	30 m
Nabenhöhe :	50 m
Rotorkreisfläche:	707 m <sup>2</sup>
Spezifische Leistung:	283 W/m <sup>2</sup>
Blattzahl:	3
Generatorbauart :	synchron-vielpolig
Art der Leistungsbegrenzung :	pitch
Drehzahlverhalten :	variabel

### Anlagen im WMEP

Kategorie	Küste	Tiefebene	Mittelgebirge	Gesamt
WEA mit Energieberichten	-	3	3	6
Volllaststunden 2004	-	1359	1747	1553
Energieertrag 2004 [kWh/m <sup>2</sup> ]	-	384	494	439

### Technische Verfügbarkeit

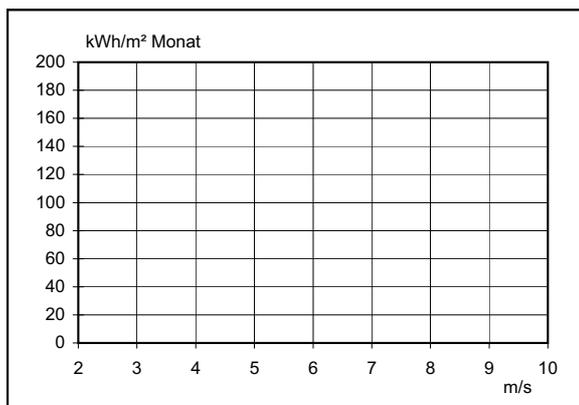
Jahr	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Anzahl WEA	4	7	7	7	7	7	7	7	7	7
Durchschnittsalter [Jahre]	0,3	1,0	2,0	3,0	4,0	5,0	6,0	7,0	8,0	9,0
WEA mit W&I-Bericht	4	6	7	7	7	7	7	7	5	6
Tech. Verfügbarkeit [%]	98,7	99,5	99,5	99,4	98,7	99,5	99,4	97,2	99,7	99,4
Mittlere Nichtverfügbarkeitszeit [h]	38	42	42	50	113	47	49	248	28	49

### Betriebskosten

Jahr	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
WEA mit Betriebskostenbericht	3	6	7	7	7	7	7	7	5	6
Mittlere Kosten [€]	1967	1430	2221	2821	3958	4598	4813	4661	4100	4654
Mittlere Kosten [€/kW]	10	7	11	14	20	23	24	23	21	23

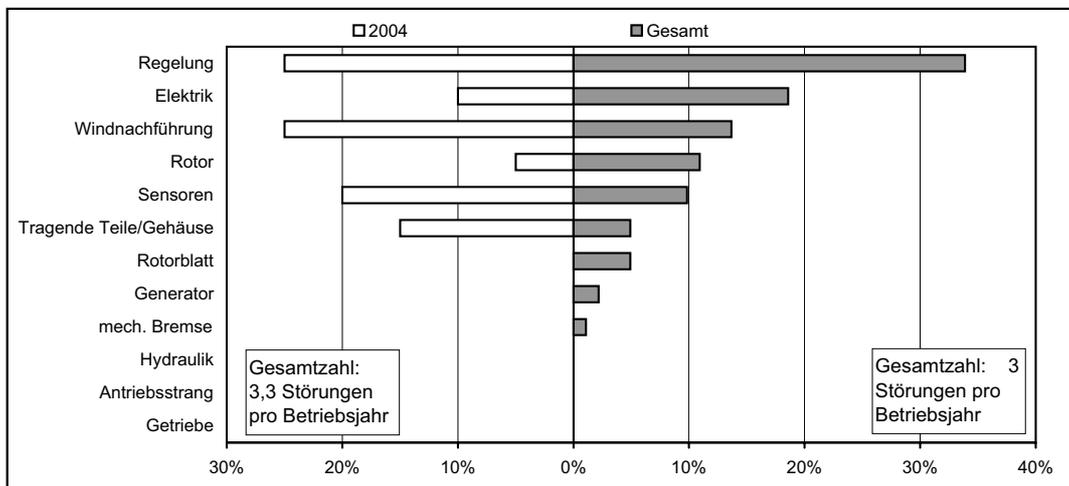
**WEA - Typ : Enercon E 30**

**Spezifische Energieerträge**



WEA-Anzahl:  
Standorte:  
Auswertemonate:  
Meßhöhe: 10m

**Instandsetzung: Anteil an Gesamtzahl der Störungen**



**Anlagenalter und technische Verfügbarkeit**

Laufzeitklasse [Monat]	WEA-Anzahl im WMEP	WEA mit Bericht	Nichtverfügbarkeitszeit [h]	Nennzeit [h]	Technische Verfügbarkeit
0 - 12	-	-	-	-	-
12 - 24	-	-	-	-	-
24 - 36	-	-	-	-	-
36 - 48	-	-	-	-	-
48 - 60	-	-	-	-	-
60 - 72	-	-	-	-	-
72 - 84	-	-	-	-	-
84 - 96	-	-	-	-	-
96 - 108	3	2	53	17568	99,7%
108 - 120	4	4	242	35136	99,3%
<b>Summe</b>	<b>7</b>	<b>6</b>	<b>296</b>	<b>52704</b>	<b>99,4%</b>

**WEA - Typ : Enercon E 32/33****Technische Daten**

Nennleistung :	280 ..... 300 kW
Rotordurchmesser :	32 ..... 33 m
Nabenhöhe :	32,5 ..... 44 m
Rotorkreisfläche:	804 ..... 855 m <sup>2</sup>
Spezifische Leistung:	327 ..... 373 W/m <sup>2</sup>
Blattzahl:	3
Generatorbauart :	synchron
Art der Leistungsbegrenzung :	pitch
Drehzahlverhalten :	variabel

**Anlagen im WMEP**

Kategorie	Küste	Tiefebene	Mittelgebirge	Gesamt
WEA mit Energieberichten	3	-	-	3
Volllaststunden 2004	2461	-	-	2461
Energieertrag 2004 [kWh/m <sup>2</sup> ]	806	-	-	806

**Technische Verfügbarkeit**

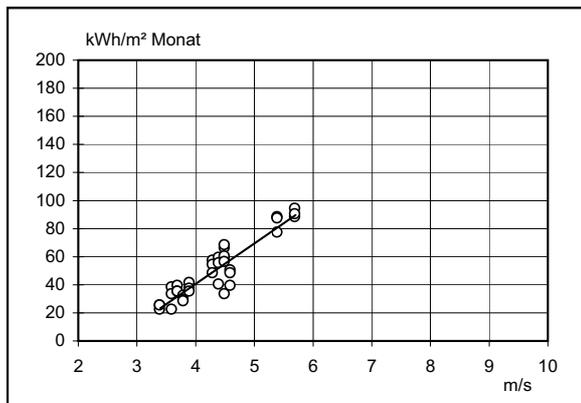
Jahr	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Anzahl WEA	134	135	135	135	135	135	135	135	129	105	67	15
Durchschnittsalter [Jahre]	1,9	2,9	3,9	4,9	5,9	6,9	7,9	8,9	9,8	10,6	11,6	12,9
WEA mit W&I-Bericht	133	133	135	135	135	135	128	132	104	85	48	14
Tech. Verfügbarkeit [%]	98,8	98,8	98,7	99,1	99	98,8	98,3	96,8	96,9	98,6	97,7	99,8
Mittlere Nichtverfügbarkeitszeit [h]	99	106	111	79	90	106	151	279	275	119	199	17

**Betriebskosten**

Jahr	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
WEA mit Betriebskostenbericht	123	134	131	134	133	135	135	125	89	68	28	4
Mittlere Kosten [€]	4496	4836	5891	6174	7274	7164	8012	11533	9592	15189	15669	9739
Mittlere Kosten [€/kW]	15	16	20	21	24	24	27	39	32	51	53	34

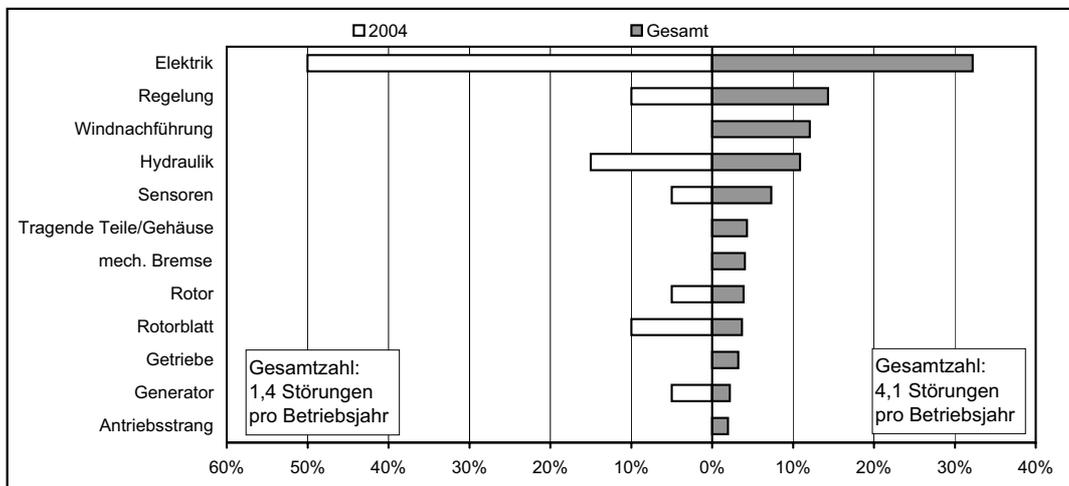
WEA - Typ : Enercon E 32/33

**Spezifische Energieerträge**



WEA-Anzahl: 3  
 Standorte: 1  
 Auswertemonate: 36  
 Meßhöhe: 10m

**Instandsetzung: Anteil an Gesamtzahl der Störungen**



**Anlagenalter und technische Verfügbarkeit**

Laufzeitklasse [Monat]	WEA-Anzahl im WMEP	WEA mit Bericht	Nichtverfügbarkeitszeit [h]	Nennzeit [h]	Technische Verfügbarkeit
24 - 36	-	-	-	-	-
36 - 48	-	-	-	-	-
48 - 60	-	-	-	-	-
60 - 72	-	-	-	-	-
72 - 84	-	-	-	-	-
84 - 96	-	-	-	-	-
96 - 108	-	-	-	-	-
108 - 120	-	-	-	-	-
120 - 132	1	1	23	8784	99,7%
132 - 144	4	3	61	26352	99,8%
144 - 156	2	2	83	17568	99,5%
156 - 168	5	5	38	43920	99,9%
168 - 180	3	3	30	26352	99,9%
<b>Summe</b>	<b>15</b>	<b>14</b>	<b>235</b>	<b>122976</b>	<b>99,8%</b>

**WEA - Typ : Enercon E 40****Technische Daten**

Nennleistung :	470 ..... 600 kW
Rotordurchmesser :	40,3 ..... 44 m
Nabenhöhe :	42 ..... 78 m
Rotorkreisfläche:	1276 ..... 1521 m <sup>2</sup>
Spezifische Leistung:	368 ..... 395 W/m <sup>2</sup>
Blattzahl:	3
Generatorbauart :	synchron-vielpolig
Art der Leistungsbegrenzung :	pitch
Drehzahlverhalten :	variabel

**Anlagen im WMEP**

Kategorie	Küste	Tiefebene	Mittelgebirge	Gesamt
WEA mit Energieberichten	8	11	14	33
Volllaststunden 2004	2271	1623	1644	1789
Energieertrag 2004 [kWh/m <sup>2</sup> ]	890	636	644	701

**Technische Verfügbarkeit**

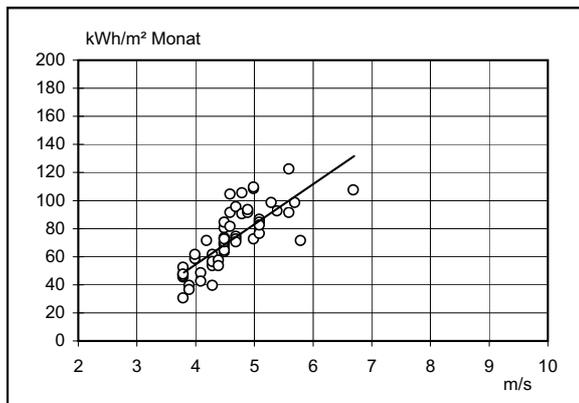
Jahr	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Anzahl WEA	4	49	72	73	75	75	75	76	76	77	79	83
Durchschnittsalter [Jahre]	0,2	0,5	1,2	2,2	3,1	4,1	5,1	6,1	7,1	8,0	8,8	8,8
WEA mit W&I-Bericht	4	37	67	70	70	70	70	66	72	71	65	67
Tech. Verfügbarkeit [%]	77,1	97,8	98,6	99,5	99,5	99,1	99,2	99	99,5	98,9	99,2	98,8
Mittlere Nichtverfügbarkeitszeit [h]	402	107	117	46	46	80	69	84	47	99	68	106

**Betriebskosten**

Jahr	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
WEA mit Betriebskostenbericht	-	27	65	68	68	70	69	68	63	71	59	48
Mittlere Kosten [€]	-	1573	3511	3624	5366	7101	10769	12368	11488	10538	14378	11335
Mittlere Kosten [€/kW]	-	3	7	7	11	14	22	25	23	21	29	23

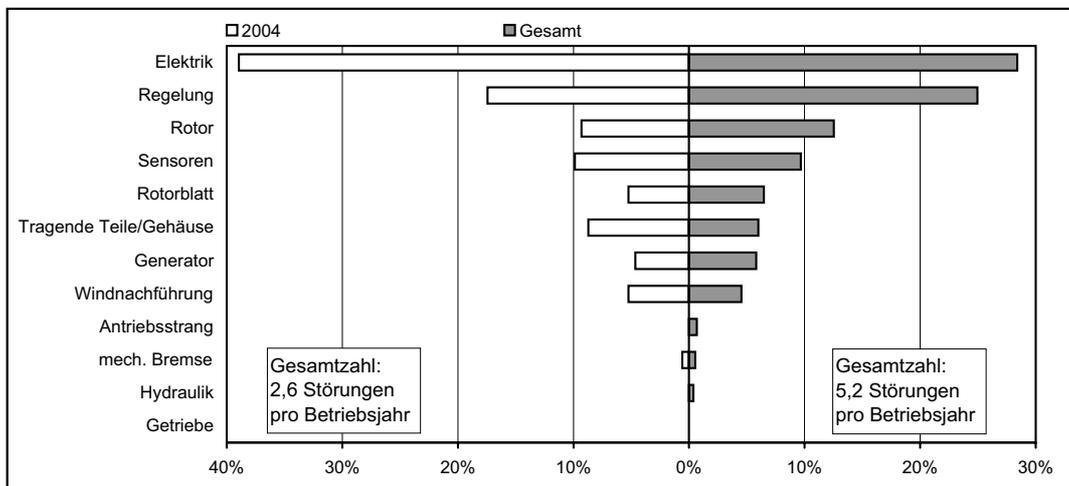
WEA - Typ : Enercon E 40

**Spezifische Energieerträge**



WEA-Anzahl: 7  
 Standorte: 5  
 Auswertemonate: 59  
 Meßhöhe: 10m

**Instandsetzung: Anteil an Gesamtzahl der Störungen**



**Anlagenalter und technische Verfügbarkeit**

Laufzeitklasse [Monat]	WEA-Anzahl im WMEP	WEA mit Bericht	Nichtverfügbarkeitszeit [h]	Nennzeit [h]	Technische Verfügbarkeit
0 - 12	1	1	13	7344	99,8%
12 - 24	7	7	339	61488	99,4%
24 - 36	3	2	91	17568	99,5%
36 - 48	-	-	-	-	-
48 - 60	1	1	63	8784	99,3%
60 - 72	-	-	-	-	-
72 - 84	-	-	-	-	-
84 - 96	1	1	94	8784	98,9%
96 - 108	2	2	272	17568	98,5%
108 - 120	19	16	1524	140544	98,9%
120 - 132	48	36	4691	316224	98,5%
132 - 144	1	1	3	8784	100,0%
<b>Summe</b>	<b>83</b>	<b>67</b>	<b>7090</b>	<b>587088</b>	<b>98,8%</b>

**WEA - Typ : Enercon E 66****Technische Daten**

Nennleistung :	1100 ..... 1800 kW
Rotordurchmesser :	66 ..... 71,6 m
Nabenhöhe :	64 ..... 68 m
Rotorkreisfläche:	3421 ..... 4026 m <sup>2</sup>
Spezifische Leistung:	322 ..... 468 W/m <sup>2</sup>
Blattzahl:	3
Generatorbauart :	synchron-vielpolig
Art der Leistungsbegrenzung :	pitch
Drehzahlverhalten :	variabel

**Anlagen im WMEP**

Kategorie	Küste	Tiefebene	Mittelgebirge	Gesamt
WEA mit Energieberichten	1	1	3	5
Volllaststunden 2004	2542	2086	1357	1740
Energieertrag 2004 [kWh/m <sup>2</sup> ]	1115	915	599	765

**Technische Verfügbarkeit**

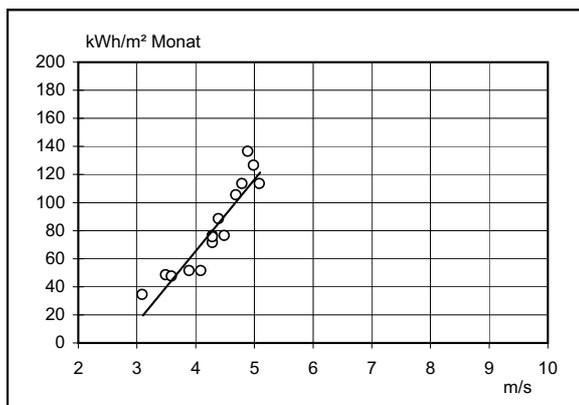
Jahr	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Anzahl WEA	3	5	5	5	6	6	7	28
Durchschnittsalter [Jahre]	0,5	1,2	2,2	3,2	3,6	4,6	5,0	2,2
WEA mit W&I-Bericht	2	5	5	5	5	6	6	25
Tech. Verfügbarkeit [%]	98,8	98,3	98,2	97,3	98	98,2	98,8	98,8
Mittlere Nichtverfügbarkeitszeit [h]	65	121	158	238	178	159	104	98

**Betriebskosten**

Jahr	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
WEA mit Betriebskostenbericht	2	5	5	5	5	6	6	5
Mittlere Kosten [€]	3478	4523	15437	15000	17392	23259	17160	25689
Mittlere Kosten [€/kW]	2	3	11	11	12	16	12	16

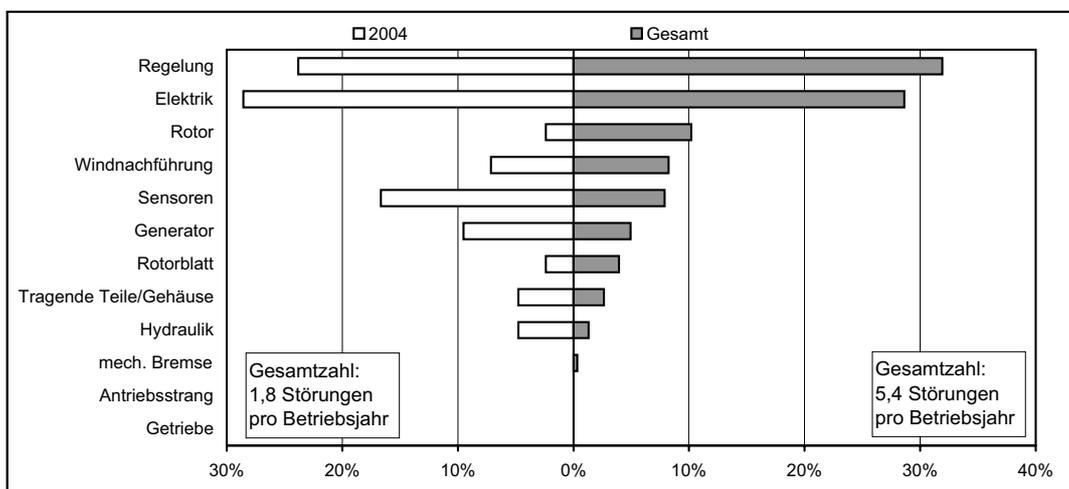
**WEA - Typ : Enercon E 66**

**Spezifische Energieerträge**



WEA-Anzahl: 2  
 Standorte: 2  
 Auswertemonate: 18  
 Meßhöhe: 10m

**Instandsetzung: Anteil an Gesamtzahl der Störungen**



**Anlagenalter und technische Verfügbarkeit**

Laufzeitklasse [Monat]	WEA-Anzahl im WMEP	WEA mit Bericht	Nichtverfügbarkeitszeit [h]	Nennzeit [h]	Technische Verfügbarkeit
0 - 12	4	3	147	16128	99,1%
12 - 24	17	16	1401	140544	99,0%
24 - 36	1	-	-	-	-
36 - 48	-	-	-	-	-
48 - 60	1	1	215	8784	97,6%
60 - 72	-	-	-	-	-
72 - 84	2	2	428	17568	97,6%
84 - 96	3	3	270	26352	99,0%
<b>Summe</b>	<b>28</b>	<b>25</b>	<b>2461</b>	<b>209376</b>	<b>98,8%</b>

## WEA - Typ : Fuhrländer astOs 250

### Technische Daten

Nennleistung :	250 kW
Rotordurchmesser :	29,5 m
Nabenhöhe :	41,5 m
Rotorkreisfläche:	683 m <sup>2</sup>
Spezifische Leistung:	366 W/m <sup>2</sup>
Blattzahl:	3
Generatorbauart :	asynchron
Art der Leistungsbegrenzung :	stall
Drehzahlverhalten :	konstant

### Anlagen im WMEP

Kategorie	Küste	Tiefebene	Mittelgebirge	Gesamt
WEA mit Energieberichten	-	-	5	5
Volllaststunden 2004	-	-	1192	1192
Energieertrag 2004 [kWh/m <sup>2</sup> ]	-	-	436	436

### Technische Verfügbarkeit

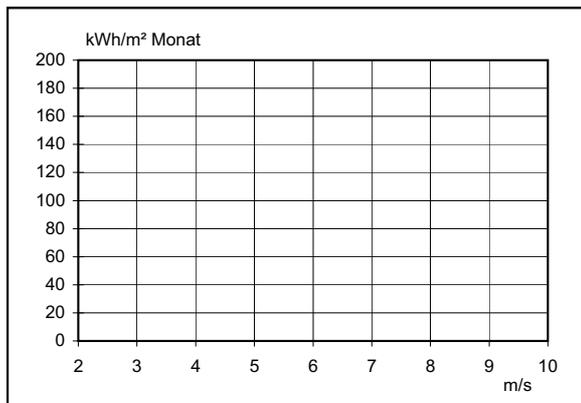
Jahr	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Anzahl WEA	7	8	8	8	8	8	8	8	7	7
Durchschnittsalter [Jahre]	0,8	1,6	2,6	3,6	4,6	5,6	6,6	7,6	8,8	9,8
WEA mit W&I-Bericht	7	8	8	8	7	8	7	7	5	4
Tech. Verfügbarkeit [%]	98,7	97,8	99,6	99	99,6	99,6	99,9	99,3	98,2	99,7
Mittlere Nichtverfügbarkeitszeit [h]	87	179	38	89	32	37	13	64	161	27

### Betriebskosten

Jahr	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
WEA mit Betriebskostenbericht	7	8	7	8	8	8	8	7	7	5
Mittlere Kosten [€]	1824	3931	3086	3345	3888	3496	5115	5348	7158	4552
Mittlere Kosten [€/kW]	7	16	12	13	16	14	20	21	29	18

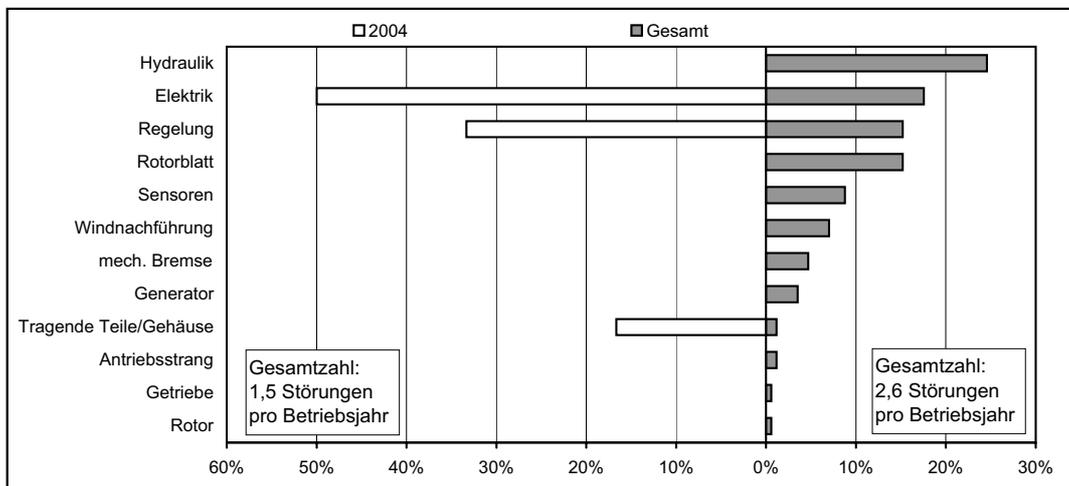
**WEA - Typ : Fuhrländer astOs 250**

**Spezifische Energieerträge**



WEA-Anzahl:  
Standorte:  
Auswertemonate:  
Meßhöhe: 10m

**Instandsetzung: Anteil an Gesamtzahl der Störungen**



**Anlagenalter und technische Verfügbarkeit**

Laufzeitklasse [Monat]	WEA-Anzahl im WMEP	WEA mit Bericht	Nichtverfügbarkeitszeit [h]	Nennzeit [h]	Technische Verfügbarkeit
0 - 12	-	-	-	-	-
12 - 24	-	-	-	-	-
24 - 36	-	-	-	-	-
36 - 48	-	-	-	-	-
48 - 60	-	-	-	-	-
60 - 72	-	-	-	-	-
72 - 84	-	-	-	-	-
84 - 96	-	-	-	-	-
96 - 108	-	-	-	-	-
108 - 120	7	4	107	35136	99,7%
<b>Summe</b>	<b>7</b>	<b>4</b>	<b>107</b>	<b>35136</b>	<b>99,7%</b>

**WEA - Typ : GET Danwin 27****Technische Daten**

Nennleistung :	225 kW
Rotordurchmesser :	29,1 m
Nabenhöhe :	40 m
Rotorkreisfläche:	665 m <sup>2</sup>
Spezifische Leistung:	338 W/m <sup>2</sup>
Blattzahl:	3
Generatorbauart :	asynchron
Art der Leistungsbegrenzung :	stall
Drehzahlverhalten :	konstant

**Anlagen im WMEP**

Kategorie	Küste	Tiefebene	Mittelgebirge	Gesamt
WEA mit Energieberichten	1	1	-	2
Volllaststunden 2004	1858	1491	-	1675
Energieertrag 2004 [kWh/m <sup>2</sup> ]	628	504	-	566

**Technische Verfügbarkeit**

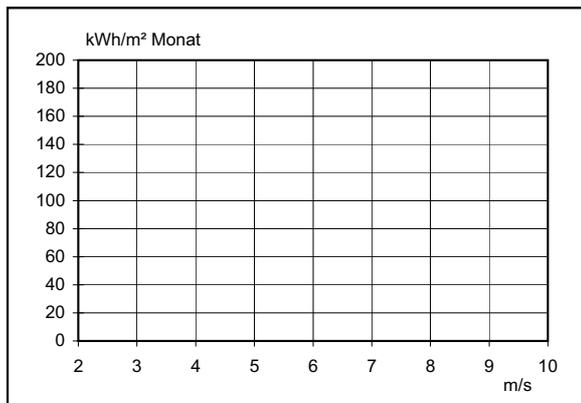
Jahr	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Anzahl WEA	2	4	8	8	8	8	8	8	8	8	8
Durchschnittsalter [Jahre]	0,2	1,1	1,4	2,4	3,4	4,4	5,4	6,4	7,4	8,4	9,4
WEA mit W&I-Bericht	1	4	8	8	8	8	8	8	8	3	2
Tech. Verfügbarkeit [%]	97,7	98,8	99,4	98,5	99,4	95,6	99,3	99,7	99,2	99,3	94,5
Mittlere Nichtverfügbarkeitszeit [h]	74	99	47	127	54	386	58	29	73	57	479

**Betriebskosten**

Jahr	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
WEA mit Betriebskostenbericht	1	4	8	8	8	8	8	8	8	3	2
Mittlere Kosten [€]	1050	4618	5062	4888	9024	8294	6116	6052	6304	10056	6381
Mittlere Kosten [€/kW]	5	21	22	22	40	37	27	27	28	45	28

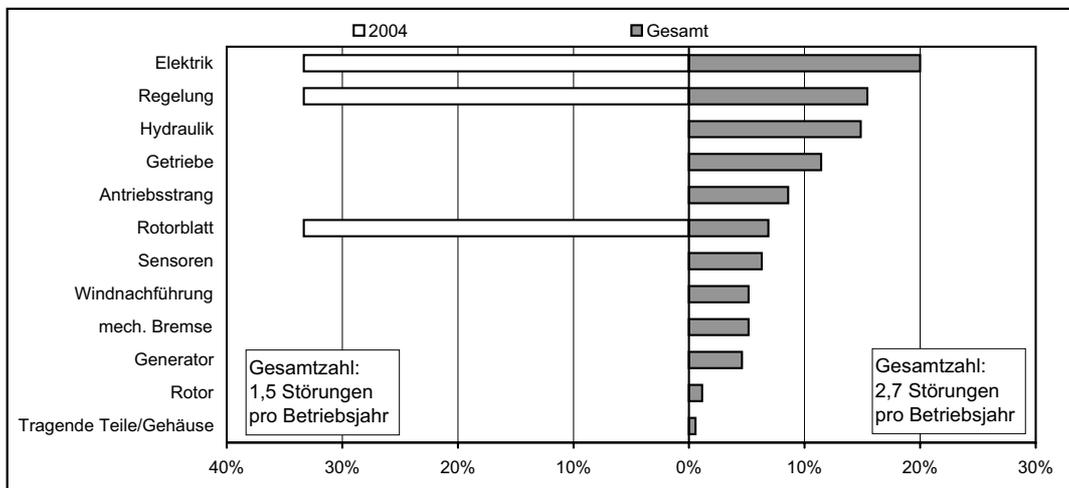
**WEA - Typ : GET Danwin 27**

**Spezifische Energieerträge**



WEA-Anzahl:  
Standorte:  
Auswertemonate:  
Meßhöhe: 10m

**Instandsetzung: Anteil an Gesamtzahl der Störungen**



**Anlagenalter und technische Verfügbarkeit**

Laufzeitklasse [Monat]	WEA-Anzahl im WMEP	WEA mit Bericht	Nichtverfügbarkeitszeit [h]	Nennzeit [h]	Technische Verfügbarkeit
0 - 12	-	-	-	-	-
12 - 24	-	-	-	-	-
24 - 36	-	-	-	-	-
36 - 48	-	-	-	-	-
48 - 60	-	-	-	-	-
60 - 72	-	-	-	-	-
72 - 84	-	-	-	-	-
84 - 96	-	-	-	-	-
96 - 108	4	-	-	-	-
108 - 120	2	-	-	-	-
120 - 132	2	2	958	17568	94,5%
<b>Summe</b>	<b>8</b>	<b>2</b>	<b>958</b>	<b>17568</b>	<b>94,5%</b>

**WEA - Typ : GET 41****Technische Daten**

Nennleistung :	600 kW
Rotordurchmesser :	41 ..... 46 m
Nabenhöhe :	47,5 ..... 65 m
Rotorkreisfläche:	1320 ..... 1662 m <sup>2</sup>
Spezifische Leistung:	361 ..... 454 W/m <sup>2</sup>
Blattzahl:	3
Generatorbauart :	asynchron
Art der Leistungsbegrenzung :	stall
Drehzahlverhalten :	konstant

**Anlagen im WMEP**

Kategorie	Küste	Tiefebene	Mittelgebirge	Gesamt
WEA mit Energieberichten	-	3	-	3
Volllaststunden 2004	-	1529	-	1529
Energieertrag 2004 [kWh/m <sup>2</sup> ]	-	637	-	637

**Technische Verfügbarkeit**

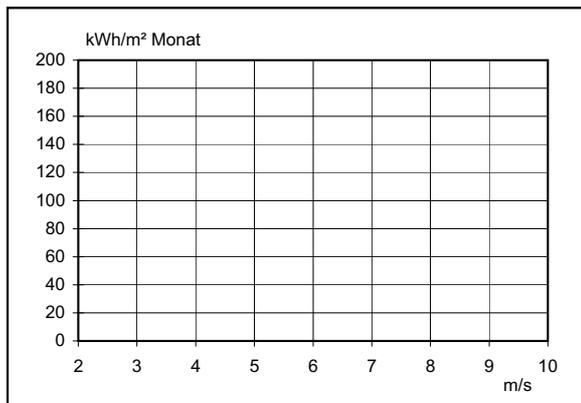
Jahr	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Anzahl WEA	7	7	6	5	5	5	5	5	5
Durchschnittsalter [Jahre]	0,7	1,7	2,7	3,6	4,6	5,6	6,6	7,6	8,6
WEA mit W&I-Bericht	7	6	5	5	5	5	5	3	3
Tech. Verfügbarkeit [%]	84,6	97,9	95,6	83,5	97,4	97,6	95,1	99,1	94,9
Mittlere Nichtverfügbarkeitszeit [h]	901	187	386	1444	230	206	431	79	452

**Betriebskosten**

Jahr	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
WEA mit Betriebskostenbericht	7	6	5	5	5	4	4	3	3
Mittlere Kosten [€]	13925	5619	21142	20880	20018	17591	16289	23946	33983
Mittlere Kosten [€/kW]	23	9	35	35	33	29	27	40	57

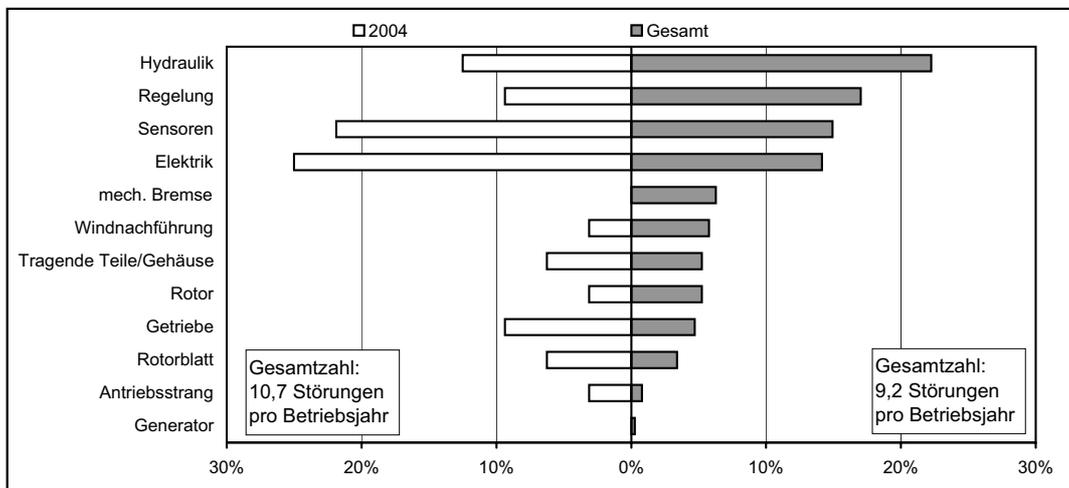
WEA - Typ : GET 41

**Spezifische Energieerträge**



WEA-Anzahl:  
Standorte:  
Auswertemonate:  
Meßhöhe: 10m

**Instandsetzung: Anteil an Gesamtzahl der Störungen**



**Anlagenalter und technische Verfügbarkeit**

Laufzeitklasse [Monat]	WEA-Anzahl im WMEP	WEA mit Bericht	Nichtverfügbarkeitszeit [h]	Nennzeit [h]	Technische Verfügbarkeit
0 - 12	-	-	-	-	-
12 - 24	-	-	-	-	-
24 - 36	-	-	-	-	-
36 - 48	-	-	-	-	-
48 - 60	-	-	-	-	-
60 - 72	-	-	-	-	-
72 - 84	-	-	-	-	-
84 - 96	-	-	-	-	-
96 - 108	5	3	1355	26352	94,9%
<b>Summe</b>	<b>5</b>	<b>3</b>	<b>1355</b>	<b>26352</b>	<b>94,9%</b>

**WEA - Typ : Jacobs 500/600****Technische Daten**

Nennleistung :	500 ..... 600 kW
Rotordurchmesser :	37 ..... 43 m
Nabenhöhe :	40 ..... 50 m
Rotorkreisfläche:	1075 ..... 1452 m <sup>2</sup>
Spezifische Leistung:	379 ..... 465 W/m <sup>2</sup>
Blattzahl:	3
Generatorbauart :	asynchron
Art der Leistungsbegrenzung :	stall
Drehzahlverhalten :	konstant

**Anlagen im WMEP**

Kategorie	Küste	Tiefebene	Mittelgebirge	Gesamt
WEA mit Energieberichten	4	-	-	4
Volllaststunden 2004	2154	-	-	2154
Energieertrag 2004 [kWh/m <sup>2</sup> ]	871	-	-	871

**Technische Verfügbarkeit**

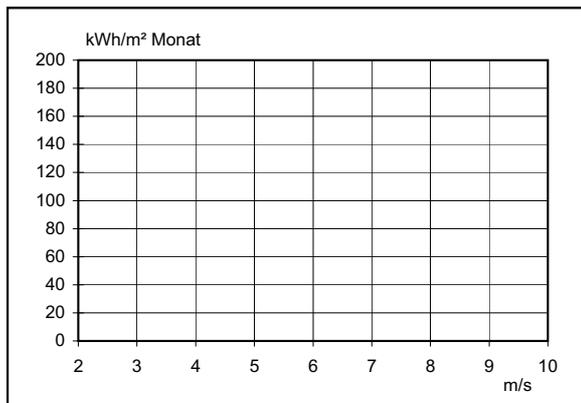
Jahr	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Anzahl WEA	1	3	4	4	4	4	4	4	4	4
Durchschnittsalter [Jahre]	0,1	0,6	1,4	2,4	3,4	4,4	5,4	6,4	7,4	8,4
WEA mit W&I-Bericht	1	3	4	4	4	3	3	3	2	1
Tech. Verfügbarkeit [%]	98,2	97	96	99,6	99,7	95	97	96,4	99,9	99,7
Mittlere Nichtverfügbarkeitszeit [h]	9	161	326	33	26	443	261	313	9	23

**Betriebskosten**

Jahr	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
WEA mit Betriebskostenbericht	-	3	4	4	4	4	4	4	2	4
Mittlere Kosten [€]	-	8483	8991	9707	14401	18779	17893	26825	9869	22301
Mittlere Kosten [€/kW]	-	16	17	18	27	36	34	51	20	42

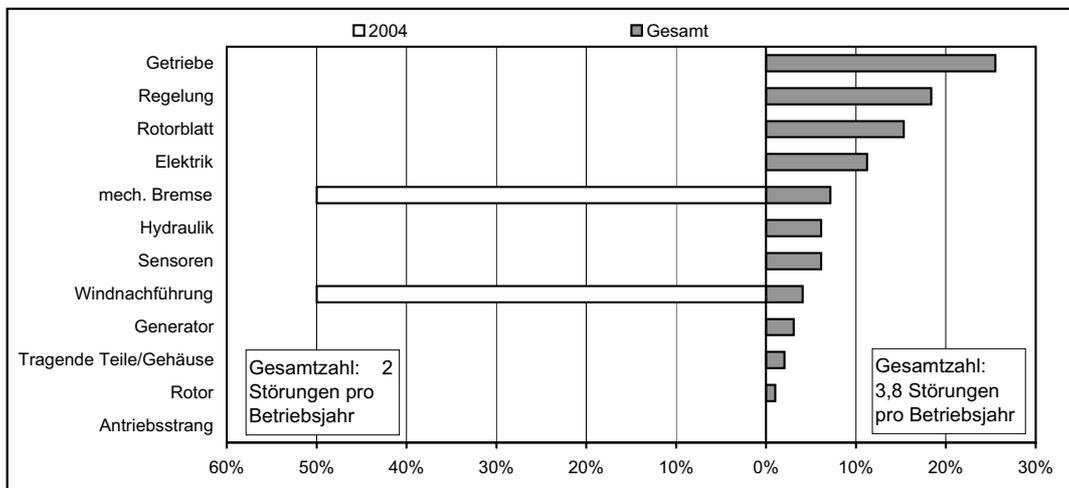
**WEA - Typ : Jacobs 500/600**

**Spezifische Energieerträge**



WEA-Anzahl:  
Standorte:  
Auswertemonate:  
Meßhöhe: 10m

**Instandsetzung: Anteil an Gesamtzahl der Störungen**



**Anlagenalter und technische Verfügbarkeit**

Laufzeitklasse [Monat]	WEA-Anzahl im WMEP	WEA mit Bericht	Nichtverfügbarkeitszeit [h]	Nennzeit [h]	Technische Verfügbarkeit
0 - 12	-	-	-	-	-
12 - 24	-	-	-	-	-
24 - 36	-	-	-	-	-
36 - 48	-	-	-	-	-
48 - 60	-	-	-	-	-
60 - 72	-	-	-	-	-
72 - 84	-	-	-	-	-
84 - 96	1	-	-	-	-
96 - 108	2	1	23	8784	99,7%
108 - 120	1	-	-	-	-
<b>Summe</b>	<b>4</b>	<b>1</b>	<b>23</b>	<b>8784</b>	<b>99,7%</b>

## WEA - Typ : Krogmann 15

### Technische Daten

Nennleistung :	40 ..... 50 kW
Rotordurchmesser :	15 m
Nabenhöhe :	24 ..... 37 m
Rotorkreisfläche:	177 m <sup>2</sup>
Spezifische Leistung:	283 W/m <sup>2</sup>
Blattzahl:	3
Generatorbauart :	synchron
Art der Leistungsbegrenzung :	pitch
Drehzahlverhalten :	variabel

### Anlagen im WMEP

Kategorie	Küste	Tiefebene	Mittelgebirge	Gesamt
WEA mit Energieberichten	-	9	3	12
Volllaststunden 2004	-	925	508	821
Energieertrag 2004 [kWh/m <sup>2</sup> ]	-	248	144	222

### Technische Verfügbarkeit

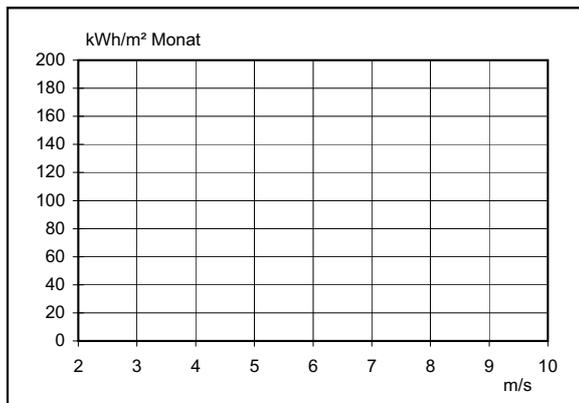
Jahr	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Anzahl WEA	39	47	49	49	48	45	43	42	36	30	23	19
Durchschnittsalter [Jahre]	2,0	2,6	3,5	4,5	5,4	6,3	7,3	8,2	8,9	9,6	10,3	11,2
WEA mit W&I-Bericht	35	45	45	46	42	45	39	35	23	20	11	16
Tech. Verfügbarkeit [%]	95,6	96,9	96,9	98,6	97,7	95,8	93,4	96,8	96,1	93,7	92,1	95,7
Mittlere Nichtverfügbarkeitszeit [h]	357	246	273	121	197	365	581	279	346	555	693	376

### Betriebskosten

Jahr	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
WEA mit Betriebskostenbericht	34	42	48	47	42	44	39	35	28	23	12	13
Mittlere Kosten [€]	1495	1584	1019	1487	1390	1608	1872	1585	1362	1618	1455	2084
Mittlere Kosten [€/kW]	30	32	20	30	28	32	38	32	27	33	29	42

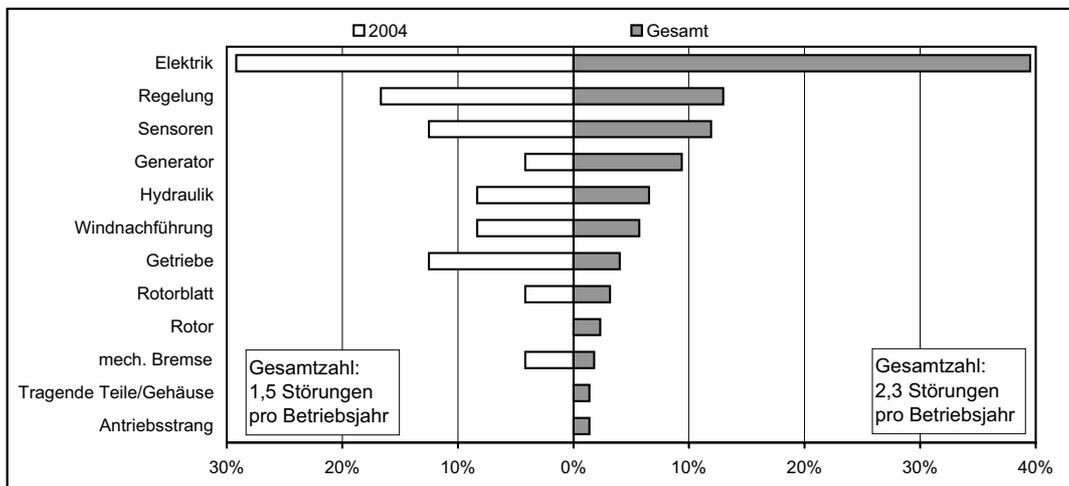
**WEA - Typ : Krogmann 15**

**Spezifische Energieerträge**



WEA-Anzahl:  
Standorte:  
Auswertemonate:  
Meßhöhe: 10m

**Instandsetzung: Anteil an Gesamtzahl der Störungen**



**Anlagenalter und technische Verfügbarkeit**

Laufzeitklasse [Monat]	WEA-Anzahl im WMEP	WEA mit Bericht	Nichtverfügbarkeitszeit [h]	Nennzeit [h]	Technische Verfügbarkeit
12 - 24	-	-	-	-	-
24 - 36	-	-	-	-	-
36 - 48	-	-	-	-	-
48 - 60	-	-	-	-	-
60 - 72	-	-	-	-	-
72 - 84	-	-	-	-	-
84 - 96	-	-	-	-	-
96 - 108	-	-	-	-	-
108 - 120	2	2	72	17568	99,6%
120 - 132	8	5	5406	42528	87,3%
132 - 144	3	3	4	26352	100,0%
144 - 156	5	5	522	43920	98,8%
156 - 168	1	1	10	8784	99,9%
<b>Summe</b>	<b>19</b>	<b>16</b>	<b>6014</b>	<b>139152</b>	<b>95,7%</b>

## WEA - Typ : Kano-Rotor 30

### Technische Daten

Nennleistung :	30 kW
Rotordurchmesser :	12,1 ..... 13,4 m
Nabenhöhe :	30,5 m
Rotorkreisfläche:	115 ..... 141 m <sup>2</sup>
Spezifische Leistung:	213 ..... 261 W/m <sup>2</sup>
Blattzahl:	3
Generatorbauart :	asynchron
Art der Leistungsbegrenzung :	stall
Drehzahlverhalten :	konstant

### Anlagen im WMEP

Kategorie	Küste	Tiefebene	Mittelgebirge	Gesamt
WEA mit Energieberichten	-	6	-	6
Volllaststunden 2004	-	993	-	993
Energieertrag 2004 [kWh/m <sup>2</sup> ]	-	227	-	227

### Technische Verfügbarkeit

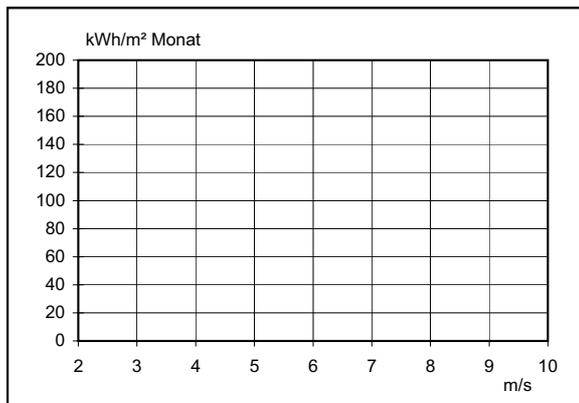
Jahr	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Anzahl WEA	17	20	23	23	23	21	21	21	21	18	15	10
Durchschnittsalter [Jahre]	1,4	2,1	2,7	3,7	4,7	5,7	6,7	7,7	8,6	9,4	10,2	10,8
WEA mit W&I-Bericht	16	20	18	22	20	20	19	19	18	12	11	7
Tech. Verfügbarkeit [%]	98,8	98,8	99,8	99,6	99,1	97,1	94,4	98,7	98,5	96,2	89,3	92
Mittlere Nichtverfügbarkeitszeit [h]	87	95	16	34	81	257	489	114	134	335	941	704

### Betriebskosten

Jahr	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
WEA mit Betriebskostenbericht	16	19	20	22	20	20	20	20	19	13	11	7
Mittlere Kosten [€]	162	214	304	222	314	499	656	565	1182	679	441	967
Mittlere Kosten [€/kW]	5	7	10	7	10	17	22	19	39	23	15	32

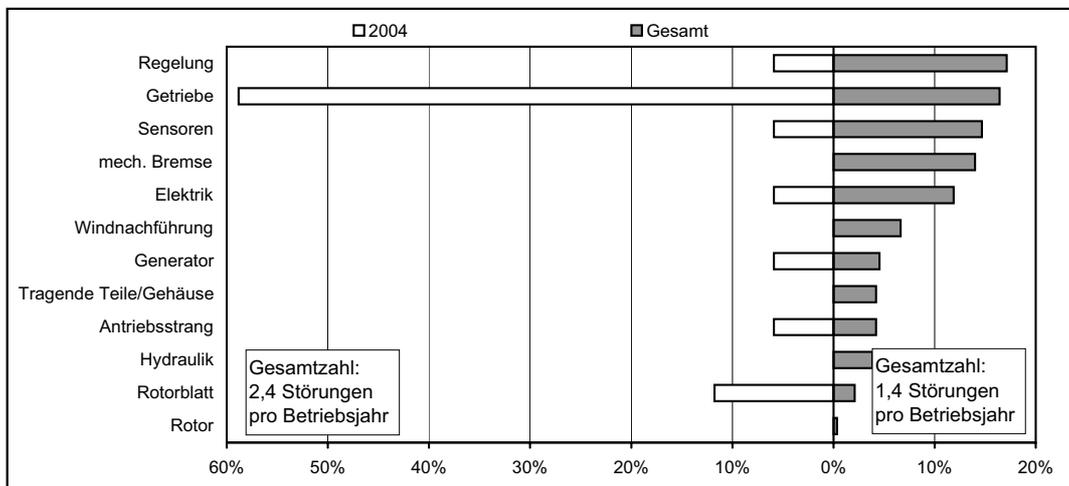
**WEA - Typ : Kano-Rotor 30**

**Spezifische Energieerträge**



WEA-Anzahl:  
Standorte:  
Auswertemonate:  
Meßhöhe: 10m

**Instandsetzung: Anteil an Gesamtzahl der Störungen**



**Anlagenalter und technische Verfügbarkeit**

Laufzeitklasse [Monat]	WEA-Anzahl im WMEP	WEA mit Bericht	Nichtverfügbarkeitszeit [h]	Nennzeit [h]	Technische Verfügbarkeit
12 - 24	-	-	-	-	-
24 - 36	-	-	-	-	-
36 - 48	-	-	-	-	-
48 - 60	-	-	-	-	-
60 - 72	-	-	-	-	-
72 - 84	-	-	-	-	-
84 - 96	-	-	-	-	-
96 - 108	-	-	-	-	-
108 - 120	3	2	1	17568	100,0%
120 - 132	3	2	1	17568	100,0%
132 - 144	1	1	-	8784	100,0%
144 - 156	2	1	1056	8784	88,0%
156 - 168	1	1	3867	8784	56,0%
<b>Summe</b>	<b>10</b>	<b>7</b>	<b>4925</b>	<b>61488</b>	<b>92,0%</b>

## WEA - Typ : Lagerwey LW 15/18

### Technische Daten

Nennleistung :	30 ..... 80 kW
Rotordurchmesser :	15,6 ..... 18 m
Nabenhöhe :	25 ..... 43 m
Rotorkreisfläche:	191 ..... 254 m <sup>2</sup>
Spezifische Leistung:	157 ..... 392 W/m <sup>2</sup>
Blattzahl:	2
Generatorbauart :	asynchron/Mutator
Art der Leistungsbegrenzung :	pitch
Drehzahlverhalten :	variabel

### Anlagen im WMEP

Kategorie	Küste	Tiefebene	Mittelgebirge	Gesamt
WEA mit Energieberichten	2	11	1	14
Volllaststunden 2004	1274	878	450	904
Energieertrag 2004 [kWh/m <sup>2</sup> ]	401	278	141	286

### Technische Verfügbarkeit

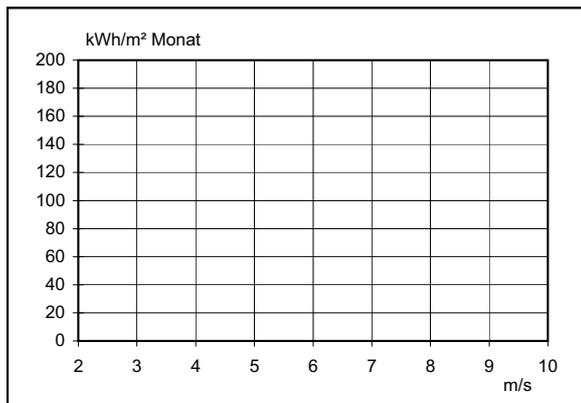
Jahr	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Anzahl WEA	77	88	90	90	90	90	90	86	75	55	44	28
Durchschnittsalter [Jahre]	2,0	2,7	3,6	4,6	5,6	6,6	7,6	8,5	9,2	9,8	10,6	11,4
WEA mit W&I-Bericht	72	88	88	88	89	89	76	70	58	35	26	19
Tech. Verfügbarkeit [%]	97,9	99,3	99,6	99,5	99,6	98,8	98,7	98,3	98,9	95,2	99	99,3
Mittlere Nichtverfügbarkeitszeit [h]	169	62	37	43	35	101	112	150	99	419	90	57

### Betriebskosten

Jahr	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
WEA mit Betriebskostenbericht	69	84	87	86	87	89	83	69	57	42	29	16
Mittlere Kosten [€]	647	1261	1032	1324	1299	1696	1986	2356	2537	4265	2500	2232
Mittlere Kosten [€/kW]	9	18	15	19	18	24	28	32	35	57	34	30

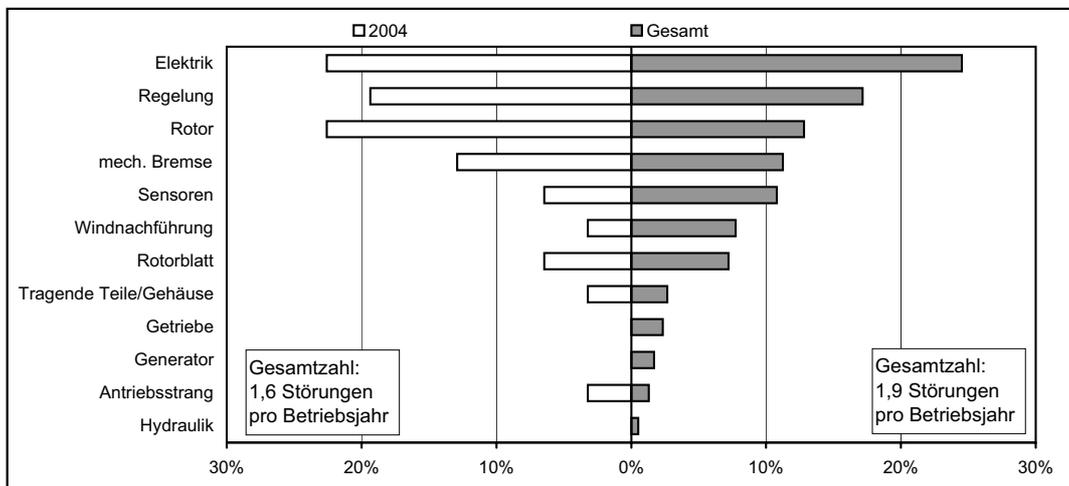
**WEA - Typ : Lagerwey LW 15/18**

**Spezifische Energieerträge**



WEA-Anzahl:  
Standorte:  
Auswertemonate:  
Meßhöhe: 10m

**Instandsetzung: Anteil an Gesamtzahl der Störungen**



**Anlagenalter und technische Verfügbarkeit**

Laufzeitklasse [Monat]	WEA-Anzahl im WMEP	WEA mit Bericht	Nichtverfügbarkeitszeit [h]	Nennzeit [h]	Technische Verfügbarkeit
24 - 36	-	-	-	-	-
36 - 48	-	-	-	-	-
48 - 60	-	-	-	-	-
60 - 72	-	-	-	-	-
72 - 84	-	-	-	-	-
84 - 96	-	-	-	-	-
96 - 108	-	-	-	-	-
108 - 120	2	2	674	17568	96,2%
120 - 132	11	6	275	52704	99,5%
132 - 144	9	5	36	43920	99,9%
144 - 156	2	2	80	17568	99,5%
156 - 168	1	1	6	8784	99,9%
168 - 180	3	3	19	26352	99,9%
<b>Summe</b>	<b>28</b>	<b>19</b>	<b>1089</b>	<b>166896</b>	<b>99,3%</b>

**WEA - Typ : Lagerwey LW 27/30****Technische Daten**

Nennleistung :	250 kW
Rotordurchmesser :	27 ..... 30 m
Nabenhöhe :	32 ..... 50 m
Rotorkreisfläche:	573 ..... 707 m <sup>2</sup>
Spezifische Leistung:	354 ..... 437 W/m <sup>2</sup>
Blattzahl:	2
Generatorbauart :	asynchron/Mutator
Art der Leistungsbegrenzung :	pitch
Drehzahlverhalten :	variabel

**Anlagen im WMEP**

Kategorie	Küste	Tiefebene	Mittelgebirge	Gesamt
WEA mit Energieberichten	-	4	5	9
Volllaststunden 2004	-	711	899	815
Energieertrag 2004 [kWh/m <sup>2</sup> ]	-	310	377	347

**Technische Verfügbarkeit**

Jahr	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Anzahl WEA	6	11	12	12	12	12	12	12	12	9	9
Durchschnittsalter [Jahre]	0,2	0,9	1,8	2,8	3,8	4,8	5,8	6,8	7,8	8,7	9,7
WEA mit W&I-Bericht	6	11	12	12	12	12	12	12	12	9	8
Tech. Verfügbarkeit [%]	69,3	99,2	99,2	99,3	97,8	94,3	96,8	95,7	88,2	95,6	95,3
Mittlere Nichtverfügbarkeitszeit [h]	437	55	71	63	194	501	285	375	1032	387	414

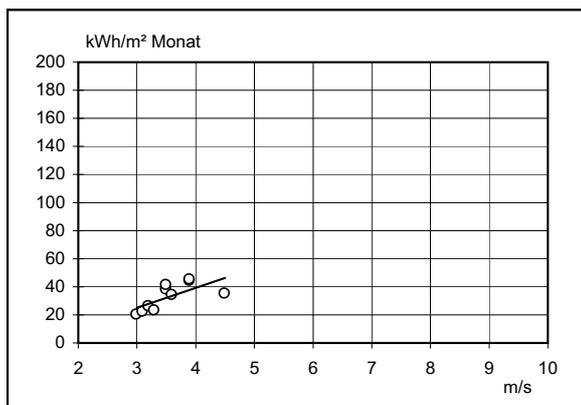
**Betriebskosten**

Jahr	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
WEA mit Betriebskostenbericht	5	10	12	12	12	12	12	12	12	9	9
Mittlere Kosten [€]	1125	1153	1976	2548	6341	7005	6310	10140	-825*	8780	5848
Mittlere Kosten [€/kW]	5	5	8	10	25	28	25	41	-3*	35	23

\*) bedingt durch Rückerstattung der Versicherung

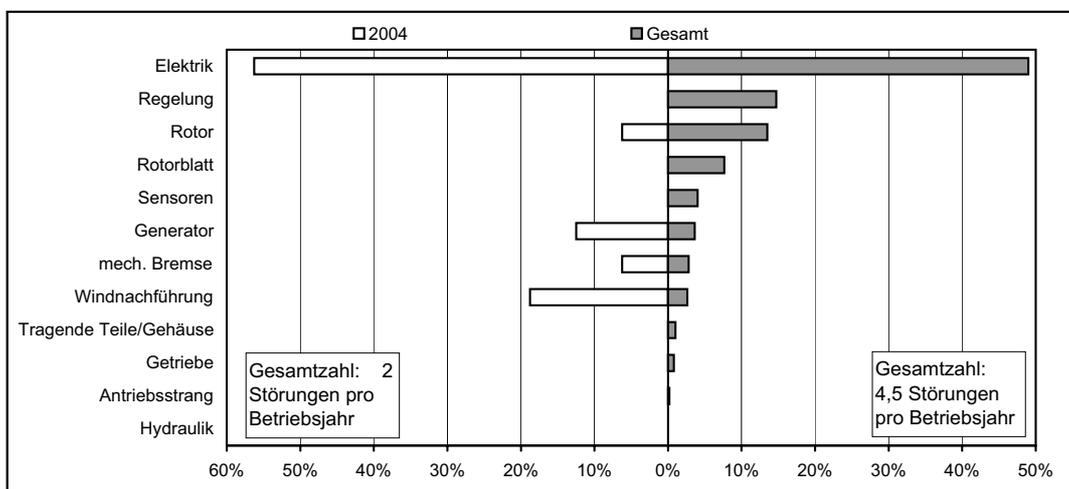
**WEA - Typ : Lagerwey LW 27/30**

**Spezifische Energieerträge**



WEA-Anzahl: 1  
 Standorte: 1  
 Auswertemonate: 12  
 Meßhöhe: 10m

**Instandsetzung: Anteil an Gesamtzahl der Störungen**



**Anlagenalter und technische Verfügbarkeit**

Laufzeitklasse [Monat]	WEA-Anzahl im WMEP	WEA mit Bericht	Nichtverfügbarkeitszeit [h]	Nennzeit [h]	Technische Verfügbarkeit
0 - 12	-	-	-	-	-
12 - 24	-	-	-	-	-
24 - 36	-	-	-	-	-
36 - 48	-	-	-	-	-
48 - 60	-	-	-	-	-
60 - 72	-	-	-	-	-
72 - 84	-	-	-	-	-
84 - 96	-	-	-	-	-
96 - 108	1	1	1298	8784	85,2%
108 - 120	4	4	1930	35136	94,5%
120 - 132	4	3	87	26352	99,7%
<b>Summe</b>	<b>9</b>	<b>8</b>	<b>3315</b>	<b>70272</b>	<b>95,3%</b>

**WEA - Typ : Micon M 300****Technische Daten**

Nennleistung :	55 kW
Rotordurchmesser :	19,8 m
Nabenhöhe :	30 m
Rotorkreisfläche:	308 m <sup>2</sup>
Spezifische Leistung:	179 W/m <sup>2</sup>
Blattzahl:	3
Generatorbauart :	asynchron
Art der Leistungsbegrenzung :	stall
Drehzahlverhalten :	konstant

**Anlagen im WMEP**

Kategorie	Küste	Tiefebene	Mittelgebirge	Gesamt
WEA mit Energieberichten	-	1	-	1
Volllaststunden 2004	-	724	-	724
Energieertrag 2004 [kWh/m <sup>2</sup> ]	-	129	-	129

**Technische Verfügbarkeit**

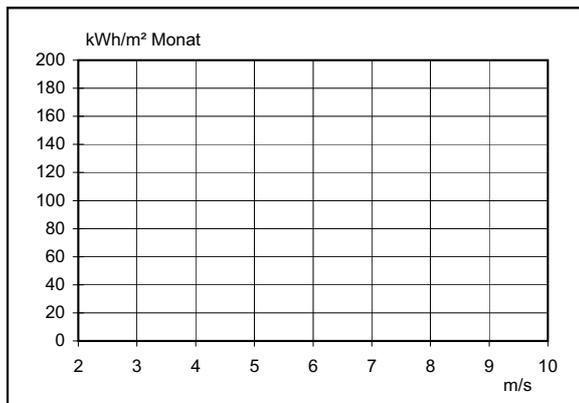
Jahr	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Anzahl WEA	3	3	3	3	3	3	3	3	3	2	1	1
Durchschnittsalter [Jahre]	2,2	3,2	4,2	5,3	6,3	7,3	8,3	9,3	10,3	11,3	13	14
WEA mit W&I-Bericht	3	3	3	2	2	3	1	2	3	2	1	1
Tech. Verfügbarkeit [%]	99	99,4	96,2	97,5	99,3	99,8	98,2	100	99,9	99,9	91	97,8
Mittlere Nichtverfügbarkeitszeit [h]	88	51	337	220	61	15	155	4	6	6	792	196

**Betriebskosten**

Jahr	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
WEA mit Betriebskostenbericht	3	3	3	3	3	3	3	3	3	2	1	1
Mittlere Kosten [€]	613	715	1691	1592	1599	1713	1071	933	1205	1492	56	54
Mittlere Kosten [€/kW]	11	13	31	29	29	31	19	17	22	27	1	1

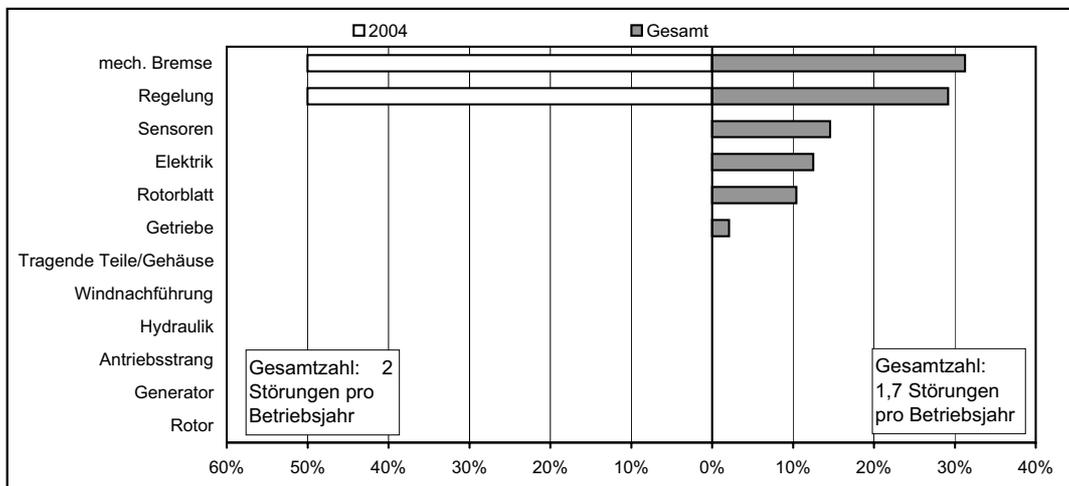
**WEA - Typ : Micon M 300**

**Spezifische Energieerträge**



WEA-Anzahl:  
Standorte:  
Auswertemonate:  
Meßhöhe: 10m

**Instandsetzung: Anteil an Gesamtzahl der Störungen**



**Anlagenalter und technische Verfügbarkeit**

Laufzeitklasse [Monat]	WEA-Anzahl im WMEP	WEA mit Bericht	Nichtverfügbarkeitszeit [h]	Nennzeit [h]	Technische Verfügbarkeit
24 - 36	-	-	-	-	-
36 - 48	-	-	-	-	-
48 - 60	-	-	-	-	-
60 - 72	-	-	-	-	-
72 - 84	-	-	-	-	-
84 - 96	-	-	-	-	-
96 - 108	-	-	-	-	-
108 - 120	-	-	-	-	-
120 - 132	-	-	-	-	-
132 - 144	-	-	-	-	-
144 - 156	-	-	-	-	-
156 - 168	-	-	-	-	-
168 - 180	1	1	196	8784	97,8%
<b>Summe</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>196</b>	<b>8784</b>	<b>97,8%</b>

## WEA - Typ : Micon M 450/530/570

### Technische Daten

Nennleistung :	150 ..... 250 kW
Rotordurchmesser :	24 ..... 29,6 m
Nabenhöhe :	30 ..... 36 m
Rotorkreisfläche:	452 ..... 688 m <sup>2</sup>
Spezifische Leistung:	254 ..... 471 W/m <sup>2</sup>
Blattzahl:	3
Generatorbauart :	asynchron
Art der Leistungsbegrenzung :	stall
Drehzahlverhalten :	konstant

### Anlagen im WMEP

Kategorie	Küste	Tiefebene	Mittelgebirge	Gesamt
WEA mit Energieberichten	7	-	4	11
Volllaststunden 2004	1721	-	1242	1547
Energieertrag 2004 [kWh/m <sup>2</sup> ]	777	-	479	669

### Technische Verfügbarkeit

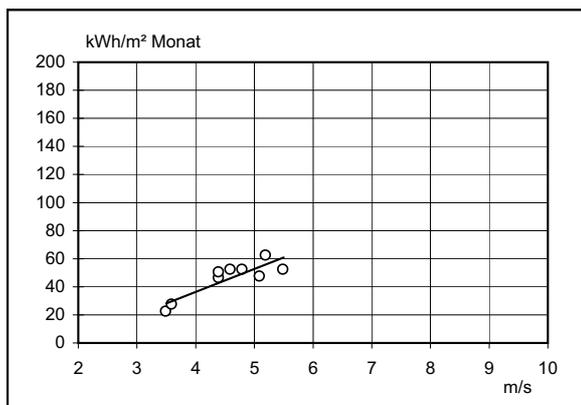
Jahr	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Anzahl WEA	42	48	48	48	48	48	47	47	45	35	25	16
Durchschnittsalter [Jahre]	1,6	2,3	3,3	4,3	5,3	6,3	7,3	8,3	9,2	9,9	10,4	11,4
WEA mit W&I-Bericht	42	48	47	41	47	44	42	36	36	25	22	13
Tech. Verfügbarkeit [%]	99,5	99,4	99,4	99,8	99,6	99,5	99,5	99,1	99,4	98,8	99,1	99,5
Mittlere Nichtverfügbarkeitszeit [h]	38	50	49	21	33	45	41	81	53	109	76	45

### Betriebskosten

Jahr	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
WEA mit Betriebskostenbericht	39	47	48	48	45	46	47	45	40	27	20	11
Mittlere Kosten [€]	1781	3090	4093	3970	4426	5280	5736	5171	6280	8718	6908	5820
Mittlere Kosten [€/kW]	8	14	18	17	19	23	25	23	28	39	30	25

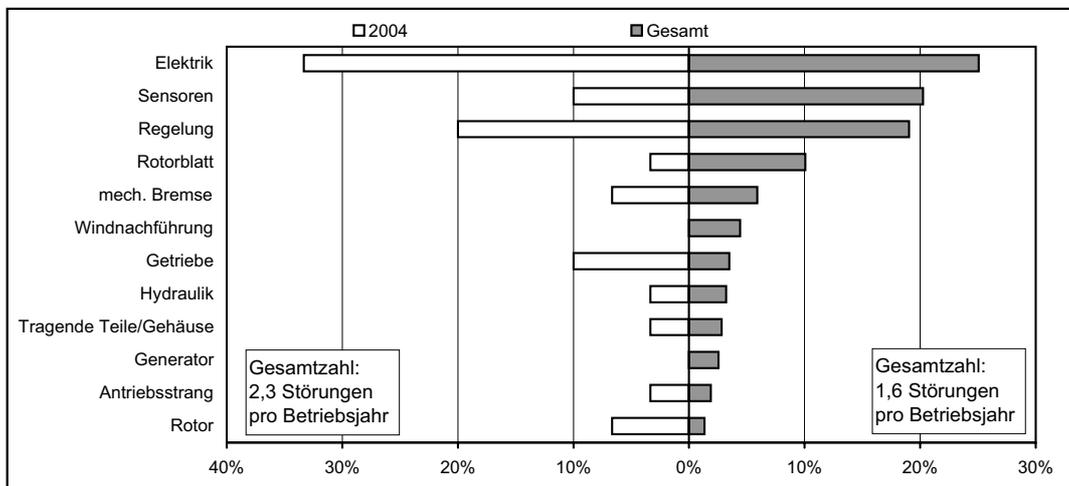
WEA - Typ : Micon M 450/530/570

**Spezifische Energieerträge**



WEA-Anzahl: 1  
 Standorte: 1  
 Auswertemonate: 9  
 Meßhöhe: 10m

**Instandsetzung: Anteil an Gesamtzahl der Störungen**



**Anlagenalter und technische Verfügbarkeit**

Laufzeitklasse [Monat]	WEA-Anzahl im WMEP	WEA mit Bericht	Nichtverfügbarkeitszeit [h]	Nennzeit [h]	Technische Verfügbarkeit
12 - 24	-	-	-	-	-
24 - 36	-	-	-	-	-
36 - 48	-	-	-	-	-
48 - 60	-	-	-	-	-
60 - 72	-	-	-	-	-
72 - 84	-	-	-	-	-
84 - 96	-	-	-	-	-
96 - 108	-	-	-	-	-
108 - 120	-	-	-	-	-
120 - 132	6	4	307	35136	99,1%
132 - 144	4	3	4	26352	100,0%
144 - 156	5	5	218	43920	99,5%
156 - 168	1	1	60	8784	99,3%
<b>Summe</b>	<b>16</b>	<b>13</b>	<b>588</b>	<b>114192</b>	<b>99,5%</b>

**WEA - Typ : Micon M 700/750****Technische Daten**

Nennleistung :	225 ..... 400 kW
Rotordurchmesser :	29,6 ..... 31 m
Nabenhöhe :	36 m
Rotorkreisfläche:	688 ..... 755 m <sup>2</sup>
Spezifische Leistung:	323 ..... 530 W/m <sup>2</sup>
Blattzahl:	3
Generatorbauart :	asynchron
Art der Leistungsbegrenzung :	stall
Drehzahlverhalten :	konstant

**Anlagen im WMEP**

Kategorie	Küste	Tiefebene	Mittelgebirge	Gesamt
WEA mit Energieberichten	-	4	18	22
Volllaststunden 2004	-	1471	1417	1427
Energieertrag 2004 [kWh/m <sup>2</sup> ]	-	485	496	494

**Technische Verfügbarkeit**

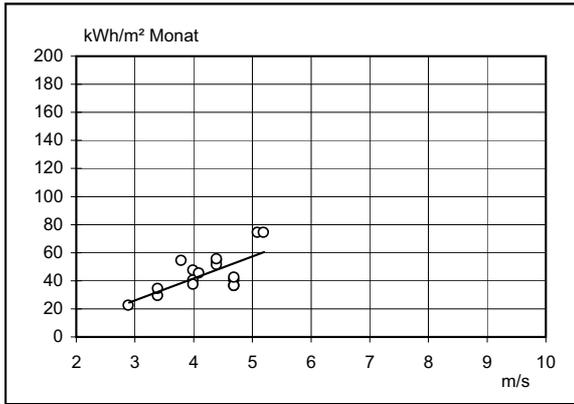
Jahr	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Anzahl WEA	7	24	35	37	37	37	37	37	36	36	36	31
Durchschnittsalter [Jahre]	0,2	0,5	1,2	2,2	3,2	4,2	5,2	6,2	7,2	8,2	9,2	10
WEA mit W&I-Bericht	6	20	34	36	36	36	36	35	35	35	36	30
Tech. Verfügbarkeit [%]	98,4	98,6	98,9	99,7	99,3	99,6	99,3	99,4	99,6	99,4	99,4	98,8
Mittlere Nichtverfügbarkeitszeit [h]	29	60	88	23	60	39	62	56	34	51	56	103

**Betriebskosten**

Jahr	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
WEA mit Betriebskostenbericht	5	17	34	36	36	36	36	34	35	35	33	28
Mittlere Kosten [€]	2377	2481	4600	3012	4158	4581	4335	5952	6507	8308	7098	7044
Mittlere Kosten [€/kW]	6	9	18	12	16	18	17	23	25	32	28	29

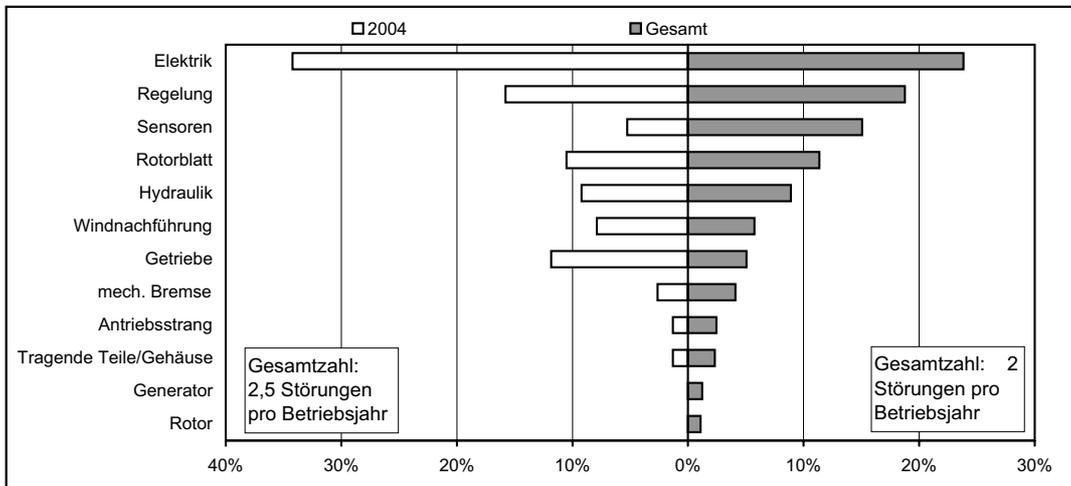
WEA - Typ : Micon M 700/750

**Spezifische Energieerträge**



WEA-Anzahl: 3  
 Standorte: 3  
 Auswertemonate: 17  
 Meßhöhe: 10m

**Instandsetzung: Anteil an Gesamtzahl der Störungen**



**Anlagenalter und technische Verfügbarkeit**

Laufzeitklasse [Monat]	WEA-Anzahl im WMEP	WEA mit Bericht	Nichtverfügbarkeitszeit [h]	Nennzeit [h]	Technische Verfügbarkeit
0 - 12	-	-	-	-	-
12 - 24	-	-	-	-	-
24 - 36	-	-	-	-	-
36 - 48	-	-	-	-	-
48 - 60	-	-	-	-	-
60 - 72	-	-	-	-	-
72 - 84	-	-	-	-	-
84 - 96	-	-	-	-	-
96 - 108	2	2	314	17568	98,2%
108 - 120	10	10	338	87840	99,6%
120 - 132	17	16	2413	140544	98,3%
132 - 144	2	2	28	17568	99,8%
<b>Summe</b>	<b>31</b>	<b>30</b>	<b>3093</b>	<b>263520</b>	<b>98,8%</b>

## WEA - Typ : Micon M 1500

### Technische Daten

Nennleistung :	500 ..... 600 kW
Rotordurchmesser :	43,4 m
Nabenhöhe :	46 ..... 53 m
Rotorkreisfläche:	1479 m <sup>2</sup>
Spezifische Leistung:	406 W/m <sup>2</sup>
Blattzahl:	3
Generatorbauart :	asynchron
Art der Leistungsbegrenzung :	stall
Drehzahlverhalten :	konstant

### Anlagen im WMEP

Kategorie	Küste	Tiefebene	Mittelgebirge	Gesamt
WEA mit Energieberichten	-	4	2	6
Volllaststunden 2004	-	1468	955	1297
Energieertrag 2004 [kWh/m <sup>2</sup> ]	-	574	388	512

### Technische Verfügbarkeit

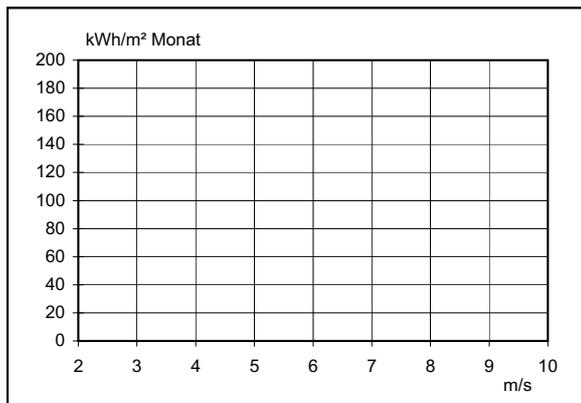
Jahr	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Anzahl WEA	2	7	9	9	9	9	9	9	9	9	9
Durchschnittsalter [Jahre]	0,2	0,7	1,5	2,5	3,5	4,5	5,5	6,5	7,5	8,5	9,5
WEA mit W&I-Bericht	2	7	9	9	9	9	9	9	9	9	7
Tech. Verfügbarkeit [%]	96,7	97	97,1	96,7	98,7	99,4	99,7	99,7	98,7	98,4	96,7
Mittlere Nichtverfügbarkeitszeit [h]	68	158	242	291	118	51	24	27	112	137	286

### Betriebskosten

Jahr	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
WEA mit Betriebskostenbericht	-	5	9	9	9	9	9	8	7	6	6
Mittlere Kosten [€]	-	4959	4194	8515	10595	16694	11306	11666	9657	15706	20073
Mittlere Kosten [€/kW]	-	9	7	14	18	28	19	20	16	27	34

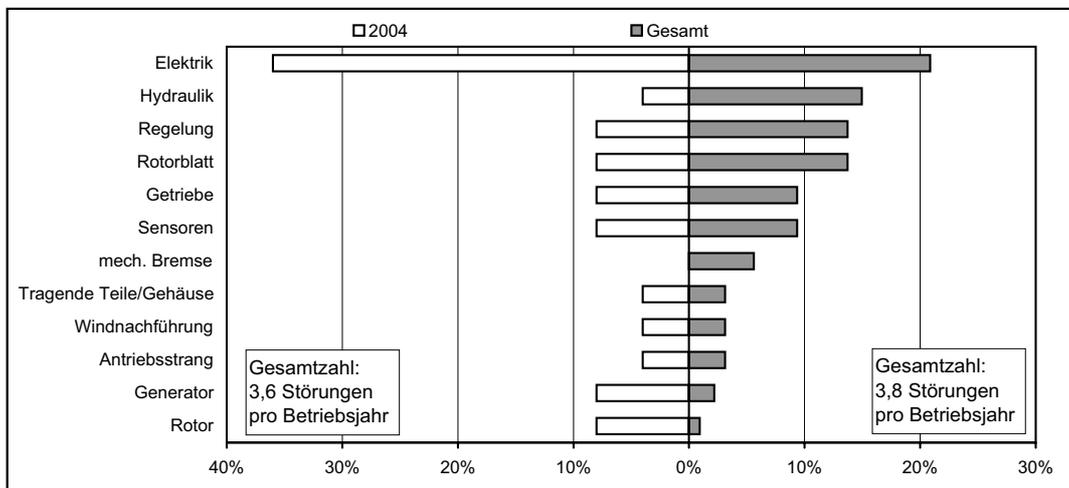
**WEA - Typ : Micon M 1500**

**Spezifische Energieerträge**



WEA-Anzahl:  
Standorte:  
Auswertemonate:  
Meßhöhe: 10m

**Instandsetzung: Anteil an Gesamtzahl der Störungen**



**Anlagenalter und technische Verfügbarkeit**

Laufzeitklasse [Monat]	WEA-Anzahl im WMEP	WEA mit Bericht	Nichtverfügbarkeitszeit [h]	Nennzeit [h]	Technische Verfügbarkeit
0 - 12	-	-	-	-	-
12 - 24	-	-	-	-	-
24 - 36	-	-	-	-	-
36 - 48	-	-	-	-	-
48 - 60	-	-	-	-	-
60 - 72	-	-	-	-	-
72 - 84	-	-	-	-	-
84 - 96	-	-	-	-	-
96 - 108	2	2	179	17568	99,0%
108 - 120	5	3	1741	26352	93,4%
120 - 132	2	2	79	17568	99,5%
<b>Summe</b>	<b>9</b>	<b>7</b>	<b>1999</b>	<b>61488</b>	<b>96,7%</b>

## WEA - Typ : NEG Micon NM 1500

### Technische Daten

Nennleistung :	1500 kW
Rotordurchmesser :	64 m
Nabenhöhe :	68 ..... 80 m
Rotorkreisfläche:	3217 m <sup>2</sup>
Spezifische Leistung:	466 W/m <sup>2</sup>
Blattzahl:	3
Generatorbauart :	asynchron
Art der Leistungsbegrenzung :	stall
Drehzahlverhalten :	konstant

### Anlagen im WMEP

Kategorie	Küste	Tiefebene	Mittelgebirge	Gesamt
WEA mit Energieberichten	-	1	1	2
Volllaststunden 2004	-	2047	1463	1755
Energieertrag 2004 [kWh/m <sup>2</sup> ]	-	954	682	818

### Technische Verfügbarkeit

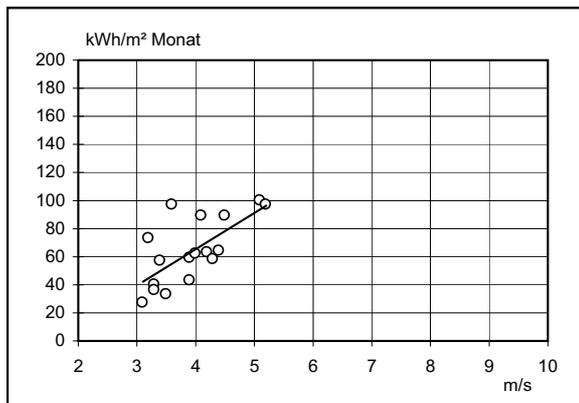
Jahr	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Anzahl WEA	1	2	3	3	3	3	3	3
Durchschnittsalter [Jahre]	0,5	1,1	1,7	2,7	3,7	4,7	5,7	6,7
WEA mit W&I-Bericht	1	2	3	3	3	3	3	3
Tech. Verfügbarkeit [%]	97,3	96,4	97,7	96,4	97,7	98	98,4	99,3
Mittlere Nichtverfügbarkeitszeit [h]	119	274	191	318	203	172	144	58

### Betriebskosten

Jahr	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
WEA mit Betriebskostenbericht	1	2	3	3	3	3	3	2
Mittlere Kosten [€]	9331	12441	15980	14958	15240	17685	30227	29858
Mittlere Kosten [€/kW]	6	8	11	10	10	12	20	20

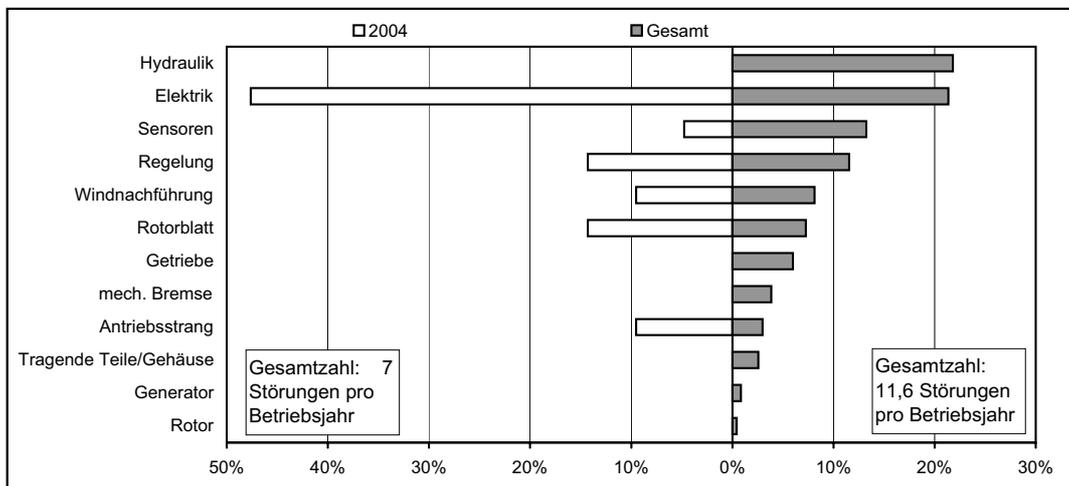
**WEA - Typ : NEG Micon NM 1500**

**Spezifische Energieerträge**



WEA-Anzahl: 2  
 Standorte: 2  
 Auswertemonate: 17  
 Meßhöhe: 10m

**Instandsetzung: Anteil an Gesamtzahl der Störungen**



**Anlagenalter und technische Verfügbarkeit**

Laufzeitklasse [Monat]	WEA-Anzahl im WMEP	WEA mit Bericht	Nichtverfügbarkeitszeit [h]	Nennzeit [h]	Technische Verfügbarkeit
0 - 12	-	-	-	-	-
12 - 24	-	-	-	-	-
24 - 36	-	-	-	-	-
36 - 48	-	-	-	-	-
48 - 60	-	-	-	-	-
60 - 72	1	1	13	8784	99,9%
72 - 84	1	1	103	8784	98,8%
84 - 96	1	1	59	8784	99,3%
<b>Summe</b>	<b>3</b>	<b>3</b>	<b>174</b>	<b>26352</b>	<b>99,3%</b>

**WEA - Typ : NedWind 40/43/44****Technische Daten**

Nennleistung :	500 kW
Rotordurchmesser :	40,8 ..... 43,8 m
Nabenhöhe :	39,2 ..... 65 m
Rotorkreisfläche:	1307 ..... 1507 m <sup>2</sup>
Spezifische Leistung:	332 ..... 382 W/m <sup>2</sup>
Blattzahl:	2
Generatorbauart :	asynchron/Kaskade
Art der Leistungsbegrenzung :	a-s-c
Drehzahlverhalten :	konstant

**Anlagen im WMEP**

Kategorie	Küste	Tiefebene	Mittelgebirge	Gesamt
WEA mit Energieberichten	-	-	2	2
Volllaststunden 2004	-	-	1019	1019
Energieertrag 2004 [kWh/m <sup>2</sup> ]	-	-	351	351

**Technische Verfügbarkeit**

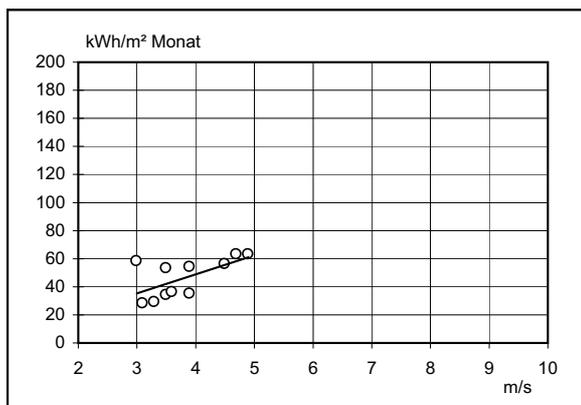
Jahr	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Anzahl WEA	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Durchschnittsalter [Jahre]	1,0	1,2	2,2	3,2	4,2	5,2	6,2	7,2	8,2	9,2
WEA mit W&I-Bericht	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Tech. Verfügbarkeit [%]	99,7	98,4	98,7	99,7	99,3	77,3	92,2	86,2	96	86,6
Mittlere Nichtverfügbarkeitszeit [h]	29	95	118	28	59	1993	686	1207	347	1180

**Betriebskosten**

Jahr	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
WEA mit Betriebskostenbericht	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Mittlere Kosten [€]	839	4284	3713	5319	12308	25158	12234	30231	16716	14149
Mittlere Kosten [€/kW]	2	9	7	11	25	50	24	60	33	28

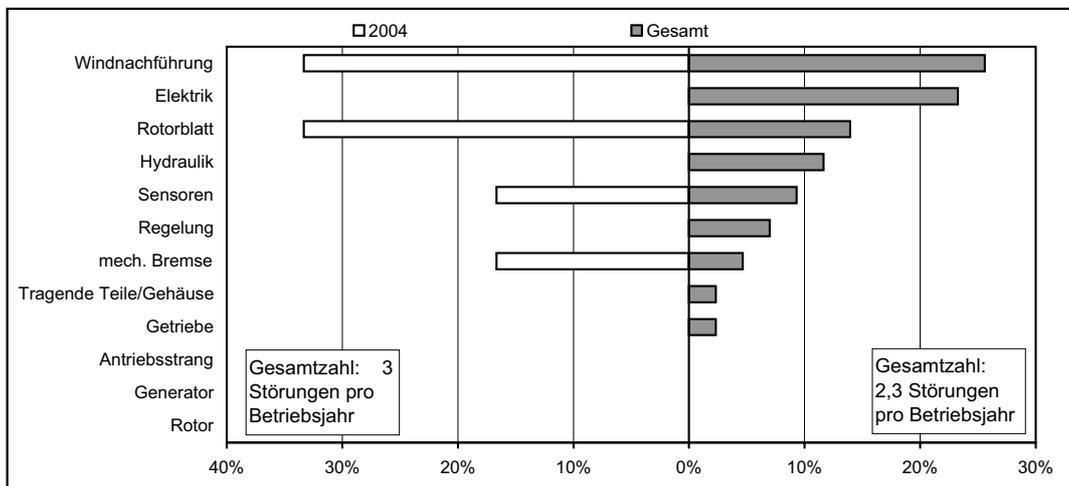
**WEA - Typ : NedWind 40/43/44**

**Spezifische Energieerträge**



WEA-Anzahl: 1  
 Standorte: 1  
 Auswertemonate: 12  
 Meßhöhe: 10m

**Instandsetzung: Anteil an Gesamtzahl der Störungen**



**Anlagenalter und technische Verfügbarkeit**

Laufzeitklasse [Monat]	WEA-Anzahl im WMEP	WEA mit Bericht	Nichtverfügbarkeitszeit [h]	Nennzeit [h]	Technische Verfügbarkeit
0 - 12	-	-	-	-	-
12 - 24	-	-	-	-	-
24 - 36	-	-	-	-	-
36 - 48	-	-	-	-	-
48 - 60	-	-	-	-	-
60 - 72	-	-	-	-	-
72 - 84	-	-	-	-	-
84 - 96	-	-	-	-	-
96 - 108	1	1	353	8784	96,0%
108 - 120	-	-	-	-	-
120 - 132	1	1	2008	8784	77,1%
<b>Summe</b>	<b>2</b>	<b>2</b>	<b>2361</b>	<b>17568</b>	<b>86,6%</b>

**WEA - Typ : Nordex N 27/29****Technische Daten**

Nennleistung :	150 ..... 250 kW
Rotordurchmesser :	27 ..... 29,7 m
Nabenhöhe :	31,5 ..... 50 m
Rotorkreisfläche:	573 ..... 693 m <sup>2</sup>
Spezifische Leistung:	262 ..... 437 W/m <sup>2</sup>
Blattzahl:	3
Generatorbauart :	asynchron
Art der Leistungsbegrenzung :	stall
Drehzahlverhalten :	konstant

**Anlagen im WMEP**

Kategorie	Küste	Tiefebene	Mittelgebirge	Gesamt
WEA mit Energieberichten	1	3	10	14
Volllaststunden 2004	2020	2280	1579	1761
Energieertrag 2004 [kWh/m <sup>2</sup> ]	529	597	540	551

**Technische Verfügbarkeit**

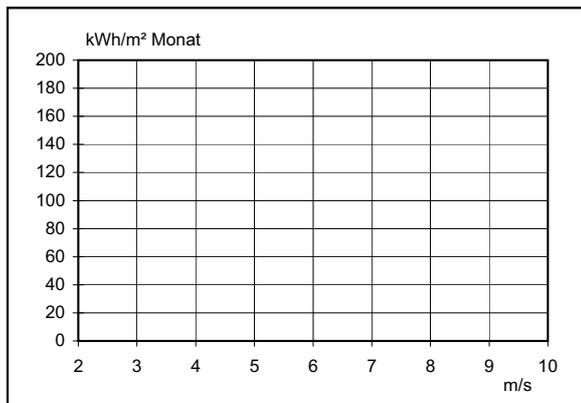
Jahr	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Anzahl WEA	32	45	47	47	47	47	47	47	47	45	32	23
Durchschnittsalter [Jahre]	1,0	1,5	2,4	3,4	4,4	5,4	6,4	7,5	8,4	9,4	10	10,7
WEA mit W&I-Bericht	28	40	46	42	47	47	45	44	43	37	30	20
Tech. Verfügbarkeit [%]	99,3	99,2	99	99,1	99,3	99,1	99	99	99,3	98,3	99	98,8
Mittlere Nichtverfügbarkeitszeit [h]	46	62	86	75	62	82	88	89	59	145	87	108

**Betriebskosten**

Jahr	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
WEA mit Betriebskostenbericht	26	40	44	46	47	47	46	46	44	39	23	15
Mittlere Kosten [€]	1594	3131	4348	4222	5541	4460	5619	5926	5975	7323	6061	6958
Mittlere Kosten [€/kW]	10	19	26	25	33	26	33	35	36	42	38	37

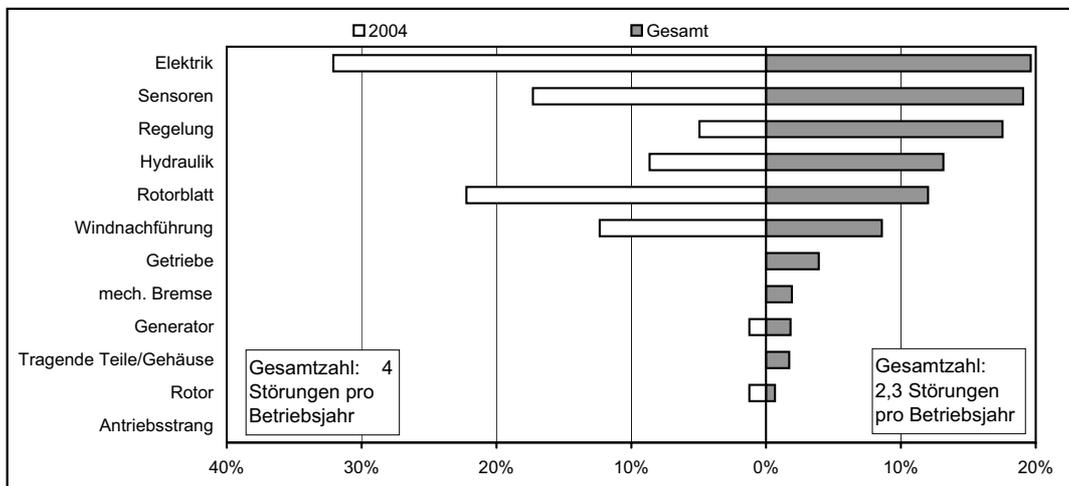
**WEA - Typ : Nordex N 27/29**

**Spezifische Energieerträge**



WEA-Anzahl:  
Standorte:  
Auswertemonate:  
Meßhöhe: 10m

**Instandsetzung: Anteil an Gesamtzahl der Störungen**



**Anlagenalter und technische Verfügbarkeit**

Laufzeitklasse [Monat]	WEA-Anzahl im WMEP	WEA mit Bericht	Nichtverfügbarkeitszeit [h]	Nennzeit [h]	Technische Verfügbarkeit
0 - 12	-	-	-	-	-
12 - 24	-	-	-	-	-
24 - 36	-	-	-	-	-
36 - 48	-	-	-	-	-
48 - 60	-	-	-	-	-
60 - 72	-	-	-	-	-
72 - 84	-	-	-	-	-
84 - 96	-	-	-	-	-
96 - 108	-	-	-	-	-
108 - 120	2	1	11	8784	99,9%
120 - 132	13	12	1562	105408	98,5%
132 - 144	7	6	532	52704	99,0%
144 - 156	1	1	60	8784	99,3%
<b>Summe</b>	<b>23</b>	<b>20</b>	<b>2164</b>	<b>175680</b>	<b>98,8%</b>

**WEA - Typ : Nordex N 52/54****Technische Daten**

Nennleistung :	800 ..... 1000 kW
Rotordurchmesser :	52 ..... 54 m
Nabenhöhe :	60 ..... 60,5 m
Rotorkreisfläche:	2124 ..... 2290 m <sup>2</sup>
Spezifische Leistung:	377 ..... 437 W/m <sup>2</sup>
Blattzahl:	3
Generatorbauart :	asynchron
Art der Leistungsbegrenzung :	stall
Drehzahlverhalten :	konstant

**Anlagen im WMEP**

Kategorie	Küste	Tiefebene	Mittelgebirge	Gesamt
WEA mit Energieberichten	-	4	-	4
Volllaststunden 2004	-	1827	-	1827
Energieertrag 2004 [kWh/m <sup>2</sup> ]	-	688	-	688

**Technische Verfügbarkeit**

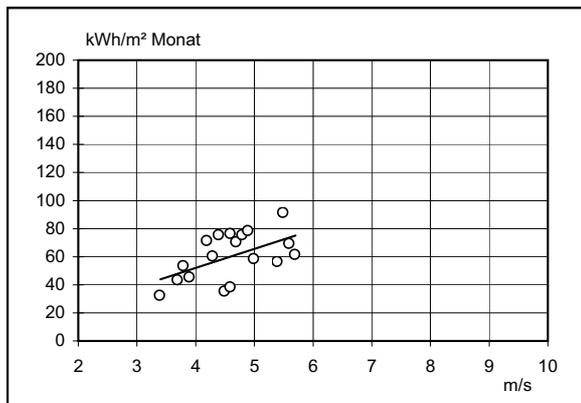
Jahr	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Anzahl WEA	2	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Durchschnittsalter [Jahre]	0,1	0,6	1,6	2,6	3,6	4,6	5,6	6,6	7,6	8,6
WEA mit W&I-Bericht	2	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Tech. Verfügbarkeit [%]	79,1	96,6	98,8	99	98,3	96,3	98,6	98,1	98,9	99,5
Mittlere Nichtverfügbarkeitszeit [h]	110	186	108	86	149	323	122	168	100	47

**Betriebskosten**

Jahr	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
WEA mit Betriebskostenbericht	-	3	5	5	5	5	5	5	5	4
Mittlere Kosten [€]	-	5381	8260	11574	16714	16767	15209	17746	19266	18367
Mittlere Kosten [€/kW]	-	7	10	14	20	20	18	21	23	23

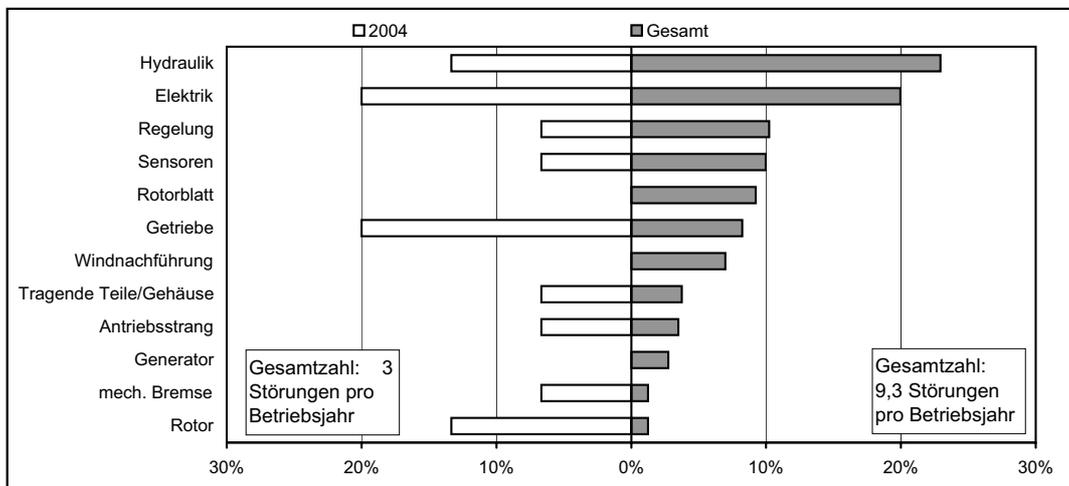
**WEA - Typ : Nordex N 52/54**

**Spezifische Energieerträge**



WEA-Anzahl: 3  
 Standorte: 3  
 Auswertemonate: 18  
 Meßhöhe: 10m

**Instandsetzung: Anteil an Gesamtzahl der Störungen**



**Anlagenalter und technische Verfügbarkeit**

Laufzeitklasse [Monat]	WEA-Anzahl im WMEP	WEA mit Bericht	Nichtverfügbarkeitszeit [h]	Nennzeit [h]	Technische Verfügbarkeit
0 - 12	-	-	-	-	-
12 - 24	-	-	-	-	-
24 - 36	-	-	-	-	-
36 - 48	-	-	-	-	-
48 - 60	-	-	-	-	-
60 - 72	-	-	-	-	-
72 - 84	-	-	-	-	-
84 - 96	-	-	-	-	-
96 - 108	3	3	136	26352	99,5%
108 - 120	2	2	99	17568	99,4%
<b>Summe</b>	<b>5</b>	<b>5</b>	<b>236</b>	<b>43920</b>	<b>99,5%</b>

**WEA - Typ : Nordtank NTK 150****Technische Daten**

Nennleistung :	150 kW
Rotordurchmesser :	24,6 m
Nabenhöhe :	32,7 m
Rotorkreisfläche:	475 m <sup>2</sup>
Spezifische Leistung:	316 W/m <sup>2</sup>
Blattzahl:	3
Generatorbauart :	asynchron
Art der Leistungsbegrenzung :	stall
Drehzahlverhalten :	konstant

**Anlagen im WMEP**

Kategorie	Küste	Tiefebene	Mittelgebirge	Gesamt
WEA mit Energieberichten	1	3	-	4
Volllaststunden 2004	2161	1718	-	1829
Energieertrag 2004 [kWh/m <sup>2</sup> ]	682	542	-	577

**Technische Verfügbarkeit**

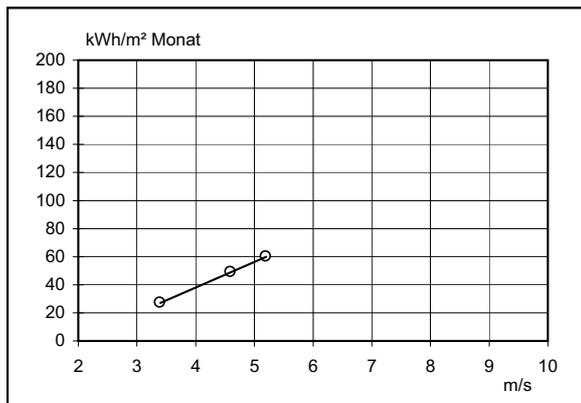
Jahr	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Anzahl WEA	25	25	25	24	24	24	24	24	18	16	13	4
Durchschnittsalter [Jahre]	2,0	3,0	4,0	4,9	5,9	6,9	7,9	8,9	9,5	10,3	11,3	12,4
WEA mit W&I-Bericht	25	24	24	24	24	24	24	20	15	14	7	4
Tech. Verfügbarkeit [%]	99,8	99,7	99,5	99,7	99,7	99,9	99,8	99,5	99,5	98,1	99,7	99,9
Mittlere Nichtverfügbarkeitszeit [h]	14	27	40	30	23	11	15	41	43	158	27	8

**Betriebskosten**

Jahr	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
WEA mit Betriebskostenbericht	22	25	24	23	23	24	24	19	15	14	8	4
Mittlere Kosten [€]	2305	2923	4310	4741	5077	5364	5537	5128	5375	9409	5619	4731
Mittlere Kosten [€/kW]	15	19	29	32	34	36	37	34	36	63	37	32

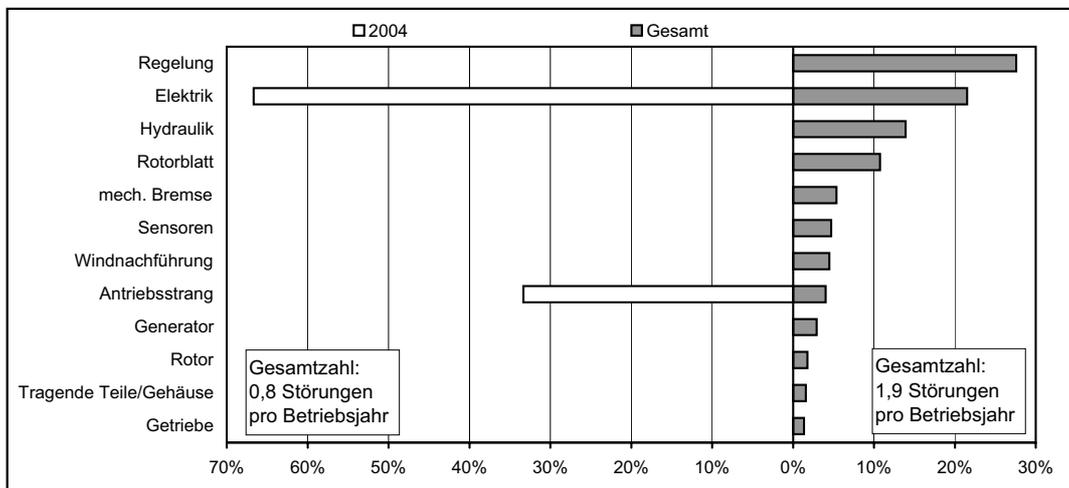
**WEA - Typ : Nordtank NTK 150**

**Spezifische Energieerträge**



WEA-Anzahl: 1  
 Standorte: 1  
 Auswertemonate: 3  
 Meßhöhe: 10m

**Instandsetzung: Anteil an Gesamtzahl der Störungen**



**Anlagenalter und technische Verfügbarkeit**

Laufzeitklasse [Monat]	WEA-Anzahl im WMEP	WEA mit Bericht	Nichtverfügbarkeitszeit [h]	Nennzeit [h]	Technische Verfügbarkeit
12 - 24	-	-	-	-	-
24 - 36	-	-	-	-	-
36 - 48	-	-	-	-	-
48 - 60	-	-	-	-	-
60 - 72	-	-	-	-	-
72 - 84	-	-	-	-	-
84 - 96	-	-	-	-	-
96 - 108	-	-	-	-	-
108 - 120	-	-	-	-	-
120 - 132	-	-	-	-	-
132 - 144	2	2	14	17568	99,9%
144 - 156	1	1	-	8784	100,0%
156 - 168	1	1	17	8784	99,8%
<b>Summe</b>	<b>4</b>	<b>4</b>	<b>31</b>	<b>35136</b>	<b>99,9%</b>

## WEA - Typ : Nordtank NTK 300

### Technische Daten

Nennleistung :	300 kW
Rotordurchmesser :	31 m
Nabenhöhe :	31 ..... 32,5 m
Rotorkreisfläche:	755 m <sup>2</sup>
Spezifische Leistung:	397 W/m <sup>2</sup>
Blattzahl:	3
Generatorbauart :	asynchron
Art der Leistungsbegrenzung :	stall
Drehzahlverhalten :	konstant

### Anlagen im WMEP

Kategorie	Küste	Tiefebene	Mittelgebirge	Gesamt
WEA mit Energieberichten	6	-	-	6
Volllaststunden 2004	2068	-	-	2068
Energieertrag 2004 [kWh/m <sup>2</sup> ]	822	-	-	822

### Technische Verfügbarkeit

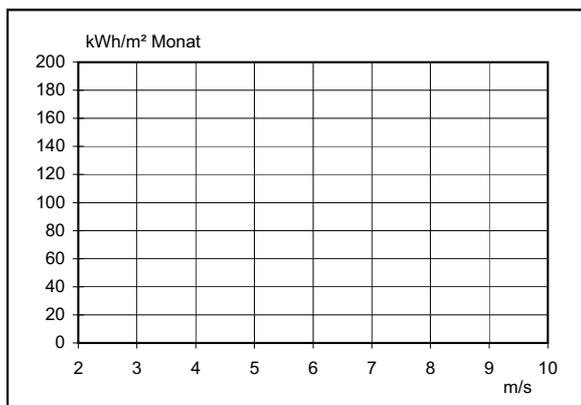
Jahr	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Anzahl WEA	32	36	37	37	37	37	37	37	37	35	25	13
Durchschnittsalter [Jahre]	1,1	1,9	2,9	3,9	4,9	5,9	6,9	7,9	8,9	9,8	10,5	11,6
WEA mit W&I-Bericht	31	35	37	37	37	37	36	33	34	27	20	10
Tech. Verfügbarkeit [%]	99,6	99,2	99,6	99,8	97,9	99,3	99,8	99,8	99,5	99,3	99,7	99,7
Mittlere Nichtverfügbarkeitszeit [h]	33	67	35	21	187	60	18	16	40	60	31	29

### Betriebskosten

Jahr	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
WEA mit Betriebskostenbericht	31	36	37	37	37	37	35	33	29	24	17	7
Mittlere Kosten [€]	2605	3274	5082	5480	7956	6368	7603	5962	7830	8974	6123	7997
Mittlere Kosten [€/kW]	9	11	17	18	27	21	25	20	26	30	20	27

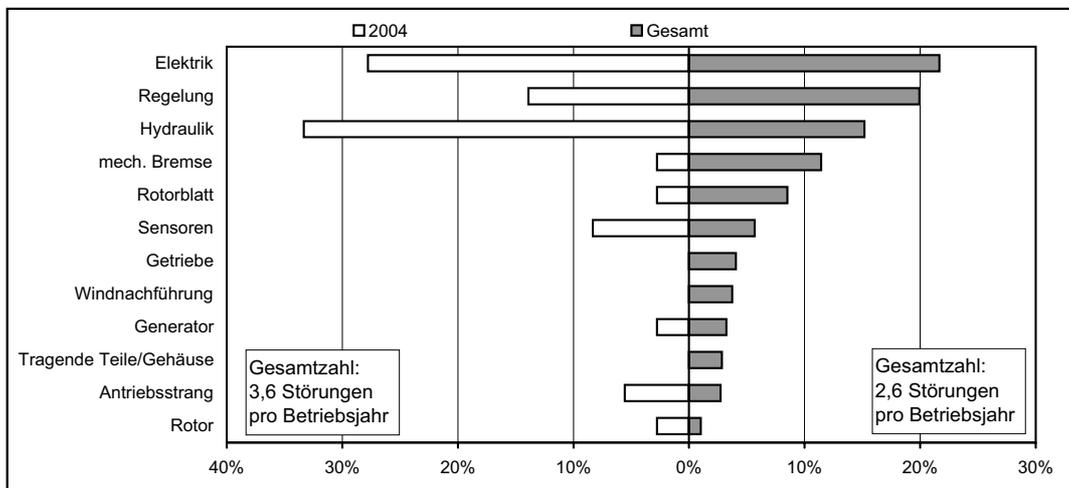
**WEA - Typ : Nordtank NTK 300**

**Spezifische Energieerträge**



WEA-Anzahl:  
Standorte:  
Auswertemonate:  
Meßhöhe: 10m

**Instandsetzung: Anteil an Gesamtzahl der Störungen**



**Anlagenalter und technische Verfügbarkeit**

Laufzeitklasse [Monat]	WEA-Anzahl im WMEP	WEA mit Bericht	Nichtverfügbarkeitszeit [h]	Nennzeit [h]	Technische Verfügbarkeit
12 - 24	-	-	-	-	-
24 - 36	-	-	-	-	-
36 - 48	-	-	-	-	-
48 - 60	-	-	-	-	-
60 - 72	-	-	-	-	-
72 - 84	-	-	-	-	-
84 - 96	-	-	-	-	-
96 - 108	-	-	-	-	-
108 - 120	1	1	16	8784	99,8%
120 - 132	4	1	-	8784	100,0%
132 - 144	2	2	168	17568	99,0%
144 - 156	5	5	86	43920	99,8%
156 - 168	1	1	24	8784	99,7%
<b>Summe</b>	<b>13</b>	<b>10</b>	<b>294</b>	<b>87840</b>	<b>99,7%</b>

## WEA - Typ : Nordtank NTK 500

### Technische Daten

Nennleistung :	500 kW
Rotordurchmesser :	37 ..... 41 m
Nabenhöhe :	35 ..... 50 m
Rotorkreisfläche:	1075 ..... 1320 m <sup>2</sup>
Spezifische Leistung:	379 ..... 465 W/m <sup>2</sup>
Blattzahl:	3
Generatorbauart :	asynchron
Art der Leistungsbegrenzung :	stall
Drehzahlverhalten :	konstant

### Anlagen im WMEP

Kategorie	Küste	Tiefebene	Mittelgebirge	Gesamt
WEA mit Energieberichten	5	2	1	8
Volllaststunden 2004	1800	2003	1598	1826
Energieertrag 2004 [kWh/m <sup>2</sup> ]	779	759	605	752

### Technische Verfügbarkeit

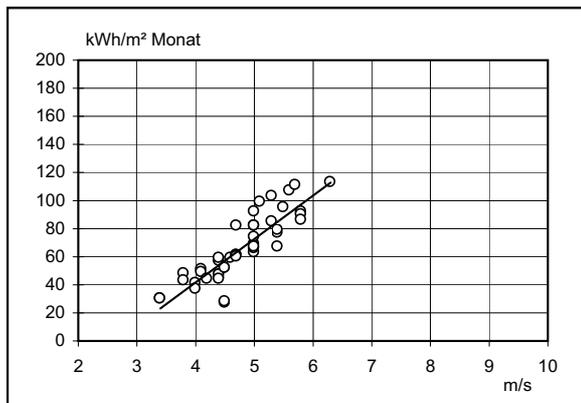
Jahr	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Anzahl WEA	6	9	16	20	19	19	19	19	19	19	21	17
Durchschnittsalter [Jahre]	0,4	1,1	1,5	2,1	3,2	4,2	5,2	6,2	7,2	8,2	8,4	8,9
WEA mit W&I-Bericht	5	9	15	19	19	19	18	18	18	18	14	12
Tech. Verfügbarkeit [%]	99,5	98,8	99,7	99,7	98,5	99	97,7	98,4	99,5	97,9	99,6	99,8
Mittlere Nichtverfügbarkeitszeit [h]	20	84	20	22	135	90	205	137	47	180	39	19

### Betriebskosten

Jahr	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
WEA mit Betriebskostenbericht	6	9	13	19	19	19	19	19	19	17	16	11
Mittlere Kosten [€]	4283	5533	6304	6999	10286	9726	12653	9757	13171	15773	10330	13630
Mittlere Kosten [€/kW]	9	11	13	14	21	19	25	20	26	32	21	27

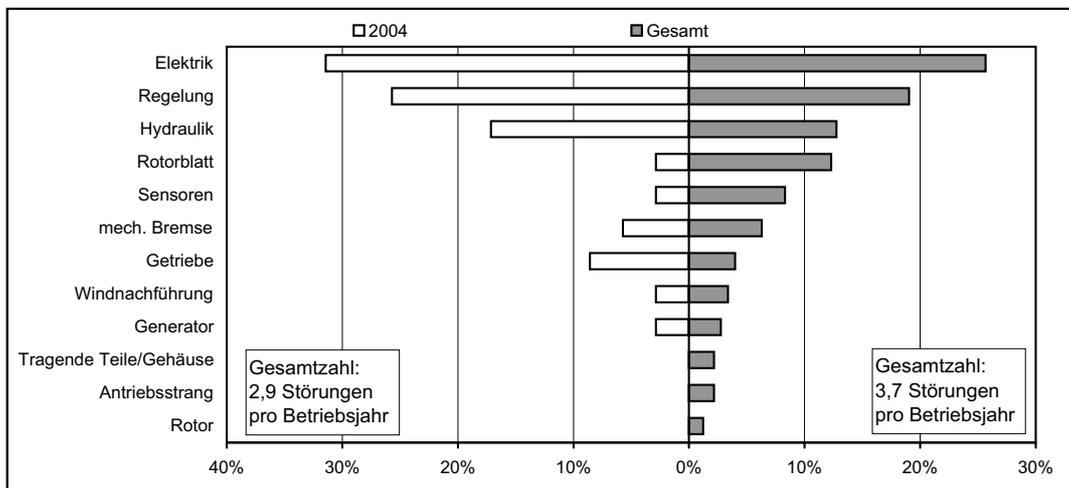
**WEA - Typ : Nordtank NTK 500**

**Spezifische Energieerträge**



WEA-Anzahl: 7  
 Standorte: 4  
 Auswertemonate: 46  
 Meßhöhe: 10m

**Instandsetzung: Anteil an Gesamtzahl der Störungen**



**Anlagenalter und technische Verfügbarkeit**

Laufzeitklasse [Monat]	WEA-Anzahl im WMEP	WEA mit Bericht	Nichtverfügbarkeitszeit [h]	Nennzeit [h]	Technische Verfügbarkeit
0 - 12	-	-	-	-	-
12 - 24	-	-	-	-	-
24 - 36	2	2	45	17568	99,7%
36 - 48	-	-	-	-	-
48 - 60	-	-	-	-	-
60 - 72	-	-	-	-	-
72 - 84	-	-	-	-	-
84 - 96	-	-	-	-	-
96 - 108	4	2	23	17568	99,9%
108 - 120	6	4	71	35136	99,8%
120 - 132	3	2	28	17568	99,8%
132 - 144	2	2	58	17568	99,7%
<b>Summe</b>	<b>17</b>	<b>12</b>	<b>225</b>	<b>105408</b>	<b>99,8%</b>

**WEA - Typ : Seewind 110/132****Technische Daten**

Nennleistung :	110 ..... 750 kW
Rotordurchmesser :	20 ..... 52 m
Nabenhöhe :	25,2 ..... 75 m
Rotorkreisfläche:	314 ..... 2124 m <sup>2</sup>
Spezifische Leistung:	289 ..... 420 W/m <sup>2</sup>
Blattzahl:	3
Generatorbauart :	asynchron
Art der Leistungsbegrenzung :	stall
Drehzahlverhalten :	konstant

**Anlagen im WMEP**

Kategorie	Küste	Tiefebene	Mittelgebirge	Gesamt
WEA mit Energieberichten	-	10	7	17
Volllaststunden 2004	-	1064	931	1009
Energieertrag 2004 [kWh/m <sup>2</sup> ]	-	372	350	363

**Technische Verfügbarkeit**

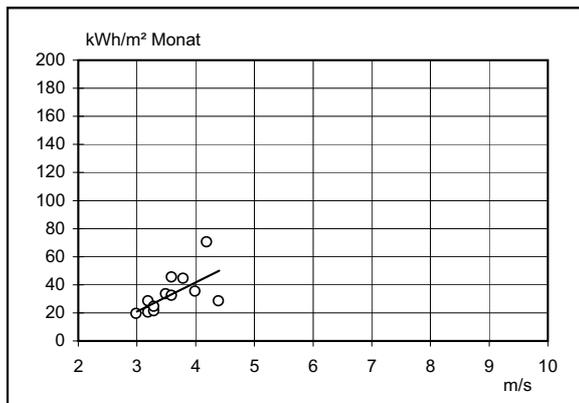
Jahr	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Anzahl WEA	10	35	42	43	43	43	43	43	41	41	41	34
Durchschnittsalter [Jahre]	0,6	0,9	1,7	2,6	3,6	4,6	5,6	6,6	7,6	8,6	9,6	10
WEA mit W&I-Bericht	9	32	41	42	43	43	36	33	28	30	27	20
Tech. Verfügbarkeit [%]	97,3	98,2	98,9	98,7	99,5	99,5	97,6	98,2	98,8	97,3	98,4	96,6
Mittlere Nichtverfügbarkeitszeit [h]	139	125	89	109	47	41	210	154	109	240	141	302

**Betriebskosten**

Jahr	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
WEA mit Betriebskostenbericht	7	30	41	43	42	42	41	39	38	37	32	22
Mittlere Kosten [€]	1437	3872	1964	2397	2749	2296	3358	2197	2248	3060	2028	3365
Mittlere Kosten [€/kW]	13	35	18	22	25	21	30	20	20	28	18	24

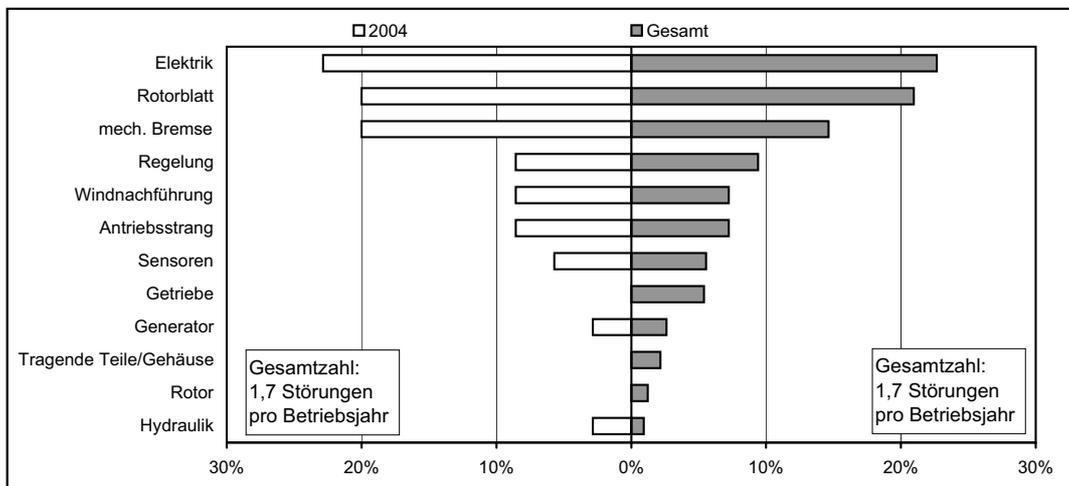
**WEA - Typ : Seewind 110/132**

**Spezifische Energieerträge**



WEA-Anzahl: 1  
 Standorte: 1  
 Auswertemonate: 12  
 Meßhöhe: 10m

**Instandsetzung: Anteil an Gesamtzahl der Störungen**



**Anlagenalter und technische Verfügbarkeit**

Laufzeitklasse [Monat]	WEA-Anzahl im WMEP	WEA mit Bericht	Nichtverfügbarkeitszeit [h]	Nennzeit [h]	Technische Verfügbarkeit
0 - 12	-	-	-	-	-
12 - 24	1	1	29	8784	99,7%
24 - 36	-	-	-	-	-
36 - 48	-	-	-	-	-
48 - 60	-	-	-	-	-
60 - 72	-	-	-	-	-
72 - 84	-	-	-	-	-
84 - 96	-	-	-	-	-
96 - 108	1	1	9	8784	99,9%
108 - 120	7	5	220	43920	99,5%
120 - 132	23	12	5629	105408	94,7%
132 - 144	2	1	163	8784	98,1%
<b>Summe</b>	<b>34</b>	<b>20</b>	<b>6050</b>	<b>175680</b>	<b>96,6%</b>

## WEA - Typ : Südwind Serie 1200

### Technische Daten

Nennleistung :	30 ..... 45 kW
Rotordurchmesser :	12,5 m
Nabenhöhe :	30,5 ..... 36,5 m
Rotorkreisfläche:	123 m <sup>2</sup>
Spezifische Leistung:	367 W/m <sup>2</sup>
Blattzahl:	3
Generatorbauart :	asynchron
Art der Leistungsbegrenzung :	stall
Drehzahlverhalten :	konstant

### Anlagen im WMEP

Kategorie	Küste	Tiefebene	Mittelgebirge	Gesamt
WEA mit Energieberichten	2	4	1	7
Volllaststunden 2004	1253	755	585	873
Energieertrag 2004 [kWh/m <sup>2</sup> ]	430	222	143	270

### Technische Verfügbarkeit

Jahr	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Anzahl WEA	24	32	32	32	32	32	28	29	28	25	19	14
Durchschnittsalter [Jahre]	1,2	1,8	2,8	3,8	4,8	5,8	6,9	7,9	8,9	9,8	10,6	11,6
WEA mit W&I-Bericht	21	30	28	30	31	29	25	20	17	18	12	7
Tech. Verfügbarkeit [%]	98	98,1	97,1	98,6	97,1	94,6	95,8	90,2	92	88,5	84,2	96,1
Mittlere Nichtverfügbarkeitszeit [h]	150	160	251	120	254	476	365	859	704	1011	1385	343

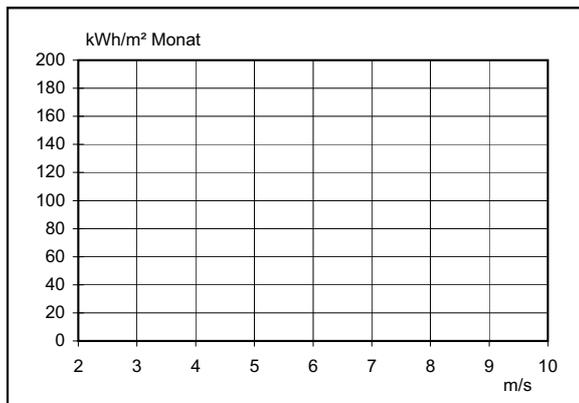
### Betriebskosten

Jahr	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
WEA mit Betriebskostenbericht	18	31	30	31	30	27	26	23	25	19	15	8
Mittlere Kosten [€]	494	626	930	1196	1309	1382	973	1470	1242	1258	-254*	1514
Mittlere Kosten [€/kW]	15	18	28	36	39	41	29	43	37	36	-7*	43

\*) bedingt durch Rückerstattung der Versicherung

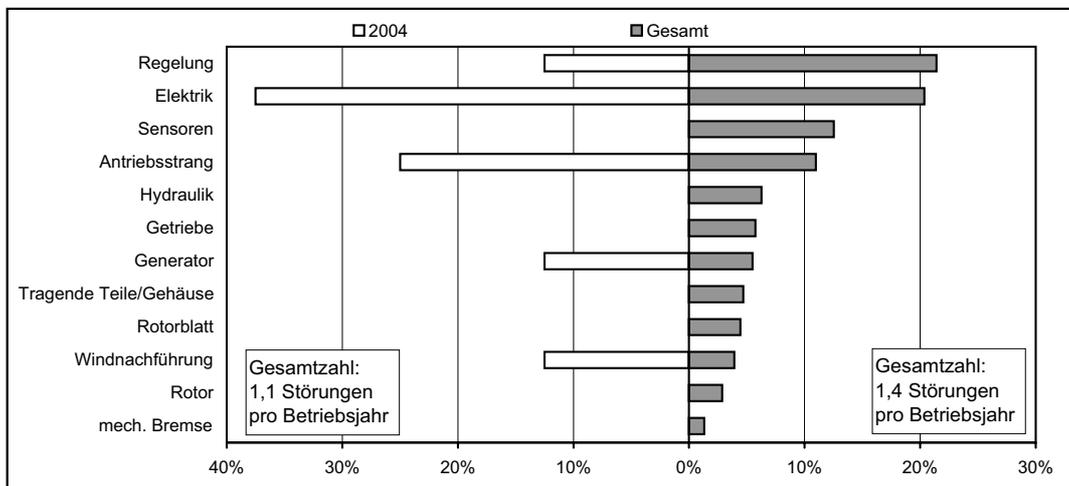
**WEA - Typ : Südwind Serie 1200**

**Spezifische Energieerträge**



WEA-Anzahl:  
Standorte:  
Auswertemonate:  
Meßhöhe: 10m

**Instandsetzung: Anteil an Gesamtzahl der Störungen**



**Anlagenalter und technische Verfügbarkeit**

Laufzeitklasse [Monat]	WEA-Anzahl im WMEP	WEA mit Bericht	Nichtverfügbarkeitszeit [h]	Nennzeit [h]	Technische Verfügbarkeit
24 - 36	-	-	-	-	-
36 - 48	-	-	-	-	-
48 - 60	-	-	-	-	-
60 - 72	-	-	-	-	-
72 - 84	-	-	-	-	-
84 - 96	-	-	-	-	-
96 - 108	-	-	-	-	-
108 - 120	-	-	-	-	-
120 - 132	5	2	16	17568	99,9%
132 - 144	4	1	4	8784	100,0%
144 - 156	3	2	1023	17568	94,2%
156 - 168	1	1	5	8784	99,9%
168 - 180	1	1	1356	8784	84,6%
<b>Summe</b>	<b>14</b>	<b>7</b>	<b>2403</b>	<b>61488</b>	<b>96,1%</b>

**WEA - Typ : Südwind N 3127****Technische Daten**

Nennleistung :	270 kW
Rotordurchmesser :	31 m
Nabenhöhe :	41,7 ..... 51,7 m
Rotorkreisfläche:	755 m <sup>2</sup>
Spezifische Leistung:	358 W/m <sup>2</sup>
Blattzahl:	3
Generatorbauart :	asynchron
Art der Leistungsbegrenzung :	stall
Drehzahlverhalten :	konstant

**Anlagen im WMEP**

Kategorie	Küste	Tiefebene	Mittelgebirge	Gesamt
WEA mit Energieberichten	2	2	3	7
Volllaststunden 2004	1651	1648	1285	1493
Energieertrag 2004 [kWh/m <sup>2</sup> ]	590	589	460	534

**Technische Verfügbarkeit**

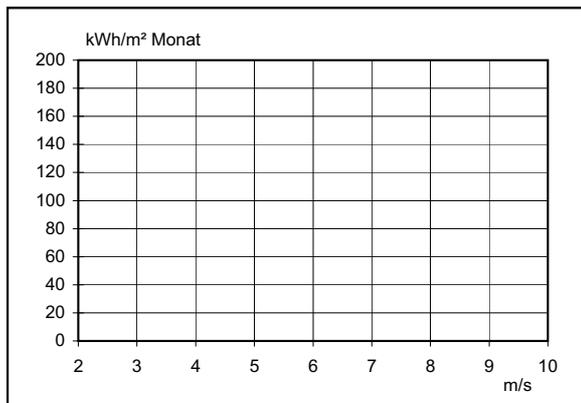
Jahr	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Anzahl WEA	1	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
Durchschnittsalter [Jahre]	0,4	0,6	1,6	2,6	3,6	4,6	5,6	6,6	7,6	8,6	9,7
WEA mit W&I-Bericht	1	10	10	10	10	9	10	9	10	7	7
Tech. Verfügbarkeit [%]	100	98	99	98,7	98,5	93,5	97,3	99,3	99,4	96	92,3
Mittlere Nichtverfügbarkeitszeit [h]	0	104	89	116	133	572	236	61	52	351	676

**Betriebskosten**

Jahr	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
WEA mit Betriebskostenbericht	1	10	10	10	10	10	9	10	10	9	7
Mittlere Kosten [€]	1194	2464	4797	5173	5333	5208	4702	5685	6092	7410	7566
Mittlere Kosten [€/kW]	4	9	18	19	20	19	17	21	23	27	28

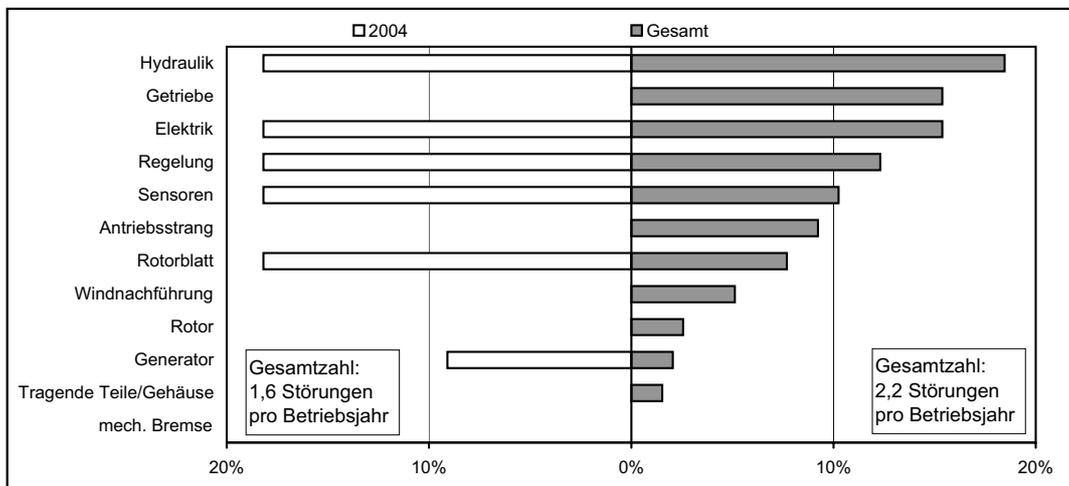
**WEA - Typ : Südwind N 3127**

**Spezifische Energieerträge**



WEA-Anzahl:  
Standorte:  
Auswertemonate:  
Meßhöhe: 10m

**Instandsetzung: Anteil an Gesamtzahl der Störungen**



**Anlagenalter und technische Verfügbarkeit**

Laufzeitklasse [Monat]	WEA-Anzahl im WMEP	WEA mit Bericht	Nichtverfügbarkeitszeit [h]	Nennzeit [h]	Technische Verfügbarkeit
0 - 12	-	-	-	-	-
12 - 24	-	-	-	-	-
24 - 36	-	-	-	-	-
36 - 48	-	-	-	-	-
48 - 60	-	-	-	-	-
60 - 72	-	-	-	-	-
72 - 84	-	-	-	-	-
84 - 96	-	-	-	-	-
96 - 108	-	-	-	-	-
108 - 120	9	6	411	52704	99,2%
120 - 132	1	1	4320	8784	50,8%
<b>Summe</b>	<b>10</b>	<b>7</b>	<b>4731</b>	<b>61488</b>	<b>92,3%</b>

**WEA - Typ : Tacke TW 45/60/80****Technische Daten**

Nennleistung :	45 ..... 80 kW
Rotordurchmesser :	12,5 ..... 21 m
Nabenhöhe :	24 ..... 40 m
Rotorkreisfläche:	123 ..... 346 m <sup>2</sup>
Spezifische Leistung:	231 ..... 367 W/m <sup>2</sup>
Blattzahl:	3
Generatorbauart :	asynchron
Art der Leistungsbegrenzung :	stall
Drehzahlverhalten :	konstant

**Anlagen im WMEP**

Kategorie	Küste	Tiefebene	Mittelgebirge	Gesamt
WEA mit Energieberichten	-	7	2	9
Volllaststunden 2004	-	1340	1180	1304
Energieertrag 2004 [kWh/m <sup>2</sup> ]	-	321	273	310

**Technische Verfügbarkeit**

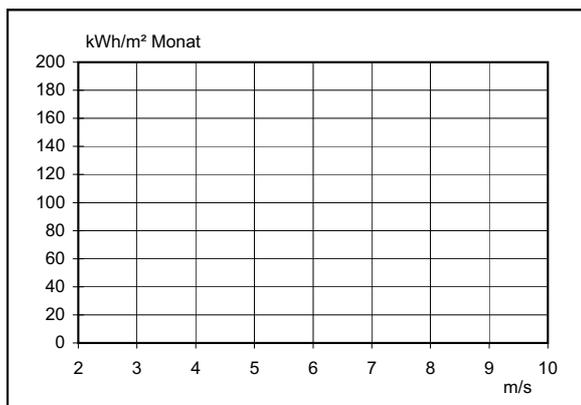
Jahr	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Anzahl WEA	59	64	64	62	62	61	61	61	60	54	39	20
Durchschnittsalter [Jahre]	1,1	2,0	3,0	4,0	5,0	6,0	7,0	8,0	9,0	9,8	10,6	11,6
WEA mit W&I-Bericht	55	60	59	55	58	60	53	50	47	39	30	12
Tech. Verfügbarkeit [%]	99	99,5	98,5	99,7	99,8	99,4	98,6	98,7	99,5	98,9	97,8	99,8
Mittlere Nichtverfügbarkeitszeit [h]	71	45	132	23	17	51	124	117	40	99	189	18

**Betriebskosten**

Jahr	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
WEA mit Betriebskostenbericht	50	55	58	59	59	61	58	53	53	42	27	11
Mittlere Kosten [€]	315	754	1184	1401	1321	1891	2070	1933	1665	1939	2234	1988
Mittlere Kosten [€/kW]	5	11	17	20	19	27	29	27	23	26	30	28

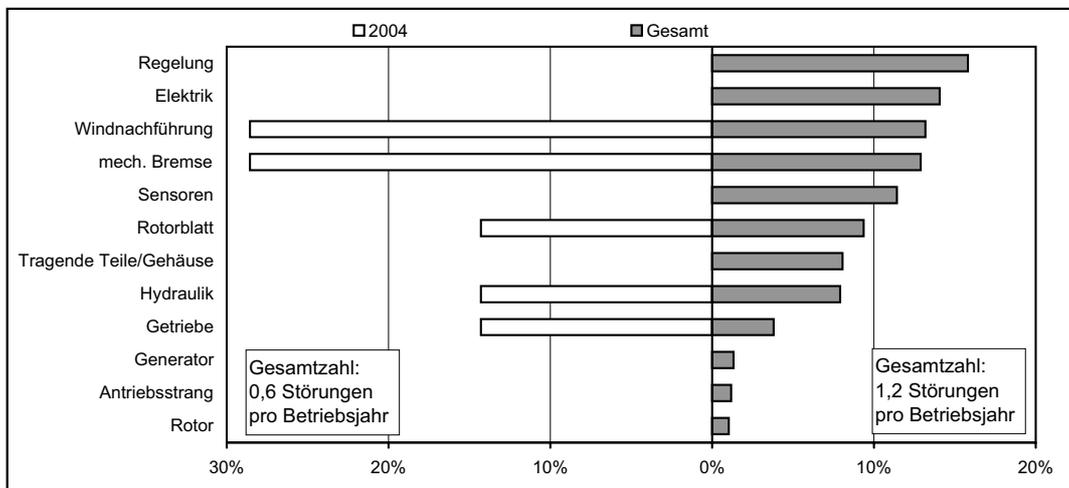
**WEA - Typ : Tacke TW 45/60/80**

**Spezifische Energieerträge**



WEA-Anzahl:  
Standorte:  
Auswertemonate:  
Meßhöhe: 10m

**Instandsetzung: Anteil an Gesamtzahl der Störungen**



**Anlagenalter und technische Verfügbarkeit**

Laufzeitklasse [Monat]	WEA-Anzahl im WMEP	WEA mit Bericht	Nichtverfügbarkeitszeit [h]	Nennzeit [h]	Technische Verfügbarkeit
0 - 12	-	-	-	-	-
12 - 24	-	-	-	-	-
24 - 36	-	-	-	-	-
36 - 48	-	-	-	-	-
48 - 60	-	-	-	-	-
60 - 72	-	-	-	-	-
72 - 84	-	-	-	-	-
84 - 96	-	-	-	-	-
96 - 108	-	-	-	-	-
108 - 120	-	-	-	-	-
120 - 132	4	3	16	26352	99,9%
132 - 144	9	5	65	43920	99,9%
144 - 156	7	4	139	35136	99,6%
<b>Summe</b>	<b>20</b>	<b>12</b>	<b>220</b>	<b>105408</b>	<b>99,8%</b>

**WEA - Typ : Tacke TW 150/250****Technische Daten**

Nennleistung :	150 ..... 250 kW
Rotordurchmesser :	21 ..... 26 m
Nabenhöhe :	30 ..... 55 m
Rotorkreisfläche:	346 ..... 531 m <sup>2</sup>
Spezifische Leistung:	433 ..... 553 W/m <sup>2</sup>
Blattzahl:	3
Generatorbauart :	asynchron
Art der Leistungsbegrenzung :	stall
Drehzahlverhalten :	konstant

**Anlagen im WMEP**

Kategorie	Küste	Tiefebene	Mittelgebirge	Gesamt
WEA mit Energieberichten	3	2	-	5
Volllaststunden 2004	1394	954	-	1218
Energieertrag 2004 [kWh/m <sup>2</sup> ]	656	449	-	573

**Technische Verfügbarkeit**

Jahr	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Anzahl WEA	17	21	21	21	21	21	20	19	19	15	12	9
Durchschnittsalter [Jahre]	1,3	2,1	3,1	4,1	5,1	6,0	7,1	8,0	9,0	9,7	10,4	11,5
WEA mit W&I-Bericht	15	21	21	21	17	20	19	16	16	13	11	7
Tech. Verfügbarkeit [%]	98	98,6	98	97,9	97,8	94,6	96	95,4	96,1	96,5	93,1	99,1
Mittlere Nichtverfügbarkeitszeit [h]	144	117	178	188	196	472	348	406	343	308	604	78

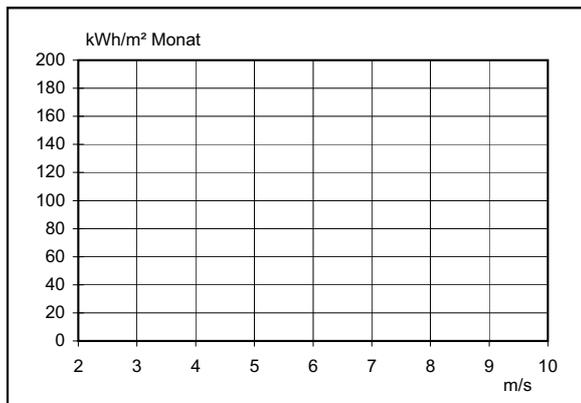
**Betriebskosten**

Jahr	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
WEA mit Betriebskostenbericht	13	18	18	17	18	20	19	18	16	14	10	5
Mittlere Kosten [€]	1307	1792	2479	3913	2954	6040	4830	5571	6142	6225	-77*	4068
Mittlere Kosten [€/kW]	5	7	10	16	12	25	20	23	25	26	0	16

\*) bedingt durch Rückerstattung der Versicherung

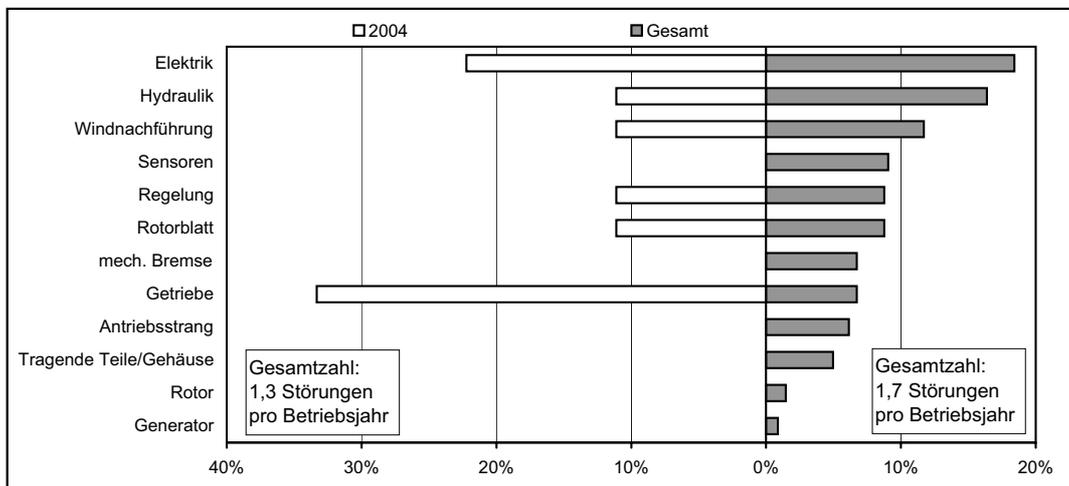
**WEA - Typ : Tacke TW 150/250**

**Spezifische Energieerträge**



WEA-Anzahl:  
Standorte:  
Auswertemonate:  
Meßhöhe: 10m

**Instandsetzung: Anteil an Gesamtzahl der Störungen**



**Anlagenalter und technische Verfügbarkeit**

Laufzeitklasse [Monat]	WEA-Anzahl im WMEP	WEA mit Bericht	Nichtverfügbarkeitszeit [h]	Nennzeit [h]	Technische Verfügbarkeit
0 - 12	-	-	-	-	-
12 - 24	-	-	-	-	-
24 - 36	-	-	-	-	-
36 - 48	-	-	-	-	-
48 - 60	-	-	-	-	-
60 - 72	-	-	-	-	-
72 - 84	-	-	-	-	-
84 - 96	-	-	-	-	-
96 - 108	-	-	-	-	-
108 - 120	-	-	-	-	-
120 - 132	4	3	94	26352	99,6%
132 - 144	3	2	23	17568	99,9%
144 - 156	2	2	427	17568	97,6%
<b>Summe</b>	<b>9</b>	<b>7</b>	<b>543</b>	<b>61488</b>	<b>99,1%</b>

## WEA - Typ : Tacke TW 300

### Technische Daten

Nennleistung :	300 kW
Rotordurchmesser :	33 m
Nabenhöhe :	40 ..... 50 m
Rotorkreisfläche:	855 m <sup>2</sup>
Spezifische Leistung:	351 W/m <sup>2</sup>
Blattzahl:	3
Generatorbauart :	asynchron
Art der Leistungsbegrenzung :	stall
Drehzahlverhalten :	konstant

### Anlagen im WMEP

Kategorie	Küste	Tiefebene	Mittelgebirge	Gesamt
WEA mit Energieberichten	-	-	4	4
Volllaststunden 2004	-	-	1334	1334
Energieertrag 2004 [kWh/m <sup>2</sup> ]	-	-	468	468

### Technische Verfügbarkeit

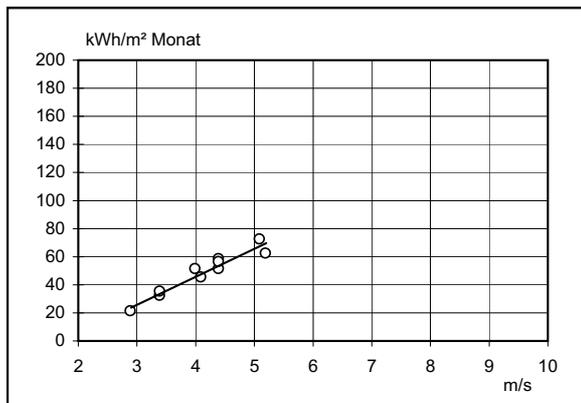
Jahr	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Anzahl WEA	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
Durchschnittsalter [Jahre]	0,3	1,3	2,3	3,3	4,3	5,3	6,3	7,3	8,3	9,3
WEA mit W&I-Bericht	2	4	4	4	4	4	4	4	4	4
Tech. Verfügbarkeit [%]	98	97,3	98,7	98,9	96,9	96,1	97,2	96,9	96,9	96,6
Mittlere Nichtverfügbarkeitszeit [h]	82	234	114	95	268	339	248	273	271	295

### Betriebskosten

Jahr	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
WEA mit Betriebskostenbericht	1	4	4	4	4	4	4	4	4	4
Mittlere Kosten [€]	0	993	3214	4340	6608	8091	5893	18449	10222	6141
Mittlere Kosten [€/kW]	0	3	11	14	22	27	20	61	34	20

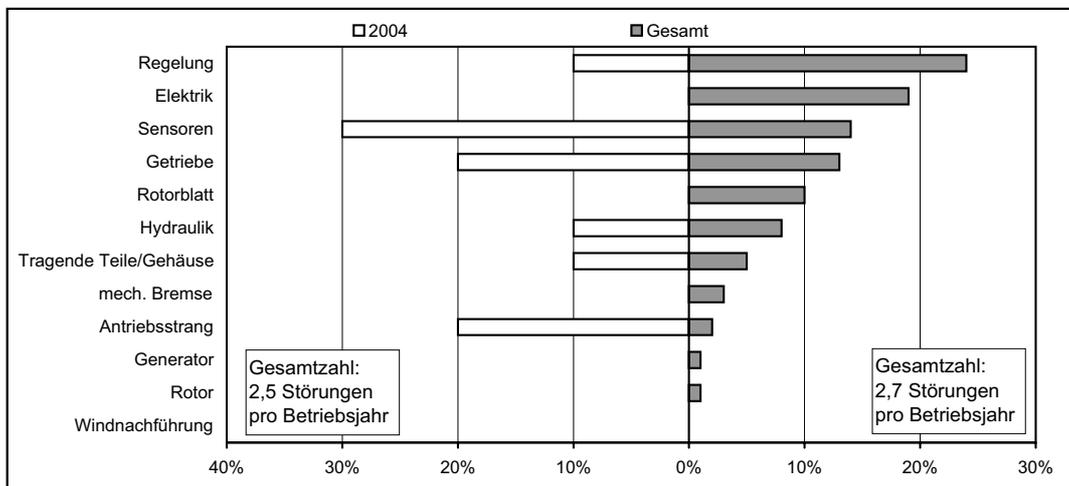
**WEA - Typ : Tacke TW 300**

**Spezifische Energieerträge**



WEA-Anzahl: 1  
 Standorte: 1  
 Auswertemonate: 11  
 Meßhöhe: 10m

**Instandsetzung: Anteil an Gesamtzahl der Störungen**



**Anlagenalter und technische Verfügbarkeit**

Laufzeitklasse [Monat]	WEA-Anzahl im WMEP	WEA mit Bericht	Nichtverfügbarkeitszeit [h]	Nennzeit [h]	Technische Verfügbarkeit
0 - 12	-	-	-	-	-
12 - 24	-	-	-	-	-
24 - 36	-	-	-	-	-
36 - 48	-	-	-	-	-
48 - 60	-	-	-	-	-
60 - 72	-	-	-	-	-
72 - 84	-	-	-	-	-
84 - 96	-	-	-	-	-
96 - 108	-	-	-	-	-
108 - 120	4	4	1181	35136	96,6%
<b>Summe</b>	<b>4</b>	<b>4</b>	<b>1181</b>	<b>35136</b>	<b>96,6%</b>

## WEA - Typ : Tacke TW 500/600

### Technische Daten

Nennleistung :	500 ..... 600 kW
Rotordurchmesser :	36 ..... 43 m
Nabenhöhe :	40 ..... 50 m
Rotorkreisfläche:	1018 ..... 1452 m <sup>2</sup>
Spezifische Leistung:	413 ..... 491 W/m <sup>2</sup>
Blattzahl:	3
Generatorbauart :	asynchron
Art der Leistungsbegrenzung :	stall
Drehzahlverhalten :	konstant

### Anlagen im WMEP

Kategorie	Küste	Tiefebene	Mittelgebirge	Gesamt
WEA mit Energieberichten	9	5	8	22
Volllaststunden 2004	1808	1354	1237	1497
Energieertrag 2004 [kWh/m <sup>2</sup> ]	830	560	511	653

### Technische Verfügbarkeit

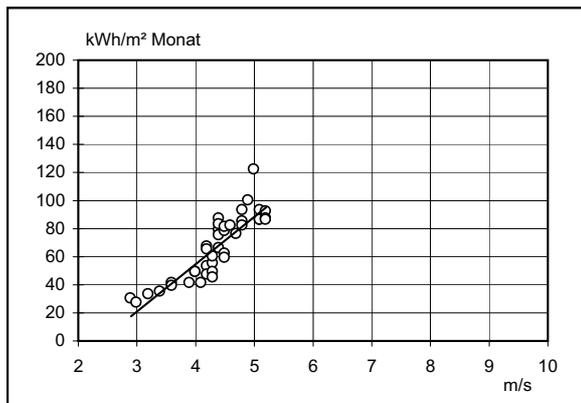
Jahr	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Anzahl WEA	14	27	45	48	48	48	48	48	48	48	47	40
Durchschnittsalter [Jahre]	0,2	0,7	1,3	2,2	3,2	4,2	5,2	6,2	7,2	8,1	9,2	10,1
WEA mit W&I-Bericht	12	23	42	48	48	48	48	43	43	37	32	23
Tech. Verfügbarkeit [%]	99,5	96,8	93,6	97,9	99,1	98,4	97,3	98,6	98,2	97,7	98,2	96,2
Mittlere Nichtverfügbarkeitszeit [h]	8	196	497	183	75	136	238	120	160	198	154	335

### Betriebskosten

Jahr	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
WEA mit Betriebskostenbericht	12	23	41	45	48	48	45	48	38	37	27	25
Mittlere Kosten [€]	2098	3355	5933	6136	7715	10794	13116	12236	15006	10846	17867	24774
Mittlere Kosten [€/kW]	4	6	11	11	14	20	24	22	27	19	32	44

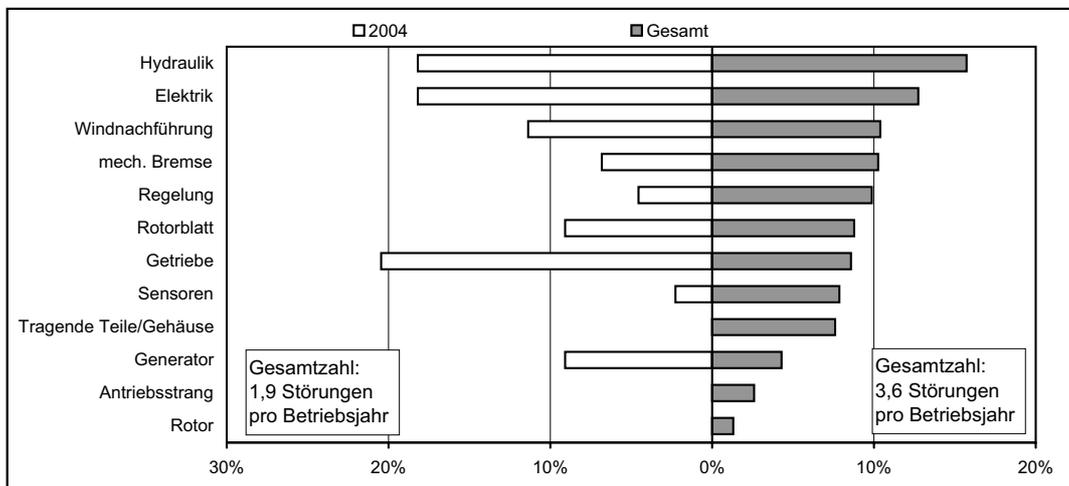
**WEA - Typ : Tacke TW 500/600**

**Spezifische Energieerträge**



WEA-Anzahl: 7  
 Standorte: 4  
 Auswertemonate: 66  
 Meßhöhe: 10m

**Instandsetzung: Anteil an Gesamtzahl der Störungen**



**Anlagenalter und technische Verfügbarkeit**

Laufzeitklasse [Monat]	WEA-Anzahl im WMEP	WEA mit Bericht	Nichtverfügbarkeitszeit [h]	Nennzeit [h]	Technische Verfügbarkeit
0 - 12	-	-	-	-	-
12 - 24	-	-	-	-	-
24 - 36	-	-	-	-	-
36 - 48	-	-	-	-	-
48 - 60	-	-	-	-	-
60 - 72	-	-	-	-	-
72 - 84	-	-	-	-	-
84 - 96	-	-	-	-	-
96 - 108	3	1	56	8784	99,4%
108 - 120	17	14	2478	122976	98,0%
120 - 132	9	1	5094	8784	42,0%
132 - 144	11	7	88	61488	99,9%
<b>Summe</b>	<b>40</b>	<b>23</b>	<b>7716</b>	<b>202032</b>	<b>96,2%</b>

## WEA - Typ : Tacke TW 1.5

### Technische Daten

Nennleistung :	1500 kW
Rotordurchmesser :	65 m
Nabenhöhe :	80 m
Rotorkreisfläche:	3318 m <sup>2</sup>
Spezifische Leistung:	452 W/m <sup>2</sup>
Blattzahl:	3
Generatorbauart :	asynchron-doppeltg
Art der Leistungsbegrenzung :	pitch
Drehzahlverhalten :	variabel

### Anlagen im WMEP

Kategorie	Küste	Tiefebene	Mittelgebirge	Gesamt
WEA mit Energieberichten	-	-	1	1
Volllaststunden 2004	-	-	920	920
Energieertrag 2004 [kWh/m <sup>2</sup> ]	-	-	416	416

### Technische Verfügbarkeit

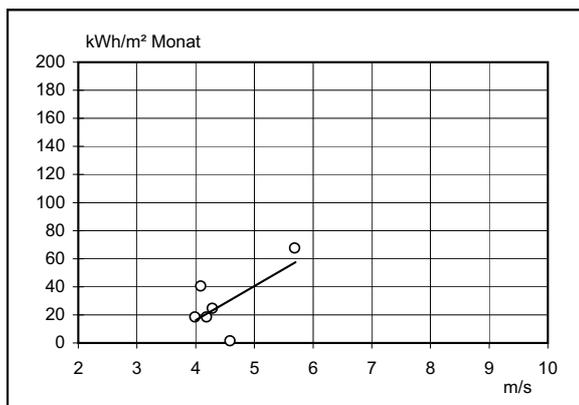
Jahr	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Anzahl WEA	1	1	1	1	1	1	1
Durchschnittsalter [Jahre]	0,7	1,7	2,7	3,7	4,7	5,7	6,7
WEA mit W&I-Bericht	1	1	1	1	1	1	1
Tech. Verfügbarkeit [%]	97,6	97,7	94,1	96,8	94,8	96,1	89
Mittlere Nichtverfügbarkeitszeit [h]	152	198	515	276	457	344	962

### Betriebskosten

Jahr	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
WEA mit Betriebskostenbericht	1	1	1	1	1	1	1
Mittlere Kosten [€]	8388	9636	10155	9633	12437	4039	18647
Mittlere Kosten [€/kW]	6	6	7	6	8	3	12

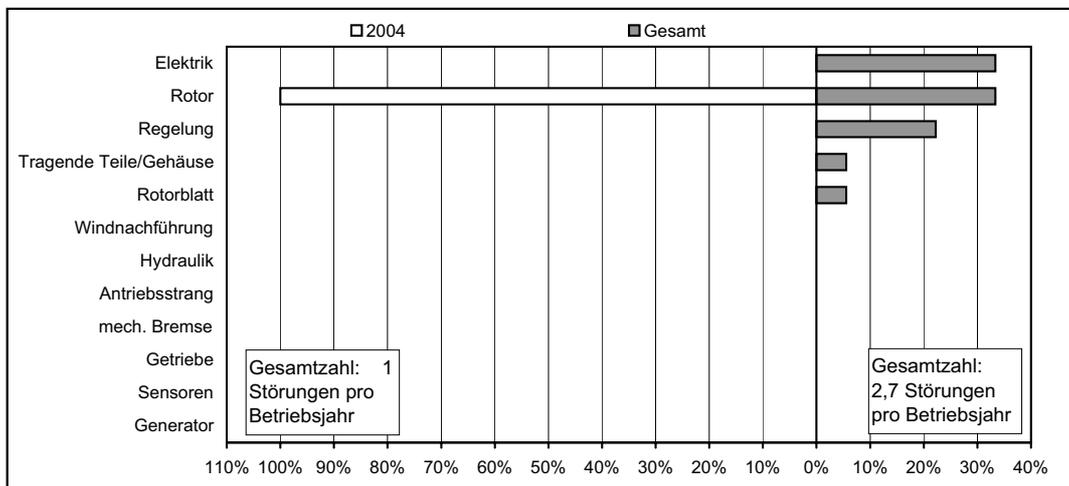
**WEA - Typ : Tacke TW 1.5**

**Spezifische Energieerträge**



WEA-Anzahl: 1  
 Standorte: 1  
 Auswertemonate: 6  
 Meßhöhe: 30m

**Instandsetzung: Anteil an Gesamtzahl der Störungen**



**Anlagenalter und technische Verfügbarkeit**

Laufzeitklasse [Monat]	WEA-Anzahl im WMEP	WEA mit Bericht	Nichtverfügbarkeitszeit [h]	Nennzeit [h]	Technische Verfügbarkeit
0 - 12	-	-	-	-	-
12 - 24	-	-	-	-	-
24 - 36	-	-	-	-	-
36 - 48	-	-	-	-	-
48 - 60	-	-	-	-	-
60 - 72	-	-	-	-	-
72 - 84	1	1	962	8784	89,0%
<b>Summe</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>962</b>	<b>8784</b>	<b>89,0%</b>

## WEA - Typ : Ventis 20-100

### Technische Daten

Nennleistung :	100 kW
Rotordurchmesser :	20 m
Nabenhöhe :	30,5 ..... 42,5 m
Rotorkreisfläche:	314 m <sup>2</sup>
Spezifische Leistung:	318 W/m <sup>2</sup>
Blattzahl:	2
Generatorbauart :	asynchron
Art der Leistungsbegrenzung :	pitch
Drehzahlverhalten :	konstant

### Anlagen im WMEP

Kategorie	Küste	Tiefebene	Mittelgebirge	Gesamt
WEA mit Energieberichten	4	-	4	8
Volllaststunden 2004	1263	-	1007	1135
Energieertrag 2004 [kWh/m <sup>2</sup> ]	402	-	320	361

### Technische Verfügbarkeit

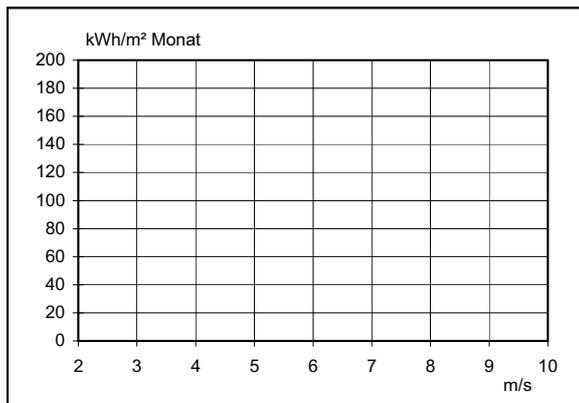
Jahr	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Anzahl WEA	36	43	45	45	45	42	42	39	37	37	24	13
Durchschnittsalter [Jahre]	1,1	1,8	2,7	3,7	4,7	5,7	6,7	7,6	8,7	9,7	10,2	10,9
WEA mit W&I-Bericht	34	41	45	43	41	39	39	31	30	31	16	10
Tech. Verfügbarkeit [%]	96,4	92,8	75,8	91,7	95,3	92,7	91,5	90,5	93,9	91,1	89,5	98,3
Mittlere Nichtverfügbarkeitszeit [h]	273	585	2085	728	413	639	746	830	538	781	916	153

### Betriebskosten

Jahr	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
WEA mit Betriebskostenbericht	30	41	39	43	39	38	35	32	31	27	17	9
Mittlere Kosten [€]	288	1139	2141	3116	3481	5509	4681	5728	3078	3945	3600	1934
Mittlere Kosten [€/kW]	3	11	21	31	35	55	47	57	31	39	36	19

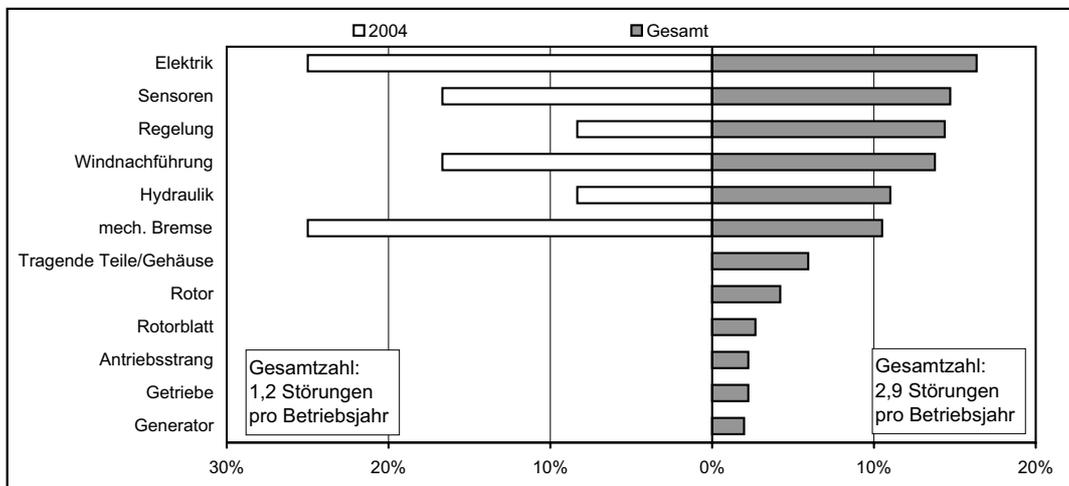
**WEA - Typ : Ventis 20-100**

**Spezifische Energieerträge**



WEA-Anzahl:  
Standorte:  
Auswertemonate:  
Meßhöhe: 10m

**Instandsetzung: Anteil an Gesamtzahl der Störungen**



**Anlagenalter und technische Verfügbarkeit**

Laufzeitklasse [Monat]	WEA-Anzahl im WMEP	WEA mit Bericht	Nichtverfügbarkeitszeit [h]	Nennzeit [h]	Technische Verfügbarkeit
0 - 12	-	-	-	-	-
12 - 24	-	-	-	-	-
24 - 36	-	-	-	-	-
36 - 48	-	-	-	-	-
48 - 60	-	-	-	-	-
60 - 72	-	-	-	-	-
72 - 84	-	-	-	-	-
84 - 96	-	-	-	-	-
96 - 108	-	-	-	-	-
108 - 120	2	2	21	17568	99,9%
120 - 132	7	4	1479	35136	95,8%
132 - 144	2	2	24	17568	99,9%
144 - 156	2	2	2	17568	100,0%
<b>Summe</b>	<b>13</b>	<b>10</b>	<b>1526</b>	<b>87840</b>	<b>98,3%</b>

**WEA - Typ : Vestas V 17/20****Technische Daten**

Nennleistung :	75 ..... 110 kW
Rotordurchmesser :	17 ..... 20 m
Nabenhöhe :	23,4 ..... 40,6 m
Rotorkreisfläche:	227 ..... 314 m <sup>2</sup>
Spezifische Leistung:	318 ..... 350 W/m <sup>2</sup>
Blattzahl:	3
Generatorbauart :	asynchron
Art der Leistungsbegrenzung :	stall
Drehzahlverhalten :	konstant

**Anlagen im WMEP**

Kategorie	Küste	Tiefebene	Mittelgebirge	Gesamt
WEA mit Energieberichten	1	1	-	2
Volllaststunden 2004	2217	1181	-	1699
Energieertrag 2004 [kWh/m <sup>2</sup> ]	776	414	-	595

**Technische Verfügbarkeit**

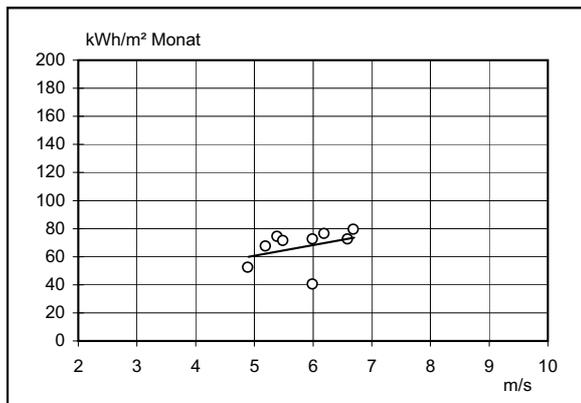
Jahr	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Anzahl WEA	6	11	11	11	11	11	10	10	8	8	6	5
Durchschnittsalter [Jahre]	2,0	2,0	3,0	4,0	5,0	6,0	7,1	8,0	8,3	9,3	9,8	10,8
WEA mit W&I-Bericht	5	11	11	10	11	11	9	9	7	7	3	2
Tech. Verfügbarkeit [%]	99,9	99,7	99,1	99,8	99,9	99,2	98,4	99,5	99,9	99,7	99,8	90,2
Mittlere Nichtverfügbarkeitszeit [h]	4	23	76	16	8	74	139	45	6	25	19	862

**Betriebskosten**

Jahr	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
WEA mit Betriebskostenbericht	5	10	11	11	11	10	10	8	8	7	5	2
Mittlere Kosten [€]	1318	1609	2493	3037	3334	3406	5457	3064	3458	4165	3636	11392
Mittlere Kosten [€/kW]	15	16	25	31	33	35	55	29	33	38	33	104

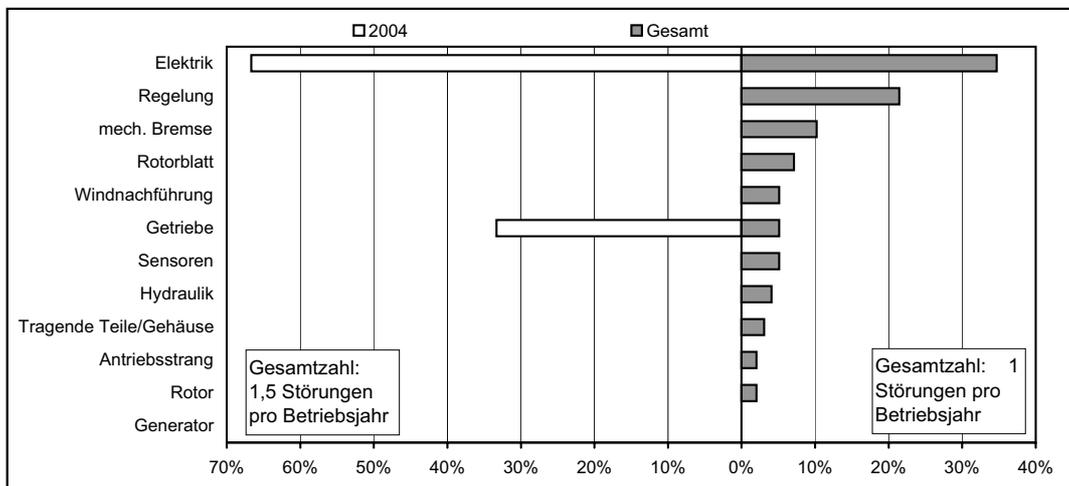
**WEA - Typ : Vestas V 17/20**

**Spezifische Energieerträge**



WEA-Anzahl: 1  
 Standorte: 1  
 Auswertemonate: 9  
 Meßhöhe: 10m

**Instandsetzung: Anteil an Gesamtzahl der Störungen**



**Anlagenalter und technische Verfügbarkeit**

Laufzeitklasse [Monat]	WEA-Anzahl im WMEP	WEA mit Bericht	Nichtverfügbarkeitszeit [h]	Nennzeit [h]	Technische Verfügbarkeit
0 - 12	-	-	-	-	-
12 - 24	-	-	-	-	-
24 - 36	-	-	-	-	-
36 - 48	-	-	-	-	-
48 - 60	-	-	-	-	-
60 - 72	-	-	-	-	-
72 - 84	-	-	-	-	-
84 - 96	-	-	-	-	-
96 - 108	-	-	-	-	-
108 - 120	-	-	-	-	-
120 - 132	5	2	1724	17568	90,2%
<b>Summe</b>	<b>5</b>	<b>2</b>	<b>1724</b>	<b>17568</b>	<b>90,2%</b>

**WEA - Typ : Vestas V 25/27/29****Technische Daten**

Nennleistung :	200 ..... 225 kW
Rotordurchmesser :	25 ..... 29 m
Nabenhöhe :	30 ..... 50,5 m
Rotorkreisfläche:	491 ..... 661 m <sup>2</sup>
Spezifische Leistung:	341 ..... 407 W/m <sup>2</sup>
Blattzahl:	3
Generatorbauart :	asynchron
Art der Leistungsbegrenzung :	pitch
Drehzahlverhalten :	konstant

**Anlagen im WMEP**

Kategorie	Küste	Tiefebene	Mittelgebirge	Gesamt
WEA mit Energieberichten	2	2	3	7
Volllaststunden 2004	2082	1139	1712	1654
Energieertrag 2004 [kWh/m <sup>2</sup> ]	848	422	655	644

**Technische Verfügbarkeit**

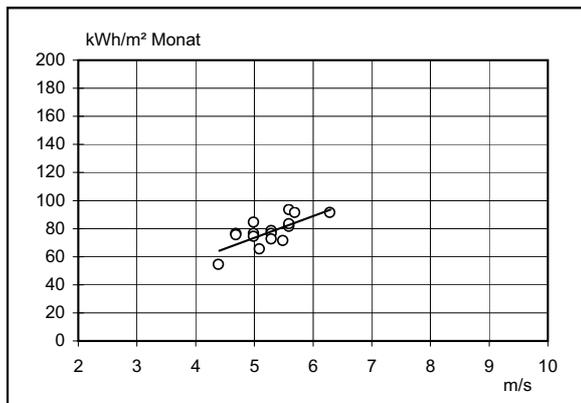
Jahr	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Anzahl WEA	95	100	102	101	101	101	101	98	90	57	46	21
Durchschnittsalter [Jahre]	2,1	3,0	3,9	4,9	5,9	6,9	7,9	8,9	9,7	10,1	10,9	11,9
WEA mit W&I-Bericht	87	95	94	99	100	101	87	75	66	50	34	11
Tech. Verfügbarkeit [%]	99,7	99,7	99,7	99,6	99,7	99,7	99,6	99,4	99,8	99,5	99,6	98,7
Mittlere Nichtverfügbarkeitszeit [h]	21	27	26	33	29	24	32	57	21	46	38	118

**Betriebskosten**

Jahr	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
WEA mit Betriebskostenbericht	80	97	99	99	91	95	89	68	63	44	27	10
Mittlere Kosten [€]	3899	4810	5959	6349	7578	5935	6713	6915	6248	7703	6763	8437
Mittlere Kosten [€/kW]	18	23	28	30	36	28	31	32	29	35	31	39

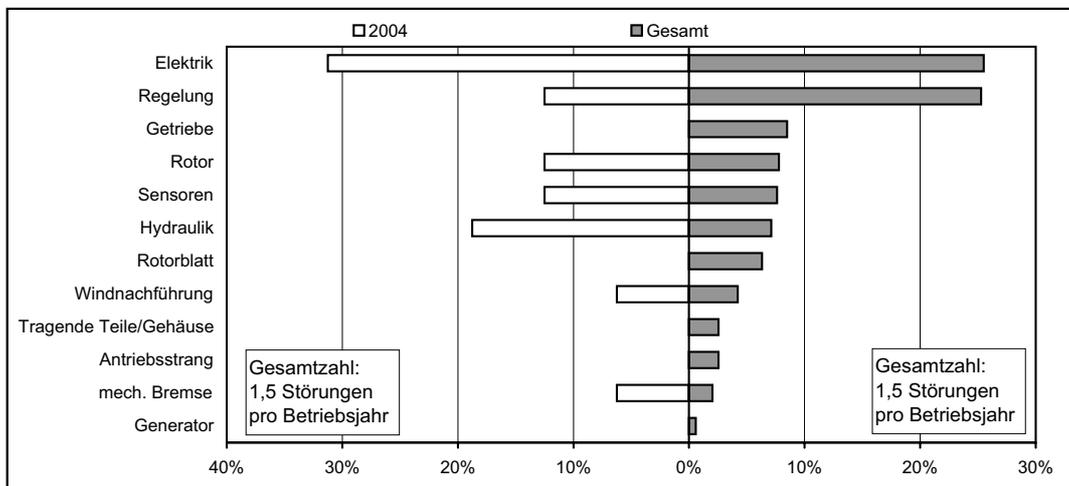
WEA - Typ : Vestas V 25/27/29

**Spezifische Energieerträge**



WEA-Anzahl: 3  
 Standorte: 3  
 Auswertemonate: 16  
 Meßhöhe: 10m

**Instandsetzung: Anteil an Gesamtzahl der Störungen**



**Anlagenalter und technische Verfügbarkeit**

Laufzeitklasse [Monat]	WEA-Anzahl im WMEP	WEA mit Bericht	Nichtverfügbarkeitszeit [h]	Nennzeit [h]	Technische Verfügbarkeit
24 - 36	-	-	-	-	-
36 - 48	-	-	-	-	-
48 - 60	-	-	-	-	-
60 - 72	-	-	-	-	-
72 - 84	-	-	-	-	-
84 - 96	-	-	-	-	-
96 - 108	-	-	-	-	-
108 - 120	2	2	138	17568	99,2%
120 - 132	5	2	162	17568	99,1%
132 - 144	5	2	933	17568	94,7%
144 - 156	3	3	43	26352	99,8%
156 - 168	1	-	-	-	-
168 - 180	5	2	23	17568	99,9%
<b>Summe</b>	<b>21</b>	<b>11</b>	<b>1297</b>	<b>96624</b>	<b>98,7%</b>

**WEA - Typ : Vestas V 39/42/44/47****Technische Daten**

Nennleistung :	500 ..... 660 kW
Rotordurchmesser :	39 ..... 47 m
Nabenhöhe :	40,5 ..... 65 m
Rotorkreisfläche:	1195 ..... 1735 m <sup>2</sup>
Spezifische Leistung:	380 ..... 433 W/m <sup>2</sup>
Blattzahl:	3
Generatorbauart :	asynchron
Art der Leistungsbegrenzung :	pitch
Drehzahlverhalten :	konstant

**Anlagen im WMEP**

Kategorie	Küste	Tiefebene	Mittelgebirge	Gesamt
WEA mit Energieberichten	2	13	9	24
Volllaststunden 2004	1771	1398	1471	1456
Energieertrag 2004 [kWh/m <sup>2</sup> ]	741	587	598	604

**Technische Verfügbarkeit**

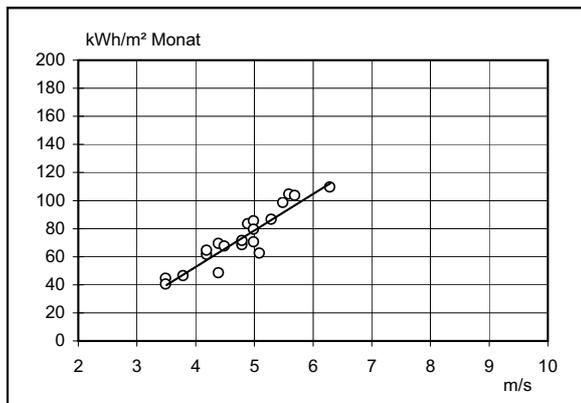
Jahr	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Anzahl WEA	4	29	41	45	45	45	45	46	46	46	46	42
Durchschnittsalter [Jahre]	0,1	0,6	1,2	2,1	3,1	4,1	5,1	6,0	7,0	8,0	9,0	9,8
WEA mit W&I-Bericht	1	26	38	44	45	45	45	45	43	41	35	26
Tech. Verfügbarkeit [%]	97,6	98,8	97,9	99,2	99,4	99,4	99,4	99,2	99,3	98,9	98,6	96,8
Mittlere Nichtverfügbarkeitszeit [h]	23	63	165	72	55	56	55	68	64	98	125	282

**Betriebskosten**

Jahr	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
WEA mit Betriebskostenbericht	3	21	34	45	44	45	45	43	40	39	33	25
Mittlere Kosten [€]	2700	4139	11486	6993	9744	9054	12795	11691	12052	13231	10437	13800
Mittlere Kosten [€/kW]	5	8	23	14	19	18	25	23	24	26	20	26

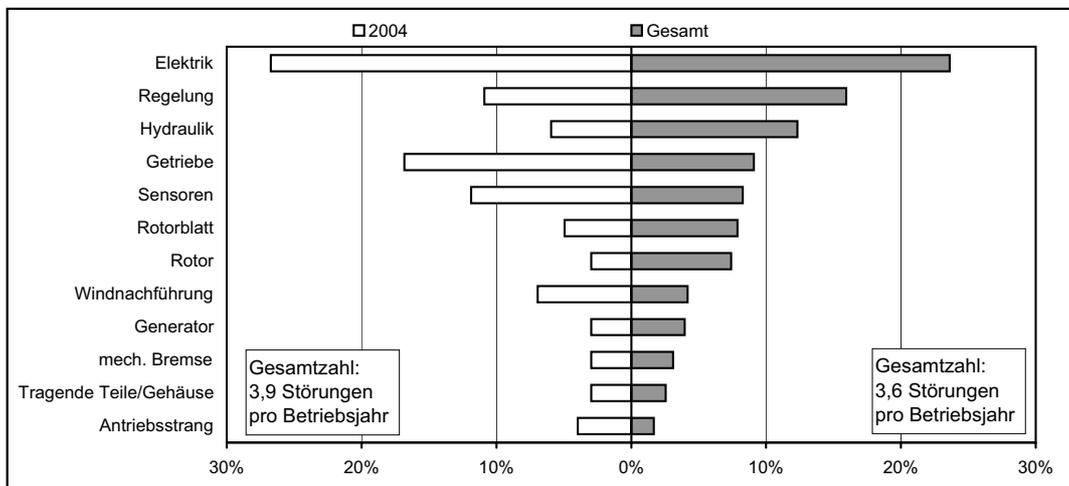
**WEA - Typ : Vestas V 39/42/44/47**

**Spezifische Energieerträge**



WEA-Anzahl: 3  
Standorte: 3  
Auswertemonate: 20  
Meßhöhe: 10m

**Instandsetzung: Anteil an Gesamtzahl der Störungen**



**Anlagenalter und technische Verfügbarkeit**

Laufzeitklasse [Monat]	WEA-Anzahl im WMEP	WEA mit Bericht	Nichtverfügbarkeitszeit [h]	Nennzeit [h]	Technische Verfügbarkeit
0 - 12	-	-	-	-	-
12 - 24	-	-	-	-	-
24 - 36	-	-	-	-	-
36 - 48	-	-	-	-	-
48 - 60	-	-	-	-	-
60 - 72	1	1	-	8784	100,0%
72 - 84	-	-	-	-	-
84 - 96	-	-	-	-	-
96 - 108	4	4	755	35136	97,8%
108 - 120	12	6	3468	52704	93,4%
120 - 132	25	15	3106	131760	97,6%
<b>Summe</b>	<b>42</b>	<b>26</b>	<b>7329</b>	<b>228384</b>	<b>96,8%</b>

**WEA - Typ : Vestas V 63/66****Technische Daten**

Nennleistung :	1500 kW
Rotordurchmesser :	63 ..... 77 m
Nabenhöhe :	60 ..... 100 m
Rotorkreisfläche:	3117 ..... 4657 m <sup>2</sup>
Spezifische Leistung:	322 ..... 481 W/m <sup>2</sup>
Blattzahl:	3
Generatorbauart :	asynchron
Art der Leistungsbegrenzung :	pitch
Drehzahlverhalten :	var-slip

**Anlagen im WMEP**

Kategorie	Küste	Tiefebene	Mittelgebirge	Gesamt
WEA mit Energieberichten	-	-	9	9
Volllaststunden 2004	-	-	1550	1550
Energieertrag 2004 [kWh/m <sup>2</sup> ]	-	-	732	732

**Technische Verfügbarkeit**

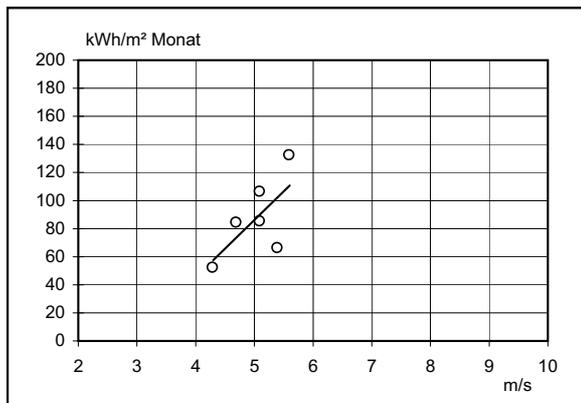
Jahr	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Anzahl WEA	2	2	2	9	9	10	11	11
Durchschnittsalter [Jahre]	0,4	1,4	2,4	1,5	2,5	3,3	4,0	5,0
WEA mit W&I-Bericht	2	2	2	2	2	9	10	11
Tech. Verfügbarkeit [%]	97	96,7	93	98,1	93,9	97,4	98,7	98,9
Mittlere Nichtverfügbarkeitszeit [h]	93	293	611	165	533	230	113	93

**Betriebskosten**

Jahr	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
WEA mit Betriebskostenbericht	-	2	2	2	2	9	9	10
Mittlere Kosten [€]	-	26452	27428	26873	28800	16465	10447	26646
Mittlere Kosten [€/kW]	-	18	18	18	19	10	6	16

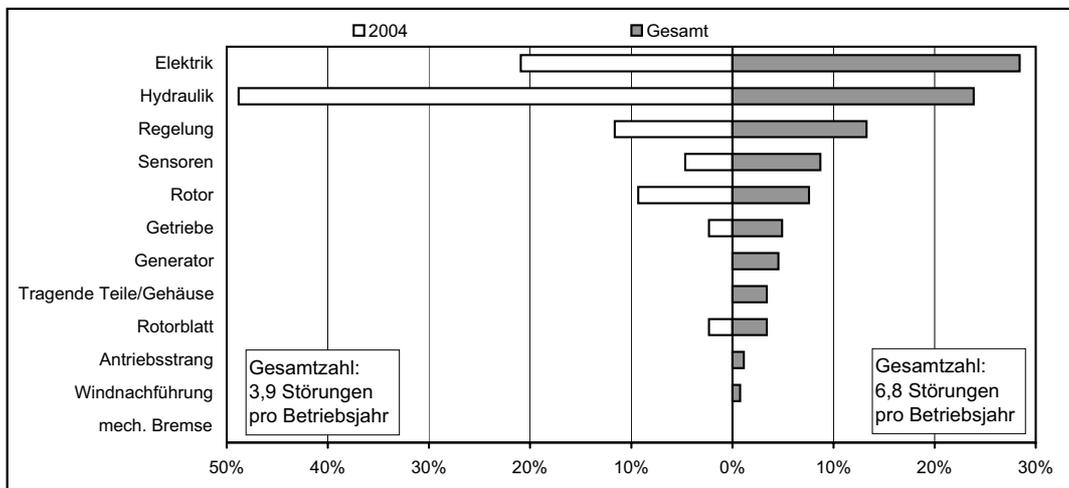
WEA - Typ : Vestas V 63/66

**Spezifische Energieerträge**



WEA-Anzahl: 1  
 Standorte: 1  
 Auswertemonate: 6  
 Meßhöhe: 10m

**Instandsetzung: Anteil an Gesamtzahl der Störungen**



**Anlagenalter und technische Verfügbarkeit**

Laufzeitklasse [Monat]	WEA-Anzahl im WMEP	WEA mit Bericht	Nichtverfügbarkeitszeit [h]	Nennzeit [h]	Technische Verfügbarkeit
0 - 12	-	-	-	-	-
12 - 24	-	-	-	-	-
24 - 36	1	1	421	8784	95,2%
36 - 48	1	1	116	8784	98,7%
48 - 60	-	-	-	-	-
60 - 72	7	7	104	61488	99,8%
72 - 84	-	-	-	-	-
84 - 96	2	2	387	17568	97,8%
<b>Summe</b>	<b>11</b>	<b>11</b>	<b>1028</b>	<b>96624</b>	<b>98,9%</b>

## WEA - Typ : Wenus Inventus

### Technische Daten

Nennleistung :	5 kW
Rotordurchmesser :	6 m
Nabenhöhe :	13 ..... 20 m
Rotorkreisfläche:	28 m <sup>2</sup>
Spezifische Leistung:	177 W/m <sup>2</sup>
Blattzahl:	4
Generatorbauart :	asynchron
Art der Leistungsbegrenzung :	pitch
Drehzahlverhalten :	konstant

### Anlagen im WMEP

Kategorie	Küste	Tiefebene	Mittelgebirge	Gesamt
WEA mit Energieberichten	-	-	3	3
Volllaststunden 2004	-	-	553	553
Energieertrag 2004 [kWh/m <sup>2</sup> ]	-	-	98	98

### Technische Verfügbarkeit

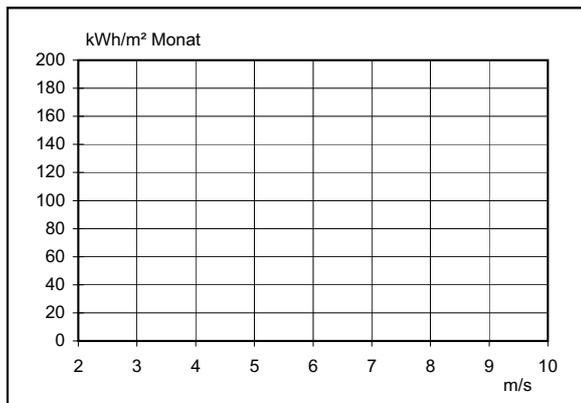
Jahr	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Anzahl WEA	12	15	16	18	18	18	17	17	17	12	9	5
Durchschnittsalter [Jahre]	1,8	2,3	3,1	3,7	4,7	5,7	6,6	7,6	8,6	8,9	9,7	10,3
WEA mit W&I-Bericht	12	14	13	15	16	17	15	13	10	10	4	3
Tech. Verfügbarkeit [%]	96,9	99,1	99,3	99,4	99,8	98,4	98	95,1	96,1	88,9	69,3	100
Mittlere Nichtverfügbarkeitszeit [h]	228	73	63	48	21	137	175	434	338	969	2687	3

### Betriebskosten

Jahr	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
WEA mit Betriebskostenbericht	10	14	15	18	15	16	14	13	10	8	4	3
Mittlere Kosten [€]	114	647	188	178	127	308	106	108	86	27	1882	723
Mittlere Kosten [€/kW]	23	129	38	36	25	62	21	22	17	5	376	145

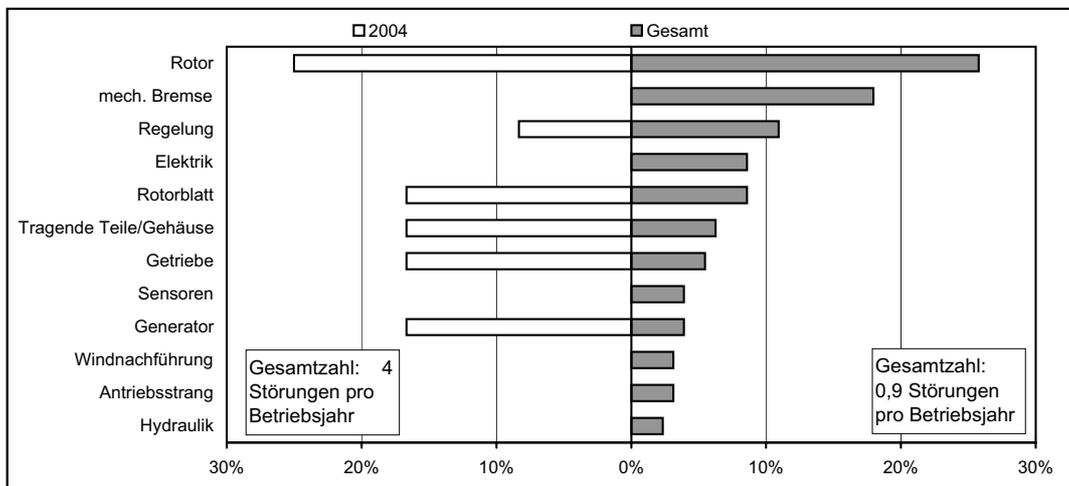
**WEA - Typ : Wenus Inventus**

**Spezifische Energieerträge**



WEA-Anzahl:  
Standorte:  
Auswertemonate:  
Meßhöhe: 10m

**Instandsetzung: Anteil an Gesamtzahl der Störungen**



**Anlagenalter und technische Verfügbarkeit**

Laufzeitklasse [Monat]	WEA-Anzahl im WMEP	WEA mit Bericht	Nichtverfügbarkeitszeit [h]	Nennzeit [h]	Technische Verfügbarkeit
0 - 12	-	-	-	-	-
12 - 24	-	-	-	-	-
24 - 36	-	-	-	-	-
36 - 48	-	-	-	-	-
48 - 60	-	-	-	-	-
60 - 72	-	-	-	-	-
72 - 84	-	-	-	-	-
84 - 96	-	-	-	-	-
96 - 108	1	1	-	8784	100,0%
108 - 120	-	-	-	-	-
120 - 132	3	1	8	8784	99,9%
132 - 144	1	1	-	8784	100,0%
<b>Summe</b>	<b>5</b>	<b>3</b>	<b>8</b>	<b>26352</b>	<b>100,0%</b>

## WEA - Typ : Wind World W 2500/2700

### Technische Daten

Nennleistung :	150 ..... 220 kW
Rotordurchmesser :	25 ..... 27 m
Nabenhöhe :	31 ..... 43,5 m
Rotorkreisfläche:	491 ..... 573 m <sup>2</sup>
Spezifische Leistung:	262 ..... 448 W/m <sup>2</sup>
Blattzahl:	3
Generatorbauart :	asynchron
Art der Leistungsbegrenzung :	stall
Drehzahlverhalten :	konstant

### Anlagen im WMEP

Kategorie	Küste	Tiefebene	Mittelgebirge	Gesamt
WEA mit Energieberichten	4	-	1	5
Volllaststunden 2004	2551	-	1414	2324
Energieertrag 2004 [kWh/m <sup>2</sup> ]	771	-	370	691

### Technische Verfügbarkeit

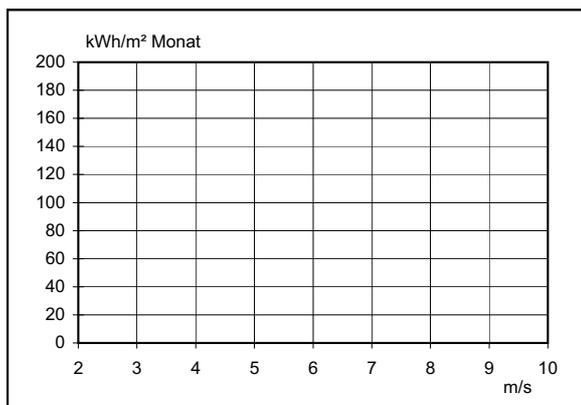
Jahr	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Anzahl WEA	34	38	38	38	38	38	38	38	38	28	13	7
Durchschnittsalter [Jahre]	1,6	2,4	3,4	4,4	5,4	6,4	7,4	8,4	9,3	10,0	10,3	11
WEA mit W&I-Bericht	30	32	37	38	38	38	37	37	37	24	7	7
Tech. Verfügbarkeit [%]	99,7	99,5	99	99,2	99,4	99,1	98,9	98,8	99,2	98,8	96	99,8
Mittlere Nichtverfügbarkeitszeit [h]	23	42	87	69	54	83	93	102	69	106	349	20

### Betriebskosten

Jahr	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
WEA mit Betriebskostenbericht	31	36	38	38	38	38	37	38	35	23	7	6
Mittlere Kosten [€]	2335	2964	4786	4041	4143	4761	4069	4735	4333	7036	5399	5174
Mittlere Kosten [€/kW]	15	19	30	26	26	30	26	30	27	43	34	32

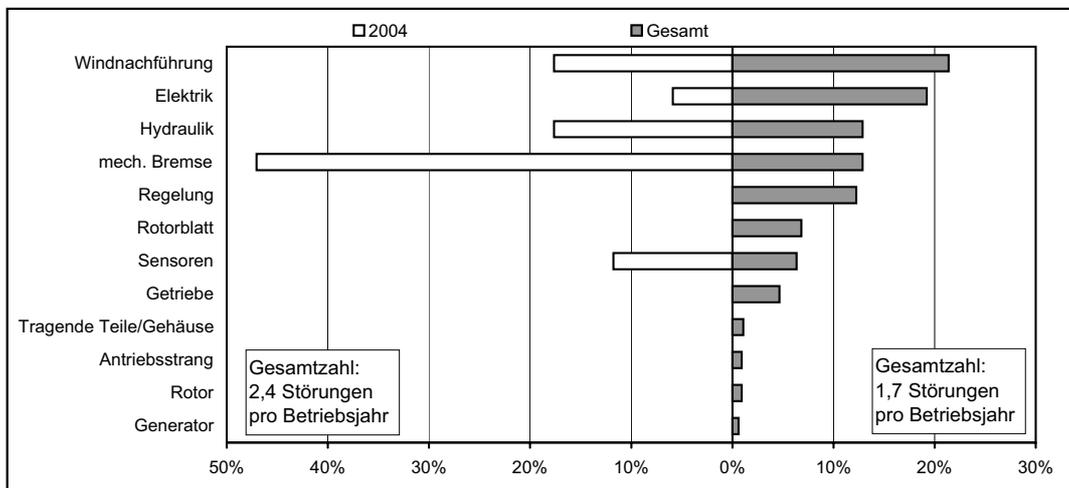
**WEA - Typ : Wind World W 2500/2700**

**Spezifische Energieerträge**



WEA-Anzahl:  
Standorte:  
Auswertemonate:  
Meßhöhe: 10m

**Instandsetzung: Anteil an Gesamtzahl der Störungen**



**Anlagenalter und technische Verfügbarkeit**

Laufzeitklasse [Monat]	WEA-Anzahl im WMEP	WEA mit Bericht	Nichtverfügbarkeitszeit [h]	Nennzeit [h]	Technische Verfügbarkeit
0 - 12	-	-	-	-	-
12 - 24	-	-	-	-	-
24 - 36	-	-	-	-	-
36 - 48	-	-	-	-	-
48 - 60	-	-	-	-	-
60 - 72	-	-	-	-	-
72 - 84	-	-	-	-	-
84 - 96	-	-	-	-	-
96 - 108	-	-	-	-	-
108 - 120	-	-	-	-	-
120 - 132	4	4	39	35136	99,9%
132 - 144	2	2	91	17568	99,5%
144 - 156	1	1	8	8784	99,9%
<b>Summe</b>	<b>7</b>	<b>7</b>	<b>138</b>	<b>61488</b>	<b>99,8%</b>

## WEA - Typ : Wind World W 4100

### Technische Daten

Nennleistung :	500 kW
Rotordurchmesser :	41 m
Nabenhöhe :	50 m
Rotorkreisfläche:	1320 m <sup>2</sup>
Spezifische Leistung:	379 W/m <sup>2</sup>
Blattzahl:	3
Generatorbauart :	asynchron
Art der Leistungsbegrenzung :	stall
Drehzahlverhalten :	konstant

### Anlagen im WMEP

Kategorie	Küste	Tiefebene	Mittelgebirge	Gesamt
WEA mit Energieberichten	-	-	2	2
Volllaststunden 2004	-	-	1283	1283
Energieertrag 2004 [kWh/m <sup>2</sup> ]	-	-	486	486

### Technische Verfügbarkeit

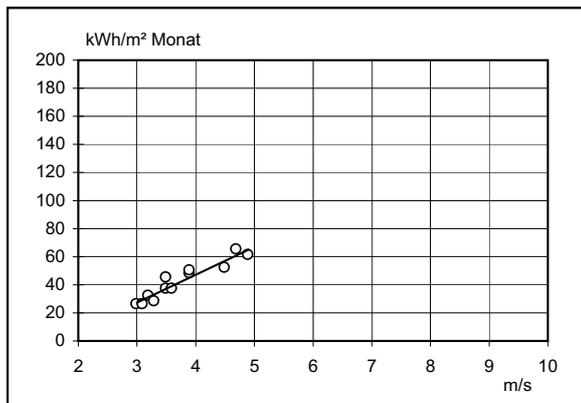
Jahr	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Anzahl WEA	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Durchschnittsalter [Jahre]	0,4	1,4	2,4	3,4	4,4	5,4	6,4	7,4	8,4
WEA mit W&I-Bericht	1	2	2	2	2	2	2	2	2
Tech. Verfügbarkeit [%]	99,5	99,6	99,4	99,6	99,6	97,9	97,7	99,9	99,7
Mittlere Nichtverfügbarkeitszeit [h]	27	39	50	36	31	188	201	11	28

### Betriebskosten

Jahr	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
WEA mit Betriebskostenbericht	1	2	2	2	2	2	2	2	2
Mittlere Kosten [€]	5357	5243	5741	8496	10389	13625	14480	13390	12714
Mittlere Kosten [€/kW]	11	10	11	17	21	27	29	27	25

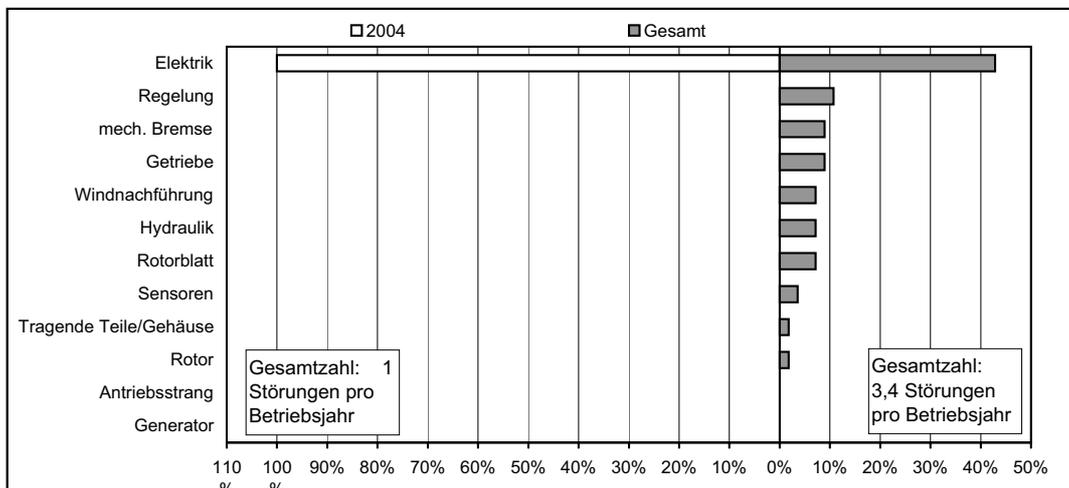
**WEA - Typ : Wind World W 4100**

**Spezifische Energieerträge**



WEA-Anzahl: 1  
 Standorte: 1  
 Auswertemonate: 12  
 Meßhöhe: 10m

**Instandsetzung: Anteil an Gesamtzahl der Störungen**



**Anlagenalter und technische Verfügbarkeit**

Laufzeitklasse [Monat]	WEA-Anzahl im WMEP	WEA mit Bericht	Nichtverfügbarkeitszeit [h]	Nennzeit [h]	Technische Verfügbarkeit
0 - 12	-	-	-	-	-
12 - 24	-	-	-	-	-
24 - 36	-	-	-	-	-
36 - 48	-	-	-	-	-
48 - 60	-	-	-	-	-
60 - 72	-	-	-	-	-
72 - 84	-	-	-	-	-
84 - 96	-	-	-	-	-
96 - 108	2	2	55	17568	99,7%
<b>Summe</b>	<b>2</b>	<b>2</b>	<b>55</b>	<b>17568</b>	<b>99,7%</b>

## WEA - Typ : WKA Dülmen DWA

### Technische Daten

Nennleistung :	46 ..... 55 kW
Rotordurchmesser :	15 ..... 16 m
Nabenhöhe :	30 ..... 36 m
Rotorkreisfläche:	177 ..... 201 m <sup>2</sup>
Spezifische Leistung:	260 ..... 311 W/m <sup>2</sup>
Blattzahl:	3
Generatorbauart :	asynchron
Art der Leistungsbegrenzung :	stall
Drehzahlverhalten :	konstant

### Anlagen im WMEP

Kategorie	Küste	Tiefebene	Mittelgebirge	Gesamt
WEA mit Energieberichten	-	1	-	1
Volllaststunden 2004	-	780	-	780
Energieertrag 2004 [kWh/m <sup>2</sup> ]	-	213	-	213

### Technische Verfügbarkeit

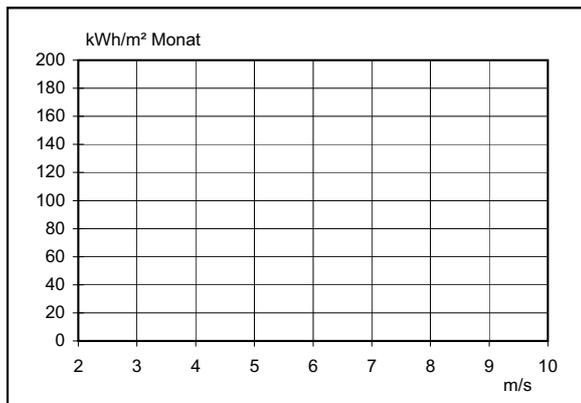
Jahr	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Anzahl WEA	2	5	7	7	7	7	6	6	5	5	5	4
Durchschnittsalter [Jahre]	0,1	0,9	1,5	2,5	3,5	4,5	5,8	6,8	7,8	8,8	9,8	10,5
WEA mit W&I-Bericht	1	5	5	6	5	6	5	5	3	2	1	1
Tech. Verfügbarkeit [%]	93,5	92,6	75,7	96,4	99,9	99,8	99	95	99,4	93,1	100	100
Mittlere Nichtverfügbarkeitszeit [h]	72	562	2094	318	6	13	85	439	53	602	2	2

### Betriebskosten

Jahr	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
WEA mit Betriebskostenbericht	1	3	6	6	6	6	6	5	5	4	2	1
Mittlere Kosten [€]	0	0	1271	1249	1416	1237	4680	1563	2163	2188	1367	700
Mittlere Kosten [€/kW]	0	0	24	23	26	23	87	29	41	40	25	13

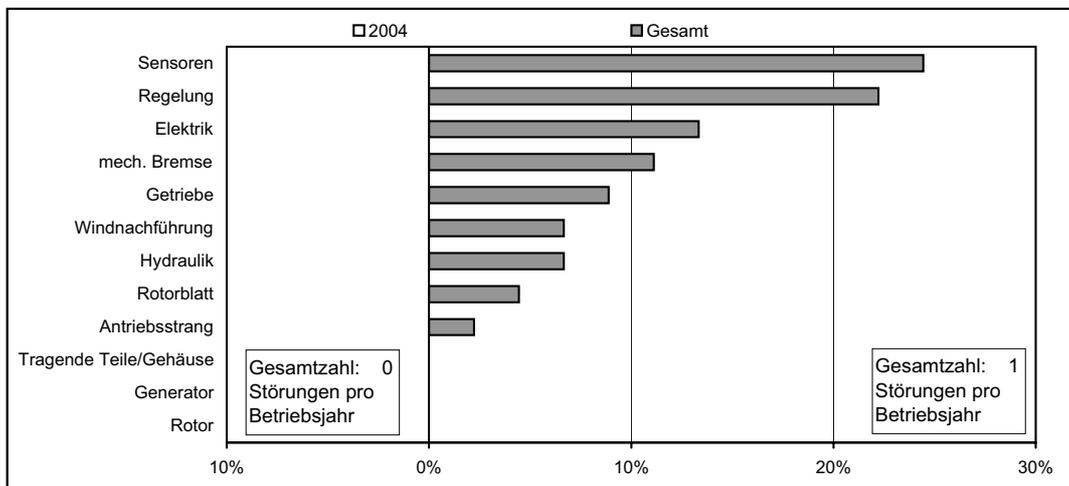
WEA - Typ : WKA Dülmen DWA

**Spezifische Energieerträge**



WEA-Anzahl:  
Standorte:  
Auswertemonate:  
Meßhöhe: 10m

**Instandsetzung: Anteil an Gesamtzahl der Störungen**



**Anlagenalter und technische Verfügbarkeit**

Laufzeitklasse [Monat]	WEA-Anzahl im WMEP	WEA mit Bericht	Nichtverfügbarkeitszeit [h]	Nennzeit [h]	Technische Verfügbarkeit
0 - 12	-	-	-	-	-
12 - 24	-	-	-	-	-
24 - 36	-	-	-	-	-
36 - 48	-	-	-	-	-
48 - 60	-	-	-	-	-
60 - 72	-	-	-	-	-
72 - 84	-	-	-	-	-
84 - 96	-	-	-	-	-
96 - 108	-	-	-	-	-
108 - 120	1	1	2	8784	100,0%
120 - 132	2	-	-	-	-
132 - 144	1	-	-	-	-
<b>Summe</b>	<b>4</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>8784</b>	<b>100,0%</b>

**WEA - Typ : WTN 200****Technische Daten**

Nennleistung :	200 kW
Rotordurchmesser :	26 m
Nabenhöhe :	30 ..... 40 m
Rotorkreisfläche:	531 m <sup>2</sup>
Spezifische Leistung:	377 W/m <sup>2</sup>
Blattzahl:	3
Generatorbauart :	asynchron
Art der Leistungsbegrenzung :	stall
Drehzahlverhalten :	konstant

**Anlagen im WMEP**

Kategorie	Küste	Tiefebene	Mittelgebirge	Gesamt
WEA mit Energieberichten	6	1	1	8
Volllaststunden 2004	1970	1488	668	1747
Energieertrag 2004 [kWh/m <sup>2</sup> ]	742	561	252	658

**Technische Verfügbarkeit**

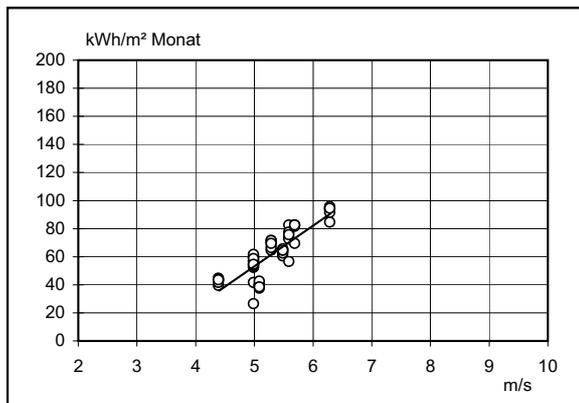
Jahr	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Anzahl WEA	16	18	19	19	19	19	19	18	18	18	9	8
Durchschnittsalter [Jahre]	1,5	2,3	3,1	4,1	5,1	6,1	7,1	8,3	9,3	10,3	10,8	12
WEA mit W&I-Bericht	16	18	19	18	19	19	19	18	18	14	9	8
Tech. Verfügbarkeit [%]	99,8	99,4	99,8	99,5	99,5	99,7	99,8	99,4	99,6	98,6	98,9	99,7
Mittlere Nichtverfügbarkeitszeit [h]	17	48	18	40	42	28	16	49	32	123	100	24

**Betriebskosten**

Jahr	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
WEA mit Betriebskostenbericht	14	17	17	19	19	19	18	18	18	12	2	8
Mittlere Kosten [€]	5783	3314	4198	5727	6526	6518	6720	7355	6333	7596	10204	6441
Mittlere Kosten [€/kW]	29	17	21	29	33	33	34	37	32	38	51	32

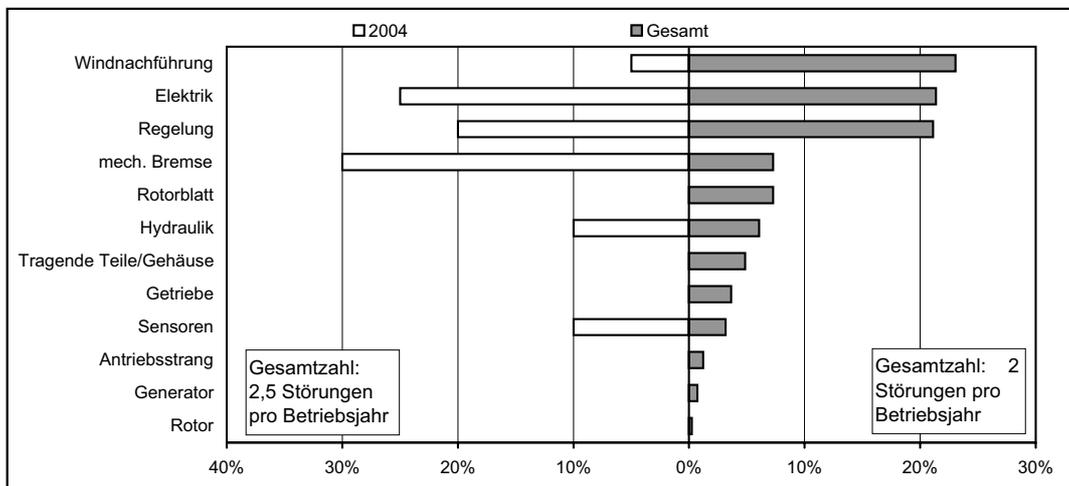
WEA - Typ : WTN 200

**Spezifische Energieerträge**



WEA-Anzahl: 6  
Standorte: 1  
Auswertemonate: 60  
Meßhöhe: 10m

**Instandsetzung: Anteil an Gesamtzahl der Störungen**



**Anlagenalter und technische Verfügbarkeit**

Laufzeitklasse [Monat]	WEA-Anzahl im WMEP	WEA mit Bericht	Nichtverfügbarkeitszeit [h]	Nennzeit [h]	Technische Verfügbarkeit
0 - 12	-	-	-	-	-
12 - 24	-	-	-	-	-
24 - 36	-	-	-	-	-
36 - 48	-	-	-	-	-
48 - 60	-	-	-	-	-
60 - 72	-	-	-	-	-
72 - 84	-	-	-	-	-
84 - 96	-	-	-	-	-
96 - 108	-	-	-	-	-
108 - 120	-	-	-	-	-
120 - 132	2	2	89	17568	99,5%
132 - 144	-	-	-	-	-
144 - 156	6	6	101	52704	99,8%
<b>Summe</b>	<b>8</b>	<b>8</b>	<b>190</b>	<b>70272</b>	<b>99,7%</b>



## A Glossary of Terms in Figures and Tables

### Chapter 2

**Tab. 1: Calculated quantities from wind measurements and power measurements of WTs in the WMEP**

Anzahl der Netzaufschaltungen	Number of grid connections
Bezogene elektrische Energie	Electricity consumed
Dauer der Netzkopplung	Length of grid connection
Gelieferte elektrische Energie	Electricity produced
Maximalwert der Windgeschwindigkeit	Maximum value of wind speed
Maximalwert der Windrichtung	Maximum value of wind direction
Maximalwert der Wirkleistung	Maximum value of active power
Minimalwert der Windgeschwindigkeit	Minimum value wind speed
Minimalwert der Windrichtung	Minimum value wind direction
Minimalwert der Wirkleistung	Minimum value active power
Mittelwert der Windgeschwindigkeit (im Messintervall)	Mean value of wind speed (in measurement interval)
Mittelwert der Windgeschwindigkeit (nur während Netzkopplung)	Mean value of wind speed (only during grid coupling)
Mittelwert der Wirkleistung	Mean value of active power
Mittlere Windrichtung (in Grad, ungewichtet vektoriell bestimmt)	Mean value of wind direction
Standardabweichung der Windgeschwindigkeit	Standard deviation of wind speed
Standardabweichung der Windrichtung	Standard deviation of wind direction
Standardabweichung der Wirkleistung	Standard deviation of active power
Teillastdauer ( $P_{10Hz} < 100\% P_{Nenn}$ )	Length of partial load ( $P_{10Hz} < 100\% P_{rated}$ )
Voillast-/Überlastdauer ( $P_{10Hz} \geq 100\% P_{Nenn}$ )	Length of full load /overload ( $P_{10Hz} \geq 100\% P_{rated}$ )

**Tab. 2: Overview of ISET's Data Acquisition Network**

DEG-Nr.	No. of equipment
Messhöhe	Measurement height
PLZ	Post code
Standort	location

**Fig. 1: Measurement sites of ISET's Data Acquisition Network**

**Fig. 2: Flow of information in the WMEP**

Abfrage der Tagesdatensätze laut Wählliste	Requesting and transmitting measurement data, following list of phone numbers
Anforderung von Sondermesskampagnen	Request for special event measurements
Archivierung auf optischer Platte	Storing on laser disc
Berechnung abhängiger Größen	Evaluation of depending quantities
Dat-Kassetten Backup	Digital tape backup
Datenzentrale	Data centre
Durchführung von Sondermesskampagnen mit Ereignismessung	Execution of special event measurements

Erfassung und Vorverarbeitung der Messgrößen mit DEG am Standort	Acquisition and pre-processing data by data logger on site
Erstellen der Wählliste zur täglichen Datenabfrage	Preparing list of phone numbers for daily data transmission
Fehlerbehandlung	Error treatment
Fernmessnetz	Remote data acquisition network
Festplatte	Hard disc
Inventarisieren	Make an inventory
Komprimierung	Compression
Konvertierung in DB-Format	Conversion into data base format
Laden in Datenbank	Load into data base
Neuaufnahme von DEG	Registration of new data loggers
Optische Platten/Langzeitspeicher	Laser disc/long term storage
Plausibilitätsprüfung	Plausibility check
Selektives Laden	Selective loading
Sperrern bzw. Freigabe von Standorten	Deactivation and activation of measurement sites
Temporäre Speicherung für weitere Auswertungen	Temporary storage for further processing
Wählrechner	Computer controlling data transmission via public telephone

### Chapter 3.2

**Fig. 3: Long-term Development of Installed Wind Power in Germany**

Datenquelle	Data source
Deutschland gesamt	Germany in total
Nennleistung	Rated Capacity
WMEP	WMEP programme

**Fig. 4: Amounts of CO<sub>2</sub> Spared Annually**

CO <sub>2</sub>	Carbon dioxide
Einsparung je kWh Windstrom	Savings per kWh electricity from wind
Ohne Berücksichtigung anderer Treibhausgase	Without consideration of other greenhouse gases
Reduktion der CO <sub>2</sub> -Emissionen durch Windenergie	Reduction of CO <sub>2</sub> emission through wind energy
Tatsächliche Reduktion der CO <sub>2</sub> -Emissionen insgesamt	Actual overall reduction of CO <sub>2</sub> emission
Vorgesehene Einsparung laut EU-Umsetzung des Kyoto-Protokolls	Planned savings according to the EU conversion of the Kyoto protocol

**Fig. 5: Annually Installed Rated Power**

Datenquelle	Data source
Deutschland	Germany
Unter Berücksichtigung im selber Jahr deinstallierter Anlagen	With consideration of plants de-installed in the same year
WMEP Zubau	WMEP expansion
Zuwachs Nennleistung	Rated Capacity growth

**Fig. 6: Installations World-Wide**

China	China
Dänemark	Denmark
Datenquelle	Data source
Deutschland	Germany
Ende 2004 weltweit installiert	End 2004 – world-wide installed
Großbritannien	Great Britain
Indien	India
Installierte Nennleistung	Installed Rated Power
Italien	Italy
Japan	Japan
Niederlande	Netherlands
Spanien	Spain
Stand Ende 2004	At the end of 2004
USA	USA
Zubau	Extension

**Fig. 7: Number of WTs in the Federal States (WMEP: incl. voluntary operators)**

Datenquelle	Data source
Deutschland gesamt	Germany in total
WMEP	WMEP programme

**Fig. 8: Newly Installed WT Capacity (Coastline / Inland)**

Anteil an neu installierter Leistung	Share of newly installed power
Datenquelle	Data source
Küste	Coast Line
Mittelgebirgsländer	Federal states in Highland regions
Norddeutsche Tiefebene	North German Lowlands

**Fig. 9: Installed Capacity in Distribution and Transmission Systems**

Installierte Leistung je Verteilungsnetz	Installed Capacity per distribution network
Netzbetreiber ab 60 MW installierter Windleistung	Distribution network operators above 60 MW of installed WT capacity

**Fig. 10: Proportion of WMEP Plants in the Federal States**

Anteil des WMEP am Gesamtbestand	Share with WMEP registration of total number
Datenquelle	Data source
Küstenländer	Coastal federal states
Länder der norddeutschen Tiefebene	Federal states in North German Lowlands
Mittelgebirgsländer	Federal states in Highland regions
Repräsentativität	Representativity

**Fig. 11: Mean Rated Power and Hub-Heights of WTs in the WMEP**

Baden-Württemberg:	Baden-Württemberg
Bayern:	Bavaria
Berlin:	Berlin
Brandenburg:	Brandenburg

Bremen:	Bremen
Hamburg:	Hamburg
Hessen:	Hesse
Mecklenburg-Vorpommern:	Mecklenburg-Lower-Pomerania
Mittlere Nabenhöhe:	Average Hub-Height
Mittlere Nennleistung:	Average Rated Power
Niedersachsen:	Lower Saxony
Nordrhein-Westfalen:	North Rhine-Westphalia
Rheinland-Pfalz:	Rhineland-Palatinate
Saarland:	Saarland
Sachsen:	Saxony
Sachsen-Anhalt:	Saxony-Anhalt
Schleswig-Holstein:	Schleswig-Holstein
Thüringen:	Thuringia

**Fig. 12: Rotor Diameter, Hub Height and Rated Power of New Installations**

Datenquelle	Data source
Nabenhöhe	Hub height
Nennleistung	Rated power
Rotordurchmesser	Rotor diameter

**Fig. 13: Share of New Installations per Rated Power Class**

Datenquelle	Data source
-------------	-------------

**Fig. 14: WTs Installed in Germany per Rated Power Class**

Anlagen-Nennleistung	Rated power per plant
Anzahl WEA	Number (of evaluated WTs)
Datenquelle	Data source
Installierte Leistung	Installed Capacity

**Tab. 3: Technical Features of Newly Installed WTs**

2-, 3-, 4-Blatt	2, 3, 4 bladed
Anzahl ausgewerteter, jeweils neu installierter WEA	Number of considered WEA, newly installed
Asynchron	Induction
Blattzahl	Number of blades
Datenquelle	Data source
Doppelt gespeist	Double-fed
Drehzahlverhalten	Speed characteristics
Generatorbauart	Type of generator
Gestuft	Stepped
Konstant	Constant
Lee	Lee
Leistungsregelung	Power control
Luv	Windward
Rotorposition	Position of rotor
Synchron	Synchronous
Variabel	Variable

**Fig. 15: The Largest Manufacturers World-wide, Total Production and Export**

Datenquelle	Data source
Jährlich exportierte Nennleistung	Annually exported rated power
Jährlich weltweit verkaufte Nennleistung	Annual total sales world wide
Ohne deutschen Markt	Except export to the German

	market
--	--------

**Fig. 16: Market Shares of Sales 2004**

Datenquelle	Data source
-------------	-------------

**Tab. 4: Number of Installed WTs per Model Series, Total and in the WMEP**

Anzahl WEA im WMEP	WT number in the WMEP
Anzahl WEA in Deutschland	WT number in Germany
Aus WMEP ausgeschieden	Resigned from the WMEP
Datenquelle	Data source
Mittlere Nennleistung	Mean rated power
Typgruppe	Model series

**Fig. 17: Operators in the WMEP**

Betreiber gem.	Operator groups
Betriebsges.	Commercial operators
EVU	Utility companies
Firmen	Commercial enterprises
Installierte Leistung	Installed capacity
Private	Private individuals
WEA-Anzahl	Number of WTs

### Chapter 3.3

**Fig. 18: Comparison of gross wind energy supply in the years 1993-2004 (Basis: -WMEP measurements at a height of 10m)**

Küstenlinie, Inseln	Coast Line, Islands
Luftdichte berechnet auf Grundlage der Standardatmosphäre unter Berücksichtigung der Standorthöhe ü.N.N.	Calculation of air density is based on the standard atmosphere and considers the site's altitude above sea level
Mittelgebirge	Highlands
Norddt. Tiefebene, bewaldet	North German Lowlands, wooded
Norddt. Tiefebene, unbewaldet	North German Lowlands, unwooded

**Tab. 5: Failure Cause Lightning Strike - 1992-2004**

Als „typische Stillstandszeit“ wird der Medianwert angegeben, d.h. eine identische Anzahl von gemeldeten Werten liegt unterhalb und oberhalb dieses statistischen Wertes.	The median value is given as “typical downtime” i.e. an identical number of reported down times lie above and beneath this statistical value.
Anzahl Meldungen	Number of reports
Davon Direkteinschläge	Portion of Direct Strikes
Meldungen pro 100 WEA - Betriebsjahre	Reports per 100 WT operating years
Sämtliche bisher im WMEP erfassten Anlagen	All WTs that have been registered in the WMEP
Typische Stillstandszeit in Stunden	Typical stand still [hours]
WEA-Anzahl	Number of WTs
WEA-Betriebsjahre	Total operating time [years]
WEA mit Bericht	Number of WTs with reports

**Tab. 6: Regional Distribution of Lightning Damage 1992-2004**

Als „typische Stillstandszeit“ wird der Medianwert angegeben, d.h. eine identische Anzahl von gemeldeten Werten liegt unterhalb und oberhalb dieses statistischen Wertes.	The median value is given as “typical downtime” i.e. an identical number of reported down times lie above and beneath this statistical value.
Anzahl Meldungen	Number of reports
Davon Direkteinschläge	Portion direct strikes
Gesamt	Total
Küste	Coast Line
Meldungen pro 100 WEA - Betriebsjahre	Reports per 100 WT operating years
Mittelgebirge	Highlands
Norddt. Tiefebene	North German Lowlands
Sämtliche bisher im WMEP erfassten Anlagen	The total of all WTs registered in the WMEP
Tiefebene bewaldet	Lowlands, wooded
Typische Stillstandszeit in Stunden	Typical stand still [hours]
WEA-Anzahl	Number of WTs
WEA-Betriebsjahre	Total operating time [years]
WEA mit Bericht	Number of WTs with reports

**Fig. 19: Monthly Lightning Strike Frequency in 2004, compared with Long-term Averages**

Anzahl Meldungen pro 100 Betriebsmonate	Number of reports per 100 operating months
Mittelwerte	Average values
Werte	Values

**Tab. 7: Failure Cause Icing - 1992-2004**

See Tab. 5 and 6

**Tab. 8: Regional Distribution of WT Failure through Icing 1992-2004**

See Tab. 5 and 6

**Fig. 20: Monthly Icing Frequency in 2004, compared with Long-term Averages**

Anzahl Meldungen pro 100 Betriebsmonate	Number of reports per 100 operating months
Mittelwerte	Average values
Werte	Values

**Tab. 9: Failure Cause Storm - 1992-2004**

See Tab. 5 and 6

**Tab. 10: Regional Distribution of WT Failure through Storm 1992-2004**

See Tab. 5 and 6

**Fig. 21: Monthly Storm Report Frequency in 2004, compared with Long-term Averages**

Anzahl Meldungen pro 100 Betriebsmonate	Number of reports per 100 operating months
Mittelwerte	Average values
Werte	Values

**Tab. 11: Failure Cause Grid Failure - 1992-2004**

See Tab. 5 and 6

**Tab. 12: Regional Distribution of WT Failure through Grid Failure 1992-2004**

See Tab. 5 and 6

**Fig. 22: Monthly Grid Failure Frequency in 2004, compared with Long-term Averages**

Anzahl Meldungen pro 100 Betriebsmonate	Number of reports per 100 operating months
Mittelwerte	Average values
Werte	Values

**Fig. 23: WT Sites with Reports about Faults due to Storm 1992 - 2004**

Für die in der Karte aufgeführten Windenergieanlagen liegen 1 bis maximal 28 Störfallberichte aufgrund von Sturmschäden vor. (Größter Kreisdurchmesser / 28 Berichte: Standorte Breitenau im Schwarzwald, sowie Hartmannshain im Vogelsberg)	The wind turbines depicted in the map reported between 1 and 28 cases of storm damage (largest diameter / 28 reports: locations Breitenau / Black Forest and Hartmannshain / Vogelsberg)
--	--

### Chapter 3.4

**Fig. 24: Electrical Energy Supplied through Wind Power in Germany**

Alle WEA in Deutschland	All WTs in Germany
Datenquelle	Data source
Eingespeiste Windenergie	Supplied wind energy
WEA im WMEP	WTs in the WMEP

**Fig. 25: Average Monthly Capacity Factor of WTs in the WMEP**

Kapazitätsfaktor	Capacity factor
Maxima	Maximum values
Minima	Minimum values
Mittelwerte	Mean values

**Fig. 26: Average Development of the Annual Energy Production**

Besonders günstiger Winter	Particularly favourable winter
Besonders günstiger Dezember	Particularly favourable December
Mittelwerte	Mean values
Windschwacher Winter, windiger Herbst und ruhiger Dezember	Calm winter months, windy autumn and calm December.

**Tab. 13: WTs and Energy Production in the Federal States**

Beitrag zur Stromversorgung	Contribution to electricity supply
Bundesland	Federal state
Datenquelle	Data source
Deutschland gesamt	Germany in total
Einspeisung aus Wind [MWh]	Feed-in from wind [MWh]
Hochrechnung	Projection
Installierte Wind-Leistung [MW]	Installed WT capacity [MW]
Netto-Stromverbrauch [GWh]	Net electricity consumption [GWh]

Stromabgabe aus dem Netz der allgemeinen Versorgung ohne Eigenverbräuche und Netzverluste;	Electricity delivery from the grid of the general supply without self-use and grid losses;
Hochrechnung aufgrund von Zahlen der Landesämter für Statistik, der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen, des Länderarbeitskreises Energiebilanzen, des VDEW sowie des statistischen Bundesamtes	Projection based on numbers from the Landesämter für Statistik, the Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen, the Länderarbeitskreises Energiebilanzen and also the Federal German Statistical Office

WEA-Anzahl	Number of WTs
------------	---------------

For federal states see Fig. 11

**Fig. 27: Wind Energy Feed-in Related to net Electricity Consumption**

Datenquelle	Data source
Deutschland gesamt	Germany (total)
Windstrom-Beitrag	Portion of electricity consumption covered by wind energy

For federal states see Fig. 11

**Fig. 28: Equivalent Full Load Periods**

Mittlere Volllaststunden	Mean full load hours
--------------------------	----------------------

**Fig. 29: Mean Annual Specific Energy Production**

Mittlere spez. Energielieferung	Mean annual specific energy production
---------------------------------	--

**Fig. 30: Specific Mean Power Output**

Bundesdurchschnitt	Federal States' Average
Leistungsklasse	Rated power classes
Mittlere spezifische Leistung	Mean specific power output

For federal states see Fig. 11

**Fig. 31: Degree of Self-Use**

Quotient:	Quotient:
Energielieferung WEA / Eigenverbrauch	WT energy production/ own electricity consumption

**Fig. 32: Degree of Self-Sufficiency**

See Fig. 31

**Fig. 33: Energy Flow of WTs Funded by the '250 MW Wind' Programme**

Energie für Betreiber mit Eigenverbrauch	Energy consumption of operators with direct use of electricity produced by WT
Netzbezug	Electricity consumption from the grid
Netzeinspeisung	Electricity fed into utility grids

### Chapter 3.5

**Fig. 34: Example of a Time Series of Normalised Power Output from a Single WT, a Group of Wind Farms, and all WTs in Germany**

Prozent der installierten Leistung	Percentage of Installed Capacity
WEA-Leistung	WT power

**Fig. 35: Frequency of Relative Power Changes in ¼, 1 and 4 Hour Intervals (15 min mean values)**

Deutsches Verbundnetz	German power grid
E.ON + RWE	E.ON's and RWE's areas consolidated
Häufigkeit	Frequency
Leistungsänderung	Power variation
WP-Gruppe Binnenland	Group of Wind Farms inland
WP-Gruppe Küste	Group of Wind Farms near to shore

**Fig. 36: Frequency of Relative Power Changes in 1 hour Intervals (15 min mean values) from a Single WT, a Group of Wind Farms, and all WTs in Germany**

Deutsches Verbundnetz	German power grid
E.ON + RWE	E.ON's and RWE's areas consolidated
Leistungsänderung	Power variation
Wahrscheinlichkeit	Probability
WP-Gruppe Binnenland	Wind farm inland
WP-Gruppe Küste	Wind farm near shore

**Fig. 37: Power Duration Curves of a Single WT, a Group of Wind Farms, and all WTs in Germany**

Deutsches Verbundnetz	German power grid
P/PNenn	Power output / rated power
Stunden	Hours
WP-Gruppe Binnenland	Wind farm inland
WP-Gruppe Küste	Wind farm near shore

**Fig. 38: Average Wind Power Balancing between German TSOs**

Anteil am Gesamtverbrauch	Share of total electricity consumption
Anteil Winderzeugung	Share of fed in wind power
Bilanzkreis	Control zone
Horizontalausgleich	"Horizontal" balancing
Online-Erfassung	Online acquisition
Repräsentative Messungen	Representative measurements

**Fig. 39: Example of Time Series of Fed in and Predicted Wind Power in Germany (21-25.12.2004)**

Normierte Leistung	Normalised power
Windleistung in Deutschland	Wind power in Germany
Windleistungsprognose	Wind power prognosis

### Chapter 3.6

**Fig. 40: Plant Age of WTs in the WMEP**

Anzahl Anlagen insgesamt	Number of WTs in total
--------------------------	------------------------

Anlagen mit Berichtspflicht	WTs obliged to report
Anlagen mit freiwilligen Berichten	WTs reporting voluntarily
Betriebsjahr	Operational year
Mittleres Anlagenalter	Mean plant age

**Tab. 14: Technical Availability**

Anlagenalter [Jahre]	Plant age [years]
Freiwillig berichtende Betreiber	Voluntarily reporting operators
Mittlere Nichtverfügbarkeit pro WEA [h]	Average non-availability per WT [h]
Nicht berücksichtigt	Unaccounted
Summe	Sum
Summe Nennzeiten	Nominal period
Summe Stillstandszeiten	Period of down-times
Technische Verfügbarkeit	Technical availability
WEA-Anzahl im WMEP	Number of WTs in the WMEP
WEA-Anzahl mit Bericht	Number of WT with reports sent in

**Fig. 41: Annual Number of Damages to WTs in the WMEP**

Betriebsjahr	Operational Year
Schäden	Damages
WEA ab 1.000 kW	WT from 1,000 kW
WEA mit 500 – 999 kW	WT with 500 – 999 kW
WEA unter 500 kW	WT under 500 kW

**Fig. 42: Frequency of Causes for Failure**

Andere Ursachen	Other causes
Anlagenregelung	Plant control system
Bauteildefekt	Component failure
Bauteillockerung	Loosening of parts
Blitzschlag	Lightning strike
Eisansatz	Icing
Gesamtzahl Meldungen	Total number of reports
Netzausfall	Grid failure
Sturm	High wind
Ursache unbekannt	Cause unknown

**Fig. 43: Frequency of Consequences of Failures**

Andere Auswirkungen	Other consequences
Anlagenstillstand	Plant stoppage
Geräusentwicklung	Noise
Gesamtzahl Meldungen	Total number of reports
Reduzierte Leistungsabgabe	Reduced power
Überdrehzahl	Over-speed
Überlast	Overload
Verursachung von Folgeschäden	Causing follow-up damage
Vibration	Vibration

**Fig. 44: Share of repair measures on components**

Antriebsstrang	Drive train
Elektrik	Electrical system
Elektronische Regelungseinheit	Electronic control system
Generator	Generator
Gesamtzahl Meldungen	Total number of reports

Getriebe	Gear box
Hydraulikanlage	Hydraulic system
Mechanische Bremse	Mechanical brake
Rotorblätter	Rotor blades
Rotornabe	Rotor hub
Sensoren	Sensors
Tragende Teile/Gehäuse	Structural parts/housings
Windrichtungsnachführung	Yaw system

**Fig. 45: Statistically Determined Meantime Between Failures**

Jahre	Years
Mittlerer Ausfallabstand	Meantime between failures

Components: see fig. 41

**Fig. 46: Failure Rate and Down Time of WTs after Damages**

Ausfallzeit je Schaden	Down time per failure
Jährliche Schadenshäufigkeit	Annual failure rate
Tage	Days

Components: see fig. 41

**Tab. 15: Reports on Maintenance and Repairs**

See APPENDIX B: Form sheet 'Maintenance and Repair Report'

**Tab. 16: Replaced Main Components**

Blattsatz	Set of blades
Generator	Generator
Ges.	Total
Getriebe	Gear box
Gierantrieb	Yaw system
Gondel	Nacelle
Mit Tausch	Number of WTs with replacements
Nabe	Hub
Schaltschrank	Control system cabinet
Turm	Tower
Typgruppen	Model series
WEA im WMEP	WTs in the WMEP programme

## Chapter 3.7

**Fig. 47: Annual Mean Operational Costs per kW Installed Capacity**

Betriebskosten	Operational costs
Ergebnis für 2004	Results for 2004
Langfristige Mittelwerte	Long term mean values
Leistungsklasse	Rated power class

**Fig. 48: Annual Mean Operational Costs per kWh Annual Production**

See Fig. 45

**Fig. 49: Average Insurance Costs per kW Installed Capacity**

Betriebsausfall	Stoppage-insurance
Haftpflicht	Third party damage
In Klammern langfristige Daten	In brackets: long term values

Leistungsklasse	Rated power class
Maschinenschaden	Machine-damage insurance
Versicherungskosten	Costs for insurance

**Fig. 50: Average Insurance Costs per kWh Annual Production**  
See Fig. 47

**Fig. 51: Annual Costs for Maintenance and Repair per kW Installed Capacity**

„Paket“ - Verträge	Special packet contract offered by manufacturers, including maintenance, repair, and reimbursement for down times
Leistungsklasse	Rated power class
Wartung & Instandsetzung	Maintenance & repairs
Wartungs- und Instandsetzungskosten	Costs for maintenance and repair
Wartungsverträge	Maintenance contracts

**Fig. 52: Annual Costs for Maintenance and Repair per kWh Annual Production**

See Fig. 48

**Fig. 53: Age dependant development of operational costs**

Betriebsjahr	Operational Year
Meist Garantiezeit	General Guarantee Period
Pacht	Lease
Reparatur	Repair
Sonstiges	Others
Versicherung	Insurance
Wartung	Maintenance

**Fig. 54: Specific Annual Returns per kW Installed Capacity**

Bundesdurchschnitt	Federal States' Average
Leistungsklasse	Rated power class

For federal states see Fig. 11

**Fig. 55: Specific Annual Returns per kW Installed Capacity, in Location Categories**

Küste	Coast Line
Leistungsklasse	Rated power class
Mittelgebirge	Highlands
Norddt. Tiefebene	North German Lowlands

**Fig. 56: Learning Curve - Wind Energy in Germany (€/ kW)**

Anlagenpreis	WT purchase price
Gesamte installierte Nennleistung	Total Installed Capacity

**Fig. 57: Learning Curve - Wind Energy in Germany (€/ kWh/a Reference Yield)**

Gesamte installierte Nennleistung	Total Installed Capacity
Referenzertrag	Reference Yield

Spez. WEA-Preis pro kWh Jahresenergieertrag (Referenzstandort)	Specific WT purchase price per kWh annual energy yield (Reference site)
--	---

**Fig. 58: Development of the Feed-in Reimbursement for Wind Power**

Anfangsvergütung	Implementation reimbursement
EEG	"Act on Granting Priority to Renewable Energy Sources" law
Endvergütung	Abatement reimbursement
StrEG	Former "Electricity Feed Law "
Vergütung	Reimbursement

**Fig. 59: kWh Costs of Electric Energy from Wind energy**

EEG	"Act on Granting Priority to Renewable Energy Sources" law
Günstige Investition	Investment under advantageous conditions
IB	Date of start-up
Mittlere Gestehungskosten	Mean kWh costs
Mittlere Vergütung	Average reimbursement
Referenzertrag	Reference Yield
Spezifische Kosten	Specific Costs
Standardinvestition	Investment under standard conditions

**Fig. 60: Comparison of kWh Costs for different WT Ratings**

Einspeisevergütung gem. EEG	Feed in Tariff regarding 'renewable energy act'
Listenpreis	Catalogue price
Nabenhöhe	Hub height
Nennleistung	Rated power
Spezifische Kosten	Specific Costs

**Tab. 17: Reimbursement Levels for Selected WMEP Turbines**

Absenkung auf EEG-Tarif 2	Lowering to EEG tariff level 2
EEG	"Act on Granting Priority to Renewable Energy Sources" law
Inbetriebnahme	Date of implementation
Mittl. Vergütung bis 31.3.2000 nach StrEG	Mean Reimbursement till 31-3- 2000 accord. StrEG
Mittl. Vergütung über 20 a	Mean Reimbursement over 20 years
Standort	Location
Standortqualität	Locations quality
StrEG	Electricity Feed Law
Typ	WT type

**Tab. 18: Examples of Reimbursement Levels for New Turbines**

Absenkung auf EEG-Tarif 2	Lowering to EEG tariff level 2
EEG	"Act on Granting Priority to Renewable Energy Sources" law
Inbetriebnahmezeitraum	Period of implementation

Mittl. Vergütung über 20 a	Mean Reimbursement over 20 years
Standortqualität	Locations quality
Vergütungen gemäß EEG	Reimbursement according to EEG

## Chapter 3.8

### Technical features

Art der Leistungsbegrenzung	Power regulation
Blattzahl	Number of blades
Drehzahlverhalten	Speed characteristics
Generatorbauart	Type of generator
Konstant	Constant
Nabenhöhe	Hub height
Nennleistung	Rated power
Rotordurchmesser	Rotor diameter
Rotorkreisfläche	Rotor area
Spezifische Leistung	Specific power

### Plants in the WMEP programme

WEA mit Energieberichten	Number of WTs with reported annual energy yield
Energieertrag	Energy yield
Gesamt	Total
Kategorie	Category
Küste	Coast Line
Mittelgebirge	Highlands
Tiefenebene	Lowlands
Vollaststunden	Full load hours

### Technical availability

Anzahl WEA	Number of WTs
Durchschnittsalter [Jahre]	Average age [years]
Jahr	Year
Mittlere Nichtverfügbarkeitszeit [h]	Average non-availability [hours]
Technische Verfügbarkeit	Technical availability
WEA mit W&B-Bericht	WTs with O&M report

### Operational costs

Jahr	Year
Mittlere Kosten	Mean costs
WEA mit Betriebskostenbericht	WT with reports about operational costs

### Specific energy yields

Auswertemonate	Number of Months evaluated
Messhöhe	Measurement height
Standorte	Number of Locations
WEA-Anzahl	Number of WTs

### Repair measures: share of total number of failures

Antriebsstrang	Drive train
Elektrik	Electrical system
Elektronische Regelungseinheit	Electronic control system

Geber	Sensors
Generator	Generator
Gesamtanzahl	Total number
Gesamtzahl: ... Störungen pro Betriebsjahr	Total number of ... failures per year of operation
Getriebe	Gear box
Hydraulikanlage	Hydraulic system
Mechanische Bremse	Mechanical brake
Rotorblätter	Rotor blades
Rotornabe	Rotor hub
Tragende Teile/Gehäuse	Structural parts/housings
Windrichtungsnachführung	Yaw system

**Plant age and technical availability**

Nennzeit	Nominal period
Laufzeitklasse[Monate]	Plant age [months]
Nichtverfügbarkeitszeit	Period of non-availability
Technische Verfügbarkeit	Technical availability
WEA mit Bericht	WT with reports sent in
WEA-Anzahl im WMEP	Number of WTs in the WMEP

**Appendix B****Form sheet 'Maintenance and Repair Report'**

Abgeschaltet	Stopped
Aerodynamische Bremsen	Aerodynamic brakes
Andere Auswirkungen	Other consequences
Andere Ursachen	Other causes
Ändern von Regelungsparametern	Changing of control parameters
Anemometer/Windfahne	Anemometer/wind vane
Anfahrt	Travel
Anlagen-Kennnummer	Plant identification number
Anlagen-Reset	Control reset
Anlagenstillstand	Plant stoppage
Anlass der Arbeiten	Reason for repair
Antriebsmotor	Yaw motor
Antriebswellen	Drive shafts
Arbeitszeit	Labour
Azimet-Lagerung	Yaw bearings
Baugr. Regelung/Überwachung	Component group control/monitoring system
Baugruppe Antriebsstrang	Component group drive train
Baugruppe Elektrik	Component group electric system
Baugruppe Rotor	Component group rotor
Bauteilverschleiß oder -defekt	Component wear or failure
Bemerkungen	Comments
Betreiber	Operator
Blattkörper	Blade shell
Blattlager	Pitch bearings
Blattverschraubung	Blade bolts
Blattverstellmechanismus	Pitch mechanism
Blitzschlag	Lightning
Bremsbeläge	Brake pads
Bremssattel	Brake shoe
Bremsscheibe	Brake disc
Dichtungen	Sealings

Drehzahlmesser	Rev counter
Einwandfreie Anlagenfunktion ohne Reparatur nach:	Faultless operation without later repair
Eisansatz	Icing
Elektron. Regelungseinheit	Electronic control unit
Fehlfunktion der Anlagenregelung	Malfunction of control system
Fundament	Foundation
Geber	Sensors
Gehäuse	Housing
Generator	Generator
Geräusentwicklung	Noise
Gesamtkosten	Total cost
Getriebe	Gear box
Getriebewellen	Gear shaft
Gondelrahmen	Nacelle frame
Gondelverkleidung	Nacelle cover
Hersteller und Typ	Manufacturer and model
Hydraulikanlage	Hydraulic system
Hydraulikleitungen	Hydraulic pipes/hoses
Hydraulikpumpe	Hydraulic pump
Kosten laut Rechnung	Costs stated on bill
Kupplungen	Couplings
Lager	Bearings
Leistungsmesser	Power sensor
Leitungen/Anschlüsse	Cables/connections
Material	Material
Mechanische Bremsen	Mechanical brakes
Messkabel und Anschlüsse	Measurement cables and connections
Nabenkörper	Hub body
Netzausfall	Grid failure
Nicht abgeschaltet	Not stopped
Öldruckschalter	Oil pressure switch
Ort/Datum	Place/date
Postleitzahl	Post Code
Pumpenantrieb	Pump motor
Reduzierte Leistungsabgabe	Reduced power output
Regelmäßige Wartung	Scheduled maintenance
Regelmäßige Wartung mit Austausch von Verschleißteilen oder Beseitigung von Mängeln	Scheduled maintenance with replacement of wearing parts or repair of defects
Relais	Relay
Reparierte oder ausgetauschte Bauteile:	Repaired or replaced components
Rotorblätter	Rotor blades
Rotorlager	Rotor bearings
Rotornabe	Rotor hub
Rüttelschalter	Vibration switch
Schleifringe/Bürsten	Generator brushes
Schütze/Schalter	Switches
Sicherungen	Fuses
Stillstandzeiten	Down time
Sonstige Baugruppen	Other component groups
Sonstiges	Others
Stand des Stundenzählers	Reading of hour counter
Störungsauswirkung	Effect of malfunction
Störungsbehebung	Removal of malfunction
Störungsursache	Cause of malfunction
Stromrichter	Inverter

Sturm	High wind
Temperaturschalter	Temperature switch
Tragende Teile	Structural parts
Turm	Tower
Turmverschraubung	Tower bolts
Überlast	Overload
Unplanmäßige Reparatur nach Betriebsstörung	Unscheduled repair after malfunction
Unterschrift	Signature
Ursache unbekannt	Cause unknown
Ventile	Valves
Verursachung von Folgeschäden	Causing follow up defects
Vibration	Vibration
Wartungs- und Instandsetzungsbericht	Maintenance and repair report
Wicklung	Generator windings
Windrichtungsnachführung	Yaw system
Zahnkranz/Ritzel	Wheels and pinions
Zahnräder	Gear-wheels

**Form sheet 'Meter Readings, Costs, Tariffs'**

Anlagen-Kennnummer	Plant identification number
Ausfall	Stoppage
Betrag	Amount
Betreiber	Operator
Betriebsstunden	Hours of operation
Bezugstarif	Tariff for buying electricity
Datum	Date
Der Betreiber	The operator
Einspeisetarif	Tariff for selling electricity
Gesamt	Total
Gültig ab	Valid from
Haftpflicht	Third party damage
Halbjährlich	Half yearly
Hersteller und Typ	Manufacturer and model
HT	High tariff
Jährlich	Yearly
Kosten	Costs
kWh-Zählerfaktor	kWh meter factor
LT	Top tariff
Maschinenschaden	Machine damage
Mit Energieeigennutzung durch den Betreiber	With energy consumption by the operator
Monat	Month
Netz-Bezug	Obtained from grid
Netzeinspeisung	Fed into grid
Nicht Wartung und Instandsetzung	Not maintenance and repairs
NT	Normal tariff
Nur falls in diesem Quartal fällig	Only if payable in this quarter of the year
Ort/Datum	Place/date
Postleitzahl	Post Code
Sonstige	Others
Stromtarife	Electricity tariffs
Tag	Day
Unterschrift	Signature
Versicherungsleistung	Repayments from insurance

Verwendungszweck	Use
Vierteljährlich	Quarter yearly
Wartungsvertrag	Maintenance contract
WEA-Abgabe	WT energy output
WEA-Bezug	WT energy input
Zählerstände	Meter readings
Zählerstände, Kosten, Tarife	Meter readings, tariffs, costs
Zahlweise	Way of payment

**Form sheet 'Annual Report on Costs of Operation'**

alle Beträge inkl. MWSt.	All amounts incl. VAT
Bemerkungen	Comments
Betreiber	Operator
Betriebsausfallversicherung	Non-availability insurance
Betriebskosten 2004	Costs of operation 2004
Erstattungen aus Versicherungen 2004 (für eingereichte Schadensfälle, in €)	Repayments from insurance 2004 (for claims made, in EURO)
Förderkennzeichen	Reference number of subsidy
Grundstückspacht	Lease for land
Haftpflichtversicherungen	Third party damage insurance
Ja	Yes
Jahresbeitrag in €	Annual premium in EURO
Jahresbericht über Betriebskosten	Annual report on costs of operation
Kosten für Wartung	Maintenance costs
Maschinenschadenversicherung	Machine damage insurance
Nein	No
Ort/Datum	Place/date
Reparaturkosten	Repair costs
Selbstbeteiligung laut Vertrag	Excess as in contract
Sonstige (bitte benennen)	Others (please name)
Sonstige Zusatzkosten (z.B. WEA-Betreuung durch Dritte, Fernüberwachung usw.)	Other additional costs (e.g. WT-supervision by third party, remote control etc.)
Unterschrift	Signature
Versicherungsbeträge und Versicherungsbedingungen	Insurance premiums and conditions
Wartungsvertrag beim WEA - Hersteller	Maintenance contract with manufacturer
Weitere Erstattungen (bitte benennen)	Other repayments
WEA-Kennung	WT identification number
Zusatzkosten für Wartung	Additional maintenance costs

**Appendix C****Tab. 19: Measurement sites and wind data 1992 - 2004**

Abschluss	End of measurement
Beginn	Start-up of measurement
Höhe ü.NN	Height above sea level
Messhöhe	Measurement Height
PLZ	Post Code
Standort	Location
Tumit	Mean turbulence intensity
vmit	Mean wind speed

## Appendix D

### Base Data

Anlagentyp	Wind turbine type
Äq. Volllaststd.	Equivalent full load hours
Energieprod.	Energy yield
Kennung	Identification number
Leistungsklasse	Rated power classes
Nabenh.	Hub height
Nennleist.	Rated power
Rotord.	Rotor diameter
Spez. Ertrag	Specific energy yield
Standort	Location
Tage	Days

## Appendix E

### Individual Site Evaluations

Betreiber	Operator
Betriebsverhalten	Operational behaviour
Breitengrad	Latitude
Datenbasis des Betriebsverhaltens	Data basis of operational behaviour
Datenbasis der Leistung	Data basis of power output
Datenbasis der Windgeschw.	Data basis of wind speed
Datenbasis der Windrichtung	Data basis of wind direction
DEG-Daten verfügbar ab	Measurement data available from
Energielieferung	Energy yield
Gemessen in 10m Höhe	Measured at a height of 10 m
Geogr. Lage	Geographical coordinates
Häufigkeit	Frequency
In 10 m Höhe	At a height of 10 m
Intervall	Interval
ISET-Kennung	Identification number for WTs
Jahreskenngößen 2004	Annual values 2004
Längengrad	Longitude
Langjährige Mittel	Long-term mean value
Leistung	Power output
Leistungsdauerlinie	Power duration curve
Maximalwert	Maximum value
Messhöhe	Measurement height
Mittlere Windgeschw.	Mean wind speed
Monat	Month
Netzaufschaltungen	Number of grid connections
Netzkopplungsdauer	Period of grid coupling
Ort	Location
Rel. Häufigkeit	Relative frequency
Richtungsverteilung der Windenergie	Directional distribution of wind energy
Spezifischer Ertrag	Specific energy yield
Turbulenzintensität	Turbulence intensity
Volllaststunden	Full load hours
WEA	Wind turbine
WEA-Abgabe	Energy yield
WEA in WMEP seit	WT in the WMEP since
Weibullparameter	Parameter of Weibull distribution
Weibullverteilung	Weibull distribution

Windgeschwindigkeit	Wind speed
WMEP-Messtechnik	Measurement equipment
Zeit	Time

## Glossary in Alphabetical Order

2-, 3-, 4-Blatt	2, 3, 4 bladed
Abfrage	Requesting and transmitting
Abgeschaltet	Stopped
Abschluss	End of measurement
Absenkung auf 2	Lowering to EEG
Aerodynamische Bremsen	Aerodynamic brakes
Alle	All
Andere	Other
Ändern von	Changing of
Anemometer	Anemometer
Anfahrt	Journey
Anforderung von	Request for
Anlagen	Plant
Anlagenalter	Plant age
Anlagenkaufpreis	WT purchase price
Anlagenregelung	Plant control system
Anlagen-Reset	Control reset
Anlagenstillstand	Plant stoppage
Anlagentyp	Wind turbine type
Anlass	Reason
Annahmen zur Einsparung	Estimated savings
Anteil am	Share of
Anteil an neu installierter Leistung	Share of newly installed power
Antriebsmotor	Yaw motor
Antriebsstrang	Drive train
Antriebswellen	Drive shafts
Anzahl	Number
Äq. Volllaststd.	Equivalent full load hours
Arbeitszeit	Labour
Archivierung	Storing
Asynchron	Induction
Aus WMEP ausgeschieden	Resigned from the WMEP
Ausfall	Stoppage
Ausfallzeit je	Down time per
Austausch	Replacement
Auswertemonate	Months evaluated
Auswirkungen	Consequences
Azimut-Lagerung	Yaw bearings
Baden-Württemberg	Baden-Württemberg
Baugruppe	Component group
Bauteildefekt	Component failure
Bauteillockerung	Loosening of parts
Bauteilverschleiß oder -defekt	Component wear or failure
Bayern	Bavaria
Beginn	Start-up of measurement
Beitrag zur Stromversorgung	Contribution to electricity supply
Bemerkungen	Comments
Bericht	Report
Berichtspflicht	Obligation to report
Berlin	Berlin
Besonders	Outstanding
Betrag	Amount
Beträge inkl. MWSt.	Amounts incl. VAT
Betreiber	Operator
Betreibergrm.	Operator groups
Betriebsausfall	Stoppage
Betriebsausfallversicherung	Non-availability insurance
Betriebsges.	Commercial operators
Betriebsjahr	Operational Year
Betriebskosten	Operational Costs

Betriebsmonate	Operating months
Betriebsstunden	Hours of operation
Betriebsverhalten	Operational behaviour
Bewaldet	Wooded
Bezogene elektrische Energie	Electricity consumed
Bezugstarif	Tariff for buying electricity
Blattkörper	Blade shell
Blattlager	Pitch bearings
Blattsatz	Set of blades
Blattverschraubung	Blade bolts
Blattverstellmechanismus	Pitch mechanism
Blattzahl	Number of blades
Blitzschlag	Lightning strike
Brandenburg	Brandenburg
Breitengrad	Latitude
Bremen	Bremen
Bremsbeläge	Brake pads
Bremssattel	Brake shoe
Bremsscheibe	Brake disc
Bundesdurchschnitt	Federal States' Average
Bundesland	Federal state
China	China
CO <sub>2</sub>	Carbon dioxide
Dänemark	Denmark
Datenbank	Data base
Datenbasis	Data basis
Datenquelle	Data source
Datenzentrale	Data centre
Dat-Kassetten Backup	Digital tape backup
Datum	Date
Dauer der Netzkopplung	Length of grid connection
DEG-Daten	Measurement data
DEG-Nr.	No. of equipment
Deutsches Verbundnetz	German power grid
Deutschland	Germany
Dichtung	Sealing
Direkteinschläge	Direct strikes
Doppelt gespeist	Double-fed
Drehzahlmesser	Rev counter
Drehzahlverhalten	Speed characteristics
Durchschnittsalter	Average age
E.ON	Large German electricity company
EEG	"Act on Granting Priority to Renewable Energy Sources" law
Eigenverbrauch	Operator's own direct consumption
Einspeisung	Feed-in
Einwandfreie Anlagenfunktion	Faultless operation
Eisansatz	Icing
Elektrik	Electrical system
Elektronische Regelungseinheit	Electronic control system
Energieertrag	Energy yield
Energielieferung	Energy yield
Energieprod.	Energy yield
Ergebnis	Results
Erstattungen	Repayments
EVU	Utility companies
Fehlerbehandlung	Error treatment

Fehlfunktion der Anlagenregelung	Malfunction of control system
Fernmessnetz	Remote data acquisition network
Fernüberwachung	Remote control
Festplatte	Hard disc
Firmen	Commercial enterprises
Förderkennzeichen	Reference number of subsidy
Freigabe	Activation
Freiwillig	Voluntarily
Fundament	Foundation
Garantiezeit	Guarantee Period
Geber	Sensors
Gehäuse	Housing
Gemessen in 10m Höhe	Measured at a height of 10 m
Generator	Generator
Generatorbauart	Type of generator
Geogr. Lage	Geographical coordinates
Geräuschentwicklung	Noise
Ges.	Total
Gesamt	Total
Gesamtanzahl	Total number
Gesamtbestand	Total number
Gesamte installierte Nennleistung	Total Installed Capacity
Gesamtkosten	Total cost
Gesamtzahl Meldungen	Total number of reports
Gestehungskosten	kWh costs
Gestuft	Stepped
Getriebe	Gear box
Getriebewellen	Gear shaft
Gierantrieb	Yaw system
Gondel	Nacelle
Gondelrahmen	Nacelle frame
Gondelverkleidung	Nacelle cover
Großbritannien	Great Britain
Grundlage	Basis
Grundstückspacht	Lease for land
Gültig ab	Valid from
Günstige Investition	Investment under advantageous conditions
Haftpflichtversicherungen	Third party damage insurance
Halbjährlich	Half yearly
Hamburg	Hamburg
Häufigkeit	Frequency
Hersteller	Manufacturer
Hessen	Hesse
Hochrechnung	Projection
Höhe	Height
Höhe ü.NN	Height above sea level
HT	High tariff
Hydraulikanlage	Hydraulic system
Hydraulikleitungen	Hydraulic pipes/hoses
Hydraulikpumpe	Hydraulic pump
IB	Date of start-up
In Klammern langfristige Daten	In brackets long term values
Inbetriebnahme	Date of implementation
Indien	India
Installierte Leistung	Installed Capacity
Installierte Nennleistung	Installed Rated Power
Intervall	Interval
Inventarisieren	Make an inventory
ISSET-Kennung	Identification number for WT's
Italien	Italy
Ja	Yes

Jahr	Year
Jahresbeitrag in €	Annual premium in EURO
Jahresbericht über Betriebskosten	Annual report on costs of operation
Jahreskenngrößen	Annual values
Jährlich	Yearly, annual
Japan	Japan
Kapazitätsfaktor	Capacity factor
Kategorie	Category
Kennnummer	Plant identification number
Kennung	Identification number
Kohle	Coal
Komprimierung	Compression
Konstant	Constant
Konvertierung in DB-Format	Conversion into data base format
Kosten	Costs
Kosten laut Rechnung	Costs stated on bill
Kupplungen	Couplings
Küste	Coast Line
Küstenländer	Coastal federal states
Küstenlinie, Inseln	Coast Line, Islands
kWh-Zählerfaktor	Kwh meter factor
Lager	Bearings
Länder	Federal states
Längengrad	Longitude
Langfristige Mittelwerte	Long term mean values
Langjährige Mittel	Long-term mean
Laufzeitklasse	Plant age
Lee	Lee
Leistung	Power output
Leistungsänderung	Power variation
Leistungsbegrenzung	Power regulation
Leistungsdauerlinie	Power duration curve
Leistungsklasse	Rated power class
Leistungsmesser	Power sensor
Leistungsregelung	Power control
Leitungen/Anschlüsse	Cables/connections
Listenpreis	Catalogue price
LT	Top tariff
Luftdichte	Air density
Luv	Windward
Maschinenschaden	Machine damage
Maschinenschadenversicherung	Machine damage insurance
Material	Material
Maxima	Maximum values
Maximalwert	Maximum value
Mechanische Bremse	Mechanical brake
Mecklenburg-Vorpommern	Mecklenburg-Lower-Pomerania
Meldung	Report
Meldungen pro 100 WEA-Betriebsjahre	Reports per 100 WT operating years
Messhöhe	Measurement height
Messintervall	Measurement interval
Messkabel und Anschlüsse	Measurement cables and connections
Messtechnik	Measurement equipment
Minima	Minimum values
Minimalwert	Minimum value
Mittelgebirge	Highlands
Mittelgebirgsländer	Federal states in Highland regions
Mittelwert	Mean value
Mittlere(r)	Mean
Mittlerer Ausfallabstand	Meantime between failures

Monat	Month
Nabe	Hub
Nabenh.	Hub height
Nabenhöhe	Hub height
Nabenkörper	Hub body
Nein	No
Nennleist.	Rated power
Nennleistung	Rated power
Nennzeit	Nominal period
Netto-Stromverbrauch [GWh]	Net electricity consumption [GWh]
Netzaufschaltungen	Grid connections
Netzausfall	Grid failure
Netz-Bezug	Obtained from grid
Netzeinspeisung	Fed into grid
Netzkopplung	Grid coupling
Netzkopplungsdauer	Period of grid coupling
Neu installiert	Newly installed
Nicht abgeschaltet	Not stopped
Nicht berücksichtigt	Unaccounted
Nichtverfügbarkeit	Non-availability
Niederlande	Netherlands
Niedersachsen	Lower Saxony
Norddeutsche Tiefebene	North German Lowlands
Norddt. Tiefebene	North German Lowlands
Nordrhein-Westfalen	North Rhine-Westphalia
NT	Normal tariff
Öldruckschalter	Oil pressure switch
Optische Platten/Langzeitspeicher	Laser disc/long term storage
Ort	Location
$P/P_{\text{Nenn}}$	Power output / rated power
Pacht	Lease
Paket - Verträge	Special contract offered by manufacturers, including maintenance, repair, and reimbursement for down times
Plausibilitätsprüfung	Plausibility check
PLZ	Post Code
Postleitzahl	Post Code
Preis	Price
Private	Private individuals
Prozent	Percentage
Pumpenantrieb	Pump motor
Quartal	Quarter of the year
Quotient	Quotient
Energielieferung WEA / Eigenverbrauch	WT energy production/ own electricity consumption
Reduzierte Leistungsabgabe	Reduced power output
Referenzertrag	Reference Yield
Regelmäßige Wartung	Scheduled maintenance
Regelung/Überwachung	Control/monitoring system
Regelungsparametern	Control parameters
Rel. Häufigkeit	Relative frequency
Relais	Relay
Reparatur	Repair
Reparaturkosten	Repair costs
Reparierte oder ausgetauschte Bauteile	Repaired or replaced components
Repräsentativität	Representativity
Rheinland-Pfalz	Rhineland-Palatinate
Richtungsverteilung der Windenergie	Directional distribution of wind energy
Rotor	Rotor
Rotorblätter	Rotor blades
Rotord.	Rotor diameter

Rotordurchmesser	Rotor diameter
Rotorkreisfläche	Rotor area
Rotorlager	Rotor bearings
Rotornabe	Rotor hub
Rotorposition	Position of rotor
Rüttelschalter	Vibration switch
RWE	Large German electricity company
Saarland	Saarland
Sachsen	Saxony
Sachsen-Anhalt	Saxony-Anhalt
Schaden	Failure
Schäden	Damages
Schadenshäufigkeit	Failure rate
Schaltschrank	Control system cabinet
Schleifringe/Bürsten	Generator brushes
Schleswig-Holstein	Schleswig-Holstein
Schütze/Schalter	Switches
Selbstbeteiligung laut Vertrag	Excess as in contract
Selektives Laden	Selective loading
Sensoren	Sensors
Sicherungen	Fuses
Sondermesskampagnen	Special event measurements
Sonstige	Others
Spanien	Spain
Sperren	Deactivation
Spez.	Specific
Spezifische	Specific
Stand des Stundenzählers	Reading of hour counter
Standardabweichung	Standard deviation
Standardatmosphäre	Standard atmosphere
Standardinvestition	Investment under standard conditions
Standort	Location
Standorthöhe ü.N.N.	Site's altitude above sea level
Standortqualität	Locations quality
Statistisches Bundesamtes	Federal German Statistical Office
Stillstandzeit	Down time
Störungsauswirkung	Effect of malfunction
Störungsbehebung	Removal of malfunction
Störungsursache	Cause of malfunction
StrEG	Electricity Feed Law
Stromrichter	Inverter
Stromtarife	Electricity tariffs
Stunden	Hours
Sturm	High wind
Summe	Sum
Synchron	Synchronous
Tag	Day
Tagesdatensätze	Daily data set
Tarif	Tariff
Tausch	Replacement
Technische Verfügbarkeit	Technical availability
Teillastdauer ( $P_{10\text{Hz}} < 100\%$ $P_{\text{Nenn}}$ )	Length of partial load ( $P_{10\text{Hz}} < 100\% P_{\text{rated}}$ )
Temperaturschalter	Temperature switch
Temporäre Speicherung	Temporary storage
Thüringen	Thuringia
Tiefebene	Lowlands
Tragende Teile	Structural parts
$Tu_{\text{mt}}$	Mean turbulence intensity
Turbulenzintensität	Turbulence intensity
Turm	Tower
Turmverschraubung	Tower bolts

Typ	Type, Model
Typgruppe	Model series
Typische Stillstandszeit in Stunden	Typical stand still [hours]
Überdrehzahl	Overspeed
Überlast	Overload
Übertragungsnetze	Transmission networks
Unbekannt	Unknown
Unbewaldet	Unwooded
Unplanmäßige Reparatur	Unscheduled repair
Unterschrift	Signature
Ursache	Cause
USA	USA
Variabel	Variable
Ventile	Valves
Verfügbar	available
Vergütung	Reimbursement
Vergütungshöhe	Reimbursement
Verschleißteilen	Wearing parts
Versicherung	Insurance
Versicherungsbeträge und Versicherungsbedingungen	Insurance premiums and conditions
Versicherungsleistung	Repayments from insurance
Verteilungsnetze	Distribution networks
Verursachung von Folgeschäden	Causing follow-up damage
Verwendungszweck	Use
Vibration	Vibration
Vierteljährlich	Quarter yearly
$v_{mit}$	Mean wind speed
Volllast-/Überlastdauer ( $P_{10Hz} \geq 100\% P_{Nenn}$ )	Duration of full load /overload ( $P_{10Hz} \geq 100\% P_{rated}$ )
Volllaststunden	Full load hours
Vorläufige Daten	Preliminary data
Wählliste	List of phone numbers
Wählrechner	Computer controlling data transmission via public telephone
Wahrscheinlichkeit	Probability
Wartung	Maintenance
Wartung und Instandsetzung	Maintenance and repairs
Wartungs- und Instandsetzungsbericht	Maintenance and repair report
Wartungsvertrag	Maintenance contract
WEA	Wind turbine
WEA-Abgabe	Energy yield
WEA-Anzahl	Number of WTs
WEA-Betriebsjahre	Total operating time [years]
WEA-Bezug	WT energy input
Weibullparameter	Parameter of Weibull distribution
Weibullverteilung	Weibull distribution
Weitere Erstattungen	Other repayments
Weltweit	World-wide
Werte	Values
Wicklung	Generator windings
Windfahne	Wind vane
Windgeschw.	Wind speed
Windgeschwindigkeit	Wind speed
Windrichtung	Wind direction
Windrichtungsnachführung	Yaw system
Windschwache Winter- und Herbstmonate	Winter and Autumn months with poor wind potential
Windstrom-Beitrag	Portion of electricity consumption covered by wind energy
Wirkleistung	Active power

WMEP	WMEP programme
WP-Gruppe	Group of Wind Farms
Zählerstände	Meter readings
Zahlweise	Way of payment
Zahnkranz/Ritzel	Wheels and pinions
Zahnräder	Gear-wheels
Zeit	Time
Zubau	Expansion
Zubau	Extension
Zusatzkosten	Additional costs

**Form Sheets**

Appendix B includes the form sheets used in the WMEP:

- Maintenance and Repair Report
- Meter Readings, Costs and Tariffs
- Annual Report of Costs of Operation
- Annual Report for Voluntary Participants

**B Formblätter**

Der Anhang B zeigt die im WMEP verwendeten Formblätter:

- Wartungs - und Instandsetzungsbericht
- Zählerstände, Kosten und Tarife
- Jahresbericht über Betriebskosten
- Jahresbericht für freiwillige Teilnehmer am WMEP

# WARTUNGS- UND INSTANDSETZUNGSBERICHT

## WMEP 250 MW-Wind

Arbeit ausgeführt am Bericht-Nr.

Tag	Monat	Jahr	

Postleitzahl	Anlagen-Kennnummer
Betreiber	
Hersteller und Typ	

### Störungsursache

<input type="checkbox"/> Sturm	<input type="checkbox"/> Fehlfunktion der Anlagenregelung
<input type="checkbox"/> Netzausfall	<input type="checkbox"/> Bauteilverschleiß oder -defekt
<input type="checkbox"/> Blitzschlag	<input type="checkbox"/> Bauteillockerung
<input type="checkbox"/> Eisansatz	<input type="checkbox"/> Andere Ursachen
	<input type="checkbox"/> Ursache unbekannt

### Anlaß der Arbeiten

Regelmäßige Wartung (Nur Durchsicht und Funktionskontrolle)

Regelmäßige Wartung mit Austausch von Verschleißteilen oder Beseitigung gefundener Mängel

Unplanmäßige Reparatur nach Betriebsstörung

### Störungsauswirkung

<input type="checkbox"/> Überdrehzahl	<input type="checkbox"/> Reduzierte Leistungsabgabe
<input type="checkbox"/> Überlast	<input type="checkbox"/> Verursachung von Folgeschäden
<input type="checkbox"/> Geräuschentwicklung	<input type="checkbox"/> Anlagenstillstand
<input type="checkbox"/> Vibrationen	<input type="checkbox"/> Andere Auswirkungen

### Stillstandzeiten

Nicht abgeschaltet       Abgeschaltet

von 

--

 bis 

--

Tag      Monat      Uhrzeit

Stand des Stundenzählers

### Störungsbehebung

Einwandfreie Anlagenfunktion ohne Reparatur nach :

Anlagen-Reset       Änderung von Regelungsparameter

Reparierte oder ausgetauschte Bauteile

<p><input type="checkbox"/> <b>Rotornabe</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li><input type="checkbox"/> Nabenkörper</li> <li><input type="checkbox"/> Blattverstellmechanismus</li> <li><input type="checkbox"/> Blattlager</li> </ul> <p><input type="checkbox"/> <b>Rotorblätter</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li><input type="checkbox"/> Blattverschraubung</li> <li><input type="checkbox"/> Blattkörper</li> <li><input type="checkbox"/> Aerodynamische Bremsen</li> </ul> <p><input type="checkbox"/> <b>Generator</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li><input type="checkbox"/> Wicklung</li> <li><input type="checkbox"/> Schleifringe/Bürsten</li> <li><input type="checkbox"/> Lager</li> </ul> <p><input type="checkbox"/> <b>Elektrik</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li><input type="checkbox"/> Stromrichter</li> <li><input type="checkbox"/> Sicherungen</li> <li><input type="checkbox"/> Schütze/Schalter</li> <li><input type="checkbox"/> Leitungen/Anschlüsse</li> </ul> <p><input type="checkbox"/> <b>Geber</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li><input type="checkbox"/> Anemometer/Windfahne</li> <li><input type="checkbox"/> Rüttelschalter</li> <li><input type="checkbox"/> Temperaturfühler</li> <li><input type="checkbox"/> Öldruckschalter</li> <li><input type="checkbox"/> Leistungsmesser</li> <li><input type="checkbox"/> Drehzahlmesser</li> </ul> <p><input type="checkbox"/> <b>Regelung</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li><input type="checkbox"/> Elektron. Regelungseinheit</li> <li><input type="checkbox"/> Relais</li> <li><input type="checkbox"/> Meßkabel und Anschlüsse</li> </ul>	<p><input type="checkbox"/> <b>Getriebe</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li><input type="checkbox"/> Lager</li> <li><input type="checkbox"/> Zahnräder</li> <li><input type="checkbox"/> Getriebewellen</li> <li><input type="checkbox"/> Dichtungen</li> </ul> <p><input type="checkbox"/> <b>Mechanische Bremse</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li><input type="checkbox"/> Bremsscheibe</li> <li><input type="checkbox"/> Bremsbeläge</li> <li><input type="checkbox"/> Bremsattel</li> </ul> <p><input type="checkbox"/> <b>Antriebsstrang</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li><input type="checkbox"/> Rotorlager</li> <li><input type="checkbox"/> Antriebswellen</li> <li><input type="checkbox"/> Kupplungen</li> </ul> <p><input type="checkbox"/> <b>Hydraulikanlage</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li><input type="checkbox"/> Hydraulikpumpe</li> <li><input type="checkbox"/> Pumpenantrieb</li> <li><input type="checkbox"/> Ventile</li> <li><input type="checkbox"/> Hydraulikleitungen</li> </ul> <p><input type="checkbox"/> <b>Windrichtungsnachführ.</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li><input type="checkbox"/> Azimut-Lagerung</li> <li><input type="checkbox"/> Antriebsmotor</li> <li><input type="checkbox"/> Zahnkranz/Ritzel</li> </ul> <p><input type="checkbox"/> <b>Tragende Teile/Gehäuse</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li><input type="checkbox"/> Fundament</li> <li><input type="checkbox"/> Turm/Turmverschraubung</li> <li><input type="checkbox"/> Gondelrahmen</li> <li><input type="checkbox"/> Gondelverkleidung</li> <li><input type="checkbox"/> Leiter/Aufstieg</li> </ul>
---	--

### Kosten laut Rechnung

Material		Euro
Arbeitszeit		Euro
Anfahrt		Euro
Gesamtkosten (incl. MwSt.)		Euro

### Bemerkungen

---



---



---



---



---

### Der Betreiber

Ort/Datum

Unterschrift

### Hauptkomponentenaustausch

Falls komplette Baugruppe getauscht, bitte hier ankreuzen.

<input type="checkbox"/> Gondel, komplett	<input type="checkbox"/> Windrichtungsnachführ.
<input type="checkbox"/> Rotorblatt/-blätter	<input type="checkbox"/> Turm
<input type="checkbox"/> Rotornabe	<input type="checkbox"/> Schaltschrank
<input type="checkbox"/> Getriebe	<input type="checkbox"/> Netztrafo
<input type="checkbox"/> Generator	

W&I/ISSET 10.02

**ZÄHLERSTÄNDE, KOSTEN, TARIFE**  
WMEP 250 MW-Wind

**Ohne Energieeigennutzung durch den Betreiber**

Jahr

Quartal

Postleitzahl

Betreiber

Hersteller und Typ

Anlagen-Kennnummer

Datum		Betriebsstunden	WKA-Abgabe	WKA-Bezug	Netz-Einspeisung		* Nur bei Enercon E32 und E33 (NTA)*		Netz-Bezug	
					HT	NT	(HTA)*	(NTA)*	HT	NT
Tag	Monat									
Zählerfaktor:										

**Kosten** Nur falls in diesem Quartal fällig

versicherungen

Zahlweise: Vierteljährlich  Halbjährlich  Jährlich

Haftpflcht  Euro

Maschinenschaden  Euro

Ausfall  Euro

Gesamt (incl. MwSt.)  Euro

versicherungleistung  Euro

Wartungsvertrag

Zahlweise: Vierteljährlich  Halbjährlich  Jährlich

Gesamt (inkl. MwSt.)  Euro

Sonstige (nicht Wartung und Instandsetzung)

Verwendungszweck Betrag  Euro

Euro

Euro

Euro

**Stromtarife**

Gültig ab	Einspeisetarif	Bezugstarif	
		HT	NT
Tag	Cent kWh	Cent kWh	Cent kWh
Monat	Cent kWh	Cent kWh	Cent kWh

**Der Betreiber**

Ort/Datum

Unterschrift

Ber-Ohne/ISSET 10.02

## Jahresbericht über Betriebskosten 2004

Wissenschaftliches Mess- und Evaluierungsprogramm (WMEP) zum Breitentest "250 MW Wind"



Betreiber/ Ansprechpartner

WEA-Kennung

### Betriebskosten in 2004 (alle Beträge in Euro inkl. MWSt.)

Instandsetzungskosten	<input type="text"/>	Grundstückspacht	<input type="text"/>
Kosten für Wartungsarbeiten	<input type="text"/>	Kosten für Geschäftsführung	<input type="text"/>
Kosten für Wartungsvertrag	<input type="text"/>	Kosten für Strombezug (inkl. Gebühren)	<input type="text"/>

Wartungsvertrag beim WKA-Hersteller ja  nein

Andere Kosten wie Partnerkonzept WEA-Betreuung durch Dritte, Fernüberwachungskosten usw.

<input type="text"/>	<input type="text"/>
<input type="text"/>	<input type="text"/>
<input type="text"/>	<input type="text"/>

#### Kosten für Versicherungen

	Jahresbeitrag in Euro	Selbstbeteiligung laut Vertrag
<input type="checkbox"/> Haftpflichtversicherung	<input type="text"/>	<input type="text"/>
<input type="checkbox"/> Betriebsausfallversicherung	<input type="text"/>	<input type="text"/>
<input type="checkbox"/> Maschinenschadenversicherung	<input type="text"/>	<input type="text"/>
Sonstige, (bitte benennen)		
<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>

Bemerkungen

### Erstattung aus Versicherungen in 2004

(ggf. auch für Schadensfälle aus zurückliegenden Jahren)

<input type="checkbox"/> Haftpflichtversicherung	<input type="text"/>
<input type="checkbox"/> Betriebsausfallversicherung	<input type="text"/>
<input type="checkbox"/> Maschinenschadenversicherung	<input type="text"/>

Weitere Erstattungen, (bitte benennen)

<input type="text"/>	<input type="text"/>
<input type="text"/>	<input type="text"/>
<input type="text"/>	<input type="text"/>

Ort/Datum

Unterschrift

Hiermit bestätige ich, dass die obigen Angaben für 2004 vollständig und richtig sind. Für 2004 habe ich alle an der WEA durchgeführten Wartungs- und Instandsetzungsarbeiten dem ISET gemeldet. Bislang fehlende W&I-Berichte sowie Energielieferungsberichte habe ich beigelegt.





**WMEP Wind Measurement Sites**

The values of 'mean wind speed' and 'turbulence intensity' in the table below were calculated from the total of wind measurement data available from the respective site between 1992 and 2004.

The sites are ordered by postal code.

The number in column 'index' refers to the comprehensive representation of measurement data in Appendix E: 'individual results'.

Wind speed and wind direction data from all measurement sites below may be ordered from ISET (subject to fee).

**C Windmessstationen im WMEP**

Die Werte der mittleren Windgeschwindigkeit und Turbulenzintensität wurden aus der Gesamtheit aller im Messzeitraum verfügbaren Windmessdaten gebildet. Die Auflistung der Messstandorte ist nach Postleitzahlen geordnet.

Zeilen mit einer Nummer im Feld "Index" kennzeichnen die Standorte, für die spezielle Einzelergebnisse aus den WMEP-Messungen des Jahres 2004 vorliegen. Siehe hierzu "Einzelergebnisse" (Anhang E).

Die Messdaten zu Windgeschwindigkeit und -richtung von allen Stationen sind beim ISET gegen ein Bereitstellungsentgelt zu erhalten. Spezielle Auswertungen sind auf Nachfrage möglich.

**Tab. 19: Windmessdaten des WMEP aus den Jahren 1992-2004**

Index	PLZ	Standort	Höhe ü. NN	Mess- höhe [m]	Vmit [m/s]	Tumit [%]	Beginn	Abschluss
12	2708	Laucha	320	10	5,2	16%	Dez 94	
10	4509	Delitzsch-Selben	100	10	4,2	15%	Aug 98	
10	4509	Delitzsch-Selben	100	30	5,1	14%	Aug 98	
	6268	Langeneichstädt	190	10	4,5	15%	Mrz 95	Mai 96
	6268	Langeneichstädt	190	30	5,5	12%	Mrz 95	Mai 96
16	7338	Steinsdorf	530	10	3,9	19%	Okt 01	
16	7338	Steinsdorf	530	30	4,3	18%	Okt 01	
	7554	Söllnitz	300	10	4	16%	Feb 93	Dez 00
	9496	Satzung	880	16	4	16%	Sep 95	Jan 97
	9496	Satzung	880	41	6,5	12%	Sep 95	Jan 97
	15326	Podelzig	50	10	4,3	17%	Feb 97	
	15326	Podelzig	50	30	5	15%	Feb 97	
8	15926	Luckau	80	10	3,8	18%	Okt 01	
8	15926	Luckau	80	30	4,8	14%	Okt 01	
6	16845	Sieversdorf	25	10	2,9	21%	Nov 01	
6	16845	Sieversdorf	25	30	4,1	17%	Nov 01	
	16928	Rapshagen	113	10	4,2	16%	Mrz 93	Apr 04
	17291	Schmölln	70	10	4,1	17%	Nov 95	
2	17509	Wusterhusen	20	10	4,6	15%	Nov 95	
2	17509	Wusterhusen	20	30	5,5	13%	Nov 95	
1	18146	Rostock-Stuthof	2	10	4,2	18%	Apr 99	
1	18146	Rostock-Stuthof	2	30	5,5	15%	Apr 99	
	18181	Seeheilbad Graal-Müritz	2	10	4,7	20%	Dez 93	Sep 99
	18233	Rakow	6	10	4,4	17%	Aug 95	
	18233	Rakow	6	30	0	0%	Aug 95	
	18311	Ribnitz-Körkwitz	5	10	4,2	20%	Apr 94	Sep 99
	18356	Fuhlendorf	4	10	4,9	17%	Sep 95	Sep 99
	18356	Küstrow	22	10	4,4	17%	Mai 94	
	18356	Küstrow	22	34	5,7	14%	Mai 94	

## Windmessdaten des WMEP aus den Jahren 1992-2003 (Fortsetzung)

Index	PLZ	Standort	Höhe ü. NN [m]	Mess- höhe [m]	Vmit [m/s]	TUmit [%]	Beginn	Abschluss
	18375	Born am Darß	1	10	4,8	17%	Mrz 96	Nov 99
	18556	Altenkirchen/Rügen	11	10	4,6	20%	Jun 94	Jul 99
	18556	Altenkirchen/Rügen	17	10	5,5	15%	Dez 92	
	18556	Altenkirchen/Rügen	17	30	6,9	12%	Dez 92	
	18569	Trent-Holstenhagen	5	10	5,3	14%	Feb 95	Nov 00
	18573	Rambin	22	10	4,4	16%	Jun 96	Dez 00
7	21039	Hamburg-Neuengamme	2	10	3,5	20%	Aug 95	
7	21039	Hamburg-Neuengamme	2	30	4,3	17%	Aug 95	
	21129	Hamburg-Nincop	1	15	3,6	23%	Sep 92	Dez 99
	21279	Dierstorf	45	10	3,3	23%	Nov 93	Jan 00
	21684	Agathenburg	1	10	3,6	21%	Jun 96	Aug 99
	21684	Agathenburg	1	30	4,7	16%	Jun 96	Aug 99
	21706	Drochtersen	5	10	4	18%	Okt 95	Apr 02
	21717	Fredenbeck	20	10	3,7	21%	Feb 94	Feb 00
	21762	Osterbruch	2	10	4,2	19%	Feb 94	Sep 00
	21781	Cadenberge	1	10	3,2	25%	Jun 94	Dez 96
	23570	Lübeck-Brodten	25	10	3,8	22%	Feb 92	
	23570	Lübeck-Brodten	25	30	5,1	16%	Feb 92	
	23714	Malente-Benz	91	10	3,8	23%	Sep 95	Mai 00
	23730	Schashagen	47	15	4,6	19%	Aug 92	Feb 99
	23769	Klausdorf/Fehmarn	8	10	5,3	16%	Jun 92	Jan 01
	23769	Petersdorf/Fehmarn	2	10	5,5	15%	Jun 92	Jan 01
	23769	Püttsee/Fehmarn	2	10	5,1	19%	Aug 92	Apr 97
	23769	Westermarkelsdorf/Fehmarn	2	10	5,8	14%	Jun 92	Sep 99
	23769	Westermarkelsdorf/Fehmarn	3	10	5,9	14%	Sep 92	
	23769	Westermarkelsdorf/Fehmarn	3	30	7,2	11%	Sep 92	
	23774	Heiligenhafen	47	10	5	19%	Aug 92	Okt 98
	23779	Neukirchen	9	10	4,8	18%	Aug 92	Jan 01
	23827	Garbek	45	10	3,7	21%	Mai 92	Mai 00
	23858	Reinfeld	22	10	3,8	20%	Mai 92	Feb 00
	23936	Diedrichshagen	30	10	3,1	25%	Mai 94	Mrz 01
	23974	Zamekow	70	10	3,6	23%	Nov 93	Sep 00
	24220	Boksee	60	10	4	20%	Nov 95	Mai 99
	24229	Strande	25	10	5	17%	Feb 92	
	24253	Passade	32	15	4,4	19%	Nov 95	Mrz 01
	24340	Goosefeld	48	10	0	0%	Nov 95	Apr 03
	24340	Goosefeld	48	10	4,3	18%	Nov 95	Apr 03
	24407	Kragelund	50	10	3,7	23%	Sep 92	Apr 03
	24647	Wasbek	19	10	2,8	28%	Jul 95	
	24819	Nienborstel	35	15	3,2	25%	Nov 95	Aug 99
	24855	Jübek	13	10	4,2	19%	Jun 92	Jul 01
	24872	Groß Rheide	10	10	4,2	19%	Jun 92	
	24872	Groß Rheide	10	30	5,5	14%	Jan 02	
	24879	Neuberend	25	10	3,2	27%	Jun 92	Okt 02
	24881	Breklingfeld	35	10	4	20%	Sep 92	Feb 00
	24894	Twedt	30	10	4,4	18%	Aug 92	Jan 01
	24994	Jardelund	46	10	3,8	23%	Dez 95	Nov 02
	24999	Wees-Oxbüll	45	10	4,2	20%	Nov 95	Dez 03
4	25541	Brunsbüttel-Westerbelmhusen	1	10	4,8	16%	Okt 96	Jan 04
	25541	Brunsbüttel	0	10	5	15%	Jul 95	Feb 01
4	25541	Brunsbüttel-Westerbelmhusen	1	30	5,8	13%	Okt 96	Jan 04
	25554	Sachsenbande	0	10	4,6	16%	Mai 92	Feb 01
	25599	Wewelsfleth	0	10	5,1	16%	Mrz 92	Feb 01
	25693	St. Michaelisdonn	1	10	4,6	18%	Dez 91	Aug 99
	25693	Trennewurth	1	10	5,2	14%	Jul 96	Dez 02
	25709	Kaiser-Wilhelm-Koog	2	30	6,6	11%	Aug 97	
	25718	Friedrichskoog-Dieksanderkoog	2	10	5,3	15%	Aug 97	Okt 99
	25746	Norderwörden	2	10	4,6	16%	Jun 95	Jan 03
	25761	Büsum	2	10	5,3	16%	Jan 92	Jan 01
	25764	Schülp	2	10	5	16%	Mrz 92	
	25764	Schülp	2	30	6,3	13%	Mrz 92	
	25779	Glüsing	7	10	3,5	23%	Nov 95	Mai 00
	25821	Reußenköge	0	10	5,4	14%	Feb 96	Aug 03
	25821	Sönnebüll	33	10	4,7	18%	Jun 92	Dez 02
	25821	Reußenköge	1	10	5,4	16%	Aug 92	Jan 01
	25821	Reußenköge	0	30	6,5	12%	Jan 96	Aug 03
	25826	St. Peter-Ording	1	10	5,3	16%	Apr 92	

## Windmessdaten des WMEP aus den Jahren 1992-2003 (Fortsetzung)

Index	PLZ	Standort	Höhe ü. NN [m]	Mess- höhe [m]	Vmit [m/s]	TUmit [%]	Beginn	Abschluss
	25826	St. Peter-Ording	1	30	6,9	13%	Nov 01	
	25842	Ockholm	0	10	5,3	16%	Mai 92	Feb 01
	25845	Nordstrand	1	10	5,4	15%	Jan 94	
	25845	Nordstrand	1	10	5,8	14%	Aug 95	Aug 01
	25845	Nordstrand	1	30	6,7	12%	Jan 94	
	25849	Pellworm	1	10	6	14%	Sep 92	Dez 03
	25853	Ahrenshöft	4	30	5,3	16%	Jul 98	
	25856	Hattstedtermarsch	1	10	5,4	15%	Aug 92	Sep 01
	25860	Horstedt	23	10	4,4	20%	Mai 92	Apr 00
	25862	Joldelund	19	10	4,1	21%	Jan 92	Feb 99
	25870	Oldenswort	1	10	5,3	15%	Mai 92	Mrz 01
	25873	Oldersbek	14	10	3,7	25%	Mai 92	Jun 03
	25881	Augustenkoog	0	10	5,8	14%	Jul 95	Nov 99
	25885	Immenstedt	16	10	4,4	19%	Mai 92	Jul 03
	25889	Uelvesbüllkoog	0	10	5,2	16%	Mai 92	Okt 01
	25899	Bosbüll	0	10	5,1	14%	Mai 96	Feb 01
	25899	Dagebüll	1	10	5,9	15%	Mai 92	Mrz 01
	25899	Galmsbüll	0	10	5,4	14%	Sep 95	
	25899	Galmsbüll	1	10	5,4	15%	Mai 92	Jan 00
	25899	Niebüll	0	10	4,5	20%	Mai 92	Sep 00
	25899	Galmsbüll	0	30	6,5	13%	Sep 95	
	25927	Aventoft	1	10	4,7	18%	Jun 92	Dez 03
	25938	Oevenum/Föhr	2	10	6	14%	Mrz 92	
	25938	Oevenum/Föhr	2	30	7,3	11%	Mrz 92	
	26203	Wardenburg	5	10	3,3	23%	Jun 92	Jan 00
	26316	Varel	0	10	4,5	17%	Jun 92	Feb 04
	26409	Wittmund	0	10	4,6	18%	Nov 92	Jun 96
	26409	Wittmund	5	10	3,7	20%	Mrz 94	Jul 98
	26409	Wittmund	5	30	5	18%	Feb 93	Jul 98
	26419	Schortens	0	10	4,5	17%	Nov 96	Jan 00
	26419	Schortens	0	40	5,9	13%	Nov 96	Jan 00
	26427	Dunum-Brill	8	10	4,2	18%	Okt 96	Jan 04
3	26427	Holtgast-Utgast	1,5	10	4,5	17%	Nov 97	
3	26427	Holtgast-Utgast	1,5	30	5,7	14%	Nov 97	
	26434	Wangerland-Neu Augustengroden	1,5	10	5	16%	Jun 01	
	26434	Wangerland-Süder Nauens	0	10	4,9	16%	Feb 92	Nov 97
	26434	Wangerland-Wayens	0,8	10	5,3	17%	Apr 92	Okt 96
	26434	Wangerland-Wüppelser Groden	0,7	10	5	16%	Dez 97	Jan 00
	26434	Wangerland-Pakens	0	31,5	6,3	15%	Aug 93	Jan 95
	26506	Norden-Ostermarsch	0	10	5,4	15%	Jan 92	Nov 03
	26506	Norden-Süderneuland	0	10	4,8	17%	Jul 93	Feb 01
	26506	Norden-Westermarsch	0	10	5,8	14%	Jun 96	Sep 02
	26506	Norden-Ostermarsch	0	33,5	6,5	14%	Jan 92	Nov 03
	26506	Norden-Ostermarsch	0	40	6,1	13%	Jul 00	
	26506	Norden-Ostermarsch	0		6	13%	Jul 00	
	26529	Wirdum	0	10	4,6	16%	Apr 96	
	26529	Wirdum	0	10	5,1	16%	Nov 93	Apr 96
	26529	Wirdum	0	34	5,9	12%	Apr 96	
	26553	Domumersiel	0	10	5,6	15%	Mrz 92	Apr 97
	26553	Nesse	0	10	5	16%	Apr 97	Mrz 04
	26624	Südbrookmerland-Moordorf	1	10	3,7	22%	Nov 93	Jan 00
4	26723	Emden-Larrelt	0	10	7,1	17%	Apr 02	
4	26723	Emden-Larrelt	0	50	6,7	11%	Apr 97	
	26736	Krummhörn-Loquard	-0,3	10	4,8	15%	Jun 96	Okt 99
	26802	Moormerland-Terborg	0	10	4,5	17%	Jun 92	Sep 99
	26802	Moormerland-Terborg	0	30	6	12%	Jun 92	Sep 99
	26826	Weener	0,1	10	4,3	17%	Mai 96	Mrz 04
	26831	Bunde	0	10	4,8	16%	Nov 93	Jan 00
	26844	Jemgum	0	10	4,9	16%	Nov 92	Mai 96
	26897	Hilkenbrook	9	10	3,7	20%	Apr 92	
	26897	Hilkenbrook	9	30	5	16%	Apr 92	
	26901	Rastdorf	25	10	4	19%	Mrz 92	Okt 00
	26931	Elsfleth	1	20	3,8	22%	Apr 92	Feb 04
	26969	Butjadingen-Eckwarden	0	10	4,7	18%	Mrz 93	Dez 96
	26969	Butjadingen-Tossens	0	10	5,6	14%	Nov 93	Okt 99
	27246	Borstel	45	10	4,1	17%	Jul 92	Feb 00
	27308	Kirchlinteln	50	10	3,2	22%	Jun 95	
	27432	Oerel	20	10	4	18%	Okt 93	Jan 00
	27580	Bremerhaven-Weddewarden	1,2	10	4,5	17%	Jul 98	
	27580	Bremerhaven-Weddewarden	1,2	30	5,8	14%	Jul 98	
	27612	Loxstedt	1	10	3,7	21%	Jun 92	Jan 00

## Windmessdaten des WMEP aus den Jahren 1992-2003 (Fortsetzung)

Index	PLZ	Standort	Höhe ü. NN [m]	Mess- höhe [m]	Vmit [m/s]	TUmit [%]	Beginn	Abschluss
	27612	Loxstedt	1	31,5	5,7	14%	Feb 92	Mai 98
	27632	Padingbüttel	0	10	5,3	15%	Apr 96	Sep 02
	27638	Wremen	0	10	5,4	15%	Sep 92	Feb 96
	27638	Wremen	0	30	6,7	12%	Sep 92	Feb 96
	27793	Wildeshausen	35	10	3,4	22%	Jan 94	Feb 00
	28857	Syke-Gessel	40	10	4,5	16%	Jul 95	Jun 02
	28879	Grasberg	5	10	4	18%	Feb 92	Sep 99
	29303	Bergen	80	10	3,1	23%	Aug 93	Feb 00
	29593	Schwienau	50	10	2,7	28%	Jul 92	Feb 00
	30974	Wennigsen	130	10	4,5	19%	Okt 93	
	30974	Wennigsen	130	38	5,6	16%	Okt 93	
	31177	Harsum	100	10	4,3	17%	Okt 95	Mai 03
	31628	Landesbergen	30	10	3,7	20%	Feb 92	Nov 00
	31718	Pollhagen	50	10	2,7	26%	Jan 96	Feb 04
	31812	Bad Pyrmont-Großenberg	300	10	4,7	18%	Okt 92	Jan 00
	31855	Aerzen	140	10	3,1	23%	Sep 92	Jun 98
	32351	Stemwede	46	10	2,7	28%	Okt 92	
	32657	Lemgo	230	10	4,9	17%	Mai 94	Mai 00
9	33181	Wünnenberg-Helmern	365	10	4,1	18%	Jul 97	
	33184	Altenbeken	360	10	4,5	17%	Mrz 93	
	33184	Altenbeken	360	30	5,1	17%	Jun 92	
	34639	Schwarzenborn	590	10	4,5	19%	Dez 92	
	36355	Grebenhain	580	10	4,5	18%	Nov 91	Mai 04
	36355	Grebenhain	580	30	5	16%	Nov 91	Mai 04
	37083	Göttingen Geismar	230	10	2,7	21%	Jul 99	Nov 03
	37083	Göttingen Geismar	230	30	4,3	16%	Okt 99	Nov 03
11	37308	Reinholterode	400	10	4,2	17%	Dez 95	
	37632	Eimen-Mainzholzen	250	20	3,3	21%	Aug 95	Feb 04
	38275	Haverlah-Steinlah	160	10	3,6	17%	Aug 01	
	38275	Haverlah-Steinlah	160	30	5,8	18%	Feb 99	
	38678	Clausthal-Zellerfeld	600	10	4,5	21%	Sep 93	Jan 95
	38678	Clausthal-Zellerfeld	600	30	5,4	18%	Sep 93	Jan 95
	38690	Vienenburg	150	10	3,9	19%	Jul 93	Jul 01
7	39359	Calvörde	60	10	3,3	19%	Sep 00	
7	39359	Calvörde	60	30	4,1	16%	Sep 00	
	48157	Münster	55	10	2,7	25%	Jan 92	
	49356	Diepholz	40	10	3,3	24%	Okt 92	Mrz 98
	49356	Diepholz	40	10	3,4	23%	Feb 93	Jan 97
	49586	Merzen/Plaggenschale	60	10	2,5	28%	Aug 95	Jul 98
5	49685	Hoheging	40	10	3,6	20%	Sep 95	
	49744	Geeste-Dalum	20	10	3,8	18%	Mrz 94	Jan 04
	49808	Lingen Mundersum	30	10	2,6	31%	Mrz 92	Jan 97
	49843	Wielen	25	10	3,1	24%	Apr 94	Aug 01
17	53949	Dahlem-Berk	610	30	4,6	18%	Nov 97	
	54441	Kirf/Meurich	400	30	4,9	16%	Dez 94	Jun 97
	54441	Kirf/Meurich	400	50	5,4	14%	Dez 94	Jun 97
	54576	Hillesheim	480	10	3,1	24%	Apr 93	Mai 98
	54597	Feuerscheid	542	10	4,5	17%	Okt 92	Jul 01
	54597	Ormont	620	10	4,8	18%	Apr 93	Sep 98
	54597	Ormont	620	30	5,3	19%	Apr 93	Sep 98
15	57612	Kroppach	360	10	3,8	18%	Okt 99	
15	57612	Kroppach	360	30	4,5	17%	Okt 99	
	58091	Hagen-Dahl	390	10	3,6	24%	Dez 91	
	59469	Ense	230	10	4,1	19%	Jun 93	Apr 00
	59602	Rüthen	340	10	3,5	22%	Apr 92	Okt 00
	59929	Brilon	458	10	3,8	22%	Mai 92	Jul 97
	66629	Freisen	582	10	4,4	19%	Jun 98	
	66629	Freisen	582	30	5,5	15%	Jun 98	
	67271	Neuleiningen	330	10	4,7	17%	Nov 93	Mrz 04
	79874	Breitnau	1050	10	3,9	20%	Aug 92	
	91781	Weißenburg	600	30	4,7	14%	Jun 98	
	93437	Furth im Wald	525	10	4,9	17%	Nov 93	Mai 95
	95448	Bayreuth	620	10	3,1	23%	Sep 92	Mrz 99
	96199	Zapfendorf	375	30	3,6	19%	Feb 00	
13	99510	Wormstedt	280	10	3,9	19%	Feb 97	
13	99510	Wormstedt	280	30	5,3	13%	Feb 97	

Abb. 61: Ausgewählte Windmesstationen im ISET-Messnetz





## Base Data 2004

The appendix "Base Data" contains selected base data from wind turbines in the WMEP. Thereby, the following information is required:

- Identification number in the WMEP
- Postcode and location
- Plant type
- Technical data (rated power, rotor diameter and hub height)
- Annual results for 2004 (energy production (kWh), full load hours (kWh/kW) and also specific yield per square metre rotor area (kWh/m<sup>2</sup>), considering the documented days in the evaluation year.

The base data is compiled in ascending order, organized according to German state and rated power. Lines that have an entry in the column "Index" refer to locations with additional available results from the WMEP wind and power measurements. These results can be found under the corresponding index numbers in Appendix C "Wind Measurement Stations in the WMEP" and also in Appendix E "Individual Site Evaluations".

## D Stammdaten 2004

Der Anhang "Stammdaten" enthält ausgewählte Basisdaten von Windenergieanlagen im WMEP. Hierzu zählen ihre

- Identifikationsnummer im WMEP (Kennung),
- PLZ und Standort,
- Anlagentyp,
- Technische Daten (Nennleistung, Rotordurchmesser und Nabenhöhe),
- Jahresergebnisse in 2004 (Energieproduktion (kWh), Volllaststunden (kWh/kW) sowie spezifischer Ertrag je Quadratmeter Rotorfläche (kWh/m<sup>2</sup>) unter Berücksichtigung der dokumentierten Tage im Auswertungsjahr.

Die Zusammenstellung der Stammdaten ist in aufsteigender Reihenfolge nach Bundesländern und Nennleistungen organisiert. Zeilen, die einen Eintrag im Feld "Index" haben, kennzeichnen außerdem Standorte, für die zusätzliche Ergebnisse aus der WMEP-Wind- und Leistungsmessung vorliegen. Diese Ergebnisse sind dann unter der entsprechenden Indexnummer in Anhang C "Windmessstationen im WMEP" sowie in Anhang E "Einzelergebnisse" zu finden.

### Baden-Württemberg

Leistungsklasse 1 kW - 70 kW, 1 WKA, 5 kW, 1.787 kWh

Kennung	Index	Standort	Anlagentyp	Nennleist. [kW]	Rotord. [m]	Nabenh. [m]	Tage	Energieprod. [kWh]	äq. Volllaststd [h]	spez. Ertrag [kWh/m <sup>2</sup> ]
5506-01		71665 Vaihingen-Gündelbach	Wenus Inventus 6	5	6,0	19,0	365	1.787	357	63

Leistungsklasse 71 kW - 140 kW, 3 WKA, 330 kW, 264.557 kWh

Kennung	Index	Standort	Anlagentyp	Nennleist. [kW]	Rotord. [m]	Nabenh. [m]	Tage	Energieprod. [kWh]	äq. Volllaststd [h]	spez. Ertrag [kWh/m <sup>2</sup> ]
5507-01		72202 Nagold-Emmingen	Seewind 20/110	110	20,0	31,2	365	75.881	690	242
5503-01		77887 Sasbachwalden-Hornisgrinde	Seewind 20/110	110	20,0	25,2	242	85.236	775	271
5504-01		77887 Sasbachwalden-Hornisgrinde	Seewind 20/110	110	20,0	25,2	242	103.440	940	329

Leistungsklasse 561 kW - 630 kW, 2 WKA, 1200 kW, 1.349.144 kWh

Kennung	Index	Standort	Anlagentyp	Nennleist. [kW]	Rotord. [m]	Nabenh. [m]	Tage	Energieprod. [kWh]	äq. Volllaststd [h]	spez. Ertrag [kWh/m <sup>2</sup> ]
5508-01		72393 Burladingen-Melchingen	Micon M 1500-600/150	600	43,4	46,0	365	683.683	1139	462
5508-02		72393 Burladingen-Melchingen	Micon M 1500-600/150	600	43,4	46,0	365	665.461	1109	450

**Bayern**

Leistungsklasse 1 kW - 70 kW, 4 WKA, 139,5 kW, 27.100 kWh

Kennung	Index	Standort	Anlagentyp	Nennleist. [kW]	Rotord. [m]	Nabenh. [m]	Tage	Energieprod. [kWh]	äq. Vollaststd [h]	spez. Ertrag [kWh/m <sup>2</sup> ]
6014-01		85084 Reichertshofen	LMW 2500	3	5,0	14,7	365	649	260	33
6009-01		92685 Floß	Südwind N 1237	37	12,5	36,5	181	7.033	190	57
6011-01		94262 Kollnburg	Krogmann 15/50	50	15,0	30,0	177	14.523	290	82
6010-01		94379 St. Englmar	Krogmann 15/50	50	15,0	30,0	365	4.895	98	28

Leistungsklasse 71 kW - 140 kW, 2 WKA, 160 kW, 188.775 kWh

Kennung	Index	Standort	Anlagentyp	Nennleist. [kW]	Rotord. [m]	Nabenh. [m]	Tage	Energieprod. [kWh]	äq. Vollaststd [h]	spez. Ertrag [kWh/m <sup>2</sup> ]
6007-01		86643 Rennertshofen	Tacke TW 80	80	21,0	40,0	365	102.450	1281	296
6012-01		92681 Erbdorf	Tacke TW 80	80	21,0	40,0	365	86.325	1079	249

Leistungsklasse 141 kW - 210 kW, 1 WKA, 200 kW, 133.673 kWh

Kennung	Index	Standort	Anlagentyp	Nennleist. [kW]	Rotord. [m]	Nabenh. [m]	Tage	Energieprod. [kWh]	äq. Vollaststd [h]	spez. Ertrag [kWh/m <sup>2</sup> ]
6013-01		95353 Presseck	WTN 200/26	200	26,0	30,0	365	133.673	668	252

Leistungsklasse 491 kW - 560 kW, 3 WKA, 1500 kW, 1.935.718 kWh

Kennung	Index	Standort	Anlagentyp	Nennleist. [kW]	Rotord. [m]	Nabenh. [m]	Tage	Energieprod. [kWh]	äq. Vollaststd [h]	spez. Ertrag [kWh/m <sup>2</sup> ]
6018-01		91719 Heidenheim	Enercon E 40	500	40,3	65,0	365	777.123	1554	609
6016-01		93339 Riedenburg-Jachenhausen	Enercon E 40	500	40,3	50,0	365	584.859	1170	459
6015-01		95671 Bärnau	Enercon E 40	500	40,3	50,0	272	573.736	1147	450

Leistungsklasse 561 kW - 630 kW, 2 WKA, 1200 kW, 1.712.451 kWh

Kennung	Index	Standort	Anlagentyp	Nennleist. [kW]	Rotord. [m]	Nabenh. [m]	Tage	Energieprod. [kWh]	äq. Vollaststd [h]	spez. Ertrag [kWh/m <sup>2</sup> ]
6017-01		91781 Weißenburg	Tacke TW 600	600	43,0	50,0	365	741.175	1235	510
6019-01		95180 Berg	Tacke TW 600	600	43,0	50,0	365	971.276	1619	669

Leistungsklasse 1000 kW - 1500 kW, 2 WKA, 2500 kW, 1.836.122 kWh

Kennung	Index	Standort	Anlagentyp	Nennleist. [kW]	Rotord. [m]	Nabenh. [m]	Tage	Energieprod. [kWh]	äq. Vollaststd [h]	spez. Ertrag [kWh/m <sup>2</sup> ]
6020-01		87487 Wiggensbach	Nordex N 54/1000	1.000	54,0	60,5	153	455.680	456	199
6017-02		91781 Weißenburg	Tacke TW 1.5	1.500	65,0	80,0	365	1.380.442	920	416

**Brandenburg**

Leistungsklasse 1 kW - 70 kW, 1 WKA, 50 kW, 35.610 kWh

Kennung	Index	Standort	Anlagentyp	Nennleist. [kW]	Rotord. [m]	Nabenh. [m]	Tage	Energieprod. [kWh]	äq. Vollaststd [h]	spez. Ertrag [kWh/m <sup>2</sup> ]
8512-01		14641 Berge	Krogmann 15/50	50	15,0	37,0	365	35.610	712	202

Leistungsklasse 211 kW - 280 kW, 5 WKA, 1245 kW, 1.049.935 kWh

Kennung	Index	Standort	Anlagentyp	Nennleist. [kW]	Rotord. [m]	Nabenh. [m]	Tage	Energieprod. [kWh]	äq. Vollaststd [h]	spez. Ertrag [kWh/m <sup>2</sup> ]
8521-01		14778 Golzow	Vestas V 29/225	225	29,0	50,5	365	220.903	982	334
8511-01		16928 Gerdshagen	Micon M 750-250/50	250	31,0	36,0	273	197.171	789	261
8524-01		16928 Preddöhl	Lagerwey LW 27/250	250	27,0	40,0	365	188.035	752	328
8507-01		16928 Rapshagen	Micon M 750-250/50	250	31,0	36,0	181	117.400	470	156
8517-01		14641 Markee bei Nauen	Südwind N 3127	270	31,0	41,7	361	326.426	1209	432

Leistungsklasse 491 kW - 560 kW, 11 WKA, 5500 kW, 7.214.745 kWh

Kennung	Index	Standort	Anlagentyp	Nennleist. [kW]	Rotord. [m]	Nabenh. [m]	Tage	Energieprod. [kWh]	äq. Vollaststd [h]	spez. Ertrag [kWh/m <sup>2</sup> ]
8515-01		14913 Feldheim	Enercon E 40	500	40,3	65,0	365	868.434	1737	681
8514-01		14913 Jüterbog	Enercon E 40	500	40,3	50,0	365	864.428	1729	678
8513-01	8	15926 Luckau	Enercon E 40	500	40,3	42,0	365	666.564	1333	523
8513-02	8	15926 Luckau	Enercon E 40	500	40,3	42,0	365	664.204	1328	521
8516-01		16247 Althüttendorf	Vestas V 39/500	500	39,0	40,5	365	570.904	1142	478
8506-01		16248 Parsteinsee	Vestas V 39/500	500	39,0	40,5	365	607.068	1214	508
8509-01	6	16845 Sieversdorf	Enercon E 40	500	40,3	50,0	181	286.440	573	225
8508-01		17291 Basedow	Vestas V 39/500	500	39,0	40,5	365	749.928	1500	628
8508-02		17291 Basedow	Vestas V 39/500	500	39,0	40,5	365	714.546	1429	598
8520-01		17291 Blindow	Vestas V 39/500	500	39,0	53,0	365	758.955	1518	635
8518-01		17291 Dauer	Vestas V 39/500	500	39,0	40,5	273	463.274	927	388

Leistungsklasse 561 kW - 630 kW, 2 WKA, 1200 kW, 1.067.299 kWh

Kennung	Index	Standort	Anlagentyp	Nennleist. [kW]	Rotord. [m]	Nabenh. [m]	Tage	Energieprod. [kWh]	äq. Vollaststd [h]	spez. Ertrag [kWh/m <sup>2</sup> ]
8519-01		14641 Lietzow	Micon M 1500-600/150	600	43,4	46,0	365	726.970	1212	491
8522-01		19348 Pirow	Vestas V 42/600	600	42,0	53,0	272	340.329	567	246

Leistungsklasse 631 kW - 999 kW, 1 WKA, 800 kW, 1.392.694 kWh

Kennung	Index	Standort	Anlagentyp	Nennleist. [kW]	Rotord. [m]	Nabenh. [m]	Tage	Energieprod. [kWh]	äq. Vollaststd [h]	spez. Ertrag [kWh/m <sup>2</sup> ]
8523-01		15326 Podelzig	Nordex N 52/800	800	52,0	60,0	365	1.392.694	1741	656

**Bremen**

Leistungsklasse 1 kW - 70 kW, 1 WKA, 50 kW, 35.788 kWh

Kennung	Index	Standort	Anlagentyp	Nennleist. [kW]	Rotord. [m]	Nabenh. [m]	Tage	Energieprod. [kWh]	äq. Vollaststd [h]	spez. Ertrag [kWh/m <sup>2</sup> ]
3505-01		28197 Bremen	Krogmann 15/50	50	15,0	30,0	365	35.788	716	203

Leistungsklasse 141 kW - 210 kW, 4 WKA, 600 kW, 450.045 kWh

Kennung	Index	Standort	Anlagentyp	Nennleist. [kW]	Rotord. [m]	Nabenh. [m]	Tage	Energieprod. [kWh]	äq. Vollaststd [h]	spez. Ertrag [kWh/m <sup>2</sup> ]
3504-01		27574 Bremerhaven	AN Bonus 150/30	150	23,0	30,0	365	98.591	657	237
3506-01		28197 Bremen	AN Bonus 150/30	150	23,0	30,0	365	124.193	828	299
3506-02		28197 Bremen	AN Bonus 150/30	150	23,0	30,0	365	125.706	838	303
3503-01		28357 Bremen	AN Bonus 150/30	150	23,0	30,0	272	101.555	677	244

Leistungsklasse 421 kW - 490 kW, 1 WKA, 450 kW, 610.360 kWh

Kennung	Index	Standort	Anlagentyp	Nennleist. [kW]	Rotord. [m]	Nabenh. [m]	Tage	Energieprod. [kWh]	äq. Vollaststd [h]	spez. Ertrag [kWh/m <sup>2</sup> ]
3501-01		27580 Bremerhaven-Weddewarden	AN Bonus 450/35	450	35,8	35,0	365	610.360	1356	606

Leistungsklasse 491 kW - 560 kW, 1 WKA, 500 kW, 245.656 kWh

Kennung	Index	Standort	Anlagentyp	Nennleist. [kW]	Rotord. [m]	Nabenh. [m]	Tage	Energieprod. [kWh]	äq. Vollaststd [h]	spez. Ertrag [kWh/m <sup>2</sup> ]
3501-02		27580 Bremerhaven-Weddewarden	Vestas V 39/500	500	39,0	40,5	90	245.656	491	206

**Hamburg**

Leistungsklasse 141 kW - 210 kW, 1 WKA, 150 kW, 191.093 kWh

Kennung	Index	Standort	Anlagentyp	Nennleist. [kW]	Rotord. [m]	Nabenh. [m]	Tage	Energieprod. [kWh]	äq. Vollaststd [h]	spez. Ertrag [kWh/m <sup>2</sup> ]
3003-01		21109 Hamburg-Georgswerder	AN Bonus 150/30	150	23,0	30,0	365	191.093	1274	460

Leistungsklasse 211 kW - 280 kW, 1 WKA, 270 kW, 314.176 kWh

Kennung	Index	Standort	Anlagentyp	Nennleist. [kW]	Rotord. [m]	Nabenh. [m]	Tage	Energieprod. [kWh]	äq. Vollaststd [h]	spez. Ertrag [kWh/m <sup>2</sup> ]
3011-01		21039 Hamburg-Curslack	Südwind N 3127	270	31,0	51,7	365	314.176	1164	416

Leistungsklasse 491 kW - 560 kW, 2 WKA, 1000 kW, 1.110.497 kWh

Kennung	Index	Standort	Anlagentyp	Nennleist. [kW]	Rotord. [m]	Nabenh. [m]	Tage	Energieprod. [kWh]	äq. Vollaststd [h]	spez. Ertrag [kWh/m <sup>2</sup> ]
3010-01		21039 Hamburg-Neuengamme	Enercon E 40	500	40,3	50,0	365	524.240	1048	411
3007-01		21109 Hamburg-Georgswerder	Tacke TW 500	500	37,0	40,0	365	586.257	1173	545

Leistungsklasse 561 kW - 630 kW, 1 WKA, 600 kW, 590.909 kWh

Kennung	Index	Standort	Anlagentyp	Nennleist. [kW]	Rotord. [m]	Nabenh. [m]	Tage	Energieprod. [kWh]	äq. Vollaststd [h]	spez. Ertrag [kWh/m <sup>2</sup> ]
3008-01		21039 Hamburg-Neuengamme	Tacke TW 600	600	43,0	50,0	365	590.909	985	407

**Hessen**

Leistungsklasse 1 kW - 70 kW, 1 WKA, 30 kW, 17.553 kWh

Kennung	Index	Standort	Anlagentyp	Nennleist. [kW]	Rotord. [m]	Nabenh. [m]	Tage	Energieprod. [kWh]	äq. Vollaststd [h]	spez. Ertrag [kWh/m <sup>2</sup> ]
4009-01		36093 Künzell	Südwind N 1230	30	12,5	36,5	365	17.553	585	143

Leistungsklasse 141 kW - 210 kW, 2 WKA, 300 kW, 301.928 kWh

Kennung	Index	Standort	Anlagentyp	Nennleist. [kW]	Rotord. [m]	Nabenh. [m]	Tage	Energieprod. [kWh]	äq. Vollaststd [h]	spez. Ertrag [kWh/m <sup>2</sup> ]
4007-01		34576 Hornberg	AN Bonus 150/30	150	23,0	30,0	212	103.877	693	250
4004-01		36325 Feldatal	AN Bonus 150/30	150	23,0	30,0	365	198.051	1320	477

Leistungsklasse 211 kW - 280 kW, 9 WKA, 2025 kW, 2.629.251 kWh

Kennung	Index	Standort	Anlagentyp	Nennleist. [kW]	Rotord. [m]	Nabenh. [m]	Tage	Energieprod. [kWh]	äq. Vollaststd [h]	spez. Ertrag [kWh/m <sup>2</sup> ]
4008-01		34519 Diemelsee-Flechtendorf	Micon M 700-225/40	225	29,6	36,0	365	243.364	1082	354
4008-02		34519 Diemelsee-Flechtendorf	Micon M 700-225/40	225	29,6	36,0	365	213.114	947	310
4008-03		34519 Diemelsee-Flechtendorf	Micon M 700-225/40	225	29,6	36,0	365	216.586	963	315
4008-04		34519 Diemelsee-Flechtendorf	Micon M 700-225/40	225	29,6	36,0	365	229.783	1021	334
4005-01		35327 Ulrichstein/Ober-Seibertenrod	Micon M 700-225/40	225	29,6	36,0	365	378.665	1683	550
4005-02		35327 Ulrichstein/Ober-Seibertenrod	Micon M 700-225/40	225	29,6	36,0	365	401.984	1787	584
4005-03		35327 Ulrichstein/Ober-Seibertenrod	Micon M 700-225/40	225	29,6	36,0	365	364.521	1620	530
4005-04		35327 Ulrichstein/Ober-Seibertenrod	Micon M 700-225/40	225	29,6	36,0	365	347.505	1544	505
4011-01		65326 Aarbergen	Vestas V 29/225	225	29,0	31,5	365	233.729	1039	354

Leistungsklasse 281 kW - 350 kW, 1 WKA, 300 kW, 287.963 kWh

Kennung	Index	Standort	Anlagentyp	Nennleist. [kW]	Rotord. [m]	Nabenh. [m]	Tage	Energieprod. [kWh]	äq. Vollaststd [h]	spez. Ertrag [kWh/m <sup>2</sup> ]
4016-01		36329 Romrod-Zell	AN Bonus 300/33-2	300	33,0	40,0	365	287.963	960	337

Leistungsklasse 561 kW - 630 kW, 6 WKA, 3600 kW, 3.461.191 kWh

Kennung	Index	Standort	Anlagentyp	Nennleist. [kW]	Rotord. [m]	Nabenh. [m]	Tage	Energieprod. [kWh]	äq. Vollaststd [h]	spez. Ertrag [kWh/m <sup>2</sup> ]
4012-01		35759 Driedorf-Waldaubach	Tacke TW 600	600	43,0	50,0	365	570.780	951	393
4013-01		36355 Grebenhain	AN Bonus 600/41	600	41,0	50,0	365	705.078	1175	534
4014-01		36355 Grebenhain	Vestas V 44/600	600	44,0	53,0	365	617.963	1030	406
4006-03		64342 Seeheim-Jugenheim	Tacke TW 600	600	43,0	50,0	273	477.092	795	329
4006-01		64397 Modautal	Tacke TW 600	600	43,0	50,0	273	524.621	874	361
4006-02		64397 Modautal	Tacke TW 600	600	43,0	50,0	273	565.657	943	390

Leistungsklasse 1000 kW - 1500 kW, 1 WKA, 1000 kW, 1.599.012 kWh

Kennung	Index	Standort	Anlagentyp	Nennleist. [kW]	Rotord. [m]	Nabenh. [m]	Tage	Energieprod. [kWh]	äq. Vollaststd [h]	spez. Ertrag [kWh/m <sup>2</sup> ]
4017-01		35327 Ulrichstein-Rebgeshain	AN Bonus 1MW/54	1.000	54,0	60,0	365	1.599.012	1599	698

**Mecklenburg-Vorpommern**

Leistungsklasse 1 kW - 70 kW, 2 WKA, 82 kW, 86.495 kWh

Kennung	Index	Standort	Anlagentyp	Nennleist. [kW]	Rotord. [m]	Nabenh. [m]	Tage	Energieprod. [kWh]	äq. Vollaststd [h]	spez. Ertrag [kWh/m <sup>2</sup> ]
7508-01		23974 Zarnekow	Südwind N 1237	37	12,5	30,5	272	14.074	380	115
7511-01		18556 Altenkirchen/Rügen	Südwind N 1245	45	12,5	30,5	365	72.421	1609	590

Leistungsklasse 71 kW - 140 kW, 14 WKA, 1260 kW, 1.379.885 kWh

Kennung	Index	Standort	Anlagentyp	Nennleist. [kW]	Rotord. [m]	Nabenh. [m]	Tage	Energieprod. [kWh]	äq. Vollaststd [h]	spez. Ertrag [kWh/m <sup>2</sup> ]
7500-01		18311 Borg	Lagerwey LW 15/75	75	15,6	31,0	365	69.000	920	361
7523-01		18320 Neuenlütke	Lagerwey LW 15/75	75	15,6	31,0	272	43.686	582	229
7526-01		18356 Fuhlendorf	Lagerwey LW 15/75	75	15,6	25,0	89	21.405	285	112
7526-03		18356 Fuhlendorf	Lagerwey LW 15/75	75	15,6	25,0	89	20.952	279	110
7559-01		18249 Penzin	Lagerwey LW 18/80	80	18,0	40,0	334	65.130	814	256
7551-01		18314 Bartelshagen 2	Lagerwey LW 18/80	80	18,0	31,0	365	115.739	1447	455
7522-03		18356 Bodstedt	Lagerwey LW 18/80	80	18,0	25,0	365	106.940	1337	420
7526-02		18356 Fuhlendorf	Lagerwey LW 18/80	80	18,0	25,0	89	31.629	395	124
7544-01		18574 Luppeth	Ventis 20-100	100	20,0	30,5	365	139.874	1399	445
7544-02		18574 Luppeth	Ventis 20-100	100	20,0	30,5	365	105.089	1051	335
7543-01		17129 Müsنتين	Seewind 20/110	110	20,0	25,2	365	142.260	1293	453
7543-02		17129 Müsنتين	Seewind 20/110	110	20,0	25,2	365	144.360	1312	460
7550-01		18556 Starvitz/Rügen	Vestas V 20/100	110	20,0	40,6	365	243.907	2217	776
7546-01		19376 Malow	Vestas V 20/100	110	20,0	40,6	365	129.914	1181	414

Leistungsklasse 141 kW - 210 kW, 5 WKA, 750 kW, 1.100.730 kWh

Kennung	Index	Standort	Anlagentyp	Nennleist. [kW]	Rotord. [m]	Nabenh. [m]	Tage	Energieprod. [kWh]	äq. Vollaststd [h]	spez. Ertrag [kWh/m <sup>2</sup> ]
7562-01		17438 Wolgast	AN Bonus 150/30	150	23,0	30,0	365	202.626	1351	488
7530-01		18573 Rambin	AN Bonus 150/30	150	23,0	30,0	365	239.189	1595	576
7530-02		18573 Rambin	AN Bonus 150/30	150	23,0	30,0	181	121.641	811	293
7521-01		23974 Nantrow	Nordtank NTK 150 XLR	150	24,6	32,7	365	291.284	1942	613
7521-02		23974 Nantrow	Nordtank NTK 150 XLR	150	24,6	32,7	365	245.990	1640	518

Leistungsklasse 211 kW - 280 kW, 9 WKA, 2240 kW, 3.666.931 kWh

Kennung	Index	Standort	Anlagentyp	Nennleist. [kW]	Rotord. [m]	Nabenh. [m]	Tage	Energieprod. [kWh]	äq. Vollaststd [h]	spez. Ertrag [kWh/m <sup>2</sup> ]
7553-01		18190 Sanitz-Oberhof	Micon M 700-225/40	225	29,6	36,0	365	315.883	1404	459
7537-01		18311 Kuhlrade	Vestas V 27/225	225	27,0	31,5	365	291.777	1297	510
7509-01		18181 Seeheilbad Graal-Müritz	Micon M 530-250/50	250	26,0	30,0	365	369.122	1476	695
7545-01		18551 Sagard	Micon M 530-250/50	250	26,0	30,0	365	396.400	1586	747
7545-02		18551 Sagard	Micon M 530-250/50	250	26,0	30,0	365	443.344	1773	835
7545-03		18551 Sagard	Micon M 530-250/50	250	26,0	30,0	365	476.114	1904	897
7545-04		18551 Sagard	Micon M 530-250/50	250	26,0	30,0	365	482.967	1932	910
7558-01		23923 Selmsdorf	Südwind N 3127	270	31,0	41,7	365	422.107	1563	559
7558-02		23923 Selmsdorf	Südwind N 3127	270	31,0	41,7	365	469.217	1738	622

Leistungsklasse 281 kW - 350 kW, 5 WKA, 1500 kW, 2.093.074 kWh

Kennung	Index	Standort	Anlagentyp	Nennleist. [kW]	Rotord. [m]	Nabenh. [m]	Tage	Energieprod. [kWh]	äq. Vollaststd [h]	spez. Ertrag [kWh/m <sup>2</sup> ]
7519-01		18375 Born am Darß	Nordtank NTK 300/31	300	31,0	31,0	365	671.138	2237	889
7519-02		18375 Born am Darß	Nordtank NTK 300/31	300	31,0	31,0	365	667.923	2226	885
7529-05		18573 Altefähr	Nordtank NTK 300/31	300	31,0	31,0	272	310.011	1033	411
7529-06		18573 Altefähr	Nordtank NTK 300/31	300	31,0	31,0	272	296.322	988	393
7540-01		23974 Neu Nantrow	Nordtank NTK 300/31	300	31,0	31,0	89	147.680	492	196

Leistungsklasse 421 kW - 490 kW, 6 WKA, 2700 kW, 4.586.199 kWh

Kennung	Index	Standort	Anlagentyp	Nennleist. [kW]	Rotord. [m]	Nabenh. [m]	Tage	Energieprod. [kWh]	äq. Vollaststd [h]	spez. Ertrag [kWh/m <sup>2</sup> ]
7568-01		18107 Elmenhorst	AN Bonus 450/37	450	37,0	35,0	365	812.860	1806	756
7568-02		18107 Elmenhorst	AN Bonus 450/37	450	37,0	35,0	365	808.010	1796	751
7568-03		18107 Elmenhorst	AN Bonus 450/37	450	37,0	35,0	365	763.600	1697	710
7547-01		18211 Börgerende-Rethwisch	AN Bonus 450/37	450	37,0	42,3	365	780.708	1735	726
7547-02		18211 Börgerende-Rethwisch	AN Bonus 450/37	450	37,0	42,3	365	783.069	1740	728
7530-03		18573 Rambin	AN Bonus 450/37	450	37,0	35,0	365	637.952	1418	593

Leistungsklasse 491 kW - 560 kW, 17 WKA, 8500 kW, 12.964.967 kWh

Kennung	Index	Standort	Anlagentyp	Nennleist. [kW]	Rotord. [m]	Nabenh. [m]	Tage	Energieprod. [kWh]	äq. Vollaststd [h]	spez. Ertrag [kWh/m <sup>2</sup> ]
7560-01		17179 Boddin	Vestas V 39/500	500	39,0	53,0	365	669.977	1340	561
7560-02		17179 Boddin	Vestas V 39/500	500	39,0	53,0	365	745.118	1490	624
7556-01		17438 Wolgast	Enercon E 40	500	40,3	42,0	365	872.111	1744	684
7557-01	2	17509 Wusterhusen	Nordtank NTK 500/41	500	41,0	50,0	272	558.126	1116	423
7557-02	2	17509 Wusterhusen	Nordtank NTK 500/41	500	41,0	50,0	272	529.672	1059	401
7561-01	1	18146 Rostock-Stuthof	Enercon E 40	500	40,3	50,0	365	943.509	1887	740
7561-02	1	18146 Rostock-Stuthof	Enercon E 40	500	40,3	50,0	365	960.374	1921	753
7554-01		18182 Mönchhagen	Vestas V 39/500	500	39,0	40,5	272	520.496	1041	436
7555-01		18182 Mönchhagen	Vestas V 39/500	500	39,0	40,5	365	737.664	1475	618
7567-01		18239 Radegast	Nordtank NTK 500/41	500	41,0	42,1	365	937.062	1874	710
7566-01		18246 Klein Sien	Enercon E 40	500	40,3	50,0	365	1.042.374	2085	817
7548-01		18314 Kenz	Vestas V 39/500	500	39,0	40,5	272	650.204	1300	544
7564-01		18334 Langsdorf	Enercon E 40	500	40,3	50,0	365	807.479	1615	633
7542-01		18445 Schmedshagen	Vestas V 39/500	500	39,0	40,5	365	795.253	1591	666
7538-01		18519 Kirchdorf	Vestas V 39/500	500	39,0	40,5	365	735.396	1471	616
7538-02		18519 Kirchdorf	Vestas V 39/500	500	39,0	40,5	365	758.971	1518	635
7538-04		18519 Kirchdorf	Vestas V 39/500	500	39,0	40,5	365	701.181	1402	587

Leistungsklasse 561 kW - 630 kW, 3 WKA, 1800 kW, 2.811.761 kWh

Kennung	Index	Standort	Anlagentyp	Nennleist. [kW]	Rotord. [m]	Nabenh. [m]	Tage	Energieprod. [kWh]	äq. Vollaststd [h]	spez. Ertrag [kWh/m <sup>2</sup> ]
7569-01		18230 Hohen Niendorf	AN Bonus 600/41	600	41,0	50,0	365	913.759	1523	692
7552-01		18311 Kuhlrade	Micon M 1500-600/150	600	43,4	46,0	365	882.655	1471	597
7565-01		18445 Schmedshagen	Vestas V 42/600	600	42,0	53,0	365	1.015.347	1692	733

Niedersachsen

Leistungsklasse 1 kW - 70 kW, 20 WKA, 926 kW, 895.055 kWh

Kennung	Index	Standort	Anlagentyp	Nennleist. [kW]	Rotord. [m]	Nabh. [m]	Tage	Energieprod. [kWh]	äq. Vollaststd [h]	spez. Ertrag [kWh/m <sup>2</sup> ]
1313-01		28879 Grasberg	Kano-Rotor 30	30	13,4	30,5	365	26.518	884	188
1244-01		26382 Wilhelmshaven	HSW 30	33	12,5	22,4	244	15.500	470	126
1289-01		26419 Schortens	Südwind N 1237	37	12,5	36,5	365	33.171	897	270
1028-01		27313 Dörverden	Südwind N 1237	37	12,5	30,5	365	28.981	783	236
1028-02		27313 Dörverden	Südwind N 1237	37	12,5	36,5	365	40.179	1086	327
1260-01		27313 Dörverden	Südwind N 1237	37	12,5	30,5	365	33.668	910	274
1124-01		49744 Geeste-Bramhar	Krogmann 15/50	40	15,0	30,0	365	89.173	2229	505
1108-01		26969 Butjadingen-Eckwarden	Krogmann 15/50	50	15,0	30,0	365	73.391	1468	415
1275-01		31595 Steyerberg	Krogmann 15/50	50	15,0	30,0	365	44.283	886	251
1300-01		31675 Bückeberg-Warber	Krogmann 15/50	50	15,0	37,0	363	33.720	674	191
1135-01		31718 Pollhagen	Krogmann 15/50	50	15,0	30,0	365	32.784	656	186
1288-01		31749 Wormsthal	Krogmann 15/50	50	15,0	30,0	304	34.709	694	196
1154-01		31855 Aerzen	Krogmann 15/50	50	15,0	30,0	365	44.259	885	250
1109-01		49356 Diepholz	Krogmann 15/50	50	15,0	30,0	365	44.620	892	252
1249-01		49439 Steinfeld	Krogmann 15/50	50	15,0	37,0	365	33.222	664	188
1306-01		49696 Molbergen-Peheim	Krogmann 15/50	50	15,0	37,0	365	47.056	941	266
1130-01		49808 Lingen Bienerfeld	Krogmann 15/50	50	15,0	30,0	365	34.518	690	195
1264-01		49843 Wielen	DWA 16/55	55	15,0	30,0	365	42.986	782	243
1176-01		26632 Ihlow	Tacke TW 60	60	17,5	30,0	365	135.720	2262	564
1269-01		27254 Harbergen	Tacke TW 60	60	17,5	40,0	212	26.597	443	111

Leistungsklasse 71 kW - 140 kW, 16 WKA, 1425 kW, 1.341.781 kWh

Kennung	Index	Standort	Anlagentyp	Nennleist. [kW]	Rotord. [m]	Nabh. [m]	Tage	Energieprod. [kWh]	äq. Vollaststd [h]	spez. Ertrag [kWh/m <sup>2</sup> ]
1040-01		29593 Schwienau	Lagerwey LW 15/75	75	15,6	39,5	365	26.510	353	139
1175-01		26169 Friesoythe	Enercon E 18	80	19,4	34,0	365	95.968	1200	325
1276-01		26427 Holtgast	Lagerwey LW 18/80	80	18,0	31,0	365	96.946	1212	381
1048-01		26605 Aurich	Enercon E 17	80	17,2	30,0	365	102.002	1275	439
1030-01		26629 Großefehn	Enercon E 17	80	17,2	28,5	365	76.569	957	330
1169-01		26897 Hilkenbrook	Enercon E 18	80	19,4	34,0	365	59.910	749	203
1277-01		26901 Lorup	Enercon E 18	80	18,0	34,0	365	96.295	1204	378
1310-01		31702 Lüdersfeld	Lagerwey LW 18/80	80	18,0	40,0	365	73.290	916	288
1226-01		38173 Evessen	Enercon E 18	80	19,4	34,0	365	110.804	1385	375
1243-01		48465 Schüttorf	Tacke TW 80	80	21,0	40,0	1	347	4	1
1280-01		26936 Stadland 2	Ventis 20-100	100	20,0	30,5	365	112.162	1122	357
1146-01		26954 Nordenham	Ventis 20-100	100	20,0	30,5	365	148.216	1482	472
1150-01		49744 Geeste	Ventis 20-100	100	20,0	30,5	365	29.780	298	95
1308-01		27404 Seedorf-Godenstedt	Seewind 20/110	110	20,0	31,2	365	109.841	999	350
1180-01		27446 Sandbostel	Seewind 20/110	110	20,0	25,2	334	78.300	712	249
1307-01	5	49685 Hoheging	Seewind 20/110	110	20,0	31,2	365	124.841	1135	397

Leistungsklasse 141 kW - 210 kW, 17 WKA, 2550 kW, 3.959.825 kWh

Kennung	Index	Standort	Anlagentyp	Nennleist. [kW]	Rotord. [m]	Nabh. [m]	Tage	Energieprod. [kWh]	äq. Vollaststd [h]	spez. Ertrag [kWh/m <sup>2</sup> ]
1266-01		21762 Otterndorf	AN Bonus 150/30	150	23,0	30,0	272	158.996	1060	383
1221-01		21781 Cadenberge	AN Bonus 150/30	150	23,0	30,0	365	195.558	1304	471
1099-01		26316 Varel	AN Bonus 150/30	150	23,0	30,0	365	215.100	1434	518
1099-02		26316 Varel	AN Bonus 150/30	150	23,0	30,0	365	196.560	1310	473
1259-01		26427 Neuharlingersiel	Wind World W 2700/150	150	27,0	31,0	365	353.643	2358	618
1245-01		26506 Norden-Westermarsch	Wind World W 2700/150	150	27,0	31,0	365	483.845	3226	845
1273-01		26506 Norden-Westermarsch	Wind World W 2700/150	150	27,0	31,0	365	361.744	2412	632
1157-01		26736 Krummhörn	Nordex N 27/150	150	27,0	35,5	365	303.033	2020	529
1212-01		26954 Nordenham	AN Bonus 150/30	150	23,0	30,0	89	68.880	459	166
1214-01		26969 Butjadingen-Langwarden	AN Bonus 150/30	150	23,0	30,0	365	282.303	1882	679
1271-01		26969 Butjadingen-Ruhwarden	AN Bonus 150/30	150	23,0	30,0	365	342.731	2285	825
1088-01		27246 Borstel	AN Bonus 150/30	150	23,0	30,0	365	170.102	1134	409
1089-01		27246 Borstel	AN Bonus 150/30	150	23,0	30,0	365	172.813	1152	416
1278-01		38446 Wolfsburg-Almke	Nordex N 27/150	150	27,0	40,7	180	123.439	823	216
1263-01		49586 Merzen/Plaggenschale	Nordex N 27/150	150	27,0	41,5	365	187.147	1248	327
1261-01		49593 Bersenbrück/Ahausen	Nordex N 27/150	150	27,0	41,5	365	185.496	1237	324
1262-01		49626 Bippen/Ohrte	Nordex N 27/150	150	27,0	41,5	365	158.435	1056	277

Leistungsklasse 211 kW - 280 kW, 16 WKA, 3990 kW, 5.443.504 kWh

Kennung	Index	Standort	Anlagentyp	Nennleist. [kW]	Rotord. [m]	Nabenh. [m]	Tage	Energieprod. [kWh]	äq. Vollaststd [h]	spez. Ertrag [kWh/m <sup>2</sup> ]
1192-01		26409 Wittmund	Vestas V 27/225	225	27,0	31,5	365	271.380	1206	474
1303-01		26427 Nord-Dunum	GET Danwin 27	225	29,1	40,0	98	129.586	576	195
1309-01		26487 Neuschoo	GET Danwin 27	225	29,1	40,0	365	335.421	1491	504
1332-01		38173 Evessen	Micon M 700-225/40	225	29,6	36,0	334	315.084	1400	458
1207-01		26409 Wittmund	Tacke TW 250	250	26,0	30,0	365	330.855	1323	623
1241-01		26409 Wittmund Carolinensiel	Micon M 530-250/50	250	26,0	30,0	7	10.851	43	20
1156-01		26427 Holtgast	Tacke TW 250	250	26,0	30,0	365	267.204	1069	503
1267-01		26553 Dornum	Tacke TW 250	250	26,0	30,0	365	385.955	1544	727
1268-01		26553 Dornumersiel-Dornumergrode	Tacke TW 250	250	26,0	30,0	58	83.768	335	158
1237-01		26553 Nessmersiel	Tacke TW 250	250	26,0	30,0	365	447.597	1790	843
1230-01		26736 Krummhörn 4	Micon M 530-250/50	250	26,0	30,0	365	321.555	1286	606
1265-01		28857 Syke-Gessel	Tacke TW 250	250	26,0	30,0	365	236.455	946	445
1265-02		28857 Syke-Ristedt	Tacke TW 250	250	26,0	30,0	365	240.515	962	453
1140-01		26506 Norden-Westermarsch	Enercon E 32	280	33,0	33,4	365	767.897	2742	898
1236-01		26553 Neßmersiel	Enercon E 33	280	33,0	35,6	365	711.246	2540	832
1210-01		26831 Dollart	Enercon E 33	280	33,0	39,6	365	588.135	2100	688

Leistungsklasse 281 kW - 350 kW, 11 WKA, 3300 kW, 5.265.932 kWh

Kennung	Index	Standort	Anlagentyp	Nennleist. [kW]	Rotord. [m]	Nabenh. [m]	Tage	Energieprod. [kWh]	äq. Vollaststd [h]	spez. Ertrag [kWh/m <sup>2</sup> ]
1321-01		26427 Stedesdorf-Insenhausen	AN Bonus 300/33	300	33,0	30,0	365	549.837	1833	643
1158-01		26434 Wangerland-Middoge	Nordtank NTK 300/31	300	31,0	32,5	365	591.943	1973	784
1158-02		26434 Wangerland-Middoge	Nordtank NTK 300/31	300	31,0	31,0	365	591.943	1973	784
1026-02		26434 Wangerland-Wayens	Nordtank NTK 300/31	300	31,0	31,0	181	279.429	931	370
1100-01		26506 Norden	Nordtank NTK 300/31	300	31,0	31,0	365	530.773	1769	703
1194-01		26736 Krummhörn	Nordtank NTK 300/31	300	31,0	31,0	180	259.841	866	344
1195-01		26736 Krummhörn	Nordtank NTK 300/31	300	31,0	31,0	365	565.511	1885	749
1041-01		30974 Wennigsen	Enercon E 32	300	32,0	37,6	365	519.086	1730	645
1041-02		30974 Wennigsen	Enercon E 32	300	32,0	37,6	365	490.017	1633	609
1041-03		30974 Wennigsen	Enercon E 32	300	32,0	37,6	365	432.413	1441	538
1322-01		31177 Harsum-Machtsum	AN Bonus 300/33	300	33,0	40,0	365	455.139	1517	532

Leistungsklasse 421 kW - 490 kW, 11 WKA, 4950 kW, 5.859.055 kWh

Kennung	Index	Standort	Anlagentyp	Nennleist. [kW]	Rotord. [m]	Nabenh. [m]	Tage	Energieprod. [kWh]	äq. Vollaststd [h]	spez. Ertrag [kWh/m <sup>2</sup> ]
1238-01		26409 Wittmund	AN Bonus 450/37	450	37,0	35,0	7	22.118	49	21
1295-01		26427 Neuharlingersiel	AN Bonus 450/37	450	37,0	42,3	303	879.367	1954	818
1295-02		26427 Neuharlingersiel	AN Bonus 450/37	450	37,0	42,3	303	882.118	1960	820
1283-01		26427 Utgast	AN Bonus 450/37	450	37,0	42,3	180	400.522	890	373
1283-02		26427 Utgast	AN Bonus 450/37	450	37,0	42,3	180	389.071	865	362
1283-03		26427 Utgast	AN Bonus 450/37	450	37,0	42,3	180	382.906	851	356
1283-04		26427 Utgast	AN Bonus 450/37	450	37,0	42,3	180	430.055	956	400
1286-01		26524 Hagermarsch	AN Bonus 450/37	450	37,0	35,0	180	490.419	1090	456
1286-02		26524 Hagermarsch	AN Bonus 450/37	450	37,0	35,0	180	483.889	1075	450
1291-01		26937 Stadland - Augustgroden	AN Bonus 450/37	450	37,0	42,3	365	773.260	1718	719
1291-02		26937 Stadland - Augustgroden	AN Bonus 450/37	450	37,0	42,3	365	725.330	1612	675

Leistungsklasse 491 kW - 560 kW, 44 WKA, 22000 kW, 38.383.295 kWh

Kennung	Index	Standort	Anlagentyp	Nennleist. [kW]	Rotord. [m]	Nabenh. [m]	Tage	Energieprod. [kWh]	äq. Vollaststd [h]	spez. Ertrag [kWh/m <sup>2</sup> ]
1333-01		Vienenburg-Immenrode	Enercon E 40	500	40,3	50,0	365	896.822	1794	703
1333-02		Vienenburg-Immenrode	Enercon E 40	500	40,3	50,0	365	873.611	1747	685
1296-01		26434 Wangerland-Grimmens	Enercon E 40	500	40,3	44,0	365	1.141.029	2282	895
1274-01		26434 Wangerland-Oldorf	Tacke TW 500	500	37,0	40,0	365	580.438	1161	540
1290-01		26434 Wangerland-Wüppelser Groden	Nordtank NTK 500/37	500	37,0	35,0	365	934.437	1869	869
1250-01		26506 Norden-Ostermarsch	Tacke TW 500	500	37,0	40,0	365	978.328	1957	910
1250-02		26506 Norden-Ostermarsch	Tacke TW 500	500	37,0	40,0	365	1.020.693	2041	949
1250-03		26506 Norden-Ostermarsch	Tacke TW 500	500	37,0	40,0	365	929.535	1859	865
1250-04		26506 Norden-Ostermarsch	Tacke TW 500	500	37,0	40,0	365	924.288	1849	860
1250-05		26506 Norden-Ostermarsch	Tacke TW 500	500	37,0	40,0	365	900.336	1801	837
1250-06		26506 Norden-Ostermarsch	Tacke TW 500	500	37,0	40,0	365	896.774	1794	834
1250-07		26506 Norden-Ostermarsch	Tacke TW 500	500	37,0	40,0	365	941.850	1884	876
1285-01		26553 Dornum	Enercon E 40	500	40,3	52,0	365	1.224.987	2450	960
1285-02		26553 Dornum	Enercon E 40	500	40,3	52,0	365	1.185.019	2370	929
1285-03		26553 Dornum	Enercon E 40	500	40,3	52,0	365	1.173.232	2346	920
1285-04		26553 Dornum	Enercon E 40	500	40,3	52,0	365	1.197.103	2394	938
1285-05		26553 Dornum	Enercon E 40	500	40,3	52,0	365	1.151.658	2303	903
1253-01		26723 Emden	Tacke TW 500	500	37,0	40,0	365	964.506	1929	897
1253-02		26723 Emden	Tacke TW 500	500	37,0	40,0	365	73.669	147	69
1253-03		26723 Emden	Tacke TW 500	500	37,0	40,0	365	49.746	99	46
1253-04		26723 Emden-Larrelt	Enercon E 40	500	40,3	42,0	365	1.075.728	2151	843
1253-04	4	26723 Emden-Larrelt	Enercon E 40	500	40,3	42,0	365	1.075.728	2151	843
1253-05		26723 Emden-Larrelt	Enercon E 40	500	40,3	42,0	365	1.060.879	2122	832
1253-05	4	26723 Emden-Larrelt	Enercon E 40	500	40,3	42,0	365	1.060.879	2122	832
1054-12		26736 Krummhörn	Enercon E 40	500	40,3	42,0	273	960.940	1922	753
1054-13		26736 Krummhörn	Enercon E 40	500	40,3	42,0	273	951.180	1902	746
1054-14		26736 Krummhörn	Enercon E 40	500	40,3	42,0	273	902.420	1805	707
1054-15		26736 Krummhörn	Enercon E 40	500	40,3	42,0	273	955.560	1911	749
1246-01		26736 Krummhörn	Tacke TW 500	500	36,0	40,0	3	7.700	15	8
1287-01		26736 Krummhörn	Enercon E 40	500	40,3	42,0	365	1.149.439	2299	901
1287-02		26736 Krummhörn	Enercon E 40	500	40,3	42,0	365	1.139.559	2279	893
1287-03		26736 Krummhörn	Enercon E 40	500	40,3	42,0	365	1.151.238	2302	903
1287-04		26736 Krummhörn	Enercon E 40	500	40,3	42,0	365	1.138.963	2278	893
1287-05		26736 Krummhörn	Enercon E 40	500	40,3	42,0	365	1.155.164	2310	906
1292-01		26736 Krummhörn-Neu Etum	Vestas V 39/500	500	39,0	40,5	365	1.033.653	2067	865
1305-01		26759 Hinte	Nordtank NTK 500/41	500	41,0	50,0	365	457.682	915	347
1301-01		26897 Hilkenbrook	Enercon E 40	500	40,3	50,0	365	810.906	1622	636
1281-01		27632 Misselwarden	Vestas V 39/500	500	39,0	40,5	90	325.454	651	272
1281-02		27632 Misselwarden	Vestas V 39/500	500	39,0	40,5	90	301.177	602	252
1281-03		27632 Misselwarden	Vestas V 39/500	500	39,0	40,5	90	322.887	646	270
1329-01		38122 Braunschweig	Enercon E 40	500	40,3	55,0	365	875.337	1751	686
1327-01		38667 Bad Harzburg	Enercon E 40	500	40,3	42,9	365	822.971	1646	645
1327-02		38667 Bad Harzburg	Enercon E 40	500	40,3	42,9	365	784.926	1570	615
1327-03		38667 Bad Harzburg	Enercon E 40	500	40,3	42,9	365	824.864	1650	647

Leistungsklasse 561 kW - 630 kW, 4 WKA, 2400 kW, 4.087.510 kWh

Kennung	Index	Standort	Anlagentyp	Nennleist. [kW]	Rotord. [m]	Nabenh. [m]	Tage	Energieprod. [kWh]	äq. Vollaststd [h]	spez. Ertrag [kWh/m <sup>2</sup> ]
1317-01	3	26427 Holtgast-Utgast	Tacke TW 600	600	43,0	50,0	365	1.201.456	2002	827
1317-02	3	26427 Holtgast-Utgast	Tacke TW 600	600	43,0	50,0	365	1.163.824	1940	801
1315-01		26506 Norden-Westermarsch	Vestas V 42/600	600	42,0	53,0	365	564.835	941	408
1299-01		26736 Krummhörn-Loquard	Tacke TW 600	600	43,0	50,0	365	1.157.395	1929	797

Leistungsklasse 1000 kW - 1500 kW, 3 WKA, 4500 kW, 7.733.578 kWh

Kennung	Index	Standort	Anlagentyp	Nennleist. [kW]	Rotord. [m]	Nabenh. [m]	Tage	Energieprod. [kWh]	äq. Vollaststd [h]	spez. Ertrag [kWh/m <sup>2</sup> ]
1323-01		26723 Emden	Enercon E 66	1.500	66,0	68,0	365	3.813.153	2542	1115
1325-01		37083 Göttingen Geismar	Enercon E 66	1.500	66,0	68,0	365	1.428.925	953	418
1324-01		38275 Hav erlah-Steinlah	Enercon E 66	1.500	66,0	68,0	365	2.491.500	1661	728

Leistungsklasse , 2 WKA, 3800 kW, 5.851.240 kWh

Kennung	Index	Standort	Anlagentyp	Nennleist. [kW]	Rotord. [m]	Nabenh. [m]	Tage	Energieprod. [kWh]	äq. Vollaststd [h]	spez. Ertrag [kWh/m <sup>2</sup> ]
1328-01		38667 Bad Harzburg	Enercon E 66	1.800	71,6	64,8	365	2.624.280	1458	652
1331-01		38122 Braunschweig	Vestas V80	2.000	80,0	75,0	365	3.226.960	1613	642

**Nordrhein-Westfalen**

Leistungsklasse 1 kW - 70 kW, 19 WKA, 720 kW, 347.017 kWh

Kennung	Index	Standort	Anlagentyp	Nennleist. [kW]	Rotord. [m]	Nabenh. [m]	Tage	Energieprod. [kWh]	äq. Vollaststd [h]	spez. Ertrag [kWh/m <sup>2</sup> ]
2164-01		52156 Monschau	Wenus Inventus 6	5	6,0	19,0	365	3.566	713	126
2233-01		59964 Medebach	AEE Peters PG 10	10	6,3	20,3	365	397	40	13
2220-01		49525 Lengerich Ringel	NEW 100	20	11,3	31,5	365	1.553	78	15
2177-01		32429 Minden	Südwind N 1230	30	12,5	36,5	365	12.631	421	103
2021-01		32469 Petershagen	Kano-Rotor 30	30	12,1	30,5	365	22.200	740	193
2234-01		47447 Moers	Fuhrländer astOs 30	30	12,6	25,0	365	7.611	254	61
2106-01		47574 Goch	Kano-Rotor 30	30	13,0	30,5	365	16.177	539	122
2199-01		48268 Grev en	Kano-Rotor 30	30	13,0	30,5	365	20.344	678	153
2051-01		59581 Warstein	HAWI 15	30	10,0	19,0	89	4.998	167	64
2140-01		59581 Warstein	Südwind N 1230	30	12,5	30,5	9	1.822	61	15
2125-01		32351 Stewede	Krogmann 15/50	50	15,0	30,0	365	30.465	609	172
2011-01		32425 Minden	Lagerwey LW 15/50	50	15,6	31,0	365	44.320	886	232
2197-01		32683 Barntrup	Krogmann 15/50	50	15,0	30,0	363	27.062	541	153
2107-01		46483 Wesel	Lagerwey LW 18/50	50	18,0	25,0	365	26.360	527	104
2003-01		48282 Emsdetten	Lagerwey LW 15/50	50	15,6	31,0	365	1.540	31	8
2016-01		32289 Rödinghausen	Micon M 300-55	55	19,8	30,0	365	39.800	724	129
2174-01		48249 Dülmen	DWA 16/55	55	15,0	30,0	4	292	5	2
2224-01		48653 Coesfeld	DWA 16/55	55	16,0	36,0	365	42.879	780	213
2112-01		48369 Saerbeck	Tacke TW 60	60	17,5	40,0	365	43.000	717	179

Leistungsklasse 71 kW - 140 kW, 31 WKA, 2745 kW, 2.399.624 kWh

Kennung	Index	Standort	Anlagentyp	Nennleist. [kW]	Rotord. [m]	Nabenh. [m]	Tage	Energieprod. [kWh]	äq. Vollaststd [h]	spez. Ertrag [kWh/m <sup>2</sup> ]
2122-01		48477 Hörstel	Lagerwey LW 15/75	75	15,6	39,5	365	33.516	447	175
2160-01		32469 Petershagen	Lagerwey LW 18/80	80	18,0	31,0	365	64.850	811	255
2216-01		32545 Bad Oeynhausen	Lagerwey LW 18/80	80	18,0	31,0	273	50.280	629	198
2189-01		33034 Brakel	Tacke TW 80	80	21,0	40,0	181	73.399	917	212
2099-01		33790 Halle	Tacke TW 80	80	21,0	40,0	365	39.013	488	113
2188-01		41372 Niederkrüchten	Lagerwey LW 18/80	80	18,0	40,0	365	86.919	1086	342
2211-01		41849 Wassenberg	Lagerwey LW 18/80	80	18,0	31,0	365	61.204	765	241
2138-01		46325 Borken	Tacke TW 80	80	21,0	40,0	365	126.286	1579	365
2041-01		46419 Isselburg	Enercon E 17	80	18,0	34,0	365	73.720	922	290
2105-01		47509 Rheurdt	Lagerwey LW 18/80	80	18,0	40,0	365	204.561	2557	804
2180-01		48329 Havixbeck	Lagerwey LW 18/80	80	18,0	43,0	89	18.046	226	71
2119-01		48351 Everswinkel	Enercon E 18	80	19,4	32,5	365	68.576	857	232
2037-01		48565 Steinfurt	Enercon E 17	80	17,2	34,0	365	77.104	964	332
2163-01		48565 Steinfurt	Tacke TW 80	80	21,0	40,0	365	98.284	1229	284
2155-01		48599 Gronau	Tacke TW 80	80	21,0	40,0	180	30.018	375	87
2104-01		48619 Heek	Enercon E 17	80	19,4	34,5	365	66.655	833	225
2212-01		48691 Vreden	Tacke TW 80	80	21,0	40,0	365	84.566	1057	244
2149-01		48739 Legden	Tacke TW 80	80	21,0	40,0	365	94.552	1182	273
2108-01		49479 Ibbenbüren	Enercon E 18	80	18,0	36,7	365	76.785	960	302
2135-01		52511 Geilenkirchen	Tacke TW 80	80	21,0	40,0	365	126.576	1582	365
2190-01		58300 Wetter	Enercon E 18	80	19,4	34,0	365	46.475	581	157
2145-01		59469 Ense/Ruhne	Tacke TW 80	80	21,0	40,0	365	138.352	1729	399
2209-01		46562 Voerde-Löhnen	Seewind 20/110	110	20,0	34,2	365	93.420	849	297
2182-01		47495 Rheinberg	Seewind 20/110	110	20,0	34,2	365	85.260	775	271
2184-01		47533 Klev e-Keeken	Seewind 20/110	110	20,0	31,2	365	117.008	1064	372
2185-01		47546 Kalkar-Appeldorn	Seewind 20/110	110	20,0	31,2	365	87.419	795	278
2206-01		47574 Goch	Seewind 20/110	110	20,0	34,2	365	98.400	895	313
2207-01		47589 Uedem-Keppeln	Seewind 20/110	110	20,0	34,2	20	5.613	51	18
2202-01		47608 Geldern	Seewind 20/110	110	20,0	34,2	365	77.267	702	246
2205-01		47623 Kev elae	Seewind 20/110	110	20,0	34,2	181	51.684	470	165
2195-01		57392 Schmalleberg	Seewind 20/110	110	20,0	31,2	180	43.816	398	139

## Leistungsklasse 141 kW - 210 kW, 8 WKA, 1450 kW, 1.990.457 kWh

Kennung	Index	Standort	Anlagentyp	Nennleist. [kW]	Rotord. [m]	Nabenh. [m]	Tage	Energieprod. [kWh]	äq. Vollaststd [h]	spez. Ertrag [kWh/m <sup>2</sup> ]
2068-01		32457 Porta Westfalica	AN Bonus 150/30	150	23,0	30,0	365	135.635	904	326
2198-01		32676 Lüdge-Niese	Nordex N 27/150	150	27,0	40,7	365	256.591	1711	448
2213-01		37688 Beverungen	AN Bonus 150/30	150	23,0	30,0	365	158.075	1054	380
2235-01		40882 Ratingen	Enercon E 30	200	30,0	50,0	365	322.863	1614	457
2227-01		46244 Kirchhellen	Enercon E 30	200	30,0	50,0	365	284.410	1422	402
2226-01		48653 Coesfeld	Enercon E 30	200	30,0	50,0	365	280.680	1403	397
2228-01		48653 Coesfeld	Enercon E 30	200	30,0	50,0	365	250.183	1251	354
2231-01		58091 Hagen-Dahl	Enercon E 30	200	30,0	50,0	365	302.020	1510	427

## Leistungsklasse 211 kW - 280 kW, 8 WKA, 2020 kW, 1.708.504 kWh

Kennung	Index	Standort	Anlagentyp	Nennleist. [kW]	Rotord. [m]	Nabenh. [m]	Tage	Energieprod. [kWh]	äq. Vollaststd [h]	spez. Ertrag [kWh/m <sup>2</sup> ]
2198-02		32676 Lüdge-Niese	Nordex N 27/250	250	27,0	40,7	365	286.843	1147	501
2217-01		33039 Nieheim	Lagerwey LW 27/250	250	27,0	40,0	365	182.833	731	319
2218-01		37688 Beverungen	Lagerwey LW 27/250	250	27,0	40,0	365	241.140	965	421
2218-02		37688 Beverungen	Lagerwey LW 27/250	250	27,0	40,0	365	231.437	926	404
2219-01		37688 Beverungen	Lagerwey LW 27/250	250	27,0	40,0	365	226.043	904	395
2091-01		46325 Borken	Tacke TW 250	250	26,0	55,0	215	92.516	370	174
2118-01		52249 Eschweiler	Nordex N 27/250	250	27,0	41,5	365	296.040	1184	517
2214-01		57392 Schmallenberg-Obringhausen	Südwind N 3127	270	31,0	41,7	365	151.652	562	201

## Leistungsklasse 281 kW - 350 kW, 1 WKA, 300 kW, 117.300 kWh

Kennung	Index	Standort	Anlagentyp	Nennleist. [kW]	Rotord. [m]	Nabenh. [m]	Tage	Energieprod. [kWh]	äq. Vollaststd [h]	spez. Ertrag [kWh/m <sup>2</sup> ]
2203-01		46325 Borken	Enercon E 33	300	33,0	37,5	183	117.300	391	137

## Leistungsklasse 491 kW - 560 kW, 2 WKA, 1000 kW, 1.236.013 kWh

Kennung	Index	Standort	Anlagentyp	Nennleist. [kW]	Rotord. [m]	Nabenh. [m]	Tage	Energieprod. [kWh]	äq. Vollaststd [h]	spez. Ertrag [kWh/m <sup>2</sup> ]
2229-01		33181 Wünnenberg-Helmern	Nordtank NTK 500/41	500	41,0	50,0	365	799.218	1598	605
2215-01		42477 Radevormwald	Enercon E 40	500	40,3	50,0	365	436.795	874	342

## Leistungsklasse 561 kW - 630 kW, 4 WKA, 2400 kW, 2.295.012 kWh

Kennung	Index	Standort	Anlagentyp	Nennleist. [kW]	Rotord. [m]	Nabenh. [m]	Tage	Energieprod. [kWh]	äq. Vollaststd [h]	spez. Ertrag [kWh/m <sup>2</sup> ]
2225-01		34414 Warburg	Tacke TW 600	600	43,0	50,0	365	738.190	1230	508
2231-02		58091 Hagen	Enercon E-40/6.44	600	44,0	78,0	334	715.474	1192	471
2222-01		59519 Möhnesee	AN Bonus 600/41	600	41,0	42,8	179	299.168	499	227
2221-01		59609 Anröchte	Tacke TW 600	600	43,0	50,0	273	542.180	904	373

## Leistungsklasse 631 kW - 999 kW, 2 WKA, 1410 kW, 2.333.167 kWh

Kennung	Index	Standort	Anlagentyp	Nennleist. [kW]	Rotord. [m]	Nabenh. [m]	Tage	Energieprod. [kWh]	äq. Vollaststd [h]	spez. Ertrag [kWh/m <sup>2</sup> ]
2300-01		33181 Helmern	Vestas V 47/660	660	47,0	65,0	365	1.182.855	1792	682
2185-02		47546 Kalkar-Appeldorn	Seewind 52/750-74	750	52,0	75,0	334	1.150.312	1534	542

## Leistungsklasse 1000 kW - 1500 kW, 5 WKA, 6500 kW, 9.718.295 kWh

Kennung	Index	Standort	Anlagentyp	Nennleist. [kW]	Rotord. [m]	Nabenh. [m]	Tage	Energieprod. [kWh]	äq. Vollaststd [h]	spez. Ertrag [kWh/m <sup>2</sup> ]
2238-01		33184 Altenbeken	AN Bonus 1MW/54	1.000	54,0	50,0	365	1.412.863	1413	617
2239-01		33189 Schlangen	AN Bonus 1MW/54	1.000	54,0	60,0	365	1.123.920	1124	491
2237-01	9	33181 Wünnenberg-Helmern	NEG Micon NM 1500/64	1.500	64,0	68,0	365	2.194.350	1463	682
2306-01		47546 Kalkar Appeldorn	MD 77	1.500	77,0	100,0	334	3.291.550	2194	707
2236-01	17	53949 Dahlem-Berk	Vestas V 63/1.5	1.500	63,0	60,0	365	1.695.612	1130	544

Leistungsklasse , 7 WKA, 11550 kW, 18.492.107 kWh

Kennung	Index	Standort	Anlagentyp	Nennleist. [kW]	Rotord. [m]	Nabenh. [m]	Tage	Energieprod. [kWh]	äq. Vollaststd [h]	spez. Ertrag [kWh/m²]
2301-01		33181 Wünnenberg-Helmern	Vestas V 66	1.650	66,0	78,0	365	2.770.034	1679	810
2302-01		33181 Wünnenberg-Helmern	Vestas V 66	1.650	66,0	78,0	365	2.639.359	1600	771
2303-01		33181 Wünnenberg-Helmern	Vestas V 66	1.650	66,0	70,0	365	2.320.981	1407	678
2304-01		33181 Wünnenberg-Helmern	Vestas V 66	1.650	66,0	70,0	365	2.835.564	1719	829
2304-02		33181 Wünnenberg-Helmern	Vestas V 66	1.650	66,0	70,0	365	2.696.757	1634	788
2305-01		33181 Wünnenberg-Helmern	Vestas V 66	1.650	66,0	70,0	365	2.541.827	1541	743
2305-02		33181 Wünnenberg-Helmern	Vestas V 66	1.650	66,0	70,0	365	2.687.585	1629	786

**Rheinland-Pfalz**

Leistungsklasse 1 kW - 70 kW, 2 WKA, 90 kW, 570 kWh

Kennung	Index	Standort	Anlagentyp	Nennleist. [kW]	Rotord. [m]	Nabenh. [m]	Tage	Energieprod. [kWh]	äq. Vollaststd [h]	spez. Ertrag [kWh/m <sup>2</sup> ]
4522-01		56290 Lieg	Südwind N 1230	30	12,5	30,5	3	145	5	1
4513-01		53520 Reifferscheid	Tacke TW 60	60	17,5	30,0	20	425	7	2

Leistungsklasse 71 kW - 140 kW, 13 WKA, 1352 kW, 1.028.142 kWh

Kennung	Index	Standort	Anlagentyp	Nennleist. [kW]	Rotord. [m]	Nabenh. [m]	Tage	Energieprod. [kWh]	äq. Vollaststd [h]	spez. Ertrag [kWh/m <sup>2</sup> ]
4533-01		54578 Mirbach	Lagerwey LW 18/80	80	18,0	31,0	365	71.087	889	279
4517-01		56472 Hof	Fuhrländer astOs 100	100	21,0	34,5	181	51.300	513	148
4517-02		56472 Hof	Fuhrländer astOs 100	100	21,0	34,5	181	48.800	488	141
4518-01		56477 Rennerod	Fuhrländer astOs 100	100	21,0	34,5	365	44.905	449	130
4527-01		56477 Waigandshain	Fuhrländer astOs 100	100	21,0	34,5	150	42.486	425	123
4531-01		57629 Kirburg	Fuhrländer astOs 100	100	21,0	34,5	365	75.665	757	218
4532-01		57629 Kirburg	Fuhrländer astOs 100	100	21,0	34,5	365	96.290	963	278
4526-01		57629 Norken	Fuhrländer astOs 100	100	21,0	34,5	272	62.456	625	180
4521-01		54570 Bleckhausen	Seewind 20/110	110	20,0	25,2	365	76.271	693	243
4534-01		54608 Bleialf	Seewind 20/110	110	20,0	34,2	363	144.800	1316	461
4540-01		56291 Wiebelsheim	Seewind 20/110	110	20,0	34,2	365	82.160	747	262
4528-01		56745 Weibern	Seewind 20/110	110	20,0	28,2	182	79.017	718	252
4544-01		54687 Arzfeld	Seewind 25/132	132	20,0	34,2	365	152.905	1158	487

Leistungsklasse 141 kW - 210 kW, 3 WKA, 500 kW, 593.105 kWh

Kennung	Index	Standort	Anlagentyp	Nennleist. [kW]	Rotord. [m]	Nabenh. [m]	Tage	Energieprod. [kWh]	äq. Vollaststd [h]	spez. Ertrag [kWh/m <sup>2</sup> ]
4511-01		56368 Katzenelnbogen	AN Bonus 150/30	150	23,0	30,0	181	71.021	473	171
4519-01		57586 Weitefeld	Nordex N 27/150	150	27,0	40,7	365	264.295	1762	462
4524-01		56479 Stein-Neukirch	Micon M 570-200/40	200	27,0	36,0	365	257.789	1289	450

Leistungsklasse 211 kW - 280 kW, 12 WKA, 2995 kW, 3.381.946 kWh

Kennung	Index	Standort	Anlagentyp	Nennleist. [kW]	Rotord. [m]	Nabenh. [m]	Tage	Energieprod. [kWh]	äq. Vollaststd [h]	spez. Ertrag [kWh/m <sup>2</sup> ]
4536-01		54597 Reuth	Micon M 700-225/40	225	29,8	36,0	365	295.390	1313	424
4535-01		54617 Harspelt	Nordex N 29/250	250	29,7	50,0	365	274.606	1098	396
4548-01		55234 Gau-Heppenheim	Fuhrländer astOs 250	250	29,5	41,5	365	364.606	1458	533
4549-01		55234 Gau-Heppenheim	Fuhrländer astOs 250	250	29,5	41,5	365	375.748	1503	550
4542-01		56244 Ettinghausen	Fuhrländer astOs 250	250	29,5	41,5	365	249.832	999	366
4546-01		56477 Rennerod	Fuhrländer astOs 250	250	29,5	41,5	365	217.464	870	318
4538-01		57612 Kroppach	Fuhrländer astOs 250	250	29,5	41,5	365	254.235	1017	372
4538-01	15	57612 Kroppach	Fuhrländer astOs 250	250	29,5	41,5	365	254.235	1017	372
4538-02		57612 Kroppach	Fuhrländer astOs 250	250	29,5	41,5	365	245.226	981	359
4538-02	15	57612 Kroppach	Fuhrländer astOs 250	250	29,5	41,5	365	245.226	981	359
4539-01		57627 Gehlert	Fuhrländer astOs 250	250	29,5	41,5	272	180.510	722	264
4545-01		54317 Gusterath	Südwind N 3127	270	31,0	41,7	365	424.868	1574	563

Leistungsklasse 281 kW - 350 kW, 2 WKA, 600 kW, 534.563 kWh

Kennung	Index	Standort	Anlagentyp	Nennleist. [kW]	Rotord. [m]	Nabenh. [m]	Tage	Energieprod. [kWh]	äq. Vollaststd [h]	spez. Ertrag [kWh/m <sup>2</sup> ]
4552-01		54558 Mückeln	Tacke TW 300	300	33,0	40,0	365	273.466	912	320
4547-01		56477 Rennerod	Tacke TW 300	300	33,0	40,0	365	261.097	870	305

Leistungsklasse 491 kW - 560 kW, 6 WKA, 3000 kW, 3.332.162 kWh

Kennung	Index	Standort	Anlagentyp	Nennleist. [kW]	Rotord. [m]	Nabenh. [m]	Tage	Energieprod. [kWh]	äq. Vollaststd [h]	spez. Ertrag [kWh/m <sup>2</sup> ]
4529-02		54441 Kirf/Meurich	Enercon E 40	500	40,3	42,0	243	484.600	969	380
4530-01		54673 Koxhausen	Enercon E 40	500	40,3	42,0	273	499.298	999	391
4530-02		54673 Koxhausen	Enercon E 40	500	40,3	42,0	273	502.152	1004	394
4530-03		54673 Koxhausen	Enercon E 40	500	40,3	42,0	273	587.106	1174	460
4530-04		54673 Koxhausen	Enercon E 40	500	40,3	42,0	273	519.460	1039	407
4537-01		56472 Hof	Vestas V 39/500	500	39,0	53,0	365	739.546	1479	619

Leistungsklasse 561 kW - 630 kW, 3 WKA, 1800 kW, 2.309.157 kWh

Kennung	Index	Standort	Anlagentyp	Nennleist. [kW]	Rotord. [m]	Nabenh. [m]	Tage	Energieprod. [kWh]	äq. Vollaststd [h]	spez. Ertrag [kWh/m <sup>2</sup> ]
4551-01		54311 Trierweiler	AN Bonus 600/41	600	41,0	50,0	365	762.672	1271	578
4550-01		54597 Habscheid-Hallert	Tacke TW 600	600	43,0	50,0	365	818.467	1364	564
4550-02		54597 Habscheid-Hallert	Tacke TW 600	600	43,0	50,0	365	728.018	1213	501

**Saarland**

Leistungsklasse 211 kW - 280 kW, 1 WKA, 225 kW, 132.750 kWh

Kennung	Index	Standort	Anlagentyp	Nennleist. [kW]	Rotord. [m]	Nabenh. [m]	Tage	Energieprod. [kWh]	äq. Vollaststd [h]	spez. Ertrag [kWh/m <sup>2</sup> ]
5001-01		66629 Freisen	Vestas V 27/225	225	27,0	31,5	151	132.750	590	232

Leistungsklasse 491 kW - 560 kW, 3 WKA, 1500 kW, 2.553.387 kWh

Kennung	Index	Standort	Anlagentyp	Nennleist. [kW]	Rotord. [m]	Nabenh. [m]	Tage	Energieprod. [kWh]	äq. Vollaststd [h]	spez. Ertrag [kWh/m <sup>2</sup> ]
5003-01		66625 Nohfelden-Wolfersweiler	Enercon E 40	500	40,3	65,0	365	938.402	1877	736
5004-01		66629 Freisen	Vestas V 39/500	500	39,0	53,0	365	819.653	1639	686
5004-02		66629 Freisen	Vestas V 39/500	500	39,0	53,0	365	795.332	1591	666

Leistungsklasse 1000 kW - 1500 kW, 1 WKA, 1500 kW, 2.190.960 kWh

Kennung	Index	Standort	Anlagentyp	Nennleist. [kW]	Rotord. [m]	Nabenh. [m]	Tage	Energieprod. [kWh]	äq. Vollaststd [h]	spez. Ertrag [kWh/m <sup>2</sup> ]
5006-01		66629 Freisen	NEG Micon NM 1500/64	1.500	64,0	80,0	365	2.190.960	1461	681

**Sachsen**

Leistungsklasse 1 kW - 70 kW, 1 WKA, 60 kW, 268 kWh

Kennung	Index	Standort	Anlagentyp	Nennleist. [kW]	Rotord. [m]	Nabenh. [m]	Tage	Energieprod. [kWh]	äq. Vollaststd [h]	spez. Ertrag [kWh/m <sup>2</sup> ]
7003-01		01458 Ottendorf-Okrilla	Tacke TW 60	60	17,5	40,0	1	268	4	1

Leistungsklasse 71 kW - 140 kW, 4 WKA, 410 kW, 142.897 kWh

Kennung	Index	Standort	Anlagentyp	Nennleist. [kW]	Rotord. [m]	Nabenh. [m]	Tage	Energieprod. [kWh]	äq. Vollaststd [h]	spez. Ertrag [kWh/m <sup>2</sup> ]
7004-01		08209 Vogelsgrün	Lagerwey LW 18/80	80	18,0	40,0	365	35.980	450	141
7005-01		08315 Bernsbach	Vestas V 20/100	110	20,0	24,0	89	32.592	296	104
7005-02		08315 Bernsbach	Vestas V 20/100	110	20,0	24,0	89	36.907	336	117
7005-03		08315 Bernsbach	Vestas V 20/100	110	20,0	24,0	89	37.418	340	119

Leistungsklasse 141 kW - 210 kW, 5 WKA, 750 kW, 1.351.925 kWh

Kennung	Index	Standort	Anlagentyp	Nennleist. [kW]	Rotord. [m]	Nabenh. [m]	Tage	Energieprod. [kWh]	äq. Vollaststd [h]	spez. Ertrag [kWh/m <sup>2</sup> ]
7007-01		04668 Schkortitz	Wind World W 2700/150	150	27,0	41,0	365	212.059	1414	370
7013-01		04687 Altenhain	Nordex N 27/150	150	27,0	40,7	283	179.738	1198	314
7009-01		09619 Ullersdorf	Nordex N 27/150	150	27,0	40,7	365	304.872	2032	532
7009-02		09619 Ullersdorf	Nordex N 27/150	150	27,0	40,7	365	314.376	2096	549
7009-03		09619 Ullersdorf	Nordex N 27/150	150	27,0	40,7	365	340.880	2273	595

Leistungsklasse 211 kW - 280 kW, 17 WKA, 4095 kW, 6.119.643 kWh

Kennung	Index	Standort	Anlagentyp	Nennleist. [kW]	Rotord. [m]	Nabenh. [m]	Tage	Energieprod. [kWh]	äq. Vollaststd [h]	spez. Ertrag [kWh/m <sup>2</sup> ]
7019-01	14	01774 Beerwalde	Micon M 700-225/40	225	29,8	36,0	334	298.520	1327	428
7019-02	14	01774 Beerwalde	Micon M 700-225/40	225	29,8	36,0	334	298.855	1328	428
7019-03	14	01774 Beerwalde	Micon M 700-225/40	225	29,8	36,0	334	265.120	1178	380
7019-04	14	01774 Beerwalde	Micon M 700-225/40	225	29,8	36,0	334	275.095	1223	394
7019-05	14	01774 Beerwalde	Micon M 700-225/40	225	29,8	36,0	334	269.620	1198	387
7001-03		09496 Satzung	Vestas V 27/225	225	27,0	31,5	365	449.710	1999	785
7001-04		09496 Satzung	Vestas V 27/225	225	27,0	31,5	365	472.483	2100	825
7006-01		02763 Mittelherwigsdorf	Micon M 750-250/50	250	31,0	36,0	365	243.443	974	323
7011-06		09477 Jöhstadt	Nordex N 27/250	250	27,0	41,5	365	356.537	1426	623
7011-07		09477 Jöhstadt	Nordex N 27/250	250	27,0	31,5	365	334.158	1337	584
7011-08		09477 Jöhstadt	Nordex N 27/250	250	27,0	31,5	365	372.568	1490	651
7001-01		09496 Satzung	Micon M 530-250/50	250	26,0	30,0	365	372.741	1491	702
7001-05		09496 Satzung	Micon M 530-250/50	250	26,0	30,0	274	282.523	1130	532
7012-01		09517 Ansprung	Micon M 750-250/50	250	31,0	36,0	365	449.600	1798	596
7012-02		09517 Ansprung	Micon M 750-250/50	250	31,0	36,0	365	473.807	1895	628
7012-03		09517 Ansprung	Micon M 750-250/50	250	31,0	36,0	365	440.168	1761	583
7021-01		01737 Tharandt	Südwind N 3127	270	31,0	41,7	365	464.695	1721	616

Leistungsklasse 351 kW - 420 kW, 2 WKA, 800 kW, 1.096.319 kWh

Kennung	Index	Standort	Anlagentyp	Nennleist. [kW]	Rotord. [m]	Nabenh. [m]	Tage	Energieprod. [kWh]	äq. Vollaststd [h]	spez. Ertrag [kWh/m <sup>2</sup> ]
7011-04		09477 Jöhstadt	Micon M 750-400/100	400	31,0	36,0	365	548.511	1371	727
7011-05		09477 Jöhstadt	Micon M 750-400/100	400	31,0	36,0	365	547.808	1370	726

Leistungsklasse 491 kW - 560 kW, 12 WKA, 6000 kW, 7.817.220 kWh

Kennung	Index	Standort	Anlagentyp	Nennleist. [kW]	Rotord. [m]	Nabenh. [m]	Tage	Energieprod. [kWh]	äq. Vollaststd [h]	spez. Ertrag [kWh/m <sup>2</sup> ]
7008-01		02708 Laucha	Enercon E 40	500	40,3	42,0	89	351.293	703	275
7008-01	12	02708 Laucha	Enercon E 40	500	40,3	42,0	89	351.293	703	275
7016-01		08541 Zobes	NedWind 40	500	40,8	39,2	365	247.390	495	189
7028-01		09385 Erlbach-Kirchberg	Wind World W 4100/500	500	41,0	50,0	365	613.647	1227	465
7011-01		09477 Jöhstadt	Vestas V 39/500	500	39,0	40,5	365	753.642	1507	631
7011-02		09477 Jöhstadt	Vestas V 39/500	500	39,0	40,5	365	792.056	1584	663
7011-03		09477 Jöhstadt	Vestas V 39/500	500	39,0	40,5	365	707.055	1414	592
7011-09		09477 Jöhstadt	Enercon E 40	500	40,3	42,0	365	906.238	1812	710
7023-01		09509 Niedersaida	Enercon E 40	500	40,3	42,0	365	788.675	1577	618
7014-01		09517 Niederlauterstein	Vestas V 39/500	500	39,0	53,0	181	369.460	739	309
7022-01		09526 Dittmannsdorf	Enercon E 40	500	40,3	65,0	365	1.016.748	2033	797
7017-01		09619 Voigtsdorf	Vestas V 39/500	500	39,0	53,0	365	919.723	1839	770

Leistungsklasse 561 kW - 630 kW, 2 WKA, 1200 kW, 1.495.130 kWh

Kennung	Index	Standort	Anlagentyp	Nennleist. [kW]	Rotord. [m]	Nabenh. [m]	Tage	Energieprod. [kWh]	äq. Vollaststd [h]	spez. Ertrag [kWh/m <sup>2</sup> ]
7024-01		02794 Leutersdorf	Tacke TW 600	600	43,0	50,0	365	703.620	1173	485
7026-01		09623 Clausnitz	Vestas V 44/600	600	44,0	63,0	365	791.510	1319	521

Leistungsklasse 631 kW - 999 kW, 2 WKA, 1600 kW, 2.920.960 kWh

Kennung	Index	Standort	Anlagentyp	Nennleist. [kW]	Rotord. [m]	Nabenh. [m]	Tage	Energieprod. [kWh]	äq. Vollaststd [h]	spez. Ertrag [kWh/m <sup>2</sup> ]
7027-01		04509 Delitzsch-Selben	Nordex N 52/800	800	52,0	60,0	365	1.460.480	1826	688
7027-01	10	04509 Delitzsch-Selben	Nordex N 52/800	800	52,0	60,0	365	1.460.480	1826	688

**Sachsen-Anhalt**

Leistungsklasse 1 kW - 70 kW, 2 WKA, 90 kW, 88.969 kWh

Kennung	Index	Standort	Anlagentyp	Nennleist. [kW]	Rotord. [m]	Nabenh. [m]	Tage	Energieprod. [kWh]	äq. Vollaststd [h]	spez. Ertrag [kWh/m <sup>2</sup> ]
9015-01		29416 Bierstedt	HAWI 15	30	10,0	20,0	365	8.003	267	102
9003-01		06901 Dorna	Tacke TW 60	60	17,5	30,0	365	80.966	1349	337

Leistungsklasse 71 kW - 140 kW, 8 WKA, 810 kW, 700.024 kWh

Kennung	Index	Standort	Anlagentyp	Nennleist. [kW]	Rotord. [m]	Nabenh. [m]	Tage	Energieprod. [kWh]	äq. Vollaststd [h]	spez. Ertrag [kWh/m <sup>2</sup> ]
9008-01		06628 Obermöllern	Ventis 20-100	100	20,0	30,5	180	65.633	656	209
9008-02		06628 Obermöllern	Ventis 20-100	100	20,0	30,5	180	64.896	649	207
9008-03		06628 Obermöllern	Ventis 20-100	100	20,0	30,5	180	49.158	492	156
9012-01		06632 Gleina	Ventis 20-100	100	20,0	30,5	365	86.697	867	276
9012-02		06632 Gleina	Ventis 20-100	100	20,0	30,5	365	134.513	1345	428
9005-01		6647 Lossa	Ventis 20-100	100	20,0	30,5	365	83.386	834	265
9005-02		6647 Lossa	Ventis 20-100	100	20,0	30,5	365	98.081	981	312
9009-01		38820 Halberstadt	Seewind 20/110	110	20,0	25,2	365	117.660	1070	375

Leistungsklasse 141 kW - 210 kW, 1 WKA, 200 kW, 423.369 kWh

Kennung	Index	Standort	Anlagentyp	Nennleist. [kW]	Rotord. [m]	Nabenh. [m]	Tage	Energieprod. [kWh]	äq. Vollaststd [h]	spez. Ertrag [kWh/m <sup>2</sup> ]
9023-01		06547 Schwenda	Enercon E 30	200	30,0	50,0	365	423.369	2117	599

Leistungsklasse 211 kW - 280 kW, 7 WKA, 1720 kW, 1.692.183 kWh

Kennung	Index	Standort	Anlagentyp	Nennleist. [kW]	Rotord. [m]	Nabenh. [m]	Tage	Energieprod. [kWh]	äq. Vollaststd [h]	spez. Ertrag [kWh/m <sup>2</sup> ]
9024-01		39359 Calv örde	Micon M 700-225/40	225	29,6	36,0	365	211.309	939	307
9024-01	7	39359 Calv örde	Micon M 700-225/40	225	29,6	36,0	365	211.309	939	307
9006-01		38871 Langeln	Micon M 750-250/50	250	31,0	36,0	365	400.145	1601	530
9017-01		39596 Baumgarten	Lagerwey LW 27/250	250	27,0	40,0	365	194.386	778	340
9017-02		39596 Baumgarten	Lagerwey LW 27/250	250	27,0	40,0	365	166.197	665	290
9017-03		39596 Baumgarten	Lagerwey LW 27/250	250	27,0	40,0	365	161.907	648	283
9019-01		06909 Trebitz	Südwind N 3127	270	31,0	51,7	365	346.930	1285	460

Leistungsklasse 281 kW - 350 kW, 1 WKA, 300 kW, 527.556 kWh

Kennung	Index	Standort	Anlagentyp	Nennleist. [kW]	Rotord. [m]	Nabenh. [m]	Tage	Energieprod. [kWh]	äq. Vollaststd [h]	spez. Ertrag [kWh/m <sup>2</sup> ]
9022-01		38822 Athenstedt	Tacke TW 300	300	33,0	50,0	365	527.556	1759	617

Leistungsklasse 491 kW - 560 kW, 5 WKA, 2500 kW, 3.758.171 kWh

Kennung	Index	Standort	Anlagentyp	Nennleist. [kW]	Rotord. [m]	Nabenh. [m]	Tage	Energieprod. [kWh]	äq. Vollaststd [h]	spez. Ertrag [kWh/m <sup>2</sup> ]
9020-01		06268 Querfurt	Enercon E 40	500	40,3	65,0	365	1.048.111	2096	822
9010-01		06688 Großkorbetha	Enercon E 40	500	40,3	50,0	365	823.244	1646	645
9010-02		06688 Großkorbetha	Enercon E 40	500	40,3	50,0	365	814.082	1628	638
9013-01		39288 Burg-Gütter	Micon M 1500-500/125	500	43,4	46,0	365	637.100	1274	431
9018-01		39524 Wust	Vestas V 39/500	500	39,0	53,0	365	435.634	871	365

Leistungsklasse 561 kW - 630 kW, 3 WKA, 1800 kW, 2.997.392 kWh

Kennung	Index	Standort	Anlagentyp	Nennleist. [kW]	Rotord. [m]	Nabenh. [m]	Tage	Energieprod. [kWh]	äq. Vollaststd [h]	spez. Ertrag [kWh/m <sup>2</sup> ]
9025-01		06542 Allstedt	GET 41	600	41,0	65,0	365	877.979	1463	665
9025-02		06542 Nienstedt	GET 41 Alpha	600	46,0	65,0	365	1.106.421	1844	666
9016-01		39167 Hohendodeleben	Tacke TW 600	600	43,0	50,0	365	1.012.992	1688	698

Leistungsklasse 631 kW - 999 kW, 1 WKA, 800 kW, 1.560.042 kWh

Kennung	Index	Standort	Anlagentyp	Nennleist. [kW]	Rotord. [m]	Nabenh. [m]	Tage	Energieprod. [kWh]	äq. Vollaststd [h]	spez. Ertrag [kWh/m <sup>2</sup> ]
9016-02		39167 Hohendodeleben	Nordex N 52/800	800	52,0	60,0	365	1.560.042	1950	735

**Schleswig-Holstein**

Leistungsklasse 1 kW - 70 kW, 7 WKA, 194 kW, 335.852 kWh

Kennung	Index	Standort	Anlagentyp	Nennleist. [kW]	Rotord. [m]	Nabenh. [m]	Tage	Energieprod. [kWh]	äq. Vollaststd [h]	spez. Ertrag [kWh/m <sup>2</sup> ]
0196-01		24873 Hostrupholz	Wenus Inventus 6	5	6,0	19,0	365	0	0	0
0142-01		25779 Hennstedt	Kano-Rotor 30	30	13,0	30,5	365	44.413	1480	335
0209-01		25779 Hennstedt	Kano-Rotor 30	30	13,0	30,5	365	41.059	1369	309
0155-01		25917 Stadum	Kano-Rotor 30	30	13,0	30,5	365	52.399	1747	395
0216-01		23769 Albertsdorf/Fehmarn	Aeroman 14.8/33	33	14,8	32,0	365	102.607	3109	596
0218-01		25727 Süderhastedt	Aeroman 14.8/33	33	14,8	32,0	365	63.116	1913	367
0193-01		25729 Windbergen	Aeroman 14.8/33	33	14,8	32,0	186	32.258	978	188

Leistungsklasse 71 kW - 140 kW, 8 WKA, 710 kW, 674.756 kWh

Kennung	Index	Standort	Anlagentyp	Nennleist. [kW]	Rotord. [m]	Nabenh. [m]	Tage	Energieprod. [kWh]	äq. Vollaststd [h]	spez. Ertrag [kWh/m <sup>2</sup> ]
0149-01		23815 Geschendorf	Enercon E 18	80	19,4	34,0	365	86.587	1082	293
0207-01		23820 Reinsbek	Enercon E 18	80	19,4	34,0	272	78.547	982	266
0108-01		25704 Meldorf	Enercon E 17	80	18,0	30,5	272	50.914	636	200
0223-01		25718 Friedrichskoog-Dieksanderkoog	Enercon E 18	80	19,4	28,5	365	196.265	2453	664
0204-01		25899 Niebüll-Kornkoog	Enercon E 18	80	18,0	36,7	92	44.299	554	174
0201-01		23569 Lübeck	Ventis 20-100	100	20,0	42,5	89	0	0	0
0011-01		23684 Scharbeutz Schürsdorf	AN Bonus 100/30	100	23,0	30,0	180	67.094	671	161
0233-01		24329 Sasel	Seewind 20/110	110	20,0	34,2	365	151.050	1373	481

Leistungsklasse 141 kW - 210 kW, 25 WKA, 4375 kW, 7.703.408 kWh

Kennung	Index	Standort	Anlagentyp	Nennleist. [kW]	Rotord. [m]	Nabenh. [m]	Tage	Energieprod. [kWh]	äq. Vollaststd [h]	spez. Ertrag [kWh/m <sup>2</sup> ]
0147-01		23619 Zarpen	AN Bonus 150/30	150	23,0	30,0	365	235.439	1570	567
0194-01		24214 Neudorf-Bornstein	Nordex N 27/150	150	27,0	40,7	365	280.488	1870	490
0165-01		24220 Boksee	AN Bonus 150/30	150	23,0	30,0	2	1.077	7	3
0122-01		24241 Schierensee	AN Bonus 150/30	150	23,0	30,0	365	155.641	1038	375
0099-01		24980 Nordhackstedt	Nordtank NTK 150 XLR	150	24,6	32,7	365	235.950	1573	496
0215-01		24989 Dollerup	Nordex N 27/150	150	27,0	40,7	365	370.726	2472	647
0215-02		24989 Dollerup	Nordex N 27/150	150	27,0	40,7	365	374.936	2500	655
0167-01		25599 Wewelsfleth	Nordex N 27/150	150	27,0	40,7	365	441.747	2945	772
0111-01		25719 Barlt	Nordtank NTK 150 XLR	150	24,6	32,7	365	324.197	2161	682
0199-01		25797 Wöhrden	AN Bonus 150/30	150	23,0	30,0	32	33.065	220	80
0212-01		25842 Langenhorn	Wind World W 2700/150	150	27,0	31,0	277	288.225	1922	503
0212-02		25842 Langenhorn	Wind World W 2700/150	150	27,0	31,0	277	288.522	1923	504
0095-01		24229 Strande	Micon M 530-175	175	26,0	30,0	365	292.448	1671	551
0017-01		23730 Neustadt	Vestas V 25/200	200	25,0	30,0	365	279.781	1399	570
0031-01		24850 Lürschau	Vestas V 25/200	200	25,0	30,0	365	202.578	1013	413
0203-01		24876 Hollingstedt	WTN 200/26	200	26,0	40,0	365	297.633	1488	561
0035-01		25899 Dagebüll	Vestas V 25/200	200	25,0	30,0	275	404.473	2022	824
0047-01		25899 Galmsbüll	Vestas V 25/200	200	25,0	30,0	365	372.414	1862	759
0127-01		25899 Galmsbüll	WTN 200/26	200	26,0	30,0	365	424.945	2125	800
0127-02		25899 Galmsbüll	WTN 200/26	200	26,0	30,0	365	357.034	1785	672
0127-03		25899 Galmsbüll	WTN 200/26	200	26,0	30,0	365	358.785	1794	676
0127-04		25899 Galmsbüll	WTN 200/26	200	26,0	30,0	365	413.475	2067	779
0127-05		25899 Galmsbüll	WTN 200/26	200	26,0	30,0	365	412.815	2064	778
0127-06		25899 Galmsbüll	WTN 200/26	200	26,0	30,0	365	396.478	1982	747
0045-01		25924 Emmelsbüll	Vestas V 25/200	200	25,0	30,0	365	460.536	2303	938

Leistungsklasse 211 kW - 280 kW, 11 WKA, 2565 kW, 3.802.569 kWh

Kennung	Index	Standort	Anlagentyp	Nennleist. [kW]	Rotord. [m]	Nabenh. [m]	Tage	Energieprod. [kWh]	äq. Volllaststd [h]	spez. Ertrag [kWh/m <sup>2</sup> ]
0120-01		23769 Gollendorf/Fehmarn	Wind World W 2500/220	220	25,0	31,0	365	486.100	2210	990
0160-01		23758 Jahnshof	Vestas V 27/225	225	27,0	31,5	365	357.983	1591	625
0128-02		24894 Alt-Tolkschuby	Micon M 700-225/40	225	29,6	36,0	180	169.917	755	247
0208-01		25541 Brunsbüttel-Westerbelmhusen	GET Danwin 27	225	29,1	40,0	365	418.000	1858	628
0172-01		25761 Oesterdeichstrich	Vestas V 27/225	225	27,0	31,5	89	132.988	591	232
0173-01		25761 Oesterdeichstrich	Vestas V 27/225	225	27,0	31,5	89	133.210	592	233
0174-01		25761 Oesterdeichstrich	Vestas V 27/225	225	27,0	31,5	89	131.695	585	230
0219-01		25899 Dagebüll	Vestas V 27/225	225	27,0	31,5	273	470.342	2090	821
0189-01		25821 Struckum	Micon M 750-250/50	250	31,0	36,0	365	485.450	1942	643
0125-01		25836 Poppenbüll	Micon M 530-250/50	250	26,0	30,0	365	474.006	1896	893
0228-01		24340 Goosefeld	Südwind N 3127	270	31,0	41,7	365	542.878	2011	719

Leistungsklasse 281 kW - 350 kW, 3 WKA, 900 kW, 1.944.554 kWh

Kennung	Index	Standort	Anlagentyp	Nennleist. [kW]	Rotord. [m]	Nabenh. [m]	Tage	Energieprod. [kWh]	äq. Volllaststd [h]	spez. Ertrag [kWh/m <sup>2</sup> ]
0124-01		25704 Nordermeldorf	Nordtank NTK 300/31	300	31,0	31,0	365	654.224	2181	867
0230-01		25718 Friedrichskoog-Dieksanderkoog	Nordtank NTK 300/31	300	31,0	31,0	365	631.959	2107	837
0244-01		25842 Langenhorn	AN Bonus 300/33	300	33,0	30,0	365	658.371	2195	770

Leistungsklasse 421 kW - 490 kW, 17 WKA, 7810 kW, 12.798.843 kWh

Kennung	Index	Standort	Anlagentyp	Nennleist. [kW]	Rotord. [m]	Nabenh. [m]	Tage	Energieprod. [kWh]	äq. Volllaststd [h]	spez. Ertrag [kWh/m <sup>2</sup> ]
0200-01		25541 Brunsbüttel	AN Bonus 450/37	450	37,0	42,3	90	244.575	543	227
0214-01		25704 Nordermeldorf	AN Bonus 450/37	450	37,0	42,3	365	1.138.034	2529	1058
0143-01		25899 Galmsbüll	AN Bonus 450/35	450	35,0	35,0	365	904.101	2009	940
0143-02		25899 Galmsbüll	AN Bonus 450/35	450	35,0	35,0	365	869.923	1933	904
0143-03		25899 Galmsbüll	AN Bonus 450/35	450	35,0	35,0	365	955.956	2124	994
0143-04		25899 Galmsbüll	AN Bonus 450/35	450	35,0	35,0	365	921.479	2048	958
0143-05		25899 Galmsbüll	AN Bonus 450/35	450	35,0	35,0	365	932.219	2072	969
0143-06		25899 Galmsbüll	AN Bonus 450/35	450	35,0	35,0	365	925.260	2056	962
0143-07		25899 Galmsbüll	AN Bonus 450/35	450	35,0	35,0	365	864.664	1921	899
0206-01		23769 Klausdorf/Fehmarn	Enercon E 40	470	40,3	44,0	89	411.072	875	322
0206-02		23769 Klausdorf/Fehmarn	Enercon E 40	470	40,3	44,0	89	379.081	807	297
0206-03		23769 Klausdorf/Fehmarn	Enercon E 40	470	40,3	44,0	89	388.095	826	304
0206-04		23769 Klausdorf/Fehmarn	Enercon E 40	470	40,3	44,0	89	294.874	627	231
0205-01		23769 Puttgarden/Fehmarn	Enercon E 40	470	40,3	44,0	263	946.523	2014	742
0205-02		23769 Puttgarden/Fehmarn	Enercon E 40	470	40,3	44,0	263	891.277	1896	699
0205-03		23769 Puttgarden/Fehmarn	Enercon E 40	470	40,3	44,0	263	842.213	1792	660
0205-04		23769 Puttgarden/Fehmarn	Enercon E 40	470	40,3	44,0	263	889.497	1893	697

Leistungsklasse 491 kW - 560 kW, 24 WKA, 12000 kW, 25.027.152 kWh

Kennung	Index	Standort	Anlagentyp	Nennleist. [kW]	Rotord. [m]	Nabenh. [m]	Tage	Energieprod. [kWh]	äq. Volllaststd [h]	spez. Ertrag [kWh/m <sup>2</sup> ]
0227-01		24217 Stakendorf	Enercon E 40	500	40,3	42,0	365	1.102.988	2206	865
0231-01		24891 Struxdorf	Nordtank NTK 500/41	500	41,0	50,0	365	1.066.163	2132	808
0222-01		25541 Brunsbüttel	Enercon E 40	500	40,3	50,0	365	1.139.303	2279	893
0239-01		25693 Trennewurth	Jacobs 41/500	500	41,0	50,0	365	1.141.270	2283	864
0178-01		25693 Volsemehusen	Nordtank NTK 500/37	500	37,0	35,0	365	807.359	1615	751
0124-02		25704 Nordermeldorf	Nordtank NTK 500/37	500	37,0	35,0	334	809.547	1619	753
0124-03		25704 Nordermeldorf	Nordtank NTK 500/37	500	37,0	50,0	334	965.365	1931	898
0151-05		25709 Kaiser-Wilhelm-Koog	Enercon E 40	500	40,3	44,0	365	1.318.126	2636	1033
0234-01		25709 Kronprinzenkoog	Nordtank NTK 500/41	500	41,0	50,0	365	1.234.095	2468	935
0245-01		25718 Friedrichskoog-Dieksanderkoog	Jacobs 41/500	500	41,0	40,0	365	1.257.130	2514	952
0161-01		25764 Norddeich	Nordtank NTK 500/37	500	37,0	35,0	365	1.066.028	2132	991
0226-01		25764 Norddeich	Enercon E 40	500	40,3	42,0	365	1.275.510	2551	1000
0247-01		25821 Vollstedt	Enercon E 40	500	40,3	58,0	334	1.016.150	2032	797
0247-02		25821 Vollstedt	Enercon E 40	500	40,3	58,0	334	1.016.164	2032	797
0247-03		25821 Vollstedt	Enercon E 40	500	40,3	58,0	334	1.049.109	2098	822
0247-04		25821 Vollstedt	Enercon E 40	500	40,3	58,0	334	1.005.014	2010	788
0247-05		25821 Vollstedt	Enercon E 40	500	40,3	58,0	334	1.024.462	2049	803
0247-06		25821 Vollstedt	Enercon E 40	500	40,3	58,0	334	1.015.185	2030	796
0247-07		25821 Vollstedt	Enercon E 40	500	40,3	58,0	334	974.198	1948	764
0225-01		25899 Galmsbüll	Vestas V 39/500	500	39,0	40,5	365	1.200.357	2401	1005
0236-01		25899 Klxbüll	Jacobs 37/500	500	37,0	50,0	365	840.462	1681	782
0210-01		25924 Emmelsbüll-Horsbüll	Nordtank NTK 500/37	500	37,0	35,0	333	1.125.649	2251	1047
1326-01		27383 Scheeßel-Westeresch	Enercon E 40	500	40,3	65,0	365	786.500	1573	617
1326-02		27383 Scheeßel-Westeresch	Enercon E 40	500	40,3	65,0	365	791.018	1582	620

Leistungsklasse 561 kW - 630 kW, 5 WKA, 3000 kW, 5.065.422 kWh

Kenntung	Index	Standort	Anlagentyp	Nennleist. [kW]	Rotord. [m]	Nabenh. [m]	Tage	Energieprod. [kWh]	äq. Vollaststd [h]	spez. Ertrag [kWh/m <sup>2</sup> ]
0229-01		23701 Süsel-Barkau	Tacke TW 600	600	43,0	50,0	365	725.200	1209	499
0241-01		24882 Moldenit-Schaalby	GET 41	600	41,0	47,5	365	767.653	1279	581
0213-03		24969 Lindewitt	Micon M 1500-600/150	600	43,4	53,0	365	1.148.640	1914	776
0224-01		24980 Hörup	Tacke TW 600	600	43,0	50,0	365	1.139.934	1900	785
0240-01		25797 Wöhren-Neuenkrug	Jacobs 43/600	600	43,0	50,0	365	1.283.995	2140	884

Leistungsklasse 1000 kW - 1500 kW, 2 WKA, 3000 kW, 6.418.197 kWh

Kenntung	Index	Standort	Anlagentyp	Nennleist. [kW]	Rotord. [m]	Nabenh. [m]	Tage	Energieprod. [kWh]	äq. Vollaststd [h]	spez. Ertrag [kWh/m <sup>2</sup> ]
0243-01		25541 Brunsbüttel	Enercon E 66	1.500	66,0	68,0	365	3.129.123	2086	915
0151-06		25709 Kaiser-Wilhelm-Koog	Vestas V 63/1.5	1.500	63,0	60,0	365	3.289.074	2193	1055

Leistungsklasse , 20 WKA, 36000 kW, 53.096.254 kWh

Kenntung	Index	Standort	Anlagentyp	Nennleist. [kW]	Rotord. [m]	Nabenh. [m]	Tage	Energieprod. [kWh]	äq. Vollaststd [h]	spez. Ertrag [kWh/m <sup>2</sup> ]
0248-03		25819 Vollstedt	Enercon E 66	1.800	70,0	64,0	334	3.216.587	1787	836
0248-04		25819 Vollstedt	Enercon E 66	1.800	70,0	64,0	278	2.609.923	1450	678
0250-01		25821 Bredstedt	Enercon E 66	1.800	70,0	64,0	334	4.174.959	2319	1085
0250-02		25821 Bredstedt	Enercon E 66	1.800	70,0	64,0	334	4.039.505	2244	1050
0250-03		25821 Bredstedt	Enercon E 66	1.800	70,0	64,0	318	2.955.801	1642	768
0250-04		25821 Bredstedt	Enercon E 66	1.800	70,0	64,0	283	3.204.155	1780	833
0250-05		25821 Bredstedt	Enercon E 66	1.800	70,0	64,0	275	3.027.419	1682	787
0250-06		25821 Bredstedt	Enercon E 66	1.800	70,0	64,0	31	374.640	208	97
0250-07		25821 Bredstedt	Enercon E 66	1.800	70,0	64,0	31	465.912	259	121
0251-02		25821 Breklum	Enercon E 66	1.800	70,0	64,0	261	2.467.777	1371	641
0251-03		25821 Breklum	Enercon E 66	1.800	70,0	64,0	258	2.327.834	1293	605
0254-01		25821 Breklum	Enercon E 66	1.800	70,0	64,0	214	2.969.412	1650	772
0248-01		25821 Vollstedt	Enercon E 66	1.800	70,0	64,0	283	2.509.445	1394	652
0248-02		25821 Vollstedt	Enercon E 66	1.800	70,0	64,0	334	3.191.506	1773	829
0255-01		25821 Vollstedt	Enercon E 66	1.800	70,0	64,0	92	983.061	546	255
0255-02		25821 Vollstedt	Enercon E 66	1.800	70,0	64,0	92	1.011.417	562	263
0249-01		25824 Strukum	Enercon E 66	1.800	70,0	64,0	334	4.022.938	2235	1045
0249-02		25824 Strukum	Enercon E 66	1.800	70,0	64,0	334	4.187.550	2326	1088
0253-01		25824 Strukum	Enercon E 66	1.800	70,0	64,0	214	2.706.179	1503	703
0253-02		25824 Strukum	Enercon E 66	1.800	70,0	64,0	214	2.650.234	1472	689

**Thüringen**

Leistungsklasse 1 kW - 70 kW, 1 WKA, 5 kW, 2.936 kWh

Kennung	Index	Standort	Anlagentyp	Nennleist. [kW]	Rotord. [m]	Nabenh. [m]	Tage	Energieprod. [kWh]	äq. Vollaststd [h]	spez. Ertrag [kWh/m <sup>2</sup> ]
8015-01		07580 Linda	Wenus Inventus 6	5	6,0	19,0	365	2.936	587	104

Leistungsklasse 71 kW - 140 kW, 2 WKA, 242 kW, 242.732 kWh

Kennung	Index	Standort	Anlagentyp	Nennleist. [kW]	Rotord. [m]	Nabenh. [m]	Tage	Energieprod. [kWh]	äq. Vollaststd [h]	spez. Ertrag [kWh/m <sup>2</sup> ]
8016-01		07819 Schmieritz	Seewind 20/110	110	22,0	31,2	365	77.114	701	203
8007-01		07613 Lindau	Seewind 25/132	132	20,0	31,2	365	165.618	1255	527

Leistungsklasse 141 kW - 210 kW, 2 WKA, 400 kW, 437.684 kWh

Kennung	Index	Standort	Anlagentyp	Nennleist. [kW]	Rotord. [m]	Nabenh. [m]	Tage	Energieprod. [kWh]	äq. Vollaststd [h]	spez. Ertrag [kWh/m <sup>2</sup> ]
8000-01		07554 Söllnitz	Micon M 570-200/40	200	27,0	36,0	365	233.544	1168	408
8003-01		07806 Kospoda-Meilitz	Micon M 570-200/40	200	27,0	36,0	365	204.140	1021	357

Leistungsklasse 211 kW - 280 kW, 5 WKA, 1150 kW, 1.621.974 kWh

Kennung	Index	Standort	Anlagentyp	Nennleist. [kW]	Rotord. [m]	Nabenh. [m]	Tage	Energieprod. [kWh]	äq. Vollaststd [h]	spez. Ertrag [kWh/m <sup>2</sup> ]
8005-01		07554 Hirschfeld	Micon M 700-225/40	225	29,6	36,0	365	307.742	1368	447
8012-01		07586 Niederdorf	Micon M 700-225/40	225	29,6	36,0	365	286.841	1275	417
8009-01		37308 Reinholterode	Micon M 700-225/40	225	29,6	36,0	365	392.323	1744	570
8009-01	11	37308 Reinholterode	Micon M 700-225/40	225	29,6	36,0	365	392.323	1744	570
8017-01	13	99510 Wormstedt	Lagerwey LW 30/250	250	30,0	50,0	365	242.745	971	343

Leistungsklasse 281 kW - 350 kW, 2 WKA, 600 kW, 1.078.564 kWh

Kennung	Index	Standort	Anlagentyp	Nennleist. [kW]	Rotord. [m]	Nabenh. [m]	Tage	Energieprod. [kWh]	äq. Vollaststd [h]	spez. Ertrag [kWh/m <sup>2</sup> ]
8009-02		37308 Reinholterode	Tacke TW 300	300	33,0	50,0	365	539.282	1798	631
8009-02	11	37308 Reinholterode	Tacke TW 300	300	33,0	50,0	365	539.282	1798	631

Leistungsklasse 491 kW - 560 kW, 4 WKA, 2000 kW, 3.142.843 kWh

Kennung	Index	Standort	Anlagentyp	Nennleist. [kW]	Rotord. [m]	Nabenh. [m]	Tage	Energieprod. [kWh]	äq. Vollaststd [h]	spez. Ertrag [kWh/m <sup>2</sup> ]
8011-01		04626 Heukewalde	Enercon E 40	500	40,3	49,0	365	847.461	1695	664
8006-01		99510 Stobra	Enercon E 40	500	40,3	50,0	365	854.801	1710	670
8017-02	13	99510 Wormstedt	Wind World W 4100/500	500	41,0	50,0	365	669.342	1339	507
8017-03	13	99510 Wormstedt	NedWind 44	500	43,8	65,0	365	771.239	1542	512

Leistungsklasse 561 kW - 630 kW, 6 WKA, 3600 kW, 4.000.077 kWh

Kennung	Index	Standort	Anlagentyp	Nennleist. [kW]	Rotord. [m]	Nabenh. [m]	Tage	Energieprod. [kWh]	äq. Vollaststd [h]	spez. Ertrag [kWh/m <sup>2</sup> ]
8013-01		04626 Hartha	Micon M 1500-600/150	600	43,4	46,0	365	856.364	1427	579
8008-01		04626 Lumpzig	Micon M 1500-600/150	600	43,4	46,0	365	779.000	1298	527
8004-01		04626 Vollmershain	Micon M 1500-600/150	600	43,4	46,0	365	367.534	613	248
8010-01	16	07338 Steinsdorf	Tacke TW 600	600	43,0	50,0	365	564.060	940	388
8003-02		07806 Kospoda-Meilitz	Vestas V 44/600	600	44,0	53,0	365	761.822	1270	501
8014-01		98597 Breitungun	Tacke TW 600	600	43,0	50,0	365	671.297	1119	462



### Appendix E Individual Site Evaluations

Appendix E contains data sheets of 24 data acquisition systems (DEG), which can be used for the characterisation of WT sites and WT performances as well.

Each data sheet contains the following information and evaluations:

- Indication of the site, including details of geographical latitude and longitude,
- WT base data: Type, rated power, hub height and rotor diameter,
- name of the operator,
- measuring period and availability of the measuring systems by quoting the database (in hours),
- monthly mean values of wind speed with details about measuring height,
- monthly energy production of the WT,
- monthly average value of turbulence intensity,
- annual values of the monthly values mentioned above,
- frequency distribution of wind speed in classes of 0 - 20 m/s and Weibull distribution
- distribution of wind energy based on the energetically weighted frequency distribution of the wind direction in 12 sectors,
- power duration curves for WTs with an availability of measurements of more than 7000 hours in 2004 based on 15 minute mean values.
- WT performance

This evaluation shows three curves which are derived from DEG signals. The curves consist of mean values of all 5 minute samples from 2004, classified into wind speed classes of 0.5 m/s width. Using the curves

- grid connection time,
- energy output and
- number of cut-in events

the WT performance at individual sites can be displayed over a longer period of time. The individual curves were generated from at least 60 plausible data sets per wind speed class. The calculation of the mean values is processed with all data of the respective wind speed class, inclusively all reported downtimes due to maintenance or repairing.

## E Einzelergebnisse

Der Anhang E "Einzelergebnisse der DEG-Datenauswertung" enthält Datenblätter von insgesamt 24 Datenerfassungsgeräten (DEG), die zur Standortcharakterisierung und Beurteilung der WEA-Leistungsfähigkeit herangezogen werden können.

Jedes Datenblatt enthält die folgenden Angaben und Auswertungen:

- Bezeichnung des Standortes, einschließlich der Angabe der geographischen Länge und Breite,
- WEA-Stammdaten: Typ, Nennleistung, Nabenhöhe und Rotorkreisdurchmesser,
- Name des Betreibers,
- Messzeitraum und Verfügbarkeit der Messtechnik durch Angabe der Datenbasis (in Stunden),
- Monatsmittel der Windgeschwindigkeit mit Angabe der Messhöhe,
- monatliche Stromproduktion der WEA,
- Monatsmittel der Turbulenzintensität,
- zugehörige Jahreswerte zu den zuvor genannten Monatswerten,
- Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeit in Klassen von 0 - 20 m/s, Weibull-Verteilung als Näherungsfunktion,
- Richtungsverteilung der Windenergie auf Basis der energetisch gewichteten Häufigkeitsverteilung der Windrichtung in 12 Sektoren,
- Leistungsdauerlinien für WEA mit einer Messdatenverfügbarkeit von mehr als 7000 Stunden in 2004, durch Gruppierung der 15min-Leistungswerte,
- Auswertungen zum Betriebsverhalten der WEA mit Messdaten aus mindestens drei Sommer- und drei Wintermonaten.

Diese Auswertung zeigt drei aus den Messsignalen der Datenerfassungsgeräte generierte Messgrößen als Mittelwerte aller 5-Minuten-Intervalle aus 2004, klassiert in 0,5 m/s breite Windgeschwindigkeitsklassen. Anhand der Kurven

- Netzkoppeldauer,
- gelieferte elektrische Energie und
- Anzahl der Netzaufschaltungen

kann das Betriebsverhalten der Windkraftanlagen an den jeweiligen Standorten über einen längeren Zeitraum hinweg dargestellt werden. Die einzelnen Punkte der drei Kurven wurden jeweils aus mindestens 60 plausibilisierten Messwerten pro Windgeschwindigkeitsklasse erstellt. Bei der Berechnung der Mittelwerte werden alle Messwerte der jeweiligen Windgeschwindigkeitsklasse, inklusive aller gemeldeten Stillstandszeiten, z. B. durch Wartung und Instandsetzung, berücksichtigt.

Im einzelnen sind die Kurven wie folgt zu interpretieren:

Das Diagramm **"Netzkoppeldauer"** (durchgezogene Linie) zeigt die auf eine Intervalllänge von 5 Minuten bezogene Netzkoppelzeit, in der die Anlage am Netz betrieben wurde. Zeigt die Kurve z.B. bei einer Windgeschwindigkeit von 5 m/s einen Wert von 80 Prozent, so bedeutet dies, dass die mittlere Netzkoppeldauer aller Messwerte in dieser Windgeschwindigkeitsklasse 4 Minuten pro 5-Minuten-Intervall beträgt.

Die Kurve **"Energieförderung"** (gestrichelte Linie) zeigt die im Zeitintervall gelieferte elektrische Energie, bezogen auf das Produkt aus Nennleistung und Intervalllänge (5 Minuten). Beispiel: Beträgt bei einer Windgeschwindigkeit von 12 m/s der Wert 80 Prozent, so bedeutet dies, dass für eine WEA mit 100 kW Nennleistung die mittlere Energieförderung 6,67 kWh im 5-Minuten-Intervall beträgt ( $\rightarrow 0,8 \times 100 \text{ kW} \times 1/12 \text{ h} = 6,67 \text{ kWh}$ ). Beträgt der Wert 100 Prozent, so ergibt die Energieförderung im 5-Minuten-Intervall rund 8,3 kWh ( $\rightarrow 1,0 \times 100 \text{ kW} \times 1/12 \text{ h} = 8,33 \text{ kWh}$ ).

Die Kurve **"Netzaufschaltungen"** (gepunktete Linie) zeigt die auf die Gesamtzahl der Netzaufschaltungen bezogene Anzahl der Aufschaltungen in der jeweiligen Windgeschwindigkeitsklasse (Häufigkeitsverteilung). Das Maximum dieser Häufigkeitsverteilung liegt im allgemeinen bei einer Windgeschwindigkeit von etwa 3-4 m/s (Einschaltwindgeschwindigkeit).

Zeichenerläuterung (für die nachfolgenden Abbildungen):

\*) Monat unvollständig dokumentiert

The individual curves are to be interpreted as follows:

The diagram „grid connection time“ (solid line) gives the time in a five minute period, in which the plant was connected to the grid. E.g. if the value is 80% at a wind speed of 5 m/s the mean grid connection time of all measurements in this wind speed class totals 4 minutes.

The diagramm "mean energy output" (dotted line) gives the electric energy delivered in the time interval, in reference to the theoretical product from rated power and time (5 minutes). Example: If the value ENG equals 80% at a windspeed of 12m/s this shows that the mean energy delivery of a WT with 100 kW rated power totals 6.67 kWh in a 5 minute interval ( $\rightarrow 0,8 \times 100 \text{ kW} \times 1/12 \text{ h} = 6,67 \text{ kWh}$ ). If the value ENG equals 100% the mean energy delivery is 8.3 kWh in a 5 minute interval ( $\rightarrow 1,0 \times 100 \text{ kW} \times 1/12 \text{ h} = 8,33 \text{ kWh}$ ).

The curve "cut-in events" (dotted line) shows the relative number of switch actions in the respective wind speed class (frequency distribution). The maximum of this frequency distribution is usually at wind speed of about 3-4m/s (cut-in wind speed).

Legend (regarding to the following figures):

\*)Month not completely documented

