

## Studie "Weiterer Ausbau der Windenergienutzung im Hinblick auf den Klimaschutz"

*Study "Further Development of Wind Energy Use under the Aspect of Climate Protection"*

T. Neumann, B. Neddermann, DEWI



### 1. Einleitung

Im zweiten Teil der Studie "Weiterer Ausbau der Windenergienutzung im Hinblick auf den Klimaschutz" [1,2] werden auf Basis einer umfassenden Analyse der bisherigen Entwicklung und des Status quo die Perspektiven der Windenergienutzung und das damit verbundene Potenzial zur Minderung der CO<sub>2</sub>-Emissionen in Deutschland untersucht. Wichtige Aspekte sind die Prognose zur weiteren Entwicklung des deutschen Windenergiemarktes, die Bewertung der Anlagentechnik, die Darstellung der aktuellen Kostensituation von Windenergieprojekten sowie die Betrachtung der Energieerzeugungskosten. Für die Offshore-Windenergienutzung erfolgt eine ausführliche Darstellung zu technischen Konzeptionen sowie zur Entwicklung von Gründungstechnik, Energieableitungstechnik und zur Netzanbindung.

### 2. Windenergieausbau forciert das Erreichen des CO<sub>2</sub>-Einsparungsziels

Aufgrund der bereits seit über einem Jahrzehnt bestehenden, günstigen politischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen, die mit dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) im April 2000 nochmals verbessert wurden, ist Deutschland weltweit führend im Bereich der Windenergienutzung. Dies wird auch durch den Rekordzuwachs der neu installierten Leistung im Jahr 2001 von 2.658,96 MW unterstrichen, die zu fast 2/3 aus deutscher Produktion stammte. Die positive Entwicklung des heimischen Marktes ermöglichte zahlreichen Herstellern von Windenergieanlagen (WEA), sich zu etablieren und im Bereich der Anlagenentwicklung auch international eine Spitzenposition einzunehmen. Regional zeigen sich deutliche Unterschiede beim Ausbau der Windenergie, dabei sind die Küstenländer mit einem Anteil am Nettostromverbrauch von 10-25 % führend.

Wie die Prognose der weiteren Entwicklung bis 2010, die sich auf eine Befragung in der deutschen Windenergiebranche stützt, zeigt, ist ab etwa 2003 eine Sättigung des heimischen Marktes zu erwarten, so dass im Jahr 2006 an Land mit einer Neuinstallation von nur noch ca. 800 MW zu rechnen ist. Bei einem Erhalt der bisherigen güns-

### 1. Introduction

*The second part of the study "Further Development of Wind Energy Use under the Aspect of Climate Protection" [1,2], which is founded on an extensive analysis of the development so far and the status quo, examines the prospects of wind energy use and the potential involved for the reduction of CO<sub>2</sub> emissions in Germany. Important aspects are the prediction of the further development of the German wind energy market, the evaluation of the wind turbine technology, an account of the current costs of wind energy projects and an examination of the costs of energy production. The use of offshore wind energy is described in detail concerning technical concepts and the development of foundations technology, power transmission technology and grid connection.*

### 2. Expansion of Wind Energy Forces Reaching of the CO<sub>2</sub> Reduction Goal

*Because of the positive political and economic terms, existing for more than one decade and having been improved once again in April 2000 by the Renewable Energy Sources Act (EEG), Germany plays a key role in the use of wind energy worldwide. This is also emphasized by the record increase of the new installed capacity of 2,658.96 megawatts (MW) in the year 2001, realised with a share of about 2/3 from German production. The positive development of the domestic market enabled numerous manufacturers of wind turbines to establish themselves, so that they got a top position even in the international development of wind turbines. There are significant differences in the regional distribution of wind energy extension. Leader in the field are the coastal states with a share of 10-25 % of their net electricity consumption.*

*The prediction of the further development until 2010, which is founded on an inquiry in the German wind energy industry, shows that a saturation on the domestic market from 2003 on is to be expected, so that in 2006 a newly installed onshore capacity of perhaps only about 800 MW will be reached. If the positive terms remain, the*

tigen Rahmenbedingungen wird die in Deutschland insgesamt installierte Windenergieleistung bis 2010 voraussichtlich an Land auf 20.000 MW und im Offshore-Bereich auf 2.000 bis 3.000 MW anwachsen können.

Der für 2002 erwartete Rekordabsatz auf dem deutschen Markt kann langfristig nur durch den Ausbau der Offshore-Windenergienutzung in Nord- und Ostsee sowie zu einem geringen Teil durch Repowering erhalten werden. Im Jahr 2030 ergibt sich nach der Prognose eine Windenergieleistung von etwa 21.000 MW Onshore und 26.000 MW Offshore, insgesamt also 47.000 MW. Mit den deutlich höheren Energieerträgen im Offshore-Bereich ließen sich somit durchschnittlich mehr als 130 TWh Strom im Jahr, also etwa 25 bis 30 % des Strombedarfs in Deutschland (2002), aus Windenergie erzeugen. In Bezug auf die CO<sub>2</sub>-Emissionen bedeutet dies für Deutschland eine jährliche Einsparung zwischen 24 und 39 Mio. t CO<sub>2</sub> im Jahr 2010 und zwischen 73 und 121 Mio. t CO<sub>2</sub> im Jahr 2030 allein durch die Windenergienutzung. Bezogen auf den elektrizitätsbedingten CO<sub>2</sub>-Ausstoß im Jahre 2000 wäre dies eine Verminderung von 3-5% (2010) bzw. 9-14% (2030), legt man den heutigen Kraftwerkspark zugrunde.

### 3. Technische Entwicklung der Windenergie

Das enorme Wachstum des Windenergiemarktes begünstigte auch die dynamische Anlagenentwicklung der letzten Dekade. Die Verzehnfachung der durchschnittlichen installierten Anlagenleistung in diesem Zeitraum auf 1.278,96 kW/WEA im Jahr 2001 ist hier nur ein Größenmerkmal für den technischen Fortschritt. Zum Teil völlig neue Anlagenkonzepte im Bereich der Konstruktion, der Regelungstechnik und auch der Generortechnik führten darüber hinaus zu einer Effizienzsteigerung der WEA und zu einer Vielzahl von qualitativen Verbesserungen, beispielsweise in Bezug auf Netzzrückwirkungen oder der Verminderung von in die Umgebung abgestrahlten Betriebsgeräuschen. Mit der wachsenden Rotorgröße der Windturbinen konnte auch ein zunehmender Energieertrag pro Kilogramm eingesetzter Masse erreicht werden.

In Bezug auf die Leistungsregelung der Anlagen werden derzeit drei unterschiedliche Konzepte auf dem Markt angeboten: die bis Mitte der 90er-Jahre fast konkurrenzlosen Stall-Anlagen (ohne Blattverstellung), Pitch-Anlagen (mit Blattverstellung in Richtung Fahnenposition), die bei heute üblichen WEA der Megawattklasse mittlerweile den Markt beherrschen sowie Active-Stall-Anlagen (mit Blattverstellung in Richtung Strömungsabriss), die einen Marktanteil von etwa 15 % einnehmen.

*total wind power capacity in Germany will probably run up to 20,000 MW onshore and 2,000 to 3,000 MW offshore until 2010.*

*The record sales expected for 2002 can only be maintained in the long term by the expansion of the use of offshore wind energy in the North Sea and Baltic Sea as well as, to a limited extent, by repowering. In the year 2030 the prediction results in a wind power capacity of about 21,000 MW onshore and 26,000 MW offshore, a total of 47,000 MW. Because of the much higher energy yields in the offshore area, more than 130 terawatt-hours per annum on average, i.e. about 25 to 30 % of today's electricity requirements in Germany, could be generated by wind energy. With reference to CO<sub>2</sub> emissions in Germany, this means an annual reduction between 24 and 39 million t CO<sub>2</sub> in the year 2010 and between 73 and 121 million t CO<sub>2</sub> in 2030, only due to the use of wind energy. Referring to the CO<sub>2</sub> emissions caused by electricity production in the year 2000 this would be a reduction of 3-5 % (2010) and 9-14% (2030) respectively, if today's power stations are taken as a basis.*

### 3. Technical Development of Wind Energy

*The vast increase of the wind power market also promoted the dynamic development of wind turbines in the last decade. In this context the tenfold increase of the average installed capacity per wind turbine in this period to 1,278.96 kW/wind turbine in the year 2001 is only a mark for the technological progress. Furthermore new concepts in the field of construction, control engineering as well as in the generator technology resulted in an improvement of the efficiency and the quality of the wind turbines, e.g. as far as power quality or the reduction of noise emitted to the environment are concerned. With the growing rotor size of the wind turbines an increasing energy yield relating to the mass could be reached. At present three different concepts for power control are offered on the market: stall-controlled turbines which were almost unrivalled until the middle of the nineties, pitch-controlled turbines, dominant on today's megawatt class market, and active-stall turbines with about 15 % share of the market at the moment.*

*Besides the well-trying asynchronous generator that is connected to the grid by two fixed speeds, an increasing number of generators with variable speed - doubly fed asynchronous generators and synchronous generators - have been used since the middle of the nineties. Also electricity from variable speed synchronous generators is fed into the grid by a power inverter system.*

The number of machines offered on the market is still dominated by wind turbines with gear boxes. Referring to all installed wind turbines, gearless machines have more than a 30 % share of the market because of the top position of one manufacturer offering gearless wind turbines.

#### **4. Development of Costs of Wind Energy Projects**

The description of the current cost situation is founded on an inquiry of wind turbine operators, in which more than 400 wind energy projects, mostly realised in the period 1998-2001, were evaluated. The specific cost factors of the wind turbine are referred to the energy produced in one year at the reference site of the EEG in MWh<sub>a</sub>, since only by this method the technical improvements made during the past years can be made clear.

Between 1998 and 2001, the total costs of wind energy projects dropped by 7 % from 520 to 480 €/MWh<sub>a</sub> and wind turbine prices were reduced by 9 % from 412 to 375 €/MWh<sub>a</sub>. Regarding the period of 1997-2001, the average cost, adjusted for inflation, of a wind turbine is 390 €/MWh<sub>a</sub> and the additional expenses amount to 116 €/MWh<sub>a</sub>, i. e. 30 % of the wind turbine price. Because of the downward trend of the costs for grid connection and development of site the additional expenses dropped by 9 % compared with a study from 1999 [3]. Operating costs rise sharply in the first four years of operation and amount to 5 % of the wind turbine investment from the fifth year of operation. The rise in operating costs is essentially caused by the increasing costs for maintenance and repair. These costs are obviously reduced in the first years of operation because of the manufacturer's guarantee. Also the costs for insurance are rising significantly with the years of operation. The share of operating costs is slightly below those in 1999, which amounted to 5.2 % of the wind turbine investment per annum [3].

To find out the investment required over a 20-years period of operation for maintenance and repair of the components of a wind turbine, the results of an inquiry of technical experts, manufacturers and insurance companies were evaluated. Considering a relative big spread of the results, an investment for replacement of about 490 €/kW, i.e. 54% of the wind turbine investment, seems to be realistic.

Assuming this investment for replacement, the calculation of the energy production costs for electricity by wind energy shows that based on the feed-in tariffs for 2002 according to the German Renewable Energy Sources Act (EEG) and a 20-years period of operation, at least 2,000 full-load

Als Generatorkonzept kommen neben den lange bewährten polumschaltbaren Asynchrongeneratoren, die mit zwei starren Drehzahlen ans Netz gekoppelt werden, seit Mitte der 90er Jahre zunehmend Generatoren zum Einsatz, die mit variabler Drehzahl betrieben werden. Zu unterscheiden sind hier die bei Megawattanlagen verstärkt eingesetzten doppelt-gespeisten Asynchrongeneratoren, die über einen weiten Bereich eine Drehzahlsteuerung ermöglichen und drehzahlvariable Synchrongeneratoren, bei denen die gesamte elektrische Energie über ein Wechselrichtersystem in das Netz eingespeist wird.

Bei der Zahl der angebotenen WEA-Typen dominieren unverändert Anlagen mit Getriebe den Markt. In Bezug auf die gesamten installierten WEA nehmen getriebelosen Anlagen einen Anteil von über 30% ein, was auf die marktführende Position eines Herstellers getriebeloser WEA zurückzuführen ist.

#### **4. Entwicklung der Kosten von Windenergieprojekten**

Die Betrachtung zur aktuellen Kostensituation von Windenergieanlagen erfolgte auf Grundlage einer Betreiberumfrage, die mehr als 400 überwiegend 1998-2001 realisierte Windenergieprojekte berücksichtigt. Dabei werden die spezifischen Kostenfaktoren auf den Energieertrag einer WEA während eines Jahres am Referenzstandort des EEG in MWh<sub>a</sub> bezogen, um die im Laufe der Jahre erfolgten technischen Verbesserungen der WEA verdeutlichen zu können.

Die Projektgesamtkosten in €/MWh<sub>a</sub> sinken zwischen 1998 und 2001 um 7 % von 520 auf 480 €/MWh<sub>a</sub> und die WEA-Preise fallen im gleichen Zeitraum um 9 % von 412 auf 375 €/MWh<sub>a</sub>. Als Mittelwert über die Jahre 1997-2001 ergibt sich für den WEA-Preis inflationsbereinigt 390 €/MWh<sub>a</sub> und für die Nebenkosten 116 €/MWh<sub>a</sub>. Im Mittel betragen die Nebenkosten damit etwa 30% des WEA-Preises. Durch eine rückläufige Tendenz bei den Netzanschlusskosten und Erschließungskosten ist der Nebenkostenanteil gegenüber einer Untersuchung von 1999 um 9 % gesunken. [3]

Die Betriebskosten steigen in den ersten vier Betriebsjahren stark an und betragen ab dem fünften Jahr knapp 5 % der WEA-Investition. Der Anstieg der Betriebskosten geht im Wesentlichen auf den steigenden Reparatur- und Wartungsaufwand zurück, der in den ersten Jahren offenbar durch Garantieleistungen der Hersteller abgemindert wird. Allerdings nehmen auch die Versicherungskosten mit der Zahl der Betriebsjahre signifikant zu. Der Betriebskostenanteil liegt insgesamt etwas unterhalb des Wertes von 1999 (= 5,2 %). [3]

Um die Höhe der über einen 20-jährigen Betriebszeitraum erforderlichen Investitionen für Ersatz, Reparatur, Wartung und Instandhaltung der Komponenten einer WEA zu ermitteln, wurden zusätzlich die Ergebnisse einer Umfrage unter technischen Sachverständigen (Gutachtern), Herstellern und Versicherungsunternehmen ausgewertet. Unter Berücksichtigung einer relativ großen Bandbreite der Ergebnisse dürfte ein realistischer Wert für einen Ersatzinvestitionsbedarf über einen 20-jährigen Betriebszeitraum im Bereich von 490 €/kW bzw. 54% der WEA-Kosten liegen.

Bei Annahme dieses Mittelwertes für die Ersatzinvestition ergibt die Berechnung der Energieerzeugungskosten für Windstrom, dass bei der EEG-Vergütung 2002 und einer Laufzeit von 20 Jahren mindestens 2.000 Volllaststunden bzw. eine mittlere Windgeschwindigkeit von 5,4 m/s in 30 m Höhe für einen wirtschaftlichen Betrieb erforderlich sind.

### 5. Entwicklung der Offshore-Windenergienutzung

Durch den Ausbau der Windenergie im Offshore-Bereich in der Nord- und Ostsee kann in Deutschland ein wichtiger Beitrag zur Erreichung der nationalen Klimaschutz-Ziele geliefert werden, weil im Vergleich zum Festland ein stärkeres und gleichmäßigeres Windangebot vorherrscht und damit pro installierter Leistung um etwa einen Faktor zwei höhere Energieerträge erzielt werden können. Vor der deutschen Küste wurden bisher keine Offshore-Windenergieprojekte realisiert, in anderen Ländern werden jedoch z.T. bereits seit mehreren Jahren WEA mit einer Leistung von 400 bis 2.000 kW auf dem Meer betrieben.

Im Sinne eines konfliktarmen, großtechnischen Einsatzes der Offshore-Windenergie-technologie ist davon auszugehen, dass sich die Nutzung langfristig auf relativ küstenferne Gebiete in der Deutschen Bucht konzentrieren wird. Aufgrund der hohen Investitionen für die Netzanbindung und der aufwendigen Gründung sind für einen wirtschaftlichen Betrieb von Offshore-Windparks bestimmte Größenordnungen erforderlich. In aktuellen Projektplanungen ist deshalb der Einsatz von mehreren hundert Anlagen mit möglichst großer Leistung pro WEA vorgesehen.

Große Entfernungen zur Küste von mehr als 30 km implizieren große Seekabellängen und in der Regel zunehmende Wassertiefen. Zudem herrschen rauhere Umweltbedingungen vor, insbesondere höhere Extremwindgeschwindigkeiten und größere Wellenhöhen, die einerseits die Zugänglichkeit der Offshore-WEA erheblich einschränken und auch zu höheren Belastungen der Strukturen führen.

*hours, corresponding to an average wind speed of 5.4 m/s at a height of 30 m, are necessary to ensure an economic operation of the wind turbine.*

### 5. Development of Offshore Wind Energy

*By the expansion of wind energy use in offshore areas in the North Sea and in the Baltic Sea an important contribution can be made to reach the national goal for the protection of the atmosphere in Germany. In comparison with the onshore situation there is a stronger and more steady wind potential, so that the energy yield, related to the installed capacity, can nearly be doubled. Offshore wind projects have not yet been realised at the German coast, but in other countries there are wind turbines with an installed capacity from 400 to 2,000 kW that have been operating at sea for several years already.*

*In order to avoid conflicts with other areas of interest, any large-scale use of offshore wind energy in the long term is likely to concentrate in the German Bight in areas that are relatively far away from the coast. Due to the high investment cost for the grid connection and the expensive foundation technology, offshore wind farms need to have a certain size in order to be economical. The projects currently planned therefore usually consist of several hundred wind turbines in the megawatt range.*

*Large distances of more than 30 km to the shore also mean longer submarine cables, and, as a rule, increasing water depths. Environmental conditions also will be rougher than at near-shore sites, in particular there will be higher extreme wind speeds and higher waves, which makes access to the wind farms more difficult and lead to higher loads on the structures.*

*In the offshore area, where access to the wind farm sites is difficult, an extended monitoring system for an early detection of damages and for scheduling maintenance activities is absolutely necessary. Offshore wind turbines will have to be equipped with boat or helicopter landing facilities to ensure easy and safe access for the maintenance personnel. Wind turbines operated at sea require a special protection for their technical systems, since the marine environment is characterised by a high humidity and a high degree of water and salt particles in the air.*

*The type of support structure selected for offshore wind turbines depends among other things on the water depth. Basically, there are four different foundation techniques: gravity based support structures, monopiles, tripods and lattice tower. The offshore wind farms currently under construction are using mainly piled foundations*

Im schwer zugänglichen Offshore-Bereich ist der Einsatz einer weitergehenden Maschinenzustandsüberwachung zur Früherkennung von Schäden und zur Planung von Wartungsaktivitäten sinnvoll. Um einen möglichst einfachen und sicheren Zugang des Wartungspersonals zu gewährleisten, sind Offshore-WEA mit Boot- oder Helikopterlandungseinrichtungen auszustatten. Beim Betrieb der Anlagen auf dem Meer ist ein besonderer Schutz der Anlagentechnik vorzusehen, da die marinen Umweltbedingungen durch eine hohe Luftfeuchte und einen hohen Gehalt von Wasser- und Salzpartikeln in der Luft charakterisiert sind.

Die Auswahl der Tragkonstruktionen für Offshore-WEA hängt u. a. von der Wassertiefe ab. Prinzipiell sind hier im Wesentlichen vier Gründungstechniken zu unterscheiden: Gewichtsfundament, Monopile, Tripod und Gitterturm. Bei den aktuell gebauten Offshore-Windparks im nahen Küstenbereich kommen zumeist (Ein-)Pfahlgründungen zum Einsatz (Monopile), dabei werden Stahl- oder Betonröhren als Gründungspfähle durch Rammen, Einrütteln, Einspülen oder auch Bohren in den Seeboden eingebracht. Die geringen Anforderungen an die Logistik und die eher geringen Zeiten, die zur Errichtung benötigt werden, lassen die Einpfahlgründung derzeit als die am besten für den Flachwasser-Offshorebereich geeignete Gründungstechnik erscheinen. Die Tripod-Gründungstechnik ist bisher noch nicht für die Offshore-Windenergienutzung eingesetzt worden, scheint aber insbesondere für die Erschließung küstenferner Seegebiete mit größeren Wassertiefen notwendig zu sein.

Die zu erwartenden Seekabellängen und die großen Windparkkapazitäten erfordern leistungsfähige und betriebssichere Energieableitungstechniken zur Anbindung der Offshore-Windparks ans Verbundnetz. Im Offshore-Bereich werden üblicherweise im Meeresboden verlegte Seekabel eingesetzt. Zur Übertragung hoher Leistungen über große Entfernungen kommen die Drehstrom- und die Gleichstromübertragung in Frage. Bei Einsatz eines Hochspannungsdrehstromkabels ist jedoch die maximale Länge auf ca. 100 km bei 110 kV, ca. 80 km bei 220 kV sowie ca. 50 km bei 380 kV begrenzt. Als Alternative bietet sich die Hochspannungs-Gleichstromübertragung (HGÜ) an, bei der zudem verringerte Verluste auftreten. Bei der Nutzung einer HGÜ sind jedoch zusätzliche Einrichtungen zum Gleich- und Wechselrichten der Spannung bzw. des Stromes notwendig.

Da die offshore-erzeugte Windenergieleistung über wenige Kabeltrassen in das landseitige Versorgungsnetz eingespeist werden soll, ist eine Vernetzung der Windparks untereinander erfor-

*(monopile). For these foundations, piles in the form of steel or concrete tubes are driven into the sea bed by means of a vibrating or piling hammer, by drilling or water-jet driving. Since monopile foundations do not require complicated logistics and erection time is comparatively short, they seem to be the option best suited for near coast offshore foundations at present. Tripod foundations have not yet been used for offshore wind energy applications, but are a very promising option for areas with great water depths.*

*The expected lengths of submarine cables and the large wind farm capacities installed require an efficient and safe power transmission technology for the connection of the offshore wind farms to the mainland grid. For offshore applications, normally submarine cables buried in the sea bed are used. There are two alternatives for the transmission of high capacities over large distances: three phase A.C. transmission and D.C. transmission. When using a high voltage three-phase A.C. cable, however, the maximum length is restricted to approx. 100 km at 110 kV, approx. 80 km at 220 kV and approx. 50 km at 380 kV. Another alternative is high voltage D.C. transmission (HVDC), which has the advantage of lower electrical losses. However, HVDC requires additional expenditure for voltage rectification and inversion.*

*Since for environmental reasons it is planned to use only a few cable routes for feeding the electricity generated by offshore wind turbines into the mainland grid, it will be necessary to interconnect the individual wind farms by a network. This offshore grid could be further extended by radial-line connections or ringed networks for connecting distant wind farms without requiring any additional cables to shore.*

## **6. Estimation of Costs of Offshore Wind Energy**

*Following the study of the technical details, a cost analysis was carried out. For all its uncertainties, the assessment clearly shows that the present compensation provided by the EEG in fact represents the lower limit, especially where the development of distant offshore sites is concerned.*

*The existing uncertainties can only be narrowed down when the first demonstration projects have been realised. Of course, the technical and logistic solutions found in the course of carrying out these initial projects will differ considerably from the possibilities and cost efficiency of a fully developed and optimised offshore industry.*

derlich. In diesem Zusammenhang könnte das Offshore-Netz für die Anbindung von weit entfernt liegenden Windparks durch Stich- oder Ringleitungen weiter außerhalb auf See erweitert werden, ohne dass küstennah weitere Trassen benötigt werden.

## **6. Kostenschätzung der Offshore-Windenergienutzung**

Im Anschluss an die technischen Betrachtungen wurde eine Kostenanalyse durchgeführt. Bei allen Unsicherheiten, die in der vorgenommenen Abschätzung liegen, zeigt diese doch, dass die jetzige Vergütungsregelung des EEG eher eine untere Grenze insbesondere zur Erschließung ferner Offshore-Standorte bildet.

Die vorhandenen Unsicherheiten werden nur durch die Realisierung erster Pilotphasen einzugrenzen sein. Selbstverständlich werden die bei den ersten Projekten gefundenen technischen und logistischen Lösungen von den Möglichkeiten und der Kosteneffizienz einer entwickelten und optimierten Offshore-Industrie weit entfernt sein.

- [1] K. Rehfeldt, G. Gerdes, M. Schreiber, "Weiterer Ausbau der Windenergienutzung im Hinblick auf den Klimaschutz - Teil 1", F+E-Vorhaben 999 46 101 des Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, 3. Zwischenbericht, DEWI-Studie, April 2001
- [2] T. Neumann, C. Ender, J.-P. Molly, B. Neddermann, W. Winkler, M. Strack, "Weiterer Ausbau der Windenergienutzung im Hinblick auf den Klimaschutz - Teil 2", F+E-Vorhaben 999 46 101 des Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Endbericht, DEWI-Studie, November 2002
- [3] B. Schwenk, K. Rehfeldt, "Studie zur aktuellen Kostensituation der Windenergienutzung in Deutschland", Endbericht, DEWI-Studie im Auftrag des Bundesverbandes Windenergie e. V., November 1999