



# Fraunhofer

IWES

FRAUNHOFER-INSTITUT FÜR WINDENERGIE UND ENERGIESYSTEMTECHNIK IWES

## WINDENERGIE REPORT DEUTSCHLAND 2012



FRAUNHOFER VERLAG

**Herausgeber:**

Dr. Kurt Rohrig  
Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES)  
Bereich Energiewirtschaft & Netzbetrieb  
Königstor 59  
34119 Kassel  
E-Mail: [windmonitor@iwes.fraunhofer.de](mailto:windmonitor@iwes.fraunhofer.de)  
[www.iwes.fraunhofer.de](http://www.iwes.fraunhofer.de)

**Redaktion:**

Volker Berkhout, Stefan Faulstich, Philip Görg, Paul Kühn,  
Katrin Linke, Philipp Lyding, Sebastian Pfaffel, Khalid Rafik,  
Dr. Kurt Rohrig, Renate Rothkegel, Elisabeth Stark  
Beratung Dr. Jutta Witte (Journalistenbüro Surpress)

Foto Titelseite: © Siemens Pressebild

Druck und Weiterverarbeitung:  
Strube Druck & Medien oHG, Felsberg

Bibliografische Information der Deutschen Nationalbibliothek  
Die Deutsche Nationalbibliothek verzeichnet diese Publikation in der  
Deutschen Nationalbibliografie; detaillierte bibliografische Daten sind im  
Internet über <http://dnb.de> abrufbar.  
ISBN 978-3-8396-0536-3

© by FRAUNHOFER VERLAG, 2013  
Fraunhofer-Informationszentrum Raum und Bau IRB  
Postfach 800469, 70504 Stuttgart  
Nobelstraße 12, 70569 Stuttgart  
Telefon 0711 970-2500  
Telefax 0711 970-2508  
E-Mail [verlag@fraunhofer.de](mailto:verlag@fraunhofer.de)  
URL <http://verlag.fraunhofer.de>

Alle Rechte vorbehalten

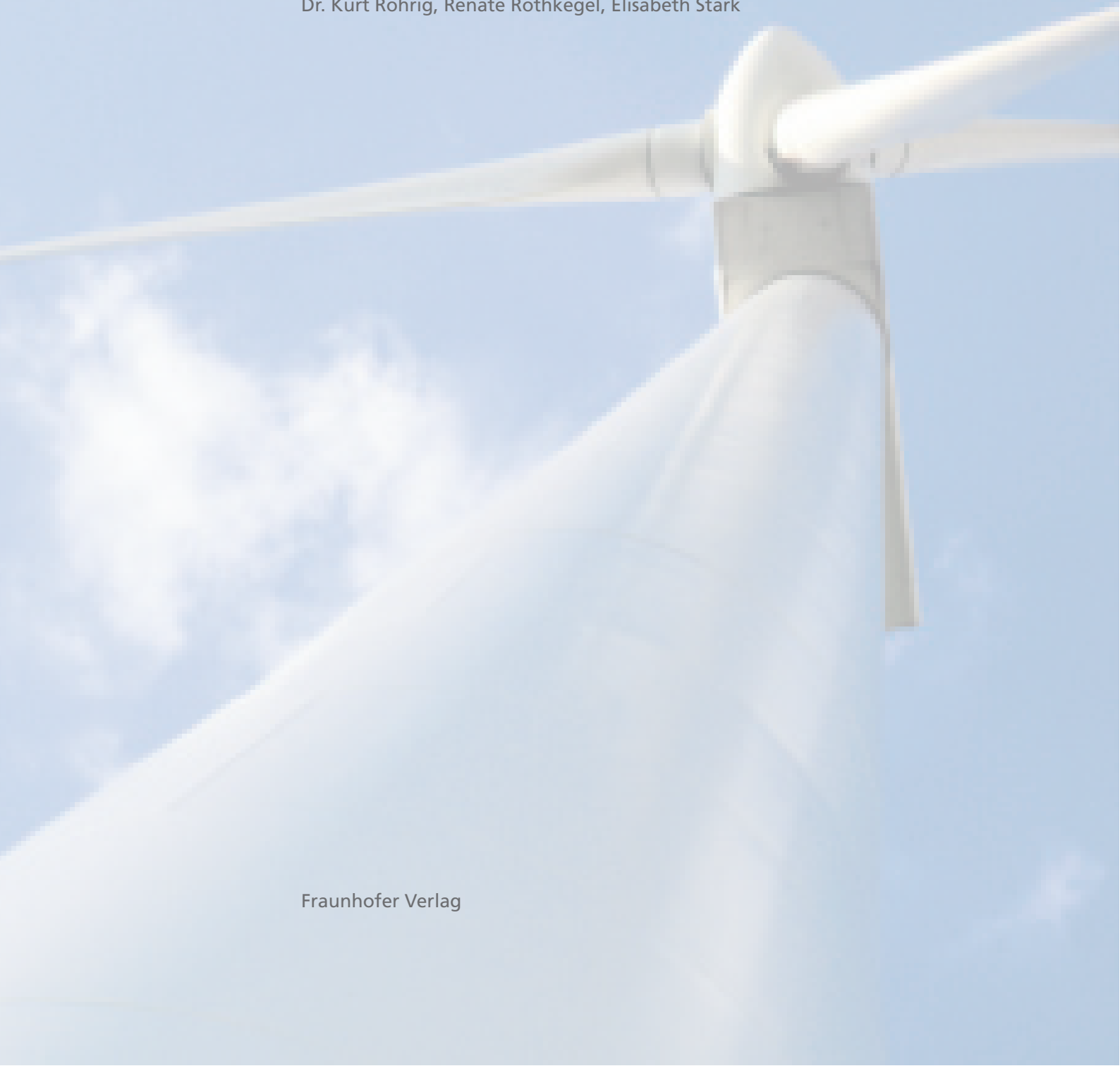
Dieses Werk ist einschließlich aller seiner Teile urheberrechtlich geschützt. Jede Verwertung, die über die engen Grenzen des Urheberrechtsgesetzes hinausgeht, ist ohne schriftliche Zustimmung des Verlages unzulässig und strafbar. Dies gilt insbesondere für Vervielfältigungen, Übersetzungen, Mikroverfilmungen sowie die Speicherung in elektronischen Systemen.  
Die Wiedergabe von Warenbezeichnungen und Handelsnamen in diesem Buch berechtigt nicht zu der Annahme, dass solche Bezeichnungen im Sinne der Warenzeichen- und Markenschutz-Gesetzgebung als frei zu betrachten wären und deshalb von jedermann benutzt werden dürften. Soweit in diesem Werk direkt oder indirekt auf Gesetze, Vorschriften oder Richtlinien (z.B. DIN, VDI) Bezug genommen oder aus ihnen zitiert worden ist, kann der Verlag keine Gewähr für Richtigkeit, Vollständigkeit oder Aktualität übernehmen.

Fraunhofer-Institut  
für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES)  
Bereich Energiewirtschaft & Netzbetrieb

# WINDENERGIE REPORT DEUTSCHLAND 2012

Volker Berkhout, Stefan Faulstich, Philip Görg, Paul Kühn,  
Katrin Linke, Philipp Lyding, Sebastian Pfaffel, Khalid Rafik,  
Dr. Kurt Rohrig, Renate Rothkegel, Elisabeth Stark

Fraunhofer Verlag







# INHALT

<b>Vorwort</b> . . . . .	<b>4</b>
<b>Executive Summary</b> . . . . .	<b>6</b>
<b>Wind im Erneuerbare-Energien-Mix</b> . . . . .	<b>8</b>
Entwicklung in Deutschland . . . . .	9
Entwicklung weltweit . . . . .	15
<b>Netzintegration</b> . . . . .	<b>18</b>
Einspeisung und Erträge . . . . .	19
Netzbetrieb und Netzausbau . . . . .	22
<b>Onshore</b> . . . . .	<b>28</b>
Technische Entwicklung . . . . .	29
Windbedingungen . . . . .	34
Betriebsergebnisse . . . . .	35
Rechtl. u. finanzielle Rahmenbedingungen . . . . .	36
<b>Offshore</b> . . . . .	<b>38</b>
Ausbau der Offshore-Windenergie . . . . .	39
Technische Entwicklung . . . . .	46
Windbedingungen . . . . .	50
Betriebsergebnisse . . . . .	51
Rechtl. u. finanzielle Rahmenbedingungen . . . . .	56
<b>Special Reports:</b>	
<b>Energiewende Nordhessen</b> . . . . .	<b>58</b>
<b>Direktvermarktung von Windenergie</b> . . . . .	<b>64</b>
<b>Systemdienstleistungen durch Windenergie</b> . . . . .	<b>72</b>
<b>Weiterbetrieb von Windenergieanlagen</b> . . . . .	<b>78</b>
<b>Neue Ansätze in der Rotorentwicklung</b> . . . . .	<b>84</b>
<b>Akzeptanz der Offshore-Windenergienutzung</b> . . . . .	<b>92</b>
<b>Anhang</b>	
<b>Quellen und Autoren</b> . . . . .	<b>100</b>
<b>Fraunhofer IWES</b> . . . . .	<b>106</b>

# VORWORT



# WINDENERGIE IST TREIBENDER MOTOR DER ENERGIEWENDE

Die Bundesregierung hat nach den Ereignissen in Fukushima den Ausstieg aus der Kernenergienutzung beschlossen. Gleichzeitig sollen fossile Brennstoffe zunehmend durch regenerative Energieträger ersetzt werden. Damit sind die technologische Weiterentwicklung, der Ausbau und die Integration der erneuerbaren Energien die wichtigsten Faktoren der künftigen Stromerzeugung. Es gilt nun die Weichen richtig zu stellen, um die Energiewende in diesem Jahrzehnt konsequent fortzuführen und die Energieversorgung neu zu gestalten. Bei der Transformation zu einer rein auf regenerativen Energieträgern basierten Strombereitstellung spielt die Windenergie die Schlüsselrolle.

Um dieser Rolle gerecht zu werden, muss die Windenergie-technologie kontinuierlich weiter entwickelt werden. Die zentralen Aufgaben sind dabei die mechanischen Beanspruchungen der Anlagen systematisch zu reduzieren, um weitere Gewichts- und Kosteneinsparungen zu ermöglichen, die Lebensdauer und Verfügbarkeit zu erhöhen, die Logistik für Transport und Errichtung der Anlagen zu verbessern, die Erträge durch sehr große Nabenhöhen zu steigern, die Standortbedingungen verlässlich zu bewerten sowie den Windstrom sicher in das elektrische Versorgungssystem einzubinden.

Die Windenergie in Deutschland hat sich in den letzten Jahren zu einem stabilisierenden, verlässlichen Element bei der Umgestaltung der Energieversorgung entwickelt. Der Windenergieausbau findet in allen Bundesländern statt. Dass der Zubau in 2012 gestiegen ist, zeugt von einer guten Akzeptanz der Windenergie. Die Bürger sind bereit, die Energiewende selbst in die Hand zu nehmen. Das zeigt sich auch darin, dass immer mehr Energiegenossenschaften und Bürgerwindparks gegründet werden.

Die Entwicklung der Windenergienutzung auf See in Deutschland stellt eine besondere Herausforderung dar. Die großen Entfernungen zur Küste und die Wassertiefen stellen besondere Anforderungen an die Netzanbindung, die Errichtung und die Logistik sowie an die Anlagentechnik. Hier sind Forschung und Entwicklung sowie die Unterstützung seitens der Politik gleichermaßen gefordert.

Mit dem Windenergiereport Deutschland und seinem Vorgänger, der Jahresauswertung des Windmess- und Evaluierungsprogramms (WMEP) veröffentlicht das Fraunhofer IWES seit 1991 kontinuierlich Analysen, Fakten und Statistiken zur Windenergienutzung in Deutschland und begleitet die Entwicklung dieser Technologie von Anfang an.

Der Windenergiereport erscheint im Rahmen des vom Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit geförderten Vorhabens Offshore-WMEP. Das Fraunhofer IWES wird im Rahmen des Projekts in den nächsten Jahren die Betreiber mit Berichten zur Betriebsführung und Instandhaltung unterstützen und den Ausbau der Windenergienutzung in Nord- und Ostsee weiter wissenschaftlich begleiten.



Prof. Dr. Clemens Hoffmann  
Institutsleiter Fraunhofer IWES  
Kassel



Prof. Dr. Andreas Reuter  
Institutsleiter Fraunhofer IWES  
Nordwest





# EXECUTIVE SUMMARY

**Ausbau Windenergie.** Im Jahr 2012 setzte sich der Ausbau der Windenergie in Deutschland weiter fort. Im Jahresverlauf wurden insgesamt 959 Anlagen mit einer Nennleistung von 2332 MW installiert. Die Leistung des gesamten deutschen Windparks überschreitet mit 31 156 MW die 30-GW-Marke.

**Strommix.** Die erneuerbaren Energien hatten 2012 einen Anteil von 23 % am Bruttostromverbrauch in Deutschland. Die Windenergie trug 46 TWh zur Stromerzeugung bei und hatte einen Anteil von 7,7 % am Gesamtstromverbrauch in Deutschland. Der Windstromertrag lag damit leicht unter dem Wert des Vorjahrs. Das Jahr 2012 war außerdem von einem starken Zubau von Photovoltaik-Anlagen und deren stark gestiegenen Erträgen geprägt. PV-Anlagen speisten 27,6 TWh ein.

**Netzintegration.** 2012 bestätigte die Bundesnetzagentur den Netzbedarfsplan, der aus den Netzentwicklungsplänen der Netzbetreiber entwickelt worden war. Um den Netzanschluss von Offshore-Windparks sicherzustellen, beschloss der Bundestag die Einführung einer Haftungsumlage.

Maßnahmen des Einspeisemanagements werden immer häufiger erforderlich. Die abgeregelte Leistung verdreifachte sich 2011 auf etwa 1 % des Jahreswindertrags. Die Entschädigungsleistungen

stiegen von 10 auf 33,5 Mio €. Der Netzausbau bleibt somit eine der dringlichsten Aufgaben der Energiewende.

**Onshore.** Die Rotordurchmesser und Nabenhöhen der installierten Windenergieanlagen (WEA) wachsen weiter. Onshore bestimmten Anlagen der 2-3-MW-Klasse den Markt. Allerdings übernehmen Anlagen der 3-5-MW-Kategorie zunehmend Marktanteile. Steigende Rotor-Generator-Verhältnisse und hohe Türme sind die Antwort auf den Zubau an Standorten in den südlicheren Bundesländern.

**Offshore.** Ende 2012 war mit 2052 Offshore-WEA weltweit eine Leistung von knapp 5863 MW installiert. In der Offshore-Windenergie entwickelte sich das Vereinigte Königreich zum Zugpferd der Branche und konnte seine installierte Leistung verdoppeln. In dem bisher weltweit größten Offshore-Windpark London Array gingen 2012 insgesamt 175 Siemens-Turbinen mit je 3,6 MW Leistung ans Netz. Der Windstromertrag aus den deutschen Offshore-Windparks in der Nordsee stieg um 16 % auf 512 GWh. Die Vorbereitungen für den Bau weiterer deutscher Parks wurden fortgesetzt.

		Onshore		Offshore		Summe	
		2011	2012	2011	2012	2011	2012
Installierte Leistung kumuliert	MW	28.624	30.876	200	280	28.824	31.156
Neu installierte Leistung	MW	1.923	2.252	128	80	2.051	2.332
Zuwachsrate	%	7,2	7,9	177	40	7,2	8,1
Anzahl Anlagen		22.277	23.073	52	68	22.329	23.141
Zubau Anlagen		864	943	37	16	901	959
Stromeinspeisung (*nur Nordsee)	TWh	48,4	45,5	0,568	0,512*	48,9	46
Anteil der Strombedarfsdeckung	%	8	7,6	< 1	< 1	8,1	7,7



# WIND IM ERNEUERBARE-ENERGIEN-MIX

## Entwicklung in Deutschland

**Erneuerbare Energien in Deutschland.** Nach einem Anstieg um 2,7 Prozentpunkte im Jahr 2012 haben die erneuerbaren Energien mit etwa 136 000 GWh einen Anteil von 23 % am Bruttostromverbrauch (vgl. Abbildung 1). Damit speisten sie 2012 um ein Viertel mehr Strom ein als alle deutschen Atomkraftwerke im Jahr 2011 erzeugten. Wächst der Anteil an der Bruttostromerzeugung weiterhin in einer ähnlichen Größenordnung, kann das Ziel des Energiekonzepts der Bundesregierung, den Anteil der Erneuerbaren im Energiemix bis zum Jahr 2020 auf 35 % zu steigern, erreicht oder übertroffen werden. Den größten Anteil am erneuerbaren Strommix hatte 2012 nach wie vor die Windenergie mit 34 % (vgl. Abbildung 2). Über das Jahr speisten die deutschen Windenergieanlagen (WEA) etwa 46 000 GWh Windstrom in das Stromnetz ein. Das stärkste Wachstum verzeichnete die Photovoltaik (PV). Der Stromertrag aus PV-Anlagen stieg um 8300 GWh auf 27 600 GWh [2].

**Erneuerbare Energieträger.** Abbildung 2 zeigt die Veränderungen in der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und der Leistung der dafür installierten Anlagen gegenüber dem Jahr 1990. Wind- und Solarenergie stellen heute mit insgesamt über 80 % der installierten Leistung den Hauptteil der Nennleistung im erneuerbaren Strommix. Während der größte Anteil des Stromertrags ebenso von der Windenergie stammt, folgt die Biomasse mit 27 % an zweiter Stelle vor der PV (20 %). Der Ertrag der Wasserkraft bleibt seit 1990 mit durchschnittlich 19 500 GWh nahezu konstant, macht aber inzwischen nur noch 15 % des Erneuerbare-Energien-Mix aus.

Besonders die Stromerzeugung verdeutlicht die charakteristischen Merkmale der verschiedenen Energieträger. PV-Anlagen sind besonders stark von den Wetterbedingungen bzw. der Sonneneinstrahlung abhängig. Sie machen über zwei Fünftel der installierten Leistung aus. Ihr Anteil an der Stromerzeugung beträgt aber nur etwa ein Fünftel. Für 2012 ergibt sich eine Zahl von 969 Volllast-

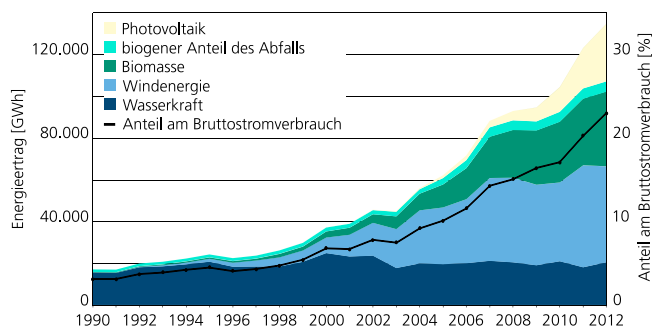


Abbildung 1: Entwicklung der Stromerzeugung aus EE seit 1990, Datenquellen: AGEE [1] und BDEW [2]

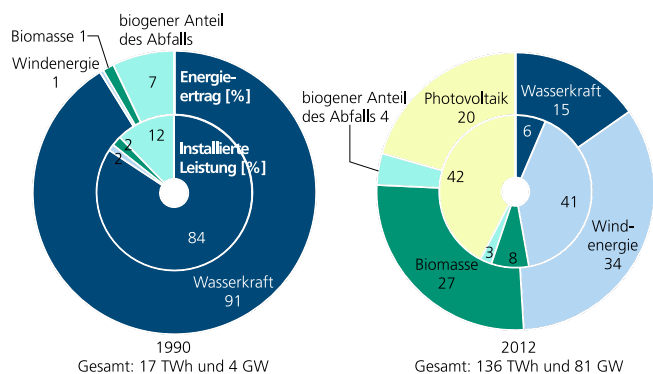


Abbildung 2: Brutto-Stromerzeugung und installierte Nennleistung der EE 1990 und 2012, Datenquellen: AGEE [1] und BDEW [2]

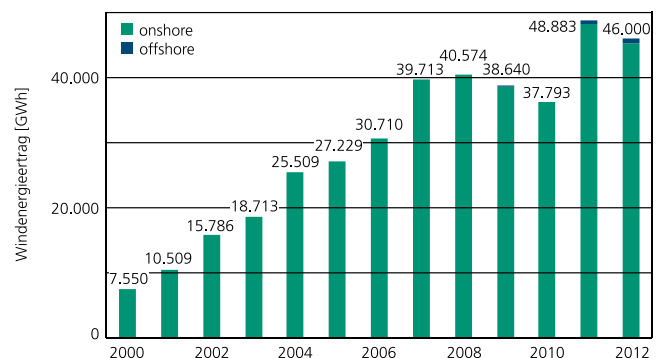


Abbildung 3: Entwicklung der Windstromerträge in Deutschland, Datenquellen: AGEE [1] und BDEW [2]

### **Direktvermarktung – Windstrom geht direkt an den Markt**

Mit der Neufassung des EEG im Jahr 2012 wurden die Regelungen zur Direktvermarktung von regenerativ erzeugtem Strom erweitert. Anlagenbetreiber können nach §33a EEG den erzeugten Strom direkt vermarkten und dafür eine sogenannte Marktprämie erhalten. Zur Teilnahme an der Direktvermarktung ist eine Prognose der Einspeiseleistung erforderlich.

Die Direktvermarktung reizt außerdem die Nachrüstung von WEA mit einer Fernsteuerung an, damit diese bei negativen Preisen abgeschaltet werden können. Außerdem wird erwartet, dass sich die Prognosequalität verbessert und mehr Anlagen am Regelleistungsmarkt teilnehmen. Mittelfristig könnten die Kosten für die EEG-Umlage dadurch sinken.

Die Marktprämie findet reges Interesse bei den Anlagenbetreibern. Ende des Jahres 2012 wurden 80 % des Windstroms direkt vermarktet. Die Entwicklung dahin und weitere Details beschreibt Christoph Richts vom Fraunhofer IWES im Special Report ab Seite 64.

stunden für die PV. Die wetterunabhängigen Biomasseanlagen erreichen hingegen mit ca. 6200 Volllaststunden eine deutlich höhere Auslastung. Bei 8 % der installierten Leistung erzeugen sie mehr als ein Viertel des Stroms aus erneuerbaren Energien. Wasserkraftanlagen erzielten im Schnitt 4400 Volllaststunden.

**Windstromertrag in Deutschland.** Der bundesweite jährliche Windstromertrag erreichte 46 000 GWh im Jahr 2012. Der Anteil des Offshore-Windstroms am Gesamtertrag betrug gut 1 % (vgl. Abbildung 3). Insgesamt deckte Windstrom über 7,7 % des Bruttostromverbrauchs 2012 in Deutschland [2].

Gegenüber dem sehr guten Windjahr 2011 mit 48 900 GWh (8,1 % der Brutto-Stromerzeugung) gab es trotz des Zubaus weiterer Anlagen insgesamt geringere Windstromerträge. Nach einem außerordentlich ertragreichen Winter mit 7000 GWh im Januar 2012 fielen die Erträge im Sommer 2012 schwächer aus, auch der Dezember erreichte nicht die Rekordwerte des Vorjahres (vgl. Abbildung 10).

**Ausbau und Windenergienutzung in Deutschland.** Das Stromeinspeisungsgesetz vom 7. Dezember 1990 verpflichtete als Vorläufer des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes (EEG) Energieversorgungsunternehmen zur Abnahme erneuerbar erzeugten Stroms und sicherte Erzeugern Mindestvergütungen zu. Abbildung 4 zeigt, wie sich die installierte Windleistung seitdem entwickelt hat: Nach einem anfänglich rasanten Wachstum stabilisierte sich die Zuwachsrate in den vergangenen Jahren bei knapp 2000 MW pro Jahr. Sie betrug im Jahr 2012 etwa 8,1 % und führte zu einem Ausbau des WEA-Bestands von 28 824 MW auf 31 156 MW (vgl. Abbildung 4). Mit 0,9 % tragen Offshore-WEA zu einem geringen, aber seit 2004 wachsendem Anteil zur Windleistung bei. 2012 wurden zahlreiche Vorbereitungen zur Errichtung von Offshore-Windparks in der Nord- und Ostsee getroffen. Im Windpark BARD Offshore 1 gingen 16 weitere WEA ans Netz. Aufgrund von Verhandlungen zur Finanzierung und Risikoverteilung des Netzanschlusses mit den Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) verzögerten sich einige Projekte.

2012 wurden 2330 MW Windleistung neu installiert. Onshore lag der Netto-Zubau bei 2252 MW. Abbildung 5 veranschaulicht, wie stark der jährliche Leistungszubau nach Inkrafttreten des Stromeinspeisungsgesetzes 1991 zugenommen hat. Während die zusätzlich installierte Leistung bis 1998 im dreistelligen MW-Bereich lag, erreichte sie 2002 mit über 3100 MW an Land installierter Leistung ihren Höhepunkt. Die hohen Zubauzahlen in 2002 können als zeitverzögerte positive Reaktion auf das im April 2000 in Kraft getretene EEG interpretiert werden. In den letzten sechs Jahren pendelte sich die jährliche Nettoneuinstallation zwischen etwa 1500 MW und 2000 MW ein.

**Ausbau im Ländervergleich.** Das Stromeinspeisungsgesetz setzte von 1991 bis 2002 eine Windstromvergütung von 0,08 bis 0,09 €/kWh fest und ermöglichte WEA an Standorten mit guten Windverhältnissen eine wirtschaftlich rentable Nutzung. Dementsprechend gab es in Deutschland bis in die Mitte der 1990er einen „WEA-Boom“ in den Küstenregionen. Mit zunehmender technischer Entwicklung wurden aber auch immer mehr WEA an küstenfernen Standorten im Binnenland und in den Mittelgebirgsregionen Deutschlands errichtet. Seit Inbetriebnahme des Nordsee-Windparks alpha ventus im November 2010 hat auch die kommerzielle Nutzung der Offshore-Windenergie in Deutschland begonnen.

Der größte absolute Leistungszubau erfolgte 2012 erneut in Niedersachsen mit 332 MW sowie in Mecklenburg-Vorpommern mit 286 MW und mit 279 MW in Rheinland-Pfalz. Gemessen an den relativen Zahlen weist Bayern mit 22 %, gefolgt von Hessen mit 16 % den größten Leistungszubau auf.

Abbildung 6 zeigt, dass Niedersachsen, Brandenburg und Sachsen-Anhalt nach wie vor die Bundesländer mit der höchsten Nennleistung sind. Auf sie entfällt über die Hälfte der Leistung. Doch während Sachsen-Anhalt das Bundesland mit der dritthöchsten installierten Nennleistung ist, stehen in Schleswig-Holstein die drittmeisten WEA. Hier wurden um die Jahrtausendwende viele, aus heutiger Sicht kleine WEA mit geringen Leistungen errichtet. Dementsprechend haben auch die Länder Schleswig-Holstein und Mecklenburg-Vorpommern

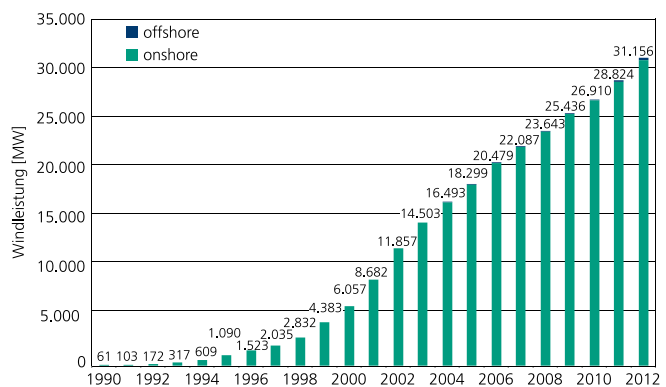


Abbildung 4: Zeitliche Entwicklung der installierten On- und Offshore-Windleistung in Deutschland, Datenquellen: IWET [4], Fraunhofer IWES

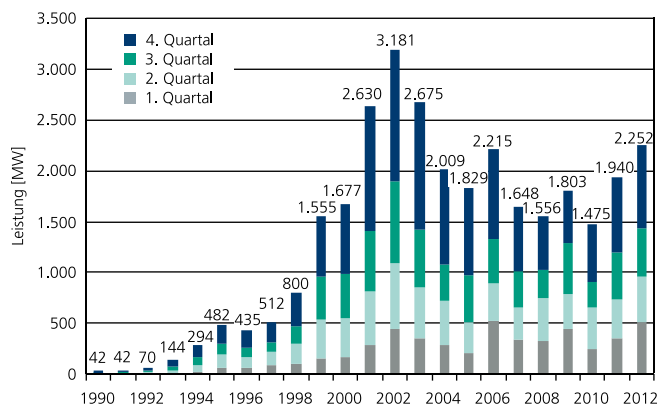


Abbildung 5: Jährliche Nettoinstallation von Onshore-Windleistung in Deutschland, Datenquelle IWET [4]

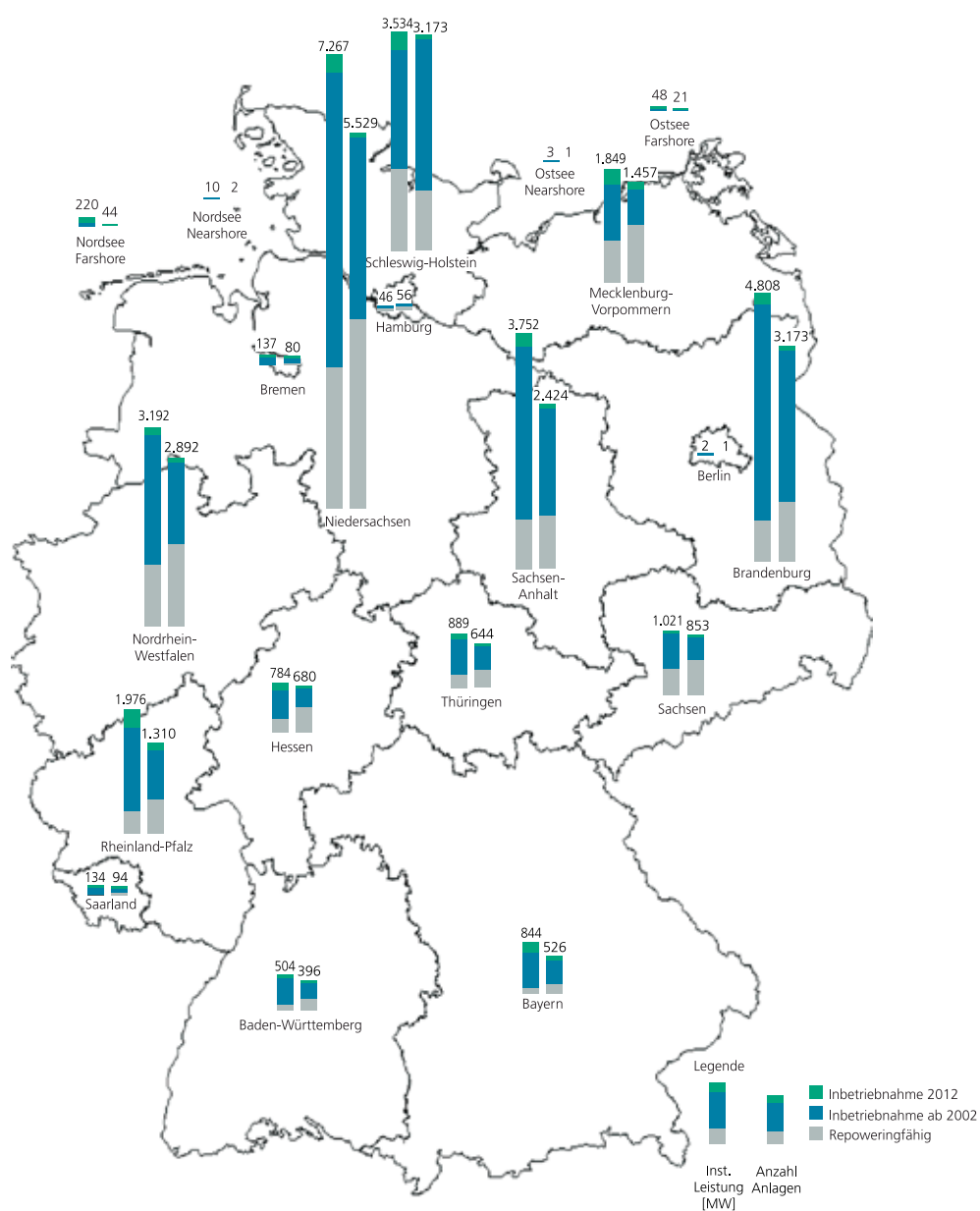


Abbildung 6: Leistung und Anzahl der WEA in den einzelnen Bundesländern sowie Nord- und Ostsee (far- und nearshore) aufgeteilt nach Installationsjahr, Datenquelle: IWET [4], Fraunhofer IWES

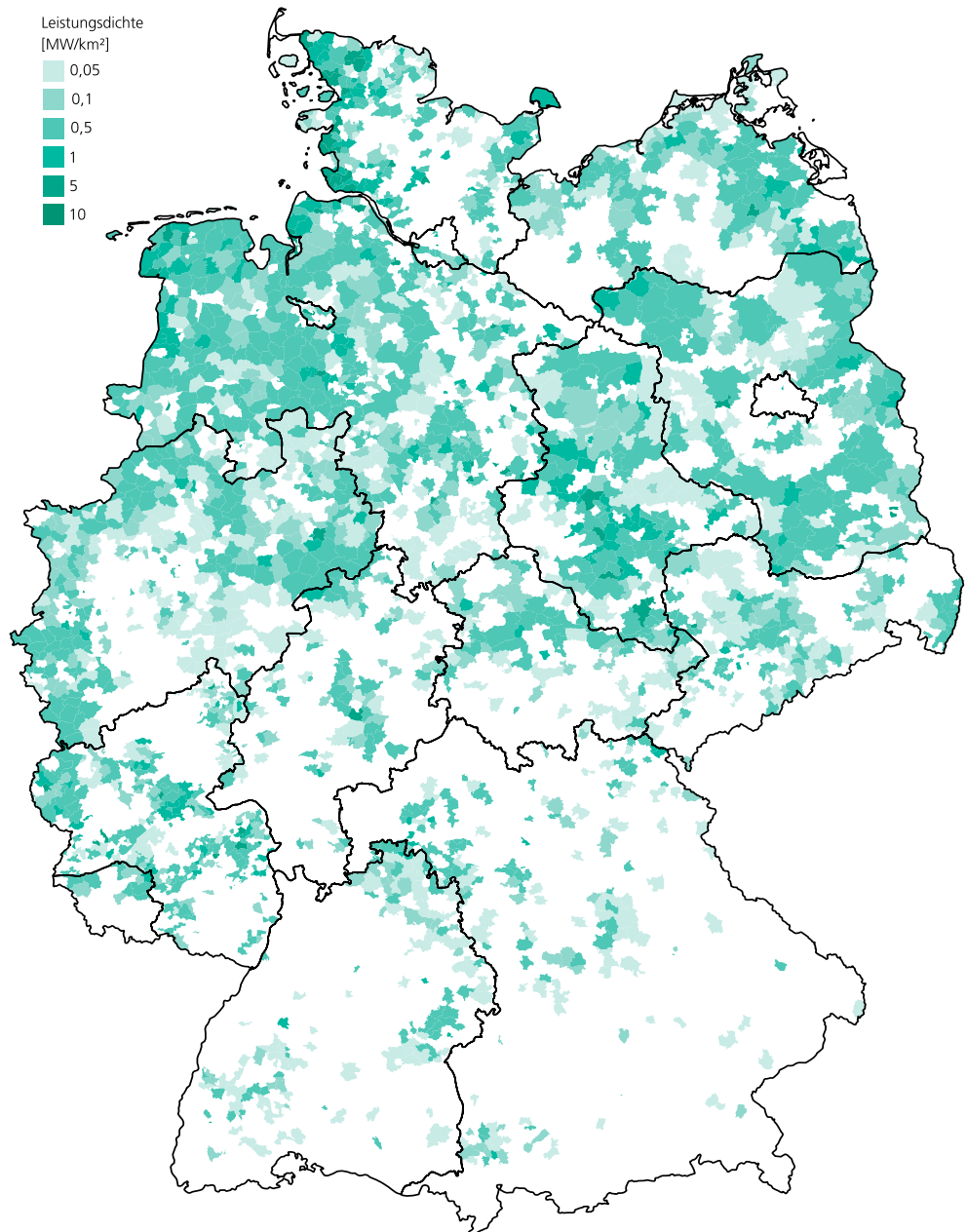


Abbildung 7: Postleitzahlgenaue Verteilung der in Deutschland installierten Onshore-Windleistung 2012, Datenquelle: IWET [4]



### **Dezentralisierung – Wie die Energiewende auf regionaler Ebene umgesetzt werden kann**

Eine Energiewende hin zu einer Stromversorgung, die komplett auf erneuerbare Energien setzt, diskutieren derzeit mehrere Städte und Kommunen. Am Beispiel der Region Nordhessen zeigen Dr. Thorsten Ebert von den Städtischen Werken Kassel und Katharina Henke, M.Sc. vom Fraunhofer IWES in ihrem Special Report ab Seite 58 wie eine Transformation des Stromversorgungssystems hin zu dezentralen, erneuerbaren Erzeugungstechnologien möglich ist.

Mehrere Stadtwerke haben sich in einem Verbund zusammengeschlossen, um darin die Maßnahmen zur Umsetzung der Energiewende koordiniert zu planen. Die Untersuchung soll zeigen, dass große Chancen in der Dezentralisierung und Regionalisierung der Energieversorgung liegen. In Nordhessen besteht diesbezüglich ein interessanter Mix aus eher städtisch bzw. industriell geprägten Arealen und großflächigen Räumen mit geringer Bebauungsdichte. Die ländlichen Regionen stellen etwa 1,2 % ihrer Fläche für die Windenergienutzung zur Verfügung. Damit werden 60 % des Strombedarfs gedeckt. In der Stadt liegt der Schwerpunkt auf der Nutzung der Dachflächen für Photovoltaik. Als flexible Erzeugung wird die Verstromung von Biomasse eingesetzt. Insgesamt werden 80 % des Strombedarfs in der Region erneuerbar und dezentral erzeugt.

Mit dem Umstieg auf die erneuerbare Stromerzeugung steigt auch die kommunale Wertschöpfung im Energiesektor. Henke und Ebert schätzen, dass von den derzeitigen Zahlungsströmen 90 % und damit eine dreistellige Millionensumme in der Region verbleiben können [3].

mit 58 % bis 63 % den höchsten Anteil repoweringfähiger Anlagen. Absolut können die meisten Anlagen in Niedersachsen repowert werden. Dort stehen mehr als ein Viertel der Anlagen, die vor 2002 in Betrieb genommen wurden.

Schleswig-Holstein weist mit durchschnittlich 224 kW/km<sup>2</sup> die höchste installierte Windleistung der Flächenländer in Bezug zur Landesfläche auf. Während in den nördlichen Bundesländern durchschnittlich 150 kW bis 224 kW Windleistung je Quadratkilometer installiert sind, zeigen die südlichen Bundesländer, insbesondere Bayern und Baden-Württemberg mit 12 kW/km<sup>2</sup> bzw. 14 kW/km<sup>2</sup>, sehr viel geringere Werte. Dieses Nord-Süd-Gefälle, aber auch die Unterschiede innerhalb der Bundesländer verdeutlicht auch Abbildung 7. Windenergie wird am stärksten an der Küste, im Nordwesten, in Sachsen-Anhalt und im östlichen Brandenburg genutzt. Im Süden Deutschlands nutzen vor allem Rheinland-Pfalz, Unterfranken und Teile der Schwäbischen Alb Windenergie.

In den südlichen Bundesländern Bayern, Baden-Württemberg und Hessen gibt es politische Bestrebungen, die Rahmenbedingungen für WEA zu verbessern. Die bayrische Staatsregierung formuliert in ihrem Windenergieerlass von Dezember 2011 ein Ziel von 1000 bis 1500 zusätzlichen Anlagen [5]. Die hessische Landesregierung legte im Mai 2012 auf einem Energiegipfel fest, dass künftig 2 % der Landesfläche für die Nutzung der Windenergie bereitgestellt werden sollen. Dieses Ziel wurde 2012 in das hessische Energiezukunftsgesetz aufgenommen und über den Landesentwicklungsplan und die Regionalpläne umgesetzt [6]. In Baden-Württemberg will die Landesregierung bis zum Jahr 2020 einen Anteil von 10 % Windenergie bei der Stromerzeugung erreichen. Mit dem baden-württembergischen Windenergieerlass vom 9. Mai 2012 werden bisherige Ausschlussgebiete zum 1. Januar 2013 aufgehoben und den Kommunen mehr Möglichkeiten eingeräumt, Flächen für Windparks auszuweisen [7]. Diese Maßnahmen werden den Ausbau der Windenergie im Süden der Bundesrepublik in den nächsten Jahren beschleunigen.

**Entwicklung weltweit**

Die weltweit installierte Windleistung on- und offshore ist von 238 GW im Jahr 2011 auf über 282 GW im Jahr 2012 gestiegen. Dies entspricht einem Kapazitätswachstum von 18,5 % [8]. Der stärkste Zubau fand 2012 wieder in China und den USA statt (vgl. Abbildung 9). In China zeigte sich bei einem Zubau von 13 200 MW, dass sich die Geschwindigkeit des Wachstums gegenüber den sehr starken Vorjahren abschwächte. Derzeit gab es in den USA mit 13 124 MW einen Rekordzubau, der durch die Unsicherheit über die Fortsetzung der steuerlichen Förderung verstärkt wurde. Besonders durch das sehr starke zweite Halbjahr mit einem Zubau von über 10 000 MW erreichen die USA nun eine installierte Gesamtleistung von 60 000 GW [9]. Den größten Zubau 2012 innerhalb Europas gab es in Deutschland sowie dem Vereinigten Königreich.

Im internationalen Vergleich lag Deutschland in Bezug auf die installierte Windleistung viele Jahre an der Spitze. 2008 wurde die Bundesrepublik dann von den USA auf Platz zwei und 2010 von China auf Platz drei verdrängt.

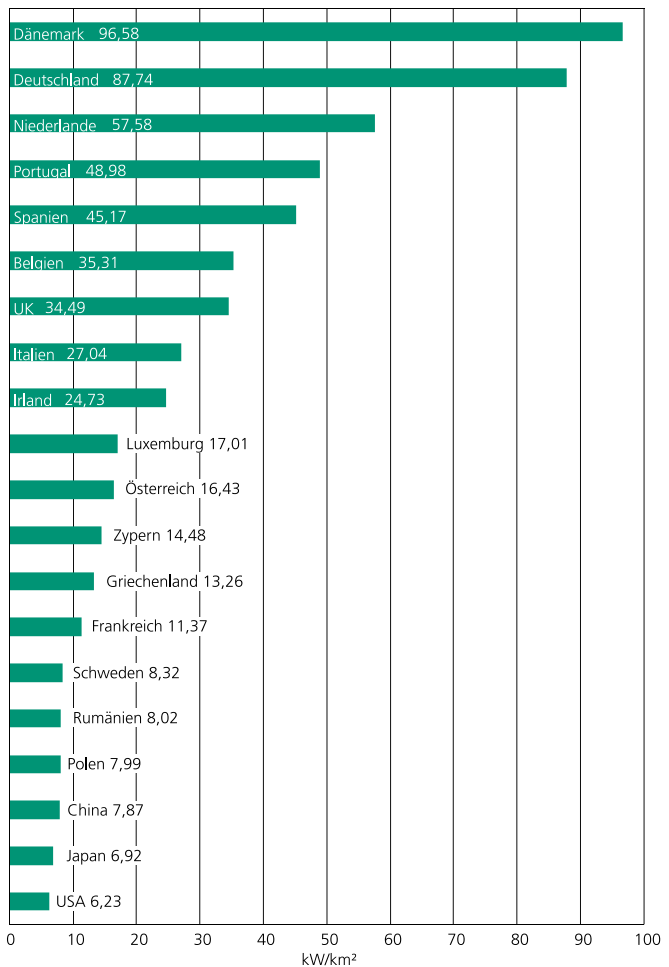
Die wichtigsten Märkte mit einem Anteil von insgesamt 73,8 % bleiben weiterhin China, USA, Deutschland, Spanien und Indien. Mit Italien, Frankreich, dem Vereinigten Königreich und Portugal sind weitere europäische Staaten unter den Top 10. Ihr Anteil beträgt zusammen 10 %.

Weitere wichtige Märkte mit einem Zubau von bis zu 1000 MW installierter Leistung waren Brasilien, Kanada, Schweden und Polen. In Mexiko und Rumänien konnte die installierte Leistung mit einem Zubau von 800 MW und 1000 MW nahezu verdoppelt werden. Hohe Wachstumsraten in Osteuropa gab es außerdem in Kroatien, Litauen und der Ukraine.

Beim Vergleich der Windleistung der einzelnen Kontinente wird deutlich, dass fast 40 % aller Windleistung auf dem europäischen Festland und in den europäischen Gewässern zu finden sind. Lateinamerika sowie der Mittlere Osten und Afrika haben lediglich einen Anteil von unter 2 % (vgl. Tabelle 1).

Europa	109.237 MW	39,7 %
Nordamerika	67.576 MW	23,9 %
Asien	97.810 MW	34,6 %
Pazifikregion	3.219 MW	1,1 %
Lateinamerika	3.505 MW	1,2 %
Mittlerer Osten & Afrika	1.135 MW	0,5 %
<b>Summe:</b>	<b>282.482 MW</b>	<b>100 %</b>

*Tabelle 1: Installierte Nennleistung nach Regionen, Datenquelle: GWEC [8]*



*Abbildung 8: Installierte Windleistung nach Landesfläche im internationalen Vergleich, Datenquelle: WWEA [12], GWEC [8]*

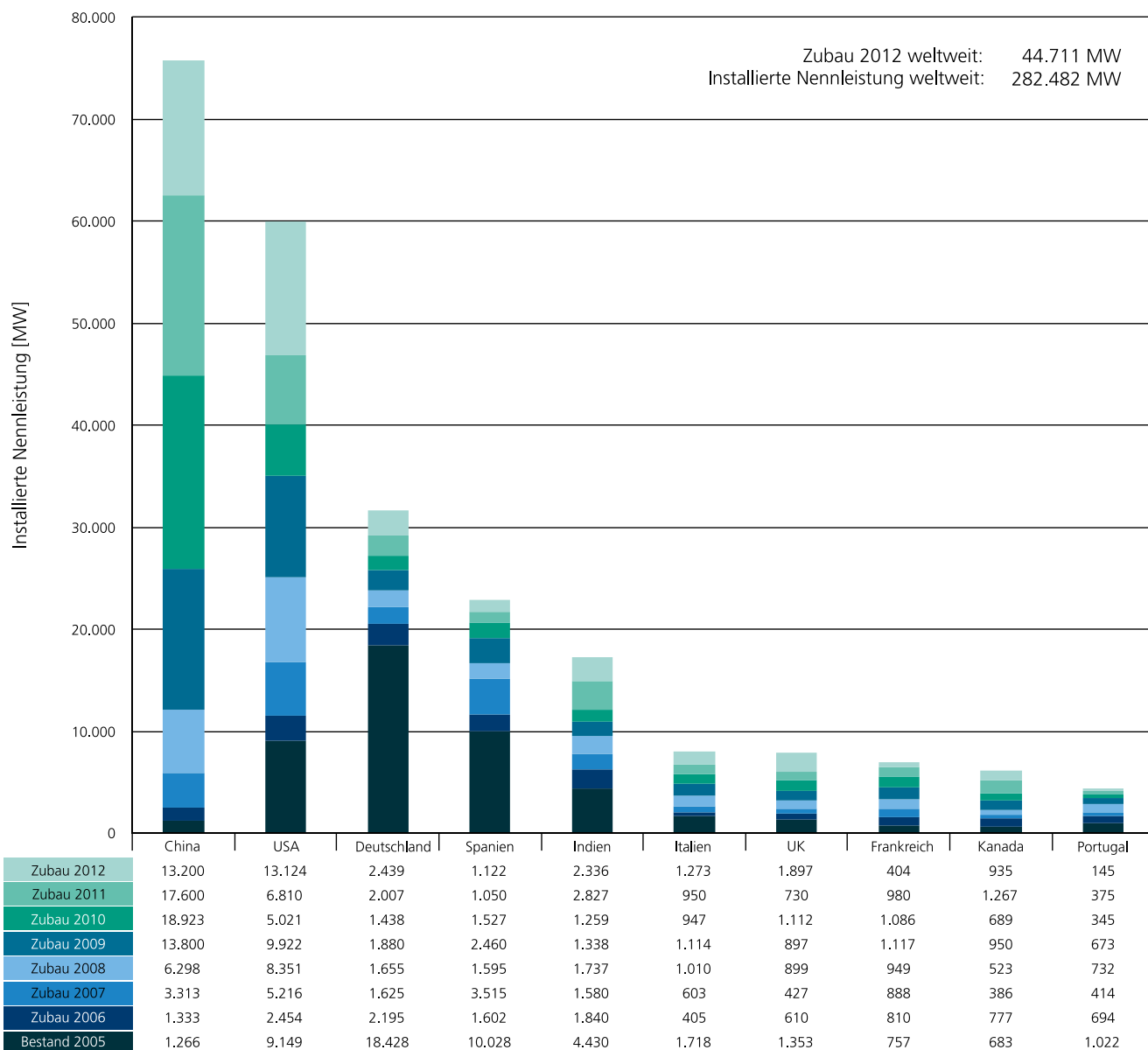


Abbildung 9: Die weltweit bedeutendsten Länder in Bezug auf die Windenergienutzung, Datenquelle: WWEA [10-11], GWEC [8].  
 Aufgrund unterschiedlicher Datenquellen kommt es zu Abweichungen zu anderen in diesem Report dargestellten Zahlen.

Bei der Betrachtung der installierten Windleistung pro Quadratmeter Landesfläche sind in den Top 10 nur europäische Länder zu finden (vgl. Abbildung 8). Deutschland nimmt hier mit 87,7 kW/km<sup>2</sup> weiterhin Platz zwei hinter Dänemark ein. Nach wie vor existieren sehr große Unterschiede bei der Windleistungsdichte der einzelnen Länder. Die vergleichsweise dicht besiedelten europäischen Nationen liegen in der Statistik immer noch vorne. Flächenstaaten wie die USA oder China weisen hingegen trotz ihrer führenden Position in der Gesamtinstallation deutlich geringere Leistungsdichten auf.

### **Überkapazität – Investitions-Flaute in den USA – Wettbewerb wird intensiver**

Nach dem dynamischen Wachstum der Windenergiebranche wurden weltweit, auch in den USA, Produktionskapazitäten aufgebaut. Derzeit wandelt sich die Situation auf den Märkten. Das weltweite Wachstum stieg 2012 zwar nochmals von 40 GW im Jahr 2011 [10] auf 44,7 GW im Jahr 2012 [8]. Allerdings nimmt die Unsicherheit über die künftige Entwicklung zu.

Dabei nahmen der amerikanische und der chinesische Markt mit jeweils 13 GW neu installierter Leistung die Spitzenpositionen ein. Dies muss allerdings vor dem Hintergrund des Auslaufens des Energy Policy Act of 2005, dem Förderungsinstrument für erneuerbare Energien der USA [13], gesehen werden. Erst in allerletzter Minute wurde verhindert, dass die Steuervergünstigungen für Windenergie zum Ende des Jahres 2012 ausliefen. Allerdings wurde nur eine Verlängerung um ein Jahr beschlossen. Die mittel- und langfristige Entwicklung der Förderpolitik in den Vereinigten Staaten bleibt somit weiterhin unsicher [14].

Insgesamt belastet diese Aussicht die Branche stark. Einzelne Unternehmen erwarten Umsatzrückgänge bis zu 40 % und wirtschaftliche Verluste [15]. Hersteller reagieren durch Personalabbau auf die geringere Nachfrage und den größeren Preisdruck [16]. Gleichzeitig nimmt der internationale Wettbewerb zu. Insofern wird für das kommende Jahr mit einem schwierigen Marktumfeld und Restrukturierungsmaßnahmen in der Windbranche gerechnet.



# NETZINTEGRATION

## Einspeisung und Erträge

**Windstromeinspeisung 2012.** Die Stromerzeugung durch WEA fluktuiert naturgemäß mit dem Windangebot und richtet sich im Gegensatz zur konventionellen Stromerzeugung nicht nach dem Lastverlauf. Aufgrund der großen Anzahl dezentral einspeisender WEA ist eine vollständige messtechnische Erfassung der Windstromeinspeisung sehr aufwendig. Daher verwenden die vier Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) ein spezielles System zur IST-Wert-Bestimmung, das mit einer verhältnismäßig kleinen Anzahl sogenannter Referenzmessstellen die aktuelle Windstromeinspeisung näherungsweise kalkuliert. Diese Messstellen sind ausgewählte Windparks oder Umspannwerke mit einem hohen Windstromanteil.

Abbildung 10 zeigt die deutschlandweite Windstromeinspeisung über die Kalendermonate verteilt. In den Monaten Januar bis Dezember wurden ca. 46 TWh elektrischer Strom in das deutsche Stromnetz eingespeist [2]. Im Vergleich zum Vorjahr (48,9 TWh) [17] fiel das Windjahr 2012 etwas schwächer aus. Maßgeblichen Einfluss auf die Einspeisung 2012 hatte der starke Januar, der mit 7 TWh ca. 15 % der gesamten Strom-einspeisung aus Windenergie ausmachte. Abbildung 10 lässt die starke saisonale Abhängigkeit der Winderträge deutlich erkennen.

2012 speisten die installierten WEA in der Nordsee 512 GWh Windstrom ein. Dies entspricht im Vergleich zum Vorjahr einem Zuwachs von 17 %. Das Wachstum ist vor allem den starken Monaten Oktober bis Dezember zu verdanken, in denen 35 % des gesamten Offshore-Stromertrags eingespeist wurden. Der weitere Leistungszubau spiegelt sich auch in der Windstrom-einspeisung des vierten Quartals wieder. Abbildung 11 weist Parallelen zu Abbildung 10 auf. So war der Windertrag auch offshore in den Wintermonaten höher als in den Sommermonaten, allerdings sind die saisonalen Schwankungen geringer.

**Tagesgänge.** Abbildung 12 zeigt den zeitlichen Verlauf der eingespeisten Windleistung an extremen Tagen im Jahr 2012. Die höchsten Tageserträge wurden am 5. Januar erreicht. Mit einer durchschnittlichen Leistung von 21 919 MW

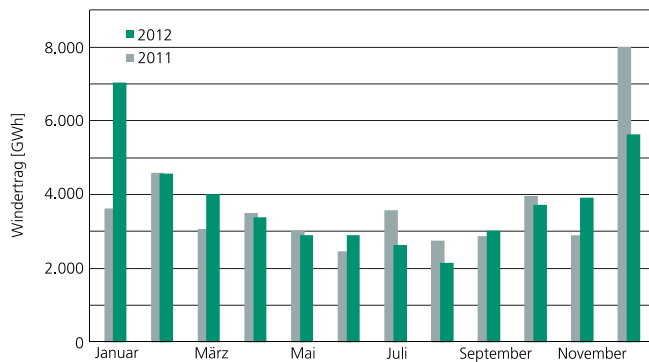


Abbildung 10: Hochrechnung der tatsächlichen Windstromeinspeisung im Vergleich zum Vorjahresmonat, Datenquelle: Hochrechnungsdaten der ÜNB [18-21]

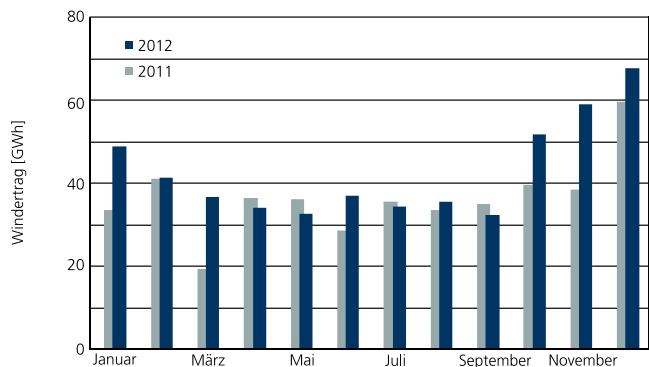


Abbildung 11: Hochrechnung der tatsächlichen Einspeisung von Offshore Windstrom aus der Nordsee, Datenquelle: Hochrechnungsdaten des ÜNB TenneT TSO GmbH [19]

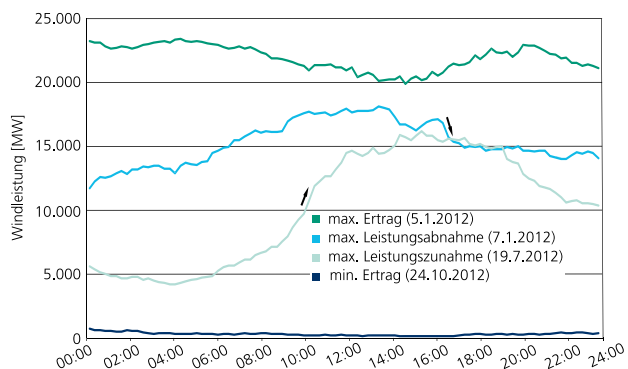


Abbildung 12: Extreme Tagesgänge in der Einspeisung von Windstrom in das deutsche Stromnetz 2012, basierend auf viertelstündigen Hochrechnungen der Windleistung, Datenquelle: Hochrechnungsdaten der ÜNB [18-21]

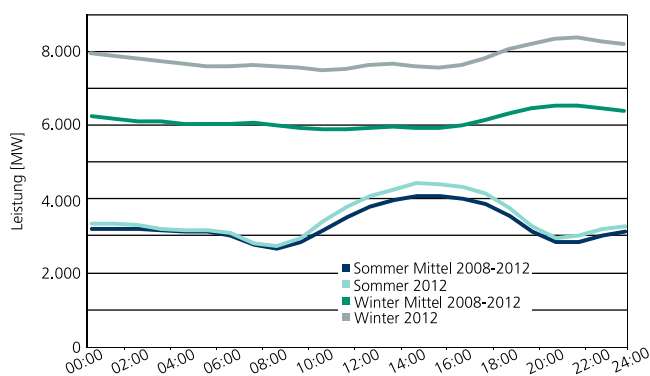


Abbildung 13: Durchschnittliche Onshore-Windleistung im Tagesverlauf in den Sommer- und Wintermonaten des Jahres 2012, im Vergleich mit dem 5-Jahres-Mittel (2008-2012), Datenquelle: Hochrechnungsdaten der ÜNB 50Hertz Transmission GmbH, TenneT TSO GmbH, Amprion GmbH [18-20]

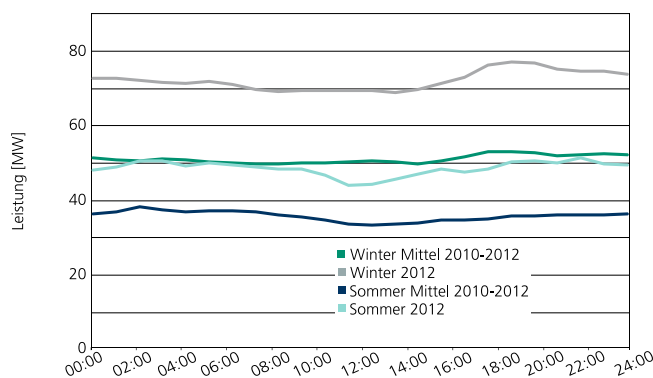


Abbildung 14: Durchschnittliche Offshore-Windleistung (Nordsee) im Tagesverlauf in den Sommer- und Wintermonaten des Jahres 2012, sowie des 3-Jahres-Mittel (2010-2012), Datenquelle: Hochrechnungsdaten des ÜNB TenneT TSO GmbH [19]

wurden an diesem Tag Erträge von 526 GWh in das Stromnetz eingespeist. Grund hierfür war der Orkan „Andrea“, der für Windgeschwindigkeiten von bis zu 50 m/s in höheren Lagen sorgte und in Küstennähe Windgeschwindigkeiten von bis zu 28,8 m/s erreichte [22]. Der windärmste Tag des Jahres war der 24. Oktober. Mit einer durchschnittlichen Leistung von 287 MW wurden an diesem Tag Erträge von nur 6,8 GWh erreicht.

Der stärkste Leistungsrückgang innerhalb von 15 Minuten wurde am 7. Januar verzeichnet. Zwischen 16:15 und 16:30 Uhr fiel die Leistung um 1099 MW auf ein Niveau von etwas über 15 000 MW. Dies entspricht einem Leistungsrückgang von ca. 7 %. Die größte Leistungszunahme gab es am 19. Juli. Zwischen 10:15 und 10:30 Uhr nahm die Leistung um 1139 MW (10 %) zu. An diesem Tag verdoppelte sich die Windleistung im Netz innerhalb von vier Stunden von 5000 MW auf 10 000 MW.

Um die Versorgungssicherheit gewährleisten zu können, müssen diese Leistungsschwankungen exakt vorhergesagt werden und bei Abweichungen von der Vorhersage durch die Bereitstellung von Regelleistung ausgeglichen werden.

**Tagesgänge onshore.** Abbildung 13 zeigt die durchschnittliche Onshore-Windleistung im Tagesverlauf für die Winter- und Sommermonate. Die Werte des Jahres 2012 werden jeweils mit den 5-Jahres-Mittelwerten von 2008 bis 2012 verglichen. Deutlich erkennbar ist der große Leistungsunterschied des Wintermittels zum Winter 2012. Zurückzuführen ist dies zum Teil auf den Zubau in den vergangenen Jahren und auf ein erneut überdurchschnittlich starkes Winddargebot in den Wintermonaten. Mit einer durchschnittlichen Leistung von 7818 MW wurden in den drei Wintermonaten 2012 etwa 17 TWh elektrischer Strom in das Stromnetz eingespeist, was rund 37 % des gesamten Jahresertrags entspricht.

Die Sommermonate zeigen trotz des Zubaus nur eine geringfügige Leistungsdifferenz zwischen 2012 und dem 5-Jahres-Mittel. Wie Abbildung 10 verdeutlicht auch Abbildung 13, dass die Sommermonate 2012 eher windschwach ausgefallen sind. Mit einem Mittelwert von 3472 MW liegen die Sommermonate

deutlich unter dem Leistungsniveau des Winters und erreichen nur etwa 44 % der durchschnittlichen Leistung im Winter.

Deutlich erkennbar ist die ausgeprägte Tageszeitabhängigkeit der Windleistung in den Sommermonaten. Die Leistung stieg in den Monaten Juni bis August innerhalb von sechs Stunden (08:00–14:00 Uhr) um etwa 60 % an und erreichte gegen 14:00 Uhr ein Maximum mit durchschnittlich 4400 MW. Diese tageszeitbezogenen Windphänomene spielten in den Wintermonaten eine untergeordnete Rolle. Ein leichter Leistungsanstieg ist hier von 16:00–21:00 Uhr zu verzeichnen, der allerdings wesentlich geringer als im Sommer ausfällt.

**Tagesgänge offshore.** Abbildung 14 zeigt die Tagesgänge der Offshore-Windleistung in den Winter- und Sommermonaten für das Jahr 2012 bezogen auf die durchschnittlich erreichte Leistung im 3-Jahres-Mittel (2010–2012). Wie onshore (vgl. Abbildung 13) ist auch offshore eine deutliche Leistungsdifferenz zwischen dem 3-Jahres-Mittel und dem Sommer bzw. Winter 2012 erkennbar, die auf den Zubau der vergangenen Jahre zurückgeht. Mit einer durchschnittlichen Leistung von 72,1 MW wurde im Winter 2012 eine um durchschnittlich etwa 24 MW höhere Leistung als im Sommer erreicht. Hier lag die gemittelte Leistung bei 48,6 MW. Für die deutsche Offshore-Windenergie stehen entsprechend auswertbare Daten bisher nur von den in der Nordsee installierten Offshore-Windparks zur Verfügung. Aufgrund der noch vergleichsweise geringen Anzahl und Gesamtleistung der dort installierten WEA und dem Einfluss des unterjährigen Zubaus ist die Aussagekraft der Daten derzeit noch begrenzt.

**Leistungsdauerlinien onshore.** Die in Abbildung 15 dargestellte Leistungsdauerlinie zeigt die Anzahl der Jahresstunden, in denen die Einspeisung der WEA oberhalb einer bestimmten Leistung liegt. Der Kurvenverlauf, dessen Integral der Jahresenergielieferung entspricht, ist von der Höhe des Winddargebots und insbesondere auch von dessen räumlicher Verteilung über dem Gebiet der installierten WEA abhängig. Trotz des Zubaus von zusätzlich installierter Leistung liegt die Leistungsdauerlinie 2012 aufgrund des schwächeren Wind-

### Windenergie als Dienstleister für die Netzstabilität

Mit dem großen Zubau erneuerbarer Stromerzeuger im deutschen und europäischen Netz steigt die Verantwortung für einen stabilen Netzbetrieb. Thermische Kraftwerke mit großen rotierenden Massen werden zunehmend aus dem Erzeugermix verdrängt. Ihre Aufgaben für die Frequenz- und Spannungshaltung müssen von den neuen Erzeugern übernommen werden.

Prof. Dr. Lutz Hofmann zeigt im Special Report „Systemdienstleistungen durch Windenergie“, wie Windparks und Windparkcluster in Zukunft Systemdienstleistungen bereitstellen können. Anhand von Wetter- und Einspeiseprognosen kann durch ein Windparkcluster-Management-System (WCMS) die Einspeiseleistung aktiv zeitlich gesteuert werden. Darüber hinaus können Windparks positive und negative Regelenergie bereitstellen und Blindleistung zur Spannungshaltung erzeugen. Zudem können Windparkcluster im Rahmen eines vorausschauenden Netzmanagement so geregelt werden, dass Netzengpässe oder Spannungsfehler vermieden werden.

Lesen Sie weiter im Special Report ab Seite 72, welche Systemdienstleistungen die Windenergie durch die Vernetzung von Vorhersage-, Anlagen- und Netzinformationen mit einem WCMS erbringen kann.



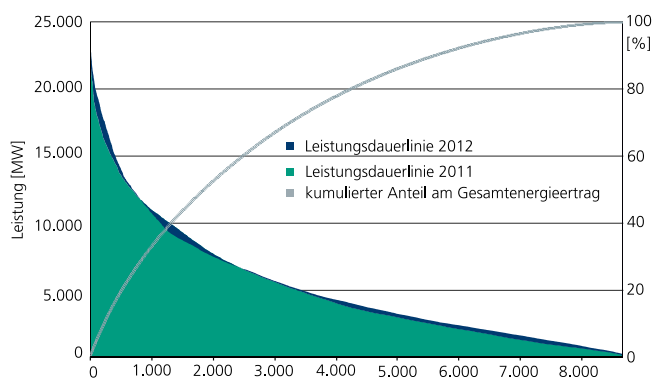


Abbildung 15: Leistungsdauerlinie onshore 2012, Datenquelle: Hochrechnungsdaten der ÜNB [18-21]

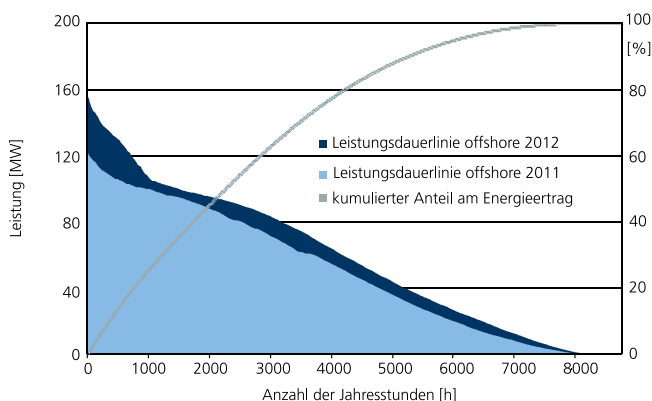


Abbildung 16: Leistungsdauerlinie offshore (Nordsee), Datenquelle: Hochrechnungsdaten des ÜNB TenneT TSO GmbH [19]

dargebots nur sehr knapp über dem Verlauf von 2011. Leistungen im Bereich zwischen 11,6 GW und 6,6 GW kamen sogar seltener vor als im Vorjahr. Während der Hälfte des Jahres 2012 wurde mindestens eine Leistung von 3900 MW erzielt. In den 1877 windreichsten Stunden wurden 50 % des Jahresertrags 2012 eingespeist. Die maximale Leistung wurde am 3. Januar erreicht. Sie betrug mit 24 086 MW etwa 78 % der in Deutschland installierten Nennleistung.

**Leistungsdauerlinie offshore.** 2012 speisten die installierten Offshore-WEA in der Nordsee ca. 512 GWh elektrischen Strom ein. Die Anlagen erreichten eine maximale Leistung von 163 MW. Das entspricht einer Steigerung um 35 MW gegenüber dem Vorjahr. Die Hälfte des 2012 von Offshore-WEA eingespeisten Stroms wurde in den 2265 windreichsten Stunden erreicht. Durchschnittlich wurde eine 15 % höhere Leistung als 2011 erzielt. Da der Ausbau der Windenergie offshore noch in den Anfängen steht, werden die nächsten Jahre zeigen, welchen Einfluss die Windverhältnisse und der Zubau tatsächlich haben.

Im Vergleich zur Leistungsdauerlinie der Onshore-WEA verläuft die Offshore-Leistungsdauerlinie in Abbildung 16 deutlich flacher. Grund hierfür sind die gleichmäßigeren Windbedingungen auf See. Auffällig ist weiterhin, dass in fast 10 % der Zeit keine oder nur eine sehr geringe Offshore-Windleistung am Netz war, was onshore zu keinem Zeitpunkt der Fall war. Während die installierte Onshore-Windleistung über das ganze Bundesgebiet verteilt ist und so Ausgleichseffekte zum Tragen kommen, trifft dies für die auf lediglich zwei Windparks basierende Offshore-Leistungsdauerlinie nicht zu.

### Netzbetrieb und Netzausbau

**Die vier Regelzonen.** Die Einspeisung des Windstroms erfolgt in Deutschland in die vier Regelzonen der Übertragungsnetzbetreiber TransnetBW GmbH, TenneT TSO GmbH, Amprion GmbH sowie 50Hertz Transmission GmbH (vgl. Abbildung 17). Ebenfalls dargestellt ist die zum Ende 2012 installierte gesamte sowie neu installierte Nennleistung der WEA (on- und offshore). Rund 80 % der Windleistung ist in den Regelzonen

der 50Hertz Transmission GmbH und der TenneT TSO GmbH installiert (12 331 MW bzw. 12 190 MW). Der größte Anteil der 2012 neu zugebauten Windleistung mit fast einem Gigawatt entfällt ebenfalls auf die Regelzone der TenneT TSO GmbH. Entsprechend hoch ist die in Abbildung 18 dargestellte Windstromeinspeisung in den jeweiligen Regelzonen. Während von 2008–2010 eine rückläufige Windstromeinspeisung beobachtet werden konnte, zeigt die Abbildung 18 für die Jahre 2011 und 2012 eine ähnlich große Einspeisung.

Abbildung 17 zeigt weiterhin auf, welche WEA vor Januar 2002 in Betrieb gingen und damit für ein Repowering in Frage kommen. Die TenneT TSO GmbH hat die größte Anzahl repoweringfähiger WEA in ihrer Regelzone.

**Einspeisemanagement.** Der Zubau der erneuerbaren Energien bei gleichzeitig langsam voran schreitendem Netzausbau führt zeitweise zu einer starken Auslastung der Netzkapazitäten. Hiervon betroffen sind vor allem die Verteilnetze, aber auch die Übertragungsnetze. Vor diesem Hintergrund kommen vermehrt Maßnahmen zum Einspeisemanagement der Netzbetreiber zum Einsatz.

Diese ermöglichen bei hoher Netzauslastung, dass die Einspeiseleistung von Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energie temporär reduziert werden kann (§11 EEG). Das Einspeisemanagement im Jahr 2011 konzentrierte sich innerhalb der erneuerbaren Energien mit 97,4 % auf WEA. Wie in den Vorjahren waren überwiegend Netzgebiete mit hoher installierter Windleistung in Nord- und Ostdeutschland betroffen [25].

Abbildung 19 verdeutlicht die Auswirkungen des Einspeisemanagements auf die Windenergie. Die Ausfallarbeit im Jahr 2011 betrug 421 GWh und hat sich damit im Vergleich zum Vorjahr 2010 (127 GWh) mehr als verdreifacht. Der dadurch betroffene Anteil an der Windstromproduktion ist dabei von 0,34 % auf 0,89 % angestiegen.

Der Netzbetreiber, in dessen Netz die Ursache für die Einspeisemanagementmaßnahme liegt, ist nach §12 EEG verpflichtet,

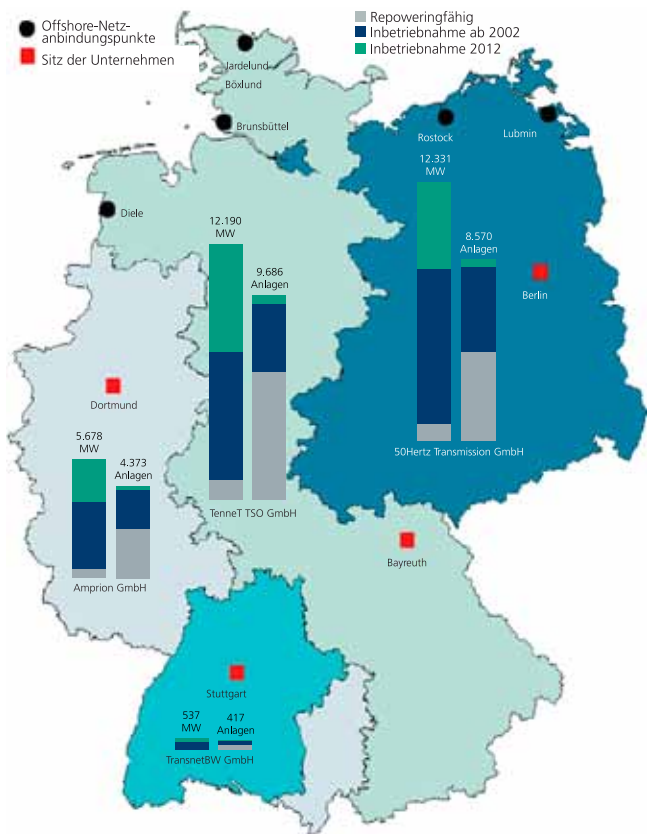


Abbildung 17: Regelzonen der ÜNB und installierte Windleistung on- und offshore je Regelzone, Datenquellen: IWET [4], Fraunhofer IWES

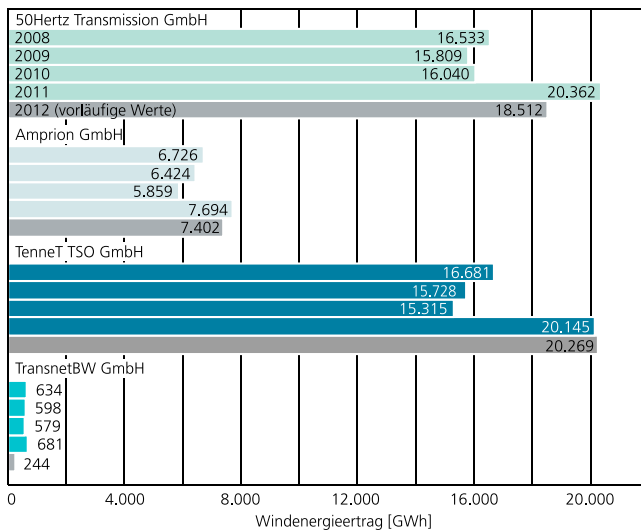


Abbildung 18: Windstromeinspeisung 2008–2012 in den Regelzonen der vier ÜNB, Datenquelle: EEG-Jahresabrechnungen 2008-2011 [23-24] und Hochrechnungsdaten der ÜNB [18-21]

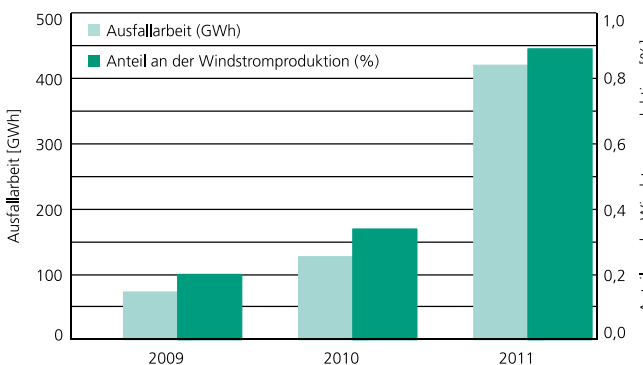


Abbildung 19: Auswirkungen des Einspeisemanagements, Datenquelle: Bundesnetzagentur [25]

die entstandene Ausfallarbeit zu entschädigen. Die Summe der geleisteten Entschädigungszahlungen lag 2011 bei 33,5 Mio € (2010: 10 Mio €). Durch den weiteren Ausbau der Windenergie onshore und insbesondere offshore wird auch in naher Zukunft Windstrom zunehmend abgeregelt werden müssen. Um dem Trend der vermehrt vorkommenden Netzengpässe entgegen zu wirken und letztendlich der voranschreitenden Energiewende gerecht zu werden, ist es unumgänglich, den bisher schleppend vorankommenden Netzausbau weiter voranzutreiben [25].

**Netzausbau an Land.** Die verstärkte Nutzung erneuerbarer Energien und insbesondere der Ausbau der Offshore-Windenergie macht einen Ausbau der Übertragungsnetze notwendig. Die bereits im Jahr 2005 veröffentlichte Dena-Netzstudie I [26] bezifferte rund 850 km des Hoch- und Höchstspannungsnetzes, die bis zum Jahr 2015 erneuert werden müssen. Die im November 2010 erschienene Dena-Netzstudie II ermittelte schon einen weitaus höheren Netzausbaubedarf bis 2020 [27]. Laut dieser Studie beträgt er jeweils ohne Speicherung der nicht-übertragbaren Leistung im Fall der Verwendung von 380 kV Drehstromleitungen ca. 3600 km und im Fall der Verwendung von Hochtemperaturleiterseilen ca. 1700 km. Neben dem Bau neuer Trassen müssen zusätzlich rund 5700 km bereits bestehende Trassen umgebaut werden.

Nach dem Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) sind die deutschen ÜNB seit 2012 verpflichtet, einen gemeinsamen Netzentwicklungsplan vorzulegen [28]. Der Plan muss aufzeigen, welche Ausbaumaßnahmen für einen sicheren und zuverlässigen Betrieb im Übertragungsnetz im kommenden Jahrzehnt notwendig sind [29]. Auf Basis des Netzentwicklungsplans hat das Bundeskabinett Ende Dezember 2012 den Entwurf eines zweiten Gesetzes über Maßnahmen zur Beschleunigung des Netzausbaus der Elektrizitätsnetze beschlossen, welches den Bundesbedarfsplan beinhaltet [30]. Nach der Bestätigung durch den Bundesrat legt der Bundesbedarfsplan (vgl. Abbildung 20) den weiteren Leitungsausbau und vor allem die Netzstrukturen bis 2022 fest. Der Bedarfsplan enthält insgesamt 36 Vorhaben, darunter 21 länderübergreifende Leitungen. Neben dem Bau von drei neuen Nord-Süd-Stromtrassen mit einer Gesamtlänge

von 2800 km, die Windstrom von der Küste und von hoher See in die Industriegebiete des Südens und Westens transportieren sollen, sieht das Gesetz zusätzlich Verbesserungen an 2900 weiteren Trassenkilometern vor. Insgesamt ist für diesen geplanten Ausbau mit Kosten von rund 10 Mrd € zu rechnen. Laut der Bundesnetzagentur sollen die neuen Stromtrassen, wenn möglich, entlang von Eisenbahnstrecken, Autobahnen oder vorhandenen Leitungen gebaut werden [31].

Mit dem neuen Gesetz wird außerdem der Klageweg auf eine Instanz vor dem Bundesverwaltungsgericht beschränkt, um langwierige Verfahren von Gegnern der Projekte zu verhindern [31]. Zudem haben die Länder signalisiert, die zeitraubenden Planfeststellungsverfahren unter Kontrolle der Bundesnetzagentur durchzuführen, um unterschiedliche Verwaltungsverfahren in den Ländern zu umgehen. Damit soll die Bauzeit für sogenannte Stromautobahnen von derzeit rund zehn auf vier Jahre verkürzt werden. Bei zwei der drei großen Nord-Süd-Leitungen soll zudem die teilweise unterirdische Verkabelung geprüft werden, um den Bau in dicht besiedelten Gebieten zu beschleunigen.

**Mittelspannungsrichtlinie.** Um die Stabilität des Stromversorgungsnetzes auch bei einem immer stärkeren Zubau von volatilen Erzeugungsanlagen wie PV und WEA und deren Anschluss an das Stromversorgungsnetz zu gewährleisten, haben sich der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) und der Verband Deutscher Maschinen- und Anlagenbau (VDMA) auf eine vierte Ergänzung der Mittelspannungsrichtlinie verständigt [32]. Diese Richtlinie ist zum 1. Januar 2013 in Kraft getreten und betrifft Stromerzeugungsanlagen mit mehr als 100 kW Spitzenleistung, die ihre Leistung in das Mittelspannungsnetz einspeisen. Im Vordergrund steht dabei insbesondere die Frage nach den Schutzeinrichtungen zum Eigenschutz der Erzeugungsanlagen sowie Regelungen zur Bereitstellung von Blindleistung.

**Netzanbindung von Offshore-Windparks.** Das EnWG sieht vor, dass die Netzanbindung für die bis Ende 2015 im Bau befindlichen Offshore-Windparks durch die ÜNB finanziert und

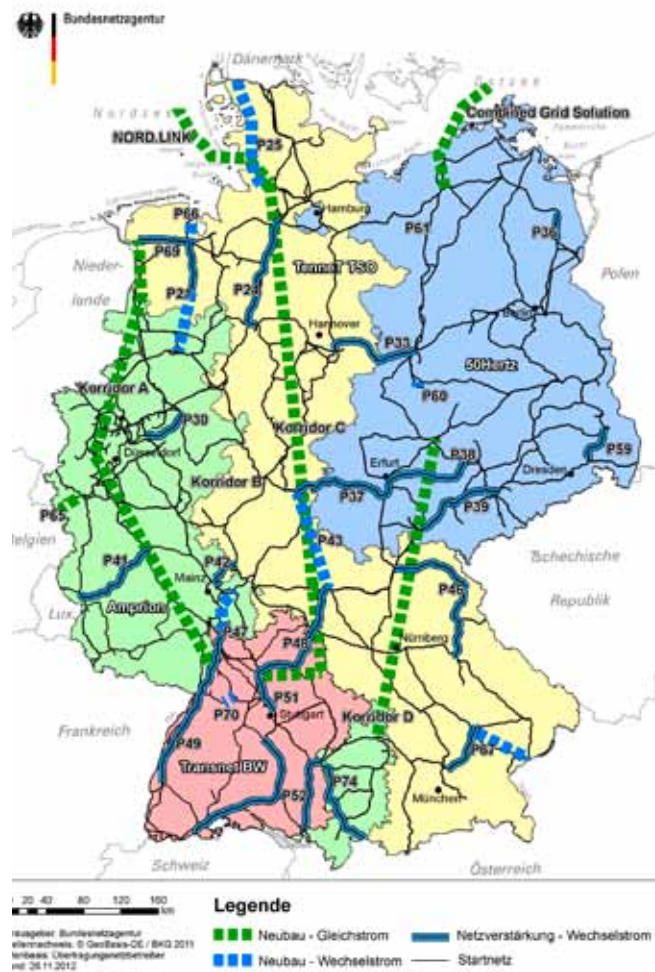


Abbildung 20: Von der Bundesnetzagentur bestätigter Netzentwicklungsplan (Stand November 2012), Quelle: Bundesnetzagentur

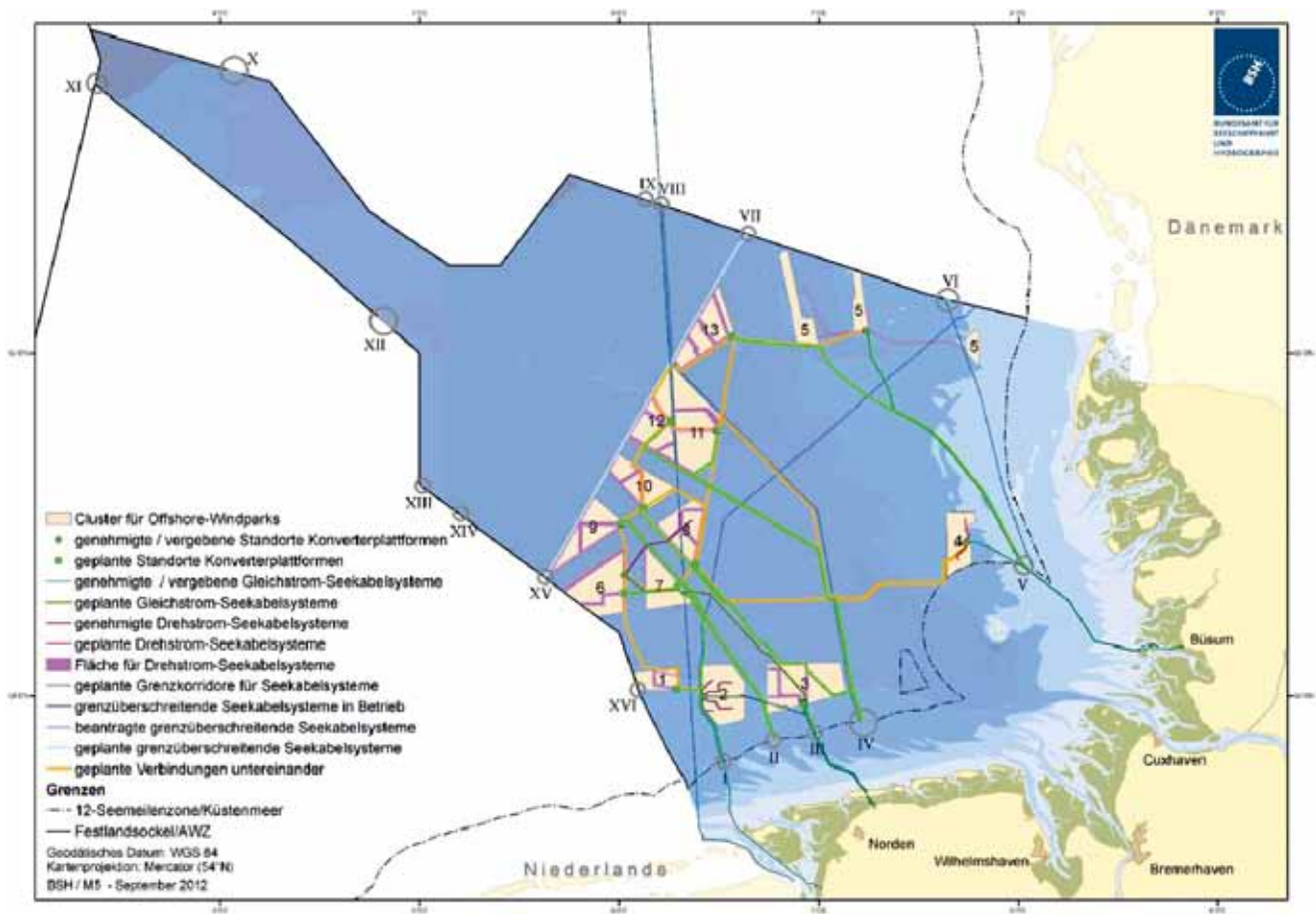


Abbildung 21: Cluster und Konverterplattformen für WEA in der Nordsee, Quelle: © Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie BSH Hamburg und Rostock 2012 [33]

umgesetzt wird. Eine Einspeisung des Offshore-Windstroms erfolgt in die Netze der TenneT TSO GmbH (Nordsee) und der 50Hertz Transmission GmbH (Ostsee). Insgesamt sind derzeit mit alpha ventus und BARD Offshore 1 zwei Windparks in der Nordsee ans Stromnetz angeschlossen. Mit der offiziellen Inbetriebnahme des Offshore-Windparks Baltic 1 im Mai 2011 speist auch der erste in der Ostsee gelegene Windpark ins Netz ein.

Aufgrund der großen Anzahl der geplanten und genehmigten Offshore-WEA bedarf es einer Netzausbauplanung, die sowohl ökologische, ökonomische als auch räumliche Einflussfaktoren

in den Planungsansatz aufnimmt. Der vom Bundesamt für Schifffahrt und Hydrographie (BSH) ausgearbeitete Offshore-Netzplan [33] zielt auf ein Anbindungskonzept in Form von Sammelanbindungen ab. Hierbei werden zunächst Offshore-Windparks identifiziert, die in der Lage sind, zusammen eine Gesamtleistung von 21 GW Leistung bereitstellen zu können. Windparks, die in einem räumlichen und wirtschaftlichen Zusammenhang stehen, werden dann zu sogenannten Clustern zusammengefasst. Insgesamt wurden so 13 unterschiedliche Cluster identifiziert, welche als Sammelanbindungen die ökonomischen und ökologischen Zielvorgaben erfüllen.

Der 2010 in Betrieb genommene Offshore-Windpark alpha ventus liegt mit 60 MW Nennleistung in Cluster 2 (vgl. Abbildung 21), der durch Rohrleitungen, Verkehrstrennungsgebiete und Vorbehaltsgebiete für den Schifffahrtsverkehr räumlich festgelegt ist. Mit dem bereits im Bau befindlichen Offshore-Windpark Borkum West II und drei weiteren genehmigten Offshore-Windparks wird in diesem Cluster mit einer Gesamtleistung von 1760 MW gerechnet.

Um eine realistische Planung zu ermöglichen, werden drei unterschiedliche, von der Bundesnetzagentur genehmigte Leitszenarien [34] mitberücksichtigt. Szenario B soll dabei als Planungsgrundlage dienen. Es beinhaltet als Referenzszenario die wirtschaftliche Entwicklung der Stromerzeugung sowie des Stromverbrauchs bezogen auf das Jahr 2022 und geht von 12,9 GW Offshore-Windleistung aus. Abbildung 21 zeigt exemplarisch die 13 verschiedenen Cluster sowie mögliche Standorte für Konverterplattformen und Stromtrassen für WEA der Nordsee.

Das Anbindungskonzept für Offshore-WEA ist durch die ÜNB sicherzustellen und beinhaltet verschiedene Übertragungskonzepte bestehend aus Gleichstrom-Seekabelsystemen (HVDC), Konverterplattformen und Drehstrom-Seekabelsystemen (HVAC). Die Planung der Standorte und Trassen dieser Anbindungsbestandteile ist durch eine Vielzahl von gesetzlichen, ökonomischen und ökologischen Vorgaben stark reglementiert. Aufgrund fehlender Erfahrungen im Bereich der Offshore-Netzanbindung, vor allem in Bezug auf Errichtung und Betrieb, bedarf es einer Differenzierung der 13 verschiedenen Cluster.

Vor allem Cluster, in denen sich bereits im Bau befindliche Offshore-WEA befinden oder die in Vorranggebieten für Windenergie liegen, sollen vorrangig weiterentwickelt werden, um daraus resultierende Erfahrungen für die weitere Planung der Offshore-Netzanbindung nutzen zu können.

### Die Offshore-Haftungsumlage

Die Frage möglicher Entschädigungszahlungen bzw. Haftungsrisiken im Falle einer gestörten oder nicht rechtzeitig fertiggestellten Netzanbindung hat sowohl bei Windpark-Betreibern als auch bei den ÜNB zu Verunsicherung und Verzögerungen bei diversen Offshore-Projekten geführt. Die Bundesregierung hat daraufhin das dritte Gesetz zur Neuregelung der energiewirtschaftlichen Vorschriften auf den Weg gebracht [35]. Die ab dem 1. Januar 2013 geänderte Fassung des EnWG sichert den Betreibern von Offshore-Windparks nach §17e und §17g eine weitgehende Entschädigung für Ertragsverluste und Sachschäden aufgrund einer gestörten oder nicht fristgerecht fertiggestellten Netzanbindung [36] zu. Gleichzeitig begrenzt das Gesetz den von den ÜNB an den Entschädigungszahlungen zu leistenden Eigenanteil auf 110 Mio € pro Kalenderjahr und ÜNB bzw. 17,5 Mio € je Schadensereignis. Dabei beträgt der Eigenanteil der ÜNB bei Kosten bis 200 Mio € pro Jahr maximal 20 % der Entschädigungszahlung und sinkt ab einer Gesamtentschädigungszahlung von 1 Mrd € im Kalenderjahr auf 0 %. Die genannten Regelungen gelten nur solange ein Schaden nicht durch grobe Fahrlässigkeit verursacht wurde [28].

Die über den Eigenanteil hinausgehenden Kosten können nach §17f durch die ÜNB auf die Stromkunden umgelegt werden. Die Höhe der Umlage richtet sich dabei nach der Höhe des Stromverbrauchs. Für das Jahr 2013 wird der gesetzlich festgelegte Rahmen voll ausgeschöpft. Damit beträgt die Umlage für einen Stromverbrauch bis 1 Mio kWh 0,25 ct/kWh. Jede weitere Kilowattstunde hat eine Umlage von 0,05 ct/kWh. Für produzierende Unternehmen, die mehr als 4 % ihres Umsatzes zur Deckung der Stromkosten aufwenden, beträgt die Umlage für zusätzlichen Strom 0,025 ct/kWh [28, 37].



# ONSHORE

## Technische Entwicklung

**Zubau.** Im Jahr 2012 wurden in Deutschland onshore insgesamt 943 Anlagen mit einer Nennleistung von 2252 MW installiert. Damit liegt der Anlagenbestand in Deutschland bei 30 876 MW. Dies sind 3,6 % mehr Anlagen als im Jahr 2011. Abbildung 22 zeigt den anteiligen Zubau von WEA von 1990 bis 2012 in den drei Standortkategorien Deutschlands sowie bezogen auf die Leistungsklassen und die Antriebskonzepte.

**Standorte.** Die neuen WEA wurden 2012 zu rund 20 % an Küstenstandorten, zu etwa 42 % an Standorten in der norddeutschen Tiefebene und zu 38 % im Mittelgebirge errichtet. An Küstenstandorten – hierbei handelt es sich um einen ca. 5 km breiten Streifen entlang der norddeutschen Küste – wurden 185 Anlagen mit einer Leistung von 466 MW zugebaut. Damit stieg der Anteil hier um 4 %. In der Norddeutschen Tiefebene sinkt der Anteil der zugebauten Anlagen im Vergleich zu 2011 um zwei Prozentpunkte auf 42 %. Der Zubau der installierten Nennleistung beträgt hier 877 MW. Nachdem der Anteil der Kategorie Mittelgebirge im Jahr 2011 stark anstieg, ist er mit 349 Anlagen und einer Leistung von 868 MW im Jahr 2012 nur noch leicht gestiegen. Während in der Vergangenheit an der Küste vergleichsweise leistungsstarke, in der norddeutschen Tiefebene etwas leistungsschwächere und an Mittelgebirgsstandorten eher leistungsschwache WEA installiert wurden, haben sich die im Jahr 2012 durchschnittlich installierten Anlagenleistungen weitgehend angeglichen. Lediglich in der Norddeutschen Tiefebene wurden WEA mit leicht unterdurchschnittlichen Nennleistungen installiert.

**Anlagenkategorie und Leistungsklasse.** Seit 2010 ist ein stark steigender Anteil der 3-5 MW Anlagen zu erkennen. Nach zunächst 2 % im Jahr 2010 machen WEA mit einer Leistung von 3-5 MW im Jahr 2012 bereits 19 % des Anlagenzubaues aus und reduzieren damit kontinuierlich den weiterhin dominierenden Anteil der 2-3 MW Anlagen. Diese Kategorie macht etwa drei Viertel des Marktes aus. Abbildung 22 zeigt, dass die Modellzyklen länger werden. Anlagen der 2-3-MW-Klasse sind bereits seit etwa zehn Jahren am Markt erhältlich und werden auch zukünftig weiter eingesetzt. Nachdem die

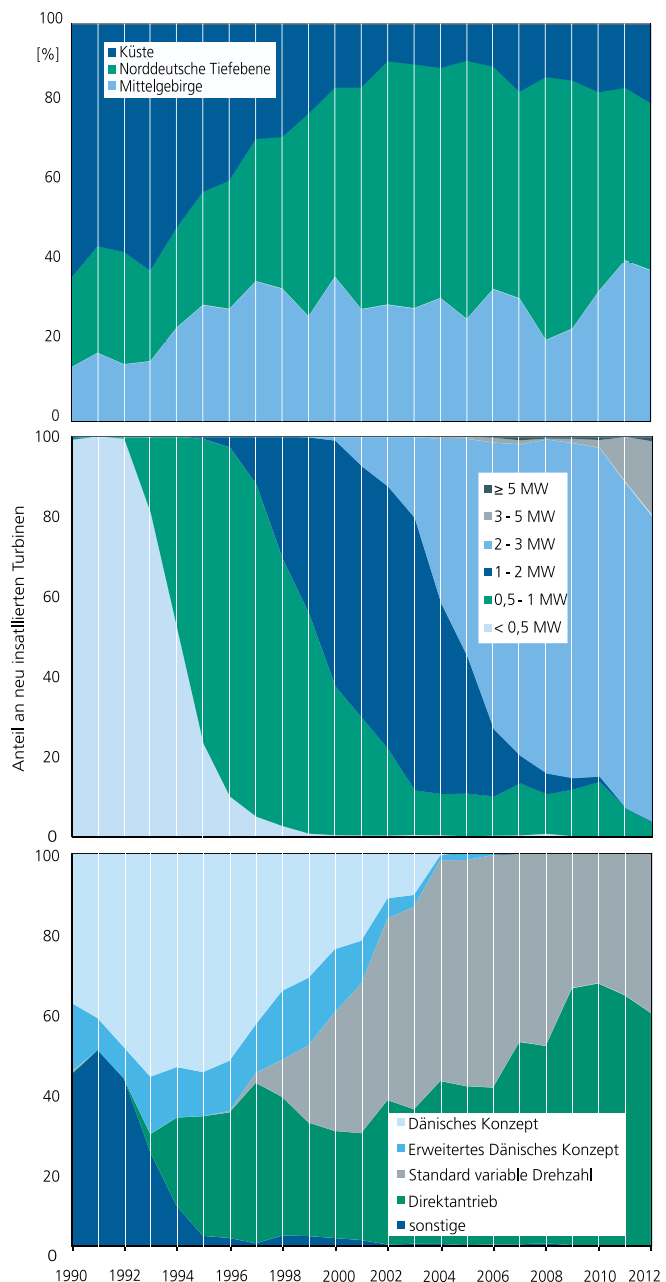


Abbildung 22: Anlagenzubau nach Standortkategorie, Leistungsklasse und Anlagenkategorie (1990-2012), Datenquelle: IWET [4]



### Windenergie erreicht neue Dimension

Mit den Prototypen für künftige Offshore-WEA in der 6-MW-Klasse errichteten die Unternehmen Alstom und Siemens 2012 die derzeit größten Windenergieanlagen in Frankreich und den Niederlanden (siehe Titelseite). Die WEA erreichen Rotordurchmessern bis zu 154 Metern. Noch größere Anlagen werden intensiv entwickelt. Das Fraunhofer IWES testet derzeit Rotorblätter mit Längen von bis zu 83,5 m.

Doch was ist der Grund für den ungebrochenen Trend zu immer größeren Anlagen und wie wird sich die Entwicklung fortsetzen? Wo sind die technischen und wirtschaftlichen Grenzen des Größenwachstums?

Dr. Arno van Wingerde vom Fraunhofer IWES diskutiert diese Fragen im Special Report „Neue Ansätze in der Rotorentwicklung“ ab Seite 84 und wirft einen Blick auf alternative Ansätze zur Windenergienutzung.

Während die Rotorfläche mit dem Quadrat der Rotorblattlänge wächst, steigt die Masse des Blattes in Länge, Breite und Höhe, also in drei Dimensionen und damit schneller als die Rotorfläche. Die Hersteller müssen immer ausgefeilter konstruieren, hochwertigere Materialien einsetzen und prozesssicherer produzieren, um die Belastungen durch das höhere Eigengewicht kompensieren zu können.

Ähnliche Gründe können für andere Teile der Turbine angeführt werden, bei denen die Kosten mit mehr als der zweiten Potenz des Rotordurchmessers wachsen. Eine größere Anlage garantiert zukünftig nicht immer auch automatisch geringere Stromgestehungskosten, folgert Wingerde.

ersten Anlagen mit Leistungen über 5 MW im Rahmen der Vorbereitungen für Offshore-Anlagen bereits ab 2002 in geringem Umfang onshore errichtet wurden, wuchs 2012 der Anteil dieser Großanlagen an der 2012 installierten Nennleistung um 4 %. Alle elf der 2012 errichteten Anlagen dieser Kategorie sind vom Typ E-126 des Herstellers Enercon und haben eine Gesamtleistung von rund 83 MW.

Der Fokus auf windschwächere Standorte lässt sich deutlich in der Produktpalette der Anlagenhersteller wiedererkennen. Mit der Nordex N-117 (Verhältnis Rotorfläche/Nennleistung: 4,48 m<sup>2</sup>/kW), der Enercon E-115 (4,15 m<sup>2</sup>/kW), der REpower 3.0M122 (3,9 m<sup>2</sup>/kW), der Siemens-2.3-101 (3,48 m<sup>2</sup>/kW) oder der Vestas V-112 (3,12 m<sup>2</sup>/kW) werden zunehmend Anlagen mit einem größeren Rotor-Generator-Verhältnis am Markt angeboten. Weitere Modelle befinden sich derzeit in der Entwicklung. Das Verhältnis von überstrichener Rotorfläche zu Nennleistung beträgt bei diesen Anlagen im Schnitt 3,81 m<sup>2</sup>/kW. Für 2012 installierte Anlagen ergibt sich im Durchschnitt ein Vergleichswert von 2,5 m<sup>2</sup>/kW. Die großen Rotorflächen ermöglichen auch an nicht optimalen Standorten einen wirtschaftlichen Betrieb.

**Antriebskonzepte.** Der in den vergangenen Jahren stetige Anstieg des Anteils an direkt angetriebenen Anlagen erreichte 2010 seinen Höchststand und fiel 2012 um fünf Prozentpunkte auf 59 %, während der Anteil von Anlagen nach dem klassischen Antriebskonzept mit variabler Drehzahl, Getriebe und schnelllaufendem Generator auf 41 % anstieg. Bei direkt angetriebenen Anlagen wird die Drehbewegung des Rotors ohne Getriebeübersetzung auf einen langsam laufenden Generator übertragen. Alle im vergangenen Jahr errichteten WEA sind pitch-regelt und drehzahlvariabel. WEA nach dem drehzahlfesten dänischen Konzept wurden seit 2005 in Deutschland nicht mehr installiert.

**Anlagengröße.** WEA sind im Jahr 2012 abermals größer und höher geworden. Die mittlere Turmhöhe bei neu installierten Anlagen ist um 5,8 m gewachsen und liegt nun bei 111 m (vgl. Abbildung 23). In größeren Höhen herrschen höhere Windgeschwindigkeiten, die je nach Standort einen wirtschaftlicheren Betrieb

ermöglichen können. Kleine Türme von 60 m Höhe werden häufig dann gewählt, wenn es an den Standorten eine entsprechende Höhenbeschränkung gibt.

Auch der Rotordurchmesser ist größer geworden – im Mittel um knapp 4,6 m – und beträgt nun über 88 m. Dieses kontinuierliche Wachstum hängt ebenfalls mit den windärmeren Standorten zusammen, die zunehmend erschlossen werden. Der Durchmesser bestimmt die Leistung einer WEA fundamental und legt fest, wie groß der Anteil der Windströmung ist, welcher der WEA zur Umwandlung in elektrischen Strom zur Verfügung steht. Die Energie der Windströmung wiederum hängt in dritter Potenz von der Windgeschwindigkeit ab. Diese steigt mit der Höhe über dem Grund. Zusätzlich nehmen Verwirbelungen mit der Höhe ab. Durch höhere Türme können die Anlagen deswegen höhere Windgeschwindigkeiten besser ausnutzen und einen höheren Ertrag erzielen.

Den Trend zu Schwachwindanlagen verdeutlicht auch Abbildung 24. Bei einer Nennleistung von 2–3 MW lässt sich eine Streuung der Rotordurchmesser im Intervall von 70–117 m feststellen. Dies zeigt, dass sich der Bau in dieser Anlagenkategorie nicht auf bestimmte Anlagenmodelle beschränkt, sondern ein breit gefächertes Modellspektrum zur Verfügung steht, um den Anforderungen des jeweiligen Standorts gerecht zu werden. Der Trend geht dabei zu Anlagen mit größeren Rotor-Generator-Verhältnissen. Bei den 2012 errichteten 2–3 MW Anlagen liegt es bis auf wenige Ausnahmen zwischen 2,57 m<sup>2</sup>/kW und 4,21 m<sup>2</sup>/kW. Dabei weisen Anlagen an Küstenstandorten ein um ca. 0,2 m<sup>2</sup>/kW geringeres durchschnittliches Rotor-Generator-Verhältnis von 2,47 m<sup>2</sup>/kW auf als an Mittelgebirgsstandorten mit 2,65 m<sup>2</sup>/kW. Die im vergangenen Jahr zugebauten Anlagen hatten Werte von 2,23 m<sup>2</sup>/kW an der Küste im Vergleich zu 2,65 m<sup>2</sup>/kW in Mittelgebirgen. Die Nennleistungen der Anlagen liegen größtenteils zwischen 2 MW und 2,5 MW.

Während sich Durchmesser und Nabenhöhe lange Zeit weitgehend proportional zueinander entwickelten, ist in den vergangenen fünf Jahren die durchschnittliche Nabenhöhe stärker gestiegen. Die Ursache dafür liegt in der verstärkten

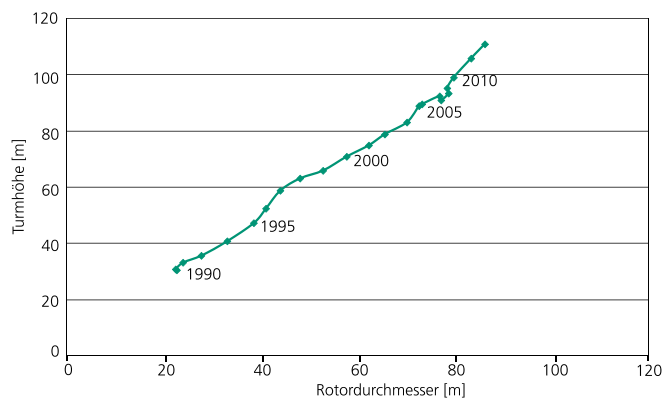


Abbildung 23: Größenentwicklung der Onshore-WEA, Datenquelle: IWET [4]

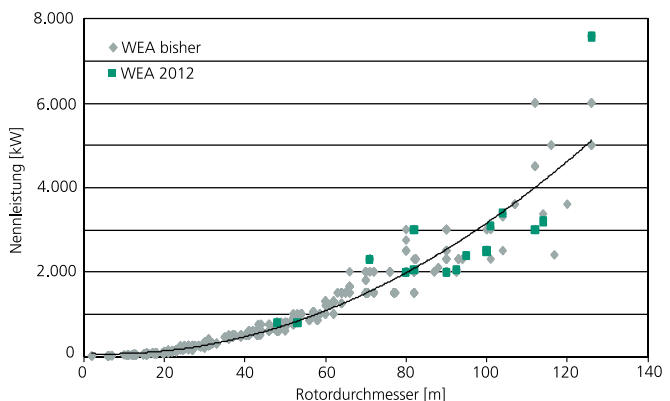


Abbildung 24: Nennleistung nach Rotordurchmesser verschiedener Anlagentypen, Datenquelle: IWET [4]

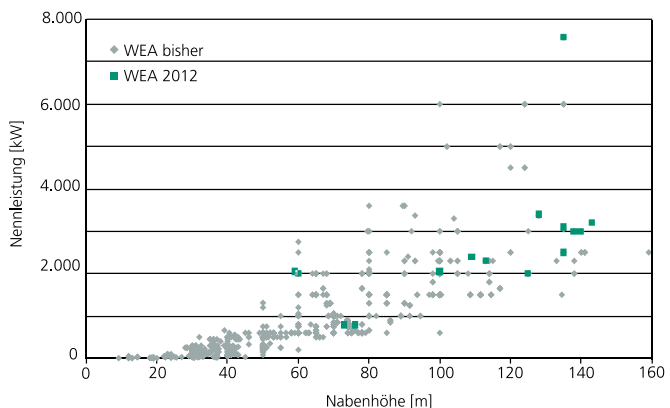


Abbildung 25: Nennleistung nach Nabenhöhe verschiedener Anlagentypen und Konfigurationen, Datenquelle: IWET [4]

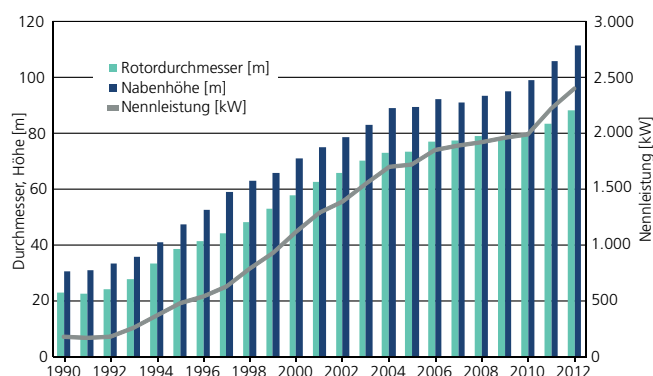


Abbildung 26: Entwicklung der Anlagengröße (onshore),  
Datenquelle: IWET [4]

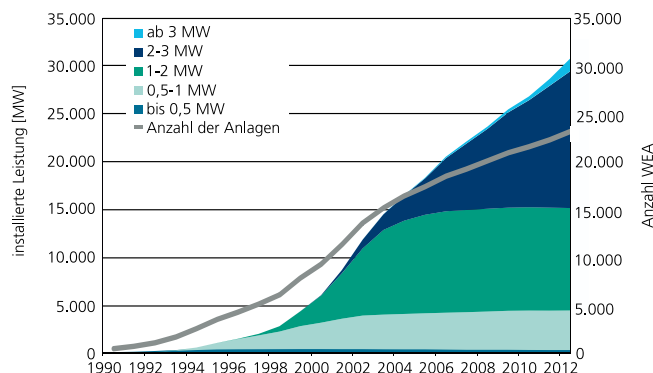


Abbildung 27: Kumulierte Darstellung der installierten Leistung und Anzahl der Onshore-WEA, Datenquelle: IWET [4]

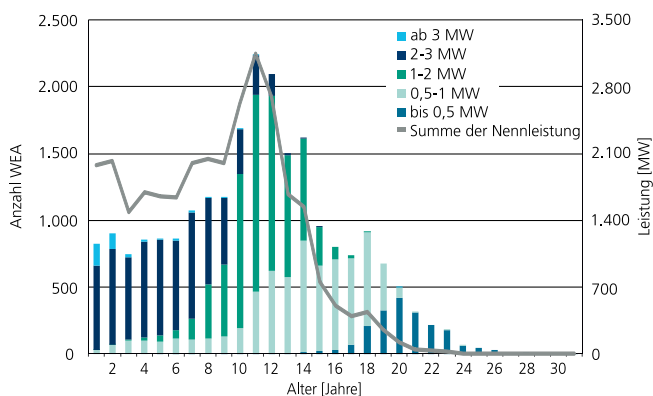


Abbildung 28: Altersstruktur der Onshore-WEA nach installierten Leistungsklassen, Datenquelle: IWET [4]

Erschließung von Standorten im Binnenland. Dort werden WEA mit Turmhöhen von typischerweise 135 m und mehr errichtet (vgl. Abbildung 25). Auch die Nabenhöhe lässt sich ins Verhältnis zur Nennleistung setzen. Hier zeigt sich, dass an Küstenstandorten deutlich höhere Leistungen auf niedrigeren Türmen installiert werden als im Binnenland. Im Jahr 2012 wurden in den Küstenregionen Anlagen mit einem Verhältnis von 28,95 kW/m (Durchschnitt seit 2000: 17,68 kW/m) errichtet. In der Standortkategorie Mittelgebirge beträgt dieses Verhältnis 2012 20,41 kW/m (Durchschnitt seit 2000: 16,65 kW/m). Grund dafür sind die allgemein höheren Windgeschwindigkeiten an der Küste und die wesentlich geringere Anzahl an Hindernissen, die Turbulenzen in der Windströmung verursachen.

Der maximale Rotordurchmesser in Deutschland ist 2012 nicht gewachsen. Hier liegen die maximalen Dimensionen wie schon 2011 bei 126 m. Auch im Bereich der Nabenhöhe wurde kein neuer Spitzenwert erreicht. Der mit 143 m höchste Turm des Jahres 2012 liegt mit 17 m noch deutlich unter der bereits 2006 errichteten Anlage mit einem Gitterturm von 160 m Höhe in der Nähe von Cottbus.

Abbildung 26 zeigt das durchschnittliche Wachstum der Nabenhöhe und des Rotordurchmessers im Vergleich zum Wachstum der Nennleistung in den Jahren 1990-2012. Mit den steigenden Rotordurchmessern und Nabenhöhen ist auch die durchschnittliche Leistung der Anlagen von 2,2 MW in 2011 auf 2,4 MW in 2012 gewachsen. Der Zuwachs der durchschnittlichen Nennleistung betrug damit etwa 9 %. Nach den verhaltenen Steigerungen der vorangegangenen Jahre mit einem durchschnittlichen Wachstum von 3,6 % in den Jahren 2007-2009 ist 2012 wie bereits 2011 ein deutlicher Aufwärtstrend erkennbar. Dies geht mit einem deutlich gestiegenen Anteil an Anlagen der 3-5-MW-Klasse einher (vgl. auch Abbildung 22). Im Vergleich hierzu beträgt die durchschnittliche Nennleistung des aktuellen Anlagenbestands in Deutschland derzeit etwa 1,33 MW (vgl. Abbildung 27).

**Altersstruktur.** Nach dem Boom der Windenergieindustrie in den Jahren seit 2001 mit Zubauten von bis zu 2300 Anlagen pro

Jahr hat sich die Zahl der jährlich installierten Anlagen verstetigt. Sie liegt seit sechs Jahren zwischen 800 und 1000 Anlagen pro Jahr. Über 860 WEA haben mittlerweile die angenommene Lebensdauer von 20 Jahren erreicht (vgl. Abbildung 28). Für diese Anlagen stellt sich die Frage, ob sie am Standort weiterbetrieben werden können oder im Rahmen des Repowerings durch eine neue Anlage ersetzt werden.

Die genannten WEA stammen aus den frühen Jahren der Windenergienutzung, haben eine geringe durchschnittliche Nennleistung von rund 140 kW und stellen heute gerade einmal rund 0,4 % der installierten Windleistung in Deutschland. Der zumindest teilweise zu erwartende Abbau dieser Altanlagen kann daher leicht kompensiert werden und hat keinen signifikanten Einfluss auf den Gesamtertrag der Windenergie. Ein Großteil der Anlagen zählt zudem zur Standortkategorie Küste. In den kommenden Jahren könnten also neue attraktive Standorte für leistungsstärkere WEA frei werden.

Das am 1. April 2000 in Kraft getretene EEG [36] schreibt einen Bonus auf die Einspeisevergütung für alle Anlagen fest, die vor dem 1. Januar 2002 errichtet wurden, abgebaut und durch leistungsfähigere Anlagen auf geeigneten Flächen ersetzt werden. Bundesweit können nach diesen Bestimmungen rund 10 500 WEA, also in knapp die Hälfte aller Anlagen, durch Repowering ersetzt werden. Abbildung 31 zeigt eine Übersicht über die Verteilung der Anlagen im repoweringfähigen Alter über die Bundesländer. Die repoweringfähigen Anlagen haben eine Gesamtleistung von rund 8300 MW, was etwa 27 % der in Deutschland installierten Nennleistung entspricht.

**Anlagenhersteller.** Wie in Abbildung 29 erkennbar, wird der deutsche Markt von einer Vielzahl an Anlagenherstellern bedient. Mit einer Leistung von 21 258 MW und somit rund zwei Dritteln der gesamten in Deutschland installierten Windleistung spielen Enercon (42 % mit 12 880 MW) und Vestas (27 % mit 8376 MW) die wichtigsten Rollen. Der Rest des Marktes ist relativ gleichmäßig auf die vier weiteren großen Anlagenhersteller verteilt, was sich auch in der Verteilung der absoluten Anlagenzahl widerspiegelt.

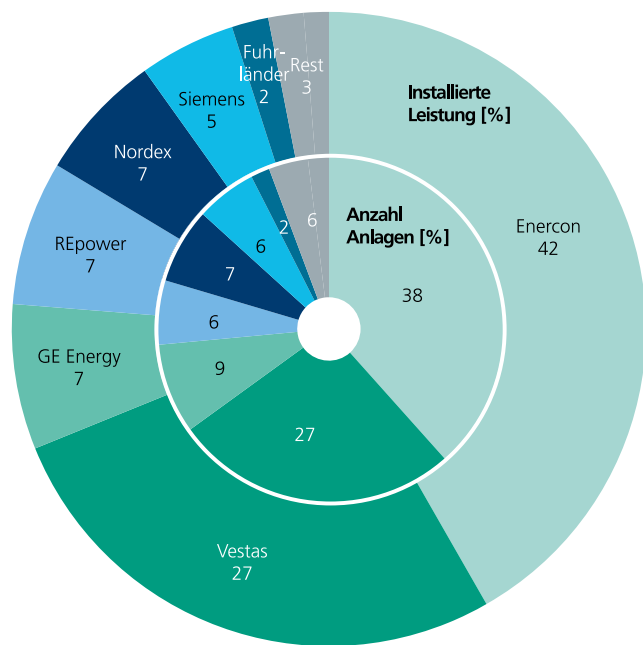


Abbildung 29: Marktanteil der Anlagenhersteller in Deutschland, Basis Anlagen in Betrieb bis Ende 2012, Datenquelle: IWET [4], Fraunhofer IWES

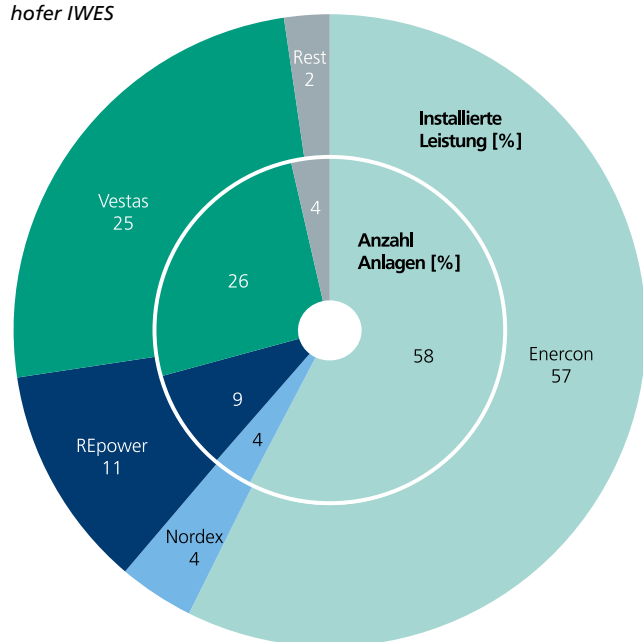


Abbildung 30: Marktanteil der Anlagenhersteller in Deutschland, Zubau 2012, Datenquelle: IWET [4], Fraunhofer IWES

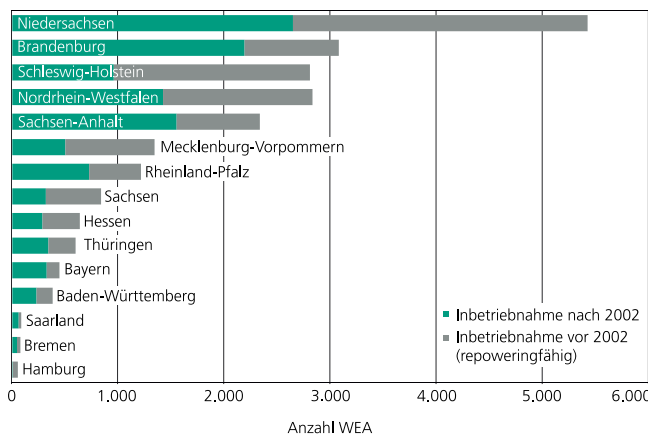


Abbildung 31: Anzahl der nach ihrem Alter für ein Repowering in Frage kommenden Anlagen nach Bundesländern (Inbetriebnahme vor dem 1. Januar 2002), Datenquelle: IWET [4]

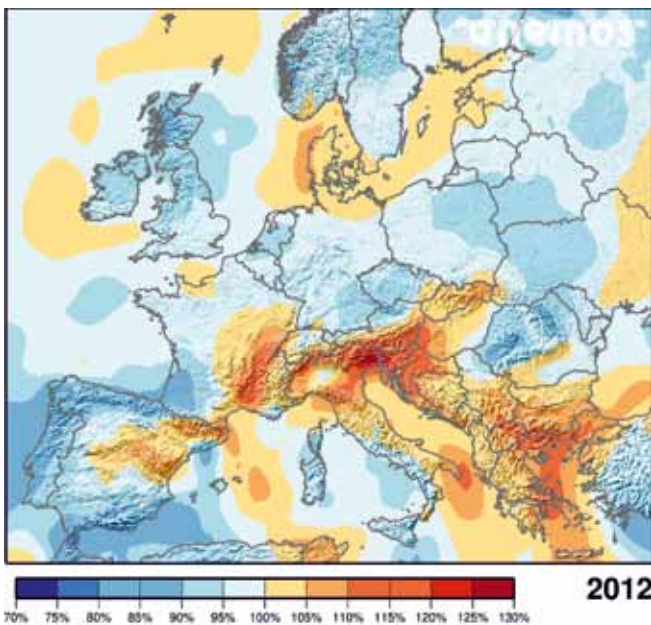


Abbildung 32: Windressourcen 2012 im Verhältnis zum 20-jährigen Mittel, Quelle: anemos GmbH

Mit dem Zubau von 2252 MW wuchs die Leistung onshore innerhalb des Jahres 2012 um rund 8 %. Wie in Abbildung 30 zu sehen ist, hat das deutsche Unternehmen Enercon mit 1286 MW (57 %) den größten Marktanteil an der 2012 zugebauten Windleistung.

### Windbedingungen

**Externe Bedingungen.** Die bedeutendste externe Einflussgröße für WEA an Land ist die Windgeschwindigkeit. Grundsätzlich wird das Windangebot durch eine Vielzahl von komplexen Klimafaktoren beeinflusst. Es variiert ständig und ist damit eine der zentralen technischen und wirtschaftlichen Unsicherheiten bei der Windenergienutzung. Abgesehen von kurzzeitigen Fluktuationen, kommt es auch zu deutlichen Abweichungen der Jahreswerte von den langjährigen Mittelwerten. Geografisch und topografisch bedingte regionale Unterschiede kommen hinzu. Eine Betrachtung des längerfristigen Verlaufs des Windverhaltens wird damit unumgänglich. Abbildung 32 zeigt die Windressourcen 2012 im Verhältnis zum 20-jährigen Mittelwert. Für Deutschland waren danach die Werte mit Ausnahme des Nordostens überwiegend leicht unterdurchschnittlich.

Abbildungen 33 und 34 verdeutlichen sowohl zeitliche als auch regionale Unterschiede der Windverhältnisse. Sie differenzieren regional in die Kategorien Küste, Norddeutsche Tiefebene und Mittelgebirge. Die Werte beruhen auf Daten des Windmessnetzes des Fraunhofer IWES in einer Messhöhe von 30 m. Für einzelne Jahre stehen dabei Daten von bis zu 180 Messmasten zur Verfügung. Seit dem Jahr 2009 umfasst das Messnetz kontinuierlich 30 Standorte.

Abbildung 33 zeigt, wie häufig bestimmte Windgeschwindigkeiten 2012 im Vergleich zum langjährigen Mittel (1992–2011) in den einzelnen Standortkategorien aufgetreten sind. Deutlich zu erkennen ist, dass unmittelbar an der Küste höhere Windgeschwindigkeiten erheblich häufiger vorkommen als in der Norddeutschen Tiefebene oder den Mittelgebirgen. Dementsprechend gab es dort 2012 auch die höchste mittlere Windgeschwindigkeit von 5,44 m/s. Im Mittelgebirge verschob

sich die Häufigkeitsverteilung 2012 leicht in Richtung niedrigerer Windgeschwindigkeiten. Insgesamt lagen die mittleren Windgeschwindigkeiten 2012 sehr dicht an den langjährigen Mitteln.

Abbildung 34 zeigt die jährlichen Mittelwerte der im Wind enthaltenen Leistung von 1992 bis 2012. Besonders deutlich wird auch hier die höhere Windleistungsdichte an der Küste im Vergleich zur Norddeutschen Tiefebene und Mittelgebirgsstandorten, welche sich nahezu gleich verhalten. In allen drei Kategorien hat sich das Winddargebot im Jahr 2012 gegenüber dem Vorjahr verschlechtert.

### Betriebsergebnisse

**Volllaststunden.** Im Jahr 2012 erreichten die Onshore-WEA in Deutschland eine durchschnittliche Volllaststundenzahl, die mit 1542 leicht unter dem 3-Jahresmittel von 1548 Stunden lag (vgl. Abbildungen 35 und 36). Abbildung 35 stellt die in den vier Regelzonen erzielten Volllaststunden dem 3-Jahresmittel gegenüber. Die teils großen Unterschiede sind auch auf den geographischen Zuschnitt der Regelzonen zurückzuführen. Durch zahlreiche Küstenstandorte sowie Standorte in der Norddeutschen Tiefebene werden in den Regelzonen der TenneT TSO GmbH sowie der 50Hertz Transmission GmbH vergleichsweise hohe Volllaststunden erreicht. Anlagen in den Regelzonen der Amprion GmbH und der TransnetBW GmbH stehen im Allgemeinen an windärmeren Standorten.

Eine Auswertung der Volllaststunden dient in erster Linie dem Vergleich unterschiedlicher WEA und der jeweiligen Standortbedingungen. Die Berechnung der Volllaststunden erfolgt über das Verhältnis des in einem Jahr eingespeisten Windstroms zur Nennleistung der installierten Anlagen. Abbildung 36 stellt die 2012 erreichten Volllaststunden in einen Zusammenhang mit den Jahren 2001–2011. Nach einem starken Rückgang von 2007 auf 2010 liegt die Zahl der Volllaststunden knapp unter dem 5- und 10-Jahres-Mittel. Mit 1542 Volllaststunden sank sie im Vergleich zu 2011 um rund 4 % ab. Die höchste Auslastung erreichte der deutsche WEA-Bestand im Jahr 2007 bei einem Wert von 1889 Volllaststunden.

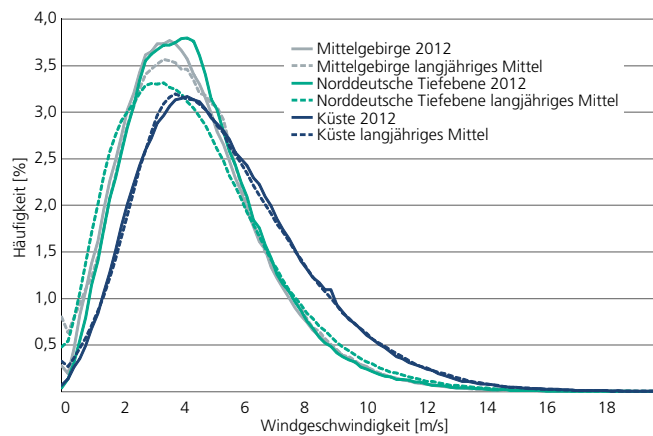


Abbildung 33: Häufigkeitsverteilung der auftretenden Windgeschwindigkeiten (Messung auf 30 m Höhe) nach Standortkategorien, Datenquelle: Fraunhofer IWES [38]

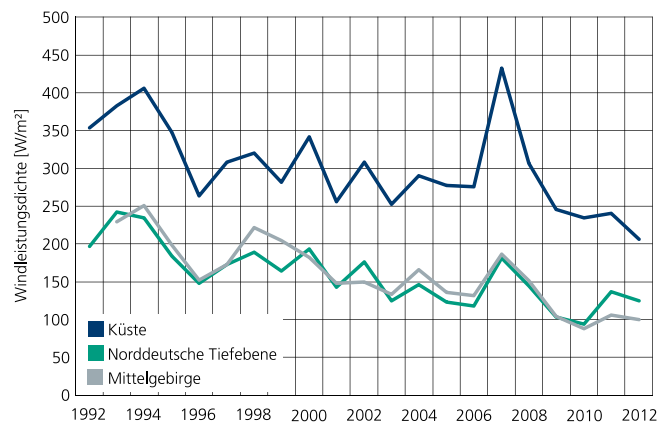


Abbildung 34: Brutto-Winddargebot 1992-2012, Datenquelle: Fraunhofer IWES [38]

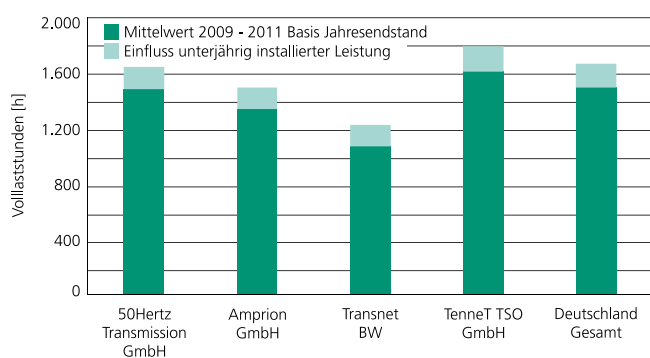


Abbildung 35: Volllaststunden in den vier Regelzonen der ÜNB (2009-2011), Datenquelle: EEG Jahresabrechnungen [39] und IWET-Datenbasis [4]

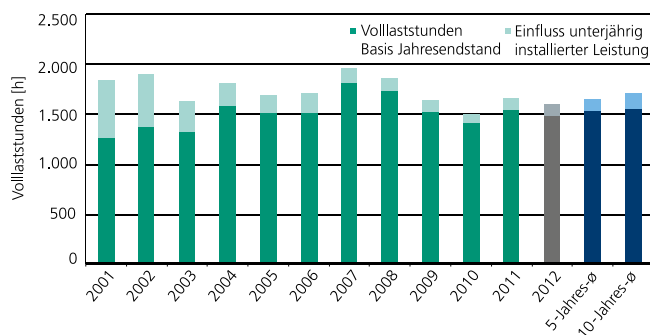


Abbildung 36: Entwicklung der Volllaststunden onshore, Deutschland gesamt, Datenquelle: EEG Jahresabrechnungen [39] und IWET-Datenbasis [4]

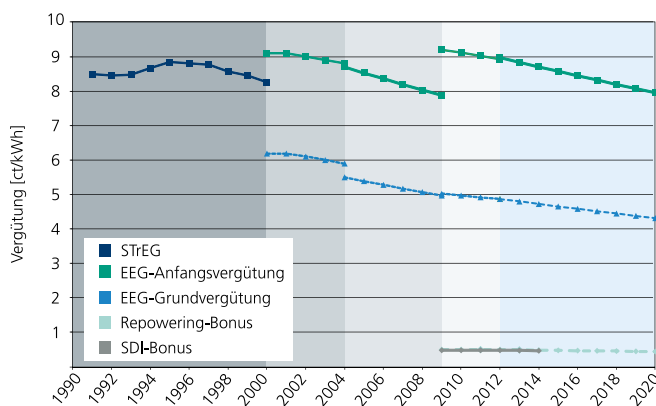


Abbildung 37: EEG-Förderung basierend auf der zum 1. Januar 2012 novellierten Fassung, Datenquelle: EEG [36]

Die Bestimmung der Volllaststunden erfolgt sowohl auf Basis der zum Beginn als auch zum Ende des jeweiligen Jahres installierten Windleistung und ist entsprechend als Bandbreite dargestellt. Da das Verhältnis von Neuinstallation zu Anlagenbestand kleiner wird, sinkt auch der Einfluss der unterjährig neu installierten Leistung auf die Volllaststundenzahl.

**Rechtliche und finanzielle Rahmenbedingungen**

**Einspeisevergütung.** In Deutschland wurde die Einspeisevergütung zunächst durch das Anfang 1991 in Kraft getretene Stromeinspeisungsgesetz (StrEG) geregelt. Die Höhe der Vergütung betrug seinerzeit mindestens 90 % des Durchschnittserlöses je Kilowattstunde aus der Stromabgabe von Elektrizitätsversorgungsunternehmen an alle Letztverbraucher. Im April 2000 wurde das StrEG durch das EEG abgelöst. Dieses wurde mittlerweile mehrfach novelliert. Die letzte Novellierung, die Auswirkungen auf die Vergütungssätze von Onshore-Windenergie hatte, wurde im Juni 2011 beschlossen und ist seit Januar 2012 gültig. Das Gesetz zur Änderung des Rechtsrahmens für Strom aus solarer Strahlungsenergie und zu weiteren Änderungen im Recht der erneuerbaren Energien vom 17. August 2012 und das dritte Gesetz zur Neuregelung energiewirtschaftlicher Vorschriften, das am 14. Dezember 2012 vom Bundesrat gebilligt wurde, betreffen die Windenergievergütung nicht. In Abbildung 37 sind die derzeit gültigen und zukünftigen Vergütungssätze dargestellt.

**Grund- und Anfangsvergütung.** Das EEG regelt die Mindestvergütung durch eine ertragsabhängige Vergütungshöhe. Dazu wird ein so genannter „Referenzertrag“ definiert. Der Referenzertrag ist die Strommenge, die der jeweilige Anlagentyp an einem fiktiven Referenzstandort mit festgesetzten Bedingungen rechnerisch in fünf Betriebsjahren erbringen würde.

Für WEA schreibt es zunächst eine Anfangsvergütung für einen Mindestzeitraum von fünf Jahren fest. Je nach Standortqualität wird die Einspeisevergütung anschließend auf eine Grundvergütung abgesenkt. An sehr ertragsstarken Standorten erfolgt die Absenkung unmittelbar nach Ablauf des fünften Jahres, an windschwachen Standorten wird die Zahlung des erhöhten

Vergütungssatzes für je 0,75 % Minderertrag im Vergleich zu den 150 % des Referenzertrages um zwei Monate verlängert. Der Vergütungssatz für Neuanlagen zur Erzeugung von Strom aus Windenergie hängt zusätzlich vom Jahr der Installation ab. Anlagen, die 2013 installiert werden, erhalten eine Anfangsvergütung von 0,088 €/kWh und eine Grundvergütung von 0,048 €/kWh. Im Rahmen der EEG-Novellierung 2011 wurde die jährliche Degression der Vergütung von 1 % auf 1,5 % erhöht. Kleinwindanlagen bis zu einer Nennleistung von 50 kW erhalten die Anfangsvergütung immer über 20 Jahre.

**Systemdienstleistungsbonus.** Für WEA, die vor dem 1. Januar 2015 errichtet werden und von Anfang an die Anforderungen der Systemdienstleistungsverordnung erfüllen, erhöht sich die Anfangsvergütung um 0,0047 €/kWh. Wie die Grund- und Anfangsvergütung erfährt auch der Systemdienstleistungsbonus eine jährliche Degression.

**Repoweringbonus.** Werden WEA im Rahmen einer Repowering-Maßnahme errichtet, erhalten sie im Jahr 2013 einen Bonus von 0,0049 €/kWh auf die Anfangsvergütung. Repoweringfähig sind alle WEA, die vor dem 1. Januar 2002 in Betrieb genommen wurden. Repowering-Projekte sind in der Anlagenzahl auf die Anzahl der zuvor installierten WEA begrenzt. Eine Verdopplung der installierten Leistung ist Bedingung für die Durchführung eines Repowerings. Der Repowering-Bonus erfährt eine Degression von 1,5 % pro Jahr.

**Direktvermarktung.** Das EEG sieht neben der fixen Vergütung von eingespeistem Windstrom auch die Möglichkeit der Direktvermarktung vor. Der Verkauf des Stroms an Dritte kann dabei zur Inanspruchnahme der Marktprämie, zur Verringerung der EEG-Umlage eines Energieversorgers oder als sonstige Direktvermarktung erfolgen. Ende des Jahres 2012 befanden sich rund 80 % der installierten Windleistung in der Direktvermarktung. Nahezu 100 % der direktvermarkteten WEA nehmen die Marktprämie in Anspruch. Die Direktvermarktung wird durch eine Managementprämie honoriert, welche ab dem 1. Januar 2013 auf 0,0065 €/kWh (nicht fernsteuerbare WEA) bzw. 0,0075 €/kWh (fernsteuerbare WEA) reduziert wurde [36, 40].

### Weiterbetrieb von Windenergieanlagen

Die Frage der Betriebszeitverlängerung über die geplante Nutzungsdauer hinaus wird im Bereich der Windenergie erst seit wenigen Jahren diskutiert und bearbeitet. Sie wird aber zunehmend relevant, da zahlreiche Anlagen in den nächsten Jahren das Auslegungsalter von 20 Jahren erreichen. Für die Anlagenbetreiber stellt sich dann die Frage, ob die Anlagen am Standort weiterbetrieben werden können. Die Alternative zum Weiterbetrieb ist der Ersatz durch leistungsstärkere Anlagen. Ein solches Repowering wird mit einem Repowering-Bonus von 0,005 €/kWh auf die Einspeisevergütung gefördert.

Im Special Report „Weiterbetrieb von Windenergieanlagen“ geht der Sachverständige für Windenergieanlagen Jürgen Holzmüller auf die technischen, wirtschaftlichen und rechtlichen Aspekte einer Laufzeitverlängerung ein und stellt die relevanten Richtlinien, Informationen und Prozeduren zur Entscheidung über einen Weiterbetrieb vor. Er zeigt anhand von Fallbeispielen, wie es heute möglich ist, die Gesamtnutzungsdauer von WEA abzuschätzen.

Potenziale zur Laufzeitverlängerung bestehen insbesondere dann, wenn die tatsächliche Beanspruchung der Anlage geringer ist als bei den Auslegungskriterien vorgesehen. Das kann etwa durch einen Standort in einer niedrigeren Windklasse oder bei geringerer Turbulenz der Fall sein.

Lesen Sie ab Seite 78, unter welchen Bedingungen Anlagen länger weiterbetrieben werden und was bei einer Laufzeitverlängerung zu beachten ist.





# OFFSHORE

## Ausbau der Offshore-Windenergie

**Weltweite Nutzung.** Ende 2012 war mit 2052 Offshore-WEA weltweit eine Leistung von 5863 MW installiert (vgl. Abbildung 38). Diese Leistung verteilt sich auf derzeit 73 Windparks: 38 farshore und 35 nearshore. Das EEG definiert einen Offshore-Standort über eine Küstenentfernung von mindestens drei Seemeilen bzw. 5,5 km. Diese Standorte werden in diesem Report als farshore bezeichnet (vgl. §3 EEG). Ein Nearshore-Standort ist dementsprechend weniger als 5,5 km von der Küste entfernt. In den folgenden Abbildungen wird der Nearshore-Anteil durch gepunktete Flächen markiert, die ausgefüllten Flächen zeigen den Farshore-Anteil.

Bei der Nutzung der Offshore-Windenergie ist Europa derzeit die führende Region, gefolgt von Asien. Im Ländervergleich spielt das Vereinigte Königreich (UK) im Bereich Offshore eine Vorreiterrolle, gefolgt von Dänemark und China.

In den europäischen Gewässern soll die Leistung insgesamt weiter gesteigert werden. Nach einer Studie des Europäischen Windenergieverbands (EWEA) sollen hier 40 000 MW Windleistung bis 2020 installiert sein [41]. 2012 lag die Leistung bei 5300 MW. Damit sind 13 % dieses Ziels erreicht.

2012 wurden auf See 493 Farshore-Anlagen und 21 Nearshore-Anlagen mit einer Gesamtleistung von über 1960 MW neu installiert (vgl. Abbildung 39). Von den 56 europäischen Windparks stehen 30 in der Nordsee, 9 im Kattegat, 7 weitere in der Ostsee, 7 in der Irischen See und 2 in skandinavischen Binnengewässern. Fünf Kilometer vor der Atlantikküste Portugals entsteht der Windpark Windfloat. Die 11 chinesischen Windparks stehen im Ostchinesischen (9) und im Gelben Meer (2). Weitere Testparks stehen in japanischen Gewässern und in Südkorea.

Nachdem 2011 weniger Leistung als im Vorjahr installiert wurde, ist der Zubau 2012 auf über 1960 MW und somit deutlich über das Niveau von 2010 angestiegen. Um ihre Ausbauziele bis zum Jahre 2020 zu erreichen, hatte die EWEA für 2012 einen Zubau von 1400 MW in Europa anvisiert. Mit mehr als 1900 MW wurden die Erwartungen sogar übertroffen und der

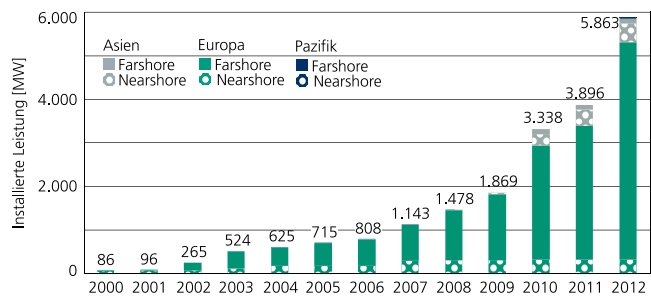


Abbildung 38: Zeitliche Entwicklung der weltweit installierten Offshore-Windleistung nach Regionen, Datenquelle: Fraunhofer IWES

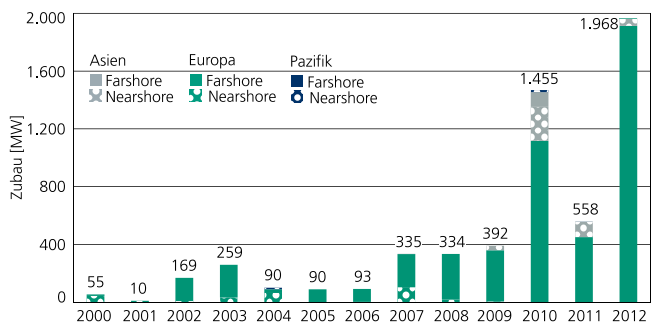


Abbildung 39: Jährlich installierte Offshore-Windleistung weltweit, Datenquelle: Fraunhofer IWES

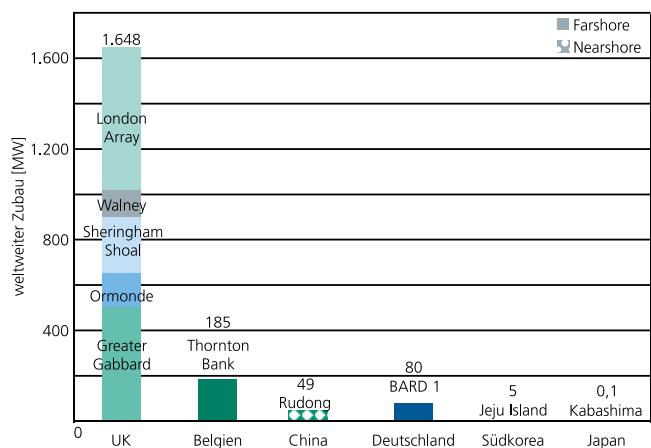


Abbildung 40: 2012 installierte Offshore-Windleistung, Datenquelle: Fraunhofer IWES

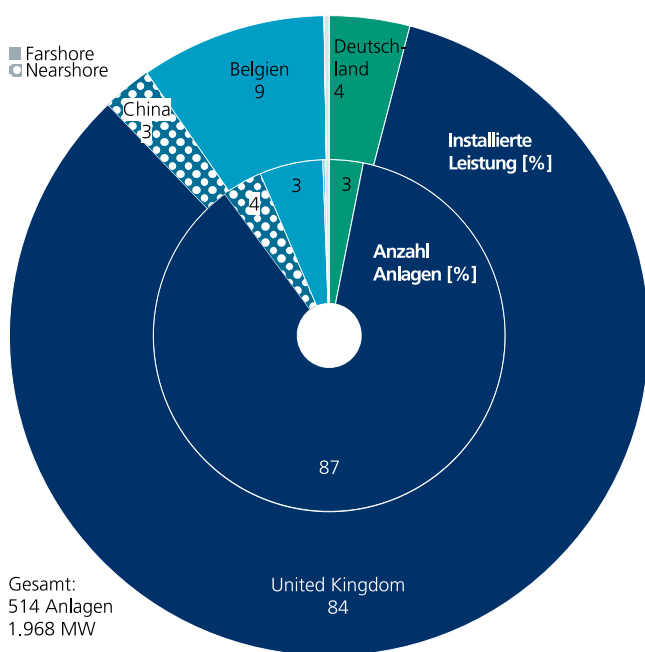


Abbildung 41: Weltweiter Offshore-Zubau 2012, Datenquelle: Fraunhofer IWES

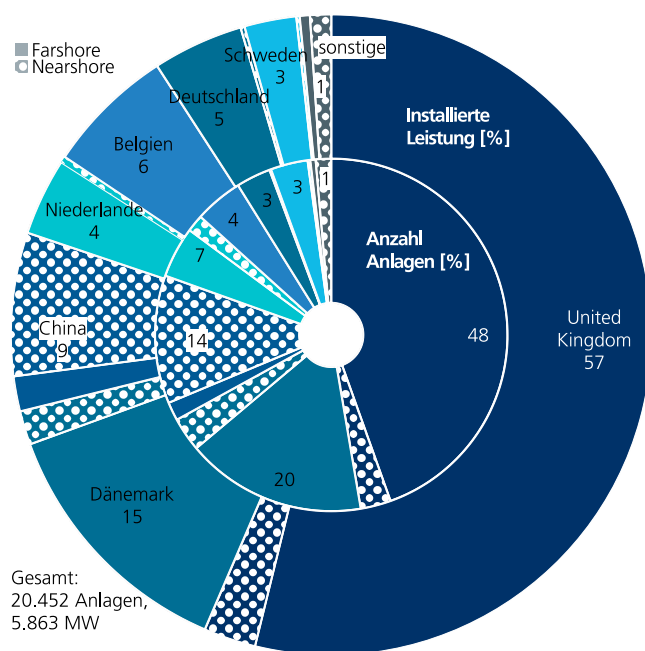


Abbildung 42: Weltweit installierte Offshore-Windleistung und Windenergieanlagen, Datenquelle: Fraunhofer IWES

Rückstand aus dem Jahr 2011, in dem statt des EWEA-Ziels von 1000 MW tatsächlich nur ein Ausbau von 451 MW in Europa stattfand, ein wenig ausgeglichen.

Vor allem das Vereinigte Königreich (UK) hat 2012 den Ausbau auf See vorangetrieben. Mit 1648 MW und 446 WEA stellt UK 84 % der Neuinstallation im Jahr 2012 und konnte die in der Vergangenheit bereits installierte Leistung in nur einem Jahr verdoppeln (vgl. Abbildungen 40–43).

China baute im Jahr 2012 nach einem starken Zuwachs von 251 MW im Jahr 2011 lediglich 19 WEA mit 49 MW in flachem Gewässer. Belgien errichtete 30 WEA mit 185 MW Nennleistung auf See. In Südkorea wurde der erste Offshore-Testpark Jeju Island in Küstennähe mit 2 WEA und 5 MW installiert. Weiterhin wurde in Japan eine schwimmende Testanlage mit 0,1 MW in 10 km Küstenentfernung installiert.

Mit den Windparks London Array (630 MW), Greater Gabbard (504 MW), Walney Phase 1 und 2 (368 MW), Sheringham Shoal (317 MW) und Thanet (300 MW) stehen die fünf größten Offshore-Windparks in britischen Gewässern. London Array ist gleichzeitig der größte Offshore-Windpark weltweit. Ihnen folgen die dänischen Offshore-Parks Horns Rev II (209 MW) und Nysted II (207 MW).

Der größte Park, der 2012 außerhalb von UK fertiggestellt wurde, steht in belgischen Gewässern. Thornton Bank (Phase 2) verfügt über eine Gesamtleistung von 185 MW (vgl. Abbildung 40). Der deutsche Offshore-Windpark BARD Offshore 1, mit geplanten 400 MW einer der größten weltweit, befindet sich noch in Bau. Hier wurden weitere 16 WEA mit 80 MW in einer Küstenentfernung von über 100 km ans Netz angeschlossen.

Im Ländervergleich liegt UK seit 2009 an der Spitze und konnte Ende 2012 mit über 3300 MW mehr als die Hälfte der weltweit installierten Leistung aufweisen (vgl. Abbildungen 42, 43).

Lange hatte Dänemark die Vorreiterrolle inne. Dort wurde auch der erste große kommerzielle Offshore-Windpark ge-

# Offshore

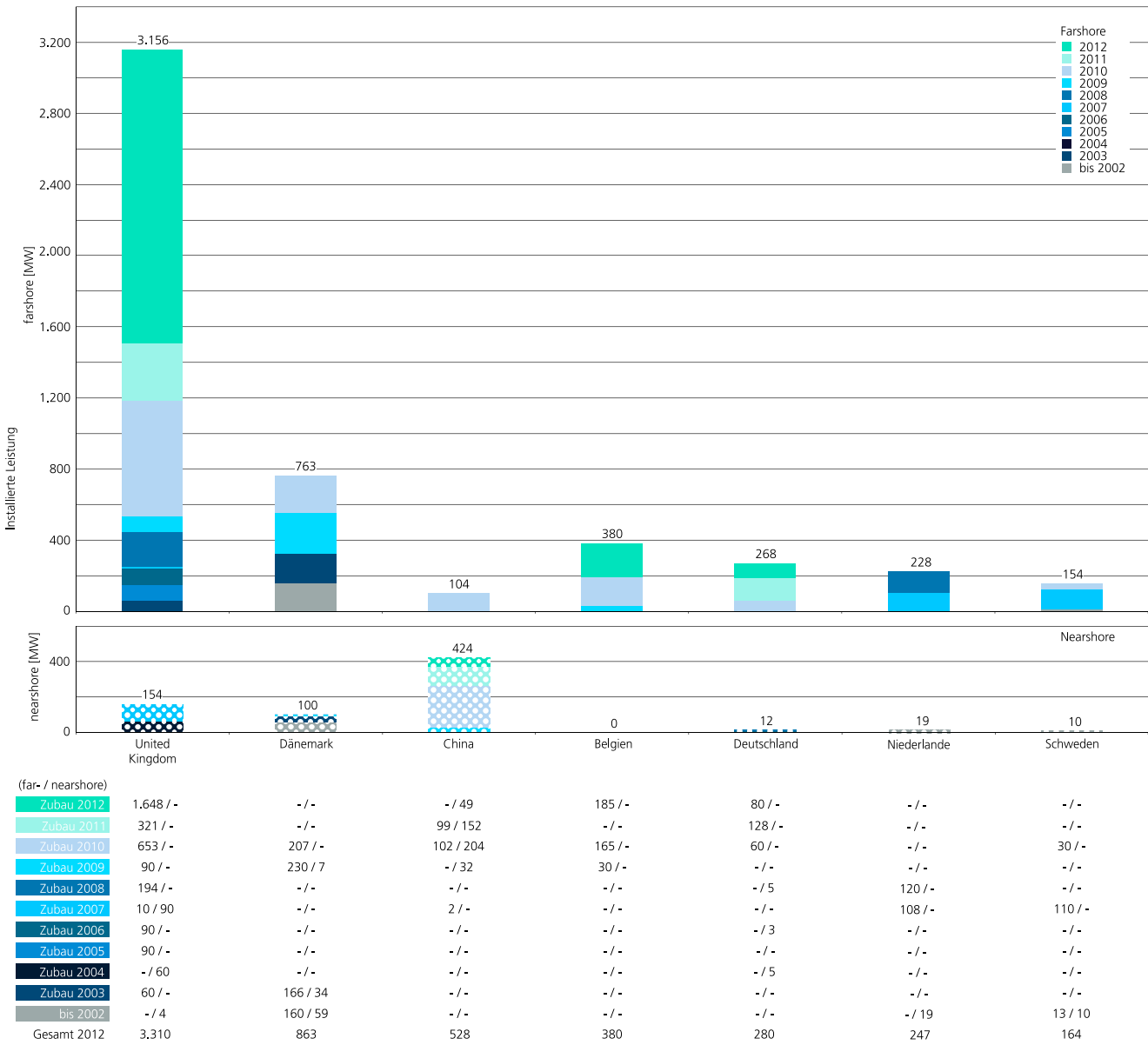


Abbildung 43: Die weltweit erfolgreichsten Offshore-Länder, Datenquelle: Fraunhofer IWES

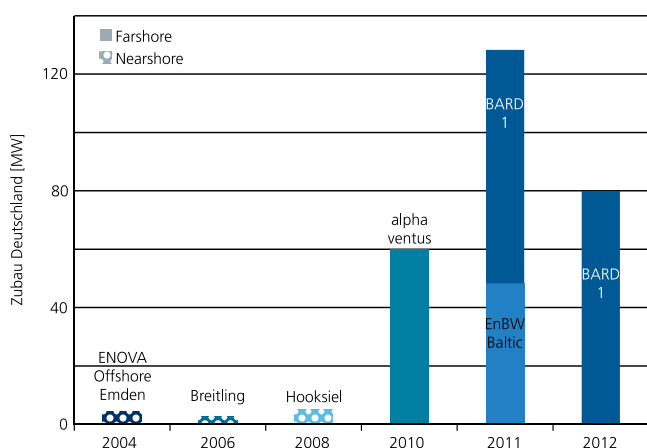


Abbildung 44: Zubau deutscher Parks, Datenquelle: Fraunhofer IWES

baut. Heute stehen in Dänemark 404 Offshore-WEA mit einer Gesamtleistung von 863 MW (vgl. Abbildung 43). Seit 2010 sind allerdings keine weiteren WEA hinzugekommen. China nimmt in der Reihe der erfolgreichsten Offshore-Länder Rang 3 ein, da hier innerhalb der letzten drei Jahre viele Offshore-WEA zugebaut worden sind. Insgesamt stehen dort 276 WEA mit 528 MW. Mit 424 MW ist das Land der Mitte im Bereich nearshore seit 2010 Spitzenreiter.

13 Nationen, zehn EU-Länder, China, Japan und Südkorea erzeugten 2012 mit Offshore-WEA Strom. Außerhalb Europas gibt es bisher nur in China und Japan kommerzielle Offshore-Windparks. Die sieben wichtigsten Offshore-Länder setzen vermehrt auf einen Ausbau der Farshore-Leistung (vgl. Abbildung 43). In den Jahren 2010–2012 wurden hier mehr als 3500 MW zugebaut.

Darüber hinaus bereiten viele andere Nationen den Einstieg in die kommerzielle Offshore-Windenergienutzung vor. Japan und Südkorea sammeln aktuell erste Erfahrungen mit kleineren Anlagen. Auch Nationen wie Norwegen, die USA und Kanada planen in den nächsten Jahren die Realisierung von Offshore-Projekten. In den USA soll der erste genehmigte Offshore-Windpark Cape Wind mit 468 MW 2015 ans Netz angeschlossen werden. Weitere sind geplant [42].

**Entwicklung in Deutschland.** Derzeit stehen in deutschen Gewässern 68 WEA mit 280 MW Leistung. Deutschland konzentriert sich bei der Realisierung der Offshore-Windenergie vor allem auf Windparks mit großen Küstenentfernungen. Die Projekte werden hauptsächlich in über 15 m Wassertiefe und über 10 km Küstenentfernung geplant, um die Meeresumwelt im Nationalpark Wattenmeer nicht zu beeinträchtigen. Die geplanten Standorte für deutsche Offshore-Windparks unterscheiden sich diesbezüglich deutlich von den Standorten der bereits realisierten internationalen Offshore-Projekte (vgl. auch Abbildung 52).

Insgesamt wurden 32 Windparks in Deutschland bis Dezember 2012 genehmigt, 27 davon in der Nordsee und 5 in der Ostsee.

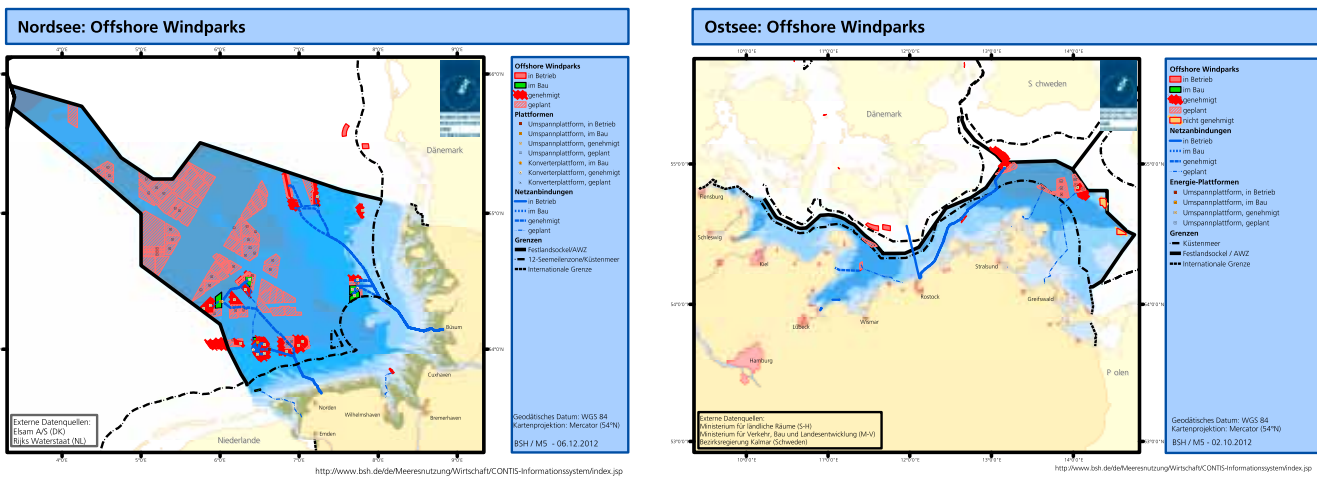


Abbildung 45: Überblick über betriebene, gebaute, genehmigte und geplante Windparks in der deutschen Nord- und Ostsee, Quelle: © Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie BSH Hamburg und Rostock 2012 [43– 44]

Die vier Offshore-Windparks Nordergründe und Riffgat (Nordsee) sowie Baltic I und GEOFreE (Ostsee) befinden sich innerhalb der 12-Seemeilen-Zone. Die 12-Seemeilen-Zone ist der Bereich des Küstenmeeres, in dem die jeweiligen Bundesländer für die Genehmigungen zuständig sind. Für die Genehmigungsverfahren außerhalb der 12-Seemeilen-Zone, in der Ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ), ist das BSH verantwortlich.

Insgesamt sind bislang auf einer Fläche von fast 1174 km<sup>2</sup> Offshore-Windparks mit einer maximalen Nennleistung von 9053 MW genehmigt. Die Parks in der Nordsee werden durchschnittlich in einer Wassertiefe von 29,6 m und in einer Küstenentfernung von 54,6 km geplant, in der Ostsee in 26,3 m Tiefe und 6,8 km Küstenentfernung (vgl. Tabellen 2 und 3). Weitere Offshore-Windparks sind geplant bzw. befinden sich im Genehmigungsverfahren.

Die ersten Testanlagen auf See wurden nearshore installiert. Das erste deutsche Offshore-Windenergie-Projekt realisierte im Jahr 2004 der Hersteller Enercon. Er errichtete seinerzeit die weltweit größte WEA des Typs E 112 mit 4,5 MW in der Ems bei Emden [47] (vgl. Abbildung 44). Seit 2006 steht bei Breitling (Rostock) eine 2,5 MW Demonstrationsanlage des Herstellers

Nordex in 0,5 km Küstenentfernung und 2 m Wassertiefe [48]. Im Herbst 2008 folgte eine Test- und Demonstrationsanlage der Firma BARD mit einer Nennleistung von 5 MW. Diese Anlage steht in der Jade vor Hooksiel in 0,4 km Küstenentfernung und 2 m Wassertiefe und diente zu Testzwecken des Großprojekts BARD Offshore 1. Dabei wurde erstmals ein „BARD Tripile I“-Fundament verwendet. Diese Gründungsstruktur entspricht im Wesentlichen den für den tatsächlichen Offshore-Einsatz konzipierten Konstruktionen [49].

2009 hat Deutschland mit der Errichtung von alpha ventus den Startschuss für die Farshore-Windenergienutzung gegeben. Die offizielle Eröffnung dieses Test-Windparks fand im April 2010 statt. Der Nordsee-Windpark besteht aus 12 WEA mit jeweils 5 MW Nennleistung und liegt ca. 45 km nördlich der Insel Borkum in einer Wassertiefe von 30 m [50].

Im April 2011 ging mit Baltic 1 der erste kommerzielle Windpark in der Ostsee in Betrieb. Baltic 1 befindet sich vor Mecklenburg-Vorpommerns Küste, ca. 16 km nördlich der Halbinsel Darß-Zingst in einer Wassertiefe von ca. 19 m. Die 21 Siemens-WEA verfügen über eine Gesamtleistung von 48,3 MW [51].

Parkname	Geplante max. Nennleistung [MW]	Wassertiefe [m]	Küstenentfernung [km]	Parkfläche [km <sup>2</sup> ]	Status	Frist Baubeginn
Albatros	434,5	40	105	39	genehmigt	1. 6. 2015
alpha ventus	60	28–30	43	6,47	in Betrieb	
Amrumbank West	400	20–25	35	32	genehmigt	1. 5. 2014
BARD Offshore 1	400	39–41	89	58,9	teilweise in Betrieb	
Borkum Riffgrund 2	485	25–30	37	43	genehmigt	31. 12. 2015
Borkum Riffgrund I	231	23–29	34	35	genehmigt	1. 5. 2014
Borkum Riffgrund West	280	29–33	50	30	genehmigt	31. 7. 2016
Borkum West II	400	22–30	45	55,59	in Bau	
Butendiek	240	20	34	37	genehmigt	31. 12. 2014
DanTysk	400	21–33	70	71	genehmigt	31. 12. 2013
Delta Nordsee I	240	29–35	39	28	genehmigt	31. 12. 2017
Delta Nordsee II	192	29–33	38,9	9,59	genehmigt	31. 12. 2014
Deutsche Bucht	273	39–41	94	22,6	genehmigt	31. 12. 2014
EnBW 'He dreiht'	360	37–43	85	40	genehmigt	30. 6. 2017
EnBW Hohe See	400	26–39	90	50	genehmigt	30. 6. 2016
Global Tech I	400	39–41	93	41	in Bau	
Gode Wind	385	26–33	33	37	genehmigt	30. 6. 2014
Gode Wind II	360	28–34	32,5	89	genehmigt	31. 10. 2014
Innogy Nordsee I	270	26–35	37	34	genehmigt	1. 7. 2014
Innogy Nordsee Ost	295	22	30	50	in Bau	
Meerwind Süd I Ost	400	22–26	24	40	in Bau	
MEG Offshore I	400	27–33	45	45,96	genehmigt	31. 10. 2013
Nordergründe	110,7	2–22	13	3	genehmigt	31. 12. 2014
Nördlicher Grund	256	25	84	55	genehmigt	31. 12. 2016
Riffgat	108	18–23	14,5	6	in Bau	
Sandbank 24	400	30	90	59	genehmigt	31. 12. 2016
Veja Mate	440	39–41	90	50	genehmigt	30. 06. 2014
<b>Summe</b>	<b>7.780</b>			<b>1.068</b>		
<b>Durchschnitt</b>		<b>29,6</b>	<b>54,6</b>			

Tabelle 2: Genehmigte Windparks in der deutschen Nordsee (Stand Februar 2013),

Datenquelle: Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie BSH Hamburg und Rostock [45]

Parkname	Geplante max. Nennleistung [MW]	Wassertiefe [m]	Küstenentfernung [km]	Parkfläche [km <sup>2</sup> ]	Status	Frist Baubeginn
Arkona-Becken Südost	400	21–38	35	40	genehmigt	1. 10. 2016
EnBW Baltic I	48,3	15–19	15	6,97	in Betrieb	
EnBW Baltic II	400	20–40	32	27	genehmigt	31. 10. 2013
GEOFRoE	25	20	19	1,55	genehmigt	31. 12. 2014
Wikinger	400	29–41	35	30	genehmigt	31. 12. 2015
<b>Summe</b>	<b>1.273</b>			<b>106</b>		
<b>Durchschnitt</b>		<b>26,3</b>	<b>6,8</b>			

Tabelle 3: Genehmigte Windparks in der deutschen Ostsee (Stand Februar 2013),

Datenquelle: Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie BSH Hamburg und Rostock [46].

Der Park BARD Offshore 1 speiste 2011 erstmals Strom ins Netz ein [52]. Aktuell sind 32 Anlagen mit 160 MW installiert, die Hälfte davon wurde im Jahr 2012 zugebaut [53]. Bei Fertigstellung wird dieser Windpark mit 80 BARD 5.0-Anlagen und einer Gesamtleistung von 400 MW einer der größten Offshore-Windparks Deutschlands sein. Sein Gebiet umfasst etwa 60 km<sup>2</sup> und liegt mit einer Wassertiefe von ca. 40 m rund 90 km nordwestlich von Borkum. Alle 80 Anlagen sollen voraussichtlich Anfang 2014 vollständig ans Netz angeschlossen sein [54].

**Weiterer Ausbau in deutschen Gewässern.** In rund 30 m Wassertiefe hat im September 2011 in der Nordsee der erste Bauabschnitt des Windparks Borkum-West II 45 km vor der Küste begonnen. Im März 2012 waren alle Pfähle zur Befestigung der Gründungsstrukturen im Meeresgrund verankert, die ersten Fundamente (Tripods) wurden im Juni 2012 in den Meeresboden eingelassen. Wegen einer fünfmonatigen Verzögerung beim Netzanschluss durch den ÜNB TenneT TSO GmbH wird die Inbetriebnahme, statt wie geplant zum Jahreswechsel, voraussichtlich erst im 2. Quartal 2013 stattfinden [55]. Der zweite Bauabschnitt mit weiteren 40 WEA soll 2014 angegangen werden. Die insgesamt 80 WEA würden dann 400 MW leisten [56].

Für den Nordsee-Windpark Global Tech I mit 80 WEA und einer Gesamtleistung von 400 MW 96 km vor Borkum waren Ende 2012 sechs Tripod-Fundamente installiert. Die Installation aller Fundamente soll im Sommer 2013 abgeschlossen werden, so dass der Windpark Ende 2013 vollständig betriebsbereit sein soll [57].

Im Windpark Nordsee Ost 30 km nördlich von Helgoland, dessen Bau im August 2012 startete, stehen mittlerweile die ersten Jacket-Fundamente. Er soll mit 48 der derzeit leistungsstärksten WEA REpower 6M mit 6,15 MW ausgestattet werden und würde nach Fertigstellung zu den größten kommerziellen Windenergieprojekten (295 MW) vor der deutschen Küste gehören [58]. Seine Inbetriebnahme ist für 2014 geplant [59].

Die Bauarbeiten für den Nordsee-Windpark Meerwind Süd | Ost, den ersten Park, der durch das Kreditprogramm „Offshore-Windenergie“ der Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) finanziert wurde, begannen im September 2012. Die 80 Siemens-Anlagen mit 3,6 MW Leistung sollen in 22–26 m Wassertiefe und 23 km nördlich der Insel Helgoland auf Monopiles stehen. Der Abschluss der Installationsarbeiten ist für Ende 2013 geplant [60].



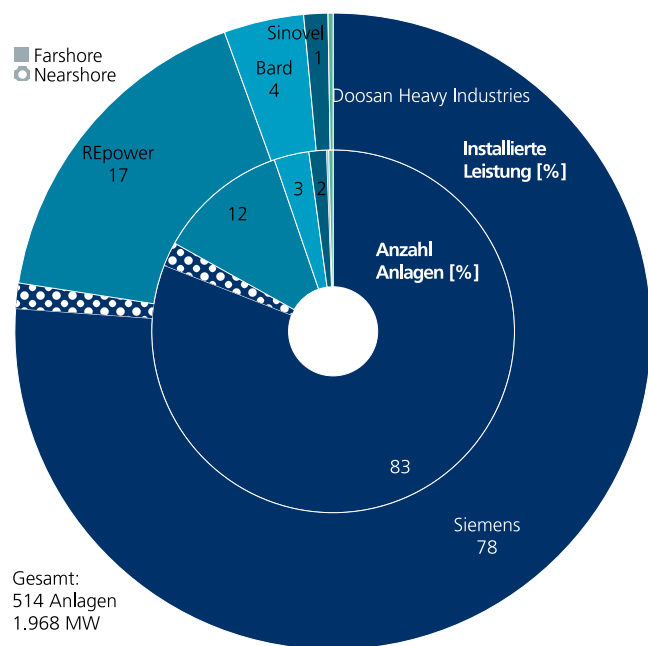


Abbildung 46: Marktanteile am weltweiten Offshore-Zubau 2012,

Datenquelle: Fraunhofer IWES

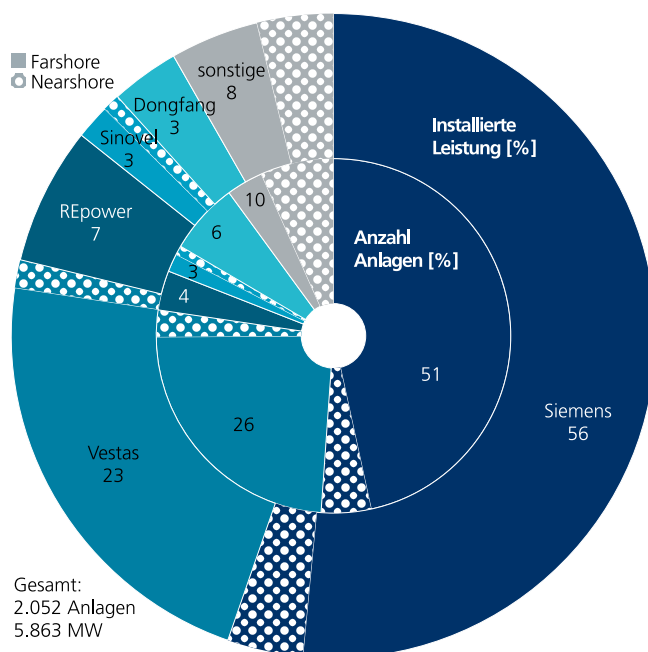


Abbildung 47: Marktanteile am weltweiten Offshore-Anlagenbestand, Datenquelle: Fraunhofer IWES

Von Juni bis September 2012 wurden alle 30 Gründungspfähle (Monopiles) für den Offshore-Park Riffgat installiert. Die ersten Siemens-WEA sollen im Frühjahr 2013 aufgebaut werden, so dass im Sommer der erste Strom ins Netz eingespeist werden kann. Im Dezember 2012 waren schon 80 % der Erdkabeltrasse fertiggestellt [61]. Das Gebiet des Nordsee-Parks Riffgat liegt rund 14 km nordwestlich der deutschen Insel Borkum und 25 km östlich der niederländischen Insel Schiermonnikoog im deutsch-niederländischen Grenzgebiet.

**Technische Entwicklung**

**Anlagenhersteller weltweit.** Unter den Herstellern von Offshore-Anlagen dominiert Siemens den weltweiten Markt. Von insgesamt 5863 MW Offshore-Leistung und 2052 WEA stellen Siemens-WEA mit über 3200 MW und mehr als 1000 WEA 56 % der Offshore-Leistung bereit (vgl. Abbildung 47). Diese dominierende Position wird auch in den Neubauzahlen deutlich: Im Jahr 2012 stammten 83 % der neu installierten Anlagen von Siemens (vgl. Abbildung 46).

Nach Siemens hält der dänische Hersteller Vestas Wind Systems den zweitgrößten Anteil am Gesamtmarkt. Mit 538 Vestas-Anlagen sind 1376 MW Nennleistung auf See installiert, dies entspricht 23 % der kompletten Offshore-Leistung (vgl. Abbildung 47). Eine bedeutende Rolle spielte 2012 auch der Hersteller REpower Systems SE. Mit der Fertigstellung der Windparks Thornton Bank in Belgien und Ormonde in UK installierte das Unternehmen im Jahr 2012 60 WEA mit einer Leistung von 335 MW.

Weitere bedeutende Hersteller auf dem Offshore-Weltmarkt sind die chinesischen Unternehmen Dongfang Electric (3 %) und Sinovel (3 %). Die restlichen WEA mit einer Nennleistung von 425 MW und einem Anteil von 8 % verteilen sich auf 19 weitere Anlagenhersteller.

**Anlagenhersteller Deutschland.** Im Jahr 2012 wurden viele Arbeiten zur Installation weiterer Offshore-Windparks vorbereitet, aber nur wenige Anlagen – allesamt im Windpark BARD Offshore 1 – in deutschen Gewässern aufgestellt. Der Anteil von BARD an der Gesamtleistung hat sich dadurch auf

59 % erhöht. Damit haben BARD Engineering und Siemens mit insgesamt 76 % der installierten Leistung und 81 % der Anlagenanzahl den größten Marktanteil in Deutschland.

Bis 2010 stellten die beiden Anlagenhersteller REpower Systems SE und AREVA Wind GmbH mit je 6 Anlagen im Park alpha ventus über 80 % der in Deutschland installierten Offshore-Windleistung. Mittlerweile ist dieser Anteil auf 22 % gesunken (vgl. Abbildung 48).

**Anlagengröße.** Die durchschnittliche Nennleistung aller installierten Offshore-WEA lag Ende 2012 bei 2,9 MW. Da zunehmend Multimegawatt-Anlagen gebaut werden, steigt die installierte Nennleistung weiter stark an, während die Anzahl der WEA deutlich langsamer zunimmt (vgl. Abbildung 49). Mittlerweile stehen offshore bereits 113 WEA mit einer Nennleistung von mindestens 5 MW, alle in europäischen Meeren. Im belgischen Windpark Thornton Bank sind 30 Anlagen mit jeweils 6,15 MW installiert.

Die durchschnittliche Nennleistung der neu installierten Offshore-WEA ist von 1,9 MW in 2000 auf fast 4,0 MW im Jahr 2012 gestiegen. Während die durchschnittliche Leistung neu installierter Anlagen von 2005 bis 2010 etwas gesunken ist, steigt sie seit 2010 wieder an (vgl. Abbildung 50). Anders als Europa betreibt China in seinen Nearshore-Parks überwiegend WEA mit geringeren Nennleistungen der Leistungsklasse 1,5 MW bis 2,3 MW. Der hohe Zubau dieser Anlagen ist der Grund für das leichte Absinken der durchschnittlichen Nennleistung von 2005 bis 2010. In UK hat die Offshore-Windenergienutzung weiter an Schwung gewonnen und dominiert nicht nur die Installationszahlen, sondern beeinflusst auch die Durchschnittswerte der Anlagengröße. Bei vier der fünf in UK 2012 neugebauten Offshore-Windparks sind Anlagen der Größe 3,6 MW im Einsatz, im fünften Park werden WEA mit 5 MW Leistung eingesetzt.

Offshore-Standorte ermöglichen eine hohe Nennleistung bei vergleichsweise geringen Nabenhöhen. Die Nabenhöhen sind mit durchschnittlich knapp 85 m offshore wegen der niedrigen Rauigkeit der Meeresoberfläche deutlich geringer als an Land.

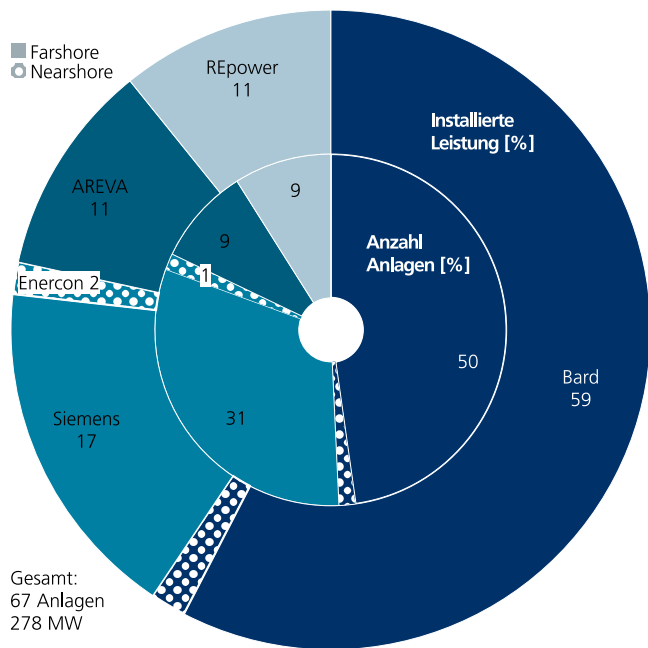


Abbildung 48: Marktanteile am Offshore-Anlagenbestand in Deutschland, Datenquelle: Fraunhofer IWES

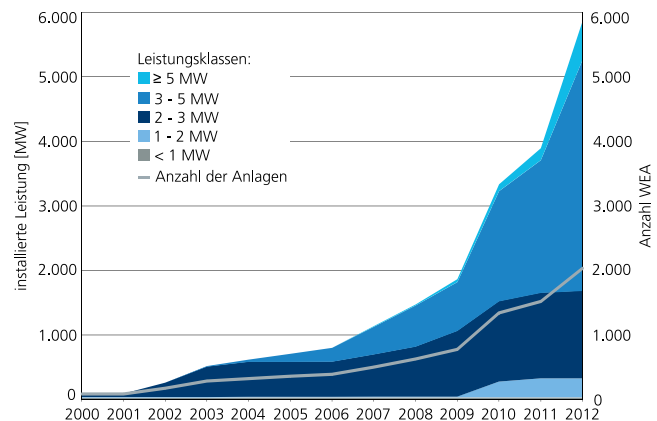


Abbildung 49: Kumulierte Darstellung der Leistung nach Leistungs-klassen und Anzahl der weltweiten Offshore-WEA, Datenquelle: Fraunhofer IWES

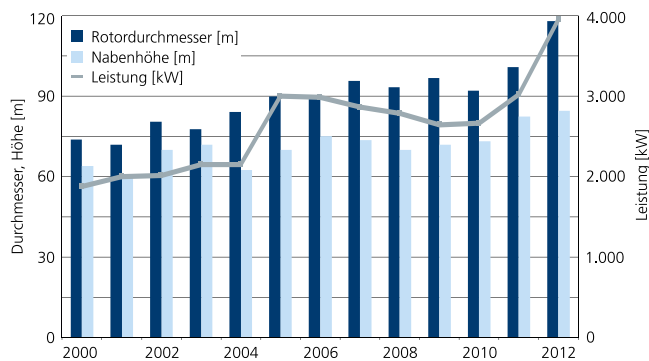


Abbildung 50: Entwicklung der neuinstallierten Anlagengrößen (offshore), Datenquelle: Fraunhofer IWES

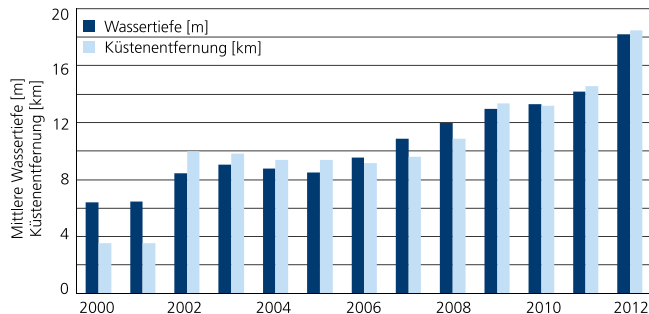


Abbildung 51: Entwicklung der mittleren Küstenentfernung und Wassertiefe aller Offshore-WEA, Datenquelle: Fraunhofer IWES

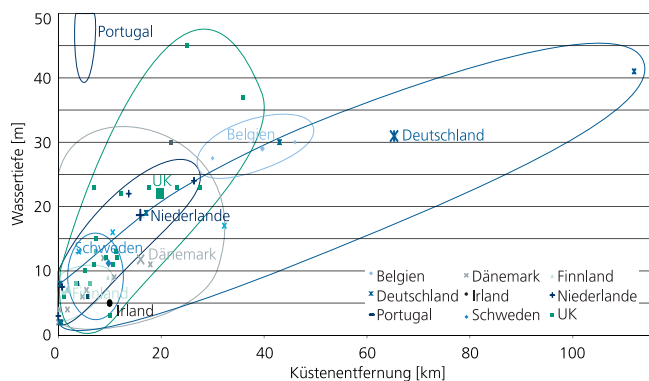


Abbildung 52: Wassertiefe und Küstenentfernung der europäischen Offshore-Windparks nach Ländern, Datenquelle: Fraunhofer IWES

**Küstenentfernung und Wassertiefe.** Die Entwicklung von der Küste bis weit ins Meer verläuft schrittweise. Im Vergleich zu heute, wo Offshore-WEA im Schnitt 18,5 km entfernt zur Küste und in 18,2 m Wassertiefe stehen, wurden die ersten Windparks noch zu Versuchszwecken in relativ geringer Küstenentfernung und eher flachem Wasser gebaut (u.a. Windpark Vindeby im Ebbe-Flut-Gewässer in Dänemark in einer Küstenentfernung von 1,8 km und in einer Wassertiefe von 2 m bis 4 m). Mit zunehmender Erfahrung wurden immer mehr Projekte in größeren Küstenentfernungen und in tieferem Wasser realisiert, so dass 2002 die Durchschnitts-WEA bereits in einer Küstenentfernung von 10 km und in einer Wassertiefe von 8,4 m stand (vgl. Abbildung 51).

Die deutschen Offshore-Anlagen stehen durchschnittlich in einer Küstenentfernung von 66 km und einer Wassertiefe von ca. 31 m (vgl. Abbildung 52) und damit im weltweiten Vergleich am weitesten von der Küste entfernt. Für größere Wassertiefen werden in verschiedenen Projekten schwimmende Anlagen erprobt. Bereits 2008 wurde eine Pilotanlage 20 km vor der italienischen Küste im Mittelmeer errichtet und in Betrieb genommen. Die Zweiblattanlage mit einer Leistung von 80 kW wurde schwimmend bei einer Wassertiefe von 108 m installiert und nach kurzem Betrieb 2009 wieder vom Netz genommen. In Norwegen wurde 2009 mit Hywind der erste Prototyp einer schwimmenden WEA mit 2,3 MW Leistung in einer Wassertiefe von über 200 m errichtet. Er befindet sich 10 km vor der Küste von Karmøy im Südwesten Norwegens. Weitere norwegische Projekte sind geplant. Fünf Kilometer vor der Atlantikküste Portugals ging in dem Windpark Windfloat 2011 die erste schwimmende 2 MW Anlage in Betrieb. In der folgenden Projektphase sollen 3 bis 5 weitere Anlagen folgen.

Abbildung 52 zeigt die durchschnittliche Küstenentfernung und Wassertiefe der europäischen Offshore-Anlagen. Aus grafischen Gründen wurde die einzige Anlage Norwegens (Hywind) mit über 200 m Wassertiefe nicht mit aufgenommen. Nach Norwegen folgen Portugal (50 m), Deutschland (31 m) und Belgien (29 m) mit den höchsten durchschnittlichen Wassertiefen. Die größten durchschnittlichen Küstenentfernungen weisen

Deutschland (66 km) und Belgien (40 km) auf. Der Offshore-Windpark mit der größten Küstenentfernung ist derzeit BARD Offshore 1. Er befindet sich über 110 km von der deutschen Küste entfernt. In geringster durchschnittlicher Entfernung zur Küste (1,8 km) stehen die Anlagen in Finnland. Die Anlagen in China (4,9 m) und Irland (5 m) sind in den geringsten Wassertiefen errichtet.

**Gründungsstrukturen.** Weil Offshore-WEA zunehmend in tiefen Gewässern errichtet werden, ist die Gründungsstruktur eine der zentralen Herausforderungen. Es wurden dementsprechend verschiedene Gründungsstrukturen entwickelt, getestet und verwendet. Während zu Beginn lediglich Schwerkraftfundamente (gravity) und Einzelpfähle (monopile) verwendet wurden, finden heute sieben verschiedene Strukturen Anwendung. Neben den in Asien eingesetzten high-rise-pile caps kommen Fachwerk-Tragstrukturen (jacket), dreigliedrige Gründungsfundamente (tripile, tripod) und schwimmende Fundamente (floating) zum Einsatz (vgl. Abbildung 53).

Die einzelnen Konstruktionen eignen sich für unterschiedliche Standortbedingungen (vgl. Abbildung 54). Schwerkraftfundamente (gravity), Einzelpfähle (monopile) und high-rise-pile caps stehen vorwiegend in küstennahen und flachen Gewässern. Im Schnitt befindet sich die lediglich in Asien verwendete Gründungsstruktur high-rise-pile cap mit 5,1 m Wassertiefe und 3,2 km Küstenentfernung sowohl im flachsten Wasser als auch in der geringsten Küstenentfernung. Die dreigliedrigen Gründungsfundamente tripod und tripile liegen mit durchschnittlich 51,3 km in größter Entfernung zur Küste. Schwimmende Strukturen sind aktuell noch in der Testphase und werden in einer durchschnittlichen Wassertiefe von 62 m erprobt. 2012 wurden hauptsächlich Monopiles und Jacket-Strukturen errichtet.

Abbildung 54 zeigt, in welchen Küstenentfernungen und Wassertiefen die unterschiedlichen Gründungsstrukturen eingesetzt werden. In der Grafik sind alle Offshore-Windparks mit ihrer jeweiligen Gründungsstruktur enthalten. Somit kann die Häufigkeit der jeweils verwendeten Struktur nach Anzahl der Parks abgelesen werden.

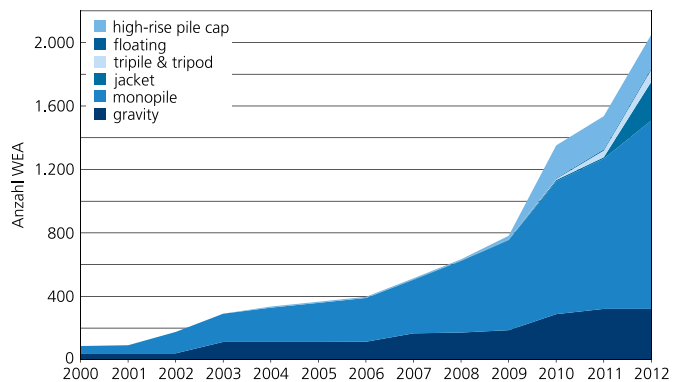


Abbildung 53: Entwicklung der Gründungsstrukturen der Offshore Anlagen, Datenquelle: Fraunhofer IWES

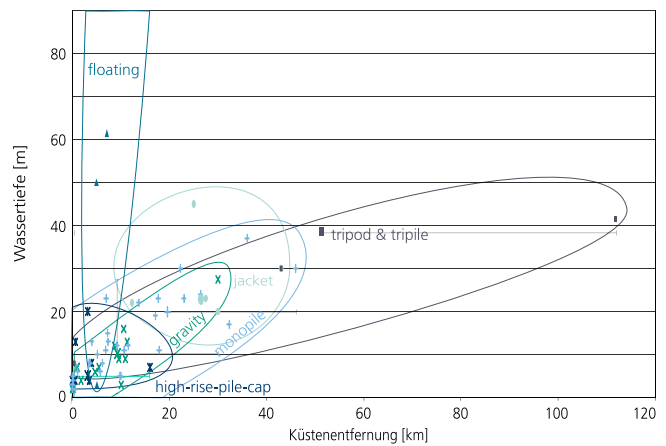


Abbildung 54: Wassertiefe und Küstenentfernung nach Gründungsstruktur, Datenquelle: Fraunhofer IWES

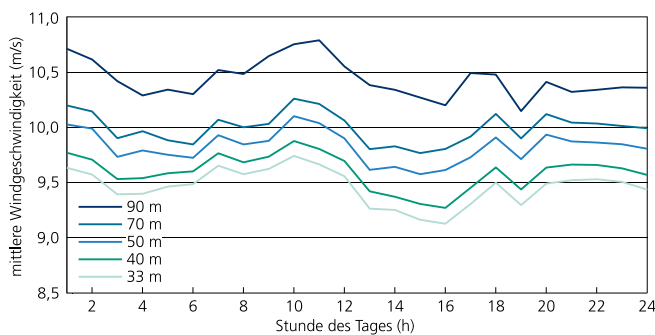


Abbildung 55: Gemittelter Tagesgang der Windgeschwindigkeit im Jahr 2012 in verschiedenen Höhen am Standort FINO1, Datenquelle: Messstation FINO1[63]

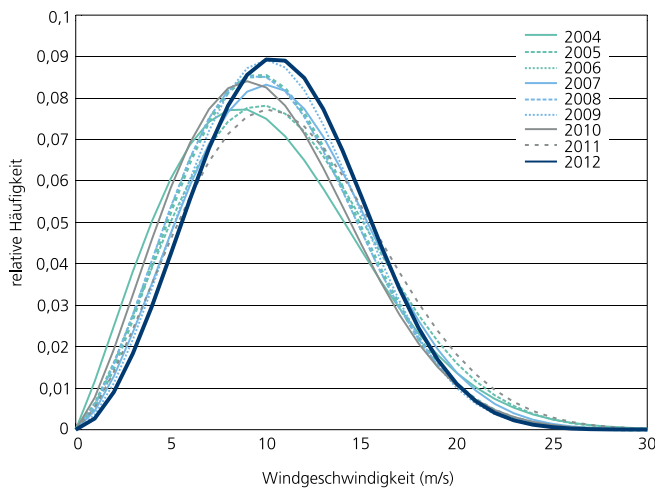


Abbildung 56: Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeiten (2004-2012) am Standort FINO1 in 90 m Höhe, Datenquelle: Messstation FINO1[63]

### Windbedingungen

**Externe Bedingungen.** Die externen Betriebsbedingungen haben offshore eine erhebliche Bedeutung. Die hohen Windgeschwindigkeiten wirken sich einerseits positiv auf die Erträge aus, andererseits wirken sie nachteilig auf die Belastungen der Anlagen. Bei Offshore-WEA kommen neben dem Wind Anlagenbelastungen durch Wellen und Strömungen hinzu.

Offshore-WEA werden daher größeren Kräften ausgesetzt und müssen insgesamt robuster konzipiert werden. Neben der Verstärkung von mechanischen Komponenten sind auch erhöhte Schutzmaßnahmen gegen Korrosion nötig. Diese wird durch die hohe Luftfeuchtigkeit in Verbindung mit dem hohen Salzgehalt gefördert und gefährdet insbesondere die Außenwände von Turm, Gondel und Rotorblätter sowie die elektrischen Kontakte.

**Windbedingungen.** Die Ergebnisse der von der Bundesregierung geförderten FINO-Messstationen zeigen, dass offshore, auch im Vergleich zu guten Küstenstandorten, ein deutlich verbessertes Windangebot besteht [62]. Die Forschungsplattform FINO1 befindet sich nördlich von Borkum in der Nordsee und dient als Datengrundlage für die dargestellten Analysen.

Abbildung 55 zeigt den gemittelten Tagesgang der Windgeschwindigkeiten im Jahr 2012 in Abhängigkeit von der Messhöhe. Da der Wind auf dem Meer nur wenig von den Rauigkeiten der Wasseroberfläche beeinflusst wird, werden schon in geringen Höhen deutlich höhere Windgeschwindigkeiten verzeichnet als an Land. Bereits in 33 m Höhe liegt die mittlere Windgeschwindigkeit über 9 m/s. Dadurch ist auch der Anstieg der Windgeschwindigkeiten mit der Höhe weniger signifikant, so dass die Windgeschwindigkeiten in 90 m Höhe nur etwa 10 % höher sind als in 33 m. Zu beachten bleibt jedoch, dass sich der Anstieg der Windleistung proportional zur dritten Potenz der Windgeschwindigkeit verhält und damit jede erhöhte Windgeschwindigkeit auch die nutzbare Windleistung deutlich steigert.

Abbildung 56 vergleicht die jährlichen Häufigkeitsverteilungen der Windgeschwindigkeiten in 90 m Höhe. Die angenäherte

Weibull-Verteilung zeigt, dass im Jahr 2012 sehr häufig die Windgeschwindigkeit im Bereich der Nennwindgeschwindigkeiten – typischerweise zwischen 12 m/s und 15 m/s – lag. Sehr hohe Windgeschwindigkeiten über 15 m/s wurden dagegen seltener als im Vorjahr erreicht.

Auch der Verlauf der durchschnittlichen Windleistungsdichten (vgl. Abbildung 57) lässt 2012 offshore als ein windstarkes Jahr erkennen. Die durchschnittliche Windleistungsdichte in 90 m Höhe lag mit 900 W/m<sup>2</sup> zwar niedriger als im Vorjahr (1025 W/m<sup>2</sup>), im Vergleich zum langjährigen Verlauf (2004–2012) ist sie aber überdurchschnittlich hoch.

Die vorherrschenden Windrichtungen am Messstandort FINO1 sind im Jahr 2012, wie auch in den vergangenen Jahren, West bis Südwest (vgl. Abbildung 58).

**Betriebsergebnisse**

**Volllaststunden.** Ein Vergleich verschiedener Standorte bzw. der Leistungsfähigkeit verschiedener WEA an einem Standort erfolgt durch die Normierung der Jahresenergielieferung auf die Nennleistung der WEA. Damit hängt die Zahl der so berechneten äquivalenten Volllaststunden maßgeblich von der Leistungskennlinie der WEA sowie den Standortbedingungen ab.

Abbildung 59 stellt die Volllaststunden verschiedener europäischer Offshore-Windparks den durchschnittlich erreichten Volllaststunden deutscher Onshore-Anlagen gegenüber. Der Mittelwert der Onshore-Volllaststunden umfasst den Durchschnitt sämtlicher deutscher Anlagen von der Küste bis in die Mittelgebirge über die letzten zehn Jahre (vgl. Abbildung 36). Die Daten der verschiedenen Offshore-Windparks liegen in unterschiedlichem Umfang und für unterschiedliche Jahre vor. Die Auswertung (vgl. Abbildung 59) zeigt, dass offshore deutlich höhere Volllaststunden erreicht werden als onshore. Der erste kommerzielle deutsche Offshore-Windpark alpha ventus erreichte in seinem ersten Betriebsjahr fast dreimal so viele Volllaststunden wie die durchschnittliche Onshore-WEA.

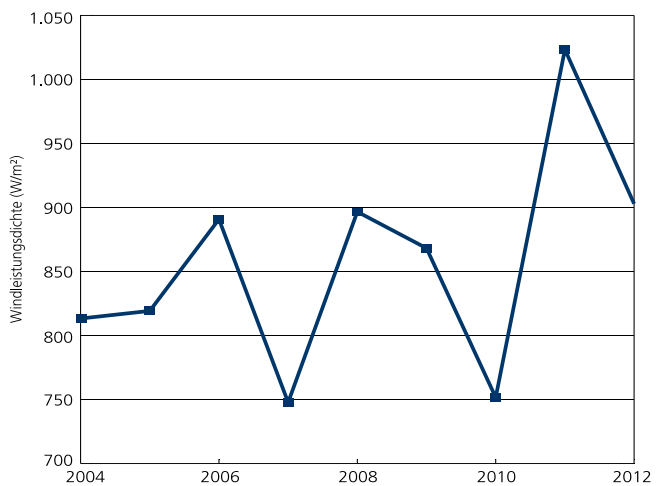


Abbildung 57: Durchschnittliche Windleistungsdichte (2004-2012) am Standort FINO1 auf 90 m Höhe, Datenquelle: Messstation FINO1 [63]

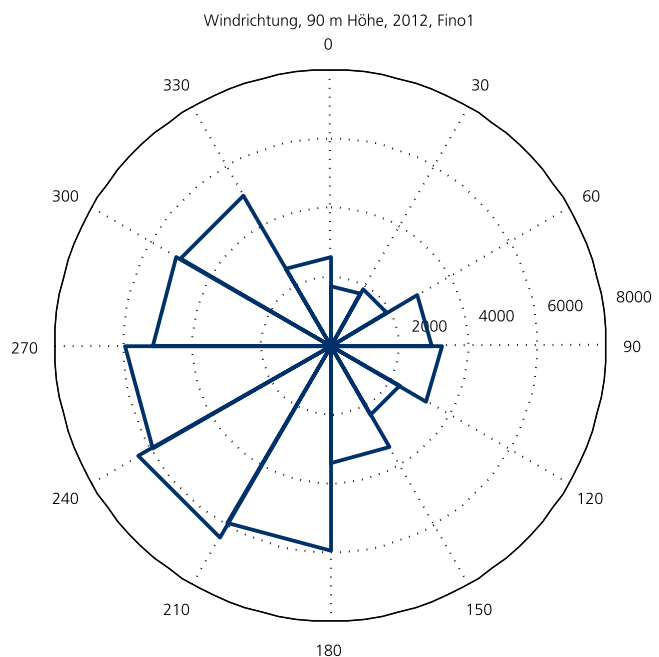


Abbildung 58: Windmessungen in 90 m Höhe im Jahr 2012 am Standort FINO1, Datenquelle: Messstation FINO1 [63]

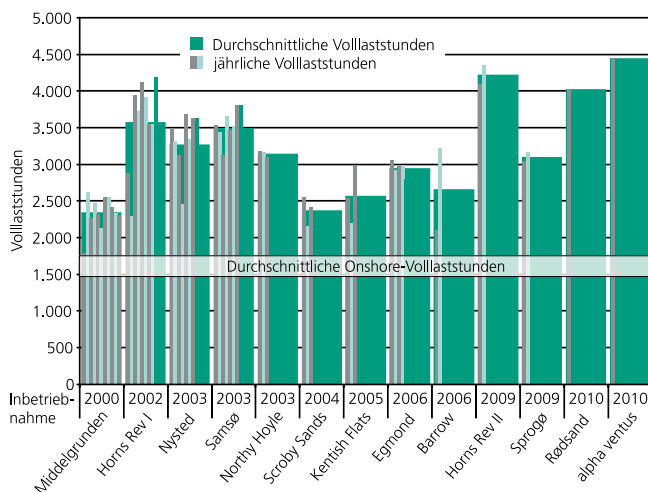


Abbildung 59: Offshore Volllaststunden verschiedener Windparks, Datenquelle: Windparkbetreiber [64-67, 69, 72-73]

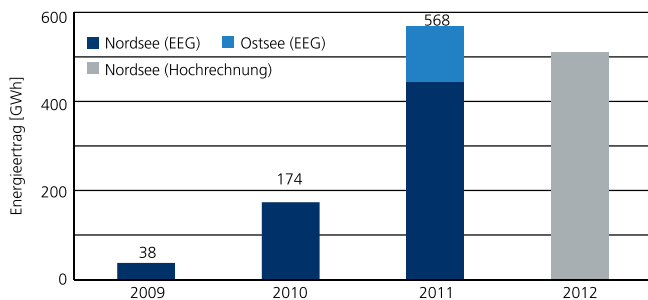


Abbildung 60: Offshore-Windstromertrag in Deutschland, Datenquelle: EEG-Jahresabrechnung [24], TenneT TSO [19]

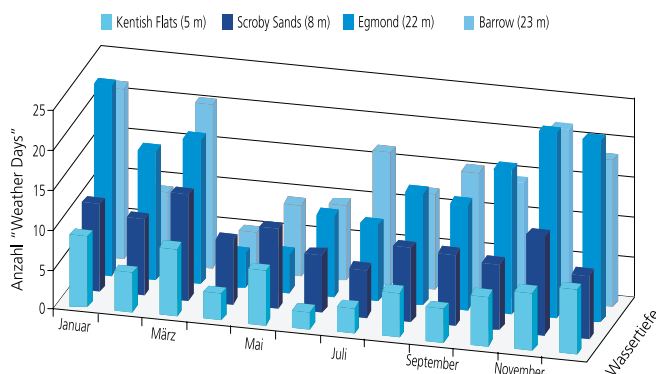


Abbildung 61: Zugänglichkeit von Offshore-Windparks, Datenquelle: Windparkbetreiber [65-66, 68-70]

Zwischen den einzelnen Windparks und deren einzelnen Betriebsjahren sind deutliche Unterschiede erkennbar. Tendenziell erreichen ältere nearshore errichtete Windparks geringere Volllaststunden als ihre jüngeren farshore errichteten Pendanten. Der Vergleich der einzelnen Betriebsjahre zeigt zudem, dass die zum Teil starken Unterschiede, die gerade in den ersten Betriebsjahren auftreten, durch die technische Verfügbarkeit zu begründen sind (vgl. Abbildung 63).

**Offshore-Windstromertrag in Deutschland.** Die Hochrechnung der TenneT TSO GmbH für den Windstromertrag in der deutschen Nordsee zeigt für das Jahr 2012 einen moderaten Anstieg gegenüber dem Vorjahr (vgl. Abbildung 60, [19]). Dieser ist auf den voranschreitenden Ausbau des Windparks BARD Offshore 1 zurückzuführen. Für die Ostsee bzw. den Verantwortungsbereich der 50Hertz Transmission GmbH liegen entsprechende Zahlen bisher nicht vor. Da in der Ostsee im Jahr 2012 zwar keine weiteren Offshore-WEA in Betrieb genommen wurden, der Offshore-Windpark Baltic 1 jedoch nach seiner Inbetriebnahme nun das erste komplette Kalenderjahr Strom eingespeist hat, kann auch hier von einem höheren Ertrag ausgegangen werden.

**Zugänglichkeit.** Der Zugang per Schiff zu einer Offshore-WEA ist im Wesentlichen durch die Wellenhöhe bestimmt. In der Regel werden Wettersituationen mit einer Wellenhöhe von mehr als 1,5 m als „Weather Days“ bezeichnet, da die WEA dann nicht mehr gefahrlos erreicht werden kann. Die durchschnittliche Anzahl dieser Tage ist für verschiedene Offshore-Windparks in Abbildung 61 dargestellt. Aufgrund des Problems der begrenzten Zugänglichkeit müssen die bestehenden Zugangssysteme für einen effizienten Einsatz der Offshore-Windenergie optimiert werden. In diesem Bereich wird noch verstärkt Forschung betrieben, um Systeme zu entwickeln, die für höhere signifikante Wellenhöhen ausgelegt sind und einen sicheren Personaltransfer gewährleisten, um so wiederum die „Weather Days“ zu minimieren.

**Zuverlässigkeit.** Offshore-WEA müssen besonders zuverlässig arbeiten, da sie schwer zugänglich und Wartungsarbeiten dementsprechend mit hohen Kosten verbunden sind. Belast-

bare Aussagen über die Zuverlässigkeit von WEA sind aber erst nach vielen Betriebsjahren möglich. Bislang reichen die zur Verfügung stehenden Informationen nicht aus, um belastbare Kennwerte für Offshore-WEA anzugeben. Eine exemplarische Darstellung der Ausfallzeiten für den niederländischen Windpark Egmond aan Zee ist Tabelle 4 zu entnehmen. Es ist zwar zu erkennen, dass vornehmlich Schäden an Getriebe und Generator sowie Defekte am Pitch System und Probleme bei der Regelung die Ausfälle verursachten, allgemein gültige Schlüsse können hieraus jedoch nicht gezogen werden.

**Verfügbarkeit.** Ziel einer jeden Instandhaltung ist das Erreichen einer hohen technischen Verfügbarkeit der WEA bei gleichzeitig möglichst geringen Kosten. Moderne WEA erreichen an Land in der Regel eine Verfügbarkeit von 95–99 % [71]. Für die Offshore-Windenergienutzung ist aufgrund der besonderen Standortsituation und den damit verbundenen Herausforderungen, z. B. Belastungen und Zugänglichkeit, generell mit geringeren Verfügbarkeiten zu rechnen. Bereits realisierte Offshore-Windparks bestätigen dies. Abbildung 63 zeigt die technische Verfügbarkeit von unterschiedlichen Offshore-Windparks. Sie sind nach dem jeweiligen Zeitpunkt der Inbetriebnahme geordnet. Während die älteren Parks, die aus WEA mit verhältnismäßig kleinen Nennleistungen bestehen und sich relativ nah an der Küste befinden, Verfügbarkeiten in der Bandbreite der durchschnittlichen Onshore-Verfügbarkeit aufweisen, ist die Verfügbarkeit neuerer und weiter von der Küste entfernt errichteter Parks teils deutlich niedriger. Zwar sind, wie z. B. alpha ventus und Egmond aan Zee zeigen, hohe Verfügbarkeiten auch in diesen Bereichen erreichbar, doch sind diese meist mit einem erhöhten Instandhaltungsaufwand verbunden.

**Kosten der Offshore-Windenergie.** Generell sind die technischen Herausforderungen für die Offshore-Windenergienutzung deutlich größer als an Land. Die WEA müssen im Wasser gegründet, verkabelt, installiert und betrieben werden. Im Betrieb sind die Anlagenlasten deutlich größer als an Land, Wartung und Instandsetzungsarbeiten deutlich aufwändiger.

### Akzeptanz der Offshore-Windenergienutzung

Offshore-Windenergie trifft auf Akzeptanz – bei Küstenanwohnern wie bei Touristen. Die Akzeptanz ist allerdings höher, wenn die Anlagen küstenfern errichtet werden und die Sicherheit der Seeschifffahrt an erster Stelle steht.

Zu dieser Erkenntnis kommt das vom Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) seit 2009 geförderte interdisziplinäre Projekt „Akzeptanz der Offshore-Windenergienutzung“. In diesem Vorhaben arbeiten Umweltpsychologen der Universität Halle-Wittenberg zusammen mit Landschaftsplanern der Technischen Universitäten Berlin (Dr. Elke Bruns) und München (Prof. Dr. Sören Schöbel-Rutschmann) sowie einem Experten für maritimen Tourismus (Prof. Dr. Michael Vogel, Hochschule Bremerhaven).

In zwei Befragungswellen, im Sommer 2009 und 2011, wurden mehr als 300 Küstenanwohner und über 700 Touristen zu ihren Erfahrungen mit und ihren Einstellungen zur Nutzung der Offshore-Windenergie befragt. Der Special Report „Akzeptanz der Offshore-Windenergienutzung“ von PD Dr. Gundula Hübner und Dr. Johannes Pohl liefert ab Seite 92 einen Einblick in die Ergebnisse der Befragungen.



	<b>2007</b> [%]	<b>2008</b> [%]	<b>2009</b> [%]	<b>2010</b> [%]	<b>2011</b> [%]
WEA verfügbar	82	76	83	94	95,4
Elektrik	1	0	0	0	0
Stromrichter	1	1	0	0	0
Regelung	2	2	1	1	0,7
Bremssystem	0	0	0	0	0
Getriebe	9	14	10	0	0,3
Generator	1	4	4	3	0,7
Pitch System	2	1	1	0	0,6
Windrichtungsnachführung	0	0	0	0	0,1
Rotorblatt	0	1	0	0	0,8
Tragende Teile	0	0	0	0	0
Elektrisches Netz	0	0	0	1	0,3
Umgebung	0	0	0	0	0,3
Planmäßige Wartung	2	1	1	1	0,8

*Tabelle 4: Ausfallzeiten für den niederländischen Offshore-Windpark Egmond aan Zee [66]*

Tabelle 5 gibt eine Übersicht zu den anfallenden Kosten und Energieerträgen ausgewählter Offshore-Windparks in Europa. Um einen Vergleich zwischen den einzelnen Offshore-Windparks zu ermöglichen, wurden die Investitionskosten (1230 €/kW bis 3315 €/kW) und die jährlichen Betriebskosten (34,2 €/kW bis 147,4 €/kW) auf die Leistung der Parks normiert. Die großen Abweichungen zwischen den Windparks resultieren auch aus den teils gravierend unterschiedlichen Rahmenbedingungen. Zum einen gibt es länderspezifische Unterschiede wie z. B. die Übernahme der Netzanbindungskosten durch die Netzbetreiber in Deutschland, zum anderen unterscheiden sich Windparks in diversen standortabhängigen Parametern wie z.B. Entfernung zur Küste, Wassertiefe oder Gründungsstruktur. Ein Kostenvergleich der Offshore-Windparks ist daher bislang aufgrund der geringen Anzahl von Offshore-Windparks noch nicht zielführend.

**Stromgestehungskosten.** Eine der wichtigsten Kenngrößen für die Bewertung der Offshore-Windenergienutzung sind

die Stromgestehungskosten. Die spezifischen Stromgestehungskosten, dargestellt in €/kWh, werden als Quotient der jeweiligen Jahreskosten und der im Betrachtungsjahr produzierten Strommenge berechnet. Die jährlichen Gesamtkosten ergeben sich aus der Summierung der einzelnen Kostenpositionen, wobei die Investitionskosten unter Berücksichtigung des geltenden Zinssatzes auf die einzelnen Jahre aufgeteilt werden.

Abbildung 62 zeigt die theoretischen Stromgestehungskosten unter verschiedenen Randbedingungen. Die zwei Ebenen stellen dabei unterschiedlich hohe Betriebskosten dar. Betriebskosten sind ein entscheidender Kostenfaktor und gerade auf See noch schwer kalkulierbar. Sie setzen sich aus mehreren Positionen wie bspw. Kosten für einzelne Wartungseinsätze, Wartungsvertrag, Reparaturen und Ersatzteile, Versicherungen, Paketverträge sowie für Geschäftsführung, Steuern und Strombezugskosten zusammen. Die berücksichtigten Volllaststunden liegen zwischen 1000 Stunden und 5000 Stunden. Die spezifischen Investitionskosten von 1000 €/kW bis 4000 €/kW und die

Land	Nr.	Windpark	Inbetriebnahme	Kapazität	Investitionskosten		Betriebskosten	Volllaststunden
				[MW]	[Mio €]	[€/kW]	[€/kW]	
UK	1	North Hoyle	2003	60	120	1.992	64,7	3.066
	2	Scroby Sand	2004	60	107	1.783	34,2	2.343
	3	Kentish Flats	2005	90	156	1.733	36,4	2.557
	4	Barrow	2006	90	181	2.011	63,5	2.575
Dänemark	5	Middelgrunden	2001	40	49,2	1.230	38,6	2.500
	6	RØdsand	2010	207	390	1.883	91,2	3.800
	7	Generic				2.850	77,5	4.080
Niederlande	8	Prinses Amalia	2007	120	398	3.315	147,4	3.350
	9	Generic				3.000	90,1	3.350
Deutschland	10	Generic				3.230	122,1	3.700

Tabelle 5: Investitions- und Betriebskosten sowie Erträge ausgewählter Offshore-Windparks, Datenquelle: IEA Wind Task 26 [74], Betreiber [65,68-69]

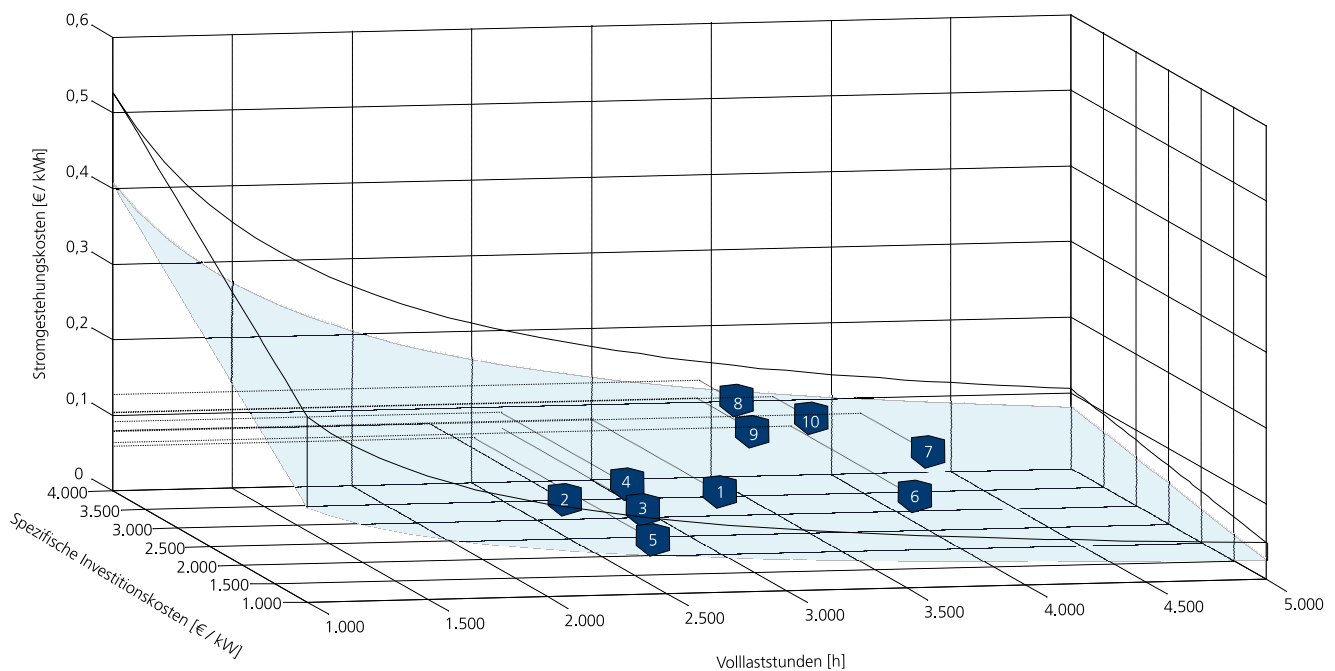


Abbildung 62: Stromgestehungskosten der Windparks von Tabelle 5 in Abhängigkeit spezifischer Investitionskosten, Volllaststunden und jährlicher Betriebskosten, Fraunhofer IWES

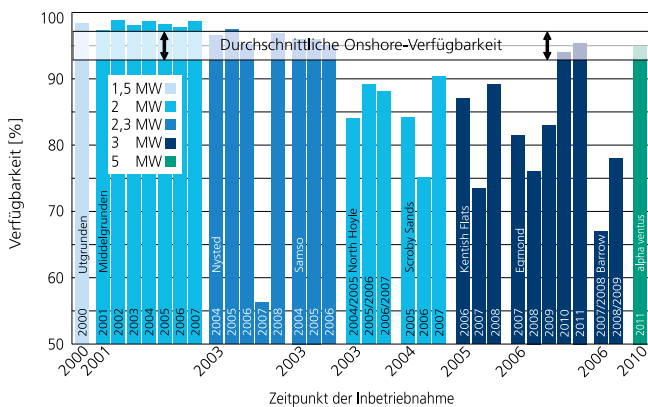


Abbildung 63: Verfügbarkeit von Offshore-WEA, Datenquelle: Windparkbetreiber [65-67, 72-73]

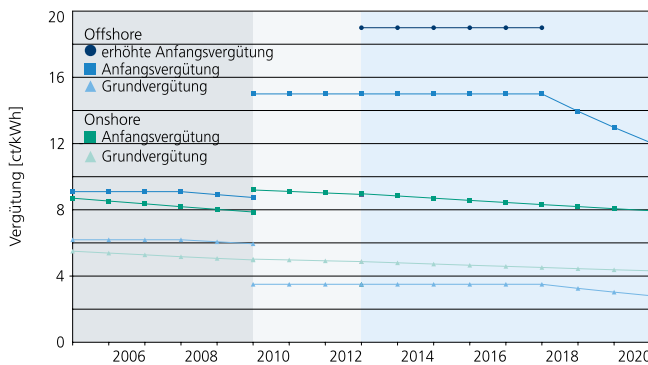


Abbildung 64: Einspeisevergütung für Offshore-Strom, Datenquelle: EEG [36]

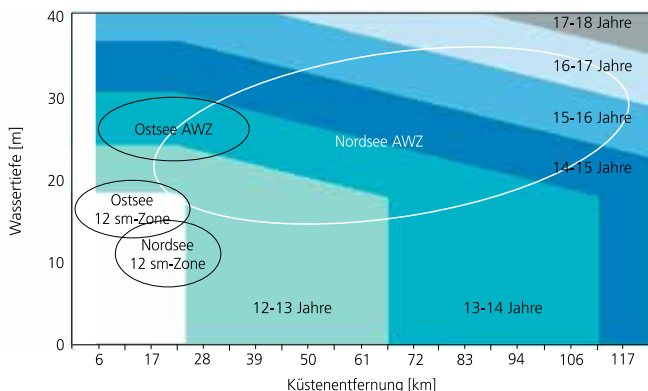


Abbildung 65: Zeitraum der Anfangsvergütung für Offshore-WEA in Deutschland, Datenquelle: EEG [36]

Betriebskosten von 30 €/kW bis 150 €/kW wurden weit aufgefächert, um möglichst alle Szenarien darzustellen. Die zehn in Tabelle 5 vorgestellten Offshore-Windparks sind exemplarisch in die Grafik eingetragen und anhand ihrer Nummerierung zu identifizieren. Deren aus diesem theoretischen Ansatz resultierenden Stromgestehungskosten liegen zwischen 0,06 €/kWh und 0,13 €/kWh. Die realen Stromgestehungskosten können aufgrund abweichender Rahmenbedingungen sowohl höher als auch niedriger ausfallen.

**Rechtliche und finanzielle Rahmenbedingungen**

**Einspeisevergütung für Offshore-Windstrom.** Seit April 2000 regelt das EEG die Einspeisevergütung. Damit auch für Offshore-WEA ein wirtschaftlicher Betrieb möglich ist, sieht das Gesetz seit 2004 spezielle Regelungen für WEA auf See vor. Als Offshore-WEA zählen dabei WEA mit einer Küstentfernung von über 3 Seemeilen (ca. 5,5 km). Die aktuellen EEG-Vergütungssätze und die vorgesehene Degression zeigt Abbildung 64.

**Grund- und Anfangsvergütung.** Um den Einstieg in die Offshore-Windenergienutzung in Deutschland zu erleichtern, wurde die Anfangsvergütung für Offshore-WEA von ursprünglich 0,091 €/kWh auf ein mit anderen EU-Ländern vergleichbares Niveau von 0,15 €/kWh angehoben, im Gegenzug die Grundvergütung von 0,0619 €/kWh auf 0,035 €/kWh stark abgesenkt. Ab Inbetriebnahme einer Offshore-WEA schreibt das EEG die Anfangsvergütung für zwölf Jahre fest. Anschließend wird die Einspeisevergütung auf die Grundvergütung abgesenkt. Offshore-Anlagen, die bis 2017 in Betrieb gehen, werden zwölf Jahre lang mit 0,15 €/kWh und anschließend mit 0,035 €/kWh vergütet. Ab 2018 sollen die Vergütungen jährlich um 7 % sinken [36].

**Erhöhte Anfangsvergütung.** Alle Offshore-WEA, die bis Ende 2017 in Betrieb gehen, können als Alternative zur regulären Anfangsvergütung auf Antrag eine erhöhte Anfangsvergütung von 0,19 €/kWh erhalten. Der garantierte Zeitraum für die Anfangsvergütung reduziert sich in diesem Fall auf acht Jahre. Im Falle einer möglichen Zeitraumverlängerung können WEA

nach den ersten acht Jahren der erhöhten Anfangsvergütung über mehrere Jahre eine verlängerte Anfangsvergütung von 0,15 €/kWh und danach die Grundvergütung von 0,035 €/kWh erhalten.

**Zeitraumverlängerung.** Der Zeitraum der Anfangsvergütung verlängert sich für Offshore-WEA, die in einer Entfernung von mindestens zwölf Seemeilen (ca. 22,2 km) oder in einer Wassertiefe von mindestens 20 m errichtet werden. Für jede volle Seemeile, die über zwölf Seemeilen hinausgeht, wird der Zeitraum um einen halben Monat und für jeden zusätzlichen vollen Meter Wassertiefe um 1,7 Monate verlängert [36]. Abbildung 65 zeigt die Staffelung des Zeitraums der Anfangsvergütung in Abhängigkeit von der Entfernung zur Küste und Wassertiefe. Einige der geplanten Windparks können bis zu vier Jahre länger, also insgesamt für 16 Jahre, die hohe Anfangsvergütung erhalten.

**Direktvermarktung.** Wie auch für Onshore-WEA können Betreiber von Offshore-WEA laut EEG die Möglichkeit zur Direktvermarktung in Anspruch nehmen. Zum Ende des Jahres 2012 wurden alle der in Deutschland installierten Offshore-WEA direkt vermarktet [36].

**Ergänzende Förderung.** Der Ausbau der Offshore-Windenergie soll deutlich beschleunigt werden. Um die Offshore-Windleistung bis 2030 auf 25 GW auszubauen [27], müssen insgesamt etwa 75 Milliarden € investiert werden. Da es sich um eine relativ neue Technologie handelt, sind die Investitionsrisiken nur schwer kalkulierbar. Um die Finanzierung von Offshore-Windparks trotzdem zu ermöglichen, hat die Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) im Jahr 2011 ein Sonderprogramm „Offshore Windenergie“ mit einem Kreditvolumen von insgesamt 5 Milliarden € zu Marktzinsen aufgelegt. Dieses Programm kann von bis zu zehn Offshore-Windparks wahrgenommen werden [75]. Über das Programm beteiligt sich die KfW zum Beispiel an der Finanzierung der Offshore-Windparks Meerwind Ost und Meerwind Süd, Borkum West II und Global Tech I [76].

Darüber hinaus werden weitere flankierende Maßnahmen zum raschen Ausbau der Offshore-Windenergie geprüft, etwa rückzahlbare Ausfallgarantien, die Förderung von Spezialschiffen im Rahmen des KfW-Sonderprogramms „Schiffsfinanzierung“ oder auch Hermes-Bürgschaften in der deutschen Außenwirtschaftszone. Für bis Ende 2015 im Bau befindliche Offshore-Windparks muss die Netzanbindung laut EnWG durch die ÜNB finanziert und umgesetzt werden. Durch die Offshore-Haftungsumlage ist zudem die Planungs- und Investitionssicherheit für Windparkbetreiber und ÜNBs im Hinblick auf die Netzanbindung gegeben [77]. Zuletzt wurde auch diskutiert, dass sich die KfW zukünftig an der Finanzierung der Offshore-Netzanbindungen beteiligen könnte [78].

**Genehmigung.** Um die Genehmigungsverfahren für Windparks zu beschleunigen hat das Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung (BMVBS) im Januar 2012 die Seeanlagenverordnung novelliert. Windparks können nun schneller entstehen, da künftig ein Planfeststellungsbeschluss genügt, in dem alle Belange berücksichtigt werden [79]. Bisher mussten für denselben Standort bis zur Entscheidung mehrere Verfahren für verschiedene Vorhabensträger durchgeführt werden. Künftig wird ein Zeit- und Maßnahmenplan das gesamte Verfahren bis zur Inbetriebnahme der WEA strukturieren. Die Planfeststellungsbehörde BSH erhält die Möglichkeit, das Verfahren durch Fristsetzung zu beschleunigen. Das Verkehrsministerium (BMVBS) kann zusammen mit dem Umweltministerium (BMU) und Wirtschaftsministerium (BMWi) die Kriterien für die Reihenfolge der Bearbeitung der Anträge festlegen. Möglichst diejenigen Vorhaben sollen zuerst planfestgestellt werden, welche vermutlich am ehesten Strom in das Netz einspeisen können. Dabei wird insbesondere die Nähe zur Küste und zu Stromleitungen berücksichtigt.



# ENERGIEWENDE NORDHESSEN

Dr. Thorsten Ebert / Katharina Henke

## Motivation

Die Stadtwerke Union Nordhessen (SUN) und das Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik IWES in Kassel haben in einer gemeinsamen Analyse untersucht, wie eine Transformation des Stromversorgungssystems in Nordhessen hin zu dezentralen, erneuerbaren Erzeugungstechnologien möglich ist. Partner im SUN-Verbund sind die sechs Stadtwerke aus Bad Sooden-Allendorf, Eschwege, Homberg, Kassel, Wolfhagen und Witzenhausen.

Ziel des Konzepts ist die Entwicklung eines konkreten energiepolitischen Szenarios für die zukünftige Gestaltung der Stromversorgung in der Region. Der Betrachtungsraum besteht dabei aus der Region, in der die SUN-Stadtwerke vertreten sind (Landkreise Kassel, Schwalm-Eder, Werra-Meißner und die Stadt Kassel).

Der Atomausstieg und die aktuellen Diskussionen zur Zukunft der energierechtlichen Rahmenbedingungen (insb. des EEG) führen zu hohem Handlungsdruck im Bereich der Stromversorgung. Die hier vorgestellte Untersuchung soll unter anderem zeigen, dass große Chancen in der Dezentralisierung und Regionalisierung der Energieversorgung bestehen. Vergleichbare Ansätze bestehen bisher eher auf der Ebene einzelner Kommunen, aber noch kaum unter Bezug zu ganzen Regionen. In Nordhessen besteht diesbezüglich ein interessanter Mix aus eher städtisch bzw. industriell geprägten Arealen und großflächigen Räumen mit geringer Bebauungsdichte. Dieser dezentrale Ansatz verfolgt ausdrücklich nicht das Ziel einer autarken Energieversorgung des Betrachtungsgebiets.

Es wurden u. a. folgende Fragestellungen – immer mit Bezug zum Betrachtungsraum – untersucht:

- Wie ist der aktuelle Stand des Ausbaus dezentraler erneuerbarer Energien?
- Wie hoch ist die Nachfrage (Arbeit, Leistung und Lastgang) und welcher Teil davon wird bereits heute durch dezentrale, erneuerbare Anlagen gedeckt?
- Wie hoch ist das dezentrale Flächen- bzw. Erzeugungspotenzial der Energieträger Wind, Sonne, Biogas und Wasser?

- Welche Ausbauszenarien sollten zu einer - wirtschaftlich und technisch sinnvollen – weitgehenden Deckung der regionalen Stromnachfrage angestrebt werden?
- Welche energetischen/energiewirtschaftlichen Potenziale bietet eine Maximalnutzung der dezentralen EE-Potenziale?
- Welche Residuallasten entstehen und wie können diese gedeckt werden?
- Welche Überschussmengen werden erzeugt und welche Handlungsoptionen gibt es dafür?

## Methodik

Um die Ausbauszenarien aus der gegenwärtigen Situation systematisch heraus zu entwickeln, wird die Referenzsituation im Jahr 2010 detailliert analysiert. Im Betrachtungsraum wohnen ca. 730.000 Einwohner (vgl. Abbildung 1). Der Bezugsraum der drei Landkreise inkl. der Stadt Kassel hat eine Flächenausdehnung von ca. 4.000 km<sup>2</sup>. Während in der Stadt Kassel und ihrem unmittelbarem Umfeld eine zum Teil stark verdichtete Bebauung und hohe Anteile industrieller Abnehmer bestehen, sind die drei Landkreise stark durch eine ländliche Struktur mit wenigen Mittelzentren geprägt. Der geschätzte Strombedarf liegt bei ca. 3,7 TWh/a und einer Spitzenlast von ca. 600 MW.

Bei der Ermittlung der regionalen Flächen- bzw. Erzeugungspotenziale für den Ausbau von Windenergie-, PV- und Bioenergie-Anlagen werden nicht die theoretisch nutzbaren Potenziale in der Region betrachtet, sondern es werden Potenziale herangezogen, die aus einem Szenario, in dem Deutschland zu 100 % mit Strom aus EE versorgt wird, stammen. So werden nicht alle möglichen Flächen in der Region ausgenutzt, sondern Nordhessen wird in ein Szenario eingebettet, in dem ganz Deutschland sich erneuerbar versorgt. Die Potenzialverteilung erfolgt je nach Technologie nach unterschiedlichen Kriterien. Eine Übersicht zu den verwendeten Datengrundlagen zur Ermittlung der Potenzialflächen gibt Abbildung 2.

Die Daten wurden für Wind, PV und Bioenergie postleitzahlenscharf erhoben und nach den drei Landkreisen und der Stadt Kassel klassifiziert. Daraus zeigt sich, dass in jedem der drei Landkreise das Potenzial deutlich über der derzeitigen

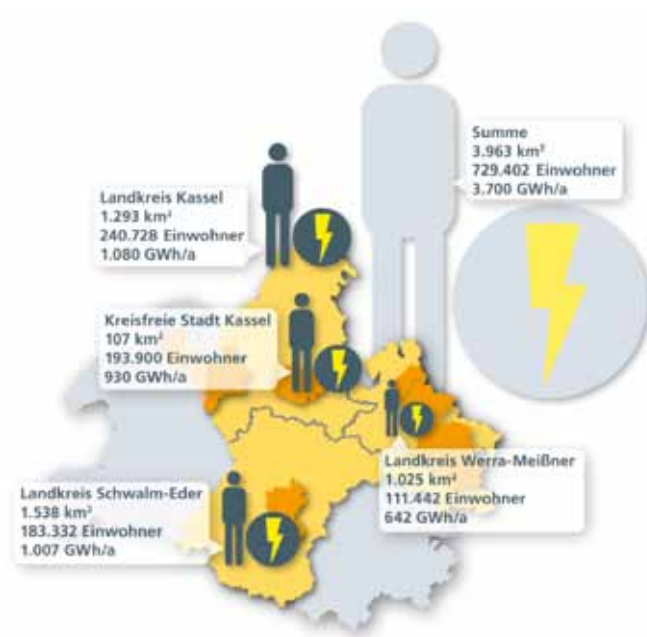


Abbildung 1: Die SUN-Region

Stromnachfrage liegt, während in der Stadt Kassel ein umgekehrtes Verhältnis besteht.

In Summe liegen aber die Erzeugungspotenziale wiederum deutlich über der derzeitigen Stromnachfrage (157 %) wie Abbildung 3 darstellt..

Der Flächenbedarf für die potenziellen Windenergieanlagen liegt bei ca. 47 km², was ungefähr 1,2 % des Betrachtungsraumes entspricht. Damit liegt dieser noch unter dem 2 %-Ziel der Hessischen Landesregierung, wobei zu beachten ist, dass sich von den potenziell erschließbaren 2 % sicher nicht alle Flächen auch wirtschaftlich erschließen lassen und insofern der Bedarf besteht, mehr Flächen auszuweisen, als tatsächlich für ein solches Versorgungsszenario benötigt werden.

### Ausbauszenarien

Mit Hilfe der im Projekt entwickelten Szenarien können mögliche zukünftige Situationen abgebildet und analysiert werden. Dabei sind aufbauend auf plausiblen Annahmen über die zukünftige Entwicklung mehrere Pfade vorstellbar.

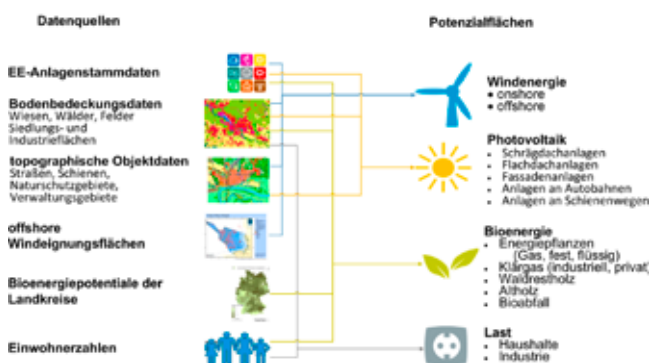


Abbildung 2: Ermittlung potenzieller EE-Flächen

Für die hier durchgeführten Untersuchungen wurden ausgehend von dem Ziel, im Jahr 2025 mindestens 80 % des Stromverbrauchs der SUN-Region mit Strom aus EE-Anlagen zu decken, fünf Szenarien definiert. Ein Ausgangsszenario und vier weitere Szenarien, die in ihrer Zusammensetzung der EE variieren. Mit den Ausbauszenarien wurden Simulationen durchgeführt und die Ergebnisse hinsichtlich ökonomischer und technischer Kriterien verglichen.

Für das Ausgangsszenario wurde folgender Energiemix definiert:

- Wind 60 %
- PV 14 %
- Biomasse 5 %
- Wasser 2 %

Diese zunächst willkürliche Festlegung soll als Ausgangspunkt dienen, um in der weiteren Analyse zu ermitteln, ob ggf. ein höherer/niedrigerer Anteil energiewirtschaftlich bzw. ökonomisch sinnvoll sein kann. Die tragende Säule bildet hierbei die Windenergie, die mehr als die Hälfte zur Deckung des Strombedarfs beiträgt.

Tendenziell ist davon auszugehen, dass in den nächsten Jahren zunächst eine Verbrauchsreduzierung durch Effizienzsteigerungen elektrischer Geräte einsetzt, die aber durch die genannten Entwicklungen wieder (über)kompensiert wird. Zur Vereinfachung wird daher in allen Szenarien von mittelfristig konstanten Stromverbräuchen in der Region ausgegangen.

Für die Ergebnisanalyse der Szenarien wurden die Einspeisereihen der EE-Anlagen dem regionalen Nachfragelastgang gegenübergestellt und dann u. a. verglichen hinsichtlich der Residuallasten und der Überschussenergien. Die Residuallast ist der Stromverbrauch abzüglich regenerativer Energieerzeugung. Abbildung 4 zeigt die Residuallasten/Überschussenergie beim Ausgangsszenario und dem EEmax-Szenario.

Im Ergebnis heißt das, dass beim Ausgangsszenario rechnerisch in ca. drei Monaten Überschüsse entstehen, die entweder überregional abtransportiert, gespeichert oder abgeregelt werden können bzw. müssen. Eine sinnvolle Größenordnung für ein potenziell dezentrales Ausgleichskraftwerk liegt bei 350 MW–400 MW (wofür allerdings im Rahmen der Studie keine Wirtschaftlichkeitsrechnung erstellt wurde). Der Bedarf für eine Ausgleichsleistung von z. B. 400 MW besteht aber nur an wenigen Tagen im Jahr. Im Szenario EEmax entsteht hingegen deutlich mehr Überschussenergie, so dass sich hier erhebliche Exportpotenziale ergeben.

Daraus ergeben sich zwei Fragen:

- Wie können die Residuallasten erzeugt werden?
- Welche Lösungen gibt es für die Verwendung der Überschusslasten?

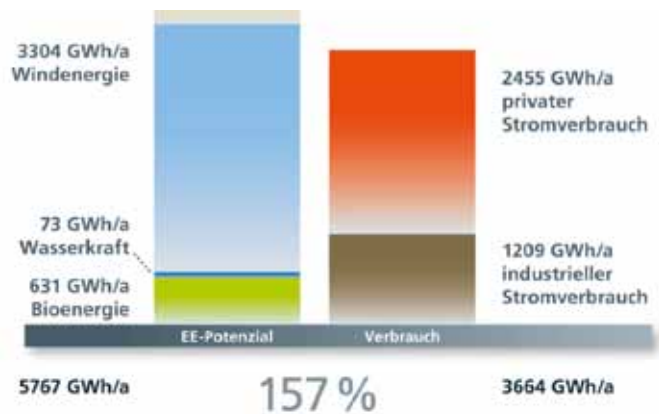


Abbildung 3: Potenziale im SUN-Gebiet

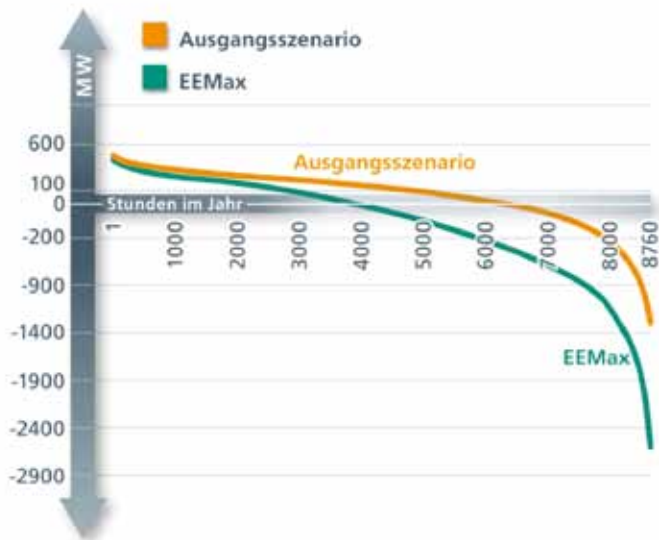


Abbildung 4: Jahresdauerlinien der Residuallasten in den Szenarien



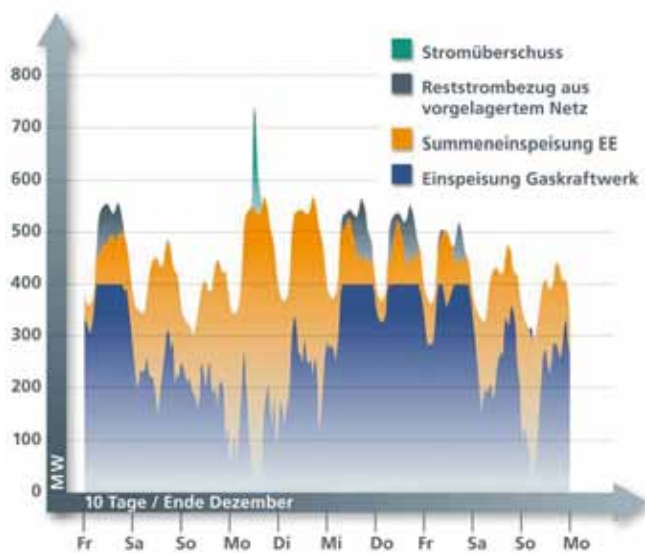


Abbildung 5: Deckung der Residuallast mit einem Gaskraftwerk



Abbildung 6: Glättung der Residuallast mit einem PSW

Sofern auch die Residuallasten dezentral erzeugt werden sollen, sind zunächst zwei Varianten denkbar:

- Bau/Beteiligung an einem Gasturbinenkraftwerk
- Bau/Beteiligung an einem Pumpspeicherkraftwerk

Für ein entsprechend dimensioniertes Pumpspeicherkraftwerk bestehen zwar im Betrachtungsraum keine Ausbaupotenziale, allerdings werden Projekte derzeit sowohl in Westfalen als auch in Thüringen diskutiert. Eine grundsätzlich andere Alternative ist der überregionale Strombezug. Technisch sind alle drei Varianten möglich. Eine wirtschaftliche Bewertung erfolgte im Rahmen dieses Projektes zunächst nicht.

Die Abbildung 5 zeigt, wie die Residuallast durch ein Gaskraftwerk gedeckt werden könnte. Mit einem 400 MW Gaskraftwerk wäre es möglich, den dezentralen Selbstversorgungsanteil auf fast 100 % zu erhöhen. Die Benutzungsstunden lägen bei ca. 3.500 Std./a. Auch ohne differenzierte Wirtschaftlichkeitsberechnung wird deutlich, dass ein solches Kraftwerk ohne die Ausbildung eines Kapazitätsmarktes nicht wirtschaftlich betrieben werden kann.

In der Abbildung 6 ist die Glättung der Residuallast durch ein Pumpspeicherwerk dargestellt. Auch mit einem entsprechend groß dimensionierten und hinsichtlich seiner Laufleistung an den Residuallastgang angepassten Betrieb eines Pumpspeicherkraftwerks ließe sich eine Erhöhung der Selbstversorgung in der Region erreichen. Vorteil wäre hier zudem, dass auch die Überschussproduktion regional verwendet werden kann, um das Oberbecken zu füllen. Nach derzeitigen Erkenntnissen kann aber auch hier – unter Berücksichtigung der gegenwärtigen Marktverhältnisse – nicht von einem wirtschaftlichen Betrieb ausgegangen werden.

Überschusslasten entstehen im Ausgangsszenario und den drei Vergleichsszenarien in einer Größenordnung von ca. 1.200 MW. Beim Szenario EEmax sogar bis zu 2.500 MW. Da die derzeitige Spitzennachfragemenge bei ca. 600 MW liegt, muss davon ausgegangen werden, dass die überlagerten Netzkapazitäten nicht geeignet sind, diese Leistung abzutransportieren

(völlig unabhängig von der Frage, ob es an anderer Stelle überhaupt eine Nachfrage dafür gibt). Insofern zeigt sich zunächst, dass auch ein dezentraler EE-Ausbau eine Erweiterung von Übertragungsnetzkapazitäten notwendig machen dürfte (vor allem dann, wenn ein solches Konzept in sehr vielen Regionen verfolgt wird).

Eine Alternative – oder zumindest Ergänzung – zum überregionalen Netzausbau stellt hier die Speicherung dar. Dabei stellt neben der elektrischen Speicherung insbesondere die Wärmespeicherung (Power to Heat oder Power to Gas) einen wichtigen Baustein dar.

### Regionale Wertschöpfung

Derzeit wird der Großteil des Stromverbrauchs der Region über Stromimporte gedeckt. Nach ersten Schätzungen fließen jährlich durch externe Stromerzeugung und überregionalen Transport etwa 330 Mio. € aus der Region ab. Würde eine Produktion vor Ort realisiert, könnten rund 300 Mio. € und damit über 90 % der Wertschöpfung, u. a. aufgrund von Gewerbesteuern und Beschäftigungseffekten, in der Region gehalten werden.

### Ergebnisse

Die wesentlichen Erkenntnisse der Studie sind:

- Die SUN-Region hat wesentlich mehr Flächenpotenzial als für eine weitgehend dezentrale und erneuerbare Erzeugungsstruktur zwingend notwendig ist.
- Sofern eine flexible Erzeugung (Gas, PSW) explizit für den regionalen Bedarf konzipiert würde, erscheint hierzu eine Größenordnung von ca. 400 MW sinnvoll. Diese könnte aber beim derzeitigen Marktdesign nicht betriebswirtschaftlich sinnvoll betrieben werden.
- Die regionalen Wertschöpfungspotenziale gehen schon jetzt über die durch die steigende EEG-Umlage entstehenden (regionalen) Kosten hinaus.
- Eine regionale Energiewende ist auch in einer Region mit einem großen Oberzentrum mit industriell geprägter Struktur möglich.
- Der EE-Anteil kann nicht nur durch Speicherausbau, sondern auch durch überregionalen Austausch erhöht werden.



Abbildung 7: Wertschöpfung durch eigene Stromerzeugung



# DIREKTVERMARKTUNG VON WINDENERGIE

Christoph Richts

## Einleitung

Seit der Novellierung in 2012 bietet das EEG neben der gesetzlich festgelegten Einspeisevergütung neue Möglichkeiten: Jeder Marktakteur, der EEG-Strom ins Netz speist oder damit handeln will, kann zwischen drei Direktvermarktungsarten wählen – der Marktprämie (MP), dem überarbeiteten Grünstromprivileg (GSP) und der sonstigen Direktvermarktung (sDV). Durch die Direktvermarktung (DV) können die Anlagenbetreiber und Händler Strom aus erneuerbaren Energien (EE) direkt und selbstständig zum Verkauf anbieten. Dennoch – die Erlöse orientieren sich nach wie vor an den festen Sätzen der Einspeisevergütung. Ohne eine vergleichbare Erlöshöhe und zusätzliche Chancen wäre sicherlich kein Anlagenbetreiber bereit gewesen, den sicheren Hafen der Festvergütung zu verlassen.

Mit der Einführung der DV und insbesondere der MP verfolgt der Gesetzgeber verschiedene Ziele:

- Die EE näher an das derzeitige Marktsystem zu bringen
- EE-Strom bedarfsorientierter bereitzustellen
- Mehr Wettbewerb, Innovation und neue Betriebskonzepte; insbesondere die Teilnahme der EE am Regelenergiemarkt

Zunächst werden in diesem Special Report die Grundkonzepte der drei Vermarktungsarten – mit dem Fokus auf der MP – erläutert. Desweiteren wird die Teilnahme der Windenergie an der DV im Jahr 2012 dargestellt und die Strategien und wichtigsten Trends in der MP und dem GSP diskutiert.

## Die Direktvermarktung – Vermarktungsarten

**Das Marktprämienmodell § 33b Nr. 1 EEG 2012.** Das Marktprämienmodell ist die derzeit mit Abstand am häufigsten genutzte Vermarktungsart. In diesem Modell setzt der DV seine produzierten Mengen ähnlich wie Anbieter konventioneller Anlagen über die EEX-Strombörse zu schwankenden Preisen ab. Zusätzlich zu diesem Verkaufserlös erhält der DV eine sogenannte gleitende Marktprämie (MP) und eine Managementprämie (MMP).

Die MP ist die Differenz der festen Einspeisevergütung der betroffenen Anlage nach EEG und des energieträgerspezifischen Referenzmarktwertes (RW). Der RW stellt den durchschnittlichen Marktwert (MW) des an der Börse vermarkteten EE-Stroms

## Abkürzungen

BLK	Bilanzkreis
DV	Direktvermarktung bzw. Direktvermarkter
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
GSP	Grünstromprivileg
MMP	Managementprämie
MP	Marktprämie
MW	Marktwert
sDV	Sonstige Direktvermarktung
SLP	Standardlastprofil
EEX	Europäische Strombörse Leipzig
RW	Referenzmarktwert

des spezifischen Energieträgers abzüglich der MMP dar. Bei der Berechnung wird sowohl der vom Übertragungsnetzbetreiber über den Ausgleichsmechanismus, als auch der gesamte direktvermarktete Strom berücksichtigt. Der MW wird für Solar-, Wind- und steuerbare Anlagen separat ermittelt, da der Strom abhängig vom Einspeisezeitpunkt eine energieträgerspezifische Wertigkeit besitzt. Die Windproduktion tritt z.B. häufig nachts bei niedrigeren Preisen auf. Der MW für Windenergie schwankte 2012 im Jahresverlauf zwischen 4,7 ct/kWh im Februar und – aufgrund negativer Marktpreise um Neujahr -2,2 ct/kWh im Dezember (85% bzw. 62% des durchschnittlichen Phelix-Base). Sollte der DV durch die Börsenerlöse Preise über dem MW erzielen, so erwirtschaftet er einen Mehrerlös gegenüber der Festvergütung, liegt er darunter, nimmt er weniger ein. Zusätzlich zu den Börsenerlösen und der Marktprämie erhält der DV die gesetzlich festgelegte Managementprämie, die für Wind in 2012 1,2 ct/kWh beträgt. Die MMP macht einen Großteil der Mehreinnahmen für den Direktvermarkter aus und soll insbesondere in der Umstellungsphase, die Kosten der Vermarktung, Prognoseerstellung und Ausgleichsenergie refinanzieren. Die Erlössituation in verschiedenen Fällen ist in Abbildung 1 dargestellt (BGBl, 2012).

Im Bereich der Windenergie soll durch das Marktprämienmodell insbesondere eine Verbesserung der Prognosegenauigkeit durch zusätzliche Datenverfügbarkeit (Ist-Messung und

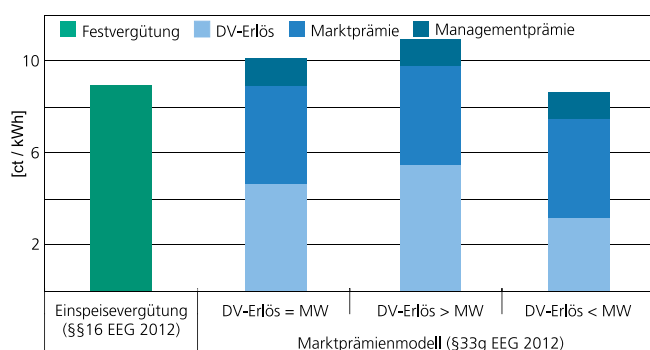


Abbildung 1: Erlössituation in verschiedenen Vermarktungssituationen, Quelle: Eigene Darstellung nach (Gawel / Purkus, 2012)

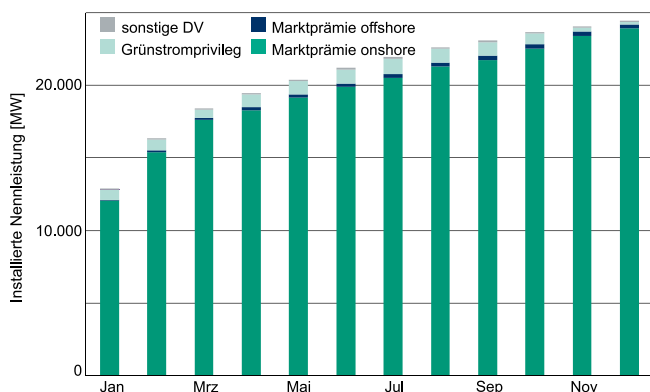


Abbildung 2: Direktvermarktete Leistung bei der Windenergie 2012, Quelle: ÜNB, 2012a

Nutzung) sowie ein optimierter Handel (Day-Ahead und Intra-Day) erreicht werden. Die bedarfsorientierte Einspeisung soll durch die Abregelung von WEA bei negativen Preisen (fernsteuerbare Anlagen) verbessert werden, um sehr hohe Differenzkosten und somit außerordentliche Belastungen für die EEG-Umlage zu vermeiden.

**Das Grünstromprivileg § 33b Nr. 2 EEG 2012.** Bei der Vermarktung über das GSP kann ein Stromhändler die EEG-Umlage für sein gesamtes Portfolio (auch des konventionell erzeugten Stroms) um 20 €/MWh reduzieren. Voraussetzung ist, dass in mindestens 8 von 12 Monaten mindestens 50 % der Letztverbraucherenergie des Händlers aus EEG-förderfähigen Anlagen stammt. Insgesamt muss 20 % des letztverbrauchten Stroms durch fluktuierende EE bereitgestellt werden (Wind/Solar). Auch im gesamten Jahr dürfen diese Werte nicht unterschritten werden. Im Gegensatz zur Vermarktung über den Ausgleichsmechanismus oder die MP behält der über das GSP vermarktete EE-Strom die Grünstromeigenschaft (BGBl, 2012).

**Die sonstige Direktvermarktung § 33b Nr. 3 EEG 2012.** Die sDV ermöglicht die direkte Vermarktung von EEG-Strom an Dritte. Zudem können vermiedene Netznutzungsentgelte geltend gemacht werden. Aufgrund des geringen wirtschaftlichen Anreizes spielt die Vermarktungsart eine untergeordnete Rolle (BGBl, 2012).

**Entwicklung der Windenergie in den einzelnen Direktvermarktungsarten.** Die Teilnahme von WEA an der DV lag – insbesondere an der MP – bisher weit über den Erwartungen. Für Dezember 2012 wurden 23 929 MW Windenergie onshore in der MP gemeldet. Dies entspricht 98,8 % aller direktvermarkteten und 79,4 % aller installierten WEA. Im GSP und in der sonstigen DV wurden im Jahresmittel nur 743 MW und 93 MW vermarktet (siehe Abbildung 2). Derzeit sind zudem alle Offshore WEA in der MP.

**Trends in der Marktprämie**

**Anlagentypen.** Eine Auswertung der von den ÜNB veröffentlichten Stammdaten der Anlagen in der DV zeigt, dass

gemessen am Inbetriebnahmejahr verhältnismäßig mehr neue als alte Anlagen in der DV sind. Auch sind die direktvermarkteten Anlagen in den höheren Leistungsklassen stärker vertreten (siehe Abbildung 3). Insgesamt vermarktet der ÜNB somit das ältere Portfolio mit kleineren Leistungsklassen.

**Managementprämienverordnung.** Nach einer über der Erwartung liegenden Teilnahme an der DV, wurde in 2012 Kritik über die Höhe der Managementprämie laut: Um die möglichen Mitnahmeeffekte bei Anlagenbetreibern und DV sowie die Kosten und die Belastung für die EEG-Umlage zu verringern, wurde durch die Bundesregierung in der Managementprämienverordnung vom 2. November 2012 die MMP für WEA zum 1. Januar 2013 auf 6,50 €/MWh gesenkt. In 2014 und 2015 sinkt die MMP abermals auf 4,50 €/MWh und 3 €/MWh. Durch die Einführung des Fernsteuerbarkeitsbonus kann die MMP jedoch um 1 €/MWh in 2013 um 1,50 €/MWh in 2014 und um 2 €/MWh in 2015 aufgestockt werden. Somit ergibt sich ein zunehmender Anreiz, Anlagen fernsteuerbar zu machen. Voraussetzung für den Erhalt des Bonus ist, dass der Anlagenbetreiber technische Einrichtungen vorhält, so dass ein „Dritter“ jederzeit die Ist-Einspeisung abrufen sowie die Einspeiseleistung ferngesteuert reduzieren kann. Das Recht des Netzbetreibers Einspeisemanagement nach § 11 EEG durchzuführen, ist dadurch nicht eingeschränkt (BGBl, 2012a).

**Fernsteuerbarkeit.** Die Fernsteuerbarkeit ist aus Sicht der Anlagenbetreiber und Direktvermarkter insbesondere mit dem Start des neuen Jahres ein besonders wichtiges Thema. Durch den Erhalt des Fernsteuerbarkeitsbonus lohnt es sich bereits jetzt für beide Marktteilnehmer die Anlagen steuerbar zu machen. Dies gilt insbesondere für leistungsstarke Windparks, die gemeinsam über eine technische Einrichtung geregelt werden können. Hierbei muss zwar nicht jede Anlage mit einer eigenen technischen Einrichtung ausgestattet sein, dennoch muss für alle Anlagen eine Reduzierung der Einspeiseleistung und der Abruf der Ist-Einspeisung einzeln gewährleistet sein. Die Förderung durch Erhalt des Fernsteuerbarkeitsbonus kumuliert über drei Jahre (2012–2015) beträgt für die Installation einer 800 kW Anlage bei 1800 Vollaststunden 6480 €. Für einen Windpark

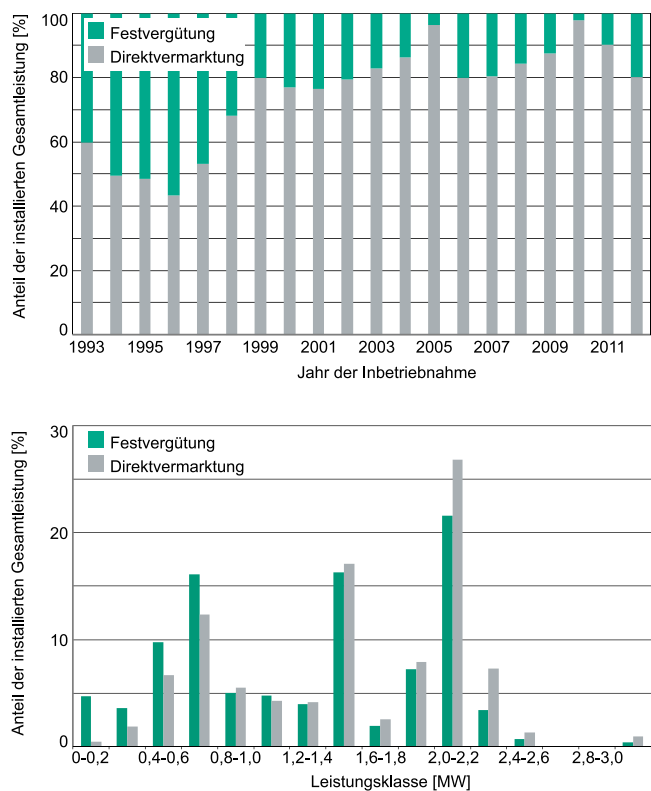


Abbildung 3: Anteil der Anlagen in der DV nach Inbetriebnahme und Leistungsklasse, Quelle: ÜNB, 2012

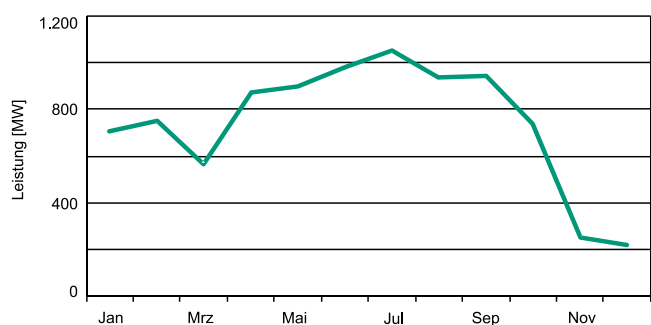


Abbildung 4: Windleistung im Grünstromprivileg – Jahresverlauf 2012, Quelle: ÜNB, 2012a

mit fünf 2,3 MW Turbinen bereits 93 150 €. Die Kosten für die Anbindung sind stark von der bestehenden Infrastruktur im Windpark abhängig und werden auf mehrere Tausend bis zu über 40 000 € pro Windpark geschätzt (vgl. CLENS, 2012; ISI/IWES, 2012).

Durch die Fernsteuerbarkeit kann – und soll aus systemintegrativer Sicht der „Dritte“ bei negativen Preisen am Markt abregeln. Einerseits, um aus eigenem Interesse Kosten einer defizitären Veräußerung von Strom vorzubeugen, andererseits, um aus Systemsicht einen Angebotsüberschuss zu reduzieren und zusätzliche Kosten für die EEG-Umlage in Form höherer Differenzen zwischen Marktpreis und Einspeisevergütung zu vermeiden. Zwischen dem 25. und dem 31.12.2012 wurden durch die hohe Windenergieeinspeisung in Zusammenhang mit einer geringen Last und negativen Preisen an der Börse (in 18 Stunden, zwischen -5 ct/kWh und -22 ct/kWh) EEG-Differenzkosten in Höhe von schätzungsweise 48 Mio € verursacht. Bei durchschnittlichen Börsenpreisen von 4 ct/kWh wären nur rund 11 Mio € Differenzkosten zu begleichen gewesen (Annahme: Vergütung der eingespeisten Windenergie mit durchschnittlich 8 ct/kWh). Bei flächendeckender Abschaltmöglichkeit von WEA wären diese Zusatzkosten zumindest teilweise vermeidbar (ÜNB, 2012).

Inwieweit sich die Fernsteuerbarkeit von Anlagen bereits in 2013 durchsetzt, ist schwer zu beurteilen: Einige DV verfügen bereits über fernsteuerbare Anlagen und werden in den nächsten Monaten mehrere hundert MW weiterer WEA fernsteuerbar machen (Statkraft, 2013). Der finanzielle Anreiz sollte gerade für DV mit großen Portfolios und Windparks ausreichen.

### Entwicklungen im Grünstromprivileg

Die Teilnahme am Grünstromprivileg ist in 2012 im Vergleich zum Vorjahr deutlich zurückgegangen. Durch die Erhöhung der EEG-Umlage auf 3,5 ct/kWh wurde das Grünstromprivileg für viele Händler in 2011 besonders attraktiv. Die Politik steuerte einer möglichen Überförderung mit dem EEG 2012 deutlich entgegen: Die neuen Anforderungen an die Anspruchsvoraussetzungen (50 % / 20% Anforderung) und die Deckelung der

Umlagereduzierung resultierten in einer Letztverbraucheremenge im GSP von schätzungsweise 7,5 TWh in 2012 im Vergleich zu 22,5 TWh in 2011 (ÜNB, 2012b).

**Marktsegmente.** Das Grünstromprivileg wird insbesondere von Grünstromanbietern genutzt. Für die Versorger ist das GSP die einzige rentable Möglichkeit, inländischen EEG-Strom mit Grünstromeigenschaft zu erwerben. Allerdings ist nicht immer nur das Grünstromangebot für den Nachfrager das ausschlaggebende Argument: Auch der Preis zählt. Dies gilt insbesondere für Gewerbe- und Industriekunden, die einem Wettbewerbsdruck ausgesetzt sind. Entsprechend bieten die DV ihren Kunden i.d.R. ein preislich konkurrenzfähiges Produkt. Möglich ist dies nur, wenn deren Zahlungsbereitschaft über den durchschnittlichen Bezugskosten des Portfolios (also EEG- und Reststrombezug) abzüglich der spezifischen EEG-Umlagebefreiung liegt (abhängig vom EEG-Stromanteil im Portfolio / am höchsten bei 50 %). Hohe Terminmarktpreise erhöhen die Zahlungsbereitschaft der Kunden, aber auch die Strombezugskosten für Graustrom. Der DV landet im Plus, wenn er günstige EEG-Anlagen kontrahieren kann, z.B. günstige Wasser- oder Windkraft in der Grundvergütung. Schwieriger wird es, die Wirtschaftlichkeit zu erreichen, wenn auch teure Anlagen ins Portfolio genommen werden (z.B. Wind in der Anfangsvergütung). Die zusätzlichen Kosten für den Endverbraucher (EEG-Umlagezahler) im Vergleich zu anderen Vermarktungsarten hängen davon ab, inwieweit die Umlagebefreiung durch das Herauslösen von Anlagen aus dem Umlagesystem kompensiert wird. Die wesentlichen Aspekte verschiedener Marktsegmente im GSP sind in Tabelle 1 aufbereitet.

**Händlerstrategie im Grünstromprivileg.** Seit der Novellierung des GSP in 2012 bestehen die Anforderung nicht nur 50 % der Energiemenge im Portfolio aus EEG-Anlagen bzw. 20 % aus fluktuierenden EE im gesamten Kalenderjahr bereitzustellen, sondern diese Quote auch in acht von zwölf Monaten einzuhalten. In 2012 führte dies dazu, dass die DV versuchten diese Anforderungen so schnell wie möglich insgesamt und in allen 8 Einzelmonaten zu erfüllen. Im Sommer – also in Monaten mit statistisch geringerer Einspeisung aus

	Marktsegment	
	Haushalte	Gewerbe- und Industriekunden
Grünstromeigenschaft erhalten	Priorität	Erwünschter Nebeneffekt, aber geringere Zahlungsbereitschaft
Günstiger als alternativer Strombezug	Erwünschter Nebeneffekt, aber weniger wichtig	Priorität
Ökonomisches Kalkül des DV	Erlöse + EEG-Umlagebefreiung + ggf. Mehrwert Grünstrom	Erlöse + EEG-Umlagebefreiung
Reststrombezug	Grünstrom: z.B. Ausländische Wasserkraft (oder Zertifikate)	Graustrombezug vom Spotmarkt
GSP-Strombezug	Vertragspartner sind Betreiber EEG-förderfähiger Anlagen / individuelle Ausgestaltung einer Zahlung oberhalb der EEG-Vergütung / meist Wasserkraft, Wind (Grundvergütung) oder EE-Gasanlagen (insbesondere Grubengas)	
Last	Nutzung von SLP, wenig Potential für Lastmanagement, aufwendigere Glättstellung: starke Schwankungen und viele Überschüsse (Nachtsenke)	Lastgangmessung, teilweise Potential für Lastmanagement, weniger Schwankung

Tabelle 1: Wesentliche Merkmale verschiedener Marktsegmente für das Grünstromprivileg, Quelle: Eigene Darstellung

Aspekte der Integration von Windenergie durch die Direktvermarktung			
		Marktprämie	Grünstromprivileg
Marktintegration	Abregelung bei negativen Preisen	ja, wenn Spotmarktpreis unter neg. Marktprämie Voraussetzung: Steuerbarkeit der Anlage	nur bei gleichzeitigem BLK-Überschuss
	Steuerung bei positiven Preisen	nein	
	Mehrkosten im Vergleich zur Festvergütung	Managementprämie, abzüglich Profilservicekosten der AusglMechV, abhängig von Einsparungen bei neg. Preisen	Abhängig von der durchschnittlichen EEG-Vergütung der Anlagen des GSP-Portfolios, eher höher als in Marktprämie
Systemintegration	Regionale Steuerung des Ausbaus	nein	nein
	Einfluss auf Anlagenwahl (Nabenhöhe, Rotor-Generator)	sehr gering / nicht ausschlaggebend	
	Verbesserung der Prognosegüte	mittelfristig zu erwarten / Anreiz vorhanden	
	Anreiz zu Lastmanagement	nein	ja, bei BLK-Überschuss, aber nicht durch übergeordnetes Marktsignal
	Teilnahme am Regelleistungsmarkt	ja, möglich; Umsetzung bei Windenergie noch schwierig	nein, kein Anreiz

Tabelle 2: Aspekte der Markt- und Systemintegration in der Direktvermarktung, Quelle: Eigene Darstellung



Wasser- und insbesondere der Windkraft – wurde dazu deutlich mehr Kapazität in das GSP aufgenommen. Der Wechsel ins GSP erfolgte i.d.R. durch Anlagen, die vom DV normalerweise in der Marktprämie vermarktet wurden. Falls die Einspeisung von 50 % der angestrebten Letztverbrauchermenge schon bereits vor Jahresende oder voraussichtlich sicher mit weniger Anlagen erreicht werden konnte, wurden in den verbleibenden Monaten Anlagen aus dem Grünstromprivileg herausgenommen und in der Marktprämie vermarktet. Bei absehbarer Nicht-Erfüllung der Anforderungen hätten hingegen zusätzliche Anlagen aus höheren Vergütungskategorien aus der Marktprämie (z.B. Biomasseanlagen oder Windenergieanlagen in der Anfangsvergütung) dazu genutzt werden können, die Quoten zu erfüllen. Insgesamt dominierte jedoch der Effekt, die Anlagen gegen Ende des Jahres in die Marktprämie zu überführen, wie der Jahresverlauf der gemeldeten Leistung in Abbildung 4 zeigt.

### Aspekte der Systemintegration

Ein wesentliches Ziel sowohl der MP und des GSP ist es, die Integration der EE in das bestehende Marktkonzept und Energiesystem zu verbessern. In Tabelle 2 sind einige der Eigenschaften beider Konzepte aufgelistet. Keines der Konzepte führt jedoch zu einer vollständigen Integration der Windenergie. Die Einspeisung von WEA wird im Fall positiver Spotmarktpreise nicht beeinflusst: Nach wie vor wird in diesem Fall produziert, wenn der Wind weht. Immerhin, bei negativen Preisen ist dies anders: Im Fall der Marktprämie lohnt ein Abschalten, sobald der negative Preis geringer als die negative Marktprämie ist. Voraussetzung ist, dass die Anlagen fernsteuerbar sind. Im GSP wird hingegen nur abgeregelt, wenn gleichzeitig eine Bilanzkreis-Überspeisung zu erwarten ist und Strom defizitär veräußert werden müsste. Zumindest hat der DV im GSP auch einen Anreiz bei hoher Windeinspeisung – auf Subsystemebene – Lastmanagement zu betreiben.

Im Hinblick auf die Verbesserung der Systemintegration ermöglicht die MP, dass Anlagen am Regelenergiemarkt teilnehmen – die nötigen Voraussetzungen und Bedingungen für die Teilnahme der Windenergie müssen jedoch noch geschaffen werden. Ein Anreiz zur Verbesserung der Einspeiseprognosen für WEA

ist in beiden Modellen vorhanden – die Umsetzung liegt dabei in den Händen der DV. Volkswirtschaftliche Kostenvorteile im Vergleich zur Festvergütung sind zu erwarten, wenn die Kosten der Vermarktung durch die Prognoseverbesserung sinken oder durch Abschaltungen bei negativen Preisen.

Wichtige weitere Anreize für eine bessere Integration durch erneuerbare Energien werden durch die bisherigen Möglichkeiten der DV jedoch nicht gesetzt. Hierzu zählen der Einsatz von Speichern (langfristig sinnvoll), eine regionale Steuerung des Ausbaus (netzstützend) oder ein Einfluss auf den Anlagentyp für eine Verstetigung der EE-Erzeugung. Für zukünftige Marktmechanismen besteht in diesen Bereichen sicherlich Nachholbedarf.

### Fazit

Für die Betreiber von Windenergieanlagen ist die DV lukrativ und die Beteiligung ist entsprechend hoch: Es ist absehbar, dass dieser Trend auch im Jahr 2013 anhält. Die enorme Beteiligung – insbesondere an der Marktprämie zeigt, dass für WEA-Betreiber an der DV derzeit kaum ein Weg vorbeiführt. Ggf. bringt die Absenkung der Managementprämie Unsicherheit in den Markt, ein starker Einbruch ist jedoch nicht zu erwarten. Es bleibt abzuwarten, ob die Auswirkung der Managementprämienverordnung zu einer geringeren Teilnahme oder zu einer Konsolidierung des Marktes führen wird.

Das Abschalten bei negativen Preisen, die Prognoseverbesserungen, die Teilnahme von Anlagen am Regelenergiemarkt sowie eine erhöhte Anzahl fernsteuerbarer WEA kann mittelfristig sowohl zu geringeren Kosten für die EEG-Umlage als auch zur Verbesserung des Erzeugungsmanagement führen. Klar ist jedoch auch, dass die DV kein Selbstzweck ist: Ähnliche Erfolge lassen sich ggf. auch durch Änderungen im Ausgleichsmechanismus erzielen. Vor allem: Für eine weitreichende Markt- und Systemintegration sehr hoher Anteile von Windenergie im Netz reicht die Wirkung der derzeitigen DV nicht aus. Hierfür muss vielmehr neu und ganzheitlich über ein sinnvolles Strommarktdesign nachgedacht werden.

### Literatur

BGBl (2012): Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz). EEG, vom 20.12.2012. Fundstelle: Bundesgesetzblatt, S. 2730.

BGBl (2012a): Managementprämienverordnung. MaPrV, vom 02.11.2012. Fundstelle: Bundesgesetzblatt (52), S. 2278.

CLENS (2012): Stellungnahme zum Entwurf einer Verordnung über die Höhe der Managementprämie für Strom aus Windenergie und solarer Strahlungsenergie. Clean Energy Sourcing. Online verfügbar unter [www.clen.eu](http://www.clen.eu), zuletzt geprüft am 16.01.2013.

Gawel, Erik; Purkus, Alexandra (2012): Die Marktprämie im EEG 2012: Ein sinnvoller Beitrag zur Markt- und Systemintegration erneuerbarer Energien? In: Z Energiewirtschaft.

ISI/WES (2012): Anpassungsbedarf bei den Parametern des gleitenden Marktprämienmodells im Hinblick auf aktuelle energiewirtschaftliche Entwicklungen. Online verfügbar unter [www.erneuerbare-energien.de](http://www.erneuerbare-energien.de), zuletzt aktualisiert am 16.01.2013.

IWES (2012): Windmonitor. Ausbau Onshore in Deutschland. Fraunhofer Institut für Windenergie- und Energiesystemtechnik. Online verfügbar unter <http://www.windmonitor.de/>, zuletzt geprüft am 16.01.2013.

Statkraft (2013): Statkraft entlastet Stromkunden um 11 Millionen Euro. Pressemitteilung. Online verfügbar unter <http://www.statkraft.de/presse/pressemitteilungen/statkraft-entlastet-stromkunden-um-11-millionen-euro.aspx>.

ÜNB (2012): Anlagenstammdaten der Direktvermarktung. Übertragungsnetzbetreiber. Online verfügbar unter <http://www.eeg-kwk.net/de/Monatsprognosen.htm>, zuletzt geprüft am 16.01.2013.

ÜNB (2012a): Direktvermarktung nach § 33b EEG im Jahr 2012 Übertragungsnetzbetreiber. Online verfügbar unter <http://www.eeg-kwk.net/de/Monatsprognosen.htm>, zuletzt geprüft am 16.01.2013.

ÜNB (2012b): EEG-Jahresabrechnung 2011. Übertragungsnetzbetreiber. Online verfügbar unter [https://www.eeg-kwk.net/de/EEG\\_Jahresabrechnungen.htm](https://www.eeg-kwk.net/de/EEG_Jahresabrechnungen.htm), zuletzt geprüft am 16.01.2013.

ÜNB (2012c): EPEX-SPOT Stundenkontrakte. Übertragungsnetzbetreiber. Online verfügbar unter <https://www.eeg-kwk.net/de/EPEX-SPOT-Stundenkontrakte.htm>, zuletzt geprüft am 16.01.2013.

WINDENERGIE REPORT DEUTSCHLAND 2012



# SYSTEMDIENSTLEISTUNGEN DURCH WINDENERGIE

Prof. Dr. Lutz Hofmann, Sebastian Stock,  
Mariano Faiella, Lothar Löwer

## Einleitung

Die große Menge installierter Windleistung im deutschen und europäischen Stromnetz führt immer mehr dazu, dass konventionelle thermische Kraftwerke vom Markt verdrängt werden. Der Wegfall dieser Kraftwerke bedeutet aber auch, dass das Netz rotierende Massen, die zur Frequenzstützung im Störfall beitragen, sowie Kraftwerke, die Blindleistung zur Spannungshaltung zur Verfügung stellen und am Netzengpassmanagement teilhaben, verliert. Deshalb müssen andere Erzeuger wie z. B. On- und Offshore-Windkraftanlagen die Verantwortung für diese Systemdienstleistungen zukünftig übernehmen, um die Stabilität des Netzes zu gewährleisten. In diesem Beitrag werden fortschrittliche Regelungstechniken vorgestellt, die eine Verbesserung des Netzbetriebs durch Windparkcluster (inklusive Offshore-Windparks) ermöglichen. Dabei müssen insbesondere Windprognosen berücksichtigt werden, um mit den Windparks System- und Netzdienstleistungen in der nahen Zukunft bereitstellen zu können.

## Der Netzbetrieb heute

Die heutigen Übertragungs- und Verteilnetze basieren auf dem Konzept einer zentralisierten Erzeugungsstruktur. Die Standorte der Kraftwerke orientieren sich vor allem nach der Verfügbarkeit von Primärenergieträgern und der Nähe zu den Verbrauchern [1]. Abbildung 1 zeigt die klassische Netztopologie auf den verschiedenen Spannungsebenen in Deutschland.

Der immense Ausbau der erneuerbaren Energieträger wie Photovoltaik oder Windenergie führt dazu, dass ein großer Anteil der Leistung in der Mittel- und Niederspannungsebene installiert ist. Das führt in Starkwindzeiten dazu, dass ganze Verteilnetze plötzlich zu Stromerzeugern werden. Es entstehen umgekehrte Leistungsflüsse bis hinauf in die Höchstspannungsebene (380 kV und 220 kV). Daraus entstehen Engpass- und Spannungshaltungsprobleme sowie weitere Herausforderungen durch die Verdrängung der konventionellen thermischen Kraftwerke.

Aus dieser Transformation des elektrischen Energiesystems können zwei wichtige Aspekte gefolgert werden:

1. Die Netzstruktur muss auf allen Spannungsebenen an die neuen Bedingungen angepasst werden und
2. Erneuerbare Energieerzeuger müssen die Aufgaben der bisherigen, konventionellen Kraftwerke wie z. B. die Bereitstellung von Systemdienstleistungen übernehmen.

## Windpark Cluster Management System (WCMS)

Die geografisch verteilten On- und Offshore-Windparks werden zu Clustern zusammengefasst, welche sich über mehrere Spannungsebenen erstrecken können und mehrere gemeinsame Netzanschlusspunkte (Points of common coupling, PCC) haben. Diese Cluster unterstützen die Netzführung, indem sie Systemdienstleistungen bereitstellen. Das geschieht unter Berücksichtigung der Netzbetriebsmittel zwischen den Windparks und bezieht Windvorhersagedaten unterschiedlicher zeitlicher Auflösung mit ein. Mit dem WCMS kann auf der Ebene der Übertragungsnetzbetreiber ein überregionales Energiemanagement für die Steuerung und Regelung von Wirk- und Blindleistungseinspeisung von räumlich verteilten Windparks erreicht werden, indem die Regeleinrichtungen der einzelnen Parks mit einbezogen werden. Dafür sind verlässliche Informations- und Kommunikationssysteme erforderlich. Das WCMS betreibt einen Cluster nach den Erfordernissen des Übertragungs- oder 110-kV-Netzes und unterstützt so den Netzbetreiber. Nicht steuerbare Windparks in einem Windparkcluster werden durch steuerbare Einheiten kompensiert.

Folgende grundlegenden Betriebsarten für Windparkcluster sind möglich:

- Wirkleistungsregelung zur Begrenzung der Einspeisung des gesamten Clusters;
- Erstellung von Fahrplänen für die Wirkleistungseinspeisung, um eine Kontinuität in der Planung zu erreichen;
- Bereitstellung von Blindleistung zur Spannungshaltung anhand einer angegebenen PQ-Kennlinie vergleichbar mit konventionellen Kraftwerken;
- Bereitstellung von Regelleistung, um Abweichungen zwischen Wind- und Lastvorhersagen und tatsächlich auftretender Wirkleistungseinspeisung auszugleichen;
- Bereitstellung von primärer und sekundärer Regelleistung;
- Beiträge zum Engpassmanagement.

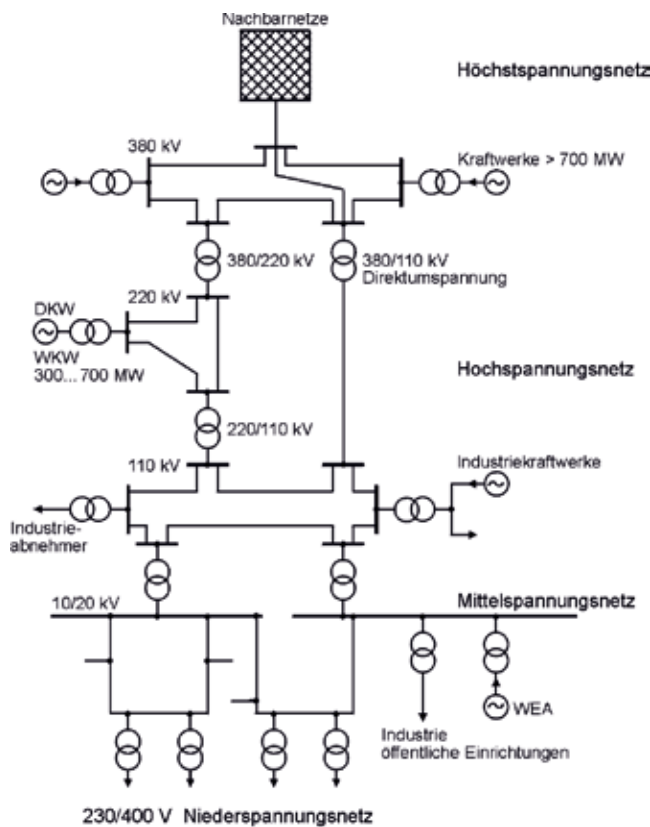


Abbildung 1: Darstellung der Struktur des deutschen Stromnetzes [2]

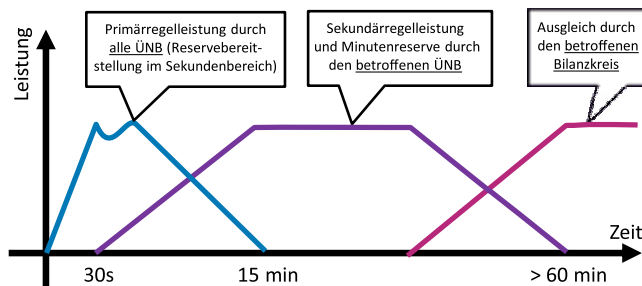


Abbildung 2: System zur Frequenzregelung [4]

Bei all diesen Systemdienstleistungen wird die Leistungsprognose aller Windparks eines Clusters berücksichtigt. Gemäß den gültigen Netzanschlussrichtlinien werden bisher nicht alle Systemdienstleistungen von den Windparks gefordert. In der Zukunft könnten diese Funktionen für das Netz allerdings nachgefragt werden. Im Folgenden wird ein kurzer Überblick über einzelne Betriebsarten für die Bereitstellung von Systemdienstleistungen gegeben.

**Wirkleistungsbegrenzung und Einspeisefahrpläne.**

Im Betriebsmodus „Wirkleistungsregelung“ sorgt das WCMS dafür, dass die Wirkleistungseinspeisung des gesamten Clusters während einer bestimmten Zeitspanne nahe oder unter einem bestimmten Wert bleibt. Zudem wird ein Fahrplan für alle Windparks des Clusters auf Basis der Windvorhersagen berechnet, so dass die eingespeiste Wirkleistung den geforderten Wert erreicht.

**Regelleistungsbereitstellung.**

In einem elektrischen System müssen die Energieerzeugung und der Energieverbrauch ständig ausgeglichen sein. Dafür wird positive oder negative Regelleistung benötigt, die kurzfristig in Anspruch genommen werden kann, um Abweichungen auszugleichen. Die Regelleistung wird in Deutschland und in den meisten anderen Ländern nach dem Zeitpunkt und der Dauer der Bereitstellung in primäre, sekundäre und tertiäre Regelleistung unterschieden (vgl. Abbildung 2) [3].

Wegen des stochastischen Verhaltens von Windparks wird zusätzliche Regelleistung benötigt, wenn Windleistung in einer Regelzone installiert ist [5]. Für Abweichungen bezüglich der Windleistungseinspeisung wird hauptsächlich sekundäre und tertiäre Regelleistung benötigt [6]. In der Zukunft werden Windkraftanlagen selbst Regelleistung bereitstellen müssen. Um positive Regelleistung vorzuhalten, muss die Leistung dann dauerhaft um einen bestimmten Wert unterhalb der maximal möglichen Leistung liegen.

In manchen Ländern (z. B. Dänemark) ist nach den Netzanschlussrichtlinien ein Betrieb, wie Abbildung 3 zeigt, vorgesehen. Mehrere Regelungsstrategien und -möglichkeiten von

Windparks, wie die leistungsbegrenzte Fahrweise, das konstante Einhalten eines Leistungsfaktors, eines Blindleistungswerts oder eines Spannungssollwerts hinsichtlich eines Netzanschlusspunkts, wurden mit real existierenden Windparkclustern [8] in Portugal bereits getestet.

**Spannungsregelung.** Windenergieanlagen können die Spannung an ihren Netzanschlusspunkten im Normalbetrieb beeinflussen, indem sie ihre Blindleistungsfahrweise ändern. So sind in den Netzanschlussrichtlinien Betriebsbereiche (PQ-Diagramme) bezüglich ihres Netzanschlusspunktes angegeben, die von einer Anlage erreicht werden müssen. Die in Deutschland gültigen Anforderungen sind in Abbildung 5 dargestellt.

Die Betriebsart „Spannungsregelung“ kann verwendet werden, um einen bestimmten Anteil von Blindleistung mit dem Windparkcluster zu erzeugen, um damit die Spannungshaltung im Netz zu unterstützen. Für jeden Windpark wird die Information benötigt, ob und in welcher Menge er Blindleistung bereitstellen kann. Dies wird anhand der Erzeugungs- und Bedarfsvorhersagen auch für zukünftige Zeiträume bestimmt. Für jeden Netzknoten und jeden Zeitschritt wird das resultierende PQ Diagramm in der Auflösung der Vorhersagedaten errechnet. Mit diesen Informationen kann das WCMS den erforderlichen Blindleistungsanteil für jeden Windpark, der zur Unterstützung der Spannungshaltung im Netz notwendig ist, bestimmen und die dafür notwendigen Sollwerte an die Windparks senden.

Da Höchst- und Hochspannungsnetze vermascht sind, gibt es keinen linearen Zusammenhang zwischen Blindleistungsfluss und den Netzknotenspannungen, so dass die richtigen Sollwerte für das jeweilige Netz in einem Iterationsverfahren errechnet werden. Dabei müssen die Spannungen aller Netzknoten innerhalb zulässiger Spannungsbänder liegen und Engpässe, zum Beispiel bei Leitungen oder Transformatoren, ausgeschlossen werden [10].

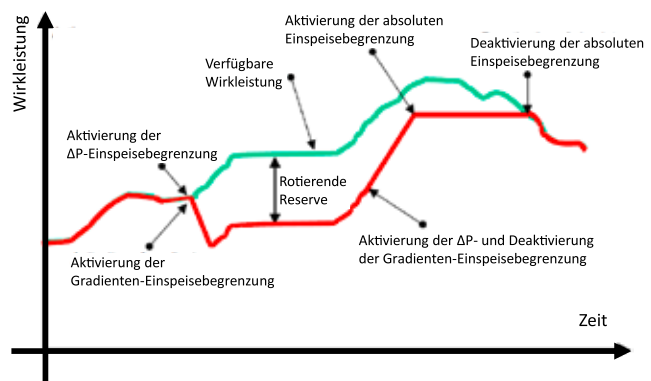


Abbildung 3: Mögliche Wirkleistungsbegrenzungen im dänischen Grid-Code [7]



Abbildung 4: Windparkcluster "Pinhal Interior", Portugal bei einem Test des WCMS, Quelle: IWES

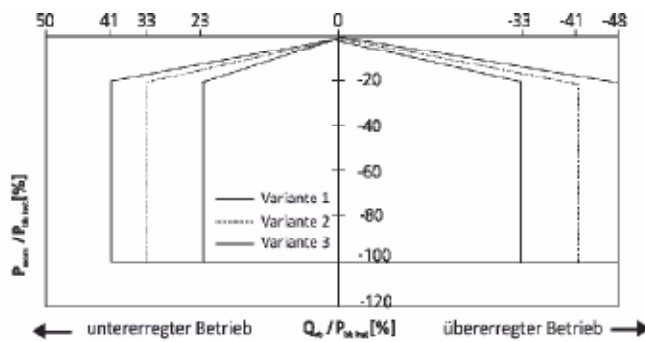


Abbildung 5: PQ-Diagramm einer Windkraftanlage am Netzan-schlussknoten im Verbraucherschlupfsystem, Varianten 1-3, [9]

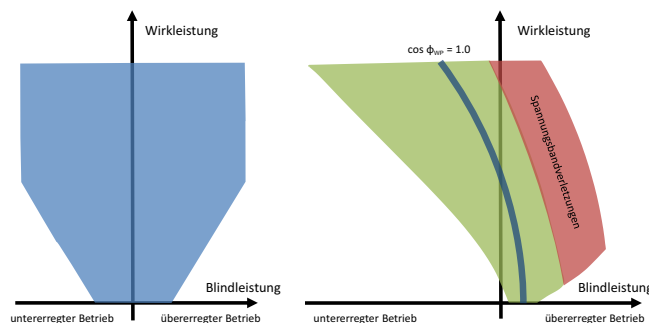


Abbildung 6: PQ-Diagramm der RAVE Netzintegration bei beiden PCCs: offshore und onshore

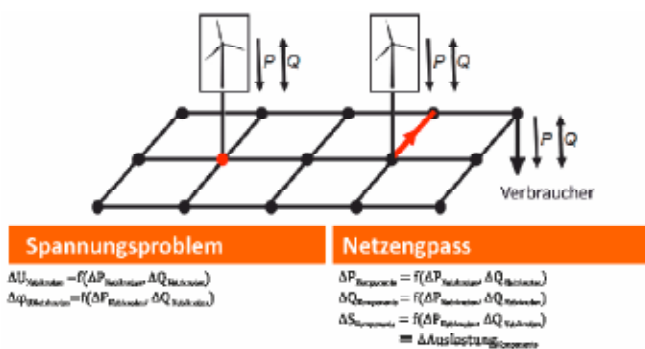


Abbildung 7: Berechnung von Beeinflussungsfaktoren, um aktuelle und zukünftige Probleme zu lösen (basierend auf Vorhersagedaten)

**Engpassmanagement.** In einigen Regionen mit viel installierter Windleistung, etwa in Norddeutschland, in denen die Erzeugungskapazität den lokalen Verbrauch übersteigt, kann es zu Netzengpässen bei hoher Windenergieeinspeisung kommen. Deshalb ist eine ständige Analyse der Netzstruktur und der Lastflüsse erforderlich.

Hierfür werden mehrere Netzberechnungen mit den Parametern der Netzkomponenten durchgeführt. Mit diesen Berechnungen kann festgestellt werden, ob Engpässe oder Spannungsbandverletzungen bestehen oder drohen, wobei der aktuelle Netzzustand oder (n-1)-Kriterien herangezogen werden können.

Insbesondere werden in Abhängigkeit vom aktuellen Netzzustand Einflussfaktoren berechnet (siehe Abbildung 7), die z. B. die Zusammenhänge zwischen der Einspeiseleistung eines bestimmten Windparks und der Auslastung der Leitungen abbilden. Auf diese Weise werden die Erzeuger oder Verbraucher, mit denen maßgeblich Einfluss auf die Lösung eines bestehenden oder drohenden (unter Berücksichtigung der Vorhersagedaten) Engpass- oder Spannungsproblems genommen werden kann, identifiziert.

### Zusammenfassung

Angesichts der steigenden Zahl von Windparks in den Stromnetzen, dem kommenden Ausbau der Offshore-Windenergie und der Verdrängung konventioneller thermischer Kraftwerke wird ein intelligentes, überregionales Managementsystem für Windenergie immer wichtiger.

Das WCMS des Fraunhofer IWES setzt die erneuerbaren Stromerzeuger direkt ein, um zusätzliche Systemdienstleistungen für das Netz anzubieten. Dies wurde unter anderem im Projekt RAVE Netzintegration vorgestellt. Im Ergebnis können Erzeugungsanlagen in ganzen Netzbereichen verwendet werden, um zur Regelung von Spannung und Frequenz in vermaschten Netzen, ggf. über Spannungsebenen hinweg, beizutragen, um Netzengpässe zu vermeiden oder um Regelleistung bereitzustellen.

Selbstverständlich ist eine Kommunikation zwischen den einzelnen Komponenten des Netzes eine grundlegende Voraussetzung, wie die übergeordnete Regelungsstrategie. Fortschrittliche Regelungsansätze sowie Software-Lösungen befinden sich hierfür in der Entwicklung.

### Literatur

- [1] B. R. Oswald, Elektrische Kraftwerke und Netze, Heidelberg: Springer, 2011.
- [2] L. Hofmann, „Systemdienstleistungen von Windparkclustern,“ Kassel, 2011.
- [3] ENTSO-E, Operation Handbook: Part 1.
- [4] Amprion GmbH, „Procurement of control power and energy in Germany,“ 2012. [Online]. Available: <http://www.amprion.net/en/control-energy>. [Accessed 10 05 2012].
- [5] Lennart Söder, Lutz Hofmann, et. al., „Experience from wind integration in some high penetration areas,“ IEEE TRANSACTIONS ON ENERGY CONVERSION, vol. 22, no. No 1, p. 9, 2007.
- [6] O. Brückl, Wahrscheinlichkeitstheoretische Bestimmung des Regel- und Reserveleistungsbedarfs in der Elektrizitätswirtschaft, Aachen: Dissertation, 2006.
- [7] E. DK, Technical regulation 3.2.5 for wind power plants with a power output greater than 11 kW, Kopenhagen, 2010.
- [8] A. J. Gesino, Power reserve provision with wind farms, Kassel: Kassel University Press GmbH, 2011.
- [9] A. Müfit, et.al., „Overview of Recent Grid Codes for Wind Power Integration,“ International Conference on Optimization of Electrical and Electronic Equipment, pp. 1152-1160, 2010.
- [10] S. Stock et.al., „Improving Grid Integration of Wind Energy Power Plants,“ in DEWEK, Bremen, 2012.
- [11] VDN, German Transmission Code 2007, 2007.
- [12] M. Mansour and I. Syed M., „Review of international grid codes for wind power integration: Diversity, technology and a case for global standard,“ Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 16, pp. 3876-3890, 2012.
- [13] A. Schwab, Elektroenergiesysteme, Heidelberg: Springer, 2007.
- [14] Luther, EON Netz, „Technische und betriebliche Aspekte für den Netzanschluss von Windenergieanlagen,“ DEWI Magazin, no. 19, pp. 14-22, 2001.
- [15] Bundesregierung, Systemdienstleistungsverordnung (SDLWindV), 2009.
- [16] Centre for Energy Research, „Electricity from renewable energies,“ Zentrum für Energieforschung ZES (Centre for Energy Research), Stuttgart, 2003.
- [17] S. Probert and S. Nutt, „Generator Fault Ride Through (FRT) Investigation. Stage 1. Literature Review,“ TRANSPower New Zealand Ltd, 2009.
- [18] European Wind Energy Association – EWEA, „Wind in power: 2011 European statistics,“ EWEA, 2012.
- [19] RAVE, „RAVE – Research at Alpha Ventus,“ Fraunhofer, 2012. [Online]. Available: [www.rave-offshore.de](http://www.rave-offshore.de). [Accessed 11 07 2012].
- [20] TWENTIES, „TWENTIES Transmitting Wind,“ 2010. [Online]. Available: <http://www.twenties-project.eu>. [Accessed 11 07 2012].
- [21] REServices Project, „REServices – Economic grid support from variable renewables,“ REServices Project, 08 2012. [Online]. Available: <http://www.reservices-project.eu/>. [Accessed 31 08 2012].





# WEITERBETRIEB VON WINDENERGIEANLAGEN

Jürgen Holzmüller

## Einleitung

In den einschlägigen Richtlinien (DIBT-Richtlinie / DIN EN 61400-1) werden an den Entwickler einer Windenergieanlage folgende Forderungen gestellt: „Die Entwurfslebensdauer der Anlage ist mit mindestens 20 Jahren anzunehmen“. In der Regel werden Windenergieanlagen im Onshore-Bereich für eine Betriebsdauer von exakt 20 Jahren bemessen, denn jede Entwurfslebensdauer größer als 20 Jahre würde die Herstellungskosten und damit die Verkaufspreise erhöhen.

Die Entwurfslebensdauer ist eine theoretische Annahme und wird auch als geplante Nutzungsdauer bezeichnet. Für diese Dauer wurden die Nachweise der Tragfähigkeit und Gebrauchstauglichkeit durchgeführt. Nach Ablauf der geplanten Nutzungsdauer besteht in der Regel ein Interesse daran, diese Windenergieanlage auch über die geplante Nutzungsdauer hinaus weiter zu betreiben und zu nutzen. Rückbau und Verschrottung nach Erreichen der geplanten Nutzungsdauer steht im Widerspruch zu einer nachhaltigen Nutzung.

Ein Weiterbetrieb ist aber einerseits nur dann zu tolerieren, wenn ein sicherer Betrieb auch innerhalb der Restnutzungsdauer gewährleistet ist und kann andererseits auch nur dann gewünscht sein, wenn die erzielten Erträge die Kosten für Betrieb und Instandhaltung übersteigen. Die Abbildung 1 beschreibt anschaulich die Zeiträume, die nach Eurocode 1 in diesem Zusammenhang eine Rolle spielen.

## Aspekte innerhalb der Restnutzungsdauer

Für den Betrieb einer Anlage in der Zeitperiode der Restnutzungsdauer sind verschiedene Aspekte zu bedenken:

**Behördliche und juristische Aspekte.** Schon heute enthalten Baugenehmigungen in der Regel eine Auflage, wonach ein Weiterbetrieb nach Ablauf der geplanten Nutzungsdauer durch ergänzende Nachweise zur Standsicherheit und Gebrauchstauglichkeit der jeweiligen Anlage abgesichert werden muss. Es muss für die Zukunft davon ausgegangen werden, dass ein Nachweis in jedem Fall zu führen ist. Es besteht der behördliche Grundsatz der Gefahrenabwehr. Aus heutiger Sicht nicht auszuschließen sind daher mögliche derzeit noch unbekannt

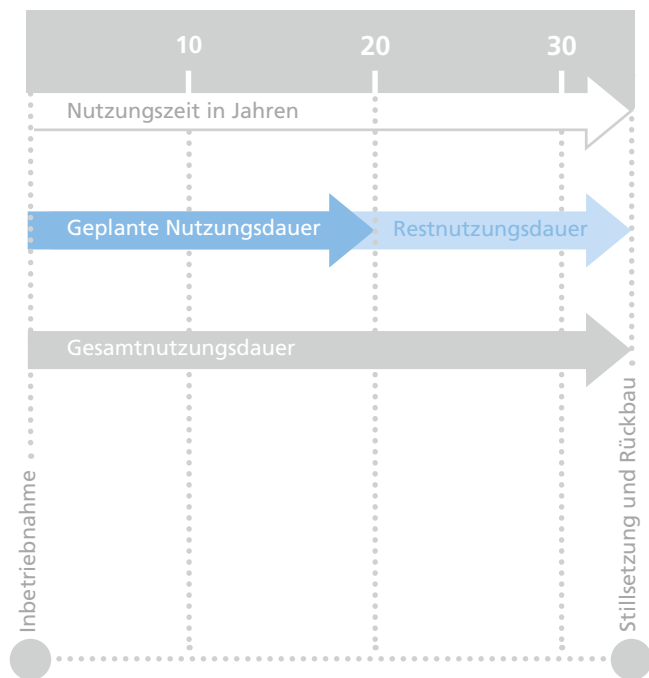


Abbildung 1: Schematische Darstellung der Gesamtnutzungsdauer einer WEA

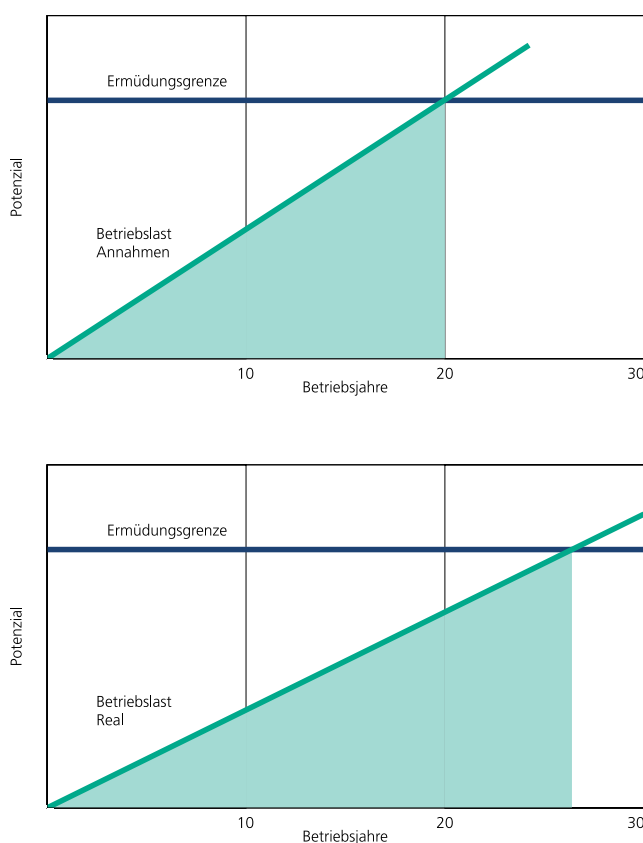


Abbildung 2: Prinzip der Ermüdung

Forderungen der zuständigen Genehmigungsbehörden zur Absicherung der Restnutzungsdauer, die dann natürlich auch mit Kosten verbunden sein werden. Pacht- und Nutzungsverträge sind zuweilen nur für die Periode der geplanten Nutzungsdauer abgeschlossen. Es ist in jedem Einzelfall zu klären, ob die relevanten Verträge unbeschränkt für die Gesamtnutzungsdauer gelten.

**Technische Aspekte.** Ein Weiterbetrieb ist nur dann zu tolerieren, wenn ein sicherer Weiterbetrieb auch innerhalb der Restnutzungsdauer gewährleistet ist. Derzeit werden entsprechende Verfahren und Richtlinien entwickelt, um einen Weiterbetrieb für die Anlagen zu ermöglichen, die bereits das 20. Betriebsjahr erreicht haben bzw. in Kürze erreichen werden. Langfristig werden diese Verfahren natürlich auch für Anlagen zur Verfügung stehen, die das Ende der geplanten Nutzungsdauer erst in einigen Jahren bzw. in ferner Zukunft erreichen werden.

**Wirtschaftliche Aspekte.** Zu Beginn und innerhalb der Restnutzungsdauer werden zusätzliche Kosten für Nachweisverfahren, engmaschige Überwachung, ggf. Installation von Monitoringsystemen und möglicherweise auch für Ertüchtigungsmaßnahmen einzelner Bauteile entstehen. Die Einnahmesicherheit wird sich mit Beginn der Restnutzungsdauer für die Anlagen verringern, die heute in Betrieb genommen werden, da diese Anlagen nach EEG die Mindestvergütung lediglich für 20 Jahre garantiert erhalten.

**Potenziale für eine Laufzeitverlängerung**

Mit sehr hoher Wahrscheinlichkeit wird die Periode der Gesamtnutzungsdauer einer Windenergieanlage länger sein als die Entwurfslebensdauer. Erste Erfahrungen zeigen, dass eine Verlängerung durchaus möglich ist.

Der theoretische Ermüdungsnachweis für die Windenergieanlagen basiert auf folgenden allgemeinen Randbedingungen:

- Technische Verfügbarkeit der Anlagen von 100 %
- Mittlere Windgeschwindigkeit entsprechend Windklasse nach DIN IEC 61400 bzw. Windlastzone nach DiBt-Richtlinie.
- Turbulenzklasse nach DIN IEC 61400
- 20 Jahre lang gleich bleibende Lasteinwirkung

Bei Berechnung angenommene mittlere Windgeschwindigkeit über 20 Jahre	Tatsächliche mittlere Windgeschwindigkeit am Standort über 20 Jahre	Verlängerungspotenzial nach 20 Betriebsjahren in Monaten bzw. Jahren
Windlastzone 3	Windlastzone 3	Kein Verlängerungspotenzial
Windlastzone 3	Windlastzone 2	ca. 3 bis 6 Jahre
Windlastzone 3	Windlastzone 1	wahrscheinlich > 10 Jahre

Tabelle 1: Einfluss der mittleren Windgeschwindigkeit auf Nutzungsdauer

Mit der theoretischen Berechnung ist quasi eine Einhüllende oder ein maximales Lastkollektiv definiert. Wird eine Anlage tatsächlich an einem Standort mit geringeren mittleren Windgeschwindigkeiten oder geringeren Turbulenzen betrieben oder weist eine Anlage eine geringere Verfügbarkeit auf, wirken entsprechend geringere Betriebslasten auf die Bauteile ein. Wenn Bauteile innerhalb der ersten 20 Jahre in der Realität geringer belastet werden als bei der theoretischen Berechnung angenommen, sind diese nach den ersten 20 Jahren eben noch nicht ermüdet, ein Weiterbetrieb ist dann aus technischer Sicht möglich. Der Weiterbetrieb kann so lange ausgedehnt werden, bis die Bauteile schließlich und tatsächlich ihre Ermüdungsgrenze erreichen. Die Abbildung 2 soll dies verdeutlichen.

Im Folgenden einige überschlägige Abschätzungen, mit welchen Zeithorizonten für einen Weiterbetrieb im Allgemeinen gerechnet werden kann:

Sofern eine Anlage eine geringere technische Verfügbarkeit als 100 % aufweist, entstehen Stillstandzeiten mit sehr geringen bzw. vernachlässigbaren Ermüdungslasten. Wäre eine Anlage über 20 Jahre zu 100 % verfügbar, würde diese Anlage nach 20 Jahren 175 200 Betriebsstunden aufweisen. Ist eine Anlage tatsächlich aber nur 95 % verfügbar, weist diese Anlage nach 20 Jahren nur 166 440 Betriebsstunden auf. Es besteht somit ein Verlängerungspotenzial bei der Betriebszeit im Umfang von ca. 12 Monaten.

Sofern am tatsächlichen Standort geringere mittlere Windgeschwindigkeiten vorherrschen als die bei der Berechnung des Anlagentyps angenommen, dann werden die Bauteile insgesamt weniger Lasten ausgesetzt. Somit reduziert sich auch die Ermüdung dieser Bauteile. Eine überschlägige Abschätzung ergibt die in Tabelle 1 dargestellten Potenziale für eine Verlängerung der Betriebszeit.

Wenn also Anlagen jeweils für Standorte in Windlastzone 3 nachgewiesen sind, steht für alle Standorte in Windlastzone 2 oder in Windlastzone 1 grundsätzlich ein nennenswertes Potenzial zur Verfügung für eine Verlängerung der Betriebszeit.



Windlastzone	Windgeschwindigkeit
1	22,5 m/s
2	25,0 m/s
3	27,5 m/s
4	30,0 m/s

Quelle: DIN 1055-4: 2005-03

Abbildung 3: Windlastzonen in Deutschland /DIN1055-4:2005-03/

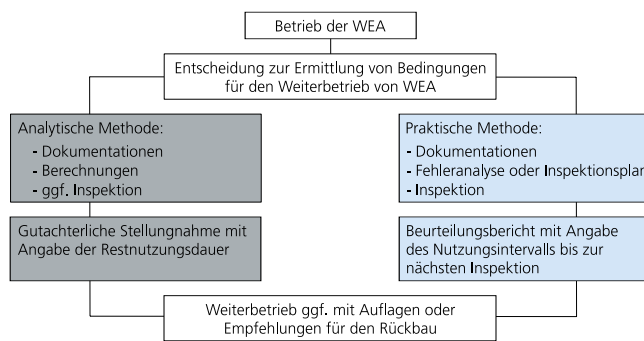


Abbildung 4: Auszug aus der Richtlinie des Germanischen Lloyd zum Weiterbetrieb von Windenergieanlagen, Ausgabe 2009

Turbulenzen haben einen Einfluss auf die Ermüdung der Windenergieanlagen: Je höher die Turbulenzen, umso höher die Ermüdung. In der Regel sind Windenergieanlagen für das höchste Turbulenzniveau nachgewiesen, denn nur dadurch ist gesichert, dass die Anlagen an jedem beliebigen Standort in der BRD errichtet werden können. Mit Sicherheit werden nicht alle Anlagen mit dem höchsten Turbulenzgrad belastet, insofern gibt es bei sehr vielen Anlagen eine Reduzierung der Ermüdung. Im Falle der Turbulenz spielt die Nabhöhe und die Windparkkonfiguration eine Rolle, insbesondere die Erhöhungen von Turbulenzen durch vorgelagerte Windenergieanlagen müssen berücksichtigt werden.

Eine quantitative Berechnung von Potenzialen kann nur individuell für jeden Standort unter Berücksichtigung der örtlichen Turbulenz und Situation erfolgen. Da die zuvor dargestellten Verlängerungspotenziale auf verschiedenen Wirkprinzipien beruhen, können die jeweils ermittelten Verlängerungsperioden kumuliert werden. Drei Fallbeispiele zeigen die Möglichkeiten auf:

Fallbeispiel 1:

Eine WEA – nachgewiesen für Windlastzone 3 – ist an einem Standort in Windlastzone 2 zusammen mit zwei anderen Anlagen errichtet worden. Die drei Anlagen stehen in einer Reihe und sind quer zur Hauptwindrichtung ausgerichtet, die Standort-Turbulenz liegt im mittleren Bereich. Die Anlage erreicht nach 20 Jahren eine durchschnittliche Verfügbarkeit von 97 %. Eine überschlägige Kalkulation ergibt eine Zeitspanne von ca. 4 bis 7 Jahre für eine Betriebszeitverlängerung.

Fallbeispiel 2:

Eine WEA – nachgewiesen für Windlastzone 3 – ist an einem Standort in Windlastzone 1 als Einzelanlage errichtet worden. Die Umgebung ist relativ eben, die Standort-Turbulenz ist gering. Die Anlage erreicht nach 20 Jahren eine durchschnittliche Verfügbarkeit von 95 %. Insgesamt kann eine Betriebszeitverlängerung von mehr als 10 Jahren in Betracht gezogen werden.

Fallbeispiel 3:

Eine WEA – nachgewiesen für Windlastzone 3 – ist an einem Standort in Windlastzone 3 in Hauptwindrichtung in der vier-

ten Reihe eines Windparks errichtet worden. Die Umgebung ist komplex, es handelt sich um einen Standort mit relativ hoher Turbulenz. Die Anlage erreicht nach 20 Jahren eine durchschnittliche Verfügbarkeit von 98 %. Insgesamt wäre eine Betriebszeitverlängerung von einigen Monaten realistisch.

### Maßnahmen zur Absicherung der Restnutzungsdauer

Da die Windenergieanlagen in der Regel auf 20 Jahre Betrieb ausgelegt und berechnet sind, muss bei einem Weiterbetrieb der Anlage nach 20 Jahren eine Absicherung erfolgen, um Gefährdungen für die Umwelt auszuschließen. Dabei ist zu berücksichtigen, dass eine Verlängerung der Betriebsdauer für das Serienprodukt nicht möglich ist, jeder Nachweis muss individuell für jede einzelne Anlage geführt werden. Dies gilt selbst für Anlagen, die zusammen in einem Windpark stehen. Abbildung 4 zeigt, welche Aktivitäten nach dem aktuellen Stand der Technik erforderlich sind.

Unter analytischen Methoden werden Berechnungsverfahren verstanden, mit denen zunächst die vorhandene Schädigung ermittelt wird und daraufhin die Restnutzungsdauer abgeschätzt werden kann, wenn die vorhandene Schädigung die nachgewiesene Schädigung noch nicht erreicht hat. Dazu zählen Methoden, wie sie zuvor beschrieben wurden.

Bei der praktischen Methode werden die Ist-Zustände der Bauteile durch Inspektionen erfasst und eventuelle Gefährdungen durch eine Fehleranalyse bewertet. Ein Weiterbetrieb der Anlage ist nur dann möglich, wenn durch die Fehleranalyse und die Inspektionen Gefährdungen ausgeschlossen werden können.

Da sowohl die analytische Berechnung als auch die praktische Methode wertvolle Informationen für einen Weiterbetrieb der Windenergieanlage über die geplante Nutzungsdauer hinaus liefern, wird in der überarbeiteten DIBT-Richtlinie (zukünftig maßgebend für Tragwerke) die Anwendung beider Methoden vorgeschrieben.

Neben den analytischen Nachweisen von bestehenden Verhältnissen können ersatzweise auch Maßnahmen zur Ertüchtigung

von Komponenten bzw. ergänzende Maßnahmen zur Online-Erfassung von Anlagenzuständen durchgeführt werden:

- Unter Ertüchtigung sind bauliche Maßnahmen zu verstehen, die eine Tragfähigkeitsverbesserung und damit eine Verlängerung der Nutzungsdauer beinhalten.
- Durch eine kontinuierliche Zustandserfassung von Bauteilen über Sensoren (Monitoring) schon innerhalb der geplanten Nutzungsdauer kann bei gegebener Tragfähigkeit eine genauere Vorhersage des tatsächlichen Versagenszeitpunktes erfolgen als bei der rein theoretischen Betrachtungsweise.

### Ausblick

Die Frage der Betriebszeitverlängerung über die geplante Nutzungsdauer hinaus wird im Bereich der Windenergie erst seit wenigen Jahren diskutiert und bearbeitet, und insofern sind die zur Verfügung stehenden Richtlinien, Informationen und Prozeduren mit Sicherheit noch nicht ausgereift. Es wird in der Zukunft hier weitere Forschungsergebnisse geben, die zu bedeutsamen Prozess-Änderungen führen können.

Mit dem heutigen Wissensstand ist es noch nicht möglich, die Gesamtnutzungsdauer von Windenergieanlagen mit einer hohen Eintrittswahrscheinlichkeit vorherzusagen, insofern handelt es sich bei den vorgestellten Ergebnissen um grobe Abschätzungen. Hier werden sich erst in den kommenden Jahren Erfahrungen ansammeln, die eine Verbesserung der Vorhersagemodelle nach sich ziehen werden.

Im technischen Bereich wird derzeit das Lebensdauer-Monitoring für Windenergieanlagen entwickelt. Dieses System wird zur exakten Erfassung von realen Lastwechseln und den daraus resultierenden Schädigungen eingesetzt. Damit steht in naher Zukunft ein Prognoseinstrument für die Dauer der Restnutzungszeit zur Verfügung. Aus heutiger Sicht wird dies bei vielen Anlagen zu einer deutlichen Verlängerung der Betriebsdauer bei gleichzeitiger Vermeidung von Ertüchtigungskosten führen.



# NEUE ANSÄTZE IN DER ROTORENTWICKLUNG

Dr. Arno van Wingerde

## Einleitung

Windenergieanlagen werden immer größer, sowohl an Land als auch auf See. Viele Menschen, und besonders Ingenieure, neigen zu der Annahme, dass in der Windbranche das Motto "je größer desto besser" gilt. Diese Annahme kann eine unbewusste Motivation für das rasante Wachstum der Windbranche sein. Der Wunsch nach einem herausragenden Produkt gemäß dem Motto "wir haben die Größte, darum sind wir die Besten" könnte die Entwicklung zu immer größeren Windenergieanlagen vorangetrieben haben. Ein Hersteller, der keine 5-MW Anlage in seiner Produktpalette aufweisen kann, muss damit rechnen, dass seine Leistungsfähigkeit angezweifelt wird und er sich dafür rechtfertigen muss. Es hat bisher mehrere Ansätze zur Optimierung von Windenergieanlagen aus einer rein wirtschaftlichen Sichtweise gegeben. Daraus werden hier einige Aspekte mit besonderem Schwerpunkt auf die Rotorblätter dargestellt.

## Kommt es wirklich auf die Größe an?

### Größere Rotorblätter bei gleicher Leistung

Ein relativ neuer Trend bei Windenergieanlagen ist es, größere Rotorblätter bei gleichbleibender Nennleistung einzusetzen. Das scheint auf den ersten Blick kontraproduktiv: Wieso sollten die Rotorblätter verlängert werden, wenn damit nicht mehr Leistung erzielt werden kann? Das Ziel bei einer solchen Anlagengestaltung ist es, die Nennleistung schon bei kleineren Windgeschwindigkeiten zu erreichen und auf diese Weise den Ertrag der Anlage zu erhöhen. Da die Blätter bei höheren Windgeschwindigkeiten pitch-geregelt werden, erhöhen sich die mechanischen Lasten auf die Blätter und den Rest der Anlage kaum. Die Kosten der restlichen WEA bleiben unverändert. Höhere Windgeschwindigkeiten können allerdings nicht voll genutzt werden. Diese haben jedoch nur einen geringen Anteil an der jährlichen Stromproduktion.

Wenn die Windenergie jedoch einen großen Anteil an der Stromproduktion ausmacht, wie es in Dänemark und Norddeutschland bereits der Fall ist, sinken die Spot-Markt-Preise für Strom und reduzieren den Gewinn für jede kWh, die zu diesen Zeiten erzeugt wird. Demnach lohnt es sich offenbar, den Leistungsbereich einer Anlage zu vergrößern. Es ist spannend



Abbildung 1: Current floater design, Graph: Olav Olsen, Quelle: HiPRWind



und ernüchternd zugleich, dass die gesamte Branche so lange gebraucht hat, um diesen Zusammenhang zu erkennen und weiter blind Anlagen mit immer höheren Leistungen gebaut hat. Auch auf dem Rotorblattprüfstand beim Fraunhofer IWES wird deutlich, dass neue Blätter tendenziell bei geringeren Lasten geprüft werden, als man anhand einer Fortschreibung der Lastannahmen früherer Modelle erwarten würde.

### **Das Square-Cube-Law – Ein starkes Argument gegen größere Anlagen**

Ein wichtiges Problem bei diesem Thema ist das sogenannte Square-Cube-Law. Die Leistung steigt mit dem Quadrat der Rotorblattlänge. Das ist leicht verständlich, wenn man sich verdeutlicht, dass die überstrichene Rotorkreisfläche, aus der die WEA die Energie entnehmen kann, proportional zum Quadrat der Blattlänge ist. Das Rotorblatt dagegen wächst in drei Dimensionen, nämlich in Länge, Breite und Höhe. Die Masse und Kosten steigen mit der dritten Potenz der Blattlänge. Doch obwohl die Hersteller versuchen, diesen Effekt entgegenzuwirken, indem sie die Blattkonstruktion und Fertigungsqualität verbessern, steigen bei größeren Blättern die Kosten schneller als der Energieertrag.

Viel schlimmer ist aber die Tatsache, dass das Material seine Grenzen erreicht. Spannt man einen Zylinder mit einem Durchmesser von einem Meter aus glasfaserverstärktem Epoxid-Kunststoff mit einer Dichte von  $2300 \text{ kg/m}^3$  und einer maximalen Druckfestigkeit von  $800 \text{ N/mm}^2$  ein und belastet ihn mit seinem Eigengewicht, so kann man über das Biegemoment an der Einspannung berechnen, dass ein solcher Balken bei einer Länge von etwa 90 m Länge bricht.

Das ist nicht weit von der Länge aktueller Rotorblätter entfernt. Derzeit wird beim Fraunhofer IWES ein Blatt mit 83,5 m Länge getestet. Natürlich ist ein Blatt kein Zylinder, sondern breiter, hohl und kann auch aus bedeutend leichteren und etwas festeren, kohlefaserverstärkten Kunststoffen gebaut werden. Dennoch wird die Belastung durch das Eigengewicht des Blattes schnell einer der wichtigsten Lastfälle. Diesem Lastfall kann man mit dem Einsatz von mehr Material allerdings nicht mehr begegnen. Stattdessen müssen neben einer verbesserten

Konstruktion und Fertigungsprozessen hochwertigere und entsprechend deutlich teurere Materialien eingesetzt und die Materialeigenschaften voll ausgenutzt werden.

### **Die Lehren aus dem „UpWind“-Projekt**

Bis hierhin wurden einige Argumente gegen größere WEA angeführt. Ähnliche Gründe können für andere Teile der Anlage angeführt werden, bei denen die Kosten mit mehr als der zweiten Potenz des Rotordurchmessers wachsen und damit im Endeffekt die Stromgestehungskosten für größere Turbinen steigen lassen.

Im UpWind-Projekt wurden die Probleme und Lösungen hinsichtlich des Upscaling betrachtet. Das Ziel war es, eine 5 MW Anlage auf 20 MW zu skalieren, die Stromgestehungskosten zu bewerten und die auftretenden Probleme zu lösen. Das hat gezeigt, dass eine 20 MW Anlage technisch möglich wäre, geringere Stromgestehungskosten jedoch nicht zu erwarten sind.

Auch wenn die Turbine selbst teurer wird und die Stromgestehungskosten steigen, muss berücksichtigt werden, dass die Turbine selbst nur etwa 20-50 % der Gesamtkosten bei Offshore-Windenergieanlagen ausmacht. Die große Spanne entsteht durch die unterschiedlichen lokalen Bedingungen, wie der Windgeschwindigkeit, der Wassertiefe, den Wellenbedingungen und der Küstenentfernung. Auf jeden Fall steigen die Kosten für Tragstrukturen, Installation und Netzanbindung deutlich geringer als mit dem Quadrat des Rotordurchmessers. Das ist die wesentliche Ursache für das Größenwachstum bei Offshore-Windenergieanlagen.

### **Offshore, Onshore oder Binnenland? Schwimmende WEA: Das HiPRWind-Projekt**

Für flache Standorte haben sich Monopile-Gründungsstrukturen wegen ihrer geringen Kosten als Tragstruktur der Wahl durchgesetzt. Für etwas größere Wassertiefen, wie sie häufig in der Nordsee vorkommen, werden Jacket- oder Tripod-Fundamente bevorzugt. Auf jeden Fall wird es mit der Tiefe auch teurer. Ab Wassertiefen von 50-80 m, also tiefer als die jetzigen Offshore-Windparks könnte sich eine schwimmende Tragstruktur als konkurrenzfähige Alternative zu festen Tragstrukturen herausstellen.

Ein Prototyp für eine solche Tragstruktur wird im Zuge des 7. Rahmenprogramms der Europäischen Union im Projekt HiPRWind erforscht und soll vor der spanischen Küste bei Bilbao erprobt werden. Das Fraunhofer IWES koordiniert das Projekt. Schwimmende Tragstrukturen werden zwar als vergleichsweise teuer eingeschätzt, dafür sind sie aber einfacher auf größere Anlagen anpassbar. Das macht sie für den Einsatz mit großen WEA in großen Wassertiefen geeignet. Auch die Logistik, sowohl bei Installation als auch Instandhaltung, wird durch schwimmende Tragstrukturen vereinfacht. Dieser Aspekt ist mit Blick auf das 40 GW-Ziel installierter Offshore-Leistung (entsprechend 4 % des europäischen Stromverbrauchs) der EWEA bis zum Jahr 2020 wichtig.

### Windenergie im Binnenland – A tale of two cities

Neben all den Erwartungen bezüglich Offshore-Windenergieanlagen wird schnell vergessen, dass onshore die weitaus größere Windleistung installiert ist. In Anbetracht der großen Preisunterschiede zwischen Offshore- und Onshore-Windenergie ist dieser Trend eher eine politische als eine technische/ökonomische Entscheidung – wobei die Politik dafür bekannt ist, sich mit der Zeit zu verändern...

Es stimmt zwar, dass die Windbedingungen offshore vorteilhafter sind als onshore und es ist ebenfalls richtig, dass sich dieser Vorteil zusätzlich mit steigender Küstenentfernung verstärkt, aber andererseits erreicht man nur durch eine gleichmäßige geografische Verteilung über eine große Fläche eine Glättung der Netzeinspeisung. Aufgrund der Distanz von über 600 km, flaut der Wind üblicherweise nicht zum selben Zeitpunkt in Hamburg und München ab. Außerdem wird eine geringere Transportkapazität benötigt, wenn Bayern seinen Windstrom selbst erzeugt.

Die durchschnittliche Windgeschwindigkeit in 50 m Höhe beträgt bei Hamburg 5 m/s (direkt an der Küste 6 m/s), während sie in München bei nur 4 m/s liegt. Auch wenn diese Differenz nicht groß scheint, so steigt die Windleistungsdichte einer betrachteten Fläche in der dritten Potenz mit der Windgeschwindigkeit. Damit verzeichnet Hamburg eine doppelt so

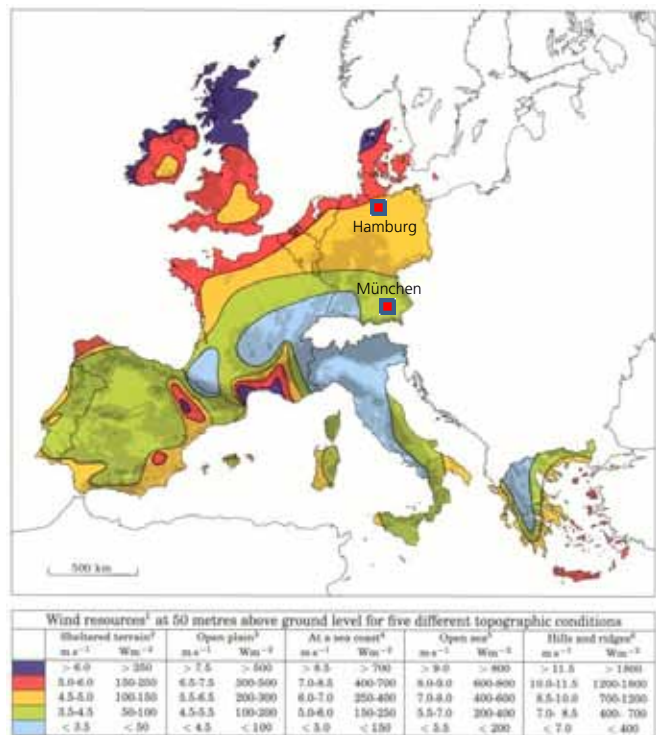


Abbildung 2: Europäischer Windatlas, Quelle (Troen/Petersen 1989)

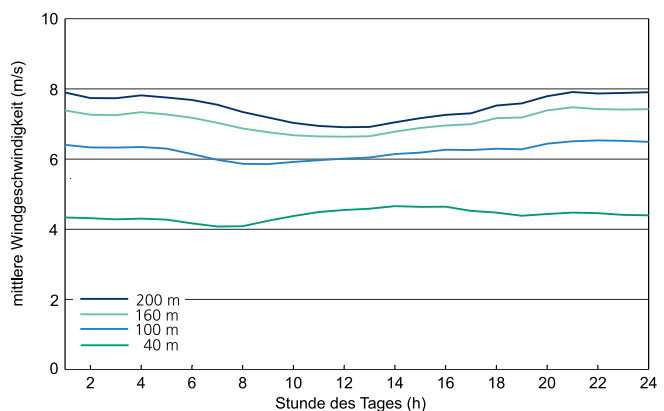


Abbildung 3: Durchschnittliche Windgeschwindigkeiten in Kassel 2012 auf verschiedenen Höhen, Quelle: Fraunhofer IWES

hohe Windleistung wie München, während die Küstenregion nochmals höhere Werte aufweist. Werden jedoch die Stromgestehungskosten betrachtet, so sind diese onshore nur halb so hoch wie offshore. Bei einer Erzeugung offshore kommen zudem noch höhere Transportkosten für die Versorgung des Südens Deutschlands hinzu. Im Hinblick darauf ist es offensichtlich, dass diese Mehrkosten noch einen großen Spielraum bieten, um die Rotordurchmesser weiter zu vergrößern. Damit reduziert sich das Problem letztendlich auf eine politische Fragestellung: Wer will die Anlagen vor seiner Haustür?

#### Windenergie im Binnenland: Nicht genug Wind?

Die Windgeschwindigkeit im Inland ist gewöhnlich niedriger als an der Küste und da die Energie in der dritten Potenz der Windgeschwindigkeit abhängt, kann schnell die Schlussfolgerung getroffen werden, dass Windenergieanlagen nur in Gegenden mit hohen Windgeschwindigkeiten wirtschaftlich sein können. Dennoch muss dies nicht immer der Fall sein. In Kassel, ungefähr in der Mitte zwischen München und Hamburg, betreibt das Fraunhofer IWES einen 200-Meter-Windmessmast (siehe Abbildung Seite 108). Dessen Messergebnisse in verschiedenen Höhen werden in Abbildung 3 gemittelt für das Jahr 2012 gezeigt.

Interessant ist, dass der Wind mit steigender Höhe während der Nacht höher ist als am Tag. Noch wichtiger ist die enorme Steigerung der Windgeschwindigkeit zwischen 40 m und 200 m Höhe. Die durchschnittliche Windgeschwindigkeit wird dabei fast verdoppelt. Auch wenn dies nur eine Punktmessung ist und der Einfluss der Höhe auf die durchschnittliche Windgeschwindigkeit von der Lage und der lokalen Geografie abhängt, so zeigt der Verlauf, dass an den meisten Orten eine niedrigere Windgeschwindigkeit durch einen höheren Turm und einen größeren Rotordurchmesser kompensiert werden kann. Die zusätzlichen Kosten dieser Maßnahmen sollten gegenüber den Transportkosten, den zusätzlichen Kosten für Offshore-Turbinen und den oben erwähnten politischen Randbedingungen abgewogen werden.

#### Umfassende Rotorblatt-Tests

Zusammen mit Anstrengungen für eine verbesserte Fertigung, wurde auch der Zertifizierungsprozess durch die Einführung von obligatorischen Ermüdungstests nach dem neuen IEC Standard 61400-23 von Rotorblättern optimiert. Dennoch wird die weltweite Kapazität für Tests noch nicht dem Bedarf gerecht. Um Energie und Hydraulikölpumpenkapazität zu sparen, werden die Rotorblätter heute fast immer in oder nahe ihrer Eigenfrequenz getestet, die bei großen Blättern teilweise lediglich 0,4 Hz beträgt. Außerdem nähert sich die Ermüdungsbelastung immer weiter der statischen Belastung an und die Hersteller sind gezwungen, die Anzahl an Belastungszyklen von ein bis zwei auf fünf Millionen Zyklen zu erhöhen. Fünf Millionen Zyklen dauern bei 0,4 Hz 144 Tage. Dies wird aber nur erreicht, wenn kontinuierlich 24 Stunden am Tag an sieben Tagen der Woche, ohne Inspektionen und andere Unterbrechungen getestet wird. In der Praxis dauert dieser Ermüdungstest in nur eine Richtung ein halbes Jahr. Seitdem Rotorblätter grundsätzlich zunächst in vier Richtungen statisch getestet werden, daraufhin in zwei Richtungen auf Ermüdung und danach wieder in zwei Richtungen statisch getestet werden, kann die Dauer eines Tests ein ganzes Jahr erreichen und beansprucht eine sehr große Testanlage. Zudem verzögert sich die Markteinführung.

#### Tests von Teilkomponenten

Die Entwicklung von Rotorblättern unterscheidet sich von fast allen anderen Branchen in der Form, dass meist nur Materialproben getestet werden, um Materialdaten zu ermitteln und danach ein Gesamttest in Originalgröße durchgeführt wird um die gesamte Konstruktion zu prüfen. Die Tests von Teilkomponenten sind dort meist auf Nabenverbindungen begrenzt. Ein effektiver Entwicklungszyklus kann kaum durch strukturelle Tests und kleinen Änderungen unterstützt werden, sondern erfordert grundsätzlich wiederum einen neuen Gesamttest. Eine sehr unbefriedigende Situation. Die Großversuche sollten unbedingt durch Teilkomponententests ergänzt oder teilweise sogar ersetzt werden, um strukturellen Details, Herstellungsprozess, Materialveränderungen, o.ä. gerecht zu werden. Forschungsorganisationen und Zertifizierungsstellen sollten hier zusammen an einer Einführung von Teilkomponententests arbeiten.

### Schäden am Rotorblatt während des Testverfahrens

Während der Tests erleidet ein großer Anteil der Rotorblätter kleinere bis größere Schäden. Teilweise wird dies durch die Tatsache verursacht, dass die Testbelastung die Auslegungsbelastung um einen Belastungsfaktor von 35 % (für Ermüdung nach IEC 61400-23) für die kritischen Gebiete eines Rotorblatts übersteigen muss. Jedoch gleicht die Kurve der Biegemomenteinleitung nicht der geforderten Biegemomentkurve, so dass einige Teile des Rotorblattes um 15 bis 20% höher belastet werden als im Test vorgesehen und die Auslegungsbelastung damit um ca. 50% überschritten wird.

Ein weiterer Hauptfaktor ist die Fertigungsqualität. Basierend auf der Erfahrung von Testabläufen am Fraunhofer IWES und weiteren Erfahrungen des Autors, kann abgeschätzt werden, dass die meisten während eines Tests auftretenden Rotorblattschäden auf Herstellungsfehler zurückzuführen sind. Diese Fehler treten trotz verstärkter Aufmerksamkeit durch den Hersteller während der Prototypenfertigung auf. Etwa eins von drei bis vier Rotorblättern benötigt Reparaturen während des Testverfahrens und fast jedes Blatt weist kleine Fertigungsfehler auf. Dies ist nicht überraschend, wenn man den manuellen Fertigungsprozess betrachtet.

### Herausforderungen für die Industrie

Das Wachstum der Branche, sowohl bei der Anlagengröße, als auch bei der installierten Leistung ist beispielsweise. Andere Industriezweige, wie z.B. die Luft- und Raumfahrt, scheinen im Vergleich dazu fast rückständig. Der Original-Entwurf der Boeing 747 liegt zum Beispiel bereits 50 Jahre zurück.

Allerdings fordert das rapide Wachstum seinen Preis: Zu viele bestehende Windturbinenhersteller und -entwickler sind noch in kleinen Betrieben mit relativ geringen Ressourcen für Entwicklung und grundsätzlich niedrigen Qualitätsstandards in der Produktion verwurzelt.

Teilweise ist dies auf den großen Preisdruck durch die chinesische Konkurrenz zurückzuführen. Teilweise herrscht bei den Herstellern aber auch eine Mentalität wie in einer Hinterhofwerkstatt:



Abbildung 4: Statische Prüfung des AREVA 55.6 m Blatts auf dem Rotorblattprüfstand des Fraunhofer IWES, Quelle: Fraunhofer IWES

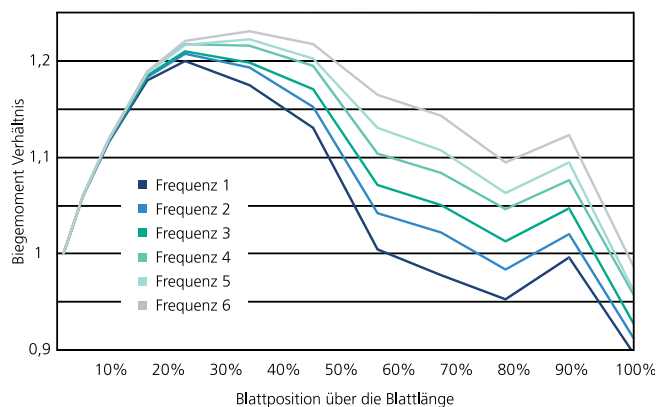


Abbildung 5: Verhältnis zwischen „soll“ und „ist“ Biegemomentverteilung über das Blatt in Abhängigkeit der Prüffrequenz, Quelle: Fraunhofer IWES

Produziere die Rotorblätter, verkaufe sie mit zwei Jahren Garantie und hoffe, dass während dessen nicht bei zu vielen Blättern Probleme auftreten. Wenn die Rotorblätter zu viele Probleme verursachen, dann repariere sie oder tausche sie aus.

Jedes Rotorblatt ist manuell gefertigt und damit gewissermaßen einmalig. Der Vergleich mit der Automobilindustrie zu Zeiten von Henry Ford liegt da leider näher als man es sich wünschen würde...

Doch diese Praxis wird von verschiedenen Richtungen in Bedrängnis gebracht:

- Die Kunden werden größer und erwarten eine wirtschaftliche Rentabilität: sie sind nicht mehr bereit eine nur zweijährige Garantie zu akzeptieren.
- Die Reparatur oder der Austausch von Rotorblättern (oder anderen Komponenten) ist offshore sehr teuer – allein ein Schiff kann 200 000 € pro Tag kosten.
- Bei großen Blättern müssen die Sicherheitsfaktoren reduziert werden, damit das Eigengewicht getragen werden kann. Dies lässt weniger Platz für Fehler.

Dadurch sind die Hersteller gezwungen Qualitätsstandards ernster zu nehmen, wenn sie ihre Position am Markt halten wollen. Dieser Zwang wird vom Drang hin zu einer wirtschaftlicheren, automatisierten Produktion unterstützt, wie sie z.B. in dem vom Fraunhofer IWES koordinierten BMU Projekt BladeMaker entwickelt wird. Es ist zu erwarten, dass einige Hersteller eines Tages eine vollständig effiziente und automatisierte Produktion vorweisen können. Der Vorteil im Wettbewerb wird Konkurrenten zum Nachziehen zwingen oder sie vom Markt verdrängen.

### A-less-traveled road: Kleine Windturbinen

Das Hauptproblem bei der Anwendung von kleinen Windturbinen liegt im Gegensatz zu Solaranlagen, in der Nutzung von kleinen Anlagen in privaten Haushalten. Es ist relativ einfach PV-Module auf ein Hausdach zu montieren und mit ihnen elektrischen Strom zu erzeugen. Im Gegensatz dazu ist es viel schwerer eine kleine Windturbine im Garten zu montieren, da schon die grundlegenden gesetzlichen Rahmenbedingungen dafür fehlen.

Weiterhin lässt die Qualität und Energieeffizienz von kleinen Windturbinen zu wünschen übrig. Viele Turbinen erreichen nicht ihre angegebene Leistung oder haben Nennwindgeschwindigkeiten von 15 m/s, die in den meisten Regionen eher selten auftreten. Den meisten Herstellern mangelt es zudem an Ressourcen für die Weiterentwicklung. Die Regeln zum Testen und das Aufstellen von kleinen Windturbinen sind bisher unzureichend. Gerade in Deutschland, wo die Vorschriften je nach Bundesland variieren sind die Bestimmungen oft identisch mit denen für große WEA. Das führt zu aufwendigen und teuren Genehmigungsverfahren. Bis heute hat dies die Einführung und vielleicht auch die Akzeptanz von Windenergie gehemmt und sollte sowohl von Forschungseinrichtungen als auch von den Landesregierungen angegangen werden. Denn nur so kann dieses sehr große Potenzial genutzt werden.

### Unkonventionelle Konzepte

Gibt es denn niemanden, der lieber vollkommen neue Konzepte ausprobiert, als dass er ein 60 Jahre altes Konzept übernimmt und es einfach ein bisschen größer macht? In einem Verbund zwischen Fraunhofer IWES, ForWind und DLR wird zum Beispiel das Konzept der Smartblades näher untersucht. Es existiert eine Vielzahl an alternativen Konzepten von anerkannten Alternativen, wie Turbinen mit Vertikalachse über zweiblättrige horizontale Turbinen bis hin zu exotischeren Ideen.

Lange bevor die Niederländer die Windmühlen erfanden, hatten die Chinesen den Drachen entwickelt. Verschiedene Forscher untersuchen, ob es möglich ist, mit Hilfe von Drachen Energie zu gewinnen. Dabei wird meist ein Mechanismus verwendet, bei dem der Drache beim Aufsteigen ein Seil mitzieht, wodurch dieses wiederum einen Generator antreibt (vgl. Abbildung 6). Bei seiner maximalen Höhe angekommen, wird der Drache wieder eingeholt und der Prozess startet von vorne. Das Unternehmen Skysails, das für seine Antriebssysteme für Schiffe bekannt ist, hat einen Prototyp entwickelt, der 2013 realisiert werden soll. Der große Vorteil dieser Entwicklung ist, dass die enormen Windgeschwindigkeiten in großen Höhen genutzt werden können, ohne dass Kosten für einen Turm anfallen.

Ein weiteres Konzept ist eine, von Saphon Energy entwickelte, rotorblattlose Anlage (vgl. Abbildung 7). Diese maßt sich an, das Betz'sche Gesetz zu brechen. Sie soll die doppelte Leistung pro Fläche generieren, trotz geringerer Baukosten. Durch die Verwendung einer nicht rotierenden Scheibe, die die Schubkraft des Windes nutzt, um Kolben anzutreiben, welche einen hydraulischen Druck aufbauen, der in Elektrizität gewandelt oder gespeichert werden kann. Bisher wurden kleine Prototypen gebaut, die Ergebnisse wurden jedoch bisher nicht veröffentlicht.

Auch wenn die präsentierten Lösungen auf den ersten Blick interessant und unkonventionell sind, sollte man nicht erwarten, dass sich diese Modelle in näherer Zukunft durchsetzen werden. Dennoch ist der Wille dieser Forscher und Entwickler, den Pfad der herkömmlichen Entwicklungen zu verlassen und neue Wege zu gehen, zu loben und wird vielleicht in der Zukunft zusätzliche Windpotentiale erschließen.

### Literatur

J. P. Molly: Design of Wind Turbines and Storage: A Question of System Optimisation; DEWI magazine 40

Troen, I. and E.L. Petersen (1989). European Wind Atlas. ISBN 87-550-1482-8. Risø National Laboratory, Roskilde. 656 pp.

Dickens, C. A tale of two cities, a story set in Paris and London before and during the French revolution, 1859

Frost, R., Mountain Interval, 1920. The road not taken. Also a book by M. Scott Peck 1978

Fraunhofer IWES, Jahresbericht 2011/2012

Final report, UpWind, "Design limits and solutions for very large wind turbines" – A 20 MW turbine is feasible, March 2011, 6th framework programme. [http://www.ewea.org/fileadmin/ewea\\_documents/documents/upwind/21895\\_Up-Wind\\_Report\\_low\\_web.pdf](http://www.ewea.org/fileadmin/ewea_documents/documents/upwind/21895_Up-Wind_Report_low_web.pdf)



Abbildung 6: Kombinierte Lenkdrachensysteme zur Stromerzeugung, Photo: SkySails GmbH



Abbildung 7: Modell einer Kleinwindanlage von Saphon Energy, Photo: Saphon Energy



# AKZEPTANZ DER OFFSHORE-WINDENERGIENUTZUNG

PD Dr. Gundula Hübner / Dr. Johannes Pohl

## Offshore-Windenergie aus Anwohnersicht

Um das Ziel der Energiewende zu erreichen, wird auch die Offshore-Windenergie ausgebaut werden, zu einer geplanten Leistung von 7000–10000 MW. Die Genehmigung sowie der Bau der ersten Offshore-Windparks führte insbesondere unter Küstenanwohner zu teilweise heftigen, kontroversen Diskussionen. Um aus diesen Erfahrungen für weitere Projekte zu lernen, fördert das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) seit 2009 das interdisziplinäre Projekt „Akzeptanz der Offshore-Windenergienutzung“ (Förderkennzeichen 0325137), in welchem Umweltpsychologen der Universität Halle-Wittenberg mit Landschaftsplanern der Technischen Universitäten Berlin (Dr. Elke Bruns) und München (Prof. Dr. Sören Schöbel-Rutschmann) sowie einem Experten für maritimen Tourismus (Prof. Dr. Michael Vogel, Hochschule Bremerhaven) zusammenarbeiten. In zwei Befragungswellen, im Sommer 2009 und 2011, wurden mehr als 300 Küstenanwohner und über 700 Touristen interviewt. Eine dritte Befragung befindet sich in der Auswertung. Der vorliegende Beitrag liefert einen Einblick in ausgewählte Ergebnisse der ersten zwei Befragungen. Umfassender sind die Ergebnisse in einer Broschüre dargestellt, die frei zum Download verfügbar ist unter [www.akzeptanz-windenergie.de](http://www.akzeptanz-windenergie.de). Der Abschlussbericht zum Projekt wird ab Herbst 2013 verfügbar sein.

In vier Küstenregionen wurden Anwohner und Touristen zu ihren Erfahrungen mit und Einstellungen zur Nutzung der Offshore-Windenergie befragt. Ausgewählt wurden mit den Inseln Borkum und Norderney sowie der Halbinsel Darß jeweils eine Nord- und eine Ostseeregion, in denen im Befragungszeitraum ein Offshore-Park fertig gestellt wurde.

In der Nordsee vor Borkum und Norderney entstand 45 km entfernt das Testfeld alpha ventus mit insgesamt 12 Anlagen. Zudem wird aktuell 15 Kilometer vor der Küste Borkums der küstennahe Offshore-Park Riffgat errichtet. Eine umgekehrte Situation findet sich vor der Ostsee-Halbinsel Darß. Dort ist in 16 Kilometer Entfernung zur Küste mit Baltic 1 bereits ein küstennaher Offshore-Park mit 21 Anlagen in Betrieb, während sich küstenfern Baltic 2 im Bau befindet, 32 Kilometer nördlich vor Rügen.

		2009	2011
Offshore-Park-Region	Borkum/Norderney (Riffgat, alpha ventus)	Anwohner: 109 Touristen: 100 Experten: 12	Anwohner: 79 Touristen: 110 Experten: 10
	Darß (Baltic 1, 2)	Anwohner: 103 Touristen: 100 Experten: 12	Anwohner: 78 Touristen: 85 Experten: 9
Vergleichsregion	Föhr	Anwohner: 97 Touristen: 85 Experten: 12	Anwohner: 72 Touristen: 102 Experten: 8
	Usedom	Anwohner: 114 Touristen: 100 Experten: 12	Anwohner: 71 Touristen: 100 Experten: 9

*Tabelle 1: Befragungsregionen und Teilnehmeranzahl der ersten zwei Befragungswellen. Anmerkung: 2011 wurden dieselben Anwohner und Experten befragt wie 2009, bei den Touristen waren es jeweils verschiedene Personen.*



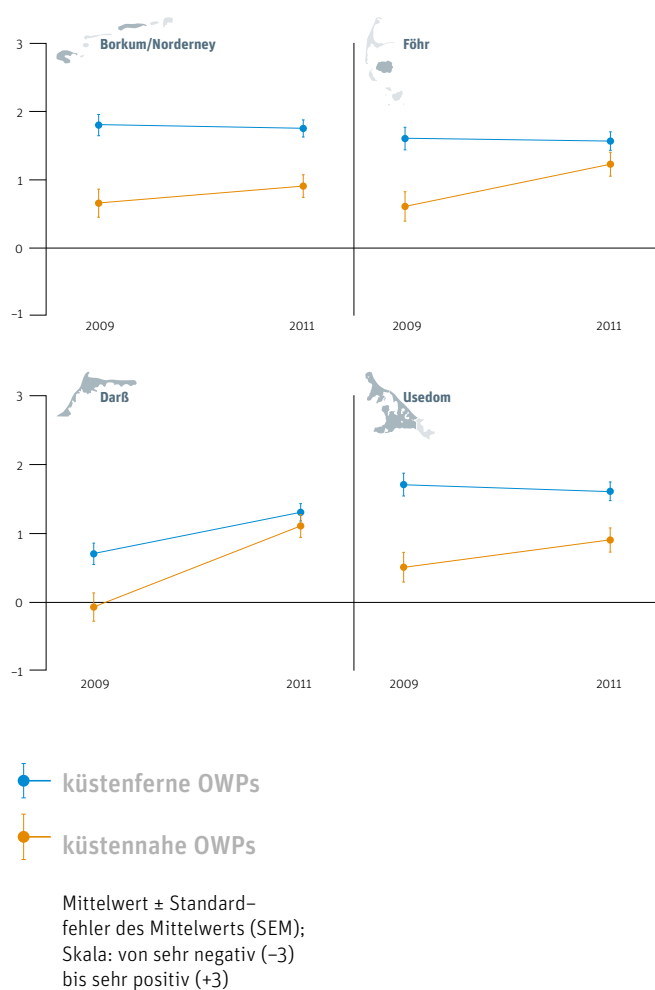


Abbildung 1: Einstellung zu küstennahen und küstenfernen Offshore-Parks

Um feststellen zu können, inwieweit die Einstellungen zur Offshore-Windenergie auf die tatsächliche Existenz eines Offshore-Parks zurückzuführen sind, wurden parallel Befragungen in zwei Vergleichsregionen durchgeführt, in denen weder ein Offshore-Park geplant ist noch gebaut wird: auf der Nordseeinsel Föhr und auf Usedom an der Ostsee.

Anwohner und Touristen wurden mittels standardisierter Fragebögen befragt; ausgewählte Experten in Telefoninterviews. Die Fragebögen wurden basierend auf prominenten Theorien des Einstellungs-Verhaltenszusammenhangs sowie der Umweltpsychologie konstruiert. Die ersten Ergebnisse dieser Befragungen wurden im März 2012 auf drei Workshops mit Anwohnern der Inseln Borkum und Norderney sowie des Darß diskutiert. Eingeladen waren sämtliche Befragungsteilnehmer, die sich an beiden Erhebungswellen beteiligt hatten. Tabelle 1 bietet eine Übersicht über die Befragungsteilnehmer.

Bei den Anwohnern waren Männer mit 61 Prozent häufiger vertreten als Frauen (39 Prozent). Das mittlere Alter betrug 56 Jahre. Im Mittel wohnten die Anwohner 22 Jahre vor Ort. Die Touristen waren im Durchschnitt 51 Jahre alt; das Geschlechterverhältnis war relativ ausgeglichen.

In der folgenden Ergebnisdarstellung werden statistisch signifikante Unterschiede zwischen Regionen und Erhebungszeitpunkten berichtet. Zusätzlich wurde auf expliziten Wunsch der Workshop-Teilnehmer in sämtlichen Analysen geprüft, ob bedeutsame Unterschiede zwischen den Einschätzungen auf Borkum und Norderney bestanden. Da dies jedoch nur in wenigen Einzelfällen zutraf, werden mit deren Ausnahme die Ergebnisse für Borkum und Norderney zusammengefasst.

### Einstellungen der Küstenanwohner

Die Befragungen der Jahre 2009 und 2011 zeigen eine stabil positive Einstellung der befragten Anwohner zur Offshore-Windenergie insgesamt. Allerdings wurden küstenferne Offshore-Parks deutlich positiver als küstennahe bewertet (Abbildung 1). Auf dem Darß fielen die Bewertungen im Jahr 2009 weniger positiv aus als in den anderen Regionen, näherten sich

zwei Jahre später jedoch denen der anderen Regionen an. Nach Einschätzung der Workshop-Teilnehmer auf dem Darß kam es zu dieser positiven Veränderung, weil befürchtete negative Auswirkungen von Baltic 1 nicht eingetreten waren.

Auch hinsichtlich des Heimatgefühls wurden 2009 küstenferne Offshore-Parks eher neutral, küstennahe dagegen leicht negativ eingestuft. Interessanterweise war auf Borkum/Norderney sowie auf dem Darß von 2009 zu 2011 eine Verschiebung mit leicht positiver Tendenz festzustellen – von einer Beurteilung der Offshore-Parks als Fremdkörper in Richtung eines charakteristischen Merkmals der Region. Dieser Trend zeigte sich nicht in den Vergleichsregionen (Abbildung 2). Einschränkend ist zu erwähnen, dass Offshore-Parks auf Borkum mit negativeren Wirkungen auf das Heimatgefühl verbunden wurden als auf Norderney.

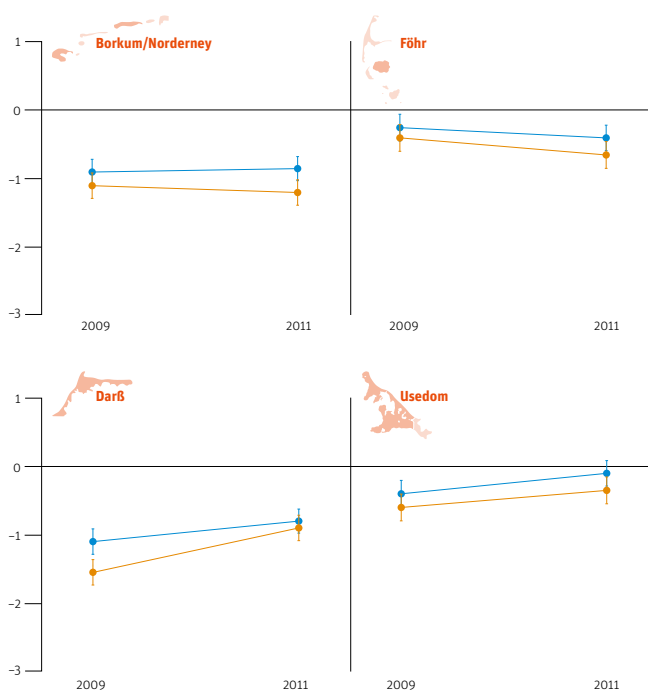
### Erwartungen und Erfahrungen

Der Bau der Offshore-Parks war anfangs mit erheblichen Befürchtungen hinsichtlich der Sicherheit der Seeschifffahrt, der Meereslebewesen und des Tourismus verbunden worden. Die tatsächlichen Erfahrungen führten teilweise zu leichter Entspannung – jedoch nur eingeschränkt.

Ein zentrales Thema auf den Anwohner-Workshops war und blieb die befürchtete Beeinträchtigung der Seeschifffahrtssicherheit durch erhöhte Kollisionsgefahren. Trotz der eingehaltenen gesetzlichen Genehmigungsregelungen bemängelten die Anwohner mehrfach einen zu geringen Abstand der Offshore-Parks zu den stark befahrenen Schifffahrtsstraßen. Küstennahe Offshore-Parks wurden auch in diesem Punkt kritischer als küstenferne beurteilt. Die Anwohner der Offshore-Parks zeigten sich zudem deutlich besorgter als die der Vergleichsregionen (Abbildung 3). Auf den Workshops wurden neben einer Lotsenpflicht auch Schiffsverkehrsüberwachung sowie – für den Fall einer Havarie – genügend Schlepper vor Ort gefordert. Kritisiert wurde vor allem, dass bei den Gutachten zur Havariewahrscheinlichkeit menschliches Versagen – die häufigste Ursache für Schiffsunfälle – nicht berücksichtigt wurde.



Abbildung 2: Passung des Offshore-Parks zur Region



● küstenferne OWPs  
● küstennahe OWPs  
 Mittelwert ± SEM;  
 Skala: von sehr die Sicherheit beeinträchtigt (-3) bis sehr Sicherheit bietend (+3)

Abbildung 3: Befürchtete Auswirkung auf die Sicherheit der Seeschifffahrt

Besonders ausgeprägt waren die Befürchtungen auf dem Darß im Jahr 2009; 2011 zeigte sich hingegen eine leichte Entspannung. Sie ist wahrscheinlich darauf zurückzuführen, dass es bisher keine Gefahrensituation in Zusammenhang mit Baltic 1 gab.

Die Küstenanwohner befürchteten durch Offshore-Parks eine deutliche Beeinträchtigung der Lebensbedingungen von Vögeln und Meeressäugern. Hier wurden küstennahe und -ferne Offshore-Parks vergleichbar kritisch beurteilt. Im Zeitverlauf zeigten sich hier regionale Unterschiede: Während sich bei den Bewohnern von Borkum und Norderney die Erwartung negativer Auswirkung auf Vögel verstärkte, verminderte sich diese bei den Darß-Bewohnern (Abbildung 4). Die abnehmend kritische Sicht auf dem Darß steht wiederum mit den bisherigen Erfahrungen mit Baltic 1 im Einklang, die nach einstimmiger Aussage der Workshop-Teilnehmer nicht so negativ wie erwartet ausfielen. Diese Einschätzung steht in Einklang mit den Ergebnissen der ökologischen Begleitforschung, siehe <http://www.bsh.de/de/Meeresnutzung/Wirtschaft/Windparks/StUKplus/stukplustext.jsp>.

Negative Auswirkungen wurden anfangs auch auf den Tourismus durch die küstennahen Offshore-Parks erwartet. Diese Befürchtung nahm im Zeitverlauf ab, besonders deutlich bei den Darß-Bewohnern. Dies begründeten die Workshop-Teilnehmer auf dem Darß eindeutig mit ihren tatsächlichen Erfahrungen: Baltic 1 hatte entgegen der anfänglichen Befürchtungen keinen erkennbar negativen Einfluss auf den Tourismus. Dies wurde auch durch die tatsächlichen Buchungszahlen belegt. Die Hoffnung, Offshore-Parks würden zu touristischen Attraktionen werden, hat sich dagegen bisher nicht erfüllt.

### Planungsprozess und Empfehlungen aus Anwohnersicht

Sowohl auf Borkum/Norderney als auch auf dem Darß äußerten die Befragten ihre Unzufriedenheit über den Planungsprozess. Die überwiegende Mehrheit (81 Prozent) gab an, keine Möglichkeit einer Bürgerbeteiligung erfahren zu haben. Zudem herrschte die Meinung vor, die Planungsbehörden und Projekt-

träger seien den Anliegen der jeweiligen Gemeinde und der Bürger nur wenig gerecht geworden. Insbesondere auf dem Darß wurde kaum eine Berücksichtigung der Gemeindeganliegen bei den Entscheidungen der Landesregierung erlebt. Kaum besser wurde der Prozess auf Borkum beurteilt (Abbildung 5).

Auf die Frage, wie ein gerechter und fairer Planungsprozess aus Anwohnersicht gestaltet werden sollte, wurden auf den Workshops verschiedene Maßnahmen vorgeschlagen.

Für die Planung wurden vor allem ausgewogene Informationen gefordert, z. B. über Vor- und Nachteile der Offshore-Parks, ebenso eine verständliche Darlegung der Planungsinhalte und Verfahrensabläufe durch die Behörden sowie das Aufzeigen und die Diskussion von Planungsalternativen. Ebenso sollte fortlaufend über den Projektverlauf informiert werden, auch nach Inbetriebnahme – u. a. im Internet. Zudem sollte das Wissen lokaler Experten einbezogen und, soweit als möglich, die Angebote lokaler Betriebe und Firmen berücksichtigt werden. Gefordert wurde auch eine Teilhabe am wirtschaftlichen Nutzen des Offshore-Parks in Form von Gewerbesteuerereinnahmen für die Kommune.

**Fazit**

Offshore-Windenergie trifft auf Akzeptanz – bei Küstenanwohnern wie Touristen. Die Akzeptanz ist allerdings höher, wenn die Anlagen küstenfern errichtet werden und die Sicherheit der Seeschifffahrt an erster Stelle steht. Ebenfalls lassen sich keine negativen Effekte auf den Tourismus nachweisen. Diese Ergebnisse stehen in Einklang mit internationalen Studien zur Offshore-Windenergienutzung (z. B. Ladenburg & Möller, 2011; Lilley, Firestone & Kempton, 2010; Firestone, Kempton & Krueger, 2009).

Die Erfahrungen aus den hier untersuchten Offshore-Windenergieprojekten sowie die Meinungen und Anregungen der Anwohner bieten wertvolle Anregungen für eine Strategie zur langfristigen Sicherung der Akzeptanz von Offshore-Windenergie. So sollten zu Beginn einer Projektplanung sämtliche betroffenen Gruppen vor Ort einbezogen werden,

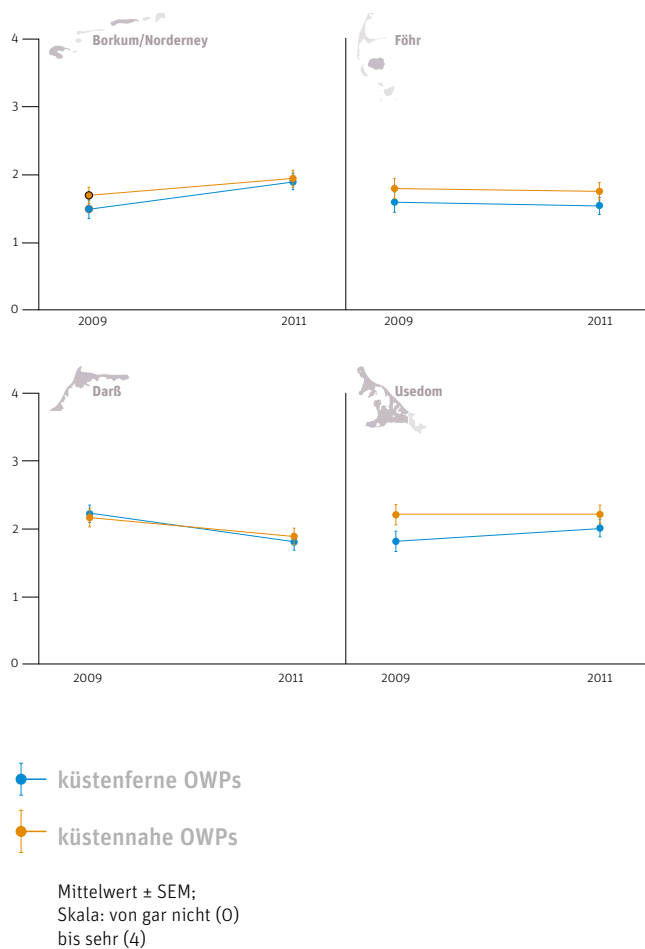


Abbildung 4: Erwartete Beeinträchtigung der Vögel



Abbildung 5: Bei der Planung des Offshore-Parks dem Anliegen der Gemeinde und der Bürger gerecht geworden

auch in die Standortdiskussion (z. B. Haggett, 2011; Hübner, 2012). Im Hinblick auf die Akzeptanz kann sich z.B. die Frage als durchaus relevant erweisen, ob ein Windpark möglicherweise um einige Kilometer versetzt gebaut werden könnte – etwa, wenn es um die visuelle Beeinträchtigung von besonderen Aussichtsarten geht. Unabdingbar ist es, die Grenzen und Möglichkeiten einer öffentlichen Beteiligung klar offenzulegen. Eine intransparente Informationspolitik, stückchenweise Information, das Verschweigen unpopulärer Maßnahmen oder negativer Konsequenzen, aber auch unklare Aussagen über die Chancen von Beteiligungsmöglichkeiten schaffen Misstrauen und führen schlimmstenfalls zu einem Vertrauensverlust. Je geringer zudem die Betroffenen ihre Mitwirkungsmöglichkeiten einschätzen, desto wahrscheinlicher werden negative Gefühle wie Misstrauen und Ärger und der Widerstand gegen ein Projekt. Umgekehrt eröffnet sich über die Beteiligung der lokalen Öffentlichkeit ein großer Erfahrungsschatz, der auch in der Projektentwicklung genutzt werden kann. Denn Küstenanwohner sind regionale Experten, die nicht selten das über mehrere Generationen angehäufte Wissen über lokale Besonderheiten produktiv einbringen können.

Nicht vorausgesetzt werden kann, dass die Betroffenen die Planungs- und Genehmigungsverfahren und die dafür zuständigen Behörden kennen. Daher müssen sie über den formellen Planungs- und Genehmigungsprozess informiert werden – sowohl von den zuständigen Behörden als auch von den Betreibern. Noch vor der Eröffnung des Planungsverfahrens sollten zudem informelle Beteiligungsangebote mit professioneller Moderationsunterstützung stattfinden. Es sollten hier allerdings keine falschen Erwartungen geweckt und die Möglichkeiten und Grenzen der Einflussnahme auf behördliche Entscheidungen realistisch aufgezeigt werden. Ebenso sind Projektträger, Betreiber und die beteiligten Behörden gut beraten, die Information über das Projekt nicht allein der Presse zu überlassen. Stattdessen sind eine Kommunikationsstrategie über den gesamten Prozess von der Planung über die Genehmigung bis hin zur Inbetriebnahme und den anschließenden Regelbetrieb zu entwickeln.

## Literatur

Ladenburg, J. & Möller, B. (2011). Attitude and acceptance of offshore wind farms – the influence of travel time and wind farm attributes. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 15, 4223-4235.

Lilley, M. B., Firestone, J. & Kempton, W. (2010). The effect of wind power installations on coastal Tourism. *Energies*, 3, 1-22.

Firestone, J., Kempton, W. & Krueger, A. (2009). Public acceptance of offshore wind power projects in the USA. *Wind Energy*, 12, 183–202.

Haggett, C. (2011). Understanding public responses to offshore wind power. *Energy Policy*, 39, 503-510.

Hübner, G. (2012). Die Akzeptanz Erneuerbarer Energien. In F. Ekardt, B. Hennig & H. Unnerstall (Hrsg.), *Erneuerbare Energien – Ambivalenzen, Governance, Rechtsfragen* (S. 105-127). Marburg: Metropolis.

Abbildungen: Adler & Schmidt Kommunikations-Design, Berlin; aus [www.akzeptanz-windenergie.de](http://www.akzeptanz-windenergie.de)



# ANHANG

- [1] D. Böhme, „Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland: Unter Verwendung von Daten der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat),“ Jul. 2012.
- [2] F. Brachvogel, *Entwicklungen der deutschen Strom- und Gaswirtschaft 2012*. Berlin, 2013.
- [3] T. Ebert and K. Henke, *Energiewende Nordhessen – Szenarien für den Umbau der Stromversorgung auf eine dezentrale und erneuerbare Erzeugungsstruktur*, [http://www.sun-stadtwerke.de/fileadmin/dokumente/Veranstaltung/Energiewende\\_Nordhessen\\_Textfassung\\_Ebert\\_Henke.pdf](http://www.sun-stadtwerke.de/fileadmin/dokumente/Veranstaltung/Energiewende_Nordhessen_Textfassung_Ebert_Henke.pdf) (2012, Nov. 14).
- [4] J. Keiler and H. Häuser, „Betreiberdatenbasis: IWET Datenbank,“ 2013.
- [5] Bayerische Staatsregierung, *Hinweise zur Planung und Genehmigung von Windkraftanlagen (WKA)*, [http://www.stmug.bayern.de/umwelt/oekoenergie/windenergie/doc/windenergie\\_erlass.pdf](http://www.stmug.bayern.de/umwelt/oekoenergie/windenergie/doc/windenergie_erlass.pdf) (2013, Jan. 07).
- [6] Hessischer Landtag, *Hessisches Energiezukunftsgesetz*, [http://www.energieland.hessen.de/mm/Hess.Energiezukunftsgesetz\\_GVBl.pdf](http://www.energieland.hessen.de/mm/Hess.Energiezukunftsgesetz_GVBl.pdf) (2013, Jan. 07).
- [7] Landesregierung Baden-Württemberg, *Windenergieerlass Baden-Württemberg: Gemeinsame Verwaltungsvorschrift des Ministeriums für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft, des Ministeriums für Ländlichen Raum und Verbraucherschutz, des Ministeriums für Verkehr und Infrastruktur und des Ministeriums für Finanzen und Wirtschaft*, [http://www.um.baden-wuerttemberg.de/servlet/is/94127/Windenergieerlass\\_BW.pdf](http://www.um.baden-wuerttemberg.de/servlet/is/94127/Windenergieerlass_BW.pdf) (2013, Jan. 07).
- [8] L. Fried, „GWEC | Global Wind Statistics 2012,“ Global Wind Energy Council, Brüssel, Feb. 2013.
- [9] E. Carey, *Wind energy top source for new generation in 2012; American wind power installed new record of 13,124 MW: 4Q numbers show 2012 was best year ever, as industry reached 60,000 MW; Texas, California, Kansas, Oklahoma, Illinois are leaders*, 2013.
- [10] WWEA, *Half-year report 2012*, World Wind Energy Association, [http://www.wwindea.org/webimages/Half-year\\_report\\_2012.pdf](http://www.wwindea.org/webimages/Half-year_report_2012.pdf) (2012, Dec. 06).
- [11] WWEA, *World Wind Energy Report 2008*, World Wind Energy Association, [http://www.wwindea.org/home/images/stories/worldwindenergyreport2008\\_s.pdf](http://www.wwindea.org/home/images/stories/worldwindenergyreport2008_s.pdf) (2012, Dec. 06).
- [12] J.-D. Pitteloud, S. Gsänger, *The World Wind Energy Association 2011 Report*, <http://www.wwindea.org/webimages/WorldWindEnergyReport2011.pdf>.
- [13] *Energy Policy Act (EPAAct) of 2005*, [http://www1.eere.energy.gov/femp/pdfs/epact\\_2005.pdf](http://www1.eere.energy.gov/femp/pdfs/epact_2005.pdf) (2012, Nov. 08).
- [14] A. Lee, *AWEA hails PTC extension as part of ‚fiscal cliff‘ package*, <http://www.rechargenews.com/energy/wind/article329954.ece> (2013, Jan. 02).
- [15] Associated Press, *GE 3Q earnings rise; revenue disappoints - seattlepi.com*, <http://www.seattlepi.com/business/article/GE-3Q-earnings-rise-revenue-disappoints-3964312.php> (2012, Nov. 08).
- [16] M. Thomsen, *Vestas intensifies cost saving plan and announces further workforce reductions*. Aarhus, 2012.
- [17] AG Energiebilanzen e.V, *BRD\_Stromerzeugung 1990-2012*, [http://ag-energiebilanzen.de/componenten/download.php?filedata=1357206124.pdf&filename=BRD\\_Stromerzeugung1990-2012&mimetype=application/pdf](http://ag-energiebilanzen.de/componenten/download.php?filedata=1357206124.pdf&filename=BRD_Stromerzeugung1990-2012&mimetype=application/pdf) (2013, Jan. 07).
- [18] 50Hertz Transmission GmbH, *Hochrechnung der Windstromeinspeisung*, <http://www.50hertz.com/de/153.htm>.
- [19] TenneT TSO GmbH, *Tatsächliche und prognostizierte Windenergieeinspeisung*, <http://www.tennetso.de/site/Transparenz/veroeffentlichungen/netzkennzahlen/tatsaechliche-und-prognostizierte-windenergieeinspeisung> (2013, Jan. 09).
- [20] Amprion GmbH, *Hochrechnung der Windstromeinspeisung*, <http://www.amprion.net/windenergieeinspeisung>.
- [21] Transnet BW GmbH, *Windeinspeisung (Prognose + Ist)*, <http://transnetbw.de/kennzahlen/erneuerbare-energien/windenergie/>.
- [22] C. Salbert, „Sturmschäden von ANDREA: Wetterbericht: 5.Januar.2012“, [http://www.wetter24.de/wetter-news/news/ch/cfc371c0802c60ce712b0e84407aa820/article/sturmschaeden\\_von\\_andrea.html](http://www.wetter24.de/wetter-news/news/ch/cfc371c0802c60ce712b0e84407aa820/article/sturmschaeden_von_andrea.html), 2012.
- [23] Informationsplattform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber, *EEG Jahresabrechnung 2010*, <http://www.eeg-kwk>.



- net/de/file/EEG\_2010\_Public.pdf (2013, Jan. 09).
- [24] Informationsplattform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber, EEG Jahresabrechnung 2011 (2013, Jan. 09).
- [25] H. Doerr and M. Lange, Monitoringbericht 2012. Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 3 i.V.m. § 35 EnWG und § 48 Abs. 3 i.V.m. § 53 Abs. 3 GWB, [http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/BNetzA/Presse/Berichte/2012/MonitoringBericht2012.pdf?\\_\\_blob=publicationFile](http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/BNetzA/Presse/Berichte/2012/MonitoringBericht2012.pdf?__blob=publicationFile) (2012, Nov. 30).
- [26] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), dena-Netzstudie: Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020, [http://www.dena.de/fileadmin/user\\_upload/Publikationen/Energiesysteme/Dokumente/dena-Netzstudie.pdf](http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/Energiesysteme/Dokumente/dena-Netzstudie.pdf) (2013, Jan. 09).
- [27] S. Kohler, A.-C. Agricola, and H. Seidl, dena-Netzstudie II: Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015 - 2020 mit Ausblick 2025, [http://www.dena.de/fileadmin/user\\_upload/Presse/studien\\_umfragen/Netzstudie\\_II/Endbericht\\_dena-Netzstudie\\_II.pdf](http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Presse/studien_umfragen/Netzstudie_II/Endbericht_dena-Netzstudie_II.pdf) (2013, Jan. 09).
- [28] Deutscher Bundestag, Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz – EnWG): EnWG, 2012.
- [29] A. G. T. G. G. 50Hertz Transmission GmbH, Neue Netze für neue Energien: Netzentwicklungsplan, <http://www.netzentwicklungsplan.de/>.
- [30] Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, Rösler: Bundesbedarfplangesetz schafft Planungssicherheit für alle Beteiligten, <http://www.bmwi.de/DE/Presse/pressemitteilungen,did=543632.html>.
- [31] Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH), Entwurf eines Zweiten Gesetzes über Maßnahmen zur Beschleunigung des Netzausbaus Elektrizitätsnetze: Referentenentwurf der Bundesregierung, <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/B/bundesbedarfplangesetz-entwurf,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>.
- [32] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW), Regelungen und Übergangsfristen für bestimmte Anforderungen in Ergänzung zur technischen Richtlinie: Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz – Richtlinie für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz, [http://www.bdew.de/internet.nsf/id/A2A0475F2FAE8F44C12578300047C92F/\\$file/4.%20Erg%C3%A4nzung%20BDEW-MSR%20final.pdf](http://www.bdew.de/internet.nsf/id/A2A0475F2FAE8F44C12578300047C92F/$file/4.%20Erg%C3%A4nzung%20BDEW-MSR%20final.pdf) (2013, Jan. 02).
- [33] Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH), „Entwurf Offshore-Netzplan Nordsee,“ Sep. 2012.
- [34] Bundesnetzagentur, „Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Strom 2012,“ Bundesnetzagentur, 2011.
- [35] Bundesrat, Drittes Gesetz zur Neuregelung energiewirtschaftsrechtlicher Vorschriften: 740/12 (Beschluss), 2012.
- [36] Deutscher Bundestag, Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien: Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG, 2012.
- [37] eeg-kwk.net, Offshore-Haftungsumlage für 2013 nach § 17 f EnWG, <http://www.eeg-kwk.net/de/Offshore-Haftungsumlage-2013.htm> (2013, Jan. 04).
- [38] Fraunhofer IWES Windmessnetz.
- [39] Informationsplattform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber, EEG Jahresabrechnung 2009, [http://www.eeg-kwk.net/de/file/2010-07-26\\_EEG-Jahresabrechnung-2009\\_Internet\(1\).pdf](http://www.eeg-kwk.net/de/file/2010-07-26_EEG-Jahresabrechnung-2009_Internet(1).pdf).
- [40] Bundesanzeiger, Verordnung über die Höhe der Managementprämie für Strom aus Windenergie und solarer Strahlungsenergie: Managementprämienverordnung – MaPrV, [http://www.clearingstelle-eeg.de/files/MaPrV\\_121102\\_BGBI.pdf](http://www.clearingstelle-eeg.de/files/MaPrV_121102_BGBI.pdf).
- [41] European Wind Energy Association, „Pure Power: Wind energy targets for 2020 and 2030,“ European Wind Energy Association, 2011.
- [42] M. Uken, „USA genehmigen 1. Offshore-Windpark,“ Zeit online, 29 Apr, 2010, <http://blog.zeit.de/gruenegeschaeft/2010/04/29/usa-genehmigen-1-offshore-windpark/>.
- [43] Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH), „Nordsee Offshore Windparks,“ Hamburg und Rostock, 2012.
- [44] Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH), Ostsee Offshore Windparks, <http://www.bsh.de/de/Meeresnutzung/Wirtschaft/CONTIS-Informationssystem/>

## Quellen

- ContisKarten/OstseeOffshoreWindparksPilotgebiete.pdf, Hamburg und Rostock, 2012.
- [45] Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH), Genehmigte Windparkprojekte in der Nordsee, <http://www.bsh.de/de/Meeresnutzung/Wirtschaft/Windparks/index.jsp>, Hamburg und Rostock, 2012.
- [46] Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH), Genehmigte Windparkprojekte in der Ostsee, <http://www.bsh.de/de/Meeresnutzung/Wirtschaft/Windparks/index.jsp>.
- [47] ENOVA Energiesysteme GmbH & Co.KG, „ENOVA als bundesweiter Vorreiter,“ Bunderhee.
- [48] Nordex SE, „Erste Offshore Turbine in Deutschland errichtet: Deutschland hat seine erste Windenergieanlage im Wasser. Rund 500 Meter vor der Kaimauer des Rostocker Überseehafens installierte die Nordex AG ihre N90/2500 offshore,“ 2006.
- [49] BARD Engineering GmbH, „Hooksiel,“ 2008.
- [50] C. Bartsch, „FACT-SHEET alpha ventus,“ alpha ventus, 2012.
- [51] EnBW AG, Mitten im Meer, [http://www.enbw.com/content/de/windkraft\\_offshore/baltic1/das\\_projekt/index.jsp](http://www.enbw.com/content/de/windkraft_offshore/baltic1/das_projekt/index.jsp) (2013, Jan. 15).
- [52] BARD Holding GmbH, „Erster Hochsee-Windstrom aus „BARD Offshore 1“: Fünfzehnte Windkraftanlage im Projektfeld installiert,“ 2010.
- [53] P. Sennekamp, EU offshore wind energy sector posts solid 2012, [http://www.ewea.org/press-releases/detail/?tx\\_ttnews%5Btt\\_news%5D=2019&cHash=10f919edd2b28446d7652f798d4791b6](http://www.ewea.org/press-releases/detail/?tx_ttnews%5Btt_news%5D=2019&cHash=10f919edd2b28446d7652f798d4791b6), 2013.
- [54] BARD Holding GmbH, BARD Offshore 1 erreicht 100-Megawatt-Marke: Gut ein Jahr vor Fertigstellung werden bereits 100.000 Haushalte mit regenerativer Energie versorgt, [http://www.bard-offshore.de/uploads/media/BARD\\_Pressemitteilung\\_100MW\\_16112012.pdf](http://www.bard-offshore.de/uploads/media/BARD_Pressemitteilung_100MW_16112012.pdf).
- [55] Trianel Windkraftwerk Borkum GmbH & Co. KG, „Bau von Offshore-Windpark wird ausgebremst: Netzanschluss für Trianel Windpark Borkum verschoben,“ Borkum, 2012.
- [56] Trianel Windkraftwerk Borkum GmbH & Co. KG, Erster Hammerschlag in der Nordsee: Bau des Trianel Windparks Borkum beginnt, <http://www.trianel.com/de/pressearchiv/details/article//erster-hammerschlag-in-der-nor.html>.
- [57] Global Tech I Offshore Wind GmbH, „Sechs Tripod-Fundamente im Baufeld installiert,“ Global Tech I Offshore Wind GmbH, 2012.
- [58] RWE Innogy GmbH, „Vorweggehen mit Windenergie vom Meer.: Offshore-Windpark Nordsee Ost,“ Essen, 2011.
- [59] Internationales Wirtschaftsforum Regenerative Energien (IWR), „RWE Offshore-Windpark Nordsee Ost im Bau: Erste Jackets stehen,“ Pressemitteilung, 2012.
- [60] WindMW GmbH, „Baubeginn von Meerwind Süd I Ost: Deutschlands erstem vollfinanzierten Offshore Windpark,“ 2012.
- [61] Offshore-Windpark RIFFGAT GmbH & Co. KG, „Riffgat Pressemitteilungen,“ 2012.
- [62] Forschungs- und Entwicklungszentrum Fachhochschule Kiel GmbH, FINO – Forschungsplattformen in Nord- und Ostsee (2012, Jan. 30).
- [63] Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH), FINO 1 Messstation: The FINO1 project is financed by the Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation and Nuclear Safety (BMU).
- [64] Danish Energy Agency, Register of wind turbines, [http://www.ens.dk/en-US/Info/FactsAndFigures/Energy\\_statistics\\_and\\_indicators/OverviewOfTheEnergySector/RegisterOfWindTurbines/Sider/Forside.aspx](http://www.ens.dk/en-US/Info/FactsAndFigures/Energy_statistics_and_indicators/OverviewOfTheEnergySector/RegisterOfWindTurbines/Sider/Forside.aspx) (2012, Jan. 09).
- [65] BERR, Barrow Offshore Wind Farm 2<sup>nd</sup> Annual Report: JULY 2007 – JUNE 2008, <http://www.wind-power-program.com/Library/Performance%20of%20large%20scale%20wind%20farms/Barrow/BERR%20report%20on%20Barrow%20Offshore%20Wind%20Farm%202008.pdf> (2013, Jan. 09).
- [66] L. van Pijkeren and B. Hoefakker, Offshore Windfarm Egmond aan Zee: 5 years of Operation, <http://www.agentschapnl.nl/sites/default/files/bijlagen/20111212%20Workshop%20WEZ%20NoordzeeWind%20Hoefakkers%205%20yrs%20of%20Operation.pdf>.
- [67] Fraunhofer IWES, alpha ventus: Forschung und Industrie präsentieren gemeinsame Erfolge, <http://rave2012.iwes>.

- fraunhofer.de/img/pdfs/RAVE\_Presseinfo\_20120508.pdf (2013, Jan. 09).
- [68] BERR, Scroby Sands Offshore Wind Farm 3rd Annual Report: JANUARY 2007 – DECEMBER 2007, <http://webarchive.nationalarchives.gov.uk/+http://www.berr.gov.uk/files/file46398.pdf> (2012, Jan. 30).
- [69] Vattenfall, Kentish Flats Offshore Wind Farm: FEPA Monitoring Summary Report, [http://www.vattenfall.co.uk/en/file/1\\_Kentish\\_flats\\_FEPA\\_monitoring.pdf\\_16403566.pdf](http://www.vattenfall.co.uk/en/file/1_Kentish_flats_FEPA_monitoring.pdf_16403566.pdf).
- [70] BERR, Barrow Offshore Wind Farm 1<sup>st</sup> Annual Report: JULY 2006 – JUNE 2007, <http://webarchive.nationalarchives.gov.uk/+http://www.berr.gov.uk/files/file50163.pdf> (2013, Jan. 09).
- [71] Institut für solare Energieversorgungstechnik, „Windenergie Report Deutschland 2008,“ Institut für solare Energieversorgungstechnik, Kassel, 2008.
- [72] BERR, OFFSHORE WIND CAPITAL GRANTS SCHEME: Kentish Flats Offshore Wind Farm and Kentish Flats Offshore Wind Farm 2<sup>nd</sup> Annual Report, <http://webarchive.nationalarchives.gov.uk/+http://www.berr.gov.uk/files/file50164.pdf>.
- [73] NoordzeeWind, Reports & Data, <http://www.noordzeewind.nl/en/knowledge/reportsdata/> (2012, Jan. 09).
- [74] P. Schwabe, S. Lensink and M. Hand, IEA Wind Task 26: Multi-national Case Study of the Financial Cost of Wind Energy, [http://www.ieawind.org/index\\_page\\_postings/task26/task%2026%20wp%201%20report.pdf](http://www.ieawind.org/index_page_postings/task26/task%2026%20wp%201%20report.pdf) (2013, Jan. 10).
- [75] KfW, KfW-Programm Offshore-Windenergie: Programmnummer 273, [http://www.kfw.de/kfw/de/Inlandsfoerderung/Programmuebersicht/KfW-Programm\\_Offshore-Windenergie/index.jsp](http://www.kfw.de/kfw/de/Inlandsfoerderung/Programmuebersicht/KfW-Programm_Offshore-Windenergie/index.jsp).
- [76] KfW, Das Offshore-Programm läuft rund: Die KfW finanziert Windparks in Nord- und Ostsee mit 5 Milliarden Euro, [http://www.kfw.de/kfw/de/KfW-Konzern/Medien/Material\\_fuer\\_die\\_Presse/KfW-Infodienst/Archiv/2011/Atomausstieg\\_-\\_Die\\_KfW\\_finanziert\\_die\\_Energiewende/Das\\_Offshore-Programm\\_laeuft\\_rund.jsp](http://www.kfw.de/kfw/de/KfW-Konzern/Medien/Material_fuer_die_Presse/KfW-Infodienst/Archiv/2011/Atomausstieg_-_Die_KfW_finanziert_die_Energiewende/Das_Offshore-Programm_laeuft_rund.jsp) (2013, Jan. 10).
- [77] Deutscher Bundestag, Entwurf eines Dritten Gesetzes zu Neuregelung energiewirtschaftlicher Vorschriften: ENWG, 2012.
- [78] Stiftung OFFSHORE-WINDENERGIE, Stellungnahme zum Kabinettsentwurf eines Dritten Gesetzes zur Neuregelung Energiewirtschaftsrechtlicher Vorschriften (EnWG-E), [http://www.bundestag.de/bundestag/ausschuesse17/a09/anhoerungen/16\\_Oeffentliche\\_Anhoerung/Stellungnahmen/17\\_9\\_967.PDF](http://www.bundestag.de/bundestag/ausschuesse17/a09/anhoerungen/16_Oeffentliche_Anhoerung/Stellungnahmen/17_9_967.PDF).
- [79] Bundesministerium für Verkehr, Novelle der Seeanlagenverordnung tritt in Kraft: Ramsauer: Windparks können jetzt schneller entstehen, <http://www.bmvbs.de/SharedDocs/DE/Pressemitteilungen/2012/015-ramsauer-novelle-seeanlagenverordnung.html> (2013, Jan. 10).

Besuchen Sie auch unsere Web-Seite

[www.windmonitor.de](http://www.windmonitor.de)

Dort finden Sie aktuelle Daten zur Entwicklung der Windenergie.

### **Energiewende Nordhessen**

Dr. Thorsten Ebert, Stadtwerke Union Nordhessen,  
thorsten.ebert@KVG.de  
Katharina Henke, Fraunhofer IWES,  
katharina.henke@iwes.fraunhofer.de

### **Direktvermarktung von Windenergie**

Christoph Richts, Fraunhofer IWES,  
christoph.richts@iwes.fraunhofer.de

### **Systemdienstleistungen durch Windenergie**

Fraunhofer IWES:  
Prof. Dr. Lutz Hofmann,  
lutz.hofmann@iwes.fraunhofer.de  
Sebastian Stock,  
sebastian.stock@iwes.fraunhofer.de  
Mariano Faiella,  
mariano.faiella@iwes.fraunhofer.de  
Lothar Löwer,  
lothar.loewer@iwes.fraunhofer.de

### **Weiterbetrieb von Windenergieanlagen**

Jürgen Holzmüller, 8.2 Ingenieurbüro Holzmüller Aurich,  
juergen.holzmueller@8p2.de

### **Neue Ansätze in der Rotorentwicklung**

Dr. Arno van Wingerde, Fraunhofer IWES,  
arno.van.wingerde@iwes.fraunhofer.de

### **Akzeptanz der Offshore-Windenergienutzung**

PD Dr. Gundula Hübner,  
AG Gesundheits- und Umweltpsychologie,  
Institut für Psychologie,  
Martin-Luther-Universität Halle-Wittenberg,  
gundula.huebner@psych.uni-halle.de  
Dr. Johannes Pohl,  
johannes.pohl@psych.uni-halle.de



*Fraunhofer IWES Kassel,  
© Fraunhofer IWES*



*Fraunhofer IWES Nordwest, Bremerhaven,  
© Fraunhofer IWES*

**Fraunhofer IWES.** Das Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik ist 2009 aus dem ehemaligen Fraunhofer-Center für Windenergie und Meerestechnik CWMT in Bremerhaven sowie dem Institut für Solare Energieversorgungstechnik ISET e. V. in Kassel hervorgegangen. Das Personal ist bis 2013 auf knapp 500 Wissenschaftlerinnen und Wissenschaftler, Angestellte sowie Studentinnen und Studenten gewachsen.

**Forschungsgebiete.** Die Forschungsgebiete des Fraunhofer IWES umfassen das gesamte Spektrum der Windenergie von der Materialentwicklung bis hin zur Netzoptimierung sowie die Energiesystemtechnik für die Nutzung aller Formen der erneuerbaren Energien:

- Technik und Betriebsführung von Windenergieanlagen und -parks
- Dynamik von Windenergieanlagen und Komponenten
- Komponentenentwicklung Rotor, Antriebsstrang und Gründung
- Test- und Bewertungsverfahren für Anlagen und Komponenten
- Umweltanalytik Wind, See und Boden für die Wind- und Meeresenergienutzung
- Regelung und Systemintegration dezentraler Energiewandler und Speicher
- Energiemanagement und Netzbetrieb
- Energieversorgungsstrukturen und Systemanalyse

**Testzentren und Labore.**

- Kompetenzzentrum Rotorblatt
- DyNaLab: Dynamic Nacelle Laboratory
- Testzentrum Tragstrukturen
- Offshore-Auslagerungsstandorte
- Klimakammer zur Simulation von Mechanik und Umwelt
- Windmessnetz und 200-Meter-Messmast
- Regelungssysteme großer Windenergieanlagen
- Experimentierzentrum Bioenergie-Systemtechnik
- HBFZ: Hessisches Biogas-Forschungszentrum
- DeMoTec: Design-Zentrum Modulare Versorgungstechnik
- SysTec: Testzentrum für intelligente Netze und E-Mobilität
- PNI: Prüflabor Netzintegration

# FRAUNHOFER IWES

- TPE: Test- und Prüfzentrum Elektromobilität
- Photovoltaik-Systeme
- Akkreditierte Prüflabore für Stromrichter und EMV
- Batteriespeicher
- High-Performance-Rechencluster „Virtuelles Stromversorgungssystem“
- DERlab: Europäisches Exzellenznetzwerk

## 25 Jahre Forschung für Windenergie und Energiesystemtechnik.

Für den Kasseler Institutsteil des IWES ist 2013 ein Jubiläumsjahr. 1988 wurde das Institut für Solare Energieversorgungstechnik ISET vom Land Hessen und der Universität Kassel gegründet und 2009 in die Fraunhofer-Gesellschaft aufgenommen. Das Institut konzentrierte sich von Anfang an auf die Energiesystemtechnik für alle Formen der erneuerbaren Energien. Beispiele der Forschungsaktivitäten im Bereich der Wind- und Meeresenergie sind:

- Wissenschaftliches Mess- und Evaluierungsprogramm (WMEP) 1989–2006
- Elektrisch geregelte Überlagerungsgetriebe in Windkraftanlagen 1990–1992
- Windmessprogramm Hessen 1993–1996
- Mechanische Belastung drehzahlvariabler Windkraftanlagen unter Mittelgebirgsbedingungen 1993–1996
- Fehlerfrüherkennung in Windkraftanlagen 1994–1998
- Regelung von Großwindkraftanlagen für Standorte in Mittelgebirgsanlagen 1995–1998
- Online-Erfassung Windeinspeisung – seit 1998 bis heute
- European Wind Energy Information Network (EUWINET) 1999–2000
- Windindex 1999–2002
- Prognose der Windeinspeisung – seit 2000 bis heute
- Test und Vermessung eines Windenergieanlagen-Prototypen mit 5 kW Nennleistung 2002–2005
- Seaflo – Regelung drehzahlvariabler Meeresströmungsturbinen 2002–2004

*Windmessnetz, © Fraunhofer IWES*

*Onshore-Windpark, © Paavo Blåfield*

*Offshore-Windpark alpha ventus, © DOTI*





200-Meter-Messmast bei  
Wolfhagen / Kassel,  
© Fraunhofer IWES

- Advanced Maintenance and Repair for Offshore Windfarms using Fault Prediction and Condition Monitoring Techniques and Integrated Wind Turbine Design 2003–2010
- Netzintegration Offshore 2003–2006
- Neue Generation von Regelungssystemen für Große Windkraftanlagen 2004–2008
- Seagen – Regelung Doppelrotorturbinen der Megawatt-Klasse 2005–2008
- Integrated Wind Turbine Design, Control Systems 2006–2010
- Deutscher Windmonitor 2006–2008
- UPWind 2006–2011
- Wind on the Grid 2006–2009
- EVW-Erhöhung der Verfügbarkeit von Windenergieanlagen – seit 2006
- Offshore~WMEP - Monitoring- und Evaluierungsprogramm zur Offshore-Windenergienutzung – seit 2007
- Kobold – Regelung Vertikalachsenturbinen 2007–2008
- RAVE-Netzintegration 2007–2012
- Cores – Regelung schwimmender OWC Wellenenergieanlagen 2008–2011
- Lastreduzierende Regelungssysteme für MultiMegaWatt Windkraftanlagen 2008–2011
- NORSEWIND – Northern Seas Wind Index Database 2008–2012
- Wartung und Instandhaltung / Verfügbarkeit – seit 2009
- Research at alpha ventus RAVE – seit 2009
- Windenergie im Binnenland – seit 2009
- Windparkregelung zur Netzintegration 2009–2012
- Pulse Stream 1200 – Regelung oszillierender Meeresströmungsturbinen 2010–2012
- Einsatz von Multi-Agenten-Systemen als Unterstützung für eine zuverlässigkeitsorientierte Instandhaltung von Windenergieanlagen – seit 2011
- Offshore Testfeld-Forschung (OFT) – seit 2012
- FINO123 – Standardisierung und vergleichende Analyse der meteorologischen FINO-Messdaten – seit 2012
- IEA Wind Task 33: Reliability Data – seit 2012
- Windscanner.eu – seit 2012
- Wetter- und Einspeiseprognose EWeliNE – seit 2012

## Abkürzungen

BSH	Bundesamt für Schifffahrt und Hydrographie
BMU	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft
BGBI	Bundesgesetzblatt
BMVBS	Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie
DIBT	Deutsches Institut für Bautechnik
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare Energien Gesetz
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EWEA	Europäischer Windenergieverband (European Wind Energy Association)
KfW	Kreditanstalt für Wiederaufbau
PSW	Pumpspeicherwerk
PV	Photovoltaik
StrEG	Stromeinspeisungsgesetz
UK	Vereinigtes Königreich (United Kingdom)
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VDMA	Verband Deutscher Maschinen- und Anlagenbau
WCMS	Windparkcluster-Management-System
WEA	Windenergieanlage
WMEP	Wissenschaftliches Mess- und Evaluierungsprogramm

## Einheiten

kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunde
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunde
GW	Gigawatt
GWh	Gigawattstunde
TW	Terawatt
TWh	Terawattstunde
m	Meter
km	Kilometer
Mio	Millionen
ct	Cent

## Spezielle Begriffe

Ausfallarbeit	Durch Abregelung von WEA entgangener Windstromertrag
farshore	Offshore Windparks in einer Küstentfernung ab 3 Seemeilen
nearshore	Offshore Windparks in einer Küstentfernung von unter 3 Seemeilen
Netto-Zubau	Zugebaute abzüglich rückgebauter Anlagenleistung



**Fraunhofer IWES** | Kassel

Königstor 59  
34119 Kassel / Germany  
Tel.: 05 61 72 94-0  
Fax: 05 61 72 94-100

**Fraunhofer IWES** | Bremerhaven

Am Seedeich 45  
27572 Bremerhaven / Germany  
Tel.: 04 71 90 26 29-0  
Fax: 04 71 90 26 29-19

[info@iwes.fraunhofer.de](mailto:info@iwes.fraunhofer.de)  
[www.iwes.fraunhofer.de](http://www.iwes.fraunhofer.de)

Gefördert durch:



Bundesministerium  
für Umwelt, Naturschutz  
und Reaktorsicherheit

Projekträger:



aufgrund eines Beschlusses  
des Deutschen Bundestages

ISBN 978-3-8396-0536-3



9 783839 605363