



Fraunhofer

IWES

FRAUNHOFER-INSTITUT FÜR WINDENERGIE UND ENERGIESYSTEMTECHNIK IWES

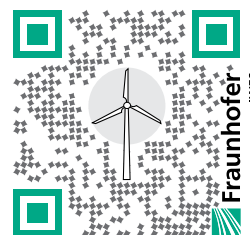
WINDENERGIE REPORT DEUTSCHLAND 2014



FRAUNHOFER VERLAG

Herausgeber:

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

**Redaktion:**

Katrin Janssen, Stefan Faulstich, Berthold Hahn,
Johanna Hirsch, Moritz Neuschäfer, Sebastian Pfaffel,
Dr. Kurt Rohrig, André Sack, Lena Schuldt,
Elisabeth Stark, Mark Zieße

Foto Titelseite: „Sternziehen“ © Bard

Satz: Werbeagentur Rechl, Kassel
Druck: Konrad Triltsch GmbH, Ochsenfurt-Hohstadt

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 978-3-8396-0854-8

© by FRAUNHOFER VERLAG, 2015
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
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

WINDENERGIE REPORT DEUTSCHLAND 2014

Fraunhofer Verlag



INHALT

Vorwort	4
Das Jahr der Rekorde	5
Executive Summary	6
Wind im Erneuerbare-Energien-Mix	8
Entwicklung in Deutschland	9
Entwicklung weltweit	20
Netzintegration und Netzausbau	22
Einspeisung und Erträge	23
Netzbetrieb und Netzausbau	28
Onshore	34
Technische Entwicklung	35
Windressourcen	42
Betriebsergebnisse	43
Rechtliche und finanzielle Rahmenbedingungen ...	46
Offshore	48
Ausbau der Offshore-Windenergie	49
Technische Entwicklung	58
Wind- und Wellenbedingungen	62
Betriebsergebnisse	64
Rechtliche und finanzielle Rahmenbedingungen ...	67
Special Reports	
Kritische Rohstoffe beim Windenergieausbau	70
Regelleistung durch Windenergieanlagen	78
Regionale Marktwertfaktoren der Windenergie	84
Auswirkungen des Ausschreibungsverfahrens	90
Szenarien zum deutschen Offshore-Ausbau	96
Anhang	
Quellen und Autoren	102
Fraunhofer IWES	110

VORWORT



DAS JAHR DER REKORDE

Die Windenergie ist auf dem Vormarsch. Weltweit wurde 2014 mit über 51 GW so viel Windleistung installiert wie noch nie zuvor. Bereits 3 % des weltweiten Stromverbrauchs werden aus Windenergie gedeckt (2013). In Deutschland konnten 2014 nach dem Rekordzubau von 5188 MW sogar 9,7% des Bruttostromverbrauchs aus Windenergie bereitgestellt werden. Onshore wurde mit 4665 MW der höchste Brutto-Zubau in der deutschen Geschichte erreicht und auf See hat sich die Windleistung mit einem Zubau von 523 MW verdoppelt.

Erstmals stellen in Deutschland alle erneuerbaren Energien zusammen mit knapp 28 % den größten Anteil des Bruttostromverbrauchs bereit. Damit haben sie nach den Atomkraftwerken (2012) nun auch den zuletzt wichtigsten Energieträger Braunkohle überholt.

Wichtige Zwischenziele beim Ausbau der erneuerbaren Energien sind damit erreicht, aber auf dem Weg der Energiewende müssen noch einige Herausforderungen gemeistert werden. Die fluktuierenden Einspeisungen, die Konzentration der Windenergie im Norden und der Photovoltaik im Süden sowie der insgesamt steigende Anteil der Erneuerbaren an der Stromversorgung erfordern eine strukturelle Anpassung des gesamten Energieversorgungssystems. Der dafür benötigte Netzausbau, der Zubau von Speicherkapazitäten, die Flexibilisierung komplementärer Kraftwerke, die Verschiebung bzw. Kappung von Verbrauchs- und Leistungsspitzen sowie der weitere Ausbau der Erneuerbaren selbst müssen aufeinander abgestimmt werden. Eine weitere Herausforderung ist die Kopplung des Stromsektors mit dem Wärme- und dem Verkehrssektor.

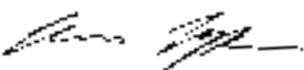
Die regelmäßigen Novellierungen des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes, die Verabschiedung von Gesetzen zur Steuerung und Beschleunigung des Netzausbaus, die strategischen Überlegungen und Entscheidungen, die u. a. im Grünbuch des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie „Ein Strommarkt für die Energiewende“ festgehalten sind, zeigen die gesellschaftlichen Anstrengungen, den Umbau der Energieversorgung sinnvoll und nachhaltig zu gestalten. Schwankende Rahmenbedingungen, wie der aktuelle Verfall der Rohölpreise

oder die viel geringer als vorhergesehen ausfallenden Preise für CO₂-Emissionsrechte, erfordern immer wieder Korrekturen und Anpassungen.

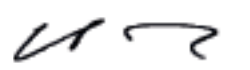
Deutschland kann seine Energieversorgung in geringem Umfang auf eigene Rohstoffe aufbauen und spielt folgerichtig in vielen Teilaspekten der Energiewende eine internationale Führungsrolle. Deutschland muss aber gleichzeitig darauf achten, sein aufgebautes Know-how und den vielfachen technologischen Vorsprung zu erhalten, um die Energiewende auch zu einem nachhaltigen wirtschaftlichen Erfolg zu führen. Alle Entscheidungen und Maßnahmen wirken sich auf die Entwicklung der Windenergienutzung aus. Der Windenergie Report Deutschland spiegelt einmal jährlich den aktuellen Stand mit einer Vielzahl von Zahlen und Fakten wieder. Weitere, kurzfristiger aktualisierte Informationen sind darüber hinaus auf der Webseite www.windmonitor.de zu finden.

Der Windenergiereport erscheint im Rahmen des vom Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie geförderten Vorhabens Offshore-WMEP.




Prof. Dr. Clemens Hoffmann
Institutleiter Fraunhofer IWES
Kassel




Dr. Kurt Rohrig
Stellv. Institutleiter
Fraunhofer IWES Kassel



EXECUTIVE SUMMARY

Rekordjahr 2014. In Deutschland wurden sowohl an Land als auch auf See so hohe Zubauwerte erzielt, dass mit insgesamt 5188 MW Neuinstallation das bisherige Maximum aus dem Jahr 2002 um mehr als 60 % übertroffen wurde. Mit einer Gesamtleistung von 39 259 MW deckt die Windenergie in Deutschland erstmals 9,7 % des Bruttostromverbrauchs. Auch weltweit wurde mit über 51 000 MW so viel installiert wie noch nie zuvor.

Strommix. Die erneuerbaren Energien deckten in Deutschland mit 161 TWh einen Anteil von 27,8 % des Bruttostromverbrauchs. Damit stellen die Erneuerbaren erstmals mehr Energie bereit, als irgendein anderer Energieträger.

Durch Inkrafttreten des neuen EEG im August 2014 und die geänderten Förderbedingungen geriet der Zubau von Biogasanlagen und PV-Großanlagen ins Stocken. Der Rekordzubau bei der Windenergie kann auf Grund der ab 2017 in Kraft tretenden Ausschreibungsverfahren als Vorzieheffekt interpretiert werden.

Netzintegration. Die Ausfallarbeit durch Einspeisemanagementmaßnahmen stieg im Vergleich zu 2012 um 44 % auf 555 GWh an, wovon in 87 % der Fälle Windenergieanlagen betroffen waren, vermehrt aber auch PV-Anlagen. Um die Ausfallarbeiten zu begrenzen, müssen die Stromerzeugung flexibilisiert und die Netze ausgebaut werden.

Von den im Energieleitungsausbaugesetz enthaltenen 23 Ausbauprojekten (1887 km) war Ende 2014 mit 463 km lediglich ein Viertel realisiert. In den vorläufigen Prüfungsergebnissen zum Netzentwicklungsplan 2014 beläuft sich das Volumen der Netzverstärkungen bzw. -umstellungen auf 3050 km.

Offshore wurde die Netzanbindung HelWin 1 mit 580 MW in Betrieb genommen, SylWin 1 und BorWin 2 mit insgesamt 1660 MW befinden sich im Probetrieb. In den vorläufigen Prüfungsergebnissen zum Offshore-Netzentwicklungsplan 2014 sind Netzanbindungen mit einer Gesamtleistung von 10,3 GW geplant.

Onshore. 2014 wurden in Deutschland insgesamt 44 verschiedene Anlagentypen errichtet. In der 3-4 MW-Klasse wurden erstmals nahezu genauso viele Anlagen zugebaut wie in der bisher dominanten 2-3 MW-Klasse. Der Rotordurchmesser der zugebauten Anlagen liegt im Mittel bei 99 m, die Nabenhöhe bei 115 m.

Im Jahr 2014 wurden erstmals in jedem Bundesland neue Anlagen zugebaut. Der größte absolute Leistungszubau erfolgte in Schleswig-Holstein mit 1293 MW, gefolgt von Niedersachsen mit 600 MW. Der größte prozentuale Zubau erfolgte mit Bayern (27 %) im Süden Deutschlands.

Offshore. Wie die beiden Jahre zuvor lag der weltweite Offshore-Zubau 2014 bei etwa 1,6 GW. Der größte Zubau erfolgte erneut im Vereinigten Königreich gefolgt von Deutschland und Belgien. Insgesamt sind 2693 Offshore-Windenergieanlagen mit einer Leistung von 8493 MW in 104 Offshore-Windparks ans Netz angeschlossen.

In Deutschland wurden 141 Anlagen mit insgesamt 523 MW in den Windparks DanTysk, Meerwind Süd/Ost, Nordsee Ost und Riffgat (teilweise) in Betrieb genommen, so dass Ende 2014 insgesamt 1044 MW in deutschem Gewässer installiert waren. Weitere 286 Windenergieanlagen mit einer Gesamtleistung von 1269 MW sind errichtet, aber Ende 2014 noch ohne Netzanschluss.

		Onshore		Offshore		Summe	
		2013	2014	2013	2014	2013	2014
Installierte Leistung kumuliert	MW	33.714	38.215	521	1.044	34.235	39.259
Neu installierte Leistung	MW	2.930	4.665	240	523	3.170	5.188
Zuwachsrate (brutto)	%	9,5	13,9	86	101	9,7	15,2
Anzahl Anlagen		23.646	25.382	116	257	23.762	25.639
Zubau Anlagen (brutto)		1.122	1.736	48	141	1.170	1.877
Stromeinspeisung (* Hochrechnung)	TWh	50,8	50,1*	0,9	1,3*	51,7	51,4*
Anteil der Strombedarfsdeckung	%	8,5	9,4	0,15	0,23	8,6	9,7



WIND IM ERNEUERBARE-ENERGIEN-MIX

Entwicklung in Deutschland

Erneuerbare Energien in Deutschland. Die Erneuerbaren Energien waren 2014 erstmals die wichtigste Stromquelle. Mit einem Anteil von 27,7 % am Bruttostromverbrauch (160 610 GWh) speisten sie 2014 erstmals mehr Strom ins Netz ein als Braunkohlekraftwerke (155 800 GWh) (vgl. Abbildung 1). Der Anteil der Erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch ist im Jahr 2014 um 2,3 Prozentpunkte gestiegen. Wächst der EE-Anteil an der Bruttostromerzeugung jährlich weiterhin in einer ähnlichen Größenordnung, kann das Ziel, den Anteil der Erneuerbaren im Energiemix bis zum Jahr 2025 auf 40-45 % zu steigern (§ 1 EEG), erreicht werden. Den größten Anteil am erneuerbaren Strommix hatte 2014 nach wie vor die Windenergie mit 35 % (vgl. Abbildung 2). Laut AGEE speisten die deutschen Windenergieanlagen (WEA) über das Jahr 55 970 GWh Windstrom ein. Damit verzeichnen WEA auch das stärkste Wachstum. Der Stromertrag aus WEA stieg um 4262 GWh, der Ertrag aus Photovoltaik-Anlagen um 3920 GWh auf 34 930 GWh [1].

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 Solaranlagen stellen heute mit 85 % der installierten Leistung den Hauptteil der Nennleistung im erneuerbaren Strommix. Während der größte Anteil des Stromertrags mit 35 % von der Windenergie stammt, folgt die Biomasse mit 27 % an zweiter Stelle vor der PV (21 %). Allerdings stagnierte die Biomassebranche in 2014. Auf Grund der Verabschiedung der EEG-Novelle im August 2014 wurden seitdem nur noch 48 MW zugebaut (2013 338 MW) [3]. Der Ertrag der Wasserkraft bleibt seit 1990 mit durchschnittlich 19 800 GWh nahezu konstant, repräsentieren aber inzwischen nur noch 13 % des Erneuerbare-Energien-Mix.

Der Energieertrag verdeutlicht die charakteristischen Merkmale der verschiedenen Energieträger. PV-Anlagen machen 42 % der installierten Leistung aus. Ihr Anteil an der Stromerzeugung beträgt gleichzeitig nur 21 %. Für 2014 ergibt sich eine Zahl von 937 Volllaststunden für die PV. Die wetterunabhängigen Biomasseanlagen erreichen hingegen mit 6426 Volllaststunden

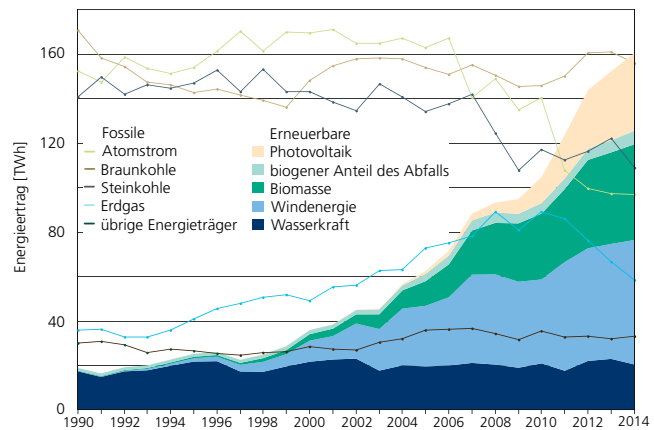


Abbildung 1: Entwicklung der Stromerzeugung aus EE seit 1990, Datenquellen: AGEE [1] und AGEB [2]

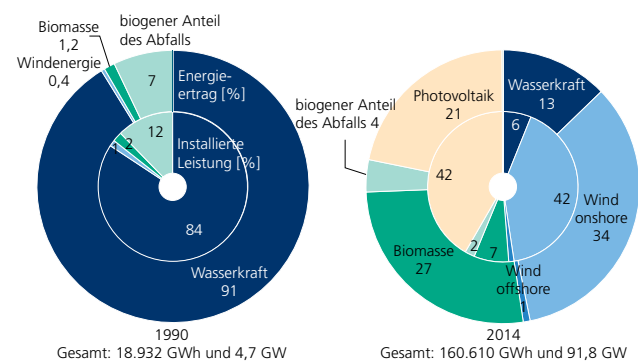


Abbildung 2: Brutto-Stromerzeugung und installierte Nennleistung der EE 1990 und 2012, Datenquellen: AGEE [1]

KRITISCHE ROHSTOFFE

Der Ausbau der EE wird zunehmend hinsichtlich seines Ressourcenverbrauchs diskutiert. Insbesondere der Verbrauch und die langfristige Verfügbarkeit der mineralischen Rohstoffe, die in der Regel zur Herstellung von Energiewandlern und Infrastruktur benötigt werden, wurden bisher wenig untersucht. Der Special Report „Kritische Rohstoffe beim Windenergieausbau“ des Wuppertal Instituts trägt ab Seite 70 dazu bei, diese bisherige Lücke zu schließen.

Dazu wurde untersucht, welche „kritischen“ mineralischen Rohstoffe für die Herstellung von WEA bis zum Jahr 2050 in Deutschland relevant sind. Als „kritisch“ werden dabei die langfristige Verfügbarkeit der identifizierten Rohstoffe, die Versorgungssituation, die Recyclingfähigkeit und die Umweltbedingungen der Förderung aufgefasst.

Nach der Definition der kritischen Mineralien werden deren Bedarf für die Windenergie unter Berücksichtigung der verschiedenen Windenergieanlangentypen, für den Zeitraum 2011 – 2050 für den niedrigen, mittleren, hohen und sehr hohen Ausbaupfad der Onshore- und Offshore-Windenergie abgeleitet und Alternativen aufgezeigt.

Der Report zeigt, dass aufgrund möglicher Versorgungsengpässe möglicherweise nicht jede Technologievariante unbeschränkt zum Einsatz kommen kann.

eine deutlich höhere Auslastung. Bei 7 % der installierten Leistung erzeugen sie über ein Viertel des Stroms aus erneuerbaren Energien. Die Wasserkraftanlagen erzielten 2014 im Schnitt 3666 Volllaststunden.

Strompreis. Der durchschnittliche Preis, den ein Haushalt mit einem Jahresverbrauch von 2500 – 5000 kWh zahlt, beträgt 2014 29,8 ct/kWh (vgl. Abbildung 3). Der Preis für die Endverbraucher ist somit binnen 5 Jahren um 31 % angestiegen [4], während der Preis für mittlere Industriekunden um 38 % und für große Industriekunden um 22 % gestiegen ist [5].

Der Strompreis, den Industrie- und Privatkunden zahlen, enthält neben den Kosten der Energieerzeugung und des Vertriebs auch verschiedene Preiszuschläge. Der Kostenblock Erzeugung, Transport und Vertrieb, der 2014 48 % des Strompreises ausmacht, ist in den letzten fünf Jahren nahezu konstant geblieben (vgl. Abbildung 4). Daneben setzt sich der Strompreis aus acht staatlich festgesetzten Abgaben und Umlagen zusammen [8]:

- Erzeugung, Transport und Vertrieb mit 13,87 ct/kWh.
- Konzessionsabgabe für die Einräumung von Wegerechten in den Kommunen (§ 48 EnWG) mit gemeindegrößenabhängigen Beträgen von 1,32 ct/kWh bis 2,39 ct/kWh. Der Durchschnittswert lag bei ca. 1,79 ct/kWh [8].
- Die EEG-Umlage zum Ausgleich der Differenz zwischen Einspeisevergütung und tatsächlichen Verkaufserlösen (§ 37 EEG) wird jeden Oktober von den Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) für das Folgejahr neu berechnet (6,24 ct/kWh) [9].
- Die KWK-Umlage dient der Förderung der Stromerzeugung aus Anlagen mit Kraft-Wärme-Kopplung (0,178 ct/kWh) (§ 7 KWKG) [10].
- Die § 19-Umlage (§ 19 StromNEV) gleicht die Netzentgeltbefreiung stromintensiver Unternehmen aus (0,092 ct/kWh) [11].
- Die Offshore-Haftungsumlage (§ 17f EnWG) zur Deckung von Schadensersatzkosten durch verspäteten Anschluss von Offshore-Windparks lag bei den maximal gesetzlich zulässigen 0,25 ct/kWh [12].

- 0,009 ct/kWh für die Bereitstellung von Abschaltleistungen [13].
- Die Stromsteuer beträgt seit 2003 2,05 ct/kWh (§ 3 StromStG) [14].
- Auf die Summe aller Posten werden 19 % Mehrwertsteuer aufgeschlagen (4,65 ct/kWh).

Während die EEG-Umlage 2014 von 5,277 ct/kWh auf 6,24 ct/kWh (+18,2 %) gestiegen ist [9], stieg der Anteil der reinen Förderkosten für den Ausbau der Erneuerbaren nur von 2,39 ct/kWh auf 2,54 ct/kWh (+6,3 %). Für den Anstieg der EEG-Umlage sind auch die Ausweitung des Industrieprivilegs und der Rückgang des Börsenstrompreises mitverantwortlich (siehe Abbildung 5).

Bei der Ausgleichsregelung für stromintensive Unternehmen (§§ 40 ff. EEG) zahlen die begünstigten Unternehmen je nach Stromverbrauch und -intensität eine geringere EEG-Umlage oder werden komplett befreit. Im Jahr 2014 profitierten 2799 Abnahmestellen mit einer privilegierten Strommenge von 107 101 GWh von der Ausgleichsregelung, während es 2013 noch 2295 Abnahmestellen mit 95 318 GWh waren [17, 18]. Entsprechend stieg der Posten Industrieprivileg von 0,92 ct/kWh auf 1,26 ct/kWh in 2014 (vgl. Abbildung 5).

Die ÜNB berechnen jedes Jahr im Oktober die EEG-Umlage, die im folgenden Jahr fällig wird. Für die Umlage-Berechnung wird der September-Kontostand verwendet. Aufgrund von Abweichungen zwischen Prognose und realer Entwicklung lag der Kontostand im September 2013 (Berechnungsbasis für die Umlage im Folgejahr) bei -2 196 Mio. € [19]. Dies schlägt sich in der Nachholung der EEG-Umlage aus dem Vorjahr in 2014 mit 0,27 ct/kWh nieder (vgl. Abbildung 5). Um Unsicherheiten in der Berechnung der ÜNB aufzufangen, wurden 0,27 ct/kWh als Liquiditätsreserve vorgesehen.

Neuanlagen, die von Januar 2012 bis Juli 2014 in Betrieb gingen, erhielten die Marktprämie, um die Integration der Erneuerbaren in den Strommarkt zu fördern und zusätzliche Aufwendungen der Betreiber für die Direktvermarktung zu

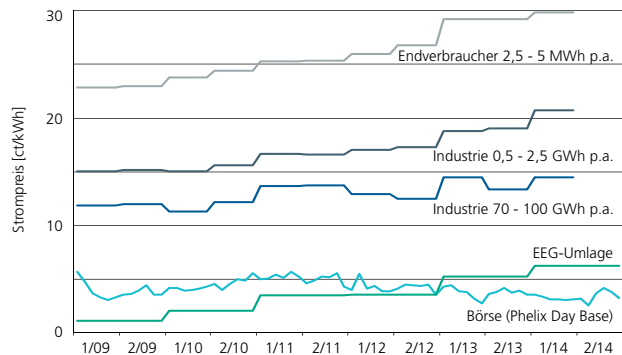


Abbildung 3: Entwicklung des halbjährlichen Strompreises für Industrie- und Privatkunden sowie des monatlichen Strombörsenpreises (Phelix Day Base) und der EEG-Umlage, Datenquelle: Eurostat [4, 5], EPEX [6], EEG-Umlage [7]

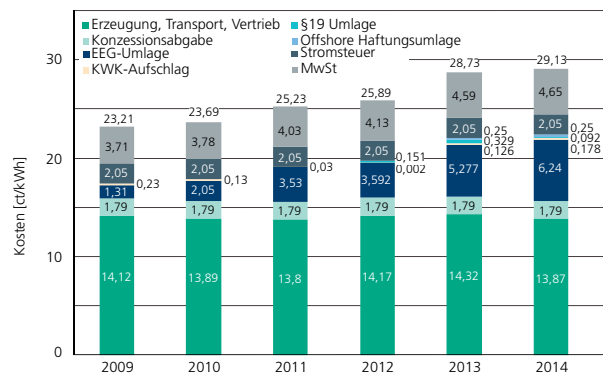


Abbildung 4: Zusammensetzung des Strompreises für Haushalte mit einem Verbrauch von 3500 kWh im Jahr, Datenquelle: BDEW [8]

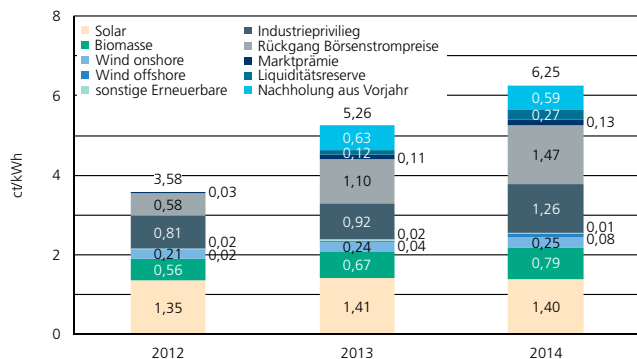


Abbildung 5 Bestandteile der EEG-Umlage; Datenquelle: BEE [15, 16]. Aufgrund einer Kalkulation der EEG-Umlage seitens des BEE kommt es zu Abweichungen ggü. der tatsächlichen EEG-Umlage.

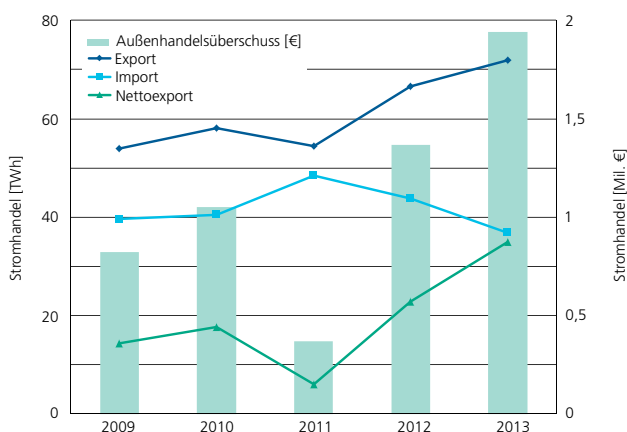


Abbildung 6: Deutschlands Stromhandelsbilanz, Datenquellen: DeStatis [20]

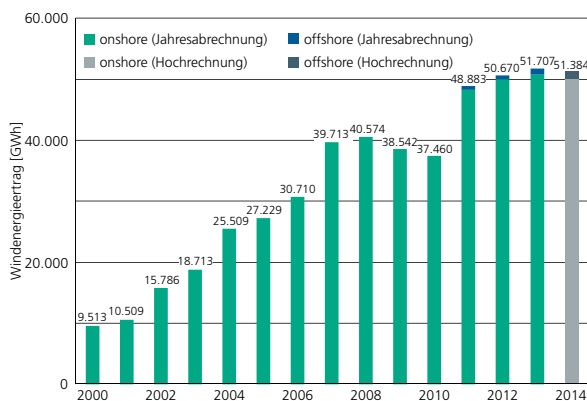


Abbildung 7: Entwicklung der Windstromerträge in Deutschland, Datenquellen: EEG Jahresabrechnungen [21–34], Hochrechnungsdaten der ÜNB [35, 36], Hochrechnungsdaten der ÜNB [35]. Aufgrund unterschiedlicher Datenquellen kommt es zu Abweichungen zu anderen in diesem Report dargestellten Zahlen

vergütet. Im Jahr 2013 wurden 85 % des Windstroms, 43 % der Biomasse, 16 % der Wasserkraft, 15 % der Geothermie sowie 11 % der PV direkt vermarktet.

Das Börsenhandelsvolumen für Deutschland und Österreich (Phelix) am EPEX-Spotmarkt hat sich von 135 TWh in 2009 auf über 263 TWh im Jahr 2014 verdoppelt [6]. Dazu trägt auch die seit 2010 eingeführte Pflicht zur Vermarktung des EEG-Stroms über die Börse bei.

Die Verbraucher müssen die Differenz zwischen Vergütungszahlungen an die regenerativen Anlagenbetreiber und den immer niedrigeren Börsenpreisen ausgleichen (Ø 2014: 3,36 ct/kWh). Um diese Lücke zu schließen, wurden 2014 1,47 ct/kWh in der EEG-Umlage veranschlagt [16]. Im August 2014 lag der Börsenpreis mit 2,58 ct/kWh im neuen Rekordtief seit der Vermarktung des EEG-Stroms über die Börse (Juni 2013: 2,78 ct/kWh). Seit 2009 ist der Börsenpreis um 14 % gefallen (vgl. Abbildung 3).

Deutschland hat 2013 so viel Strom exportiert wie noch nie. Der Exportüberschuss lag bei 34 954 GWh, 2012 bei 22 767 GWh (vgl. Abbildung 6). Mit dem bisher höchsten Netto-Exportüberschuss erzielte Deutschland in 2013 eine Rekordsumme von 1,94 Mrd. €. Dabei wurden 36 873 GWh Strom für durchschnittlich 4,92 ct/kWh importiert und 71 827 GWh mit durchschnittlich 5,23 ct/kWh exportiert [20].

Windstromertrag in Deutschland. Der bundesweite Windstromertrag im Jahr 2014 erreichte 51 384 GWh nach den Hochrechnungen der ÜNB. Der Anteil des Offshore-Windstroms am Gesamtertrag betrug 1313 GWh bzw. 2,6 %. Der Windstrom deckte 2014 damit erstmalig 9 % des Bruttostromverbrauchs in Deutschland [2].

Gegenüber dem Windjahr 2013 (51 707 GWh) gab es trotz Rekordzubau in 2014 eine scheinbar geringere Einspeisung (vgl. Abbildung 7). In der Vergangenheit lag der prognostizierte Ertrag mittels Hochrechnung jedoch 4 - 10 % unter der später ermit-

telten tatsächlichen Einspeisung. Demnach dürfte die Gesamteinspeisung für 2014 höher liegen. Die AGEE geht von 55970 GWh aus [1].

Ausbau und Windenergienutzung 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 8 zeigt, wie sich die installierte Windleistung seitdem entwickelt hat: Im Jahr 2014 stieg durch den Zubau von 1738 WEA die Gesamtleistung an Land auf 38 215 MW (vgl. Abbildung 8). In deutschen Gewässern sind 142 WEA mit 523 MW ans Netz gegangen. Damit speisen offshore insgesamt 521 WEA mit 1044 MW in das deutsche Stromnetz ein. Mit 2,6 % trugen sie zu einem geringen, aber stetig wachsendem Anteil zum Windertrag bei.

2014 wurden 5193 MW Windleistung neu installiert. Onshore wurde ein Rekordzubau von 4670 MW erzielt und damit das bisherige Rekordjahr 2002 um 47 % übertroffen. Abbildung 9 veranschaulicht, wie stark der jährliche Leistungszubau nach Inkrafttreten des Stromeinspeisungsgesetzes 1991 zugenommen hat. Während die neu installierte Leistung bis 1998 im dreistelligen MW-Bereich lag, erreichte sie 2002 mit 3187 MW und mit 4670 MW im Jahr 2014 ihre Höhepunkte. Die hohen Zubauzahlen in 2002 können als zeitverzögerte positive Reaktion auf das im April 2000 in Kraft getretene EEG interpretiert werden; der hohe Zubau in 2014 wiederum als Vorzieheffekt wegen des Inkrafttretens neuer EEG-Vergütungsregelungen.

Im Jahr 2014 ist der Zubau für Onshore-WEA über alle Quartale deutlich höher ausgefallen als die Jahre zuvor. Durch die Implementierung des neuen EEG im August 2014 wird künftig die Vergütung in Abhängigkeit vom Zubau berechnet. Liegt der jährliche Onshore-Ausbau über 2600 MW netto, wird die Vergütung entsprechend des atmenden Deckels ab Januar 2016 quartalsweise verringert (siehe auch S. 45) (§§ 3, 29 EEG).

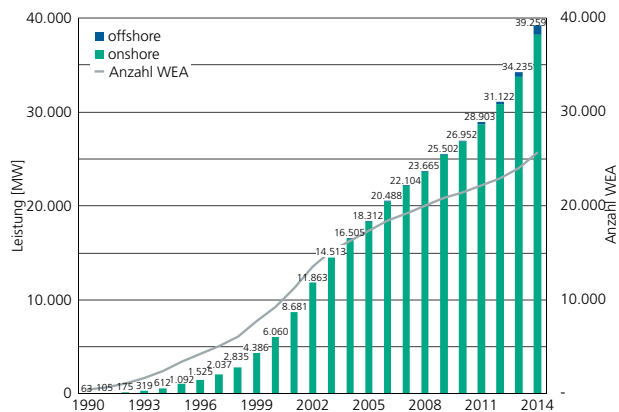


Abbildung 8: Zeitliche Entwicklung der installierten on- und offshore Windleistung in Deutschland (Netto), Datenquellen: IWET [37], Fraunhofer IWES

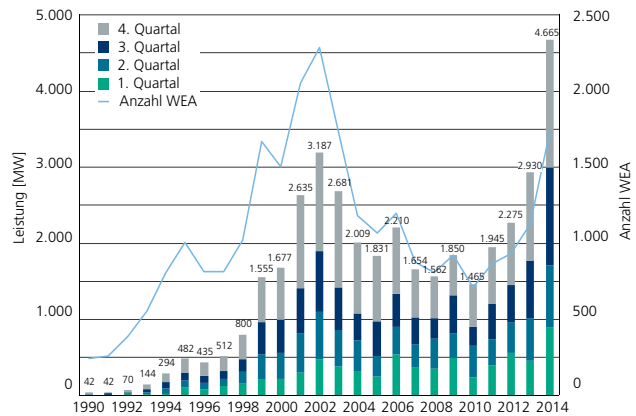


Abbildung 9: Jährlich Installation von Onshore-Windleistung in Deutschland, Datenquelle IWET [37]

BNetzA startet Register über EE-Anlagen

Im EEG-Anlagenregister, einer Datenbank der Bundesnetzagentur (BNetzA), werden seit August 2014 alle Inbetriebnahmen, Erweiterungen und Stilllegungen von EE-Anlagen (Wind, Biomasse, Geothermie und Wasserkraft) in Deutschland erfasst. Weiterhin werden Angaben zum Standort, eingesetzten Energieträgern und technische Parameter dokumentiert [158].

Mit dem Erlass des novellierten EEGs müssen alle Neuanlagen durch die BNetzA registriert werden, um eine staatliche Förderung zu erhalten. Auch Bestandsanlagen müssen wesentliche Änderungen wie eine Stilllegung oder die Inanspruchnahme der verlängerten Anfangsförderung melden. Langfristig soll das Register zu einer zentralen Datenbank ausgebaut werden, die neben Informationen zu EE-Anlagen auch die Stammdaten von konventionellen Anlagen, Stromspeichern sowie steuerbaren Verbrauchseinrichtungen erfasst [159].

Anhand der Daten wird bspw. der jährliche WEA-Zubau erfasst, der laut neuem EEG zwischen 2400 bis 2600 MW netto jährlich liegen soll. Basierend auf den Abweichungen zum vorgesehenen Ausbaukorridor wird ab Januar 2016 die Höhe der jeweiligen Fördersätze quartalsweise angepasst [158] (§ 29 Abs. 2 EEG). In den ersten fünf Monaten (August bis Dezember 2014) wurden bereits 2316 MW Windleistung in Betrieb genommen und nur 179 MW stillgelegt [5], so dass mit einer Reduktion der Vergütung zu rechnen sein wird.

Ausbau im Ländervergleich. Das Stromeinspeisungsgesetz setzte von 1991 bis 2002 eine Windstromvergütung von 8 bis 9 ct/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 auch immer mehr WEA an küstenfernen Standorten im Binnenland und in den Mittelgebirgsregionen Deutschlands errichtet.

In den meisten Bundesländern gibt es politische Bestrebungen die Windenergie zu fördern. Niedersachsen strebt für das Jahr 2020 einen Ausbau auf 14 000 MW Onshore und 8000 MW offshore an [38]. Bis 2050 will Niedersachsens rot-grüne Landesregierung die Onshore-Leistung auf 20 000 MW ausbauen [39]. Die Netzentwicklungsinitiative im Land Schleswig-Holstein plant mit knapp 8500 MW Windenergie onshore im Jahr 2020 [40] und das Land Hessen will 2 % der Landesfläche als Vorrangflächen für die Windenergienutzung ausweisen, um bis 2050 die Stromversorgung vollständig auf EE umzustellen [41]. Die Planungen und Ziele der Bundesländer bilden das Szenario C 2024 des Netzentwicklungsplans (NEP) und können Abbildung 10 entnommen werden.

Im Juli 2014 wurde das Gesetz zur Einführung einer Länderöffnungsklausel zur Vorgabe von Mindestabständen bei WEA im Wirtschaftsausschuss des Bundestages beschlossen [44]. Damit konnte Bayern im November 2014 mit der 10H-Regelung einen landespezifischen Mindestabstand für WEA von der Wohnbebauung festlegen. WEA werden nur genehmigt, wenn deren Abstand zur nächsten Wohnbebauung das Zehnfache der Anlagenhöhe beträgt. Bisher durften WEA bundesweit 800 m von Wohnhäusern entfernt stehen. Geringere Abstände sind nur im Einvernehmen innerhalb der Gemeinde sowie der betroffenen Nachbarkommunen möglich. Laut der SPD-Energieexpertin Kohnen bleiben mit 10H nur noch 0,05 % Bayerns für Windenergie nutzbar [45].

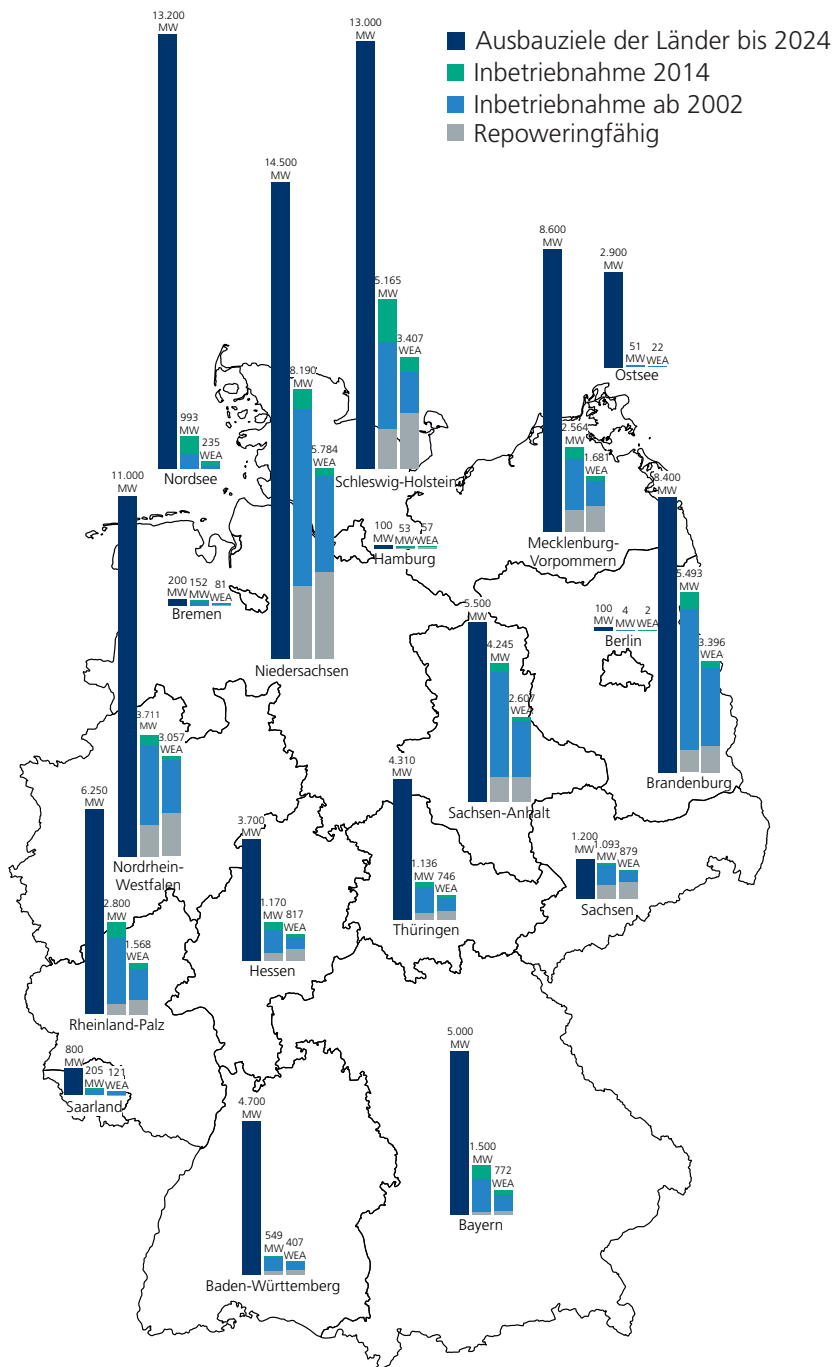


Abbildung 10: Leistung und Anzahl der WEA in den einzelnen Bundesländern sowie Nord- und Ostsee 2014 aufgeteilt nach Installationsjahr sowie Ausbauplanungen bis 2024 im Szenario C (Ausbauziele der Bundesländer) des Netzentwicklungsplans, Datenquellen: IWET [37], Fraunhofer IWES, Szenariorahmen 2024 [42] i. V. m. [43]

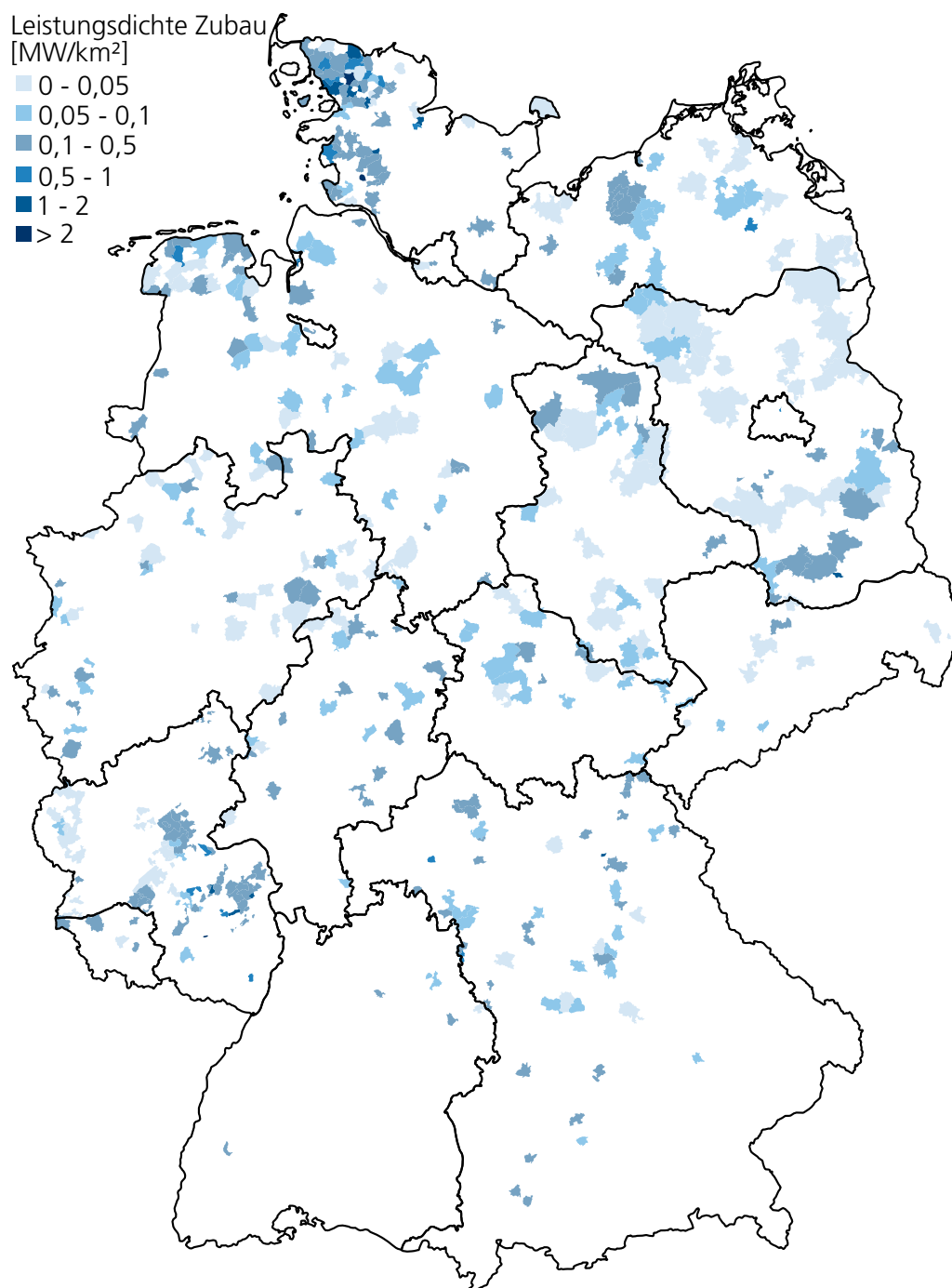


Abbildung 11: Postleitzahlgenaue Verteilung der in Deutschland neu installierten Onshore-Windleistung 2014, Datenquelle: IWET [37]

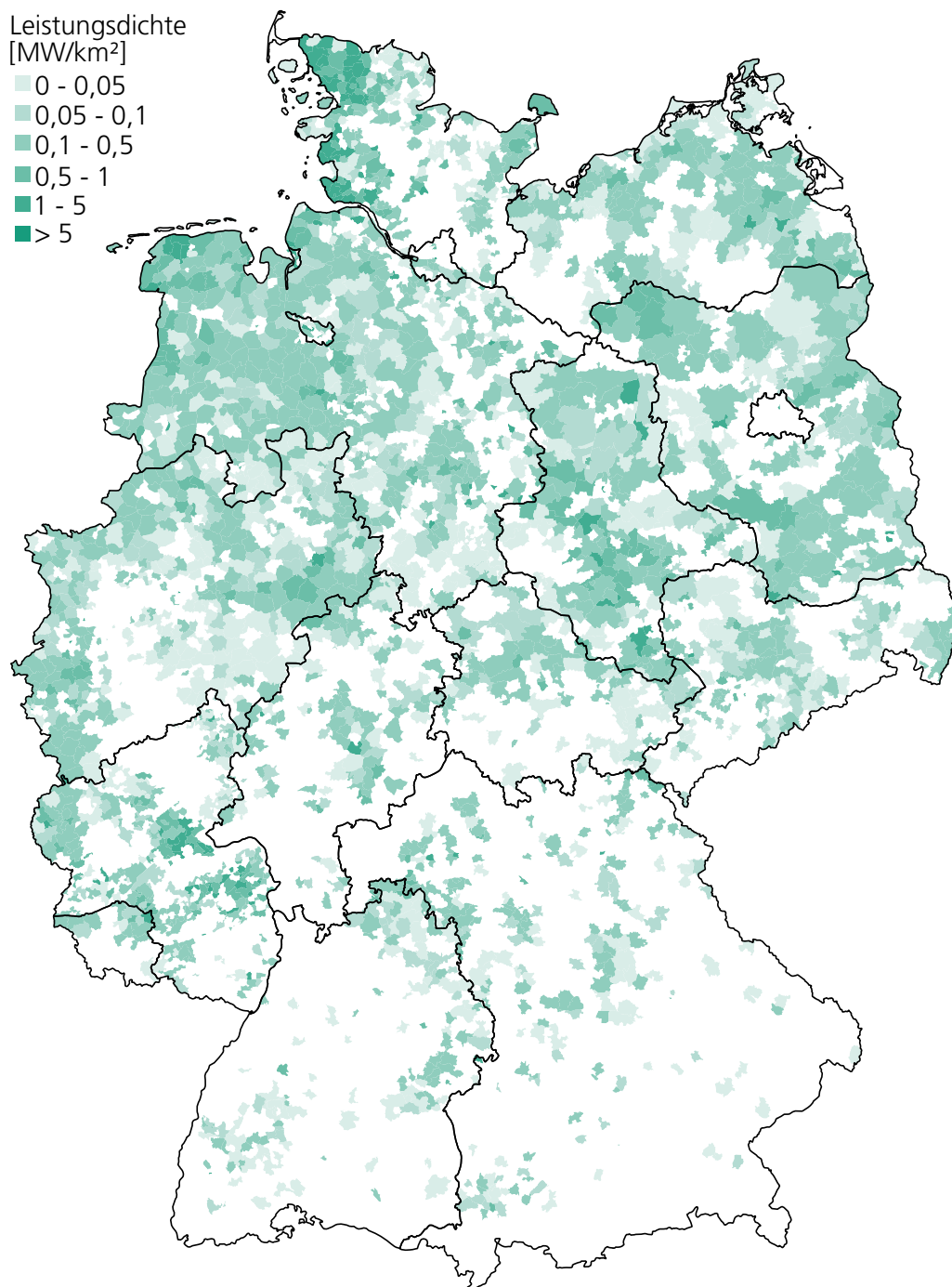


Abbildung 12: Postleitzahlgenaue Verteilung der in Deutschland installierten Onshore-Windleistung 2014, Datenquelle: IWET [37]

Überlegungen zum Kapazitätsmarkt

Im November 2014 stellte das BMWi im „Grünbuch“ eine Kraftwerks-Überkapazität im europäischen Strommarkt fest, allein 60 GW in dem für Deutschland relevanten Strommarktgebiet. Daher drängt das BMWi auf einen Abbau der Kraftwerkskapazitäten [160].

RWE hat seit 2013 12 600 MW konventionelle Kraftwerkskapazität stillgelegt, das entspricht der WEA-Leistung von Niedersachsen und Sachsen-Anhalt. 2014 deckten 25 % der Kraftwerke aus den Erlösen kaum die Kosten für Brennstoffe und Verschmutzungsrechte. Daher fordern die Energieversorgungsunternehmen (EVU) von der Bundesregierung einen schnell eingeführten Kapazitätsmarkt. Kraftwerke könnten für einen Bereitschaftsbetrieb entlohnt werden, der aus Sicht der EVU notwendig ist, um die schwankende Stromproduktion aus EE abzusichern [161].

Bundeswirtschaftsminister Sigmar Gabriel steht einem Kapazitätsmarkt distanziert gegenüber. Laut der „Leitstudie Strommarkt“ sind keine Kapazitätsmechanismen erforderlich, um eine sichere Versorgung der Verbraucher zu gewährleisten [162].

Nach wie vor sind die Betreiber verpflichtet, jede Stilllegung ein Jahr vorher zu melden (§ 13a Abs. 1 EnWG). Die Netzbetreiber prüfen, ob ein Kraftwerk systemrelevant und für eine stabile Stromversorgung unverzichtbar ist. Von 48 Kraftwerken, die zur Stilllegung angemeldet sind, sind elf unverzichtbar und werden für bis zu 24 Monate weiterbetrieben [163].

Der größte absolute Leistungszubau erfolgte 2014 in Schleswig-Holstein mit 1293 MW, was der Gesamtkapazität von Hessen entspricht. In Niedersachsen wurden 600 MW, in Brandenburg 492 MW zugebaut. Der größte prozentuale Zubau erfolgte mit 27 % in Bayern und mit 25 % in Schleswig-Holstein.

Abbildung 10 zeigt außerdem, dass Niedersachsen, Brandenburg und Schleswig-Holstein die Bundesländer mit der größten installierten Nennleistung sind. Auf sie entfällt die Hälfte der deutschen Onshore-Windleistung. Ebenso steht in diesen drei Bundesländern die Hälfte aller WEA. In den Ländern Sachsen, Schleswig-Holstein und Mecklenburg-Vorpommern ist jede zweite Anlage repoweringfähig. Hier wurden um die Jahrtausendwende viele, aus heutiger Sicht kleine WEA mit geringen Leistungen errichtet.

In Mecklenburg-Vorpommern wurden im Jahr 2013 6817 GWh Strom aus Erneuerbaren erzeugt, davon 3688 GWh durch WEA. Damit ist Mecklenburg-Vorpommern das erste Bundesland, das seinen Strombedarf (etwa 7000 GWh) rechnerisch nahezu vollständig aus EE decken kann [46].

Schleswig-Holstein weist mit durchschnittlich 327 kW/km² die höchste installierte Windleistung der Flächenländer in Bezug zur Landesfläche auf, gefolgt von Sachsen-Anhalt mit 208 kW/km². Während in den nördlichen Bundesländern durchschnittlich 111 kW bis 327 kW Windleistung je Quadratkilometer installiert sind, zeigen die südlichen Bundesländer, insbesondere Baden-Württemberg und Bayern mit 15 kW/km² bzw. 21 kW/km², sehr viel geringere Werte. Dieses Nord-Süd-Gefälle aber auch die Unterschiede innerhalb der Bundesländer verdeutlicht Abbildung 12. Die größte Gesamtleistung steht mit 420 MW in 14913 Jüterborg, die höchste Leistungsdichte ist mit 6,7 MW/km² in 52062 Aachen zu finden. Der größte Zubau fand mit 133 MW in 25821 Almdorf statt, der größte relative Zubau hingegen mit 3 MW/km² in 67655 Kaiserslautern (vgl. Abbildung 11).

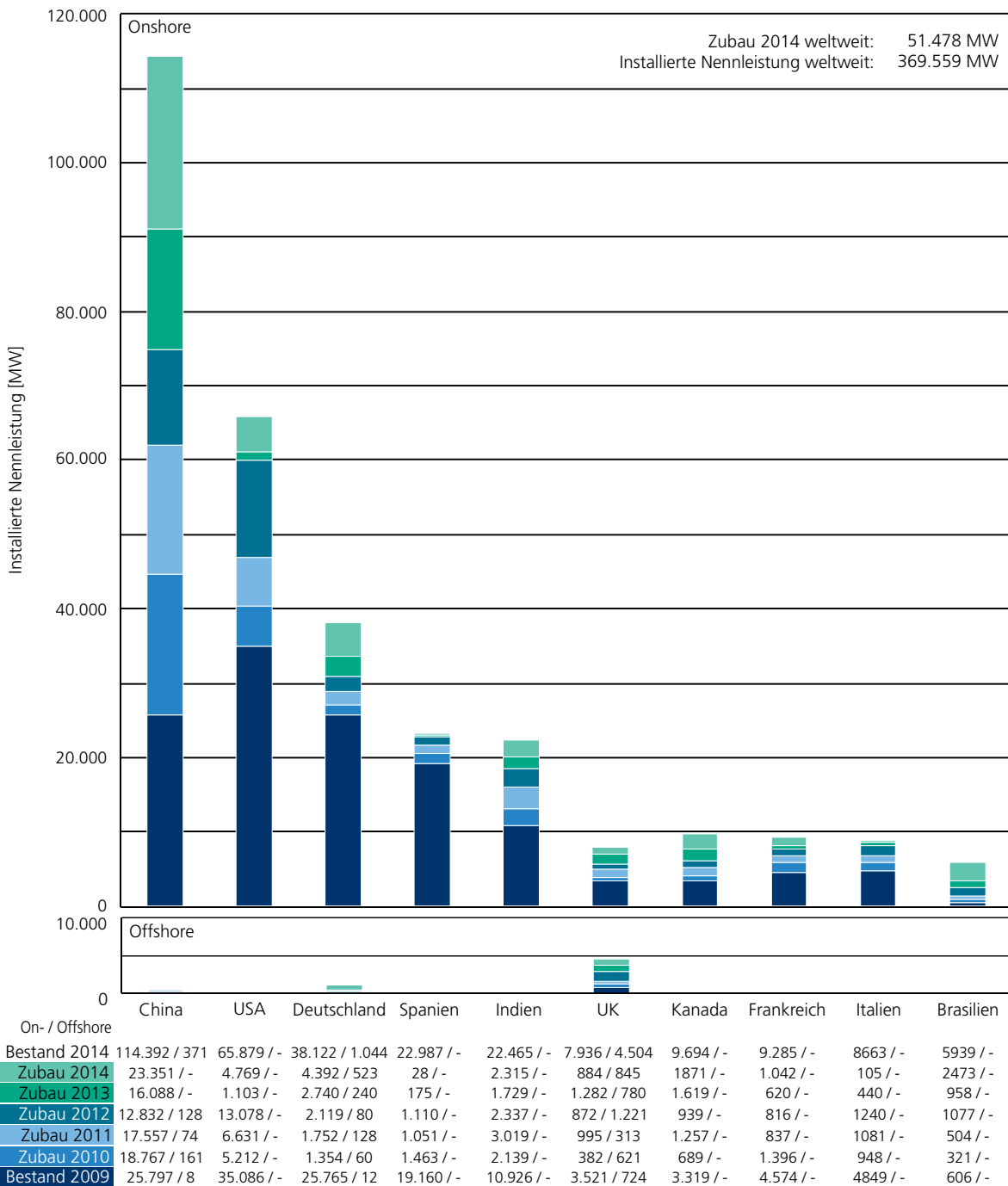


Abbildung 13: Die weltweit bedeutendsten Länder in Bezug auf die Windenergienutzung. Datenquelle: GWEC [48, 54–57].
Aufgrund unterschiedlicher Datenquellen kommt es zu Abweichungen zu anderen in diesem Report dargestellten Zahlen

Kontinent	Gesamtleistung	Anteil	Zuwachs
Asien	142.121 MW	38,5 %	23 %
Europa	133.970 MW	36,2 %	10 %
Nordamerika	77.954 MW	21,1 %	10 %
Lateinamerika	8.527 MW	2,3 %	79 %
Australien & Ozeanien	4.441 MW	1,2 %	15 %
Mittlerer Osten & Afrika	2.546 MW	0,7 %	58 %
Summe	369.559 MW	100 %	16 %

Tabelle 1: Weltweit installierte Nennleistung 2014 nach Regionen, Datenquelle: GWEC [48].

Entwicklung weltweit

Im Jahr 2013 stellte die Windenergie mit 318 GW Leistung und 620 TWh 3 % des weltweiten Stromverbrauchs. Bis 2030 könnten laut GWEC weltweit 19 % des Stromverbrauchs von WEA erzeugt werden. Wobei sich die europäische Windkraftleistung von 117 GW auf 386 GW verdreifachen und somit statt 257 TWh künftig 1014 TWh Strom bereitstellen könnte [47].

2014 stieg die weltweit installierte Windleistung on- und offshore auf 370 GW (+ 16 %). Wie in 2013 fand auch in 2014 der stärkste Zubau in China statt (vgl. Abbildung 13). Mit einem Zubau von 23 350 MW konnte fast die 115 GW-Marke erreicht werden. Den zweitgrößten Zubau erzielte Deutschland mit 4400 MW onshore und 500 MW offshore, dicht gefolgt von den USA mit knapp 4800 MW. Derweil gab es in Brasilien mit knapp 2500 MW einen Rekordzubau, so dass erstmals ein lateinamerikanisches Land in der Top 10 Liste auftaucht [48].

In Spanien, dem ersten Land der Welt, das (2013) mehr Strom aus Wind als aus einer anderen Quelle produzierte [49], stagnierte der Zubau in 2014. Seit Jahren sind die spanischen Strompreise nicht kostendeckend. Jährlich erwirtschaftete die Branche ein vier Milliarden Defizit, für das die Regierung bürgt. Auf Grund des Gesamtdefizits von 28 Mrd. € hat die Regierung in 2014 das Vergütungssystem für EE geändert [50]. Diese Neuregelungen betreffen auch rückwirkend sämtliche Bestandsanlagen bis zum Ende der jeweiligen Vergütungsdauer [51]. Seit Bekanntwerden dieser Änderung überlegen Betreiber, bereits stehende WEA in Spanien abzubauen und in lukrativeren Märkten wieder aufzubauen [49].

Daher wird Spanien in 2015 vermutlich von Indien überholt. Das Potenzial für Windenergie in Indien liegt bei über 300 000 MW [52], während in 2014 erst 22 500 MW installiert waren. Mit dem Amtsantritt des neuen Premierministers Modi sollen die Ausbauziele für WEA auf jährlich 10 000 MW vervierfacht werden [53].

Unter den Top 10 Ländern betreiben lediglich UK, Deutschland und China kommerzielle Offshore-Windparks (OWP). Die wichtigsten Windmärkte mit einem Anteil von insgesamt 72 % bleiben weiterhin China, USA, Deutschland, Spanien und Indien. Mit UK, Frankreich und Italien sind weitere europäische Staaten unter den Top 10. Wichtigste Wachstumsmärkte mit einem Ausbau zwischen 500 MW und 1900 MW und einer Wachstumsrate von über 24 % waren Südafrika, Chile, Mexiko, die Türkei und Schweden.

Tabelle 1 zeigt den Ausbaustand der einzelnen Kontinente im Vergleich. 2014 steht mit 38,5 % erstmals Asien an der Spitze, gefolgt von Europa mit 36,2 %. Den größten prozentualen Zuwachs binnen einen Jahres erreichte Lateinamerika mit einer Leistungssteigerung von 79 % auf nun insgesamt 8527 MW. Dort setzt insbesondere Brasilien auf den Ausbau der Windenergienutzung, bis 2021 soll die Kapazität von derzeit knapp 6 GW auf 14,2 GW erhöht werden [58].

In Abbildung 14 werden alle Länder mit über 450 MW installierter Windenergieleistung in Punkto Flächennutzung und Anteil am Gesamtenergieertrag betrachtet. In Bezug auf die Windleistung pro Quadratkilometer Landesfläche sind in den Top 10 nur europäische Länder zu finden. Deutschland nimmt mit 99 kW/km² weiterhin Platz zwei hinter Dänemark ein (112 kW/km²). Beim Anteil des Windenergieertrags am Gesamtenergieertrag sind in den Top 9 nur europäische Länder zu finden. Dänemark führt auch diese Statistik mit 33 % an, gefolgt von Portugal (24 %), Spanien (21 %) und Deutschland (9 %). Die vergleichsweise dicht besiedelten europäischen Nationen liegen in dieser Statistik vorne, Flächenstaaten wie die USA (6,7 kW/Km²; 4 %) oder China (9,6 kW/km²; 3 %) weisen trotz ihrer führenden Position in der Gesamtinstallation deutlich geringere Werte auf.

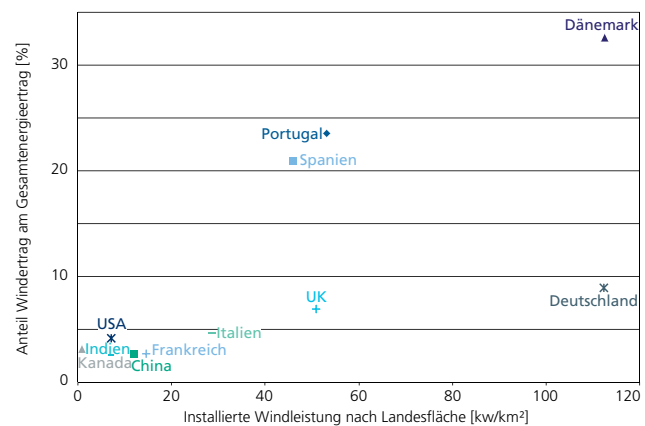


Abbildung 14: Relative Bedeutung der Windenergie im internationalen Vergleich, für Länder mit mehr als 4500 MW Windleistung, Stand: 2013, Datenquellen: GWEC [57] CIA Factbook [59] und IEA [60, 61]



NETZINTEGRATION UND NETZAUSBAU

Einspeisung und Erträge

Windstrom einspeisung 2014. Die Energieerzeugung durch WEA fluktuiert naturgemäß mit dem vorhandenen Windenergieangebot und richtet sich im Gegensatz zur konventionellen Energieerzeugung nicht nach dem Lastverlauf. Aufgrund der großen Anzahl dezentral einspeisender WEA wäre eine vollständige messtechnische Erfassung der Windstrom einspeisung sehr aufwändig. Daher verwenden die vier deutschen ÜNB ein spezielles System zur Hochrechnung, das mit einer verhältnismäßig kleinen Anzahl Referenzmessstellen die aktuelle Windstrom einspeisung näherungsweise kalkuliert. Diese Messstellen sind ausgewählte Windparks oder Umspannwerke mit einem hohen Anteil an Windenergie. Endgültige Ertragszahlen sind erst mit den im Sommer des Folgejahres erscheinenden EEG-Jahresabrechnungen verfügbar.

Abbildung 15 zeigt die monatliche Onshore-Windstrom einspeisung und verdeutlicht die saisonale Abhängigkeit. In 2014 wurden onshore über 50 TWh Windstrom in das deutsche Stromnetz eingespeist, was eine Ertragssteigerung von etwa 8,3 % ggü. den Hochrechnungen 2013 (46,3 TWh) bedeutet. In den letzten Jahren lagen die Hochrechnungsdaten für Windenergie jedoch bis zu zehn Prozent unter den tatsächlichen Einspeisewerten. Das erste Halbjahr 2014 war mit über 4 TWh mehr Windstrom einspeisung um 18 % stärker als 2013. Im zweiten Halbjahr 2014 verfehlten die Einspeisewerte um 0,2 TWh das Niveau des Vorjahres. Dessen ungeachtet hatte erneut der Monat Dezember einen erheblichen Einfluss auf das Windjahr, mit knapp 8,6 TWh Windenergieertrag wurden über 17 % des gesamten Jahresertrages eingespeist. Damit ist der Dezember 2014 der bisher windstromstärkste Monat und löst die bisherigen Rekordwerte aus Dezember 2011 und Dezember 2013 ab.

Abbildung 16 veranschaulicht die Windstrom einspeisung laut Hochrechnungsdaten aus Nord- und Ostsee in 2014, verglichen mit den Vorjahresmonaten. Mit 1313 GWh wurde in 2014 der Energieertrag aus 2013 um 45 % übertroffen. Dieser deutliche Anstieg ist auf die Inbetriebnahme der Offshore-Windparks (OWP) Riffgat im Februar und Meerwind Süd/Ost im November

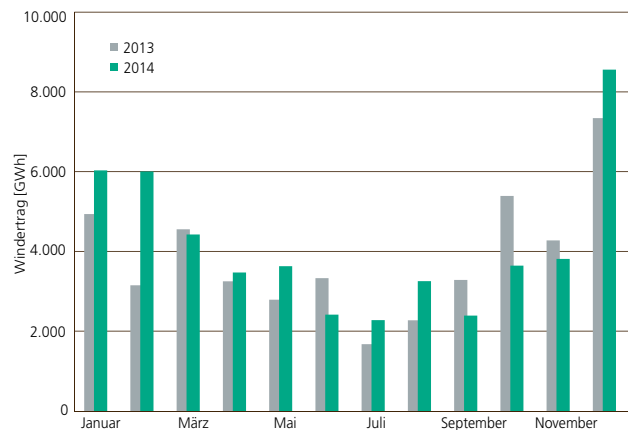


Abbildung 15: Hochrechnung der Windstrom einspeisung 2014 an Land im Vergleich zum Vorjahresmonat, Datenquelle: Hochrechnungsdaten der ÜNB [35]

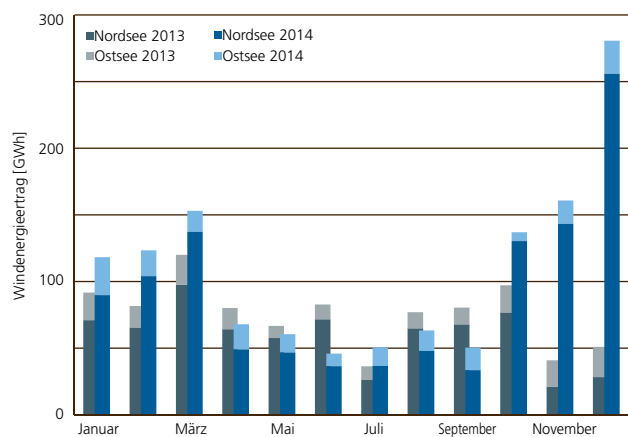


Abbildung 16: Hochrechnung der Windstrom einspeisung 2014 aus der Nord- und Ostsee im Vergleich zum Vorjahresmonat, Datenquelle: Hochrechnungsdaten der ÜNB [36]

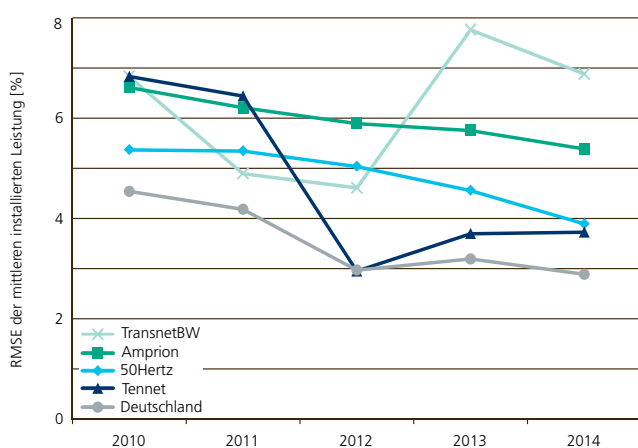


Abbildung 17: Entwicklung der Prognosegüte der Windstromeinspeisung in Deutschland, basierend auf viertelstündigen Prognosen und Hochrechnungen der Windstromeinspeisung Datenquellen: Hochrechnungsdaten der ÜNB [62–65]

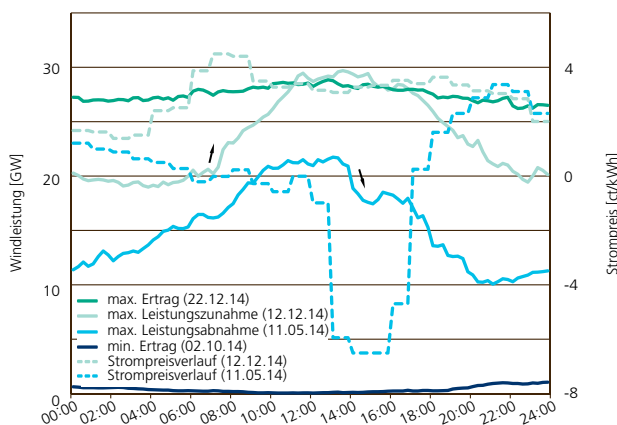


Abbildung 18: Extreme Tagesgänge der Einspeisung von Windstrom in das deutsche Stromnetz 2014, basierend auf viertelstündigen Hochrechnungen der Windleistung und des Strompreisverlauf dieser Extremtage am EPEX Spot Auktionsmarkt, Datenquelle: Hochrechnungsdaten der ÜNB [6, 62–65]

sowie die teilweise Inbetriebnahme der OWP DanTysk und Global Tech I im Dezember zurückzuführen. Im Dezember 2014 wurden mit knapp 281 GWh über 21 % der Jahreseinspeisung erzielt. Deutlich zu erkennen ist offshore ebenso wie onshore der saisonale Unterschied, von April bis September wurde wesentlich weniger Windstrom eingespeist als in den übrigen Monaten.

Prognosegüte. Um eine verbesserte Integration der Windenergie in die Übertragungsnetze zu erreichen, ist eine möglichst genaue Vorhersage der zu erwartenden Windleistung notwendig. In Abbildung 17 ist die Entwicklung des Prognosefehlers der Folgetagprognose in den letzten Jahren dargestellt, basierend auf den Veröffentlichungspflichten der ÜNB für die prognostizierte und hochgerechnete IST-Einspeisung von Windenergie (StromNZV § 17 Abs. 1). Für Deutschland lag der mittlere quadratische Vorhersagefehler (RMSE) bezogen auf die mittlere installierte Anlagenleistung im Jahr 2014 bei 2,89 %. Die maximale positive Abweichung lag bei 14,2 %, ihr negatives Äquivalent betrug -21,3 %.

Seit 2010 ist eine grundsätzlich sinkende Tendenz des RMSE zu erkennen. Eine Ausnahme dieses Trends stellt der Verlauf bei dem kleinsten ÜNB TransnetBW dar. Aufgrund möglicher Ausgleichseffekte ist der Prognosefehler umso geringer, je größer das Übertragungsnetz ist und je mehr WEA dort installiert sind (vgl. Abbildung 23). Dies zeigt sich neben der tendenziell höheren Prognosegüte bei TenneT und 50 Hertz ggü. Amprion und TransnetBW vor allem im Vergleich mit dem gesamtdeutschen Fehlerwert. Wegen des kleinen Übertragungsnetzes und der geringen installierten Anlagenleistung ergibt sich demnach bei TransnetBW systembedingt eine deutlich größere Fehleranfälligkeit.

Tagesgänge. Abbildung 18 zeigt den zeitlichen Verlauf der eingespeisten Windleistung an extremen Tagen im Jahr 2014. Der absolute Höchstwert der Windleistung im Jahr 2014 und über alle Jahre hinweg wurde am 12. 12. 2014 mit 29 687 MW zwischen 13:30 Uhr und 13:45 Uhr erreicht. Begünstigt durch das Sturmtief „Billie“ waren zu diesem Zeitpunkt 76 % der in

Deutschland installierten WEA-Nennleistung am Netz. Der Tag mit der höchsten mittleren Windleistung (27 565 MW) über 24 Stunden war der 22. 12. 2014. Dank Sturmtief „Freia“ wurden 662 GWh eingespeist, was 7,5 % des Dezemberertrages entspricht.

Der Tag mit den niedrigsten Winderträgen war der 2. 10. 2014. Mit einer durchschnittlichen Leistung von 380 MW wurden an diesem Tag nur 9,1 GWh Windstrom eingespeist. Die maximale absolute Leistungszunahme wurde am 12.12.2014 gemessen. Von 07:30 Uhr bis 07:45 Uhr stieg die Windleistung um 1622 MW auf ca. 22 500 MW an, was einem Leistungsanstieg von rund 8 % innerhalb dieser 15 Minuten entspricht. Die maximale absolute Leistungsabnahme war am 11. 5. 2014 zu verzeichnen. Hier sank die Windleistung von 14:00 Uhr bis 14:15 Uhr um 2029 MW (11 %).

Der Einfluss des Windertrages spiegelt sich teilweise in den zeitlichen Verläufen der Börsenstrompreise wider. Der nahezu glockenförmige Verlauf der Windleistung am 11. 5. 2014 von 02:00 Uhr bis 20:00 Uhr ist gegenläufig zum Strompreis. Mit dem Anstieg der Windleistung sank der Börsenstrompreis gegen 14:00 Uhr auf das Tagesminimum von -6,5 ct/kWh ab, während die Windleistung das Tagesmaximum erreichte. Mit dem Abfall der Windleistung bis 20:00 Uhr stieg der Börsenstrompreis mit leichter Verzögerung auf den Tageshöchstwert von etwa 3,4 ct/kWh. Neben dem sinkenden Windstromangebot sind für diesen Preisanstieg auch der Rückgang der PV-Einspeisung um diese Uhrzeit und die steigende Nachfrage in den frühen Abendstunden verantwortlich. Für die maximale Leistungszunahme am 12. 12. 2014 ist nur ein geringer Einfluss auf den Börsenstrompreis zu erkennen.

Tagesgänge onshore. Abbildung 19 zeigt den Tagesverlauf der durchschnittlichen Onshore-Windleistung über die Wintermonate (Dezember, Januar, Februar) und Sommermonate (Juni, Juli, August). Die Werte des Jahres 2014 werden jeweils mit dem 6-Jahres-Mittel von 2008-2013 verglichen. Das Leistungsniveau der Sommermonate 2014 ist im Mittel mit 3614 MW um 62 % niedriger als das der drei Wintermo-

REGELLEISTUNG DURCH WINDENERGIEANLAGEN

Da inzwischen mehr als 25 % der verbrauchten Elektrizität aus EE-Anlagen stammen, sollte den EE mehr Systemverantwortung übertragen werden.

Von WEA wurde bisher keine Regelleistung bereitgestellt, hauptsächlich da die Regularien für den Regelleistungsmarkt eine Teilnahme nicht ermöglichen. Trotz dieser Umstände sucht die Branche proaktiv nach Lösungen. Derzeit sind kleinere Anpassungen der gültigen Marktbedingungen in der Diskussion, um die Teilnahme fluktuierend einspeisender EE zu ermöglichen.

Um die Integration der fluktuierenden EE in das Energieversorgungssystem zu ermöglichen hat das Fraunhofer IWES das Projekt „Regelleistung durch Windkraftanlagen“ in Zusammenarbeit mit Enercon, Energiequelle sowie Amprion und TenneT durchgeführt. Die Entwicklung und Testung eines Konzepts, mit dem WEA wirtschaftlich Regelleistung bereitstellen können, wird ab Seite 78 beschrieben.

Dabei verdeutlicht der Special Report anschaulich, dass WEA systemstützend sein können.

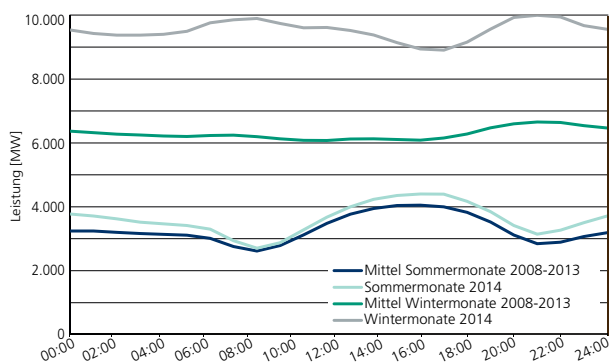


Abbildung 19: Durchschnittliche Tagesgänge der Onshore-Windleistung in den Sommer- und Wintermonaten im Vergleich, Datenquellen: Hochrechnungsdaten der ÜNB [35, 62–65]

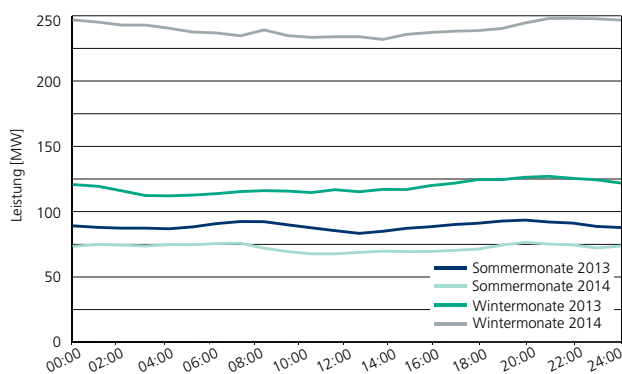


Abbildung 20: Durchschnittliche Tagesgänge der Offshore-Windleistung in der Nord- und Ostsee in den Sommer- und Wintermonaten im Vergleich, Datenquelle: Hochrechnungsdaten der ÜNB [36]

nate 2014 mit 9534 MW. Das Leistungsniveau des Sommers 2014 liegt mit einer sehr geringen Abweichung knapp über dem Niveau des 6-Jahres-Mittels. Mit 52 % lagen die Wintermonate 2014 sehr deutlich über dem 6-Jahres-Mittel, was neben dem guten Windjahr auch mit dem erfolgten Zubau zu erklären ist.

In den Sommermonaten lässt sich eine starke tageszeitliche Abhängigkeit des Leistungsniveaus beobachten. Von 00:00 Uhr bis 06:00 Uhr ist das Leistungsniveau leicht sinkend. Vom durchschnittlichen Tiefpunkt um 08:00 Uhr steigt das Leistungsniveau bis 14:00 Uhr um etwa 54 % an, um zwischen 15:00 und 16:00 Uhr sein Maximum von etwa 4000 MW zu erreichen. Gegen Abend erreicht die Windleistung wieder das Niveau des Morgens. Diese tageszeitlichen Abhängigkeiten spielen in den Wintermonaten nur eine untergeordnete Rolle. Dieser Effekt entsteht durch die erhöhte Kopplung der bodennahen Luftschichten in Folge der Sonneneinstrahlung und der damit einhergehenden Thermik in den Sommermonaten. Durch die stärkere thermische Turbulenz wird der Wind aus höheren Schichten der Atmosphäre in bodennahe Schichten transportiert und es kommt zu einem Maximum der Windleistungsdichte am Tag, siehe auch Abbildung 44 [66].

Tagesgänge offshore. Abbildung 20 zeigt die Tagesgänge der Offshore-Windleistung in den Winter- und Sommermonaten für die deutsche Nord- und Ostsee. Im Vergleich mit den Vorjahresdaten lässt sich das höhere Leistungsniveau in 2014 mit der Inbetriebnahme von 523 MW Anlagenleistung und damit einer Leistungsverdopplung ggü. dem Jahr 2013 erklären. Im Gegensatz zum onshore Tagesgang (Abbildung 19) ist hier keine eindeutige tageszeitliche Abhängigkeit der Windleistung erkennbar, da die thermische Konvektion auf offener See einen geringen Einfluss besitzt. Mit durchschnittlich 240 MW liegt das Leistungsniveau der Wintermonate 2014 bei weitem über der durchschnittlichen Leistung der Sommermonate 2014 (72 MW). Grund sind die günstigeren Windbedingungen in den Wintermonaten, allerdings wird die Darstellung auch durch den Zubau von 408 MW im vierten Quartal verzerrt.

Leistungsdauerlinien onshore. Die in Abbildung 21 dargestellte Leistungsdauerlinie zeigt die Anzahl der Jahresstunden, in denen die Einspeisung der WEA oberhalb einer bestimmten Leistung liegt. Der Kurvenverlauf ist von der Höhe des Winddargebots und insbesondere auch von der räumlichen Verteilung der installierten WEA abhängig. Das Integral der Kurve entspricht dem Jahresenergieertrag. Bei der Betrachtung der Leistungsdauerlinie ist zu berücksichtigen, dass es sich um eine Darstellung des „Windpark Deutschland“ handelt, was zu Ausgleichseffekten und damit deutlichen Unterschieden zur klassischen Leistungsdauerlinie von einzelnen WEA bzw. Windparks führt. Sehr hohe und sehr niedrige Leistungen werden daher wesentlich seltener erreicht.

Durch den starken Anlagenzubau in 2014 wurden vermehrt höhere Leistungen eingespeist. Die Hälfte des Onshore-Windertrages 2014 konzentriert sich auf die 1682 windreichsten Stunden des Jahres. In 2014 waren während der Hälfte der Zeit WEA mit einer Leistung von über 4000 MW am Netz, in 2013 lag dieser Wert noch bei 3728 MW.

Leistungsdauerlinie offshore. Gleichmäßige Windbedingungen und die insgesamt hohen Offshore-Windgeschwindigkeiten führen dazu, dass offshore häufig hohe Leistungen bereitgestellt werden können. Der unterschiedliche Verlauf der Leistungsdauerlinien in Abbildung 22 resultiert aus der Leistungsverdopplung im Laufe des Jahres 2014. Zu berücksichtigen ist außerdem, dass ein großer Teil der in 2014 installierten WEA erst zum Ende des Jahres ans Netz gegangen sind, was zu einer Verzerrung der Leistungsdauerlinie führt.

Der unregelmäßige Verlauf in den ertragsstärksten 3000 Stunden des Jahres 2014 hat seine Ursache in den fehlenden Ausgleichseffekten, da bislang wenige OWP ins Netz einspeisen können. Während 105 Stunden wurde 2014 keine Leistung aus Offshore-WEA eingespeist, in 14 % der Zeit lag die Leistung unter 20 MW. Die Hälfte des in 2014 von Offshore-WEA eingespeisten Stroms wurde in den 1792 windreichsten Stunden erzielt.

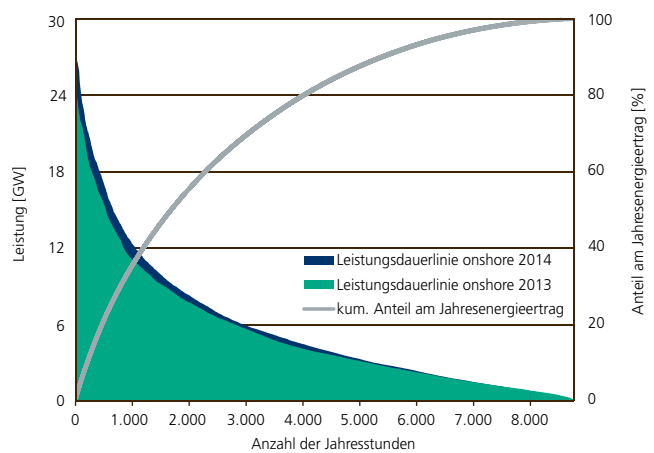


Abbildung 21: Leistungsdauerlinie onshore 2014, Datenquelle: Hochrechnungsdaten der ÜNB [35]

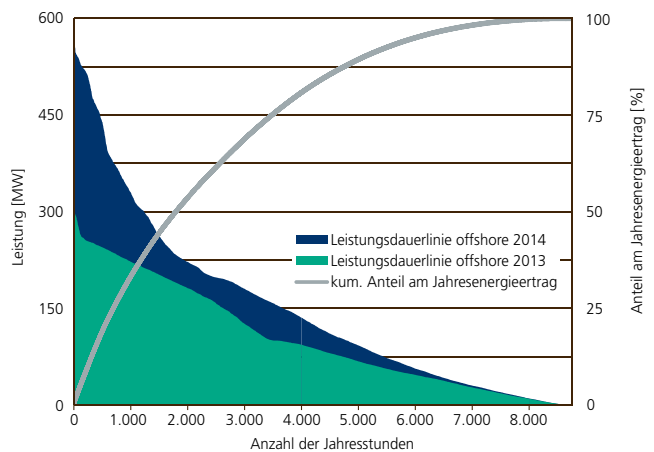


Abbildung 22: Leistungsdauerlinie offshore 2014, Datenquelle: Hochrechnungsdaten der ÜNB [36]

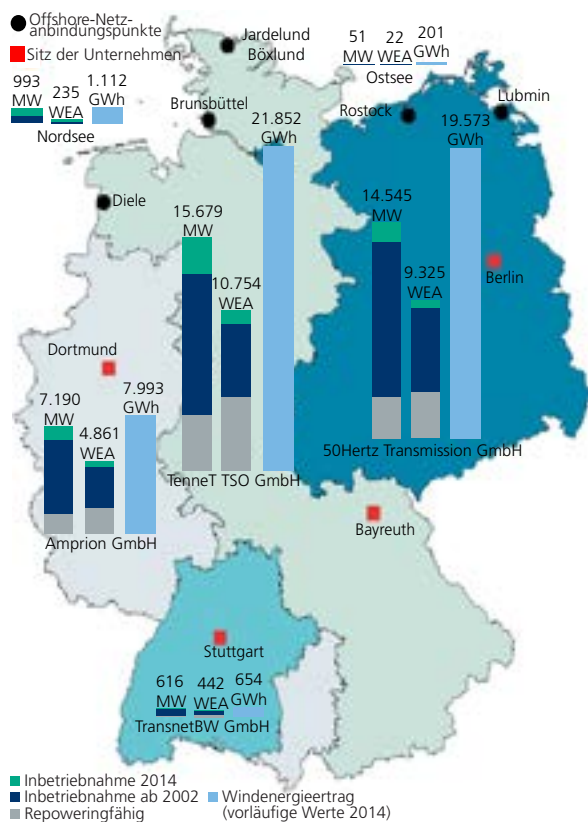


Abbildung 23: Regelzonen der ÜNB mit installierter Windleistung, Anlagenanzahl und Windenergieeinspeisung 2014 je Regelzone, Datenquellen: IWET [37], Hochrechnungsdaten der ÜNB [35, 36]

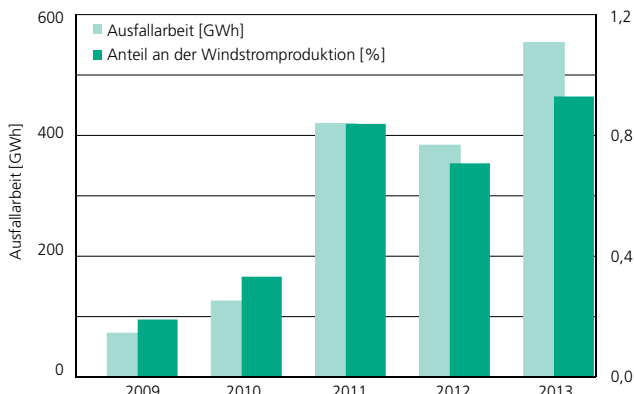


Abbildung 24: Auswirkungen des Einspeisemanagements, Datenquelle: Monitoringbericht 2014 [67]

Netzbetrieb und Netzausbau

Die vier Regelzonen. Die Einspeisung des Windstroms erfolgt in Deutschland in die vier Regelzonen der ÜNB TransnetBW GmbH, TenneT TSO GmbH, Amprion GmbH sowie 50Hertz Transmission GmbH. In Abbildung 23 sind die zum Ende 2014 installierte Nennleistung und Anzahl der WEA sowie deren Windstromeinspeisung je ÜNB dargestellt. Knapp 80 % der Erzeugungskapazität ist in den Regelzonen von 50Hertz und TenneT installiert. Ein ebenso großer Anteil der Windstromerträge wurde in diesen beiden Regelzonen mit jeweils etwa 20 TWh eingespeist. Der größte Leistungszubau entfällt 2014 mit 2,4 GW auf die Regelzone von TenneT.

Einspeisemanagement. Unter bestimmten Voraussetzungen können die verantwortlichen Netzbetreiber die Einspeisung aus WEA vorübergehend abregeln, um eine Überlastung des Stromnetzes zu verhindern. Vorher müssen jedoch alle Maßnahmen gegenüber konventionellen Energieerzeugern ausgeschöpft werden (§ 14 EEG). Eine Veröffentlichung der Daten zum Einspeisemanagement erfolgt durch die BNetzA im Herbst des Folgejahres, weshalb in diesem Abschnitt die Daten bis Ende 2013 betrachtet werden.

Wie in Abbildung 24 erkennbar, stieg die Ausfallarbeit in 2013 im Vergleich zum Vorjahr um 44 % auf 555 GWh. Die Abregelung von erneuerbaren Energieerzeugern betraf 2013 zu 86,6 % WEA, in 2012 hingegen zu 93,2 %. Damit setzt sich der Trend zur verstärkten Abregelung von PV-Anlagen fort. Der PV-Anteil an der Gesamtausfallarbeit lag in 2013 bei 11,8 %, was sich in den erhöhten Entschädigungsleistungen widerspiegelte. Die Entschädigungsleistungen, zu denen die Netzbetreiber nach § 14 EEG verpflichtet sind, stiegen auf über 43,7 Mio. €. Eine genaue Summe ist aufgrund noch ausstehender Entschädigungsaufforderungen nicht genau zu ermitteln [67].

Insgesamt wurden 19 Einspeisemanagementmaßnahmen in Deutschland gemeldet. Der Schwerpunkt lag mit 95 % in den nördlichen Bundesländern. Der Anteil der abgeregelten Windstromproduktion an der Gesamtwindstromproduktion liegt im Jahr 2013 bei 0,93 % [67].

Netzausbau onshore. Die verstärkte Nutzung erneuerbarer Energien und der Ausbau der Offshore-Windenergie machen einen Ausbau der Übertragungsnetze notwendig. Nach dem Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) sind die deutschen ÜNB seit 2012 verpflichtet, einen gemeinsamen Szenariorahmen sowie einen Netzentwicklungsplan (NEP) vorzulegen, die beide von der BNetzA bestätigt werden müssen [68]. Während der Szenariorahmen die wahrscheinlichen Entwicklungen der deutschen Energielandschaft in den kommenden Jahren aufzeigt, bestimmt der NEP darauf basierend notwendige Ausbaumaßnahmen für einen sicheren und zuverlässigen Betrieb des Übertragungsnetzes [69].

Zur Bestimmung der notwendigen Maßnahmen wenden die Netzbetreiber das sogenannte **NOVA-Prinzip (Netz-Optimierung vor Verstärkung vor Ausbau)** an. Sie versuchen zunächst den Netzbetrieb zu optimieren, bevor das Netz verstärkt oder ausgebaut werden muss. Falls dies unumgänglich ist, werden im NEP Anfangs- und Endpunkte der neuen Trassen angegeben.

Für die länder- und grenzübergreifenden Vorhaben liegt die Planungs- und Genehmigungsverantwortung bei der BNetzA. In der Bundesfachplanung erfolgt die strategische Umweltprüfung, in der 500 bis 1000 m breite Korridore für die Trassenverläufe festgelegt werden [69]. Laut BNetzA sollen die neuen Stromtrassen, wenn möglich, entlang von Eisenbahnstrecken, Autobahnen oder vorhandenen Leitungen gebaut werden. Für die HGÜ-Trasse (Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung) Wilster-Grafenrheinfeld im Rahmen des „SuedLink“-Projektes hat TenneT bereits einen Antrag auf Bundesfachplanung eingereicht. Nach Abschluss des Verfahrens wird voraussichtlich 2016/17 der geeignetste Trassenkorridor feststehen, in welchem durch das Planfeststellungsverfahren schließlich der endgültige Verlauf bestimmt wird [71].

In den vorläufigen Prüfungsergebnissen der BNetzA zum NEP 2014 beläuft sich das Volumen der bestätigungsfähigen Netzverstärkungen bzw. -umstellungen auf 3050 km. Der Neubaubedarf wird mit 2750 km beziffert, wovon 1750 km HGÜ-Korridore sind [70].

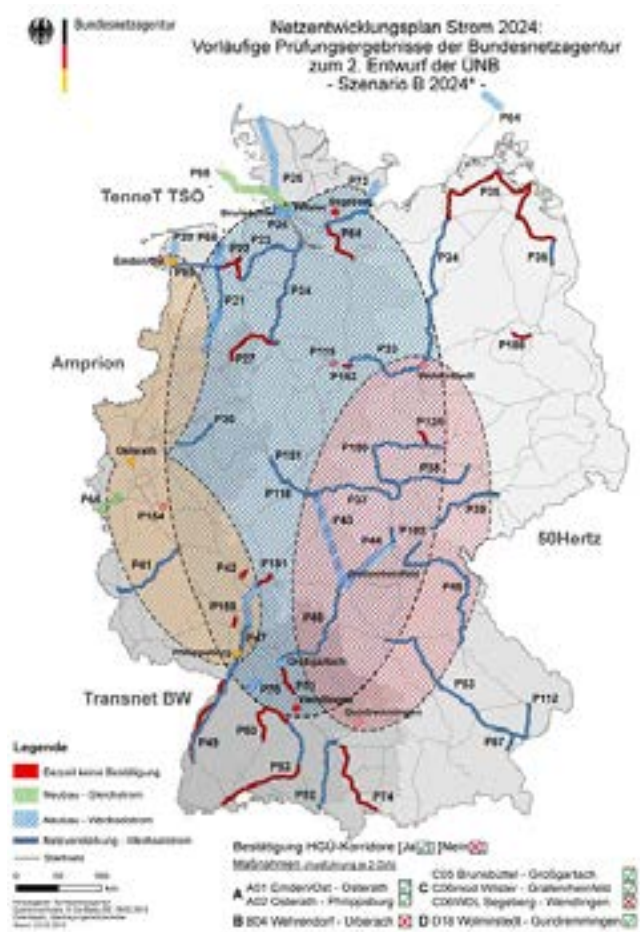


Abbildung 25: Vorläufige Prüfungsergebnisse der BNetzA zum NEP Strom 2014, Quelle BNetzA [70]

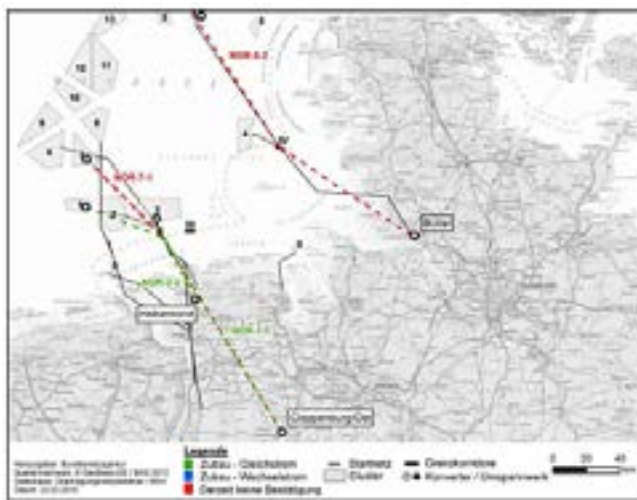


Abbildung 26: Vorläufige Prüfungsergebnisse der BNetzA zum O-NEP 2014 in der Nordsee, Quelle BNetzA [80]

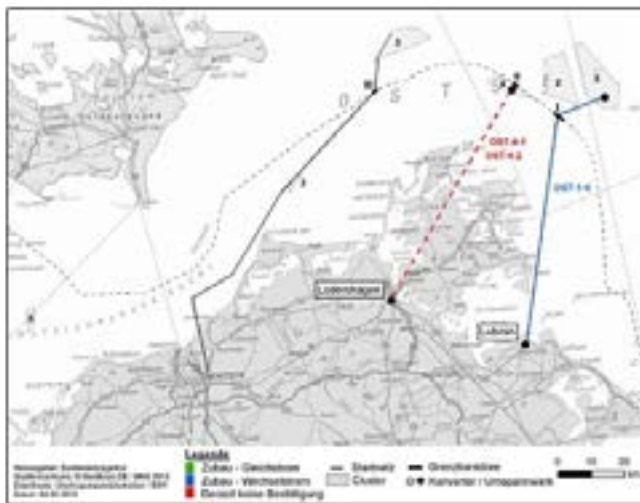


Abbildung 27: Vorläufige Prüfungsergebnisse der BNetzA zum O-NEP 2014 in der Ostsee, Quelle BNetzA [80]

Im Gegensatz zum Entwurf der ÜNB erachtet die BNetzA weiterhin nur drei HGÜ-Korridore mit insgesamt 8 GW Übertragungskapazität als notwendig. Der vorgeschlagene Korridor B zur Verbindung der niedersächsischen Tiefebene mit Südhessen wurde erneut als nicht bestätigungsfähig bewertet. Die vorgeschlagene Verschiebung des HGÜ-Endpunktes im Korridor C sowie die Verlängerung des Korridors D um 100 km wurde hingegen befürwortet [70].

Im Jahr 2009 wurde das Gesetz zum Ausbau von Energieleitungen (EnLAG) verabschiedet, um den Ausbau der Übertragungsnetze zu beschleunigen. Es enthält in der aktuellen Fassung 23 Vorhaben mit einer Leitungslänge von insgesamt 1887 km, die für die künftige Energieversorgung in Deutschland notwendig sind. Ende 2014 war mit 463 km erst rund ein Viertel der erforderlichen Kilometer realisiert. Die ÜNB rechnen mittlerweile mit einer Fertigstellung von lediglich 40 % der EnLAG-Leitungskilometer bis 2016. Ferner ist noch keines der Pilotstreckenvorhaben für Erdkabel in Betrieb, allerdings hat Amprion mit den Bauaktivitäten für das erste 380-kV-Pilotprojekt in Raesfeld begonnen [72].

Netzausbau offshore. Im Offshore-Bereich zeichnet sich eine leichte Entspannung der Netzanchlussproblematik ab. Neben den bestehenden Netzanbindungen für die OWP alpha ventus, BARD Offshore 1 und Baltic 1 konnten im Jahr 2014 Riffgat über einen Einzelschluss [73] sowie Meerwind Süd/Ost durch Fertigstellung der Netzanbindung HelWin 1 [74] vollständig angeschlossen werden. Der Windpark Nordsee Ost wird im Frühjahr 2015 ebenfalls an HelWin 1 angeschlossen [75]. Weiterhin befinden sich die Netzanlussysteme SylWin 1 und BorWin 2 seit Ende 2014 im Probebetrieb [76], so dass die fertiggestellten Windparks DanTysk [77] und Global Tech 1 [78] zeitnah komplett angeschlossen werden können. Die Netzanbindung für die erste Ausbaustufe des ebenfalls fertig errichteten Trianel Windpark Borkum erfolgt im Laufe des Jahres 2015 durch das noch nicht vollständig fertiggestellte Netzanlussystem DolWin 1 [79].

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 Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) ausgearbeitete Bundesfachplan Offshore zielt auf ein Anbindungskonzept in Form von Sammelanbindungen ab. Windparks, die in einem räumlichen Zusammenhang stehen,

werden zu sogenannten Clustern zusammengefasst. In der Nordsee wurden so 13 unterschiedliche Cluster identifiziert, in der Ostsee weitere fünf. Standard für solche Sammelanbindungen sind 900 MW Gleichstromsysteme mit einer Spannung von 320 kV [81]. Mit den bisher fertiggestellten Netzanbindungssystemen werden die Cluster 2 und 4-6 in der Nordsee sowie der Cluster 3 in der Ostsee erreicht (vgl. Abbildung 26 und Abbildung 27).

Netzanschluss	Projekt	Kapazität [MW]	Status	(geplante) Inbetriebnahme
alpha ventus	NOR-2-1	60	in Betrieb	2010
BorWin 1	NOR-6-1	400	in Betrieb	2010
Baltic 1	OST-3-1	50	in Betrieb	2011
Riffgat	NOR-0-1	110	in Betrieb	2014
HelWin 1	NOR-4-1	580	in Betrieb	2014
SylWin 1	NOR-5-1	860	Probetrieb	2015
BorWin 2	NOR-6-2	800	Probetrieb	2015
Baltic 2	OST-3-2	340	Bauvorbereitung/Bau	2014
DolWin 1	NOR-2-2	800	Bauvorbereitung/Bau	2015
DolWin 2	NOR-3-1	920	Bauvorbereitung/Bau	2015
HelWin 2	NOR-4-2	690	Bauvorbereitung/Bau	2015
Nordergründe	NOR-0-2	110	Bauvorbereitung/Bau	2016
DolWin 3	NOR-2-3	900	Bauvorbereitung/Bau	2017
Ostwind 1	OST-1-1	250	Bauvorbereitung/Bau	2017
Ostwind 2	OST-1-2	250	Bauvorbereitung/Bau	2018
Ostwind 3	OST-1-3	250	Bauvorbereitung/Bau	2018
BorWin 3	NOR-8-1	900	Bauvorbereitung/Bau	2019
	NOR-3-3	900	Vorbereitung Genehmigung	2022
	OST-1-4	250	Genehmigungsverfahren	2023
	NOR-1-1	900	Vorbereitung Genehmigung	2024
	NOR-7-1	900	vorerst nicht bestätigt	
	NOR-5-2	900	vorerst nicht bestätigt	
	OST-4-1	250	vorerst nicht bestätigt	
	OST-4-2	250	vorerst nicht bestätigt	
BorWin 4	NOR-6-3	900	soll entfallen	

Tabelle 2: Bestehende und geplante Netzanschlüsse in der deutschen Nord- und Ostsee, Datenquellen: O-NEP [82], BNetzA [80], [74, 76, 77]

REGIONALE MARKTWERTFAKTOREN

In dem Special Report „Regionale Marktwertfaktoren der Windenergie“ ab Seite 84 befasst sich das Fraunhofer IWES mit der Frage, ob WEA, die an windschwächeren Standorten im Süden geringere Erträge erzielen, aber durch eine abweichende Einspeisecharakteristik zu atypischen Zeiten einspeisen, von diesem Effekt profitieren und überdurchschnittliche Erlöse bei der Direktvermarktung des erzeugten Windstroms erzielen können.

Um den Wert des dargebotsabhängig erzeugten Windenergie-Stroms zu beurteilen, wird dabei die Kenngröße des Marktwertfaktors herangezogen. Die Simulation der Windstromeinspeisung basiert auf dem COSMO-DE-Modell des Deutschen Wetterdienstes, welches das Gebiet der Bundesrepublik mit ca. 46 000 Modellflächen abdeckt. Nach der anschaulichen Ermittlung der Marktwertfaktoren für das Szenariojahr 2023 in Deutschland werden die leistungsspezifischen Vermarktungserlöse in Relation zu den Investitionskosten bewertet.

Abschließend beurteilt der Report ob ggf. regionale Förderungen notwendig sind, um die Attraktivität windschwächerer Standorte zu steigern und etwaig höhere Investitionskosten zu kompensieren.

In Zukunft sollen vor allem diejenigen Cluster (zusätzliche) Netzanbindungen bekommen, welche sich nahe der Küste befinden und deren zugehörige Windparks sich bereits im Bau befinden bzw. im Projektverlauf weit fortgeschritten sind [81]. Im Zuge dessen wurde 2014 zum zweiten Mal ein Offshore-Netzentwicklungsplan (O-NEP) von den ÜNB entworfen. Darin wird der Netzanschluss der Cluster geregelt und Planungssicherheit für Windparkbetreiber und Netzbetreiber geschaffen. Für die (Weiter-)Erschließung einiger Cluster liegt bereits eine verbindliche Netzanbindungszusage vor oder es wurde mit der Realisierung des Netzanschlusses begonnen (vgl. Tabelle 2). Die Projekte werden jeweils durch eine Aneinanderreihung des Gewässernamens, der Nummer des zu erschließenden Clusters sowie eine im Cluster fortlaufende Nummer bezeichnet.

In den vorläufigen Prüfungsergebnissen der BNetzA zum O-NEP 2014 werden zwei zusätzliche Gleichstromanbindungen in der Nordsee und eine Wechselstromanbindung in der Ostsee als erforderlich betrachtet. Die Umsetzung der Projekte soll gestaffelt erfolgen und benötigt fünf Jahre je Nordsee-Projekt sowie dreieinhalb Jahre je Ostsee-Projekt. Insgesamt sind Netzanbindungen mit einer Gesamtleistung von 10,3 GW geplant. Davon befinden sich derzeit knapp 8,3 GW im Startnetz und somit in Betrieb oder Umsetzung (vgl. Tabelle 2). Je zwei Leitungen in der Nord- bzw. Ostsee wurden durch die BNetzA aufgrund der Reduktion der Offshore-Ziele als vorerst nicht bestätigungsfähig beurteilt (vgl. Abbildung 26 und Abbildung 27). Weiterhin möchte die BNetzA auf das geplante Netzanschlussssystem BorWin 4 verzichten [80, 83].

Das im O-NEP 2014 verwendete Leitszenario B erwartet für 2024 12,7 GW Offshore-Windleistung. Jedoch ergeben sich ab 2015 neue Szenarienannahmen, nachdem die Bundesregierung die Ziele für den Offshore-Ausbau bis 2020 von 10 GW [84] auf 6,5 GW (§ 3 EEG) gesenkt hat. Der genehmigte Szenariorahmen 2025 weist im Leitszenario B nur noch 10,5 GW Offshore-Erzeugungslleistung aus [80].

Infolge der EEG-Reform wird die Netzanschlusskapazität in Zukunft durch ein neues Verfahren vergeben. Mit Beschluss vom 23. 10. 2014 wurde durch die BNetzA zusätzliche Anschlusskapazität i. H. v. 326,2 MW an die OWP Riffgat, Trianel Windpark Borkum, Borkum Riffgrund 1 und 2 sowie erstmalig 735 MW an die OWP Wikinger und Arkona-Becken Südost vergeben. Die OWP Albatros (316 MW) und EnBW Hohe See (490 MW) sollten um die Restkapazität von 450 MW an der Leitung NOR-8-1 durch Versteigerung konkurrieren [85]. In einer außergerichtlichen Einigung konnte EnBW nach Übernahme des OWP Albatros als Eigentümer beider Parks die nachträgliche Zuweisung der 450 MW erreichen und die Versteigerung umgehen [86].

Zur weiteren Integration in das europäische Stromnetz haben das BSH und die norwegische Regierung im Oktober 2014 den Bau einer 623 km langen Stromtrasse von Deutschland nach Norwegen genehmigt [87]. Das HGÜ-Seekabel „NordLink“ mit einer Kapazität von 1400 MW soll ab 2019 die norwegischen Pumpspeicherkraftwerke mit dem deutschen Stromnetz verbinden, um den Austausch erneuerbarer Energie zu vereinfachen. Die Investitionsentscheidung und Auftragsvergabe folgte Anfang 2015 [88].

ZUWEISUNG VON NETZANSCHLUSSKAPAZITÄT

Durch die Änderung des EnWG zum 1. August 2014 hat sich die Zuweisung von Netzanschlusskapazität für die Offshore-Windenergie geändert. Die von der BNetzA zu vergebende Kapazität ist nach § 17d EnWG unter Berücksichtigung sämtlicher bestehender Netzanbindungszusagen auf einen Wert von 6,5 GW bis 2020 begrenzt, danach erhöht sich diese Menge jährlich um 800 MW. Durch eine Übergangsregelung können einstweilen 7,7 GW zugewiesen werden, um das Ausbauziel der Bundesregierung i. H. v. 6,5 GW bis 2020 zu erreichen. Die BNetzA wird zur Zuweisung jeweils in einem 9-Monats-Rhythmus ein Vergabeverfahren eröffnen, sofern noch Anschlusskapazität zur Verfügung steht. Falls die Nachfrage die Restkapazität übersteigt, erfolgt die Zuteilung im Zuge einer Versteigerung zwischen den konkurrierenden OWP [164].

Seit August 2014 ist ferner ein Verlust der Netzanschlusskapazität möglich, wenn kein hinreichender Fortschritt der betreffenden Projekte erkennbar ist. Die Betreiber müssen u. a. spätestens 24 Monate vor Fertigstellung der Netzanbindung die Finanzierung ihrer Projekte durch verbindliche Lieferverträge für WEA, Fundamente, Umspannstation sowie parkinterner Verkabelung nachweisen. Weiterhin kann das Ausbleiben des Baubeginns 12 Monate vor Netzanbindungsfertigstellung sowie ein nicht erfolgter Betriebsbeginn 18 Monate nach Fertigstellung der Netzanbindung den Entzug der Anschlusskapazität zur Folge haben (vgl. § 17d EnWG).



ONSHORE

Technische Entwicklung

Zubau. Im Jahr 2014 wurden in Deutschland onshore insgesamt 1736 Anlagen mit einer Nennleistung von 4665 MW errichtet, was einer Steigerung von über 60 % gegenüber 2013 entspricht. Dies stellt den höchsten Brutto-Zubau in der deutschen Geschichte dar und stellt das bisherige Rekordjahr 2002 (rund 3200 MW) in den Schatten. Während 2002 für eine geringere Leistung noch 2268 WEA errichtet werden mussten, waren in 2014 für einen größeren Leistungszubau aufgrund der Verwendung moderner Anlagentechnik nur rund zwei Drittel der WEA notwendig.

Standorte. Das Deutsche Institut für Bautechnik (DIBt) unterteilt Deutschland, entsprechend der jeweiligen Windverhältnisse, in vier Windzonen. Es wird unterschieden nach Windzone I (Schwachwindstandorte), Windzone II (typische Binnenlandstandorte), Windzone III (Küstennahe Standorte) und Windzone IV (Küstenlinie), vgl. Abbildung 29 [89]. In den ersten Jahren der Windenergienutzung hat sich der Aufbau neuer WEA vornehmlich auf die Windzonen III und IV konzentriert, in denen hohe Windgeschwindigkeiten vorherrschen. Wie Abbildung 28a zeigt, werden mittlerweile die meisten WEA in den Windzonen I und II errichtet. In der Windzone II fand im Jahr 2014 mit 56 % (977 WEA) der stärkste Zubau statt. Danach folgen Windzone IV mit 20 % (355 WEA), Windzone I mit 17 % (292 WEA) und Windzone III mit 7 % (112 WEA). Bisher wurden WEA vornehmlich auf Agrarflächen errichtet, vgl. Abbildung 30. Durch den verstärkten Zubau im Binnenland ist zu erwarten, dass der Anteil von Waldflächen als Standort von WEA zukünftig steigt.

Anlagenkategorien. Zur Beobachtung der Weiterentwicklung der Anlagentechnologie wurden die WEA-Typen in die Kategorien DD (Direktantrieb), DD-PMSG (Direktantrieb mit Permanentmagnet-Generator), EESG (Getriebeanlage mit fremderregtem Synchrongenerator), PMSG (Getriebeanlage mit permanenterregtem Generator), DFIG (Getriebeanlage mit doppeltgespeistem Asynchrongenerator), IG (Getriebeanlage mit Asynchrongenerator), CS (Drehzahlstarre WEA) und Sonstige (Anlagentypen mit anderen Konzepten oder unzureichenden

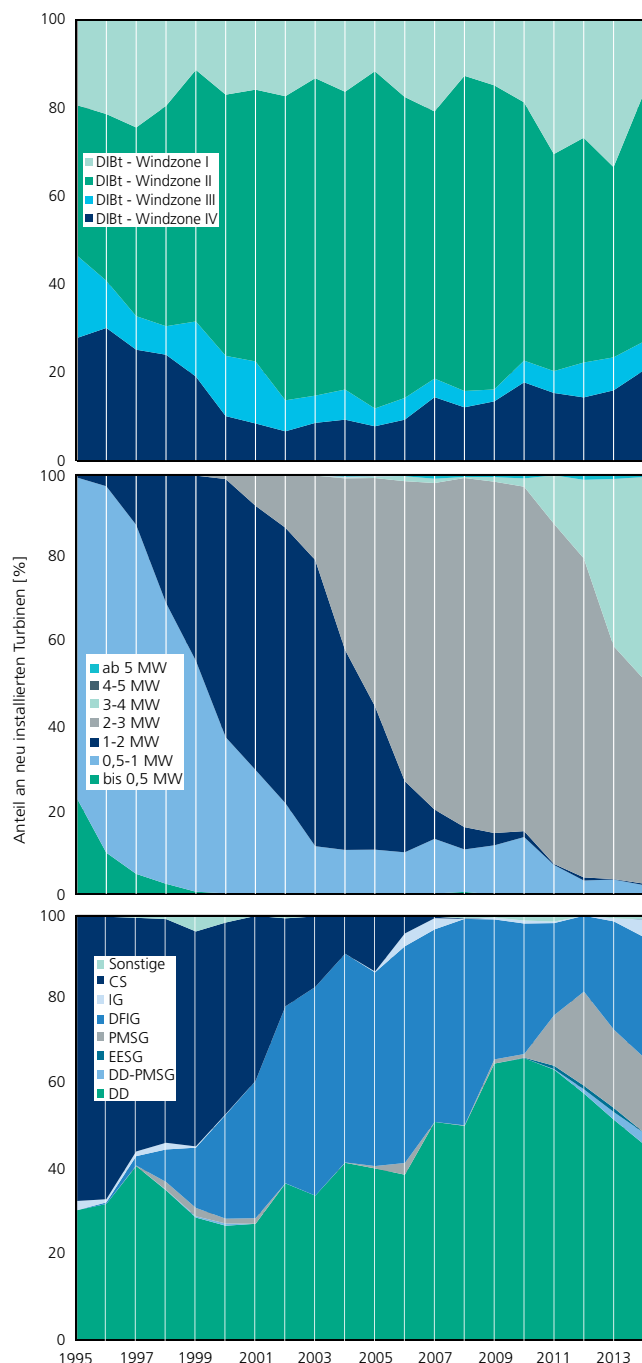


Abbildung 28: Anlagenzubau nach Standortkategorie, Leistungsklasse und Anlagenkonzept (1995-2014), Datenquellen: IWET [37], DIBt [89]

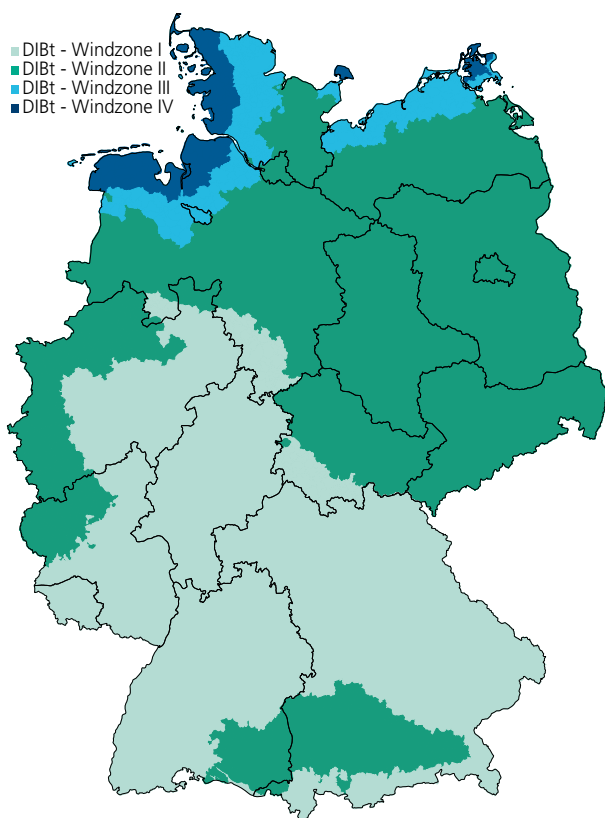


Abbildung 29: DIBt-Windzonen zugeordnet zu den PLZ-Gebieten Deutschlands, Datenquelle: DIBt [89]

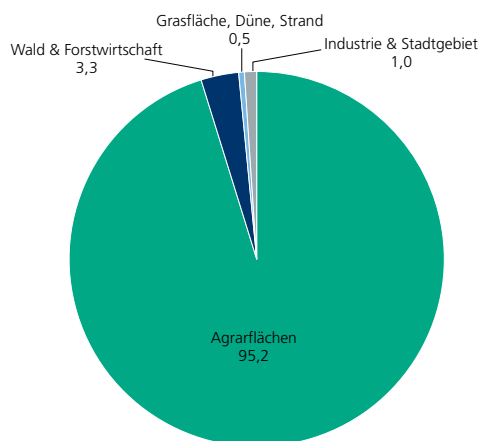


Abbildung 30: Verteilung der Anlagenbestands in Bezug auf die Flächennutzungsarten und Auswertung des Abstands zu Ortschaften, Datenquelle: OpenStreetMap [90]

Details) unterteilt. Die Bezeichnung der Kategorie stützt sich auf das jeweils prägnanteste Merkmal des Konzeptes. Während der Anlagenmarkt früher von Drehzahlstarren-WEA geprägt war, werden heute nur noch drehzahlvariable Konzepte eingesetzt. Mit 46 % dominieren die direkt angetriebenen WEA des Marktführers Enercon (vgl. Abbildung 41). Ebenfalls stark vertreten sind Getriebeanlagen mit doppelgespeisten Asynchrongenerator (28 %) bzw. Permanentmagnet-Generator (18 %).

Leistungsklassen. Der Trend zu leistungsstärkeren WEA setzt sich weiter fort (vgl. Abbildung 28b). Die Klasse der 3-4 MW-Anlagen verfehlte mit 48 % nur knapp die seit nunmehr zehn Jahren dominante Klasse der 2-3 MW-Anlagen. Diese erreichte im vergangenen Jahr mit 49 % vermutlich letztmals den größten Zubau. Die Klasse der 1-2 MW-Anlagen hatte den Markt zuvor für fünf Jahre beherrscht. Die Klasse der WEA ab 5 MW Leistung beschränkt sich weiterhin auf den Anlagentyp E-126 des Herstellers Enercon, die weiterhin nur vereinzelt errichtet werden. Die mittlere Nennleistung der in 2014 errichteten WEA lag bei 2,68 MW, dabei hatten 50 % der WEA eine Leistung von 2,3 – 3,1 MW. Die gesamte Spannweite der installierten Nennleistung lag zwischen 0,5 und rund 7,6 MW (vgl. Abbildung 31).

Anlagengröße. 2014 wurden in Deutschland insgesamt 44 verschiedene Anlagentypen (Konfigurationen aus Leistung, Rotordurchmesser, Triebstangkonzept) errichtet. Zwar ist das Leistungsniveau der Anlagen – bis auf wenige Ausnahmen – auf ein Intervall zwischen 2,3-3,1 MW beschränkt, allerdings findet die Anpassung an standortspezifische Bedingungen durch die Variation des Rotordurchmessers und der Nabenhöhe statt. Abbildung 31 zeigt, dass die Rotordurchmesser der 2014 zugebauten Anlagen im Bereich von 40-154 m mit einem Mittelwert von 99 m liegen. Den größten Rotordurchmesser der für den Onshore-Markt konzipierten Anlagen wiesen Anlagen vom Typ Enercon E-126 sowie Vestas V126 mit einem Rotordurchmesser von 127 m bzw. 126 auf. Größer sind nur Anlagen der Typen Siemens SWT6.0-154 und Senvion 6.2M152, bei denen es sich allerdings um onshore errichtete Prototypen für den Offshore-Markt handelt.

Der Rotordurchmesser spielt für Leistung und Ertrag einer Windturbine eine wichtige Rolle, denn die Fläche des Rotors legt fest, wie groß der Anteil der verfügbaren Windströmung ist und welcher Teil durch die WEA in elektrische Energie umgewandelt werden kann. Die großen Variationsmöglichkeiten in der Anlagenauslegung werden sehr gut beim Vergleich der Anlagentypen Enercon E-126 (7,6 MW) und Vestas V126 (3,3 MW) deutlich. Bei nahezu identischem Rotordurchmesser unterscheidet sich die Nennleistung um den Faktor 2,3.

Mit steigender Höhe nimmt die Windgeschwindigkeit je nach Standort erheblich zu. Da die im Wind enthaltene Leistung proportional zur dritten Potenz der Windgeschwindigkeit ist, hat die Nabenhöhe maßgeblichen Einfluss auf den Ertrag der WEA. 2014 lag die Nabenhöhe der errichteten WEA zwischen 50 und 149 m (siehe Abbildung 31). Die höchsten in 2014 errichteten Anlagen waren vom Typ Enercon E-101 mit 149 m. Im Mittel hatten die neu errichteten WEA eine Nabenhöhe von 115 m, dabei lagen 50 % der WEA zwischen 94 und 139 m. Allerdings spiegelt sich die an vielerlei Standorten existierende Höhenbeschränkung in den teilweise niedrigen Nabenhöhen neu errichteter WEA wieder.

Wird die Nabenhöhe in Bezug zur jeweiligen DIBt-Windzone des Standorts gesetzt (siehe Abbildung 34), zeigt sich, dass sich der Zubau von WEA mit kleiner Nabenhöhe weitgehend auf die Windzonen II, III & IV beschränkt. In den Windzonen I & II sind hauptsächlich große Nabenhöhen zu finden. Da an der Küste schon in geringeren Höhen starke Windgeschwindigkeiten vorherrschen, können die Anlagen dort bereits mit niedrigeren Nabenhöhen einen hohen Ertrag erzielen. Durch eine höhere Oberflächenrauigkeit im Mittelgebirge werden gute Windgeschwindigkeiten erst in besonders großen Höhen erreicht.

Der Trend zu größeren Anlagendimensionen lässt sich auch in den Neuentwicklungen der Anlagenhersteller erkennen. Im Bereich der onshore Nennleistung führt Enercon mit der E-126 (7,6 MW) weiterhin die Marktentwicklung an. Mit 126 bzw. 127 m vertreiben Vestas (V126) und Enercon (E-126) die Anlagen mit dem derzeit größten Rotordurchmesser. Zukünftig

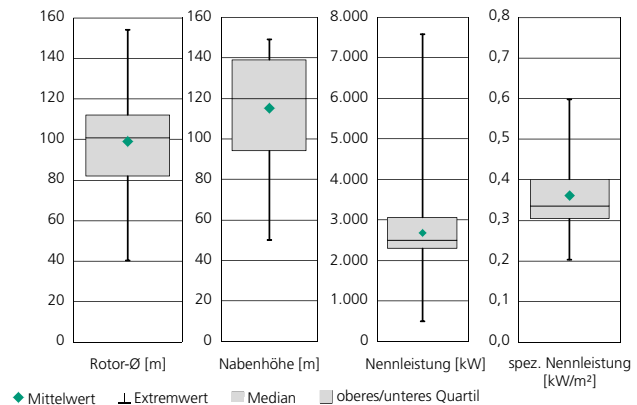


Abbildung 31: Boxplots von Nabenhöhe, Rotordurchmesser, Nennleistung und Spezifischer Nennleistung der im Jahr 2014 installierten WEA, Datenquelle: IWET [37]

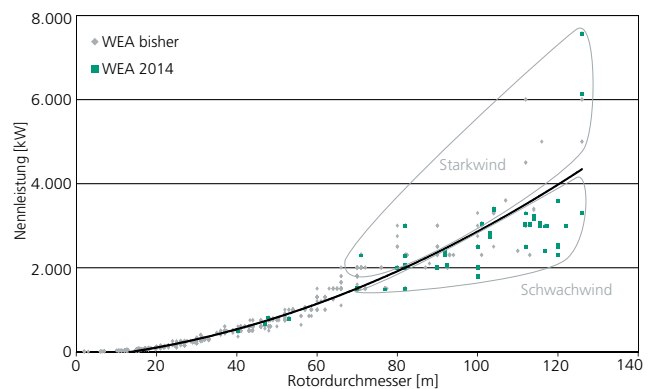


Abbildung 32: Nennleistung nach Rotordurchmesser verschiedener Anlagentypen, Datenquelle: IWET [37]

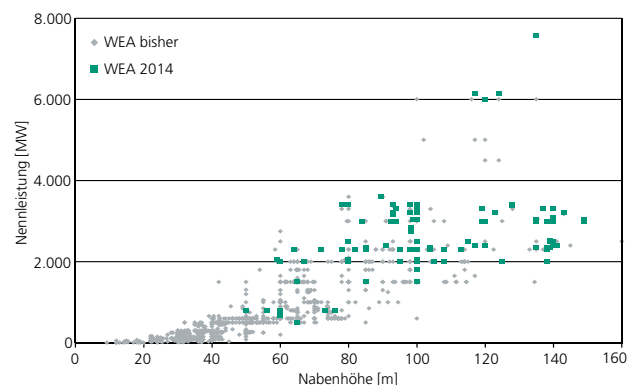


Abbildung 33: Nennleistung nach Nabenhöhe verschiedener Anlagentypen und Konfigurationen, Datenquelle: IWET [37]

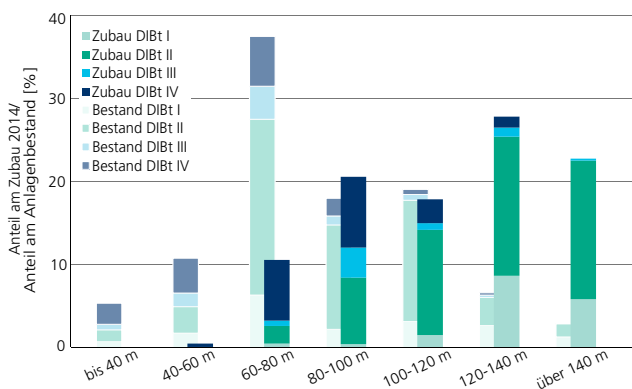


Abbildung 34: Verteilung der 2014 zugebauten Anlagen nach DIBt-Windzonen auf Turmhöhen; Verteilung des Anlagenbestandes auf Turmhöhen, Datenquellen: IWET [37], DIBt [89]

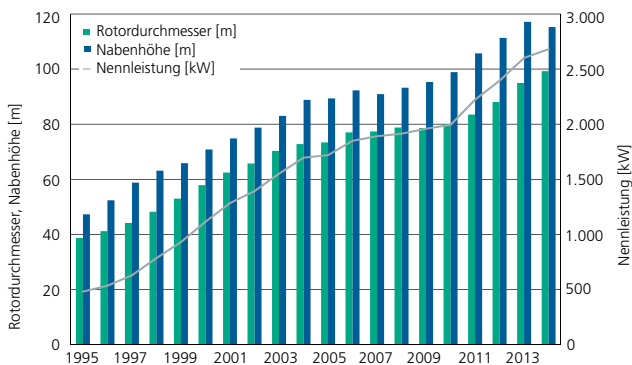


Abbildung 35: Entwicklung der Anlagengröße nach Jahr der Inbetriebnahme, Datenquelle: IWET [37]

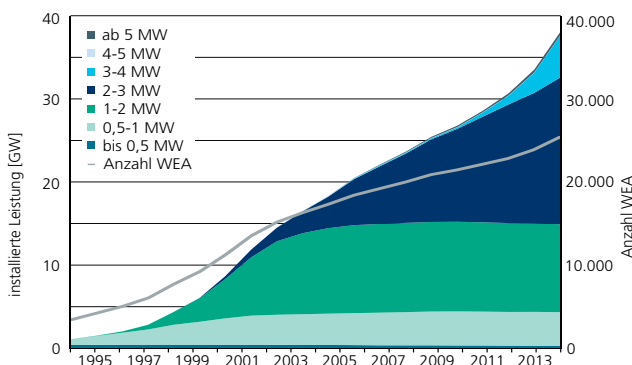


Abbildung 36: Kumulierte Darstellung der installierten Leistung und Anzahl der Onshore-WEA, Datenquelle: IWET [37]

gebrochen wird dieser Rekord von der im Bau befindlichen N131/3000 des Herstellers Nordex (131 m Rotordurchmesser) und dem niederländischen Unternehmen Lagerwey, welches mit den Prototypen L132 und L136 in naher Zukunft noch größere Rotordurchmesser erreichen wird. Auch andere Hersteller erweitern ihre Produktpalette, wie beispielsweise Vestas mit einer neuen Variante der 3 MW-Plattform Vestas V126, die sich mit einem breiteren Spektrum an Nabenhöhe, Nennleistung und Rotordurchmesser auf die jeweiligen Standortbedingungen optimal anpassen lässt (PM Vestas) [91].

Einhergehend mit dem Trend zu Anlagen mit größeren Dimensionen, steigt auch die durchschnittliche Anlagenleistung kontinuierlich an. Mit knapp über 2,68 MW wuchs die durchschnittliche Leistung der 2014 errichteten WEA ggü. 2013 um 3 %. Die 2014 errichteten Anlagen haben im Mittel einen Rotordurchmesser von 99,2 m (+4,5 % ggü. 2013) und eine Nabenhöhe von 115,2 m (-1,6 % ggü. 2013). Die maximale Nabenhöhe liegt seit dem Jahr 2006 bei 160 m, der maximale Rotordurchmesser einer Onshore-WEA weiterhin bei 127 m.

Mit einer durchschnittlichen Nennleistung von 1,5 MW wuchs die mittlere Leistung des deutschen Anlagenbestandes um 6,7 % ggü. 2013 an (vgl. Abbildung 36). Während der Leistungsbestand von Anlagen mit Leistungen unterhalb von 2 MW seit 2004 weitgehend konstant blieb, bzw. leicht gesunken ist, war 2014 in der 2-3 MW-Klasse und insbesondere in der 3-4 MW-Klasse erneut ein deutlicher Zuwachs zu verzeichnen. Mit einem Leistungsbestand von 5023,4 MW wuchs diese Klasse innerhalb des Jahres 2014 um 107 %. Die insgesamt leistungsstärkste Kategorie ist mit 17 653 MW nach wie vor die der Anlagen mit 2-3 MW. Sie verzeichnet allerdings das dritte Jahr in Folge nur ein Wachstum von 10 %. Die Klasse der leistungsstärksten Anlagen (5 MW und mehr) wächst weiter langsam und machte 2014 mit 404,4 MW rund 1 % der in Deutschland installierten Windleistung aus.

Stark- und Schwachwindanlagen. Die Differenzierung in Anlagen für Standorte mit besseren Windbedingungen (Starkwindanlagen) und Standorte mit weniger vorteilhaften Bedingungen (Schwachwindanlagen), wie sie auch in den Abbildungen 32 und 33 erkennbar ist, lässt sich in der durchschnittlichen spezifischen Leistung pro Quadratmeter Rotorfläche für die jeweiligen Windzonen wiederfinden sowie anhand der unterschiedlichen Entwicklung der Turmhöhen erkennen. Abbildung 37 zeigt die zeitliche Entwicklung des Mittelwerts dieser Kenngröße in den vier unterschiedlichen DIBt-Windzonen. Die Anlagentypen werden entsprechend der an den Standorten herrschenden Windbedingungen ausgewählt. In Windzone I haben die WEA im Schnitt mit 341 W/m^2 die niedrigste spezifische Nennleistung, in Windzone IV mit 448 W/m^2 die höchste. Die Windzonen II und III liegen dazwischen mit 355 W/m^2 bzw. 377 W/m^2 . Insgesamt ist für alle Windzonen ein Trend zu geringeren spezifischen Nennleistungen zu erkennen, mit einer Differenz von über 100 W/m^2 zwischen den Windzonen I & IV ist die unterschiedliche Auslegung der Projekte deutlich erkennbar.

Eine entsprechende Entwicklung zeigt sich auch bei der Nabenhöhe. Ins Verhältnis zur Nennleistung der jeweiligen WEA gesetzt, kann ebenfalls eine spezifische Nennleistung [kW/m] bestimmt werden. Erwartungsgemäß fällt diese in der Windzone IV mit $31,1 \text{ kW/m}$ deutlich höher aus als in Windzone I mit $19,9 \text{ kW/m}$. Die Windzonen II und III liegen mit $21,7 \text{ kW/m}$ bzw. $29,1 \text{ kW/m}$ nur knapp neben den Randwerten. Der Trend zu dieser insgesamt wachsenden spezifischen Nennleistung je Meter Nabenhöhe ist durch den gleichzeitig steigenden Rotordurchmesser bedingt, welcher sich quadratisch auf die theoretisch erzielbare Leistung auswirkt.

Grund für die unterschiedlichen Entwicklungen sind die extrem unterschiedlichen Windbedingungen an den verschiedenen Standorten. An der Küste werden in der Regel Anlagen mit großen Leistungen und verhältnismäßig kleinen Rotordimensionen gebaut, da aufgrund der guten Windbedingungen auch so bereits eine hohe Auslastung der Anlagen erreicht werden kann. Im Mittelgebirge und in der Norddeutschen Tiefebene

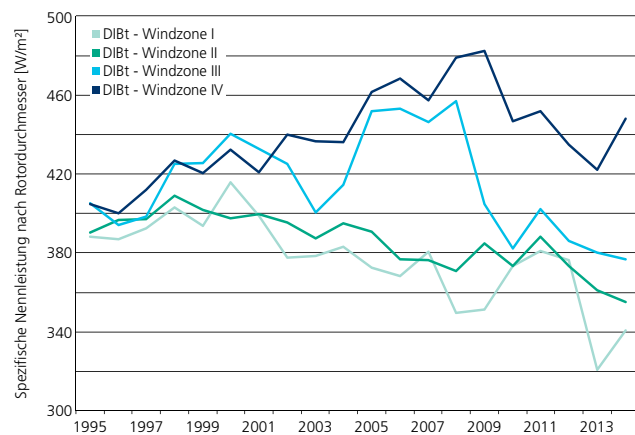


Abbildung 37: Zeitliche Entwicklung der spezifischen Nennleistung nach dem Jahr der Inbetriebnahme innerhalb der unterschiedlichen DIBt-Windzonen, Datenquellen: IWET [37], DIBt [89]

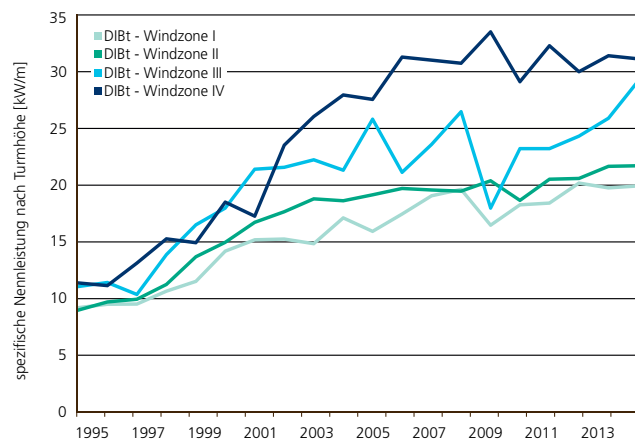


Abbildung 38: Zeitliche Entwicklung der Nennleistung in Bezug zur Nabenhöhe nach dem Jahr der Inbetriebnahme innerhalb der unterschiedlichen DIBt-Windzonen, Datenquellen: IWET [37], DIBt [89]

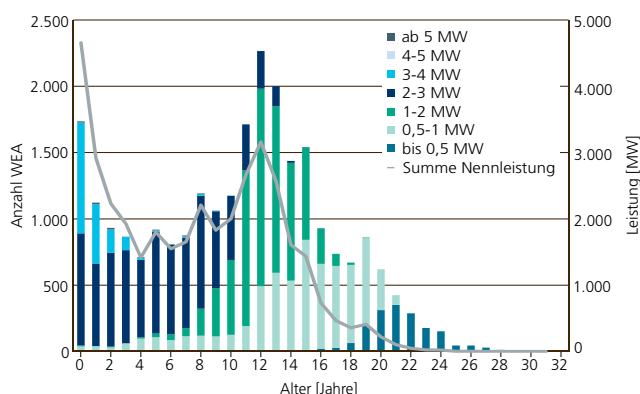


Abbildung 39: Altersstruktur der WEA nach installierter Leistung, Datenquelle: IWET [37]

stehen die Anlagen häufig in Gebieten, in denen die Windverhältnisse durch Hindernisse wie z. B. Waldgebiete negativ beeinflusst werden. Um die verfügbaren Windressourcen so gut wie möglich nutzbar zu machen, werden hier Anlagen mit niedrigeren Leistungen und größeren Anlagendimensionen eingesetzt. Im Mittel liegt die spezifische Nennleistung aller in 2014 zugebauten Anlagen bei 380,1 W/m², womit diese ggü. 2013 um 2,4 % zunahm.

Altersstruktur. Zum Ende 2014 haben 1194 der in Deutschland installierten WEA die angenommene Lebensdauer von 20 Jahre überschritten. Dies entspricht etwa 4,7 % des Anlagenbestandes, allerdings nur 0,55 % der Nennleistung (durchschnittlich 174 kW), vgl. Abbildung 39. Der zu erwartende Abbau dieser Anlagen hat somit nur einen sehr geringen Einfluss auf die installierte Windleistung. Vielmehr könnten die Anlagenstandorte dieser Anlagen durch Repoweringmaßnahmen genutzt werden, um neuere und leistungsstärkere Anlagen zu errichten, wenn die aktuellen Planungsvorgaben dies an den Standorten zulassen. Die bisher im alten EEG existierende Möglichkeit einer zusätzlichen Vergütung für das Anlagenrepowering ist mit Inkrafttreten des neuen EEG im August 2014 allerdings entfallen [92].

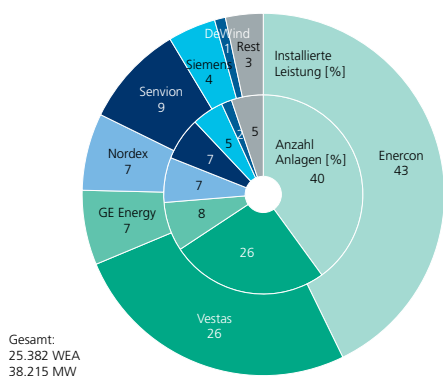


Abbildung 40: Marktanteil der Anlagenhersteller in Deutschland, Basis Anlagen in Betrieb bis 2014, Datenquelle: IWET [37], Fraunhofer IWES

Anlagenhersteller. Der deutsche Anlagenbestand (vgl. Abbildung 40) setzt sich aus WEA von über 40 verschiedenen Herstellern zusammen. Rund 95 % des Anlagenbestandes stammt jedoch von sieben Herstellern. Eine besondere Stellung haben die Hersteller Enercon und Vestas inne (16 679 Anlagen, 66 %). Der Anteil des führenden Hersteller Enercon am Bestand hat sich damit auch gegenüber 2013 wieder leicht erhöht.

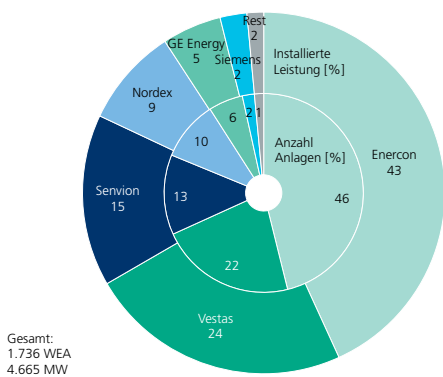


Abbildung 41: Marktanteil der Anlagenhersteller in Deutschland, Zubau 2014, Datenquelle: IWET [37], Fraunhofer IWES

Die Marktanteile beim Anlagenzubau 2014 konzentrieren sich im Wesentlichen auf vier Anlagenhersteller, siehe Abbildung 41. Mit 801 Anlagen wurden in 2014 46 % der installierten WEA von Enercon geliefert, gefolgt von Vestas mit 383 Anlagen (22 %). Rund 70 % der zugebauten WEA wurden von deutschen Firmen geliefert. Der Hersteller Senvion (ehem. Repower) hat 2014 2 Prozentpunkte am Marktanteil verloren. Nordex steht mit einem auf 10 % gesteigerten Marktanteil unverändert an

vierter Stelle. Auch die Hersteller GE Wind Energy und Siemens konnten den Absatz von WEA in Deutschland im Vergleich zum Vorjahr steigern. Bei der Betrachtung ist zu berücksichtigen, dass der Anlagenmarkt onshore im vergangenen Jahr um fast 60 % gewachsen ist. So ging beispielsweise der Marktanteil von Enercon trotz deutlich mehr installierter WEA leicht zurück.

Neuigkeiten zum Umwelteinfluss von WEA

Die Deutsche Flugsicherung hat erstmals den Betrieb von WEA ohne permanent blinkende Warnleuchten ermöglicht. Vermieden wird das Dauerblinklicht mit Hilfe des radargestützten Systems von ENERTRAG und Airbus Defence & Space. Die entsprechende Ausstattung schaltet die Befeuerung nur ein, wenn sich ein Luftfahrzeug mit weniger als 600 m Flughöhe und in einem Radius von weniger als 4 km der WEA nähert [165].

Auf Grund negativer Wechselwirkungen zwischen WEA und UKW-Drehfeuern gab es bei WEA-Projekten in einem Radius von bis zu 15 km um Flugnavigations-Anlagen vermehrt Bauverbote. Seit der Erhöhung des Radius von 3 km auf 15 km im Jahr 2009 muss die Unbedenklichkeitsbestätigung durch das Bundesaufsichtsamt für Flugsicherung erfolgen. Ein Gutachten der TU-Berlin hat nun gezeigt, dass außerhalb eines 3 km Radius keine Störwirkung nachweisbar ist [166].

Eine Studie der Martin-Luther-Universität Halle-Wittenberg hat sich mit Lärmbelastung durch WEA befasst. Die Untersuchung an einem beispielhaften Standort hat gezeigt, dass rund 50 % der Anwohner die WEA nicht gesondert wahrnehmen. Weiterhin reduziert sich die Geräuschwahrnehmung mit zunehmender Betriebsdauer. In der Untersuchung konnte kein Zusammenhang zwischen einem geänderten Betriebsmodus und der Wahrnehmung durch die Anwohner nachgewiesen werden [167].

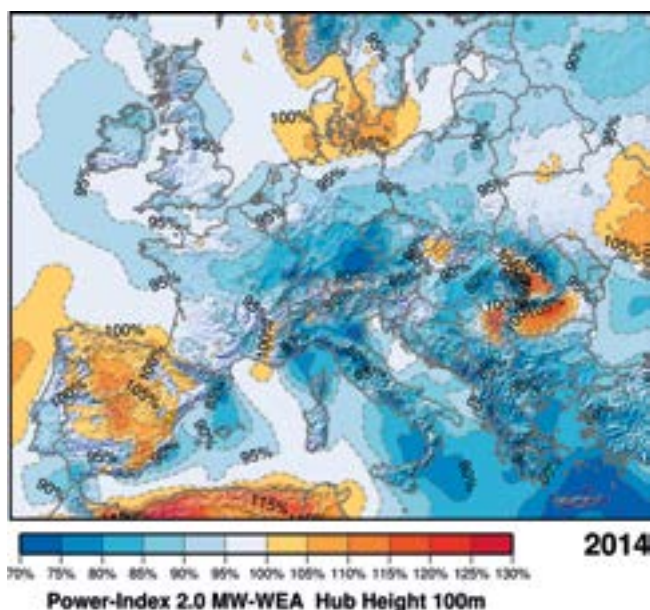


Abbildung 42: Windressourcen 2014 im Verhältnis zum 20-jährigen Mittel, Datenquelle: anemos GmbH

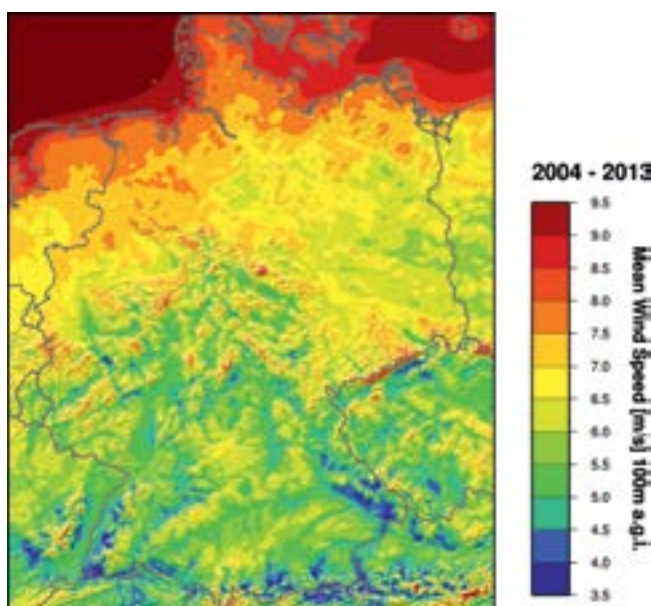


Abbildung 43: Mittlere Windgeschwindigkeit [m/s] 100 m über Grund von 2004 bis 2013, Datenquelle: anemos GmbH

Windressourcen

Ertragsindex. Die bedeutendste externe Einflussgröße für WEA an Land ist die Windgeschwindigkeit. Sie 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 42 zeigt die Windressourcen 2014 im Verhältnis zum 20-jährigen Mittelwert auf Basis der Ertragsberechnung für eine exemplarische WEA mit 100 m Nabenhöhe und 2 MW Nennleistung. Der Ertragsindex zeigt für Süd-Deutschland sowie für große Teile des östlichen Mittelmeerraums ein deutlich unter dem langjährigen Mittel liegendes Windjahr 2014. Für die deutschen Küstenbereiche, Schleswig-Holstein sowie für Offshore-Standorte liegt der Ertragsindex dagegen über dem langjährigen Mittel. Die Berechnung des Ertragsindex erfolgt durch eine Verfeinerung von Reanalysedaten mit Hilfe eines 3-dimensionalen atmosphärischen Strömungsmodells sowie der Verifikation der Ergebnisse anhand von Wind- und Ertragsdaten.

In Abbildung 43 kann mit Hilfe der gemittelten Windgeschwindigkeit von 2004 bis 2013 ein Großteil der DIBT-Windzonen nachvollzogen werden (vgl. Abbildung 29). Allerdings ist die DIBT-Windzone II südlich der Donau anhand der Grafik nicht eindeutig auszumachen. In Mittel- und Süddeutschland sind bessere Windbedingungen insbesondere in den Höhenlagen zu finden.

Lokale Standortbedingungen. Für die Auslegung und den späteren Ertrag eines Windenergieprojektes sind unabhängig von großräumigen Windbedingungen die lokalen am Standort herrschenden Bedingungen entscheidend. Diese werden nachfolgend für einen exemplarischen Standort dargestellt. Das Fraunhofer IWES betreibt im Rahmen des vom BMWi geförderten Forschungsprojektes „Windenergie im Binnenland 2“ einen 200 m hohen Windmessmast. Der Messmast befindet

sich auf dem Bergrücken des Rödeser Berg in Nordhessen. Damit handelt es sich um einen typischen Binnenlandstandort in bewaldetem und komplexem Gelände.

Die Unterschiede in der Windgeschwindigkeit je nach Höhe des Messpunktes zeigen sich in den in Abbildung 44 dargestellten Tagesgängen der mittleren Windgeschwindigkeit. Während der Tagesgang bei geringen Höhen eher konstant verläuft, tritt die höchste mittlere Windgeschwindigkeit bei hohen Nabenhöhen nachts auf. Ursache für dieses Phänomen ist die Sonneneinstrahlung. Während sich die verschiedenen Luftschichten nachts weitgehend ungestört voneinander mit verschiedenen Windgeschwindigkeiten bewegen, führt die Sonneneinstrahlung tagsüber zu einer Erwärmung der bodennahen Luft. Der so verursachte Auftrieb verursacht einen Austausch zwischen den Luftschichten und führt damit zu einer stärkeren Kopplung. Während die niedrigen Luftschichten beschleunigt werden, reduziert sich die Windgeschwindigkeit in größeren Höhen [66].

Betriebsergebnisse

Volllaststunden. Deutsche Onshore-WEA erreichten in 2014 nach vorläufigen Daten etwa 1485 Volllaststunden und liegen so tendenziell niedriger als in 2013. Die Volllaststundenzahlen in 2014 basieren auf den Hochrechnungsdaten der ÜNB. In der Vergangenheit unterschätzten die Hochrechnungsdaten die tatsächlichen Zahlen um bis zu 10 %. Entsprechend liegt die Volllaststundenzahl auch unter dem 5-Jahres-Mittel (1658 Volllaststunden) und dem 10-Jahres-Mittel (1715 Volllaststunden). Der Einfluss der unterjährig installierten Leistung führt in 2014 zu einer Unsicherheit von rund 12 % (vgl. Abbildung 45).

Abbildung 46 zeigt die mittleren historischen Volllaststunden in den Regelzonen der ÜNB im Vergleich zu den vorläufigen Volllaststunden des Jahres 2014. WEA, die in der Regelzone des ÜNB TenneT errichtet wurden, erreichten im Durchschnitt über die Jahre 2008-2013 mit 1766 Volllaststunden die höchsten Erträge, was knapp 5 % über dem 5-Jahres-Mittel für Gesamtdeutschland liegt. Mit durchschnittlichen 1700 Volllaststunden erreichten Anlagen in der Regelzone von 50 Hertz die zweithöchsten Volllaststunden. Grund für eine Differenz

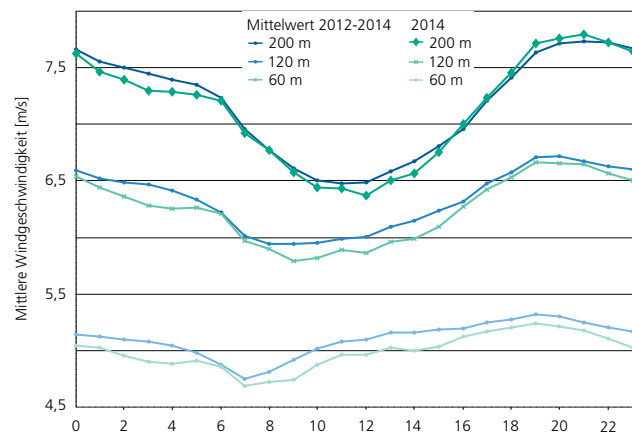


Abbildung 44: Tagesgang der Windgeschwindigkeit für verschiedene Höhen am 200 m-Messmast des Fraunhofer IWES im Jahr 2014 und im Mittel 2012-2014, Datenquelle: Fraunhofer IWES

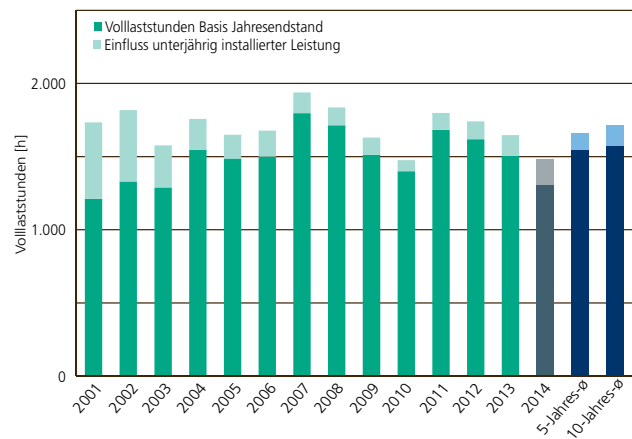


Abbildung 45: Entwicklung der Onshore-Volllaststunden für Gesamtdeutschland, Datenquellen: [34, 35, 37]

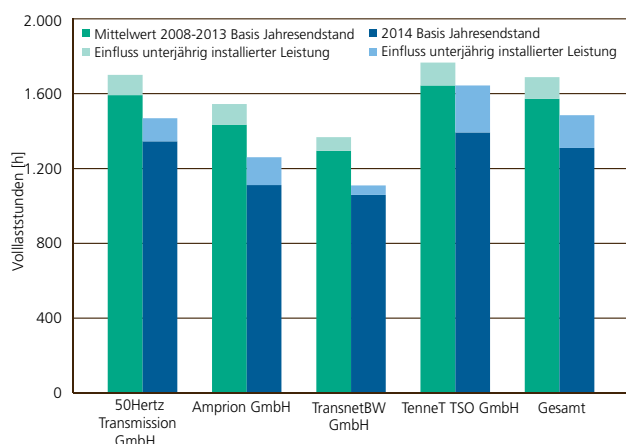


Abbildung 46: Volllaststunden in den vier Regelzonen der ÜNB (2008-2012), Datenquelle: [34, 35, 37]

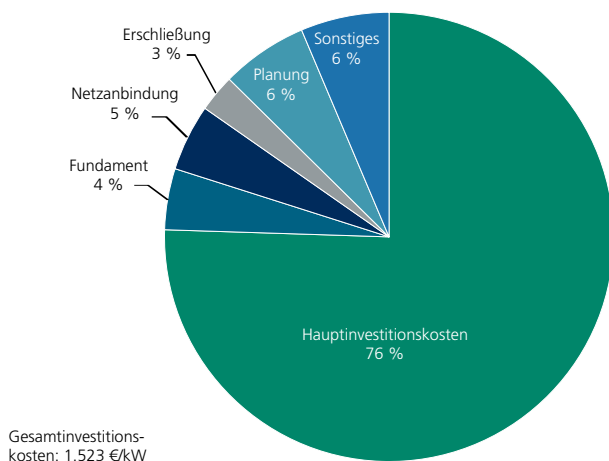


Abbildung 47: Verteilung der mittlere Gesamtinvestitionskosten auf Hauptinvestitions- und Investitionsnebenkosten (Anlagen 2 - 3,5 MW, 100 m < NH > 120 m) [93]

von durchschnittlich 400 Volllaststunden zwischen WEA in den Regelzonen von TenneT und TransnetBW ist das in der Regel deutlich bessere Windangebot an Küstenstandorten. Dieser Sachverhalt lässt sich in den vorläufigen Daten für 2014 ebenfalls beobachten.

Investitionskosten. Die Kosten zur Errichtung von WEA lassen sich in Haupt- und Nebeninvestitionskosten untergliedern. Hauptinvestitionskosten beinhalten Aufwendungen für Gondel, Turm, Rotorblätter, Transport und Installation der Anlage. Eine in 2013 veröffentlichte Studie der Deutschen WindGuard hat sowohl Investitionskosten als auch Betriebskosten von WEA untersucht. Nachfolgend (siehe Abbildung 47) werden die Ergebnisse zu den in Deutschland am häufigsten aufgestellten Anlagentypen vorgestellt, welche sich in den Leistungsklassen von 2 MW bis 3,5 MW befinden und eine Nabenhöhe zwischen 100 m und 120 m aufweisen. Die mittleren Hauptinvestitionskosten belaufen sich auf rund 1150 €/kW, was einen Anteil von mehr als 76 % der Gesamtinvestitionskosten beträgt. Mit Nebeninvestitionskosten i.H.v. 373 €/kW ergeben sich Gesamtinvestitionskosten von etwa 1523 €/kW. Abhängig vom jeweiligen Projekt und Standort sind deutliche Abweichungen möglich [93]. Das Fraunhofer ISE schätzt in der Stromgestehungskostenstudie 2013 die Gesamtinvestition auf rund 1400 €/kW [94].

Betriebskosten. Betriebskosten umfassen hauptsächlich Wartungs- und Reparaturarbeiten, Betriebsführungskosten sowie Pachtzahlungen und Versicherungen. Rücklagen für den Rückbau der Anlage und sonstige anfallende Kosten werden ebenfalls in den Betriebskosten aufgeführt. Abbildung 48 zeigt die Betriebskosten, wobei die Nutzungsdauer in zwei Dekaden unterteilt wurde. In der zweiten Dekade ergibt sich eine Steigerung der Betriebskosten um rund 11 %. Dies ist auf einen höheren Wartungs- und Reparaturaufwand zurückzuführen. Allerdings ist bei der Betrachtung zu berücksichtigen, dass es sich für die erste und zweite Dekade um unterschiedliche Stichproben handelt [93].

Stromgestehungskosten. Die spezifischen Stromgestehungskosten, dargestellt in ct/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. Indirekt hängen die Stromgestehungskosten damit auch von der Attraktivität von Windenergieprojekten für Investoren, der Marktpreisentwicklung von Rohstoffen oder Schwankungen vom Fremdkapitalzins ab [93].

Für 2014 publiziert das Leipzig Institut für Energie die erwarteten Kosten der Stromerzeugung im Bereich Onshore-Windenergie auf 5,2 ct/kWh bis 9 ct/kWh, je nach Windstärke und Anlagengröße [95]. Verglichen mit anderen Studien aus dem Jahr 2013, wird 2014 ein deutlicher Rückgang der Stromgestehungskosten von 1 - 2 ct/kWh verzeichnet. Beispielsweise gingen aus der Studie der Deutschen WindGuard Stromgestehungskosten von 6,25 ct/kWh bis 11 ct/kWh sowie aus der des Fraunhofer ISE von 6,1 ct/kWh bis 10,7 ct/kWh hervor [93, 94]. Der Trend für die kommenden Jahre macht einen weiteren Rückgang deutlich: Für das Jahr 2020 werden Stromgestehungskosten für die Windenergieerzeugung an Land, je nach Standortkategorie und Leistungsklasse der Anlage, von 4,7 ct/kWh bis 7,8 ct/kWh prognostiziert. Damit dürften langfristig die Kosten der Stromerzeugung aus Steinkohle unterschritten werden [96].

Auch in anderen Ländern sinken die Preise und Stromgestehungskosten. Eine Untersuchung des Lawrence Berkeley National Laboratory stellt fest, dass Windstrom in den USA zur günstigsten Stromquelle geworden ist. So lagen die Kosten für in 2013 neu abgeschlossene Stromlieferverträge im Schnitt bei 2,5 \$ct (1,9 €ct). Dieser Preis wird durch staatliche Förderung, u. a. durch Steuererleichterungen, möglich, ohne welche die Kosten bei rund 4 \$ct/kWh lägen [97].

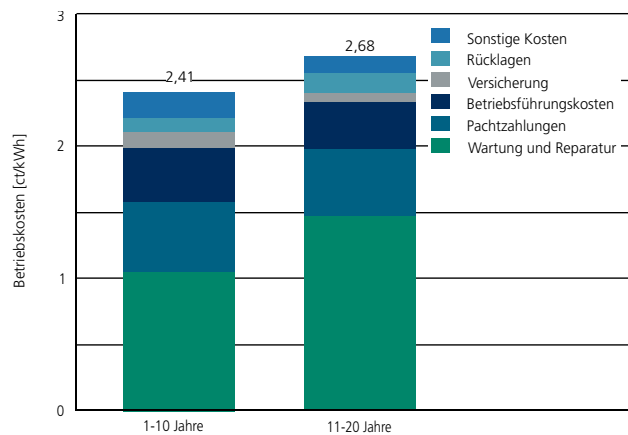


Abbildung 48: Verteilung der Betriebskosten in Dekaden, Datenquelle: [93]

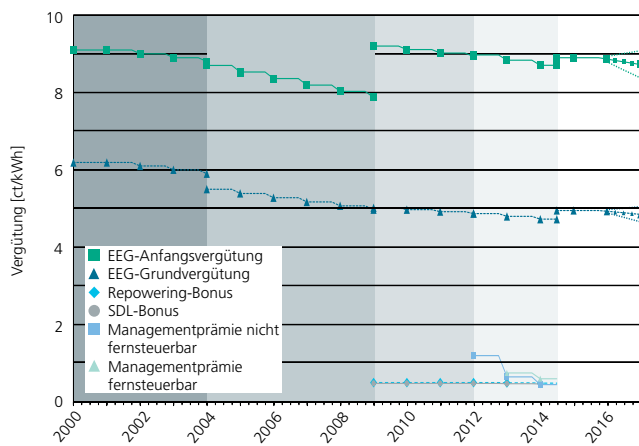


Abbildung 49: EEG-Förderung basierend auf der zum 1. August 2014 novellierten Fassung, Datenquelle: EEG

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, zuletzt zum 1. 8. 2014. Dabei wurden die Vergütungssätze geändert und ein atmender Deckel für den Zubau und die verpflichtende Direktvermarktung für Neuanlagen über 500 kW (bis 2015) bzw. 100 kW (ab 2016) eingeführt. Das nun verpflichtende Modell der Direktvermarktung ist bereits marktüblich, mit Stand August 2014 werden bereits 87 % aller WEA so vergütet [98]. Die Höhe der Einspeisevergütung bleibt weiterhin maßgeblich für die Vergütung durch die Marktprämie. Darüber hinaus wurde die Berechnung des Referenzertrags zur Bestimmung des Zeitraums zur Zahlung der Anfangsvergütung neu geregelt.

Der Ausbau der Onshore-Windenergie soll sich in einem Bereich von jährlich 2400 bis 2600 MW netto bewegen (§§ 3, 29 EEG). Die bisherigen Zubauzahlen können Abbildung 9 entnommen werden. Laut EU-Leitlinie für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen [99] müssen ab 2017 bei Windparks ab 6 MW oder 6 Anlagen Ausschreibungen erfolgen. Somit wird laut § 2 Abs. 5 EEG künftig die finanzielle Förderung von WEA über Ausschreibungen geregelt. Um Ausschreibungen genauer zu regeln, ist für 2016 die nächste EEG-Novelle vorgesehen. Abbildung 49 zeigt die derzeit gültigen und nach aktueller Gesetzeslage zukünftigen Vergütungssätze.

In 2014 hat der Europäische Gerichtshof zwei Mal bestätigt, dass die nationale Förderung von EE europarechtlich möglich ist. Am 11. 9. 2014 [100] und am 1. 7. 2014 [101] entschied der EuGH, dass Fördersysteme für EE, die nur eine Förderung für im Inland erzeugten Strom vorsehen, nicht zwangsläufig die Warenverkehrsfreiheit verletzen. Hätte der EuGH anders entschieden, wäre die in § 2 EEG vorgesehene Beschränkung der Förderung auf Anlagen „im Bundesgebiet“ europarechtswid-

rig. Dann müssten die Netzbetreiber und Letztverbraucher in Deutschland auch Grünstromanlagen aus anderen EU-Mitgliedstaaten fördern [102]. Dennoch werden die Mitgliedstaaten künftig über Konzepte zur Förderung von EE im EU-Ausland nachdenken (müssen) [103].

Grund- und Anfangsvergütung. Das EEG regelt die Vergütung durch eine ertragsabhängige Vergütungshöhe. Dazu wird ein so genannter „Referenzertrag“ definiert. Der Referenzertrag ist die Strommenge, die der jeweilige Anlagentyp einschließlich der jeweiligen Nabenhöhe an einem fiktiven Referenzstandort mit festgesetzten Bedingungen rechnerisch in fünf Betriebsjahren erbringen würde (Anlage 2 EEG).

Für WEA schreibt das EEG zunächst eine Anfangsvergütung für einen Mindestzeitraum von fünf Jahren und eine Gesamtförderung für 20 Jahre fest. Je nach Standortqualität wird die Einspeisevergütung anschließend auf eine Grundvergütung abgesenkt. Seit dem EEG 2014 berechnet sich der Zeitraum der Anfangsvergütung wie folgend beschrieben. An windschwachen Standorten wird die Zahlung des erhöhten Vergütungssatzes für je 0,36 % Minderertrag im Vergleich zu den 130 % des Referenzertrages um einen Monate verlängert. Zusätzlich verlängert sich der Zeitraum um einen Monat für je 0,48 % des Referenzertrags, um den der Ertrag der Anlage 100 % des Referenzertrags unterschreitet.

Der Vergütungssatz für Neuanlagen hängt vom Quartal der Installation ab. Anlagen, die 2015 installiert werden, erhalten eine Anfangsvergütung von 8,9 ct/kWh und eine Grundvergütung von 4,95 ct/kWh. Ab Januar 2016 verringern sich die Vergütungen jeweils zum Quartalsanfang um 0,4 %, solange sich der Ausbau im Rahmen des Zubaukorridors von jährlich 2400 bis 2600 MW netto bewegt. Andernfalls verringern sich bei einem erhöhten Ausbau die Vergütungen entsprechend des atmenden Deckels (in § 29 EEG festgelegter Schlüssel), ebenfalls könnten die Vergütungen bei einem zu geringen Ausbau höher liegen. Bei einer Überschreitung des Korridors bis 2800 MW reduzieren sich die Vergütungen je Quartal um 0,5 %, bis 3000 MW um 0,6 %. Für jeweils 200 MW zusätzliche Über-

schreitung sinkt die Vergütung um weitere 0,2 Prozentpunkte bis zu einer maximalen Degression von 1,2 Prozentpunkten pro Quartal. Bei sehr niedrigem Zubau erfolgt eine Anhebung der Vergütung um bis zu 0,4 Prozentpunkte pro Quartal. Die Vergütungsszenarien sind in Abbildung 49 als Korridore markiert. Im Betrachtungszeitraum (August 2014 – August 2015) für die erste Anpassung der Vergütungen zum 1. Januar 2016 wurden bis Ende 2014 netto bereits rund 2400 MW Windleistung zugebaut. Eine volle Ausschöpfung der Vergütungsreduktion um 1,2 % zum 1. Januar 2016 ist daher zu erwarten.

Direktvermarktung. Das in 2014 novellierte EEG sieht eine verpflichtende Direktvermarktung vorerst für alle Neuanlagen über 500 kW und ab 2016 für alle neuen WEA über 100 kW vor. Somit ist der Anlagenbetreiber aufgefordert, den Windstrom direkt und selbstständig zum Verkauf anzubieten. Zum August 2014 befanden sich über 87 % der installierten Windleistung in der Direktvermarktung [98].

Der Erlös des Betreibers bzw. des Direktvermarkters setzt sich aus dem erzielten Verkaufspreis und der Marktprämie zusammen. Die Höhe der Marktprämie wird monatlich rückwirkend als Differenz des anzulegenden Wertes (Grund- bzw. Anfangsvergütung) und eines mittleren Marktwertes an der EEX Strombörse berechnet. Die Marktprämie kann nur für fernsteuerbare Anlagen in Anspruch genommen werden.

Mit der EEG-Reform 2014 kann die Grund- und Anfangsvergütung für Neuanlagen nicht mehr durch zusätzliche Bonuszahlungen (wie Systemdienstleistungsbonus oder Managementprämie) ergänzt werden. Die Managementprämie für Bestandsanlagen sinkt ab 2015 auf 0,40 ct/kWh für fernsteuerbare WEA bzw. 0,30 ct/kWh für nicht fernsteuerbare WEA.

AUSSCHREIBUNGSVERFAHREN

Die im EGG enthaltene Festlegung bis 2017 Ausschreibungsverfahren für die finanzielle Förderung von EE-Strom einzuführen, stellt die Branche und Gesetzgebung vor neue Herausforderungen. Die bisherigen Erfahrungen im Ausland mit Ausschreibungsverfahren sind gemischt, da die mit Auktionen erwarteten positiven Effekte selten eintraten.

Die Einführung des Ausschreibungsverfahrens für WEA erfolgt auf Basis der mit den Ausschreibungen bei PV-Freiflächenanlagen gemachten Erfahrungen im Zuge der nächsten EEG-Novelle. Darauf basierend analysiert Prof. Degenhart im Special Report „Auswirkungen des Ausschreibungsverfahrens“ ab Seite 90 die Auswirkungen auf WEA. Auf Basis des vorliegenden Referentenentwurfs können unter bestimmten Annahmen bereits erste Auswirkungen auf die zukünftige Realisierung von WEA diskutiert werden.

Angesichts der langen Vorlaufzeiten bei WEA von bis zu fünf Jahren greifen die Übergangsfristen der Gesetzgebung möglicherweise zu kurz. Daher sollte sich die Branche schon jetzt mit der Gestaltung des Ausschreibungsverfahrens für Windenergie befassen.



OFFSHORE

Ausbau der Offshore-Windenergie

Weltweite Nutzung. Ende 2014 war mit 2693 Offshore-WEA weltweit eine Leistung von 8498 MW installiert (vgl. Abbildung 50). 2014 wurden auf See 443 Farshore-Anlagen und 2 Nearshore-Anlagen mit einer Gesamtleistung von 1589 MW neu installiert (vgl. Abbildung 51). Diese Leistung verteilt sich auf derzeit 50 farshore und 54 nearshore Windparks. Farshore beschreibt dabei Offshore-Standorte mit mindestens drei See-meilen bzw. 5,5 km Küstenentfernung (vgl. §5 Abs. 36 EEG). Ein Nearshore-Standort ist dementsprechend weniger als 5,5 km von der Küste entfernt.

In den folgenden Darstellungen werden Windparks als neu installierte Leistung aufgeführt, wenn sie ans Netz angeschlossen sind und Strom einspeisen können.

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 Deutschland. Die meisten der 74 europäischen Parks stehen in der Nordsee (37), gefolgt von der Irischen See (11) und dem Kattegat sowie der Ostsee mit jeweils neun Parks. Von den 28 asiatischen Windparks stehen 14 im Ostchinesischen Meer und sechs im Japanischen Ozean.

Nachdem 2013 1611 MW installiert wurden, hat der Zubau 2014 mit 1589 MW leicht abgenommen (vgl. Abbildung 51). Planmäßig hätte die Leistung in europäischen Gewässern deutlich stärker steigen sollen. Nach den nationalen Aktionsplänen der EU-Staaten soll bis 2020 die installierte Leistung in Europa 44 GW betragen. Mit 8050 MW installierter Leistung in Europa wurden im Jahr 2014 18,3 % des Ausbauziels für 2020 erreicht [104]. Um das Ausbauziel von 44 GW in 2020 zu erreichen, müssten jährlich 6000 MW installiert werden. Die EWEA geht in ihrem Zentralszenario für das Jahr 2020 hingegen von 23,5 GW Offshore-Windleistung in Europa aus [105]. Dazu müssten jährlich über 2500 MW zugebaut werden. Auch wenn die Zubaurate von 1600 MW gesteigert wird, zeichnet sich ein langsamer Offshore-Ausbau ab als geplant. So passte auch

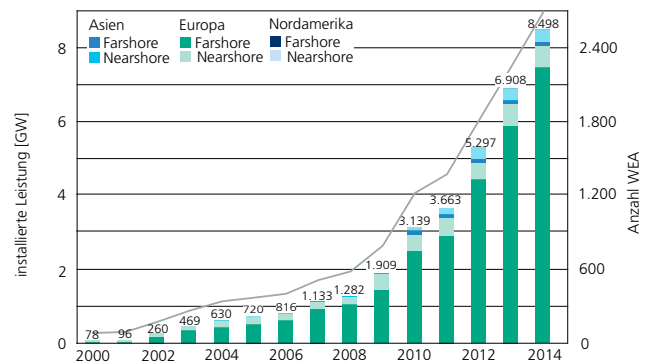


Abbildung 50: Zeitliche Entwicklung der weltweit installierten Offshore-Windleistung nach Regionen, Datenquelle: Fraunhofer IWES

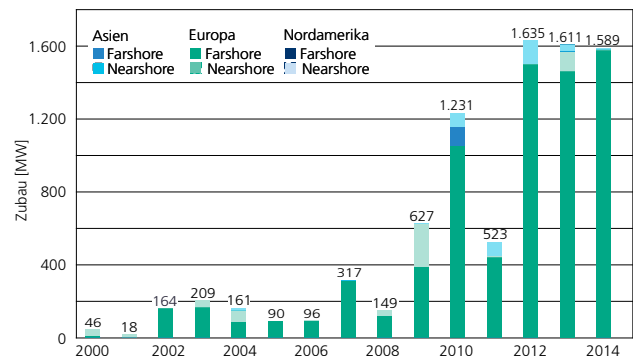


Abbildung 51: Jährlich installierte Offshore-Windleistung weltweit, Datenquelle: Fraunhofer IWES

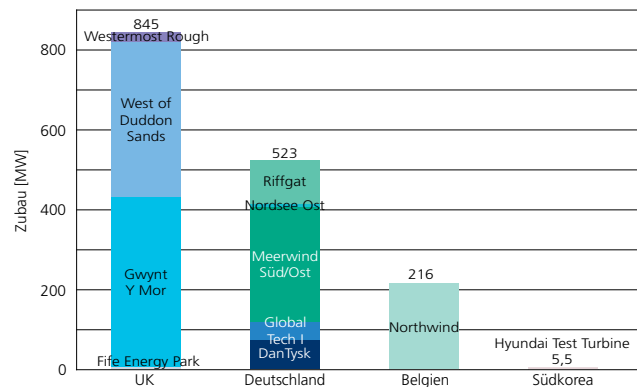


Abbildung 52: 2014 neu installierte offshore Leistung weltweit, Datenquelle: Fraunhofer IWES

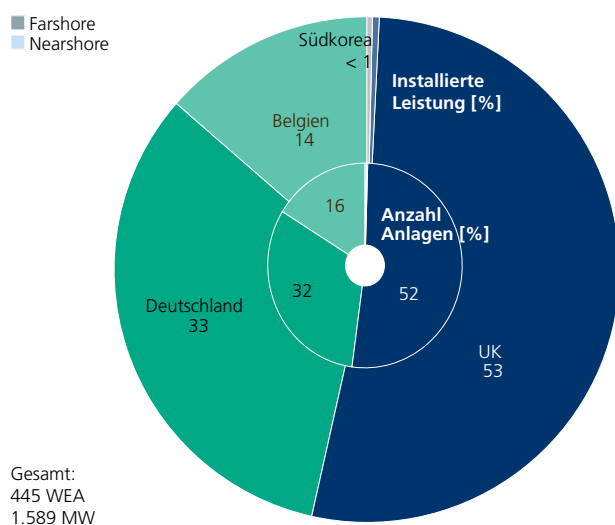


Abbildung 53: Weltweiter Offshore-Zubau 2014, Datenquelle: Fraunhofer IWES

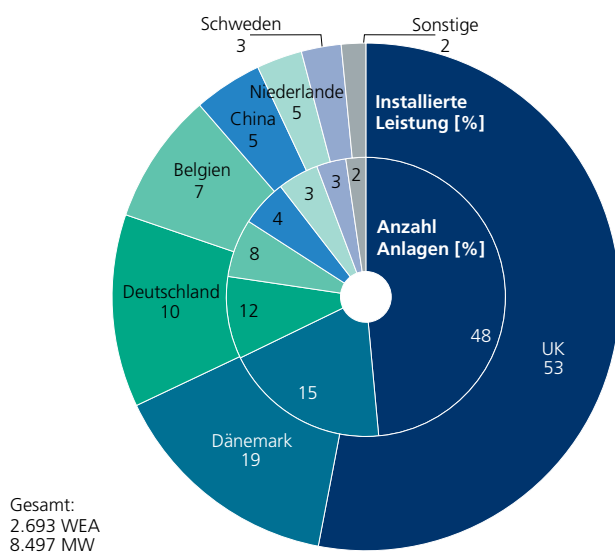


Abbildung 54: Weltweit installierte offshore Windleistung und Windenergieanlagen, Datenquelle: Fraunhofer IWES

die Bundesregierung mit der EEG-Novelle 2014 ihre Offshore-Ausbauziele an. Die bisherige Zielsetzung von 10 GW bis 2020 wurde auf 6,5 GW reduziert, während bis 2030 15 GW statt ursprünglich 25 GW erreicht werden sollen (§3 EEG) [84].

Wie in den letzten Jahren hat auch 2014 insbesondere UK den Ausbau der Windenergie auf See vorangetrieben. Mit 845 MW und 231 WEA stellt UK 53 % der Neuinstallationen (vgl. Abbildung 52 und Abbildung 53). Im Ländervergleich liegt UK seit 2009 an der Spitze und weist mit knapp 3700 MW über die Hälfte der weltweit installierten Leistung auf (vgl. Abbildung 54). Die Vergabe der Pachtrechte für die Realisierung von Offshore-Projekten erfolgt in UK in Auktionsverfahren. Allein die dritte Ausschreibungsrunde umfasst 32 GW [106].

In Deutschland wurden 2014 in fünf Parks 141 WEA mit einer Leistung von 523 MW errichtet und angeschlossen. Die Windparks Nordsee Ost, Global Tech I und DanTysk gingen nur teilweise in (Probe-)Betrieb. Belgien stellte den Park Northwind mit 216 MW fertig und liegt damit weiterhin auf Platz vier der weltweit wichtigsten Offshore Länder (vgl. Abbildung 55). Nach China und Japan treibt Südkorea als weiteres asiatisches Land die Nutzung von offshore Windenergie voran. 2014 ging eine Testanlage mit 5,5 MW ans Netz [107].

Mit den Offshore-Windparks London Array (630 MW), Gwynt Y Mor (576 MW) und Greater Gabbard (504 MW) stehen die drei größten Offshore-Windparks in britischem Gewässern. Ihnen folgen der deutsche Park BARD Offshore 1 (400 MW) und der dänische Park Anholt (399 MW).

15 Nationen, neun EU-Länder, China, Japan, Norwegen, Südkorea, USA und Vietnam, erzeugten 2014 mit Offshore-WEA Strom. Lange hatte Dänemark die Vorreiterrolle inne. Dort wurde der erste große kommerzielle OWP gebaut. Heute stehen in Dänemark 519 Offshore-WEA mit einer Gesamtleistung von 1271 MW. Die sieben wichtigsten Offshore-Länder setzen heute vermehrt auf einen Ausbau der Farshore-Leistung. In den letzten zwei Jahren wurden hier mehr als 3000 MW zugebaut (vgl. Abbildung 55 und Abbildung 61).

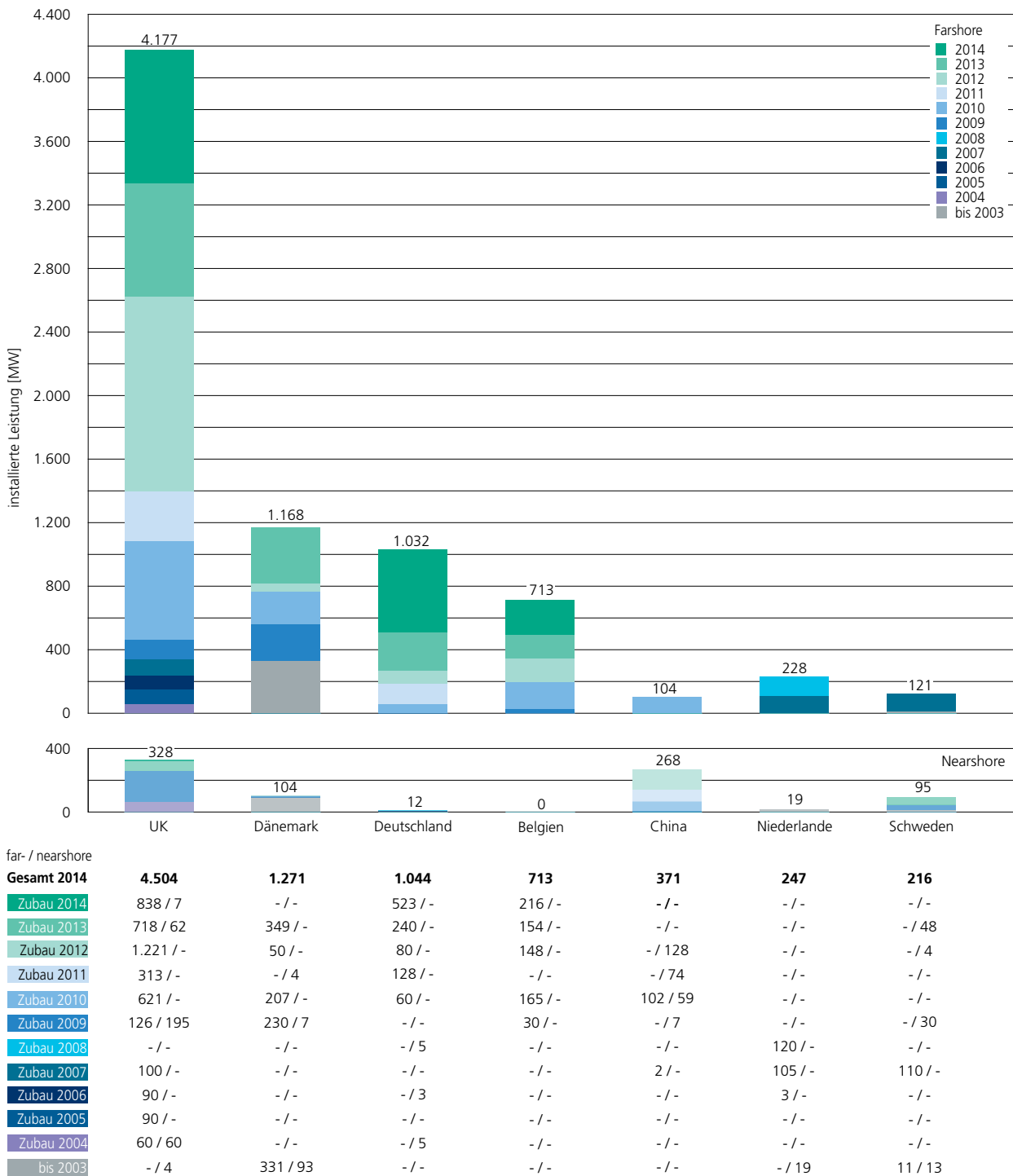


Abbildung 55: Die weltweit erfolgreichsten Offshore-Länder, Datenquelle: Fraunhofer IWES

Offshore-Ausbau in Frankreich und Indien

Frankreich verfügt über das zweitgrößte Vorkommen an Wasserkraft- und Windenergiepotenzial in Europa und besitzt mit 11 Mio. km² nutzbarer Meeresfläche das weltweit zweitgrößte Potenzial. Mit EDF, GDF, Suez, Alstom und Areva beherbergt Frankreich mehrere Aushängeschilder der maritimen Energiebranche.

Im Mai 2014 wurden in der zweiten Ausschreibungsrunde Offshore-Windparks mit einer Gesamtkapazität von 1000 MW vergeben, bestehend aus 124 WEA mit je 8 MW von Areva. Der Baustart ist für 2019 geplant [168]. In der ersten Ausschreibungsrunde in 2012 wurden 1,9 GW vergeben, deren Baubeginn für Sommer 2015 geplant ist [169].

Weiterhin sollen mit dem Programm „Zukunftsinvestitionen“ drei innovative Projekte finanziert werden [170]:

- „Pile & Tide“ entwickelt preiswertere und verlässliche Verfahren, Offshore-WEA auf dem Meeresgrund zu verankern.
- „Windkeeper“ entwickelt Schiffe, die zur Pflege und Unterhaltung der Windfarmen zum Einsatz kommen.
- „Prismer“ erforscht ein preiswertes und zuverlässiges System um WEA-Strom an Land zu führen.

Seit Januar 2014 arbeitet Indien mit der GWEC an der Erstellung eines Offshore Wind Outlooks und eines Entwicklungspfades für die Offshore-Windenergie in Indien bis 2032 [171].

Indien verfügt über 7600 km Küste, die für die Offshore-Windenergie erschlossen werden soll. Die Planungen für den ersten indischen OWP nahmen im Oktober 2014 Gestalt an. An dem Pilot-Windpark mit 100 MW an der nordwestlichen Küste Indiens (Gujarat) sind neben dem indischen Energieministerium zahlreiche lokale Partner beteiligt [172].

Weiterhin plant der indische Windkraft-Gigant Suzlon den Bau eines eigenen OWP über 300 MW, ebenfalls im Bundesstaat Gujarat. Zwar gehört Suzlon zu den weltweit größten WEA-Herstellern, verfügt selbst aber über keine Erfahrungen im Offshore-Bereich. Die Offshore-Anlagen könnten daher von Senvion stammen, die von 2011 bis 2014 hundertprozentige Tochter der Suzlon-Gruppe war [173, 174].

Viele Nationen bereiten den Einstieg in die kommerzielle Offshore-Windenergienutzung vor. Japan, Südkorea und die USA sammeln erste Erfahrungen mit kleineren Anlagen. Norwegen, USA, Kanada, Brasilien und Indien planen in den nächsten Jahren die Realisierung von Offshore-Projekten. In den

USA soll der erste genehmigte OWP Cape Wind mit 130 WEA und 468 MW 2015 ans Netz angeschlossen werden, weitere Projekte sind geplant [108]. Auch die indische Regierung plant den Einstieg in die Offshore-Windenergie mit einer nationalen Offshore-Agentur [109].

Entwicklung in Deutschland. In 2014 sind in Deutschlands Gewässern 141 WEA mit 523 MW ans Netz gegangen. Damit speisen insgesamt 250 WEA mit 1044 MW in das deutsche Stromnetz ein. Weitere 286 WEA mit einer Gesamtleistung von 1269 MW sind errichtet, aber noch ohne Netzanschluss. Damit war Ende 2014 eine Gesamtkapazität von 2313 MW errichtet, was 23 % des Ausbauziels von 10 GW bis 2020 (§§ 3, 29 EEG) entspricht.

Deutschland konzentriert sich bei der Realisierung der Offshore-Windenergie vor allem auf Windparks mit großen Wassertiefen und Küstenentfernungen, um die Meeresumwelt im Nationalpark Wattenmeer nicht zu beeinträchtigen. Die geplanten Standorte für deutsche OWP unterscheiden sich diesbezüglich deutlich von den Standorten der bereits realisierten internationalen Offshore-Projekte (vgl. auch Abbildung 61).

Insgesamt wurden 42 Windparks in Deutschland bis 2014 genehmigt, 36 davon in der Nordsee und 6 in der Ostsee. Die fünf OWP Nordergründe und Riffgat (Nordsee) sowie Baltic 1, GEOFReE und Arcadis Ost 1 (Ostsee) befinden sich innerhalb des Küstenmeeres bzw. 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, ist das BSH verantwortlich.

Insgesamt sind bislang auf einer Fläche von fast 1386 km² OWP mit einer maximalen Nennleistung von 11 449 MW genehmigt. Die Parks in der Nordsee werden durchschnittlich in einer Wassertiefe von 29 m und in einer Küstenentfernung von 63,1 km geplant, in der Ostsee in 26,4 m Wassertiefe und 23,7 km Küstenentfernung (vgl. Tabelle 3 und Tabelle 4). Weitere OWP mit insgesamt 18 264 MW befinden sich im Genehmigungsverfahren. Allerdings enthalten die beantragten OWP teilweise eine Doppelbelegung von Flächen, sodass nicht alle OWP realisiert werden können.

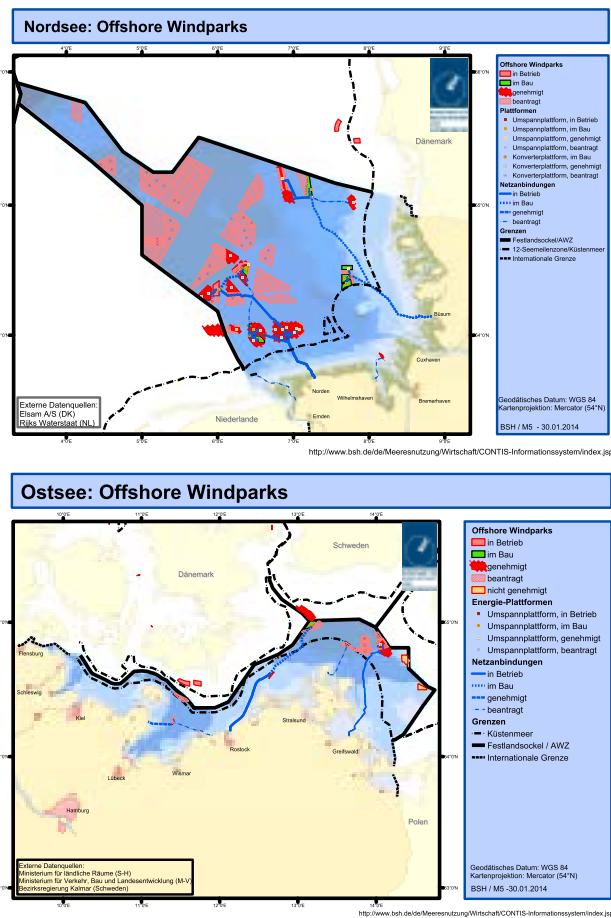


Abbildung 56: Überblick über betriebene, gebaute, genehmigte und geplante Windparks in der deutschen Nord- und Ostsee © BSH 2014 [110, 111]

Name des Parks	Nennleistung [MW]	Wassertiefe [m]	Küstenentfernung [km]	Parkfläche [km ²]	Status	Frist Baubeginn
Alpha Ventus	60	30	43	8	in Betrieb	
Riffgat	108	18 - 23	30 - 42	13,2	in Betrieb	
Hooksiel (Wilhelmshaven)	5	2 - 8	0,4	0,16	in Betrieb	
ENOVA Offshore Ems-Emden	4,5	0 - 2	0 - 0,6	0,2	in Betrieb	
Meerwind Süd / Ost	288	23 - 26	52,4 - 53	40	in Betrieb	
BARD Offshore 1	400	39 - 41	89 - 111	58,9	in Betrieb	
Innogy Nordsee Ost	295,2	22 - 25	51,4 - 57	24	teilweise in Betrieb	
DanTysk	288	21 - 32	70 - 74	70	teilweise in Betrieb	
Global Tech I	400	38 - 41	109,4 - 115	41	teilweise in Betrieb	
Trianel Windpark Borkum Phase 1 (Borkum West II)	200	28 - 33	65,6 - 66,3	56	fertig installiert	
Borkum Riffgrund I	312	23 - 29	54	35,7	in Bau	
Amrumbank West	288	19,5 - 24	36 - 55	32	in Bau	
Butendiek	288	17 - 22	32	34	in Bau	
Gode Wind 01	330	26 - 35	40 - 42,1	37	finanziert	30. 6. 2015
Gode Wind 02	252	26 - 35	33 - 34	29	finanziert	31. 12. 2015
Sandbank (Sandbank 24)	288	25 - 37	83 - 96	59	finanziert	31. 12. 2016
Albatros	316	39 - 41	57 - 113	39	genehmigt	1. 6. 2015
Gode Wind 04	252	30 - 34	33	29	genehmigt	31. 12. 2018
EnBW HeDreihit (2) (Hochsee Windpark He dreihit)	195	39	97 - 104	19	genehmigt	30. 6. 2017
Nördlicher Grund	320	25 - 38	84 - 88	55	genehmigt	31. 12. 2016
Trianel Windpark Borkum Phase 2 (Borkum West II)	200	28 - 33	65,6 - 66,3	56	genehmigt	
Innogy Nordsee 1 (Nordsee One)	332,1	26 - 35	44 - 47,3	34	genehmigt	1. 7. 2016
Veja Mate	400	39 - 41	114	50	genehmigt	1. 8. 2016
Delta Nordsee 1 (Enova Northsea)	235	29 - 35	50 - 51,4	28	genehmigt	30. 6. 2020
Innogy Nordsee 2 (NSWP 3)	295,2	26 - 34	47,3 - 48	36,45	genehmigt	1. 7. 2018
EnBW Hohe See (Hochsee Windpark Hohe See)	496	39 - 40	90 - 104	40,4	genehmigt	1. 6. 2018
Borkum Riffgrund 2	349	25 - 30	40	43	genehmigt	1. 7. 2018
Nordergründe	110	4 - 14	16 - 17,6	6	genehmigt	
OWP West	210	29 - 32	67 - 80	14,28	genehmigt	31. 12. 2020
Deutsche Bucht	210	39 - 41	98 - 117	22,6	genehmigt	30. 6. 2017
MEG Offshore I	400	27 - 33	60	40	genehmigt	26. 2. 2016
Kaikas	580	39 - 41	110 - 125	65	genehmigt	31. 12. 2019
Borkum Riffgrund West I	400	29 - 33	67 - 76	30	genehmigt	31. 7. 2016
Innogy Nordsee 3 (NSWP 3)	360	26 - 34	47,3 - 49	29	genehmigt	1. 7. 2019

EnBW HeDreht (1) (Hochsee Windpark He Dreht)	400	39	97 - 104	62,49	genehmigt	30. 6. 2017
Delta Nordsee 2 (Enova Northsea)	160	29 - 33	39 - 42	9,59	genehmigt	30. 6. 2020
Summe	10.027			1.247		
Durchschnitt		29,0	63,1			

Tabelle 3: Genehmigte Windparks in der deutschen Nordsee (Stand Dez 2014), Datenquelle: BSH [112], IWES

Name des Parks	Nennleistung [MW]	Wassertiefe [m]	Küstenentfernung [km]	Parkfläche [km²]	Status	Frist Baubeginn
Breitling (Rostock)	2,5	2	0 - 0,3	1	in Betrieb	
EnBW Baltic 1	48,3	16 - 19	16 - 17,1	7	in Betrieb	
EnBW Baltic 2 (Kriegers Flak)	288	23 - 44	32 - 35,4	27	in Bau	
Wikinger	350	36 - 40	35 - 39	35	finanziert	31. 12. 2015
Arkona-Becken Südost	385	21 - 27	35 - 37	40	genehmigt	1. 10. 2016
Arcadis Ost 1 (Ventotec Ost 1)	348	41 - 46	17 - 20	29	genehmigt	
Summe	1421,8			139		
Durchschnitt		26,4	23,7			

Tabelle 4: Genehmigte Windparks in der deutschen Ostsee (Stand Dez 2014), Datenquelle: BSH [112], IWES

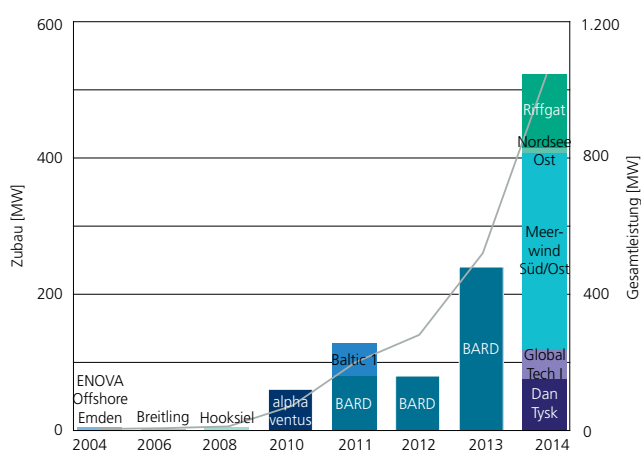


Abbildung 57: Zubau deutscher Parks, Datenquelle: Fraunhofer IWES

OFFSHORE AUSBAU

Bisweilen sind einige verschiedene Szenarien zu einer möglichen Entwicklung der deutschen Offshore-Windenergie veröffentlicht worden. Der vom Fraunhofer IWES verfasste Special Report „Szenarien zum deutschen Offshore-Ausbau“ gibt ab Seite 96 einen Überblick über sechs frühe sowie sieben aktuelle Szenarien.

Auf Basis des gegenwärtigen Ausbaustands sowie der existierenden Projektpipeline wird eine Einordnung der Szenarien vorgenommen und die künftige Entwicklung der Windenergie auf See abgeschätzt. Dazu werden die aktuellen politischen und rechtlichen Rahmenbedingungen wie das EEG, der Netzentwicklungsplan und die Netzanschlusskapazität berücksichtigt.

Abschließend wird eine Einschätzung zur Erreichung des von der Bundesregierung definierten Ausbauziels von 6,5 GW bis 2020 gegeben.

Bisheriger Ausbau Deutschlands. Die ersten Testanlagen auf See wurden in den Jahren 2004 – 2008 von den Unternehmen Enercon [113], Nordex [114] und BARD [115] nearshore installiert (vgl. Abbildung 57).

2009 hat Deutschland mit **alpha ventus** den Startschuss für die Farshore-Windenergienutzung gegeben. Die offizielle Eröffnung dieses Offshore-Testfelds fand im April 2010 statt. Der Nordsee-Windpark besteht aus 12 WEA mit jeweils 5 MW Nennleistung und liegt 45 km nördlich der Insel Borkum in einer Wassertiefe von 30 m [116].

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 19 m. Die 21 Siemens-WEA verfügen über eine Gesamtleistung von 48,3 MW [117].

Der Park **BARD Offshore 1** speiste 2011 erstmals Strom ins Netz ein [118]. Seit August 2013 sind alle 80 BARD 5.0-Anlagen am Netz [119]. Allerdings ist der Park seit März 2014 abgeschaltet, nachdem ein Schwelbrand eine zentrale Anlage des Windparks beschädigte. Der Netzbetreiber TenneT und der Betreiber Ocean Breeze lassen die Probleme von einer Task Force prüfen [120]. BARD Offshore 1 umfasst 60 km² und liegt mit einer Wassertiefe von 40 m rund 90 km nordwestlich von Borkum [121]. Mit einer Gesamtleistung von 400 MW ist er momentan neben Global Tech I der größte OWP in deutschen Gewässern.

Im August 2013 waren alle 30 Siemens-WEA (108 MW) für den OWP **Riffgat** installiert. Das Gebiet des Nordsee-Parks Riffgat liegt 14 km nordwestlich von Borkum im deutsch-niederländischen Grenzgebiet. Die Netzanbindung verschob sich wegen Munitionsfunden und konnte erst verspätet im Februar 2014 erfolgen [122]

Die Bauarbeiten für den 1,3 Milliarden teuren Nordsee-Windpark **Meerwind Süd | Ost**, dem ersten KfW-finanzierten

Park, begannen im September 2012. Im April 2013 waren alle Monopiles [123], im April 2014 alle 80 Siemens-Anlagen (3,6 MW) installiert [124]. Die offizielle Einweihung des 288 MW-Parks fand im November 2014 statt [125].

Nach Installation der 80 WEA von April bis August 2014 konnte **DanTysk** Ende 2014 mit den ersten 21 WEA den Probebetrieb aufnehmen [Vattenfall]. 70 km westlich von Sylt werden die restlichen Siemens-Anlagen der 3,6-MW-Klasse mit einer Gesamtleistung von 288 MW sukzessive bis zum Frühjahr 2015 ans Netz angeschlossen [77, 126].

Im 41 km² großen Nordsee-Windpark **Global Tech I** waren 96 km vor Borkum im August 2014 alle WEA auf Tripod-Fundamenten montiert. Die Installation der 80 WEA (AREVA Wind M5000-116) dauerte sieben Monate. Im September 2014 wurden die Kabelarbeiten abgeschlossen und Global Tech I an die Konverterstation BorWin beta angeschlossen [78]. Bis Ende 2014 haben neun WEA im Probebetrieb erstmals Strom eingespeist. Abhängig von der Verfügbarkeit des Netzanschlusses werden alle Turbinen im Frühjahr 2015 in Betrieb genommen [Global Tech]. Mit einer Gesamtleistung von 400 MW ist Global Tech I neben BARD Offshore 1 einer der größten deutschen OWP.

Im Windpark **Nordsee Ost**, 30 km nördlich von Helgoland, wurden bis Ende 2014 alle 48 WEA errichtet und eine WEA zum Probebetrieb an das Stromnetz angeschlossen. Die restlichen Anlagen folgen bis zum Frühjahr 2015. Mit den 6-MW-Anlagen von Senvion verfügt der Park über eine Gesamtleistung von 295 MW [75].

Weiterer Ausbau in deutschen Gewässern. In 30 m Wassertiefe hat im September 2012 der erste Bauabschnitt des kommunalen OWP **Trianel Windpark Borkum** (ehemals Borkum West II) begonnen. Im April 2013 waren alle 40 Tripod-Fundamente [127], im Juni 2014 alle 40 Areva Anlagen aufge-

stellt (200 MW) [79]. Bis Ende 2014 war die Betriebsbereitschaft der Umspannplattform DolWin alpha sowie der Netzanschluss durch TenneT noch nicht hergestellt. In einer zweiten Ausbaustufe folgen 40 weitere Anlagen (200 MW) [79].

32 km nördlich von Rügen wird der Windpark **Baltic 2** auf 27 km² errichtet. Mit 80 Siemens Anlagen (SWT-3,6-120) wird der Park 288 MW umfassen. Je nach Wassertiefe werden Monopiles (23–35 m) oder dreibeinige Jackets (ab 35 m) eingesetzt. Bis Ende 2014 konnten 68 Fundamente, die Umspannstation und 34 WEA errichtet werden. Die Inbetriebnahme ist für Frühjahr 2015 vorgesehen [128, 129].

Der Windpark **Butendiek** liegt 32 km westlich von Sylt. Von April bis Juli 2014 wurden alle 80 Monopiles und das Umspannwerk errichtet [130] und anschließend bis Ende 2014 die ersten 24 WEA (SWT 3.6-120) installiert [wpd]. Die Fertigstellung und sukzessive Inbetriebnahme des 288 MW Parks ist bis Juni 2015 vorgesehen [130].

Bei dem 37 km vor Borkum liegenden Windpark **Borkum Riffgrund 1** wurde im Oktober 2014 die erste Anlage installiert. Die Installation und Netzanbindung aller 78 Siemens-Anlagen (312 MW) folgt bis zum Sommer 2015 [131]. Während für 77 WEA Monopile-Fundamente verankert wurden, wird eine WEA auf einem sog. Suction Bucket Jacket, einem aus der Gas- und Ölindustrie stammenden Flächenfundament, errichtet. Bei diesem Prototyp handelt es sich um ein dreibeiniges Stahlgerüst mit Becherfundamenten, die mittels Ansaugtechnik im Boden verankert werden [132].

Für den Windpark **Amrumbank West** wurde im Januar 2014 das erste Monopile-Fundament errichtet [133]. Insgesamt werden auf 32 km² 80 WEA mit je 3,6 MW (288 MW) installiert. Die Inbetriebnahme des Windparks soll im Herbst 2015 erfolgen [134].

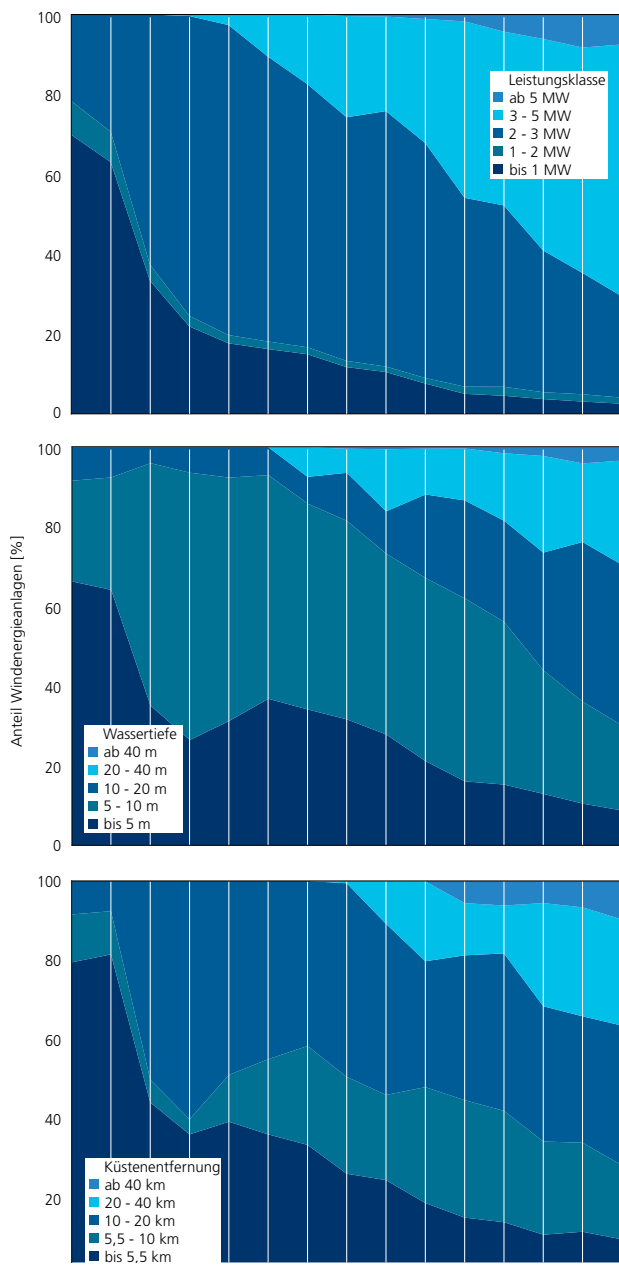


Abbildung 58: Weltweiter Anlagenzubau nach Leistungsklassen, Wassertiefe und Küstenentfernung, Datenquelle: Fraunhofer IWES

Technische Entwicklung

Anlagengröße. Die durchschnittliche Nennleistung aller installierten Offshore-WEA lag Ende 2014 bei 3,15 MW. Mittlerweile sind offshore bereits 197 WEA mit einer Nennleistung von mindestens 5 MW betriebsbereit. Weitere 81 Anlagen dieser Größe sind errichtet. Die meisten dieser großen Anlagen stehen in Europa, vereinzelte Anlagen sind in China und Südkorea zu finden. Bis Ende 2013 hatte Alstom mit der Haliade150-6 MW Testanlage im belgischen Offshore-Windpark Belwind mit 150 m den größten Rotordurchmesser [135]. Im Februar 2014 nahm Samsung an der schottischen Küste die WEA S7.0-171 mit dem aktuell größten Rotordurchmesser von 171 m in Betrieb [136]. Seit Januar 2014 testet Vestas den Prototyp mit 8 MW der derzeit leistungsstärksten Offshore-Windenergieanlage (V164-8.0 MW) im onshore WEA-Testfeld Østerild (Dänemark) [137, 138].

Die durchschnittliche Nennleistung der neu installierten Offshore-WEA weltweit ist von 1,9 MW in 2000 auf 3,6 MW im Jahr 2014 gestiegen (vgl. Abbildung 59). 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 2007 bis 2008. In 2014 wurden die meisten Windparks mit 3,6 MW-Anlagen von Siemens in Betrieb genommen.

Offshore-Standorte ermöglichen eine hohe Nennleistung bei vergleichsweise geringen Nabenhöhen. Wegen der niedrigen Rauigkeit der Meeresoberfläche sind die Nabenhöhen mit durchschnittlich 85 m im Jahr 2014 offshore deutlich geringer als an Land (115 m). Die Rotorblattlängen der Offshore-Anlagen steigen dagegen kontinuierlich an. Der mittlere Rotordurchmesser einer WEA betrug 2014 115 m. Die neuen Modelle der 6-MW-Klasse haben Rotordurchmesser von 150 m Länge und mehr.

Küstenentfernung und Wassertiefe. Die Ausdehnung der Offshore-Windenergie von der Küste bis weit ins Meer verläuft schrittweise. Wurden die ersten Windparks noch zu Versuchszwecken in relativ geringer Küstenentfernung und eher flachem Wasser gebaut, steht die durchschnittliche Offshore-WEA heute im Schnitt in 21,5 km Küstenentfernung und in 15,5 m Wassertiefe. Abbildung 60 veranschaulicht, dass mit zunehmender Erfahrung immer mehr Projekte in größeren Küstenentfernungen und in tieferem Wasser realisiert wurden. Im Jahr 2014 wurden WEA in durchschnittlich 21,1 km Küstenentfernung und 32,3 m Wassertiefe zugebaut.

Die deutschen Offshore-Anlagen stehen durchschnittlich in einer Küstenentfernung von 65 km und einer Wassertiefe von ca. 29 m (vgl. Abbildung 61) und damit im weltweiten Vergleich am weitesten von der Küste entfernt. Für größere Wassertiefen werden in verschiedenen Projekten schwimmende Anlagen erprobt. In Norwegen wurde 2009 mit der Anlage Hywind der erste Prototyp einer schwimmenden WEA mit 2,3 MW Leistung in einer Wassertiefe von über 200 m errichtet [139]. Ebenfalls in Norwegen werden die Projekte Gwind [140] und Sway erprobt [141]. Weitere Forschungs- und Entwicklungsprojekte werden mit Windfloat in Portugal, Poseidon 37 in Dänemark [142], VoltornUS in den USA [143] und in Japan durchgeführt.

Abbildung 61 zeigt die durchschnittliche Küstenentfernung und Wassertiefe der europäischen Offshore-Anlagen. Aus Darstellungsgründen wurden die schwimmenden norwegischen Testanlagen nicht abgebildet. Abgesehen von den Ländern mit schwimmenden WEA, Norwegen (215 m) und Portugal (48 m), stehen in Deutschland (29 m) die WEA in der größten durchschnittlichen Wassertiefe. Die Anlagen in Finnland (6 m) und Schweden (9 m) sind in den geringsten Wassertiefen errichtet. Die größten durchschnittlichen Küstenentfernungen weisen Deutschland (65 km) und Belgien (37 km) auf. Der OWP mit der größten Küstenentfernung ist derzeit Global Tech 1 mit 112 km Entfernung zur deutschen Küste. In geringster durchschnittlicher Entfernung zur Küste stehen die Anlagen in Finnland (4 km).

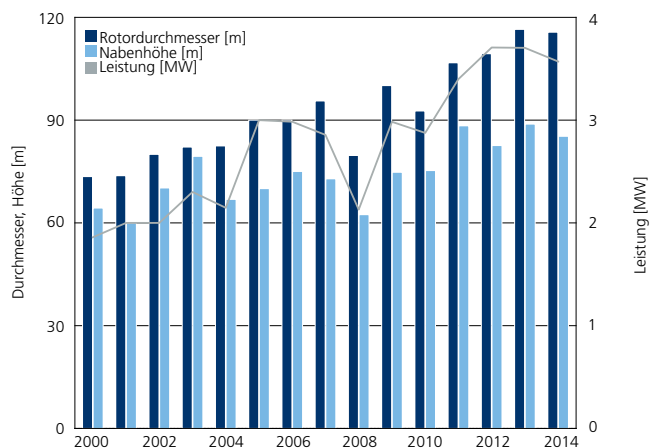


Abbildung 59: Entwicklung der neuinstallierten Anlagengrößen weltweit (offshore), Datenquelle: Fraunhofer IWES

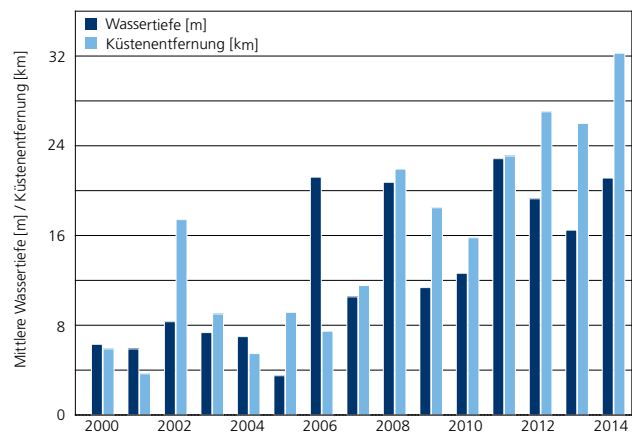


Abbildung 60: Entwicklung der mittleren Küstenentfernung und Wassertiefe der neuinstallierten Offshore-WEA weltweit, Datenquelle: Fraunhofer IWES

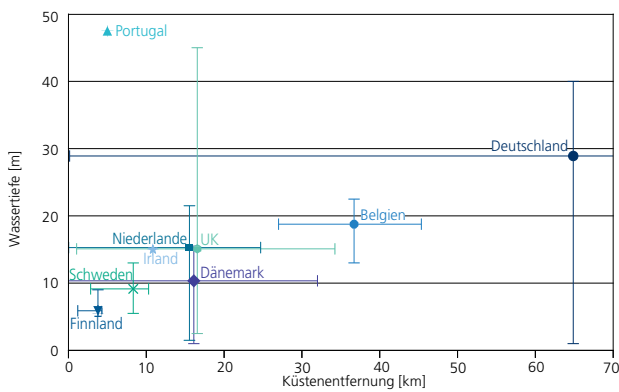


Abbildung 61: Wassertiefe und Küstenentfernung der europäischen Offshore-Windparks nach Ländern (ohne schwimmende Testanlagen in Norwegen), Datenquelle: Fraunhofer IWES

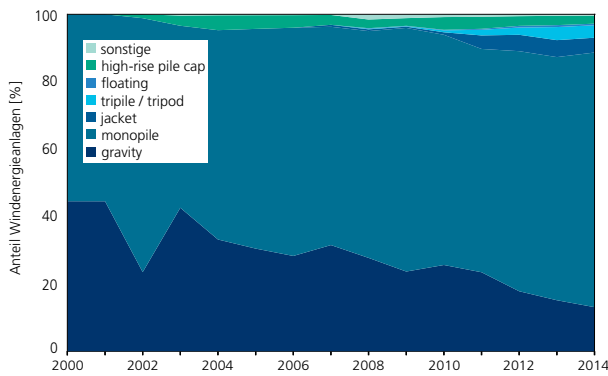


Abbildung 62: Entwicklung der Gründungsstrukturen der Offshore Anlagen weltweit, Datenquelle: Fraunhofer IWES

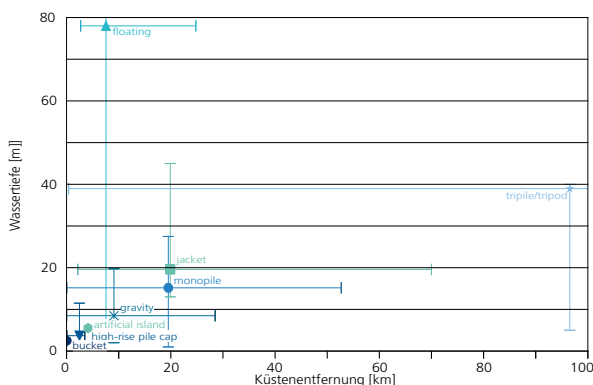


Abbildung 63: Wassertiefe und Küstenentfernung weltweit nach Gründungsstruktur, Datenquelle: Fraunhofer IWES

Gründungsstrukturen. Weil Offshore-WEA zunehmend in tiefen Gewässern errichtet werden, sind die Gründungsstrukturen eine der zentralen Herausforderungen. Es wurden dementsprechend verschiedene Bauweisen von Gründungen entwickelt, getestet und verwendet. Während zu Beginn lediglich Schwerkraftfundamente (gravity) und Einzelpfähle (monopile) zum Einsatz kamen, 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. Unter dem Punkt „sonstige“ werden außerdem Saugpfahl-Fundamente und künstliche Inseln geführt (vgl. Abbildung 62).

Die einzelnen Konstruktionen eignen sich für unterschiedliche Standortbedingungen. Schwerkraftfundamente (gravity), Einzelpfähle (monopile) und high-rise-pile caps stehen vorwiegend in küstennahen und flachen Gewässern. Von den häufig verwendeten Gründungsstrukturen befinden sich die lediglich in Asien verwendete high-rise-pile caps im Schnitt mit 3,7 m Wassertiefe und 2,5 km Küstenentfernung sowohl im flachsten Wasser als auch in der geringsten Küstenentfernung. Die Gründungsfundamente tripod und tripile liegen mit durchschnittlich 96,5 km in größter Entfernung zur Küste. Schwimmende Strukturen befinden sich mit durchschnittlich 78 m Wassertiefe noch in der Testphase. Abbildung 63 zeigt, in welchen Küstenentfernungen und Wassertiefen die unterschiedlichen Gründungsstrukturen eingesetzt werden.

Anfang 2015 wird am OWP Fécamp im Ärmelkanal ein neues Offshore-Fundament getestet. Beim Seatower Cranefree Gravity Fundament handelt es sich um eine Betonkonstruktion, die vor Ort langsam geflutet und auf dem Meeresboden abgesenkt wird. Witterungsunabhängige Schlepper können die schwimmfähigen Fundamente an den richtigen Ort ziehen und ohne geräuschintensive Rammarbeiten absenken [144].

Anlagenhersteller weltweit. Unter den Herstellern von Offshore-Anlagen dominiert Siemens den weltweiten Markt. Von insgesamt 8497 MW Offshore-Leistung stellen Siemens-Anlagen (5305 MW) 62 % der Offshore-Leistung bereit (vgl. Abbildung 65). Diese dominierende Position wird auch in den Neubauzahlen deutlich: Im Jahr 2014 erfolgten 82 % des Leistungszubaus mit Siemens-Anlagen (vgl. Abbildung 64).

Nach Siemens hält der dänische Hersteller Vestas den zweitgrößten Anteil am Gesamtmarkt. Mit 631 Vestas-Anlagen sind 1651 MW Nennleistung auf See installiert, dies entspricht 19 % der kompletten Offshore-Leistung (vgl. Abbildung 65). Weitere Anlagensteller mit einem Marktanteil von bis zu 5 % sind Senvion und BARD. Die restlichen WEA mit einer Nennleistung von 611 MW und einem Marktanteil von 7 % verteilen sich auf 34 weitere Anlagenhersteller (vgl. Abbildung 10).

Anlagenhersteller Deutschland. Da die installierte Leistung im deutschen Gewässer in 2014 verdoppelt wurde, hat sich die Marktsituation der Anlagenhersteller im Vergleich zum Jahr 2013 stark verändert. Siemens übernimmt nun mit einem Anteil von 50 % 2014 die Rolle des Marktführers (vgl. Abbildung 66).

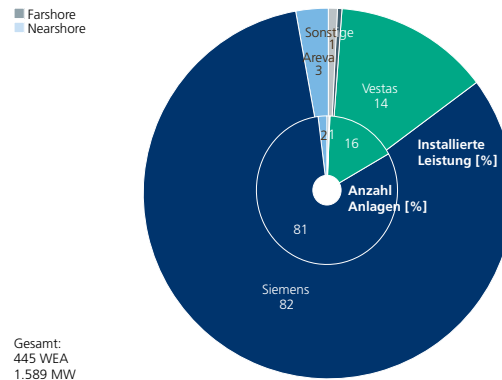


Abbildung 64: Marktanteile am weltweiten Offshore-Zubau 2014,

Datenquelle: Fraunhofer IWES

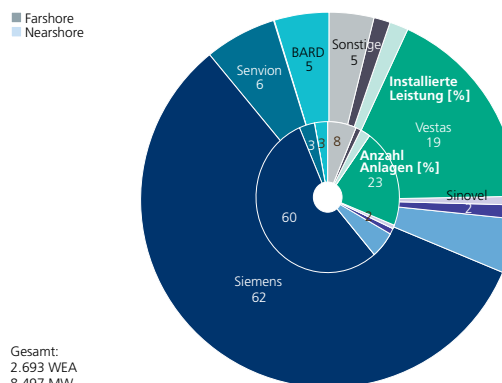


Abbildung 65: Marktanteile am weltweiten Offshore-Anlagenbestand, Datenquelle: Fraunhofer IWES

Datenquelle: Fraunhofer IWES

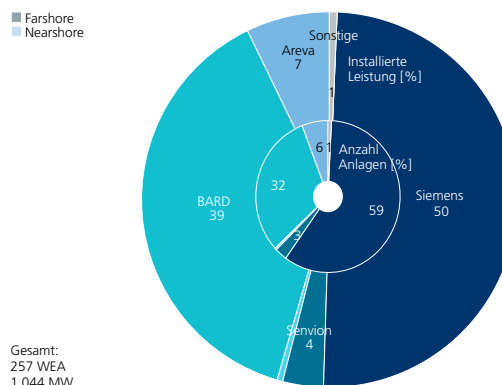


Abbildung 66: Marktanteile am Offshore-Anlagenbestand in Deutschland, Datenquelle: Fraunhofer IWES

Datenquelle: Fraunhofer IWES

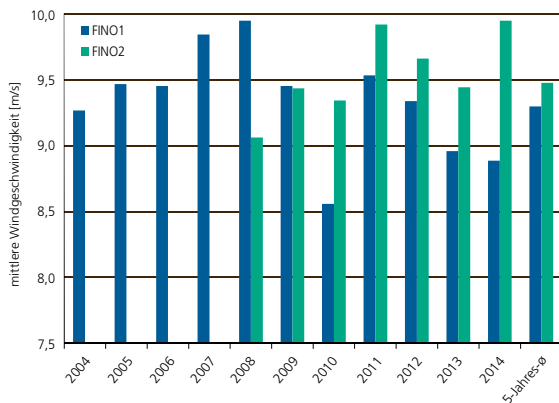


Abbildung 67: Mittlere Windgeschwindigkeit der vergangenen Jahre an den Standorten FINO1 (90 m Höhe) und FINO2 (92 m Höhe), Datenquelle: BSH [146]

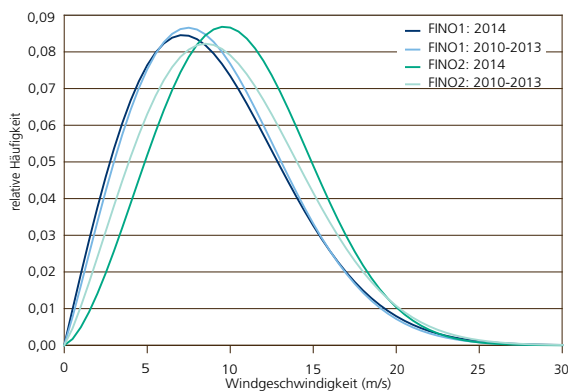


Abbildung 68: Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeiten im Jahr 2014 im Vergleich mit dem 4-Jahres-Mittel an den Standorten FINO1 (90 m) und FINO2 (92 m), Datenquelle: BSH [146]

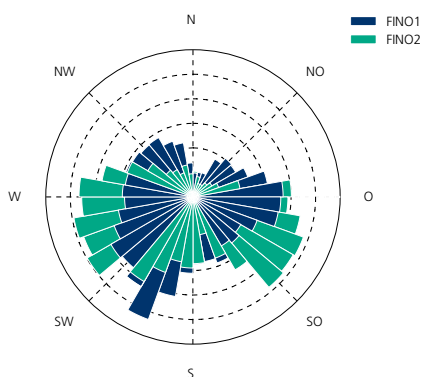


Abbildung 69: Messungen zur Windrichtung in 90 m bzw. 92 m Höhe im Jahr 2014 an den Standorten FINO1 und FINO2, Datenquelle: BSH [146]

Wind- und Wellenbedingungen

Externe Bedingungen. Die hohen Windgeschwindigkeiten wirken sich einerseits positiv auf die Erträge aus, andererseits kommen bei Offshore-WEA neben dem Wind weitere Anlagenbelastungen durch Wellen, Strömungen und Eisgang 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 gefährdet neben den Oberflächen von Turm, Gondel und Rotorblättern auch 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 [145].

Abbildung 67 zeigt die mittlere Windgeschwindigkeit der vergangenen Jahre in 90 m Höhe in der Nordsee (FINO1) bzw. 92 m Höhe in der Ostsee (FINO2) Höhe. Im 6-Jahres-Mittel wurden in der Ostsee mit durchschnittlich 9,48 m/s etwas höhere Windgeschwindigkeiten als in der Nordsee (9,30 m/s) gemessen. Auch in 2014 lag die durch FINO1 gemessene mittlere Windgeschwindigkeit (8,89 m/s) unter den gemessenen 9,95 m/s am FINO2-Standort. Dies lässt auf ein besseres Windjahr in der Ostsee und ein schlechteres Windjahr in der Nordsee im Vergleich zu den Vorjahren schließen. Dies bestätigt auch die anemos-Analyse der Windressourcen 2014 im Verhältnis zum 20-jährigen Mittelwert. Abbildung 42 zeigt für Ostsee ein um 5 % höheres Niveau im Jahr 2014 im Vergleich zum Mittelwert.

Abbildung 68 vergleicht die Häufigkeitsverteilungen der Windgeschwindigkeiten an den Standorten FINO1 und FINO2 in 90 m bzw. 92 m Höhe. Die angenäherte Weibull-Verteilung bestätigt, dass das Jahr 2014 in der Nordsee (FINO1) ein schwächeres Windjahr darstellt, während in der Ostsee (FINO2) oft höhere Windgeschwindigkeiten als im Vergleichszeitraum 2010 bis 2013 erreicht wurden.

Die vorherrschenden Windrichtungen auf 90 m Höhe am Standort FINO1 waren im Jahr 2014 Südwest und Ost. Am Standort FINO2 auf 92 m Höhe herrschte hingegen hauptsächlich Wind aus Südwest sowie aus Südost (vgl. Abbildung 69).

Wellenhöhen und Zugänglichkeit. Die Zugänglichkeit per Schiff zu einer Offshore-WEA wird im Wesentlichen durch die Wellenhöhe bestimmt. In der Regel werden Wettersituationen mit einer signifikanten Wellenhöhe (H_s) von mehr als 1,5 m als „Weather Days“ bezeichnet. Ab dann kann die WEA nicht mehr gefahrlos mit einem Arbeitsschiff erreicht werden. Um die Wellenhöhen von Nord- und Ostsee zu vergleichen, wurden die Daten von FINO1 und FINO2 von 2010 bis 2014 analysiert. Abbildung 70 zeigt die Verteilung der mittleren signifikanten Wellenhöhen der beiden Messplattformen im Jahr 2014 und im Mittel von 2010 bis 2013. In der Nordsee (FINO1) sind die relativ höhere signifikante Wellenhöhen im Vergleich zur Ostsee (FINO2) zu erkennen. Dies führt zu einer geringeren Zugänglichkeit in der Nordsee.

Auch einen Monatsvergleich der mittleren signifikanten Wellenhöhen für die Messstationen lässt eine geringere mittlere Wellenhöhe in der Ostsee erkennen. Die in der Abbildung 71 fehlende Werte sind auf die geringe Datenqualität zu diesen Zeitpunkten zurückzuführen. Der dargestellte Mittelwert für März am Messpunkt FINO2 basiert aus diesem Grund lediglich auf dem Vorjahreswert, was den verhältnismäßig hohen Wert erklären könnte.

An beiden Standorten ist die relativ niedrigere Wellenhöhe im Sommer erkennbar. Da im Sommer ebenfalls niedrigere Windgeschwindigkeiten vorherrschen, planen die meisten Betreiber ihre Instandhaltungsaktivitäten in diesen Monaten.

Dennoch müssen aufgrund der begrenzten Zugänglichkeit die bestehenden Zugangssysteme für einen effizienten Einsatz der Offshore-Windenergie optimiert werden. In diesem Bereich wird noch verstärkt geforscht. Ziel ist es, Systeme zu entwickeln, die für höhere signifikante Wellenhöhen ausgelegt sind und einen sicheren Personaltransfer gewährleisten, um so wiederum die „Weather Days“ zu minimieren.

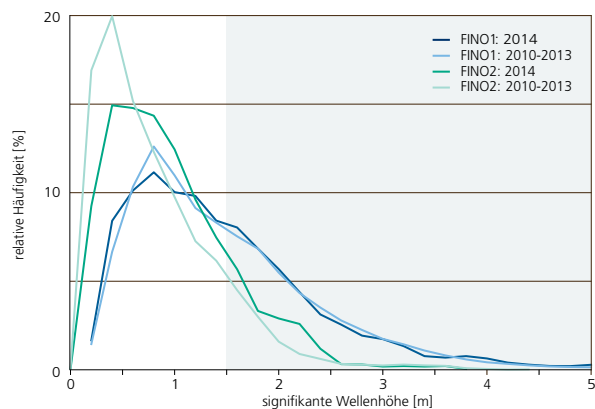


Abbildung 70: Verteilung der mittleren signifikanten Wellenhöhe für FINO1 und FINO2 2014 und im Mittel von 2009 bis 2013, Datenquelle: BSH [146]

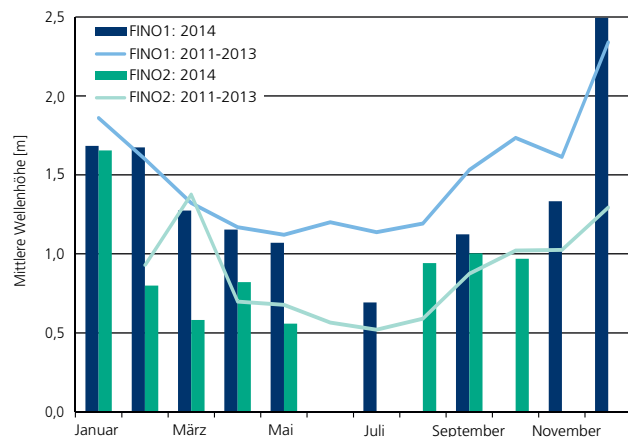


Abbildung 71: Monatsvergleich der mittleren signifikanten Wellenhöhen in 2014 und im Mittel von 2011 bis 2013 an FINO1 und FINO2, Datenquelle: BSH [146]

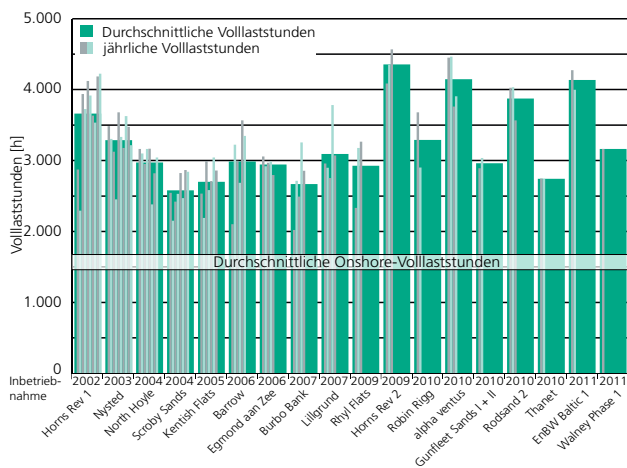


Abbildung 72: Offshore Volllaststunden verschiedener Windparks weltweit ab einer Nennleistung von 45 MW, Datenquellen: Windparkbetreiber [147–152]

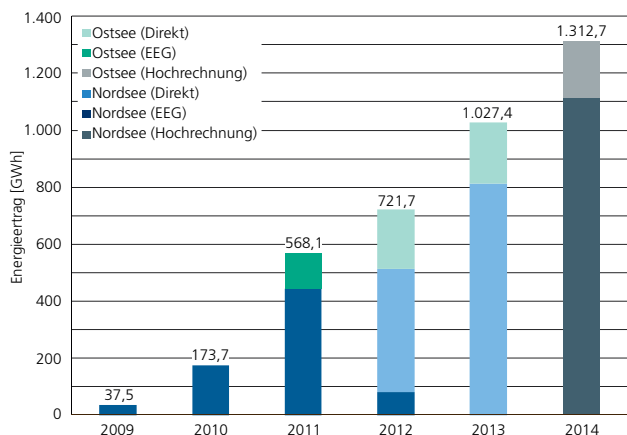


Abbildung 73: Offshore-Windstromertrag in Deutschland, Datenquellen: EEG-Jahresabrechnungen [30–34], Online-Hochrechnung Windenergie Offshore [36]

Betriebsergebnisse

Volllaststunden. Ein Vergleich der Leistungsfähigkeit verschiedener WEA an unterschiedlichen Standorten 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 betrachteten WEA sowie den Standortbedingungen ab.

Abbildung 72 stellt die Volllaststunden verschiedener europäischer Offshore-Windparks mit einer Gesamtnennleistung von über 45 MW den Volllaststunden deutscher Onshore-Anlagen über die letzten 10 Jahre gegenüber. Offshore werden deutlich höhere Volllaststunden erreicht als onshore. Der erste kommerzielle deutsche OWP alpha ventus erreichte in seinem ersten Betriebsjahr fast dreimal so viele Volllaststunden wie eine durchschnittliche Onshore-WEA.

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. In Horns Rev 1 fiel die Zahl der Volllaststunden im zweiten Betriebsjahr auf etwa 60 % des langjährigen Durchschnitts. Bei anderen Windparks gab es ebenfalls einzelne stark abweichende Ergebnisse, die auf technische Schwierigkeiten in der frühen Betriebsphase zurück zu führen sind (vgl. Abbildung 74).

Offshore-Windstromertrag in Deutschland. Die Hochrechnungen der ÜNB weisen mit 1313 GWh Offshore-Windstromertrag in Deutschland im Jahr 2014 einen Anstieg von 285 GWh ggü. dem Vorjahr auf. Dies ist insbesondere auf die Inbetriebnahme von 522 MW Erzeugungskapazität zurückzuführen. Weiterhin zeigt Abbildung 73, dass seit 2013 die komplette Offshore-Leistung direkt vermarktet wird.

Verfügbarkeit. Ziel der Instandhaltung ist das Erreichen einer hohen technischen Verfügbarkeit der WEA bei gleichzeitig geringen Kosten. Moderne WEA erreichen an Land in der Regel eine Verfügbarkeit von 97 % bis 99 % [153]. Für Offshore-Projekte ist aufgrund der besonderen Standortsituation und den damit verbundenen Herausforderungen, wie Belastungen und Zugänglichkeit, generell mit geringeren Verfügbarkeiten zu rechnen. Abbildung 74 zeigt die technische Verfügbarkeit von unterschiedlichen OWP, geordnet nach dem Zeitpunkt ihrer Inbetriebnahme. 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 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 größer als an Land, Wartung und Instandsetzungsarbeiten deutlich aufwändiger. Dafür können höhere Windträge erreicht werden.

Abbildung 75 gibt eine Übersicht zu den spezifischen Investitionskosten europäischer OWP über 45 MW. Die großen Abweichungen zwischen den Windparks resultieren aus den teils gravierend unterschiedlichen Rahmenbedingungen. Zum einen gibt es länderspezifische Unterschiede wie die Übernahme der Netzanbindungskosten durch die Netzbetreiber in Deutschland, zum anderen unterscheiden sich Windparks in diversen standortabhängigen Parametern wie Entfernungen zur Küste, Wassertiefen, Gründungsstrukturen und Parkgrößen.

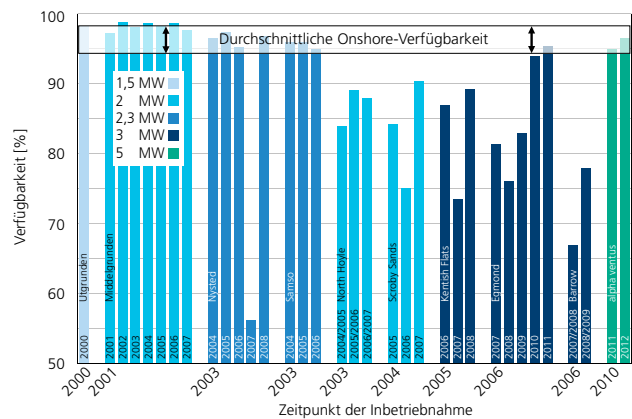


Abbildung 74: Verfügbarkeit von Offshore-Windenergieanlagen, Datenquellen: Windparkbetreiber [148, 148–150, 154, 155]

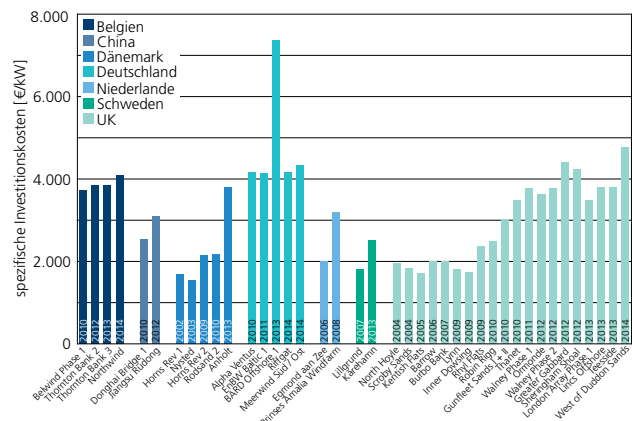


Abbildung 75: Spezifische Investitionskosten verschiedener Parks nach Ländern ab einer Nennleistung von 45 MW, Datenquellen: Diverse öffentliche Mitteilungen von Betreibern und Investoren, zusammengefasst vom Fraunhofer IWES

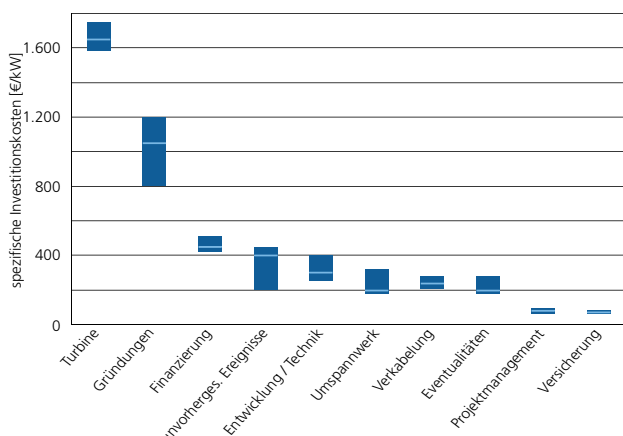


Abbildung 76: Median und Bandbreite spezifischer Investitionskosten europäischer Offshoreparks (ohne Berücksichtigung der Netzanbindungskosten), Datenquelle: Experteninterviews

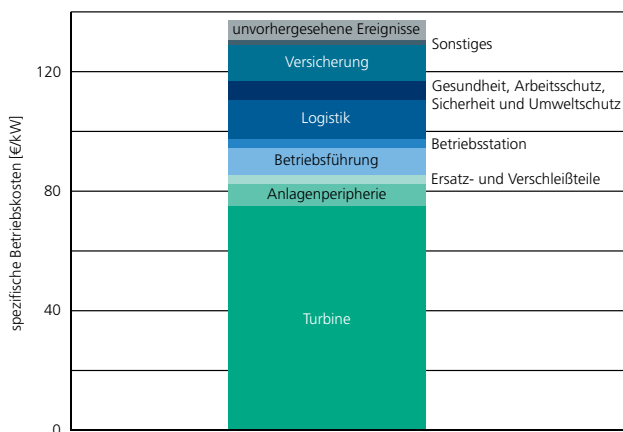


Abbildung 77: Spezifische Betriebskosten europäischer Offshoreparks pro Jahr (ohne Berücksichtigung der Netzanbindungskosten), Datenquelle: Experteninterviews

Ergänzend zu Abbildung 75 zeigt Abbildung 76 das Ergebnis aus Experteninterviews. Für Offshore-WEA werden in Europa 3940 €/kW bis 5360 €/kW investiert. Die Bandbreite lässt sich auf die unterschiedlichen Größen der WEA und Beschaffenheiten der Windparks zurückführen. Die maximalen Kostenzahlen stammen von Windparks mit kleineren Anlagen. Durchschnittlich belaufen sich die Investitionskosten für einen 400 MW-Windpark auf 1856 Mio. €. Aus Gründen der Vergleichbarkeit wurden die Kosten der Netzanbindung nicht berücksichtigt, da sie in einigen Ländern von den Park-Investoren getragen werden, während sie bspw. in Deutschland von den ÜNB übernommen werden.

Die jährlichen spezifischen Betriebskosten betragen im Durchschnitt 137 €/kW (vgl. Abbildung 77). Dabei machen die Wartungs- und Servicearbeiten für die Turbine mit 75 €/kW den größten Posten aus. Bei einem 400 MW-Park belaufen sich die Kosten somit auf rund 55 Mio. € pro Jahr. Unter der Annahme von 3800 Volllaststunden ergeben sich Betriebskosten von 3,61 ct/kWh [Experteninterviews].

Abbildung 78 stellt vergleichend Stromgestehungskosten für Offshore-Windenergie dar, die in den Kostenstudien des Fraunhofer ISE und des Leipziger Instituts für Energie (IE Leipzig) ermittelt wurden. Die Zahlen des Fraunhofer ISE basieren auf Daten deutscher Projekte mit Anlagen der 3-5-MW-Kategorie und Investitionskosten i. H. v. 3400 €/kW bis 4500 €/kW. Für sehr gute Parks mit 4000 Volllaststunden wurden Stromgestehungskosten von 11,4 ct/kWh bis 14 ct/kWh ermittelt. Bei Parks mit geringeren Volllaststunden belaufen sich die Kosten auf 12,3 ct/kWh bis 18,6 ct/kWh [94]. In der Studie des IE-Leipzig wurden für deutsche Parks ähnliche Werte, allerdings mit einer geringeren Bandbreite, ermittelt. Eine Befragung im Frühjahr 2013 zu den Investitionskosten beziffert diese auf 4083 €/kW bis 4780 €/kW. Damit ergeben sich Stromgestehungskosten im Bereich von 14 ct/kWh und 15,9 ct/kWh [95].

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. Laut EU-Leitlinie für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen [99] müssen ab 2017 bei Windparks ab 6 MW oder 6 Anlagen Ausschreibungen erfolgen. Somit wird laut § 2 Abs. 5 EEG künftig die finanzielle Förderung von Offshore-WEA über Ausschreibungen geregelt. In der Übergangszeit haben Betreiber von Offshore-WEA, die vor dem 1. Januar 2017 eine Netzanbindungszusage erhalten haben und vor dem 1. Januar 2021 betriebsbereit sind, weiterhin Anspruch auf die EEG-Vergütung. In der EEG-Novellierung vom 1. 8. 2014 ist ein Offshore-Zubau von 6500 MW bis 2020 und 15 000 MW bis 2030 vorgesehen (§ 3 EEG). Als Offshore-WEA gelten dabei Anlagen mit einer Küstenentfernung von über 3 Seemeilen (ca. 5,5 km). Die aktuellen EEG-Vergütungssätze und die vorgesehene Degression zeigt Abbildung 79.

Als flankierende Maßnahme 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 OWP wahrgenommen werden [156]. Weiterhin plant die KfW das Sonderprogramm Offshore Windenergie für den Bereich der Hafen- und Schiffskapazitäten zu öffnen und ein gesondertes Kreditprogramm zur Finanzierung von Spezialschiffen und Offshore-Strukturen zu prüfen [157].

In 2014 hat der Europäische Gerichtshof (EuGH) zwei Mal bestätigt, dass die nationale Förderung von EE europarechtlich möglich ist. Am 11. 9. 2014 [100] und am 1. 7. 2014 [101] entschied der EuGH, dass Fördersysteme für EE, die nur eine Förderung für im Inland erzeugten Strom vorsehen, nicht zwangsläufig die Warenverkehrsfreiheit verletzen. Hätte der EuGH anders entschieden, wäre die in § 2 EEG vorgesehene Beschränkung der Förderung auf Anlagen „im Bundesgebiet“ unionsrechtswidrig. Dann müssten deutsche Netzbetreiber und Letztverbraucher auch Grünstromanlagen aus anderen

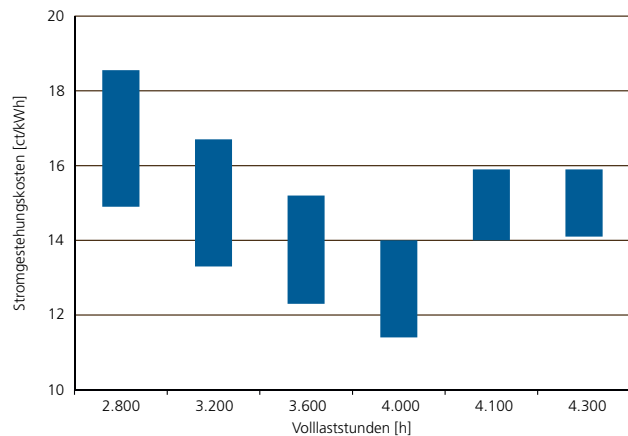


Abbildung 78: Bandbreite der Stromgestehungskosten deutscher Offshoreparks für verschiedene Volllaststunden, Datenquellen: Fraunhofer ISE [94], Leipziger Institut für Energie GmbH [95]

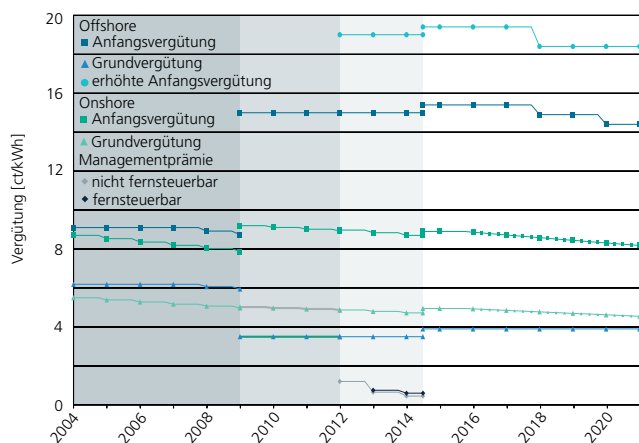


Abbildung 79: Einspeisevergütung für Offshore-Strom, Datenquelle: EEG

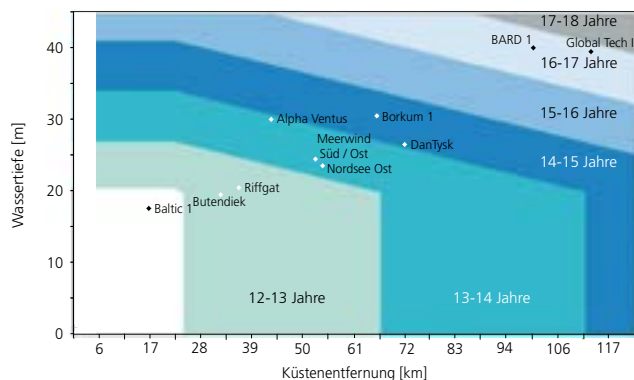


Abbildung 80: Zeitraum der Anfangsvergütung für Offshore-WEA in Deutschland, Datenquelle: EEG

EU-Mitgliedstaaten fördern [102]. Künftig jedoch werden die Mitgliedstaaten über Konzepte zur Förderung von EE im EU-Ausland nachdenken müssen [103].

Grund- und Anfangsvergütung. Die Anfangsvergütung für Offshore-WEA beträgt 15,4 ct/kWh, die Grundvergütung 3,9 ct/kWh. 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 15,4 ct/kWh und anschließend bis zum zwanzigsten Betriebsjahr mit 3,9 ct/kWh vergütet. Später wird die Anfangsvergütung auf 14,9 ct/kWh (2018) bzw. 14,4 ct/kWh (2020) gesenkt.

Erhöhte Anfangsvergütung. Alle Offshore-WEA, die bis Ende 2020 in Betrieb gehen, können als Alternative zur regulären Anfangsvergütung auf Antrag eine erhöhte Anfangsvergütung von 19,4 ct/kWh erhalten (18,4 ct/kWh ab 2018). Der garantierte Zeitraum für die Anfangsvergütung reduziert sich in diesem Fall auf acht Jahre. Durch dieses „Stauchungsmodell“ sollen die Finanzierungsrisiken für Offshore-Investitionen und Unsicherheiten für Gläubiger reduziert werden, indem die Erlöse aus den Investitionen früher zurückfließen können. Im Falle einer möglichen Zeitraumverlängerung können WEA nach den ersten acht Jahren der erhöhten Anfangsvergütung über mehrere Jahre eine verlängerte Anfangsvergütung von 15,4 ct/kWh und danach die Grundvergütung von 3,9 ct/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. Abbildung 80 zeigt die Staffelung des Zeitraums der Anfangsvergütung in Abhängigkeit von der Entfernung zur Küste und der Wassertiefe sowie die Position der realisierten OWP in diesem Raster.

Direktvermarktung. Bei allen neuen WEA müssen die Betreiber den Offshore-Strom direktvermarkten. Schon seit Ende 2012 ist die Direktvermarktung gängige Praxis für alle in Deutschland installierten Offshore-WEA (vgl. Abbildung 73). Der Erlös des Betreibers bzw. des Direktvermarkters setzt sich aus dem erzielten Verkaufspreis und der Marktprämie zusammen. Die Höhe der Marktprämie wird monatlich rückwirkend als Differenz des anzulegenden Wertes (Grund- bzw. Anfangsvergütung) und eines mittleren Marktwertes an der EEX berechnet.

Mit der EEG-Reform 2014 kann die Grund- und Anfangsvergütung für neue Anlagen nicht mehr durch zusätzliche Bonuszahlungen (wie Systemdienstleistungsbonus oder Managementprämie) ergänzt werden. Für Bestandsanlagen wird die Managementprämie ab 2015 auf 0,4 ct/kWh für fernsteuerbare WEA abgesenkt.



KRITISCHE ROHSTOFFE BEIM WINDENERGIEAUSBAU

Dr. Peter Viebahn, Dipl.-Umweltwiss. Ole Soukup

Einleitung

Der Ausbau der erneuerbaren Energien (EE) wird zunehmend nicht nur im Hinblick auf Kostenaspekte, Versorgungssicherheit, Auswirkungen auf Landnutzung und Landschaftsbild oder Akzeptanzfragen, sondern auch hinsichtlich seines Ressourcenverbrauchs diskutiert. Dabei ist unstrittig, dass die Gesamt-Ressourceninanspruchnahme eines Energiesystems generell erheblich niedriger ist, je mehr es auf EE basiert (und dabei nicht hauptsächlich auf Biomasse ausgerichtet ist). Dies bedeutet aber nicht zwangsläufig, dass die EE hinsichtlich des Ressourceneinsatzes in jedem Fall als unproblematisch zu betrachten sind. Insbesondere der Verbrauch und die langfristige Verfügbarkeit der mineralischen Rohstoffe, die in der Regel zur Herstellung von Energiewandlern und Infrastruktur benötigt werden, wurden bisher wenig untersucht. Eine aktuelle Studie (Wuppertal Institut 2014) trägt dazu bei, die bisherige Bewertungslücke zu schließen und Hinweise darauf zu geben, ob und wie sich eine Energiewende mit hohem Ausbau der EE ressourceneffizienter gestalten lässt.

Systemanalytischer Ansatz

Im Rahmen der Studie wurde untersucht, welche „kritischen“ mineralischen Rohstoffe für die Herstellung von Technologien, die Strom, Wärme und Kraftstoffe aus EE erzeugen, bei einer zeitlichen Perspektive bis zum Jahr 2050 in Deutschland relevant sind. Die Einschätzung als „kritisch“ umfasst dabei die langfristige Verfügbarkeit der identifizierten Rohstoffe, die Versorgungssituation, die Recyclingfähigkeit und die Umweltbedingungen der Förderung. Einbezogen in die Analyse wurden zunächst alle Technologien, die in Deutschland in den kommenden Jahrzehnten zum Einsatz kommen könnten, ergänzt um Infrastrukturanlagen wie Energiespeicher und Stromnetze. Sekundäranwendungen wie z. B. Batterien in Elektrofahrzeugen, die EE nicht direkt nutzen, wurden nicht betrachtet.

Die Analyse erfolgte unter Berücksichtigung verschiedener Langfrist-Energieszenarien, die für das deutsche Energiesystem erstellt wurden. Sie beschreiben unterschiedliche Pfade des Ausbaus der EE bis zum Jahr 2050, in Abbildung 1 für den Stromsektor dargestellt. Auf Grundlage dieser

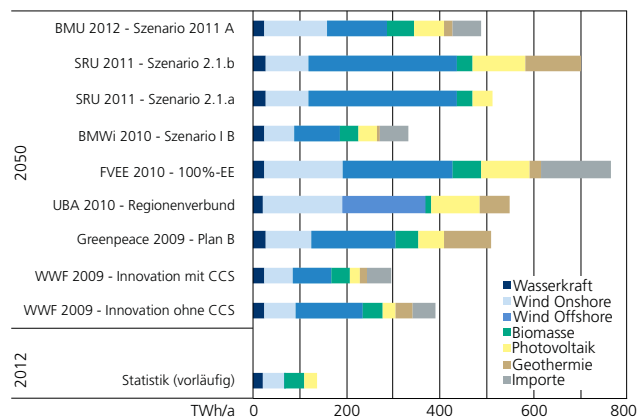


Abbildung 1: Stromanzeugung aus erneuerbaren Energien in Deutschland im Jahr 2050 nach verschiedenen Szenarien

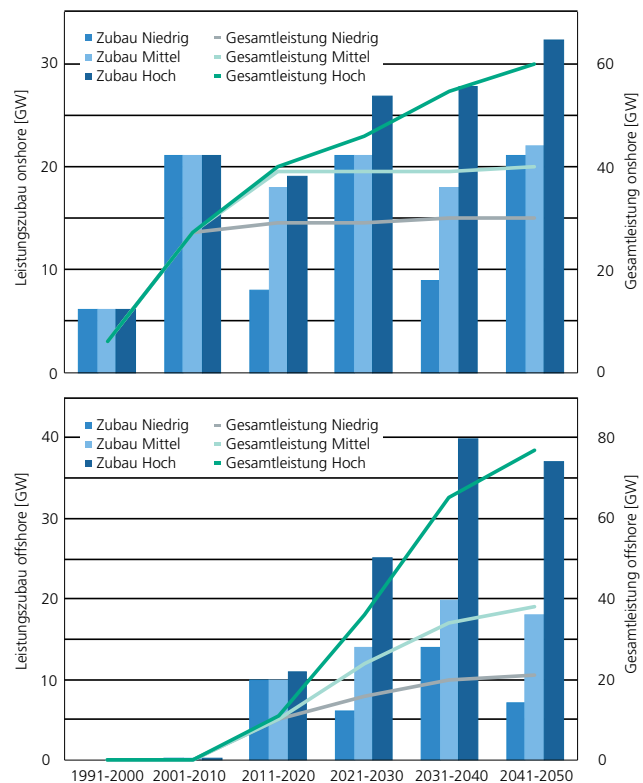


Abbildung 2: Gesamtleistung am Ende eines Jahrzehnts und Leistungszubau pro Jahrzehnt in den verschiedenen Ausbaupfaden

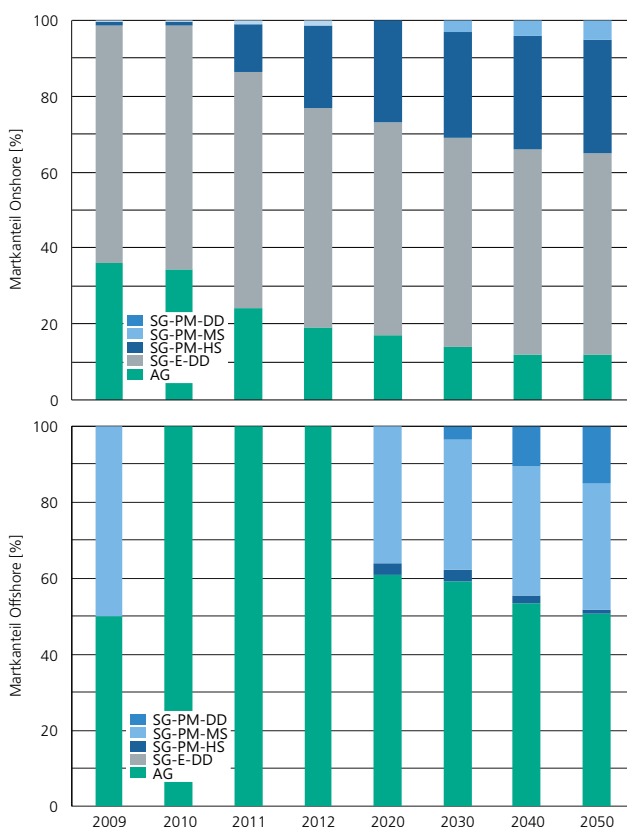


Abbildung 3: Technologie-Marktanteile im Szenario „Kontinuität“ (oben Onshore, unten Offshore)

Szenarien wurde für relevante Technologien der langfristige Zubaubedarf identifiziert. Hierfür wurden jeweils vier mögliche Ausbaupfade „niedrig“, „mittel“, „hoch“ und „sehr hoch“ bis zum Jahr 2050 abgeleitet und für jeden Pfad der zwischen 2011 und 2050 erforderliche Zubau (inkl. Ersatzanlagen) berechnet. Für die On- und Offshore-Windkraft ist dieser Zubau in Abbildung 2 dargestellt.

Zudem wurden für die relevanten Technologien Roadmaps entwickelt, in denen die zukünftigen Marktanteile und eine mögliche technische Entwicklung verschiedener Anlagentypen abgeschätzt wurden. Durch Verknüpfung des Zubaubedarfs mit den spezifischen Materialverbräuchen im Zeitablauf konnten die kumulierten Mengen an mineralischen Rohstoffen ermittelt und bewertet werden, die zur Herstellung der erforderlichen Kapazitäten bis 2050 benötigt werden.

Analyse der Windenergie

Ausbaupfade. Als eine der in Bezug auf die Versorgung mit mineralischen Rohstoffen möglicherweise kritischen Technologien wurden einzelne Komponenten bzw. Subtechnologien der Windkraft identifiziert. Kritische Mineralien sind dabei Neodym (Nd) und Dysprosium (Dy), die zunehmend in Generatoren mit Permanentmagneten (PM) verwendet werden. Diese dienen dazu, leistungsfähigere und leichtere Windenergieanlagen (WEA) einsetzen zu können. Für die Windenergie wurde für den Zeitraum 2011 – 2050 ein kumulierter Zubaubedarf für den niedrigen, mittleren, hohen und sehr hohen Pfad in Höhe von 59, 79, 106 und 282 GW (Onshore) bzw. 37, 62, 113 und 123 GW (Offshore) abgeleitet.

Marktentwicklung. Zur Abschätzung der zukünftigen Technologien und ihrer Marktanteile wurden drei Roadmaps für den deutschlandweiten Zubau bis 2050 entwickelt. Für den Onshore-Windmarkt bauen sie auf der Marktentwicklung von 2009 bis 2012 auf, für deren Ermittlung Daten von Fraunhofer IWES nach Herstellern und Anlagentypen ausgewertet und nach WEA-Klassen (siehe Tabelle 1) geordnet wurden. Die Bestimmung der Offshore-Marktanteile erfolgte auf Grundlage aller bekannten Offshore-Projekte in der deutschen Nord- und

Ostsee, für die zumindest eine Baugenehmigung erteilt wurde oder die sich bereits in der Planungs- oder Bauphase befinden. Die Roadmaps bauen auf drei Szenarien auf, um mögliche Bandbreiten der Entwicklung von technischen und ökonomischen Rahmenbedingungen der Windkraft zu berücksichtigen.

Im Szenario „Kontinuität“ schwächt sich der Trend zu Anlagen mit immer höheren Nennleistungen ab, was sich aus rechtlich verbindlichen Höhenbegrenzungen ergeben könnte. Hieraus folgt ein weitgehender Erhalt der dezentralen Struktur der Onshore-Windkraftnutzung. Weil sich die technischen Anforderungen an eine WEA nicht maßgeblich ändern, lastet ein vergleichsweise geringer Innovationsdruck auf den Herstellern, so dass eine geringe Dynamik in der Veränderung von Marktanteilen angenommen wird (Abbildung 3). Auch Offshore wird von einem niedrigen Innovationsdruck und wenig Dynamik in der weiteren Entwicklung ausgegangen. Zu dieser Entwicklung könnte auch beitragen, dass das genannte Ziel von leistungsfähigeren und leichteren Anlagen technisch noch nicht erreicht werden kann.

Im Szenario „Upscaling“ verstärkt sich der Trend zu Großanlagen der 10 MW-Klasse, da durch größere Nabenhöhen und Rotor-durchmesser spezifischer Materialbedarf und Kosten erheblich gesenkt werden können. Die Problematik hoher Gondelgewichte führt zu einem Technologiewechsel Richtung PM-Generatoren (Abbildung 4). Onshore wird sich damit der seit 2010 zu beobachtende Trend fortsetzen. Offshore findet dieser Wechsel verstärkt statt, so dass Asynchronmaschinen in 2050 weitgehend durch PM-basierte Generatoren abgelöst worden sind.

Im Szenario „HTS“ wird zusätzlich der Fall einer signifikanten Nutzung von Hochtemperatur-Supraleitern (HTS) angenommen (ohne Abbildung). HTS-Generatoren stünden im Falle ihrer Serienreife und ihres Markteintritts in direkter Konkurrenz zu getriebelosen SG-PM-Generatoren. Die Hersteller-Marktanteile sind daher identisch mit dem Szenario „Upscaling“. Die Anteile von SG-PM-DD-Generatoren werden in der Roadmap zugunsten von HTS-Generatoren mit Direktantrieb (HTS-DD) reduziert, die in 2050 onshore 12 % bzw. offshore 17 % Marktanteil erreichen.

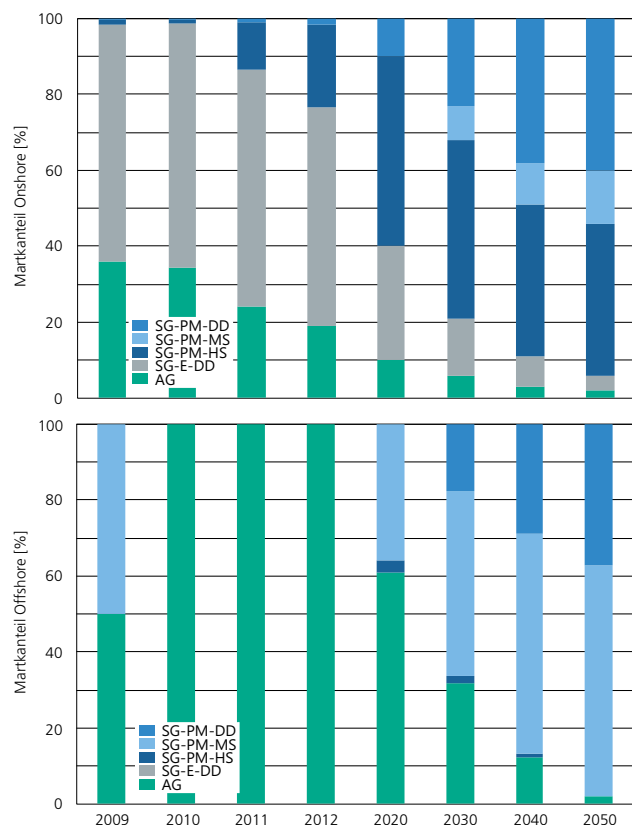


Abbildung 4: Technologie-Marktanteile im Szenario „Upscaling“ (oben Onshore, unten Offshore)

Erregung	Generatortyp	Antrieb	Abkürzung	Rohstoff	IST	2025	2050
Permanent erregt (PM)	Synchron (SG)	Direktantrieb	SG-PM-DD	Nd	201,5	162,5	130,0
				Dy	15,0	11,7	11,7
		Middle-speed Getriebe	SG-PM-MS	Nd	49,6	40,0	32,0
				Dy	3,7	2,9	2,9
		High-speed Getriebe	SG-PM-HS	Nd	24,8	20,0	16,0
				Dy	1,8	1,4	1,7
Elektrisch erregt (E)	Asynchron (AG)	High-speed Getriebe	AG	–			
		Direktantrieb	SG-E-DD	–			
	Synchron (SG)	Hochtemperatur-Supraleiter (HTS) mit Direktantrieb	HTS-DD	Yttrium	–	2,3	2,3

Tabelle 1: Typisierung von Windenergieanlagen und Ergebnisse der Bestimmung des spezifischen Bedarfs kritischer mineralischer Rohstoffe für heutige und zukünftige Anlagen (in kg/MW)

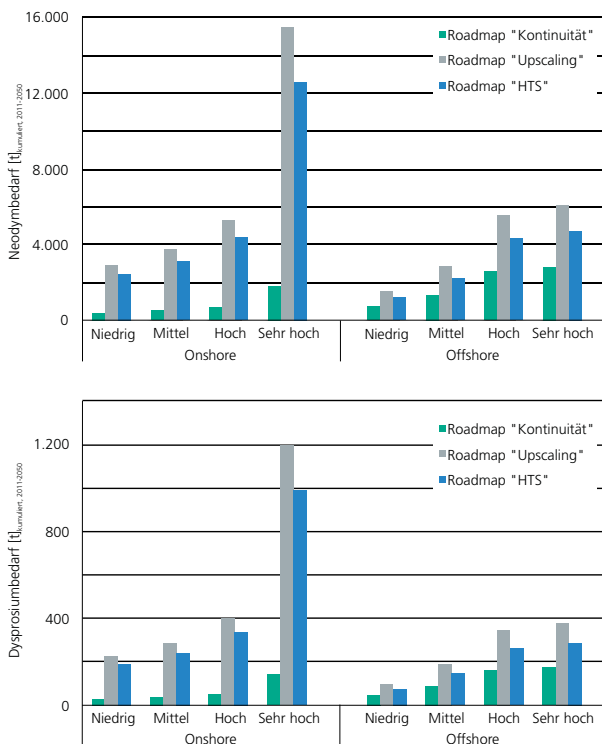


Abbildung 5: Kumulierter Neodym- und Dysprosiumbedarf der zwischen 2011 und 2050 in Deutschland neu installierten WEA

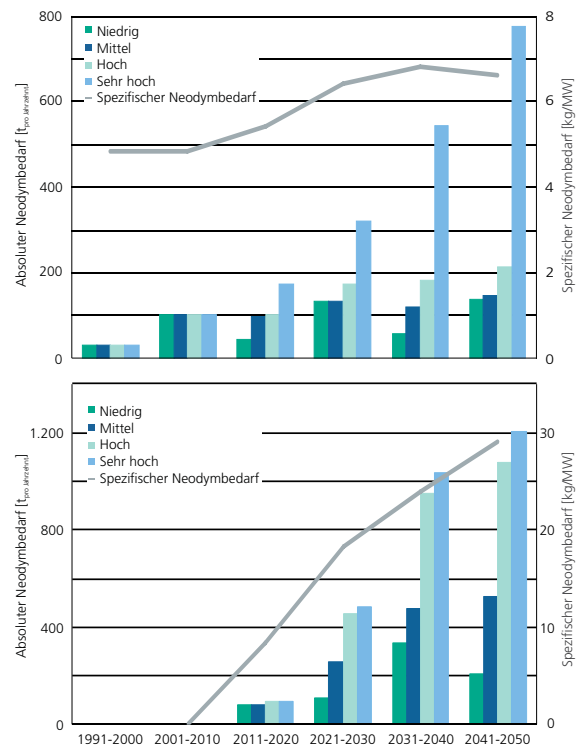


Abbildung 6: Neodymbedarf in Deutschland neu installierter Onshore- (oben) und Offshore- (unten) WEA in der Roadmap „Kontinuität“ (spezifisch und absolut, pro Jahrzehnt)

Entwicklung des spezifischen Verbrauchs an Seltenen Erden. Zur Gruppe der Seltenen Erden werden Lanthanoide wie Neodym (Nd), Dysprosium (Dy) und Yttrium (Y) gezählt. Seltene Erden sind, anders als der Name es vermuten lässt, nicht selten, sondern nicht oder kaum lagerstättenbildend. Dementsprechend kommen sie meist in geringen Konzentrationen vor und werden überwiegend als Nebenprodukt gewonnen. Nd und Dy werden in Neodym-Eisen-Bor-Permanentmagneten für Synchrongeneratoren in WEA verwendet. Diese sogenannten Seltenerd-magneten haben den Vorteil einer hohen magnetischen Energiedichte, so dass geringere Generatorgewichte erreicht werden. Mengenmäßig dominieren Neodym und das chemisch wie physikalisch sehr ähnliche Praseodym. In geringeren Mengen werden auch Zusätze von Dysprosium und Terbium eingesetzt, um die Curietemperatur dieser Magnete zu erhöhen. Zur Ermittlung des Nd/Dy-Bedarfs von PM-Magneten wurden aufgrund von Literaturanalysen ihre Gewichte und spezifischen Bedarfe in heutigen WEA abgeschätzt (Tabelle 1). Werte für die Jahre 2025 und 2050 wurden aufgrund von Literaturangaben und Expertengesprächen angenommen, während die Feldstärke und die Dichte des Magneten und damit das spezifische Magnetgewicht als unverändert angenommen wurden.

Kumulierter Verbrauch von Neodym und Dysprosium. Abbildung 5 zeigt den über die gesamte Betrachtungsperiode kumulierten Bedarf an Nd und Dy. Dabei zeigt sich deutlich, dass der Bedarf an kritischen Rohstoffen nicht nur von der zukünftigen Höhe des Ausbaus der Windenergie abhängt, sondern – teilweise noch stärker – vom Technologiemix, der sich durchsetzen wird. Dies zeigt sich insbesondere beim Bedarf an Nd und Dy für Onshore-WEA: In der Roadmap „Kontinuität“ fallen gegenüber der Roadmap „Upscaling“ im gesamten Betrachtungszeitraum nur rund 12 bis 13 % des dort benötigten Nd- und Dy-Bedarfs an. Bei der Offshore-Windenergie sind die Unterschiede zwischen den verschiedenen Roadmaps geringer, da hier bereits im Rahmen der Roadmap „Kontinuität“ angenommen wird, dass diejenigen Generatortypen, die einen besonders hohen Bedarf an kritischen Rohstoffen haben („middle speed“ und „Direktantrieb“), signifikante Anteile am Neuanlagenmarkt erreichen werden.

Abbildung 6 verdeutlicht, dass der durchschnittliche spezifische Nd-Bedarf der *Onshore*-WEA in der Roadmap „Kontinuität“ zwischen 2001 und 2040 von zunächst rund 5 auf 7 kg/MW ansteigt. Im letzten Jahrzehnt sinkt er wieder leicht auf 6,4 kg/MW. Zwar sinken im Verlauf der gesamten Betrachtungsperiode infolge von Effizienzverbesserungen und Substitutionsbemühungen die durchschnittlichen spezifischen Verbrauchswerte aller einzelnen Generatortypen (Tabelle 1), durch die angenommene (weitere) Zunahme des Marktanteils von Generatoren mit PM-Magneten (vor allem „high speed“, aber auch „middle speed“) steigt dennoch bis ins vorletzte Jahrzehnt der spezifische Bedarf der neu zugebauten WEA. In den ersten *Offshore*-Anlagen in Deutschland, die im Jahr 2010 in Betrieb gegangen sind, wurden ausschließlich asynchrone Generatoren verbaut, so dass für das erste Jahrzehnt kein Nd bilanziert wurde. Danach steigt der durchschnittliche spezifische Bedarf der pro Jahrzehnt neu zugebauten Anlagen stetig auf knapp 30 kg/MW an, verursacht durch den im Zeitverlauf zunehmenden Anteil an Anlagen mit PM-Magneten (vor allem „middle speed“ und „Direktantrieb“). In der – nicht abgebildeten – Roadmap „Upscaling“ steigt der Bedarf durch den dort stattfindenden erheblichen Ausbau dieser Anlagen sowohl für Onshore als auch für Offshore auf knapp 70 kg/MW an.

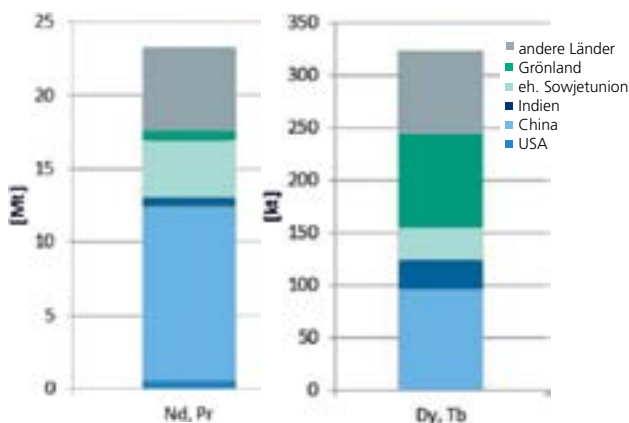


Abbildung 7: Verteilung der Reserven von Neodym inklusive Praseodym und von Dysprosium inklusive Terbium

Ressourcenbewertung

Betrachtet man lediglich die *geologische Verfügbarkeit*, können alle hier betrachteten Szenarien und Ausbaupfade für die Windenergienutzung in Deutschland umgesetzt werden, selbst wenn ein ähnlicher Ausbau der Windenergie auch für alle anderen Länder angenommen würde. Dabei wurde ein „Budgetansatz“ aus der Klimapolitik verwendet, indem die weltweiten Reserven und Ressourcen mit dem Bevölkerungsanteil Deutschlands gewichtet wurden, vermindert um Verbräuche aus anderen Sektoren.

Dagegen kann eine ausreichende *Versorgung* mit den benötigten Mengen für Deutschland nicht unbedingt garantiert werden. Zum einen ist die Ausbringung der Minen mit teilweise nur 10 % gering. Die im Prinzip in ausreichenden Mengen verfügbaren Mineralien bleiben so teilweise oder überwiegend ungenutzt. Zudem muss die sehr unterschiedliche Umweltpflege bei ihrer Gewinnung beachtet werden. Je nach abgebauten Mineralien, Aufbereitungstechnologien und Beimengungen anderer Materialien zu den abgebauten Mineralien besteht eine erhebliche Umweltbelastung beim Abbau von Nd und Dy. Zum anderen besteht eine hohe Abhängigkeit von wenigen Liefernationen mit entsprechenden Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit (vgl. Abbildung 7). Insbesondere für Dy ist China die derzeit einzig relevante Fördernation. Derzeit ist unklar, ob sich weitere Lieferanten-Länder dauerhaft etablieren können und zu welchen Bedingungen der Abbau erfolgen würde (unter anderem Förderkosten, Qualität der Lagerstätten, Umweltgesetzgebung).

Alternativen. Trotz der Vorteile von Seltenerdsmagneten sollten daher aufgrund des mit dieser Abhängigkeit verbundenen Risikos auch etablierte oder neuartige Technologien ohne den Einsatz Seltener Erden weiterentwickelt werden.

- Für *Onshore*-Anlagen ist der Einsatz von Nd und Dy nicht unbedingt notwendig, da Probleme wie ein hohes Gondelgewicht und kostenintensive Wartungsarbeiten für Turbinen hauptsächlich *Offshore*-Anlagen betreffen. Zumindes kann der zuletzt sehr ansteigende Trend, auch *Onshore*-Anlagen mit PM-Magneten zu verwenden, nicht

mit den gleichen Anforderungen wie für Offshore-Anlagen begründet werden. Onshore könnten insbesondere in der 1 – 3 MW-Klasse weiterhin die unkritischen, elektrisch erregten Generatoren verwendet werden.

- Im Falle von *Offshore*-Anlagen könnten langfristig möglicherweise elektrisch-erregte Synchrongeneratoren eingesetzt werden, in denen HTS das Kupfer in den Rotorwindungen teilweise ersetzen und damit deutlich geringere Generatorgewichte und -volumen aufweisen als derzeit übliche direktangetriebene Synchrongeneratoren.

Solange (insbesondere im Offshore-Bereich) jedoch weiterhin Anlagen mit PM-Magneten verwendet werden, sollten sie möglichst recyclinggerecht konstruiert werden. Perspektivisch sollte die Entwicklung eines Recyclingsystems geprüft werden, um zumindest für den Ersatzbedarf in 20 – 30 Jahren auf recyceltes Nd und Dy zurückgreifen zu können. Hierbei gilt es jedoch für ein hochwertiges Recycling noch verfahrenstechnische Hürden zu überwinden.

Schlussfolgerungen

Die Studie macht insgesamt deutlich, dass die geologische Verfügbarkeit mineralischer Rohstoffe für den geplanten Ausbau der EE in Deutschland grundsätzlich keine limitierende Größe darstellt. Aufgrund möglicher Versorgungsengpässe kann jedoch möglicherweise nicht jede Technologievariante unbeschränkt zum Einsatz kommen. Neben der Windenergie wurden auch einzelne Technologien der Photovoltaik (Dünnschicht) sowie der Batteriespeicherung (Redox-Flow-Batterien auf Vanadium-Basis) als kritisch identifiziert. Für diese Technologien bestehen jedoch unkritische Alternativen, die in Zukunft verstärkt zum Einsatz kommen könnten oder bereits heute marktdominierend sind. Die Geothermie konnte mangels einer ausreichenden Datenbasis noch nicht beurteilt werden. Alle anderen Technologien aus dem Strom-, Wärme- und Verkehrssektor sind beim direkten Einsatz EE mit hoher Wahrscheinlichkeit nicht als kritisch anzusehen. Generell wird jedoch vorgeschlagen, den Schwerpunkt bei der Sicherung der Rohstoffversorgung Deutschlands mittelfristig auf Effizienz-

und Recyclingstrategien zu legen. So sollte die Erhöhung der Ressourceneffizienz und die Recyclingfähigkeit bereits bei der Technologieentwicklung im Vordergrund stehen; zudem sollten die bereits vorhandenen Recyclingpotenziale genutzt werden. Jedes Recyclingverfahren ist jedoch mit teils beträchtlichen Materialverlusten sowie teilweise auch einem hohen Energieeinsatz verbunden. Neben Recyclingstrategien sollten daher in enger Zusammenarbeit mit der Industrie insbesondere auch Strategien zur Verlängerung von Nutzungs- und Lebensdauer erarbeitet werden.

Danksagung

Die Autoren danken den weiteren Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern des Forschungsprojektes „KRESSE – Kritische mineralische Ressourcen und Stoffströme bei der Transformation des deutschen Energieversorgungssystems“ für ihre Beiträge zur Erarbeitung der hier dargestellten Ergebnisse sowie BMU und BMWi für die Förderung des Projekts.

Literatur

Wuppertal Institut (2014): KRESSE – Kritische mineralische Ressourcen und Stoffströme bei der Transformation des deutschen Energieversorgungssystems. Abschlussbericht an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) unter Mitarbeit von Karin Arnold, Jonas Friege, Christine Krüger, Arjuna Nebel, Michael Ritthoff, Sascha Samadi, Ole Soukup, Jens Teubler, Peter Viebahn, Klaus Wiesen. <http://wupperinst.org/de/projekte/details/wi/p/s/pd/38/>. Wuppertal



REGELLEISTUNG DURCH WINDENERGIEANLAGEN

Malte Jansen, Dominik Jost

Einleitung

Im Zuge der Energiewende wird in Deutschland inzwischen mehr als 25 % der verbrauchten Elektrizität aus Erneuerbaren Energie (EE) bereitgestellt. Diese Energie stammt zum Großteil aus Windenergie- und Photovoltaikanlagen. Daher wird es zunehmend notwendig, dass sich auch EE an der Bereitstellung von Systemdienstleistung beteiligen. Die Reform des EEG bietet Erneuerbaren seit Anfang 2012 die Möglichkeit am Markt teilzunehmen. Dies beinhaltet explizit auch die Teilnahme an den Märkten zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen. In diesem Kontext wird Regelleistung bereits von Biogasanlagen und Wasserkraftanlagen erfolgreich bereitgestellt, insgesamt über 1 GW Regelleistung. WEA haben bisher allerdings keine Regelleistung bereitgestellt. Dies liegt hauptsächlich daran, dass die Regularien für den Regelleistungsmarkt eine Teilnahme nicht ermöglichen.

Seit 2014 stellen die EE zusammen mehr Energie bereit als jede andere Erzeugungstechnologie [1]. Die EE sind damit die größte Säule der deutschen Energieversorgung. Die daraus resultierende Verantwortung für einen sicheren Betrieb des Energieversorgungssystems kann aufgrund des Ausschlusses der fluktuierenden EE nur begrenzt wahrgenommen werden. Trotz dieser Umstände ist die Branche sich der Aufgabe bewusst und sucht proaktiv nach Lösungen. So hat das europäische Energieversorgungsunternehmen Trianel sich 2014 dazu bekannt, diese Aufgabe noch 2015 anzugehen. Dabei werden die Erkenntnisse aus dem am IWES geleiteten Forschungsprojekt final in die Praxis umgesetzt.

Herausforderung Strommarktdesign

Derzeit sind kleinere Anpassungen der aktuell gültigen Marktbedingungen in der Diskussion, um die Teilnahme fluktuierend einspeisender EE zu ermöglichen. Dies ist nicht zuletzt auf den Grünbuch / Weißbuch-Prozess des BMWi zurückzuführen. Bei der Anpassung der Marktregeln muss den Bedürfnissen volatiler Erzeuger ausreichend Sorge getragen werden ohne gleichzeitig die Chancen der bereits vorhandenen Marktteilnehmer einzuschränken.

Eine gleichberechtigte Regelleistungsbereitstellung aller Regelleistungsarten durch fluktuierend einspeisende EE wäre in Europa einmalig. Bisher gibt es wenige Regelungen in Europa, welche den fluktuierend einspeisenden EE den Zugang zu einzelnen Systemdienstleistungsmärkten eröffnet. In Dänemark stellen WEA bereits Regelleistung bereit, der Zugang zum Reserveleistungsmarkt bleibt aber verwehrt. In Irland stellen WEA bereits Primärregelleistung unter der Inkaufnahme von Energieverlusten bereit. Eine Umstellung der Marktbedingungen zugunsten fairer Wettbewerbsbedingungen aller Teilnehmer stellt für Betreiber, Hersteller von WEA und Virtuellen Kraftwerken sowie Direktvermarkter eine neue Herausforderung dar. Viele technische Innovationen sind im Zuge dessen schon entstanden oder sind noch zu erwarten. Eine derartige Einbindung der Erneuerbaren wird nicht nur Deutschlands Vorreiterrolle gerecht, sondern stärkt substantiell auch die Wettbewerbsfähigkeit der Unternehmen im internationalen Kontext.

Nicht zuletzt geht es darum, die Energiewende als solche weiterzuführen. Dazu gehören auch die sukzessive Flexibilisierung der Anlagen und die Reduzierung von „Must-Run“-Kraftwerken. Durch eine weitestgehende Bereitstellung der Regelleistung aus EE, kann die Sockelleistung, welche nur am Netz ist, um Systemdienstleistungen zu erbringen, signifikant reduziert werden. Die Auswertungen von [2] kommen zu dem Ergebnis, dass diese Sockelleistung thermischer Kraftwerke für die Regelleistungsbereitstellung bis zu 13,5 GW beträgt. Laut eines anderen Gutachtens [3] beträgt diese Sockelleistung zwischen 8 GW und 25 GW. Eine Leistung im Energiesystem, welche nicht konstant durch EE bedient werden kann, ist daher ein Grund zur Abregelung von EE-Anlagen, insbesondere bei hoher Einspeisung aus fluktuierend einspeisenden Erneuerbaren. Vorrangig für die Bereitstellung von Regelleistung aus EE ist der Umstand, dass bei hoher Einspeisung ein großer Regelleistungsbedarf besteht, welcher zusätzlich die Sockellast erhöhen könnte.

FuE-Projekt Regellenergie durch Windkraftanlagen

Um die Integration der fluktuierenden EE in das Energieversorgungssystem zu ermöglichen, hat das Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES) das Projekt „Regelleistung durch Windkraftanlagen“ durchgeführt. Das Projekt wurde in Zusammenarbeit mit dem WEA-Hersteller Enercon, dem Windparkbetreiber Energiequelle sowie den Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) Amprion und TenneT durchgeführt. Ziel des Projektes war ein Konzept zu entwickeln um zu testen, mit dem WEA wirtschaftlich Regelleistung bereitstellen können. Das Projekt wurde in 2014 abgeschlossen [4].

Das in diesem Projekt entwickelte Verfahren zeigt die Freiheiten und Begrenzungen an, mit denen WEA am Regelleistungsmarkt teilnehmen können. Dabei wurde der Fokus auf die Angebotserstellung und die Erprobung einer neuen Nachweismethode der Regelleistungserbringung gelegt. Die technische Umsetzbarkeit des neuentwickelten Nachweisverfahrens wurde abschließend in einem Feldtest gezeigt.

Die Ergebnisse zeigen, dass es möglich ist mit WEA am Tag zuvor zuverlässig Regelleistung anzubieten. Die technische Umsetzung der Nachweismethode bedarf weiterer Forschung. Der Feldtest im Rahmen des Projekts „Regelleistung durch Windkraftanlagen“ zeigte, dass sowohl IKT-Umgebung wie auch die Anlagen selber dazu grundsätzlich in der Lage sind. Die Hemmnisse bei der Anlagenanbindung und Ansteuerung konnten im Projekt gelöst werden. Es ist zu erwarten, dass sich dieser Prozess mit der Kommerzialisierung effizienter gestalten lässt.

Probabilistische Prognose schaffen Zuverlässigkeit

Die Teilnahme von Windenergie am Regelleistungsmarkt erfordert, dass WEA mit derselben Zuverlässigkeit Regelleistung anbieten wie vorhandene Anbieter. Von Teilnehmern am Regelleistungsmarkt wird in Deutschland eine Zuverlässigkeit von 100 % gefordert. Diese Forderung kann allerdings von keinem technischen System erfüllt werden. Aufbauend auf Erfahrungswerten der ÜNB lässt sich eine Zuverlässigkeit der Erbringung von Regelleistung von mindestens 99,99 % ableiten.

Die Berechnung einer Zuverlässigkeit hat zum Ziel, dass die Unsicherheit des Angebots quantifiziert werden kann und somit garantiert wird, dass die tatsächlich vorgehaltene Regelleistung nur in 0,01 % der Fälle unterhalb der angebotenen Menge liegt. Probabilistische Prognosen sind ein mögliches Werkzeug, um die Zuverlässigkeit des Angebots von Windparks und auch von steuerbaren Anlagen zu ermitteln. Diese Prognosen liefern die Leistung eines Windparks oder eines Windparkpools, die mit einer bestimmten Wahrscheinlichkeit erreicht oder übertroffen wird.

In Abbildung 1 wird das Ergebnis einer probabilistischen Prognose für verschiedene Horizonte dargestellt. Die Zuverlässigkeit beträgt 99,994 % für den gesamten deutschen Windparkpool. Die Nennleistung ist auf 1 normiert. Die orangene Linie zeigt das Ergebnis der probabilistischen Prognose für die Vortagsprognose an, welches als Regelleistung geboten werden könnte. Die blaue Linie für die 1h-Untertagsprognose. Die rote Linie ist die tatsächliche Einspeisung. Angebotsverletzungen der Regelleistungsangebote durch die Vortagsprognose wären in jedem Fall durch eine Untertagsprognose erkannt worden. Damit erhöht sich Prognosezuverlässigkeit noch weiter.

Für Direktvermarkter und Prognoseanbieter ergeben sich durch die Nutzung probabilistischer Prognose neue Geschäftsbereiche. Dabei ist die Regelleistungsbereitstellung nur ein Aspekt. Es wird zu erwarten sein, dass die gewonnenen Daten sich auch für Aspekte der Portfoliobewertung nutzen lassen und somit die Systemintegration von EE weiter voranschreitet.

Nachweisverfahren

Ein wichtiger Aspekt bei Bereitstellung von Regelleistung ist der Mechanismus zum Nachweis der Erbringung von Regelleistung im Abruffalle. Das derzeitige Verfahren, welches bei Kraftwerken, Biogasanlagen und anderen Regelleistungsanbietern zum Einsatz kommt, ist nur bedingt für WEA anwendbar. Im Nachfolgenden wird die Problematik anhand des Abrufs von negativen Minutenreserveleistung erläutert.

Bei den steuerbaren Anlagen wird die Fahrplananmeldung zum Nachweis der Erbringung von Regelleistung angewandt. Es wird angenommen, dass der Fahrplan zuverlässig erreicht wird. Der Abruf von Regelleistung wird nachgewiesen, indem die tatsächliche Einspeisung mit der geplanten Einspeisung aus dem Fahrplan verglichen wird. Entspricht der Unterschied der angeforderten Regelleistung, ist der Nachweis erbracht. Für WEA ergibt sich daraus die Problematik der Fahrplaneinhaltung. Obwohl seit der Einführung der Direktvermarktung WEA ihren Bilanzausgleichsfehler systematisch reduziert haben, kann nicht davon ausgegangen werden, dass einzelne Windparks einen konstanten Wert innerhalb der Viertelstunde halten. Insbesondere zu Zeiten mit starken Windgradienten ist dies als problematisch anzusehen.

Damit WEA einen Fahrplan zuverlässig einhalten können, müssen sie angedrosselt werden. Der Grad an Androsselung bestimmt dabei die Zuverlässigkeit des Fahrplanwertes. Das Prinzip des Nachweises über den Fahrplan wird in Abbildung 2 dargestellt. In dunkelgrün wird die Prognose dargestellt, die normalerweise zur Vermarktung genutzt wird. In der ersten Viertelstunde hält der Windpark jedoch Regelenergie bereit und wird deswegen auf den zuverlässigen Fahrplanwert der probabilistischen Prognose (in blau) abgeregelt. Die Energieminderungen werden als Opportunitätskosten in die Gebote für den Regelleistungsmarkt eingepreist. Dies kann eine Regelleistungsbereitstellung schnell unwirtschaftlich machen. Darüber hinaus muss die abgeregelte Energie durch fossile Kraftwerke ersetzt werden. Im Falle der Abregelung wird die Anlagenleistung auf einen Wert reduziert, welche um die angebotene Leistung unterhalb des bereits abgeregelten Fahrplanwertes liegt. Die Höhe der abgeregelten Energie bei der Vorhaltung hängt stark von der Prognosegüte ab.

Eine alternative Methode zum Nachweis der Regelleistungsbereitstellung erlaubt eine Abregelung zu vermeiden. Während der Vorhaltung wird dabei der Windpark wie in der normalen Direktvermarktung betrieben. Während des Abrufs wird der Windpark mit einer Differenzleistung zur maximal möglichen Einspeisung betrieben. Die maximal mögliche Einspeisung ist

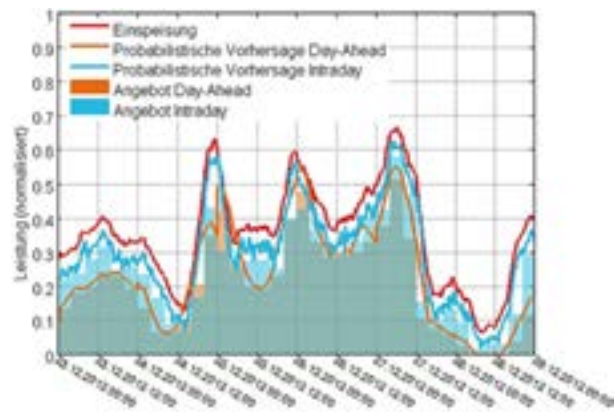


Abbildung 1: Probabilistische 1 h-Prognose für den 30 GW Windparkpool im Jahr 2012

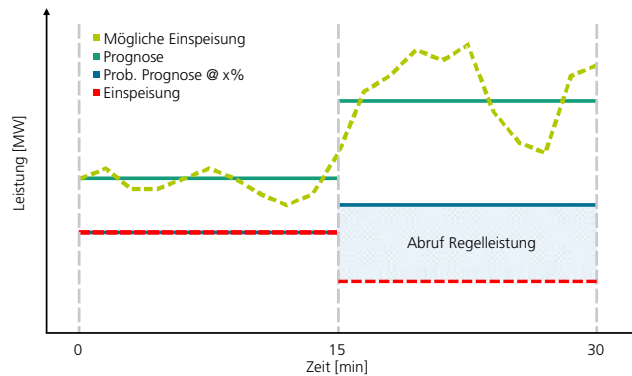


Abbildung 2: Nachweis der Erbringung von negativer Minutenreserveleistung mit Hilfe des Nachweisverfahrens „Fahrplan“

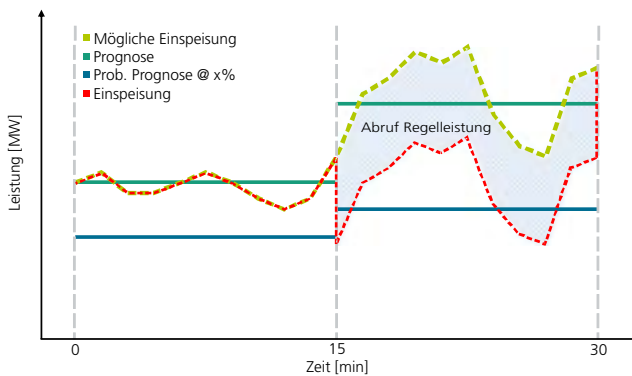


Abbildung 3: Nachweis der Erbringung von negativer Minutenreserveleistung mit Hilfe des Nachweisverfahrens „mögliche Einspeisung“

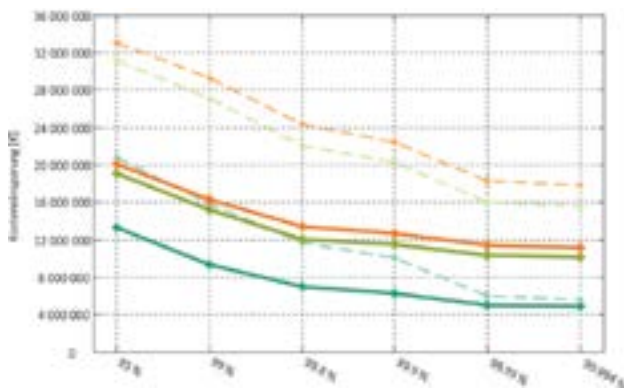


Abbildung 4: Einspareffekte und mögliche Zusatzerlöse für die Windparkbetreiber durch die Teilnahme des Deutschlandpools Wind am negativen Minutenreservemarkt entsprechend dem Verfahren „mögliche Einspeisung“ für verschiedene Produktlängen und Zuverlässigkeiten des Angebots für das Jahr 2010

die Leistung, die eingespeist worden wäre, wenn der Windpark nicht abgeregelt worden wäre. Mit diesem Nachweis würden die Anlagen nur Energie im Falle eines Abrufs regeln. Die Bestimmung der möglichen Einspeisung stellt derzeit allerdings noch eine technische Herausforderung dar, welche durch Forschung und Anlagenhersteller adressiert wird. In Abbildung 3 wird analog der Nachweismechanismus mit Hilfe der möglichen Einspeisung dargestellt.

Business-Case Regelleistungsbereitstellung

Werden die Rahmenbedingungen für die Teilnahme von WEA so angepasst, dass sich dadurch ein Geschäftsmodell für die WEA ergibt, könnten sich die Preise im Regelleistungsmarkt verändern. Dadurch werden die Regelleistungskosten im System gesenkt, ohne die Zuverlässigkeit zu beeinflussen. Die Reduzierung der Kosten für die Vorhaltung und den Abruf von Regelleistung entsteht durch die Teilnahme der Windparks am Regelleistungsmarkt. Teurere Anbieter werden aus der Merit-Order-Liste verdrängt.

Die wirtschaftlichen Auswirkungen einer Teilnahme wurden im Projekt „Regelleistung durch Windkraftanlagen“ mit Hilfe von Simulationen für einen 30 GW Windparkpool durchgeführt [4]. Die Höhe des Angebots der Windparks wird jeweils mit Hilfe von probabilistischen Prognosen bestimmt. Die Höhe der Einsparungen für das System und die möglichen Zusatzerlöse für die Anbieter hängt von den betrachteten Rahmenbedingungen ab, insbesondere von der Frage des Nachweismechanismus.

Abbildung 4 zeigt die Einspareffekte für die Teilnahme des Deutschlandpools Wind am Markt für negative Minutenreserve entsprechend des Verfahrens „mögliche Einspeisung“ für das Jahr 2012. Zu erwartenden Einspareffekte werden als durchgezogene Linie dargestellt. Mögliche Zusatzerlöse, als Summe der zu erwartenden Wohlfahrtsgewinne durch die Teilnahme von WEA im Regelleistungsmarkt, für die Windparkbetreiber als gestrichelte Linie. Vergleichend stellt sich das Nachweisverfahren „mögliche Einspeisung“ als volkswirtschaftlich bessere dar.

Für das Jahr 2012 hätten sich bei einer Zuverlässigkeit von 99,994 % und einer Produktlänge von 1 Stunde ein Einsparpotenzial von 13 Mio. € ergeben. Bei einer Produktlänge von 4 Stunden wären es 12 Mio. € und bei 24 Stunden 7 Mio. € Einsparung. Die möglichen Zusatzerlöse im Jahr 2012 betragen 22 Mio. € (1 Std.), 19 Mio. € (4 Std.) und 9 Mio. € (24 Std.). Damit betrug der für das Jahr 2012 bestimmte Wohlfahrtsgewinn als Summe der Einsparung und möglichen Zusatzerlöse 31 Mio. € bei einer realistischere anzunehmenden Regelleistungsbloklänge von 4 Stunden.

Zusammenfassung

Der wachsende Anteil an fluktuierenden EE im Energiesystem erhöht den Druck auf die Entscheidungsträger den EE mehr Systemverantwortung zu übertragen. Zuerst gehört dazu die Aufgabe der Ausregelung von sehr kurzfristigen Systemungleichgewichten. WEA konnten in dem Zusammenhang beweisen, dass sie in der Lage sind, sich systemstützend zu verhalten. Damit die fluktuierenden EE dazu auch operativ in der Lage sind, ist es wichtig die Weichen richtig zu stellen. Nicht zuletzt wird die Anpassung der Marktbedingungen durch den Grünbuchprozess des BMWi politisch aufgegriffen. Die Innovationskraft, die aus dieser Umstellung heraus entsteht, wird der deutschen Vorreiterrolle bei Energiesystemtransformation gerecht.

Quellen

- [1] AG Energiebilanzen (2014). Abgerufen am 20.01.2015 von: www.ag-energiebilanzen.de/index.php?article_id=29&fileName=20141216_brd_stromerzeugung1990-2014.pdf
- [2] Grünwald, R.; Ragwitz, M.; Sensfuß, F.; Winkler, J. (2012). Regenerative Energieträger zur Sicherung der Grundlast in der Stromversorgung – Endbericht zum Monitoring. Büro für Technikfolgen-Abschätzung beim deutschen Bundestag. Berlin
- [3] [Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft (FGH) e. V.; CONSENTEC; Institut für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft (IAEW) der RWTH Aachen (2012): Studie zur Ermittlung der technischen Mindestenergieerzeugung des konventionellen Kraftwerksparks zur Gewährleistung der Systemstabilität in den deutschen Übertragungsnetzen bei hoher Einspeisung aus erneuerbaren Energien. Mannheim/Aachen
- [4] Brauns, S.; Jansen, M.; Jost, D.; Siefert, M.; Speckmann, M.; Widdel, M. (2014). Abschlussbericht Regelenergie durch Windkraftanlagen. Kassel, <http://www.energiesystemtechnik.iwes.fraunhofer.de/de/presse-infothek/publikationen/uebersicht/2014/abschlussbericht-regelenergie-durch-windkraftanlagen.html>



REGIONALE MARKTWERTFAKTOREN DER WINDENERGIE

Ann-Katrin Gerlach, Carsten Pape, Peter Stratmann

Mit steigenden Anteilen fluktuierender erneuerbarer Energien (EE) an der Stromerzeugung wird verstärkt eine bessere Marktintegration des regenerativ erzeugten Stroms gefordert. In diesem Zusammenhang stellt sich die Frage nach dem Wert des dargebotsabhängig erzeugten EE-Stroms. Als eine mögliche Kenngröße geben die sogenannten Marktwertfaktoren Auskunft darüber, wie hoch der Wert des erzeugten Stroms im Vergleich zum mittleren Börsenstrompreis ist. Dieser Wert kann aufgrund unterschiedlicher zeitlicher Erzeugungscharakteristik regional unterschiedlich ausfallen. Aufgrund der mit dem Erneuerbare Energien Gesetz 2014 [EEG 2014] eingeführten obligatorischen Direktvermarktung des aus Windenergieanlagen (WEA) erzeugten Stroms sind die regionalen Marktwertfaktoren gerade für die Windenergie von Interesse. Zudem soll ab spätestens 2017 die Höhe der finanziellen Förderung für Strom aus EE über ein Ausschreibungssystem ermittelt werden [EEG 2014]. Die Untersuchung der regionalen Marktwertfaktoren der Windenergie ist Gegenstand einer Studie, die das Fraunhofer IWES im Auftrag der BNetzA durchgeführt hat [Gerlach & Pape 2015].

Mit einem Ertrag von etwa 50 TWh war die Windenergie im Jahr 2014 die dominierende Erzeugungstechnologie unter den EE in Deutschland [AGEB 2014]. Aufgrund der günstigen Windressource und großer geeigneter Flächen erfolgte der überwiegende Ausbau der Windenergie zunächst in Norddeutschland. Hieraus resultiert eine Konzentration von WEA im norddeutschen Raum, die häufig zeitgleich mit hoher Leistung einspeisen. Diese hohe zeitgleiche Einspeisung von Windstrom hat aufgrund des Merit-Order-Effekts oft einen erheblichen preissenkenden Effekt auf den Börsenstrompreis.

Durch die technische Weiterentwicklung der WEA werden mittlerweile aber auch windschwächere Standorte im Binnenland erschlossen. Anlagen speisen hier teilweise zu anderen Zeiten ein als Anlagen in Norddeutschland [Pape et al. 2013]. Daher stellt sich die Frage, ob WEA, die an windschwächeren Standorten im Süden geringere Erträge erzielen, aber durch eine abweichende Einspeisecharakteristik zu atypischen Zeiten einspeisen, von diesem Effekt profitieren und überdurchschnittliche Erlöse bei der Direktvermarktung des erzeugten Windstroms erzielen

Definition Marktwertfaktor

Der Marktwertfaktor gibt an, wie der Wert der bereitgestellten elektrischen Energie vom durchschnittlichen Spotmarktpreis abweicht. Er entspricht dem Quotienten des tatsächlichen Vermarktungserlöses, den eine Anlage über das Jahr erzielt und des Vermarktungserlöses, der bei Einspeisung zum mittleren Spotmarktpreis erzielt würde.

$$MWF = \frac{\Sigma(\text{stdl. Strompreis} \times \text{stdl. Einspeisung des Energieträgers})}{\text{durchschnittlicher Strompreis} \times \Sigma \text{stdl. Einspeisung}}$$

Ein Marktwertfaktor von < 1 bedeutet entsprechend, dass im Mittel unterdurchschnittliche Erlöse bei der Vermarktung des Stroms erzielt werden. Die Marktwertfaktoren der Stromerzeugung aus Windenergie an Land lagen in den Jahren 2012-2014 zwischen 0,80 und 0,88 [Fernahl et al. 2014].

können. Andernfalls werden ggf. regionale Förderungen notwendig, um die Attraktivität solcher Standorte zu steigern und etwaig höhere Investitionskosten zu kompensieren.

Untersuchungsmethodik

Zur Ermittlung der Marktwertfaktoren der Windenergie in einem zukünftigen Szenario werden die Leistungszeitreihen der Windstromerzeugung sowie die korrespondierenden Zeitreihen der Spotmarktpreise benötigt. Letztere wurden auf Basis des Netzentwicklungsplans 2013 [NEP 2013] für das Szenario B 2023 mithilfe einer europäischen Marktsimulation erstellt und durch die Bundesnetzagentur zur Verfügung gestellt. Annahmen zum Ausbau der EE, zur Entwicklung des Kraftwerksbestands sowie der Austauschkapazitäten zwischen den Marktgebieten entsprechen dem Szenariorahmen des Netzentwicklungsplans. Für die Marktsimulationen sowie für die Erstellung der Leistungszeitreihen der Windenergie wurde das historische Wetterjahr 2007 berücksichtigt. Die Simulation der Windstromeinspeisung basiert auf dem COSMO-DE-Modell des

	Starkwind 2013	Starkwind 2023	Schwachwind (gemäßigt) 2023	Schwachwind (ausgeprägt) 2023
Nennleistung [MW]	2,5	3	3	2,3
Rotordurchmesser [m]	85	100	115	120
Nabenhöhe [m]	90	110	140	145
Spez. Nennleistung [W/m ²]	441	382	289	203
Spez. Investitionen (inkl. Nebenkosten) [€/kW]	1.275	1.400	1.600	1.930

Tabelle 1: Konfigurationen und spezifische Investitionen der vier Referenzanlagen.

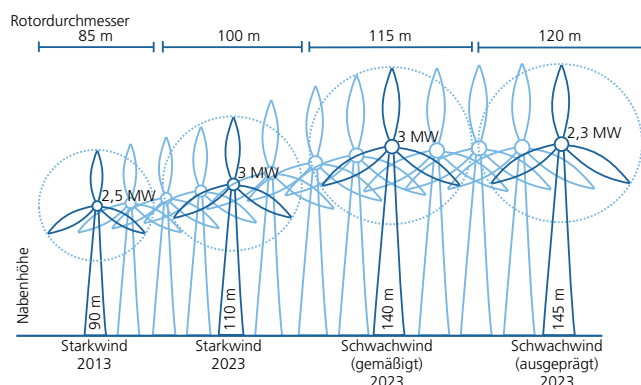


Abbildung 1: Interpolation zwischen Windenergieanlagen.

Deutschen Wetterdienstes, welches mit einer Maschenweite von 2,8 km Deutschland mit ca. 46 Tsd. Wettermodellflächen abdeckt.

Um den Einfluss unterschiedlicher Erträge auf die regionalen Marktwertfaktoren zu eliminieren, werden für alle Modellflächen Leistungszeitreihen mit identischen spezifischen Erträgen, hier 2.500 Volllaststunden (VLS), generiert. Dies geschieht durch Variation von Nabenhöhe und Rotor-Generator-Verhältnis, sofern diese Auslastung mit realistischen Anlagenparametern erreichbar ist. Basis für die Variation der Anlagenparameter waren vier WEA-Typen mit unterschiedlichem Rotor-Generator-Verhältnis. Drei der Anlagenmodelle stammen aus der Studie „Kostenoptimaler Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland“ [Fürstenwerth et al. 2013]. Als weitere Referenzanlage mit einer sehr ausgeprägten Auslegung auf Schwachwindstandorte wurde eine Anlage mit ca. 203 W/m² gewählt (Tabelle 1). Durch Interpolation zwischen den Parametern Nabenhöhe und Rotor-Generator-Verhältnis (Abbildung 1) wurden ausgehend von diesen vier WEA-Typen für jede Modellfläche Leistungszeitreihen der Windenergie mit der vorgegebenen Volllaststundenzahl bei gleichzeitiger Abbildung der zeitlichen Erzeugungcharakteristik generiert.

Die Vermarktungserlöse werden durch Multiplikation der stündlichen Windstromerzeugung (jeder Modellfläche) mit den Spotmarktpreisen zur jeweiligen Stunde des Jahres ermittelt. Aus dem Verhältnis von mittlerem Vermarktungserlös zu mittlerem Börsenstrompreis werden für jede Modellfläche die Marktwertfaktoren bestimmt.

Des Weiteren wird abgeschätzt, welche spezifischen Investitionskosten auf jeder Modellfläche erforderlich wären, um die vorgegebenen 2.500 VLS (im Wetterjahr 2007) zu erreichen. Diese hängen von der Windhöufigkeit des Standorts und der somit erforderlichen Auslegung der Anlagen ab. Die erforderlichen Investitionskosten werden den für das Szenariojahr 2023 ermittelten Vermarktungserlösen gegenübergestellt, um einen Hinweis über die Wirtschaftlichkeit eines Standorts unter Einbeziehung der regionalen Marktwertfaktoren zu erhalten.

Ermittelte Marktwertfaktoren

Auf 93 % der deutschlandweiten Modellflächen konnte durch Variation der Anlagenkonfiguration eine Auslastung von 2.500 VLS erreicht werden. Auf den verbleibenden 7 % wurde diese Volllaststundenzahl nicht erreicht, da das Winddargebot entweder zu groß oder zu gering war.

Abbildung 2 zeigt die ermittelten Marktwertfaktoren räumlich aufgelöst für Deutschland. Die hypothetischen mittleren Vermarktungserlöse des erzeugten Windstroms von WEA mit 2.500 VLS betragen bei Berücksichtigung der bereitgestellten Preiszeitreihe zwischen 85 % und 101 % des mittleren Börsenstrompreises. Analog betragen die Marktwertfaktoren 0,85 bis 1,01. Wie eingangs angenommen, treten im Süden höhere Marktwertfaktoren auf als im Norden. Dies lässt sich primär auf die den Strompreis senkende Einspeisung von norddeutschen WEA zurückführen. WEA im Süden speisen häufig zu anderen Zeiten ein als die Anlagen im Norden und erzielen somit höhere durchschnittliche Vermarktungserlöse.

Im Histogramm in Abbildung 3 lässt sich die Häufigkeitsverteilung der beobachteten Marktwertfaktoren ablesen. Die maximalen Marktwertfaktoren mit Werten von über 1 werden überwiegend in Baden-Württemberg beobachtet, während in der norddeutschen Tiefebene überwiegend niedrigere Marktwertfaktoren mit Werten zwischen 0,85 und 0,90 ermittelt wurden. Die Spannweite der auf diese Weise bestimmten Marktwertfaktoren ist mit maximal 16 Prozentpunkten insgesamt relativ gering.

Leistungsspezifische Erlöse

Aus den dargestellten Marktwertfaktoren ergeben sich die leistungsspezifischen Erlöse für das untersuchte Wetterjahr. Sie betragen zwischen 113 und 130 Tsd. €/ MW und liegen damit bis zu 17 Tsd. €/ MW auseinander (Abbildung 4). Da in dieser Betrachtung alle Anlagen bezogen auf die installierte Leistung gleich viel Energie erzeugen, sind entsprechend der Marktwertfaktoren auch die leistungsspezifischen Erlöse der Anlagen im Süden höher. Aufgrund des linearen Zusammenhangs entspricht die Verteilung über Deutschland der der Marktwertfaktoren.

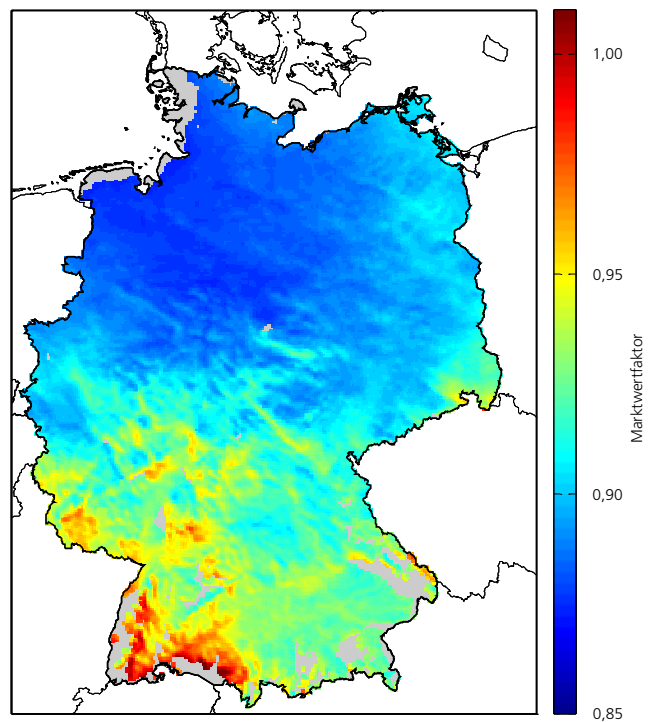


Abbildung 2: Marktwertfaktoren von Windenergieanlagen im Jahr 2023 bei 2.500 VLS und Windbedingungen des Jahres 2007 (auf grauen Flächen konnten gewünschte VLS mit gegebenen Anlagenkonfigurationen nicht erreicht werden).

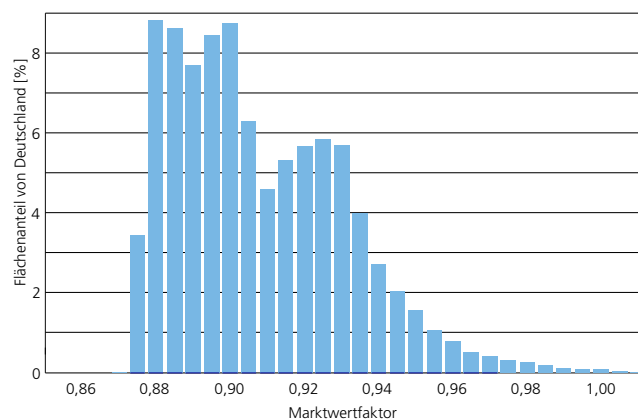


Abbildung 3: Verteilung der Marktwertfaktoren über die Fläche von Deutschland im Jahr 2023 bei 2.500 VLS und Windbedingungen des Jahres 2007.

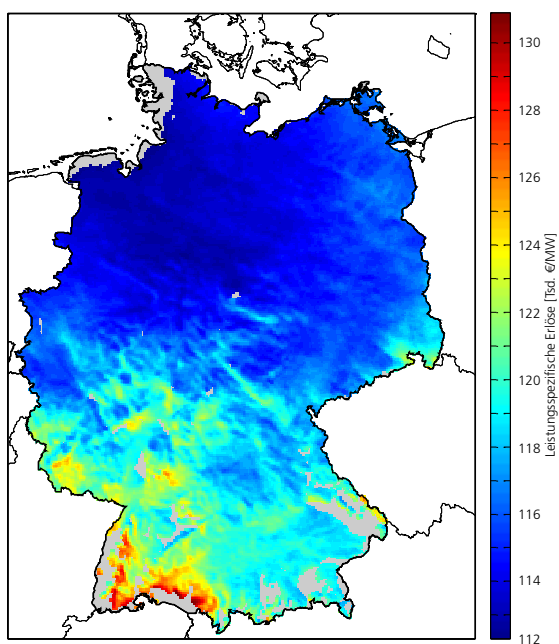


Abbildung 4: Leistungsspezifische Erlöse der Windenergieanlagen im Jahr 2023 bei 2.500 VLS und Windbedingungen des Jahres 2007.

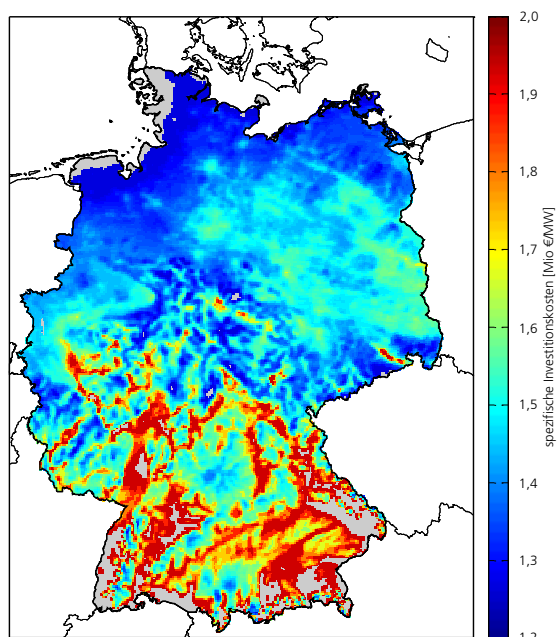


Abbildung 5: Angenommene spezifische Investitionskosten für Windenergieanlagen mit 2.500 VLS im Jahr 2023 (Wetterjahr 2007).

Die hier angewandte Methodik lässt einen deutschlandweiten Vergleich der Marktwerte zu. Dabei wird deutlich, dass Anlagen im Süden zu durchschnittlich höheren Preisen einspeisen und somit bei gleichem Energieertrag höhere Vermarktungserlöse erzielen können als Anlagen im Norden. Jedoch bleibt unberücksichtigt, dass den höheren Vermarktungserlösen höhere Investitionskosten gegenüber stehen, da eine Schwachwindanlage, die im Süden 2.500 VLS erreicht, meist höhere Investitionskosten aufweist als eine Starkwindanlage, die im Norden auf dieselben VLS kommt.

Mehrerlöse vs. Mehrkosten

Um die Vermarktungserlöse in Relation zu den Investitionskosten bewerten zu können, wurden Preisabschätzungen für die einzelnen Anlagentypen vorgenommen. Die Schätzungen für die Investitionskosten der WEA basieren auf der Studie „Kostensituation der Windenergie an Land“ [Rehfeldt et al. 2013]. Diese Studie untersucht die Kostenstruktur der Windenergie im Jahr 2013. Für die Ableitung der Kostenentwicklungen wurden einerseits der Trend zu aufwendigeren Konstruktionen, z.B. mit höheren Türmen, berücksichtigt, andererseits moderate Lernkurven unterstellt. Es ergeben sich für das Jahr 2023 die in Tabelle 1 bezifferten spezifischen Kosten für die betrachteten Anlagentypen. Die Abschätzung einer solchen Kostenentwicklung ist immer mit einer großen Unsicherheit behaftet. Trotz der bereits hohen Auflösung des Wettermodells kann sich auch innerhalb einer Modellfläche die Windhöflichkeit lokal deutlich anders darstellen. In Kammlagen könnten beispielweise deutlich günstigere Anlagen die 2.500 VLS erreichen, während in Tallagen höhere Investitionskosten fällig wären. Die auf diese Weise generierten und nachfolgend dargestellten Ergebnisse stellen damit lediglich eine Näherung dar. Sie bilden jedoch eine ausreichende Grundlage, um die Bedeutung regionaler Marktwertfaktoren abschätzen zu können.

Abbildung 5 zeigt die spezifischen Investitionskosten der in 2023 über Deutschland verteilten Anlagen, die im Wetterjahr 2007 2.500 VLS bringen würden. An windschwächeren Standorten steigen die Investitionskosten erheblich, da aufwendigere Anlagen mit höherer Nabenhöhe und größeren Rotoren in

Relation zur Generatorleistung installiert werden müssten. Gerade in den Flächen, wo Abbildung 4 höhere Erlöse verspricht, liegen die Investitionskosten bis zu 655 Tsd. €/MW höher als an besonders windhöffigen Standorten.

Dass die höheren Vermarktungserlöse von WEA im Süden nicht ausreichen, um die Mehrkosten der erforderlichen Anlagentypen auszugleichen, verdeutlicht Abbildung 6. Die Vermarktungserlöse der Anlagen im Szenario für 2023 betragen zwischen 5 % und 10 % der angenommenen Investitionskosten (Wetterjahr 2007). Die höchsten Anteile erzielen Anlagen in einzelnen Gebieten Mitteldeutschlands. In Süddeutschland gibt es sogar kleinere Flächen, auf denen Erlöse erzielt werden, die die Investitionskosten zu gleichen Teilen decken wie in großen Regionen Norddeutschlands. Jedoch reichen in den meisten Teilen Süd- und Mitteldeutschlands die Erlöse nicht aus, um die Mehrkosten der Anlagen zu kompensieren. Dies wird ebenfalls beim Vergleich der Stromgestehungskosten von WEA an windreichen und -schwachen Standorten offensichtlich. Für das Jahr 2013 wurden für einen 60 %-Referenzstandort um 43 % höhere Stromgestehungskosten (110,7 €/MWh ggü. 77,4 €/MWh) als für einen 100 %-Referenzstandort ermittelt [Rehfeldt et al. 2013, Tabelle 8-3]. Da sich die Marktwertfaktoren der Windenergie innerhalb Deutschlands maximal um 16 Prozentpunkte unterscheiden, reichen diese Unterschiede nicht aus, um die höheren Stromgestehungskosten zu kompensieren.

Sollen dennoch Anlagen an windschwächeren Standorten gebaut werden, etwa um die Energieversorgung zu dezentralisieren und die erforderlichen Netzerweiterungen zu reduzieren, bliebe auch bei einem Selbstvermarktungsmodell ein regional angepasster Förderbedarf bestehen.

Quellen

- [AGEB 2014] Arbeitsgruppe Energiebilanzen e.V. (2014): Stromerzeugung nach Energieträgern 1990-2014.
[EEG 2014] Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG 2014). Ausfertigungsdatum: 21.7.2014.
[Fernahl et al. 2014] Fernahl A., Götz Ph., Henkel J., Lenck T.

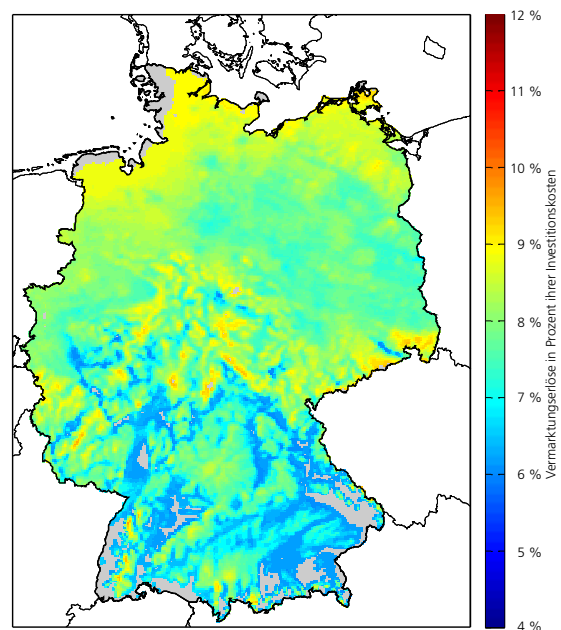


Abbildung 6: Vermarktungserlöse von Windenergieanlagen im Jahr 2023 in Prozent ihrer Investitionskosten bei 2.500 VLS und Windbedingungen des Jahres 2007.

- (2014): Ermittlung des Marktwertes der deutschlandweiten Stromerzeugung aus regenerativen Kraftwerken. Berlin.
[Fürstenwerth et al. 2013] Fürstenwerth D., Tersteegen B., Pape C. (2013): Kostenoptimaler Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland. Agora Energiewende, Berlin.
[Gerlach & Pape 2015] Gerlach A.-K., Pape C. (2015): Abschätzung der ökonomischen Wirkung einer Verteilung von Wind- und PV-Anlagen über Deutschland im Rahmen der „Selbstvermarktung“. Kurzstudie, Bonn.
[NEP 2013] 50Hertz, TenneT TSO, Amprion, TransnetBW: Netzentwicklungsplan Strom 2013.
[Pape et al. 2013] Pape C., Arbach S., Gerlach A.-K., Kühn P., Pfaffel S., Fürstenwerth D. (2013): Entwicklung der Windenergie in Deutschland: Eine Beschreibung von aktuellen und zukünftigen Trends und Charakteristika der Einspeisung von Windenergieanlagen. Agora Energiewende, Berlin.
[Rehfeldt et al. 2013] Rehfeldt K., Wallasch A.-K., Lüers S. (2013): Kostensituation der Windenergie an Land in Deutschland, Varel.



AUSWIRKUNGEN DES AUSSCHREIBUNGSVERFAHRENS

Heinrich Degenhart

Das EGG 2014 [1] enthält erstmals die politische Festlegung bis spätestens 2017 generell Ausschreibungsverfahren für die finanzielle Förderung von Strom aus erneuerbaren Energien einzuführen (§ 2 Abs. 5 EEG). Um Erfahrungen zu sammeln, sieht das EEG Pilotausschreibungen für PV-Freiflächenanlagen vor (§ 55 EEG). Die zugehörige Verordnungsermächtigung beinhaltet eine Vielzahl von Vorgaben für dieses Ausschreibungsverfahren (§ 88 EEG). Unter anderem soll die bisherige Akteursvielfalt bei der Stromerzeugung mit EE-Anlagen erhalten bleiben. Im Verlauf des Gesetzgebungsverfahrens sind verschiedene Studien veröffentlicht worden, die sich kritisch mit der geplanten Ausschreibung auseinandersetzen. Die Erfahrungen im Ausland mit Ausschreibungsverfahren sind demnach gemischt. Die mit Auktionen erwarteten positiven Effekte traten selten ein, die Umsetzung war schwierig [2]. Außerdem wird befürchtet, dass jede Form des Ausschreibungsverfahrens die Akteursvielfalt nicht aufrecht erhält und insbesondere die Bürgerenergie systematisch benachteiligt [3].

Zu dem vom BMWi verfassten Eckpunktepapier für ein Ausschreibungsdesign für PV-Freiflächenanlagen [4] gingen 75 Stellungnahmen ein [5]. Die am Verfahren beteiligten Projektierer begrüßten grundsätzlich das Ausschreibungsverfahren, kritisierten aber die geplanten Pönalen und Sicherheitsleistungen. Der Ordnungsgeber hat sich anschließend entschlossen, das Ausschreibungsverfahren in einer möglichst einfachen, weitgehend an den EEG-Vergütungen orientierten Form zu testen. Die Verordnung für PV-Freiflächenanlagen [6] sieht unter anderem vor, dass

- der Gebotswert (anzulegender Wert) alleiniges Zuschlagskriterium ist,
- für die Abgabe eines Angebots mindestens ein Beschluss über die Aufstellung oder Änderung eines Bebauungsplans (auch) mit dem Zweck der Errichtung einer Freiflächenanlage vorliegen muss,
- Sicherheiten hinterlegt und gestaffelte Pönalen gezahlt werden müssen, um die Umsetzung sicherzustellen und
- es keine besonderen Regelungen zur Sicherung der Akteursvielfalt z. B. für Bürgerenergieprojekte geben wird.

Übertragung von PV auf Windenergie?

Die Einführung des Ausschreibungsverfahrens für Windenergieanlagen (WEA) wird auf Basis der mit den Ausschreibungen bei PV-Freiflächenanlagen gemachten Erfahrungen im Zuge der nächsten EEG-Novelle (voraussichtlich 2017) erfolgen. Die Erfahrungen mit der PV-Freiflächenanlagenausschreibung sind nur bedingt übertragbar. Die deutlich längeren Planungs- und Genehmigungszeiträume sowie deutlich höhere spezifische Planungs- und Entwicklungskosten bei Onshore- und Offshore-WEA dürften zu Abweichungen im Vorgehen führen. Gleichwohl können auf Basis des vorliegenden Referentenentwurfs unter bestimmten Annahmen bereits erste Auswirkungen auf die zukünftige Realisierung von WEA diskutiert werden.

Planungs- und Entwicklungsauswirkungen

Ein Ausschreibungsverfahren hat erhebliche Auswirkungen auf die Dauer der Planung und Entwicklung von Windparks und die in diesem Zeitraum anfallenden Kosten. Abb. 1 zeigt die Realisierungsaussichten von Windparks in den verschiedenen Phasen. In der Initiativphase werden relativ schnell viele Projektideen aufgegeben. Dennoch verbleibt in den Phasen der Sicherung, der Entwurfserstellung und Auftragsvergabe die Hälfte der initiierten Projekte, für die dann deutlich höhere Planungs- und Entwicklungskosten entstehen. Erste größere Kostenblöcke fallen für die Flächensicherung an. In den folgenden Phasen bis zur Erteilung der Genehmigung gemäß Bundesimmissionsschutzgesetz sind sehr viele aufwändige Untersuchungen durchzuführen. Zu diesem Zweck müssen Windgutachten, naturschutzfachliche Gutachten (Arten- und Landschaftsschutz) und Emissionsgutachten (Schall und Schattenwurf) sowie Turbulenzgutachten eingeholt werden. Bei großen Windparks bedarf es außerdem einer Umweltverträglichkeitsprüfung. Die Planungskosten belaufen sich onshore im Mittel auf 95 €/kW [8].

Der ohnehin lange Planungs- und Entwicklungsprozess bei WEA würde sich durch das Ausschreibungsverfahren um Monate verlängern und um eine Risikodimension erweitert. Einem effizienten Ausschreibungsverfahren ist systemimmanent, dass deutlich mehr Gebote abgegeben werden müssen, als abschlie-

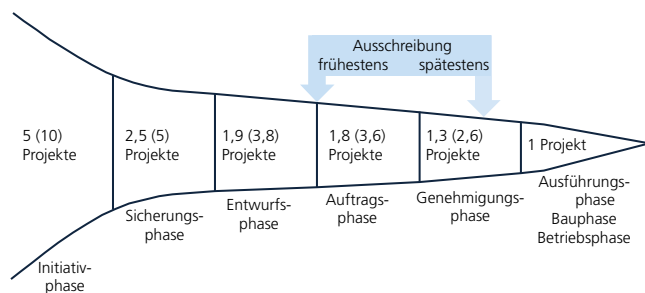


Abbildung 1: „Projekt-Trichter“ bei Windenergie-Vorhaben (Quelle: Leuphana Expertengespräche)

End zum Zuge kommen können. Bisher konnte eines von 5-10 geplanten Projekten umgesetzt werden. Wird angenommen, dass von 2-3 Angeboten im Ausschreibungsverfahren nur eines den Zuschlag erhält, so wird sich die Erfolgsaussicht um den Faktor 2-3 verschlechtern.

Da der Gesetzgeber an einer hohen Realisierungsquote interessiert ist, wird er den Ausschreibungszeitpunkt eher an das Ende der Planungs- und Entwicklungsphase legen müssen. Die wesentlichen Gutachten müssen vorliegen und die notwendigen Genehmigungen mindestens in Aussicht gestellt sein, damit das Projekt eine Realisierungschance hat. Um Pönalen bei mangelnder Realisierung zu vermeiden, sollte jeder potentielle Anbieter Wert darauf legen, nur sehr aussichtsreiche, wirtschaftliche, genehmigungsbereite oder bereits genehmigte Projekte in das Verfahren zu bringen. Erfahrungsgemäß sind bis zu diesem Zeitpunkt bei einem Windpark mit 30-50 MW Leistung bereits siebenstellige Beträge angefallen. Diese Kosten muss der Projektierer aus eigenen Mitteln tragen, er wird sie nur in Ausnahmefällen durch Bankkredite finanzieren können. Ein Misserfolg beim Ausschreibungsverfahren entwertet diese Vorlaufinvestitionen. Die vergeblichen Aufwendungen müssen durch erfolgreiche Projekte gedeckt werden. Benötigt wird daher ein Portfolio von angebotsfähigen Projekten. Nur sehr erfahrene und finanzstarke Projektierer können die zusätzliche Zeit und das zusätzliche Kapital aufbringen. Weniger finanzstarke Projektierer müssen sich möglicherweise mit finanzstarken Investoren in der Planungs- und Entwicklungsphase zusammenschließen und konsortial Angebote im Ausschreibungsverfahren abgeben. Ob sich die Kosten der EEG-Förderung durch die Ausschreibung reduzieren, wenn die vergeblichen Vorlaufkosten und Risiken in die Angebote eingepreist werden, muss sich zeigen.

Regionale Verteilung von WEA

Die Verordnungsermächtigung nach § 88 des EEG 2014 erlaubt eine regionale Differenzierung des Ausschreibungsverfahrens. Bei der aktuell diskutierten Freiflächenanlagenausschreibung ist allerdings keine regionale Differenzierung vorgesehen. Die regional unterschiedliche Sonnenscheindauer würde dies

ebenso rechtfertigen wie die unterschiedlichen Windstärken. Ohne eine Differenzierung nach der Region würden sich bei einem allein am Preis orientierten Ausschreibungsverfahren vor allem die ertragsstarken Windstandorte in Küstennähe durchsetzen. Würde der Gesetzgeber seine bisherige Linie verfolgen, dann wären Korrekturfaktoren für unterschiedliche Windstärken anzudenken, wie sie im EEG 2014 für die Bestimmung der Dauer einer erhöhten Anfangsvergütung vorgesehen sind.

Finanzierung von WEA

Bei einer Orientierung an dem bei PV-Freiflächenanlagen im Referentenentwurf vorgesehenen Ausschreibungsverfahren, verschlechtern sich die Bedingungen für die eigentliche Investitionsfinanzierung durch das Verfahren selbst nicht. Eine bedingte Finanzierungszusage könnte – wenn der Windpark die üblichen Kreditvergabekriterien erfüllt und der angebotene Preis eine hinreichende Wirtschaftlichkeit sicherstellt – sogar schon zum Zeitpunkt der Angebotsabgabe im Ausschreibungsverfahren erhältlich sein.

Deutlich schwieriger kann die Finanzierung der im Ausschreibungsverfahren erforderlichen Sicherheiten bei einer Orientierung am geplanten Vorgehen bei der Freiflächenanlagenaus-schreibung werden. Da Windparks deutlich leistungsstärker sind als PV-Freiflächenanlagen, würden die vom Verordnungsgeber geforderten Sicherheitsleistungen (sog. Erstsicherheit) für die Ernsthaftigkeit von Angeboten deutlich größere Summen erreichen. Während es bei PV-Freiflächenanlagen mit 10 MW nach den aktuellen Überlegungen bis zu 40.000 € sein werden, könnten es bei Windparks mit 30-50 MW durchaus 120.000-200.000 € werden. Solche Sicherheitsleistungen könnten bereits ein Finanzierungsproblem darstellen.

Noch deutlicher wird dies bei der geforderten Sicherheitsleistung zur Umsetzung von Projekten mit Zuschlag (sog. Zweitsicherheit). Bei Zuschlag ist für PV-Freiflächenanlagen eine Kautions zur Absicherung einer Pönale (im Falle der Nichtrealisierung oder einer verspäteten Realisierung) bis zu 50 €/kW geplant. Bei einem Windpark mit 30-50 MW wären dann ggfs. 1,5-2,5 Mio. € Sicherheitsleistungen erforderlich. Solche Be-

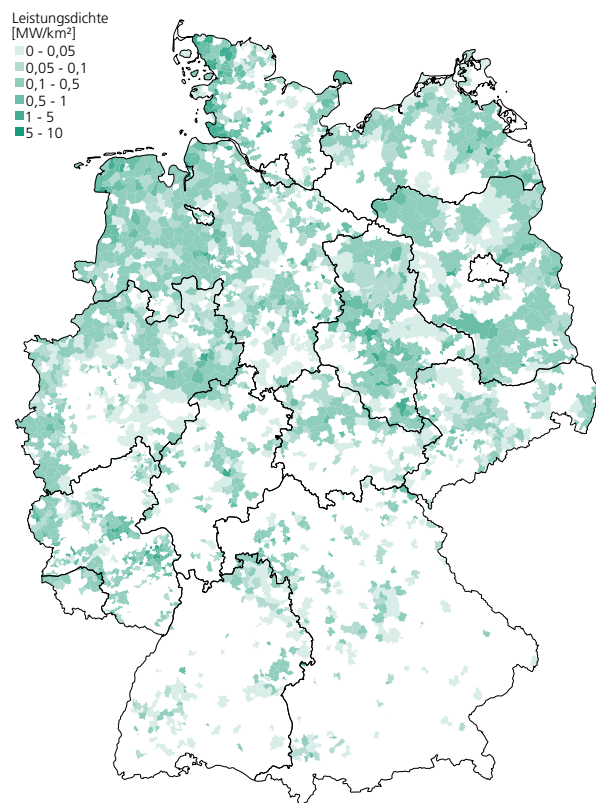


Abbildung 2: Regionale Verteilung der vorhandenen WEA 2014, installierte Leistung pro km², Quelle: [9]

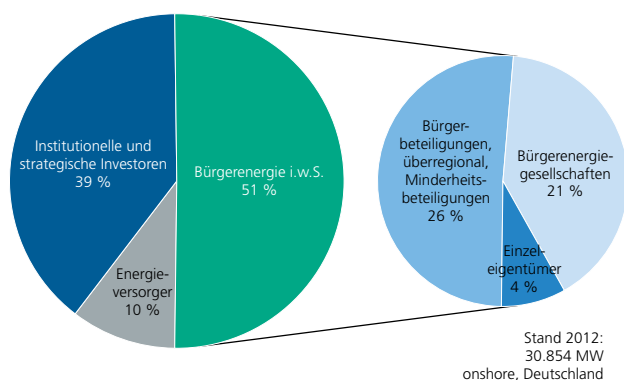


Abbildung 3: Installierte Leistung Onshore-Wind nach Eigentümergruppen (Quelle: [11] S. 45)

träge dürften schwierig finanzierbar sein. Eine Bankbürgschaft, die das Realisierungsrisiko abdeckt, ist in dieser Größenordnung außer für sehr finanzstarke Großkonzerne nur projektbezogen, d.h. im Rahmen der von der Bank zugesagten Projektfinanzierung, erhältlich. Projektbezogene Kreditzusagen sind aber nur unter dem Vorbehalt der Genehmigung des Windparks üblich. Zum Zeitpunkt des Zuschlags aus dem Ausschreibungsverfahren dürfte diese Genehmigung in vielen Fällen noch nicht vorliegen. Unter diesen Umständen ist das Realisierungsrisiko für viele kreditgebende Banken zu hoch. Daher werden nur sehr finanzstarke Projektierer, die die Haftung für die Bürgschaft übernehmen, überhaupt eine solche Realisierungsbürgschaft erhalten.

Akteursvielfalt

Bislang ist der Anteil von Bürgerbeteiligungen bei WEA sehr hoch (Abb. 3). Nur 10 % der installierten Leistung werden von großen Energieversorgern gehalten. Die Akteursvielfalt soll laut Gesetzgeber auch bei den Ausschreibungen erhalten bleiben (§ 2 Abs. 5 Satz 3 EEG). Bei der Freiflächenausschreibungsverordnung wird davon ausgegangen, dass das Verfahren so einfach ist, dass sich die Akteursvielfalt quasi automatisch ergibt. Aus diesem Grund seien Sonderregelungen für Bürgerprojekte nicht erforderlich [10].

Wenn allerdings wie bei den Freiflächenanlagenausschreibungen davon ausgegangen wird, dass

- der anzulegende Preis das für den Zuschlag maßgebliche Kriterium ist,
- größere Windparks unter sonst gleichen Umständen wirtschaftlicher sind als kleinere Windparks und
- die Chance für Bürgerbeteiligungen umso kleiner ist, je größer die Windparks und das benötigte Kapital sind und je größer das Portfolio sein muss, um verlorene Angebotskosten zurückzuholen,

dann werden bei einem Ausschreibungsverfahren größtmögliche Projekte von finanzstarken Anbietern mit größeren Projektierungsportfolien zum Zuge kommen.

Allerdings ist das Vorgehen analog der geplanten PV-Freiflächenanlagenausschreibung nicht zwingend. Die Verordnungsermächtigung im EEG erlaubt in § 88 Abs. 1 Nr. 4 die Festsetzung von Kriterien für die Erteilung der Zuschläge im Ausschreibungsverfahren. Dies ermöglicht eine Reihe von Aktivitäten zur Sicherung der Akteursvielfalt, zum Beispiel besondere Ausschreibungslinien, Kontingente oder Entwicklungszuschüsse für bestimmte Bietergruppen [12]. Denkbar ist auch der Verzicht auf die Ausschreibung bei kleineren Anlagen. Die neuen EU-Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen [13] vom 28.6.2014 verlangen zwar Ausschreibungen ab 2017, erlauben aber Beihilfen ohne Ausschreibung für WEA mit einer maximalen installierten Stromerzeugungskapazität von 6 MW oder 6 Erzeugungseinheiten (Nr. 127).

Fazit

Um Planungssicherheit zu gewährleisten und einen geregelten Übergang in das neue EEG 2017 zu gewährleisten, hat der Gesetzgeber bereits im EEG 2014 Übergangsregelungen für die im Bau bzw. in der Planung befindlichen Anlagen geschaffen (§ 102 EEG). Demnach können WEA, die bis Ende 2016 genehmigt worden sind, noch bis Ende 2018 zu den Bedingungen des EEG 2014 in Betrieb genommen werden. Für Offshore-WEA gilt die Übergangsfrist noch bis Ende 2020. In den nächsten 2-4 Jahren kann mit nennenswerten Zubauten bei WEA gerechnet werden, die allerdings schon jetzt in der Planung befindlich sind. Angesichts der sehr langen Vorlaufzeiten bei WEA von bis zu fünf Jahren greifen die Übergangsfristen möglicherweise zu kurz. Anlagen, die ab 2015 in die Planung gehen, werden diese Fristen häufig nicht mehr einhalten können. Daher könnte der Zubau an WEA in einigen Jahren ins Stocken kommen. Daher macht es Sinn, sich schon jetzt mit der Gestaltung des Ausschreibungsverfahrens für Windenergie zu befassen.

Quellen

- [1] Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 21. Juli 2014, BGBl. I S. 1066, geändert durch Artikel 4 des Gesetzes vom 22. Juli 2014, BGBl. I S. 121
- [2] IZES, Bewertung von Ausschreibungsverfahren als Finanzierungsmodell für Anlagen erneuerbarer Energienutzung, Saarbrücken, 2014
- [3] Degenhart/Nestle, Marktrealität von Bürgerenergie und mögliche Auswirkungen von regulatorischen Eingriffen in die Energiewende, Lüneburg/Kiel, 2014
- [4] <http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Erneuerbare-Energien/eeg-reform,did=645752.html>, 28.12.2014
- [5] <http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Erneuerbare-Energien/EEG-Reform/stellungnahmen-photovoltaik-freiflaechenanlagen.html>, 28.12.2014
- [6] Verordnung zur Einführung von Ausschreibungen der finanziellen Förderung für Freiflächenanlagen sowie zur Änderung weiterer Verordnungen zur Förderung der erneuerbaren Energien vom 6. Februar 2015, BGBl. I S. 208, BMWi-III B2 vom 15.1.2015 im Folgenden als Freiflächenausschreibungsverordnung zitiert.
- [7] Begründung zum Gesetzentwurf der Bundesregierung zur grundlegenden Reform des erneuerbare Energien Gesetzes und zur Änderung weiterer Bestimmungen des Energiewirtschaftsrechts, Deutscher Bundestag Drucksache 18/1304, 05.05.2014, S. 2
- [8] Deutsche WindGuard, Kostensituation der Windenergie an Land in Deutschland, Varel 2013 S. 2-4
- [9] Fraunhofer IWES, Windenergie Report Deutschland 2014
- [10] Freiflächenausschreibungsverordnung, Begründung, S. 2, verfügbar unter <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/V/verordnung-zur-einfuehrung-von-ausschreibungen-der-finanziellen-foerderung-fuer-freiflaechenanlagen,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf> (23.2.2015)
- [11] trend:research GmbH und Leuphana Universität Lüneburg, Definition und Marktanalyse von Bürgerenergie in Deutschland, Bremen/Lüneburg 2013
- [12] Degenhart/Nestle, Marktrealität von Bürgerenergie und mögliche Auswirkungen von regulatorischen Eingriffen in die Energiewende, Lüneburg/Kiel, 2014, S. 97ff.
- [13] Europäische Kommission, Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2014-2020, C 200/01



SZENARIEN ZUM DEUTSCHEN OFFSHORE-AUSBAU

André Sack, Stefan Faulstich, Katrin Janssen, Sebastian Pfaffel

Einleitung

Seit Beginn der Überlegungen zum Ausbau der Windenergie auf See existieren verschiedene Szenarien, die eine mögliche Entwicklung der installierten Offshore-Leistung Deutschlands darstellen. Dieser Beitrag gibt einen Überblick über die verschiedenen frühen sowie aktuellen Szenarien und ermöglicht auf Basis des gegenwärtigen Ausbaustands sowie der existierenden Projektpipeline eine Einordnung der Szenarien und die Abschätzung einer künftigen Entwicklung der Offshore-Windenergie in Deutschland.

Frühe Ausbauszenarien

Zu den ersten nennenswerten Ausbauszenarien gehören die beiden Netzstudien der dena. Diese trafen erstmals Prognosen zum Ausbau der Offshore-Windenergie, später folgten verschiedene Studien bzw. Energiekonzepte im Auftrag der Bundesregierung. Grundsätzlich haben sämtliche frühen Szenarien den Offshore-Ausbau in unterschiedlichem Maße überschätzt (siehe Abbildung 1). Gründe hierfür liegen in den Startschwierigkeiten der gesamten Offshore-Branche, ausgelöst z.B. durch Verzögerung der Netzanschlüsse, technische und logistische Probleme oder fehlende wirtschaftliche sowie politische Rahmenbedingungen in den Anfangsjahren.

dena I (2005). Aufgabe der dena I-Netzstudie war die Bestimmung des erforderlichen Netzausbaus sowie der Ausbaukosten infolge eines erhöhten Windenergieausbaus. Der untere Ausbaupfad des dena I-Szenarios basiert auf einer Bewertung des DEWI der zum Stand 2004 bestehenden OWP-Planungen hinsichtlich ihrer Realisierungsfähigkeit. Mögliche Einschränkungen und Verzögerungen werden mit einem pauschalen Abschlag von 20 % berücksichtigt. Der obere Ausbaupfad resultiert aus der Berücksichtigung der Planungen der Landesregierungen der Küstenländer zu den jeweiligen Netzanschlusspunkten. Dies führt zu einer leicht erhöhten Offshore-Kapazität in den Jahren 2007 und 2010, ab 2015 bilden beide Pfade wieder ein gemeinsames Szenario [1].

dena II (2010). Die dena II-Netzstudie als Nachfolgestudie von dena I erwartet „eine um fünf Jahre verzögerte Entwick-

lung des skizzierten Offshore-Windenergieausbaus“ aufgrund von Kapazitätsengpässen in der jungen Windenergiebranche. Das aktualisierte dena II-Szenario berücksichtigt neben den Verzögerungen auch die veränderten rechtlichen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen sowie den damals aktuellen Planungs- und Genehmigungsstand. Eine modifizierte Prognose reduziert die Angaben für 2015, 2020 und 2025 jeweils um ca. 12,5 % infolge einer vom BMU geäußerten Kritik an der zu optimistischen Ausbauerwartung des ersten Pfads [2].

Nat. Aktionsplan EE (2010). Der „nationale Aktionsplan für erneuerbare Energie“ stellt die von der Bundesregierung erwartete Entwicklung des Ausbaus der EE in Deutschland dar. Zur Umsetzung der EU-Vorgabe eines 18-prozentigen Anteils der EE bis 2020 sind zum Veröffentlichungszeitpunkt bestehende und geplante Maßnahmen enthalten, mit denen dieses Ziel erreicht werden soll. Unter den Annahmen, dass „weitere Installationen relativ zügig ablaufen“ und die energie-wirtschaftlich relevante Nutzung zeitnah beginnt, prognostiziert der Aktionsplan eine installierte Offshore-Leistung von 10 GW bis zum Jahr 2020. Der genannte Zubau sei allerdings nur bei rechtzeitigem Ausbau der nötigen (Netz-)Infrastruktur möglich und stelle eine relativ optimistische Einschätzung dar [3].

Energieszenarien (2010). Die „Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung“, verfasst von Prognos, GWS und EWI, bilden die Basis für das Energiekonzept der Bundesregierung aus dem Jahr 2010. Grundlegende Annahme der Studie ist die Einhaltung der Vorgaben zur Minderung der Treibhausgasemissionen bis 2050. Dazu werden in vier Szenarien Möglichkeiten zur Laufzeitverlängerung von Kernkraftwerken untersucht. Die Ausbauziele der EE werden in allen Szenarien eingehalten. In den Szenarien I-III wird von 10 GW, im Szenario IV von 7,6 GW installierter Offshore-Kapazität bis 2020 ausgegangen [4].

EWEA (2011). Im Rahmen der „Pure Power“ Berichte veröffentlicht die EWEA Ausbauszenarien der Windenergie in Europa. Diese Szenarien stellen Prognosen für Gesamteuropa auf und weisen für die einzelnen Länder sowohl Onshore- als auch

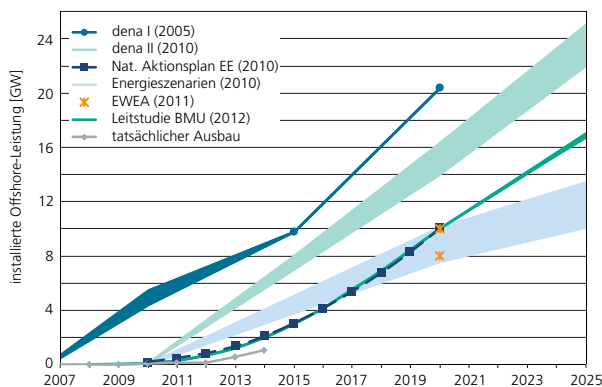


Abbildung 1: Vergleich früher Ausbauszenarien zur Offshore-Windenergie in Deutschland

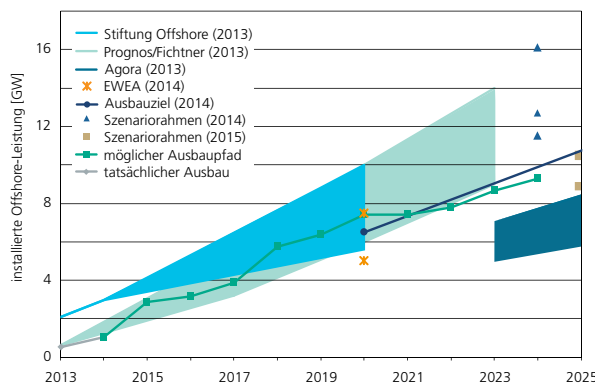


Abbildung 2: Vergleich aktueller Ausbauszenarien zur Offshore-Windenergie in Deutschland

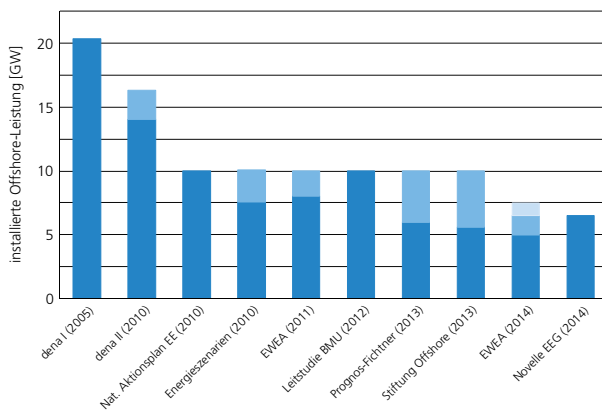


Abbildung 3: Vergleich der Ausbaupfade der installierten Offshore-Leistung für das Jahr 2020

Offshore-Leistung aus. Die EWEA unterscheidet in ihrem Bericht von 2011 zwei Szenarien, welche 8 bzw. 10 GW installierte Offshore-Leistung für Deutschland im Jahr 2020 erwarten [7].

Leitstudie BMU (2012). Die „Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der EE in Deutschland“, bekannt als Leitstudie des BMU, wurden von DLR, IWES und IFNE verfasst und beinhalten drei Langfristszenarien bis 2050. Jedes Szenario orientiert sich an der Reduzierung der Treibhausgasemissionen bis 2050 um 80 % ggü. 1990 [5]. Die Szenarien unterscheiden sich hauptsächlich im Verkehrssektor, so dass sie bezüglich der Offshore-Windenergie bis zum Jahr 2020 identisch verlaufen (10 GW) und sich bis 2030 nur eine minimale Abweichung von unter 3 % ergibt [6].

Aktuelle Ausbauszenarien

Seit 2013 wurden weitere Szenarien und Ausbauziele zum Ausbau der Offshore-Windenergie veröffentlicht. Viele Studien verzichten auf die Angabe eines jährlichen Zubaus, einige nutzen einen Zeithorizont von zehn Jahren, während andere das Jahr 2020 als Prognosezeitpunkt heranziehen. Die folgenden Studien berücksichtigen die bereits entstandenen Verzögerungen beim Offshore-Ausbau und liegen daher näher beieinander. Eine nähere Erläuterung des möglichen Ausbaupfads erfolgt unter „Ausblick“.

Prognos/Fichtner (2013). Das Szenario entstammt der Studie „Kostensenkungspotenziale der Offshore-Windenergie in Deutschland“. Es beschreibt bis zum Jahr 2023 einen unteren Ausbaupfad mit moderatem Zubau in einem langfristig stabilen Marktumfeld sowie einen optimistischen oberen Pfad, welchem ein optimales Marktumfeld sowie die Einhaltung der damaligen politischen Zielsetzungen (10 GW bis 2020 [5]) zugrunde liegen. Der laut Autoren wahrscheinlichere untere Ausbaupfad erreicht 6 GW im Jahr 2020 sowie 10 GW bis 2023 [8].

Stiftung Offshore (2013). In einer Studie zu den Chancen und Herausforderungen der maritimen Wirtschaft wurden basierend auf anderen Ausbauszenarien zwei Ausbaupfade entwickelt. Im „ambitionierten“ ersten Ausbaupfad wird das Ausbauziel von 10 GW bis 2020 [5] mit relativ konstantem

Zubau erreicht. Der zweite Ausbaupfad berücksichtigt ungünstigere Rahmenbedingungen, die zum Veröffentlichungszeitpunkt existierende Problematik der Netzanschlussverzögerung und lediglich OWP mit gesichertem Netzanschluss, was einer Kapazität von 5,6 GW bis 2020 entspricht [9].

Agora (2013). In der Agora-Studie zum kostenoptimalen Ausbau der EE werden zwei alternative Ausbaupfade auf Basis des Leitszenarios des NEP 2013 untersucht. Beide Alternativen legen den Fokus auf Onshore-Windenergie als kostengünstigste erneuerbare Energieform. Daraus resultiert ein verringerter Offshore-Ausbaukorridor im Bereich von 5 – 7 GW im Jahr 2023 und von 9 – 14 GW bis 2033. Dem oberen Korridor liegt der Gedanke eines konzentrierten Ausbaus der EE an optimalen Standorten zugrunde, die untere Grenze impliziert dagegen eine verbrauchsnahe Erzeugung und einen lastorientierten EE-Ausbau [10].

EWEA (2014). Dem EWEA-Szenario 2011 folgt 2014 eine aktualisierte Einschätzung. Diese enthält Anpassungen an die veränderten politischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen sowie die Berücksichtigung der Verzögerungen im Offshore-Bereich. Drei Teilszenarien geben eine Prognose für die installierte Windenergieleistung im Jahr 2020 ab. Das Zentralszenario deckt sich mit den Ausbauzielen der Bundesregierung von 6,5 GW (s. u.), die anderen beiden Teilszenarien prognostizieren für Deutschland 5 bzw. 7,5 GW [11].

Ausbauziel (2014). Die Bundesregierung hat mit der EEG-Novelle 2014 ihre Offshore-Ausbauziele überarbeitet. Die bisherige Zielsetzung von 10 GW bis 2020 wurde auf 6,5 GW reduziert, während bis 2030 15 GW statt ursprünglich 25 GW erreicht werden sollen (vgl. § 3 EEG) [12].

Szenariorahmen (2014). Der Szenariorahmen bildet die Basis für den jährlichen O-NEP, welcher den notwendigen Ausbaubedarf für das Offshore-Übertragungsnetz bestimmt. Szenario A weist für das Jahr 2024 11,5 GW aus, was der Kapazität sämtlicher bis Ende 2013 vom BSH genehmigter OWP entspricht. Die Annahme von 12,7 GW im Leitszenario B

basiert auf der Leitstudie BMU mit einem Verzögerungszuschlag von zwei Jahren. Szenario C summiert sich aus den Ausbauzielen der Küstenanrainer Mecklenburg-Vorpommern (2,9 GW), Schleswig-Holstein (3 GW) und Niedersachsen (10,2 GW) auf 16,1 GW Offshore-Leistung [13].

Szenariorahmen (2015). Im Januar 2015 genehmigte die BNetzA den aktualisierten Szenariorahmen der ÜNB für den O-NEP 2015. Dieser berücksichtigt die veränderten Zielsetzungen der EEG-Novelle. Szenario A erfüllt die für 2025 gesetzten Ziele eines 40 %-EE-Anteils am Bruttostromverbrauch (vgl. § 1 EEG) mit einem erwarteten Offshore-Ausbaustand von 8,9 GW, während die anderen Szenarien einen 45 %-EE-Anteil mit 10,5 GW installierter Offshore-Leistung erreichen [14].

Ziele bis 2020

Der Vergleich der Ausbauszenarien für das Jahr 2020 in Abbildung 3 zeigt die zeitliche Entwicklung der Ausbaupfade. Während das dena I-Szenario im Jahr 2005 noch von über 20 GW installierter Leistung ausgegangen ist, lag die dena II-Einschätzung fünf Jahre später zwischen 14 GW und 16,3 GW. Das Ausbauziel der Bundesregierung aus dem Jahr 2010 i. H. v. 10 GW [5] stellte sich in den folgenden Jahren lediglich als Obergrenze der Szenarien heraus. Abgesehen von der BMU Leitstudie war nach 2010 in allen Szenarien eine absteigende Tendenz der unteren Ausbaupfade erkennbar. So verringerten sich diese über 7,5 GW auf 5 bis 6 GW in den letzten Veröffentlichungen. Die neue Zielsetzung der Bundesregierung von 6,5 GW bis 2020 [12] passt sich diesem Abwärtstrend schlussendlich an.

IST-Situation und Ausblick

Ausbaustand. Tabelle 1 zeigt, dass zum Ende 2014 in der deutschen Nord- und Ostsee 1044 MW angeschlossen waren. Weitere 1309 MW waren installiert aber nicht an das Netz angeschlossen. Die Inbetriebnahme dieser Kapazität erfolgt voraussichtlich im Laufe des Jahres 2015. Vier OWP befanden sich 2014 im Bau, der Baustart für vier weitere OWP mit bestehender finaler Investitionsentscheidung ist 2015 geplant. Vom BSH waren 2014 zusätzlich 23 OWP mit knapp 7 GW genehm-

Status	Anzahl OWP	Kapazität [MW]
In Betrieb	5	1.044*
Installiert	4	1.309*
In Bau	4	923
Finanziert	4	1.220
Genehmigt	23	6.978
Beantragt	49	18.264
In Planung	45	14.549

* Kapazität ist anlagenscharf und enthält somit WEA aus Parks die teilweise installiert/in Betrieb sind

Tabelle 1: Projektstatus der OWPI/Offshore-Kapazitäten in der deutschen Nord- und Ostsee.

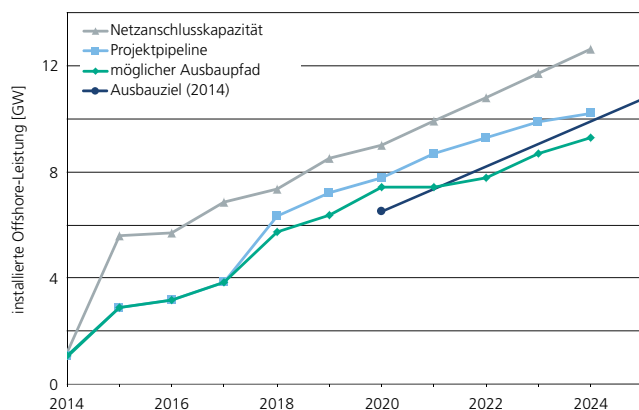


Abbildung 4: Möglicher Ausbaupfad der Offshore-Windenergie in Deutschland

ragt, welche sich um finale Investitionsentscheidungen bzw. Zuweisung von Netzanschlusskapazitäten bemühen. Weitere 49 OWP mit etwa 18 GW liegen beim BSH zur Genehmigung vor, während sich darüber hinaus 45 OWP mit 14,5 GW in einer frühen Planungsphase befinden. Die Kapazitätswerte der künftigen Parks sind ungefähre Angaben nach aktuellem Planungsstand. Weiterhin enthalten die beantragten und in Planung befindlichen OWP teilweise eine Doppelbelegung von Flächen, sodass nicht alle aufgeführten OWP realisiert werden können.

Ausblick. In Abbildung 4 werden basierend auf dem aktuellen Entwicklungsstand abschließend Entwicklungsmöglichkeiten bis zum Jahr 2024 aufgezeigt. Die Obergrenze des Offshore-Ausbaus stellt die **Netzanschlusskapazität** dar, welche durch die ÜNB in den nächsten Jahren errichtet wird. Ohne den Netzanschluss BorWin 4, auf den die BNetzA nach aktuellem Planungsstand verzichten möchte [15], summiert sich die Netzanschlusskapazität im Jahr 2024 auf 12,6 GW [13].

Ein **möglicher Ausbaupfad** kann anhand einer Einschätzung der jeweiligen Projektstadien, unter Zuhilfenahme bisheriger Erfahrungswerte sowie verschiedener Annahmen dargestellt werden. Die Rahmenbedingungen bilden das geplante Inbetriebnahmejahr der entsprechenden Netzanschlüsse sowie die maximal zuweisbare Netzanschlusskapazität nach dem EnWG. Nach § 17d Abs. 3 EnWG ist eine Zuweisung von 6,5 GW Netzanschlusskapazität bis Ende 2020 mit anschließender jährlicher Steigerung der Kapazität um 800 MW möglich. Übergangsweise können nach § 118 Abs. 14 EnWG bis Ende 2017 bereits 7,7 GW vergeben werden [16].

Bis 2014 vergingen nach finaler Investitionsentscheidung durchschnittlich ca. 3,8 Jahre bzw. nach Baustart durchschnittlich ca. 2,3 Jahre bis zur finalen Inbetriebnahme eines OWP. Mit diesen Werten erfolgt eine Prognose des Inbetriebnahmezeitpunktes jener Parks, die sich 2014 in Bau befanden bzw. für die eine finale Investitionsentscheidung vorlag. Vier OWP mit etwa 1240 MW müssen ihre Finanzierung bis zum 01.07.2015 sowie den Baustart bis zum 01.07.2016 nachweisen, sonst soll die

BNetzA die Zusage des Netzanschlusses entziehen (§ 17d Abs. 6 EnWG). Für diese OWP werden eine rechtzeitige Finanzierung sowie der Baustart zum Stichtag angenommen.

Die Darstellung einer möglichen Entwicklung jenseits der bisherigen Annahmen ist mit größeren Unsicherheiten behaftet, da sich die übrigen genehmigten Parks in ungewissen Projektstadien befinden und teilweise keine Netzanschlusszusage besitzen. Für diese OWP wird daher die Beachtung von § 17d Abs. 6 EnWG vorausgesetzt, so dass der Baubeginn spätestens 12 Monate vor der geplanten Inbetriebnahme des jeweiligen Netzanschlusses erfolgt. Einen Sonderfall stellen die Parks aus Cluster 3 mit der Netzanbindung DoIWin 2 dar. Hier werden wegen der begrenzten Leitungskapazität von 1302 genehmigten MW maximal 900 MW in Betrieb gehen können.

Die **Projektpipeline** beinhaltet alle 2014 genehmigten Parks, welche bei Fertigstellung ihrer entsprechenden Netzanschlussleitungen sowie Berücksichtigung deren maximaler Kapazität bei verzögerungsfreiem Verlauf in Betrieb gehen könnten. Zudem wird unterstellt, dass der Baufortschritt aller noch nicht finanzierten Parks unter Berücksichtigung einer Mindestprojektlaufzeit an das Fertigstellungsdatum des entsprechenden Netzanschlusses angepasst wird. Die Zuweisung von Netzanschlusskapazität und der „Ausbaudeckel“ nach §§ 17d und 118 EnWG bleiben unberücksichtigt, daher stellt dieser Ausbaupfad ab 2020 eine rein theoretische Möglichkeit dar.

Abschließend betrachtet erscheint das Erreichen des **Ausbauziels der Bundesregierung** bis 2020 unter den gegebenen Annahmen möglich, setzt aber einen verzögerungsfreien Ausbau und zumindest gleichbleibende Rahmenbedingungen voraus. Bis 2024 ist demnach mit ca. 9,3 GW installierter Anlagenkapazität zu rechnen.

Literaturverzeichnis

- [1] Deutsche Energie-Agentur GmbH, „dena-Netzstudie: Energie-wirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020,“ Köln, Feb. 2005.
- [2] Deutsche Energie-Agentur GmbH, „dena-Netzstudie II: Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015-2020 mit Ausblick 2025,“ Berlin, Nov. 2010.
- [3] Deutsche Bundesregierung, „Nationaler Aktionsplan für erneuerbare Energie gemäß der Richtlinie 2009/28/EG zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen,“ Berlin, 2010.
- [4] Prognos AG, EWI und GWS, „Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung,“ Basel/Köln/Osnabrück, Aug. 2010.
- [5] Deutsche Bundesregierung, „Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung,“ Berlin, Sep. 2010.
- [6] DLR, Fraunhofer IWES und IFNE, „Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global,“ Mrz. 2012.
- [7] European Wind Energy Association, „Pure Power: Wind energy targets for 2020 and 2030,“ Jul. 2011.
- [8] Prognos AG und Fichtner Gruppe, „Kostensenkungspotenziale der Offshore-Windenergie in Deutschland,“ Berlin, Aug. 2013.
- [9] Stiftung OFFSHORE-WINDENERGIE, „Herausarbeitung von Chancen und Herausforderungen für die Hafen- und Wertwirtschaft im Zuge der Offshore-Windenergieentwicklung,“ Jan. 2013.
- [10] Agora Energiewende, „Kostensparender Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland: Ein Vergleich möglicher Strategien für den Ausbau von Wind- und Solarenergie in Deutschland bis 2033,“ Mai. 2013.
- [11] European Wind Energy Association, „Wind energy scenarios for 2020,“ Jul. 2014.
- [12] Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien: EEG 2014, 2014.
- [13] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH und TransnetBW GmbH, „Netzentwicklungsplan Strom: Offshore-Netzentwicklungsplan 2014, 2. Entwurf,“ Nov. 2014.
- [14] Bundesnetzagentur, „Genehmigung des Szenariorahmens 2025 für die Netzentwicklungsplanung und Offshore-Netzentwicklungsplanung,“ Dez. 2014.
- [15] Oberlandesgericht Düsseldorf, Bundesnetzagentur will auf Stromkabel verzichten - Offshore-Windparkbetreiber befürchten Gewinneinbußen. Düsseldorf, 2014.
- [16] Gesetz über die Elektrizität- und Gasversorgung: EnWG, 2014.



ANHANG

Quellen

- [1] Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien - Statistik, *Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland: Unter Verwendung von Daten der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat)*. Available: www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/zeitreihen-zur-entwicklung-der-erneuerbaren-energien-in-deutschland-1990-2014-excel.xlsx.
- [2] AG Energiebilanzen e.V., "Bruttostromerzeugung in Deutschland ab 1990 nach Energieträgern," Feb. 2015.
- [3] Bundesnetzagentur, *Veröffentlichung von im Anlagenregister registrierten Daten*. Available: http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1421/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Anlagenregister/Anlagenregister_Veroeffentlichung/Anlagenregister_Veroeffentlichungen_node.html.
- [4] Eurostat, *Preise Elektrizität für Haushaltabnehmer, ab 2007: Halbjährliche Daten*. Available: <http://ec.europa.eu/eurostat/web/energy/data/database>.
- [5] _____, *Preise Elektrizität für Industrieabnehmer, ab 2007: Halbjährliche Daten*. Available: <http://epp.eurostat.ec.europa.eu/portal/page/portal/energy/data/database>.
- [6] EPEX SPOT European Power Exchange, *Marktdaten Day-Ahead Auktion*. Available: <http://www.epexspot.com/de/marktdaten> (2015, Feb. 19).
- [7] Heider Energie, *EEG-Umlage 2014: Archiv*. Available: <http://www.heider-energie.de/?path=content/umwaelzung>.
- [8] A. Kuhlmann, *BDEW-Strompreisanalyse Juni 2014: Haushalte und Industrie*. Available: [http://bdew.de/internet.nsf/id/20140702-pi-steuern-und-abgaben-am-strompreis-steigen-weiter-de/\\$file/140702%20BDEW%20Strompreisanalyse%202014%20Chartsatz.pdf](http://bdew.de/internet.nsf/id/20140702-pi-steuern-und-abgaben-am-strompreis-steigen-weiter-de/$file/140702%20BDEW%20Strompreisanalyse%202014%20Chartsatz.pdf).
- [9] Informationsplattform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber, *Prognose der EEG-Umlage 2014 nach Ausgleichsmechanismus: Prognosekonzept und Berechnung der ÜNB*. Available: http://www.netztransparenz.de/de/file/Konzept_zur_Prognose_und_Berechnung_der_EEG-Umlage_2014_nach_AusglMechV.PDF.
- [10] _____, *Aktuelle Daten zum Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG): KWKG-Aufschlag ab 1. Januar 2014*. Available: http://www.netztransparenz.de/de/file/KWK-Aufschlag_2014.pdf.
- [11] _____, *Datenbasis zur & 19 StromNEVV Umlage 2014: nach Erhebung der Übertragungsnetzbetreiber*. Available: <http://www.netztransparenz.de/de/file/Datenbasis.pdf>.
- [12] Amprion GmbH, *Offshore-Umlage 2014*. Available: <http://www.amprion.net/offshore-umlage-2014>.
- [13] Informationsplattform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber, *Datenbasis zur abLa-Umlage: nach Erhebung der Übertragungsnetzbetreiber*. Available: http://www.netztransparenz.de/de/file/abLa_-_Berechnung_HoBA-Matrix_und_-_Zahlungen_v3_Anlage_3_Internet.pdf.
- [14] REpower, *Unsere Windenergieanlagen der 5MW- und 6.XM-Serie im Einsatz: Abgeschlossene Projekte*. Available: http://www.repower.de/fileadmin/produkte/6m/REpower_Referenzen_5MW_6MW_DE.pdf.
- [15] Bundesverband Erneuerbare Energien e.V., *BEE-Hintergrund zur EEG-Umlage 2013: Bestandteil, Entwicklung und voraussichtliche Höhe*. Aktualisierte Fassung nach Veröffentlichung der ÜNB-Prognose vom 15.10.2012. Available: http://www.bee-ev.de/_downloads/publikationen/sonstiges/2012/121026_BEE_Hintergrund_EEG-Umlage-2013_aktualisiert.pdf.
- [16] _____, *Hintergrundpapier zur EEG-Umlage 2014*. Available: http://www.bee-ev.de/_downloads/publikationen/positionen/2013/20131015_BEE-Hintergrund_EEG-Umlage-2014.pdf.
- [17] Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle, *Unternehmen bzw. Unternehmensteile, die im Jahr 2014 an den aufgelisteten Abnahmestellen von der Besonderen Ausgleichsregelung profitieren*. Available: http://www.bafa.de/bafa/de/energie/besondere_ausgleichsregelung_eeg/publikationen/statistische_auswertungen/besar_2014.xls.
- [18] _____, *Unternehmen bzw. Unternehmensteile, die im Jahr 2013 an den aufgelisteten Abnahmestellen von der Besonderen Ausgleichsregelung profitieren*. Available: http://www.bafa.de/bafa/de/energie/besondere_ausgleichsregelung_eeg/publikationen/statistische_auswertungen/besar_2013.xls.
- [19] Informationsplattform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber, *Aktuelle Angaben der Übertragungsnetzbetreiber zu den Einnahmen- und Ausgabenpositionen nach § 7(1) Nr. 1 AusglMechV*. Available: http://www.netztransparenz.de/de/file/2014-01-07_EEG-Konto_finanzieller-HoBA_2013_Dezember_gesamt.pdf.
- [20] DeStatis, *Aus- und Einfuhr (Außenhandel): Deutschland, Jahre, Ware (6-/8-Steller), Länder: 51000-0016*. Available: <https://www-genesis.destatis.de/genesis/online>.
- [21] Informationsplattform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber, *EEG Jahresabrechnung 2000*. Available: http://www.netztransparenz.de/de/EEG_Jahresabrechnungen.htm.
- [22] _____, *EEG Jahresabrechnung 2001*. Available: http://www.netztransparenz.de/de/EEG_Jahresabrechnungen.htm.
- [23] _____, *EEG Jahresabrechnung 2002*. Available: http://www.netztransparenz.de/de/EEG_Jahresabrechnungen.htm.
- [24] _____, *EEG Jahresabrechnung 2003*. Available: http://www.netztransparenz.de/de/EEG_Jahresabrechnungen.htm.
- [25] _____, *EEG Jahresabrechnung 2004*. Available: http://www.netztransparenz.de/de/EEG_Jahresabrechnungen.htm.
- [26] _____, *EEG Jahresabrechnung 2005*. Available: http://www.netztransparenz.de/de/EEG_Jahresabrechnungen.htm.
- [27] _____, *EEG Jahresabrechnung 2006*. Available: http://www.netztransparenz.de/de/EEG_Jahresabrechnungen.htm.
- [28] _____, *EEG Jahresabrechnung 2007*. Available: http://www.netztransparenz.de/de/EEG_Jahresabrechnungen.htm.
- [29] _____, *EEG Jahresabrechnung 2008*. Available: http://www.netztransparenz.de/de/EEG_Jahresabrechnungen.htm.
- [30] _____, *EEG Jahresabrechnung 2009*. Available: http://www.netztransparenz.de/de/file/2009_EEG-Jahresabrechnung.pdf.
- [31] _____, *EEG Jahresabrechnung 2010*. Available: http://www.netztransparenz.de/de/file/2010_EEG-Jahresabrechnung.pdf (2013, Jan. 09).
- [32] _____, *EEG Jahresabrechnung 2011*. Available: http://www.netztransparenz.de/de/file/2011_EEG-Jahresabrechnung.pdf (2013, Jan. 09).
- [33] _____, *EEG Jahresabrechnung 2012*. Available: http://www.netztransparenz.de/de/file/2012_EEG-Jahresabrechnung.pdf (2013, Jan. 09).

- netztransparenz.de/de/file/2012_EEG-Jahresabrechnung_.pdf (2013, Dec. 09).
- [34] ____, *EEG Jahresabrechnung 2013*. Available: http://www.netztransparenz.de/de/EEG_Jahresabrechnungen.htm.
- [35] ____, *Online-Hochrechnung der Istwerte für Windenergie Onshore*. Available: http://www.netztransparenz.de/de/Online_Hochrechnung_Wind_Onshore.htm (2015, Feb. 19).
- [36] ____, *Online-Hochrechnung der Istwerte für Windenergie Offshore*. Available: http://www.netztransparenz.de/de/Online_Hochrechnung_Wind_Offshore.htm (2015, Feb. 19).
- [37] J. Keiler and H. Häuser, *Betreiberdatenbasis: IWET Datenbank*. Available: <http://www.btrdb.de/>.
- [38] Niedersächsisches Ministerium für Umwelt, *Verlässlich, umweltfreundlich, klimaverträglich und bezahlbar - Energiepolitik für morgen: Entwurf eines Energiekonzeptes des Landes Niedersachsen*. Available: <http://www.erneuerbare-energien-niedersachsen.de/downloads/20110920-entwurf-eines-energiekonzeptes.pdf>.
- [39] Internationales Wirtschaftsforum Regenerative Energien (IWR), *Ambitionierte Ausbauziele: Niedersachsen will 20.000 MW aus Wind bis 2050*. Available: <http://www.iwr.de/news.php?id=26898>.
- [40] TenneT TSO GmbH, Eon Netz, and Ministerium für Wissenschaft, Wirtschaft und Verkehr des Landes Schleswig-Holstein, *Netzentwicklungsinitiative Schleswig-Holstein: Neue Leitungen für nachhaltigen Strom*. Available: http://www.schleswig-holstein.de/Energie/DE/Strom/Ausbau_Stromnetz/Vereinbarungen_Netz_ausbau/Netzentwicklungsinitiative/PDF/Netzentwicklungsinitiative__blob=publicationFile.pdf (2014, Feb. 13).
- [41] Hessischer Landtag, *Hessisches Energiezukunftsgesetz*. Available: http://www.energieland.hessen.de/mm/Hess.Energiezukunftsgesetz_GVBl.pdf (2013, Jan. 07).
- [42] Bundesnetzagentur, *Szenariorahmen 2024 Genehmigung: Az.: 6.00.03.05/13-08-30/Szenariorahmen 2013*. Available: http://www.netzausbau.de/SharedDocs/Downloads/DE/Charlie/Szenariorahmen/Szenariorahmen2024_Genehmigung.pdf;jsessionid=A4BA12BDCE792D73C1038BB6AB3D2179?__blob=publicationFile.
- [43] 50Hertz Transmission GmbH, and Amprion GmbH et al, *Offshore-Netzentwicklungsplan 2014: Zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber*. Available: http://www.netzentwicklungsplan.de/_NEP_file_transfer/ONEP_2014_2_Entwurf_Teil1.pdf.
- [44] Bundesrat, *Gesetzesbeschluss des Deutschen Bundestages: Gesetz zur Einführung einer Länderöffnungsklausel zur Vorgabe von Mindestabständen zwischen Windenergieanlagen und zulässigen Nutzungen*. Available: <http://dipbt.bundestag.de/dip21/brd/2014/0294-14.pdf>.
- [45] J. Umlauf, *Regierungsfraktion setzt 10H-Regel für den Neubau von Windkraftanlagen durch*. Available: <https://www.bayern.landtag.de/aktuelles/sitzungen/aus-dem-plenum/regierungsfraktion-setzt-10h-regel-fuer-den-neubau-von-windkraftanlagen-durch/>.
- [46] Statistisches Amt Mecklenburg-Vorpommern, *Ökostromerzeugung ist im Jahr 2013 um 12 Prozent weiter gewachsen*. Available: http://www.statistik-mv.de/cms2/STAM_prod/STAM/de/start/index.jsp?&pid=81833.
- [47] L. Fried, and S. Shukla et al, *Global Wind Energy Outlook 2014*. Available: http://www.gwec.net/wp-content/uploads/2014/10/GWEO2014_WEB.pdf.
- [48] Global Wind Energy Council, *Global Wind Statistics 2014*. Available: http://www.gwec.net/wp-content/uploads/2015/02/GWEC_GlobalWindStats2014_FINAL_10.2.2015.pdf.
- [49] M. McGovern, *Spain at a standstill*. Available: <http://www.windpowermonthly.com/article/1305159/spain-standstill>.
- [50] U. Müller, *Das plötzliche Ende der spanischen Energiewende*. Available: <http://www.welt.de/wirtschaft/article119635588/Das-plotzliche-Ende-der-spanischen-Energiewende.html>.
- [51] Internationales Wirtschaftsforum Regenerative Energien (IWR), *Spanien krempelt die EE-Vergütung um*. Available: <http://www.iwr.de/news.php?id=26438>.
- [52] ____, *Windenergie: Was die Chefs von Gamesa, Senvion und Suzlon erwarten*. Available: <http://www.iwr.de/news.php?id=26360>.
- [53] ____, *Indien: Macht Modi ernst? – 10 GW Windenergie-Zubau pro Jahr im Gespräch*. Available: <http://www.iwr.de/news.php?e=x3314x&id=26886>.
- [54] Global Wind Energy Council, *Global Wind Report: Annual market update 2010*. Available: <http://www.gwec.net/publications/global-wind-report-2/global-wind-report-2011/>.
- [55] ____, *Annual market update 2011*. Available: <http://www.gwec.net/publications/global-wind-report-2/global-wind-report-2010-2/>.
- [56] ____, *Global Wind Report: Annual Market Update 2012*. Available: <http://www.gwec.net/publications/global-wind-report-2/global-wind-report-2012/>.
- [57] ____, *Global Wind Report: Annual Market Update 2013*. Available: <http://www.gwec.net/publications/global-wind-report-2/global-wind-report-2013/>.
- [58] J. Beigel, *Woher nimmt Brasilien seine Energie?* Available: <http://www.bpb.de/internationales/amerika/brasilien/wirtschaft/185301/woher-nimmt-brasilien-seine-energie>.
- [59] Central Intelligence Agency, *The World Factbook*. Available: <https://www.cia.gov/library/publications/the-world-factbook/>.
- [60] International Energy Agency (IEA), *Statistics Search: Electricity and Heath*. Available: <http://www.iea.org/statistics/statistics-search/>.
- [61] IEA wind, *2013 Annual Report*, 2014.
- [62] 50Hertz Transmission GmbH, *Hochrechnung der Windstromeinspeisung*. Available: <http://www.50hertz.com/de/Kennzahlen/Windenergie> (2015, Feb. 19).
- [63] Amprion GmbH, *Hochrechnung der Windstromeinspeisung*. Available: <http://www.amprion.net/windenergieeinspeisung> (2015, Feb. 19).
- [64] Transnet BW GmbH, *Hochrechnung der Windstromeinspeisung*. Available: <http://transnetbw.de/kennzahlen/erneuerbare-energien/windenergie/> (2015, Feb. 19).
- [65] TenneT TSO GmbH, *Hochrechnung der Windstromeinspeisung*. Available: <http://www.tennetso.de/site/Transparenz/veroeffent->

- lichungen/netzkennzahlen/tatsaechliche-und-prognostizierte-windenergieeinspeisung (2015, Feb. 19).
- [66] K. C. Crawford and H. R. Hudson, *The Diurnal Wind Variation in the Lowest 1500 ft in Central Oklahoma: June 1966-May 1967*.
- [67] Bundesnetzagentur and Bundeskartellamt, *Monitoringbericht 2014*. Available: http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2014/Monitoringbericht_2014_BF.pdf?__blob=publicationFile&v=4 (2015, Feb. 19).
- [68] Deutscher Bundestag, *Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz - EnWG): EnWG*. Available: http://www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/enwg_2005/gesamt.pdf.
- [69] Bundesnetzagentur, *Das Verfahren - Netzausbau in fünf Schritten*. Available: http://www.netzausbau.de/cln_1431/DE/Verfahren/Verfahren-node.html (2015, Feb. 19).
- [70] _____, *Vorläufige Prüfungsergebnisse Netzentwicklungsplan Strom (Zieljahr 2024)*. Available: http://data.netzausbau.de/Charlie/NEP/NEP2024_BNetzA-VorErg.pdf (2015, Mar. 04).
- [71] TenneT TSO GmbH, *SuedLink - Bundesfachplanung*. Available: <http://suedlink.tennet.eu/bundesfachplanung.html> (2015, Feb. 19).
- [72] Bundesnetzagentur, *Leitungsvorhaben aus dem Energieleitungsbaugesetz*. Available: <http://www.netzausbau.de/DE/Vorhaben/EnLAG-Vorhaben/EnLAGVorhaben-node.html> (2015, Feb. 19).
- [73] Offshore-Windpark RIFFGAT GmbH & Co. KG, *Offshore-Windpark Riffgat erhält Netzanschluss*. Available: <http://www.riffgat.de/presse/pressemitteilungen/pm-display/article/offshore-windpark-riffgat-erhaelt-netzanschluss/> (2015, Feb. 19).
- [74] TenneT TSO GmbH, *Veröffentlichungen zum Betrieb des Höchstspannungsnetzes*. Available: <http://www.tennetso.de/site/Transparenz/veroeffentlichungen/uebersichtneu> (2015, Feb. 19).
- [75] RWE Innogy GmbH, *Alle Windkraftanlagen im Offshore-Windpark Nordsee Ost errichtet*. Available: <http://www.rwe.com/web/cms/de/1011420/2674378/offshore-windkraftwerk-nordsee-ost/mediencenter/presse/aktuelle-meldungen/20141229/> (2015, Feb. 19).
- [76] Siemens AG, *Probetrieb der Netzanbindung BorWin2 gestartet*. Available: <http://www.siemens.com/press/de/pressemitteilungen/?press=/de/pressemitteilungen/2014/energy-management/pr2014110055emde.htm&content%5B%5D=EM> (2015, Feb. 19).
- [77] DanTysk Offshore Wind GmbH, *Offshore-Windpark DanTysk speist ersten Strom ein*. Available: [http://www.dantysk.de/presse-service/pressemitteilungen/details/archive/2014/december/article/offshore-windpark-dantysk-speist-ersten-strom-ein.html?tx_ttnews\[day\]=04&cHash=7dc177173f09f5a3119f83f4a21e282a](http://www.dantysk.de/presse-service/pressemitteilungen/details/archive/2014/december/article/offshore-windpark-dantysk-speist-ersten-strom-ein.html?tx_ttnews[day]=04&cHash=7dc177173f09f5a3119f83f4a21e282a) (2015, Feb. 19).
- [78] Global Tech I Offshore Wind GmbH, *Nordsee-Windpark Global Tech I ist fertig errichtet*. Available: <http://www.globaltechone.de/presse/aktuelles/nordsee-windpark-global-tech-i-ist-fertig-errichtet-71/> (2015, Feb. 19).
- [79] Trianel Windkraftwerk Borkum GmbH & Co. KG, *Erster Stadtwerke-Offshore-Windpark steht*. Available: <http://www.trianel.com/de/pressearchiv/details/article/erster-stadtwerke-offshore-win.html> (2015, Feb. 19).
- [80] Bundesnetzagentur, *Vorläufige Prüfungsergebnisse Offshore-Netzentwicklungsplan (Zieljahr 2024)*. Available: http://data.netzausbau.de/Charlie/NEP/O-NEP2024_BNetzA-VorErg.pdf (2015, Mar. 04).
- [81] Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH), *Entwurf der Fortschreibung Bundesfachplan Offshore für die deutsche ausschließliche Wirtschaftszone der Nordsee 2013/2014*. Available: http://www.bsh.de/de/Meeresnutzung/BFO/Dokumente/Entwurf_BFON_2013_2014_Aenderungsmodus.pdf (2015, Feb. 19).
- [82] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH, *Offshore-Netzentwicklungsplan 2014: Zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber*. Available: http://www.netzentwicklungsplan.de/_NEP_file_transfer/ONEP_2014_2_Entwurf_Teil1.pdf (2015, Feb. 19).
- [83] Oberlandesgericht Düsseldorf, *Bundesnetzagentur will auf Stromkabel verzichten: Offshore-Windparkbetreiber befürchten Gewinneinbußen*. Available: http://www.olg-duesseldorf.nrw.de/behoerde/presse/Presse_aktuell/20141211_PM_Bundesnetzagentur/index.php (2015, Feb. 19).
- [84] Bundesregierung, *Nationaler Aktionsplan erneuerbaren Energien für Deutschland gemäß der Richtlinie 2009/28/EG sowie der Entscheidung K(2009) 5174 der Kommission vom 30 - nationaler_aktionsplan_ee.pdf*. Available: http://www.erneuerbare-energien.de/fileadmin/ee-import/files/pdfs/allgemein/application/pdf/nationaler_aktionsplan_ee.pdf (2014, Jan. 15).
- [85] Bundesnetzagentur, *Beschluss in dem Verfahren zur Zuweisung von Anschlusskapazität auf Anbindungsleitungen für Windenergieanlagen auf See*. Available: http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/1BK-Geschaeftszeichen-Datenbank/BK6-GZ/2014/BK6-14-129/BK6-14-129_Beschluss_vom_23_10_2014.pdf?__blob=publicationFile&v=3 (2015, Feb. 19).
- [86] EnBW Energie Baden-Württemberg AG, *EnBW und BNetzA schließen Vergleich bei der Offshore Kapazitätzuweisung*. Available: https://www.enbw.com/unternehmen/presse/pressemitteilungen/presse-detailseite_87937.html (2015, Feb. 19).
- [87] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, *Seekabelverbindung Nord.Link bringt Deutschland und Norwegen zusammen*. Available: <http://www.bmwi-energiewende.de/EWD/Redaktion/Newsletter/2014/31/Meldung/seekabelverbindung-nordlink-bringt-deutschland-und-norwegen-zusammen2.html?jsessionid=CA8527CECC866328453F56A4009A768B> (2015, Feb. 19).
- [88] TenneT TSO GmbH, *NordLink: Die erste Direktverbindung der Strommärkte zwischen Deutschland und Norwegen*. Available: <http://www.tennet.eu/de/netz-und-projekte/internationale-verbindungen/nordlink.html> (2015, Feb. 19).
- [89] DIBt, *Zuordnung der Windzonen nach Verwaltungsgrenzen*. Available: <https://www.dibt.de/de/Service/Dokumente-Listen-TBB.html>.
- [90] OpenStreetMap, *OpenStreetMap - Deutschland*. Available: <http://www.openstreetmap.de/>.

- [91] Vestas Central Europe, *Vestas bringt drei neue 3 MW-Windenergieanlagen auf den Markt*. Available: http://www.vestas.com/Files/Filer/DE/Vestas_bringt_drei_neue_3_MW-Windenergieanlagen_auf_den_Markt_DE.pdf.
- [92] Deutscher Bundestag, *Stenografischer Bericht - Plenarprotokoll 18/44: 44. Sitzung*. Available: <http://dip21.bundestag.de/dip21/btp/18/18044.pdf>.
- [93] K. Rehfeldt, A.-K. Wallasch, and S. Lüers, *Kostensituation der Windenergie in Deutschland*. Available: http://www.wind-energie.de/sites/default/files/download/publication/kostensituation-der-windenergie-land-deutschland/20131112_kostensituation_windenergie_land.pdf (2014, Jan. 27).
- [94] C. Kost, and J. Mayer et al, *Studie Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien*. Available: <http://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/veroeffentlichungen-pdf-dateien/studien-und-konzeptpapiere/studie-stromgestehungskosten-erneuerbare-energien.pdf> (2014, Jan. 27).
- [95] Leipziger Institut für Energie GmbH, *Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichts 2014 gemäß § 65 EEG: Vorhaben Ite. Stromerzeugung aus Windenergie*. Available: <https://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/XYZ/zwischenbericht-vorhaben-2e,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>.
- [96] U. Nestle and C. Kunz, *Studienvergleich: Stromgestehungskosten verschiedener Erzeugungstechnologien*. Available: http://www.forschungsradar.de/fileadmin/content/bilder/Vergleichsgrafiken/Stromgestehungskosten_okt2014/AEE_Dossier_Studienvergleich_Stromgestehungskosten_sep14.pdf (2015, Mar. 05).
- [97] R. Wisner and M. Bolinger, *2013 Wind Technologies Market Report*. Available: http://emp.lbl.gov/sites/all/files/2013_Wind_Technologies_Market_Report_Final3.pdf.
- [98] IKEM, Fraunhofer IWES, Fraunhofer ISI, BBH, *Laufende Evaluierung der Direktvermarktung von Strom aus Erneuerbaren Energien: 10. Quartalsbericht - Stand 08/2014*. Available: http://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/Berichte/direktvermarktung-quartalsbericht-10.pdf?__blob=publicationFile&v=4.
- [99] Europäische Kommission, *Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2014-2020*. Available: <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:52014XC0628%2801%29&from=EN>.
- [100] Europäischer Gerichtshof, *Rechtssachen C-204/12 bis C-208/12*. Available: <http://curia.europa.eu/juris/celex.jsf?celex=62012CJ0204&lang1=de&type=TEXT&ancre=>.
- [101] _____, *Rechtssache C-573/12*. Available: <http://curia.europa.eu/juris/document/document.jsf?text=&docid=154403&pageIndex=0&doclang=DE&mode=lst&dir=&occ=first&part=1&cid=153960>.
- [102] U. Büdenbender, and K. F. Gärditz et al, *Rechtliche Rahmenbedingungen für die Reform der Förderung erneuerbarer Energien in Deutschland*. Available: http://www.acatech.de/fileadmin/user_upload/Baumstruktur_nach_Website/Acatech/root/de/Publikationen/Stellungnahmen/141010_ESYS_Analyse_EEG_Papier_Web.pdf.
- [103] D. Fouquet, M. Altröck, and J. Nysten, *Erneuerbare Energien vor dem EuGH*. Available: www.derenergieblog.de/alle-themen/energie/und-weils-so-schoen-war-noch-einmal-erneuerbare-energien-vor-dem-eugh/?format=pdf.
- [104] European Environment Agency, *National Renewable Energy Action Plans of the European Member States*. Available: <http://www.ecn.nl/docs/library/report/2010/e10069.pdf>.
- [105] The European Wind Energy Association (EWEA), *Wind energy scenarios for 2020: A report by the European Wind Energy Association - July 2014*. Available: <http://www.ewea.org/fileadmin/files/library/publications/scenarios/EWEA-Wind-energy-scenarios-2020.pdf>.
- [106] Crown Estate, *The Crown Estate Announces Round 3 Offshore Wind Development Partners*. Available: <http://www.thecrownestate.co.uk/news-and-media/news/2010/the-crown-estate-announces-round-3-offshore-wind-development-partners/>.
- [107] Hyundai Heavy Industries, *Hyundai Heavy Installs Korea's Largest Offshore Wind Turbine*. Available: <http://english.hhi.co.kr/news/view?idx=500>.
- [108] Cape Wind Associates, *Cape Wind Basics*. Available: <http://www.capewind.org/FAQ-Category4-Cape+Wind+Basics-Parent0-myfaq-yes.htm> (2014, Mar. 13).
- [109] Internationales Wirtschaftsforum Regenerative Energien (IWR), *Indien steigt in Offshore-Windenergie ein*. Available: <http://www.iwr.de/news.php?id=25382>.
- [110] Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH), *Nordsee Offshore Windparks*. Available: <http://www.bsh.de/de/Meeresnutzung/Wirtschaft/CONTIS-Informationssystem/ContisKarten/NordseeOffshoreWindparksPilotgebiete.pdf>.
- [111] _____, *Ostsee Offshore Windparks*. Available: <http://www.bsh.de/de/Meeresnutzung/Wirtschaft/CONTIS-Informationssystem/ContisKarten/OstseeOffshoreWindparksPilotgebiete.pdf>.
- [112] _____, *Genehmigte Windparkprojekte in der Nordsee*. Available: <http://www.bsh.de/de/Meeresnutzung/Wirtschaft/Windparks/index.jsp>.
- [113] ENOVA Energiesysteme GmbH & Co.KG, *ENOVA als bundesweiter Vorreiter*. Available: <http://www.enova.de/index.php?m=1&hid=302>.
- [114] 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*. Available: [http://www.nordex-online.com/index.php?id=59&tx_ttnews\[cat\]=2%2C3&tx_ttnews\[pS\]=1136070000&tx_ttnews\[pL\]=31535999&tx_ttnews\[arc\]=1&tx_ttnews\[tt_news\]=58&tx_ttnews\[backPid\]=61&cHash=f3877f251a](http://www.nordex-online.com/index.php?id=59&tx_ttnews[cat]=2%2C3&tx_ttnews[pS]=1136070000&tx_ttnews[pL]=31535999&tx_ttnews[arc]=1&tx_ttnews[tt_news]=58&tx_ttnews[backPid]=61&cHash=f3877f251a).
- [115] BARD Engineering GmbH, *Hooksiel*. Available: <http://www.bard-offshore.de/de/projekte/nearshore/hooksiel>.
- [116] C. Bartsch, *FACT-SHEET alpha ventus*. Available: http://www.alpha-ventus.de/fileadmin/user_upload/av_Factsheet_de_Nov2012-1.pdf.
- [117] EnBW AG, *Mitten im Meer*. Available: http://www.enbw.com/content/de/windkraft_offshore/baltic1/das_projekt/index.jsp (2013, Jan. 15).
- [118] BARD Holding GmbH, *Erster Hochsee-Windstrom aus „BARD Offshore 1“: Fünfzehnte Windkraftanlage im Projektfeld installiert*. Available: <http://www.bard-offshore.de/uploads/media/>

- Pressemitteilung_BARDStrom07122010.pdf.
- [119] A. Bahr, *Pionier-Windparkprojekt BARD Offshore 1 auf hoher See erfolgreich errichtet*. Available: http://www.bard-offshore.de/uploads/media/BARD_PM_Windparkprojekt_BARD_Offshore_1.pdf.
- [120] dpa, *Rätsel um Defekt in deutschem Meereswindpark*. Available: <http://www.handelsblatt.com/unternehmen/industrie/bard-offshore-1-raetsel-um-defekt-in-deutschem-meereswindpark/10647950.html>.
- [121] BARD Holding GmbH, *BARD Offshore 1 erreicht 100-Megawatt-Marke: Gut ein Jahr vor Fertigstellung werden bereits 100.000 Haushalte mit regenerativer Energie versorgt*. Available: http://www.bard-offshore.de/uploads/media/BARD_Pressemitteilung_100MW_16112012.pdf.
- [122] TenneT TSO GmbH, *57 Millionen Euro für 30 Tonnen Munition: TenneT schließt Windpark Riffgat an*. Available: http://www.tennet.eu/de/index.php?eID=pmkfdl&file=fileadmin%2Fdownloads%2Fnews%2F20140211_PM_30_Tonnen_Munition_TenneT_schliesst_Windpark_Riffgat_an_v2.pdf&ck=312e1689ffc661592b55a4f9db0d305f&forcedl=1&pageid=981 (2014, Feb. 14).
- [123] WindMW GmbH, *Projekt Meerwind Süd | Ost - Meilensteine*. Available: http://www.windmw.de/meerwind_milestones.html (2014, Mar. 13).
- [124] _____, *Offshore Windpark Meerwind Süd/Ost fertiggestellt und betriebsbereit*. Available: http://www.windmw.de/downloads/2014_03_04_PM_WindMW_Fertigstellung_Meerwind.pdf.
- [125] _____, *Deutschlands erster privat finanzierter Offshore-Windpark Meerwind Süd|Ost eingeweiht*. Available: http://www.offshore-stiftung.de/sites/offshorelink.de/files/Aktuelles/141110_Pressemitteilung%20Einweihung%20Offshore%20Windpark%20Meerwind%20Sued-Ost_FINAL.pdf.
- [126] DanTysk Offshore Wind GmbH, *Offshore-Windpark DanTysk: Die letzte Windturbine steht*. Available: [http://www.dantysk.de/presse-service/pressemeldungen/details/archive/2014/august/article/offshore-windpark-dantysk-die-letzte-windturbine-steht.html?tx_ttnews\[day\]=28&cHash=4b5b332856839d8323692df e0bfa447e](http://www.dantysk.de/presse-service/pressemeldungen/details/archive/2014/august/article/offshore-windpark-dantysk-die-letzte-windturbine-steht.html?tx_ttnews[day]=28&cHash=4b5b332856839d8323692df e0bfa447e).
- [127] Trianel Windkraftwerk Borkum GmbH & Co. KG, *Trianel Windpark Borkum Der aktuelle Stand des Projekts: Chronologie*. Available: <http://www.trianel-borkum.de/de/windpark/projekt-verlauf.html> (2014, Dec. 06).
- [128] EnBW Energie Baden-Württemberg AG, *EnBW Baltic 2: Das Projekt*. Available: <https://www.enbw.com/unternehmen/konzern/energieerzeugung/neubau-und-projekte/enbw-baltic-2/index.html>.
- [129] _____, *EnBW Baltic 2: Bautagebuch*. Available: <https://www.enbw.com/unternehmen/konzern/energieerzeugung/neubau-und-projekte/enbw-baltic-3.html>.
- [130] wpd AG, *OWP Butendiek zieht positive Zwischenbilanz: Rammarbeiten stehen kurz vor Abschluss und zeigten die geringsten je gemessenen Schallwerte*. Available: http://www.wpd.de/uploads/media/20140718_PM_Zwischenbilanz_OW_P_Butendiek_01.pdf.
- [131] Borkum Riffgrund I Offshore Windpark, *Turbinenbau hat begonnen: Bei Borkum Riffgrund 1 wurde die erste Turbine errichtet*. Available: <http://borkumriffgrund1.com/#stage1>.
- [132] _____, *Alle Fundamente im deutschen Offshore-Windpark Borkum Riffgrund 1 errichtet*. Available: <http://borkumriffgrund1.com/#news-post-535>.
- [133] E.ON SE, *Baubeginn für Offshore-Windpark Amrumbank West in der Nordsee*. Available: <http://www.eon.com/de/presse/pressemitteilungen/pressemitteilungen/2014/1/15/baubeginn-fuer-offshore-windpark-amrumbank-west-in-der-nordsee.html>.
- [134] _____, *Projekt Amrumbank West auf Kurs: Umspannwerk erfolgreich auf hoher See errichtet*. Available: <http://www.eon.com/de/presse/pressemitteilungen/pressemitteilungen/2014/5/2/projekt-amrumbank-west-auf-kurs.html>.
- [135] Alstom, *Alstom installiert die weltweit größte Offshore-Windkraftanlage vor der belgischen Küste*. Available: <http://www.alstom.com/press-centre/de/2013/11/haliade/> (2013, Dec. 06).
- [136] S. Rentzing, *Samsung nimmt größte Windturbine der Welt in Betrieb*. Available: <http://green.wiwo.de/offshore-energie-samsung-nimmt-groesste-windturbine-der-welt-in-betrieb/>.
- [137] M. Zarin, *First V164-8.0 MW nacelle completed*. Available: <http://www.vestas.com/en/media/news#company-news>.
- [138] CompositesWorld, *Vestas 8-MW turbine begins operation*. Available: <http://www.compositesworld.com/news/vestas-8-mw-turbine-begins-operation> (2014, Mar. 13).
- [139] Statoil, *HYWIND*. Available: <http://innovate.statoil.com/challenges/hywind/Pages/default.aspx>.
- [140] Gwind, *Gwind News*. Available: <http://www.gwind.no/>.
- [141] National Renewable Energy Laboratory, *NREL Collaborates with SWAY on Offshore Wind Demonstration*. Available: http://sway.no/publish_files/57051.pdf.
- [142] LORC, *When floating structures combine wind and wave*. Available: <http://www.lorc.dk/offshore-wind/foundations/floating-structure-combining-wind-and-wave>.
- [143] N. McCrea, *First floating wind turbine in North America hits the water in Brewer*. Available: <http://bangordailynews.com/2013/05/31/news/bangor/first-floating-wind-turbine-in-north-america-hits-the-water-in-brewer/>.
- [144] B. Richter, *Revolutionäres Projekt im Ärmelkanal*. Available: <http://www.windkraftkonstruktion.vogel.de/allgemein/articles/446290/>.
- [145] Forschungs- und Entwicklungszentrum Fachhochschule Kiel GmbH, *FINO - Forschungsplattformen in Nord- und Ostsee* (2012, Jan. 30).
- [146] Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH), *FINO. Forschungsplattformen in Nord- und Ostsee: Das Projekt wird von BMWi und PTJ gefördert*. Available: <http://www.bsh.de/de/Meeresdaten/Projekte/FINO/index.jsp>.
- [147] Danish Energy Agency, *Register of wind turbines*. Available: <http://www.ens.dk/node/2233/register-wind-turbines>.
- [148] BERR, *Barrow Offshore Wind Farm 2nd Annual Report: JULY 2007 - JUNE 2008*. Available: <http://www.wind-power-program.com/Library/Performance%20of%20large%20scale%20wind%20farms/Barrow/BERR%20report%20on%20Barrow%20Offshore%20Wind%20Farm%202008.pdf>.
- [149] L. van Pijkeren and B. Hoefakker, *Offshore Windfarm Egmond aan Zee: 5 years of Operation*. Available: <http://www>.

- agentschap.nl/sites/default/files/bijlagen/20111212%20Workshop%20OWEZ%20NoordzeeWind%20Hoefakkers%205%20yrs%20of%20Operation.pdf.
- [150] Fraunhofer IWES, *alpha ventus: Forschung und Industrie präsentieren gemeinsame Erfolge*. Available: http://rave2012.iwes.fraunhofer.de/img/pdfs/RAVE_Presseinfo_20120508.pdf (2012, Jan. 30).
- [151] BERR, *Scroby Sands Offshore Wind Farm 3rd Annual Report: JANUARY 2007 – DECEMBER 2007*. Available: <http://webarchive.nationalarchives.gov.uk/+http://www.berr.gov.uk/files/file46398.pdf> (2012, Jan. 30).
- [152] Vattenfall, *Kentish Flats Offshore Wind Farm: FEPA Monitoring Summary Report*. Available: http://www.vattenfall.co.uk/en/file/1_Kentish_flats_FEPA_monitoring.pdf_16403566.pdf.
- [153] Institut für solare Energieversorgungstechnik, *Windenergie Report Deutschland 2008*.
- [154] BERR, *OFFSHORE WIND CAPITAL GRANTS SCHEME: Kentish Flats Offshore Wind Farm and Kentish Flats Offshore Wind Farm 2nd Annual Report*. Available: <http://webarchive.nationalarchives.gov.uk/+http://www.berr.gov.uk/files/file50164.pdf>.
- [155] NoordzeeWind, *Reports & Data*. Available: <http://www.noordzeewind.nl/en/knowledge/reportsdata/> (2012, Jan. 09).
- [156] KfW, *Offshore-Windenergie: Die Finanzierung für Windparks in Nord- und Ostsee*. Available: <https://www.kfw.de/inlandsfoerderung/Unternehmen/Energie-Umwelt/Finanzierungsangebote/Offshore-Windenergie-%28273%29/>.
- [157] N. Holst, *Interview mit Staatssekretär Uwe Beckmeyer*. Available: http://www.weser-kurier.de/startseite_artikel,-INTERVIEW-MIT-STAATSEKRETAER-UWE-BECKMEYER-_arid,922790.html.
- [158] Bundesnetzagentur, *Bundesministerium für Wirtschaft und Energie und Bundesnetzagentur geben Start des Anlagenregisters bekannt*. Available: http://www.bundesnetzagentur.de/Cln_1432/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2014/140805_BmwiBnetza.html?nn=265778.
- [159] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, *Bundesnetzagentur startet Register über Erneuerbare-Energien-Anlagen in Deutschland*. Available: <http://www.bmwi-energiewende.de/EWD/Redaktion/Newsletter/2014/25/Meldung/bundesnetzagentur-startet-register-ueber-erneuerbare-energien-anlagen-in-deutschland.html>.
- [160] _____, *Ein Strommarkt für die Energiewende: Diskussionspapier des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (Grünbuch)*. Available: <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/G/gruenbuch-gesamt,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>.
- [161] M. Balsler and M. Bauchmüller, *RWE könnte weitere Kraftwerke stilllegen*. Available: <http://www.sueddeutsche.de/wirtschaft/streit-mit-bund-ueber-kosten-rwe-koennte-weitere-kraftwerke-stilllegen-1.2085448>.
- [162] Connect Energy Economics, and consentec et al, *Leitstudie Strommarkt: Arbeitspaket Optimierung des Strommarktdesigns. Endbericht*. Available: <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/Studien/leitstudie-strommarkt,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>.
- [163] Bundesnetzagentur, *Kraftwerksstilllegungsanzeigelinste der Bundesnetzagentur*. Available: http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/KWSAL/KWSAL_2014_10_20.pdf?__blob=publicationFile&v=33.
- [164] _____, *Beschluss in dem Verwaltungsverfahren wegen der Festlegung zur Bestimmung eines Verfahrens zur Zuweisung und zum Entzug von Offshore-Anschlusskapazitäten*. Available: http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/1BK-Geschaeftszeichen-Datenbank/BK6-GZ/2013/BK6-13-001/BK6-13-001_Beschluss%20vom%2013.08.2014.pdf?__blob=publicationFile&v=2 (2015, Feb. 19).
- [165] ENERTRAG, *Behörden ermöglichen erstmals Windparks ohne nächtliches Dauerblinklicht: Radargestütztes System steuert Befeuerung für Luftfahrzeuge*. Available: https://www.enertrag.com/download/presse/PM_de_2014_09_23_airspez_WindEnergy.pdf.
- [166] G. Prof. Dr.-Ing. Hüttig, and E. Prof. Dr. iur. Giemulla et al, *Flugsicherheitsanalyse der Wechselwirkungen von Windenergieanlagen und Funknavigationshilfen DVOR/VOR der Deutschen Flugsicherung GmbH*. Available: http://www.schleswig-holstein.de/MELUR/DE/Service/Presse/PIV/PDF/2014/Gutachten_Windenergie__blob=publicationFile.pdf.
- [167] J. Dr. Pohl, J. Dipl.-Ing. Gabriel, and G. Prof. Dr. Hübner, *Untersuchung der Beeinträchtigung von Anwohnern durch Geräuschemissionen von Windenergieanlagen und Ableitung übertragbarer Interventionsstrategien zur Verminderung dieser*. Available: https://www.ndr.de/nachrichten/niedersachsen/oldenburg_ostfriesland/windkraftkrankheit102.pdf.
- [168] T. Peschel, *Frankreich vergibt weitere Offshore-Windprojekte*. Available: <http://www.sonnewindwaerme.de/windenergie/frankreich-vergibt-weitere-offshore-windprojekte>.
- [169] D. Seemann, *Frankreich startet neue Offshore-Ausschreibung*. Available: <http://www.cleanenergy-project.de/energiewende/windenergie/item/5452-frankreich-startet-neue-offshore-ausschreibung>.
- [170] B. Kramer, *Frankreich will den Ausbau erneuerbarer Energien im offshore-Bereich beschleunigen*. Available: <http://www.kooperation-international.de/detail/info/frankreich-will-den-ausbau-erneuerbarer-energien-im-offshore-bereich-beschleunigen.html>.
- [171] Internationales Wirtschaftsforum Regenerative Energien (IWR), *Indien bekommt Hilfe beim Offshore-Einstieg*. Available: <http://www.iwr.de/news.php?id=25500>.
- [172] _____, *Gigantisches Potential: Indien baut Offshore-Windenergie aus*.
- [173] _____, *Offshore in Indien: 300-MW-Windpark in den Startlöchern*. Available: <http://www.iwr.de/news.php?e=x4314x&id=27402>.
- [174] Handelsblatt, *Suzlon verkauft Tochter an Hedgefonds: Windenergiekonzern will aufatmen*. Available: <http://www.handelsblatt.com/unternehmen/industrie/windenergiekonzern-will-aufatmen-suzlon-verkauft-tochter-an-investmentfonds/11264554.html>

Kontakt zu den Autoren

Kritische Rohstoffe beim Windenergieausbau

Wuppertal Institut

Dr. Peter Viebahn – peter.viebahn@wupperinst.org

Dip.-Umweltwissenschaftler Ole Soukup – ole.soukup@wupperinst.org

Regelleistung durch Windenergieanlagen

Fraunhofer IWES

M.Eng. Malte Jansen – malte.jansen@iwes.fraunhofer.de

M.Sc. Dominik Jost – dominik.jost@iwes.fraunhofer.de

Regionale Marktwertfaktoren der Windenergie

Fraunhofer IWES / Bundesnetzagentur

Dipl. Ing. Ann-Katrin Gerlach – ann-katrin.gerlach@iwes.fraunhofer.de

Dr. Carsten Pape – carsten.pape@iwes.fraunhofer.de

Peter Stratmann – peter.stratmann@bnetza.de

Auswirkungen des Ausschreibungsverfahrens

Leuphana Universität Lüneburg

Prof. Dr. Heinrich Degenhart – degenhart@uni.leuphana.de

Szenarien zum deutschen Offshore-Ausbau

Fraunhofer IWES

André Sack – andre.sack@iwes.fraunhofer.de

M.Sc. Stefan Faulstich – stefan.faulstich@iwes.fraunhofer.de

Dipl. -Betriebsw. (FH) Katrin Janssen – katrin.janssen@iwes.fraunhofer.de

M.Sc. Sebastian Pfaffel – sebastian.pfaffel@iwes.fraunhofer.de

Besuchen Sie auch unsere Web-Seite

www.windmonitor.de

Dort finden Sie aktuelle Daten zur Entwicklung der Windenergie.



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

FRAUNHOFER IWES



*Fraunhofer IWES Kassel,
© Fraunhofer IWES*



*Fraunhofer IWES Nordwest, Bremerhaven,
© Fraunhofer IWES*



*Systec – Testzentrum für intelligente Netze und Elektromobilität,
© Fraunhofer IWES*

Fraunhofer IWES. Die Forschungsgebiete des Fraunhofer-Instituts für Windenergie und Energiesystemtechnik IWES umfassen das gesamte Spektrum der Windenergie sowie die Integration der erneuerbaren Energien in Versorgungsstrukturen.

Das Fraunhofer IWES wurde zum Jahresbeginn 2009 gegründet und ist aus dem ehemaligen Fraunhofer-Center für Windenergie und Meerestechnik CWMT in Bremerhaven sowie dem Institut für Solare Energieversorgungstechnik ISET e. V. in Kassel hervorgegangen. Am Fraunhofer IWES arbeiten derzeit über 500 Wissenschaftler/innen, Angestellte und Student/innen.

Das Fraunhofer IWES arbeitet sehr intensiv mit den im ForWind-Verbund organisierten Universitäten in Hannover, Oldenburg und Bremen zusammen. Weitere intensive Kooperationen bestehen mit den Universitäten Kassel und Stuttgart.

Forschungsgebiete. Die Forschungsgebiete des neuen 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.

Forschungsschwerpunkte:

- 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. Das Fraunhofer IWES verfügt über umfangreiche Test- und Experimentiereinrichtungen, Labore und Geräteausstattungen. Die Spezialisierung reicht in einigen Bereichen so weit, dass neue Prüfstände und -verfahren entwickelt und umgesetzt wurden. Zusammen mit dem Know-how der Wissenschaftlerinnen und Wissenschaftler kann das Fraunhofer IWES seinen Kunden und Partnern so eine zukunftsorientierte Forschungs- und Entwicklungsinfrastruktur bieten, die weit über die Übliche hinausgeht. Die wichtigsten Einrichtungen sind:

- Kompetenzzentrum Rotorblatt
- Offshore-Auslagerungsstandorte
- Windmessnetz und 200-Meter-Messmast
- Labor für Regelungssysteme großer Windenergieanlagen
- Experimentierzentrum Bioenergie-Systemtechnik
- DeMoTec – Design-Zentrum Modulare Versorgungstechnik
- IWES-SysTec – Testzentrum Intelligente Netze und Elektromobilität
- Akkreditierte Prüflabore für Stromrichter und EMV
- Hessisches Biogas-Forschungszentrum
- Gondelprüfstand



*Rollenprüfstand für Elektromobilität des Fraunhofer IWES,
© Fraunhofer IWES*



*Rotorblattprüfstand des Fraunhofer IWES,
© Fraunhofer IWES*

Abkürzungen – Einheiten – Spezielle Begriffe

Abkürzungen

BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
BNetzA	Bundesnetzagentur
BSH	Bundesamt für Schifffahrt und Hydrographie
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EnLAG	Energieleitungsausbaugesetz
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EWEA	Europäischer Windenergieverband (European Wind Energy Association)
HE	Hafenentfernung
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung
IWES	Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik
KfW	Kreditanstalt für Wiederaufbau
NEP	Netzentwicklungsplan
O-NEP	Offshore-Netzentwicklungsplan
OWP	Offshore-Windpark(s)
PV	Photovoltaik
RMSE	Mittlerer quadratischer Prognosefehler (Root-mean-square deviation)
StrEG	Stromeinspeisungsgesetz
UK	Vereinigtes Königreich (United Kingdom)
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
WEA	Windenergieanlage(n)
WMEP	wissenschaftliches Mess- und Evaluierungsprogramm
WT	Wassertiefe

Einheiten

kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunde
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunde
GW	Gigawatt
GWh	Gigawattstunde
TW	Terrawatt
TWh	Terrawattstunde
m	Meter
km	Kilometer
Mio	Millionen
Mrd	Milliarden
€	Euro
ct	Euro Cent

Spezielle Begriffe

Ausfallarbeit	Durch Abregelung von WEA entgangener Stromertrag
farshore	Offshore-Windparks in einer Küstenentfernung ab 3 Seemeilen
nearshore	Offshore-Windparks in einer Küstenentfernung von unter 3 Seemeilen

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
www.iwes.fraunhofer.de

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Energie

Projekträger:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

ISBN 978-3-8396-0854-8



9 783839 608548