

---

# Entwicklung der Wind- energie in Deutschland

---

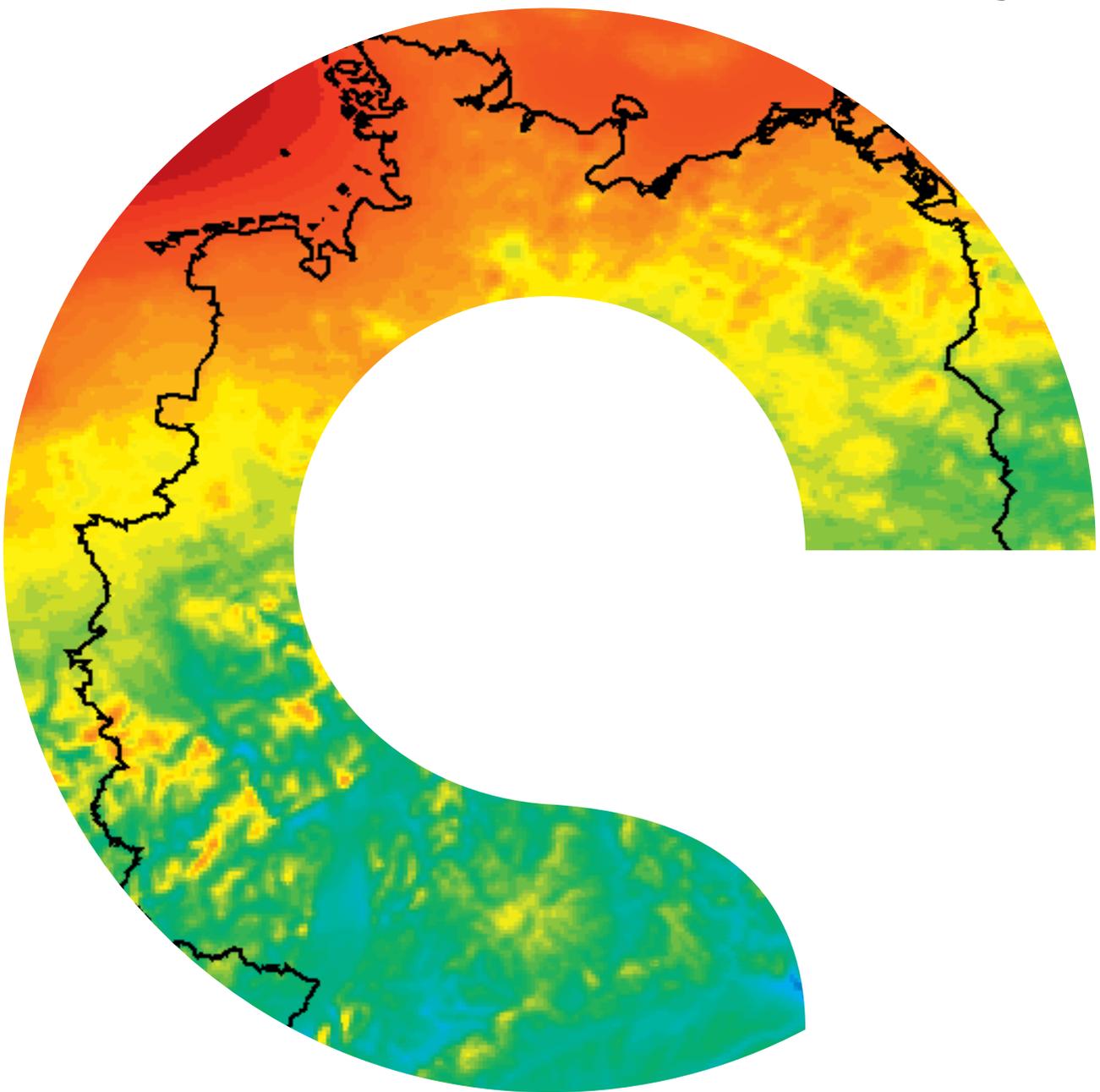
Eine Beschreibung von aktuellen und zukünftigen Trends und  
Charakteristika der Einspeisung von Windenergieanlagen

---

**KURZSTUDIE**

---

**Agora**  
Energiewende



---

# Entwicklung der Wind- energie in Deutschland

---

## IMPRESSUM

---

### KURZSTUDIE

Entwicklung der Windenergie in Deutschland

Eine Beschreibung von aktuellen und zukünftigen Trends und Charakteristika der Einspeisung von Windenergieanlagen

### ERSTELLT VON

Agora Energiewende  
Rosenstraße 2 | 10178 Berlin

Projektleitung: Daniel Fürstenwerth  
daniel.fuerstenwerth@agora-energiewende.de

### DURCHFÜHRUNG DER STUDIE

Fraunhofer IWES | Kassel  
Königstor 59 | 34119 Kassel

Projektkoordination: Dr. Carsten Pape

Simon Arbach  
Ann-Katrin Gerlach  
Paul Kühn  
Sebastian Pfaffel

Satz: UKEX GRAPHIC, Ettlingen

**017/05-S-2013/DE**

Veröffentlichung: Juni 2013

---

---

# Vorwort

---

Die Erzeugung von Strom aus Windenergieanlagen wird in den nächsten Jahrzehnten das Stromsystem in Deutschland prägen. Nach dem Leitszenario des Netzentwicklungsplans wird im Jahr 2023 in Deutschland etwa jede dritte Kilowattstunde Strom in Windenergieanlagen erzeugt werden. Für das Stromsystem ergeben sich daraus gänzlich neue Herausforderungen.

Um diese frühzeitig zu erkennen und anzugehen, ist es wichtig, Transparenz zu schaffen, zum Beispiel zu den folgenden Fragen:

- Welche Anlagen werden heute gebaut und welche sind in der Zukunft zu erwarten?
- Wie wirkt sich eine unterschiedliche Auslegung von Windenergieanlagen auf die Einspeisung und Anforderung auf das Residualsystem aus?
- Weht der Wind im Süden zu anderen Zeiten als im Norden und wie groß sind gegebenenfalls die Unterschiede?

Die Agora Energiewende hat das Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (Fraunhofer IWES) beauftragt, aktuelle Erkenntnisse zu der Entwicklung der Windenergie in Deutschland in einer Kurzstudie zusammenzufassen.

Wir möchten damit eine weitere Diskussion über aktuelle und zukünftige Trends sowie über die sich daraus ergebenden Herausforderungen unterstützen. Ergänzend zu diesem Dokument veröffentlichen wir daher die Ergebnisse der Simulation der Windeinspeisung an sechs Standorten in Deutschland für alle 52 Wochen auf Basis der Wetterdaten des Jahres 2011.

Ich wünsche Ihnen eine anregende Lektüre!

Ihr  
Rainer Baake  
Direktor Agora Energiewende

## Die Ergebnisse auf einen Blick

**1.** Die Windtechnologie hat sich in den letzten Jahren stark entwickelt – heute verfügbare Anlagen erzeugen mehr Strom als solche aus früheren Jahren. Weitere Entwicklungen sind zu erwarten.

**2.** Die Entwicklung von Schwachwindenergieanlagen mit höheren Türmen ermöglicht die Erschließung von Standorten mit weniger vorteilhaften Windbedingungen.

**3.** Eine systemoptimierte Auslegung von Windanlagen ermöglicht eine stetigere Einspeisung mit weit höheren Volllaststunden und stellt geringere Anforderungen an das Stromsystem.

**4.** Ein geographisch verteilter Ausbau führt zu einer stetigeren Einspeisung aus Windenergieanlagen. Jedoch gibt es Wochen, in denen in ganz Deutschland, sowohl im Norden als auch im Süden, sehr wenig Wind weht.

---

---

# Inhalt

---

---

I.	Entwicklung der Technologie Windenergieanlagen heute und in Zukunft	5
II.	Unterschiede im Einspeiseverhalten von Stark- und Schwachwindanlagen	10
III.	Ausgleichseffekte durch Windeinspeisung in unterschiedlichen Regionen Deutschlands	13
IV.	Verteilung der Ressource Wind in Deutschland	19
V.	Literaturverzeichnis	22

---

---

# I. Entwicklung der Technologie

## Windenergieanlagen heute und in Zukunft

### Entwicklungen der Anlagenauslegung in den letzten Jahren und heute

Die rückblickende Betrachtung des Windenergieanlagenmarktes zeigt eine kontinuierliche Weiterentwicklung der Anlagentechnik, die mit steigenden Nennleistungen, Rotordurchmessern und Nabenhöhen einherging (Fraunhofer IWES 2013). Abbildung 1 veranschaulicht diese Entwicklung und stellt Nabenhöhe, Rotordurchmesser und Nennleistung der in den Jahren 2000 bis 2012 durchschnittlich installierten Windenergieanlagen gegenüber.

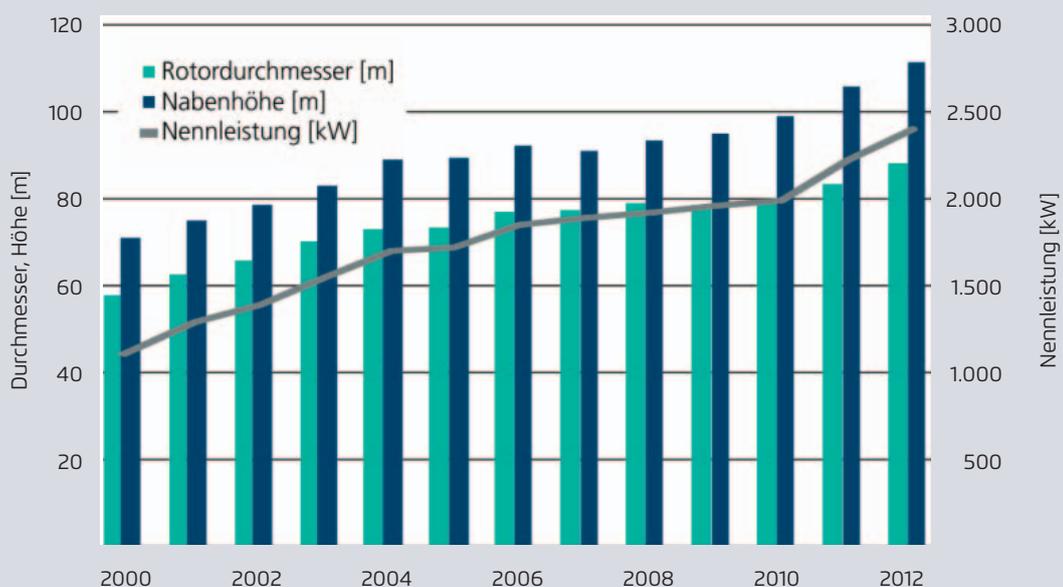
Zwar hat sich die sehr dynamische Entwicklung der ersten Jahre der Windenergienutzung etwas abgeschwächt, längere Modellzyklen sind zu beobachten, doch ist der Trend zu größeren und leistungsstärkeren Windenergieanlagen ungebrochen. Neben der seit der Jahrtausendwende im Markt befindlichen und immer noch dominierenden 2-bis-3-

MW-Klasse, hat die Bedeutung der 3-bis-5-MW-Klasse deutlich zugenommen. Nach zunächst zwei Prozent im Jahr 2010 machen Windenergieanlagen dieser Klasse im Jahr 2012 bereits 19 Prozent des Anlagenzubaus aus und reduzieren damit kontinuierlich den weiterhin dominierenden Anteil der 2-bis-3-MW-Anlagen. Die offshore schon sehr präsente Anlagenklasse mit einer Leistung von fünf MW und mehr wird an Land bislang nur zurückhaltend errichtet.

Abbildung 1 zeigt die Entwicklung der durchschnittlichen Kennwerte, der in den letzten Jahren installierten Windenergieanlagen. Die durchschnittliche Leistung der im Jahr 2012 zugebauten Anlagen beträgt 2,4 MW. Anlagen, die im Jahr 2000 zugebaut wurden, erreichten einen Durchschnitt von lediglich 1,1 MW. Der durchschnittliche Rotordurchmesser ist auf 88 Meter, die durchschnittliche Nabenhöhe auf 111 Meter gewachsen. Die durchschnittlichen Kennwerte der im Jahr 2012 neu zugebauten Anlagen unterschei-

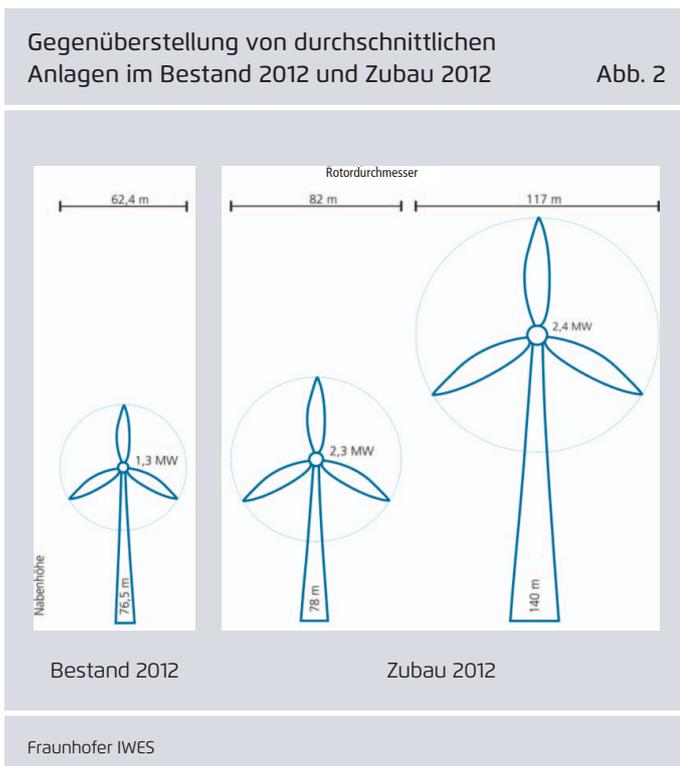
Entwicklung der durchschnittlichen Anlagendimensionen von 2000 bis 2012

Abbildung 1



den sich damit erheblich von den durchschnittlichen Kennwerten des Anlagenbestands, wie in Abbildung 2 grafisch dargestellt.

Die Betrachtung des Windenergieanlagenmarktes zeigt, dass derzeit eine zunehmende Differenzierung nach Stark- und Schwachwindanlagen stattfindet und die bisher dominierenden „Allzweckanlagen“ zukünftig nicht mehr die Regel, sondern eher die Ausnahme sein werden. Abbildung 2 veranschaulicht diese Entwicklung. Neben der durchschnittlichen Bestandsanlage sind typische Konfigurationen realer Stark- und Schwachwindanlagen (ENERCON E-82 und Nordex N117) abgebildet. Bei vergleichbaren Nennleistungen sind die deutlichen Unterschiede in Rotordurchmesser und Nabenhöhen unübersehbar.



### Differenzierung der Auslegung von Windenergieanlagen für Stark- und Schwachwindstandorte

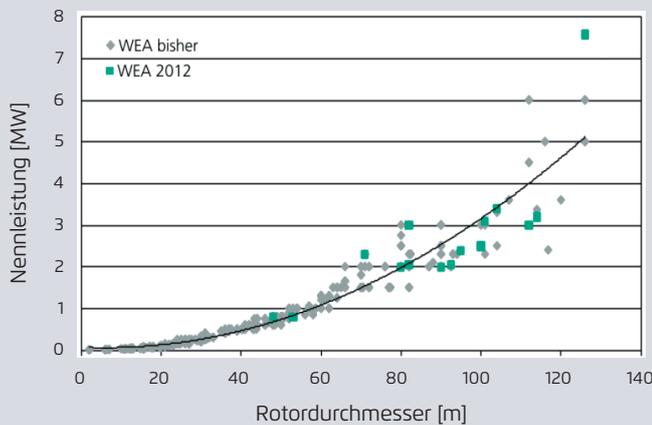
Die verstärkte Erschließung von Standorten im Binnenland und im Süden Deutschlands beziehungsweise der Fokus

auf windschwächere Standorte lässt sich deutlich in der Produktpalette der Anlagenhersteller wiedererkennen. Um die hohe Rauigkeit entsprechender Standorte, die häufig in hügeligem Gelände und im Wald liegen, auszugleichen und konstante Windbedingungen zu erreichen, werden höhere Türme errichtet. Zum Ausgleich der, im Vergleich zu küstennahen Standorten, niedrigeren durchschnittlichen Windgeschwindigkeiten werden Anlagen mit einem größeren Verhältnis von Rotorfläche zu Nennleistung ausgewählt. Mit der Vestas V110-2 MW (Verhältnis Nennleistung/Rotorfläche: 211 Watt je Quadratmeter), der Nordex N117/2400 (223 Watt je Quadratmeter), der ENERCON E-115/2.500 kW (241 Watt je Quadratmeter), der REpower 3.0M122 (257 Watt je Quadratmeter) oder der Siemens-2.3-101 (287 Watt je Quadratmeter) hat die Industrie bereits auf die geänderte Nachfrage reagiert und bietet zunehmend spezielle Schwachwindanlagen an. Durch Reduktion der Nennleistung im Verhältnis zur überstrichenen Rotorfläche werden bei geringen Windgeschwindigkeiten höhere Leistungen erreicht. Dies ermöglicht, auch an nicht optimalen Standorten einen wirtschaftlichen Windertrag und eine hohe Volllaststundenzahl zu realisieren.

An windstarken Standorten werden weiterhin Windenergieanlagen mit vergleichsweise hohen Nennleistungen, kleinen Rotordurchmessern und niedrigen Türmen installiert. Entsprechende Anlagentypen fallen in die Kategorie der Starkwindanlagen.

Die beschriebene Differenzierung wird in Abbildung 3 deutlich. Bei den bisherigen Windenergieanlagen (graue Linie) ist noch ein starke Beziehung zwischen Nennleistung und Rotordurchmesser zu sehen: Mit steigenden Nennleistungen sind historisch auch die Rotordurchmesser gestiegen. Für die 2012 zugebauten Anlagen zeigt sich hingegen, dass bei ähnlichen Nennleistungen sehr unterschiedliche Rotordurchmesser gebaut werden. Bei einer Nennleistung von zwei bis drei MW lässt sich beispielweise eine Streuung der Rotordurchmesser im Intervall von 70 Meter bis 117 Meter feststellen. Auch bei der Nabenhöhe ist die Differenzierung deutlich. Windenergieanlagen mit einer Nennleistung von zwei MW werden sowohl mit Turmhöhen von 60 Metern als auch mit fast 140 Metern installiert. Insgesamt ist ein Trend zu einem größeren Rotordurchmesser in

Differenzierung von Windenergieanlagen (WEA) nach Rotordurchmesser und Nennleistung Abb. 3



Fraunhofer IWES

Relation zur Nennleistung zu beobachten, da die Mehrzahl der 2012 zugebauten Anlagen (grüne Punkte) unterhalb der Ausgleichskurve liegt.

### Erwartungen zur zukünftigen Entwicklung der Technologie der Windenergieanlagen

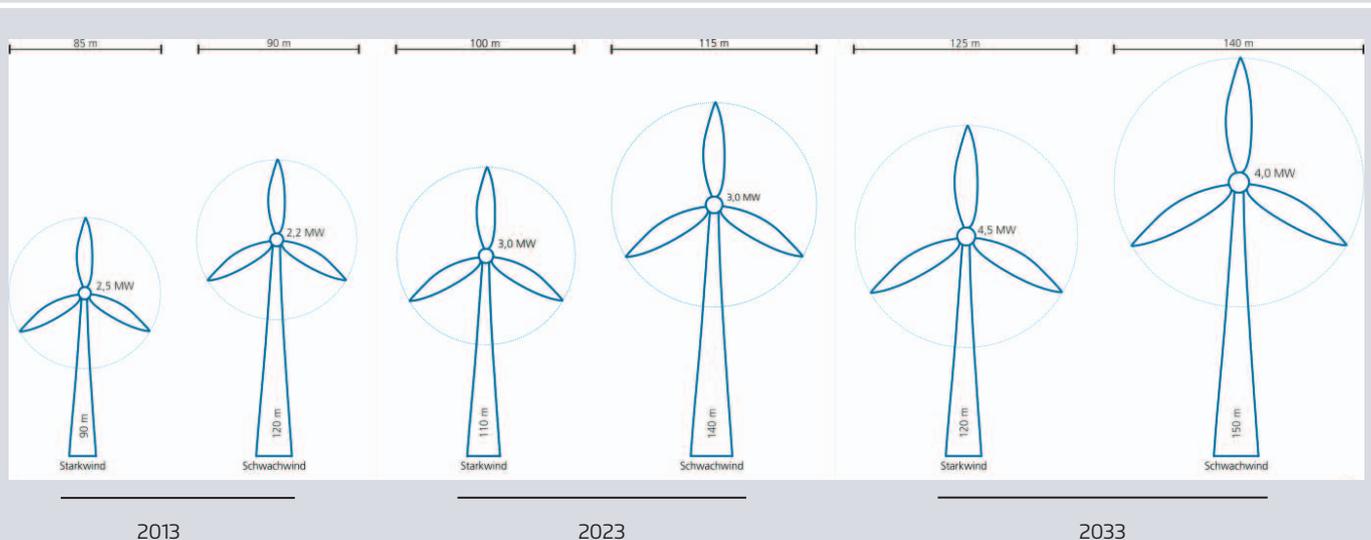
Der Trend zu insgesamt größeren und leistungsfähigeren Windenergieanlagen wird sich in den nächsten Jahren wahrscheinlich fortsetzen. Außerdem wird sich die begonnene Differenzierung nach Stark- und Schwachwindanlagen noch stärker ausprägen, allerdings möglicherweise überlagert von einem Trend zu Anlagen mit einer niedrigeren spezifischen Nennleistung. Die angebotenen Anlagentypen werden sich stärker an den speziellen Anforderungen der jeweiligen Standorte orientieren, als dies in der Vergangenheit der Fall war.

Bislang sind Windenergieanlagen mit einem großen Rotor-Generator-Verhältnis und somit geringer spezifischer Nennleistung meist für weniger windhöffige Standorte ausgelegt (IEC-Klasse III). Prinzipiell ist jedoch auch eine Auslegung für windreichere Standorte möglich (Molly 2011).

Teilweise wird die Auslegung von Schwachwindanlagen mit kleinerem Generator mit einer Abregelung der Anlage ab einer bestimmten Erzeugungsleistung verglichen (BET 2013). Es gibt jedoch im Vergleich zu einer einfachen Abregelung auch Vorteile, die über die Kostenersparnis durch Verwendung eines kleineren Generators hinausgehen. Da die auftretenden Kräfte und Drehmomente bei pitchregulierten Windenergieanlagen bei gleicher Rotorgröße und -drehzahl

Status quo und erwartete Entwicklung der durchschnittlich installierten Windenergieanlagen in den Jahren 2013, 2023 und 2033

Abbildung 4



Fraunhofer IWES, Agora Energiewende: Studie *Kostenoptimaler Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland*

weitgehend proportional zur entnommenen Leistung sind, können Kosten bei weiteren Komponenten (unter anderem Getriebe, Turm und Fundament) eingespart werden. Weiterhin erfolgt die Auslegung der Leistungselektronik auf eine geringere Leistung, sodass eine Auslegung der Windkraftanlage auf niedrigere spezifische Nennleistungen nicht zwangsweise mit einer Erhöhung der Stromgestehungskosten einhergeht. Der größere Flächenbedarf (pro installierte Leistung) sowie höhere Kosten für die Verkabelung innerhalb eines Windparks wirken den oben genannten Kosteneinsparpotenzialen entgegen.

Eine optimale Auslegung ist abhängig von der Windhäufigkeit des Standorts. An windschwachen Standorten liegt nach Berechnungen von Molly (2012) das Optimum im Bereich um 200 Watt je Quadratmeter, wobei gerade an schlechteren Windstandorten die Stromgestehungskosten sehr sensitiv auf abweichende Auslegungen reagieren. Das Optimum für gute, küstennahe Standorte wird hingegen im Bereich von 260 bis 280 Watt je Quadratmeter gesehen, ist dort jedoch weniger sensitiv. Auch für Offshore-Turbinen ergibt sich ein Optimum, das mit circa 330 bis 350 Watt je Quadratmeter deutlich unter der spezifischen Nennleistung der heute verbreiteten Anlagen der „≥ 5 MW“-Klasse liegt (meist > 400 Watt je Quadratmeter). Diese Betrachtungen beziehen sich zunächst nur auf die reinen Stromgestehungskosten. Berücksichtigt man ebenfalls die Kosten für den Leitungsausbau und mögliche Stromspeicher, würden sich für ein optimiertes Gesamtsystem noch geringere spezifische Nennleistungen ergeben (Molly 2012).

Vor diesem Hintergrund ist zu erwarten, dass sich der Trend zu geringeren spezifischen Nennleistungen zukünftig auch verstärkt auf Windenergieanlagen an windhöffigeren Standorten auswirken wird. Gleichzeitig wird aufgrund der unterschiedlichen Optima bei der Leistungsauslegung weiterhin eine Differenzierung zwischen Starkwind- und Schwachwindanlagen bestehen.

Da die Annahmen zur Auslegung von zukünftigen Windenergieanlagen bei der Betrachtung der zukünftigen Energieversorgung von großer Bedeutung sind, wurde durch das Fraunhofer IWES eine entsprechende Abschätzung bis zum

Jahr 2033 erstellt. Die Abschätzung der zukünftigen Kennwerte unterscheidet nach Stark- und Schwachwindanlagen.

Bei den beschriebenen Windenergieanlagen handelt es sich um die Abschätzung der jeweils durchschnittlich im entsprechenden Bezugsjahr installierten Stark- und Schwachwindanlagen. Zu jedem Zeitpunkt werden sowohl Windenergieanlagen mit höheren oder niedrigeren Kennwerten am Markt angeboten und installiert werden. Abbildung 4 und 5 fassen die in der Studie *Kostenoptimaler Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland* (Agora 2013) verwendeten Annahmen zur technischen Entwicklung von Windenergieanlagen bis zum Jahr 2033 zusammen.

Die Annahmen für das Jahr 2013 beruhen auf den bei Studiererstellung für das Jahr 2012 vorliegenden Daten (Stand Dezember 2012) und wurden für das Betrachtungsjahr 2013 geringfügig angepasst.

### **Erwartungen für das Jahr 2023**

Marktbestimmende Windenergieanlagen für das Jahr 2023 werden derzeit in den Markt eingeführt oder stehen kurz vor der Markteinführung. Sowohl für Starkwind- als auch für Schwachwindstandorte weisen die entsprechenden Windenergieanlagen eine Nennleistung im Bereich von drei MW auf. Beim Rotordurchmesser werden Größen von durchschnittlich 100 Metern für Starkwind und etwa 115 Metern für Schwachwindanlagen erwartet. Die Nabenhöhe wird mit circa 110 Meter beziehungsweise circa 140 Meter angesetzt. Durch die technische Weiterentwicklung der Windenergieanlagen ist auch von einer leichten Steigerung des maximalen Leistungskoeffizienten ( $c_{pmax}$ ) auszugehen.

### **Erwartungen für das Jahr 2033**

Anlagen, die 2033 den Markt prägen werden, befinden sich derzeit im Vorentwicklungsstadium oder noch davor. Für Starkwindanlagen haben verschiedene Hersteller Onshore-Windenergieanlagen im Leistungsbereich bis acht MW angekündigt. Gleichzeitig ist davon auszugehen, dass auch 2033 noch ein wesentlicher Teil der neu installierten Windenergieanlagen eine Leistung um drei MW haben wird. Die durchschnittliche Nennleistung für Starkwindanlagen

Annahmen zur weiteren Entwicklung der durchschnittlichen Kennwerte von Windenergieanlagen

Abbildung 5

	2013		2023		2033	
	Starkwind	Schwachwind	Starkwind	Schwachwind	Starkwind	Schwachwind
<b>Nennleistung</b>	2,5 MW	2,2 MW	3 MW	3 MW	4,5 MW	4 MW
<b>Rotor-<math>\varnothing</math></b>	85 m	90 m	100 m	115 m	125 m	140 m
<b>Spezifische Nennleistung</b>	441 W/m <sup>2</sup>	346 W/m <sup>2</sup>	382 W/m <sup>2</sup>	289 W/m <sup>2</sup>	367 W/m <sup>2</sup>	260 W/m <sup>2</sup>
<b>Nabenhöhe</b>	90 m	120 m	110 m	140 m	120 m	150 m
<b><math>CP_{max}</math></b>	0,48	0,48	0,5	0,5	0,51	0,51

Fraunhofer IWES, Agora Energiewende: Studie *Kostenoptimaler Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland*

wird daher auf 4,5 MW geschätzt. Im Rahmen der technischen Weiterentwicklung ist davon auszugehen, dass ein wesentlicher Teil der Starkwindanlagen auch bis zu Windgeschwindigkeiten von 30 Metern pro Sekunde betrieben werden kann. Auch für Schwachwindanlagen ist von einer weiteren, wenn auch geringeren, Leistungszunahme auszugehen. Mit durchschnittlich vier MW wird diese, bei

deutlich größeren Rotor-Generator-Verhältnissen, unterhalb der Leistung von Starkwindanlagen angenommen. Die Nabenhöhe wird auf durchschnittlich etwa 150 Meter geschätzt. Hohe Türme können bis über 200 Meter erreichen, ein deutliches Höhenwachstum darüber hinaus wird nicht erwartet.

## II. Unterschiede im Einspeiseverhalten von Stark- und Schwachwindanlagen

Unterschiede im Anlagendesign führen zu unterschiedlichem Einspeiseverhalten der Windenergieanlagen, die für das restliche Stromsystem eine wesentliche Bedeutung haben. Um die Effekte zu veranschaulichen, wurde das Einspeiseverhalten verschiedener Anlagentypen simuliert. Dabei wurden vier unterschiedliche Anlagen beispielhaft jeweils für einen Standort im Norden und Süden (vgl. Abbildung 9), auf Basis der COSMO-DE-Modells des Deutschen Wetterdienstes betrachtet:

- eine Starkwindanlage entsprechend heutigem Design („Starkwind Typ I“, 2,5 MW, 90 Meter Nabenhöhe, 85 Meter Rotordurchmesser),
- eine zukünftige durchschnittliche Starkwindanlage („Starkwind Typ II“, drei MW, 110 Meter Nabenhöhe, 100 Meter Rotordurchmesser),
- eine zukünftige durchschnittliche Schwachwindanlage („Schwachwind Typ I“, drei MW, 140 Meter Nabenhöhe, 115 Meter Rotordurchmesser),
- eine weitere Schwachwindanlage mit einem sehr hohen Rotor-Generator-Verhältnis („Schwachwind Typ II“, zwei MW, 125 Meter Nabenhöhe, 110 Meter Rotordurchmesser).

Die Einspeisung aus diesen vier Anlagen wurde auf Basis des Wetterjahres 2011 für jede Stunde des Jahres simuliert, wobei die Anlagen jeweils als Einzelanlagen (ohne Windparkverluste) betrachtet wurden. Die resultierenden Volllaststunden, also die gesamte erzeugte Energie geteilt durch die installierte Leistung, sind in Abbildung 6 zusammengetragen.

Insgesamt wird deutlich, dass die zukünftigen Anlagen höhere Volllaststunden erbringen als heutige typische Starkwindanlagen. Ebenfalls ist bei den Schwachwindanlagen eine Zunahme der Volllaststunden im Vergleich zu einer Starkwindanlage am gleichen Standort zu erwarten. Im Norden werden circa 4.350 beziehungsweise 4.650 Volllaststunden erreicht, während eine heute installierte Starkwindanlage etwa 2.450 Volllaststunden am gleichen Standort liefern würde. Auch im Süden können an guten Standorten durch die Schwachwindanlagen mit erhöhten Nabenhöhen deutlich höhere Volllaststunden (2.500 bis 2.750 Volllaststunden; aktuell wird auch von Projekten mit über 3.000 Volllaststunden berichtet) erzielt werden, während eine heutige Starkwindanlage dort unter 1.500 Volllaststunden liefert.

Volllaststunden unterschiedlicher Anlagentypen (meteorologisches Jahr 2011) Abb. 6

	Starkwind Typ I	Starkwind Typ II	Schwachwind Typ I	Schwachwind Typ II
Nord	2.450 h	3.250 h	4.350 h	4.650 h
Süd	1.450 h	1.850 h	2.500 h	2.750 h

Fraunhofer IWES

Dabei ist zu berücksichtigen, dass eine einzelne typische Schwachwindanlage zwar eine höhere Auslastung erzielt, jedoch auch höhere Investitionskosten und einen größeren Flächenbedarf aufweist. Meist wird der Abstand zwischen den einzelnen Windenergieanlagen in einem Windpark über die Entfernung zur nächsten Anlage als in Vielfaches des Rotordurchmessers festgelegt. Hierbei sind zum Beispiel fünf Rotordurchmesser in Hauptwindrichtung und drei Rotordurchmesser in Nebenwindrichtung häufige im Binnenland verwendete Abstände. Aufgrund des größeren Rotordurchmessers der Schwachwindanlage kann somit nur eine geringere Leistung innerhalb einer (Windpark-)Fläche errichtet werden.

In Abbildung 7 ist beispielhaft für eine Woche die Einspeisung der beiden Anlagen Starkwind Typ I und Schwachwind Typ I an einem Standort in Süddeutschland (vgl. Abbildung 9) dargestellt. Um die Unterschiede im Einspeiseverhalten hervorzuheben, wurde eine Darstellung gewählt, die die in der jeweiligen Stunde erzeugte Energiemenge in Promille des Jahresenergieertrags der Windenergieanlage angibt. Durch die Wahl der Darstellung wird sichergestellt, dass die Bereitstellung einer identischen Menge erzeugter Energie miteinander verglichen wird. Über das ganze Jahr betrachtet wäre die Fläche unter der hier dargestellten Kurve also durch die Skalierung für beide Anlagenkonfigurationen identisch, der verbleibende Unterschied zwischen den dargestellten Kurven ist ausschließlich durch die unterschiedliche Dynamik der Einspeisung bedingt.

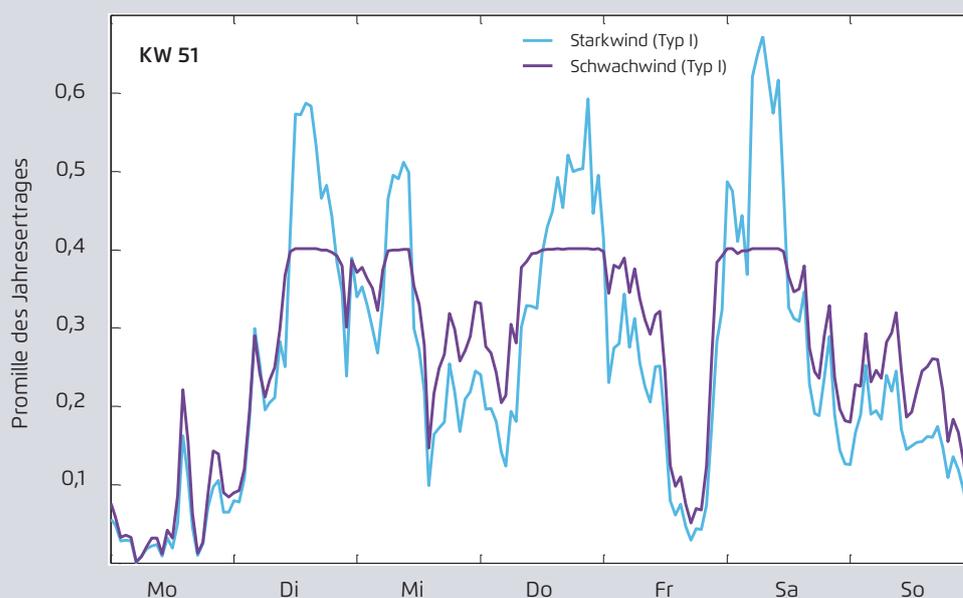
Windenergieanlagen mit einer auslastungsorientierten Auslegung ermöglichen somit eine deutlich gleichmäßigere Einspeisung, die Vorteile für das Stromsystem bietet. Abbildung 7 verdeutlicht das gleichmäßigere Einspeiseverhalten: Während die Starkwindanlage starke Fluktuationen

aufweist, sind die Fluktuationen bei der Schwachwindanlage weniger stark ausgeprägt. Dies ist in der Darstellung zum Beispiel am Samstag und Sonntag zu sehen. Obwohl der gleiche Standort angenommen ist, unterscheidet sich der zeitliche Verlauf der Einspeisung: Während die Starkwindanlage am Samstagmittag, bei starkem Wind, eine sehr hohe Leistung erzeugt, produziert sie am Sonntag, bei schwachem Wind, vergleichsweise wenig Strom. Die Schwachwindanlage am selben Standort speist am Samstag zwar weniger Strom ein, dafür jedoch am Sonntag bei geringen Windverhältnissen mehr.

Die resultierende geordnete Jahresdauerlinie ist in Abbildung 8 dargestellt. Dabei sind die je Stunde eingespeisten Erzeugungsmengen für jede Anlage der Höhe nach geordnet dargestellt. Als Skalierung wurde wiederum die Jahresenergiemenge gewählt, die beiden Kurven bilden also jeweils die gleiche Energiemenge ab. Hierdurch wird deutlich, dass durch die Schwachwindanlagen sowohl im Norden als auch im Süden die auftretenden Leistungsspitzen (bezogen auf die Jahresenergiemenge) deutlich reduziert werden. Dies bietet große Vorteile für die effiziente Auslegung des restli-

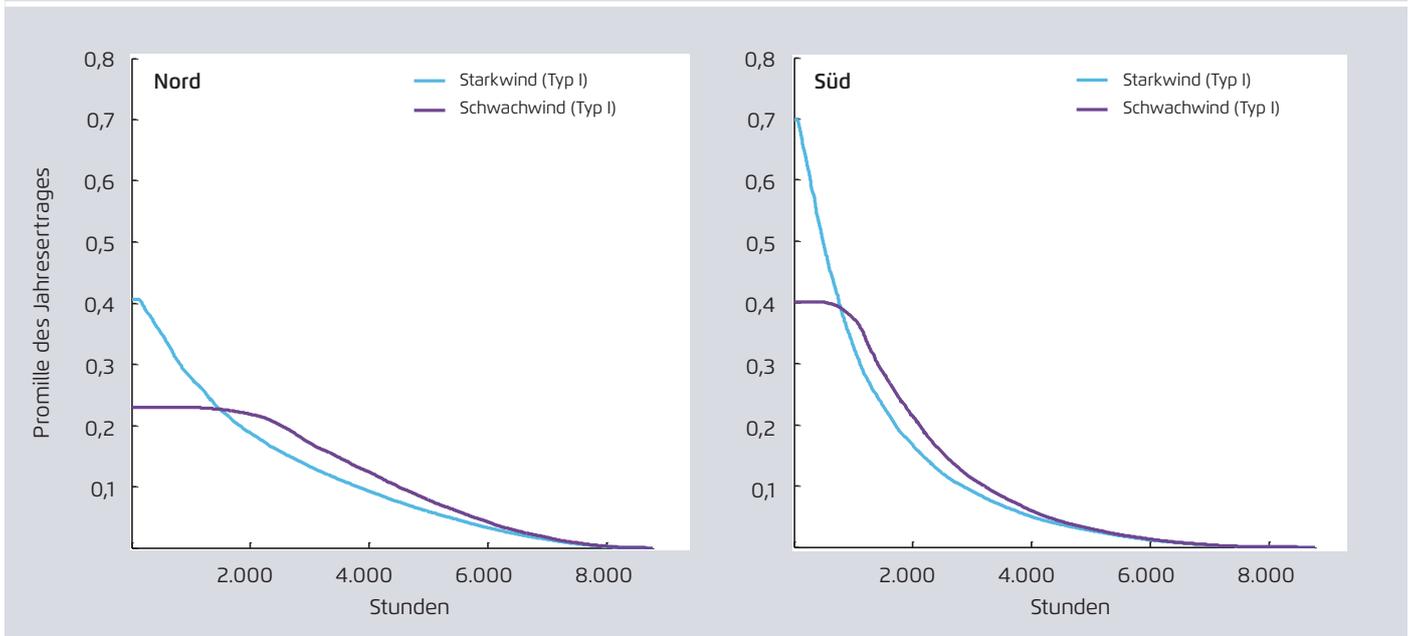
Einspeisung am Standort Süd in Kalenderwoche 51; durch die Skalierung ist die Fläche unter beiden Kurven über das Jahr betrachtet gleich groß

Abbildung 7



Geordnete Jahresdauerlinie für verschiedene Anlagentypen an den Standorten „Nord“ (links) und „Süd“ (rechts) bezogen auf den Jahresenergieertrag der jeweiligen Anlage

Abbildung 8



Fraunhofer IWES, Datenbasis DWD; Standorte entsprechen den Standorten in Kapitel III

chen Stromsystem, da durch die gleichmäßigere Bereitstellung der Energie eine höhere Auslastung zum Beispiel der Verteilnetze und Übertragungsnetze möglich wird. Besonders an dem Nordstandort wird deutlich, dass die auslastungsoptimierte Anlage dort circa 2.000 Stunden pro Jahr mit Nennleistung einspeist. Durch die höhere Gleichmäßigkeit der Energieabgabe von Schwachwindanlagen können Leistungsschwankungen der Windturbinen reduziert werden.

Als weitere Einflussgröße können die Erträge der Windenergieanlagen durch eine Erhöhung der Nabenhöhe gesteigert werden. Dies wirkt sich insbesondere in Regionen mit einer hohen Rauigkeit positiv auf die Wirtschaftlichkeit der Anlagen aus (vgl. Kapitel IV). Laufende Messungen des vom Fraunhofer IWES in der Umgebung von Kassel errichteten 200-Meter-Messmasstes zeigen, dass bei einer Nabenhöhe von 200 Metern durchaus auch Windenergieanlagen mit einer Auslastung von 4.000 Vollbenutzungsstunden in den Mittelgebirgen betrieben werden könnten (Callies, pers. Mitteilung).

### III. Ausgleichseffekte durch Windeinspeisung in unterschiedlichen Regionen Deutschlands

Da hohe Windgeschwindigkeiten nicht an weit entfernten Standorten gleichzeitig auftreten, sondern meist gerichtet über Deutschland ziehen, ist es zweckmäßig, einzelne Standorte in verschiedenen Regionen zu vergleichen. Ein zeitlicher Versatz von Windstromeinspeisungen an unterschiedlichen Orten führt zu einer insgesamt gleichmäßigeren Einspeisung und reduziert die Geschwindigkeit der Laständerung, auf die das restliche Stromsystem reagieren muss (Marrone et al., 2008).

Um einen Überblick über das Ausmaß des zeitlichen Versatzes der Einspeisung von Windenergieanlagen in verschiedenen Regionen zu geben, werden im Folgenden sechs Orte betrachtet (Abbildung 9). Standorte in Nord- und Ostsee bilden Einspeisungen von Offshore-Windkraftanlagen ab. Des Weiteren wird jeweils ein Standort für Windkraftanlagen im Norden, Süden, Osten und Westen untersucht. Hierfür werden an den Standorten im Süden, Osten und Westen

Schwachwindanlagen mit 150 Metern Nabenhöhe (siehe Abbildung 5, Auslegung der Schwachwindanlage im Jahr 2033) verwendet. Im Norden wird ein Starkwindmodell mit 120 Meter Nabenhöhe (siehe Abbildung 5, Auslegung der Starkwindanlage im Jahr 2033) angenommen und für die Standorte im Meer wird von Offshore-Turbinen mit einer Nabenhöhe von 90 Metern, fünf MW Leistung bei 126 Metern Rotordurchmesser ausgegangen. Dabei werden jeweils einzelne Anlagen simuliert, ohne Berücksichtigung von Verschattung durch benachbarte Anlagen.

#### Beispielhafter zeitlicher Verlauf der Einspeisung in den verschiedenen Regionen bei Betrachtung einer Woche

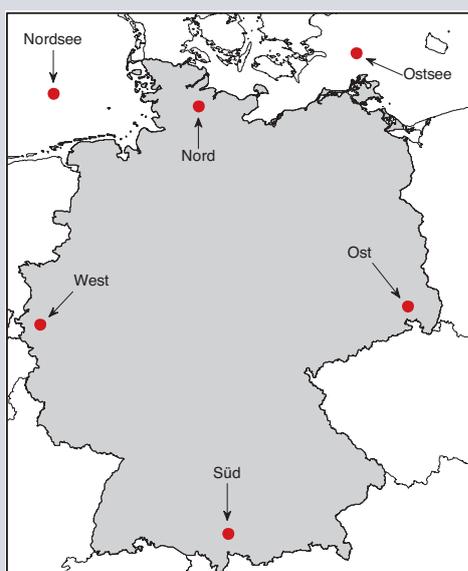
Abbildung 10 zeigt beispielhaft den Verlauf der Windstromeinspeisungen in der dritten Kalenderwoche (meteorologisches Jahr 2011; alle Wochengrafiken unter <http://www.agora-energiewende.de/themen/optimierung-des-gesamtsystems>). Dabei wurden Windgeschwindigkeiten aus dem COSMO-DE-Modell des Deutschen Wetterdienstes verwendet. Die Abbildungen sind hier skaliert auf die installierte Leistung, die Kurven stellen somit jeweils die Einspeisung für einen gleich großen Generator dar.

Hier lassen sich verschiedene Effekte beobachten. Zum einen gibt es eine grundsätzliche Korrelation der Erzeugung aus Wind in ganz Deutschland. Zu sehen ist die zum Beispiel in der dritten Kalenderwoche in der Nacht von Montag auf Dienstag, wenn an fast allen Standorten eine relevante Einspeisung erfolgt, während die Windstromeinspeisung am Donnerstagnachmittag in ganz Deutschland erheblich geringer ist.

Es lässt sich aber auch gut erkennen, dass Anlagen an verschiedenen Standorten sich ergänzen können. So zum Beispiel am Montag der dritten Kalenderwoche, wo im Norden die Einspeisung nachlässt, an Nord- und Ostsee fast auf null sinkt, dafür aber nacheinander im Süden und Westen er-

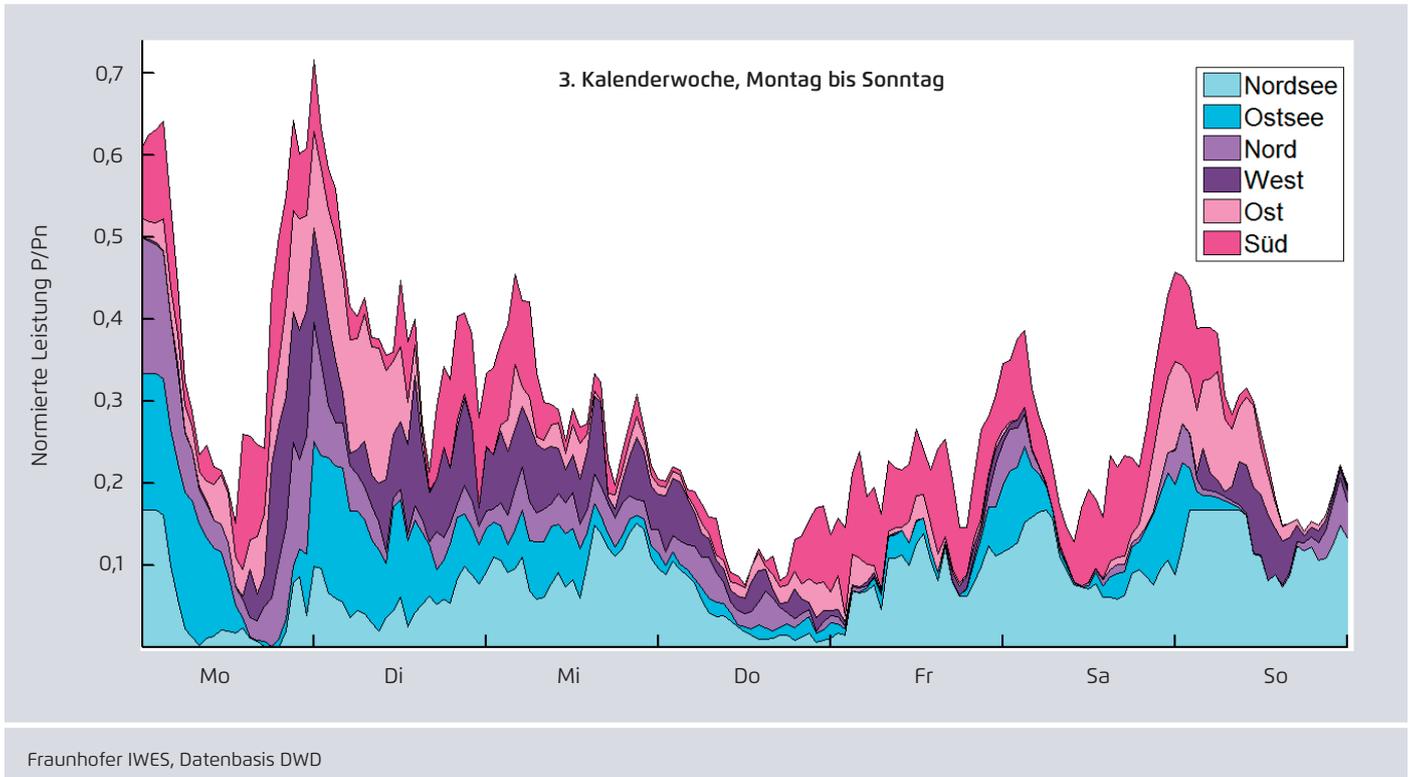
Standorte für die Analyse der räumlichen Korrelation

Abb. 9



Normierte Einspeisung in der 3. Kalenderwoche an den 6 betrachteten Standorten

Abbildung 10



heblich zunimmt, bevor auch wieder im Norden und Osten mehr Wind aufkommt.

Dieser Tag ist in Abbildung 11 vergrößert dargestellt (links), außerdem wird der Tagesverlauf mithilfe von Windkarten nachvollzogen (rechts). Auf den Deutschlandkarten sind die einzelnen Anlagenstandorte jeweils mit einem Kreis markiert. Die Windgeschwindigkeiten werden anhand der Farben von dunkelblau (kein Wind) über gelb bis hin zu rot (starker Wind) dargestellt. Da es sich um Windgeschwindigkeiten in 116 Metern Höhe handelt, was nicht exakt der Nabenhöhen der simulierten Anlagen entspricht, sind die Werte nicht direkt auf die Leistungseinspeisung übertragbar.

### Beispielhafter zeitlicher Verlauf der Einspeisung in den verschiedenen Regionen bei Betrachtung eines Tages

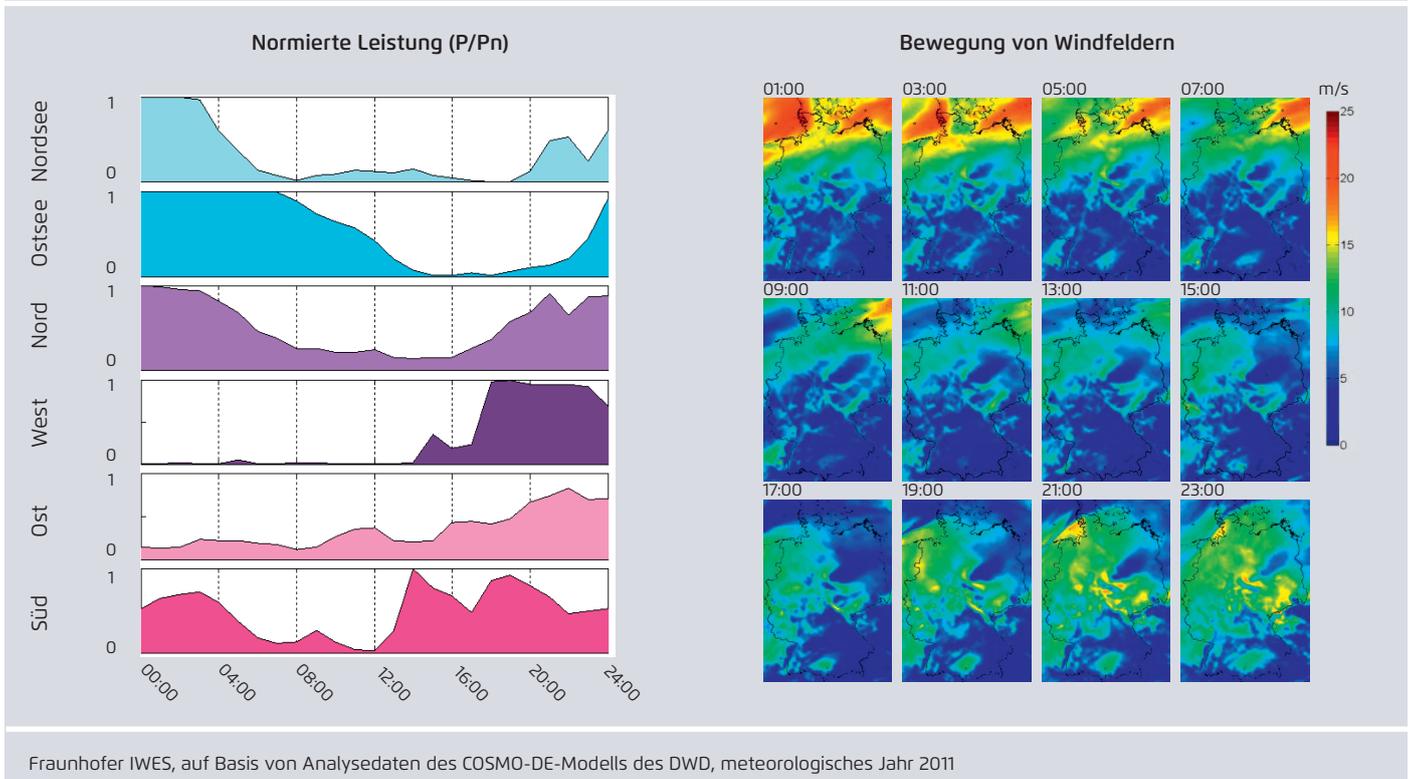
Anhand beider Abbildungen lässt sich der Tagesverlauf der Energieeinspeisung durch die sechs Anlagen gut erkennen.

Um Mitternacht laufen die nördlichen Anlagen alle im Vollastbetrieb und auch im Süden wird mit mehr als 50 Prozent der Nennleistung eingespeist. Ab 3:00 Uhr nimmt die Einspeisung in der Nordsee innerhalb weniger Stunden fast auf null ab. Auch auf dem Festland im Norden sinkt die Einspeisung zu dieser Zeit schon, allerdings nicht ganz so stark.

In Abbildung 11, rechts, lässt sich erkennen, wie die Windfront im Norden von Westen nach Osten zieht. Während im Anschluss an den Nordseestandort auch am Ostseestandort die Einspeisung fast vollständig absinkt, steigen die Windgeschwindigkeiten erst leicht im Osten und daraufhin stark im Süden Deutschlands an.

Auf den Karten in Abbildung 11 (rechts) ist zu sehen, wie sich am südlichen Standort ein Windfeld ausbildet. Gleichzeitig zieht von Westen eine neue Windfront ins Bild, die – wie in Abbildung 11 (links) zu sehen – am Nachmittag zum Ansteigen der Leistung am westlichen Standort führt, bis schließlich auch wieder im Norden die Einspeisung ansteigt.

Einspeisung aus Windenergieanlagen am Montag der 3. Kalenderwoche an den 6 betrachteten Standorten Abbildung 11



Durch das versetzte Abfallen und Ansteigen der Einspeisung an unterschiedlichen Standorten verringert sich der Gradient der gesamten Einspeisung wesentlich. Deutlich wird dies in Abbildung 12. Hier sind die Einzelkurven aus

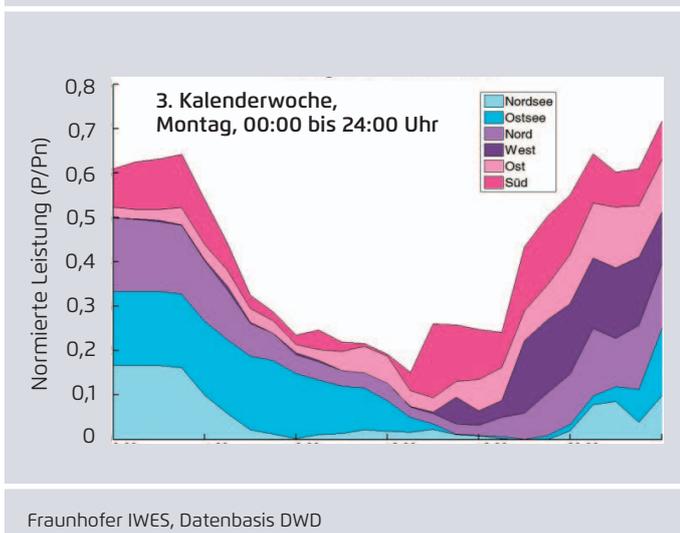
Abbildung 11 (links) zu einer gemeinsamen Einspeisekurve gestapelt. Es ist ersichtlich, dass die Gradienten dieser gesamten Einspeisung weit geringer sind sowie Minima und Maxima weniger extrem ausfallen als an den einzelnen Standorten. Kraftwerke zur Deckung der residualen Last haben so mehr Zeit, auf Veränderungen im Winddargebot zu reagieren.

Dieses Beispiel der dritten Kalenderwoche wurde hier zur Veranschaulichung gewählt und ersetzt keine statistische Betrachtung über das ganze Jahr.

### Statistische Häufigkeit von Leistungsgradienten in der Einspeisung bei unterschiedlicher regionaler Verteilung

Solch eine statistische Auswertung der Gradienten der Windstromeinspeisung wurde durchgeführt. In Abbildung 13 ist dargestellt welche Einspeisegradienten wie häufig über das Jahr auftreten. Relevant für das Energieversorgungssystem sind insbesondere Höhe und Häufigkeit

Einspeisung am Montag der 3. Kalenderwoche (aufsummierte Darstellung) Abb. 12



besonders großer negativer sowie positiver Leistungsgradienten. In diesen Situationen ist ein schnelles Hoch- beziehungsweise Herunterregeln des hydrothermischen Kraftwerksparks erforderlich. Betrachtet wurden die Leistungsgradienten bei einer Einspeisung aus Windanlagen lediglich an den drei nördlichen Standorten und bei einer Einspeisung bei von allen sechs Standorten.

Sowohl für hohe positive wie auch hohe negative Gradienten liegt die Häufigkeit bei Aggregation aller sechs Standorte unter der der drei Nordstandorte. Eine großräumige Verteilung der Anlagen führt folglich zu einer Glättung der Einspeisung. So tritt zum Beispiel eine abfallende Flanke von 30 Prozent der Nennleistung innerhalb einer Stunde bei den nördlichen Standorten in etwa 17 Stunden im Jahr (0,2 Prozent der Jahresstunden) auf. Bei der Einspeisung an allen

sechs Standorten reduziert sich diese Anzahl auf zwei Stunden im Jahr (0,023 Prozent der Jahresstunden).

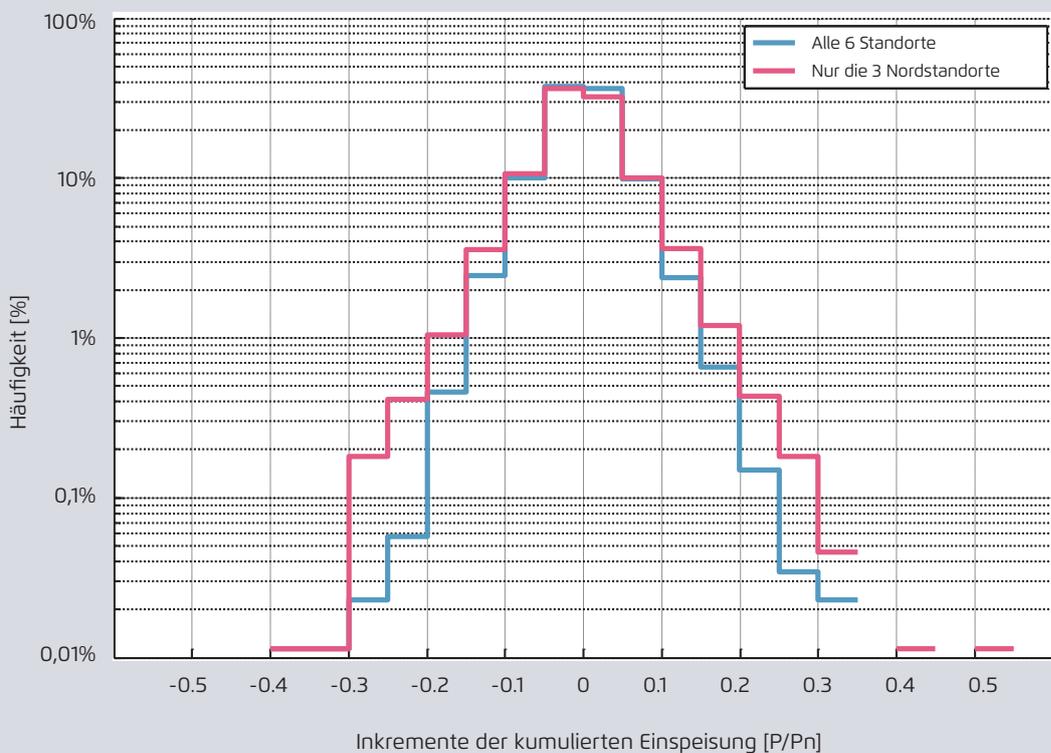
Generell lässt sich feststellen, dass die Erweiterung der Erzeugungsfäche, gewisse Mindestenerträge vorausgesetzt, einen positiven Effekt auf das Gesamtsystem hat, sofern die Übertragungsnetze in der Lage sind, die eingespeisten Leistungen den Verbrauchern zuzuführen.

### Zeitlicher Verlauf der Einspeisung in verschiedenen Regionen bei Betrachtung aller Wochen eines Jahres

Neben der Geschwindigkeit der Laständerung im Bereich von Stunden ist die mittelfristige Gleichmäßigkeit der Erzeugung aus Windenergieanlagen wichtig für das residuale Stromsystem. So kann zum Beispiel durch Pumpspei-

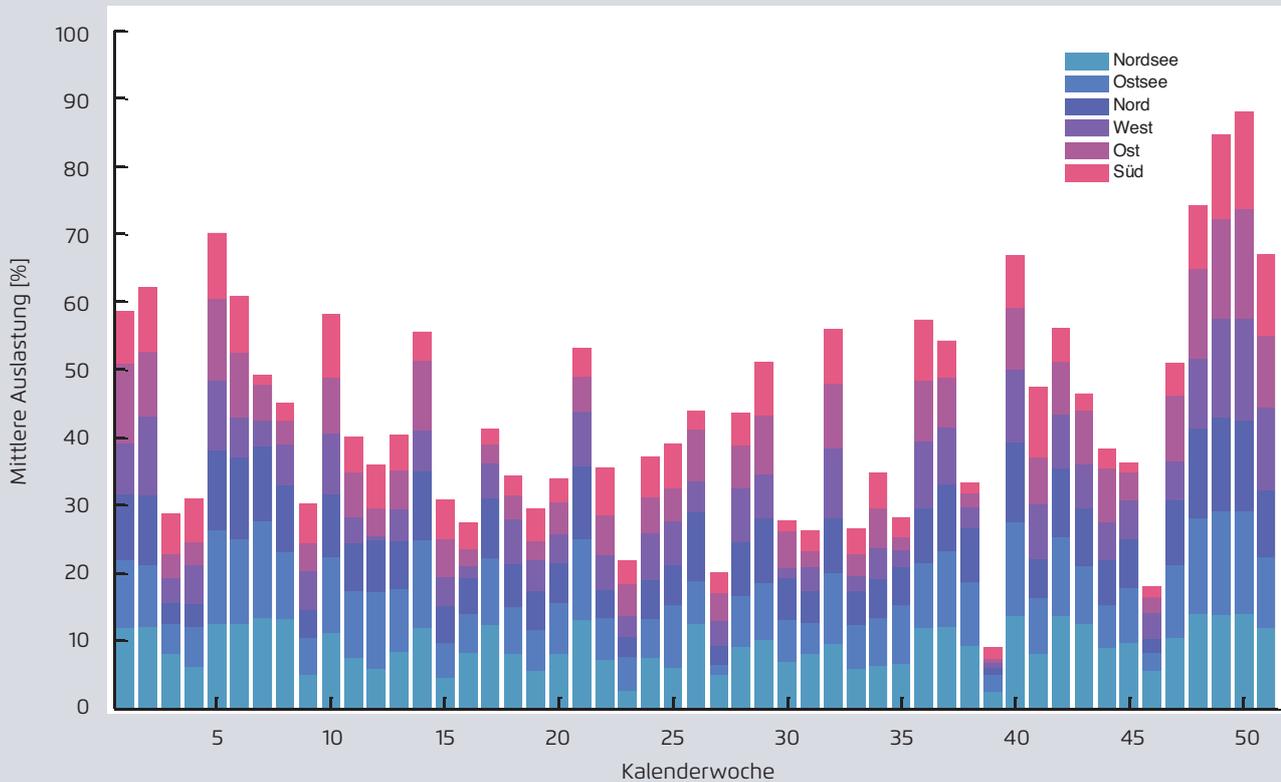
Häufigkeitsverteilung der Gradienten der Einspeisung aus Windenergieanlagen an den drei Nordstandorten im Vergleich zur kumulierten Einspeisung an allen sechs Standorten

Abbildung 13



Mittlere Auslastung der Windenergieanlagen an den sechs Standorten je Woche

Abbildung 14



Fraunhofer IWES, Datenbasis DWD

cher zwar Strom für einige Stunden oder Tage gespeichert werden, nicht jedoch für Wochen. Um der Frage nachzugehen, ob in den Wochen, in denen wenig Wind im Norden ist, grundsätzlich mehr Wind im Süden ist oder nicht, wurden die oben dargestellten Erzeugungslinien auf Wochenwerte aggregiert. Abbildung 14 zeigt die mittlere Einspeisung an den verschiedenen Orten für jede Woche des meteorologischen Jahres 2011. Dargestellt ist die durchschnittliche, prozentuale Auslastung der Windenergieanlagen an den Standorten, sodass bei einer über die gesamte Woche andauernden Einspeisung mit Nennleistung an allen sechs Standorten ein Wert von 100 Prozent erreicht würde.

Hierin spiegelt sich zum einen der grundsätzliche Trend, dass in den Herbst- und Wintermonaten mehr Wind weht als im Sommer, wobei das Jahr 2011 mit einem im Vergleich

zu anderen Jahren besonders windstarken Monat Dezember auffällt. Zudem wird ersichtlich, dass es generell eine große Korrelation der Windstromereinspeisung in ganz Deutschland gibt. Tendenziell lässt sich sagen, dass es Wochen gibt, in denen in allen Teilen Deutschlands viel Wind weht, wie auch Wochen, in denen die Einspeisung in allen Teilen Deutschlands gering ist.

Ein Extrembeispiel für eine Woche mit wenig Wind stellt in dem betrachteten Jahr die 39. Kalenderwoche dar, in der insgesamt nur zehn Prozent der möglichen Einspeisung generiert werden.

Der in Abbildung 15 angegebene Korrelationskoeffizient nach Kendalls Tau zeigt, wie stark die Einspeisung von zwei Standorten miteinander jeweils korreliert. Die Werte kön-

Korrelationskoeffizienten der Einspeisung aus Windenergieanlagen an den sechs Standorten **Abb. 15**

Stundenmittelwerte (Kendall Tau)						
	Nordsee	Ostsee	Nord	West	Ost	Süd
Nordsee	1,00	0,36	0,56	0,35	0,30	0,13
Ostsee	0,36	1,00	0,50	0,22	0,33	0,14
Nord	0,56	0,50	1,00	0,34	0,39	0,16
West	0,35	0,22	0,34	1,00	0,35	0,30
Ost	0,30	0,33	0,39	0,35	1,00	0,28
Süd	0,13	0,14	0,16	0,30	0,28	1,00

Tagesmittelwerte (Kendall Tau)						
	Nordsee	Ostsee	Nord	West	Ost	Süd
Nordsee	1,00	0,45	0,66	0,43	0,38	0,17
Ostsee	0,45	1,00	0,61	0,31	0,41	0,17
Nord	0,66	0,61	1,00	0,44	0,49	0,20
West	0,43	0,31	0,44	1,00	0,45	0,40
Ost	0,38	0,41	0,49	0,45	1,00	0,37
Süd	0,17	0,17	0,20	0,40	0,37	1,00

Wochenmittelwerte (Kendall Tau)						
	Nordsee	Ostsee	Nord	West	Ost	Süd
Nordsee	1,00	0,61	0,76	0,47	0,46	0,17
Ostsee	0,61	1,00	0,75	0,43	0,48	0,28
Nord	0,76	0,75	1,00	0,47	0,54	0,23
West	0,47	0,43	0,47	1,00	0,58	0,49
Ost	0,46	0,48	0,54	0,58	1,00	0,49
Süd	0,17	0,28	0,23	0,49	0,49	1,00

Fraunhofer IWES, Datenbasis DWD

nen zwischen -1 und +1 liegen. Ein Wert von 1 bedeutet, dass die Einspeisezeitreihen perfekt korrelieren, während bei einem Wert von Null keine Korrelation besteht. Negative Werte würden auf eine Antikorrelation hinweisen im Sinne von „Wenn an Standort A wenig Windstrom eingespeist wird, liegt an Standort B eine hohe Einspeiseleistung vor (und umgekehrt)“. Die Ergebnisse zeigen, dass mit zunehmender Entfernung zwischen den Standorten die Korrelation der Einspeisung abnimmt. Insbesondere der Süd-Standort setzt sich deutlich ab, was auf Einflüsse thermischer Winde (Föhn) hinweisen könnte. Eine Antikorrelation zwischen Standorten ist nicht zu beobachten.

## IV. Verteilung der Ressource Wind in Deutschland

### Einfluss der Rauigkeit auf die Windgeschwindigkeit

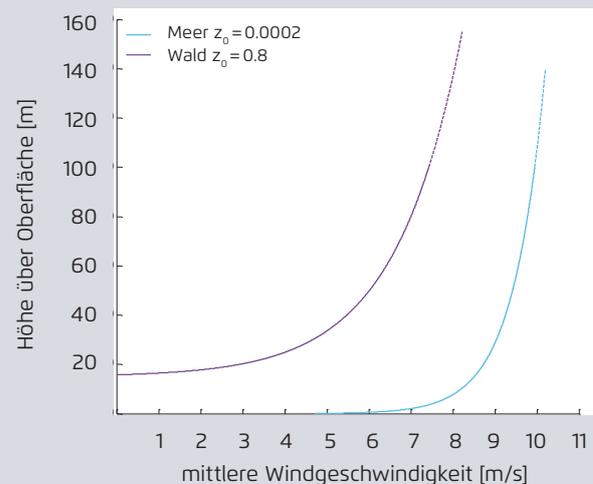
Bei der Betrachtung von Deutschland weist die Verteilung der Windressource deutliche regionale Unterschiede auf. Die Karte der durchschnittlichen Windgeschwindigkeit (Abbildung 17, links) zeigt ein deutliches Nord-Süd-Gefälle mit höheren Werten im Norden, insbesondere über Nord- und Ostsee. Grund dafür ist vor allem die Beschaffenheit der Oberfläche, die sogenannte Rauigkeit – im Süden von Deutschland ist diese höher und dadurch die Windgeschwindigkeit im Durchschnitt geringer.

In großen Höhen von circa 1,5 bis 2 Kilometer bewegen sich die Luftmassen praktisch ungebremst über ganz Deutschland hinweg (die sogenannte freie Atmosphäre), während in den darunterliegenden Schichten der Wind durch die Bodenreibung abgebremst wird. Das Ausmaß dieser Bremswirkung wird durch die groß- und kleinskalige Strukturierung der Oberfläche bestimmt – man spricht von der sogenannten Rauigkeit. Während die Geländerauigkeit in Abhängigkeit von der Orografie, also Tälern, Hügeln und Bergen, eine Bremswirkung auf die Winde ausübt, hat weiterhin die Oberflächenrauigkeit, die vom Bewuchs sowie der Bebauung abhängt, einen wichtigen Einfluss auf die regionalen Windverhältnisse. Ausschlaggebend für die Windressource an einem Standort ist jedoch nicht die Rauigkeit exakt an diesem Standort als vielmehr die der großräumigen Umgebung, gewichtet nach vorherrschender Windrichtung.

Während die glatte, unbewegte See die geringste Rauigkeit aufweist, ist über Wäldern und insbesondere über Städten die Bremswirkung besonders hoch. Da unmittelbar an der Erdoberfläche die Windgeschwindigkeit gegen null konvergiert und andererseits der Wind in der freien Atmosphäre von der Bremswirkung der Erdoberfläche unbeeinflusst ist, unterscheidet sich ausschließlich der Verlauf, wie sich mit zunehmender Höhe die Windgeschwindigkeit verändert – man spricht von dem Höhenprofil des Windes. Für die ersten circa 100 Meter lassen sich die Änderungen der

Windgeschwindigkeit in Abhängigkeit von der Höhe an Standorten mit unterschiedlicher Oberflächenbeschaffenheit (Meer, Wald)

Abb. 16



Fraunhofer IWES, Annahme Windgeschwindigkeit 12 m/s in der freien Atmosphäre (1.500 m)

Windgeschwindigkeit mit zunehmender Höhe mithilfe des logarithmischen Windprofils in Abhängigkeit von der Rauigkeitslänge näherungsweise beschreiben (Abbildung 17).

An Standorten mit einer sehr geringen Rauigkeit, zum Beispiel dem Meer, überträgt sich die kinetische Energie der bewegten Luftmassen mit nur geringen (Reibungs-)Verlusten bis in bodennahe Schichten. Im Gegensatz dazu wird über Regionen mit großer Rauigkeit die Bewegung der Luftmassen bereits in höheren Schichten signifikant abgebremst. Entsprechend unterscheiden sich die Windprofile: Während über dem Wald mit zunehmender Höhe die Windgeschwindigkeit zunächst vergleichsweise langsam zunimmt, erfolgt die Zunahme der Windgeschwindigkeit über dem Meer in den unteren Luftschichten zunächst deutlich schneller. In größeren Höhen kehrt sich diese Situation um, schließlich wird bei beiden Profilen auf Höhe der freien Atmosphäre die gleiche Geschwindigkeit erreicht. Zwischen 60 Meter und 100 Meter nimmt in dem dargestellten Beispiel die Windgeschwindigkeit über dem Wald um 1,01 Me-

ter pro Sekunde zu, während die Zunahme über dem Meer nur 0,39 Meter pro Sekunde beträgt.

Aus den genannten Zusammenhängen lässt sich erklären, warum sich im Binnenland und über Wäldern durch höhere Nabenhöhen die Wirtschaftlichkeit der Anlagen oftmals verbessern lässt, während im Norden der Ertragszugewinn die höheren Investitionsaufwendungen nicht trägt. Insbesondere bei der Offshore-Windenergienutzung übersteigen zurzeit die Mehrkosten für höhere Turmhöhen und robustere Fundamente meist die Ertragsvorteile.

Zusätzlich zu den oben beschriebenen Effekten der Rauigkeit spielen natürlich noch zahlreiche weitere Faktoren eine Rolle. Hierzu zählen unter anderem thermische Winde wie Land-See-Windsysteme sowie Berg-Tal-Windsysteme. Weiterhin kann es durch Düseneffekte zu einer lokalen Verstärkung des Windes kommen. In Kuppen- und Kammlagen kann es durch den sogenannten Hügeleffekt ebenfalls zu einer Erhöhung der Windgeschwindigkeit kommen. Einerseits führt der Windstau auf der windzugewandten Seite zu einer leichten Druckerhöhung, die sich auf der windabgewandten Seite des Bergs umkehrt, andererseits ist durch die exponierte Lage die Bremswirkung der umgebenden Landschaft vermindert.

## Verteilung der Ressource Wind in Deutschland in großräumiger und kleinräumiger Perspektive

Anhand der beschriebenen Zusammenhänge (Orografie, Rauigkeit, lokale Windsysteme) lässt sich die Verteilung der Windressource über Deutschland weitgehend erklären (Abbildung 17, links). Die Faktoren, Orografie und Rauigkeitslänge, spiegeln sich in der Karte der mittleren Windgeschwindigkeiten wider. Über dem Meer kann sich aufgrund der geringen Bremswirkung der Oberfläche sowie fehlender Hindernisse und Orografie die Bewegung der Luftmassen bis nahe an die Meeresoberfläche mit vergleichsweise geringen Verlusten übertragen. Entsprechend sind bereits in circa 100 Metern Höhe mittlere Windgeschwindigkeiten von zehn Metern pro Sekunde und darüber hinaus zu beobachten. Über dem Festland der Norddeutschen Tiefebene

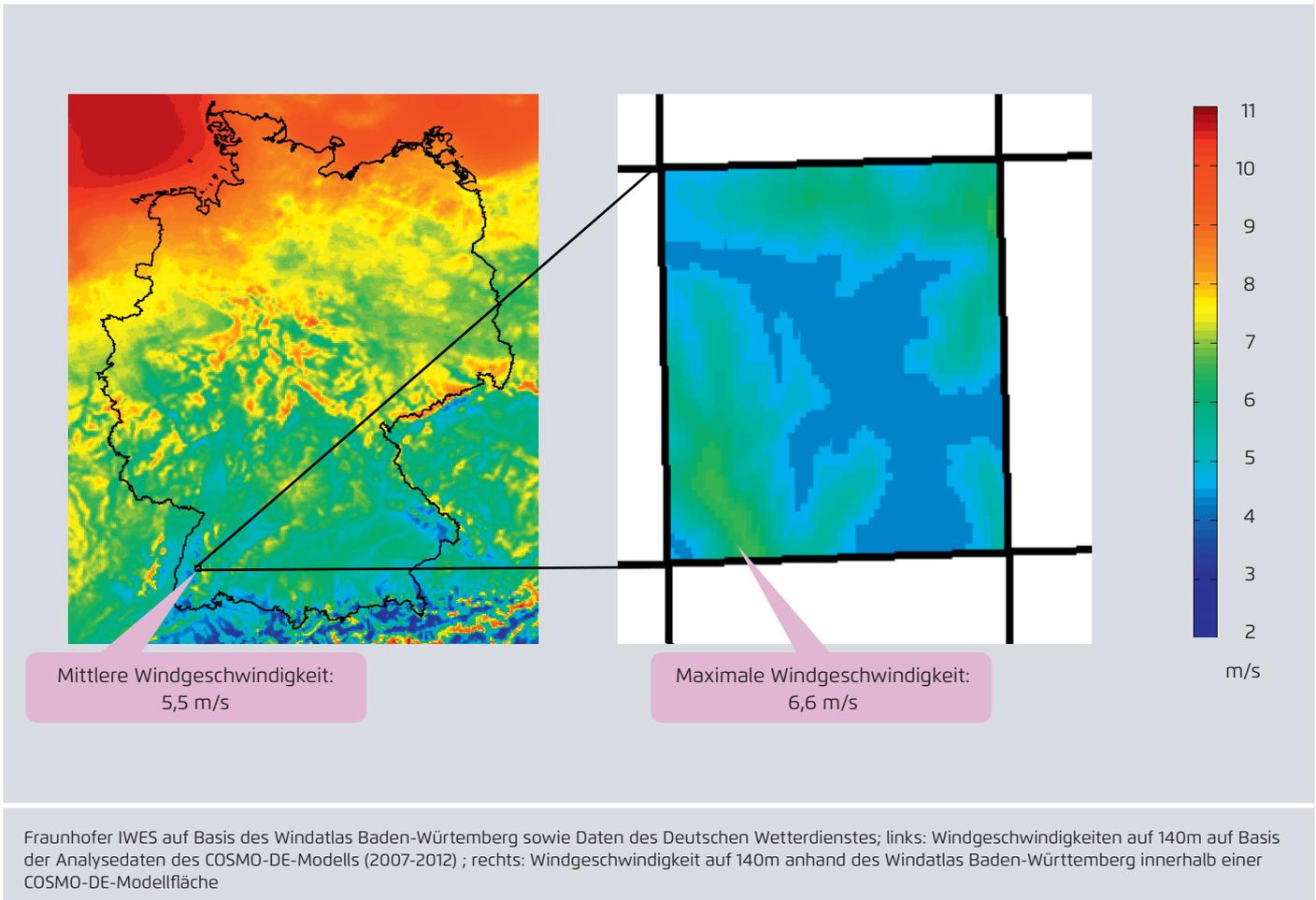
überwiegt ebenes Gelände, sodass die höhere Bremswirkung mit resultierenden geringeren Windgeschwindigkeiten im Vergleich zu den Offshore-Standorten größtenteils durch die höhere Oberflächenrauigkeit aufgrund von Bewuchs und Bebauung zu erklären ist. Die besonders starke Bremswirkung über Städten spiegelt sich in der verminderten mittleren Windgeschwindigkeit in den Gebieten der Großstädte wider (zum Beispiel Hamburg, Bremen, Berlin). Weiterhin ist im Bereich der Mittelgebirge sowie südlich davon eine deutliche Abnahme der mittleren Windgeschwindigkeit festzustellen. Dies ist auf die starke Bremswirkung durch Geländestrukturen, aber auch auf den großen Anteil bewaldeter Flächen zurückzuführen. Gleichermäßen fällt auf, dass entlang der Höhenlagen der Mittelgebirge (Harz, Rothaargebirge, Rhön etc.) höhere mittlere Windgeschwindigkeiten zu beobachten sind.

Da jedoch insbesondere in den Mittelgebirgen die Windverhältnisse sehr viel kleinräumiger wechseln, reicht die Auflösung der Mesoskalen-Modelle (> zwei Kilometer Auflösung) nicht aus, um das Einspeiseverhalten von Windenergieanlagen in diesen Regionen adäquat abbilden zu können. Abbildung 17 zeigt, wie sich innerhalb einer Modellfläche des COSMO-DE-Modells (horizontale Maschenweite: 2,8 Kilometer) die Windressource bei einer höher aufgelösten Betrachtung (hier Windatlas Baden-Württemberg, 2011; mit 50 Metern Maschenweite) differenziert. Entsprechend lässt sich aus den über die Fläche gemittelten Werten aus Abbildung 17 (links) nicht die mittlere Windgeschwindigkeit geeigneter Anlagenstandorte ableiten, da in exponierten Lagen erheblich günstigere, in Tallagen erheblich schlechtere Windverhältnisse vorherrschen. Für eine Bewertung der Windressource im komplexen Gelände wie zum Beispiel in den Mittelgebirgen sind daher höher aufgelöste Betrachtungen erforderlich.

Die von zahlreichen Bundesländern erstellten Windatlanten mit einer horizontalen Maschenweite von 50 bis 200 Meter (Bayern, Baden-Württemberg, Nordrhein-Westfalen, Hessen) geben hingegen schon deutlich besser die regionalen Windpotenziale wieder. Die Modellierung der Windverhältnisse im komplexen Gelände und für große Nabenhöhen stellt noch immer eine Herausforderung dar, und für

Windgeschwindigkeiten in Deutschland bei großräumiger und kleinräumiger Betrachtung

Abbildung 17



eine verlässliche Standortbewertung vor der Errichtung von Windenergieanlagen sind Windmessungen vor Ort nach wie vor unverzichtbar.

Für energiewirtschaftliche Bewertungen wurden in der Vergangenheit vorwiegend Daten der Wettermodelle COSMO-EU (Maschenweite: sieben Kilometer) und ECMWF (circa 16 Kilometer) herangezogen. Diese lassen zwar die Modellierung der Summeneinspeisung in einer vergleichsweise homogenen Umgebung wie der Norddeutschen Tiefebene zu, weisen aber insbesondere dann Schwächen auf, wenn die Nutzung der Windenergie in den Mittelgebirgen und in Süddeutschland betrachtet wird. Hier besteht weiterer Forschungs- und Entwicklungsbedarf.

---

## V. Literaturverzeichnis

---

100%-Erneuerbar-Stiftung: Mono, René/Glasstetter, Peter (2012): *Windpotenzial im räumlichen Vergleich – Eine Untersuchung der 100 Prozent erneuerbar stiftung*. <http://100-prozent-erneuerbar.de/wp-content/uploads/2013/01/Report-Windpotenzial-im-raeumlichen-Vergleich.pdf>

Agora Energiewende (2013): *Kostenoptimaler Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland*. <http://www.agora-energiewende.de/de/themen/optimierung-des-gesamtsystems/>

BET: Krzikalla, Norbert/Achner, Siggi/Brühl, Stefan (2013): *Möglichkeiten zum Ausgleich fluktuierender Einspeisungen aus erneuerbaren Energien*. Studie des Büros für Energie-wirtschaft und technische Planung GmbH (BET) im Auftrag des Bundesverbandes Erneuerbare Energien

Callies (2013): pers. Mitteilung des wissenschaftlichen Mitarbeiters des BMU-geförderten Projektes „Windenergienutzung im Binnenland“. Das Projekt untersucht die Windbedingungen im bewaldeten Mittelgebirge, u. a. mithilfe eines 200 m hohen Messmastes am Rödenser Berg bei Wolfhagen.

Marrone, C.A.Q./Knorr, K./Lange, B./ Beyer, H.G. (2008): *Characterization and modeling of the variability of the power output of aggregated wind farms*. 7th International Workshop on Large Scale Integration of Wind Power and on Transmission Networks for Offshore Wind Farms, May 2008.

Molly, Jens Peter (2011): *Rated Power of Wind Turbines: What is the Best? Leistungsinstallation bei Windturbinen: Was ist richtig?* DEWI Magazin No. 38, Wilhelmshaven [http://www.dewi.de/dewi/fileadmin/pdf/publications/Magazin\\_38/07.pdf](http://www.dewi.de/dewi/fileadmin/pdf/publications/Magazin_38/07.pdf)

Molly, Jens Peter (2012): *Design of Wind Turbines and Storage: A Question of System Optimisation*. DEWI Magazin No. 40, Wilhelmshaven [http://www.dewi.de/dewi/fileadmin/pdf/publications/Magazin\\_40/04.pdf](http://www.dewi.de/dewi/fileadmin/pdf/publications/Magazin_40/04.pdf)

Kendall, M.G. (1938): *A New Measure of Rank Correlation*. Biometrika Vol. 30, No. 1/2 (Jun., 1938), pp. 81-93. <http://www.jstor.org/discover/10.2307/2332226?uid=3737864&uid=2134&uid=2&uid=70&uid=4&sid=21102102173623>

*Windatlas Baden-Württemberg*. Erstellt durch den TÜV SÜD im Auftrag des Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft des Landes Baden-Württemberg (2011). <http://www.um.baden-wuerttemberg.de/servlet/is/82723/>

Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES) (2013): *Windenergie Report Deutschland 2012*.

[http://windmonitor.iwes.fraunhofer.de/bilder/upload/Windenergie\\_Report\\_Deutschland\\_2012.pdf](http://windmonitor.iwes.fraunhofer.de/bilder/upload/Windenergie_Report_Deutschland_2012.pdf)

---

# Publikationen von Agora Energiewende

---

## 12 Thesen zur Energiewende

Ein Diskussionsbeitrag zu den wichtigsten Herausforderungen im Strommarkt  
(Lang- und Kurzfassung, erstere auch auf Englisch verfügbar)

## Brauchen wir einen Kapazitätsmarkt?

Dokumentation der Stellungnahmen der Referenten der Diskussionsveranstaltung am  
24. August 2012 in Berlin

## Die Zukunft des EEG – Evolution oder Systemwechsel?

Dokumentation der Stellungnahmen der Referenten der Diskussionsveranstaltung am  
13. Februar 2013 in Berlin

## Erneuerbare Energien und Stromnachfrage im Jahr 2022

Illustration der anstehenden Herausforderungen der Energiewende in Deutschland.  
Analyse auf Basis von Berechnungen von Fraunhofer IWES

## Kapazitätsmarkt oder Strategische Reserve: Was ist der nächste Schritt?

Eine Übersicht über die in der Diskussion befindlichen Modelle zur Gewährleistung der  
Versorgungssicherheit in Deutschland

## Kostenoptimaler Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland

Ein Vergleich möglicher Strategien für den Ausbau von Wind- und Solarenergie in Deutschland bis 2033

## Kritische Würdigung des Netzentwicklungsplanes 2012

Kurzstudie des Büros für Energiewirtschaft und technische Planung (BET)

## Lastmanagement als Beitrag zur Deckung des Spitzenlastbedarfs in Süddeutschland

Zusammenfassung der Zwischenergebnisse einer Studie von Fraunhofer ISI und  
der Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft

## Steigende EEG-Umlage: Unerwünschte Verteilungseffekte können vermindert werden

Analyse des Deutschen Instituts für Wirtschaftsforschung (DIW)

## Strommarktdesign im Vergleich: Ausgestaltungsoptionen eines Kapazitätsmarkts

Dokumentation der Stellungnahmen der Referenten für die Diskussionsveranstaltung am 10. Juni 2013 im  
Hotel Meliä Berlin in Kooperation mit Energie & Management

## Zusammenhang von Strombörsen und Endkundenpreisen

Studie von Energy Brainpool

Alle Publikationen finden Sie auf unserer Internetseite: [www.agora-energiewende.de](http://www.agora-energiewende.de)

---



## Wie gelingt uns die Energiewende?

Welche konkreten Gesetze, Vorgaben und Maßnahmen sind notwendig, um die Energiewende zum Erfolg zu führen? Agora Energiewende will den Boden bereiten, damit Deutschland in den kommenden Jahren die Weichen richtig stellt. Wir verstehen uns als Denk- und Politiklabor, in dessen Mittelpunkt der Dialog mit den relevanten energiepolitischen Akteuren steht.

---



### **Agora Energiewende**

Rosenstraße 2 | 10178 Berlin

T +49. (0)30. 284 49 01-00

F +49. (0)30. 284 49 01-29

[www.agora-energiewende.de](http://www.agora-energiewende.de)

[info@agora-energiewende.de](mailto:info@agora-energiewende.de)

