

## Reformvorschlag für die Förderung der Windkraft



**Bericht** von Nils May, Karsten Neuhoff und Frieder Borggrefe

Marktanreize für systemdienliche Auslegungen  
von Windkraftanlagen

555

**Interview** mit Nils May

»Im Referenzwertmodell hängt die Vergütung  
vom künftigen Wert des Stroms ab«

565

**Am aktuellen Rand** Kommentar von Claudia Kemfert

Atomsteuer ist rechtmäßig und richtig

568



DIW Berlin – Deutsches Institut  
für Wirtschaftsforschung e.V.  
Mohrenstraße 58, 10117 Berlin  
T +49 30 897 89 -0  
F +49 30 897 89 -200  
82. Jahrgang  
10. Juni 2015

#### Herausgeber

Prof. Dr. Pio Baake  
Prof. Dr. Tomaso Duso  
Dr. Ferdinand Fichtner  
Prof. Marcel Fratzscher, Ph.D.  
Prof. Dr. Peter Haan  
Prof. Dr. Claudia Kemfert  
Dr. Kati Krähnert  
Prof. Dr. Lukas Menkhoff  
Prof. Karsten Neuhoff, Ph.D.  
Prof. Dr. Jürgen Schupp  
Prof. Dr. C. Katharina Spieß  
Prof. Dr. Gert G. Wagner

#### Chefredaktion

Sylvie Ahrens-Urbaneck  
Dr. Kurt Geppert

#### Redaktion

Renate Bogdanovic  
Andreas Harasser  
Sebastian Kollmann  
Marie Kristin Marten  
Dr. Wolf-Peter Schill  
Dr. Vanessa von Schlippenbach

#### Lektorat

Alexander Zerrahn

#### Pressestelle

Renate Bogdanovic  
Tel. +49-30-89789-249  
presse@diw.de

#### Vertrieb

DIW Berlin Leserservice  
Postfach 74  
77649 Offenburg  
leserservice@diw.de  
Tel. (01806) 14 00 50 25  
20 Cent pro Anruf  
ISSN 0012-1304

#### Gestaltung

Edenspiekermann

#### Satz

eScriptum GmbH & Co KG, Berlin

#### Druck

USE gGmbH, Berlin

Nachdruck und sonstige Verbreitung –  
auch auszugsweise – nur mit Quellen-  
angabe und unter Zusendung eines  
Belegexemplars an die Serviceabteilung  
Kommunikation des DIW Berlin  
(kundenservice@diw.de) zulässig.

Gedruckt auf 100 % Recyclingpapier.



Der DIW Wochenbericht wirft einen unabhängigen Blick auf die Wirtschaftsentwicklung in Deutschland und der Welt. Er richtet sich an die Medien sowie an Führungskräfte in Politik, Wirtschaft und Gesellschaft. Wenn Sie sich für ein Abonnement interessieren, können Sie zwischen den folgenden Optionen wählen:

**Standard-Abo:** 179,90 Euro im Jahr (inkl. MwSt. und Versand).

**Studenten-Abo:** 49,90 Euro.

**Probe-Abo:** 14,90 Euro für sechs Hefte.

Bestellungen richten Sie bitte an [leserservice@diw.de](mailto:leserservice@diw.de) oder den DIW Berlin Leserservice, Postfach 74, 77649 Offenburg; Tel. (01806) 14 00 50 25, 20 Cent/Anruf aus dem dt. Festnetz, 60 Cent maximal/Anruf aus dem Mobilnetz. Abbestellungen von Abonnements spätestens sechs Wochen vor Laufzeitende

## NEWSLETTER DES DIW BERLIN



Der DIW Newsletter liefert Ihnen wöchentlich auf Ihre Interessen zugeschnittene Informationen zu Forschungsergebnissen, Publikationen, Nachrichten und Veranstaltungen des Instituts: Wählen Sie bei der Anmeldung die Themen und Formate aus, die Sie interessieren. Ihre Auswahl können Sie jederzeit ändern, oder den Newsletter abbestellen. Nutzen Sie hierfür bitte den entsprechenden Link am Ende des Newsletters.

>> Hier Newsletter des DIW Berlin abonnieren: [www.diw.de/newsletter](http://www.diw.de/newsletter)

## DIW WOCHENBERICHT IN DER PRESSE

Laut einer Studie des Deutschen Instituts für Wirtschaftsforschung (DIW), die der „Welt“ vorliegt, profitieren wohlhabende Länder am stärksten von der Erbschaftsteuer. So nahm Hamburg 2013 mit 98 Euro je Einwohner mit Abstand am meisten ein, gefolgt von Bayern mit 86 und Baden-Württemberg mit 75 Euro. Absolut betrachtet waren in NRW als einwohnerstärkstem Bundesland die Einnahmen mit rund 1,11 Milliarden Euro am höchsten. Dahinter folgten Bayern mit 1,08 Milliarden Euro und Baden-Württemberg mit 797 Millionen Euro. Mecklenburg-Vorpommern nimmt mit neun Millionen Euro am wenigsten unter allen 16 Bundesländern ein. „Grundsätzlich wäre es besser, eine solch stark umverteilende Steuer wie die Erbschaftsteuer dem Bund zu übertragen“, sagt DIW-Forscher Stefan Bach. Dies könnte im Rahmen der laufenden Verhandlungen zu den Bund-Länder-Finzen organisiert werden. Allerdings dürfte dieser Vorschlag gerade angesichts der bislang zähl laufenden Gespräche keine Chance auf Erfolg haben.

**Die Welt, 03.06.2015, über die DIW-Studie zur Reform der Erbschaftsteuer (WB 23/2015)**

Experten des Deutschen Instituts für Wirtschaftsforschung (DIW Berlin) sprechen sich dafür aus, im Rahmen der anstehenden Neuordnung der Bund-Länder-Finanzbeziehungen die Erbschaftsteuer auf den Bund zu übertragen und im Ausgleich dafür die Länder stärker an der Umsatzsteuer oder an der Einkommensteuer zu beteiligen.

Durch die anstehende Erbschaftsteuerreform nach dem Urteil des Bundesverfassungsgerichts könnte das Aufkommen der Erbschaftsteuer steigen. Damit würde sich die bestehende Ungleichheit der Steuereinnahmen der Bundesländer weiter erhöhen.

**nzz online, 03.06.2015, über die DIW-Studie zur Reform der Erbschaftsteuer (WB 23/2015)**

# Marktanreize für systemdienliche Auslegungen von Windkraftanlagen

Von Nils May, Karsten Neuhoff und Frieder Borggrefe

Bisher wurden Windkraftanlagen so ausgelegt, dass sie Strom zu möglichst geringen Gesamtkosten erzeugen, unabhängig vom Marktwert dieses Stroms. Mit steigenden Anteilen der Windenergie im Stromsystem fällt der Marktwert von Strom aus Windkraftanlagen, da sie tendenziell zur gleichen Zeit Strom erzeugen. Deswegen wird es in Zukunft wichtig, Anlagen systemdienlich auszulegen, so dass ein größerer Anteil der Stromerzeugung in Stunden mit geringeren Windgeschwindigkeiten erfolgt. Dies kann durch höhere Türme, längere Rotorblätter und Generatoren mit vergleichsweise geringer Leistung erreicht werden.

Modellrechnungen zufolge gibt eine fixe Einspeisevergütung keine ausreichenden Anreize für solche Anlagenauslegungen, die bei einem weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien künftig besonders systemdienlich wären. Eine Direktvermarktung mit gleitender Marktprämie setzt ebenfalls keine entsprechenden Anreize, sofern Investoren bei ihrer Planung oder Projektfinanzierung die aktuellen Strompreise zugrunde legen. Bei einem hier neu vorgeschlagenen Instrument, dem sogenannten Referenzwertmodell, orientiert sich die Vergütungshöhe dagegen am erwarteten künftigen Marktwert des Stroms der Anlage. Dadurch könnten bereits heute Anreize für Investitionen in solche Anlagen gegeben werden, die künftig besonders systemfreundlich sind. Dabei sind Fragen der konkreten Ausgestaltung und praktischen Umsetzung noch zu klären.

Die Bundesregierung hat sich im Rahmen der Energiewende das Ziel gesetzt, den Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch von knapp 28 Prozent im Jahr 2014 auf 55 bis 60 Prozent im Jahr 2035 und mindestens 80 Prozent im Jahr 2050 zu steigern.<sup>1</sup> Dabei wird bei der Windenergie ein besonders großes Wachstum erwartet. Aus diesem Grund gewinnt die Frage zunehmend an Bedeutung, wie es erreicht werden kann, dass vermehrt systemdienliche Windkraftanlagen installiert werden. Diese zeichnen sich tendenziell dadurch aus, dass sie bei schwachem Wind, wenn der Marktwert des Stroms in der Regel höher ist, mehr Strom erzeugen als herkömmliche Windkraftanlagen, die auf eine maximale Stromerzeugung ausgelegt sind. Dadurch können sie einen Beitrag leisten, die Gesamtkosten des Stromsystems möglichst gering zu halten.<sup>2</sup> Technisch ermöglicht wird dies durch höhere Anlagen, längere Rotorblätter, und kleinere Generatoren (Kasten 1).<sup>3</sup> Am DIW Berlin wurde analysiert, inwiefern derartig systemdienliche Auslegungen von Windkraftanlagen durch verschiedene Politikmaßnahmen für Investoren attraktiv gestaltet werden können.<sup>4</sup>

## Ausbau der Windkraft in Deutschland bisher auf Grundlage von EEG und Referenzertragsmodell

Im Jahr 2000 wurde im Rahmen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) eine fixe Einspeisevergütung für Windstrom mit dem Ziel eingeführt, stabile Rahmenbedingungen für Investitionen bei kostendeckender Vergütung zu ermöglichen. Dabei erhielten die Anlagen-

<sup>1</sup> Erneuerbare-Energien-Gesetz 2014, § 1.

<sup>2</sup> Vgl. Tafarte, P., Das, S., Eichhorn, M., Thrän, D. (2014): Small adaptations, big impacts: Options for an optimized mix of variable renewable energy sources. Energy, Nr. 72, 80–92.

<sup>3</sup> Für die Photovoltaik werden in diesem Rahmen analog Ausrichtungen der Panels nach Ost und West diskutiert. Diese stellen vor- und nachmittags mehr Strom bereit und dafür etwas weniger während der Mittagszeit.

<sup>4</sup> Für weitere Details der Berechnung vgl. May, N. (2015): The Impact of Wind Power Support Schemes on Technology Choices. DIW Discussion Paper Nr. 1485.

Kasten 1

**Parameter der Auslegung von Windkraftanlagen**

Drei technologische Parameter haben besonders großen Einfluss auf die Eignung einer Windkraftanlage für Schwachwindstandorte:

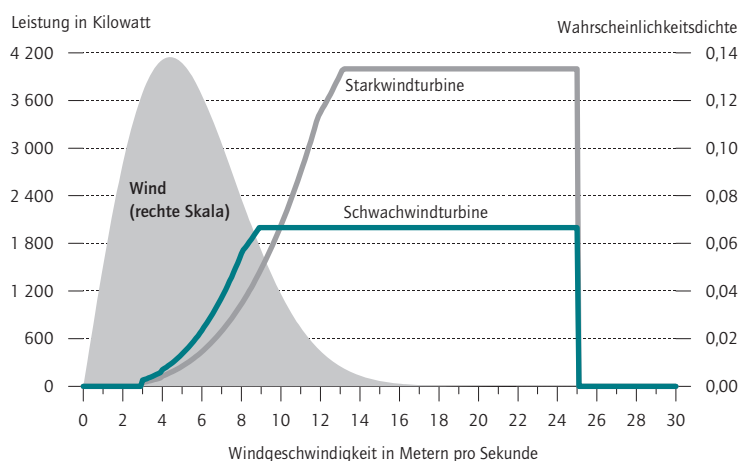
1. Nabenhöhe (in Metern): In größerer Höhe sind die Rotorblätter höheren Windgeschwindigkeiten ausgesetzt, so dass die Windkraftanlage zu jedem Zeitpunkt – insbesondere während Schwachwindphasen – mehr Strom generieren kann.

2. Rotorblattlänge (in Metern): Mit längeren Rotorblättern hat eine Anlage einen größeren Rotordurchmesser und ist dadurch zu jedem Zeitpunkt mehr Windenergie ausgesetzt, die sie in Strom umwandeln kann.
3. Generatorleistung (in Kilowatt, kW): Bei Generatoren mit geringerer Nennleistung wird die maximal mögliche Umwandlung von Windenergie zu Elektrizität bereits bei einer niedrigeren Windgeschwindigkeit begrenzt. Somit ergibt sich eine größere Zahl von Volllaststunden.

Aus Systemsicht bedeutsam sind sowohl die Nabenhöhe als auch das Verhältnis von Rotordurchmesser zu Generatorleistung, die so genannte Leistungsdichte, gemessen in Quadratmeter pro Kilowatt.<sup>1</sup> Bei einer höheren Leistungsdichte ist der Rotordurchmesser relativ groß, so dass im Verhältnis zur maximalen Generatorleistung zu jeder Zeit relativ viel Windenergie in Strom umgewandelt werden kann. Somit ist bei jeder Windgeschwindigkeit ein relativ hoher Anteil der Nennleistung der Windkraftanlage verfügbar.<sup>2</sup> Dem gegenüber stehen erhöhte Kosten. Je nach Standort kann eine optimale Anlagenauslegung gewählt werden. In der Modellierung wird davon abstrahiert, dass es derzeit Zertifizierungsbeschränkungen von Schwachwindturbinen an Standorten mit sehr guten Windressourcen gibt. Die Abbildung zeigt die Leistungskennlinien zweier beispielhafter Windkraftanlagen. Sie geben an, wie viel Strom diese Anlagen bei verschiedenen Windstärken produzieren. Schwachwindanlagen erzeugen bei niedrigeren Windgeschwindigkeiten, die häufiger auftreten, mehr Strom. Am Referenzstandort produziert die exemplarische Schwachwindanlage in 72 Prozent der Zeit mehr Strom als die beispielhafte Starkwindanlage, in acht Prozent der Fälle ist es umgekehrt.

Abbildung

**Leistungskennlinien und Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeit am Referenzstandort**



Wind am Referenzstandort in 80 Metern Höhe.  
Quelle: Berechnungen der Autoren.

© DIW Berlin 2015

Die Schwachwindanlage erzeugt bei den häufig auftretenden niedrigen Windgeschwindigkeiten mehr Strom.

**1** Eine alternative Bezeichnung des Kehrwerts ist die spezifische Nennleistung in Kilowatt pro Quadratmeter.  
**2** Eine genauere Beschreibung von systemdienlichen Windturbinen findet sich in Molly, J. P. (2011): Rated Power of Wind Turbines: What is Best? DEWI Magazin No. 38.

betreiber für jede in das Stromnetz eingespeiste Kilowattstunde eine fixe Vergütung. Im Jahr 2012 wurde die Option der Direktvermarktung mit einer gleitenden Marktprämie eingeführt. Dabei müssen die Anlagenbetreiber den Windstrom selbst vermarkten oder einen Dienstleister damit beauftragen. Sie erzielen dabei den Strommarktpreis und zusätzlich die Differenz zwischen der im EEG festgelegten anlagenspezifischen Vergütung und dem durchschnittlichen Marktwert des

gesamten Windstroms in Deutschland.<sup>5</sup> Die gleitende Marktprämie wurde eingeführt, um die erneuerbaren Energien an den Markt heranzuführen. Sie soll Anreize für einen besseren Anlagenbetrieb schaffen, beispiels-

**5** Für Details und Auswirkungen der gleitenden Marktprämie auf Finanzierungskosten siehe Grau, T., Neuhoff, K., Tisdale, M. (2015): Verpflichtende Direktvermarktung von Windenergie erhöht Finanzierungskosten. DIW Wochenbericht Nr. 21/2015.

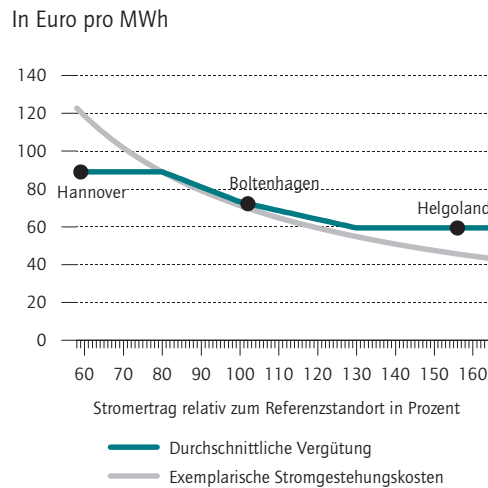
weise durch bessere Erzeugungsprognosen, und auf systemdienlichere Anlagenauslegungen hinwirken. Wenn Windkraftanlagen so ausgelegt werden, dass sie besonders viel Strom in windschwächeren und damit tendenziell auch höherpreisigen Stunden produzieren, steigen im Rahmen der gleitenden Marktprämie die Erlösmöglichkeiten.<sup>6</sup> Seit der EEG-Reform 2014 ist die Direktvermarktung nunmehr verpflichtend für alle Anlagen über 500 Kilowatt und ab 2016 für alle Anlagen über 100 Kilowatt.

Dabei wird die Höhe der Vergütung – sowohl bei den früheren Einspeisetarifen als auch bei der Marktprämie – mit einem sogenannten Referenzertragsmodell an den jeweiligen Standort angepasst. Es dient dazu, die Förderung der Windkraft standortunabhängig kostendeckend zu gestalten. Es schafft Anreize, auch windschwächere Standorte zu erschließen und vermindert gleichzeitig übermäßige Mehreinnahmen an besonders windreichen Standorten. Dabei ist die Vergütung zweigeteilt in eine anfängliche, höhere Vergütung (für Windkraft momentan 8,90 Cent/kWh) und gegebenenfalls eine anschließende, niedrigere Vergütung (4,95 Cent/kWh) bis 20 Jahre nach Inbetriebnahme. Die Dauer der erhöhten Anfangsvergütung hängt vom Standort ab. Dieses bedeutet beispielsweise, dass Windkraftanlagen an besonders windreichen Standorten die höhere Anfangsvergütung nur für ein festgelegtes Minimum von fünf Jahren bekommen, um überhöhte Mehreinnahmen zu vermeiden. Für Anlagen an windschwächeren Standorten kann sich die Dauer der erhöhten Anfangsvergütung auf bis zu 20 Jahre verlängern.

Dafür wird die gesamte Stromerzeugung jeder Windkraftanlage nach fünf Jahren Betriebszeit ermittelt und mit dem sogenannten Referenzertrag verglichen. Der Referenzertrag entspricht der gesamten Stromerzeugung, die für diese Anlage mithilfe von Leistungskennlinien für einen fiktiven Referenzstandort berechnet wird. Je niedriger der tatsächliche Stromertrag im Vergleich zum Referenzertrag liegt, desto länger ist die Periode der erhöhten Anfangsvergütung. Abbildung 1 zeigt die durchschnittliche Vergütung durch das Referenzertragsmodell in Abhängigkeit des relativen Stromertrags für drei exemplarische Standorte und eine exemplarische Windkraftanlage. Im relativ windarmen Hannover, erhielt ein Investor die erhöhte Anfangsvergütung für 20 Jahre, während dies auf dem windreichen Helgoland nur für das festgesetzte Minimum von fünf Jahren der Fall ist. Allerdings sind auch die Stromgestehungskosten, also die auf den gesamten Stromertrag bezogenen Vollkosten, in Hannover höher als auf Helgoland, da die gleiche Anlage hier deutlich weniger Strom produziert.

Abbildung 1

**Durchschnittliche Vergütung und Kosten an verschiedenen Standorten**



Berechnungen basieren auf einer exemplarischen Windkraftanlage.

Quelle: Berechnungen der Autoren.

© DIW Berlin 2015

Das Referenzertragsmodell soll eine kostendeckende Vergütung an verschiedenen Standorten ermöglichen.

**Energiewende wird durch systemdienliche Windkraftanlagen günstiger**

Solange die Anteile erneuerbarer Energien im Stromsystem noch gering waren, hatte die Systemdienlichkeit der Anlagen keine große Bedeutung. Mit steigenden Anteilen von Windstrom gilt es zu erreichen, dass nicht mehr nur die Menge, sondern auch der Wert des erzeugten Stroms maximiert wird. Dazu sollten die Windkraftanlagen so ausgelegt werden, dass ein höherer Anteil der Stromerzeugung zu Zeiten erfolgt, in denen die gesamte Stromerzeugung aus Windkraft geringer und der Marktwert von Strom demzufolge höher ist. Dies kann durch andere Auslegungen von Nabenhöhe, Rotorblattlänge und Generatorleistung erreicht werden. Die optimale Auslegung hängt dabei stark vom Standort ab. Entsprechende politische Maßnahmen sollten daher in Bezug auf diese Parameter grundsätzlich neutral ausgestaltet werden.

Windkraftanlagen, die einen höheren Marktwert erzielen, können im Allgemeinen als systemdienlicher charakterisiert werden. Diese Schwachwindanlagen können dazu beitragen, das zeitliche Profil der Stromnachfrage, die nach Abzug der Einspeisung erneuerbarer Energien noch zu decken ist, zu glätten. Somit werden tendenziell weniger andere flexible Stromerzeugungs- oder Speicherkapazitäten benötigt. Zudem sind die Prognose

6 Für eine analytische Herleitung, siehe May, N. (2015), a. a. O.

seabweichungen bei Schwachwindanlagen tendenziell geringer, und aufgrund geringerer Produktionsspitzen können die Netzausbauerfordernisse sinken.<sup>7</sup>

Der Gesamteffekt einer veränderten technischen und räumlichen Auslegung von verschiedenen Windkraftanlagen müsste allerdings in einer Betrachtung des kompletten zukünftigen Stromsystems untersucht werden. Eine derartige Betrachtung ist nicht Gegenstand dieses Wochenberichts.<sup>8</sup>

### Anreize für Schwachwindanlagen abhängig vom Vergütungsmechanismus

Mit einem Investitionsmodell (Kasten 2) kann ermittelt werden, welche Anlagenkonfiguration – abhängig von den Parametern Nabenhöhe, Rotorblattlänge und Generatorleistung – Investoren bei verschiedenen Vergütungsmechanismen wählen würden. Wir untersuchen die Wirkung von vier stilisierten Vergütungsmechanismen:

- eine fixe Einspeisevergütung in Kombination mit dem heutigen Referenzertragsmodell als Basisfall;
- eine gleitende Marktprämie in Kombination mit dem heutigen Referenzertragsmodell;
- eine fixe Einspeisevergütung in Kombination mit einer Anpassung des Referenzertragsmodells (Änderung des Referenzstandorts);
- eine fixe Einspeisevergütung in Kombination mit dem heutigen Referenzertragsmodell und einem neu vorgeschlagenen sogenannten „Referenzwertmodell“.

Somit werden alle vier Optionen mit dem bestehenden (beziehungsweise im dritten Fall mit einem reformierten) Referenzertragsmodell kombiniert.<sup>9</sup> Die Ergebnisse sind unabhängig von der Frage, wie die Höhe der Gesamtvergütung festgelegt wird. Sie sind somit grundsätzlich sowohl auf mögliche Weiterentwicklungen von administrativ festgesetzten Einspeisevergütungen oder Marktprämien als auch auf die aktuell diskutierten Auktionsmodelle übertragbar.

<sup>7</sup> Vgl. Molly, J.P. (2011): Rated Power of Wind Turbines: What is Best? DEWI Magazin No. 38.

<sup>8</sup> Derartige Betrachtungen deuten auf einen erheblichen Mehrwert systemdienlicher Anlagen hin. Vgl. Tafarte, P. et al. (2014) a. a. O.

<sup>9</sup> Das Referenzertragsmodell sorgt nicht nur für eine geographische Diversifizierung der Standorte, sondern hat an vielen Standorten auch einen gewissen Einfluss auf die Anlagenauslegung, der in der Analyse berücksichtigt ist.

#### Kasten 2

##### Investitionsmodell

Das verwendete Investitionsmodell simuliert die Entscheidung eines Investors über die an verschiedenen Standorten jeweils betriebswirtschaftlich optimale Auslegung einer Windkraftanlage. Der Investor maximiert den diskontierten Kapitalwert seiner Investition, indem er aus einer breiten Bandbreite von Anlagenkonfigurationen, die zwischen den beiden extremen Auslegungen einer reinen Starkwindturbine (großer Generator mit kurzen Rotorblättern und einer geringen Turmhöhe) und einer reinen Schwachwindturbine (kleiner Generator mit langen Rotorblättern und einem hohen Turm) liegt. Den Vergütungsmechanismus nimmt der Investor als vorgegeben an.<sup>1</sup>

In der Analyse werden verschiedene Standorte untersucht: Boltenhagen (Mecklenburg-Vorpommern), Helgoland (Schleswig-Holstein), Schwerin (Mecklenburg-Vorpommern), Bremen, Frankfurt am Main (Hessen), der kahle Asten (Nordrhein-Westfalen), der Feldberg (Baden-Württemberg) und Hohenpeißenberg (Bayern).

Das Basisjahr der Berechnungen ist 2013, aus dem historische Windgeschwindigkeiten<sup>2</sup> und Strompreise sowie Referenzmarktwerte<sup>3</sup> herangezogen werden, die der Investor annahmegemäß für die Zukunft fortschreibt. Des Weiteren wurde eine Sensitivitätsanalyse mit dem Basisjahr 2012 durchgeführt, wobei die Ergebnisse weitestgehend gleich sind.

Zur Abschätzung der längerfristigen Perspektive wird zudem eine Strompreissetzeihe des Jahres 2030 verwendet, die mit einem Strommarktmodell des Deutschen Zentrums für Luft- und Raumfahrt (DLR) berechnet wurde (Kasten 3). Dabei wird im Jahr 2030 eine insgesamt installierte Windkraftleistung an Land von 64 GW und ein Anteil erneuerbarer Energien von mindestens 50 Prozent an der Bruttostromerzeugung angenommen.

<sup>1</sup> Für Details des Investitionsmodells siehe May, N. (2015), a.a.O.

<sup>2</sup> DWD (2015): Historische Windzeitreihen. Deutscher Wetterdienst, Offenbach.

<sup>3</sup> European Energy Exchange (2015): EPEX Spot/Auktionsmarkt und Netztransparenzstelle: Marktwert-/Referenzmarktwertübersicht.

### Einspeisevergütung mit Referenzertragsmodell setzt keine ausreichenden Anreize für systemdienliche Anlagen

Den Berechnungen zufolge gibt eine fixe Einspeisevergütung in Verbindung mit dem Referenzertragsmodell in seiner derzeitigen Form kaum Anreize für eine sys-



Kasten 3

**Das Energiesystemmodell REMix**

Das Energiesystemmodell REMix des DLR wird verwendet, um zukünftige Preiszeitreihen zu ermitteln. REMix ist ein dynamisches Bottom-Up-Energiesystemmodell mit Schwerpunkt auf der Einsatzoptimierung von Strom- und Wärmeerzeugungstechnologien in Verbindung mit zeitlichen und räumlichen Lastausgleichsoptionen.

Auf Basis historischer Wetterjahre prognostiziert REMix in einem ersten Schritt die stündliche und regional hochaufgelöste zukünftige Stromeinspeisung aus erneuerbaren Energien jeweils für einzelne ausgewählte Stichjahre in Europa. Dabei wird für das Jahr 2030 ein Anteil von mindestens 50 Prozent erneuerbarer Energien an der Bruttostromproduktion angenommen. Der Netzausbau wird nach den europäischen Ten-Year-Network-Development-Plänen<sup>1</sup> und in Deutschland nach den Netzentwicklungsplänen angenommen.<sup>2</sup> Im Rahmen eines detaillierten Kraftwerkseinsatzmodells werden im Anschluss Stromangebot und Nachfrage für Europa abgebildet. Die geschätzten Strompreise in einer Region ergeben sich aus den marginalen Erzeugungskosten der grenzsetzenden Kraftwerke unter Berücksichtigung von Lastmanagement-Optionen und der Übertragungsnetze.<sup>3</sup>

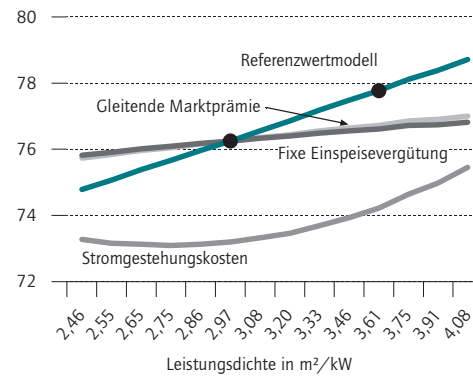
**1** ENTSO-E (2012): 10-Year Network Development Plan 2012.  
**2** 50Hertz et al. (2013): Netzentwicklungsplan Strom 2013: Zweiter Entwurf.  
**3** Grundlage der Untersuchung bilden die Szenarien der Studie Scholz, Y., Gils, H. C., Pregger, T., Heide, D., Cebulla, F., Cao, K. K., Hess, D., Borggrefe, F. (2014): Möglichkeiten und Grenzen des Lastausgleichs durch Energiespeicher, verschiebbare Lasten und stromgeführte Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) bei hohem Anteil fluktuierender erneuerbarer Stromerzeugung. DLR-Institut für Technische Thermodynamik Stuttgart, Mai 2014.

temdienliche Auslegung von Windkraftanlagen. Die Ergebnisse werden am Beispiel Boltenhagen (Ostsee) dargestellt, einem Ort mit mittelguten Windressourcen (Abbildung 2).<sup>10</sup> Die Investoren wählen eine Windkraftanlage mit einer Leistungsdichte von 3,0 m<sup>2</sup>/kW. In Hinblick auf die angenommenen Strompreise des Jahres 2030 maximiert jedoch eine Anlage mit einer Leistungsdichte von 3,6 m<sup>2</sup>/kW den durchschnittlichen Wert der Stromproduktion im Vergleich zu den Stromgestehungskosten, was in diesem Kontext als systemdienlich interpretiert wird. Dies entspricht einer Erhöhung

**10** Sofern nicht anders erläutert, gelten die Ergebnisse grundsätzlich auch an den anderen untersuchten Standorten.

Abbildung 2

**Vergütungen und Stromgestehungskosten an einem Standort mit mittelguten Windressourcen**  
 In Euro pro MWh



Exemplarische Darstellung für den Standort Boltenhagen. Durch Anpassungen der absoluten Höhen der Vergütungsniveaus könnten unnötige Profite vermieden werden.

Quelle: Berechnungen der Autoren.

© DIW Berlin 2015

**Das Referenzwertmodell führt zu einer Auslegung der Anlagen für Schwachwinde.**

der Leistungsdichte um 20 Prozent, für sehr windreiche Standorte wie Helgoland beträgt diese Abweichung sogar 49 Prozent. Bei Auslegungen mit noch höheren Leistungsdichten würden (im Jahr 2030) die zusätzlichen Kosten den zusätzlichen Stromwert übertreffen. Umgekehrt liegen bei weniger systemdienlichen Anlagen zwar die Kosten pro MWh niedriger, doch wiegt der entgangene Erlös der systemdienlicheren Schwachwindanlagen noch schwerer.

**Gleitende Marktprämie schafft unter Umständen keine Anreize für längerfristig systemdienliche Anlagen**

Das Modell bildet Investitionsentscheidungen im Rahmen der gleitenden Marktprämie unter der Annahme des Extremfalls ab, dass Investoren für die gesamte Lebensdauer der Anlage das heutige Strompreisprofil unverändert fortschreiben.<sup>11</sup> Die entsprechenden Ergebnisse legen nahe, dass die gleitende Marktprämie kaum Investitionsanreize für systemdienliche Windkraftanlagen bietet. Die aus Investorensicht optimale Anlage ändert sich nicht im Vergleich zur fixen Einspeisevergütung.

**11** Beispielsweise könnten Investoren Schwierigkeiten haben, die zukünftige Preisbildung im Strommarkt vorzusehen, und sich deswegen an historischen Preisprofilen orientieren. Diese Herangehensweise ist insbesondere in der Projektfinanzierung üblich. Bei anderen Zukunftserwartungen der Investoren könnte eine gleitende Marktprämie aber ebenfalls tendenziell systemdienlichere Schwachwindanlagen anreizen.

Dies liegt daran, dass im heutigen Stromsystem der Anteil der Windkraft noch kein Niveau erreicht hat, auf dem die Windenergie einen sehr starken Einfluss auf das Strompreisprofil hat. In anderen Worten ist eine Auslegung der Anlagen auf Schwachwinde bei den angenommenen Preisen des Jahres 2013 im Modell nicht optimal, wenn man keine signifikanten Veränderungen des Strompreisprofils – beispielsweise durch höhere Anteil erneuerbarer Energien und das Abschalten von Atomkraftwerken – erwartet. Dies deckt sich mit den beobachteten Neuinstallationen: Die nach Einführung der gleitenden Marktprämie im Jahr 2014 in Norddeutschland errichteten Windkraftanlagen waren nicht erkennbar systemdienlicher als zuvor.<sup>12</sup>

In Zukunft wird die zunehmende Bedeutung erneuerbarer Energien immer stärker im Strompreis widergespiegelt – mit niedrigeren Strompreisen in Zeiten von generell stärkeren Winden, und höheren Strompreisen bei schwächeren Winden. Die gleitende Marktprämie würde dann zu den richtigen Anlagenauslegungen führen, wenn Investoren derartige Preisänderungen vorhersehen könnten und nicht auf Projektfinanzierungen zurückgreifen würden, bei denen enge Vorgaben über die Sicherheit der künftigen Einnahmeflüsse erfüllt werden müssen, um Zugang zu kostengünstigem, aber risiko- und transaktionskostenscheuem Kapital zu bekommen. Die vorliegende Analyse stützt sich auf die Annahme des Extremfalls, dass Investoren keine Preisänderungen vorhersehen oder sie aufgrund spezifischer Finanzierungsmodalitäten nicht einfließen lassen können. Sie kann daher als eine Art untere Grenze im Hinblick auf die Bewertung der Anreize der gleitenden Marktprämie für tendenziell systemdienlichere Schwachwindanlagen verstanden werden. Inwieweit Änderungen der zukünftigen Strompreise in die Erwartungen der Investoren eingehen, beziehungsweise bei der Finanzierung berücksichtigt werden können, ist nicht Gegenstand dieser Analyse.<sup>13</sup>

Derzeit schwanken die Strompreise insbesondere nach oben hin kaum, denn der Markt ist von Überkapazitäten an Kraftwerken geprägt. Mittelfristig wird sich dies jedoch ändern, da beispielsweise alle verbleibenden Atomkraftwerke bis zum Jahr 2022 vom Netz gehen werden. Stärkere Schwankungen der Strompreise würden jedoch insbesondere den Produktionswert von weniger systemdienlichen Windkraftanlagen negativ beeinflussen, die einen großen Anteil ihrer Produktion bei starkem Wind haben.

<sup>12</sup> Nur in Süddeutschland wurden aufgrund der schlechteren Windverhältnisse leicht systemfreundlichere Anlagen errichtet; dies war jedoch vermutlich dort auch schon vorher der Fall. Vgl. Deutsche WindGuard (2015): Status des Windenergieausbaus an Land in Deutschland. Varel, Stand 31. 12. 2014.

<sup>13</sup> Vgl. Grau, T. et al. (2015), a. a. O.

## Einspeisevergütung mit angepasstem Referenzertragsmodell führt mit Einschränkungen zu systemdienlicheren Anlagen

Eine Anpassung des Referenzstandortes im Referenzertragsmodell unter der fixen Einspeisevergütung setzt veränderte Anreize: Wählt man einen Referenzstandort mit geringerer durchschnittlicher Windgeschwindigkeit,<sup>14</sup> so fällt der Referenzertrag, also der Energieertrag am Referenzstandort, von systemdienlicheren Windkraftanlagen weniger als der von anderen Anlagen. Folglich erzielen systemdienlichere Windkraftanlagen dann am Referenzstandort einen höheren Referenzertrag. Bei unveränderter Produktion am tatsächlichen Standort erreichen sie dort also weniger Prozent ihres Referenzertrages. Somit erhielten sie also die höhere Anfangsvergütung für eine längere Periode, was für Investoren attraktiv wäre.

Diese Maßnahme würde Wirkung an Orten mit mittelguten bis guten Windressourcen zeigen. In Boltenhagen – ein Standort, der fast genau dem Referenzstandort entspricht – steigt die Anzahl der Volllaststunden<sup>15</sup> durch die geänderte Anlagenkonfiguration um zehn Prozent im Vergleich zur Einspeisevergütung mit herkömmlichem Referenzertragsmodell. Die gewählte Anlage ist systemdienlicher als die ohne die Anpassung des Referenzertragsmodells gewählte: Die Leistungsdichte steigt um 17 Prozent auf 3,5 m<sup>2</sup>/kW. Investoren erhalten dort für diese systemdienlichere Anlage die höhere Anfangsvergütung für eine längere Zeit.

Diese mögliche Reform des Referenzertragsmodells hat jedoch auch Nachteile: Zum einen wird auch an Standorten mit mittelguten Windressourcen nicht die systemoptimale Windkraftanlage erreicht. Beispielsweise liegt in Boltenhagen die Anpassung der Leistungsdichte der systemoptimalen Anlage für das Jahr 2030 noch einmal etwas höher. Außerdem geschieht diese Investitionsanpassung aufgrund der Mindest- und Höchstdauern der erhöhten Anfangsvergütung nicht an sehr günstigen beziehungsweise sehr ungünstigen Standorten<sup>16</sup>. An Standorten wie Helgoland, Frankfurt, Bremen und Hannover ändert sich nichts, weil Anlagen an diesen Orten sowohl unter dem Original- und als auch unter dem Alternativreferenzstandort die er-

<sup>14</sup> Durchschnittlich 5,0 statt 5,5 m/s, wie vorgeschlagen von Deutsche WindGuard (2014): Vergütung von Windenergieanlagen an Land über das Referenzertragsmodell. Erstellt im Auftrag von Agora Energiewende.

<sup>15</sup> Der Begriff Volllaststunden ist proportional zum tatsächlichen Ertrag im Verhältnis zur installierten Leistung und erfasst, wie viele Stunden eines Jahres eine Windkraftanlage unter voller Leistung Strom produziert, unter der Annahme, dass sämtliche erzeugte Energie gedanklich in diese Stunden verschoben würde.

<sup>16</sup> Definiert als Orte mit einem Referenzertrag von weniger als 80 Prozent oder mehr als 130 Prozent nach ursprünglicher Referenzstandortdefinition.



höhe Vergütung für die minimale oder maximale Dauer erhalten. Da dies auf rund 50 Prozent der in Deutschland installierten Turbinen zutrifft,<sup>17</sup> ist die Wirksamkeit dieser möglichen Reform begrenzt.

### Ein „Referenzwertmodell“ kann Investitionsanreize für systemdienlichere Anlagen setzen

Eine weitere denkbare Option ist es, zusätzlich zum bestehenden Referenzertragsmodell ein neues „Referenzwertmodell“ einzuführen, mit dem die Ausbauziele erneuerbarer Energien und ihre erwarteten Auswirkungen auf den Strompreis abgebildet werden können. Dabei würde die Erwartung, dass systemdienlichere Anlagen zukünftig einen größeren Mehrwert gegenüber herkömmlichen Anlagen erzielen können, schon heute explizit in der Vergütungshöhe widerspiegelt. Dieses ist im Folgenden auf Basis der fixen Einspeisevergütung mit aktuellem Referenzertragsmodell ausgeführt, ließe sich prinzipiell jedoch auch auf entsprechende Auktionsmodelle übertragen.

Abbildung 3 zeigt beispielhaft den sinkenden Marktwert des erzeugten Stroms einer spezifischen Anlage bei starken Windgeschwindigkeiten für den Standort Boltenhagen in 80 Metern Höhe für Marktpreissimulationen des Jahres 2030. Es ist zu erkennen, dass in diesem zukünftigen Stromsystem der Stromwert in windärmeren Zeiten deutlich höher liegt. Hierdurch liegen die zukünftig durchschnittlich erzielbaren Strompreise von auf Schwachwind ausgelegten Anlagen über jenen von solchen Anlagen, die einen größeren Anteil ihrer Produktion bei starkem Wind haben. Wird der Wert des produzierten Stroms dagegen nicht berücksichtigt, sondern die Anlage nur auf die niedrigsten Stromgestehungskosten ausgelegt, weist die optimale Windkraftanlage eine niedrigere Leistungsdichte auf und ist somit eher auf stärkere Windgeschwindigkeiten ausgerichtet.

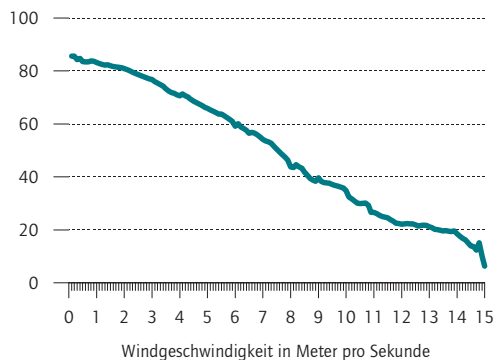
Modellrechnungen zufolge ist die Windkraftanlage, die im Jahr 2030 das günstigste Verhältnis von Marktwert und Stromgestehungskosten aufweist, eine andere als im Jahr 2013, nämlich eine deutlich stärker auf Schwachwinde ausgelegte Anlage mit höherer Leistungsdichte (Abbildung 4).

Das Referenzwertmodell zielt darauf ab, Anreize dafür zu schaffen, dass schon heute Windkraftanlagen so ausgelegt werden, dass sie optimal in das zukünftige Stromsystem passen. Das ist notwendig, wenn davon ausgegangen wird, dass Investoren Projektionen zukünftiger Strompreisprofile bei der Planung und Finanzierung von Projekten nicht berücksichtigen kön-

Abbildung 3

### Marktwert von Windstrom in Abhängigkeit von der Windgeschwindigkeit im Jahr 2030

In Euro pro MWh



Simulation basierend auf dem Modell REMix für Windgeschwindigkeiten in 80 Metern Höhe am Standort Boltenhagen. Geschwindigkeiten über 15 Metern pro Sekunde sind zusammengefasst.

Quelle: Berechnungen der Autoren.

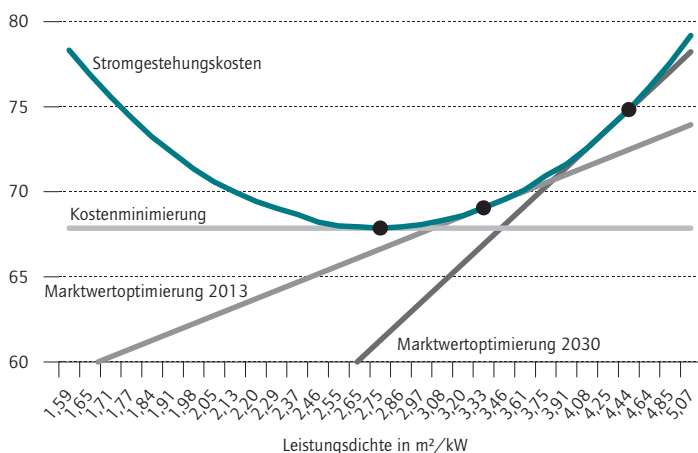
© DIW Berlin 2015

Der Marktwert nimmt zukünftig bei starkem Wind deutlich ab.

Abbildung 4

### Stromgestehungskosten und Anlagenauslegungen für beispielhafte Fälle

In Euro pro MWh



Illustrative Darstellung der unterschiedlichen optimalen Anlagenkonfigurationen je nach Perspektive. Kostenminimierung: Strom wird zu den geringsten Durchschnittskosten erzeugt, unabhängig von seinem Marktwert.

Marktwertoptimierung: Der Wert des erzeugten Stroms wird gegenüber einem gegebenen Marktpreisprofil maximiert.

Quelle: Berechnungen der Autoren.

© DIW Berlin 2015

Eine für das Jahr 2030 optimierte Anlage hat eine deutlich höhere Leistungsdichte (Schwachwindturbine).

<sup>17</sup> Basierend auf Daten für die Jahre 2009 bis 2011, Deutsche WindGuard (2014), a. a. O.

Tabelle

**Anzahl der Volllaststunden an exemplarischen Standorten**

	Windgeschwindigkeit in 80 Metern Höhe in Metern pro Sekunde		
	Niedrig (unter 5)	Mittel (5 bis 10)	Hoch (über 10)
<b>Mittelguter Standort (Boltenhagen)</b>			
Häufigkeit der Windgeschwindigkeit in Prozent	30	50	20
Derzeit gewählte Anlage	124	1 629	1 502
Künftig systemoptimale Anlage	152	1 950	1 509
<b>Windreicher Standort (Helgoland)</b>			
Häufigkeit der Windgeschwindigkeit in Prozent	15	38	47
Derzeit gewählte Anlage	36	785	3 254
Künftig systemoptimale Anlage	57	1 226	3 531

Quelle: Berechnungen der Autoren.

© DIW Berlin 2015

Systemdienliche Anlagen erreichen insbesondere bei mittleren Windstärken mehr Volllaststunden.

nen. Dafür würde die Vergütungshöhe – derzeit anfangs 8,9 Cent pro Kilowattstunde – für jede Windkraftanlage individuell in Abhängigkeit des zukünftig zu erzielenden Strompreises ermittelt. Hierfür würde auf Basis eines hochaufgelösten Windatlasses, öffentlich verfügbar gemachten Prognosen künftiger Strompreiszeitreihen und den Leistungskennlinien der Windkraftanlagen für jede Anlage an jedem Standort berechnet, wie hoch der Marktwert ihrer Stromerzeugung in Zukunft sein wird. Dieser wäre dann bereits in der Gegenwart maßgeblich, um die anlagen- und standortspezifische Vergütungshöhe zu bestimmen.<sup>18</sup> Somit würden Windkraftanlagen, die entsprechend der zur Verfügung gestellten Strompreiszeitreihe zukünftig einen höheren Marktwert aufweisen, schon heute eine höhere Vergütung erhalten.<sup>19</sup>

Entsprechend können systemdienlichere Anlagen – wenn der steigende Anteil der Windkraft an der Stromerzeugung zu weitergehenden Preisreduktionen bei starkem Wind führt – aufgrund ihres höheren erzielten Strompreises bereits einen größeren Anteil ihrer Vergütung durch den Stromverkauf erzielen, was die EEG-Umlage senkt.

Bei einer Einspeisevergütung in Kombination mit dem Referenzwertmodell nimmt die durchschnittliche Ver-

gütung mit zunehmender Auslegung der Anlagen für Schwachwinde zu (Abbildung 2). Für die fixe Einspeisevergütung und die gleitende Marktprämie in Kombination mit dem bisherigen Referenzertragsmodell ist dies nur in sehr geringem Umfang der Fall, wobei zu beachten ist, dass die Analyse der Marktprämie auf der extremen Annahme fußt, dass Investoren das heutige Strompreisprofil für die gesamte Lebensdauer der Anlage fortschreiben.<sup>20</sup> Wählt man, ausgehend von der Anlagenwahl unter fixer Einspeisevergütung, eine eher auf Schwachwinde ausgelegte Windkraftanlage, so ist die Steigung des zukünftigen Systemwerts (zu dem die Vergütung durch das Referenzwertmodell parallel steigt) während eines bestimmten Bereichs größer als die Steigung der Kostenkurve. Das bedeutet, dass sich bei einer eher auf Schwachwind ausgelegten Anlage ein besseres Verhältnis von Erlösen zu Kosten ergibt. Dieses geschieht genau bis zu dem im Modell für 2030 ermittelten Systemoptimum (3,6 m<sup>2</sup>/kW in Boltenhagen beziehungsweise 2,6 m<sup>2</sup>/kW auf Helgoland): Auch aus Investorensicht ist nun diese zukünftig systemoptimale Windkraftanlage betriebswirtschaftlich optimal. In Tabelle 1 ist zu erkennen, dass die Anzahl der Volllaststunden der systemoptimalen Windkraftanlage insbesondere bei schwachen und mittleren Windstärken höher liegt als die Volllaststunden der unter fixer Einspeisevergütung und altem Referenzertragsmodell gewählten Anlage.

Eine Einspeisevergütung in Kombination mit dem Referenzwertmodell (sowie dem bestehenden Referenzertragsmodell) würde mehrere Vorteile bieten: Erstens wird gewährleistet, dass die systemoptimale Windkraftanlage eines sich weiterentwickelnden Stromsystems mit der privatwirtschaftlich optimalen Windkraftanlage übereinstimmt. Zweitens gibt es Investoren Planungssicherheit, da ihre Erlöse pro Kilowattstunde vorab bekannt sind. Drittens gibt dieser Ansatz keine expliziten Auslegungen vor, so dass Neutralität bezüglich der Anlagenparameter herrscht. Viertens werden solche zukünftig systemdienlichen Investitionen an allen Standorten gefördert. So reagieren Investoren auch an sehr windarmen beziehungsweise windreichen Standorten, da ihre Vergütung auch dort angepasst wird.

Alternativ könnte eine gleitende Marktprämie zu ähnlichen Ergebnissen führen, wenn Investoren korrekte Prognosen über das Profil der zukünftigen Strompreise bei der Auslegung und Finanzierung von Windturbinen berücksichtigen könnten.

<sup>18</sup> Ob bei heutigen Investitionsentscheidungen Windkraftanlagen für das zukünftige System eines Jahres wie 2025, 2030 oder 2035 ausgelegt werden sollten, oder ob mehrere Jahre parallel berücksichtigt werden sollten, ist nicht Gegenstand dieser Untersuchung.

<sup>19</sup> Dabei könnte die Diversifizierung der Standortwahl, die durch das heutige Referenzertragsmodell angereizt wird, erhalten bleiben, so dass dieses Bestandteil der Vergütungsberechnung bleibt.

<sup>20</sup> Die Gerade verläuft auch bei der fixen Einspeisevergütung nicht horizontal, sondern hat eine leichte Steigung, da auch das Referenzertragsmodell in seiner heutigen Form bereits leicht differenzierte Anreize für die Anlagenauslegungen gibt.

Insgesamt stellt sich bei wachsenden Anteilen von Wind- und Solarenergie die Frage, für welchem Zeithorizont Windkraftanlagen optimal ausgelegt werden sollten, und ob soziale oder privatwirtschaftliche Diskontraten bei der Bewertung künftiger Kosten und Erlöse angesetzt werden sollten. Ebenso fußt die vorgestellte Analyse des Referenzwertmodells auf der Annahme, dass eine einzelne Anlage sich in systemdienlicher Weise in das bestehende System einfügt. Die konkrete Anzahl an verschiedenen ausgelegten Anlagen wird hier nicht betrachtet. So könnte eine sehr große Zahl von Schwachwindturbinen ebenfalls zu sinkenden Preisen in Schwachwindphasen führen. Auch wenn eine höhere Anzahl von Schwachwindanlagen tendenziell zu einer effizienteren Ausgestaltung des Stromsystems führen kann, wäre die Ermittlung eines gesamten Systemoptimums eine andere Fragestellung.

Die hier vorliegende Betrachtung stellt dabei den grundsätzlichen Mechanismus vor. Eine Diskussion über eine konkrete Festlegung von Zielen und Ausgestaltungsmöglichkeiten und die damit verbundenen Herausforderungen soll hier nicht in allen Aspekten geführt werden. Auf alle Fälle wäre es sinnvoll, einen hochaufgelösten Windatlas zur allgemeinen Verfügung zu stellen.

## Fazit

Systemdienliche Windkraftanlagen können künftig einen Baustein für eine kostengünstige Energiewende darstellen. In einem Stromsystem mit einem hohen Anteil fluktuierender erneuerbarer Energien produzieren systemdienliche Windkraftanlagen – im Gegensatz zu auf maximalen Stromertrag ausgelegten Anlagen – mehr Strom bei schwachem Wind, also dann, wenn der Wert des Stroms vergleichsweise hoch ist. Dafür ist die Stromerzeugung bei Starkwind geringer. Dadurch fallen geringere Stromüberschüsse bei starkem Wind an, wenn der Wert des Stroms ohnehin niedriger liegt. Schwachwindturbinen haben im Gegensatz zu Starkwindturbinen höhere Nabenhöhen beziehungsweise längere Rotorblätter, bei gleichbleibenden oder geringeren Generatorleistungen.

Die in Deutschland früher vorherrschende fixe Einspeisevergütung gab für Investoren primär Anreize, möglichst viel Strom zu produzieren, unabhängig vom Zeitpunkt der Stromerzeugung. Wir zeigen, dass die Einführung der gleitenden Marktprämie unter der Annahme kurzfristiger Investoren, die das heutige Marktpreisniveau unverändert für die Zukunft fortschreiben, beziehungsweise diese Annahme bei der Finanzierung der Anlage eingehen lassen, kaum Anreize für Schwachwindturbinen setzt. Grund hierfür ist, dass der Anteil

der Windkraft an der Stromversorgung bisher noch zu niedrig ist, um einen großen Einfluss auf die Strommarktpreise zu haben.

Eine leichte Verstärkung der Anreize für systemdienliche Anlagenauslegungen könnte für Orte mit mittelguten Windressourcen durch eine Änderung der Referenzstandortdefinition im bestehenden Referenzertragsmodell erreicht werden. Hierdurch würden an Standorten mit mittelstarken Windstärken Schwachwindturbinen stärker gefördert als andere Anlagen. Dabei würde die längerfristig optimale Auslegung der Anlagen den Modellrechnungen zufolge jedoch auch nicht erreicht.

Die Ergänzung des bestehenden Referenzertragsmodells durch ein neues, sogenanntes Referenzwertmodell könnte dazu führen, dass schon heute Anreize für solche Anlagenauslegungen gegeben werden, die künftig systemdienlich sind. Dies wird dadurch erreicht, dass sich die Vergütung der Anlagen am erwarteten zukünftigen Marktwert ihrer Stromproduktion orientiert, wobei die Differenz zwischen den Stromgestehungskosten und dem von diesen Anlagen zukünftig erzielten durchschnittlichen Strompreis minimiert wird. Dabei werden durch das Referenzwertmodell systemdienliche Anlagenparameter nicht explizit vorgegeben. Vielmehr werden auf Basis eines Strommarktmodells künftige Marktpreise berechnet, auf Grundlage derer Anreize für solche Anlagen gegeben werden, die zukünftig den größten Wert für das Stromsystem haben. Im Vergleich zur fixen Einspeisevergütung steigt die Anzahl der Volllaststunden in den berechneten Beispielen vor allem bei Standorten mit schwachem und mittlerem Wind deutlich. Dabei ist hervorzuheben, dass eine solche Reform an allen Standorten zur Förderung systemdienlicher Anlagen führen könnte. Vorher müssten jedoch diverse Fragen der konkreten Ausgestaltung und der praktischen Umsetzung des Referenzwertmodells sowie die Interaktionen mit dem bestehenden Referenzertragsmodell untersucht werden.

Ähnliche Fragen der systemdienlichen Anlagenauslegung ergeben sich auch bei der Photovoltaik in Hinblick darauf, inwiefern eine Ost- beziehungsweise Westausrichtung von Panels die Systemdienlichkeit erhöht.<sup>21</sup> Ob eine äquivalente Vergütung über ein Referenzwertmodell auch für Photovoltaikanlagen eine systemoptimale Auslegung anreizen könnte, ist eine offene Forschungsfrage.

<sup>21</sup> Vgl. beispielsweise Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE (2014): Effekte regional verteilter sowie Ost-/West-ausgerichteter Solarstromanlagen. Erstellt im Auftrag von Agora Energiewende.

**Nils May** ist Wissenschaftlicher Mitarbeiter in der Abteilung Klimapolitik am DIW Berlin | [nmay@diw.de](mailto:nmay@diw.de)

**Karsten Neuhoff** ist Leiter der Abteilung Klimapolitik am DIW Berlin | [kneuhoff@diw.de](mailto:kneuhoff@diw.de)

**Frieder Borggrefe** ist Wissenschaftlicher Mitarbeiter am Deutschen Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR) | [frieder.borggrefe@dlr.de](mailto:frieder.borggrefe@dlr.de)

### MARKET INCENTIVES FOR SYSTEM-FRIENDLY DESIGNS OF WIND TURBINES

---

**Abstract:** Up until now, wind turbines have been designed to generate electricity at the lowest possible total cost, independent of this electricity's market value. With an increasing penetration of wind power in the system, the market value of electricity generated by wind turbines is declining, since wind turbines tend to produce electricity at the same time. For this reason, it will be important in the future to design wind turbines in a system-friendly manner so that a larger proportion of electricity generation occurs in hours with lower wind speeds. This can be achieved with higher towers, longer rotor blades, and generators with comparatively low power rating.

According to model calculations, a fixed feed-in tariff provides insufficient incentives for such plant designs, which

would be especially system-friendly in the context of further expansion of renewable energies. Likewise, direct marketing with a floating market premium does not provide adequate incentives if investors take the current electricity prices as a basis for their planning and project financing. By contrast, in a new instrument that is being proposed here—the so-called “production volume-based benchmark approach”—the level of the feed-in tariff is based on the expected future market value of the wind turbine's electricity. In this way, incentives for investments in plants that will be especially system-friendly in the future could already be created in the present. At the same time, questions regarding the actual design and the practical implementation still need to be resolved.

JEL: Q42, Q55, O38

**Keywords:** Feed-in tariff, wind turbine technology, wind power investments



Nils May, Wissenschaftlicher Mitarbeiter  
in der Abteilung Klimapolitik  
am DIW Berlin

## ACHT FRAGEN AN NILS MAY

# »Im Referenzwertmodell hängt die Vergütung vom künftigen Wert des Stroms ab«

1. Herr May, Sie haben sich mit der Auslegung von Windkraftanlagen und ihren Auswirkungen auf das Stromsystem auseinandergesetzt. Was war Ihre grundlegende Fragestellung? Ein großer Anteil der Windstromproduktion fällt bei starkem Wind an. Die große Menge lässt folglich seinen Marktwert sinken. Deshalb wird es nun wichtiger, systemdienliche Windkraftanlagen zu errichten, die einen größeren Anteil ihrer Produktion schon bei mittleren und schwächeren Windgeschwindigkeiten haben, da sie dann einen höheren Marktwert erzielen können.
2. Sie unterscheiden also zwischen Strommenge und Stromwert? Ja. Die ursprüngliche Förderung, die fixe Einspeisevergütung, machte nur die Maximierung der Strommenge attraktiv, da die Investoren eine fixe Vergütung pro Windertrag bekamen. Mittlerweile spielt aber auch der Wert des produzierten Stroms eine Rolle.
3. Passen die aktuell bestehenden Anlagen noch zu unserem heutigen Stromsystem? Der Bestand an aktuellen Anlagen in Deutschland wurde unter Bedingungen installiert, unter denen der Wert des Stroms vollkommen egal war. Folglich sind die Anlagen in Deutschland tendenziell eher so ausgelegt, dass bei starkem Wind sehr viel Strom produziert werden kann, aber bei schwächeren Windstärken weniger. Diese Auslegung war in der Vergangenheit sinnvoll, führt künftig aber immer mehr dazu, dass Windkraftanlagen hauptsächlich bei niedrigeren Marktwerten Strom produzieren.
4. Wie sollte eine systemdienliche Anlage konzipiert sein? Neben dem Standort haben wir uns drei technische Parameter angeschaut. Das ist zum einen die Nabenhöhe: Je höher ein Turm, desto stärker bläst dort der Wind, also kann man auch mehr Strom produzieren. Der zweite Parameter ist die Rotorblattlänge: Mit längeren Rotorblättern kann eine Windkraftanlage mehr Windenergie in Strom umwandeln. Der dritte Punkt ist eine geringere Generatorleistung: Mit einer niedrigeren Nennleistung wird die maximale Umwandlung von Windenergie in Strom schon bei einer niedrigeren Windgeschwindigkeit erreicht. Solch eine systemdienliche Windkraftanlage würde also einen größeren Anteil ihrer Produktion schon bei niedrigeren und mittleren Windgeschwindigkeiten haben.
5. Welche Bedeutung hätten systemdienlichere Anlagen insgesamt für das Stromsystem? Die Windenergie würde gleichmäßiger, also weniger volatil anfallen, wodurch andere Flexibilitätsoptionen, wie zum Beispiel Speicher, weniger benötigt würden. Die Energieausbeute würde dabei zwar leicht sinken, dieses würde aber bis zu einem bestimmten Punkt durch die Wertzunahme des produzierten Stroms überkompensiert.
6. Inwieweit rechnet sich das für potentielle Investoren? Das hängt davon ab, welche Erwartungen Investoren in Bezug auf die zukünftige Strompreisentwicklung haben. Würde das derzeitige Strompreisprofil zugrunde gelegt, setzt die derzeitige Vergütung mit der gleitenden Marktprämie keine oder kaum Anreize für eine künftig systemdienlichere Auslegung der Anlagen.
7. Was müsste sich ändern, damit sich solche Anlagen rechnen? Dazu haben wir zwei Reformvorschläge analysiert. Erstens haben wir einen Vorschlag für die Reform des bereits bestehenden Referenzertragsmodells aufgegriffen, welcher an einigen Standorten gewisse Anreize für systemdienlichere Anlagenauslegungen setzt. Zweitens haben wir ein ergänzendes sogenanntes Referenzwertmodell vorgeschlagen, welches die Vergütung schon heute davon abhängig macht, wie systemdienlich eine Anlage für ein zukünftiges Energiesystem ist.
8. Wie genau setzt das Referenzwertmodell Anreize für Investitionen in systemdienlichere Windkraftanlagen? Zunächst würde das Strompreisprofil eines zukünftigen Stromsystems mit höherem Anteil an erneuerbaren Energien modelliert. Damit kann dann für jeden Standort und jede Windkraftanlage berechnet werden, welchen Wert der erzeugte Strom haben würde. Die anlagenspezifische Höhe der Vergütung ergäbe sich dann – analog zur Definition eines Referenzstandortes im bisherigen EEG – aus dem Vergleich mit dem Wert einer Referenzwindkraftanlage am gleichen Standort. Somit könnten Investoren schon heute Anlagen systemdienlich auslegen und sich aufgrund der Klarheit über zukünftige Erlöse gute Finanzierungsbedingungen und damit geringe Kapitalkosten sichern.

Das Gespräch führte Erich Wittenberg.



Das vollständige Interview zum Anhören finden Sie auf [www.diw.de/interview](http://www.diw.de/interview)

Discussion Papers Nr. 1479

2015 | Michael Ehrmann, Marcel Fratzscher



## Euro Area Government Bonds: Integration and Fragmentation during the Sovereign Debt Crisis

The paper analyzes the integration of euro area sovereign bond markets during the European sovereign debt crisis. It tests for contagion (i.e., an intensification in the transmission of shocks across countries), fragmentation (a reduction in spillovers) and flight-to-quality patterns, exploiting the heteroskedasticity of intraday changes in bond yields for identification. The paper finds that euro area government bond markets were well integrated prior to the crisis, but saw a substantial fragmentation from 2010 onward. Flight to quality was present at the height of the crisis, but has largely dissipated after the European Central Bank's (ECB's) announcement

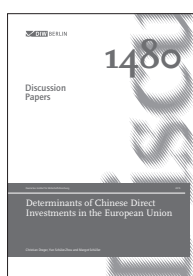
of its Outright Monetary Transactions (OMT) program in 2012. At the same time, Italy and Spain became more interdependent after the OMT announcement, providing our only evidence of contagion. While this suggests that countries have been effectively ring-fenced, and Italy and Spain benefited from the joint reduction in yields following the OMT announcement, the high current degree of fragmentation poses difficult challenges for policy-makers, since it leads to an unequal transmission of the ECB's monetary policy to the various countries.

[www.diw.de/publikationen/diskussionspapiere](http://www.diw.de/publikationen/diskussionspapiere)



Discussion Papers Nr. 1480

2015 | Christian Dreger, Yun Schüler-Zhou, Margot Schüller



## Determinants of Chinese Direct Investments in the European Union

This paper analyses the determinants of Chinese direct investment (DI) in the European Union (EU). Evidence is based on panel Poisson models drawing on two investment monitors for individual projects. We distinguish between the numbers of greenfield investments (GIs) and mergers and acquisitions (M&As). The findings indicate that market size and trade relationships with China are the primary factors driving Chinese DI in the EU. In contrast, more business-friendly institutions do not foster DI. Chinese enterprises might be risk averse, in other words prefer to choose their activities in regions with less competitive markets. The striking difference

between GIs and M&As is related to unit labour costs. Higher costs make the host country less attractive for the establishment of new firms, but do not affect the involvement in existing firms. The sectoral dispersion of Chinese DI in the EU has not changed much since the global financial crisis of 2008. Most relevant shifts have occurred in research and development (R&D), where low-income EU countries have gained in attractiveness.

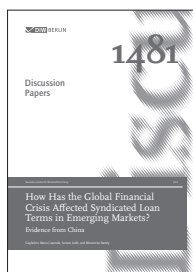
[www.diw.de/publikationen/diskussionspapiere](http://www.diw.de/publikationen/diskussionspapiere)





Discussion Papers Nr. 1481

2015 | Guglielmo Maria Caporale, Suman Lodh, Monomita Nandy



## How Has the Global Financial Crisis Affected Syndicated Loan Terms in Emerging Markets? Evidence from China

This paper examines the impact of the recent global financial crisis on the cost of debt capital (syndicated loans) in a leading emerging market, namely China, using difference-in-differences and GARCH approaches. Before the crisis China adopted banking reforms allowing entry of foreign banks and more domestic participation in the syndicated loan market. As a result, during the crisis the volume of syndicated loans grew steadily, in contrast to other countries. In addition, the amount of foreign syndicated loans decreased and average maturity increased compared to the precrisis period. Our findings provide useful information to policy makers to devise effective responses to financial crises.

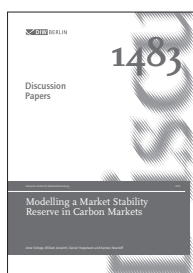
[www.diw.de/publikationen/diskussionspapiere](http://www.diw.de/publikationen/diskussionspapiere)



---

Discussion Papers Nr. 1483

2015 | Anne Schopp, William Acworth, Daniel Huppmann, Karsten Neuhoff



## Modelling a Market Stability Reserve in Carbon Markets

We examine under which conditions a cap-and-trade mechanism can deliver a dynamically efficient abatement pathway and contribute to a robust investment framework. For this we develop a numerical dynamic partial-equilibrium model that includes differentiated objective functions of different market participants for holding emission allowances based on their banking strategy. If the surplus of allowances is large, as currently observed in the European Union Emissions Trading System, the equilibrium market outcome can deviate from an efficient abatement pathway and performance of the policy is reduced against a set of key criteria (dynamic efficiency, price credibility, price consistency, and robustness to shocks). The model is applied to

assess design options of quantity and price based market stability reserves as discussed in Europe. Both price and quantity based mechanisms can improve the performance of the EU ETS against key criteria.

[www.diw.de/publikationen/diskussionspapiere](http://www.diw.de/publikationen/diskussionspapiere)





Prof. Dr. Claudia Kemfert ist Leiterin der Abteilung Energie, Verkehr, Umwelt am DIW Berlin  
Der Beitrag gibt die Meinung der Autorin wieder.

# Atomsteuer ist rechtmäßig und richtig

---

Für die Atomkonzerne war der 4. Juni kein guter Tag: Der Europäische Gerichtshof in Luxemburg hat die deutsche Brennelementesteuer für rechtmäßig erklärt. Diese Steuer verlangt einen Beitrag von den Atomkonzernen für den Einsatz von Kernbrennstoffen in Atomkraftwerken.

Die deutschen Atomkonzerne haben gegen sie geklagt, weil sie sie für unrechtmäßig und unzulässig halten. Sie war eingeführt worden, als die Laufzeitverlängerung der Atomkraftwerke durch die schwarz-gelbe Bundesregierung im Jahr 2010 beschlossen wurde, sozusagen als „Gegenleistung“ für die geschenkten Gewinne der Konzerne. Nachdem diese Laufzeitverlängerung nach dem Atomunfall in Japan im Jahr 2011 nicht nur zurückgenommen sondern sogar vermindert wurde – einige Atomkraftwerke mussten unmittelbar vom Netz gehen – klagten die Konzerne gegen diese Steuer. Sie hoffen darauf, dass die Steuerzahlungen, die sich im Zeitraum von 2011 bis 2016 voraussichtlich auf bis zu acht Milliarden Euro belaufen dürften, zurückerstattet werden.

Der Europäische Gerichtshof urteilte nun, dass es sich nicht, wie von den Konzernen behauptet, um eine unrechtmäßige Strom- oder Verbrauchssteuer handelt. Sie sei rechtmäßig. Nun hoffen die Konzerne noch auf das deutsche Verfassungsgericht, vor dem sie ebenso geklagt haben. Dieses wird voraussichtlich Ende dieses Jahres entscheiden.

Die Wahrscheinlichkeit, dass die deutschen Richter anders als die europäischen entscheiden, ist nach dem jüngsten Urteil nicht gerade gewachsen. Den Konzernen geht es hier jedoch vor allem ums Prinzip. Obwohl sie jahrzehntelang viel Geld mit abgeschriebenen Atomkraftwerken verdient haben, wehren sie sich vehement gegen zusätzliche Belastungen seitens des Staates. Und dies, obwohl der wahre Kosten-Tsunami der Atomenergie gerade erst beginnt, auf

uns zuzurollen: Die Kosten des Rückbaus aber vor allem der Endlagerung werden vermutlich viel höher sein als bisher angenommen.

In dem ehemaligen Salzbergwerk in Niedersachsen sind in der Grube Asse über 100 000 Fässer mit schwach- und mittelradioaktivem Müll eingelagert worden, die nun vor sich hin rosten und erhebliche Schäden verursachen. Die Kosten für die mögliche Bergung werden hoch und auch von der Gesellschaft zu tragen sein. Hinzu kommen weitere Kosten für die jahrzehntelange Einlagerung von Atommüll sowie den Rückbau der Atomkraftwerke.

Die Rückstellungen der Konzerne sind vermutlich nicht mehr sicher – zu wenig haben sie sich bisher auf die neue Energie-Geschäftswelt eingelassen. Aus diesem Grund ergibt es durchaus Sinn, dass eine Atomsteuer Gelder eintreibt, die zumindest für einen kleinen Teil der noch anstehenden Kosten eingesetzt werden können. Auch wenn dies den Konzernen nicht gefällt und sie auf einen „Deal“ hoffen, zum Beispiel die Einrichtung einer Atom-Stiftung, welche die Konzerne aus der Verantwortung entlässt und man im „Gegenzug“ auf weitere Klagen verzichtet. Sollte auch das Bundesverfassungsgericht der Auffassung des Europäischen Gerichtshofs folgen, wäre ein solcher „Deal“ ohnehin hinfällig. Es ist sowieso zu überlegen, die Steuer nicht wie ursprünglich geplant im Jahr 2016 auslaufen zu lassen, sondern sie zu verlängern. Im Jahr 2022 geht das letzte Atomkraftwerk vom Netz, bis zu diesem Zeitraum sollte auch die Brennelementesteuer ihren Dienst tun. Sicherlich wäre es zusätzlich hilfreich, rasch einen öffentlich-rechtlichen Fonds einzurichten. Denn die enormen Kosten der Endlagerung von Atommüll wird kein Konzern und auch keine schmale Atomsteuer begleichen können. Diese Kosten wird die Gesellschaft wie immer allein tragen müssen. Mit oder ohne Steuer.