

Die Auswirkung räumlich verteilter Windstromproduktion auf den Flexibilitätsbedarf im deutschen Stromsystem

Damian Wimmer, Christoph Heinemann und Dierk Bauknecht

Steigende Anteile fluktuierender Stromerzeugung erfordern langfristig entweder mehr Flexibilität oder Maßnahmen zur Reduktion des Flexibilitätsbedarfs im Stromsystem, damit zu jedem Zeitpunkt die Last gedeckt werden kann. Vor diesem Hintergrund wurde auf Basis einer Analyse von zwei räumlichen Verteilungsszenarien für Windenergieanlagen (WEA) in Deutschland ermittelt, welchen Effekt die räumliche Verteilung auf den Flexibilitätsbedarf hat. Konkret wurden die Lastgradienten und die notwendige Kapazität zur Deckung der Last analysiert.

In Zukunft wird der Anteil der fluktuierenden Stromerzeugung in Deutschland weiter zunehmen [1]. Insbesondere werden WEA und Photovoltaikanlagen die Stromerzeugung aus konventionellen Quellen substituieren. Mit diesem Wandel geht eine erhebliche Veränderung des Stromsystems einher, welches dann durch eine hauptsächlich dargebotsabhängige Erzeugung charakterisiert ist. Um die resultierenden Erzeugungsschwankungen auszugleichen und die Nachfrage zu decken, können verschiedene „flexible“ Technologien eingesetzt werden. Neben den bestehenden Technologien wie Pumpspeicher- und konventionellen Kraftwerken können perspektivisch auch verstärkt Lastmanagement, neue Speichertechnologien und die Verknüpfung und Integration des Wärme- und Verkehrssektors einen Beitrag zur Deckung des Flexibilitätsbedarfs im Stromsystem leisten [2-5].

Neben der Option, den Flexibilitätsbedarf ex post zu decken, besteht auch die Möglichkeit, den Flexibilitätsbedarf zu reduzieren. Es stellt sich die Frage, ob sich durch eine stärkere räumliche Verteilung der fluktuierenden Erzeugung Einspeiseschwankungen vermeiden lassen bzw. die Einspeisung besser der Nachfrage angeglichen werden kann.

Im Rahmen der hier vorgestellten Arbeit wird in zwei Szenarien untersucht, in wieweit verschiedene räumliche Verteilungen der fluktuierenden Produktion den Flexibilitätsbedarf und die Anforderungen an die Flexibilitätstechnologien im Stromsystem verändern. Die Untersuchung wird mit WEA an Land durchgeführt, räumlich begrenzt auf Deutschland. Durch die Begrenzung der Untersuchung auf WEA treten keine Überschüsse auf und nachfolgende Aussagen zum Flexibilitätsbedarf beziehen sich auf die Defizite.



Eine Gleichverteilung von Windenergieanlagen reduziert nicht per se den Kapazitätsbedarf, aber die Elastizitätsanforderungen an die Flexibilitätstechnologien Foto: TTSUNG-LIN WU | Fotolia.com

23 Prozent der Landfläche sind theoretisch für WEA nutzbar

Mithilfe eines Geoinformationssystems wurde die deutsche Landfläche analysiert, um potenziell nutzbare Flächen für die Verteilung der WEA zu bestimmen. Die Geodatenbasis für diese Analyse bilden das digitale Landschaftsmodell DLM250 [6, 7] und die FFH- und Vogelschutzkartierung 2013 [7]. Berücksichtigte Objektkategorien sind vor allem Siedlungsflächen, Naturschutzgebiete und Infrastrukturobjekte. Für lärmsensitive Objektkategorien wie z. B. Wohn- und Erholungsgebiete, Vogelschutzgebiete und Nationalparke wurden Mindestabstände definiert, die aus anderen Studien [8, 9] übernommen wurden. Gleiches gilt für Objektkategorien, die aus Gründen der Betriebssicherheit Abstand zu Windenergieanlagen benötigen, wie z. B. Flughäfen, Straßen und Stromleitungen. Die Analyse zeigt, dass

Siedlungsflächen, gefolgt von Naturschutzflächen und Infrastrukturprojekten die für WEA verwendbare Fläche am stärksten reduzieren. Demnach stehen theoretisch knapp 23 % der deutschen Landfläche für die Windenergienutzung zur Verfügung. Abb. 1 zeigt die Verteilung der potenziell nutzbaren Landfläche, wobei der größte Anteil der nutzbaren Fläche auf Norddeutschland entfällt.

Zuordnung der Windprofile und Platzierung der WEA

Die theoretisch für WEA nutzbare Fläche wird in eine Rasterkarte mit einer Auflösung von 1x1 km umgewandelt. Die verwendeten stündlichen Windgeschwindigkeiten basieren auf Daten des Deutschen Wetterdienstes (DWD) von 70 über Deutschland verteilten Messstationen für das Jahr 2011. Jedem Rasterfeld wird nun das stündliche Windprofil

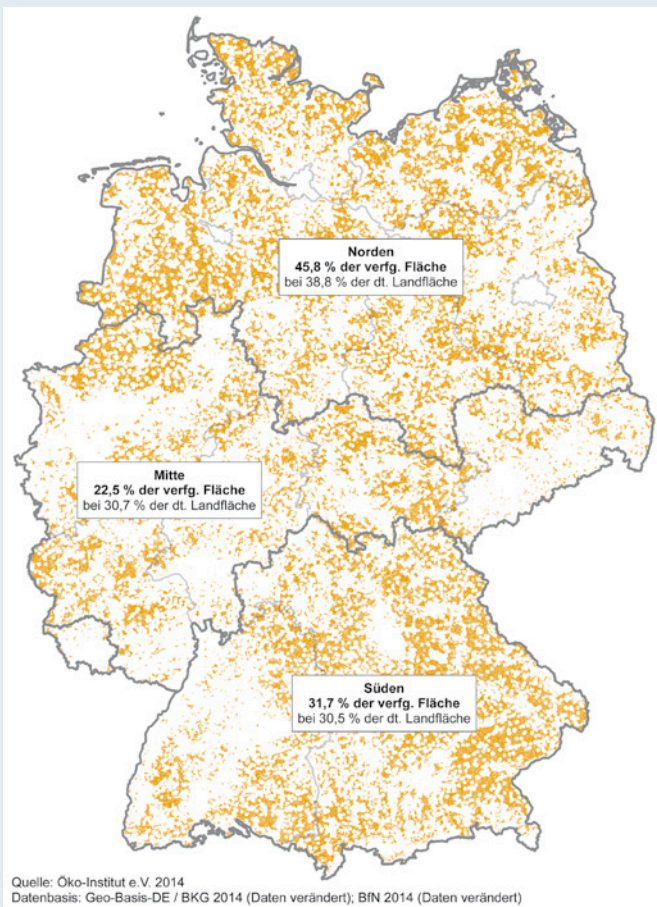


Abb. 1 Prozentuale Verteilung der verfügbaren Fläche auf die Bundeslandgruppen Norden, Mitte und Süden

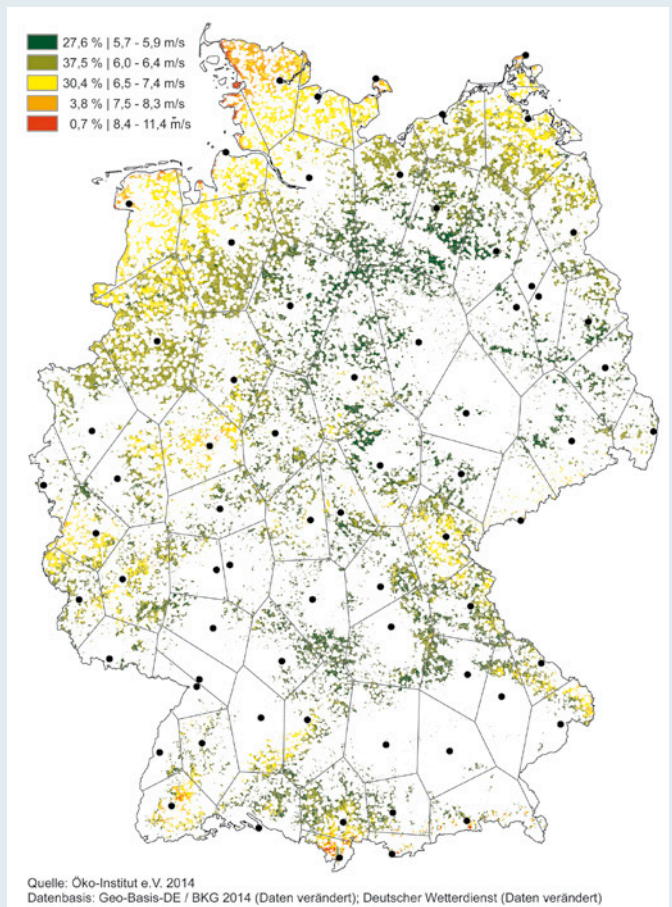


Abb. 2 Gruppierte, durchschnittliche jährliche Windgeschwindigkeiten und deren prozentualer Flächenanteil, sowie Messstationen und deren Einzugsgebiet

der nächstgelegenen Messstation zugeordnet. Unter Berücksichtigung der Bodenrauigkeit der theoretisch nutzbaren Fläche innerhalb der einzelnen Rasterfelder werden die stündlichen Windgeschwindigkeiten logarithmisch auf die Nabenhöhen der zwei ausgewählten Windturbinen (100 und 140 m) interpoliert. Die spätere Platzierung der Windturbinen findet auf Basis der mittleren jährlichen Windgeschwindigkeit je Rasterfeld statt. Diese Daten stammen aus historischen Messungen des DWD über 19 Jahre und wurden ebenfalls auf Nabenhöhe interpoliert.

Um eine schnelle Berechnung der Stromproduktion zu ermöglichen, wurden Rasterfelder der gleichen Messstation und mit der gleichen mittleren jährlichen Windgeschwindigkeit in insgesamt fünf Gruppen zusammengefasst. In Abb. 2 sind die verfügbaren Flächen den gruppierten Windgeschwindigkeiten entsprechend eingefärbt. Zudem sind die verwendeten 70 Messsta-

tionen und deren jeweiliges Einzugsgebiet dargestellt. Aggregiert repräsentieren die Gruppen 1 bis 3, mit einer Bandbreite der durchschnittlichen jährlichen Windgeschwindigkeit von 5,7-7,4 m/s 95,5 % der potenziell für Windenergie nutzbaren Fläche. Durchschnittliche jährliche Windgeschwindigkeiten von unter 5,7 m/s wurden als nicht ausreichend für den wirtschaftlichen Betrieb einer Windenergieanlage erachtet und daher nicht berücksichtigt.

Die Berechnung der Stromproduktion basiert auf abgeschätzten Anlagenkennlinien von zwei ausgewählten, modernen WEA. Für Standorte mit einer mittleren jährlichen Windgeschwindigkeit größer 7,4 m/s wird die Starkwindanlage gewählt, für geringere Windgeschwindigkeiten die Schwachwindanlage. Beide Windturbinen entsprechen dem heutigen Stand der Technik und es wird davon ausgegangen, dass diese im Jahr 2030 dem niedrigsten Anlagenstandard ent-

sprechen, wodurch hier eine konservative Annahme getroffen wurde.

Zwei räumliche Verteilungsszenarien

Basierend auf diesen Vorarbeiten wurden zwei Verteilungsszenarien berechnet und verglichen. Um einen Vergleich zu ermöglichen, wird in beiden Szenarien per Annahme 140 TWh/a durch die zu verteilenden Windturbinen produziert. Diese Erzeugung wird in [1] für das Jahr 2030 angenommen. Die beiden Szenarien sind wie folgt definiert:

■ „Beste Standorte“: Die Verteilung der Windturbinen findet nach dem Kriterium „höchste mittlere Windgeschwindigkeit“ statt und beruht somit auf langjährigen, gemessenen DWD-Daten. Die Windturbinen werden innerhalb der nutzbaren Fläche zuerst am Standort mit der höchsten mittleren jährlichen Windgeschwindigkeit platziert, dann am

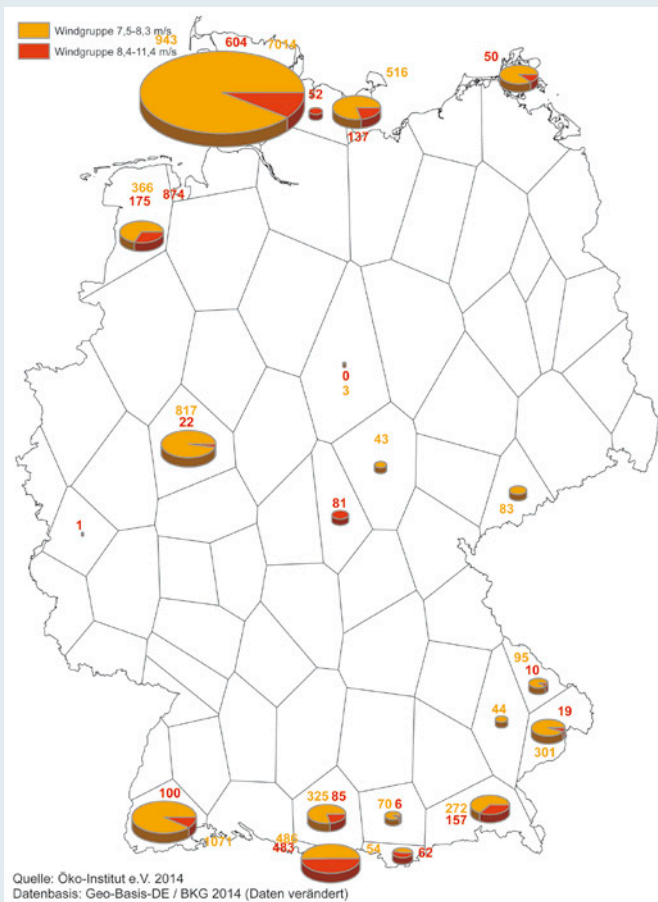


Abb. 3 Anzahl installierter Turbinen im Szenario „Beste Standorte“ je Windprofil und Windgeschwindigkeitsgruppe

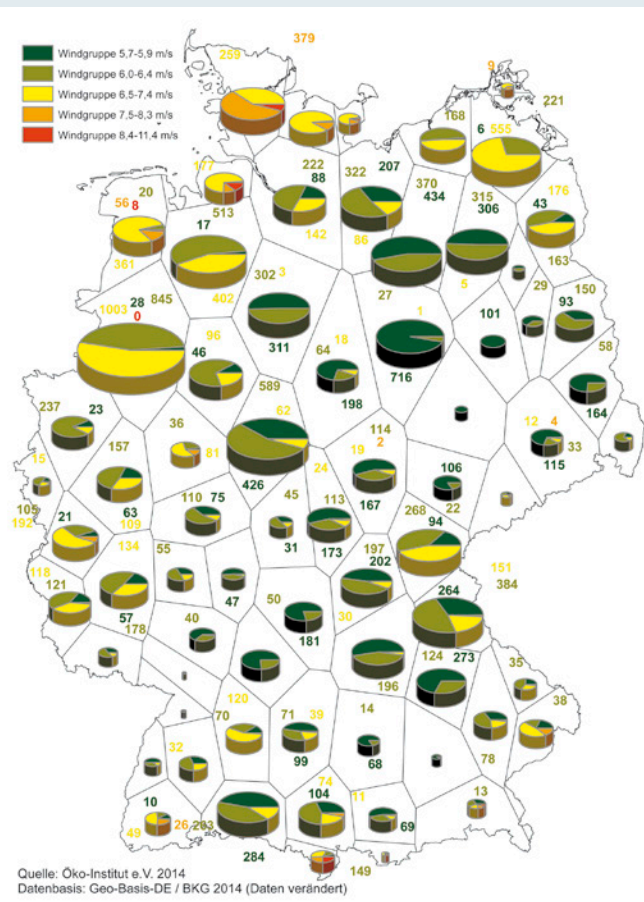


Abb. 4 Anzahl installierter Turbinen im Szenario „Gleichverteilung“ je Windprofil und Windgeschwindigkeitsgruppe

Standort mit der zweithöchsten Windgeschwindigkeit usw. bis 140 TWh Jahresproduktion erreicht sind. Das Szenario spiegelt zum Teil die heutige Verteilung wider, da ein großer Anreiz durch die Förderstrukturen der letzten Jahre gesetzt wurde, an den Standorten mit der höchsten Volllaststundenzahl zu investieren.

■ „Gleichverteilung“: Windturbinen werden auf der verfügbaren Fläche gleich verteilt, so dass jeder km² dieselbe Jahresproduktion aufweist – in Summe wiederum 140 TWh. Das Szenario zeigt den maximal möglichen Verteilungseffekt auf.

In den Abb. 3 und 4 werden die Anzahl der in den Szenarien installierten Windturbinen je Windgeschwindigkeitsgruppe dargestellt. Im Szenario „Beste Standorte“ ist auffällig, dass nur Turbinen in den beiden Gruppen mit der höchsten Windgeschwindigkeit platziert wurden. Das bedeutet, dass 4,5 % (vgl. Abb. 2) der verfügbaren Fläche ausreichen, um 140 TWh/a zu produzieren. Im Szenario

„Gleichverteilung“ wurden per Definition in allen Windgeschwindigkeitsgruppen WEA platziert. Somit unterscheiden sich die Verteilungsszenarien nicht nur in der Verteilung der Anlagen, sondern auch im WEA-Mix zwischen Starkwind- und Schwachwindanlagen.

Berechnung des Produktions- & Residuallastprofils

Unter Berücksichtigung von Verlusten durch die Turbulenzen innerhalb eines Windparks (10 %), Wartungs- und Reparaturausfällen (2 %) und Übertragungsverlusten (3 %) [9] werden die auf die jeweilige Nabenhöhe interpolierten Windprofile mit der entsprechenden Anlagenkennlinie multipliziert. Das hierdurch für jede Windturbine entstandene Produktionsprofil wird deutschlandweit aufsummiert.

Dieses Produktionsprofil wird von dem deutschen ENTSO-E-Lastprofil für 2011 subtra-

hiert. Daraus resultiert das sog. Residuallastprofil. Dabei ist zu berücksichtigen, dass die Einspeisung aus anderen EE-Anlagen nicht betrachtet wurde und die Residuallast sich somit nur auf Windenergie an Land bezieht.

Im Szenario „Beste Standorte“ wird erwartungsgemäß eine geringere Anzahl Windturbinen mit insgesamt weniger installierter Leistung benötigt, um die geforderten 140 TWh/a zu produzieren (vgl. Tab. 1). Nur die dargebotsstärksten Standorte, hauptsächlich im Norden, den Voralpen und teilweise in den deutschen Mittelgebirgen werden genutzt (vgl. Abb. 3). Durch die höhere installierte Leistung im Szenario „Gleichverteilung“ ist die Jahres-Produktionsspitze absolut gesehen höher, in Relation zur installierten Turbinenleistung jedoch geringer. Dieser Glättungseffekt entsteht durch die größere Erntefläche und die daraus resultierende größere Ungleichzeitigkeit [10-12] der Produktion.

Die Analyse der Residuallast zeigt, dass sich die maximale Residuallast und damit die maximal benötigte Erzeugungskapazität in beiden Szenarien (vgl. Tab. 2) gleichen. Dies widerspricht der Eingangsannahme, dass weniger Flexibilität bei einer Gleichverteilung benötigt wird.

Bezüglich der durchschnittlichen und der maximalen Gradienten unterscheiden sich die beiden Szenarien jedoch deutlich. Im Szenario „Gleichverteilung“ sind die Gradienten flacher und das Gradienten-Maximum geringer. Die zusätzliche Leistung muss demnach weniger schnell zur Verfügung gestellt werden, um in Kombination mit der Wind-einspeisung die Last zu jedem Zeitpunkt zu decken. Eine Gleichverteilung reduziert demnach nicht per se den Kapazitätsbedarf, jedoch die Elastizitätsanforderungen an die Flexibilitätstechnologien. Da nur eine Produktionstechnologie untersucht wurde, treten keine Überschüsse in den gewählten Szenarien dieser Arbeit auf, so dass hierzu keine Aussage getroffen werden kann.

„Beste Standorte“: Gleicher Flexibilitätsbedarf, aber höhere Elastizitätsanforderungen

Es hat sich gezeigt, dass die notwendige Kapazität zur Deckung der Last in beiden Szenarien nahezu gleich bleibt, sich jedoch die Elastizitätsanforderungen an die Flexibilitätsoptionen unterscheiden. Werden WEA räumlich gleich verteilt, muss die Flexibilitätskapazität weniger schnell zur Verfügung gestellt werden, um in Kombination mit der Windeinspeisung die Last zu jedem Zeitpunkt zu decken. Entgegen der allgemeinen Vermutung, dass eine gleichmäßigere Verteilung von WEA zu geringeren Erzeugungsspitzen führt, tritt im Szenario „Gleichverteilung“ eine höhere absolute Produktionsspitze auf, die aus der höheren installierten Kapazität resultiert. Der erwartete Glättungseffekt im Szenario „Gleichverteilung“ wird nur bei Betrachtung des Produktionsmaximums relativ zur installierten Leistung sichtbar.

Im gewählten Datenjahr 2011 fällt die Produktionsspitze zeitlich nicht mit dem Lastmaximum zusammen, und beide hier angenommenen Verteilungsszenarien benötigen dieselbe flexible Erzeugungskapazität. Im

Tab. 1: Ausgewählte Produktionsindikatoren beider Szenarien.

	Beste Standorte	Gleichverteilung
Turbinenanzahl	15 757	21 675
Installierte Kapazität [GW]	52	65
Produktionsmaximum [MW]	43 646	50 882
Produktionsmaximum [% von installierter Kap.]	84 %	78 %

Tab. 2: Ausgewählte Indikatoren der Residuallastanalyse.

	Beste Standorte	Gleichverteilung
Maximale Residuallast [MW]	75 400	75 404
Durchschn. Gradient (pos. und neg.) [MWh/h]	2 789	2 347
Maximaler Gradient (pos. und neg.) [MW/h]	18 962	15 103

Szenario „Gleichverteilung“ sind die Elastizitätsanforderungen, die von den anderen Systemakteuren, wie z. B. Speichertechnologien und Lastmanagement erfüllt werden müssen, reduziert. Zu untersuchen bleibt, ob die Kosten für die größere installierte Windturbinenkapazität im Szenario „Gleichverteilung“ durch reduzierte Kosten beim Übertragungsnetzausbau nivelliert werden. Des Weiteren dürfte eine breitere räumliche Platzierung der Turbinen Akzeptanzvorteile mit sich bringen und eröffnet die Möglichkeit, die monetären Erträge aus der Stromproduktion breiter zu verteilen.

Quellen

[1] Nitsch, J.; Pregarer, T.; Naegler, T.; Heide, D.; Tena, D. L. de; Trieb, F. et al.: Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. Schlussbericht; 2012.
 [2] Bauknecht, D.; Koch, M.; Illing, B.; Ritter, S.; Rüttinger, H.: Nutzen von Smart Grids – Untersuchungen im E-Energy Projekt „eTelligence“. Energiewirtschaftliche Tagesfragen 61. Jg. (2011), Heft 12, S. 77–78.
 [3] Agora Energiewende. 12 Thesen zur Energiewende; 2012.
 [4] Bauknecht, D.; Koch, M.; Heinemann, C. (eds.): Der zukünftige Wert von Smart Grid-Flexibilität im deutschen Stromsystem. Eine modellgestützte Szenarienanalyse von 2010 bis 2030: IEWT, 15.2.2013, Wien 2013.
 [5] Bauknecht, D.; Heinemann, C.; Koch, M.; Ritter, D.; Harthan, R.; Tröster, E. et al.: Entwicklung des Flexibilitätsbedarfs im Stromsystem und der Beitrag verschie-

dener Flexibilitätsoptionen. Energiewirtschaftliche Tagesfragen 64. Jg. (2014), Heft 11.

[6] Bundesamt für Kartographie und Geodäsie. Digitales Landschaftsmodell 1:250.000 DLM250. 16.10.2014; Abrufbar unter: http://www.geodatenzentrum.de/geodaten/gdz_rahmen.gdz_div?gdz_spr=deu&gdz_akt_zeile=5&gdz_anz_zeile=0&gdz_user_id=0

[7] Bundesamt für Naturschutz: FFH- und SPA-Gebiete 2013 in Deutschland. 16.10.2014.

[8] Lütkehus, I.; Salecker, H.; Adlunger, K.: Potenzial der Windenergie an Land: Studie zur Ermittlung des bundesweiten Flächen- und Leistungspotenzials der Windenergienutzung an Land. Dessau-Roßlau 2013.

[9] McKenna, R.; Hollnaicher, S.; Fichtner W.: Cost-potential curves for onshore wind energy: A high-resolution analysis for Germany. Applied Energy 2014; 115:103–15.

[10] Giebel, G.: On the Benefits of Distributed Generation of Wind Energy in Europe. Oldenburg 2000.

[11] Grothe, O.; Schnieders, J.: Spatial dependence in wind and optimal wind power allocation: A copula-based analysis. Energy Policy 2011; 39(9): 4742–54.

[12] Czisch, G.; Ernst, B.: High wind power penetration by the systematic use of smoothing effects within huge catchment areas shown in a European example. Kassel 2001.

[13] Wimmer, D. O.: The Effect of Distributed Wind Production on the Necessary System Flexibility: in Germany in the Year 2030. Aalborg 2014.

D. Wimmer, Wissenschaftlicher Assistent, C. Heinemann, Wissenschaftlicher Mitarbeiter, Dr. D. Bauknecht, Senior Researcher, Öko-Institut e. V. d.wimmer@oeko.de

Der Beitrag fasst die Ergebnisse der Studie „The Effect of Distributed Wind Production on the Necessary System Flexibility“ [13] zusammen, die im Rahmen des vom Bundesministerium für Bildung und Forschung geförderten Projekts „Erhöhung der Transparenz über den Bedarf zum Ausbau der Strom-Übertragungsnetze“ (FKZ: 01 UN1218) erstellt wurde.