

# WINDAUSBAUSZENARIEN UNTER BERÜCKSICHTIGUNG GESELLSCHAFTLICHER UND ÖKOLOGISCHER RAHMENBEDINGUNGEN FÜR DIE SIMULATION DES DEUTSCHEN ENERGIESYSTEMS BIS 2050

Marion Christ\*, Martin Soethe\*, Melanie Degel

Europa-Universität Flensburg / Zentrum für nachhaltige Energiesysteme, Munketoft 3b,  
24937 Flensburg, Deutschland, +49 461 805 2540, marion.christ@uni-flensburg.de,  
<https://www.uni-flensburg.de/eum>

**Kurzfassung:** Die Windenergie an Land ist für das deutsche Energiesystem heute und in Zukunft von elementarer Bedeutung. Dabei wird auf dem Weg zu einer 100 % erneuerbaren Stromversorgung die installierte Windleistung stark ansteigen. Obwohl die erneuerbaren Energien und das Projekt Energiewende auf eine breite Zustimmung innerhalb der Bevölkerung stoßen, sind in vielen Regionen Bürgerbewegungen aktiv, die sich gegen den Zubau weiterer Windkraftanlagen wehren. Eine Orientierungshilfe für die Entscheidungsträger der Energiepolitik stellen die Szenarien aus der Energiesystemmodellierung dar. Die gesellschaftliche Akzeptanz wird in diesen Modellen bisher nicht erfasst. In der vorliegenden Arbeit wird eine Methode entwickelt, die die gesellschaftliche Akzeptanz in Form eines Belastungsgrads in Ausbaupfaden der Windenergie berücksichtigt. Dafür werden das Flächenpotential sowie anlagenscharf das Leistungs- und Ertragspotential der Windenergie an Land ermittelt. Dieses beträgt 27.244 km<sup>2</sup> bzw. 618 GW und 1.423 TWh. Auf Grundlage dieser Ergebnisse wird in drei Szenarien der Ausbau der installierten Leistungen auf Landkreisebene bis zum Jahr 2050 unter Berücksichtigung der gesellschaftlichen Akzeptanz modelliert. Die Ergebnisse zeigen auf, dass der Belastungsgrad durch eine Umverteilung der installierten Leistungen reduziert werden kann.

**Keywords:** Windenergie, Energiesystemmodellierung, Szenarien, Akzeptanz

## 1 Einführung

Gegenwärtige Energiesystemmodelle zur Simulation des zukünftigen Energiesystems beruhen überwiegend auf technischen und ökonomischen Kriterien, wobei zunehmend zusätzlich soziale, ökologische und politische Faktoren Bedeutung bei der Entwicklung von Energiesystemen gewinnen [1, 2]. Dies zeigt sich vor allem aufgrund der aktuellen Entwicklungen der gesellschaftlichen Akzeptanz von Windenergie in Deutschland [3, 4]. Gegenstand des im Folgenden vorgestellten Forschungsprojektes VerNetzen ist daher die Integration gesellschaftlicher Akzeptanz in die Modellierung, und die sich daraus ergebenden Effekte auf die Verteilung der Windenergieleistung und den Netzausbau. Das Ziel ist die methodische Integration sozial-ökologischer Faktoren gesellschaftlicher Akzeptanz in ein Strommarktmodell durch die Entwicklung von Ausbauszenarien bis 2050. Die Basis bilden qualitative Ergebnisse heutiger lokaler Akzeptanzprobleme sowie quantitative ökonomische und technische Daten beim Windenergieausbau. Der im Projekt verwendete Akzeptanzbegriff umfasst sowohl aktiven als auch passiven Widerstand bzw. Engagement

für die Umsetzung von Ausbauprojekten. Ziel der Modellierung ist eine 100 % erneuerbare Stromversorgung bis 2050, simuliert mit dem Simulationsmodell *renpass* (renewable energy pathways simulation system) [5]. *renpass* ist ein vollständiges open source Modell, das an der Europa Universität Flensburg entwickelt wurde [6].

## 2 Technisches Ausbaupotenzial für Windenergie

Das technische Ausbaupotenzial für Windenergie bildet die Grundlage zur Entwicklung von Ausbauszenarien bis 2050. Zur Bestimmung des Potenzials wurde eine georeferenzierte Datenbank aufgebaut, die zur Kartierung der Weißfläche und für den Ausbaualgorithmus zur Verteilung zukünftiger Windkraftanlagen herangezogen wird.

### 2.1 Projektdatenbank

Grundlage der methodischen Entwicklung ist der Aufbau einer georeferenzierten Datenbank. Diese beinhaltet Informationen zum deutschen Stromnetz und Kraftwerkspark, Strukturdaten wie z.B. Landschaft, Siedlungen, Naturschutzgebiete sowie regionalstatistische Daten wie z.B. Bevölkerung, Einkommen, Tourismus und Landnutzung bis zur kommunalen Ebene [7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14]. Die Verwaltung der Datenbank erfolgt mit PostgreSQL. Zusätzlich ermöglicht die Verwendung von PostGIS eine räumliche Darstellung und die Anwendung geometrischer Operationen. Die Verknüpfung von statistischen Daten der Regionaldatenbank Deutschland mit den Daten des Bundesamts für Kartographie und Geodäsie (BKG) ermöglicht prinzipiell die geografische Einordnung von Informationen. Die Rohdaten der Statistiken sind anhand des Allgemeinen Gemeindeschlüssels (AGS) zwar bereits georeferenziert, jedoch muss die Geoinformation in ein Format überführt werden, dass den Zugriff und die Nutzung der Daten auch aus anderen Programmen heraus vereinfacht. Genau diese Aufgabe erfüllt die Geodatenbank des VerNetzen - Projekts. Die in der PostgreSQL - Datenbank georeferenzierten Statistiken, die Sozialdaten umfassen, können deshalb für eine systematische, wissenschaftliche Bearbeitung verschiedener Fragestellungen herangezogen werden.

### 2.2 Kartierung der Weißfläche

Mit dem Ziel einer hoch aufgeschlüsselten regionalen Verteilung zukünftiger Windenergieanlagen in Deutschland wurde eine detaillierte Weißflächenkartierung durchgeführt. Die Kartierung der Weißfläche, d.h. jener Fläche, die nach dem Ausschluss ungeeigneter Flächen potentielle Standorte für Windkraftanlagen aufzeigt, kann dank der PostGIS - Erweiterung in der PostgreSQL - Datenbank durchgeführt werden. Um ein aussagekräftiges Ergebnis zu erhalten, ist eine gute Datenbasis erforderlich. Frei verfügbare Daten staatlicher Einrichtungen bilden aufgrund ihrer geprüften Qualität das Fundament dieser Datensammlung und werden zusätzlich von den freien, geografischen Daten der OpenStreetMap ergänzt. Methodisch ist das Vorgehen zur präzisen Bestimmung der Weißflächen angelehnt an das Verfahren der Potenzialstudie des Deutschen Umweltbundamts [15]. Anhand festgelegter Abstandsregelungen und Schallemissionswerte der zur Modellierung eingesetzten Windenergieanlagen werden ungeeignete Flächen von der verfügbaren Landesfläche abgezogen. Auf diese Weise wird für jede Region geometrisch eine maximal bebaubare Fläche ermittelt. Die im Rahmen des Forschungsprojektes erstellte

Fläche hat einen Flächeninhalt von 27.244 km<sup>2</sup>. Dies entspricht 7,6 % der Gesamtfläche Deutschlands.

### 2.3 Technisches Potenzial

Das theoretische technische Potential des vorgestellten Forschungsprojektes umfasst das Potential jener Windkraftanlagen, die bei vollständiger Nutzung der Weißflächen in Deutschland betrieben werden können. Es sei ausdrücklich gesagt, dass es sich um einen theoretischen Ansatz handelt, der lediglich der Abschätzung verfügbarer Potentiale dient.

Zur Bestimmung des technischen Potenzials wurde ein Algorithmus in der Programmiersprache *python* entwickelt. Damit ist es möglich Windkraftanlagen georeferenziert auf geometrischen Flächen zu platzieren. Basierend auf Windgeschwindigkeiten und Rauigkeitszeiten des CoastDat2 – Datensatzes des Zentrums für Material- und Küstenforschung in Geesthacht [16], werden abhängig vom Energieertrag Stark- oder Schwachwindanlagen auf der zur Verfügung stehenden Weißfläche verteilt. Referenzanlagen sind moderne Windkraftanlagen des Herstellers Vestas (V126 und V112) mit einer Nennleistung von 3,3 MW. Die Abstände der Anlagen zueinander betragen das Vierfache ihres Rotordurchmessers [15].

Abbildung 1: Identifikation von Standorten auf der Weißfläche

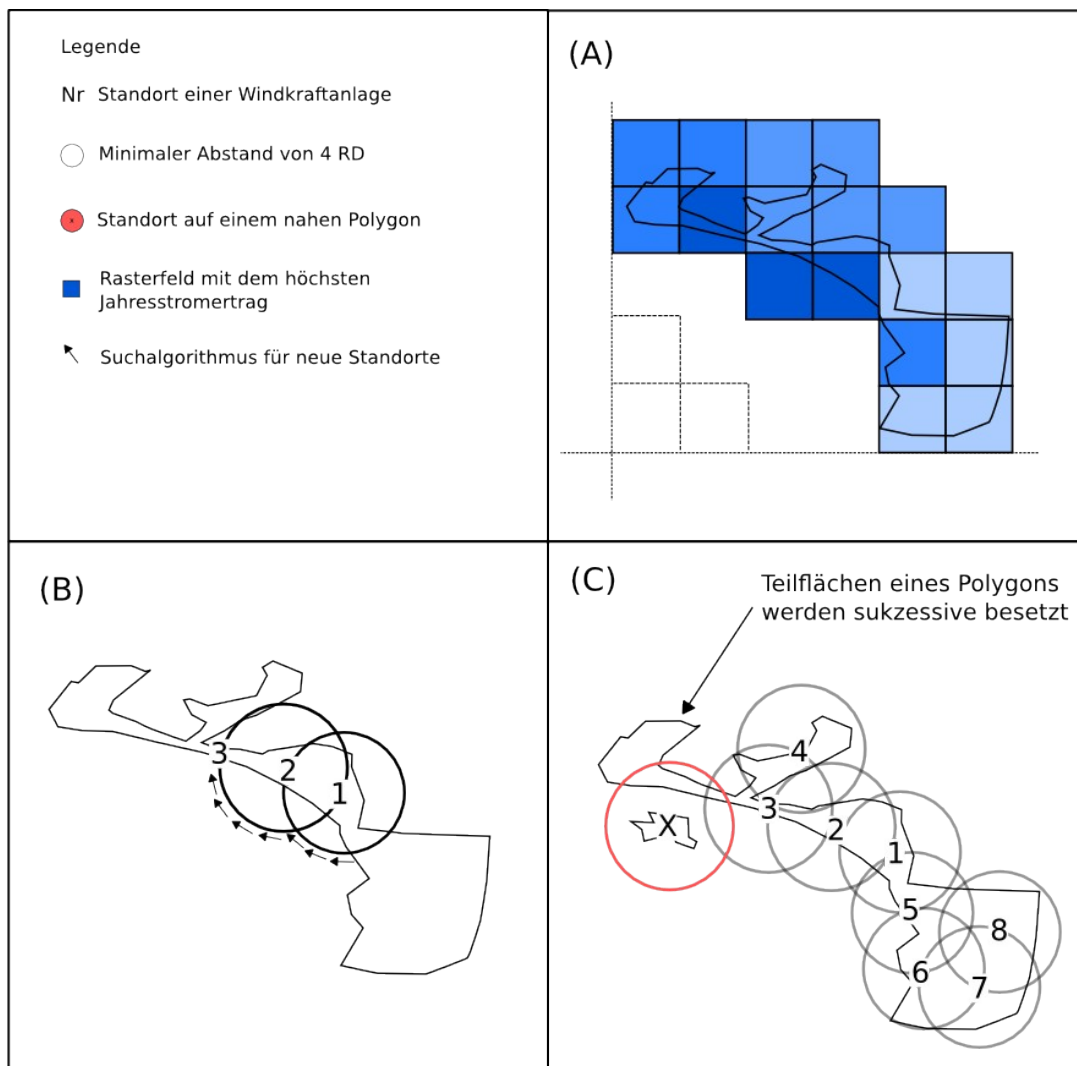


Abbildung 1 zeigt die Vorgehensweise des Algorithmus zur Identifikation möglicher Standorte auf der Weißfläche. Die Anlagen werden mit den entsprechenden Mindestabständen innerhalb einer abgeschlossenen Teilfläche der Weißfläche verteilt, begonnen beim wirtschaftlichsten Standort. Der Suchalgorithmus identifiziert, ausgehend von der ersten Anlage, mit einer Genauigkeit von ca. 2 m weitere Standorte.

Die Berechnung des technischen Potentials ergibt ein hohes gesamtdeutsches Leistungspotential von 617,91 GW. Im THG95 - Szenario der sogenannten Leitstudie des Umweltbundesamtes für Deutschland beispielsweise, welches von einer Reduktion der Treibhausgasemissionen von 95 % bis zum Jahr 2060 ausgeht, wird im Jahr 2060 ein Potential von 71,8 GW installierter Windleistung an Land genutzt [17]. Das entspräche lediglich 11,6 % des hier ermittelten technischen Gesamtpotentials.

### 3 Szenarienentwicklung

Die in vorherigen Kapiteln dargestellten werden zur Szenarienentwicklung des zukünftigen Ausbaus der Windenergie in Deutschland verwendet. Aus der Gesamtmenge der Anlagen des technischen Potentials der Windenergie, werden entsprechend der Szenarioannahmen Anlagen ausgewählt. Diese Auswahl, d.h. das konkrete Auffinden einer Teilmenge des technischen Potentials, ist das Ergebnis eines Szenarios. Nachfolgend werden exemplarisch drei Szenarien im Projekt VerNetzen, die sich aus den hierfür aufbereiteten Daten ergeben, beschrieben. Das Fundament zur Integration sozial-ökologischer Faktoren in diese Szenarien bildet der hierfür entwickelte Belastungsgrad.

#### 3.1 Belastungsgrad

Der Belastungsgrad ist das Ergebnis von umfangreichen Akteursanalysen, dazu gehören u.a. Fokusgruppen- und Experteninterviews, von Umfeld- und Diskursanalysen und der eingehenden Untersuchung zahlreicher Einzelgemeinden [18, 19]. Die Untersuchungen werden durchgeführt vom Institut für Zukunftstechnologien und Technologiebewertung (IZT) in Berlin. Die Ergebnisse dieser Arbeit zeigen, dass die Flächenbeanspruchung durch Windkraftanlagen und die Bevölkerungsdichte wesentliche Schlüsselfaktoren der gesellschaftlichen Akzeptanz darstellen. Hierbei ist nicht der absolute Flächenbedarf innerhalb eines Landkreises entscheidend, sondern das Verhältnis der für Windenergieanlagen genutzten Flächen zu der Gesamtfläche des betroffenen Kreises. Die genutzte Fläche kann mit Gleichung 1 berechnet werden. Die maximal installierbare Windleistung ist dementsprechend die auf Landkreisebene summierte Anlagennennleistung des technischen Potentials. Die aktuell installierte Windleistung ist dem EEG – Anlagenregister entnommen [10].

$$wf_{nutz} = \frac{P_{inst} \times wf_{gesamt}}{P_{max}} \quad (1)$$

mit:

$wf_{nutz}$	$km^2$	Genutzte Weißfläche
$wf_{gesamt}$	$km^2$	Gesamte Weißfläche
$P_{inst}$	$MW$	Installierte Windleistung (EEG - Anlagenregister)
$P_{max}$	$MW$	Maximale installierbare Windleistung

Aus dem Flächenverhältnis von genutzter Fläche zu der Fläche des Landkreises multipliziert mit der Bevölkerungsdichte kann ein Ist-Belastungsgrad berechnet werden. Der Zusammenhang ist in Gleichung 2 dargestellt. Die Einheit des Belastungsgrads ist immer Einwohner pro Quadratkilometer, weshalb der Belastungsgrad ein Dichtemaß für die gleichverteilte, betroffene Bevölkerung darstellt. Der maximale Belastungsgrad eines Landkreises wird in kongruenter Weise berechnet, die durch Windkraftanlagen beanspruchte Fläche entspricht dann der Weißfläche (siehe Gleichung 3).

$$BG_{ist} = \frac{wf_{nutz}}{A_{Kreis}} \times BD \quad (2)$$

$$BG_{max} = \frac{wf_{gesamt}}{A_{Kreis}} \times BD \quad (3)$$

mit:

$wf_{nutz}$	$km^2$	Genutzte Weißfläche
$wf_{gesamt}$	$km^2$	Gesamte Weißfläche
$A_{Kreis}$	$km^2$	Kreisfläche
$BD$	$\frac{EW}{km^2}$	Bevölkerungsdichte
$BG_{ist}$	$\frac{km^2}{EW}$	Ist - Belastungsgrad
$BG_{max}$	$\frac{km^2}{km^2}$	Maximaler Belastungsgrad

Dieses Vorgehen erlaubt nun die Festlegung eines Belastungsgrades, der die Grenze der Belastung innerhalb eines Landkreises für die betroffene Bevölkerung darstellt, den Szenario - Belastungsgrad. Berechnet wird dieser durch Multiplikation des maximalen Belastungsgrads mit einem begrenzenden Faktor, der damit ein elementarer Bestandteil der Definition eines Szenarios ist. Entwickelt aus qualitativen Untersuchungen ist der Belastungsgrad eine Schnittstelle in Form eines quantitativen Kriteriums, welches die Entscheidung über den Zubau von Windkraftanlagen beeinflusst. Er ist geeignet in Form von Algorithmen, die die zukünftigen Erzeugungskapazitäten der Windenergie simulieren, in die Szenarienentwicklung einzufließen. Mithilfe der Implementation eines weiteren Ausbaualgorithmus wird die Belastung der Bevölkerung in die Szenarioerstellung integriert. Nachfolgend werden die Ergebnisse von drei Szenarien vorgestellt.

$$BG_{Szenario} = BG_{max} \times bF \quad (4)$$

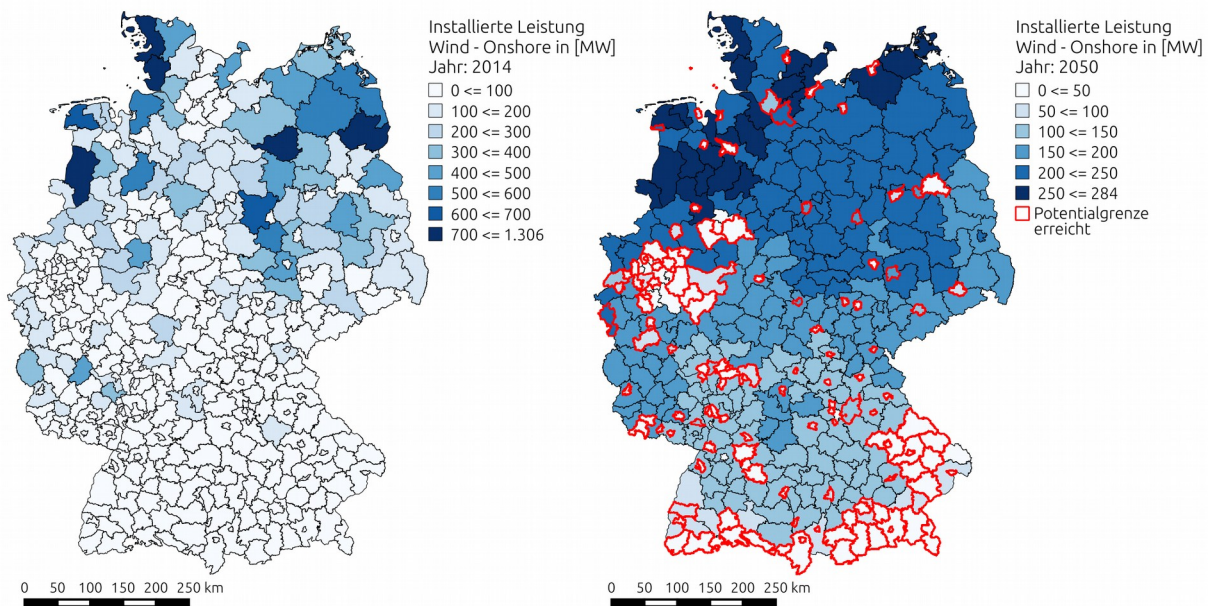
mit:

$BG_{max}$	$\frac{EW}{km^2}$	Maximaler Belastungsgrad
$BG_{Szenario}$	$\frac{km^2}{EW}$	Soll - Belastungsgrad
$bF$	$\%$	Begrenzender Faktor

### 3.2 Ökonomisches Szenario

Die angenommene installierte Windleistung im Jahr 2050 beträgt 50,8 GW. Dies entspricht der installierten Leistung im Langfristszenario A der Leitstudie [17]. Für alle drei vorgestellten VerNetzen - Szenarien ist dies der jeweils prognostizierte Wert. Entsprechend der mittleren Volllaststunden werden, ab dem Jahr 2015, Leistungen in den Landkreisen zugebaut. Die Daten des EEG - Anlagenregisters werden hierbei nicht berücksichtigt, sodass innerhalb der nächsten 36 Jahre eine Umverteilung von Leistungen ggü. dem heutigen Stand entsprechend der Wirtschaftlichkeit der Anlagenstandorte möglich ist. Dabei wird angenommen, dass bestehende Anlagen über diesen Zeitraum Gegenstand von Repowering sind oder abgebaut werden. Der jährliche Zubau erfolgt linear verteilt und ist regional von den durchschnittlichen Volllaststunden der Anlagen eines Kreises abhängig. Im ökonomischen Szenario entspricht die mögliche Belastung der maximalen Belastung, die eintritt wenn das gesamte technische Potential in einem Landkreis realisiert würde. Das heißt es wird keine weitere Belastungsgrenze festgelegt. Der Zubau ist nur durch das sogenannte technisch-ökonomische Potential begrenzt. Neben den rein technischen gelten zusätzlich wirtschaftliche Restriktionen. Umgesetzt wird dies in Form des Zubualgorithmus, der nur Windkraftanlagen, deren mittlere Jahresvolllaststundenanzahl einen wirtschaftlichen Betrieb zulassen für den Zubau berücksichtigt.

Abbildung 2: Entwicklung der Leistung im ökonomischen Szenario

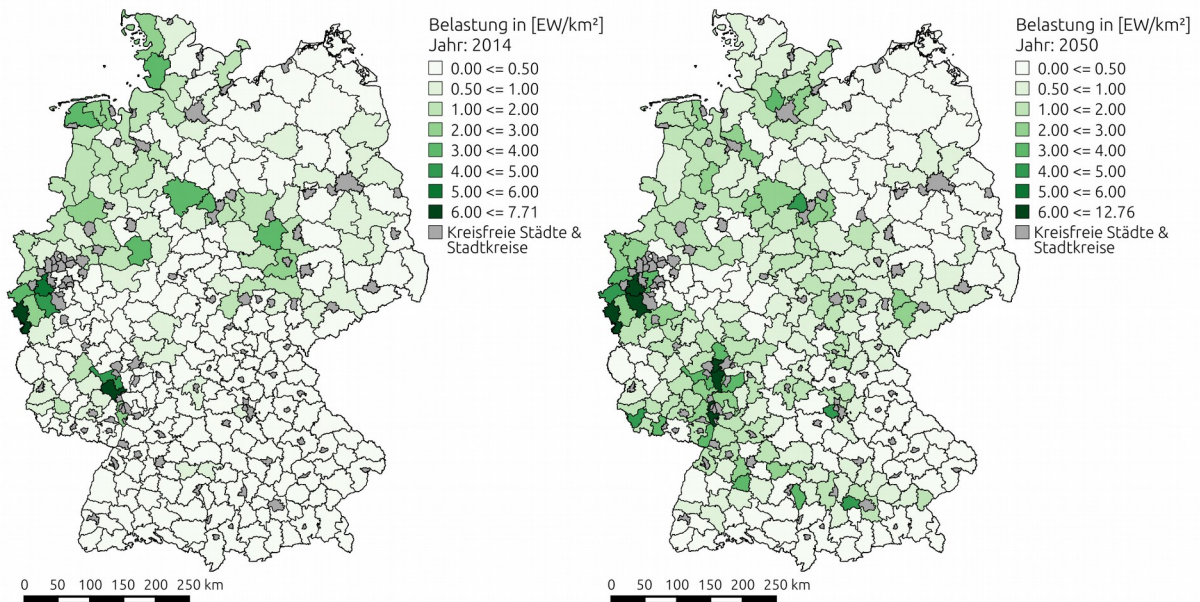


Die höchste installierte Leistung im Jahr 2014 beträgt 1300 MW im Landkreis Nordfriesland (Abbildung 2). Im Gegensatz dazu wurde die höchste installierte Leistung von nur 283,8 MW im Jahr 2050 im Landkreis Ostholstein berechnet. Demzufolge ist die insgesamt installierte Leistung auf mehr Landkreise verteilt. Ursache dafür sind die Zubauraten der Landkreise, die über die mittlere Volllaststundenanzahl gebildet werden. Das heißt die Verteilung der Leistung spiegelt immer die Verteilung der erreichbaren mittleren Volllaststunden auf Basis der CoastDat2 - Wetterdaten wider. Allerdings trifft dies dann nicht zu, wenn in einem Landkreis das technisch - ökonomische Potential ausgeschöpft ist. Im Jahr 2050 ist die Grenze des technisch - ökonomischen Potentials in 127 Landkreisen erreicht. Hierzu gehören die Stadtkreise und kreisfreien Städte ebenso wie die südlichsten Landkreise

Deutschlands. Darüber hinaus wird die Potentialgrenze auch in zahlreichen Kreisen des Bundeslandes Nordrhein - Westfalen erreicht. Eine mögliche Ursache hierfür ist der Ausschluss von Landschaftsschutzgebieten bei der Kartierung der Weißfläche.

Abbildung 3 zeigt die berechneten Belastungsgrade der Landkreise, kreisfreie Städte und Stadtkreise sind aufgrund der Verzerrungen durch die hohen Bevölkerungsdichten ausgeschlossen. Im Landkreis Alzey – Worms ist der berechnete maximale Belastungsgrad im Jahr 2014 mit 7,71 EW/km<sup>2</sup> am höchsten. Insgesamt führt der ökonomische Zubau von Windkraftanlagen zu einer höheren Anzahl Kreise, deren Belastungsgrad größer sechs ist, (von zwei in 2014 auf sechs in 2050). Im Jahr 2050 ist die Bevölkerung im Rhein - Kreis Neuss mit 12,76 betroffenen Einwohnern pro km<sup>2</sup> am stärksten belastet. Auffällig ggü. dem Jahr 2014 ist eine stark ansteigende Belastung im Grenzgebiet zwischen Hessen und Rheinland - Pfalz. Zudem sind einzelne Landkreise in den südlichsten Bundesländern erkennbar höher belastet. Die durchschnittliche Belastung pro Landkreis im Jahr 2014 beträgt 0,58 EW/km<sup>2</sup>, und steigt im Jahr 2050 auf 1,21 EW/km<sup>2</sup> an.

Abbildung 3: Entwicklung der Belastung im ökonomischen Ausbauszenario



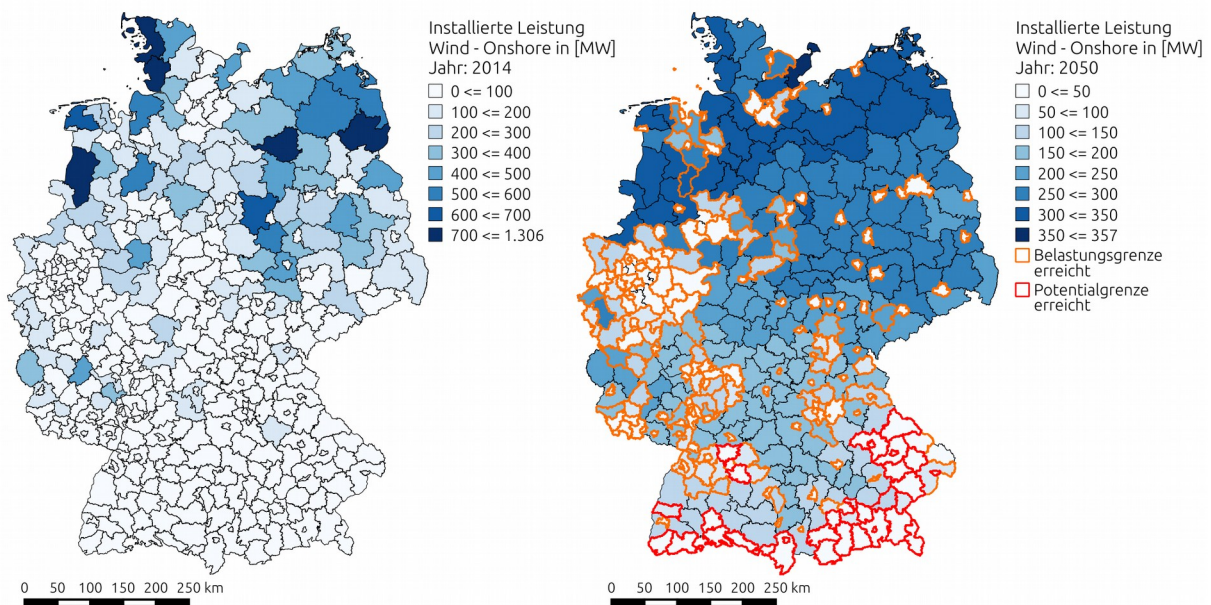
### 3.3 Basis-Szenario Akzeptanz

Im Basis - Szenario wird der Belastungsgrad als ein begrenzender Faktor für den Zubau von Windleistung verwendet. Dadurch werden die gesellschaftliche Akzeptanz, die Weißfläche und das ökonomische Potential in einem Szenario miteinander verknüpft.

Die gewählte Belastungsgrenze im Basis - Szenario beträgt 20 % der maximalen Belastung. Diese Annahme erscheint plausibel, da 75,4 % aller Landkreise aktuell eine Ist - Belastung unter 10 % der Maximalbelastung aufweisen und eine Erhöhung der installierten Leistung um mehr als das Doppelte für die vom IZT untersuchten Landkreise unwahrscheinlich ist. Liegt der so im Szenario berechnete Belastungsgrad in einem Landkreis unterhalb der gegebenen Ist - Belastung, wird die Begrenzung auf 30 % erhöht. Landkreisen mit überdurchschnittlichen maximalen Belastungen wird die durchschnittliche maximale Belastung zugeordnet. Gegenüber dem ökonomischen Ausbauszenario ist die Verwendung einer Belastungsgrenze die einzige Änderung.

Abbildung 4 zeigt, dass die Grenze des technisch - ökonomischen Potentials bis zum Jahr 2050 in 32 Landkreisen erreicht wird, dies ist ein Viertel verglichen mit dem ökonomischen Szenario. In 173 Landkreisen ist die Installation von zusätzlicher Windleistung aufgrund der Belastungsgrenze nicht mehr möglich. Daneben führt die Beschränkung ggü. dem ökonomischen Ausbauszenario auch zu einer Erhöhung der installierten Windleistung in mehreren Landkreisen. In Ostholstein bspw. wird eine maximale installierte Leistung von 356,4 MW im Jahr 2050 erreicht, dies liegt deutlich über der Leistung von 283,8 MW im ökonomischen Szenario. Vor allem in den südlichsten Landkreisen Deutschlands wird bis 2050 das technisch - ökonomische Potential erreicht. Das heißt, dass in den betroffenen Landkreisen, trotz möglicherweise geringerer Belastung, der Zubau aufgrund des technisch - ökonomischen Potentials beschränkt ist.

Abbildung 4: Entwicklung der Leistung im Akzeptanz - Basis Ausbauszenario



Im Basis - Szenario verringert sich die maximale Belastung pro Landkreis gegenüber dem Jahr 2014. Im Rhein - Kreis Neuss bspw. beträgt die maximale Belastung im Jahr 2050 lediglich 5,15 EW/km<sup>2</sup>. Insgesamt nimmt die Belastung, aufgrund des Ausbaus auf 50,8 GW, im Jahr 2050 zu. Im Jahr 2014 sind in 15,9 % der Landkreise durchschnittlich ein oder mehrere Einwohner pro km<sup>2</sup> durch Windkraftanlagen belastet. Dieser Anteil steigt auf 40,0 % im Jahr 2050. Der durchschnittliche Belastungsgrad im Jahr 2014 beträgt 0,58 EW/km<sup>2</sup> und im Jahr 2050 1,06 EW/km<sup>2</sup> und liegt damit unter dem im ökonomischen Szenario ohne Begrenzung der Belastung.

### 3.4 Ökologisches Szenario Akzeptanz

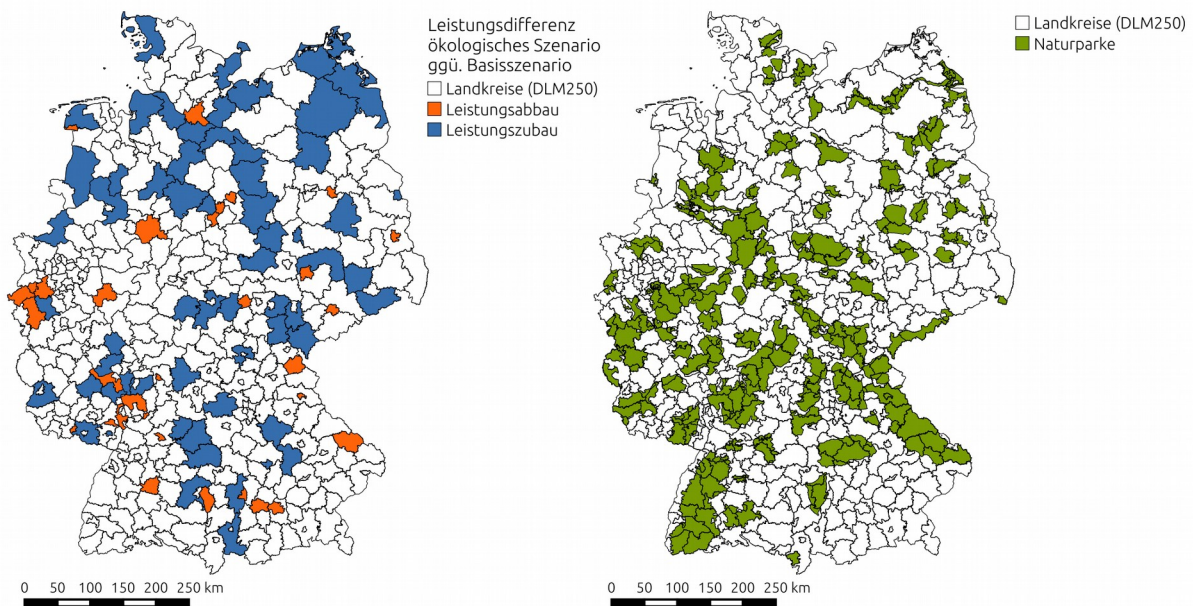
Im ökologischen Szenario ist der Belastungsgrad ebenfalls Bestandteil der Szenariendefinition. Darüber hinaus wird in diesem Szenario neben der Belastungsgrenze aus ökologischen Gründen zusätzlich die Weißfläche angepasst, was den Ausbau der Windkraft in bestimmten Landkreisen nochmals reguliert.

Neben den Naturschutzgebieten werden in diesem Szenario zusätzlich die Naturparkflächen, die mit Weißflächen übereinstimmen ausgeschlossen. Diese Restriktion basiert auf den Ergebnissen der qualitativen Untersuchungen, die verstärkt Hinweise aufzeigen, dass



Naturparke Teil aktiven Widerstands gegen Windausbau sind. Aufgrund des geringeren Weißflächenanteils liegt es auf der Hand, dass die maximale Belastung, die sich aus Gleichung 3 ergibt entsprechend sinkt. In der Regel ergibt sich somit ein geringerer Szenario - Belastungsgrad für einen betroffenen Landkreis. Dies ist nur dann nicht der Fall, wenn der maximale Belastungsgrad multipliziert mit dem begrenzenden Faktor minimal kleiner dem Ist – Belastungsgrad ist und dadurch mit dem größeren begrenzenden Faktor von 30 % statt 20 % multipliziert wird. Alle weiteren Parameter werden für das ökologische Ausbauszenario nicht geändert.

Abbildung 5: Unterschiede zwischen dem Akzeptanz - Basis und dem ökologischen Szenario



In Abbildung 5 sind alle Landkreise dargestellt, die eine Differenz bei der installierten Leistung zwischen dem Basis-Szenario Akzeptanz und dem ökologischen Szenario aufweisen. D.h. in den Landkreisen, wo merklich Naturparkflächen mit Weißflächen übereinstimmen. Insgesamt werden daher im ökologischen Szenario 359,7 MW ggü. dem Basis - Szenario Akzeptanz umverteilt. Die Belastungsgrenze wird dann in 174 Landkreisen erreicht, und entspricht in etwa der im Basis-Szenario Akzeptanz mit 173 Landkreisen. Im Kreis Ostholstein befindet sich wieder die maximale installierte Leistung 2050 und liegt mit 359,7 MW etwas oberhalb der im Basis-Szenario Akzeptanz. Die durchschnittliche Belastung in 2050 pro Kreis liegt bei 0,88 EW/km<sup>2</sup>, und liegt damit merklich unter dem Wert von 1,06 EW/km<sup>2</sup> im Basis - Szenario Akzeptanz. Dies zeigt, dass die Berücksichtigung der Naturparke Deutschlands für das Erreichen des Zielwertes von 50,8 GW im Jahr 2050 möglich ist, und entsprechend der hier getroffenen Szenarioannahmen durchschnittlich sogar weniger Einwohner durch die Windkraft belastet werden.

## 4 Ergebnisse

Mithilfe der vorgestellten Entwicklung und Anwendung eines Belastungsgrads gelingt die Integration sozialer und ökologischer Faktoren in der Szenarioentwicklung für die Energiesystemmodellierung. Die anlagenscharfe regionale Verteilung zukünftiger

Windkraftanlagen ermöglicht spezifische Analysen und Identifikation feiner Unterschiede. Der Vergleich mit den Ergebnissen des ökonomischen Szenario zeigt, dass die Einbindung eines Belastungsgrades nur partiell zu höheren installierten Leistungen führt. Primär sinkt die Belastung insgesamt, indem die installierte Leistung innerhalb der betroffenen Landkreise umverteilt wird. Dies zeigt auf, dass die von der Leitstudie angestrebte installierte Leistung von 50,2 GW Windenergie im Jahr 2050 auch mit einer Belastungsgrenze, also einer stärkeren Berücksichtigung sozial-ökologischer Faktoren, erreichbar ist. Deutlich wird, dass sich vor allem hohe spezifische regionale Belastungen verringern, was lokal zu einer höheren gesellschaftlichen Akzeptanz führen kann.

Die hier vorgestellten Szenarien erfassen nicht den Fall, dass aufgrund einer Belastungsgrenze die gesamtinstallierte Leistung nicht erreicht wird. Dieser Anwendungsfall wird jedoch im Zuge der Programmierung geprüft. Es lässt sich daher sagen, dass eine installierte Windleistung von 71,8 GW, die für das Szenario THG95 von der Leitstudie im Jahr 2060 vorgesehen ist [17], im Basis - Szenario Akzeptanz der vorliegenden Arbeit bei einer verringerten Belastungsgrenze von 10 % der maximalen Belastung nicht möglich sind.

Die Ergebnisse zeigen, dass es möglich und auch sinnvoll ist, gesellschaftliche Aspekte in der Energiesystemmodellierung zu berücksichtigen. Denn es zeigen sich bei moderaten Annahmen der Belastungsbegrenzung bereits Unterschiede in der Verteilung der Windenergieleistung. Durch die hohe regionale Auflösung der Szenarientwicklung können vor allem regional Vorteile bei der gesellschaftlichen Akzeptanz in Aussicht gestellt werden. Die hier entwickelte Methode Faktoren gesellschaftlicher Akzeptanz in Form eines Belastungsgrades abzubilden zeigt eine Möglichkeit einer solchen Integration auf. Für die Erstellung der Ergebnisse wurden ausschließlich offen zur Verfügung stehende Daten (open data) und open source Software verwendet.

## Literatur

- [1] RETD, *RE-ASSUME - A Decision Maker's Guide to Evaluating Energy Scenarios, Modeling, and Assumptions*. IEA - Renewable Energy Technology Deployment, 2013.
- [2] Dieckhoff et. al, *Zur Interpretation von Energieszenarien (Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft)*. acatech - Deutsche Akademie der Technikwissenschaften e. V., 2014.
- [3] S. M. Hammami, S. chtourou und A. Triki, *Identifying the determinants of community acceptance of renewable energy technologies: The case study of a wind energy project from Tunisia*. Renewable and Sustainable Energy Reviews, Bd. 54, pp. 151-160, 2015.
- [4] P. Enevoldsen und B. K. Sovacool, *Examining the social acceptance of wind energy: Practical guidelines for onshore wind project development in France*. Renewable and Sustainable Energy Reviews, Bd. 53, pp. 178-184, 2015.
- [5] F. Wiese, G. Böenkamp, C. Wingenbach und O. Hohmeyer, *An open source energy system simulation model as an instrument for public participation in the development of strategies for a sustainable future*. WIREs Energy Environment, pp. 490-504, 2014.
- [6] F. Wiese, *renpass - Renewable Energy Pathways Simulation System - Open source as an approach to meet challenges in energy modeling*. Doktorarbeit. Europa-Universität Flensburg, 2015.
- [7] Bundesamt für Kartographie und Geodäsie, *Digitales Landschaftsmodell 1:250000 (AAA-Modellierung) DLM 250 (AAA)*. 2014. [Online]. <http://www.geodatenzentrum.de/docpdf/dlm250.pdf>. [Zugriff am 18 03 2015].
- [8] Bundesamt für Naturschutz, *WFS Layer der Schutzgebiete von Deutschland*. 2015. [Online]. <http://geodienste.bfn.de/wfs/schutzgebiete>. [Zugriff am 18 03 2015].
- [9] Bundesnetzagentur, *Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur*. 2014. [Online]. [http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen\\_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/kraftwerksliste-node.html](http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/kraftwerksliste-node.html). [Zugriff am 23 03 2015].
- [10] Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie e.V., *EEG Anlagenregister Nov. 2014*. 2014. [Online]. [http://www.energymap.info/download/eeg\\_anlagenregister\\_2014.11.utf8.csv.zip](http://www.energymap.info/download/eeg_anlagenregister_2014.11.utf8.csv.zip). [Zugriff am 18 03 2015].
- [11] European Environment Agency, *Corine Land Cover 2006 seamless vector data V-3*. 2014. [Online]. <http://www.eea.europa.eu/data-and-maps/data/natura-5#tab-gis-data>. [Zugriff am 18 03 2015].
- [12] European Environment Agency, *Natura 200 data - the European network of protected sites*. 2014. [Online]. <http://www.eea.europa.eu/data-and-maps/data/natura-5#tab-gis-data>. [Zugriff am 18 03 2015].
- [13] OpenStreetMap.org, *Geofabrik G. Karlsruhe*. 2015. [Online]. <http://download.geofabrik.de/europe/germany-latest.osm.pbf>. [Zugriff am 18 03 2015].
- [14] Regionaldatenbank Deutschland, *Datensätze der statistischen Ämter des Bundes und der Länder*. 2014. [Online]. <https://www.regionalstatistik.de/genesis/online/logon>. [Zugriff am 18 03 2015].
- [15] I. Lütkehus, H. Salecker und K. Adlunger, *Potenzial der Windenergie an Land*. Umwelt Bundes Amt, 2013.

- [16] Geyer, B., *High-resolution atmospheric reconstruction for Europe. 1948 - 2012: coastDat2*. In: Earth System Science Data 6 (2014), 147 – 164.
- [17] J. Nitsch et. al, *Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global*. BMU, 2012.
- [18] W.-D. Bunke, M. Christ und M. Degel, *VerNetzen: Sozial-ökologische und technisch-ökonomische Modellierung von Entwicklungspfaden der Energiewende*. Tagungsband: Bundesnetzagentur Wissenschaftsdialog 2014 Technologie, Landschaft und Kommunikation, Wirtschaft, pp. 107-125, 2015.
- [19] M. Degel und M. Christ, *VerNetzen: Sozial-ökologische und technisch-ökonomische Modellierung von Entwicklungspfaden der Energiewende*. Tagungsband: FONA Statuskonferenz des BMBF zur Fördermaßnahme Umwelt- und gesellschaftsverträgliche Transformation des Energiesystems, p. 197ff, September 2015.