

IZT-Text 4-2016

Energiewende modellieren: Realität und Akzeptanz



Kurzfassung der Studie:

„VerNetzen: Sozial-ökologische, technische und ökonomische Modellierung von Entwicklungspfaden der Energiewende“

IZT-Text 4-2016

Energiewende modellieren: Realität und Akzeptanz

Kurzfassung der Studie:

„VerNetzen: Sozial-ökologische, technische
und ökonomische Modellierung von
Entwicklungspfaden der Energiewende“

Melanie Degel

Berlin, Dezember 2016

© 2016 IZT - Bibliografische Information der Deutschen Bibliothek

Die deutsche Bibliothek verzeichnet diese Publikation in der Deutschen Nationalbibliografie.
Detaillierte bibliografische Daten sind im Internet über <http://dnb.ddb.de> abrufbar.

ISBN 978-3-941374-31-7

Herausgeber:

IZT - Institut für Zukunftsstudien und Technologiebewertung gemeinnützige GmbH,
Schopenhauerstr. 26, 14129 Berlin
Tel.: 030-803088-0, Fax: 030-803088-88, E-Mail: info@izt.de

Coverabbildung: © ARD / SWR Filmbeitrag „Der Kampf um die Windräder“ von Claudia Butter und Achim Reinhardt. Gesendet am 01.08.2016 um 21:45 in der ARD-Reihe „Exklusiv im Ersten“

Inhaltsverzeichnis

1	Hintergrund und Zielsetzung des Projekts.....	4
2	Methodik	5
3	Projektdatenbank.....	6
4	Einflussfaktoren gesellschaftliche Akzeptanz Windenergie.....	7
5	Einflussfaktoren gesellschaftliche Akzeptanz Netzausbau	9
6	Integration der Schlüsselfaktoren in das Modell	10
6.1	Windausbau	10
6.2	Netzausbau.....	11
7	Zukunftsszenarien und Simulation mit dem Strommarktmodell	14
7.1	Windausbau	14
7.2	Netzausbau.....	17
8	Erkenntnisse zur methodischen Einbindung qualitativer Faktoren.....	18
9	Erkenntnisse für die Energiewende	19
9.1	Windenergie.....	19
9.2	Netzausbau.....	19
10	Veröffentlichungen im Rahmen des Projekts	20

1 Hintergrund und Zielsetzung des Projekts

Mit Energieszenarien werden die Rahmenbedingungen der Energieversorgung beschrieben. Ihr zentraler Gegenstand ist das Energiesystem, dessen Komplexität mit Modellen möglichst gut erfasst werden soll. Energiesystemmodelle sind deshalb ein wichtiges Instrument im politischen Diskurs der Energiewende. AkteurInnen fordern immer wieder einen einzigen gültigen Umsetzungsplan als Grundlage für die Transformation. Einen solchen statischen Masterplan können Modelle aber nicht liefern. Das hat viele Gründe, vor allem aber liegt es an den bereits dynamischen und komplexen Eingangsdaten, aufgrund derer es unendlich viele Lösungsmöglichkeiten zur Gestaltung unserer zukünftigen Energielandschaft gibt. Ein Dialog mit allen Akteuren der Energiewende ist daher unumgänglich. Diskutiert werden sollten die Annahmen der Modellrechnungen, die generierten Lösungen sowie der bestehende Kontext. Ein Anspruch der Energiesystemmodellierung besteht darin die Berechnungsmethoden stetig weiterzuentwickeln. Daneben zeigt sich der Mehrwert eines Modells aber vor allem darin, Komplexitäten auf das Wesentliche zu reduzieren. Grundsätzlich sollten Arbeiten mit Szenarien, Modellen und Simulationen wissenschaftlich valide, transparent und ergebnisoffen sein.

Gegenwärtige Modelle zur Simulation des zukünftigen Energiesystems beruhen überwiegend auf technischen und ökonomischen Kriterien. Aktuelle Entwicklungen zeigen jedoch, dass soziale und ökologische Faktoren zunehmend an Bedeutung gewinnen. Dies wird insbesondere durch den Stellenwert der gesellschaftlichen Akzeptanz beim Ausbau der Windenergie und dem Stromübertragungsnetz deutlich. Daher sind diese Themenfelder Hauptgegenstand des Forschungsprojektes VerNetzen, anhand derer ein Ansatz zur Integration sozial-ökologischer Faktoren in die Modellierung erarbeitet wird. Im Anschluss daran werden mit dem entwickelten Verfahren die Effekte auf die Verteilung der Windenergieleistung und den Netzausbau untersucht und erste Schlussfolgerungen abgeleitet. Neben den quantitativen Ergebnissen der Modellrechnungen, ist ihre Verwendbarkeit bei gesellschaftlichen Dialogen in Zukunft ein weiteres Qualitätsmerkmal. In der Energiesystemmodellierung sind zukünftig interaktive Modelle denkbar, die AkteurInnen befähigen eigene Lösungsentwürfe miteinander zu diskutieren. Mittelfristig werden sie somit ein Instrument für eine partizipative Zielgestaltung der Energiewende. Die Ergebnisse im Forschungsprojekt bilden hierfür eine Grundlage. Ziel des Projekts ist die methodische Integration sozial-ökologischer Faktoren gesellschaftlicher Akzeptanz, beim Windenergie- und Netzausbau, in ein Strommarktmodell sowie die Entwicklung von Ausbauszenarien bis 2050. Die Basis hierfür sind qualitative Untersuchungen heutiger lokaler Akzeptanzprobleme und quantitative ökonomische und technische Daten. Konkret werden im Projekt zwei Forschungsfragen beantwortet:

- Wie kann gesellschaftliche Akzeptanz beim Ausbau der Windenergie und beim Netzausbau in die Modellierung integriert werden?
- Welche Effekte ergeben sich auf die Verteilung der Windenergieleistung und die verfügbaren Netzkapazitäten?

Die Bearbeitung ist gegliedert in drei inhaltliche Teile:

1. Die Erhebung von Einflussfaktoren gesellschaftlicher Akzeptanz von Windenergie und beim Netzausbau sowie die Analyse politisch-rechtlicher Rahmenbedingungen.
2. Die Integration von den Schlüsselfaktoren gesellschaftlicher Akzeptanz in das Strommarktmodell.
3. Definition von Zukunftsszenarien und Simulation des Energiesystems.

2 Methodik

Abbildung 1 zeigt einen Überblick der angewandten Methodik im Projekt. Dargestellt sind die Vorgehensweisen in den beiden Bereichen Netz und Wind, jeweils gegliedert in einen qualitativen und einen quantitativen Analyseteil. Im Rahmen der qualitativen Untersuchung werden die Einflussfaktoren der gesellschaftlichen Akzeptanz erhoben. Ihre Fülle wird im Bereich Netz auf Widerstands- und Engagementraten und im Bereich Wind auf Schlüsselfaktoren reduziert. Mithilfe dieser Komplexitätsreduktion kann beim Windausbau der Parameter Belastungsgrad und beim Netzausbau die Verzögerungszeit von Kapazitäten definiert werden. Neben den qualitativen Erhebungen beruhen diese Parameter auch auf quantitativen Untersuchungen. In den folgenden Arbeitsschritten werden die Szenarien für den Netz- und Windenergieausbau definiert, die dann in das Strommarktmodell integriert werden. Abschließend werden damit Simulationsrechnungen durchgeführt, anhand derer Effekte im Energiesystem, wie z.B. die Deckung der Stromnachfrage und die Stromtransportmengen, deutlich werden.

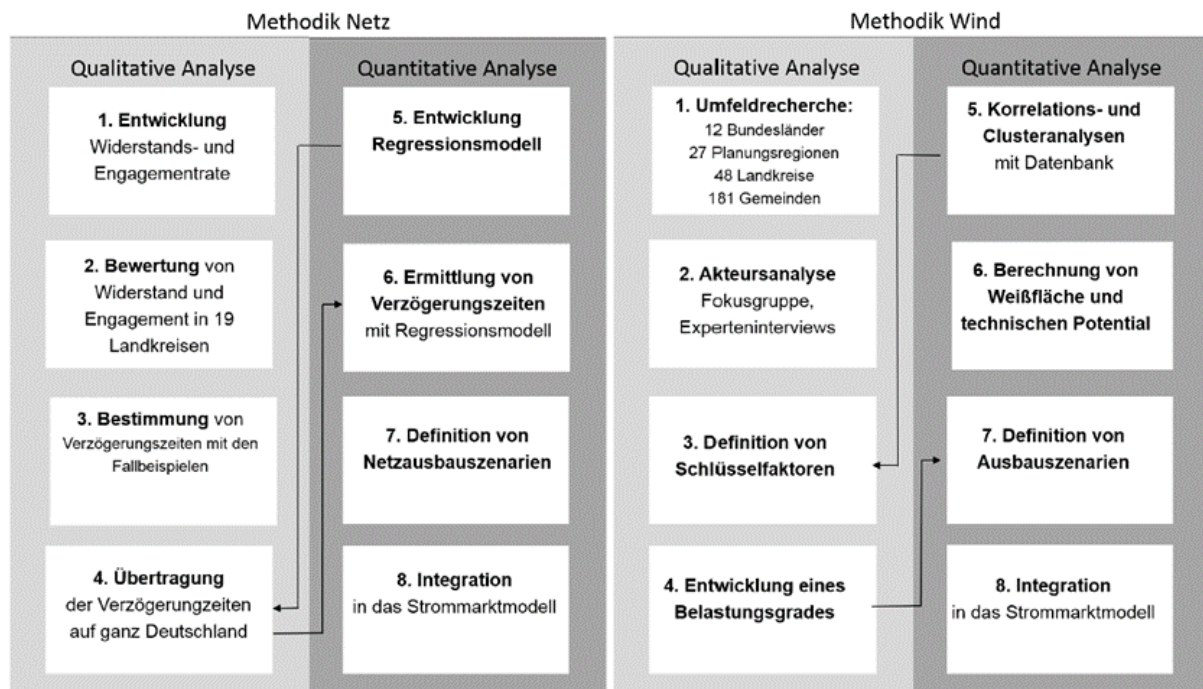


Abbildung 1: Übersicht zur Vorgehensweise bei der Erstellung von Netz- und Windausbauszenarien. Quelle: Eigene Darstellung Europa- Universität Flensburg, IZT

Mit den Projektergebnissen kann gezeigt werden, dass die Berücksichtigung gesellschaftlicher Akzeptanz in der Energiesystemmodellierung möglich ist. Hierfür ist vor allem die Reduktion der Komplexität der zahlreichen sozialen und ökologischen Einflussfaktoren erforderlich. Entscheidend dabei ist die Bestimmung von relevanten und weniger relevanten Einzelheiten. Dazu wurden die Einflussfaktoren eingehend von sozialwissenschaftlicher Seite betrachtet, während die ingenieurwissenschaftliche Seite parallel die Modellintegration vorbereitete. Die entwickelten Parameter, Verzögerungszeit und Belastungsgrad, dürfen nicht direkt mit gesellschaftlicher Akzeptanz gleichgesetzt werden. Sie sind als Dimensionen zu verstehen, mit denen Effekte gesellschaftlicher Akzeptanz im Energiesystem sichtbar werden können.

3 Projektdatenbank

Ein wesentliches Projektergebnis ist die entwickelte Datenbank mit georeferenzierten Inhalten, womit geografische Darstellungen und geometrische Operationen ermöglicht werden. Mit der Bereitstellung von hoch aufgelösten Informationen auf Landkreis- oder Gemeindeebene können detaillierte lokale Informationen bereits bei der Szenarienentwicklung berücksichtigt werden und dann entsprechend in die Modellierung einfließen.

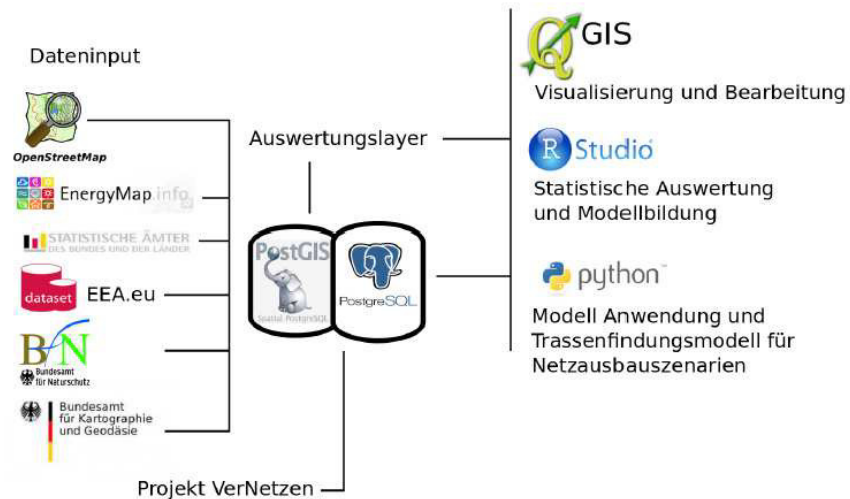


Abbildung 2: Aufbau und Nutzung der Projektdatenbank. Quelle: Eigene Darstellung Europa-Universität Flensburg

In der Datenbank enthalten sind quantitative Daten des Energiebereichs, z.B. Stromnetz und Kraftwerkspark, Strukturdaten wie z.B. Landschaft und Siedlungen sowie sozial-ökonomische Größen wie z.B. Bevölkerung und Tourismus. Daneben sind auch qualitative Projektergebnisse auf Ebene der Landkreise aus den Untersuchungen gesellschaftlicher Akzeptanz im Wind- und Netzbereich Bestandteil der Datenbank. Die Verwaltung Daten erfolgt mit PostgreSQL, dargestellt in Abbildung 2.

4 Einflussfaktoren gesellschaftliche Akzeptanz Windenergie

Im Windbereich erfolgte die Untersuchung gesellschaftlicher Akzeptanz nicht in Einzelprojekten, sondern auf übergeordneter Ebene. Insgesamt wurden 12 Bundesländer, 27 Planungsregionen, 48 Landkreise und 181 Gemeinden betrachtet (siehe Abbildung 3).

Identifizierte Einflussfaktoren in den Bundesländern adressieren vor allem Einflussfaktoren, die Prozessgerechtigkeit und Nutzen betreffen, hierzu gehören z.B. Maßnahmen zur Einbindung, Kommunikation und zur finanziellen Beteiligung der Bevölkerung. Die Bandbreite reicht vom Beteiligungsgesetz in Mecklenburg-Vorpommern bis zu eingerichteten Bürgerforen zur professionellen Konfliktregelung in Hessen. Deutschlandweit ist die Regionalplanung in den Bundesländern zwar unterschiedlich, aber nahezu flächendeckend organisiert. In den windstarken Bundesländern Mecklenburg-Vorpommern, Brandenburg, Schleswig-Holstein und Niedersachsen besteht hoher Flächendruck. Gesellschaftlich steigt der Bedarf, bereits während der Regionalplanung, frühzeitig politischen Einfluss zu nehmen.

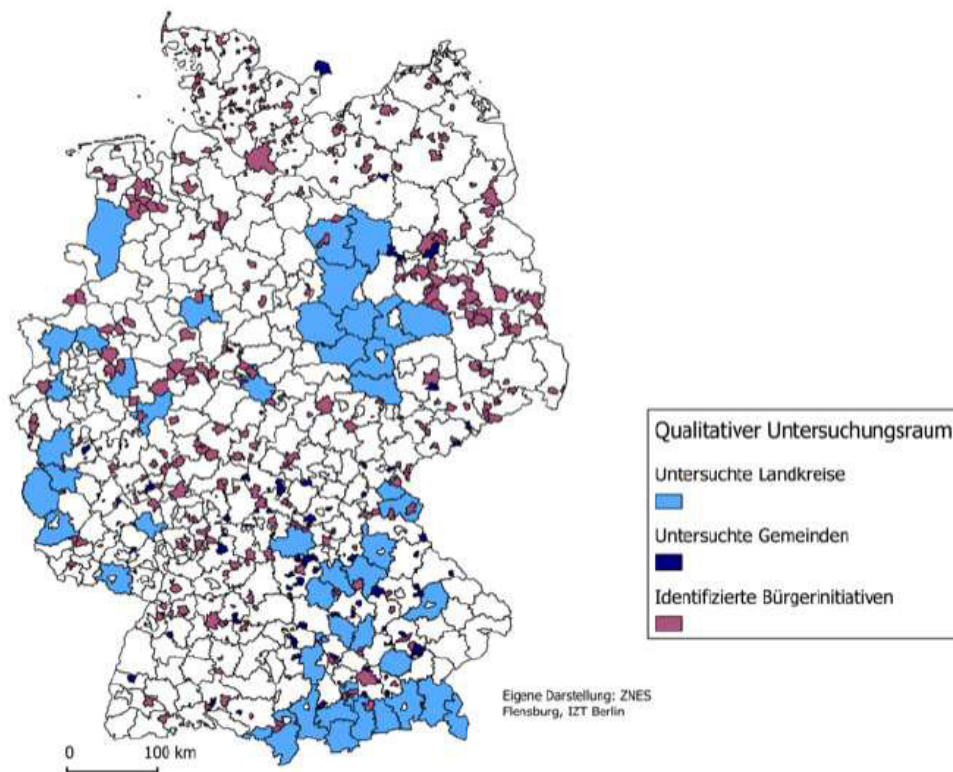


Abbildung 3: Untersuchungsraum zu Windenergie: Qualitativ untersuchte Regionen auf Kreis- und Gemeindeebene. Eigene Darstellung EUF

Auf Landkreis- und Gemeindeebene sind die Wahrnehmungen von Windanlagen, selbst auf engstem geografischem Raum, oft sehr unterschiedlich. Es gibt z.B. innovative Aktivitäten beim Windenergieausbau in einigen Landkreisen Bayerns, in denen die landespolitische Abstandsregelung nicht zum völligen Baustopp geführt hat. Gleichwohl traten auch gut organisierte Proteste rund um Waldflächen und Naturparks bspw. in mehreren Landkreisen in Rheinland-Pfalz auf.

Insgesamt werden vor allem kleine Projekte bei transparenter, frühzeitiger und beständiger Beteiligung der lokalen Bevölkerung akzeptiert. Besonders negativ wirken mangelnde Erfolgsbeteiligung und ausbleibende Gewerbesteuerereinnahmen. Alle erhobenen Informationen wurden zusammengefasst in der Projektdatenbank abgelegt, Abbildung 4 zeigt einen Auszug daraus.

region_key	district_name	qualitative_information_wind	information_source
09373	Neumarkt in der Oberpfalz	Östlich von der Stadt Berching Bayerns größter Bürgerwindpark Okt 2012, sechs modernen Binnenland-Windkraftwerken der Drei-Megawatt- Klasse, insgesamt knapp 20 MW Vorzeigeprojekt mit über 1.300 Personen an diesem Projekt direkt oder indirekt über Energiegenossenschaften sowie den Oberpfälzer Windfonds beteiligt	BR 2014: Sendung des Bayerischen Rundfunks, online: http://www.br.de/fernsehen/bayerisches-fernsehen/sendungen/faszination-wissen/windkraft-windrad-energie-100.html , abgerufen Dezember 2014.
07233	Vulkaneifel	verstärkte Bürgerproteste bezogen auf Soonwald und Pfälzerwald Überregionale Vernetzung von 35 Bürgerinitiativen zum Bündnis "Energieviende für Mensch und Natur in Rheinland Pfalz"	
07232	Bitburg-Prüm	windstarker Kreis	inmit 2014
07235	Trier-Saarburg	windstarker Kreis	inmit 2014
07331	Alzey-Worms	windstarker Kreis	inmit 2014
07340	Südwestpfalz	Landkreis Südwestpfalz besonders betroffen von der Entscheidung gegen Windkraft in der Kernzone des Pfälzer Waldes, da bereits Planungen begonnen wurden, und damit geplante Einnahmen wegfielen. Ein Vorschlag aus der Kommunalpolitik ist die Gründung einer Solidargemeinschaft der Gemeinden im Pfälzerwald, damit auch jene von den Windrädern profitieren, die keine aufstellen dürfen.	SWR 2015
09377	Tirschenreuth	gilt als windfreundlicher Landkreis	http://www.br.de/fernsehen/bayerisches-fernsehen/sendungen/faszination-wissen/windkraft-windrad-energie-100.html
09371	Amberg-Weilburg	gilt als windfreundlicher Landkreis	http://www.br.de/fernsehen/bayerisches-fernsehen/sendungen/faszination-wissen/windkraft-windrad-energie-100.html
09479	Wunsiedel im Fichtelgebirge	gilt als windfreundlicher Landkreis, drei Windparks Braunergrün, Sternmagrin, Blauskufenlinie, lokale Wertschöpfung trotz externer Betreiber, Gewerbesteuerereinnahmen stabilisieren Gemeindehaushalte, Beteiligung der Bürger im Nachgang durch Nachrangdarlehen, Kommunalpolitik starker Unterstützer, Bürger wurden per Informationsveranstaltungen einbezogen, Kohlekraftwerk in der Region wurde geschlossen, WKA verliehen dem Landkreis neues Image und gelten als positives Signal, die Region gilt als Windstützpunkt es gibt sogar Energietourismus	http://www.br.de/fernsehen/bayerisches-fernsehen/sendungen/faszination-wissen/windkraft-windrad-energie-100.html Interview Zukunfts Energie Fichtelgebirge GmbH
09575	Neustadt an der Aisch-Bad	gilt als windfreundlicher Landkreis	http://www.br.de/fernsehen/bayerisches-fernsehen/sendungen/faszination-wissen/windkraft-windrad-energie-100.html



Abbildung 4: Auszug aus der Projektdatenbank. Beispielregion Südwestpfalz. Quelle: Eigene Darstellung IZT Berlin

5 Einflussfaktoren gesellschaftliche Akzeptanz Netzausbau

Im Netzbereich bildeten Praxiserfahrungen aus Fallbeispielen die Grundlage der Untersuchungen. Hier konnte in 13 Teilabschnitten, der EnLAG-Vorhaben 1-6 und des BBPIG-Vorhabens 8, die gesellschaftliche Akzeptanz systematisch erhoben werden. Mithilfe eines umfangreichen Indikatorensystems wurde für jeden der 19 betroffenen Landkreise eine Widerstands- und eine Engagementrate bestimmt (Abbildung 5).

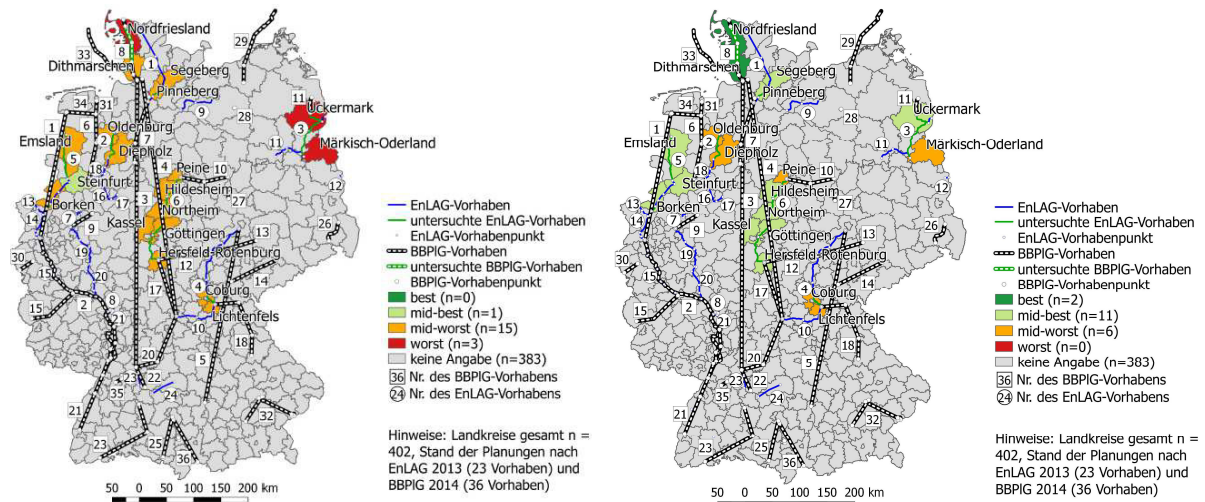


Abbildung 5: Geographische Darstellung der Ergebnisse der Widerstands- (links) und Engagementrate (rechts) im Untersuchungsraum. Quelle: Eigene Darstellung IZT Berlin

Ermittelt wurden sechs Landkreise mit hohen Widerständen und mittlerem Engagement mit Verzögerungszeiten von durchschnittlich ca. sechs Jahren bei der Vorhabenrealisierung. Schon geringer, mit vier Jahren, sind die durchschnittlichen Verzögerungszeiten in den zwölf Landkreisen, die zwar mit vergleichbaren Widerständen, aber höherem Engagement bewertet wurden.

6 Integration der Schlüsselfaktoren in das Modell

Wie zu erwarten, zeigt sich bei den verschiedenen Einflussfaktoren eine große Bandbreite, geprägt von regionalen Unterschieden. Beispielsweise sind die Bedingungen einer erfolgreichen finanziellen Beteiligung in Schleswig-Holstein nicht mit denen in Brandenburg vergleichbar. Trotz solcher Unterschiede sollen für das Simulationsmodell Faktoren festgelegt werden, die generell zur Darstellung der Dimension gesellschaftliche Akzeptanz geeignet sind. Wie die bisherigen Ergebnisse hierfür zusammengefasst und in einen einzigen Parameter überführt werden, der direkt in ein Modell einfließen kann, wird nachfolgend beschrieben.

6.1 Windausbau

Gesellschaftliche Akzeptanz steht i.d.R. im Zusammenhang mit der genutzten Fläche für Windenergie, von Bedeutung sind: Die Flächengröße, Art der Flächen, wie bspw. Wald, Naturparks sowie dazugehörige naturschutzrechtliche Belange. Ebenfalls im Zusammenhang mit Flächen häufig angeführt, sind die Nutzung angrenzender Flächen wie bspw. Erholungsflächen für den Tourismus sowie der Anteil zur verfügbaren Gesamtfläche. Allgemeiner, aber auch im Zusammenhang mit Fläche, gelten das Landschaftsbild sowie steigender Flächendruck (auch in windstarken Regionen) als wichtige Einflussfaktoren. Aufgrund all dieser Faktoren wird die mit Windanlagen bebaute Fläche als Schlüsselfaktor identifiziert. Allerdings ist sie als absolute Größe für einen Vergleich nicht zielführend, sondern erst relativ zur Gesamtfläche eines Landkreises. Die Definition des Schlüsselfaktors lautet demzufolge: Anteil bebauter Fläche im Verhältnis zur Gesamtfläche eines Landkreises.

Der zweite Schlüsselfaktor bildet den starken Zusammenhang zwischen gesellschaftlicher Akzeptanz und der Partizipation der Bevölkerung von der Planung bis zur Umsetzung von Windprojekten ab. Die Ergebnisse der qualitativen Untersuchungen zeigen, dass positive und negative Partizipation bei Planungsprozessen häufig bereits auf Ebene der Regionalplanung auf Zustimmung oder Kritik der Bevölkerung trifft. Partizipation findet in Form formeller und informeller Beteiligung statt. Sie tritt aber auch in Form eingereichter Bedenken beim Planfeststellungsverfahren auf, oder als aktive Bürgerinitiativen bei der Umsetzung bereits genehmigter Windparks. Eingeschlossen ist auch der vielfach genannte Nutzen für die Bevölkerung durch finanzielle Beteiligungskonzepte, von Steuereinnahmen auf Gemeindeebene bis hin zur konkreten Beteiligung der lokalen Bevölkerung an den Projekten. Die Bevölkerung muss eingebunden werden, deshalb wird die Bevölkerungsdichte eines Landkreises als zweiter Schlüsselfaktor definiert.

Mit den definierten Schlüsselfaktoren konnte die Bandbreite der Einflussfaktoren reduziert und gleichzeitig eine Definition von gesellschaftlicher Akzeptanz für die Modellierung festgelegt werden. Die wesentliche Schwäche der Schlüsselfaktoren liegt in ihrer Unschärfe, trotzdem hat ihre Auswahl zwei wichtige Vorteile: 1. die Schlüsselfaktoren sind numerisch und können damit für alle Landkreise berechnet werden, 2. ihre Anzahl ist in einem Modell gut handhabbar. Die Schlüsselfaktoren sollen als Repräsentation der Belastung in Form eines Belastungsgrads in einem Landkreis durch Windenergie verstanden werden. Mathematisch umgesetzt durch die Multiplikation beider Schlüsselfaktoren:

$$\text{Belastungsgrad} = \frac{\text{Bebaute Windfläche}}{\text{Fläche Landkreis}} * \text{Bevölkerungsdichte Landkreis} \quad (\text{Formel 1})$$

Beide Größen, Flächenanteil und Bevölkerungsdichte beeinflussen die Belastung gleichermaßen. Bei nur geringer Bevölkerungsdichte steigt die Belastung durch zunehmende Flächenanteile, bei hoher Bevölkerungsdichte hingegen steigt die Belastung bereits bei geringen Flächenanteilen. Die Belastung ist nicht direkt mit gesellschaftlicher Akzeptanz gleichzusetzen. Denn es gibt z.B. Landkreise in Schleswig-Holstein mit hoher Belastung und hoher gesellschaftlicher Akzeptanz oder Landkreise in Brandenburg mit geringer Belastung und schwacher gesellschaftlicher Akzeptanz. Der Faktor dient als Dimension gesellschaftlicher Akzeptanz, die zur Verteilungsregelung von Windenergieleistung in Modellen herangezogen werden kann, aber gleichzeitig mit qualitativen Ergebnissen betrachtet werden muss. Die Berechnungsgrößen sind flächendeckend für alle deutschen Landkreise verfügbar, wodurch für jeden Landkreis die heutige Belastung (Ist-Belastungsgrad) ermittelt werden kann. Ferner bietet die Berechnungsweise die Möglichkeit eine maximale Belastung pro Landkreis zu bestimmen (Belastungsgrad MAX). Ist- und MAX-Wert bilden damit, neben den technischen und ökonomischen, weitere Grenzen für jeden einzelnen Landkreis, zwischen denen die zukünftige Bebauung festgelegt werden kann.

In Abbildung 6 sind die Ist-Belastungsgrade und die maximalen Belastungsgrade dargestellt als Isolinien, d.h. Linien gleicher Belastung. Die Ist-Belastung basiert auf der Datengrundlage von 2014. Die maximale Belastung basiert auf der Annahme, dass die gesamte zur Verfügung stehende Weißfläche für Windenergie genutzt wird. Dargestellt als Punkte sind die deutschen Landkreise (abzüglich der deutschen Städte) anhand ihrer genutzten Fläche für Windenergie zu ihrer gesamten Landesfläche und ihrer Bevölkerungsdichte, also mit ihren Belastungsgraden.

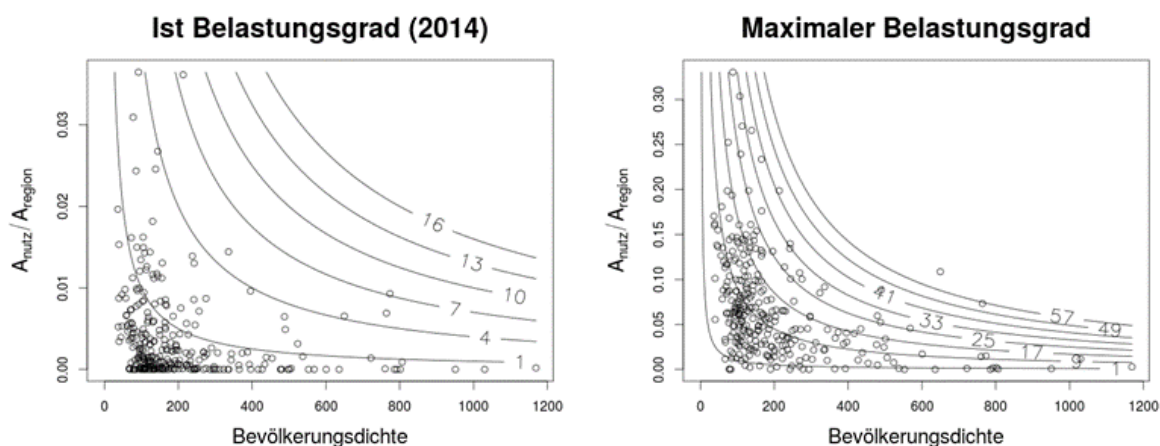


Abbildung 6: Ist Belastungsgrad im Jahr 2014 und maximaler Belastungsgrad, wenn die gesamte Weißfläche für Windenergie genutzt wird. Quelle: Eigene Darstellung Europa-Universität Flensburg

6.2 Netzausbau

Parallel dazu wurden für den Bereich Netzausbau mit einer Regressionsanalyse rein statistische Zusammenhänge zwischen Einflussfaktoren gesellschaftlicher Akzeptanz und den realen Verzögerungszeiten aller EnLAG-Vorhaben untersucht. Den stärksten Einfluss haben demnach die Faktoren Bruttoinlandsprodukt pro Kopf und die Bestandsstromtrassen. Ziel der Analyse war eine Prognose von Verzögerungszeiten für alle Landkreise anhand der vorliegenden Daten. Berechnet wurden durchschnittlich 4,5 Jahre. Die konkreten Ergebnisse zeigt Abbildung 7.

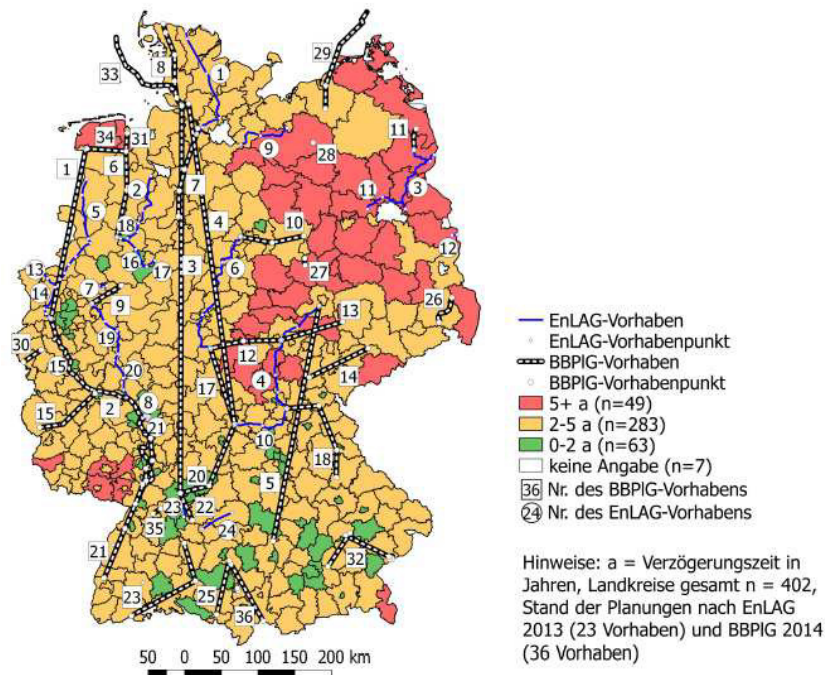


Abbildung 7: Verzögerungsprognosen je Landkreis auf Basis des Regressionsmodells. Eigene Darstellung IZT Berlin

Im Osten ergaben sich deutlich höhere Verzögerungsrisiken als im Süden. Da im Süden bisher allerdings weniger Vorhaben realisiert wurden, flossen auch keine Verzögerungszeiten in die Analyse ein. Mit einer Kombination der Ergebnisse aus der Fall- und der Regressionsanalyse wurden Verzögerungszeitspannen festgelegt, die auf alle Landkreise Deutschlands übertragen werden konnten. Neben den realen Verzögerungszeiten wurden auch Engagementraten für alle deutschen Landkreise erhoben. Für die Mehrheit wird ein mittleres Engagement prognostiziert. Aus Verzögerungsprognosen und Engagementraten werden Widerstandsraten für alle Landkreise abgeleitet, die zur Erstellung von den drei Netzszenarien low, mid und high für alle EnLAG- und BBPIG-Vorhaben genutzt werden. Die geringste Verzögerungszeitspanne mit 0, 2 und 5 Jahren liegt im Szenario low vor, eine mittlere mit 1, 3,5 und 7 Jahren im Szenario mid und die höchste mit 2, 5 und 9 Jahren im Szenario high, dargestellt in Abbildung 8.

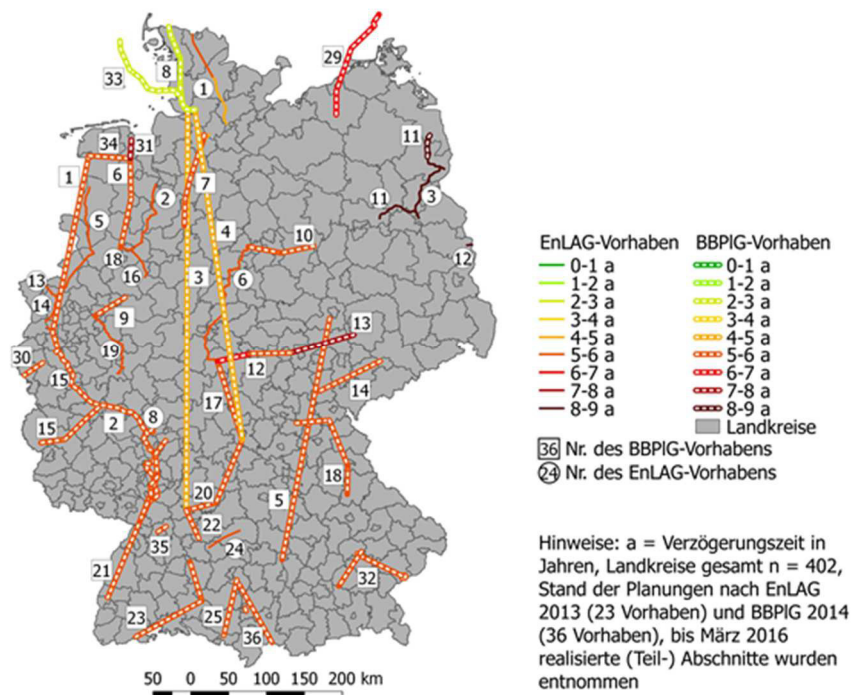


Abbildung 8: Verzögerungsannahmen pro Vorhaben im Netzscenario high. Quelle: Eigene Darstellung IZT Berlin

Mithilfe der breiten qualitativen Untersuchungen werden die zahlreichen sozial-ökologischen Einflussfaktoren auf jeweils eine Dimension gesellschaftlicher Akzeptanz in den Netz- und Windausbauvarianten reduziert, die in der Energiesystemmodellierung nutzbar sind. Für den Netzausbau ist diese Dimension als Zeitverzögerung gegenüber der ursprünglich geplanten Inbetriebnahme definiert, ermittelt aus Widerstand und Engagement. Beim Windausbau ist diese der Belastungsgrad, berechnet aus dem Produkt von Flächenanteil und Bevölkerungsdichte. Beide Dimensionen sind natürlich nicht direkt mit gesellschaftlicher Akzeptanz gleichzusetzen, sondern Variablen in Energieszenarien, mit denen Effekte simuliert werden können. Nach ihrer Definition mussten die Dimensionen in Energieszenarien bestimmt werden, d.h. es musste ein Belastungsgrad pro Landkreis festgelegt und die Verzögerungszeiten der Netzvarianten auf alle Netzausbauvorhaben verteilt werden. Anschließend wurden Energiesystemsimulationen bis zum Zieljahr 2050 durchgeführt. Wind- und Netzvarianten wurden getrennt analysiert, d.h. variiert wurde immer nur eine Dimension pro Szenario, damit die Effekte dem Belastungsgrad oder den Zeitverzögerungen zugeordnet werden konnten.

7 Zukunftsszenarien und Simulation mit dem Strommarktmodell

7.1 Windausbau

Vor den Simulationsrechnungen zum Windausbau konnten, mit der gegebenen Definition, die heutigen Belastungen durch Windenergie in allen Landkreisen berechnet werden. Sie liegen zwischen 0,00 - 7,71 Einwohner/km². Es zeigt sich, dass 57 % der installierten Gesamtleistung in 85 % aller Landkreise mit Belastungsgrad kleiner 1,00 Einwohner/km² stehen. Somit stehen 43 % der installierten Leistung in nur 15 % aller Landkreise, mit bis zu sechsmal höheren Belastungsgraden. Abbildung 9 zeigt die heutigen Belastungsgrade durch Windenergie auf Basis der installierten Windleistung im Jahr 2014.

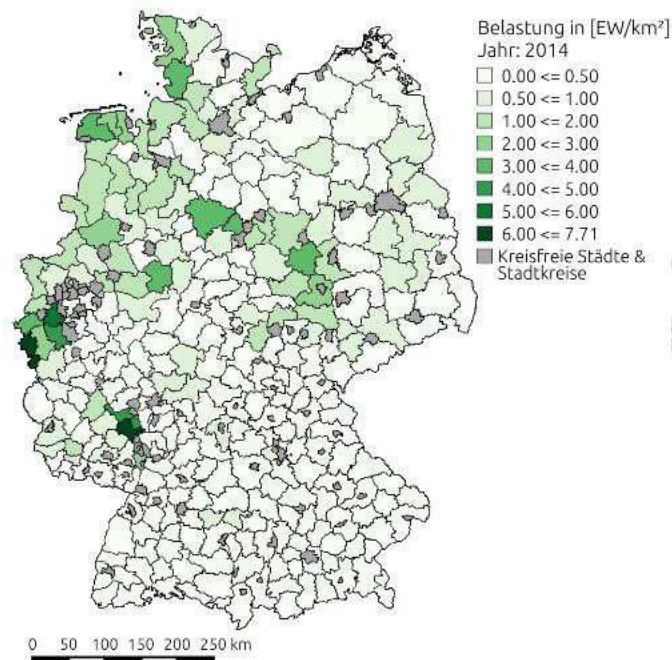


Abbildung 9: Ist-Belastungsgrade je Landkreis in Bezug auf Windenergie im Jahr 2014. Quelle: Eigene Darstellung Europa-Universität Flensburg

Allerdings zeigen die qualitativen Untersuchungen, dass eine hohe Belastung nicht zwangsläufig schlechte Akzeptanz bedeutet. Genauso wenig sind Landkreise mit niedrigen Belastungen frei von Akzeptanzproblemen. Ein einfacher Kausalzusammenhang zwischen Belastung und Akzeptanz ist nicht nachweisbar, sondern nur sinnvoll mit den qualitativen Untersuchungsergebnissen zu interpretieren.

Um Verteilungseffekte auf die Windenergieleistung im Jahr 2050 zu untersuchen, musste für jeden Landkreis ein zukünftiger Belastungsgrad eingesetzt werden. Dieser sollte alle Landkreise fair belasten, d.h. verfügbare Flächen aller, und nicht nur der windstärksten Landkreise für den Ausbau nutzen. Deshalb wurde ein identischer Belastungsgrad berechnet, mit dem die Zielleistung von ca. 100 GW im Jahr 2050 erreicht werden kann. Mit diesem gleichverteilten Belastungsszenario wird eine Entwicklung bis zum Jahr 2050 abgebildet, bei der der Belastungsgrad in den Landkreisen das einzige Ausbaukriterium

der Windkraft darstellt. Das bedeutet, das technische Potenzial wurde durch einen vorgegebenen Be-

$$b_i = b_{bal} = \frac{\sum P_{bal,i}}{\sum \frac{A_{region,i}}{a_i \cdot p_i}}, \forall i \in R_{bal}$$

lastungsgrads b_{bal} begrenzt (

(Formel 2). Dieser vorgegebene Belastungsgrad wird entsprechend der zu installierenden Gesamtleistung so berechnet, dass er in allen Landkreisen gleich groß ist und eine gleichverteilte gesellschaftliche Belastung darstellt. In Landkreisen, in denen dieser vorgegebene Belastungsgrad die maximale Belastung übersteigt, ist der Ausbau auf die verfügbare Weißfläche begrenzt (

$$b_i = b_{max,i}, \forall i \in \{R \mid b_{bal} > b_{max,i}\}$$

(Formel 3). Im Rahmen dieses

Szenarios wurde mit $b_i = b_{ist,i}, \forall i \in \{R \mid b_{bal} < b_{ist,i}\}$

(For-

mel 4 die heute bereits installierte Windleistung berücksichtigt.

$$b_i = b_{bal} = \frac{\sum P_{bal,i}}{\sum \frac{A_{region,i}}{a_i \cdot p_i}}, \forall i \in R_{bal}$$

(Formel 2)

$$b_i = b_{max,i}, \forall i \in \{R \mid b_{bal} > b_{max,i}\}$$

(Formel 3)

$$b_i = b_{ist,i}, \forall i \in \{R \mid b_{bal} < b_{ist,i}\}$$

(Formel 4)

mit:

b_{bal} Einwohner/km ²	Gleichverteilter Belastungsgrad
P_{bal} MW	Entsprechende gleichverteilte installierte Windleistung
R_{bal} -	Menge der Regionen mit gleichverteiltem Belastungsgrad

Der bei einem Ausbau von 100 GW Windleistung ermittelte Belastungsgrad beträgt 1,25 Einwohner/km². Dieses Szenario wird mit dem verglichen, das nur nach ökonomischen Kriterien definiert ist (siehe Abbildung 10). Es zeigt sich, dass dieser Ansatz zu einer Umverteilung von Windleistung primär von Niedersachsen und Nordrhein-Westfalen nach Bayern und Mecklenburg-Vorpommern führt. Trotz des teilweise deutlichen Zubaus blieb der Flächenanteil zur Windenergienutzung in allen Bundesländern bei unter 2 %. Der gewählte Belastungsgrad führt allerdings in zwei Landkreisen Mecklenburg-Vorpommerns zu einem enormen Zubau, was vor allem auf die geringe Bevölkerungsdichte zurückzuführen ist. In Bayern hingegen findet auch eine Umverteilung zwischen den Landkreisen statt. So geht der Zubau in der Hälfte der Landkreise zurück, in den restlichen aber kommt es zu einer erheblichen Steigerung. Diesen Ergebnissen zufolge, führt selbst ein vergleichsweise niedriger Belastungsgrad in Landkreisen mit geringer Bevölkerungsdichte zu sehr hohen Zubauraten. Diese sind zwar theoretisch möglich, aus heutiger Perspektive gesellschaftlich aber wenig plausibel, denkbar sind Optimierungen per Zubaugrenzen. Prinzipiell gibt es aufgrund der großen potentiellen Flächen für Windenergie in Deutschland, auch bei vollständig erneuerbarer Stromversorgung immer noch enorm viele Möglichkeiten zur Verteilung der Anlagen. Die Herausforderung besteht deshalb darin, plausible regionale Verteilungen zu finden. Hierfür sind die qualitativen Untersuchungsergebnisse eine wichtige Basis. Zukünftig könnten partizipative Verfahren die Optimierungen ergänzen, indem z.B. Grenzwerte direkt mit AkteurlInnen der Landkreise festgelegt werden können. Eine deutschlandweite Simulation bietet dabei den Vorteil, dass die Auswirkungen von Entscheidungen einer Region direkt in anderen Regionen sichtbar werden.

Neben der Begrenzung der Flächen durch eine identische Belastung in allen Landkreisen, wurde zusätzlich untersucht, ob der Ausbau ohne Nutzung von Naturparkflächen möglich ist. Denn aus den Untersuchungen wurde deutlich, dass die Bebauung von Naturparks immer wieder Grundlage aktiven Widerstandes gegen die Windenergie darstellt. Hier zeigen die Simulationsergebnisse, dass in allen Bundesländern (außer dem Saarland), nach Abzug der Naturparkflächen noch deutlich mehr Weißfläche als notwendig zur Verfügung steht. Mithilfe der Simulationen wurde bestätigt, dass auch unter verstärkter Berücksichtigung der gesellschaftlichen Akzeptanz im Bereich Windenergie, hier bei gleicher Belastung aller Landkreise und ohne Bebauung weiterer Naturparkflächen, eine größtenteils erneuerbare Energieversorgung bis 2050 möglich ist. Insgesamt sind die Unterschiede bei aggregierter Betrachtung von erzeugter Strommenge, Transit und Export im Vergleich zum ökonomischen Szenario gering. Mit der höheren regionalen Auflösung in beiden Szenarien werden die zum Teil deutlichen Unterschiede beim Ausbau in den Landkreisen sichtbar. Entsprechend der höheren Ausbauraten steigen produzierte Strommenge und Export besonders in Mecklenburg-Vorpommern und Bayern. Die Standortverluste aufgrund der Restriktion durch den Belastungsgrad führen verglichen mit dem ökonomischen Szenario mit einer Windstromproduktion von 219 TWh zu einer geringeren Stromproduktion von ca. 17 TWh. Hierfür konnten mithilfe von Stromgestehungskosten zwischen 5 - 8 ct/kWh in 2050 spezifische Mehrkosten von 0,16 - 0,25 ct/kWh (bei einem Stromverbrauch von 518 TWh in 2050) kalkuliert werden.

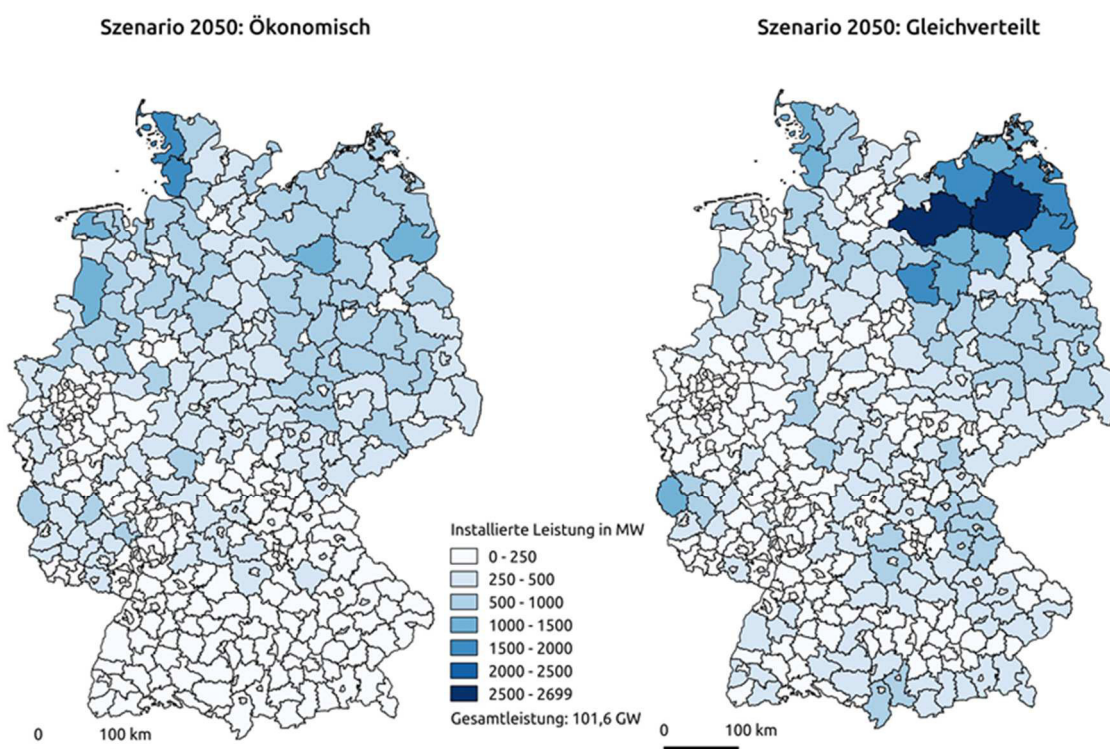


Abbildung 10: Installierte Windleistung in 2050 für alle deutschen Landkreise in MW mit einer Gesamtleistung von 101,6 GW: Ökonomisches Szenario und gleichverteiltes Belastungsszenario: Quelle: Eigene Darstellung Europa-Universität Flensburg

7.2 Netzausbau

Aus den Projektergebnissen lässt sich schlussfolgern, dass starkes Engagement, unabhängig vom zu erwartenden Widerstand, zu einer geringeren Zeitverzögerung führt. Da für die Mehrheit der Landkreise mittleres Engagement ermittelt wurde, können sich je nach Fortentwicklung des Engagements geringe oder hohe Zeitverzögerungen ergeben. Verringert sich das Engagement, drohen in der Mehrheit der Landkreise Zeitverzögerungen von mehr als zwei Jahren. Da in 49 Landkreisen zudem die Gefahr starker Widerstände besteht, können leicht Verzögerungen von mehr als fünf Jahren auftreten. Hierbei ist zusätzlich zu bedenken, dass die in den Netzszenarien low, mid und high eingesetzten Zeiten auf heutigen Daten basieren und zukünftig vermutlich höhere Verzögerungen vorkommen werden. Vor allem Erfahrungen aus BBPIG-Vorhaben sind bisher kaum in die Entwicklung der Netzszenarien eingeflossen.

Da die Mehrheit der Landkreise mittleres Engagement aufweist, lag es nahe zu überprüfen, ob und wodurch das Engagement gesteigert werden könnte. Hierfür wurde im Modell eine umfangreichere Öffentlichkeitsbeteiligung angenommen, wodurch sich die Engagementrate überall erhöhte, allerdings nur in drei Landkreisen soweit, dass sich dadurch niedrigere Verzögerungszeiten ergaben. Dies legt die Vermutung nahe, dass nicht einzelne Maßnahmen, sondern Maßnahmenbündel Verzögerungsrisiken verringern.

In allen drei Netzszenarien waren Simulationen nur bis zum Jahr 2039 notwendig, weil mit dem aktuellen Datensatz bei den höchsten Verzögerungen von neun Jahren im höchsten Verzögerungsszenario die letzte Trasse 2039 in Betrieb ist. Gegenstand der Betrachtung waren die nicht gedeckte Last, der Stromtransit und die konventionelle Erzeugung. Bis zum Jahr 2026 bestehen in keinem Szenario Probleme bei der Nachfragedeckung, erst ab 2030 steigt die ungedeckte Last an, vor allem aufgrund des im Szenariorahmen angenommenen Braunkohle- und Atomausstiegs. Insgesamt sind die Unterschiede aller Netzszenarien im Vergleich zum Basisszenario gering. Selbst bei der höchsten Zeitverzögerung können insgesamt bis 2050 nur 2,5 % des Gesamtstrombedarfs nicht gedeckt werden, nur 0,1 Prozentpunkte mehr als im Basisszenario. Am deutlichsten sichtbar sind die Unterschiede bei den Stromtransitmengen. Hier ist die Menge bei den höchsten Verzögerungen um 46 % höher als im Basisszenario. Im Basisszenario beträgt die von 2015 bis 2039 erzeugte konventionelle Strommenge 5.158 TWh, im Szenario mit den höchsten Zeitverzögerungen müssen 19 TWh mehr produziert werden. Bereits diese geringe Menge führt in 25 Jahren zu 15 Mio. Tonnen mehr CO₂ als im Basisszenario. Die Auswirkungen der Netzszenarien sind in den berechneten Simulationen zwar vorhanden, jedoch nur geringfügig. Dies ist auch auf die immer noch sehr optimistischen Annahmen für den Erfolg des Netzausbaus in Deutschland zurückzuführen. Demnach treten im Mittel, bis maximal ins Jahr 2039, Verzögerungen von fünf Jahren auf.

8 Erkenntnisse zur methodischen Einbindung qualitativer Faktoren

Verknüpfung von sozial- und ingenieurwissenschaftlicher Forschung und Praxispartnern: Die Integration qualitativer Faktoren erfordert eine Verknüpfung sozial- und ingenieurwissenschaftlicher Forschung, um eine gemeinsame Verwendung von Forschungsergebnissen zu gewährleisten. Daneben müssen frühzeitig PraxispartnerInnen eingebunden werden, um die Ergebnisse zu reflektieren und zu validieren. Trans- disziplinäre Forschungsprojekte sind eine geeignete Plattform für die erforderliche Kommunikation.

Entwicklung eines Datenkonzeptes: Abgestimmt werden müssen Ablageformate, Umfang und Aussagekraft der Daten, um daraus ein Verwaltungskonzept (z.B. in Form einer Datenbank) zu entwickeln. Auch hier sollten die Informationen der Praxispartner einbezogen und "übersetzt" werden.

Entwicklung eines Ablage- und Verwendungskonzeptes qualitativer Daten: Die Nutzung qualitativer Informationen für die Modellierung erfordert einheitliche Datenformate. Ziel ist die Verringerung von Komplexität und gleichzeitig wenig Informationsverlust. Zusätzlich muss die Datenablage erlauben auch umfangreiche Informationen abrufen zu können, um die Modellergebnisse zu interpretieren.

Bereitstellung hoch aufgelöster quantitativer Datensätze: Eine möglichst hohe regionale Auflösung der quantitativen Daten gewährleistet einen möglichst hohen Nutzungsgrad der qualitativen Daten.

Hohe Transparenz hinsichtlich Grenzen der Modellrechnungen gewährleisten: Die Integration gesellschaftlicher Akzeptanz in die Modellrechnungen hat methodische Grenzen. Menschliches Verhalten ist nicht modellierbar, sodass die Modellergebnisse immer von sozial- und ingenieurwissenschaftlicher Seite und von den Praxispartnern interpretiert werden sollten.

Vorteile integrierter Modelle nutzen: Neben allen Schwierigkeiten haben integrierte Modelle den entscheidenden Vorteil, die Details der Wirklichkeit präziser zu erfassen, da zuvor nicht erfasste Effekte sichtbar werden.

Innovationspotential integrierter Modelle ausbauen: Mit integrierten Modellen können Auswirkungen gesellschaftlicher und technischer Effekte direkt simuliert werden. Gleichmaßen können sozialwissenschaftliche Falluntersuchungen hinsichtlich ihrer Auswirkungen auf das gesamte Energiesystem untersucht werden. Solche Modelle bieten das Potential, als Partizipationsinstrument in Kommunen und Landkreisen eingesetzt zu werden.

9 Erkenntnisse für die Energiewende

9.1 Windenergie

- Die Verteilung der Windenergieleistung nach Kriterien gesellschaftlicher Akzeptanz führt zu keiner wesentlichen Effizienzverschlechterung bei der Stromerzeugung. Das bedeutet, die ökonomischen Vorteile überwiegen nicht die von gesellschaftlicher Akzeptanz. Es ist daher nicht notwendig, einzelne Landkreise, aufgrund von hoher Wirtschaftlichkeit, überproportional zu erträglichen Belastungen zu bebauen.
- In einem Windausbauzenario mit einer gleichen Belastung aller Landkreise entsteht in den Landkreisen Mecklenburg-Vorpommerns ein erheblicher Leistungszubau. Allerdings erfordert das Ziel einer nahezu vollständigen erneuerbaren Stromversorgung in keinem Bundesland Flächenanteile zum Ausbau der Windenergie von mehr als zwei Prozent der Landesfläche.
- Der Ausbau der Windenergie zur vollständigen erneuerbaren Stromversorgung erfordert in keinem Landkreis die Bebauung von Naturparks oder Waldflächen.
- Trotz des Ansatzes der gleichen Belastung ist es fraglich, ob in einigen Landkreisen die entsprechende Leistung installiert werden kann. Es ist demzufolge denkbar, trotz des enormen technischen Potentials, dass die erforderliche Zielgröße für eine vollständig erneuerbare Stromversorgung in Deutschland, aufgrund von gesellschaftlicher Akzeptanz, nicht erreicht werden kann.

9.2 Netzausbau

- Unabhängig vom erwarteten Widerstand verringert starkes Engagement in den Landkreisen die Verzögerungsrisiken beim Netzausbau.
- Aktuell liegt in der Mehrheit aller deutschen Landkreise mittleres Engagement für den Netzausbau vor. Demzufolge ist die Höhe der Verzögerungszeiten auch davon abhängig, wie sich das Engagement zukünftig entwickeln wird.
- Verschlechtert sich das heute mittlere Engagement in den Landkreisen, können leicht Verzögerungen von mehr als fünf Jahren auftreten.
- In die Analysen flossen mehrheitlich Informationen aus den EnLAG-Vorhaben ein. Bei den BBPIG-Vorhaben bestehen vor allem aufgrund ihrer Ausmaße erhebliche Verzögerungsrisiken, die hier noch nicht in die Analysen integriert sind.
- Die Ergebnisse der Simulationsrechnungen zeigen, dass mit steigenden Verzögerungszeiten vor allem die Stromtransitmengen und die Abschaltung von erneuerbaren Energien zunehmen.
- Die Ergebnisse der Simulationsrechnungen zeigen bei steigenden Verzögerungszeiten einen verstärkten Einsatz fossiler Kraftwerke, was zu steigenden CO₂-Emissionen führt.

10 Veröffentlichungen im Rahmen des Projekts

- Degel, Melanie; Christ, Marion; Becker, Liv; Grünert, Judith; Wingenbach, Clemens (2016): Sozial-ökologische und technisch-ökonomische Modellierung von Entwicklungspfaden der Energiewende, Projektabschlussbericht, Institut für Zukunftsstudien und Technologiebewertung, Europa Universität Flensburg, Deutsche Umwelthilfe, Oktober 2016, Berlin.
- Christ, Marion ; Soethe, Martin ; Degel, Melanie (2016): Windausbauszenarien unter Berücksichtigung gesellschaftlicher und ökologischer Rahmenbedingungen für die Simulation des deutschen Energiesystems bis 2050. In: Tagungsband: EnInnov2016. 14. Symposium Energieinnovation. Energie für unser Europa (2016), Nr. 110-111. http://www.tugraz.at/fileadmin/user_upload/Events/Eninnov2016/files/lf/Session_B2/LF_Christ_WIND.pdf
- Christ, Marion ; Soethe, Martin ; Degel, Melanie ; Wingenbach, Clemens (2016): Wind energy scenarios for the simulation of the German power system until 2050: The effect of social and ecological factors. In: Wohlgemuth, Volker (Hrsg.) ; Fuchs-Kittowski, Frank (Hrsg.) ; Wittmann, Jochen (Hrsg.): Advances and New Trends in Environmental Informatics. Stability, Continuity, Innovation. Springer, 2016, Kapitel IV, S. 167–180
- Mester, Karoline A. ; Christ, Marion ; Degel, Melanie ; Bunke, Wolf-Dieter: Integrating social acceptance of electricity grid expansion into energy system modeling: A methodological approach for Germany. In: Wohlgemuth, Volker (Hrsg.) ; Fuchs-Kittowski, Frank (Hrsg.) ; Wittmann, Jochen (Hrsg.): Advances and New Trends in Environmental Informatics. Stability, Continuity, Innovation. Springer, 2016, Kapitel III, S. 115–129
- Degel, Melanie (2017): Transdisziplinäre Forschung zur Entwicklung von Windausbauszenarien, Artikel in der Zeitschrift Ökologisches Wirtschaften, Jg. 32, Nr.2 (2017).

Veröffentlichungen im Rahmen des Projekts

Impressum

IZT - Institut für Zukunftsstudien
und Technologiebewertung gemeinnützige GmbH

Tel.: +49 (0) 30 803088-0

Fax: +49 (0) 30 803088-88

Schopenhauerstr. 26

14129 Berlin

Berlin, AG Charlottenburg, HRB 18 636

Geschäftsführer

Dr. Roland Nolte

Aufsichtsratsvorsitzende

Doris Sibum

ISBN 978-3-941374-19-5

www.izt.de
