Europa-Universität Flensburg

Dissertation

Integration sozial-ökologischer Faktoren in die Energiesystemmodellierung

am Beispiel von Entwicklungspfaden für den Windenergieausbau in Deutschland

---

Autorin:
Marion Wingenbach,
geb. Christ

Gutachter:
Prof. Dr. Olav Hohmeyer
Prof. Dr. Bernd Möller

Dissertation
zur Erlangung des Grades Dr. rer. pol

am

Interdisziplinären Institut für Umwelt-, Sozial- und Humanwissenschaften
Energie- und Umweltmanagement

Februar 2018

Versicherung nach § 13 (5) der Promotionsordnung der Europa-Universität Flensburg

Ich erkläre hiermit an Eides Statt, dass ich die vorliegende Arbeit selbstständig verfasst und andere als in der Dissertation angegebene Hilfsmittel nicht benutzt habe; die aus fremden Quellen (einschließlich elektronischer Quellen, dem Internet und mündlicher Kommunikation) direkt oder indirekt übernommenen Gedanken sind ausnahmslos unter genauer Quellenangabe als solche kenntlich gemacht. Zentrale Inhalte der Dissertation sind nicht schon zuvor für eine andere Qualifikationsarbeit verwendet worden. Insbesondere habe ich nicht die Hilfe sogenannter Promotionsberaterinnen bzw. Promotionsberater in Anspruch genommen. Dritte haben von mir weder unmittelbar noch mittelbar Geld oder geldwerte Leistungen für Arbeiten erhalten, die im Zusammenhang mit dem Inhalt der vorgelegten Dissertation stehen. Die Arbeit wurde bisher weder im Inland noch im Ausland in gleicher oder ähnlicher Form einer anderen Prüfungsbehörde vorgelegt. Auf die Bedeutung einer eidesstattlichen Versicherung und die strafrechtlichen Folgen einer, auch fahrlässigen, falschen oder unvollständigen eidesstattlichen Versicherung und die Bestimmungen der §§ 156, 161 StGB bin ich hingewiesen worden.

Flensburg, 26. Februar 2018

Marion Wingenbach

Danksagung

An dieser Stelle möchte ich mich bei all denjenigen bedanken, die mich während der Anfertigung dieser Promotionsschrift unterstützt und begleitet haben.

Mein besonderer Dank gilt Olav Hohmeyer für die intensive Betreuung dieser Arbeit, für die konstante Unterstützung in diesem neuen interdisziplinären Forschungsfeld und für die wertvollen und konstruktiven Anmerkungen. Ich danke ebenfalls meinem Zweitgutachter Bernd Möller für die hilfreiche Diskussion und kritische Auseinandersetzung mit der Methodik dieser Arbeit.

Besonders danken möchte ich Melanie Degel für die bestmögliche Zusammenarbeit, die man sich wünschen kann. Ohne die vielen inspirierenden Gespräche, aufbauenden Worte und motivierenden Ideen wären viele Barrieren unüberwindbar geblieben.

Mein außerordentlicher Dank gilt Clemens Wingenbach für die unabdingbaren Impulse, für die qualifizierten Einschätzungen und die fundierte Unterstützung bei methodischen und fachlichen Schwierigkeiten. Aufgrund der persönlichen Unterstützung mit kontinuierlicher liebevoller Geduld, regelmäßigen aufbauenden Anregungen und beständigem Rückhalt gebührt ihm hier mein voller und besonders herauszustellender Dank.

Ich danke dem „VerNetzen“-Projektteam für das gemeinsame Beschreiten von neuen Wegen. Insbesondere möchte ich mich dabei bei Martin Söthe und Wolf-Dieter Bunke für die vielen entwickelten Ideen und Lösungen und für die großartige Zusammenarbeit und Arbeitsatmosphäre bedanken. Weiterhin bedanke ich mich bei Cord Kaldemeyer, Simon Hilpert und dem gesamten Entwickler-Team von oemof und renpassG!S für die Realisierung und die konstante Weiterentwicklung des Modellierungs Frameworks.

Ich bedanke mich bei meinen EUM-KollegInnen für den außergewöhnlichen Teamgeist und Zusammenhalt, bei meinen MitbewohnerInnen für die Geduld und das Verständnis in schwierigen Situationen und bei meiner Familie für die bedenkenlose Unterstützung. Mein Dank gilt allen KorrekturleserInnen, die sich die Zeit genommen haben, diese Arbeit sprachlich und inhaltlich zu verfeinern. Und ich danke Ulf Müller für die passenden Worte in den richtigen Momenten.

Kurzfassung

Die gesellschaftliche Akzeptanz wird immer mehr zu einem begrenzenden Faktor bei der Umsetzung der Energiewende. Der Ausbau der Windenergie ist aus heutiger Sicht nur noch bedingt eine technische oder ökonomische Herausforderung als vielmehr eine gesellschaftliche. Da die heutigen politischen Rahmenbedingungen der Energiewende häufig aus den Erkenntnissen der Energiesystemmodellierung abgeleitet werden erscheint es notwendig, verstärkt sozial-ökologische Erkenntnisse zu integrieren. Ziel der vorliegenden Arbeit ist die Entwicklung einer Methodik, mit der neben den technischen und ökonomischen zusätzlich auch die sozial-ökologischen Kriterien des Windenergieausbaus in die Energiesystemmodellierung integriert werden können. Das Vorgehen ist dabei wie folgt: Auf Grundlage einer Vielzahl von untersuchten Einflussfaktoren auf die Akzeptanz von Windenergie wird ein Belastungsgrad definiert, wodurch der sozial-ökologische Effekt von Windenergie auf Landkreisebene abgebildet werden kann. Auf Basis des ermittelten Ausbaupotenzials von Onshore Windenergie in Deutschland werden ein ökonomisches und insgesamt vier sozial-ökologische Ausbauszenarien entwickelt, um die Menge und vor allem die Standorte zukünftiger Windleistungen zu optimieren. Die Modellierung eines vollständig erneuerbaren deutschen Stromsystems im Jahr 2050 erfolgt mit dem Open Source Strommarktmodell renpassG!S. Im Vergleich zu einem ökonomisch gesteuerten Ausbau, zeigen die Simulationsergebnisse der sozial-ökologischen Szenarien eine gleichmäßigere Verteilung zukünftiger Windenergieanlagen. Die Ergebnisse zeigen auf, dass ein sozial-ökologischer Windenergieausbau zu geringfügig höheren Kosten für das Energiesystem führt. Ein alleinig ökonomischer Ausbau erscheint anlässlich wahrscheinlich abnehmender Akzeptanz von Windenergie nur bedingt umsetzbar. Demnach stellt die Beachtung sozial-ökologischer Faktoren beim Windenergieausbau gegebenenfalls trotz höherer Kosten die günstigste Möglichkeit dar, um eine Umsetzung der Energiewende grundsätzlich realisieren zu können.

Abstract

Public acceptance is one major limiting factor for the implementation of the German energy transition. From today's perspective the expansion of onshore wind energy is not only a techno-economic challenge, but also a social one. Energy system models and energy scenario development, which are used to set the political framework for the energy transition, lack the consideration of local ecological and societal concerns. Aim of this thesis is to develop a methodology to integrate socio-ecological aspects concerning wind energy expansion into energy system modelling. The approach is as follows: Based on various factors influencing the local public acceptance of onshore wind energy, a burden level is defined to demonstrate the socio-ecological effect of wind energy in German districts. Dependent on the calculated technical potential for wind energy, one economic and four socio-ecological wind expansion scenarios are developed to optimise the number and especially the location of future wind energy plants in 2050. Using the open source energy system model renpassG!S a completely renewable electricity system in 2050 is simulated for Germany. In comparison with an economic driven distribution, the simulation results of the socio-ecological scenarios show a more evenly distribution of future wind energy plants. The results show that a socio-ecological distribution of onshore wind energy leads to minor additional costs for the energy system. Due to the likely declining public acceptance of wind energy, a solely economic based distribution seems hardly feasible. Therefore, the consideration of socio-ecological factors represents, despite higher costs, the favourable solution to ensure the realisation of the energy transition at all.

Zusammenfassung

Problemstellung und Forschungsfragen

Bestehende Ziele, die Emissionen im Energiesektor zu reduzieren und den Anteil erneuerbarer Energien zu erhöhen, um dem Klimawandel entgegenzuwirken, veranschaulichen, dass internationale Transformationen von Energiesystemen notwendig, international bekannt, wissenschaftlich bestätigt und politisch angestrebt werden. Die technische und ökonomische Machbarkeit einer vollständigen Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Deutschland wurde in jüngster Vergangenheit von zahlreichen Institutionen erforscht und bestätigt. Es stellt sich nicht mehr die Frage, ob ein 100 % erneuerbares Energiesystem möglich ist, sondern auf welche Art und Weise es umgesetzt wird. Die Windenergie stellt als vergleichsweise kostengünstige erneuerbare Erzeugungstechnologie mit hohem Ausbaupotenzial eine wichtige Säule der Energiewende in Deutschland dar. Aufgrund des Flächenbedarfs und der Sichtbarkeit von Windenenergieanlagen ist vor allem die Verteilung zukünftiger Anlagen besonders relevant.

Trotz der beschlossenen politischen Ziele und der hohen Zustimmung zum Ausbau erneuerbarer Energien kann festgestellt werden, dass die gesellschaftliche Akzeptanz immer mehr zu einem begrenzenden Faktor bei der Umsetzung der Energiewende wird. Der Ausbau der Windenergie ist heute weniger eine technische und ökonomische Herausforderung als vielmehr eine gesellschaftliche. Aus diesem Grund erscheint es sinnvoll, neben den technischen und ökonomischen Kriterien vor allem auch gesellschaftliche und ökologische Bedingungen in zukünftige Ausbauplanungen zu integrieren. Vor dem Hintergrund, dass in die Rahmensetzung der Energiepolitik häufig Erkenntnisse der Energiesystemmodellierungen einfließen erscheint es angebracht, Energiemodelle um sozial-ökologische Aspekte zu erweitern. Es existieren bereits erste Ansätze, die ökologische und teilweise auch gesellschaftliche Aspekte in Modelle einbinden, allerdings mangelt es noch immer bei der Abbildung der lokalen Dimension. Für eine gesellschaftlich akzeptierte Umsetzung der geplanten Energiewende ist es aus einer Gesamtperspektive interessant, welche Effekte lokale Akzeptanzprobleme beim Ausbau der Windenergie auf das Energiesystem der Zukunft haben können.

Auf Grundlage der erläuterten Problemstellung und der daraus abgeleiteten Fragestellungen werden, basierend auf dem Stand der Forschung, folgende Hypothesen aufgestellt:

- Es ist möglich, sozial-ökologische Kriterien in die Energiesystemmodellierung zu integrieren und plausible Entwicklungspfade aufzuzeigen.
- Die Einbindung sozial-ökologischer Kriterien in die Energiesystemmodellierung führt zu einer Umverteilung zukünftiger Onshore Windenergieanlagen und zeigt die Wirkung sozial-ökologischer Potenzialgrenzen für den Windenergieausbau in Deutschland auf.
- Eine Reduktion des Ausbaupotenzials von Onshore Windenergie aufgrund sozial-ökologischer Kriterien führt in einem vollständig erneuerbaren Stromversorgungsszenario zu höheren Kosten der Stromerzeugung in Deutschland.

Potenzialanalyse für Onshore Windenergie in Deutschland

Die Grundlage zur Entwicklung von sozial-ökologischen Ausbauszenarien bildet die Ermittlung des Onshore Windenergiepotenzials. Unter Anwendung der aufgebauten georeferenzierten Datenbank wurde zunächst das technisch-ökonomische und anschließend das sozial-ökologische Ausbaupotenzial für Windenergie berechnet. Der definierte Belastungsgrad, als Kriterium lokaler Belastung durch Windenergieanlagen, stellt dabei eines der methodischen Kernelemente bei der Abbildung sozial-ökologischer Kriterien dar.

Aufbauend auf der errechneten Potenzialfläche wurden mittels eines Ausbaualgorithmus zukünftige Windenergieanlagen auf der verfügbaren Fläche verteilt und ein gesamtdeutsches technisch-ökonomisches Leistungspotenzial in Höhe von 618 GW ermittelt. Das sozial-ökologische Potenzial, das das technisch-ökonomische Potenzial auf Basis von lokalen ökologischen und gesellschaftlichen Kriterien verringert, wurde definiert als die Spanne zwischen der heutigen und der maximalen Belastung durch Windenergie. Zur Ermittlung dieser wurde ein Belastungsgrad definiert, der den sozial-ökologischen Effekt von Windenergie auf Landkreisebene abbildet. Grundlegend hierfür ist die Analyse von Einflussfaktoren auf die gesellschaftliche Akzeptanz von Windenergie. Aus einer Vielzahl von Faktoren wurden das Flächenverhältnis (Nutzfläche Windenergie zur Gesamtkreisfläche) und die Bevölkerungsdichte pro Landkreis als zwei Schlüsselfaktoren abgeleitet. Zur Berechnung des Belastungsgrades wird das Flächenverhältnis mit der Bevölkerungsdichte pro Kreis multipliziert.

Abbildung 0.1 zeigt die aktuellen und die maximalen Belastungsgrade aller deutschen Landkreise (ohne die Städte) anhand der Höhe des Verhältnisses von genutzter Weißfläche zur Gesamtfläche und der Bevölkerungsdichte. Jede Isolinie ist eine Linie mit identischen Belastungsgraden. Die Ist-Belastung wurde auf der Datengrundlage von 2014 ermittelt. Bei der maximalen Belastung wird in allen Landkreisen eine Nutzung der gesamten Weißfläche für die Installation von Windenergieanlagen vorausgesetzt. Die Isolinien verdeutlichen, dass hohe Belastungsgrade vor allem in den Landkreisen mit hohen Bevölkerungsdichten oder einem hohen Verhältnis von bebauter Fläche Windenergie zur gesamten Kreisfläche erreicht werden.

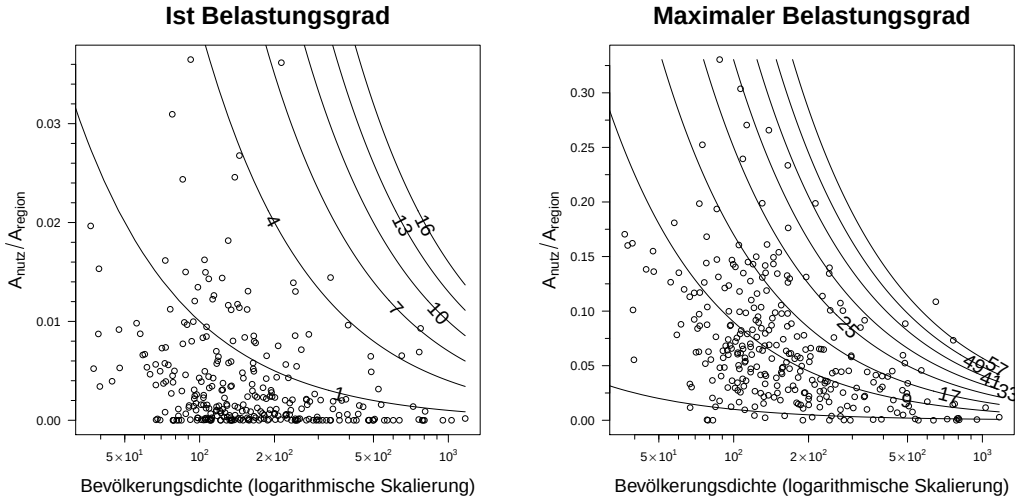


Abbildung 0.1: Ist Belastungsgrad (2014) und maximaler Belastungsgrad. Die Bevölkerungsdichte ist logarithmisch skaliert. Die Maximalwerte der y-Achsen entsprechen jeweils den maximalen Anteilen an Nutzflächen für Windenergie.

Im Jahr 2014 wird der höchste Belastungsgrad in Höhe von 7,7 Einw./km^2 im Landkreis Alzey-Worms berechnet. Es folgen die Städteregion Aachen (7,2 Einw./km^2), Rhein-Kreis Neuss (5,27 Einw./km^2), Landkreis Mainz-Bingen (4,85 Einw./km^2), Rhein-Erft-Kreis (4,25 Einw./km^2) und Landkreis Aurich (3,87 Einw./km^2). Insgesamt liegen 75 % aller Landkreise im Jahr 2014 zwischen Belastungsgraden von 0,02 und 0,66. Der Median beträgt 0,23 Einw./km^2. Der Median der deutschlandweiten Belastung erhöht sich bei einer Nutzung der gesamten Weißfläche auf 7,7 Einw./km^2. Bei der Berechnung der maximalen Belastungsgrade haben 75 % aller Landkreise Werte zwischen 4,39 und 13,12 Einw./km^2. Im Rhein-Erft-Kreis wird der höchste maximale Belastungsgrad von 70,55 Einwohner/km^2 erreicht. Dies ist ein stadtnaher Landkreis mit einer hohen Bevölkerungsdichte und einem geringen Flächenpotenzial. Im Landkreis Alzey-Worms, mit dem höchsten Ist-Belastungsgrad im Jahr 2014, beträgt der maximale Belastungsgrad bei voller Ausnutzung der Weißfläche das sechsfache mit insgesamt 42,35 Einw./km^2.

Die Analyse heutiger Belastungsgrade in einzelnen Landkreisen zeigte auf, dass es aufgrund steigender Belastungen zunehmend problematisch werden kann, den Ausbau von Windenergie aus sozial-ökologischer Perspektive umzusetzen. Heutige Proteste gegen Windenergie treten nicht nur in Landkreisen mit hohen Ist-Belastungsgraden, sondern auch in Regionen mit vergleichsweise geringen bisherigen Belastungen auf. Die ermittelte maximale Belastung erscheint auf dieser Grundlage voraussichtlich nicht realisierbar. Die Spanne zwischen den heutigen Ist- und den maximalen Belastungsgraden bildet die Grundlage zur Erstellung von sozial-ökologischen Windausbauszenarien. Der definierte Belastungsgrad wird dabei herangezogen um festzulegen, welche Grenzen das sozial-ökologische Potenzial haben könnte. Dabei ist der Belastungsgrad nicht mit der gesellschaftlichen Akzeptanz gleichzusetzen, sondern als eine Dimension von sozial-ökologischen Belastungen der Windenergie zu interpretieren.

Szenarienentwicklung für den Onshore Windenergieausbau

Zur Simulation des deutschen Stromsystems im Jahr 2050 wurden fünf verschiedene Windausbauszenarien mit unterschiedlichen Verteilungen der Zielkapazität auf alle deutschen Landkreise bestimmt. In Tabelle 0.1 sind die fünf Szenarien mit ihren installierten Leistungen an On- und Offshore Windenergie und die sozial-ökologischen Belastungsgrenzen dargestellt.

Tabelle 0.1: Installierte Leistung und erzeugte Jahresstrommenge von Wind On- und Offshore und Belastungsgrade der 100 % EE Szenarien

Szenarien	**Wind Onshore**		**Wind Offshore**		**Belastungsgrad**
	GW	TWh	GW	TWh	$Einw./km^2$
Basis	98,33	206,47	27,20	107,36	-
Best-case	98,33	190,21	27,20	107,36	1,3
Best-case plus	98,33	192,06	27,20	107,36	1,2
Trend-case	76,71	146,59	42,26	166,81	1,0
Worst-case	54,14	103,27	53,15	210,57	0,7

Wird die Verteilung von Windenergieanlagen innerhalb Deutschlands ökonomisch durchgeführt (Basisszenario), ist die Wirtschaftlichkeit der verschiedenen Standorte das alleinige Ausbaukriterium im Rahmen der verfügbaren Weißfläche. In dieser Arbeit erfolgt die Verteilung der für Deutschland festgelegten Gesamtleistung an Onshore Windenergie mithilfe eines Ausbaualgorithmus. Die zukünftige Windenergieleistung wird nach dem Verhältnis der durchschnittlichen Volllaststunden eines

Kreises zu den durchschnittlichen Volllaststunden aller Kreise verteilt. Somit bekommen Landkreise mit höheren durchschnittlichen Volllaststunden entsprechend höhere Zubauanteile. In jedem Landkreis kann gebaut werden bis die technische Potenzialgrenze erreicht ist und keine Weißfläche mehr zur Verfügung steht. Der Belastungsgrad wird bei dieser Vorgehensweise nicht berücksichtigt. Mit dem ökonomischen Ausbaualgorithmus wird, ausgehend von der bereits installierten Leistung, nur die Differenz zur Zielmenge verteilt. Als Zielgröße wurde auf Grundlage des E-Highway Szenarios „100 % RES electricity“ der ENTSO-E eine innerhalb Deutschlands zu verteilende Onshore Gesamtleistung in Höhe von 98 GW definiert. Dies entspricht in dem in dieser Arbeit bestimmten 100 % erneuerbaren Stromerzeugungsszenario 38 % der im Jahr 2050 verfügbaren Erzeugungsleistung.

Für die sozial-ökologische Verteilung zukünftiger Windkapazitäten wurde ein Ausbaualgorithmus entwickelt, der eine definierte Windleistung anhand eines gleichverteilten Belastungsgrades auf die Landkreise Deutschlands aufteilt. Die Ermittlung des in allen Kreisen einheitlichen Belastungsgrads b_{bal} ist in Gleichung 0.4 dargestellt. Grundlage hierfür ist die Ermittlung des derzeitigen (Gleichung 0.2) und des maximalen Belastungsgrades (Gleichung 0.3) unter Berücksichtigung der für den Ausbau notwendigen Fläche (Gleichung 0.1). Verglichen mit dem ökonomischen Ausbaualgorithmus ist bei einer sozial-ökologischen Umsetzung der Belastungsgrad das entscheidende Verteilungskriterium der Anlagen. Mit dem berechneten identischen Belastungsgrad b_{bal} wird das ermittelte technisch-ökonomische Ausbaupotenzial eingeschränkt. Demzufolge muss in allen Landkreisen ein Belastungsgrad in gleicher Höhe vorliegen. In Landkreisen mit geringem Ausbaupotenzial wird der Ausbau anhand des maximalen Belastungsgrads begrenzt (Gleichung 0.5), sodass der ermittelte b_{bal} die maximale Belastung nicht übersteigt. Bei der Berücksichtigung bereits installierter Windleistungen wird in Landkreisen, deren heutige Belastung den ermittelten Belastungsgrad b_{bal} übersteigt, durch Gleichung 0.6 der derzeitige Wert beibehalten. Ein Kapazitätsabbau erfolgt nicht.

$$A_{nutz,i} = P_i \cdot a_i, \ \forall \ i \in R \tag{0.1}$$

$$b_{ist,i} = \frac{A_{nutz,i}}{A_{region,i}} \cdot bd_i, \ \forall \ i \in R \tag{0.2}$$

$$b_{max,i} = \frac{A_{max,i}}{A_{region,i}} \cdot bd_i, \ \forall \ i \in R \tag{0.3}$$

$$b_i = b_{bal} = \frac{\sum\limits_{i \in R_{bal}} P_{bal,i}}{\sum\limits_{i \in R_{bal}} \frac{A_{region,i}}{a_i \cdot bd_i}} \tag{0.4}$$

$$b_i = b_{max,i},\ \forall\ i \in \{R \mid b_{bal} > b_{max,i}\} \tag{0.5}$$

$$b_i = b_{ist,i},\ \forall\ i \in \{R \mid b_{bal} < b_{ist,i}\} \tag{0.6}$$

mit:

A_{nutz}	km^2	Genutzte Weißfläche
P	MW	Installierte Windleistung, z.B Ist, Max oder Szenario
a	km^2/MW	Spezifisch genutzte Fläche pro Windkapazität
R	-	Menge der Regionen
b	$Einw./km^2$	Belastungsgrad
A_{region}	km^2	Landkreisfläche
bd	$Einw./km^2$	Bevölkerungsdichte
A_{max}	km^2	Gesamte Weißfläche
b_{bal}	$Einw./km^2$	Gleichverteilter Belastungsgrad
P_{bal}	MW	Nach gleicher Belastung installierte Windleistung
R_{bal}	-	Menge der Regionen mit gleichverteiltem Belastungsgrad

In den beiden Szenarien „Best-case“ und „Best-case plus“ wurde die vorgegebene Zielkapazität von ebenfalls 98 GW anhand einer gleichverteilten Belastung in allen deutschen Landkreisen ausgebaut. Ohne Berücksichtigung der bereits heute installierten Onshore Windenergieleistung („Best-case“) führt dieser Ausbau zu einem gleichverteilten Belastungsgrad von 1,3 Einw./km^2 in allen deutschen Landkreisen. Werden die heute bereits installierten Windleistungen berücksichtigt („Best-case plus“), führt dies zu einem geringfügig niedrigeren gleichverteilten Belastungsgrad in Höhe von 1,2 Einw./km^2.

Weiterhin wurden zwei Ausbauszenarien mit festgelegten Belastungsgrenzen entwickelt. Die Grenzen wurden auf Grundlage heutiger Belastungen und anhand von qualitativen Erzählsträngen in Bezug auf zukünftiges Engagements zur Beteiligung der lokalen Bevölkerung erarbeitet. Die zuvor vorgestellte Gleichung 0.4 wurde so umgeformt, dass nicht die Windkapazität, sondern der Belastungsgrad als Zielwert

für 2050 vorgegeben werden kann. Mithilfe der umgeformten Gleichung lässt sich berechnen, wie viel Windkapazität P_{bal} ausgebaut werden kann, sodass in keinem Landkreis ein vorgegebener Belastungsgrad überschritten wird. Im „Trend-case“ Szenario wurde eine Belastungsgrenze von 1,0 Einw./km^2 und im „Worst-case“ Szenario eine Grenze von 0,7 Einw./km^2 festgelegt. Daraus ergeben sich sozial-ökologische Ausbaupotenziale für Onshore Windenergie in Deutschland von 77 GW und 54 GW.

Insgesamt konnte durch den Vergleich der Windausbauszenarien gezeigt werden, dass ein rein ökonomischer Ausbau zu höheren sozial-ökologischen Belastungen in einzelnen Landkreisen führt. Im Gegensatz dazu führt ein Ausbau mit gleichen Belastungsgraden zu weniger starken Unterschieden von Windenergieleistungen und den damit verbundenen genutzten Flächenanteilen. Mit dem „Trend-case“ und dem „Worst-case“ Szenario wird allerdings ebenfalls abgebildet, dass auch vergleichsweise geringe Belastungen durch Windenergie aus lokalen und gesellschaftlichen Gründen zukünftig nicht einfach umzusetzen sind. Kann zum Beispiel der gleichmäßig verteilte Belastungsgrad bei einer festgelegten Zielkapazität in einzelnen Regionen aufgrund fehlender gesellschaftlicher Akzeptanz nicht erreicht werden, so müssten diese Differenzen durch eine höhere Belastung anderer Regionen ausgeglichen werden, um die definierte Zielkapazität erreichen zu können. Anhand des Belastungsgrads, als Dimension des sozial-ökologischen Effekts von Windenergie, konnte aufgezeigt werden, welche Landkreise bereits heute vergleichsweise hohe Beiträge zum gesamtdeutschen Ausbau der Windenergie leisten.

In Abbildung 0.2 ist zur Veranschaulichung die installierte Windleistung pro Landkreisfläche im ökonomischen (Basisszenario) und im „Worst-case“ Szenario mit einer Belastungsgrenze von 0,7 Einw./km^2 dargestellt.

Simulation eines 100 % erneuerbaren Stromsystems in Deutschland in 2050

Zur Analyse der Auswirkungen sozial-ökologischer Windausbauszenarien, im Vergleich zu einem ökonomischen Ausbau, wurde ein 100 % erneuerbares Stromsystem für Deutschland und die elektrischen Nachbarn für das Zieljahr 2050 modelliert. Hierbei wurde allein der Stromsektor, unabhängig vom Wärme- und Transportbereich, betrachtet. Für die Simulation wurde das an der Europa-Universität Flensburg entwickelte Open Source Stromsystemmodell renpassG!S in Verbindung mit dem Open Energy Modelling Framework (oemof) genutzt.

Die Eingangsdaten in Form von installierten Erzeugungstechnologien, Speichern und Netzkapazitäten für die 100 % EE Szenarien basieren maßgeblich auf den Szenario-

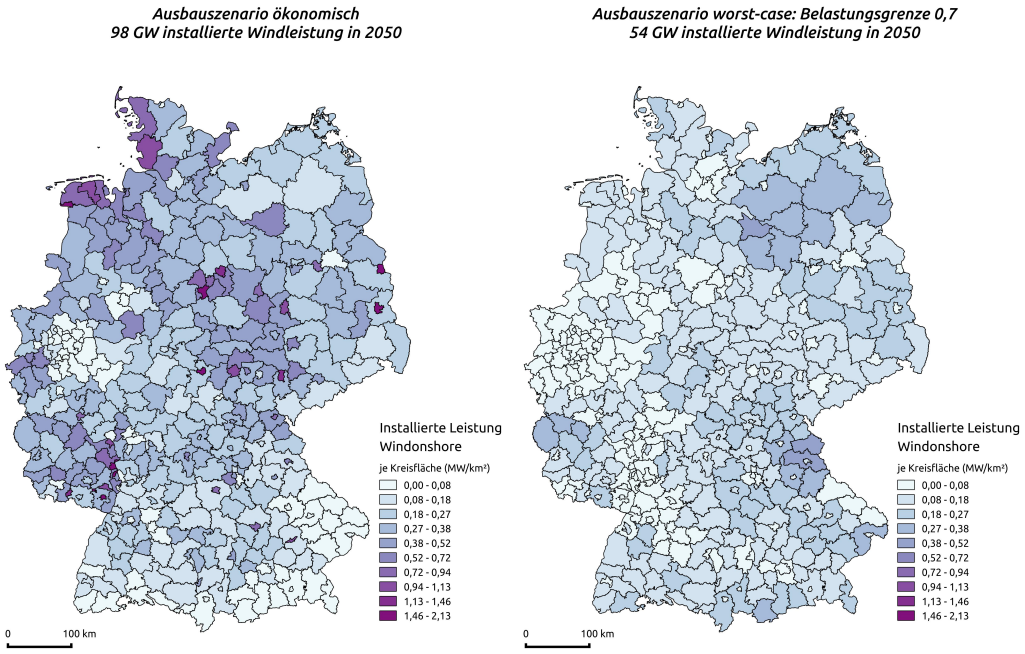


Abbildung 0.2: Installierte Windleistung pro Landkreisfläche in MW/km^2: Ausbauszenario ökonomisch und „Worst-case“ in 2050

annahmen des E-Highway Szenarios „100 % RES electricity“ der ENTSO-E. Im Basisszenario wurde die Gesamtleistung von 98 GW an Onshore Windleistung in Deutschland anhand der ökonomischen Verteilung ausgebaut. Für die vier sozial-ökologischen 100 % EE Szenarien wurde das Basisszenario nur in Bezug auf die installierte Leistung und die Verteilung von Windenergieanlagen verändert. In den beiden Szenarien „Trend-case“ und „Worst-case“ wurde die geringere Onshore Windleistung anhand der im Basisszenario erzeugten Jahresstrommenge durch Offshore Kapazitäten ersetzt (vgl. Tabelle 0.1).

Da in den Szenarien sozial-ökologische Aspekte allein für die Windenergieerzeugung enthalten sind und alle weiteren Technologien nur technisch-ökonomisch betrachtet werden, wird lediglich ein geringer Einfluss der sozial-ökologischen Szenarien auf das deutsche Stromsystem in 2050 in den Simulationsergebnissen ersichtlich. Der maßgebliche Unterschied zeigt sich in der Einspeisung der Windenergie. In den sozial-ökologischen Szenarien nimmt die Stromerzeugung aus Wind Onshore ab. Ein nach Belastungen gleichverteilter Ausbau der selben installierten Windleistung (Szenario „Best-case“) führt im Vergleich zu einem ökonomischen Ausbau (Basisszenario) zu einer Reduktion der Jahresstromerzeugung von Onshore Windenergie von 207 TWh auf 190 TWh um knapp 8 %. Dies lässt sich auf den Ausbau in Regionen mit vergleichsweise geringeren Windgeschwindigkeiten zurückführen. Durch

die Möglichkeit des Imports von Strom aus den Nachbarländern (50 TWh im Basisszenario und 65 TWh im „Best-case“ Szenario) sowie des Ausbaus von Offshore Windenergieleistung (im „Trend-case“ und im „Worst-case“ Szenario), kann trotz eines sozial-ökologischen Ausbaus von Onshore Windenergieanlagen der Stromverbrauch im Jahr 2050 zu jeder Stunde gedeckt werden. Zur Beantwortung der Frage, inwieweit durch eine nicht ökonomisch optimale Standortnutzung und eine Begrenzung des Ausbaupotenzials von Wind Onshore gegebenenfalls zusätzliche Kosten für das Stromsystem entstehen, wurden die Stromgestehungskosten für Deutschland für alle Simulationsrechnungen ermittelt und gegenüber gestellt.

Bei einer ökonomischen Verteilung zukünftiger Onshore Windenergieleistung innerhalb von Deutschland liegen nach den Simulationsergebnissen des Basisszenarios die Stromgestehungskosten von Wind Onshore im Jahr 2050, bei einem Abschreibungszins zwischen 1 % und 10 %, zwischen 3,39 ct/kWh und 7,31 ct/kWh. Aufgrund der Annahme, dass auch im Jahr 2050 die Investitionskosten von Wind Offshore Anlagen über den Kosten für Onshore Windanlagen liegen, befinden sich die ermittelten Stromgestehungskosten für Wind Offshore in 2050 zwischen 4,37 ct/kWh und 9,33 ct/kWh. Die ermittelten Stromgestehungskosten des gesamten Kraftwerksparks liegen im Basisszenario zwischen 5,39 ct/kWh und 10,78 ct/kWh im Jahr 2050. Abbildung 0.3 zeigt die Stromgestehungskosten unter der Sensitivität des kalkulatorischen Zinssatzes für alle simulierten Szenarien auf.

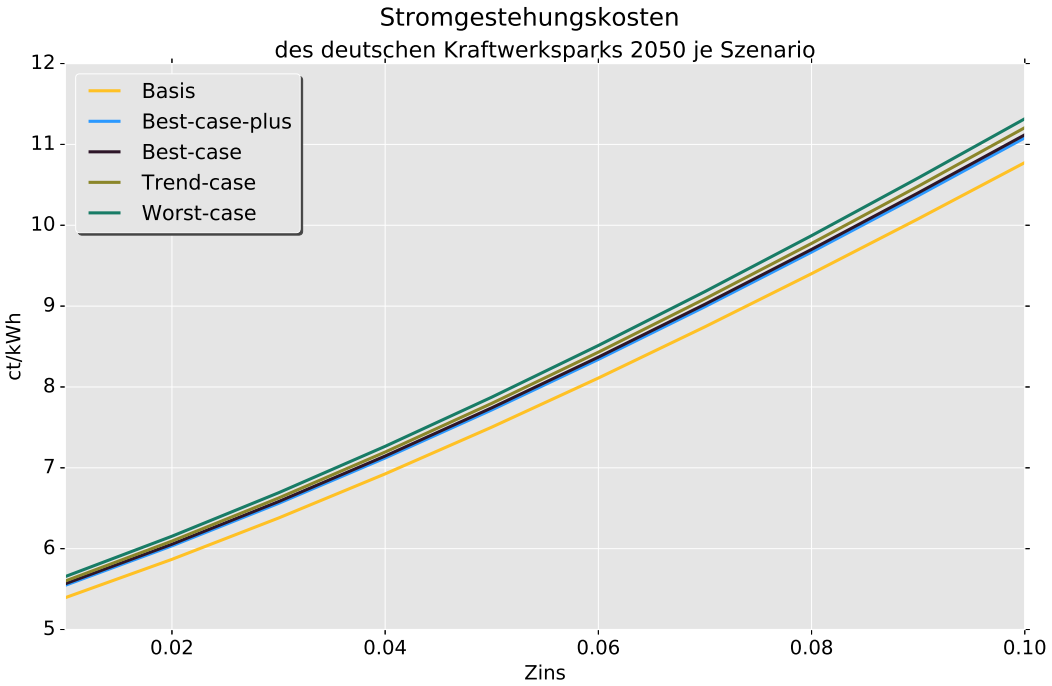


Abbildung 0.3: Stromgestehungskosten des Kraftwerksparks aller Szenarien in 2050. Variation des kalkulatorischen Zinssatzes von 1 % bis 10 %.

Die Gegenüberstellung der Stromgestehungskosten des gesamten Kraftwerksparks des Basisszenarios mit den entwickelten sozial-ökologischen Ausbauszenarien in 2050 zeigt geringfügig höhere Kosten durch einen nicht ökonomischen, sondern sozial-ökologischen Ausbau von Windenergie. Ein vergleichsweise großer Unterschied zwischen den betrachteten Szenarien liegt zwischen den Stromgestehungskosten des Basisszenarios und des „Best-case“ Szenarios, wobei durch die Annahme eines höheren Zinssatzes der Unterschied zunimmt. Bei einem Zins von beispielsweise 6 % erhöhen sich die Stromgestehungskosten von 8,11 ct/kWh bei einem ökonomischen Ausbau im Basisszenario durch die Verteilung von Windenergieanlagen auf Basis einer gleichverteilten Belastung im „Best-case“ Szenario auf 8,37 ct/kWh. Im „Trend-case“ Szenario liegen die Kosten bei einer Belastungsgrenze von 1,0 Einw./km^2 um 4 % und im „Worst-case“ Szenario bei einer Belastungsgrenze von 0,7 Einw./km^2 um 5 % über den Stromgestehungskosten im Basisszenario. Die im Vergleich zum „Best-case“ und „Best-case plus“ Szenario höheren Stromgestehungskosten lassen sich auf den höheren Anteil an installierten Offshore Windenergieanlagen zurückführen.

Ergebnisse und Schlussfolgerung

Am Beispiel des Ausbaus von Onshore Windenergie in Deutschland wurde gezeigt, dass durch die Berücksichtigung der regionalen Belastung sozial-ökologische Kriterien in die Szenarienentwicklung und dadurch in die Energiesystemmodellierung integriert werden können. Eine Verteilung zukünftiger Windenergieanlagen innerhalb Deutschlands anhand von gleichverteilten Belastungsgraden führte zu einer Umverteilung der installierten Gesamtleistung im Vergleich zu einer Verteilung nach ökonomischen Rahmenbedingungen. Die Ermittlung des technisch-ökonomischen Potenzials für Onshore Windenergie ergab ein gesamtdeutsches Leistungspotenzial von 618 GW. Eine Nutzung des gesamten technisch-ökonomischen Potenzials würde in 75 % der deutschen Landkreise zu einer sozial-ökologischen Belastung von 4,38 bis 13,12 Einw./km^2 führen. Heute liegt die Belastung in 75 % der Kreise zwischen 0,02 und 0,66 Einw./km^2. Ein Ausbau von 98 GW bis 2050 führt im „Best-case“ Szenario unter der Prämisse einer gleichverteilten Belastung zu einem Belastungsgrad von 1,3 Einw./km^2 in allen deutschen Landkreisen. Auf Grundlage heutiger bereits existierender Akzeptanzprobleme wurde in dieser Arbeit angenommen, dass eine solche Belastung von 1,3 Einw./km^2 in allen deutschen Landkreisen wahrscheinlich nur unter hohem Engagement zur Einbindung der lokalen Gesellschaft realisiert werden kann. Die Begrenzung der gleichverteilten Belastung ermöglichte es, sozial-ökologische Potenzialgrenzen für den Ausbau von Windenergie festzulegen. Anhand unterschiedlicher Erzählstränge hinsichtlich der zukünftigen Beteiligung der lokalen Bevölkerung bei der Planung und des Ausbaus der Windenergie in Deutschland

wurden zwei Szenarien bestimmt: ein „Trend-case“ Szenario mit einer Belastungsgrenze von 1,0 Einw./km^2 und ein „Worst-case“ Szenario mit einer Grenze von 0,7 Einw./km^2. Durch die in den Szenarien dieser Arbeit gesetzten Belastungsgrenzen ergab sich eine Minderung des gesamten Onshore Windenergiepotenzials von den technisch-ökonomischen 618 GW und den 98 GW im „Best-case“ Szenario auf 77 GW im „Trend-case“ und 54 GW im „Worst-case“ Szenario.

Die Simulation eines 100 % erneuerbaren deutschen Stromsystems in 2050 hat gezeigt, dass je nach Windausbauszenario unterschiedliche Stromgestehungskosten ermittelt wurden. Bei der selben installierten Gesamtleistung führt ein nach gleicher Belastung verteilter Ausbau im Vergleich zu einem ökonomischen Ausbau, aufgrund von einer weniger effizienten Standortnutzung, zu um 3 % erhöhte Stromgestehungskosten in 2050. Die Integration sozial-ökologischer Kriterien führt demnach in diesem Fall zu höheren Kosten der Stromerzeugung in Deutschland. Es ist allerdings denkbar, dass Bemühungen, lokale sozial-ökologische Gegebenheiten zu berücksichtigen, zu einer höheren Umsetzungswahrscheinlichkeit der Energiewende führen kann. Ob dies der Fall ist, konnte im Rahmen der in dieser Arbeit durchgeführten Untersuchung nicht nachgewiesen werden. Demgegenüber konnte gezeigt werden, dass beispielsweise aufgrund von fehlenden Bemühungen, die Gesellschaft in den Ausbau von Windenergie mit einzubinden, sozial-ökologische Potenzialgrenzen erreicht werden können. Eine Begrenzung des Ausbaupotenzials führt dazu, dass für eine 100 % erneuerbare Stromversorgung alternative Erzeugungstechnologien genutzt werden müssen. Durch die Simulation konnte gezeigt werden, dass ein geringerer Anteil von Onshore Windenergie im Kraftwerkspark zu erhöhten Stromgestehungskosten führt.

Durch die Integration sozial-ökologischer Faktoren in die Energiesystemmodellierung am Beispiel von Entwicklungspfaden für den Windenergieausbau in Deutschland konnte deutlich gemacht werden, dass eine Investition in Akzeptanzmaßnahmen und eine damit verbundene umwelt- und gesellschaftsverträgliche Energiewende aus volkswirtschaftlicher Sicht plausibel ist. Ein alleinig ökonomischer Ausbau wird aufgrund der zu beobachtenden wahrscheinlich abnehmenden Akzeptanz von Windenergie nur erschwert umzusetzen sein. Demnach stellt die Beachtung sozial-ökologischer Faktoren beim Windenergieausbau trotz geringfügig höherer Kosten vermutlich eine der günstigsten Möglichkeiten dar, um eine Umsetzung der Energiewende überhaupt realisieren zu können.

Für die Einbindung der Gesellschaft in die Planung des zukünftigen Energiesystems bietet die Nutzung der entwickelten Methodik als Partizipationsinstrument bei der Szenarienentwicklung Potenzial für weiterführende Forschungsansätze. So kann der Belastungsgrad zum einen dazu beitragen, ein Verständnis für den Beitrag jeder

Region für die Energiewende zu vermitteln, und zum anderen als Messinstrument herangezogen werden, um Landkreise untereinander zu vergleichen. Ein solcher Vergleich kann gegebenenfalls eine Grundlage bilden, um die lokale Bevölkerung aktiv an der Entwicklung von regionalen Ausbauzielen zu beteiligen.

Inhaltsverzeichnis

Kurzfassung **V**

Abstract **VII**

Zusammenfassung **IX**

Abkürzungsverzeichnis **XXVI**

Abbildungsverzeichnis **XXVIII**

Tabellenverzeichnis **XXX**

1 Problemstellung **1**

1.1 Transformation des Energiesystems 1
1.2 Energiesystemmodellierung als Orientierungshilfe der Energiepolitik 4
1.3 Forschungsfragen 5

2 Stand der Forschung **7**

2.1 Energiesystemmodellierung 7
2.1.1 Klassifizierung von Energiesystemmodellen 7
2.1.2 Herausforderungen der Energiesystemmodellierung 9
2.2 Szenarienentwicklung 10
2.2.1 Quantitative und qualitative Ansätze 11
2.2.2 Regionale Verteilung zukünftiger Erzeugungstechnologien . . 13
2.3 Akzeptanz von Windenergie 15
2.3.1 Bisherige Entwicklung und Ausbaupotenzial in Deutschland . 16
2.3.2 Lokale gesellschaftliche Akzeptanz 19
2.4 Verknüpfung von energiebezogener und sozialwissenschaftlicher Forschung 21

3 Beitrag und Methodik der Arbeit **25**

3.1 Hypothesen 25
3.2 Methodik 25
3.3 Aufbau 27

4 Onshore Windenergiepotenzial in Deutschland 29
4.1 Datenbank . . . 29
4.1.1 PostgreSQL Datenbank . . . 29
4.1.2 Datengrundlage . . . 30
4.2 Technisch-ökonomisches Ausbaupotenzial . . . 31
4.2.1 Flächenpotenzial . . . 32
4.2.2 Leistungs- und Ertragspotenzial . . . 33
4.3 Sozial-ökologisches Ausbaupotenzial . . . 35
4.3.1 Einflussfaktoren auf die Akzeptanz von Windenergie . . . 36
4.3.2 Definition sozial-ökologischer Schlüsselfaktoren . . . 40
4.3.3 Belastungsgrad . . . 45

5 Szenarienentwicklung 53
5.1 Ökonomischer Windausbau . . . 53
5.2 Sozial-ökologischer Windausbau . . . 55
5.2.1 Gleichverteilter Belastungsgrad . . . 56
5.2.2 Belastungsgrenzen . . . 58
5.3 Definierte Ausbauszenarien . . . 67
5.3.1 Ausbauszenario ökonomisch . . . 68
5.3.2 Ausbauszenario Best-case und Best-case plus . . . 70
5.3.3 Ausbauszenario Trend-case und Worst-case . . . 71
5.3.4 Vergleich der Szenarien . . . 72

6 Simulation des deutschen Stromsystems 2050 83
6.1 Energiesystemmodell . . . 83
6.1.1 Modellierungs-Framework oemof . . . 83
6.1.2 Applikation renpassG!S . . . 86
6.2 Szenariorahmen 2050 . . . 89
6.2.1 Definierte Regionen . . . 90
6.2.2 Annahmen für Eingangsdaten . . . 91
6.2.3 Definierte 100 % EE Szenarien 2050 . . . 101
6.3 Simulationsergebnisse . . . 105
6.3.1 Struktur der täglichen und stündlichen Erzeugung im Basisszenario 100 % EE 2050 . . . 105
6.3.2 Einfluss sozial-ökologischer Szenarien auf das Stromsystem . . . 118
6.4 Stromgestehungskosten . . . 123
6.5 Prüfung der Hypothesen . . . 132

7 Ausblick 137
7.1 Kritische Diskussion der Arbeit . . . 137
7.2 Anschließende Forschungsfragen . . . 141

Literaturverzeichnis **145**

A Anhang **177**

A.1 Belastungsgrade Ist und Max inklusive Hilfsdaten 178
A.2 Windausbauszenarien 203
A.2.1 Status quo 2014 203
A.2.2 Ökonomisch 2050 222
A.2.3 Best-case 2050: Gleichverteilte Belastung 1,3 Einw./km² . . . 241
A.2.4 Best-case plus 2050: Gleichverteilte Belastung 1,2 Einw./km² 260
A.2.5 Trend-case 2050: Belastungsgrenze 1,0 Einw./km² 279
A.2.6 Worst-case 2050: Belastungsgrenze 0,7 Einw./km² 298
A.3 Für Windenergie genutzter Flächenanteil je Bundesland 317
A.4 Netzkapazitäten zwischen den Austauschregionen 318
A.5 Simulationsergebnisse 320
A.5.1 Ergebnisse aller Ausbauszenarien je Technologie und Land . . 320
A.5.2 Ergebnisse Stromnetz: Leitungsauslastung 335
A.5.3 Ergebnisse der deutschen Austauschregionen je Szenario . . . 360
A.5.4 Vergleich der Ergebnisse: E-Highway und Basisszenario . . . 370
A.6 Ergebnisse Stromgestehungskosten je Technologie und Zins 372

Abkürzungsverzeichnis

AEE	Agentur für Erneuerbare Energien
AGS	Amtlicher Gemeindeschlüssel
ANF	Annuitätsfaktor
BBPlG	Bundesbedarfsplangesetz
BBSR	Bundesinstitut für Bau-, Stadt- und Raumforschung
BfN	Bundesamt für Naturschutz
BImSchG	Bundes-Immissionsschutzgesetz
BIP	Bruttoinlandsprodukt
BKG	Bundesamt für Kartographie und Geodäsie
BMBF	Bundesministerium für Bildung und Forschung
BMUB	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit
BNetzA	Bundesnetzagentur
CIB	Cross-Impact Balance
CLC	Corine-Land-Cover
COP	Conference of the Parties
CORINE	Coordination of Information on the Environment
DBMS	Datenbankmanagementsystem
dena	Deutsche Energie-Agentur GmbH
DWD	Deutscher Wetterdienst
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EnLAG	Energieleitungsausbaugesetz
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
EU	Europäische Union
FFH	Flora, Fauna, Habitat

FG UPSY	Forschungsgruppe Umweltpsychologie
GIS	Geografisches Informationssystem
IWES	Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik
IZT	Institut für Zukunftsforschung und Technologiebewertung
LCOE	Levelized costs of electricity
NEP	Netzentwicklungsplan
oemof	Open Energy Modelling Framework
OPSD	Open-Power-System-Data
OSM	OpenStreetMap
OVG	Oberverwaltungsgericht Schleswig-Holstein
OVGU	Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg
PV	Photovoltaik
renpass	renewable energy pathway simulation system
RLI	Reiner Lemoine Institut Berlin
ROPLAMO	Raumordnungsplan Monitor
SPA	Special Protected Area
THG	Treibhausgas
UBA	Umweltbundesamt
UTM	Universal-Transversal-Mercator
ZNES	Zentrum für nachhaltige Energiesysteme Flensburg

Abbildungsverzeichnis

0.1 Belastungsgrade: Ist und Max, logarithmische Darstellung XI
0.2 Installierte Windleistung pro Landkreisfläche: Ausbauszenario ökonomisch und Worst-case in 2050 XVI
0.3 Stromgestehungskosten des Kraftwerksparks aller Szenarien in 2050 . XVII

4.1 Technisches Flächenpotenzial für Onshore Windenergie 33
4.2 Identifikation von Standorten für Windenergieanlagen auf der Weißfläche 34
4.3 Korrelationen von Einflussfaktoren und Bevölkerungsdichte 43
4.4 Belastungsgrade: Ist und Max 47
4.5 Belastungsgrade: Ist und Max, logarithmische Darstellung 48
4.6 Entwicklung des Windausbaus in den Kategorien: early, constant, late 49
4.7 Belastungsgrade geordnet nach Windausbauzeiten 50

5.1 Ausbaupotenzial Wind Onshore abhängig von sozial-ökologischen Belastungsgrenzen 59
5.2 Landkreise mit Ist-Belastungsgraden zwischen 1,3 und 7,7 Einw./km^2 60
5.3 Ausbauszenario ökonomisch: Installierte Windenergieleistung je Landkreis 69
5.4 Ausbauszenario Best-case und Best-case plus: Installierte Windenergieleistung je Landkreis 70
5.5 Ausbauszenario Trend-case und Worst-case: Installierte Windenergieleistung je Landkreis 71
5.6 Installierte Windenergieleistung pro Kreisfläche Status quo in 2014 und Ausbauszenario ökonomisch in 2050 73
5.7 Installierte Windenergieleistung pro Kreisfläche der Ausbauszenarien Best-case und Best-case plus in 2050 74
5.8 Installierte Windenergieleistung pro Kreisfläche der Ausbauszenarien Trend-case und Worst-case in 2050 74
5.9 Belastungsgrade 2014 und 2050 nach Ausbauszenario 76
5.10 Anteil der für Windenergie genutzten Bundeslandfläche je Szenario . 78

6.1 Konzept zum Aufbau von Applikationen im Energiesystemmodellierungsframework 85

6.2 Funktionsweise der Modellierung innerhalb des Frameworks oemof . 86
6.3 Funktionalität des Energiesystemmodells renpassG!S 87
6.4 Struktur eines Energiesystems für die Optimierung mit oemof-solph 89
6.5 Regionale Auflösung innerhalb von renpassG!S 90
6.6 Szenarienvergleich: Installierte Leistung EE 2050 92
6.7 Netzkapazitäten 2050 zwischen den Austauschregionen in MW . . . 100
6.8 Basisszenario 100 % EE 2050: Erzeugte Leistung je Technologie und importierte und exportierte Netto-Strommenge in Deutschland . . . 107
6.9 Basisszenario 100 % EE 2050: Erzeugte Leistung je Technologie, importierte und exportierte Netto-Strommenge Anfang April in Deutschland 108
6.10 Basisszenario 100 % EE 2050: Jahressumme der Stromerzeugung je Technologie in Deutschland und den Nachbarländern 110
6.11 Basisszenario 100 % EE 2050: Netto-Leitungsauslastung zwischen Deutschland und den elektrischen Nachbarn 111
6.12 Regionale Auflösung der Applikation renpassG!S 113
6.13 Basisszenario 100 % EE 2050: Jahressumme der Stromerzeugung je Technologie in allen Austauschregionen Deutschlands 114
6.14 Basisszenario 100 % EE 2050: Netto-Leitungsauslastung innerhalb der deutschen Austauschregionen 115
6.15 Vergleich der Simulationsergebnisse: E-Highway2050 und Basisszenario 117
6.16 Vergleich der sozial-ökologischen Szenarien zum Basisszenario 100 % EE 2050 121
6.17 Stromgestehungskosten je Erzeugungstechnologie im Basisszenario 100 % EE 2050 126
6.18 Stromgestehungskosten des Kraftwerksparks aller Szenarien in 2050 . 129

Tabellenverzeichnis

0.1 Leistung und Energie von Wind On- und Offshore der 100 % EE Szenarien XII

2.1 Dimensionen der Akzeptanz 15

4.1 Mindestabstände für Ausschlussgebiete 32

5.1 Ausbauszenarien für die Verteilung von Onshore Windenergie in Deutschland im Jahr 2050 67
5.2 Installierte Leistung und Flächenanteil der Windenergie je Bundesland im Zielszenario C 2030 des Netzentwicklungsplans 2017 79

6.1 Installierte Leistungen aller Stromerzeugungstechnologien in 2050 . . 93
6.2 Verfügbare Biomasse und Speicherwasser anhand von maximalen Volllaststunden in 2050 94
6.3 Installierte Leistungen aller Speichertechnologien in 2050 96
6.4 Zeit der Entladung und Wirkungsgrade der Speichertechnologien . . 97
6.5 Speicherkapazitäten der Speichertechnologien in 2050 97
6.6 Brennstroffpreise und Wirkungsgrade für 2050 98
6.7 Leistung und Energie von Wind On- und Offshore der 100 % EE Szenarien 102
6.8 Jahresstromerzeugung aller 100 % EE Szenarien 2050 119
6.9 Leitungsauslastung: Vergleich zwischen den Ausbauszenarien 122
6.10 Investitionskosten, O&M-Kosten und Abschreibungsdauer 125
6.11 Stromgestehungskosten je Szenario und Zinssatz 130

A.1 Datentabelle aller 402 deutschen Landkreise: Landkreisfläche, Bevölkerungsdichte, Potenzialfläche, Belastungsgrad-Ist und Belastungsgrad-Max 178
A.2 Datentabelle: Windenergieausbau Status quo 2014 in allen 402 deutschen Landkreisen 203
A.3 Datentabelle: Windenergieausbau ökonomisch 2050 in allen 402 deutschen Landkreisen 222
A.4 Datentabelle: Windenergieausbau best-case 2050 in allen 402 deutschen Landkreisen 241

A.5 Datentabelle: Windenergieausbau best-case plus 2050 in allen 402 deutschen Landkreisen 260
A.6 Datentabelle: Windenergieausbau trend-case 2050 in allen 402 deutschen Landkreisen 279
A.7 Datentabelle: Windenergieausbau worst-case 2050 in allen 402 deutschen Landkreisen 298
A.8 Datentabelle Bundesländer: Für Windenergie genutzter Flächenanteil 317
A.9 Netzkapazitäten zwischen den Austauschregionen der 100 % EE Szenarien in 2050 318
A.10 Basisszenario: Simulationsergebnisse 320
A.11 Best-case Szenario: Simulationsergebnisse 323
A.12 Best-case plus Szenario: Simulationsergebnisse 326
A.13 Trend-case Szenario: Simulationsergebnisse 329
A.14 Worst-case Szenario: Simulationsergebnisse 332
A.15 Basisszenario: Netzauslastung 335
A.16 Szenario best-case: Netzauslastung 340
A.17 Szenario best-case plus: Netzauslastung 345
A.18 Szenario trend-case: Netzauslastung 350
A.19 Szenario worst-case: Netzauslastung 355
A.20 Basisszenario: Simulationsergebnisse je Austauschregion 360
A.21 Best-case Szenario: Simulationsergebnisse je Austauschregion 362
A.22 Best-case plus Szenario: Simulationsergebnisse je Austauschregion . . 364
A.23 Trend-case Szenario: Simulationsergebnisse je Austauschregion . . . 366
A.24 Worst-case Szenario: Simulationsergebnisse je Austauschregion . . . 368
A.25 Vergleich der Simulationsergebnisse: E-Highway und Basisszenario . 370
A.26 Basisszenario: Stromgestehungskosten je Technologie und Zins 372
A.27 Best-case Szenario: Stromgestehungskosten je Technologie und Zins . 373
A.28 Best-case plus Szenario: Stromgestehungskosten je Technologie und Zins 374
A.29 Trend-case Szenario: Stromgestehungskosten je Technologie und Zins 375
A.30 Worst-case Szenario: Stromgestehungskosten je Technologie und Zins 376

1 Problemstellung

Auf Grundlage des Ziels, das heutige Energiesystem auf erneuerbare Energiequellen umzustellen und dabei die Energiesystemmodellierung als Orientierungshilfe zu nutzen, werden im Hinblick auf sozial-ökologische Dimensionen relevante Forschungsfragen aufgestellt.

1.1 Transformation des Energiesystems

Die Transformation des Energiesystems von fossilen zu erneuerbaren Energiequellen ist eine der großen Herausforderungen unserer Zeit. Langfristig ist die Abkehr von den fossilen Ressourcen Öl, Kohle, Gas oder Uran aufgrund ihrer begrenzten Vorkommen unumgänglich. Der Klimawandel erfordert die Umstellung der Energieversorgung zu erneuerbaren Energiequellen schon zum heutigen Zeitpunkt. Die Begrenzung der globalen Erwärmung auf zwei Grad Celsius ist, nach den Analysen des Weltklimarats, nur mit einer Reduktion der globalen Treibhausgasemissionen bis zum Jahr 2050 um mindestens 50 % gegenüber den Emissionen im Jahr 2000 möglich (IPCC, 2007, S. 39).

Um dieses Ziel zu erreichen, ist vor allem ein Wandel im Energiesektor notwendig. Im Jahr 2014 betrugen die energiebedingten Emissionen in Deutschland ca. 85 % der gesamten Treibhausgasemissionen in Höhe von ca. 900 Tsd. Tonnen Kohlendioxid-Äquivalenten (BMWi, 2016b). Eine Transformation des Energiesektors umfasst sowohl den Strom- und Wärme- als auch den Verkehrssektor. Der Wechsel zu Systemen mit höheren Anteilen erneuerbarer Energie wird bei der Umsetzung einer solchen Transformation eine signifikante Rolle spielen (Lund und Mathiesen, 2009; SRU, 2011; Hohmeyer und Bohm, 2015). Regenerative Energien sind aus der Sicht des Weltklimarats eine der wesentlichen Optionen um dem Klimawandel entgegenzuwirken (IPCC, 2012, S. 38).

Ein geopolitisches Bekenntnis gegen den Klimawandel auf globaler Ebene ist das im Dezember 2015 verabschiedete „Paris Agreement“ (COP, 2015). Ergebnis der Klimakonferenz in Paris (Conference of the Parties 21) war die Verabschiedung des ersten rechtsverbindlichen globalen Klimaabkommens von 195 Ländern. Darin ist das langfristige Ziel verankert, die globale Erderwärmung auf deutlich unter zwei Grad

Celsius, gegenüber den vorindustriellen Werten, zu begrenzen und eine Begrenzung auf 1,5 °C anzustreben (COP, 2015). Diese Vereinbarung drängt darauf, den Höchststand der globalen Emissionen so bald wie möglich zu erreichen und anschließend rapide Reduktionen umzusetzen (COP, 2015, Art. 4). Auf Ebene der Europäischen Union (EU) wurden im Oktober 2014 die bestehenden „20-20-20“ Ziele bis zum Jahr 2030 ausgeweitet. Der Klima- und Energierahmen der EU enthält bis 2030 ein verbindliches Emissionsminderungsziel von mindestens 40 % gegenüber 1990, ein Ausbauziel des Anteils erneuerbarer Energien am Energieverbrauch auf mindestens 27 % und ein Energieeinsparziel von mindestens 27 % (European Council, 2014).

Auf nationaler Ebene hat sich Deutschland 2010 das Ziel gesetzt, die Emissionen gegenüber 1990 bis zum Jahr 2020 um mindestens 40 % und bis 2050 um 80 bis 95 % zu reduzieren (BMWi, 2010). Nach der Reaktorkatastrophe in Fukushima beschloss die Bundesregierung am 30. Juni 2011 den Ausstieg aus der Kernenergie bis zum Jahr 2022 und schrieb damit das Energiekonzept von 2010 fort (Plenarprotokoll 17/117, 2011). Für die Umsetzung des Kernenergieausstiegs und den Ausbau erneuerbarer Energien wurde die Energiewende beschlossen. Konkret beinhaltet der Beschluss das Ziel, den Anteil der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien kontinuierlich zu erhöhen und bis 2020 auf mindestens 35 %, bis 2030 auf mindestens 50 %, bis 2040 auf mindestens 65 % und bis 2050 auf mindestens 80 % zu steigern (Gesetzentwurf 17/6071, 2011, S. 1). Im 2016 verabschiedeten Klimaschutzplan wurden zusätzlich konkrete Ziele und Maßnahmen zur Reduktion der Treibhausgasemissionen für die einzelnen Sektoren Energiewirtschaft, Gebäude, Verkehr, Industrie und Landwirtschaft festgelegt (Die Bundesregierung, 2016, S. 33).

Alle diese Bestrebungen veranschaulichen, dass Transformationen von Energiesystemen nicht nur notwendig, international bekannt und wissenschaftlich bestätigt sind, sondern auch politisch angestrebt werden. Vor dem Hintergrund der Herausforderung des Klimawandels und der bereits festgelegten Ziele ist eine vollständige Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien durchaus erstrebenswert (Klaus et al., 2010; Hohmeyer und Bohm, 2015). In Deutschland und Europa wurde die technische und ökonomische Machbarkeit hierfür in jüngster Vergangenheit von zahlreichen Institutionen erforscht und bestätigt (Czisch, 2005; Klaus et al., 2010; PWC, 2010; SRU, 2011; Hohmeyer und Bohm, 2015). Darauf aufbauend stellt sich nicht mehr die Frage, ob ein 100 % erneuerbares Energiesystem möglich ist, sondern auf welche Art und Weise es umgesetzt werden kann. Zukünftig wird für eine solche Umsetzung primär die Verteilung zukünftiger erneuerbarer Energieanlagen und der Ausbau von Stromtrassen eine bedeutende Rolle spielen.

Die Windenergie ist mit einem Anteil von 12 % an der Bruttostromerzeugung in 2015 eine der wichtigsten erneuerbaren Energiequellen (AGEB, 2016). Sie ist durch das

verfügbare Ausbaupotenzial gegenüber der Photovoltaik, der Wasserkraft und der Biomasse die kostengünstigste Form der regenerativen Energieerzeugung in Deutschland (AEE, 2014). Der Windenergieausbau an Land bleibt somit voraussichtlich auch zukünftig eine wichtige Säule der Energiewende (Die Bundesregierung, 2015). Sowohl der heute bereits erreichte Windenergieanteil an der Bruttostromerzeugung, als auch weitere Flächenpotenziale und die technische Weiterentwicklung der Anlagentechnik zeigen, dass ihr zukünftiger Ausbau technisch und ökonomisch effizient durchführbar ist.

Trotz der politischen Ziele und der allgemeinen Zustimmung zum Ausbau erneuerbarer Energien, wird die gesellschaftliche Akzeptanz immer mehr zu einem begrenzenden Faktor bei der Umsetzung der Energiewende (Wüstenhagen et al., 2007). Obwohl 93 % der deutschen Bevölkerung laut einer Umfrage der Agentur für erneuerbare Energien (AEE) aus dem Jahr 2015 den Ausbau erneuerbarer Energien wichtig finden, bewerten nur 59 % Windenergieanlagen in der Nähe des Wohnortes positiv (AEE, 2015). Im Vergleich dazu werden Solarparks von 77 % der Bevölkerung als gute Option zur Stromerzeugung auch in unmittelbarer Nähe zum Wohnort angesehen (AEE, 2015). Der Ausbau und die Platzierung zukünftiger Windenergieanlagen ist demzufolge vermehrt von den lokalen sozialen und ökologischen Rahmenbedingungen abhängig. Neben natur- und artenschutzrechtlichen Belangen bestimmt immer häufiger die Akzeptanz der Bevölkerung vor Ort über die Umsetzungswahrscheinlichkeit neuer Windenergieanlagen. Ihr Ausbau ist aus heutiger Sicht nur noch bedingt eine technische oder ökonomische Herausforderung, sondern vielmehr eine gesellschaftliche. Lokale Proteste und Bürgerinitiativen gegen neue Windenergieanlagen führten zu stärkerer Präsenz der Akzeptanzthematik im politischen Diskurs (Becker et al., 2014). Im Rahmen der Erstellung des Klimaschutzplans 2050 schaffte das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB) deshalb Möglichkeiten für Verbände der Wirtschaft und der Zivilgesellschaft sowie VertreterInnen und BürgerInnen der Länder und Kommunen, sich in Form eines Dialog- und Beteiligungsprozesses an der Entwicklung von Zielen zu beteiligen (BMUB, 2016; Die Bundesregierung, 2016).

Da die Windenergie eine der Hauptsäulen der Energiewende ist, müssen folglich neben den technischen und ökonomischen Kriterien auch die lokalen, gesellschaftlichen und ökologischen Bedingungen in die zukünftige Ausbauplanung einbezogen werden. Sonst können Proteste zunehmen und die erfolgreiche Umsetzung der Energiewende droht durch ein notwendiges Ausweichen auf teure Ersatztechnologien deutlich teurer zu werden. Aus einer Gesamtperspektive ist es daher interessant, welche Effekte lokale Akzeptanzprobleme auf das Energiesystem der Zukunft haben können und welche ökologischen und gesellschaftlichen Rahmenbedingungen beachtet werden sollten.

1.2 Energiesystemmodellierung als Orientierungshilfe der Energiepolitik

Zur Bewältigung der komplexen Aufgabe, das bestehende Energiesystem auf regenerative Energiequellen umzustellen, wurden in den letzten Jahren eine Vielzahl unterschiedlicher Energiesystemmodelle entwickelt (Foley et al., 2010; Bhattacharyya und Timilsina, 2010; Connolly et al., 2010). Solche Modelle sind Abstraktionen der Realität, die Sachverhalte vereinfachen, um diese mit mathematischen Methoden darstellen zu können (Mai et al., 2013). Das mithilfe dieser Modelle gewonnene Wissen ermöglicht komplexe Entscheidungen über zukünftige Vorhaben und Herausforderungen und kann Landkarten für politische Handlungswege aufzeigen (Edenhofer und Kowarsch, 2015; Dieckhoff und Eberspächer, 2016). Modelle sind auch bei der Definition von politischen Zielen, zur Überprüfung bestimmter Annahmen und bei Investitionsentscheidungen hilfreich. Abhängig vom Betrachtungsraum, vom untersuchten Sektor (Strom-, Wärme- oder Transportbereich), von der Problemstellung und den Eingangsdaten werden globale oder lokale Modelle entwickelt und eingesetzt. Die Bandbreite der generierten Ergebnisse hängt von der Funktionalität des Modells und von den festgelegten Eingangsparametern ab (Wiese et al., 2014). Dennoch basieren ihre Ergebnisse auf Vereinfachungen, Kompromissen und Annahmen, die einen Vergleich alternativer Entwicklungspfade erlauben, aber nicht die Zukunft voraussagen (Ascough II et al., 2008).

In die bisherigen Energiesystemmodelle fließen primär technische und ökonomische Kriterien ein, ökologische und soziale Faktoren haben nur selten direkten Einfluss. Ökologische Randbedingungen werden in Form begrenzter Ressourcen oder Nutzflächen zwar teilweise abgebildet, spielen allerdings nur selten eine entscheidende Rolle bei der Abbildung von Erzeugungstechnologien in Modellen. Gesellschaftliche Rahmenbedingungen werden auf globaler Ebene beispielsweise anhand definierter politischer Ziele in Modellen dargestellt, sind auf lokaler Ebene allerdings selten als Eingangsparameter präsent. Deshalb werden mit den Modellen die technische Machbarkeit und vor allem die Wirtschaftlichkeit unterschiedlicher Szenarien untersucht. Sogenannte „weiche“ Faktoren, wie die gesellschaftliche Akzeptanz, haben dabei keine oder nur geringe Bedeutung. Geschuldet ist dies vor allem der Schwierigkeit, diese unsicheren und damit schwer kalkulierbaren Faktoren, wie z.B. menschliches Verhalten, zu quantifizieren und in einem Computermodell abzubilden (Mai et al., 2013; Sovacool, 2014b; Pfenninger et al., 2014).

Für das Gelingen einer gesellschaftlich akzeptierten Energiewende kann der Berücksichtigung sozial-ökologischer Faktoren eine erhebliche Bedeutung zukommen. Da die heutigen politischen Rahmenbedingungen der Energiewende zum großen Teil

aus den Erkenntnissen der Energiesystemmodellierung abgeleitet werden, erscheint es angebracht, verstärkt sozial-ökologische Erkenntnisse, wie die lokale gesellschaftliche Akzeptanz von Windenergie, in die Modellrechnungen zu integrieren. Es existieren bereits erste Ansätze, die ökologische und teilweise auch gesellschaftliche Aspekte in Modelle einbinden, allerdings mangelt es vor allem bei der Abbildung der lokalen Dimension.

1.3 Forschungsfragen

In Hinblick auf die Herausforderung einer gesellschaftlich akzeptierten Energiewende mit dem Fokus eines vollständig erneuerbaren Stromsystems in Deutschland stellen sich für die Ausgestaltung der Energiesystemmodellierung als Orientierungshilfe für politische Entscheidungen folgende Forschungsfragen:

- In welchem Ausmaß können sozial-ökologische Faktoren bei der Energiesystemmodellierung berücksichtigt werden?
- Welche Auswirkungen hat die Berücksichtigung lokaler ökologischer und sozialer Einflussfaktoren auf das Ausbaupotenzial von Windenergie und das Energiesystem im Jahr 2050?
- Welchen Einfluss haben sozial-ökologische Kriterien auf die stündliche Erzeugung in einem 100 % erneuerbaren Stromsystem in Deutschland in 2050 und deren Kosten?

2 Stand der Forschung

Nachfolgend wird der Stand der Forschung im Bereich der Energiesystemmodellierung, der Szenarienentwicklung und der Akzeptanz von Windenergie aufgeführt. Auf Grundlage des derzeitigen Forschungsstandes wird die Relevanz der Verknüpfung von energiebezogener und sozialwissenschaftlicher Forschung deutlich.

2.1 Energiesystemmodellierung

Zur Planung und Analyse der Transformation des Energiesystems existiert eine Vielzahl unterschiedlicher Computermodelle, die zur Quantifizierung von Zukunftspfaden und für die Politikberatung herangezogen werden. Ein Überblick der bestehenden Energiesystemmodelle sowie möglicher Klassifizierungsansätze ist in van Beeck (1999); Pilavachi et al. (2008); Connolly et al. (2010); Pfenninger et al. (2014); Timmerman et al. (2014); Allan et al. (2015); Després et al. (2015) sowie in Hall und Buckley (2016) zu finden. Abgebildet in der aktuellen Modelllandschaft ist die Vielzahl der Akteure, von den Erzeugern, den Lieferanten bis zu den Endverbrauchern. Abgebildet sind ebenfalls die Energiesektoren (Stromproduktion, Wärme, Industrie, Transport), ökonomische Aspekte wie Kosten und Tarife und ferner soziale Aspekte in Form von Politik, Planung und Risiken (Hall und Buckley, 2016). Aufgrund der verschiedenen Verwendungszwecke existieren unterschiedliche mathematische Ansätze. Neben den gängigen Optimierungs- und Simulationsmodellen gibt es auch Ansätze, die auf neuronalen Netzen, agentenbasierter Modellierung und Fuzzy-Theorien aufbauen (Jebaraj und Iniyan, 2006; Bale et al., 2015).

2.1.1 Klassifizierung von Energiesystemmodellen

Um entscheiden zu können, welche Art von Energiesystemmodell für eine gewünschte Anwendung oder Fragestellung sinnvoll ist, ist eine transparente Beschreibung und Klassifizierung der Modelle erforderlich. Eine gängige Einordnung in der existierenden Literatur umfasst die Definition des analytischen Ansatzes (z.B. Top-Down oder Bottom-Up), die angewandte Methodik (z.B. Simulation oder Optimierung) und den mathematischen Ansatz (Art der Programmierung) (Ventosa et al., 2005;

Mai et al., 2013). Top-Down-Modelle sind volkswirtschaftliche Modelle, in denen ausgehend von der aggregierten gesamtwirtschaftlichen Ebene sektorale Perspektiven abgeleitet werden. Dabei werden die Produktionsfaktoren Arbeit, Kapital und Energie einbezogen. Wohingegen Modelle, in denen der Einsatz schwankender erneuerbarer Energiequellen abgebildet ist, meist den Bottom-Up Ansatz nutzen. In diesen wird das gesamte Energiesystem, oder Teile davon, ausgehend von Einzeltechnologien und deren jeweiligen technischen und ökonomischen Eigenschaften modelliert und das Energiesystem somit eigenständig ohne die gesamte Volkswirtschaft betrachtet (Hourcade und Robinson, 1996; van Vuuren et al., 2009). Aufgrund einer nicht eindeutigen Differenzierung und Versuchen die Vorteile beider Ansätze zu nutzen, lassen sich manche Modelle beiden bzw. keinem der Ansätze zuordnen und werden deshalb als Hybrid-Modelle bezeichnet. Der methodische Ansatz der Modelleinordnung bezieht sich auf die Art und Weise wie ein Problem gelöst wird. Gleichgewichtsmodelle bilanzieren den Fluss an Gütern und Dienstleistungen, Optimierungsmodelle minimieren oder maximieren eine bestimmte Menge (z.B. minimale Kosten) im Rahmen von festgelegten Nebenbedingungen und Simulation beschreibt einen Prozess anhand von festgelegten Regeln (Ventosa et al., 2005). Ein Überblick über gegenwärtig in Energiesystemmodellen angewandte Optimierungsmethoden wird in Baños et al. (2011) gegeben. Ein Vergleich linearer, gemischt ganzzahliger und nicht-linearer mathematischer Ansätze in Energiesystemmodellen ist in Ommen et al. (2014) nachzulesen.

Die oben beschriebene Einordnung von Energiesystemmodellen reicht allerdings meist nicht aus, um alle Modellansätze eindeutig zu klassifizieren, mit dem Zweck die Modelle für eine bestimmte Problemstellung besser zu nutzen. Hall und Buckley (2016) beschreiben, aufbauend auf bestehenden Modelleinordnungen, einen Klassifizierungsansatz, der den Verwendungszweck, die Modellstruktur, die technischen Details und den mathematischen Ansatz umfasst. Der Zweck und die Struktur des Modells wird dabei unterteilt in den generellen und spezifischen Verwendungszweck, die Definition interner und externer Annahmen, die geographische und sektorale Abdeckung, den abgebildeten Zeithorizont und die berechneten Zeitschritte. Bei den technischen Details werden abgebildete erneuerbare Technologien, Speichertechnologien, die Verbrauchsstruktur und die abgedeckten Kosten unterschieden. Beim mathematischen Ansatz wird nach Hall und Buckley (2016) zwischen analytischer Herangehensweise (Top-Down, Bottom-Up, Hybrid), zugrundeliegender Methodik (Optimierung, Simulation, usw.), mathematischem Ansatz (z.B. lineare Programmierung oder agentenbasierte Programmierung) und den geforderten Daten (qualitativ, quantitativ, aggregiert usw.) differenziert.

Eine Klassifikation von Computermodellen ist hilfreich, um ihre Rahmenbedingungen und Möglichkeiten zu kennen und Schnittstellen für mögliche Weiterentwick-

lungen zu bestimmen. So ist es beispielsweise von den technischen Details oder der zugrundeliegenden Methodik abhängig, ob der zukünftige Kraftwerkspark mit einem Szenario extern vorgegeben werden muss oder dieser bereits innerhalb der Modellierung bestimmt wird. Je nach Modell definiert demzufolge ein Szenariorahmen welche Annahmen intern verankert sind und welche Daten extern vorgegeben werden.

2.1.2 Herausforderungen der Energiesystemmodellierung

An die Energiesystemmodelle, die in der zweiten Hälfte des 20. Jahrhunderts entwickelt wurden, werden heute höhere Anforderungen gestellt, wie beispielsweise stringentere Klimapolitik, Energiesicherheit und -robustheit sowie globale Nachhaltigkeit. Die Entwicklung dieser Modelle steht dadurch zunehmend vor der Herausforderung diesen Veränderungen gerecht zu werden. Pfenninger et al. (2014) benennt vier wesentliche Anforderungen an Energiesystemmodelle: 1. Die Bewältigung von Details in Zeit und Raum, 2. Der Ausgleich von Unsicherheiten und Transparenz, 3. Die Berücksichtigung der wachsenden Komplexität des Energiesystems und 4. Die Integration menschlichen Verhaltens und sozialer Risiken und Möglichkeiten.

Die Herausforderung verbesserter zeitlicher und räumlicher Details ergibt sich, da ursprüngliche Energiesystemmodelle Erzeugungsanlagen abbildeten, die entweder auf Grundlast liefen oder flexibel an die Nachfrage angepasst werden konnten, weswegen die Modellierung des Energiesektors keine zeitlich hohe Genauigkeit voraussetzte. Heute befinden sich aber fluktuierende erneuerbare Energien im System, deren Energieerträge stark von der Tageszeit, den Wetterbedingungen und dem Standort abhängen. Zusätzlich erfordert auch die Abbildung von flexiblem Verbrauch eine hohe zeitliche Genauigkeit. Diese erhöhte zeitliche Auflösung führt bei vielen Energiesystemmodellen allerdings zu stark gestiegenen Rechenzeiten, wodurch die praktische Nutzung der Modelle eingeschränkt wird. Bisher verfügen vor allem Strommarktmodelle, die ausschließlich das Stromsystem separat vom restlichen Energiesystem darstellen, über hohe zeitliche Variationen (Pfenninger et al., 2014). Zur Erhöhung der räumlichen Genauigkeit bei der Energiesystemmodellierung gewinnen Geoinformationssysteme (GIS) eine immer größere Bedeutung (Eder, 2012). Neben den kartographischen Ergebnisaufbereitungen werden Geoinformationssysteme vermehrt genutzt, um raumzeitlich genaue Energieverbräuche abzubilden, Bedarfs- und Potenzialanalysen durchzuführen oder die Verläufe von zukünftigen Stromtrassen aufzuzeigen (Sindram und Zimmer, 2012; Hausl und Biberacher, 2012).

Die zweite formulierte Herausforderung „Ausgleich von Unsicherheiten und Transparenz“ beruht auf zunehmender Kritik an intransparenten Modellen, die für Politikempfehlungen herangezogen werden ohne die öffentliche Einsicht der Annahmen

oder des Modellcodes zu ermöglichen. Zudem wird durch fehlende Transparenz die Reproduzierbarkeit von Modellen und Modellergebnissen stark eingeschränkt (Fehr et al., 2016). Bazilian et al. (2012), DeCarolis et al. (2012), Wiese (2015), Pfenninger et al. (2017) und viele weitere fordern die Nutzung von Open Source Software und Open Data, um dieser Herausforderung zu begegnen, wobei nicht nur die getroffenen Annahmen und Daten offengelegt werden, sondern auch die Programmierung zur Verfügung gestellt wird. Im Jahr 2016 schlossen sich ModelliererInnen verschiedener Universitäten und Forschungseinrichtungen Europas zur „open energy modelling initiative“ zusammen (Openmod Initiative, 2016). Diese wird als Plattform zur Weiterentwicklung von Open Source Modellen, zum Austausch von Daten, Code, Informationen und Know-How sowie zur gemeinsamen Veröffentlichung gewonnener Erkenntnisse und weiterer Forschungsschritte genutzt (Pfenninger et al., 2016). Open Source ist ebenso ein Ansatz zur Bewältigung der dritten Herausforderung, der „Berücksichtigung der wachsenden Komplexität des Energiesystems“ (Wiese et al., 2014). Ihre hohe Komplexität und ihre enthaltenen Unsicherheiten erschweren es die Modellierung nachzuvollziehen, sodass neben einer transparenten, auch vereinfachte Darstellungen von Systemkomponenten zielführend sind (Hanson et al., 2011; DeCarolis et al., 2016).

Eine der größten bevorstehenden Herausforderungen in der Energiesystemmodellierung ist „die Integration menschlichen Verhaltens und sozialer Risiken und Möglichkeiten“, da dem technischen Einsatz letztendlich politischer Wille, gesellschaftliche Akzeptanz, menschliches Verhalten und die Schwierigkeit dies zu beeinflussen im Wege stehen (Pfenninger et al., 2014). Hughes und Strachan (2010) zeigen in einer Untersuchung kohlenstoffarmer Zukunftspfade, dass es kaum Szenarien gibt, die soziale Aspekte berücksichtigen, und die wenigen existierenden wiederum keine oder nur geringe Details zu ökonomischen und technischen Energiekriterien enthalten. Auch Sovacool (2014b) plädiert darauf, verstärkt Sozialforschung in die Energiesystemmodellierung zu integrieren. Menschliches Verhalten kann nur schwerlich direkt in quantitativen Energiesystemmodellen abgebildet werden. Eine vorgelagerte Szenarienentwicklung kann hingegen eine Möglichkeit bieten, soziale Aspekte einzubeziehen, deren Auswirkungen anschließend mit Energiesystemmodellen modelliert werden können.

2.2 Szenarienentwicklung

Die Ergebnisse von Energiesystemmodellen hängen fundamental von der Definition der zu berechnenden Szenarien und der Interpretation der getroffenen Annahmen

und der Simulationsergebnisse ab (Dieckhoff und Leuschner, 2016). Je nach Modellanforderungen werden für die Modellierung unterschiedliche Zukunftsszenarien definiert. Ein mögliches Szenario bestimmt beispielsweise einen vollständig erneuerbaren Kraftwerkspark im Jahr 2050. Mit den Modellen kann nun geprüft werden, ob mit dem so definierten Szenario die Deckung der Nachfrage zu jeder Stunde gewährleistet werden kann.

Mehrere mögliche zukünftige Anforderungen des Energiesystems werden mittels verschiedener Ansätze in Szenarien abgebildet. Szenarien können daher für Entscheidungsträger eine Orientierungshilfe darstellen, um unter den bestehenden Unsicherheiten Entwicklungspfade einer wünschenswerten Zukunft aufzuzeigen (Dieckhoff, 2015; Dieckhoff und Eberspächer, 2016). Sie tragen zum besseren Verständnis der Auswirkungen von Eingangsparametern auf Ergebnisse bei. Bei der Interpretation von Szenarien gilt stets, dass Szenarien eine Spannbreite zukünftiger Möglichkeiten innerhalb von festgelegten Grenzen zeigen und nicht als Vorhersagen zu verstehen sind (Wilson, 2000; Dieckhoff und Eberspächer, 2016). Insgesamt variieren Typen und die Methodiken von Energieszenarien stark. Jedoch dominieren die zwei folgenden Ansätze: Erstens die *forecasting* Szenarien, in denen mit einem explorativen Vorgehen, ausgehend von der Gegenwart, basierend auf vergangenen Trends mögliche Entwicklungen ergebnisoffen entwickelt werden, unabhängig davon, ob das Ergebnis gewünscht ist oder nicht. Zweitens Zielszenarien mit einem *backcasting* Ansatz, indem ein spezifisches Ziel für die Zukunft definiert wird und mit einem Szenario dargestellt wird, wie dieses Ziel erreicht werden kann und bis zu welchem Grad dies möglich ist (Berkhout et al., 2002; Börjeson et al., 2006; Dieckhoff et al., 2014). Für eine nutzbringende Verwendung von Szenarien für strategische Entscheidungsprozesse ist deren Nachvollziehbarkeit und Transparenz unabdingbar (acatech, 2015; Cao et al., 2016).

2.2.1 Quantitative und qualitative Ansätze

Methodisch werden zur Erstellung von Szenarien sowohl quantitative als auch qualitative Ansätze angewandt. Mit quantitativen Ansätzen werden zukünftige Entwicklungen in Zahlenwerten dargestellt, denen in der Regel komplexe Modellrechnungen zugrundeliegen, die Annahmen und Vereinfachungen erfordern (Varho und Tapio, 2013). Qualitative Ansätze nutzen narrative Erzählungen (*Storylines*), um Abbildungen der Zukunft zu definieren und beruhen größtenteils auf Ergebnissen partizipativer Prozesse, wie z.B. Akteurs-Workshops oder Experteninterviews (van Notten et al., 2003; Dieckhoff et al., 2014; Schubert et al., 2015). Sie spiegeln die Meinungen von AkteurInnen und ExpertInnen wieder und beschreiben kulturelle, politische und soziale Entwicklungen (Söderholm et al., 2011). Auf diese Weise erstellte Szenarien

gelten als schwer reproduzierbar, denn sie nutzen Einzelperspektiven und gleichzeitig schlecht quantifizierbare Faktoren, wie Emotionen, menschliches Verhalten oder normative Werte. Doch die Umsetzungswahrscheinlichkeit gewünschter Zukunftspfade wird gerade durch solche Größen erheblich beeinflusst. Die Energieszenarien in der Energiesystemmodellierung weisen zwar meist einen hohen technischen und ökonomischen Detailgrad auf, allerdings mangelt es ihnen an der Berücksichtigung der oben genannten qualitativen Aspekte (Mai et al., 2013; Fortes et al., 2014; Pfenninger et al., 2014; Schubert et al., 2015).

Die Relevanz der Einbindung sozial-ökologischer Faktoren in die Energiesystemmodellierung zeigt sich anhand bestehender einzelner Ansätze. Hierzu gehören z.B. multikriterielle Optimierungsmethoden, die es erlauben quantifizierbare nicht-ökonomische Faktoren zu berücksichtigen, was allerdings zu einer erhöhten Komplexität der Modelle führt (Alarcon-Rodriguez und Graham Ault, 2010). Trutnevyte et al. (2012) entwickelt eine Wärmeversorgungsstrategie für Wohnhäuser in der Schweiz durch die Kombination multipler Zukunftsvisionen des Energiesystems mit technischen Möglichkeiten und kostengünstigen Energieszenarien unter Berücksichtigung lokaler Umweltrestriktionen. Vor allem im Hinblick auf verschiedene AkteurInnen wurden bisher unterschiedliche interdisziplinäre Ansätze entwickelt (Rai und Robinson, 2015). Um beispielsweise Unsicherheiten und gesellschaftliche Veränderungen abzuschätzen, kategorisiert das Verfahren von Hughes et al. (2013) einzelne Elemente des zukünftigen Energiesystems in vorbestimmt, akteurs-bedingt oder nicht-akteursbedingt. Damit konnte der Zusammenhang zwischen den Annahmen in einem Szenario und den akteursbezogenen politischen Reaktionen verdeutlicht werden. Bei der Nutzung von Modellierungen, um konkrete Planungen oder politische Prozesse zu unterstützen, kann eine Verknüpfung zwischen den modellbasierten Analysen und ein Austausch mit verschiedenen AkteurInnen dazu beitragen, die Informationsgrundlage im Modell zu erweitern (Mirakyan und Guio, 2013). Der Schwerpunkt der Entwicklungspfade für ein kohlenstoffarmes Großbritannien basiert beispielsweise auf den Interaktionen und Entscheidungen verschiedener AkteurInnen (Einzelpersonen, Unternehmen, soziale Bewegungen und politische EntscheidungsträgerInnen), anstatt alleinig auf der technischen Machbarkeit von Prognosen (Foxon, 2013). Zur Abbildung von Konsumentenverhalten kombiniert Fragnière et al. (2016) technische Methodiken aus der Unternehmensforschung mit verhaltenstheoretischen Ansätzen und verknüpft ein klassisches Energiemodell mit einem „Share of Choice“ Modell.

Eine weitere Herangehensweise qualitative Narrationen und quantitative Modellierungen zu verknüpfen ist die Cross-Impact Balance (CIB) Analyse, mit deren Hilfe die interne Konsistenz von Szenarien geprüft wird (Weimer-Jehle, 2006). Bei der CIB Analyse wird Expertenwissen eingesetzt, um normative Annahmen zu überprüfen und konsistente Entwicklungspfade (Kontextszenarien) zu definieren (Weimer-

Jehle, 2013; Weimer-Jehle et al., 2013). Weitere Ansätze bauen auf der CIB Analyse auf. Die Methodik wurde beispielsweise auf mehrstufige Strukturen hin angepasst (Schweizer und Kurniawan, 2016) oder herangezogen, um qualitative Erzählstränge eines Landes in Annahmen für diverse quantitative Modelle zu übersetzen (Fortes et al., 2014; Trutnevyte et al., 2014). Santoyo-Castelazo und Azapagic (2014) nutzen eine Kombination aus Ökobilanz, sozialer Nachhaltigkeitsbewertung und Multikriterienanalyse, um geeignete Zukunftspfade für die Stromversorgung Mexikos bis 2050 zu definieren. Schubert (2016) untersucht gesellschaftliche Barrieren und die politische Durchsetzbarkeit von Energietransformationspfaden im deutschen Elektrizitätssektor, sowohl im Konstruktionsprozess, als auch bei der Bewertung der Szenarien. Die Aktualität dieser Forschungsarbeiten veranschaulicht den Bedarf einer stärkeren Verknüpfung qualitativer und quantitativer Szenarienentwicklung. Jedoch fehlen in den beschriebenen Ansätzen bisher lokale gesellschaftliche Aspekte, wie die Akzeptanz erneuerbarer Technologien. Es werden vereinzelt zwar globale oder länderspezifische qualitative Erzählstränge zur Beschreibung gesellschaftlicher Zukunftspfade verwendet, regionale ökologische und vor allem soziale Rahmenbedingungen werden allerdings noch immer vernachlässigt.

2.2.2 Regionale Verteilung zukünftiger Erzeugungstechnologien

Zur Definition von Zukunftsszenarien sind neben den zukünftigen Technologien auch deren regionale Verteilungen elementar. Je nach Modelltyp werden unterschiedliche Annahmen getroffen, um nicht nur die Art der Technologie, sondern auch deren Kapazitäten für jede betrachtete Region zu bestimmen. Dies ist vor allem bei den fluktuierenden regenerativen Energietechnologien notwendig, da diese stark von den Wetterbedingungen am jeweiligen Standort abhängen. Zudem bestehen insbesondere bei der Windenergie Potenzialgrenzen, die bei der Verteilung zukünftiger Anlagen zu berücksichtigen sind. Außerdem erfordert eine möglichst genaue Abbildung des Stromnetzes und des regionalen Energieverbrauchs eine standortspezifische Einspeisung erneuerbaren Stroms, um so den Stromübertragungsbedarf und zukünftige Stromleitungen abzuschätzen.

Bei der regionalen Verteilung zukünftiger Kapazitäten variiert der Detaillierungsgrad bei bestehenden Zielszenarien und Simulationsmodellen stark. Eine einfache Herangehensweise zur Verteilung von Onshore Windenergie ist eine Skalierung definierter Zielkapazitäten ausgehend von den heutigen installierten Leistungen. Dieses Vorgehen beruht auf der Annahme, dass bisher an technisch und ökonomisch effizienten Standorten gebaut wurde und diese auch in Zukunft kosteneffizient sind. Eine weitere verbreitete Herangehensweise ist die Ermittlung der technischen Potenziale der Ausbauflächen in Kombination mit regionalen mittleren Windgeschwindigkeiten. Klaus

et al. (2010) verteilt im Rahmen der Studie „100% Energieziel 2050: 100% Strom aus erneuerbaren Quellen“ zukünftige Onshore Windanlagen auf geeigneten Acker-, Wiesen- und Weideflächen mit einer mittleren Windgeschwindigkeit von mehr als 5,0 m/s in Nabenhöhe. Die Untersuchung der räumlichen Dimension des heutigen deutschen Energiesystems von Rauner et al. (2016) zeigt bestehende räumliche Unstimmigkeiten zwischen Verbrauch und erneuerbarer Energieerzeugung. Aus diesem Grund existieren neben technischen und ökonomischen Verteilungsansätzen ebenso dezentrale Zielszenarien, in denen die zukünftigen erneuerbaren Kapazitäten abhängig vom regionalen Energieverbrauch verteilt werden (RLI, 2013). Die Methodik zur regionalen Verteilung erneuerbarer Kapazitäten wird im Rahmen des Netzentwicklungsplans (NEP) regelmäßig verbessert (50Hertz Transmission GmbH et al., 2014a). In Szenario B 2024 werden beispielsweise bei der Verteilung neben dem technischen Potenzial, auch die politischen Ziele der Bundesländer sowie die Umsetzungswahrscheinlichkeit an spezifischen Standorten betrachtet. Die Umsetzungswahrscheinlichkeit ist dabei anhand der Höhe von Energieerträgen und gewichteter beeinträchtigender Indikatoren (z.B. Waldflächen oder Naturschutzgebiete) definiert (50Hertz Transmission GmbH et al., 2014c). Für kurzfristige Planungen der zukünftigen Verteilung von Windenergie können die regionalen Eignungsflächen für Windenergie herangezogen werden, die innerhalb der Regionalplanung für jede Planungsregion festgelegt werden (Einig und Zaspel-Heisters, 2014). Zur Erstellung eines langfristigen Zielszenarios bis beispielsweise 2050 reicht der kurzfristige Planungshorizont der Regionalplanung allerdings nicht aus, sodass stattdessen auf technisch-ökonomische Potenzialflächen zurückgegriffen wird.

Selbstverständlich beeinflussen die Annahmen zur regionalen Verteilung von Erzeugungstechnologien die Ergebnisse und die daraus abgeleiteten Handlungsempfehlungen der Energiesystemmodelle. Deshalb ist ein hoher Detaillierungsgrad und vor allem hohe Transparenz bei den Annahmen der regionalen Verteilung bedeutsam bei der Definition von Zukunftsszenarien.

Zur Erstellung detaillierter erneuerbarer Zielszenarien bieten Geoinformationssysteme (GIS) die Möglichkeit, regionale Unterschiede von erneuerbaren Erzeugungsanlagen georeferenziert zu analysieren und abzubilden. Damit können Potenzialflächen regionsspezifisch ermittelt werden. Ungeeignete Flächen wie Wohngebäude, Gewässer oder Wege können beispielsweise von der Gesamtfläche abgezogen werden. Zusätzlich gestattet eine georeferenzierte Platzierung eine exakte Zuordnung verfügbarer Wetterdaten, womit die Berechnung des Energieertrags genauer wird. Vor allem bei der Potenzialanalyse und der räumlichen Verteilung von Windenergie werden heute zunehmend GIS-basierte Ansätze eingesetzt (Biberacher, 2008; Siyal et al., 2015; Jangid et al., 2016; Cavazzi und Dutton, 2016).

2.3 Akzeptanz von Windenergie

Der Begriff Akzeptanz ist definiert als „positive Bewertung eines Akzeptanzobjektes durch ein Akzeptanzsubjekt“ (Wunderlich, 2012, S. 4). Nach Auffassung von Rau et al. (2011) umfasst diese Definition sowohl die Unterstützung oder aktive Befürwortung eines Subjektes, als auch eine passive Befürwortung oder das Ausbleiben von Widerstand. Auf dieser Definition basiert das aus vier Dimensionen bestehende Akzeptanz-Modell (siehe Tabelle 2.1) der Forschungsgruppe Umweltpsychologie (FG UPSY) der Universität Magdeburg, das einen zentralen Beitrag zur Konkretisierung des Akzeptanzsbegriffs leistet.

Tabelle 2.1: Dimensionen der Akzeptanz. Eigene Darstellung, in Anlehnung an Wunderlich (2012)

	Handlungsebene	
Bewertungsebene	passiv	aktiv
positiv	Befürwortung	Engagement/Unterstützung
negativ	Ablehnung	Widerstand

Die sozialwissenschaftliche Akzeptanzforschung im Allgemeinen und speziell in der Kombination mit Objekten aus dem Bereich Technik reicht zurück in die Mitte der 1970er Jahre (Petermann und Scherz, 2005). Zu dieser Zeit gab es im Energiebereich vor allem Widerstände gegen Atomenergie oder auch gegen große Wasserkraftwerke (Petermann und Scherz, 2005; Wüstenhagen et al., 2007). Bis in die 1990er Jahre war die Akzeptanz von erneuerbaren Energien (EE) wenig relevant. Dies änderte sich ab Mitte der 2000er Jahre mit dem Beginn der Debatte um die Energiewende, als die anfangs breite Unterstützung in der Bevölkerung abnahm (Schäfer und Keppler, 2013). Ein Grund ist die, verglichen mit konventionellen Kraftwerken, geringere Energiedichte von regenerativen Erzeugungsanlagen. Diese bedingt einen höheren Flächenbedarf und damit verbunden eine größere Sichtbarkeit der Anlagen, was sich negativ auf die Akzeptanz der Bevölkerung auswirkte (Wüstenhagen et al., 2007). Aktuell werden in der Akzeptanzforschung von erneuerbaren Energien drei Ebenen unterschieden, welche sich gegenseitig beeinflussen (Wüstenhagen et al., 2007; Wunderlich, 2012):

- **Sozio-politisch**: Akzeptanz von erneuerbaren Energietechnologien und Gesetzen von Seiten der Bevölkerung, EntscheidungsträgerInnen oder politischen VertreterInnen.
- **Gemeinschaftlich, projektbezogen**: Akzeptanz von Entscheidungen zu konkreten EE-Projekten durch lokale Interessengruppen wie VertreterInnen der Kommune oder AnwohnerInnen.

- **Marktbezogen**: Marktdiffusion regenerativer Energietechnologien, wie z.B. die Verbreitung von Photovoltaik (PV)-Anlagen auf Dächern von Haus- bzw. GrundstückseigentümerInnen oder der Bezug von Strom aus erneuerbaren Energien.

Mit Blick auf die Ziele der Bundesregierung bezüglich einer signifikanten Erhöhung des Anteils regenerativer Energieproduktion liegt es nahe, dass die gesellschaftliche Akzeptanz, insbesondere projektbezogen, auf lokaler Ebene eine Begrenzung darstellen kann. Vor allem der weitere Ausbau der Windenergie stellt aufgrund des Flächenbedarfs und der bestehenden Proteste eine ökologische und gesellschaftliche Herausforderung dar.

2.3.1 Bisherige Entwicklung und Ausbaupotenzial in Deutschland

Mit der Einführung des Stromeinspeisungsgesetz im Jahr 1991 (StromEinspG, 1990), als Vorläufer des am 1. April 2000 eingeführten Erneuerbaren-Energien-Gesetz (EEG) (EEG, 2000), wurden Elektrizitätsversorgungsunternehmen erstmals verpflichtet erneuerbaren Strom abzunehmen und zu vergüten. Dies führte vor allem bei der Windenergie zu einem rapiden Ausbau. Die installierte Leistung in Deutschland stieg von 1990 bis 1999 von 48 MW auf 4.443 MW an (Bechberger und Reiche, 2004). Im Jahr 2015 waren ca. 40 GW Onshore Windenergie am Netz (BMWi, 2016b). Die Bundesländer Niedersachsen, Brandenburg und Schleswig-Holstein sind hier führend, was auf die guten Windbedingungen und den frühzeitigen Ausbau in Norddeutschland zurückzuführen ist (Kirrmann et al., 2015). Vor allem in Nordfriesland (Schleswig-Holstein) begann der Ausbau bereits in den 80er Jahren und hat seitdem stetig zugenommen. Die Initiative hierfür kam von den BürgerInnen selbst, die heute etwa 90 % der installierten Gesamtleistung betreiben (windcomm, 2012).

Um die politischen Ziele der Energiewende zu erreichen, müssen ausreichend Flächen für den Bau neuer Windenergieanlagen bereitgestellt werden. Laut Baugesetzbuch sind Windenergieanlagen grundsätzlich als privilegierte Vorhaben im gesamten Außenbereich zulässig. Zusätzlich besteht die Möglichkeit einer räumlichen Steuerung auf Ebene der Regional- und Bauleitplanung (BauGB, 1960, §35). Die Regionalplanung kann Einfluss auf den Umfang der verfügbaren Flächen nehmen und den Ausbau auf geeignete Standorte lenken (Zaspel-Heisters, 2015).

Das Bundesinstitut für Bau-, Stadt- und Raumforschung (BBSR) hat mithilfe eines Raumordnungsplan Monitors (ROPLAMO) eine Analyse der regionalplanerischen Festlegungen zur Windenergie im Zeitraum von 2009 bis 2014 durchgeführt (Zaspel-Heisters, 2015). Zaspel-Heisters (2015) ermittelte eine bundesweite Erhöhung des Umfangs der ausgewiesenen Raumordnungsgebiete für Windenergie bezogen auf die

Landesfläche. Im Jahr 2009 wurden 0,38 % und im Jahr 2014 bereits 0,45 % ausgewiesen. Unter Berücksichtigung der noch nicht in Kraft getretenen Entwürfe erhöht sich der Anteil nochmals auf 0,97 % der Landesfläche. Im Ländervergleich weist Schleswig-Holstein aufgrund der Teilfortschreibung aller Regionalpläne im Jahr 2014 den mit Abstand größten Anteil ausgewiesener Landesfläche auf. Allerdings wurden die Teilfortschreibungen in zwei der insgesamt fünf Planungsregionen am 20.01.2015 vom Oberverwaltungsgericht Schleswig-Holstein (OVG) aufgrund von Verfahrensfehlern als unwirksam erklärt (OVG SH, 2015). Dieses Urteil traf auf Unverständnis in der regionalen Bevölkerung, da diese an den Teilfortschreibungen beteiligt wurde. Der festgestellte Sachverhalt, der Behandlung der durchgeführten Bürgerbeteiligung als Verfahrensfehler, widerspricht den Interessen der Bevölkerung in Schleswig-Holstein und dem Ziel einer bürgernahen Gestaltung der Energiewende.

Trotz des missglückten Versuchs, die Bevölkerung bei der Flächenausweisung in der Regionalplanung einzubinden, orientieren sich viele Bundesländer an dem historisch gewachsenen Konzept der Bürgerwindparks in Norddeutschland. In Mecklenburg-Vorpommern beispielsweise wurde am 20. April 2016 das Bürger- und Gemeindenbeteiligungsgesetz verabschiedet, welches ProjektträgerInnen zukünftig verpflichtet den Gemeinden und BürgerInnen im Radius von 5 km um einen geplanten Windpark insgesamt 20 % der Kaufanteile anzubieten, wobei ein Anteil nicht mehr als 500 Euro kosten darf (MEIL, 2016). Im Bundesland Bayern wurden hingegen mit der sogenannten „10H-Regelung“ gegensätzliche Maßnahmen getroffen. Bei dieser Regelung handelt es sich um eine Bestimmung in der bayerischen Landesbauordnung, wonach sich beim Bau von Windenergieanlagen ein Mindestabstand zu Wohngebäuden aus dem 10-fachen der Anlagenhöhe ergibt (BayBo, 2007, Art. 82). Diese Regelung wurde sowohl auf bundespolitischer Ebene, als auch von einigen Verbänden und BürgerInnen stark kritisiert. Der Bundesverband Windenergie bezeichnete die „10H-Regelung“ als das Ende der Windkraft in Bayern, weil dadurch nur noch 0,05 % der Landesfläche als Potenzialflächen in Frage kommen (DieWelt, 2014).

Unabhängig von politischen Restriktionen und Regelungen bei der Ausweisung von Eignungsflächen, bestehen in Deutschland große Ausbaupotenziale für Onshore Windenergie. Analysen zur Abschätzung des Ausbaupotenzials basieren i.d.R. auf einer schrittweisen Bestimmung zuerst des theoretischen, dann des technischen und abschließend des ökonomischen Potenzials (Mercure und Salas, 2012). Die Ergebnisse variieren entsprechend der zugrundeliegenden Annahmen, wie beispielsweise Abstandsregelungen zu Gebäuden, Ausschluss von Naturschutz- oder Vogelschutzgebieten oder Nutzung von Waldflächen. Masurowski (2016) kalkulierte in einem Szenario ohne Wald ein Leistungspotenzial von 396 GW bei einem Flächenanteil von 4,3 % der Bundeslandfläche. Inklusive der Waldflächen erhöhte sich das Potenzial auf 585 GW und 7,6 % Potenzialflächenanteil. Bofinger et al. (2012) ermittelte

unter Ausschluss von Naturschutz- und Waldgebieten und einer Mindestauslastung der Windkraftanlagen von 1.600 Volllaststunden ein technisch-ökonomisches Ausbaupotenzial von etwa 722 GW auf einer Fläche von 28.116 km^2, die einem Anteil von 8 % der Landesfläche entspricht. Lütkehus et al. (2013) errechnete mit einem Flächenpotenzial von 49.361 km^2 (13,8 % der Landesfläche) ein noch höheres Leistungspotenzial von 1.188 GW und ein Ertragspotenzial von rund 2.900 TWh, hierbei wurden forstwirtschaftlich genutzte Waldgebiete einbezogen. Die Größenordnung des theoretischen Stromertrags wird durch einen Vergleich mit der gesamten deutschen Bruttostromerzeugung 2015 in Höhe von 647 TWh deutlich (BMWi, 2016b). Gleichzeitig waren insgesamt Erzeugungsanlagen mit einer Netto-Nennleistung von rund 200 GW installiert, davon 40 GW Onshore Wind (BMWi, 2016b). Dieses enorme technisch-ökonomische Potenzial fußt nicht nur auf den verfügbaren Flächen, sondern auch auf dem Fortschritt der Anlagentechnik. So werden beispielsweise aufgrund von Weiterentwicklungen bei den Schwachwindanlagen in Zukunft auch Standorte mit vergleichsweise geringen Windgeschwindigkeiten in Süddeutschland wirtschaftlich effizient. Allerdings ist der Ausbau im Energiegesamtsystem begrenzt, denn die Windenergie als fluktuierende Erzeugungstechnologie kann nur in Kombination mit anderen flexiblen Kraftwerken sowie Netz- und Speicherausbau im Gesamtsystem funktionieren. Demzufolge ist das Potenzial der Windenergie nicht nur durch Flächen, Windbedingungen und Technik beschränkt, sondern zusätzlich durch die Erfordernisse einer volkswirtschaftlich effizienten Integration in das gesamte Energiesystem.

Zur weiteren kosteneffizienten Gestaltung des Windenergieausbaus in Deutschland wurde am 08. Juli 2016 die EEG-Novelle 2017 im deutschen Bundestag beschlossen (EEG-Reform, 2016). Dort wurden für die Jahre 2017 bis einschließlich 2019 jeweils 2.800 MW und ab 2020 2.900 MW an Ausschreibungsmengen von Brutto-Windleistungen pro Jahr festgelegt. Dadurch ist die Förderhöhe der Windenergie nicht mehr vom Gesetzgeber festgesetzt, sondern ergibt sich aus den Ausschreibungen im Wettbewerb. Das bedeutet, mit dieser EEG-Novelle wird ein grundlegender Wechsel des Vergütungssystems für erneuerbare Energien eingeleitet: Zukünftig wird ein Gebotswert (ct/kWh) bei einer Ausschreibung auf einen Referenzstandort abgegeben, anhand dessen die Auswahl der günstigsten Bieter erfolgt. Dieser 100 % Standort ist mit einer Windgeschwindigkeit von 6,45 m/s in 100 m Höhe definiert (EEG-Reform, 2016). Die tatsächliche Vergütungshöhe einzelner Gebote wird anschließend mithilfe eines Referenzertragsmodells bestimmt, wobei die Gebote mit einem definierten standortabhängigen Korrekturfaktor multipliziert werden. Diese Differenzierungen der Förderhöhen an verschiedenen Standorten sollen Anreize für einen deutschlandweiten Ausbau liefern. Um trotz der erschwerten Planung Akteursvielfalt zu wahren, wurden Sonderregeln für Bürgerenergieprojekte aufgestellt.

So müssen Bürgerenergieprojekte zur Teilnahme am Ausschreibungsprozess bei der Gebotsabgabe u.a. noch keine Genehmigung gem. Bundes-Immissionsschutzgesetz (BImSchG) vorweisen, wodurch weniger Kosten vorfinanziert werden müssen. Zusätzlich erhalten Bürgerenergieprojekte anstatt des Werts ihres Gebotswertes den höchsten noch bezuschlagten Gebotswert, wodurch sie finanziell bessergestellt sind (BMWi, 2016a).

Kritiker bezeichnen die neuen Regelungen als Bremse der Energiewende und bezweifeln, dass die Sonderregelungen für Bürgerenergieprojekte ausreichen, um eine Wettbewerbsfähigkeit zu gewährleisten (Hohmeyer und Wingenbach, 2014; DBV, 2014; BWE, 2016; BEE, 2016). Vielmehr gehen sie davon aus, dass mit dem Wegfall der festen Vergütungssätze und aufgrund der Komplexität des Ausschreibungsverfahrens primär große Investoren den Markt dominieren werden. Dies kann sich auf die lokale Akzeptanz von Windenergieanlagen auswirken und den weiteren Ausbau beschränken.

2.3.2 Lokale gesellschaftliche Akzeptanz

An der gesamtinstallierten Leistung erneuerbarer Energie sind in Deutschland die BürgerInnen mit fast 50 % die größte Eigentümergruppe (Kahla und Oelerich, 2015). Ende 2014 waren insgesamt 973 Energiegenossenschaften angemeldet, davon ein Großteil im Bereich Photovoltaik und Nahwärmeversorgung (Müller und Holstenkamp, 2015). Eine Auswertung der Akteursstruktur von Windenergieanlagen von Wallasch et al. (2015) hat gezeigt, dass zwischen 2012 und 2014 15 bis 16 % der installierten Windleistung Bürgerwindparks und Landwirten zuzuordnen waren.

Trotz zahlreicher Bürgerenergieprojekte ist in den letzten Jahren auch der Protest gegen Windenergieanlagen stark angestiegen. Dies spiegelt sich auch im Zuwachs regionaler Bürgerinitativen gegen Windenergie wider. Vor allem mit Internetpräsenz, in Portalen wie „www.windkraftgegner.de“ oder „www.vernunftkraft.de“, werden Argumente gegen den Bau von Windenergieanlagen verbreitet. Die inhaltlichen Themen reichen von naturschutzrechtlichen Belangen (Vogelschutz, Biosphärenreservate, Waldgebiete), gesundheitlichen Aspekten (Schattenwurf, Infraschall), ökonomischen Kriterien (steigende Immobilienpreise, Rückgang des Tourismus, ungerechte Pachtzahlungen) bis zum Landschaftsbild („Verspargelung“) und planerischen Kriterien (externe ProjektplanerInnen oder fehlende Beteiligung im Planungsprozess).

Viele der genannten Aspekte müssen bei der Umsetzung von Windenergieprojekten heute bereits berücksichtigt werden. So werden beispielsweise in der BImSchG Gesetzgebung Abstände zu Wohngebäuden, Grenzwerte für Schattenwurf und Schallemissionen und die Berücksichtigung naturschutzrechtlicher Belange sichergestellt

(BImSchG, 1974). Eine Studie von Ratzel et al. (2016) untersuchte mögliche Auswirkungen von Infraschall durch Windenergieanlagen und stellte, bei Einhaltung der rechtlichen Vorgaben, keine schädlichen Umwelteinwirkungen aufgrund von Windkraftanlagen fest. Es wurde gezeigt, dass Infraschall alltäglicher Bestandteil unserer Umwelt ist, hervorgerufen durch natürliche und technische Quellen, wozu Windkraftanlagen keinen wesentlichen Beitrag leisten. Desweiteren gibt es aktuell keine wissenschaftlich abgesicherten Erkenntnisse von nachteiligen Wirkungen durch Infraschall. Darüber hinaus werden bereits bei der Ermittlung zukünftiger Potenzialflächen Natur- und Vogelschutzgebiete meist ausgeschlossen und Waldgebiete nur teilweise berücksichtigt. Zu vermuten ist, dass persönliche Gründe ausschlaggebend für die Ablehnung von Windenergieprojekten sind. Um persönliche Beweggründe besser zu verstehen und zukünftig darauf eingehen zu können, wurden solche Aspekte gesellschaftlicher Akzeptanz von Windenergie im Rahmen diverser Forschungsarbeiten betrachtet.

Um die Sichtbarkeit von Windenergieanlagen und den damit verbundenen Einfluss auf das Landschaftsbild analysieren zu können, hat sich die Sichtfeldanalyse mit Geoinformationssystemen als zweckmäßig erwiesen (Wróżyński et al., 2016). Möller (2006, 2010) kommt mit einer Sichtfeldanalyse von Windenergieanlagen in Dänemark zu dem Ergebnis, dass kleine Gruppen von Anlagen von der dänischen Bevölkerung weniger gesehen werden als Großanlagen. Möller (2010) kommt daher zu dem Schluss, dass die Aufrüstung bestehender Anlagen (Repowering Maßnahmen) bisher vor allem ökonomisch begründet wird, und dass niedrigere Anlagen in kleineren Gruppen aufgrund der gleichmäßigen Wirkung auf Landschaften dazu beitragen, Windenergie als lokale und gesellschaftlich akzeptierte Technologie zu bewahren.

Bei einer Untersuchung der Einflussfaktoren auf die gesellschaftliche Akzeptanz von Windenergie in 27 Ländern in Europa zeigt Biresselioglu et al. (2016), dass höhere installierte Leistungen im Zeitraum von 1997 bis 2014 einen positiven Effekt auf heutige Ausbauentwicklungen ausüben. Demnach beeinflusst die Erfahrung und die Menge an installierten Leistungen zukünftige Entwicklungen. Basierend auf deutschen und französischen Fallbeispielen benennt Jobert et al. (2007) auch institutionelle Rahmenbedingungen und territoriale Gegebenheiten als ausschlaggebende Einflussfaktoren auf regionale Windenergieentwicklungen. Eine ähnliche Schlussfolgerung zieht Tokea et al. (2008) und unterteilt institutionelle Rahmenbedingungen weiter in Planungssystem, finanzielle Fördermechanismen, Umweltschutzorganisationen und bestehende Eigentumsverhältnisse. Caporale und Lucia (2015) untersuchten Einflussfaktoren in Projekten in Italien und schlussfolgern eine Diskrepanz zwischen Landschaftsschutz und Windenergie aufgrund asymmetrischer Kommunikation zwischen Erzeugern, Konsumenten und politischen EntscheidungsträgerInnen. Sonnberger und Ruddat (2017) definierten für eine Untersuchung lokaler und gene-

reller Akzeptanz von Windenergie in Deutschland die Verfahrens- und Verteilungsgerechtigkeit, die wahrgenommenen Vorteile, Kosten und Risiken, das Vertrauen in EntscheidungsträgerInnen und die Beteiligungsverhältnisse und Ortsverbundenheit als Einflussfaktoren der Akzeptanz. Die im Rahmen der Untersuchung durchgeführte Umfrage von 2.009 deutschen Haushalten ergab, dass vor allem auf lokaler Ebene das wahrgenommene Risiko und die Gerechtigkeit eine bedeutende Rolle für die Akzeptanz von Windenergie spielen (Sonnberger und Ruddat, 2017).

Eine Vielzahl an Forschungsarbeiten betrachtet lokale Planungsprozesse und entwickelt Handlungsempfehlungen, um die lokale Akzeptanz im Planungsprozess von Windenergieprojekten zu steigern. Enevoldsen und Sovacool (2016) erarbeiteten basierend auf Erfahrungen in Windenergieprojekten in Frankreich und basierend auf Literaturanalysen von Projekten in ganz Europa einen Leitfaden mit dem Ziel, möglichst viele Schlüsselakteure, wie z.B. BürgermeisterInnen, aktiv in den Planungsprozess zu integrieren. Vor allem die Integration der Bevölkerung vor Ort in die Entscheidungsprozesse der Projektplanung gilt als Lösungsansatz, um gesellschaftliche Akzeptanz von Windkraft zu gewährleisten. Internationale Studien, wie beispielsweise Hammami et al. (2016) in Tunesien oder Huesca-Pérez et al. (2016) in Mexiko konnten dies bestätigen. Neben der Einbindung von einzelnen Schlüsselakteuren legen Okkonen und Lehtonen (2016) ausgehend von einem Beispiel in Schottland dar, dass die Einbindung der gesamten Gemeinde in Windprojekte dazu beiträgt, Einnahmen aus dem Anlagenbetrieb für lokale Aktivitäten zu verwenden, die einen Mehrwert für die Gemeinden bedeuten.

Aitken (2010) weist darauf hin, dass die Analyse gesellschaftlicher Reaktionen auf Windenergie nicht nur Schwerpunkte setzen sollte, um die zukünftige Ablehnung zu minimieren, sondern der gesamte soziale Kontext erneuerbarer Energien zu untersuchen ist. Argumentationen von WindkraftgegnerInnen sollten nicht als überwindbare Hürden beschrieben werden. Vielmehr müssen zukünftige Konzepte die Bedenken der lokalen Bevölkerung einbeziehen, um daraus konstruktive Zukunftsplanungen aufzustellen. Die Herausforderung besteht darin, den Anteil der Windenergie im Energiesystem zu planen, indem lokale Akzeptanzprobleme berücksichtigt werden und der Ausbau nicht an gesellschaftliche Grenzen stößt.

2.4 Verknüpfung von energiebezogener und sozialwissenschaftlicher Forschung

Bei der Energieforschung wird untersucht, wie sich das Energiesystem verändert. Die sozialwissenschaftliche Forschung beschäftigt sich mit der Frage, wie sich die Gesellschaft verändert. Für die Planung der Energiezukunft sollten Gedanken um

die gesellschaftliche Entwicklung ebenfalls eine wichtige Rolle spielen, wobei sich die Frage stellt, wie und vor allem wie detailliert dies möglich ist. Bisher umfasst die Energieforschung eine Vielzahl an technischen Herausforderungen, für die überwiegend mithilfe technischer Forschungsdisziplinen Lösungsansätze entwickelt wurden (Schuitema und Sintov, 2017). Neben den technischen sind soziale Belange ebenfalls wesentlich für die Energieforschung, sodass die Sozialwissenschaften einen signifikanten Beitrag leisten können (Rochlin, 2014; Ryan et al., 2014). Sie zeigen Faktoren auf, die für die gesellschaftliche Unterstützung von Energiepolitik, Technologien und Infrastruktur grundlegend sind (Schuitema und Sintov, 2017). Ein solcher Beitrag geht über Analysen aus Modellierungen, die primär zur Erfassung von Energieproblemen genutzt werden, hinaus (Jefferson, 2014). Schuitema und Sintov (2017) argumentieren, dass das komplexe Puzzle, ein nachhaltiges und zuverlässiges Energiesystem für die Zukunft zu bauen, nicht ohne die Berücksichtigung von Erkenntnissen aus den Sozialwissenschaften gelöst werden kann. Trotz dieser zentralen Rolle bei der Entwicklung effektiver Energietechnologien, -programme und -politik werden die Sozialwissenschaften in der Energieforschung noch immer zu wenig berücksichtigt (Felt, 2014; Sovacool, 2014a,b; Sovacool et al., 2015). Aus diesem Grund wird von mehreren Seiten eine bessere Integration sozialer Kriterien in die Energieforschung als Notwendigkeit geäußert (Felt, 2014; Stern, 2014; Sovacool, 2014a,b; Steg et al., 2015; Schmidt und Weigt, 2015; Sintov und Schultz, 2015)

Hodbod und Adger (2014) stellen fest, dass die Unsicherheit um mögliche Auswirkungen sozial-ökologischer Einflüsse die fehlende Integration in traditionelle Analysen von Energiesystemen erklärt und schlagen vor, die Gelegenheit zu nutzen, um Energiesysteme zu entwerfen, denen Anfälligkeiten, Belastbarkeit und die Fähigkeit zur Anpassung innewohnen. Sie argumentieren, dass erneuerbare Energietechnologien, als Alternative zum fossilen Energiezeitalter, im Rahmen eines Systems analysiert werden sollten, das kritische Einblicke in die Verteilung von Vorteilen und Risiken und die Interaktion mit dem Ökosystem ermöglicht. Alle Entscheidungen bezüglich Energieversorgung und -verbrauch beinhalten Kompromisse, wie beispielsweise Gesundheit, ökologische Auswirkungen, Landnutzung für regenerative Erzeugungstechnologien und Vorteile für Energieverbraucher (Hodbod und Adger, 2014). Auf dieser Aussage aufbauend kommen Hodbod und Adger (2014) zu dem Schluss, dass in jenen Forschungsarbeiten zur Beantwortung der Frage, wie die Transformation zu einem kohlenstoffarmen Energiesystem bestenfalls umzusetzen ist, die Integration ökologischer Dimensionen einen Schwerpunkt der Forschung darstellen sollte. Die Entwicklung von Modellen, die explizit sozial-ökologische Dimensionen beinhalten hat nach Hodbod und Adger (2014) eine hohe Priorität für weitere Forschung. Bisher existierende Energieszenarien decken laut Jefferson (2014) zwar bereits eine große Bandbreite möglicher zukünftiger Entwicklungen ab, könnten aber vor allem

daran scheitern Vulnerabilitäten nicht in dem Maße zu erschließen, wie es für politische Entscheidungsträger wünschenswert wäre. Häufig wird der Bedarf für sozialwissenschaftliche Analysen zu gesellschaftlicher Akzeptanz erst deutlich, wenn eine Technologie bereits organisiertem Protest gegenübersteht, was die Notwendigkeit von Akzeptanzforschung bereits bei der Planung von Energiesystemen verdeutlicht (Stern, 2017). Hier besteht Raum, um neue Ideen und Konsequenzen zu testen und in Energiesystemmodelle einzubinden, wobei Jefferson (2014) ausdrücklich darauf hinweist, dass es sich dabei nicht um eine Empfehlung handelt zu versuchen alle Faktoren, die möglicherweise relevant für die zukünftige Energieversorgung sein könnten, in globalen Modellen abbilden zu müssen.

Bezüglich möglicher Herangehensweisen, um soziale und ökologische Kriterien in Energieszenarien und Energiesystemmodellen zu berücksichtigen, kann beispielsweise zwischen ex-ante und ex-post Ansätzen unterschieden werden (Schubert et al., 2015). Der ex-ante Ansatz betrachtet Akzeptanzfaktoren, die beispielsweise durch repräsentative Umfragen oder Expertenworkshops festgelegt werden und nutzt diese als externe Eingangsparameter für den Prozess der Szenarioerstellung. Der ex-post Ansatz untersucht bereits erstellte Zukunftsszenarien anhand von festgelegten Kriterien auf ihre ökologische oder gesellschaftliche Kompatibilität. Diese, der Szenarioerstellung und gegebenenfalls auch der Modellierung nachgelagerte Analyse, ermöglicht die Bewertung eines gesamten Szenario-Sets anstatt einzelner Eingangsparameter und wird meist anhand festgelegter Werte von Expertengruppen durchgeführt (Schubert et al., 2015). Ein mögliches Werte-Cluster gesellschaftlicher Gesichtspunkte bietet hierfür beispielsweise die von Demski et al. (2015) charakterisierten Bereiche Umwelt und Natur, Effizienz und Verschwendung, Sicherheit und Stabilität, Soziale Gerechtigkeit und Fairness, Autonomie und Macht und Prozesse und Wandel. Expost Ansätze, d.h. die Evaluation von Energieszenarien, werden bereits vermehrt angewandt, wobei häufig die Multikriterienanalyse als methodisches Instrument für die Bewertung herangezogen wird (vgl. Browne et al., 2010; Wilkens und Schmuck, 2012; Brand und Missaoui, 2014; Yatsalo et al., 2017; Santos et al., 2017; Volkart et al., 2017; Baležentis und Streimikiene, 2017). Gegenüber dem ex-post Ansatz wird der ex-ante Ansatz zwar in der Erstellung von Kontextszenarien, d.h. in der vorgelagerten Prüfung der Szenarienparameter auf Konsistenz, angewandt, eine direkte Integration von Akzeptanzfaktoren in die Szenarienerstellung bzw. in die Energiesystemmodellierung wurde allerdings bisher kaum umgesetzt (Weimer-Jehle et al., 2016). Die Schwierigkeiten einer solchen Integration von gesellschaftlichen Aspekten liegt häufig in der Definition von Akzeptanzkriterien, da Einflussfaktoren auf die Akzeptanz meist lokal wirken, für eine Simulation des gesamtdeutschen Energiesystems allerdings für ganz Deutschland zu definieren und zu bestimmen sind. Die Fokussierung auf eine ausgewählte Technologie könnte hierbei eine Vereinfachung

darstellen, um eine Integration gesellschaftlicher Akzeptanzkriterien in die Energiesystemmodellierung voranzutreiben.

Bei der Fokussierung auf den Ausbau der Windenergie zeigen sozialwissenschaftliche Untersuchungen derzeitige Konflikte um die gesellschaftliche Akzeptanz auf, wobei unterschiedliche Untersuchungsräume, Kriterien, Auswirkungen und Handlungsoptionen betrachtet werden (vgl. Jobert et al., 2007; Aitken, 2010; Hall et al., 2013; Walter, 2014; Caporale und Lucia, 2015; Enevoldsen und Sovacool, 2016; Okkonen und Lehtonen, 2016). Demgegenüber werden mithilfe der Energiesystemmodellierung Lösungsansätze präsentiert, wie innerhalb festgelegter Rahmenbedingungen und Zielvorstellungen eine zukünftige Energieversorgung bzw. ein zukünftiger Windausbau gelingen kann, wobei die Ergebnisse bzw. Handlungsempfehlungen aufgrund von unterschiedlichen Eingangsparametern und Modellansätzen stark variieren (Lund et al., 2017). So kann beispielsweise mit Szenarien und Energiesystemmodellen aufgezeigt werden, wie viel Windkapazität in einem definierten Zukunftsszenario im Gesamtsystem notwendig sein wird. Unter Berücksichtigung bestehender Akzeptanzprobleme und sozialwissenschaftlicher Ergebnisse könnte hierbei vermehrt die Frage gestellt werden, an welchen Standorten die in Szenarien festgelegten Kapazitäten an zusätzlicher Windleistung installiert werden sollten und inwieweit die lokale Bevölkerung bei dieser Entscheidung einzubeziehen ist. Eine Beantwortung dieser Frage könnte durch einen ex-ante Ansatz zur Integration gesellschaftlicher Kriterien in die Energiesystemmodellierung erfolgen. Eine dadurch ermöglichte frühzeitige Betrachtung lokaler sozial-ökologischer Kriterien beim Ausbau der Windenergie kann zur Förderung der Verknüpfung von Energieforschung und Sozialwissenschaften einen wesentlichen Beitrag leisten.

3 Beitrag und Methodik der Arbeit

Auf Grundlage der erläuterten Problemstellung und der daraus abgeleiteten Fragestellungen werden, basierend auf dem Stand der Forschung, folgende Hypothesen aufgestellt:

3.1 Hypothesen

- Es ist möglich, sozial-ökologische Kriterien in die Energiesystemmodellierung zu integrieren und plausible Entwicklungspfade aufzuzeigen.
- Die Einbindung sozial-ökologischer Kriterien in die Energiesystemmodellierung führt zu einer Umverteilung zukünftiger Onshore Windenergieanlagen und zeigt die Wirkung sozial-ökologischer Potenzialgrenzen für den Windenergieausbau in Deutschland auf.
- Eine Reduktion des Ausbaupotenzials von Onshore Windenergie aufgrund sozial-ökologischer Kriterien führt in einem vollständig erneuerbaren Stromversorgungsszenario zu höheren Kosten der Stromerzeugung in Deutschland.

3.2 Methodik

Kern der vorliegenden Arbeit ist die Entwicklung einer Methodik, mit der neben technischen und ökonomischen Faktoren zusätzlich sozial-ökologische Kriterien in die Energiesystemmodellierung integriert werden. Der Fokus liegt hierbei auf der regionalen Verteilung zukünftiger Onshore Windenergieanlagen in Deutschland. Für die Simulation des deutschen Stromsystems im Jahr 2050 wird als Stromsystemmodell die Applikation renpassG!S genutzt (Kaldemeyer et al., 2016). renpassG!S nutzt die Funktionalitäten des Open Energy Modelling Frameworks (oemof) (oemof, 2016a,b; Wingenbach et al., 2016). Vom gesamten Energiesystem wird nur der Stromsektor für Deutschland im Jahr 2050 simuliert. Grund hierfür ist die hohe Komplexität des gesamten Energiesystems und die damit verbundene Schwierigkeit ohne unverhältnismäßig hohe Rechenzeiten Details von Zeit und Raum abbilden zu können. Die

alleinige Betrachtung des Stromsektors ermöglicht es, regional detaillierte Ausbauszenarien zu erstellen und mit dem Strommaktmodell renpassG!S stündliche Ergebnisse zu Strombereitstellung und -verbrauch zu generieren.

Die sozial-ökologischen Kriterien werden auf der Ebene der Szenarienentwicklung eingebunden, sodass der mathematische Ansatz im Modellcode selbst bestehen bleiben kann. So können die entwickelten Szenarien nicht nur in dem hier verwendeten Energiesystemmodell genutzt werden, sondern auch in allen vergleichbaren Modellen. Inhaltlich gliedert sich die entwickelte Vorgehensweise erstens in die Ableitung quantifizierbarer Indikatoren aus den zahlreichen Faktoren mit Einfluss auf die Akzeptanz von Windenergie und zweitens in die Übertragung lokal erhobener Ergebnisse auf alle Regionen Deutschlands und ihre Fortschreibung in die Zukunft.

Im Rahmen dieser Arbeit wurde gesellschaftliche Akzeptanz bewusst nicht in Form einzeln geäußerter Meinungen oder ermittelter Zahlungsbereitschaften abgebildet, sondern als sozial-ökologischer Effekt beim Ausbau von Windenergieanlagen, systematisch aus zahlreichen qualitativen Einflussfaktoren abgeleitet. Repräsentative Bestandsaufnahmen zur Abbildung der Akzeptanz von Windenergie in Einzelregionen bedürfen unabhängiger Befragungen in großem Umfang. Darüber hinaus unterliegen gesellschaftliche Meinungen momentanen Gegebenheiten, wie politischen Rahmenbedingungen oder der Darstellung der Energiewende in den Medien. Eine Übertragung heutiger Meinungen oder Zahlungsbereitschaften in die Zukunft unterliegt somit großen Unsicherheiten. Die Darstellung eines regional unterschiedlichen sozial-ökologischen Effektes beim Ausbau von Windenergie auf Grundlage einer Vielzahl an Einflussfaktoren in der Gesellschaft ermöglicht es hingegen, heutige Effekte auf die Zukunft zu übertragen. In dieser Arbeit wird ein regionaler Belastungsgrad entwickelt, mit dem die sozial-ökologische Belastung der lokalen Bevölkerung dargestellt werden kann. Im Anschluss daran wird die regionale Verteilung zukünftiger Anlagen unter Berücksichtigung der Belastung definiert. Hierdurch lassen sich lokale Belastungen verschieben, wenn beispielsweise in bestimmten Regionen aufgrund von fehlender Akzeptanz ein vergleichsweise geringerer Ausbau erfolgt und andere Regionen dadurch stärker belastet werden müssen, um ein Gesamtziel zu erreichen. Eine Region wurde auf der Ebene der deutschen Landkreise definiert. Grund dafür ist der weit höhere Detaillierungsgrad als beispielsweise die Bundeslandebene. Insgesamt handelt es sich um 402 Landkreise, eine handhabbare Anzahl bei der Durchführung der Analyse. Ein noch höherer Detaillierungsgrad auf Ebene der Gemeinden wurde aufgrund fehlender öffentlich zugänglicher Daten nicht umgesetzt.

Die regionale Verteilung der zukünftigen Windenergieanlagen basiert auf eigens dafür entwickelten Ausbaualgorithmen in der Programmiersprache *python*. Datengrundlage sind ausschließlich frei verfügbare Datensätze, deren Ablage und Analyse

in einer georeferenzierten Datenbank organisiert sind. Zur Analyse möglicher Auswirkungen sozial-ökologischer Windverteilungen auf das zukünftige Energiesystem werden Simulationen des deutschen Stromsystems im Jahr 2050 durchgeführt. Der Vorteil der Nutzung von Open Source Software und Open Data ist die Transparenz bei der Herangehensweise, wodurch eine Reproduzierbarkeit der Ergebnisse gewährleistet ist. Um die Auswirkungen der entwickelten sozial-ökologischen Ausbauszenarien mit rein ökonomischen Windausbauszenarien zu vergleichen, wurden die stündliche Erzeugung und die Stromgestehungskosten für das Zieljahr 2050 ermittelt. Ein Vergleich der Stromgestehungskosten ermöglicht es, Schlussfolgerungen über die ökonomischen Effekte in allen definierten Szenarien zu ziehen. Die hier beschriebenen methodischen Schritte werden detailliert in den nachfolgenden Kapiteln geschildert.

3.3 Aufbau

Grundlage der Entwicklung von sozial-ökologischen Ausbauszenarien bildet die Ermittlung des Onshore Windenergiepotenzials in Kapitel 4. Unter Anwendung der georeferenzierten Datenbank wird zunächst das technisch-ökonomische und anschließend das sozial-ökologische Ausbaupotenzial der Windenergie berechnet. Der definierte Belastungsgrad, als Kriterium lokaler Belastung durch Windenergieanlagen, stellt dabei eines der methodischen Kernelemente bei der Abbildung sozial-ökologischer Kriterien dar. Sowohl das technisch-ökonomische als auch die sozial-ökologischen Ausbauszenarien sind in Kapitel 5 beschrieben. Für letztere werden mittels der Begrenzung lokaler Belastungen sozial-ökologische Potenzialgrenzen von Windenergie angenommen. Die Effekte sozial-ökologischer Szenarien im zukünftigen deutschen Stromsystem im Jahr 2050 werden mit renpassG!S modelliert und sind in Kapitel 6 ausführlich beschrieben. Abschließend werden in Kapitel 7 die Ergebnisse und weiterführende Forschungsfragen diskutiert.

Die vorliegende Arbeit ist im Rahmen des vom Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF) geförderten Forschungsprojektes „VerNetzen: Technisch-ökonomische und sozial-ökologische Modellierung von Entwicklungspfaden der Energiewende“ entstanden (Bunke et al., 2015; Degel und Christ, 2015). Unter Mitwirkung der Autorin wurden im Projektabschlussbericht Herangehensweisen zur Integration sozial-ökologischer Aspekte bei der Simulation des deutschen Wind- und Netzausbaus veröffentlicht (Degel et al., 2016). Die in Mester et al. (2016), zusätzlich zum Projektabschlussbericht, ausführlich beschriebenen Erkenntnisse zum Netzausbau wurden in dieser Arbeit nicht aufgegriffen. Die Grundlage des georeferenziert ermittelten technisch-ökonomischen Ausbaupotenzials ist die, ebenfalls im Rahmen des

Forschungsprojekts entstandene und von der Autorin betreute, Masterarbeit von Söthe (2015). Erste Ergebnisse zur Integration lokaler Belastungen in die Szenarienentwicklung wurden in Christ et al. (2016a,b) publiziert.

Zur Entwicklung der Ausbauszenarien werden in dieser Arbeit teilweise Erkenntnisse der genannten Publikationen genutzt. Zusätzlich zu den bereits veröffentlichten Ergebnissen wird hier ein Belastungsgrad herangezogen, mit dem die sozialökologischen Potenzialgrenzen beim Ausbau der Windenergie in Deutschland beschrieben werden. Auf dieser Grundlage werden insgesamt fünf vollständig erneuerbare Szenarien erstellt, ein Basisszenario und vier weitere Szenarien mit unterschiedlicher Onshore Windgesamtleistung, entsprechend der festgelegten Ausbaugrenzen. Die resultierenden Effekte der verschiedenen Ausbaupfade des Energiesystems werden mithilfe einer Simulation des Jahres 2050 durch Betrachtung der jeweils notwendigen stündlichen Stromerzeugung und der resultierenden Stromgestehungskosten analysiert.

4 Onshore Windenergiepotenzial in Deutschland

Die Bestimmung des Potenzials für den Ausbau von Windenergieanlagen innerhalb Deutschlands erfolgt durch die Ermittlung des technisch-ökonomischen und darauf aufbauend des sozial-ökologischen Ausbaupotenzials. Für das sozial-ökologische Potenzial wird aus einer Vielzahl an Einflussfaktoren ein Belastungsgrad bestimmt, mit dessen Hilfe der sozial-ökologische Effekt von Windenergie abgebildet wird.

4.1 Datenbank

Grundlage der Ermittlung des zukünftigen Ausbaupotenzials der Onshore Windenergie in Deutschland ist der Aufbau einer Datenbank, die alle zur Berechnung notwendigen georeferenzierten Informationen enthält. Nachfolgend sind der Aufbau der Datenbank und die enthaltenen Daten näher beschrieben.

4.1.1 PostgreSQL Datenbank

Zur Verwaltung der Daten wird PostgreSQL als Datenbankmanagementsystem (DBMS) verwendet. PostgreSQL ist ein nicht proprietäres System, welches im Vergleich zu proprietären und zu anderen freien DBMS sehr leistungsstark arbeitet (Obe und Hsu, 2012). Die freie Nutzung der Software erfolgt mit einer Open-Source-Lizenz (PostgreSQL-Lizenz) (PgSQL - GDG, 2015). Aufgrund der Installation der PostGIS-Erweiterung ist die Speicherung räumlicher Daten und die Durchführung geometrischer Operationen möglich (Obe und Neufeld, 2015). Mit der zusätzlichen Funktionalität eines geografischen Informationssystems (GIS) sind Daten ortsspezifisch nutzbar und analysierbar. Dadurch werden spezifische regionale Merkmale und Unterschiede erkennbar und somit auch vergleichbar. Darüber hinaus kann mit PostgreSQL jede Datenbank-Relation einem bestimmten Schema und jeweils einer Datenbank zugeordnet werden, was vor allem dann von Vorteil ist, wenn verschiedene Relationen verwaltet werden (Obe und Hsu, 2012).

4.1.2 Datengrundlage

Strukturdaten

Für die geometrische Darstellung Deutschlands wird die Projektion „Universal-Transversal-Mercator“ (UTM) verwendet und es werden die Datenbestände des Bundesamtes für Kartographie und Geodäsie (BKG) genutzt (BKG, 2009). Im Datensatz „VG250“ des BKG sind die Verwaltungsgebiete Deutschlands auf verschiedenen regionalen Ebenen enthalten (BKG, 2015c). Diese stellt das Dienstleistungszentrum für Geoinformation und Geodäsie des Bundes online bereit (BKG, 2015a). Neben den geometrischen Informationen enthält jede Datentabelle die Regionalschlüssel als ein Merkmal, welches als Einheit verwendet wird, um die Relationen zu den entsprechenden Verwaltungsebenen eindeutig zu verknüpfen.

Neben den geografischen Daten stellt das BKG im Datensatz „Digitales Landschaftsmodell“ auch topographische Objekte innerhalb Deutschlands bereit (BKG, 2015b). Darin sind beispielsweise Gewässer, Siedlungsflächen, Infrastruktur oder gewerbliche Anlagen abgebildet. Diese Strukturdaten wurden mit den frei verfügbaren Daten der Schlüssel *landuse, building, highway, railway, waterway, natural* und *amenity* aus OpenStreetMap (OSM) ergänzt (Geofabrik GmbH, 2015). Eine weitere Ergänzung zu Umfang und Art der Flächennutzung sind die, auf Satellitenfotos und Orthokorrektur basierenden Erhebungen, des Projektes Corine-Land-Cover (CLC) aus dem Jahr 2006, das im Rahmen des CORINE-Programms (Coordination of Information on the Environment) der Europäischen Umweltagentur entstand (Büttner et al., 2014; EEA, 2014a).

Die geographischen Daten der Schutzgebiete Deutschlands wurden vom Bundesamt für Naturschutz (BfN) bereitgestellt (BfN, 2015). Naturschutzgebiete, definiert als Gebiete, die sich durch einen ausdrücklich besonderen Schutz der Natur und Landschaft auszeichnen, stellen allerdings nur eine Kategorie von Schutzgebieten dar (BNatSchG, 2009). Zusätzlich sind in der Datenbank Biosphärenreservate, Ramsargebiete, Nationalparks, Naturparks, Landschaftsschutzgebiete und Natura-2000 Gebiete enthalten. Das Natura-2000 Gebietssystem beinhaltet „Special Protected Areas“ (SPA-Gebiete), zum Erhalt von wild lebenden Vogelarten innerhalb der EU, gemeinschaftliche Interessensgebiete („Sites of Community Importance“), „Special Areas of Conservation“ zum Erhalt natürlicher Lebensräume und FFH-Gebiete (Flora, Fauna, Habitat) (EEA, 2014b; Dir. 2009/147/EC, 2009).

Wetterdaten

Die genutzten Wetterdaten sind die CoastDat2-Daten des Zentrums für Material- und Küstenforschung in Geesthacht, die in der CERA-Datenbank des Deutschen

Klimarechenzentrums (DKRZ) zur Verfügung stehen (DKRZ, 2016). Die Windgeschwindigkeits- und Rauigkeitszeitreihen in einer Höhe von zehn Metern werden mit dem Klimamodell COSMO - CLM generiert (Geyer, 2014). Zur Ermittlung der Windgeschwindigkeiten auf Nabenhöhe von Windenergieanlagen wird das logarithmische Windprofil verwendet. Eine detaillierte Vergleichsanalyse der CoastDat2 Wetterdaten mit den Messdaten des deutschen Wetterdienstes (DWD) von Böhm (2015) zeigt die grundsätzliche Überschätzung der Windgeschwindigkeiten der CoastDat2-Daten. Deswegen wurde für die CoastDat2-Daten ein Korrekturfator verwendet (Wiese, 2015, S. 83).

Anlagendaten

Der deutsche Kraftwerkspark wurde auf Basis der Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur (BNetzA) und des EEG-Anlagenregisters aus dem Jahr 2014 in die Datenbank aufgenommen (BNetzA, 2014; energymap.info, 2015). Sofern die Standortdaten als GPS-Koordinaten vorlagen, wurden sie in ein PostGIS-Format überführt, andernfalls wurde die Georeferenzierung anhand der Postleitzahlen der Anlagen umgesetzt.

Regionalstatistische Daten

Die regionalstatistischen Informationen der Bereiche Umwelt, Bevölkerung, Flächennutzung, Tourismus und Steuern wurden den Statistischen Ämtern des Bundes und der Länder, die in einer GENESIS-Datenbank online veröffentlicht sind, entnommen (DESTATIS, 2015; STAEBL, 2015). Je nach Statistik unterscheiden sich dabei die Tiefen der verfügbaren regionalen Ebenen und der Erhebungsjahre, da nicht alle Daten jährlich oder auf Gemeindeebene erhoben werden (STAEBL, 2016). Mithilfe des Amtlichen Gemeindeschlüssels (AGS) konnte eine eindeutige Identifizierung eines Verwaltungsgebiets gewährleistet werden.

4.2 Technisch-ökonomisches Ausbaupotenzial

Das berechnete technisch-ökonomische Ausbaupotenzial der Onshore Windenergie in Deutschland basiert auf dem mit einer sogenannten Weißflächenkartierung festgelegten Flächenpotenzial und der mittels von technischen und ökonomischen Parametern anlagenscharfen Platzierung von Windenergieanlagen auf dieser Potenzialfläche. Das auf diese Weise ermittelte technisch-ökonomische Potenzial wurde im Rahmen der Masterarbeit von Söthe (2015) bestimmt und ist dort detailliert dokumentiert. Nachfolgend werden die Ergebnisse des Flächenpotenzials und des entwickelten Ausbaualgorithmus zur Anlagenverteilung dargestellt.

4.2.1 Flächenpotenzial

Als Weißfläche wird jene Fläche bezeichnet, die nach Ausschluss ungeeigneter Flächen zur Installation von Windenergieanlagen geeignet ist. Diese wurde in der PostgreSQL-Datenbank mit vordefinierten Abstandskriterien bestimmt, indem ungeeignete Flächen von der Landesgesamtfläche abgezogen wurden. Die Abstandskriterien orientieren sich an den Kriterien der Potenzialstudie des Umweltbundesamtes (UBA) von 2013 (Lütkehus et al., 2013). Im Gegensatz zur genannten UBA-Studie wurden Waldflächen nicht als Eignungsflächen betrachtet, sondern auch von der Gesamtfläche abgezogen. Grund hierfür war es zu analysieren, wie hoch das technische Potenzial ohne diese, sowohl aus ökologischer als auch aus gesellschaftlicher Sicht, umstrittenen Flächen ausfällt.

Tabelle 4.1: Mindestabstände für Ausschlussgebiete

Flächen	Mindestabstand*	Quelle
Siedlungsflächen & Einzelhäuser	600 m	OSM, DLM250
Industrie - und Gewerbeflächen	250 m	OSM, DLM250
Pflegeeinrichtungen	900 m	OSM
Bundesautobahnen	100 m	OSM, DLM250
Bundesstraßen	80 m	OSM, DLM250
Landesstraßen	80 m	OSM, DLM250
Kreisstraßen	80 m	OSM, DLM250
Gemeindestraßen (unvollständig)	80 m	DLM250
Bahnverkehr	250 m	OSM, DLM250
Flughäfen	5000 m	DLM250
Flugplätze	1760 m	DLM250
Freileitungen	120 m	OSM, DLM250
Nationalparke	200 m	BfN
Landschaftsschutzgebiete	200 m	BfN
Vogelschutzgebiete	200 m	BfN
FFH - Gebiete	200 m	BfN
Ramsargebiete	0 m	BfN
Biosphärenreservate	0 m	BfN
Wald	0 m	OSM, DLM250
Stehende Gewässer	5 m	OSM, DLM250
Fliessgewässer	5 m	OSM, DLM250
Meer	5 m	DLM250

*Mindestabstände zu linienförmigen Objekten werden erhöht um die Breite des linienförmigen Objekts.
Quelle: Söthe (2015)

In Tabelle 4.1 sind alle Flächen mit den zugehörigen Mindestabständen und den entsprechenden Datenquellen aufgelistet. Hangneigungen sind in der Weißflächen-

kartierung nicht enthalten. Dementsprechend sind im ermittelten technischen Potenzial Teilflächen enthalten, die aufgrund zu starker Steigung technisch nicht mit Windkraftanlagen bebaut werden können.

Die so ermittelte gesamte technische Potenzialfläche beträgt 27.244 km^2, was einem Anteil von 7,6 % der Landesfläche Deutschlands entspricht. In den norddeutschen Bundesländern Berlin, Brandenburg, Hamburg, Bremen, Mecklenburg-Vorpommern, Niedersachsen, Sachsen-Anhalt und Schleswig-Holstein liegen die höchsten Flächenanteile mit insgesamt 58,7 % der Potenzialfläche. Im Vergleich haben die südlichen Bundesländer Baden-Württemberg, Bayern und das Saarland anteilig nur 18,6 %. Die verbleibenden 22,8 % verteilen sich auf die Bundesländer Hessen, Nordrhein-Westfalen, Rheinland-Pfalz, Sachsen und Thüringen. Abbildung 4.1 zeigt links die ermittelte Weißfläche und rechts, zur Veranschaulichung ausgeschlossener Naturschutzgebiete, alle Landschaftsschutzgebiete in Deutschland. Die ermittelte Potenzialfläche ist auf der OpenEnergy Plattform als PostgreSQL Tabelle veröffentlicht und damit frei zugänglich (Open Energy Plattform, 2017).

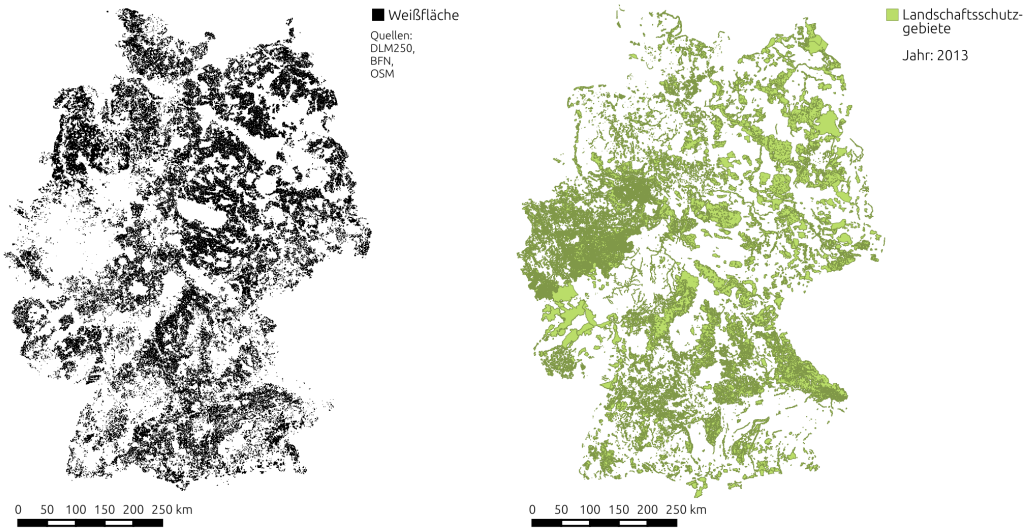


Abbildung 4.1: Technisches Flächenpotenzial (Weißfläche) für Onshore Windenergie und Landschaftsschutzgebiete in Deutschland (Söthe, 2015).

4.2.2 Leistungs- und Ertragspotenzial

Das technische Potenzial beinhaltet alle Windenergieanlagen, die bei vollständiger Inanspruchnahme der Weißfläche in Deutschland betrieben werden können. Mit dem von Söthe (2015), in der Programmiersprache *python*, entwickelten Ausbaualgorithmus können Windkraftanlagen auf geometrischen Flächen platziert werden. Abbil-

dung 4.2 zeigt die Vorgehensweise zur Identifikation möglicher Standorte auf der Weißfläche.

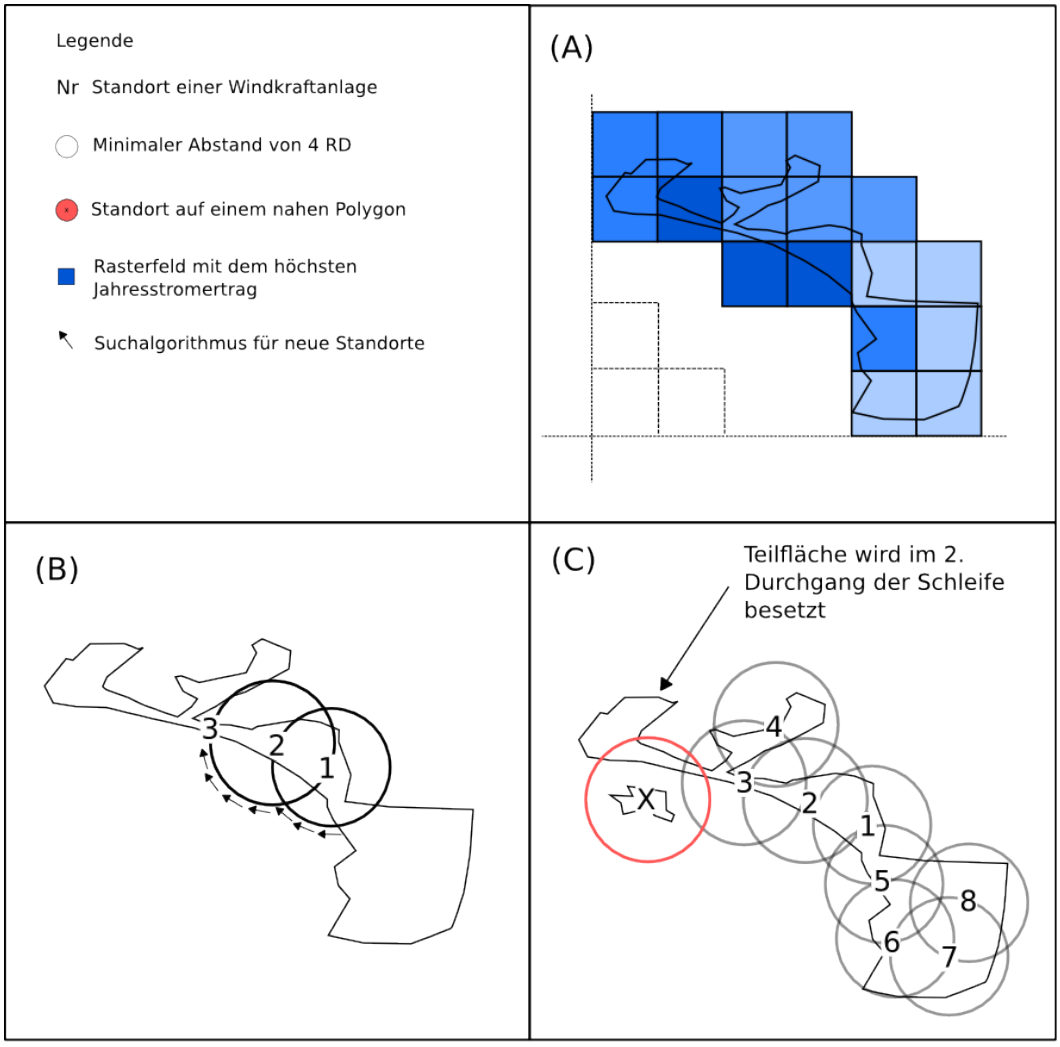


Abbildung 4.2: Identifikation von Standorten für Windenergieanlagen auf der Weißfläche (Söthe, 2015; Christ et al., 2016a,b).

In Abhängigkeit von der mittleren Jahreswindgeschwindigkeit werden Stark- oder Schwachwindanlagen auf der verfügbaren Weißfläche verteilt. Hierfür werden für alle 200 × 200 m Rasterfelder mit den passenden CoastDat2-Wetterdatenpunkten die mittleren Windgeschwindigkeiten auf Nabenhöhe ermittelt. Für die Berechnung werden Windgeschwindigkeits- und Rauhigkeitszeitreihen des CoastDat2-Datensatzes genutzt, die in einer Höhe von zehn Metern zur Verfügung stehen. Die Ermittlung der Windgeschwindigkeiten auf Nabenhöhe erfolgt anhand des logarithmischen Windprofils (vgl Hau, 2008, S.515). Da auf Grundlage der CoastDat2-Wetterdaten zu hohe Werte erreicht werden, werden die genutzten Windgeschwindigkeiten des Wetterjahres 2011 durch einen Korrekturfaktor von 0,9 abgemildert. Diese Herangehensweise der Korrektur der CoastDat2-Daten wurde bereits in dem Simulati-

onsmodell „renpass“ umgesetzt (vgl. Wiese, 2015, S. 83). Ab einer mittleren Geschwindigkeit von 7,5 m/s werden Starkwindanlagen platziert. Als Referenz dienen, anlässlich der Verfügbarkeit der Daten, die Anlagen „Vestas-V126“ mit einer Nabenhöhe von 137 m (Schwachwindanlage) und „Vestas-V112“ mit einer Nabenhöhe von 84 m (Starkwindanlage) mit einer Nennleistung von jeweils 3.3 MW (Vestas, 2014a,b). Die Anlagen werden mit einem Abstand des Vierfachen ihres Rotordurchmessers bei einer Genauigkeit von ca. 2 m innerhalb der Weißfläche verteilt. Begonnen wird mit den wirtschaftlichsten Standorten. Zur Ermittlung des wirtschaftlichsten Standortes werden die Wetterdaten an eine Schleife übergeben und jeder Datenpunkt separat bearbeitet. Der Algorithmus greift auf die Datenbank zu, um an dem CoastDat2-Datenpunkt die Leistungskurve für den bevorzugten Anlagentyp abzufragen. Auf Grundlage der Leistungskurve und der Windgeschwindigkeits- und Rauhigkeitszeitreihe wird der Jahresstromertrag berechnet. Nach dem Schleifenende ist jedem CoastDat2-Datenpunkt die mittlere Jahreswindgeschwindigkeit, der Anlagentyp und der erreichbare Stromertrag zugeordnet. Bei der Verteilung der Anlagen auf den verfügbaren Teilflächen wird zu Beginn der Schleife geprüft ob die XY-Koordinaten auf der Eignungsfläche und nicht im Einzugsbereich angrenzender Anlagen liegen. Ist diese Bedingung erfüllt, wird die XY-Koordinate mit dem entsprechenden Anlagentyp und Stromertrag als Standort gespeichert, wobei der Umkreis von vier Rotordurchmessern ebenfalls als Anlagenstandort aufgenommen wird. Der Suchalgorithmus läuft bis alle Koordinaten des festgelegten Rasterfeldes geprüft sind. Dabei wird immer auf den Grenzen der Fläche bestehender Windanlagen nach neuen Standorten gesucht. Der Vorgang kann solange wiederholt werden, bis die gesamte Weißfläche bebaut ist.

Das so berechnete technische Leistungspotenzial beträgt 618 GW in Deutschland. Im Vergleich hierzu wird im THG95-Szenario in der Leitstudie des Umweltbundesamtes aus dem Jahr 2012 mit einer installierten Windleistung in Höhe von 71,8 GW gerechnet, was nur 11,6 % des oben genannten Gesamtpotentials entspricht (Nitsch et al., 2012a, S. 92). Auf Basis des technischen Leistungspotenzials von 618 GW wurde ein Ertragspotenzial in Höhe von 1.423 TWh berechnet. Die mittleren Volllaststunden liegen damit bei 2.303 Stunden in Deutschland.

4.3 Sozial-ökologisches Ausbaupotenzial

Neben dem technisch-ökonomischen Potenzial wird das sozial-ökologische Potenzial als eine weitere Entscheidungsebene betrachtet. Hierfür wird die Annahme zugrunde gelegt, dass das gesamte technisch-ökonomische Potenzial aufgrund von sozial-ökologischen Kriterien, wie beispielsweise lokaler gesellschaftlicher Akzeptanz nicht

voll ausgeschöpft werden kann. Solche sozial-ökologischen Kriterien müssen für eine systematische Berücksichtigung, ebenso wie die technischen und ökonomischen Kriterien, für alle deutschen Landkreise vorliegen, um eine Potenzialabschätzung für ganz Deutschland durchführen zu können. Methodisch wurde dazu eine Vielzahl von Einflussfaktoren auf die Akzeptanz regionaler Windenergieprojekte auf wenige Schlüsselfaktoren reduziert, die für alle Landkreise quantifizierbar sind und die Akzeptanz als Effekt von Windenergieprojekten in den einzelnen Regionen widerspiegeln. Regionsspezifische Einflussfaktoren, die nicht quantifizierbar und nicht auf ganz Deutschland übertragbar sind, konnten deshalb nicht berücksichtigt werden. Der Anspruch dieser Arbeit besteht nicht darin, alle Faktoren gesellschaftlicher Akzeptanz abzubilden, sondern eine Herangehensweise zu entwickeln, mit der zukünftige sozial-ökologische Effekte von Windenergie für ganz Deutschland darstellbar sind. Umgesetzt wurde dieser Ansatz mit der Definition eines regionalen Belastungsgrads von Windenergie.

Im Gegensatz zum technisch-ökonomischen stellt das sozial-ökologische Potenzial keine fest definierte Fläche dar, sondern ist als Spannbreite zwischen der heutigen und der zukünftig maximalen gesellschaftlichen Belastung zu verstehen. Das sozial-ökologische Potenzial kann sich verändern, je nachdem, wie sich die Wahrnehmung und Akzeptanz von Windenergie zukünftig entwickelt.

4.3.1 Einflussfaktoren auf die Akzeptanz von Windenergie

Die Akzeptanz von Windenergieprojekten kann lokal nicht auf feststehende Einflussfaktoren zurückgeführt werden, sondern ist abhängig beispielsweise von der Region, den strukturellen Gegebenheiten, den AkteurInnen oder der aktuellen Situation vor Ort. Die Betrachtung von Einflussfaktoren erfolgte im Rahmen des vom BMBF geförderten Forschungsprojektes „VerNetzen“ durch das Institut für Zukunftsforschung und Technologiebewertung (IZT) in Berlin. Aufgrund der zahlreichen Windenergieprojekte wurde die Analyse der Einflussfaktoren nicht in Einzelprojekten, sondern auf den übergeordneten Ebenen wie Bundesländern, Landkreisen, Planungsregionen und Gemeinden durchgeführt. Die Ergebnisse wurden anhand von Becker et al. (2014) nach vier Kategorien strukturiert: technisch-ökonomisch (installierte Windleistung, Ausbaupotenzial, Windbedingungen), sozio-ökonomisch (Informationen zur regionalen Struktur, Bürgerwindparks, Energiegenossenschaften, Gewerbesteuereinnahmen), sozial-ökologisch (Art der Flächennutzung, Natur- und Erholungsräume, weitere infrastrukturelle Belastungen) und politisch-institutionell (politisches Engagement, Struktur und Besonderheiten der Regionalplanung).

Grundlage der im Projekt durchgeführten Umfeldrecherche waren Regionalstatistiken, Daten der Bundesministerien, Veröffentlichungen zur Akzeptanzforschung, lokale Medien (z.B. Lokalzeitungen und TV-Beiträge) und Berichte regionaler Planungsstellen und Landesministerien. Auf Ebene der Bundesländer wurde deutlich, dass nahezu alle Bundesländer Maßnahmen unterschiedlicher Stärke ergriffen hatten, um die gesellschaftliche Akzeptanz für den weiteren Ausbau der Windenergie zu unterstützen. Die Bandbreite an Maßnahmen lässt sich in konkrete Maßnahmen (z.B. geplante Gesetze), kommunikative Maßnahmen (z.B. Energiedialoge oder Beteiligungsverfahren) und Maßnahmen zur politischen Zielsetzung (z.B. die Nennung von Akzeptanz als ein Pfeiler der Energiepolitik) unterteilen. Auf Ebene der Planungsregionen zeigte sich die Aktivität kommunaler AkteurInnen anhand der steigenden Anzahl an Stellungnahmen und Bedenken. Engagement und Widerstand sind nicht mehr nur vereinzelt projektspezifisch, in Form von beispielsweise Bürgerinitiativen, erkennbar, sondern bereits auf Ebene der Regionalplanung. Auf dieser Ebene kann durch die Organisation zivilgesellschaftlicher AkteurInnen frühzeitig Einfluss auf die Ausweisung von Windeignungsgebieten genommen werden. Auf Landkreisebene differenziert sich das Bild der gesellschaftlichen Akzeptanz weiter. So wurde bei der Betrachtung verschiedener Landkreise beispielsweise deutlich, dass frühzeitige, transparente und dauerhafte Beteiligung der lokalen Bevölkerung ein wesentlicher Erfolgsfaktor für positive gesellschaftliche Akzeptanz sein kann, wobei sich jedoch regional die Partizipationsvoraussetzungen meist stark unterscheiden. Auf Gemeindeebene konnten vor allem konkrete Protestinhalte, Wertschöpfungseffekte und die beteiligten AkteurInnen untersucht werden. Zur Erfassung des Status quos sozialwissenschaftlicher Ergebnisse zur gesellschaftlichen Akzeptanz von Windenergie wurden bestehende Thesen zu diesem Thema erfasst. Die Auswertung der vorliegenden Literatur beinhaltete eine Untersuchung von aufgestellten Thesen zur gesellschaftlichen Akzeptanz von Windenergie in zwölf ausgewählten wissenschaftlichen Studien aus dem Zeitraum 2006 - 2014: von Falkenstein (2006); Schweizer-Ries (2008, 2009); Kurreck et al. (2009); Walter et al. (2011); Musall und Kuik (2011); Walter (2012); Schmid und Zimmer (2012); Huber und Horbaty (2013); Hübner und Löffler (2013); Hall et al. (2013) und Arndt et al. (2014). Aus den Studien wurden 23 Thesen herausgearbeitet, die sich besonders auf die Bereiche Landschaftsbild, finanzielle Beteiligung und Partizipation, Standortwahl und Tourismus fokussieren. Die Thesenauswertung machte deutlich, dass je nach Untersuchungsraum Windenergieprojekte sowohl als Belastung als auch als Bereicherung für das Landschaftsbild angesehen werden können, dass finanzielle Beteiligung und Partizipation die Akzeptanz steigern kann und dass die explizite Standortauswahl häufig einen Einfluss auf die lokale Akzeptanz ausübt. Die Thesenauswahl ist in Degel et al. (2016) thematisch sortiert aufgelistet. Zusätzlich dazu wurden im Rahmen einer Akteursanalyse eine Fokusgruppe, vier ExpertInneninterviews und neun leitfadengestützte

Interviews durchgeführt. Die Fokusgruppe umfasste eine Diskussion zwischen sieben ausgewählten AkteurInnen im Rahmen einer moderierten Veranstaltung bezüglich ihrer Praxiserfahrungen zur gesellschaftlichen Akzeptanz von Windenergie (IZT, 2013). Die vier ExpertInneninterviews wurden mit übergeordneten AkteurInnen von Interessenverbänden und Planungsstellen geführt. Neben Einzelprojekten wurde vor allem die übergeordnete Ebene der Planungsregionen im Gruppenprozess adressiert. Die leitfadengestützten Befragungen setzten einen Schwerpunkt auf neun ausgewählte Einzelprojekte in den Bundesländern Schleswig-Holstein, Brandenburg, Rheinland-Pfalz, Hessen, Baden-Württemberg und Bayern. Die Befragung konzentrierte sich auf Kosten- und Nutzeneffekte der Windenergieprojekte, wie beispielsweise Beteiligungsformate der lokalen Bevölkerung oder Gewerbesteuereinnahmen. Die Auswertung der Interviews ist in Bularczyk (2015) detailliert dokumentiert. Insgesamt umfasst die gesamte Untersuchung zwölf Bundesländer, 27 Planungsregionen, 48 Landkreise und 181 Gemeinden. Die im Rahmen des Forschungsprojektes „VerNetzen“ gewonnenen Erkenntnisse und die Herangehensweise zur Erfassung von Einflussfaktoren wurde in Degel und Christ (2015) und Degel et al. (2016) veröffentlicht.

Nachfolgend werden die in Degel et al. (2016) ausführlich beschriebenen Ergebnisse der durchgeführten Analyse von Einflussfaktoren auf die gesellschaftliche Akzeptanz bestehender Windkraftanlagen und geplanter Bauprojekte anhand von sechs wesentlichen Faktoren zusammengefasst:

- **Landschaftsbild**: Vor allem in Regionen mit hohen Anteilen von Naturparkflächen und touristisch genutzten Erholungsgebieten ist die Gefährdung des Landschaftsbildes häufig ein Argument gegen Windenergieprojekte. Untersuchungen von einzelnen Gemeinden in Rheinland-Pfalz und Hessen zeigten vor allem gegen den Bau von Windanlagen im Wald hohe Widerstände. Darüber hinaus ist der negative Einfluss auf das Landschaftsbild vor allem in den Landkreisen im sogenannten Alpenvorland als erheblicher Widerstandsgrund identifiziert worden.

- **Gesundheit**: Trotz der in der BImschG-Genehmigung geltenden Abstandskriterien sind die dadurch berücksichtigten gesundheitlichen Aspekte wie Schattenwurf oder Infraschall häufig genannte Gründe für Widerstände gegen Windenergieanlagen. In den geführten Gesprächen mit AkteurInnen konkreter Windprojekte wurden Gesundheit und Landschaftsbild gemeinsam als Gründe für eine hohe Betroffenheit genannt.

- **Naturschutz**: Naturschutzrechtliche Belange, beispielsweise der Vogel- oder Fledermausschutz, waren in fast allen untersuchten Gebieten Grund von Widerständen. Vor allem in den ExpertInneninterviews wurden häufig natur-

schutzrechtliche Belange als Einflussfaktor auf die lokale Akzeptanz von Windenergie genannt.

- **Anlagenhöhe**: Insbesondere in den windstarken Kommunen in Schleswig-Holstein und in Niedersachsen konnten aufgrund des ansteigenden Flächendrucks verstärkt Widerstände bezüglich der Anlagenhöhe festgestellt werden. Dies ist vor allem darauf zurückzuführen, dass anstatt der weiteren Flächenausweisung verstärkt die Aufrüstung bestehender Anlagen (Repowering) priorisiert wurde. Auch in einigen Gemeinden in Sachsen-Anhalt gibt es Widerstände gegen die zunehmenden Anlagenhöhen. Zudem findet die Ausweisung neuer Bebauungsflächen in Sachsen-Anhalt nur wenig Unterstützung von der Landespolitik.

- **Erfahrung**: Die befragten ExpertInnen stellten bei der Akzeptanz des Windenergieausbaus einen historischen Einfluss fest. In Schleswig-Holstein beispielsweise trat aufgrund der frühzeitigen Bebauung eine Gewöhnung der Bevölkerung an langsam steigende Anlagenanzahlen und -höhen ein. Für diese These sprechen auch die hohen Widerstände in Mecklenburg-Vorpommern oder Rheinland-Pfalz, wo mit Beginn der Bebauung sofort Windprojekte mit hoher Anlagenanzahl und -höhe umgesetzt wurden. Darüber hinaus beeinflussten weitere negative Erfahrungen bei der Umsetzung von Projekten die Akzeptanz. In neun untersuchten Gemeinden in Brandenburg wurde beispielsweise deutlich, dass der Rückgang gesellschaftlicher Akzeptanz auch mit negativen Erfahrungen mit externen BetreiberInnen ohne lokale Bindung zusammenhängen kann. Hinzu kommen die ausbleibenden finanziellen Vorteile in zahlreichen Gemeinden durch viel zu geringe oder komplett ausfallende Gewerbesteuereinnahmen, die in der Bevölkerung zu Skepsis bei der Ausweisung weiterer Eignungsgebiete führten.

- **Beteiligung**: Die in der Literatur häufig aufgeführte Notwendigkeit zur Partizipation der ortsansässigen Bevölkerung konnte durch die eigene Umfeldrecherche und die durchgeführten ExpertInneninterviews bestätigt werden. Ein intransparenter Planungsprozess bei Windvorhaben wurde beispielsweise direkt als negativer Einfluss auf die Akzeptanz genannt. Demgegenüber kann eine finanzielle Bevölkerungsbeteiligung die Akzeptanz positiv beeinflussen. So ist die hohe Dichte an Windenergieanlagen in Schleswig-Holstein von 0,24 MW/km^2 nicht nur auf die lange Ausbaugeschichte, sondern auch auf die hohe Anzahl von Bürgerwindanlagen in Nordfriesland zurückzuführen. Allerdings kann daraus nicht verallgemeinert werden, dass eine finanzielle Beteiligung immer die Akzeptanz steigert. Daneben ist z.B. auch die Beteiligung an den Planungsverfahren, also eine Form der Prozessgerechtigkeit, ausschlaggebend. Die Un-

tersuchungen auf Gemeindeebene haben aber auch gezeigt, dass der Erfolg von Beteiligungskonzepten auch vom Engagement der Kommunen selbst abhängt. Gesellschaftliche Akzeptanz wurde vor allem von lokalen AkteurInnen gefördert, die eine breite Beteiligung der Bevölkerung vorantrieben. In vielen Gemeinden sind die Möglichkeiten durch die eigenverantwortete Steuerung des Windenergieausbaus mittlerweile bekannt. Vielerorts werden heute sogar interkommunale Flächennutzungsplanungen und Kosten- und Nutzen-Verteilungen umgesetzt, wodurch sowohl die Effizienz der Planung als auch die Akzeptanz von Windenergieprojekten gefördert werden.

Die Untersuchung der Einflussfaktoren auf die gesellschaftliche Akzeptanz von Windenergie ergab eine große Bandbreite von Kriterien. Neben der Anzahl der Faktoren bestehen zusätzlich regionale Unterschiede bei ihrer Ausprägung. Beispielsweise kann der positive Einfluss von finanzieller Beteiligung in Schleswig-Holstein nicht mit den Bedingungen in Brandenburg oder Mecklenburg-Vorpommern gleichgesetzt werden. In Nordfriesland (Schleswig-Holstein) ist der Großteil der Bürgerwindparks durch lokale Bürgerinitiativen entstanden, wohingegen in Mecklenburg-Vorpommern versucht wird, Bürger an geplanten Projekten zu beteiligen, um die Umsetzungswahrscheinlichkeit zu erhöhen. Trotz solcher Unterschiede müssen zur Bestimmung eines sozial-ökologischen Ausbaupotenzials Schlüsselfaktoren quantifiziert werden, die zur Darstellung gesellschaftlicher Akzeptanz in allen Landkreisen geeignet sind.

4.3.2 Definition sozial-ökologischer Schlüsselfaktoren

Die aus der Untersuchung hervorgegangene Bandbreite an Kriterien wurde vor allem hinsichtlich möglicher Zusammenfassungen oder Reduktionen auf Schlüsselfaktoren überprüft. Der Informationsgehalt sollte dabei erhalten bleiben, aber weniger regions- oder projektspezifisch, sondern stärker allgemeingültig sein. Die Übertragbarkeit von Faktoren vom Untersuchungsobjekt auf beispielsweise alle Landkreise Deutschlands ist ein wichtiges Qualitätsmerkmal, um Schlüsselfaktoren zur Modellierung des zukünftigen deutschen Stromsystems einsetzten zu können. Aufgrund der Tatsache, dass die Schlüsselfaktoren in Langfristszenarien einfließen sollen, sollten diese auch zukünftig relevant sein. Die Auswahl der Schlüsselfaktoren fand qualitativ statt. Die Ergebnisse der Untersuchung von Einflussfaktoren auf die gesellschaftliche Akzeptanz von Windenergie wurden hierfür auf mögliche Vereinheitlichungen und die Übertragbarkeit auf alle deutschen Landkreise überprüft. Zur Unterstützung der qualitativen Auswahl der Schlüsselfaktoren wurden zusätzlich, auf Grundlage der in der PostgreSQL-Datenbank gesammelten geographischen Daten der Schutzgebiete Deutschlands und der regionalstatistischen Informationen der Bereiche Umwelt,

Bevölkerung, Flächennutzung, Tourismus und Steuern, Korrelationsanalysen durchgeführt.

Entsprechend der beschriebenen Einflussfaktoren kann ein Zusammenhang zwischen der gesellschaftlichen Akzeptanz und der für Windenergie genutzten Fläche hergestellt werden. Eine Vielzahl an Faktoren, die die Akzeptanz negativ beeinflussen, steht in Zusammenhang mit der Nutzung der verfügbaren regionalen Flächen. Naturschutzgebiete, Naturparks, Wälder, Vogelschutzgebiete und Erholungsflächen für den Tourismus beschreiben die Art und Weise einer bestimmten Flächenverwendung. Unabhängig davon, ob Natur-, Vogelschutzgebiete oder Waldflächen als Potenzialflächen für den Bau von Windenergie zur Verfügung stehen, werden diese Flächen gemeinsam mit Erholungsgebieten und der Gefährdung des Landschaftsbildes häufig als Argumente gegen Windenergieanlagen angesehen. Auch die gesundheitlichen Argumentationen können als Flächenargumente verstanden werden, da diese meist auf Abstandsregelungen zurückzuführen sind. Daraus ergibt sich ein Zusammenhang zwischen dem bebaubaren Flächenanteil für die Windenergie und der anderweitig nutzbaren Fläche für die Bevölkerung. Sowohl aus ökologischer als auch aus sozialer Perspektive, nimmt die Gestaltung der regionalen Flächennutzungen Einfluss auf die Akzeptanz von Windenergie. Die Untersuchungen haben gezeigt, dass auch vermehrt auf Ebene der Regionalplanung bereits erhebliche Proteste auftreten können und durch Proteste und Engagement vermehrt Einfluss auf die Ausweisung zukünftiger Windeignungsgebiete genommen wird. Wie viel Fläche eines Landkreises bereits für bestehende Windenergieanlagen bebaut ist, kann bei der Definition zukünftiger Vorrangflächen einen entscheidenden Einfluss haben. Die Relevanz der für Windenergie genutzten Fläche spielt auch auf Ebene der Bundesländer eine Rolle, da Ziele zum Ausbau von Windenergie häufig anhand des prozentualen Flächenanteils an der gesamten Landesfläche beschrieben werden (vgl. OVG SH, 2015). Um Einflussfaktoren für ganz Deutschland abbilden zu können, ist deren Verfügbarkeit für alle deutschen Landkreise notwendig. In der PostgreSQL-Datenbank stehen Informationen zur Flächennutzung, wie beispielsweise Naturschutzflächen, Erholungsgebiete, Wälder, Landwirtschaftsflächen oder touristisch genutzte Gebiete für alle deutschen Landkreise zur Verfügung. Allerdings konnte auf Grundlage der durchgeführten Untersuchung nicht eine spezifische Art von Flächennutzung oder ein bestimmter Anteil an einer bestimmten Fläche, wie beispielsweise der Anteil an Naturschutzflächen, als ausschlaggebendes Kriterium für die gesellschaftliche Akzeptanz von Windenergie definiert werden. Vielmehr kann grundsätzlich die Nutzung und Verfügbarkeit von Flächen für Windenergie im Vergleich zu anderweitiger Flächennutzung als relevanter Einfluss interpretiert werden. Auf Grundlage der in Kapitel 4.2 beschriebenen Potenzialanalyse sind für alle deutschen Landkreise Informationen zu derzeitig für Windenergie genutzter und auch zu maximal nutzbarer Flächen vorhanden.

Neben den genannten Zusammenhängen zwischen Flächennutzung und einzelnen Einflussfaktoren zur gesellschaftlichen Akzeptanz von Windenergie spielt auch die Verfügbarkeit der entsprechenden Flächennutzungsdaten für ganz Deutschland eine entscheidende Rolle dafür, dass die für die Bebauung von Windenergie genutzte Fläche in dieser Arbeit als erster sozial-ökologischer Schlüsselfaktor definiert wird. Um diesen Schlüsselfaktor unabhängig von der Flächengröße der Landkreise vergleichen zu können, wird ein relativer Faktor verwendet, indem die bebaute Windfläche mit der Gesamtfläche des entsprechenden Landkreises ins Verhältnis gesetzt wird. Es gilt, je höher der genutzte Flächenanteil für Windanlagen, desto höher ist die sozial-ökologische Belastung im betrachteten Landkreis.

Ergänzend zu den genannten Einflussfaktoren bezüglich der Flächennutzung wurde durch die durchgeführte Untersuchung deutlich, dass die Einbindung der Bevölkerung eine zentrale Rolle für die gesellschaftliche Akzeptanz von Windenergieprojekten spielt. Eine mangelnde Bevölkerungsbeteiligung kann nicht nur auf Projektebene, sondern ebenfalls bereits auf Ebene der Regionalplanung zu Problemen führen. Partizipation umfasst die formellen oder informellen Beteiligungsmaßnahmen, sichtbar als Anzahl eingereichter Bedenken eines Planfeststellungsverfahrens oder als Maß der Aktivitäten von Bürgerinitiativen bei der Umsetzung bereits genehmigter Windparks. Die Einbindung der Bevölkerung kann mittels Beteiligung am Planungsprozess oder auch als Nutzen für die Bevölkerung umgesetzt werden. Solch ein Nutzen kann mit finanziellen Beteiligungskonzepten für die AnwohnerInnen, Steuereinnahmen auf Gemeindeebene, bis hin zu konkreten finanziellen Anteilen der lokalen Bevölkerung an Projekten geschaffen werden. Um die Bevölkerung einer Region abzubilden kann die statistische Größe der Bevölkerungsdichte herangezogen werden. Mithilfe von Korrelationsanalysen wurde untersucht, inwieweit Zusammenhänge zwischen der Bevölkerungsdichte und weiteren regionalstatistischen Informationen erkennbar sind. Mithilfe der in der PostGreSQL-Datenbank zur Verfügung stehenden Informationen aller Landkreise wurde mit der Methode von Pearson überprüft, inwieweit ein linearer Zusammenhang zwischen der Bevölkerungsdichte und den Einflussfaktoren besteht (Benesty et al., 2009). In Abbildung 4.3 sind die Ergebnisse der Korrelationsanalyse anhand von Streudiagrammen und den entsprechenden Regressionsgeraden für alle deutschen Landkreise dargestellt.

Der Korrelationskoeffizient in Höhe von 0,85 verdeutlicht einen starken positiven Zusammenhang zwischen der Bevölkerungsdichte und dem Anteil an Erholungsflächen. „Die Erholungsfläche umfasst unbebaute Flächen, die überwiegend dem Sport, der Erholung oder dazu dienen, Tiere oder Pflanzen zu zeigen. Hierzu gehören u.a. Grünanlagen einschließlich der Parks, Schrebergärten und dgl. sowie der Sportflächen und Campingplätze“ (STAEBL, 2016, S. 93). Diese Flächen haben einen hohen Wert in der Gesellschaft, da sie als Ausgleichsflächen zu bestehenden Belastungen

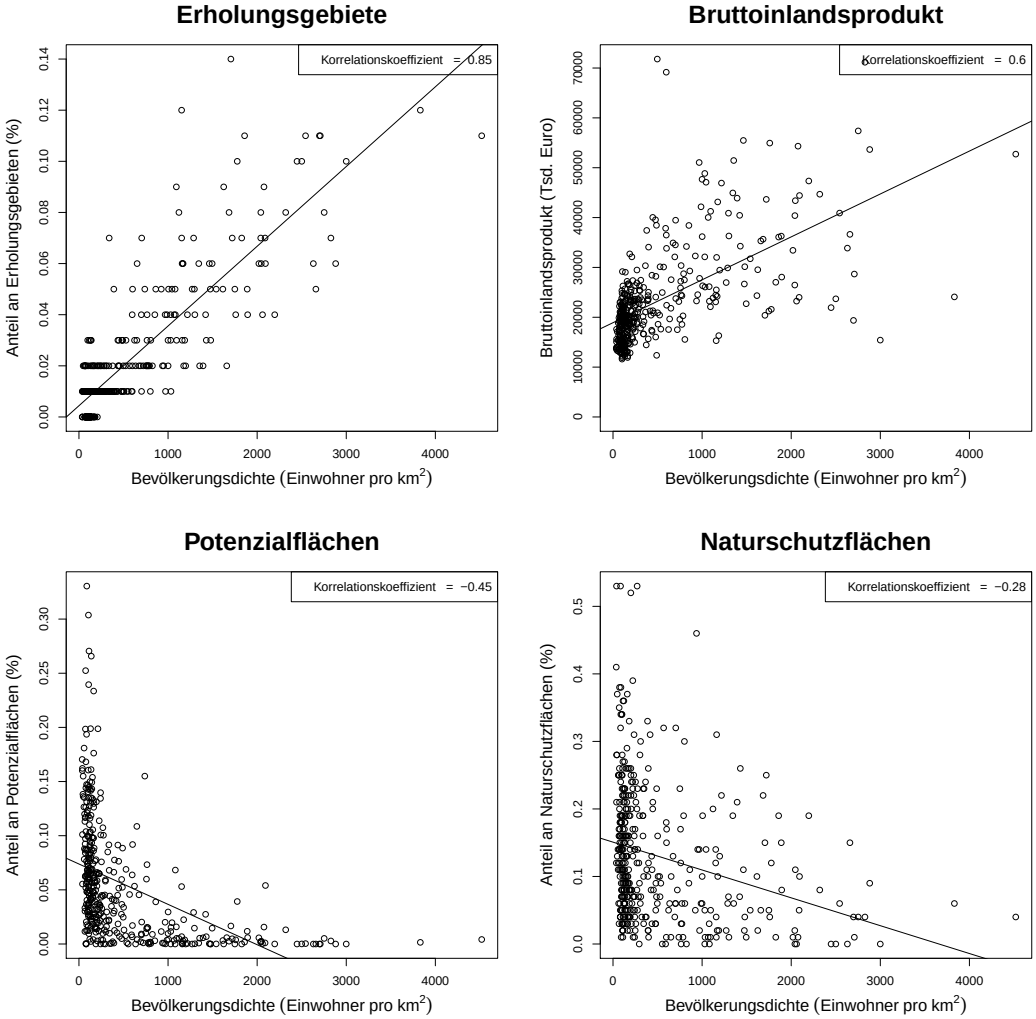


Abbildung 4.3: Korrelationen von Einflussfaktoren und der Bevölkerungsdichte für alle deutschen Landkreise. Stand der Daten: 2013; BIP Durchschnittswert von den Jahren 2000 bis 2011 in Tausend Euro

durch Siedlungen und Infrastruktur dienen. Mit steigender Bevölkerungsdichte sinken die potentiellen Bebauungsflächen und geringfügig auch die von Naturschutzgebieten (Korrelationskoeffizienten von -0,45 und -0,28). Bei einem geringen Anteil an Potenzialflächen sinkt bei hoher Bevölkerungsdichte der Anteil möglicher Flächen, die beispielsweise für eine andere Nutzung oder für eine freie Sicht verbleiben. Zusätzlich führen geringere Anteile an Potenzialflächen bzw. Weißflächen zu höheren Interessenskonflikten bezüglich der Nutzung dieser Flächen. Naturschutzflächen sind dagegen als Potenzialfläche ausgeschlossen und werden nicht bebaut. Landkreise mit geringen Anteilen an Naturschutzflächen haben weniger Ausgleichsflächen zu installierten Windenergieanlagen zur Verfügung und tragen dadurch eine höhere sozial-ökologische Last. Der Korrelationskoeffizient in Höhe von 0,6 verdeutlicht einen schwachen Zusammenhang zwischen Bevölkerungsdichte und Bruttoinlands-

produkt (BIP) eines Landkreises. Daraus ließe sich schlussfolgern, dass Landkreise mit einem geringeren BIP demzufolge aufgrund der Bevölkerungsdichte als Schlüsselfaktor eine geringere sozial-ökologische Last durch den Bau von Windenergieanlagen tragen. Dies kann außerdem mit finanziellem Nutzen verknüpft werden. Denn die Landkreise mit einem geringen BIP können wirtschaftlich von Windenergie profitieren. Maßnahmen wie Gewerbesteuereinnahmen für die Gemeinde, finanzielle Beteiligungskonzepte für die Kommune und die lokale Bevölkerung oder Pachteinnahmen für Windenergiestandorte fallen bei einem geringeren BIP stärker ins Gewicht. Weiterhin spiegelt ein vergleichsweise geringes Bruttoinlandsprodukt eine strukturschwache Region wider, die vom Bau von Windkraftanlagen und der dazugehörigen Wertschöpfung profitieren kann. Somit steht der sozial-ökologischen Belastung gleichzeitig ein wirtschaftlicher Nutzen gegenüber.

Für die zukünftige Ausweisung von Windeignungsflächen werden bei den Planungsverfahren die Bedenken der Bevölkerung der entsprechenden Regionen eine entscheidende Rolle spielen. Auch bei der Definition von Landeszielen oder auch konkreten Ausbauzielen auf Landkreisebene ist die gesamte Bevölkerung eines Kreises betroffen und in den Planungsprozess einzubinden. Die Bevölkerungsdichte repräsentiert die gesamte Bevölkerung einer Region und nicht nur direkt betroffene Menschen, die beispielsweise im Sichtfeld von Windenergieanlagen leben. Gerade bei der Ausweisung neuer Windeignungsflächen und auch bei der Definition von regionalen Zielen sollten alle in einer Region lebenden Menschen die Möglichkeit haben, partizipativ an dem Prozess mitzuwirken. Um den Zusammenhang zwischen der Partizipation der Bevölkerung an Planung und Umsetzung von Windenergieprojekten und gesellschaftlicher Akzeptanz abzubilden, kann die Bevölkerungsdichte als statistische, in allen deutschen Landkreisen verfügbare Größe herangezogen werden. Auf Basis dieses Zusammenhangs zwischen Partizipation und gesellschaftlicher Akzeptanz und den Korrelationsanalysen, die aufzeigen, dass auch weitere Einflussfaktoren mit der Bevölkerungsdichte im Zusammenhang stehen, wurde für diese Arbeit die Bevölkerungsdichte als zweiter Schlüsselfaktor definiert. Durch die Bestimmung dieses Schlüsselfaktors ergibt sich folgender Zusammenhang: Je mehr Menschen vom Ausbau der Windenergie betroffen sind, desto höher ist die sozial-ökologische Belastung im betrachteten Landkreis.

Der Ansatz, die Bevölkerungsdichte als Maß für die Auswirkung einer bestimmten Maßnahme auf Individuen heranzuziehen, ist in Form von Dosis-Wirkungs-Kurven häufig in der Pharmakologie, Ökologie und der Umweltökonomik zu finden. Dosis-Wirkungs-Kurven beschreiben den Zusammenhang zwischen einer verabreichten Dosis einer Maßnahme und der daraus resultierenden Wirkung (Mendelsohn und Orcutt, 1979). Die Auswirkung ergibt sich demnach anhand der Betroffenheit und der Personenzahl. Zur Beurteilung potenzieller Standorte für ein Zwischenlager für

radioaktive Abfälle wird beispielsweise die Bevölkerungsdichte als Kriterium zur Bewertung von Störfällen und Strahlenschutz eingesetzt (Bundesamt für Strahlenschutz, 2014). Auch die Folgen der Freisetzung von Radioaktivität können vereinfacht in Abhängigkeit von der Bevölkerungsdichte dargestellt werden (Preiss et al., 2013). Ferner wurde bereits 1987 zur Abschätzung des Risikos von Chemieanlagen ein Modellsystem entwickelt, welches Anlagenrisiken auf Basis von Ausbreitungsrechnungen von Schadstoffen unter Berücksichtigung der lokalen Bevölkerung abschätzt (Fedra, 1987). Ein weiteres Beispiel ist die von Jaggy (1997) durchgeführte Risikoanalyse von Deponien, in der die Anzahl der betroffenen Menschen ein Bewertungskriterium von Deponiestandorten ist.

Die für diese Arbeit festgelegten Schlüsselfaktoren zeigen keinen direkten Zusammenhang von Dosis und Wirkung des Windenergieausbaus als Maßnahme, sondern sollen den sozial-ökologischen Effekt des Ausbaus von Windenergie darstellen. Durch die Bestimmung der beiden Schlüsselfaktoren Flächenanteil für Windenergieanlagen und Bevölkerungsdichte fand eine starke Reduktion einer Vielzahl an Einflussfaktoren der gesellschaftlichen Akzeptanz von Windenergie statt. Die gewählten Indikatoren können als indirekte Abbildung von Landschaftsbild, Naturschutz, Beteiligung und Gesundheit interpretiert werden. Mit der Reduktion auf nur zwei Schlüsselfaktoren ist ebenfalls eine starke Vereinfachung verbunden. Einflussfaktoren wie beispielsweise die Höhe von Windenergieanlagen, die Herkunft und das lokale Engagement von BetreiberInnen oder weitere akteurs- und projektspezifische Kriterien können durch die beiden Schlüsselfaktoren nicht abgebildet werden. Der Vorteil der beiden Schlüsselfaktoren liegt vor allem darin, dass entsprechende Daten für alle deutschen Landkreise verfügbar sind. Der sozial-ökologische Effekt von Windenergieanlagen kann damit für ganz Deutschland abgebildet werden. Das Ziel dieser Arbeit besteht nicht darin, alle Einflussfaktoren der gesellschaftlichen Akzeptanz von Windenergie abzubilden, sondern vielmehr darin eine Methode zu entwickeln, die es ermöglicht gewisse sozial-ökologische Auswirkungen von Windenergie in Energiesystemmodellen zu beachten. Da bisher noch kein methodischer Ansatz bekannt ist, der gesellschaftliche Akzeptanz auf lokaler Ebene in Energiesystemmodelle einbindet, liegt der Schwerpunkt dieser Arbeit vorerst darauf einen nachvollziehbaren und übersichtlichen Ansatz zu entwickeln und zu testen. Die definierten Schlüsselfaktoren bilden hierfür eine Grundlage und sind grundsätzlich erweiterbar.

4.3.3 Belastungsgrad

Die Multiplikation beider Schlüsselfaktoren, Flächenanteil und Bevölkerungsdichte, definiert einen regionsspezifischen Belastungsgrad beim Ausbau der Windenergie. Unter Berücksichtigung der Weißfläche und des technischen Ausbaupotenzials eines

Landkreises kann ein aktueller (je nach Ausbaustand) sowie ein maximaler Belastungsgrad berechnet werden und damit ein sozial-ökologisches Ausbaupotenzial bestimmt werden. Die genutzte Fläche A_{nutz} wird unter Verwendung der Gleichung 4.1 berechnet. Die maximal installierbare Windleistung wird als aufsummierte Nennleistung des technischen Potenzials auf Landkreisebene ermittelt. Die spezifisch genutzte Fläche pro Windkapazität ergibt sich aus der bei der Ermittlung des technischen Potenzials durchgeführten Platzierung der Windenergieanlagen auf der verfügbaren Weißfläche.

$$A_{nutz,i} = P_i \cdot a_i, \ \forall \ i \in R \tag{4.1}$$

mit:

A_{nutz}	km^2	Genutzte Weißfläche
P	MW	Installierte Windleistung, z.B Ist, Max oder Szenario
a	km^2/MW	Spezifisch genutzte Fläche pro Windkapazität
R	-	Menge der Regionen

Die durch Windenergie genutzte Fläche wird zur Gesamtfläche des Landkreises ins Verhältnis gesetzt und mit der entsprechenden Bevölkerungsdichte des Kreises multipliziert. Diese Berechnung eines sogenannten Ist-Belastungsgrads ist in Gleichung 4.2 dargestellt. Der Belastungsgrad mit der Einheit Einwohner pro Quadratkilometer stellt damit ein Dichtemaß der betroffenen Bevölkerung in einem Landkreis dar. In Gleichung 4.3 wird in kongruenter Weise der maximale Belastungsgrad b_{max} berechnet, wobei die durch Windenergie genutzte Fläche dann der gesamten Weißfläche entspricht.

$$b_{ist,i} = \frac{A_{nutz,i}}{A_{region,i}} \cdot bd_i, \ \forall \ i \in R \tag{4.2}$$

$$b_{max,i} = \frac{A_{max,i}}{A_{region,i}} \cdot bd_i, \ \forall \ i \in R \tag{4.3}$$

mit:

b	$Einwohner/km^2$	Belastungsgrad
A_{max}	km^2	Gesamte Weißfläche
A_{region}	km^2	Landkreisfläche
bd	$Einwohner/km^2$	Bevölkerungsdichte

Abbildung 4.4 zeigt die aktuellen und die maximalen Belastungsgrade aller deutschen Landkreise ohne die Städte anhand der Höhe des Verhältnisses von genutzter

Weißfläche zur Gesamtfläche und der Bevölkerungsdichte. Jede Isolinie ist eine Linie mit identischen Belastungsgraden. Die Ist-Belastung wurde auf der Datengrundlage von 2014 ermittelt. Bei der maximalen Belastung wird in allen Landkreisen eine Nutzung der gesamten Weißfläche für die Installation von Windenergieanlagen vorausgesetzt. Danach ergibt sich das zuvor berechnete technisch-ökonomische Potenzial in Höhe von 618 GW Onshore Windleistung in Deutschland. Die Isolinien verdeutlichen, dass hohe Belastungsgrade vor allem in den Landkreisen mit hohen Bevölkerungsdichten oder einem hohen Verhältnis von bereits für Windenergie genutzter Fläche zur gesamten Kreisfläche erreicht werden. Aufgrund des großen Unterschieds zwischen den heutigen und den maximalen Belastungsgraden sind die Landkreise mit ihren entsprechenden Belastungsgraden in Abbildung 4.5 auf einer logarithmischen Skala der Bevölkerungsdichte abgebildet.

Die Belastungsgrade aller deutschen Landkreise sind digital unter Christ et al. (2017a) veröffentlicht und können von der Open Access Plattform Zenodo heruntergeladen werden. Die zur Ermittlung des Belastungsgrades notwendigen Hilfsdaten von Landkreisfläche, Potenzialfläche und Bevölkerungsdichte je Landkreis sind ebenfalls auf Zenodo unter Christ et al. (2017b) veröffentlicht. Zusätzlich zur digital veröffentlichten Version sind die Belastungsgrade inklusive der Flächendaten in der Datentabelle A.1 im Anhang abgebildet.

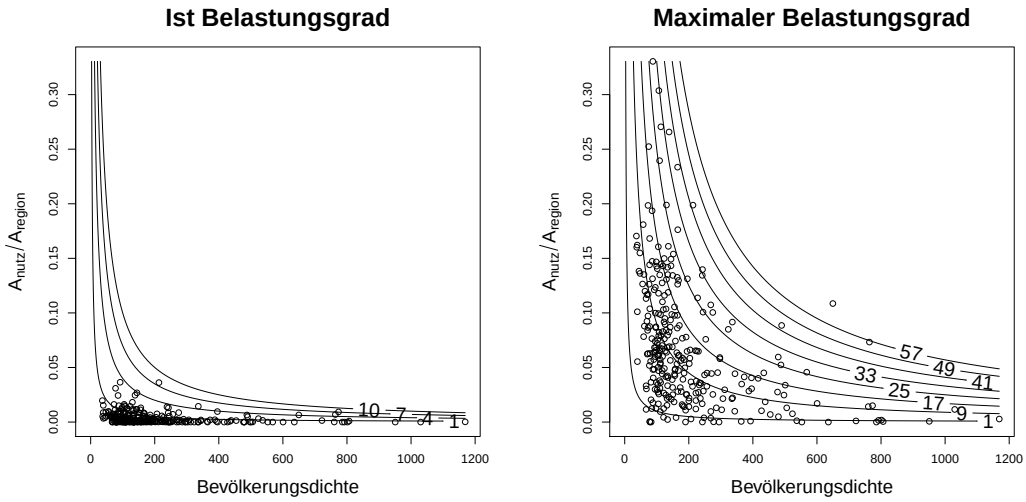


Abbildung 4.4: Ist Belastungsgrad (2014) und maximaler Belastungsgrad.

Im Jahr 2014 wird der höchste Belastungsgrad in Höhe von 7,7 Einw./km^2 im Landkreis Alzey-Worms berechnet. Es folgen die Städteregion Aachen (7,2 Einw./km^2), Rhein-Kreis Neuss (5,27 Einw./km^2), Landkreis Mainz-Bingen (4,85 Einw./km^2), Rhein-Erft-Kreis (4,25 Einw./km^2) und Landkreis Aurich (3,87 Einw./km^2). Insgesamt liegen 75 % aller Landkreise in 2014 zwischen Belastungsgraden von 0,02 und 0,66. Der Median beträgt 0,23 Einw./km^2. Der Median der deutschlandweiten Belas-

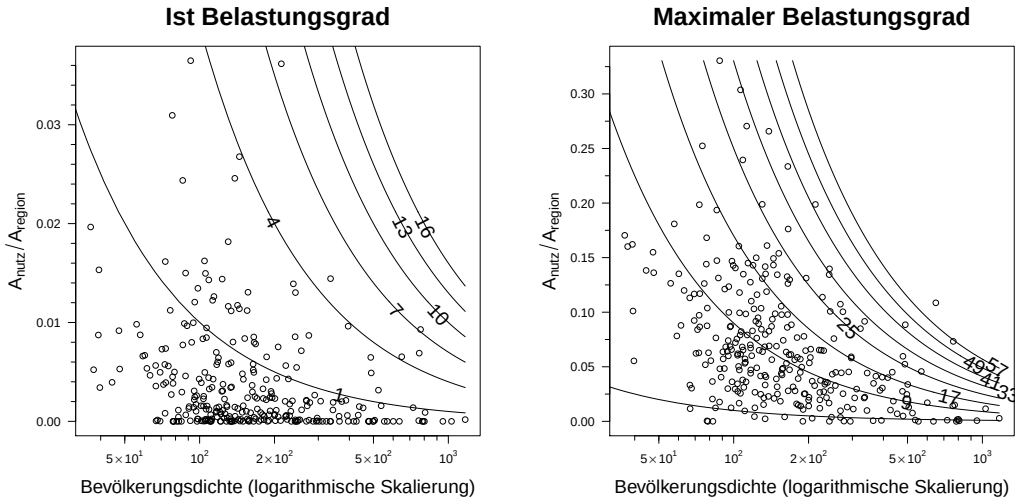


Abbildung 4.5: Logarithmische Darstellung des Ist Belastungsgrads (2014) und des maximalen Belastungsgrads. Die Bevölkerungsdichte ist logarithmisch skaliert. Die Maximalwerte der y-Achsen entsprechen jeweils den maximalen Anteilen an Nutzflächen für Windenergie.

tung erhöht sich bei einer Nutzung der gesamten Weißfläche auf 7,7 Einw./km^2. Bei der Berechnung der maximalen Belastungsgrade haben 75 % aller Landkreise Werte zwischen 4,39 und 13,12 Einw./km^2. Im Rhein-Erft-Kreis wird der höchste maximale Belastungsgrad von 70,55 Einw./km^2 erreicht. Dies ist ein stadtnaher Landkreis mit einer hohen Bevölkerungsdichte und einem geringen Flächenpotenzial. Im Landkreis Alzey-Worms, mit dem höchsten Ist-Belastungsgrad im Jahr 2014, beträgt der maximale Belastungsgrad bei voller Ausnutzung der Weißfläche das sechsfache mit insgesamt 42,35 Einw./km^2.

Vergleicht man die zeitlichen Entwicklungen des Windenergieausbaus in den vier Landkreisen mit den höchsten Ist-Belastungsgraden wird deutlich, dass der Großteil des Windausbaus innerhalb der letzten Jahre stattfand. Für die vorliegende Untersuchung wurden alle Landreise entsprechend ihrer historischen Ausbauentwicklung den drei Kategorien „early“, „constant“ und „late“ zugeordnet. Inhaltlich zeigen die Kategorien in welchen Jahren überdurchschnittlich viel in einem Landkreis ausgebaut wurde. Als jährlich überdurchschnittlich wurde für diese Analyse ein Ausbau definiert, der die zweifache Menge der durchschnittlichen Ausbaurate des betrachteten Zeitraums in einem Landkreis überschreitet. Bezogen auf den gesamten Windenergieausbau in Deutschland konnten solche Ausbauspitzen in den Jahren 2001, 2002, 2003, 2006, 2009 und 2012 festgestellt werden. Diese sechs Ausbauspitzenjahre lassen erkennen, dass sowohl in frühen Ausbaujahren (2001, 2002 und 2003) als auch in späten Ausbaujahren (2006, 2009 und 2012) ein überdurchschnittlich hoher Anteil an Windenergieanlagen in Deutschland installiert wurde. Für die Einteilung aller

Landkreise in die benannten Kategorien wurde dieser Sachverhalt der frühen und späten Ausbaujahre herangezogen und das Jahr 2006 als Grenze zwischen frühem und spätem Ausbau definiert. Auf Grundlage dieser Einteilung wurden alle Landkreise, deren Ausbauschwerpunkte vor dem Jahr 2006 lagen, der Gruppe „early“ zugeteilt. Der Kategorie „late“ wurden die Landkreise zugeordnet, deren Ausbauspitzen zu einem späten Zeitpunkt, d.h. nach 2006 stattfanden. Landkreise mit einem konstanten Ausbau, sowohl mit frühen als auch mit späten Ausbauschwerpunkten, sind in der Gruppe „constant“ enthalten.

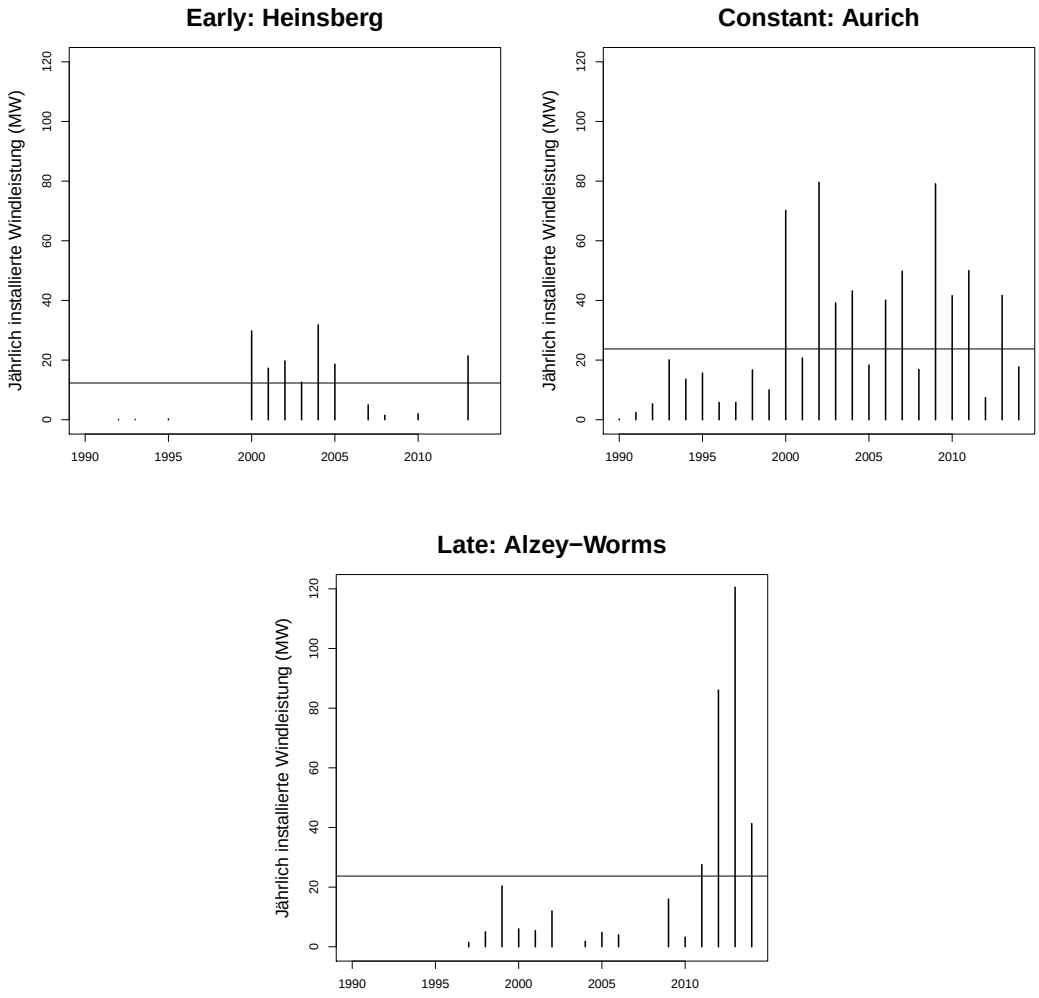


Abbildung 4.6: Entwicklung des Windausbaus in den Kategorien: early, constant, late. Ausgewählte Landkreise mit den höchsten Ist-Belastungsgraden der Gruppe (Städte ausgeschlossen).

In Abbildung 4.6 ist beispielhaft jeweils ein Landkreis pro Kategorie mit dem jährlichen Ausbau in MW im Zeitraum von 1990 bis 2014 dargestellt. Die horizontale Linie zeigt die durchschnittliche Ausbaurate in dem entsprechenden Landkreis. Die zur Veranschaulichung des erläuterten Vorgehens zur Einteilung aller Landkreise in

zeitliche Ausbaukategorien beispielhaft ausgewählten Landkreise „Heinsberg“, „Aurich“ und „Alzey-Worms“ weisen die höchsten Ist-Belastungsgrade der jeweiligen Kategorie auf.

Bei der Einteilung der Landkreise in die zeitlichen Ausbaukategorien wurden die Städte und alle Landkreise ohne oder mit nur einer Windenergieanlage ausgeschlossen, sodass insgesamt eine Grundgesamtheit von 293 Landkreisen untersucht wurde. Insgesamt 112 der 293 betrachteten Landkreise (ca. 47 %) wurden der Kategorie „constant“ zugeordnet. Fast die Hälfte aller Landkreise baute die Windenergie zwischen 1990 und 2014 annähernd konstant aus. Die Gruppe „late“ (Ausbau nach 2006) umfasst 81 Landkreise. Der Kategorie „early“ wurden mit 67 Landkreisen insgesamt am wenigsten (28 % der betrachteten Kreise) zugeordnet. In Abbildung 4.7 sind die Landkreise mit ihren Belastungsgraden den drei Kategorien zugeordnet.

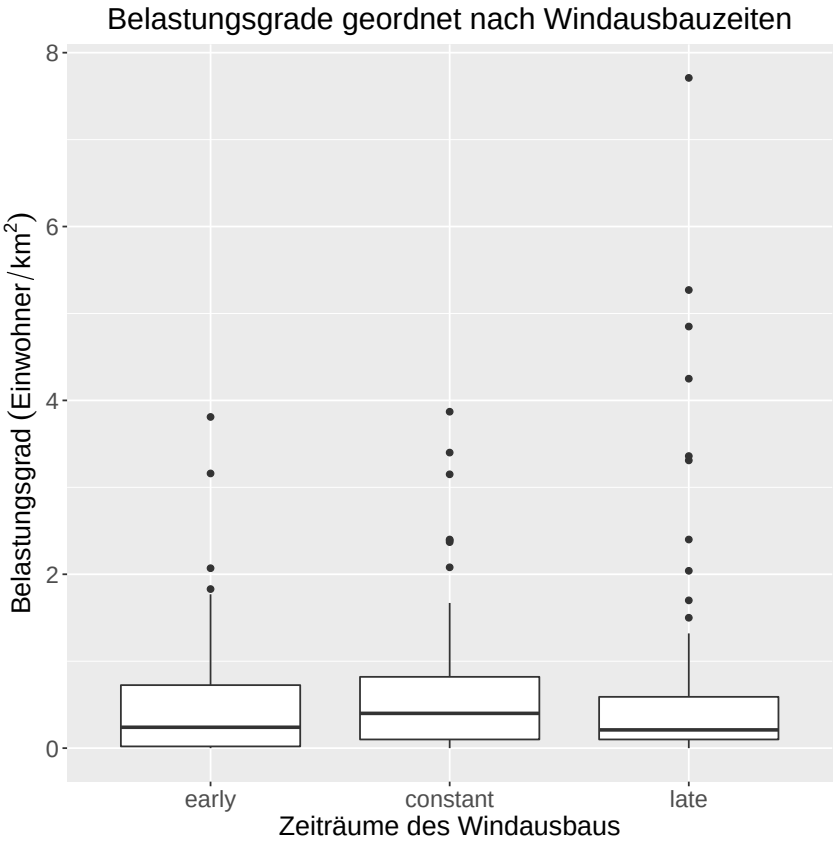


Abbildung 4.7: Belastungsgrade geordnet nach Windausbauzeiten. Kategorien early (Ausbau vor allem vor 2006), constant (konstanter Ausbau über die Zeit) und late (Ausbau vor allem nach 2006).

Ein Vergleich der Belastungsgrade der Landkreise in den Kategorien „early“ und „constant“ zeigt keinen signifikanten Unterschied. Demgegenüber macht die Darstellung deutlich, dass die Landkreise mit den höchsten Belastungsgraden der Gruppe „late“ zuzuordnen sind. Insgesamt ist die Anzahl dieser Landkreise zwar am gerings-

ten, allerdings wurden bisher weder bei einem frühen, noch bei einem konstanten Ausbau solche hohen Belastungsgrade erreicht. Dieser Zusammenhang wirft die Frage auf, ob heutige Akzeptanzprobleme in Form von Widerstand und Protesten gegebenenfalls zumindest teilweise mit kurzfristig starkem Zubau zusammenhängen. Nordfriesland, als repräsentativer Landkreis für lange Erfahrung und von BürgerInnen initiierte Windenergieprojekte, weist beispielsweise in der Ausbaukategorie „constant“ die höchste installierte Leistung auf. Der schnelle Zubau vieler Windenergieanlagen innerhalb weniger Jahre lässt den Menschen im Vergleich zu einem Ausbau über 25 Jahre kaum Zeit, sich an die Technologie zu gewöhnen und diese im direkten Umfeld zu akzeptieren. Auch zukünftig wird der Ausbau der Windenergie wahrscheinlich schneller voranschreiten als in den frühen Ausbaujahren der 90er Jahre, wodurch eine Gewöhnungszeit wie im Landkreis Nordfriesland nicht mehr möglich ist. Deshalb wird sich vermehrt die Frage stellen, wie hoch der ökologisch und gesellschaftlich vertretbare lokale Zubau eines Landkreises als Beitrag zum Ausbauziel in Deutschland sein kann. Obwohl die heutigen Ist-Belastungsgrade im Vergleich zu den maximalen Belastungsgraden bei voller Nutzung aller Weißflächen eine vergleichsweise geringe Windenergiebelastung darstellen, werden Werte wie in den Landkreisen Alzey-Worms (7,7), Dithmarschen (3,4) oder Nordfriesland (2,4) zukünftig immer weniger realisierbar sein. Die Landkreise Uckermark oder Prignitz in Brandenburg mit den derzeit höchsten installierten Leistungen von rund 838 und 802 MW, nach Nordfriesland und Dithmarschen, haben derzeit Ist-Belastungsgrade in Höhe von 0,6 und 0,7 Einw./km^2. Laut der regionalen Planungsgemeinschaft Prignitz-Oberhavel wird der weitere Windenergieausbau gesellschaftlich immer weniger akzeptiert (IZT, 2013). Demzufolge sind auch steigende Belastungsgrade eher zweifelhaft. Die Grenzen des sozial-ökologischen Potenzials sind stark vom Umgang mit den Bedenken der BürgerInnen und einer effektiven Bürgerbeteiligung abhängig. Auch dürfte die Ausbaugeschwindigkeit erhebliche Auswirkungen auf die real erreichbaren Belastungsgrade haben.

Die Spanne zwischen den heutigen Ist- und den maximalen Belastungsgraden bildet die Grundlage zur Erstellung von sozial-ökologischen Windausbauszenarien. Der definierte Belastungsgrad wird dabei herangezogen, um festzulegen, welche Grenzen das sozial-ökologische Potenzial haben könnte. Dabei ist der Belastungsgrad nicht mit der gesellschaftlichen Akzeptanz gleichzusetzen, sondern als eine Dimension von sozial-ökologischen Belastungen der Windenergie zu interpretieren.

5 Szenarienentwicklung

Die Höhe des berechneten technischen Ausbaupotenzials für Onshore Windenenergie in Deutschland (vgl. Kapitel 4.2) von 618 GW zeigt, dass bei einem Ausbauziel von beispielsweise rund 100 GW im Jahr 2050 nicht die technische Machbarkeit, sondern die Anlagenverteilung kritisch werden könnte. Für eine mögliche Optimierung des Windenergieausbaus wurden verschiedene Ausbaualgorithmen entwickelt, mit denen eine vorgegebene Zielkapazität auf alle Landkreise verteilt werden kann.

Nachfolgend werden neben einem ökonomischen Ausbau zukünftiger Windenergieanlagen ebenfalls sozial-ökologische Ausbaualgorithmen vorgestellt. Auf Grundlage eines gleichverteilten Belastungsgrades und festgelegter regionaler sozial-ökologischer Belastungsgrenzen werden insgesamt fünf Ausbauszenarien für die Windenergie in Deutschland für das Jahr 2050 definiert.

5.1 Ökonomischer Windausbau

Wird die Verteilung von Windenergieanlagen innerhalb Deutschlands ökonomisch durchgeführt, ist die Wirtschaftlichkeit der verschiedenen Standorte das einzige Ausbaukriterium im Rahmen der verfügbaren Weißfläche. In dieser Arbeit erfolgt die Verteilung der für Deutschland festgelegten Gesamtleistung an Onshore Windenergie mithilfe eines Ausbaualgorithmus. Die zukünftige Windenergieleistung wird nach dem Verhältnis der durchschnittlichen Volllaststunden eines Kreises zu den durchschnittlichen Volllaststunden aller Kreise verteilt. Somit bekommen Landkreise mit höheren durchschnittlichen Volllaststunden entsprechend höhere Zubauanteile. In jedem Landkreis kann gebaut werden, bis die technische Potenzialgrenze erreicht ist und keine Weißfläche mehr zur Verfügung steht. Der Belastungsgrad wird bei dieser Vorgehensweise nicht berücksichtigt.

Neben der Begrenzung aufgrund der Flächenpotenziale ist der Zubau durch das ökonomische Potenzial (die Wirtschaftlichkeit) begrenzt. Dies erfordert einen wirtschaftlichen Betrieb der Windenergieanlagen an den Ausbaustandorten. Hierfür wurde die Wirtschaftlichkeit des Betriebs von Anlagen, die eine Mindestauslastung von 1.300 äquivalenten Volllaststunden haben, angenommen. Im Vergleich hierzu wird

in einer Studie des Fraunhofer IWES eine Mindestauslastung von 1.600 äquivalenten Volllaststunden als wirtschaftlich angenommen (Bofinger et al., 2012, S. 13). Die Verwendung einer niedrigeren Mindestauslastung wird mit den Ergebnissen der Ertragsberechnungen in Kapitel 4.2.2 begründet. Darin wurden durchschnittlich 1.576 äquivalente Volllaststunden in den süddeutschen Bundesländern berechnet. Eine Untergrenze der Wirtschaftlichkeit in Höhe von 1.300 Volllaststunden erreichen dann etwa 83 % der Landkreise in Süddeutschland. In der genannten Studie des Fraunhofer IWES werden 1.948, 1.953 und 1.933 Volllaststunden in Bayern, Baden-Württemberg und im Saarland erzielt (Bofinger et al., 2012, S. 15), sodass 1.600 Volllaststunden 79 % - 82 % der durchschnittlichen Auslastung repräsentieren. Die Unterschiede zwischen den Ergebnissen der Ertragsberechnungen sind auf die Verwendung verschiedener Wetterdaten zurückzuführen. In der Studie des Fraunhofer IWES wurden die Winddaten des Deutschen Wetterdienstes (DWD) verwendet. Die Ergebnisse der vorliegenden Arbeit indes basieren auf eigenen Berechnungen mit den CoastDat2-Wetterdaten von Geyer (2014). Zusätzlich ist die vergleichsweise niedrige Grenze aufgrund neuer technischer Standards bei den Windenergieanlagen plausibel. Die bisherige technische Weiterentwicklung von Windenergieanlagen zeigt sich anhand der durchschnittlichen Leistungen bisheriger Anlagen. In 2010 hatten neue Anlagen noch eine durchschnittliche Leistung von 2,2 MW, in 2015 lag dieser Wert bereits bei 2,7 MW (Kirrmann et al., 2016). Aufgrund von Lernkurven in der Technologieentwicklung wird davon ausgegangen, dass bis zum Jahr 2050 entsprechende Schwachwindanlagen verfügbar sind, die auch mit geringen mittleren Windgeschwindigkeiten einen wirtschaftlichen Anlagenbetrieb gewährleisten. In der für diese Arbeit durchgeführten Ermittlung des ökonomischen Potenzials ist nicht mit berücksichtigt, dass die Wirtschaftlichkeit von Windenergieanlagen von der Vergütung abhängt. Die Vergütung variiert je nach Standortvorteilen und dem zugrundeliegenden Vergütungsmodell. In Deutschland ist durch den Wechsel von einer festen Einspeisevergütung zu Vergütungshöhen, die sich an den niedrigsten Geboten im Rahmen von Ausschreibungsverfahren orientieren, die Vorhersage von zukünftigen Vergütungen von Windenergieanlagen nur bedingt möglich. Um strukturelle Unterschiede zwischen Standorten auszugleichen, ist in dem deutschen Förderungssystem für Windenergieanlagen an Land das Referenzertragsmodell verankert. Anlagenbetreiber erhalten dadurch an windschwächeren Standorten eine vergleichsweise höhere Förderung, wodurch im ganzen Bundesgebiet Windenergieanlagen wirtschaftlich betrieben werden können (Fiedler, 2017).

Mit dem ökonomischen Ausbaualgorithmus wird, ausgehend von der bereits installierten Leistung, nur die Differenz zur Zielmenge verteilt. Diese Herangehensweise beruht auf der Annahme, dass heutige Standorte auch zukünftig weiter genutzt werden und bestehende Anlagen durch neue Anlagen ersetzt werden (Repowering). An

den heutigen Standorten liegen parallel zu den guten Windbedingungen auch Betriebserfahrungen und die notwendige Infrastruktur vor (z.B. Netzanschlusspunkte). Demzufolge bietet die weitere Nutzung bestehender Anlagenstandorte gegenüber neuen Standorten voraussichtlich ökonomische Vorteile.

Für die Simulation des deutschen Stromsystems im Jahr 2050 wurde für diese Arbeit ein 100 % erneuerbares Stromerzeugungsszenario bestimmt, das in Kapitel 6 näher erläutert wird. Für die Entwicklung der Ausbauszenarien von Windenergie in Deutschland ist bereits die durch den Szenariorahmen vorgegebene Zielkapazität von Bedeutung. Die installierten Leistungen der einzelnen Erzeugungstechnologien orientieren sich in dem für diese Arbeit bestimmten Szenario an den Annahmen des Szenariorahmens „X-7: 100 % RES electricity“ des E-Highway2050 Projektes für Europa (E-Highway2050, 2016). Die systemische Entscheidung und Begründung für die Auswahl dieses Szenariorahmens erfolgt ebenfalls in Kapitel 6. Für die Windenergie handelt es sich bei der in 2050 installierten Zielkapazität um 98 GW Onshore Windenergieleistung in Deutschland. Im ökonomischen Windausbauszenario dieses Kapitels wurde daher im Jahr 2050 eine Gesamtkapazität von 98 GW an Onshore Windenergieleistung verteilt.

5.2 Sozial-ökologischer Windausbau

Auch für den sozial-ökologischen Windenergieausbau wird bestimmt, welche Menge der Gesamtfläche in Zukunft für die Windenergie genutzt werden kann. Um den Einfluss möglicher sozial-ökologischer Belastungsgrenzen zu erkunden wird festgelegt, wie hoch die sozial-ökologische Belastung der Landkreise in einem Ausbauszenario maximal sein darf. Die bisherigen Belastungen (vgl. Kapitel 4.3.3) verdeutlichen eine ungleiche Verteilung durch den Zubau in den letzten 25 Jahren. In den vier Landkreisen Nordfriesland, Dithmarschen, Uckermark und Prignitz war im Jahr 2014 insgesamt eine Windleistung von 4.105 MW installiert. Das entsprach 12 % der Gesamtleistung und mehr als 10 % aller Windenergieanlagen in Deutschland.

Verteilungsgerechtigkeit allerdings spielt bei der Akzeptanz von Windenergie eine herausragende Rolle (Sonnberger und Ruddat, 2017). Zu diesem Schluss kommen Sonnberger und Ruddat (2017) bei einer Untersuchung der Einflussfaktoren „Verfahrens- und Verteilungsgerechtigkeit“, „wahrgenommene Vorteile, Kosten und Risiken“, „Vertrauen in Entscheidungsträger“ und „Beteiligungsverhältnisse und Ortsverbundenheit“. Entscheidend für eine Verteilungsgerechtigkeit ist sowohl die Verteilung von Belastungen, beispielsweise in Form von installierten Windenergieanlagen, als auch die Verteilung von Vorteilen, wie beispielsweise Gewinnbeteiligungen. Auf welche Weise eine „gerechte“ Verteilung von Windenergieanlagen stattfinden kann

ist dabei noch ungeklärt. Der Ausdruck „Gerechtigkeit als Fairness“ nach Rawls (1971) umfasst es beispielsweise die Grundsätze der Gerechtigkeit im Rahmen einer fairen Ausgangssituation zu bestimmen. Zieht man für die Planung des Windenergieausbaus unter Berücksichtigung von Verteilungsgerechtigkeit diesen Ausdruck heran, so stellt sich die Frage, wie eine faire Ausgangssituation gestaltet werden kann. Wie können beispielsweise Windenergieanlagen gleichmäßiger innerhalb Deutschlands verteilt werden? Eine gleichmäßige Belastung aller deutschen Landkreise bietet eine Möglichkeit diese Frage zu beantworten. Dazu wird der zuvor entwickelte Belastungsgrad verwendet, mithilfe dessen in jedem Landkreis einheitlich maximale sozial-ökologische Bebauungsgrenzen festgelegt werden können. Dafür müssen indes zuerst Belastungsgrenzen basierend auf einer homogenen Vorgehensweise entwickelt werden. Nachfolgend wird beschrieben, wie der Windenergieausbau auf Basis einer gleichmäßigen, d.h. einer gleichverteilten Belastung umgesetzt werden kann.

5.2.1 Gleichverteilter Belastungsgrad

Mit dem Ziel einer gleichmäßigen sozial-ökologischen Verteilung neuer Windkapazitäten wurde ein Algorithmus entwickelt, mit dem die vorgegebene Windenergieleistung im Jahr 2050 in den Landkreisen gleichmäßig verteilt werden kann. Mit der Gleichung 5.2 wird ein einheitlicher Belastungsgrad b_{bal} für alle Landkreise berechnet. Die exakte Herleitung zeigen die Gleichungen 5.1. Ausgangspunkt sind die Gleichungen 4.1 und 4.2 zur Definition des Belastungsgrads in Kapitel 4.3.3.

$$P_i = b_i \cdot \frac{A_{region,i}}{bd_i \cdot a_i}, \ \forall \ i \in R \tag{5.1}$$

$$P_{sum} = \sum_{i \in R} b_i \cdot \frac{A_{region,i}}{a_i \cdot bd_i}$$

$$R = R_{bal} : \ P_{sum} = \sum_{i \in R_{bal}} b_{bal} \cdot \frac{A_{region,i}}{a_i \cdot bd_i}$$

$$P_{sum} = b_{bal} \cdot \sum_{i \in R_{bal}} \frac{A_{region,i}}{a_i \cdot bd_i}$$

$$b_{bal} = \frac{P_{sum}}{\sum\limits_{i \in R_{bal}} \frac{A_{region,i}}{a_i \cdot bd_i}}$$

mit:

P	MW	Installierte Windleistung, z.B Ist, Max oder Szenario
a	km^2/MW	Spezifisch genutzte Fläche pro Windkapazität
R	-	Menge der Regionen
b	$Einw./km^2$	Belastungsgrad
A_{region}	km^2	Landkreisfläche
bd	$Einw./km^2$	Bevölkerungsdichte
b_{bal}	$Einw./km^2$	Gleichverteilter Belastungsgrad
P_{bal}	MW	Nach gleicher Belastung installierte Windleistung
R_{bal}	-	Menge der Regionen mit gleichverteiltem Belastungsgrad

$$b_i = b_{bal} = \frac{\sum\limits_{i \in R_{bal}} P_{bal,i}}{\sum\limits_{i \in R_{bal}} \frac{A_{region,i}}{a_i \cdot bd_i}} \tag{5.2}$$

$$b_i = b_{max,i},\ \forall\ i \in \{R \mid b_{bal} > b_{max,i}\} \tag{5.3}$$

$$b_i = b_{ist,i},\ \forall\ i \in \{R \mid b_{bal} < b_{ist,i}\} \tag{5.4}$$

Verglichen mit dem ökonomischen Ausbaualgorithmus ist bei einer sozial-ökologischen Umsetzung der Belastungsgrad das entscheidende Verteilungskriterium der Anlagen. Mit dem berechneten identischen Belastungsgrad b_{bal} wird das ermittelte technisch-ökonomische Ausbaupotenzial (vgl. Kapitel 4.2) eingeschränkt. Demzufolge muss in allen Landkreisen ein Belastungsgrad in gleicher Höhe vorliegen. In Landkreisen mit geringem Ausbaupotenzial wird der Ausbau anhand des maximalen Belastungsgrads begrenzt (Gleichung 5.3), sodass der ermittelte b_{bal} die maximale Belastung nicht übersteigt. Bei der Berücksichtigung bereits installierter Windleistungen wird in Landkreisen, deren heutige Belastung den ermittelten Belastungsgrad b_{bal} übersteigt, durch Gleichung 5.4 der derzeitige Wert beibehalten. Ein Kapazitätsabbau erfolgt nicht.

Für die Verteilung der Anlagen auf der Basis identischer Belastungen wird die gesamte Windenergiekapazität für ein gewähltes Zieljahr vorgegeben. Mit dem Ausbaualgorithmus wird der dazugehörige Belastungsgrad berechnet, der in jedem Landkreis identisch sein muss. Daraus ergibt sich die dazugehörige Windleistung für jeden Landkreis. Wie im ökonomischen Ansatz beträgt die vorgegebene Zielkapazität

98 GW im Zieljahr 2050. Bei dieser Zielkapazität beträgt der berechnete gleichverteilte Belastungsgrad 1,3 Einw./km^2 in jedem Landkreis. Wird bei dieser Berechnung auch die bereits in 2014 installierte Windleistung berücksichtigt, liegt dieser leicht niedriger, bei 1,2 Einw./km^2, da eine Reihe von Landkreisen bereits deutlich höhere Belastungsgrade aufweisen. Im Jahr 2014 lagen 39 von 295 deutschen Landkreisen (Städte ausgenommen) bei sozial-ökologischen Belastungsgraden durch Windenergie von 1,3 Einw./km^2 oder höher.

5.2.2 Belastungsgrenzen

Windausbauszenarien mit einer gleichen Belastung in allen deutschen Landkreisen stellen eine Möglichkeit dar, sozial-ökologische Belastungen lokal zu begrenzen. Mit steigender Zielkapazität der zu installierenden Gesamtleistung nimmt auch die Höhe des berechneten Belastungsgrads zu. Bei einer Zielgröße von 98 GW beträgt der Belastungsrad 1,3 Einw./km^2. Berechnet für die aktuelle Gesamtleistung von ~40 GW ergibt sich ein Belastungsgrad von ca. 0,5 Einw./km^2. Vielerorts führen die derzeitigen Belastungen bereits zu großen Protesten, sodass selbst gleichmäßig geplante Belastungen von 1,3 Einw./km^2 ohne eine umfangreiche Einbindung der lokalen Bevölkerung wahrscheinlich nicht zu erreichen sein werden. Dabei ist zu beachten, dass Proteste nicht notwendigerweise mit dem Grad des Windenergieausbaus zusammenhängen.

Für die Analyse einer möglichen Begrenzung des Windenergieausbaus anhand sozial-ökologischer Kriterien wurde die Gleichung 5.2 verwendet und so umgeformt, dass nicht die Windkapazität, sondern der Belastungsgrad als Zielwert für 2050 vorgegeben werden kann (Gleichung 5.5). Mit Hilfe der umgeformten Gleichung lässt sich berechnen, wie viel Windkapazität P_{bal} ausgebaut werden kann, sodass in keinem Landkreis ein vorgegebener Belastungsgrad überschritten wird.

$$P_{sum} = \sum_{i \in R_{bal}} P_{bal,i} = b_{bal} \cdot \sum_{i \in R_{bal}} \frac{A_{region,i}}{a_i \cdot bd_i} \tag{5.5}$$

mit:

P_{bal}	MW	Nach gleicher Belastung installierte Windleistung
b_{bal}	$Einw./km^2$	Gleichverteilter Belastungsgrad
R_{bal}	-	Menge der Regionen mit gleichverteiltem Belastungsgrad
A_{region}	km^2	Landkreisfläche
a	km^2/MW	Spezifisch genutzte Fläche pro Windkapazität
bd	$Einw./km^2$	Bevölkerungsdichte

In Abbildung 5.1 ist die Windenergieleistung in Deutschland in Abhängigkeit von der Belastung in den Landkreisen dargestellt. Die Kurve zeigt die gesamte installierbare Windenergieleistung, wenn die sozial-ökologiche Belastung durch Windenergie berücksichtigt wird. Sie verläuft zu Beginn mit gleichbleibender Steigung, die dann zunimmt, wenn Landkreise an die Grenzen ihres technischen Flächenpotenzials stoßen. Die Spannbreite der Belastungsgrade im Jahr 2014 reichte von 0 bis 7,7 Einw./km^2. Wird in allen Landkreisen beispielsweise die höchste heutige Belastung angenommen, dann beträgt die resultierende installierbare Gesamtleistung 451 GW. Da aktuell 75 % aller Landkreise einen Belastungsgrad zwischen 0,02 und 0,66 Einw./km^2 haben und bereits Akzeptanzprobleme existieren, sind solch hohe Belastungen ohne stark veränderte Rahmenbedingungen vermutlich nicht umsetzbar. Die bereits erreichten Maximalwerte zeigen jedoch auch, dass solche Belastungswerte unter bestimmten Rahmenbedingungen realisierbar sind.

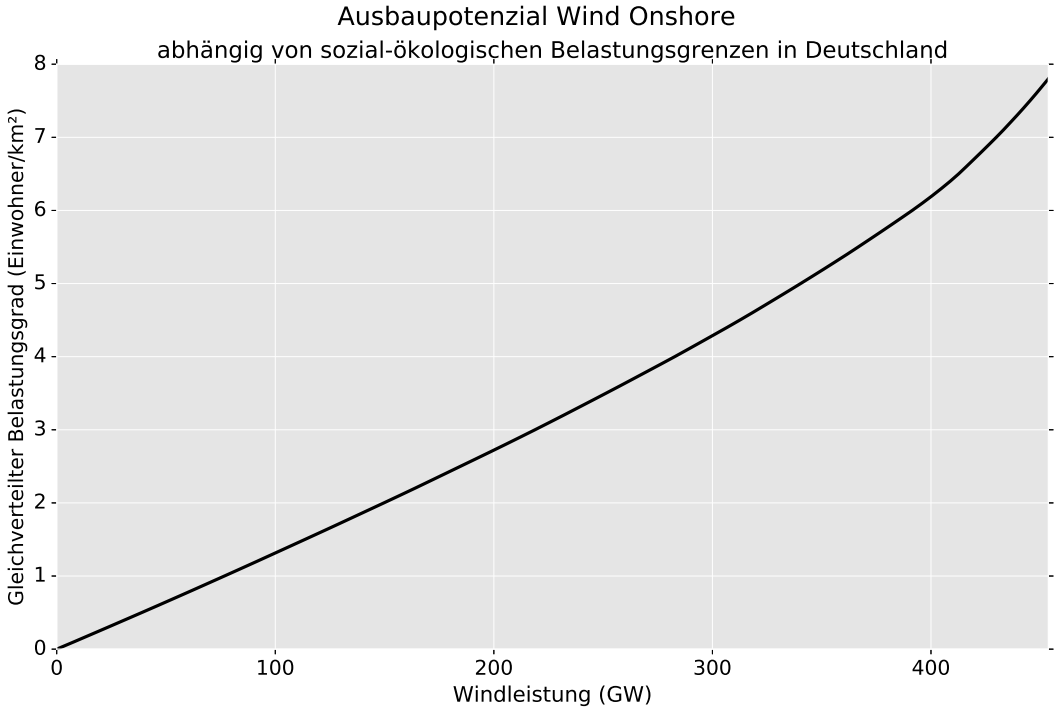


Abbildung 5.1: Ausbaupotenzial von Wind Onshore in Deutschland, abhängig von sozial-ökologischen gleichverteilten Belastungsgrenzen je Landkreis.

Innerhalb der dargestellten Spanne an Belastungsgraden und den damit verknüpften sozial-ökologischen Ausbaupotenzialen für die Onshore Windenergie in Deutschland stellt sich eine Frage: In welcher Höhe können Belastungsgrenzen gesetzt werden, um mögliche Auswirkungen fehlender gesellschaftlicher Akzeptanz auf den zukünftigen Windenergieausbau in der Energiesystemanalyse abbilden zu können? Als erster Anhaltspunkt kann der gleichverteilte Belastungsgrad der Zielkapazität für 2050 herangezogen werden. Für das 100 % erneuerbare Stromversorgungsszenario

im Jahr 2050 liegt eine Zielkapazität von 98 GW an Onshore Windenergieleistung in Deutschland zu Grunde. Diese Kapazität führt bei einer Verteilung, die durch gleichmäßige sozial-ökologische Belastung bestimmt wird, zu einem gleichverteilten Belastungsgrad von 1,3 Einw./km^2. Die zugrundeliegende gleichmäßige Verteilung der Windenenergieleistung auf alle deutschen Landkreise erfolgte in diesem Fall ohne die Berücksichtigung der bereits im Jahr 2014 installierten Windenergieanlagen. Unter Betrachtung der heutigen Belastungsgrade in den einzelnen Landkreisen wird deutlich, dass lediglich 39 der 295 Landkreise (Städte ausgenommen) im Jahr 2014 einen Belastungsgrad von 1,3 Einw./km^2 oder höher aufwiesen. In Abbildung 5.2 sind diese 39 Landkreise der Bundesländer Schleswig-Holstein, Niedersachsen, Nordrhein-Westfalen, Sachsen-Anhalt, Thüringen und Rheinland-Pfalz dargestellt.

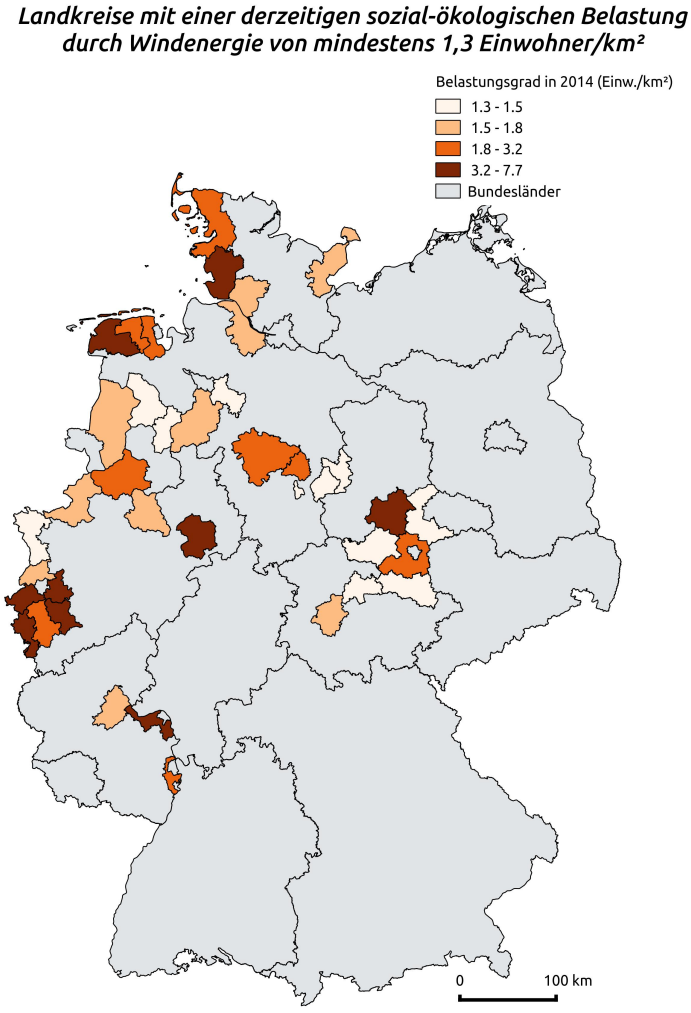


Abbildung 5.2: Landkreise mit Belastungsgraden in 2014 zwischen 1,3 und 7,7 Einw./km^2.

Im obersten Quantil der Belastungsgrade liegen die zehn Landkreise mit den höchsten sozial-ökologischen Belastungen im Jahr 2014 zwischen 3,2 und 7,7 Einw./km^2: Alzey-Worms (7,7), die Städteregion Aachen (7,2), Rhein-Kreis Neuss (5,3), Mainz-Bingen (4,9), Rhein-Erft-Kreis (4,3), Aurich (3,9), Heinsberg (3,8), Salzlandkreis (3,4), Dithmarschen (3,4) und Paderborn (3,3). Insgesamt liegen vier der in Abbildung 5.2 dargestellten Landkreise in Schleswig-Holstein (Dithmarschen, Nordfriesland, Ostholstein und Steinburg), 13 Landkreise in Niedersachsen (Helmstedt, Peine, Wolfenbüttel, Region Hannover, Diepholz, Stade, Verden, Aurich, Cloppenburg, Emsland, Friesland, Vechta und Wittmund), 11 Landkreise in Nordrhein-Westfalen (Kleve, Rhein-Kreis Neuss, Viersen, Städteregion Aachen, Düren, Rhein-Erft-Kreis, Heinsberg, Borken, Steinfurt, Warendorf und Paderborn), vier Landkreise in Rheinland-Pfalz (Rhein-Hunsrück-Kreis, Alzey-Worms, Rhein-Pfalz-Kreis und Mainz-Bingen), fünf Landkreise in Sachsen-Anhalt (Anhalt-Bitterfeld, Burgenlandkreis, Mansfeld-Südharz, Saalekreis und Salzlandkreis) und zwei Landkreise in Thüringen (Gotha und Sömmerda). Bei einigen dieser Landkreise handelt es sich um stadtnahe oder auch einzelne Städte miteinbeziehende Regionen, wie beispielsweise die Städteregion Aachen, Region Hannover oder der Rhein-Kreis Neuss. Der verhältnismäßig hohe Belastungsgrad kann in diesen Fällen zum Großteil auf die vergleichsweise hohe Bevölkerungsdichte zurückgeführt werden. In der in Kapitel 4.3.1 dargestellten Analyse von Einflussfaktoren hinsichtlich der Akzeptanz von Windenergie wurden die genannten Landkreise nicht konkret analysiert. Durch die Umfeld- und Akteursanalyse können allerdings Rückschlüsse auf Charakteristika einzelner Landkreise gezogen werden.

Die Landkreise in Schleswig-Holstein haben hinsichtlich der Bürgerbeteiligung an Windenergieprojekten gewissermaßen Vorbildcharakter. Die Untersuchung einzelner Gemeinden in Schleswig-Holstein auf Grundlage von ExpertInneninterviews zeigte vermehrt positive Erfahrungen mit Bürgerbeteiligungskonzepten. Dem Verein windcomm Schleswig-Holstein e.V. zufolge sind daher vor allem an der Westküste kaum Proteste, sondern vielmehr Engagement hinsichtlich zukünftig geplanter Windenergieprojekte zu spüren (Arntzen, 2014). In Schleswig-Holstein hatten die Bürger durch den bereits in den 90er Jahren begonnenen Ausbau von Windenergieanlagen Zeit, um sich an die stetig steigende Anzahl und Höhe von Windenergieanlagen zu gewöhnen. Dieses langsame Heranführen sowie die Tatsache, dass von Beginn an der Großteil der Windenergieprojekte durch BürgerInnen getragen wurde, hat gegebenenfalls einen positiven Einfluss auf die gesellschaftliche Akzeptanz von Windenergieanlagen in der Region (Arntzen, 2014). Demgegenüber konnten durch die Experteninterviews mit Frank Frühling, der Bürgerinitiative Rieseby und Marten Jacobsen, Amtsleiter Bauwesen- und Regionalentwicklung im Amt Mittleres Nordfriesland, auch negative Erfahrungen mit Beteiligungsangeboten aufgezeigt werden (Bularczyk, 2015). In

den Gemeinden Rieseby und Langenhorn traten Proteste gegen die Höhe von geplanten Windenergieanlagen auf. Darüber hinaus wurde in Rieseby der Planungsprozess als intransparent kritisiert und eine starke Beeinträchtigung des Landschaftsbildes im „Naturpark Schlei“ angemerkt (Bularczyk, 2015). Diese Beispiele von lokalen Protesten zeigen, dass auch in Regionen in Schleswig-Holstein, trotz einer langen Ausbaugeschichte, Bürgerwindenergieanlagen und erfolgreichen Beteiligungskonzepten, Probleme aufgrund fehlender gesellschaftlicher Akzeptanz auftreten können. Die vergleichsweise hohen derzeitigen Belastungsgrade können wahrscheinlich primär auf die lange Ausbaugeschichte und die starke Beteiligung der BürgerInnen zurückgeführt werden. Allerdings lässt sich vor allem die zeitliche Komponente der langen Gewöhnungszeit nur bedingt auf andere Regionen übertragen, da der Ausbau der Windenergie in Zukunft voraussichtlich schneller voranschreiten wird als es in Schleswig-Holstein über die letzten 25 Jahre der Fall war. Auch die genannten Proteste zeigen, dass ebenfalls in dieser vermeintlichen Vorzeigeregion noch weitere Anstrengungen in Form von Beteiligungskonzepten notwendig erscheinen, um auch in den restlichen Landkreisen einen Belastungsgrad von mindestens 1,3 Einw./km^2 erreichen zu können.

Die Betrachtung des Windenergieausbaus in Rheinland-Pfalz zeigte, dass auch in Regionen, die nicht bereits auf eine Ausbaugeschichte wie in Schleswig-Holstein zurückblicken können, verhältnismäßig hohe Belastungsgrade erreicht wurden. Vier Landkreise in Rheinland-Pfalz lagen im Jahr 2014 bei einem Belastungsgrad von über 1,3 Einw./km^2, wobei zwei der vier Landkreise die höchste Belastung aller deutschen Landkreise im Jahr 2014 aufwiesen. Wie bereits in Kapitel 4.3.3 in Abbildung 4.6 dargestellt wurde, liegt Alzey-Worms mit der höchsten Belastung von 7,7 Einw./km^2 in 2014 im Ausbaucluster „late“, mit Ausbauspitzen in den Jahren 2011, 2012, 2013 und 2014. Der Ausbau fand demnach vor allem in den letzten Jahren und nicht wie in Schleswig-Holstein über einen Zeitraum von fast 30 Jahren statt. Ein Experteninterview mit dem Projektentwickler Marc Wiemann der DunoAir Windpark Planung GmbH ergab beispielsweise für die Gemeinde Mastershausen im Rhein-Hunsrück-Kreis in Rheinland-Pfalz, dass bereits nach dem Bau des ersten Windparks die Bedenken in der Gemeinde abnahmen und vermehrt Zustimmung zu weiteren Windenergieprojekten herrschte (Bularczyk, 2015). In dieser Beispielgemeinde konnte bereits nach kurzer Zeit die Skepsis in der Gesellschaft abgebaut werden. In Rheinland-Pfalz indizierte die Umfeldanalyse allerdings ebenfalls starke Proteste gegen Windenergieanlagen. Die Gründe für die Proteste konnten vor allem beim Thema Landschaftsschutz, speziell beim Bau von Windenergieanlagen im Wald ausgemacht werden. Das verdeutlichen zum Beispiel die Bürgerinitiativen „Windkraftfreier Soonwald/Schutzgemeinschaft Hunsrück“ (www.windkraftfreier-soonwald.de) und die Initiative „Gegen die Windgiganten“ (http://www.windgiganten.de). Warum es trotz

existierender Proteste in mehreren Regionen in Rheinland-Pfalz zu einem verhältnismäßig hohen Ausbau von Windenergieanlagen in vergleichsweise kurzer Zeit kam, kann gegebenenfalls auch teilweise auf das im Landkreis Alzey-Worms ansässige und aktive Projektierungsunternehmen juwi AG zurückgeführt werden.

In Sachsen-Anhalt lagen fünf Landkreise im Jahr 2014 bei Belastungsgraden von 1,3 Einw./km^2 oder höher. Im Rahmen der in Kapitel 4.3.1 beschriebenen Umfeld- und Akteursanalyse wurden auf Basis von Zeitungsartikeln in den vier Gemeinden Kalbe (Milde) im Altmarkkreis (az-online.de, 2014), Lützen im Burgenlandkreis (Riedel, 2013, 2015), Eisleben und Gerbstedt im Mansfeld-Südharz (Könau, 2014; Dähnert, 2014; Kleschtschow, 2015) Widerstände gegen den Ausbau von Windenergieanlagen beobachtet. Besonders die Höhe der Anlagen bildeten die entscheidenden Protestgründe in den genannten Gemeinden. In Bezug auf Beteiligungsverfahren konnten keine konkreten Erkenntnisse für die Landkreise in Sachsen-Anhalt aus der Umfeld- und Akeursanalyse gewonnen werden. Zu den Landkreisen der Bundesländer Nordrhein-Westfalen und Niedersachsen wurde im Rahmen der Umfeldanalyse anhand einzelner Beispiele ein klares Engagement für den Windenergieausbau sichtbar (Mammes, 2014; Energie-Strategierat Weser-Ems, 2015). Einzelne Protestregionen wurden in diesen Bundesländern nicht untersucht. Durch die Ergebnisse der durchgeführten Fokusgruppe wurde deutlich, dass Proteste gegen den Ausbau von Windenergieanlagen vermehrt in Regionen Ostdeutschlands zu beobachten waren (IZT, 2013). Die Belastungsgrade im Jahr 2014 in den Landkreisen der Bundesländer Nordrhein-Westfalen und Niedersachsen von mindestens 1,3 Einw./km^2 verdeutlichen, dass in diesen Regionen verhältnismäßig hohe sozial-ökologische Belastungen durch Windenergie ohne auffällige Proteste umgesetzt wurden. Ob in all diesen Regionen diese Belastungen auch gesellschaftlich akzeptiert wurden, kann auf Grundlage der Analyse in dieser Arbeit nicht nachgewiesen werden.

Die Betrachtung der Landkreise, die bereits im Jahr 2014 einen Belastungsgrad von 1,3 Einw./km^2 oder höher aufwiesen, ergibt ein diverses Bild. Sowohl langjährige Erfahrung mit gelungenen Beteiligungskonzepten als auch starker Ausbau in einer nur kurzen Zeitspanne mit mehr oder weniger stark ausgeprägten Protesten konnten beobachtet werden. Es wurde kein „best practice“ Beispiel erkennbar, um klar zu bestimmen, wie eine sozial-ökologische Belastung durch Windenergie von 1,3 Einw./km^2 erreicht werden kann. Manche Umstände, wie beispielsweise die langjährige Erfahrung in Schleswig-Holstein oder der von BürgerInnen initiierte Windenergieausbau im Landkreis Nordfriesland, können nur bedingt auf andere Regionen Deutschlands übertragen werden. Es wurde allerdings deutlich, dass gelungene Beteiligungskonzepte zu einem gesellschaftlich akzeptierteren Ausbau der Windenergie beitragen können, wodurch wahrscheinlich höhere Belastungen erreichbar sind. Die Anpassung der Beteiligungskonzepte an die regionalen Unterschiede spielt

dabei eine relevante Rolle, sodass auf lokale Gegebenheiten entsprechend reagiert werden kann. Für den Ausbau von 98 GW an Windgesamtleistung in Deutschland im Jahr 2050 wäre bei einer gleichmäßig verteilten Belastung ein Belastungsgrad von 1,3 Einw./km^2 nicht nur in 39 Landkreisen, sondern in allen deutschen Landkreisen notwendig. Ob eine Verteilung der Gesamtleistung auf Basis gleichverteilter Belastungen anstatt ökonomischer Kriterien ausreicht, um in allen deutschen Landkreisen den besagten Belastungsgrad zu erreichen, ist fraglich. Es ist anzunehmen, dass Rahmenbedingungen zur Beteiligung der lokalen Bevölkerung in einer Vielzahl an Landkreisen dazu beitragen können höhere Windenergieleistungen und höhere Belastungsgrade zu erreichen.

Für diese Arbeit wird die Verteilung der 98 GW Windgesamtleistung in 2050 anhand einer gleichmäßigen Belastung als gesellschaftlich akzeptiertes „Best-case“ Szenario bestimmt. Die Belastungsgrenze von 1,3 Einw./km^2 stellt in dieser Arbeit dementsprechend eine gesellschaftlich akzeptierte Obergrenze dar, die in allen deutschen Landkreisen erreicht werden kann, wenn entsprechende Rahmenbedingungen zur Beteiligung der lokalen Bevölkerung geschaffen werden. Grundlage für diese Annahme bilden die beschriebenen Analysen zu den Regionen, die bereits 2014 diese Belastungsgrenze erreicht oder überschritten haben. Der Sachverhalt, dass es sich nur um 39 Einzelregionen handelt und Widerstände sowohl in diesen als auch in Regionen mit geringeren Belastungsgraden beobachtet werden konnten, legt eine Schlussfolgerung nahe: Eine Belastungsgrenze von 1,3 Einw./km^2 in allen deutschen Regionen kann vermutlich nur mit entsprechenden Anstrengungen zur Beteiligung der Bevölkerung gesellschaftlich verträglich umgesetzt werden. Gelingt ein Ausbau der Windenergie anhand einer gleichmäßigen Belastungsgrenze von 1,3 Einw./km^2 unter konkreter Einbindung der Gesellschaft, so kann der Annahme dieser Arbeit zufolge von einem „Best-case“ Szenario bezüglich der Nutzung des sozial-ökologischen Potenzials gesprochen werden.

Werden die in 2014 bereits installierten Windenergieanlagen und die damit verbundenen sozial-ökologischen Belastungen auch für das Jahr 2050 als gegeben angenommen, so läge der gleichmäßig verteilte Belastungsgrad bei einer Gesamtleistung von 98 GW Windenergie bei 1,2 Einw./km^2. Gelingt es, die gesellschaftliche Akzeptanz in den Regionen, die bereits im Jahr 2014 einen Belastungsgrad von über 1,3 Einw./km^2 hatten, auch zukünftig zu erhalten, kann der beschriebene „Best-case“ Ausbau mit einer Belastungsgrenze von 1,2 Einw./km^2 ermöglicht werden. Durch die Mehrbelastung einiger Landkreise sinkt der gleichverteilte Belastungsgrad für die restlichen deutschen Landkreise. Die sozial-ökologisch gleichmäßige Verteilung der Zielkapazität von 98 GW Windenergieleistung unter Berücksichtigung der in 2014 bereits installierten Status quo Leistung wird für diese Arbeit als „Best-case plus“ Ausbau bestimmt.

Um den Einfluss fehlender gesellschaftlicher Akzeptanz bzw. einer eingeschränkten Nutzung des sozial-ökologischen Ausbaupotenzials für Windenergie in der Energiesystemmodellierung abbilden zu können, werden für diese Arbeit weitere Belastungsgrenzen festgelegt. Ausgehend von einer gleichmäßigen Belastungsgrenze von 1,3 Einw./km^2 als „Best-case“ Ausbauszenario für Onshore Windenergie in Deutschland, werden darunterliegende Belastungsgrade für einen „Trend-case“ und einen „Worst-case“ bestimmt.

Verringert man den gleichverteilten Belastungsgrad um 0,3, von 1,3 auf 1,0 Einw./km^2, so reduziert sich das gesamte zu verteilende Windausbaupotenzial von 98 GW auf 77 GW Windleistung in Deutschland. Im Jahr 2014 lagen 47 der 295 Landkreise (Städte ausgeschlossen), d.h. knapp 17 %, bei einem Belastungsgrad von 1,0 Einw./km^2 oder höher. Acht Landkreise hatten in 2014 sozial-ökologische Belastungen zwischen 1,3 und 1,0 Einw./km^2: Leer, Grafschaft Bentheim, Wesermarsch, Cuxhaven (Niedersachsen), Soest, Unna (Nordrhein-Westfalen), St. Wendel (Saarland) und Börde (Sachsen-Anhalt). Keiner der genannten acht Landkreise konnte durch die Umfeld- und Akteursanalyse als auffallende Region identifiziert werden. Die Regionen, die im Jahr 2014 bei einer Belastungsgrenze von 1,0 Einw./km^2 lagen, werden in dieser Arbeit als vergleichsweise neutral interpretiert. Der qualitative Erzählstrang des „Trend-case“ Ausbauszenarios basiert auf der Annahme, dass zukünftig teilweise Beteiligungskonzepte gelingen, allerdings nur in einzelnen Regionen. Das Ausbauszenario orientiert sich an dem heutigen Windenergieausbau, wobei in manchen Regionen große Anstrengungen zur Beteiligung der Bevölkerung unternommen werden und auch gelingen und in anderen Regionen die Proteste gegen den Ausbau der Windenergie zunehmen. Die für diese Arbeit bestimmte Belastungsgrenze eines „Trend-case“ des Windenergieausbaus beruht auf der Annahme, dass (i) zukünftig gegebenenfalls nicht ausreichend auf regionale Unterschiede eingegangen wird, (ii) Bedenken der Bevölkerung nur teilweise Gehör finden können und (iii) Beteiligungskonzepte nicht immer gelingen. Diese Annahmen bewirken, dass das sozial-ökologische Ausbaupotenzial für Windenergie in Deutschland nicht bis zu einem Belastungsgrad von 1,3 sondern lediglich bis zu der Belastungsgrenze von 1,0 Einw./km^2 in allen Landkreisen genutzt werden kann.

Wird der gleichmäßig verteilte Belastungsgrad um weitere 0,3 Einw./km^2 von 1,0 auf 0,7 Einw./km^2 verringert, so reduziert sich das gesamte zu verteilende Windausbaupotenzial von 77 GW auf 54 GW Windleistung in Deutschland. Im Jahr 2014 lagen 72 der 295 Landkreise (Städte ausgeschlossen), d.h rund 24 %, bei einem Belastungsgrad von 0,7 Einw./km^2 oder höher. Von den 25 Landkreisen mit sozial-ökologischen Belastungen durch Windenergie von 0,7 bis 1,0 Einw/km^2 liegt ein Kreis in Schleswig-Holstein (Schleswig-Flensburg), drei Landkreise in Niedersachsen (Hildesheim, Oldenburg, Osnabrück), drei Landkreise in Nordrhein-Westfalen (Reck-

linghausen, Höxter, Hochsauerlandkreis), ein Landkreis in Hessen (Main-Kinzig-Kreis), zwei Landkreise in Rheinland-Pfalz (Trier-Saarburg, Donnersbergkreis), zwei Landkreise in Baden-Württemberg (Göppingen, Heidenheim), zwei Landkreise in Bayern (Fürth, Würzburg), zwei Landkreise im Saarland (Merzig-Wadern, Neunkirchen), fünf Landkreise in Brandenburg (Havelland, Mörkisch-Oderland, Oberspreewald-Lausitz, Prignitz, Teltow-Fläming) ein Landkreis in Sachsen (Mittelsachsen) und drei Landkreise in Thüringen (Unstrut-Hainich-Kreis, Saale-Holzland-Kreis, Altenburger Land). Vor allem bei den ostdeutschen Landkreisen konnten anhand der durchgeführten Fokusgruppe Proteste gegen Windenergieanlagen und Probleme bei der Ausweisung von Eignungsflächen bei der Regionalplanung identifiziert werden (IZT, 2013). Der Landkreis Prignitz in Brandenburg lag in 2014 mit einer installierten Windenergieleistung von 802 MW bei einer sozial-ökologischen Belastung von 0,7 Einw./km^2. In der Planungsregion Prignitz-Oberhavel wird laut der Planungsbehörde ein weiterer Ausbau aufgrund der wachsenden Proteste mit hoher Wahrscheinlichkeit bereits in nächster Zukunft an sozial-ökologische Grenzen stoßen (IZT, 2013). Sollte es zukünftig nicht möglich sein dem Widerstand entgegenzuwirken und die lokale Bevölkerung aktiv und nachhaltig am Ausbau zukünftiger Windenergieanlagen zu beteiligen, so kann ein weiterer Ausbau stark eingeschränkt werden. Weiterhin ist eine überregionale Ausbreitung von Widerständen denkbar, wodurch ebenfalls Regionen, die bisher nur sehr geringfügig durch Windenergie belastet sind, keinen weiteren Ausbau von Windenergieanlagen akzeptieren werden. Ein solcher Erzählstrang wird in dieser Arbeit als gesellschaftlicher „Worst-case“ für den Ausbau von Windenergieanlagen festgelegt. Es wird angenommen, dass (i) nur bedingt auf sozial-ökologische Bedenken der Bevölkerung reagiert wird, (ii) Beteiligungskonzepte nicht oder nur vereinzelt umgesetzt werden und (iii) keine aktive Partizipation der lokalen Bevölkerung bei der Planung des zukünftigen Windenergieausbaus stattfindet. Diese Annahmen bewirken, dass sich die sozial-ökologische Belastungsgrenze verringert. Für den „Worst-case“ Windenergieausbau wird für diese Arbeit eine Belastungsgrenze von 0,7 Einw./km^2 in allen deutschen Landkreisen festgelegt, was zu einer Reduktion des sozial-ökologischen Ausbaupotenzials für Windenergie auf 54 GW in Deutschland führt.

Die bestimmten Belastungsgrenzen basieren auf qualitativen Erzählsträngen und Zusammenhängen aus Einzeluntersuchungen. Es liegt keine empirische Untersuchung von Landkreisen zu einem möglichen Zusammenhang zwischen sozial-ökologischen Belastungsgraden und der derzeit vorherrschenden Situation zur gesellschaftlichen Akzeptanz von Windenergie vor. Inwieweit der für diese Arbeit bestimmte Belastungsgrad ein Indikator für die Akzeptanz von Windenergie sein kann, wurde nicht empirisch untersucht. Der Belastungsgrad kann lediglich die sozial-ökologische Auswirkung von Windenenergie auf eine Region darstellen. Die festgelegten Belastungs-

grenzen bilden eine Hilfestellung, um in der Energiesystemmodellierung mögliche Ausbaugrenzen aufgrund sozial-ökologischer Rahmenbedingungen abbilden zu können. Im nachfolgenden Kapitel werden die für diese Arbeit definierten Ausbauszenarien mit den jeweiligen Zielkapazitäten und Belastungsgrenzen gegenübergestellt.

5.3 Definierte Ausbauszenarien

Zur Simulation des deutschen Stromsystems im Jahr 2050 wurden fünf verschiedene Windausbauszenarien mit unterschiedlichen Verteilungen der Zielkapazität auf alle deutschen Landkreise bestimmt. In Tabelle 5.1 sind die fünf Szenarien mit ihren installierten Gesamtleistungen, der zugrundeliegenden Verteilung, der sozial-ökologischen Belastungsgrenze und dem qualitativen Erzählstrang nebeneinander dargestellt. Die Datentabellen zu den definierten Ausbauszenarien befinden sich in Anhang A.2.

Tabelle 5.1: Ausbauszenarien für die Verteilung von Onshore Windenergie in Deutschland im Jahr 2050

Ökonomisch	**Best-case**	**Best-case plus**	**Trend-case**	**Worst-case**
Installierte Gesamtleistung Windenergie in *GW*				
98	98	98	77	54
Verteilung nach:				
durchschnittlichen Volllaststunden	gleichverteiltem Belastungsgrad	gleichverteiltem Belastungsgrad unter Berücksichtigung der installierten Leistung in 2014	gleichverteiltem Belastungsgrad	gleichverteiltem Belastungsgrad
Belastungsgrenze in $Einwohner/km^2$				
Keine	1,3	1,2	1,0	0,7
Qualitativer Erzählstrang				
Ökonomischer Ausbau nach Wirtschaftlichkeit der Standorte	Regional abgestimmte Rahmenbedingungen zur Beteiligung der Bevölkerung	Regional abgestimmte Rahmenbedingungen zur Beteiligung der Bevölkerung plus Erhalt von derzeitiger Akzeptanz	Teilweise Beteiligung der Bevölkerung. Regionale Widerstände	Nur geringfügige Beteiligung der Bevölkerung. Überregionale Ausbreitung von Widerständen

Die Verteilung der Zielkapazität von 98 GW in Deutschland wurde anhand von fünf unterschiedlichen Szenarien durchgeführt. Zum einen wurde die Zielkapazität im ökonomischen Ausbauszenario nach wirtschaftlichen Kriterien verteilt und zum anderen anhand einer gleichverteilten Belastung gleichmäßig über alle deutschen Landkreise ausgebaut. Bei der sozial-ökologischen gleichmäßigen Verteilung wurde zwischen dem „Best-case“ und dem „Best-case plus“ Szenario unterschieden. Im „Best-case“ Szenario wird die gesamte Zielkapazität von 98 GW unabhängig von bisherigen bereits installierten Leistungen verteilt. Diese Verteilung ergibt einen gleichverteilten Belastungsgrad von 1,3 Einw./km^2. Im „Best-case plus“ Szenario werden die in 2014 bereits installierten Kapazitäten an Windenergie berücksichtigt, sodass ausgehend von der bereits bestehenden Leistung zusätzliche Windenergieanlagen ausgebaut wurden, bis die Zielkapazität von 98 GW erreicht ist. Diese Verteilung unter Berücksichtigung bereits installierter Windenergieanlagen ergibt einen gleichverteilten Belastungsgrad von 1,2 Einw./km^2. Der ökonomische Ausbau folgt einem wirtschaftlichen Gedanken, indem die Windleistung nicht anhand von sozial-ökologischen Kriterien, sondern nach den durchschnittlichen Volllaststunden je Landkreis verteilt wird. Für den „Best-case“ Ausbau wurde angenommen, dass regional abgestimmte Rahmenbedingungen zur Beteiligung der Bevölkerung umgesetzt werden. Im „Best-case plus“ Ausbau werden zusätzliche Anstrengungen angenommen, die gesellschaftliche Akzeptanz, die derzeit in einigen Regionen vorherrscht, zukünftig zu erhalten. Neben diesen drei Ausbauszenarien wurden zwei weitere Verteilungen bestimmt, in denen nicht die Zielkapazität, sondern eine Belastungsgrenze vorgegeben wurde. Anhand des qualitativen Erzählstrangs, dass nur teilweise eine Beteiligung der Bevölkerung stattfindet und regionale Widerstände auftreten könnten, wurde für das „Trend-case“ Szenario eine Obergrenze für die sozial-ökologische Belastung pro Landkreis von 1,0 Einw./km^2 festgelegt. Die insgesamt zu verteilende Zielkapazität beträgt durch die Begrenzung der Belastung in diesem Fall nur 77 GW anstatt 98 GW Windenergieleistung. Das „Worst-case“ Szenario wurde auf Basis des Erzählstrangs, dass die Bevölkerung nur geringfügig beteiligt wird und sich Widerstände überregional verbreiten könnten, bestimmt. Die Belastungsgrenze wurde für diesen Fall auf 0,7 Einw./km^2 festgelegt, wodurch die Zielkapazität bei 54 GW Windenergieleistung im Jahr 2050 für ganz Deutschland liegt. Nachfolgend sind die Verteilungen der Leistungen pro Szenario im Zieljahr 2050 für alle Landkreise dargestellt. Anschließend werden die Szenarien verglichen.

5.3.1 Ausbauszenario ökonomisch

Eine Verteilung neuer Windenergieanlagen nach ökonomischen Kriterien gleicht der derzeitigen Verteilung. Abbildung 5.3 zeigt die installierten Windleistungen in Me-

gawatt für alle Landkreise im Jahr 2014 und im Jahr 2050. Die Höchstwerte erreicht sowohl heute als auch im Jahr 2050 der Landkreis Nordfriesland im Bundesland Schleswig-Holstein. Diese betragen 1,3 GW in 2014 und 1,7 GW in 2050.

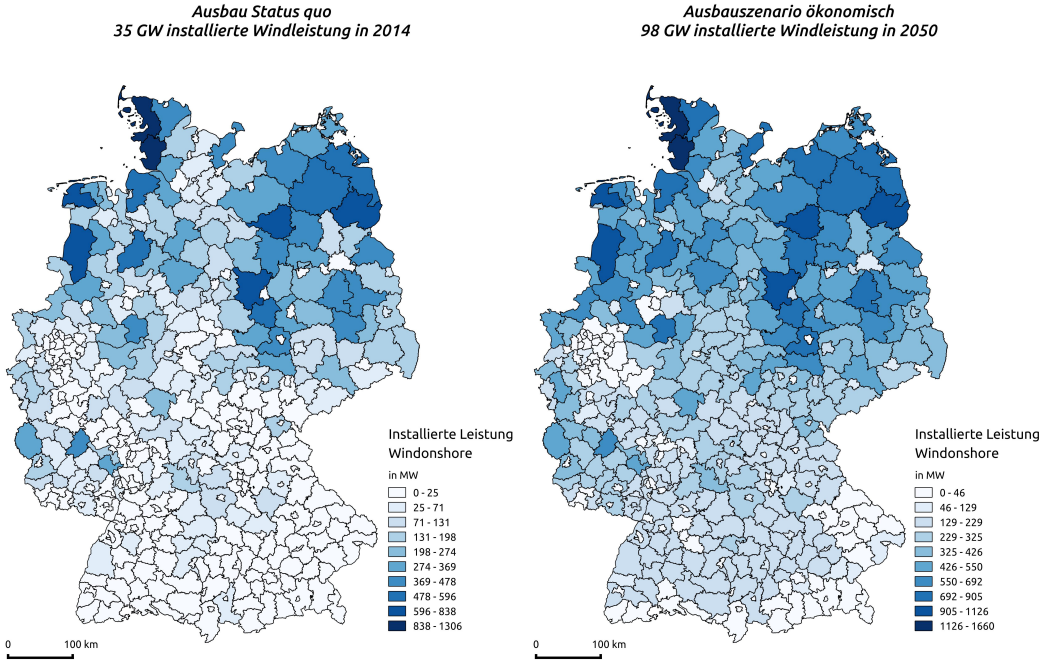


Abbildung 5.3: Ausbau Status quo und Ausbauszenario ökonomisch: Installierte Windenergieleistung je Landkreis in 2014 und 2050.

Im Vergleich zum heutigen Ausbau wird im ökonomischen Szenario etwas stärker im Süden Deutschlands zugebaut, der Schwerpunkt liegt aber weiterhin im Norden. Da im ökonomischen Ausbauszenario die mittleren Volllaststunden pro Landkreis das einzige Verteilungskriterium sind, ist die zugebaute Menge von den regionalen Windbedingungen abhängig. Zusätzlich werden nur wirtschaftliche Standorte genutzt, an welchen ein Betrieb der Anlagen mit einer Mindestauslastung von 1.300 äquivalenten Volllaststunden gegeben ist (vgl. Erläuterungen in Kapitel 5.1). Der wirtschaftliche Ausbau entspricht vorwiegend den Bedingungen der letzten 25 Jahre, sodass die Verteilung im ökonomischen Ausbauszenario vor allem in den Landkreisen erfolgt, die bereits heute vergleichsweise hohe Windenergieleistungen aufweisen. Die installierte Leistung je Landkreis ist in Anhang A.2 als Datentabelle für das Jahr 2014 in Tabelle A.2 und für den ökonomischen Ausbau in 2050 in Tabelle A.3 dargestellt.

5.3.2 Ausbauszenario Best-case und Best-case plus: Gleichverteilte Belastung 1,3 und 1,2 Einw./km^2

In Abbildung 5.4 sind die installierten Leistungen in allen Landkreisen der beiden Ausbauszenarien „Best-case“ und „Best-case plus“ bei gleichmäßig verteilten Belastungsgraden dargestellt. Die linke Abbildung zeigt die „Best-case“ Verteilung ohne die Berücksichtigung der bestehenden Kapazitäten in 2014 mit einem gleichverteilten maximalen Belastungsgrad von 1,3 Einw./km^2. Bei der „Best-case plus“ Verteilung in der rechten Abbildung sind die im Jahr 2014 installierten Kapazitäten integriert. Aus diesem Grund zeigen Landkreise, mit derzeitigen Belastungsgraden von über 1,3 Einw./km^2, auch zukünftig höhere Werte auf. Der gleichverteilte maximale Belastungsgrad liegt im „Best-case plus“ Szenario somit leicht unterhalb der Belastungsgrenze des „Best-case“ Szenarios bei 1,2 Einw./km^2.

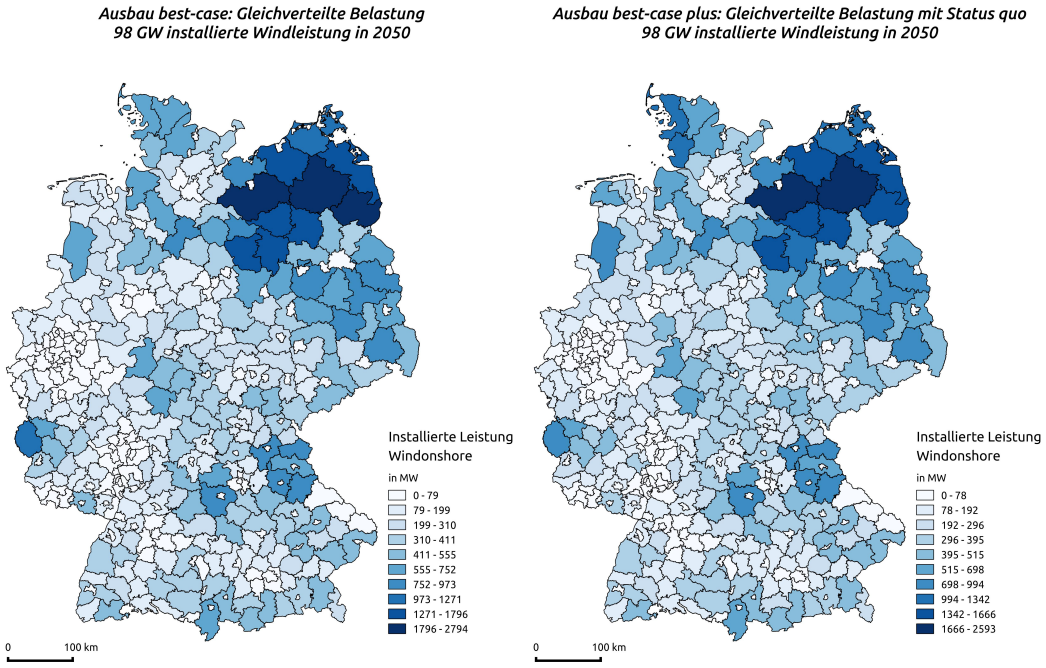


Abbildung 5.4: Ausbauszenario „Best-case“ und „Best-case plus“ nach gleichverteilter Belastung mit und ohne die Betrachtung der Status quo Leistung in 2014: Installierte Windenergieleistung je Landkreis in 2050.

Eine „Best-case“ Verteilung von Windenergieanlagen bei gleichen Belastungsgraden führt zu den höchsten installierten Leistungen in den Landkreisen Mecklenburgische Seenplatte und Ludwigslust-Parchim in Mecklenburg Vorpommern. Im Landkreis Mecklenburgische Seenplatte sind im Jahr 2050 bei einer solchen Verteilung 2,8 GW installiert, gefolgt vom Landkreis Ludwigslust-Parchim mit 2,7 GW. Im Vergleich dazu wurden auf den Landkreis Nordfriesland nur 702 MW verteilt. Bei Berücksichti-

gung der derzeitigen Leistungen („Best-case plus“) werden in der Mecklenburgischen Seenplatte 2,6 GW und in Ludwigslust-Parchim 2,5 GW installiert. In Nordfriesland bleibt die im Jahr 2014 installierte Leistung von 1,3 GW im Jahr 2050 konstant. Die beiden Landkreise sind mit 5.501 km^2 und 4.767 km^2 die größten Kreise Deutschlands. Diese Flächengröße fließt in den Belastungsgrad ein. Die installierte Leistung je Landkreis in 2050 ist in Anhang A.2 als Datentabelle für den „Best-case“ Ausbau in Tabelle A.4 und für den „Best-case plus“ Ausbau in Tabelle A.5 dargestellt.

5.3.3 Ausbauszenario Trend-case und Worst-case: Belastungsgrenzen 1,0 und 0,7 Einw./km^2

In den folgenden beiden Szenarien wurden zwei Belastungsgrenzen in Höhe von 1,0 Einw./km^2 und 0,7 Einw./km^2 festgelegt. Ein „Trend-case“ Ausbau mit einer Begrenzung der sozial-ökologischen Belastung auf 1,0 Einw./km^2 kann die Gesamtkapazität an Onshore Windenergieleistung für Deutschland auf 77 GW begrenzen. Der „Worst-case“ Ausbau mit einer Begrenzung der Belastung je Landkreis auf 0,7 Einw./km^2 kann das Ausbaupotenzial von Onshore Windenergie in Deutschland auf 54 GW begrenzen. Abbildung 5.5 zeigt die Verteilung dieser beiden Gesamtleistungen auf die einzelnen Landkreise in 2050.

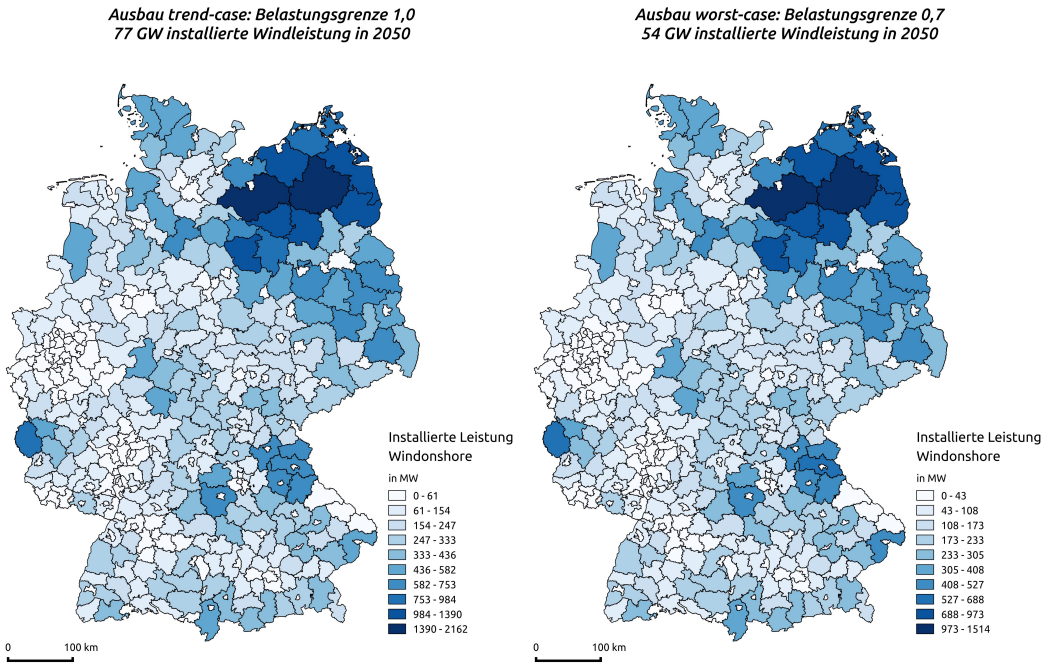


Abbildung 5.5: Ausbauszenario „Trend-case“ und „Worst-case“ mit Belastungsgrenzen von 1,0 und 0,7 Einw./km^2: Installierte Windenergieleistung je Landkreis in 2050.

In beiden Szenarien sind, wie auch in den beiden Szenarien „Best-case“ und „Best-case plus“, die höchsten Leistungen in den Landkreisen Mecklenburgische Seenplatte und Ludwigslust-Parchim installiert. Im „Trend-case“ Ausbau mit einer Belastungsgrenze von 1,0 Einw./km^2 werden auf diese beiden Landkreise 2,2 GW und 2,1 GW verteilt. Im „Worst-case“ Szenario mit einer Belastungsgrenze von 0,7 Einw./km^2 liegen die installierten Windenergieleistungen in beiden Landkreisen bei jeweils 1,5 GW. Zusätzlich werden durch die Begrenzung der sozial-ökologischen Belastung auch süddeutsche Landkreise, wie der Eifelkreis Bitburg-Prüm (Rheinland-Pfalz) oder Tirschenreuth, Schwandorf und Ansbach (Bayern) stärker bebaut. Die installierte Leistung je Landkreis in 2050 ist in Anhang A.2 als Datentabelle für den „Trend-case“ Ausbau in Tabelle A.6 und für den „Worst-case“ Ausbau in Tabelle A.7 dargestellt.

5.3.4 Vergleich der Szenarien

Die Ergebnisse der berechneten Ausbauszenarien sind in Form von Datentabellen in Anhang A.2 aufgeführt. Für jedes Ausbauszenario ist der Regionalschlüssel, der Name des Landkreises, die Bezeichnung, die installierte Windenergieleistung, die installierte Windenergieleistung pro Landkreisfläche, die für Windenergie genutzte Fläche pro Landkreisfläche und der jeweilige Belastungsgrad für alle 402 deutschen Landkreise in einer separaten Datentabelle dargestellt. Auf Grundlage dieser Ergebnisse wurden zum Vergleich der unterschiedlichen Windausbauszenarien Grafiken erstellt, anhand derer die Unterschiede zwischen heutigem, ökonomischem oder sozial-ökologischem Windenergieausbau herausgearbeitet wurden.

In den Abbildungen 5.6, 5.7 und 5.8 sind Ergebnisse der berechneten Windausbauszenarien dargestellt. Für die unterschiedlichen Szenarien bzw. den Status quo 2014 wird jeweils das Verhältnis von installierter Windleistung zur Landkreisfläche für alle 402 Landkreise gezeigt. Bei 2,13 MW/km^2 liegt die höchste installierte Windenergieleistung pro Landkreisfläche, welche im ökonomischen Ausbauszenario im Landkreis Emden (Niedersachsen) erreicht wird. Im Jahr 2014 hatte ebenfalls Emden mit 1,24 MW/km^2 die höchste Dichte von Windenergieleistung pro Fläche, gefolgt von den Landkreisen Dithmarschen (Schleswig-Holstein) mit 0,80 MW/km^2, Nordfriesland (Schleswig-Holstein) mit 0,63 MW/km^2 und Alzey-Worms (Rheinland-Pfalz) mit 0,61 MW/km^2.

Im ökonomischen Ausbau liegt Dithmarschen dagegen mit 1,04 MW/km^2 an 16. Stelle. Bei dem für diese Arbeit festgelegten „Best-case“ Ausbau mit gleichmäßig verteilter sozial-ökologischer Belastung der Landkreise erreicht der Landkreis Tirschenreuth in Bayern mit 0,83 MW/km^2 die höchste Dichte, gefolgt vom Landkreis

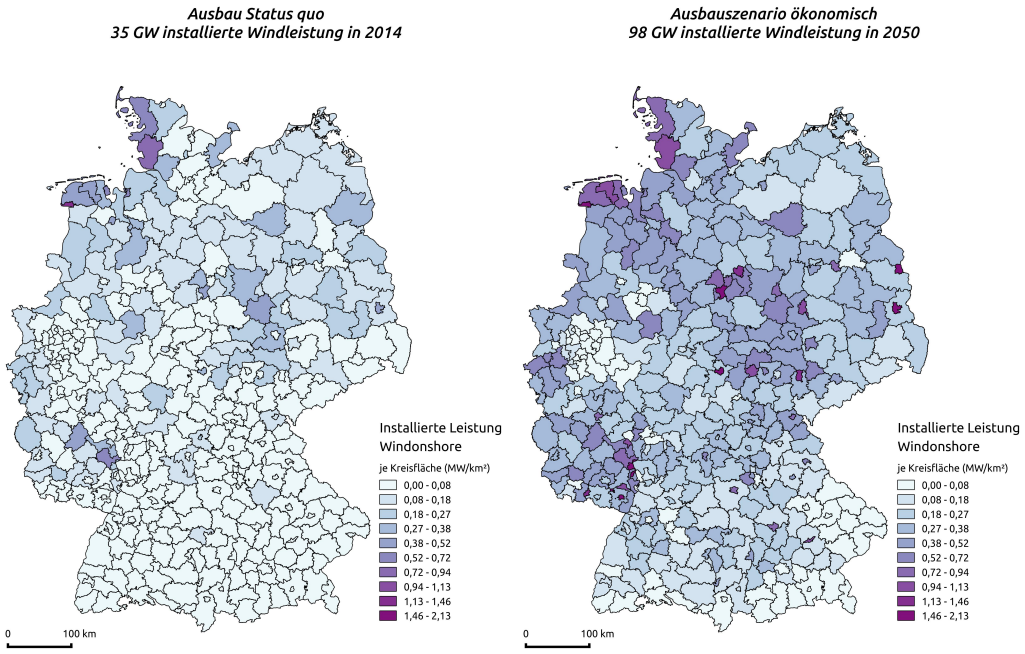


Abbildung 5.6: Installierte Windenergieleistung pro Kreisfläche in MW/km^2 Status quo in 2014 und Ausbauszenario ökonomisch in 2050

Lüchow-Dannenberg (Niedersachsen) mit 0,79 MW/km^2, Altmarkkreis Salzwedel (Sachsen-Anhalt) mit 0,69 MW/km^2 und dem Landkreis Prignitz (Brandenburg) mit 0,68 MW/km^2. Durch die Berücksichtigung der in 2014 installierten Leistung im „Best-case plus“ Szenario liegen Emden und Dithmarschen auch bei einer Verteilung nach gleichverteilter Belastung auf den ersten beiden Rängen in Bezug auf die installierte Windenergieleistung pro Landkreisfläche. Der „Trend-case“ Windenergieausbau mit einer maximalen sozial-ökologischen Belastung von 1,0 Einw./km^2 führt zu der höchsten Windenergiedichte von 0,64 MW/km^2 ebenfalls in Tirschenreuth in Bayern. Die Windenergiedichte in Tirschenreuth reduziert sich im „Worst-Case“ Szenario auf 0,45 MW/km^2.

Der Vergleich der Windleistungsdichten macht deutlich, dass die höchsten Werte bei einem ökonomischen Ausbau erreicht werden. Eine Verteilung mit gleichen Belastungsgraden führt zu gleichmäßigeren Ergebnissen unter allen Landkreisen. Die höchste erreichte Dichte des ökonomischen Ausbaus von 2,13 MW/km^2 sinkt im „Best-case“ Ausbauszenario mit gleicher Belastung um 61 % auf 0,83 MW/km^2. Bei einer Festlegung von Belastungsgrenzen fällt die Dichte bei einem maximalen Belastungsgrad von 1,0 Einw./km^2 um 70 % von 2,13 auf 0,64 MW/km^2 und bei einem Belastungsgrad von 0,7 Einwohner/km^2 um 80 % auf 0,45 MW/km^2.

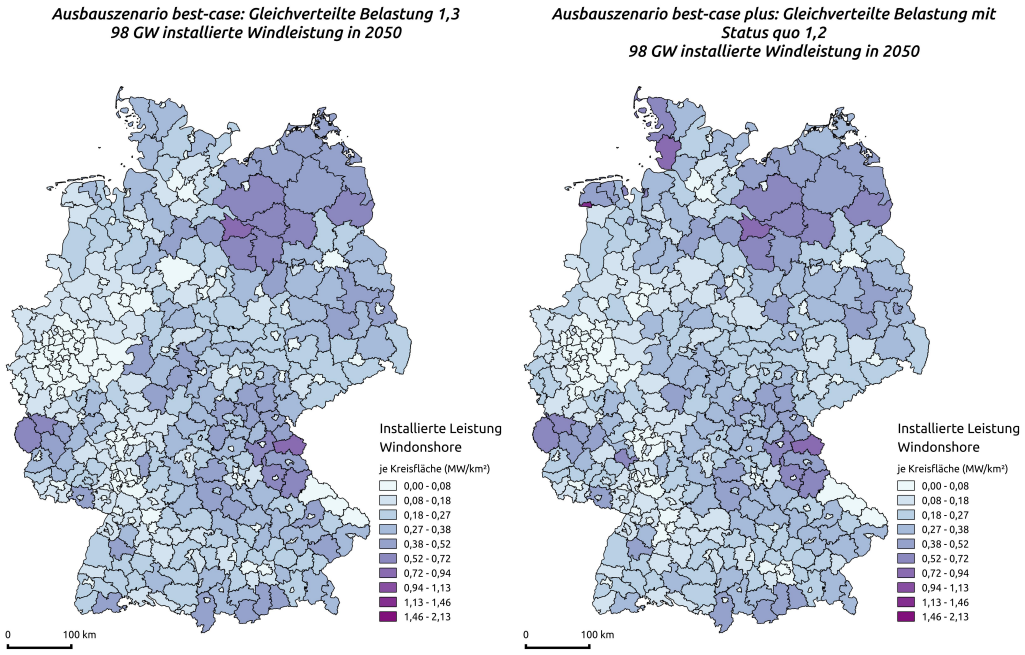


Abbildung 5.7: Installierte Windenergieleistung pro Kreisfläche in MW/km^2 der Ausbauszenarien „Best-case“ und „Best-case plus“ in 2050

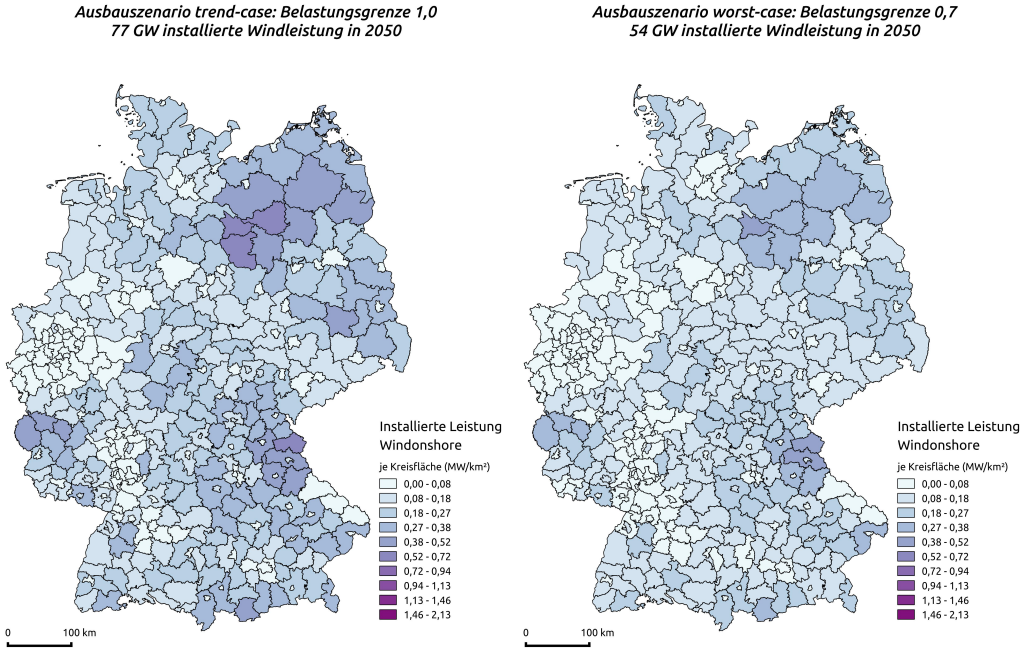


Abbildung 5.8: Installierte Windenergieleistung pro Kreisfläche in MW/km^2 der Ausbauszenarien „Trend-case“ und „Worst-case“ in 2050.

Durch die Verwendung der verschiedenen Ansätze zur Allokation der Windleistung im ökonomischen und in den sozial-ökologischen Szenarien ergeben sich Unterschiede, insbesondere in einzelnen Landkreisen. Mit rein ökonomischen Ausbaukriterien sind, gemessen an den erreichten Leistungsdichten, einzelne Landkreise deutlich stärker betroffen als andere. Dies zeigt sich durch die vergleichsweise hohen Leistungsdichten in mehreren kreisfreien Städten, gefolgt von den Landkreisen Dithmarschen (1,04 MW/km^2), Wittmund (0,98 MW/km^2), Alzey-Worms (0,90 MW/km^2), Friesland (0,87 MW/km^2), Peine (0,85 MW/km^2), Nordfriesland (0,80 MW/km^2), Aurich (0,77 MW/km^2) und dem Rhein-Hunsrück-Kreis (0,71 MW/km^2). Die höchsten Leistungsdichten konzentrieren sich auf Städte und Landkreise im Norden und Westen in den Bundesländern Schleswig-Holstein, Niedersachsen und Rheinland-Pfalz. Im Zieljahr 2050 haben 75 % aller Landkreise im ökonomischen Szenario eine installierte Leistung pro Kreisfläche zwischen 0,14 und 0,40 MW/km^2. Der Erfolg eines solchen Szenarios hängt somit vor allem von der installierten Leistung in Gebieten mit guten Windbedingungen ab. Bei der „Best-case“ Verteilung mit gleichen Belastungsgraden (ohne Berücksichtigung bestehender Leistung) liegen 75 % aller Landkreise bei Anlagendichten zwischen 0,06 und 0,29 MW/km^2. Beim „Best-case plus“ Szenario unter Einbeziehung der heutigen Leistungen wird deutlich, dass die heute stark bebauten Landkreise andere Kreise auch zukünftig entlasten können. Mit der Berücksichtigung heutiger installierter Leistungen wird die Annahme getroffen, dass bereits bebaute Regionen zukünftig einen gleichmäßig verteilten Belastungsgrad aller Landkreise überschreiten. Dadurch leisten diese Landkreise einen höheren Beitrag zum Gesamtziel als andere Landkreise. Allein durch die Erhaltung des derzeitigen Status quo an installierter Windleistungen kann für andere Landkreise die Möglichkeit geschaffen werden, unterhalb einer gleichverteilten Belastung zu bleiben. Die Bestimmung eines gleichverteilten Belastungsgrads als sozial-ökologisch gerechte Grundsituation verdeutlicht Folgendes: Sobald in einer Region aufgrund von lokalen ökologischen oder gesellschaftlichen Gründen kein Ausbau bis zu einer gleichverteilten Belastung möglich ist, müssen andere Regionen diese Belastungsgrenze überschreiten, um eine festgelegte Zielkapazität erreichen zu können.

In Abbildung 5.9 sind die Belastungsgrade aller Landkreise in 2014 und in 2050 für alle definierten Ausbauszenarien als Isolinien dargestellt. Eine Isolinie entspricht dem gleichen Belastungsgrad bei unterschiedlichen Anteilen von für Windenergie genutzter Fläche an der Landkreisfläche und unterschiedlichen Bevölkerungsdichten. Multipliziert man diese beiden Quotienten, so ergibt sich der Belastungsgrad je Landkreis.

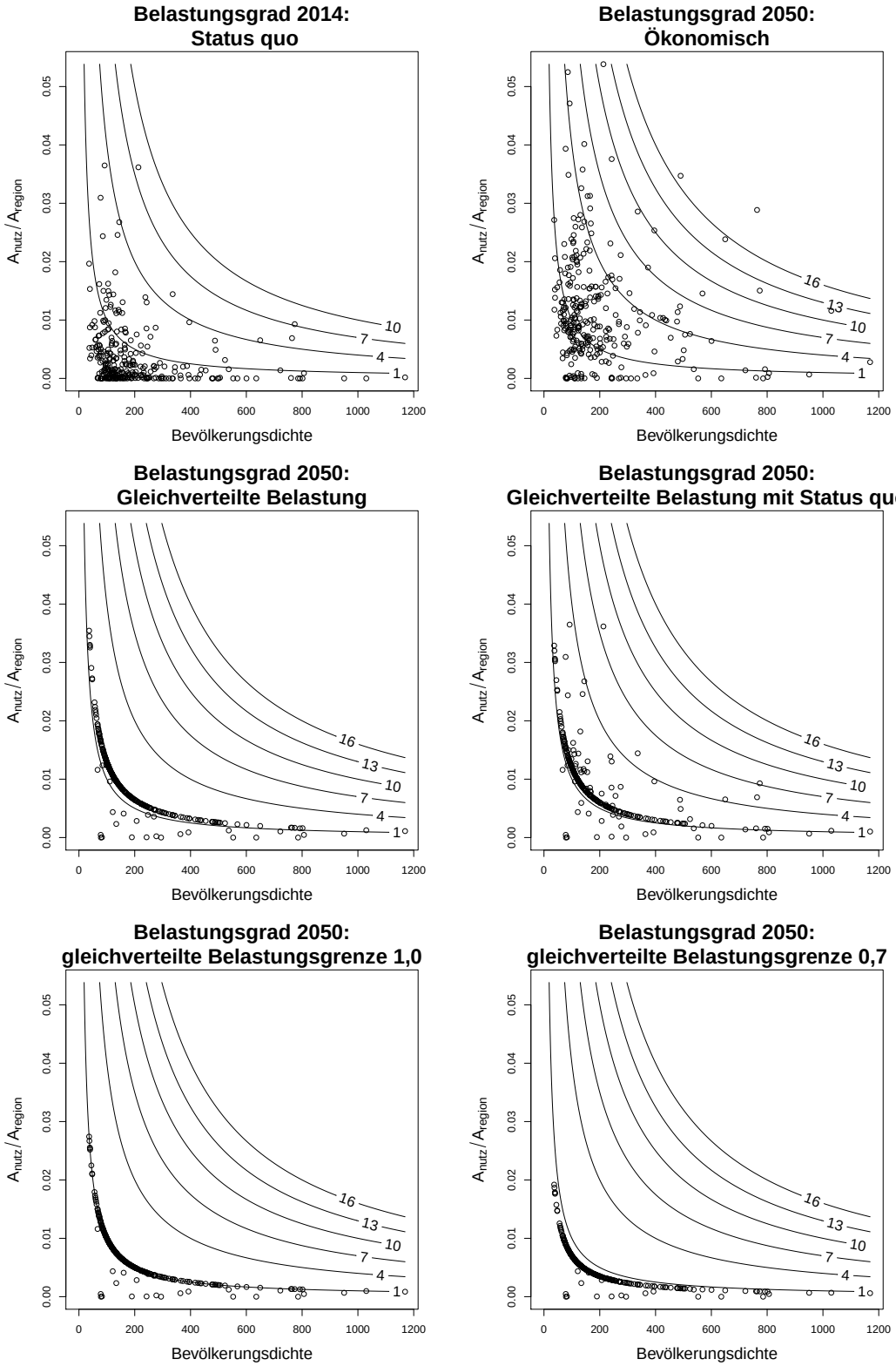


Abbildung 5.9: Belastungsgrad 2014 und Belastungsgrade in 2050 der Ausbauszenarien „ökonomisch“, „Best-case“ (gleichverteilte Belastung), „Best-case plus“ (gleichverteilte Belastung mit Status quo), „Trend-case“ (Belastungsgrenze 1,0 Einw./km^2) und „Worst-case“ (Belastungsgrenze 0,7 Einw./km^2).

Die Darstellung der Belastungsgrade als Isolinien veranschaulicht vor allem den Einfluss dieser beiden Schlüsselfaktoren. Innerhalb einer Grafik kann dadurch verdeutlicht werden, ob in einem Landkreis die Höhe der Bevölkerungsdichte oder der Anteil an für Windenergie genutzter Fläche an der Kreisfläche in erster Linie die Höhe des Belastungsgrades beeinflusst. Die Stadtkreise und kreisfreien Städte sind in Abbildung 5.9 nicht dargestellt. Die Punkte innerhalb der Grafiken stellen die 295 deutschen Landkreise ohne Städte dar. Der Wertebereich der y-Achse orientiert sich am Maximalwert des Anteils für Windenergie genutzter Fläche zur gesamten Kreisfläche. Dieser ist im ökonomischen Ausbauszenario in Rheinland-Pfalz im Landkreis Alzey-Worms mit 5,4 % maximal. Im „Best-case“ Szenario mit einer gleichverteilten Belastung von 1,3 Einw./km^2 liegt der maximale Anteil der Landkreisfläche, die für Windenergie genutzt wird, bei nur 3,5 % und damit um einen Prozentpunkt unterhalb des höchsten Anteils in 2014. Im „Trend-case“ und im „Worst-case“ Szenario betragen, aufgrund der niedrigeren Gesamtleistungen, die maximalen Anteile von Nutzfläche an der Gesamtfläche 2,7 % (bei einer Belastungsgrenze von 1,0 Einw./km^2) und 1,9 % (bei einer Belastungsgrenze von 0,7 Einw./km^2). Der Anteil an bebauter Windfläche an der Gesamtfläche wird vermehrt bei der Ausweisung von Eignungsflächen in Regionalplänen als festgelegte Zielgröße herangezogen und vor allem auf Ebene der Bundesländer zur Bestimmung von Ausbauzielen genutzt. Dieser Flächenanteil hat in der Diskussion um den Ausbau der Windenergie in Deutschland einen verhältnismäßig hohen Stellenwert.

Bei der Verteilung der Windenergieleistung von 35 GW in 2014 liegen die berechneten Belastungsgrade zwischen 0 und 7,71 Einw./km^2 im Landkreis Alzey-Worms. Dabei haben 85 % aller Landkreise Belastungsgrade kleiner 1. Mit einem rein ökonomischen Ausbau auf 98 GW Windenergieleistung in 2050 vergrößert sich die Spanne auf Belastungsgrade zwischen 0 und 20,04 Einw./km^2 im Rhein-Kreis Neuss. Der Belastungsgrad im Landkreis Alzey-Worms erhöht sich bei einem ökonomischen Ausbau von 7,71 Einw./km^2 in 2014 auf 11,47 Einw./km^2 in 2050. Durch einen ökonomischen Ausbau weisen nur noch 40 % aller Landkreise Belastungsgrade kleiner 1 auf. Die Berücksichtigung der installierten Leistung in 2014 im „Best-case plus“ Szenario verringert den gleichverteilten Belastungsgrad aller Landkreise von 1,3 Einw./km^2 im „Best-case“ Ausbau auf 1,2 Einw./km^2. Bei diesen beiden Ausbauszenarien haben nur die Landkreise geringere Belastungsgrade als 1, die bereits zuvor an ihr technisches Flächenpotenzial stoßen, was auf ca. 8 % der Landkreise zutrifft.

Wie bereits erwähnt, wird der Anteil an bebauter Windfläche zur Gesamtfläche auf Ebene der Bundesländer vermehrt zur Bestimmung von Ausbauzielen für Onshore Windenergie herangezogen. Die bisherigen Planungen von Flächenausweisungen in den Raumordnungsplänen und den Landesraumordnungsprogrammen sehen in Rheinland-Pfalz wie auch in Hessen die Sicherung von 2 % der Landesfläche für die

Windenergie vor (Zaspel-Heisters, 2015). In Schleswig-Holstein beinhaltet die Fortschreibung der Regionalplanung eine Flächennutzung von ebenfalls 2 % der Bundeslandfläche (SH, 2016). Diese Zielgröße orientiert sich an der Regierungserklärung von Ministerpräsident Torsten Albig vom 08. Juni 2016 (Albig, 2016).

Abbildung 5.10 zeigt für die 16 deutschen Bundesländer für jedes Ausbauszenario den Anteil der Fläche des Bundeslandes, der für Windenergie in Anspruch genommen wird. In keinem der in dieser Arbeit berechneten Ausbauszenarien werden mehr als 2,3 % der Landesfläche für Windenergie genutzt. Die Zahlenwerte zu Abbildung 5.10 sind in Anhang A.3 in Tabelle A.8 dargestellt.

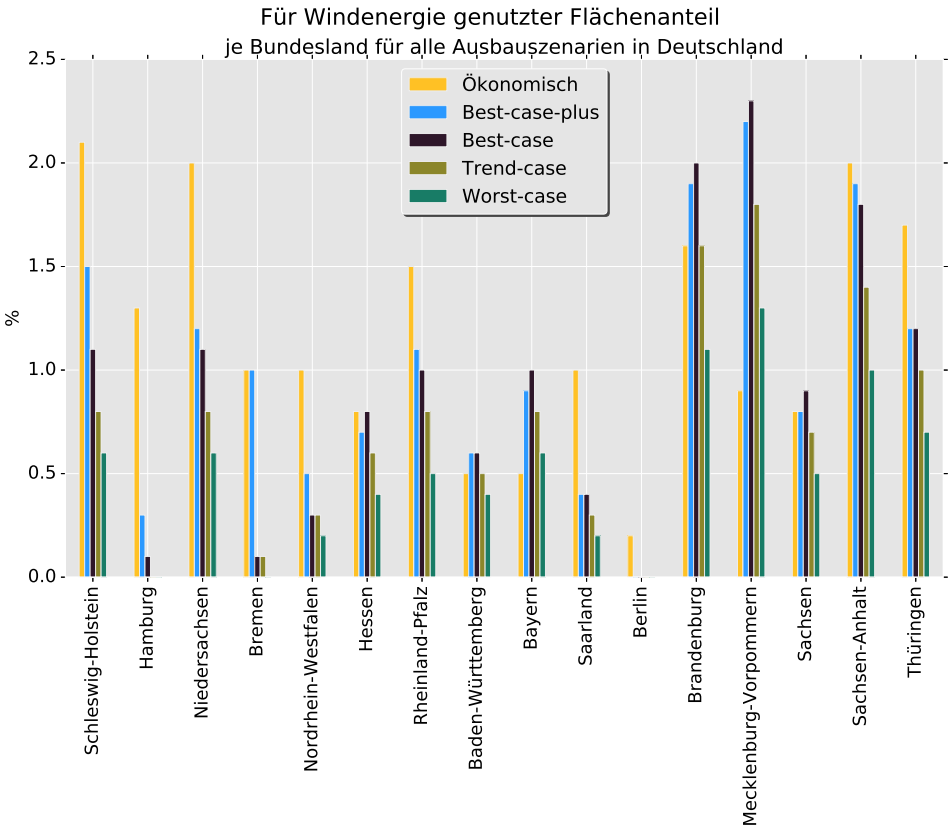


Abbildung 5.10: Anteil der für Windenergie genutzten Bundeslandfläche in 2050 je Ausbauszenario in Deutschland

Im Vergleich zum ökonomischen Ausbau geht bei der „Best-case“ Verteilung mit gleichen Belastungsgraden der Flächenanteil in Schleswig-Holstein um einen Prozentpunkt, in Niedersachsen um 0,9 Prozentpunkte, in Nordrhein-Westfalen um 0,7 Prozentpunkte, im Saarland um 0,6 Prozentpunkte und in Thüringen und Rheinland-Pfalz um 0,5 Prozentpunkte zurück. Der für Windenergie genutzte Flächenanteil an der Bundeslandfläche steigt beim „Best-case“ Ausbau im Vergleich zu einer ökonomischen Verteilung vor allem in Mecklenburg-Vorpommern um 1,4 Prozentpunkte, gefolgt von Bayern mit 0,5 Prozentpunkten und Brandenburg mit 0,4 Prozentpunkten.

In den Bundesländern Sachsen-Anhalt, Baden-Württemberg, Sachsen und Brandenburg liegen die Unterschiede zwischen 0,1 und 0,2 Prozentpunkten. Verglichen mit dem ökonomischen Ausbau verringern sich bei einer gleichverteilten Belastung die für Windenergie genutzten Flächenanteile in zehn Bundesländern und nehmen in fünf Bundesländern zu. In Hessen ist der Anteil in beiden Szenarien konstant.

Als Vergleich zu den berechneten Szenarien sind in Tabelle 5.2 die installierten Leistungen für Onshore Windenergie des Szenarios C 2030 aus dem Netzentwicklungsplan Strom 2017 je Bundesland dargestellt (vgl. 50Hertz Transmission GmbH et al., 2016, S. 45).

Tabelle 5.2: Installierte Leistung und Flächenanteil der Windenergie je Bundesland im Zielszenario C 2030 des Netzentwicklungsplans 2017

Bundesland	**P_{inst_wind} NEP C2030**	**Fläche**	**Flächenverbrauch**	**Flächenanteil**
	MW	km^2	km^2/MW	%
Schleswig-Holstein	8.000	15.808	0,044	2,2
Hamburg	100	753	0,046	0,6
Niedersachsen	12.800	47.715	0,047	1,3
Bremen	200	420	0,025	1,2
Nordrhein-Westfalen	6.000	34.095	0,041	0,7
Hessen	2.300	21.099	0,033	0,4
Rheinland-Pfalz	4.200	19.847	0,037	0,8
Baden-Württemberg	2.300	35.723	0,034	0,2
Bayern	2.400	70.553	0,033	0,1
Saarland	400	2.570	0,027	0,4
Berlin	0	893	0,036	0,0
Brandenburg	7.400	29.698	0,049	1,2
Mecklenburg-Vorpommern	5.100	23.308	0,048	1,0
Sachsen	2.100	18.477	0,038	0,4
Sachsen-Anhalt	6.200	20.554	0,054	1,6
Thüringen	2.500	16.197	0,046	0,7

Installierte Leistung Onshore Windenergie aus 50Hertz Transmission GmbH et al. (2016), S. 45. Bundeslandfläche basierend auf STAEBL (2015). Flächenverbrauch (verbrauchte Weißfläche) für Windenergieanlagen auf Basis eigener Berechnungen nach Ausbaualgorithmus, beschrieben in Kapitel 4.2.2. Für Windenergie genutzter Flächenanteil ermittelt auf Basis des spezifischen Flächenverbrauchs für Windenergieanlagen je Bundesland.

Im ersten Entwurf des Netzentwicklungsplans Strom 2017 wird der zu erwartende Ausbau der erneuerbaren Technologien im Rahmen einer Regionalisierung abgebildet. Neben dem aktuellen Anlagenbestand und den geltenden Rahmenbedingungen werden ebenfalls die von den Bundesländern zurückgemeldeten Ziele mit in die räumliche Verteilung mit einbezogen (Schmid et al., 2016). Um die in dieser Arbeit erstellten Ausbauszenarien nicht nur anhand verfügbarer Potenziale, sondern auch im Kontext derzeitiger Zielsetzungen einordnen zu können, wurden diese mit den

Ergebnissen der Regionalisierung der Windenergie pro Bundesland des ambitioniertesten EE-Ausbauszenarios (C 2030) des Netzentwicklungsplans 2017 verglichen.

Insgesamt werden im Netzentwicklungsplan Strom 2017 im Szenario C 2030 62 GW Onshore Windenergieleistung in Deutschland installiert. Die höchsten installierten Leistungen liegen mit 12,8 GW in Niedersachsen, 8 GW in Schleswig-Holstein und 7,4 GW in Brandenburg. Der in Tabelle 5.2 aufgeführte spezifische Flächenverbrauch für Windenergie in km^2 pro MW wurde mit dem Ausbaualgorithmus in Kapitel 4.2.2 ermittelt. Dieser hängt sowohl von den verwendeten Windenergieanlagen (Starkwind- oder Schwachwindanlagen) als auch von der jeweiligen Platzierung der Anlagen auf der verfügbaren Weißfläche ab. Je nach Größe und Form der einzelnen Weißflächen, können Windenergieanlagen unterschiedlich effizient auf der verfügbaren Fläche verteilt werden. In Bezug auf die Bundesländer liegt der in dieser Arbeit ermittelte spezifische Flächenverbrauch für Windenergieanlagen zwischen 0,025 km^2/MW und 0,54 km^2/MW. Für die Ermittlung des Flächenanteils der installierten Windenergieleistungen aus dem Szenario C 2030 des Netzentwicklungsplans 2017 wurden die ermittelten spezifischen Flächenverbräuche je Bundesland herangezogen. Die Windenergieleistungen aus dem NEP Szenario C 2030 führen in Verbindung mit den Flächenverbräuchen aus dieser Arbeit zu Flächenanteilen für Windenergie zwischen 0 und 2,2 % der Bundeslandfläche. Schleswig-Holstein hat mit 2,2 % der Bundeslandfläche den höchsten Anteil an für Windenergie genutzter Fläche, gefolgt von Sachsen-Anhalt mit 1,6 % und Niedersachsen mit 1,3 %. Im ökonomischen Ausbauszenario in dieser Arbeit liegt Schleswig-Holstein mit einem Flächenanteil von 2,1 % ebenfalls an erster Stelle, wobei in Schleswig-Holstein 7,5 GW und in ganz Deutschland 98 GW für das Jahr 2050 anstatt 62 GW Windenergieleistung in 2030 verteilt wurden.

Der Vergleich der für Windenergieanlagen beanspruchten Bundeslandflächen des Netzentwicklungsplans mit den Szenarien in dieser Arbeit zeigt auf, dass in keinem Ausbauszenario unverhältnismäßig hohe Anteile der Landesflächen für Windenergie genutzt wurden. Da für die Regionalisierung im Netzentwicklungsplan auch Ziele der Bundesländer mit berücksichtigt wurden, ist es durchaus möglich, dass auch die Verteilungen in den Ausbauszenarien dieser Arbeit mit den Zielen der Bundesländer harmonisiert werden können. Auch die Verteilung von 98 GW an Onshore Windenergiekapazität anhand einer gleichmäßigen sozial-ökologischen Belastung führt zu vergleichbaren Flächenanteilen. Die maximale Nutzung von Landesfläche für Windenergie liegt mit 2,3 % im „Best-case“ Szenario in Mecklenburg-Vorpommern.

Insgesamt konnte durch den Vergleich der Windausbauszenarien gezeigt werden, dass ein rein ökonomischer Ausbau zu höheren sozial-ökologischen Belastungen in einzelnen Landkreisen führt. Im Gegensatz dazu führt ein Ausbau mit gleichen Be-

lastungsgraden zu weniger starken Unterschieden von Windenergieleistungen und den damit verbundenen genutzten Flächenanteilen. Mit dem „Trend-case“ und dem „Worst-case“ Szenario wird allerdings ebenfalls abgebildet, dass auch vergleichsweise geringe Belastungen durch Windenergie aus lokalen und gesellschaftlichen Gründen zukünftig nicht einfach umzusetzen sind. Kann zum Beispiel der gleichmäßig verteilte Belastungsgrad bei einer festgelegten Zielkapazität in einzelnen Regionen aufgrund fehlender gesellschaftlicher Akzeptanz nicht erreicht werden, so müssten diese Differenzen durch eine höhere Belastung anderer Regionen ausgeglichen werden, um die definierte Zielkapazität erreichen zu können. Anhand des Belastungsgrads, als Dimension des sozial-ökologischen Effekts von Windenergie, konnte aufgezeigt werden, welche Landkreise bereits heute vergleichsweise hohe Beiträge zum gesamtdeutschen Ausbau der Windenergie leisten. Für den Fall, dass das Engagement in diesen Landkreisen in Zukunft abnimmt und vermehrt Widerstände auftreten, müssten zur Erreichung derselben Zielkapazität die bisher nur geringfügig ausgebauten Landkreise höhere Ausbauraten und damit verbundene Belastungsgrade akzeptieren. Die Untersuchungen bereits bestehender Widerstände gegen einen weiteren Ausbau der Windenergie zeigten auf, dass voraussichtlich Rahmenbedingungen und Anstrengungen zur Beteiligung der lokalen Bevölkerung für einen gesellschaftlich akzeptierten Ausbau von Windenergie erforderlich sein werden. Die Szenarien „Trend-case“ und „Worst-case“ mit festgelegten maximalen Belastungsgrenzen zeigen mögliche Entwicklungen für den Fall auf, dass beispielsweise eine solche Beteiligung zukünftig nicht oder nur teilweise gelingt. Im „Best-case“ und „Best-case plus“ Szenario wurde dagegen das Gelingen einer solchen Beteiligung angenommen. In allen vier sozial-ökologischen Ausbauszenarien wurde für die Verteilung eine gleichmäßige sozial-ökologische Belastung in allen deutschen Landkreisen zugrunde gelegt. Eine solche gleichmäßig verteilte Belastung kann gegebenenfalls als Ausgangssituation genutzt werden, anhand welcher Abweichungen festgelegt werden können. Wenn beispielsweise gesellschaftliche AkteurInnen bereits an der Definition von Ausbauzielen für erneuerbare Energien beteiligt sind, ist es denkbar, dass Belastungsgrenzen in Einzelregionen gezielt beeinflusst werden. Auf diese Weise können Ausbauszenarien als Orientierungshilfe zur Festlegung von Zielen oder auch als Beteiligungsinstrument eingesetzt werden.

Die definierten Ausbauszenarien können nun herangezogen werden, um zu analysieren, inwieweit sozial-ökologische Kriterien beim Ausbau der Windenergie in Deutschland Einfluss auf das zukünftige gesamte Stromsystem nehmen. Im nachfolgenden Kapitel wird die Simulation eines 100 % erneuerbaren deutschen Stromsystems für das Jahr 2050 mit dem Open Source Strommarktmodell renpassG!S unter Anwendung der erläuterten Windausbauszenarien beschrieben.

6 Simulation des deutschen Stromsystems 2050

Zur Analyse des Einflusses sozial-ökologischer Kriterien bei der Verteilung zukünftiger Onshore Windenergieleistungen in Deutschland wird das Stromsystem für das Jahr 2050 simuliert. Als Grundlage wird ein Basisszenario erstellt, charakterisiert durch die 100-prozentige Bereitstellung von Strom aus erneuerbaren Erzeugungstechnologien in 2050. Auf dem Basisszenario aufbauend werden zusätzliche sozial-ökologische 100 % EE Szenarien erstellt und deren Auswirkung auf das Stromsystem in 2050 analysiert und verglichen. Der Effekt dieser Szenarien auf die Kosten der zukünftigen Strombereitstellung wird anhand der Stromgestehungskosten ausgewertet. Auf der Basis der Analyse der Simulationsergebnisse werden die aufgestellten Hypothesen aus Kapitel 3 überprüft.

6.1 Energiesystemmodell

Für die Simulation des deutschen Stromsystems im Jahr 2050 wird als Stromsystemmodell die Applikation renpassG!S genutzt (Kaldemeyer et al., 2016). renpassG!S steht für (r)enewable (en)ergy (pa)thway (s)imulation (s)ystem mit der Möglichkeit, Daten aus geografischen Informationssystemen (GIS) zu nutzen. Es beruht auf der Grundidee des ebenso an der Europa-Universität Flensburg entwickelten Simulationsmodells renpass (Wiese, 2015) und nutzt die Funktionalitäten des Open Energy Modelling Frameworks (oemof) (oemof, 2016a,b; Wingenbach et al., 2016).

6.1.1 Modellierungs-Framework oemof

oemof stellt eine freie, quelloffene und detailliert dokumentierte Toolbox zur Analyse von Energieversorgungssystemen dar. Es ist in Python entwickelt und als Framework mit einer modular aufgebauten Struktur konzipiert. oemof wird in kollaborativer Zusammenarbeit am Zentrum für nachhaltige Energiesysteme Flensburg (ZNES), am Reiner Lemoine Institut (RLI) in Berlin und an der Otto-von-Guericke-Universität (OVGU) Magdeburg entwickelt. Oemof ist auf github unter oemof (2016a) veröffentlicht und unter oemof (2016b) ausführlich dokumentiert. In der Struktur sind

verschiedene Pakete enthalten, die auf Basis definierter Schnittstellen kommunizieren. Dadurch bietet oemof eine Vielzahl an Funktionalitäten, die zur Erstellung von Energiesystemen in hoher zeitlicher und räumlicher Auflösung genutzt werden können. Hierzu zählt beispielsweise die Simulation der Windenergieeinspeisung einer beliebig wählbaren Region auf Basis von Wetterdaten, die Berechnung des CO_2 minimalen Einsatzes von Biomassekraftwerken oder die Simulation der zukünftigen Energieversorgung in ganz Europa (Boysen et al., 2017). Der transparente Ansatz ermöglicht einen wissenschaftlichen Diskurs über die genutzten Daten und Modelle, wodurch die Aussagekraft und Qualität der Ergebnisse verbessert werden. Durch den modularen Aufbau des Frameworks ist die Anpassung an eine Vielzahl von Anwendungszwecken gegeben. Durch den Open Source Charakter sowie die kollaborative Entwicklung erfüllt oemof Transparenz-Kriterien, die zur Bewältigung der aktuellen Herausforderungen der Energiesystem-Modellierung beitragen (Hilpert et al., 2017a).

Für die Kommunikation zwischen den einzelnen Paketen innerhalb des Frameworks sorgen geeignete Schnittstellen. Ein Paket umfasst eine Sammlung verschiedener Module, die zur Lösung definierter Aufgabenstellungen herangezogen werden können. Durch die Module der einzelnen Pakete können ausgewählte Funktionalitäten verknüpft werden. Solche Verknüpfungen werden innerhalb des Modellierungs-Frameworks oemof als Applikationen (App) bezeichnet, die ein Energiesystemmodell oder dessen Teilsysteme beschreiben. Grundsätzlich können je nach Anwendungszweck durch die Nutzung eines oder mehrerer Pakete individuelle Applikationen entwickelt werden. Dabei können bei veränderten Rahmenbedingungen einzelne Komponenten ohne großen Aufwand substituiert werden. renpassG!S stellt eine Applikation dar, die innerhalb des Frameworks auf verschiedene Pakete zugreift. Abbildung 6.1 zeigt das Konzept zum Aufbau von Applikationen innerhalb des Energiesystemmodellierungsframeworks oemof.

Für die Modellierung von Energiesystemen wurde im Rahmen der Entwicklung von oemof eine Methodik entwickelt, um beliebig komplexe Energiesysteme stets anhand der gleichen Grundbausteine innerhalb des Frameworks abbilden zu können. Das Netzwerk dieser Grundbausteine bildet die universelle Grundstruktur des Modellierungs-Frameworks.

Ein Knoten (Node) fungiert entweder als Sammelschiene (Bus) oder als Komponente (Component). Dabei steht ein Bus in Verbindung mit einer oder mit mehreren Komponenten und ist durch einen eindeutigen Bezeichner und Typ, wie beispielsweise Elektrizität, Wärme oder Gas charakterisiert. Ressourcen können durch Komponenten aus einem Bus entnommen oder hinzugefügt werden, wobei alle Entnahmen aus einem Bus zu Eingangsgrößen für Komponenten werden. Analog dazu bilden

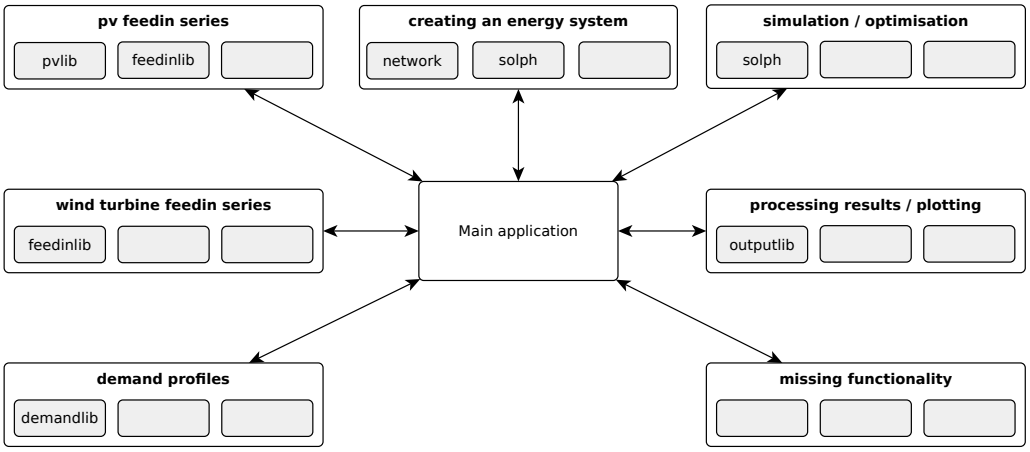


Abbildung 6.1: Konzept zum Aufbau von Applikationen im Energiesystemmodellierungsframework (oemof, 2016b).

die Eingangsgrößen der Busse die Ausgangsgrößen der Komponenten. Ein Bus ist immer mit einer oder mehreren Komponenten verbunden. Ebenso sind Komponenten immer mit einem oder mehreren Bussen verknüpft. Je nach Eigenschaft werden Komponenten in einige Untertypen unterteilt. Wandler (Transformer) verfügen über einen Eingang und einen Ausgang. Eine Gasturbine entnimmt beispielsweise aus einem Bus des Typs Gas und speist in einen Bus des Typs Elektrizität ein. Mit zusätzlichen Informationen, wie den Parametern und Übertragungsfunktionen, können Input und Output genauer spezifiziert werden. Bei einer Gasturbine steht zum Beispiel der Ressourcenverbrauch (Eingang) durch den Wirkungsgrad in Beziehung mit der bereitgestellten Sekundärenergie (Ausgang). Eine Senke (Sink) besitzt einen Eingang und keinen Ausgang. Mit Senken können Verbraucher wie beispielsweise Haushalte abgebildet werden. Eine Quelle (Source) besitzt genau einen Ausgang und keinen Eingang und wird beispielsweise zur Modellierung von Windenergie- oder Photovoltaikanlagen genutzt. Wie Transformer verfügen Objekte des Typs Transport ebenfalls über einen Eingang und einen Ausgang, wobei in diesem Fall der dazugehörige Bus immer denselben Typ (z.B. Elektrizität) aufweist. Diese Objekte können beispielsweise zur Modellierung von Stromleitungen genutzt werden. Abbildung 6.2 zeigt die Funktionsweise der Modellierung eines einfachen Energiesystems innerhalb des Frameworks oemof auf Grundlage der erläuterten Grundstruktur.

Busse und Komponenten können zu einem Energiesystem zusammengeschlossen werden. Busse sind dabei Knoten, verbunden über Kanten (Edges), welche die Eingänge und Ausgänge der Knoten darstellen. Mathematisch lässt sich ein solches Modell als bipartiter Graph interpretieren, da Komponenten ausschließlich mit Bussen verbunden sind und umgekehrt. Die Ein- und Ausgänge der Komponenten sind die (gerichteten) Kanten des Graphs und die Ein- und Ausgangsgrößen von Bussen bzw.

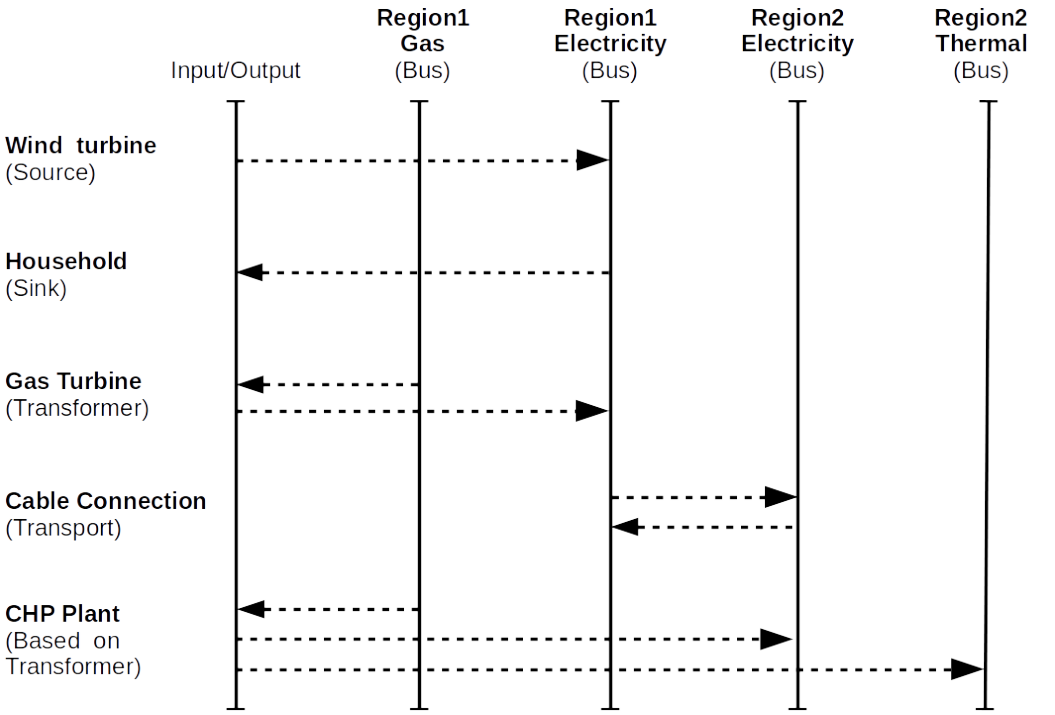


Abbildung 6.2: Funktionsweise der Modellierung eines einfachen Energiesystems innerhalb des Frameworks oemof (Boysen et al., 2017, S. 169), (oemof, 2016b).

Komponenten zeigen den Fluss (Flow) einer Kante auf. Die Busse selbst stellen die Knoten des Graphs dar. Zusätzlich zur Verwendung der beschriebenen Basiskomponenten besteht die Möglichkeit auf deren Grundlage spezifizierte Komponenten zu erstellen.

6.1.2 Applikation renpassG!S

Das Framework oemof ist auf GitHub unter `https://github.com/oemof` veröffentlicht und wird dort kontinuierlich weiterentwickelt. Die Applikation renpassG!S ist unter dem Git-Repository des Zentrums für nachhaltige Energiesysteme Flensburg unter `https://github.com/znes/renpass_gis` zu finden. Die Ergebnisse dieser Arbeit wurden mit der oemof-Version v0.1.4 (oemof Developer Group, 2017) und der renpassG!S-Version v0.1 (Kaldemeyer et al., 2016) generiert.

renpassG!S ist eine Applikation, die auf Basis des Frameworks entwickelt wurde und verschiedene Funktionalitäten von oemof nutzt. Das Python-Modul oemof-solph (2016) wird zur Lösung linearer Optimierungsprobleme genutzt und ist in Hilpert et al. (2017b) genauer beschrieben. Zusätzlich können weitere Funktionalitäten von oemof genutzt werden, wie beispielsweise das Python-Modul oemof-feedinlib (2016)

zur Ermittlung von Einspeisezeitreihen von Wind- und PV-Anlagen. Ziel der Applikation ist die Modellierung des kostenminimalen Einsatzes von Energieversorgungssystemen. Aus technischer Sicht ist die Applikation renpassG!S ein numerisches partielles Gleichgewichtsmodell eines liberalisierten Strommarkts, oft auch als Fundamentalmodell bezeichnet. Unter der Nutzung der umfangreichen Funktionalität von oemof ermöglicht die Applikation den Nutzern, leicht verständliche Energieszenarien für verschiedene Regionen und Jahre zu berechnen, wobei der Kraftwerks- und Speichereinsatz zu minimalen Kosten optimiert wird. Die Szenarien werden dabei in einem Tabellenformat erstellt. Die Ergebnisse werden ebenfalls in einem Tabellenformat exportiert, was eine vereinfachte Analyse ermöglicht. Die grundlegende Funktionsweise der Simulation mit renpassG!S ist in Abbildung 6.3 dargestellt.

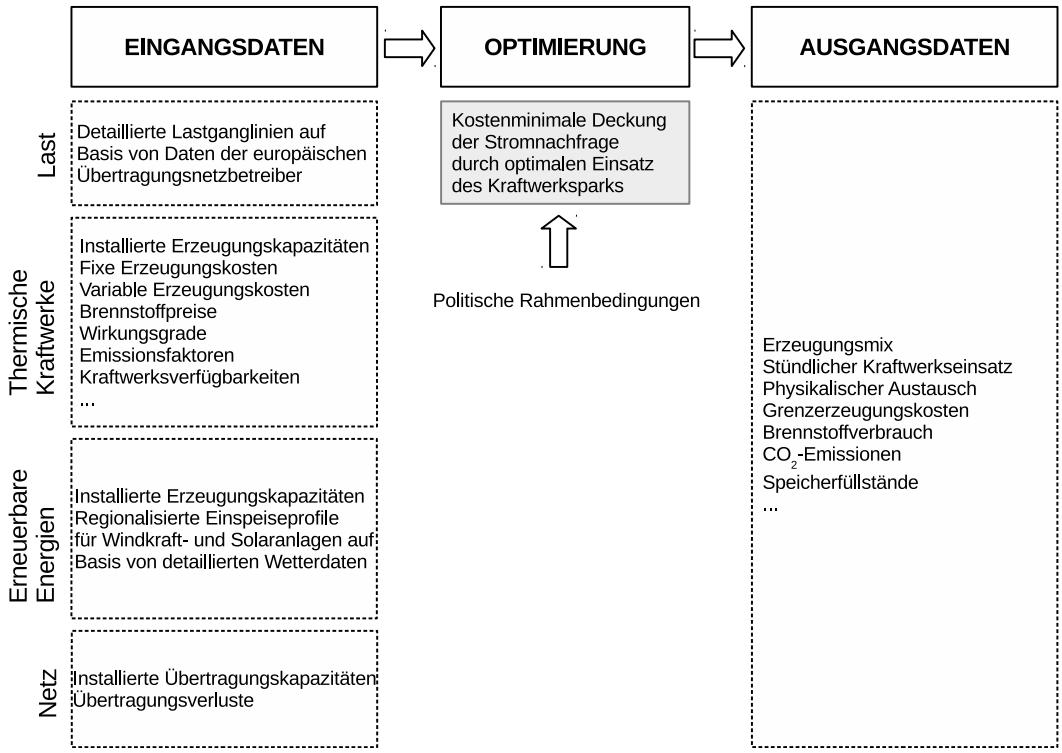


Abbildung 6.3: Funktionalität des Energiesystemmodells renpassG!S (Kaldemeyer et al., 2016).

Als exogene Parameter werden Informationen zur Last, zu den Erzeugungstechnologien und zum Stromnetz für das Zieljahr vorgegeben. Die Stromnachfrage im Zieljahr wird anhand detaillierter Lastganglinien für jedes europäische Land angegeben. Die Erzeugungstechnologien werden in thermische Kraftwerke und erneuerbare Energien unterteilt. Für thermische Kraftwerke sind neben der im Zieljahr installierten Erzeugungskapazität fixe und variable Erzeugungskosten, Brennstoffpreise, Wirkungsgrade und die Kraftwerksverfügbarkeit festzulegen. Je nach Eigenschaft der Technologie sind weitere Parameter zu bestimmen. Thermische Kraftwerke werden somit im Mo-

dell anhand der Kosten und der Stromnachfrage flexibel eingesetzt. Demgegenüber werden für die erneuerbaren Erzeugungstechnologien neben den installierten Kapazitäten regionalisierte Einspeiseprofile für Windkraft- und Solaranlagen vorgegeben. Zur Erstellung dieser Profile können beispielsweise detaillierte Wetterdaten herangezogen werden. Für die Ermittlung solcher Einspeiseprofile kann das in oemof bereitgestellte Python-Modul oemof-feedinlib (2016) genutzt werden. Die erneuerbaren Energien werden im Modell als „must-run“ eingesetzt, d.h. sie speisen anhand der vorgegebenen Einspeiseprofile ein. Überschussstrom, der in einzelnen Stunden weder verbraucht noch über das Stromnetz verteilt werden kann wird als „excess“ ausgewiesen. Für erneuerbare Energien wie Laufwasserkraftwerke, Speicherwasserkraftwerke, Geothermie oder Biomasse kann festgelegt werden, ob diese als „must-run“ einspeisen oder flexibel anhand ihrer Verfügbarkeit abhängig von der Last im Modell eingesetzt werden. Die Reihenfolge des Einsatzes erfolgt dabei nach den minimalen Grenzosten. Für die erneuerbaren Erzeugungsanlagen werden Grenzkosten von Null Euro festgelegt. Die thermischen Kraftwerke und Speichertechnologien werden dadurch in den Stunden eingesetzt, in denen die Last nicht allein durch erneuerbare Energien gedeckt werden kann. Als weiterer extern vorgegebener Eingangsparameter wird das im Zieljahr vorhandene Übertragungsnetz mit den verfügbaren Übertragungskapazitäten zwischen den definierten Regionen und den Übertragungsverlusten bestimmt.

Die stündliche Erzeugung des anhand der oemof Grundstruktur erstellten Energiesystems wird mithilfe des Python-Moduls oemof-solph (2016) für die definierte Region und das Zieljahr optimiert. Oemof-solph basiert auf der Python basierten, Open Source Modellierungssprache Pyomo (Hart et al., 2012), die ein breites Angebot an Optimierungsmöglichkeiten bietet. Ziel der Optimierung ist die kostenminimale Deckung der Stromnachfrage durch einen optimalen Einsatz des Kraftwerkparks. Somit können für alle Komponenten variable Kosten definiert werden. Die Verfügbarkeit der Primärenergieträger kann dabei eingeschränkt werden. So kann beispielsweise die jährlich nutzbare Menge an Biomasse bestimmt werden. Da eine Lastunterdeckung mit sehr hohen Kosten verbunden ist, wird diese Option für ein kostenminimales Ergebnis zuletzt gewählt. Abbildung 6.4 zeigt ein vereinfachtes Energiesystem unter Anwendung der oemof Grundstruktur. Werden beispielsweise die Stromnetze (transmission lines transport 1 und transport 2) entfernt, so entstehen zwei Systeme. Für die Python Bibliothek oemof-solph stellen die beiden Systeme allerdings immer noch ein Energiesystem dar, welches zeitgleich optimiert wird. Für die Optimierung können verschiedene Solver, beispielsweise der glpk (2012) oder der gurobi (2015) Solver genutzt werden.

Unter Anwendung der oemof-outputlib (2016) werden die Ergebnisse in ein einheitliches Datenformat umgewandelt. Die Simulation eines Energiesystems mit ren-

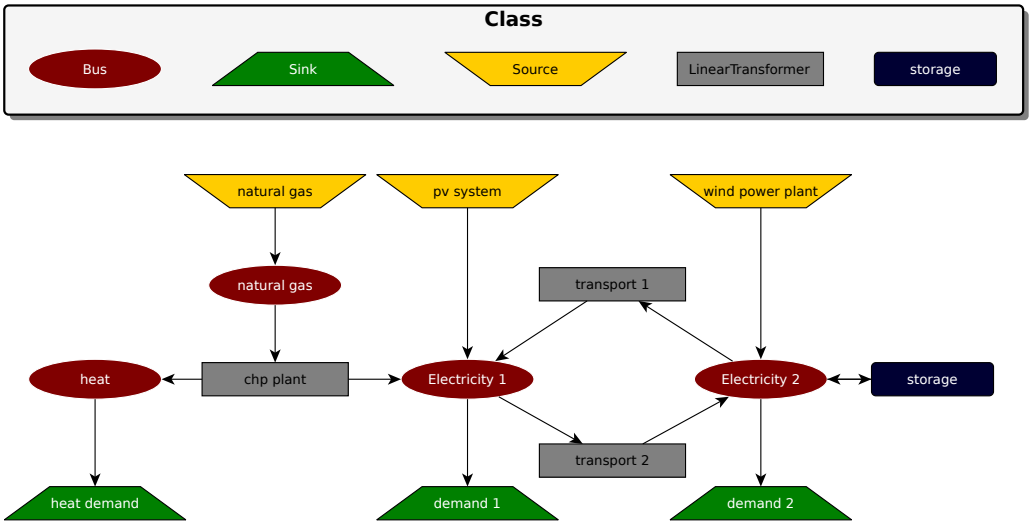


Abbildung 6.4: Struktur eines Energiesystems für die Optimierung mit oemof-solph (oemof, 2016b).

passG!S gibt als Ausgangsdaten beispielsweise den Erzeugungsmix, den stündlichen Kraftwerkseinsatz, den physikalischen Austausch, die Grenzerzeugungskosten, den Brennstoffverbrauch, CO_2-Emissionen oder Speicherfüllstände aus.

6.2 Szenariorahmen 2050

Für die Anwendung des beschriebenen Strommarktmodells renpassG!S wurde ein Szenariorahmen zur Simulation des deutschen Stromsystems für das Jahr 2050 erstellt. Wie bereits erläutert, wird in dieser Arbeit nur der Stromsektor betrachtet. Als Ziel wird eine 100 % erneuerbare Stromversorgung in Deutschland im Jahr 2050 simuliert. Deutschland wird für die Simulation in 21 Austauschregionen unterteilt. Zusätzlich wurden die an Deutschland angrenzenden Nachbarländer als elektrische Nachbarn mitberücksichtigt. Weiterhin wurden Annahmen zu den notwendigen Eingangsdaten getroffen. Zur Simulation wurden ein Basisszenario und vier sozialökologische 100 % erneuerbare Energieszenarien erstellt, die sich in Bezug auf den Ausbau der Onshore Windenergie in Deutschland unterscheiden. Für die Simulation wird nur das Jahr 2050 modelliert. Es werden keine Szenariopfade von heute bis 2050 simuliert.

Bei den genutzten Annahmen handelt es sich um frei verfügbare Daten. Die Eingangsdaten aller entwickelten Szenarien sind in Form von csv Dateien unter Wingenbach (2018) veröffentlicht und ausführlich dokumentiert.

6.2.1 Definierte Regionen

Die räumliche Auflösung für die Simulation des Stromsystems in 2050 ist durch ein Mehr-Regionen-Stromsystem bestimmt. Der Stromaustausch findet dadurch zwischen festgelegten Regionen mit definierten Austauschkapazitäten statt. In dieser Arbeit wird Deutschland nicht abgetrennt als Insel betrachtet, sondern im Austausch mit den elektrischen Nachbarländern simuliert. Neben Deutschland werden demnach alle an Deutschland angrenzenden Nachbarländer plus Norwegen und Schweden berücksichtigt. Norwegen, als nicht direkt an Deutschland angrenzendes Land, spielt aufgrund der verfügbaren Speicherkapazitäten und der damit einhergehenden Relevanz für ein vollständig erneuerbares Stromversorgungssystem eine bedeutende Rolle. Während die Nachbarstaaten als je eine Region abgebildet werden, wird Deutschland in insgesamt 21 Austauschregionen (dispatch regions) unterteilt. Abbildung 6.5 zeigt die innerhalb der Applikation renpassG!S definierten Regionen.

Abbildung 6.5: Definierte regionale Auflösung innerhalb von renpassG!S.

Die Landesfläche Deutschlands wurde in 18 Regionen aufgeteilt. Diese Unterteilung orientiert sich an dem Regionenmodell der Netzstudie der Deutschen Energie-Agentur GmbH (dena) aus dem Jahr 2010 (dena, 2010). Zusätzlich wurden drei

Regionen für die Offshore Windenergie bestimmt, wobei das Gebiet in der Nordsee in zwei Regionen unterteilt wurde und eine Region in der Ostsee liegt. Die Offshore Regionen (DEdr19, DEdr20, DEdr21) orientieren sich an den Regionen des Offshore Netzentwicklungsplans aus 2014 (50Hertz Transmission GmbH et al., 2014b). Die genutzte Einteilung des deutschen Stromsystems in 18 Regionen plus drei Offshore-Regionen wurde an der Europa-Universität bereits im Rahmen des Simulationsmodells renpass von Wiese (2015) mehrfach angewandt. Die 18 Austauschregionen können den vier deutschen Stromnetzbetreibern zugeordnet werden. Die Regionen 1 bis 4 gehören zu dem Netzgebiet von 50Hertz, 5 bis 10 sind Amprion, 11 bis 12 TransnetBW und 13 bis 18 TenneT zuzuordnen.

6.2.2 Annahmen für Eingangsdaten

Die Eingangsdaten für die 100 % EE Szenarien basieren maßgeblich auf den Szenarioannahmen des E-Highway Szenarios X-7: 100 % RES electricity (E-Highway2050, 2016), welches vom europäischen Netzwerk der Übertragungsnetzbetreiber für Elektrizität (ENTSO-E) zur Simulation einer zu 100 % erneuerbaren Stromerzeugung für Europa für das Jahr 2050 genutzt wird. Das Szenario wurde für diese Arbeit in den Bereichen Erdgaseinsatz, Geothermie und Speichertechnologien modifiziert. Das E-Highway 100 % EE Szenario ist durch einen zentral gesteuerten Ausbau erneuerbarer Erzeugungstechnologien und Netzkapazitäten zwischen den europäischen Ländern charakterisiert. Für die Auswahl eines geeigneten Szenariorahmens wurden verschiedene aktuelle Energieszenarien betrachtet. Abbildung 6.6 zeigt die installierten Leistungen der erneuerbaren Energieträger Onshore und Offshore Windenergie, Photovoltaik, Biomasse und Laufwasserkraft für Deutschland aus sechs verschiedenen Energieszenarien.

Die installierten Leistungen für Onshore Windenergie und Photovoltaik des E-Highway Szenarios sind vergleichbar mit den Annahmen von Nitsch (2014) und Greenpeace (2015). In den Szenarien vom RLI (2013) und Henning und Palzer (2015) werden deutlich höhere installierte Leistungen für Onshore Windenergie und Photovoltaik angenommen. Henning und Palzer (2015) decken mit der angenommenen Erzeugungsleistung neben dem Stromsektor auch den Strombedarf im Wärme- und Transportsektor ab. In Bezug auf Offshore Windenergie sind die Annahmen des E-Highway Szenarios vergleichsweise gering. Bei Biomasse wird in keinem der betrachteten Energieszenarien eine installierte Leistung von 30 GW überschritten. In Bezug auf den Ausbau der Laufwasserkraft werden in allen Szenarien ähnlich geringe Leistungen angenommen. Ein bedeutender Vorteil des E-Highway Szenarios liegt darin, dass nicht nur für Deutschland, sondern für alle europäischen Länder Annahmen vorhanden sind. Für die Bestimmung des Szenariorahmens in dieser Arbeit

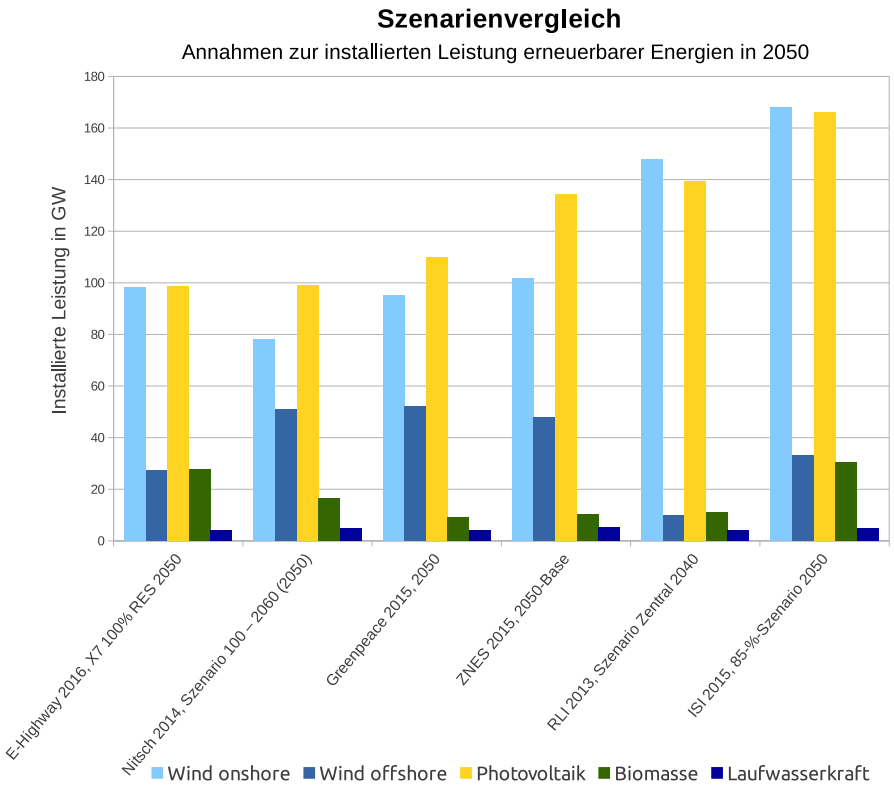


Abbildung 6.6: Szenarienvergleich: Annahmen zu den installierten Leistung EE in 2050 verschiedener Studien. Vergleichstudien: E-Highway2050 (2016); Nitsch (2014); Greenpeace (2015); Degel et al. (2016); RLI (2013); Henning und Palzer (2015)

konnten die Annahmen nicht nur für Deutschland, sondern auch für die Nachbarstaaten aus dem E-Highway Szenario übernommen werden. Zusätzlich dazu, dass das E-Highway Szenario der ENTSO-E alle europäischen Länder berücksichtigt, ist das Szenario vergleichsweise aktuell. Der ausschlaggebende Grund für die Auswahl des E-Highway 100 % Szenarios liegt allerdings in der Verfügbarkeit sowohl aller relevanter Szenarioannahmen, als auch aller Simulationsergebnisse.

Für die Abbildung der zukünftigen Stromnachfrage werden in dieser Arbeit stündliche ENTSO-E Lastzeitreihen aus dem Jahr 2014 verwendet, die auf der Open-Power-System-Data (OPSD) Plattform zur Verfügung gestellt werden (Open Power System Data, 2016). Die Lastzeitreihen wurden regional auf den jeweiligen zukünftigen maximalen Verbrauch aus den Annahmen des E-Highway Szenarios skaliert. Für Deutschland ergibt sich somit die Annahme einer gesamtdeutschen Stromnachfrage von 547 TWh in 2050, was einem um 3,4 % erhöhten Stromverbrauch gegenüber dem Verbrauch von 529 TWh im Jahr 2014 entspricht (ENTSO-E, 2014b). Demzufolge wird in der hier durchgeführten Simulation ein praktisch konstant bleibender Stromverbrauch angenommen. Zu Beginn dieser Arbeit wurde bereits erläutert, dass

nicht das gesamte Energiesystem, sondern nur der Stromsektor für die Modellierung betrachtet wird. Aus diesem Grund wird kein zukünftiger Stromverbrauch für den Wärme- und Transportbereich in 2050 angenommen.

Für die 100 % EE Szenarien dieser Arbeit werden für Deutschland die Erzeugungstechnologien Wind (On- und Offshore), Photovoltaik, Biomasse, Geothermie, Laufwasser und Speicherwasserkraft berücksichtigt. Die Szenarioannahmen des E-Highway Szenarios enthalten zusätzlich zu den erneuerbaren Energien installierte Leistungen für Gaskraftwerke. Da für die Szenarien dieser Arbeit eine komplett erneuerbare Stromversorgung für Deutschland angenommen wird, wird die im E-Highway Szenario definierte Gaskapazität nur für die Nachbarländer und nicht für Deutschland übernommen. Des Weiteren werden im E-Highway Szenario keine Annahmen zum Ausbau von Geothermie getroffen. In der Leitstudie zu Langfristszenarien für den Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland wird Geothermie ebenfalls als erneuerbare Erzeugungstechnologie betrachtet (Nitsch et al., 2012b). Um für das Jahr 2050 ein möglichst breites Angebot erneuerbarer Energien abzubilden wurden für die Szenarien in dieser Arbeit die Annahmen für die installierten Leistungen für Deutschland aus Nitsch et al. (2012b) und für die Nachbarländer aus Pfluger et al. (2011) entnommen. Tabelle 6.1 zeigt die installierten Leistungen aller Stromerzeugungstechnologien im Jahr 2050 für die betrachteten Länder.

Tabelle 6.1: Installierte Leistungen aller Stromerzeugungstechnologien in 2050

Land	**Wind Onshore**	**Wind Offshore**	**PV**	**Biomasse**	**Geothermie**	**Laufwasser**	**Speicherwasser**	**Erdgas**
	GW	*GW*	*GW*	*GW*	*GW*	*GW*	*GW*	*GW*
AT	6,88	0	12,09	3,50	0,001	7,70	5,68	1,50
BE	10,90	3,00	24,09	4,75	0	0,31	0	2,50
CH	1,38	0	15,00	1,25	0	3,40	8,13	2,00
CZ	10,23	0	13,05	5,00	0	0,37	0,82	1,75
DE	98,33	27,20	98,60	27,75	2,930	4,23	0	0
DK	18,71	25,60	2,04	3,75	0	0,01	0	1,00
FR	124,20	0	103,06	28,25	0,002	9,95	18,20	16,00
LU	0,74	0	1,03	0	0	0,16	0	0,25
NL	15,00	15,90	22,25	4,00	0	0,13	0	3,00
NO	12,18	3,00	5,36	0,50	0	11,34	42,47	0
PL	81,92	0	24,22	14,25	0	2,11	0	3,00
SE	24,21	3,00	8,92	5,50	0	2,45	21,38	0

Annahmen für installierte Leistungen aus E-Highway2050 (2016), wobei die installierten Leistungen für Laufwasser auf Basis der produzierten Energiemenge des E-Highway2050 100 % RE Szenarios mit einer maximalen Auslastung von 65 % modifiziert wurden. Annahmen für Geothermie aus Nitsch et al. (2012b) und Pfluger et al. (2011). Länderkürzel nach ISO-3166.

Die Annahmen des E-Highway Szenarios enthalten keine Angaben zu der verfügbaren Menge der Ressourcen Biomasse und Wasser in den einzelnen Ländern. Um dennoch die Verfügbarkeit von Biomasse und Speicherwasser in den Szenarien dieser Arbeit zu begrenzen, wurden die maximalen Volllaststunden der Biomasse- und Speicherwasserkraftwerke der Simulationsergebnisse des E-Highway Szenarios als Obergrenzen definiert. Je nach regionalen Gegebenheiten verfügen die europäischen Länder über unterschiedliche Verfügbarkeiten der genannten regenerativen Energiequellen im Jahr 2050. Tabelle 6.2 zeigt die aus den E-Highway Simulationsergebnissen abgeleiteten und für die Szenarien dieser Arbeit angenommenen maximal möglichen Volllaststunden für die besagten Stromerzeugungstechnologien für alle Länder.

Tabelle 6.2: Verfügbare Biomasse und Speicherwasser anhand von maximalen Volllaststunden in 2050

Land	**Biomasse**	**Speicherwasser**
	h	*h*
AT	3406	2007
BE	2041	0
CH	3153	2596
CZ	3004	1603
DE	2514	0
DK	1260	0
FR	2913	1838
LU	0	0
NL	1928	0
NO	2744	3165
PL	2184	0
SE	1445	3878

Maximale Volllaststunden basierend auf E-Highway2050 (2016).
Länderkürzel nach ISO-3166.

Bei einer installierten Leistung von 27,75 GW an Biomassekraftwerken in Deutschland bedeutet eine Begrenzung der Volllaststunden auf 2.514 Stunden eine Jahresstromproduktion von rund 70 TWh. Demnach bedeutet die Begrenzung der Volllaststunden auf 2.514 Stunden bei einem nach ENTSO-E (2015) angenommenen Wirkungsgrad von 38 % eine Limitierung der im Jahr 2050 in Deutschland verfügbaren Biomasse auf 661 PJ. Als Vergleich kann in der Leitstudie von Nitsch et al. (2012b) im Jahr 2050 bei einer Jahresproduktion von 60 TWh und einem angenommenen Wirkungsgrad von ebenfalls 38 % eine Gesamtmenge an Biomasse von rund 568 PJ zur Stromproduktion genutzt werden. Für die Szenarien dieser Arbeit wurde entschieden, die verfügbare Biomasse anhand maximaler Volllaststunden zu begrenzen, da es sich bei der Biomasse zum einen um eine begrenzte Ressource handelt und zum anderen Nutzungskonkurrenzen mit beispielsweise der Nahrungsmittelproduktion oder der stofflichen Nutzung bestehen (Bringezu et al., 2008; Hermeling und

Wölfing, 2011). Ein Import von Biomasse zur Energieproduktion sollte aus sozial-ökologischer Perspektive demnach ebenso kritisch gesehen werden wie die Nutzung heimischer Biomassepotenziale. Auch wenn sich zukünftig gegebenenfalls zusätzliche Potenziale abzeichnen, wie beispielsweise durch die Gewinnung von Biogas aus Industrieabfällen, die Erhöhung der Energieproduktion aus anaerobem Biogas durch Zusatz von Wasserstoff und synthetischem Gas aus der thermischen Gasifizierung (Pyrolyse) von Holz und Abfällen, wird aufgrund sozial-ökologischer Perspektive für die Simulation in dieser Arbeit dennoch keine unbegrenzte Nutzung von Biomasse ermöglicht.

Zusätzlich zu den getroffenen Annahmen der Stromerzeugungstechnologien wurden für diese Arbeit die Speichertechnologien Pumpspeicher, Druckluftspeicher, Wasserstoffspeicher, Lithium-Ionen-Batterien und Redox-Flow-Batterien für das Jahr 2050 in die Szenarien integriert. Die installierte Pumpleistung basiert, wie auch die installierten Leistungen der Stromerzeugungstechnologien, auf dem E-Highway Szenario. Im E-Highway Szenario werden neben Pumpspeichern allerdings keine weiteren Speichertechnologien in den Annahmen aufgeführt. Ebenso konnten den Annahmen des E-Highway Szenarios keine Angaben zur verfügbaren Speicherkapazität der Pumpspeicher entnommen werden. Die verfügbaren Speicherkapazitäten der einzelnen Länder wurden demnach nicht aus dem E-Highway Szenario entnommen, sondern basieren auf der Analyse von Gimeno-Gutiérrez und Lacal-Arántegui (2013), wobei bereits bestehende Reservoirs zugrunde gelegt wurden (Gimeno-Gutiérrez und Lacal-Arántegui, 2013, Szenario T1). Dadurch werden die im E-Highway Szenario angenommenen Leistungen an Pumpspeicherkraftwerken durch die separat angenommenen Speicherkapazitäten begrenzt. Die Orientierung an bereits existierenden Speicherkapazitäten führt in einigen Ländern, wie beispielsweise in Norwegen, zu einer zur angenommenen Leistung (17 GW) verhältnismäßig starken Begrenzung der Speicherkapazität (1 TWh). Da ein starker Ausbau an Wasserreservoirs meist einen entsprechend großen Eingriff in die Umwelt mit sich bringt, werden aus sozial-ökologischen Gesichtspunkten für den Szenariorahmen in dieser Arbeit die an bestehenden Reservoirs orientierten Annahmen übernommen und keine weitere Erhöhung der Speicherkapazitäten angenommen.

Um neben Pumpspeichern auch weitere Speichertechnologien abzubilden, wurden die installierten Leistungen für Druckluftspeicher, Wasserstoffspeicher, Lithium-Ionen- und Redox-Flow-Batterien aus der Untersuchung des Stromspeicherbedarfs in 2050 von Cebulla (2015a,b) entnommen. Der von Cebulla (2015a) angenommene Speicherbedarf in 2050 deckt sich weitestgehend mit dem ermittelten langfristigen Speicherbedarf in Pape et al. (2014) des Szenario C ohne flexible Nachfragesteuerung (demand side management). Für Deutschland liegt der Speicherbedarf in diesem Szenario bei rund 10 GW für 4-h-Speicher und 8 GW für 6-h-Speicher (Pape et al.,

2014, S. 122). In Pape et al. (2014) werden allerdings nur Batterie- und Wasserstoffspeicher analysiert, wobei in Cebulla (2015a) zusätzlich auch Druckluftspeicher berücksichtigt werden. Die regionale Auflösung der Speicherbedarfsanalyse in Cebulla (2015a) umfasst zehn Regionen, wobei Deutschland in 20 Unterregionen unterteilt wurde. Weiterhin werden mehrere Länder in vier Modellregionen zusammengefasst. Die Verteilung der Speicherleistung im Jahr 2050 von den aggregierten Regionen auf die einzelnen Länder erfolgte über den jeweiligen prozentualen Anteil an installierter Wind- und Photovoltaikleistung im Verhältnis zur Gesamtregion. In Tabelle 6.3 sind die installierten Leistungen aller Speichertechnologien für alle betrachteten Länder aufgeführt.

Tabelle 6.3: Installierte Leistungen aller Speichertechnologien in 2050

Land	**Pumpspeicher**	**Druckluft-speicher**	**Wasserstoff-speicher**	**Lithium-Ionen-Batterie**	**Redox-Flow-Batterie**
	GW	*GW*	*GW*	*GW*	*GW*
AT	10,733	0,024	0,009	0,241	0,019
BE	2,308	0,404	1,807	0,317	0,011
CH	5,443	0,026	0,011	0,269	0,021
CZ	1,787	0,936	0,169	2,453	0,021
DE	12,799	3,431	10,100	15,650	0,930
DK	0	0,210	4,990	0,870	0,060
FR	13,420	0,250	25,990	3,420	0,060
LU	1,800	0,128	0,571	0,100	0,003
NL	0,104	1,708	7,642	1,342	0,046
NO	17,291	0	0	0	0
PL	3,790	1,724	0,311	4,517	0,089
SE	0	0	0	3,210	0

Annahmen für Pumpspeicherleistung aus E-Highway2050 (2016), für alle anderen Speichertechnologien aus Cebulla (2015a,b). Länderkürzel nach ISO-3166.

Die Speicherkapazität der Pumpspeicher wurde, wie beschrieben, anhand der zur Verfügung stehenden Speicherkapazitäten auf Basis bereits existierender Reservoirgrößen festgelegt. Für die Druckluft-, Wasserstoff- und Batteriespeicher wurde für jede Technologie ein fester Wert für die Zeit der Entladung bestimmt. Die Zeiten der Speicherentladung orientieren sich an den Zeitspannen in der Dokumentation des E-Highway Szenarios (Sigrist, 2014). Anhand der jeweils in einer Region installierten Speicherleistung und der entsprechenden Dauer der Speicherentladung ergibt sich eine maximale Speicherkapazität für jede Technologie und Region. Tabelle 6.4 zeigt die Annahmen der Entladezeit für alle Speicher sowie die angenommenen Wirkungsgrade. Die Entladezeiten orientieren sich an den in der Dokumentation des E-Highway Szenarios aufgeführten Zeiten (Sigrist, 2014). Die Wirkungsgrade entsprechen den Werten aus Cebulla (2015a); Energinet.dk (2012) und AEE (2012).

Tabelle 6.4: Zeit der Entladung zur Definition der verfügbaren Speicherkapazität und Wirkungsgrade der Speichertechnologien

Speichertechnologie	**Entladezeit**	**Wirkungsgrad**
	h	η
Pumpspeicher		0,8
Druckluftspeicher	3	0,7
Wasserstoff	10	0,4
Lithium-Ionen-Batterie	5	0,95
Redox-Flow-Batterie	3,3	0,75

Annahmen zur Entladezeit basieren auf Sigrist (2014). Die Wirkungsgrade orientieren sich an Cebulla (2015a); Energinet.dk (2012) und AEE (2012).

Tabelle 6.5 zeigt die Speicherkapazitäten der Pumpspeicherkraftwerke auf Basis von Reservoirgrößen sowie die auf Grundlage der installierten Speicherleistungen und der festgelegten Entladezeiten bestimmten Speicherkapazitäten der Druckluft-, Wasserstoff- und Batteriespeicher.

Tabelle 6.5: Speicherkapazitäten der Speichertechnologien in 2050 anhand festgelegter Entladezeiten

Land	**Pumpspeicher**	**Druckluft-speicher**	**Wasserstoff**	**Lithium-Ionen-Batterie**	**Redox-Flow-Batterie**
	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh
AT	443	0,07	0,09	1,21	0,06
BE	12	1,21	18,07	1,59	0,04
CH	1656	0,08	0,11	1,35	0,07
CZ	39	2,81	1,69	12,27	0,07
DE	128	10,29	101,00	78,25	3,07
DK	0	0,63	49,90	4,35	0,20
FR	1184	0,75	259,90	17,10	0,20
LU	18	0,38	5,71	0,50	0,01
NL	1	5,12	76,42	6,71	0,15
NO	991	0	0	0	0
PL	38	5,17	3,11	22,59	0,29
SE	0	0	0	16,05	0

Verfügbare Pumpspeicherkapazität mit bestehenden Reservoirs aus Szenario T1 in Gimeno-Gutiérrez und Lacal-Arántegui (2013), Speicherkapazitäten der anderen Technologien anhand der Entladezeiten nach Sigrist (2014) in Tabelle 6.4. Länderkürzel nach ISO-3166.

Für die Simulation mit renpassG!S werden neben den installierten Leistungen Annahmen zu Brennstoffpreisen und Wirkungsgraden für die einzelnen Technologien benötigt. In Tabelle 6.6 sind die getroffenen Annahmen für Brennstoffpreise und Wirkungsgrade mit den jeweiligen Referenzquellen für die Technologien Biomasse und Erdgas aufgeführt. Da im beschriebenen Szenario keine weiteren konventionel-

len Kraftwerke definiert sind, werden auch keine Brennstoffpreise für Kohle-, Öl-, oder Atomkraftwerke benötigt. Die CO_2-Kosten wurden in den Brennstoffpreisen mitberücksichtigt. Als Annahme für den CO_2-Preis in 2050 wurden die Preisentwicklungsszenarien der Leitstudie 2012 herangezogen (Nitsch et al., 2012b, S. 54). Je nach Preisszenario werden in der Leitstudie CO_2-Preise im Jahr 2050 zwischen 45 €/tCO_2 und 75 €/tCO_2 angenommen. Im Jahr 2014 lag der durchschnittliche CO_2-Preis laut EEX bei 5,91 €/tCO_2 (EEX, 2014). Für ein 100 % erneuerbares Stromsystem spielen steigende CO_2-Preise eine bedeutende Rolle, um erneuerbare Energien im Vergleich zu konventionellen Erzeugungstechnologien preisgünstiger einsetzen zu können. Je höher der CO_2-Preis im Jahr 2050 angenommen wird, desto teurer wird der Einsatz von CO_2-intensiven Technologien, wie beispielsweise der Einsatz von Kohlekraftwerken. In den 100 % EE Szenarien dieser Arbeit beeinflusst die Annahme des CO_2-Preises die Kosten und den damit verbundenen Einsatz der Gaskraftwerke in den Nachbarländern und in geringem Maß den Einsatz der Biomasse, da neben diesen keine weiteren CO_2-emittierenden Erzeugungstechnologien im Szenario in 2050 enthalten sind. Für den Szenariorahmen in dieser Arbeit wurde als Mittelweg der mäßige Preisanstieg der Leitstudie zur Orientierung herangezogen. Der im mäßigen Preisanstieg „Pfad B“ angenommene CO_2-Preis von 57 €$_{2009}$/tCO_2 wurde anhand der jährlichen Inflationsraten auf 62 €$_{2014}$/tCO_2 angepasst.

Tabelle 6.6: Brennstoffpreise inklusive CO_2-Kosten und Wirkungsgrade für Biomasse- und Gaskraftwerke für 2050

	Biomasse	**Erdgas**
Brennstoffpreis	€$_{2014}$/GJ	€$_{2014}$/GJ
	7,58 Prognos (2013)	11,54 Nitsch et al. (2012b)
CO_2-Emission	tCO_2/GJ	tCO_2/GJ
	0,0020 defra (2012)	0,0559 UBA (2005)
Brennstoffpreis inklusive CO_2-Kosten	€$_{2014}$/MWh	€$_{2014}$/MWh
	27,7348	54,0533
Wirkungsgrad	η	η
	0,380 ENTSO-E (2015)	0,425 ENTSO-E (2015)

Annahme eines CO_2-Preises in Höhe von 62,05 €$_{2014}$/tCO_2 im Jahr 2050 nach mittlerem Preisszenario aus Nitsch et al. (2012b). Inflationsbereinigte Zahlenwerte mit dem Eurowert von 2014.

Die stündlichen Einspeisezeitreihen der erneuerbaren Kraftwerke sind ebenfalls festzulegende Parameter. Für Geothermie- und Laufwasserkraftwerke wurde eine konstante Einspeisung angenommen, wobei für Laufwasser eine Verfügbarkeit von 65 % festgelegt wurde. Grundsätzlich wäre es möglich die Geothermie stark gegenläufig zur Einspeisung von Photovoltaik einzusetzen. Grund für einen konstanten Einsatz

der Geothermie ist die Notwendigkeit einer hohen Ausnutzung, um die vergleichsweise hohen Investitionskosten auszugleichen. Speicherwasserkraftwerke können wie konventionelle Kraftwerke, flexibel auf Basis der installierten Kapazität betrieben werden, wobei anhand der Lastzeitreihe eine maximale Einspeisung für jede Stunde festgelegt wurde. Für Windenergie und Photovoltaik wurden die stündlichen Einspeisezeitreihen mit dem python-Paket feedinlib berechnet, welches auf GitHub unter oemof-feedinlib (2016) veröffentlicht und unter feedinlib (2016) detailliert dokumentiert ist. Zur Berechnung wurden die CoastDat2 Wetterdaten der in Kapitel 4.1 beschriebenen Datenbank verwendet (DKRZ, 2016). Für Deutschland wurde die Berechnung der Einspeisung auf Basis der installierten Leistungen und Wetterpunkte auf Landkreisebene durchgeführt und anschließend auf die 21 festgelegten Austauschregionen (vgl. Abbildung 6.5) aggregiert. Die elektrischen Nachbarländer wurden jeweils als eine Region betrachtet. Als Onshore Windenergieanlage wurde in der feedinlib die Anlage ENERCON E 101 3000 mit einer Nabenhöhe von 129 Metern und einem Rotordurchmesser von 104 Metern ausgewählt. Als Offshore Anlage wurde die *SIEMENS SWT 3.6 120* mit einer Nabenhöhe von 90 Metern und einem Rotordurchmesser von 120 Metern gewählt. Aufgrund der Auswahl aktuell auf dem Markt verfügbarer Windenergieanlagen, wurde die technische Weiterentwicklung der Anlagentechnik für die Berechnungen in dieser Arbeit nicht berücksichtigt. Maßgeblicher Grund für die Auswahl dieser Anlagen war die offene Verfügbarkeit der Kennlinien. Innerhalb des Open Source Modellierungsframeworks oemof werden in den einzelnen Modulen, wie beispielsweise in der feedinlib, nur öffentlich zugängliche Daten verwendet. Die 3,3 MW Vestas Anlagen, deren Anlagenhöhe und Rotordurchmesser für die Potenzialberechnung in Kapitel 4.2.2 herangezogen wurden, konnten aufgrund fehlender Lizenzen zur freien Nutzung der Kennlinien nicht zur Ermittlung der Einspeisezeitreihen innerhalb der feedinlib herangezogen werden. Für die Berechnung der Einspeisezeitreihen von Photovoltaik wurde ein Standardmodul ausgewählt. Auf Basis frei verfügbarer Daten wurde in dieser Arbeit das PV-Modul Yingli YL210 2008 E (azimuth: 180°, tilt: 30°, albedo: 0.2) ausgewählt (Yingli Solar, 2012).

Das Stromnetz wird innerhalb der Simulation mit renpassG!S in Form eines Transshipment-Modells durch zur Verfügung stehende Netzkapazitäten zwischen festgelegten Austauschregionen dargestellt. Für die installierten Netzkapazitäten zwischen den europäischen Ländern wurde das verstärkte Stromnetz aus dem E-Highway Szenario angenommen. Im E-Highway Szenario wurden ebenfalls Austauschregionen festgelegt und Netzkapazitäten zwischen diesen Regionen bestimmt. Die Regionen umfassen dabei alle europäischen Länder und nicht wie im Szenariorahmen dieser Arbeit lediglich Deutschland und die angrenzenden Nachbarstaaten. Insgesamt wurden im E-Highway Szenariorahmen 116 Austauschregionen bestimmt, wobei Deutschland

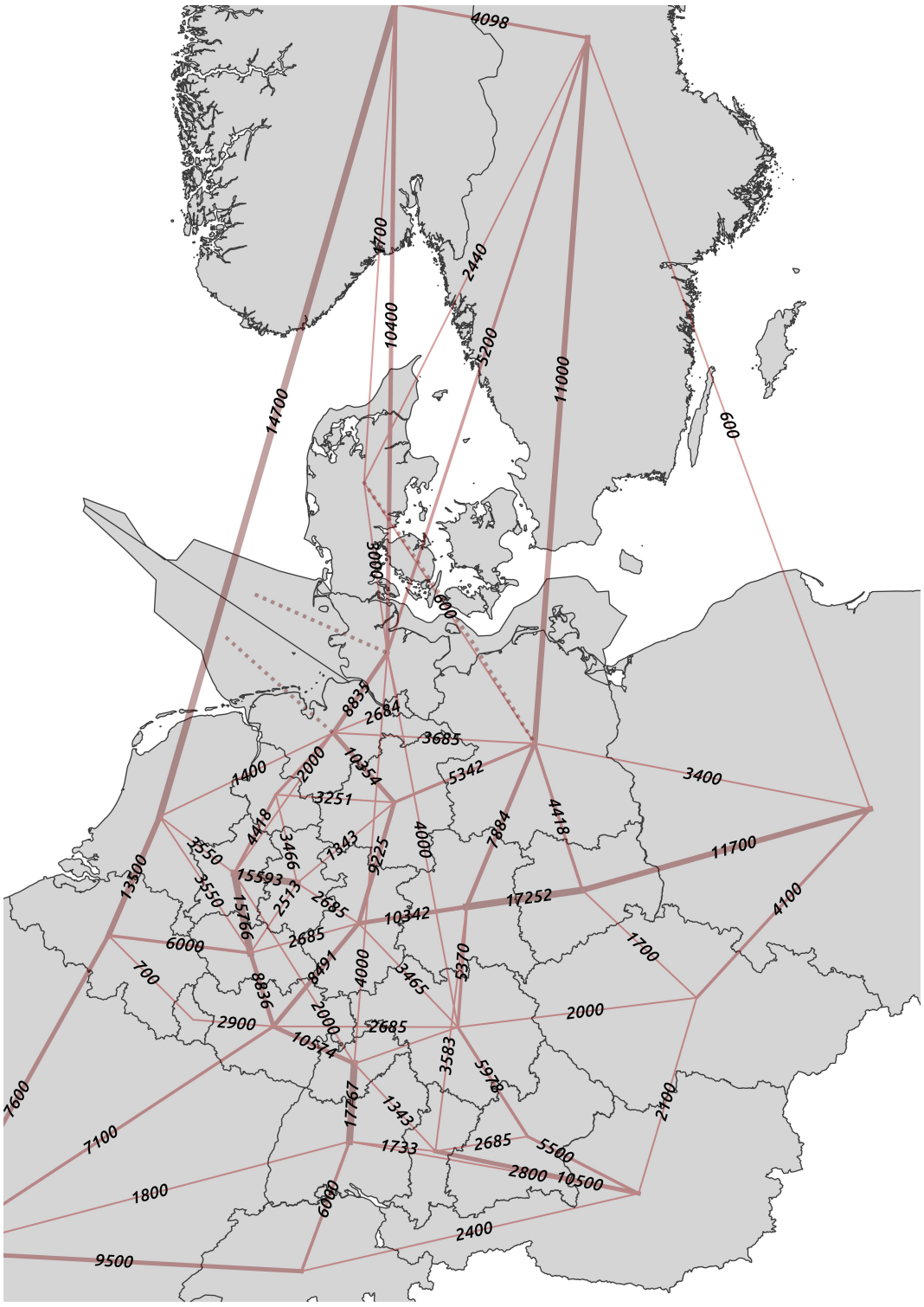


Abbildung 6.7: Netzkapazitäten zwischen den Austauschregionen in MW in 2050, auf Basis von E-Highway2050 (2016).

in sieben Regionen unterteilt wurde. Die im 100 % erneuerbaren E-Highway Szenario verfügbaren Netzkapazitäten basieren auf den bereits bestehenden Stromtrassen

und den bekannten Netzausbauprojekten in Europa bis 2030 (ENTSO-E, 2014a). Dieses Startnetz für 2030 wurde mithilfe eines iterativen Verfahrens für das Jahr 2050 ausgebaut. Für den Szenariorahmen in dieser Arbeit wurden die Netzkapazitäten zwischen den Austauschregionen des verstärkten Stromnetzes des E-Highway 100 % RES Szenarios 2050 übernommen. Die angenommenen Netzkapazitäten in 2050 sind in Abbildung 6.7 dargestellt. In Tabellenform liegen die Netzkapazitäten in Anhang A.4 in Tabelle A.9 vor.

Für die Kapazitäten innerhalb der 21 deutschen Austauschregionen wurden aufbauend auf den bestehenden Kapazitäten, die von SciGRID (2015) offen zur Verfügung gestellt werden, die geplanten Trassen des Energieleitungsausbaugesetzes (EnLAG, 2009) und des Bundesbedarfsplangesetzes (BBPlG, 2013) definiert. Der im E-Highway Szenario angenommene weitere Ausbau der Austauschkapazitäten von 4.000 MW zwischen Nord- und Süddeutschland wurde mit zusätzlichen Kapazitäten der Bundesbedarfsplantrassen von jeweils 2.000 MW zwischen den Regionen DEdr13 und DEddr17 und den Regionen DEdr13 und DEdr11 (Südlink) umgesetzt. Der zusätzliche Ausbau von 6.000 MW zwischen West- und Ostdeutschland wurde mit einer Kapazitätssteigerung von 1.000 MW zwischen DEdr14 und DEdr01 und 5.000 MW zwischen DEdr03 und DEdr16 auf die Austauschregionen übertragen. Die Definition der Regionen kann in Kapitel 6.2.1 in Abbildung 6.5 nachvollzogen werden. Für die Offshore-Regionen wurde keine Begrenzung der Netzkapazität angenommen. Somit wird im Modell jede produzierte Strommenge von Offshore Windenergieanlagen an die angeschlossene Austauschregion übertragen. Netzverluste wurden im Modell für alle Trassen in Höhe von 3 % angenommen.

6.2.3 Definierte 100 % EE Szenarien 2050

Für die Simulation des deutschen Stromsystems in 2050 wurden insgesamt fünf 100 % erneuerbare Energieszenarien erstellt. Die bereits beschriebenen Annahmen der Eingangsdaten unterscheiden sich nicht zwischen den Szenarien. Die Szenarien werden lediglich in Bezug auf die installierte Leistung an Windenergie (Onshore und Offshore) und deren Verteilung variiert. Für die Verteilung der Onshore Windenergieleistung werden jeweils die Windausbauszenarien aus Kapitel 5.3 genutzt. Für das Basisszenario wurde der ökonomische Ausbau der Gesamtleistung von 98 GW herangezogen. Die vier sozial-ökologischen 100 % EE Szenarien wurden nach den genutzten Windausbauszenarien benannt: „Best-case“ (installierte Onshore Windleistung von 98 GW und Belastungsgrad von 1,3 Einw./km^2), „Best-case plus“ (installierte Onshore Windleistung von 98 GW und Belastungsgrad von 1,2 Einw./km^2), „Trend-case“ (installierte Onshore Windleistung von 77 GW und Belastungsgrad von 1,0 Einw./km^2) und „Worst-case“ (installierte Onshore Windleistung von 54 GW

und Belastungsgrad von 0,7 Einw./km^2). Die in den beiden Szenarien „Trend-case“ und „Worst-case“ reduzierte Leistung an Onshore Windenergie wurde mit erhöhten Offshore Windenergieleistungen ersetzt. Tabelle 6.7 zeigt die installierte Leistung und die produzierte Jahresstrommenge von Onshore und Offshore Windenergie in 2050 für alle fünf 100 % EE Szenarien.

Tabelle 6.7: Installierte Leistung und erzeugte Jahresstrommenge von Wind On- und Offshore und Belastungsgrade der 100 % EE Szenarien

Szenarien	**Wind Onshore**		**Wind Offshore**		**Belastungsgrad**
	GW	*TWh*	*GW*	*TWh*	*Einw./km^2*
Basis	98,33	206,47	27,20	107,36	-
Best-case	98,33	190,21	27,20	107,36	1,3
Best-case plus	98,33	192,06	27,20	107,36	1,2
Trend-case	76,71	146,59	42,26	166,81	1,0
Worst-case	54,14	103,27	53,15	210,57	0,7

Der in den Kapiteln 5.1 und 5.3.1 beschriebene ökonomische Ausbau der Gesamtleistung von 98 GW Onshore Windenergieleistung wurde für das 100 % EE Basisszenario 2050 herangezogen. Als Basis wird somit von einem ökonomischen Ausbau der Windenergie bis zum Jahr 2050 ausgegangen. Die sozial-ökologische Belastung durch Windenergieanlagen wurde im Basisszenario nicht berücksichtigt. Die Offshore Windleistung des Basisszenarios orientiert sich an der installierten Leistung des E-Highway 2050 Szenarios und liegt bei 27 GW. Bei der Simulation des Basisszenarios mit renpassG!S ergibt sich in 2050 eine Onshore Windenergieerzeugung von 207 TWh und eine Offshore Windenergieerzeugung von 107 TWh.

Das „Best-case“ Szenario ist, wie das Basisszenario, ebenfalls ein 100 % erneuerbares Energieszenario, allerdings wurde die installierte Gesamtleistung von 98 GW Onshore Windenergie nicht wie im Basisszenario nach der ökonomischen Verteilung, sondern anhand eines gleichverteilten Belastungsgrades ausgebaut (beschrieben in Kapitel 5.3.2). Dieses Szenario beinhaltet zwei Variationen. In der ersten Variation wird die bereits installierte Leistung in 2014 in den einzelnen Regionen berücksichtigt („Best-case plus“), in der zweiten wird die Gesamtleistung unabhängig von der heute bereits installierten Status quo Leistung verteilt („Best-case“). In beiden Szenarien, dem „Best-case“ und dem „Best-case plus“ Szenario, werden insgesamt 98 GW an Onshore Windenergieleistung und 27 GW an Offshore Windenergieleistung ausgebaut. Der sozial-ökologische Belastungsgrad durch Windenergie liegt im „Best-case“ Szenario bei 1,3 Einw./km^2 und im „Best-case plus“ Szenario bei 1,2 Einw./km^2. Die im Jahr 2050 erzeugte Onshore Windenergieleistung sinkt im „Best-case“ Szenario im Vergleich zum Basisszenario (ökonomischer Windenergieausbau) von 207 TWh auf 190 TWh. Im „Best-case plus“ Szenario liegt die produzierte Jahresenergie von

Onshore Windenergie bei 192 TWh, d.h leicht oberhalb der Energiemenge des „Best-case“ Szenarios. Ursächlich für die im Vergleich zum Basisszenario geringere Stromproduktion bei gleicher installierter Leistung ist die weniger effiziente Verteilung der Windenergieanlagen. Im „Best-case plus“ Szenario werden die Standortvorteile bereits im Jahr 2014 installierter Anlagen durch einen leicht höheren Energieertrag deutlich. Die Offshore Windenergieerzeugung ist sowohl im „Best-case“ als auch im „Best-case plus“ Szenario identisch mit der Erzeugung im Basisszenario und liegt bei 107 TWh.

Die beiden Szenarien „Trend-case“ und „Worst-case“ mit festgelegten Belastungsgrenzen von 1,0 Einw./km^2 und 0,7 Einw./km^2 sind ebenfalls 100 % EE Szenarien, allerdings wurde in diesen Szenarien nicht nur die Onshore Windenergieleistung anhand eines gleichverteilten Belastungsgrades verteilt, sondern zusätzlich die Gesamtleistung an Onshore Windenergie auf 77 GW im „Trend-case“ und 54 GW im „Worst-case“ Szenario reduziert (beschrieben in Kapitel 5.3.3). Die im „Trend-case“ in 2050 in Deutschland ausgebaute Gesamtleistung von 77 GW an Onshore Windenergie ergibt durch die Simulation mit renpassG!S eine Windenergieerzeugung von 147 TWh. Im „Trend-case“ Szenario werden im Jahr 2050 insgesamt 60 TWh weniger Strom durch Onshore Windenergieanlagen erzeugt als im Basisszenario. Im „Worst-case“ Szenario führt die auf 54 GW reduzierte Gesamtleistung an Onshore Windenergie zu einer Jahresstromerzeugung von 103 TWh, d.h zu einer um 104 TWh geringeren Onshore Windenergieerzeugung als im Basisszenario. Um dennoch eine vollständig erneuerbare Stromversorgung in Deutschland zu gewährleisten, wurde die fehlende Energiemenge durch Offshore Windleistungen kompensiert.

Die Simulation mit renpassG!S ergab eine mittlere Volllaststundenzahl für Offshore Windenergie von 3.976 Stunden in Deutschland. Um die im „Trend-case“ Szenario um 60 TWh reduzierte Jahresstromproduktion durch Offshore Windenergieerzeugung zu kompensieren, sind auf Grundlage der mittleren Volllaststunden 15 GW an zusätzlicher Offshore Windenergieleistung erforderlich. Im „Trend-case“ sind demnach anstatt der 27 GW im Basisszenario insgesamt 42 GW an Offshore Windenergieleistung installiert. Im „Worst-case“ Szenario liegt die Onshore Windenergieerzeugung um 103 TWh unterhalb der Energiemenge des Basisszenarios. Um diese Strommenge durch Offshore Windenergieerzeugung zu ersetzen, wurden zusätzlich 26 GW Offshore Windenergieleistung ausgebaut. Insgesamt liegt die installierte Leistung an Offshore Windenergie im „Worst-case“ Szenario bei 53 GW. Die Jahresstromproduktion durch Offshore Windenergie steigt dadurch von den 107 TWh im Basisszenario auf 211 TWh im „Worst-case“ Szenario.

Die Entscheidung, die fehlende Onshore Windenergieleistung durch Offshore zu ersetzen, wurde aufgrund der Annahme getroffen, dass zum einen Offshore Windener-

gie auch zukünftig die nach der Onshore Windenergie nächst kostengünstigste Option darstellt und zum anderen voraussichtlich noch weiteres Ausbaupotenzial besteht. Der in Kapitel 6.2.2 in Abbildung 6.6 dargestellt Szenarienvergleich zeigte bereits auf, dass die im E-Highway 2050 Szenario prognostizierte und für das Basisszenario in dieser Arbeit übernommene installierte Gesamtleistung von 27 GW an Offshore Windenergieleistung vergleichsweise gering ist. In dem genannten Szenarienvergleich von sechs unterschiedlichen Energieszenarien lag die installierte Offshore Windenergieleistung zwischen 10 GW und 52 GW. Eine Unterstützung der Annahme für ein weit höheres Ausbaupotenzial der Offshore Windenergie zeigt der Szenariorahmen der 100 % Studie des Sachverständigenrats für Umweltfragen aus 2011. In diesem wurde für das Jahr 2050 eine installierte Leistung an Offshore Windenergie von rund 73 GW angenommen (SRU, 2011, S. 86). Der in dieser Arbeit angenommene Ausbau der Offshore Windenergie von 54 GW im „Worst-case“ Szenario liegt dementsprechend noch unterhalb der Annahmen in SRU (2011).

Die Onshore Windenergieleistung für Deutschland wurde anhand der Ausbauszenarien auf Landkreisebene verteilt. Die auf Landkreisebene ermittelte Onshore Windenergieerzeugung wurde anschließend für die Simulation mit renpassG!S auf die definierten 18 Austauschregionen innerhalb Deutschlands aggregiert. Die Offshore Windenergieleistung wurde auf die drei Offshore Regionen mit einem Verhältnis von 80 % Nordsee und 20 % Ostsee verteilt. Die Nordsee ist in der Simulation mit renpassG!S in zwei Austauschregionen aufgeteilt, sodass jeweils 40 % der Leistung auf die Regionen DEdr20 und DEdr21 und 20 % auf die Ostseeregion DEdr19 aufgeteilt wurden.

Neben der Verteilung der Onshore und Offshore Windenergieleistung wurden für die fünf 100 % EE Szenarien ebenfalls die Gesamtleistungen der einzelnen Stromerzeugungs- und Speichertechnologien auf die 21 Austauschregionen verteilt. Für Laufwasser, Speicherwasserkraft, Geothermie, Biomasse, Photovoltaik und Pumpspeicher wurde die Gesamtleistung anhand des Anteils der bereits in 2014 installierten Leistungen der entsprechenden Technologie in den jeweiligen Regionen verteilt. Die installierten Leistungen in 2014 wurden aus der in Kapitel 4.1 beschriebenen Datenbank entnommen. Die Daten der erneuerbaren Technologien basieren auf energymap.info (2015) und wurden für Laufwasser- und Speicherwasserkraftwerke mit Daten aus BNetzA (2014) ergänzt. Diese Herangehensweise führt dazu, dass nur in den Regionen weitere Kapazitäten zugebaut werden, die bereits im Jahr 2014 installierte Leistungen der jeweiligen Technologien aufwiesen. Die Wasserstoff- und Batteriespeicher wurden anhand des Anteils der installierten erneuerbaren Energien in den einzelnen Regionen verteilt. Dementsprechend erhalten die Regionen, die einen verhältnismäßig hohen Anteil an Erzeugungsleistung aufweisen, einen höheren Anteil an Speicherkapazität.

6.3 Simulationsergebnisse

Nachfolgend werden die Simulationsergebnisse der 100 % erneuerbaren Stromerzeugung im Jahr 2050 dargestellt. Die Simulationsergebnisse sind gemeinsam mit den Szenariodaten und der verwendeten renpassG!S-Version auf der Plattform des Open Science Frameworks unter Wingenbach (2018) veröffentlicht. Die Stromerzeugung der einzelnen Technologien, der Speichereinsatz sowie die importierte und exportierte Strommenge unterscheidet sich nur geringfügig zwischen den einzelnen Ausbauszenarien. In Anhang A.5.1 sind die Simulationsergebnisse als Jahressummen für alle Technologien und Länder aufgeführt. In den Tabellen A.10, A.11, A.12, A.13 und A.14 sind für jedes Szenario die Jahresstromerzeugung aus Erzeugungs- und Speichertechnologien, die äquivalenten Volllaststunden, der Stromverbrauch, überschüssige Energie, ungedeckte Last und die importierte und exportierte Strommenge abgebildet. Unterschiede zwischen den Szenarien sind vor allem bei der Onshore und Offshore Winderzeugung zu erkennen und damit auch in geringem Maße beim Speichereinsatz und beim Stromimport und -export. Aufgrund der ähnlichen Erzeugungsstruktur wird nachfolgend die tägliche Erzeugung im Jahr 2050 nur für das Basisszenario abgebildet. Auf Grundlage der Simulationsergebnisse des Basisszenarios werden anschließend die Unterschiede hinsichtlich des Effekts der sozial-ökologischen Szenarien auf das Stromsystem im Jahr 2050 herausgearbeitet.

Bei der Interpretation der Ergebnisse ist es wichtig zu beachten, dass es sich bei den Simulationsergebnissen um eine mögliche optimale Lösung handelt. Aufgrund der getroffenen Annahmen, dass die Stromproduktion aus erneuerbaren Energien sowie der Stromtransport keine zusätzlichen Kosten verursachen sind weitere, gegebenenfalls leicht abweichende Lösungen mit gleichem Wert der Zielfunktion, für das Stromsystem im Jahr 2050 möglich.

6.3.1 Struktur der täglichen und stündlichen Erzeugung im Basisszenario 100 % EE 2050

Abbildung 6.8 zeigt die Struktur der Stromproduktion je Technologie und den Lastgang für Deutschland im Jahr 2050. Darunter ist die importierte bzw. exportierte Nettostrommenge für das Jahr 2050 aufgeführt. Für eine übersichtlichere Veranschaulichung sind anstatt der stündlichen Werte Tagesmittelwerte der Stromerzeugung abgebildet. Eine genauere Darstellung der Erzeugungsstruktur zeigt Abbildung 6.9 mit einer stündlichen Stromerzeugung aller Erzeugungstechnologien für die ersten beiden Wochen im Monat April in 2050. Die importierte und exportierte Nettostrommenge ist für die beiden Anfangswochen im April ebenfalls in Form von stündlichen Werten dargestellt. Weiterhin wurden für die genauere Abbildung der

Speichertechnologien die Ausspeicherung der fünf Technologien einzeln aufgeführt. Grund für die Auswahl der ersten beiden Wochen des Monats Aprils sind die variierenden Wetterbedingungen in diesen Wochen, wodurch der Einsatz der einzelnen Erzeugungs- und Speichertechnologien deutlich erkennbar ist.

Die Struktur der Stromproduktion der beiden Abbildungen 6.8 und 6.9 im Jahr 2050 zeigt deutlich die Fluktuation der Windenergie- und Photovoltaikerzeugung. Der höchste Anteil an Windenergieeinspeisung erfolgt in den Wintermonaten Dezember und Januar. Vor allem im Dezember weist das genutzte Wetterjahr 2011 hohe Windgeschwindigkeiten an Land auf. Die von der Sonneneinstrahlung abhängige Stromerzeugung aus Photovoltaik zeigt sich deutlich anhand der hohen Einspeisewerte um die Mittagszeit.

Laufwasser- und Geothermiekraftwerke werden im Modell als „must-run“ betrachtet und speisen dadurch konstant ein. Biomasse wird im Modell renpassG!S wie auch die anderen erneuerbaren Technologien aufgrund der geringeren Kosten vor konventionellen Erzeugungstechnologien oder Speichern priorisiert. Die Stromerzeugung durch Biomasse wird durch die verfügbare Menge an Biomasse begrenzt (im Modell durch maximale Volllaststunden umgesetzt) und erfolgt flexibel, d.h. unabhängig von der Last. In den Stunden des Jahres mit geringer Wind- oder Solareinspeisung wird Biomasse eingesetzt, um die Stromnachfrage zu decken. Vor allem nachts und zu windarmen Stunden wird die fehlende Photovoltaik- und Windeinspeisung durch die Stromerzeugung aus Biomasse abgesichert. Die flexible Nutzung der Biomasse lässt sich beispielhaft in Abbildung 6.9 angesichts der Einspeisung Anfang April erkennen. Reicht die Erzeugung durch Laufwasser, Geothermie, Windenergie, Photovoltaik und Biomasse nicht aus, um die stündliche Last zu decken, so werden Speichertechnologien eingesetzt und gegebenenfalls Strom aus den Nachbarländern importiert. Bei den Speichertechnologien werden vor allem Pumpspeicher und Lithium-Ionen-Batterien genutzt. Aber auch Redox-Flow-Batterien, Druckluftspeicher und Wasserstoffspeicher werden in einzelnen Stunden zur Deckung der Last herangezogen.

Der Stromimport ist im Modell nur durch die verfügbaren Netzkapazitäten begrenzt. Durch die zentrale Lage wird Deutschland auch als Transitland genutzt, d.h. es wird Strom importiert und zur selben Stunde wieder exportiert und somit von einem Nachbarland in ein anderes Nachbarland transportiert. Weiterhin wird in einzelnen Stunden überschüssige Wind- oder Photovoltaikerzeugung eingespeichert. Hierbei wird teilweise auch überschüssiger Strom aus den Nachbarländern eingespeichert, wodurch es zu Stromimporten kommen kann, obwohl die Nachfrage bereits durch die eigene Erzeugung gedeckt ist. Die Zahlen zu allen Erzeugungstechnologien, der Ein- und Ausspeicherung der verschiedenen Speichertechnologien, überschüssiger Energie,

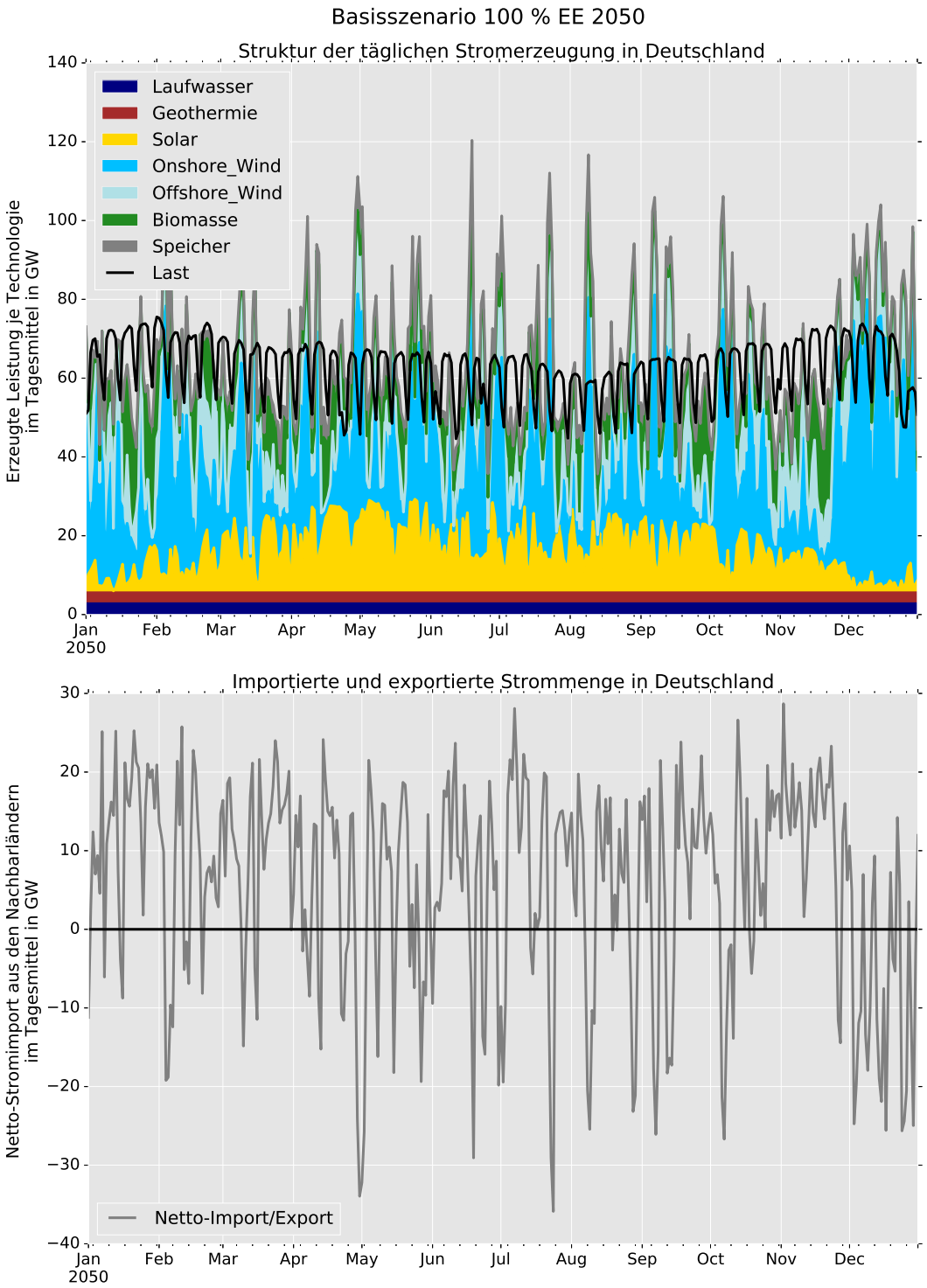


Abbildung 6.8: Basisszenario 100 % EE 2050: Erzeugte Leistung je Technologie und importierte und exportierte Nettostrommenge in Deutschland, dargestellt im Tagesmittel über das Jahr 2050.

Abschaltungen und Last sind für das in den Abbildungen dargestellte Basisszenario in Anhang A.5.1 in Tabelle A.10 aufgeführt.

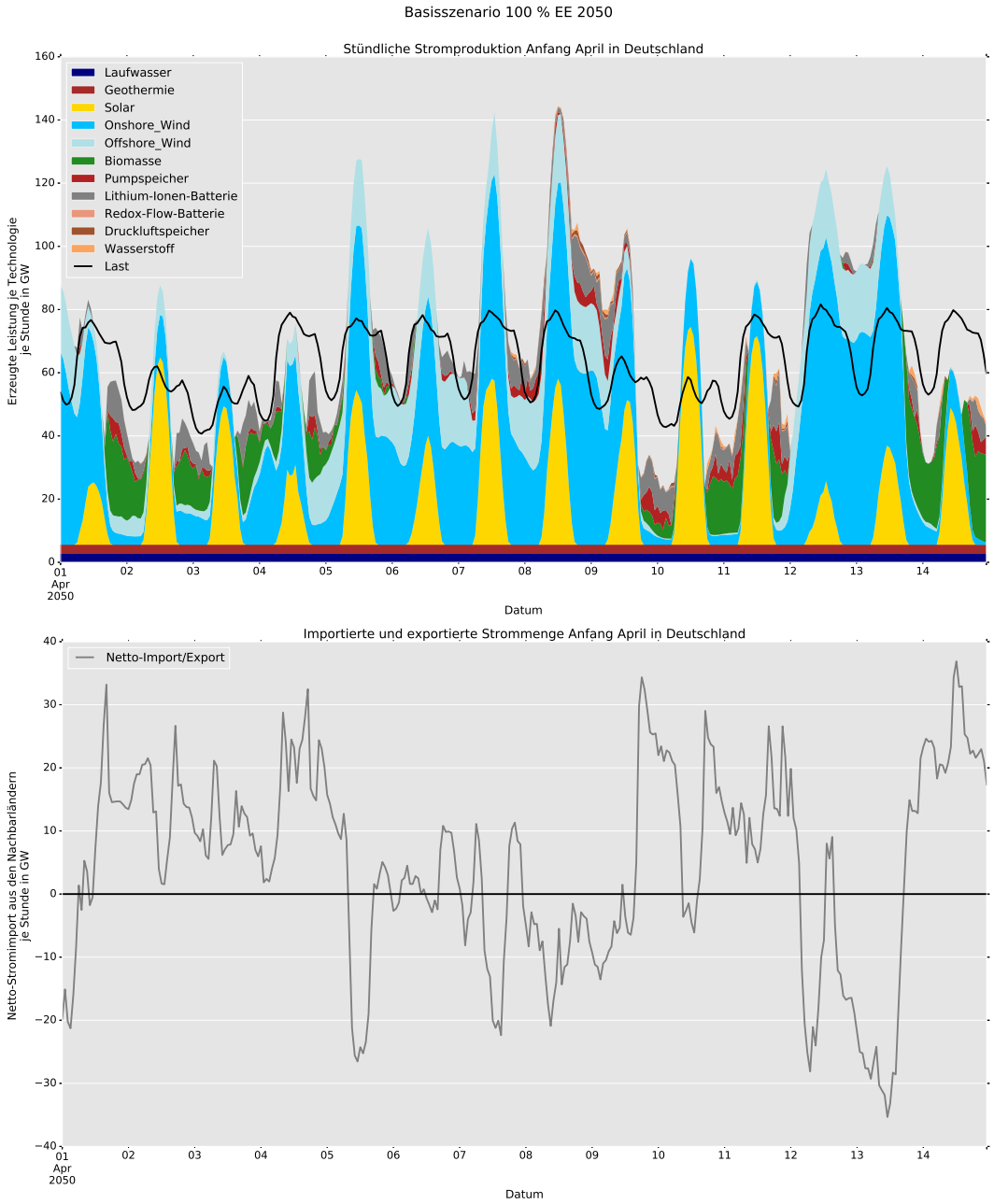
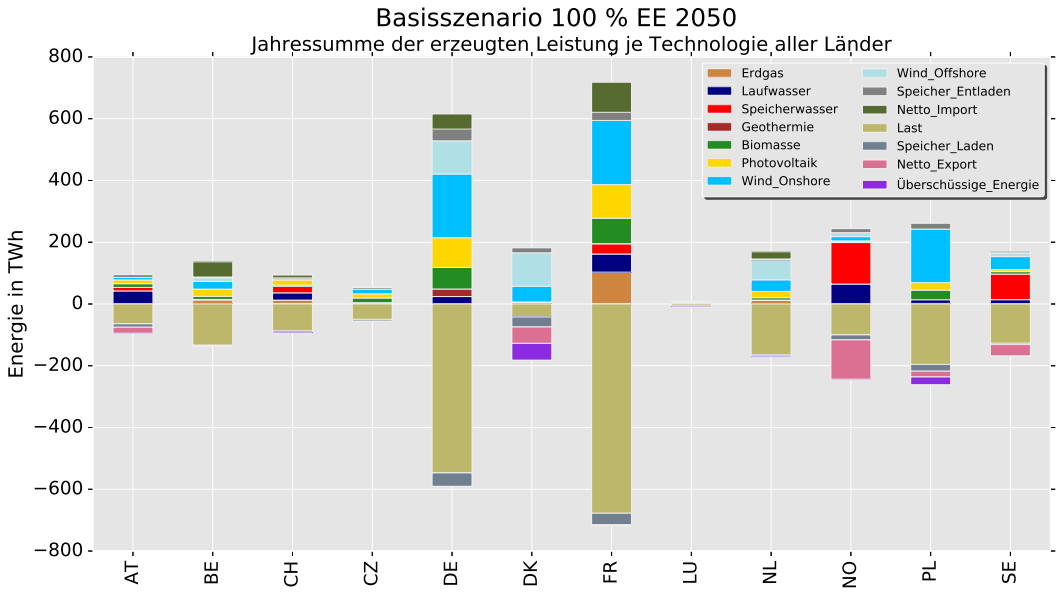


Abbildung 6.9: Basisszenario 100 % EE 2050: Erzeugte Leistung je Technologie je Stunde, importierte und exportierte Netto-Strommenge Anfang April in Deutschland in 2050.

Abbildung 6.10 zeigt die Jahressumme der produzierten Energie je Technologie in TWh für alle betrachteten Länder im Basisszenario. In der Grafik ist die Ein- und Ausspeisung aus den fünf Speichertechnologien als Summe zusammengefasst. Die Zahlenwerte sind in der darunterliegenden Tabelle für alle Technologien einzeln aufgeführt. Die Ergebnisse der Simulation ergaben, dass die Stromnachfrage zu jeder Stunde gedeckt werden kann. Dies bestätigt die Annahme, dass eine zu 100 % er-

neuerbare Stromversorgung in Deutschland möglich ist. Auch in den Nachbarländern weist die Stromerzeugung aus Gaskraftwerken nur einen geringfügigen Anteil der ansonsten erneuerbaren Stromversorgung auf. So liegt beispielsweise Frankreich mit einer Jahresstromerzeugung aus Gaskraftwerken von 103 TWh bei einem Anteil von 17 % der gesamten Jahresstromerzeugung. Den höchsten konventionellen Erzeugungsanteil weist Luxemburg mit 31 % auf. Absolut entspricht dies allerdings lediglich einer Stromproduktion aus Erdgas von 1,34 TWh bei einem Jahresstromverbrauch von 7,16 TWh. Neben Luxemburg und Frankreich werden in Belgien mit einem Anteil von 15 %, in der Schweiz mit 16 % und in den Niederlanden mit 8 % der Jahresstromproduktion Gaskraftwerke eingesetzt.

Die jährliche Stromproduktion aus Onshore Windenergie ist in Polen mit 173 TWh, was einem Anteil von 71 % der polnischen Jahresstromerzeugung entspricht, im Vergleich zu den restlichen Ländern am höchsten. Deutschland und Frankreich liegen mit Jahressummen von 207 TWh und 208 TWh, bzw. 39 % und 35 % der Jahresstromproduktion an zweiter und dritter Stelle. Den viert-höchsten Anteil weist mit 32 % Tschechien auf, gefolgt von Dänemark mit 31 %, Belgien mit 29 %, Luxemburg, Niederlande und Schweden mit jeweils 26 %, Österreich mit 9 %, Norwegen mit 6 % und zuletzt die Schweiz mit einem Anteil von Onshore Windenergie an der Jahresstromerzeugung von 3 %. In Belgien, der Schweiz, Tschechien, Deutschland, Frankreich, Luxemburg und den Niederlanden wird über das Jahr insgesamt mehr Strom importiert als exportiert. Deutschland weist für das simulierte Jahr 2050 insgesamt 49 TWh an Netto-Stromimporten auf. Die größten Exportländer sind vor allem die Länder mit Möglichkeiten der Nutzung von Wasserkraft wie Österreich, Norwegen und Schweden. Weiterhin exportieren in Summe über das Jahr auch Dänemark und Polen mehr Strom als importiert wird. Norwegen produziert knapp 200 TWh im Jahr 2050 aus Laufwasser- und Speicherwasserkraftwerken, bei einem eigenen Jahresstromverbrauch von 100 TWh. Durch die zusätzliche Nutzung von On- und Offshore Windenergie werden insgesamt 128 TWh an Strom aus Norwegen exportiert. Durch die Annahme eines verstärkten Stromnetzes innerhalb Europas kann der Großteil des erzeugten Stroms zwischen den Ländern verteilt werden, sodass nur in einzelnen Ländern geringfügig überschüssige Energie entsteht, wodurch teilweise Erzeugung abgeregelt werden muss. Dies betrifft vor allem Dänemark mit Abschaltungen von insgesamt 54 TWh und Polen mit 25 TWh. Grund für die vergleichsweise hohen Abregelungen in Dänemark und Polen sind die verhältnismäßig hohen installierten Leistungen an Windenergie und die begrenzten Netzkapazitäten. In Dänemark sind für das Jahr 2050 19 GW Onshore und 26 GW Offshore Windenergie installiert. In Polen liegt die installierte Leistung von Onshore Windenergie bei 82 GW, Offshore Windenergie ist in Polen nicht installiert. Die Ausbauzahlen orientieren sich an dem 100 % erneuerbaren Energieszenario für Europa von E-Highway.



	AT	BE	CH	CZ	DE	DK	FR	LU	NL	NO	PL	SE
Erdgas	0,2	13,0	12,6	0,4	0,0	0,0	103,1	1,3	12,1	0,0	1,9	0,0
Laufwasser	42,1	1,9	23,5	2,6	24,1	0,1	58,8	0,8	0,6	64,5	11,8	13,9
Speicherwasser	11,4	0,0	21,1	1,3	0,0	0,0	33,5	0,0	0,0	134,4	0,0	82,9
Geothermie	0,0	0,0	0,0	0,0	24,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Biomasse	11,9	9,7	3,9	15,0	69,8	4,7	82,3	0,0	7,7	1,4	31,1	7,9
Photovoltaik	12,3	23,6	16,5	13,5	96,2	1,7	109,0	1,0	20,2	4,1	24,5	6,5
Wind Onshore	8,1	25,0	2,1	15,2	206,5	51,1	207,9	1,1	37,6	13,6	173,1	42,3
Wind Offshore	0,0	11,8	0,0	0,0	107,4	108,1	0,0	0,0	64,0	13,0	0,0	11,4
Pumpspeicher Entladen	8,6	1,4	4,5	1,6	8,5	0,0	16,0	1,1	0,1	12,9	6,0	0,0
Druckluftspeicher Entladen	0,0	0,1	0,0	0,3	0,9	0,8	0,1	0,0	0,4	0,0	2,0	0,0
Wasserstoffspeicher Entladen	0,0	0,2	0,0	0,0	1,2	10,4	4,5	0,0	0,7	0,0	0,2	0,0
Lithium-Ionen-Batterie Entladen	0,3	0,6	0,4	3,5	27,1	4,6	5,7	0,2	2,3	0,0	10,4	4,2
Redox-Flow-Batterie Entladen	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0
Last	64,2	133,5	87,5	49,8	547,0	42,0	677,8	7,2	164,2	100,1	195,7	127,2
Import	22,0	88,7	41,7	17,5	219,2	2,3	120,4	4,2	120,1	37,7	30,9	41,3
Export	41,7	39,5	32,8	14,8	170,1	55,4	23,2	1,0	96,8	165,4	49,6	78,8
Pumpspeicher Laden	10,7	1,8	5,6	2,0	10,6	0,0	20,0	1,4	0,1	16,1	7,5	0,0
Druckluftspeicher Laden	0,0	0,1	0,0	0,4	1,3	1,2	0,1	0,0	0,5	0,0	2,9	0,0
Wasserstoffspeicher Laden	0,0	0,5	0,0	0,1	3,0	26,2	11,2	0,1	1,8	0,0	0,5	0,0
Lithium-Ionen-Batterie Laden	0,3	0,6	0,4	3,7	28,5	4,8	6,0	0,2	2,4	0,0	11,0	4,4
Redox-Flow-Batterie Laden	0,0	0,0	0,0	0,0	0,5	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0
Überschüssige Energie	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	54,3	2,9	0,0	0,0	0,0	24,8	0,0
Ungedeckte Last	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Abbildung 6.10: Basisszenario 100 % EE 2050: Jahressumme der Stromerzeugung je Technologie in Deutschland und den Nachbarländern in TWh.

Das E-Highway Szenario berücksichtigt alle europäischen Länder und nicht nur, wie in den Szenarien in dieser Arbeit, Deutschland und die anliegenden elektrischen Nachbarländer. Im Rahmen von E-Highway importiert beispielsweise England erneuerbaren Strom aus Dänemark. Diese Netzverbindung wird in den Szenarien dieser Arbeit nicht berücksichtigt, was die erhöhte Überproduktion in Dänemark erklären kann.

Zur Darstellung des Stromaustausches zwischen Deutschland und den elektrischen Nachbarn ist in Abbildung 6.11 die Netto-Leitungsauslastung aller Stromtrassen zwischen Deutschland und den Nachbarstaaten anhand von Jahresdauerlinien für das Jahr 2050 dargestellt. In Anhang A.5.2 sind für das Basisszenario in Tabelle A.15 die Netzkapazität, die maximale absolute und relative Auslastung in MW, die absolute transportierte Strommenge in TWh und die relative Jahresauslastung der einzelnen Stromtrassen aufgeführt. Die Daten zur Netzauslastung der sozial-ökologischen Szenarien befinden sich ebenfalls in Anhang A.5.2 in den Tabellen A.16, A.17, A.18 und A.19.

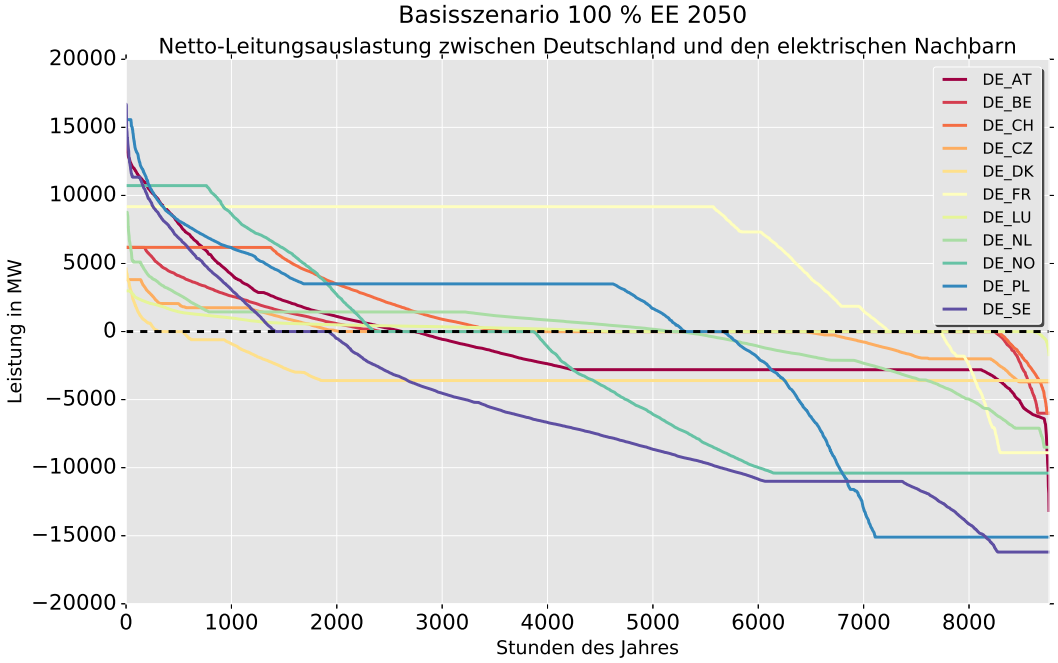


Abbildung 6.11: Basisszenario 100 % EE 2050: Netto-Leitungsauslastung der Stromtrassen zwischen Deutschland und den elektrischen Nachbarn als Jahresdauerlinie in 2050. Im positiven Bereich ist der von Deutschland exportierte Strom, im negativen Bereich der nach Deutschland importierte Strom aufgetragen.

Die Jahresdauerlinien in Abbildung 6.11 zeigen im positiven Bereich die Stunden auf in denen die Trassen genutzt werden, um Strom aus Deutschland in die Nachbarländer zu transportieren. Im negativen Bereich liegen die Stunden, die für den Import von Strom nach Deutschland benötigt werden. Auf den ersten Blick wird bereits deutlich, dass manche Trassen, wie beispielsweise die Leitungskapazität von insgesamt 18,8 GW zwischen Deutschland und Österreich, nur zu unter 100 Stunden im Jahr komplett ausgelastet wird. Insgesamt werden im Jahr 2050 im Basisszenario rund 20 TWh Strom von Österreich nach Deutschland importiert. Die Stromtrasse zwischen Österreich und Baden-Württemberg (DEdr12) mit einer Netzkapazität von 2.800 MW ist zu 76 % ausgelastet. Die Trassen von Österreich nach Bayern (DE-

dr10 und DEdr18) mit Kapazitäten von 10.500 MW und 5.500 MW werden dagegen nur in wenigen Stunden zu maximal 69 % und 58 % ausgelastet, was insgesamt zu sehr geringen Jahresauslastungen von 2 % bzw. 0 % führt. Die Netzkapazität von 10.500 MW zwischen Deutschland (DEdr10) und Österreich wird in einzelnen Stunden für den Export von deutschem Strom genutzt und über das Jahr zu 4 % ausgelastet. Die Trasse zwischen Bayern und Österreich (DEdr18) mit der Kapazität von 5.500 MW wird ebenfalls in voller Höhe genutzt und zu 21 % ausgelastet. Demnach importiert Deutschland primär Strom von Österreich nach Baden-Württemberg und exportiert insgesamt in knapp 2.000 Stunden Strom vermehrt aus Bayern nach Österreich. Des Weiteren fällt auf, dass ein Großteil der Leitungen vermehrt in eine Richtung genutzt werden. Deutschland exportiert hauptsächlich Strom nach Frankreich. Die beiden Verbindungen zwischen Frankreich und Deutschland mit Kapazitäten von 7.100 MW und 1.800 MW werden für den Export von deutschem Srom zu 73 % und 74 % ausgelastet. Zwischen Deutschland und Polen wird zu mehr Stunden im Jahr Strom aus Deutschland nach Polen exportiert, allerdings wird die Kapazität von insgesamt 15.000 MW in knapp 2000 Stunden für den Import von Strom aus Polen genutzt. Weiterhin importiert Deutschland überwiegend Strom aus Schweden, Norwegen und Dänemark. Die Leitung zwischen Schweden und Ostdeutschland (DEdr01) mit einer Kapazität von 11.000 MW wird für den Transport von insgesamt knapp 54 TWh Strom zu 56 % ausgelastet. Die Leitung zwischen Schweden und Norddeutschland (DEdr13) mit einer Kapazität von 5.200 MW zeigt im Basisszenario eine relative Auslastung von 19 % auf. Die Kapazität zwischen Norwegen und Deutschland von 10.400 MW wird zu 45 % ausgelastet, um über das Jahr verteilt insgesamt knapp 41 TWh an vor allem aus Wasserkraft erzeugten Strom von Norwegen nach Deutschland zu exportieren. Allerdings wird ebenfalls zu fast 1.000 Stunden im Jahr die volle Kapazität der Leitung benötigt, um in Deutschland überproduzierten Strom (insgesamt 16 TWh) in norwegischen Pumpspeichern zu speichern, was zu einer Jahresauslastung der Stromtrasse von Deutschland nach Norwegen von 18 % führt. Die Kapazität von insgesamt 3.600 MW zwischen Dänemark und Deutschland wird in fast 7.000 Stunden des Jahres voll ausgeschöpft, um in Dänemark produzierten Strom nach Deutschland zu exportieren. Die von Dänemark ausgehenden Stromtrassen werden primär für den Stromexport genutzt. So wird die Trasse zwischen Dänemark und Ostdeutschland (DEdr01) mit einer Kapazität von 600 MW zu 91 %, die Trasse nach Norddeutschland (DEdr13) mit einer Kapazität von 3.000 MW zu 86 %, die Verbindung nach Norwegen mit 1.700 MW zu 69 % und die Trasse zwischen Dänemark und Schweden mit einer Kapazität von 2.440 MW zu 74 % ausgelastet. Durch die hohe Auslastung der existierenden Verbindungen und durch die im Basisszenario nicht aus dem E-Highway Szenariorahmen übernommene und dadurch fehlende Stromtrasse von Dänemark nach England lässt sich die be-

reits genannte Überproduktion und damit bedingte Abschaltung von erneuerbarem Strom in Dänemark begründen.

Nachfolgend werden nähere Analysen zu den Simulationsergebnissen des Basisszenarios in Bezug auf die Stromerzeugung innerhalb Deutschlands und den Stromaustausch zwischen den deutschen Austauschregionen angestellt. Für ein besseres Verständnis der Ergebnisse ist in Abbildung 6.12 erneut die regionale Auflösung der Applikation renpassG!S dargestellt. Anhand der Nummern der Austauschregionen lassen sich die Ergebnisse bestimmten Regionen Deutschlands zuordnen.

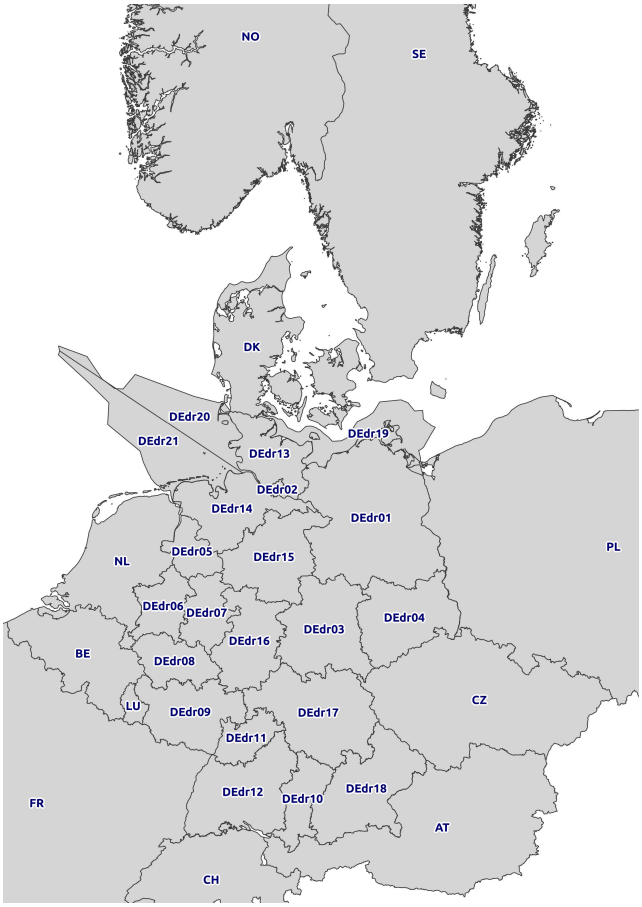


Abbildung 6.12: Regionale Auflösung der Applikation renpassG!S.

Für eine genauere Analyse der Ergebnisse des Basisszenarios zur Stromerzeugung innerhalb Deutschlands ist in Abbildung 6.13 die Jahressumme des erzeugten Stroms in TWh für alle deutschen Austauschregionen aufgeführt. Die Zahlenwerte sind für das Basisszenario in Anhang A.5.3 in Tabelle A.20 aufgelistet. Die Ergebnisse der sozial-ökologischen Ausbauszenarien je Austauschregion sind in den Anhangstabellen A.21, A.22, A.23 und A.24 dargestellt.

Bei den drei Offshore-Regionen DEdr19, DEdr20 und DEdr21 wird deutlich, dass durch die Annahme, dass ausreichend Netzkapazitäten für den Anschluss an Land

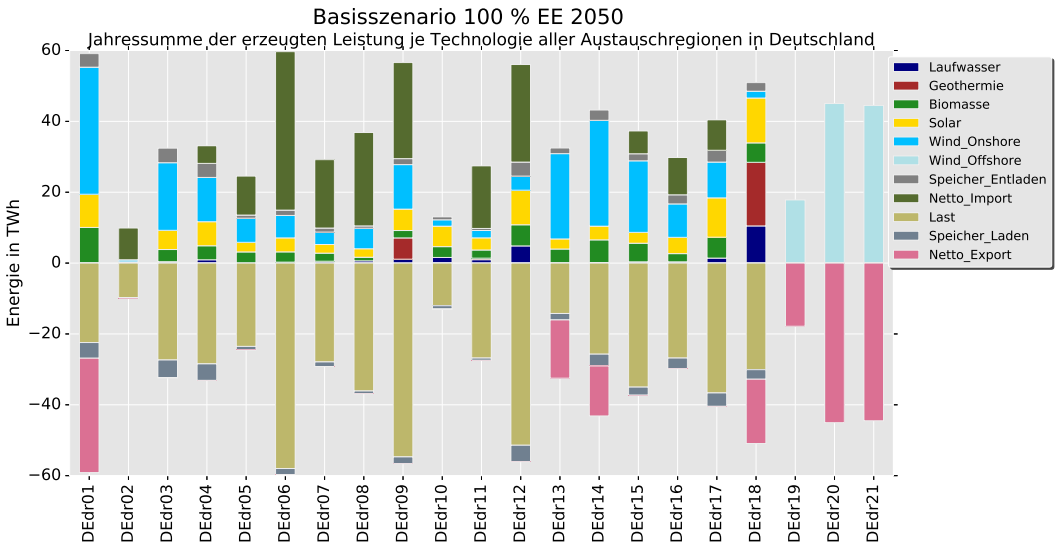


Abbildung 6.13: Basisszenario 100 % EE 2050: Jahressumme der Stromerzeugung je Technologie in allen Austauschregionen Deutschlands in 2050.

zur Verfügung stehen, die gesamte produzierte Leistung aus Offshore Wind exportiert wird. Die Austauschregion, die neben den Offshore-Regionen, ebenfalls einen hohen Stromexport aufweist, ist DEdr01. DEdr01 ist mit einer Fläche von knapp 59 km^2 die größte Austauschregion und erstreckt sich über die Bundesländer Mecklenburg-Vorpommern, Brandenburg (Nord, Mitte) und Sachsen-Anhalt (Nord). Insgesamt liegt die Stromproduktion in DEdr01 mit rund 55 TWh im Jahr 2050 im Vergleich zu den anderen Austauschregionen am höchsten, gefolgt von DEdr18 (Südbayern) mit 49 TWh und den Offshore-Regionen in der Nordsee DEdr20 und DEdr21 mit jeweils rund 45 TWh. In der nord-ostdeutschen Region DEdr01 werden insgesamt 36 TWh, d.h. 17,4 % der deutschen Onshore Windeinspeisung erzeugt, dicht gefolgt von den norddeutschen Regionen DEdr14 (Niedersachsen Nord) mit 30 TWh, DEdr13 (Schleswig-Holstein) mit 24 TWh und DEdr15 (Niedersachsen Süd) mit 20 TWh. Betrachtet man allerdings die Onshore Windenergieerzeugung in Bezug auf die Flächengröße, so liegt Schleswig-Holstein (DEdr13) mit 1,54 TWh/km^2 an erster Stelle, gefolgt von DEdr14 (Niedersachsen Nord) mit 1,47 TWh/km^2 und DEdr15 (Niedersachsen Süd) mit 0,86 TWh/km^2. In DEdr01 werden im Basisszenario im Jahr 2050 spezifisch auf die Fläche nur noch 0,61 TWh/km^2 Onshore Windenergie erzeugt. Die beiden Regionen DEdr13 und DEdr14, d.h. Schleswig-Holstein und der Norden Niedersachsens, exportieren ebenfalls einen Großteil des erzeugten Onshore Windenergiestroms. Die einzige weitere Region, in der über das Jahr in Summe mehr Strom produziert als verbraucht wird, ist DEdr18 im Südosten Bayerns. Dies beruht vor allem auf dem Ausbau der bestehenden Laufwasserkraftwerke sowie der Annahme der Nutzung von Geothermie, sodass als Jahressumme 18 TWh an Strom durch Geothermie erzeugt wird. Zusätzlich wird im Südosten Bayerns mit

13 TWh im Jahr die vergleichsweise höchste Strommenge aus Photovoltaikanlagen generiert. Die heutigen Stromexport-Regionen im Westen Deutschlands (DEdr05, DEdr06, DEdr07, DEdr08) werden durch den Rückbau der konventionellen Kraftwerke und dem vergleichsweise geringen Ausbau an erneuerbaren Technologien im Jahr 2050 zu Import-Regionen.

Abbildung 6.14 zeigt eine Auswahl der Netto-Leitungsauslastungen innerhalb Deutschlands. Da eine Darstellung aller Kapazitäten zwischen den 21 deutschen Austauschregionen aufgrund von Unübersichtlichkeit nicht zielführend ist, wurden nur die Kapazitäten dargestellt, die von den drei norddeutschen Export-Regionen DEdr01, DEdr13 und DEdr14 ausgehen. Im positiven Bereich sind die Stunden des Jahres aufgeführt, in denen aus den norddeutschen Regionen DEdr01, DEdr13 und DEdr14 Strom exportiert wird. Im negativen Bereich ist der Netto-Stromimport in diese Regionen aufgetragen. Die Leitungsauslastungen für alle Trassen sind für das Basisszenario in Anhang A.5.2 in Tabelle A.15 aufgeführt.

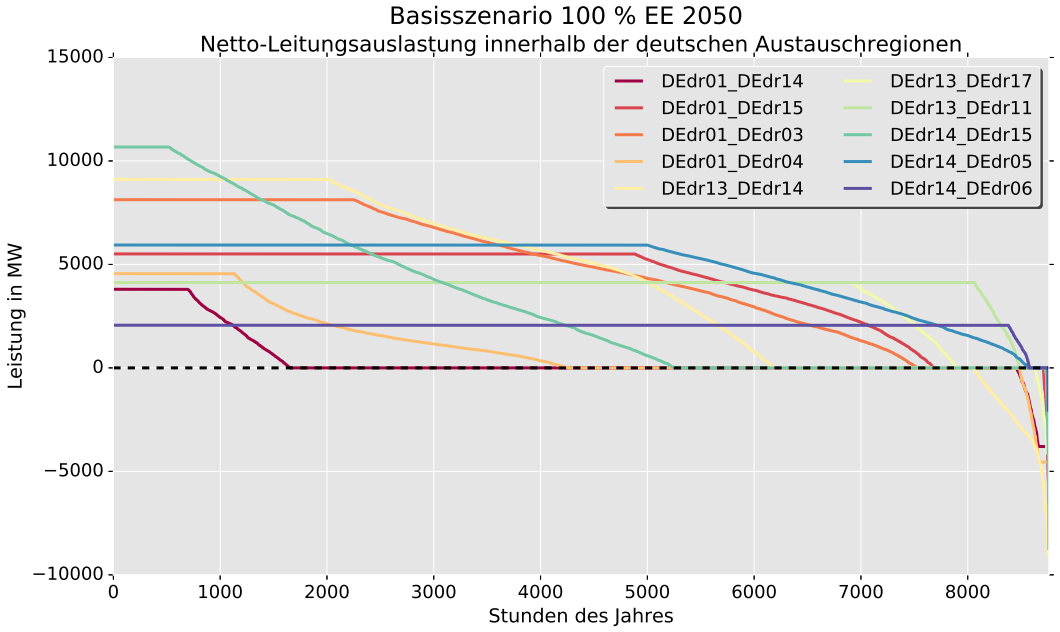


Abbildung 6.14: Basisszenario 100 % EE 2050: Netto-Leitungsauslastung der von innerdeutschen Export-Regionen (Norddeutschland) ausgehenden Stromtrassen, dargestellt als Jahresdauerlinie in 2050. Im positiven Bereich ist der aus den norddeutschen Regionen DEdr01, DEdr13 und DEdr14 exportierte Strom, im negativen Bereich der in die Regionen importierte Strom aufgetragen.

Die beiden Nord-Süd Trassen von Schleswig-Holstein nach Baden-Württemberg (DEdr13-DEdr11) und Bayern (DEdr13-DEdr17) werden fast zu jeder Stunde des Jahres maximal ausgenutzt. Von DEdr13 nach DEdr11 werden bei einer Jahresauslastung von 95 % insgesamt rund 33 TWh Strom vom Norden in den Süden transpor-

tiert. Von DEdr13 nach DEdr17 werden insgesamt 30 TWh bei einer Netzauslastung von 85 % exportiert. Die Kapazität dieser beiden Trassen wurde aufgrund der Annahme einer Verstärkung der Nord-Süd Verbindung von den heute geplanten 2.000 MW auf 4.000 MW erhöht. Die Leitung vom Norden Niedersachsens nach Nordrhein-Westfalen (DEdr14-DEdr06) mit einer Kapazität von 2.000 MW wird mit der höchsten Jahresauslastung von 97 % ebenfalls zu fast jeder Stunde des Jahres für den Export von überwiegend Windenergiestrom genutzt. Auffallend sind zusätzlich die beiden Leitungen vom Nordosten in die Mitte Deutschlands (DEdr01-DEdr03) mit 8.000 MW und von Schleswig-Holstein nach Niedersachsen (DEdr13-DEdr14) mit 8.800 MW. Die Auslastung beider Trassen erinnert an eine Ertragskurve von Offshore Windanlagen, was sich dadurch erklären lässt, dass die Offshore Regionen an die genannten norddeutschen Austauschregionen angeschlossen sind und der dort erzeugte Windstrom direkt weiter in Richtung Süden transportiert wird. Der Stromtransport von Norden nach Süden zeigt sich weiterhin in der maximalen Auslastung in 5.000 Stunden des Jahres der beiden Verbindungen DEdr01-DEdr15 und DEdr14-DEdr05. Die Verbindungstrasse vom Osten in den Westen Deutschlands (DEdr01-DEdr14) mit einer Netzkapazität von 3.685 MW wird im Jahr 2050 nur zu 13 % ausgelastet, sodass insgesamt 4,25 TWh Strom von DEdr01 nach DEdr14 transportiert wurden.

Zur Validierung der generierten Simulationsergebnisse für das Jahr 2050 wurde die Jahresstromerzeugung je Technologie des Basisszenarios 100 % EE mit den Ergebnissen des E-Highway Szenarios für alle berechneten Länder verglichen. Abbildung 6.15 zeigt die Jahrestromproduktion in TWh der beiden Szenarien im Vergleich, aufgeschlüsselt nach Technologie und Land. Die Zahlenwerte sind in Anhang A.5.4 in Tabelle A.25 aufgeführt.

Grundsätzlich kann festgestellt werden, dass die Simulation des Basisszenarios 100 % EE mit dem Simulationsmodell renpassG!S zu ähnlichen Ergebnissen führt wie die von der ENTSO-E veröffentlichten Modellierungsergebnisse des E-Highway Szenarios. Die vergleichbare Erzeugung von Photovoltaik, Wind Onshore und Offshore zeigt auf, dass durch die Nutzung der CoastDat-Wetterdaten und des Wetterjahres 2011 ähnliche Ergebnisse zu den E-Highway Ergebnissen generiert werden. In der Dokumentation des E-Highway Szenarios wird ausgesagt, dass meteorologische Wetterdaten genutzt wurden. Um welchen Datensatz es sich hierbei genau handelt, wurde aus der Dokumentation nicht ersichtlich. Der Hauptunterschied bei der wetterabhängigen Erzeugung erneuerbaren Stroms der beiden Szenarien zeigt sich bei der produzierten Onshore Windenergiemenge in den Nachbarländern, vor allem in Frankreich. Dies lässt sich wahrscheinlich darauf zurückführen, dass für die in dieser Arbeit durchgeführte Simulation für die Nachbarländer jeweils nur ein Wetterpunkt für die Ermittlung der Windeinspeisezeitreihen genutzt wurde. Die genauere regiona-

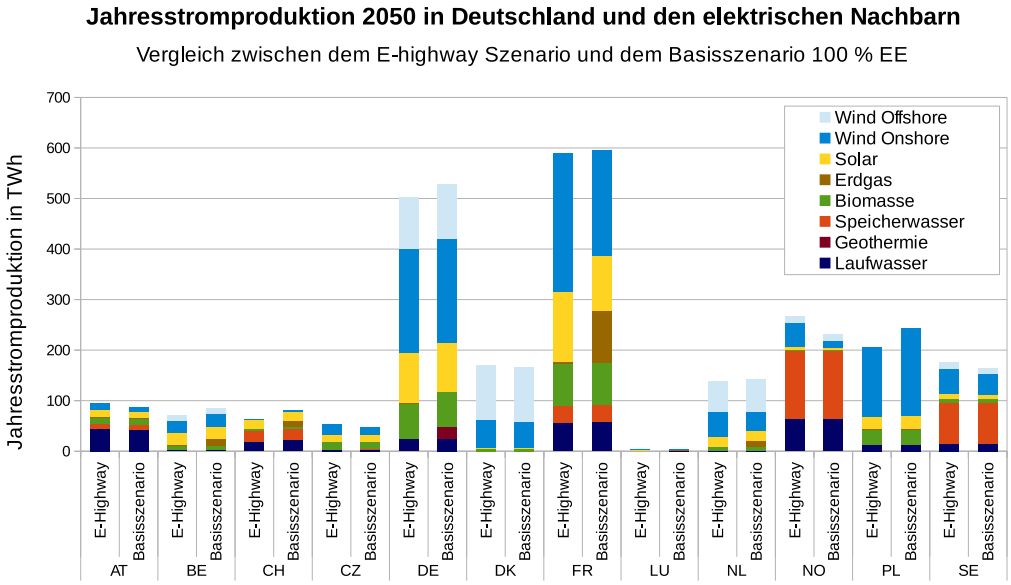


Abbildung 6.15: Vergleich der Simulationsergebnisse des E-Highway2050-Szenarios und des Basisszenarios 100 % EE 2050 anhand der Jahresstromproduktion in TWh je Technologie und Land.

le Auflösung der Windenergieeinspeisung der Nachbarländer im E-Highway Szenario führt demnach zu teilweise stark abweichenden Ergebnissen. Insgesamt wurden im E-Highway Szenariorahmen 116 Austauschregionen bestimmt, wobei Deutschland in sieben Regionen unterteilt wurde. Für Deutschland hingegen wird in dieser Arbeit im Basisszenario die Berechnung der Windenergieeinspeisung auf Kreisebene (402 Regionen) durchgeführt, sodass die Ergebnisse wesentlich sensibler hinsichtlich der regional unterschiedlichen Windbedingungen ausfallen. Dies erklärt den sehr geringen Unterschied der generierten Strommenge durch Windenergie in Deutschland zwischen den beiden Simulationen.

Da für das Basisszenario die Annahmen zur Begrenzung von Biomasse und Wasser als Rohstoff aus den Angaben von E-Highway übernommen wurden, wird in Summe über das Jahr in beiden Simulationen dieselbe Menge an Strom aus Laufwasser und Speicherwasser erzeugt. Im E-Highway Szenario wird keine Geothermie genutzt. Im Basisszenario werden in Deutschland rund 24 TWh Strom aus Geothermie erzeugt. Bezüglich der Stromerzeugung aus Biomasse wird nur in den Ländern dieselbe Menge wie im E-Highway Szenario produziert, in denen die maximal zur Verfügung stehende Biomasse komplett ausgeschöpft wird. Der größte Unterschied zwischen den beiden Simulationsergebnissen zeigt sich im Einsatz von Gaskraftwerken. Im E-Highway Szenario werden in Deutschland in Summe 1,53 TWh Strom aus Gaskraftwerken erzeugt. Im Basisszenario wird in Deutschland kein Strom aus Erdgas erzeugt, was auf die getroffene Annahme zurückzuführen ist, dass in Deutschland

keine konventionellen Erzeugungstechnologien im Jahr 2050 installiert sind. Demgegenüber werden in Frankreich im E-Highway Szenario rund 4 TWh und im Basisszenario 103 TWh Strom aus Erdgas erzeugt. Im E-Highway Szenario liegt somit der Anteil an Erdgas an der gesamten Stromerzeugung in Frankreich bei nur 0,6 %, wobei im Basisszenario knapp 17 % des Stroms in Frankreich aus Erdgas erzeugt wird. Wie bereits erwähnt, wird im E-Highway Szenario bei derselben installierten Leistung mehr Strom aus Windenergie und auch aus Photovoltaik erzeugt, sodass deutlich weniger Gaskraftwerke eingesetzt werden müssen. Weiterhin wird im E-Highway Szenario eine höhere Anzahl an Ländern betrachtet als im Basisszenario, sodass die Auswirkungen auf die Stromerzeugung durch den Austausch mit den an die Nachbarländer angrenzenden europäischen Ländern in dieser Arbeit nicht betrachtet werden können.

6.3.2 Einfluss sozial-ökologischer Szenarien auf das deutsche Stromsystem 2050

Nachfolgend werden die Ergebnisse der vier sozial-ökologischen Ausbauszenarien mit den Simulationsergebnissen des Basisszenarios für Deutschland verglichen. In Anhang A.5.1 sind die Simulationsergebnisse als Jahressummen für alle Technologien und Länder aufgeführt. Die Ergebnisse der einzelnen Szenarien für alle Länder können in den Anhangstabellen A.10, A.11, A.12, A.13 und A.14 eingesehen werden. Da in den Szenarien sozial-ökologische Aspekte lediglich für die Windenergieerzeugung enthalten sind und alle weiteren Technologien nur technisch-ökonomisch betrachtet werden, wird lediglich ein geringer Einfluss der sozial-ökologischen Szenarien auf das deutsche Stromsystem in 2050 in den Simulationsergebnissen ersichtlich. In Tabelle 6.8 ist die Jahresstromerzeugung je Technologie, die gesamte ein- und ausgespeicherte Strommenge, der Jahresstromverbrauch, Import, Export, ungedeckte Last und die überschüssige Energie für alle definierten 100 % Szenarien für Deutschland aufgeführt. Um die Unterschiede zwischen den einzelnen Szenarien zeigen zu können, sind die Ergebnisse mit drei Dezimalstellen aufgetragen.

Da in den sozial-ökologischen Szenarien nur der Ausbau von Windenergie im Vergleich zum Basisszenario verändert wurde, bleibt die Einspeisung von Laufwasser, Geothermie, Biomasse und Photovoltaik unverändert. Der maßgebliche Unterschied zeigt sich in der Einspeisung der Windenergie. In den sozial-ökologischen Szenarien nimmt die Stromerzeugung aus Wind Onshore ab. Ein nach Belastung gleichverteilter Ausbau derselben installierten Windleistung (Szenario „Best-case“) führt im Vergleich zu einem ökonomischen Ausbau (Basisszenario) zu einer Reduktion der Jahresstromerzeugung um knapp 8 % von Onshore Windenergie von 207 TWh

Tabelle 6.8: Jahresstromerzeugung in Deutschland je Technologie für alle definierten 100 % EE Szenarien 2050.

		Basis	**Best-case**	**Best case plus**	**Trend case**	**Worst case**
Laufwasser	TWh	24,122	24,122	24,122	24,122	24,122
Geothermie	TWh	24,380	24,380	24,380	24,380	24,380
Biomasse	TWh	69,760	69,760	69,760	69,760	69,760
Photovoltaik	TWh	96,223	96,223	96,223	96,223	96,223
Wind Onshore	TWh	206,471	190,210	192,055	146,586	103,267
Wind Offshore	TWh	107,362	107,362	107,362	166,806	210,566
Speicher Entladen	TWh	37,974	36,742	36,753	36,471	34,732
Import	TWh	219,231	223,037	221,863	218,632	219,725
Verbrauch	TWh	546,996	546,996	546,996	546,996	546,996
Speicher Laden	TWh	43,798	42,260	42,266	41,658	39,360
Export	TWh	170,092	158,464	159,090	167,103	167,126
Ungedeckte Last	TWh	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Überschüssige Energie	TWh	0,150	0,019	0,025	0,005	0,003

auf 190 TWh. Dies lässt sich auf den Ausbau in Regionen mit vergleichsweise geringeren Windgeschwindigkeiten zurückführen. Wird die heute bereits installierte Leistung bei der Verteilung anhand einer gleichverteilten Belastung berücksichtigt (Szenario „Best-case plus“), so verringert sich die Stromerzeugung aus Wind Onshore um 7 % im Vergleich zum ökonomischen Ausbau auf 192 TWh. Durch die geringere Stromerzeugung aus Onshore Windenergie wird in den beiden Szenarien „Best-case“ und „Best-case plus“ insgesamt weniger Strom exportiert als im Basisszenario. In Summe werden zur Deckung der Stromnachfrage in Deutschland im Basisszenario knapp 50 TWh an Nettostromimporten genutzt. Im „Best-case“ Szenario liegen die Nettostromimporte bei knapp 65 TWh und im „Best-case plus“ Szenario etwas darunter bei 63 TWh. In den beiden sozial-ökologischen Ausbauszenarien mit definierten Belastungsgrenzen („Trend-case“ und „Worst-case“) wurde die durch die geringere installierte Onshore Windleistung reduzierte Strommenge durch erhöhte installierte Leistungen an Offshore Wind kompensiert, sodass durch Wind Onshore und Offshore gemeinsam dieselbe Strommenge an Windenergie erzeugt wird wie im Basisszenario. Im „Worst-case“ Szenario verschiebt sich durch die Begrenzung der maximalen Belastung pro Landkreis auf 0,7 Einw./km^2 das Verhältnis der Windenergieerzeugung von Onshore zu Offshore im Jahr 2050 von 2 auf 0,5.

Die in Tabelle 6.8 dargestellten Ergebnisse zur überschüssigen Strommenge zeigen auf, dass in Deutschland in allen fünf berechneten Szenarien die Menge an erzeugtem überschüssigem Strom und damit verbundene Abschaltungen von Stromerzeugungs-

anlagen sehr gering ist. Allerdings lässt sich trotz dieser vergleichsweise geringen Menge an überschüssigem Strom ein Unterschied zwischen den Ausbauszenarien erkennen. Mit 0,15 TWh wird im Basisszenario, d.h. bei einer ökonomischen Verteilung der Onshore Windenergieanlagen, im Vergleich zu den vier sozial-ökologischen Szenario die höchste Jahresmenge an überschüssigem Strom erzeugt. Bei einer Jahresstromerzeugung von 530 TWh in Deutschland werden im Basisszenario 0,15 TWh, d.h 0,03 % der gesamten Stromerzeugung abgeschaltet. Diese Abschaltungen entstehen dabei innerhalb von acht der 21 deutschen Austauschregionen. Im „Best-case“ Szenario werden demgegenüber in nur sechs Austauschregionen insgesamt noch 0,019 TWh an überschüssigem Strom erzeugt, was eine Reduktion um 87 % im Vergleich zum Basisszenario darstellt. Die überschüssige Stromerzeugung verringert sich im „Trend-case“ Szenario bei einer Belastungsgrenze von 1,0 Einw./km^2 weiter auf rund 5 GWh und auf 3 GWh im „Worst-case“ Szenario bei einer Begrenzung der Belastung auf 0,7 Einw./km^2. Bei den Szenarien mit Belastungsgrenzen werden nur noch in einer beziehungsweise zwei Regionen Erzeugungsanlagen abgeschaltet. Die sozial-ökologische Verteilung der Onshore Windenergieanlagen anhand von gleichmäßig verteilten Belastungsgraden führt zu einer Verteilung der Windenergieanlagen auf eine höhere Anzahl an Regionen innerhalb Deutschlands. Die im Vergleich zum Basisszenario höhere Windenenergieerzeugung im Süden Deutschlands in den sozial-ökologischen Szenarien kann durch die Nähe zum Verbrauch mit geringerem Transportaufwand genutzt werden. Allerdings konzentriert sich in den beiden Szenarien „Trend-case“ und „Worst-case“ durch den erhöhten Ausbau an Offshore Windenergie die Winderzeugung stark im Norden. Es stellt sich die Frage, inwieweit die sozial-ökologische Verteilung von Onshore Windenergieanlagen und der erhöhte Ausbau an Offshore Windenergie Einfluss auf die Auslastung der verfügbaren Stromtrassen nimmt. Nachfolgend werden die Auswirkungen der sozial-ökologischen Szenarien auf die Stromerzeugung in den einzelnen deutschen Austauschregionen und auf die Auslastung einzelner Leitungen zwischen den Austauschregionen genauer betrachtet.

Da der maßgebliche Unterschied zwischen den Ausbauszenarien bei der Windenergieerzeugung liegt, ist in Abbildung 6.16 die Differenz der Jahressumme der erzeugten Windleistung der vier sozial-ökologischen Szenarien zum Basisszenario für alle deutschen Austauschregionen dargestellt.

Die durch die Belastungsgrenzen limitierte Onshore Windleistung und die damit verbundene Erhöhung der Offshore Winderzeugung ist innerhalb der drei Offshore-Regionen DEdr19, DEdr20 und DEdr21 abgebildet. Durch eine gleichverteilte Belastung wird im „Best-case“ Szenario im Vergleich zum Basisszenario vor allem in der Austauschregion DEdr01, d.h. im Nordosten Deutschlands mehr Windstrom erzeugt. Dabei ist die Differenz durch die Berücksichtigung der heutigen Status quo Leistung im „Best-case plus“ Szenario etwas geringer. Zusätzlich wird vergleichsweise mehr

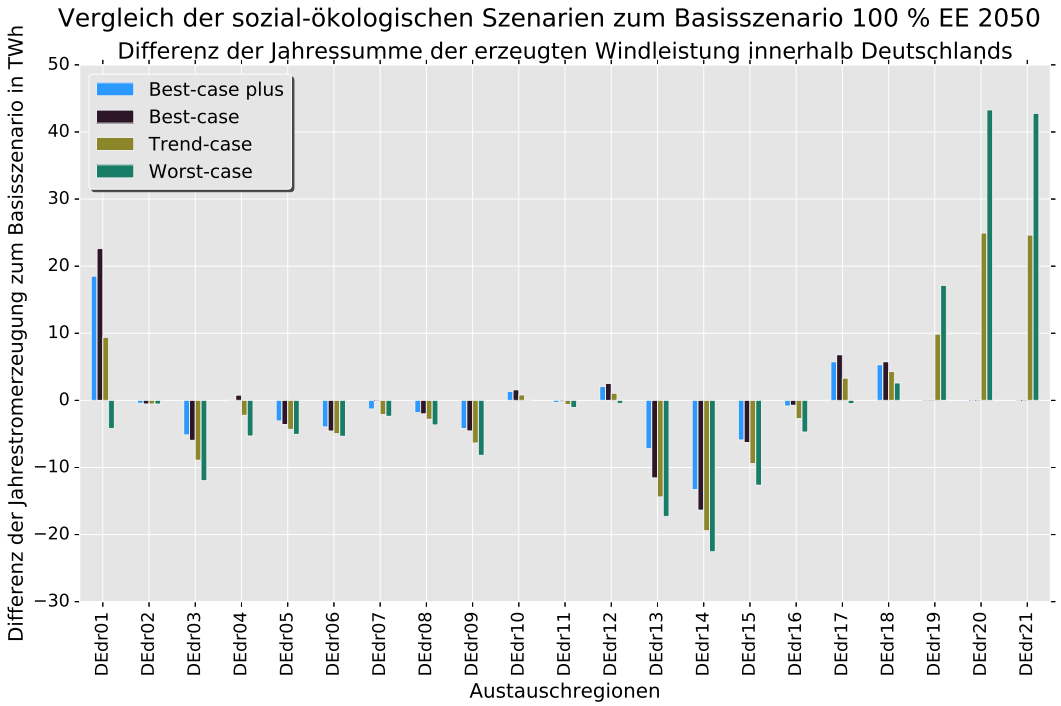


Abbildung 6.16: Vergleich der sozial-ökologischen Szenarien zum Basisszenario 100 % EE 2050: Differenz der erzeugten Windleistung (Onshore und Offshore) für alle Austauschregionen Deutschlands in 2050.

Strom aus Windenergie in den süddeutschen Regionen DEdr10, DEdr12, DEdr17 und DEdr18 erzeugt. Die größte Reduktion im Vergleich zum Basisszenario erfolgt in den windstarken norddeutschen Regionen DEdr13 (Schleswig-Holstein) und DEdr14 (Niedersachsen Nord). Wird der Ausbau von Windenergie an Land allerdings durch eine maximale Belastung von 0,7 Einw./km^2 begrenzt („Worst-case“ Szenario), wird in fast allen Regionen weniger Windstrom als im Basisszenario erzeugt.

Die importierte Strommenge in den einzelnen Austauschregionen verhält sich gegenläufig zum erzeugten Windenergiestrom je Region. Die Differenz an Stromerzeugung aus Windenergie der sozial-ökologischen Szenarien zum Basisszenario wird dementsprechend zusätzlich innerhalb Deutschlands in die Austauschregionen importiert. Die durch eine gleichverteilte Belastung verursachte Verschiebung der Windeinspeisung innerhalb der Austauschregionen verändert die Leitungsauslastung der nach technisch-ökonomischen Annahmen definierten Stromtrassen im Vergleich zum Basisszenario. In Tabelle 6.9 ist die relative Jahresauslastung einzelner Stromtrassen für alle Szenarien abgebildet. Als Auswahl sind die Leitungen dargestellt, die in den nördlichen Regionen DEdr13, DEdr14 und DEdr01 starten. Die Auslastungen aller Stromtrassen ist für alle Szenarien in Anhang A.5.2 aufgeführt.

Tabelle 6.9: Leitungsauslastung: Relative Jahresauslastung der Stromtrassen von Norden nach Süden Deutschlands für alle Ausbauszenarien

von	**nach**	**Kapazität**	**Relative Jahresauslastung**				
		MW	Basis	Best-case	Best-case plus	Trend-case	Worst-case
DEdr01	DEdr03	7.884	0,58	0,68	0,66	0,71	0,74
DEdr01	DEdr04	4.418	0,26	0,24	0,24	0,33	0,40
DEdr01	DEdr14	3.685	0,13	0,27	0,24	0,20	0,14
DEdr01	DEdr15	5.342	0,74	0,88	0,87	0,80	0,83
DEdr13	DEdr02	4.028	0,26	0,25	0,25	0,29	0,31
DEdr13	DEdr11	4.000	0,95	0,93	0,94	0,95	0,96
DEdr13	DEdr14	8.835	0,50	0,50	0,51	0,57	0,59
DEdr13	DEdr17	4.000	0,85	0,77	0,79	0,85	0,90
DEdr14	DEdr01	3.685	0,02	0,01	0,01	0,02	0,12
DEdr14	DEdr02	2.684	0,06	0,05	0,05	0,04	0,03
DEdr14	DEdr05	5.760	0,80	0,80	0,81	0,86	0,89
DEdr14	DEdr06	2.000	0,97	0,97	0,97	0,98	0,98
DEdr14	DEdr13	8.835	0,02	0,01	0,01	0,01	0,00
DEdr14	DEdr15	10.354	0,30	0,20	0,22	0,41	0,53

Der Vergleich der Leitungsauslastungen zwischen den einzelnen Szenarien zeigt auf, dass die Verteilung der Onshore Windenergieanlagen nach gleichverteilter Belastung im Vergleich zu einem ökonomischen Ausbau zu höheren Auslastungen der Stromtrassen aus dem Nordosten (DEdr01) in Richtung Süden und Westen führt. Im „Best-case“ Szenario wird beispielsweise die Trasse zwischen Mecklenburg-Vorpommern bzw. Brandenburg und Sachsen-Anhalt (DEdr01-DEdr03) anstatt zu 58 % im Basisszenario zu 68 % ausgelastet. Ebenso wird die Leitung DEdr01-DEdr15 von Nord-Osten in Richtung Westen anstatt zu 74 % im Basisszenario im „Best-case“ Szenario zu 88 % ausgelastet. Durch die Reduktion der Onshore Windenergieleistung aufgrund von festgelegten sozial-ökologischen Belastungsgrenzen und die damit verbundene Erhöhung der Offshore Windenergieleistung verstärkt sich diese Mehrauslastung der vom Nordosten startenden und in den Süden führenden Stromtrassen. Die Leitung DEdr01-DEdr03 wird im „Trend-case“ Szenario zu 71 % und im „Worst-case“ Szenario zu 74 % ausgelastet. Die Stromtrasse DEdr01-DEdr04 von Brandenburg nach Sachsen wird durch die höhere Offshore Windenergieerzeugung anstatt zu 26 % im Basisszenario, im „Trend-case“ Szenario zu 33 % und im Worstcase Szenario zu 40 % ausgelastet. Durch die Verschiebung von Onshore Windenergieerzeugung im Norden zu Offshore Windenergieerzeugung im Norden zeigt sich ebenfalls eine verstärkte Netzauslastung der in Schleswig-Holstein (DEdr13) und Niedersachsen (DEdr14) startenden Leitungen. Bei den beiden Nord-Süd Trassen wird die Leitung nach Baden-Württemberg DEdr13-DEdr11 im Basisszenario zu

95 % und im „Worst-case“ Szenario zu 96 % und die Leitung nach Bayern DEdr13-DEdr17 im Basisszenario zu 85 % und im „Worst-case“ Szenario zu 90 % ausgelastet. Im „Best-case“ Szenario werden die beiden Nord-Süd Trassen dagegen weniger ausgelastet. Durch die gleichmäßigere Verteilung der Onshore Windenergieleistung wird die 4.000 MW Nord-Süd Trasse von Schleswig-Holstein nach Baden-Württemberg (DEdr13-DEdr11) anstatt 7.000 Stunden im Jahr nur noch rund 6.200 Stunden im Jahr voll ausgelastet. Trotz der Verschiebung der Netznutzung sind durch die sozial-ökologische Verteilung der Onshore Windenergieanlagen und durch die Erhöhung der Offshore Windenergieerzeugung keine zusätzlichen Netzkapazitäten notwendig. Der Vergleich der Netzauslastungen zeigt ebenfalls, dass in den sozial-ökologischen Szenarien allerdings auch nicht weniger als die im Basisszenario definierten Kapazitäten benötigt werden.

Durch die Möglichkeit des Imports von Strom aus den Nachbarländern (50 TWh im Basisszenario und 65 TWh im „Best-case“ Szenario) sowie des Ausbaus von Offshore Windenergieleistung (im „Trend-case“ und im „Worst-case“ Szenario) kann trotz eines sozial-ökologischen Ausbaus von Onshore Windenergieanlagen der Stromverbrauch im Jahr 2050 zu jeder Stunde gedeckt werden. Allerdings stellt sich die Frage, inwieweit durch eine nicht ökonomisch optimale Standortnutzung und eine Begrenzung des Ausbaupotenzials von Wind Onshore gegebenenfalls zusätzliche Kosten für das Stromsystem entstehen. Um diese Frage zu beantworten, werden im nachfolgendem Kapitel die Stromgestehungskosten für Deutschland für alle Simulationsrechnungen ermittelt und gegenüber gestellt.

6.4 Stromgestehungskosten

Um zu prüfen, inwieweit sich die Simulationsergebnisse der sozial-ökologischen Ausbauszenarien in Bezug auf die Kosten der Stromerzeugung im Jahr 2050 vom Basisszenario unterscheiden, wurden für alle berechneten Szenarien die Stromgestehungskosten in Deutschland im Jahr 2050 ermittelt. Hierfür wurde Deutschland isoliert von den benachbarten Ländern betrachtet. Die levelized costs of electricity (LCOE) werden anhand der Berechnungsmethode von NREL (2013) nach Gleichung 6.1 ermittelt, sodass die Gesamtkosten der Erzeugungsanlagen des Kraftwerksparks mit dem Jahresstromertrag in 2050 ins Verhältnis gesetzt werden. Die Gesamtkosten setzen sich aus den Investitionskosten, den fixen jährlichen Kosten und den jährlichen variablen Kosten zusammen. Die Investitionskosten im Jahr 2050 werden dabei unter Verwendung des Annuitätsfaktors (Gleichung 6.3), nach Gleichung 6.2 ermittelt, abhängig von der Abschreibungsdauer der installierten Anlagen und des kalkulatorischen Zinssatzes.

$$LCOE_t = \frac{C_t}{Q_t} = \frac{I_t + M_{fix,t} + M_{var,t}}{Q_t} \tag{6.1}$$

$$I_t = \sum_{tech} c_{inv,tech} \cdot P_{inst,tech} \cdot ANF_{tech} \tag{6.2}$$

$$ANF = \frac{(1+i)^n \cdot i}{(1+i)^n - 1} \tag{6.3}$$

mit:

$LCOE$	ct/kWh	Stromgestehungskosten im Zieljahr
t		Zieljahr
C_t	€	Gesamte Kosten in Jahr t
I_t	€	Investitionskosten in Jahr t
$M_{fix,t}$	€	Fixe Kosten in Jahr t
$M_{var,t}$	€	Variable Kosten in Jahr t
Q_t	kWh	Jahresstromertrag in Jahr t
$c_{inv,tech}$	$€/MW$	Spezifische Investitionskosten je Technologie
$P_{inst,tech}$	MW	Installierte Leistung je Technologie
ANF_{tech}		Annuitätsfaktor je Technologie
n	a	Abschreibungsdauer
i		kalkulatorischer Zinssatz

In Tabelle 6.10 sind die zur Ermittlung der Gesamtkosten des Kraftwerksparks in 2050 notwendigen Kostenannahmen für alle betrachteten Stromerzeugungs- und Speichertechnologien aufgeführt. Der Großteil der Annahmen beruht auf Analysen von Energinet.dk (2012). Die Investitionskosten von Wind Onshore beinhalten dabei neben der Turbine ebenfalls das Fundament, die Kranstellfläche, den Wegebau, den Netzanschluss, elektrische Installationen und weitere Finanzierungskosten und Kosten für Beratung. Als fixe jährliche Kosten beinhalten die Annahmen für Wind Onshore im Jahr 2050 neben Reparatur- und Wartungsarbeiten auch Pachtzahlungen, Versicherungen und administrative Kosten. Die Investitionskosten für Wind Offshore schließen Fundamentkosten bei einer Wassertiefe von 40 Metern und Netzanschlusskosten bei einer Entfernung zum Land von 50 km mit ein (vgl. Hobohm et al., 2013). Die Abschreibungsdauer für die einzelnen Erzeugungstechnologien basieren ebenfalls auf den für das Jahr 2050 angegebenen Daten aus Energinet.dk (2012). Die technische Lebensdauer der Anlagen erhöht sich in den Angaben von Energinet.dk (2012) von 20 Jahren in 2015 auf 30 Jahre in 2050.

Tabelle 6.10: Investitionskosten, O&M-Kosten und Abschreibungsdauer für Erzeugungs- und Speichertechnologien in Deutschland in 2050

Technologie	**Investitionskosten**	**Fixe O&M-Kosten**	**Variable O&M-Kosten**	**Abschreibungsdauer**
Leistungen	€/MW	€/MW/a	€/MWh	a
Wind Onshore	1.220.000	24.000		30
Wind Offshore	2.905.000	60.000		30
PV	900.000	13.000		30
Laufwasser	1.565.000	253.000		60
Biomasse	2.600.000	39.000	28	30
Geothermie	9.277.000	324.695		35
Pumpspeicher	850.000	10.200		40
Druckluftspeicher	650.000	6.500		40
Wasserstoffspeicher	575.000	20.125		32
Redox-Flow-Batterie	1.100.000	24523		12
Lithium-Ionen-Batterie	140.000	2800		12
Kapazitäten	€/MWh	€/MWh/a		a
Pumpspeicher	50.000	600		40
Druckluftspeicher	23.000	230		40
Wasserstoffspeicher	450	16		40
Redox-Flow-Batterie	51.000	54.000		12
Lithium-Ionen-Batterie	400.000	8.000		12

Annahmen für Wind On- und Offshore, PV, Biomasse und Redox-Flow Batterien basieren auf Energinet.dk (2012), für Laufwasser beruhen die Annahmen auf den Angaben für modernisierte Kraftwerke in SRU (2010). Die Parameter für Geothermie sowie für Pump-, Druckluft- und Wasserstoffspeicher basieren auf Elsner et al. (2015). Investitionskosten für Lithium-Ionen Batterien sowie die Abschreibungsdauer für Lithium- und Redox-Flow Batterien basieren auf den Annahmen von Agora (2014). Als variable Kosten werden nur Kosten für Brennstoffe/Substrate angenommen.

Die durch Energinet.dk (2012) nicht bereitgestellten Kostenannahmen für Laufwasserkraftwerke wurden unter der Annahme, dass es sich um modernisierte Kraftwerke handelt aus SRU (2010) übernommen. Die Investitionskosten und jährlichen fixen Kosten für die Speichertechnologien Pumpspeicher, Druckluftspeicher und Wasserstoffspeicher basieren auf den Analysen von Elsner et al. (2015). Die Annahmen der genannten Speichertechnologien von Elsner et al. (2015) liegen zwischen den Kostenannahmen von Energinet.dk (2012) und SRU (2010). Die Investitionskosten für Geothermie basieren ebenfalls auf den Analysen von Elsner et al. (2015). Für Batteriespeicher stellt Energinet.dk (2012) nur Kostenannahmen für Redox-Flow-Batterien zur Verfügung. Die Kostenannahmen für Lithium-Ionen-Batterien wurden aus diesem Grund aus der Studie von Agora (2014) übernommen. Die Ab-

schreibungsdauer der beiden Batteriespeicher basiert ebenfalls auf den Annahmen von Agora (2014).

Als variable Kosten werden nur Kosten für Substrate angenommen. Dementsprechend entstehen bei den definierten Szenarien mit einer 100-prozentig erneuerbaren Stromversorgung nur variable Kosten für die Verwendung von Biomasse. Die Brennstoffpreise für Biomasse beinhalten zusätzlich CO_2-Kosten und sind in Tabelle 6.6 in Kapitel 6.2.2 näher erläutert.

Auf Grundlage der getroffenen Kostenannahmen wurden die Stromgestehungskosten des Basisszenarios im Jahr 2050 für den gesamten Kraftwerkspark sowie für jede Erzeugungstechnologie ermittelt. Als Sensitivität wurde der kalkulatorische Zinssatz zur Ermittlung der Annuität der Investitionskosten zwischen 1 % und 10 % variiert. Abbildung 6.17 zeigt die Stromgestehungskosten des Basisszenarios in 2050 für jede Technologie in einer Spannbreite mit einem Zins von 1 % als Untergrenze und 10 % als Obergrenze. Die fünf Speichertechnologien sind in Abbildung 6.17 zu einem Durchschnittswert zusammengefasst. Die Datentabellen zu den Stromgestehungskosten je Stromerzeugungs- und Speichertechnologie sind in Anhang A.6 in den Tabellen A.26, A.27, A.28, A.29 und A.30 für alle Szenarien abgebildet.

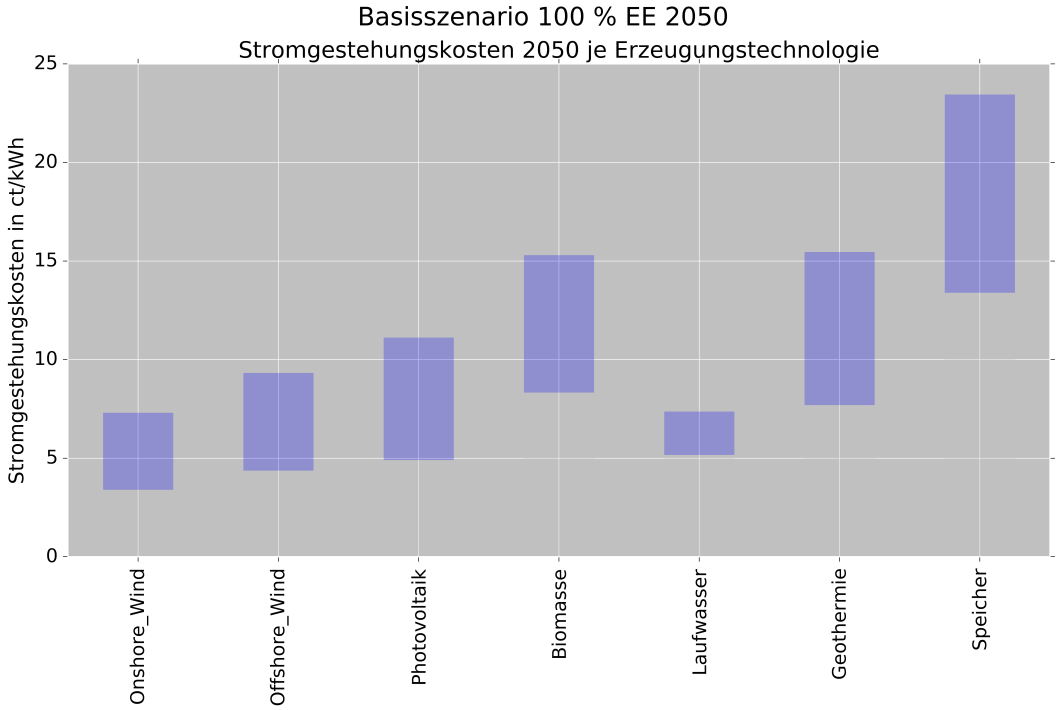


Abbildung 6.17: Stromgestehungskosten je Erzeugungstechnologie im Basisszenario 100 % EE 2050. Variation des kalkulatorischen Zinssatzes von 1 % bis 10 %. Für Speicher sind die durchschnittlichen Kosten der fünf Technologien Pump-, Druckluft-, Wasserstoffspeicher, Lithium-Ionen-Batterie und Redox-Flow-Batterie abgebildet.

Bei einer ökonomischen Verteilung zukünftiger Onshore Windenergieleistung innerhalb von Deutschland liegen nach den Simulationsergebnissen des Basisszenarios die Stromgestehungskosten von Wind Onshore im Jahr 2050, je nach zugrundegelegtem Abschreibungszins, zwischen 3,39 ct/kWh und 7,31 ct/kWh. Aufgrund der Annahme, dass auch im Jahr 2050 die Investitionskosten von Wind Offshore Anlagen über den Kosten für Onshore Windenergieanlagen liegen, befinden sich die ermittelten Stromgestehungskosten für Wind Offshore in 2050 zwischen 4,37 ct/kWh und 9,33 ct/kWh. Hierbei ist anzumerken, dass die kalkulierten Stromgestehungskosten stark von den getroffenen Kostenannahmen für das Jahr 2050 abhängen. Vor allem im Offshore Bereich sind gegebenenfalls in Zukunft starke Kostenreduktionen zu erwarten, wie die vergleichsweise niedrigen Angebote für die Offshore Ausschreibungsrunde in 2016 bereits aufzeigten (Bloomberg, 2017). DONG Energy bekam beispielsweise im Juli 2016 den Zuschlag im Ausschreibungsverfahren für die Offshore Windparks Borssele 1 und 2 mit einem Angebot von 7,27 ct/kWh und Vattenfall gewann die Ausschreibung des Dänischen 600 MW Offshoreparks Kriegers Flak mit dem Gebot von 4,99 ct/kWh, jeweils ohne Netzanschlusskosten (Funke, 2016; offshoreWind.biz, 2016). Im Rahmen dieser Arbeit wurden zu erwartende Netzanschlusskosten mitberücksichtigt. Weiterhin ist abzuwarten, ob die Umsetzung der geplanten Offshoreparks zu den niedrigen Preisangeboten der ersten Ausschreibungsrunde realisierbar sind oder ob die Kosten dennoch ansteigen werden.

Wind Offshore stellt in den hier ermittelten Ergebnissen neben Laufwasserkraftwerken nach Wind Onshore die zweitgünstigste Stromerzeugungstechnologie dar. Die relativ niedrige Kostenspanne von 5,17 ct/kWh bis 7,36 ct/kWh für Laufwasser begründet sich primär aus der getroffenen Annahme, dass bestehende Kraftwerke modernisiert werden und aufgrund mangelnder Ausbaupotenziale in Deutschland keine weiteren Laufwasserkraftwerke zugebaut werden. Nach den genannten Erzeugungstechnologien stellt Solarenergie, in Form von Photovoltaikanlagen, mit zukünftigen Stromgestehungskosten von 4,91 ct/kWh bis 11,11 ct/kWh die nächste günstige Stromerzeugungstechnologie in Deutschland dar. Biomasse und Geothermie zeigen bei einer 100 % erneuerbaren Stromversorgung in 2050 die höchsten Stromgestehungskosten auf. Biomasse liegt aufgrund der Substratkosten und der flexiblen Nutzung bei Stromgestehungskosten zwischen 8,33 ct/kWh und 15,30 ct/kWh. Die Kosten zwischen 7,69 ct/kWh bis 15,46 ct/kWh von Geothermie begründen sich durch die relativ hohen Investitionskosten. Die Stromgestehungskosten aller fünf betrachteten Speichertechnologien liegen zwischen 13,67 ct/kWh und 23,72 ct/kWh und stellen damit die teuerste Option dar. Pumpspeicherkraftwerke sind mit Kosten zwischen 8,67 ct/kWh und 23,32 ct/kWh die günstigste Speichertechnologie, gefolgt von Druckluftspeicher, Lithium-Ionen-Batterie, Wasserstoffspeicher und zu-

letzt der Redox-Flow-Batterie. Die Stromgestehungskosten für alle Erzeugungs- und Speichertechnologien sind für alle Szenarien in Anhang A.6 abgebildet.

Die Agentur für Erneuerbare Energien vergleicht in AEE (2014) Ergebnisse zu Stromgestehungskosten in 2050 aus mehreren Studien, unter anderem die Energieszenarien von Prognos et al. (2010), die Roadmap 2050 von ECF (2010) und die Leitstudie von Nitsch et al. (2012b). In diesem Studienvergleich wird gezeigt, dass in den zusammengefassten Studien für Wind Onshore und Offshore jeweils Kostenspannen zwischen 5 ct/kWh und 7 ct/kWh, für Photovoltaik zwischen 7 ct/kWh und 12 ct/kWh und für Biomasse zwischen 7 ct/kWh und 16 ct/kWh für das Jahr 2050 ermittelt wurden. Diese Ergebnisse befinden sich in derselben Größenordnung wie die eben dargestellten Stromgestehungskosten des Basisszenarios. Grundsätzlich ist anzumerken, dass solche Kostenannahmen für das Jahr 2050 aufgrund der Vielzahl an Unsicherheiten sehr ungewiss sind. Für die Analysen im Rahmen dieser Arbeit sind nicht die absoluten Kosten, sondern es sind vielmehr die Differenzen zwischen den Szenarien relevant.

Die ermittelten Stromgestehungskosten des gesamten Kraftwerksparks liegen im Basisszenario zwischen 5,39 ct/kWh und 10,78 ct/kWh im Jahr 2050. In Elsner et al. (2015) werden bei einem kalkulatorischen Zinssatz von 8 % Stromgestehungskosten eines erneuerbaren Kraftwerksparks in 2050 von 7,9 ct/kWh berechnet. Dies entspricht den Kosten im Basisszenario bei einem angenommenen Zins von 6 %. Abhängig von den getroffenen Annahmen zu Investitions-, O&M-Kosten, Abschreibungsdauer und kalkulatorischem Zinssatz variieren die Angaben zu Stromgestehungskosten eines 100 % erneuerbaren Stromsystems in Deutschland. Der Vergleich zwischen den Ergebnissen von Elsner et al. (2015) und den Berechnungen in dieser Arbeit weist dennoch eine vergleichbare Größenordnung zukünftiger Stromgestehungskosten auf.

Abbildung 6.18 zeigt die Stromgestehungskosten des Kraftwerksparks unter der Sensitivität des kalkulatorischen Zinssatzes für alle simulierten Szenarien auf. Die Zahlenwerte sind in Tabelle 6.11 dargestellt.

Die Gegenüberstellung der Stromgestehungskosten des gesamten Kraftwerksparks des Basisszenarios mit den entwickelten sozial-ökologischen Ausbauszenarien in 2050 zeigt geringfügig höhere Stromgestehungskosten durch einen nicht ökonomischen, sondern sozial-ökologischen Ausbau von Windenergie. Grund dafür ist, dass durch die Verteilung der Windenergieanlagen anhand von lokalen sozial-ökologischen Belastungsgraden anstatt nach mittleren Windgeschwindigkeiten, die installierten Windenergieanlagen weniger effizient genutzt werden und dementsprechend weniger Strom über das Jahr erzeugen. Zusätzlich reduziert sich durch die Verteilung der Anlagen über mehr Regionen die Speicherleistung, wodurch sich die Gestehungskosten der

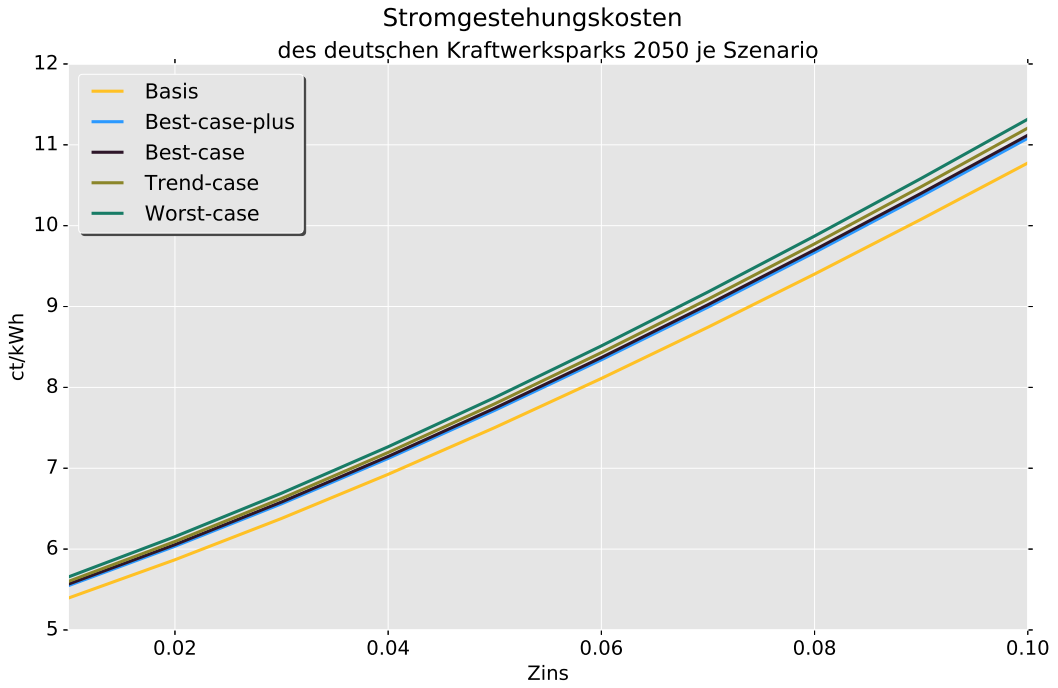


Abbildung 6.18: Stromgestehungskosten des Kraftwerksparks aller Szenarien in 2050. Variation des kalkulatorischen Zinssatzes von 1 % bis 10 %.

Speichertechnologien von Werten zwischen 13,67 ct/kWh und 23,72 ct/kWh im Basisszenario zu Kosten zwischen 14,94 ct/kWh und 25,93 ct/kWh im „Worst-case“ Szenario erhöhen.

Ein vergleichsweise großer Unterschied ist zwischen den Stromgestehungskosten des Basisszenarios und des „Best-case“ Szenarios erkennbar, wobei durch die Annahme eines höheren Zinssatzes der Unterschied zunimmt. Bei einem Zins von beispielsweise 6 % erhöhen sich die Stromgestehungskosten von 8,11 ct/kWh bei einen ökonomischen Ausbau im Basisszenario durch die Verteilung von Windenergieanlagen auf Basis einer gleichverteilten Belastung im „Best-case“ Szenario auf 8,37 ct/kWh. Bei einer 100 % erneuerbaren Stromversorgung führt dementsprechend eine Installation von Windenergieanlagen anhand von sozial-ökologischen Kriterien und die damit verbundene Nutzung von Windenergie auch in vergleichsweise weniger effizienten Regionen Deutschlands, zu um 3,2 % höheren Stromgestehungskosten des Kraftwerksparks als bei einer ökonomischen Verteilung der Anlagen. Im „Best-case plus“ Szenario werden bereits heute installierte Windenergieanlagen mitberücksichtigt. Demnach werden im „Best-case plus“ Szenario insgesamt mehr Windenergieanlagen nach ökonomischen Kriterien ausgebaut als im „Best-case“ Szenario. Im „Best-case plus“ Szenario liegen die Stromgestehungskosten mit 8,34 ct/kWh bei einem Zinssatz von 6 % dadurch um nur 2,8 % höher als im Basisszenario. Eine weitere Nutzung von Windenergie in den entsprechenden Regionen, die bereits heute ver-

Tabelle 6.11: Stromgestehungskosten je Szenario und Zinssatz in Deutschland

		Basis	Best-case-plus	Best-case	Trend-case	Worst-case
1 %	ct/kWh	5,39	5,55	5,57	5,60	5,66
2 %	ct/kWh	5,87	6,03	6,06	6,09	6,15
3 %	ct/kWh	6,38	6,56	6,58	6,63	6,69
4 %	ct/kWh	6,92	7,12	7,15	7,19	7,27
5 %	ct/kWh	7,50	7,72	7,74	7,80	7,87
6 %	ct/kWh	8,11	8,34	8,37	8,43	8,51
7 %	ct/kWh	8,74	8,99	9,02	9,09	9,18
8 %	ct/kWh	9,40	9,67	9,70	9,78	9,87
9 %	ct/kWh	10,08	10,37	10,40	10,48	10,58
10 %	ct/kWh	10,78	11,08	11,12	11,21	11,32

hältnismäßig viel Windenergie erzeugen, kann zur Entlastung anderer Regionen eine wichtige Rolle spielen, verändert allerdings nur geringfügig die Stromgestehungskosten im Vergleich zu einer gleichverteilten Belastung aller Regionen ohne den Erhalt derzeit installierter Windenergieanlagen.

Die Begrenzung des sozial-ökologischen Ausbaupotenzials von Onshore Windenergie innerhalb Deutschlands und der dadurch notwendige zusätzliche Ausbau von Offshore Windenergieleistung führt ebenfalls zu höheren Stromgestehungskosten als im Basisszenario. Im „Trend-case“ Szenario liegen bei einer Belastungsgrenze von 1,0 Einw./km^2 die Stromgestehungskosten bei einem kalkulatorischen Zinssatz von 6 % bei 8,43 ct/kWh. Somit liegen die Kosten im „Trend-case“ Szenario um 4,0 % über den Werten im Basisszenario. Im „Worst-case“ Szenario liegen die Stromgestehungskosten bei einer festgelegten sozial-ökologischen Belastungsgrenze von 0,7 Einw./km^2 mit demselben Zinssatz bei 8,51 ct/kWh und somit um 4,9 % über den Kosten des Basisszenarios. In den beiden Szenarien mit Belastungsgrenzen wird die Onshore Windenergieleistung ebenfalls nach gleichverteilter Belastung ausgebaut. Die im Vergleich zum „Best-case“ und „Best-case plus“ Szenario höheren Stromgestehungskosten lassen sich auf den höheren Anteil an installierten Offshore Windenergieanlagen zurückführen.

Der in Abbildung 6.18 dargestellte Vergleich der Stromgestehungskosten der verschiedenen Ausbauszenarien verdeutlicht, dass die Variation des kalkulatorischen Zinssatzes von 1 % bis 10 % die Kosten zur Erzeugung von Strom stärker beeinflusst als der Ausbau von Windenergie nach sozial-ökologischen Kriterien. Im Basisszenario steigen beispielsweise die Kosten von 7,50 ct/kWh auf 8,11 ct/kWh wenn 6 % anstatt 5 % für den kalkulatorischen Zinssatz angenommen werden. Ein um ein Prozentpunkt höherer Zinssatz führt demnach zu um 8 % höheren Stromgestehungskosten. Ein Zinssatz von 10 % im Vergleich zu 1 % führt zu einer Verdopplung der Kosten. Die im „Best-case“ Szenario umgesetzte Berücksichtigung sozial-ökologischer Belas-

tungen führt bei einem Zinssatz von 6 % zu 0,26 ct/kWh, d.h. zu um rund 3 % höheren Stromgestehungskosten im Vergleich zum Basisszenario. Dieselbe Preissteigerung bewirkt die Erhöhung des Zinssatzes um 0,4 % auf 6,4 %. Zinsvolatilitäten können die Kosten für die zukünftige Stromversorgung demnach gegebenenfalls weit mehr beeinflussen als die Berücksichtigung sozial-ökologischer Kriterien bei der Auswahl geeigneter Standorte für zukünftige Windenergieanlagen. Die Wahrscheinlichkeit, dass es zu Zinsvolatilitäten kommen kann, lässt sich durch heutige reale Daten stützen. Der von der deutschen Bundesbank festgesetzte durchschnittliche monatliche Abzinsungszinsatz bei einer Restlaufzeit von einem Jahr verringerte sich beispielsweise zwischen Juli 2016 und Dezember 2017 um 0,46 % (Deutsche Bundesbank, 2017). Die in dieser Arbeit ermittelten Auswirkungen der Integration sozial-ökologischer Kriterien bei der Windenergieverteilung auf die Kosten eines zukünftigen 100 % erneuerbaren Stromsystems in Deutschland erscheinen neben den möglichen ökonomischen Auswirkungen von variierenden Zinsen vergleichsweise gering.

Die Berücksichtigung lokaler gesellschaftlicher und ökologischer Kriterien kann dagegen gegebenenfalls die Umsetzungswahrscheinlichkeit von zukünftigen Windenergieprojekten im Vergleich zu einem rein ökonomisch getriebenen Ausbau erhöhen. Werden beispielsweise keine Maßnahmen ergriffen, um die lokale Bevölkerung an der Ausgestaltung des Windenergieausbaus zu beteiligen, so besteht die Möglichkeit, dass die Nutzung von Onshore Windenergie, als eine Hauptsäule der Energiewende, an sozial-ökologische Grenzen stößt. Eine Begrenzung des sozial-ökologischen Ausbaupotenzials von Onshore Windenergie würde eine in diesem Fall notwendige Kompensation der fehlenden Leistung durch alternative Technologien bedeuten. In den vorgestellten Ergebnissen wurden fehlende Onshore Windenergiekapazitäten durch Offshore Windenergieanlagen ersetzt, was zu einer Steigerung der Stromgestehungskosten um 4 % beziehungsweise 5 % führte.

Zusammenfassend lässt sich feststellen, dass ein Ausbau von Windenergie anhand von sozial-ökologischen anstatt von ökonomischen Kriterien je nach Szenario zu 3 %, 4 % oder 5 % höheren Stromgestehungskosten für das deutsche Energiesystem in 2050 führt. Trotz der Mehrkosten kann es aus volkswirtschaftlichen Gesichtspunkten sinnvoll erscheinen, in Akzeptanzmaßnahmen zu investieren, um das sozial-ökologische Ausbaupotenzial von Onshore Windenergie zu erweitern. Ein rein ökonomischer Ausbau erscheint aufgrund bestehender und voraussichtlich zunehmender Proteste nur bedingt umsetzbar. Die Beachtung sozial-ökologischer Faktoren beim Windenergieausbau kann zwar im Vergleich zu Mehrkosten führen, stellt allerdings wahrscheinlich eine der günstigsten Möglichkeiten dar, um eine Umsetzung der Energiewende grundsätzlich realisierbar zu machen.

6.5 Prüfung der Hypothesen

Auf Grundlage der dargestellten Ergebnisse werden im Folgenden die in Kapitel 3 aufgestellten Hypothesen überprüft.

- Es ist möglich, sozial-ökologische Kriterien in die Energiesystemmodellierung zu integrieren und plausible Entwicklungspfade aufzuzeigen.

Am Beispiel des Ausbaus von Onshore Windenergie in Deutschland wurde gezeigt, dass durch die Berücksichtigung der regionalen Belastung sozial-ökologische Kriterien in die Szenarienentwicklung und dadurch in die Energiesystemmodellierung integriert werden können. Eine Installation zukünftiger Windenergieanlagen innerhalb Deutschlands auf Basis sozial-ökologischer Kriterien als Verteilungskriterium erscheint neben einem ökonomischen Ausbau ebenfalls plausibel. Der entwickelte Belastungsgrad zur Abbildung der regionalen Belastung der Bevölkerung durch Windenergie stellt eine Möglichkeit dar, um lokale sozial-ökologische Gegebenheiten im Rahmen der Verteilung zukünftiger Erzeugungsanlagen in die Energiesystemmodellierung einzubinden. Die aufgestellte Hypothese wird demnach bestätigt.

- Die Einbindung sozial-ökologischer Kriterien in die Energiesystemmodellierung führt zu einer Umverteilung zukünftiger Onshore Windenergieanlagen und zeigt die Wirkung sozial-ökologischer Potenzialgrenzen für den Windenergieausbau in Deutschland auf.

Die Einbindung der sozial-ökologischen Belastung durch Windenergie in die Simulation des deutschen Stromsystems in 2050 hat gezeigt, dass im Vergleich zu einem ökonomischen Ausbau, zukünftige Windenergieanlagen gleichmäßiger über die deutsche Gesamtfläche verteilt werden. Eine Verteilung zukünftiger Windenergieanlagen innerhalb Deutschlands anhand von sozial-ökologischen Kriterien führt zu einer Umverteilung der installierten Gesamtleistung im Vergleich zu einer Verteilung nach ökonomischen Rahmenbedingungen. Die sozial-ökologische Bedingung einer gleichen Belastung in allen deutschen Landkreisen führt zu weniger ausgeprägten Flächennutzungen durch Windenergie. Bei einer sozial-ökologischen Verteilung von 98 GW an Onshore Windenergieleistung reduziert sich das maximale Verhältnis von für Windenergie genutzter Fläche zur Landkreisfläche um 61 % im Vergleich zu einem ökonomischen Ausbau. Im Basisszenario liegen bei einem ökonomischen Ausbau, im Jahr 2050 75 % der 402 deutschen Landkreise bei einer installierten Windenergieleistung pro Kreisfläche zwischen 0,14 und 0,40 MW/km^2. Demgegenüber weisen im „Best-case“ Szenario bei einer Verteilung anhand von gleichen Belastungen 75 % der Kreise eine installierte Leistung pro Fläche zwischen 0,06 und 0,29 MW/km^2

auf. Eine gleichverteilte Belastung führt dazu, dass im Vergleich zu einem ökonomischen Ausbau mehr Windenergie in Landkreisen mit hohen Flächenpotenzialen und einer geringen Bevölkerungsdichte ausgebaut wird. Zusätzlich wird in Regionen vergleichsweise weniger Windenergie installiert, in denen ein geringerer Anteil an Ausgleichsflächen, wie beispielsweise Naturschutzgebiete, zur Verfügung steht. Die Integration sozial-ökologischer Kriterien führt vor allem dazu, dass der Beitrag zur Energiewende in Form von installierter Windenergieleistung auf mehr Regionen innerhalb Deutschlands aufgeteilt wird. Dabei veranschaulicht die im „Best-case plus“ Szenario umgesetzte Berücksichtigung der bisher installierten Windenergie den verhältnismäßig hohen Beitrag, den einzelne Regionen bereits heute für die Energiewende leisten.

Die Ermittlung des technisch-ökonomischen Potenzials für Onshore Windenergie ergab ein gesamtdeutsches Leistungspotenzial von 618 GW. Eine Nutzung des gesamten technisch-ökonomischen Potenzials würde in 75 % der deutschen Landkreise zu sozial-ökologischen Belastungen von 4,38 bis zu 13,12 Einw./km^2 führen. Heute liegt die Belastung in 75 % der Kreise zwischen 0,02 und 0,66 Einw./km^2. Ein Ausbau von 98 GW bis 2050 führt im „Best-case“ Szenario unter der Prämisse einer gleichverteilten Belastung zu einem Belastungsgrad von 1,3 Einw./km^2 in allen deutschen Landkreisen. Auf Grundlage heutiger bereits existierender Akzeptanzprobleme wurde in dieser Arbeit angenommen, dass eine solche Belastung von 1,3 Einw./km^2 in allen deutschen Landkreisen wahrscheinlich nur unter hohem Engagement zur Einbindung der lokalen Gesellschaft realisiert werden kann. Diese Verteilung wurde als „Best-case“ Szenario bestimmt. Die Begrenzung der gleichverteilten Belastung ermöglicht es, sozial-ökologische Potenzialgrenzen für den Ausbau von Windenergie festzulegen. Anhand unterschiedlicher Erzählstränge hinsichtlich der zukünftigen Beteiligung der lokalen Bevölkerung bei der Planung und des Ausbaus der Windenergie in Deutschland wurden zwei Szenarien bestimmt: ein „Trend-case“ Szenario mit einer Belastungsgrenze von 1,0 Einw./km^2 und ein „Worst-case“ Szenario mit einer Grenze von 0,7 Einw./km^2. Die Begrenzung des sozial-ökologischen Ausbaupotenzials für Windenergie zeigte eine Reduktion des möglichen gesamtdeutschen Leistungspotenzials auf. Durch die in den Szenarien dieser Arbeit gesetzten Belastungsgrenzen ergab sich eine Minderung des gesamten Onshore Windenergiepotenzials von den technisch-ökonomischen 618 GW und den 98 GW im „Best-case“ Szenario auf 77 GW im „Trend-case“ und 54 GW im „Worst-case“ Szenario.

Die aufgestellte Hypothese wird bestätigt. Durch die Einbindung sozial-ökologischer Kriterien in die Szenarienentwicklung der Energiesystemmodellierung wurde eine Umverteilung zukünftiger Windenergieanlagen sichtbar. Mittels der Begrenzung der lokalen Belastung konnte die Wirkung sozial-ökologischer Potenzialgrenzen auf den zukünftigen Ausbau von Windenergie in Deutschland aufgezeigt werden.

- Eine Reduktion des Ausbaupotenzials von Onshore Windenergie aufgrund sozial-ökologischer Kriterien führt in einem vollständig erneuerbaren Stromversorgungsszenario zu höheren Kosten der Stromerzeugung in Deutschland.

Die Simulation eines 100 % erneuerbaren deutschen Stromsystems in 2050 hat gezeigt, dass je nach Windausbauszenario unterschiedliche Stromgestehungskosten ermittelt wurden. Bei derselben installierten Gesamtleistung liegen die Stromgestehungskosten in 2050 bei einem nach gleicher Belastung verteilten Ausbau im Vergleich zu einem ökonomischen Ausbau, aufgrund von einer weniger effizienten Standortnutzung, um 3 % höher. Die Integration sozial-ökologischer Kriterien führt demnach in diesem Fall zu höheren Kosten der Stromerzeugung in Deutschland. Es ist allerdings denkbar, dass Bemühungen, lokale sozial-ökologische Gegebenheiten zu berücksichtigen, zu einer höheren Umsetzungswahrscheinlichkeit der Energiewende führen kann. Ob dies der Fall ist, konnte im Rahmen der in dieser Arbeit durchgeführten Untersuchung nicht nachgewiesen werden. Demgegenüber konnte aufgezeigt werden, inwieweit, beispielsweise aufgrund von fehlenden Bemühungen, die Gesellschaft in den Ausbau von Windenergie mit einzubinden, sozial-ökologische Potenzialgrenzen erreicht werden können. Eine Begrenzung des Ausbaupotenzials führt dazu, dass für eine 100 % erneuerbare Stromversorgung alternative Erzeugungstechnologien genutzt werden müssen. Durch die Simulation konnte gezeigt werden, dass ein geringerer Anteil von Onshore Windenergie im Kraftwerkspark zu erhöhten Stromgestehungskosten führt. Bei einer Limitierung des sozial-ökologischen Ausbaupotenzials von Onshore Windenergie auf 77 GW erhöhen sich die Stromgestehungskosten des gesamten Kraftwerksparks in 2050 um 4 %, bei einer Potenzialgrenze von 54 GW um 5 % im Vergleich zu einem ökonomischen Ausbau von 98 GW Onshore Windenergie. Als Ausgleich zu der reduzierten Onshore Windenergieleistung wurde Offshore Windenergie als nächst günstigste und systemverträgliche Erzeugungstechnologie gewählt. Dadurch beeinflussen vor allem die Kostenannahmen für zukünftige Offshore Windleistung die Stromgestehungskosten der sozial-ökologischen Szenarien. Die ermittelten Stromgestehungskosten der einzelnen Erzeugungstechnologien in 2050 zeigten auf, dass bei einem 100 % erneuerbaren Stromsystem mit dem heutigen Kenntnisstand zu zukünftigen Kostenentwicklungen alle weiteren Technologien höhere Kosten aufweisen als Onshore und Offshore Windenergie.

Durch die Integration sozial-ökologischer Faktoren in die Energiesystemmodellierung am Beispiel von Entwicklungspfaden für den Windenergieausbau in Deutschland konnte deutlich gemacht werden, dass eine Investition in Akzeptanzmaßnahmen und eine damit verbundene umwelt- und gesellschaftsverträgliche Energiewende aus volkswirtschaftlicher Sicht plausibel ist. Ein alleinig ökonomischer Ausbau kann aufgrund der zu beobachtenden wahrscheinlich abnehmenden Akzeptanz von Windenergie gegebenenfalls nur erschwert umgesetzt werden. Demnach stellt die Beach-

tung sozial-ökologischer Faktoren beim Windenergieausbau trotz geringfügig höherer Kosten wahrscheinlich eine der günstigsten Möglichkeiten dar, um eine Umsetzung der Energiewende überhaupt realisieren zu können. Wird zukünftig die Windenergie innerhalb Deutschlands aus rein technischen und kurzfristig ökonomischen Gesichtspunkten ausgebaut, ist eine Reduzierung des sozial-ökologischen Ausbaupotenzials zu befürchten. Die bereits heute existierenden und wahrscheinlich zunehmenden Proteste gegen lokale Windenergieprojekte stützen diese These. Bei einem geringeren sozial-ökologischen Ausbaupotenzial für Onshore Windenergie entstehen durch die Kompensation der ausbleibenden Windeinspeisung durch alternative Erzeugungstechnologien höhere Kosten für das simulierte Stromsystem in 2050. Eine effiziente Nutzung des sozial-ökologischen Potenzials durch eine beispielsweise gleichmäßige Verteilung zukünftiger Anlagen führt im Vergleich zu einer Reduktion des Potenzials für Onshore Windenergie zu geringeren Mehrkosten für ein 100 % erneuerbares Stromsystem in Deutschland. Unter der Annahme, dass sich die modellierten sozial-ökologischen Begrenzungen in der Realität widerspiegeln, führt ein Windenergieausbau, der diese Grenzen verletzt durch eine Reduktion des nutzbaren Onshore Potenzials der Windenergie in Deutschland zu höheren Stromgestehungskosten bei einer 100 % regenerativen Stromversorgung. Insofern konnten die Simulationsrechnungen die Hypothese bestätigen.

7 Ausblick

7.1 Kritische Diskussion der Arbeit

In einem Vergleich von 30 Energieszenarien kommen Laugs und Moll (2017) zu dem Ergebnis, dass heutige Szenarien in der Darstellung möglicher Entwicklungspfade stark überlappen und nicht ansatzweise die gesamte Bandbreite möglicher zukünftiger Entwicklungen abgebildet wird. Verschiedene Weltanschauungen, Revolutionen oder Wendepunkte, die gänzlich abweichende zukünftige Visionen des Energiesystems verursachen können, werden in gegenwärtigen Studien nicht berücksichtigt. Stattdessen führte die Anwendung standardisierter Ansätze nach Einschätzung von Jefferson (2014) zu einer getrübten Vorstellungskraft und Realitätswahrnehmung, während eine Fokussierung auf komplexere zukunftsweisende Faktoren verhindert wurde. Die vorliegende Arbeit zieht ebenso keine gesellschaftsverändernden Ereignisse in Betracht, sondern orientiert sich an den technischen Möglichkeiten, die heute absehbar sind. Allerdings zeigen die Ergebnisse dieser Arbeit einen ersten Schritt auf, wie bisher vernachlässigte lokale gesellschaftliche und ökologische Kriterien in die etablierte Energiesystemmodellierung integriert werden können. Die entwickelte Methodik zur Berücksichtigung des lokalen sozial-ökologischen Effekts von Windenergie bei der regionalen Verteilung zukünftiger Anlagen erweitert dadurch die Bandbreite möglicher Entwicklungspfade der zukünftigen Stromversorgung in Deutschland. Die Szenarien bilden dabei durchaus nicht die tatsächliche Entwicklung ab. Dies ist auch nicht der Anspruch der Arbeit. Sie sollen vielmehr Möglichkeiten für eine alternative Zukunftsplanung auf Basis erweiterter Kriterien aufzeigen. Der Schwerpunkt liegt hierbei auf dem Ausbau von Windenergie, sodass sozial-ökologische Faktoren weiterer Erzeugungs- oder Speichertechnologien keine Berücksichtigung finden. Dass eine erste Integration sozial-ökologischer Faktoren am Beispiel der Windenergie gelungen ist, zeigt jedoch die grundsätzliche Machbarkeit auf, neben technischen und ökonomischen Kriterien auch qualitative sozial-ökologische Faktoren zu betrachten. Die entwickelte Methodik kann als Basis genutzt werden, um diese auf weitere Technologien zu übertragen.

Entwickelte Methodik zur Integration sozial-ökologischer Faktoren

Die Abbildung sozial-ökologischer Faktoren durch den entwickelten Belastungsgrad

ermöglicht es, den Effekt des Ausbaus von Windenergie auf die Bevölkerung darzustellen und als quantitatives Kriterium für die Verteilung zukünftiger Anlagen zu nutzen. Um eine mögliche Auswirkung von Erzeugungsanlagen auf die Umwelt und die Gesellschaft abzubilden, wurde ein mögliches Belastungsmaß bestimmt und die Auswirkungen einer Beschränkung des sozial-ökologischen Ausbaupotenzials auf der Basis dieses Belastungsmaßes simuliert. Anhand des in dieser Arbeit bestimmten Belastungsgrads lässt sich allerdings nicht die Akzeptanz von Windenergie bestimmen. Eine mögliche Methodik hierfür wäre beispielsweise die monetäre Bewertung gesellschaftlicher Akzeptanz. Eine solche monetäre Bewertung ist allerdings vor allem bei der Erstellung von Zukunftspfaden nur bedingt umsetzbar. Die Abschätzung von Zahlungsbereitschaften für oder gegen den Bau bestimmter Erzeugungstechnologien ist eine mögliche Herangehensweise, die durch repräsentative und umfangreiche Umfragen durchgeführt werden kann. Solche Zahlungsbereitschaften hängen allerdings, wie die Akzeptanz an sich, stark von lokalen Schlüsselakteuren, politischen Rahmenbedingungen und regionsspezifischen Erfahrungen ab. Eine Projektion solcher Bewertungen der Akzeptanz auf Basis heutiger Befragungen auf die Zukunft ist aus diesem Grund mit großen Unsicherheiten behaftet. Der entwickelte Belastungsgrad stellt dahingehend einen möglichen Maßstab für die sozial-ökologische Belastung durch Windenergieanlagen dar, der nicht grundsätzlich mit der Akzeptanz gleichzusetzen ist. Der Belastungsgrad ist nicht kurzfristigen Stimmungen und Meinungen unterworfen, sondern basiert auf einer Gleichverteilung physischer Belastungen, welche grundlegende Bedingungen für die Akzeptanz darstellen. Dadurch greift er grundsätzlichere Stellgrößen auf, anstatt kurzfristigen Meinungsschwankungen zu unterliegen. Mit dem Belastungsgrad wird eine Grundlage geschaffen, einen umwelt- und gesellschaftsverträglichen Ausbau von Windenergie transparent zu gestalten. Inwieweit der in dieser Arbeit entwickelte Belastungsgrad Einfluss auf die gesellschaftliche Akzeptanz nimmt, konnte allerdings nicht gezeigt werden und ist noch zu prüfen.

Bei dem entwickelten Belastungsgrad ist indessen zu beachten, dass dieser im Rahmen dieser Arbeit aus nur zwei Faktoren, dem Anteil an für Windenergie genutzter Kreisfläche und der Bevölkerungsdichte gebildet wird. Durch diese beiden quantitativ für ganz Deutschland abbildbaren Kriterien werden indirekt ansatzweise auch die Belastung des Landschaftsbildes, von Naturschutzflächen und der Gesundheit dargestellt. Weitere Einflussfaktoren, wie die bisherige Erfahrung mit Windenenergieprojekten und Partizipationskonzepten, die Herkunft der ProjektplanerInnen und Investoren, die Höhe der spezifischen Anlagen oder die Rolle lokaler Schlüsselakteure werden nicht abgebildet. Für eine Erweiterung des bisher auf zwei Faktoren basierenden Belastungsgrads sind zusätzliche qualitative Untersuchungen von einer repräsentativen Anzahl an Einzelregionen notwendig. Der Belastungsgrad stellt

aus diesem Grund nur eine erste Basis dar, wie methodisch eine Integration sozial-ökologischer Faktoren in die Modellierung funktionieren kann. Mithilfe weiterer Untersuchungen kann dieser durch zusätzliche Einflussfaktoren ergänzt werden, sodass der sozial-ökologische Effekt von Windenergie genauer abgebildet und an regionale Unterschiede angepasst werden kann.

Weiterhin ist darauf hinzuweisen, dass die Verwendung der deutschen Landkreise als Ebene für die Erhebung der Daten des Belastungsgrads und die darauf aufbauende Verteilung zukünftiger Windenergieanlagen zu regionalen Verzerrungen führt. Durch die Aggregation der für Windenergie genutzten Fläche und der Bevölkerungsdichte auf Kreisebene wird die Verteilung dieser Fläche und der Bevölkerung innerhalb der Landkreise nicht abgebildet. So weisen im „Best-case“ Szenario stadtnahe Landkreise mit hohen Flächenanteilen durch die vergleichsweise geringe Bevölkerungsdichte und den sich dadurch ergebenden relativ geringen Belastungsgraden einen vergleichbar hohen Ausbau von Windenergieanlagen auf. Diese Regionen sind jedoch eng an die benachbarten Städte gebunden, sodass sich die Bevölkerungsdichte des Landkreises auf das direkte Umland des Stadtkreises oder der kreisfreien Stadt konzentriert. Durch die Aggregation der Daten auf Landkreisebene wird diese stadtnahe Besiedlung nicht berücksichtigt. Regionen, die beispielsweise nicht als einzelner Kreis, sondern inklusive der Stadt als Stadtkreis definiert werden, weisen wie kreisfreie Städte durch die hohe Bevölkerungsdichte und geringen Flächenpotenziale nur geringe Ausbauzahlen auf. Die Erfassung der Daten auf der detaillierteren Ebene der deutschen Gemeinden, die eine genauere Abbildung der regionalen Verteilung der Bevölkerung und der Potenzialflächen erlauben würde, wurde aufgrund mangelnder Datenverfügbarkeit nicht weiter verfolgt. Eine weitere Herangehensweise für die exaktere Abbildung der deutschen Siedlungsstruktur ist die Übertragung der Kreisdaten mithilfe von georeferenzierten Informationen zu bebauten Flächen und Siedlungen auf definierte Rasterfelder. Da die Prognose zukünftiger Standorte für Windenergieanlagen nicht Ziel der entwickelten Methodik ist, sondern vielmehr grundsätzlich die Möglichkeit einer quantitativen Abbildung sozial-ökologischer Kriterien aufgezeigt werden soll, wurde eine solche Rasterbildung nicht durchgeführt. Um den verzerrenden Effekt durch die Städte zu verringern, wäre allerdings eine solche Rasterbildung hilfreich. Mögliche zukünftige Entwicklungen der Bevölkerung, wie beispielsweise eine Abnahme in ländlichen und Zunahme in städtischen Gebieten, wurden für die Szenarienentwicklung bis 2050 nicht berücksichtigt. Der Zielkonflikt zwischen regionaler Auflösung, Verfügbarkeit von Daten und der Berechenbarkeit wurde im Rahmen dieser Arbeit durch die Verwendung der Landkreisebene gelöst.

Abschließend ist zu der entwickelten Methodik zur Integration sozial-ökologischer Faktoren in die Energiesystemmodellierung nochmals ausdrücklich darauf hinzuweisen, dass durch den Belastungsgrad nicht die lokale Akzeptanz von Windenergiepro-

jekten, sondern ein Indikator für mögliche Effekte von Windenergie auf die Umwelt und die Gesellschaft berechnet wird. Hierbei ist es wichtig, die Belastungsgrade pro Landkreis jeweils mit der Situation vor Ort ins Verhältnis zu setzen. Teilweise kann in Regionen mit vergleichsweise hohen Belastungsgraden aufgrund von langer Erfahrung, positiven Effekten für die lokale Wirtschaft oder gelungenen Ansätzen zur Beteiligung der lokalen Bevölkerung eine positive Akzeptanz gegenüber der Windenergie festgestellt werden. Demgegenüber führen in manchen Regionen bereits geringe Belastungen zu hohen Akzeptanzproblemen, da diese beispielsweise bereits durch andere Infrastrukturen stark belastet sind oder keinen ausreichenden Nutzen aus dem Bau von Windenergie ziehen. Der Belastungsgrad wird in verschiedenen Situationen und Gegenden unterschiedlich wahrgenommen und gibt keine Auskunft über die Akzeptanz in einer Region. Die entwickelte Methodik reicht demnach nicht aus, um gesellschaftlich akzeptierte Ausbaupfade der Energiewende festzulegen.

Simulation des deutschen Stromsystems 2050

Die Ergebnisse der Simulation eines 100 % erneuerbaren Stromsystems unter Berücksichtigung der sozial-ökologischen Effekte von Windenergie in Deutschland verdeutlichen, dass auch unter der Prämisse einer gleichmäßigen Verteilung der Anlagen ein solches System im Jahr 2050 möglich und auch volkswirtschaftlich argumentierbar ist. Die Berücksichtigung lokaler sozial-ökologischer Faktoren ermöglicht es, neben rein ökonomisch getriebenen, auch sozial-ökologische Entwicklungspfade und deren Auswirkungen auf das Gesamtsystem offenzulegen und zukünftige Ausbaumaßnahmen daran auszurichten. Die Planung zukünftiger Stromtrassen oder der Ausbau von Speichern wird stark von Simulationsergebnissen zukünftiger Energiesysteme geprägt. Der in dieser Arbeit umgesetzte sozial-ökologische Ausbau kann im Gegensatz zu einer ökonomischen Verteilung zukünftiger Windenergieanlagen eventuell zu einer anderen Netzausbauplanung führen. Diese Fragestellung wurde in der vorliegenden Arbeit nicht untersucht, kann allerdings im Rahmen von weiteren Forschungsschritten mithilfe eines detaillierten Netzmodells analysiert werden.

Durch die Begrenzung des sozial-ökologischen Ausbaupotenzials für Onshore Windenergie wird aufgezeigt, welche Rolle der Ausbau von Windenergie für ein 100 % erneuerbares Stromsystem spielt. Wenn aufgrund von fehlender Akzeptanz nur geringere sozial-ökologische Belastungen vertretbar sind, kann sich das Ausbaupotenzial für Windenergie verringern. Die Nutzung anderer Erzeugungstechnologien als Alternative erhöht die Stromgestehungskosten der Stromerzeugung. Die Stromgestehungskosten des Basisszenarios mit einem ökonomischen Ausbau von 98 GW Onshore und 27 GW Offshore Windenergie liegen bei einem Zinssatz von beispielsweise 6 % um 0,4 ct/kWh unterhalb der Kosten für die Stromerzeugung im „Worst-case“ Szenario mit einem sozial-ökologischen Ausbau von 54 GW Onshore und 53 GW

Offshore Windenergie. Auf Grundlage dieser Ergebnisse ist festzustellen, dass sich zur Erreichung des Ziels einer vollständig erneuerbaren Stromversorgung die Investition in Akzeptanzmaßnahmen, wie beispielsweise die finanzielle Beteiligung der BürgerInnen, auszahlen können. Allerdings wurde im Rahmen dieser Arbeit nicht untersucht, wie hoch Investitionen in Akzeptanzmaßnahmen heute oder in Zukunft sein sollten und inwieweit solche Investitionen Einfluss auf die gesellschaftliche Akzeptanz nehmen können.

Als Grenze der Simulation ist anzumerken, dass nur das Stromsystem unabhängig vom Wärme- und Verkehrssektor simuliert wurde. Eine wahrscheinliche zusätzliche Elektrifizierung des Wärme- und Verkehrssektors ist nicht beinhaltet. Sollte es in Zukunft zu einem stark zunehmenden Strombedarf im Wärme- und Verkehrssektor kommen, so wären im Jahr 2050 für eine 100 % regenerative Stromversorgung weit mehr Erzeugungsanlagen notwendig, um die erhöhte Stromnachfrage decken zu können. In den Szenarien dieser Arbeit wurde der heutige Stromverbrauch auch für das Zieljahr 2050 angenommen. Bei einer höheren Stromnachfrage müsste als ein Bestandteil zukünftiger regenerativer Erzeugungsanlagen auch die Gesamtleistung an Windenergie ansteigen. Eine höhere Gesamtleistung an Onshore Windenergie würde sowohl bei einem ökonomischen als auch bei einem nach Belastung gleichverteilten Ausbau zu höheren regionalen Belastungsgraden führen. Unter der Annahme der in dieser Arbeit festgelegten Begrenzung des sozial-ökologischen Potenzials müsste im Fall einer höheren Stromnachfrage mehr Strom durch alternative Technologien bereitgestellt werden. Die Kosten für die Stromerzeugung im Jahr 2050 würden in diesem Fall die ermittelten Stromgestehungskosten der Szenarien in dieser Arbeit übersteigen.

Im Rahmen der in dieser Arbeit betrachteten Langfristszenarien erscheint es angemessen, die Ergebnisse in Form von installierten Leistungen in MW, Belastungsgraden in Einw./km^2 oder Kosten in Euro nicht in ihrer absoluten Größe zu betrachten. Die zeitliche Entfernung zum Zieljahr 2050 bringt eine Vielzahl an möglichen Unsicherheiten mit sich, wodurch die genannten Werte vielmehr in ihrer Relation untereinander und als signifikante Tendenzen zu sehen sind.

7.2 Anschließende Forschungsfragen

Die entwickelte Methodik zur Integration sozial-ökologischer Faktoren in die Energiesystemmodellierung am Beispiel von Entwicklungspfaden der Windenergie in Deutschland legt die Grundlage für weitere Forschungsschritte, um lokale ökologische und gesellschaftliche Aspekte frühzeitig in die Planung der Energiewende einzubeziehen. Diese frühzeitige Einbeziehung erweist sich zunehmend als entscheidender Faktor

für das Gelingen einer ökonomisch darstellbaren Energiewende. Aufbauend auf den erläuterten Ergebnissen können relevante weitere Forschungsfragen identifiziert werden, um die Methodik sowohl auf technischer als auch auf sozialwissenschaftlicher Seite weiterzuentwickeln und für partizipative Prozesse nutzbar zu machen.

Zunächst sind die beiden Kriterien zur Bestimmung des sozial-ökologischen Belastungsgrads um weitere Faktoren zu erweitern. Als Herausforderung konnte hierbei die Verfügbarkeit von Informationen zu (i) regionsspezifischen Akzeptanzsituationen, (ii) zu Einflussfaktoren auf die Akzeptanz und (iii) zu Erfahrungen zu Beteiligungskonzepten identifiziert werden. Inwieweit beispielsweise eine finanzielle Beteiligung der Bevölkerung an Windenergieanlagen einen positiven Einfluss auf die gesellschaftliche Akzeptanz ausüben kann, ist nur auf Basis ausreichend verfügbarer Daten ermittelbar. Da bisher keine öffentlich zugängliche Betreiberdatenbank für Windenergieanlagen existiert, wird als notwendiger weiterer Forschungsschritt die Erstellung einer solchen Datenbank identifiziert, die alle Windenergieanlagen in Deutschland beinhaltet und nach EigentümerInnen differenziert. Um Aussagen darüber treffen zu können, inwieweit positive Erfahrungen mit finanziellen Beteiligungskonzepten gemacht wurden und ob in Regionen, die direkt vom Ausbau von Windenergie profitieren, höhere Belastungen akzeptiert werden, sind eine Vielzahl qualitativer Untersuchungen von Einzelregionen notwendig. Auf Grundlage solcher Untersuchungen kann geprüft werden, in welchem Maß die Höhe des regionalen Belastungsgrads die gesellschaftliche Akzeptanz beeinflusst.

Aus diesem Grund wird als weiterer Forschungsschritt die strukturierte Sammlung von sozialwissenschaftlichen Forschungsergebnissen zur weiteren Verwertung für zusätzliche Auswertungen identifiziert. Hierbei erscheint es ratsam ein einheitliches Konzept zu entwickeln, welche Informationen und vor allem in welcher Form diese gesammelt und verfügbar gemacht werden sollten. Dabei können ebenfalls Ergebnisse zu Erfahrungen mit Windenergieprojekten an sich, Reaktionen auf externe ProjektentwicklerInnen oder Investoren und gewonnene Erkenntnisse der Beteiligung beim Planungsverfahren strukturiert aufgenommen werden. Generell erscheint die Ausweitung interdisziplinärer Forschungsansätze und die Reduktion von Barrieren zwischen den Disziplinen für die weitere Forschung hilfreich, wie sie bereits von Metzger und Zare (1999) und Owens und Driffill (2008) für die Bewertung gesellschaftlicher Grenzen und für eine konstruktive Kommunikation und Zusammenarbeit empfohlen wurden.

Zur Verbesserung der geografischen Präzision wird die Übertragung aller auf Landkreisebene verfügbarer Informationen auf kleinere Rasterfelder, als weiterer Schritt zur Verfeinerung der entwickelten Methodik, identifiziert. Ebenso besteht die Möglichkeit, die entwickelte Methodik auf weitere Länder auszuweiten. Es erscheint sinn-

voll, den für Windenergie entwickelten Belastungsgrad auf weitere Technologien zu übertragen. Hierfür sind für jede Technologie die entsprechenden sozial-ökologischen Einflussfaktoren zu identifizieren und quantitativ für ganz Deutschland verfügbar zu machen. Die Bestimmung des Belastungsgrads unterscheidet sich je nach Erzeugungstechnologie. Zum Beispiel entstehen für den Ausbau der Photovoltaik Belastungen, wahrscheinlich hauptsächlich bei Freiflächenanlagen. Bei der Nutzung von Biomasse ist neben den Erzeugungsanlagen auch der Flächenverbrauch für den Anbau von Energiepflanzen zu berücksichtigen. Für die Identifizierung von Schlüsselfaktoren kann auf Ergebnisse sozialwissenschaftlicher Untersuchungen zurückgegriffen werden.

Für die Einbindung der Gesellschaft in die Planung des zukünftigen Energiesystems bietet die Nutzung der entwickelten Methodik als Partizipationsinstrument bei der Szenarienentwicklung Potenzial für weiterführende Forschungsansätze. Die Darstellung von regional verfügbaren Potenzialflächen und von bestehenden sowie maximalen sozial-ökologischen Belastungen durch Windenergie kann beispielsweise in Gemeinde- oder Kreisversammlungen genutzt werden, um den regionalen Beitrag zur Energiewende mit anderen Regionen Deutschlands vergleichbar zu machen. Die Möglichkeit der Darstellung aller regionalen Belastungen mithilfe von geografischen Karten kann somit als Hilfsmittel zum Vergleich zwischen Regionen dienen. Mithilfe des Belastungsgrads können beispielsweise im Rahmen der Regionalplanung maximale sozial-ökologische Belastungen definiert werden. Auf Grundlage solcher maximalen Belastungen können somit regionale Ziele für den Ausbau regenerativer Erzeugungstechnologien bestimmt werden. So kann der Belastungsgrad zum einen dazu beitragen, ein Verständnis für den Beitrag jeder Region für die Energiewende zu vermitteln und zum anderen als Messinstrument herangezogen werden, um Landkreise untereinander zu vergleichen. Ein solcher Vergleich kann gegebenenfalls eine Grundlage bilden, um die lokale Bevölkerung aktiv an der Entwicklung von regionalen Ausbauzielen zu beteiligen. Die zuvor erwähnte Übertragung des Belastungsgrads auf weitere Technologien erscheint für die Definition solcher Ausbauziele als zielführend.

Schuitema und Sintov (2017) plädieren, wie viele andere WissenschaftlerInnen auch, für eine umfassendere interdisziplinäre Forschungslandschaft. In dieser Arbeit wurde ein interdisziplinärer Ansatz entwickelt, um sozialwissenschaftliche Aspekte und Ingenieursinformatik miteinander zu verknüpfen. Die entwickelte Methodik, sozial-ökologische Kriterien in die Energiesystemmodellierung zu integrieren, leistet somit einen wissenschaftlichen Beitrag zur Erweiterung der interdisziplinären Forschungslandschaft. Bei stetig steigender Energienachfrage können zunehmend Wechselwirkungen zwischen Energieversorgung, Gesellschaft und Natur beobachtet werden. Es erscheint sinnvoll, die Energieversorgung nicht unabhängig von diesen Aspekten zu

betrachten und zu planen. Häufig orientieren sich politische Entscheidungen in Bezug auf die Gestaltung des zukünftigen Energiesystems an Simulationsergebnissen. Die in dieser Arbeit entwickelte Methodik bietet einen ersten Ansatz, um neben technischen und ökonomischen Kriterien auch lokale sozial-ökologische Aspekte in Simulationsrechnungen berücksichtigen zu können. Dadurch kann eine Möglichkeit geschaffen werden, auch gesellschaftliche Belange in technisch-ökonomisch orientierte politische Entscheidungen einfließen zu lassen.

Es erscheint naheliegend, dass Energiesystemmodelle, die für politische Entscheidungsfindungen genutzt werden, gewissen Transparenzstandards unterliegen. Für die Simulation des zukünftigen Stromsystems in Deutschland wurden in dieser Arbeit nur frei verfügbare Daten und Open Source Software verwendet. Der Gebrauch von Open Source und Open Data begünstigt die Transparenz der entwickelten Methodik und ermöglicht die wissenschaftliche Weiterverwertung der Ergebnisse. Eine Nutzung geschlossener Modelle mit intransparenten Annahmen führt dagegen laut Pfenninger (2017) zur Verbreitung von Misstrauen. Der Einsatz von frei verfügbaren Daten und Software kann dagegen dazu beitragen Misstrauen in der Gesellschaft zu verringern. Das Gelingen einer gesellschaftlich akzeptierten Energiewende kann durch weitere Bestrebungen hinsichtlich interdisziplinärer Ansätze und der Offenlegung von Annahmen, Modellen und Daten unterstützt werden. Die Verwendung von Open Source Software und Open Data kann in Bezug auf Transparenz und Reproduzierbarkeit einen neuen Standard in der Forschungslandschaft einnehmen.

Literaturverzeichnis

50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, und TransnetBW GmbH (2014a). *Netzentwicklungsplan Strom 2014.* Zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. Online Verfügbar unter: `http://www.netzentwicklungsplan.de/netzentwicklungsplan-2014-zweiter-entwurf` [abgerufen am 23. Februar 2015].

50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, und TransnetBW GmbH (2014b). *Offshore-Netzentwicklungsplan. Zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber.* Online Verfügbar unter: `https://www.netzausbau.de/SharedDocs/Downloads/DE/2025/NEP/O-NEP2025_UENB-Entwurf2a.pdf?__blob=publicationFile` [abgerufen am 11. August 2015].

50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, und TransnetBW GmbH (2014c). *Regionalisierungsmethodik Erneuerbarer Energien für das Szenario B 2024 im Netzentwicklungsplan Strom 2014, 2. Entwurf.* Grundlage für das Szenario B 2024. Online Verfügbar unter: `http://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/media/documents/Erl%C3%A4uterung_Regionalisierung_NEP_2014.pdf` [abgerufen am 23. Februar 2015].

50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, und TransnetBW GmbH (2016). *Netzentwicklungsplan Strom 2030, Version 2017.* Erster Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. Online Verfügbar unter: `https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/NEP_2030_1_Entwurf_Teil1_0.pdf` [abgerufen am 23. Oktober 2017].

acatech (2015). *Mit Energieszenarien gut beraten. Anforderungen an wissenschaftliche Politikberatung.* acatech - Deutsche Akademie der Technikwissenschaften. Online Verfügbar unter: `https://www.leopoldina.org/uploads/tx_leopublication/2015_12_Stellungnahme_Energieszenarien.pdf` [abgerufen am 25. Oktober 2016].

AEE (2012). *Strom speichern.* Agentur für Erneuerbare Energien e.V. Online Verfügbar unter: `http://www.unendlich-viel-energie.de/media/file/160.57_`

Renews_Spezial_Strom_speichern_mar13_online.pdf [abgerufen am 26. April 2016].

AEE (2014). *Studienvergleich: Stromgestehungskosten verschiedener Erzeugungstechnologien*. Agentur für Erneuerbare Energien e.V. Online Verfügbar unter: http://www.forschungsradar.de/fileadmin/content/bilder/Vergleichsgrafiken/Stromgestehungskosten_okt2014/AEE_Dossier_Studienvergleich_Stromgestehungskosten_sep14.pdf [abgerufen am 11. November 2016].

AEE (2015). *Akzeptanzumfrage 2015: Die deutsche Bevölkerung will mehr Erneuerbare Energien*. Agentur für Erneuerbare Energien e.V. Online Verfügbar unter: https://www.unendlich-viel-energie.de/media/file/416.AEE_RenewsKompakt_Akzeptanzumfrage2015.pdf [abgerufen am 21. November 2015].

AGEB (2016). *Bruttostromerzeugung in Deutschland ab 1990 nach Energieträgern*. Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V. Online Verfügbar unter: http://www.ag-energiebilanzen.de/ [abgerufen am 12. Juli 2016].

Agora (2014). *Stromspeicher in der Energiewende. Untersuchung zum Bedarf an neuen Stromspeichern in Deutschland für den Erzeugungsausgleich, Systemdienstleistungen und im Verteilnetz*. Agora Energiewende. Online Verfügbar unter: https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/downloads/publikationen/Studien/Speicher_in_der_Energiewende/Agora_Speicherstudie_Web.pdf [abgerufen am 08. Januar 2018].

Aitken, M. (2010). Why we still don't understand the social aspects of wind power: A critique of key assumptions within the literature. *Energy Policy*, 38(4):1834–1841.

Alarcon-Rodriguez, A. und Graham Ault, S. G. (2010). Multi-objective planning of distributed energy resources: A review of the state-of-the-art. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 14(5):1353–1366.

Albig, T. (2016). Regierungserklärung von Ministerpräsident Torsten Albig. 08. Juni 2016 im Schleswig-Holsteinischen Landtag. Online Verfügbar unter: http://www.schleswig-holstein.de/DE/Landesregierung/I/Ministerpraesident/Reden/regierungserklaerungen/160608_Regerkl_MP_Windenenergie.html [abgerufen am 25. März 2017].

Allan, G., Eromenko, I., Gilmartin, M., Kockar, I., und McGregor, P. (2015). The economics of distributed energy generation: A literature review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 42:543–556.

Arndt, M., Formowitz, B., Gampe, D., Günzel, J., Hiendlmeier, S., Kilburg, S., Kopfinger, M., Krapf, G., Leuchtweis, C., Müller, T., Materne, F., Pillichshammer, C.,

Pour-Sartip, K., Schröter, C., Schulte, U., Wagner, R., und Zettinig, C. (2014). *Akzeptanz für Erneuerbare Energien – Ein Leitfaden.* C.A.R.M.E.N. e.V. Online Verfügbar unter: `https://www.carmen-ev.de/files/Sonne_Wind_und_Co/Akzeptanz/Akzeptanzbroschuere.pdf` [abgerufen am 16. Oktober 2016].

Arntzen, H. (2014). Experteninterview mit Holger Arntzen von der windcomm Schleswig-Holstein e.V. im Rahmen des Forschungsprojektes VerNetzen. Durchgeführt am 26.06.2014 von Marion Christ (Europa-Universität Flensburg) und Melanie Degel (IZT Berlin) in Husum.

Ascough II, J., Maier, H., Ravalico, J., und Strudley, M. (2008). Future research challenges for incorporation of uncertainty in environmental and ecological decision-making. *Ecological Modelling*, 219(3–4):383–399.

az-online.de (2014). Widerstand gegen vier neue Anlagen. Allgemeine Zeitung, Altmark Zeitung, Isenhagener Kreisblatt. 15.02.2014. Online Verfügbar unter: `https://www.az-online.de/altmark/kalbe/widerstand-gegen-vier-neue-anlagen-kalbe-3366969.html` [abgerufen am 09. Oktober 2017].

Bale, C. S., Varga, L., und Foxon, T. J. (2015). Energy and complexity: New ways forward. *Applied Energy*, 138:150–159.

Baležentis, T. und Streimikiene, D. (2017). Multi-criteria ranking of energy generation scenarios with Monte Carlo simulation. *Applied Energy*, 185:862–871.

BauGB (1960). *Baugesetzbuch (BauGB).* Neugefasst durch Bek. v. 23.9.2004 I 2414; Zuletzt geändert durch Art. 6 G v. 20.10.2015 I 1722. Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz.

BayBo (2007). *Bayerische Bauordnung (BayBo).* In der Fassung der Bekanntmachung vom 14. August 2007 (GVBl. S. 588, BayRS 2132-1-I), die zuletzt durch § 3 des Gesetzes vom 24. Juli 2015 (GVBl. S. 296) geändert worden ist. Bayerische Staatskanzlei.

Bazilian, M., Rice, A., Rotich, J., Howells, M., DeCarolis, J., Macmillan, S., Brooks, C., Bauer, F., und Liebreichk, M. (2012). Open source software and crowdsourcing for energy analysis. *Energ Policy*, 49:149–153.

Baños, R., Manzano-Agugliaro, F., Montoya, F., Gil, C., Alcayde, A., und Gómez, J. (2011). Optimization methods applied to renewable and sustainable energy: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 15(4):1753 – 1766.

BBPlG (2013). *Gesetz über den Bundesbedarfsplan.* Bundesbedarfsplangesetz vom 23. Juli 2013 (BGBl. I S. 2543; 2014 I S. 148, 271), das zuletzt durch Artikel 12 des Gesetzes vom 26. Juli 2016 (BGBl. I S. 1786) geändert worden ist. Deutscher Bundestag.

Bechberger, M. und Reiche, D. (2004). Renewable energy policy in Germany: pioneering and exemplary regulations. *Energy for Sustainable Development*, 8(1):47–57.

Becker, S., Bues, A., und Neumann, M. (2014). *Die Analyse lokaler energiepolitischer Konflikte und das Entstehen neuer Organisationsformen: Theoretische Zugänge und aktuelle Herausforsderungen.* EnerLOG, Erkner/Freiburg/Potsdam: Leibniz-Institut für Regionalentwicklung und Strukturplanung/Local Governments for Sustainability/ZukunftsAgentur Brandenburg. Online Verfügbar unter: `https://www.zab-energie.de/de/system/files/media-downloads/EnerLOG%20Working%20Paper%201-7941.pdf` [abgerufen am 12. Juli 2016].

BEE (2016). *BEE-Stellungnahme zum Entwurf eines Gesetzes zur Einführung von Ausschreibungen für Strom aus erneuerbaren Energien und zu weiteren Änderungen des Rechts der erneuerbaren Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG 2016) der Bundesregierung.* Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. Online Verfügbar unter: `https://www.bee-ev.de/fileadmin/Publikationen/Positionspapiere_Stellungnahmen/20160630_BEE-Stellungnahme_zum_Gesetzentwurf_der_Bundesergierung_EEG_2016.pdf` [abgerufen am 07. März 2017].

Benesty, J., Chen, J., Huang, Y., und Cohen, I. (2009). *Noise Reduction in Speech Processing.* Springer, Berlin Heidelberg.

Berkhout, F., Hertin, J., und Jordan, A. (2002). Socio-economic futures in climate change impact assessment: using scenarios as 'learning machines'. *Global Environmental Change*, 12(2):83–95.

BfN (2015). WFS Layer der Schutzgebiete von Deutschland. Bundesamt für Naturschutz. Online Verfügbar unter: `http://geodienste.bfn.de/schutzgebiete/` [abgerufen am 18. März 2015].

Bhattacharyya, S. C. und Timilsina, G. R. (2010). A review of energy system models. *International Journal of Energy Sector Management*, 4(4):494–518.

Biberacher, M. (2008). GIS-based modeling approach for energy systems. *International Journal of Energy Sector Management*, 2(3):368–384.

BImSchG (1974). *Gesetz zum Schutz vor schädlichen Umwelteinwirkungen durch Luftverunreinigungen, Geräusche, Erschütterungen und ähnliche Vorgänge (Bundes-Immissionsschutzgesetz - BImSchG).* Bundes-Immissionsschutzgesetz in der Fassung der Bekanntmachung vom 17. Mai 2013 (BGBl. I S. 1274), das durch Artikel 3 des Gesetzes vom 26. Juli 2016 (BGBl. I S. 1839) geändert worden ist. Deutscher Bundestag.

Biresselioglu, M. E., Kilinc, D., Onater-Isberk, E., und Yelkenci, T. (2016). Estimating the political, economic and environmental factors' impact on the installed wind capacity development: A system GMM approach. *Renewable Energy*, 96:636–644.

BKG (2009). ATKIS Basis-DLM in UTM Abbildungen. Bundesamt für Kartographie und Geodäsie. Online Verfügbar unter: `http://www.bkg.bund.de/nn_184086/DE/Aktu/01Meldungen/M2009/090107ATKIS_20in_20UTM.html` [abgerufen am 2. November 2015].

BKG (2015a). Das Dienstleistungszentrum. Bundesamt für Kartographie und Geodäsie. Online Verfügbar unter: `http://www.geodatenzentrum.de/geodaten/gdz_rahmen.gdz_div?gdz_spr=deu&gdz_user_id=0&gdz_akt_zeile=7&gdz_anz_zeile=1` [abgerufen am 26. Oktober 2015].

BKG (2015b). Digitales Landschaftsmodell 1:250000. Bundesamt für Kartographie und Geodäsie. Online Verfügbar unter: `http://sg.geodatenzentrum.de/web_download/dlm/dlm250-aaa/dlm250-aaa.pdf` [abgerufen am 1. November 2015].

BKG (2015c). Verwaltungsgebiete 1 : 250000 - VG250 und VG250-EW. Bundesamt für Kartographie und Geodäsie. Online Verfügbar unter: `http://sg.geodatenzentrum.de/web_download/vg/vg250_3112/vg250_3112.pdf` [abgerufen am 26. Oktober 2015].

Bloomberg (2017). *Global trends in clean energy investment*. Bloomberg New Energy Finance. Online Verfügbar unter: `http://www.indiaenvironmentportal.org.in/files/file/BNEF-Clean-energy-investment.pdf` [abgerufen am 07. März 2017].

BMUB (2016). Hendricks startet Dialog zum Klimaschutzplan 2050. Pressemitteilung, Nr. 152/15. Online Verfügbar unter: `www.bmub.bund.de/N51999/` [abgerufen am 12. Juli 2016].

BMWi (2010). *Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung*. Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie. Online Verfügbar unter: `https://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/E/energiekonzept-2010,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf` [abgerufen am 11. Juli 2016].

BMWi (2016a). EEG-Novelle 2017. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Online Verfügbar unter: `https://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/E/eeg-novelle-2017-eckpunkte-praesentation,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf` [abgerufen am 12. August 2016].

BMWi (2016b). *Energiedaten: Gesamtausgabe.* Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Online Verfügbar unter: https://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/E/energiestatistiken-grafiken,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf [abgerufen am 08. Juli 2016].

BNatSchG (2009). *Gesetz über Naturschutz und Landschaftspflege (Bundesnaturschutzgesetz - BNatSchG).* Bundesnaturschutzgesetz vom 29. Juli 2009 (BGBl. I S. 2542), das zuletzt durch Artikel 19 des Gesetzes vom 13. Oktober 2016 (BGBl. I S. 2258) geändert worden ist. Deutscher Bundestag.

BNetzA (2014). Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur - Stand: 29.10.2014. Excel-Tabelle zum Download. Online Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/Kraftwerksliste_2014.html [abgerufen am 23. März 2015].

Bofinger, S., Callies, D., Scheibe, M., Saint-Drenan, Y.-M., und Rohring, K. (2012). *Potenzial der Windenerginutzung an Land.* Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES) Abteilung Energiewirtschaft und Netzbetrieb; Bundesverband WindEnergie e.V. Online Verfügbar unter: https://www.wind-energie.de/sites/default/files/download/publication/studie-zum-potenzial-der-windenergienutzung-land/bwe_potenzialstudie_kurzfassung_2012-03.pdf [abgerufen am 09. August 2016].

Boysen, C., Grotlüschen, H., Großer, H., Kaldemeyer, C., und Tuschy, I. (2017). *Druckluftspeicherkraftwerk Schleswig-Holstein. Untersuchung zur Eignung Schleswig-Holsteins als Modellstandort für die Energiewende.* Zentrum für nachhaltige Energiesysteme Flensburg. Online Verfügbar unter: http://www.uni-flensburg.de/fileadmin/content/abteilungen/industrial/dokumente/downloads/veroeffentlichungen/forschungsergebnisse/dlsk-sh-forschungsbeitraege5-20170427.pdf [abgerufen am 06. November 2017].

Brand, B. und Missaoui, R. (2014). Multi-criteria analysis of electricity generation mix scenarios in Tunisia. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 39:251–261.

Bringezu, S., Schütz, H., Arnold, K., Bienge, K., Borbonus, S., Fischedick, M., von Geibler, J., Kristof, K., Ramesohl, S., Ritthoff, M., Schlippe, H., Frondel, M., Janßen-Timmen, R., und Vance, C. (2008). *Nutzungskonkurrenzen bei Biomasse: Auswirkungen der verstärkten Nutzung von Biomasse im Energiebereich auf die stoffliche Nutzung in der Biomasse verarbeitenden Industrie und*

deren Wettbewerbsfähigkeit durch staatliche induzierte Förderprogramme. Endbericht. Wuppertal Inst. für Klima, Umwelt, Energie. Online Verfügbar unter: `https://epub.wupperinst.org/frontdoor/index/index/docId/2986` [abgerufen am 09. November 2017].

Browne, D., O'Regan, B., und Moles, R. (2010). Use of multi-criteria decision analysis to explore alternative domestic energy and electricity policy scenarios in an Irish city-region. *Energy*, 35(2):518–528.

Bularczyk, J. (2015). *Entwicklung eines methodischen Ansatzes zur Bewertung und Prognostizierung der Akzeptanz des Windenergieausbaus für Beispielregionen in Deutschland*. Masterthesis, Europa-Universität Flensburg. Energie- und Umweltmanagement.

Bundesamt für Strahlenschutz (2014). *Kriterienbericht Zwischenlager. Kriterien zur Bewertung potenzieller Standorte für ein übertägiges Zwischenlager für die rückgeholten radioaktiven Abfälle aus der Schachtanlage Asse II.* Fachbereich Sicherheit nuklearer Entsorgung. Fachgebiet Planung Rückholung. Online Verfügbar unter: `https://doris.bfs.de/jspui/bitstream/urn:nbn:de:0221-2015031312715/1/BfS_2014_Kriterienbericht%20Zwischenlager_10_01_2014.pdf` [abgerufen am 29. November 2016].

Bunke, W.-D., Christ, M., und Degel, M. (2015). VerNetzen: Sozial-ökologische und technisch-ökonomische Modellierung von Entwicklungspfaden der Energiewende. *Tagungsband: Bundesnetzagentur Wissenschaftsdialog 2014. Technologie, Landschaft und Kommunikation, Wirtschaft*, S. 107–125.

BWE (2016). *Stellungnahme zum Referentenentwurf eines Gesetzes zur Einführung von Ausschreibungen für Strom aus erneuerbaren Energien und zu weiteren Änderungen des Rechts der erneuerbaren Energien (Stand 14.04.2016).* Bundesverband WindEnergie e.V. Online Verfügbar unter: `https://www.wind-energie.de/sites/default/files/download/publication/eeg2016-leitfaden-pressearbeit/20160428_bwe_stellungnahme_bmwi_referentenentwurf_eeg_2016.pdf` [abgerufen am 07. März 2017].

Böhm, H. (2015). *Location based spot market values of wind energy turbines.* Masterthesis, Europa-Universität Flensburg. Energy and Environmental Management.

Börjeson, L., Höjer, M., Dreborg, K.-H., Ekvall, T., und Finnveden, G. (2006). Scenario types and techniques: Towards a user's guide. *Futures*, 38(7):723–739.

Büttner, G., Kosztra, B., G., M., und Pataki, R. (2014). Implementation and achievements of CLC2006. European Environment Agency. Online

Verfügbar unter: http://www.eea.europa.eu/data-and-maps/data/clc-2006-vector-data-version-3/ [abgerufen am 2. November 2015].

Cao, K.-K., Cebulla, F., Gómez Vilchez, J. J., Mousavi, B., und Prehofer, S. (2016). Raising awareness in model-based energy scenario studies - a transparency checklist. *Energy, Sustainability and Society*, 6(1):28.

Caporale, D. und Lucia, C. D. (2015). Social acceptance of on-shore wind energy in Apulia Region (Southern Italy). *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 52:1378–1390.

Cavazzi, S. und Dutton, A. (2016). An Offshore Wind Energy Geographic Information System (OWE-GIS) for assessment of the UK's offshore wind energy potential. *Renewable Energy*, 87(1):212–228.

Cebulla, F. (2015a). Stromspeicherbedarf in europäischen Langfristszenarien - Eine Analyse des Einflusses unterschiedlicher energiewirtschaftlicher Rahmenbedingungen. *VDI-Fachtagung Optimierung in der Energiewirtschaft.*

Cebulla, F. (2015b). Szenarien für den europaweiten Ausbau von Speichertechnologien. Mail von Felix Cebulla vom 05.12.2015.

Christ, M., Degel, M., Soethe, M., und Wingenbach, C. (2017a). Indicator for the current and future socio-ecological burden caused by the expansion of wind energy in German districts. Zenodo. doi: 10.5281/zenodo.836212. Online Verfügbar unter: http://doi.org/10.5281/zenodo.836212 [abgerufen am 02. Oktober 2017].

Christ, M., Soethe, M., und Bunke, W.-D. (2017b). Indicator for the current and future socio-ecological burden caused by the expansion of wind energy in German districts - auxiliary values. Zenodo. doi: 10.5281/zenodo.844604. Online Verfügbar unter: http://doi.org/10.5281/zenodo.844604 [abgerufen am 02. Oktober 2017].

Christ, M., Soethe, M., und Degel, M. (2016a). Windausbauszenarien unter Berücksichtigung gesellschaftlicher und ökologischer Rahmenbedingungen für die Simulation des deutschen Energiesystems bis 2050. *Tagungsband: EnInnov2016. 14. Symposium Energieinnovation. Energie für unser Europa*, S. 110–111.

Christ, M., Soethe, M., Degel, M., und Wingenbach, C. (2016b). Wind energy scenarios for the simulation of the German power system until 2050: The effect of social and ecological factors. In Wohlgemuth, V., Fuchs-Kittowski, F., und Wittmann, J., Hrsg., *Advances and New Trends in Environmental Informatics. Stability, Continuity, Innovation*, chapter IV, S. 167–180. Springer, Cham, Schweiz.

Connolly, D., Lund, H., Mathiesen, B., und Leahy, M. (2010). A review of computer tools for analysing the integration of renewable energy into various energy systems. *Applied Energy*, (87):1059–1082.

COP (2015). *Adoption of the Paris Agreement.* United Nations Framework Convention on Climate Change. Conference of the Parties. Online Verfügbar unter: `https://unfccc.int/resource/docs/2015/cop21/eng/l09r01.pdf` [abgerufen am 11. Juli 2016].

Czisch, G. (2005). *Szenarien zur zukünftigen Stromversorgung. Kostenoptimierte Variationen zur Versorgung Europas und seiner Nachbarn mit Strom aus erneuerbaren Energien.* Dissertation, Universität Kassel.

DBV (2014). *Stellungnahme des Deutschen Bauernverbandes (DBV) zu den Eckpunkten des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie für ein Ausschreibungsverfahren für Photovoltaik-Freiflächenanlagen.* Deutscher Bauernverband. Online Verfügbar unter: `http://www.bauernverband.de/dbv-stellungnahme-zum-eeg-ausschreibungsverfahren` [abgerufen am 07. März 2017].

DeCarolis, J., Babaee, S., Li, B., und Kanungo, S. (2016). Modelling to generate alternatives with an energy system optimization model. *Environmental Modelling & Software*, S. 1–11.

DeCarolis, J. F., Hunter, K., und Sreepathi, S. (2012). The case for repeatable analysis with energy economy optimization models. *Energy Economics*, 34(6):1845–1853.

defra (2012). *2012 Guidelines to Defra / DECC's GHG Conversion Factors for Company Reporting.* Produced by AEA for the Department of Energy and Climate Change (DECC) and the Department for Environment, Food and Rural Affairs (Defra). Online Verfügbar unter: `https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/69554/pb13773-ghg-conversion-factors-2012.pdf` [abgerufen am 26. April 2016].

Degel, M. und Christ, M. (2015). VerNetzen: Sozial-ökologische und technisch-ökonomische Modellierung von Entwicklungspfaden der Energiewende. *Tagungsband: FONA Statuskonferenz des BMBF zur Fördermaßnahme Umwelt- und gesellschaftsverträgliche Transformation des Energiesystems*, S. 197–202.

Degel, M., Christ, M., Grünert, J., Becker, L., Wingenbach, C., Soethe, M., Bunke, W.-D., Mester, K., und Wiese, F. (2016). *VerNetzen: Sozial-ökologische und technisch-ökonomische Modellierung von Entwicklungspfaden der Energiewende.* IZT Berlin, Europa-Uniersität Flensburg, Deutsche Umwelthilfe e.V. Online Verfügbar unter: `http://www.uni-flensburg.de/fileadmin/content/`

abteilungen/industrial/dokumente/downloads/veroeffentlichungen/forschungsergebnisse/vernetzen-2016-endbericht-online.pdf [abgerufen am 05. Juni 2016].

Demski, C., Butler, C., Parkhill, K. A., Spence, A., und Pidgeon, N. F. (2015). Public values for energy system change. *Global Environmental Change*, 34:59–69.

dena (2010). *dena-Netzstudie II. Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015 – 2020 mit Ausblick 2025.* Deutsche Energie-Agentur GmbH. Online Verfügbar unter: http://www.ewi.uni-koeln.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/Studien/Politik_und_Gesellschaft/2010/EWI_2010-11-24_Dena2-Studie.pdf [abgerufen am 15. Mai 2015].

Després, J., Hadjsaid, N., Criqui, P., und Noirot, I. (2015). Modelling the impacts of variable renewable sources on the power sector: Reconsidering the typology of energy modelling tools. *Energy*, 80:486–495.

DESTATIS (2015). Regionaldatenbank Deutschland. Statistisches Bundesamt. Online Verfügbar unter: https://www.destatis.de/DE/ZahlenFakten/LaenderRegionen/Regionales/Regionaldatenbank/Regionaldatenbank.html [abgerufen am 26. Oktober 2015].

Deutsche Bundesbank (2017). Abzinsungszinssätze gemäß § 253 Abs. 2 HGB / 7-Jahresdurchschnitt. Online Verfügbar unter: https://www.bundesbank.de/Redaktion/DE/Downloads/Statistiken/Geld_und_Kapitalmaerkte/Zinssaetze_Renditen/abzinsungszinssaetze.pdf?__blob=publicationFile [abgerufen am 09. Januar 2018].

Die Bundesregierung (2015). *Bilanz zur Energiewende 2015.* Presse und Informationsamt der Bundesregierung, Berlin. Online Verfügbar unter: https://www.bundesregierung.de/Content/DE/_Anlagen/2015/03/2015-03-23-bilanz-energiewende-2015.pdf?__blob=publicationFile&v=1 [abgerufen am 12. Juli 2016].

Die Bundesregierung (2016). *Klimaschutzplan 2050. Klimaschutzpolitische Grundsätze und Ziele der Bundesregierung.* Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Berlin. Online Verfügbar unter: http://www.bmub.bund.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Klimaschutz/klimaschutzplan_2050_bf.pdf [abgerufen am 18 August 2017].

Dieckhoff, C. (2015). *Modellierte Zukunft. Energieszenarien in der wissenschaftlichen Politikberatung.* Science Studies. transcript Verlag, Bielefeld.

Dieckhoff, C., Appelrath, H.-J., Fischedick, M., Grunwald, A., Höffler, F., Mayer, C., und Weimer-Jehle, W. (2014). *Zur Interpretation von Energieszenarien (Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft)*. acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften e. V., München. Online Verfügbar unter: `http://www.leopoldina.org/uploads/tx_leopublication/2014_ESYS_Energieszenarien.pdf` [abgerufen am 19. Februar 2015].

Dieckhoff, C. und Eberspächer, A. (2016). *Consulting with energy scenarios - Requirements for scientific policy advice*. acatech/Leopoldina/Akademienunion. Online Verfügbar unter: `http://www.akademienunion.de/fileadmin/redaktion/user_upload/Publikationen/Stellungnahmen/Stellungnahme_Energy_scenarios.pdf` [abgerufen am 24. Juni 2016].

Dieckhoff, C. und Leuschner, A. (2016). *Die Energiewende und ihre Modelle. Was uns Energieszenarien sagen können – und was nicht*. transcript-verlag, Bielefeld.

DieWelt (2014). Bayern nimmt Windkraft die Luft aus den Segeln. Zeitungsartikel. Online Verfügbar unter: `http://www.welt.de/regionales/bayern/article134279754/Bayern-nimmt-Windkraft-die-Luft-aus-den-Segeln.html` [abgerufen am 10. August 2016].

Dir. 2009/147/EC (2009). Directive 2009/147/EC of the European parliament and of the council of 30 November 2009 on the conservation of wild birds (codified version). *Official Journal of the European Union*, L 20/7.

DKRZ (2016). CERA project information for coastDat2. Deutsches Klimarechenzentrum. Online Verfügbar unter: `https://cera-www.dkrz.de/WDCC/ui/Project.jsp?acronym=coastDat-2` [abgerufen am 09. März 2017].

Dähnert, R. (2014). Landkreis lehnt Bau des Windparks bei Helfta ab. Mitteldeutsche Zeitung. 18.08.2014. Online Verfügbar unter: `http://www.mz-web.de/hettstedt/landkreis-lehnt-bau-des-windparks-bei-helfta-ab-3336024` [abgerufen am 09. Oktober 2017].

E-Highway2050 (2016). e-Highway database per country. Scenario X-7: 100% RES electricity. EU Seventh Framework Programme. Download on webside. Online Verfügbar unter: `http://www.e-highway2050.eu/results/` [abgerufen am 22. September 2016], data provided by entsoe.

ECF (2010). *Roadmap 2050: A Practical guide to a prosperous, low-carbon Europe*. European Climate Foundation. Online Verfügbar unter: `http://www.roadmap2050.eu/attachments/files/Volume1_ExecutiveSummary.pdf` [abgerufen am 09. Februar 2017].

Edenhofer, O. und Kowarsch, M. (2015). Cartography of pathways: A new model for environmental policy assessments. *Environmental Science and Policy*, 51:56–64.

Eder, T. (2012). Energiesystemmodellierung. In Koch, A., Kutzner, T., und Eder, T., Hrsg., *Geoinformationssysteme. Beiträge zum 17. Münchner Fortbildungsseminar 2012*, S. 280–283. Wichmann.

EEA (2014a). Corine Land Cover 2006 seamless vector data V-3, Datensatz. European Environment Agency. Online Verfügbar unter: `http://www.eea.europa.eu/data-and-maps/data/clc-2006-vector-data-version-3` [abgerufen am 23. März 2015].

EEA (2014b). Natura 2000 data - the European network of protected sites. European Environment Agency. Online Verfügbar unter: `http://www.eea.europa.eu/data-and-maps/data/natura-5#tab-gis-data,abgerufenam10.November2014` [abgerufen am 18. März 2015].

EEG (2000). *Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG) sowie zur Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes und des Mineralölsteuergesetzes.* Bundesgesetzblatt Teil 1. Seite 305. Deutscher Bundestag.

EEG-Reform (2016). *Gesetz zur Einführung von Ausschreibungen für Strom aus erneuerbaren Energien und zu weiteren Änderungen des Rechts der erneuerbaren Energien.* Bundesgesetzblatt Jahrgang 2016 Teil I Nr. 49, ausgegeben zu Bonn am 18. Oktober 2016. Deutscher Bundestag.

EEX (2014). EU Emission Allowances. Secondary Market. Online Verfügbar unter: `https://www.eex.com/de/marktdaten/umweltprodukte/spotmarkt/european-emission-allowances#!/2014/01/02` [abgerufen am 13. November 2017].

Einig, K. und Zaspel-Heisters, D. B. (2014). *Windenergieanlagen und Raumordnungsgebiete.* Bundesinstitut für Bau-, Stadt- und Raumforschung (BBSR) im Bundesamt für Bauwesen und Raumordnung (BBR). Online Verfügbar unter: `http://www.bbsr.bund.de/BBSR/DE/Veroeffentlichungen/AnalysenKompakt/2014/DL_01_2014.pdf?__blob=publicationFile&v=3` [abgerufen am 18. März 2015].

Elsner, P., Fischedick, M., und Sauer, D. U. (2015). *Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050. Technologien - Szenarien - Systemzusammenhänge.* Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft. Online Verfügbar unter: `http://www.akademienunion.de/fileadmin/redaktion/user_upload/Publikationen/Stellungnahmen/ESYS_Analyse_Flexibilitaetskonzepte.pdf` [abgerufen am 21. Oktober 2016].

Energie-Strategierat Weser-Ems (2015). *Masterplan Energie 2020. Ergebnisse der Projektierungsphase Wissensvernetzung Weser-Ems 2020 in dem Kompetenzfeld Energie*. Amt für Wirtschaftsförderung. Online Verfügbar unter: `https://www.energiecluster.de/pdf/masterplan_energie_weser-ems.pdf` [abgerufen am 23. Februar 2018].

Energinet.dk (2012). *Generation of Electricity and District Heating, Energy Storage and Energy Carrier Generation and Conversion. Technology data for energy plants*. Energinet.dk, Energi Styrelsen. Online Verfügbar unter: `https://www.energinet.dk/SiteCollectionDocuments/Danske%20dokumenter/Forskning/Technology_data_for_energy_plants.pdf` [abgerufen am 02. November 2015].

energymap.info (2015). Die Daten der Energymap zum Download. Online Verfügbar unter: `http://www.energymap.info/download.html` [abgerufen am 28. Oktober 2015].

Enevoldsen, P. und Sovacool, B. K. (2016). Examining the social acceptance of wind energy: Practical guidelines for onshore wind project development in France. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 53:178–184.

EnLAG (2009). *Gesetz zum Ausbau von Energieleitungen (Energieleitungsausbaugesetz - EnLAG)*. Vom 21. August 2009 (BGBl. I S. 2870), das zuletzt durch Artikel 14 des Gesetzes vom 22. Dezember 2016 (BGBl. I S. 3106) geändert worden ist. Deutscher Bundestag.

ENTSO-E (2014a). *10-Year Network Development Plan 2014*. European Network of Transmission System Operators for Electricity. Online Verfügbar unter: `https://www.entsoe.eu/Documents/TYNDP%20documents/TYNDP%202014/141031%20TYNDP%202014.pdf` [abgerufen am 14. November 2017].

ENTSO-E (2014b). Production, Consumption, Exchange Package. European Network of Transmission System Operators for Electricity. Online Verfügbar unter: `https://www.entsoe.eu/db-query/country-packages/production-consumption-exchange-package` [abgerufen am 04. Mai 2016].

ENTSO-E (2015). TYNDP2014 market modelling data. European Network of Transmission System Operators for Electricity. Excel file. Online Verfügbar unter: `www.entsoe.eu/major-projects/ten-year-network-development-plan/tyndp-2014/Documents/TYNDP2014%20market%20modelling%20data.xlsx` [abgerufen am 21. Dezember 2016].

European Council (2014). *2030 Climate and Energy Policy Framework*. EUCO 169/14 Conclusions. Online Verfügbar unter: `http://data.consilium.europa.eu/doc/document/ST-169-2014-INIT/en/pdf` [abgerufen am 11. Juli 2016].

Fedra, K. (1987). Interaktive Informations- und Entscheidungshilfe. Systeme für Industrielles Risiko, Gefahrengut und Sonderabfallmanagement. In Jaeschke, A. und Page, B., Hrsg., *Informatikanwendungen im Umweltbereich*, S. 235–258. Kernforschungszentrum Karlsruhe. Institut für Datenverarbeitung in der Technik.

feedinlib (2016). Welcome to oemof's feedinlib documentation! readthedocs. Online Verfügbar unter: `http://feedinlib.readthedocs.io/en/latest/` [abgerufen am 30. Dezember 2016].

Fehr, J., Heiland, J., Himpe, C., und Saak, J. (2016). Best practices for replicability, reproducibility and reusability of computer-based experiments exemplified by model reduction software. *AIMS Mathematics*, 1(3):261–281.

Felt, U. (2014). Within, Across and Beyond: reconsidering the Role of Social Sciences and Humanities in Europe. *Science as Culture*, 23(3):384–396.

Fiedler, M. (2017). *Die Umstellung von der staatlich festgelegten Vergütungshöhe auf das Ausschreibungsmodell. Risiken für Akteursvielfalt und Bürgerwindparks.* Berliner Wissenschafts-Verlag, Berlin.

Foley, A., Gallachóir, B. , Hur, J., Baldick, R., und McKeogh, E. (2010). A strategic review of electricity systems models. *Energy*, 35(12):4522 – 4530.

Fortes, P., Alvarenga, A., Seixas, J., und Rodrigues, S. (2014). Long-term energy scenarios: Bridging the gap between socio-economic storylines and energy modeling. *Technological Forecasting & Social Change*, 91:161–178.

Foxon, T. J. (2013). Transition pathways for a UK low carbon electricity future. *Energ Policy*, 52:10–24.

Fragnière, E., Kanala, R., Moresino, F., Reveiu, A., und Smeureanu, I. (2016). Coupling techno-economic energy models with behavioral approaches. *Operational Research*, S. 1–15.

Funke, S. (2016). DONG Energy wins tender for Dutch offshore wind farms. Sonne Wind & Wärme, Offshore Wind Industry. Online Verfügbar unter: `http://www.offshorewindindustry.com/news/dong-energy-wins-tender-dutch-offshore-wind` [abgerufen am 7. März 2017].

Geofabrik GmbH (2015). OpenStreetMap Data Extracts. Online Verfügbar unter: `http://download.geofabrik.de/` [abgerufen am 2. November 2015].

Gesetzentwurf 17/6071 (2011). *Entwurf eines Gesetzes zur Neuregelung des Rechtsrahmens für die Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien.* Gesetzentwurf der Fraktionen der CDU/CSU und FDP. Deutscher Bundestag.

Geyer, B. (2014). High-resolution atmospheric reconstruction for Europe 1948 - 2012: coastDat2. *Earth System Science Data*, 6:147 – 164.

Gimeno-Gutiérrez, M. und Lacal-Arántegui, R. (2013). *Assessment of the European potential for pumped hydropower energy storage.* JRC Scientific and Policy Reports. Online Verfügbar unter: `https://ec.europa.eu/jrc/sites/jrcsh/files/jrc_20130503_assessment_european_phs_potential.pdf` [abgerufen am 24. Oktober 2016].

glpk (2012). GNU Linear Programming Kit. Online Verfügbar unter: `https://www.gnu.org/software/glpk/` [abgerufen am 14. Februar 2018].

Greenpeace (2015). *Klimaschutz: Der Plan Energiekonzept für Deutschland.* Online Verfügbar unter: `https://www.greenpeace.de/sites/www.greenpeace.de/files/publications/klimaschutz-der-plan-greenpeace-20151117.pdf` [abgerufen am 09. November 2017].

gurobi (2015). About. Online Verfügbar unter: `http://www.gurobi.com/company/about-gurobi` [abgerufen am 14. Februar 2018].

Hall, L. M. und Buckley, A. R. (2016). A review of energy systems models in the UK: Prevalent usage and categorisation. *Applied Energy*, 169:607–628.

Hall, N., Ashworth, P., und Devine-Wright, P. (2013). Societal acceptance of wind farms: Analysis of four common themes across Australian case studies. *Energy Policy*, 58:200–208.

Hammami, S. M., chtourou, S., und Triki, A. (2016). 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*, 54:151–160.

Hanson, B., Sugden, A., und Alberts, B. (2011). Making Data Maximally Available. *Science*, 331(6018):649–649.

Hart, W. E., Laird, C., Watson, J.-P., und Woodruff, D. L. (2012). *Pyomo – Optimization Modeling in Python*, volume 67. Springer, Springer Science+Business Media, New York, USA.

Hau, E. (2008). *Windkraftanlagen. Grundlagen, Technik, Einsatz, Wirtschaftlichkeit.* Springer, Berlin Heidelberg. 4. vollständig neu bearbeitete Auflage.

Hausl, S. und Biberacher, M. (2012). Räumliche Aspekte in der regionalen Energiesystemoptimierung. In *Geoinformationssysteme. Beiträge zum 17. Münchner Fortbildungsseminar 2012*, S. 290–305. Wichmann.

Henning, H.-M. und Palzer, A. (2015). *Was kostet die Energiewende? Wege zur Transformation des deutschen Energiesystems bis 2050.* Online Verfügbar unter: `https://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/veroeffentlichungen-pdf-dateien/studien-und-konzeptpapiere/studie-was-kostet-die-energiewende.pdf` [abgerufen am 09. November 2017].

Hermeling, C. und Wölfing, N. (2011). *Energiepolitische Aspekte der Bioenergienutzung: Nutzungskonkurrenz, Klimaschutz, politische Förderung. Endbericht.* Zentrum für Europäische Wirtschaftsforschung (ZEW), Mannheim. Online Verfügbar unter: `ftp://ftp.zew.de/pub/zew-docs/gutachten/bioenergienutzung2011.pdf` [abgerufen am 09. November 2017].

Hilpert, S., Günther, S., Kaldemeyer, C., Krien, U., Plessmann, G., Wiese, F., und Wingenbach, C. (2017a). Adressing Energy System Modelling Challenges: The Contribution of the Open Energy Modelling Framework (oemof). *Preprints*, 2017020055.

Hilpert, S., Günther, S., Wingenbach, C., und Krien, U. (2017b). solph - An Open Multi-Purpose Optimisation Library for Flexible Energy System Analysis. In *12th Conference on Sustainable Development of Energy, Water and Environment Systems (SDEWES)*, Dubrovnik.

Hobohm, J., Krampe, L., Peter, F., Gerken, A., Heinrich, P., und Richter, M. (2013). *Kostensenkungspotenziale der Offshore-Windenergie in Deutschland.* Fichtner und Prognos AG. Online Verfügbar unter: `https://www.prognos.com/uploads/tx_atwpubdb/130822_Prognos_Fichtner_Studie_Offshore-Wind_Lang_de.pdf` [abgerufen am 11. November 2016].

Hodbod, J. und Adger, W. (2014). Integrating social-ecological dynamics and resilience into energy systems research. *Energy Research & Social Science*, 1:266–231.

Hohmeyer, O. und Bohm, S. (2015). Trends towards 100 percent renewable energy supply in Germany and Europe - A paradigm shift in Energy policies. *WIREs Energy Environ.*, 4:74–97.

Hohmeyer, O. und Wingenbach, C. (2014). *EEG Reloaded 2014 - Abschaffung des EEG oder Reform der EEG Finanzierung? Kritik der angekündigten EEG Reform der Bundesregierung und ein Vorschlag für eine wirkungsvolle Reform der EEG Finanzierung.* Europa-Universität Flensburg, Zentrum für nachhaltige Energiesysteme. Online Verfügbar unter: `http://www.uni-flensburg.de/fileadmin/content/abteilungen/industrial/dokumente/downloads/veroeffentlichungen/diskussionsbeitraege/eeg-reloaded-2014-online-version-004.pdf` [abgerufen am 14. November 2016].

Hourcade, J.-C. und Robinson, J. (1996). Mitigating factors: Assessing the costs of reducing GHG emissions. *Energy Policy*, 24(10-11):863–873.

Huber, S. und Horbaty, R. (2013). *Social acceptance of wind energy projects.* iea wind. Online Verfügbar unter: `http://www.socialacceptance.ch/images/RP_14_Social_Acceptance_FINAL.pdf` [abgerufen am 16. Oktober 2016].

Huesca-Pérez, M. E., Sheinbaum-Pardo, C., und Köppel, J. (2016). Social implications of siting wind energy in a disadvantaged region – The case of the Isthmus of Tehuantepec, Mexico. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 58:952–965.

Hughes, N. und Strachan, N. (2010). Methodological review of UK and international low carbon scenarios. *Energy Policy*, 38(10).

Hughes, N., Strachan, N., und Gross, R. (2013). The structure of uncertainty in future low carbon pathways. *Energy Policy*, 52:45–54.

Hübner, G. und Löffler, E. (2013). *Wirkungen von Windkraftanlagen auf Anwohner in der Schweiz: Einflussfaktoren und Empfehlungen.* Universität St. Gallen. Online Verfügbar unter: `http://www.news.admin.ch/NSBSubscriber/message/attachments/32453.pdf` [abgerufen am 16. Oktober 2016].

IPCC (2007). *Climate Change 2007: Mitigation. Contribution of Working Group III to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change.* Cambridge University Press.

IPCC (2012). *Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation. Special Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change.* Cambridge University Press.

IZT (2013). Fokusgruppe zu Akzeptanz von Onshore Windenergie im Rahmen des vom BMBF geförderten Forschungsprojekts VerNetzen. Durchgeführt am 04.12.2013 vom Institut für Zukunftsstudien und Technologiebewertung (IZT) in Berlin. Teilnehmer: Reinhard Christiansen (Arge Netz), Daniel Heynbach (Umweltplan Bernau), Ulrich Tasch (Staatskanzlei SH), Michael Knape (Bürgermeister Treuenbrietzen), Jan Philipp (WPD), Thomas Berger-Karin (Regionale Planungsgemeinschaft Prignitz-Oberhavel), Sabine Lehmann (notus energy), Judith Grünert (DUH), Ariane Lissel (IZT), Melanie Degel (IZT), Rotraud Hänlein (DUH).

Jaggy, M. (1997). *Risikoanalyse von Deponien und komplementäre Konzepte für die Abfallwirtschaft und das Deponiemanagement.* vdf Hochschulverlag AG an der ETH Zürich.

Jangid, J., Bera, A. K., Joseph, M., Singh, V., Singh, T., Pradhan, B., und Das, S. (2016). Potential zones identification for harvesting wind energy resources in desert region of India – A multi criteria evaluation approach using remote sensing and GIS. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 65:1–10.

Jebaraj, S. und Iniyan, S. (2006). A review of energy models. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 10(4):281–311.

Jefferson, M. (2014). Closing the gap between energy research and modelling, the social sciences, and modern realities. *Energy Research & Social Science*, 4:42–52.

Jobert, A., Laborgne, P., und Mimler, S. (2007). Local acceptance of wind energy: Factors of success identified in French and German case studies. *Energy Policy*, 35:2751–2760.

Kahla, F. und Oelerich, W. (2015). *Problematik der Vorfinanzierung von Bürgerwindparks und Lösungsansätze.* Leuphana Universität Lüneburg. Online Verfügbar unter: `http://www.leuphana.de/fileadmin/user_upload/Forschungseinrichtungen/professuren/finanzierung-finanzwirtschaft/files/Arbeitspapiere/wpbl-21_kahla-oelerich.pdf` [abgerufen am 13. August 2016].

Kaldemeyer, C., Söthe, M., Hilpert, S., und Wingenbach, C. (2016). renpassG!S - A Free and Open Python Tool for Simulating Energy Supply Systems. Open Science Framework and GitHub. Online Verfügbar unter: `https://osf.io/kp4mh/` [abgerufen am 30. November 2016], doi: 10.17605/OSF.IO/KP4MH.

Kirrmann, S., Maier, M., Geidel, T., und Kimmich, P. (2016). *Bundesländer mit neuer Energie.* Statusreport Föderal-Erneuerbar 2016/17. Agentur für Erneuerbare Energien e.V., Berlin.

Kirrmann, S., Maier, M., Schmidt, J., Kuckuck, A., und Uppenkamp, A. (2015). *Bundesländer mit neuer Energie.* Jahresreport Föderal Erneuerbar 2014/15. Zahlen, Daten, Fakten. Agentur für Erneuerbare Energien e.V., Berlin.

Klaus, T., Vollmer, C., Werner, K., Lehmann, H., und Müschen, K. (2010). *2050: 100% Energieziel 2050: 100% Strom aus erneuerbaren Quellen.* Umweltbundesamt. Online Verfügbar unter: `https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/378/publikationen/energieziel_2050.pdf` [abgerufen am 12. Juli 2016].

Kleschtschow, W. (2015). Bauvorhaben bei Freist und Rottelsdorf. Aufruhr gegen die Windräder. Mitteldeutsche Zeitung. Ausgabe vom 28.01.2015. Online Verfügbar unter: `http://www.mz-web.de/hettstedt/bauvorhaben-bei-freist-und-`

rottelsdorf-aufruhr-gegen-die-windraeder-3322042 [abgerufen am 09. Oktober 2017].

Kurreck, D., Selter, A., und Schraml, U. (2009). *Verlauf eines Windkraftkonfliktes. Die Bewertung lokaler Windkraftanlagen durch die Bürger und Bürgerinnen von Freiburg im Breisgau in den fünf Jahren seit deren Bau.* Institut für Forst- und Umweltpolitik (ifp). Online Verfügbar unter: https://www.ifp.uni-freiburg.de/publikationen-1/arbeitsberichte/arb.bericht-3-09 [abgerufen am 16. Oktober 2016].

Könau, S. (2014). Bürgerinitative gegen Windräder in Eisleben. Giganten im Gegenwind. Mitteldeutsche Zeitung. 08.04.2014. Online Verfügbar unter: http://www.mz-web.de/eisleben/buergerinitiative-gegen-windraeder-in-eisleben-giganten-im-gegenwind-1735732 [abgerufen am 09. Oktober 2017].

Laugs, G. A. und Moll, H. C. (2017). A review of the bandwidth and environmental discourses of future energy scenarios: Shades of green and gray. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 67:520–530.

Lund, H., Arler, F., Østergaard, P. A., Hvelplund, F., Connolly, D., Mathiesen, B. V., und Karnøe, P. (2017). Simulation versus Optimisation: Theoretical Positions in Energy System Modelling. *energies*, 10(7).

Lund, H. und Mathiesen, B. (2009). Energy system analysis of 100% renewable energy systems — The case of Denmark in years 2030 and 2050. *Energy*, (34):524–531.

Lütkehus, I., Salecker, H., und Adlunger, K. (2013). *Potenzial der Windenergie an Land - Studie zur Ermittlung des bundesweiten Flächen- und Leistungspotenzials der Windenergienutzung an Land.* Umweltbundesamt. Online Verfügbar unter: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/378/publikationen/potenzial_der_windenergie.pdf [abgerufen am 09. März 2016].

Mai, T., Logan, J., Blair, N., Sullivan, P., und Bazilian, M. (2013). *RE-ASSUME - A Decision Maker's Guide to Evaluating Energy Scenarios, Modeling, and Assumptions.* IEA - Renewable Energy Technology Deployment. Online Verfügbar unter: http://iea-retd.org/wp-content/uploads/2013/07/RE-ASSUME_IEA-RETD_2013.pdf [abgerufen am 06. Mai 2016].

Mammes, H.-J. (2014). Emsland weicht Kriterien für Windparks auf. Osnabrücker Zeitung. 03.12.2014. Online Verfügbar unter: https://www.noz.de/lokales/meppen/artikel/527734/emsland-weicht-kriterien-fur-windparks-auf [abgerufen am 09. Oktober 2017].

Masurowski, F. (2016). *Eine deutschlandweite Potenzialanalyse für die Onshore-Windenergie mittels GIS einschließlich der Bewertung von Siedlungsdistanzenänderungen*. Dissertation, Universität Osnabrück.

MEIL (2016). *Bürger- und Gemeindebeteiligungsgesetz*. Ministerium für Energie, Infrastruktur und Landesentwicklung Mecklenburg-Vorpommern. Online Verfügbar unter: `http://www.regierung-mv.de/Landesregierung/em/Energie/Wind/B%C3%BCrger-und-Gemeindebeteiligungsgesetz` [abgerufen am 10. August 2016].

Mendelsohn, R. und Orcutt, G. (1979). An empirical analysis of air pollution dose-response curves. *Journal of Environmental Economics and Management*, 6(2):85–106.

Mercure, J.-F. und Salas, P. (2012). An assessement of global energy resource economic potentials. *Energy*, 46(1):322–336.

Mester, K. A., Christ, M., Degel, M., und Bunke, W.-D. (2016). Integrating social acceptance of electricity grid expansion into energy system modeling: A methodological approach for Germany. In Wohlgemuth, V., Fuchs-Kittowski, F., und Wittmann, J., Hrsg., *Advances and New Trends in Environmental Informatics. Stability, Continuity, Innovation*, chapter III, S. 115–129. Springer, Cham, Schweiz.

Metzger, N. und Zare, R. N. (1999). Interdisciplinary Research: From Belief to Reality. *Science*, 283(5402):642–643.

Mirakyan, A. und Guio, R. D. (2013). Integrated energy planning in cities and territories: A review of methods and tools. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 22:289–297.

Musall, F. D. und Kuik, O. (2011). Local acceptance of renewable energy—A case study from southeast Germany. *Energy Policy*, 39(6):3252–3260.

Möller, B. (2006). Changing wind-power landscapes: regional assessment of visual impact on land use and population in Northern Jutland, Denmark. *Applied Energy*, 83:477–494.

Möller, B. (2010). Spatial analyses of emerging and fading wind energy landscapes in Denmark. *Land Use Policy*, 27(2):233–241.

Müller, J. R. und Holstenkamp, L. (2015). *Zum Stand von Energiegenossenschaften in Deutschland. Aktualisierter Überblick über Zahlen und Entwicklungen zum 31.12.2014*. Leuphana Universität Lüneburg. Online Verfügbar unter: `http://www.leuphana.de/fileadmin/user_upload/PERSONALPAGES/_ijkl/janner_steve/Homepage_Master/wpbl_14.pdf` [abgerufen am 13. August 2016].

Nitsch, D. J. (2014). *Szenarien der deutschen Energieversorgung vor dem Hintergrund der Vereinbarungen der Großen Koalition.* Kurzexpertise für den Bundesverband Erneuerbare Energien e.V. Online Verfügbar unter: `https://www.bee-ev.de/fileadmin/Publikationen/Studien/20140205_BEE-Szenarien_GROKO_Nitsch.pdf` [abgerufen am 09. November 2017].

Nitsch, J., Pregger, T., Naegler, T., Heide, D., de Tena, D. L., Trieb, F., Scholz, Y., Nienhaus, K., Gerhardt, N., Sterner, M., Trost, T., von Oehsen, A., Schwinn, R., Pape, C., Hahn, H., Wickert, M., und Wenzel, B. (2012a). Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global - Datenanhang II. Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR) Stuttgart, Institut für Technische Thermodynamik, Abt. Systemanalyse und Technikbewertung, Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES) Kassel Ingenieurbüro für neue Energien (IFNE) Teltow. Excel Tabelle zum Download. Online Verfügbar unter: `http://www.dlr.de/tt/desktopdefault.aspx/tabid-2885/4422_read-15254/` [abgerufen am 11. August 2015].

Nitsch, J., Pregger, T., Naegler, T., Heide, D., de Tena, D. L., Trieb, F., Scholz, Y., Nienhaus, K., Gerhardt, N., Sterner, M., Trost, T., von Oehsen, A., Schwinn, R., Pape, C., Hahn, H., Wickert, M., und Wenzel, B. (2012b). *Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global.* Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR) Stuttgart, Institut für Technische Thermodynamik, Abt. Systemanalyse und Technikbewertung, Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES) Kassel, Ingenieurbüro für neue Energien (IFNE) Teltow. Online Verfügbar unter: `http://www.dlr.de/dlr/Portaldata/1/Resources/bilder/portal/portal_2012_1/leitstudie2011_bf.pdf` [abgerufen am 11. August 2015].

NREL (2013). Simple Levelized Cost of Energy (LCOE) Calculator Documentation. National Revewable Energy Laboratory. Online Verfügbar unter: `http://www.nrel.gov/analysis/tech_lcoe_documentation.html` [abgerufen am 06. Februar 2017].

Obe, R. und Hsu, L. (2012). *PostgreSQL - Up and Running.* O'Reilly UK Ltd.

Obe, R. und Neufeld, K. (2015). PostgGIS 2.1.9dev Manual. SVN Revision (15218). Online Verfügbar unter: `http://postgis.net/stuff/postgis-2.1.pdf` [abgerufen am 21. Oktober 2015].

oemof (2016a). oemof - Open Energy Modelling Framework. GitHub repository. GitHub. Online Verfügbar unter: https://github.com/oemof [abgerufen am 6. Juni 2016].

oemof (2016b). Open Energy Modelling Framework. Documentation: Overview - The idea of an open framework. Online Verfügbar unter: http://oemof.readthedocs.io/en/stable/ [abgerufen am 05. Juni 2016].

oemof Developer Group (2017). Open Energy Modelling Framework (oemof) - A modular open source framework to model energy supply systems. Version v0.1.4. Zenodo. Online Verfügbar unter: https://zenodo.org/record/438676#.WowR3OaVvqw [abgerufen am 20. Februar 2018], doi: 10.5281/zenodo.438676.

oemof-feedinlib (2016). Git repository of the oemof feedinlib. GitHub. Online Verfügbar unter: https://github.com/oemof/feedinlib [abgerufen am 30. Dezember 2016].

oemof-outputlib (2016). Dokumentation of the oemof package outputlib. GitHub. Online Verfügbar unter: http://oemof.readthedocs.io/en/stable/oemof_outputlib.html#oemof-outputlib-label [abgerufen am 07. November 2017].

oemof-solph (2016). Dokumentation of the oemof package solph. GitHub. Online Verfügbar unter: http://oemof.readthedocs.io/en/stable/oemof_solph.html [abgerufen am 28. Dezember 2016].

offshoreWind.biz (2016). Vattenfall Wins Kriegers Flak Tender with EUR 49.9 per MWh Bid. Webside offshoreWind.biz Businesss Guide. Online Verfügbar unter: http://www.offshorewind.biz/2016/11/09/vattenfall-wins-kriegers-flak-tender-with-eur-49-9-per-mwh-bid/ [abgerufen am 07. März 2017].

Okkonen, L. und Lehtonen, O. (2016). Socio-economic impacts of community wind power projects in Northern Scotland. *Renewable Energy*, 85:826–833.

Ommen, T., Markussen, W. B., und Elmegaard, B. (2014). Comparison of linear, mixed integer and non-linear programming methods in energy system dispatch modelling. *Energy*, 74:109–118.

Open Energy Plattform (2017). VerNetzen - Wind potential Area. PostgreSQL Database. Version 2017-03-28. Online Verfügbar unter: http://oep.iks.cs.ovgu.de/dataedit/view/supply/vernetzen_wind_potential_area [abgerufen am 10. Mai 2017].

Open Power System Data (2016). Data Package Time Series. Version 2016-07-14. Online Verfügbar unter: http://data.open-power-system-data.org/time_series [abgerufen am 29. August 2016].

Openmod Initiative (2016). open energy modelling initiative. Wiki Workspace. Online Verfügbar unter: https://wiki.openmod-initiative.org/wiki/Main_Page [abgerufen am 13. März 2017].

OVG SH (2015). *Teilfortschreibung des Regionalplans 2012 für den Planungsraum I und III zur Ausweisung von Eignungsgebieten für die Windenergienutzung.* § 35 Abs 3 S 3 BauGB, § 10 Abs 1 S 1 Halbs 2 ROG. 1 KN 18/13 20.01.2015. Oberverwaltungsgericht für das Land Schleswig-Holstein.

Owens, S. und Driffill, L. (2008). How to change attitudes and behaviours in the context of energy. *Energy Policy*, 36(12):4412–4418.

Pape, D. C., Gerhardt, N., Härtel, P., Scholz, A., Schwinn, R., Drees, T., Maaz, A., Sprey, J., Breuer, D. C., Moser, P. D. A., Sailer, F., Reuter, S., und Müller, T. (2014). *ROADMAP SPEICHER. Bestimmung des Speicherbedarfs in Deutschland im europäischen Kontext und Ableitung von technisch-ökonomischen sowie rechtlichen Handlungsempfehlungen für die Speicherförderung.* Online Verfügbar unter: http://www.fvee.de/fileadmin/publikationen/Politische_Papiere_FVEE/14.IWES_Roadmap-Speicher/14_IWES-etal_Roadmap_Speicher_Langfassung.pdf [abgerufen am 13. November 2017].

Petermann, T. und Scherz, C. (2005). TA und (Technik-)Akzeptanz(-forschung). *Technikfolgenabschätzung - Theorie und Praxis*, 3(14):45–53.

Pfenninger, S. (2017). Energy scientists must show their workings. *nature. International weekly journal of science*, 542(7642):393.

Pfenninger, S., DeCarolis, J., Hirth, L., Quoilin, S., und Staffell, I. (2017). The importance of open data and software: Is energy research lagging behind? *Energy Policy*, 101:211 – 215.

Pfenninger, S., Hawkes, A., und Keirstead, J. (2014). Energy systems modeling for twenty-first century energy challenges. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 33:74–86.

Pfenninger, S., Schmid, E., Wiese, F., Hirth, L., Davis, C., DeCarolis, J., Fais, B., Krien, U., Matke, C., Momber, I., Müller, B., Pleßmann, G., Quoilin, S., Reeg, M., Richstein, J. C., Schlecht, I., Shivakumar, A., Staell, I., Tröndle, T., und Wingenbach, C. (2016). *Benefits, challenges and solutions for open energy modelling.* Working paper (Work in progress). Online Verfügbar unter: https://openmod-initiative.github.io/openmod-working-paper/ [abgerufen am 13 März 2017].

Pfluger, B., Sensfuß, F., Schubert, G., und Leisentritt, J. (2011). *Tangible ways towards climate protection in the European Union (EU Long-term scenarios 2050)*. Fraunhofer Institute for Systems and Innovation Research ISI. Online Verfügbar unter: `http://www.isi.fraunhofer.de/isi-de/x/projekte/314587_bmu-langfristszenarien.php` [abgerufen am 11. August 2015].

PgSQL - GDG (2015). PostgreSQL - License. PostgreSQL - Global Development Group. Online Verfügbar unter: `http://www.postgresql.org/about/licence/` [abgerufen am 21 Oktober 2015].

Pilavachi, P., Dalamaga, T., di Valdalbero, D. R., und Guilmot, J.-F. (2008). Ex-post evaluation of European energy models. *Energy Policy*, 36:1726–1735.

Plenarprotokoll 17/117 (2011). *Stenografischer Bericht. 117. Sitzung*. Berlin, Donnerstag, den 30. Juni 2011. Deutscher Bundestag.

Preiss, P., Wissel, S., Fahl, U., Friedrich, R., und Voß, A. (2013). *Die Risiken der Kernenergie in Deutschland im Vergleich mit Risiken anderer Stromerzeugungstechnologien*. Universität Stuttgart. Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung. Online Verfügbar unter: `http://www.ier.uni-stuttgart.de/publikationen/arbeitsberichte/downloads/Arbeitsbericht_11.pdf` [abgerufen am 29. November 2016].

Prognos (2013). *Entwicklung von Stromproduktionskosten. Die Rolle von Freiflächen-Solarkraftwerken in der Energiewende*. Prognos, Berlin. Online Verfügbar unter: `http://www.prognos.com/uploads/tx_atwpubdb/131010_Prognos_Belectric_Studie_Freiflaechen_Solarkraftwerke_02.pdf` [abgerufen am 26. April 2016].

Prognos, EWI, und GWS (2010). *Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung*. Prognos AG, Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln, Gesellschaft für wirtschaftliche Strukturforschung. Online Verfügbar unter: `http://www.ewi.uni-koeln.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/Studien/Politik_und_Gesellschaft/2010/EWI_2010-08-30_Energieszenarien-Studie.pdf` [abgerufen am 09. Februar 2017].

PWC (2010). *100% renewable electricity. A roadmap to 2050 for Europe and North Africa*. PricewaterhouseCoopers. Online Verfügbar unter: `https://www.pwc.co.uk/assets/pdf/100-percent-renewable-electricity.pdf` [abgerufen am 12. Juli 2016].

Rai, V. und Robinson, S. A. (2015). Agent-based modeling of energy technology adoption: Empirical integration of social, behavioral, economic, and environmental factors. *Environmental Modelling & Software*, 70:163–177.

Ratzel, U., Bayer, O., Brachat, P., Hoffmann, M., Jänke, K., Kiesel, K.-J., Mehnert, C., und Scheck, D. C. (2016). *Tieffrequente Geräusche inkl. Infraschall von Windkraftanlagen und anderen Quellen.* Landesanstalt für Umwelt, Messungen und Naturschutz Baden-Würtemberg. Online Verfügbar unter: `http://www4.lubw.baden-wuerttemberg.de/servlet/is/257896/tieffrequente_geraeusche_inkl_infraschall.pdf?command=downloadContent&filename=tieffrequente_geraeusche_inkl_infraschall.pdf` [abgerufen am 13. August 2016].

Rau, I., Schweizer-Ries, P., und Zoellner, J. (2011). *Aktivität und Teilhabe - Akzeptanz Erneuerbarer Energien durch Beteiligung steigern.* Forschungsgruppe Umweltpsychologie (FG-UPSY). Online Verfügbar unter: `https://www.tu-berlin.de/fileadmin/f27/PDFs/Forschung/Abschlussbericht_Aktivitaet_Teilhabe_format.pdf` [abgerufen am 10. Mai 2016].

Rauner, S., Eichhorn, M., und Thrän, D. (2016). The spatial dimension of the power system: Investigating hot spots of Smart Renewable Power Provision. *Applied Energy*, 184:1038–1050.

Rawls, J. (1971). *A theory of justice.* Harvard University Press, Cambridge, Massachusetts, London.

Riedel, H. (2013). Sieben Windräder rufen Sturm hervor. Mitteldeutsche Zeitung. 01.05.2013. Online Verfügbar unter: `http://www.mz-web.de/weissenfels/stadtrat-in-luetzen-sieben-windraeder-rufen-sturm-hervor-2244176` [abgerufen am 09. Oktober 2017].

Riedel, H. (2015). Windkraftanalgen im Burgenlandkreis. Geräusche halten die Windräderbauer nicht auf. Mitteldeutsche Zeitung. 21.02.2015. Online Verfügbar unter: `http://www.mz-web.de/weissenfels/windkraftanlagen-im-burgenlandkreis-geraeusche-halten-die-windraderbauer-nicht-auf-2031896` [abgerufen am 09. Oktober 2017].

RLI (2013). *Vergleich und Optimierung von zentral und dezentral orientierten Ausbaupfaden zu einer Stromversorgung aus Erneuerbaren Energien in Deutschland.* Reiner Lemoine Institut gGmbH. Online Verfügbar unter: `http://www.bvmw.de/fileadmin/download/Downloads_allg._Dokumente/politik/Studie_zur_dezentralen_Energiewende.pdf.pdf` [abgerufen am 16. März 2015].

Rochlin, G. I. (2014). Energy research and the contributions of the social sciences: A retrospective examination. *Energy Research & Social Science*, 3:178–185.

Ryan, S. E., Hebdon, C., und Dafoe, J. (2014). Energy research and the contributions of the social sciences: A contemporary examination. *Energy Research & Social Science*, 3:186–197.

Santos, M., P.Ferreira, Araújo, M., Portugal-Pereira, J., Lucena, A., und Schaeffer, R. (2017). Scenarios for the future Brazilian power sector based on a multi-criteria assessment. *Journal of Cleaner Production*. In Press, Corrected Proof.

Santoyo-Castelazo, E. und Azapagic, A. (2014). Sustainability assessment of energy systems: Integrating environmental, economic and social aspects. *Journal of Cleaner Production*, 80:119–138.

Schmid, S. I. und Zimmer, D. R. (2012). *Akzeptanz von Windkraftanlagen in Baden-Württemberg*. Unabhängiges Institut für Umweltfragen (UfU). Online Verfügbar unter: `http://www.lee-nrw.de/wp-content/uploads/2015/10/UfU_Paper_1-13_Akzeptanz_von_Windkraftanlagen_in_Baden_Wuerttemberg.pdf` [abgerufen am 16. Oktober 2016].

Schmid, T., Jetter, F., und Gallet, M. (2016). *Konzept und Daten zur Regionalisierung von erneuerbaren Energien. Grundlage für die Abbildung regionalisierter Szenarien im Netzentwicklungsplan Strom 2030 Version 2017*. Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE). Online Verfügbar unter: `https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/20161018_NEP2030_Regionalisierung_EE_FfE.pdf` [abgerufen am 24. Oktober 2017].

Schmidt, S. und Weigt, H. (2015). Interdisciplinary energy research and energy consumption: What, why, and how? *Energy Research & Social Science*, 10:206–2019.

Schubert, D. K. J. (2016). *Bewertung von Szenarien für Energiesysteme. Potenzial, Grenzen und Akzeptanz*. Dissertation, Technische Universität Dresden.

Schubert, D. K. J., Thuß, S., und Möst, D. (2015). Does political and social feasibility matter in energy scenarios? *Energy Research & Social Science*, 7:43–54.

Schuitema, G. und Sintov, N. D. (2017). Should we quit our jobs? Challenges, barriers and recommendations for interdisciplinary energy research. *Energy Policy*, 101:246–250.

Schweizer, V. J. und Kurniawan, J. H. (2016). Systematically linking qualitative elements of scenarios across levels, scales, and sectors. *Environmental Modelling & Software*, 79:322–333.

Schweizer-Ries, P. (2008). *Akzeptanz Erneuerbarer Energien und sozialwissenschaftliche Fragen*. Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg (OvGU). Online Verfügbar unter: `http://edok01.tib.uni-hannover.de/edoks/e01fb09/612638286.pdf` [abgerufen am 23. Mai 2014].

Schweizer-Ries, P. (2009). *Umweltpsychologische Untersuchung von Windkraftanlagen entlang von Autobahnen und Bundesstraßen: Akzeptanzanalyse bei Autofahrern*. Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg (OvGU). Online Verfügbar unter: `http://www.uckermark-barnim.de/images/projekte/weitere_projekte/wind_infrastruktur/wind_infrastr_psych.pdf` [abgerufen am 16. Oktober 2016].

Schäfer, M. und Keppler, D. (2013). *Modelle der technikorientierten Akzeptanzforschung: Überblick und Reflexion am Beispiel eines Forschungsprojektes zur Implementierung innovativer technischer Energieeffizienz-Maßnahmen*. Technische Universität Berlin. Zentrum Technik und Gesellschaft. Discussion paper. Online Verfügbar unter: `https://www.tu-berlin.de/fileadmin/f27/PDFs/Discussion_Papers/Akzeptanzpaper__end.pdf` [abgerufen am 10. Mai 2016].

SciGRID (2015). Open Source Reference Model of European Transmission Networks for Scientific Analysis. NEXT ENERGY. Online Verfügbar unter: `http://www.scigrid.de/` [abgerufen am 26. April 2016].

SH (2016). *Umweltbericht zu dem Entwurf der Teilaufstellung des Regionalplans des Planungsraums II (Sachthema Windenergie)*. Landesplanungsbehörde, Kiel. Online Verfügbar unter: `https://bolapla-sh.de/file/9e455441-efb7-4f50-a411-8ffb0415405d` [abgerufen am 25. März 2017].

Sigrist, L. (2014). *Annex to D3.1 - Technology Assessment Report. Storage Technologies: Compressed Air Energy Storage*. e-Highway 2050. Modular Development Plan of the Pan-European Transmission System 2050. Online Verfügbar unter: `http://www.e-highway2050.eu/fileadmin/documents/Results/D3/report_CAES.pdf` [abgerufen am 24. Oktober 2016].

Sindram, M. und Zimmer, M. (2012). Die Zukunft der Energiemärkte – ein GIS-gestützter Ansatz. In Koch, A., Kutzner, T., und Eder, T., Hrsg., *Geoinformationssysteme. Beiträge zum 17. Münchner Fortbildungsseminar 2012*, S. 238–289. Wichmann.

Sintov, N. D. und Schultz, P. W. (2015). Unlocking the potential of smart grid technologies with behavioral science. *Frontiers in Psychology*, 6.

Siyal, S. H., Mörtberg, U., Mentis, D., Welsch, M., Babelon, I., und Howells, M. (2015). Wind energy assessment considering geographic and environmental restrictions in Sweden: A GIS-based approach. *Energy*, 83:447–461.

Sonnberger, M. und Ruddat, M. (2017). Local and socio-political acceptance of wind farms in germany. *Technology in Society*, 51:56–65.

Sovacool, B., Ryan, S., Stern, P., Janda, K., Rochlin, G., Spreng, D., Pasqualetti, M., Wilhite, H., und Lutzenhiser, L. (2015). Integrating social science in energy research. *Energy Research & Social Science*, 6:95–99.

Sovacool, B. K. (2014a). Energy studies need social science. *Nature*, 511:529–530.

Sovacool, B. K. (2014b). What are we doing here? Analyzing fifteen years of energy scholarship and proposing a social science research agenda. *Energy Research & Social Science*, 1:1–29.

SRU (2010). *Möglichkeiten und Grenzen der Integration verschiedener regenerativer Energiequellen zu einer 100% regenerativen Stromversorgung der Bundesreplublik Deuschland bis zum Jahr 2050.* Sachverständigenrat für Umweltfragen, Yvonne Scholz. Online Verfügbar unter: `http://www.umweltrat.de/SharedDocs/Downloads/DE/03_Materialien/2010_MAT42_DZLR_Integration_Energiequellen_2050.pdf?__blob=publicationFile` [abgerufen am 20. Oktober 2016].

SRU (2011). *Pathways towards a 100 % renewable electricity system - Special Report.* Sachverständigenrat für Umweltfragen. Online Verfügbar unter: `http://www.umweltrat.de/SharedDocs/Downloads/EN/02_Special_Reports/2011_10_Special_Report_Pathways_renewables.pdf?__blob=publicationFile` [abgerufen am 12. Juli 2016].

STAEBL (2015). Regionaldatenbank Deutschland. Statistische Ämter des Bundes und der Länder. Online Verfügbar unter: `https://www.regionalstatistik.de/genesis/online/logon` [abgerufen am 26. Oktober 2015].

STAEBL (2016). Regionalstatistischer Datenkatalog des Bundes und der Länder. Statistische Ämter des Bundes und der Länder. Online Verfügbar unter: `http://www.statistikportal.de/Statistik-Portal/Regio-Stat-Katalog.pdf` [abgerufen am 21. Oktober 2015].

Steg, L., Perlaviciute, G., und van der Werff, E. (2015). Understanding the human dimension of a sustainable energy transition. *Frontiers in Psychology*, 6(805).

Stern, P. C. (2014). Individual and household interactions with energy systems: Toward integrated understanding. *Energy Research & Social Science*, 1:41–48.

Stern, P. C. (2017). How can social science research become more influential in energy transitions? *Energy Research & Social Science*, 26:91–95.

StromEinspG (1990). *Gesetz über die Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien in das öffentliche Netz (Stromeinspeisungsgesetz)*. Vom 07. Dezember 1990 (BGBl I S. 2633), zuletzt geändert durch Gesetz zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts vom 24. April 1998 (BGBl I S. 730, 734). Deutscher Bundestag.

Söderholm, P., Hildingsson, R., Johansson, B., Khan, J., und Wilhelmsson, F. (2011). Governing the transition to low-carbon futures: A critical survey of energy scenarios for 2050. *Futures*, 43(10):1105–1116.

Söthe, M. (2015). *Windausbauszenarien 2050 - unter Berücksichtigung von ökologischen und sozio-ökonomischen Schlüsselfaktoren*. Masterthesis, Europa-Universität Flensburg, Energie- und Umweltmanagement.

Timmerman, J., Vandevelde, L., und Eetvelde, G. V. (2014). Towards low carbon business park energy systems: Classification of techno-economic energy models. *Energy*, 75:68–80.

Tokea, D., Breukers, S., und Wolsink, M. (2008). Wind power deployment outcomes: How can we account for the differences? *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 12(4):1129–1147.

Trutnevyte, E., Barton, J., Áine O'Grady, Ogunkunle, D., Pudjianto, D., und Robertson, E. (2014). Linking a storyline with multiple models: A cross-scale study of the UK power system transition. *Technological Forecasting and Social Change*, 89:26–42.

Trutnevyte, E., Stauffacher, M., Schlegel, M., und Scholz, R. W. (2012). Context-Specific Energy Strategies: Coupling Energy System Visions with Feasible Implementation Scenarios. *Environmental Science and Technology*, 46(17):9240–9248.

UBA (2005). *Treibhausgas-Emissionen*. Umweltbundesamt. Online Verfügbar unter: `https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/treibhausgas-emissionen` [abgerufen am 26. April 2016].

van Beeck, N. (1999). *Classification of energy models*. Tilburg University. Online Verfügbar unter: `http://citeseerx.ist.psu.edu/viewdoc/download?doi=10.1.1.43.8055&rep=rep1&type=pdf` [abgerufen am 07. März 2017].

van Notten, P. W., Rotmans, J., van Asselt, M. B., und Rothman, D. S. (2003). An updated scenario typology. *Futures*, 35(5):423–443.

van Vuuren, D. P., Hoogwijk, M., Barker, T., Riahi, K., Boeters, S., Chateau, J., Scrieciu, S., van Vliet, J., Masui, T., Blok, K., Blomen, E., und Krama, T. (2009). Comparison of top-down and bottom-up estimates of sectoral and regional greenhouse gas emission reduction potentials. *Energ Policy*, 37(12):5125–5139.

Varho, V. und Tapio, P. (2013). Combining the qualitative and quantitative with the Q2 scenario technique — The case of transport and climate. *Technological Forecasting and Social Change*, 80(4):611–630.

Ventosa, M., Baillo, A., Ramos, A., und Rivier, M. (2005). Electricity market modeling trends. *Energy Policy*, 33(7):897–913.

Vestas (2014a). V112-3.3/3.45 at a Glance. Online Verfügbar unter: `http://web.archive.org/web/20150906185246/http://www.vestas.com/en/products_and_services/turbines/v112-3_3_mw` [abgerufen am 5. Oktober 2015].

Vestas (2014b). V126 - 3.3 at a Glance. Online Verfügbar unter: `http://web.archive.org/web/20150403070502/http://www.vestas.com/en/products_and_services/turbines/v126-3_3_mw` [abgerufen am 5. Oktober 2015].

Volkart, K., Weidmann, N., Bauer, C., und Hirschberg, S. (2017). Multi-criteria decision analysis of energy system transformation pathways: A case study for Switzerland. *Energy Policy*, 106:155–168.

von Falkenstein, E. (2006). *Bürgerproteste gegen Windenergieanlagen. Akteursanalyse ausgewählter Bürgerinitiativen in Bayern und Baden-Württemberg.* Masterthesis, Lehrstuhl für Forstpolitik und Forstgeschichte – Technische Universität München.

Wallasch, A.-K., Lüers, S., und Rehfeldt, K. (2015). *Akteursstrukturen von Windenergieprojekten in Deutschland.* Bundesverband WindEnergie e.V. Online Verfügbar unter: `https://www.wind-energie.de/sites/default/files/download/publication/akteursstrukturen-von-windenergieprojekten-deutschland/20150218_studie_akteursvielfalt_final.pdf` [abgerufen am 13. August 2016].

Walter, G. (2012). *Sozialpsychologische Akzeptanz von Windkraftprojekten an potentiellen Standorten - Eine quasiexperimentelle Untersuchung.* Universität Zürich. Online Verfügbar unter: `http://www.bfe.admin.ch/forschungwindenergie/02512/02746/index.html?lang=de&dossier_id=05770` [abgerufen am 23. Mai 2014].

Walter, G. (2014). Determining the local acceptance of wind energy projects in Switzerland: The importance of general attitudes and project characteristics. *Energy Research & Social Science*, 4:78–88.

Walter, G., Krauter, S., und Schwenzer, A. (2011). Erfolgsfaktoren für die Akzeptanz von Erneuerbare-Energie-Anlagen. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 61(3).

Weimer-Jehle, W. (2006). Cross-impact balances: A system-theoretical approach to cross-impact analysis. *Technological Forecasting and Social Change*, 73(4):334–361.

Weimer-Jehle, W. (2013). *ScenarioWizard 4.1 Constructing Consistent Scenarios Using Cross-Impact Balance Analysis.* Universität Stuttgart, Zentrum für Interdisziplinäre Risiko- und Innovationsforschung (ZIRIUS). Online Verfügbar unter: `http://www.cross-impact.de/Ressourcen/ScenarioWizardManual_en.pdf` [abgerufen am 26. Februar 2016].

Weimer-Jehle, W., Buchgeister, J., Hauser, W., Kosow, H., Naegler, T., Poganietz, W.-R., Pregger, T., Prehofer, S., von Recklinghausen, A., Schippl, J., und Vögele, S. (2016). Context scenarios and their usage for the construction of socio-technical energy scenarios. *Energy*, 111:956–970.

Weimer-Jehle, W., Prehofer, S., und Vögele, S. (2013). Kontextszenarien. Ein Konzept zur Behandlung von Kontextunsicherheit und Kontextkomplexität bei der Entwicklung von Energieszenarien. *Technikfolgenabschätzung - Theorie und Praxis*, 2:27–36.

Wiese, F. (2015). *renpass - Renewable Energy Pathways Simulation System - Open source as an approach to meet challenges in energy modeling.* Dissertation, Europa-Universität Flensburg.

Wiese, F., Bökenkamp, G., Wingenbach, C., und Hohmeyer, O. (2014). 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*, 3:490–504.

Wilkens, I. und Schmuck, P. (2012). Transdisciplinary Evaluation of Energy Scenarios for a German Village Using Multi-Criteria Decision Analysis. *Sustainability*, 4.

Wilson, I. (2000). From Scenario Thinking to Strategic Action. *Technological Forecasting and Social Change*, 65(1):23–29.

windcomm (2012). *Leitfaden Bürgerwindpark. Mehr Wertschöpfung für die Region.* windcomm Schleswig-Holstein. Online Verfügbar unter: `http://www.windcomm.de/Downloads/Leitfaeden/Leitfaden-Buergerwindpark.pdf#B%C3%BCrgerwindpark` [abgerufen am 10. August 2016].

Wingenbach, C., Hilpert, S., und Günther, S. (2016). The core concept of the Open Energy Modelling Framework (oemof). In Wohlgemuth, V., Fuchs-Kittowski, F., und Wittmann, J., Hrsg., *EnviroInfo 2016. Environmental Informatics - Stability,*

Coninuity, Innovation: Current trends and future perspectives based on 30 years of history, S. 361–366. Shaker Verlag.

Wingenbach, M. (2018). (Fl)ensburg (En)ergy (S)cenarios - 2050 Socio-ecological wind distribution. Open Science Framework. Online Verfügbar unter: `https://osf.io/4mzyj/` [abgerufen am 07. Februar 2018], doi: 10.17605/OSF.IO/4MZYJ.

Wróżyński, R., Sojka, M., und Pyszny, K. (2016). The application of GIS and 3D graphic software to visual impact assessment of wind turbines. *Renewable Energy*, 96:625–635.

Wunderlich, C. (2012). *Renews Spezial: Akzeptanz und Bürgerbeteiligung für Erneuerbare Energien: Erkenntnisse aus der Akzeptanz- und Partizipationsforschung.* Agentur für Erneuerbare Energien e.V. Online Verfügbar unter: `http://www.kommunal-erneuerbar.de/fileadmin/content/PDF/60_Renews_Spezial_Akzeptanz_und_Buergerbeteiligung_nov12.pdf` [abgerufen am 10. Mai 2016].

Wüstenhagen, R., Wolsink, M., und Bürer, M. J. (2007). Social acceptance of renewable energy innovation: An introduction to the concept. *Energy Policy*, 35:2683–2691.

Yatsalo, B., Korobov, A., und Martínez, L. (2017). Fuzzy multi-criteria acceptability analysis: A new approach to multi-criteria decision analysis under fuzzy environment. *Expert Systems with Applications*, 84:262–271.

Yingli Solar (2012). Yingli Solar PV-Module. Technische Anlage. Yingli Green Energy Europe GmbH. Online Verfügbar unter: `http://www.yinglisolar.com/assets/uploads/manual/downloads/Module_Supplement_IEC_DE_201206_v03.pdf` [abgerufen am 13. März 2017].

Zaspel-Heisters, D. B. (2015). *Steuerung der Windenergie durch die Regionalplanung - gestern, heute, morgen.* Bundesinstitut für Bau-, Stadt- und Raumforschung. Online Verfügbar unter: `http://www.bbsr.bund.de/BBSR/DE/Veroeffentlichungen/AnalysenKompakt/2015/DL_09_2015.pdf?__blob=publicationFile&v=3` [abgerufen am 10. August 2016].

A Anhang

A.1 Belastungsgrade Ist und Max inklusive Hilfsdaten

Tabelle A.1: Datentabelle aller 402 deutschen Landkreise: Landkreisfläche, Bevölkerungsdichte, Potenzialfläche, Belastungsgrad-Ist und Belastungsgrad-Max

Regionalschlüssel	Name	Bez	A_{Kreis} (km^2)	bd (Einw./km^2)	$A_{Potenzial}$ (km^2)	b_{ist} (Einw./km^2)	b_{max} (Einw./km^2)
01001	Flensburg	Kreisfreie Stadt	56,78	1478,89	0	0	0
01002	Kiel	Kreisfreie Stadt	119,62	2019,25	0,6862343501	0	11,5840052791
01003	Lübeck	Kreisfreie Stadt	211,75	1005,69	0,9201383071	0,7651396689	4,3701246474
01004	Neumünster	Kreisfreie Stadt	71,39	1079,46	0	0	0
01051	Dithmarschen	Kreis	1441,52	92,03	174,6884476905	3,3574070445	4,3997927186
01053	Herzogtum Lauenburg	Kreis	1262,29	149,76	169,6120813371	0,236735462	1,9745298421
01054	Nordfriesland	Kreis	2086,06	77,62	300,5153867108	2,4024250183	3,1080921837
01055	Ostholstein	Kreis	1393,21	142	121,2083484112	1,6669977149	3,1444046634
01056	Pinneberg	Kreis	663	454,33	4,6191169879	0,6193602126	3,1653143607
01057	Plön	Kreis	1082,73	116,97	47,7257698467	0,1597880532	1,4308896531
01058	Rendsburg-Eckernförde	Kreis	2184,1	122,74	200,3386392698	0,3729680583	1,1043502003
01059	Schleswig-Flensburg	Kreis	2069,5	94,29	132,7639941736	0,9405544913	1,5949657496
01060	Segeberg	Kreis	1345,23	195,66	176,5701750206	0,4693775212	2,9429280829

Fortsetzung auf nächster Seite...

Regionalschlüssel	Name	Bez	A_{Kreis} (km^2)	bd (Einw./km^2)	$A_{Potenzial}$ (km^2)	b_{ist} (Einw./km^2)	b_{max} (Einw./km^2)
01061	Steinburg	Kreis	1055,34	123,2	158,1835463179	1,77288722	3,4613309559
01062	Stormarn	Kreis	765,52	306,56	16,4454137975	0,625786653	4,7824925304
02000	Hamburg	Kreisfreie Stadt	752,56	2320,54	9,8703034168	7,087173123	30,4353591618
03101	Braunschweig	Kreisfreie Stadt	192,1	1286,95	5,6036183004	0,7503307591	37,5407421742
03102	Salzgitter	Kreisfreie Stadt	224,78	436,86	20,5414244625	7,9600896329	35,2092196851
03103	Wolfsburg	Kreisfreie Stadt	204,89	597,66	13,0766581945	0,561740616	34,9359452316
03151	Gifhorn	Landkreis	1568,54	109,32	211,5393735242	0,3577040923	1,405139351
03152	Göttingen	Landkreis	1117,88	222,07	22,042280318	0,1218091657	1,9485485827
03153	Goslar	Landkreis	968,47	142,32	54,733835004	0,185074977	2,3857321248
03154	Helmstedt	Landkreis	675,37	133,89	95,7733965125	1,4959279404	4,5629514164
03155	Northeim	Landkreis	1268,89	106,13	100,3699725041	0,1299500863	1,0791881341
03156	Osterode am Harz	Landkreis	635,79	116,97	42,7090021672	0,1197496278	2,6479233069
03157	Peine	Landkreis	536,04	242,79	74,9111650731	3,1625322231	9,571610808
03158	Wolfenbüttel	Landkreis	724,04	165,6	127,6018329672	1,3223974089	5,1322111129
03241	Region Hannover	Landkreis	2295,79	487,64	120,2385672471	3,1538020851	6,2673412507
03251	Diepholz	Landkreis	1989,12	105,55	234,7265091819	1,5794406641	2,5362182721
03252	Hameln-Pyrmont	Landkreis	797,37	185,3	45,4939451554	0,4050736826	3,0703092992

Fortsetzung auf nächster Seite...

Regionalschlüssel	Name	Bez	A_{Kreis} (km^2)	bd (Einw./km^2)	$A_{Potenzial}$ (km^2)	b_{ist} (Einw./km^2)	b_{max} (Einw./km^2)
03254	Hildesheim	Landkreis	1206,82	227,47	137,3384777488	0,9759337063	3,4974637799
03255	Holzminden	Landkreis	693,98	103,57	23,8847280543	0,2360378391	1,9048767987
03256	Nienburg (Weser)	Landkreis	1400,21	85,59	206,1875235153	0,6617831141	1,6970108666
03257	Schaumburg	Landkreis	675,72	230,27	18,3924912727	0,4008618301	4,243378466
03351	Celle	Landkreis	1548,93	113,34	122,5662979891	0,4836501049	1,4824927127
03352	Cuxhaven	Landkreis	2057,5	95,56	253,9929834657	1,1525036201	1,8776886971
03353	Harburg	Landkreis	1248,03	194,6	80,8236005446	0,5456771488	2,7956204837
03354	Lüchow-Dannenberg	Landkreis	1226,09	39,7	67,932212574	0,1356991587	0,57838115
03355	Lüneburg	Landkreis	1326,39	133,24	90,6209692911	0,4547747783	1,7194854297
03356	Osterholz	Landkreis	652,66	169,89	40,0010362613	0,3959591539	4,505742096
03357	Rotenburg (Wümme)	Landkreis	2072,19	77,84	348,541531427	0,350952043	0,9861075562
03358	Heidekreis	Landkreis	1880,77	72,44	118,0318414607	0,4170751904	0,8868222477
03359	Stade	Landkreis	1265,76	155,25	133,5063423311	1,7396240124	3,7803146557
03360	Uelzen	Landkreis	1461,5	63,19	175,2910835016	0,294271095	0,8573209758
03361	Verden	Landkreis	788,67	167,95	102,3480261092	1,3144852625	4,7125114803
03401	Delmenhorst	Kreisfreie Stadt	62,37	1187,25	0,238655917	7,8010375308	4,5429571503
03402	Emden	Kreisfreie Stadt	111,62	446,05	8,5244978119	19,7896166213	34,0651518454
03403	Oldenburg (Oldb)	Kreisfreie Stadt	103,62	1540,36	0,0093032215	1,860720035	0,1382967594

Fortsetzung auf nächster Seite...

Regionalschlüssel	Name	Bez	A_{Kreis} (km^2)	bd (Einw./km^2)	$A_{Potenzial}$ (km^2)	b_{ist} (Einw./km^2)	b_{max} (Einw./km^2)
03404	Osnabrück	Kreisfreie Stadt	120,17	1300,79	0,0252290584	0,5875658939	0,273094007
03405	Wilhelmshaven	Kreisfreie Stadt	108,18	700	0,9987663173	5,5590532965	6,4627141997
03451	Ammerland	Landkreis	729,19	163,01	38,8103078339	0,4850994699	3,2133413788
03452	Aurich	Landkreis	1294,54	144,5	193,2296595316	3,8687241329	5,9500162331
03453	Cloppenburg	Landkreis	1420,22	112,78	384,1679863678	1,3807233042	3,0506869008
03454	Emsland	Landkreis	2882,38	108,83	690,3118155946	1,5563691042	2,3178850123
03455	Friesland	Landkreis	620,5	156,48	26,3821489787	2,0434089335	5,0719069626
03456	Grafschaft Bentheim	Landkreis	981,7	136,17	158,1022495	1,0929049477	3,7127715951
03457	Leer	Landkreis	1085,64	151,79	167,1110175681	1,2722431541	3,4918334294
03458	Oldenburg	Landkreis	1064,34	118,17	63,9981164308	0,7103037813	2,4925865325
03459	Osnabrück	Landkreis	2120,17	165,22	267,6787314116	0,8179676973	2,4017440049
03460	Vechta	Landkreis	812,89	165,08	189,8463975819	1,4091610963	5,4187408821
03461	Wesermarsch	Landkreis	833,22	106,61	51,27399952	1,0076323163	3,0794078209
03462	Wittmund	Landkreis	659,62	85,5	127,7017036897	2,0835787836	4,6899332523
04011	Bremen	Kreisfreie Stadt	325,62	1684,63	0,8535939517	10,4505489652	4,4161598759
04012	Bremerhaven	Kreisfreie Stadt	94,42	1152,81	0,6444099634	25,3519560899	7,8678484417
05111	Düsseldorf	Kreisfreie Stadt	217,52	2752,29	1,1238255877	0	14,2198139336

Fortsetzung auf nächster Seite...

Regionalschlüssel	Name	Bez	A_{Kreis} (km^2)	bd (Einw./km^2)	$A_{Potenzial}$ (km^2)	b_{ist} (Einw./km^2)	b_{max} (Einw./km^2)
05112	Duisburg	Kreisfreie Stadt	233,07	2088,88	0,2439413743	0	2,1863142316
05113	Essen	Kreisfreie Stadt	210,4	2708,54	0	0	0
05114	Krefeld	Kreisfreie Stadt	136,69	1624,58	0,003909005	0,052794406	0,0464590772
05116	Mönchengladbach	Kreisfreie Stadt	170,87	1494,91	2,4964128468	4,7746884027	21,8406538818
05117	Mülheim an der Ruhr	Kreisfreie Stadt	91,22	1826,77	0	0	0
05119	Oberhausen	Kreisfreie Stadt	77,47	2698,92	0	0	0
05120	Remscheid	Kreisfreie Stadt	73,92	1474,04	0	0	0
05122	Solingen	Kreisfreie Stadt	89,03	1749,56	0	0	0
05124	Wuppertal	Kreisfreie Stadt	168,36	2040,18	0,28761488	0,1584230021	3,4853060463
05154	Kleve	Kreis	1233,45	245,41	35,0110753806	1,3384466501	4,349736705
05158	Mettmann	Kreis	407,72	1169,03	1,1363541223	0,2078594544	3,258196948
05162	Rhein-Kreis Neuss	Kreis	576,86	763,8	42,2673386942	5,2701782609	23,5051714172
05166	Viersen	Kreis	563,33	523,53	4,2938424464	1,6521530387	3,9904768714
05170	Wesel	Kreis	1042,3	438,49	19,3176692898	0,6554808367	4,6318774331

Fortsetzung auf nächster Seite...

Regionalschlüssel	Name	Bez	A_{Kreis} (km^2)	bd (Einw./km^2)	$A_{Potenzial}$ (km^2)	b_{ist} (Einw./km^2)	b_{max} (Einw./km^2)
05314	Bonn	Kreisfreie Stadt	141,68	2197,19	0,0054935155	0	0,0851940805
05315	Köln	Kreisfreie Stadt	406,62	2543,33	0,1545874486	0	0,9669147991
05316	Leverkusen	Kreisfreie Stadt	78,78	2041,38	0,1722718261	0	4,4639789335
05334	Städteregion Aachen	Kreis	704,67	773,51	10,5985465588	7,1885267037	11,6339304195
05358	Düren	Kreis	940,06	274,86	94,4054625967	2,3886138042	6,0752567797
05362	Rhein-Erft-Kreis	Kreis	702,82	649,67	76,32650326	4,2466503069	16,2084419243
05366	Euskirchen	Kreis	1250,13	149,93	31,3086100169	0,6379519182	2,0796310586
05370	Heinsberg	Kreis	627,57	395,55	25,423935739	3,8063920035	10,4472856629
05374	Oberbergischer Kreis	Kreis	917,84	294,48	0	0	0
05378	Rheinisch-Bergischer Kreis	Kreis	438,03	635,66	0,0002722039	0	0
05382	Rhein-Sieg-Kreis	Kreis	1151,59	505,63	14,9755505657	0,0613084654	4,0463587174
05512	Bottrop	Kreisfreie Stadt	100,23	1157,84	0,137197867	0,697590214	1,5848865448
05513	Gelsenkirchen	Kreisfreie Stadt	105,35	2447,59	0	0	0
05515	Münster	Kreisfreie Stadt	303,37	987,92	1,0706473963	0,4160085324	3,4865477

Fortsetzung auf nächster Seite...

Regionalschlüssel	Name	Bez	A_{Kreis} (km^2)	bd (Einw./km^2)	$A_{Potenzial}$ (km^2)	b_{ist} (Einw./km^2)	b_{max} (Einw./km^2)
05554	Borken	Kreis	1420,84	256,38	46,5843575383	1,8305599362	4,1236002464
05558	Coesfeld	Kreis	1111,68	193,66	28,1637069373	0,5875837451	2,8639372369
05562	Recklinghausen	Kreis	761,06	806,61	0,3463921714	0,7255705182	0,3671239973
05566	Steinfurt	Kreis	1794,45	242,12	241,2312761306	2,0723319433	4,4310700315
05570	Warendorf	Kreis	1317,81	206,88	48,5311672307	1,5575823967	3,3522710146
05711	Bielefeld	Kreisfreie Stadt	258,87	1270,4	0	0	0
05754	Gütersloh	Kreis	968,77	363,69	0,5694174515	0,1875970779	0,2137673885
05758	Herford	Kreis	450,4	552,82	0	0	0
05762	Höxter	Kreis	1199,79	119,01	99,4783068696	0,76475167	1,931208345
05766	Lippe	Kreis	1244,86	277,44	0,2718799949	0,5270897335	0,060593469
05770	Minden-Lübbecke	Kreis	1151,04	268,76	11,1741915725	0,5552803543	2,6090976222
05774	Paderborn	Kreis	1245,85	238,14	44,2909567357	3,3122109212	5,6692406846
05911	Bochum	Kreisfreie Stadt	144,66	2500,61	0,0118432334	0	0,2047235446
05913	Dortmund	Kreisfreie Stadt	279,55	2060,24	0,1054404658	1,2951330426	0,7770798256
05914	Hagen	Kreisfreie Stadt	160,39	1159,67	0	0	0
05915	Hamm	Kreisfreie Stadt	227,49	773,88	0,2500464578	0,2964257446	0,8506130061
05916	Herne	Kreisfreie Stadt	51,48	2999,73	0	0	0

Fortsetzung auf nächster Seite...

Regionalschlüssel	Name	Bez	A_{Kreis} (km^2)	bd (Einw./km^2)	$A_{Potenzial}$ (km^2)	b_{ist} (Einw./km^2)	b_{max} (Einw./km^2)
05954	Ennepe-Ruhr-Kreis	Kreis	410,82	785,57	0	0	0
05958	Hochsauerlandkreis	Kreis	1958,13	133,8	4,5585853849	0,7942842816	0,3114904141
05962	Märkischer Kreis	Kreis	1060,13	392,63	0,9432053926	0,2353034221	0,3493257745
05966	Olpe	Kreis	711,24	189,74	0,0302991405	0,0146045266	0,0080830084
05970	Siegen-Wittgenstein	Kreis	1133,5	242,53	0,0508396897	0,0367103153	0,0108779444
05974	Soest	Kreis	1328,65	222,01	15,9840657716	1,2523971074	2,6708481857
05978	Unna	Kreis	542,48	721,92	0,5713908657	1,0005452659	0,7603939201
06411	Darmstadt	Kreisfreie Stadt	123,01	1217,37	0,0679564466	0	0,6725318223
06412	Frankfurt am Main	Kreisfreie Stadt	248,03	2827,67	0,7018490459	0	8,0014413242
06413	Offenbach am Main	Kreisfreie Stadt	45,31	2630,65	0	0	0
06414	Wiesbaden	Kreisfreie Stadt	203,67	1344,69	0,1779312774	0	1,1747552874
06431	Bergstraße	Landkreis	718,55	365,07	25,015309483	0	3,5783746252
06432	Darmstadt-Dieburg	Landkreis	657,44	434,12	29,6314724953	0,2745407415	4,7202551014
06433	Groß-Gerau	Landkreis	452,9	568,12	20,6996910844	0	8,9207638834
06434	Hochtaunuskreis	Landkreis	480,45	476,98	13,2177249	0	4,9517967022
06435	Main-Kinzig-Kreis	Landkreis	1395,81	290,15	63,2284467367	0,7704424829	2,1611683491

Fortsetzung auf nächster Seite...

Regionalschlüssel	Name	Bez	A_{Kreis} (km^2)	bd (Einw./km^2)	$A_{Potenzial}$ (km^2)	b_{ist} (Einw./km^2)	b_{max} (Einw./km^2)
06436	Main-Taunus-Kreis	Landkreis	221,39	1029,97	2,563899508	0	11,9279984473
06437	Odenwaldkreis	Landkreis	624,4	154,07	11,517769373	0,1570443798	1,1702339273
06438	Offenbach	Landkreis	355,87	950,62	0,2357919739	0	0,6298608093
06439	Rheingau-Taunus-Kreis	Landkreis	811,52	223,27	30,4539645759	0,1343711794	1,7015141208
06440	Wetteraukreis	Landkreis	1099,94	268,57	118,1027149328	0,5750231151	2,6587201336
06531	Gießen	Landkreis	854,74	296,96	49,5949148402	0,1006075028	2,7737106481
06532	Lahn-Dill-Kreis	Landkreis	1064,38	236,13	23,1119226158	0,4900026015	1,6668323789
06533	Limburg-Weilburg	Landkreis	738,57	230,13	47,8500470497	0,1314056737	2,1153108455
06534	Marburg-Biedenkopf	Landkreis	1261,1	191,62	98,2140450681	0,4623719945	1,8066039449
06535	Vogelsbergkreis	Landkreis	1457,03	73,01	126,1606998388	0,5379864048	1,0258702897
06611	Kassel	Kreisfreie Stadt	104,4	1859,1	0,1866928808	3,873578965	3,3245281104
06631	Fulda	Landkreis	1380,58	156,68	65,9134372743	0,0068605616	0,9664966599
06632	Hersfeld-Rotenburg	Landkreis	1097,05	109,07	71,677399812	0,1307934369	0,9198423674
06633	Kassel	Landkreis	1294,35	180,29	75,9101249221	0,4180145895	1,753821603
06634	Schwalm-Eder-Kreis	Landkreis	1538,28	116,64	107,8550055283	0,1088162923	0,8060364454

Fortsetzung auf nächster Seite...

Regionalschlüssel	Name	Bez	A_{Kreis} (km^2)	bd (Einw./km^2)	$A_{Potenzial}$ (km^2)	b_{ist} (Einw./km^2)	b_{max} (Einw./km^2)
06635	Waldeck-Frankenberg	Landkreis	1846,4	84,82	141,2124376891	0,2508613824	0,7149203126
06636	Werra-Meißner-Kreis	Landkreis	1023,8	98,02	67,3165542949	0,0237529908	0,914490146
07111	Koblenz	Kreisfreie Stadt	105,96	1044,15	2,0863345409	0	20,5591375131
07131	Ahrweiler	Landkreis	786,7	160,29	3,228345249	0,1395991823	0,6577748315
07132	Altenkirchen (Westerwald)	Landkreis	640,85	200,32	9,0220463412	0,1405684728	1,8976743834
07133	Bad Kreuznach	Landkreis	863,53	179,84	66,2872705196	0,5920085804	2,5100149661
07134	Birkenfeld	Landkreis	776,85	103,85	21,2834474295	0,2637028798	1,3832968983
07135	Cochem-Zell	Landkreis	720,23	87,75	12,766801986	0,4030947491	1,25861415
07137	Mayen-Koblenz	Landkreis	816,18	257,03	36,6494464855	0,2990625396	2,956264497
07138	Neuwied	Landkreis	627,38	286,04	8,1911462205	0,000085734	1,8389935395
07140	Rhein-Hunsrück-Kreis	Landkreis	963,26	104,61	48,4949376254	1,6976415872	2,4742173756
07141	Rhein-Lahn-Kreis	Landkreis	781,02	155,41	34,3197163514	0,0377426083	1,1145864006
07143	Westerwaldkreis	Landkreis	989,6	200,79	21,8417198972	0,4634690438	1,4281521075
07211	Trier	Kreisfreie Stadt	116,07	923,85	1,3369701358	0	10,6415082275
07231	Bernkastel-Wittlich	Landkreis	1168,74	94,67	35,0382435565	0,1343554491	0,7075523648

Fortsetzung auf nächster Seite...

Regionalschlüssel	Name	Bez	A_{Kreis} (km^2)	bd (Einw./km^2)	$A_{Potenzial}$ (km^2)	b_{ist} (Einw./km^2)	b_{max} (Einw./km^2)
07232	Eifelkreis Bitburg-Prüm	Landkreis	1627,93	59,07	127,3998973576	0,3900010938	0,680870022
07233	Vulkaneifel	Landkreis	911,48	66,67	30,3148671546	0,2379579288	0,8191573305
07235	Trier-Saarburg	Landkreis	1104,54	130,68	70,5619713808	0,7580044965	1,6589583355
07311	Frankenthal (Pfalz)	Kreisfreie Stadt	43,75	1081,97	2,9872865556	0	73,877815647
07312	Kaiserslautern	Kreisfreie Stadt	140,14	693,3	0,2898610261	0,0869090431	1,4339992108
07313	Landau in der Pfalz	Kreisfreie Stadt	83	528,01	5,7201978817	0	36,3894178736
07314	Ludwigshafen am Rhein	Kreisfreie Stadt	77,78	2076,52	1,2165920579	0	32,4797858073
07315	Mainz	Kreisfreie Stadt	97,59	2093,12	5,2728755156	12,7943773663	113,0931570775
07316	Neustadt an der Weinstraße	Kreisfreie Stadt	117,24	446,95	6,043343722	0	23,0388304039
07317	Pirmasens	Kreisfreie Stadt	61,43	652,82	0,2518797753	0	2,6767402718
07318	Speyer	Kreisfreie Stadt	42,77	1162,92	0,0122806982	0	0
07319	Worms	Kreisfreie Stadt	108,67	738,92	16,8440253631	11,2902971709	88,3152134254
07320	Zweibrücken	Kreisfreie Stadt	70,84	481,14	2,5952619094	0	17,626825453
07331	Alzey-Worms	Landkreis	587,58	213,1	116,7728006521	7,7074543767	11,7322222779

Fortsetzung auf nächster Seite...

Regionalschlüssel	Name	Bez	A_{Kreis} (km^2)	bd (Einw./km^2)	$A_{Potenzial}$ (km^2)	b_{ist} (Einw./km^2)	b_{max} (Einw./km^2)
07332	Bad Dürkheim	Landkreis	593,59	220,76	38,8007233945	0,447343009	3,8641653787
07333	Donnersbergkreis	Landkreis	644,21	116,72	82,143977184	0,8150043267	2,4541290018
07334	Germersheim	Landkreis	463,04	270,89	20,5966052708	0,4251598404	4,951861671
07335	Kaiserslautern	Landkreis	640,33	162,6	40,7036470753	0,5928286141	2,6542446331
07336	Kusel	Landkreis	572,81	124,12	66,4793211757	0,4661012876	2,4055200113
07337	Südliche Weinstraße	Landkreis	638,96	170,63	56,5716567513	0,2132563955	2,861900828
07338	Rhein-Pfalz-Kreis	Landkreis	304,37	489,77	26,949148266	2,3986206266	18,3032417078
07339	Mainz-Bingen	Landkreis	605,09	336,05	55,4378500628	4,8507413119	9,94032772
07340	Südwestpfalz	Landkreis	953,81	101,28	28,2336892864	0,1593358203	0,7772553644
08111	Stuttgart	Stadtkreis	209,75	2881,07	0	0	0
08115	Böblingen	Landkreis	616,74	600,56	10,5322221742	0	4,0506544359
08116	Esslingen	Landkreis	639,2	801,43	1,1614411914	0	0,1985750258
08117	Göppingen	Landkreis	642,06	387,52	18,228391922	0,8222880896	4,43028685
08118	Ludwigsburg	Landkreis	686,13	760,25	9,7174491015	0,0565361751	0,1856411718
08119	Rems-Murr-Kreis	Landkreis	856,77	479,74	4,2142750431	0,0083148068	1,4268208542
08121	Heilbronn	Stadtkreis	100,51	1175,27	2,2556768395	0	9,8909162738
08125	Heilbronn	Landkreis	1098,05	296,92	64,9834555772	0,0192928823	1,7189958154
08126	Hohenlohekreis	Landkreis	776,5	138,91	53,6763621025	0,071808046	1,3599819492
08127	Schwäbisch Hall	Landkreis	1483,14	126,54	96,5402946757	0,0977496387	0,6801816283

Fortsetzung auf nächster Seite...

Regionalschlüssel	Name	Bez	A_{Kreis} (km^2)	bd (Einw./km^2)	$A_{Potenzial}$ (km^2)	b_{ist} (Einw./km^2)	b_{max} (Einw./km^2)
08128	Main-Tauber-Kreis	Landkreis	1304,04	99,58	186,3163171582	0,4262515681	1,0921197311
08135	Heidenheim	Landkreis	627,01	204,06	41,4673612617	0,8877686883	3,0764876834
08136	Ostalbkreis	Landkreis	1509,39	203,35	88,351514683	0,229035863	1,0862060088
08211	Baden-Baden	Stadtkreis	140,15	378,25	0,3008094004	0	0,8118526986
08212	Karlsruhe	Stadtkreis	173,88	1720,2	0,8421794881	0,872444705	8,3317066679
08215	Karlsruhe	Landkreis	1083,62	396,07	33,1392901295	0,0011542425	1,9425902009
08216	Rastatt	Landkreis	737,8	302,67	8,3117515637	0,0001187654	1,842051996
08221	Heidelberg	Stadtkreis	109,19	1393,13	0,6290335621	0	8,0256939862
08222	Mannheim	Stadtkreis	145	2046,17	0,3746508917	0,0053402955	5,2868925177
08225	Neckar-Odenwald-Kreis	Landkreis	1124,55	125,9	100,6818623115	0,2842303544	1,1597215606
08226	Rhein-Neckar-Kreis	Landkreis	1059,9	501	35,8614114437	0	2,6118148973
08231	Pforzheim	Stadtkreis	98,31	1197,75	0,0002976744	0	0
08235	Calw	Landkreis	796,49	190,16	8,6634454674	0,1269778605	0,8389217291
08236	Enzkreis	Landkreis	572,82	336,6	12,7192399342	0	2,6347437219
08237	Freudenstadt	Landkreis	870,55	131,86	13,3687804298	0,0660764698	0,6177768579
08311	Freiburg im Breisgau	Stadtkreis	154,15	1428,99	1,0425252629	4,5183932258	9,6643410664
08315	Breisgau-Hochschwarzwald	Landkreis	1375,94	181,79	20,4406675336	0,0964427874	0,6073193797
08316	Emmendingen	Landkreis	679,96	232,63	23,0875346138	0,2377222805	0,6550206254

Fortsetzung auf nächster Seite...

Regionalschlüssel	Name	Bez	A_{Kreis} (km^2)	bd (Einw./km^2)	$A_{Potenzial}$ (km^2)	b_{ist} (Einw./km^2)	b_{max} (Einw./km^2)
08317	Ortenaukreis	Landkreis	1858,31	222,07	49,2670470309	0,1084119102	0,5864906618
08325	Rottweil	Landkreis	769,11	175,94	43,3833206039	0,1568018569	1,2166783084
08326	Schwarzwald-Baar-Kreis	Landkreis	1025,25	200,04	19,9539772167	0,1214817161	0,8330616412
08327	Tuttlingen	Landkreis	733,36	181,63	28,7093351383	0,0297919249	0,1026771302
08335	Konstanz	Landkreis	817,07	334,62	17,4874183194	0,0000923499206731644	0
08336	Lörrach	Landkreis	806,79	275,09	20,4383970738	0,0336537496	0,0277643434
08337	Waldshut	Landkreis	1130,19	145,34	23,7533913265	0,0040980655	0
08415	Reutlingen	Landkreis	1091,48	252,88	82,7790673506	0,040632845	1,3815167284
08416	Tübingen	Landkreis	519,71	416,65	20,8186056631	0	4,6620714504
08417	Zollernalbkreis	Landkreis	916,36	201,47	49,0605065852	0,0134633588	1,2341412219
08421	Ulm	Stadtkreis	119,26	999,65	1,1604121047	0	9,7266976391
08425	Alb-Donau-Kreis	Landkreis	1356,17	138,55	111,9851880604	0,2000896722	0,7856281608
08426	Biberach	Landkreis	1408,86	133,94	112,1189699876	0,0035217373	0,5634779733
08435	Bodenseekreis	Landkreis	664,83	312,04	19,6788985254	0	0
08436	Ravensburg	Landkreis	1630,9	167,72	77,0955015668	0,0424987627	0,5202671114
08437	Sigmaringen	Landkreis	1203,64	105,6	119,6842277866	0,0046463192	0,4335496465
09161	Ingolstadt	Kreisfreie Stadt	133,53	967,09	2,683741391	0	19,4369764235
09162	München	Kreisfreie Stadt	311,45	4520,21	1,2998580285	1,4291975606	15,7211731661
09163	Rosenheim	Kreisfreie Stadt	36,45	1658,72	0,2148331854	0,029625315	0

Fortsetzung auf nächster Seite...

Regionalschlüssel	Name	Bez	A_{Kreis} (km^2)	bd (Einw./km^2)	$A_{Potenzial}$ (km^2)	b_{ist} (Einw./km^2)	b_{max} (Einw./km^2)
09171	Altötting	Landkreis	569,99	187,66	28,3244360629	0,0002394803	1,0273705029
09172	Berchtesgadener Land	Landkreis	840,69	121,74	22,3839972824	0	0
09173	Bad Tölz-Wolfratshausen	Landkreis	1111,76	109,84	34,658791002	0	0
09174	Dachau	Landkreis	579,49	249,2	25,0369877563	0,0339315398	1,7944564326
09175	Ebersberg	Landkreis	550,01	241,83	9,2223370425	0,0000859271886552076	0
09176	Eichstätt	Landkreis	1214,27	103,65	73,5139045572	0,1620682765	0,6818490039
09177	Erding	Landkreis	871,1	149,51	27,630088359	0,0005091894	0,8775030665
09178	Freising	Landkreis	798,77	211,59	26,1335147257	0,0165128291	1,2161379701
09179	Fürstenfeldbruck	Landkreis	434,6	479,22	25,9024821334	0,0003763092	5,8365554726
09180	Garmisch-Partenkirchen	Landkreis	1011,51	84,47	12,4967508486	0	0
09181	Landsberg am Lech	Landkreis	803,41	143,05	75,1322619648	0,0276458661	1,069295219
09182	Miesbach	Landkreis	867,07	110,77	8,3253516966	0,0000309901233779092	0
09183	Mühldorf a, Inn	Landkreis	805,77	135,56	95,7520483287	0,0000714716643953684	6,8019120745
09184	München	Landkreis	663,95	497	16,4146032037	0	1,6540403455
09185	Neuburg-Schrobenhausen	Landkreis	739,97	125,28	70,2565447157	0,0411439584	1,198693253
09186	Pfaffenhofen a,d, Ilm	Landkreis	760,92	157,69	37,0328593875	0,0215224328	1,0456315249
09187	Rosenheim	Landkreis	1441,62	173,28	45,5873089591	0,0000351791756406892	8,1277004076

Fortsetzung auf nächster Seite...

Regionalschlüssel	Name	Bez	A_{Kreis} (km^2)	bd (Einw./km^2)	$A_{Potenzial}$ (km^2)	b_{ist} (Einw./km^2)	b_{max} (Einw./km^2)
09188	Starnberg	Landkreis	486,81	268,71	1,7442868453	0,0004862695	0
09189	Traunstein	Landkreis	1534,6	111,02	87,8218216818	0,0143993992	0,0176975856
09190	Weilheim-Schongau	Landkreis	967,17	134,81	39,4219502423	0,0025039279	0,0413148097
09261	Landshut	Kreisfreie Stadt	66,13	1000,71	1,956314028	0	29,6038562065
09262	Passau	Kreisfreie Stadt	70,39	702,62	0,6000464436	0	0
09263	Straubing	Kreisfreie Stadt	67,54	673,73	3,0675530103	0	0
09271	Deggendorf	Landkreis	862,25	133,81	28,7678618325	0,0000588194793519269	0
09272	Freyung-Grafenau	Landkreis	986,14	78,72	0	0	0
09273	Kelheim	Landkreis	1064,83	108,22	72,6030830838	0,0142445431	0,5649878881
09274	Landshut	Landkreis	1348,43	111,47	73,0162531438	0,001667403	0,4085137247
09275	Passau	Landkreis	1532,4	121,16	6,6897800509	0,0007361104	0,1097041921
09276	Regen	Landkreis	976,17	78,12	0,4524217902	0	0,0131658104
09277	Rottal-Inn	Landkreis	1282,58	91,73	62,0610333186	0,0055737627	0,0431770352
09278	Straubing-Bogen	Landkreis	1202,23	80,95	66,8373995357	0,0000263781512079040	0,0087047899
09279	Dingolfing-Landau	Landkreis	878,28	105,39	41,3327277952	0,0064351959	0,0419134472
09361	Amberg	Kreisfreie Stadt	50,45	824,44	0,4498591471	0	7,3514742358

Fortsetzung auf nächster Seite...

Regionalschlüssel	Name	Bez	A_{Kreis} (km^2)	bd (Einw./km^2)	$A_{Potenzial}$ (km^2)	b_{ist} (Einw./km^2)	b_{max} (Einw./km^2)
09362	Regensburg	Kreisfreie Stadt	79,73	1759,29	0,3048920785	0,1274171505	0
09363	Weiden i,d, OPf,	Kreisfreie Stadt	70,64	590,7	0,6012337708	0	5,0275876051
09371	Amberg-Sulzbach	Landkreis	1255,27	82,11	45,8186439638	0,093406848	0,3786371019
09372	Cham	Landkreis	1522,22	82,48	0,0584407284	0,0003790269	0
09373	Neumarkt i,d, OPf,	Landkreis	1344,69	95,06	99,5623303643	0,2928786348	0,7096791385
09374	Neustadt a,d, Waldnaab	Landkreis	1428,71	66,81	16,5756778357	0,0031721543	0,2477186155
09375	Regensburg	Landkreis	1393,88	133,43	59,004548998	0,0348219966	0,1260257702
09376	Schwandorf	Landkreis	1465,33	97,63	18,1641786804	0	0,2391735208
09377	Tirschenreuth	Landkreis	1085,1	67,7	32,9493219881	0,0092432719	0,3188279916
09461	Bamberg	Kreisfreie Stadt	54,92	1295,89	0,803929851	0	18,9694948032
09462	Bayreuth	Kreisfreie Stadt	67	1068,31	0,2223372887	0	3,5451514754
09463	Coburg	Kreisfreie Stadt	48,13	851,69	0,1438462898	0	2,5454487132
09464	Hof	Kreisfreie Stadt	58,23	764,6	0,8950875992	2,047891525	11,7531165783
09471	Bamberg	Landkreis	1166,64	123,8	57,2341142785	0,1369143321	0,7967133507
09472	Bayreuth	Landkreis	1273,66	82,15	26,049535466	0,0359670094	0,3493938056
09473	Coburg	Landkreis	590,74	146,8	58,2755301882	0,0286820732	2,0192179523

Fortsetzung auf nächster Seite...

Regionalschlüssel	Name	Bez	A_{Kreis} (km^2)	bd (Einw./km^2)	$A_{Potenzial}$ (km^2)	b_{ist} (Einw./km^2)	b_{max} (Einw./km^2)
09474	Forchheim	Landkreis	642,77	176,46	17,9725984065	0,0305462751	1,5650946749
09475	Hof	Landkreis	893,66	108,65	33,9209363316	0,4800632887	1,2361248472
09476	Kronach	Landkreis	651,42	105,13	10,8432069686	0,0189808379	0,9305240049
09477	Kulmbach	Landkreis	657,99	110,79	34,9880139913	0,0747241167	1,2402434752
09478	Lichtenfels	Landkreis	519,63	128,25	21,5981644806	0,0000730926635229579	1,3989935798
09479	Wunsiedel i, Fichtelgebirge	Landkreis	606,41	121,67	7,5344805062	0,0908481531	1,1375295459
09561	Ansbach	Kreisfreie Stadt	99,77	399,31	1,2543435152	0,3436994476	5,0202657018
09562	Erlangen	Kreisfreie Stadt	77,98	1354,57	0,4179405884	0	7,2599356602
09563	Fürth	Kreisfreie Stadt	63,28	1893,4	0,3776485393	0	11,2996166941
09564	Nürnberg	Kreisfreie Stadt	187,61	2659,05	0,0016449187	0	0
09565	Schwabach	Kreisfreie Stadt	40,7	971,64	0,0048775476	0	0,1164427595
09571	Ansbach	Landkreis	1971,87	90,73	112,9054248694	0,1354881714	0,4437207396
09572	Erlangen-Höchstadt	Landkreis	564,4	233,9	20,3132349052	0	2,0767512347
09573	Fürth	Landkreis	307,04	372,95	12,705232163	0,7461518534	7,4859482013
09574	Nürnberger Land	Landkreis	797,7	206,84	2,2669418227	0,0956300875	0,5878077556

Fortsetzung auf nächster Seite...

Regionalschlüssel	Name	Bez	A_{Kreis} (km^2)	bd (Einw./km^2)	$A_{Potenzial}$ (km^2)	b_{ist} (Einw./km^2)	b_{max} (Einw./km^2)
09575	Neustadt a,d, Aisch-Bad Windsheim	Landkreis	1267,13	76,93	65,7141136075	0,20877734	0,6906551229
09576	Roth	Landkreis	894,88	137,93	20,4750191228	0,0049252654	0,7314019082
09577	Weißenburg-Gunzenhausen	Landkreis	970,02	95,18	58,1945748031	0,2078519792	0,832248572
09661	Aschaffenburg	Kreisfreie Stadt	61,92	1095,63	0,3240373317	0	5,7336082315
09662	Schweinfurt	Kreisfreie Stadt	35,44	1463,1	0,0114796442	1,1489067281	0,4739240254
09663	Würzburg	Kreisfreie Stadt	87,72	1421,57	2,404615018	0	38,9686339621
09671	Aschaffenburg	Landkreis	698,65	247,32	2,711575613	0	0,9598896166
09672	Bad Kissingen	Landkreis	1137,03	90,47	72,4354680653	0,1177587959	0,7957027658
09673	Rhön-Grabfeld	Landkreis	1020,91	78,33	105,9733666045	0	0,7959443008
09674	Haßberge	Landkreis	956,02	87,96	46,0377579983	0,0577773498	0,7448730055
09675	Kitzingen	Landkreis	683,45	128,9	70,8249026649	0,1920329572	1,826250025
09676	Miltenberg	Landkreis	714,54	179,01	11,4553129722	0,1230552667	1,9227928952
09677	Main-Spessart	Landkreis	1320,89	95,61	131,8571544183	0,2364554105	0,9204527425
09678	Schweinfurt	Landkreis	841,02	134,37	113,6185372303	0,4678775343	1,8041498115
09679	Würzburg	Landkreis	966,46	164,08	128,1396778128	0,9508991604	2,6369472515
09761	Augsburg	Kreisfreie Stadt	146,43	1888,62	1,7240292878	0	22,2361277988

Fortsetzung auf nächster Seite...

Regionalschlüssel	Name	Bez	A_{Kreis} (km^2)	bd (Einw./km^2)	$A_{Potenzial}$ (km^2)	b_{ist} (Einw./km^2)	b_{max} (Einw./km^2)
09762	Kaufbeuren	Kreisfreie Stadt	40,44	1032,74	0,6206751577	0	3,5223434574
09763	Kempten (Allgäu)	Kreisfreie Stadt	63,17	1029,66	0,0006027465	0	0
09764	Memmingen	Kreisfreie Stadt	69,86	597,97	0,4598536488	0	3,9361392265
09771	Aichach-Friedberg	Landkreis	779,61	164,74	76,275788922	0,0000711984129630892	1,1747738139
09772	Augsburg	Landkreis	1071,05	224,93	69,7718505525	0,0437505401	1,5666416801
09773	Dillingen a,d, Donau	Landkreis	791,2	117,71	87,1516378769	0,0526507244	1,1727948851
09774	Günzburg	Landkreis	763,05	158,18	56,6557393138	0,0000718990822390921	1,2100615541
09775	Neu-Ulm	Landkreis	515,39	323,33	43,7887560818	0	4,1166741428
09776	Lindau (Bodensee)	Landkreis	322,97	244,41	32,5320421163	0	0
09777	Ostallgäu	Landkreis	1392,89	96,76	95,3944979578	0,0991165546	0,4336039369
09778	Unterallgäu	Landkreis	1229,18	111,85	120,9740900841	0,0281134105	0,6475360415
09779	Donau-Ries	Landkreis	1273,84	101,6	91,8834331093	0,0052764851	0,4974971688
09780	Oberallgäu	Landkreis	1527,54	98,51	55,3610817611	0,0235298943	0,0252310809
10041	Regionalverband Saarbrücken	Landkreis	411,45	792,27	0,6476279373	0	1,2470438349
10042	Merzig-Wadern	Landkreis	556,64	185,28	24,9795408178	0,7805341667	3,0742862064
10043	Neunkirchen	Landkreis	248,1	536,98	0,3004107775	0,8472300892	0,6501998359

Fortsetzung auf nächster Seite...

Regionalschlüssel	Name	Bez	A_{Kreis} (km^2)	bd (Einw./km^2)	$A_{Potenzial}$ (km^2)	b_{ist} (Einw./km^2)	b_{max} (Einw./km^2)
10044	Saarlouis	Landkreis	459,02	426,94	4,7545456602	0	4,422259867
10045	Saarpfalz-Kreis	Landkreis	418,85	343,45	4,164251414	0,3953458287	3,4146165648
10046	St, Wendel	Landkreis	476,3	185,93	6,7087445994	1,2126251705	2,6188471202
11000	Berlin	Kreisfreie Stadt	893,11	3831,38	1,360561856	1,5977273266	5,8367160639
12051	Brandenburg an der Havel	Kreisfreie Stadt	229,48	309,54	3,697773921	0,3582733975	4,9878374565
12052	Cottbus	Kreisfreie Stadt	165,49	601,82	15,2018591737	11,5339530382	55,2829952743
12053	Frankfurt (Oder)	Kreisfreie Stadt	148,22	391,44	9,827479371	3,1459121167	25,9537749629
12054	Potsdam	Kreisfreie Stadt	187,34	861,88	7,2899654558	0	33,538355007
12060	Barnim	Landkreis	1483,37	117,13	70,0084740649	0,6715694421	1,6769085115
12061	Dahme-Spreewald	Landkreis	2280,25	70,52	141,997901181	0,5146077531	0,8818608037
12062	Elbe-Elster	Landkreis	1903,19	55,78	240,7318155608	0,5476820875	0,9437626713
12063	Havelland	Landkreis	1728,6	89,02	69,9423048334	0,8608395809	1,6286154234
12064	Märkisch-Oderland	Landkreis	2162,29	86,79	284,0022016399	0,859062596	1,4361298762
12065	Oberhavel	Landkreis	1810,16	112,15	65,6011328663	0,3858612579	1,2125220452
12066	Oberspreewald-Lausitz	Landkreis	1225,49	92,9	83,6398317998	0,7423891735	1,5288328347
12067	Oder-Spree	Landkreis	2262,56	78,16	198,0982521904	0,3002199012	0,7311434493

Fortsetzung auf nächster Seite...

Regionalschlüssel	Name	Bez	A_{Kreis} (km^2)	bd (Einw./km^2)	$A_{Potenzial}$ (km^2)	b_{ist} (Einw./km^2)	b_{max} (Einw./km^2)
12068	Ostprignitz-Ruppin	Landkreis	2527,61	39,15	409,8751972859	0,3418619535	0,614374103
12069	Potsdam-Mittelmark	Landkreis	2594,86	79,2	163,1273418834	0,395561701	0,8202872438
12070	Prignitz	Landkreis	2139,22	36,46	364,5997054716	0,7166874068	1,0111161357
12071	Spree-Neiße	Landkreis	1661,68	71,55	139,6473741617	0,2665770839	0,8271229871
12072	Teltow-Fläming	Landkreis	2106,43	76,17	265,994843314	0,8554643745	1,4041244614
12073	Uckermark	Landkreis	3081,36	39,37	311,4832245053	0,6032828113	0,8263477821
13003	Rostock	Kreisfreie Stadt	181,31	1121,99	0,9199399708	2,0959892719	5,692810368
13004	Schwerin	Kreisfreie Stadt	130,03	704,34	2,6360100942	0,1352140874	14,2786076273
13071	Mecklenburgische Seenplatte	Landkreis	5501,08	47,7	749,2429930078	0,2525131903	0,4090008892
13072	Rostock	Landkreis	3430,14	61,38	301,5558030514	0,3289662479	0,5956277584
13073	Vorpommern-Rügen	Landkreis	3215,78	69,38	297,0658374544	0,3442236775	0,7117533679
13074	Nordwestmecklenburg	Landkreis	2124,58	73,08	248,6076511336	0,2865387303	0,7543995857
13075	Vorpommern-Greifswald	Landkreis	3958,08	60,18	535,0495967734	0,4020847203	0,6564541257
13076	Ludwigslust-Parchim	Landkreis	4767,31	44,46	659,1518780398	0,1753774089	0,3370723869
14511	Chemnitz	Kreisfreie Stadt	221,4	1093,17	3,5060120777	1,9114288131	17,3110534012

Fortsetzung auf nächster Seite...

Regionalschlüssel	Name	Bez	A_{Kreis} (km^2)	bd (Einw./km^2)	$A_{Potenzial}$ (km^2)	b_{ist} (Einw./km^2)	b_{max} (Einw./km^2)
14521	Erzgebirgskreis	Landkreis	1829,26	192,05	46,0027511265	0,2030405717	1,0282646841
14522	Mittelsachsen	Landkreis	2117,05	148,6	145,8057116121	0,7148326002	1,5014249023
14523	Vogtlandkreis	Landkreis	1412,95	165,59	39,5274920299	0,0667751535	0,8606074509
14524	Zwickau	Landkreis	950,21	344,2	42,0903184619	0,661072847	4,1302073944
14612	Dresden	Kreisfreie Stadt	328,62	1615,12	1,0632802148	0	5,2258692123
14625	Bautzen	Landkreis	2401,51	128,4	59,5756589606	0,2082952126	0,6340154605
14626	Görlitz	Landkreis	2117,88	123,79	161,6025118452	0,3817459853	1,0637004792
14627	Meißen	Landkreis	1460,13	166,91	89,0358000644	0,4172704535	1,7600771048
14628	Sächsische Schweiz-Osterzgebirge	Landkreis	1657,11	148,41	64,445587856	0,1356409277	1,1297828709
14713	Leipzig	Kreisfreie Stadt	299,2	1776,59	11,7420006682	19,4739811721	69,7216609866
14729	Leipzig	Landkreis	1652,79	155,86	161,5704243886	0,3727044683	1,562695082
14730	Nordsachsen	Landkreis	2029,23	97,25	177,077703901	0,2531134356	0,9215972831
15001	Dessau-Roßlau	Kreisfreie Stadt	246,36	339,41	16,7632036436	0,864968313	23,0946539563
15002	Halle (Saale)	Kreisfreie Stadt	135,8	1705,17	2,2610200763	0	28,3904536339
15003	Magdeburg	Kreisfreie Stadt	200,5	1152,23	10,6358862616	6,8845396051	61,1221308091
15081	Altmarkkreis Salzwedel	Landkreis	2303,35	37,47	368,8942224973	0,1957087448	0,4597669118

Fortsetzung auf nächster Seite...

Regionalschlüssel	Name	Bez	A_{Kreis} (km^2)	bd (Einw./km^2)	$A_{Potenzial}$ (km^2)	b_{ist} (Einw./km^2)	b_{max} (Einw./km^2)
15082	Anhalt-Bitterfeld	Landkreis	1461,36	114,16	211,8888706392	1,4412231733	2,5661825648
15083	Börde	Landkreis	2377,15	72,76	471,8555942608	1,1759298926	1,7117988534
15084	Burgenlandkreis	Landkreis	1419,1	130,33	185,6440140753	1,5164557242	2,7676811319
15085	Harz	Landkreis	2107,11	104,9	338,3225397146	0,5197169374	1,4805870995
15086	Jerichower Land	Landkreis	1589,84	57,69	287,614959181	0,5046671786	1,1131462316
15087	Mansfeld-Südharz	Landkreis	1455,88	98,39	213,7280505283	1,3241587048	2,4266920522
15088	Saalekreis	Landkreis	1440,71	130,28	286,4791465361	2,3672908844	3,7428326492
15089	Salzlandkreis	Landkreis	1435	138,48	381,3815431745	3,4040916389	5,0855043515
15090	Stendal	Landkreis	2437,2	47,38	377,6450302265	0,4345203408	0,7616688599
15091	Wittenberg	Landkreis	1944,6	66,56	220,0245123415	0,3762049431	0,9025508762
16051	Erfurt	Kreisfreie Stadt	270,37	757,78	16,196849406	3,699607609	31,9833683158
16052	Gera	Kreisfreie Stadt	152,32	623,54	8,1381510362	0,9318737691	33,3144872446
16053	Jena	Kreisfreie Stadt	114,88	937,33	0,1042976424	0	0,8509863261
16054	Suhl	Kreisfreie Stadt	102,37	348,38	0,0361036164	0,1116962345	0,1228658579
16055	Weimar	Kreisfreie Stadt	84,4	750,15	0,8600712638	0	7,6443419256
16056	Eisenach	Kreisfreie Stadt	104,42	398,07	8,1024297924	5,0440144931	30,8880887519

Fortsetzung auf nächster Seite...

Regionalschlüssel	Name	Bez	A_{Kreis} (km^2)	bd (Einw./km^2)	$A_{Potenzial}$ (km^2)	b_{ist} (Einw./km^2)	b_{max} (Einw./km^2)
16061	Eichsfeld	Landkreis	941,96	107,17	77,5221608732	0,1664929989	1,5212408914
16062	Nordhausen	Landkreis	713,88	119,6	102,101402403	0,1749952136	2,4905716887
16063	Wartburgkreis	Landkreis	1305,43	96,74	113,0113504988	0,1661583288	1,0349692515
16064	Unstrut-Hainich-Kreis	Landkreis	978,68	106,52	297,2308835529	0,902407484	2,7495990857
16065	Kyffhäuserkreis	Landkreis	1037,69	74,84	261,9174301132	0,4189873617	1,647543524
16066	Schmalkalden-Meiningen	Landkreis	1210,34	103,75	74,9573474154	0,0022000762	0,8349289081
16067	Gotha	Landkreis	935,59	144,46	133,9704571251	1,6453905322	4,0440477797
16068	Sömmerda	Landkreis	806,69	87,81	266,5797421588	1,3169923298	3,1875611018
16069	Hildburghausen	Landkreis	937,31	69,38	109,4033351358	0,0016018023	0,6660293787
16070	Ilm-Kreis	Landkreis	843,12	129,23	71,1073465532	0,0433146329	1,6973921755
16071	Weimarer Land	Landkreis	804,27	101,59	113,0244776949	0,3966856035	2,2335806801
16072	Sonneberg	Landkreis	433	132,22	9,3335271477	0,0000757593535616[illegible]	1,7250404806
16073	Saalfeld-Rudolstadt	Landkreis	1036,23	106,45	26,5925619666	0,0238624177	0,7485728808
16074	Saale-Holzland-Kreis	Landkreis	815,58	103	61,5721494613	0,8596933771	2,1885479228
16075	Saale-Orla-Kreis	Landkreis	1151,79	72,63	111,9784837534	0,0595471962	0,6354268313
16076	Greiz	Landkreis	846,72	120,66	87,2320360761	0,1139005168	1,4736667416
16077	Altenburger Land	Landkreis	569,83	164,27	49,0515585586	0,854553381	3,7830515003

A.2 Windausbauszenarien

A.2.1 Status quo 2014

Tabelle A.2: Windenergieausbau Status quo 2014 in allen 402 deutschen Landkreisen: Installierte Windenergieleistung, Installierte Windleistung pro Landkreisfläche, für Windenergie genutzte Fläche pro Landkreisfläche, Ist-Belastungsgsgrad

Regionalschlüssel	Name	Bez	P_{inst} (MW)	P_{inst}/A_{Kreis} (MW/km^2)	A_{Nutz}/A_{Kreis}	b_{ist} (Einw./km^2)
01001	Flensburg	Kreisfreie Stadt	0,00	0,000	0,000	0,00
01002	Kiel	Kreisfreie Stadt	0,00	0,000	0,000	0,00
01003	Lübeck	Kreisfreie Stadt	6,60	0,031	0,001	0,77
01004	Neumünster	Kreisfreie Stadt	0,00	0,000	0,000	0,00
01051	Dithmarschen	Kreis	1158,30	0,804	0,036	3,36
01053	Herzogtum Lauenburg	Kreis	46,20	0,037	0,002	0,24
01054	Nordfriesland	Kreis	1306,80	0,626	0,031	2,40
01055	Ostholstein	Kreis	442,20	0,317	0,012	1,67
01056	Pinneberg	Kreis	23,10	0,035	0,001	0,62
01057	Plön	Kreis	46,20	0,043	0,001	0,16
01058	Rendsburg-Eckernförde	Kreis	165,00	0,076	0,003	0,37
01059	Schleswig-Flensburg	Kreis	468,60	0,226	0,010	0,94
01060	Segeberg	Kreis	66,00	0,049	0,002	0,47
01061	Steinburg	Kreis	333,30	0,316	0,014	1,77
01062	Stormarn	Kreis	52,80	0,069	0,002	0,63
02000	Hamburg	Kreisfreie Stadt	49,50	0,066	0,003	7,09

Fortsetzung auf nächster Seite...

Regionalschlüssel	Name	Bez	P_{inst} (MW)	P_{inst}/A_{Kreis} (MW/km^2)	A_{Nutz}/A_{Kreis}	b_{ist} (Einw./km^2)
03101	Braunschweig	Kreisfreie Stadt	3,30	0,017	0,001	0,75
03102	Salzgitter	Kreisfreie Stadt	95,70	0,426	0,018	7,96
03103	Wolfsburg	Kreisfreie Stadt	6,60	0,032	0,001	0,56
03151	Gifhorn	Landkreis	112,20	0,072	0,003	0,36
03152	Göttingen	Landkreis	19,80	0,018	0,001	0,12
03153	Goslar	Landkreis	26,40	0,027	0,001	0,19
03154	Helmstedt	Landkreis	161,70	0,239	0,011	1,50
03155	Northeim	Landkreis	36,30	0,029	0,001	0,13
03156	Osterode am Harz	Landkreis	13,20	0,021	0,001	0,12
03157	Peine	Landkreis	158,40	0,296	0,013	3,16
03158	Wolfenbüttel	Landkreis	115,50	0,160	0,008	1,32
03241	Region Hannover	Landkreis	333,30	0,145	0,006	3,15
03251	Diepholz	Landkreis	577,50	0,290	0,015	1,58
03252	Hameln-Pyrmont	Landkreis	46,20	0,058	0,002	0,41
03254	Hildesheim	Landkreis	122,10	0,101	0,004	0,98
03255	Holzminden	Landkreis	42,90	0,062	0,002	0,24
03256	Nienburg (Weser)	Landkreis	221,10	0,158	0,008	0,66
03257	Schaumburg	Landkreis	33,00	0,049	0,002	0,40
03351	Celle	Landkreis	151,80	0,098	0,004	0,48
03352	Cuxhaven	Landkreis	544,50	0,265	0,012	1,15
03353	Harburg	Landkreis	82,50	0,066	0,003	0,55
03354	Lüchow-Dannenberg	Landkreis	102,30	0,083	0,003	0,14

Fortsetzung auf nächster Seite...

Regionalschlüssel	Name	Bez	P_{inst} (MW)	P_{inst}/A_{Kreis} (MW/km^2)	A_{Nutz}/A_{Kreis}	b_{ist} (Einw./km^2)
03355	Lüneburg	Landkreis	118,80	0,090	0,003	0,45
03356	Osterholz	Landkreis	33,00	0,051	0,002	0,40
03357	Rotenburg (Wümme)	Landkreis	194,70	0,094	0,005	0,35
03358	Heidekreis	Landkreis	293,70	0,156	0,006	0,42
03359	Stade	Landkreis	303,60	0,240	0,011	1,74
03360	Uelzen	Landkreis	161,70	0,111	0,005	0,29
03361	Verden	Landkreis	132,00	0,167	0,008	1,31
03401	Delmenhorst	Kreisfreie Stadt	9,90	0,159	0,007	7,80
03402	Emden	Kreisfreie Stadt	138,60	1,242	0,044	19,79
03403	Oldenburg (Oldb)	Kreisfreie Stadt	3,30	0,032	0,001	1,86
03404	Osnabrück	Kreisfreie Stadt	3,30	0,027	0,000	0,59
03405	Wilhelmshaven	Kreisfreie Stadt	59,40	0,549	0,008	5,56
03451	Ammerland	Landkreis	56,10	0,077	0,003	0,49
03452	Aurich	Landkreis	669,90	0,517	0,027	3,87
03453	Cloppenburg	Landkreis	306,90	0,216	0,012	1,38
03454	Emsland	Landkreis	742,50	0,258	0,014	1,56
03455	Friesland	Landkreis	224,40	0,362	0,013	2,04
03456	Grafschaft Bentheim	Landkreis	145,20	0,148	0,008	1,09
03457	Leer	Landkreis	178,20	0,164	0,008	1,27
03458	Oldenburg	Landkreis	145,20	0,136	0,006	0,71
03459	Osnabrück	Landkreis	181,50	0,086	0,005	0,82
03460	Vechta	Landkreis	125,40	0,154	0,009	1,41

Fortsetzung auf nächster Seite...

Regionalschlüssel	Name	Bez	P_{inst} (MW)	P_{inst}/A_{Kreis} (MW/km^2)	A_{Nutz}/A_{Kreis}	b_{ist} (Einw./km^2)
03461	Wesermarsch	Landkreis	174,90	0,210	0,009	1,01
03462	Wittmund	Landkreis	300,30	0,455	0,024	2,08
04011	Bremen	Kreisfreie Stadt	42,90	0,132	0,006	10,45
04012	Bremerhaven	Kreisfreie Stadt	19,80	0,210	0,022	25,35
05111	Düsseldorf	Kreisfreie Stadt	0,00	0,000	0,000	0,00
05112	Duisburg	Kreisfreie Stadt	0,00	0,000	0,000	0,00
05113	Essen	Kreisfreie Stadt	0,00	0,000	0,000	0,00
05114	Krefeld	Kreisfreie Stadt	3,30	0,024	0,000	0,05
05116	Mönchengladbach	Kreisfreie Stadt	19,80	0,116	0,003	4,77
05117	Mülheim an der Ruhr	Kreisfreie Stadt	0,00	0,000	0,000	0,00
05119	Oberhausen	Kreisfreie Stadt	0,00	0,000	0,000	0,00
05120	Remscheid	Kreisfreie Stadt	0,00	0,000	0,000	0,00
05122	Solingen	Kreisfreie Stadt	0,00	0,000	0,000	0,00
05124	Wuppertal	Kreisfreie Stadt	0,00	0,000	0,000	0,16
05154	Kleve	Kreis	138,60	0,112	0,005	1,34
05158	Mettmann	Kreis	3,30	0,008	0,000	0,21
05162	Rhein-Kreis Neuss	Kreis	79,20	0,137	0,007	5,27
05166	Viersen	Kreis	59,40	0,105	0,003	1,65
05170	Wesel	Kreis	52,80	0,051	0,001	0,66
05314	Bonn	Kreisfreie Stadt	0,00	0,000	0,000	0,00
05315	Köln	Kreisfreie Stadt	0,00	0,000	0,000	0,00
05316	Leverkusen	Kreisfreie Stadt	0,00	0,000	0,000	0,00
05334	Städteregion Aachen	Kreis	128,70	0,183	0,009	7,19

Fortsetzung auf nächster Seite...

Regionalschlüssel	Name	Bez	P_{inst} (MW)	P_{inst}/A_{Kreis} (MW/km^2)	A_{Nutz}/A_{Kreis}	b_{ist} (Einw./km^2)
05358	Düren	Kreis	178,20	0,190	0,009	2,39
05362	Rhein-Erft-Kreis	Kreis	89,10	0,127	0,007	4,25
05366	Euskirchen	Kreis	108,90	0,087	0,004	0,64
05370	Heinsberg	Kreis	158,40	0,252	0,010	3,81
05374	Oberbergischer Kreis	Kreis	0,00	0,000	0,000	0,00
05378	Rheinisch-Bergischer Kreis	Kreis	0,00	0,000	0,000	0,00
05382	Rhein-Sieg-Kreis	Kreis	3,30	0,003	0,000	0,06
05512	Bottrop	Kreisfreie Stadt	6,60	0,066	0,001	0,70
05513	Gelsenkirchen	Kreisfreie Stadt	0,00	0,000	0,000	0,00
05515	Münster	Kreisfreie Stadt	6,60	0,022	0,000	0,42
05554	Borken	Kreis	267,30	0,188	0,007	1,83
05558	Coesfeld	Kreis	82,50	0,074	0,003	0,59
05562	Recklinghausen	Kreis	16,50	0,022	0,001	0,73
05566	Steinfurt	Kreis	293,70	0,164	0,009	2,07
05570	Warendorf	Kreis	270,60	0,205	0,008	1,56
05711	Bielefeld	Kreisfreie Stadt	0,00	0,000	0,000	0,00
05754	Gütersloh	Kreis	29,70	0,031	0,001	0,19
05758	Herford	Kreis	0,00	0,000	0,000	0,00
05762	Höxter	Kreis	178,20	0,149	0,006	0,76
05766	Lippe	Kreis	16,50	0,013	0,002	0,53
05770	Minden-Lübbecke	Kreis	79,20	0,069	0,002	0,56
05774	Paderborn	Kreis	432,30	0,347	0,014	3,31
05911	Bochum	Kreisfreie Stadt	0,00	0,000	0,000	0,00

Fortsetzung auf nächster Seite...

Regionalschlüssel	Name	Bez	P_{inst} (MW)	P_{inst}/A_{Kreis} (MW/km^2)	A_{Nutz}/A_{Kreis}	b_{ist} (Einw./km^2)
05913	Dortmund	Kreisfreie Stadt	6,60	0,024	0,001	1,30
05914	Hagen	Kreisfreie Stadt	0,00	0,000	0,000	0,00
05915	Hamm	Kreisfreie Stadt	9,90	0,044	0,000	0,30
05916	Herne	Kreisfreie Stadt	0,00	0,000	0,000	0,00
05954	Ennepe-Ruhr-Kreis	Kreis	0,00	0,000	0,000	0,00
05958	Hochsauerlandkreis	Kreis	95,70	0,049	0,006	0,79
05962	Märkischer Kreis	Kreis	29,70	0,028	0,001	0,24
05966	Olpe	Kreis	13,20	0,019	0,000	0,01
05970	Siegen-Wittgenstein	Kreis	9,90	0,009	0,000	0,04
05974	Soest	Kreis	227,70	0,171	0,006	1,25
05978	Unna	Kreis	29,70	0,055	0,001	1,00
06411	Darmstadt	Kreisfreie Stadt	0,00	0,000	0,000	0,00
06412	Frankfurt am Main	Kreisfreie Stadt	0,00	0,000	0,000	0,00
06413	Offenbach am Main	Kreisfreie Stadt	0,00	0,000	0,000	0,00
06414	Wiesbaden	Kreisfreie Stadt	0,00	0,000	0,000	0,00
06431	Bergstraße	Landkreis	0,00	0,000	0,000	0,00
06432	Darmstadt-Dieburg	Landkreis	13,20	0,020	0,001	0,27
06433	Groß-Gerau	Landkreis	0,00	0,000	0,000	0,00
06434	Hochtaunuskreis	Landkreis	0,00	0,000	0,000	0,00
06435	Main-Kinzig-Kreis	Landkreis	115,50	0,083	0,003	0,77
06436	Main-Taunus-Kreis	Landkreis	0,00	0,000	0,000	0,00
06437	Odenwaldkreis	Landkreis	29,70	0,048	0,001	0,16
06438	Offenbach	Landkreis	0,00	0,000	0,000	0,00

Fortsetzung auf nächster Seite...

Regionalschlüssel	Name	Bez	P_{inst} (MW)	P_{inst}/A_{Kreis} (MW/km^2)	A_{Nutz}/A_{Kreis}	b_{ist} (Einw./km^2)
06439	Rheingau-Taunus-Kreis	Landkreis	16,50	0,020	0,001	0,13
06440	Wetteraukreis	Landkreis	56,10	0,051	0,002	0,58
06531	Gießen	Landkreis	6,60	0,008	0,000	0,10
06532	Lahn-Dill-Kreis	Landkreis	89,10	0,084	0,002	0,49
06533	Limburg-Weilburg	Landkreis	13,20	0,018	0,001	0,13
06534	Marburg-Biedenkopf	Landkreis	82,50	0,065	0,002	0,46
06535	Vogelsbergkreis	Landkreis	267,30	0,183	0,007	0,54
06611	Kassel	Kreisfreie Stadt	13,20	0,126	0,002	3,87
06631	Fulda	Landkreis	3,30	0,002	0,000	0,01
06632	Hersfeld-Rotenburg	Landkreis	42,90	0,039	0,001	0,13
06633	Kassel	Landkreis	82,50	0,064	0,002	0,42
06634	Schwalm-Eder-Kreis	Landkreis	39,60	0,026	0,001	0,11
06635	Waldeck-Frankenberg	Landkreis	141,90	0,077	0,003	0,25
06636	Werra-Meißner-Kreis	Landkreis	6,60	0,006	0,000	0,02
07111	Koblenz	Kreisfreie Stadt	0,00	0,000	0,000	0,00
07131	Ahrweiler	Landkreis	19,80	0,025	0,001	0,14
07132	Altenkirchen (Westerwald)	Landkreis	16,50	0,026	0,001	0,14
07133	Bad Kreuznach	Landkreis	69,30	0,080	0,003	0,59
07134	Birkenfeld	Landkreis	56,10	0,072	0,003	0,26
07135	Cochem-Zell	Landkreis	112,20	0,156	0,005	0,40
07137	Mayen-Koblenz	Landkreis	23,10	0,028	0,001	0,30
07138	Neuwied	Landkreis	0,00	0,000	0,000	0,00

Fortsetzung auf nächster Seite...

Regionalschlüssel	Name	Bez	P_{inst} (MW)	P_{inst}/A_{Kreis} (MW/km^2)	A_{Nutz}/A_{Kreis}	b_{ist} (Einw./km^2)
07140	Rhein-Hunsrück-Kreis	Landkreis	475,20	0,493	0,016	1,70
07141	Rhein-Lahn-Kreis	Landkreis	6,60	0,008	0,000	0,04
07143	Westerwaldkreis	Landkreis	102,30	0,103	0,002	0,46
07211	Trier	Kreisfreie Stadt	0,00	0,000	0,000	0,00
07231	Bernkastel-Wittlich	Landkreis	56,10	0,048	0,001	0,13
07232	Eifelkreis Bitburg-Prüm	Landkreis	323,40	0,199	0,007	0,39
07233	Vulkaneifel	Landkreis	112,20	0,123	0,004	0,24
07235	Trier-Saarburg	Landkreis	188,10	0,170	0,006	0,76
07311	Frankenthal (Pfalz)	Kreisfreie Stadt	0,00	0,000	0,000	0,00
07312	Kaiserslautern	Kreisfreie Stadt	3,30	0,024	0,000	0,09
07313	Landau in der Pfalz	Kreisfreie Stadt	0,00	0,000	0,000	0,00
07314	Ludwigshafen am Rhein	Kreisfreie Stadt	0,00	0,000	0,000	0,00
07315	Mainz	Kreisfreie Stadt	9,90	0,101	0,006	12,79
07316	Neustadt an der Weinstraße	Kreisfreie Stadt	0,00	0,000	0,000	0,00
07317	Pirmasens	Kreisfreie Stadt	0,00	0,000	0,000	0,00
07318	Speyer	Kreisfreie Stadt	0,00	0,000	0,000	0,00
07319	Worms	Kreisfreie Stadt	26,40	0,243	0,015	11,29
07320	Zweibrücken	Kreisfreie Stadt	0,00	0,000	0,000	0,00
07331	Alzey-Worms	Landkreis	356,40	0,607	0,036	7,71
07332	Bad Dürkheim	Landkreis	23,10	0,039	0,002	0,45
07333	Donnersbergkreis	Landkreis	102,30	0,159	0,007	0,82
07334	Germersheim	Landkreis	16,50	0,036	0,002	0,43

Fortsetzung auf nächster Seite...

Regionalschlüssel	Name	Bez	P_{inst} (MW)	P_{inst}/A_{Kreis} (MW/km^2)	A_{Nutz}/A_{Kreis}	b_{ist} (Einw./km^2)
07335	Kaiserslautern	Landkreis	62,70	0,098	0,004	0,59
07336	Kusel	Landkreis	56,10	0,098	0,004	0,47
07337	Südliche Weinstraße	Landkreis	16,50	0,026	0,001	0,21
07338	Rhein-Pfalz-Kreis	Landkreis	29,70	0,098	0,005	2,40
07339	Mainz-Bingen	Landkreis	181,50	0,300	0,014	4,85
07340	Südwestpfalz	Landkreis	52,80	0,055	0,002	0,16
08111	Stuttgart	Stadtkreis	0,00	0,000	0,000	0,00
08115	Böblingen	Landkreis	0,00	0,000	0,000	0,00
08116	Esslingen	Landkreis	0,00	0,000	0,000	0,00
08117	Göppingen	Landkreis	36,30	0,057	0,002	0,82
08118	Ludwigsburg	Landkreis	3,30	0,005	0,000	0,06
08119	Rems-Murr-Kreis	Landkreis	0,00	0,000	0,000	0,01
08121	Heilbronn	Stadtkreis	0,00	0,000	0,000	0,00
08125	Heilbronn	Landkreis	3,30	0,003	0,000	0,02
08126	Hohenlohekreis	Landkreis	9,90	0,013	0,001	0,07
08127	Schwäbisch Hall	Landkreis	33,00	0,022	0,001	0,10
08128	Main-Tauber-Kreis	Landkreis	141,90	0,109	0,004	0,43
08135	Heidenheim	Landkreis	72,60	0,116	0,004	0,89
08136	Ostalbkreis	Landkreis	49,50	0,033	0,001	0,23
08211	Baden-Baden	Stadtkreis	0,00	0,000	0,000	0,00
08212	Karlsruhe	Stadtkreis	3,30	0,019	0,001	0,87
08215	Karlsruhe	Landkreis	0,00	0,000	0,000	0,00
08216	Rastatt	Landkreis	0,00	0,000	0,000	0,00

Fortsetzung auf nächster Seite...

Regionalschlüssel	Name	Bez	P_{inst} (MW)	P_{inst}/A_{Kreis} (MW/km^2)	A_{Nutz}/A_{Kreis}	b_{ist} (Einw./km^2)
08221	Heidelberg	Stadtkreis	0,00	0,000	0,000	0,00
08222	Mannheim	Stadtkreis	0,00	0,000	0,000	0,01
08225	Neckar-Odenwald-Kreis	Landkreis	66,00	0,059	0,002	0,28
08226	Rhein-Neckar-Kreis	Landkreis	0,00	0,000	0,000	0,00
08231	Pforzheim	Stadtkreis	0,00	0,000	0,000	0,00
08235	Calw	Landkreis	29,70	0,037	0,001	0,13
08236	Enzkreis	Landkreis	0,00	0,000	0,000	0,00
08237	Freudenstadt	Landkreis	19,80	0,023	0,001	0,07
08311	Freiburg im Breisgau	Stadtkreis	9,90	0,064	0,003	4,52
08315	Breisgau-Hochschwarzwald	Landkreis	23,10	0,017	0,001	0,10
08316	Emmendingen	Landkreis	19,80	0,029	0,001	0,24
08317	Ortenaukreis	Landkreis	33,00	0,018	0,000	0,11
08325	Rottweil	Landkreis	23,10	0,030	0,001	0,16
08326	Schwarzwald-Baar-Kreis	Landkreis	23,10	0,023	0,001	0,12
08327	Tuttlingen	Landkreis	3,30	0,004	0,000	0,03
08335	Konstanz	Landkreis	0,00	0,000	0,000	0,00
08336	Lörrach	Landkreis	3,30	0,004	0,000	0,03
08337	Waldshut	Landkreis	0,00	0,000	0,000	0,00
08415	Reutlingen	Landkreis	6,60	0,006	0,000	0,04
08416	Tübingen	Landkreis	0,00	0,000	0,000	0,00
08417	Zollernalbkreis	Landkreis	3,30	0,004	0,000	0,01
08421	Ulm	Stadtkreis	0,00	0,000	0,000	0,00
08425	Alb-Donau-Kreis	Landkreis	52,80	0,039	0,001	0,20

Fortsetzung auf nächster Seite...

Regionalschlüssel	Name	Bez	P_{inst} (MW)	P_{inst}/A_{Kreis} (MW/km^2)	A_{Nutz}/A_{Kreis}	b_{ist} (Einw./km^2)
08426	Biberach	Landkreis	0,00	0,000	0,000	0,00
08435	Bodenseekreis	Landkreis	0,00	0,000	0,000	0,00
08436	Ravensburg	Landkreis	13,20	0,008	0,000	0,04
08437	Sigmaringen	Landkreis	0,00	0,000	0,000	0,00
09161	Ingolstadt	Kreisfreie Stadt	0,00	0,000	0,000	0,00
09162	München	Kreisfreie Stadt	0,00	0,000	0,000	1,43
09163	Rosenheim	Kreisfreie Stadt	0,00	0,000	0,000	0,03
09171	Altötting	Landkreis	0,00	0,000	0,000	0,00
09172	Berchtesgadener Land	Landkreis	0,00	0,000	0,000	0,00
09173	Bad Tölz-Wolfratshausen	Landkreis	0,00	0,000	0,000	0,00
09174	Dachau	Landkreis	3,30	0,006	0,000	0,03
09175	Ebersberg	Landkreis	0,00	0,000	0,000	0,00
09176	Eichstätt	Landkreis	49,50	0,041	0,002	0,16
09177	Erding	Landkreis	0,00	0,000	0,000	0,00
09178	Freising	Landkreis	3,30	0,004	0,000	0,02
09179	Fürstenfeldbruck	Landkreis	0,00	0,000	0,000	0,00
09180	Garmisch-Partenkirchen	Landkreis	0,00	0,000	0,000	0,00
09181	Landsberg am Lech	Landkreis	3,30	0,004	0,000	0,03
09182	Miesbach	Landkreis	0,00	0,000	0,000	0,00
09183	Mühldorf a. Inn	Landkreis	0,00	0,000	0,000	0,00
09184	München	Landkreis	0,00	0,000	0,000	0,00
09185	Neuburg-Schrobenhausen	Landkreis	6,60	0,009	0,000	0,04

Fortsetzung auf nächster Seite...

Regionalschlüssel	Name	Bez	P_{inst} (MW)	P_{inst}/A_{Kreis} (MW/km^2)	A_{Nutz}/A_{Kreis}	b_{ist} (Einw./km^2)
09186	Pfaffenhofen a.d. Ilm	Landkreis	3,30	0,004	0,000	0,02
09187	Rosenheim	Landkreis	0,00	0,000	0,000	0,00
09188	Starnberg	Landkreis	0,00	0,000	0,000	0,00
09189	Traunstein	Landkreis	6,60	0,004	0,000	0,01
09190	Weilheim-Schongau	Landkreis	0,00	0,000	0,000	0,00
09261	Landshut	Kreisfreie Stadt	0,00	0,000	0,000	0,00
09262	Passau	Kreisfreie Stadt	0,00	0,000	0,000	0,00
09263	Straubing	Kreisfreie Stadt	0,00	0,000	0,000	0,00
09271	Deggendorf	Landkreis	0,00	0,000	0,000	0,00
09272	Freyung-Grafenau	Landkreis	0,00	0,000	0,000	0,00
09273	Kelheim	Landkreis	3,30	0,003	0,000	0,01
09274	Landshut	Landkreis	0,00	0,000	0,000	0,00
09275	Passau	Landkreis	0,00	0,000	0,000	0,00
09276	Regen	Landkreis	0,00	0,000	0,000	0,00
09277	Rottal-Inn	Landkreis	3,30	0,003	0,000	0,01
09278	Straubing-Bogen	Landkreis	0,00	0,000	0,000	0,00
09279	Dingolfing-Landau	Landkreis	0,00	0,000	0,000	0,01
09361	Amberg	Kreisfreie Stadt	0,00	0,000	0,000	0,00
09362	Regensburg	Kreisfreie Stadt	0,00	0,000	0,000	0,13
09363	Weiden i.d. OPf.	Kreisfreie Stadt	0,00	0,000	0,000	0,00
09371	Amberg-Sulzbach	Landkreis	59,40	0,047	0,001	0,09
09372	Cham	Landkreis	0,00	0,000	0,000	0,00

Fortsetzung auf nächster Seite...

Regionalschlüssel	Name	Bez	P_{inst} (MW)	P_{inst}/A_{Kreis} (MW/km^2)	A_{Nutz}/A_{Kreis}	b_{ist} (Einw./km^2)
09373	Neumarkt i.d. OPf.	Landkreis	115,50	0,086	0,003	0,29
09374	Neustadt a.d. Waldnaab	Landkreis	3,30	0,002	0,000	0,00
09375	Regensburg	Landkreis	9,90	0,007	0,000	0,03
09376	Schwandorf	Landkreis	0,00	0,000	0,000	0,00
09377	Tirschenreuth	Landkreis	6,60	0,006	0,000	0,01
09461	Bamberg	Kreisfreie Stadt	0,00	0,000	0,000	0,00
09462	Bayreuth	Kreisfreie Stadt	0,00	0,000	0,000	0,00
09463	Coburg	Kreisfreie Stadt	0,00	0,000	0,000	0,00
09464	Hof	Kreisfreie Stadt	9,90	0,170	0,003	2,05
09471	Bamberg	Landkreis	39,60	0,034	0,001	0,14
09472	Bayreuth	Landkreis	23,10	0,018	0,000	0,04
09473	Coburg	Landkreis	3,30	0,006	0,000	0,03
09474	Forchheim	Landkreis	3,30	0,005	0,000	0,03
09475	Hof	Landkreis	145,20	0,162	0,004	0,48
09476	Kronach	Landkreis	3,30	0,005	0,000	0,02
09477	Kulmbach	Landkreis	13,20	0,020	0,001	0,07
09478	Lichtenfels	Landkreis	0,00	0,000	0,000	0,00
09479	Wunsiedel i. Fichtelgebirge	Landkreis	19,80	0,033	0,001	0,09
09561	Ansbach	Kreisfreie Stadt	6,60	0,066	0,001	0,34
09562	Erlangen	Kreisfreie Stadt	0,00	0,000	0,000	0,00
09563	Fürth	Kreisfreie Stadt	0,00	0,000	0,000	0,00
09564	Nürnberg	Kreisfreie Stadt	0,00	0,000	0,000	0,00

Fortsetzung auf nächster Seite...

Regionalschlüssel	Name	Bez	P_{inst} (MW)	P_{inst}/A_{Kreis} (MW/km^2)	A_{Nutz}/A_{Kreis}	b_{ist} (Einw./km^2)
09565	Schwabach	Kreisfreie Stadt	0,00	0,000	0,000	0,00
09571	Ansbach	Landkreis	89,10	0,045	0,001	0,14
09572	Erlangen-Höchstadt	Landkreis	0,00	0,000	0,000	0,00
09573	Fürth	Landkreis	19,80	0,064	0,002	0,75
09574	Nürnberger Land	Landkreis	16,50	0,021	0,000	0,10
09575	Neustadt a.d. Aisch-Bad Windsheim	Landkreis	92,40	0,073	0,003	0,21
09576	Roth	Landkreis	0,00	0,000	0,000	0,00
09577	Weißenburg-Gunzenhausen	Landkreis	59,40	0,061	0,002	0,21
09661	Aschaffenburg	Kreisfreie Stadt	0,00	0,000	0,000	0,00
09662	Schweinfurt	Kreisfreie Stadt	3,30	0,093	0,001	1,15
09663	Würzburg	Kreisfreie Stadt	0,00	0,000	0,000	0,00
09671	Aschaffenburg	Landkreis	0,00	0,000	0,000	0,00
09672	Bad Kissingen	Landkreis	36,30	0,032	0,001	0,12
09673	Rhön-Grabfeld	Landkreis	0,00	0,000	0,000	0,00
09674	Haßberge	Landkreis	16,50	0,017	0,001	0,06
09675	Kitzingen	Landkreis	23,10	0,034	0,001	0,19
09676	Miltenberg	Landkreis	13,20	0,018	0,001	0,12
09677	Main-Spessart	Landkreis	72,60	0,055	0,002	0,24
09678	Schweinfurt	Landkreis	69,30	0,082	0,003	0,47
09679	Würzburg	Landkreis	118,80	0,123	0,006	0,95
09761	Augsburg	Kreisfreie Stadt	0,00	0,000	0,000	0,00
09762	Kaufbeuren	Kreisfreie Stadt	0,00	0,000	0,000	0,00

Fortsetzung auf nächster Seite...

Regionalschlüssel	Name	Bez	P_{inst} (MW)	P_{inst}/A_{Kreis} (MW/km^2)	A_{Nutz}/A_{Kreis}	b_{ist} (Einw./km^2)
09763	Kempten (Allgäu)	Kreisfreie Stadt	0,00	0,000	0,000	0,00
09764	Memmingen	Kreisfreie Stadt	0,00	0,000	0,000	0,00
09771	Aichach-Friedberg	Landkreis	0,00	0,000	0,000	0,00
09772	Augsburg	Landkreis	3,30	0,003	0,000	0,04
09773	Dillingen a.d. Donau	Landkreis	6,60	0,008	0,000	0,05
09774	Günzburg	Landkreis	0,00	0,000	0,000	0,00
09775	Neu-Ulm	Landkreis	0,00	0,000	0,000	0,00
09776	Lindau (Bodensee)	Landkreis	0,00	0,000	0,000	0,00
09777	Ostallgäu	Landkreis	39,60	0,028	0,001	0,10
09778	Unterallgäu	Landkreis	6,60	0,005	0,000	0,03
09779	Donau-Ries	Landkreis	3,30	0,003	0,000	0,01
09780	Oberallgäu	Landkreis	13,20	0,009	0,000	0,02
10041	Regionalverband Saarbrücken	Landkreis	0,00	0,000	0,000	0,00
10042	Merzig-Wadern	Landkreis	72,60	0,130	0,004	0,78
10043	Neunkirchen	Landkreis	9,90	0,040	0,002	0,85
10044	Saarlouis	Landkreis	0,00	0,000	0,000	0,00
10045	Saarpfalz-Kreis	Landkreis	19,80	0,047	0,001	0,40
10046	St. Wendel	Landkreis	125,40	0,263	0,007	1,21
11000	Berlin	Kreisfreie Stadt	13,20	0,015	0,000	1,60
12051	Brandenburg an der Havel	Kreisfreie Stadt	6,60	0,029	0,001	0,36
12052	Cottbus	Kreisfreie Stadt	62,70	0,379	0,019	11,53

Fortsetzung auf nächster Seite...

Regionalschlüssel	Name	Bez	P_{inst} (MW)	P_{inst}/A_{Kreis} (MW/km^2)	A_{Nutz}/A_{Kreis}	b_{ist} (Einw./km^2)
12053	Frankfurt (Oder)	Kreisfreie Stadt	29,70	0,200	0,008	3,15
12054	Potsdam	Kreisfreie Stadt	0,00	0,000	0,000	0,00
12060	Barnim	Landkreis	191,40	0,129	0,006	0,67
12061	Dahme-Spreewald	Landkreis	382,80	0,168	0,007	0,51
12062	Elbe-Elster	Landkreis	399,30	0,210	0,010	0,55
12063	Havelland	Landkreis	330,00	0,191	0,010	0,86
12064	Märkisch-Oderland	Landkreis	409,20	0,189	0,010	0,86
12065	Oberhavel	Landkreis	132,00	0,073	0,003	0,39
12066	Oberspreewald-Lausitz	Landkreis	260,70	0,213	0,008	0,74
12067	Oder-Spree	Landkreis	188,10	0,083	0,004	0,30
12068	Ostprignitz-Ruppin	Landkreis	396,00	0,157	0,009	0,34
12069	Potsdam-Mittelmark	Landkreis	273,90	0,106	0,005	0,40
12070	Prignitz	Landkreis	801,90	0,375	0,020	0,72
12071	Spree-Neiße	Landkreis	135,30	0,081	0,004	0,27
12072	Teltow-Fläming	Landkreis	455,40	0,216	0,011	0,86
12073	Uckermark	Landkreis	838,20	0,272	0,015	0,60
13003	Rostock	Kreisfreie Stadt	16,50	0,091	0,002	2,10
13004	Schwerin	Kreisfreie Stadt	0,00	0,000	0,000	0,14
13071	Mecklenburgische Seenplatte	Landkreis	544,50	0,099	0,005	0,25
13072	Rostock	Landkreis	429,00	0,125	0,005	0,33
13073	Vorpommern-Rügen	Landkreis	336,60	0,105	0,005	0,34
13074	Nordwestmecklenburg	Landkreis	198,00	0,093	0,004	0,29

Fortsetzung auf nächster Seite...

Regionalschlüssel	Name	Bez	P_{inst} (MW)	P_{inst}/A_{Kreis} (MW/km^2)	A_{Nutz}/A_{Kreis}	b_{ist} (Einw./km^2)
13075	Vorpommern-Greifswald	Landkreis	534,60	0,135	0,007	0,40
13076	Ludwigslust-Parchim	Landkreis	369,60	0,078	0,004	0,18
14511	Chemnitz	Kreisfreie Stadt	13,20	0,060	0,002	1,91
14521	Erzgebirgskreis	Landkreis	66,00	0,036	0,001	0,20
14522	Mittelsachsen	Landkreis	247,50	0,117	0,005	0,71
14523	Vogtlandkreis	Landkreis	19,80	0,014	0,000	0,07
14524	Zwickau	Landkreis	49,50	0,052	0,002	0,66
14612	Dresden	Kreisfreie Stadt	0,00	0,000	0,000	0,00
14625	Bautzen	Landkreis	135,30	0,056	0,002	0,21
14626	Görlitz	Landkreis	148,50	0,070	0,003	0,38
14627	Meißen	Landkreis	89,10	0,061	0,002	0,42
14628	Sächsische Schweiz-Osterzgebirge	Landkreis	36,30	0,022	0,001	0,14
14713	Leipzig	Kreisfreie Stadt	52,80	0,176	0,011	19,47
14729	Leipzig	Landkreis	89,10	0,054	0,002	0,37
14730	Nordsachsen	Landkreis	108,90	0,054	0,003	0,25
15001	Dessau-Roßlau	Kreisfreie Stadt	9,90	0,040	0,003	0,86
15002	Halle (Saale)	Kreisfreie Stadt	0,00	0,000	0,000	0,00
15003	Magdeburg	Kreisfreie Stadt	19,80	0,099	0,006	6,88
15081	Altmarkkreis Salzwedel	Landkreis	240,90	0,105	0,005	0,20
15082	Anhalt-Bitterfeld	Landkreis	353,10	0,242	0,013	1,44
15083	Börde	Landkreis	683,10	0,287	0,016	1,18
15084	Burgenlandkreis	Landkreis	326,70	0,230	0,012	1,52

Fortsetzung auf nächster Seite...

Regionalschlüssel	Name	Bez	P_{inst} (MW)	P_{inst}/A_{Kreis} (MW/km^2)	A_{Nutz}/A_{Kreis}	b_{ist} (Einw./km^2)
15085	Harz	Landkreis	161,70	0,077	0,005	0,52
15086	Jerichower Land	Landkreis	247,50	0,156	0,009	0,50
15087	Mansfeld-Südharz	Landkreis	339,90	0,233	0,013	1,32
15088	Saalekreis	Landkreis	478,50	0,332	0,018	2,37
15089	Salzlandkreis	Landkreis	597,30	0,416	0,025	3,40
15090	Stendal	Landkreis	425,70	0,175	0,009	0,43
15091	Wittenberg	Landkreis	211,20	0,109	0,006	0,38
16051	Erfurt	Kreisfreie Stadt	36,30	0,134	0,005	3,70
16052	Gera	Kreisfreie Stadt	6,60	0,043	0,001	0,93
16053	Jena	Kreisfreie Stadt	0,00	0,000	0,000	0,00
16054	Suhl	Kreisfreie Stadt	3,30	0,032	0,000	0,11
16055	Weimar	Kreisfreie Stadt	0,00	0,000	0,000	0,00
16056	Eisenach	Kreisfreie Stadt	29,70	0,284	0,013	5,04
16061	Eichsfeld	Landkreis	33,00	0,035	0,002	0,17
16062	Nordhausen	Landkreis	19,80	0,028	0,001	0,17
16063	Wartburgkreis	Landkreis	52,80	0,040	0,002	0,17
16064	Unstrut-Hainich-Kreis	Landkreis	138,60	0,142	0,008	0,90
16065	Kyffhäuserkreis	Landkreis	99,00	0,095	0,006	0,42
16066	Schmalkalden-Meiningen	Landkreis	0,00	0,000	0,000	0,00
16067	Gotha	Landkreis	188,10	0,201	0,011	1,65
16068	Sömmerda	Landkreis	198,00	0,245	0,015	1,32
16069	Hildburghausen	Landkreis	0,00	0,000	0,000	0,00
16070	Ilm-Kreis	Landkreis	6,60	0,008	0,000	0,04

Fortsetzung auf nächster Seite...

Regionalschlüssel	Name	Bez	P_{inst} (MW)	P_{inst}/A_{Kreis} (MW/km^2)	A_{Nutz}/A_{Kreis}	b_{ist} (Einw./km^2)
16071	Weimarer Land	Landkreis	56,10	0,070	0,004	0,40
16072	Sonneberg	Landkreis	0,00	0,000	0,000	0,00
16073	Saalfeld-Rudolstadt	Landkreis	6,60	0,006	0,000	0,02
16074	Saale-Holzland-Kreis	Landkreis	171,60	0,210	0,008	0,86
16075	Saale-Orla-Kreis	Landkreis	23,10	0,020	0,001	0,06
16076	Greiz	Landkreis	23,10	0,027	0,001	0,11
16077	Altenburger Land	Landkreis	75,90	0,133	0,005	0,85

A.2.2 Ökonomisch 2050

Tabelle A.3: Windenergieausbau ökonomisch 2050 in allen 402 deutschen Landkreisen: Installierte Windenergieleistung, Installierte Windleistung pro Landkreisfläche, für Windenergie genutzte Fläche pro Landkreisfläche, Belastungsgsgrad ökonomisch

Regionalschlüssel	Name	Bez	P_{inst} (MW)	P_{inst}/A_{Kreis} (MW/km^2)	A_{Nutz}/A_{Kreis}	$b_{ökonomisch}$ (Einw./km^2)
01001	Flensburg	Kreisfreie Stadt	0,00	0,000	0,000	0,00
01002	Kiel	Kreisfreie Stadt	23,10	0,193	0,006	11,58
01003	Lübeck	Kreisfreie Stadt	29,70	0,140	0,004	4,37
01004	Neumünster	Kreisfreie Stadt	16,10	0,226	0,000	0,00
01051	Dithmarschen	Kreis	1495,69	1,038	0,047	4,34
01053	Herzogtum Lauenburg	Kreis	356,85	0,283	0,012	1,86
01054	Nordfriesland	Kreis	1660,08	0,796	0,039	3,05
01055	Ostholstein	Kreis	805,14	0,578	0,021	3,03
01056	Pinneberg	Kreis	115,50	0,174	0,007	3,17
01057	Plön	Kreis	376,29	0,348	0,012	1,35
01058	Rendsburg-Eckernförde	Kreis	470,55	0,215	0,009	1,06
01059	Schleswig-Flensburg	Kreis	771,82	0,373	0,016	1,55
01060	Segeberg	Kreis	397,41	0,295	0,014	2,77
01061	Steinburg	Kreis	629,95	0,597	0,027	3,35
01062	Stormarn	Kreis	376,87	0,492	0,015	4,48
02000	Hamburg	Kreisfreie Stadt	211,20	0,281	0,013	30,44
03101	Braunschweig	Kreisfreie Stadt	155,10	0,807	0,029	37,54
03102	Salzgitter	Kreisfreie Stadt	394,14	1,753	0,076	33,11

Fortsetzung auf nächster Seite...

Regionalschlüssel	Name	Bez	P_{inst} (MW)	P_{inst}/A_{Kreis} (MW/km^2)	A_{Nutz}/A_{Kreis}	$b_{ökonomisch}$ (Einw./km^2)
03103	Wolfsburg	Kreisfreie Stadt	299,20	1,460	0,054	32,32
03151	Gifhorn	Landkreis	412,15	0,263	0,012	1,33
03152	Göttingen	Landkreis	271,41	0,243	0,008	1,80
03153	Goslar	Landkreis	323,80	0,334	0,016	2,23
03154	Helmstedt	Landkreis	470,24	0,696	0,033	4,36
03155	Northeim	Landkreis	294,55	0,232	0,010	1,01
03156	Osterode am Harz	Landkreis	283,11	0,445	0,021	2,47
03157	Peine	Landkreis	456,13	0,851	0,038	9,12
03158	Wolfenbüttel	Landkreis	415,62	0,574	0,029	4,82
03241	Region Hannover	Landkreis	633,88	0,276	0,012	6,02
03251	Diepholz	Landkreis	904,91	0,455	0,023	2,48
03252	Hameln-Pyrmont	Landkreis	331,67	0,416	0,016	2,91
03254	Hildesheim	Landkreis	412,14	0,342	0,015	3,31
03255	Holzminden	Landkreis	311,59	0,449	0,017	1,78
03256	Nienburg (Weser)	Landkreis	540,53	0,386	0,019	1,63
03257	Schaumburg	Landkreis	338,12	0,500	0,017	3,99
03351	Celle	Landkreis	441,90	0,285	0,012	1,41
03352	Cuxhaven	Landkreis	862,91	0,419	0,019	1,83
03353	Harburg	Landkreis	394,23	0,316	0,014	2,65
03354	Lüchow-Dannenberg	Landkreis	413,12	0,337	0,014	0,55
03355	Lüneburg	Landkreis	426,35	0,321	0,012	1,63
03356	Osterholz	Landkreis	368,02	0,564	0,025	4,22

Fortsetzung auf nächster Seite...

Regionalschlüssel	Name	Bez	P_{inst} (MW)	P_{inst}/A_{Kreis} (MW/km^2)	A_{Nutz}/A_{Kreis}	$b_{ökonomisch}$ (Einw./km^2)
03357	Rotenburg (Wümme)	Landkreis	524,05	0,253	0,012	0,94
03358	Heidekreis	Landkreis	604,32	0,321	0,012	0,85
03359	Stade	Landkreis	628,55	0,497	0,023	3,62
03360	Uelzen	Landkreis	456,30	0,312	0,013	0,82
03361	Verden	Landkreis	449,59	0,570	0,027	4,46
03401	Delmenhorst	Kreisfreie Stadt	17,00	0,273	0,007	7,80
03402	Emden	Kreisfreie Stadt	237,60	2,129	0,076	34,06
03403	Oldenburg (Oldb)	Kreisfreie Stadt	44,40	0,428	0,001	1,86
03404	Osnabrück	Kreisfreie Stadt	7,10	0,059	0,000	0,59
03405	Wilhelmshaven	Kreisfreie Stadt	69,30	0,641	0,009	6,46
03451	Ammerland	Landkreis	340,03	0,466	0,018	3,01
03452	Aurich	Landkreis	1004,00	0,776	0,040	5,80
03453	Cloppenburg	Landkreis	649,97	0,458	0,026	2,93
03454	Emsland	Landkreis	1082,49	0,376	0,021	2,27
03455	Friesland	Landkreis	540,52	0,871	0,031	4,89
03456	Grafschaft Bentheim	Landkreis	469,67	0,478	0,026	3,52
03457	Leer	Landkreis	474,01	0,437	0,022	3,37
03458	Oldenburg	Landkreis	480,43	0,451	0,020	2,36
03459	Osnabrück	Landkreis	510,15	0,241	0,014	2,29
03460	Vechta	Landkreis	465,38	0,573	0,031	5,16
03461	Wesermarsch	Landkreis	505,16	0,606	0,027	2,93
03462	Wittmund	Landkreis	644,07	0,976	0,052	4,49
04011	Bremen	Kreisfreie Stadt	101,52	0,312	0,006	10,45

Fortsetzung auf nächster Seite...

Regionalschlüssel	Name	Bez	P_{inst} (MW)	P_{inst}/A_{Kreis} (MW/km^2)	A_{Nutz}/A_{Kreis}	$b_{ökonomisch}$ (Einw./km^2)
04012	Bremerhaven	Kreisfreie Stadt	63,80	0,676	0,022	25,35
05111	Düsseldorf	Kreisfreie Stadt	26,40	0,121	0,005	14,22
05112	Duisburg	Kreisfreie Stadt	19,80	0,085	0,001	2,19
05113	Essen	Kreisfreie Stadt	0,00	0,000	0,000	0,00
05114	Krefeld	Kreisfreie Stadt	3,75	0,027	0,000	0,05
05116	Mönchengladbach	Kreisfreie Stadt	92,40	0,541	0,015	21,84
05117	Mülheim an der Ruhr	Kreisfreie Stadt	0,00	0,000	0,000	0,00
05119	Oberhausen	Kreisfreie Stadt	0,00	0,000	0,000	0,00
05120	Remscheid	Kreisfreie Stadt	1,51	0,020	0,000	0,00
05122	Solingen	Kreisfreie Stadt	0,00	0,000	0,000	0,00
05124	Wuppertal	Kreisfreie Stadt	13,20	0,078	0,002	3,49
05154	Kleve	Kreis	435,81	0,353	0,017	4,16
05158	Mettmann	Kreis	62,70	0,154	0,003	3,26
05162	Rhein-Kreis Neuss	Kreis	324,93	0,563	0,029	22,04
05166	Viersen	Kreis	141,90	0,252	0,008	3,99
05170	Wesel	Kreis	340,77	0,327	0,010	4,35
05314	Bonn	Kreisfreie Stadt	3,30	0,023	0,000	0,09
05315	Köln	Kreisfreie Stadt	9,90	0,024	0,000	0,97
05316	Leverkusen	Kreisfreie Stadt	6,60	0,084	0,002	4,46
05334	Städteregion Aachen	Kreis	207,90	0,295	0,015	11,63
05358	Düren	Kreis	435,26	0,463	0,021	5,81
05362	Rhein-Erft-Kreis	Kreis	321,58	0,458	0,024	15,49
05366	Euskirchen	Kreis	339,55	0,272	0,013	1,98

Fortsetzung auf nächster Seite...

Regionalschlüssel	Name	Bez	P_{inst} (MW)	P_{inst}/A_{Kreis} (MW/km^2)	A_{Nutz}/A_{Kreis}	$b_{ökonomisch}$ (Einw./km^2)
05370	Heinsberg	Kreis	421,29	0,671	0,025	10,03
05374	Oberbergischer Kreis	Kreis	26,60	0,029	0,000	0,00
05378	Rheinisch-Bergischer Kreis	Kreis	2,58	0,006	0,000	0,00
05382	Rhein-Sieg-Kreis	Kreis	222,19	0,193	0,007	3,78
05512	Bottrop	Kreisfreie Stadt	13,20	0,132	0,001	1,58
05513	Gelsenkirchen	Kreisfreie Stadt	4,60	0,044	0,000	0,00
05515	Münster	Kreisfreie Stadt	52,80	0,174	0,004	3,49
05554	Borken	Kreis	576,80	0,406	0,015	3,96
05558	Coesfeld	Kreis	379,24	0,341	0,014	2,70
05562	Recklinghausen	Kreis	32,61	0,043	0,001	0,73
05566	Steinfurt	Kreis	607,26	0,338	0,018	4,27
05570	Warendorf	Kreis	558,73	0,424	0,016	3,22
05711	Bielefeld	Kreisfreie Stadt	10,90	0,042	0,000	0,00
05754	Gütersloh	Kreis	33,00	0,034	0,001	0,21
05758	Herford	Kreis	17,80	0,040	0,000	0,00
05762	Höxter	Kreis	436,50	0,364	0,016	1,86
05766	Lippe	Kreis	143,53	0,115	0,002	0,53
05770	Minden-Lübbecke	Kreis	369,60	0,321	0,010	2,61
05774	Paderborn	Kreis	721,18	0,579	0,023	5,51
05911	Bochum	Kreisfreie Stadt	3,30	0,023	0,000	0,20
05913	Dortmund	Kreisfreie Stadt	11,00	0,039	0,001	1,30
05914	Hagen	Kreisfreie Stadt	7,30	0,046	0,000	0,00
05915	Hamm	Kreisfreie Stadt	26,40	0,116	0,001	0,85

Fortsetzung auf nächster Seite...

Regionalschlüssel	Name	Bez	P_{inst} (MW)	P_{inst}/A_{Kreis} (MW/km^2)	A_{Nutz}/A_{Kreis}	$b_{ökonomisch}$ (Einw./km^2)
05916	Herne	Kreisfreie Stadt	0,00	0,000	0,000	0,00
05954	Ennepe-Ruhr-Kreis	Kreis	5,56	0,014	0,000	0,00
05958	Hochsauerlandkreis	Kreis	244,03	0,125	0,006	0,79
05962	Märkischer Kreis	Kreis	46,20	0,044	0,001	0,35
05966	Olpe	Kreis	23,85	0,034	0,000	0,01
05970	Siegen-Wittgenstein	Kreis	33,41	0,029	0,000	0,04
05974	Soest	Kreis	485,10	0,365	0,012	2,67
05978	Unna	Kreis	39,08	0,072	0,001	1,00
06411	Darmstadt	Kreisfreie Stadt	13,20	0,107	0,001	0,67
06412	Frankfurt am Main	Kreisfreie Stadt	19,80	0,080	0,003	8,00
06413	Offenbach am Main	Kreisfreie Stadt	3,00	0,066	0,000	0,00
06414	Wiesbaden	Kreisfreie Stadt	6,60	0,032	0,001	1,17
06431	Bergstraße	Landkreis	177,72	0,247	0,009	3,32
06432	Darmstadt-Dieburg	Landkreis	189,03	0,288	0,010	4,36
06433	Groß-Gerau	Landkreis	171,23	0,378	0,015	8,27
06434	Hochtaunuskreis	Landkreis	185,79	0,387	0,010	4,65
06435	Main-Kinzig-Kreis	Landkreis	310,89	0,223	0,007	2,08
06436	Main-Taunus-Kreis	Landkreis	128,70	0,581	0,012	11,93
06437	Odenwaldkreis	Landkreis	216,91	0,347	0,007	1,10
06438	Offenbach	Landkreis	23,10	0,065	0,001	0,63
06439	Rheingau-Taunus-Kreis	Landkreis	204,36	0,252	0,007	1,60
06440	Wetteraukreis	Landkreis	241,77	0,220	0,009	2,50
06531	Gießen	Landkreis	205,20	0,240	0,009	2,61

Fortsetzung auf nächster Seite...

Regionalschlüssel	Name	Bez	P_{inst} (MW)	P_{inst}/A_{Kreis} (MW/km^2)	A_{Nutz}/A_{Kreis}	$b_{ökonomisch}$ (Einw./km^2)
06532	Lahn-Dill-Kreis	Landkreis	291,79	0,274	0,007	1,60
06533	Limburg-Weilburg	Landkreis	190,40	0,258	0,009	1,97
06534	Marburg-Biedenkopf	Landkreis	298,67	0,237	0,009	1,70
06535	Vogelsbergkreis	Landkreis	490,37	0,337	0,014	0,99
06611	Kassel	Kreisfreie Stadt	15,38	0,147	0,002	3,87
06631	Fulda	Landkreis	223,24	0,162	0,006	0,90
06632	Hersfeld-Rotenburg	Landkreis	283,22	0,258	0,008	0,87
06633	Kassel	Landkreis	324,92	0,251	0,009	1,66
06634	Schwalm-Eder-Kreis	Landkreis	275,71	0,179	0,006	0,76
06635	Waldeck-Frankenberg	Landkreis	384,67	0,208	0,008	0,68
06636	Werra-Meißner-Kreis	Landkreis	258,97	0,253	0,009	0,85
07111	Koblenz	Kreisfreie Stadt	75,90	0,716	0,020	20,56
07131	Ahrweiler	Landkreis	92,40	0,117	0,004	0,66
07132	Altenkirchen (Westerwald)	Landkreis	223,25	0,348	0,009	1,78
07133	Bad Kreuznach	Landkreis	280,42	0,325	0,013	2,37
07134	Birkenfeld	Landkreis	274,39	0,353	0,013	1,31
07135	Cochem-Zell	Landkreis	331,53	0,460	0,014	1,19
07137	Mayen-Koblenz	Landkreis	227,53	0,279	0,011	2,79
07138	Neuwied	Landkreis	199,45	0,318	0,006	1,71
07140	Rhein-Hunsrück-Kreis	Landkreis	679,45	0,705	0,023	2,43
07141	Rhein-Lahn-Kreis	Landkreis	197,03	0,252	0,007	1,06
07143	Westerwaldkreis	Landkreis	306,43	0,310	0,007	1,37

Fortsetzung auf nächster Seite...

Regionalschlüssel	Name	Bez	P_{inst} (MW)	P_{inst}/A_{Kreis} (MW/km^2)	A_{Nutz}/A_{Kreis}	$b_{ökonomisch}$ (Einw./km^2)
07211	Trier	Kreisfreie Stadt	42,90	0,370	0,012	10,64
07231	Bernkastel-Wittlich	Landkreis	277,60	0,238	0,007	0,67
07232	Eifelkreis Bitburg-Prüm	Landkreis	549,91	0,338	0,011	0,66
07233	Vulkaneifel	Landkreis	361,25	0,396	0,012	0,77
07235	Trier-Saarburg	Landkreis	391,66	0,355	0,012	1,59
07311	Frankenthal (Pfalz)	Kreisfreie Stadt	85,80	1,961	0,068	73,88
07312	Kaiserslautern	Kreisfreie Stadt	29,70	0,212	0,002	1,43
07313	Landau in der Pfalz	Kreisfreie Stadt	161,70	1,948	0,069	36,39
07314	Ludwigshafen am Rhein	Kreisfreie Stadt	39,60	0,509	0,016	32,48
07315	Mainz	Kreisfreie Stadt	99,00	1,014	0,054	113,09
07316	Neustadt an der Weinstraße	Kreisfreie Stadt	122,10	1,041	0,052	23,04
07317	Pirmasens	Kreisfreie Stadt	16,50	0,269	0,004	2,68
07318	Speyer	Kreisfreie Stadt	0,00	0,000	0,000	0,00
07319	Worms	Kreisfreie Stadt	199,87	1,839	0,113	83,58
07320	Zweibrücken	Kreisfreie Stadt	89,10	1,258	0,037	17,63
07331	Alzey-Worms	Landkreis	529,19	0,901	0,054	11,47
07332	Bad Dürkheim	Landkreis	199,91	0,337	0,017	3,66
07333	Donnersbergkreis	Landkreis	293,58	0,456	0,020	2,35
07334	Germersheim	Landkreis	184,83	0,399	0,017	4,62
07335	Kaiserslautern	Landkreis	264,44	0,413	0,015	2,50
07336	Kusel	Landkreis	266,58	0,465	0,018	2,26
07337	Südliche Weinstraße	Landkreis	189,18	0,296	0,016	2,69

Fortsetzung auf nächster Seite...

Regionalschlüssel	Name	Bez	P_{inst} (MW)	P_{inst}/A_{Kreis} (MW/km^2)	A_{Nutz}/A_{Kreis}	$b_{ökonomisch}$ (Einw./km^2)
07338	Rhein-Pfalz-Kreis	Landkreis	199,24	0,655	0,035	17,00
07339	Mainz-Bingen	Landkreis	360,36	0,596	0,029	9,61
07340	Südwestpfalz	Landkreis	239,18	0,251	0,007	0,73
08111	Stuttgart	Stadtkreis	0,50	0,002	0,000	0,00
08115	Böblingen	Landkreis	147,40	0,239	0,006	3,85
08116	Esslingen	Landkreis	9,90	0,015	0,000	0,20
08117	Göppingen	Landkreis	188,09	0,293	0,011	4,21
08118	Ludwigsburg	Landkreis	3,30	0,005	0,000	0,09
08119	Rems-Murr-Kreis	Landkreis	167,52	0,196	0,003	1,39
08121	Heilbronn	Stadtkreis	19,80	0,197	0,008	9,89
08125	Heilbronn	Landkreis	167,28	0,152	0,005	1,61
08126	Hohenlohekreis	Landkreis	205,71	0,265	0,009	1,28
08127	Schwäbisch Hall	Landkreis	229,02	0,154	0,005	0,65
08128	Main-Tauber-Kreis	Landkreis	341,84	0,262	0,010	1,04
08135	Heidenheim	Landkreis	234,75	0,374	0,014	2,92
08136	Ostalbkreis	Landkreis	226,66	0,150	0,005	1,04
08211	Baden-Baden	Stadtkreis	19,80	0,141	0,002	0,81
08212	Karlsruhe	Stadtkreis	29,70	0,171	0,005	8,33
08215	Karlsruhe	Landkreis	158,23	0,146	0,005	1,83
08216	Rastatt	Landkreis	150,86	0,204	0,006	1,79
08221	Heidelberg	Stadtkreis	29,70	0,272	0,006	8,03
08222	Mannheim	Stadtkreis	9,90	0,068	0,003	5,29
08225	Neckar-Odenwald-Kreis	Landkreis	255,67	0,227	0,009	1,10

Fortsetzung auf nächster Seite...

Regionalschlüssel	Name	Bez	P_{inst} (MW)	P_{inst}/A_{Kreis} (MW/km^2)	A_{Nutz}/A_{Kreis}	$b_{ökonomisch}$ (Einw./km^2)
08226	Rhein-Neckar-Kreis	Landkreis	155,62	0,147	0,005	2,42
08231	Pforzheim	Stadtkreis	0,00	0,000	0,000	0,00
08235	Calw	Landkreis	179,91	0,226	0,004	0,79
08236	Enzkreis	Landkreis	161,64	0,282	0,008	2,63
08237	Freudenstadt	Landkreis	166,22	0,191	0,004	0,58
08311	Freiburg im Breisgau	Stadtkreis	23,10	0,150	0,007	9,66
08315	Breisgau-Hochschwarzwald	Landkreis	170,85	0,124	0,004	0,67
08316	Emmendingen	Landkreis	52,80	0,078	0,003	0,62
08317	Ortenaukreis	Landkreis	190,17	0,102	0,003	0,65
08325	Rottweil	Landkreis	167,95	0,218	0,007	1,21
08326	Schwarzwald-Baar-Kreis	Landkreis	171,66	0,167	0,004	0,88
08327	Tuttlingen	Landkreis	13,20	0,018	0,001	0,10
08335	Konstanz	Landkreis	0,01	0,000	0,000	0,00
08336	Lörrach	Landkreis	4,00	0,005	0,000	0,03
08337	Waldshut	Landkreis	1,43	0,001	0,000	0,00
08415	Reutlingen	Landkreis	173,08	0,159	0,006	1,42
08416	Tübingen	Landkreis	152,97	0,294	0,010	4,32
08417	Zollernalbkreis	Landkreis	162,21	0,177	0,006	1,21
08421	Ulm	Stadtkreis	36,30	0,304	0,010	9,73
08425	Alb-Donau-Kreis	Landkreis	204,94	0,151	0,006	0,76
08426	Biberach	Landkreis	158,38	0,112	0,004	0,56
08435	Bodenseekreis	Landkreis	0,00	0,000	0,000	0,00
08436	Ravensburg	Landkreis	174,52	0,107	0,004	0,60

Fortsetzung auf nächster Seite...

Regionalschlüssel	Name	Bez	P_{inst} (MW)	P_{inst}/A_{Kreis} (MW/km^2)	A_{Nutz}/A_{Kreis}	$b_{ökonomisch}$ (Einw./km^2)
08437	Sigmaringen	Landkreis	159,80	0,133	0,005	0,51
09161	Ingolstadt	Kreisfreie Stadt	125,40	0,939	0,020	19,44
09162	München	Kreisfreie Stadt	16,50	0,053	0,003	15,72
09163	Rosenheim	Kreisfreie Stadt	0,02	0,001	0,000	0,03
09171	Altötting	Landkreis	85,80	0,151	0,005	1,03
09172	Berchtesgadener Land	Landkreis	0,00	0,000	0,000	0,00
09173	Bad Tölz-Wolfratshausen	Landkreis	0,00	0,000	0,000	0,00
09174	Dachau	Landkreis	154,07	0,266	0,007	1,68
09175	Ebersberg	Landkreis	0,01	0,000	0,000	0,00
09176	Eichstätt	Landkreis	203,00	0,167	0,006	0,66
09177	Erding	Landkreis	158,38	0,182	0,006	0,90
09178	Freising	Landkreis	160,09	0,200	0,005	1,13
09179	Fürstenfeldbruck	Landkreis	144,67	0,333	0,011	5,44
09180	Garmisch-Partenkirchen	Landkreis	0,00	0,000	0,000	0,00
09181	Landsberg am Lech	Landkreis	154,41	0,192	0,007	1,06
09182	Miesbach	Landkreis	0,01	0,000	0,000	0,00
09183	Mühldorf a. Inn	Landkreis	112,20	0,139	0,006	0,80
09184	München	Landkreis	69,30	0,104	0,003	1,65
09185	Neuburg-Schrobenhausen	Landkreis	160,70	0,217	0,009	1,12
09186	Pfaffenhofen a.d. Ilm	Landkreis	162,96	0,214	0,006	0,97
09187	Rosenheim	Landkreis	36,30	0,025	0,001	0,13
09188	Starnberg	Landkreis	0,04	0,000	0,000	0,00

Fortsetzung auf nächster Seite...

Regionalschlüssel	Name	Bez	P_{inst} (MW)	P_{inst}/A_{Kreis} (MW/km^2)	A_{Nutz}/A_{Kreis}	$b_{ökonomisch}$ (Einw./km^2)
09189	Traunstein	Landkreis	5,37	0,004	0,000	0,01
09190	Weilheim-Schongau	Landkreis	9,90	0,010	0,000	0,04
09261	Landshut	Kreisfreie Stadt	72,60	1,098	0,030	29,60
09262	Passau	Kreisfreie Stadt	0,00	0,000	0,000	0,00
09263	Straubing	Kreisfreie Stadt	0,00	0,000	0,000	0,00
09271	Deggendorf	Landkreis	0,01	0,000	0,000	0,00
09272	Freyung-Grafenau	Landkreis	0,24	0,000	0,000	0,00
09273	Kelheim	Landkreis	158,41	0,149	0,005	0,54
09274	Landshut	Landkreis	155,30	0,115	0,004	0,39
09275	Passau	Landkreis	92,40	0,060	0,001	0,11
09276	Regen	Landkreis	13,20	0,014	0,000	0,01
09277	Rottal-Inn	Landkreis	16,50	0,013	0,000	0,04
09278	Straubing-Bogen	Landkreis	3,30	0,003	0,000	0,01
09279	Dingolfing-Landau	Landkreis	9,90	0,011	0,000	0,04
09361	Amberg	Kreisfreie Stadt	19,80	0,392	0,009	7,35
09362	Regensburg	Kreisfreie Stadt	0,50	0,006	0,000	0,13
09363	Weiden i.d. OPf.	Kreisfreie Stadt	46,20	0,654	0,009	5,03
09371	Amberg-Sulzbach	Landkreis	219,31	0,175	0,004	0,35
09372	Cham	Landkreis	0,79	0,001	0,000	0,00
09373	Neumarkt i.d. OPf.	Landkreis	269,38	0,200	0,007	0,68
09374	Neustadt a.d. Waldnaab	Landkreis	190,14	0,133	0,003	0,23
09375	Regensburg	Landkreis	29,70	0,021	0,001	0,10

Fortsetzung auf nächster Seite...

Regionalschlüssel	Name	Bez	P_{inst} (MW)	P_{inst}/A_{Kreis} (MW/km^2)	A_{Nutz}/A_{Kreis}	$b_{ökonomisch}$ (Einw./km^2)
09376	Schwandorf	Landkreis	163,35	0,111	0,002	0,24
09377	Tirschenreuth	Landkreis	209,09	0,193	0,004	0,30
09461	Bamberg	Kreisfreie Stadt	16,50	0,300	0,015	18,97
09462	Bayreuth	Kreisfreie Stadt	6,60	0,099	0,003	3,55
09463	Coburg	Kreisfreie Stadt	19,80	0,411	0,003	2,55
09464	Hof	Kreisfreie Stadt	52,80	0,907	0,015	11,75
09471	Bamberg	Landkreis	215,54	0,185	0,006	0,75
09472	Bayreuth	Landkreis	209,22	0,164	0,004	0,33
09473	Coburg	Landkreis	196,81	0,333	0,013	1,88
09474	Forchheim	Landkreis	183,24	0,285	0,008	1,47
09475	Hof	Landkreis	356,50	0,399	0,011	1,18
09476	Kronach	Landkreis	208,94	0,321	0,008	0,88
09477	Kulmbach	Landkreis	208,98	0,318	0,010	1,16
09478	Lichtenfels	Landkreis	180,23	0,347	0,010	1,32
09479	Wunsiedel i. Fichtelgebirge	Landkreis	236,04	0,389	0,009	1,07
09561	Ansbach	Kreisfreie Stadt	89,10	0,893	0,013	5,02
09562	Erlangen	Kreisfreie Stadt	9,90	0,127	0,005	7,26
09563	Fürth	Kreisfreie Stadt	26,40	0,417	0,006	11,30
09564	Nürnberg	Kreisfreie Stadt	0,01	0,000	0,000	0,00
09565	Schwabach	Kreisfreie Stadt	3,30	0,081	0,000	0,12
09571	Ansbach	Landkreis	280,88	0,142	0,005	0,42
09572	Erlangen-Höchstadt	Landkreis	173,84	0,308	0,008	1,95

Fortsetzung auf nächster Seite...

Regionalschlüssel	Name	Bez	P_{inst} (MW)	P_{inst}/A_{Kreis} (MW/km^2)	A_{Nutz}/A_{Kreis}	$b_{ökonomisch}$ (Einw./km^2)
09573	Fürth	Landkreis	203,02	0,661	0,019	7,09
09574	Nürnberger Land	Landkreis	105,60	0,132	0,003	0,59
09575	Neustadt a.d. Aisch-Bad Windsheim	Landkreis	294,89	0,233	0,009	0,66
09576	Roth	Landkreis	166,58	0,186	0,005	0,68
09577	Weißenburg-Gunzenhausen	Landkreis	226,54	0,234	0,008	0,79
09661	Aschaffenburg	Kreisfreie Stadt	23,10	0,373	0,005	5,73
09662	Schweinfurt	Kreisfreie Stadt	8,00	0,226	0,001	1,15
09663	Würzburg	Kreisfreie Stadt	56,10	0,640	0,027	38,97
09671	Aschaffenburg	Landkreis	95,70	0,137	0,004	0,96
09672	Bad Kissingen	Landkreis	228,63	0,201	0,008	0,74
09673	Rhön-Grabfeld	Landkreis	199,43	0,195	0,009	0,74
09674	Haßberge	Landkreis	206,55	0,216	0,008	0,70
09675	Kitzingen	Landkreis	217,49	0,318	0,013	1,72
09676	Miltenberg	Landkreis	208,73	0,292	0,010	1,82
09677	Main-Spessart	Landkreis	261,49	0,198	0,009	0,87
09678	Schweinfurt	Landkreis	254,26	0,302	0,013	1,72
09679	Würzburg	Landkreis	316,71	0,328	0,015	2,53
09761	Augsburg	Kreisfreie Stadt	66,00	0,451	0,012	22,24
09762	Kaufbeuren	Kreisfreie Stadt	6,60	0,163	0,003	3,52
09763	Kempten (Allgäu)	Kreisfreie Stadt	0,00	0,000	0,000	0,00
09764	Memmingen	Kreisfreie Stadt	33,00	0,472	0,007	3,94

Fortsetzung auf nächster Seite...

Regionalschlüssel	Name	Bez	P_{inst} (MW)	P_{inst}/A_{Kreis} (MW/km^2)	A_{Nutz}/A_{Kreis}	$b_{ökonomisch}$ (Einw./km^2)
09771	Aichach-Friedberg	Landkreis	154,17	0,198	0,007	1,10
09772	Augsburg	Landkreis	158,86	0,148	0,007	1,48
09773	Dillingen a.d. Donau	Landkreis	170,31	0,215	0,010	1,12
09774	Günzburg	Landkreis	159,32	0,209	0,007	1,15
09775	Neu-Ulm	Landkreis	160,37	0,311	0,012	3,85
09776	Lindau (Bodensee)	Landkreis	0,00	0,000	0,000	0,00
09777	Ostallgäu	Landkreis	193,53	0,139	0,005	0,48
09778	Unterallgäu	Landkreis	170,24	0,138	0,005	0,61
09779	Donau-Ries	Landkreis	159,58	0,125	0,005	0,46
09780	Oberallgäu	Landkreis	12,31	0,008	0,000	0,02
10041	Regionalverband Saarbrücken	Landkreis	42,90	0,104	0,002	1,25
10042	Merzig-Wadern	Landkreis	274,86	0,494	0,016	2,91
10043	Neunkirchen	Landkreis	12,90	0,052	0,002	0,85
10044	Saarlouis	Landkreis	165,00	0,359	0,010	4,42
10045	Saarpfalz-Kreis	Landkreis	174,90	0,418	0,010	3,41
10046	St. Wendel	Landkreis	267,30	0,561	0,014	2,62
11000	Berlin	Kreisfreie Stadt	49,50	0,055	0,002	5,84
12051	Brandenburg an der Havel	Kreisfreie Stadt	89,10	0,388	0,016	4,99
12052	Cottbus	Kreisfreie Stadt	306,90	1,854	0,092	55,28
12053	Frankfurt (Oder)	Kreisfreie Stadt	254,10	1,714	0,066	25,95
12054	Potsdam	Kreisfreie Stadt	165,00	0,881	0,039	33,54
12060	Barnim	Landkreis	459,16	0,310	0,014	1,61

Fortsetzung auf nächster Seite...

Regionalschlüssel	Name	Bez	P_{inst} (MW)	P_{inst}/A_{Kreis} (MW/km^2)	A_{Nutz}/A_{Kreis}	$b_{ökonomisch}$ (Einw./km^2)
12061	Dahme-Spreewald	Landkreis	633,22	0,278	0,012	0,85
12062	Elbe-Elster	Landkreis	667,63	0,351	0,016	0,92
12063	Havelland	Landkreis	603,11	0,349	0,018	1,57
12064	Märkisch-Oderland	Landkreis	669,19	0,309	0,016	1,40
12065	Oberhavel	Landkreis	391,10	0,216	0,010	1,15
12066	Oberspreewald-Lausitz	Landkreis	518,25	0,423	0,016	1,47
12067	Oder-Spree	Landkreis	440,67	0,195	0,009	0,70
12068	Ostprignitz-Ruppin	Landkreis	691,56	0,274	0,015	0,60
12069	Potsdam-Mittelmark	Landkreis	546,36	0,211	0,010	0,79
12070	Prignitz	Landkreis	1107,87	0,518	0,027	0,99
12071	Spree-Neiße	Landkreis	393,40	0,237	0,011	0,78
12072	Teltow-Fläming	Landkreis	730,79	0,347	0,018	1,37
12073	Uckermark	Landkreis	1126,03	0,365	0,021	0,81
13003	Rostock	Kreisfreie Stadt	46,20	0,255	0,005	5,69
13004	Schwerin	Kreisfreie Stadt	52,80	0,406	0,020	14,28
13071	Mecklenburgische Seenplatte	Landkreis	860,14	0,156	0,008	0,40
13072	Rostock	Landkreis	750,11	0,219	0,009	0,58
13073	Vorpommern-Rügen	Landkreis	671,48	0,209	0,010	0,69
13074	Nordwestmecklenburg	Landkreis	497,61	0,234	0,010	0,72
13075	Vorpommern-Greifswald	Landkreis	849,43	0,215	0,011	0,64
13076	Ludwigslust-Parchim	Landkreis	683,97	0,143	0,007	0,32
14511	Chemnitz	Kreisfreie Stadt	105,60	0,477	0,016	17,31

Fortsetzung auf nächster Seite...

Regionalschlüssel	Name	Bez	P_{inst} (MW)	P_{inst}/A_{Kreis} (MW/km^2)	A_{Nutz}/A_{Kreis}	$b_{ökonomisch}$ (Einw./km^2)
14521	Erzgebirgskreis	Landkreis	305,25	0,167	0,005	0,96
14522	Mittelsachsen	Landkreis	504,87	0,238	0,010	1,45
14523	Vogtlandkreis	Landkreis	250,96	0,178	0,005	0,81
14524	Zwickau	Landkreis	293,71	0,309	0,011	3,91
14612	Dresden	Kreisfreie Stadt	59,40	0,181	0,003	5,23
14625	Bautzen	Landkreis	392,27	0,163	0,005	0,60
14626	Görlitz	Landkreis	394,31	0,186	0,008	1,02
14627	Meißen	Landkreis	359,52	0,246	0,010	1,67
14628	Sächsische Schweiz-Osterzgebirge	Landkreis	283,53	0,171	0,007	1,06
14713	Leipzig	Kreisfreie Stadt	191,40	0,640	0,039	69,72
14729	Leipzig	Landkreis	350,87	0,212	0,010	1,48
14730	Nordsachsen	Landkreis	377,26	0,186	0,009	0,88
15001	Dessau-Roßlau	Kreisfreie Stadt	279,21	1,133	0,065	21,96
15002	Halle (Saale)	Kreisfreie Stadt	46,20	0,340	0,017	28,39
15003	Magdeburg	Kreisfreie Stadt	174,90	0,872	0,053	61,12
15081	Altmarkkreis Salzwedel	Landkreis	544,32	0,236	0,012	0,44
15082	Anhalt-Bitterfeld	Landkreis	612,89	0,419	0,022	2,50
15083	Börde	Landkreis	975,36	0,410	0,023	1,68
15084	Burgenlandkreis	Landkreis	582,21	0,410	0,021	2,70
15085	Harz	Landkreis	446,18	0,212	0,014	1,42
15086	Jerichower Land	Landkreis	523,90	0,330	0,019	1,07
15087	Mansfeld-Südharz	Landkreis	600,05	0,412	0,024	2,35

Fortsetzung auf nächster Seite...

Regionalschlüssel	Name	Bez	P_{inst} (MW)	P_{inst}/A_{Kreis} (MW/km^2)	A_{Nutz}/A_{Kreis}	$b_{ökonomisch}$ (Einw./km^2)
15088	Saalekreis	Landkreis	736,79	0,511	0,028	3,65
15089	Salzlandkreis	Landkreis	868,21	0,605	0,036	4,96
15090	Stendal	Landkreis	726,91	0,298	0,016	0,74
15091	Wittenberg	Landkreis	486,70	0,250	0,013	0,86
16051	Erfurt	Kreisfreie Stadt	287,06	1,062	0,039	29,92
16052	Gera	Kreisfreie Stadt	214,50	1,408	0,053	33,31
16053	Jena	Kreisfreie Stadt	9,90	0,086	0,001	0,85
16054	Suhl	Kreisfreie Stadt	3,30	0,032	0,000	0,12
16055	Weimar	Kreisfreie Stadt	59,40	0,704	0,010	7,64
16056	Eisenach	Kreisfreie Stadt	178,20	1,707	0,078	30,89
16061	Eichsfeld	Landkreis	293,77	0,312	0,013	1,44
16062	Nordhausen	Landkreis	281,38	0,394	0,020	2,33
16063	Wartburgkreis	Landkreis	303,05	0,232	0,010	0,97
16064	Unstrut-Hainich-Kreis	Landkreis	401,89	0,411	0,025	2,62
16065	Kyffhäuserkreis	Landkreis	361,93	0,349	0,021	1,56
16066	Schmalkalden-Meiningen	Landkreis	215,49	0,178	0,008	0,79
16067	Gotha	Landkreis	440,17	0,470	0,027	3,88
16068	Sömmerda	Landkreis	459,68	0,570	0,035	3,06
16069	Hildburghausen	Landkreis	195,68	0,209	0,009	0,63
16070	Ilm-Kreis	Landkreis	235,16	0,279	0,012	1,59
16071	Weimarer Land	Landkreis	301,70	0,375	0,021	2,11
16072	Sonneberg	Landkreis	213,78	0,494	0,012	1,62
16073	Saalfeld-Rudolstadt	Landkreis	239,12	0,231	0,007	0,70

Fortsetzung auf nächster Seite...

Regionalschlüssel	Name	Bez	P_{inst} (MW)	P_{inst}/A_{Kreis} (MW/km^2)	A_{Nutz}/A_{Kreis}	$b_{ökonomisch}$ (Einw./km^2)
16074	Saale-Holzland-Kreis	Landkreis	417,76	0,512	0,020	2,10
16075	Saale-Orla-Kreis	Landkreis	248,43	0,216	0,008	0,60
16076	Greiz	Landkreis	259,70	0,307	0,011	1,36
16077	Altenburger Land	Landkreis	323,30	0,567	0,022	3,60

A.2.3 Best-case 2050: Gleichverteilte Belastung 1,3 Einw./km²

Tabelle A.4: Windenergieausbau best-case 2050 in allen 402 deutschen Landkreisen: Installierte Windenergieleistung, Installierte Windleistung pro Landkreisfläche, für Windenergie genutzte Fläche pro Landkreisfläche, best-case-Belastungsgsgrad

Regionalschlüssel	Name	Bez	P_{inst} (MW)	P_{inst}/A_{Kreis} (MW/km²)	A_{Nutz}/A_{Kreis}	$b_{best\text{-}case}$ (Einw./km²)
01001	Flensburg	Kreisfreie Stadt	0,00	0,000	0,000	0,00
01002	Kiel	Kreisfreie Stadt	2,58	0,022	0,001	1,29
01003	Lübeck	Kreisfreie Stadt	8,78	0,041	0,001	1,29
01004	Neumünster	Kreisfreie Stadt	0,00	0,000	0,000	0,00
01051	Dithmarschen	Kreis	445,84	0,309	0,014	1,29
01053	Herzogtum Lauenburg	Kreis	248,36	0,197	0,009	1,29
01054	Nordfriesland	Kreis	702,46	0,337	0,017	1,29
01055	Ostholstein	Kreis	343,12	0,246	0,009	1,29
01056	Pinneberg	Kreis	47,15	0,071	0,003	1,29
01057	Plön	Kreis	360,62	0,333	0,011	1,29
01058	Rendsburg-Eckernförde	Kreis	575,36	0,263	0,011	1,29
01059	Schleswig-Flensburg	Kreis	644,34	0,311	0,014	1,29
01060	Segeberg	Kreis	185,48	0,138	0,007	1,29
01061	Steinburg	Kreis	242,71	0,230	0,010	1,29
01062	Stormarn	Kreis	108,78	0,142	0,004	1,29
02000	Hamburg	Kreisfreie Stadt	8,97	0,012	0,001	1,29
03101	Braunschweig	Kreisfreie Stadt	5,34	0,028	0,001	1,29
03102	Salzgitter	Kreisfreie Stadt	15,38	0,068	0,003	1,29

Fortsetzung auf nächster Seite...

Regionalschlüssel	Name	Bez	P_{inst} (MW)	P_{inst}/A_{Kreis} (MW/km^2)	A_{Nutz}/A_{Kreis}	$b_{best\text{-}case}$ (Einw./km^2)
03103	Wolfsburg	Kreisfreie Stadt	11,96	0,058	0,002	1,29
03151	Gifhorn	Landkreis	400,60	0,255	0,012	1,29
03152	Göttingen	Landkreis	194,78	0,174	0,006	1,29
03153	Goslar	Landkreis	187,68	0,194	0,009	1,29
03154	Helmstedt	Landkreis	139,25	0,206	0,010	1,29
03155	Northeim	Landkreis	375,41	0,296	0,012	1,29
03156	Osterode am Harz	Landkreis	148,17	0,233	0,011	1,29
03157	Peine	Landkreis	64,60	0,121	0,005	1,29
03158	Wolfenbüttel	Landkreis	111,34	0,154	0,008	1,29
03241	Region Hannover	Landkreis	136,08	0,059	0,003	1,29
03251	Diepholz	Landkreis	472,46	0,238	0,012	1,29
03252	Hameln-Pyrmont	Landkreis	147,22	0,185	0,007	1,29
03254	Hildesheim	Landkreis	160,94	0,133	0,006	1,29
03255	Holzminden	Landkreis	226,10	0,326	0,012	1,29
03256	Nienburg (Weser)	Landkreis	429,69	0,307	0,015	1,29
03257	Schaumburg	Landkreis	109,54	0,162	0,006	1,29
03351	Celle	Landkreis	405,59	0,262	0,011	1,29
03352	Cuxhaven	Landkreis	610,95	0,297	0,014	1,29
03353	Harburg	Landkreis	192,20	0,154	0,007	1,29
03354	Lüchow-Dannenberg	Landkreis	973,35	0,794	0,033	1,29
03355	Lüneburg	Landkreis	337,29	0,254	0,010	1,29
03356	Osterholz	Landkreis	112,62	0,173	0,008	1,29

Fortsetzung auf nächster Seite...

Regionalschlüssel	Name	Bez	P_{inst} (MW)	P_{inst}/A_{Kreis} (MW/km^2)	A_{Nutz}/A_{Kreis}	$b_{best\text{-}case}$ (Einw./km^2)
03357	Rotenburg (Wümme)	Landkreis	717,82	0,346	0,017	1,29
03358	Heidekreis	Landkreis	913,59	0,486	0,018	1,29
03359	Stade	Landkreis	224,48	0,177	0,008	1,29
03360	Uelzen	Landkreis	716,24	0,490	0,020	1,29
03361	Verden	Landkreis	130,31	0,165	0,008	1,29
03401	Delmenhorst	Kreisfreie Stadt	2,82	0,045	0,001	1,29
03402	Emden	Kreisfreie Stadt	9,01	0,081	0,003	1,29
03403	Oldenburg (Oldb)	Kreisfreie Stadt	3,30	0,032	0,000	0,14
03404	Osnabrück	Kreisfreie Stadt	3,30	0,027	0,000	0,27
03405	Wilhelmshaven	Kreisfreie Stadt	13,86	0,128	0,002	1,29
03451	Ammerland	Landkreis	145,98	0,200	0,008	1,29
03452	Aurich	Landkreis	223,61	0,173	0,009	1,29
03453	Cloppenburg	Landkreis	286,55	0,202	0,011	1,29
03454	Emsland	Landkreis	616,33	0,214	0,012	1,29
03455	Friesland	Landkreis	142,94	0,230	0,008	1,29
03456	Grafschaft Bentheim	Landkreis	172,29	0,175	0,009	1,29
03457	Leer	Landkreis	181,96	0,168	0,009	1,29
03458	Oldenburg	Landkreis	263,46	0,248	0,011	1,29
03459	Osnabrück	Landkreis	287,63	0,136	0,008	1,29
03460	Vechta	Landkreis	116,48	0,143	0,008	1,29
03461	Wesermarsch	Landkreis	222,95	0,268	0,012	1,29
03462	Wittmund	Landkreis	185,48	0,281	0,015	1,29
04011	Bremen	Kreisfreie Stadt	12,55	0,039	0,001	1,29

Fortsetzung auf nächster Seite...

Regionalschlüssel	Name	Bez	P_{inst} (MW)	P_{inst}/A_{Kreis} (MW/km^2)	A_{Nutz}/A_{Kreis}	$b_{best\text{-}case}$ (Einw./km^2)
04012	Bremerhaven	Kreisfreie Stadt	3,25	0,034	0,001	1,29
05111	Düsseldorf	Kreisfreie Stadt	2,40	0,011	0,000	1,29
05112	Duisburg	Kreisfreie Stadt	11,70	0,050	0,001	1,29
05113	Essen	Kreisfreie Stadt	0,00	0,000	0,000	0,00
05114	Krefeld	Kreisfreie Stadt	3,30	0,024	0,000	0,05
05116	Mönchengladbach	Kreisfreie Stadt	5,47	0,032	0,001	1,29
05117	Mülheim an der Ruhr	Kreisfreie Stadt	0,00	0,000	0,000	0,00
05119	Oberhausen	Kreisfreie Stadt	0,00	0,000	0,000	0,00
05120	Remscheid	Kreisfreie Stadt	0,00	0,000	0,000	0,00
05122	Solingen	Kreisfreie Stadt	0,00	0,000	0,000	0,00
05124	Wuppertal	Kreisfreie Stadt	4,89	0,029	0,001	1,29
05154	Kleve	Kreis	135,29	0,110	0,005	1,29
05158	Mettmann	Kreis	24,87	0,061	0,001	1,29
05162	Rhein-Kreis Neuss	Kreis	19,05	0,033	0,002	1,29
05166	Viersen	Kreis	45,95	0,082	0,002	1,29
05170	Wesel	Kreis	101,27	0,097	0,003	1,29
05314	Bonn	Kreisfreie Stadt	3,30	0,023	0,000	0,09
05315	Köln	Kreisfreie Stadt	9,90	0,024	0,000	0,97
05316	Leverkusen	Kreisfreie Stadt	1,91	0,024	0,001	1,29
05334	Städteregion Aachen	Kreis	23,09	0,033	0,002	1,29
05358	Düren	Kreis	96,87	0,103	0,005	1,29
05362	Rhein-Erft-Kreis	Kreis	26,84	0,038	0,002	1,29
05366	Euskirchen	Kreis	221,45	0,177	0,009	1,29

Fortsetzung auf nächster Seite...

Regionalschlüssel	Name	Bez	P_{inst} (MW)	P_{inst}/A_{Kreis} (MW/km^2)	A_{Nutz}/A_{Kreis}	$b_{best\text{-}case}$ (Einw./km^2)
05370	Heinsberg	Kreis	54,29	0,087	0,003	1,29
05374	Oberbergischer Kreis	Kreis	0,00	0,000	0,000	0,00
05378	Rheinisch-Bergischer Kreis	Kreis	0,00	0,000	0,000	0,00
05382	Rhein-Sieg-Kreis	Kreis	75,88	0,066	0,003	1,29
05512	Bottrop	Kreisfreie Stadt	10,76	0,107	0,001	1,29
05513	Gelsenkirchen	Kreisfreie Stadt	0,00	0,000	0,000	0,00
05515	Münster	Kreisfreie Stadt	19,57	0,065	0,001	1,29
05554	Borken	Kreis	188,22	0,132	0,005	1,29
05558	Coesfeld	Kreis	181,66	0,163	0,007	1,29
05562	Recklinghausen	Kreis	16,50	0,022	0,000	0,37
05566	Steinfurt	Kreis	183,81	0,102	0,005	1,29
05570	Warendorf	Kreis	223,89	0,170	0,006	1,29
05711	Bielefeld	Kreisfreie Stadt	0,00	0,000	0,000	0,00
05754	Gütersloh	Kreis	33,00	0,034	0,001	0,21
05758	Herford	Kreis	0,00	0,000	0,000	0,00
05762	Höxter	Kreis	302,51	0,252	0,011	1,29
05766	Lippe	Kreis	16,50	0,013	0,000	0,06
05770	Minden-Lübbecke	Kreis	183,06	0,159	0,005	1,29
05774	Paderborn	Kreis	169,24	0,136	0,005	1,29
05911	Bochum	Kreisfreie Stadt	3,30	0,023	0,000	0,20
05913	Dortmund	Kreisfreie Stadt	6,60	0,024	0,000	0,78
05914	Hagen	Kreisfreie Stadt	0,00	0,000	0,000	0,00
05915	Hamm	Kreisfreie Stadt	26,40	0,116	0,001	0,85

Fortsetzung auf nächster Seite...

Regionalschlüssel	Name	Bez	P_{inst} (MW)	P_{inst}/A_{Kreis} (MW/km^2)	A_{Nutz}/A_{Kreis}	$b_{best\text{-}case}$ (Einw./km^2)
05916	Herne	Kreisfreie Stadt	0,00	0,000	0,000	0,00
05954	Ennepe-Ruhr-Kreis	Kreis	0,00	0,000	0,000	0,00
05958	Hochsauerlandkreis	Kreis	95,70	0,049	0,002	0,31
05962	Märkischer Kreis	Kreis	46,20	0,044	0,001	0,35
05966	Olpe	Kreis	13,20	0,019	0,000	0,01
05970	Siegen-Wittgenstein	Kreis	9,90	0,009	0,000	0,01
05974	Soest	Kreis	234,71	0,177	0,006	1,29
05978	Unna	Kreis	29,70	0,055	0,001	0,76
06411	Darmstadt	Kreisfreie Stadt	13,20	0,107	0,001	0,67
06412	Frankfurt am Main	Kreisfreie Stadt	3,20	0,013	0,000	1,29
06413	Offenbach am Main	Kreisfreie Stadt	0,00	0,000	0,000	0,00
06414	Wiesbaden	Kreisfreie Stadt	6,60	0,032	0,001	1,17
06431	Bergstraße	Landkreis	69,12	0,096	0,004	1,29
06432	Darmstadt-Dieburg	Landkreis	56,01	0,085	0,003	1,29
06433	Groß-Gerau	Landkreis	26,77	0,059	0,002	1,29
06434	Hochtaunuskreis	Landkreis	51,67	0,108	0,003	1,29
06435	Main-Kinzig-Kreis	Landkreis	193,37	0,139	0,004	1,29
06436	Main-Taunus-Kreis	Landkreis	13,94	0,063	0,001	1,29
06437	Odenwaldkreis	Landkreis	255,08	0,409	0,008	1,29
06438	Offenbach	Landkreis	23,10	0,065	0,001	0,63
06439	Rheingau-Taunus-Kreis	Landkreis	165,41	0,204	0,006	1,29
06440	Wetteraukreis	Landkreis	125,11	0,114	0,005	1,29
06531	Gießen	Landkreis	101,47	0,119	0,004	1,29

Fortsetzung auf nächster Seite...

Regionalschlüssel	Name	Bez	P_{inst} (MW)	P_{inst}/A_{Kreis} (MW/km^2)	A_{Nutz}/A_{Kreis}	$b_{best\text{-}case}$ (Einw./km^2)
06532	Lahn-Dill-Kreis	Landkreis	235,38	0,221	0,005	1,29
06533	Limburg-Weilburg	Landkreis	124,99	0,169	0,006	1,29
06534	Marburg-Biedenkopf	Landkreis	226,60	0,180	0,007	1,29
06535	Vogelsbergkreis	Landkreis	640,13	0,439	0,018	1,29
06611	Kassel	Kreisfreie Stadt	5,13	0,049	0,001	1,29
06631	Fulda	Landkreis	322,08	0,233	0,008	1,29
06632	Hersfeld-Rotenburg	Landkreis	421,89	0,385	0,012	1,29
06633	Kassel	Landkreis	252,88	0,195	0,007	1,29
06634	Schwalm-Eder-Kreis	Landkreis	470,85	0,306	0,011	1,29
06635	Waldeck-Frankenberg	Landkreis	727,73	0,394	0,015	1,29
06636	Werra-Meißner-Kreis	Landkreis	391,69	0,383	0,013	1,29
07111	Koblenz	Kreisfreie Stadt	4,77	0,045	0,001	1,29
07131	Ahrweiler	Landkreis	92,40	0,117	0,004	0,66
07132	Altenkirchen (Westerwald)	Landkreis	161,80	0,252	0,006	1,29
07133	Bad Kreuznach	Landkreis	152,91	0,177	0,007	1,29
07134	Birkenfeld	Landkreis	271,29	0,349	0,012	1,29
07135	Cochem-Zell	Landkreis	359,13	0,499	0,015	1,29
07137	Mayen-Koblenz	Landkreis	105,30	0,129	0,005	1,29
07138	Neuwied	Landkreis	150,73	0,240	0,005	1,29
07140	Rhein-Hunsrück-Kreis	Landkreis	361,93	0,376	0,012	1,29
07141	Rhein-Lahn-Kreis	Landkreis	241,05	0,309	0,008	1,29
07143	Westerwaldkreis	Landkreis	289,63	0,293	0,006	1,29

Fortsetzung auf nächster Seite...

Regionalschlüssel	Name	Bez	P_{inst} (MW)	P_{inst}/A_{Kreis} (MW/km^2)	A_{Nutz}/A_{Kreis}	$b_{best\text{-}case}$ (Einw./km^2)
07211	Trier	Kreisfreie Stadt	5,21	0,045	0,001	1,29
07231	Bernkastel-Wittlich	Landkreis	536,41	0,459	0,014	1,29
07232	Eifelkreis Bitburg-Prüm	Landkreis	1071,04	0,658	0,022	1,29
07233	Vulkaneifel	Landkreis	603,91	0,663	0,019	1,29
07235	Trier-Saarburg	Landkreis	318,76	0,289	0,010	1,29
07311	Frankenthal (Pfalz)	Kreisfreie Stadt	1,50	0,034	0,001	1,29
07312	Kaiserslautern	Kreisfreie Stadt	26,76	0,191	0,002	1,29
07313	Landau in der Pfalz	Kreisfreie Stadt	5,74	0,069	0,002	1,29
07314	Ludwigshafen am Rhein	Kreisfreie Stadt	1,58	0,020	0,001	1,29
07315	Mainz	Kreisfreie Stadt	1,13	0,012	0,001	1,29
07316	Neustadt an der Weinstraße	Kreisfreie Stadt	6,85	0,058	0,003	1,29
07317	Pirmasens	Kreisfreie Stadt	7,97	0,130	0,002	1,29
07318	Speyer	Kreisfreie Stadt	0,00	0,000	0,000	0,00
07319	Worms	Kreisfreie Stadt	3,09	0,028	0,002	1,29
07320	Zweibrücken	Kreisfreie Stadt	6,53	0,092	0,003	1,29
07331	Alzey-Worms	Landkreis	59,61	0,101	0,006	1,29
07332	Bad Dürkheim	Landkreis	70,63	0,119	0,006	1,29
07333	Donnersbergkreis	Landkreis	161,60	0,251	0,011	1,29
07334	Germersheim	Landkreis	51,67	0,112	0,005	1,29
07335	Kaiserslautern	Landkreis	136,56	0,213	0,008	1,29
07336	Kusel	Landkreis	152,45	0,266	0,010	1,29
07337	Südliche Weinstraße	Landkreis	90,89	0,142	0,008	1,29

Fortsetzung auf nächster Seite...

Regionalschlüssel	Name	Bez	P_{inst} (MW)	P_{inst}/A_{Kreis} (MW/km^2)	A_{Nutz}/A_{Kreis}	$b_{best\text{-}case}$ (Einw./km^2)
07338	Rhein-Pfalz-Kreis	Landkreis	15,14	0,050	0,003	1,29
07339	Mainz-Bingen	Landkreis	48,48	0,080	0,004	1,29
07340	Südwestpfalz	Landkreis	422,47	0,443	0,013	1,29
08111	Stuttgart	Stadtkreis	0,00	0,000	0,000	0,00
08115	Böblingen	Landkreis	49,48	0,080	0,002	1,29
08116	Esslingen	Landkreis	64,42	0,101	0,002	1,29
08117	Göppingen	Landkreis	57,75	0,090	0,003	1,29
08118	Ludwigsburg	Landkreis	45,94	0,067	0,002	1,29
08119	Rems-Murr-Kreis	Landkreis	155,41	0,181	0,003	1,29
08121	Heilbronn	Stadtkreis	2,59	0,026	0,001	1,29
08125	Heilbronn	Landkreis	133,96	0,122	0,004	1,29
08126	Hohenlohekreis	Landkreis	206,95	0,267	0,009	1,29
08127	Schwäbisch Hall	Landkreis	457,66	0,309	0,010	1,29
08128	Main-Tauber-Kreis	Landkreis	425,61	0,326	0,013	1,29
08135	Heidenheim	Landkreis	103,96	0,166	0,006	1,29
08136	Ostalbkreis	Landkreis	282,67	0,187	0,006	1,29
08211	Baden-Baden	Stadtkreis	19,80	0,141	0,002	0,81
08212	Karlsruhe	Stadtkreis	4,61	0,026	0,001	1,29
08215	Karlsruhe	Landkreis	111,96	0,103	0,003	1,29
08216	Rastatt	Landkreis	108,80	0,147	0,004	1,29
08221	Heidelberg	Stadtkreis	4,78	0,044	0,001	1,29
08222	Mannheim	Stadtkreis	2,42	0,017	0,001	1,29
08225	Neckar-Odenwald-Kreis	Landkreis	301,52	0,268	0,010	1,29

Fortsetzung auf nächster Seite...

Regionalschlüssel	Name	Bez	P_{inst} (MW)	P_{inst}/A_{Kreis} (MW/km^2)	A_{Nutz}/A_{Kreis}	$b_{best\text{-}case}$ (Einw./km^2)
08226	Rhein-Neckar-Kreis	Landkreis	83,27	0,079	0,003	1,29
08231	Pforzheim	Stadtkreis	0,00	0,000	0,000	0,00
08235	Calw	Landkreis	294,83	0,370	0,007	1,29
08236	Enzkreis	Landkreis	79,31	0,138	0,004	1,29
08237	Freudenstadt	Landkreis	372,75	0,428	0,010	1,29
08311	Freiburg im Breisgau	Stadtkreis	3,09	0,020	0,001	1,29
08315	Breisgau-Hochschwarzwald	Landkreis	330,01	0,240	0,007	1,29
08316	Emmendingen	Landkreis	110,68	0,163	0,006	1,29
08317	Ortenaukreis	Landkreis	378,09	0,203	0,006	1,29
08325	Rottweil	Landkreis	178,75	0,232	0,007	1,29
08326	Schwarzwald-Baar-Kreis	Landkreis	250,83	0,245	0,006	1,29
08327	Tuttlingen	Landkreis	166,13	0,227	0,007	1,29
08335	Konstanz	Landkreis	139,93	0,171	0,004	1,29
08336	Lörrach	Landkreis	153,59	0,190	0,005	1,29
08337	Waldshut	Landkreis	450,91	0,399	0,009	1,29
08415	Reutlingen	Landkreis	157,42	0,144	0,005	1,29
08416	Tübingen	Landkreis	45,74	0,088	0,003	1,29
08417	Zollernalbkreis	Landkreis	172,77	0,189	0,006	1,29
08421	Ulm	Stadtkreis	4,82	0,040	0,001	1,29
08425	Alb-Donau-Kreis	Landkreis	347,40	0,256	0,009	1,29
08426	Biberach	Landkreis	363,28	0,258	0,010	1,29
08435	Bodenseekreis	Landkreis	107,58	0,162	0,004	1,29
08436	Ravensburg	Landkreis	377,03	0,231	0,008	1,29

Fortsetzung auf nächster Seite...

Regionalschlüssel	Name	Bez	P_{inst} (MW)	P_{inst}/A_{Kreis} (MW/km^2)	A_{Nutz}/A_{Kreis}	$b_{best\text{-}case}$ (Einw./km^2)
08437	Sigmaringen	Landkreis	403,29	0,335	0,012	1,29
09161	Ingolstadt	Kreisfreie Stadt	8,34	0,062	0,001	1,29
09162	München	Kreisfreie Stadt	1,36	0,004	0,000	1,29
09163	Rosenheim	Kreisfreie Stadt	0,87	0,024	0,001	1,29
09171	Altötting	Landkreis	107,92	0,189	0,007	1,29
09172	Berchtesgadener Land	Landkreis	305,21	0,363	0,011	1,29
09173	Bad Tölz-Wolfratshausen	Landkreis	470,73	0,423	0,012	1,29
09174	Dachau	Landkreis	118,82	0,205	0,005	1,29
09175	Ebersberg	Landkreis	150,39	0,273	0,005	1,29
09176	Eichstätt	Landkreis	400,27	0,330	0,012	1,29
09177	Erding	Landkreis	228,41	0,262	0,009	1,29
09178	Freising	Landkreis	182,34	0,228	0,006	1,29
09179	Fürstenfeldbruck	Landkreis	34,34	0,079	0,003	1,29
09180	Garmisch-Partenkirchen	Landkreis	455,40	0,450	0,012	1,04
09181	Landsberg am Lech	Landkreis	187,44	0,233	0,009	1,29
09182	Miesbach	Landkreis	343,20	0,396	0,010	1,06
09183	Mühldorf a. Inn	Landkreis	180,81	0,224	0,010	1,29
09184	München	Landkreis	54,14	0,082	0,003	1,29
09185	Neuburg-Schrobenhausen	Landkreis	185,00	0,250	0,010	1,29
09186	Pfaffenhofen a.d. Ilm	Landkreis	216,16	0,284	0,008	1,29
09187	Rosenheim	Landkreis	367,32	0,255	0,007	1,29
09188	Starnberg	Landkreis	79,20	0,163	0,004	0,96

Fortsetzung auf nächster Seite...

Regionalschlüssel	Name	Bez	P_{inst} (MW)	P_{inst}/A_{Kreis} (MW/km^2)	A_{Nutz}/A_{Kreis}	$b_{best\text{-}case}$ (Einw./km^2)
09189	Traunstein	Landkreis	481,94	0,314	0,012	1,29
09190	Weilheim-Schongau	Landkreis	309,64	0,320	0,010	1,29
09261	Landshut	Kreisfreie Stadt	3,17	0,048	0,001	1,29
09262	Passau	Kreisfreie Stadt	5,70	0,081	0,002	1,29
09263	Straubing	Kreisfreie Stadt	4,18	0,062	0,002	1,29
09271	Deggendorf	Landkreis	219,70	0,255	0,010	1,29
09272	Freyung-Grafenau	Landkreis	0,00	0,000	0,000	0,00
09273	Kelheim	Landkreis	377,40	0,354	0,012	1,29
09274	Landshut	Landkreis	511,48	0,379	0,012	1,29
09275	Passau	Landkreis	445,50	0,291	0,004	0,53
09276	Regen	Landkreis	36,30	0,037	0,000	0,04
09277	Rottal-Inn	Landkreis	493,81	0,385	0,014	1,29
09278	Straubing-Bogen	Landkreis	489,88	0,407	0,016	1,29
09279	Dingolfing-Landau	Landkreis	305,22	0,348	0,012	1,29
09361	Amberg	Kreisfreie Stadt	3,48	0,069	0,002	1,29
09362	Regensburg	Kreisfreie Stadt	5,07	0,064	0,001	1,29
09363	Weiden i.d. OPf.	Kreisfreie Stadt	11,87	0,168	0,002	1,29
09371	Amberg-Sulzbach	Landkreis	799,61	0,637	0,016	1,29
09372	Cham	Landkreis	6,60	0,004	0,000	0,00
09373	Neumarkt i.d. OPf.	Landkreis	510,76	0,380	0,014	1,29
09374	Neustadt a.d. Waldnaab	Landkreis	640,20	0,448	0,012	0,78
09375	Regensburg	Landkreis	372,22	0,267	0,010	1,29

Fortsetzung auf nächster Seite...

Regionalschlüssel	Name	Bez	P_{inst} (MW)	P_{inst}/A_{Kreis} (MW/km^2)	A_{Nutz}/A_{Kreis}	$b_{best\text{-}case}$ (Einw./km^2)
09376	Schwandorf	Landkreis	834,90	0,570	0,012	1,21
09377	Tirschenreuth	Landkreis	896,20	0,826	0,019	1,29
09461	Bamberg	Kreisfreie Stadt	1,12	0,020	0,001	1,29
09462	Bayreuth	Kreisfreie Stadt	2,41	0,036	0,001	1,29
09463	Coburg	Kreisfreie Stadt	10,05	0,209	0,002	1,29
09464	Hof	Kreisfreie Stadt	5,81	0,100	0,002	1,29
09471	Bamberg	Landkreis	369,34	0,317	0,010	1,29
09472	Bayreuth	Landkreis	829,90	0,652	0,016	1,29
09473	Coburg	Landkreis	135,16	0,229	0,009	1,29
09474	Forchheim	Landkreis	160,76	0,250	0,007	1,29
09475	Hof	Landkreis	389,83	0,436	0,012	1,29
09476	Kronach	Landkreis	307,04	0,471	0,012	1,29
09477	Kulmbach	Landkreis	233,81	0,355	0,012	1,29
09478	Lichtenfels	Landkreis	176,79	0,340	0,010	1,29
09479	Wunsiedel i. Fichtelgebirge	Landkreis	284,91	0,470	0,011	1,29
09561	Ansbach	Kreisfreie Stadt	22,94	0,230	0,003	1,29
09562	Erlangen	Kreisfreie Stadt	1,76	0,023	0,001	1,29
09563	Fürth	Kreisfreie Stadt	3,02	0,048	0,001	1,29
09564	Nürnberg	Kreisfreie Stadt	0,00	0,000	0,000	0,00
09565	Schwabach	Kreisfreie Stadt	3,30	0,081	0,000	0,12
09571	Ansbach	Landkreis	855,31	0,434	0,014	1,29
09572	Erlangen-Höchstadt	Landkreis	114,99	0,204	0,006	1,29

Fortsetzung auf nächster Seite...

Regionalschlüssel	Name	Bez	P_{inst} (MW)	P_{inst}/A_{Kreis} (MW/km^2)	A_{Nutz}/A_{Kreis}	$b_{best\text{-}case}$ (Einw./km^2)
09573	Fürth	Landkreis	37,03	0,121	0,003	1,29
09574	Nürnberger Land	Landkreis	105,60	0,132	0,003	0,59
09575	Neustadt a.d. Aisch-Bad Windsheim	Landkreis	580,38	0,458	0,017	1,29
09576	Roth	Landkreis	314,84	0,352	0,009	1,29
09577	Weißenburg-Gunzenhausen	Landkreis	368,91	0,380	0,014	1,29
09661	Aschaffenburg	Kreisfreie Stadt	5,21	0,084	0,001	1,29
09662	Schweinfurt	Kreisfreie Stadt	3,30	0,093	0,000	0,47
09663	Würzburg	Kreisfreie Stadt	1,86	0,021	0,001	1,29
09671	Aschaffenburg	Landkreis	95,70	0,137	0,004	0,96
09672	Bad Kissingen	Landkreis	396,59	0,349	0,014	1,29
09673	Rhön-Grabfeld	Landkreis	348,26	0,341	0,016	1,29
09674	Haßberge	Landkreis	383,58	0,401	0,015	1,29
09675	Kitzingen	Landkreis	163,45	0,239	0,010	1,29
09676	Miltenberg	Landkreis	148,59	0,208	0,007	1,29
09677	Main-Spessart	Landkreis	389,15	0,295	0,014	1,29
09678	Schweinfurt	Landkreis	191,46	0,228	0,010	1,29
09679	Würzburg	Landkreis	161,72	0,167	0,008	1,29
09761	Augsburg	Kreisfreie Stadt	3,84	0,026	0,001	1,29
09762	Kaufbeuren	Kreisfreie Stadt	2,42	0,060	0,001	1,29
09763	Kempten (Allgäu)	Kreisfreie Stadt	0,00	0,000	0,000	0,00
09764	Memmingen	Kreisfreie Stadt	10,83	0,155	0,002	1,29

Fortsetzung auf nächster Seite...

Regionalschlüssel	Name	Bez	P_{inst} (MW)	P_{inst}/A_{Kreis} (MW/km^2)	A_{Nutz}/A_{Kreis}	$b_{best\text{-}case}$ (Einw./km^2)
09771	Aichach-Friedberg	Landkreis	181,50	0,233	0,008	1,29
09772	Augsburg	Landkreis	138,82	0,130	0,006	1,29
09773	Dillingen a.d. Donau	Landkreis	196,35	0,248	0,011	1,29
09774	Günzburg	Landkreis	179,73	0,236	0,008	1,29
09775	Neu-Ulm	Landkreis	53,87	0,105	0,004	1,29
09776	Lindau (Bodensee)	Landkreis	48,67	0,151	0,005	1,29
09777	Ostallgäu	Landkreis	521,26	0,374	0,013	1,29
09778	Unterallgäu	Landkreis	362,20	0,295	0,012	1,29
09779	Donau-Ries	Landkreis	445,73	0,350	0,013	1,29
09780	Oberallgäu	Landkreis	676,06	0,443	0,013	1,29
10041	Regionalverband Saarbrücken	Landkreis	42,90	0,104	0,002	1,25
10042	Merzig-Wadern	Landkreis	122,07	0,219	0,007	1,29
10043	Neunkirchen	Landkreis	9,90	0,040	0,001	0,65
10044	Saarlouis	Landkreis	48,21	0,105	0,003	1,29
10045	Saarpfalz-Kreis	Landkreis	66,19	0,158	0,004	1,29
10046	St. Wendel	Landkreis	131,90	0,277	0,007	1,29
11000	Berlin	Kreisfreie Stadt	10,96	0,012	0,000	1,29
12051	Brandenburg an der Havel	Kreisfreie Stadt	23,08	0,101	0,004	1,29
12052	Cottbus	Kreisfreie Stadt	7,17	0,043	0,002	1,29
12053	Frankfurt (Oder)	Kreisfreie Stadt	12,65	0,085	0,003	1,29
12054	Potsdam	Kreisfreie Stadt	6,36	0,034	0,001	1,29
12060	Barnim	Landkreis	368,72	0,249	0,011	1,29

Fortsetzung auf nächster Seite...

Regionalschlüssel	Name	Bez	P_{inst} (MW)	P_{inst}/A_{Kreis} (MW/km^2)	A_{Nutz}/A_{Kreis}	$b_{best\text{-}case}$ (Einw./km^2)
12061	Dahme-Spreewald	Landkreis	957,53	0,420	0,018	1,29
12062	Elbe-Elster	Landkreis	939,87	0,494	0,023	1,29
12063	Havelland	Landkreis	494,90	0,286	0,015	1,29
12064	Märkisch-Oderland	Landkreis	617,62	0,286	0,015	1,29
12065	Oberhavel	Landkreis	439,61	0,243	0,012	1,29
12066	Oberspreewald-Lausitz	Landkreis	454,68	0,371	0,014	1,29
12067	Oder-Spree	Landkreis	810,68	0,358	0,017	1,29
12068	Ostprignitz-Ruppin	Landkreis	1499,44	0,593	0,033	1,29
12069	Potsdam-Mittelmark	Landkreis	894,14	0,345	0,016	1,29
12070	Prignitz	Landkreis	1446,66	0,676	0,035	1,29
12071	Spree-Neiße	Landkreis	649,59	0,391	0,018	1,29
12072	Teltow-Fläming	Landkreis	689,41	0,327	0,017	1,29
12073	Uckermark	Landkreis	1795,68	0,583	0,033	1,29
13003	Rostock	Kreisfreie Stadt	10,49	0,058	0,001	1,29
13004	Schwerin	Kreisfreie Stadt	4,78	0,037	0,002	1,29
13071	Mecklenburgische Seenplatte	Landkreis	2794,16	0,508	0,027	1,29
13072	Rostock	Landkreis	1682,38	0,490	0,021	1,29
13073	Vorpommern-Rügen	Landkreis	1264,20	0,393	0,019	1,29
13074	Nordwestmecklenburg	Landkreis	893,13	0,420	0,018	1,29
13075	Vorpommern-Greifswald	Landkreis	1721,56	0,435	0,021	1,29
13076	Ludwigslust-Parchim	Landkreis	2719,90	0,571	0,029	1,29
14511	Chemnitz	Kreisfreie Stadt	7,88	0,036	0,001	1,29

Fortsetzung auf nächster Seite...

Regionalschlüssel	Name	Bez	P_{inst} (MW)	P_{inst}/A_{Kreis} (MW/km^2)	A_{Nutz}/A_{Kreis}	$b_{best\text{-}case}$ (Einw./km^2)
14521	Erzgebirgskreis	Landkreis	410,57	0,224	0,007	1,29
14522	Mittelsachsen	Landkreis	448,76	0,212	0,009	1,29
14523	Vogtlandkreis	Landkreis	401,36	0,284	0,008	1,29
14524	Zwickau	Landkreis	97,05	0,102	0,004	1,29
14612	Dresden	Kreisfreie Stadt	14,69	0,045	0,001	1,29
14625	Bautzen	Landkreis	840,76	0,350	0,010	1,29
14626	Görlitz	Landkreis	501,14	0,237	0,010	1,29
14627	Meißen	Landkreis	278,62	0,191	0,008	1,29
14628	Sächsische Schweiz-Osterzgebirge	Landkreis	347,25	0,210	0,009	1,29
14713	Leipzig	Kreisfreie Stadt	3,55	0,012	0,001	1,29
14729	Leipzig	Landkreis	305,64	0,185	0,008	1,29
14730	Nordsachsen	Landkreis	555,25	0,274	0,013	1,29
15001	Dessau-Roßlau	Kreisfreie Stadt	16,43	0,067	0,004	1,29
15002	Halle (Saale)	Kreisfreie Stadt	2,10	0,015	0,001	1,29
15003	Magdeburg	Kreisfreie Stadt	3,70	0,018	0,001	1,29
15081	Altmarkkreis Salzwedel	Landkreis	1595,22	0,693	0,034	1,29
15082	Anhalt-Bitterfeld	Landkreis	317,40	0,217	0,011	1,29
15083	Börde	Landkreis	752,37	0,316	0,018	1,29
15084	Burgenlandkreis	Landkreis	278,87	0,197	0,010	1,29
15085	Harz	Landkreis	406,10	0,193	0,012	1,29
15086	Jerichower Land	Landkreis	632,09	0,398	0,022	1,29
15087	Mansfeld-Südharz	Landkreis	330,37	0,227	0,013	1,29

Fortsetzung auf nächster Seite...

Regionalschlüssel	Name	Bez	P_{inst} (MW)	P_{inst}/A_{Kreis} (MW/km^2)	A_{Nutz}/A_{Kreis}	$b_{best\text{-}case}$ (Einw./km^2)
15088	Saalekreis	Landkreis	260,92	0,181	0,010	1,29
15089	Salzlandkreis	Landkreis	226,41	0,158	0,009	1,29
15090	Stendal	Landkreis	1270,95	0,521	0,027	1,29
15091	Wittenberg	Landkreis	727,60	0,374	0,019	1,29
16051	Erfurt	Kreisfreie Stadt	12,40	0,046	0,002	1,29
16052	Gera	Kreisfreie Stadt	8,32	0,055	0,002	1,29
16053	Jena	Kreisfreie Stadt	9,90	0,086	0,001	0,85
16054	Suhl	Kreisfreie Stadt	3,30	0,032	0,000	0,12
16055	Weimar	Kreisfreie Stadt	10,04	0,119	0,002	1,29
16056	Eisenach	Kreisfreie Stadt	7,46	0,071	0,003	1,29
16061	Eichsfeld	Landkreis	263,50	0,280	0,012	1,29
16062	Nordhausen	Landkreis	155,81	0,218	0,011	1,29
16063	Wartburgkreis	Landkreis	403,80	0,309	0,013	1,29
16064	Unstrut-Hainich-Kreis	Landkreis	198,52	0,203	0,012	1,29
16065	Kyffhäuserkreis	Landkreis	300,27	0,289	0,017	1,29
16066	Schmalkalden-Meiningen	Landkreis	352,42	0,291	0,012	1,29
16067	Gotha	Landkreis	146,57	0,157	0,009	1,29
16068	Sömmerda	Landkreis	193,99	0,240	0,015	1,29
16069	Hildburghausen	Landkreis	403,36	0,430	0,019	1,29
16070	Ilm-Kreis	Landkreis	190,93	0,226	0,010	1,29
16071	Weimarer Land	Landkreis	185,20	0,230	0,013	1,29
16072	Sonneberg	Landkreis	170,57	0,394	0,010	1,29
16073	Saalfeld-Rudolstadt	Landkreis	438,64	0,423	0,012	1,29

Fortsetzung auf nächster Seite...

Regionalschlüssel	Name	Bez	P_{inst} (MW)	P_{inst}/A_{Kreis} (MW/km^2)	A_{Nutz}/A_{Kreis}	$b_{best\text{-}case}$ (Einw./km^2)
16074	Saale-Holzland-Kreis	Landkreis	257,21	0,315	0,013	1,29
16075	Saale-Orla-Kreis	Landkreis	536,89	0,466	0,018	1,29
16076	Greiz	Landkreis	245,96	0,290	0,011	1,29
16077	Altenburger Land	Landkreis	116,11	0,204	0,008	1,29

A.2.4 Best-case plus 2050: Gleichverteilte Belastung 1,2 Einw./km²

Tabelle A.5: Windenergieausbau best-case plus 2050 in allen 402 deutschen Landkreisen: Installierte Windenergieleistung, Installierte Windleistung pro Landkreisfläche, für Windenergie genutzte Fläche pro Landkreisfläche, best-case-plus-Belastungsgsgrad

Regionalschlüssel	Name	Bez	P_{inst} (MW)	P_{inst}/A_{Kreis} (MW/km²)	A_{Nutz}/A_{Kreis}	$b_{best\text{-}case\text{-}plus}$ (Einw./km²)
01001	Flensburg	Kreisfreie Stadt	0,00	0,000	0,000	0,00
01002	Kiel	Kreisfreie Stadt	2,39	0,020	0,001	1,20
01003	Lübeck	Kreisfreie Stadt	8,15	0,038	0,001	1,20
01004	Neumünster	Kreisfreie Stadt	16,10	0,226	0,000	0,00
01051	Dithmarschen	Kreis	1158,36	0,804	0,036	3,36
01053	Herzogtum Lauenburg	Kreis	230,46	0,183	0,008	1,20
01054	Nordfriesland	Kreis	1305,99	0,626	0,031	2,40
01055	Ostholstein	Kreis	442,62	0,318	0,012	1,67
01056	Pinneberg	Kreis	43,75	0,066	0,003	1,20
01057	Plön	Kreis	334,62	0,309	0,010	1,20
01058	Rendsburg-Eckernförde	Kreis	533,88	0,244	0,010	1,20
01059	Schleswig-Flensburg	Kreis	597,89	0,289	0,013	1,20
01060	Segeberg	Kreis	172,11	0,128	0,006	1,20
01061	Steinburg	Kreis	332,98	0,316	0,014	1,77
01062	Stormarn	Kreis	100,94	0,132	0,004	1,20
02000	Hamburg	Kreisfreie Stadt	49,18	0,065	0,003	7,09
03101	Braunschweig	Kreisfreie Stadt	4,95	0,026	0,001	1,20
03102	Salzgitter	Kreisfreie Stadt	94,75	0,422	0,018	7,96

Fortsetzung auf nächster Seite...

Regionalschlüssel	Name	Bez	P_{inst} (MW)	P_{inst}/A_{Kreis} (MW/km^2)	A_{Nutz}/A_{Kreis}	$b_{best\text{-}case\text{-}plus}$ (Einw./km^2)
03103	Wolfsburg	Kreisfreie Stadt	11,10	0,054	0,002	1,20
03151	Gifhorn	Landkreis	371,71	0,237	0,011	1,20
03152	Göttingen	Landkreis	180,73	0,162	0,005	1,20
03153	Goslar	Landkreis	174,15	0,180	0,008	1,20
03154	Helmstedt	Landkreis	161,20	0,239	0,011	1,50
03155	Northeim	Landkreis	348,34	0,275	0,011	1,20
03156	Osterode am Harz	Landkreis	137,48	0,216	0,010	1,20
03157	Peine	Landkreis	158,10	0,295	0,013	3,16
03158	Wolfenbüttel	Landkreis	113,94	0,157	0,008	1,32
03241	Region Hannover	Landkreis	332,12	0,145	0,006	3,15
03251	Diepholz	Landkreis	577,48	0,290	0,015	1,58
03252	Hameln-Pyrmont	Landkreis	136,61	0,171	0,006	1,20
03254	Hildesheim	Landkreis	149,34	0,124	0,005	1,20
03255	Holzminden	Landkreis	209,80	0,302	0,012	1,20
03256	Nienburg (Weser)	Landkreis	398,71	0,285	0,014	1,20
03257	Schaumburg	Landkreis	101,64	0,150	0,005	1,20
03351	Celle	Landkreis	376,35	0,243	0,011	1,20
03352	Cuxhaven	Landkreis	566,90	0,276	0,013	1,20
03353	Harburg	Landkreis	178,34	0,143	0,006	1,20
03354	Lüchow-Dannenberg	Landkreis	903,17	0,737	0,030	1,20
03355	Lüneburg	Landkreis	312,97	0,236	0,009	1,20
03356	Osterholz	Landkreis	104,50	0,160	0,007	1,20

Fortsetzung auf nächster Seite...

Regionalschlüssel	Name	Bez	P_{inst} (MW)	P_{inst}/A_{Kreis} (MW/km^2)	A_{Nutz}/A_{Kreis}	$b_{best\text{-}case\text{-}plus}$ (Einw./km^2)
03357	Rotenburg (Wümme)	Landkreis	666,07	0,321	0,015	1,20
03358	Heidekreis	Landkreis	847,72	0,451	0,017	1,20
03359	Stade	Landkreis	302,20	0,239	0,011	1,74
03360	Uelzen	Landkreis	664,60	0,455	0,019	1,20
03361	Verden	Landkreis	132,55	0,168	0,008	1,31
03401	Delmenhorst	Kreisfreie Stadt	17,00	0,273	0,007	7,80
03402	Emden	Kreisfreie Stadt	138,03	1,237	0,044	19,79
03403	Oldenburg (Oldb)	Kreisfreie Stadt	44,40	0,428	0,001	1,86
03404	Osnabrück	Kreisfreie Stadt	7,10	0,059	0,000	0,59
03405	Wilhelmshaven	Kreisfreie Stadt	59,61	0,551	0,008	5,56
03451	Ammerland	Landkreis	135,46	0,186	0,007	1,20
03452	Aurich	Landkreis	669,45	0,517	0,027	3,87
03453	Cloppenburg	Landkreis	306,18	0,216	0,012	1,38
03454	Emsland	Landkreis	742,30	0,258	0,014	1,56
03455	Friesland	Landkreis	226,02	0,364	0,013	2,04
03456	Grafschaft Bentheim	Landkreis	159,86	0,163	0,009	1,20
03457	Leer	Landkreis	179,15	0,165	0,008	1,27
03458	Oldenburg	Landkreis	244,46	0,230	0,010	1,20
03459	Osnabrück	Landkreis	266,89	0,126	0,007	1,20
03460	Vechta	Landkreis	127,01	0,156	0,009	1,41
03461	Wesermarsch	Landkreis	206,87	0,248	0,011	1,20
03462	Wittmund	Landkreis	299,08	0,453	0,024	2,08
04011	Bremen	Kreisfreie Stadt	101,52	0,312	0,006	10,45

Fortsetzung auf nächster Seite...

Regionalschlüssel	Name	Bez	P_{inst} (MW)	P_{inst}/A_{Kreis} (MW/km^2)	A_{Nutz}/A_{Kreis}	$b_{best\text{-}case\text{-}plus}$ (Einw./km^2)
04012	Bremerhaven	Kreisfreie Stadt	63,80	0,676	0,022	25,35
05111	Düsseldorf	Kreisfreie Stadt	2,23	0,010	0,000	1,20
05112	Duisburg	Kreisfreie Stadt	10,86	0,047	0,001	1,20
05113	Essen	Kreisfreie Stadt	0,00	0,000	0,000	0,00
05114	Krefeld	Kreisfreie Stadt	3,75	0,027	0,000	0,05
05116	Mönchengladbach	Kreisfreie Stadt	20,20	0,118	0,003	4,77
05117	Mülheim an der Ruhr	Kreisfreie Stadt	0,00	0,000	0,000	0,00
05119	Oberhausen	Kreisfreie Stadt	0,00	0,000	0,000	0,00
05120	Remscheid	Kreisfreie Stadt	1,51	0,020	0,000	0,00
05122	Solingen	Kreisfreie Stadt	0,00	0,000	0,000	0,00
05124	Wuppertal	Kreisfreie Stadt	4,54	0,027	0,001	1,20
05154	Kleve	Kreis	140,13	0,114	0,005	1,34
05158	Mettmann	Kreis	23,07	0,057	0,001	1,20
05162	Rhein-Kreis Neuss	Kreis	77,69	0,135	0,007	5,27
05166	Viersen	Kreis	58,75	0,104	0,003	1,65
05170	Wesel	Kreis	93,97	0,090	0,003	1,20
05314	Bonn	Kreisfreie Stadt	3,30	0,023	0,000	0,09
05315	Köln	Kreisfreie Stadt	9,90	0,024	0,000	0,97
05316	Leverkusen	Kreisfreie Stadt	1,77	0,023	0,001	1,20
05334	Städteregion Aachen	Kreis	128,46	0,182	0,009	7,19
05358	Düren	Kreis	179,05	0,190	0,009	2,39
05362	Rhein-Erft-Kreis	Kreis	88,19	0,125	0,007	4,25
05366	Euskirchen	Kreis	205,49	0,164	0,008	1,20

Fortsetzung auf nächster Seite...

Regionalschlüssel	Name	Bez	P_{inst} (MW)	P_{inst}/A_{Kreis} (MW/km^2)	A_{Nutz}/A_{Kreis}	$b_{best\text{-}case\text{-}plus}$ (Einw./km^2)
05370	Heinsberg	Kreis	159,91	0,255	0,010	3,81
05374	Oberbergischer Kreis	Kreis	26,60	0,029	0,000	0,00
05378	Rheinisch-Bergischer Kreis	Kreis	2,58	0,006	0,000	0,00
05382	Rhein-Sieg-Kreis	Kreis	70,41	0,061	0,002	1,20
05512	Bottrop	Kreisfreie Stadt	9,99	0,100	0,001	1,20
05513	Gelsenkirchen	Kreisfreie Stadt	4,60	0,044	0,000	0,00
05515	Münster	Kreisfreie Stadt	18,16	0,060	0,001	1,20
05554	Borken	Kreis	266,62	0,188	0,007	1,83
05558	Coesfeld	Kreis	168,56	0,152	0,006	1,20
05562	Recklinghausen	Kreis	32,61	0,043	0,001	0,73
05566	Steinfurt	Kreis	294,78	0,164	0,009	2,07
05570	Warendorf	Kreis	269,86	0,205	0,008	1,56
05711	Bielefeld	Kreisfreie Stadt	10,90	0,042	0,000	0,00
05754	Gütersloh	Kreis	33,00	0,034	0,001	0,21
05758	Herford	Kreis	17,80	0,040	0,000	0,00
05762	Höxter	Kreis	280,70	0,234	0,010	1,20
05766	Lippe	Kreis	143,53	0,115	0,002	0,53
05770	Minden-Lübbecke	Kreis	169,86	0,148	0,004	1,20
05774	Paderborn	Kreis	433,80	0,348	0,014	3,31
05911	Bochum	Kreisfreie Stadt	3,30	0,023	0,000	0,20
05913	Dortmund	Kreisfreie Stadt	11,00	0,039	0,001	1,30
05914	Hagen	Kreisfreie Stadt	7,30	0,046	0,000	0,00

Fortsetzung auf nächster Seite...

Regionalschlüssel	Name	Bez	P_{inst} (MW)	P_{inst}/A_{Kreis} (MW/km^2)	A_{Nutz}/A_{Kreis}	$b_{best\text{-}case\text{-}plus}$ (Einw./km^2)
05915	Hamm	Kreisfreie Stadt	26,40	0,116	0,001	0,85
05916	Herne	Kreisfreie Stadt	0,00	0,000	0,000	0,00
05954	Ennepe-Ruhr-Kreis	Kreis	5,56	0,014	0,000	0,00
05958	Hochsauerlandkreis	Kreis	244,03	0,125	0,006	0,79
05962	Märkischer Kreis	Kreis	46,20	0,044	0,001	0,35
05966	Olpe	Kreis	23,85	0,034	0,000	0,01
05970	Siegen-Wittgenstein	Kreis	33,41	0,029	0,000	0,04
05974	Soest	Kreis	227,47	0,171	0,006	1,25
05978	Unna	Kreis	39,08	0,072	0,001	1,00
06411	Darmstadt	Kreisfreie Stadt	13,20	0,107	0,001	0,67
06412	Frankfurt am Main	Kreisfreie Stadt	2,97	0,012	0,000	1,20
06413	Offenbach am Main	Kreisfreie Stadt	3,00	0,066	0,000	0,00
06414	Wiesbaden	Kreisfreie Stadt	6,60	0,032	0,001	1,17
06431	Bergstraße	Landkreis	64,14	0,089	0,003	1,20
06432	Darmstadt-Dieburg	Landkreis	51,97	0,079	0,003	1,20
06433	Groß-Gerau	Landkreis	24,84	0,055	0,002	1,20
06434	Hochtaunuskreis	Landkreis	47,95	0,100	0,003	1,20
06435	Main-Kinzig-Kreis	Landkreis	179,43	0,129	0,004	1,20
06436	Main-Taunus-Kreis	Landkreis	12,94	0,058	0,001	1,20
06437	Odenwaldkreis	Landkreis	236,69	0,379	0,008	1,20
06438	Offenbach	Landkreis	23,10	0,065	0,001	0,63
06439	Rheingau-Taunus-Kreis	Landkreis	153,48	0,189	0,005	1,20
06440	Wetteraukreis	Landkreis	116,09	0,106	0,004	1,20

Fortsetzung auf nächster Seite...

Regionalschlüssel	Name	Bez	P_{inst} (MW)	P_{inst}/A_{Kreis} (MW/km^2)	A_{Nutz}/A_{Kreis}	$b_{best\text{-}case\text{-}plus}$ (Einw./km^2)
06531	Gießen	Landkreis	94,16	0,110	0,004	1,20
06532	Lahn-Dill-Kreis	Landkreis	218,41	0,205	0,005	1,20
06533	Limburg-Weilburg	Landkreis	115,98	0,157	0,005	1,20
06534	Marburg-Biedenkopf	Landkreis	210,26	0,167	0,006	1,20
06535	Vogelsbergkreis	Landkreis	593,97	0,408	0,016	1,20
06611	Kassel	Kreisfreie Stadt	15,38	0,147	0,002	3,87
06631	Fulda	Landkreis	298,86	0,216	0,008	1,20
06632	Hersfeld-Rotenburg	Landkreis	391,48	0,357	0,011	1,20
06633	Kassel	Landkreis	234,65	0,181	0,007	1,20
06634	Schwalm-Eder-Kreis	Landkreis	436,90	0,284	0,010	1,20
06635	Waldeck-Frankenberg	Landkreis	675,27	0,366	0,014	1,20
06636	Werra-Meißner-Kreis	Landkreis	363,45	0,355	0,012	1,20
07111	Koblenz	Kreisfreie Stadt	4,43	0,042	0,001	1,20
07131	Ahrweiler	Landkreis	92,40	0,117	0,004	0,66
07132	Altenkirchen (Westerwald)	Landkreis	150,13	0,234	0,006	1,20
07133	Bad Kreuznach	Landkreis	141,88	0,164	0,007	1,20
07134	Birkenfeld	Landkreis	251,73	0,324	0,012	1,20
07135	Cochem-Zell	Landkreis	333,24	0,463	0,014	1,20
07137	Mayen-Koblenz	Landkreis	97,71	0,120	0,005	1,20
07138	Neuwied	Landkreis	139,86	0,223	0,004	1,20
07140	Rhein-Hunsrück-Kreis	Landkreis	475,49	0,494	0,016	1,70
07141	Rhein-Lahn-Kreis	Landkreis	223,67	0,286	0,008	1,20

Fortsetzung auf nächster Seite...

Regionalschlüssel	Name	Bez	P_{inst} (MW)	P_{inst}/A_{Kreis} (MW/km^2)	A_{Nutz}/A_{Kreis}	$b_{best\text{-}case\text{-}plus}$ (Einw./km^2)
07143	Westerwaldkreis	Landkreis	268,75	0,272	0,006	1,20
07211	Trier	Kreisfreie Stadt	4,83	0,042	0,001	1,20
07231	Bernkastel-Wittlich	Landkreis	497,73	0,426	0,013	1,20
07232	Eifelkreis Bitburg-Prüm	Landkreis	993,82	0,610	0,020	1,20
07233	Vulkaneifel	Landkreis	560,37	0,615	0,018	1,20
07235	Trier-Saarburg	Landkreis	295,77	0,268	0,009	1,20
07311	Frankenthal (Pfalz)	Kreisfreie Stadt	1,39	0,032	0,001	1,20
07312	Kaiserslautern	Kreisfreie Stadt	24,83	0,177	0,002	1,20
07313	Landau in der Pfalz	Kreisfreie Stadt	5,33	0,064	0,002	1,20
07314	Ludwigshafen am Rhein	Kreisfreie Stadt	1,46	0,019	0,001	1,20
07315	Mainz	Kreisfreie Stadt	11,20	0,115	0,006	12,80
07316	Neustadt an der Weinstraße	Kreisfreie Stadt	6,35	0,054	0,003	1,20
07317	Pirmasens	Kreisfreie Stadt	7,39	0,120	0,002	1,20
07318	Speyer	Kreisfreie Stadt	0,00	0,000	0,000	0,00
07319	Worms	Kreisfreie Stadt	27,00	0,248	0,015	11,29
07320	Zweibrücken	Kreisfreie Stadt	6,06	0,086	0,002	1,20
07331	Alzey-Worms	Landkreis	355,54	0,605	0,036	7,71
07332	Bad Dürkheim	Landkreis	65,54	0,110	0,005	1,20
07333	Donnersbergkreis	Landkreis	149,95	0,233	0,010	1,20
07334	Germersheim	Landkreis	47,94	0,104	0,004	1,20
07335	Kaiserslautern	Landkreis	126,72	0,198	0,007	1,20
07336	Kusel	Landkreis	141,46	0,247	0,010	1,20

Fortsetzung auf nächster Seite...

Regionalschlüssel	Name	Bez	P_{inst} (MW)	P_{inst}/A_{Kreis} (MW/km^2)	A_{Nutz}/A_{Kreis}	$b_{best\text{-}case\text{-}plus}$ (Einw./km^2)
07337	Südliche Weinstraße	Landkreis	84,34	0,132	0,007	1,20
07338	Rhein-Pfalz-Kreis	Landkreis	28,11	0,092	0,005	2,40
07339	Mainz-Bingen	Landkreis	181,97	0,301	0,014	4,85
07340	Südwestpfalz	Landkreis	392,01	0,411	0,012	1,20
08111	Stuttgart	Stadtkreis	0,50	0,002	0,000	0,00
08115	Böblingen	Landkreis	45,91	0,074	0,002	1,20
08116	Esslingen	Landkreis	59,78	0,094	0,001	1,20
08117	Göppingen	Landkreis	53,59	0,083	0,003	1,20
08118	Ludwigsburg	Landkreis	42,63	0,062	0,002	1,20
08119	Rems-Murr-Kreis	Landkreis	144,21	0,168	0,002	1,20
08121	Heilbronn	Stadtkreis	2,40	0,024	0,001	1,20
08125	Heilbronn	Landkreis	124,30	0,113	0,004	1,20
08126	Hohenlohekreis	Landkreis	192,03	0,247	0,009	1,20
08127	Schwäbisch Hall	Landkreis	424,66	0,286	0,009	1,20
08128	Main-Tauber-Kreis	Landkreis	394,92	0,303	0,012	1,20
08135	Heidenheim	Landkreis	96,46	0,154	0,006	1,20
08136	Ostalbkreis	Landkreis	262,29	0,174	0,006	1,20
08211	Baden-Baden	Stadtkreis	19,80	0,141	0,002	0,81
08212	Karlsruhe	Stadtkreis	4,27	0,025	0,001	1,20
08215	Karlsruhe	Landkreis	103,89	0,096	0,003	1,20
08216	Rastatt	Landkreis	100,96	0,137	0,004	1,20
08221	Heidelberg	Stadtkreis	4,44	0,041	0,001	1,20
08222	Mannheim	Stadtkreis	2,25	0,015	0,001	1,20

Fortsetzung auf nächster Seite...

Regionalschlüssel	Name	Bez	P_{inst} (MW)	P_{inst}/A_{Kreis} (MW/km^2)	A_{Nutz}/A_{Kreis}	$b_{best\text{-}case\text{-}plus}$ (Einw./km^2)
08225	Neckar-Odenwald-Kreis	Landkreis	279,78	0,249	0,010	1,20
08226	Rhein-Neckar-Kreis	Landkreis	77,26	0,073	0,002	1,20
08231	Pforzheim	Stadtkreis	0,00	0,000	0,000	0,00
08235	Calw	Landkreis	273,57	0,343	0,006	1,20
08236	Enzkreis	Landkreis	73,59	0,128	0,004	1,20
08237	Freudenstadt	Landkreis	345,87	0,397	0,009	1,20
08311	Freiburg im Breisgau	Stadtkreis	10,80	0,070	0,003	4,52
08315	Breisgau-Hochschwarzwald	Landkreis	306,22	0,223	0,007	1,20
08316	Emmendingen	Landkreis	102,70	0,151	0,005	1,20
08317	Ortenaukreis	Landkreis	350,83	0,189	0,005	1,20
08325	Rottweil	Landkreis	165,86	0,216	0,007	1,20
08326	Schwarzwald-Baar-Kreis	Landkreis	232,75	0,227	0,006	1,20
08327	Tuttlingen	Landkreis	154,15	0,210	0,007	1,20
08335	Konstanz	Landkreis	129,84	0,159	0,004	1,20
08336	Lörrach	Landkreis	142,52	0,177	0,004	1,20
08337	Waldshut	Landkreis	418,40	0,370	0,008	1,20
08415	Reutlingen	Landkreis	146,07	0,134	0,005	1,20
08416	Tübingen	Landkreis	42,44	0,082	0,003	1,20
08417	Zollernalbkreis	Landkreis	160,31	0,175	0,006	1,20
08421	Ulm	Stadtkreis	4,47	0,038	0,001	1,20
08425	Alb-Donau-Kreis	Landkreis	322,35	0,238	0,009	1,20
08426	Biberach	Landkreis	337,08	0,239	0,009	1,20

Fortsetzung auf nächster Seite...

Regionalschlüssel	Name	Bez	P_{inst} (MW)	P_{inst}/A_{Kreis} (MW/km^2)	A_{Nutz}/A_{Kreis}	$b_{best\text{-}case\text{-}plus}$ (Einw./km^2)
08435	Bodenseekreis	Landkreis	99,82	0,150	0,004	1,20
08436	Ravensburg	Landkreis	349,85	0,215	0,007	1,20
08437	Sigmaringen	Landkreis	374,21	0,311	0,011	1,20
09161	Ingolstadt	Kreisfreie Stadt	7,74	0,058	0,001	1,20
09162	München	Kreisfreie Stadt	1,50	0,005	0,000	1,43
09163	Rosenheim	Kreisfreie Stadt	0,81	0,022	0,001	1,20
09171	Altötting	Landkreis	100,14	0,176	0,006	1,20
09172	Berchtesgadener Land	Landkreis	283,21	0,337	0,010	1,20
09173	Bad Tölz-Wolfratshausen	Landkreis	436,79	0,393	0,011	1,20
09174	Dachau	Landkreis	110,26	0,190	0,005	1,20
09175	Ebersberg	Landkreis	139,55	0,254	0,005	1,20
09176	Eichstätt	Landkreis	371,41	0,306	0,012	1,20
09177	Erding	Landkreis	211,94	0,243	0,008	1,20
09178	Freising	Landkreis	169,19	0,212	0,006	1,20
09179	Fürstenfeldbruck	Landkreis	31,86	0,073	0,003	1,20
09180	Garmisch-Partenkirchen	Landkreis	455,40	0,450	0,012	1,04
09181	Landsberg am Lech	Landkreis	173,93	0,216	0,008	1,20
09182	Miesbach	Landkreis	343,20	0,396	0,010	1,06
09183	Mühldorf a. Inn	Landkreis	167,77	0,208	0,009	1,20
09184	München	Landkreis	50,24	0,076	0,002	1,20
09185	Neuburg-Schrobenhausen	Landkreis	171,66	0,232	0,010	1,20
09186	Pfaffenhofen a.d. Ilm	Landkreis	200,57	0,264	0,008	1,20

Fortsetzung auf nächster Seite...

Regionalschlüssel	Name	Bez	P_{inst} (MW)	P_{inst}/A_{Kreis} (MW/km^2)	A_{Nutz}/A_{Kreis}	$b_{best\text{-}case\text{-}plus}$ (Einw./km^2)
09187	Rosenheim	Landkreis	340,84	0,236	0,007	1,20
09188	Starnberg	Landkreis	79,20	0,163	0,004	0,96
09189	Traunstein	Landkreis	447,19	0,291	0,011	1,20
09190	Weilheim-Schongau	Landkreis	287,32	0,297	0,009	1,20
09261	Landshut	Kreisfreie Stadt	2,94	0,044	0,001	1,20
09262	Passau	Kreisfreie Stadt	5,28	0,075	0,002	1,20
09263	Straubing	Kreisfreie Stadt	3,88	0,057	0,002	1,20
09271	Deggendorf	Landkreis	203,86	0,236	0,009	1,20
09272	Freyung-Grafenau	Landkreis	0,24	0,000	0,000	0,00
09273	Kelheim	Landkreis	350,19	0,329	0,011	1,20
09274	Landshut	Landkreis	474,60	0,352	0,011	1,20
09275	Passau	Landkreis	445,50	0,291	0,004	0,53
09276	Regen	Landkreis	36,30	0,037	0,000	0,04
09277	Rottal-Inn	Landkreis	458,21	0,357	0,013	1,20
09278	Straubing-Bogen	Landkreis	454,56	0,378	0,015	1,20
09279	Dingolfing-Landau	Landkreis	283,22	0,322	0,011	1,20
09361	Amberg	Kreisfreie Stadt	3,23	0,064	0,001	1,20
09362	Regensburg	Kreisfreie Stadt	4,71	0,059	0,001	1,20
09363	Weiden i.d. OPf.	Kreisfreie Stadt	11,02	0,156	0,002	1,20
09371	Amberg-Sulzbach	Landkreis	741,96	0,591	0,015	1,20
09372	Cham	Landkreis	6,60	0,004	0,000	0,00
09373	Neumarkt i.d. OPf.	Landkreis	473,93	0,352	0,013	1,20

Fortsetzung auf nächster Seite...

Regionalschlüssel	Name	Bez	P_{inst} (MW)	P_{inst}/A_{Kreis} (MW/km^2)	A_{Nutz}/A_{Kreis}	$b_{best\text{-}case\text{-}plus}$ (Einw./km^2)
09374	Neustadt a.d. Waldnaab	Landkreis	640,20	0,448	0,012	0,78
09375	Regensburg	Landkreis	345,39	0,248	0,009	1,20
09376	Schwandorf	Landkreis	827,21	0,565	0,012	1,20
09377	Tirschenreuth	Landkreis	831,59	0,766	0,018	1,20
09461	Bamberg	Kreisfreie Stadt	1,04	0,019	0,001	1,20
09462	Bayreuth	Kreisfreie Stadt	2,23	0,033	0,001	1,20
09463	Coburg	Kreisfreie Stadt	9,33	0,194	0,001	1,20
09464	Hof	Kreisfreie Stadt	9,20	0,158	0,003	2,05
09471	Bamberg	Landkreis	342,71	0,294	0,010	1,20
09472	Bayreuth	Landkreis	770,06	0,605	0,015	1,20
09473	Coburg	Landkreis	125,42	0,212	0,008	1,20
09474	Forchheim	Landkreis	149,17	0,232	0,007	1,20
09475	Hof	Landkreis	361,72	0,405	0,011	1,20
09476	Kronach	Landkreis	284,90	0,437	0,011	1,20
09477	Kulmbach	Landkreis	216,95	0,330	0,011	1,20
09478	Lichtenfels	Landkreis	164,04	0,316	0,009	1,20
09479	Wunsiedel i. Fichtelgebirge	Landkreis	264,37	0,436	0,010	1,20
09561	Ansbach	Kreisfreie Stadt	21,28	0,213	0,003	1,20
09562	Erlangen	Kreisfreie Stadt	1,64	0,021	0,001	1,20
09563	Fürth	Kreisfreie Stadt	2,80	0,044	0,001	1,20
09564	Nürnberg	Kreisfreie Stadt	0,01	0,000	0,000	0,00
09565	Schwabach	Kreisfreie Stadt	3,30	0,081	0,000	0,12

Fortsetzung auf nächster Seite...

Regionalschlüssel	Name	Bez	P_{inst} (MW)	P_{inst}/A_{Kreis} (MW/km^2)	A_{Nutz}/A_{Kreis}	$b_{best\text{-}case\text{-}plus}$ (Einw./km^2)
09571	Ansbach	Landkreis	793,64	0,402	0,013	1,20
09572	Erlangen-Höchstadt	Landkreis	106,70	0,189	0,005	1,20
09573	Fürth	Landkreis	34,36	0,112	0,003	1,20
09574	Nürnberger Land	Landkreis	105,60	0,132	0,003	0,59
09575	Neustadt a.d. Aisch-Bad Windsheim	Landkreis	538,54	0,425	0,016	1,20
09576	Roth	Landkreis	292,14	0,326	0,009	1,20
09577	Weißenburg-Gunzenhausen	Landkreis	342,31	0,353	0,013	1,20
09661	Aschaffenburg	Kreisfreie Stadt	4,83	0,078	0,001	1,20
09662	Schweinfurt	Kreisfreie Stadt	8,00	0,226	0,001	1,15
09663	Würzburg	Kreisfreie Stadt	1,73	0,020	0,001	1,20
09671	Aschaffenburg	Landkreis	95,70	0,137	0,004	0,96
09672	Bad Kissingen	Landkreis	368,00	0,324	0,013	1,20
09673	Rhön-Grabfeld	Landkreis	323,15	0,317	0,015	1,20
09674	Haßberge	Landkreis	355,92	0,372	0,014	1,20
09675	Kitzingen	Landkreis	151,67	0,222	0,009	1,20
09676	Miltenberg	Landkreis	137,88	0,193	0,007	1,20
09677	Main-Spessart	Landkreis	361,09	0,273	0,013	1,20
09678	Schweinfurt	Landkreis	177,66	0,211	0,009	1,20
09679	Würzburg	Landkreis	150,06	0,155	0,007	1,20
09761	Augsburg	Kreisfreie Stadt	3,56	0,024	0,001	1,20
09762	Kaufbeuren	Kreisfreie Stadt	2,25	0,056	0,001	1,20

Fortsetzung auf nächster Seite...

Regionalschlüssel	Name	Bez	P_{inst} (MW)	P_{inst}/A_{Kreis} (MW/km^2)	A_{Nutz}/A_{Kreis}	$b_{best\text{-}case\text{-}plus}$ (Einw./km^2)
09763	Kempten (Allgäu)	Kreisfreie Stadt	0,00	0,000	0,000	0,00
09764	Memmingen	Kreisfreie Stadt	10,05	0,144	0,002	1,20
09771	Aichach-Friedberg	Landkreis	168,41	0,216	0,007	1,20
09772	Augsburg	Landkreis	128,81	0,120	0,005	1,20
09773	Dillingen a.d. Donau	Landkreis	182,20	0,230	0,010	1,20
09774	Günzburg	Landkreis	166,78	0,219	0,008	1,20
09775	Neu-Ulm	Landkreis	49,98	0,097	0,004	1,20
09776	Lindau (Bodensee)	Landkreis	45,16	0,140	0,005	1,20
09777	Ostallgäu	Landkreis	483,68	0,347	0,012	1,20
09778	Unterallgäu	Landkreis	336,09	0,273	0,011	1,20
09779	Donau-Ries	Landkreis	413,59	0,325	0,012	1,20
09780	Oberallgäu	Landkreis	627,31	0,411	0,012	1,20
10041	Regionalverband Saarbrücken	Landkreis	41,25	0,100	0,002	1,20
10042	Merzig-Wadern	Landkreis	113,27	0,203	0,006	1,20
10043	Neunkirchen	Landkreis	12,90	0,052	0,002	0,85
10044	Saarlouis	Landkreis	44,74	0,097	0,003	1,20
10045	Saarpfalz-Kreis	Landkreis	61,42	0,147	0,003	1,20
10046	St. Wendel	Landkreis	123,77	0,260	0,007	1,21
11000	Berlin	Kreisfreie Stadt	13,55	0,015	0,000	1,60
12051	Brandenburg an der Havel	Kreisfreie Stadt	21,42	0,093	0,004	1,20
12052	Cottbus	Kreisfreie Stadt	64,03	0,387	0,019	11,53

Fortsetzung auf nächster Seite...

Regionalschlüssel	Name	Bez	P_{inst} (MW)	P_{inst}/A_{Kreis} (MW/km^2)	A_{Nutz}/A_{Kreis}	$b_{best\text{-}case\text{-}plus}$ (Einw./km^2)
12053	Frankfurt (Oder)	Kreisfreie Stadt	30,80	0,208	0,008	3,15
12054	Potsdam	Kreisfreie Stadt	5,90	0,031	0,001	1,20
12060	Barnim	Landkreis	342,14	0,231	0,010	1,20
12061	Dahme-Spreewald	Landkreis	888,49	0,390	0,017	1,20
12062	Elbe-Elster	Landkreis	872,11	0,458	0,021	1,20
12063	Havelland	Landkreis	459,22	0,266	0,013	1,20
12064	Märkisch-Oderland	Landkreis	573,09	0,265	0,014	1,20
12065	Oberhavel	Landkreis	407,92	0,225	0,011	1,20
12066	Oberspreewald-Lausitz	Landkreis	421,90	0,344	0,013	1,20
12067	Oder-Spree	Landkreis	752,23	0,332	0,015	1,20
12068	Ostprignitz-Ruppin	Landkreis	1391,34	0,550	0,031	1,20
12069	Potsdam-Mittelmark	Landkreis	829,67	0,320	0,015	1,20
12070	Prignitz	Landkreis	1342,36	0,627	0,033	1,20
12071	Spree-Neiße	Landkreis	602,75	0,363	0,017	1,20
12072	Teltow-Fläming	Landkreis	639,70	0,304	0,016	1,20
12073	Uckermark	Landkreis	1666,21	0,541	0,030	1,20
13003	Rostock	Kreisfreie Stadt	17,01	0,094	0,002	2,10
13004	Schwerin	Kreisfreie Stadt	4,43	0,034	0,002	1,20
13071	Mecklenburgische Seenplatte	Landkreis	2592,70	0,471	0,025	1,20
13072	Rostock	Landkreis	1561,09	0,455	0,020	1,20
13073	Vorpommern-Rügen	Landkreis	1173,05	0,365	0,017	1,20
13074	Nordwestmecklenburg	Landkreis	828,73	0,390	0,016	1,20

Fortsetzung auf nächster Seite...

Regionalschlüssel	Name	Bez	P_{inst} (MW)	P_{inst}/A_{Kreis} (MW/km^2)	A_{Nutz}/A_{Kreis}	$b_{best\text{-}case\text{-}plus}$ (Einw./km^2)
13075	Vorpommern-Greifswald	Landkreis	1597,43	0,404	0,020	1,20
13076	Ludwigslust-Parchim	Landkreis	2523,80	0,529	0,027	1,20
14511	Chemnitz	Kreisfreie Stadt	11,66	0,053	0,002	1,91
14521	Erzgebirgskreis	Landkreis	380,97	0,208	0,006	1,20
14522	Mittelsachsen	Landkreis	416,41	0,197	0,008	1,20
14523	Vogtlandkreis	Landkreis	372,43	0,264	0,007	1,20
14524	Zwickau	Landkreis	90,06	0,095	0,003	1,20
14612	Dresden	Kreisfreie Stadt	13,63	0,041	0,001	1,20
14625	Bautzen	Landkreis	780,15	0,325	0,009	1,20
14626	Görlitz	Landkreis	465,01	0,220	0,010	1,20
14627	Meißen	Landkreis	258,53	0,177	0,007	1,20
14628	Sächsische Schweiz-Osterzgebirge	Landkreis	322,21	0,194	0,008	1,20
14713	Leipzig	Kreisfreie Stadt	53,46	0,179	0,011	19,47
14729	Leipzig	Landkreis	283,61	0,172	0,008	1,20
14730	Nordsachsen	Landkreis	515,22	0,254	0,012	1,20
15001	Dessau-Roßlau	Kreisfreie Stadt	15,25	0,062	0,004	1,20
15002	Halle (Saale)	Kreisfreie Stadt	1,95	0,014	0,001	1,20
15003	Magdeburg	Kreisfreie Stadt	19,70	0,098	0,006	6,88
15081	Altmarkkreis Salzwedel	Landkreis	1480,20	0,643	0,032	1,20
15082	Anhalt-Bitterfeld	Landkreis	353,99	0,242	0,013	1,44
15083	Börde	Landkreis	698,12	0,294	0,016	1,20
15084	Burgenlandkreis	Landkreis	327,27	0,231	0,012	1,52

Fortsetzung auf nächster Seite...

Regionalschlüssel	Name	Bez	P_{inst} (MW)	P_{inst}/A_{Kreis} (MW/km^2)	A_{Nutz}/A_{Kreis}	$b_{best\text{-}case\text{-}plus}$ (Einw./km^2)
15085	Harz	Landkreis	376,82	0,179	0,011	1,20
15086	Jerichower Land	Landkreis	586,51	0,369	0,021	1,20
15087	Mansfeld-Südharz	Landkreis	338,53	0,233	0,013	1,32
15088	Saalekreis	Landkreis	477,97	0,332	0,018	2,37
15089	Salzlandkreis	Landkreis	596,41	0,416	0,025	3,40
15090	Stendal	Landkreis	1179,32	0,484	0,025	1,20
15091	Wittenberg	Landkreis	675,14	0,347	0,018	1,20
16051	Erfurt	Kreisfreie Stadt	35,50	0,131	0,005	3,70
16052	Gera	Kreisfreie Stadt	7,72	0,051	0,002	1,20
16053	Jena	Kreisfreie Stadt	9,90	0,086	0,001	0,85
16054	Suhl	Kreisfreie Stadt	3,30	0,032	0,000	0,12
16055	Weimar	Kreisfreie Stadt	9,32	0,110	0,002	1,20
16056	Eisenach	Kreisfreie Stadt	29,10	0,279	0,013	5,04
16061	Eichsfeld	Landkreis	244,51	0,260	0,011	1,20
16062	Nordhausen	Landkreis	144,58	0,203	0,010	1,20
16063	Wartburgkreis	Landkreis	374,69	0,287	0,012	1,20
16064	Unstrut-Hainich-Kreis	Landkreis	184,21	0,188	0,011	1,20
16065	Kyffhäuserkreis	Landkreis	278,62	0,268	0,016	1,20
16066	Schmalkalden-Meiningen	Landkreis	327,01	0,270	0,012	1,20
16067	Gotha	Landkreis	186,63	0,199	0,011	1,65
16068	Sömmerda	Landkreis	197,70	0,245	0,015	1,32
16069	Hildburghausen	Landkreis	374,28	0,399	0,017	1,20
16070	Ilm-Kreis	Landkreis	177,17	0,210	0,009	1,20

Fortsetzung auf nächster Seite...

Regionalschlüssel	Name	Bez	P_{inst} (MW)	P_{inst}/A_{Kreis} (MW/km^2)	A_{Nutz}/A_{Kreis}	$b_{best\text{-}case\text{-}plus}$ (Einw./km^2)
16071	Weimarer Land	Landkreis	171,85	0,214	0,012	1,20
16072	Sonneberg	Landkreis	158,28	0,366	0,009	1,20
16073	Saalfeld-Rudolstadt	Landkreis	407,02	0,393	0,011	1,20
16074	Saale-Holzland-Kreis	Landkreis	238,67	0,293	0,012	1,20
16075	Saale-Orla-Kreis	Landkreis	498,18	0,433	0,017	1,20
16076	Greiz	Landkreis	228,23	0,270	0,010	1,20
16077	Altenburger Land	Landkreis	107,74	0,189	0,007	1,20

A.2.5 Trend-case 2050: Belastungsgrenze 1,0 Einw./km²

Tabelle A.6: Windenergieausbau trend-case 2050 in allen 402 deutschen Landkreisen: Installierte Windenergieleistung, Installierte Windleistung pro Landkreisfläche, für Windenergie genutzte Fläche pro Landkreisfläche, trend-case-Belastungsgsgrad

Regionalschlüssel	Name	Bez	P_{inst} (MW)	P_{inst}/A_{Kreis} (MW/km²)	A_{Nutz}/A_{Kreis}	$b_{trend\text{-}case}$ (Einw./km²)
01001	Flensburg	Kreisfreie Stadt	0,00	0,000	0,000	0,00
01002	Kiel	Kreisfreie Stadt	1,99	0,017	0,000	1,00
01003	Lübeck	Kreisfreie Stadt	6,80	0,032	0,001	1,00
01004	Neumünster	Kreisfreie Stadt	0,00	0,000	0,000	0,00
01051	Dithmarschen	Kreis	345,01	0,239	0,011	1,00
01053	Herzogtum Lauenburg	Kreis	192,20	0,152	0,007	1,00
01054	Nordfriesland	Kreis	543,60	0,261	0,013	1,00
01055	Ostholstein	Kreis	265,52	0,191	0,007	1,00
01056	Pinneberg	Kreis	36,49	0,055	0,002	1,00
01057	Plön	Kreis	279,07	0,258	0,009	1,00
01058	Rendsburg-Eckernförde	Kreis	445,24	0,204	0,008	1,00
01059	Schleswig-Flensburg	Kreis	498,63	0,241	0,011	1,00
01060	Segeberg	Kreis	143,53	0,107	0,005	1,00
01061	Steinburg	Kreis	187,82	0,178	0,008	1,00
01062	Stormarn	Kreis	84,18	0,110	0,003	1,00
02000	Hamburg	Kreisfreie Stadt	6,94	0,009	0,000	1,00
03101	Braunschweig	Kreisfreie Stadt	4,13	0,022	0,001	1,00
03102	Salzgitter	Kreisfreie Stadt	11,90	0,053	0,002	1,00

Fortsetzung auf nächster Seite...

Regionalschlüssel	Name	Bez	P_{inst} (MW)	P_{inst}/A_{Kreis} (MW/km^2)	A_{Nutz}/A_{Kreis}	$b_{trend\text{-}case}$ (Einw./km^2)
03103	Wolfsburg	Kreisfreie Stadt	9,26	0,045	0,002	1,00
03151	Gifhorn	Landkreis	310,00	0,198	0,009	1,00
03152	Göttingen	Landkreis	150,73	0,135	0,005	1,00
03153	Goslar	Landkreis	145,24	0,150	0,007	1,00
03154	Helmstedt	Landkreis	107,76	0,160	0,007	1,00
03155	Northeim	Landkreis	290,51	0,229	0,009	1,00
03156	Osterode am Harz	Landkreis	114,66	0,180	0,009	1,00
03157	Peine	Landkreis	49,99	0,093	0,004	1,00
03158	Wolfenbüttel	Landkreis	86,16	0,119	0,006	1,00
03241	Region Hannover	Landkreis	105,31	0,046	0,002	1,00
03251	Diepholz	Landkreis	365,62	0,184	0,009	1,00
03252	Hameln-Pyrmont	Landkreis	113,93	0,143	0,005	1,00
03254	Hildesheim	Landkreis	124,55	0,103	0,004	1,00
03255	Holzminden	Landkreis	174,97	0,252	0,010	1,00
03256	Nienburg (Weser)	Landkreis	332,52	0,237	0,012	1,00
03257	Schaumburg	Landkreis	84,77	0,125	0,004	1,00
03351	Celle	Landkreis	313,87	0,203	0,009	1,00
03352	Cuxhaven	Landkreis	472,78	0,230	0,010	1,00
03353	Harburg	Landkreis	148,73	0,119	0,005	1,00
03354	Lüchow-Dannenberg	Landkreis	753,22	0,614	0,025	1,00
03355	Lüneburg	Landkreis	261,01	0,197	0,008	1,00
03356	Osterholz	Landkreis	87,15	0,134	0,006	1,00

Fortsetzung auf nächster Seite...

Regionalschlüssel	Name	Bez	P_{inst} (MW)	P_{inst}/A_{Kreis} (MW/km^2)	A_{Nutz}/A_{Kreis}	$b_{trend\text{-}case}$ (Einw./km^2)
03357	Rotenburg (Wümme)	Landkreis	555,49	0,268	0,013	1,00
03358	Heidekreis	Landkreis	706,98	0,376	0,014	1,00
03359	Stade	Landkreis	173,71	0,137	0,006	1,00
03360	Uelzen	Landkreis	554,26	0,379	0,016	1,00
03361	Verden	Landkreis	100,84	0,128	0,006	1,00
03401	Delmenhorst	Kreisfreie Stadt	2,18	0,035	0,001	1,00
03402	Emden	Kreisfreie Stadt	6,97	0,062	0,002	1,00
03403	Oldenburg (Oldb)	Kreisfreie Stadt	3,30	0,032	0,000	0,14
03404	Osnabrück	Kreisfreie Stadt	3,30	0,027	0,000	0,27
03405	Wilhelmshaven	Kreisfreie Stadt	10,72	0,099	0,001	1,00
03451	Ammerland	Landkreis	112,97	0,155	0,006	1,00
03452	Aurich	Landkreis	173,04	0,134	0,007	1,00
03453	Cloppenburg	Landkreis	221,75	0,156	0,009	1,00
03454	Emsland	Landkreis	476,94	0,165	0,009	1,00
03455	Friesland	Landkreis	110,61	0,178	0,006	1,00
03456	Grafschaft Bentheim	Landkreis	133,32	0,136	0,007	1,00
03457	Leer	Landkreis	140,81	0,130	0,007	1,00
03458	Oldenburg	Landkreis	203,88	0,192	0,008	1,00
03459	Osnabrück	Landkreis	222,58	0,105	0,006	1,00
03460	Vechta	Landkreis	90,13	0,111	0,006	1,00
03461	Wesermarsch	Landkreis	172,53	0,207	0,009	1,00
03462	Wittmund	Landkreis	143,54	0,218	0,012	1,00
04011	Bremen	Kreisfreie Stadt	9,71	0,030	0,001	1,00

Fortsetzung auf nächster Seite...

Regionalschlüssel	Name	Bez	P_{inst} (MW)	P_{inst}/A_{Kreis} (MW/km^2)	A_{Nutz}/A_{Kreis}	$b_{trend\text{-}case}$ (Einw./km^2)
04012	Bremerhaven	Kreisfreie Stadt	2,52	0,027	0,001	1,00
05111	Düsseldorf	Kreisfreie Stadt	1,86	0,009	0,000	1,00
05112	Duisburg	Kreisfreie Stadt	9,06	0,039	0,000	1,00
05113	Essen	Kreisfreie Stadt	0,00	0,000	0,000	0,00
05114	Krefeld	Kreisfreie Stadt	3,30	0,024	0,000	0,05
05116	Mönchengladbach	Kreisfreie Stadt	4,23	0,025	0,001	1,00
05117	Mülheim an der Ruhr	Kreisfreie Stadt	0,00	0,000	0,000	0,00
05119	Oberhausen	Kreisfreie Stadt	0,00	0,000	0,000	0,00
05120	Remscheid	Kreisfreie Stadt	0,00	0,000	0,000	0,00
05122	Solingen	Kreisfreie Stadt	0,00	0,000	0,000	0,00
05124	Wuppertal	Kreisfreie Stadt	3,79	0,022	0,000	1,00
05154	Kleve	Kreis	104,70	0,085	0,004	1,00
05158	Mettmann	Kreis	19,24	0,047	0,001	1,00
05162	Rhein-Kreis Neuss	Kreis	14,74	0,026	0,001	1,00
05166	Viersen	Kreis	35,56	0,063	0,002	1,00
05170	Wesel	Kreis	78,37	0,075	0,002	1,00
05314	Bonn	Kreisfreie Stadt	3,30	0,023	0,000	0,09
05315	Köln	Kreisfreie Stadt	9,90	0,024	0,000	0,97
05316	Leverkusen	Kreisfreie Stadt	1,48	0,019	0,000	1,00
05334	Städteregion Aachen	Kreis	17,87	0,025	0,001	1,00
05358	Düren	Kreis	74,96	0,080	0,004	1,00
05362	Rhein-Erft-Kreis	Kreis	20,77	0,030	0,002	1,00
05366	Euskirchen	Kreis	171,37	0,137	0,007	1,00

Fortsetzung auf nächster Seite...

Regionalschlüssel	Name	Bez	P_{inst} (MW)	P_{inst}/A_{Kreis} (MW/km^2)	A_{Nutz}/A_{Kreis}	$b_{trend\text{-}case}$ (Einw./km^2)
05370	Heinsberg	Kreis	42,01	0,067	0,003	1,00
05374	Oberbergischer Kreis	Kreis	0,00	0,000	0,000	0,00
05378	Rheinisch-Bergischer Kreis	Kreis	0,00	0,000	0,000	0,00
05382	Rhein-Sieg-Kreis	Kreis	58,72	0,051	0,002	1,00
05512	Bottrop	Kreisfreie Stadt	8,33	0,083	0,001	1,00
05513	Gelsenkirchen	Kreisfreie Stadt	0,00	0,000	0,000	0,00
05515	Münster	Kreisfreie Stadt	15,14	0,050	0,001	1,00
05554	Borken	Kreis	145,65	0,103	0,004	1,00
05558	Coesfeld	Kreis	140,58	0,126	0,005	1,00
05562	Recklinghausen	Kreis	16,50	0,022	0,000	0,37
05566	Steinfurt	Kreis	142,24	0,079	0,004	1,00
05570	Warendorf	Kreis	173,26	0,131	0,005	1,00
05711	Bielefeld	Kreisfreie Stadt	0,00	0,000	0,000	0,00
05754	Gütersloh	Kreis	33,00	0,034	0,001	0,21
05758	Herford	Kreis	0,00	0,000	0,000	0,00
05762	Höxter	Kreis	234,10	0,195	0,008	1,00
05766	Lippe	Kreis	16,50	0,013	0,000	0,06
05770	Minden-Lübbecke	Kreis	141,66	0,123	0,004	1,00
05774	Paderborn	Kreis	130,97	0,105	0,004	1,00
05911	Bochum	Kreisfreie Stadt	3,30	0,023	0,000	0,20
05913	Dortmund	Kreisfreie Stadt	6,60	0,024	0,000	0,78
05914	Hagen	Kreisfreie Stadt	0,00	0,000	0,000	0,00
05915	Hamm	Kreisfreie Stadt	26,40	0,116	0,001	0,85

Fortsetzung auf nächster Seite...

Regionalschlüssel	Name	Bez	P_{inst} (MW)	P_{inst}/A_{Kreis} (MW/km^2)	A_{Nutz}/A_{Kreis}	$b_{trend\text{-}case}$ (Einw./km^2)
05916	Herne	Kreisfreie Stadt	0,00	0,000	0,000	0,00
05954	Ennepe-Ruhr-Kreis	Kreis	0,00	0,000	0,000	0,00
05958	Hochsauerlandkreis	Kreis	95,70	0,049	0,002	0,31
05962	Märkischer Kreis	Kreis	46,20	0,044	0,001	0,35
05966	Olpe	Kreis	13,20	0,019	0,000	0,01
05970	Siegen-Wittgenstein	Kreis	9,90	0,009	0,000	0,01
05974	Soest	Kreis	181,63	0,137	0,005	1,00
05978	Unna	Kreis	29,70	0,055	0,001	0,76
06411	Darmstadt	Kreisfreie Stadt	13,20	0,107	0,001	0,67
06412	Frankfurt am Main	Kreisfreie Stadt	2,47	0,010	0,000	1,00
06413	Offenbach am Main	Kreisfreie Stadt	0,00	0,000	0,000	0,00
06414	Wiesbaden	Kreisfreie Stadt	5,62	0,028	0,001	1,00
06431	Bergstraße	Landkreis	53,49	0,074	0,003	1,00
06432	Darmstadt-Dieburg	Landkreis	43,35	0,066	0,002	1,00
06433	Groß-Gerau	Landkreis	20,72	0,046	0,002	1,00
06434	Hochtaunuskreis	Landkreis	39,99	0,083	0,002	1,00
06435	Main-Kinzig-Kreis	Landkreis	149,64	0,107	0,003	1,00
06436	Main-Taunus-Kreis	Landkreis	10,79	0,049	0,001	1,00
06437	Odenwaldkreis	Landkreis	197,39	0,316	0,006	1,00
06438	Offenbach	Landkreis	23,10	0,065	0,001	0,63
06439	Rheingau-Taunus-Kreis	Landkreis	128,00	0,158	0,004	1,00
06440	Wetteraukreis	Landkreis	96,81	0,088	0,004	1,00
06531	Gießen	Landkreis	78,52	0,092	0,003	1,00

Fortsetzung auf nächster Seite...

Regionalschlüssel	Name	Bez	P_{inst} (MW)	P_{inst}/A_{Kreis} (MW/km^2)	A_{Nutz}/A_{Kreis}	$b_{trend\text{-}case}$ (Einw./km^2)
06532	Lahn-Dill-Kreis	Landkreis	182,15	0,171	0,004	1,00
06533	Limburg-Weilburg	Landkreis	96,73	0,131	0,004	1,00
06534	Marburg-Biedenkopf	Landkreis	175,35	0,139	0,005	1,00
06535	Vogelsbergkreis	Landkreis	495,36	0,340	0,014	1,00
06611	Kassel	Kreisfreie Stadt	3,97	0,038	0,001	1,00
06631	Fulda	Landkreis	249,24	0,181	0,006	1,00
06632	Hersfeld-Rotenburg	Landkreis	326,48	0,298	0,009	1,00
06633	Kassel	Landkreis	195,69	0,151	0,006	1,00
06634	Schwalm-Eder-Kreis	Landkreis	364,37	0,237	0,009	1,00
06635	Waldeck-Frankenberg	Landkreis	563,16	0,305	0,012	1,00
06636	Werra-Meißner-Kreis	Landkreis	303,11	0,296	0,010	1,00
07111	Koblenz	Kreisfreie Stadt	3,69	0,035	0,001	1,00
07131	Ahrweiler	Landkreis	92,40	0,117	0,004	0,66
07132	Altenkirchen (Westerwald)	Landkreis	125,21	0,195	0,005	1,00
07133	Bad Kreuznach	Landkreis	118,33	0,137	0,006	1,00
07134	Birkenfeld	Landkreis	209,94	0,270	0,010	1,00
07135	Cochem-Zell	Landkreis	277,91	0,386	0,011	1,00
07137	Mayen-Koblenz	Landkreis	81,49	0,100	0,004	1,00
07138	Neuwied	Landkreis	116,64	0,186	0,003	1,00
07140	Rhein-Hunsrück-Kreis	Landkreis	280,08	0,291	0,010	1,00
07141	Rhein-Lahn-Kreis	Landkreis	186,53	0,239	0,006	1,00
07143	Westerwaldkreis	Landkreis	224,13	0,226	0,005	1,00

Fortsetzung auf nächster Seite...

Regionalschlüssel	Name	Bez	P_{inst} (MW)	P_{inst}/A_{Kreis} (MW/km^2)	A_{Nutz}/A_{Kreis}	$b_{trend\text{-}case}$ (Einw./km^2)
07211	Trier	Kreisfreie Stadt	4,03	0,035	0,001	1,00
07231	Bernkastel-Wittlich	Landkreis	415,10	0,355	0,011	1,00
07232	Eifelkreis Bitburg-Prüm	Landkreis	828,82	0,509	0,017	1,00
07233	Vulkaneifel	Landkreis	467,34	0,513	0,015	1,00
07235	Trier-Saarburg	Landkreis	246,67	0,223	0,008	1,00
07311	Frankenthal (Pfalz)	Kreisfreie Stadt	1,16	0,027	0,001	1,00
07312	Kaiserslautern	Kreisfreie Stadt	20,71	0,148	0,001	1,00
07313	Landau in der Pfalz	Kreisfreie Stadt	4,44	0,054	0,002	1,00
07314	Ludwigshafen am Rhein	Kreisfreie Stadt	1,22	0,016	0,000	1,00
07315	Mainz	Kreisfreie Stadt	0,88	0,009	0,000	1,00
07316	Neustadt an der Weinstraße	Kreisfreie Stadt	5,30	0,045	0,002	1,00
07317	Pirmasens	Kreisfreie Stadt	6,16	0,100	0,002	1,00
07318	Speyer	Kreisfreie Stadt	0,00	0,000	0,000	0,00
07319	Worms	Kreisfreie Stadt	2,39	0,022	0,001	1,00
07320	Zweibrücken	Kreisfreie Stadt	5,05	0,071	0,002	1,00
07331	Alzey-Worms	Landkreis	46,13	0,079	0,005	1,00
07332	Bad Dürkheim	Landkreis	54,66	0,092	0,005	1,00
07333	Donnersbergkreis	Landkreis	125,06	0,194	0,009	1,00
07334	Germersheim	Landkreis	39,98	0,086	0,004	1,00
07335	Kaiserslautern	Landkreis	105,68	0,165	0,006	1,00
07336	Kusel	Landkreis	117,98	0,206	0,008	1,00
07337	Südliche Weinstraße	Landkreis	70,34	0,110	0,006	1,00

Fortsetzung auf nächster Seite...

Regionalschlüssel	Name	Bez	P_{inst} (MW)	P_{inst}/A_{Kreis} (MW/km^2)	A_{Nutz}/A_{Kreis}	$b_{trend\text{-}case}$ (Einw./km^2)
07338	Rhein-Pfalz-Kreis	Landkreis	11,72	0,039	0,002	1,00
07339	Mainz-Bingen	Landkreis	37,51	0,062	0,003	1,00
07340	Südwestpfalz	Landkreis	326,93	0,343	0,010	1,00
08111	Stuttgart	Stadtkreis	0,00	0,000	0,000	0,00
08115	Böblingen	Landkreis	38,29	0,062	0,002	1,00
08116	Esslingen	Landkreis	49,86	0,078	0,001	1,00
08117	Göppingen	Landkreis	44,69	0,070	0,003	1,00
08118	Ludwigsburg	Landkreis	35,55	0,052	0,001	1,00
08119	Rems-Murr-Kreis	Landkreis	120,27	0,140	0,002	1,00
08121	Heilbronn	Stadtkreis	2,00	0,020	0,001	1,00
08125	Heilbronn	Landkreis	103,66	0,094	0,003	1,00
08126	Hohenlohekreis	Landkreis	160,15	0,206	0,007	1,00
08127	Schwäbisch Hall	Landkreis	354,16	0,239	0,008	1,00
08128	Main-Tauber-Kreis	Landkreis	329,36	0,253	0,010	1,00
08135	Heidenheim	Landkreis	80,45	0,128	0,005	1,00
08136	Ostalbkreis	Landkreis	218,75	0,145	0,005	1,00
08211	Baden-Baden	Stadtkreis	19,80	0,141	0,002	0,81
08212	Karlsruhe	Stadtkreis	3,56	0,021	0,001	1,00
08215	Karlsruhe	Landkreis	86,64	0,080	0,003	1,00
08216	Rastatt	Landkreis	84,20	0,114	0,003	1,00
08221	Heidelberg	Stadtkreis	3,70	0,034	0,001	1,00
08222	Mannheim	Stadtkreis	1,87	0,013	0,000	1,00
08225	Neckar-Odenwald-Kreis	Landkreis	233,33	0,207	0,008	1,00

Fortsetzung auf nächster Seite...

Regionalschlüssel	Name	Bez	P_{inst} (MW)	P_{inst}/A_{Kreis} (MW/km^2)	A_{Nutz}/A_{Kreis}	$b_{trend\text{-}case}$ (Einw./km^2)
08226	Rhein-Neckar-Kreis	Landkreis	64,44	0,061	0,002	1,00
08231	Pforzheim	Stadtkreis	0,00	0,000	0,000	0,00
08235	Calw	Landkreis	228,15	0,286	0,005	1,00
08236	Enzkreis	Landkreis	61,37	0,107	0,003	1,00
08237	Freudenstadt	Landkreis	288,45	0,331	0,008	1,00
08311	Freiburg im Breisgau	Stadtkreis	2,39	0,016	0,001	1,00
08315	Breisgau-Hochschwarzwald	Landkreis	255,38	0,186	0,006	1,00
08316	Emmendingen	Landkreis	85,65	0,126	0,004	1,00
08317	Ortenaukreis	Landkreis	292,59	0,157	0,005	1,00
08325	Rottweil	Landkreis	138,33	0,180	0,006	1,00
08326	Schwarzwald-Baar-Kreis	Landkreis	194,10	0,189	0,005	1,00
08327	Tuttlingen	Landkreis	128,56	0,175	0,006	1,00
08335	Konstanz	Landkreis	108,28	0,133	0,003	1,00
08336	Lörrach	Landkreis	118,86	0,147	0,004	1,00
08337	Waldshut	Landkreis	348,94	0,309	0,007	1,00
08415	Reutlingen	Landkreis	121,82	0,112	0,004	1,00
08416	Tübingen	Landkreis	35,39	0,068	0,002	1,00
08417	Zollernalbkreis	Landkreis	133,70	0,146	0,005	1,00
08421	Ulm	Stadtkreis	3,73	0,031	0,001	1,00
08425	Alb-Donau-Kreis	Landkreis	268,84	0,198	0,007	1,00
08426	Biberach	Landkreis	281,12	0,200	0,007	1,00
08435	Bodenseekreis	Landkreis	83,25	0,125	0,003	1,00
08436	Ravensburg	Landkreis	291,77	0,179	0,006	1,00

Fortsetzung auf nächster Seite...

Regionalschlüssel	Name	Bez	P_{inst} (MW)	P_{inst}/A_{Kreis} (MW/km^2)	A_{Nutz}/A_{Kreis}	$b_{trend\text{-}case}$ (Einw./km^2)
08437	Sigmaringen	Landkreis	312,09	0,259	0,009	1,00
09161	Ingolstadt	Kreisfreie Stadt	6,45	0,048	0,001	1,00
09162	München	Kreisfreie Stadt	1,05	0,003	0,000	1,00
09163	Rosenheim	Kreisfreie Stadt	0,68	0,019	0,001	1,00
09171	Altötting	Landkreis	83,51	0,147	0,005	1,00
09172	Berchtesgadener Land	Landkreis	236,19	0,281	0,008	1,00
09173	Bad Tölz-Wolfratshausen	Landkreis	364,28	0,328	0,009	1,00
09174	Dachau	Landkreis	91,95	0,159	0,004	1,00
09175	Ebersberg	Landkreis	116,38	0,212	0,004	1,00
09176	Eichstätt	Landkreis	309,75	0,255	0,010	1,00
09177	Erding	Landkreis	176,75	0,203	0,007	1,00
09178	Freising	Landkreis	141,10	0,177	0,005	1,00
09179	Fürstenfeldbruck	Landkreis	26,57	0,061	0,002	1,00
09180	Garmisch-Partenkirchen	Landkreis	436,37	0,431	0,012	1,00
09181	Landsberg am Lech	Landkreis	145,05	0,181	0,007	1,00
09182	Miesbach	Landkreis	322,67	0,372	0,009	1,00
09183	Mühldorf a. Inn	Landkreis	139,92	0,174	0,007	1,00
09184	München	Landkreis	41,90	0,063	0,002	1,00
09185	Neuburg-Schrobenhausen	Landkreis	143,16	0,193	0,008	1,00
09186	Pfaffenhofen a.d. Ilm	Landkreis	167,27	0,220	0,006	1,00
09187	Rosenheim	Landkreis	284,25	0,197	0,006	1,00
09188	Starnberg	Landkreis	79,20	0,163	0,004	0,96

Fortsetzung auf nächster Seite...

Regionalschlüssel	Name	Bez	P_{inst} (MW)	P_{inst}/A_{Kreis} (MW/km^2)	A_{Nutz}/A_{Kreis}	$b_{trend\text{-}case}$ (Einw./km^2)
09189	Traunstein	Landkreis	372,95	0,243	0,009	1,00
09190	Weilheim-Schongau	Landkreis	239,62	0,248	0,007	1,00
09261	Landshut	Kreisfreie Stadt	2,45	0,037	0,001	1,00
09262	Passau	Kreisfreie Stadt	4,41	0,063	0,001	1,00
09263	Straubing	Kreisfreie Stadt	3,24	0,048	0,001	1,00
09271	Deggendorf	Landkreis	170,02	0,197	0,007	1,00
09272	Freyung-Grafenau	Landkreis	0,00	0,000	0,000	0,00
09273	Kelheim	Landkreis	292,05	0,274	0,009	1,00
09274	Landshut	Landkreis	395,81	0,294	0,009	1,00
09275	Passau	Landkreis	445,50	0,291	0,004	0,53
09276	Regen	Landkreis	36,30	0,037	0,000	0,04
09277	Rottal-Inn	Landkreis	382,14	0,298	0,011	1,00
09278	Straubing-Bogen	Landkreis	379,09	0,315	0,012	1,00
09279	Dingolfing-Landau	Landkreis	236,20	0,269	0,009	1,00
09361	Amberg	Kreisfreie Stadt	2,69	0,053	0,001	1,00
09362	Regensburg	Kreisfreie Stadt	3,92	0,049	0,001	1,00
09363	Weiden i.d. OPf.	Kreisfreie Stadt	9,19	0,130	0,002	1,00
09371	Amberg-Sulzbach	Landkreis	618,77	0,493	0,012	1,00
09372	Cham	Landkreis	6,60	0,004	0,000	0,00
09373	Neumarkt i.d. OPf.	Landkreis	395,25	0,294	0,011	1,00
09374	Neustadt a.d. Waldnaab	Landkreis	640,20	0,448	0,012	0,78
09375	Regensburg	Landkreis	288,05	0,207	0,007	1,00

Fortsetzung auf nächster Seite...

Regionalschlüssel	Name	Bez	P_{inst} (MW)	P_{inst}/A_{Kreis} (MW/km^2)	A_{Nutz}/A_{Kreis}	$b_{trend\text{-}case}$ (Einw./km^2)
09376	Schwandorf	Landkreis	689,88	0,471	0,010	1,00
09377	Tirschenreuth	Landkreis	693,52	0,639	0,015	1,00
09461	Bamberg	Kreisfreie Stadt	0,87	0,016	0,001	1,00
09462	Bayreuth	Kreisfreie Stadt	1,86	0,028	0,001	1,00
09463	Coburg	Kreisfreie Stadt	7,78	0,162	0,001	1,00
09464	Hof	Kreisfreie Stadt	4,49	0,077	0,001	1,00
09471	Bamberg	Landkreis	285,81	0,245	0,008	1,00
09472	Bayreuth	Landkreis	642,21	0,504	0,012	1,00
09473	Coburg	Landkreis	104,60	0,177	0,007	1,00
09474	Forchheim	Landkreis	124,40	0,194	0,006	1,00
09475	Hof	Landkreis	301,67	0,338	0,009	1,00
09476	Kronach	Landkreis	237,60	0,365	0,010	1,00
09477	Kulmbach	Landkreis	180,93	0,275	0,009	1,00
09478	Lichtenfels	Landkreis	136,81	0,263	0,008	1,00
09479	Wunsiedel i. Fichtelgebirge	Landkreis	220,48	0,364	0,008	1,00
09561	Ansbach	Kreisfreie Stadt	17,75	0,178	0,003	1,00
09562	Erlangen	Kreisfreie Stadt	1,36	0,017	0,001	1,00
09563	Fürth	Kreisfreie Stadt	2,34	0,037	0,001	1,00
09564	Nürnberg	Kreisfreie Stadt	0,00	0,000	0,000	0,00
09565	Schwabach	Kreisfreie Stadt	3,30	0,081	0,000	0,12
09571	Ansbach	Landkreis	661,88	0,336	0,011	1,00
09572	Erlangen-Höchstadt	Landkreis	88,99	0,158	0,004	1,00

Fortsetzung auf nächster Seite...

Regionalschlüssel	Name	Bez	P_{inst} (MW)	P_{inst}/A_{Kreis} (MW/km^2)	A_{Nutz}/A_{Kreis}	$b_{trend\text{-}case}$ (Einw./km^2)
09573	Fürth	Landkreis	28,65	0,093	0,003	1,00
09574	Nürnberger Land	Landkreis	105,60	0,132	0,003	0,59
09575	Neustadt a.d. Aisch-Bad Windsheim	Landkreis	449,13	0,354	0,013	1,00
09576	Roth	Landkreis	243,64	0,272	0,007	1,00
09577	Weißenburg-Gunzenhausen	Landkreis	285,48	0,294	0,011	1,00
09661	Aschaffenburg	Kreisfreie Stadt	4,03	0,065	0,001	1,00
09662	Schweinfurt	Kreisfreie Stadt	3,30	0,093	0,000	0,47
09663	Würzburg	Kreisfreie Stadt	1,44	0,016	0,001	1,00
09671	Aschaffenburg	Landkreis	95,70	0,137	0,004	0,96
09672	Bad Kissingen	Landkreis	306,90	0,270	0,011	1,00
09673	Rhön-Grabfeld	Landkreis	269,50	0,264	0,013	1,00
09674	Haßberge	Landkreis	296,83	0,310	0,011	1,00
09675	Kitzingen	Landkreis	126,49	0,185	0,008	1,00
09676	Miltenberg	Landkreis	114,99	0,161	0,006	1,00
09677	Main-Spessart	Landkreis	301,14	0,228	0,010	1,00
09678	Schweinfurt	Landkreis	148,16	0,176	0,007	1,00
09679	Würzburg	Landkreis	125,14	0,129	0,006	1,00
09761	Augsburg	Kreisfreie Stadt	2,97	0,020	0,001	1,00
09762	Kaufbeuren	Kreisfreie Stadt	1,87	0,046	0,001	1,00
09763	Kempten (Allgäu)	Kreisfreie Stadt	0,00	0,000	0,000	0,00
09764	Memmingen	Kreisfreie Stadt	8,38	0,120	0,002	1,00

Fortsetzung auf nächster Seite...

Regionalschlüssel	Name	Bez	P_{inst} (MW)	P_{inst}/A_{Kreis} (MW/km^2)	A_{Nutz}/A_{Kreis}	$b_{trend\text{-}case}$ (Einw./km^2)
09771	Aichach-Friedberg	Landkreis	140,45	0,180	0,006	1,00
09772	Augsburg	Landkreis	107,43	0,100	0,004	1,00
09773	Dillingen a.d. Donau	Landkreis	151,95	0,192	0,008	1,00
09774	Günzburg	Landkreis	139,09	0,182	0,006	1,00
09775	Neu-Ulm	Landkreis	41,68	0,081	0,003	1,00
09776	Lindau (Bodensee)	Landkreis	37,67	0,117	0,004	1,00
09777	Ostallgäu	Landkreis	403,38	0,290	0,010	1,00
09778	Unterallgäu	Landkreis	280,29	0,228	0,009	1,00
09779	Donau-Ries	Landkreis	344,93	0,271	0,010	1,00
09780	Oberallgäu	Landkreis	523,17	0,342	0,010	1,00
10041	Regionalverband Saarbrücken	Landkreis	34,40	0,084	0,001	1,00
10042	Merzig-Wadern	Landkreis	94,46	0,170	0,005	1,00
10043	Neunkirchen	Landkreis	9,90	0,040	0,001	0,65
10044	Saarlouis	Landkreis	37,31	0,081	0,002	1,00
10045	Saarpfalz-Kreis	Landkreis	51,22	0,122	0,003	1,00
10046	St. Wendel	Landkreis	102,07	0,214	0,005	1,00
11000	Berlin	Kreisfreie Stadt	8,48	0,009	0,000	1,00
12051	Brandenburg an der Havel	Kreisfreie Stadt	17,86	0,078	0,003	1,00
12052	Cottbus	Kreisfreie Stadt	5,55	0,034	0,002	1,00
12053	Frankfurt (Oder)	Kreisfreie Stadt	9,79	0,066	0,003	1,00
12054	Potsdam	Kreisfreie Stadt	4,92	0,026	0,001	1,00
12060	Barnim	Landkreis	285,34	0,192	0,009	1,00

Fortsetzung auf nächster Seite...

Regionalschlüssel	Name	Bez	P_{inst} (MW)	P_{inst}/A_{Kreis} (MW/km^2)	A_{Nutz}/A_{Kreis}	$b_{trend\text{-}case}$ (Einw./km^2)
12061	Dahme-Spreewald	Landkreis	740,98	0,325	0,014	1,00
12062	Elbe-Elster	Landkreis	727,32	0,382	0,018	1,00
12063	Havelland	Landkreis	382,98	0,222	0,011	1,00
12064	Märkisch-Oderland	Landkreis	477,95	0,221	0,012	1,00
12065	Oberhavel	Landkreis	340,19	0,188	0,009	1,00
12066	Oberspreewald-Lausitz	Landkreis	351,85	0,287	0,011	1,00
12067	Oder-Spree	Landkreis	627,34	0,277	0,013	1,00
12068	Ostprignitz-Ruppin	Landkreis	1160,34	0,459	0,026	1,00
12069	Potsdam-Mittelmark	Landkreis	691,93	0,267	0,013	1,00
12070	Prignitz	Landkreis	1119,49	0,523	0,027	1,00
12071	Spree-Neiße	Landkreis	502,68	0,303	0,014	1,00
12072	Teltow-Fläming	Landkreis	533,50	0,253	0,013	1,00
12073	Uckermark	Landkreis	1389,58	0,451	0,025	1,00
13003	Rostock	Kreisfreie Stadt	8,12	0,045	0,001	1,00
13004	Schwerin	Kreisfreie Stadt	3,70	0,028	0,001	1,00
13071	Mecklenburgische Seenplatte	Landkreis	2162,26	0,393	0,021	1,00
13072	Rostock	Landkreis	1301,91	0,380	0,016	1,00
13073	Vorpommern-Rügen	Landkreis	978,30	0,304	0,014	1,00
13074	Nordwestmecklenburg	Landkreis	691,14	0,325	0,014	1,00
13075	Vorpommern-Greifswald	Landkreis	1332,22	0,337	0,017	1,00
13076	Ludwigslust-Parchim	Landkreis	2104,79	0,442	0,022	1,00
14511	Chemnitz	Kreisfreie Stadt	6,10	0,028	0,001	1,00

Fortsetzung auf nächster Seite...

Regionalschlüssel	Name	Bez	P_{inst} (MW)	P_{inst}/A_{Kreis} (MW/km^2)	A_{Nutz}/A_{Kreis}	$b_{trend\text{-}case}$ (Einw./km^2)
14521	Erzgebirgskreis	Landkreis	317,72	0,174	0,005	1,00
14522	Mittelsachsen	Landkreis	347,27	0,164	0,007	1,00
14523	Vogtlandkreis	Landkreis	310,59	0,220	0,006	1,00
14524	Zwickau	Landkreis	75,10	0,079	0,003	1,00
14612	Dresden	Kreisfreie Stadt	11,37	0,035	0,001	1,00
14625	Bautzen	Landkreis	650,62	0,271	0,008	1,00
14626	Görlitz	Landkreis	387,80	0,183	0,008	1,00
14627	Meißen	Landkreis	215,61	0,148	0,006	1,00
14628	Sächsische Schweiz-Osterzgebirge	Landkreis	268,72	0,162	0,007	1,00
14713	Leipzig	Kreisfreie Stadt	2,75	0,009	0,001	1,00
14729	Leipzig	Landkreis	236,52	0,143	0,006	1,00
14730	Nordsachsen	Landkreis	429,68	0,212	0,010	1,00
15001	Dessau-Roßlau	Kreisfreie Stadt	12,72	0,052	0,003	1,00
15002	Halle (Saale)	Kreisfreie Stadt	1,63	0,012	0,001	1,00
15003	Magdeburg	Kreisfreie Stadt	2,86	0,014	0,001	1,00
15081	Altmarkkreis Salzwedel	Landkreis	1234,46	0,536	0,027	1,00
15082	Anhalt-Bitterfeld	Landkreis	245,62	0,168	0,009	1,00
15083	Börde	Landkreis	582,22	0,245	0,014	1,00
15084	Burgenlandkreis	Landkreis	215,81	0,152	0,008	1,00
15085	Harz	Landkreis	314,26	0,149	0,010	1,00
15086	Jerichower Land	Landkreis	489,14	0,308	0,017	1,00
15087	Mansfeld-Südharz	Landkreis	255,65	0,176	0,010	1,00

Fortsetzung auf nächster Seite...

Regionalschlüssel	Name	Bez	P_{inst} (MW)	P_{inst}/A_{Kreis} (MW/km^2)	A_{Nutz}/A_{Kreis}	$b_{trend\text{-}case}$ (Einw./km^2)
15088	Saalekreis	Landkreis	201,91	0,140	0,008	1,00
15089	Salzlandkreis	Landkreis	175,21	0,122	0,007	1,00
15090	Stendal	Landkreis	983,52	0,404	0,021	1,00
15091	Wittenberg	Landkreis	563,05	0,290	0,015	1,00
16051	Erfurt	Kreisfreie Stadt	9,60	0,035	0,001	1,00
16052	Gera	Kreisfreie Stadt	6,44	0,042	0,002	1,00
16053	Jena	Kreisfreie Stadt	9,90	0,086	0,001	0,85
16054	Suhl	Kreisfreie Stadt	3,30	0,032	0,000	0,12
16055	Weimar	Kreisfreie Stadt	7,77	0,092	0,001	1,00
16056	Eisenach	Kreisfreie Stadt	5,77	0,055	0,003	1,00
16061	Eichsfeld	Landkreis	203,91	0,216	0,009	1,00
16062	Nordhausen	Landkreis	120,57	0,169	0,008	1,00
16063	Wartburgkreis	Landkreis	312,48	0,239	0,010	1,00
16064	Unstrut-Hainich-Kreis	Landkreis	153,63	0,157	0,009	1,00
16065	Kyffhäuserkreis	Landkreis	232,36	0,224	0,013	1,00
16066	Schmalkalden-Meiningen	Landkreis	272,72	0,225	0,010	1,00
16067	Gotha	Landkreis	113,43	0,121	0,007	1,00
16068	Sömmerda	Landkreis	150,12	0,186	0,011	1,00
16069	Hildburghausen	Landkreis	312,14	0,333	0,014	1,00
16070	Ilm-Kreis	Landkreis	147,75	0,175	0,008	1,00
16071	Weimarer Land	Landkreis	143,32	0,178	0,010	1,00
16072	Sonneberg	Landkreis	132,00	0,305	0,008	1,00
16073	Saalfeld-Rudolstadt	Landkreis	339,44	0,328	0,009	1,00

Fortsetzung auf nächster Seite...

Regionalschlüssel	Name	Bez	P_{inst} (MW)	P_{inst}/A_{Kreis} (MW/km^2)	A_{Nutz}/A_{Kreis}	$b_{trend\text{-}case}$ (Einw./km^2)
16074	Saale-Holzland-Kreis	Landkreis	199,04	0,244	0,010	1,00
16075	Saale-Orla-Kreis	Landkreis	415,47	0,361	0,014	1,00
16076	Greiz	Landkreis	190,34	0,225	0,008	1,00
16077	Altenburger Land	Landkreis	89,85	0,158	0,006	1,00

A.2.6 Worst-case 2050: Belastungsgrenze 0,7 Einw./km²

Tabelle A.7: Windenergieausbau worst-case 2050 in allen 402 deutschen Landkreisen: Installierte Windenergieleistung, Installierte Windleistung pro Landkreisfläche, für Windenergie genutzte Fläche pro Landkreisfläche, worst-case-Belastungsgsgrad

Regionalschlüssel	Name	Bez	P_{inst} (MW)	P_{inst}/A_{Kreis} (MW/km²)	A_{Nutz}/A_{Kreis}	$b_{worst\text{-}case}$ (Einw./km²)
01001	Flensburg	Kreisfreie Stadt	0,00	0,000	0,000	0,00
01002	Kiel	Kreisfreie Stadt	1,40	0,012	0,000	0,70
01003	Lübeck	Kreisfreie Stadt	4,76	0,022	0,001	0,70
01004	Neumünster	Kreisfreie Stadt	0,00	0,000	0,000	0,00
01051	Dithmarschen	Kreis	241,51	0,168	0,008	0,70
01053	Herzogtum Lauenburg	Kreis	134,54	0,107	0,005	0,70
01054	Nordfriesland	Kreis	380,52	0,182	0,009	0,70
01055	Ostholstein	Kreis	185,87	0,133	0,005	0,70
01056	Pinneberg	Kreis	25,54	0,039	0,002	0,70
01057	Plön	Kreis	195,35	0,180	0,006	0,70
01058	Rendsburg-Eckernförde	Kreis	311,67	0,143	0,006	0,70
01059	Schleswig-Flensburg	Kreis	349,04	0,169	0,007	0,70
01060	Segeberg	Kreis	100,47	0,075	0,004	0,70
01061	Steinburg	Kreis	131,47	0,125	0,006	0,70
01062	Stormarn	Kreis	58,93	0,077	0,002	0,70
02000	Hamburg	Kreisfreie Stadt	4,86	0,006	0,000	0,70
03101	Braunschweig	Kreisfreie Stadt	2,89	0,015	0,001	0,70
03102	Salzgitter	Kreisfreie Stadt	8,33	0,037	0,002	0,70

Fortsetzung auf nächster Seite...

Regionalschlüssel	Name	Bez	P_{inst} (MW)	P_{inst}/A_{Kreis} (MW/km^2)	A_{Nutz}/A_{Kreis}	$b_{worst\text{-}case}$ (Einw./km^2)
03103	Wolfsburg	Kreisfreie Stadt	6,48	0,032	0,001	0,70
03151	Gifhorn	Landkreis	217,00	0,138	0,006	0,70
03152	Göttingen	Landkreis	105,51	0,094	0,003	0,70
03153	Goslar	Landkreis	101,67	0,105	0,005	0,70
03154	Helmstedt	Landkreis	75,43	0,112	0,005	0,70
03155	Northeim	Landkreis	203,36	0,160	0,007	0,70
03156	Osterode am Harz	Landkreis	80,26	0,126	0,006	0,70
03157	Peine	Landkreis	34,99	0,065	0,003	0,70
03158	Wolfenbüttel	Landkreis	60,31	0,083	0,004	0,70
03241	Region Hannover	Landkreis	73,71	0,032	0,001	0,70
03251	Diepholz	Landkreis	255,93	0,129	0,007	0,70
03252	Hameln-Pyrmont	Landkreis	79,75	0,100	0,004	0,70
03254	Hildesheim	Landkreis	87,18	0,072	0,003	0,70
03255	Holzminden	Landkreis	122,48	0,176	0,007	0,70
03256	Nienburg (Weser)	Landkreis	232,76	0,166	0,008	0,70
03257	Schaumburg	Landkreis	59,34	0,088	0,003	0,70
03351	Celle	Landkreis	219,71	0,142	0,006	0,70
03352	Cuxhaven	Landkreis	330,95	0,161	0,007	0,70
03353	Harburg	Landkreis	104,11	0,083	0,004	0,70
03354	Lüchow-Dannenberg	Landkreis	527,26	0,430	0,018	0,70
03355	Lüneburg	Landkreis	182,71	0,138	0,005	0,70
03356	Osterholz	Landkreis	61,01	0,093	0,004	0,70

Fortsetzung auf nächster Seite...

Regionalschlüssel	Name	Bez	P_{inst} (MW)	P_{inst}/A_{Kreis} (MW/km^2)	A_{Nutz}/A_{Kreis}	$b_{worst\text{-}case}$ (Einw./km^2)
03357	Rotenburg (Wümme)	Landkreis	388,84	0,188	0,009	0,70
03358	Heidekreis	Landkreis	494,89	0,263	0,010	0,70
03359	Stade	Landkreis	121,60	0,096	0,005	0,70
03360	Uelzen	Landkreis	387,98	0,265	0,011	0,70
03361	Verden	Landkreis	70,59	0,089	0,004	0,70
03401	Delmenhorst	Kreisfreie Stadt	1,53	0,024	0,001	0,70
03402	Emden	Kreisfreie Stadt	4,88	0,044	0,002	0,70
03403	Oldenburg (Oldb)	Kreisfreie Stadt	3,30	0,032	0,000	0,14
03404	Osnabrück	Kreisfreie Stadt	3,30	0,027	0,000	0,27
03405	Wilhelmshaven	Kreisfreie Stadt	7,51	0,069	0,001	0,70
03451	Ammerland	Landkreis	79,08	0,108	0,004	0,70
03452	Aurich	Landkreis	121,13	0,094	0,005	0,70
03453	Cloppenburg	Landkreis	155,22	0,109	0,006	0,70
03454	Emsland	Landkreis	333,86	0,116	0,006	0,70
03455	Friesland	Landkreis	77,43	0,125	0,004	0,70
03456	Grafschaft Bentheim	Landkreis	93,33	0,095	0,005	0,70
03457	Leer	Landkreis	98,57	0,091	0,005	0,70
03458	Oldenburg	Landkreis	142,71	0,134	0,006	0,70
03459	Osnabrück	Landkreis	155,81	0,073	0,004	0,70
03460	Vechta	Landkreis	63,09	0,078	0,004	0,70
03461	Wesermarsch	Landkreis	120,77	0,145	0,007	0,70
03462	Wittmund	Landkreis	100,47	0,152	0,008	0,70
04011	Bremen	Kreisfreie Stadt	6,80	0,021	0,000	0,70

Fortsetzung auf nächster Seite...

Regionalschlüssel	Name	Bez	P_{inst} (MW)	P_{inst}/A_{Kreis} (MW/km^2)	A_{Nutz}/A_{Kreis}	$b_{worst\text{-}case}$ (Einw./km^2)
04012	Bremerhaven	Kreisfreie Stadt	1,76	0,019	0,001	0,70
05111	Düsseldorf	Kreisfreie Stadt	1,30	0,006	0,000	0,70
05112	Duisburg	Kreisfreie Stadt	6,34	0,027	0,000	0,70
05113	Essen	Kreisfreie Stadt	0,00	0,000	0,000	0,00
05114	Krefeld	Kreisfreie Stadt	3,30	0,024	0,000	0,05
05116	Mönchengladbach	Kreisfreie Stadt	2,96	0,017	0,000	0,70
05117	Mülheim an der Ruhr	Kreisfreie Stadt	0,00	0,000	0,000	0,00
05119	Oberhausen	Kreisfreie Stadt	0,00	0,000	0,000	0,00
05120	Remscheid	Kreisfreie Stadt	0,00	0,000	0,000	0,00
05122	Solingen	Kreisfreie Stadt	0,00	0,000	0,000	0,00
05124	Wuppertal	Kreisfreie Stadt	2,65	0,016	0,000	0,70
05154	Kleve	Kreis	73,29	0,059	0,003	0,70
05158	Mettmann	Kreis	13,47	0,033	0,001	0,70
05162	Rhein-Kreis Neuss	Kreis	10,32	0,018	0,001	0,70
05166	Viersen	Kreis	24,89	0,044	0,001	0,70
05170	Wesel	Kreis	54,86	0,053	0,002	0,70
05314	Bonn	Kreisfreie Stadt	3,30	0,023	0,000	0,09
05315	Köln	Kreisfreie Stadt	7,17	0,018	0,000	0,70
05316	Leverkusen	Kreisfreie Stadt	1,03	0,013	0,000	0,70
05334	Städteregion Aachen	Kreis	12,51	0,018	0,001	0,70
05358	Düren	Kreis	52,47	0,056	0,003	0,70
05362	Rhein-Erft-Kreis	Kreis	14,54	0,021	0,001	0,70
05366	Euskirchen	Kreis	119,96	0,096	0,005	0,70

Fortsetzung auf nächster Seite...

Regionalschlüssel	Name	Bez	P_{inst} (MW)	P_{inst}/A_{Kreis} (MW/km^2)	A_{Nutz}/A_{Kreis}	$b_{worst\text{-}case}$ (Einw./km^2)
05370	Heinsberg	Kreis	29,41	0,047	0,002	0,70
05374	Oberbergischer Kreis	Kreis	0,00	0,000	0,000	0,00
05378	Rheinisch-Bergischer Kreis	Kreis	0,00	0,000	0,000	0,00
05382	Rhein-Sieg-Kreis	Kreis	41,10	0,036	0,001	0,70
05512	Bottrop	Kreisfreie Stadt	5,83	0,058	0,001	0,70
05513	Gelsenkirchen	Kreisfreie Stadt	0,00	0,000	0,000	0,00
05515	Münster	Kreisfreie Stadt	10,60	0,035	0,001	0,70
05554	Borken	Kreis	101,96	0,072	0,003	0,70
05558	Coesfeld	Kreis	98,41	0,089	0,004	0,70
05562	Recklinghausen	Kreis	16,50	0,022	0,000	0,37
05566	Steinfurt	Kreis	99,57	0,055	0,003	0,70
05570	Warendorf	Kreis	121,28	0,092	0,003	0,70
05711	Bielefeld	Kreisfreie Stadt	0,00	0,000	0,000	0,00
05754	Gütersloh	Kreis	33,00	0,034	0,001	0,21
05758	Herford	Kreis	0,00	0,000	0,000	0,00
05762	Höxter	Kreis	163,87	0,137	0,006	0,70
05766	Lippe	Kreis	16,50	0,013	0,000	0,06
05770	Minden-Lübbecke	Kreis	99,16	0,086	0,003	0,70
05774	Paderborn	Kreis	91,68	0,074	0,003	0,70
05911	Bochum	Kreisfreie Stadt	3,30	0,023	0,000	0,20
05913	Dortmund	Kreisfreie Stadt	5,95	0,021	0,000	0,70
05914	Hagen	Kreisfreie Stadt	0,00	0,000	0,000	0,00
05915	Hamm	Kreisfreie Stadt	21,73	0,096	0,001	0,70

Fortsetzung auf nächster Seite...

Regionalschlüssel	Name	Bez	P_{inst} (MW)	P_{inst}/A_{Kreis} (MW/km^2)	A_{Nutz}/A_{Kreis}	$b_{worst\text{-}case}$ (Einw./km^2)
05916	Herne	Kreisfreie Stadt	0,00	0,000	0,000	0,00
05954	Ennepe-Ruhr-Kreis	Kreis	0,00	0,000	0,000	0,00
05958	Hochsauerlandkreis	Kreis	95,70	0,049	0,002	0,31
05962	Märkischer Kreis	Kreis	46,20	0,044	0,001	0,35
05966	Olpe	Kreis	13,20	0,019	0,000	0,01
05970	Siegen-Wittgenstein	Kreis	9,90	0,009	0,000	0,01
05974	Soest	Kreis	127,14	0,096	0,003	0,70
05978	Unna	Kreis	27,34	0,050	0,001	0,70
06411	Darmstadt	Kreisfreie Stadt	13,20	0,107	0,001	0,67
06412	Frankfurt am Main	Kreisfreie Stadt	1,73	0,007	0,000	0,70
06413	Offenbach am Main	Kreisfreie Stadt	0,00	0,000	0,000	0,00
06414	Wiesbaden	Kreisfreie Stadt	3,93	0,019	0,001	0,70
06431	Bergstraße	Landkreis	37,44	0,052	0,002	0,70
06432	Darmstadt-Dieburg	Landkreis	30,34	0,046	0,002	0,70
06433	Groß-Gerau	Landkreis	14,50	0,032	0,001	0,70
06434	Hochtaunuskreis	Landkreis	27,99	0,058	0,001	0,70
06435	Main-Kinzig-Kreis	Landkreis	104,75	0,075	0,002	0,70
06436	Main-Taunus-Kreis	Landkreis	7,55	0,034	0,001	0,70
06437	Odenwaldkreis	Landkreis	138,18	0,221	0,005	0,70
06438	Offenbach	Landkreis	23,10	0,065	0,001	0,63
06439	Rheingau-Taunus-Kreis	Landkreis	89,60	0,110	0,003	0,70
06440	Wetteraukreis	Landkreis	67,77	0,062	0,003	0,70
06531	Gießen	Landkreis	54,97	0,064	0,002	0,70

Fortsetzung auf nächster Seite...

Regionalschlüssel	Name	Bez	P_{inst} (MW)	P_{inst}/A_{Kreis} (MW/km^2)	A_{Nutz}/A_{Kreis}	$b_{worst\text{-}case}$ (Einw./km^2)
06532	Lahn-Dill-Kreis	Landkreis	127,50	0,120	0,003	0,70
06533	Limburg-Weilburg	Landkreis	67,71	0,092	0,003	0,70
06534	Marburg-Biedenkopf	Landkreis	122,75	0,097	0,004	0,70
06535	Vogelsbergkreis	Landkreis	346,75	0,238	0,010	0,70
06611	Kassel	Kreisfreie Stadt	2,78	0,027	0,000	0,70
06631	Fulda	Landkreis	174,47	0,126	0,004	0,70
06632	Hersfeld-Rotenburg	Landkreis	228,54	0,208	0,006	0,70
06633	Kassel	Landkreis	136,98	0,106	0,004	0,70
06634	Schwalm-Eder-Kreis	Landkreis	255,06	0,166	0,006	0,70
06635	Waldeck-Frankenberg	Landkreis	394,21	0,214	0,008	0,70
06636	Werra-Meißner-Kreis	Landkreis	212,18	0,207	0,007	0,70
07111	Koblenz	Kreisfreie Stadt	2,58	0,024	0,001	0,70
07131	Ahrweiler	Landkreis	92,40	0,117	0,004	0,66
07132	Altenkirchen (Westerwald)	Landkreis	87,65	0,137	0,003	0,70
07133	Bad Kreuznach	Landkreis	82,83	0,096	0,004	0,70
07134	Birkenfeld	Landkreis	146,96	0,189	0,007	0,70
07135	Cochem-Zell	Landkreis	194,54	0,270	0,008	0,70
07137	Mayen-Koblenz	Landkreis	57,04	0,070	0,003	0,70
07138	Neuwied	Landkreis	81,65	0,130	0,002	0,70
07140	Rhein-Hunsrück-Kreis	Landkreis	196,05	0,204	0,007	0,70
07141	Rhein-Lahn-Kreis	Landkreis	130,57	0,167	0,005	0,70
07143	Westerwaldkreis	Landkreis	156,89	0,159	0,003	0,70

Fortsetzung auf nächster Seite...

Regionalschlüssel	Name	Bez	P_{inst} (MW)	P_{inst}/A_{Kreis} (MW/km^2)	A_{Nutz}/A_{Kreis}	$b_{worst\text{-}case}$ (Einw./km^2)
07211	Trier	Kreisfreie Stadt	2,82	0,024	0,001	0,70
07231	Bernkastel-Wittlich	Landkreis	290,57	0,249	0,007	0,70
07232	Eifelkreis Bitburg-Prüm	Landkreis	580,18	0,356	0,012	0,70
07233	Vulkaneifel	Landkreis	327,14	0,359	0,011	0,70
07235	Trier-Saarburg	Landkreis	172,67	0,156	0,005	0,70
07311	Frankenthal (Pfalz)	Kreisfreie Stadt	0,81	0,019	0,001	0,70
07312	Kaiserslautern	Kreisfreie Stadt	14,50	0,103	0,001	0,70
07313	Landau in der Pfalz	Kreisfreie Stadt	3,11	0,037	0,001	0,70
07314	Ludwigshafen am Rhein	Kreisfreie Stadt	0,85	0,011	0,000	0,70
07315	Mainz	Kreisfreie Stadt	0,61	0,006	0,000	0,70
07316	Neustadt an der Weinstraße	Kreisfreie Stadt	3,71	0,032	0,002	0,70
07317	Pirmasens	Kreisfreie Stadt	4,31	0,070	0,001	0,70
07318	Speyer	Kreisfreie Stadt	0,00	0,000	0,000	0,00
07319	Worms	Kreisfreie Stadt	1,67	0,015	0,001	0,70
07320	Zweibrücken	Kreisfreie Stadt	3,54	0,050	0,001	0,70
07331	Alzey-Worms	Landkreis	32,29	0,055	0,003	0,70
07332	Bad Dürkheim	Landkreis	38,26	0,064	0,003	0,70
07333	Donnersbergkreis	Landkreis	87,54	0,136	0,006	0,70
07334	Germersheim	Landkreis	27,99	0,060	0,003	0,70
07335	Kaiserslautern	Landkreis	73,98	0,116	0,004	0,70
07336	Kusel	Landkreis	82,58	0,144	0,006	0,70
07337	Südliche Weinstraße	Landkreis	49,24	0,077	0,004	0,70

Fortsetzung auf nächster Seite...

Regionalschlüssel	Name	Bez	P_{inst} (MW)	P_{inst}/A_{Kreis} (MW/km^2)	A_{Nutz}/A_{Kreis}	$b_{worst\text{-}case}$ (Einw./km^2)
07338	Rhein-Pfalz-Kreis	Landkreis	8,20	0,027	0,001	0,70
07339	Mainz-Bingen	Landkreis	26,26	0,043	0,002	0,70
07340	Südwestpfalz	Landkreis	228,85	0,240	0,007	0,70
08111	Stuttgart	Stadtkreis	0,00	0,000	0,000	0,00
08115	Böblingen	Landkreis	26,80	0,043	0,001	0,70
08116	Esslingen	Landkreis	34,90	0,055	0,001	0,70
08117	Göppingen	Landkreis	31,28	0,049	0,002	0,70
08118	Ludwigsburg	Landkreis	24,89	0,036	0,001	0,70
08119	Rems-Murr-Kreis	Landkreis	84,19	0,098	0,001	0,70
08121	Heilbronn	Stadtkreis	1,40	0,014	0,001	0,70
08125	Heilbronn	Landkreis	72,57	0,066	0,002	0,70
08126	Hohenlohekreis	Landkreis	112,10	0,144	0,005	0,70
08127	Schwäbisch Hall	Landkreis	247,91	0,167	0,006	0,70
08128	Main-Tauber-Kreis	Landkreis	230,55	0,177	0,007	0,70
08135	Heidenheim	Landkreis	56,31	0,090	0,003	0,70
08136	Ostalbkreis	Landkreis	153,12	0,101	0,003	0,70
08211	Baden-Baden	Stadtkreis	17,07	0,122	0,002	0,70
08212	Karlsruhe	Stadtkreis	2,50	0,014	0,000	0,70
08215	Karlsruhe	Landkreis	60,65	0,056	0,002	0,70
08216	Rastatt	Landkreis	58,94	0,080	0,002	0,70
08221	Heidelberg	Stadtkreis	2,59	0,024	0,001	0,70
08222	Mannheim	Stadtkreis	1,31	0,009	0,000	0,70
08225	Neckar-Odenwald-Kreis	Landkreis	163,33	0,145	0,006	0,70

Fortsetzung auf nächster Seite...

Regionalschlüssel	Name	Bez	P_{inst} (MW)	P_{inst}/A_{Kreis} (MW/km^2)	A_{Nutz}/A_{Kreis}	$b_{worst\text{-}case}$ (Einw./km^2)
08226	Rhein-Neckar-Kreis	Landkreis	45,11	0,043	0,001	0,70
08231	Pforzheim	Stadtkreis	0,00	0,000	0,000	0,00
08235	Calw	Landkreis	159,71	0,201	0,004	0,70
08236	Enzkreis	Landkreis	42,96	0,075	0,002	0,70
08237	Freudenstadt	Landkreis	201,91	0,232	0,005	0,70
08311	Freiburg im Breisgau	Stadtkreis	1,67	0,011	0,000	0,70
08315	Breisgau-Hochschwarzwald	Landkreis	178,77	0,130	0,004	0,70
08316	Emmendingen	Landkreis	59,95	0,088	0,003	0,70
08317	Ortenaukreis	Landkreis	204,81	0,110	0,003	0,70
08325	Rottweil	Landkreis	96,83	0,126	0,004	0,70
08326	Schwarzwald-Baar-Kreis	Landkreis	135,87	0,133	0,003	0,70
08327	Tuttlingen	Landkreis	89,99	0,123	0,004	0,70
08335	Konstanz	Landkreis	75,80	0,093	0,002	0,70
08336	Lörrach	Landkreis	83,20	0,103	0,003	0,70
08337	Waldshut	Landkreis	244,25	0,216	0,005	0,70
08415	Reutlingen	Landkreis	85,27	0,078	0,003	0,70
08416	Tübingen	Landkreis	24,77	0,048	0,002	0,70
08417	Zollernalbkreis	Landkreis	93,59	0,102	0,003	0,70
08421	Ulm	Stadtkreis	2,61	0,022	0,001	0,70
08425	Alb-Donau-Kreis	Landkreis	188,18	0,139	0,005	0,70
08426	Biberach	Landkreis	196,78	0,140	0,005	0,70
08435	Bodenseekreis	Landkreis	58,27	0,088	0,002	0,70
08436	Ravensburg	Landkreis	204,24	0,125	0,004	0,70

Fortsetzung auf nächster Seite...

Regionalschlüssel	Name	Bez	P_{inst} (MW)	P_{inst}/A_{Kreis} (MW/km^2)	A_{Nutz}/A_{Kreis}	$b_{worst\text{-}case}$ (Einw./km^2)
08437	Sigmaringen	Landkreis	218,46	0,181	0,007	0,70
09161	Ingolstadt	Kreisfreie Stadt	4,52	0,034	0,001	0,70
09162	München	Kreisfreie Stadt	0,73	0,002	0,000	0,70
09163	Rosenheim	Kreisfreie Stadt	0,47	0,013	0,000	0,70
09171	Altötting	Landkreis	58,46	0,103	0,004	0,70
09172	Berchtesgadener Land	Landkreis	165,33	0,197	0,006	0,70
09173	Bad Tölz-Wolfratshausen	Landkreis	254,99	0,229	0,006	0,70
09174	Dachau	Landkreis	64,37	0,111	0,003	0,70
09175	Ebersberg	Landkreis	81,47	0,148	0,003	0,70
09176	Eichstätt	Landkreis	216,82	0,179	0,007	0,70
09177	Erding	Landkreis	123,73	0,142	0,005	0,70
09178	Freising	Landkreis	98,77	0,124	0,003	0,70
09179	Fürstenfeldbruck	Landkreis	18,60	0,043	0,001	0,70
09180	Garmisch-Partenkirchen	Landkreis	305,46	0,302	0,008	0,70
09181	Landsberg am Lech	Landkreis	101,54	0,126	0,005	0,70
09182	Miesbach	Landkreis	225,87	0,261	0,006	0,70
09183	Mühldorf a. Inn	Landkreis	97,94	0,122	0,005	0,70
09184	München	Landkreis	29,33	0,044	0,001	0,70
09185	Neuburg-Schrobenhausen	Landkreis	100,21	0,135	0,006	0,70
09186	Pfaffenhofen a.d. Ilm	Landkreis	117,09	0,154	0,004	0,70
09187	Rosenheim	Landkreis	198,98	0,138	0,004	0,70
09188	Starnberg	Landkreis	57,58	0,118	0,003	0,70

Fortsetzung auf nächster Seite...

Regionalschlüssel	Name	Bez	P_{inst} (MW)	P_{inst}/A_{Kreis} (MW/km^2)	A_{Nutz}/A_{Kreis}	$b_{worst\text{-}case}$ (Einw./km^2)
09189	Traunstein	Landkreis	261,06	0,170	0,006	0,70
09190	Weilheim-Schongau	Landkreis	167,73	0,173	0,005	0,70
09261	Landshut	Kreisfreie Stadt	1,72	0,026	0,001	0,70
09262	Passau	Kreisfreie Stadt	3,09	0,044	0,001	0,70
09263	Straubing	Kreisfreie Stadt	2,26	0,034	0,001	0,70
09271	Deggendorf	Landkreis	119,01	0,138	0,005	0,70
09272	Freyung-Grafenau	Landkreis	0,00	0,000	0,000	0,00
09273	Kelheim	Landkreis	204,44	0,192	0,006	0,70
09274	Landshut	Landkreis	277,07	0,205	0,006	0,70
09275	Passau	Landkreis	445,50	0,291	0,004	0,53
09276	Regen	Landkreis	36,30	0,037	0,000	0,04
09277	Rottal-Inn	Landkreis	267,49	0,209	0,008	0,70
09278	Straubing-Bogen	Landkreis	265,36	0,221	0,009	0,70
09279	Dingolfing-Landau	Landkreis	165,34	0,188	0,007	0,70
09361	Amberg	Kreisfreie Stadt	1,89	0,037	0,001	0,70
09362	Regensburg	Kreisfreie Stadt	2,75	0,034	0,000	0,70
09363	Weiden i.d. OPf.	Kreisfreie Stadt	6,43	0,091	0,001	0,70
09371	Amberg-Sulzbach	Landkreis	433,14	0,345	0,009	0,70
09372	Cham	Landkreis	6,60	0,004	0,000	0,00
09373	Neumarkt i.d. OPf.	Landkreis	276,67	0,206	0,007	0,70
09374	Neustadt a.d. Waldnaab	Landkreis	578,19	0,405	0,010	0,70
09375	Regensburg	Landkreis	201,63	0,145	0,005	0,70

Fortsetzung auf nächster Seite...

Regionalschlüssel	Name	Bez	P_{inst} (MW)	P_{inst}/A_{Kreis} (MW/km^2)	A_{Nutz}/A_{Kreis}	$b_{worst\text{-}case}$ (Einw./km^2)
09376	Schwandorf	Landkreis	482,91	0,330	0,007	0,70
09377	Tirschenreuth	Landkreis	485,47	0,447	0,010	0,70
09461	Bamberg	Kreisfreie Stadt	0,61	0,011	0,001	0,70
09462	Bayreuth	Kreisfreie Stadt	1,30	0,019	0,001	0,70
09463	Coburg	Kreisfreie Stadt	5,45	0,113	0,001	0,70
09464	Hof	Kreisfreie Stadt	3,14	0,054	0,001	0,70
09471	Bamberg	Landkreis	200,07	0,171	0,006	0,70
09472	Bayreuth	Landkreis	449,55	0,353	0,009	0,70
09473	Coburg	Landkreis	73,22	0,124	0,005	0,70
09474	Forchheim	Landkreis	87,08	0,135	0,004	0,70
09475	Hof	Landkreis	211,17	0,236	0,006	0,70
09476	Kronach	Landkreis	166,32	0,255	0,007	0,70
09477	Kulmbach	Landkreis	126,65	0,192	0,006	0,70
09478	Lichtenfels	Landkreis	95,77	0,184	0,005	0,70
09479	Wunsiedel i. Fichtelgebirge	Landkreis	154,33	0,255	0,006	0,70
09561	Ansbach	Kreisfreie Stadt	12,42	0,125	0,002	0,70
09562	Erlangen	Kreisfreie Stadt	0,95	0,012	0,001	0,70
09563	Fürth	Kreisfreie Stadt	1,64	0,026	0,000	0,70
09564	Nürnberg	Kreisfreie Stadt	0,00	0,000	0,000	0,00
09565	Schwabach	Kreisfreie Stadt	3,30	0,081	0,000	0,12
09571	Ansbach	Landkreis	463,31	0,235	0,008	0,70
09572	Erlangen-Höchstadt	Landkreis	62,29	0,110	0,003	0,70

Fortsetzung auf nächster Seite...

Regionalschlüssel	Name	Bez	P_{inst} (MW)	P_{inst}/A_{Kreis} (MW/km^2)	A_{Nutz}/A_{Kreis}	$b_{worst\text{-}case}$ (Einw./km^2)
09573	Fürth	Landkreis	20,06	0,065	0,002	0,70
09574	Nürnberger Land	Landkreis	105,60	0,132	0,003	0,59
09575	Neustadt a.d. Aisch-Bad Windsheim	Landkreis	314,39	0,248	0,009	0,70
09576	Roth	Landkreis	170,55	0,191	0,005	0,70
09577	Weißenburg-Gunzenhausen	Landkreis	199,83	0,206	0,007	0,70
09661	Aschaffenburg	Kreisfreie Stadt	2,82	0,046	0,001	0,70
09662	Schweinfurt	Kreisfreie Stadt	3,30	0,093	0,000	0,47
09663	Würzburg	Kreisfreie Stadt	1,01	0,011	0,000	0,70
09671	Aschaffenburg	Landkreis	69,79	0,100	0,003	0,70
09672	Bad Kissingen	Landkreis	214,83	0,189	0,008	0,70
09673	Rhön-Grabfeld	Landkreis	188,65	0,185	0,009	0,70
09674	Haßberge	Landkreis	207,78	0,217	0,008	0,70
09675	Kitzingen	Landkreis	88,54	0,130	0,005	0,70
09676	Miltenberg	Landkreis	80,49	0,113	0,004	0,70
09677	Main-Spessart	Landkreis	210,80	0,160	0,007	0,70
09678	Schweinfurt	Landkreis	103,71	0,123	0,005	0,70
09679	Würzburg	Landkreis	87,60	0,091	0,004	0,70
09761	Augsburg	Kreisfreie Stadt	2,08	0,014	0,000	0,70
09762	Kaufbeuren	Kreisfreie Stadt	1,31	0,032	0,001	0,70
09763	Kempten (Allgäu)	Kreisfreie Stadt	0,00	0,000	0,000	0,00
09764	Memmingen	Kreisfreie Stadt	5,87	0,084	0,001	0,70

Fortsetzung auf nächster Seite...

Regionalschlüssel	Name	Bez	P_{inst} (MW)	P_{inst}/A_{Kreis} (MW/km^2)	A_{Nutz}/A_{Kreis}	$b_{worst\text{-}case}$ (Einw./km^2)
09771	Aichach-Friedberg	Landkreis	98,31	0,126	0,004	0,70
09772	Augsburg	Landkreis	75,20	0,070	0,003	0,70
09773	Dillingen a.d. Donau	Landkreis	106,36	0,134	0,006	0,70
09774	Günzburg	Landkreis	97,36	0,128	0,004	0,70
09775	Neu-Ulm	Landkreis	29,18	0,057	0,002	0,70
09776	Lindau (Bodensee)	Landkreis	26,37	0,082	0,003	0,70
09777	Ostallgäu	Landkreis	282,36	0,203	0,007	0,70
09778	Unterallgäu	Landkreis	196,20	0,160	0,006	0,70
09779	Donau-Ries	Landkreis	241,45	0,190	0,007	0,70
09780	Oberallgäu	Landkreis	366,22	0,240	0,007	0,70
10041	Regionalverband Saarbrücken	Landkreis	24,08	0,059	0,001	0,70
10042	Merzig-Wadern	Landkreis	66,12	0,119	0,004	0,70
10043	Neunkirchen	Landkreis	9,90	0,040	0,001	0,65
10044	Saarlouis	Landkreis	26,12	0,057	0,002	0,70
10045	Saarpfalz-Kreis	Landkreis	35,85	0,086	0,002	0,70
10046	St. Wendel	Landkreis	71,45	0,150	0,004	0,70
11000	Berlin	Kreisfreie Stadt	5,94	0,007	0,000	0,70
12051	Brandenburg an der Havel	Kreisfreie Stadt	12,50	0,054	0,002	0,70
12052	Cottbus	Kreisfreie Stadt	3,89	0,023	0,001	0,70
12053	Frankfurt (Oder)	Kreisfreie Stadt	6,85	0,046	0,002	0,70
12054	Potsdam	Kreisfreie Stadt	3,44	0,018	0,001	0,70
12060	Barnim	Landkreis	199,74	0,135	0,006	0,70

Fortsetzung auf nächster Seite...

Regionalschlüssel	Name	Bez	P_{inst} (MW)	P_{inst}/A_{Kreis} (MW/km^2)	A_{Nutz}/A_{Kreis}	$b_{worst\text{-}case}$ (Einw./km^2)
12061	Dahme-Spreewald	Landkreis	518,69	0,227	0,010	0,70
12062	Elbe-Elster	Landkreis	509,12	0,268	0,013	0,70
12063	Havelland	Landkreis	268,09	0,155	0,008	0,70
12064	Märkisch-Oderland	Landkreis	334,56	0,155	0,008	0,70
12065	Oberhavel	Landkreis	238,14	0,132	0,006	0,70
12066	Oberspreewald-Lausitz	Landkreis	246,30	0,201	0,008	0,70
12067	Oder-Spree	Landkreis	439,14	0,194	0,009	0,70
12068	Ostprignitz-Ruppin	Landkreis	812,24	0,321	0,018	0,70
12069	Potsdam-Mittelmark	Landkreis	484,35	0,187	0,009	0,70
12070	Prignitz	Landkreis	783,65	0,366	0,019	0,70
12071	Spree-Neiße	Landkreis	351,88	0,212	0,010	0,70
12072	Teltow-Fläming	Landkreis	373,45	0,177	0,009	0,70
12073	Uckermark	Landkreis	972,71	0,316	0,018	0,70
13003	Rostock	Kreisfreie Stadt	5,68	0,031	0,001	0,70
13004	Schwerin	Kreisfreie Stadt	2,59	0,020	0,001	0,70
13071	Mecklenburgische Seenplatte	Landkreis	1513,58	0,275	0,015	0,70
13072	Rostock	Landkreis	911,34	0,266	0,011	0,70
13073	Vorpommern-Rügen	Landkreis	684,81	0,213	0,010	0,70
13074	Nordwestmecklenburg	Landkreis	483,80	0,228	0,010	0,70
13075	Vorpommern-Greifswald	Landkreis	932,56	0,236	0,012	0,70
13076	Ludwigslust-Parchim	Landkreis	1473,35	0,309	0,016	0,70
14511	Chemnitz	Kreisfreie Stadt	4,27	0,019	0,001	0,70

Fortsetzung auf nächster Seite...

Regionalschlüssel	Name	Bez	P_{inst} (MW)	P_{inst}/A_{Kreis} (MW/km^2)	A_{Nutz}/A_{Kreis}	$b_{worst\text{-}case}$ (Einw./km^2)
14521	Erzgebirgskreis	Landkreis	222,40	0,122	0,004	0,70
14522	Mittelsachsen	Landkreis	243,09	0,115	0,005	0,70
14523	Vogtlandkreis	Landkreis	217,42	0,154	0,004	0,70
14524	Zwickau	Landkreis	52,57	0,055	0,002	0,70
14612	Dresden	Kreisfreie Stadt	7,96	0,024	0,000	0,70
14625	Bautzen	Landkreis	455,44	0,190	0,005	0,70
14626	Görlitz	Landkreis	271,46	0,128	0,006	0,70
14627	Meißen	Landkreis	150,93	0,103	0,004	0,70
14628	Sächsische Schweiz-Osterzgebirge	Landkreis	188,10	0,114	0,005	0,70
14713	Leipzig	Kreisfreie Stadt	1,92	0,006	0,000	0,70
14729	Leipzig	Landkreis	165,56	0,100	0,004	0,70
14730	Nordsachsen	Landkreis	300,78	0,148	0,007	0,70
15001	Dessau-Roßlau	Kreisfreie Stadt	8,90	0,036	0,002	0,70
15002	Halle (Saale)	Kreisfreie Stadt	1,14	0,008	0,000	0,70
15003	Magdeburg	Kreisfreie Stadt	2,00	0,010	0,001	0,70
15081	Altmarkkreis Salzwedel	Landkreis	864,12	0,375	0,019	0,70
15082	Anhalt-Bitterfeld	Landkreis	171,93	0,118	0,006	0,70
15083	Börde	Landkreis	407,55	0,171	0,010	0,70
15084	Burgenlandkreis	Landkreis	151,06	0,106	0,005	0,70
15085	Harz	Landkreis	219,98	0,104	0,007	0,70
15086	Jerichower Land	Landkreis	342,40	0,215	0,012	0,70
15087	Mansfeld-Südharz	Landkreis	178,96	0,123	0,007	0,70

Fortsetzung auf nächster Seite...

Regionalschlüssel	Name	Bez	P_{inst} (MW)	P_{inst}/A_{Kreis} (MW/km^2)	A_{Nutz}/A_{Kreis}	$b_{worst\text{-}case}$ (Einw./km^2)
15088	Saalekreis	Landkreis	141,34	0,098	0,005	0,70
15089	Salzlandkreis	Landkreis	122,64	0,085	0,005	0,70
15090	Stendal	Landkreis	688,47	0,282	0,015	0,70
15091	Wittenberg	Landkreis	394,13	0,203	0,011	0,70
16051	Erfurt	Kreisfreie Stadt	6,72	0,025	0,001	0,70
16052	Gera	Kreisfreie Stadt	4,51	0,030	0,001	0,70
16053	Jena	Kreisfreie Stadt	8,14	0,071	0,001	0,70
16054	Suhl	Kreisfreie Stadt	3,30	0,032	0,000	0,12
16055	Weimar	Kreisfreie Stadt	5,44	0,064	0,001	0,70
16056	Eisenach	Kreisfreie Stadt	4,04	0,039	0,002	0,70
16061	Eichsfeld	Landkreis	142,74	0,152	0,007	0,70
16062	Nordhausen	Landkreis	84,40	0,118	0,006	0,70
16063	Wartburgkreis	Landkreis	218,74	0,168	0,007	0,70
16064	Unstrut-Hainich-Kreis	Landkreis	107,54	0,110	0,007	0,70
16065	Kyffhäuserkreis	Landkreis	162,65	0,157	0,009	0,70
16066	Schmalkalden-Meiningen	Landkreis	190,90	0,158	0,007	0,70
16067	Gotha	Landkreis	79,40	0,085	0,005	0,70
16068	Sömmerda	Landkreis	105,08	0,130	0,008	0,70
16069	Hildburghausen	Landkreis	218,50	0,233	0,010	0,70
16070	Ilm-Kreis	Landkreis	103,43	0,123	0,005	0,70
16071	Weimarer Land	Landkreis	100,32	0,125	0,007	0,70
16072	Sonneberg	Landkreis	92,40	0,213	0,005	0,70
16073	Saalfeld-Rudolstadt	Landkreis	237,61	0,229	0,007	0,70

Fortsetzung auf nächster Seite...

Regionalschlüssel	Name	Bez	P_{inst} (MW)	P_{inst}/A_{Kreis} (MW/km^2)	A_{Nutz}/A_{Kreis}	$b_{worst\text{-}case}$ (Einw./km^2)
16074	Saale-Holzland-Kreis	Landkreis	139,33	0,171	0,007	0,70
16075	Saale-Orla-Kreis	Landkreis	290,83	0,253	0,010	0,70
16076	Greiz	Landkreis	133,24	0,157	0,006	0,70
16077	Altenburger Land	Landkreis	62,89	0,110	0,004	0,70

A.3 Für Windenergie genutzter Flächenanteil je Bundesland

Tabelle A.8: Datentabelle: Für Windenergie genutzte Fläche je Bundeslandfläche für alle Ausbauszenarien in Deutschland

	Ökonomisch	Best-case-plus	Best-case	Trend-case	Worst-case
Schleswig-Holstein	0,021	0,015	0,011	0,008	0,006
Hamburg	0,013	0,003	0,001	0,000	0,000
Niedersachsen	0,020	0,012	0,011	0,008	0,006
Bremen	0,010	0,010	0,001	0,001	0,000
Nordrhein-Westfalen	0,010	0,005	0,003	0,003	0,002
Hessen	0,008	0,007	0,008	0,006	0,004
Rheinland-Pfalz	0,015	0,011	0,010	0,008	0,005
Baden-Württemberg	0,005	0,006	0,006	0,005	0,004
Bayern	0,005	0,009	0,010	0,008	0,006
Saarland	0,010	0,004	0,004	0,003	0,002
Berlin	0,002	0,000	0,000	0,000	0,000
Brandenburg	0,016	0,019	0,020	0,016	0,011
Mecklenburg-Vorpommern	0,009	0,022	0,023	0,018	0,013
Sachsen	0,008	0,008	0,009	0,007	0,005
Sachsen-Anhalt	0,020	0,019	0,018	0,014	0,010
Thüringen	0,017	0,012	0,012	0,010	0,007

A.4 Netzkapazitäten zwischen den Austauschregionen

Tabelle A.9: Netzkapazitäten zwischen den Austauschregionen der 100 % EE Szenarien in 2050

Region_Startpunkt	Region_Endpunkt	Netzkapazität (MW)
AT	CH	2400
AT	CZ	2100
AT	DEdr10	10500
AT	DEdr12	2800
AT	DEdr18	5500
BE	DEdr08	6000
BE	FR	7600
BE	LU	700
BE	NL	13500
CH	DEdr12	6000
CH	FR	9500
CZ	DEdr04	1700
CZ	DEdr17	2000
CZ	PL	4100
DEdr01	DEdr03	7884
DEdr01	DEdr04	4418
DEdr01	DEdr14	3685
DEdr01	DEdr15	5342
DEdr01	DK	600
DEdr01	PL	3400
DEdr01	SE	11000
DEdr02	DEdr13	4028
DEdr02	DEdr14	2684
DEdr03	DEdr04	17252
DEdr03	DEdr10	3583
DEdr03	DEdr16	10342
DEdr03	DEdr17	5370
DEdr04	PL	11700
DEdr05	DEdr06	4418
DEdr05	DEdr07	3466
DEdr05	DEdr14	5760
DEdr05	DEdr15	3251
DEdr06	DEdr07	15593
DEdr06	DEdr08	15766
DEdr06	DEdr11	2000
DEdr06	DEdr14	2000
DEdr06	NL	3550

Fortsetzung auf nächster Seite...

Region_Startpunkt	Region_Endpunkt	Netzkapazität (MW)
DEdr07	DEdr08	2513
DEdr07	DEdr15	1343
DEdr07	DEdr16	2685
DEdr08	DEdr09	8836
DEdr08	DEdr16	2685
DEdr08	NL	3550
DEdr09	DEdr11	10574
DEdr09	DEdr16	8491
DEdr09	DEdr17	2685
DEdr09	FR	7100
DEdr09	LU	2900
DEdr10	DEdr11	1343
DEdr10	DEdr12	1733
DEdr10	DEdr18	2685
DEdr11	DEdr12	17767
DEdr11	DEdr13	4000
DEdr11	DEdr17	2686
DEdr12	FR	1800
DEdr13	DEdr14	8835
DEdr13	DEdr17	4000
DEdr13	DK	3000
DEdr13	NO	10400
DEdr13	SE	5200
DEdr14	DEdr15	10354
DEdr14	NL	1400
DEdr15	DEdr16	9225
DEdr16	DEdr17	3465
DEdr17	DEdr18	5978
DEdr19	DEdr01	-
DEdr19	DK	-
DEdr20	DEdr13	-
DEdr21	DEdr14	-
DK	NO	1700
DK	SE	2440
NL	NO	14700
NO	SE	4098
PL	SE	600

A.5 Simulationsergebnisse

A.5.1 Ergebnisse aller Ausbauszenarien je Technologie und Land

Tabelle A.10: Basisszenario: Jahresstromerzeugung, Volllaststunden, Jahresstromverbrauch, überschüssige Energie, ungedeckte Last, Import, Export

		AT	BE	CH	CZ	DE	DK	FR	LU	NL	NO	PL	SE
Wind Onshore	TWh	8,12	24,96	2,14	15,17	206,47	51,09	207,86	1,13	37,64	13,57	173,11	42,25
	Volllaststunden	1179,75	2288,92	1551,86	1482,60	2099,86	2730,82	1673,65	1534,38	2509,66	1114,18	2113,25	1745,20
Wind Offshore	TWh	0,00	11,82	0,00	0,00	107,36	108,12	0,00	0,00	64,01	13,02	0,00	11,38
	Volllaststunden	0,00	3939,12	0,00	0,00	3947,12	4223,54	0,00	0,00	4025,50	4341,31	0,00	3791,86
Photovoltaik	TWh	12,29	23,63	16,55	13,49	96,22	1,73	108,96	1,03	20,23	4,12	24,53	6,46
	Volllaststunden	1016,60	981,03	1103,30	1033,59	975,90	847,52	1057,32	1002,72	909,51	767,17	1012,73	724,38
Laufwasser	TWh	42,14	1,89	23,48	2,59	24,12	0,07	58,76	0,85	0,59	64,55	11,84	13,93
	Volllaststunden	5471,25	6081,35	6907,17	7021,34	5568,49	6108,42	5905,09	5144,65	4471,95	5694,19	5606,30	5693,40
Geothermie	TWh	0,01	0,00	0,00	0,00	24,38	0,00	0,02	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Volllaststunden	8322,00	0,00	0,00	0,00	8320,97	0,00	8322,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Speicherwasser	TWh	11,39	0,00	21,11	1,31	0,00	0,00	33,45	0,00	0,00	134,43	0,00	82,92
	Volllaststunden	2007,00	0,00	2596,00	1603,00	0,00	0,00	1838,00	0,00	0,00	3165,00	0,00	3877,95
Biomasse	TWh	11,92	9,69	3,94	15,02	69,76	4,73	82,29	0,00	7,71	1,37	31,12	7,95
	Volllaststunden	3406,00	2041,00	3153,00	3004,00	2513,89	1260,00	2913,00	0,00	1928,00	2744,00	2184,00	1445,00
Erdgas	TWh	0,21	13,01	12,61	0,43	0,00	0,00	103,11	1,34	12,09	0,00	1,88	0,00
	Volllaststunden	136,81	5205,64	6303,68	248,01	0,00	0,00	6444,50	5361,65	4028,38	0,00	627,91	0,00

Fortsetzung auf nächster Seite...

		AT	BE	CH	CZ	DE	DK	FR	LU	NL	NO	PL	SE
Pumpspeicher	TWh Einspeisung	10,73	1,81	5,59	2,04	10,59	0,00	20,02	1,37	0,11	16,11	7,50	0,00
	TWh Entnahme	8,58	1,45	4,47	1,63	8,46	0,00	16,00	1,09	0,09	12,87	5,99	0,00
	Volllaststunden	798,98	626,87	821,43	912,87	661,31	0,00	1192,52	607,06	616,16	744,50	1581,37	0,00
Druckluftspeicher	TWh Einspeisung	0,01	0,15	0,01	0,45	1,32	1,15	0,14	0,04	0,53	0,00	2,86	0,00
	TWh Entnahme	0,01	0,10	0,01	0,31	0,92	0,81	0,10	0,03	0,37	0,00	2,00	0,00
	Volllaststunden	243,14	254,61	242,10	336,33	269,38	3845,63	383,74	242,15	216,04	0,00	1161,27	0,00
Wasserstoffspeicher	TWh Einspeisung	0,00	0,48	0,00	0,09	2,97	26,15	11,21	0,12	1,77	0,00	0,53	0,00
	TWh Entnahme	0,00	0,19	0,00	0,03	1,19	10,45	4,48	0,05	0,71	0,00	0,21	0,00
	Volllaststunden	98,83	106,53	93,91	201,09	117,47	2093,19	172,28	87,03	92,26	0,00	677,74	0,00
Lithium-Ionen-Batterie	TWh Einspeisung	0,33	0,59	0,44	3,69	28,46	4,82	5,97	0,17	2,41	0,00	10,97	4,37
	TWh Entnahme	0,31	0,56	0,42	3,51	27,06	4,59	5,67	0,17	2,29	0,00	10,43	4,16
	Volllaststunden	1296,18	1763,67	1551,07	1430,93	1729,02	5270,74	1658,88	1663,02	1706,17	0,00	2309,36	1294,80
Redox-Flow-Batterie	TWh Einspeisung	0,01	0,01	0,01	0,01	0,45	0,33	0,04	0,00	0,02	0,00	0,07	0,00
	TWh Entnahme	0,01	0,00	0,01	0,01	0,34	0,25	0,03	0,00	0,02	0,00	0,05	0,00
	Volllaststunden	291,18	374,14	319,78	431,08	365,44	4133,20	472,07	370,99	378,08	0,00	591,12	0,00

Fortsetzung auf nächster Seite...

		AT	BE	CH	CZ	DE	DK	FR	LU	NL	NO	PL	SE
Verbrauch	TWh	64,17	133,47	87,52	49,84	547,00	41,98	677,77	7,16	164,24	100,07	195,72	127,23
Überschüssige Energie	TWh	0,00	0,00	0,00	0,08	0,15	54,26	2,88	0,00	0,00	0,00	24,83	0,01
Ungedeckte Last	TWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,03	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Import	TWh	21,97	88,75	41,70	17,50	219,23	2,28	120,44	4,16	120,11	37,69	30,88	41,32
Export	TWh	41,70	39,55	32,85	14,81	170,09	55,40	23,18	0,97	96,76	165,44	49,58	78,75

Tabelle A.11: Szenario best-case: Jahresstromerzeugung, Volllaststunden, Jahresstromverbrauch, überschüssige Energie, ungedeckte Last, Import, Export

		AT	BE	CH	CZ	DE	DK	FR	LU	NL	NO	PL	SE
Wind Onshore	TWh	8,12	24,96	2,14	15,17	190,21	51,09	207,86	1,13	37,64	13,57	173,11	42,25
	Volllaststunden	1179,75	2288,92	1551,86	1482,60	1934,49	2730,82	1673,65	1534,38	2509,66	1114,18	2113,25	1745,20
Wind Offshore	TWh	0,00	11,82	0,00	0,00	107,36	108,12	0,00	0,00	64,01	13,02	0,00	11,38
	Volllaststunden	0,00	3939,12	0,00	0,00	3947,12	4223,54	0,00	0,00	4025,50	4341,31	0,00	3791,86
Photovoltaik	TWh	12,29	23,63	16,55	13,49	96,22	1,73	108,96	1,03	20,23	4,12	24,53	6,46
	Volllaststunden	1016,60	981,03	1103,30	1033,59	975,90	847,52	1057,32	1002,72	909,51	767,17	1012,73	724,38
Laufwasser	TWh	42,14	1,89	23,48	2,59	24,12	0,07	58,76	0,85	0,59	64,55	11,84	13,93
	Volllaststunden	5471,25	6081,35	6907,17	7021,34	5568,49	6108,42	5905,09	5144,65	4471,95	5694,19	5606,30	5693,40
Geothermie	TWh	0,01	0,00	0,00	0,00	24,38	0,00	0,02	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Volllaststunden	8322,00	0,00	0,00	0,00	8320,97	0,00	8322,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Speicherwasser	TWh	11,39	0,00	21,11	1,31	0,00	0,00	33,45	0,00	0,00	134,43	0,00	82,92
	Volllaststunden	2007,00	0,00	2596,00	1603,00	0,00	0,00	1838,00	0,00	0,00	3165,00	0,00	3877,95
Biomasse	TWh	11,92	9,69	3,94	15,02	69,76	4,73	82,29	0,00	7,71	1,37	31,12	7,95
	Volllaststunden	3406,00	2041,00	3153,00	3004,00	2513,89	1260,00	2913,00	0,00	1928,00	2744,00	2184,00	1445,00
Erdgas	TWh	0,52	13,94	12,90	0,69	0,00	0,00	104,75	1,45	13,85	0,00	10,40	0,00
	Volllaststunden	347,49	5577,88	6450,92	394,01	0,00	0,00	6546,64	5787,79	4617,29	0,00	3465,47	0,00
Pumpspeicher	TWh Einspeisung	10,40	1,68	5,34	1,92	10,16	0,00	19,25	1,27	0,10	14,11	7,30	0,00
	TWh Entnahme	8,31	1,34	4,27	1,53	8,12	0,00	15,38	1,01	0,08	11,28	5,83	0,00

Fortsetzung auf nächster Seite...

		AT	BE	CH	CZ	DE	DK	FR	LU	NL	NO	PL	SE
Druckluftspeicher	Volllaststunden	774,33	580,65	783,63	858,31	634,33	0,00	1146,32	563,47	543,21	652,43	1539,11	0,00
	TWh Einspeisung	0,01	0,13	0,01	0,43	1,13	1,11	0,13	0,04	0,48	0,00	2,86	0,00
	TWh Entnahme	0,00	0,09	0,01	0,30	0,79	0,78	0,09	0,03	0,33	0,00	2,01	0,00
Wasserstoffspeicher	Volllaststunden	184,20	226,55	214,72	324,67	231,60	3691,32	368,63	195,74	195,10	0,00	1163,91	0,00
	TWh Einspeisung	0,00	0,41	0,00	0,08	2,78	26,24	10,72	0,11	1,59	0,00	0,52	0,00
	TWh Entnahme	0,00	0,16	0,00	0,03	1,11	10,48	4,28	0,04	0,64	0,00	0,21	0,00
Lithium-Ionen-Batterie	Volllaststunden	66,31	90,16	83,06	190,14	109,93	2100,68	164,80	76,07	83,14	0,00	669,97	0,00
	TWh Einspeisung	0,32	0,58	0,44	3,56	27,80	4,78	5,94	0,17	2,37	0,00	10,88	4,41
	TWh Entnahme	0,31	0,55	0,42	3,38	26,43	4,55	5,65	0,16	2,25	0,00	10,34	4,20
Redox-Flow-Batterie	Volllaststunden	1280,49	1735,13	1551,67	1378,93	1688,57	5227,88	1650,73	1641,39	1678,33	0,00	2290,16	1307,23
	TWh Einspeisung	0,01	0,00	0,01	0,01	0,39	0,33	0,04	0,00	0,02	0,00	0,07	0,00
	TWh Entnahme	0,00	0,00	0,01	0,01	0,29	0,25	0,03	0,00	0,01	0,00	0,05	0,00
Verbrauch	Volllaststunden	225,14	316,07	291,19	428,78	313,84	4104,36	441,98	301,98	308,74	0,00	572,88	0,00
	TWh	64,17	133,47	87,52	49,84	547,00	41,98	677,77	7,16	164,24	100,07	195,72	127,23
Überschüssige Energie	TWh	0,00	0,00	0,00	0,07	0,02	54,30	2,80	0,00	0,00	0,00	24,95	0,02

Fortsetzung auf nächster Seite...

		AT	BE	CH	CZ	DE	DK	FR	LU	NL	NO	PL	SE
Ungedeckte Last	TWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,03	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Import	TWh	22,09	86,41	41,35	16,37	223,04	1,82	119,00	3,95	119,88	35,72	22,42	40,02
Export	TWh	42,21	38,23	32,85	13,99	158,46	54,86	23,90	0,90	98,43	163,87	49,56	77,44

Tabelle A.12: Szenario best-case plus: Jahresstromerzeugung, Volllaststunden, Jahresstromverbrauch, überschüssige Energie, ungedeckte Last, Import, Export

		AT	BE	CH	CZ	DE	DK	FR	LU	NL	NO	PL	SE
Wind Onshore	TWh	8,12	24,96	2,14	15,17	192,06	51,09	207,86	1,13	37,64	13,57	173,11	42,25
	Volllaststunden	1179,75	2288,92	1551,86	1482,60	1953,25	2730,82	1673,65	1534,38	2509,66	1114,18	2113,25	1745,20
Wind Offshore	TWh	0,00	11,82	0,00	0,00	107,36	108,12	0,00	0,00	64,01	13,02	0,00	11,38
	Volllaststunden	0,00	3939,12	0,00	0,00	3947,12	4223,54	0,00	0,00	4025,50	4341,31	0,00	3791,86
Photovoltaik	TWh	12,29	23,63	16,55	13,49	96,22	1,73	108,96	1,03	20,23	4,12	24,53	6,46
	Volllaststunden	1016,60	981,03	1103,30	1033,59	975,90	847,52	1057,32	1002,72	909,51	767,17	1012,73	724,38
Laufwasser	TWh	42,14	1,89	23,48	2,59	24,12	0,07	58,76	0,85	0,59	64,55	11,84	13,93
	Volllaststunden	5471,25	6081,35	6907,17	7021,34	5568,49	6108,42	5905,09	5144,65	4471,95	5694,19	5606,30	5693,40
Geothermie	TWh	0,01	0,00	0,00	0,00	24,38	0,00	0,02	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Volllaststunden	8322,00	0,00	0,00	0,00	8320,97	0,00	8322,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Speicherwasser	TWh	11,39	0,00	21,11	1,31	0,00	0,00	33,45	0,00	0,00	134,43	0,00	82,92
	Volllaststunden	2007,00	0,00	2596,00	1603,00	0,00	0,00	1838,00	0,00	0,00	3165,00	0,00	3877,95
Biomasse	TWh	11,92	9,69	3,94	15,02	69,76	4,73	82,29	0,00	7,71	1,37	31,12	7,95
	Volllaststunden	3406,00	2041,00	3153,00	3004,00	2513,89	1260,00	2913,00	0,00	1928,00	2744,00	2184,00	1445,00
Erdgas	TWh	0,43	13,84	12,86	0,67	0,00	0,00	104,61	1,43	13,69	0,00	9,14	0,00
	Volllaststunden	285,85	5536,66	6430,53	384,63	0,00	0,00	6538,36	5720,16	4563,47	0,00	3048,09	0,00
Pumpspeicher	TWh Einspeisung	10,43	1,70	5,39	1,93	10,19	0,00	19,34	1,29	0,10	14,42	7,33	0,00
	TWh Entnahme	8,33	1,36	4,31	1,54	8,14	0,00	15,46	1,03	0,08	11,52	5,86	0,00

Fortsetzung auf nächster Seite...

		AT	BE	CH	CZ	DE	DK	FR	LU	NL	NO	PL	SE
Druckluftspeicher	Volllaststunden	776,34	587,36	791,05	861,28	636,31	0,00	1151,98	574,83	560,11	666,47	1545,47	0,00
	TWh Einspeisung	0,01	0,13	0,01	0,44	1,11	1,14	0,13	0,04	0,52	0,00	2,87	0,00
	TWh Entnahme	0,00	0,09	0,01	0,31	0,78	0,80	0,09	0,03	0,36	0,00	2,01	0,00
Wasserstoffspeicher	Volllaststunden	192,69	229,46	219,89	331,42	226,65	3795,04	367,34	203,68	213,62	0,00	1164,40	0,00
	TWh Einspeisung	0,00	0,43	0,00	0,08	2,78	26,24	10,71	0,12	1,66	0,00	0,52	0,00
	TWh Entnahme	0,00	0,17	0,00	0,03	1,11	10,48	4,28	0,05	0,66	0,00	0,21	0,00
Lithium-Ionen-Batterie	Volllaststunden	68,63	96,00	82,29	183,06	109,85	2100,69	164,67	82,74	86,82	0,00	670,32	0,00
	TWh Einspeisung	0,33	0,57	0,43	3,54	27,81	4,78	5,93	0,17	2,35	0,00	10,89	4,36
	TWh Entnahme	0,31	0,54	0,41	3,36	26,44	4,54	5,64	0,16	2,23	0,00	10,35	4,14
Redox-Flow-Batterie	Volllaststunden	1295,66	1701,78	1520,02	1370,28	1689,55	5223,92	1648,42	1626,59	1665,15	0,00	2292,34	1290,91
	TWh Einspeisung	0,01	0,00	0,01	0,01	0,37	0,33	0,04	0,00	0,02	0,00	0,07	0,00
	TWh Entnahme	0,00	0,00	0,01	0,01	0,28	0,25	0,03	0,00	0,01	0,00	0,05	0,00
Verbrauch	Volllaststunden	230,76	318,60	289,68	413,65	301,70	4086,84	443,99	311,51	309,19	0,00	574,26	0,00
	TWh	64,17	133,47	87,52	49,84	547,00	41,98	677,77	7,16	164,24	100,07	195,72	127,23
Überschüssige Energie	TWh	0,00	0,00	0,00	0,06	0,03	54,21	2,80	0,00	0,00	0,00	24,84	0,01

Fortsetzung auf nächster Seite...

		AT	BE	CH	CZ	DE	DK	FR	LU	NL	NO	PL	SE
Ungedeckte Last	TWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,03	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Import	TWh	22,06	86,74	41,35	16,60	221,86	1,78	119,09	3,97	120,23	35,95	23,48	39,04
Export	TWh	42,07	38,43	32,79	14,22	159,09	54,90	23,84	0,90	98,56	164,04	49,47	76,48

Tabelle A.13: Szenario trend-case: Jahresstromerzeugung, Volllaststunden, Jahresstromverbrauch, überschüssige Energie, ungedeckte Last, Import, Export

		AT	BE	CH	CZ	DE	DK	FR	LU	NL	NO	PL	SE
Wind Onshore	TWh	8,12	24,96	2,14	15,17	146,59	51,09	207,86	1,13	37,64	13,57	173,11	42,25
	Volllaststunden	1179,75	2288,92	1551,86	1482,60	1490,82	2730,82	1673,65	1534,38	2509,66	1114,18	2113,25	1745,20
Wind Offshore	TWh	0,00	11,82	0,00	0,00	166,81	108,12	0,00	0,00	64,01	13,02	0,00	11,38
	Volllaststunden	0,00	3939,12	0,00	0,00	6132,59	4223,54	0,00	0,00	4025,50	4341,31	0,00	3791,86
Photovoltaik	TWh	12,29	23,63	16,55	13,49	96,22	1,73	108,96	1,03	20,23	4,12	24,53	6,46
	Volllaststunden	1016,60	981,03	1103,30	1033,59	975,90	847,52	1057,32	1002,72	909,51	767,17	1012,73	724,38
Laufwasser	TWh	42,14	1,89	23,48	2,59	24,12	0,07	58,76	0,85	0,59	64,55	11,84	13,93
	Volllaststunden	5471,25	6081,35	6907,17	7021,34	5568,49	6108,42	5905,09	5144,65	4471,95	5694,19	5606,30	5693,40
Geothermie	TWh	0,01	0,00	0,00	0,00	24,38	0,00	0,02	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Volllaststunden	8322,00	0,00	0,00	0,00	8320,97	0,00	8322,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Speicherwasser	TWh	11,39	0,00	21,11	1,31	0,00	0,00	33,45	0,00	0,00	134,43	0,00	82,92
	Volllaststunden	2007,00	0,00	2596,00	1603,00	0,00	0,00	1838,00	0,00	0,00	3165,00	0,00	3877,95
Biomasse	TWh	11,92	9,69	3,94	15,02	69,76	4,73	82,29	0,00	7,71	1,37	31,12	7,95
	Volllaststunden	3406,00	2041,00	3153,00	3004,00	2513,89	1260,00	2913,00	0,00	1928,00	2744,00	2184,00	1445,00
Erdgas	TWh	0,18	13,19	12,62	0,39	0,00	0,00	103,19	1,37	12,24	0,00	1,88	0,00
	Volllaststunden	118,59	5277,04	6307,79	221,75	0,00	0,00	6449,35	5473,57	4078,91	0,00	626,58	0,00
Pumpspeicher	TWh Einspeisung	10,06	1,73	5,38	1,92	9,69	0,00	19,63	1,28	0,10	13,98	7,43	0,00
	TWh Entnahme	8,04	1,38	4,30	1,54	7,75	0,00	15,69	1,03	0,08	11,17	5,94	0,00

Fortsetzung auf nächster Seite...

		AT	BE	CH	CZ	DE	DK	FR	LU	NL	NO	PL	SE
Druckluftspeicher	Volllaststunden	748,91	599,98	789,74	859,92	605,13	0,00	1169,08	570,05	556,12	646,10	1567,57	0,00
	TWh Einspeisung	0,01	0,13	0,01	0,42	1,14	1,14	0,13	0,04	0,51	0,00	2,85	0,00
	TWh Entnahme	0,00	0,09	0,01	0,30	0,80	0,80	0,09	0,03	0,35	0,00	1,99	0,00
Wasserstoffspeicher	Volllaststunden	178,99	230,46	213,20	315,24	233,30	3791,95	368,44	195,87	207,42	0,00	1156,32	0,00
	TWh Einspeisung	0,00	0,38	0,00	0,07	2,36	26,22	10,55	0,09	1,48	0,00	0,52	0,00
	TWh Entnahme	0,00	0,15	0,00	0,03	0,94	10,47	4,21	0,04	0,59	0,00	0,21	0,00
Lithium-Ionen-Batterie	Volllaststunden	63,16	84,93	78,92	172,84	93,32	2098,84	162,06	65,89	77,29	0,00	668,44	0,00
	TWh Einspeisung	0,32	0,58	0,44	3,60	28,08	4,77	5,97	0,17	2,44	0,00	10,99	4,19
	TWh Entnahme	0,30	0,56	0,42	3,43	26,70	4,54	5,67	0,17	2,32	0,00	10,45	3,98
Redox-Flow-Batterie	Volllaststunden	1246,12	1752,28	1551,06	1396,31	1705,89	5216,91	1658,27	1654,62	1730,68	0,00	2312,57	1240,15
	TWh Einspeisung	0,01	0,00	0,01	0,01	0,38	0,33	0,04	0,00	0,02	0,00	0,07	0,00
	TWh Entnahme	0,00	0,00	0,01	0,01	0,29	0,24	0,03	0,00	0,01	0,00	0,05	0,00
Verbrauch	Volllaststunden	226,44	331,87	289,41	417,62	307,50	4080,34	444,61	330,17	316,20	0,00	575,19	0,00
	TWh	64,17	133,47	87,52	49,84	547,00	41,98	677,77	7,16	164,24	100,07	195,72	127,23
Überschüssige Energie	TWh	0,00	0,00	0,00	0,05	0,01	54,09	2,79	0,00	0,00	0,00	24,61	0,01

Fortsetzung auf nächster Seite...

		AT	BE	CH	CZ	DE	DK	FR	LU	NL	NO	PL	SE
Ungedeckte Last	TWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,03	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Import	TWh	21,96	87,48	41,72	17,17	218,63	2,05	120,09	3,94	122,37	37,17	30,63	40,28
Export	TWh	41,80	38,54	32,93	14,51	167,10	55,31	23,47	0,82	99,36	165,34	49,57	77,73

Tabelle A.14: Szenario worst-case: Jahresstromerzeugung, Volllaststunden, Jahresstromverbrauch, überschüssige Energie, ungedeckte Last, Import, Export

		AT	BE	CH	CZ	DE	DK	FR	LU	NL	NO	PL	SE
Wind Onshore	TWh	8,12	24,96	2,14	15,17	103,27	51,09	207,86	1,13	37,64	13,57	173,11	42,25
	Volllaststunden	1179,75	2288,92	1551,86	1482,60	1050,26	2730,82	1673,65	1534,38	2509,66	1114,18	2113,25	1745,20
Wind Offshore	TWh	0,00	11,82	0,00	0,00	210,57	108,12	0,00	0,00	64,01	13,02	0,00	11,38
	Volllaststunden	0,00	3939,12	0,00	0,00	7741,38	4223,54	0,00	0,00	4025,50	4341,31	0,00	3791,86
Photovoltaik	TWh	12,29	23,63	16,55	13,49	96,22	1,73	108,96	1,03	20,23	4,12	24,53	6,46
	Volllaststunden	1016,60	981,03	1103,30	1033,59	975,90	847,52	1057,32	1002,72	909,51	767,17	1012,73	724,38
Laufwasser	TWh	42,14	1,89	23,48	2,59	24,12	0,07	58,76	0,85	0,59	64,55	11,84	13,93
	Volllaststunden	5471,25	6081,35	6907,17	7021,34	5568,49	6108,42	5905,09	5144,65	4471,95	5694,19	5606,30	5693,40
Geothermie	TWh	0,01	0,00	0,00	0,00	24,38	0,00	0,02	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Volllaststunden	8322,00	0,00	0,00	0,00	8320,97	0,00	8322,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Speicherwasser	TWh	11,39	0,00	21,11	1,31	0,00	0,00	33,45	0,00	0,00	134,43	0,00	82,92
	Volllaststunden	2007,00	0,00	2596,00	1603,00	0,00	0,00	1838,00	0,00	0,00	3165,00	0,00	3877,95
Biomasse	TWh	11,92	9,69	3,94	15,02	69,76	4,73	82,29	0,00	7,71	1,37	31,12	7,95
	Volllaststunden	3406,00	2041,00	3153,00	3004,00	2513,89	1260,00	2913,00	0,00	1928,00	2744,00	2184,00	1445,00
Erdgas	TWh	0,22	13,24	12,70	0,46	0,00	0,00	103,12	1,39	11,92	0,00	1,57	0,00
	Volllaststunden	146,29	5296,68	6350,95	264,57	0,00	0,00	6444,98	5568,86	3972,84	0,00	521,84	0,00
Pumpspeicher	TWh Einspeisung	9,27	1,63	5,20	1,77	8,71	0,00	19,39	1,19	0,09	12,56	7,28	0,00
	TWh Entnahme	7,41	1,30	4,15	1,42	6,96	0,00	15,49	0,95	0,07	10,03	5,81	0,00

Fortsetzung auf nächster Seite...

		AT	BE	CH	CZ	DE	DK	FR	LU	NL	NO	PL	SE
Druckluftspeicher	Volllaststunden	690,65	564,33	763,06	793,04	543,61	0,00	1154,57	527,90	525,87	580,34	1534,28	0,00
	TWh Einspeisung	0,01	0,12	0,01	0,36	0,95	1,10	0,12	0,03	0,41	0,00	2,80	0,00
	TWh Entnahme	0,00	0,09	0,01	0,26	0,67	0,77	0,09	0,02	0,28	0,00	1,96	0,00
Wasserstoffspeicher	Volllaststunden	161,48	210,84	199,77	272,72	193,97	3671,34	348,28	168,26	166,56	0,00	1136,28	0,00
	TWh Einspeisung	0,00	0,33	0,00	0,06	1,93	26,17	10,15	0,08	1,30	0,00	0,51	0,00
	TWh Entnahme	0,00	0,13	0,00	0,02	0,77	10,45	4,05	0,03	0,52	0,00	0,20	0,00
Lithium-Ionen-Batterie	Volllaststunden	56,11	72,26	68,96	139,01	76,24	2094,60	156,00	56,72	67,78	0,00	652,25	0,00
	TWh Einspeisung	0,32	0,58	0,43	3,56	27,45	4,77	5,89	0,17	2,40	0,00	10,92	3,89
	TWh Entnahme	0,31	0,55	0,41	3,38	26,09	4,54	5,60	0,16	2,29	0,00	10,38	3,69
Redox-Flow-Batterie	Volllaststunden	1275,25	1729,51	1523,55	1377,76	1667,24	5213,31	1636,87	1626,49	1703,19	0,00	2297,52	1150,95
	TWh Einspeisung	0,01	0,00	0,01	0,01	0,33	0,33	0,03	0,00	0,02	0,00	0,07	0,00
	TWh Entnahme	0,00	0,00	0,01	0,01	0,25	0,25	0,03	0,00	0,01	0,00	0,05	0,00
Verbrauch	Volllaststunden	201,94	301,17	268,51	386,30	265,43	4111,28	430,59	269,45	293,72	0,00	569,10	0,00
	TWh	64,17	133,47	87,52	49,84	547,00	41,98	677,77	7,16	164,24	100,07	195,72	127,23
Überschüssige Energie	TWh	0,00	0,00	0,00	0,03	0,00	54,00	2,79	0,00	0,00	0,00	24,36	0,00

Fortsetzung auf nächster Seite...

		AT	BE	CH	CZ	DE	DK	FR	LU	NL	NO	PL	SE
Ungedeckte Last	TWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,03	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Import	TWh	20,91	87,93	41,16	17,11	219,73	1,86	120,04	3,79	123,87	37,20	30,82	40,48
Export	TWh	40,94	39,10	32,49	14,60	167,13	55,25	23,64	0,73	100,68	165,66	49,75	77,94

A.5.2 Ergebnisse Stromnetz: Leitungsauslastung

Tabelle A.15: Basisszenario: Netzauslastung aller Netzverbindungen

Region Start-punkt	Region End-punkt	Kapazität (MW)	Maximale Auslas-tung absolut (MW)	Maximale Auslas-tung relativ	Summe Strom-menge (TWh)	Relative Jahres-auslastung
AT	CH	2.400	2.400	1,00	18,22	0,87
AT	CZ	2.100	2.100	1,00	0,64	0,03
AT	DEdr10	10.500	7.269	0,69	1,38	0,02
AT	DEdr12	2.800	2.800	1,00	18,76	0,76
AT	DEdr18	5.500	3.216	0,58	0,06	0,00
BE	DEdr08	6.000	6.000	1,00	1,52	0,03
BE	FR	7.600	7.600	1,00	33,22	0,50
BE	LU	700	700	1,00	0,94	0,15
BE	NL	13.500	13.500	1,00	1,19	0,01
CH	AT	2.400	2.400	1,00	0,58	0,03
CH	DEdr12	6.000	6.000	1,00	1,08	0,02
CH	FR	9.500	9.500	1,00	29,50	0,35
CZ	AT	2.100	2.100	1,00	5,61	0,30
CZ	DEdr04	1.700	1.700	1,00	0,79	0,05
CZ	DEdr17	2.000	2.000	1,00	3,96	0,23
CZ	PL	4.100	4.100	1,00	2,90	0,08
DEdr01	DEdr03	7.884	7.884	1,00	39,76	0,58
DEdr01	DEdr04	4.418	4.418	1,00	9,93	0,26
DEdr01	DEdr14	3.685	3.685	1,00	4,25	0,13
DEdr01	DEdr15	5.342	5.342	1,00	34,80	0,74
DEdr01	DK	600	600	1,00	0,08	0,02
DEdr01	PL	3.400	3.400	1,00	16,92	0,57
DEdr01	SE	11.000	11.000	1,00	7,18	0,07
DEdr02	DEdr13	4.028	1.846	0,46	0,01	0,00
DEdr02	DEdr14	2.684	2.684	1,00	1,69	0,07
DEdr03	DEdr01	7.884	6.271	0,80	0,05	0,00
DEdr03	DEdr04	17.252	17.252	1,00	1,79	0,01
DEdr03	DEdr10	3.583	3.583	1,00	10,79	0,34
DEdr03	DEdr16	10.342	10.342	1,00	39,66	0,44
DEdr03	DEdr17	5.370	5.370	1,00	9,64	0,20
DEdr04	CZ	1.700	1.700	1,00	2,74	0,18
DEdr04	DEdr01	4.418	4.418	1,00	0,76	0,02

Fortsetzung auf nächster Seite...

Region Start-punkt	Region End-punkt	Kapazität (MW)	Maximale Auslas-tung absolut (MW)	Maximale Auslas-tung relativ	Summe Strom-menge (TWh)	Relative Jahres-auslastung
DEdr04	DEdr03	17.252	17.252	1,00	23,02	0,15
DEdr04	PL	11.700	11.700	1,00	6,34	0,06
DEdr05	DEdr06	4.418	4.418	1,00	24,26	0,63
DEdr05	DEdr07	3.466	3.466	1,00	9,39	0,31
DEdr05	DEdr14	5.760	0	0,00	0,00	0,00
DEdr05	DEdr15	3.251	3.251	1,00	0,05	0,00
DEdr06	DEdr05	4.418	4.418	1,00	0,02	0,00
DEdr06	DEdr07	15.593	5.937	0,38	0,07	0,00
DEdr06	DEdr08	15.766	8.334	0,53	1,21	0,01
DEdr06	DEdr11	2.000	2.000	1,00	2,68	0,15
DEdr06	DEdr14	2.000	2.000	1,00	0,02	0,00
DEdr06	NL	3.550	3.550	1,00	1,36	0,04
DEdr07	DEdr05	3.466	3.466	1,00	0,02	0,00
DEdr07	DEdr06	15.593	8.249	0,53	1,72	0,01
DEdr07	DEdr08	2.513	2.513	1,00	4,23	0,19
DEdr07	DEdr15	1.343	1.343	1,00	0,02	0,00
DEdr07	DEdr16	2.685	2.685	1,00	0,05	0,00
DEdr08	BE	6.000	6.000	1,00	5,78	0,11
DEdr08	DEdr06	15.766	10.243	0,65	0,54	0,00
DEdr08	DEdr07	2.513	2.513	1,00	0,51	0,02
DEdr08	DEdr09	8.836	8.836	1,00	1,61	0,02
DEdr08	DEdr16	2.685	2.685	1,00	0,18	0,01
DEdr08	NL	3.550	3.550	1,00	0,29	0,01
DEdr09	DEdr08	8.836	8.836	1,00	2,38	0,03
DEdr09	DEdr11	10.574	10.574	1,00	3,21	0,03
DEdr09	DEdr16	8.491	6.823	0,80	0,66	0,01
DEdr09	DEdr17	2.685	2.685	1,00	0,32	0,01
DEdr09	FR	7.100	7.100	1,00	45,40	0,73
DEdr09	LU	2.900	2.900	1,00	2,96	0,12
DEdr10	AT	10.500	10.500	1,00	3,83	0,04
DEdr10	DEdr03	3.583	3.583	1,00	0,45	0,01
DEdr10	DEdr11	1.343	1.343	1,00	3,00	0,26
DEdr10	DEdr12	1.733	1.733	1,00	12,77	0,84
DEdr10	DEdr18	2.685	2.685	1,00	0,03	0,00
DEdr11	DEdr06	2.000	2.000	1,00	2,18	0,12
DEdr11	DEdr09	10.574	7.496	0,71	9,80	0,11

Fortsetzung auf nächster Seite...

Region Start-punkt	Region End-punkt	Kapazität (MW)	Maximale Auslas-tung absolut (MW)	Maximale Auslas-tung relativ	Summe Strom-menge (TWh)	Relative Jahres-auslastung
DEdr11	DEdr10	1.343	1.343	1,00	0,16	0,01
DEdr11	DEdr12	17.767	17.767	1,00	20,23	0,13
DEdr11	DEdr13	4.000	4.000	1,00	0,05	0,00
DEdr11	DEdr17	2.686	2.686	1,00	0,07	0,00
DEdr12	AT	2.800	2.800	1,00	0,38	0,02
DEdr12	CH	6.000	6.000	1,00	13,36	0,25
DEdr12	DEdr10	1.733	1.733	1,00	0,11	0,01
DEdr12	DEdr11	17.767	7.175	0,40	0,39	0,00
DEdr12	FR	1.800	1.800	1,00	11,70	0,74
DEdr13	DEdr02	4.028	4.028	1,00	9,32	0,26
DEdr13	DEdr11	4.000	4.000	1,00	33,21	0,95
DEdr13	DEdr14	8.835	8.835	1,00	38,92	0,50
DEdr13	DEdr17	4.000	4.000	1,00	29,89	0,85
DEdr13	DK	3.000	3.000	1,00	0,10	0,00
DEdr13	NO	10.400	10.400	1,00	16,32	0,18
DEdr13	SE	5.200	5.200	1,00	2,00	0,04
DEdr14	DEdr01	3.685	3.685	1,00	0,66	0,02
DEdr14	DEdr02	2.684	2.685	1,00	1,42	0,06
DEdr14	DEdr05	5.760	5.760	1,00	40,53	0,80
DEdr14	DEdr06	2.000	2.000	1,00	16,99	0,97
DEdr14	DEdr13	8.835	8.835	1,00	1,76	0,02
DEdr14	DEdr15	10.354	10.354	1,00	27,63	0,30
DEdr14	NL	1.400	1.400	1,00	10,26	0,84
DEdr15	DEdr01	5.342	5.342	1,00	0,12	0,00
DEdr15	DEdr05	3.251	3.251	1,00	5,20	0,18
DEdr15	DEdr07	1.343	1.343	1,00	10,59	0,90
DEdr15	DEdr14	10.354	8.471	0,82	0,07	0,00
DEdr15	DEdr16	9.225	9.225	1,00	38,50	0,48
DEdr16	DEdr03	10.342	10.342	1,00	0,31	0,00
DEdr16	DEdr07	2.685	2.685	1,00	5,03	0,21
DEdr16	DEdr08	2.685	2.685	1,00	15,87	0,67
DEdr16	DEdr09	8.491	8.491	1,00	47,64	0,64
DEdr16	DEdr15	9.225	8.692	0,94	0,18	0,00
DEdr16	DEdr17	3.465	3.465	1,00	1,02	0,03
DEdr17	CZ	2.000	2.000	1,00	1,11	0,06
DEdr17	DEdr03	5.370	5.370	1,00	0,27	0,01

Fortsetzung auf nächster Seite...

Region Start-punkt	Region End-punkt	Kapazität (MW)	Maximale Auslas-tung absolut (MW)	Maximale Auslas-tung relativ	Summe Strom-menge (TWh)	Relative Jahres-auslastung
DEdr17	DEdr09	2.685	2.685	1,00	20,00	0,85
DEdr17	DEdr11	2.686	2.686	1,00	8,73	0,37
DEdr17	DEdr13	4.000	4.000	1,00	0,24	0,01
DEdr17	DEdr16	3.465	3.465	1,00	3,75	0,12
DEdr17	DEdr18	5.978	5.978	1,00	5,77	0,11
DEdr18	AT	5.500	5.500	1,00	10,18	0,21
DEdr18	DEdr10	2.685	2.685	1,00	8,21	0,35
DEdr18	DEdr17	5.978	5.978	1,00	4,88	0,09
DEdr19	DEdr01	4.190	4.190	1,00	16,92	0,46
DEdr19	DK	4.190	4.190	1,00	0,37	0,01
DEdr20	DEdr13	8.380	8.381	1,00	43,68	0,60
DEdr21	DEdr14	8.380	8.381	1,00	43,17	0,59
DK	DEdr01	600	600	1,00	4,76	0,91
DK	DEdr13	3.000	3.000	1,00	22,50	0,86
DK	NO	1.700	1.700	1,00	10,27	0,69
DK	SE	2.440	2.440	1,00	15,81	0,74
FR	BE	7.600	7.600	1,00	6,27	0,09
FR	CH	9.500	9.500	1,00	9,41	0,11
FR	DEdr09	7.100	7.100	1,00	4,68	0,08
FR	DEdr12	1.800	1.800	1,00	1,48	0,09
LU	BE	700	700	1,00	0,63	0,10
LU	DEdr09	2.900	1.695	0,58	0,06	0,00
NL	BE	13.500	13.500	1,00	74,57	0,63
NL	DEdr06	3.550	3.550	1,00	4,67	0,15
NL	DEdr08	3.550	3.550	1,00	10,41	0,33
NL	DEdr14	1.400	1.400	1,00	0,19	0,02
NL	NO	14.700	14.700	1,00	1,77	0,01
NO	DEdr13	10.400	10.400	1,00	40,74	0,45
NO	DK	1.700	1.700	1,00	1,00	0,07
NO	NL	14.700	14.700	1,00	104,76	0,81
NO	SE	4.098	4.098	1,00	12,62	0,35
PL	CZ	4.100	4.100	1,00	11,91	0,33
PL	DEdr01	3.400	3.400	1,00	7,13	0,24
PL	DEdr04	11.700	11.700	1,00	26,43	0,26
PL	SE	600	600	1,00	1,24	0,24
SE	DEdr01	11.000	11.000	1,00	53,85	0,56

Fortsetzung auf nächster Seite...

Region Start-punkt	Region End-punkt	Kapazität (MW)	Maximale Auslas-tung absolut (MW)	Maximale Auslas-tung relativ	Summe Strom-menge (TWh)	Relative Jahres-auslastung
SE	DEdr13	5.200	5.200	1,00	8,43	0,19
SE	DK	2.440	2.440	1,00	0,35	0,02
SE	NO	4.098	4.098	1,00	7,96	0,22
SE	PL	600	600	1,00	3,32	0,63

Tabelle A.16: Szenario best-case: Netzauslastung aller Netzverbindungen

Region Start-punkt	Region End-punkt	Kapazität (MW)	Maximale Auslas-tung absolut (MW)	Maximale Auslas-tung relativ	Summe Strom-menge (TWh)	Relative Jahres-auslastung
AT	CH	2.400	2.400	1,00	18,40	0,88
AT	CZ	2.100	2.100	1,00	0,54	0,03
AT	DEdr10	10.500	7.250	0,69	1,44	0,02
AT	DEdr12	2.800	2.800	1,00	19,47	0,79
AT	DEdr18	5.500	2.939	0,53	0,05	0,00
BE	DEdr08	6.000	6.000	1,00	1,97	0,04
BE	FR	7.600	7.600	1,00	31,97	0,48
BE	LU	700	700	1,00	0,84	0,14
BE	NL	13.500	13.500	1,00	1,19	0,01
CH	AT	2.400	2.400	1,00	0,52	0,02
CH	DEdr12	6.000	6.000	1,00	1,14	0,02
CH	FR	9.500	9.500	1,00	29,52	0,35
CZ	AT	2.100	2.100	1,00	5,40	0,29
CZ	DEdr04	1.700	1.700	1,00	0,84	0,06
CZ	DEdr17	2.000	2.000	1,00	4,62	0,26
CZ	PL	4.100	4.100	1,00	1,67	0,05
DEdr01	DEdr03	7.884	7.884	1,00	47,30	0,68
DEdr01	DEdr04	4.418	4.418	1,00	9,31	0,24
DEdr01	DEdr14	3.685	3.685	1,00	8,67	0,27
DEdr01	DEdr15	5.342	5.342	1,00	41,06	0,88
DEdr01	DK	600	600	1,00	0,10	0,02
DEdr01	PL	3.400	3.400	1,00	11,48	0,39
DEdr01	SE	11.000	11.000	1,00	9,72	0,10
DEdr02	DEdr13	4.028	1.867	0,46	0,02	0,00
DEdr02	DEdr14	2.684	2.684	1,00	0,52	0,02
DEdr03	DEdr01	7.884	7.884	1,00	0,08	0,00
DEdr03	DEdr04	17.252	17.252	1,00	1,14	0,01
DEdr03	DEdr10	3.583	3.583	1,00	8,84	0,28
DEdr03	DEdr16	10.342	10.342	1,00	48,22	0,53
DEdr03	DEdr17	5.370	5.370	1,00	7,47	0,16
DEdr04	CZ	1.700	1.700	1,00	2,32	0,16
DEdr04	DEdr01	4.418	4.418	1,00	0,71	0,02
DEdr04	DEdr03	17.252	17.252	1,00	25,37	0,17
DEdr04	PL	11.700	11.700	1,00	4,49	0,04

Fortsetzung auf nächster Seite...

Region Start-punkt	Region End-punkt	Kapazität (MW)	Maximale Auslas-tung absolut (MW)	Maximale Auslas-tung relativ	Summe Strom-menge (TWh)	Relative Jahres-auslastung
DEdr05	DEdr06	4.418	4.418	1,00	23,65	0,61
DEdr05	DEdr07	3.466	3.466	1,00	7,09	0,23
DEdr05	DEdr14	5.760	3.777	0,66	0,01	0,00
DEdr05	DEdr15	3.251	3.251	1,00	0,01	0,00
DEdr06	DEdr05	4.418	4.418	1,00	0,05	0,00
DEdr06	DEdr07	15.593	7.629	0,49	0,08	0,00
DEdr06	DEdr08	15.766	6.535	0,41	0,57	0,00
DEdr06	DEdr11	2.000	2.000	1,00	1,59	0,09
DEdr06	DEdr14	2.000	2.000	1,00	0,01	0,00
DEdr06	NL	3.550	3.550	1,00	0,93	0,03
DEdr07	DEdr05	3.466	3.466	1,00	0,03	0,00
DEdr07	DEdr06	15.593	6.518	0,42	1,46	0,01
DEdr07	DEdr08	2.513	2.513	1,00	3,22	0,15
DEdr07	DEdr15	1.343	1.343	1,00	0,02	0,00
DEdr07	DEdr16	2.685	2.685	1,00	0,02	0,00
DEdr08	BE	6.000	6.000	1,00	4,71	0,09
DEdr08	DEdr06	15.766	12.227	0,78	0,75	0,01
DEdr08	DEdr07	2.513	2.513	1,00	0,53	0,02
DEdr08	DEdr09	8.836	8.836	1,00	1,06	0,01
DEdr08	DEdr16	2.685	2.685	1,00	0,12	0,01
DEdr08	NL	3.550	3.550	1,00	0,24	0,01
DEdr09	DEdr08	8.836	8.836	1,00	2,53	0,03
DEdr09	DEdr11	10.574	10.574	1,00	1,43	0,02
DEdr09	DEdr16	8.491	8.491	1,00	0,64	0,01
DEdr09	DEdr17	2.685	2.685	1,00	0,17	0,01
DEdr09	FR	7.100	7.100	1,00	45,27	0,73
DEdr09	LU	2.900	2.900	1,00	2,88	0,11
DEdr10	AT	10.500	10.410	0,99	3,91	0,04
DEdr10	DEdr03	3.583	3.583	1,00	0,57	0,02
DEdr10	DEdr11	1.343	1.343	1,00	3,47	0,29
DEdr10	DEdr12	1.733	1.733	1,00	12,99	0,86
DEdr10	DEdr18	2.685	2.685	1,00	0,01	0,00
DEdr11	DEdr06	2.000	2.000	1,00	3,04	0,17
DEdr11	DEdr09	10.574	8.842	0,84	10,85	0,12
DEdr11	DEdr10	1.343	1.343	1,00	0,06	0,01
DEdr11	DEdr12	17.767	15.653	0,88	16,57	0,11

Fortsetzung auf nächster Seite...

Region Start-punkt	Region End-punkt	Kapazität (MW)	Maximale Auslas-tung absolut (MW)	Maximale Auslas-tung relativ	Summe Strom-menge (TWh)	Relative Jahres-auslastung
DEdr11	DEdr13	4.000	4.000	1,00	0,08	0,00
DEdr11	DEdr17	2.686	2.686	1,00	0,02	0,00
DEdr12	AT	2.800	2.800	1,00	0,20	0,01
DEdr12	CH	6.000	6.000	1,00	13,26	0,25
DEdr12	DEdr10	1.733	1.733	1,00	0,10	0,01
DEdr12	DEdr11	17.767	9.316	0,52	0,59	0,00
DEdr12	FR	1.800	1.800	1,00	11,70	0,74
DEdr13	DEdr02	4.028	4.028	1,00	8,89	0,25
DEdr13	DEdr11	4.000	4.000	1,00	32,74	0,93
DEdr13	DEdr14	8.835	8.835	1,00	38,92	0,50
DEdr13	DEdr17	4.000	4.000	1,00	27,15	0,77
DEdr13	DK	3.000	3.000	1,00	0,11	0,00
DEdr13	NO	10.400	10.400	1,00	13,05	0,14
DEdr13	SE	5.200	5.200	1,00	0,77	0,02
DEdr14	DEdr01	3.685	3.685	1,00	0,23	0,01
DEdr14	DEdr02	2.684	2.685	1,00	1,15	0,05
DEdr14	DEdr05	5.760	5.760	1,00	40,35	0,80
DEdr14	DEdr06	2.000	2.000	1,00	16,97	0,97
DEdr14	DEdr13	8.835	8.835	1,00	0,67	0,01
DEdr14	DEdr15	10.354	10.354	1,00	17,79	0,20
DEdr14	NL	1.400	1.400	1,00	9,70	0,79
DEdr15	DEdr01	5.342	5.342	1,00	0,01	0,00
DEdr15	DEdr05	3.251	3.251	1,00	5,84	0,21
DEdr15	DEdr07	1.343	1.343	1,00	10,63	0,90
DEdr15	DEdr14	10.354	10.354	1,00	0,20	0,00
DEdr15	DEdr16	9.225	9.225	1,00	28,33	0,35
DEdr16	DEdr03	10.342	10.342	1,00	0,16	0,00
DEdr16	DEdr07	2.685	2.685	1,00	5,90	0,25
DEdr16	DEdr08	2.685	2.685	1,00	15,99	0,68
DEdr16	DEdr09	8.491	8.491	1,00	47,96	0,64
DEdr16	DEdr15	9.225	7.772	0,84	0,22	0,00
DEdr16	DEdr17	3.465	3.465	1,00	0,23	0,01
DEdr17	CZ	2.000	2.000	1,00	0,87	0,05
DEdr17	DEdr03	5.370	5.370	1,00	0,32	0,01
DEdr17	DEdr09	2.685	2.685	1,00	21,06	0,90
DEdr17	DEdr11	2.686	2.686	1,00	9,64	0,41

Fortsetzung auf nächster Seite...

Region Start-punkt	Region End-punkt	Kapazität (MW)	Maximale Auslas-tung absolut (MW)	Maximale Auslas-tung relativ	Summe Strom-menge (TWh)	Relative Jahres-auslastung
DEdr17	DEdr13	4.000	4.000	1,00	0,71	0,02
DEdr17	DEdr16	3.465	3.465	1,00	6,55	0,22
DEdr17	DEdr18	5.978	5.978	1,00	3,79	0,07
DEdr18	AT	5.500	5.500	1,00	11,02	0,23
DEdr18	DEdr10	2.685	2.685	1,00	9,51	0,40
DEdr18	DEdr17	5.978	5.978	1,00	6,41	0,12
DEdr19	DEdr01	4.190	4.190	1,00	16,80	0,46
DEdr19	DK	4.190	4.190	1,00	0,49	0,01
DEdr20	DEdr13	8.380	8.381	1,00	43,68	0,60
DEdr21	DEdr14	8.380	8.381	1,00	43,17	0,59
DK	DEdr01	600	600	1,00	4,69	0,89
DK	DEdr13	3.000	3.000	1,00	22,57	0,86
DK	NO	1.700	1.700	1,00	10,29	0,69
DK	SE	2.440	2.440	1,00	15,32	0,72
FR	BE	7.600	7.600	1,00	6,87	0,10
FR	CH	9.500	9.500	1,00	9,02	0,11
FR	DEdr09	7.100	7.100	1,00	5,25	0,08
FR	DEdr12	1.800	1.800	1,00	1,50	0,10
LU	BE	700	700	1,00	0,59	0,10
LU	DEdr09	2.900	1.660	0,57	0,07	0,00
NL	BE	13.500	13.500	1,00	73,14	0,62
NL	DEdr06	3.550	3.550	1,00	6,81	0,22
NL	DEdr08	3.550	3.550	1,00	11,78	0,38
NL	DEdr14	1.400	1.400	1,00	0,22	0,02
NL	NO	14.700	14.700	1,00	1,57	0,01
NO	DEdr13	10.400	10.400	1,00	41,32	0,45
NO	DK	1.700	1.700	1,00	0,50	0,03
NO	NL	14.700	14.700	1,00	105,86	0,82
NO	SE	4.098	4.098	1,00	10,09	0,28
PL	CZ	4.100	4.100	1,00	11,59	0,32
PL	DEdr01	3.400	3.400	1,00	6,77	0,23
PL	DEdr04	11.700	11.700	1,00	26,96	0,26
PL	SE	600	600	1,00	1,24	0,24
SE	DEdr01	11.000	11.000	1,00	47,65	0,49
SE	DEdr13	5.200	5.200	1,00	11,44	0,25
SE	DK	2.440	2.440	1,00	0,27	0,01

Fortsetzung auf nächster Seite...

Region Start-punkt	Region End-punkt	Kapazität (MW)	Maximale Auslas-tung absolut (MW)	Maximale Auslas-tung relativ	Summe Strom-menge (TWh)	Relative Jahres-auslastung
SE	NO	4.098	4.098	1,00	9,62	0,27
SE	PL	600	600	1,00	3,26	0,62

Tabelle A.17: Szenario best-case plus: Netzauslastung aller Netzverbindungen

Region Start-punkt	Region End-punkt	Kapazität (MW)	Maximale Auslas-tung absolut (MW)	Maximale Auslas-tung relativ	Summe Strom-menge (TWh)	Relative Jahres-auslastung
AT	CH	2.400	2.400	1,00	18,39	0,87
AT	CZ	2.100	2.100	1,00	0,55	0,03
AT	DEdr10	10.500	7.266	0,69	1,41	0,02
AT	DEdr12	2.800	2.800	1,00	19,36	0,79
AT	DEdr18	5.500	2.740	0,50	0,05	0,00
BE	DEdr08	6.000	6.000	1,00	1,88	0,04
BE	FR	7.600	7.600	1,00	32,19	0,48
BE	LU	700	700	1,00	0,88	0,14
BE	NL	13.500	13.500	1,00	1,19	0,01
CH	AT	2.400	2.400	1,00	0,50	0,02
CH	DEdr12	6.000	6.000	1,00	1,16	0,02
CH	FR	9.500	9.500	1,00	29,46	0,35
CZ	AT	2.100	2.100	1,00	5,44	0,30
CZ	DEdr04	1.700	1.700	1,00	0,84	0,06
CZ	DEdr17	2.000	2.000	1,00	4,79	0,27
CZ	PL	4.100	4.100	1,00	1,74	0,05
DEdr01	DEdr03	7.884	7.884	1,00	45,57	0,66
DEdr01	DEdr04	4.418	4.418	1,00	9,40	0,24
DEdr01	DEdr14	3.685	3.685	1,00	7,77	0,24
DEdr01	DEdr15	5.342	5.342	1,00	40,80	0,87
DEdr01	DK	600	600	1,00	0,09	0,02
DEdr01	PL	3.400	3.400	1,00	12,60	0,42
DEdr01	SE	11.000	11.000	1,00	8,79	0,09
DEdr02	DEdr13	4.028	1.952	0,48	0,02	0,00
DEdr02	DEdr14	2.684	2.684	1,00	0,68	0,03
DEdr03	DEdr01	7.884	7.884	1,00	0,05	0,00
DEdr03	DEdr04	17.252	15.369	0,89	1,19	0,01
DEdr03	DEdr10	3.583	3.583	1,00	9,16	0,29
DEdr03	DEdr16	10.342	10.342	1,00	46,14	0,51
DEdr03	DEdr17	5.370	5.370	1,00	7,49	0,16
DEdr04	CZ	1.700	1.700	1,00	2,42	0,16
DEdr04	DEdr01	4.418	4.418	1,00	0,72	0,02
DEdr04	DEdr03	17.252	17.252	1,00	24,51	0,16
DEdr04	PL	11.700	11.700	1,00	4,55	0,04

Fortsetzung auf nächster Seite...

Region Start-punkt	Region End-punkt	Kapazität (MW)	Maximale Auslas-tung absolut (MW)	Maximale Auslas-tung relativ	Summe Strom-menge (TWh)	Relative Jahres-auslastung
DEdr05	DEdr06	4.418	4.418	1,00	23,54	0,61
DEdr05	DEdr07	3.466	3.466	1,00	8,38	0,28
DEdr05	DEdr14	5.760	2.633	0,46	0,01	0,00
DEdr05	DEdr15	3.251	3.251	1,00	0,02	0,00
DEdr06	DEdr05	4.418	4.418	1,00	0,06	0,00
DEdr06	DEdr07	15.593	4.386	0,28	0,05	0,00
DEdr06	DEdr08	15.766	5.752	0,36	0,61	0,00
DEdr06	DEdr11	2.000	2.000	1,00	1,70	0,10
DEdr06	DEdr14	2.000	2.000	1,00	0,01	0,00
DEdr06	NL	3.550	3.550	1,00	0,93	0,03
DEdr07	DEdr05	3.466	3.466	1,00	0,01	0,00
DEdr07	DEdr06	15.593	7.617	0,49	1,39	0,01
DEdr07	DEdr08	2.513	2.513	1,00	3,22	0,15
DEdr07	DEdr15	1.343	1.343	1,00	0,01	0,00
DEdr07	DEdr16	2.685	2.685	1,00	0,02	0,00
DEdr08	BE	6.000	6.000	1,00	4,84	0,09
DEdr08	DEdr06	15.766	10.211	0,65	0,67	0,00
DEdr08	DEdr07	2.513	2.513	1,00	0,59	0,03
DEdr08	DEdr09	8.836	8.836	1,00	1,13	0,01
DEdr08	DEdr16	2.685	2.685	1,00	0,12	0,01
DEdr08	NL	3.550	3.550	1,00	0,22	0,01
DEdr09	DEdr08	8.836	8.836	1,00	2,60	0,03
DEdr09	DEdr11	10.574	10.574	1,00	1,56	0,02
DEdr09	DEdr16	8.491	8.491	1,00	0,62	0,01
DEdr09	DEdr17	2.685	2.685	1,00	0,17	0,01
DEdr09	FR	7.100	7.100	1,00	45,25	0,73
DEdr09	LU	2.900	2.900	1,00	2,87	0,11
DEdr10	AT	10.500	8.551	0,81	3,87	0,04
DEdr10	DEdr03	3.583	3.583	1,00	0,57	0,02
DEdr10	DEdr11	1.343	1.343	1,00	3,47	0,29
DEdr10	DEdr12	1.733	1.733	1,00	13,03	0,86
DEdr10	DEdr18	2.685	2.685	1,00	0,01	0,00
DEdr11	DEdr06	2.000	2.000	1,00	2,87	0,16
DEdr11	DEdr09	10.574	7.567	0,72	10,60	0,11
DEdr11	DEdr10	1.343	1.343	1,00	0,08	0,01
DEdr11	DEdr12	17.767	16.565	0,93	16,93	0,11

Fortsetzung auf nächster Seite...

Region Start-punkt	Region End-punkt	Kapazität (MW)	Maximale Auslas-tung absolut (MW)	Maximale Auslas-tung relativ	Summe Strom-menge (TWh)	Relative Jahres-auslastung
DEdr11	DEdr13	4.000	4.000	1,00	0,07	0,00
DEdr11	DEdr17	2.686	2.686	1,00	0,03	0,00
DEdr12	AT	2.800	2.800	1,00	0,25	0,01
DEdr12	CH	6.000	6.000	1,00	13,16	0,25
DEdr12	DEdr10	1.733	1.733	1,00	0,09	0,01
DEdr12	DEdr11	17.767	9.025	0,51	0,54	0,00
DEdr12	FR	1.800	1.800	1,00	11,67	0,74
DEdr13	DEdr02	4.028	4.028	1,00	8,95	0,25
DEdr13	DEdr11	4.000	4.000	1,00	32,87	0,94
DEdr13	DEdr14	8.835	8.835	1,00	39,81	0,51
DEdr13	DEdr17	4.000	4.000	1,00	27,77	0,79
DEdr13	DK	3.000	3.000	1,00	0,10	0,00
DEdr13	NO	10.400	10.400	1,00	13,99	0,15
DEdr13	SE	5.200	5.200	1,00	0,91	0,02
DEdr14	DEdr01	3.685	3.685	1,00	0,25	0,01
DEdr14	DEdr02	2.684	2.685	1,00	1,15	0,05
DEdr14	DEdr05	5.760	5.760	1,00	40,90	0,81
DEdr14	DEdr06	2.000	2.000	1,00	17,00	0,97
DEdr14	DEdr13	8.835	8.835	1,00	0,66	0,01
DEdr14	DEdr15	10.354	10.354	1,00	20,18	0,22
DEdr14	NL	1.400	1.400	1,00	9,77	0,80
DEdr15	DEdr01	5.342	5.342	1,00	0,04	0,00
DEdr15	DEdr05	3.251	3.251	1,00	6,02	0,21
DEdr15	DEdr07	1.343	1.343	1,00	10,61	0,90
DEdr15	DEdr14	10.354	9.700	0,94	0,12	0,00
DEdr15	DEdr16	9.225	9.225	1,00	30,63	0,38
DEdr16	DEdr03	10.342	10.342	1,00	0,15	0,00
DEdr16	DEdr07	2.685	2.685	1,00	5,78	0,25
DEdr16	DEdr08	2.685	2.685	1,00	16,03	0,68
DEdr16	DEdr09	8.491	8.491	1,00	48,05	0,65
DEdr16	DEdr15	9.225	7.028	0,76	0,21	0,00
DEdr16	DEdr17	3.465	3.465	1,00	0,29	0,01
DEdr17	CZ	2.000	2.000	1,00	0,96	0,05
DEdr17	DEdr03	5.370	5.370	1,00	0,30	0,01
DEdr17	DEdr09	2.685	2.685	1,00	20,93	0,89
DEdr17	DEdr11	2.686	2.686	1,00	9,41	0,40

Fortsetzung auf nächster Seite...

Region Start-punkt	Region End-punkt	Kapazität (MW)	Maximale Auslas-tung absolut (MW)	Maximale Auslas-tung relativ	Summe Strom-menge (TWh)	Relative Jahres-auslastung
DEdr17	DEdr13	4.000	4.000	1,00	0,55	0,02
DEdr17	DEdr16	3.465	3.465	1,00	6,52	0,21
DEdr17	DEdr18	5.978	5.978	1,00	4,02	0,08
DEdr18	AT	5.500	5.500	1,00	10,95	0,23
DEdr18	DEdr10	2.685	2.685	1,00	9,46	0,40
DEdr18	DEdr17	5.978	5.978	1,00	6,29	0,12
DEdr19	DEdr01	4.190	4.190	1,00	16,84	0,46
DEdr19	DK	4.190	4.190	1,00	0,45	0,01
DEdr20	DEdr13	8.380	8.381	1,00	43,68	0,60
DEdr21	DEdr14	8.380	8.381	1,00	43,17	0,59
DK	DEdr01	600	600	1,00	4,71	0,90
DK	DEdr13	3.000	3.000	1,00	22,48	0,86
DK	NO	1.700	1.700	1,00	10,28	0,69
DK	SE	2.440	2.440	1,00	15,47	0,72
FR	BE	7.600	7.600	1,00	6,73	0,10
FR	CH	9.500	9.500	1,00	9,11	0,11
FR	DEdr09	7.100	7.100	1,00	5,25	0,08
FR	DEdr12	1.800	1.800	1,00	1,52	0,10
LU	BE	700	700	1,00	0,57	0,09
LU	DEdr09	2.900	2.543	0,88	0,08	0,00
NL	BE	13.500	13.500	1,00	73,45	0,62
NL	DEdr06	3.550	3.550	1,00	6,72	0,22
NL	DEdr08	3.550	3.550	1,00	11,71	0,38
NL	DEdr14	1.400	1.400	1,00	0,23	0,02
NL	NO	14.700	14.700	1,00	1,54	0,01
NO	DEdr13	10.400	10.400	1,00	41,04	0,45
NO	DK	1.700	1.700	1,00	0,53	0,04
NO	NL	14.700	14.700	1,00	106,17	0,82
NO	SE	4.098	4.098	1,00	10,33	0,29
PL	CZ	4.100	4.100	1,00	11,70	0,33
PL	DEdr01	3.400	3.400	1,00	6,94	0,23
PL	DEdr04	11.700	11.700	1,00	26,79	0,26
PL	SE	600	600	1,00	1,25	0,24
SE	DEdr01	11.000	11.000	1,00	48,74	0,51
SE	DEdr13	5.200	5.200	1,00	10,50	0,23
SE	DK	2.440	2.440	1,00	0,28	0,01

Fortsetzung auf nächster Seite...

Region Start-punkt	Region End-punkt	Kapazität (MW)	Maximale Auslas-tung absolut (MW)	Maximale Auslas-tung relativ	Summe Strom-menge (TWh)	Relative Jahres-auslastung
SE	NO	4.098	4.098	1,00	9,10	0,25
SE	PL	600	600	1,00	3,29	0,63

Tabelle A.18: Szenario trend-case: Netzauslastung aller Netzverbindungen

Region Start-punkt	Region End-punkt	Kapazität (MW)	Maximale Auslas-tung absolut (MW)	Maximale Auslas-tung relativ	Summe Strom-menge (TWh)	Relative Jahres-auslastung
AT	CH	2.400	2.400	1,00	18,40	0,88
AT	CZ	2.100	2.100	1,00	0,65	0,04
AT	DEdr10	10.500	7.231	0,69	1,23	0,01
AT	DEdr12	2.800	2.800	1,00	19,38	0,79
AT	DEdr18	5.500	3.893	0,71	0,04	0,00
BE	DEdr08	6.000	6.000	1,00	2,01	0,04
BE	FR	7.600	7.600	1,00	32,40	0,49
BE	LU	700	700	1,00	0,98	0,16
BE	NL	13.500	13.500	1,00	1,06	0,01
CH	AT	2.400	2.400	1,00	0,52	0,02
CH	DEdr12	6.000	6.000	1,00	1,15	0,02
CH	FR	9.500	9.500	1,00	29,70	0,36
CZ	AT	2.100	2.100	1,00	5,48	0,30
CZ	DEdr04	1.700	1.700	1,00	0,84	0,06
CZ	DEdr17	2.000	2.000	1,00	4,08	0,23
CZ	PL	4.100	4.100	1,00	2,80	0,08
DEdr01	DEdr03	7.884	7.884	1,00	48,82	0,71
DEdr01	DEdr04	4.418	4.418	1,00	12,91	0,33
DEdr01	DEdr14	3.685	3.685	1,00	6,32	0,20
DEdr01	DEdr15	5.342	5.342	1,00	37,31	0,80
DEdr01	DK	600	600	1,00	0,06	0,01
DEdr01	PL	3.400	3.400	1,00	17,08	0,57
DEdr01	SE	11.000	11.000	1,00	6,97	0,07
DEdr02	DEdr13	4.028	1.862	0,46	0,02	0,00
DEdr02	DEdr14	2.684	2.684	1,00	1,59	0,07
DEdr03	DEdr01	7.884	4.883	0,62	0,03	0,00
DEdr03	DEdr04	17.252	12.473	0,72	1,53	0,01
DEdr03	DEdr10	3.583	3.583	1,00	9,97	0,32
DEdr03	DEdr16	10.342	10.342	1,00	44,45	0,49
DEdr03	DEdr17	5.370	5.370	1,00	7,81	0,17
DEdr04	CZ	1.700	1.700	1,00	2,59	0,17
DEdr04	DEdr01	4.418	4.418	1,00	0,47	0,01
DEdr04	DEdr03	17.252	17.252	1,00	24,59	0,16
DEdr04	PL	11.700	11.700	1,00	6,32	0,06

Fortsetzung auf nächster Seite...

Region Start-punkt	Region End-punkt	Kapazität (MW)	Maximale Auslas-tung absolut (MW)	Maximale Auslas-tung relativ	Summe Strom-menge (TWh)	Relative Jahres-auslastung
DEdr05	DEdr06	4.418	4.418	1,00	25,04	0,65
DEdr05	DEdr07	3.466	3.466	1,00	9,57	0,32
DEdr05	DEdr14	5.760	2.099	0,36	0,00	0,00
DEdr05	DEdr15	3.251	3.251	1,00	0,02	0,00
DEdr06	DEdr05	4.418	4.418	1,00	0,05	0,00
DEdr06	DEdr07	15.593	4.872	0,31	0,04	0,00
DEdr06	DEdr08	15.766	5.235	0,33	0,75	0,01
DEdr06	DEdr11	2.000	2.000	1,00	1,98	0,11
DEdr06	DEdr14	2.000	2.000	1,00	0,01	0,00
DEdr06	NL	3.550	3.550	1,00	0,89	0,03
DEdr07	DEdr05	3.466	3.466	1,00	0,01	0,00
DEdr07	DEdr06	15.593	6.271	0,40	1,43	0,01
DEdr07	DEdr08	2.513	2.513	1,00	3,84	0,17
DEdr07	DEdr15	1.343	1.343	1,00	0,01	0,00
DEdr07	DEdr16	2.685	2.685	1,00	0,03	0,00
DEdr08	BE	6.000	6.000	1,00	4,60	0,09
DEdr08	DEdr06	15.766	8.963	0,57	0,56	0,00
DEdr08	DEdr07	2.513	2.513	1,00	0,52	0,02
DEdr08	DEdr09	8.836	8.836	1,00	1,40	0,02
DEdr08	DEdr16	2.685	2.685	1,00	0,15	0,01
DEdr08	NL	3.550	3.550	1,00	0,16	0,01
DEdr09	DEdr08	8.836	8.836	1,00	2,08	0,03
DEdr09	DEdr11	10.574	10.574	1,00	1,49	0,02
DEdr09	DEdr16	8.491	8.491	1,00	0,57	0,01
DEdr09	DEdr17	2.685	2.685	1,00	0,24	0,01
DEdr09	FR	7.100	7.100	1,00	45,69	0,73
DEdr09	LU	2.900	2.900	1,00	2,75	0,11
DEdr10	AT	10.500	9.221	0,88	3,60	0,04
DEdr10	DEdr03	3.583	3.583	1,00	0,55	0,02
DEdr10	DEdr11	1.343	1.343	1,00	3,63	0,31
DEdr10	DEdr12	1.733	1.733	1,00	13,16	0,87
DEdr10	DEdr18	2.685	2.685	1,00	0,01	0,00
DEdr11	DEdr06	2.000	2.000	1,00	2,77	0,16
DEdr11	DEdr09	10.574	7.543	0,71	10,24	0,11
DEdr11	DEdr10	1.343	1.343	1,00	0,10	0,01
DEdr11	DEdr12	17.767	15.718	0,88	18,15	0,12

Fortsetzung auf nächster Seite...

Region Start-punkt	Region End-punkt	Kapazität (MW)	Maximale Auslas-tung absolut (MW)	Maximale Auslas-tung relativ	Summe Strom-menge (TWh)	Relative Jahres-auslastung
DEdr11	DEdr13	4.000	4.000	1,00	0,05	0,00
DEdr11	DEdr17	2.686	2.686	1,00	0,03	0,00
DEdr12	AT	2.800	2.800	1,00	0,19	0,01
DEdr12	CH	6.000	6.000	1,00	13,45	0,26
DEdr12	DEdr10	1.733	1.733	1,00	0,10	0,01
DEdr12	DEdr11	17.767	7.910	0,45	0,45	0,00
DEdr12	FR	1.800	1.800	1,00	11,83	0,75
DEdr13	DEdr02	4.028	4.028	1,00	10,20	0,29
DEdr13	DEdr11	4.000	4.000	1,00	33,45	0,95
DEdr13	DEdr14	8.835	8.835	1,00	43,92	0,57
DEdr13	DEdr17	4.000	4.000	1,00	29,88	0,85
DEdr13	DK	3.000	3.000	1,00	0,08	0,00
DEdr13	NO	10.400	10.400	1,00	15,89	0,17
DEdr13	SE	5.200	5.200	1,00	2,32	0,05
DEdr14	DEdr01	3.685	3.685	1,00	0,66	0,02
DEdr14	DEdr02	2.684	2.685	1,00	0,94	0,04
DEdr14	DEdr05	5.760	5.760	1,00	43,47	0,86
DEdr14	DEdr06	2.000	2.000	1,00	17,11	0,98
DEdr14	DEdr13	8.835	8.835	1,00	0,56	0,01
DEdr14	DEdr15	10.354	10.354	1,00	37,46	0,41
DEdr14	NL	1.400	1.400	1,00	10,30	0,84
DEdr15	DEdr01	5.342	5.342	1,00	0,02	0,00
DEdr15	DEdr05	3.251	3.251	1,00	7,45	0,26
DEdr15	DEdr07	1.343	1.343	1,00	10,80	0,92
DEdr15	DEdr14	10.354	8.711	0,84	0,04	0,00
DEdr15	DEdr16	9.225	9.225	1,00	39,06	0,48
DEdr16	DEdr03	10.342	10.342	1,00	0,16	0,00
DEdr16	DEdr07	2.685	2.685	1,00	5,99	0,25
DEdr16	DEdr08	2.685	2.685	1,00	16,42	0,70
DEdr16	DEdr09	8.491	8.491	1,00	50,25	0,68
DEdr16	DEdr15	9.225	5.857	0,63	0,18	0,00
DEdr16	DEdr17	3.465	3.465	1,00	0,56	0,02
DEdr17	CZ	2.000	2.000	1,00	1,05	0,06
DEdr17	DEdr03	5.370	5.370	1,00	0,39	0,01
DEdr17	DEdr09	2.685	2.685	1,00	20,95	0,89
DEdr17	DEdr11	2.686	2.686	1,00	9,62	0,41

Fortsetzung auf nächster Seite...

Region Start-punkt	Region End-punkt	Kapazität (MW)	Maximale Auslas-tung absolut (MW)	Maximale Auslas-tung relativ	Summe Strom-menge (TWh)	Relative Jahres-auslastung
DEdr17	DEdr13	4.000	4.000	1,00	0,31	0,01
DEdr17	DEdr16	3.465	3.465	1,00	4,79	0,16
DEdr17	DEdr18	5.978	5.978	1,00	4,34	0,08
DEdr18	AT	5.500	5.500	1,00	11,33	0,24
DEdr18	DEdr10	2.685	2.685	1,00	9,31	0,40
DEdr18	DEdr17	5.978	5.978	1,00	5,42	0,10
DEdr19	DEdr01	6.510	6.511	1,00	26,46	0,46
DEdr19	DK	6.510	6.511	1,00	0,41	0,01
DEdr20	DEdr13	13.021	13.021	1,00	67,87	0,60
DEdr21	DEdr14	13.021	13.021	1,00	67,07	0,59
DK	DEdr01	600	600	1,00	4,78	0,91
DK	DEdr13	3.000	3.000	1,00	22,47	0,86
DK	NO	1.700	1.700	1,00	10,27	0,69
DK	SE	2.440	2.440	1,00	15,88	0,74
FR	BE	7.600	7.600	1,00	6,55	0,10
FR	CH	9.500	9.500	1,00	9,30	0,11
FR	DEdr09	7.100	7.100	1,00	5,00	0,08
FR	DEdr12	1.800	1.800	1,00	1,46	0,09
LU	BE	700	700	1,00	0,51	0,08
LU	DEdr09	2.900	1.746	0,60	0,07	0,00
NL	BE	13.500	13.500	1,00	74,88	0,63
NL	DEdr06	3.550	3.550	1,00	6,64	0,21
NL	DEdr08	3.550	3.550	1,00	11,73	0,38
NL	DEdr14	1.400	1.400	1,00	0,21	0,02
NL	NO	14.700	14.700	1,00	1,37	0,01
NO	DEdr13	10.400	10.400	1,00	37,99	0,42
NO	DK	1.700	1.700	1,00	0,95	0,06
NO	NL	14.700	14.700	1,00	108,42	0,84
NO	SE	4.098	4.098	1,00	12,06	0,34
PL	CZ	4.100	4.100	1,00	12,00	0,33
PL	DEdr01	3.400	3.400	1,00	6,84	0,23
PL	DEdr04	11.700	11.700	1,00	26,93	0,26
PL	SE	600	600	1,00	1,23	0,23
SE	DEdr01	11.000	11.000	1,00	52,60	0,55
SE	DEdr13	5.200	5.200	1,00	8,63	0,19
SE	DK	2.440	2.440	1,00	0,30	0,01

Fortsetzung auf nächster Seite...

Region Start-punkt	Region End-punkt	Kapazität (MW)	Maximale Auslas-tung absolut (MW)	Maximale Auslas-tung relativ	Summe Strom-menge (TWh)	Relative Jahres-auslastung
SE	NO	4.098	4.098	1,00	8,68	0,24
SE	PL	600	600	1,00	3,37	0,64

Tabelle A.19: Szenario worst-case: Netzauslastung aller Netzverbindungen

Region Start-punkt	Region End-punkt	Kapazität (MW)	Maximale Auslas-tung absolut (MW)	Maximale Auslas-tung relativ	Summe Strom-menge (TWh)	Relative Jahres-auslastung
AT	CH	2.400	2.400	1,00	18,27	0,87
AT	CZ	2.100	2.100	1,00	0,57	0,03
AT	DEdr10	10.500	7.269	0,69	1,02	0,01
AT	DEdr12	2.800	2.800	1,00	19,17	0,78
AT	DEdr18	5.500	4.014	0,73	0,05	0,00
BE	DEdr08	6.000	6.000	1,00	2,21	0,04
BE	FR	7.600	7.600	1,00	32,98	0,50
BE	LU	700	700	1,00	1,06	0,17
BE	NL	13.500	13.500	1,00	1,02	0,01
CH	AT	2.400	2.400	1,00	0,50	0,02
CH	DEdr12	6.000	6.000	1,00	1,18	0,02
CH	FR	9.500	9.500	1,00	29,42	0,35
CZ	AT	2.100	2.100	1,00	5,62	0,31
CZ	DEdr04	1.700	1.700	1,00	0,91	0,06
CZ	DEdr17	2.000	2.000	1,00	4,26	0,24
CZ	PL	4.100	4.100	1,00	2,69	0,07
DEdr01	DEdr03	7.884	7.884	1,00	50,77	0,74
DEdr01	DEdr04	4.418	4.418	1,00	15,32	0,40
DEdr01	DEdr14	3.685	3.685	1,00	4,47	0,14
DEdr01	DEdr15	5.342	5.342	1,00	38,69	0,83
DEdr01	DK	600	600	1,00	0,04	0,01
DEdr01	PL	3.400	3.400	1,00	17,18	0,58
DEdr01	SE	11.000	11.000	1,00	4,52	0,05
DEdr02	DEdr13	4.028	1.858	0,46	0,02	0,00
DEdr02	DEdr14	2.684	2.684	1,00	1,91	0,08
DEdr03	DEdr01	7.884	7.884	1,00	0,03	0,00
DEdr03	DEdr04	17.252	15.945	0,92	1,74	0,01
DEdr03	DEdr10	3.583	3.583	1,00	10,69	0,34
DEdr03	DEdr16	10.342	10.342	1,00	41,98	0,46
DEdr03	DEdr17	5.370	5.370	1,00	8,32	0,18
DEdr04	CZ	1.700	1.700	1,00	2,70	0,18
DEdr04	DEdr01	4.418	4.418	1,00	0,35	0,01
DEdr04	DEdr03	17.252	17.252	1,00	24,51	0,16
DEdr04	PL	11.700	11.700	1,00	6,79	0,07

Fortsetzung auf nächster Seite...

Region Start-punkt	Region End-punkt	Kapazität (MW)	Maximale Auslas-tung absolut (MW)	Maximale Auslas-tung relativ	Summe Strom-menge (TWh)	Relative Jahres-auslastung
DEdr05	DEdr06	4.418	4.418	1,00	25,69	0,66
DEdr05	DEdr07	3.466	3.466	1,00	10,32	0,34
DEdr05	DEdr14	5.760	3.978	0,69	0,01	0,00
DEdr05	DEdr15	3.251	3.251	1,00	0,02	0,00
DEdr06	DEdr05	4.418	2.195	0,50	0,01	0,00
DEdr06	DEdr07	15.593	6.206	0,40	0,10	0,00
DEdr06	DEdr08	15.766	6.906	0,44	0,76	0,01
DEdr06	DEdr11	2.000	2.000	1,00	2,32	0,13
DEdr06	DEdr14	2.000	2.000	1,00	0,01	0,00
DEdr06	NL	3.550	3.550	1,00	0,76	0,02
DEdr07	DEdr05	3.466	3.466	1,00	0,03	0,00
DEdr07	DEdr06	15.593	6.127	0,39	1,15	0,01
DEdr07	DEdr08	2.513	2.513	1,00	4,35	0,20
DEdr07	DEdr15	1.343	1.343	1,00	0,01	0,00
DEdr07	DEdr16	2.685	2.685	1,00	0,05	0,00
DEdr08	BE	6.000	6.000	1,00	4,51	0,09
DEdr08	DEdr06	15.766	9.149	0,58	0,47	0,00
DEdr08	DEdr07	2.513	2.513	1,00	0,50	0,02
DEdr08	DEdr09	8.836	8.836	1,00	1,74	0,02
DEdr08	DEdr16	2.685	2.685	1,00	0,17	0,01
DEdr08	NL	3.550	3.550	1,00	0,12	0,00
DEdr09	DEdr08	8.836	8.836	1,00	1,89	0,02
DEdr09	DEdr11	10.574	10.574	1,00	1,45	0,02
DEdr09	DEdr16	8.491	6.371	0,75	0,50	0,01
DEdr09	DEdr17	2.685	2.685	1,00	0,20	0,01
DEdr09	FR	7.100	7.100	1,00	45,65	0,73
DEdr09	LU	2.900	2.900	1,00	2,56	0,10
DEdr10	AT	10.500	7.848	0,75	3,07	0,03
DEdr10	DEdr03	3.583	3.583	1,00	0,50	0,02
DEdr10	DEdr11	1.343	1.343	1,00	3,31	0,28
DEdr10	DEdr12	1.733	1.733	1,00	13,23	0,87
DEdr10	DEdr18	2.685	2.685	1,00	0,03	0,00
DEdr11	DEdr06	2.000	2.000	1,00	2,46	0,14
DEdr11	DEdr09	10.574	7.699	0,73	9,31	0,10
DEdr11	DEdr10	1.343	1.343	1,00	0,08	0,01
DEdr11	DEdr12	17.767	16.772	0,94	18,82	0,12

Fortsetzung auf nächster Seite...

Region Start-punkt	Region End-punkt	Kapazität (MW)	Maximale Auslas-tung absolut (MW)	Maximale Auslas-tung relativ	Summe Strom-menge (TWh)	Relative Jahres-auslastung
DEdr11	DEdr13	4.000	2.676	0,67	0,03	0,00
DEdr11	DEdr17	2.686	2.686	1,00	0,06	0,00
DEdr12	AT	2.800	2.800	1,00	0,29	0,01
DEdr12	CH	6.000	6.000	1,00	12,94	0,25
DEdr12	DEdr10	1.733	1.733	1,00	0,08	0,01
DEdr12	DEdr11	17.767	7.333	0,41	0,34	0,00
DEdr12	FR	1.800	1.800	1,00	11,66	0,74
DEdr13	DEdr02	4.028	4.028	1,00	10,84	0,31
DEdr13	DEdr11	4.000	4.000	1,00	33,74	0,96
DEdr13	DEdr14	8.835	8.835	1,00	45,72	0,59
DEdr13	DEdr17	4.000	4.000	1,00	31,66	0,90
DEdr13	DK	3.000	3.000	1,00	0,07	0,00
DEdr13	NO	10.400	10.400	1,00	18,85	0,21
DEdr13	SE	5.200	5.200	1,00	4,94	0,11
DEdr14	DEdr01	3.685	3.685	1,00	3,78	0,12
DEdr14	DEdr02	2.684	2.685	1,00	0,64	0,03
DEdr14	DEdr05	5.760	5.760	1,00	44,66	0,89
DEdr14	DEdr06	2.000	2.000	1,00	17,13	0,98
DEdr14	DEdr13	8.835	8.835	1,00	0,33	0,00
DEdr14	DEdr15	10.354	10.354	1,00	47,90	0,53
DEdr14	NL	1.400	1.400	1,00	10,38	0,85
DEdr15	DEdr01	5.342	5.342	1,00	0,07	0,00
DEdr15	DEdr05	3.251	3.251	1,00	8,47	0,30
DEdr15	DEdr07	1.343	1.343	1,00	10,83	0,92
DEdr15	DEdr14	10.354	8.407	0,81	0,03	0,00
DEdr15	DEdr16	9.225	9.225	1,00	46,29	0,57
DEdr16	DEdr03	10.342	10.342	1,00	0,25	0,00
DEdr16	DEdr07	2.685	2.685	1,00	5,69	0,24
DEdr16	DEdr08	2.685	2.685	1,00	16,47	0,70
DEdr16	DEdr09	8.491	8.491	1,00	52,20	0,70
DEdr16	DEdr15	9.225	9.225	1,00	0,14	0,00
DEdr16	DEdr17	3.465	3.465	1,00	0,70	0,02
DEdr17	CZ	2.000	2.000	1,00	1,05	0,06
DEdr17	DEdr03	5.370	5.370	1,00	0,32	0,01
DEdr17	DEdr09	2.685	2.685	1,00	20,70	0,88
DEdr17	DEdr11	2.686	2.686	1,00	9,28	0,39

Fortsetzung auf nächster Seite...

Region Start-punkt	Region End-punkt	Kapazität (MW)	Maximale Auslas-tung absolut (MW)	Maximale Auslas-tung relativ	Summe Strom-menge (TWh)	Relative Jahres-auslastung
DEdr17	DEdr13	4.000	4.000	1,00	0,14	0,00
DEdr17	DEdr16	3.465	3.465	1,00	3,99	0,13
DEdr17	DEdr18	5.978	5.978	1,00	4,24	0,08
DEdr18	AT	5.500	5.500	1,00	10,80	0,22
DEdr18	DEdr10	2.685	2.685	1,00	8,78	0,37
DEdr18	DEdr17	5.978	5.978	1,00	4,78	0,09
DEdr19	DEdr01	8.218	8.219	1,00	33,62	0,47
DEdr19	DK	6.109	6.109	1,00	0,29	0,01
DEdr20	DEdr13	16.437	16.437	1,00	85,68	0,60
DEdr21	DEdr14	16.437	16.437	1,00	84,66	0,59
DK	DEdr01	600	600	1,00	4,84	0,92
DK	DEdr13	3.000	3.000	1,00	22,26	0,85
DK	NO	1.700	1.700	1,00	10,23	0,69
DK	SE	2.440	2.440	1,00	16,10	0,75
FR	BE	7.600	7.600	1,00	6,37	0,10
FR	CH	9.500	9.500	1,00	9,54	0,11
FR	DEdr09	7.100	7.100	1,00	5,08	0,08
FR	DEdr12	1.800	1.800	1,00	1,62	0,10
LU	BE	700	700	1,00	0,44	0,07
LU	DEdr09	2.900	2.256	0,78	0,09	0,00
NL	BE	13.500	13.500	1,00	75,95	0,64
NL	DEdr06	3.550	3.550	1,00	7,28	0,23
NL	DEdr08	3.550	3.550	1,00	12,09	0,39
NL	DEdr14	1.400	1.400	1,00	0,22	0,02
NL	NO	14.700	14.700	1,00	1,16	0,01
NO	DEdr13	10.400	10.400	1,00	35,82	0,39
NO	DK	1.700	1.700	1,00	1,03	0,07
NO	NL	14.700	14.700	1,00	110,62	0,86
NO	SE	4.098	4.098	1,00	12,66	0,35
PL	CZ	4.100	4.100	1,00	12,12	0,34
PL	DEdr01	3.400	3.400	1,00	6,67	0,22
PL	DEdr04	11.700	11.700	1,00	27,59	0,27
PL	SE	600	600	1,00	1,17	0,22
SE	DEdr01	11.000	11.000	1,00	57,49	0,60
SE	DEdr13	5.200	5.200	1,00	6,90	0,15
SE	DK	2.440	2.440	1,00	0,28	0,01

Fortsetzung auf nächster Seite...

Region Start-punkt	Region End-punkt	Kapazität (MW)	Maximale Auslas-tung absolut (MW)	Maximale Auslas-tung relativ	Summe Strom-menge (TWh)	Relative Jahres-auslastung
SE	NO	4.098	4.098	1,00	6,40	0,18
SE	PL	600	600	1,00	3,45	0,66

A.5.3 Ergebnisse der deutschen Austauschregionen je Szenario

Tabelle A.20: Basisszenario: Deutschland je Austauschregion. Jahresstromerzeugung, Jahresstromverbrauch, überschüssige Energie, ungedeckte Last, Import, Export

		DE-dr01	DE-dr02	DE-dr03	DE-dr04	DE-dr05	DE-dr06	DE-dr07	DE-dr08	DE-dr09	DE-dr10	DE-dr11	DE-dr12	DE-dr13	DE-dr14	DE-dr15	DE-dr16	DE-dr17	DE-dr18	DE-dr19	DE-dr20	DE-dr21
Wind Onshore	TWh	35,86	0,56	19,08	12,50	6,81	6,33	3,50	5,78	12,57	1,81	2,08	3,97	24,08	29,88	20,20	9,44	10,10	1,92	0,00	0,00	0,00
Wind Offshore	TWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	17,83	45,04	44,50
Photovoltaik	TWh	9,36	0,06	5,42	6,79	2,71	3,95	2,44	2,40	6,04	5,77	3,42	9,76	2,85	3,86	3,06	4,59	11,10	12,66	0,00	0,00	0,00
Laufwasser	TWh	0,05	0,00	0,40	0,94	0,01	0,27	0,52	0,64	1,10	1,59	0,96	4,85	0,06	0,14	0,36	0,36	1,40	10,49	0,00	0,00	0,00
Geothermie	TWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	6,01	0,00	0,42	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	17,95	0,00	0,00	0,00
Speicherwasser	TWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Biomasse	TWh	10,02	0,31	3,43	3,95	3,15	2,90	2,29	1,01	2,09	3,05	2,31	5,97	3,91	6,42	5,25	2,31	5,90	5,49	0,00	0,00	0,00
Erdgas	TWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Pumpspeicher Entladen	TWh	0,00	0,00	2,27	1,65	0,00	0,23	0,21	0,00	0,00	0,00	0,00	1,87	0,00	0,18	0,33	0,93	0,66	0,14	0,00	0,00	0,00
Pumpspeicher Laden	TWh	0,00	0,00	2,83	2,06	0,00	0,29	0,26	0,00	0,00	0,00	0,00	2,34	0,00	0,23	0,41	1,17	0,83	0,18	0,00	0,00	0,00
Druckluftspeicher Entladen	TWh	0,14	0,00	0,07	0,06	0,03	0,03	0,02	0,02	0,05	0,03	0,02	0,04	0,06	0,15	0,04	0,04	0,07	0,05	0,00	0,00	0,00
Druckluftspeicher Laden	TWh	0,21	0,00	0,10	0,09	0,04	0,04	0,03	0,03	0,07	0,04	0,02	0,06	0,09	0,21	0,06	0,06	0,10	0,07	0,00	0,00	0,00

Fortsetzung auf nächster Seite...

		DE-dr01	DE-dr02	DE-dr03	DE-dr04	DE-dr05	DE-dr06	DE-dr07	DE-dr08	DE-dr09	DE-dr10	DE-dr11	DE-dr12	DE-dr13	DE-dr14	DE-dr15	DE-dr16	DE-dr17	DE-dr18	DE-dr19	DE-dr20	DE-dr21
Wasserstoffspeicher Entladen	TWh	0,23	0,00	0,10	0,10	0,05	0,04	0,03	0,03	0,07	0,03	0,02	0,05	0,08	0,11	0,06	0,06	0,08	0,06	0,00	0,00	0,00
Wasserstoffspeicher Laden	TWh	0,57	0,00	0,24	0,25	0,11	0,10	0,08	0,07	0,17	0,07	0,05	0,12	0,20	0,27	0,16	0,15	0,21	0,15	0,00	0,00	0,00
Lithium-Ionen-Batterie Entladen	TWh	3,40	0,02	1,65	2,13	0,79	1,19	0,87	0,61	1,55	0,76	0,53	1,98	1,43	2,44	1,53	1,52	2,49	2,17	0,00	0,00	0,00
Lithium-Ionen-Batterie Laden	TWh	3,58	0,02	1,73	2,24	0,84	1,25	0,91	0,64	1,63	0,80	0,56	2,08	1,50	2,57	1,61	1,60	2,62	2,28	0,00	0,00	0,00
Redox-Flow-Batterie Entladen	TWh	0,06	0,00	0,03	0,03	0,01	0,01	0,01	0,01	0,02	0,01	0,01	0,02	0,02	0,03	0,02	0,02	0,03	0,02	0,00	0,00	0,00
Redox-Flow-Batterie Laden	TWh	0,08	0,00	0,04	0,03	0,02	0,02	0,01	0,01	0,03	0,01	0,01	0,02	0,03	0,04	0,02	0,02	0,04	0,03	0,00	0,00	0,00
Verbrauch	TWh	22,43	9,85	27,35	28,44	23,52	57,98	27,90	36,10	54,70	12,03	26,80	51,42	14,22	25,71	35,01	26,80	36,65	30,08	0,00	0,00	0,00
Überschüssige Energie	TWh	0,00	0,03	0,01	0,00	0,03	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,06	0,01	0,00	0,00	0,01	0,00	0,00	0,00
Ungedeckte Last	TWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Import	TWh	88,15	11,80	66,86	41,66	46,87	53,46	27,55	38,34	85,72	21,94	53,09	55,82	119,91	91,25	65,12	85,04	51,63	6,78	0,00	0,00	0,00
Export	TWh	120,42	2,85	67,00	36,68	35,87	8,73	8,25	11,99	58,61	22,03	35,42	28,28	136,35	105,36	58,68	74,51	43,03	24,93	17,83	45,04	44,50

Tabelle A.21: Szenario best-case: Deutschland je Austauschregion. Jahresstromerzeugung, Jahresstromverbrauch, überschüssige Energie, ungedeckte Last, Import, Export

		DE-dr01	DE-dr02	DE-dr03	DE-dr04	DE-dr05	DE-dr06	DE-dr07	DE-dr08	DE-dr09	DE-dr10	DE-dr11	DE-dr12	DE-dr13	DE-dr14	DE-dr15	DE-dr16	DE-dr17	DE-dr18	DE-dr19	DE-dr20	DE-dr21
Wind Onshore	TWh	58,48	0,02	13,13	13,27	3,21	1,77	3,50	3,78	8,01	3,38	1,90	6,49	12,53	13,52	13,92	8,71	16,90	7,67	0,00	0,00	0,00
Wind Offshore	TWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	17,83	45,04	44,50
Photovoltaik	TWh	9,36	0,06	5,42	6,79	2,71	3,95	2,44	2,40	6,04	5,77	3,42	9,76	2,85	3,86	3,06	4,59	11,10	12,66	0,00	0,00	0,00
Laufwasser	TWh	0,05	0,00	0,40	0,94	0,01	0,27	0,52	0,64	1,10	1,59	0,96	4,85	0,06	0,14	0,36	0,36	1,40	10,49	0,00	0,00	0,00
Geothermie	TWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	6,01	0,00	0,42	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	17,95	0,00	0,00	0,00
Speicherwasser	TWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Biomasse	TWh	10,02	0,31	3,43	3,95	3,15	2,90	2,29	1,01	2,09	3,05	2,31	5,97	3,91	6,42	5,25	2,31	5,90	5,49	0,00	0,00	0,00
Erdgas	TWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Pumpspeicher Entladen	TWh	0,00	0,00	2,27	1,69	0,00	0,21	0,19	0,00	0,00	0,00	0,00	1,78	0,00	0,15	0,28	0,82	0,59	0,13	0,00	0,00	0,00
Pumpspeicher Laden	TWh	0,00	0,00	2,84	2,12	0,00	0,26	0,24	0,00	0,00	0,00	0,00	2,23	0,00	0,19	0,36	1,02	0,74	0,16	0,00	0,00	0,00
Druckluftspeicher Entladen	TWh	0,17	0,00	0,07	0,07	0,02	0,02	0,02	0,02	0,04	0,02	0,01	0,04	0,04	0,11	0,03	0,03	0,05	0,04	0,00	0,00	0,00
Druckluftspeicher Laden	TWh	0,24	0,00	0,10	0,09	0,03	0,03	0,02	0,02	0,06	0,03	0,02	0,05	0,06	0,16	0,04	0,04	0,07	0,06	0,00	0,00	0,00
Wasserstoffspeicher Entladen	TWh	0,29	0,00	0,12	0,12	0,03	0,03	0,03	0,02	0,05	0,02	0,02	0,04	0,05	0,08	0,04	0,04	0,06	0,05	0,00	0,00	0,00

Fortsetzung auf nächster Seite...

		DE-dr01	DE-dr02	DE-dr03	DE-dr04	DE-dr05	DE-dr06	DE-dr07	DE-dr08	DE-dr09	DE-dr10	DE-dr11	DE-dr12	DE-dr13	DE-dr14	DE-dr15	DE-dr16	DE-dr17	DE-dr18	DE-dr19	DE-dr20	DE-dr21
Wasserstoffspeicher Laden	TWh	0,73	0,00	0,30	0,29	0,08	0,08	0,07	0,06	0,14	0,06	0,04	0,10	0,13	0,21	0,11	0,11	0,16	0,12	0,00	0,00	0,00
Lithium-Ionen-Batterie Entladen	TWh	3,51	0,02	1,68	2,10	0,75	1,17	0,86	0,60	1,52	0,74	0,52	1,96	1,30	2,27	1,44	1,45	2,42	2,12	0,00	0,00	0,00
Lithium-Ionen-Batterie Laden	TWh	3,69	0,02	1,77	2,20	0,79	1,23	0,90	0,63	1,60	0,77	0,55	2,06	1,37	2,39	1,52	1,52	2,55	2,23	0,00	0,00	0,00
Redox-Flow-Batterie Entladen	TWh	0,06	0,00	0,03	0,02	0,01	0,01	0,01	0,01	0,02	0,01	0,01	0,01	0,02	0,02	0,01	0,01	0,02	0,02	0,00	0,00	0,00
Redox-Flow-Batterie Laden	TWh	0,08	0,00	0,04	0,03	0,01	0,01	0,01	0,01	0,02	0,01	0,01	0,02	0,02	0,03	0,02	0,02	0,03	0,02	0,00	0,00	0,00
Verbrauch	TWh	22,43	9,85	27,35	28,44	23,52	57,98	27,90	36,10	54,70	12,03	26,80	51,42	14,22	25,71	35,01	26,80	36,65	30,08	0,00	0,00	0,00
Überschüssige Energie	TWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Ungedeckte Last	TWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Import	TWh	81,22	10,68	76,14	41,04	47,03	54,85	25,67	38,16	87,77	20,94	51,00	53,03	122,27	93,64	60,82	85,65	47,68	4,60	0,00	0,00	0,00
Export	TWh	135,99	1,22	70,28	36,80	32,48	5,58	6,38	9,82	56,13	22,61	33,16	28,05	127,22	91,52	48,17	74,46	45,95	28,53	17,83	45,04	44,50

Tabelle A.22: Szenario best-case plus: Deutschland je Austauschregion. Jahresstromerzeugung, Jahresstromverbrauch, überschüssige Energie, ungedeckte Last, Import, Export

		DE-dr01	DE-dr02	DE-dr03	DE-dr04	DE-dr05	DE-dr06	DE-dr07	DE-dr08	DE-dr09	DE-dr10	DE-dr11	DE-dr12	DE-dr13	DE-dr14	DE-dr15	DE-dr16	DE-dr17	DE-dr18	DE-dr19	DE-dr20	DE-dr21
Wind Onshore	TWh	54,37	0,13	13,94	12,54	3,74	2,38	2,22	3,96	8,38	3,14	1,76	6,04	16,89	16,58	14,30	8,60	15,86	7,23	0,00	0,00	0,00
Wind Offshore	TWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	17,83	45,04	44,50
Photovoltaik	TWh	9,36	0,06	5,42	6,79	2,71	3,95	2,44	2,40	6,04	5,77	3,42	9,76	2,85	3,86	3,06	4,59	11,10	12,66	0,00	0,00	0,00
Laufwasser	TWh	0,05	0,00	0,40	0,94	0,01	0,27	0,52	0,64	1,10	1,59	0,96	4,85	0,06	0,14	0,36	0,36	1,40	10,49	0,00	0,00	0,00
Geothermie	TWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	6,01	0,00	0,42	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	17,95	0,00	0,00	0,00
Speicherwasser	TWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Biomasse	TWh	10,02	0,31	3,43	3,95	3,15	2,90	2,29	1,01	2,09	3,05	2,31	5,97	3,91	6,42	5,25	2,31	5,90	5,49	0,00	0,00	0,00
Erdgas	TWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Pumpspeicher Entladen	TWh	0,00	0,00	2,23	1,67	0,00	0,21	0,19	0,00	0,00	0,00	0,00	1,83	0,00	0,15	0,29	0,83	0,61	0,13	0,00	0,00	0,00
Pumpspeicher Laden	TWh	0,00	0,00	2,79	2,09	0,00	0,26	0,24	0,00	0,00	0,00	0,00	2,29	0,00	0,19	0,36	1,04	0,76	0,17	0,00	0,00	0,00
Druckluftspeicher Entladen	TWh	0,15	0,00	0,06	0,06	0,02	0,02	0,02	0,02	0,04	0,02	0,01	0,04	0,04	0,12	0,03	0,03	0,05	0,05	0,00	0,00	0,00
Druckluftspeicher Laden	TWh	0,21	0,00	0,09	0,09	0,03	0,03	0,02	0,02	0,06	0,03	0,02	0,05	0,06	0,16	0,05	0,04	0,07	0,06	0,00	0,00	0,00
Wasserstoffspeicher Entladen	TWh	0,27	0,00	0,11	0,11	0,03	0,03	0,03	0,02	0,06	0,02	0,02	0,04	0,06	0,09	0,05	0,05	0,07	0,05	0,00	0,00	0,00

Fortsetzung auf nächster Seite...

		DE-dr01	DE-dr02	DE-dr03	DE-dr04	DE-dr05	DE-dr06	DE-dr07	DE-dr08	DE-dr09	DE-dr10	DE-dr11	DE-dr12	DE-dr13	DE-dr14	DE-dr15	DE-dr16	DE-dr17	DE-dr18	DE-dr19	DE-dr20	DE-dr21
Wasserstoffspeicher Laden	TWh	0,67	0,00	0,29	0,27	0,08	0,08	0,07	0,06	0,15	0,06	0,04	0,11	0,15	0,22	0,12	0,12	0,17	0,13	0,00	0,00	0,00
Lithium-Ionen-Batterie Entladen	TWh	3,42	0,02	1,63	2,09	0,77	1,19	0,87	0,59	1,51	0,73	0,52	1,94	1,34	2,34	1,46	1,45	2,42	2,15	0,00	0,00	0,00
Lithium-Ionen-Batterie Laden	TWh	3,60	0,02	1,71	2,20	0,81	1,25	0,92	0,62	1,59	0,77	0,55	2,04	1,41	2,46	1,53	1,53	2,55	2,26	0,00	0,00	0,00
Redox-Flow-Batterie Entladen	TWh	0,06	0,00	0,02	0,02	0,01	0,01	0,01	0,01	0,02	0,01	0,01	0,01	0,02	0,02	0,01	0,01	0,02	0,02	0,00	0,00	0,00
Redox-Flow-Batterie Laden	TWh	0,07	0,00	0,03	0,03	0,01	0,01	0,01	0,01	0,02	0,01	0,01	0,02	0,02	0,03	0,02	0,02	0,03	0,02	0,00	0,00	0,00
Verbrauch	TWh	22,43	9,85	27,35	28,44	23,52	57,98	27,90	36,10	54,70	12,03	26,80	51,42	14,22	25,71	35,01	26,80	36,65	30,08	0,00	0,00	0,00
Überschüssige Energie	TWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,00	0,00	0,01	0,00	0,00	0,00
Ungedeckte Last	TWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Import	TWh	81,84	10,68	73,39	40,66	47,69	54,07	26,63	38,12	87,49	21,18	51,08	53,33	120,71	93,65	62,92	85,74	48,42	4,83	0,00	0,00	0,00
Export	TWh	132,56	1,33	68,37	35,71	33,67	5,40	6,06	9,95	56,21	22,62	33,10	27,88	130,02	94,59	50,64	74,43	45,63	28,30	17,83	45,04	44,50

Tabelle A.23: Szenario trend-case: Deutschland je Austauschregion. Jahresstromerzeugung, Jahresstromverbrauch, überschüssige Energie, ungedeckte Last, Import, Export

		DE-dr01	DE-dr02	DE-dr03	DE-dr04	DE-dr05	DE-dr06	DE-dr07	DE-dr08	DE-dr09	DE-dr10	DE-dr11	DE-dr12	DE-dr13	DE-dr14	DE-dr15	DE-dr16	DE-dr17	DE-dr18	DE-dr19	DE-dr20	DE-dr21
Wind Onshore	TWh	45,26	0,02	10,17	10,27	2,49	1,38	1,39	2,97	6,22	2,62	1,47	5,03	9,70	10,46	10,78	6,74	13,41	6,23	0,00	0,00	0,00
Wind Offshore	TWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	27,70	69,97	69,14
Photovoltaik	TWh	9,36	0,06	5,42	6,79	2,71	3,95	2,44	2,40	6,04	5,77	3,42	9,76	2,85	3,86	3,06	4,59	11,10	12,66	0,00	0,00	0,00
Laufwasser	TWh	0,05	0,00	0,40	0,94	0,01	0,27	0,52	0,64	1,10	1,59	0,96	4,85	0,06	0,14	0,36	0,36	1,40	10,49	0,00	0,00	0,00
Geothermie	TWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	6,01	0,00	0,42	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	17,95	0,00	0,00	0,00
Speicherwasser	TWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Biomasse	TWh	10,02	0,31	3,43	3,95	3,15	2,90	2,29	1,01	2,09	3,05	2,31	5,97	3,91	6,42	5,25	2,31	5,90	5,49	0,00	0,00	0,00
Erdgas	TWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Pumpspeicher Entladen	TWh	0,00	0,00	2,02	1,53	0,00	0,21	0,19	0,00	0,00	0,00	0,00	1,77	0,00	0,16	0,29	0,83	0,62	0,13	0,00	0,00	0,00
Pumpspeicher Laden	TWh	0,00	0,00	2,53	1,91	0,00	0,26	0,23	0,00	0,00	0,00	0,00	2,22	0,00	0,20	0,37	1,03	0,77	0,16	0,00	0,00	0,00
Druckluftspeicher Entladen	TWh	0,14	0,00	0,06	0,06	0,02	0,02	0,02	0,02	0,04	0,02	0,01	0,04	0,05	0,13	0,04	0,04	0,06	0,04	0,00	0,00	0,00
Druckluftspeicher Laden	TWh	0,20	0,00	0,09	0,08	0,03	0,03	0,02	0,02	0,06	0,03	0,02	0,05	0,07	0,19	0,05	0,05	0,08	0,06	0,00	0,00	0,00
Wasserstoffspeicher Entladen	TWh	0,20	0,00	0,08	0,08	0,03	0,03	0,02	0,02	0,05	0,02	0,02	0,04	0,07	0,08	0,05	0,04	0,06	0,05	0,00	0,00	0,00

Fortsetzung auf nächster Seite...

		DE-dr01	DE-dr02	DE-dr03	DE-dr04	DE-dr05	DE-dr06	DE-dr07	DE-dr08	DE-dr09	DE-dr10	DE-dr11	DE-dr12	DE-dr13	DE-dr14	DE-dr15	DE-dr16	DE-dr17	DE-dr18	DE-dr19	DE-dr20	DE-dr21
Wasserstoffspeicher Laden	TWh	0,50	0,00	0,20	0,21	0,07	0,07	0,06	0,05	0,12	0,06	0,04	0,10	0,17	0,21	0,11	0,11	0,16	0,12	0,00	0,00	0,00
Lithium-Ionen-Batterie Entladen	TWh	3,40	0,02	1,62	2,09	0,79	1,20	0,89	0,61	1,55	0,74	0,52	1,99	1,39	2,40	1,49	1,47	2,43	2,09	0,00	0,00	0,00
Lithium-Ionen-Batterie Laden	TWh	3,58	0,02	1,70	2,20	0,83	1,26	0,93	0,65	1,63	0,78	0,55	2,09	1,46	2,53	1,56	1,54	2,56	2,20	0,00	0,00	0,00
Redox-Flow-Batterie Entladen	TWh	0,05	0,00	0,02	0,02	0,01	0,01	0,01	0,01	0,02	0,01	0,01	0,01	0,02	0,03	0,01	0,01	0,02	0,02	0,00	0,00	0,00
Redox-Flow-Batterie Laden	TWh	0,07	0,00	0,03	0,03	0,01	0,01	0,01	0,01	0,02	0,01	0,01	0,02	0,03	0,03	0,02	0,02	0,03	0,02	0,00	0,00	0,00
Verbrauch	TWh	22,43	9,85	27,35	28,44	23,52	57,98	27,90	36,10	54,70	12,03	26,80	51,42	14,22	25,71	35,01	26,80	36,65	30,08	0,00	0,00	0,00
Überschüssige Energie	TWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,00	0,00	0,00
Ungedeckte Last	TWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Import	TWh	94,51	11,76	76,31	44,00	51,53	55,10	27,93	38,62	89,20	21,61	51,75	54,35	139,53	120,92	76,48	90,62	49,48	5,03	0,00	0,00	0,00
Export	TWh	136,22	2,29	67,62	36,86	36,27	5,44	6,53	9,46	55,77	22,52	33,48	27,91	141,61	115,73	60,68	77,45	44,24	27,51	27,70	69,97	69,14

Tabelle A.24: Szenario worst-case: Deutschland je Austauschregion. Jahresstromerzeugung, Jahresstromverbrauch, überschüssige Energie, ungedeckte Last, Import, Export

		DE-dr01	DE-dr02	DE-dr03	DE-dr04	DE-dr05	DE-dr06	DE-dr07	DE-dr08	DE-dr09	DE-dr10	DE-dr11	DE-dr12	DE-dr13	DE-dr14	DE-dr15	DE-dr16	DE-dr17	DE-dr18	DE-dr19	DE-dr20	DE-dr21
Wind Onshore	TWh	31,68	0,01	7,12	7,19	1,75	0,98	1,13	2,13	4,37	1,83	1,03	3,52	6,79	7,33	7,56	4,72	9,62	4,52	0,00	0,00	0,00
Wind Offshore	TWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	34,96	88,33	87,28
Photovoltaik	TWh	9,36	0,06	5,42	6,79	2,71	3,95	2,44	2,40	6,04	5,77	3,42	9,76	2,85	3,86	3,06	4,59	11,10	12,66	0,00	0,00	0,00
Laufwasser	TWh	0,05	0,00	0,40	0,94	0,01	0,27	0,52	0,64	1,10	1,59	0,96	4,85	0,06	0,14	0,36	0,36	1,40	10,49	0,00	0,00	0,00
Geothermie	TWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	6,01	0,00	0,42	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	17,95	0,00	0,00	0,00
Speicherwasser	TWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Biomasse	TWh	10,02	0,31	3,43	3,95	3,15	2,90	2,29	1,01	2,09	3,05	2,31	5,97	3,91	6,42	5,25	2,31	5,90	5,49	0,00	0,00	0,00
Erdgas	TWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Pumpspeicher Entladen	TWh	0,00	0,00	1,79	1,35	0,00	0,19	0,17	0,00	0,00	0,00	0,00	1,64	0,00	0,15	0,25	0,74	0,55	0,12	0,00	0,00	0,00
Pumpspeicher Laden	TWh	0,00	0,00	2,24	1,69	0,00	0,24	0,21	0,00	0,00	0,00	0,00	2,06	0,00	0,18	0,32	0,93	0,69	0,14	0,00	0,00	0,00
Druckluftspeicher Entladen	TWh	0,10	0,00	0,05	0,04	0,02	0,02	0,02	0,01	0,03	0,02	0,01	0,03	0,05	0,11	0,03	0,03	0,05	0,04	0,00	0,00	0,00
Druckluftspeicher Laden	TWh	0,14	0,00	0,07	0,06	0,03	0,03	0,02	0,02	0,05	0,02	0,02	0,05	0,07	0,16	0,04	0,04	0,07	0,05	0,00	0,00	0,00
Wasserstoffspeicher Entladen	TWh	0,15	0,00	0,06	0,06	0,02	0,03	0,02	0,02	0,04	0,02	0,01	0,03	0,06	0,07	0,04	0,04	0,06	0,04	0,00	0,00	0,00

Fortsetzung auf nächster Seite...

		DE-dr01	DE-dr02	DE-dr03	DE-dr04	DE-dr05	DE-dr06	DE-dr07	DE-dr08	DE-dr09	DE-dr10	DE-dr11	DE-dr12	DE-dr13	DE-dr14	DE-dr15	DE-dr16	DE-dr17	DE-dr18	DE-dr19	DE-dr20	DE-dr21
Wasserstoffspeicher Laden	TWh	0,38	0,00	0,14	0,15	0,06	0,06	0,05	0,05	0,10	0,05	0,03	0,08	0,15	0,19	0,10	0,09	0,14	0,10	0,00	0,00	0,00
Lithium-Ionen-Batterie Entladen	TWh	3,25	0,02	1,58	2,03	0,77	1,17	0,87	0,60	1,53	0,73	0,51	1,95	1,35	2,37	1,47	1,44	2,37	2,09	0,00	0,00	0,00
Lithium-Ionen-Batterie Laden	TWh	3,42	0,02	1,66	2,14	0,81	1,23	0,91	0,63	1,61	0,76	0,54	2,05	1,42	2,50	1,55	1,52	2,50	2,19	0,00	0,00	0,00
Redox-Flow-Batterie Entladen	TWh	0,04	0,00	0,02	0,02	0,01	0,01	0,01	0,01	0,02	0,01	0,00	0,01	0,02	0,02	0,01	0,01	0,02	0,02	0,00	0,00	0,00
Redox-Flow-Batterie Laden	TWh	0,06	0,00	0,03	0,02	0,01	0,01	0,01	0,01	0,02	0,01	0,01	0,02	0,02	0,03	0,02	0,02	0,03	0,02	0,00	0,00	0,00
Verbrauch	TWh	22,43	9,85	27,35	28,44	23,52	57,98	27,90	36,10	54,70	12,03	26,80	51,42	14,22	25,71	35,01	26,80	36,65	30,08	0,00	0,00	0,00
Überschüssige Energie	TWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Ungedeckte Last	TWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Import	TWh	108,36	12,07	77,34	46,48	53,67	55,40	28,31	38,96	89,92	21,39	51,28	54,79	152,62	138,52	87,81	94,11	50,99	4,78	0,00	0,00	0,00
Export	TWh	136,59	2,60	65,72	36,35	37,66	5,36	6,66	8,96	54,66	21,53	32,57	26,89	151,82	130,22	68,81	78,96	41,99	25,58	34,96	88,33	87,28

A.5.4 Vergleich der Ergebnisse: E-Highway und Basisszenario

Tabelle A.25: Vergleich der Simulationsergebnisse zwischen E-Highway und dem Basisszenario 100 % EE 2050

			AT	BE	CH	CZ	DE	DK	FR	LU	NL	NO	PL	SE
Wind Onshore	E-Highway	TWh	13,64	24,27	0,91	20,43	206,77	54,60	273,20	1,26	47,78	48,62	138,25	49,58
	Basisszenario	TWh	8,12	24,96	2,14	15,17	206,47	51,09	207,86	1,13	37,64	13,57	173,11	42,25
Wind Offshore	E-Highway	TWh	0,00	10,76	0,00	0,00	101,59	108,37	0,00	0,00	60,61	12,83	0,00	12,70
	Basisszenario	TWh	0,00	11,82	0,00	0,00	107,36	108,12	0,00	0,00	64,01	13,02	0,00	11,38
Photovoltaik	E-Highway	TWh	13,37	24,77	17,48	13,28	99,01	2,08	140,09	1,02	20,56	5,29	23,57	8,75
	Basisszenario	TWh	12,29	23,63	16,55	13,49	96,22	1,73	108,96	1,03	20,23	4,12	24,53	6,46
Laufwasser	E-Highway	TWh	43,86	1,77	19,35	2,10	24,67	0,07	56,66	0,94	0,75	64,55	12,02	13,93
	Basisszenario	TWh	42,14	1,89	23,48	2,59	24,12	0,07	58,76	0,85	0,59	64,55	11,84	13,93
Geothermie	E-Highway	TWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Basisszenario	TWh	0,01	0,00	0,00	0,00	24,38	0,00	0,02	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Speicherwasser	E-Highway	TWh	11,39	0,00	21,11	1,31	0,00	0,00	33,45	0,00	0,00	134,43	0,00	82,92
	Basisszenario	TWh	11,39	0,00	21,11	1,31	0,00	0,00	33,45	0,00	0,00	134,43	0,00	82,92
Biomasse	E-Highway	TWh	11,92	9,69	3,94	15,02	69,77	4,72	82,29	0,00	7,71	1,37	31,13	7,95
	Basisszenario	TWh	11,92	9,69	3,94	15,02	69,76	4,73	82,29	0,00	7,71	1,37	31,12	7,95
Erdgas	E-Highway	TWh	0,36	0,42	0,26	0,24	1,52	0,08	3,75	0,07	0,43	0,00	0,36	0,00
	Basisszenario	TWh	0,21	13,01	12,61	0,43	0,00	0,00	103,11	1,34	12,09	0,00	1,88	0,00
Überschüssige Energie	E-Highway	TWh	0,41	1,87	0,27	0,42	15,72	38,34	19,40	0,05	11,94	12,85	9,88	8,51
	Basisszenario	TWh	0,00	0,00	0,00	0,08	0,15	54,26	2,88	0,00	0,00	0,00	24,83	0,01

Fortsetzung auf nächster Seite...

			AT	BE	CH	CZ	DE	DK	FR	LU	NL	NO	PL	SE
Ungedeckte Last	E-Highway	TWh	0,00	0,00	0,01	0,01	0,01	0,00	0,18	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Basisszenario	TWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,03	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Import	E-Highway	TWh	0,00	51,38	17,82	19,85	178,55	0,00	85,91	4,40	34,33	0,00	0,00	0,00
	Basisszenario	TWh	21,97	88,75	41,70	17,50	219,23	2,28	120,44	4,16	120,11	37,69	30,88	41,32
Export	E-Highway	TWh	2,72	0,00	0,00	0,00	0,00	89,04	0,00	0,00	0,00	152,55	22,01	36,20
	Basisszenario	TWh	41,70	39,55	32,85	14,81	170,09	55,40	23,18	0,97	96,76	165,44	49,58	78,75

A.6 Ergebnisse Stromgestehungskosten je Technologie und Zins

Tabelle A.26: Basisszenario: Stromgestehungskosten je Technologie und kalkulatorischem Zinssatz in Deutschland in 2050

		1 %	2 %	3 %	4 %	5 %	6 %	7 %	8 %	9 %	10 %
Onshore Wind	ct/kWh	3,39	3,74	4,11	4,50	4,92	5,36	5,82	6,30	6,80	7,31
Offshore Wind	ct/kWh	4,37	4,81	5,28	5,78	6,31	6,87	7,45	8,06	8,68	9,33
Photovoltaik	ct/kWh	4,91	5,45	6,04	6,67	7,33	8,03	8,76	9,52	10,31	11,11
Biomasse	ct/kWh	8,33	8,94	9,60	10,31	11,05	11,84	12,66	13,51	14,39	15,30
Laufwasser	ct/kWh	5,17	5,35	5,56	5,79	6,03	6,28	6,55	6,81	7,09	7,36
Geothermie	ct/kWh	7,69	8,36	9,09	9,88	10,71	11,59	12,51	13,47	14,45	15,46
Pumpspeicher	ct/kWh	8,67	9,91	11,28	12,76	14,35	16,02	17,76	19,57	21,43	23,32
Druckluftspeicher	ct/kWh	10,36	11,93	13,65	15,51	17,49	19,59	21,78	24,05	26,38	28,76
Wasserstoffspeicher	ct/kWh	35,33	38,26	41,44	44,85	48,47	52,28	56,26	60,39	64,66	69,04
Lithium-Ionen-Batterie	ct/kWh	13,47	14,18	14,91	15,66	16,44	17,24	18,06	18,90	19,76	20,64
Redox-Flow-Batterie	ct/kWh	86,84	88,83	90,88	93,00	95,18	97,42	99,72	102,08	104,50	106,97
Speicher gesamt	ct/kWh	13,67	14,59	15,58	16,62	17,70	18,84	20,01	21,21	22,45	23,72

Tabelle A.27: Best-case Szenario: Stromgestehungskosten je Technologie und kalkulatorischem Zinssatz in Deutschland in 2050

		1 %	2 %	3 %	4 %	5 %	6 %	7 %	8 %	9 %	10 %
Onshore Wind	ct/kWh	3,68	4,06	4,46	4,89	5,34	5,82	6,32	6,84	7,38	7,93
Offshore Wind	ct/kWh	4,37	4,81	5,28	5,78	6,31	6,87	7,45	8,06	8,68	9,33
Photovoltaik	ct/kWh	4,91	5,45	6,04	6,67	7,33	8,03	8,76	9,52	10,31	11,11
Biomasse	ct/kWh	8,33	8,94	9,60	10,31	11,05	11,84	12,66	13,51	14,39	15,30
Laufwasser	ct/kWh	5,17	5,35	5,56	5,79	6,03	6,28	6,55	6,81	7,09	7,36
Geothermie	ct/kWh	7,69	8,36	9,09	9,88	10,71	11,59	12,51	13,47	14,45	15,46
Pumpspeicher	ct/kWh	9,04	10,33	11,76	13,31	14,96	16,70	18,52	20,40	22,34	24,32
Druckluftspeicher	ct/kWh	12,06	13,87	15,87	18,03	20,35	22,78	25,33	27,97	30,68	33,45
Wasserstoffspeicher	ct/kWh	37,75	40,89	44,28	47,92	51,79	55,86	60,12	64,53	69,09	73,77
Lithium-Ionen-Batterie	ct/kWh	13,79	14,52	15,27	16,04	16,83	17,65	18,49	19,35	20,23	21,13
Redox-Flow-Batterie	ct/kWh	101,12	103,43	105,82	108,29	110,83	113,44	116,12	118,87	121,68	124,56
Speicher gesamt	ct/kWh	14,12	15,08	16,10	17,17	18,30	19,47	20,68	21,93	23,21	24,52

Tabelle A.28: Best-case plus Szenario: Stromgestehungskosten je Technologie und kalkulatorischem Zinssatz in Deutschland in 2050

		1 %	2 %	3 %	4 %	5 %	6 %	7 %	8 %	9 %	10 %
Onshore Wind	ct/kWh	3,65	4,02	4,42	4,84	5,29	5,77	6,26	6,78	7,31	7,85
Offshore Wind	ct/kWh	4,37	4,81	5,28	5,78	6,31	6,87	7,45	8,06	8,68	9,33
Photovoltaik	ct/kWh	4,91	5,45	6,04	6,67	7,33	8,03	8,76	9,52	10,31	11,11
Biomasse	ct/kWh	8,33	8,94	9,60	10,31	11,05	11,84	12,66	13,51	14,39	15,30
Laufwasser	ct/kWh	5,17	5,35	5,56	5,79	6,03	6,28	6,55	6,81	7,09	7,36
Geothermie	ct/kWh	7,69	8,36	9,09	9,88	10,71	11,59	12,51	13,47	14,45	15,46
Pumpspeicher	ct/kWh	9,01	10,30	11,72	13,27	14,91	16,65	18,46	20,34	22,27	24,24
Druckluftspeicher	ct/kWh	12,32	14,18	16,22	18,43	20,79	23,28	25,88	28,58	31,35	34,18
Wasserstoffspeicher	ct/kWh	37,78	40,92	44,31	47,96	51,83	55,90	60,16	64,58	69,14	73,83
Lithium-Ionen-Batterie	ct/kWh	13,79	14,51	15,26	16,03	16,82	17,64	18,48	19,34	20,22	21,12
Redox-Flow-Batterie	ct/kWh	105,19	107,60	110,08	112,64	115,28	118,00	120,79	123,65	126,58	129,57
Speicher gesamt	ct/kWh	14,12	15,08	16,10	17,17	18,29	19,46	20,67	21,92	23,20	24,51

Tabelle A.29: Trend-case Szenario: Stromgestehungskosten je Technologie und kalkulatorischem Zinssatz in Deutschland in 2050

		1 %	2 %	3 %	4 %	5 %	6 %	7 %	8 %	9 %	10 %
Onshore Wind	ct/kWh	3,73	4,11	4,51	4,95	5,41	5,89	6,40	6,93	7,47	8,03
Offshore Wind	ct/kWh	4,37	4,81	5,28	5,78	6,31	6,87	7,45	8,06	8,68	9,33
Photovoltaik	ct/kWh	4,91	5,45	6,04	6,67	7,33	8,03	8,76	9,52	10,31	11,11
Biomasse	ct/kWh	8,33	8,94	9,60	10,31	11,05	11,84	12,66	13,51	14,39	15,30
Laufwasser	ct/kWh	5,17	5,35	5,56	5,79	6,03	6,28	6,55	6,81	7,09	7,36
Geothermie	ct/kWh	7,69	8,36	9,09	9,88	10,71	11,59	12,51	13,47	14,45	15,46
Pumpspeicher	ct/kWh	9,47	10,83	12,33	13,95	15,68	17,50	19,41	21,39	23,42	25,49
Druckluftspeicher	ct/kWh	11,97	13,77	15,76	17,90	20,20	22,62	25,15	27,76	30,46	33,21
Wasserstoffspeicher	ct/kWh	44,48	48,17	52,16	56,45	61,01	65,80	70,82	76,02	81,39	86,91
Lithium-Ionen-Batterie	ct/kWh	13,65	14,37	15,11	15,88	16,66	17,47	18,30	19,16	20,03	20,92
Redox-Flow-Batterie	ct/kWh	103,21	105,57	108,00	110,52	113,11	115,77	118,51	121,32	124,19	127,13
Speicher gesamt	ct/kWh	14,23	15,19	16,22	17,30	18,43	19,61	20,83	22,09	23,38	24,70

Tabelle A.30: Worst-case Szenario: Stromgestehungskosten je Technologie und kalkulatorischem Zinssatz in Deutschland in 2050

		1 %	2 %	3 %	4 %	5 %	6 %	7 %	8 %	9 %	10 %
Onshore Wind	ct/kWh	3,74	4,11	4,52	4,96	5,42	5,91	6,41	6,94	7,48	8,04
Offshore Wind	ct/kWh	4,34	4,77	5,24	5,73	6,26	6,82	7,40	8,00	8,62	9,26
Photovoltaik	ct/kWh	4,91	5,45	6,04	6,67	7,33	8,03	8,76	9,52	10,31	11,11
Biomasse	ct/kWh	8,33	8,94	9,60	10,31	11,05	11,84	12,66	13,51	14,39	15,30
Laufwasser	ct/kWh	5,17	5,35	5,56	5,79	6,03	6,28	6,55	6,81	7,09	7,36
Geothermie	ct/kWh	7,69	8,36	9,09	9,88	10,71	11,59	12,51	13,47	14,45	15,46
Pumpspeicher	ct/kWh	10,54	12,06	13,72	15,53	17,45	19,49	21,61	23,81	26,07	28,38
Druckluftspeicher	ct/kWh	14,39	16,56	18,95	21,53	24,29	27,20	30,25	33,39	36,63	39,94
Wasserstoffspeicher	ct/kWh	54,44	58,96	63,85	69,10	74,67	80,55	86,68	93,05	99,63	106,38
Lithium-Ionen-Batterie	ct/kWh	13,97	14,70	15,46	16,24	17,05	17,88	18,73	19,60	20,49	21,41
Redox-Flow-Batterie	ct/kWh	119,57	122,30	125,13	128,04	131,04	134,13	137,30	140,55	143,88	147,28
Speicher gesamt	ct/kWh	14,94	15,96	17,03	18,17	19,36	20,59	21,87	23,19	24,55	25,93