

Ungleichzeitigkeit und Effekte räumlicher Verteilung von Wind- und Solarenergie in Deutschland

Eine Untersuchung der
100 prozent erneuerbar stiftung

René Mono, Peter Glasstetter und Friedrich Horn, April 2014

Abstract

Das Ziel dieser Untersuchung ist aufzuzeigen, inwieweit die Systemverträglichkeit erneuerbarer Energieerzeuger aus fluktuierendem Dargebot (Wind und Sonne) von ihrer räumlichen Verteilung abhängt und welche Einflussfaktoren im Einzelnen auf welche Aspekte der Systemverträglichkeit wirken.

Zur Beantwortung der Frage wurde folgende Methode angewandt: Aus der empirischen Aufarbeitung des Wind- und Solardargebots wurden stundenscharfe Erzeugungsdaten generiert und zur Weiterverarbeitung genutzt. Die Auswertung erfolgte maßgeblich über zwei Kenngrößen: Ein Gleichzeitigkeitsfaktor definiert das Maß, in dem die Erzeugung räumlich auf einem gemeinsamen Niveau stattfindet. Der sogenannte Kapazitätsfaktor auf stündlicher Basis erlaubt eine Aussage über die relative Höhe dieses Niveaus (in Relation zur maximal möglichen Einspeisung). Es kann auch ein intertechnologischer Ausgleich abgeleitet werden, in erster Linie ist jedoch der interregionale Ausgleichsfaktor zur Klärung des raumzeitlichen Kontexts ausschlaggebend. Dieser gibt bereits Hinweise über den Effekt einer dezentralen Verteilung. Als zweiter Schritt wurden drei Szenarien definiert, deren Residuallastverhalten und zwischenstündliche Leistungsgradienten Indikatoren für die Systemverträglichkeit darstellen. Es wurden ein Projektionsszenario, das sich an der Bevölkerungsdichte bzw. an der Verteilung von Ein- und Zweifamilienhäusern orientiert, sowie ein Gleichverteilungs- und ein Ungleichverteilungsszenario untersucht.

Die Ergebnisse der Untersuchung lassen erkennen, dass der räumliche Ausgleichseffekt bei Wind- und Photovoltaikerzeugung generell beträchtlich ist. Er lässt sich aber nur dann vollkommen nutzen, wenn eine kombinierte Erzeugung aus Windenergie und Photovoltaik vorausgesetzt werden kann. Ein Grund hierfür ist, dass sich Wind und Sonne in ihrem Dargebot ergänzen, so dass auch an einem Standort durch die Kombination beider Technologien ein gewisses Maß an Ausgleich erreicht werden kann. Der räumliche Ausgleich als solcher hängt erheblich von der Distanz der Anlagen ab. Er kann dazu genutzt werden, insbesondere die negative Residuallast erheblich zu reduzieren. Während er auf die Länge und Auswirkungen von „Erzeugungstiefs“ – Zeiten, in denen gleichzeitig wenig Sonne und Wind vorhanden sind – wenig Einfluss hat, lassen sich durch eine räumliche Verteilung die Extrema von negativen und positiven zwischenstündlichen Leistungsgradienten deutlich reduzieren.

Einleitung: Wie fluktuieren Sonne und Wind im räumlichen und zeitlichen Kontext?

Mit dem anhaltenden Zubau von Wind- und Photovoltaikkapazitäten in Deutschland tritt die Energiewende in eine neue Phase ein. Mit der bereits heute installierten Leistung von jeweils mehr als 32.000 MW Windenergie und Photovoltaik (PV) tragen beide fluktuierenden erneuerbaren Techniken zusammen 54 Prozent (2012; Windenergie 35,5 Prozent und PV 18 Prozent; vgl. BMU 2013: 18) der gesamten erneuerbaren Stromerzeugung. An lastschwachen Tagen (an Wochenenden oder Feiertagen) mit hohem Wind- und/oder Strahlungsaufkommen (so bspw. am 27. Oktober 2013) können beide Techniken bereits die konventionelle Erzeugung deutlich überwiegen. Noch sind diese von charakteristischen Wetterlagen abhängigen Ereignisse sehr selten, doch mit weiter wachsenden Anteilen der dargebotsabhängigen Erneuerbaren werden Fragen nach einem möglichst systemverträglichen Ausbau immer relevanter. Die Frage, welche Konsequenzen die räumliche Verteilung der fluktuierenden Kapazitäten auf die Systemverträglichkeit hat, ist dabei noch nicht ausreichend verstanden. Zwar zeigen immer mehr Studien (vgl. Ecofys 2013, Agora Energiewende 2013a und 2013b), dass die simple Gleichung, der Zubau an den jeweils dargebotsstärksten Standorten bewirke aufgrund der höheren Auslastung der Anlagen die kostengünstigste und systemverträglichste Lösung, nicht aufgeht. Jedoch werden in diesen Publikationen die Fragen nach den Auswirkungen der räumlichen Verteilung letztendlich noch nicht systematisch genug durchdrungen. Immer deutlicher wird, dass „Systemverträglichkeit“ in einem weiten, umfassenden Verständnis zahlreiche technische, ökonomische und soziale Faktoren einbeziehen muss (vgl. Ecofys 2013). Hierzu zählen neben bestehenden Netzkapazitäten und -topologien auch die Gradienten der auftretenden Einspeiserampen, die Nutzung von an das standortspezifische Dargebot angepassten Technologien (z.B. Schwachwindläufer oder systemorientierte Anlagendesigns versus „Starkwindläufer“ oder leistungsoptimierte Anlagendesigns (vgl. PAPE 2013), Flächenverfügbarkeiten und Pachtkosten, die ökonomische Wertigkeit des erneuerbaren Stroms in Abhängigkeit von seinem konkreten Erzeugungsort und dem tatsächlichen Zeitpunkt seiner Einspeisung (vgl. ZIMMERMANN 2012: 89). Mindestens ebenso wichtig sind aber auch Fragen nach der sozialen Akzeptanz oder der politischen Entscheidung zur Aktivierung regionaler Wertschöpfungskreisläufe.

Um die Wissensdefizite zu den Dargebotsmustern der Solarstrahlung und des Windaufkommens in räumlicher und zeitlicher Perspektive zu verringern, werden in Anlehnung an die bereits von uns publizierten Analysen, die separiert eine erste Auswertung vom Wind- und Solarstrahlungsaufkommen in Deutschland bieten (vgl. MONO und GLASSTETTER 2012 sowie GLASSTETTER und MONO 2013), in der vorliegenden Untersuchung Solarstrahlungs- und Windgeschwindigkeitsdaten von insgesamt jeweils 30 repräsentativen Standorten ausgewertet, die über das gesamte Bundesgebiet verteilt sind. In Kombination von jeweils einem Wind- und einem Solarstandort werden sie als Regionen aufgefasst. Die damit entstehenden 30 Regionen werden um jeweils

einen Offshore Standort in Nord- und Ostsee ergänzt (vgl. Kap. 1). Auf Basis der zur Verfügung stehenden Datensätze zum natürlichen lokalen Dargebot von Wind und Solarstrahlung der Jahre 2008 bis 2012 werden Erzeugungswerte generiert (zum methodischen Vorgehen vgl. Kap. 1.2). Die erste separate Auswertung einer Clusteranalyse der kombinierten Erzeugung offenbart, welche Standorte in ihrem Erzeugungsprofil die meisten Gemeinsamkeiten aufweisen und zu übergeordneten Regionen zusammengefasst werden können (vgl. Kap. 2.3). Diese ersten Ergebnisse finden Eingang in drei räumliche Ausbauszenarien der fluktuierenden Erzeugungstechniken, die in Kapitel 2.4 vorgestellt werden.

Eine der Kernfragen der vorliegenden Untersuchung ist die nach den Effekten und Konsequenzen, die die räumliche Verteilung von Kapazitäten auf die Gleichzeitigkeit der Stromproduktion aus Windenergie und Photovoltaik hat. Hierzu wird neben dem Kapazitätsfaktor eine Neubestimmung des Ungleichzeitigkeitsfaktors für beide Techniken vorgestellt, der sowohl technologieintern als auch interregional zwischen der regionalen kombinierten Erzeugung aus Windenergie und Photovoltaik Anwendung findet. Aus Kapazitätsfaktor und Ungleichzeitigkeitsfaktor lässt sich dann ein Gütemaß des räumlichen Ausgleichseffekts errechnen. Die Untersuchungen zur Gleichzeitigkeit werden durch konventionelle statistische Korrelationsanalysen ergänzt (vgl. Kap. 3). In einem weiteren Schritt wird der generelle Ausgleich zwischen beiden Technologien auf der intraregionalen Ebene untersucht. Es gilt dabei zu klären, inwiefern sich Windenergieerzeugung und Photovoltaik auf der regionalen Ebene ergänzen und ob dabei deutliche regionale Unterschiede im Ausgleichsumfang bestehen.

Zur Erfassung der Effekte, die sich aus der räumlichen Verteilung hinsichtlich der auftretenden, szenariospezifischen Residuallasten ergeben, werden die sich aus den drei räumlichen Verteilungsszenarien resultierenden Gesamterzeugungsreihen mit den Lastdaten des Untersuchungszeitraumes abgeglichen und ausgewertet. Die Lastdaten können auf der Homepage des European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E) bezogen werden. Ergänzt werden diese Analysen durch eine statistische Auswertung der Erzeugungstiefs und der zwischenstündlichen Leistungsgradienten, da diese für die Systemintegration und -verträglichkeit der fluktuierenden erneuerbaren Erzeuger von entscheidender Bedeutung sind (vgl. Agora Energiewende 2013b).

Insgesamt nimmt sich die Untersuchung fünf Fragen an:

- (1) Wie ist der Ausgleichseffekt der räumlichen Verteilung zu bemessen?
- (2) Inwieweit ist der Ausgleich durch die geographische Distanz zwischen Erzeugungsorten bedingt und welche intraregionalen Ausgleichseffekte ergeben sich durch die spezifischen Erzeugungsprofile von Wind- und Sonnenenergie?
- (3) Welche Auswirkungen hat die räumliche Verteilung auf die Residuallast?
- (4) Lassen sich durch die räumliche Verteilung der Kapazitäten „Erzeugungstiefs“ beeinflussen?
- (5) Gibt es Veränderungen der Leistungsgradienten, die auf die räumliche Verteilung zurückzuführen sind?

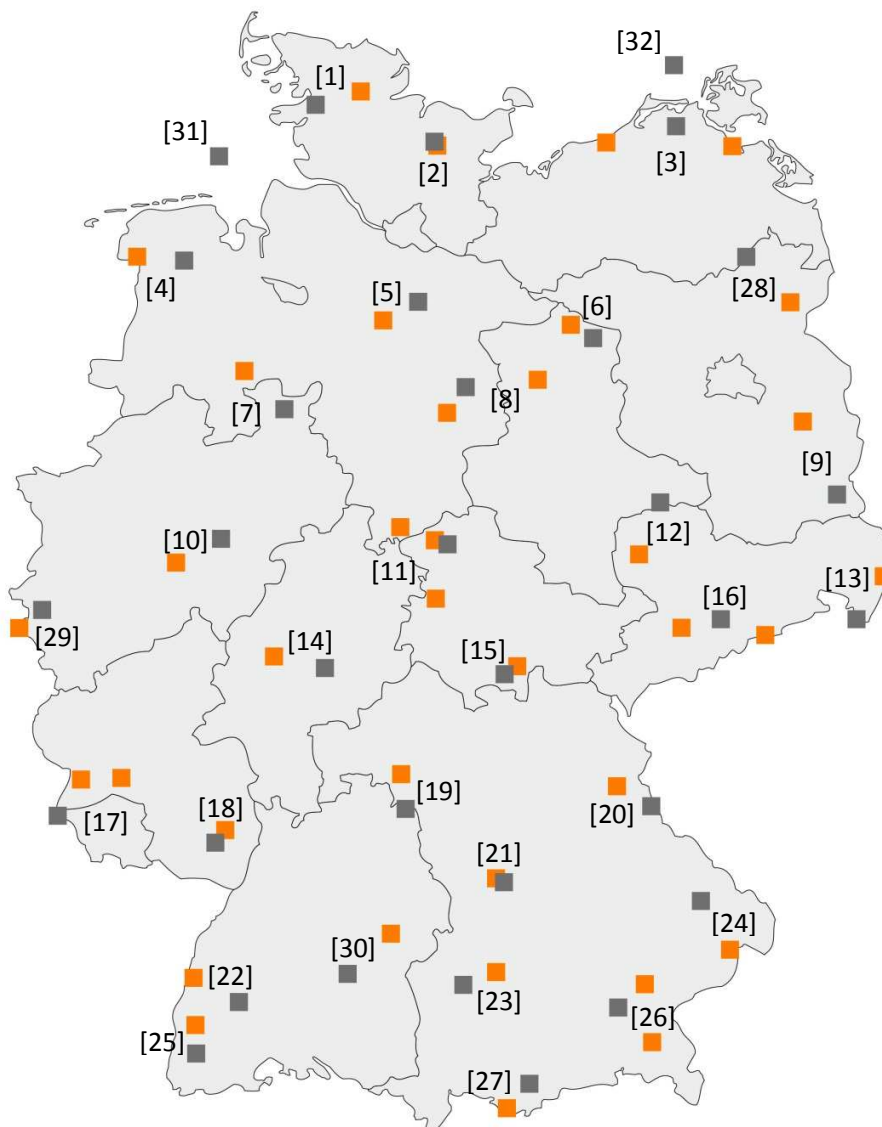
Die Beantwortung dieser Fragen ermöglicht es, die energiewirtschaftliche Bedeutung der räumlichen Verteilung von Windenergie- und Photovoltaikanlagen umfassend zu verstehen.

1 Methode

1.1 Standortauswahl

Bei der Auswahl der Standorte stand neben den öffentlich zugänglichen Windkarten des Deutschen Wetterdienstes (DWD) und den Windatlanten der Bundesländer Bayern und Baden-Württemberg eine auf Reanalysedaten basierte kleinmaßstäbige Windkarte zur Verfügung. Wenngleich die Auswahl nicht streng systematisch erfolgte, war es hinsichtlich der räumlichen Verteilung das Ziel, ein möglichst gleichmäßiges Netz über das Bundesgebiet zu legen und dabei – aus regionaler Perspektive – potentiell windhöffigere Standorte zu bevorzugen. Bei der Bestimmung des konkreten Standorts wurde hinsichtlich seiner Höhenlage und des auf Grundlage der Windkarten angenommenen Dargebots auf annähernd regionale Repräsentativität geachtet.

Abbildung 1: Wind- und Solarstandorte der Untersuchung



Gerade mit Blick auf Süddeutschland besteht die Herausforderung, die Spannweite der Winddargebote adäquat abzubilden. Es wurden daher Standorte mit einem vermuteten hohen Windaufkommen (Höhenlagen im Südschwarzwald/Belchen und den Bayerischen Voralpen) als auch Standorte mit durchschnittlichem (Fränkische und Schwäbische Alb, Oberpfalz, Hohenloher Land und Bayerischer Wald) und geringerem Winddargebot (Bayerisch-Schwaben und Oberbayern) ausgewählt, wobei alle Standorte gemäß der Windkarten aus regionaler Perspektive noch den relativ windhöffigen Gebieten Süddeutschlands zugeordnet werden können. Den 35 Onshore-Standorten aus der Windanalyse (vgl. MONO und GLASSTETTER 2012) konnten in 30 Fällen regionale Strahlungsmessungen zugeordnet werden. So ergeben sich für diese Analyse 30 Wind- und Solarenergie-Regionen plus zwei Offshore-Standorte in Nord- und Ostsee. Die konkrete Platzierung und Ermittlung der Koordinaten aller Windstandorte erfolgte mit Hilfe von google earth. Planungs- und naturschutzfachliche Restriktionen wurden bei der Auswahl nicht berücksichtigt.

Zu den Windstandorten wurden Messstationen des DWD lokalisiert, die eine möglichst geringe Distanz zu den ausgewählten Onshore-Windstandorten besitzen und in denen die Globalstrahlung durch den DWD erfasst wird. Jedem Windstandort werden auf diese Weise mindestens eine bis drei DWD-Stationen zugeordnet. Die konkreten Standorte entsprechen somit zwangsläufig denjenigen der DWD-Stationen.

5

1.2 Datengrundlage und -aufbereitung

Der von einem Wetterdienstleister bezogene Datensatz für die Berechnung der Windenergieerzeugung basiert auf Daten des MERRA-Projektes (Modern Era-Retrospective Analysis for Research and Applications), die mit Hilfe des Goddard Earth Observing System Data Assimilation System Version 5 (GEOS-5) der National Aeronautics and Space Administration (NASA) gewonnen wurden. Der erworbene Reanalysesatz deckt den Zeitraum von 2005 bis 2012 ab. Darüber hinaus fließen verschiedene, hochauflösende Daten zu Orographie und Landnutzung in die weiteren Berechnungen der Daten ein. Die horizontale Auflösung des GEOS-5-Modells beträgt $2/3 \times 1/2$ Grad (Ost-West x Nord-Süd). Die vertikalen Level von GEOS-5 bilden sogenannte Eta-Level, die am Erdboden der Orographie folgen und nach oben zu konstanten Luftdrücken übergehen. Die Mächtigkeit der Schichten ist somit vom Luftdruck am Erdboden abhängig. Das Modell verfügt über ein leistungsfähiges Grenzschichtmodell, das unter Nutzung von u.a. Oberflächeninformationen und -flüssen die vertikale Verteilung der Windgeschwindigkeiten in weitestgehend beliebigen Höhen über Grund verfügbar macht. Für die Windanalyse wurde eine Nabenhöhe von 150 Metern für die Standorte an Land und von 100 Metern für die Offshore-Standorte festgelegt.

Durch ein intern entwickeltes Verfahren modelliert der Wetterdienstleister die gemittelte Windgeschwindigkeit, Windrichtung und Luftdichte auf Stundenbasis aus den MERRA-Daten zwischen den Modellgitterpunkten auf die angenommenen Standorte. Die festgelegte Nabenhöhe, standortspezifische Gegebenheiten wie Bewuchs des Untergrundes, die Rauigkeit und der Einfluss der atmosphärischen Stabilität fließen in die individuelle Berechnung ein. Für die Abschätzung

von orographischen Effekten bei Mittelgebirgsstandorten findet ein verifiziertes Downscaling-Verfahren Anwendung, das am britischen Met Office entwickelt wurde. Die Qualität des Verfahrens wird durch Einbeziehung historischer und aktueller Ist-Daten aus bestehenden Windparks durch den Datenanbieter gesichert (vgl. European Weather Consult 2014).

Zur Berechnung der PV-Erzeugungswerte wird die Datenbasis der vom DWD gemessenen horizontalen Globalstrahlung als stündliches Integral der Strahlungsleistung für den Zeitraum zwischen 2008 und 2012 herangezogen. Die Einheit ist kJ/m^2 . Der Messwert gilt für die Dauer einer Stunde und pro Quadratmeter als Flächeneinheit. Die Messreihen weisen zum Teil Lücken und Inkonsistenzen auf. Zur Validierung der Datenreihen wurden daher verschiedene Schritte durchgeführt. Fehlende Nachtwerte werden mit Null gleichgesetzt. Dies gilt ebenso für inkonsistente Messwerte in Nachtzeiten. Ein einzelner fehlender Stundenwert tagsüber wurde als Mittelwert der vorangegangenen und nachfolgenden Stunde gebildet. Bei einer Datenlücke von zwei aufeinander folgenden Stundenintervallen wurden jeweils die Werte des vorherigen bzw. nachfolgenden Stundenintegrals ergänzt. Bei drei aufeinander folgenden fehlenden Stunden wurden die benachbarten verfügbaren Werte jeweils in der ersten und dritten fehlenden Stunde eingefügt und daraus der Mittelwert in der mittleren fehlenden Stunde gebildet. Lücken von mehr als drei Stunden wurden entweder durch Daten aus Stationen übernommen, die dem gleichen Standort zugeordnet werden, oder, falls anderweitig nicht möglich, als stündlicher Mittelwert von den Stationen der benachbarten Standorte (z.B. die Werte von Standort 18 aus den Werten der Stationen für die Standorte 17 und 19) gebildet. Insgesamt wurden auf diese Weise 32.168 Tageswerte ergänzt. Dies entspricht 1,9 Prozent des gesamten Datenumfanges (Tag- und Nachwerte), bzw. knapp vier Prozent der lichten Stundenwerte. Die Datendichte nimmt für die Jahre ab 2010 noch einmal merklich zu. Auf diese drei Jahre entfallen lediglich 9.033 fehlende Werte, was einem Anteil von einem Prozent aller Tageswerte entspricht.

6

Für diejenigen Standorte, denen mehrere Stationen mit weitgehend vollständigen Datenreihen zugeordnet werden konnten (3, 8, 11, 16, 17 und 26), wurden die Werte zusammengeführt und gemittelt, um die Validität zu erhöhen. Die vorgenommenen Eingriffe in die Datengrundlage sind hinnehmbar, da ein Erkenntnisinteresse der Untersuchung darin besteht, Unterschiede im regionalen Dargebot der solaren Globalstrahlung, bzw. den daraus resultierenden Erzeugungsdaten aufzudecken. Das beschriebene Vorgehen führt vielmehr dazu, intraregionale Unterschiede, die auch im kleinräumigen Maßstab auftreten können, zu nivellieren. Mit anderen Worten: Die Zusammenführung der Daten erhöht die Validität der Aussagen für die entsprechenden Regionen insgesamt.

1.3 Umwandlung in Erzeugungsdaten

Zur Berechnung der Windenergieerzeugungsdaten wird neben der stündlichen durchschnittlichen Windgeschwindigkeit auch die stündlich gemittelte Luftdichte herangezogen. Dies ist relevant, da die Herstellerangaben zu den Leistungskennlinien der Anlagen auf eine Luftdichte von $1,225 \text{ kg/m}^3$ normiert sind. So kann beispielsweise in höheren Lagen oder bei Unterschreiten dieses Wertes trotz Auftreten der hypothetisch ausreichenden Windgeschwindigkeit zur Erreichung der Vollast die Erzeugungswerte unter der maximalen Nennleistung zurückbleiben bzw. entsprechend erst bei einer höheren Windgeschwindigkeit eintreten, da die Luftdichte hierzu

nicht hoch genug ist. Die stündliche Arbeit ergibt sich somit als normiertes Produkt aus der durchschnittlichen stündlichen Windgeschwindigkeit und der Leistungsabgabe der simulierten Anlage gemäß Leistungskennlinie, relativiert mit der gemittelten stündlichen Luftdichte. Als Anlagentypen kommen neben der REpower 5M als Offshore-Anlage (gemäß der Klassifizierung der International Electrotechnical Commission (IEC) Klasse IB und IIA) mit der Enercon E-101 (Windklasse nach IEC IIA) eine eher konventionell ausgelegte und mit der Kenersys K120 (IEC III A) eine eindeutig „systemorientierte“ Schwachwind-Anlage (vgl. PAPE 2013: 6f.) zum Einsatz. Alle Onshore-Standorte mit einer Jahreswindgeschwindigkeit von über 7 m/s werden mit der E 101, alle darunter liegenden mit der K 120 simuliert.

Neben den beschriebenen und ergänzten Einstrahlungsdaten der Jahre 2008 bis 2012 als stündliches Integral (kJ/m^2) der 37 ausgewerteten DWD-Stationen dienen die stündlichen Durchschnittstemperaturen (gemessen zwei Meter über Grund) zur Berechnung der PV-Erzeugung. Die Umrechnung der Einstrahlungs- und Temperaturdaten in die Einspeisungswerte von Photovoltaik-Anlagen wurde mit Hilfe des Programms DESIRE vollzogen, das an der Hochschule für Technik und Wirtschaft (HTW) Berlin im Jahr 2007 entwickelt wurde. Die Berechnung berücksichtigt neben der Umrechnung der horizontalen Einstrahlung auf die geneigte Ebene zusätzlich die Einflussparameter der Modultemperatur sowie das Verhalten der Photovoltaikmodule im Teillastbereich. Das Programm übersetzt die Strahlungsstärke der Horizontalen in diejenige der geneigten (Modul-)Ebene. Dafür wird die Bestrahlungsstärke auf der Horizontalen in die Bereiche der direkten Bestrahlungsstärke und der diffusen Bestrahlungsstärke überführt. Zur Errechnung der Bestrahlungsstärke wird das ursprünglich von Reindl et al. entwickelte Verfahren angewendet (hier nach QUASCHNING 2011). Die wichtigsten Parameter der PV-Erzeugungssimulation können Tabelle 1 entnommen werden.

7

Tabelle 1: Grundlegende Systemeigenschaften bei der Simulation der Photovoltaikerzeugung

Kategorie	Annahmen bzw. Eigenschaften
Modultyp	SolarWorld Protect SW 260 poly
Azimet	30 % Süden, Südost Südwest und jeweils 20 %, Ost und West jeweils 15 %
Modulneigung	30°
Albedo-Wert des Untergrundes	0,2
Angenommener Wirkungsgrad des Gesamtsystems	90 %

2 Grundlegende Ergebnisse

Da die grundlegende räumliche Verteilung des Wind- und Solaraufkommens bereits eingehend in unseren ersten Potenzialanalysen aufbereitet wurde (vgl. MONO und GLASSTETTER 2012, GLASSTETTER und MONO 2013), sollen hier nur die wichtigsten Charakteristika der räumlichen Verteilung des Angebotes der Ressourcen Wind und Solarstrahlung vorgestellt werden. Zu beachten ist, dass es sich bei dem Winddatensatz nicht um eine Fortschreibung der älteren Datenreihen handelt, sondern dass diese mittels einer Modelloptimierung durch den Datenanbieter aktualisiert wurden.

2.1 Räumliche Muster des durchschnittlichen Winddargebots

Das Winddargebot ist über Landmassen in den unteren Schichten der Atmosphäre aufgrund der Rauigkeit der Erdoberfläche ungleich verteilt. Reliefformen bilden natürliche Hindernisse. Aber auch Siedlungen oder hoher Pflanzenbewuchs (Wälder) führen zu größeren Turbulenzen in oberflächennahen Luftströmungen und damit zu einer Verlangsamung der Strömungen. Aufgrund der geringen Rauigkeit über See oder im Norddeutschen Tiefland sind hier daher bei gleicher Nabenhöhe in der Regel höhere Windgeschwindigkeiten messbar als in den stärker relieferten und gegliederten süddeutschen Landschaftsformen. In den Mittelgebirgsregionen Mittel- und Süddeutschlands können vor allem an exponierten Höhenlagen jedoch ähnlich hohe Windgeschwindigkeiten festgestellt werden, während etwa in tiefer liegenden und ebenen Landschaften dieser Regionen (z.B. Oberrheingraben, Alpenvorland) die niedrigsten Windgeschwindigkeiten gemessen werden. Dieses grundlegende Muster spiegelt sich auch in den in dieser Studie herangezogenen Daten wider (vgl. Tabelle 2 und Tabelle 10 im Anhang). Lokale Windsysteme können dieser Regel jedoch widersprechen. So bestätigen hoch aufgelöste Windkarten, dass selbst in windärmeren Regionen vereinzelte Standorte existieren, die einen wirtschaftlichen Betrieb von Anlagen ermöglichen. Hier ist aber weiterer Forschungsbedarf von Nöten, wie Wissenschaftler des Fraunhofer IWES in einer Auftragsstudie der Agora Energiewende festhalten (vgl. Agora Energiewende 2013: 20f.).

Tabelle 2: Absteigende Sortierung der Windstandorte nach gemittelter Windgeschwindigkeit und Volllaststunden gemäß simulierter Anlage

Position	Standort [in Klammer Standortnummer in Abbildung 1]	Ø V Wind 2008-2012 (m/s)	Volllaststunden pro Jahr (h/a)	simulierte Anlage
1	Offshore Nordsee [31]	8,74	4280	5M
2	Nordfriesland [1]	8,22	4148	E-101
3	Ostfriesland [4]	7,84	3815	E-101
4	Wagrien [2]	7,67	3712	E-101
5	Offshore Ostsee [32]	7,67	3484	5M
6	Vorpommern [3]	7,53	3598	E-101
7	Uckermark [28]	7,2	3285	E-101
8	Minden-Lübbecke [7]	7,09	3141	E-101
9	Lausitzer Bergland [13]	7,09	3013	E-101
10	Thüringer Wald [15]	7,01	2626	E-101
11	Vogelsberg [14]	6,97	3792	K120
12	Saarland [17]	6,96	3754	K120
13	Nordthüringen [11]	6,89	3818	K120
14	Lüneburger Heide [5]	6,86	4102	K120
15	Haarstrang [10]	6,85	3792	K120
16	Erzgebirge [16]	6,85	3286	K120
17	Schwarzwald-Belchen [25]	6,77	3271	K120
18	Altmarkt [6]	6,56	3807	K120
19	Boldecker Land [8]	6,49	3693	K120
20	Oberpfalz [20]	6,49	3280	K120
21	Pfälzer Wald [18]	6,45	3275	K120
22	Schwäbische Alb [30]	6,45	3150	K120
23	Aachen [29]	6,4	3479	K120
24	Niederlausitz [9]	6,39	3544	K120
25	Dübener Heide [12]	6,32	3147	K120
26	Hohenloher Land [19]	6,27	3208	K120
27	Schwarzwald Ost [22]	6,2	2970	K120
28	Fränkische Alb [21]	6,11	3009	K120
29	Bayerischer Wald [24]	6,04	2871	K120
30	Bayerische Voralpen [27]	5,6	2360]	K120
31	Bayerisch-Schwaben [23]	5,38	2457	K120
32	Oberbayern [26]	5,12	2260	K120

2.2 Räumliche Muster des durchschnittlichen Solarstrahlungsdargebotes

Die räumliche Verteilung des Solarstrahlungsdargebotes in Deutschland ist durch die Aufzeichnungen des DWD über Jahrzehnte hinweg erfasst worden (vgl. DWD 2013). Daher soll an dieser Stelle nur auf die wichtigsten Merkmale der räumlichen Verteilung verwiesen werden.

Die Untersuchung der Strahlungsdaten spiegelt die allgemeine Tendenz zunehmender Globalstrahlungswerte mit abnehmender geographischer Breite wider, die auch durch die langjährigen Globalstrahlungsauswertungen des DWD bestätigt wird (vgl. DWD 2013; alle Werte für diese Untersuchung in Tabelle 3 und im Anhang Tabelle 13). Die fünf dargebotsstärksten Standorte der vorliegenden Untersuchung befinden sich allesamt in Bayern und Baden-Württemberg. Das grundlegende Muster höherer Jahresglobalstrahlungswerte an den südlichen Standorten ist aber nicht ungebrochen. So erreichen neben Standorten im Norden (Greifswald/Rostock-Warnemünde (3) und Seehausen (6)) vor allem auch Standorte im Osten des Landes (Görlitz (13), Lindenberg (9) oder Leipzig (12)) Werte, die mit einigen süddeutschen Standorten vergleichbar sind oder diesen zumindest sehr nahe kommen (vgl. Tabelle 13 im Anhang). Auch diese Ausnahmen stehen im Einklang mit den Ergebnissen der Globalstrahlungsauswertung des DWD. Demnach ist zwar die niedrigste Globalstrahlung in Schleswig-Holstein, Niedersachsen und den Mittelgebirgen Nordrhein-Westfalens, Hessens und Thüringens vorzufinden. Aber auch in diesen Bundesländern existieren Gegenden mit – im intraregionalen Vergleich – höherem Dargebot (etwa entlang der Nordseeküste oder in der Kölner Bucht). Am deutlichsten weichen die im östlichen, meridian verlaufenden „Sonnenkorridor“ entlang der deutsch-polnischen Grenze, befindlichen Stationsstandorte von der grundlegenden Nord-Süd-Tendenz ab. Dies wird in der vorliegenden Auswertung durch die bereits erwähnten Stationen Görlitz und Lindenberg bestätigt.

Tabelle 3: Absteigende Sortierung der Solarstandorte nach gemittelter Jahresglobalstrahlung mit stündlicher Globalstrahlung (ohne Nachtstunden):

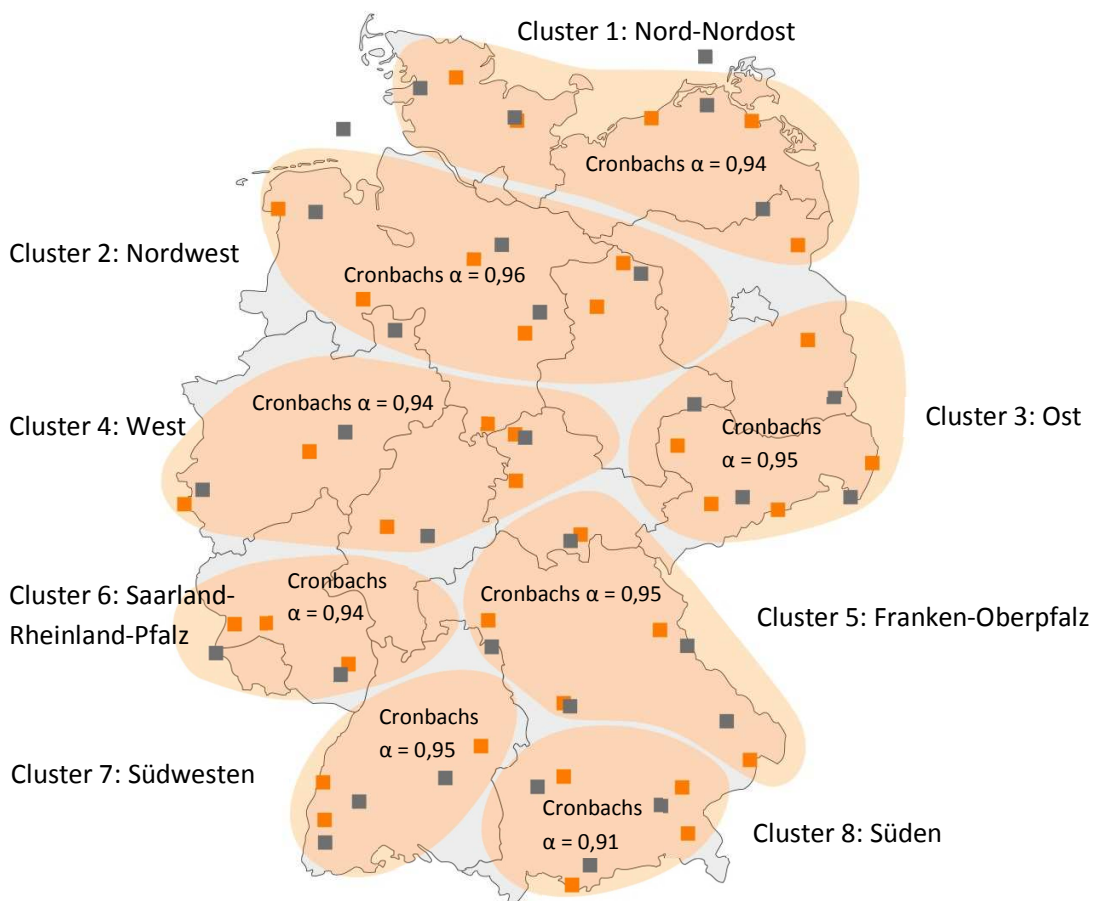
Position	Standort [interne Nummerierung]	Ø Globalstrahlung 2008-2012 (kWh/m²a)	Ø stündliche Globalstrahlung 2008-2012 (ohne Nachtstunden) (Wh/m²)
1	Fürstentzell [24]	1185,09	242
2	Weißenburg [21]	1163,66	239
3	Stötten [30]	1155,23	246
4	Würzburg [18]	1149,57	236
5	Lahr [22]	1139,14	248
6	Görlitz [13]	1129,10	228
7	Lindenberg [9]	1119,84	228
8	Augsburg [23]	1103,86	237
9	Gießen-Wettenberg [14]	1096,14	234
10	Leipzig [12]	1093,78	223
11	Weinbiet [18]	1090,00	237
12	Weiden [20]	1087,71	234
13	Chemnitz, Zinnwald [16]	1086,2	226
14	Mühdorf, Chieming [26]	1085,43	236
15	Seehausen [6]	1081,71	219
16	Freiburg [25]	1080,26	236
17	Garmisch-Partenkirchen [27]	1069,77	234
18	Greifswald, Rostock-Warnemünde [3]	1062,09	223
19	Trier, Deuselbach [17]	1056,42	223
20	Aachen [29]	1055,68	219
21	Braunschweig, Gardelegen [8]	1037,23	213
22	Göttingen, Leinefelde, Eisenach [11]	1036,19	224
23	Schleswig [1]	1028,80	207
24	Angermünde [29]	1020,91	223
25	Lüdenscheid [10]	1004,00	217
26	Soltau [5]	1001,47	218
27	Neuhaus [15]	998,14	216
28	Diepholz [7]	949,41	206
29	Dörnick [2]	920,86	204
30	Emden [4]	906,83	200

2.3 Regionenanalyse zur Gesamterzeugung aus Windenergie und Photovoltaik

Im nächsten Schritt werden die Gesamterzeugungs-Datenreihen der jeweiligen Region (im Verständnis der Einleitung also die kombinierte Erzeugung von Wind und PV je Region) einer hierarchischen Clusteranalyse unterzogen. Die sich daraus ergebenden Cluster wurden mit Hilfe der Statistik-Software Statistical Programme for Social Science (SPSS) identifiziert. Die Cluster-

analyse wurde als hierarchische Analyse nach der Methode „Linkage zwischen den Gruppen“ und anhand der Messgröße „Euklidische Distanz“ durchgeführt. Das ausgewertete Dendrogramm legt die Bildung von acht Clustern nahe. Innerhalb der Cluster sind die Daten hoch konsistent mit Werten für Cronbachs α zwischen 0,94 und 0,96. Lediglich der Cluster 8 weicht geringfügig mit 0,91 nach unten ab, bleibt aber noch im Rahmen eines hochkonsistenten Ergebnisses. Paarweise t-Tests zeigen, dass sich die Cluster voneinander jeweils hochsignifikant unterscheiden – mit einer Ausnahme: zwischen den Clustern 1 und 2 liegt eine so hohe Korrelation vor, dass kein signifikanter Unterschied feststellbar ist. Mit anderen Worten: Bis auf den äußersten Norden bestehen bedeutende regionale Unterschiede im Wind- und Solardargebot. Abbildung 2 stellt die Aufteilung der Standorte in regionale Clustern dar.

Abbildung 2: Ergebnis der Clusteranalyse der regionalen Gesamterzeugung aus Windenergie und Photovoltaik (2008-2012) und interne Konsistenz der Cluster (nach Cronbachs α):



2.4 Simulationsszenarien

Um die Effekte räumlicher Verteilung auf die Erzeugungsverläufe und die Auswirkungen hinsichtlich der auftretenden Residuallasten zu bestimmen, wurden drei Simulationsszenarien entwickelt. Deren zugrunde gelegte räumliche Verteilung der Windenergie- und Photovoltaikkapazitäten wird in diesem Abschnitt vorgestellt. Insgesamt werden jeweils 80 GW Leistung an Wind-

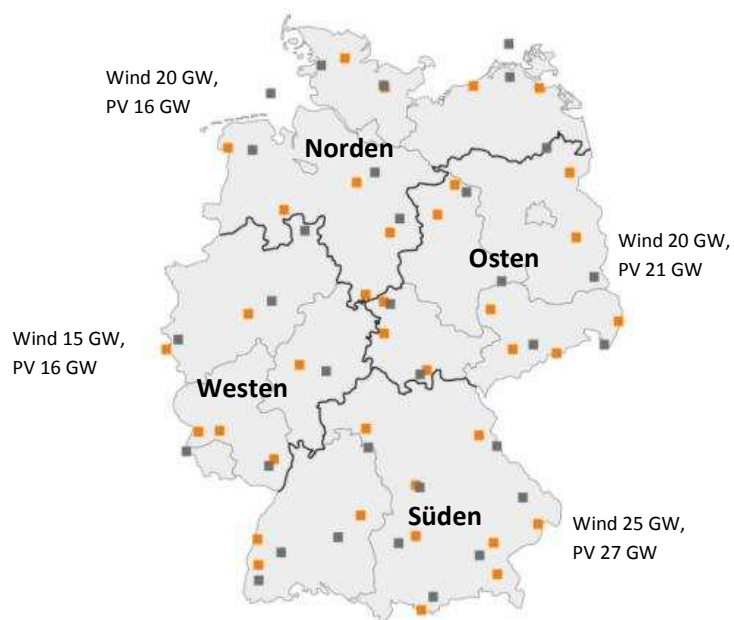
energie und PV-Kapazitäten verteilt. Dabei bilden das Gleichverteilungsszenario und das Ungleichverteilungsszenario die Pole. Das Projektionsszenario nimmt dagegen statistische Elemente sowie strategische Überlegungen zum zukünftigen Ersatz bereits mittelfristig entfallender konventioneller Kapazitäten (Verteilung der Ein- und Zweifamilienhäuser nach Bundesländern, aktuelle räumliche Verteilung der Windenergiekapazitäten und Berücksichtigung des Atomausstiegsbeschlusses) auf. Auf dieser Grundlage wird eine plausible zukünftige räumliche Verteilung der erneuerbaren Kapazitäten fortgeschrieben. Dieses Szenario wurde in Kooperation mit dem Forschungsförderer dieses Projektes entwickelt. Es bildet jedoch keine mittlere Position zwischen dem Ungleich- und Gleichverteilungsszenario, sondern liegt nahe des Gleichverteilungsszenarios. Dies sei im Folgenden vertieft erläutert.

Gleichverteilungsszenario:

Dieses Szenario ist bezüglich der Verteilung der Kapazitäten am einfachsten zu beschreiben. Gemäß der Begrifflichkeit wird jedem simulierten Standort dieselbe Windenergie- und Photovoltaikkapazität zugewiesen. Dies bedeutet, dass aufgrund der 32 Windstandorte (30 Onshore- und zwei Offshore-Standorte) und der 30 Solarstandorte zwar nicht ein vollkommen paritätisches Verhältnis zwischen PV- und Windenergiekapazitäten je Standort herrscht, jedoch die gleichmäßige räumliche Verteilung in Bezug auf die gewählten Standorte technologiespezifisch gegeben ist. Selbstredend wurde auf Offshore-Solarstandorte verzichtet.

Somit ergeben sich für jeden Windstandort 2,5 GW und für jeden Solarstandort 2,67 GW installierte Leistung, deren Erzeugung in diesem Szenario simuliert werden. Um die unterschiedlichen Szenarien vergleichbar zu machen, wurden alle szenariospezifischen Kapazitäten auf die Regionalebene des Projektionsszenarios mit den vier Großregionen Norden, Westen, Osten und Süden umgerechnet. Die entsprechenden Unterschiede zwischen den einzelnen Szenarien können so am einfachsten erfasst werden (vgl. Tabelle 4). Für das Gleichverteilungsszenario zeigt Abbildung 3 das entsprechende Ergebnis.

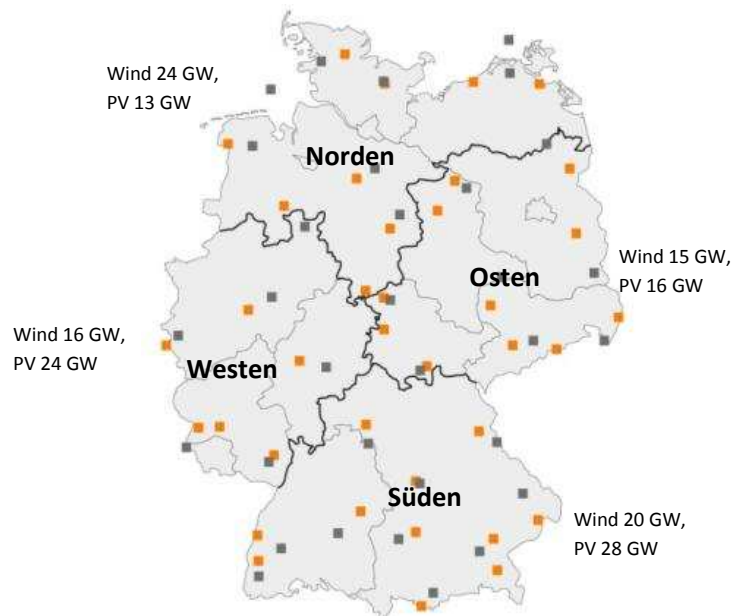
Abbildung 3: Installierte Leistung je Cluster im Gleichverteilungsszenario



Projektionsszenario:

Bei der Bestimmung der Kriterien zur räumlichen Verteilung in diesem Szenario, das die Bundesrepublik in vier Großregionen aufteilt, sind zwei wesentliche Kriterien gemeinsam definiert worden. Vor dem Hintergrund, dass der zukünftige PV-Ausbau vor allem auf Dächern stattfinden dürfte, wurde als Verteilungskriterium zur Bestimmung der lokalen PV-Kapazitäten die Verteilung der Ein- und Zweifamilienhäuser je Bundesland herangezogen. Hinsichtlich der Verteilung der Windenergiekapazitäten liegt die Annahme zugrunde, dass der Ausbau der Kapazitäten im windhöffigeren Norden etwas stärker erfolgt als in den anderen Regionen. Der angenommene Ausbau setzt aber dennoch eine erhebliche flächenhafte Installation von Windkapazitäten bis in die südlichen Bundesländer voraus, um auch dort in den nächsten Jahren entfallende konventionelle Kapazitäten zu ersetzen.

Abbildung 4: Installierte Leistung je Cluster im Projektionsszenario:

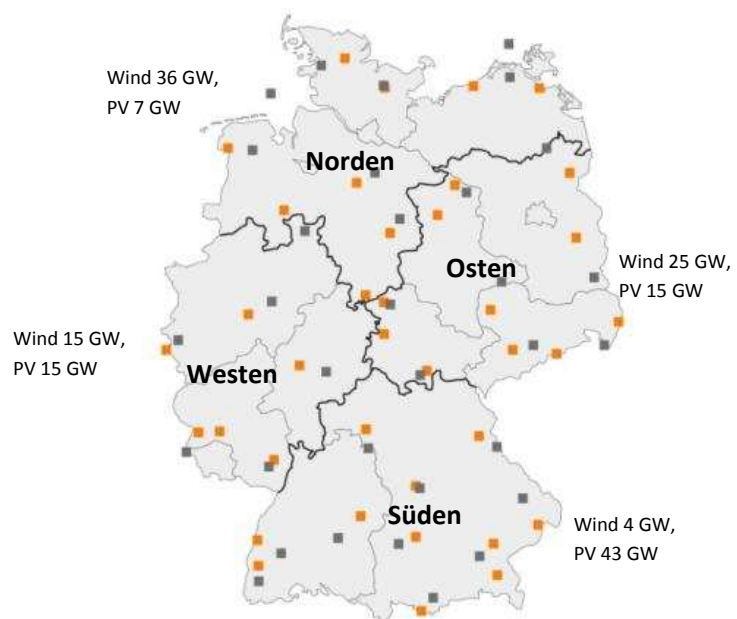


14

Ungleichverteilungsszenario:

Diesem Szenario liegt die Annahme zugrunde, dass der zukünftige Ausbau von Windenergie- und PV-Kapazitäten in den für sie jeweils nach dem Dargebot günstigsten Regionen stattfindet. Als räumliche Grundlage dient dazu die Clusteranalyse der Gesamterzeugung (vgl. 2.3) sowie die Auswertung des langjährigen Dargebots von Wind und Sonne. Dies hat grundsätzlich zur Folge, dass der Ausbau der Windenergie hauptsächlich im Norden (also in allen Küstenbundesländern; Cluster 1 und 2) und der weitere PV-Ausbau sich nahezu vollkommen auf Rheinland-Pfalz und das Saarland, Südhessen, Baden-Württemberg und Bayern – verein-

Abbildung 5: Installierte Leistung je Cluster im Ungleichverteilungsszenario:



facht gesagt, auf alle Regionen südlich der Mainlinie – konzentriert. Bereits installierte Kapazitäten beider Technologien werden berücksichtigt. Damit ergibt sich eine Verteilung der Kapazitäten je simuliertem Standort und Szenario, wie sie der Tabelle 5 entnommen werden kann.

Tabelle 5: Installierte Leistung je Standort und Technologie nach Szenarien:

Region	Szenario Gleichverteilung		Szenario Projektion		Szenario Ungleichverteilung	
	installierte Windleistung in GW	installierte PV-Leistung in GW	installierte Windleistung in GW	installierte PV-Leistung in GW	installierte Windleistung in GW	installierte PV-Leistung in GW
1	2,5	2,67	3	2,4	4,55	1
2	2,5	2,67	3	2,4	4,55	1
3	2,5	2,67	3	2,4	4,55	1
4	2,5	2,67	3	2,4	4,55	1
5	2,5	2,67	3	2,4	4,55	1
6	2,5	2,67	2,5	1,7	4,55	1
7	2,5	2,67	2,67	4	4,55	1
8	2,5	2,67	3	2,4	4,55	1
9	2,5	2,67	2,5	1,7	3,13	1,88
10	2,5	2,67	2,67	4	3,13	1,88
11	2,5	2,67	2,5	1,7	3,13	1,88
12	2,5	2,67	2,5	1,7	3,13	1,88
13	2,5	2,67	2,5	1,7	3,13	1,88
14	2,5	2,67	2,67	4	3,13	1,88
15	2,5	2,67	2,5	1,7	0,38	4,31
16	2,5	2,67	2,5	1,7	3,13	1,88
17	2,5	2,67	2,67	4	0,38	4,31
18	2,5	2,67	2,67	4	0,38	4,31
19	2,5	2,67	2	2,8	0,38	4,31
20	2,5	2,67	2	2,8	0,38	4,31
21	2,5	2,67	2	2,8	0,38	4,31
22	2,5	2,67	2	2,8	0,38	4,31
23	2,5	2,67	2	2,8	0,38	4,31
24	2,5	2,67	2	2,8	0,38	4,31
25	2,5	2,67	2	2,8	0,38	4,31
26	2,5	2,67	2	2,8	0,38	4,31
27	2,5	2,67	2	2,8	0,38	4,31
28	2,5	2,67	2,5	1,7	4,55	1,00
29	2,5	2,67	2,67	4	3,13	1,88
30	2,5	2,67	2	2,8	0,38	4,31
31	2,5	-	3	-	4,55	-
32	2,5	-	3	-	4,55	-

3 (Un-)Gleichzeitigkeit der Erzeugung

Damit die Erzeugungsdaten zwischen mehreren Regionen hinsichtlich der untersuchten Kategorie Gleichzeitigkeit interpretierbar werden, sollen zunächst Indikatoren vorgestellt werden, die als Maß für die auftretende Gleichzeitigkeit der Erzeugung aus räumlicher und zeitlicher Perspektive gelten können. Diese geben über die räumliche Simultanität oder die Höhe der aktuell gemeinsamen Erzeugung Aufschluss. Nach Vorstellung der Faktoren werden im weiteren Verlauf des Kapitels Betrachtungen der (Un-)Gleichzeitigkeit für jedes der vorgestellten Szenarien angestellt.

3.1 Definition der Güte des räumlichen Ausgleichseffekts

Bislang wird zur Bestimmung der Auslastung von erneuerbaren Erzeugungskapazitäten der Kapazitätsfaktor herangezogen und in der Regel auf ein Jahr bezogen. Bezieht man ihn auf einen bestimmten Zeitpunkt oder ein fest begrenztes Zeitintervall, bildet der Kapazitätsfaktor ein nützliches Instrument, um in quantitativer, nennleistungsbezogener Hinsicht (oder auf Grundlage eines empirisch bestimmten maximalen Einspeiseniveaus) das punktuelle oder periodische Erzeugungsniveau zu beurteilen. In der vorliegenden Untersuchung wird der Kapazitätsfaktor in diesem Sinne als γ (Gamma) bezeichnet und hier grundsätzlich auf die Dauer einer Zeitstunde bezogen. Als Normierung der momentanen Einspeisung wird allerdings, sowohl bei der Windenergie als auch bei der Photovoltaik sowie der kombinierten Erzeugung, nicht die installierte Nennleistung, sondern die maximale empirisch bestimmte Einspeisung genutzt. Alternativ wird von einigen Autoren auch die Gesamtinstallation an Leistung als Normierungsmaß herangezogen (vgl. BREYER 2013: 2). Hier wurde aufgrund der unterschiedlichen Orientierung der Solarkapazitäten als auch des simulierten Parkwirkungsgrades von 92 Prozent im Fall der Windenergie die maximale Erzeugungsleistung aus den gesamten regionalen Fünfjahreszeitreihen gewählt. Damit werden Einzelwerte als auch die Häufigkeitsverteilung für eine Zeitreihe einfacher interpretierbar, da sich damit die Werteskala rein theoretisch zwischen 0 und 1 bewegen muss.

$$\text{Es gilt } \gamma = \frac{\text{aktuelle Erzeugung}}{\text{max. Erzeugung über alle Zeitreihen hinweg}} .$$

γ kann als zeitliches Simultanmaß der installierten Leistung aufgefasst werden, ohne jedoch dabei die Verteilung dieser Leistung in räumlicher Hinsicht zu beachten. Daher soll im Folgenden ein neuer Ungleichzeitigkeitsfaktor eingeführt werden, der über die räumliche Dimension der Einspeisung Auskunft gibt. Dieser Ungleichzeitigkeitsfaktor μ (μ) berechnet sich aus der folgenden Formel:

$$\mu = 2 * \frac{\text{Standardabweichung (eines Zeitpunktes oder eines Zeitintervalls)}}{\text{Maximal auftretende Erzeugung (eines Zeitpunktes oder eines Zeitintervalls)}} .$$

Die Standardabweichung versteht sich somit als Stundenwert über alle Standorte hinweg. Sie zeigt an, inwieweit zu einer gegebenen Stunde die Erzeugung an allen Standorten durchschnittlich von der mittleren Erzeugung über alle Standorte hinweg abweicht. Sie ist demnach ein Maß der stündlichen Varianz. Je höher sie ist, umso eher liegt eine räumliche Ungleichzeitigkeit der

Erzeugung vor. Allerdings ist der absolute Wert der Standardabweichung von der Skalierung abhängig. Um diese Abhängigkeit aufzuheben, ist demnach eine Normierung nötig. Hierfür bietet sich der empirisch beobachtete maximale Erzeugungswert zu dem Zeitpunkt oder dem Zeitintervall an. Denn er bezeichnet den obersten Wert der Skala. Da die Standardabweichung (bei einer Skala, die nach unten durch den Wert Null begrenzt ist) maximal halb so groß wie der Extremwert einer Verteilung ausfallen kann, ist die maximale Einspeisung mit dem Faktor $\frac{1}{2}$ zu belegen. Um die unterschiedlichen Kapazitätsverteilungsszenarien miteinander vergleichbar zu machen, ist der Mittelwert von μ interessant.

In der vorliegenden Arbeit wird μ grundsätzlich auf Stundenintervalle bezogen. Aus inhaltlichen wie mathematischen Gründen sollte bei der Berechnung von μ nur Stunden berücksichtigt werden, bei denen die maximale Einspeisung größer als 0 beträgt.

Der Ungleichzeitigkeitsfaktor μ kann dann Werte zwischen 0 und 1 annehmen und so als Maß der räumlichen Simultanität der Erzeugung dienen. Die vollkommene Gleichzeitigkeit ($\mu = 0$) tritt bei an allen Standorten vollkommen gleicher Erzeugung auf (unabhängig von der absoluten Höhe der Erzeugung). Diese Ereignisse treten in der Realität – wenn überhaupt – nur sehr selten auf. Die höchste Ungleichzeitigkeit zwischen beliebig vielen Standorten besteht genau dann, wenn beispielsweise an der Hälfte der Standorte die volle Erzeugungsleistung auftritt, während an den anderen gar keine Einspeisung stattfindet ($\mu = 1$). Der Faktor μ zeigt demnach an, inwiefern sich die Anlagen innerhalb der Erzeugungsfläche zu einem räumlich einheitlichen oder dispersen Erzeugungsprofil ergänzen, vernachlässigt aber die Höhe der Einspeiseleistung bezüglich der Gesamtkapazität oder des empirisch bestimmten Erzeugungsmaxima. Um zu erfassen, ob interregionale Ausgleichspotentiale tatsächlich energiewirtschaftlich relevant sind, müssen daher μ und γ gemeinsam betrachtet werden. Zeigen beide hohe Werte an, liegen erhebliche interregionale Ausgleichspotentiale vor. Um die beiden Sichtweisen miteinander zu vergleichen, wird als Gütemaß für den räumlichen Ausgleichseffekt das radizierte Produkt aus μ und γ verwendet und mit λ (Lambda) bezeichnet. Da $\lambda = \sqrt{\mu * \gamma}$ gilt, kann das Gütemaß wiederum Werte zwischen 0 und 1 annehmen, wobei $\lambda = 1$ eine extrem hohe Güte ausdrückt, die allerdings nur theoretisch erreicht werden kann, da Photovoltaik und Windenergie ihre spezifischen Maxima nicht zum selben Zeitpunkt erreichen.

Die in dieser Untersuchung simulierte maximal mögliche Einspeisung wird empirisch bestimmt. Das heißt, es ist der tatsächlich höchste stündliche Einspeisewert in allen Zeitreihen als Maximum. Wird eine gesamte Region betrachtet, also die kombinierte Erzeugung aus Windenergie und PV, wird die maximale Einspeisung entsprechend als Summe der maximal auftretenden Einspeisung in allen betrachteten regionalen Zeitreihen der Windenergie und Photovoltaik ebenso empirisch festgesetzt.

Aus den stündlich ermittelten Faktoren für γ und μ der fünf untersuchten Jahre in stündlicher Auflösung ($n = 43.848$ Stunden, im Falle der Photovoltaik alle lichten Stunden $n = 25.987$) sind für alle monatsgenauen Tagesstunden Gleichzeitigkeitsdiagramme als Tageszeit-Monats-Paare erstellt worden. Die Diagramme der einzelnen Technologien weisen dargebotsbedingt spezifische Verläufe auf. Diese Verläufe sind tageszeitlichen wie jahreszeitlichen Schwankungen zuzuordnen, die im Folgenden näher beleuchtet werden. Um die Aussagekraft der Gleichzeitigkeit im Hinblick auf die solare Erzeugung nicht zu relativieren, finden die Nachtstunden, an denen

zwangsläufig an allen simulierten Standorten keine Einspeisung vorkommt ($\mu = 0$), keine Berücksichtigung.

3.2 Muster der (Un-)Gleichzeitigkeit nach Technologien

Der Kapazitätsfaktor γ , der Ungleichzeitigkeitsfaktor μ und das Gütemaß des räumlichen Ausgleichseffekts λ lassen sich für die Wind- bzw. PV-Erzeugung einzeln und für die Gesamterzeugung betrachten und miteinander vergleichen.

Ungleichzeitigkeitsfaktor

Für die Winderzeugung ergibt sich für den Ungleichzeitigkeitsfaktor μ ein Mittelwert (Median oder Zentralwert) von $Z_\mu = 0,57$. Er lässt sich so interpretieren: In der Hälfte aller 43.848 Stunden weist die Erzeugung an einem im Rahmen dieser Studie durchschnittlichen Standort eine Varianz vom Erzeugungsmittelwert der jeweiligen Stunde auf, die 57 Prozent der maximal möglichen Standardabweichung beträgt. Die Ungleichzeitigkeit liegt also in einem mittleren Bereich, ist aber durchaus beträchtlich. Ein Blick auf den Zeitverlauf zeigt, dass die Ungleichzeitigkeit nachts, frühmorgens und abends höher ist. Im Winter treten mittags auch immer wieder Stunden auf, in denen eine ungewöhnlich hohe Ungleichzeitigkeit vorliegt ($\mu > 0,95$). Dies ist im Sommer nicht der Fall. Gleichzeitig fällt in den Sommermonaten (Mai bis August) die Ungleichzeitigkeit zwischen 11 Uhr und 21 Uhr nie unter ein Niveau von $\mu = 0,20$, also unter 20 Prozent.

Für die Erzeugung aus Photovoltaik, bei der allerdings die Nachtstunden mit absolut hoher Gleichzeitigkeit nicht berücksichtigt werden, beträgt $Z_\mu = 0,47$. Dies bedeutet, dass Photovoltaik eine etwas höhere Gleichzeitigkeit aufweist als Windenergie. Die Unterschiede zwischen den Technologien sind allerdings nicht gravierend.

Bei Photovoltaik ergeben sich keine bedeutsamen Unterschiede nach Tages- oder Jahreszeit. Tendenziell ist die Ungleichzeitigkeit in den frühen Sommerstunden etwas höher, aber diese dürfte energiewirtschaftlich nicht relevant sein, da sich hier die Erzeugung auf niedrigem Niveau bewegt.

Für die Gesamterzeugung aus Wind und Photovoltaik schließlich beträgt der Wert $Z_\mu = 0,52$. Dies bedeutet also, dass an einem im Rahmen der vorliegenden Untersuchung durchschnittlichen Standort die Erzeugung von Wind- oder Solarenergie in der Hälfte aller Stunden eine Varianz von der Erzeugung an anderen Standorte erreicht, die 52 Prozent der maximal möglichen Abweichung ausmacht.

Da sowohl die Windenergie als auch die Solarenergie im Mittel tendenziell in den Mittagsstunden im Sommer räumlich etwas gleichzeitiger erzeugt wird als im Rest des Jahres, verstärkt sich dieser Effekt, wenn man die kombinierte Erzeugung betrachtet. Das arithmetische Mittel des Ungleichzeitigkeitsfaktors in den Sommermonaten erreicht Werte um $M_\mu = 0,42$ und liegt damit deutlich unter dem Jahresmittel ($M_\mu = 0,52$).

Kapazitätsfaktor

Ein Blick auf den Kapazitätsfaktor γ zeigt ebenfalls gewisse Unterschiede zwischen Wind und Photovoltaik. Der Median für die Winderzeugung liegt bei $Z_\gamma = 0,33$. Der Median für die Photovoltaik beträgt $Z_\gamma = 0,22$, wobei erneut die Nachtstunden nicht berücksichtigt sind. Die Interpreta-

tion fällt leicht: In der Hälfte aller Stunden erzeugen Windanlagen 33 Prozent ihrer maximalen Leistung, bei Solaranlagen sind es 22 Prozent der maximalen Leistung. Allerdings lohnt sich ein genauerer Blick auf den Zeitverlauf. Dann zeigt sich: In jenen Monaten und Stunden, in denen μ im Mittel etwas geringer ist, erreicht γ die höchsten Durchschnittswerte. Besonders in den Mittagsstunden der Sommermonate ist γ im Durchschnitt sehr hoch. Dieser Zusammenhang ist für die Photovoltaik absolut augenfällig und wird durch eine hohe negative Korrelation bestätigt ($r_{\text{Solar}} = -0,43$). Bei Windenergie ist der negative Zusammenhang nicht ganz so deutlich ausgeprägt ($r_{\text{Wind}} = -0,15$). Hier wird die negative Korrelation zwischen dem Ungleichzeitigkeitsfaktor und dem Kapazitätsfaktor dadurch gemildert, dass in den Mittagsstunden im Sommer der Kapazitätsfaktor im Mittel extrem niedrig ist. In den Monaten zwischen April und September gilt für die Stunden zwischen 7 und 17 Uhr: $0,23 < M_{\gamma} < 0,29$. In diesen Zeiten ist auch die Ungleichzeitigkeit der Winderzeugung im Mittel etwas niedriger. Mit anderen Worten: In den Mittagsstunden der Sommerzeit weht der Wind typischerweise deutschlandweit auf einem ähnlich niedrigen Niveau.

Zu beachten ist, dass die Solarerzeugung etwa zur selben Jahres- und Tageszeit mit hohen Werten diesen niedrigen Kapazitätsfaktor von Wind ausgleicht. Zwischen April und August werden in den Stunden zwischen 10 und 15 Uhr Durchschnittswerte im Bereich von $0,45 < M_{\gamma} < 0,57$ erreicht. Dies ist ein erster Hinweis für die Kompatibilität von Wind und Solar.

Diagramm 1: Minimaler Gleichzeitigkeitsfaktor γ der Winderzeugung als Tageszeiten-Monats-Diagramm, 2008 bis 2012:

Minimum von γ Stunde	Monat												Gesamt $\bar{\gamma}$
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
0	0.013	0.017	0.023	0.012	0.011	0.007	0.015	0.017	0.029	0.028	0.015	0.009	0.016
1	0.017	0.015	0.023	0.011	0.010	0.006	0.013	0.023	0.025	0.026	0.016	0.008	0.016
2	0.023	0.015	0.026	0.012	0.010	0.004	0.013	0.031	0.023	0.024	0.016	0.007	0.017
3	0.016	0.013	0.025	0.014	0.011	0.003	0.010	0.033	0.017	0.022	0.016	0.007	0.015
4	0.012	0.011	0.023	0.017	0.009	0.003	0.006	0.027	0.010	0.021	0.012	0.009	0.013
5	0.009	0.011	0.021	0.019	0.006	0.003	0.004	0.021	0.008	0.022	0.008	0.012	0.012
6	0.008	0.010	0.017	0.010	0.002	0.002	0.004	0.015	0.005	0.019	0.007	0.019	0.010
7	0.008	0.010	0.009	0.009	0.001	0.002	0.003	0.009	0.002	0.008	0.008	0.032	0.008
8	0.007	0.009	0.006	0.014	0.004	0.003	0.002	0.005	0.002	0.003	0.008	0.029	0.008
9	0.006	0.008	0.004	0.014	0.004	0.003	0.002	0.003	0.003	0.004	0.006	0.023	0.007
10	0.008	0.007	0.004	0.008	0.003	0.002	0.002	0.002	0.005	0.005	0.008	0.018	0.006
11	0.009	0.006	0.005	0.004	0.001	0.001	0.001	0.002	0.005	0.006	0.007	0.015	0.005
12	0.010	0.005	0.007	0.001	0.001	0.000	0.001	0.002	0.005	0.006	0.006	0.014	0.005
13	0.013	0.004	0.008	0.001	0.001	0.001	0.002	0.003	0.006	0.006	0.005	0.014	0.005
14	0.017	0.005	0.011	0.001	0.001	0.001	0.002	0.003	0.008	0.005	0.006	0.018	0.006
15	0.023	0.006	0.011	0.003	0.001	0.001	0.002	0.004	0.005	0.003	0.009	0.028	0.008
16	0.030	0.009	0.009	0.006	0.001	0.001	0.002	0.004	0.004	0.003	0.013	0.032	0.009
17	0.033	0.013	0.011	0.005	0.002	0.000	0.002	0.003	0.005	0.004	0.019	0.030	0.011
18	0.033	0.018	0.017	0.010	0.004	0.000	0.001	0.007	0.009	0.005	0.023	0.027	0.013
19	0.029	0.023	0.026	0.032	0.005	0.000	0.002	0.007	0.018	0.007	0.024	0.024	0.016
20	0.024	0.026	0.037	0.065	0.006	0.000	0.004	0.006	0.022	0.010	0.026	0.021	0.021
21	0.018	0.022	0.025	0.043	0.005	0.001	0.012	0.005	0.027	0.013	0.021	0.018	0.018
22	0.015	0.019	0.019	0.028	0.006	0.004	0.023	0.007	0.031	0.020	0.014	0.014	0.017
23	0.012	0.017	0.020	0.018	0.007	0.006	0.031	0.012	0.032	0.026	0.012	0.011	0.017
Gesamt $\bar{\gamma}$	0.016	0.012	0.016	0.015	0.005	0.002	0.007	0.010	0.013	0.012	0.013	0.018	0.012

Bedeutsam ist für die Windenergieerzeugung ferner, dass sich aus den Diagrammen der minimalen und maximalen stündlichen Gleichzeitigkeitsfaktoren weitere energiewirtschaftlich wichtige Tendenzen ableiten lassen: Dabei werden die Minima von γ als absoluter Leistungskredit der Wind- bzw. Solarenergie zu einer jeweiligen Stunde innerhalb des untersuchten Fünfjahreszeit-

raumes interpretiert¹. Der absolute Leistungskredit ist damit definiert als die garantierte Einspeisung zu einer bestimmten Stunde im Monat über einen festgelegten Untersuchungszeitraum hinweg, die in dieser bestimmten Stunde nicht mehr unterschritten wird. Hierbei wird im Falle der Windenergie deutlich, dass die Werte insgesamt auf sehr niedrigem Niveau verharren und 6,5 Prozent nicht übersteigen (der höchste stündliche Minimalwert tritt im April zwischen 20 und 21 Uhr auf; vgl. Diagramm 1).

Betrachtet man die Maxima in der Tageszeiten-Monats-Darstellung, wird ersichtlich, dass insbesondere in den Sommermonaten Mai, Juni und Juli ein deutliches Absinken der Werte unter das 90-Prozent-Niveau zu allen Tagesstunden verzeichnet wird. Die geringsten Maxima mit 75 bis 77 Prozent treten dabei in den Sommermonaten in den Abendstunden im Mai und Juli auf. Demgegenüber treten von November bis Februar zu allen Tagesstunden Maxima von mindestens 95 Prozent der maximal möglichen Einspeiseleistung auf (vgl. Diagramm 2).

Diagramm 2: Maximale Gleichzeitigkeitsfaktor γ der Winderzeugung als Tageszeiten-Monats-Diagramm, 2008 bis 2012:

Maximum von γ Stunde	Monat												Gesamt Ø
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
0	0.979	0.981	0.974	0.954	0.900	0.880	0.882	0.948	0.937	0.949	0.973	0.985	0.945
1	0.986	0.980	0.974	0.948	0.908	0.869	0.855	0.948	0.937	0.950	0.972	0.984	0.943
2	0.985	0.978	0.973	0.940	0.933	0.850	0.832	0.948	0.937	0.950	0.975	0.983	0.940
3	0.983	0.981	0.974	0.929	0.947	0.831	0.825	0.947	0.938	0.951	0.977	0.985	0.939
4	0.981	0.986	0.974	0.916	0.954	0.803	0.807	0.942	0.938	0.951	0.977	0.984	0.934
5	0.977	0.986	0.974	0.905	0.956	0.806	0.791	0.923	0.939	0.952	0.974	0.983	0.931
6	0.972	0.986	0.973	0.927	0.956	0.844	0.822	0.914	0.937	0.949	0.972	0.982	0.936
7	0.972	0.984	0.970	0.947	0.954	0.862	0.841	0.917	0.934	0.940	0.970	0.980	0.939
8	0.972	0.982	0.967	0.954	0.951	0.874	0.839	0.912	0.931	0.933	0.963	0.982	0.938
9	0.972	0.981	0.964	0.952	0.944	0.877	0.836	0.906	0.925	0.920	0.962	0.981	0.935
10	0.971	0.980	0.962	0.941	0.924	0.874	0.819	0.897	0.914	0.906	0.960	0.981	0.927
11	0.971	0.979	0.959	0.925	0.885	0.859	0.813	0.878	0.911	0.881	0.962	0.978	0.917
12	0.972	0.971	0.956	0.925	0.856	0.854	0.818	0.869	0.908	0.896	0.965	0.977	0.914
13	0.973	0.975	0.955	0.939	0.847	0.850	0.834	0.888	0.910	0.927	0.967	0.978	0.920
14	0.975	0.980	0.950	0.947	0.836	0.846	0.845	0.901	0.912	0.936	0.969	0.977	0.923
15	0.978	0.980	0.935	0.951	0.813	0.857	0.848	0.910	0.919	0.937	0.972	0.980	0.923
16	0.979	0.976	0.948	0.945	0.796	0.859	0.842	0.909	0.921	0.937	0.973	0.981	0.922
17	0.979	0.976	0.962	0.936	0.784	0.847	0.823	0.893	0.936	0.937	0.969	0.978	0.918
18	0.979	0.973	0.967	0.944	0.755	0.857	0.777	0.891	0.940	0.933	0.961	0.976	0.913
19	0.979	0.965	0.969	0.951	0.813	0.882	0.772	0.919	0.938	0.942	0.962	0.977	0.922
20	0.978	0.966	0.971	0.955	0.848	0.896	0.804	0.935	0.940	0.944	0.963	0.979	0.932
21	0.988	0.970	0.972	0.956	0.868	0.897	0.836	0.942	0.943	0.946	0.963	0.985	0.939
22	0.989	0.979	0.973	0.958	0.881	0.893	0.874	0.946	0.940	0.947	0.963	0.984	0.944
23	0.979	0.981	0.974	0.956	0.902	0.889	0.890	0.947	0.935	0.948	0.971	0.985	0.946
Gesamt	0.978	0.978	0.965	0.942	0.884	0.861	0.830	0.918	0.930	0.936	0.968	0.981	0.931

Insgesamt bleibt demnach für die Windenergieerzeugung festzuhalten, dass kaum gesicherte Leistung zu einer bestimmten gegebenen Stunde angenommen werden darf. Am ehesten ist dies noch in den Wintermonaten der Fall. Im Sommer hingegen fällt nicht nur der minimal erreichte Kapazitätsfaktor, sondern auch der maximale deutlich niedriger aus. Dies lässt sich durch einen in diesen Zeiten höheren Kapazitätsfaktor der Photovoltaik ausgleichen.

¹ Es besteht allerdings noch kein allgemein anerkanntes Übereinkommen über den zu verfolgenden Berechnungsweg des Leistungskredits, vgl. PAPE 2011: 15ff.

Die Betrachtung der Photovoltaik weist weitere Besonderheiten auf: Im Gegensatz zur Windstromerzeugung bescheinigen die stündlichen und monatspezifischen Leistungskredite (hier wieder als absolutes stündliches Minimum von γ definiert) mit bis zu 29 Prozent einen bei weitem verlässlicheren Beitrag zur Lastdeckung (vgl. Diagramm 3) zu gewissen Stunden. Dies muss allerdings unter der Einschränkung betrachtet werden, dass die stündlichen Leistungskredite über 20 Prozent durch die jahreszeitliche Einstrahlung bedingt nur von April bis August zur Mittagszeit auftreten.

Diagramm 3: Minimaler Gleichzeitigkeitsfaktor γ der Solarerzeugung als Tageszeiten-Monats-Diagramm, 2008 bis 2012:

Minimum von γ Stunde	Monat	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Gesamt $\bar{\gamma}$
4						0.000	0.002	0.000						0.001
5					0.000	0.005	0.020	0.007	0.000	0.000				0.005
6				0.000	0.007	0.020	0.047	0.032	0.009	0.001	0.000			0.014
7			0.000	0.002	0.034	0.056	0.098	0.070	0.036	0.009	0.002	0.000		0.031
8	0.000	0.005	0.017	0.080	0.095	0.131	0.098	0.073	0.040	0.017	0.002	0.001		0.047
9	0.008	0.028	0.040	0.131	0.115	0.153	0.148	0.107	0.079	0.057	0.015	0.007		0.074
10	0.020	0.060	0.063	0.183	0.136	0.263	0.198	0.128	0.112	0.080	0.038	0.017		0.108
11	0.040	0.080	0.077	0.207	0.147	0.291	0.197	0.168	0.132	0.110	0.061	0.037		0.129
12	0.049	0.083	0.075	0.254	0.136	0.276	0.259	0.200	0.135	0.111	0.060	0.043		0.140
13	0.048	0.079	0.066	0.241	0.144	0.235	0.254	0.190	0.115	0.086	0.052	0.036		0.129
14	0.034	0.069	0.052	0.189	0.152	0.203	0.217	0.207	0.098	0.074	0.029	0.017		0.112
15	0.012	0.049	0.035	0.150	0.112	0.168	0.159	0.131	0.067	0.052	0.008	0.004		0.079
16	0.001	0.015	0.020	0.100	0.083	0.123	0.119	0.097	0.036	0.012	0.000	0.000		0.051
17		0.000	0.005	0.052	0.053	0.071	0.074	0.061	0.006	0.000				0.036
18			0.000	0.010	0.022	0.040	0.032	0.014	0.000					0.017
19				0.000	0.004	0.013	0.009	0.000						0.005
20					0.000	0.001	0.000							0.001
Gesamt $\bar{\gamma}$		0.024	0.043	0.035	0.109	0.075	0.126	0.110	0.095	0.059	0.050	0.027	0.018	0.071

Aufgrund der Auswertung der Diagramme 1 und 3 spricht aber dennoch vieles für die grundlegende Bedeutung der Photovoltaik im Rahmen einer erneuerbaren Energieversorgung: In den windschwachen Sommermonaten garantiert sie einen erheblichen Beitrag zur Versorgungssicherheit auf vergleichsweise hohem Niveau – und das sogar zu einer Tageszeit, in der die Stromnachfrage den ersten tageszeitlichen Höhepunkt erreicht.

Abschließend ein Wort zu den Maxima des solaren Kapazitätsfaktors, die Diagramm 4 wiedergibt. Erkennbar wird, dass auch in den Mittagsstunden der Sommermonate γ niemals an den Wert von 1 heranreicht. Dies liegt unter anderem an den unterschiedlichen Orientierungen und entsprechenden Verschattungen der Solaranlagen. Aber auch die Leistungseinbußen durch hohe Temperaturen, die die in den Standard-Testbedingungen zur Leistungsermittlung der Module festgesetzten 20°C deutlich überschreiten können, spielen hierbei eine Rolle.

Diagramm 4: Maximaler Gleichzeitigkeitsfaktor γ der Solarerzeugung als Tageszeiten-Monats-Diagramm, 2008 bis 2012:

Maximum von γ Stunde	Monat												Gesamt $\bar{\gamma}$
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
4					0.033	0.020	0.011						0.021
5				0.021	0.079	0.139	0.075	0.033	0.005				0.059
6			0.026	0.122	0.203	0.191	0.181	0.128	0.062	0.016			0.116
7		0.018	0.130	0.277	0.320	0.301	0.284	0.272	0.206	0.096	0.007		0.191
8	0.018	0.106	0.332	0.412	0.469	0.449	0.421	0.402	0.382	0.294	0.054	0.013	0.279
9	0.099	0.299	0.471	0.552	0.612	0.593	0.564	0.544	0.502	0.463	0.160	0.064	0.410
10	0.264	0.461	0.610	0.671	0.726	0.712	0.685	0.636	0.594	0.562	0.324	0.142	0.532
11	0.404	0.537	0.683	0.752	0.785	0.789	0.766	0.713	0.655	0.624	0.393	0.294	0.616
12	0.458	0.574	0.717	0.773	0.810	0.808	0.796	0.735	0.674	0.628	0.402	0.333	0.642
13	0.420	0.546	0.687	0.747	0.784	0.779	0.777	0.707	0.646	0.577	0.365	0.303	0.612
14	0.335	0.453	0.607	0.656	0.718	0.717	0.712	0.652	0.568	0.486	0.256	0.177	0.528
15	0.182	0.328	0.480	0.531	0.599	0.602	0.596	0.554	0.448	0.358	0.114	0.061	0.404
16	0.043	0.155	0.324	0.380	0.458	0.459	0.456	0.426	0.305	0.211	0.022	0.006	0.270
17		0.029	0.159	0.225	0.306	0.316	0.308	0.270	0.168	0.046			0.203
18			0.026	0.094	0.174	0.190	0.180	0.141	0.045				0.121
19				0.013	0.062	0.097	0.084	0.045					0.060
20					0.005	0.023	0.011						0.013
Gesamt $\bar{\gamma}$	0.247	0.319	0.404	0.415	0.420	0.423	0.406	0.417	0.376	0.363	0.210	0.155	0.364

Was bedeutet dies nun für die kombinierte Erzeugung? Für sie ergibt sich (unter Berücksichtigung der Nachtstunden) ein Mittelwert von $Z_{\gamma} = 0,29$. In der Hälfte aller Stunden erzeugen also die Wind- und Photovoltaikanlagen mehr als 29 Prozent ihrer maximalen Leistungsabgabe. Der Kapazitätsfaktor γ ist auch bei der kombinierten Erzeugung deutlich mit dem Ungleichzeitigkeitsfaktor μ negativ korreliert ($r = -0,30$). Wenn also die Wind- und Solarkapazitäten relativ viel Energie liefern, dann erzeugen sie das tendenziell eher gleichzeitig. Dies liegt auch daran, dass sich Wind und Sonne gut ergänzen: Wenn im Winter durch die Windenergie eine relativ hohe Kapazitätsauslastung und gleichzeitig eine relative hohe Gleichzeitigkeit vorliegt, dann gilt das erst recht im Sommer, wofür die Sonne bzw. auch die Ausrichtung der Photovoltaik-Anlagen sorgen.

Ansonsten gilt: Der Kapazitätsfaktor der kombinierten Leistung ist in den Mittagsstunden höher, weil sich zu diesem Zeitpunkt Wind und Sonne im Dargebot addieren. Durch den geringen Einstrahlungswinkel und die damit verbundene geringere Einstrahlung je Fläche ist dies im Winter allerdings weniger ausgeprägt als im Sommerhalbjahr. Diagramm 5 zeigt den Verlauf des arithmetischen Mittels γ im Tages- und Jahresverlaufs. Deutlich wird: Gerade in den Sommermonaten wirkt zu Sonnenaufgang bzw. -untergang (neben der schwachen Solarstrahlung) offenbar noch ein abflauer Wind (vgl. GERLACH und BREYER 2012: 8), sodass hier die niedrigsten Kapazitätsfaktoren zu vermerken sind. Damit ergibt sich der heterogenste Tagesverlauf hinsichtlich der Kapazitätsfaktoren im Sommerhalbjahr, wo zwischen den monatspezifischen, tageszeitlich-durchschnittlichen Minima und Maxima die größte Spanne von mehr als 20 Prozent auftritt. Demgegenüber beläuft sich die tageszeitliche Schwankung während der Monate des Winterhalbjahres nur zwischen 8 und 16 Prozent.

Diagramm 5: Arithmetisches Mittel des Gleichzeitigkeitsfaktors γ der kombinierten Erzeugung als Tageszeiten-Monats-Diagramm, 2008 bis 2012:

Mittelwert von γ	Monat												Gesamt $\bar{\gamma}$
Stunde	1.000	2.000	3.000	4.000	5.000	6.000	7.000	8.000	9.000	10.000	11.000	12.000	
0	0.316	0.321	0.311	0.244	0.224	0.212	0.210	0.211	0.234	0.287	0.301	0.351	0.269
1	0.314	0.318	0.308	0.237	0.215	0.205	0.204	0.209	0.229	0.283	0.295	0.351	0.264
2	0.312	0.315	0.307	0.232	0.208	0.198	0.199	0.207	0.225	0.279	0.289	0.351	0.260
3	0.308	0.310	0.303	0.225	0.198	0.188	0.191	0.201	0.220	0.273	0.282	0.350	0.254
4	0.304	0.305	0.298	0.219	0.187	0.175	0.179	0.195	0.216	0.269	0.277	0.348	0.248
5	0.300	0.301	0.295	0.210	0.187	0.187	0.184	0.186	0.212	0.266	0.273	0.345	0.245
6	0.299	0.296	0.282	0.211	0.220	0.226	0.224	0.203	0.202	0.258	0.271	0.344	0.253
7	0.299	0.286	0.281	0.254	0.268	0.271	0.268	0.252	0.227	0.252	0.269	0.345	0.273
8	0.296	0.287	0.325	0.313	0.320	0.322	0.316	0.303	0.293	0.278	0.272	0.343	0.306
9	0.305	0.320	0.386	0.360	0.366	0.365	0.358	0.347	0.338	0.339	0.290	0.347	0.343
10	0.331	0.376	0.421	0.390	0.397	0.397	0.388	0.379	0.369	0.372	0.330	0.361	0.376
11	0.373	0.402	0.442	0.404	0.408	0.410	0.400	0.395	0.378	0.386	0.355	0.391	0.395
12	0.389	0.414	0.456	0.409	0.413	0.416	0.406	0.403	0.380	0.391	0.360	0.401	0.403
13	0.384	0.411	0.459	0.407	0.408	0.413	0.404	0.399	0.375	0.383	0.349	0.392	0.399
14	0.362	0.389	0.437	0.386	0.390	0.395	0.384	0.376	0.352	0.358	0.322	0.369	0.377
15	0.333	0.355	0.396	0.346	0.352	0.362	0.350	0.336	0.314	0.320	0.295	0.353	0.343
16	0.319	0.315	0.351	0.293	0.307	0.315	0.304	0.286	0.263	0.282	0.287	0.346	0.306
17	0.317	0.298	0.312	0.251	0.255	0.259	0.249	0.231	0.220	0.272	0.291	0.346	0.275
18	0.319	0.301	0.295	0.222	0.221	0.213	0.203	0.190	0.204	0.279	0.294	0.347	0.257
19	0.322	0.306	0.298	0.214	0.202	0.188	0.178	0.172	0.209	0.284	0.299	0.350	0.252
20	0.323	0.309	0.302	0.222	0.202	0.176	0.173	0.179	0.217	0.286	0.301	0.351	0.254
21	0.325	0.312	0.308	0.231	0.212	0.185	0.186	0.192	0.225	0.288	0.303	0.353	0.260
22	0.325	0.314	0.312	0.239	0.221	0.195	0.199	0.203	0.230	0.289	0.305	0.354	0.265
23	0.323	0.316	0.315	0.245	0.227	0.203	0.210	0.213	0.234	0.289	0.305	0.354	0.269
Gesamt $\bar{\gamma}$	0.325	0.328	0.342	0.282	0.275	0.270	0.265	0.261	0.265	0.303	0.301	0.356	0.298

Diagramm 6: Minima des Gleichzeitigkeitsfaktors γ der kombinierten Erzeugung als Tageszeiten-Monats-Diagramm, 2008 bis 2012:

Minimum von γ	Monat												Gesamt $\bar{\gamma}$
Stunde	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
0	0,008	0,010	0,014	0,008	0,007	0,004	0,010	0,010	0,018	0,017	0,009	0,005	0,010
1	0,010	0,009	0,014	0,007	0,006	0,004	0,008	0,014	0,015	0,016	0,010	0,005	0,010
2	0,014	0,009	0,016	0,007	0,006	0,003	0,008	0,019	0,014	0,015	0,010	0,004	0,011
3	0,010	0,008	0,015	0,008	0,007	0,002	0,006	0,020	0,010	0,013	0,010	0,005	0,010
4	0,008	0,007	0,014	0,011	0,006	0,006	0,005	0,017	0,006	0,013	0,007	0,006	0,009
5	0,006	0,007	0,013	0,014	0,017	0,024	0,020	0,018	0,005	0,014	0,005	0,007	0,012
6	0,005	0,006	0,012	0,026	0,049	0,060	0,039	0,036	0,010	0,016	0,004	0,012	0,023
7	0,005	0,007	0,016	0,055	0,066	0,104	0,063	0,065	0,044	0,031	0,005	0,019	0,040
8	0,006	0,018	0,035	0,100	0,096	0,134	0,102	0,095	0,104	0,044	0,013	0,018	0,064
9	0,016	0,047	0,066	0,126	0,109	0,163	0,130	0,128	0,146	0,065	0,033	0,024	0,088
10	0,035	0,087	0,108	0,167	0,120	0,201	0,150	0,163	0,162	0,081	0,077	0,035	0,116
11	0,056	0,092	0,123	0,172	0,122	0,240	0,164	0,190	0,165	0,090	0,096	0,056	0,131
12	0,063	0,093	0,138	0,165	0,123	0,242	0,168	0,194	0,182	0,083	0,098	0,066	0,135
13	0,064	0,096	0,136	0,166	0,125	0,229	0,160	0,195	0,190	0,081	0,089	0,063	0,133
14	0,049	0,095	0,131	0,158	0,112	0,211	0,154	0,167	0,170	0,074	0,058	0,045	0,119
15	0,034	0,078	0,101	0,137	0,103	0,168	0,152	0,140	0,139	0,056	0,022	0,029	0,097
16	0,023	0,031	0,066	0,099	0,098	0,140	0,123	0,109	0,099	0,035	0,010	0,021	0,071
17	0,020	0,010	0,035	0,068	0,081	0,101	0,081	0,066	0,033	0,023	0,012	0,018	0,046
18	0,020	0,011	0,020	0,030	0,045	0,063	0,051	0,037	0,006	0,004	0,014	0,017	0,026
19	0,018	0,014	0,016	0,024	0,011	0,028	0,018	0,013	0,011	0,004	0,015	0,015	0,015
20	0,015	0,016	0,023	0,040	0,004	0,004	0,004	0,004	0,014	0,006	0,016	0,013	0,013
21	0,011	0,013	0,015	0,027	0,003	0,001	0,007	0,003	0,016	0,008	0,013	0,011	0,011
22	0,009	0,012	0,011	0,017	0,003	0,003	0,014	0,004	0,019	0,012	0,009	0,009	0,010
23	0,008	0,011	0,013	0,011	0,005	0,004	0,019	0,007	0,020	0,016	0,007	0,007	0,011
Gesamt $\bar{\gamma}$	0,021	0,033	0,048	0,068	0,055	0,089	0,069	0,071	0,067	0,034	0,027	0,021	0,050

Erhellend ist auch ein Blick auf die Minima des Kapazitätsfaktors (Diagramm 6), die wiederum als absoluter stündlicher Leistungskredit zu lesen sind. Die Photovoltaik sorgt dafür, dass dieser

Leistungskredit in den Mittagsstunden der Monate Mai bis September auf einem sehr stabilen Niveau erhalten bleibt. Für die Wintermonate fällt der Leistungskredit wiederum bescheiden aus, aber liegt – zumindest am Tage – trotzdem höher, als wenn die Erzeugung von Windenergie oder Photovoltaik allein betrachtet wird (vgl. Diagramm 1 und 3).

Für die Maxima stellt sich hingegen kein anderes Bild dar, als aufgrund der Betrachtung der Windenergie- und Photovoltaikerzeugung zu erwarten gewesen wäre.

Gütemaß des räumlichen Ausgleichseffekts λ

Die negative Korrelation zwischen dem Kapazitäts- und dem Ungleichzeitigkeitsfaktor legt es umso näher, das Gütemaß des räumlichen Ausgleichseffekts zu betrachten. Sein Median liegt für die Winderzeugung bei $Z_\lambda = 0,43$. Es wird also deutlich, dass die räumliche Verteilung von Windenergiekapazitäten insgesamt einen signifikant hohen Effekt auf den Ausgleich von Erzeugungsschwankungen hat. Diagramm 7 stellt für die Windenergie anhand der arithmetischen Mittel von λ dar, dass dieser Effekt besonders in den Wintermonaten ausgeprägt ist.

Diagramm 7: Arithmetisches Mittel des Gütemaßes für den räumlichen Ausgleichseffekt λ der Windenergieerzeugung als Tageszeiten-Monats-Diagramm, 2008 bis 2012:

Mittelwert von λ Stunde	Monat	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Gesamt $\bar{\lambda}$
0		0,502	0,502	0,510	0,458	0,436	0,416	0,409	0,416	0,433	0,486	0,467	0,513	0,462
1		0,490	0,498	0,503	0,451	0,426	0,406	0,402	0,413	0,427	0,482	0,460	0,512	0,456
2		0,487	0,494	0,499	0,445	0,417	0,399	0,398	0,410	0,423	0,475	0,458	0,515	0,452
3		0,483	0,493	0,495	0,437	0,406	0,386	0,389	0,404	0,418	0,471	0,456	0,517	0,446
4		0,483	0,490	0,491	0,431	0,393	0,367	0,376	0,397	0,414	0,473	0,454	0,526	0,441
5		0,489	0,490	0,488	0,418	0,372	0,352	0,360	0,380	0,411	0,475	0,458	0,530	0,435
6		0,490	0,485	0,474	0,388	0,360	0,356	0,360	0,363	0,390	0,468	0,457	0,529	0,427
7		0,485	0,473	0,451	0,373	0,359	0,357	0,360	0,362	0,371	0,447	0,452	0,524	0,418
8		0,477	0,459	0,445	0,375	0,355	0,354	0,353	0,362	0,371	0,431	0,444	0,518	0,412
9		0,467	0,451	0,442	0,365	0,343	0,345	0,342	0,353	0,366	0,426	0,431	0,509	0,403
10		0,464	0,445	0,436	0,347	0,327	0,333	0,328	0,342	0,353	0,424	0,425	0,505	0,394
11		0,468	0,439	0,429	0,326	0,310	0,321	0,314	0,328	0,338	0,419	0,424	0,506	0,385
12		0,470	0,440	0,432	0,323	0,308	0,321	0,310	0,323	0,337	0,419	0,423	0,505	0,384
13		0,470	0,443	0,442	0,339	0,322	0,331	0,317	0,331	0,348	0,424	0,428	0,498	0,391
14		0,478	0,448	0,448	0,354	0,334	0,341	0,324	0,335	0,357	0,425	0,433	0,495	0,398
15		0,490	0,455	0,446	0,363	0,345	0,347	0,330	0,336	0,362	0,430	0,445	0,498	0,404
16		0,502	0,471	0,452	0,365	0,351	0,348	0,333	0,331	0,360	0,446	0,460	0,504	0,410
17		0,507	0,482	0,471	0,380	0,352	0,342	0,330	0,324	0,373	0,467	0,469	0,509	0,417
18		0,505	0,488	0,481	0,406	0,366	0,339	0,330	0,334	0,391	0,478	0,473	0,507	0,425
19		0,498	0,489	0,484	0,423	0,387	0,352	0,345	0,350	0,401	0,478	0,473	0,501	0,432
20		0,493	0,489	0,485	0,434	0,402	0,367	0,364	0,367	0,408	0,478	0,472	0,502	0,438
21		0,493	0,493	0,490	0,446	0,414	0,381	0,383	0,386	0,416	0,481	0,473	0,505	0,447
22		0,494	0,496	0,500	0,457	0,425	0,392	0,397	0,403	0,422	0,485	0,473	0,512	0,455
23		0,503	0,499	0,506	0,465	0,437	0,402	0,410	0,417	0,431	0,488	0,473	0,514	0,462
Gesamt $\bar{\lambda}$		0,487	0,475	0,471	0,399	0,373	0,361	0,357	0,365	0,388	0,457	0,453	0,511	0,425

Für die Photovoltaik beträgt das Gütemaß des räumlichen Ausgleichseffekts im Mittel $Z_\lambda = 0,32$. Wie zu erwarten, fällt das mittlere λ generell in den Mittagsstunden und vor allem im Sommer höher aus als im Winter und morgens oder abends. Interessanter ist der Blick auf die Minima von λ , die in Diagramm 8 gezeigt werden. Hieraus geht hervor, dass in den Sommermittagsstunden die räumliche Verteilung von Solaranlagen (bzw. deren unterschiedliche Ausrichtungen) grundsätzlich einen nicht unerheblichen Effekt hat. In den Monaten April bis September fällt λ in den Mittagsstunden nie unter einen Wert von 0,20 und erreicht im Juni sogar Spitzenwerte von 0,30. Aber auch über alle Stunden und Monate des Jahres befindet sich das arithmetische Mittel des Minimums von λ mit einem Wert von 0,14 auf einem beträchtlichen Niveau. Mit anderen Worten: Die räumliche Verteilung von Photovoltaik macht immer Sinn.

Diagramm 8: Minima des Gütemaßes für den räumlichen Ausgleichseffekt λ der Erzeugung aus Photovoltaik als Tageszeiten-Monats-Diagramm, 2008 bis 2012:

Minimum von λ Stunde	Monat	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Gesamt $\bar{\lambda}$
4						0.007	0.030	0.010						0.016
5					0.006	0.047	0.094	0.054	0.014					0.043
6			0.003	0.058	0.099	0.138	0.117	0.065	0.017	0.002				0.062
7		0.004	0.033	0.127	0.152	0.194	0.159	0.125	0.069	0.028	0.003			0.089
8	0.015	0.046	0.083	0.184	0.191	0.235	0.216	0.185	0.143	0.086	0.030	0.015		0.119
9	0.061	0.113	0.134	0.220	0.221	0.235	0.247	0.222	0.174	0.166	0.074	0.054		0.160
10	0.093	0.156	0.144	0.259	0.238	0.298	0.236	0.244	0.218	0.182	0.122	0.088		0.190
11	0.131	0.179	0.161	0.277	0.266	0.288	0.226	0.281	0.243	0.215	0.163	0.116		0.212
12	0.134	0.175	0.162	0.287	0.254	0.310	0.254	0.266	0.225	0.213	0.161	0.121		0.214
13	0.128	0.172	0.149	0.278	0.257	0.285	0.240	0.272	0.206	0.193	0.146	0.119		0.204
14	0.124	0.152	0.136	0.260	0.243	0.244	0.238	0.266	0.212	0.192	0.107	0.092		0.189
15	0.069	0.131	0.118	0.244	0.190	0.257	0.272	0.210	0.169	0.153	0.056	0.045		0.160
16	0.018	0.079	0.095	0.196	0.171	0.234	0.236	0.192	0.131	0.068	0.013	0.011		0.120
17		0.016	0.049	0.145	0.140	0.181	0.180	0.158	0.055	0.007				0.103
18			0.007	0.070	0.105	0.132	0.130	0.081	0.004					0.076
19				0.003	0.037	0.085	0.061	0.013						0.040
20					0.003	0.024	0.013							0.013
Gesamt $\bar{\lambda}$		0.086	0.111	0.098	0.174	0.154	0.192	0.170	0.173	0.144	0.125	0.087	0.074	0.140

Diagramm 9: Arithmetisches Mittel des Gütemaßes für den räumlichen Ausgleichseffekt λ der kombinierten Erzeugung als Tageszeiten-Monats-Diagramm, 2008 bis 2012:

Mittelwert von λ Stunde	Monat	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Gesamt $\bar{\lambda}$
0		0,392	0,392	0,399	0,358	0,340	0,325	0,319	0,324	0,338	0,380	0,365	0,401	0,361
1		0,383	0,389	0,393	0,352	0,332	0,317	0,314	0,322	0,333	0,376	0,360	0,400	0,356
2		0,381	0,386	0,390	0,348	0,325	0,311	0,311	0,320	0,330	0,371	0,358	0,402	0,353
3		0,378	0,385	0,387	0,341	0,317	0,302	0,304	0,315	0,326	0,368	0,356	0,404	0,349
4		0,377	0,383	0,384	0,337	0,308	0,291	0,295	0,310	0,323	0,369	0,355	0,411	0,345
5		0,382	0,383	0,381	0,329	0,306	0,302	0,298	0,301	0,322	0,371	0,358	0,414	0,345
6		0,383	0,379	0,371	0,322	0,325	0,327	0,321	0,309	0,312	0,366	0,357	0,413	0,349
7		0,379	0,370	0,364	0,341	0,350	0,351	0,342	0,334	0,322	0,355	0,354	0,409	0,356
8		0,373	0,365	0,380	0,371	0,375	0,377	0,363	0,356	0,355	0,360	0,352	0,405	0,370
9		0,371	0,374	0,401	0,391	0,394	0,397	0,385	0,375	0,372	0,383	0,352	0,401	0,383
10		0,381	0,395	0,413	0,402	0,404	0,411	0,400	0,388	0,383	0,397	0,368	0,404	0,396
11		0,398	0,405	0,418	0,408	0,410	0,415	0,409	0,397	0,386	0,401	0,381	0,415	0,404
12		0,405	0,408	0,424	0,410	0,411	0,418	0,410	0,400	0,387	0,403	0,381	0,417	0,406
13		0,403	0,407	0,426	0,411	0,412	0,417	0,411	0,400	0,384	0,397	0,378	0,409	0,405
14		0,397	0,398	0,418	0,403	0,403	0,412	0,403	0,389	0,375	0,386	0,367	0,397	0,396
15		0,392	0,387	0,403	0,386	0,387	0,393	0,386	0,370	0,359	0,372	0,357	0,393	0,382
16		0,394	0,378	0,389	0,359	0,365	0,372	0,362	0,344	0,334	0,363	0,361	0,394	0,368
17		0,396	0,378	0,382	0,342	0,339	0,341	0,331	0,314	0,316	0,367	0,366	0,397	0,356
18		0,394	0,381	0,377	0,332	0,321	0,314	0,305	0,291	0,310	0,374	0,369	0,396	0,347
19		0,389	0,382	0,378	0,331	0,312	0,299	0,290	0,279	0,313	0,373	0,369	0,392	0,342
20		0,385	0,382	0,379	0,339	0,314	0,290	0,286	0,287	0,319	0,374	0,368	0,392	0,343
21		0,385	0,386	0,383	0,348	0,323	0,297	0,298	0,302	0,325	0,376	0,370	0,395	0,349
22		0,386	0,388	0,390	0,357	0,332	0,306	0,310	0,314	0,330	0,379	0,370	0,400	0,355
23		0,393	0,390	0,395	0,363	0,341	0,314	0,320	0,326	0,336	0,381	0,370	0,402	0,361
Gesamt $\bar{\lambda}$		0,300	0,303	0,313	0,279	0,270	0,264	0,253	0,249	0,257	0,292	0,278	0,315	0,366

Betrachtet man nun die kombinierte Erzeugung aus Windenergie und Photovoltaik, ergibt sich ein Median von $Z_\lambda = 0,38$. Das heißt, in der Hälfte aller Stunden ist der Effekt des räumlichen Ausgleichs in einem mittleren, energiewirtschaftlich gesehen durchaus beachtlichen Bereich.

Auch hier lohnt sich ein Blick auf die zeitliche Entwicklung des arithmetischen Mittelwerts, der in Diagramm 9 dargestellt wird.

Diagramm 9 zeigt, dass die jahreszeitliche Bedingtheit der Güte des räumlichen Ausgleichseffekts, der bei einer Einzelbetrachtung der Wind- und Solarerzeugung auftrat, bei einer kombinierten Erzeugung verschwindet. Es verbleibt aber ein deutlicher Trend, der dazu führt, dass der Effekt des räumlichen Ausgleichs in den lichten Stunden stärker ist als nachts. Der Grund ergibt

sich aus der Kombination der spezifischen Profile von Wind und Sonne. Im Winter erreicht Wind eine höhere Güte des räumlichen Ausgleichseffekts, während der räumliche Ausgleichseffekt von Photovoltaik limitiert ist. Daher verschwindet auch die tageszeitliche Bedingtheit des räumlichen Ausgleichs in den einstrahlungsarmen Monaten November und Dezember. Umgekehrt ist dieser Effekt bei Photovoltaik immer mittags und vor allem im Sommer beträchtlich – genau also zu den Zeiten, in denen der räumliche Ausgleichseffekt der Windenergieerzeugung gering ist. Mit anderen Worten: Wenn man Wind und Sonne kombiniert betrachtet, dann ist der Effekt des räumlichen Ausgleichs in den Stunden des Tages größer, in denen eine hohe Nachfrage nach Strom besteht.

Insgesamt lässt sich für den Ungleichzeitigkeitsfaktor, für den Kapazitätsfaktor zur Bemessung des stündlichen Erzeugungsniveaus und vor allem für das Gütemaß des räumlichen Ausgleichseffekts feststellen: Das Potenzial des räumlichen Ausgleichs ist bei Wind größer als bei Photovoltaik, aber die Photovoltaik zeichnet sich insbesondere dadurch aus, dass sie einen sehr viel verlässlicheren Leistungskredit (zu bestimmten Zeiten des Tages bzw. des Jahres) vorweisen kann als die Windenergie. Das vollkommene Potenzial des räumlichen Ausgleichs erschließt sich allerdings nur, wenn beide Technologien gemeinsam Strom erzeugen. Erst dann werden jahreszeitliche Abhängigkeiten beseitigt, und vor allem in den Tagesstunden zeigt sich ein stabiler Effekt des räumlichen Ausgleichs.

3.3 Muster der (Un-)Gleichzeitigkeit in zwei konzentrierten Raumszenarien

26

Nach der technologiespezifischen Betrachtung der Faktoren zur Bemessung der Ungleichzeitigkeit, des Erzeugungsniveaus und der Stärke des Ausgleichseffekts sollen diese Indikatoren nun in Bezug auf unterschiedliche Verteilungen der Erzeugungskapazitäten analysiert werden. Zur Kontrastierung der vorangegangenen Ergebnisse werden zwei Szenarien ausgewertet, die jeweils nur die als dargebotsstärksten geltenden Regionen berücksichtigen. Dies bedeutet, dass nur die Standorte im Norddeutschen Tiefland und die Offshore-Standorte für die Windenergie (Standorte 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 28, 31, 32) sowie alle PV-Standorte, die südlich der Mainlinie liegen (17, 18, 19, 20, 21, 22, 23, 24, 25, 26, 27, 30) berücksichtigt werden.

Die drei Indikatoren werden wieder für die Technologien einzeln ausgewertet. Auf eine Betrachtung der kombinierten Erzeugung aus Windenergie und Photovoltaik wird verzichtet, da sich sonst der Effekt der räumlichen Verteilung mit dem intertechnologischen Ausgleichspotenzial überlagern würde. Zu beachten ist weiterhin, dass der Bezugswert von γ sich auf die maximale Erzeugung, die je Szenario und Technik gemessen wurde, bezieht. Dies dient der Vergleichbarkeit der γ -Werte mit den vorausgegangenen Auswertungen.

Szenario „nur Windenergie im Norddeutschen Tiefland“

Im diesem Szenario für die Konzentration von Windenergie in Norddeutschland liegen die Mittelwerte für μ und γ nahe den Werten, die in Kapitel 3.2 vorgestellt wurden; der Zentralwert beträgt

$Z_\mu = 0,56$ bzw. $Z_\gamma = 0,36$. Der Median für λ liegt hingegen bei $Z_\lambda = 0,39$ und damit leicht unter dem Wert, der oben für eine annähernd räumlich gleichmäßige Verteilung der Erzeugungskapazität

zitäten festgestellt wurde. Dies liegt daran, dass die negative Korrelation zwischen dem Ungleichzeitigkeitsfaktor und dem Kapazitätsfaktor in einem Szenario mit räumlich hochkonzentrierten Erzeugungskapazitäten sehr viel ausgeprägter ist. Der Pearson-Korrelationskoeffizient zwischen μ und γ liegt für dieses Szenario bei $r_{konz} = -0,73$, während für das Gleichverteilungsszenario der Wert $r_{gleich} = -0,15$ gilt. Mit anderen Worten: In einem Gleichverteilungsszenario ist es sehr viel wahrscheinlicher, dass die Varianz in der Erzeugung dann hoch ist, wenn die gesamte Erzeugungsleistung eher niedrig ist oder dass die Erzeugungsleistung hoch ist, aber die Erzeugung der einzelnen Standorte nur gering voneinander variieren.

Szenario „nur Solarenergie südlich der Mainlinie“

In diesem Szenario, in dem die PV-Kapazitäten nur südlich der gedachten Mainlinie installiert sind, liegen die Werte für μ , γ und λ nahe den Werten, die in Kapitel 3.2 für die gleichmäßige PV-Erzeugung vorgestellt wurden. Der Median des Ungleichzeitigkeitsfaktors liegt etwas niedriger ($Z_\mu = 0,47$), der des Kapazitätsfaktors etwas höher ($Z_\gamma = 0,22$). Das Gütemaß des räumlichen Ausgleichseffekts ist wiederum etwas höher ($Z_\lambda = 0,33$). Dies ist darin begründet, dass die negative Pearson-Korrelation zwischen μ und γ etwas weniger ausgeprägt ($r_{konz} = -0,64$) ist. Interessanter ist allerdings ein Blick auf die Minima von γ , die wie gehabt als Leistungskredite interpretiert werden können. Hier zeigt Diagramm 10, dass die Leistungskredite im Mittel etwas niedriger ausfallen als bei einem gleichverteilten Szenario (vgl. Diagramm 4). Dieser Unterschied ist insbesondere in den Monaten April und Juli auffällig. Zusammengefasst: Der wesentliche energie-wirtschaftliche Wert der Photovoltaik tritt stärker auf, wenn man die Erzeugungskapazitäten gleichmäßig im Raum verteilt.

Diagramm 10: Minima des Kapazitätsfaktors γ für die Erzeugung aus Photovoltaik bei einer Konzentration im Süden als Tageszeiten-Monats-Diagramm, 2008 bis 2012:

Minimum von γ Stunde	Monat	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Gesamt $\bar{\gamma}$
4						0.000	0.000	0.000						0.000
5					0.000	0.003	0.010	0.003	0.000	0.000				0.003
6				0.000	0.004	0.015	0.029	0.021	0.007	0.001	0.000			0.010
7			0.000	0.002	0.026	0.042	0.066	0.044	0.032	0.013	0.002	0.000		0.023
8	0.000	0.007	0.011	0.066	0.076	0.122	0.064	0.066	0.044	0.016	0.002	0.000		0.040
9	0.006	0.031	0.042	0.118	0.096	0.181	0.096	0.109	0.078	0.061	0.010	0.005		0.070
10	0.017	0.069	0.066	0.169	0.124	0.240	0.142	0.125	0.116	0.090	0.033	0.018		0.101
11	0.039	0.094	0.098	0.178	0.119	0.260	0.167	0.203	0.129	0.110	0.056	0.047		0.125
12	0.045	0.099	0.093	0.162	0.110	0.250	0.222	0.228	0.153	0.087	0.055	0.047		0.129
13	0.057	0.095	0.072	0.153	0.147	0.218	0.229	0.228	0.133	0.071	0.057	0.037		0.125
14	0.047	0.077	0.061	0.149	0.159	0.184	0.181	0.213	0.106	0.071	0.036	0.023		0.109
15	0.013	0.062	0.040	0.095	0.113	0.111	0.119	0.150	0.063	0.044	0.008	0.006		0.069
16	0.001	0.022	0.021	0.049	0.079	0.089	0.069	0.097	0.030	0.007	0.001			0.042
17		0.001	0.005	0.034	0.049	0.066	0.037	0.055	0.005	0.000				0.028
18			0.000	0.007	0.018	0.027	0.027	0.014	0.000					0.013
19				0.000	0.002	0.008	0.007	0.000						0.003
20					0.000	0.000	0.000							0.000
Gesamt $\bar{\gamma}$		0.025	0.051	0.039	0.081	0.068	0.109	0.084	0.102	0.062	0.047	0.026	0.023	0.066

3.5 Großräumliche Gleichzeitigkeit zwischen Clustern und interregionale Korrelation der Erzeugung

Nach der anfangs beschriebenen Einteilung der Standorte in Cluster ähnlicher Erzeugungsverläufe werden die räumlichen Gleichzeitigkeitsfaktoren für die Clustererzeugung berechnet.

Durch die Clusterung ist aufgrund der Reduzierung der Datenmenge leichter ersichtlich, welche Großregionen einander am besten in der Erzeugung von Wind- und PV-Strom ausgleichen können. Es wird erneut die kombinierte Erzeugung durch Wind- und Solarenergie betrachtet. Tabelle 6 zeigt die Entwicklung des Ungleichzeitigkeitsfaktors (Median), je nachdem, in welchen Clustern die Erzeugungskapazitäten angenommen werden. Dabei wird als Ausgangswert angenommen, alle Kapazitäten seien in Cluster 1 installiert, also im äußersten Nordosten Deutschlands (vgl. Abbildung 2). Weiterhin wird simuliert, dass die Installationsfläche sich quasi von Norden nach Süden ausdehnt. In der zweiten Zeile der Tabelle 6 wird also davon ausgegangen, dass die Erzeugungsorte sich auf die Cluster 1 und 2 reduzieren, in der dritten Zeile sind es die Cluster 1, 2 und 3 usw. Weiterhin wird die maximale Distanz zwischen den Clusterzentren angegeben.

Die Auswertung der clusterbezogenen μ -Werte dient also in erster Linie dazu, einen ersten Eindruck über die räumliche Gleichzeitigkeit zwischen den Großregionen zu gewinnen. Tabelle 6 zeigt demnach, dass die Varianz in der Erzeugung eine Funktion der geographischen Distanz ist. Während bei einer Konzentration der Erzeugung auf Cluster 1 und 2 in der Hälfte der Stunden die Abweichung der Erzeugung zwischen den Clustern weniger als 12 Prozent der maximal möglichen Varianz erreicht, sind es bei einer gleichräumigen Verteilung der Erzeugung in der Hälfte der Stunden mehr als 27 Prozent.

Tabelle 6: Median des Gleichzeitigkeitsfaktors μ zwischen den Clustern 1 bis 8, 2008 bis 2012 sowie Distanz der Clusterzentren

Verteilung Kapazitäten	Z μ	Distanz zwischen Clusterzentren (in Kilometer)
Alle in Cluster 1	0	0
In Cluster 1+2	0,12	180
In Cluster 1+2+3	0,19	320
In Cluster 1+2+3+4	0,22	400
In Cluster 1+2+3+4+5	0,24	515
In Cluster 1+2+3+4+5+6	0,25	565
In Cluster 1+2+3+4+5+6+7	0,26	660
In Cluster 1+2+3+4+5+6+7+8	0,27	670

Die deutliche Abhängigkeit der Ungleichzeitigkeit von der Distanz zeigt sich auch in den Pearson-Korrelationskoeffizienten der Erzeugungsdaten zwischen den Clustern (vgl. Tabelle 7).

Wie zu erwarten, korrelieren alle Erzeugungsreihen untereinander positiv. Mit zunehmender räumlicher Distanz verringern sich die Korrelationskoeffizienten jedoch deutlich. Dieser Effekt tritt sowohl mit zunehmender Entfernung von Nord nach Süd als auch von Ost nach West auf. Der Zusammenhang zwischen Distanz und Korrelation wird in dieser Studie nicht weiter analysiert, wird aber in einer weiteren Untersuchung Beachtung finden. Insgesamt zeichnet sich ein

höheres räumliches Kompensationspotential bei weiter auseinanderliegenden Clustern ab. Den niedrigsten Korrelationskoeffizienten erreichen die Paarung Cluster 1 und Cluster 7.

Ähnliche Korrelationen lassen sich im Übrigen auch bei Korrelationstabellen finden, in denen die einzelnen Standorte einander gegenübergestellt werden. Daher gilt: Auch wenn die Clustering generell die Datentiefe vereinfacht, sind die Korrelationsbereiche sehr ähnlich und lassen die Simplifizierung der Clusterbetrachtung zu.

Tabelle 7: Korrelationskoeffizient r zwischen den Clustern 1 bis 8, 2008 bis 2012

r	Cluster 1	Cluster 2	Cluster 3	Cluster 4	Cluster 5	Cluster 6	Cluster 7	Cluster 8	Mittelwert
Cluster 1	1	0.823	0.658	0.527	0.416	0.297	0.236	0.324	0.47
Cluster 2	0.823	1	0.738	0.756	0.563	0.444	0.342	0.418	0.58
Cluster 3	0.658	0.738	1	0.687	0.728	0.475	0.425	0.554	0.61
Cluster 4	0.527	0.756	0.687	1	0.749	0.769	0.576	0.557	0.66
Cluster 5	0.416	0.563	0.728	0.749	1	0.714	0.685	0.824	0.67
Cluster 6	0.297	0.444	0.475	0.769	0.714	1	0.797	0.599	0.59
Cluster 7	0.236	0.342	0.425	0.576	0.685	0.797	1	0.7	0.54
Cluster 8	0.324	0.418	0.554	0.557	0.824	0.599	0.7	1	0.57
Mittelwert	0.469	0.583	0.609	0.660	0.668	0.585	0.537	0.568	0.585

3.6 Intraregionaler Ausgleich zwischen Wind und Photovoltaik

Die Ausgleichspotentiale, die sich aus dem spezifischen technischen Portfolio zwischen Windenergie und Photovoltaik ergeben, können auf der Regionalebene mittels Berechnung der Korrelationskoeffizienten (Pearsons r) bestimmt werden. Aufgrund der deutlich differierenden Dargebotsstruktur zwischen Wind und Solarstrahlung wurden nur die lichten Stunden mit PV-Einspeisung berücksichtigt.

Zwischen dem Einstrahlungsmaximum am 21. Juni jeden Jahres und dem Minimum am 21. Dezember unterscheidet sich die lichte Tageslänge um ungefähr acht Stunden, um also immerhin ein Drittel der gesamten Tageslänge. Ebenso differieren Sonnenhöchst- und Tiefststand zur Mittagszeit, die ebenfalls zur Sommer- und Wintersonnenwende auftreten, um $46,88^\circ$. Das Erzeugungsmaximum der Photovoltaik liegt damit zwangsweise im Sommerhalbjahr, auch wenn es je nach Wetterlage und Außentemperatur auch im Sommer zu merklichen Unterschieden hinsichtlich der Einspeisung kommen kann. Dies macht sich beim Kapazitätsfaktor bemerkbar. Er liegt im Mittel in den Sommermonaten (April bis September) fast doppelt so hoch ($M_{y\text{Sommer}} = 0,31$) wie in den Wintermonaten (Oktober bis März; $M_{y\text{Winter}} = 0,17$)².

Demgegenüber verzeichnet die Windenergie während der Winterhalbjahre in Summe ihr Einspeisemaximum. Das bedeutet zwar nicht, dass es nicht auch im Winter zu Flaute und im Sommer zu Phasen hoher Winderzeugung kommen kann, aber die Wahrscheinlichkeit eines hohen Einspeiseniveaus jenseits von 50 Prozent der Nennleistung nimmt im Winter deutlich zu. Dies lässt sich wiederum durch einen Blick auf das arithmetische Mittel des Kapazitätsfaktors γ belegen. Dieses ist in den Wintermonaten (Oktober bis März) sehr viel höher ($M_{y\text{Winter}} = 0,48$) als in den Sommermonaten (April bis September; $M_{y\text{Sommer}} = 0,30$).

Damit ist der grundsätzliche Rahmen für intraregionale Ausgleichseffekte umrissen, die sich durch das technische Portfolio ergeben können. Tatsächlich belegen die Korrelationskoeffizienten für alle Regionen einen negativen Zusammenhang zwischen Windenergie- und Photovoltaikerzeugung. Dies ist in Tabelle 8 dargestellt. Die Werte des Korrelationskoeffizienten streuen dabei zwischen $r = -0,18$ (Nordfriesland/Schleswig) und $r = -0,27$ (Thüringer Wald/Neuhaus). Für den etwas niedrigeren negativen Zusammenhang im Norden, der auch an den weiteren küstennahen Standorten (Regionen 2, 3, 4) festzustellen ist, könnten lokale Windsysteme eine Erklärung bieten. Bei hoher Einstrahlung erwärmt sich das Festland schneller als das Meer. Hierdurch entsteht ein lokal begrenztes See-Land-Windsystem mit auflandigem Wind, bei dem sich die Einspeisung zwischen Windenergie und Photovoltaik synchronisieren kann.

² Die Berechnung des Kapazitätsfaktors erfolgt hier wie im Folgenden auf der Basis der Annahmen aus Kapitel 3.2, bezieht sich also im Wesentlichen auf die Annahme einer räumlich gleichen Verteilung der Windenergie- bzw. Photovoltaikkapazitäten.

Tabelle 8: Korrelationskoeffizienten (Pearsons r) zwischen Wind- und Photovoltaikerzeugung innerhalb einer Region, 2008 bis 2012 (nur lichte Stunden)

Region	Korrelationskoeffizient	Region	Korrelationskoeffizient	Region	Korrelationskoeffizient
1	-0,178	11	-0,259	21	-0,238
2	-0,184	12	-0,222	22	-0,239
3	-0,18	13	-0,254	23	-0,209
4	-0,205	14	-0,238	24	-0,223
5	-0,223	15	-0,268	25	-0,228
6	-0,206	16	-0,257	26	-0,24
7	-0,245	17	-0,221	27	-0,213
8	-0,216	18	-0,219	28	-0,193
9	-0,224	19	-0,224	29	-0,244
10	-0,254	20	-0,253	30	-0,234

Ebenso lässt sich der höchste Wert für Pearsons r hinsichtlich des Standortes im Thüringer Wald (Neuhaus) durch die örtliche Topographie erklären. Bei windigen Wetterlagen von West oder Ost stauen sich die Luftmassen in Luvlage und kondensieren beim Aufsteigen. Die dabei entstehende Konvektionsbewölkung führt entsprechend zu verminderter Einstrahlung, wobei der Durchzug von Tiefdruckgebieten von Westen her in der Regel mit erhöhtem Windaufkommen verbunden ist.

4 Residuallast und Leistungsgradienten

Der Übergang des noch dominierenden konventionellen Erzeugungsparadigmas, das einen breiten Sockel des Strombedarfs durch wenig flexible Atom- und Kohlekraftwerke über den ganzen Tag hinweg bedient, hin zu einem durch fluktuierende Erneuerbare geprägten Erzeugungsparadigma wird in der Fachwelt als Übergang von einem Grundlastsystem hin zu einem Residuallastsystem bezeichnet (vgl. LEPRICH 2011).

Vor diesem Hintergrund ist die Frage, welche Residuallasten bei welchem räumlichen Szenario des Ausbaus auftreten, aus gesamtsystemischer Sicht von hoher Bedeutung. Letztlich geht es vor allem in der Übergangsphase darum, die Vereinbarkeit zwischen dezentraler fluktuierender Erzeugung und der ausklingenden konventionellen Erzeugung optimal zu gewährleisten. Neben der Beachtung regional spezifisch auftretender Lasten, die ein wichtiger Maßstab für den zukünftigen räumlich dezentralen Ausbau fluktuierender erneuerbarer Erzeuger bilden könnten und den Fragen und (Akzeptanz-)Problemen eines zusätzlich erforderlichen Netzausbaus ist vor allem das grundsätzliche Wissen darüber entscheidend, welche gesamtsystemischen Vorteile ein räumlich breit gestreuter Ausbau überhaupt mit sich brächte. Diese Frage soll hier im Vordergrund stehen.

Die Residuallast wird in dieser Untersuchung wie folgt bestimmt:

Residuallast = stündliche Durchschnittslast – stündliche erneuerbare Erzeugungsleistung.

Die Lastdaten (durchschnittliche stündliche Last) für Deutschland sind auf dem Internetportal der europäischen Netzbetreiber (ENTSO-E) in stündlicher Auflösung abrufbar. Diese Werte geben jedoch nicht die gesamte deutschlandweite Last wieder, sondern liegen im Schnitt ungefähr 16 Prozent unter dieser (vgl. Agora Energiewende 2013c). Dies ist darauf zurückzuführen, dass einige Großverbraucher als Teil- oder Selbstversorger sogenannte Arealnetze betreiben, die aus eigenen Kraftwerken gespeist werden. Eine Erfassung dieser Lasten ist den Übertragungsnetzbetreibern nicht möglich. In dieser Studie wird keine der vorgeschlagenen Möglichkeiten zur Angleichung an die tatsächlich auftretenden Reallasten vorgenommen. Denn es steht keine verlässliche Datengrundlage dafür zur Verfügung, wann genau in zeitlicher Perspektive diese Lasten anfallen. Eine Angleichung hätte zwar zur Folge, dass sich die Zeiten mit Überdeckung (negativer Last) verringerten. Aber gleichzeitig würde die Datengrundlage der Szenarien ihre zeitlich angemessene Auflösung einbüßen.

Die Residuallast kann gemäß ihrer Bestimmung positive wie negative Werte annehmen. Als Lastüberdeckung gelten negative Residuallasten. Durch die Erneuerbaren entstehen in diesem Fall Überschüsse, durch die der auftretende Verbrauch nicht nur gedeckt, sondern sogar übertroffen wird. Im Gegensatz dazu wird von Lastunterdeckung gesprochen, wenn die Residuallast positiv ist. In Stunden der Unterdeckung muss durch konventionelle Kraftwerke oder Speicher Leistung bereitgestellt werden. Mittels Flexibilitätsoptionen auf Verbraucherseite können zudem Lastreduzierungen vorgenommen werden.

Im Folgenden sollen die Auswirkungen der verschiedenen räumlichen Verteilungsszenarien auf die Residuallast, auf Erzeugungstiefs und auf die zwischenstündlichen Leistungsgradienten hin untersucht werden. Die Analyse baut auf die in Kapitel 2.4 erläuterten Annahmen auf.

4.1 Auswirkungen der räumlichen Verteilung auf die Residuallasten

Betrachtet man die Tageszeiten- und Monatsauswertungen der gemittelten Residuallast fällt die große Parallelität im Residuallastverhalten zwischen allen drei Szenarien auf. Die Extrema der gemittelten Residuallast treten im tages- und jahreszeitlichen Verlauf nahezu zu denselben Zeiten auf. In ihrer Höhe weisen sie allerdings je nach Szenario deutliche Unterschiede auf. Dies zeigt sich bei der Betrachtung der Maxima der negativen bzw. der positiven Residuallast.

Zunächst zu den Maxima der negativen Residuallast, die den maximal auftretenden stündlichen Überdeckungen in den jeweils drei Szenarien entsprechen: Überdeckungen sind insofern problematisch, als sie entweder abgeregelt, exportiert oder eingespeichert werden müssen, soll die Netzstabilität nicht gefährdet werden. Diese Herausforderung besteht solange in einem Residuallastsystem fort, wie keine ausreichenden Flexibilitätsoptionen zur Verfügung stehen.

Die Diagramme zu den auftretenden stündlichen Minima geben einen ersten Hinweis darauf, in welchen Szenarien mit welcher maximalen stündlichen Überdeckung zu rechnen ist. Blickt man auf die Verteilung der maximalen negativen Residuallast (vgl. Diagramme 11a, b, c), wird neben einer gewissen Parallelität auch das Problem einer konzentrierten Erzeugung deutlich: Während die absoluten negativen Maxima des Gleichverteilungs- bzw. Projektionsszenarios mit -48,6 GW und -50,3 GW eng zusammenliegen, hebt sich das Ungleichverteilungs-Szenario demgegenüber mit -58,8 GW deutlich ab. Das heißt, eine hohe räumliche Konzentration führt stundenweise zu extrem hohen negativen Residuallasten. Dies ist über alle Jahreszeiten hinweg vor allem in den Mittagsstunden der Fall: Während im Gleichverteilungsszenario die maximale negative Residuallast in den Stunden zwischen 10 Uhr und 16 Uhr im Mittel bei -31 GW liegt, ist das Maximum für das Ungleichverteilungsszenario mit einem Wert von -40 GW um 26 Prozent höher (das Projektionsszenario liegt mit einem Wert von -35 GW fast genau in der Mitte). Die nahezu durchweg höheren, stündlich auftretenden Überdeckungsmaxima spiegeln sich auch in den langjährigen Durchschnittswerten wider.

Dass in allen Szenarien die absolut höchsten stündlichen Überdeckungen gegenüber den stündlichen gemittelten Lastwerten jeweils im März und Juni während der Mittagsstunden auftreten, ist im Übrigen erklärbar. In diesen Monaten sorgt ein relativ hohes Strahlungsdargebot in Kombination mit einem erhöhten Windaufkommen für die saisonal auftretenden Maxima, die bei geringerer Last gegenüber den Wintermonaten schneller zu deutlichen Überschüssen führen. Ähnlich hohe Überdeckungen lassen sich während der frühen Morgenstunden im Dezember und während der Mittagsstunden im Juli und August auffinden. Zu beachten ist zudem, dass nicht die Monate mit den absolut höchsten Überdeckungen insgesamt auch im tageszeitlichen Durchschnitt den höchsten Überdeckungswert verzeichnen, sondern der windreiche Monat Dezember.

Diagramm 11a: Maximale negative Residuallast im Gleichverteilungsszenario als Tageszeiten-Monats-Diagramm, 2008 bis 2012 (Datengrundlage Lasten nach ENTSO-E):

Minima Stunde	Monat												Gesamt Ø
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
0	-33502	-25072	-29517	-27658	-26216	-30002	-27611	-30804	-28195	-28932	-29093	-40131	-29728
1	-33642	-26795	-31098	-27088	-26412	-29452	-24983	-31067	-28918	-29691	-30655	-41295	-30091
2	-33989	-28353	-30195	-23449	-26237	-28892	-22569	-30072	-28226	-29608	-30416	-41346	-29446
3	-33163	-28787	-26406	-19563	-22781	-28109	-22284	-26801	-27159	-29035	-28769	-40750	-27800
4	-32797	-28909	-23650	-19637	-15371	-25568	-20325	-26904	-24918	-28588	-27917	-40536	-26260
5	-33632	-29546	-23378	-17487	-9531	-25838	-18115	-25391	-21657	-27407	-28920	-40850	-25146
6	-31854	-28055	-22149	-12287	-11225	-28101	-16522	-23268	-18854	-25219	-28388	-39121	-23754
7	-33082	-24469	-20327	-13176	-16550	-30259	-16253	-26640	-19718	-24648	-25969	-35762	-23904
8	-32901	-20984	-20675	-18842	-20587	-30243	-20980	-28821	-22127	-28940	-23644	-32513	-25105
9	-31579	-26659	-27048	-24999	-22066	-35423	-24365	-30469	-23724	-32871	-23744	-31796	-27895
10	-30080	-26421	-37466	-29983	-23093	-41688	-27563	-34802	-27015	-34739	-27116	-30783	-20896
11	-31138	-22437	-44142	-32731	-26526	-45689	-32030	-34371	-28449	-34997	-31078	-36894	-33374
12	-31197	-25462	-44872	-34856	-31341	-47027	-33607	-39265	-30146	-36610	-33752	-40734	-35739
13	-30246	-28755	-45773	-33854	-35683	-48585	-41287	-43546	-31340	-38118	-34350	-40352	-37658
14	-27868	-30060	-40090	-32837	-37026	-44555	-38786	-42063	-29638	-33213	-29559	-36503	-35183
15	-21913	-27326	-34334	-25672	-29234	-40568	-37098	-39997	-25571	-26482	-22023	-30982	-30100
16	-15234	-18912	-27596	-18928	-22719	-31625	-28284	-33715	-19167	-17150	-15884	-26230	-22953
17	-14015	-12682	-17254	-11946	-15138	-25561	-20479	-27396	-11821	-10694	-14445	-25685	-17260
18	-15945	-12981	-12397	-9127	-9705	-22688	-13636	-22309	-7559	-13896	-14719	-26687	-15138
19	-19798	-16283	-15316	-9582	-7136	-23455	-10305	-20106	-9605	-16551	-15318	-29802	-16105
20	-22229	-17842	-18923	-11970	-8183	-23233	-12159	-20482	-16901	-18483	-17232	-30506	-18179
21	-24780	-17158	-20536	-17309	-15639	-27438	-18108	-24183	-22506	-21861	-18995	-30017	-21544
22	-29996	-20389	-23976	-21527	-22099	-30976	-23018	-28343	-24607	-25766	-23011	-33435	-25595
23	-32438	-23226	-26885	-25180	-25446	-31213	-26933	-30261	-26551	-27771	-26073	-37351	-28277
Gesamt Ø	-28209	-23649	-27667	-21654	-21081	-32341	-24054	-30045	-23099	-26720	-25045	-35003	-26547

Diagramm 11b: Maximale negative Residuallast im Projektions-Szenario als Tageszeiten-Monats-Diagramm, 2008 bis 2012 (Datengrundlage Lasten nach ENTSO-E):

Minima Stunde	Monat												Gesamt Ø
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
0	-33188	-25468	-29859	-28024	-26877	-29937	-26748	-31248	-28591	-29377	-29691	-40609	-29968
1	-34018	-27465	-31403	-27739	-26603	-29322	-23731	-31511	-29327	-30134	-31110	-41810	-30348
2	-34339	-28787	-30392	-24198	-26583	-28708	-23837	-30524	-28628	-30048	-30793	-41875	-29893
3	-33470	-29047	-26170	-20973	-23182	-27809	-23616	-27267	-27519	-29473	-29118	-41274	-28243
4	-33005	-29021	-24684	-20920	-15803	-24976	-21594	-26900	-25201	-29025	-28943	-41066	-26762
5	-33957	-29643	-23686	-18247	-9845	-24813	-18909	-25337	-21960	-27843	-29913	-41390	-25462
6	-32123	-28201	-22430	-12461	-12189	-27009	-18177	-22848	-19191	-25634	-29196	-39641	-24092
7	-33286	-24650	-20562	-15127	-18474	-29090	-16650	-25062	-20438	-24835	-26711	-36222	-24259
8	-33199	-21100	-21462	-20694	-23852	-30455	-19288	-26152	-23303	-28561	-24459	-32744	-25439
9	-31804	-26962	-29616	-26910	-26542	-36584	-22780	-27078	-25638	-32393	-24328	-32068	-28559
10	-30310	-27921	-40759	-31710	-26099	-42691	-26334	-32176	-29997	-34689	-26376	-30950	-31668
11	-31298	-26014	-48073	-34036	-29690	-46912	-29725	-32940	-32529	-35246	-30549	-36559	-34464
12	-31429	-27324	-50208	-35502	-35062	-50256	-31441	-35422	-34094	-38001	-34156	-40905	-36983
13	-30281	-28891	-49569	-34812	-39126	-50199	-40867	-39364	-35136	-37939	-34457	-41264	-38492
14	-27817	-30995	-41846	-33077	-39727	-46981	-39082	-39132	-31825	-33516	-31472	-37107	-36048
15	-21467	-27745	-32380	-26971	-33307	-41965	-36627	-39232	-28641	-27228	-23681	-31536	-30898
16	-14702	-19429	-25480	-21360	-24662	-33169	-28953	-33292	-21902	-18221	-16250	-26651	-23673
17	-14339	-13381	-16448	-13267	-16260	-25424	-21200	-26863	-13871	-12337	-14836	-26110	-17861
18	-16289	-13716	-12799	-9960	-10021	-22345	-14233	-22109	-8491	-14858	-15162	-27106	-15591
19	-20171	-16768	-15398	-10755	-7587	-23387	-10452	-20198	-10483	-17272	-15835	-30242	-16546
20	-22603	-18315	-19111	-13296	-8942	-23212	-11143	-20719	-17384	-19100	-17902	-30983	-18559
21	-24881	-17623	-20826	-17828	-16569	-27626	-17188	-24617	-23013	-22387	-19706	-30401	-21889
22	-30203	-20844	-24546	-22061	-22865	-31196	-22213	-28790	-25080	-26415	-23752	-33802	-25981
23	-32372	-23636	-27263	-25198	-26130	-31596	-26195	-30708	-26881	-28108	-26848	-37783	-28560
Gesamt Ø	-28356	-24289	-28540	-22714	-22750	-32736	-23791	-29145	-24547	-27193	-25635	-35421	-27093

Diagramm 11c: Maximale negative Residuallast im Ungleichverteilungsszenario als Tageszeiten-Monats-Diagramm, 2008 bis 2012 (Datengrundlage Lasten nach ENTSO-E):

Minima Stunde	Monat												Gesamt Ø
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
0	-33448	-25912	-31792	-28835	-30331	-34412	-26585	-31910	-28770	-30035	-30766	-41409	-31184
1	-34353	-28811	-31822	-28520	-29723	-33018	-26901	-32166	-29414	-30782	-31727	-42724	-31663
2	-34588	-29243	-31666	-27437	-27263	-29746	-27265	-31201	-28765	-30696	-31897	-42840	-31051
3	-33579	-28913	-31456	-25999	-24170	-24304	-27207	-27986	-27603	-30123	-31488	-42220	-29587
4	-32823	-27968	-30907	-24360	-20209	-20493	-25062	-23540	-25024	-29676	-31361	-42037	-27788
5	-34169	-27867	-28513	-18920	-14629	-20534	-22593	-22118	-21854	-28487	-32224	-42391	-26192
6	-32164	-26726	-27117	-17992	-14686	-24074	-22309	-21421	-20312	-26367	-30715	-40535	-25368
7	-31581	-24068	-29198	-23318	-19563	-26608	-21478	-24734	-23708	-26260	-28378	-36770	-26305
8	-32441	-23412	-37239	-28213	-25244	-33914	-22645	-28495	-28293	-33623	-26708	-32587	-29401
9	-31678	-35009	-44224	-33997	-29494	-40742	-25356	-34956	-32109	-40042	-27655	-32405	-33972
10	-30672	-39444	-53034	-38711	-33465	-47111	-30038	-39434	-37737	-45692	-32127	-33310	-38398
11	-32013	-40137	-58287	-41150	-37361	-51602	-30961	-38829	-40652	-47284	-36510	-43397	-41515
12	-33822	-41432	-58761	-49755	-45259	-53081	-34470	-41433	-41436	-47822	-39875	-46222	-44447
13	-33328	-41244	-56492	-52551	-47390	-53780	-40442	-39836	-43079	-48311	-39990	-44587	-45086
14	-30135	-36816	-46479	-49845	-46806	-50187	-40087	-39881	-41318	-44460	-34147	-38734	-41575
15	-22455	-31903	-33898	-40716	-38717	-44963	-37880	-37025	-37457	-36692	-26063	-32426	-35016
16	-14873	-22183	-27268	-28863	-29793	-35520	-29695	-31070	-30209	-27801	-19093	-26856	-26935
17	-14285	-15517	-19366	-22049	-19809	-28145	-21962	-24245	-23333	-16658	-17720	-26413	-20792
18	-16225	-15771	-14393	-16522	-18134	-23647	-18598	-20219	-16887	-17181	-18490	-27546	-18635
19	-20243	-18064	-17193	-15380	-13922	-21658	-15848	-20042	-16334	-18861	-20824	-30967	-19111
20	-22737	-19349	-18916	-17959	-15871	-22514	-16185	-21753	-18402	-20343	-22426	-31828	-20690
21	-24265	-18843	-22686	-21896	-19995	-28309	-20866	-25258	-23700	-24720	-22248	-31383	-23681
22	-30194	-21840	-27082	-26570	-24457	-32840	-24249	-29472	-25897	-27454	-25456	-34236	-27479
23	-31514	-24458	-29918	-29400	-27233	-34895	-25965	-31383	-27324	-28809	-28657	-38440	-29833
Gesamt Ø	-28649	-27705	-33654	-29540	-27230	-34004	-26444	-29934	-28734	-31591	-28606	-36761	-30238

Betrachten wir nun die Zeiten mit einer hohen positiven Residuallast, also einer Unterdeckung des Bedarfs mit erneuerbaren Energien. Diagramme 12a, b und c zeigen die zeitliche Verteilung der durchschnittlichen Maximalwerte nach Stunde und Monat. Diesbezüglich liegen die Szenarien dichter zusammen als bei der negativen Residuallast: Der absolute Maximalwert liegt im Ungleichverteilungsszenario mit 72 GW nur unbedeutend höher als im Gleichverteilungsszenario mit 71 GW. Auch im Mittel unterscheiden sich die Maximalwerte nur wenig. Mit leichtem Vorsprung liegt hier das Projektionsszenario mit einem langjährigen Mittel von 52,7 GW an erster Stelle, gefolgt vom Gleichverteilungsszenario mit 52,8 GW und dem Ungleichverteilungsszenario mit 53,6 GW. Die höchsten Unterdeckungen treten in allen Szenarien gleichermaßen während der Morgen- und Abendstunden auf, verschärfen sich im Winterhalbjahr aufgrund der höheren Lasten und begründen sich aus den typischen täglichen Lastverläufen mit ansteigendem Verbrauch morgens und einem zweiten Peak außerhalb der Mittagsstunden am späten Nachmittag bzw. am frühen Abend. Trotz deutlich höherer Kapazitätsfaktoren der Windenergie und der damit deutlich höheren Energieerzeugung gegenüber der Photovoltaik zeigt sich, dass die niedrigsten Unterdeckungen im Sommer zur Mittagszeit auftreten. Auch hier lassen sich bedeutendere Unterschiede zwischen den Szenarien erkennen: Die ausgeprägte, breite räumliche Verteilung der PV beschert dem Gleichverteilungs- und dem Projektions-Szenario im Sommer gegenüber dem Ungleichverteilungsszenario bezüglich der maximalen Unterdeckung einen Vorteil von ca. 4 bis 5 GW, der angesichts der insgesamt auftretenden Lasten in dieser Jahreszeit beachtlich ist.

Diagramm 12a: Maximale positive Residuallast im Gleichverteilungsszenario als Tageszeiten-Monats-Diagramm, 2008 bis 2012 (Datengrundlage Lasten nach ENTSO-E):

Maxima Stunde	Monat												Gesamt Ø
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
0	48101	50234	49296	42829	43369	43102	43444	40916	42723	41267	47006	49252	45128
1	46737	49981	48502	43865	43889	42814	43647	40454	43638	40808	46158	48614	44925
2	46909	50776	48802	46150	45219	44141	44572	40700	45318	41511	46590	47909	45716
3	48170	51322	49572	50309	48228	46093	46085	42681	47932	44442	47834	47724	47533
4	50906	53045	56429	56605	55393	53723	53990	50588	55920	52586	49956	47311	53038
5	58012	59431	61306	60391	60147	56745	58401	56917	61873	58580	58467	54801	58756
6	64896	65409	62490	62981	57984	54628	57875	57921	63477	61008	65621	62785	61423
7	66426	67105	62988	61646	53029	50194	55092	53015	59888	61360	67878	65396	60335
8	66444	65885	60836	56787	50085	46545	51799	49841	52841	60924	67404	65197	57882
9	65820	63360	57828	54179	48799	43784	49700	48573	51063	59210	65586	64078	55998
10	64099	60961	53288	48311	44943	38365	44818	45355	48123	55994	61169	63267	52391
11	60812	59676	51127	45643	40140	33893	41853	40408	46809	53319	58678	60742	49425
12	59485	58042	47409	44678	39367	33987	39681	37287	42715	52400	58083	60548	47807
13	58505	56599	47002	43835	39255	34213	39783	37154	41593	52764	58555	61236	47541
14	59927	55796	48522	44409	39071	34552	40128	39407	42197	54765	62265	63189	48686
15	61887	57095	50774	47124	43625	39437	41890	42096	45998	57884	67286	65491	51715
16	66591	62976	55157	52069	46592	42114	45552	45053	50850	62812	71458	68273	55792
17	69367	68855	62182	55845	51383	47495	49883	49381	59670	64265	70446	67959	59728
18	68185	68111	64995	58145	52793	51038	50317	52640	60492	61475	68381	65791	60197
19	64487	64431	60172	55977	56560	53749	51893	54640	57635	57414	64174	61976	58592
20	61786	61609	56990	52514	54239	54826	53715	52064	52499	54564	60327	58231	56114
21	59329	59480	55062	47376	49609	50759	49660	47014	47593	51465	57462	55904	52559
22	54645	55362	52099	44011	45965	47325	46257	43600	44518	46133	52516	53145	48798
23	51187	52144	50437	42570	44119	44836	44679	41822	43216	42865	48757	50695	46444
Gesamt Ø	59280	59070	54719	50760	48075	45348	47696	46230	50357	53742	59252	58730	52772

Diagramm 12b: Maximale positive Residuallast im Projektions-Szenario als Tageszeiten-Monats-Diagramm, 2008 bis 2012 (Datengrundlage Lasten nach ENTSO-E):

Maxima Stunde	Monat												Gesamt Ø
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
0	48018	50310	50008	43193	43354	42806	43112	40642	42635	40892	47652	49211	45153
1	46625	49858	49207	44175	43823	42661	43403	40084	43406	40337	46678	48579	44903
2	46462	50688	49533	46365	45091	44022	44345	40229	45086	41259	46931	47875	45657
3	47470	51471	50314	50392	48061	45992	46054	42308	47936	43513	48042	47703	47438
4	50330	53219	56026	56533	55438	53785	54005	50359	55837	51968	50004	47302	52900
5	57544	59604	60986	60115	60439	56989	58335	56812	61826	58286	58518	54568	58669
6	64493	65542	62500	62640	58722	55215	57134	57913	63565	60613	65679	62567	61382
7	66286	67288	63145	61259	54341	50714	54678	52802	60152	60932	67966	65218	60398
8	66462	65931	61022	57014	50655	46728	50469	49706	53393	60333	67740	65036	57874
9	65952	63605	58201	53501	50313	43229	47461	48778	50495	58460	66488	63959	55870
10	64408	60096	54368	47794	46478	39232	42528	45033	47359	55725	63088	63055	52430
11	61388	59091	51475	45163	40638	34261	38633	39520	43778	53329	60977	60585	49070
12	59469	57611	48105	42520	40478	33448	41671	37736	40826	51984	60061	59656	47797
13	58200	56109	47106	42351	37839	34064	40197	36434	40891	52146	60239	60524	47175
14	59731	55067	48139	43136	37708	35057	39199	39549	42481	53461	62963	62599	48257
15	61762	57000	50298	46442	41637	39431	42311	41800	46921	56166	67371	65141	51357
16	65980	62851	55345	51796	45519	44000	46126	45015	50305	61963	71334	68095	55694
17	69143	68170	62198	55127	50720	48032	49794	50220	59316	64247	70290	67795	59588
18	67916	67700	64845	57719	52681	50658	50437	52344	60527	61454	68220	65666	60014
19	64140	64118	60026	56422	56247	53434	51773	54595	57407	57352	64026	61948	58457
20	61325	61375	56953	53061	54305	54732	53493	52010	52386	54459	60604	58317	56085
21	58721	59334	55271	47490	49716	50747	49448	46999	47370	51337	58055	55783	52523
22	54397	55298	52959	43976	46097	47268	45992	43640	44314	45903	53100	53062	48834
23	50652	52017	51204	42793	44160	44674	44360	42010	43072	42546	49388	50633	46459
Gesamt Ø	59036	58890	54968	50457	48103	45466	47290	46106	50054	53278	59809	58537	52666

Diagramm 12c: Maximale positive Residuallast im Ungleichverteilungsszenario als Tageszeiten-Monats-Diagramm, 2008 bis 2012 (Datengrundlage Lasten nach ENTSO-E):

Maxima Stunde	Monat												Gesamt Ø
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
0	50633	51081	52574	44314	43593	42577	41784	41766	43629	44294	50421	48968	46303
1	48493	50604	51774	44595	43867	42319	42486	41203	44394	44994	49669	48363	46064
2	46149	50936	52243	46489	44856	43635	43525	41187	46018	46018	49672	47670	46533
3	47206	52330	53117	50146	47726	45682	45842	41901	49531	48286	50871	47533	48348
4	50384	54602	54806	55891	55417	53598	53913	49319	57047	56423	52849	47372	53468
5	58401	60973	60096	60285	60632	56738	58192	56098	61454	64134	59741	55444	59349
6	65145	66811	63292	60808	58898	55795	57925	57119	63140	66456	66528	62474	62033
7	67966	68252	64278	59840	55606	51182	55832	52177	59654	66491	68010	65959	61271
8	68451	66473	60628	55590	53000	45609	53704	51045	52758	65399	67608	65794	58838
9	65706	62761	57141	54577	51489	43140	51620	49412	49421	61272	65648	64812	56417
10	63727	57801	51619	52406	48102	37331	46790	46412	45944	57319	62389	63957	52816
11	61131	55607	49981	48613	43578	34236	43167	42295	44101	54099	58902	62256	49831
12	59769	54326	46046	44100	39464	36949	42430	39341	44433	54685	57668	61835	48421
13	58742	53688	45115	45743	38761	39223	42622	39054	42898	54551	58548	61982	48411
14	60187	54603	46408	48035	39307	39028	44793	42871	43837	56176	62342	62896	50040
15	61273	56704	47668	50180	41323	41304	46736	46380	46803	58504	67903	66805	52632
16	67046	62241	52692	52904	47542	44512	47576	50316	51509	65085	72045	68733	56850
17	69940	67665	60819	55270	52157	48833	49500	53009	60012	65953	71455	67257	60156
18	68324	66823	64457	57731	53758	53048	50358	55172	61490	63323	69661	65231	60781
19	64116	63362	59828	58399	56854	54328	51788	55567	57260	58786	66131	64395	59234
20	60792	61002	58553	55792	54371	55391	52948	51828	53240	55023	62973	64050	57164
21	58182	59260	58742	51235	49904	51256	48410	46941	48293	51036	60344	62722	53861
22	55476	55637	55982	47666	46386	47058	44875	43786	45695	46160	55503	57456	50140
23	52962	52358	53936	45311	44804	44095	43291	42683	44105	44857	52053	51142	47633
Gesamt Ø	59592	58579	55075	51913	48808	46120	48338	47370	50694	56222	60789	59796	53608

4.2 Häufigkeitsverteilung von Über- und Unterdeckung im Szenarienvergleich

Nach der Betrachtung der Maximalwerte der negativen und positiven Residuallast ermöglicht die Analyse der Häufigkeitsverteilungen der Lastunterdeckung und -überdeckung aller drei Szenarien weitergehende Erkenntnisse. Tabelle 9 zeigt die wichtigsten Verteilungsparameter für die negative Residuallast.

Sowohl das arithmetische Mittel als auch der Median zeigen, dass eine Ungleichverteilung der Erzeugungskapazitäten zu einer Erhöhung der negativen Residuallast beitragen – und zwar auf durchaus beträchtliche Weise. Während in der Hälfte der Stunden die negative Residuallast unter einer Marke von knapp -9 GW liegt, wenn die Kapazitäten räumlich gleichverteilt sind, liegt diese Marke im Falle einer Ungleichverteilung bei -11 GW, also um 22 Prozent höher. Die Tendenz der Ungleichverteilung, zu einer (absolut betrachtet) deutlichen Erhöhung der negativen Residuallast beizutragen, zeigt sich auch in der im Vergleich zur Gleichverteilung um 13 Prozent erhöhten Standardabweichung.

Tabelle 9: Verteilungsparameter für die negative Residuallast nach Szenarien, 2008 bis 2012:

Parameter	Gleichverteilung	Projektion	Ungleichverteilung
Median	-9.278 MW	-9.448 MW	-11.269 MW
Mittelwert	-10.917 MW	-11.113 MW	-12.772 MW
Standardabweichung	8.115 MW	8.274 MW	9.196 MW
1. Quartil	-15.897 MW	-16.135 MW	-18.531 MW
Summe durchschnittliche Überdeckung / Jahr	-19,9 TWh	-21,1 TWh	-29,0 TWh
Anzahl Stunden 2008 bis 2012	9.091	9.521	11.359

Mit anderen Worten: Da das arithmetische Mittel der negativen Residuallast im Falle einer ungleichen Verteilung der Kapazitäten bei gut -13 GW liegt, ist die Wahrscheinlichkeit, dass die negative Residuallast in einer beliebigen Stunde Werte von bis zu -22 GW annimmt, hoch. Bei einer Gleichverteilung ist die Zone der wahrscheinlichen Werte nach unten durch den Wert von -19 GW begrenzt. Die Folge dieser Verteilung erweist sich auch durch den Wert, der das erste Quartil markiert. Dieses Quartil umfasst das Viertel der negativen Residuallast mit den (absolut betrachtet) höchsten Werten: Der entsprechende Quartilwert liegt (absolut betrachtet) bei einer Ungleichverteilung um 17 Prozent höher als bei einer Gleichverteilung. Das logische Resultat der Tendenz der Ungleichverteilung zu mehr negativer Residuallast: Bei einer ungleichen Verteilung der Erzeugungskapazitäten fällt die Summe des „über den Bedarf erzeugten“ Stroms um 45 Prozent höher aus als bei einer Gleichverteilung.

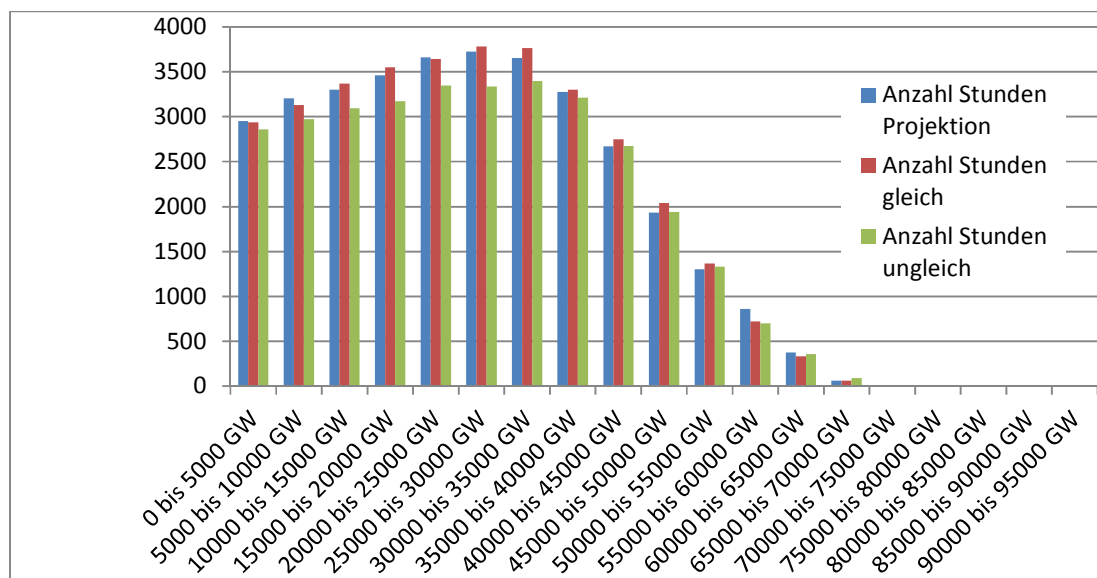
38

Tabelle 10: Verteilungsparameter für die positive Residuallast nach Szenarien, 2008 bis 2012:

Parameter	Gleichverteilung	Projektion	Ungleichverteilung
Median	26.023 MW	25.776 MW	26.176 MW
Mittelwert	26.411 MW	26.207 MW	26.619 MW
Standardabweichung	15.279 MW	15.276 MW	15.571 MW
3. Quartil	37.738 MW	37.551 MW	38.385 MW
Summe durchschnittliche Unterdeckung / Jahr	183,6 TWh	179,7 TWh	173,0 TWh
Anzahl Stunden 2008 bis 2012	34.757	34.275	32.489

Dass die beschriebenen Unterschiede systematischen auf den Effekt des räumlichen Ausgleichs zurückzuführen sind, belegt der Blick auf das Projektionsszenario. Dessen Verteilungswerte liegen ausnahmslos zwischen denen des Gleich- und Ungleichszenarios, und zwar meistens genau in der Mitte. Tabelle 10 gibt die wichtigsten Verteilungsindikatoren für die positive Residuallast an. Aus ihr geht hervor, dass die Unterschiede hier sehr viel geringer ausfallen als bei der negativen Residuallast. Beachtenswert ist generell die in allen Szenarien hohe Standardabweichung.

Abbildung 6: Häufigkeit von Stunden mit positiver Residuallast nach Szenarien, 2008 bis 2012:



Darüber hinaus ist bedeutsam, dass die Grenze zum obersten Viertel aller Werte der Residuallast im Ungleichverteilungsszenario deutlich höher liegt als im Gleichverteilungsszenario. Gleichzeitig ist die Summe der durchschnittlichen Unterdeckung durch erneuerbare Energien im Gleichverteilungsszenario wesentlich höher als im Ungleichverteilungsszenario. Abbildung 6 liefert die Erklärung: Im Ungleichverteilungsszenario treten einerseits generell weniger Stunden mit einer positiven Residuallast auf als im Projektions- bzw. Gleichverteilungsszenario. Die Wahrscheinlichkeit, dass die Residuallast in diesen Stunden extreme Werte (> 60 GW) annehmen, ist aber erheblich größer.

4.3 Effekte der räumlichen Verteilung auf Erzeugungstiefs

Als Erzeugungstiefs sind die Stunden definiert, in denen eine Einspeiseleistung kleiner oder gleich 10 GW vorliegt, was in etwa dem Niveau von 6,5 Prozent der kombinierten Nennleistung aus Windenergie- und Photovoltaikkapazitäten bedeutet. In einem solchen Fall ist eine nicht unerhebliche installierte Leistung an Speichern und/oder Reservekapazitäten notwendig, um die Residuallast bedienen zu können. Von der Dauer und Häufigkeit solcher Erzeugungsdepressionen hängt daher der Speicher- bzw. Residualkraftwerksbedarf ab, ebenso die technischen und wirtschaftlichen Spezifikationen dieser Anlagen, um sich ökologisch wie kostenoptimal in das Gesamtsystem einfügen zu können. Die absolute Anzahl der Tiefs bezieht sich auf die Häufigkeit der Ereignisse im betrachteten Zeitraum (2008 bis 2012). Erste Hinweise zu dieser Frage sollen im Folgenden aufgezeigt werden.

Ein Erzeugungstief besteht aus der Anzahl der aufeinanderfolgenden Stunden, in denen die Erzeugungsleistung im stündlichen Durchschnitt unter 10 GW sinkt. Tabelle 11 zeigt, dass sich die Wahrscheinlichkeit von Erzeugungstiefs nicht durch die räumliche Verteilung beeinflussen lässt. Eine hohe Konzentration der Erzeugungskapazitäten an den jeweils dargebotsstärksten Regionen führt somit trotz höherer Energieausbeute nicht zu weniger Erzeugungstiefs – ein nicht unbedeutender Befund angesichts der gegenwärtigen energiepolitischen Diskussionen.

Tabelle 11: Anzahl der Stunden der Gesamterzeugungstiefs nach Verteilungsszenarien, 2008 bis 2012:

Dauer	Gleichverteilung (Stunden summiert)	Projektion (Stunden summiert)	Ungleichverteilung (Stunden summiert)
Gesamt summiert	4526	4373	4621
Anteil der Erzeugungstiefs an allen Stunden in Prozent	10,3 %	10,0 %	10,5 %

Abbildung 7 erlaubt einen Blick auf die Länge der Erzeugungstiefs. Charakteristisch sind offenbar – im Wesentlichen unabhängig vom Szenario – Tiefs, die um die drei Stunden anhalten, und solche, deren Länge zwischen 11 und 13 Stunden beträgt. Dies dürften zu den erwähnten Zeiten der Sonnenauf- und -untergänge sein, da hier, wie in Kapitel 3.2 schon dargestellt, häufig ablaufende Winde auftreten und sich gleichzeitig die solare Einstrahlung auf sehr geringem Niveau befindet.

Abbildung 7: Erzeugungstiefs der kombinierten Verteilung aus Windenergie- und PV-Erzeugung (Stunden mit geringer Erzeugung kleiner gleich 10 GWh) von 2008 bis 2012:

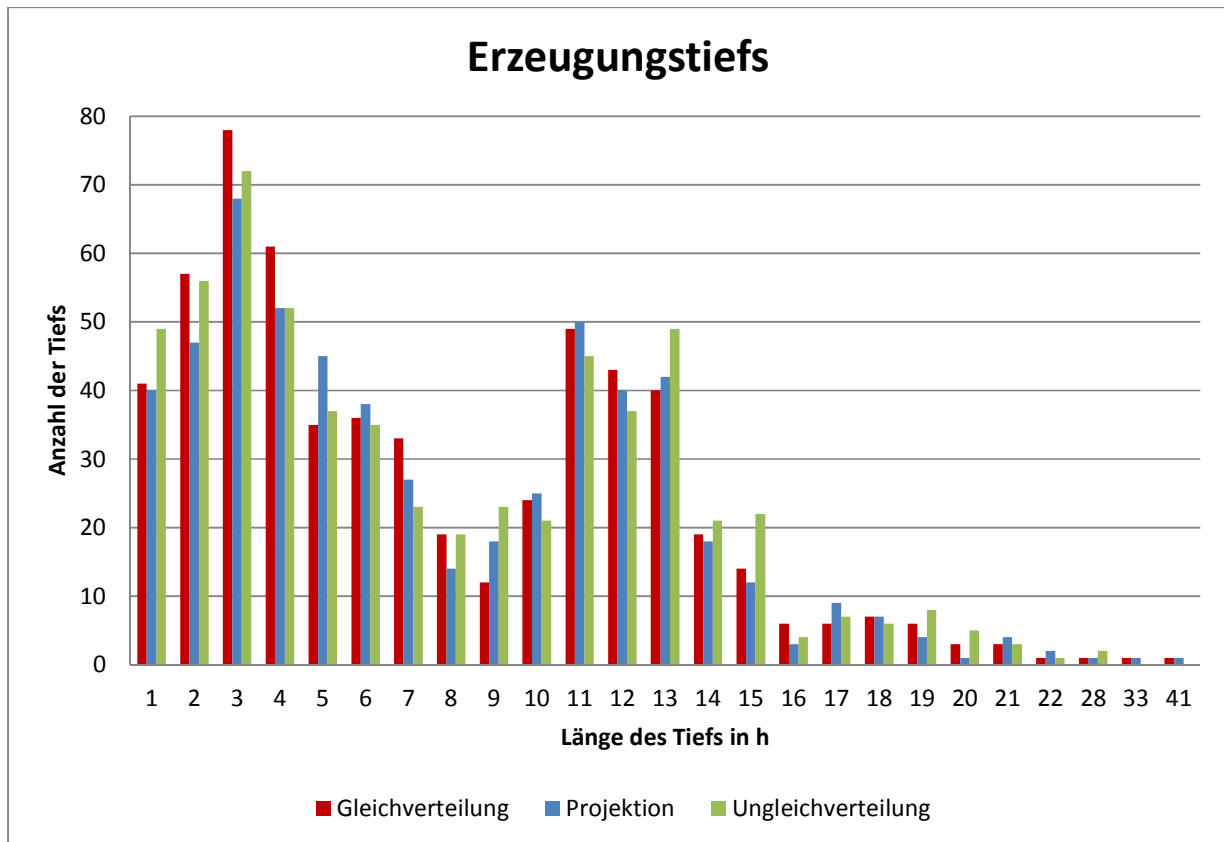


Abbildung 7 zeigt auch: Das Projektionsszenario hat mit 68 gegenüber den 78 Tiefs der Gleichverteilung die wenigsten Ausfälle im 3-Stunden-Bereich, was auf ein höheres Ausgleichspotenzial in dem Projektionsszenario hindeutet. Interessant ist die Feststellung, dass dieses Potenzial sogar über dem der Ungleichverteilung liegt, was sich durch die Resultate der Studien zum Windpotenzial und der Solarstrahlung im räumlichen Vergleich (vgl. MONO und GLASSTETTER 2012, GLASSTETTER und MONO 2013) begründen lässt: Die höchsten Erzeugungspotenziale liegen geographisch zwar dort, wo das Ungleichverteilungsszenario sie berechtigterweise annimmt (höhere Solarstrahlung im Süden, höheres Windangebot an der Küste und im Norddeutschen Tiefland), allerdings ist es für die Erschließung räumlicher Ausgleichseffekte ebenso wichtig, Anlagen an durch das Dargebot weniger privilegierten Standorten zu installieren.

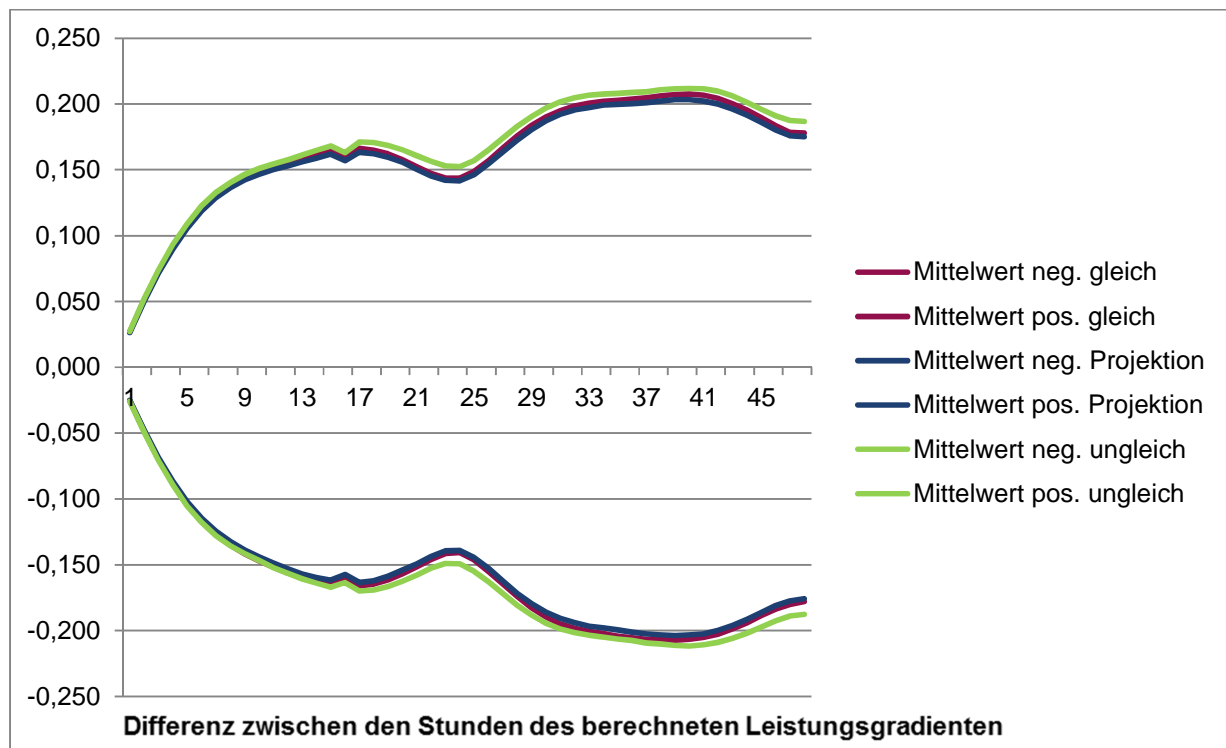
Über den gesamten Untersuchungszeitraum betrachtet treten Erzeugungstiefs mit einer Dauer von bis 45 Stunden auf, allerdings bleiben dies seltene Einzelfälle.

4.4 Effekte der räumlichen Verteilung auf zwischenstündliche Leistungsgradienten

Abschließend ist auf die zwischenstündlichen Leistungsgradienten einzugehen. Eine solche Untersuchung ist von Relevanz, da die Höhe und Häufigkeit der auftretenden zwischenstündlichen Leistungsgradienten darüber entscheidet, welchen Anforderungen der hydrothermische Kraftwerkspark, Speicherkapazitäten oder andere Flexibilitätsoptionen des Gesamtsystems gewachsen sein müssen, um die Versorgungssicherheit wie auch Netzstabilität aufrechtzuerhalten (vgl. Agora Energiewende 2013c: 15f.).

Als zwischenstündlicher Leistungsgradient wird hier die zwischenstündliche Differenz in der Erzeugung zweier Stundenintervalle bezeichnet. Hierzu wurden verschiedene Zeitintervalle von einer bis zu 48 Stunden je Szenario berechnet. Als Normierungsgröße dient abermals nicht die installierte Nennleistung, sondern das empirisch bestimmte Erzeugungsmaximum je Stunde und Szenario. Der Wertebereich der Gradienten erstreckt sich also zwischen -1 und +1. Abbildung 8 zeigt für die positiven und negativen Gradienten die jeweiligen Mittelwerte, wobei die Zeitintervalle in der Abzisse und die Werte der Leistungsgradienten in der Ordinate dargestellt sind.

Abbildung 8: Positive und negative Mittelwerte der simulierten Einspeisungsgradienten (Windenergie und Photovoltaik kombiniert) von 2008 bis 2012:



Betrachtet man die durchschnittlichen Leistungsgradienten im Vergleich der Szenarien, so lassen sich die geringen Unterschiede zwischen den Szenarien vernachlässigen. Im Verlauf der Gradienten bis zu dem errechneten Höchstintervall von 48 Stunden treten in allen Szenarien zwei Klimaxe auf – sowohl bei den positiven Einspeiserampen als auch bei den negativen. Der

erste spaltet sich wiederum in zwei kleine Spitzen im 15- und im 17- Stundenintervall auf, wobei der durchschnittliche positive wie negative Einspeisegradient bei etwa 17 Prozent liegt. Dies bedeutet, dass im Durchschnitt nach 15 bis 17 Stunden eine Leistungszunahme bzw. -abnahme in Höhe von 17 Prozent der maximalen Einspeisung vorliegt. In absoluten Zahlen ausgedrückt, bedeutet dies allerdings etwas höhere Werte im Ungleichverteilungsszenario, da das Einspeisemaximum gegenüber den anderen beiden Szenarien etwas höher ausfällt. Der zweite Höhepunkt ergibt sich im Bereich des 40- und 41-Stundenintervalls und beträgt etwa 21 Prozent, wobei bereits ab dem 30-Stundenintervall ein Niveau von plus minus 20 Prozent anliegt und bis zum 44-Stundenintervall nicht mehr unterschritten wird.

Abbildung 9: Positive und negative Extrema der simulierten Einspeisungsgradienten (Windenergie und Photovoltaik kombiniert) von 2008 bis 2012:

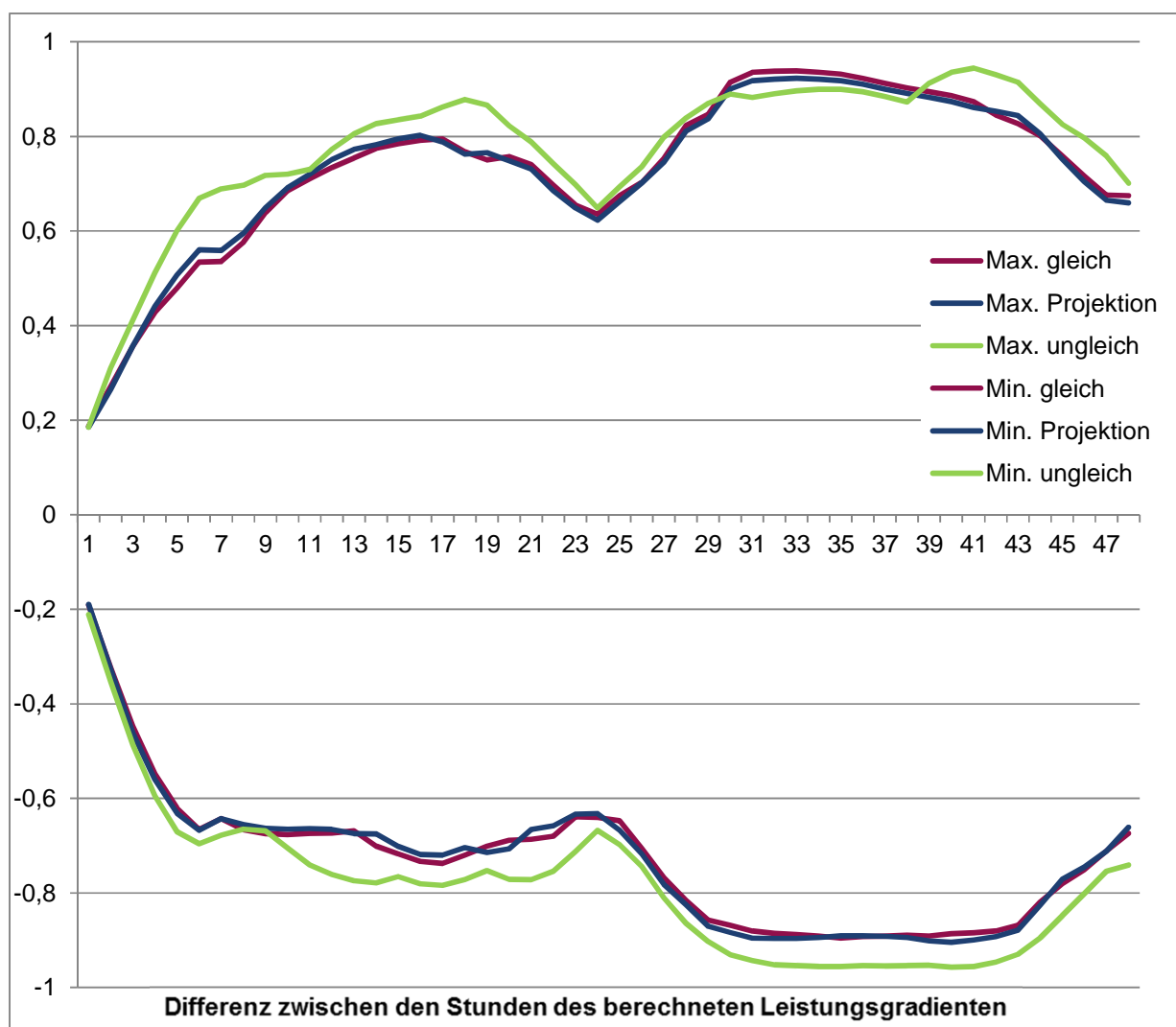


Abbildung 9 stellt nun die Extrema der Leistungsgradienten dar, wobei wiederum positive und negative Gradienten zusammen betrachtet werden. Was die auftretenden Extrema angeht, ist ersichtlich, dass der Verlauf bei allen drei Szenarien grundsätzlich große Ähnlichkeit aufweist und auch dem der Mittelwerte der positiven und negativen Gradienten entspricht. Allerdings

sticht ins Auge, dass die Extremwerte der positiven und negativen Leistungsgradienten praktisch in allen betrachteten Zeitintervallen im Ungleichverteilungsszenario extremer ausfallen. Dieser Unterschied würden sich noch gravierender ausdrücken, wenn man keine normierten, sondern die absoluten Zahlen betrachtete. So erreicht beispielsweise das erste positive Gradientenmaximum nach 17 Stunden im Gleichverteilungsszenario eine maximale Höhe von 80.835 MW und liegt damit gut 17 Prozent niedriger zum Ungleichverteilungsszenario, das ein erstes Maximum von 94.845 MW beim 18-Stundenintervall verzeichnet. Hinsichtlich der negativen Gradienten – also der Abfall der Erzeugungsleistung im jeweiligen Stundenintervall – bewegen sich die Unterschiede auf ähnlich hohem Niveau (-74.998 MW im Gleichverteilungsszenario (Intervall 18 h) gegenüber 94.845 MW im Ungleichverteilungsszenario) und unterscheiden sich damit im ersten Maximum um nahezu 13 Prozent. Auch die absolut höchsten auftretenden Extrema, die je nach Szenario zwischen dem 33- und 41-Stundenintervall verzeichnet werden, ist der Unterschied noch beträchtlich. Prozentual beträgt im Falle der negativen Gradienten die Differenz ebenfalls bei 13 Prozent (-103.314 MW im Ungleichverteilungsszenario und -90.117 MW im Gleichverteilungsszenario), während im Falle der positiven Gradienten mit knapp 7 Prozent Unterschied ein nicht ganz so hohe Abweichung festzustellen ist (hier beträgt der maximale Anstieg im Gleichverteilungsszenario 95.460 MW innerhalb von 33 Stunden und 101.962 MW im Ungleichverteilungsszenario nach 41 Stunden).

Da viel dafür spricht, dass gerade punktuell auftretende extreme Gradienten die Netzstabilität gefährden oder im Ausgleich sehr teuer sind (weil entsprechend mächtige Ausgleichs- oder Regel-Kraftwerke vorzuhalten sind), ist aus energiewirtschaftlicher Sicht eine Verteilung der Erzeugungskapazitäten, die dem Ungleich- oder Projektionsszenario entspricht, empfehlenswert.

Schlussbetrachtung und Diskussion - Die Bedeutung der räumlichen Verteilung aus systemischer Perspektive

Die vorliegende Untersuchung hat den Anspruch, die Bedeutung der räumlichen Verteilung von Wind- und Photovoltaikkapazitäten umfassend zu erfassen. Dabei standen fünf Fragen im Vordergrund:

- (1) Wie ist der Ausgleichseffekt der räumlichen Verteilung zu bemessen?
- (2) Inwieweit ist der Ausgleich durch die geographische Distanz der Erzeugungsorte bedingt und welche intraregionale Ausgleichseffekte ergeben sich durch die spezifischen Erzeugungsprofile von Wind- und Sonnenenergie?
- (3) Welche Auswirkungen hat die räumliche Verteilung auf die Residuallast?
- (4) Lassen sich durch die räumliche Verteilung der Kapazitäten „Erzeugungstiefs“ beeinflussen?
- (5) Gibt es Veränderungen der Leistungsgradienten, die auf die räumliche Verteilung zurückzuführen sind?

Folgende Antworten kann die Studie auf diese Fragen geben:

(1) Bemessung des Ausgleichseffekts der räumlichen Verteilung

Hierfür wurde untersucht, wie die Gleichzeitigkeit der Wind- und Solarstrahlungserzeugung über die untersuchten 30 Onshore- und zwei Offshore-Regionen hinweg ausfällt. Diese Betrachtung wurde technologiespezifisch und für die kombinierte Erzeugung aus beiden dargebotsabhängigen Quellen ausgewertet. Hierzu ist neben dem Wert γ , der sich nur zeitlich punktuell als Gleichzeitigkeitsfaktor eignet und daher besser als Kapazitätsfaktor zu bezeichnen ist, mit μ ein neuer Ungleichzeitigkeitsfaktor vorgestellt worden. Dieser gibt darüber Auskunft, wie ausgeprägt die Varianz zwischen räumlich verteilten Erzeugungsstandorten ist. Da sich hieraus alleine nicht das energiewirtschaftliche Potenzial des Effekts des räumlichen Ausgleichs ableiten lässt, wurde ein entsprechendes Gütemaß entwickelt und mit λ bezeichnet.

Wie zu erwarten, besitzt die aufgrund der allgemein bekannten astronomisch-meteorologischen Voraussetzungen im Schnitt eine höhere räumliche Gleichzeitigkeit als die Windenergie. Allerdings zeigt sich generell für Photovoltaik PV als auch vor allem für Windenergie aufgrund der Werte für μ , die sich durchschnittlich im mittleren Bereich befinden, dass durchaus eine beträchtliche räumliche Varianz der Erzeugung vorliegt, die durch eine räumliche nicht konzentrierte Verteilung in Wert gesetzt werden kann.

Bei Photovoltaik ist dieses Potenzial zunächst dadurch limitiert, dass eine stark negative Korrelation zwischen dem Ungleichzeitigkeits- und dem Kapazitätsfaktor vorliegt. Mit anderen Worten: Wenn viel Sonnenenergie erzeugt wird, geschieht dies mit einer hohen Gleichzeitigkeit, und zwar vor allem in den Mittagsstunden im Sommer. Im Falle der Windenergie ist dieser Zusammenhang nicht so deutlich. Dies führt dazu, dass der Effekt des räumlichen Ausgleichs bei Wind generell höher ist als bei Photovoltaik. Bedeutet dies, dass der energiewirtschaftliche Wert von

Photovoltaik gegenüber Windenergie geringer ist? Dieser Schluss wäre aus zwei Gründen falsch.

Zunächst berücksichtigt er nicht, dass Photovoltaik einen beträchtlichen Leistungskredit zu Höchstlastzeiten aufweist, der für die Windenergie nicht in Anspruch genommen werden kann. Anders als Wind fällt der Effekt des räumlichen Ausgleichs nie unter ein gewisses Niveau – natürlich gilt dies nur in den lichten Stunden des Tages. Der Effekt des räumlichen Ausgleichs ist besonders bedeutsam in den Mittagsstunden der Sommermonate. In dieser Zeit erbringt die räumliche Verteilung von Photovoltaik also immer einen Effekt.

Der energiewirtschaftliche Wert von Photovoltaik begründet sich zweitens in der hohen Kompatibilität mit der Windenergie. Die Abhängigkeit von Wind und Sonne zeigt sich zunächst darin, dass die Windenergie vor allem in den Sommermonaten zu Sonnenaufgang und -untergang schwach abschneidet. Dieser Effekt wirkt sich auf die Residuallast aus. Für die Frage nach der Bedeutung der räumlichen Verteilung ist wichtiger, dass für die kombinierte Erzeugung Folgendes gilt: Der Effekt der räumlichen Verteilung von Wind- und Photovoltaikanlagen ist zu den lichten Stunden des Tages – also dann wenn die Nachfrage nach Strom groß ist – stärker als nachts, frühmorgens und abends.

(2) Geographische Bedingtheit des räumlichen Ausgleichseffekts und intraregionales Ausgleichspotenzial

Der Effekt des räumlichen Ausgleiches ist eindeutig durch die Distanz der Erzeugungsorte untereinander bedingt. Je weitflächiger also erneuerbare Energieanlagen im Raum verteilt werden, desto stärker ist der Effekt. Er beginnt aber, bereits bei geringen Distanzen von unter 200 km zu wirken.

Das bereits von GERLACH und BREYER (2012) für einen mitteldeutschen Standort erfasste Ausgleichspotenzial beider untersuchter Techniken wird in der vorliegenden Untersuchung auch grundsätzlich, also nicht nur auf das räumliche Ausgleichspotenzial bezogen, für alle Standorte bestätigt. Die Korrelationen zwischen intraregionaler, gleichzeitiger Erzeugung von Photovoltaik und Windenergie (also nur an den lichten Tagesstunden) fallen durchweg negativ aus und bewegen sich standortübergreifend auf einem ähnlich hohem Niveau. Eine zeitgleiche maximale Einspeisung von Windenergie und Photovoltaik wurde für keine einzige Stunde im gesamten Untersuchungszeitraum festgestellt. Das anzustrebende Verhältnis zwischen Windenergie und Photovoltaik ist daher in weiteren Studien zu bestimmen.

(3) Auswirkungen der räumlichen Verteilung auf die Residuallast

Den Einfluss, den die räumliche Verteilung fluktuierender erneuerbarer Erzeugungskapazitäten auf das Erzeugungsprofil hat, wurde in dieser Untersuchung mittels drei Szenarien der räumlichen Verteilung herausgearbeitet und vergleichend einander gegenübergestellt. Die Ergebnisse dieser Studie stützen die These, dass allein der Ausbau hin zu den besten Standorten nicht der bevorzugte Ausbaupfad sein sollte. Zwar werden höhere Energiebeiträge bei der gezielten Konzentration der Kapazitäten auf die jeweils besten Standorte erwirtschaftet. Aber die verbleibende Residuallast ist bei einer ungleichen Verteilung der Erzeugungskapazitäten im Mittel höher. Dies gilt vor allem für die negative Residuallast. Die ungleiche Verteilung der Erzeugung erhöht die

negative Residuallast erheblich. Außerdem treten extrem negative Residuallastwerte häufiger auf. Die Tendenz zu mehr extremen Werten gilt, wenn auch nicht so deutlich auch für die positive Residuallast, die sich ansonsten robuster gegenüber Veränderungen der räumlichen Verteilung von Erzeugungskapazitäten verhält. Die höhere negative Residuallast birgt zumindest die Gefahr volkswirtschaftlicher Wohlfahrtsverluste, die bei einer ungleichen Verteilung der Erzeugungskapazitäten auftreten und bei einer gleichmäßigeren Verteilung der Kapazitäten vermieden werden könnten.

(4) Beeinflussbarkeit auf Erzeugungstiefs

Der Effekt der räumlichen Verteilung auf die Länge von Erzeugungstiefs, also sogenannten „dunklen Flauten“ scheint gering zu sein. Unter Umständen ist eine Verteilung, die die Vorteile einer auf die besten Standorte konzentrierten Erzeugung mit einer vollkommen gleichmäßigen Verteilung der Kapazitäten verbindet, in dieser Hinsicht am vorteilhaftesten. Die empirische Evidenz hierfür ist aber eher schwach. Insofern muss festgehalten werden: Das energiewirtschaftlich beträchtliche Risiko von dunklen Flauten lässt sich durch die räumliche Verteilung von fluktuierend erzeugenden, dargebotsabhängigen Erzeugungsanlagen nicht, bestenfalls kaum beeinflussen.

(5) Veränderungen der Leistungsgradienten

Zwar verändern sich weder die Mittelwerte der positiven Leistungsgradienten noch die der negativen in Abhängigkeit zu der räumlichen Verteilung der Erzeugungskapazitäten in großem Umfang. Aber die positiven und die negativen Extrema der Leistungsgradienten fallen geringer aus, wenn die Erzeugungskapazitäten gleichmäßig im Raum verteilt sind. Dieser Befund dürfte für die Gesamtstabilität der Architektur eines auf regenerative Quellen beruhenden Energiesystems höchst relevant sein.

Insgesamt kann die Arbeit den energiewirtschaftlichen Wert einer räumlichen Verteilung von Windenergie- und Photovoltaikanlagen differenziert darstellen. Sie zeigt diesbezüglich die Leistungen der einzelnen Technologien auf und erkennt insbesondere der Photovoltaik (auch deshalb weil sie die Windenergieerzeugung gut ergänzt) einen energiewirtschaftlichen Wert zu. Darüber hinaus kann aufgezeigt werden, dass die räumliche Verteilung von Windenergie- und Photovoltaikanlagen nicht unbedeutende Auswirkungen auf das Energiesystem als ganzes hat. Viel spricht für die systemische Vorteilhaftigkeit einer möglichst gleichmäßigen Verteilung. Die Variante, die Erzeugung auf die ertragreichste Standorte zu konzentrieren, droht hingegen in die Irre zu führen.

Quellen- und Literaturverzeichnis

- Agora Energiewende (2013a): Kostenoptimaler Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland Ein Vergleich möglicher Strategien für den Ausbau von Wind- und Solarenergie in Deutschland bis 2033. URL: http://www.agora-energie-wende.de/fileadmin/downloads/presse/Pk_Optimierungsstudie/Agora_Studie_Kostenoptimaler_Ausbau_der_EE_Web_optimiert.pdf (abgerufen am 27.10.2013)
- Agora Energiewende (2013b): Entwicklung der Windenergie in Deutschland. Eine Beschreibung von aktuellen und zukünftigen Trends und Charakteristika der Einspeisung von Windenergieanlagen. URL: http://www.agora-energie-wende.de/fileadmin/downloads/publikationen/Agora_Kurzstudie_Entwicklung_der_Windenergie_in_Deutschland_web.pdf (abgerufen am 10.01.2014)
- Agora Energiewende (2013c): Dokumentation. Datenmaterial für die Darstellung der aktuellen Stromproduktion, der Stromnachfrage sowie der Exporte und Importe auf der Website www.agora-energie-wende.de. URL: http://www.agora-energie-wende.de/fileadmin/downloads/sonstiges/Dokumentation_Graphen.pdf (abgerufen am 15.02.2014)
- BREYER, C. (2013): Braucht die Photovoltaik das EEG? Vortrag auf dem 2. Energie-Kongress "EEG 2.0 im Spannungsfeld von Märkten und Regulierung" am 13. März 2013 in Saarbrücken. URL: http://www.reiner-lemoine-nsti-tut.de/sites/default/files/2013_03_12__breyer_brauchtdiepvaseeg_izes_eeg20_final_pdf.pdf (abgerufen am 12.11.2013)
- Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit [BMU] (2013): Erneuerbare Energien in Zahlen. Nationale und internationale Entwicklung. Berlin. URL: http://www.erneuerbare-energien.de/fileadmin/Daten_EE/Dokumente__PDFs_/ee_in_zahlen_bf.pdf (abgerufen am 10.12.2013)
- Deutscher Wetterdienst [DWD] (2012): Globalstrahlung in der Bundesrepublik Deutschland. Mittlere Jahressummen, Zeitraum: 1981-2010. URL: http://www.dwd.de/bvbw/generator/DWDWWW/Content/Oeffentlichkeit/KU/KU1/KU12/Klimagutachten/Solarenergie/Globalkarten__entgeltfrei/VielJ_C3_A4hrigeMittelwerte/Jahr__1981-2010,templateId=raw,property=publicationFile.pdf/Jahr_1981-2010.pdf (15.02.2013)
- Ecofys (2013): Impacts of restricted transmission grid expansion in a 2030 perspective in Germany. URL: <http://www.ecofys.com/files/files/ecofys-2013-impact-grid-expansion-2030.pdf> (abgerufen am 10.1.2014)

- European Commission (2011): Energy Roadmap 2050. Impact assessment and scenario analysis. Part 1/2. URL: http://ec.europa.eu/energy/energy2020/roadmap/doc/roadmap2050_ia_20120430_en.pdf
- European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E) (2013:) Hourly load values for a specific country for a specific month (in MW). URL: <https://www.entsoe.eu/db-query/consumption/mhlv-all-countries-for-a-specific-month/> (abgerufen am 27.10.2013)
- European Weather Consult [EWC] (2014): Windpotenzialanalyse. URL: <http://www.weather-consult.com/windpotenzialanalyseinfo> (abgerufen am 14.10.2013)
- GERLACH, A.-K. und C. BREYER (2012): PV und Windkraft: sich hervorragend ergänzende Energietechnologien am Beispiel Mitteldeutschlands. URL: http://www.reiner-lemoine-institut.de/sites/default/files/gerlach2012_paper_pv-wind_mitteldeutschland_12p_badstaffelstein_final_proc.pdf (abgerufen am 15.12.2012)
- GLASSTETTER, P. und R. MONO (2013): Solarstrahlung im räumlichen Vergleich. URL: http://100-prozent-erneuerbar.de/wp-content/uploads/2013/07/Solarstrahlung-im-raeumlichen-Vergleich_100pes.pdf
- LEPRICH, U. (2011): Systemtransformation statt Systemintegration: auf dem Weg zu einem zukunftsfähigen Stromsystem. In: SCHÜTZ, D. und B. KLUSMANN (Hrsg.): Die Zukunft des Strommarkts. Anregungen auf dem Weg zu 100 Prozent Erneuerbare Energien. Bochum: 11-36.
- MONO, R. und P. GLASSTETTER (2012): Windpotenzial im räumlichen Vergleich. URL: <http://100-prozent-erneuerbar.de/2013/01/windpotenzial-im-raumlichen-vergleich/>
- PAPE, K. (2011): Untersuchungen zur Versorgungssicherheit in Energiesystemen mit hohem Anteil erneuerbarer Energien. Unveröffentlichte Masterarbeit Universität Kassel.
- PAPE, K. (2013): Wie wird sich die Windenergietechnik in Deutschland weiterentwickeln? Dokumentation der Diskussion zur Kurzstudie „Entwicklung der Windenergie in Deutschland“ am 5.Juli 2013. URL: http://www.agora-energiewen.de/fileadmin/downloads/publikationen/Studien/Optimierung_des_Gesamtsystems/AGORA_Impulse_Dokumentation_Fachgesprach_Windenergie_11092013_web.pdf (abgerufen am 15.10.2013)
- QUASCHNING, V. (2011): Regenerative Energiesysteme. Technologie – Berechnung – Simulation. München.
- Reiner Lemoine Institut [RLI] (2013): Vergleich und Optimierung von zentral und dezentral orientierten Ausbaupfaden zu einer Stromversorgung aus erneuerbaren Energien in Deutschland. URL: <http://100-prozent-erneuerbar.de/wp-content/uploads/2014/01/VERGLEICH-UND-OPTIMIERUNG-VON-ZENTRAL-UND-DEZENTRAL-ORIENTIERTEN->

AUSBAUPFADEN-ZU-EINER-STROMVERSORGUNG-AUS-ERNEUERBAREN-ENERGIEN-IN-DEUTSCHLAND.pdf (abgerufen am 18.02.2014)

TOMASELLI, M. (2011): Aspekte des Stadtbaus für das 21. Jahrhundert. In: FREY O. und F. KOCH (Hrsg. 2011): Positionen zur Urbanistik I: Stadtkultur und neue Methoden der Stadtforschung. Berlin, Münster, Wien, Zürich, London: 283-308.

ZIMMERMANN, J.-R. (2012): Der kritische Beobachter. In: Neue Energie 11/2012: 84-89.

Anhang

Tabelle 12: Übersicht Windstandorte mit Koordinaten, gemittelte Windgeschwindigkeit, Volllaststunden und gemittelter Jahresenergieertrag 2008-2012:

Nr.	Standort	Koordinaten	Ø V Wind 2008-2012 (m/s)	Volllaststunden pro Jahr (h/a)	Ø Jahresenergieertrag bei 1 GW installierter Leistung (TWh/a)
1	Nordfriesland	N 54°26'21.44" E 9°4'50.36"	8,22	4148	4,15
2	Wagrien	N 54°11'53.67" E 10°21'48.36"	7,67	3712	3,71
3	Vorpommern	N 54°14'38.38" E 12°47'40.99"	7,53	3598	3,60
4	Ostfriesland	N 53°19'20.54" E 7°41'39.06"	7,84	3815	3,82
5	Lüneburger Heide	N 53°4'33.19" E 10°6'46.90"	6,86	4102	4,10
6	Altmarkt	N 52°46'0.74" E 11°57'50.71"	6,56	3807	3,81
7	Minden-Lübbecke	N 52°18'41.64" E 8°45'8.30"	7,09	3141	3,14
8	Boldecker Land	N 52°27'5.27" E 10°38'42.91"	6,49	3693	3,69
9	Niederlausitz	N 51°42'11.73" E 14°28'30.03"	6,39	3544	3,54
10	Haarstrang	N 51°26'26.87" E 8°6'52.02"	6,85	3792	3,79
11	Nordthüringen	N 51°21'38.51" E 10°25'6.95"	6,89	3818	3,82
12	Dübener Heide	N 51°39'59.09" E 12°38'18.40"	6,32	3147	3,15
13	Lausitzer Bergland	N 50°51'6.24" E 14°39'51.29"	7,09	3013	3,01

14	Vogelsberg	N 50°30'58.27" E 9°9'41.72"	6,97	3792	3,79
15	Thüringer Wald	N 50°26'56.98" E 11°2'43.11"	7,01	2626	2,63
16	Erzgebirge	N 50°50'17.13" E 13°15'4.78"	6,85	3286	3,29
17	Saarland	N 49°28'35.49" E 6°25'26.50"	6,96	3754	3,75
18	Pfälzer Wald	N 49°17'8.18"N E 8°2'37.66"	6,45	3275	3,28
19	Hohenloher Land	N 49°29'12.15" E 9°57'58.02"	6,27	3208	3,21
20	Oberpfalz	N 49°32'24.75" E 12°31'33.28"	6,49	3280	3,28
21	Fränkische Alb	N 49°0'20.99" E 11°1'17.81"	6,11	3009	3,01
22	Schwarzwald Ost	N 48°12'13.40" E 8°16'2.29"	6,20	2970	2,97
23	Bayerisch-Schwaben	N 48°17'41.10" E 10°34'55.39"	5,38	2457	2,46
24	Bayerischer Wald	N 48°53'54.60" E 13°3'46.25"	6,04	2871	2,87
25	Schwarzwald-Belchen	N 47°49'20.24" E 7°49'56.83"	6,77	3271	3,27
26	Oberbayern	N 48°8'41.82" E 12°12'24.79"	5,12	2260	2,26
27	Bayerische Voralpen	N 47°36'43.34" E 11°16'50.69"	5,60	2360	2,36
28	Uckermark	N 53°19'25.15" E 13°33'55.88"	7,20	3285	3,29
29	Aachen	N 50°53'41.65" E 6°15'46.34"	6,40	3479	3,48
30	Schwäbische Alb	N 48°24'50.76" E 9°25'4.74"	6,45	3150	3,15
31	Offshore Nordsee	N 54°4'13.04" E 8°3'47.03"	8,74	4280	4,28
32	Offshore Ostsee	N 54°39'49.16" E 12°45'24.96"	7,67	3484	3,48

Tabelle 13: Übersicht Solarstationen, Koordinaten, gemittelte Jahresglobalstrahlung, gemittelte stündliche Globalstrahlung (ohne Nachtstunden), gemittelter Jahresenergieertrag 2008-2012.

Nr.	Standort DWD-Wetterwarte	Koordinaten	Ø Globalstrahlung 2008-2012 (kWh/m ² a)	Ø stündliche Globalstrahlung 2008-2012 (ohne Nachtstunden) (Wh/m ²)	Ø Jahresenergieertrag bei 1 GW installierter Leistung (TWh/a)
1	Schleswig	N 54°31'48.00" E 9°33'0.00"	1028,80	207	0,83
2	Dörnick	N 54°10'12.00" E 10°20'60.00"	920,86	204	0,74
3	Greifswald Rostock-Warnemünde	N 54°6'0.00" E 13°24'36.00" N 54°10'48.00" E 12°4'48.00"	1062,09	223	0,86
4	Emden	N 53°23'24.00" E 7°13'48.00"	906,83	200	0,73
5	Soltau	N 52°57'0.00" E 9°46'48.00"	1001,47	218	0,80
6	Seehausen	N 52°53'24.00" E 11°43'48.00"	1081,71	219	0,87
7	Diepholz	N 52°35'24.00" E 8°20'60.00"	949,41	206	0,76
8	Braunschweig Gardelegen	N 52°17'24.00" E 10°26'60.00" N 52°30'36.00" E 11°24'0.00"	1037,23	213	0,83
9	Lindenberg	N 52°12'36.00" E 14°7'12.00"	1119,84	228	0,91
10	Lüdenscheid	N 51°15'0.00" E 7°38'24.00"	1004,00	217	0,82
11	Göttingen Leinefelde Eisenach	N 51°30'0.00" E 9°56'60.00" N 51°23'24.00" E 10°18'36.00" N 51°0'0.00" E 10°22'12.00"	1036,19	224	0,84
12	Leipzig	N 51°19'12.00" E 12°27'0.00"	1093,78	223	0,88
13	Görlitz	N 51°9'36.00" E 14°56'60.00"	1129,10	228	0,92
14	Gießen-Wettenberg	N 50°36'0.00" E 8°39'0.00"	1096,14	234	0,88
15	Neuhaus	N 50°30'0.00" E 11°8'24.00"	998,14	216	0,82
16	Chemnitz	N 50°47'24.00" E 12°52'12.00"	1086,20	226	0,89

	Zinnwald	N 50°43'48.00" E 13°45'0.00"			
17	Trier Deuselbach	N 49°45'0.00" E 6°39'36.00" N 49°45'36.00" E 7°3'36.00"	1056,42	223	0,85
18	Weinbiet	N 49°22'48.00" E 8°7'12.00"	1090,00	237	0,88
19	Würzburg	N 49°46'12.00" E 9°57'36.00"	1149,57	236	0,92
20	Weiden	N 49°40'12.00" E 12°11'24.00"	1087,71	234	0,88
21	Weißenburg	N 49°1'12.00" E 10°57'36.00"	1163,66	239	0,93
22	Lahr	N 49°40'12.00" E 12°11'24.00"	1139,14	248	0,90
23	Augsburg	N 48°25'48.00" E 10°56'24.00"	1103,86	237	0,89
24	Fürstzell	N 48°32'60.00" E 13°20'60.00"	1185,09	242	0,95
25	Freiburg	N 48°1'12.00" E 7°50'24.00"	1080,26	236	0,86
26	Mühlendorf Chieming	N 48°16'48.00" E 12°30'0.00" N 47°53'24.00" E 12°32'24.00"	1085,43	236	0,87
27	Garmisch- Partenkirchen	N 47°36'43.34" E 11°16'50.69"	1069,77	234	0,87
28	Angermünde	N 53°1'60.00" E 13°59'24.00"	1020,91	223	0,82
29	Aachen	N 50°47'60.00" E 6°1'0.00"	1055,68	219	0,85
30	Stötten	N 48°40'12.00" E 9°52'12.00"	1155,23	246	0,94