

Erstellung generischer EE-Strom-Einspeisezeitreihen mit unterschiedlichem Grad an fluktuierendem Stromangebot

Ergebnisse von Arbeitspaket 3 im Projekt „Einbindung des Wärme- und Kältesektors in das Strommarktmodell PowerFlex zur Analyse sektorübergreifender Effekte auf Klimaschutzziele und EE-Integration“

Freiburg, 15.11.2016

FKZ 0325708, gefördert durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages.

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Autorinnen und Autoren

Dr. Matthias Koch
Hauke Hermann
Franziska Flachsbarth
Öko-Institut e.V.

Jens Tambke
ForWind GmbH

Lizenz: CC-BY-SA 3.0

Dieses Werk bzw. dieser Inhalt steht unter einer Creative Commons Namensnennung, Weitergabe unter gleichen Bedingungen 3.0 Lizenz ([CC-BY-SA 3.0](https://creativecommons.org/licenses/by-sa/3.0/)) - Öko-Institut e.V. 2016

Geschäftsstelle Freiburg

Postfach 17 71
79017 Freiburg

Hausadresse

Merzhauser Straße 173
79100 Freiburg
Telefon +49 761 45295-0

Büro Berlin

Schicklerstraße 5-7
10179 Berlin
Telefon +49 30 405085-0

Büro Darmstadt

Rheinstraße 95
64295 Darmstadt
Telefon +49 6151 8191-0

info@oeko.de
www.oeko.de

ForWind GmbH
Küppersweg 70
26129 Oldenburg
Telefon +49 (0)441-798-5072
Fax: +49 (0)441-798-5099
E-Mail: jens.tambke@forwind.de

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis	4
Tabellenverzeichnis	5
1. Motivation	7
2. Überblick zur Methodik der EE-Profilberechnung	7
2.1. Berechnung der Photovoltaik-Einspeisung	7
2.2. Berechnung der Windstrom-Einspeisung	8
2.3. Input-Daten und Input-Parameter	8
2.4. Wetterjahr	9
3. Berechnung der Einspeiseprofile für PV	10
3.1. Räumliche und technologische Entwicklung für Photovoltaik	10
3.2. Methodik zur Berechnung der Stromeinspeisung von PV-Anlagen	11
3.2.1. Bewölkungsgrad und Solarstrahlung am Boden	12
3.2.2. Bestimmung der Solarstrahlung auf geneigte Flächen	12
3.2.3. Berechnung der Einspeiseleistung aus Photovoltaik	12
3.3. Ergebnis der Berechnung für PV-Einspeisezeitreihen	13
4. Berechnung der Einspeiseprofile für Onshore Wind	14
4.1. Räumliche und technologische Zusammensetzung für Onshore Wind	14
4.2. Methodik zur Berechnung der Stromeinspeisung von Onshore-Wind-Anlagen	16
4.3. Ergebnis der Berechnung für Onshore-Wind-Einspeisezeitreihen	17
5. Berechnung der Einspeiseprofile für Offshore Wind	20
5.1. Räumliche und technologische Zusammensetzung für Offshore Wind	20
5.2. Methodik zur Berechnung der Stromeinspeisung von Offshore-Wind-Anlagen	21
5.2.1. Offshore-Windpark-Leistungskurven	21
5.3. Ergebnis der Berechnung für Offshore-Wind-Einspeisezeitreihen	22
Literaturverzeichnis	24

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 4-1: Deutschlandweite Häufigkeit der jeweiligen Onshore-Wind
Einspeisungs-Stärken (die Stärke-Klassen haben eine Breite von 10%
der Gesamtkapazität)

19

Tabellenverzeichnis

Tabelle 3-1:	Verwendete Kapazitätsentwicklung für PV und räumliche Aufteilung auf die Bundesländer	10
Tabelle 3-2:	Räumliche Verteilung der berücksichtigten PV-Anlagenleistung innerhalb eines Bundeslandes	11
Tabelle 3-3:	Angenommene technologische Entwicklung des durchschnittlichen Anlagenbestandes von PV-Anlagen in Deutschland	11
Tabelle 3-4:	Kennzahlen der berechneten und normierten PV-Profile	14
Tabelle 4-1:	Verwendete Kapazitätsentwicklung für Onshore Wind und räumliche Aufteilung auf die Bundesländer	15
Tabelle 4-2:	Räumliche Verteilung der berücksichtigten Onshore-Wind-Anlagenleistung innerhalb eines Bundeslandes	16
Tabelle 4-3:	Angenommene technologische Entwicklung des durchschnittlichen Anlagenbestandes von Onshore-Windkraftanlagen in Deutschland	16
Tabelle 4-4:	Kennzahlen der berechneten und normierten Onshore-Wind-Profile	18
Tabelle 5-1:	Verwendeter Ausbaukorridor für Offshore Wind und dessen räumliche Aufteilung auf die Bundesländer sowie auf See	20
Tabelle 5-2:	Angenommene technologische Entwicklung des durchschnittlichen Anlagenbestandes von Offshore-Windkraftanlagen in Deutschland	21
Tabelle 5-3:	Kennzahlen der berechneten und normierten Offshore-Wind-Profile	22

1. Motivation

Bisher wurden in Strommarktmodellen sehr unterschiedliche Einspeisezeitreihen verwendet, die hinsichtlich der Qualität der Wetterdaten, der getroffenen Annahmen und der verwendeten Methodik zur Erstellung der Einspeisezeitreihen oft nur eingeschränkt vergleichbar sind. Meist blieb es unklar, ob stark differierende Studienergebnisse auf die Zeitreihen der erneuerbaren Erzeugung oder auf die sonstige Modellierung des Stromsystems zurückzuführen sind.

Ein einheitlicher Standard-Datensatz zu Wind- und PV-Strom ermöglicht es nun, die Ergebnisse der unterschiedlichen Modelle vergleichbarer zu machen oder Unterschiede bei den Input-Daten relativ zu diesem Standard-Datensatz quantitativ dokumentieren zu können.

Das zeitliche EE-Strom Einspeiseprofil wird üblicherweise meist aus regional aufgelösten Wetterdaten und hinterlegten Anlagenkennlinien abgeleitet. Technologische Weiterentwicklungen auf der Anlagenseite können dabei ebenso berücksichtigt werden wie unterschiedliche klimatische Entwicklungen. EE-Strom Einspeiseprofile für Deutschland wurden jedoch bisher nicht öffentlich zugänglich gemacht und blieben meist nur den jeweiligen Forschungs-Instituten vorbehalten.

In diesem Forschungsvorhaben wurde deshalb durch ForWind (Zentrum für Windenergieforschung der Universitäten Oldenburg, Hannover und Bremen) als Auftragnehmer des Öko-Instituts eine konsistente und transparente Modellierung von bundeslandspezifischen EE-Zeitreihen von 2020 bis 2050 durchgeführt. Diese skalierbaren Datensätze sollen in Zukunft auch anderen Modellierungsprojekten und Studien als Standard-Datensatz zur Verfügung stehen.

2. Überblick zur Methodik der EE-Profilberechnung

Gerade die beiden volatilen, wetterabhängigen Erneuerbare Energiequellen Wind und Solarstrahlung sind aufgrund ihres großen Potenzials und der hohen Zubaudynamik für die Modellierung des deutschen Stromsystems besonders relevant.

Im Gegensatz dazu kann die Stromerzeugung aus Wasserkraft auch mit historischen Profilen modelliert werden, da in Deutschland nur noch ein begrenzter Zubau erwartet wird. Geothermie und Biomasse lassen sich wetterunabhängig einsetzen und werden deshalb analog zur konventionellen Stromerzeugung modelliert.

2.1. Berechnung der Photovoltaik-Einspeisung

Zur Berechnung von PV-Einspeisezeitreihen werden keine Strahlungsdaten aus Wettermodellen verwendet, da diese räumlich und zeitlich stark gemittelte Werte zur Folge haben. Studien der Universität Oldenburg haben dagegen gezeigt, dass Strahlungsmessungen und Wolkenbilder von Wettersatelliten sehr gute Ergebnisse liefern (vgl. Hammer et al. 2003).

Für das vorliegende Projekt dienen Daten des Wettersatelliten METEOSAT-9 (MSG-2)¹ für das Jahr 2011 als Grundlage für die Solarstromberechnungen. Die horizontale Auflösung der METEOSAT-9-Datenpixel beträgt über Deutschland ca. 1,2km x 1,8km.

¹ <http://www.eumetsat.int/website/home/Satellites/CurrentSatellites/Meteosat/index.html>

Aus den Wetterdaten des Satelliten (Globalstrahlung, Bewölkung, Aerosoldichte etc.) sowie zusätzlichen Daten aus einem Wettermodell (z.B. die Lufttemperatur in 2m Höhe) wird die nutzbare Strahlungsleistung auf der geeigneten PV-Anlagenfläche bestimmt. Mit bisherigen bzw. zu erwartenden Leistungskennlinien der PV-Module kann anschließend die Stromerzeugung berechnet werden. Dabei werden geeignete Annahmen zur zukünftigen Richtungsverteilung der Anlagen gemacht. Die Berechnung der stündlichen Stromeinspeisungswerte aus Photovoltaik wurde in diesem Projekt mit der bewährten HELIOSAT-Methode durchgeführt, die in Kapitel 4 erläutert wird (vgl. Hammer et al. 2003).

2.2. Berechnung der Windstrom-Einspeisung

Für die Berechnung von Zeitreihen der deutschlandweiten Windstromeinspeisung eignen sich ausschließlich Windgeschwindigkeitsdaten aus Wettermodellen, die in einer hohen horizontalen Auflösung vorliegen. Die wenigen kontinuierlichen und frei verfügbaren Windgeschwindigkeitsmessungen in Höhen, die den Nabenhöhen heutiger Windkraftanlagen entsprechen, sind zu weit voneinander entfernt, um daraus die räumliche und zeitliche Dynamik von Windgeschwindigkeitsfeldern in verschiedenen Höhen über Grund ermitteln zu können.

ForWind verwendet seit vielen Jahren unterschiedliche Quellen von Wetterdaten, z.B. operationelle Analysen und Vorhersagen des Deutschen Wetterdienstes DWD, Reanalysen des Europäischen Zentrums für mittelfristige Wettervorhersage (ECMWF²) sowie amerikanische Wetter-Modelle (wie z.B. das Modell GFS und NCEP-Reanalysen).

Für das vorliegende Projekt kamen eigene Wettersimulationen mit dem WRF-Modell³ zum Einsatz, die mit globalen Wetter-Reanalyse-Daten des ECMWF angetrieben wurden (ERA-Interim⁴). Die horizontale Auflösung der WRF-Daten beträgt in diesem Fall 9 km.

An den Gitterpunkten des Modells wird die Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe bestimmt und anschließend mit einer empirisch angepassten Leistungskurve die Stromerzeugung berechnet. Technische Verluste sowie Abschattungseffekte führen zu einer verminderten Einspeisung. Für weitere Details wird auf Kapitel 5 für Onshore-Wind und Kapitel 6 für Offshore-Wind verwiesen.

2.3. Input-Daten und Input-Parameter

Die zentralen Input-Daten und Input-Parameter für die hier berechneten EE-Profile für Deutschland sind:

- Wind- und Strahlungsdaten,
- die angenommene räumliche Verteilung der installierten Leistung von Windenergie- und PV-Anlagen,
- die angenommene technologische Zusammensetzung der Windenergie- und PV-Anlagen.

Zur Parametrisierung der räumlichen Verteilung mussten Annahmen über die absolute Kapazitätsentwicklung für Wind und PV bis zum Jahr 2050 getroffen werden. Dafür wurde eine Kapazitäts-

² <http://www.ecmwf.int/en/forecasts/datasets>

³ <http://www.wrf-model.org/index.php>

⁴ <http://www.ecmwf.int/en/research/climate-reanalysis/era-interim>

entwicklung unterstellt, die sich an den Klimaschutzszenarien 2050 (2. Modellierungsrunde) mit einem Langfristziel einer Emissionsminderung von 80% bis 2050 gegenüber 1990 orientiert (Öko-Institut und Fraunhofer ISI 2015). Es war nicht das Ziel, eine zukünftige, optimale Kapazitätsentwicklung zu prognostizieren, sondern skalierungsfähige Zeitreihen zu entwickeln, die je nach Szenario der jeweils unterstellten Kapazität angepasst werden können.

2.4. Wetterjahr

Aufgrund der generellen Datenverfügbarkeit kamen für dieses Projekt die Wetterjahre bis einschließlich 2012 in Frage. Dabei zeigte sich, dass das Wetterjahr 2011 in Bezug auf wichtige meteorologische Datensätze, die zur Validierung der Simulationen dienen, deutlich weniger Datenlücken aufweist als das Wetterjahr 2012.

Das Wetterjahr 2011 war bezogen auf den „Windpark Deutschland“ mit rund 1750 Vollbenutzungsstunden im langfristigen Vergleich ein relativ durchschnittliches Windjahr. Das Wetterjahr 2012 stellt sich dagegen mit rund 1530 Vollbenutzungsstunden als ein unterdurchschnittliches Windjahr dar. Das Wetterjahr 2012 ist daher nicht repräsentativ genug für den Zweck dieser Studie, auch in Bezug auf große Schwankungen beim Windstrom.

Mit Blick auf die Temperaturen zeigt sich, dass das Wetterjahr 2011 ein für den Klimawandel etwas typischeres Jahr ist als das Jahr 2012: Der deutschlandweite Jahresmittelwert der Temperatur lag bei 9,6°C, im Gegensatz zum Jahr 2012 mit 9,1°C (Quelle: DWD).

Aus diesen Gründen wurde im Projekt-Konsortium entschieden, die Wind- und Strahlungsdaten für das **Wetterjahr 2011** als Input für die verwendeten Modelle zu nutzen. Der Zweck dieser Zeitreihen liegt darin, für die Modellierung repräsentative Zeitreihen zur Verfügung zu stellen, die eine möglichst wahrscheinliche EE-Erzeugung in den zukünftigen Stützjahren simuliert.

Für zukünftige Studien ist es wünschenswert, mindestens 10 Wetterjahre zu verwenden, um die klimatologische Variabilität bei Wind und Solarstrahlung ausreichend berücksichtigen zu können. Dies war im gesamten Rahmen dieses Projektes nicht vorgesehen. Hier besteht weiterer Forschungsbedarf, auch um Extremsituationen wie eine „Dunkelflaute“ statistisch beurteilen zu können.

3. Berechnung der Einspeiseprofile für PV

3.1. Räumliche und technologische Entwicklung für Photovoltaik

Der hier verwendete Ausbaukorridor für PV ist angelehnt an die Rahmendaten im Szenario „Klimaschutzszenario 80“ im Projekt „Klimaschutzszenario 2050“ in der 2. Modellierungsrunde (Öko-Institut und Fraunhofer ISI 2015) sowie der räumlichen Verteilung im Netzentwicklungsplan Strom 2024 (50Hertz Transmission GmbH et al. 2014) (Tabelle 3-1).

Tabelle 3-1: Verwendete Kapazitätsentwicklung für PV und räumliche Aufteilung auf die Bundesländer

	2013	2020	2030	2040	2050
Deutschland	35,3 GW	53 GW	75 GW	97 GW	120 GW
BY	29,8%	27,6%	27,6%	27,2%	27,0%
BW	13,0%	11,5%	11,5%	11,5%	11,5%
NW	11,3%	10,8%	10,7%	11,0%	11,0%
NI	9,4%	9,9%	9,8%	10,0%	10,0%
BB	7,4%	8,2%	8,0%	8,1%	8,1%
RP	5,1%	5,3%	5,2%	5,3%	5,3%
HE	4,5%	4,7%	4,7%	4,8%	4,8%
ST	4,2%	4,9%	5,0%	4,9%	5,0%
SN	4,0%	4,4%	4,5%	4,5%	4,5%
SH	4,0%	4,6%	4,5%	4,5%	4,3%
MV	2,8%	3,7%	3,6%	3,6%	3,6%
TH	2,8%	2,9%	3,0%	2,8%	2,9%
SL	1,1%	1,1%	1,1%	1,0%	1,0%
BE	0,3%	0,2%	0,2%	0,3%	0,4%
HB	0,3%	0,2%	0,4%	0,3%	0,4%
HH	0,0%	0,0% ⁵	0,2%	0,2%	0,2%

Quelle: ForWind GmbH, Universität Oldenburg

⁵ Da im Szenariojahr 2020 in Hamburg noch eine installierte Leistung i.H.v. 0 MW angenommen wird, existiert kein separates Profil für diesen Fall. Der Datensatz der normierten Profile wurde an dieser Stelle um das normierte Profil Hamburgs in 2030 ergänzt.

In den Berechnungen wurde außerdem angenommen, dass die räumliche Verteilung der PV-Anlagen innerhalb eines Bundeslandes ausgehend von der jetzigen Verteilung immer homogener wird, bis sie 2050 eine Gleichverteilung innerhalb des jeweiligen Bundeslandes erreicht (Tabelle 3-2). Diese Annahme, die nicht der zu erwartenden Siedlungsstruktur entspricht, wurde als Hilfsmittel verwendet, um einen größeren räumlichen Ausgleich zu simulieren. Gerechtfertigt wird sie durch die Erkenntnis, dass die räumliche Verteilung innerhalb eines Bundeslands eine sehr geringe Sensitivität in Bezug auf die Ergebnisse aufweist.

Tabelle 3-2: Räumliche Verteilung der berücksichtigten PV-Anlagenleistung innerhalb eines Bundeslandes

2020	2030	2040	2050
Orientiert an EEG-Anlagenregister 2015 und eigener Datenbank	wie 2020, aber mit 33% Gleichverteilung	wie 2020, aber mit 67% Gleichverteilung	zu 100% gleichverteilt

Quelle: ForWind GmbH, Universität Oldenburg

Bei der technologischen Zusammensetzung des Anlagenbestandes für PV wurde davon ausgegangen, dass im Vergleich zum heutigen Anlagenbestand ein verstärkter Zubau an Hausdachanlagen zur Eigenstromerzeugung stattfindet sowie ein nur mäßiger Zubau an Freiflächenanlagen. Es wird angenommen, dass die durch eine suboptimale Ausrichtung von Dachflächen bedingten Nachteile näherungsweise vom Fortschritt bei der Anlagentechnik ausgeglichen werden können (Tabelle 3-3).

Tabelle 3-3: Angenommene technologische Entwicklung des durchschnittlichen Anlagenbestandes von PV-Anlagen in Deutschland

	2011	2020	2030	2040	2050
Anteil Hausdachanlagen	70%	72,5%	75%	77,5%	80%
Anteil Freiflächenanlagen	30%	27,5%	25%	22,5%	20%
Performance Ratio	0,7	0,75	0,8	0,825	0,85

Quelle: ForWind GmbH, Universität Oldenburg

3.2. Methodik zur Berechnung der Stromeinspeisung von PV-Anlagen

Im Falle der Photovoltaik wurden aus den Satellitendaten und weiteren Wetterdaten (Globalstrahlung, Bewölkung, Aerosoldichte, 2m Temperatur etc.) die nutzbare Strahlungsleistung auf der geneigten PV-Anlagenfläche bestimmt und mit bisherigen bzw. zu erwartenden Leistungskennlinien

der Module die Stromerzeugung berechnet. Dabei wurden bewährte Annahmen zur zukünftigen Richtungsverteilung der Anlagen gemacht.

Grundlage für die räumlich hoch aufgelöste Darstellung der Einspeiseleistung aus Photovoltaik (PV) sind die Daten des geostationären Wettersatelliten METEOSAT. Hierdurch ist eine räumlich und zeitlich hoch aufgelöste Datenbasis mit einer gleichmäßigen und sehr gut quantifizierbaren Genauigkeit verfügbar. Die mit der HELIOSAT-Methode bestimmten Solarstrahlungswerte auf der horizontalen Fläche wurden in einem weiteren Arbeitsschritt auf geneigte Empfängerflächen umgerechnet und sodann in eine vom PV-System abgegebene Leistung übertragen. Schließlich wurden die Leistungswerte entsprechend der Ausbau-Szenarien räumlich aggregiert. Für eine ausführliche Darstellung der HELIOSAT-Methode sei auf Hammer et al. (2003) verwiesen.

3.2.1. Bewölkungsgrad und Solarstrahlung am Boden

Der Bewölkungsgrad wird durch den dimensionslosen *Cloud Index* charakterisiert, der ein relatives Maß für den Bewölkungszustand in einem Pixel darstellt (0 = wolkenfrei, 1 = maximal bewölkt). Es lässt sich dabei zeigen, dass ein einfacher statistischer Zusammenhang zwischen dem *Cloud Index* und der mit der Einstrahlung bei klarem Himmel normierten Solarstrahlung existiert. Diese normierte Einstrahlung wird allgemein als *Clearsky Index* bezeichnet. Der *Clearsky Index* stellt die relative Abweichung der tatsächlichen Einstrahlung von einer aus einem Modell abgeleiteten theoretischen Einstrahlung bei wolkenfreiem Himmel dar.

Ursache für diese Abweichung ist neben der Bewölkung der Gehalt an Wasserdampf und Aerosol in der Atmosphäre. Die Solarstrahlung am Erdboden lässt sich somit als das Produkt von aus den Satellitendaten bestimmtem *Clearsky Index* und der aus einem Modell abgeleiteten Solarstrahlung bei wolkenlosem Himmel beschreiben.

3.2.2. Bestimmung der Solarstrahlung auf geneigte Flächen

Die mit der HELIOSAT-Methode bestimmte Solarstrahlung entspricht derjenigen auf eine horizontale Fläche. Zur Verwendung der Solarstrahlung auf eine geneigte Empfängerfläche, z.B. für Photovoltaik-Systeme, muss diese daher umgerechnet werden. Hierfür stehen empirische Modelle zur Verfügung (z.B. Skartveit und Olseth, 1987), die auf einer Trennung der Solarstrahlung in ihre Direkt- und Diffusanteile beruhen und die dann separat umgerechnet werden. Die Umrechnung der Direktstrahlung auf eine geneigte Fläche ist lediglich von der bekannten Geometrie abhängig und somit exakt. Eine korrekte Umrechnung der Diffusstrahlung hingegen erfordert Annahmen zur Richtungsverteilung der diffusen Himmelsstrahlung, die in der Regel nicht isotrop ist. Hierfür stehen bewährte empirische Modelle zur Verfügung (z.B. Klucher, 1979), die für viele unterschiedliche Standorte gut validiert sind.

3.2.3. Berechnung der Einspeiseleistung aus Photovoltaik

Für jeden Gitterpunkt wird auf diese Weise zunächst die Globalstrahlung auf eine horizontale Fläche und in einem weiteren Schritt hieraus die Einstrahlung auf weitere 54 unterschiedlich geneigte Flächen berechnet. Diese unterschiedlichen Ausrichtungen decken den Bereich realistischer Ausrichtungen der PV-Anlagen ab (Azimuth: Süd +/- 90°; Neigung: 5°-55°).

Um eine realistische Verteilung der vorkommenden Azimuth-Ausrichtungen und Neigungswinkel der in Deutschland installierten Photovoltaik-Anlagen zu berücksichtigen, wurde eine nicht-öffentliche Datenbasis der Universität Oldenburg von mehr als 10.000 Photovoltaik-Anlagen mit einer Gesamtleistung von über 1 GW_p verwendet. Daraus werden Gewichtungskoeffizienten für

jede der 54 Ausrichtungen bestimmt und auf diese Weise eine für die Gesamtheit aller Anlagen mit ihren unterschiedlichen Ausrichtungen repräsentative Zeitreihe der Einstrahlung bestimmt.

Weiterhin wurden die Photovoltaik-Anlagen entsprechend ihrer Nennleistung in zwei Klassen eingeteilt, um Unterschiede in der Verteilung der Ausrichtung zu berücksichtigen: $P \leq 100 \text{ kW}_p$ und $P > 100 \text{ kW}_p$. Die Orientierung großer Anlagen ist in der Regel hinsichtlich maximalen Ertrags optimiert, während kleine Anlagen wegen der z.B. von verfügbaren Dachflächen vorgegebenen Orientierung häufig suboptimal ausgerichtet sind.

Für jede Stunde des Berechnungszeitraums wurden schließlich aus den verfügbaren Viertelstundenwerten über eine optimierte räumliche Mittelung die Stundenmittelwerte für die gewünschten Gitterpunkte berechnet.

Die Leistungsberechnung für jeden Gitterpunkt erfolgt unter der Annahme, dass sämtliche Abweichungen von den Datenblattangaben der Photovoltaikmodule generalisiert über die dimensionslose Maßzahl *Performance Ratio* dargestellt werden können. Durchschnittswerte für heutige Anlagen liegen zwischen 0,7 und 0,75, für zukünftige Anlagen wird ein Wert von bis zu 0,85 angenommen (vgl. Tabelle 3-3).

Mit der Verwendung der Performance Ratio werden somit alle zusätzlichen Einflussfaktoren auf die Leistung pauschal zusammengefasst. Die wesentlichen Einflüsse sind: Modultemperatur, Solarstrahlung, Verschattungen, Verschmutzung, Wirkungsgrad, Leitungsverluste, Wechselrichterverluste sowie Spektraleffekte.

Wir unterstellen, dass die steigende Performance Ratio die ungünstiger werdenden Ausrichtungen der zusätzlichen Hausdachanlagen ausgleichen wird.

3.3. Ergebnis der Berechnung für PV-Einspeisezeitreihen

Die in diesem Projekt durchgeführten Berechnungen führen zu den in der Excel-Datei [Datensatz fuer generische Einspeisezeitreihen der Photovoltaik 2020 bis 2050.xlsx](#) dargestellten PV-Einspeisezeitreihen auf Bundeslandebene und für Deutschland. Es stehen normierte und skalierte Einspeiseprofile in stündlicher Auflösung und je Bundesland zur Verfügung.

Das normierte Einspeiseprofil basiert auf dem Wetterjahr 2011 und einer Fortschreibung des Anlagenbestandes hinsichtlich einer spezifischen technischen Zusammensetzung und räumlichen Verteilung (vgl. Kapitel 3.1). Das Einspeiseprofil ist auf stündliche Werte zwischen 0 und 1 normiert („leistungsnormiert“), so dass sich als Jahressumme die Volllaststunden des Anlagenparks in dem jeweiligen Bundesland ergeben.

Die skalierten Einspeiseprofile lassen sich berechnen, in dem die installierte Leistung je Bundesland mit den normierten Profilen multipliziert wird. Die für Deutschland aggregierten Einspeiseprofile weisen die in Tabelle 3-4 dargestellten Kennzahlen auf.

Tabelle 3-4: Kennzahlen der berechneten und normierten PV-Profile

	2020	2030	2040	2050
Vollbenutzungsstunden	1039 h	1038 h	1036 h	1035 h
Minimalwert	0%	0%	0%	0%
Maximalwert	75,6%	75,6%	75,7%	75,7%
Mittelwert	11,9%	11,8%	11,8%	11,8%
Standardabweichung	17,9%	17,8%	17,8%	17,8%

Quelle: ForWind GmbH, Universität Oldenburg (eigene Berechnung)

Die Nutzer können darüber hinaus auch selbst definierte Einspeiseprofile erstellen, indem sie ein normiertes Profil auswählen, welches der gewünschten technologischen Zusammensetzung und räumlichen Verteilung am ehesten entspricht. Das ausgewählte normierte Profil wird abschließend mit der gewünschten installierten Leistung des Anlagenparks je Bundesland multipliziert, um ein benutzerdefiniertes skaliertes Profil zu erhalten.

4. Berechnung der Einspeiseprofile für Onshore Wind

4.1. Räumliche und technologische Zusammensetzung für Onshore Wind

Der verwendete Ausbaukorridor für Onshore Wind orientiert sich an den Rahmendaten im Szenario „Klimaschutzszenario 80“ im Projekt „Klimaschutzszenario 2050“ in der 2. Modellierungsrunde (Öko-Institut und Fraunhofer ISI 2015) sowie der räumlichen Verteilung im Netzentwicklungsplan Strom 2024 (50Hertz Transmission GmbH et al. 2014) (Tabelle 4-1).

Tabelle 4-1: Verwendete Kapazitätsentwicklung für Onshore Wind und räumliche Aufteilung auf die Bundesländer

	2013	2020	2030	2040	2050
Deutschland	33,7 GW	50 GW	70 GW	80 GW	90 GW
NI	22,3 %	20 %	19,3 %	18,5 %	17,6 %
BB	15,3 %	13,6 %	12,8 %	12,0 %	11,1 %
ST	12,3 %	9,1 %	8,1 %	7,0 %	6,0 %
SH	11,2 %	11,4 %	11,9 %	12,4 %	12,8 %
NW	10,2 %	11,1 %	11,6 %	12,0 %	12,5 %
RP	6,6 %	8,2 %	7,6 %	7 %	6,4 %
MV	6,6 %	7,7 %	8,8 %	9,8 %	10,8 %
BY	3,2 %	4,5 %	5,0 %	5,5 %	6,1 %
TH	3,2 %	3,7 %	3,8 %	4,0 %	4,1 %
SN	3,0 %	2,6 %	2,3 %	2,0 %	1,7 %
HE	2,8 %	3,4 %	3,5 %	3,7 %	4,0 %
BW	1,8 %	3,5 %	4,3 %	5,3 %	6,2 %
SL	0,6 %	0,6 %	0,5 %	0,4 %	0,4 %
HB	0,6 %	0,4 %	0,3 %	0,2 %	0,2 %
HH	0,3 %	0,2 %	0,2 %	0,2 %	0,1 %
BE	0,01 %	0,01 %	0,01 %	0,01 %	0,01 %

Quelle: ForWind GmbH

Die Stadtstaaten Hamburg, Bremen und Berlin weisen zwar marginale installierte Leistungen in den Szenariojahren 2020 – 2050 auf. Aufgrund der kleinen Fläche und der geringen Anlagenzahl wurde für die Stadtstaaten jedoch kein individuelles charakteristisches Profil berechnet. Die wenigen zu erwartenden Windkraftanlagen der Stadtstaaten wurden in der Modellierung den benachbarten Flächenländern zugeordnet (Hamburg à Schleswig-Holstein, Bremen à Niedersachsen, Berlin à Brandenburg).

Innerhalb eines Bundeslandes wird ausgehend von den konkreten Standorten im EEG-Anlagenregister die Tendenz hin zu einem zunehmend gleichverteilten Anlagenpark unterstellt (Tabelle 4-2).

Tabelle 4-2: Räumliche Verteilung der berücksichtigten Onshore-Wind-Anlagenleistung innerhalb eines Bundeslandes

2020	2030	2040	2050
Orientiert an EEG-Anlagenregister 2015	50% EEG-Anlagenregister 2015, 50% gleichverteilt	25% EEG-Anlagenregister 2015, 75% gleichverteilt	Überwiegend gleichverteilt

Quelle: ForWind GmbH

Für die Fortschreibung in die Zukunft sind die zu erwartenden Erhöhungen der durchschnittlichen Nabenhöhen und der Rotor-zu-Generator-Verhältnisse zu berücksichtigen (Tabelle 4-3). Die technologische Zusammensetzung des Anlagenbestandes für Onshore Wind orientiert sich dabei beginnend vom heutigen Anlagenbestand an einem verstärkten Zubau von Anlagen mit höheren Türmen (>150 m) und Schwachwindanlagen (mit spezifischen Rotorkreisflächen von 4,5 m²/kW wie z.B. bei der N117; bisher betrug die spezifische Rotorkreisfläche des Zubaus in Deutschland 2,6 m²/kW) (Deutsche WindGuard 2014a). Dies führt zu einem deutlich steigenden Anteil von Schwachwindanlagen bis zum Jahr 2050.

Tabelle 4-3: Angenommene technologische Entwicklung des durchschnittlichen Anlagenbestandes von Onshore-Windkraftanlagen in Deutschland

	2011	2020	2030	2040	2050
Nabenhöhe	75 m	95 m	120 m	135 m	150 m
Rotordurchmesser	60 m	80 m	110 m	130 m	150 m
Nennleistung	1,3 MW	2 MW	3 MW	4 MW	5 MW
Anteil Schwachwindanlagen		37%	47%	60%	80%
Anteil Starkwindanlagen		63%	53%	40%	20%

Quelle: ForWind GmbH

4.2. Methodik zur Berechnung der Stromeinspeisung von Onshore-Wind-Anlagen

Die Windleistungsberechnung basiert in erster Linie auf der Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe. ForWind verwendet zu diesem Zweck seit 2007 eigene Wettersimulationen mit dem WRF-Modell. Für den Antrieb mit globalen Wetterdaten wurden hier Reanalyse-Daten des Europäischen Zentrums für Mittelfrist-Wettervorhersagen (ECMWF) verwendet. Die horizontale Auflösung der verwendeten WRF-Daten beträgt 9 km, die vertikale Auflösung mit 62 Höheneinteilungen ergibt sich aus 10 Einteilungen in den unteren 200 m der Atmosphäre und 52 Einteilungen über 200 m.

Die Umrechnung der Windgeschwindigkeit in der jeweiligen mittleren Nabenhöhe in Windleistung erfolgt mit Hilfe einer sogenannten regionalen Leistungskurve. Zunächst wird hierfür die regionale

Leistungskurve nach McLean (2008) benutzt. Sie basiert auf den Leistungskurven von tatsächlich installierten Anlagen und berücksichtigt im Gegensatz zu Einzelanlagenleistungskurven oder Leistungskurven von Windparks großräumige Effekte, wie z.B. Leistungsdefizite durch richtungsabhängige Wirbelschleppen, Anlagenwartung, elektrische Leitungsverluste, die Heterogenität der Anlagentypen und die räumliche Vergleichmäßigung von Vorhersagefehlern.

Die regionale Leistungskurve wurde für die Verwendung von numerischen Wettersimulationen entwickelt und die Methode von McLean (2008) wurde bereits in zahlreichen wissenschaftlichen Artikeln verwendet (z.B. Purvins et al., 2012; Göransson und Johnsson, 2013; Reichenberg et al., 2014; Göransson et al., 2014). Die McLean'schen Leistungskurven wurden dort jeweils unverändert verwendet, eine Anpassung an systematische Modellfehler wurde in den genannten Studien nicht diskutiert. Im Rahmen des vorliegenden Projektes wurde die Kurve von McLean mit einem Optimierungsalgorithmus an die vorhandenen Einspeise-Daten aus den vier deutschen Regelzonen angepasst.

4.3. Ergebnis der Berechnung für Onshore-Wind-Einspeisezeitreihen

Die in diesem Projekt durchgeführten Berechnungen führen zu den in der Excel-Datei [Datensatz fuer generische Einspeisezeitreihen der Onshore Windenergie 2020 bis 2050.xlsx](#) dargestellten Onshore-Wind-Einspeisezeitreihen auf Bundeslandebene und für Deutschland. Es stehen normierte und skalierte Einspeiseprofile in stündlicher Auflösung und je Bundesland zur Verfügung.

Das normierte Einspeiseprofil basiert auf dem Wetterjahr 2011 und einer Fortschreibung des Anlagenbestandes hinsichtlich einer spezifischen technischen Zusammensetzung und räumlichen Verteilung (vgl. Kapitel 4.1). Das Einspeiseprofil ist auf stündliche Werte zwischen 0 und 1 normiert („leistungsnormiert“), so dass sich als Jahressumme die Volllaststunden des Anlagenparks in dem jeweiligen Bundesland ergeben.

Die skalierten Einspeiseprofile lassen sich berechnen, in dem die installierte Leistung je Bundesland mit den normierten Profilen multipliziert wird. Die für Deutschland aggregierten Einspeiseprofile weisen die in Tabelle 4-4 dargestellten Kennzahlen auf.

Um auch für die drei Stadtstaaten eigene Zeitreihen zu erhalten, hat das Öko-Institut die normierten Zeitreihen benachbarter Flächenländer auf die einzelnen Stadtstaaten übertragen (Hamburg à Schleswig-Holstein, Bremen à Niedersachsen, Berlin à Brandenburg) und mit der jeweiligen (relativ kleinen) installierten Kapazität skaliert. Das bedeutet, dass die resultierenden Zeitreihen der Stadtstaaten genau die gleiche Variabilität wie die des jeweiligen Flächenlandes aufweisen und die Korrelation 100% beträgt. Die Variabilität von Einspeisezeitreihen einzelner Anlagen oder Anlagenparks ist in der Realität allerdings größer als die Variabilität der aggregierten Einspeisezeitreihe eines Flächenlandes.

Tabelle 4-4: Kennzahlen der berechneten und normierten Onshore-Wind-Profile

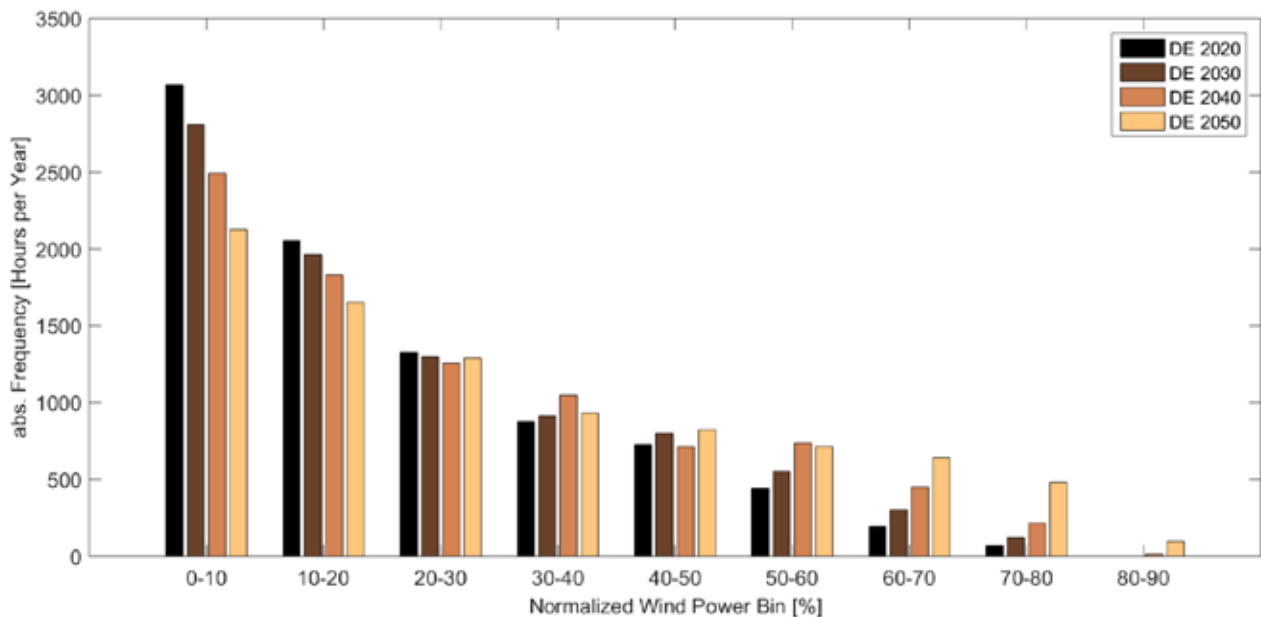
	2020	2030	2040	2050
Vollbenutzungsstunden	1839 h	2033 h	2274 h	2629 h
Minimalwert	0,3%	0,4%	0,4%	0,5%
Maximalwert	78,2%	79,7%	82,1%	86,4%
Mittelwert	21,0%	23,3%	26,0%	30,0%
Standardabweichung	17,3%	18,6%	20,1%	22,5%

Quelle: ForWind GmbH (eigene Berechnung)

Die Nutzer können darüber hinaus auch selbst definierte Einspeiseprofile erstellen, indem sie ein normiertes Profil auswählen, welches der gewünschten technologischen Zusammensetzung und räumlichen Verteilung am ehesten entspricht. Das ausgewählte normierte Profil wird abschließend mit der gewünschten installierten Leistung des Anlagenparks je Bundesland multipliziert, um ein benutzerdefiniertes skaliertes Profil zu erhalten.

Analog zu dieser Zunahme der Vollbenutzungsstunden entwickeln sich die Häufigkeitsverteilungen der relativen „Einspeisungs-Stärken“ (Abbildung 4-1): Während im Jahr 2020 eine Einspeisung zwischen 0 und 10% der Gesamtkapazität noch in mehr als 3000 Stunden eines Jahres vorkommt, tritt diese Stärke-Klasse im Jahr 2050 nur noch in ca. 2130 Stunden auf. Im Jahr 2020 ist hingegen eine Einspeisung zwischen 70% und 80% der Gesamtkapazität mit 50 Stunden noch relativ selten, im Jahr 2050 jedoch mit 500 Stunden schon sehr viel häufiger.

Abbildung 4-1: Deutschlandweite Häufigkeit der jeweiligen Onshore-Wind Einspeisungs-Stärken (die Stärke-Klassen haben eine Breite von 10% der Gesamtkapazität)



Quelle: ForWind GmbH (eigene Berechnung)

Es besteht weiterer Forschungsbedarf bezüglich der Abschattungs-Verluste. In der Modellierung wird unterstellt, dass sich in den zukünftigen Modelljahren Abschattungsverluste wie in 2011 ergeben. Wenn an bestimmten Standorten höhere Abschattungsverluste auftreten sollten, müsste dies in unserem Szenario durch eine höhere Turmhöhe oder optimierte Rotor-zu-Generator-Verhältnisse ausgeglichen werden.

5. Berechnung der Einspeiseprofile für Offshore Wind

5.1. Räumliche und technologische Zusammensetzung für Offshore Wind

Die Kapazitätsentwicklung für Offshore Wind ist angelehnt an das Szenario „Klimaschutzszenario 80“ im Projekt „Klimaschutzszenario 2050“ in der 2. Modellierungsrunde (Öko-Institut und Fraunhofer ISI 2015) sowie der räumlichen Verteilung im Netzentwicklungsplan Strom 2024 (50Hertz Transmission GmbH et al. 2014) (Tabelle 5-1).⁶

Tabelle 5-1: Verwendeter Ausbaukorridor für Offshore Wind und dessen räumliche Aufteilung auf die Bundesländer sowie auf See

	2014	2020	2030	2040	2050
Deutschland	1,1 GW	6,8 GW	15 GW	24 GW	32 GW
NI (Nordsee)		62%	65%	62%	66%
SH (Nordsee)		26%	20%	21%	19%
MV (Ostsee)		12%	15%	17%	15%
Verteilung auf See		80% küstennah, 20% küstenfern	70% küstennah, 30% küstenfern	50% küstennah, 50% küstenfern	40% küstennah, 60% küstenfern

Quelle: ForWind GmbH

Die technologische Zusammensetzung des Anlagenbestandes für Offshore Wind (Tabelle 5-2) orientiert sich dabei beginnend vom heutigen Anlagenbestand an einem verstärkten Zubau von größeren Anlagen (wie z.B. die zurzeit größte Siemens-Anlage mit 7 MW Leistung und 154 m Rotordurchmesser oder die Vestas-Anlage mit 8 MW und 164 m Rotordurchmesser). In Anlehnung an Szenario 2 von (Prognos AG und Fichtner Gruppe 2013; Deutsche WindGuard 2014b) sowie an die Ergebnisse des EU-Projektes INNWIND.EU wurde für diese Studie angenommen, dass nach 2020 auch Anlagen mit 10 MW Leistung und mit Rotordurchmessern von ca. 180 m bis 200 m zur Verfügung stehen und installiert werden, nach 2030 dann Anlagen mit 15 MW Leistung (Rotordurchmesser ca. 220 m) und nach 2040 Anlagen mit 20 MW (Rotordurchmesser ca. 250 m).

⁶ Die zurzeit von der Branche und der Bundesregierung angenommene Kapazität von 6,5 GW im Jahr 2020 wird ab 2015 mit einem Zubau von ca. 900 MW pro Jahr erreicht. Wir erwarten eine Kapazität von 6,8 GW in 2020. Die gesetzlich maximal zuweisbare Anschlussnetzkapazität beträgt 7,7 GW für Projekte, die bis 2020 umgesetzt werden. Die in Tabelle 3-5 genannten Zahlen stellen dann eine konservative Fortschreibung des Ausbaus dar, nämlich in der Dekade 2020 bis 2030 mit 820 MW/Jahr und anschließend mit 900 MW/Jahr, von 2040 bis 2050 wiederum nur mit 800 MW/Jahr (jeweils netto).

Tabelle 5-2: Angenommene technologische Entwicklung des durchschnittlichen Anlagenbestandes von Offshore-Windkraftanlagen in Deutschland

	2014	2020	2030	2040	2050
Nabenhöhe	89 m	100 m	112 m	123 m	131 m
Rotordurchmesser	118 m	137 m	162 m	184 m	201 m
Nennleistung	4 MW	5,1 MW	7,5 MW	10,3 MW	12,7 MW

Quelle: ForWind GmbH

5.2. Methodik zur Berechnung der Stromeinspeisung von Offshore-Wind-Anlagen

Auch in diesem Fall bilden die Windgeschwindigkeiten in Nabenhöhe aus den WRF-Simulationen die Grundlage.

Die Berechnung für Offshore-Wind unterscheidet sich von derjenigen für Onshore-Wind jedoch in folgenden Punkten:

- 1.) Verwendung von Windpark-scharfen Leistungskurven (statt regionaler Leistungskurven) unter genauer Berücksichtigung der Abschattungsverluste im Teillastbereich.
- 2.) Aggregation der vom Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) genehmigten bzw. vorgesehenen Cluster-Areale in Nord- und Ostsee, abhängig vom voraussichtlichen Jahr der Inbetriebnahme.
- 3.) Zunehmende Erschließung küstenferner Standorte in der Nordsee bis zum Jahr 2050 (dies erhöht vor allem den Anteil Niedersachsens an der Offshore-Windstrom-Einspeisung).

5.2.1. Offshore-Windpark-Leistungskurven

Aufgrund der einheitlichen Anlagenkonfiguration einzelner Offshore-Windparks können aus typischen Leistungskurven von Offshore-Multi-Megawatt-Windkraftanlagen sehr leicht die Windpark-Leistungskurven berechnet werden. Hierbei werden die Abschattungsverluste im Teillastbereich durch eine Modifikation der ungestörten Einzel-Leistungskurve berücksichtigt. ForWind hat dieses Verfahren bereits erfolgreich im EU-Projekt „OffshoreGrid.eu“ angewandt und im vorliegenden Projekt weiterentwickelt.

Abschattungsverluste und Netzverluste innerhalb des Offshore-Windparks wurden pauschal in der Leistungskurve berücksichtigt. Außerdem erreicht die Einspeisung in der Modellierung maximal 95% der installierten Leistung, um Nicht-Verfügbarkeiten grob zu berücksichtigen. Die zeitliche Verteilung solcher Verluste konnte bisher nicht genauer modelliert werden (vgl. Forschungsbedarf).

Durch den mit der Zeit wachsenden Anteil von größeren und effizienteren Offshore-Anlagen und den Zubau an küstenfernen Standorten kommt es in unseren Berechnungen zu einem Anstieg der ohnehin schon hohen Vollbenutzungsstunden der Offshore-Windkraft (Tabelle 5-3).

Der küstenferne Ausbau bis zum Jahr 2050 wird vor allem durch Standorte geprägt, deren Strom sehr wahrscheinlich in Niedersachsen eingespeist wird. Hier zeigen die berechneten Zeitreihen erwartungsgemäß eine hohe Korrelation zwischen der Einspeisung in Niedersachsen und Schles-

wig-Holstein (Windparks nur in der Nordsee) mit einem Wert von 0,92. Die Korrelation zwischen Schleswig-Holstein und Mecklenburg-Vorpommern beträgt hingegen nur 0,58.

Weiterer Forschungsbedarf besteht insbesondere bezüglich der exakten Quantifizierung der Verluste von Offshore-Windparks. Dies gilt sowohl für die Wind-Abschattung innerhalb eines Parks als auch für die Abschattung eines gesamten Parks durch einen anderen. Eine Vorbedingung für eine verbesserte Abschattungs-Modellierung sind jedoch auch häufigere und genauere Messungen, sowohl der freien Windströmung über dem Meer als auch hinter großen Offshore-Windkraftanlagen.

Über die zeitliche Verteilung der technisch bedingten Ausfälle von einzelnen Anlagen oder ganzen Parks gibt es bisher keine veröffentlichten Daten. Auch hier besteht Handlungs- und Forschungsbedarf.

5.3. Ergebnis der Berechnung für Offshore-Wind-Einspeisezeitreihen

Die in diesem Projekt durchgeführten Berechnungen führen zu den in der Excel-Datei [Datensatz fuer generische Einspeisezeitreihen der Offshore Windenergie 2020 bis 2050.xlsx](#) dargestellten Offshore-Wind-Einspeisezeitreihen auf Bundeslandebene und für Deutschland. Es stehen normierte und skalierte Einspeiseprofile in stündlicher Auflösung und je Bundesland zur Verfügung.

Das normierte Einspeiseprofil basiert auf dem Wetterjahr 2011 und einer Fortschreibung des Anlagenbestandes hinsichtlich einer spezifischen technischen Zusammensetzung und räumlichen Verteilung (vgl. Kapitel 5.1). Das Einspeiseprofil ist auf stündliche Werte zwischen 0 und 1 normiert („leistungsnormiert“), so dass sich als Jahressumme die Volllaststunden des Anlagenparks in dem jeweiligen Bundesland ergeben.

Die skalierten Einspeiseprofile lassen sich berechnen, in dem die installierte Leistung je Bundesland mit den normierten Profilen multipliziert wird. Die für Deutschland aggregierten Einspeiseprofile weisen die in Tabelle 5-3 dargestellten Kennzahlen auf.

Tabelle 5-3: Kennzahlen der berechneten und normierten Offshore-Wind-Profile

	2020	2030	2040	2050
Vollbenutzungsstunden	4027 h	4036 h	4131 h	4172 h
Minimalwert	0%	0%	0%	0,1%
Maximalwert	93,0%	94,2%	94,2%	94,2%
Mittelwert	46,0%	46,1%	47,2%	47,6%
Standardabweichung	32,1%	31,8%	31,4%	31,4%

Quelle: ForWind GmbH (eigene Berechnung)

Die Nutzer können darüber hinaus auch selbst definierte Einspeiseprofile erstellen, indem sie ein normiertes Profil auswählen, welches der gewünschten technologischen Zusammensetzung und räumlichen Verteilung am ehesten entspricht. Das ausgewählte normierte Profil wird abschließend

mit der gewünschten installierten Leistung des Anlagenparks je Bundesland multipliziert, um ein benutzerdefiniertes skaliertes Profil zu erhalten.

Literaturverzeichnis

50Hertz Transmission GmbH; Amprion GmbH; TenneT TSO GmbH; TransnetBW GmbH (2014): Netzentwicklungsplan Strom 2014. Szenariorahmen. Erster Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber.

Deutsche WindGuard (2014a): Status des Windenergieausbaus an Land in Deutschland 1. Halbjahr 2014. Hg. v. VDMA und Bundesverband Windenergie. Online verfügbar unter <http://www.windenergie.de/sites/default/files/attachments/page/statistiken/fact-sheet-onshore-statistik-halbjahr-2014.pdf>, zuletzt geprüft am 11.12.2014.

Deutsche WindGuard (2014b): Status Offshore Windenergieausbau 1. Halbjahr 2014. Hg. v. VDMA, Bundesverband Windenergie, Windenergie Agentur und Stiftung Offshore Windenergie. Online verfügbar unter <http://www.windenergie.de/sites/default/files/attachments/page/statistiken/fact-sheet-status-offshore-windenergieausbau-halbjahr-2014.pdf>, zuletzt geprüft am 11.12.2014.

Göransson, L., J. Goop, T. Unger, M. Odenberger, and F. Johnsson (2014): Linkages between demand-side management and congestion in the European electricity transmission system. *Energy*, 69, 860–872.

Göransson, L., and F. Johnsson (2013): Cost-optimized allocation of wind power investments: a Nordic–German perspective. *Wind Energ.*, 16 (4), 587–604.

Hammer, A., D. Heinemann, C. Hoyer, R. Kuhlemann, E. Lorenz, R. W Mueller, und H. G. Beyer (2003): Solar Energy Assessment Using Remote Sensing Technologies. *Remote Sensing of Environment* 86, 423–432.

Klucher, T. M. (1979): Evaluation of Models to Predict Insolation on Tilted Surfaces. *Solar Energy*, 23, 111–114.

McLean, J. R. (2008): WP2.6 - Equivalent Wind Power Curves. Tech. rep. Online unter https://web.archive.org/web/20120227095550/http://www.trade-wind.eu/fileadmin/documents/publications/D2.4_Equivalent_Wind_Power_Curves_11914bt02c.pdf.

Öko-Institut; Fraunhofer ISI (2015): Klimaschutzszenario 2050 – 2. Modellierungsrunde, Endbericht im Auftrag des Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB)

Prognos AG; Fichtner Gruppe (2013): Kostensenkungspotenziale der Offshore-Windenergie in Deutschland. Hg. v. Stiftung Offshore Windenergie. Online verfügbar unter http://www.prognos.com/uploads/tx_atwpubdb/130822_Prognos_Fichtner_Studie_Offshore-Wind_Lang_de.pdf, zuletzt geprüft am 11.12.2014.

Purvins, A., I. T. Papaioannou, I. Oleinikova, and E. Tzimas (2012): Effects of variable renewable power on a country-scale electricity system: High penetration of hydro power plants and wind farms in electricity generation. *Energy*, 43 (1), 225–236.

Reichenberg, L., F. Johnsson, and M. Odenberger (2014): Dampening variations in wind power generation - the effect of optimizing geographic location of generating sites. *Wind Energ.*, 17 (11), 1631–1643.

Skartveit, A., J. Olseth, and M. Tuft (1998): An hourly diffuse fraction model with correction for variability and surface albedo. *Solar Energy*, 63, 173–183.