15. Symposium Energieinnovation, 14. bis 16. Februar 2018, Technische Universität Graz, www.EnInnov.TUGraz.at
ISBN 978-3-85125-586-7 DOI 10.3217/978-3-85125-586-7

GENERIERUNG RÄUMLICH UND ZEITLICH HOCH AUFGELÖSTER ONSHORE WINDEINSPEISEZEITREIHEN VON 2000 BIS 2015 FÜR DEUTSCHLAND

Raik Becker* Daniela Thrän†

31. Januar 2018

Der voranschreitende Ausbau der Windenergie an Land und auf See verlangt nach detaillierten Modellen, um die Auswirkungen auf das Energiesystem und die Umwelt besser zu verstehen und abschätzen zu können. Neben einer hohen zeitlichen Auflösung ist eine feinere räumliche Granularität von Bedeutung, da sich nur so regionale Auswirkungen der Energiewende sinnvoll beurteilen lassen. Des Weiteren sind unter anderem Energiesystemmodelle auf hoch aufgelöste Windeinspeisezeitreihen angewiesen. Es ist das Ziel dieser Arbeit stündliche Windeinspeisezeitreihen auf Landkreisebene von 2000 bis 2015 für Deutschland mittels neuer Reanalyse-Windgeschwindigkeitsdaten aus COSMO-REA6 zu generieren. Dabei werden diese Windgeschwindigkeitsdaten durch die Leistungskurven der Windenergieanlagen in Windleistungszeitreihen umgewandelt. Eine Kalibrierung erfolgt durch das räumliche Aggregieren und Vergleichen mit den Windleistungs-Hochrechnungen der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber.

1 Einleitung

Windenergie wächst zu einer tragenden Säule in modernen Energiesystemen heran. Dänemark deckte im Jahr 2015 bereits 42% der nationalen Stromnachfrage mit Windenergie. In Deutschland und Spanien waren es im selben Zeitraum 14,7% bzw. 19,8% [1]. Diese rasante Entwicklung geht mit Auswirkungen auf Gesellschaft, Umwelt und das Energiesystem einher, was aktuell Gegenstand der Forschung ist. Bezüglich der Auswirkungen auf das Energiesystem ist in den letzten Jahren eine Vielzahl von Windintegrationsstudien durchgeführt wurden [2]. Dabei wird unter anderem untersucht wie sich eine Zunahme von Windkraftanlagen auf das Netz oder den Markt auswirkt. Dafür ist es eine übliche Vorgehensweise historische Windgeschwindigkeitsdaten mittels Windleistungskurven von Windenergieanlagen in Windeinspeisung zu transformieren, was hinreichend genaue Windgeschwindigkeitsdaten voraussetzt. Werden dabei retrospektive Analysen durchgeführt, sind hohe Anforderungen an die räumliche und zeitliche Auflösung der Eingangsdaten zu stellen. In [3] wurde gezeigt, dass die meteorologischen Daten einen höheren Einfluss auf die Qualität Modellierungsergebnisse haben als etwa die technischen Parameter der Windenergieanlagen, wie bspw. die genaue Nabenhöhe.

*Helmholtz-Zentrum für Umweltforschung GmbH - UFZ, Leipzig
†DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gGmbH, Leipzig

ISBN 978-3-85125-586-7 DOI 10.3217/978-3-85125-586-7

Grundsätzlich kommen zwei Quellen für Windgeschwindigkeitsdaten zur Verwendung in Windintegrationsstudien in Frage. Windgeschwindigkeitsmessungen an den verschiedenen Wetterstationen können zu einer Analyse herangezogen werden. Nachteilig ist dabei deren geringe Anzahl sowie die Messung auf niedrigem Höhenniveau (oftmals zehn Meter über dem Erdboden). Darüber hinaus haben sich in den letzten Jahren Daten aus Reanalyse-Modellen etabliert. Bei Reanalysen werden historische Wetterbeobachtungen in aktuelle Wettermodelle assimiliert, um das Wetter sozusagen „nachzurechnen". Daraus ergeben sich konsistente Wetterdaten über einen mehrjährigen Zeitraum mit einer hohen räumlichen und zeitlichen Auflösung. Eine detailliertere Diskussion zu Wetterdatenquellen in Windintegrationsstudien findet sich unter anderem in [4]. Die Eignung von Reanalyse-Modellen zur Verwendung in Windintegrationsstudien wird in [5] ausführlicher diskutiert.

Bis dato sind vor allem die beiden Reanalyse-Modelle MERRA [6] und MERRA-2 [7] in Windintegrationsstudien zum Einsatz gekommen. Dazu zählen Studien für Europa [8, 9], Schweden [10] und Großbritannien [11]. Zudem wurde mit MERRA-Daten ein Windenergieindex für Deutschland berechnet [12]. Der wesentliche Nachteil von MERRA, MERRA-2 und anderen globalen Reanalyse-Modellen ist die geringe räumliche Auflösung, welche bspw. in MERRA $0.5\times0.67°$ bzw. ca. 50 km auf den Breitengraden beträgt. Eine Gegenüberstellung von Reanalyse-Modellen, die für die Windintegrationsstudien in Frage kommen, ist in [9] zusammengestellt.

Die vorliegende Studie geht einen Schritt weiter und integriert das neue regionale Reanalyse-Modell COSMO-REA6, welches eine räumliche Auflösung von ca. 6×6 km aufweist und somit den Anforderungen an heutige Inputdaten gerecht wird. Dadurch kann das Risiko aufgrund fehlerhafter Windenergieeinspeisedaten falsche Schlussfolgerungen zu treffen minimiert werden. Darüber hinaus werden sämtlich Windenergieanlagen einzeln modelliert. Der dafür notwendige Datensatz stützt sich auf den in [13] vorgestellten Datensatz. Die daraus resultierenden stündlichen Einspeisezeitreihen werden räumlich zu einer Ganglinie für Deutschland aggregiert, um diese Ganglinie mit den Windeinspeise-Hochrechnungen der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) in den Jahren 2012, 2013, 2014 und 2015 zu vergleichen.

In Abschnitt 2 ist die Datengrundlage für die vorliegende Studie beschrieben. Die Methodik ist Bestandteil des Abschnitts 3. Im Abschnitt 4 sind die Ergebnisse einschließlich des Vergleichs mit den ÜNB-Hochrechnungen und amtlichen Energiestatistiken beschrieben. Eine Zusammenfassung findet sich in Abschnitt 5.

2 Datengrundlage

2.1 Wetterdaten

Windgeschwindigkeiten, die im Modell in Windleistung durch die Leistungskurve transformiert werden, basieren auf dem neuen Reanalyse-Datensatz COSMO-REA6[1]. Die räumliche Auflösung beträgt ca. 6×6 km, wobei die stündlichen Windgeschwindigkeiten für relevante Höhen (35 bis 179 m) extrahiert wurden. Die Eignung von COSMO-REA6 für Windintegrationsstudien ist in [14] und [15] explizit untersucht und festgestellt. Schwache Korrelationen mit realen Windgeschwindigkeitsmessungen wurden nur in orographisch komplexen Gebieten in Süddeutschland festgestellt, wobei dort bis dato keine Windenergieanlagen errichtet wurden.

2.2 Windenergieanlagendaten

Nabenhöhe, Rotordurchmesser, Nennleistung, Inbetriebnahmedatum und Standorte aller Windenergieanlagen wurden in dem Forschungsvorhaben EE-Monitor (gefördert durch das BfN) aus den 16 dafür verantwortlichen Bundesländerbehörden zusammengetragen. Zur Vervollständigung wurde ein Random-Forests-Ansatz gewählt, der in [13] genauer beschrieben ist. Nach der Bereinigung aller Fehlstellen enthält der Datensatz 23187 Windenergieanlagen, die sich bis Ende 2015 auf eine installierte Leistung von 38.10 GW summieren.

[1] Quelle: Hans-Ertel-Zentrum für Wetterforschung.

ISBN 978-3-85125-586-7 DOI 10.3217/978-3-85125-586-7

2.3 Kalibrierungsdaten

Die Kalibrierung kann mangels genauerer regionaler Vergleichszeitreihen nur räumlich aggregiert erfolgen. Daher basiert die Kalibrierung und Parametrisierung des Modells auf den stündlichen onshore Windeinspeisezeitreihen der deutschen Übertragungsnetzbetreiber[2]. Diese Daten finden sich ebenfalls in [16]. Wie in [17] beschrieben, ist die Energiemenge, die aus den stündlichen Leistungsdaten der ÜNB errechnet werden kann, nicht identisch mit anderen Statistiken, wie bspw. von den zuständigen Ministerien. Nichtsdestotrotz wird hier die ÜNB-Zeitreihe als maßgebend angenommen, sodass der spätere Nutzer die Freiheit behält die finalen Zeitreihen zu skalieren oder ggf. zu korrigieren.

3 Methodik

3.1 Modellstruktur

Die Modellstruktur ist in Abb. 1 schematisch dargestellt. Der erste Teil (links) besteht aus der Modellierung der Windeinspeisung und der zweite Teil (rechts) aus der Kalibrierung der Eingangsparameter für die Jahre in denen belastbare Referenzzeitreihen verfügbar sind. Im ersten Teil werden die Windgeschwindigkeiten aus COSMO-REA6 auf Nabenhöhe interpoliert und durch eine standardisierte Windleistungskurve mit anpassbaren Parametern für jede Windenergieanlage in Windleistung transformiert. Die standardisierte Windleistungskurve wird durch folgende Parameter beschrieben: Anlauf- und Abregelwindgeschwindigkeit sowie Leistungskoeffizient (zur Bestimmung der Nennwindgeschwindigkeit auf Basis der Rotorfläche). Des Weiteren wird die Leistungskurve mit einem Gaußfilter geglättet. Zur Kalibrierung dieser Parameter werden alle Einspeisezeitreihen zu einer Landesganglinie aggregiert, um diese mit den Hochrechnungen der deutschen Übertragungsnetzbetreiber zu vergleichen, da auf räumlich kleineren Skalen keine Vergleichszeitreihen vorliegen. Diese Kalibrierung erfolgt nur für die Jahre 2012-2015, da nur für diesen Zeitraum ÜNB-Zeitreihen zur Verfügung stehen. Die für diesen Zeitraum ermittelten Parameter werden daher auf die vorangegangenen Jahre (2000-2011) übertragen.

3.2 Interpolation der Windgeschwindigkeiten

Da die stündliche Auflösung von COSMO-REA6 der Zielauflösung des Modells entspricht, muss nur eine räumliche Interpolation der Windgeschwindigkeiten implementiert werden. Dabei muss im Raum interpoliert werden, da Windgeschwindigkeiten nur auf vier Höhenniveaus (von 35 bis 179 m) und auf einem 6×6-km-Raster vorhanden sind. Zunächst werden die Windgeschindigkeiten aus COSMO-REA6 mittels der inversen Distanzgewichtung [18] räumlich auf den Standort der Windenergieanlage projiziert. Die Potenz wurde dabei auf 2 gesetzt. Im nächsten Schritt wurden die Windgeschindigkeiten aus COSMO-REA6 mittels der Höhenformel auf Nabenhöhe vertikal interpoliert. Der Koeffizient wird dabei nicht standardmäßig auf 1/7 gesetzt, sondern für jede Stunden anhand der zwei nächsten Höhenniveaus berechnet, um wechselnde atmosphärische Bedingungen zu berücksichtigen.

3.3 Leistungskurvenmodellierung

Die nachfolgende Transformation der Windgeschwindigkeiten in Windleistung erfolgt mittels einer standardisierten Windleistungskurve, da keine Informationen über den Anlagentyp aller Windenergieanlagen vorliegen. Grundlage dafür ist eine standardisierte Leistungskurve, die die

[2] Siehe www.netztransparenz.de.

ISBN 978-3-85125-586-7 DOI 10.3217/978-3-85125-586-7

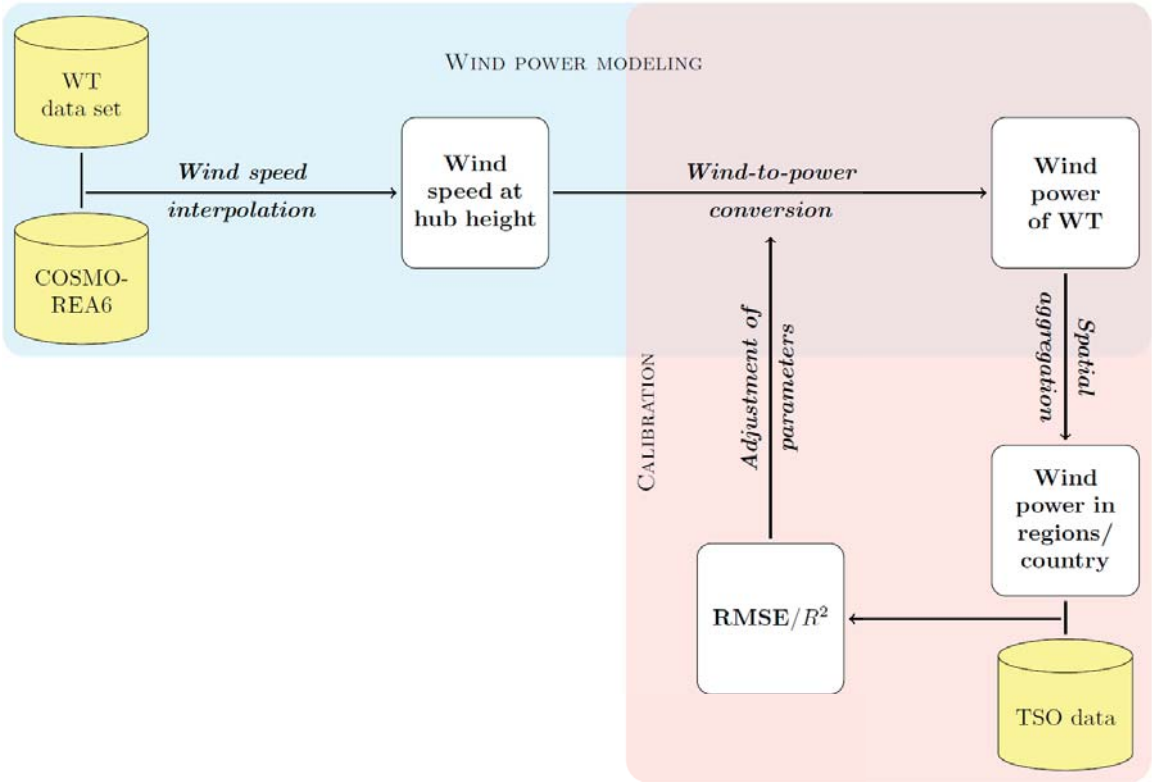


Abbildung 1: Modellstruktur.

normalisierte Einspeisung ($I(v) \in [0,1]$) in Abhängigkeit der Windgeschwindigkeit v beschreibt:

$$I(v) = \begin{cases} 0 & \text{für } v < v_{\min} \\ \frac{v^3 - v_{\min}^3}{v_r^3 - v_{\min}^3} & \text{für } v_{\min} \leq v \leq v_r \\ 1 & \text{für } v > v_r \\ 0 & \text{für } v > v_{\max} \end{cases} \tag{1}$$

Dabei ist $v_{\min}$ die Anlauf- und $v_{\max}$ die Abregelgeschwindigkeit. Unterhalb von $v_{\min}$ kann die Windenergieanlage noch keine Energie umwandeln und oberhalb von $v_{\max}$ werden Windenergieanlagen typischerweise aus dem Wind gedreht, um Schäden durch zu hohe Belastungen zu vermeiden. Ab dem Erreichen der Nennwindgeschwindigkeit v_r produziert die Windenergieanlage mit Nennleistung P_r. Davor kann das Verhältnis zwischen Windgeschwindigkeit und Leistung als Polynom dritten Grades beschrieben werden.

Da der Einfluss der Nennwindgeschwindigkeit v_r auf das Einspeiseniveau relativ hoch ist, sollte v_r in Abhängigkeit der Rotorfläche, die für jede Anlage bekannt ist, modelliert werden. Der Zusammenhang zwischen der Windgeschwindigkeit und der Leistung unter Berücksichtigung der Rotorfläche ist durch folgende Gleichung beschrieben:

$$P = \frac{1}{2} \cdot \pi \cdot A \cdot \rho \cdot C_p \cdot v^3. \tag{2}$$

Dabei ist C_p der Leistungskoeffizient und ρ die Luftdichte. Für die Luftdichte ρ wird der Standardwert für 15 °C und normalem atmosphärischen Druck mit $1,225 \frac{kg}{m^3}$ angenommen. Berücksichtigt man, dass die Rotorfläche sich in Abhängigkeit des Rotordurchmessers d aus $A = \pi \cdot (\frac{d}{2})^2$ ergibt, so kann die Nenngeschwindigkeit wie folgt berechnet werden:

$$v_r = \sqrt[3]{\frac{2 \cdot P_r \cdot 10^3}{1,225 \cdot \pi \cdot C_p \cdot (\frac{d}{2})^2}}. \tag{3}$$

ISBN 978-3-85125-586-7 DOI 10.3217/978-3-85125-586-7

Tabelle 1: Kalibrierungsparameter und Definitionsmenge.

Parameter	Symbol	Values
Anlaufwindgeschwindigkeit	v_{min}	2,5
Abregelwindgeschwindigkeit	v_{max}	22, 23, 24
Leistungskoeffizient	C_p	0,25, 0,26, 0,27, 0,28
Gauß-	σ_1	0,5
Filter	σ_2	0,5, 0,6, 0,7

Da P_r und d für jede Windenergieanlage bekannt sind, ergibt sich, dass auch der Leistungskoeffizient C_p als zu optimierender Parameter berücksichtigt werden muss.

Die Gleichungen 1-3 übersetzen einen Augenblickswert der Windgeschwindigkeit in einen Leistungswert. Allerdings bestehen die Eingangsdaten unter anderem aus mittleren stündlichen Windgeschwindigkeiten. Da es sich um ein Mittelwert handelt, bleiben die Schwankungen um den Mittelwert innerhalb einer Stunde unberücksichtigt, was zu hohen Abweichungen führen kann. Zur Bereinigung dessen wird ein Gauß-Filter angewandt. Ein ähnliches Verfahren wurde auch in [9] und [10] implementiert. Die folgende Gleichung beschreibt den Gauß-Filter unter Berücksichtigung von Gleichung 1:

$$P = \frac{1}{\sqrt{2 \cdot \pi \cdot \sigma}} \int_{-4\sigma}^{4\sigma} I(v-n) \cdot \exp\left(\frac{-n^2}{2 \cdot \sigma}\right) dn. \tag{4}$$

Die Standardabweichung ist in einen windgeschwindigkeitsabhängigen und -unabhängigen Teil zerlegt, sodass $\sigma = \sigma_1 + \sigma_2 \cdot v$. Die numerische Integration erfolgt mittels der Trapezregel.

3.4 Modellkalibrierung

Die Kalibrierung der Parameter erfolgt mit einem „pattern search“. Tab. 1 enthält alle getesteten Kalibrierungsparameter, die im Vorlauf experimentell auf Plausibilität getestet wurden. Daraus ergeben sich jeweils 36 mögliche Kombinationen. Da der Einfluss von v_{min} und σ_1 gering ist, werden diese konstant gehalten. Der Leistungkoeffizient hingegen entscheidet wann die Anlagen ihre Nennleistung in Abhängigkeit der jeweiligen Rotorfläche erreichen, weswegen vier verschiedene Werte getestet werden.

Grundsätzlich entsteht durch die selbe Leistungskurve für alle Anlagen eine gewisse Unschärfe, obwohl die Rotorfläche jeder Anlage explizit berücksichtigt wird, da Schwach- und Starkwindanlagen durchaus verschiedene Leistungskurven aufweisen. Jedoch wird dieser Effekt durch eine räumliche Mittlung gemindert, wenn einige Anlagen zusammengefasst werden, was letztlich auf Landkreisebene erfolgt.

4 Ergebnisse

Abb. 2 zeigt die durchschnittliche Windenergieeinspeisung in MW am 01.01.2012 00:00 Uhr (UTC) für jeden Landkreis und jede kreisfrei Stadt (NUTS3) in Deutschland. Im nachfolgenden ist jedoch nicht die räumliche Struktur evaluiert, sondern das räumliche Aggregat aller Anlagen, da nur dafür vergleichbare Zeitreihen vorliegen. Dazu sind in Abschnitt 4.1 die Ergebnisse der Kallibrierung beschrieben. Abschnitt 4.2 vergleicht den stündlichen Lastgang des Modells mit den Hochrechnungen der ÜNB. Eine energetische Betrachtung findet sich in Abschnitt 4.3.

4.1 Kalibrierungsergebnisse

Die hinsichtlich des RMSE (root-mean-square error) optimalen Kalibrierungsergebnisse sind in Tab. 2 enthalten. Der RMSE kann grundsätzlich als gering angesehen werden und zeigt, dass das Modell insgesamt gut mit den Hochrechnungen der ÜNB übereinstimmt. Das Bestimmtheitsmaß

ISBN 978-3-85125-586-7 DOI 10.3217/978-3-85125-586-7

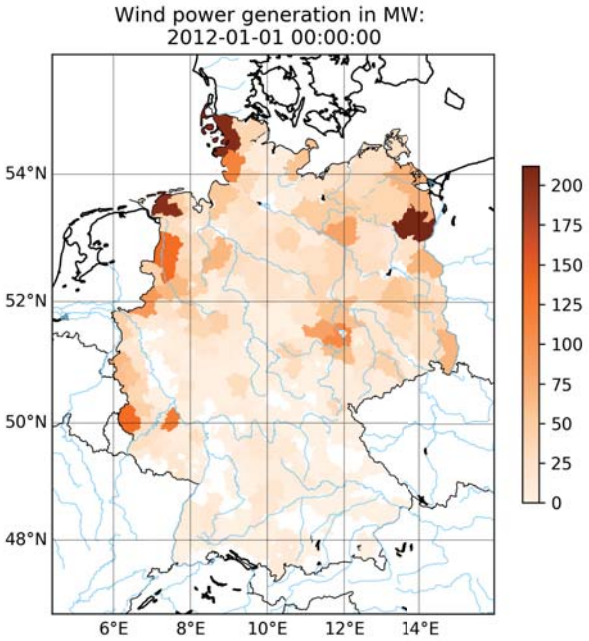


Abbildung 2: Windenergieeinspeisung in MW am 01.01.2012 00:00 Uhr (UTC) auf NUTS3-Ebene.

Tabelle 2: Kalibrierungsergebnisse.

Jahr	v_{min} in m/s	v_{max} in m/s	C_p	σ_1	σ_2	RMSE in MW	R^2
2012	2,5	24	0,27	0,5	0,5	835,50	0,965
2013	2,5	22	0,27	0,5	0,5	880,30	0,967
2014	2,5	23	0,25	0,5	0,7	966,17	0,968
2015	2,5	24	0,28	0,5	0,6	1294,38	0,971
∅	2,5	23,25	0,2675	0,5	0,575		

(R^2) war in allen Fällen sehr hoch und zeigt, dass die Varianz in der ÜNB-Zeitreihe sehr gut durch die aggregierte Modell-Zeitreihe erklärt wird.

v_{min} und σ_1 wurden innerhalb aller Parameterkombinationen konstant gehalten. v_{max} schwankte zwischen 22 und 24 m/s, wobei der Einfluss auf den RMSE innerhalb der einzelnen Jahre gering war. Für C_p und σ_2 waren die Auswirkungen größer. Da nicht für alle Windenergieanlagen ein vollständiger Datensatz vorlag, kann das hohe C_p von 0,28 in 2015 daraufhinweisen, dass vor allem in diesem Jahr einige wenige Windenergieanlagen im Eingangsdatensatz fehlten.

Mit dem Ziel eine einheitliche Konfiguration für alle Jahre zu verwenden wurde der Mittelwert für jeden Parameter gebildet, der ebenfalls in Tab. 2 enthalten ist. Mit den gemittelten Parametern wurden dann alle Jahre berechnet, die auch nachfolgend ausgewertet sind. Dadurch, dass nicht die optimalen, sondern die mittleren, Parameter verwendet wurden, ergaben sich leicht abweichende RMSE-Werte. In 2012 stieg der RMSE nur leicht auf 838,45 MW. 2013 wurde ein RMSE von 884,74 MW berechnet. In 2014 und 2015 war der absolute Anstieg etwas höher: 1017,36 bzw. 1406,75 MW.

4.2 Vergleich der stündlichen Einspeiseganglinie

Ein realitätsnaher stündlicher Einspeisegang ist insbesondere für zeitlich hoch aufgelöste Marktmodelle von Bedeutung. Der RMSE und R^2 in Tab. 2 geben bereits Einsicht in die Performance

ISBN 978-3-85125-586-7 DOI 10.3217/978-3-85125-586-7

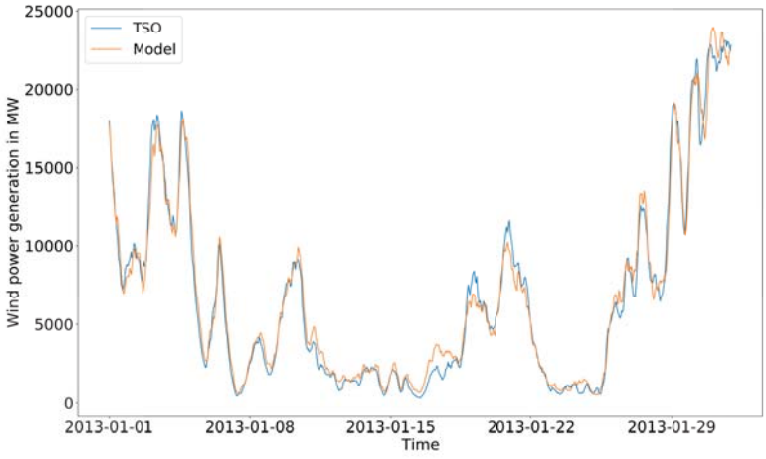


Abbildung 3: Stündliche Windenergieeinspeisung in MW in Deutschland im Januar 2013.

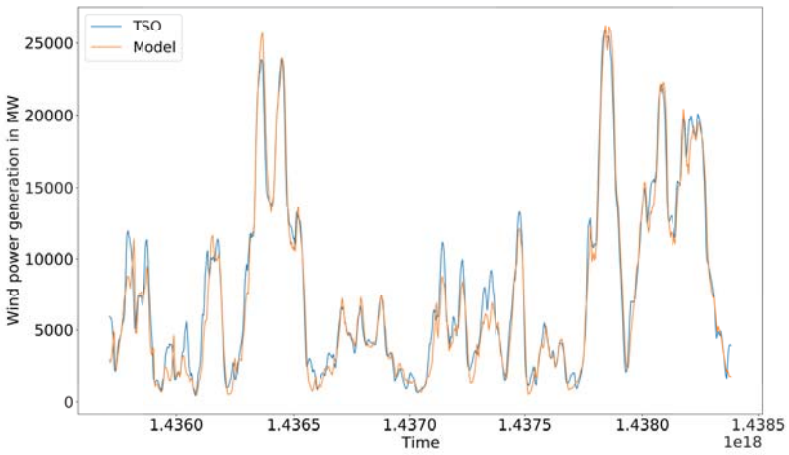


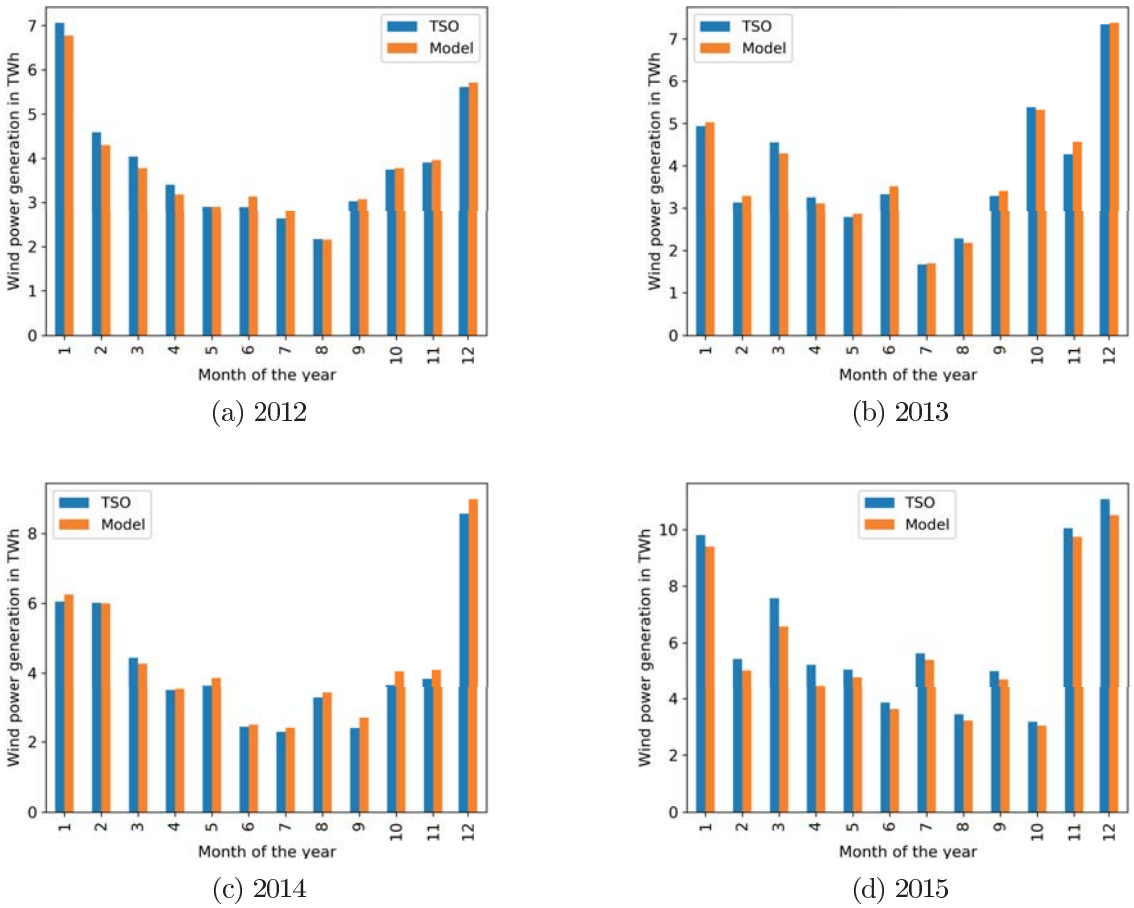
Abbildung 4: Stündliche Windenergieeinspeisung in MW in Deutschland im Juli 2015.

des Modells. Abb. 3 und 4 geben einen visuellen Eindruck zu dem Einspeiselastgang wieder. In Abb. 3 ist der Januar 2013 als ein typischer Wintermonat dargestellt. Wie auch am geringen RMSE in 2013 erkennbar, trifft das Modell die ÜNB-Hochrechnung sehr gut. Vor allem die Rampen werden durch das Modell sehr gut abgebildet. Abb. 4 zeigt exemplarisch den Juli 2015. Auch hier sind die Rampen gut modelliert. Allerdings ist bei einigen Einspeisespitzen eine Diskrepanz zu beobachten.

4.3 Vergleich der Jahres- und Tagesstruktur

Wind und folglich Windeinspeisung weisen eine Jahres- und Tagesstruktur auf, die so gut wie möglich vom Modell angenähert werden sollte. Im Jahresverlauf lässt sich aus historischen Beobachtungen schließen, dass im Winter mehr und im Sommer weniger Wind weht. Der Tagesverlauf ist stark von der Nabenhöhe, aber auch der Nähe zur Küste, geprägt. Abb. 5 zeigt die monatlichen Windenergiemengen des Modells sowie der ÜNB-Hochrechnungen für 2012, 2013, 2014 und 2015. Aus Abb. 5 geht hervor, dass saisonale Schwankungen grundsätzlich sehr gut von dem Modell abgebildet werden. Lediglich in 2015 wurden kleinere Energiemengen modelliert als von den ÜNBs berechnet. Wie bereits erwähnt, ist es das Ziel eine etwaige Korrektur dem Nutzer zu überlassen, um möglichst viele Nutzungsmöglichkeiten zu erlauben.

ISBN 978-3-85125-586-7 DOI 10.3217/978-3-85125-586-7



(a) 2012 (b) 2013

(c) 2014 (d) 2015

Abbildung 5: Monatliche Energiemengen des Modells und der ÜNB-Hochrechnungen in TWh.

Die Tagesstuktur des Modelles und der ÜNB-Hochrechnungen für die Jahre von 2012 bis 2015 findet sich in Abb. 6. Dabei sind die Mengen für jede Stunde summiert. Der grundsätzliche Verlauf der Tagesstruktur wird durch das Modell getroffen. Jedoch gibt es hinsichtlich der Niveaus Abweichungen. So ist bspw. in 2012 vor allem ab 20 Uhr weniger Einspeisung im Modell als in den ÜNB-Hochrechnungen. Die Tagesstruktur lässt sich allerdings durch eine andere Parameterwahl nicht maßgebend beeinflussen, sondern ist durch die eingehenden Wetterdaten weitestgehend vorbestimmt. Da zur Hochrechnung der ÜNBs nur einige Referenzwindanlagen herangezogen werden, stellt sich die Frage, ob dadurch die Tagesstruktur hinreichend genau abgebildet wird.

4.4 Vergleich der jährlichen Energiemengen

Die Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistiken veröffentlich im Auftrag des Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) ex post jährliche Energiebilanzen [19]. Tab. 3 enthält eine Gegenüberstellung der errechneten Modellmengen, der offiziellen Statistik des BMWi und der Summe der ÜNB-Zeitreihen. Bis auf das Jahr 2012 sind die Modellergebnisse näher an der offiziellen Statistik als die ÜNB-Zahlen.

5 Zusammenfassung

Der Siegeszug der Windenergie geht mit Auswirkungen auf das Energiesystem und die Umwelt einher, die zunehmend relevanter werden. Zur bedarfsgerechten Untersuchung der Auswirkungen von Windenergie sind detaillierte Modelle samt realistischen Eingangsdaten vonnöten. Um diese bereitzustellen, wird hiermit ein Ansatz vorgestellt der mithilfe von regionalen Reanalyse-

ISBN 978-3-85125-586-7 DOI 10.3217/978-3-85125-586-7

(a) 2012 (b) 2013

(c) 2014 (d) 2015

Abbildung 6: Stündliche Energiemengen des Modells und der ÜNB-Hochrechnungen in TWh.

Tabelle 3: Jährliche Stromerzeugung durch Windenergie an Land in TWh.

Jahr	Modell	BMWi	ÜNB
2012	45,54	49,95	45,98
2013	46,69	50,80	46,25
2014	52,04	55,91	50,07
2015	70,53	70,91	75,35

Modelldaten hoch aufgelöste Windenergieeinspeisezeitreihen erzeugt. Dazu wurde ein Großteil der deutschen Windenergieanlagen einzeln modelliert und somit die Nabenhöhe, installierte Leistung und der Rotordurchmesser jeder Anlage explizit berücksichtigt. Als Vereinfachung wurde hingegen eine standardisierte Leistungskurve für alle Windenergieanlagen verwendet. Da Referenzzeitreihen mit einer hohen räumlichen Auflösung nicht vorliegen, wurden die Einspeisezeitreihen aller Anlagen zu einer gemeinsamen Deutschland-Zeitreihe aggregiert, um diese mit den Hochrechnungen der Übertragungsnetzbetreiber zu vergleichen. Dabei ergab sich eine hohe Übereinstimmung und ein durchschnittliches Bestimmtheitsmaß von über 0.965. Die Jahres- und Tagesstruktur wird ebenfalls genau wiedergegeben. Zudem sind die jährlichen Einspeisemengen im Mittel näher an den offiziellen Statistiken des BMWi, welche von der Summe der ÜNB-Hochrechnungen zum Teil um mehr als fünf TWh abweichen.

In einem nächsten Schritt ist die weitere Optimierung der Modellparameter geplant sowie die anschließende Veröffentlichung der Daten. Dabei sollen die einzelnen Windenergieanlagen auf Landkreisebene (NUTS3) aggregiert und veröffentlicht werden. Sobald der komplette Datensatz berechnet ist, wird er unter der DOI `10.5281/zenodo.1156956` auffindbar sein.

ISBN 978-3-85125-586-7 DOI 10.3217/978-3-85125-586-7

Literatur

[1] IEA Wind. IEA Wind: 2015 Annual Report, 2016.

[2] Jonathan Dowds, Paul Hines, Todd Ryan, William Buchanan, Elizabeth Kirby, Jay Apt, and Paulina Jaramillo. A review of large-scale wind integration studies. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 49:768–794, 2015.

[3] Fabio Monforti and Iratxe Gonzalez-Aparicio. Comparing the impact of uncertainties on technical and meteorological parameters in wind power time series modelling in the european union. *Applied Energy*, 206(Supplement C):439–450, 2017.

[4] Iratxe Gonzalez Aparicio and Andreas Zucker. Meteorological data for RES-E integration studies, 2015.

[5] Stephen Rose and Jay Apt. What can reanalysis data tell us about wind power? *Renewable Energy*, 83(Supplement C):963–969, 2015.

[6] Michele M. Rienecker, Max J. Suarez, Ronald Gelaro, Ricardo Todling, Julio Bacmeister, Emily Liu, Michael G. Bosilovich, Siegfried D. Schubert, Lawrence Takacs, Gi-Kong Kim, Stephen Bloom, Junye Chen, Douglas Collins, Austin Conaty, Arlindo da Silva, Wei Gu, Joanna Joiner, Randal D. Koster, Robert Lucchesi, Andrea Molod, Tommy Owens, Steven Pawson, Philip Pegion, Christopher R. Redder, Rolf Reichle, Franklin R. Robertson, Albert G. Ruddick, Meta Sienkiewicz, and Jack Woollen. Merra: Nasa's modern-era retrospective analysis for research and applications. *Journal of Climate*, 24(14):3624–3648, 2011.

[7] A. Molod, L. Takacs, M. Suarez, and J. Bacmeister. Development of the geos-5 atmospheric general circulation model: evolution from merra to merra2. *Geoscientific Model Development*, 8(5):1339–1356, 2015.

[8] Iratxe Gonzalez Aparicio, Andreas Zucker, Francesco Careri, Fabio Monforti, Thomas Huld, and Jak Badger. EMHIRES dataset. Part I: Wind power generation European Meteorological derived HIgh resolution RES generation time series for present and future scenarios, 2016.

[9] Iain Staffell and Stefan Pfenninger. Using bias-corrected reanalysis to simulate current and future wind power output. *Energy*, 114:1224–1239, 2016.

[10] Jon Olauson and Mikael Bergkvist. Modelling the Swedish wind power production using MERRA reanalysis data. *Renewable Energy*, 76:717–725, 2015.

[11] D.J. Cannon, D.J. Brayshaw, J. Methven, P.J. Coker, and D. Lenaghan. Using reanalysis data to quantify extreme wind power generation statistics: A 33 year case study in great britain. *Renewable Energy*, 75(Supplement C):767–778, 2015.

[12] Matthias Ritter and Lars Deckert. Site assessment, turbine selection, and local feed-in tariffs through the wind energy index. *Applied Energy*, 185(Part 2):1087–1099, 2017. Clean, Efficient and Affordable Energy for a Sustainable Future.

[13] Raik Becker and Daniela Thrän. Completion of wind turbine data sets for wind integration studies applying random forests and k-nearest neighbors. *Applied Energy*, 208:252–262, 2017.

[14] A. K. Kaiser-Weiss, F. Kaspar, V. Heene, M. Borsche, D. G. H. Tan, P. Poli, A. Obregon, and H. Gregow. Comparison of regional and global reanalysis near-surface winds with station observations over germany. *Advances in Science and Research*, 12(1):187–198, 2015.

ISBN 978-3-85125-586-7 DOI 10.3217/978-3-85125-586-7

[15] M. Borsche, A. K. Kaiser-Weiss, and F. Kaspar. Wind speed variability between 10 and 116 m height from the regional reanalysis COSMO-REA6 compared to wind mast measurements over northern germany and the netherlands. *Advances in Science and Research*, 13:151–161, 2016.

[16] ENTSO-E Transparency Platform. Actual Generation per Production Type. `https://transparency.entsoe.eu/generation/r2/actualGenerationPerProductionType/show`. Accessed: 2017-11-14.

[17] Maximilian Schumacher and Lion Hirth. How much electricity do we consume?: A guide to german and european electricity consumption and generation data. 2015.

[18] Donald Shepard. A two-dimensional interpolation function for irregularly-spaced data. In *Proceedings of the 1968 23rd ACM National Conference*, ACM '68, pages 517–524, New York, NY, USA, 1968. ACM.

[19] Federal Ministry for Economic Affairs and Energy (BMWi). *Renewable Energy Sources in Figures: National and International Development, 2015*, 2016. Available at `https://www.bmwi.de/Redaktion/EN/Publikationen/renewable-energy-sources-in-figures-2016.pdf`.