

EINFLUSS EINER CO₂-BEPREISUNG AUF DIE EEG-UMLAGE UND DIE FINANZIELLE FÖRDERUNG ERNEUERBARER ENERGIEN

Yannick Werner (*)

Fachgebiet Energie- und Ressourcenmanagement, TU Berlin, Fraunhoferstr. 33, 10587 Berlin,
+49 (0) 30 314-23297, werner@er.tu-berlin.de, www.er.tu-berlin.de

Kurzfassung: Auf Basis von Open-Source-Daten und -Modellen wurde ein anlagenscharfer Datensatz mit Informationen über Vergütungszahlungen, Stromselbstverbrauch und technischen Parametern von Erneuerbaren-Energien-Anlagen erstellt. Darüber hinaus wurden zeitlich und räumlich hoch aufgelöste Einspeisemodelle für Strom aus dargebotsabhängigen erneuerbaren Energien entwickelt, welche eine Analyse von disaggregierten Vergütungszahlungen an Anlagenbetreibende ermöglichen.

Keywords: erneuerbare Energien, Marktwerte, Einspeisemodelle, EEG-Umlage

1 Einleitung

Die Begrenzung des anthropogenen Anstiegs der globalen Jahresmitteltemperatur auf weit unter 2 °C erfordert unter anderem eine drastische Senkung der energiebedingten Treibhausgasemissionen. Als ein Teil der Klimaschutzstrategie 2050 will die deutsche Bundesregierung diese durch einen starken Ausbau der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien (EE) erreichen [1, S. 12, 34–36]. Um dies zu ermöglichen, erhalten betreibende Personen von EE-Anlagen zusätzlich zu den Erlösen, welche sie durch die Vermarktung des erzeugten Stroms erzielen können, eine finanzielle Vergütung. Die Summe dieser Vergütungszahlungen wird anschließend auf ein Teil des Stromverbrauchs in Form der Erneuerbare-Energien-Gesetz-Umlage (EEG-Umlage) abgewälzt [2, S. 3]. Nachdem die EEG-Umlage zwischen 2010 und 2014 stark angestiegen war [2, S. 20], wurden immer mehr Diskussionen über den Ausbau von EE und den damit verbundenen Kosten in Deutschland geführt, wobei die EEG-Umlage fälschlicherweise oft als alleiniger Kostenindikator verwendet wurde [3, S. 7]. Im Jahr 2017 war die EEG-Umlage 6,88 ct/kWh [4, S. 15] hoch wodurch eine Summe an Zahlungen in Höhe von 24,5 Mrd. Euro [5] auf dem EEG-Konto einging.

Jedoch ist die EEG-Umlage nicht nur von der Menge des erzeugten EEG-Stroms, sondern auch von dessen Marktwert, also dem Preis des Stroms an der Börse, abhängig. Dieser ist wiederum stark vom CO₂-Preis abhängig, den betreibende Personen von fossilen Kraftwerken für die Produktion ihres Stroms entrichten [6, S. 14–19]. Somit steht die EEG-Umlage in direkten Zusammenhang mit der CO₂-Bepreisung im Stromsektor. Dieser Zusammenhang wird ebenfalls im Klimaschutzprogramm 2030 der Bundesregierung deutlich, wonach die EEG-Umlage ab 2021 um jährlich 0,25 Ct/kWh aus den zusätzlichen Einnahmen einer CO₂-Bepreisung im Wärme- und Verkehrssektor gesenkt werden soll [7, S. 29]. Diese Entlastung bei den Stromkosten wird dabei explizit durch die Mehrbelastung durch die CO₂-Bepreisung in den anderen Sektoren begründet. Bei einem angenommenen voll EEG-umlagepflichtigen Stromverbrauch von 350 TWh (vgl. [4, S. 15]) wären das rund 875 Mio. Euro jährlich.

Damit stellt die EEG-Umlage nicht nur ein wichtiges Instrument beim Ausgleich der Vergütungszahlungen an die Anlagenbetreibenden dar, sondern ist auch relevant für den Erfolg der

Energiewende und die Reduktion von Treibhausgasemissionen. Die Kalkulation wird dabei nicht selbst von den Übertragungsnetzbetreibern erstellt, sondern von unabhängigen Beratungsunternehmen. Eine Sichtung dieser Gutachten ergab jedoch, dass das Vorgehen bei der Berechnung der EEG-Umlage, insbesondere die Modellierung der Stromerzeugung aus EE oft sehr intransparent ist, wie im nachfolgenden Kapitel beschrieben wird. Ziel der laufenden Arbeit ist es daher, zunächst einen transparenten quantitativen Modellierungsansatz der EEG-Umlage zu entwickeln, welcher auf Basis von fundamentalen Einspeisemodellen dargebotsabhängiger EE und einem fundamentalen Strommarktmodell basiert. Dies soll eine Lücke in der Forschungslandschaft schließen, bei der die Kalkulation der EEG-Umlage auf aggregierten Einspeiseprofilen EE beruht, wie beispielsweise in [6]. Dafür werden zunächst die bestehenden realen Gutachten für die EEG-Umlageprognose herangezogen, um eine Methode bei der Berechnung der EEG-Umlage abzuleiten.

In diesem Beitrag liegt der Fokus auf der Datenaufbereitung der EE Anlagen und deren Vergütungszahlungen sowie auf der Modellierung der stündlichen Stromeinspeisung dargebotsabhängiger EE. Anschließend werden kurz das Strommarktmodell und drei CO₂-Preisszenarien dargestellt, welche zur Berechnung der Börsenstrompreise und Marktwerte von Strom aus EE verwendet werden. In Kapitel 3 werden die Ergebnisse der Modellierung dargestellt und kurz diskutiert bevor Kapitel 5 zusammenfasst und einen kurzen Ausblick gibt.

2 Methode

Die EEG-Umlage wird jährlich für das Folgejahr berechnet und Mitte Oktober im Internet veröffentlicht. Dabei unterscheidet sich die gewählte Methodik sowohl bei der Kalkulation der Strompreise als auch bei der Simulation der Einspeisung von Strom aus EE zwischen den einzelnen Jahren. Beispielsweise verwenden [8, S. 16] eine statistische Regression während [9, S. 10–11] ein Fundamentalmmodell mit vereinfachter stückweise linearer Merit-Order zur Berechnung der Strompreise verwenden. Auch bei der Simulation der Einspeisung von Strom aus EE finden sich Unterschiede sowohl beim gewählten Aggregationsgrad einzelner Anlagen als auch der Abbildung einzelner Vergütungsklassen (vgl. anlagenscharfe Abbildung in [9, S. 15] und aggregierte [10, S. 11]). Darüber hinaus ist oft unklar, ob Einspeisepprofile auf Basis historischer Einspeisepprofile oder auf Basis von Wetterdaten erzeugt wurden (vgl. [9, S. 9–10], [11, S. 16]). Ist letzteres der Fall, ist in der Regel nicht eindeutig, wie daraus die Stromerzeugung ermittelt wurde (vgl. „mittels geeigneter Umrechnungsmethoden“ [8, S. 11]). Aufgrund dieser Unterschiede gestaltet es sich als schwierig, die EEG-Umlage-Prognosen aus verschiedenen Jahren untereinander zu vergleichen und die Einflüsse einzelner Annahmen zu untersuchen.

2.1 Aufbereitung der Anlagenstammdaten

Um die Vergütungszahlungen an Anlagenbetreibende zu ermitteln, muss zunächst ein Datensatz aller durch das EEG vergüteten Anlagen erstellt werden. Grundlage dafür bilden die Anlagenstammdaten [12] für das Jahr 2017, welche von den Übertragungsnetzbetreibern (ÜNBs) im Internet veröffentlicht werden. Grundsätzlich wird dabei jeder Anlage ein eindeutiger Anlagenschlüssel zugeordnet, welcher im Folgenden zur Identifikation einzelner Anlagen verwendet wird. Die Anlagenstammdaten (1.739.508 Anlagen) enthalten jedoch Duplikate und Ausreißer, weshalb sie zunächst bereinigt werden müssen. In einem ersten Schritt werden daher Anlagen

entfernt, welche vor 2017 außer Betrieb oder vom Netz genommen wurden (4.123 Anlagen). Anschließend werden Duplikate entfernt (1.556 Anlagen), welche unter anderem durch den Wechsel eines Netzbetreibers oder eine Leistungserweiterung entstehen. Letzteres ist dabei häufig ein Problem bei Biomasseanlagen, welche im Rahmen der Flexibilitätsprämie ihre Leistung erweitert haben. Bei Anlagen, bei denen alle Einträge bis auf den Netzbetreiber identisch waren, wurde der erste Eintrag gewählt. Anschließend wurden die Anlagenstammdaten mit den Daten aus dem Anlagenregister [13] und dem Marktstammdatenregister (MaStR) [14], welches die Informationen aus beide Datensätzen zukünftig vereinen soll, zusammengeführt. Zum aktuellen Zeitpunkt ist das MaStR jedoch unvollständig und bei einem Teil der Anlagen fehlt der EEG-Anlageschlüssel, sodass eine eindeutige Identifizierung einer Anlage nicht möglich ist. Auch wenn alle drei Datensätze teilweise Informationen über dieselben Anlagen führen, unterscheiden sie sich in einigen Fällen bezüglich der installierten Leistung einer Anlage. Hier wurden in jedem Falle die Anlagenstammdaten bevorzugt, da nur diese eine vollständige Abdeckung der Anlageschlüssel beinhalten. Jedoch enthält das MaStR im Gegensatz zu den Anlagenstammdaten teilweise Informationen über den genauen Standort einer Anlage, welche eine bessere Abschätzung des vorliegenden Wetters ermöglichen und daher nach einer Bereinigung übernommen wurden. Anschließend wurde für die restlichen Anlagen die geografische Lage auf Basis ihres amtlichen Gemeindegeschlüssels (AGS) bestimmt, wobei jeweils der Flächenmittelpunkt aus [15] verwendet wurde. Für Anlagen, die aufgrund fehlenden Schlüssels oder geografischen Daten nicht zugewiesen werden konnten, wurde der geografische Mittelpunkt aller Anlagen im selben Verteilnetz verwendet.

Danach wurden technische Informationen über Windenergieanlagen (WEAs) sowie eine etwaige Windparkzugehörigkeit aus dem Anlagenregister und dem MaStR extrahiert und in einem ersten Schritt über den Anlageschlüssel den Anlagen in den Anlagenstammdaten zugeordnet. In einem zweiten Schritt wurde ein Matching-Verfahren für die Anlagendaten verwendet, welche nicht über den Schlüssel zugeordnet werden konnten. Dabei wurden die Postleitzahl, das Inbetriebnahmedatum und die installierte Leistung von Anlagen in den Datensätzen verglichen und bei eindeutiger Übereinstimmung die Informationen übernommen. So konnten technische Parameter für 8.000 von 28.000 Windenergieanlagen an Land bestimmt werden. Für WEAs auf See wurden zusätzlich fehlende Anlagentypen manuell recherchiert und nach einem Abgleich von [16] übernommen. Diese technischen Anlagenparameter sind Grundlage für die späteren Einspeisesimulationsmodelle. Die installierten Leistungen aller Energieträger werden in aggregierter Form in Tabelle 1 dargestellt.

Tabelle 1: Installierte Leistung aller EEG-Anlagen. Stand Ende 2017. Alle Angaben in MW und auf zwei Stellen nach dem Komma gerundet.

| Bio-masse | Deponie-gas | Geother-mie | Gru-bengas | Klärgas | Solar-energie | Wind Onshore | Wind Offshore | Wasser |
|-----------|-------------|-------------|------------|---------|---------------|--------------|---------------|----------|
| 7.263,83 | 170,96 | 37,75 | 234,38 | 85,88 | 42.097,1 | 50.660,3 | 5.404,93 | 1.596,79 |

2.2 Aufbereitung der Bewegungsdaten

Nach der Aufbereitung der Anlagenstammdaten wurden die Bewegungsdaten [17], welche Informationen über Vergütungsklassen, -zahlungen und Strommengen enthalten, bereinigt und aggregiert. Zunächst wurden dabei Zahlungen für vermiedene Netzentgelte, die Flexibilitätsprämie/-zuschlag, Ausfallvergütung und aus anderen Gründen verringerte Zahlungen entfernt,

da diese in der vorliegenden Analyse nicht weiter betrachtet wurden. Anschließend wird jeder Anlage auf Basis der Vergütungskategorie eine Vermarktungsform (sonstige Direktvermarktung, Direktvermarktung, Einspeisevergütung) zugeordnet, wobei Anlagen welche aus der Einspeisevergütung in die (sonstige) Direktvermarktung wechseln, letzterer zugeordnet werden. Es findet also keine getrennte Betrachtung mehrerer Vergütungsformen für eine einzelne Anlage statt. Nachfolgend wird der anzulegende Wert jeder Anlage mittels Division der erhaltenen Vergütungszahlungen durch die vergütete Strommenge bestimmt. Bei Anlagen in der Direktvermarktung wird anhand des realen monatlichen Marktwertes und der monatlichen Zahlungen der anzulegende Wert gemäß Anlage 1 EEG 2017 [18] bestimmt. Anlagen mit ungewöhnlich hohen oder fehlenden anzulegenden Werten, wird dabei das arithmetische Mittel aller Anlagen desselben Energieträgers und desselben Inbetriebnahmejahres zugeordnet.

Für Photovoltaikanlagen, welche einen Teil des erzeugten Stroms selbstverbrauchen, wird ein zusätzlicher Vergütungssatz für diesen bestimmt. Darüber hinaus werden die selbstverbrauchten Strommengen verwendet, um Verbrauchsquoten für PV-Anlagen unterschiedlicher Größenkategorien (0-4 kW, 4-10 kW, 10-30 kW) zu bestimmen. Diese werden benötigt, da nichtvergüteter selbstverbraucher Strom nicht in den Bewegungsdaten erfasst wird. Für alle Photovoltaikanlagen, welche keinen vergüteten Selbstverbrauch haben, werden daher auf Basis der ermittelten Quoten selbstverbrauchte Mengen bestimmt (vgl. [10, S. 10]). Diese werden zu den eingespeisten Mengen dazu gerechnet um eine bessere Abschätzung der realen (Erzeugungs-)Vollbenutzungsstunden zu ermöglichen. Dabei wird die Annahme getroffen, dass nur bei PV-Anlagen unter 800 jährlichen Vollbenutzungsstunden Strom selbst verbraucht wird. Eigenverbrauch anderer Anlagen wird in dieser Analyse nicht berücksichtigt. Darüber hinaus werden andere Faktoren, welche die Einspeiseleistung beeinflussen wie beispielsweise Einspeisemanagementmaßnahmen nicht weiter betrachtet.

2.3 Einspeisemodelle für Strom aus EE

Als Grundlage für die Einspeisesimulation wurde der reanalyisierte Klimadatensatz ERA5 [19] verwendet, welcher vom European Centre for Medium-Range Weather Forecasts entwickelt wurde und mit Hilfe der feedinlib [20] heruntergeladen und vorbearbeitet wurde. Dieser Datensatz wurde aufgrund seiner hohen geografischen Auflösung von 31 km und enthaltener Windgeschwindigkeiten auf einer Höhe von 100 m gewählt [21].

Für die dargebotsabhängige Stromerzeugung aus Wind und Sonne werden Einspeisemodelle auf Basis von technischen Anlagenparametern, welche zum einen aus den verfügbaren Anlagendaten und zum anderen auf Basis von Annahmen abgeleitet werden, gebildet. Dabei werden die windpowerlib [22] bzw. die pvlib [23] als Basis verwendet, welche sehr ausführlich dokumentiert sind und daher an dieser Stelle nicht weiter erläutert werden.

Um die Windeinspeisung auf Basis der windpowerlib modellieren zu können, werden im Wesentlichen die Leistungskurven und Nabenhöhen der einzelnen Windenergieanlagen (WEAs) benötigt. Dafür wurden zunächst die in den oben genannten Datensätzen verfügbaren Anlagentypen und Nabenhöhen durch einen Vergleich mit realen Informationen über Turbinen bereinigt. Grundlage dafür waren die OEP [24] und Datenblätter von anlagenbauenden Unternehmen. Für alle WEAs, für die keine Informationen über Typ und Nabenhöhe verfügbar waren, wurden Annahmen auf Basis ihres zugewiesenen Standorts getroffen, um insbesondere zwischen Stark- und Schwachwindturbinen unterscheiden zu können [25, S. 275–276].

Dafür wurden zunächst für jeden modellierten Standort die Verteilungsparameter einer Weibullverteilung [25, S. 259] der Windgeschwindigkeiten auf 100 m Höhe geschätzt. Anschließend wurden alle Standorte auf Basis ihrer geschätzten Verteilungsparameter mit Hilfe eines hierarchischen Clusterverfahrens auf 15 Cluster aufgeteilt. Danach wurden Cluster von Standorten, bei denen keine Informationen über die vorhandenen WEAs vorlagen, mit dem Cluster zusammengefasst, welcher jenem am nächsten lag und Informationen über mindestens eine WEA hat. Daraus ergaben sich neun Cluster, für die der am häufigsten identifizierte Turbinentyp und das arithmetische Mittel der Nabenhöhe bestimmt wurden. Diese wurden anschließend allen Turbinen, welche an Standorten stehen, die demselben Cluster zugeordnet wurden, zugewiesen. Um eine Abweichung der installierten Leistung der realen Turbine von der zugewiesenen zu vermeiden, wurden später alle Einspeisezeitreihen zwischen 0 und 1 normiert. Alternativ könnte die Zuteilung hier anhand der vier Windzonen des Deutschen Instituts für Bautechnik (DIBt) und der vom Fraunhofer IEE veröffentlichten Charakteristika der in diesen Zonen verbauten Windenergieanlagen erfolgen [26]. Hier wurde jedoch das erste Zuweisungsverfahren gewählt, um eine feinere Aufgliederung von Standorten zu ermöglichen und neue Anlagendaten aus dem MaStR besser einbeziehen zu können. Mit diesen Informationen konnte ein anlagenscharfes Einspeiseprofil für Windenergie an Land und auf See erzeugt werden.

Im Gegensatz zu Windenergieanlagen sind für Photovoltaikanlagen keine Informationen über technische Parameter vorhanden. Daher wurde hier vollständig annahmebasiert gearbeitet. Dafür wurden alle Anlagen in drei Kategorien gemäß ihres Inbetriebnahmejahrs eingeteilt, für die ein unterschiedliche Modultyp und Wechselrichter angenommen wurde, um eine Effizienzsteigerung zu simulieren. Um ferner die Ausrichtung einer Photovoltaikanlage fundierter abschätzen zu können, wurden für jeden Standort und für jede Systemkategorie ein zwischen 0 und 1 normiertes Einspeiseprofil für Azimutwinkel zwischen 0 und 360° in 30°-Schritten und einer 33°-Neigung berechnet, wobei 0° einer nördlichen Ausrichtung entspricht. Anschließend wurde jede einzelne Photovoltaikanlage auf Basis ihrer ermittelten Volllaststunden (inkl. Eigenverbrauch), der Systemkategorie und dem jeweiligen Standort jenem Einspeiseprofil zugeordnet, welches die geringste Abweichung zu den realen Volllaststunden aufweist. Aufgrund der hohen Anzahl an möglichen Einspeiseprofilen wurde hier nicht 31 km, sondern 62 km als geografische Auflösung gewählt.

Als letztes wird in allen drei Modellen die Einspeiseleistung für alle Anlagen, welche 2017 in Betrieb genommen wurden, bis zum Tag vor der Inbetriebnahme auf null gesetzt. Im Strommarktmodell sollten jedoch die realen historischen Einspeisezeitreihen für die dargebotsabhängigen EE verwendet werden, um eine möglichst genaue Kalibrierung des Modells und des resultierenden Strompreises im Referenzszenario zu gewährleisten. Daher wurde für jeden Zeitschritt und Energieträger ein Korrekturfaktor bestimmt, mit dem das Einspeiseprofil einer jeder Anlage vor der Berechnung der Vergütungszahlungen gewichtet wurde.

2.4 Modellierung des Strommarktes

In diesem Beitrag liegt der Fokus auf der Simulation hochaufgelöster Vergütungszahlungen und Stromerzeugung aus EE. Daher wird das verwendete fundamentale Strommarktmodell in Folge nur kurz erläutert und ausgewählte Punkte werden hervorgehoben. Grundsätzlich ist die Modellierung an EMMA [27] und ELMOD [28] angelehnt. Das Modell basiert auf dem Open

Energy Modelling Framework (oemof) [29] welches eine anschauliche Darstellung der einzelnen Komponenten wie konventionelle Kraftwerke und EE Anlagen innerhalb der Modellierung ermöglicht [30].

Geografisch werden Deutschland und alle angrenzenden Länder modelliert, wobei für Dänemark, Schweden und Norwegen alle Marktzone abgebildet werden. Die Übertragungskapazitäten werden dabei gemäß dem in [31] erläuterten Ansatz zeitlich variabler net transfer capacities (NTCs) abgebildet. Die konventionelle Kraftwerksdaten für Deutschland stammen von Open Power System Data (OPSD) [32] und für die übrigen Länder aus [33]. Annahmen für elektrische Wirkungsgrade basieren auf [32] und [28, S. 23]. Kraftwerksmindestlasten wurden auf Basis von [34] abgeschätzt. Anschließend wurden Kraftwerke gleichen Brennstoffs zu Flotten zusammengefasst, wobei für alle Länder außer Deutschland jeweils nur eine Flotte je Brennstoff gebildet wurde. Speicherwasserkraftwerke hingegen werden als Speicher mit einem zeitlich konstanten Energiezulauf modelliert, welcher aus den realen aggregierten Speicherstandsänderungen [35] und aus den zugehörigen erzeugten Strommengen [36] je Marktzone abgeleitet wurde (vgl. [37]). Zeitreihen für die Stromnachfrage und -erzeugung aus fluktuierenden EE sowie der historische vortägige Börsenstrompreis werden ebenfalls von der OPSD verwendet [32]. Um ein realistisches Marktverhalten für Strom aus EE in Deutschland abzubilden, wird angenommen, dass Strom aus Anlagen in der Direktvermarktung zu negativen Kosten in Höhe des anzulegenden Wertes abzüglich der monatspezifischen Marktprämie veräußert wird [38, S. 11]. Dadurch können sowohl negative Strompreise als auch ein marktbedingtes Abschalten von EE-Anlagen in Folge eines hohen Dargebots an EE in Verbindung mit einem inflexiblen konventionellen Kraftwerkspark abgebildet werden. Für die verschiedenen CO₂-Preisszenarien werden dabei zunächst in einer ersten Iteration die neuen Marktwerte berechnet, bevor diese in einer zweiten Iteration im Bietungsschema verwendet werden. Momentan werden dafür jedoch nicht anlagenspezifische Einspeisezeitreihen, welche im Rahmen dieser Arbeit erstellt wurden, verwendet, sondern das aggregierte Erzeugungsprofil.

2.5 CO₂-Preisszenarien

Es werden drei verschiedene CO₂-Preisszenarien für die Modellrechnungen definiert: (1) ein Referenzszenario mit dem historisch mittleren Primärauktionspreis für CO₂-Zertifikate [39] von 5,80 €/ tCO₂, (2) ein New Policies-Szenario mit 40 €/ tCO₂, welches sich am Sofortprogramm für den Sommer von Bündnis 90/Die Grünen [40] und an den CO₂-Preisen der MCC-PIK-Expertise zur CO₂-Preisreform [41] orientiert und (3) ein ambitioniertes Politikszenario, bei dem der CO₂-Preis dem aktuell geplanten Höchstpreis bei Auktionen nationalen Emissionshandels-system im Verkehrs- und Wärmesektor in Höhe von 60 €/ tCO₂ entspricht [7, S. 25].

3 Ergebnisse

3.1 Simulation EE Einspeisung

Die Validierung der Einspeisemodelle für EE erfolgt anhand der Online-Hochrechnung der tatsächlichen Erzeugung von Strom aus WEA Onshore, Offshore und Solarenergieanlagen [42], da diese auch in der Realität gemäß Anlage 1 EEG 2017 [18] zur Kalkulation der Marktprämienzahlungen verwendet wird. Basierend darauf wird für jede Stunde der Schätzfehler als Abweichung zwischen der historischen Einspeisemenge und den aggregierten modellierten Einspeisezeitreihen gebildet.

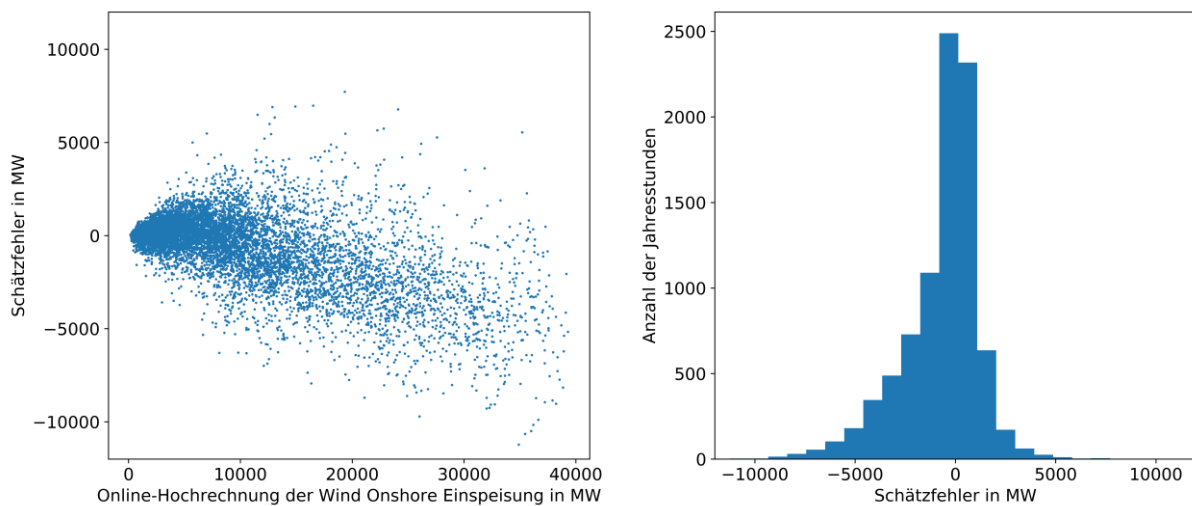


Abbildung 1: Ergebnisse der Modellierung der Wind Onshore-Einspeisezeitreihen

Wind Onshore

Die Ergebnisse des Einspeisemodells für Wind Onshore sind in Abbildung 1 dargestellt. Im linken Teil der Abbildung ist der Schätzfehler in Abhängigkeit der Höhe der historischen Einspeisung dargestellt. Eine hohe historische Einspeiseleistung ist dabei auf hohe Windgeschwindigkeiten in der betrachteten Stunde zurückzuführen. Daraus kann abgeleitet werden, dass im Modell die Einspeiseleistung mit zunehmender Windgeschwindigkeit tendenziell überschätzt wird. Ein Grund dafür können die fehlenden Informationen über WEAs sein, welche vor 2014 in Betrieb genommen wurden und daher nicht in im Anlagenregister enthalten sind. Dies ist insbesondere ein Problem, da für diese Anlagen Leistungskurven neuerer Anlagen zur Schätzung der Einspeisung verwendet werden mussten, welche die Leistung trotz Normierung tendenziell überschätzen. Aus der Verteilung der Schätzfehler im rechten der Abbildung wird jedoch ersichtlich, dass nur in wenigen Stunden eine Abweichung von über 5.000 MW, was rund 8% der maximalen Einspeisung beträgt, vorliegt.

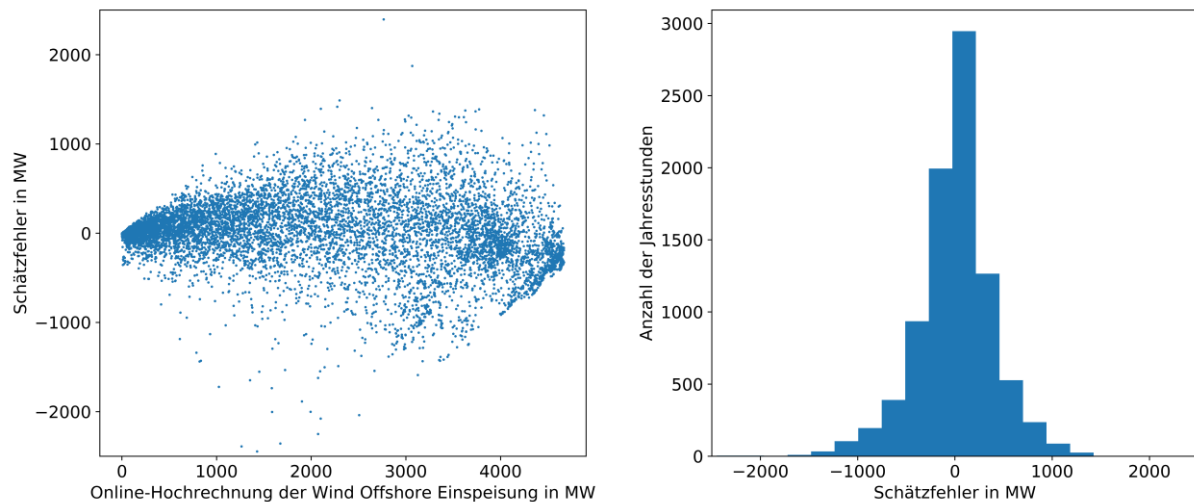


Abbildung 2: Ergebnisse der Modellierung der Wind Offshore-Einspeisezeitreihen

Wind Offshore

Im Vergleich zu Wind Onshore, zeichnet sich bei der den Einspeiseergebnissen der Wind Offshore Modellierung in Abbildung 2 eine geringe Tendenz zur Abweichung in Abhängigkeit der Windgeschwindigkeit. Hier kann auf Basis des linken Teils der Abbildung eine leichte negative quadratische Verschätzung vermutet werden, bei der die Einspeisung zunächst unterschätzt und mit zunehmenden Windgeschwindigkeit überschätzt wird. Aus der Häufigkeitsverteilung der Schätzfehler im rechten Teil der Abbildung ist jedoch ersichtlich, dass Abweichungen in Höhe von 8% in wesentlich mehr Stunden des Jahres auftreten als bei Wind Onshore. Ein Grund dafür könnten unter anderem das häufigere Auftreten hoher Windgeschwindigkeiten auf See im Vergleich zu an Land sein. Insgesamt zeigt sich jedoch, dass das Einspeiseprofil besser als bei Wind Onshore abgebildet werden kann, was vermutlich auf die höhere Informationsdichte über Anlagentypen für WEAs auf See zurückzuführen ist.

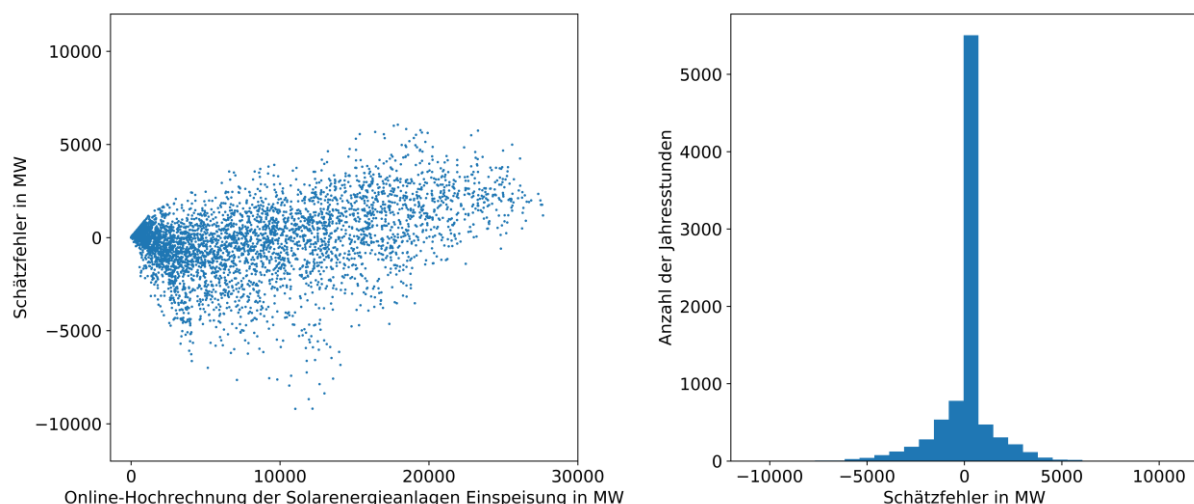


Abbildung 3: Ergebnisse der Modellierung der Solarenergie Einspeisezeitreihen

Photovoltaik

In den Ergebnissen der Einspeisemodellierung von Photovoltaikanlagen in Abbildung 3 ist ein ansteigender Schätzfehler mit zunehmender Sonneneinstrahlung zu beobachten, wobei hier eine leichte Unterschätzung der realen Einspeisung erkennbar ist. Die relative Häufigkeitsverteilung im rechten Teil der Abbildung ist mit großer Sorgfalt zu deuten, da in allen Stunden ohne Sonneneinstrahlung keine Stromeinspeisung stattfindet. Daher kann hier gesagt werden, dass es große Abweichungen bei der Prognose der Einspeisung gibt und es weiteres Potential in der geografischen Auflösung sowie verwendeter technischer Anlagenparameter gibt.

3.2 Ergebnisse der Strompreismodellierung und Marktwerte

Die Ergebnisse der Strommarktmodellierung sind in Tabelle 2 dargestellt. Im Referenzszenario ergibt sich dabei ein Strompreis von 27,40 €/ MWh, welcher unterhalb des historischen vortätigen Börsenstrompreises in Höhe von 34,18 €/ MWh liegt. Der mittlere absolute Prognosefehler beträgt dabei 12,98 €/ MWh. Das Strommarktmodell als solches weist damit große Abweichungen vom realen Strompreis ab und bietet folglich ein großes Verbesserungspotential. Die auf Basis des Strommarktmodells ermittelten Marktwerte sind jedoch in allen Szenarien vergleichbar mit denen in [43], welche eine vergleichbare Analyse von Marktwerten und CO₂-Preisen durchgeführt haben. Hervorzuheben ist, dass sich die prognostizierten Marktwerte im ambitionierten Politikscenario in etwa verdoppeln, was zu einem starken Absinken der Vergütungszahlungen an Anlagenbetreibende und damit der EEG-Umlage führt. Darüber hinaus sind neuere Photovoltaikanlagen vermutlich in der Lage, sich ausschließlich über den Strommarkt zu refinanzieren, was ein wichtiger Bestandteil der Marktintegration von Strom aus EE ist.

Tabelle 2: Ergebnisse der Strommarktmodellierung in den vorgestellten CO₂-Bepreisungsszenarien. Angaben in €/MWh und auf zwei Stellen nach dem Komma gerundet.

| | Referenzszenario, 5,80 €/tCO ₂ | New Policies-Szenario, 40 €/tCO ₂ | ambitioniertes Politikscenario, 60 €/tCO ₂ |
|-------------------------|--|---|--|
| Mittlerer Strompreis | 27,40 | 45,95 | 54,94 |
| Marktwert Solarenergie | 27,67 | 46,53 | 55,88 |
| Marktwert Wind Onshore | 22,85 | 37,96 | 44,53 |
| Marktwert Wind Offshore | 24,11 | 40,28 | 47,61 |

4 Zusammenfassung und Ausblick

Im Rahmen dieses Beitrags wurden zeitlich und regional hoch aufgelöste Einspeisemodelle für Strom aus EE auf Basis von Open-Source-Modellen und -Daten erstellt. Darüber hinaus konnte ein anlagenscharfer Datensatz von EE Anlagen, welche sich durch das EEG finanzieren, erstellt werden, der Informationen über Vergütungszahlungen und -kategorien, Selbstverbrauch, den Standort sowie technische Anlagenparameter enthält. Die Einspeisemodelle wurden hinsichtlich ihrer Prognosegüte analysiert und es wurde ein Verbesserungspotential hinsichtlich der Modellierung und der verwendeten Daten aufgezeigt. Darüber hinaus konnte auf Basis eines Strommarktmodells gezeigt werden, dass ein Anstieg des CO₂-Preises im

Stromsektor die Marktwerte für Strom aus EE erhöht und dadurch die EEG-Umlage senkt. Nachfolgend zu dieser Analyse sollen alle Daten, Modelle und das Vorgehen bei der Aufbereitung öffentlich zugänglich gemacht werden. Darüber hinaus soll in einem zweiten Schritt ein quantitativer Zusammenhang zwischen der Höhe des CO₂-Preises im Stromsektor und der Höhe der EEG-Umlage auf Basis von disaggregierten Einspeiseprofilen und Vergütungszahlungen abgeleitet werden, welchen es so zurzeit nicht gibt. Daraus sollen ein besseres Verständnis für Einflussfaktoren auf die EEG-Umlage entstehen sowie Aussagen über die Verteilungswirkungen einer CO₂-Preis Erhöhung im Stromsektor abgeleitet werden.

5 Literatur

- [1] BMU, „Klimaschutzplan 2050 - Klimaschutzpolitische Grundsätze und Ziele der Bundesregierung“, Berlin, Nov. 2016.
- [2] Öko-Institut, „Die Umlage des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes (EEG). Hintergründe, Trends, Treiber und Perspektiven.“, Berlin, Nov. 2015.
- [3] Öko-Institut, „Die Entwicklung der EEG-Kosten bis 2035“, Studie im Auftrag von Agora Energiewende, 2015.
- [4] ÜNBs, „Prognose der EEG-Umlage 2017 nach AusglMechV“, 2016.
- [5] ÜNBs, „Aktuelle Angaben der Übertragungsnetzbetreiber zu den Einnahmen- und Ausgabenpositionen nach § 3 (1) EEA“, Dez. 2017.
- [6] Öko-Institut, „EEG-Umlage und die Kosten der Stromversorgung für 2014. Eine Analyse von Trends, Ursachen und Wechselwirkungen“, Berlin, Juni 2013.
- [7] „Klimaschutzprogramm 2030 der Bundesregierung zur Umsetzung des Klimaschutzplans 2050“, S. 173, 2019.
- [8] r2b energy consulting GmbH, „Mittelfristprognose zur deutschlandweiten Stromerzeugung aus EEG-geförderten Kraftwerken für die Kalenderjahre 2018 bis 2022“, Köln, Okt. 2017.
- [9] P. Baginski u. a., „HEMF Lehrstuhl für Energiewirtschaft Universität Duisburg-Essen Berliner Platz 6-8 45127 Essen“, S. 126.
- [10] Leipziger Institut für Energie GmbH, „Mittelfristprognose zur deutschlandweiten Stromerzeugung aus EEG-geförderten Kraftwerken für die Kalenderjahre 2017 bis 2021“, Leipzig, 2016.
- [11] enervis energy advisors GmbH, „Mittelfristprognose zur deutschlandweiten Stromerzeugung aus EEG-geförderten Kraftwerken für die Kalenderjahre 2020 bis 2024“, Berlin, Okt. 2019.
- [12] ÜNBs, „EEG-Anlagenstammdaten zur Jahresabrechnung 2017“, 2018. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.netztransparenz.de/EEG/Anlagenstammdaten>. [Zugegriffen: 13-Dez-2019].
- [13] BNetzA, „Veröffentlichung der Registerdaten - 08/2014 bis 01/2019“. 2019. [Online]. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatenInformationen/EEG_Registerdaten/EEG_Registerdaten_node.html [Zugegriffen: 18-Nov-2019].
- [14] BNetzA, „Marktstammdatenregister. Migration Teil 1 und 2 (Stand 03.07.2019)“, 2019. [Online]. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatenInformationen/EEG_Registerdaten/EEG_Registerdaten_node.html [Zugegriffen: 18-Nov-2019].
- [15] Destatis, „Gemeindeverzeichnis-Informationssystem GV-ISys“, 2019. [Online]. Verfügbar unter: https://www.destatis.de/DE/Themen/Laender-Regionen/Regionales/Gemeindeverzeichnis/_inhalt.html. [Zugegriffen: 04-Dez-2019].
- [16] Wikipedia, „Liste der deutschen Offshore-Windparks“, 2020. [Online]. Verfügbar unter: https://de.wikipedia.org/wiki/Liste_der_deutschen_Offshore-Windparks. [Zugegriffen: 04-Jan-2020].
- [17] ÜNBs, „Bewegungsdaten 2017“, 2018. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.netztransparenz.de/EEG/Jahresabrechnungen>. [Zugegriffen: 13-Dez-2019].

- [18] *Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), das zuletzt durch Artikel 3 des Gesetzes vom 20. November 2019 (BGBl. I S. 1719) geändert worden ist.*
- [19] Copernicus Climate Change Service (C3S), „ERA5: Fifth generation of ECMWF atmospheric reanalyses of the global climate . Copernicus Climate Change Service Climate Data Store (CDS)“, 2017. [Online]. Verfügbar unter: <https://cds.climate.copernicus.eu/cdsapp#!/home>. [Zugegriffen: 12-Dez-2019].
- [20] U. Krien, G. Plessmann, S. Günther, B. Schachler, S. Bosch, und C. Kaldemeyer, *feedinlib (oemof) - creating feed-in time series - v0.0.12*. Zenodo, 2019.
- [21] K. Hennermann und A. Guillory, „ERA5: data documentation“, 29-Jan-2020. [Online]. Verfügbar unter: <https://confluence.ecmwf.int/display/CKB/ERA5%3A+data+documentation>. [Zugegriffen: 12-Dez-2019].
- [22] S. Haas, B. Schachler, und U. Krien, *windpowerlib - a python library to model wind power plants*. Zenodo, 2019.
- [23] W. Holmgren u. a., *pvlib/pvlib-python: v0.6.3*. Zenodo, 2019.
- [24] OpenEnergy Platform, „wind turbine library. Lizenz: ODbL-1.0“.
- [25] V. Quaschnig, *Regenerative Energiesysteme: Technologie - Berechnung - Simulation ; mit ... 117 Tabellen und einer DVD*, 8., aktualisierte und erw. Aufl. München: Hanser, 2013.
- [26] V. Berkhout u. a., *Windenergie Report Deutschland 2018*. 2019.
- [27] L. Hirth, „The European Electricity Market Model EMMA. Model documentation“. 12-Juli-2017.
- [28] J. Egerer, C. Gerbaulet, R. Ihlenburg, F. Kunz, B. Reinhard, und J. Weibezahn, „Electricity Sector Data for Policy-Relevant Modeling: Data Documentation and Applications to the German and European Electricity Markets“, S. 117.
- [29] Oemof Developer Group, *oemof - open energy modelling framework (v0.3.2)*. Zenodo, 2019.
- [30] S. Hilpert, C. Kaldemeyer, U. Krien, S. Günther, C. Wingenbach, und G. Plessmann, „The Open Energy Modelling Framework (oemof) - A new approach to facilitate open science in energy system modelling“, *Energy Strategy Rev.*, Bd. 22, S. 16–25, Nov. 2018, doi: 10.1016/j.esr.2018.07.001.
- [31] T. Ghosh, J. Kochems, B. Grosse, und J. Müller-Kirchenbauer, „Modelling of imports and exports for the German electricity system“, gehalten auf der Enerday 2019, Dresden, 2019.
- [32] Open Power System Data, „Data Package Time series. Version 2019-06-05“, 2019. [Online]. Verfügbar unter: https://doi.org/10.25832/time_series/2019-06-05.
- [33] F. Gotzens, H. Heinrichs, J. Hörsch, und F. Hofmann, „Performing energy modelling exercises in a transparent way - The issue of data quality in power plant databases“, *Energy Strategy Rev.*, Bd. 23, S. 1–12, Jan. 2019, doi: 10.1016/j.esr.2018.11.004.
- [34] BNetzA, „Bericht über die Mindestenergieerzeugung“, 2017. [Online]. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Mindestenergieerzeugung/BerichtMindestenergieerzeugung_2017.pdf. [Zugegriffen: 16-Jan-2020].
- [35] ENTSO-E, „Aggregate Filling Rate of Water Reservoirs and Hydro Storage Plants [16.1.D]“. [Online]. Verfügbar unter: <https://transparency.entsoe.eu/generation/r2/water-ReservoirsAndHydroStoragePlants/show>. [Zugegriffen: 16-Jan-2020].
- [36] ENTSO-E, „Aggregated Generation per Type [16.1.B&C]“, 2020 [Online]. Verfügbar unter: <https://transparency.entsoe.eu/generation/r2/actualGenerationPerProductionType/show>. [Zugegriffen: 16-Jan-2020].
- [37] F. Heymann, „Hydropower modelling – New database complementing PECD“, S. 22, Sep. 2019. [Online]. Verfügbar unter: https://docstore.entsoe.eu/Documents/SDC%20documents/MAF/2019/Hydropower_Modelling_New_database_and_methodology.pdf. [Zugegriffen: 16-Jan-2020].
- [38] M. Klobasa u. a., „Nutzenwirkung der Marktprämie im Rahmen des Projektes Laufende Evaluierung der Direktvermarktung von Strom aus erneuerbaren Energien, Working Paper Sustainability and Innovation, No. S1/2013“, Fraunhofer ISI, Karlsruhe, 2013.

- [39]EEX, „Emission Spot Primary Market Auction Report 2017“, 15-Dez-2017. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.eex.com/en/market-data/environmental-markets/auction-market/european-emission-allowances-auction/european-emission-allowances-auction-download>. [Zugegriffen: 17-Dez-2019].
- [40]Bündnis 90/Die Grünen, Bundestagsfraktion, „Klimaschutz: Was jetzt zu tun ist. Sofortprogramm für den Sommer 2019“, 2019.
- [41]O. Edenhofer, C. Flachsland, M. Kalkuhl, B. Knopf, und M. Pahle, „Optionen für eine CO₂-Preisreform, Expertise für den Sachverständigenrat zur Begutachtung der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung“, Wiesbaden, Apr. 2019.
- [42]ÜNBs, „Online-Hochrechnung der tatsächlichen Erzeugung von Strom aus Windenergieanlagen Onshore , Offshore und Solarenergieanlagen“, 2018. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.netztransparenz.de/EEG/Marktpraemie>. [Zugegriffen: 18-Dez-2019].
- [43]Energy Brainpool, „Wirkungsweise einer CO₂-Steuer im Strommarkt“, S. 42, 2017. [Online]. Verfügbar unter: https://www.bee-ev.de/fileadmin/Publikationen/Studien/20171130_BEE_Studie_CO2-Steuer_Energy_Brainpool.pdf. [Zugegriffen: 13-Dez-2019].