

Modellierung der Einspeisung von Windenergie- und Photovoltaikanlagen für Strommarkt- und Netzbetriebssimulationen

Lara Lück¹, Mihail Ketov¹, Jan Unland¹, Albert Moser

Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft (IAEW)
der Rheinisch-Westfälischen Technischen Hochschule Aachen (RWTH),
Schinkelstraße 6, 52056 Aachen, ll@iaew.rwth-aachen.de

Kurzfassung:

Um die zukünftige Transportaufgabe im Übertragungsnetz abzuschätzen, sind regionale Einspeisezeitreihen erforderlich. Ziel dieser Arbeit ist daher die Entwicklung eines fundamentalen Modells zur Ermittlung von regionalen Einspeisezeitreihen für Windenergie- und Photovoltaikanlagen. Das entwickelte mehrstufige Verfahren ermittelt netzknottenscharfe und stündliche Einspeisezeitreihen auf Basis räumlich hochaufgelöster Wetterdaten unter Berücksichtigung technischer Eigenschaften der Anlagen sowie äußerer Einflussfaktoren wie Verschattungen. Zum Verfahren gehört unter anderem eine Inter- und Extrapolation von Wetterdaten in horizontaler und vertikaler Richtung unter Berücksichtigung der atmosphärischen Schichtung vor Ort. Exemplarische Untersuchungen zu den hergeleiteten Zeitreihen weisen eine hohe Realitätsnähe bezüglich Spitzeneinspeisung, Verlauf, Gradient und Energiemenge bei Windenergieanlagen als auch bei Photovoltaikanlagen auf.

Keywords: Erneuerbare Energien, Einspeisesimulation, Windenergieanlagen, Photovoltaikanlagen, Regionale Einspeisung, Dargebotsabhängigkeit, Übertragungsnetzplanung

1 Motivation und Fragestellung

Die klimapolitisch induzierte Umstellung der Stromerzeugung auf CO₂-arme Technologien führt zunehmend zu einem Zubau von Stromerzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien (EE-Anlagen) wie Windenergie- und Photovoltaikanlagen (WEA und PVA). Das resultiert in einer Verlagerung von Einspeisezentren und führt im Übertragungsnetzbetrieb zu einem geänderten Transportbedarf. Dabei stellen die Orts- und Zeitabhängigkeit der dargebotsabhängigen und variablen Einspeisung Herausforderungen hinsichtlich der Bewertung notwendiger Maßnahmen für den resultierenden Netzausbau dar.

Diese Bewertung kann nur durch umfangreiche und detaillierte Netzbetriebssimulationen geschehen, welche maßgeblich auf einer Abschätzung der zukünftigen Transportaufgabe für das europäische Übertragungsnetz basieren. Die Transportaufgabe ergibt sich an den

¹ Jungautoren

europäischen Strommärkten und dem daraus resultierenden Kraftwerkseinsatz. Dabei kommt der Abbildung der regionalen EE-Einspeisung eine zentrale Rolle zu, da diese den residualen Kraftwerkseinsatz zunehmend prägt.

Ziel ist daher die Entwicklung eines fundamentalen Modells zur Ermittlung von realitätsnahen Einspeisezeitreihen von WEA und PVA. Die Einspeisezeitreihen werden auf Basis regional aufgelöster, historischer Wetterdaten hinsichtlich Windgeschwindigkeit, Temperatur und Einstrahlung berechnet. Dabei werden standort- und anlagentechnische Einflussgrößen berücksichtigt, u.a. regionale Kapazitätsverteilungen von WEA und PVA, physikalische Einflussfaktoren wie Oberflächenbeschaffenheiten sowie Verfügbarkeiten, Verschattungen, Anlagenkennlinien, WEA-Nabenhöhen und PV-Modulausrichtungen.

2 Analyse und Modellbildung

Im Gegensatz zu konventionellen Kraftwerken weisen die dargebotsabhängigen WEA und PVA eine ausgeprägte Abhängigkeit von Wetterverhältnissen auf. So spielt neben den technischen Eigenschaften der Erzeugungsanlagen auch die standortspezifische Ausprägung des Dargebots eine entscheidende Rolle. Im Folgenden werden daher die spezifischen Einflüsse auf das Einspeiseverhalten von WEA und PVA beleuchtet.

2.1 Windenergieanlagen

Fundamentale Einflussgrößen auf die Einspeisung von WEA können in das Dargebot am Anlagenstandort, also insbesondere die Windgeschwindigkeit, die technische Ausgestaltung der Anlagen sowie äußere Einflüsse wie Verschattungen und Ausfälle unterteilt werden.

Grundsätzlich ist die von WEA erzeugte elektrische Energie in dritter Potenz von der eintreffenden Windgeschwindigkeit abhängig, sodass dieser ein besonders hoher Stellenwert zukommt. Die Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe wird dort von der Wetterlage, dem typischen Geschwindigkeitsanstieg mit der Höhe, von der Bodenbeschaffenheit mit hindernisbedingten Turbulenzen sowie von der thermodynamischen Schichtungsstabilität der Grenzschicht beeinflusst. Die Schichtungsstabilität beeinflusst die Windgeschwindigkeit abhängig davon, welche Höhe über dem Boden betrachtet wird. Dabei ist der Zusammenhang zwischen der Windgeschwindigkeit auf typischen Messhöhen wie z.B. 10 m, 20 m oder 40 m und der Windgeschwindigkeit auf typischen Nabenhöhen situationsabhängig, je nachdem welche Stabilitätsklasse der Atmosphäre zum gegebenen Zeitpunkt vorherrscht. Grundsätzlich wird dabei zwischen stabilen, labilen und neutralen Stabilitätsklasse unterschieden. Diese Zustände beeinflussen tagestypisch, aber auch saisonal und fallabhängig die Entwicklung der Windgeschwindigkeit mit der Höhe [1], [2].

Um diese Zusammenhänge genauer zu erläutern, ist exemplarisch der mittlere Tagesgang der Windgeschwindigkeit auf unterschiedlichen Messhöhen über Grund am Messmast Cabauw in den Niederlanden für den Monat Mai in 2015 [3] in Abbildung 1 dargestellt. Es ist ein typischer Tagesgang erkennbar, bei dem der Verlauf der Windgeschwindigkeit auf niedrigen Messhöhen nicht proportional mit der Windgeschwindigkeit auf höheren Messhöhen korreliert. Die Ursache dazu ist in der Schichtungsstabilität zu finden. Tagsüber und bei viel Sonneneinstrahlung

können labile Schichtungen auftreten. Mit Beginn des Sonnenaufgangs in den Morgenstunden heizt die Sonne den Boden und Atmosphäre auf. Die Aufwärmung der Luft und des Bodens führt zu einem nach oben gerichteten Wärmefluss in den Mittagsstunden. Der negative Temperaturgradient zwischen höherer und niedrigerer Messhöhe führt zu einem labilen Gleichgewichtszustand mit großer Höhe der sog. konvektiven Mischungsschicht, in der turbulente Durchmischungsprozesse stattfinden. Diese Turbulenz führt dazu, dass der bodennahe Anstieg der Windgeschwindigkeit weniger stark auf größere Höhen übertragen wird. Bereits vor Sonnenuntergang ist der Wärmefluss in Form der Ausstrahlung des Bodens erschöpft, sodass sich die atmosphärische Grenzschicht von unten abkühlt. Der Wärmefluss wird umgekehrt. Auch dabei ist eine große Höhe der konvektiven Mischungsschicht festzustellen. Nachts hingegen stellt sich typischerweise eine stabile Schichtung mit geringen Mischungshöhen und begrenztem turbulenten Austausch ein, in diesem Fall ist die Windgeschwindigkeit in Bodennähe proportional zur Geschwindigkeit auf höheren Messhöhen. Auch im Winter bei schwachem Wind liegt häufig eine stabile Luftschicht vor. Eine neutrale Schichtung tritt bei einer gut durchmischten Atmosphäre auf, bei mittlerem bis starkem Wind oder ausgeprägter Bewölkung [1], [4].

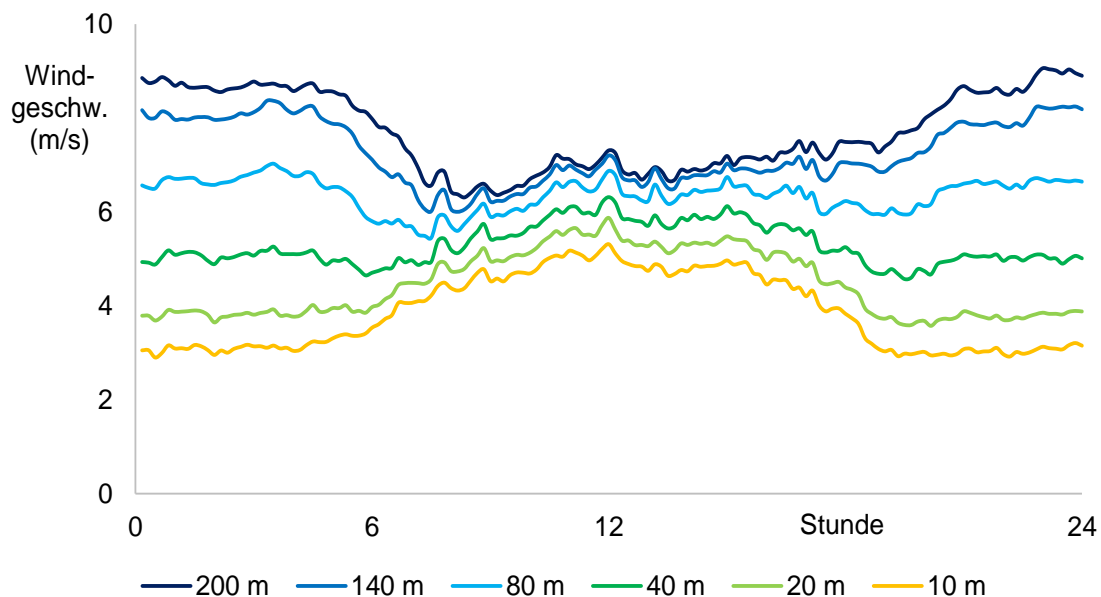


Abbildung 1: Mittlerer Tagesgang der Windgeschwindigkeit auf unterschiedlichen Messhöhen am Messmast Cabauw im Mai 2015 [3]

Weitere Einflussfaktoren auf die resultierende Einspeisung sind Verschattungen, Anlagenverfügbarkeiten sowie die technische Ausgestaltung der Anlagen. Verschattungseffekte, ausgelöst beispielsweise durch Anlagen in einem Windpark oder Hindernisse wie Waldgebiete oder Gebäude, haben einen weiteren Einfluss auf Windgeschwindigkeit am Anlagenstandort. Diese Verschattungseffekte („wake effects“) unterliegen einerseits spezifischen Standortcharakteristiken, wie der Höhe von Hindernissen und dem Abstand von Anlagen, andererseits ist die Ausbreitung der Verschattung abhängig von der Windrichtung und der Windgeschwindigkeit. So nehmen Verluste mit steigender Windgeschwindigkeit aufgrund größerer Turbulenzen zu. Zusätzlich kommen atmosphärische

Stabilitätszustände zum Tragen, da bei stabilen Luftschichten mit geringer Turbulenz sich Verschattungsturbulenzen länger fortsetzen können [5], [6].

Geplante und ungeplante Nichtverfügbarkeiten führen zum Ausfall von Anlagen. Geplante Nichtverfügbarkeiten entstehen durch Revisionen oder Wartungen, ungeplante Nichtverfügbarkeiten sind Ausfälle bspw. aufgrund von Stürmen oder technischen Defekten. Bei einer ausreichend hohen Anzahl an installierten WEA weist die Verfügbarkeit einen über die Zeit annähernd konstanten Verlauf auf [7].

Abschließend wird die Einspeisung durch die WEA selbst bzw. die verwendete Technologie bestimmt. Dazu zählen insbesondere installierte elektrische Leistung, Wirkungsgrad und die Nabenhöhe. Das Einspeiseverhalten bei idealen Bedingungen wird in einer windgeschwindigkeitsabhängigen Anlagenkennlinie der Leistungserzeugung abgebildet [7].

2.2 Photovoltaikanlagen

Die Einspeisung von PVA weist eine starke Abhängigkeit von der Globalstrahlung in Modulebene auf. Dabei spielt nicht nur die Intensität, sondern auch das Spektrum der Einstrahlung eine Rolle, wobei von PVA sowohl direkte als auch indirekte Strahlung in elektrische Energie umgewandelt werden können. Die Intensität der Einstrahlung ist vom Einfallswinkel der Strahlung in die Modulebene abhängig, also von Sonnenstand sowie der Neigung- und Ausrichtung des Moduls. Diese sind für einige Freiflächenanlagen mit Hilfe einer Nachführeinrichtung an den Sonnenstand anpassbar, für die meisten Anlagen jedoch fixiert [8].

Die anlagentechnischen Einflussfaktoren der Photovoltaikanlagen beeinflussen die Energiewandlung in der Solarzelle. So wirken sich Zellmaterial, elektrische Verschaltung und Wechselrichterlegung auf den Wirkungsgrad der Anlage aus. Ein Bewertungskriterium für die Solarzellen verschiedener Hersteller und Materialien ist die Leistung der Zellen bei Standardtestbedingungen (STC – Standard Test Conditions). Die typischerweise als installierte Leistung angegebene Peak-Leistung von PVA gibt die Einspeisung bei diesen Bedingungen an. Diese STC sind durch eine Modultemperatur von 25 °C, eine Globalstrahlung von 1000 W/m² und das solare Spektrum einer Air Mass² von 1,5 definiert [9].

Die eingespeiste Leistung einer PVA ist proportional zur Bestrahlungsstärke in Abhängigkeit von Strom und Spannung der Solarzellen, wobei sog. MPP-Tracker Strom und Spannung für eine maximale Leistung aufeinander abstimmen. Der Modulwirkungsgrad einer Solarzelle ist von der Bestrahlungsstärke und vom Modultyp anhängig. Der Wirkungsgrad typischer Module steigt bei geringer Globalstrahlung zunächst von etwa 60 % des STC-Wirkungsgrades auf 90 % des STC-Wirkungsgrades bei ca. 200 W/m²; die restlichen 10 % steigen asymptotisch

² Die Air Mass (AM) beschreibt den Einfluss des Strahlungsweges durch die Atmosphäre auf das Spektrum der Strahlung.

bis zum Erreichen der STC-Bedingungen bei 1000 W/m^2 . Somit kann diesem relativen Wirkungsgrad ein annähernd logarithmischer Verlauf zugeordnet werden [4], [10], [11].

Auch die Modultemperatur und entsprechend die Umgebungstemperatur hat einen Einfluss auf die Leistung von PVA. Bei einer Modultemperatur von über $25 \text{ }^\circ\text{C}$ sinkt die Leerlaufspannung der Anlagen gegenüber STC-Bedingungen, wodurch die MPP-Leistung sinkt [11].

Verschattungen von Teilen der Module aufgrund von Gebäuden, Pflanzen oder anderen Hindernissen können die eingespeiste Leistung reduzieren. Dabei wird eine von der Standardform abweichenden Leistungs-Spannungs-Kennlinie hervorgerufen. Aufgrund dieser Abweichung erfolgt die Einstellung des Maximum Power Points durch den MPP-Tracker mit einer nicht optimalen Lösung [12].

3 Modell und Verfahren

Informationen in regionaler Auflösung zu Wetterverhältnissen und zu geographischen und technologischen Größen werden für die Berechnung der Einspeisung von WEA und PVA genutzt. Mögliche regionale Auflösungen sind z.B. Übertragungsnetzknotten oder PLZ-Gebiete. Die Basis dazu bilden die Standorte von WEA und PVA, die im Anlagenregister der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) und Bundesnetzagentur (BNetzA) nach PLZ-Gebieten veröffentlicht werden.

3.1 Verfahrensübersicht

Die Grundlage netzknotenscharfer Einspeisezeitreihen bilden räumlich aufgelöste Wetterdaten sowie die technischen Eigenschaften und installierte Leistungen von WEA und PVA, ggf. differenziert nach unterschiedlichen Anlagentypen, wenn diese Informationen z.B. aus dem Anlagenregister bekannt sind. Für die Simulation sind drei Schritte notwendig. Diese sind in Abbildung 2 schematisch dargestellt.

Im ersten Schritt werden ausgehend von Geokoordinaten der einzelnen Netzknoten und Außentemperatur-, Windgeschwindigkeits- und Einstrahlungsmesswerten räumlich benachbarter Messstationen zunächst distanz- und richtungsabhängig je Netzknoten lokale Wetterzeitreihen ermittelt. Diese Zeitreihen werden im zweiten Schritt auf anlagentypische Parameter transformiert, um das für die Anlagen nutzbare Dargebot zu berechnen. Für WEA werden dabei die Windgeschwindigkeitszeitreihen auf die Nabenhöhen verschiedener Anlagentypen extrapoliert, wobei die atmosphärische Schichtungsstabilität mittels des Monin-Obukhov-Modells berücksichtigt wird. Für PVA wird die auf das geneigte PV-Modul eintreffende Strahlung mit Hilfe eines geometrischen Ansatzes korrigiert. Anschließend werden diese Dargebotszeitreihen in der dritten Stufe zur Berechnung von Einspeisezeitreihen genutzt. Dabei werden die technischen Eigenschaften der Anlagen mit Hilfe von Anlagenkennlinien sowie Anlagenverschattungen und -verfügbarkeiten auf Basis historischen Wetter- und Einspeisedaten abgebildet.

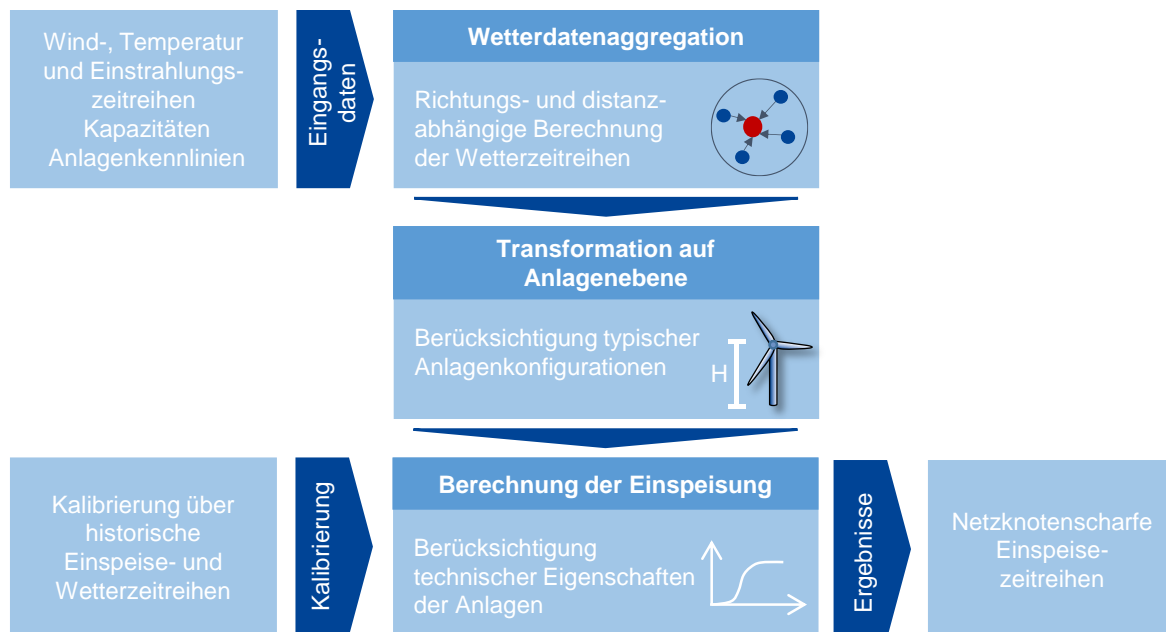


Abbildung 2: Verfahrensschema zur Berechnung netzknotenscharfer EE-Einspeisezeitreihen

3.2 Wetterdatenaggregation

Da Wetterdaten nicht standortscharf zur Verfügung stehen, müssen die Messwerte zunächst netzknotenscharf aggregiert werden. Mit Hilfe der zugehörigen Geokoordinaten wird der Abstand jedes Messpunktes zum Netzknoten ermittelt. Die räumlich nächstliegenden Messdaten werden nach ihrer Distanz zum Netzknoten gewichtet und gemittelt. Um dabei systematische richtungsabhängige Fehler zu vermeiden, wird jeweils der nächstliegende Messwert jedes Quadranten um den Netzknoten ausgewählt. Diese Mittelung ist schematisch in Abbildung 3 abgebildet. So werden Wetterzeitreihen für die jeden Netzknoten berechnet. Diese distanzgewichtete Mittelung wird bei Eingangsdaten angewendet, die nicht netzknotenscharf zur Verfügung stehen, also bei Windgeschwindigkeit, Temperatur und Einstrahlung.

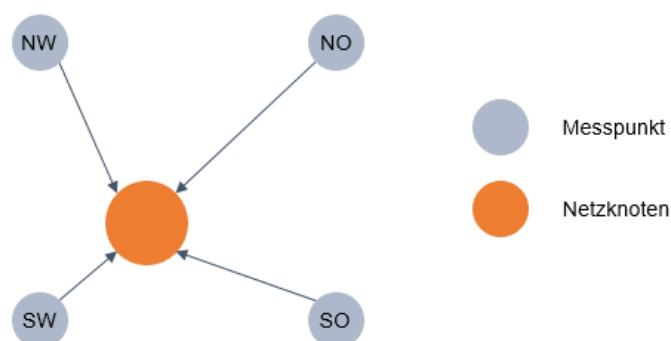


Abbildung 3: Schematische Darstellung der distanzgewichteten Mittelung der Zeitreihen

3.3 Transformation auf Anlagenebene

Die berechneten netzknotenscharfen Wetterzeitreihen werden im nächsten Schritt auf die Anlagenebene transformiert, um das an der Anlage zur Verfügung stehende Dargebot zu ermitteln. Zur Berechnung der Einspeisung von WEA muss die Windgeschwindigkeit von der Messhöhe der Eingangsdaten auf die entsprechende Nabenhöhe extrapoliert werden. Für die PV-Einspeisung erfolgt über ein geometrisches Modell eine Transformation der eintreffenden Direktstrahlung von der horizontalen Fläche der Messbedingungen auf die geneigte Fläche der PV-Module.

3.3.1 Extrapolation der Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe

Eine zentrale Eingangsgröße bei der Berechnung der Einspeisung aus WEA ist die Windgeschwindigkeit, da diese mit der dritten Potenz in die Leistungserzeugung eingeht. Die Windgeschwindigkeit variiert in Abhängigkeit der aktuellen Wetterlage, der Bodenrauigkeit des Standortes und der Höhe über Grund. Daher ist eine Berechnung der Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe erforderlich, wenn keine Messwerte auf der entsprechenden Höhe vorliegen.

Um die Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe zu extrapolieren, wird das logarithmische Windprofil angewendet. Das logarithmische Windprofil bildet den Einfluss der reibungsbedingten Turbulenz zur Beschreibung des Windgeschwindigkeitsgradienten zwischen der Messhöhe der Windgeschwindigkeit und der Nabenhöhe ab [13]. Da es jedoch nur bei neutraler Luftschichtung gilt, wird es mithilfe der Monin-Obukhov-Theorie erweitert, welche ebenfalls die Betrachtung von thermisch labilen und stabilen Luftschichtungen und somit eine präzisere Prognose ermöglicht. Dabei wird das einfache logarithmische Windprofil um einen Korrekturterm ψ erweitert, welcher von der Höhe z und der sogenannten Obukhov-Länge L_0 abhängt [14].

Die Formel zur Berechnung der Windgeschwindigkeit u_2 auf Nabenhöhe z_2 ergibt sich wie folgt, wobei u_1 die Windgeschwindigkeit auf Messhöhe z_1 beschreibt [15], [16]:

$$u_2 = u_1 * \frac{\ln\left(\frac{z_2}{z_0}\right) - \psi\left(\frac{z_2}{L_0}\right)}{\ln\left(\frac{z_1}{z_0}\right) - \psi\left(\frac{z_1}{L_0}\right)} \quad (1)$$

Die Obukhov-Länge ist eine physikalische Größe, welche den atmosphärischen Zustand in Abhängigkeit von mechanischen und thermischen Kräften beschreibt. In diesem Verfahren wird die Obukhov-Länge in Anlehnung an die VDI-Norm 3783 in Abhängigkeit von der Rauigkeitslänge z_0 und der Stabilitätsklasse bestimmt [17].

Die thermische Schichtung der Atmosphäre wird nach Monin-Obukhov in die drei Luftschichtungen stabil, labil und neutral eingeteilt. Diese können zusätzlich nach Pasquill-Gifford präziser in sechs Stabilitätsklassen unterteilt werden [18], wodurch eine exaktere Bestimmung der Obukhov-Länge ermöglicht wird. Die Ermittlung des jeweiligen atmosphärischen Zustandes erfolgt mithilfe des Temperaturgradienten, welcher die Temperaturänderung in Abhängigkeit der Höhe beschreibt. Wenn beispielsweise eine neutrale

thermische Schichtung auftritt, nimmt die Temperatur mit zunehmender Höhe ab, der Temperaturgradient ist negativ [16].

Zur Bestimmung des Temperaturgradienten werden mindestens Messwerte auf zwei Höhen benötigt, mit mehr als zwei Messwerten kann die thermische Schichtung genauer simuliert werden. In der nachfolgenden Tabelle 1 kann die Stabilitätsklasse anhand des Temperaturgradienten abgelesen werden.

Tabelle 1: Zuordnung der Stabilitätsklassen anhand des Temperaturgradienten [18]

Stabilitätsklasse	Temperaturgradient $\delta T/\delta z$ (K/100m)
A (sehr labil)	< -1,9
B (moderat labil)	-1,9 bis -1,7
C (schwach labil)	-1,7 bis -1,5
D (neutral)	-1,5 bis -0,5
E (leicht stabil)	-0,5 bis 1,5
F (sehr stabil)	> 1,5

Mit der Stabilitätsklasse und der Rauiglängte z_0 kann die Obukhov-Länge L_0 mithilfe der klassierten Werte in der VDI-Norm 3883 bestimmt werden, die zur Berechnung des Korrekturterms ψ benötigt wird [17]. Gemäß Businger-Dyer ist dieser bei einer stabilen thermischen Schichtung wie folgt definiert [15]:

$$\psi = -4,8 * \frac{z}{L_0} \quad (2)$$

Tritt hingegen eine labile Schichtung der Atmosphäre auf, wird ψ folgendermaßen berechnet:

$$\psi = 2 * \ln\left(\frac{1+x^2}{2}\right) - 2 * \tan^{-1}(x) + \frac{\pi}{2} \quad (3)$$

$$x = \left(1 - 19,3 * \frac{z}{L_0}\right)^{0,25} \quad (4)$$

Bei neutraler Schichtung wird der Korrekturterm Null und es ergibt sich das einfache logarithmische Windprofil.

3.3.2 Transformation der Einstrahlung in die PV-Modulebene

Die auf ein PV-Modul eintreffende Strahlung besteht aus den drei Strahlungskomponenten der direkten Strahlung, der diffusen Strahlung sowie der reflektierten Strahlung. Dabei ist eine Abhängigkeit von der geographischen Lage, vom tages- und jahreszeitbedingten Sonnenstand und von der Ausrichtung und Neigung des Moduls gegeben. Während historische Mess- oder Reanalysedaten der Einstrahlung die Intensität aufgrund des Standorts sowie der Tages- und Jahreszeit implizit abbilden, muss die eintreffende Strahlung in der

Modulebene modellintern ermittelt werden. Dabei setzt sich die resultierende Gesamtstrahlung in der Modulebene aus den drei Strahlungsanteilen nach Gleichung (5) zusammen [8].

$$E_{G,gen} = E_{direkt,geneigt} + E_{diffus,geneigt} + E_{reflektiert,geneigt} \quad (5)$$

Die von der Umgebung reflektierte Globalstrahlung $E_{refl,gen}$ wird mit Hilfe des Albedo-Wertes A bestimmt. Dieser gibt den von der Umgebungsoberfläche reflektierten Anteil der Strahlung an und wird mit einem Wert von 0,2 angenähert. Wiederum erreicht nicht die gesamte reflektierte Strahlung die Modulebene, sodass für $E_{refl,gen}$ gilt:

$$E_{reflektiert,geneigt} = E_{G,horizontal} \cdot A \cdot \sin^2\left(\frac{\gamma_E}{2}\right) \quad (6)$$

Für die direkte Strahlung wird die gemessene direkte Strahlung über einen geometrischen Ansatz auf die geneigte Fläche übertragen. Der zeitliche Verlauf der Sonnenposition beeinflusst dabei den in der Modulebene eintreffenden direkten Strahlungsanteil. Dazu werden der Sonnenhöhenwinkel γ_S und der Sonnenazimut α_S definiert³. Sowohl der Sonnenhöhenwinkel als auch der Sonnenazimut sind von der geographischen Lage, dem Datum des Jahres und der Tageszeit abhängig [19].

Die direkte Strahlung in der geneigten Modulebene $E_{direkt,geneigt}$ in Abhängigkeit der Ausrichtung α_E und Neigung des Moduls γ_E in Relation zur Sonnenposition wird über Gleichung (7) berechnet [19].

$$E_{direkt,geneigt} = E_{direkt,senkrecht} \cdot \cos \theta_{gen}$$

mit:

$$\cos \theta_{gen} = \frac{\sin \gamma_E}{\tan \gamma_E} \cos(\alpha_S - \alpha_E) + \sin \gamma_S \quad (7)$$

$$E_{direkt,senkrecht} = \frac{E_{direkt,horizontal}}{\sin \gamma_S}$$

3.4 Berechnung der Einspeisung

Mit den Wetterdaten auf Anlagenebene kann die Einspeisung berechnet werden. Dafür wird das von der BNetzA veröffentlichte Anlagenregister genutzt, in dem anlagenscharfe Informationen zur Leistung, Standort und ÜNB verfügbar sind [20]. Das Anlagenregister wird

³ Der Sonnenhöhenwinkel beschreibt die Sonnenhöhe als Winkel zwischen dem Sonnenmittelpunkt und dem Horizont aus der Perspektive eines Beobachters am Boden. Der Azimutwinkel definiert die Sonnenposition in der horizontalen Ebene. Er beschreibt den Winkel zwischen der Nordrichtung und dem Schnittpunkt des Vertikalkreises durch den Sonnenmittelpunkt mit der Horizontalen.

regelmäßig aktualisiert, sodass auch Zubauten berücksichtigt werden können. Außerdem sind für neuere Anlagen Daten zu Hersteller und Anlagentyp sowie weitere Informationen hinterlegt.

3.4.1 Berechnung der Einspeisung aus WEA

Falls der Hersteller und Anlagentyp im Anlagenregister angegeben ist, wird den Anlagen die entsprechende reale Kennlinie zugeordnet. Wenn die Daten nicht verfügbar sind, wird anhand der Leistung und des Inbetriebnahmedatums eine vergleichbare Kennlinie gefunden und zugeordnet. Mit der Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe, der installierten Leistung und der Kennlinie wird dann anlagenscharf die Einspeisezeitreihe berechnet.

Da reale Kennlinien weder Ausfälle, Verschmutzung, Verschattung oder sonstige leistungsmindernde Faktoren berücksichtigen, wird mithilfe von historischen Daten eine Korrekturkurve gebildet, die diese Einflüsse berücksichtigt. Die Korrekturkurve berücksichtigt verschiedene Windgeschwindigkeiten und regionale Einflüsse. Sie wurde im Rahmen der Arbeit anhand der historischen Daten von 2015 kalibriert. Eine Überprüfung mit Einspeisungen der Jahre zuvor hat ergeben, dass die Korrekturkurve gut geeignet ist, die leistungsmindernden Faktoren zu beschreiben.

3.4.2 Berechnung der Einspeisung aus PVA

Mit der in die Modulebenen transformierten Strahlung wird anschließend die Einspeisung der PVA berechnet. Basis dafür sind Übertragungsnetzknottenscharfe installierte Kapazitäten, die aus dem Anlagenregister abgeleitet wurden. Aufgrund fehlender öffentlicher Informationen zu Anlagenausrichtung und -neigung werden Erfahrungswerte genutzt. Für die unterstellte Neigung von rund 37° und einen um Süden verteilten Azimut der Anlagen wird die Strahlungstransformation einzeln vorgenommen. Anschließend wird die erzeugte elektrische Leistung berechnet.

Zunächst wird dazu eine idealisierte Einspeisung in Abhängigkeit der Globalstrahlung und der Modultemperatur berechnet. Gleichung (8) beschreibt die Änderung der erzeugten elektrischen Leistung P_{Modul} bei gegenüber der STC-Einstrahlung von 1000 W/m^2 geänderten Einstrahlung E_{Modul} und bei temperaturbedingter Reduktion der Einspeisung abhängig vom Temperaturkoeffizienten α und der Abweichungen der Temperatur T_{Modul} von den Standardtestbedingungen von 25°C [10].

$$P_{Modul} = \frac{E_{Modul}}{1000 \text{ W/m}^2} \cdot \eta_{rel} \cdot \eta_{WR} \cdot \eta_{Verluste} \quad (8)$$

Die Modultemperatur T_{Modul} wird dabei anhand der Umgebungstemperatur T_U und der Erwärmung des Moduls aufgrund der Einstrahlung E_{Modul} ermittelt. Der Faktor γ beschreibt dabei die Erwärmung des Moduls und ist abhängig von der Installationsart der PVA; freistehende Anlagen ($\gamma = 0,02 \text{ }^\circ\text{Cm}^2/\text{W}$) werden weniger stark erwärmt als Aufdachanlagen ($\gamma = 0,056 \text{ }^\circ\text{Cm}^2/\text{W}$), bei denen auf der Modulrückseite keine Luftzirkulation stattfindet. Da es sich bei einem Großteil der installierten Anlagen um Aufdachanlagen handelt, wird vereinfachend $\gamma = 0,056 \text{ }^\circ\text{Cm}^2/\text{W}$ unterstellt [10].

$$T_{Modul} = T_U + \gamma E_{Modul} \quad (9)$$

Zur Abbildung der einstrahlungsabhängigen Änderung des Wirkungsgrades wird ein relativer Modulwirkungsgrad definiert, der die Abweichung vom STC-Wirkungsgrad angibt. Der relative Modulwirkungsgrad der PVA berücksichtigt die Veränderlichkeit des STC-Auslegungswirkungsgrades je nach Bestrahlungsstärke in Modulebene. Dabei wird die auf STC-Bedingungen normierte Einstrahlung E'_{Modul} sowie die Modultemperatur und STC-Temperatur berücksichtigt [21]. Die Koeffizienten $k_{1,j}$ bis $k_{6,j}$ sind technologiespezifischen Materialkonstanten nach Schubert [4].

$$\begin{aligned} \eta_{rel} = & 1 + k_1 \ln(E'_{Modul}) + k_2 (\ln(E'_{Modul}))^2 \\ & + (k_3 + k_4 \ln(E'_{Modul}) + k_5 \ln(E'_{Modul})^2) \\ & * (T_{Modul} - T_{STC}) + k_6 (T_{Modul} - T_{STC})^2 \end{aligned} \quad (10)$$

Anschließend wird die DC-Leistung der PV-Module in die AC-Leistung für die Netzeinspeisung umgerechnet. Dazu wird der Wirkungsgrad η_{WR} des Wechselrichters berechnet [22]. Der Wirkungsgrad ist abhängig vom Verhältnis der DC-Leistung P_{DC} sowie der Nennleistung des Wechselrichters P_{Nenn} und den drei Wechselrichter-Koeffizienten k_0 , k_1 und k_2 , wobei typische Koeffizienten aus Macêdo und Zilles [22] unterstellt werden.

$$\eta_{WR} = \frac{p_{DC} - (k_0 + k_1 \cdot p_{DC} + k_2 \cdot p_{DC}^2)}{p_{DC}} \quad (11)$$

$$\text{mit: } p_{DC} = \frac{P_{DC}}{P_{Nenn}}$$

Zusätzlich werden weitere Verluste $\eta_{Verluste}$ berücksichtigt. Verluste durch Verschattungen und Ausfälle werden berücksichtigt, wobei dabei aufgrund der hohen Anzahl an Anlagen ein jährlich konstanter Wert von rund 5 % unterstellt wird. Weiterhin werden typische Systemverluste von PVA berücksichtigt. Diese setzen sich unter anderem aus Abweichungen der Modulwirkungsgrade vom Datenblattwerk, Reflexionen, Kabelverluste, Übergangsverluste an Lötstellen und Abweichungen des Wechselrichterwirkungsgrades vom Datenblattwerk zusammen. Diese werden in der Literatur aus Langzeitbetriebserfahrung zu rund 9,5 % abgeleitet [10], [11].

4 Exemplarische Ergebnisse

Zur Beurteilung der Realitätsnähe der berechneten Einspeisezeitreihen wird das beschriebene Modell zur Plausibilisierung für das Jahr 2015 angewendet und die Ergebnisse mit der historischen Einspeisung verglichen. Als Eingangsdaten für die Einspeisung von PVA dienen Wetterzeitreihen des Deutschen Wetterdienstes (DWD) [23]. Dort werden historische Messwerte von rund 30 Messstationen für Globalstrahlung und diffuse Strahlung in Deutschland im stündlichen Zeitraster sowie bodennahe Temperaturmessungen (10m) für 78 Messstationen im gleichen Zeitraster veröffentlicht. Für die Berechnung der Einspeisung von WEA dienen Reanalysedaten der Windgeschwindigkeit und der Temperatur des MERRA-

Projektes (Modern-Era Retrospective Analysis for Research and Applications) der NASA (National Aeronautics and Space Administration) [24]. Dort sind Windgeschwindigkeiten auf drei unterschiedlichen Messhöhen (2m, 10m und 50m) und Temperatur auf zwei unterschiedlichen Messhöhen (2m und 10m) öffentlich zugänglich, die als Eingangsdaten für das Monin-Obukhov-Modell erforderlich sind. Zur Validierung werden historische Einspeisereihen der deutschen ÜNB genutzt, welche für WEA auch zur Analyse der Verschattungseffekte zu Rate gezogen werden.

Zur Ermittlung der regional verteilten Kapazitäten von WEA und PVA in Deutschland wurde das Anlagenregister der vier deutschen ÜNB sowie der BNetzA ausgewertet. Auf dieser Basis können die installierten Kapazitäten in Deutschland einem PLZ-Gebiet und einem Übertragungsnetzknotten zugeordnet werden. Um vorhandene Informationen für WEA weitergehend zu nutzen, sind zusätzlich Inbetriebnahmedaten sowie Nabhöhen und Anlagentypbezeichner bei Verfügbarkeit ausgewertet, um entsprechende Anlagenkennlinien zuzuordnen. Diesen wurden entsprechend des Anlagentyps, alternativ entsprechend der Anlagenkapazität und des Inbetriebnahmedatums zugeordnet. Darauf basierend wird an jedem Netzknoten für jeden Anlagentyp die Einspeisung berechnet.

Zur Validierung sind in Abbildung 4 der historische und der berechnete Verlauf der kumulierten Einspeisung für Deutschland abgebildet. Es ist erkennbar, dass Höhe und Verlauf der Einspeisung gut getroffen werden. Die historische Spitzeneinspeisung von rund 73,2 % wird nur geringfügig überschätzt, die über das Jahr kumulierte Stromerzeugung von rund 69,5 TWh wird nur geringfügig unterschätzt. Auch Gradienten werden, wie graphisch verdeutlicht, gut getroffen. Die maximalen Abweichung der simulierten Einspeisung von der historischen Einspeisung nach oben und unten liegen im Bereich von 4750 MW beziehungsweise -5800 MW und damit bei ca. 10 % der installierten Leistung.

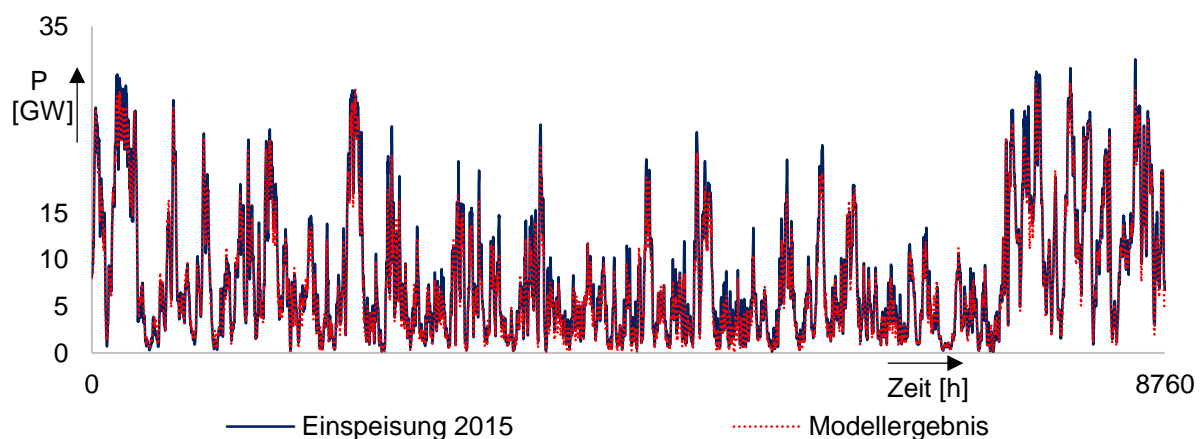


Abbildung 4: Vergleich des historischen und simulierten Einspeiseverlaufs von WEA

Eine genauere Auswertung der deutschlandweiten Ergebnisse der Simulation sind in Tabelle 1 dargestellt. Der mittlere quadratische Fehler (RSME) von 1233 MW sowie die Korrelation von 98,4 % zeigen die gute Übereinstimmung der Berechnung mit den historischen Werten.

Tabelle 2: Vergleich der Simulationsergebnisse mit historischen Daten für WEA-Einspeisung

	Modellergebnis	Historisches Ergebnis 2015
Kapazität (Jahresende)		41602,3 MW
Volllaststunden	1708 h	1737 h
Stromerzeugung	68,3 TWh	69,5 TWh
Spitzeneinspeisung	74,5 %	73,2 %
Minimal Einspeisung	0,201 %	0,278 %
Maximale Abweichung des Modells nach oben		4758 MW
Maximal Abweichung des Modells nach unten		-5771 MW
Mittlere Abweichung		-132 MW
RSME		1233 MW
Korrelation		98,4 %

Da zur Kalibrierung der Verschattungskennlinie das historische Jahr 2015 genutzt wurde, wurde zusätzlich das Jahr 2014 auf Basis der gleichen Datengrundlage mit unveränderter Verschattungskurve berechnet, um die Robustheit der Simulationsergebnisse zu untersuchen. Dabei zeigen sich ein RSME bei 1209 MW, eine Korrelation von 97,6 % sowie eine mittlere Abweichung von 176 MW. Auch die Stromerzeugung wird mit 51,5 TWh im Modell im Vergleich mit der historischen Energiemenge von 49,9 TWh gut getroffen. Es ist erkennbar, dass die Verschattungskennlinie unabhängig vom Wetterjahr zu realitätsnahen Ergebnissen führt und nicht zwingend eine Neukalibrierung notwendig ist.

Da für eine Übertragungsnetzsimulation realistische und regional verteilte Einspeisezeitreihen relevant sind, sind regionale Simulationsergebnisse in Abbildung 5 exemplarisch dargestellt. Für eine Woche sind Zeitreihen der beiden Regelzonen 50Hertz und Amprion abgebildet.

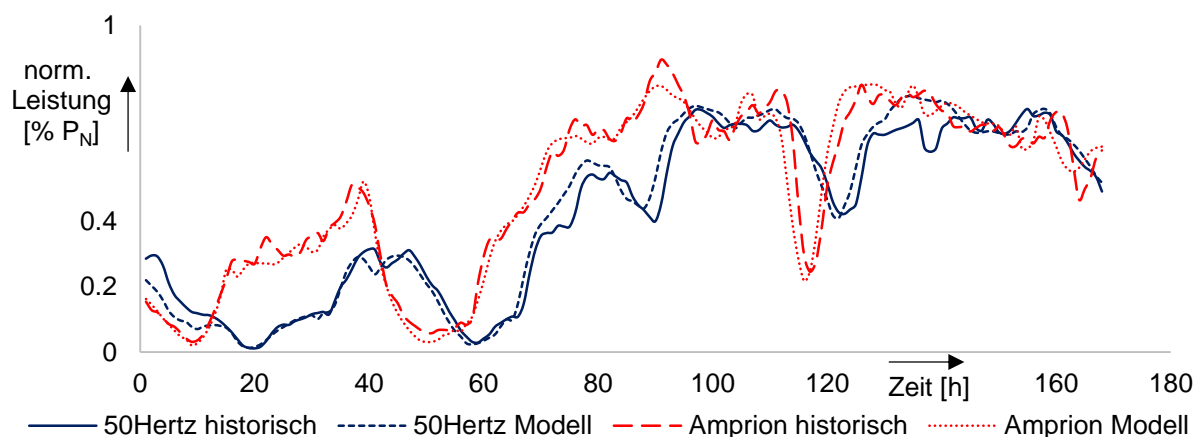


Abbildung 5: Verlauf der historischen und simulierten regionalen Einspeisung von WEA

Um die Ergebnisse mit historischen Zeitreihen vergleichen zu können wurden die Modellergebnisse der Netzknoten der Regelzonen aggregiert. Da keine historischen, regional höher aufgelösten Einspeisezeitreihen öffentlich verfügbar sind, ist eine Überprüfung auf

Netzknotenebene nicht möglich. Die Darstellung einer exemplarischen Woche ermöglicht eine genauere Überprüfung des detaillierten Einspeiseverhaltens in den unterschiedlichen Regionen. Es ist eine gute Übereinstimmung der simulierten und historischen Zeitreihe festzustellen. Insbesondere ist erkennbar, dass in beiden Regionen unterschiedliche Verläufe korrekt berechnet werden. Somit sind die berechneten netzknotenscharfen Zeitreihen geeignet, regionale Charakteristika von WEA-Einspeisungen für Übertragungsnetzsimulationen abzubilden.

Auch für die Einspeisung aus PVA wird zunächst der berechnete und simulierte Verlauf der Einspeisung für das Jahr 2015 in Abbildung 6 dargestellt.

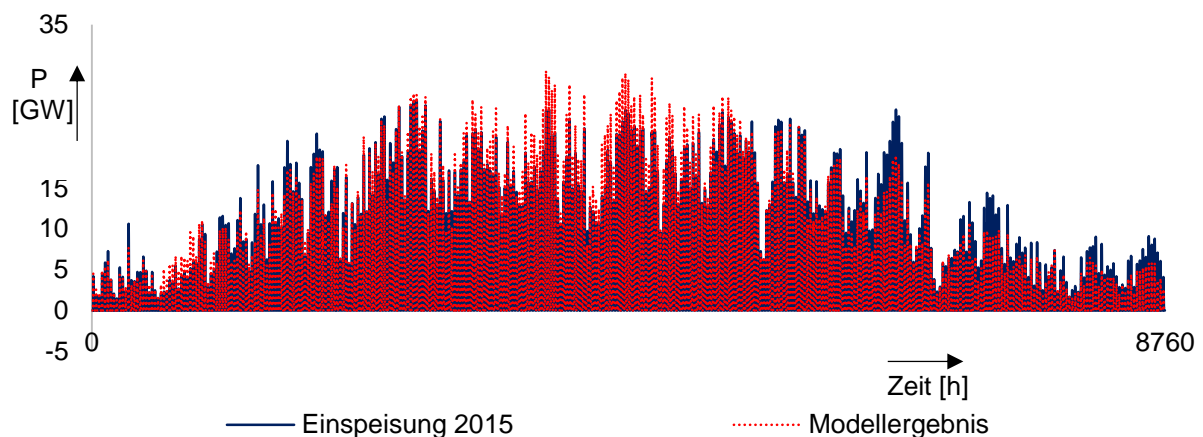


Abbildung 6: Vergleich des historischen und simulierten Einspeiseverlaufs von PVA

Gut erkennbar ist der saisonale Verlauf der Einspeisung mit geringerer Einspeisung im Winter und hoher Einspeiseleistung in den Sommermonaten. Auch ist erkennbar, dass charakteristisch auftretende Einspeisetäler und -spitzen gut getroffen werden. Ein Vergleich der Simulationsergebnisse mit historischen Werten für das Jahr 2015 ist in Tabelle 3 dargestellt. Die historische Stromerzeugung im Jahr 2015 von 34,9 TWh wurde mit 31,6 TWh gut getroffen. Die historische Spitzeneinspeisung von 61,75 % P_N weicht in der Berechnung um 8 Prozentpunkte ab. Der RSME von 2023 MW ist im Vergleich zu den Ergebnissen der WEA-Einspeisung höher, auch die Korrelation von 94,5 % fällt etwas geringer aus. Dafür sind verschiedene Gründe anzubringen. Einerseits sind systematische Unterschätzungen der Einspeisung gegen Ende des Jahres auffällig. Ein möglicher Grund für diese Abweichung ist der Anstieg der installierten Leistung im Jahresverlauf 2015, der bei der Berechnung der Einspeisung von PVA nicht berücksichtigt wurde. Außerdem ist an einzelnen Tagen eine stärkere Abweichungen der berechneten PV-Einspeisung von den historischen Werten erkennbar, als dies bei der Einspeisung von WEA der Fall war. Eine mögliche Ursache dafür ist die geringe Dichte von 30 Strahlungsmessstationen in Deutschland, was zu lokal fehlerhaften Einstrahlungszeitreihen führen kann. Darauf deutet auch die mittlere Abweichung der berechneten Einspeisung vom -375 MW hin. Bei dieser Abweichung kommt zusätzlich zum Tragen, dass durch die steilen tageszeitabhängigen Gradienten bereits ein geringer zeitlicher Versatz von historischen und berechneten Zeitreihen zu hohen Abweichungen in der berechneten Leistung zu diesem Zeitpunkt führen kann.

Tabelle 3: Vergleich der Simulationsergebnisse mit historischen Daten für die PV-Einspeisung

	Modellergebnis	Historisches Ergebnis 2015
Kapazität (Jahresende)		41737,5 MW
Volllaststunden	836 h	757 h
Stromerzeugung	34,9 TWh	31,6 TWh
Spitzeneinspeisung	61,75 %	70,15 %
Minimal Einspeisung	0 %	0 %
Maximale Abweichung des Modells nach oben		8682 MW
Maximal Abweichung des Modells nach unten		-10282 MW
Mittlere Abweichung		-375 MW
RSME		2023 MW
Korrelation		94,5 %

Auch die PV-Einspeisung ist für eine Übertragungsnetzsimulation netzknottenscharf zu berechnen. In Abbildung 7 wird exemplarisch der Verlauf der PV-Einspeisung über eine Woche in den zwei Regelzonen TenneT und Amprion abgebildet. Auch hier werden die regionalen Verläufe gut getroffen. An einzelnen Tagen sind Abweichungen der Modellergebnisse von historischen Zeitreihen zu erkennen. Hier kommt die geringe Dichte der Messstationen zum Tragen, da lokale Wetterphänomene an wechselhaften Tagen gegebenenfalls nicht in den Messdaten enthalten sind. An Tagen mit überregional einheitlichen Wetterverhältnissen sind gute Ergebnisse möglich.

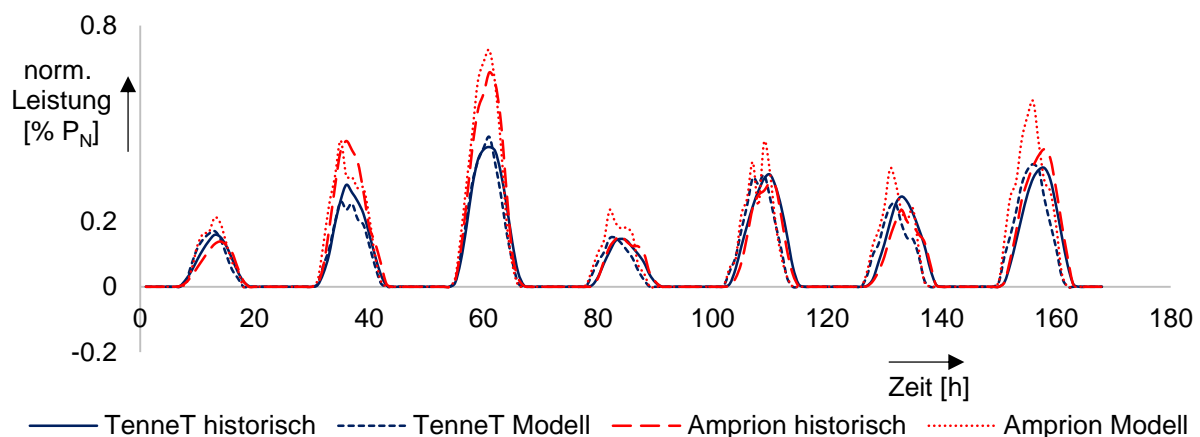


Abbildung 7: Verlauf der historischen und simulierten regionalen Einspeisung von PVA

5 Fazit und Ausblick

Zur Reduktion des CO₂-Ausstoßes im Stromsektor ist der Zubau von WEA und PVA politisch vorgegeben. Um die damit einhergehende Veränderung der Transportaufgabe im Übertragungsnetz durch Netzsimulationen zu untersuchen, sind regionale Einspeisezeitreihen erforderlich. Ziel dieser Arbeit war daher die Entwicklung eines

fundamentalen Modells zur Ermittlung von netzknotenscharfen Einspeisezeitreihen für Windenergie- und Photovoltaikanlagen.

Fundamentale Einflussgrößen auf die Einspeisung von Windenergieanlagen bilden das Dargebot am Anlagenstandort, also insbesondere die Windgeschwindigkeit, die technische Ausgestaltung der Anlagen sowie äußere Einflüsse wie Verschattungen und Ausfälle. Bei Photovoltaikanlagen sind Einflussfaktoren die Globalstrahlung in Modulebene, der Sonnenstand sowie die Neigung und Ausrichtung des Moduls.

Das im Rahmen dieser Arbeit entwickelte mehrstufige Verfahren ermittelt netzknotenscharfe und stündliche Einspeisezeitreihen auf Basis räumlich hoch aufgelöster Wetterdaten, unter Berücksichtigung technischer Eigenschaften, installierter Leistungen und von kalibrierter Verschattungskurven. Zum Verfahren gehört unter anderem eine Inter- und Extrapolation von Wetterdaten in horizontaler und vertikaler Richtung unter Berücksichtigung der atmosphärischen Schichtung vor Ort.

Exemplarische Untersuchungen zu den hergeleiteten Zeitreihen zeigen eine hohe Realitätsnähe bezüglich Spitzeneinspeisung, Verlauf, Gradient und Energiemenge bei Windenergieanlagen als auch bei Photovoltaikanlagen auf. Das Verfahren weist eine hohe Realitätsnähe bei gleichzeitig hoher räumlicher Auflösung der hergeleiteten Einspeisezeitreihen auf.

Als Ausblick ist festzuhalten, dass das neue Verfahren auch für andere Länder zu plausibilisieren und zu validieren ist. Die gewonnen Erkenntnisse können für eine weitere Verbesserung der Modellgüte genutzt werden. Für die Prognose zukünftiger Einspeisezeitreihen sind der zukünftige regionale Zubau von WEA und PVA sowie technische Entwicklungen, beispielsweise höhere Nabenhöhen sowie verbesserte Wirkungsgrade und Kennlinien, zu berücksichtigen, um die zukünftige Transportaufgabe im Übertragungsnetz genauer abschätzen zu können.

Literatur

- [1] U. Foken, Leistungsvorhersage räumlich verteilter Windkraftanlagen unter besonderer Berücksichtigung der thermischen Schichtung der Atmosphäre, VDI Verlag, Volume 503, 2003.
- [2] M. Lange und U. Focken, Physical Approach to Short-term Wind Power Prediction, Berlin: Springer Verlag, 2006.
- [3] „Cesar - Cabauw experimental site for atmospheric research,“ 2017. [Online]. Available: <http://www.cesar-database.nl/>. [Zugriff am 24 01 2017].
- [4] G. Schubert, „Modellierung der stündlichen Photovoltaik- und Windstromeinspeisung in Europa,“ in *12. Symposium Energieinnovation*, Graz, 2012.
- [5] A. Kusiak und Z. Song, „Design of wind farm layout for maximum wind energy capture,“ *Renewable Energy* 35, 2010.

- [6] K. E. Diamond und E. J. Crivealla, „Wind turbine wakes, wake effect impacts, and wind leases: Using solar access laws as the model for capitalizing on wind rights during the evolution of wind policy standards,“ *Duke Environmental Law & Policy Forum*, Vol. 22:195, 2011.
- [7] E. Hau, Windkraftanlagen: Grundlagen, Technik, Einsatz, Wirtschaftlichkeit, Berlin: Springer Verlag, 2008.
- [8] V. Quaschnig, Regenerative Energiesysteme: Technologie - Berechnung - Simulation, Hanser Verlag, 2009.
- [9] V. Wesselak und S. Voswinkel, Photovoltaik: Wie Sonne zu Strom wird, Berlin: Springer Verlag, 2012.
- [10] E. Lorenz, T. Scheidsteiger, J. Hurka, D. Heinemann und C. Kurz, „Regional PV power prediction for improved grid integration,“ in *Progress in Photovoltaics, Research and Applications*, Spain, 2011.
- [11] G. Wirth, *Modellierung der Netzeinflüsse von Photovoltaikanlagen unter Verwendung meteorologischer Parameter*, 2014.
- [12] A. Dolara, G. C. Lazaroiu, S. Leva und G. Manzolini, „Experimental investigation of partial shading scenarios on PV (photovoltaic) modules,“ *Energy*, vol. 55, 2013.
- [13] D. Etling, Theoretische Meteorologie, Heidelberg: Springer Verlag, 2008.
- [14] A. Monin und A. Obukhov, Basic laws of turbulent mixing in the surface layer, Geophys, 1954.
- [15] J. Businger, Y. Izumi, E. Bradley und J. Wyngaard, in *Flux-Profile Relationships in the Atmospheric surface layer*, Journal of Meteorology, 1971, pp. 181-189.
- [16] S. Fechner, „Preprosessering av meteorologiske data for atmosfæriske teoretisk/numeriske modeller,“ Norwegian University of Science and Technology, Trondheim, 2015.
- [17] Verein Deutscher Ingenieure, „Messwertgestützte Turbulenzparametrisierung für Ausbreitungsmodelle, VDI 3783, Blatt 8,“ VDI, Düsseldorf, 2015.
- [18] H. Merbitz, Untersuchung und Modellierung der raumzeitlichen Variabilität urbaner und regionaler Feinstaubkonzentrationen, Aachen: RWTH Aachen, 2013.
- [19] M. Gulin, M. Vasak und M. Baotic, „Estimation of the global solar irradiance on tilted surfaces,“ in *17th International Conference on Electrical Drives and Power Electronics (EDEP 2013)*, 2013.
- [20] „Veröffentlichung der im Anlagenregister registrierten Daten,“ Bundesnetzagentur, 2017. [Online]. Available: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Anlagenregister/Anlagenregister_node.html. [Zugriff am 15 01 2017].

- [21] T. Huld, R. Gottschalg, H. G. Beyer und M. Topic, „Mapping the performance of PV modules, effects of module type and data averaging,“ *Solar Energy* 84, 2010.
- [22] W. N. Macêdo und R. Zilles, „Operational results of grid-connected photovoltaic systems with different inverters sizing factors (ISF),“ in *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, 2007.
- [23] „Downloadarchiv der Stundenwerte von 78 Messstationen in Deutschland,“ Deutscher Wetterdienst, 2017. [Online]. Available: <http://www.dwd.de/DE/leistungen/klimadatendeutschland/klarchivstunden.html?nn=16102>. [Zugriff am 15 01 2017].
- [24] „MERRA: Modern-Era Retrospective Analysis for Research and Applications,“ National Aeronautics and Space Administration (NASA), [Online]. Available: <https://gmao.gsfc.nasa.gov/reanalysis/MERRA/>. [Zugriff am 24 01 2017].