

Untersuchung des Ertrags von Photovoltaikdachanlagen bis 30 kW_p in Deutschland im Zeitraum 2014 bis 2017

Henrik te Heesen¹, Volker Herbolt², Martin Rumpler³

Abstract: 1,6 Millionen Photovoltaikanlagen wurden in den letzten Jahren in Deutschland installiert, die eine qualitativ stark heterogene Struktur aufweisen. Insbesondere sind bei PV-Dachanlagen mit einer installierten Nennleistung bis 30 kW_p große Qualitätsunterschiede festzustellen. Zur Bewertung der Qualität nutzen wir Fernüberwachungsdaten von rund 23.000 PV-Anlagen in Deutschland mit täglicher Auflösung aus dem Zeitraum 2014 bis 2017 aus öffentlich zugänglichen Quellen, bereinigen die Stromertragsdaten und klassifizieren diese zu Referenzerträgen. Dabei ergibt sich, dass bereits sowohl die Anlagenkonfiguration als auch die Datenkommunikation der Anlagen zur Ertragsdatenübermittlung Fehler aufweisen. Des Weiteren zeigt sich, dass die Erträge der PV-Anlagen um 10 bis 20 Prozentpunkte kleiner als der technisch mögliche Referenzertrag von Dachanlagen in Deutschland ist. Dies lässt sich insbesondere auf Störungen und Ausfälle technischer Komponenten der PV-Anlagen zurückführen. Die Ermittlung der Referenzerträge kann die Betreiber der PV-Anlagen dabei unterstützen, Ertragsmängel zu identifizieren, um Gegenmaßnahmen einzuleiten.

Keywords: Photovoltaik; Ertrag; Dachanlage; Fernüberwachung

1 Einleitung

Deutschland weist im Photovoltaiksektor mit einer installierten Nennleistung von 43 GW_p zum 31.12.2017 [Wir18] bei 1,6 Millionen PV-Anlagen [Ope18] eine stark heterogene Verteilung der PV-Anlagenstruktur auf. Der Schwerpunkt der in Deutschland installierten Anlagen liegt bei Dachanlagen mit einer Nennleistung bis zu 30 kW_p; etwa eine Millionen PV-Anlagen sind in diesem Segment in den letzten Jahren errichtet worden.

Verschiedene Publikationen haben in den letzten Jahren gezeigt, dass die Qualität von PV-Anlagen und die damit verbundenen Stromerträge häufig unzureichend sind [tHR17b]; [tHP14]. Diese Beobachtung lässt sich auch in anderen europäischen Ländern wiederfinden [Gt15]; [Le1+15]; [Nor+15]; [Pt15]; [Kau+14]; [Dre+04]. In dieser Publikation werden wir die Erträge von Photovoltaikanlagen auf Tagesbasis untersuchen und bewerten, die über öffentlich verfügbare Webseiten abrufbar sind. Die

¹ Hochschule Trier, Umwelt-Campus Birkenfeld, Campusallee, 55768 Neubrück (Nahe), Deutschland
h.teheesen@umwelt-campus.de

² Hochschule Ulm, Albert-Einstein-Allee 55, 89081 Ulm, Deutschland herbolt@hs-ulm.de

³ Hochschule Trier, Umwelt-Campus Birkenfeld, Campusallee, 55768 Neubrück (Nahe), Deutschland m.rumpler@umwelt-campus.de

ausgewerteten Daten beinhalten die Ausrichtung und Neigung, die installierte Nennleistung und den Standort als fünfstellige Postleitzahl sowie den Stromertrag der PV-Anlagen im Zeitraum vom 01.01.2014 bis 31.12.2017. Mit Hilfe dieser Daten werden wir der Frage nachgehen, wie sich aus den Ertragsdaten ein Referenzertrag ermitteln lässt, den technisch gute Anlagen erreichen können. Diesen Referenzertrag werden wir mit dem Ertrag der PV-Dachanlagen in Deutschland in Beziehung setzen und daraus einen jährlichen Stromertragsverlust in diesem PV-Anlagensegment ableiten.

2 Methoden

Ausgangspunkt der Analyse sind Messdaten von PV-Anlagen, die über ein internetbasiertes Fernüberwachungssystem verfügen und deren Daten öffentlich verfügbar sind. Die Rohdaten werden zunächst anonymisiert, sodass keine Rückschlüsse auf die einzelne Anlage bzw. den Betreiber möglich sind. Anschließend erfolgt die Datenverarbeitung und -bereinigung. Zentrale Komponente zur Datenaufzeichnung ist ein Datenlogger, der die Messdaten der einzelnen Komponenten aufzeichnet, speichert und über das Internet an einen zentralen Server übermittelt. Darüber hinaus ist die Konfiguration jeder PV-Anlage bekannt. Neben dem Standort der Anlagen fließen die Ausrichtung und Neigung der Solarmodule in die Analyse ein. Die Messdaten liegen typischerweise in 5 oder 15-Minuten-Intervallen für jede PV-Anlage vor. Für die Auswertung werden Tagesertragsdaten verwendet und auf Monatswerte aggregiert. Als Energiekennzahl zur Bewertung der Stromproduktion wird der spezifische Ertrag als Quotient aus dem Energieertrag und der installierten Nennleistung verwendet.

2.1 Räumliche Eingrenzung

Die Publikation soll die Leistungsfähigkeit von PV-Anlagen in Deutschland untersuchen. Deutschland hat allerdings unterschiedliche klimatische Zonen in Bezug auf Einstrahlung und Temperatur. Da die verwendeten Qualitätskriterien meteorologische Besonderheiten wie z. B. unterschiedliche Umgebungstemperaturen nicht berücksichtigen, wurden die Auswertungen nach zweistelligen Postleitzahlbereichen durchgeführt.

Die zweistelligen PLZ-Gebiete erstrecken sich meist über Regionen mit ähnlichen klimatischen Bedingungen. Die Lage einer Anlage innerhalb des PLZ-Gebiets spielt für die Auswertung von Ertrag und Einstrahlung eine vernachlässigbare Rolle. Bezogen auf die Anzahl der Anlagen ergibt sich aufgrund der höheren Anlagendichte in Süddeutschland eine Häufung von auswertbaren Anlagen, daher ist die Analyse in diesen Regionen genauer als im restlichen Bundesgebiet.

Um die Anzahl der auswertbaren Anlagen zu vergrößern, werden für die regionale Analyse von Ertrag und Einstrahlung sämtliche PV-Anlagen betrachtet, deren Standort sich innerhalb eines zweistelligen PLZ-Gebiets und den direkt angrenzenden PLZ-

Gebieten befindet (z. B. PLZ-Region 46xxx mit den benachbarten Regionen 45, 47 und 48). Dies führt zu einer stärkeren Durchmischung der Regionalanalyse, sodass einzelne Anlagen bzw. Anlagencluster die Untersuchung für einzelne PLZ-Bereiche nicht unverhältnismäßig beeinflussen können.

2.2 Datenqualität

Bei der explorativen Datenanalyse [Tuk77] zeigt sich, dass es teilweise Anlagen gibt, welche unplausible Werte bzw. gar keine Werte liefern. Um ein korrektes Ergebnis zu ermöglichen, wurden daher zunächst die Tageswerte von Anlagen herausgefiltert, die extreme Werte aufwiesen bzw. keine Werte aufzeichneten.

Die für die Auswertung relevanten Kennzahlen zur Analyse der statistischen Ergebnisse sind der Median und die Quartile. Der Abstand zwischen dem 1. und 3. Quartil wird als Interquartilsabstand (IQR) bezeichnet. Bei einer Normalverteilung entspricht der Median dem arithmetischen Mittelwert. Um eine Annäherung an die Normalverteilung zu erlangen, müssen Median und arithmetisches Mittel also angenähert werden. Kriterium für die Güte des Algorithmus ist daher die Differenz beider Werte.

Nachdem die Anlagen entfernt wurden, die keine Werte liefern, durchlaufen die übrigen Anlagen ein zweistufiges Verfahren [tH16]. Ziel des Verfahrens ist es, Ausreißer auszuschließen und dadurch eine Normalverteilung der Erträge der Anlagen zu gewährleisten. Eine geeignete Methode hierfür stellt nach [Tuk77] die Verwendung des IQR dar. Demnach werden alle Werte, welche sich innerhalb des Wertebereichs zwischen dem 1. Quartil $-1,5$ -fachen IQR und dem 3. Quartil $+1,5$ -fachen IQR befinden, als valide Werte angesehen.

Die Ertragsdaten aller Anlagen, die sich in einem einstelligen Postleitzahlbereich befinden, werden für jeden Tag des Betrachtungszeitraums bewertet. Anlagen, deren Erträge außerhalb der Ausreißergrenzen (d. h. deren Werte kleiner als die untere Grenze des Wertebereichs bzw. größer als die obere Grenze des Wertebereichs sind) liegen, werden im weiteren Verlauf des Algorithmus nicht mehr berücksichtigt. Nachdem der Algorithmus für die einstelligen PLZ-Bereiche nach zweimaligem Durchlauf der Datenbereinigung abgeschlossen ist, wird die Datenbereinigung zweifach für sämtliche zweistellige Postleitzahlbereiche durchlaufen. Grund für die zweifache Anwendung der Datenbereinigung auf die Ertragsdaten ist, dass der einmalige Durchlauf des Verfahrens zu linksschiefen Normalverteilungen führen kann. Die Filterung der Messdaten zunächst auf einstelliger und anschließend auf zweistelliger PLZ-Ebene vergrößert die Anzahl auswertbarer Messdaten.

3 Ergebnisse

Die Ergebnisse der explorativen Ertragsdatenanalyse teilen sich in die Darstellung der Datengrundlage und -qualität sowie die Untersuchung der Stromerträge auf.

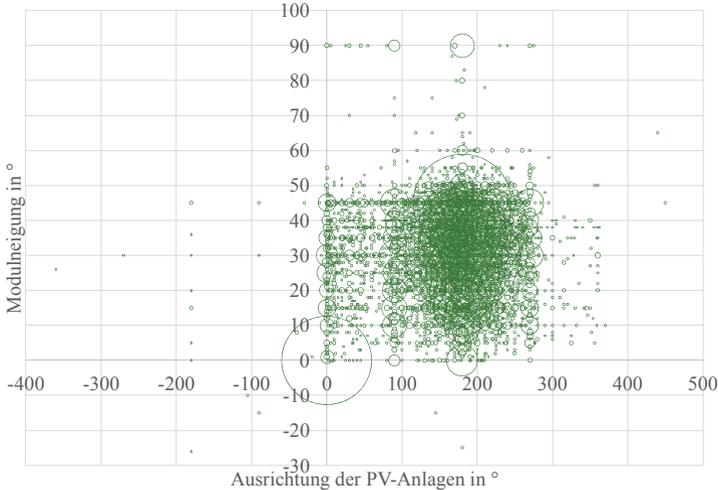


Abb. 1: Häufigkeit der Ausrichtung und Neigung der Photovoltaikanlagen der PV-Anlagen. Die Größe des Kreises spiegelt die Häufigkeit wider. Die meisten Anlagen haben eine südliche Ausrichtung und eine Neigung zwischen 15 und 40°. Eine große Anzahl der Anlagen weist eine Ausrichtung von 0°(Norden) und eine Neigung von 0°(horizontal) auf - dies deutet auf eine Fehlkonfiguration der PV- Anlagen im Fernüberwachungssystem hin.

3.1 Datengrundlage und Datenqualität

Datengrundlage für die Untersuchung bilden 22.967 Photovoltaikanlagen in Deutschland mit einer installierten Nennleistung bis 30 kW_p. Von diesen PV-Anlagen liegen neben der anlagenspezifischen Konfiguration die Stromerträge auf Tagesbasis für den Zeitraum 2014 bis 2017 vor. Abb. zeigt die statistische Verteilung von Ausrichtung der Anlagen und Neigung der PV-Module. Anhand der Größe der Kreise ist deutlich zu erkennen, dass die meisten Anlagen eine südliche Ausrichtung (180°) aufweisen. Darüber hinaus gibt es Häufungen nach Osten (90°) und Westen (270°). Unverhältnismäßig viele PV-Anlagen sind mit einer nördlichen Ausrichtung (0°) konfiguriert. Dies deutet auf einen Fehler der Konfiguration im Fernüberwachungssystem hin, da es aus technischer und wirtschaftlicher Sicht nicht sinnvoll ist, in Deutschland Anlagen nach Norden zu orientieren.

Ein weiteres Merkmal der Datenqualität ist die Häufigkeit, mit der die Datenkommunikation ausfällt und für einzelne Tage keine Ertragsdaten vorliegen. Grund

für die fehlenden Daten können sowohl ein Ausfall der PV-Anlage oder eine Störung bei der Kommunikation zwischen PV-Anlage und Datenserver sein. In Abb. 2 ist die mittlere relative Anzahl an Fehltagen von Photovoltaikdachanlagen in Deutschland dargestellt. Dabei ist zu erkennen, dass, bezogen auf sämtliche Anlagen in einer zweistelligen Postleitzahlregion, für 15 bis 20 Prozent der Tage eines Jahres keine Ertragsinformationen vorliegen. Zwar ist eine Störung der Datenkommunikation nicht gleichbedeutend mit einem Ertragsverlust, aber dennoch zeigt dies, dass die Betreiber der PV-Anlagen mit einem technischen Problem konfrontiert sind, welches eine kontinuierliche Fernüberwachung und damit eine Fehleridentifikation nicht ermöglicht.

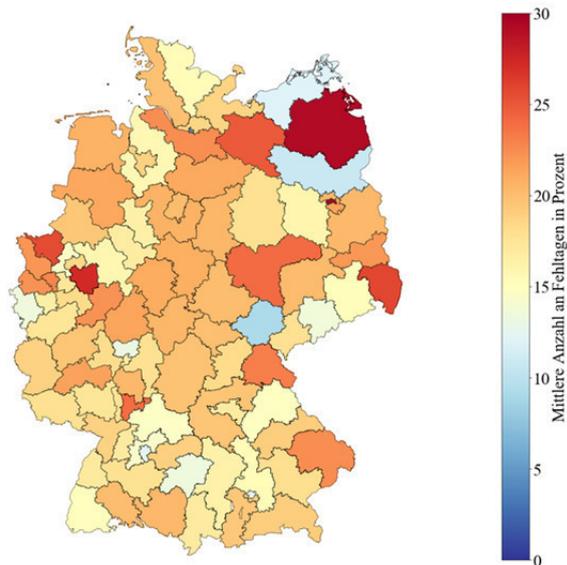


Abb. 2: Mittlere relative Anzahl an Tagen ohne Datenkommunikation pro Jahr in Prozent. In den meisten Regionen zeigt sich bei den PV-Anlagen, dass an 15 bis 20 % der Tage eines Jahres die Datenübermittlung gestört ist und keine Ertragsinformationen vorliegen.

3.2 Stromerträge der Photovoltaikanlagen in Deutschland 2014 bis 2017

Für die Kalenderjahre 2014 bis 2017 wurden die spezifischen Tageserträge der Photovoltaikanlagen auf Monatswerte aggregiert und bereinigt, um daraus Referenzerträge für PV-Dachanlagen zu ermitteln. Der Referenzertrag entspricht dem 3. Quartil der spezifischen Erträge, die nach Durchlaufen des Algorithmus zur Datenbereinigung verblieben sind. Bei einer Analyse von einzelnen Anlagen mit kleineren Erträgen als diesem Referenzertrag zeigt sich, dass bei diesen Anlagen unterschiedliche Betriebsstörungen identifiziert werden können, die eine Erklärung für das Nichterreichen des Referenzertrags liefern. Der Referenzertrag entspricht dem

technisch potenziell möglichen Ertrag von Dachanlagen, die eine hohe Qualität in Bezug auf Planung, Bauausführung und insbesondere Service & Wartung aufweisen.

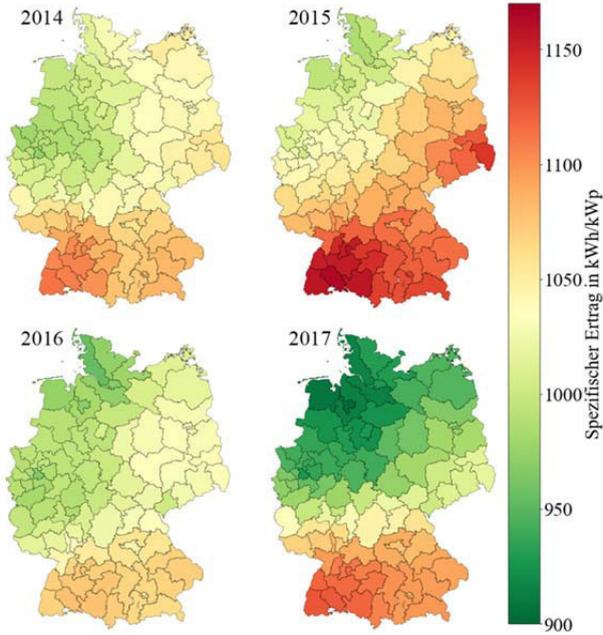


Abb. 3: Karten zum spezifischen Ertrag von PV-Dachanlagen bis 30 kW_p in Deutschland im Zeitraum 2014 bis 2017.

In Abb. 3 ist die regionale Verteilung der spezifischen Erträge von Photovoltaikanlagen dargestellt. Für die einzelnen Jahre zeigt sich das typisch heterogene Bild volatiler Energieerzeugungsanlagen, da der Ertrag direkt mit der Verteilung der Sonneneinstrahlung gekoppelt ist. 2014 und 2016 waren recht ausgeglichene Jahre mit einer geringen Spreizung der spezifischen Erträge, während 2017 ein starkes Süd-Nord-Gefälle beim Ertrag aufweist. Das Kalenderjahr 2015 war in dem betrachteten Zeitraum das ertragreichste mit einem mittleren deutschlandweiten Ertrag von 1.074 kWh/kW_p.

Diese Beobachtungen spiegeln sich auch in Abb. 4 bei der Untersuchung der Häufigkeitsverteilung. In den einzelnen Kalenderjahren ist jeweils eine linksschiefe Verteilung des spezifischen Ertrags aller betrachteten Anlagen zu erkennen. Die Verteilungen in 2014 und 2016 sind sehr ähnlich, in 2015 sind Maximum und der mittlere Ertrag zu größeren Werten verschoben, 2017 zeigt eine breitere und flache Ertragsverteilung.

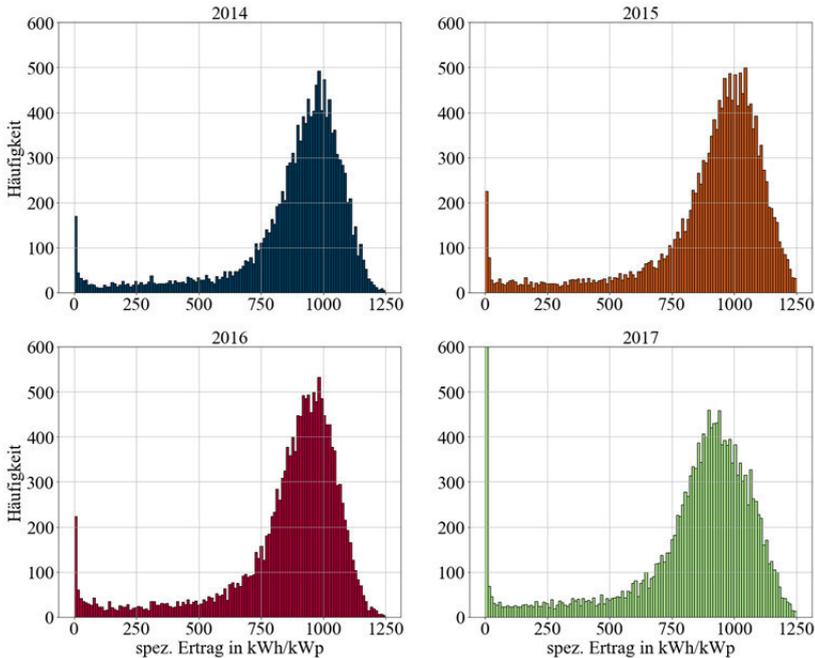


Abb. 4: Histogramm zur Verteilung des spezifischen Jahresertrags von PV-Kleinanlagen in Deutschland im Zeitraum 2014 bis 2017. Die Bewertungsgrenzen der spezifischen Erträge der PV-Anlagen sind in Tab. aufgeführt.

Jahr	1. Quartil	Median	3. Quartil
Bewertung	ausreichend	gut	sehr gut
2014	869,7 kWh/kW _p	959,7 kWh/kW _p	1.039,3 kWh/kW _p
2015	893,5 kWh/kW _p	990,2 kWh/kW _p	1.073,9 kWh/kW _p
2016	849,9 kWh/kW _p	939,6 kWh/kW _p	1.020,3 kWh/kW _p
2017	840,7 kWh/kW _p	929,3 kWh/kW _p	1.008,9 kWh/kW _p

Tab. 1: Mittlere spezifische Erträge von PV-Dachanlagen bis 30 kW_p in Deutschland. Die Werte zum 3. Quartil entsprechen dem Referenzertrag, das 1. Quartil spiegelt die untere Grenze der Erträge von PV-Anlagen wider, der Median den Grenzwert für PV-Anlagen mit guter Qualität. Die regionale Verteilung der Referenzerträge ist in Abb. 3 dargestellt.

In Tab. 1 sind für die Kalenderjahre 2014 bis 2017 die Bewertungsgrenzen anhand der statistischen Analyse für die PV-Anlagen deutschlandweit aufgeführt. Beim Vergleich der Bewertungsgrenzen zur Ertragsverteilung in Abb. 4 zeigt sich, dass eine große Zahl an PV-Anlagen kleinere Stromerträge als die untere Quartilsgrenze produziert. Diese Anlagen weisen in den betrachteten Zeiträumen in der Regel eine technische Störung

(Ausfall von Komponenten, Störung der Datenkommunikation, Ausfall der Gesamtanlage etc.) auf. Eine monatsgenaue Analyse und Bewertung der Erträge für die zweistelligen Postleitzahlregionen ist in [tHR17a] und [tHR18] zu finden.

4 Diskussion

Um den Ertrag der Photovoltaikanlagen in Bezug zum Referenzertrag bewerten zu können, werden die Tageserträge aller PV-Anlagen ins Verhältnis zum jeweiligen Referenzertrag in den zweistelligen Postleitzahlregionen gesetzt. Beträgt das Verhältnis 1, so entspricht der Tagesertrag der Anlage dem Referenzertrag, ist das Verhältnis 0,8, so ist der Tagesertrag dieser Anlage um 20 Prozentpunkte kleiner als der technisch mögliche Ertrag in der Region und an diesem Tag. Eine vereinfachte Boxplot-Darstellung ist in Abb. 5 zu finden. Der Farbübergang entspricht dem regional gemittelten Median der Ertragsverhältnisse, die untere Grenze der orangenen Balken dem 1. Quartil und die obere Grenze der grünen Balken dem 3. Quartil der Ertragsverhältnisse. Deutlich zu erkennen ist ein jahreszeitliches Profil - in den Wintermonaten ist die Streuung deutlich größer als in den Sommermonaten aufgrund der Spreizung der Erträge im Winter. Vereinzelt gibt es Tage im Winter mit einem Verhältnis größer als 1; dies ist ein Artefakt der Ertragsbewertung aufgrund sehr kleiner Tageserträge durch eine fast flächendeckende Schneebedeckung der PV-Module und die damit verbundene Division durch sehr kleine Ertragswerte.

In den Monaten April bis September liegt der Median des Ertragsverhältnisses (Farbübergang orange zu grün in Abb. 5) bei rund 0,9, im Zeitraum Oktober bis März sinkt dieses Verhältnis auf 0,8 ab. Damit haben 50 Prozent der betrachteten PV-Anlagen einen Minderertrag von 10 bis 20 Prozentpunkten bezogen auf den Referenzertrag. Dies spiegelt sich bereits in der Verteilung der spezifischen Erträge in Abb. 4.

Aus der Ertragsverhältnissen in Bezug zum Referenzertrag der betrachteten PV-Anlagen lassen sich die Ertragsverluste aller Photovoltaikdachanlagen bis 30 kW_p für die Kalenderjahre 2014 bis 2017 hochrechnen (siehe Tab. 2). Dazu werden die mittleren regionalen spezifischen Ertragsverluste mit der installierten Nennleistung der PV-Anlagen multipliziert, um die Strommindererträge zu berechnen. Pro Jahr ergibt sich ein Ertragsausfall von rund 1,6 TWh im Zeitraum 2015 bis 2017.

Damit zeigt sich, dass der überwiegende Teil der PV-Dachanlagen in Deutschland das technische Potenzial nicht ausschöpft. Anhand der statistischen Bewertung ergibt sich ein Ertragsverlust von rund vier Prozent bezogen auf die Stromproduktion aller Photovoltaikanlagen.

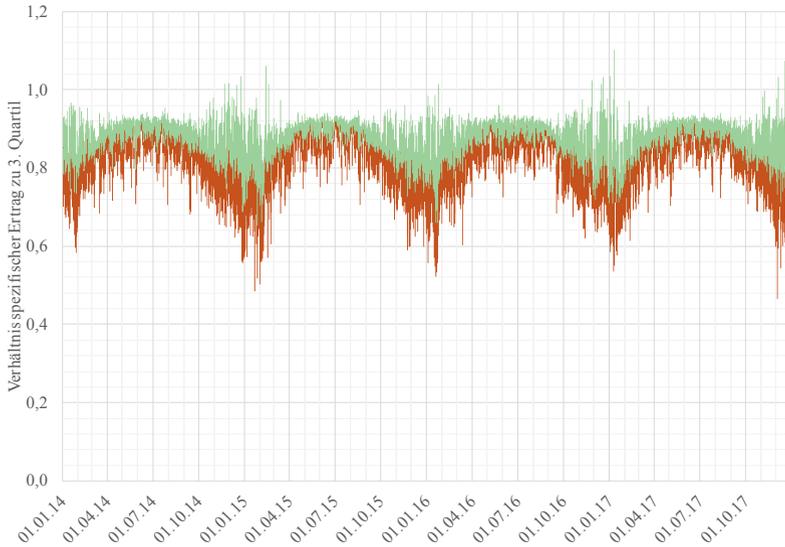


Abb. 5: Vereinfachter Boxplot zum Verhältnis des spezifischen Ertrags der PV-Anlagen in Deutschland zum Referenzertrag. Der Referenzertrag entspricht dem 3. Quartil der statistisch bereinigten Erträge der PV-Dachanlagen. Die untere Farbgenze gibt das 1. Quartil an, der Farbübergang stellt den Median des Verhältnisses dar und die obere Farbgenze spiegelt das 3. Quartil wider.

Jahr	Ertragsausfall	Jahresstromproduktion PV
2014	1,45 TWh	34,93 TWh
2015	1,59 TWh	38,73 TWh
2016	1,58 TWh	38,09 TWh
2017	1,59 TWh	38,39 TWh

Tab. 2: Hochgerechneter jährlicher Ertragsausfall von Photovoltaikanlagen in Deutschland bis zu einer Nennleistung von 30 kW_p . Anhand der relativen Mindererträge pro Tag nach Abb. 5 bezogen auf den Referenzertrag lässt sich für die PV-Anlagen in Deutschland der Ertragsverlust pro Jahr ermitteln. Des Weiteren ist die Jahresstromproduktion aller PV-Anlagen in Deutschland dargestellt [Bur18].

5 Zusammenfassung

In Deutschland sind rund eine Millionen Photovoltaikdachanlagen mit einer Nennleistung bis 30 kW_p installiert. Öffentlich zugängliche Ertragsdaten von PV-Anlagen auf täglicher Basis sowie die Anlagenkonfiguration wurden mithilfe eines Algorithmus zur Datenbereinigung analysiert, um die Qualität dieser PV-Anlagenklasse in den Jahren 2014 bis 2017 zu bewerten.

Von rund 23.000 PV-Anlagen konnten die Tagesertragswerte untersucht werden. Diese wurden regional geclustert und Anlagen mit Ausreißerwerten eliminiert. Daraus ließ sich für die zweistelligen Postleitzahlregionen in Deutschland ein Referenzertrag ermitteln, der das technisch mögliche Ertragspotenzial widerspiegelt. In den Kalenderjahren 2014 bis 2017 liegt dieser spezifische Referenzertrag jeweils über 1.000 kWh/kW_p , im sonnen- und ertragsreichen Jahr 2015 sogar bei 1.074 kWh/kW_p .

Der Vergleich der Einzelerträge der PV-Dachanlagen mit den Referenzerträgen führt dazu, dass der relative Ertragsverlust zwischen zehn und zwanzig Prozentpunkten (in den Sommermonaten bzw. in den Wintermonaten) beträgt. Daraus resultiert ein jährlicher Gesamtertragsverlust von rund $1,4 \text{ TWh}$, hochgerechnet auf alle Photovoltaikanlagen in Deutschland bis 30 kW_p .

Literaturverzeichnis

- [Bur18] Burger, B. (Fraunhofer ISE): Energy Charts. 2018. <https://www.energy-charts.de>, Stand: 05.07.2018.
- [Dre+04] Drews, A.; Lorenz, E.; Betcke, J. W. H.; de Keizer, A. C.; Stettler, S.; Schneider, M.; Bofinger, S.; Heinemann, D.: Intelligent Performance Check of PV System Operation Based on Satellite Data (PVSAT-2), Final Technical Report. Copernicus Institute, Utrecht University, 2004.
- [Gt15] Gromaire, M; te Heesen, H.; Survey on Specific Yield of Photovoltaic Systems in France 2014. In: 31st European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition. Hamburg, 2015, S. 2315-2317.
- [Kau+14] Kausika, B.; Folkerts, W.; van Sark, W. G. H. M.; Siebenga, B.; Hermans, P.: A Big Data Approach to the Solar PV Market: Design and Results of a Pilot in the Netherlands. In: 29th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition. Amsterdam, 2014, S. 4030-4033.
- [Lel+15] Leloux, J.; Taylor, J.; Moretón, R.; Narvarte, L.; Trebosc, D.; Desportes, A.: Monitoring 30,000 PV systems in Europe: Performance, Faults, and State of the Art. In: 31st European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition. 2015, S. 1574-1582.
- [Nor+15] Nordmann, T.; Clavedetscher, L.; van Sark, W. G. J. H. M.; Green, M.: Analysis of Long-Term Performance of PV Systems. Utrecht University Repository, 2015.
- [Ope18] Open Power System Data. Data Package Renewable Power Plants. <https://open-power-system-data.org>, Stand: 05.07.2018.
- [Pt15] Pooppal, A.; te Heesen, H.: Survey on Specific Yield of Photovoltaic Systems in India 2014. In: 31st European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition. Hamburg, 2015, S. 2307-2310.
- [tH16] te Heesen, H.; Herbort, V.: Development of an Algorithm to Analyze the Yield of Photovoltaic Systems. *Renewable Energy* 87.2 (2016), S. 1016-2022.

- [tHP14] te Heesen, H.; Herbort, V.; Pfatischer, R.: Survey on yield of PV systems in Germany 2013. In: 29th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition. Amsterdam, Sep. 2014, S. 2198-2201.
- [tHR17a] te Heesen, H.; Herbort, V.; Rumpler, M.: Studie zum Ertrag von Photovoltaikkleinanlagen 2016 in Deutschland. Hochschule Trier, März 2017.
- [tHR17b] te Heesen, H.; Herbort, V.; Rumpler, M.: Survey on Yield of PV Systems in Germany 2014 to 2016“. In: 33rd European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition. Amsterdam, Sep. 2017, S. 1901-1903.
- [tHR18] te Heesen, H.; Herbort, V.; Rumpler, M.: Studie zum Ertrag von Photovoltaikkleinanlagen 2017 in Deutschland. Hochschule Trier, März 2018.
- [Tuk77] Tukey, J. W.: Exploratory data analysis. 1. Aufl. Addison-Wesley, 1977.
- [Wir18] Wirth, H.: Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland. Freiburg: Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme ISE, Feb. 2018.