

Entwicklung des Landverbrauchs von Photovoltaik–Freiflächenanlagen in Europa

Manuela Franz

TU Wien, Institut für Sensor- und Aktuatorssysteme, Wien, Austria
manuela.franz@tuwien.ac.at

Kurzfassung:

Die Landnutzung für erneuerbare Energien führt zunehmend zu Flächenkonkurrenz zwischen Kultur-, Landschafts- und Naturräumen. Insbesondere Photovoltaik–(PV)–Anlagen weisen eine geringe flächenbezogene Leistungsdichte auf. Bis 2050 wird global eine 20-fache Energieerzeugung auf Basis von Solarenergie erwartet, was einen erheblichen zusätzlichen Flächenbedarf für PV–Anlagen bedeutet. Sowohl Steigerung des Wirkungsgrads von Solarmodulen als auch eine Flächenoptimierung im Anlagenbau können einen Beitrag leisten, den erwarteten Umweltdruck zu mindern. Diese Arbeit untersucht anhand einer Stichprobe von 91 PV–Freiflächenanlagen verschiedener europäischer Regionen den zeitlichen Verlauf von flächenbezogenen Anlagen-Parametern. Während zwischen 2006 und 2022 der spezifische Landverbrauch der installierten Leistung um 61 % und jener der erzeugten elektrischen Energie um 57 % verringert wurde, hat sich die Flächenausnutzung der installierten PV–Module im Verhältnis zur umzäunten Fläche einer konventionell montierten PV–Freiflächenanlage um lediglich 6 % verbessert. Gemäß Literatur wäre für konventionelle Montageformen eine weitere Flächeneinsparung von 20 % möglich. Zur Minimierung des Flächenverbrauchs ist es empfehlenswert, für neue PV–Freiflächenanlagen neben einem optimierten Bebauungsplan Module mit dem höchsten verfügbaren Wirkungsgrad einzusetzen. Die ökologischen Auswirkungen der Bodenbeschattung von flächensparenden Ost-West-Bauformen, Reihenverdichtung durch den Einsatz von bifazialen Modulen sowie von großflächigen Umzäunungen sollten jedoch genauer untersucht werden.

Keywords: PV Freiflächenanlage, ground based, ground mounted, land use, Landnutzung, agricultural land occupation (ALO), Europa

1 Einführung

Die zunehmende Nutzung erneuerbarer Energiequellen führt zu nachhaltigen Veränderungen von Landschafts- und Naturräumen, die verstärkt einer Flächenkonkurrenz unterliegen. Die globale Nachfrage an elektrischer Energie betrug im Jahr 2021 insgesamt 26,4 PWh, wobei 13,6 %, das sind 3,6 PWh, auf Europa¹ entfallen (IEA, 2022). Die anteilige globale Stromerzeugung auf Basis von Solarenergie (Photovoltaik) liegt im selben Jahr bei etwa 1,2 PWh und es wird für 2030 eine Erhöhung der erzeugten PV–Energie um den Faktor 4 sowie für 2050 um den Faktor 20 prognostiziert (DNV, 2022). Die technische Umsetzung dieser Prognosen und Ziele geht mit einem erheblichen zusätzlichen Flächenbedarf einher.

¹ Inkl. Großbritannien, Norwegen, Schweiz, Westbalkan, Türkei, exkl. Russland (siehe Definition IEA); davon entfallen auf die EU 75 %.

Der Umstieg von fossilen auf erneuerbare Energiequellen führt zu neuen interdisziplinären Herausforderungen, welche die Fachgebiete Elektro- und Energietechnik, Raumplanung, Ökologie, aber auch Landwirtschaft und Bauingenieurwesen betreffen (Stoeglehner et al., 2016). Ein Lösungsansatz ist die integrierte Raum- und Energieplanung, die es ermöglicht, die Entwicklung von spezifischen Energiestrategien, die sich an die jeweiligen lokalen und regionalen räumlichen Kontexte, wie urbane, suburbane oder ländliche Gebiete, orientieren und eine Funktionsmischung der verfügbaren Fläche favorisiert (Stoeglehner, 2020). Hinzufügend weist eine andere Studie darauf hin, dass bei einer Landnutzungsänderung Feedback-Mechanismen angewandt werden sollen, die mithilfe definierter Indikatoren die ökologischen Folgen lokaler Veränderungen von Vegetationsmustern aufzeigen können (Verburg, 2006).

Der Ausbau von Energieinfrastrukturen wird nicht nur von technischen, sondern auch regulatorischen und soziokulturellen Kontexten beeinflusst: Am Beispiel von Solarenergie zeigt sich, dass verschiedene Akteure ihre Anliegen in einem ungleichen Feld von Machtbeziehungen artikulieren und tendenziell große Unternehmen gegenüber kommunalen Betreibern begünstigt werden (Silva & Sareen, 2021). Die Studie zeigt zudem generell, dass bereits bei verhältnismäßig niedrigem Ausbaustand von PV–Freiflächenanlagen in einer Region wie Portugal (Franz & Piringer, 2020) Landnutzungskonflikte auftreten.

Obige Erwägungen und Studienergebnisse geben Anlass, die Entwicklung des Landverbrauchs von PV–Freiflächenanlagen einerseits in ihrer technischen Aufbauform und andererseits bezogen auf die stetige Erhöhung des Wirkungsgrads näher zu analysieren.

Der Landverbrauch für die Erzeugung elektrischer Energie kann anhand verschiedener Parameter und Randbedingungen bestimmt werden. Eine Möglichkeit ist die Ermittlung der Leistungsdichte eines Kraftwerks, die durch den Quotienten von Nennleistung mal jährlicher Volllaststunden und der benötigten Landfläche errechnet wird. Die Technologien zur Erzeugung elektrischer Energie aus erneuerbaren Quellen besitzen eine um mehrere Größenordnungen geringere Leistungsdichte als solche auf Basis fossiler Energiequellen (Smil, 2016). Die Leistungsdichte von PV–Anlagen ist sehr variabel und abhängig davon, ob es sich um eine Aufdach- oder Freiflächenanlage handelt, welche Modultechnologie und Effizienz zum Einsatz kommt und in welcher geografischen Region die Anlage errichtet ist. Eine Studie von 2018 berechnete die Leistungsdichte von utility-scale PV-Freiflächenanlagen mit $5,8 \pm 1,2 \text{ W/m}^2$ auf Basis einer kleinen Stichprobe (Van Zalk & Behrens, 2018). Hierbei wurde die erzeugte Energie über normierte Kapazitätsfaktoren berechnet, wie sie beispielsweise im US-Amerikanischen Electric Power Monthly (EPM)-Report angegeben werden (EIA, 2022). Zu beachten gilt hier, dass bei der jährlich erzeugten Energie mit der korrekten Einheit [kWh/a] die Zeit weggekürzt wird und somit nur mehr ein Leistungswert übrigbleibt.

Eine andere Darstellungsform des Landverbrauchs ist die Ermittlung der besetzten Fläche einer PV–Anlage pro erzeugter kWh. Hierbei muss unterschieden werden, ob eine einmalige Landnutzungsänderung über die gesamte Lebensdauer der PV–Anlage berücksichtigt wird (Fthenakis & Kim, 2009), oder der jährlich besetzte Flächenanteil als Bezugsgröße dient (Mauro & Lughì, 2017). Darüber hinaus wird unterschieden, ob der anteilige Flächenbedarf für die Herstellung der Anlage Berücksichtigung findet oder nicht (Franz & Narodoslawsky, 2020). Die Datenbank von Ecoinvent (Version 3.4) weist beispielsweise für die Wirkungskategorie

„Agricultural land occupation“ ausschließlich Werte für die Herstellung der PV-Module aus (Ecoinvent, 2022), damit können die Ergebnisse auch für Dachanlagen angewandt werden.

Selbst der direkte Flächenbedarf allein in der Betriebsphase einer PV-Freiflächenanlage kann unterschiedlich bemessen werden: entweder wird nur die Bodenfläche im Umkreis der Modulreihen und die Zufahrtswege berücksichtigt, die über den sogenannten Packungsfaktor ermittelt werden (Fthenakis & Kim, 2009; Martín-Chivelet, 2016), oder die umzäunte Fläche der gesamten PV-Anlage (Mauro & Lughì, 2017; Sanseverino et al., 2021). Der Packungsfaktor ist hierbei ein theoretischer idealisierter Wert, der sich aus den Schattenwurf bedingten Mindestabständen der PV-Modulreihen und minimalen Wartungswegen ergibt (Fthenakis & Kim, 2009). Bei Großanlagen könnte auch der Verbund von umzäunten Flächen berücksichtigt werden, wenn beispielsweise Straßen, Hecken oder Bachläufe queren oder Reserveflächen für Erweiterungen bereits mit eingezäunt sind.

Die Literaturangaben zum Landverbrauch sind sehr unterschiedlich und meist nicht direkt vergleichbar. Eine Arbeit von 2009 ermittelte einen Packungsfaktor von 2,5 und einen Landverbrauch (Landnutzungsänderung über 30 Jahre Betriebszeit) von 329 – 438 m²/GWh (das entspricht umgerechnet einem jährlichen direkten Landverbrauch von 9,87 – 13,1 m².a/MWh) je nach geografischer Lage für eine Moduleffizienz von 10,6 % (Fthenakis & Kim, 2009). Demgegenüber ermittelte eine Studie aus Vietnam von 2021 einen direkten Landverbrauch von 7,18 m².a/MWh (mono-Si), 8,04 m².a/MWh (multi-Si) und 8,26 m².a/MWh (Tracking-System), bezogen auf die jeweils umzäunte Fläche (Sanseverino et al., 2021). Das US-Amerikanische National Renewable Energy Laboratory gibt für die USA durchschnittliche Daten für den Flächenverbrauch einer PV-Anlage lediglich in Abhängigkeit der installierten Nennleistung an, der im Bereich von 3,2 – 6,1 acres/MW (mit 1 acre = 4046,86 m²: 12,9 – 24,7 m²/kW) liegt (NREL, 2022), wodurch ein Vergleich mit den vorherigen Daten nicht möglich ist.

Eine systematische Aufarbeitung des Flächenverbrauchs einer PV-Freiflächenanlage nach Technologiestand und Sonneneinstrahlung konnte in der Literatur nicht ermittelt werden. Aufgrund der zunehmenden Flächenknappheit und Flächenkonkurrenz ist eine umfassende Analyse des direkten Flächenbedarfs ausständig. Ziel dieser Arbeit ist, mittels einer näherungsweise repräsentativen Stichprobe europäischer PV-Freiflächenanlagen die zeitliche Entwicklung des Landverbrauchs nach verschiedenen Kriterien zu untersuchen und regionale Trends mit der Literatur zu vergleichen.

2 Methodische Vorgangsweise

Es wurden insgesamt 84 europäische PV-Freiflächenanlagen untersucht und mit sieben PV-Anlagen in Mexiko, Südafrika und den USA kontrastiert. Die untersuchten europäischen Anlagen entsprechen etwa 0,3 – 0,5 % aller in Europa installierten PV-Freiflächenanlagen. Auswahlkriterien waren nach den Ergebnissen einer vorangegangenen Studie (Franz & Piringer, 2020) eine hohe Bebauungsdichte in den Regionen und die Verfügbarkeit von Daten. Aufgrund der unzureichend öffentlich zugänglichen vollständigen Daten obiger Regionen und für eine Vergrößerung der betrachteten Stichprobe wurden weitere Regionen in der EU einbezogen. Abbildung 1 zeigt die Standorte der ausgewählten PV-Anlagen.

Es wurden folgende Anlagendaten erfasst: (i) umzäunte Fläche, (ii) installierte Leistung, (iii) Anzahl und Fläche der Module, (iv) Nennleistung der Module, (v) jährlich produzierte

elektrische Energie, (vi) Installationsjahr (vii) PV–Energiepotential des jeweiligen Standorts (Mittelwert des jeweiligen Farbcodes der Farbskala gemäß Abbildung 1). Die Daten wurden im Rahmen einer Online–Recherche ermittelt. Als Quellen dienten Referenzen von Herstellern und Betreibern, Investmentunternehmen, Medienberichte und Interessensvertretungen. Weiters wurden die Standorte und Flächeninhalte der PV–Anlagen mithilfe von Google Earth Pro (Google, 2022) in ein GIS–Format kartiert.

Anzahl und Fläche der Module wurde teilweise aus Satellitenbildern errechnet. Für 16 PV–Anlagen konnten keine Daten zur erzeugten elektrischen Energie ermittelt werden. Diese Anlagen wurden für lageabhängige Auswertungen ausgeschlossen, lageunabhängige Parameter wurde jedoch in die Studie mit einbezogen. Die Ergebnisse beinhalten somit eine unterschiedliche Stichprobengröße.

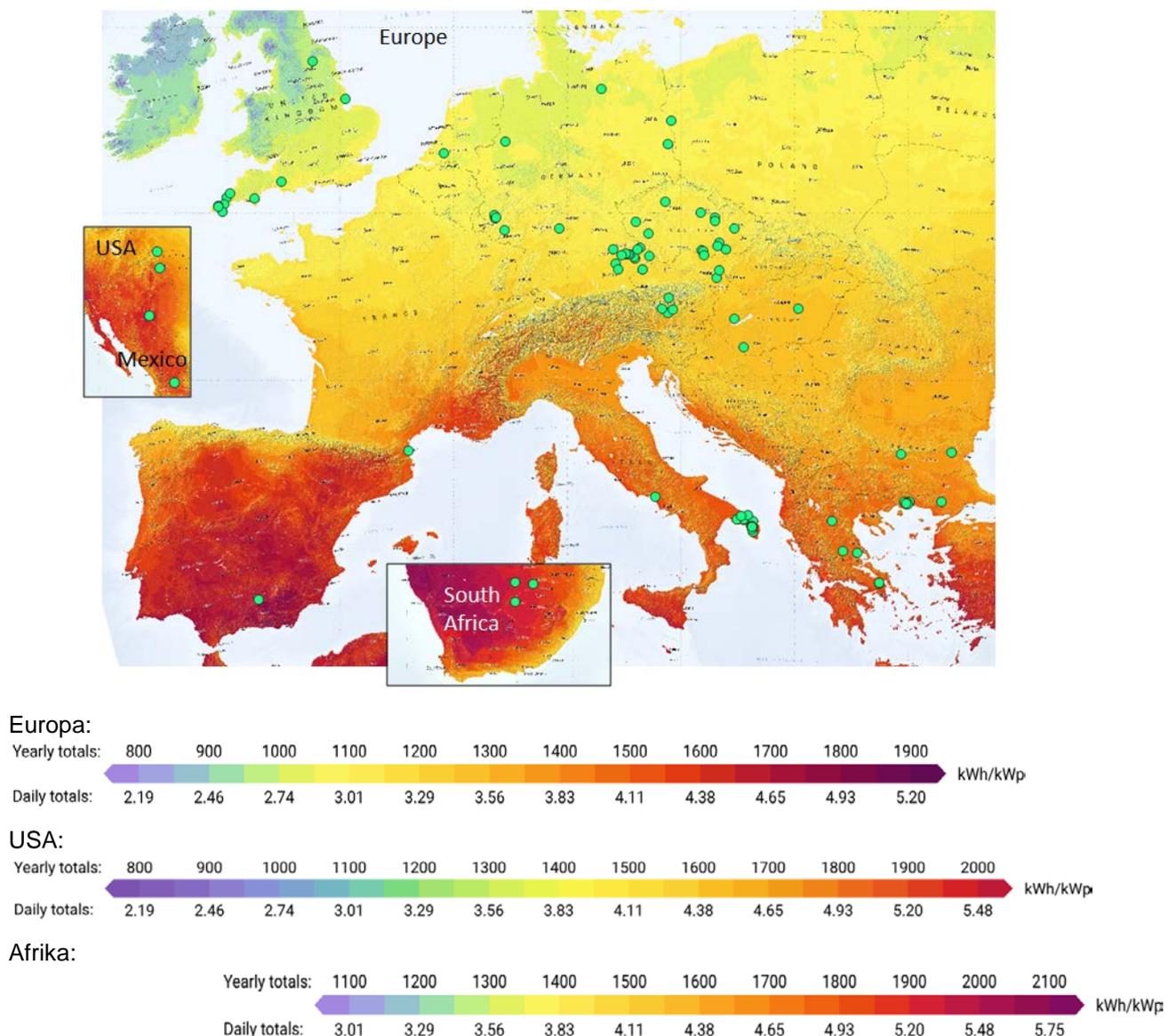


Abbildung 1: Kartenausschnitte des langfristigen Durchschnitts des PV-Energiepotenzials. Die dazugehörigen Legenden der verschiedenen Kontinente sind unterschiedlich gefärbt (Quelle: Solargis, 2022). Die Standorte der untersuchten PV–Freiflächenanlagen sind grün markiert.

Anhand der ermittelten Daten wurden folgende Parameter je PV-Anlage berechnet: (a) Landverbrauch pro kW installierte Leistung², (b) Landverbrauch pro kWh jährlich erzeugte elektrische Energie, (c) Landverbrauch pro m² Modulfläche, (d) jährliche Produktion elektrischer Energie pro m² Modulfläche. Die Ergebnisse wurden grafisch als Gesamtergebnis und nach Ländern und Errichtungsjahr dargestellt und mit Literaturdaten verglichen.

2.1 Datenqualität

Die technischen Daten einer ausgewählten PV-Anlage wurden über den Ort, in dessen Nähe die Anlage installiert ist, mithilfe der Suchmaschine Google gesucht. Insgesamt wurden unerwartet viele Suchanfragen verworfen, da entweder die gesuchte PV-Anlage nicht gefunden werden konnte, die Daten unvollständig waren oder bei Vorhandensein mehrerer PV-Anlagen in der gleichen Region keine eindeutige Zuordnung möglich war. Oftmals wurden bei gut dokumentierten Daten eines Herstellers weitere Referenzprojekte mit einbezogen. Eine erwähnenswerte Problematik ist auch, dass in vielen Fällen statt der erzeugten elektrischen Energie der Vergleich angegeben wird, wie viele Haushalte mit der entsprechenden PV-Anlage versorgt werden können. Hierbei ist jedoch weder ein (je nach Region) einheitlicher Umrechnungsfaktor definiert, noch wird dieser im konkreten Fall angegeben. Damit sind diese Angaben nicht verwertbar.

Alle verwendbaren Daten wurden wie in den entsprechenden Quellen ausgewiesen übernommen und als Berechnungsgrundlage verwendet. Dabei ergeben sich folgende Datenunsicherheiten:

- Installierte Leistung, jährlich erzeugte elektrische Energie und Anzahl der Module wurden überwiegend als gerundete Zahlenwerte angegeben
- Nur in wenigen Fällen waren alle technischen Daten der Module angegeben. Die Modullänge und -breite wurde via Google Earth abgeschätzt und in Abhängigkeit des geschätzten Neigungswinkels sowie in Abstimmung mit Standardmaßen und Fotos die Fläche berechnet. Das verwendete Procedere wurde auf die Vermeidung systematischer Fehler (Bias) hin optimiert, sodass für die aggregierte Auswertung ein annähernd normalverteilter Zufallsfehler angenommen wird.
- Bei der Angabe der installierten Leistung wurde lediglich einmal zwischen der Nennleistung unter Realbedingungen und der Nennleistung unter Standardtestbedingungen (STC) ([OVE Norm, 2022a,b](#)) unterschieden. In diesem Fall lag der Unterschied bei 12,9 % ([Bokamoso Solar, 2022](#)). Ob sich die Leistungsangaben der anderen PV-Anlagen der Stichproben auf Realbedingungen oder STC beziehen, ist in den überwiegenden Fällen nicht definiert und eine etwaige Differenz nicht bekannt. Die Werte wurden wie dargestellt übernommen. Für die aggregierte Analyse im Zeitverlauf wird angenommen, dass keine zeitabhängige Systematik in diesen Angaben besteht.
- Die Angaben zur jeweiligen jährlich produzierten elektrischen Energie können entweder den kalkulierten erwarteten Wert oder den real gemessenen Wert betreffen. Angaben hierzu sind nicht vorhanden. Auch hier wird angenommen, dass keine zeitabhängige Systematik in den Angaben besteht.

² In den Quellen ist in den überwiegenden Fällen nicht definiert, ob es sich um die Nennleistung nach Standardtestbedingungen in [kWp] oder um die reale Nennleistung handelt.

3 Ergebnisse und Diskussion

Nachfolgend werden beginnend mit einer deskriptiven Auswertung der Stichprobe die Ergebnisse des spezifischen Flächenbedarfs nach Lageabhängigkeit der untersuchten PV–Freiflächenanlagen dargestellt.

3.1 Zeitliche und örtliche Verteilung der Anlagen in der Stichprobe

Die für die Stichprobe gewählten PV–Freiflächenanlagen befinden sich in verschiedenen geografischen Regionen Europas mit unterschiedlichen Errichtungszeitpunkten. Die Abbildungen 2-4 zeigen die Verteilung der PV–Anlagen nach Land, PV–Energiepotential und Installationsjahr.

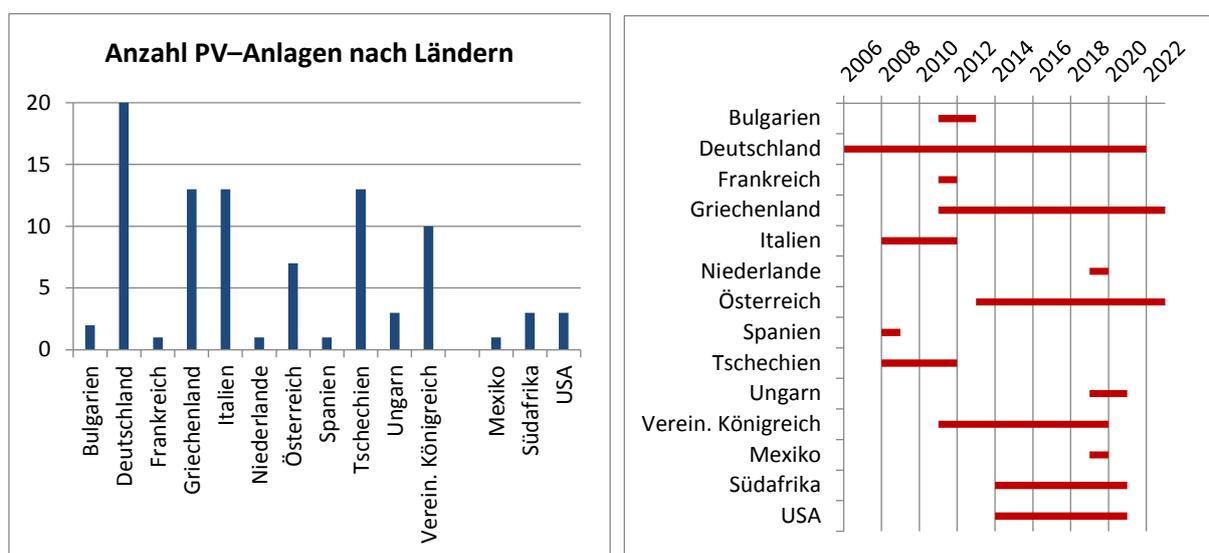


Abbildung 2: Verteilung der Stichprobe nach Ländern: Anzahl der PV–Anlagen (links) und Zeitraum der Erstinbetriebnahmen (rechts).

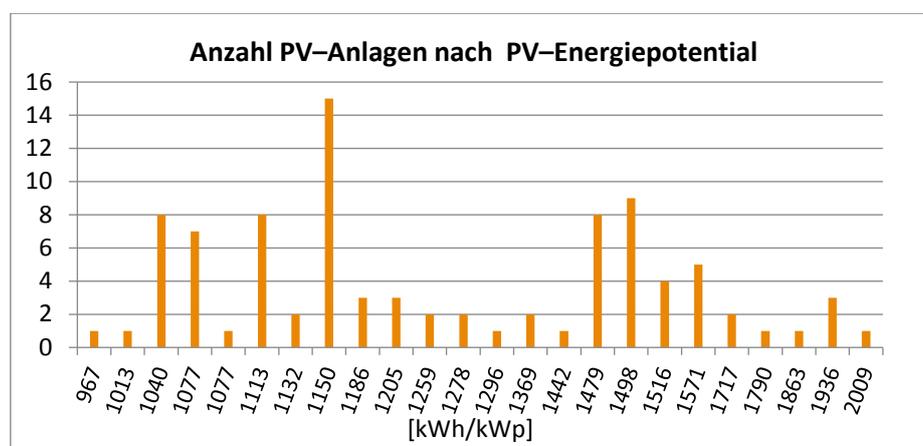


Abbildung 3: Verteilung der Stichprobe nach PV–Energiepotential der jeweiligen geografischen Lage gemäß Daten lt. Solargis-Karten (Solargis, 2022).

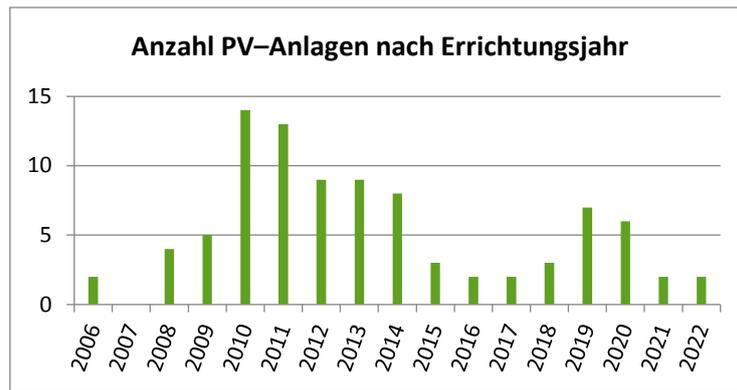


Abbildung 4: Verteilung der Stichprobe nach Jahr der Erstinbetriebnahme.

Aus der Auswertung in den Abbildungen 2-4 ergibt sich ein Gesamtuntersuchungszeitraum von 2006 bis 2022 und ein regionales PV-Energiepotential zwischen etwa 950 und 2050 kWh/kWp. Jedoch ist die Verteilung sowohl nach Ländern als auch nach Erstinbetriebnahme und Sonneneinstrahlung nicht homogen. Die Ergebnisse innerhalb der Länder sind zwar in regionalpolitischer Hinsicht interessant, für eine überregionale Gesamtauswertung beeinflussen jedoch die Standorte der PV-Anlagen nach PV-Energiepotential gemeinsam mit dem Errichtungsjahr, und infolgedessen dem jeweiligen Lage- und Technologiestand, die Ergebnisse des spezifischen stromerzeugungsabhängigen Landverbrauchs. Die zeitliche Verteilung der in der Stichprobe enthaltenen Anlagen (Abbildung 4) folgt dem europäischen Marktverlauf (Schmela et al., 2022) bis etwa 2020. Das starke Wachstum in 2021 und 2022 spiegelt sich aufgrund der erst zeitverzögert bereitgestellten Satellitenbilder in Google Earth in der Stichprobe nicht wider.

Aus den ermittelten Moduldaten und Nennleistungen wurde gemäß Tabelle 1 der jährliche Durchschnittswert der Nennleistung pro m² Modulfläche der Stichprobe errechnet. Die Daten zeigen, dass sich der Energieertrag je Modulfläche bis auf wenige Schwankungen kontinuierlich gesteigert und sich innerhalb der letzten 15 Jahre etwa verdoppelt hat.

Tabelle 1: Durchschnittliche Werte der Modul-Nennleistungen nach Jahr.

Jahr	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
W/m ²	104	122	133	127	135	139	155	150	160	150	154	170	172	209	182

Die sich in den nächsten Abschnitten ergebenden Trends im Zusammenhang mit der Stromerzeugung sind als ausgewählte Momentaufnahme zu verstehen und müssten mit einer weiterführenden vertiefenden Regionalstudie bestätigt oder korrigiert werden. Flächenbedarfsdaten, die ausschließlich auf technische Anlagenparameter bezogen sind, und nicht auf die erzeugte elektrische Energie, weisen eine weitaus höhere repräsentative Validität auf.

3.2 Spezifischer Landverbrauch unabhängig von der geografischen Lage der PV-Anlage

Die ermittelten Daten in den Abbildungen 5–6 zeigen einen repräsentativen zeitlichen Trend der gesamten Stichprobe, da die Daten unabhängig von der Sonneneinstrahlung und damit von der geografischen Lage der PV-Anlage sind.

3.2.1 Landverbrauch pro installierter Leistung

Der durchschnittliche Landverbrauch pro installierter Leistung ist von 37,5 m²/kW im Jahr 2008 auf 16 m²/kW in 2022 gesunken. Allerdings ist eine der PV-Anlagen 2022 in Ost-West-Bauart ausgeführt, die eine energetisch effizientere Flächennutzung erlaubt, den Boden darunter jedoch vollständig beschattet.

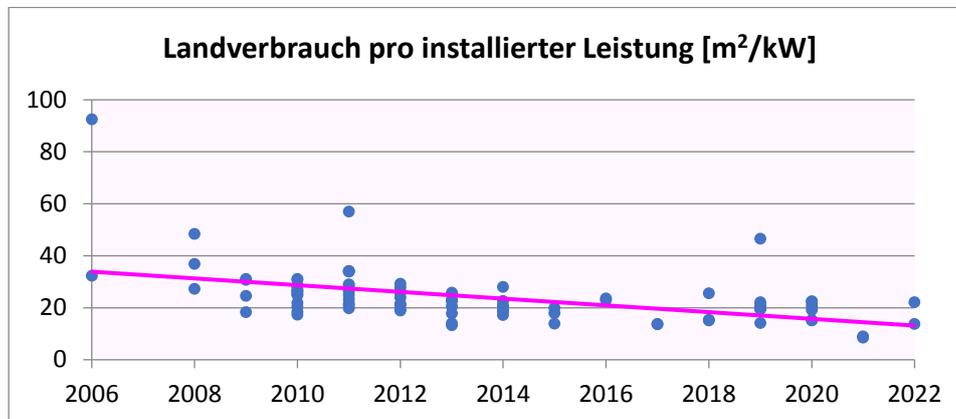


Abbildung 5: Entwicklung des spezifischen Landverbrauchs pro installierter Leistung.

Die Trendlinie in Abbildung 5 zeigt eine Reduzierung des Landverbrauchs zwischen 2006 und 2022 um 61 %. Der hohe Flächenbedarf von 2006 mit 92,5 m²/kW ist einer PV-Anlage mit Einzel-Tracker-System in Deutschland zugeordnet. Schließt man die Sonderbauformen von 2006 und 2022 aus, ergibt sich eine Reduktion des Landverbrauchs pro installierter Leistung um 50 %. Die Steigung der Trendlinien in den einzelnen Ländern ist unterschiedlich, sie ist in Deutschland, Griechenland und Österreich steiler, im Vereinigten Königreich flacher. Italien und Tschechien zeigen sehr flache Verläufe, allerdings sind in diesen Ländern die untersuchten Zeitspannen zu kurz, um allgemeine Schlussfolgerungen zu ziehen, siehe Abbildung 2.

3.2.2 Landverbrauch pro Modulfläche

Eine weitere Darstellungsweise des Landverbrauchs ist das Verhältnis zwischen der umzäunten Fläche der PV-Anlage und der Gesamtmodulfläche (nicht projiziert). Diese ist leistungsunabhängig und zeigt Trends in der Montagetechnologie und den Wert von Land durch effiziente oder großzügige Flächenausnutzung, Abbildung 6 zeigt die zeitliche Entwicklung dazu. Der Gesamtmittelwert beträgt 3,35 und der Medianwert liegt bei 3,15. Die Trendlinie zeigt zwischen 2006 und 2022 eine Reduktion des spezifischen Landverbrauchs der Module von 29 %. Lässt man die nachfolgend beschriebenen Datenpunkte unberücksichtigt, fällt dieser Wert auf nur 6 %.

Die hohen Werte von 2006 und 2008 sowie die beiden oberen Datenpunkte von 2011 betreffen Einzel-Tracker-Systeme, die generell mehr Platz beanspruchen. Der hoch gelegene Datenpunkt von 2019 entstammt einer PV-Anlage in Mexiko, die einerseits als West-Ost nachgeführtes Reihensystem mit breiterem Reihenabstand angelegt und andererseits recht großzügig umzäunt ist. Eine PV-Anlage von 2021 ist als nahezu geschlossene Dachform West-Ost orientiert mit geringem Zwischenraum ausgeführt. Eine zweite PV-Anlage ist in konventionellen sehr engen Reihen mit bifazialen Modulen errichtet. Hinzu kommt, dass die Umzäunung sehr platzsparend durchgeführt wurde. In der Literatur wird bereits 2009 ein

Packungsfaktor für PV–Freiflächenanlagen unter Berücksichtigung von Montage und Wartungswegen von 2,5 genannt (Fthenakis & Kim, 2009).

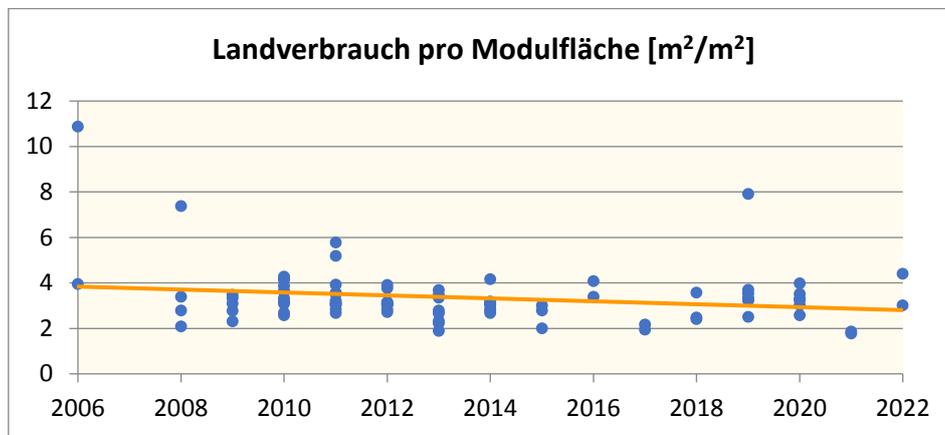


Abbildung 6: Entwicklung des spezifischen Landverbrauchs pro Modulfläche.

Betrachtet man die einzelnen Länder, ergibt sich eine sehr unterschiedliche Verteilung: Deutschland, Österreich und Griechenland zeigen eine fallende Linie. Das Vereinigte Königreich und Italien zeigen einen ansteigenden Flächenbedarf. Dies könnte mit der in den letzten Jahren zum Teil eingeführten neuen Aufstellungsvariante West-Ost nachgeführter Modulreihen zusammenhängen, die vermutlich vergleichsweise einen höheren Energieertrag bringt, jedoch mehr Platz beansprucht.

3.3 Spezifischer Landverbrauch in Abhängigkeit der geografischen Lage der PV–Anlage

Im Gegensatz zu Abschnitt 3.2 sind jene Parameter, die proportional der jährlich erzeugten elektrischen Energie sind, abhängig vom geografischen Standort der PV–Anlage, insbesondere der lokalen Sonneneinstrahlung. Aufgrund der statistischen Verteilung der Stichproben in Abschnitt 3.1 sind die nachfolgenden Ergebnisse nur als Einzelfallstudie zu bewerten, aus denen ein möglicher allgemeingültiger Trend und Fragestellungen für weitere Analysen hergeleitet werden können. Für 2006 sind keine Energieerzeugungsdaten erfasst.

3.3.1 Landverbrauch pro erzeugter elektrischer Energie

In Abbildung 7 ist der Verlauf der Landnutzung aller untersuchten PV–Anlagen pro kWh erzeugter Energie dargestellt. Der Flächenbedarf sinkt von durchschnittlich 0,029 m².a/kWh im Jahr 2008 auf 0,013 m².a/kWh in 2022. Aufgrund der unterschiedlichen Sonneneinstrahlung ist hier eine Analyse der einzelnen Regionen wesentlich: Die Steigungen der Trendlinien sind in den meisten Regionen ähnlich und unterscheiden sich wegen der unterschiedlichen Sonneneinstrahlung vorwiegend im Wertebereich (also dem vertikalen Achsenabschnitt): Für Länder mit höherer Sonneneinstrahlung liegt die Linie tiefer, mit niedrigerer Sonneneinstrahlung liegt sie höher. Das heißt, bei geringerer Sonneneinstrahlung ist der spezifische Landverbrauch vergleichsweise immer größer.

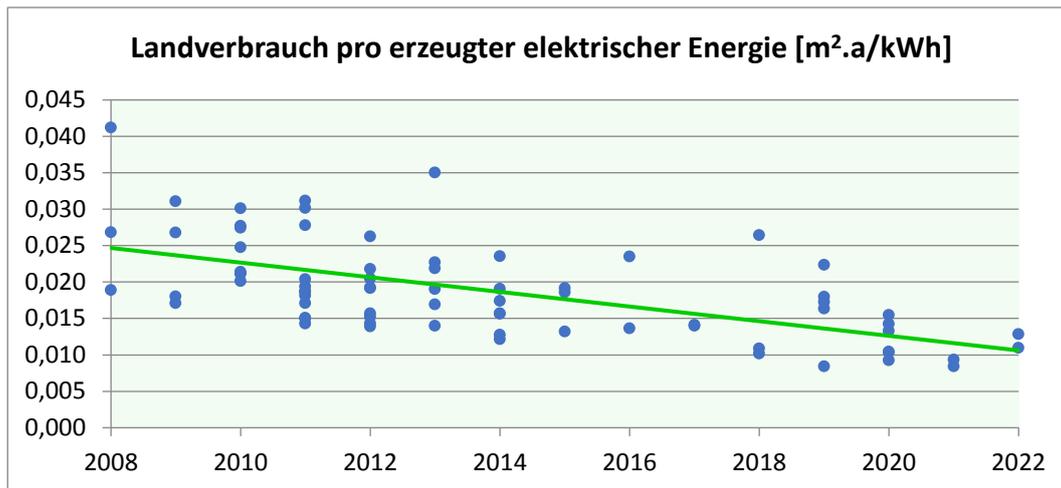


Abbildung 7: Entwicklung des spezifischen Landverbrauchs pro jährlich erzeugter kWh elektrischer Energie.

Die Detailanalyse der Länder zeigt, dass die Trendlinien für Deutschland, Österreich und dem Vereinigten Königreich stärker abfallen, wohingegen Griechenland einen flacheren Trend aufweist. In den USA und Südafrika liegen die Linien über mehrere Jahre nahezu horizontal. Die in Abbildung 7 dargestellte Linie ist demnach ausschließlich als Gesamttrend aller untersuchten Regionen anzusehen und nicht direkt auf einzelne Länder übertragbar. Insgesamt zeigt die Trendlinie zwischen 2008 und 2022 eine Reduzierung des Landverbrauchs pro erzeugter kWh um 57 %.

3.3.2 Energieerzeugung pro PV-Modulfläche

In einer weiteren Trendanalyse wird nicht die Bodenfläche als Bezugsgröße verwendet, sondern die Modulfläche der Anlage, das entspricht der Entwicklung des Wirkungsgrads der Module. Abbildung 8 zeigt den Verlauf der jährlich erzeugten elektrischen Energie pro m^2 Modulfläche. Im Jahr 2008 liegt der durchschnittliche Wert bei $150 \text{ kWh}/(\text{m}^2\cdot\text{a})$ und steigt 2022 auf etwa $250 \text{ kWh}/(\text{m}^2\cdot\text{a})$. Der Trendverlauf der gesamten Stichprobe zeigt zwischen 2008 und 2022 eine Steigerung der Energieerzeugung pro Modulfläche von 85 %.

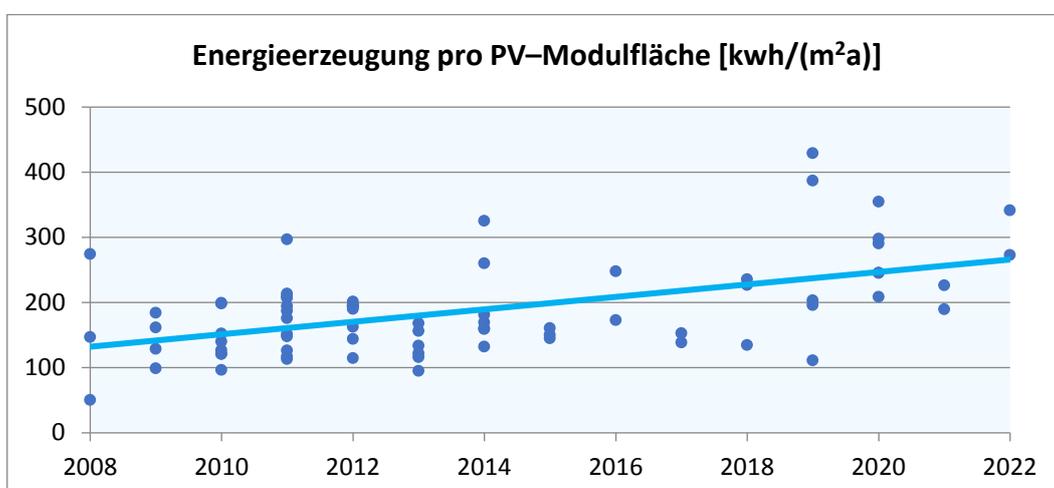


Abbildung 8: Entwicklung der jährlich erzeugten elektrischen Energie pro Modulfläche.

Die Trendlinien in den europäischen Ländern weisen eine ähnliche Steigung auf und unterscheiden sich wie oben erläutert jedoch in der vertikalen Lage. In Deutschland stieg der Wert zwischen 2009 und 2021 um 30 %, in Griechenland in einem ähnlichen Zeitraum zwischen 2011 und 2022 um 47 %. In Österreich stieg der Wert zwischen 2013 und 2022 um 90 % und im Vereinigten Königreich zwischen 2011 und 2016 um 43 %. Die Länderanalyse zeigt, dass der Einsatz der jeweils verfügbaren besten Modultechnologie unterschiedlich umgesetzt wurde und der Gesamttrend nur bedingt übertragen werden kann. Abbildung 8 repräsentiert über alle Länder hinweg den durchschnittlichen technologischen Fortschritt im Modulflächenwirkungsgrad.

4 Zusammenfassung und Ausblick

Die Studie untersuchte mittels einer Stichprobe von 91 vorwiegend in Europa gelegenen PV–Freiflächenanlagen im Zeitraum von 2006 bis 2022 die zeitliche Entwicklung des spezifischen Flächenverbrauchs anhand verschiedener Parameter, die sowohl abhängig als auch unabhängig vom Standort sein können. Durch die laufende Effizienzsteigerung der PV–Module, die sich entsprechend in der Stichprobe widerspiegelt, hat sich der Landverbrauch pro erzeugter kWh elektrischer Energie im Untersuchungszeitraum erheblich verringert, nämlich um 57 %.

Neben der Effizienzerhöhung liegt dies auch an der Montageausführung der Module: Einerseits wurden am Beginn des PV–Ausbaus vermehrt Anlagen als Einzel-Tracker-Systeme ausgeführt, die einen hohen Platzbedarf besitzen. Andererseits wurden in den letzten Jahren vermehrt Ost-West-Systeme in nahezu geschlossener Dachform installiert. Dies führt zu einer stärkeren Neigung der Trendlinie, als sie für konventionelle Anlagensysteme gilt. Ersichtlich ist dies in der Analyse des Landverbrauchs pro Modulfläche, die zeigt, dass, wenn die Sonderbauformen ausgeschlossen werden, die Reduzierung des Landverbrauchs pro Modulfläche von 29 % auf 6 % fällt.

Landnutzungsänderungen führen zu Landnutzungskonflikten zwischen den Sektoren der Agrarproduktion, dazu zählen als wichtigste Vertreter die Land- und Forstwirtschaft aber auch nachwachsende Energierohstoffe, und die Sektoren Gewerbe, Industrie, Wohnen und Verkehr. Gemeinsam stehen diese Sektoren in Konkurrenz mit der Biodiversität und in zunehmendem Maße mit sogenannten Energielandschaften, in denen die Infrastruktur für die Nutzung erneuerbarer Energien errichtet ist.

Nachdem eine erhöhte Flächenkonkurrenz in Zukunft zu erwarten ist, sollte eine Verbesserung der Platzausnutzung innerhalb einer PV–Freiflächenanlage forciert werden: Durch Optimierung der Abstände der Modulreihen und eine engere Umzäunung könnte der Packungsfaktor um 20 % erhöht werden. Eine weitere Möglichkeit stellen verdichtete Montagesysteme als geschlossene Ost-West-Anlagen dar, diese führen jedoch zu einer vollständigen Abschattung des Bodens, was ökologisch problematisch sein könnte. Ebenso sollten die Auswirkungen großflächiger Umzäunungen auf das Ökosystem untersucht werden. Insgesamt ist es empfehlenswert, bei jeder neuen PV–Freiflächenanlage Module nach dem neuesten Effizienzstand auszuwählen, um den energieertragspezifischen Flächenverbrauch zu minimieren.

Eine erfolgversprechende nachhaltige Strategie wäre, mithilfe einer interdisziplinären integrierten Raum- und Energieplanung mit Feedback–Mechanismen und unter Berücksichtigung sozio-kultureller Kontexte verschiedene Modelle der Mehrfachnutzung von Agrar- und Energielandschaften zu erarbeiten.

Literatur

- Bokamoso Solar (2022) Solar Field - Energy Facts. Newlands, Cape Town, South Africa. <https://bokamososolar.co.za/solar-field/>
- DNV – Det Norske Veritas group (Hg.) (2022) Energy Transition Outlook 2022. A global and regional forecast to 2050. NO-1322 Høvik, Norway. <http://dnv.com/eto>
- Ecoinvent (2022). Database Version 3.4. Ecoinvent, Zürich, Schweiz. <http://www.ecoinvent.org/>
- EIA – U.S. Energy Information Administration (2022) Electric Power Monthly with Data for August 2022. U.S. Department of Energy, Washington, DC 20585. <https://www.eia.gov/electricity/monthly/>
- Franz, Manuela; Narodoslawsky, Michael (2020) Carbon Footprint, SPI und Flächenverbrauch von PV-Anlagen und anderen erneuerbaren/fossilen Energieerzeugungssystemen. 16. Symposium Energieinnovation, 12.-14.02.2020, Graz/Austria, 14 S. <http://hdl.handle.net/20.500.12708/77696>
- Franz, Manuela; Piringer, Gerhard (2020) Market development and consequences on end-of-life management of photovoltaic implementation in Europe. Energy, Sustainability and Society (2020) 10:31. <https://doi.org/10.1186/s13705-020-00263-4>
- Fthenakis, Vasilis; Kim, Hyung Chul (2009) Land use and electricity generation: A life-cycle analysis. Renewable and Sustainable Energy Reviews, Volume 13, Issues 6–7, August–September 2009, Pages 1465-1474. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2008.09.017>
- Google Earth Pro (2022) <http://earth.google.com>
- IEA – International Energy Agency (Hg.) (2022) Electricity Market Report, January 2022. <https://www.iea.org/reports/electricity-market-report-january-2022>
- Martín-Chivelet, Nuria (2016) Photovoltaic potential and land-use estimation methodology. Energy, Volume 94, 1 January 2016, Pages 233-242. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2015.10.108>
- Mauro, G.; Lughì, V. (2017) Mapping land use impact of photovoltaic farms via crowdsourcing in the Province of Lecce (Southeastern Italy). Solar Energy 155 (2017) 434–444. <http://dx.doi.org/10.1016/j.solener.2017.06.046>
- NREL – National Renewable Energy Laboratory (2022) Land Use by System Technology. <https://www.nrel.gov/analysis/tech-size.html>
- OVE-Norm (2022a) OVE EN IEC 61215-1: Terrestrische Photovoltaik(PV)-Module-Bauarteignung und Bauartzulassung. Teil 1: Prüfanforderungen, Ausgabe 2022-03-01. (Übersetzung ident mit: IEC 61215-1:2021+COR1:2021: Terrestrial photovoltaic (PV) modules - Design qualification and type approval - Part 1: Test requirements).
- OVE-Norm (2022b) OVE EN IEC 61215-2: Terrestrische Photovoltaik(PV)-Module - Bauarteignung und Bauartzulassung - Teil 2: Prüfverfahren Ausgabe 2022-03-01. (Übersetzung ident mit: IEC 61215-2:2021: Terrestrial photovoltaic (PV) modules - Design qualification and type approval - Part 2: Test procedures).
- Sanseverino, E.R.; Cellura, M.; Luu, L.Q.; Cusenza, M.A.; Nguyen Quang, N.; Nguyen, N.H. (2021) Life-Cycle Land-Use Requirement for PV in Vietnam. Energies 2021, 14, 861. <https://doi.org/10.3390/en14040861>
- Schmela, Michael et al. (2022) European Market Outlook for Solar Power 2022-2026. SolarPower Europe, December 2022, Brussels, Belgium. ISBN: 9789464669015.
- Silva, Luis; Sareen, Siddharth (2021) Solar photovoltaic energy infrastructures, land use and sociocultural context in Portugal. Local Environment, 26:3, 347-363, <https://doi.org/10.1080/13549839.2020.1837091>
- Stoeglehner, Gernot (2020) Integrated spatial and energy planning: a means to reach sustainable development goals. Evolutionary and Institutional Economics Review volume 17, pages 473–486 2020. <https://doi.org/10.1007/s40844-020-00160-7>
- Stoeglehner, Gernot; Neugebauer, Georg; Erker, Susanna; Narodoslawsky, Michael (2016) Integrated Spatial and Energy Planning: Supporting Climate Protection and the Energy Turn with Means of Spatial Planning. Springer Briefs in Applied Sciences and Technology, 2016, 128 Seiten. ISBN-13: 978-3319318684.
- Smil, Vaclav (2016) Power density: a key to understanding energy sources and uses. The MIT Press, Cambridge, Massachusetts, 2016. ISBN 9780262529730.
- Solargis (2022) Solar resource maps and GIS data for 200+ countries: Photovoltaic Electricity Potential. Solargis s.r.o., Bratislava, Slovakia. <https://solargis.com/maps-and-gis-data/overview>
- Van Zalk, J.; Behrens, P. (2018) The spatial extent of renewable and non-renewable power generation: A review and meta-analysis of power densities and their application in the U.S. Energy Policy 123 (2018) 83-91. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2018.08.023>
- Verburg, Peter H. (2006) Simulating feedbacks in land use and land cover change models. Landscape Ecol (2006) 21:1171–1183. <https://doi.org/10.1007/s10980-006-0029-4>