



TAGUNGSUNTERLAGEN

**36. PV-Symposium /
BIPV-Forum
18. - 26. Mai 2021
online**

IMPRESSUM

Angaben gemäß § 5 TMG:

Conexio GmbH
Kiehnlestraße 16
75172 Pforzheim
Deutschland

Tel.: +49 7231 58598-182
Fax: +49 7231 58598-28
E-Mail: info@conexio.expert

Geschäftsführung: Bernd Porzelius
Amtsgericht Mannheim, HRB 728275

Umsatzsteuer-Identifikationsnummer: DE313252229

ISBN 978-3-948176-14-3

© 2021 Conexio GmbH, Pforzheim, Deutschland

Die Rechte an den Einzelbeiträgen liegen beim jeweiligen Verfasser; Rechte am Gesamtwerk liegen bei der Conexio GmbH.
Nachdruck oder Vervielfältigung, auch teilweise oder in umgestalteter Form, ist nur mit Zustimmung durch die Conexio GmbH bzw. durch den Verfasser des Einzelbeitrages gestattet.

Integrierte Photovoltaik

Potenziale der Integrierten Photovoltaik in Deutschland

Harry Wirth, Jan-Blicke Eggers, Max Trommsdorff, Holger Neuhaus, Martin Heinrich, Stefan Wieland, Christian Schill

Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, Heidenhofstr. 2, 79110 Freiburg
Telefon: +49 761 4588-5858, harry.wirth@ise.fraunhofer.de, www.ise.fraunhofer.de

1. Was bringt Integration?

Die Energiewende benötigt sehr viel Photovoltaik. Eine Studie des ISE aus dem Jahr 2020 analysiert verschiedene Szenarien für eine weitgehend treibhausgasneutrale Energiebereitstellung bis zum Jahr 2050 [1]. Abhängig von den getroffenen Annahmen wird ein kostenoptimierter Ausbau auf bis zu 645 GW_p an installierter PV-Leistung berechnet. Auf Basis der Szenarien erscheint ein Ausbauziel in der Größenordnung von **400 - 500 GW_p** installierte PV-Leistung als plausibel.

Photovoltaik benötigt viel Fläche. Bei einer Verzehnfachung der heute installierten Leistung auf gleicher Technologiebasis sind zunehmende Konflikte und Akzeptanzprobleme absehbar. Dabei geht es um die Konversion von Acker- in Grünland, steigende Pachtpreise, Eingriffe in das Landschaftsbild durch PV-Freiflächenanlagen und Eingriffe in das Ortsbild durch überbaute Hausdächer in Aufdachmontage.

Integrierte Photovoltaik verspricht hingegen flächenneutrale Kraftwerke. Mit einer geschmeidigen Integration von Solarzellen in die Hülle von Gebäuden und Fahrzeugen, in Verkehrswege, über Ackerland, versiegelte Siedlungsflächen und geflutete Tagebaue können riesige Flächen doppelt genutzt werden (Abbildung 1).



Abbildung 1: Anwendungen der Integrierten Photovoltaik

In den Hüllen von Objekten kann Integrierte Photovoltaik bspw. durch farbige Deckschichten weitgehend unsichtbar gestaltet werden. Zusätzlich schafft die Aktivierung dieser Flächen vielfältige Synergien, je nach Anwendung zählen dazu verschiedene Schutzfunktionen, Ressourceneffizienz durch Materialeinsparungen und eine verbrauchsnahe, dezentrale Stromproduktion. Tabelle 1 zeigt eine qualitative Übersicht möglicher Synergien, die sich aus dem Einsatz von Integrierter PV in der jeweiligen Anwendung ergeben.

Anwendung	Synergiepotenziale
Agri-PV	Klimaresilienz der Landwirtschaft, Witterungs- und Sonnenschutz für empfindliche Pflanzen, Wassermanagement, Doppelnutzung der Unterkonstruktion
BIPV	Witterungs- und Sonnenschutz, Doppelnutzung des Hüllenmaterials und der Unterkonstruktion
VIPV	Verringerung der Ladehäufigkeit, Verbesserung der CO ₂ -Bilanz des Fahrzeugs, Witterungs- und Sonnenschutz, Doppelnutzung des Hüllenmaterials und der Unterkonstruktion
RIPV	Lärmschutz, Witterungsschutz, Doppelnutzung des Hüllenmaterials und der Unterkonstruktion
FPV	Steigerung des spezifischen Ertrags, Klimaresilienz des Gewässerbiotops, Reduktion der Verdunstungsverluste
UPV	Witterungs- und Sonnenschutz

Tabelle 1: Mögliche Synergien in den Anwendungen der Integrierten PV

Neuere Technologien und Entwicklungen, für die optimierte Integration von PV-Modulen wie hochselektive Farbschichten, effizienzsteigernde Zell- und Modultechnologien, Bifazialität oder dreidimensionale Lamine werden in weiteren Beiträgen dieser Konferenz diskutiert (Heinrich et al.).

2. Methodik

Im Fokus der möglichen Flächennutzung steht das **technische Potenzial**, bei dessen Abschätzung bereits grundlegende technische Einschränkungen des theoretischen Flächenpotenzials berücksichtigt wurden (Abbildung 2). Nur ein Teil des technischen Potenzials lässt sich wirtschaftlich-praktisch erschließen, abhängig vom Erfolg der jeweiligen Produktentwicklungen bezüglich Stromertrag, Kosten, Erscheinungsbild und Synergieeffekten sowie von verschiedenen Rahmenbedingungen.

Es geht hier um das technische Potenzial in einem voll ausgebauten Zustand, ohne Annahme eines bestimmten Zieljahres oder Ausbaupfades. In der Praxis wird die Ausbaudynamik durch eine Reihe von technischen und regulatorischen Randbedingungen

(s. Abschnitt 11) beeinflusst, bspw. die Sanierungsrate von Bestandsgebäuden oder den Marktanteil von E-Fahrzeugen.

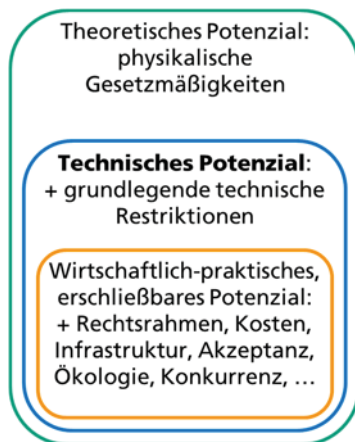


Abbildung 2: Begriffsklärung zu Potenzialen

2.1 Wirkungsgrad, Performance und solare Einstrahlung

Für Solarmodule wird in allen Anwendungen ein elektrischer **Wirkungsgrad** von **20%** angenommen. Dies entspricht dem aktuellen Stand der Technik für gute Produkte, während Spitzenprodukte bereits heute 21-22% erreichen. Wenn sich der bisherige Trend fortsetzt, sind auch in Zukunft jährliche Wirkungsgradsteigerungen um 0,3% absolut zu erwarten, die hier aber unberücksichtigt bleiben. Minderungen des Wirkungsgrades durch farbgebende Beschichtungen für ästhetisch anspruchsvolle Fassaden- oder PKW-Integration werden nicht berücksichtigt.

Die **Performance Ratio (PR)** hängt insbesondere ab von Moduleigenschaften (mono-/bifazial, Temperaturkoeffizienten, Einstrahlwinkelabhängigkeit der Modulleistung) und von der Montageart (Hinterlüftung, Umgebungstemperatur). Ausgangspunkt für die Abschätzung bei Anwendungen mit freier Hinterlüftung sind **85% PR**. Für Technologien ohne oder mit eingeschränkter Hinterlüftung wie BIPV und VIPV werden **75%** angenommen. Als Jahressumme der globalen horizontalen Einstrahlung werden **1086 kWh/(m²·a)** angenommen, entsprechend dem Durchschnitt der Jahre 1991 -2020 für Deutschland, auf Basis von Daten des DWD [8]. Für senkrecht geneigte Flächen wird, gemittelt über alle Orientierungen, eine Jahressumme an solarer Einstrahlung von **650 kWh/(m²·a)** angesetzt.

2.2 Belegungsichte

Integrierte PV darf in den meisten Fällen nur einen Teil der Einstrahlung verwerten, weil die darunterliegende Anwendung ebenfalls Sonnenlicht benötigt. Gebäude und PKWs sind auf lichtdurchlässige Hüllenausschnitte angewiesen, Landwirtschaft und

belebte Gewässer tolerieren nur eine begrenzte Teilverschattung. Entsprechende Abschläge in Belegungsdichte oder Belegungsgrad werden bereits bei der Abschätzung des technischen Potenzials als technologieimmanent berücksichtigt. Je nach Anwendung wird die partielle Transmission durch Abstände zwischen Modulen, Abstände zwischen opaken Zellen in transparenten Modullaminaten oder perspektivisch durch semitransparente Solarzellen realisiert. Für integrierte Anwendungen in der Freifläche wie Agri-PV und FPV wird deshalb eine Belegungsdichte von **0,6 MW/ha** angenommen. Bei 20% Modulwirkungsgrad bedeutet das ein Verhältnis von Modul- zu Aufstellungsfläche von näherungsweise 3:10, ohne Berücksichtigung weiterer Erschließungsflächen im PV-Kraftwerk. Zum Vergleich: gewöhnliche, südorientierte PV-FFA werden heute bei 20% Moduleffizienz mit einer Belegungsdichte um 1 MW/ha gebaut, im Jahr 2010 waren es ca. 0,34 MW/ha.

3. Agri-Photovoltaik (Agri-PV)

Unter Agri-Photovoltaik (Agri-PV) wird die kombinierte Nutzung derselben Landfläche für landwirtschaftliche Produktion und für Stromproduktion mittels einer PV-Anlage verstanden. Hoch aufgeständerte Agri-PV kann die Pflanzen vor Extremwetterereignissen, wie z. B. Hagel, schützen. In wärmeren und trockeneren Jahren ist zudem eine geringere Bodenwasserverdunstung zu erwarten, was im Zuge des Klimawandels für die Landwirtschaft eine bedeutende Rolle spielt. Daten des DWD zeigen für Deutschland auf Basis der Jahre 1991 - 2020 einen linearen Trend der Jahressumme der globalen horizontalen Einstrahlung von +0,3%/a und der Niederschlagsmenge von -0,4%/a. Bodennahe APV-Konstruktionen mit großen Reihenabständen nehmen wenig Einfluss auf Pflanzenwachstum und Boden.

Als **theoretisches Potenzial** der Agri-PV wird die gesamte landwirtschaftliche Nutzfläche in Deutschland betrachtet. Sie gliedert sich in Ackerland, Dauerkulturen und Dauergrünland und beträgt in der Summe 166.000 km², was ca. 50% der Fläche Deutschlands ausmacht.

Für die Abschätzung des **technischen Potenzials** von hoch aufgeständelter Agri-PV wurden nur Ackerkulturflächen (anteilig zu 33%) und Dauerkulturflächen (100%) berücksichtigt, jedoch keine Flächen im Maisanbau und kein Dauergrünland. Die Frage nach der tatsächlichen Eignung einzelner Ackerkulturen ist derzeit noch Gegenstand der Forschung, deshalb die Beschränkung auf 1/3. Für Deutschland ergibt sich daraus ein technisches Flächenpotenzial von 29.000 km². Bei einer Belegungsdichte von 0,6 MW/ha folgt ein technisches Leistungspotenzial von ca. **1.700 GW_P**. Aktuell wird eine differenzierte technische Potenzialstudie im Rahmen einer Doktorarbeit erstellt. Bodennahe APV wird mit deutlich geringeren Belegungsdichten gebaut, dafür eignet sie sich grundsätzlich auch für Dauergrünland und für weniger schattentolerante Kulturen. Der **spezifische elektrische Ertrag** (kWh/(kW_P·a)) von Agri-PV-Systemen hängt insbesondere ab von der jährlichen Globalstrahlungssumme, der Modulausrichtung (feste

Orientierung und Neigung oder Nachführung), vom Modultyp (mono- vs. bifazial), von der Montagehöhe (größere Höhe vergrößert bifazialen Mehrertrag und verstärkt konvektive Kühlung) und Verschmutzung. Für die Abschätzung des spezifischen Ertrags gehen wir von einer hoch aufgeständerten Bauweise in Südost-Orientierung aus, wie sie in der Pilotanlage Heggelbach zum Einsatz kam [4]. Alternativ können Modulreihen bodennah montiert werden, mit Bewirtschaftung zwischen den Reihen, dann allerdings mit geringeren Belegungsdichten. Wir nehmen eine Erhöhung der Basis-PR von 85% um 2% relativ an wegen der verstärkten konvektiven Kühlung und um weitere 5% relativ aufgrund bifazialer Mehrerträge. Mit der resultierenden PR von 91% ergibt sich ein spezifischer Ertrag von **1010 kWh/(kW_p·a)**.

Auf 14% der landwirtschaftlichen Fläche Deutschlands werden **Energiepflanzen** angebaut, insbesondere für die Herstellung von Biogas, Biodiesel, Pflanzenöl und Bioethanol [3]. Vergleicht man die Effizienz der Flächennutzung zur **Stromproduktion**, dann schneidet Agri-PV unter den getroffenen Annahmen um **Faktor 32** besser ab als Energiepflanzen: Silomais, der in Deutschland auf einer Fläche von ca. 1 Mio. ha angebaut wird, bringt 18,7 MWh_{el}/ha [3], während es bei Agri-PV ca. 600 MWh_{el}/ha sind. Das folgende Rechenbeispiel zu **Fahrzeugreichweiten** vergleicht die Effizienz der Flächennutzung für die Mobilität. Die Reichweite eines Elektrofahrzeugs (16 kWh/100 km), basierend auf dem Jahresstromertrag einer Agri-PV-Anlage von 1 ha, liegt um **Faktor 116** höher als die Reichweite eines Dieselfahrzeugs (5,5 l/100 km), angetrieben mit Biodiesel aus dem Jahresertrag eines gleich großen Rapsfeldes (Produktion 1775 l/(ha*a) [3]). Bei diesem Vergleich wurden weder Ladeverluste beim Elektroauto, noch der Energiebedarf zur Biodieselproduktion berücksichtigt.

Die Investitionskosten von Agri-PV-Anlagen sind im Vergleich zu herkömmlichen PV-Freiflächenanlagen höher [4]. Zum einen steigen die Kosten für die Unterkonstruktionen mit zunehmender Bauhöhe. Falls spezielle Modulformate oder Ausführungen mit erhöhter Lichtdurchlässigkeit zum Einsatz kommen, steigt der Modulpreis (€/Wp). Bei den operativen Kosten können im Vergleich zu herkömmlichen PV-Freiflächenanlagen hingegen Einsparungen erzielt werden, da die Kosten für die Flächen sinken und die Flächenpflege unter den Modulen von Landwirtschaftsbetrieben übernommen wird. Bei einer Laufzeit von 20 Jahren und einer Fläche von zwei Hektar liegen die erwarteten Stromgestehungskosten im Ackerbau etwa 50-70% über denen von Freiflächenanlagen. Bei niedrig aufgeständerten Anlagen z.B. im Obstbau ist mit 10-20% höheren Stromgestehungskosten im Vergleich mit PV-FFA zu rechnen.

4. Schwimmende PV (FPV)

Schwimmende Photovoltaik (Floating PV oder FPV) bezeichnet PV-Kraftwerke, deren Module auf Schwimmkörpern montiert werden, die auf Gewässern verankert sind. Abhängig von der Bauweise kann die Nähe zur Wasseroberfläche über eine verbesserte Kühlung der Module zu etwas höheren Stromerträgen als an Land führen. Auf der

anderen Seite wird das Gewässer in Folge der teilweisen Verschattung weniger stark durch die Sonneneinstrahlung aufgewärmt.

Auf Basis der Gewässerdaten für Sachsen und Baden-Württemberg lässt sich eine mittlere Größe der künstlichen stehenden Gewässer mit einer Fläche größer einem Hektar von 8,5 ha ableiten. Sie sind als Stauseen oder in Folge des Abbaus von Rohstoffen wie Kies, Sand, Ton u.a. entstanden. Unter Annahme dieser mittleren Größe für alle 3984 künstlichen stehenden Gewässer größer 1 ha in Deutschland [9] ergibt sich eine Gewässerfläche von ca. 34.000 ha.

Laut einer vom Fraunhofer ISE für BayWa r.e. erstellten Studie beträgt die Gesamtfläche der bereits gefluteten und noch zu flutenden Braunkohletagebaue 47.300 ha [9]. Zusammen kommen alle künstlichen Seen größer 1 ha in Deutschland auf ca. 81.200 ha Wasserfläche als **theoretisches Potenzial** für FPV. Natürliche Standgewässer oder Küstengewässer werden dabei nicht gezählt.

Nach einem Abzug von 10% für nicht nutzbare Gewässerrandzonen verbleiben ca. 73.100 ha als **technisches Potenzial** für FPV ca. **44 GW_p**. Wie eingangs erwähnt liegt dieser Rechnung eine gleichmäßige Belegungsdichte von 0,6 MW/ha zugrunde. In der Praxis werden schwimmende PV-Kraftwerke mit höheren Belegungsdichten (deutlich über 1 MW/ha mit Modulen in Ost-West-Ausrichtung), aber dafür nur auf Teilflächen des Sees errichtet. Unter Annahme einer vollflächig maximalen Belegungsdichte auf der gesamten Fläche ergibt sich allein auf den Braunkohletagebauseen ein technisches Potenzial von 56 GW_p.

Um die erhöhten Windlasten auf Gewässerflächen zu reduzieren, werden FPV-Module meist mit geringen Neigungen bis 15° aufgeständert. Unter der Annahme einer um 2% relativ erhöhten PR wegen des erwarteten Kühlungseffekts und einer Südausrichtung ist mit einem spezifischen Ertrag um 970 kWh/(kW_P·a) zu rechnen. Das technische Ertragspotenzial liegt damit bei 43 TWh.

Eine wichtige Randbedingung für die Installation von FPV ist die Bewahrung des ökologischen Gleichgewichts des Gewässers und seiner Uferzone. Einflüsse durch FPV-Kraftwerke betreffen den Lichteinfall in das Gewässer, mögliche Gewässerimmissionen, Ansiedlung sessiler Organismen an Schwimmkörpern, Verhaltensänderungen von Wasservögeln, einen veränderten Wärmehaushalt sowie modifizierte Stoffkreisläufe und Nahrungsketten. Diese Auswirkungen sind stark gewässertypabhängig und Gegenstand gegenwärtiger Forschung.

Im weltweiten Mittel lagen im Zeitraum 2014-2018 die Investitionskosten für FPV-Anlagen bei etwa 0,66 - 0,99 €/Wp [10] und damit 0,08 - 0,09 €/Wp über denen von Land-Freiflächenanlagen. Insgesamt sind sie jedoch stark abhängig vom Standort und der Tiefe des Gewässers sowie auch der Anlagengröße. In Deutschland sind FPV-Anlagen aufgrund des bisherigen Rechtsrahmens etwa eine Größenordnung kleiner als weltweit.

Die Stromgestehungskosten für FPV-Anlagen liegen nach Expertenschätzungen etwa 10-15% [9] über denen vergleichbarer Freiflächenanlagen an Land. Bisher gibt es nur

wenig Bau- und Betriebserfahrung für FPV-Kraftwerke – in Deutschland wurde die erste kommerzielle Anlage erst 2019 in Betrieb genommen. Nach Kenntnis der Autoren sind deutschlandweit derzeit etwa 3 MWp installiert, verteilt auf vier Anlagen. Alle Anlagen wurden auf Baggerseen errichtet und dienen hauptsächlich der Eigenstromversorgung örtlicher Kies- oder Zementwerke.

5. Bauwerkintegrierte PV (BIPV)

Die Integration von Photovoltaik in die Gebäudehülle, Bauwerkintegrierte Photovoltaik (**BIPV**) genannt, erlaubt die Nutzung bestehender baulicher Strukturen für die verbrauchsnahe Stromproduktion. Neben möglichst hohen Stromerträgen und geringen Kosten ist dabei vor allem die architektonische Gestaltbarkeit wichtig, um eine hohe Akzeptanz bei Planern und Architekten, aber auch den Nutzern und der Bevölkerung zu erreichen. Hierfür, wie auch für die Potenzialerhebung, ist es zunächst unwichtig, ob es sich streng genommen um BIPV oder Bauwerkapplizierte Photovoltaik (BAPV) handelt. Der Unterschied liegt darin, dass die PV-Module bei BIPV - neben der Stromproduktion – mindestens eine weitere Funktion der Gebäudehülle (Doppelfunktion) übernehmen. BAPV wird demgegenüber ergänzend an der Außenhülle eines Bauwerks angebracht. Perspektivisch lassen sich durch die Doppelfunktion der BIPV und die damit verbundene Einsparung an Baumaterial auch Kostensenkungen erwarten. Das größte Flächenpotenzial für BIPV bilden Dächer und Fassaden von Wohn- und Nichtwohngebäuden. Daneben umfasst der Begriff grundsätzlich aber auch die Anwendung an anderen Bauwerken wie Türmen, Parkhäusern oder Silos.

Das **theoretische Potenzial** entspricht der Hüllfläche (Dach- und Fassadenflächen) des jeweils aktuellen Gebäudebestands. Es ist durch Bautätigkeit über die Zeit veränderlich. Als Basis für die Ermittlung des Potenzials ([5],[6]) dienen die Gebäudegeometrien in Form georeferenzierter, dreidimensionaler Gebäudemodelle im Detaillierungsgrad LoD1 (LoD: Level of Detail). Das theoretische Potenzial an Fassadenflächen wird mit 12.416 km² ausgewiesen. Das Potenzial für die Dachflächen des deutschen Gebäudebestands beläuft sich auf 6.100 km². Das LoD1-Modell vernachlässigt dabei die genaue Dachform und geht von Flachdächern aus. Diese Ergebnisse zum theoretischen Potenzial an Dach- und Fassadenflächen werden für die nachfolgenden Betrachtungen als Basis übernommen.

Das **technische Flächenpotenzial** lässt sich aus dem theoretischen Potenzial ableiten, indem für die BIPV nicht nutzbare Flächen ausgeschlossen werden, insbesondere nicht belegbare oder verschattete Flächen. Bei Dächern sind nicht belegbare Flächen vor allem durch Aufbauten wie beispielsweise Schornsteine, Antennen, Gauben oder Lichtkuppeln bedingt. Aufbauten wirken sich zudem häufig auch verschattend auf benachbarte Flächen aus. In Fassaden lassen sich Ausschnitte wie Fenster und Türen nicht oder nur sehr begrenzt belegen. Auch Auskragungen wie Dachüberstände, Balkone oder Erker mindern die nutzbare Fläche durch Zerklüftung und Verschattung.

Neben der genannten Verschattung durch eigene Strukturen hat die Umgebung in Form von Gelände, Nachbargebäuden und Stadtgrün einen großen Einfluss auf die Einstrahlungssituation.

Analog zu [5] wird der Anteil der nicht belegbaren Flächen für Dächer mit 40% und für Fassaden mit 30% abgeschätzt. Der Verschattungseinfluss sorgt für weitere Einbußen in Höhe von 13% bei Dächern und 71% bei Fassaden. Außerdem muss sowohl für Dach- als auch Fassadenflächen bedacht werden, dass sich Potenzialflächen in der Regel nicht komplett mit BIPV-Modulen belegen lassen, sondern kleinere Bereiche durch Lücken zwischen den Modulen sowie Verschnitt an Rändern ausgeschlossen sind. Hierfür wird ein pauschaler Minderungsfaktor von 0,88 angesetzt. Vom theoretischen Potenzial verbleibt so ein technisches Potenzial in Form von nutzbarer BIPV-Modulfläche in Höhe von 2.800 km² an Dachflächen und 2.200 km² an Fassadenflächen (Tabelle 2).

Unter Ansatz der in Abschnitt 2.1 genannten Werte für elektrischen Modulwirkungsgrad, Systemwirkungsgrad und solare Einstrahlung resultieren daraus ein technisches Potenzial an installierbarer Leistung von **560 GW_P** auf **Dach-** und **440 GW_P** auf **Fassadenflächen** sowie spezifische Jahresstromerträge von rund 815 kWh/(kW_P·a) bzw. 488 kWh/(kW_P·a). Der entsprechende absolute Jahresstromertrag aus BIPV-Anlagen beläuft sich auf 456 TWh/a in Dächern und 215 TWh/a in Fassaden, also insgesamt 671 TWh/a.

	Fläche [km ²]	Installierbare PV- Leistung [GW _P]	Jahresstromertrag [TWh/a]
Theoretisches Potenzial			
Dächer	6.101	1.220	994
Fassaden	12.416	2.483	1.211
Summe	18.517	3.703	2.204
F1: Aufbauten, Ausschnitte und Auskragungen			
Dächer	3.661	732	596
Fassaden	8.691	1.738	847
F2: Verschattung			
Dächer	3.200	640	521
Fassaden	2.500	500	244
F3: Modulbelegung			
Dächer	2.800	560	456
Fassaden	2.200	440	215
Techn. Potenzial			
Dächer	2.800	560	456
Fassaden	2.200	440	215

Summe	5.000	1.000	671
-------	-------	-------	-----

Tabelle 2: BIPV-Potenzial für Deutschland in Fläche, installierbarer Leistung und Jahresstromerträgen nach Anwendung von Filterkriterien F_i

Die **Investitionskosten** von BIPV-Anlagen lassen sich schwer pauschal beziffern und weisen eine große Spannbreite auf (vergl. [7]). Im Vergleich zu PV-Systemen mit Standard-PV-Modulen für die Aufdachmontage (BAPV) und Freiflächenanlagen hängen sie noch stärker von den individuellen Gegebenheiten der Installation und hier speziell der Gebäudehülle ab. BIPV mit einem hohen Integrationsgrad ist zudem aktuell noch gering verbreitet und die entsprechenden Produkte sind noch nicht im Massenmarkt angekommen. Daraus resultieren höhere Kosten pro installierter Leistung als bei Systemen mit gewöhnlichen PV-Modulen. Im Falle von Neubau und Sanierung ist aber zu bedenken, dass für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung nur die Mehrkosten der BIPV-Lösung gegenüber einer konventionellen, passiven Dacheindeckung oder Fassadenbekleidung angesetzt werden sollten.

Zusammengefasst bietet die Nutzung der Gebäudehülle als Unterstruktur für Photovoltaikanlagen ein sehr großes Potenzial von rund 1000 GW_p installierbarer elektrischer Leistung, bei dem sich hohe Ansprüche an die architektonische Gestaltbarkeit erfüllen lassen.

6. Urbane PV (UPV)

Viele versiegelte Flächen in bebauten Bereichen können mehrfach genutzt werden, um erneuerbare Energieerzeugung in die Lebenswelt von Städten und Gemeinden zu integrieren. UPV-Anlagen können dort als Schattenspender bzw. Regenschutz dienen oder in Verbindung mit Speichern die energieautarke Beleuchtung von Parkplätzen oder Radwegen übernehmen. Das größte Flächenpotenzial haben hierbei Parkplätze. Eine Analyse von Openstreetmap-Daten aus 2019 ergibt eine bundesweite Gesamtzahl von mehr als 360.000 Teilflächen mit einer Gesamtfläche von ca. 47.400 ha (Histogramm s. Abbildung 3). Hierbei liegt der Flächenmedian bereits bei 509 m², der Mittelwert jedoch bei 1307 m². Es gibt einige sehr große Parkplätze, der Größte hat eine Fläche von ca. 38,7 ha. Nicht berücksichtigt sind hier private Stellplätze und Einzelparkstreifen entlang von Straßen.

Je nach Anordnung sind PKW-Stellplätze etwa (2,0 bis 3,5) x (5 bis 6,7) m² groß, also in einer Größenordnung von 18 m². Der Flächenmedian entspricht somit einer Fläche für ca. 28 Fahrzeugen. In Baden-Württemberg wurde ab 2022 eine Solarpflicht für neue Parkplatzflächen mit mehr als 75 Stellplätzen beschlossen, und mehrere Bundesländer diskutieren eine solche Pflicht ebenfalls, mit variierenden Angaben. 75 Stellplätze entsprechen einer Fläche von ca. 1.350m².

Die Gesamtfläche definiert das **theoretische Flächenpotenzial** von 474 km². Bei Annahme eines Flächenbedarfs für Erschließungswege von 40% verbleibt ein **technisches Flächenpotenzial** von 284 km². Bei Annahme einer Neigung von 15°, einer

Südost-Ausrichtung als mittlere Abweichung von der ertragsoptimalen Südausrichtung und einer um 2% relativ größeren PR wegen des erhöhten Aufbaus ergibt sich ein spezifischer Ertrag um 930 kWh/(kW_P·a). Eine vollständige Belegung der Überdachungsfläche führt zu einem technische Leistungspotenzial von **59 GW_p** und einem technischen Ertragspotenzial von 55 TWh.

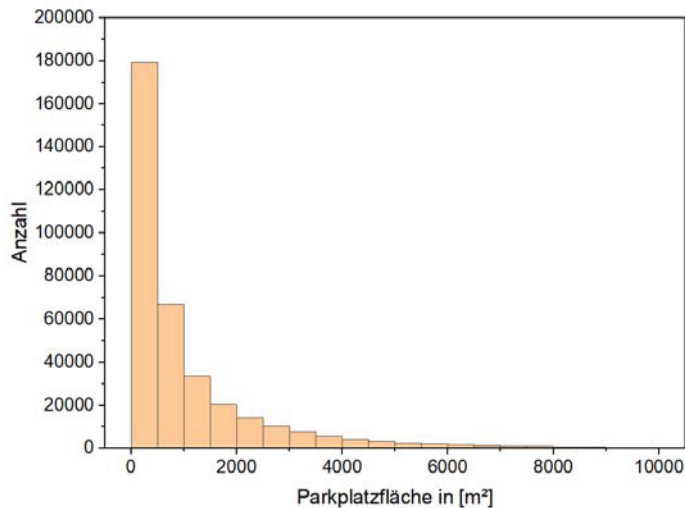


Abbildung 3 Histogramm der Parkplatzflächen kleiner 1ha in Deutschland

7. PV in Verkehrswegen (RIPV)

Die Integration von Photovoltaik in Verkehrswegen (Road Integrated Photovoltaics, RIPV) kann oberhalb als Überdachung erfolgen, in der Ebene der Wege als begehbare und befahrbare Straßenbelag, in Randstreifen und Gleisbetten oder als vertikale seitliche Abgrenzung der Wege, bspw. für den Lärmschutz.

Alle Verkehrsflächen zusammen machen ca. 5% der gesamten Fläche Deutschlands aus, davon haben Straßen (52%), Wege (37%) und Schienen (7%) den größten Anteil [15]. Zum Straßenanteil gehören befestigte Verkehrswege inklusive Trennstreifen, Böschungen und begleitende Fuß und Radwege. Wege beinhalten alle begehbaren und befahrbaren Flächen inklusive Rand- und Seitenstreifen. Für eine Abschätzung des theoretischen Potenzials betrachten wir den Anteil der befestigten Straßenflächen, also ohne Mittelstreifen, Bankette oder Böschungen. Die Flächen der Bundesautobahnen, Bundesstraßen, Landesstraßen, Kreisstraßen und Gemeindestraßen sind in Tabelle 3 zusammengefasst [16]. In der Kategorie „Schiene“ wurde die Fläche auf Basis der Länge des Schienennetzes und einer Breite von 3 m angenommen, die der Zugbreite entspricht. Für das technische Potenzial wurde die Breite auf die Spurweite der Schienen reduziert.

Für das **technische Potenzial** werden die innerstädtischen Straßenflächen der Landes- und Kreisstraßen wegen des erhöhten Verschattungsrisikos ausgeschlossen. Von den Gemeindestraßen werden nur 10% der gesamten Straßenfläche angesetzt.

Sie entsprechen dem Anteil der Fußgänger- und Fahrradwege und eignen sich potenziell zur Einbettung von begehbaren und befahrbaren PV-Modulen. Das technische Potenzial für die horizontale Integration in befestigte Straßen (Überdachung oder Straßenbelag) beläuft sich damit auf **301 GW_p**.

	Fläche [km ²]	Theoretisches Potenzial [GW _p]	Technisches Potenzial [GW _p]
Bundesautobahnen	289	57,8	57,8
Bundesstraße	343	68,5	68,5
Landesstraße	421	84,1	65,6
Kreisstraße	409	81,9	64,9
Gemeindestraße	1720	344,0	34,4
Schiene	115	23,0	10,0
Summe	3297	659,4	301,3

Tabelle 3: Theoretisches und technisches Potenzial für die verschiedenen Verkehrswege auf Basis der horizontalen Flächen.

Für PV-Lärmschutz an Verkehrswegen werden Straßen und Schienen gemeinsam betrachtet da ähnliche Technologien verwendet werden können. Lärmschutzwälle und Lärmschutzwände an Bundesfernstraßen haben eine Gesamtlänge von ca. 3600 km [17]. Für Schienen wurde der Bedarf abhängig von der Lärmemission (>57 dB) entlang des Streckennetzes in einer Studie ermittelt [18]. Hier beträgt die Länge mit Lärmschutzbedarf 6500 km. Bei einer durchschnittlichen Höhe von Lärmschutzwällen von 5 m, einer Fläche der Lärmschutzwände von 9,11 Mio. m² und einer Höhe von Lärmschutzwänden an Schienen mit 2 m ergibt sich ein theoretisches Potenzial von 5,6 GW_p. Für das technische Potenzial werden 50% der Flächen angesetzt, entsprechend den oberen 2 m eines Wandelements bei Lärmschutzwänden an Straßen und ca. 1 m bei Schienen. Damit ergibt sich ein technisches Potenzial von **2,8 GW_p**.

Die Investitionskosten für RIPV hängen von der Art der Integration ab. Für Aufrüstungen oder Neuaufstellungen von Lärmschutzwänden mit Photovoltaik sind weitaus geringere Kosten zu erwarten als für die Überdachung von z.B. Autobahnen, die eine stabile und sichere Stahlunterkonstruktion für Durchfahrhöhen von mind. 4,7 m benötigen. Erhöhte Kosten sind ebenfalls für in den Fahrbelag integrierte, begehbare oder befahrbare Module zu erwarten, die einen Teil der Fahrbahnoberfläche ersetzen. Bei Überdachungen von z.B. Fuß- oder Fahrradwegen mit Photovoltaikmodulen sind durch verringerte Anforderung an Aufbauhöhe und Stabilität auch geringere Investitionskosten zu erwarten. Für die Integration von Modulen in das Gleisbett sind durch eine sehr gute Standardisierbarkeit und meist nicht notwendige Begehrbarkeit ebenfalls vergleichsweise geringere Kosten zu erwarten.

Für die Betrachtung des Ertragspotenzials wird zwischen den 4 Fällen der Überdachung von Straßen außerorts, der Fahrwegintegration in Gemeindestraßen, der

Integration ins Gleisbett und der vertikalen Integration in Lärmschutzanlagen unterschieden. Für die Überdachung von Straßen wird eine wirksame Hinterlüftung und eine PR von 85% angenommen. Bei Fahrweg- und Gleisbett-integrierten Modulen fehlt eine Hinterlüftung, es wird eine PR von 75% angenommen, zusätzlich reduzieren Verschattungs- und Verschmutzungsverluste den Ertrag um jeweils ca. 50% und 20%. Für die Lärmschutzanlagen wird aufgrund der Hinterlüftung eine Performance Ratio von 85% angenommen, jedoch die Einstrahlung durch die nichtoptimale Ausrichtung der Module um 40% reduziert. Verluste durch Verschattung werden beim Lärmschutz nicht berücksichtigt. Tabelle 4 zeigt die ermittelten Ertragspotenziale.

	Fläche [km ²]	Leistung [GW _p]	Ertrag [TWh/a]
Straßenüberdachung	1285	257	238
Straßenintegration	172	34	14
Gleisbettintegration	50	10	5,6
Lärmschutzeinrichtungen	14,1	2,8	1,6
Technisches Potenzial	1521	304	259

Tabelle 4: Technische Potenziale für RIPV für die verschiedenen Integrationstechnologien der Überdachung von und Integration in Straßen sowie der Integration in das Gleisbett und in Lärmschutzeinrichtungen.

8. Fahrzeugintegrierte PV (VIPV)

Die Fahrzeugintegrierte Photovoltaik (Vehicle integrated Photovoltaics, VIPV) bezeichnet die Integration von Photovoltaikmodulen in die Hülle von Fahrzeugen mit elektrischem Antrieb oder mit verbrauchsintensiven elektrischen Aggregaten. Grundsätzlich kommen alle Fahrzeugkategorien in Betracht (z.B. PKW, LKW, Schienenverkehr, Schiffe, Flugzeuge), hier sollen für die Potenzialbetrachtung nur die beiden zahlenmäßig wichtigsten Kategorien der PKW (einschließlich Wohnmobile) und Nutzfahrzeuge (Busse, Lastkraftwagen und Zugmaschinen) in Betracht gezogen werden.

Gemäß einer Veröffentlichung des Kraftfahrtbundesamts sind ca. 47,7 Mio. PKW und ca. 5,6 Mio. Nutzfahrzeuge in den verschiedenen Fahrzeugklassen in Deutschland zugelassen (Tabelle 5, [11]). Um das **theoretische Potenzial** zu erschließen wurden typische Grundflächen der Fahrzeuge ermittelt. Das gesamte theoretische Potenzial der Fahrzeuge beläuft sich auf ca. 61,5 GW_p.

Die Betrachtung in Tabelle 5 beinhaltet nur die Grundfläche der Fahrzeuge und betrachtet eine horizontale Integration. Dies entspricht den Integrationsstufen 1+2 siehe Abbildung 4 [12]. Mit geringem Mehraufwand können auch die vertikalen Flächen am Fahrzeug genutzt werden, allerdings mit geringerem Ertragspotenzial pro Flächeneinheit. Dies entspricht der Integrationsstufe 3.

Hierdurch ergibt sich ein zusätzliches Potenzial von 61 GW_p für PKWs und 26 GW_p für Nutzfahrzeuge. Hierbei wurde ausgehend von den Grundflächen angenommen, dass PKWs 2 m und Nutzfahrzeuge 2,2 m breit sind, PKWs 1,2 m hoch und Nutzfahrzeugen abhängig von der Fahrzeugklasse 2 m (bis 3,5 t), 3 m (bis 12 t) oder 3,8 m hoch sind. Insgesamt liegt damit das theoretische Potenzial für VIPV in Deutschland bei ca. 150 GW_p.

Zulassungs- klasse	Fahrzeuge		Typische Grund- flächen (alle Fahrzeugtypen)	Theoretisches Potenzial	
	PKW	Nutzfahr- zeuge		PKW	Nutzfahr- zeuge
	Mio.	Mio.	m ²	GW _p	GW _p
bis 2,8 t	45,7	1,9	5,3	48,4	2,1
2,8-3,5 t	1,9	2,2	6,1	2,3	2,7
3,5-5 t	0,1	0,5	10,1	0,2	1,0
5-7,5 t	-	0,6	14,7		1,7
7,5-12 t	-	0,2	17,6		0,9
12-20 t	-	0,4	17,6		1,2
20-28 t	-	0,2	17,9		0,7
>20 t	-	-	33,3		0,3

Tabelle 5: Fahrzeugzahlen, typische Grundfläche und theoretisches Potenzial von Verkehrsmitteln. PKWs (inklusive Wohnmobile) mit einer Nutzlast größer 7,5 t wurden nicht berücksichtigt.



Abbildung 4: Integrationsstufen an Fahrzeugen am Beispiel von PKWs. Integrationsstufe 1 beinhaltet die Dachfläche von Fahrzeugen, Integrationsstufe 2 alle weiteren nicht-transparenten horizontalen Fahrzeugflächen wie Motorhaube und Heck, Integrationsstufe 3 die nicht-transparenten, vertikalen Seitenflächen von Fahrzeugen und Integrationsstufe 4 alle transparenten Flächen am Fahrzeug.

Um das **technische Potenzial** zu ermitteln, wird ein Nutzbarkeitsfaktor angesetzt. Bei PKWs kann technologisch fast die gesamte Fahrzeugflotte mit PV-Modulen ausgestattet werden. Die Grundfläche beinhaltet jedoch zu ca. 50% Fensterflächen und Geometrien bei denen ein Ausstattung mit PV-Modulen nicht möglich ist. Für die Seitenflächen wird ein Nutzbarkeitsfaktor von 30% angenommen. Bei Nutzfahrzeugen stellen

Plattformwagen, Kipper, Tankfahrzeugen und Sonstige 60% der Aufbauarten [11], daher werden 40% der Fahrzeugflotte als geeignet für VIPV angesetzt. Die Grundfläche ist durch die weitestgehend rechteckige Geometrie bei diesen Fahrzeugen mit einem Faktor von 80% abgeschätzt und für die Seitenflächen wird ein Faktor von 70% angenommen. Insgesamt ergibt sich ein technisches Potenzial von ca. **55 GW_p** für alle Integrationsstufen (Tabelle 6).

Die Herstellungskosten der PV-Module für PKWs wurden in einer vorherigen Publikation mit ca. 0,36 €/W_p bei einer möglichen Massenfertigung ermittelt [12]. Hierzu kommen noch weitere Kosten wie die leistungselektronische Anbindung und die Installationskosten hinzu. Jedoch entfallen Kosten für die Fahrzeugteile, die durch PV-Module ersetzt werden und die Installationskosten sind nur durch den zusätzlichen Aufwand der elektrischen Anbindung geringfügig höher als die Installationskosten von regulären Fahrzeugteilen.

Für die Ermittlung des potenziellen Jahresertrages ist die Verschattung der Fahrzeugflächen zu berücksichtigen. In einer früheren Publikation wurde für PKWs eine Abschattung von ca. 42% ermittelt [13]. Bei der Auswertung der Daten einer Einstrahlungsmesskampagne für Nutzfahrzeuge [14] wurde eine Abschattung von ca. 10% für diese Fahrzeuge ermittelt. Aufgrund der höheren Position der PV-Module an LKWs und der exponierteren Fahrzeugstandorten ergibt sich diese vergleichsweise geringe Abschattung während des Betriebs. Für die Seitenflächen werden weitere Einschränkungen berücksichtigt. Zuerst ist davon auszugehen, dass nur eine Seite des Fahrzeuges zur Sonne ausgerichtet ist, daher wird nur 50% des technischen Potenzials der Seitenflächen herangezogen. Zusätzlich ist die Abschattung an den Seitenflächen erhöht, hierfür wird ein zusätzlicher Abschattungsfaktor von 50% angesetzt. Als letztes ist noch die wechselnde Orientierung zur Sonne zu berücksichtigen, hierfür wird die Einstrahlung um 60% für die Betrachtung des technischen Ertragspotenzials reduziert. Tabelle 6 fasst die Ergebnisse zusammen.

	Fläche [km ²]	Leistung [GW _p]	Ertrag [TWh/a]
PKW Integrationsstufe 1+2 (Grundfläche)	127,4	25,5	12,1
PKW Integrationsstufe 3 (Seitenfläche)	91,7	18,3	1,3
LKW Integrationsstufe 1+2 (Grundfläche)	16,8	3,4	1,6
LKW Integrationsstufe 3 (Seitenfläche)	36,4	7,3	0,5
Technisches Potenzial	272,3	54,5	15,5

Tabelle 6: Technische Potenziale für VIPV für die verschiedenen Integrationsstufen an PKWs und Nutzfahrzeugen.

9. Renaturierung: Solar-Biotope und Solar-Moore

Mit einer sorgfältigen Integration von PV-Kraftwerken in Flächen, die aus der intensiven Bewirtschaftung entnommen werden, können wertvolle Habitate wiederhergestellt oder Moore als natürliche Kohlenstoffsinken dauerhaft geschützt werden.

Bereits die Errichtung einer gewöhnlichen PV-Freiflächenanlage (PV-FFA) auf Grünland erhöht die Biodiversität auf Flächen, die vorher bspw. Energiepflanzen angebaut wurden, bereits grundsätzlich [2]. In PV-FFA wird nicht gedüngt, so dass weniger anspruchsvolle Pflanzen eine Chance erhalten und Insekten anziehen. Die Einzäunung der PV-FFA schützt die Fläche gegen unbefugten Zutritt und freilaufende Hunde, was u.a. Bodenbrütern entgegenkommt. Weitere Verbesserungen können durch kleine Anpassungen der PV-Anlage erreicht werden. Vergrößerte Reihenabstände der Modultische, leicht erhöhte Aufständigung der Module, Einsaat von Wildpflanzenmischungen an Stelle von Grasmonokultur und behutsame Grünpflege lassen ein Solar-Biotop entstehen. Allein die Anbauflächen von 1 Mio. ha, die derzeit für Silomais genutzt werden, ergeben bei einer Belegungsichte von 0,6 MW/ha ein **technisches Potenzial** von **600 GW_p**. Bei einem spezifischen Ertrag von 1010 kWh/(kW_P·a) beträgt das Ertragspotenzial um 606 TWh.

Nach Angaben des Bundesamts für Naturschutz erstrecken sich Moorböden in Deutschland auf 1,4 Mio. ha, davon werden etwa 50% als Grünland und 25-30% als Acker genutzt. Die Trockenlegung von Moorflächen für die intensive landwirtschaftliche Nutzung führt zu einem dramatischen Anstieg ihrer CO₂-Emissionen. Alternativ könnten auf bereits genutzten Moorflächen angepasste PV-Kraftwerke mit reduzierter Belegungsichte einen wirtschaftlichen Flächenertrag auch ohne intensive Landwirtschaft erbringen. Möglich wäre in Doppelnutzung eine behutsame Paludikultur, während die teilweise Beschattung durch PV der Austrocknung von Moorflächen entgegenwirkt bzw. die Wiedervernässung unterstützt. Auf Basis der landwirtschaftlich genutzten Moorfläche von 1,1 Mio. ha und einer Belegungsichte von 0,6 MW/ha ergeben sich **technische Potenziale** von **660 GW_p** Nennleistung und 667 TWh Ertrag.

10. Übersicht

Die Zusammenfassung der Ergebnisse zeigt ein technisches Potenzial von über 3000 GW_p für alle Technologien der Integrierten PV (Abbildung 5). Diese Zahl liegt um ein Vielfaches über dem eingangs als plausibel angenommenen Bedarf.

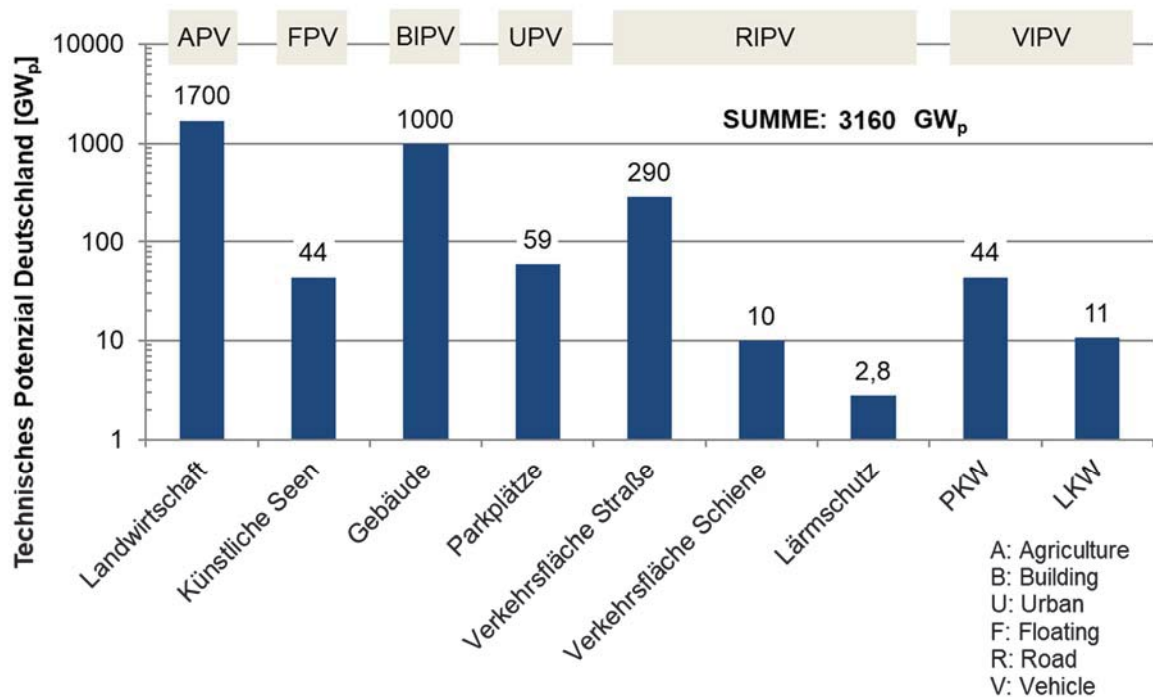


Abbildung 5: Technische Potenziale für verschiedene Technologien der Integrierten PV bezüglich installierbarer Leistung

11. Weiterentwicklung des Rechtsrahmens

Einige Technologien der Integrierten PV sind im aktuellen Rechtsrahmen gar nicht vorgesehen oder werden teils massiv behindert. Das EEG 2021 führt erstmalig eine Ausschreibung für APV, FPV und UPV auf Parkplätzen als „besondere Solaranlagen“ mit einem Volumen von 50 MW_p im Segment der Innovationsausschreibungen für das Jahr 2022 ein [20]. In diesem Segment muss die PV-Anlage mit einem Speicher oder einer Windkraftanlage kombiniert werden und Eigenverbrauch ist nicht erlaubt. Die Förderkulisse und die genauen Förderkriterien der Anlagen werden bis zum 01. Oktober 2021 von der Bundesnetzagentur festgelegt.

11.1 Agri-PV

Anders als Wind- und Kernkraftwerke sind Agri-PV-Anlagen (und gewöhnliche PV-Freiflächenanlagen) nicht nach **§ 35 Baugesetzbuch** privilegiert. Da es sich bei der Agri-PV laut Bauordnungsgesetz um bauliche Anlagen handelt, ist für die Errichtung der Anlagen eine Baugenehmigung erforderlich. Die Bauleitplanung stellt aktuell der Regelfall des Baugenehmigungsverfahrens dar. Hierbei müssen ggf. der Flächennutzungs- oder Bebauungsplan geändert werden, was zu langwierigen und kostspieligen

Verfahren führt. Das privilegierte Verfahren für Bauen im Außenbereich nach § 35 BauGB verringert den Aufwand deutlich.

Eine weitere Benachteiligung entsteht im Rahmen der **EU-Direktzahlungen**. Die EU gewährt Direktzahlungen für primär landwirtschaftlich genutzte Flächen. Deutschland hat jedoch im Gegensatz zu anderen Ländern Agri-PV nicht als primär landwirtschaftliche Nutzung notifiziert, so dass der Anspruch auf Direktzahlungen für die Agrarproduktion erlischt.

11.2 FPV

Es gibt aktuell noch keinen Rechtsrahmen für Errichtung und Betrieb von FPV-Kraftwerken. Die ökologischen Auswirkungen von FPV auf Gewässer und deren Uferzonen sind noch nicht hinreichend bekannt, in Genehmigungsverfahren müssen umfangreiche naturschutzrechtliche Bedenken auf behördlicher Seite ausgeräumt werden. Die Investitionskosten für FPV-Anlagen sind höher als bei vergleichbaren Freiflächenanlagen an Land, so dass FPV in einer technologieoffenen Ausschreibung nicht zum Zug käme. Im Ausschreibungssegment ist auch kein anteiliger Eigenverbrauch bspw. für einen Baggerbetrieb erlaubt, der die Rentabilität verbessern könnte. Aus diesem Grund wurden Projekte bisher nur selten realisiert und blieben unterhalb der 750-kW-Grenze des Marktprämienmodells zur Direktvermarktung. Zudem werden Bagger-, Kies- und Tagebauseen im EEG 2021 nicht grundsätzlich als Konversionsflächen anerkannt, so dass der Nachweis im Einzelfall geführt werden muss. Neuerungen durch das EEG 2021 im Ausschreibungssegment wurden am Anfang des Abschnitts 11 erwähnt.

11.3 BIPV

Die BIPV bewegt sich in einem komplexen normativen und rechtlichen Rahmen. Im Hinblick auf die elektrotechnischen Eigenschaften der BIPV-Produkte sind dies insbesondere die Niederspannungsrichtlinie sowie IEC-Normen, v. a. IEC 61730. Für die Eigenschaften als Bauprodukt ist vor allem die EU-Bauproduktenverordnung maßgeblich. Bezüglich der Anforderungen an die Anwendung in der Gebäudehülle sind die Landesbauordnungen mit den entsprechenden Verwaltungsvorschriften Technische Baubestimmungen sowie nationale Anwendungsnormen wie z. B. die DIN 18008 für Glas im Bauwesen zu beachten. Auf der energiewirtschaftlichen Seite setzen vor allem das EEG in seiner neuesten Fassung sowie das Mieterstromgesetz den Rahmen für die Nutzung, Einspeisung und Vergütung des erzeugten Stroms. Im Einzelfall bestehen darüber hinaus auch formale ästhetische Anforderungen, z. B. im Rahmen eines Ensembleschutzes für Gebäude oder einer kommunalen Gestaltungssatzung. Die Vielzahl an bauordnungsrechtlichen, elektrotechnischen und energiewirtschaftlichen Regelungen stellt für die Marktentwicklung der BIPV eine große Herausforderung dar.

Die Anforderungen an Bauprodukte und an Elektroprodukte beruhen auf unterschiedlichen Normenwelten, was teilweise zu einem Mehr- oder gar Doppelaufwand bei entsprechenden Prüfungen führt, z.B. bezüglich Dauerhaftigkeit oder Brandsicherheit. BIPV-Produkte gehören somit zwei Welten an, die nicht aufeinander abgestimmt sind. Erschwerend hinzu kommen nicht harmonisierte Anwendungsregeln: Während in der EU unter Berücksichtigung der EU-Bauproduktenverordnung ein freier Warenverkehr von Bauprodukten ermöglicht wird, sind bei der Anwendung dieser Produkte in der Gebäudehülle nationale und kommunale Anforderungen maßgeblich, was die europaweite Vermarktung von BIPV-Produkten erschwert. Außerdem sind die etablierten PV-Normen, insbesondere die IEC 61730 und IEC 61215 nicht auf die häufig in hohem Maße kundenspezifisch anpassbaren BIPV-Produkte zugeschnitten.

Auch eine Weiterentwicklung der energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen ist für die Hebung der oben genannten BIPV-Potenziale erforderlich. Da mehr als die Hälfte aller Personen in Deutschland zur Miete wohnt, spielen, neben den Einspeiseerlösen des EEG, die Konditionen des Mieterstromgesetzes eine zentrale Rolle, um die genannten Potenziale auszuschöpfen. Die Ungleichbehandlung von erneuerbarem Eigenstromverbrauch und Mieterstromverbrauch sowie die hohen administrativen und bürokratischen Hemmnisse verhindern dies nach wie vor. Der Verkauf von lokal erzeugtem PV-Strom an Mieter scheitert häufig an Auflagen des Gewerbesteuerrechts, eine Vereinfachung der Rechtslage käme dem Geschäftsmodell „**Mieterstrom**“ zugute. Bei Wohnungseigentümergeinschaften (WEG) schließlich wurde das Beschlussverfahren zwar für die Errichtung von Ladesäulen vereinfacht, nicht aber für PV-Anlagen. Auch die steuerrechtliche Behandlung birgt hohe Komplexitätshürden für „**WEG-Strom**“. Die Schwelle für die Abführung einer anteiligen EEG-Umlage für eigenverbrauchten Strom wurde zwar mit dem EEG 2021 von 10 auf 30 kW_P Anlagenleistung angehoben [20], trotzdem bremst diese „**Sonnensteuer**“ eine Welle von Investitionen im Gewerbe- und KMU-Sektor. In Folge werden Anlagen nicht gebaut oder geeignete Flächen nicht vollständig genutzt. Im Bauwesen stehen die langen Investitionszyklen für Neubau und Sanierung im Missverhältnis zur Dringlichkeit der Energiewende. Maßnahmen wie bspw. eine „**Solarpflicht**“ können dazu beitragen, alle geeigneten Flächenoptionen rechtzeitig auszuschöpfen. Eine Solarpflicht für bestimmte Gebäudeklassen wird derzeit in acht Bundesländern geplant oder bereits eingeführt.

11.4 UPV

Eine „**Solarpflicht**“ für neue, geeignete Parkplätze wird in mehreren Bundesländern geplant oder bereits eingeführt. Baden-Württemberg hat als erstes Bundesland in seinem Klimaschutzgesetz in §8b eine „Pflicht zur Installation von Photovoltaikanlagen auf Parkplatzflächen“ festgelegt. Es geht um Parkplätze mit mehr als 75 Stellplätzen und um Anträge auf Baugenehmigung ab dem 1. Januar 2022. In Schleswig-Holstein und Rheinland-Pfalz sind ähnliche Vorhaben auf dem Weg.

Die Vergütung des im Parkplatzdach erzeugten Stroms als Gebäude- oder Freiflächenanlage ist im EEG nicht eindeutig geregelt, diese Frage beschäftigt immer wieder die EEG-Clearingstelle. Neuerungen durch das EEG 2021 im Ausschreibungssegment wurden am Anfang des Abschnitts 11 erwähnt.

11.5 RIPV

Für die Integration von PV-Modulen in Verkehrswege (RIPV) existiert aktuell kein effektiver Rechtsrahmen, auch wenn Solaranlagen auf oder an einer Lärmschutzwand im EEG 2021 berücksichtigt werden. Ausschreibungsverfahren für Verkehrsinfrastruktur zielen gewöhnlich auf minimale Investitionskosten und berücksichtigen keine partielle Amortisation durch Einnahmen. Grundsätzliche Gewährleistungs- und Haftungsfragen für eine PV-Integration sind aufwändig zu klären. Aufgrund der hohen Komplexität wurden bisher nur wenige Vorhaben im Bereich Lärmschutz mit PV umgesetzt. Maßnahmen wie eine „**Solarpflicht**“ können auch bei Verkehrswegen dazu beitragen, alle geeigneten Flächenoptionen rechtzeitig auszuschöpfen.

11.6 VIPV

Für die Integration von Photovoltaikmodulen in Fahrzeuge können Hersteller im Rahmen der „Eco-Innovation“ [19] Gutschriften auf den CO₂-Verbrauch der Fahrzeugflotte generieren und damit den gesamten anrechenbaren CO₂-Verbrauch senken. Dies ist jedoch nur bei Fahrzeugen mit Verbrennungsmotoren möglich, für Elektro-Fahrzeuge ist aktuell keine Gutschrift vorgesehen. Dabei weist die Erzeugung von PV-Strom am Fahrzeug geringere CO₂-Emissionsfaktoren als der deutsche Strommix auf, so dass auch Elektrofahrzeuge eine spürbare CO₂-Reduktion erzielen können.

12. Literaturverzeichnis

[1] Sterchele P, Brandes J, Heilig J, Wrede D, Kost C, Schlegl T, Bett A, Henning H-M: Wege zu einem Klimaneutralen Energiesystem: Die deutsche Energiewende im Kontext gesellschaftlicher Verhaltensweisen, Studie des Fraunhofer ISE, Februar 2020.

[2] Solarparks – Gewinne für die Biodiversität, Studie des Bundesverbands Neue Energiewirtschaft e.V., November 2019.

[3] Basisdaten Bioenergie Deutschland 2021, Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V., September 2020.

[4] Agri-Photovoltaik: Chance für Landwirtschaft und Energiewende - Ein Leitfaden Für Deutschland, Fraunhofer ISE, Oktober 2020.

[5] Fraunhofer ISE: Forschungsvorhaben "Standard-BIPV": Entwicklung einer vorgefertigten Standard-BIPV-Fassade für ausgewählte Bauwerkskategorien in Deutschland für die energetische Sanierung des

Gebäudebestandes und Bereitstellung von erneuerbarer Energie vor Ort. BMWi, Förderkennzeichen 0324063. 2017-2020.

[6] Eggers J-B, Behnisch M, Eisenlohr J, Poglitsch H, Phung W F, Münzinger M, Ferrara C, Kuhn, T E: PV-Ausbauerfordernisse versus Gebäudepotenzial: Ergebnis einer gebäudescharfen Analyse für ganz Deutschland. 35. PV-Symposium. 2020, S. 837–856.

[7] Corti P, Bonomo P, Frontini F, Macé P, Bosch E: Building Integrated Photovoltaics: A practical handbook for solar buildings' stakeholders, Status Report 2020. SUPSI, 2020.

[8] DWD Climate Data Center (CDC): Rasterdaten der Jahressumme für die Globalstrahlung auf die horizontale Ebene für Deutschland basierend auf Boden- und Satellitenmessungen, Version V003 (https://opendata.dwd.de/climate_environment/CDC/grids_germany/annual/radiation_global/).

[9] Fraunhofer ISE analysiert Potenzial für Solarkraftwerke auf Braunkohle-Tagebauseen, Pressemitteilung, Februar 2020 (<https://www.ise.fraunhofer.de/de/presse-und-medien/presseinformationen/2020/fraunhofer-ise-analysiert-potenzial-fuer-solarkraftwerke-auf-braunkohle-tagebauseen.html>).

[10] World Bank Group; Energy Sector Management Assistance Program; Solar Energy Research Institute of Singapore. 2019. Where Sun Meets Water: Floating Solar Market Report. World Bank, Washington, DC. <https://openknowledge.worldbank.org/handle/10986/31880>.

[11] Fahrzeugzulassungen (FZ): Bestand an Nutzfahrzeugen, Kraftfahrzeugen insgesamt und Kraftfahrzeuganhängern nach technischen Daten. Kraftfahrtbundesamt, 2020.

[12] Heinrich M, Kutter C, Basler F, Mittag M, Alanis E, Eberlein D, Schmid A, Reise C, Kroyer T, Neuhaus H, Wirth H: Potential and Challenges of Vehicle Integrated Photovoltaics for Passenger Cars, 37th EU PVSEC 2020.

[13] Lodi C, Seitsonen A, Paffumi E, Gennaro M de, Huld T, Malfettani S: Reducing CO₂ emissions of conventional fuel cars by vehicle photovoltaic roofs. Transportation Research Part D: Transport and Environment 59, S. 313–324, 2018 DOI: 10.1016/j.trd.2018.01.020.

[14] Eitner U, Ebert M, Zech T, Schmid C, Watts A, Heinrich M: Solar Potential on Commercial Trucks: Results of an Irradiance Measurement Campaign on 6 Trucks in Europe and USA, Proceedings of the 33rd European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition (EU PVSEC). Amsterdam, Netherlands, 25.-29.9.2017, S. 2147–2150.

[15] Bodenfläche nach Art der tatsächlichen Nutzung. Statistisches Bundesamt (Hg.), 20: Fachserie 3 Reihe 5.1., 2019.

[16] Verkehr in Zahlen 2019/2020, Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur, 2020.

[17] Statistik des Lärmschutzes an Bundesfernstraßen 2016, Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur, 2017.

[18] Maßnahmen zur Lärmsanierung als Baustein der Lärminderung an bestehenden Schienenwegen der Eisenbahnen des Bundes, Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur, 2019.

[19] Regulation (EC) No 443/2009 of the European Parliament and of the Council of 23 April 2009 setting emission performance standards for new passenger cars as part of the Community's integrated approach to reduce CO₂ emissions from light-duty vehicles. Official Journal of the European Union, 2009.

[20] Gesetz zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und weiterer energierechtlicher Vorschriften (EEG 2021), Bundesrat Drucksache 763/20, Dezember 2020.