

Untersuchung zur Wirkung veränderter Flächenrestriktionen für PV-Freiflächenanlagen

Kurzstudie im Auftrag der innogy SE



Tobias Kelm, Jochen Metzger, Anna-Lena Fuchs
Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung
Baden-Württemberg (ZSW)

Sven Schicketanz, Dr. Dieter Günnewig, Miron Thylmann
Bosch & Partner GmbH

Januar 2019

Zusammenfassung

Die Bundesregierung hat im Koalitionsvertrag festgelegt, dass der Anteil der erneuerbaren Energien (EE) im Stromsektor bis 2030 auf 65 % gesteigert werden soll. Angesichts begrenzter und weitgehend ausgeschöpfter Potenziale von Wasserkraft und Biomasse wird die zusätzliche EE-Stromerzeugung primär aus Windenergie- und Photovoltaikanlagen bereitgestellt werden müssen. Verschiedene, aktuelle Szenarien beleuchten den Ausbau der erneuerbaren Energien vor dem Hintergrund energie- und klimapolitischer Ziele. Die Szenarien zeigen eine relativ große Bandbreite mit einem EE-Anteil im Stromsektor von 54 – 71 % im Jahr 2030 bzw. einer im Jahr 2030 installierten PV-Leistung von 52 – 98 GW. Um das 65 % EE-Ziel im Jahr 2030 zu erreichen ist ein mittlerer jährlicher Bruttozubau von PV in der Größenordnung von 4,1 GW erforderlich (gemäß mittlerem Szenario 2030 B in der Genehmigung des Szenariorahmens 2019-2030 für den Netzentwicklungsplan). Im Jahr 2030 trägt die Photovoltaik damit bei einer installierten Gesamtleistung von rund 90 GW insgesamt rund 86 TWh zur Stromerzeugung bei.

Der derzeitige Bestand von PV-Anlagen auf und an Gebäuden ließe sich angesichts der technischen Potenziale theoretisch ohne Engpässe vervielfachen. Den hohen technischen Potenzialen stehen in der Praxis jedoch verschiedene Hemmnisse entgegen. Um das Erreichen des 65 %-Ziels zu gewährleisten, ohne dabei überhöhte Anreize setzen zu müssen, ist es daher erforderlich, neben dem Ausbau von PV auf und an Gebäuden gleichzeitig die bestehenden Potenziale von Freiflächenanlagen zu nutzen.

Die Erzeugungskosten von Photovoltaikstrom, insbesondere des mit Freiflächenanlagen bereitgestellten Stroms, sind in den vergangenen Jahren erheblich gesunken und konkurrenzfähig mit Windenergie an Land. Strom aus PV-Freiflächenanlagen kann deshalb einen kosteneffizienten Beitrag zum Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien leisten. Die Kosteneffizienz kann durch eine weniger restriktive Flächenkulisse und den Abbau weiterer Restriktionen erhöht werden.

Vor diesem Hintergrund werden in der vorliegenden Kurzstudie verschiedene Varianten zum weiteren Ausbau der Freiflächen-PV in Deutschland untersucht. Neben einer Fortschreibung des Ausbaupfades gemäß EEG 2017 („Basisszenario“) wird bei bestehender Flächenkulisse ein für das Erreichen des 65 % EE-Ziels notwendiger Zubaupfad als Referenzszenario untersucht („Basis 65 %“). Darüber hinaus werden Varianten von gegenüber dem EEG 2017 gelockerte (Flächen-)Restriktionen definiert und in einem ersten Schritt die daraus resultierenden Potenziale für PV-Freiflächenanlagen ermittelt. Folgende Konstellationen werden betrachtet:

- Variante 1: Flächenkulisse gemäß EEG 2017 mit Erweiterung der Korridore an Verkehrswegen auf 220 m, Freigabe zusammenhängender Flächen, die in diesen Bereich hineinragen bis 500 m, Wegfall der 10 MW-Größenbegrenzung auf Konversionsflächen.

- Variante 2: Zusätzlich zu Variante 1 bundesweite Freigabe von landwirtschaftlichen Flächen in „benachteiligten Gebieten“.
- Variante 3: Zusätzlich zu Variante 1 (alternativ zu Variante 2) Freigabe von Ackerflächen mit geringer landwirtschaftlicher Güte und deutlich erhöhter Größenbegrenzung je Anlage. Ausschluss von Grünlandflächen.
- Variante 4: EEG-seitig vollständige Flächenfreigabe und Steuerung des Zubaus ausschließlich über Planungsrecht.

Die ermittelten raumverträglichen Flächenpotenziale stehen unter den jeweils gesetzten Kriterien und Annahmen zur Verfügung. Dabei bestehende Unsicherheiten werden durch die Angabe von Spannen abgebildet. Es wird herausgearbeitet, dass sich das gegenwärtig zur Verfügung stehende Flächenpotenzial durch die vorgenommenen Veränderungen der im EEG 2017 geltenden Kriterien nahezu verdoppeln ließe. In Variante 1 führt die Ausweitung der zulässigen Flächen dazu, dass sich das Potenzial an Verkehrswegen um das Zwei- bis Vierfache erhöht. Die deutlichen Erweiterungen des Gesamtpotenzials in Variante 2 und 3 (+ rund 70 % bzw. + rund 95 % gegenüber heute) werden von der Öffnung landwirtschaftlicher Nutzflächen getragen. Auch bei vollständiger Aufhebung der EEG-Bestimmungen zur Flächenkulisse (Variante 4), wird das geltende Planungs- und Genehmigungsrecht wie auch bisher schon eine vergleichbare Begrenzung und räumliche Steuerung für Solaranlagen in der freien Landschaft bewirken. Die sich daraus ergebenden Potenziale (+ rund 10 % bzw. + rund 50 % gegenüber heute) sind geringer, als dies bei stark gelockerten EEG-Restriktionen der Fall wäre.

Aufbauend auf den Potenzialen erfolgt eine Verknüpfung dieser mit Zubauszenarien, die auf die Erreichung des 65 %-Ziels ausgerichtet sind. Diese erfordern im Ergebnis einen höheren Zubau von PV-Freiflächenanlagen als aktuell im EEG 2017 vorgesehen. Zusätzlich wird dabei der Zubauanteil von Freiflächenanlagen in einer jeweiligen Schwerpunktbeurteilung (Schwerpunkt Dach: 1 GW/a FFA, Schwerpunkt FFA: 2,2 GW/a FFA) variiert. Die sich ergebenden acht Einzelszenarien werden anschließend hinsichtlich der resultierenden Ausbaurkosten und der Flächeninanspruchnahme untersucht und bewertet sowie einem vergleichbaren Zubau im Basisszenario gegenübergestellt.

Die Ausbauszenarien zeigen, dass sich aufgrund der Kostenunterschiede zwischen Dach- und Freiflächenanlagen selbst unter den bestehenden Flächenrestriktionen relativ große Kosteneinsparungen erzielen lassen, wenn der Anteil der Freiflächenanlagen am Zubau erhöht wird. So reduzieren sich die für den Zubau von 2018 bis 2030 auflaufenden Gesamtkosten der PV-Stromerzeugung um 1,8 Mrd. Euro, wenn bei einem jährlichen Gesamtzubau von 4,1 GW der Anteil des Freiflächensegments von 1 GW/a auf 2,2 GW/a gesteigert wird. Durch eine Lockerung der Flächenrestriktionen sind zusätzliche Einsparungen im Umfang von maximal 1,7 Mrd. Euro möglich. Insgesamt ließen sich die kumulierten Kosten der PV-Stromerzeugung im Zeitraum zwischen 2018 und 2030 durch eine

Erhöhung des Anteils von Freiflächenanlagen am Zubau und die Öffnung der EEG-Flächenkulisse somit um bis zu 3,5 Mrd. Euro reduzieren.

Aufgrund bereits heute niedriger und zukünftig weiter sinkender Stromgestehungskosten von Freiflächenanlagen wird im betrachteten Zeitverlauf (2018 bis 2030) – je nach Annahmen zu geänderten Kosten durch gelockerte Restriktionen in den Szenarien – der Marktwert für PV-Strom zu unterschiedlichen Zeitpunkten unterschritten, womit neue Freiflächenanlagen keinen Förderbedarf mehr aufweisen und somit das EEG-Konto nicht durch Marktprämienauszahlung belasten¹. Im Vergleich zu den Ausbaurkosten für Dachanlagen fallen die kumulierten Förderkosten² für Freiflächenanlagen somit relativ gering aus. Insgesamt betragen die maximalen kumulierten Förderkosten für den PV-Zubau zwischen 2018 und 2030 im betreffenden Zeitraum rund 9 Mrd. Euro, mit einem Reduktionspotenzial von 3,5 Mrd. Euro durch die Erweiterung der EEG-Flächenkulisse und einen erhöhten Zubauanteil von Freiflächenanlagen. Allein durch eine Verschiebung des Zubaus hin zu 2,2 GW/a Freiflächenanlagen reduzieren sich die Förderkosten um rund 2 Mrd. Euro. Durch gelockerte Restriktionen innerhalb des Freiflächensegments besteht weiteres Potenzial zur Senkung der kumulierten Förderkosten um rund 1,5 Mrd. auf in Summe 5,4 Mrd. Euro. Davon entfallen jedoch lediglich gut 0,2 Mrd. Euro auf Freiflächenanlagen und der Großteil auf die Förderung von Dachanlagen. Werden die Förderkosten der Anlagenjahrgänge 2018 bis 2030 im Jahr 2030 auf einen geschätzten, nicht privilegierten Letztverbrauch bezogen, ergibt sich eine Wirkung auf die EEG-Umlage zwischen 0,2 ct/kWh und knapp 0,4 ct/kWh. Im Ergebnis kann ein stärkeres Gewicht auf Freiflächensolaranlagen in Kombination mit einer erweiterten Flächenkulisse dazu führen, dass die Erhöhung des Ausbauziels von 50 auf 65 Prozent in 2030 im Photovoltaik-Segment nahezu förderkostenneutral erfolgen kann.

Zum Ende des Jahres 2017 beanspruchten PV-Freiflächenanlagen in Deutschland rund 27.000 ha Gesamtfläche. Für die Szenarien mit dem Zubauschwerpunkt Freiflächenanlagen steigt die Gesamtflächeninanspruchnahme durch die in den Jahren 2018 bis 2030 neu errichteten Anlagen um rund 32.000 ha auf insgesamt knapp 60.000 ha. Aufgrund der zukünftig weiter sinkenden spezifischen Flächeninanspruchnahme von Neuanlagen ist somit bei Verdopplung der bisherigen Flächeninanspruchnahme eine Verdreifachung der installierten Leistung möglich. Eine besondere Rolle in der Flächendiskussion spielt die Inanspruchnahme von Ackerland, da diese Flächen überwiegend der Produktion von Nahrungsmitteln dienen, andererseits jedoch auch zu energetischen Zwecken in Anspruch genommen werden. Setzt man die in den Szenarien belegten Flächen auf Ackerland sowie an Verkehrswegen (de facto handelt es sich in der überwiegenden Zahl der Fälle ebenfalls

¹ In der vorliegenden Studie wurde nicht untersucht, ob sich PV-FFA langfristig und dauerhaft ausschließlich über Markterlöse refinanzieren können. Dazu müsste das Marktwertniveau die Stromgestehungskosten für einen ausreichenden Zeitraum in ausreichender Höhe übersteigen. Abhängig ist dies unter anderem vom Marktanteil erneuerbarer Energien, von der Abschaltung konventioneller Kraftwerke, den Brennstoff- und CO₂-Preisen, dem Ausbau und Einsatz von Stromspeichern, der Verfügbarkeit von Angebots- und Nachfrageflexibilitäten, dem Netzausbau sowie der Marktkopplung.

² Es wird von einer Volleinspeisung ausgegangen, d.h. Verteilungseffekte durch Eigenversorgung werden explizit nicht betrachtet.

um Ackerflächen) ins Verhältnis zum heutigen Bestand an Ackerflächen von rund 11,7 Mio. ha wird deutlich, dass im Szenario mit der höchsten Inanspruchnahme von Ackerland durch PV-FFA im Jahr 2030 ein Flächenanteil von rund 0,3 % des Ackerlandes beansprucht wird.

Auf Basis der Untersuchungsergebnisse werden die nachfolgenden Empfehlungen abgeleitet:

- Um das anvisierte Ziel eines EE-Anteils von 65 % im Jahr 2030 zu erreichen, ist der Ausbau von Freiflächenanlagen stärker als bislang vorgesehen voranzutreiben.
- Zur weiteren Steigerung der Kosteneffizienz von Freiflächenanlagen sind die im EEG geltenden Begrenzungen bestehender Nutzungsmöglichkeiten zu lockern. So sollte der vergütungsfähige Korridor von 110 m an Bundesautobahnen und Schienenwegen erweitert und der 10 MW-Deckel für Anlagen auf Konversionsflächen gestrichen und den geltenden Bestimmungen für Solaranlagen auf sonstigen baulichen Anlagen angepasst werden.
- Darüber hinaus kann insbesondere eine bundesweite Erweiterung der im EEG zugelassenen Flächenkategorien um landwirtschaftliche Flächen das Flächenpotenzial erheblich steigern und die Ausbaurkosten für PV-FFA senken. Je nach Gewichtung der Zielsetzungen kann es jedoch aus naturschutzfachlicher Sicht angebracht sein, Grünland von der Nutzung durch PV-FFA freizuhalten. Die Nutzung von Ackerflächen ist vorrangig in Regionen mit vergleichsweise geringem Flächendruck und an Orten mit geringem landwirtschaftlichem Nutzwert vorzusehen.
- Parallel bleibt eine planerisch steuernde Flächenpolitik auf regionaler und örtlicher Ebene erforderlich und sollte ggf. gestärkt werden (z. B. durch Vorgaben zur Ausweisung von Gebieten für PV-FFA), auch mit Blick auf einen möglichen Zubau außerhalb des EEG-Rahmens.

Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung	3
Inhaltsverzeichnis	7
Abbildungsverzeichnis	9
Tabellenverzeichnis	11
1 Hintergrund und Zielsetzung der Studie	12
2 Bisherige Entwicklung des Zubaus von Freiflächenanlagen und deren Flächeninanspruchnahme	13
3 Methodik und Definition von Flächenkulissen für die Szenarienbetrachtung	17
4 Potenzialanalysen für PV-Freiflächenanlagen	19
4.1 Methodik und Vorgehensweise.....	24
4.2 Flächenpotenziale unter Berücksichtigung verschiedener Restriktionen des EEG	25
4.2.1 Seitenrandflächen von Bundesautobahnen und Schienenwegen.....	25
4.2.2 Landwirtschaftliche Flächen.....	29
4.2.3 Konversionsflächen und sonstige bauliche Anlagen.....	35
4.2.4 BImA-Flächen	37
4.3 Flächenpotenziale außerhalb des EEG-Kontextes.....	37
4.4 Schlaglicht: Akzeptanz.....	42
5 Potenziale für PV-Anlagen auf und an Gebäuden	45
6 Ausbauszenarien für PV-Freiflächenanlagen	52
6.1 Analyse von Szenarien zum Ausbau der erneuerbaren Energien.....	52
6.2 Ableitung eines Ausbauszenarios für PV-Anlagen	54
7 Szenariobasierte Analyse der Auswirkungen von Flächenrestriktionen bzw. deren Lockerung	55
7.1 Flächen- und Kostenannahmen bis 2030	55
7.1.1 Entwicklung der spezifischen Flächeninanspruchnahme.....	55
7.1.2 Spezifische Investitionskosten und LCOE	56

7.1.3	Verteilung des Zubaus sowie Entwicklung der LCOE je Flächentyp im Referenzszenario und den Varianten 1 bis 4	58
7.1.4	Marktwert PV.....	68
7.2	Auswirkungen auf die Kosten des PV-Ausbaus	71
7.3	Auswirkungen auf die Flächeninanspruchnahme	76
7.4	Zusammenfassung zentraler Ergebnisse	79
8	Handlungsempfehlungen.....	81

Abbildungsverzeichnis

Abb. 1:	Installierte PV-Leistung nach Dach- und Freiflächenanlagen in Deutschland Ende 2016.....	14
Abb. 2:	Entwicklung der Flächeninanspruchnahme von PV-FFA nach Inbetriebnahmejahren (Säulen) und Verteilung des Gesamtanlagenbestandes Ende 2017 (Kreisdiagramm)	15
Abb. 3:	Verteilung der Zuschläge in den einzelnen Ausschreibungsrunden bzw. insgesamt nach Flächenkategorien in den PV-Ausschreibungen nach EEG 2017	16
Abb. 4:	Schaubild zur Begrifflichkeit von Potenzialen (eigene Darstellung).....	20
Abb. 5:	Grundsätze und Ziele der Nutzung solarer Strahlungsenergie im Teilregionalplan Energie Mittelhessen 2016 (ebd. S.43).	39
Abb. 6:	Entwicklung der installierten Photovoltaikleistung im Szenarienvergleich. Eigene Darstellung auf Basis der jeweiligen Studienangaben. Fehlende Zwischenwerte wurden interpoliert.	53
Abb. 7:	Entwicklung der mittleren spezifischen Flächeninanspruchnahme bis 2017 und Fortschreibung bis zum Jahr 2030.....	56
Abb. 8:	Entwicklung der Stromgestehungskosten für PV-Anlagen nach Inbetriebnahmejahren	58
Abb. 9:	Angenommene relative und absolute Verteilung auf die Flächentypen in den Szenarien.....	60
Abb. 10:	Spannbreiten der Ausschöpfung des raumverträglichen Potenzials in den einzelnen Szenarien	61
Abb. 11:	Spannbreiten der Ausschöpfung des raumverträglichen Potenzials in den einzelnen Szenarien nach Flächentyp	62
Abb. 12:	Entwicklung des Marktwerts von PV, des durchschnittlichen Börsenstrompreises sowie des Marktwertfaktors von PV seit 2012	69
Abb. 13:	PV-Marktwertfaktor in Abhängigkeit des Marktanteils von PV-Strom.	69
Abb. 14:	Angenommene Entwicklung von Börsenstrompreis, PV-Marktwert sowie des Basispfads der LCOE von Freiflächenanlagen (für das jeweilige Inbetriebnahmejahr) in den Szenarien.....	71
Abb. 15:	Bis zum Jahr 2030 kumulierte Kosten der Stromerzeugung des PV-Zubaus zwischen 2018 und 2030 in den einzelnen Szenarien.....	72
Abb. 16:	Durchschnittliche, spezifische Kosten der Stromerzeugung des PV-Zubaus bis 2030 in den Szenarien	72
Abb. 17:	Bis 2030 kumulierte Förderkosten des PV-Zubaus zwischen 2018 und 2030 in den Szenarien bei Volleinspeisung	73

Abb. 18:	Durchschnittliche, spezifische Förderkosten des PV-Zubaus bis 2030 in den Szenarien bei Volleinspeisung.....	74
Abb. 19:	Wirkung des PV-Zubaus bis 2030 auf die EEG-Umlage im Jahr 2030.....	75
Abb. 20:	Bis zum Jahr 2030 kumulierte Kosten der Stromerzeugung des PV-Zubaus zwischen 2018 und 2030 im Vergleich zwischen den Süd-Szenarien und dem Ost/West-Szenario.....	76
Abb. 21:	Flächeninanspruchnahme durch PV-Freiflächenanlagen im Jahr 2030 in Abhängigkeit des Zubauszenarios einschließlich Bestandssockel 2017	76
Abb. 22:	Anteil des durch PV-FFA beanspruchten Ackerlands im Jahr 2030	78
Abb. 23:	Flächeninanspruchnahme durch PV-Freiflächenanlagen im Jahr 2030 im Vergleich zwischen den Süd-Szenarien und dem Ost/West-Szenario	79

Tabellenverzeichnis

Tab. 1:	Entwicklung des PV-Zubaus und PV-Anlagenbestands sowie der PV-Stromerzeugung in Deutschland.....	13
Tab. 2:	Raumverträgliche Flächenpotenziale für das Basisszenario 65% und die vier Varianten unterschieden nach Flächenkategorien.....	22
Tab. 3:	Untersuchte Flächenkategorien im EEG-Kontext	24
Tab. 4:	Raumverträgliche Flächenpotenziale aller landwirtschaftlichen Nutzflächen nach unterschiedlichen Seitenrandabständen zu Bundesautobahnen und Schienenwegen	28
Tab. 5:	Raumverträgliche Flächenpotenziale der Ackerflächen nach unterschiedlichen Seitenrandabständen zu Bundesautobahnen und Schienenwegen	28
Tab. 6:	Raumverträgliche Flächenpotenziale der Grünlandflächen nach unterschiedlichen Seitenrandabständen zu Bundesautobahnen und Schienenwegen	28
Tab. 7:	Übersicht der Restriktionskategorien nach BBSR 2015	31
Tab. 8:	Spannen des zweiten Analysepfads der raumverträglichen Flächenpotenziale der Ackerflächen innerhalb landwirtschaftlich benachteiligter Gebiete nach Bundesländern (ohne Überlagerung mit Ackerflächen innerhalb von förderfähigen Korridoren)	33
Tab. 9:	Spannen des zweiten Analysepfads der raumverträglichen Flächenpotenziale der Grünlandflächen innerhalb landwirtschaftlich benachteiligter Gebiete nach Bundesländern (ohne Überlagerung mit Grünlandflächen innerhalb von förderfähigen Korridoren)	33
Tab. 10:	Spannen der raumverträglichen Flächenpotenziale der landwirtschaftlichen Nutzflächen (Acker- und Grünland) nach Bundesländern (ohne Überlagerung von Flächen innerhalb förderfähiger 220 m Korridore und arrondierender Flächen bis zu einem Abstand von 500 m)	35
Tab. 11:	Vergleich der PV-Potenziale auf Dachflächen nach Kaltschmitt, Quaschnig, IWES ⁴⁰ , FfE, BMVI und Fath	48
Tab. 12:	Vergleich der PV-Potenziale an Fassaden nach Kaltschmitt, Quaschnig und Fath.....	50
Tab. 13:	Untersuchte Szenarien mit entsprechendem Anteil der erneuerbaren Stromerzeugung am Bruttostromverbrauch im Jahr 2030.....	52
Tab. 14:	Annahmen zur Ermittlung der Stromgestehungskosten für PV-Anlagen	57
Tab. 15:	Übersicht der in den einzelnen Szenarien angenommenen durchschnittlichen LCOE je Flächentyp. Rot: LCOE oberhalb Basispfad, Grün: LCOE unterhalb Basispfad, Grau LCOE gleich Basispfad / kein Wert	59

1 Hintergrund und Zielsetzung der Studie

Die Bundesregierung hat im Koalitionsvertrag festgelegt, dass der Anteil der erneuerbaren Energien (EE) im Stromsektor bis 2030 auf 65 % gesteigert werden soll. Angesichts begrenzter und weitgehend ausgeschöpfter Potenziale von Wasserkraft und Biomasse wird die zusätzliche EE-Stromerzeugung primär aus Windenergie- und Photovoltaikanlagen bereitgestellt werden müssen. Zum Zeitpunkt der Erstellung der Studie war der Gesetzgebungsprozess zu erhöhten Ausbauzielen und zur Verankerung der im Koalitionsvertrag vorgesehenen Sonderausschreibungen noch nicht abgeschlossen. Die entsprechenden Regelungen werden deshalb in der vorliegenden Kurzstudie nicht berücksichtigt.

Während mit dem Ausbau von PV-Dachanlagen bestehende Strukturen genutzt werden können, ist die Errichtung von Freiflächenanlagen mit der Inanspruchnahme vormals anderweitig genutzter Flächen verbunden. Dies kann, je nach Vornutzung, die Akzeptanz von Freiflächenanlagen beeinträchtigen. Ein wesentlicher Vorteil von Freiflächenanlagen gegenüber Dachanlagen ist jedoch, dass Strom zu deutlich geringeren Kosten bereitgestellt werden kann. Weiterhin kann im Vergleich zu Dachanlagen verlässlicher ein größeres Zubauvolumen mobilisiert werden.

Die Erzeugungskosten von Strom aus Photovoltaikanlagen, insbesondere aus Freiflächenanlagen, sind in den vergangenen Jahren erheblich gesunken und konkurrenzfähig mit Windenergie an Land. Strom aus PV-Freiflächenanlagen³ kann deshalb einen kosteneffizienten Beitrag zum Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien leisten. Die Kosteneffizienz kann durch eine weniger restriktive Flächenkulisse und den Abbau weiterer Restriktionen erhöht werden.

Vor diesem Hintergrund werden in der vorliegenden Kurzstudie verschiedene Varianten zum weiteren Ausbau der Freiflächen-PV in Deutschland untersucht. Zunächst werden für verschiedene Ausprägungen von Restriktionen⁴ die Potenziale für PV-Freiflächenanlagen ermittelt. Zudem werden Szenarien für einen höheren Zubau von PV-Freiflächenanlagen als im EEG 2017 angelegt sowie Szenarien zu geänderten (Flächen)Restriktionen entwickelt. Diese werden anschließend hinsichtlich der resultierenden Ausbaurkosten und Flächeninanspruchnahme untersucht und bewertet. Auf Basis der gewonnenen Erkenntnisse werden abschließend Empfehlungen abgeleitet.

³ PV-Freiflächenanlagen umfassen nachfolgend alle Anlagen, die nicht an oder auf Gebäuden angebracht sind. Der Begriff umfasst auch PV-Anlagen auf baulichen Anlagen.

⁴ „Restriktionen“ bezeichnet nachfolgend sowohl Flächen- als auch Größenrestriktionen

2 Bisherige Entwicklung des Zubaus von Freiflächenanlagen und deren Flächeninanspruchnahme

Zum Stand Ende 2017 waren in Deutschland insgesamt rund 11,8 GW PV-Freiflächenanlagen installiert. Davon wurden 8,2 GW bzw. fast 70 % in den vier Jahren 2010 bis 2013 errichtet (vgl. Tab. 1).

Tab. 1: Entwicklung des PV-Zubaus und PV-Anlagenbestands sowie der PV-Stromerzeugung in Deutschland⁵

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016*	2017**
Zubau [MW]	1.259	1.985	4.441	7.600	8.000	6.838	3.135	1.746	1.399	1.525	1.660
davon FFA	174	220	776	1.603	2.400	3.030	1.187	599	641	460	480
Anteil FFA am Zubau [%]	13,8	11,1	17,5	21,1	30,0	44,3	37,9	34,3	45,8	30,2	28,9
Bestand [MW]	4.126	6.111	10.552	18.153	26.153	32.991	36.126	37.872	39.271	40.796	42.456
davon FFA	364	584	1.361	2.963	5.364	8.393	9.580	10.180	10.820	11.280	11.760
Anteil FFA am Bestand [%]	8,8	9,6	12,9	16,3	20,5	25,4	26,5	26,9	27,6	27,7	27,7
Stromerzeugung [TWh/a]	3,1	4,4	6,6	11,7	19,6	26,2	30,1	34,7	37,3	36,8	38,4
Anteil am Bruttostromverbrauch [%]	0,49	0,71	1,13	1,91	3,23	4,33	4,98	5,86	6,27	6,17	6,40

* 2016 vorläufig. Freiflächenanlagen einschl. rd. 210 MW auf baulichen Anlagen.

** 2017 vorläufig. Freiflächenanlagen einschl. Anlagen auf baulichen Anlagen (unter 750 kW geschätzt)

Damit stehen PV-FFA für gut ein Viertel der in Deutschland installierten PV-Leistung. Ein Großteil des Anlagenbestands befindet sich somit auf Dachflächen. Dabei unterscheidet sich das Verhältnis von Dach- und Freiflächenanlagen regional sehr stark (vgl. Abb. 1). Während im Westen bzw. Südwesten bislang relativ wenige Freiflächenanlagen und überwiegend Dachanlagen errichtet wurden, sind im Osten bzw. Südosten Deutschlands deutlich größere FFA-Bestände zu verzeichnen. Rund die Hälfte der bundesweit installierten Leistung von PV-FFA befindet sich in Ostdeutschland, 20 % sind in Bayern verortet.

⁵ ZSW, Bosch & Partner: Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts gemäß § 97 Erneuerbare-Energien-Gesetz, Teilvorhaben II c: Solare Strahlungsenergie. Zwischenbericht, Februar 2018.

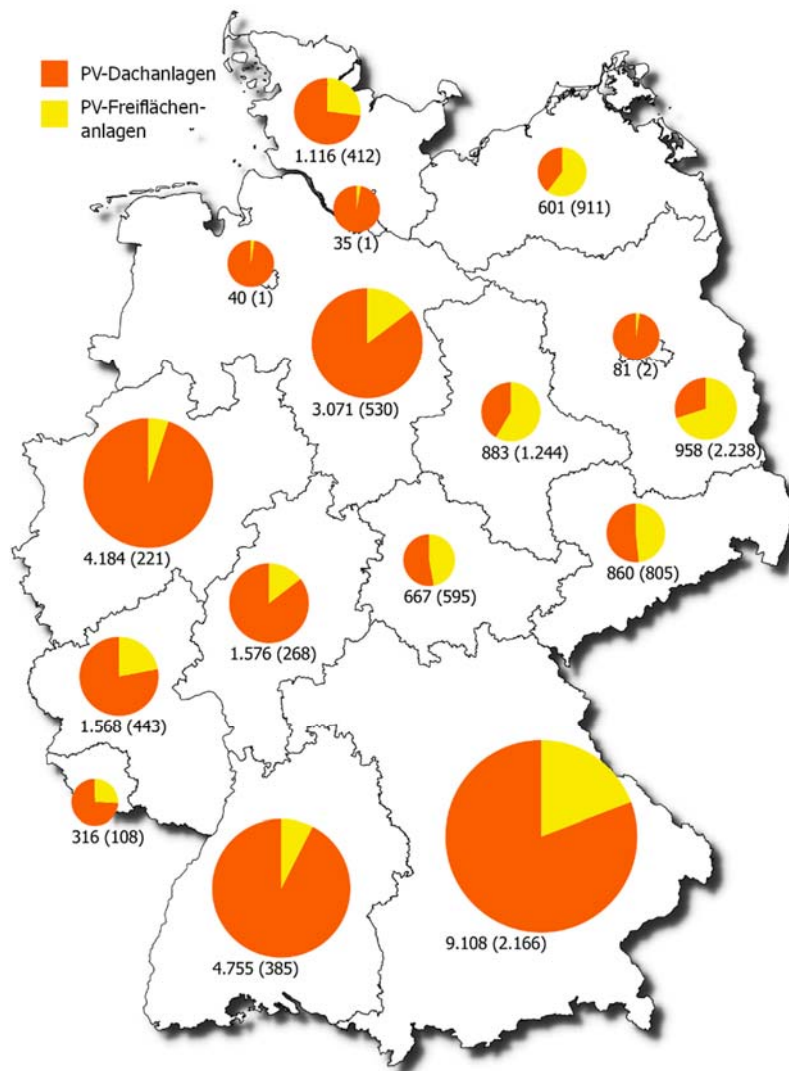


Abb. 1: Installierte PV-Leistung nach Dach- und Freiflächenanlagen in Deutschland Ende 2016⁶

Die bisherige Entwicklung des PV-FFA-Segments ist stark von den jeweiligen politischen Rahmenbedingungen geprägt. Nachdem im Zuge des globalen Modulpreisverfalls ab 2009 der Zuwachs von PV-FFA auf ehemaligem Ackerland, insbesondere in Bayern, stark zugenommen hatte, wurde diese Flächenkategorie in 2010 aus dem EEG gestrichen. An ihre Stelle trat die neu eingeführte Flächenkategorie in 110 m-Korridoren entlang von Bundesautobahnen und Schienenwegen. Im Zuge des weiteren Modulpreisverfalls bei weitgehend konstanten Vergütungen verlagerte sich der Zubau in den Jahren 2011 und 2012 auf Großanlagen auf Konversionsflächen (vgl. Abb. 2). In der Folge wurde in 2012 parallel zu einer Absenkung der Vergütungssätze eine maximal vergütungsfähige Anlagengröße von 10 MW eingeführt. Dies dämpfte den Neuanlagenzubau ab 2013 stark ab. Mit der Einführung von Ausschreibungen für PV-FFA ab April 2015 wurde erstmals ein Segment des

⁶ Eigene Darstellung basierend auf: BNetzA (2016): EEG in Zahlen.

EEG auf ein wettbewerbliches Verfahren umgestellt, womit auch eine Steuerung des betreffenden Zubauvolumens gewährleistet ist. Im Zuge der Novellierung des EEG sind nun seit 2017 PV-FFA über 750 kW zur Teilnahme an den Ausschreibungen verpflichtet⁷. Die zulässige Flächenkulisse wurde weitgehend unverändert fortgeschrieben. Dabei wurde im Zuge einer Länderöffnungsklausel den Bundesländern die Möglichkeit eröffnet, die Errichtung von PV-FFA auf Acker- und Grünlandflächen in benachteiligten Gebieten zuzulassen. Zum Stand der Berichterstellung waren entsprechende Verordnungen in Bayern (maximal 30 Anlagen pro Jahr) und Baden-Württemberg (maximal 100 MW p.a.) erlassen. Insgesamt sind Stand Ende 2017 auf rund 27.000 Hektar PV-FFA installiert. Davon entfallen gut 60 % auf Konversionsflächen, rund ein Viertel auf Ackerflächen und der Rest auf 110 m-Korridore entlang von Verkehrswegen (Abb. 2).

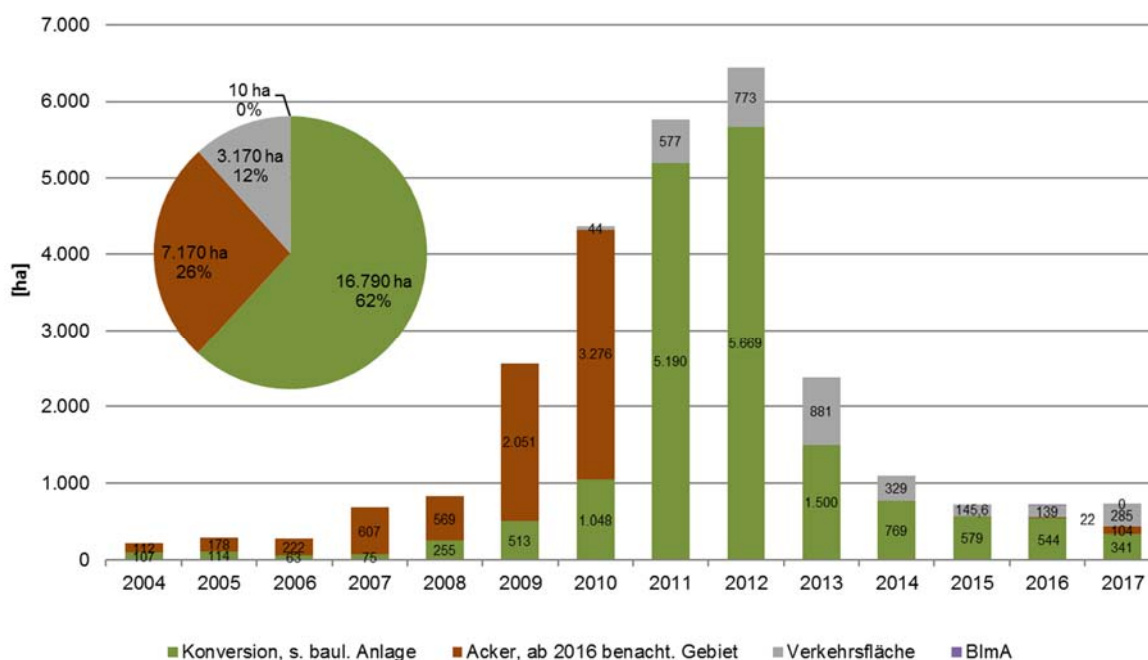


Abb. 2: Entwicklung der Flächeninanspruchnahme von PV-FFA nach Inbetriebnahmejahren (Säulen) und Verteilung des Gesamtanlagenbestandes Ende 2017 (Kreisdiagramm)⁸

In den bisherigen Ausschreibungsrunden nach EEG 2017 waren deutliche Unterschiede bei der Verteilung auf Flächenkategorien zu verzeichnen (Abb. 3). Die dominierenden Flächenkategorien bildeten Anlagen auf sonstigen baulichen Anlagen sowie Anlagen auf Ackerland in benachteiligten Gebieten. Dabei ist der Anteil der Anlagen in benachteiligten Gebieten im Zuge der Länderöffnungsklauseln in Baden-Württemberg und insbesondere Bayern (dort wurde das Volumen von maximal 30 Projekten pro Jahr in 2018 ausgeschöpft) gestiegen. Die bisherige Verteilung auf die Flächenkategorien bildet die Grundlage für die Annahmen zur Flächenverteilung in den Ausbauszenarien (vgl. Abschnitt 7.1.3). Aufgrund

⁷ Freiflächenanlagen bis 750 kW, die außerhalb der Ausschreibungen errichtet werden, werden vom Ausschreibungsvolumen des Folgejahres abgezogen.

⁸ ZSW, Bosch & Partner: Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts gemäß § 97 Erneuerbare-Energien-Gesetz, Teilvorhaben II c: Solare Strahlungsenergie. Zwischenbericht, Februar 2018.

der in der Praxis vorherrschenden Ähnlichkeit von Konversionsflächen und sonstigen baulichen Anlagen sowie Abgrenzungsschwierigkeiten bei der Potenzialbetrachtung (vgl. Abschnitt 3) werden diese beiden Flächenkategorien in der Szenarioanalyse zusammen betrachtet.

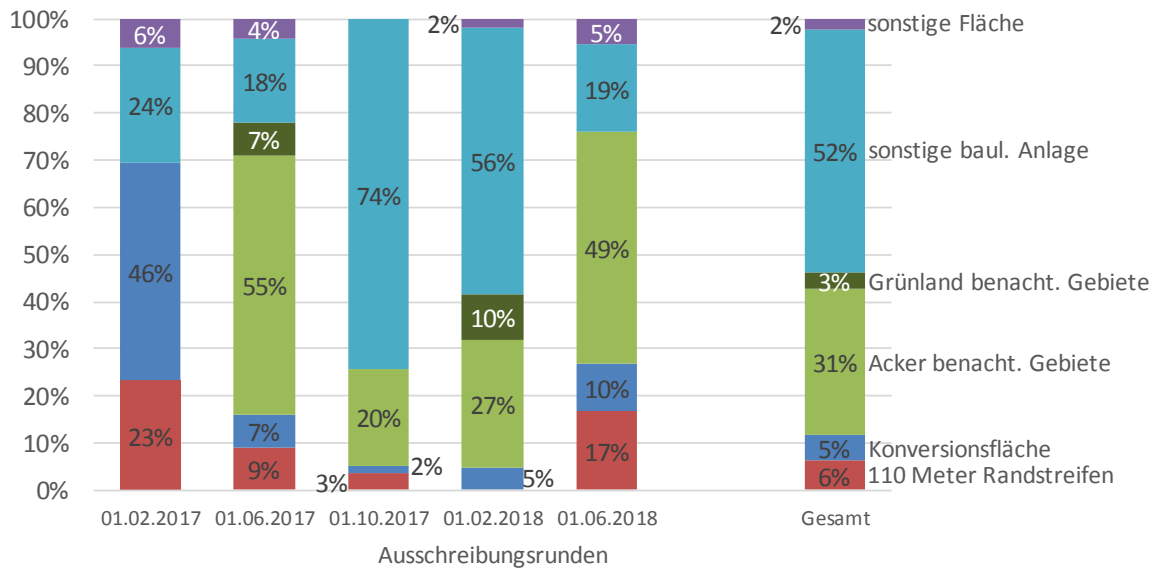


Abb. 3: Verteilung der Zuschläge in den einzelnen Ausschreibungsrunden bzw. insgesamt nach Flächenkategorien in den PV-Ausschreibungen nach EEG 2017

Zu berücksichtigen ist in Abb. 3, dass es sich um die Verteilung der Zuschläge in den Ausschreibungen handelt und die Verteilung der tatsächlich realisierten Anlagen auf die Flächenkategorien abweichen kann. Dies ist auf die im EEG vorgesehene Möglichkeit zurückzuführen, unter Inkaufnahme eines Abschlags von 0,3 ct/kWh auf den anzulegenden Wert, die Anlage an einem anderen als dem im Gebot angegebenen Standort zu realisieren.

3 Methodik und Definition von Flächenkulissen für die Szenarienbetrachtung

Um die Wirkung unterschiedlicher Flächenkulissen zu untersuchen, werden – neben dem EEG-Basisszenario mit den geltenden Förderbestimmungen – vier abweichende Zusammensetzungen von Flächenrestriktionen (Variante 1 bis 4) definiert. In Verbindung mit unterschiedlichen Zubauszenarien für Freiflächenanlagen, die sich in ihrer Schwerpunktsetzung auf Dach- und Freiflächenanlagen voneinander abgrenzen (vgl. Abschnitt 6.2), ergeben sich dadurch acht verschiedene Szenarien, für die jeweils die Flächenbedarfe sowie die Kosten des PV-Ausbaus vergleichend gegenübergestellt werden. Dadurch werden die Auswirkungen der jeweiligen Kombination an Flächenrestriktionen sowie die Auswirkungen eines verstärkten Zubaus auf Dachflächen bzw. auf Freiflächen sichtbar. Als Referenzszenario (Basisszenario 65 %) wird davon ausgegangen, dass unter den geltenden Flächenrestriktionen des EEG 2017 ein erhöhter EE-Zubau erfolgt, der ebenfalls ausreichend ist, um das Ziel von 65 % erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung im Jahr 2030 zu erreichen. Auch für dieses Szenario wird zwischen einem Zubauschwerpunkt auf Dach- bzw. auf Freiflächen unterschieden.

Basisszenario

Das Basisszenario nimmt als Flächenkulisse die im EEG 2017 freigegebenen Flächenkategorien mit den dort vorgegebenen Begrenzungen an. Dabei wird, wie in allen betrachteten Varianten zwischen folgenden Flächentypen unterschieden:

- Korridore an Verkehrswegen (Autobahnen und Schienenwege)
- Konversionsflächen und sonstige bauliche Anlagen⁹
- Ackerland
- Grünland
- Sonstige Flächentypen (inkl. BImA-Flächen)

Konversionsflächen und sonstige bauliche Anlagen werden gemeinsam betrachtet, da eine potenziellseitige Abgrenzung aufgrund der derzeit bestehenden Datenbasis nicht belastbar möglich ist (vgl. Abschnitt 4.2.3).

⁹ Beinhaltet Konversionsflächen, ausgewiesene Gewerbeflächen, versiegelte Flächen und sonstige bauliche Anlagen

Variante 1: Verstärkte Nutzung vorbelasteter Flächen

Ausgehend von der bestehenden Flächenkulisse im Basisszenario, werden in Variante 1 zusätzliche Flächen einbezogen, bei denen im erweiterten Sinn von einer Vorbelastung ausgegangen werden kann. Dazu werden die Korridore an Autobahnen und Schienenwegen auf 220 m ausgeweitet. Zusätzlich wird bei zusammenhängenden Flächen, die in den 220 m - Korridor hineinragen, die Gesamtfläche bis zu einem Abstand von 500 m (Bereich in dem von einer Vorbelastung auszugehen ist, vgl. Abschnitt 4.2.1) in Sinne einer optimierenden Arrondierung freigegeben. Analog zu Anlagen auf baulichen Anlagen entfällt für Anlagen auf Konversionsflächen die Größenbegrenzung von 10 MW.

Variante 2: Freigabe benachteiligter Gebiete

Zusätzlich zur Flächenfreigabe in Variante 1 und zur bestehenden Nutzung der Länderöffnungsklausel in Bayern und Baden-Württemberg werden in Variante 2 bundesweit alle landwirtschaftlichen Flächen in benachteiligten Gebieten freigegeben.

Variante 3: „Ackerkompromiss“

Das Flächenpotenzial in Variante 3 ist ebenfalls als Erweiterung zu Variante 1 zu verstehen. In Abgrenzung zu Variante 2 erfolgt die Freigabe von Ackerland jedoch nicht über die Zugehörigkeit zu benachteiligten Gebieten, sondern anhand der Bodengüte. Dabei werden solche Flächen freigegeben, die innerhalb eines Bundeslandes ein unterdurchschnittliches ackerbauliches Ertragspotenzial¹⁰ vorweisen. Darüber hinaus wird die Größenbeschränkung für Freiflächenanlagen generell auf 70 bis 100 MW angehoben. Da Dauergrünlandflächen häufig ökologisch hochwertige Flächen umfassen, wurden diese im Gegenzug von der Bebauung durch FFA ausgeschlossen.

Variante 4: Subsidiaritätsprinzip

Variante 4 erfolgt losgelöst von den Annahmen in Variante 1 bis 3. Es wird davon ausgegangen, dass im EEG eine vollständige Flächenfreigabe für FFA erfolgt. Die Steuerung des Zubaus erfolgt dabei vorrangig über das Planungs- und Genehmigungsrecht.

Die Flächenpotenziale, die sich vor dem Hintergrund der anzunehmenden Ausschlusskriterien und weiteren Restriktionen in den Varianten aus den jeweiligen Flächenkulissen ergeben, sind in Abschnitt 4.3 dargestellt.

¹⁰ Ackerbauliches Ertragspotenzial der Böden in Deutschland 1:1.000.000. Datenquelle: SQR1000 V1.0 © BGR, Hannover, 2013.

4 Potenzialanalysen für PV-Freiflächenanlagen

Die diversen Potenzialanalysen¹¹, die bisher bundes- und landesweit, aber auch bezogen auf regionale Gebietszusammenhänge oder thematische Bereiche erstellt wurden, geschahen vor allem vor dem Hintergrund der jeweils geltenden EEG-Bestimmungen zu den vergütungs- bzw. förderfähigen Flächen. Das EEG hat von Beginn an die Vergütungsfähigkeit des Solarstroms an Bedingungen geknüpft. Bezogen auf Freiflächenanlagen waren und sind diese von Akzeptanzfragen, dem Schutz ökologisch wertvoller Flächen und der Integration in die bauplanungsrechtliche Ordnung geprägt. In unterschiedlicher Weise und eher ausnahmsweise wurden dabei Einschätzungen zur Wahrscheinlichkeit der voraussichtlichen Zulassungsfähigkeit von Flächen unter den geltenden planungsrechtlichen, raumordnerischen und genehmigungsrechtlichen Rahmenbedingungen berücksichtigt.

Der Potenzialbegriff (vgl. Abb. 4) wird für die Untersuchung wie folgt verstanden. Zunächst stellt das theoretische Potenzial die aus der Sonne verfügbare Energie dar. Der Anteil dieses Potenzials, welcher mit den derzeitigen technischen Möglichkeiten (Wirkungsgrad, technische Errichtung von Anlagen) bereitgestellt werden kann, wird als technisches Potenzial bezeichnet. Das ökonomische Potenzial ist der Anteil des technischen, welcher sich unter gegebenen Rahmenbedingungen wirtschaftlich darstellen lässt. Das hier betrachtete raumverträgliche Potenzial bildet den Anteil des technischen Potenzials ab, welcher unter definierten rechtlichen sowie raum- und umweltplanerischen Bedingungen zu Verfügung

¹¹ BMVI (Hrsg.): Räumlich differenzierte Flächenpotentiale für erneuerbare Energien in Deutschland. BMVI-Online-Publikation 08/2015

Naturstiftung David. Naturschutzrelevante Militärfelder und PV-Freiflächenanlagen. Vortrag auf dem Workshop „Flächenpotentiale für Photovoltaik-Freiflächenanlagen nach FFAV und Referentenentwurf EEG“, BMWi 23.02.2016. 2016.

Potenzialstudie Erneuerbare Energien NRW Teil 2 – Solarenergie. LANUV-Fachbericht 40. [online]. 2013. [Zugriff am: 22. November 2018]. Verfügbar unter: https://www.lanuv.nrw.de/fileadmin/lanuvpubl/3_fachberichte/30040b.pdf

Ministerium für Klimaschutz, Umwelt, Landwirtschaft, Natur- und Verbraucherschutz NRW (HRSG.). Photovoltaikanlagen auf Deponien – technische und rechtliche Grundlagen [online]. 2014. [Zugriff am: 22. November 2018] Verfügbar unter: <https://www.land.nrw.de/pressemitteilung/umweltministerium-veroeffentlicht-neue-broschuere-photovoltaik-auf-deponien>

Pöyry Deutschland GmbH. Potenzialuntersuchung und Ausbauprognose erneuerbarer Energien in Schleswig-Holstein. Im Auftrag des Ministeriums für Energiewende, Landwirtschaft, Umwelt und ländliche Räume. Kurzbericht. [online]. 2014. [Zugriff am: 21. November 2018] Verfügbar unter: http://www.windcomm.de/Downloads/2014/20140521MELUR_Potenzial_Ausbau_EE.pdf

Regionale Planungsgemeinschaft Südwestthüringen und Regionale Planungsstelle Südwestthüringen. Methodik zur Ermittlung von Potentialflächen als Grundlage für die Ausweisung von Vorrang- / Vorbehaltsgebieten großflächige Photovoltaikanlagen in den Regionalplänen. Arbeitshilfe. [online]. 2014. [Zugriff am: 21. November 2018] Verfügbar unter: http://www.regionalplanung.thueringen.de/imperia/md/content/rpg/suedwest/sw-pdf-arbhilfe_phvolt.pdf

Regierungspräsidium Gießen. Teilregionalplan Energie Mittelhessen, genehmigte Fassung. Regierungspräsidium Gießen [online]. 2017. [Zugriff am: 21. November 2018] Verfügbar unter: <https://rp-giessen.hessen.de/planung/regionalplanung/teilregionalplan-energie-mittelhessen/genehmigte-fassung-2017>

BImA (Bundesanstalt für Immobilienaufgaben). Potenziale für Erneuerbare Energien – Forschungsprojekt zur Eignung von Flächen für Windkraft- und Photovoltaik-Freiflächenanlagen. [online]. 2016. [Zugriff am: 2. Oktober 2018]. Verfügbar unter: www.dgs.de/fileadmin/newsletter/2016/Potenziale_fuer_EE_BImA-Broschuere_Versand.pdf

ZSW, Bosch & Partner: Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts gemäß § 97 Erneuerbare-Energien-Gesetz, Teilvorhaben II c: Solare Strahlungsenergie. Zwischenbericht, Februar 2018.

steht und eine hohe Realisierungswahrscheinlichkeit aufweist. Dennoch ist es nicht vollständig im ökonomischen Potenzial enthalten.

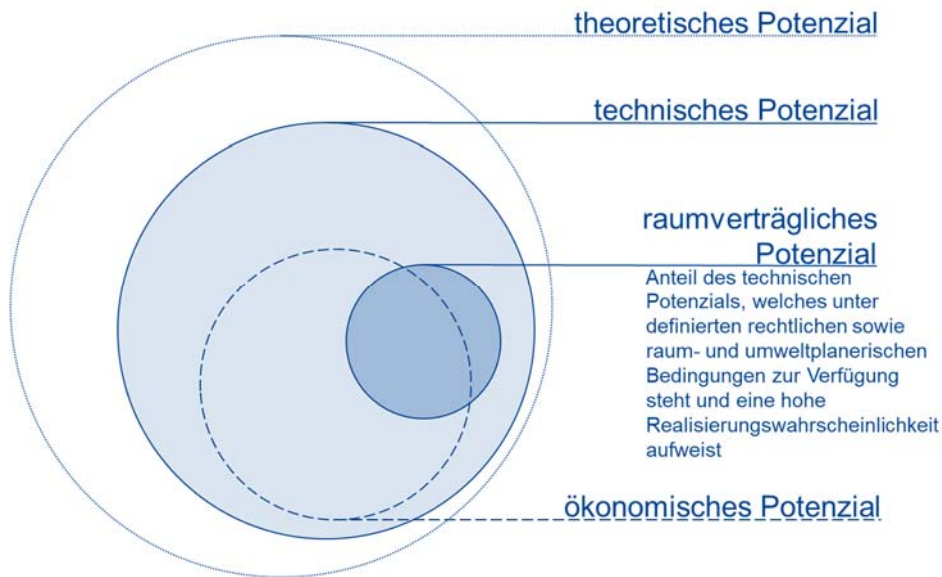


Abb. 4: Schaubild zur Begrifflichkeit von Potenzialen (eigene Darstellung)

Die Entscheidung des Gesetzgebers in 2010, dass landwirtschaftliche Flächen, konkret das Ackerland, nicht mehr mit PV-Freiflächenanlagen überbaut werden sollten und aus der Förderkulisse entfernt wurden, hatte damit zu tun, dass der Zubau auf den Ackerflächen im Verhältnis zu der politisch gewünschten Nutzung überproportional zugenommen hatte und die enorme Dynamik in diesem Teilssektor das vorhandene planerische Steuerungsinstrumentarium im Hinblick auf eine wirksame Mengensteuerung regional zu überfordern drohte. Die mehrfachen Korrekturen am EEG, zuletzt die Einführung des Ausschreibungsverfahrens, ermöglichen inzwischen eine bessere Zubausteuerung, so dass vor dem Hintergrund der erhöhten Ausbauziele der Bundesregierung eine Neubewertung und eine Flexibilisierung der Flächenkulisse diskutiert wird. Aber auch für solche Freiflächenanlagen, die zukünftig womöglich in zunehmendem Maße unabhängig vom EEG errichtet und betrieben werden, gelten die Grundsätze der Raumordnung und des Planungs- und Genehmigungsrechts, die für die Verträglichkeit aller Raumnutzungen Sorge tragen. Die vorliegende Studie hat den Anspruch, trotz aller Unsicherheiten die Flächenpotenziale hinsichtlich der Szenarien so zu definieren, dass die Rahmenbedingungen von Raumordnung und Flächennutzungsplanung jeweils eingehalten werden. Zum relevanten Planungs- und Genehmigungsrecht zählen die Instrumente der Raumordnung und des Bauplanungs- sowie Bauordnungsrechts. Zunächst wirken ggf. vorhandene Regelungen des Regionalplans und der Flächennutzungsplanung in steuernder Weise. Für PV-FFA werden üblicherweise ein Bebauungsplan und eine Baugenehmigung erforderlich sein, in bestimmten Fällen, z.B. der Nutzung von Deponien oder Bergbaustandorten, werden fachrechtliche Genehmigungen erforderlich. Um die im jeweiligen Planverfahren üblichen Abwägungsprozesse abzubilden, haben die Gutachten aus ihrem Erfahrungshintergrund nachvollziehbare und tendenziell eher niedrige Größenordnungen für ein „raumverträgliches“ Potenzial angenommen. Grundsätzlich aber gibt das Planungsrecht derartige Größenordnungen nicht vor,

auch gibt es darüber keine Analysen und Auswertungen. Die regionalen und kommunalen Planungsträger sind grundsätzlich in ihren Planungsentscheidungen frei, bei entsprechender Akzeptanz vor Ort über die angenommenen Größen hinauszugehen, aber auch im Gebiet der Kommune grundsätzlich keine PV-Freiflächenanlagen zuzulassen.

Im Ergebnis der vorliegenden Studie wurden für die einzelnen Flächenkategorien raumverträgliche Potenziale bestimmt. Für die zu untersuchenden Szenarien sind die relevanten Spannen der Flächenpotenziale in Tab. 2 aufgeführt. Deutlich wird die beabsichtigte, zunehmende Öffnung der gemäß EEG vergütungsfähigen Flächenkategorien (Variante 1 bis 3) bis hin zum einem Flächenpotenzial ohne EEG (Variante 4).

Tab. 2: Raumverträgliche Flächenpotenziale für das Basisszenario 65% und die vier Varianten unterschieden nach Flächenkategorien.

Raumverträgliches Flächenpotenzial in ha Flächenkategorie	Basis 65%	Variante 1	Variante 2	Variante 3	Variante 4
Korridore an Verkehrswegen	10.650 – 26.600 ^{1a}	38.700 – 58.050 ^{1b}	38.700 – 58.050	38.700 – 58.050	– ^{1c}
Konversionsflächen und sonstige bauliche Anlagen	37.500 – 57.500 ^{2a}	37.500 – 57.500	37.500 – 57.500	37.500 – 57.500	32.500 – 52.000 ^{2b}
Ackerflächen	9.300 – 18.600 ^{3a}	8.800 – 17.600 ^{3b}	25.850 – 51.700 ^{3c}	53.500 – 107.000 ^{3d}	35.000 – 112.000 ^{3e}
Grünlandflächen	5.280 – 10.560 ^{4a}	5.000 – 10.000 ^{4b}	11.100 – 22.200 ^{4b}	– ^{4c}	4.000 – 15.000 ^{4d}
BImA-Flächen	3.400 – 6.800 ^{5a}	3.400 – 6.800	3.400 – 6.800	3.400 – 6.800	– ^{5b}
Summe	66.130 – 120.060	93.400 – 149.950	116.550 – 196.250	133.100 – 229.350	71.500 – 179.000⁶

- 1 Acker- und Grünlandflächen innerhalb a) 110m Korridoren an Bundesautobahnen und Schienenwegen b) 220m plus Flächenarrondierung bis max. 500m. Das raumverträgliche Flächenpotenzial beträgt jeweils zwischen 2-5 % aller Acker- und Grünlandflächen im Korridor. c) Flächenpotenziale sind unter Acker- und Grünland zusammengefasst.
- 2 Konversionsflächen aus unterschiedlichen Nutzungen (bspw. militärischer, verkehrlicher etc.) und sonstige bauliche Anlagen (bspw. Deponien, Abgrabungsflächen etc.). a) Das raumverträgliche Flächenpotenzial beträgt zwischen 15-25 %. b) Im Vergleich verringert sich das raumverträgliche Flächenpotenzial leicht und beträgt zwischen 13-23 % des technischen Potenzials.
- 3 Ackerflächen a) innerhalb benachteiligter Gebiete der Bundesländer Baden-Württemberg und Bayern. Ackerflächen innerhalb der 110m Korridore an Infrastrukturachsen sind hier nicht enthalten (Überlagerung von rechnerisch etwa 4 %). b) innerhalb benachteiligter Gebiete der Bundesländer Baden-Württemberg und Bayern. Ackerflächen innerhalb der 220m plus Flächenarrondierung bis max. 500m, Korridore an Infrastrukturachsen sind hier nicht enthalten (Überlagerung von rechnerisch etwa 9 %). c) innerhalb benachteiligter Gebiete der 13 Flächen-Bundesländer. Ackerflächen innerhalb der 220m plus Flächenarrondierung bis max. 500m, Korridore an Infrastrukturachsen sind hier nicht enthalten (Überlagerung von rechnerisch etwa 9 %). d) innerhalb aller Flächen-Bundesländer. Ackerflächen innerhalb der 220m plus Flächenarrondierung bis max. 500m, Korridore an Infrastrukturachsen sind hier nicht enthalten (Überlagerung von rechnerisch etwa 9 %). Das raumverträgliche Flächenpotenzial für a) bis d) beträgt zwischen 0,5-1 % aller Ackerflächen. e) Raumverträgliche Vorteile von Ackerflächen ggü. anderen Flächentypen setzen sich stärker durch.

- 4 Grünlandflächen innerhalb a) benachteiligter Gebiete der Bundesländer Baden-Württemberg und Bayern. Grünlandflächen innerhalb der 110m Korridore an Infrastrukturachsen sind nicht enthalten (Überlagerung von rechnerisch etwa 4 %). b) innerhalb benachteiligter Gebiete der 13 Flächen-Bundesländer. Grünlandflächen innerhalb der 110m plus Flächenarrondierung bis max. 500m, Korridore an Infrastrukturachsen sind nicht enthalten (Überlagerung von rechnerisch etwa 9 %). Das raumverträgliche Flächenpotenzial beträgt jeweils zwischen 0,5-1 % aller Grünlandflächen. c) In diesem Szenario werden die Ackerflächen mit unterdurchschnittlichem Ertragspotenzial freigegeben. Bedingung dafür ist, dass Grünlandflächen nicht für PV-FFA in Nutzung genommen werden. d) Vorteile von Ackerflächen ggü. anderen Flächentypen setzen sich stärker durch.
- 5 a) Liegenschaften der Bundesanstalt für Immobilienaufgaben (BlmA-Flächen). Das raumverträgliche Flächenpotenzial beträgt zwischen 25-50% des Ergebnisses der Potenzialanalyse der BlmA. b) Die Anteile der BlmA-Flächen sind unter Konversionsflächen und sonstigen baulichen Anlagen integriert.
- 6 Unter ausschließlichem Wirken des Planungs- und Genehmigungsrechts betragen die raumverträglichen Flächenpotenzial zwischen 0,2-0,5% der Fläche Deutschlands. Auf der Grundlage von Annahmen zur planerischen Steuerung erfolgt die Aufteilung der Spanne nach Flächenkategorien.

4.1 Methodik und Vorgehensweise

Ausgangspunkt der Untersuchung von Flächenpotenzialen für PV-Freiflächenanlagen sind die geltenden Bestimmungen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes. Die im EEG definierten Flächenkategorien werden für die Potenzialanalyse in ihren Ausprägungen verändert, um zu untersuchen, welche Erhöhung der Flächenpotenziale mit den jeweiligen Öffnungen oder Erweiterungen von Flächenkategorien verbunden sind (Tab. 3). Zusätzlich wird untersucht, welche Flächenpotenziale im Fall einer vollständig wegfallenden Steuerungswirkung des EEG zur Verfügung stünden.

Tab. 3: *Untersuchte Flächenkategorien im EEG-Kontext*

Aktuell gem. § 37 Abs. 1 Nr. 3 EEG 2017 vergütungsfähige Flächenkategorien	Erweiterung / Öffnung der EEG-Begrenzungen
Landwirtschaftliche Flächen in benachteiligten Gebieten, zugelassen nur in Baden-Württemberg und Bayern ¹²	Landwirtschaftliche Flächen in benachteiligten Gebieten in allen Bundesländern Ackerflächen mit unterdurchschnittlichem Ertragspotenzial in allen Bundesländern
110m Korridore an Bundesautobahnen und Schienenwegen	180m Korridore an Bundesautobahnen und Schienenwegen 220m Korridore an Bundesautobahnen und Schienenwegen 110m Korridore einschließlich aller angeschnittenen Potenzialflächen bis zu einem Abstand von max. 500m (optimierende Flächenarrondierung) 220m Korridore einschließlich aller angeschnittenen Potenzialflächen bis zu einem Abstand von max. 500m (optimierende Flächenarrondierung)
Konversionsflächen, versiegelte Flächen, ausgewiesene Gewerbegebiete und sonstige bauliche Anlagen	Keine Erweiterung / Öffnung der Flächenkategorie
Flächen der BImA	Keine Erweiterung / Öffnung der Flächenkategorie

Die Möglichkeiten für eine hinreichend konkrete bundesweite Potenzialanalyse werden wesentlich durch die geringe Anzahl sachdienlicher bundesweiter Datensätze und Rauminformationen begrenzt. Vor allem Angaben zur Lage und zum Umfang der Gruppe von Konversionsflächen im Sinne des EEG sind nur teilweise regional aufbereitet und dokumentiert; in jedem Fall fehlt eine Ausgrenzung tatsächlich auch erheblich beeinträchtigter Standorte, wie es die EEG-Auslegung verlangt. Vergleichbar gilt dies für „sonstige bauliche Anlagen“ im Außenbereich wie Deponien, Halden und Schüttflächen, Wälle, versiegelte Flächen etc.

¹² Zum Zeitpunkt der Berichterstellung sind die Verordnungen über Gebote für Freiflächenanlagen in benachteiligten Gebieten in Rheinland-Pfalz, Hessen und Saarland noch nicht verabschiedet. Berücksichtigt werden entsprechend nur die Bundesländer Baden-Württemberg und Bayern.

Um die Ermittlung des raumverträglichen Flächenpotenzials so genau wie möglich vorzunehmen, werden für einzelne Flächenkategorien mehrere Analysepfade parallel verfolgt. Ein zentraler Ansatz ist die GIS-gestützte Raumanalyse. Dabei werden Rauminformationen aus dem digitalen Landschaftsmodell, CORINE Land Cover und anderen Flächennutzungsdaten überlagert und verschnitten. Ein ergänzender Ansatz ist die statistische Analyse auf der Grundlage von Annahmen zu raumverträglich verfügbaren Flächenanteilen. Die Annahmen werden aus vorliegenden Studien und Expertenwissen abgeleitet. In jedem Fall verbleiben für die Ergebnisse der bundesweiten Analysen stets mehr oder weniger große Unschärfen.

Im Folgenden werden für die definierten Flächenkategorien zuerst die jeweils angewendeten Vorgehensweisen beschrieben. Für alle Potenzialanalysen gilt, dass mit konservativen Annahmen gerechnet wurde. Anschließend werden die ermittelten Ergebnisse dargestellt und erläutert.

4.2 Flächenpotenziale unter Berücksichtigung verschiedener Restriktionen des EEG

4.2.1 Seitenrandflächen von Bundesautobahnen und Schienenwegen

Ausgehend vom gegenwärtig förderfähigen Korridor von 110 m Breite entlang von Bundesautobahnen¹³ und Schienenwegen¹⁴, werden unterschiedliche Optionen zur Erhöhung des Flächenpotenzials untersucht. Seit längerem werden Erweiterungen der Verkehrsseitenrandflächen vorgeschlagen und in Potenzialprognosen einbezogen, z. B. die Erweiterung des Seitenrandes auf 200 m¹⁵ oder die Möglichkeit der optimierenden Arrondierung geeigneter Flächen aufgrund der Besitzverhältnisse und ihres jeweiligen Zuschnitts im Einzelfall. Damit soll die Möglichkeit eröffnet werden, solche Flächen vollständig als förderfähig anzuerkennen, die durch den 110 m Korridor nur angeschnitten werden. Auf diese Weise würden eine Vielzahl möglicher Potenzialflächen erschließbar.

Diese Ansätze stehen im Einklang mit der vom Gesetzgeber gewollten Begrenzung der Inanspruchnahme von Flächen, auf solche, die bereits vorbelastet sind. Hier ergibt sich die Vorbelastung aus den überwiegend stark genutzten Infrastrukturen. Im wissenschaftlichen Bereich wurde ein Abstand bis 500 m von den relevanten Verkehrswegen aufgrund möglicher vorbelastender Wirkungen als Untersuchungsraum für Anlagenauswirkungen auf den Biotopverbund definiert¹⁶. Dem Grundgedanken der EEG-Flächenkulisse wäre somit auch entsprochen, wenn eine zumindest im Arrondierungssinne vorgenommene Erweiterung

¹³ An Bundesautobahnen besteht gemäß § 9 FStrG eine 40 m Breite Bauverbotszone, so dass 70 m nutzbarer Korridor verbleiben.

¹⁴ An Schienenwegen ist davon auszugehen, dass der Abstand von 10 m Breite vom Rand der Trasse freigehalten wird, so dass 100 m nutzbarer Korridor verbleiben.

¹⁵ Vorschlag aus der Konsultation zum BMWi-Papier „Eckpunkte für die Reform des EEG“, 2014.

¹⁶ Niemann, Katharina; Rüter, Stefan; Bredermeier, Birte; Diekmann, Lara; Reich, Michael und Böttcher, Marita. Photovoltaik-Freiflächenanlagen an Verkehrswegen in Deutschland. Ausbauzustand und mögliche Folgen für den Biotopverbund. 2017. S. 119–128.

der bisher vergütungsfähigen Korridore im zu definierenden Einzelfall einen maximalen Abstand von 500 m einhält.

Um die Effekte verschiedener Erweiterungen auf das Flächenpotenzial abbilden zu können, wurden drei Optionen mit dem Auftraggeber abgestimmt und näher betrachtet:

1. Erweiterung des tatsächlich nutzbaren Abstands im Korridor entlang von Bundesautobahnen und Schienenwegen auf 180 m (40 + 70 + 70).
2. Verdoppelung des Korridors entlang von Bundesautobahnen und Schienenwegen auf 220 m (110 x 2).
3. Erweiterung der nutzbaren Flächen des 110 m sowie des 220 m Korridors entlang von Bundesautobahnen und Schienenwegen durch optimierende Arrondierung zusammenhängender Flächen nach Nutzungstypen bis zu einem maximalen Abstand von 500 m zum Trassenrand.

Vorgehensweise

Die Potenzialanalyse baut auf den Untersuchungen im Rahmen der wissenschaftlichen Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts im Bereich Solare Strahlungsenergie gemäß § 97 Erneuerbare-Energien-Gesetz¹⁷ auf.

Ausgangspunkt bilden die Netze der Bundesautobahnen und Schienenwege in Deutschland. Die vergütungsfähigen Korridore werden GIS-gestützt berechnet, die sich je nach Vorgabe in unterschiedlichen Abständen zum Fahrbahnrand erstrecken und das theoretische Potenzial bilden.

Da Siedlungs- und Verkehrsflächen, Wald/Forst und Gewässer grundsätzlich nicht zur Verfügung stehen, verbleiben im Wesentlichen landwirtschaftlich genutzte Flächen, ausnahmsweise auch vereinzelte Konversionsflächen bzw. bauliche Anlagen, die hier aber im Weiteren vernachlässigt werden. Das technische Potenzial setzt sich somit aus den landwirtschaftlich genutzten Acker- und Grünlandflächen zusammen. Deren Flächenumfänge innerhalb der ermittelten Korridore sowie zusammenhängender Flächen, im Sinne einer Arrondierung vom Korridor angeschnittener Nutzflächen, werden GIS-gestützt berechnet.

Dazu werden folgende Datengrundlagen verwendet:

- Digitales Landschaftsmodell 1:250 000 © GeoBasis-DE / BKG 2018
- CORINE Land Cover 10 ha © GeoBasis-DE / BKG 2012

Auf dieser Grundlage erfolgt die Analyse der technischen Flächenpotenziale durch eine regelbasierte Überlagerung und Verschneidung der Korridore an Bundesautobahnen und Schienenwegen. Die Acker- und Grünlandflächen werden mit Korridoren von 110 m, 180 m und 220 m verschnitten. Um zu berechnen, welche technischen Potenziale im Falle der optimierenden Arrondierung vorliegen, werden die vom 110 m und 220 m Korridor ange-

¹⁷ ZSW, Bosch & Partner: Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts gemäß § 97 Erneuerbare-Energien-Gesetz, Teilvorhaben II c: Solare Strahlungsenergie. Zwischenbericht, Februar 2018.

schnittenen Flächen identifiziert. Die Acker- und Grünlandflächen grenzen sich durch Nutzungsänderungen, wie bspw. Grünland zu Acker oder einem Bewässerungsgraben zwischen zwei Ackerflächen, voneinander ab. Eine Arrondierung nach landwirtschaftlichen Schlägen oder Grundstückszuschnitten, wie sie für die operative Ebene relevant wäre, ist auf der vorliegenden Datengrundlage nicht möglich.

Für die Flächen des technischen Potenzials (s. Abb. 4) werden nun regelhaft mögliche umweltfachliche, raumplanerische, technologische und wirtschaftliche Restriktionen einbezogen. Die im Folgenden dargestellten Annahmen stützen sich auf Erfahrungswerte aus vorangegangene Potenzialflächenanalysen. Die dort ermittelten durchschnittlichen Belegungen der Flächen mit Restriktionen dienen als Grundlage zur Festlegung von Annahmen. Weiterführend werden Erfahrungswerte für die Realisierbarkeit der PV-FFA aufgrund technischer und operativer Gründe angenommen. Bei der Ermittlung des raumverträglichen Potenzials gelten folgende Annahmen:

- Verkehrsrechtliche bzw. -technische Restriktionen: Abzug eines 40-Meter-Streifens an BAB und eines 10-Meter-Streifens an Schienenwegen.
- Regionalplanerische und naturschutzfachliche Ausschlussflächen und Restriktionen: Die Ausschlussflächen werden mit einem Anteil von rund 15 %, die Restriktionsflächen mit ca. 10 % angenommen.
- Technische Restriktionen: Der Anteil der verschatteten Flächen wird im Korridor der Autobahnen mit rund 8 %, bei den Bahntrassen mit 3 % angenommen.
- Mindestabstand zu Siedlungsflächen: Etwa 24 % der Potenzialflächen an BAB und 43 % an Schienenwegen liegen in weniger als 200 m Entfernung zu Siedlungsflächen und werden ausgeschlossen.
- Wirtschaftliche Restriktion: Die Mindestflächengröße wird unter Berücksichtigung einer weiteren Effizienzsteigerung mit 1 ha angenommen, das entspricht derzeit einer installierbaren Leistung von 650 bis 700 kW. Etwa 10 % des theoretischen Flächenpotenzials entfällt daher als unwirtschaftliche Kleinfläche.
- Operative Restriktionen: Der Einfluss von Entfernungen zu Netzanschlusspunkten sowie Flächen- und Eigentümerstrukturen verringert das nutzbare Flächenpotenzial um weitere 80-90 %.

Im Ergebnis verbleibt ein Anteil zwischen 2-5 % des technischen Potenzials, das als raumverträgliches Potenzial mit hoher Realisierungswahrscheinlichkeit zur Verfügung steht. Für eine Erweiterung der Korridore auf 180 m und 220 m gilt dies ebenfalls. Bei der optimierenden Flächenarrondierung wird angenommen, dass der maximale Flächenanteil 3 % des technischen Potenzials beträgt. Die tendenziell günstige Wirkung der Öffnung (größere zusammenhängende Flächen, operative Vorteile durch die mögliche Beanspruchung vollständiger Schläge) führt zwar zu einer Erweiterung der grundsätzlich verfügbaren Fläche. Allerdings muss man berücksichtigen, dass mit Zunahme der Entfernung zur vorbelastend wirkenden Trasse die Raumverträglichkeit des vorbelasteten Bereichs wieder zurückgeht.

Ergebnisse

Innerhalb der definierten Flächenkategorien beträgt das raumverträgliche Flächenpotenzial zwischen 10.650 ha und 58.050 ha. Davon entfallen rund zwei Drittel auf Ackerflächen (6.500 ha und 39.200 ha) und ein Drittel auf Grünlandflächen (4.150 ha und 18.850 ha). Der Schwerpunkt der Flächenpotenziale für PV-Freiflächenanlagen liegt aufgrund der erheblich größeren Gesamtnetzlänge an den Schienenwegen. In den folgenden Tabellen (Tab. 4 bis Tab. 6) sind die Ergebnisse im Einzelnen aufgeführt.

Tab. 4: *Raumverträgliche Flächenpotenziale aller landwirtschaftlichen Nutzflächen nach unterschiedlichen Seitenrandabständen zu Bundesautobahnen und Schienenwegen*

Flächenkategorie Landwirtschaftliche Nutzfläche innerhalb:	Spanne des raumverträglichen Flächenpotenzials in ha
110 m Korridor	10.650 – 26.600
180 m Korridor	17.300 – 43.300
220 m Korridor	21.100 – 52.750
110 m Korridor plus Flächenarrondierung bis max. 500 m	31.550 – 47.300
220 m Korridor plus Flächenarrondierung bis max. 500 m	38.700 – 58.050

Tab. 5: *Raumverträgliche Flächenpotenziale der Ackerflächen nach unterschiedlichen Seitenrandabständen zu Bundesautobahnen und Schienenwegen*

Flächenkategorie Ackerland innerhalb:	Spanne des raumverträglichen Flächenpotenzials in ha
110 m Korridor	6.500 – 16.200
180 m Korridor	10.850 – 27.100
220 m Korridor	13.500 – 33.800
110 m Korridor plus Flächenarrondierung bis max. 500 m	21.700 – 32.550
220 m Korridor plus Flächenarrondierung bis max. 500 m	26.150 – 39.200

Tab. 6: *Raumverträgliche Flächenpotenziale der Grünlandflächen nach unterschiedlichen Seitenrandabständen zu Bundesautobahnen und Schienenwegen*

Flächenkategorie Grünland innerhalb:	Spanne des raumverträglichen Flächenpotenzials in ha
110 m Korridor	4.150 – 10.400
180 m Korridor	6.500 – 16.200
220 m Korridor	7.600 – 19.000
110 m Korridor plus Flächenarrondierung bis max. 500 m	9.850 – 14.750
220 m Korridor plus Flächenarrondierung bis max. 500 m	12.550 – 18.850

Zur vergleichenden Einordnung der ermittelten Flächenpotenziale kann die Untersuchung des LUBW¹⁸ dienen. Dem Energieatlas Baden-Württemberg ist zu entnehmen, dass die Potenziale der Flächen von mindestens 1 ha Größe im Abstand von 110 m an Autobahnen und Bahnstrecken im Bundesland Baden-Württemberg insgesamt rund 11.450 ha umfassen. Unter Berücksichtigung operativer Restriktionen (80-90 % mit geringer Realisierungswahrscheinlichkeit) beträgt das raumverträgliche Flächenpotenzial in Baden-Württemberg zwischen 1.145 ha und 2.290 ha Fläche. Dies bedeutet einen Anteil von 2,3-4,6 % der im GIS ermittelten überwiegend landwirtschaftlichen Nutzfläche innerhalb des 110 m-Korridors.

4.2.2 Landwirtschaftliche Flächen

Im Folgenden werden zuerst die mit dem Gebrauch der Länderöffnungsklausel gem. § 37 Abs. 1 Nr. 3 h und i EEG 2017 eröffneten Flächenpotenziale innerhalb landwirtschaftlich benachteiligter Gebiete ermittelt. Im Anschluss wird eine Potenzialanalyse für die gesamte landwirtschaftliche Nutzfläche durchgeführt.

Einbezogen sind dabei auch die Flächenpotenziale im Bereich des Dauergrünlands, weil dies den geltenden EEG-Bestimmungen entspricht. Die Überbauung und Verschattung von Grünland ist allerdings aus naturschutzfachlichen Gesichtspunkten mit besonderen Konfliktpotenzialen behaftet. Dennoch hat das Grünland, dass sich in einem Solarpark entwickeln lässt, gegenüber der naturschutzfachlichen Qualität eines umgewidmeten Intensivackers eindeutig Vorteile für die Biodiversität.

4.2.2.1 Acker- und Grünland in benachteiligten Gebieten

Die Kategorie der landwirtschaftlich benachteiligten Gebiete stammt aus der Agrarförderung und dient in erster Linie der Gewährung einer finanziellen "Ausgleichszulage" an Landwirtschaftsbetriebe. Seit der Freiflächenausschreibungsverordnung (FFAV), abgelöst durch das EEG 2017, wird die Flächenkulisse auch zur Förderung von Freiflächen-PV-Anlagen herangezogen. Für die Analyse der Flächenpotenziale bleibt zunächst unbeachtet, dass gegenwärtig allein Bayern und Baden-Württemberg von der Öffnungsklausel gemäß § 37 c Abs. 2 EEG Gebrauch gemacht haben und eine eigene Verordnung zur begrenzten Nutzung der Flächenkategorie erlassen haben. Ermittelt werden die raumverträglichen Flächenpotenziale landwirtschaftlicher Nutzflächen innerhalb der benachteiligten Gebiete für alle dreizehn Flächenbundesländer.

¹⁸ Landesamt für Umwelt Baden-Württemberg. Umweltinformationssystem: Energieatlas. Geobasisdaten © Landesamt für Geoinformation und Landentwicklung Baden-Württemberg, www.lgl-bw.de, Az.: 2851.9-1/19. [online]. 2018. [Zugriff am: 17. September 2018] Verfügbar unter: http://udo.lubw.baden-wuerttemberg.de/projekte/p/energie_start

Vorgehensweise

Ausgangspunkt der Analyse ist die Zusammenstellung der bundeslandspezifischen Kulissen landwirtschaftlich benachteiligter Gebiete. Für die PV-Förderung gilt stets die Flächenkulisse mit Stand 1986 bzw. 1997 nach der Richtlinie 86/465/EWG in der Fassung der Entscheidung 97/172/EG, da das EEG 2017 zur Abgrenzung der benachteiligten Gebiete einen statischen Verweis darauf enthält (EEG § 3 Nr. 7).

Für die dreizehn Flächenbundesländer werden die Gebietskulissen recherchiert und in das GIS übertragen. Unbeachtet muss bleiben, dass die Gebietskulissen zum Teil auf die Nennung von Gemeinden beschränkt sind, deren landwirtschaftliche Nutzflächen ggf. jedoch nur anteilig als benachteiligtes Gebiet gelten, d.h. die Förderanträge von Landwirten werden erst im Einzelfall geprüft. Auf dieser generellen Grundlage werden die technischen Flächenpotenziale aller Acker- und Grünlandflächen innerhalb der benachteiligten Gebiete je Bundesland GIS-gestützt ermittelt. Grundsätzlich beinhalten die ausgewiesenen benachteiligten Gebiete auch Flächen, die für die landwirtschaftliche Erzeugung gut geeignet sind. Diese Bereiche bergen ein besonderes Konfliktpotenzial mit der Landwirtschaft. Aus diesem Grund werden zusätzliche Rauminformationen zum ackerbaulichen Ertragspotenzial herangezogen. Die Untersuchung der Flächenpotenziale erfolgt in zwei Analysepfaden.

Der erste Pfad sieht weitere Schritte der GIS-Analyse vor. Wesentliche Grundlage stellen die Ergebnisse der BBSR-Studie ‚Räumlich differenzierte Flächenpotentiale für erneuerbare Energien in Deutschland‘¹⁹ dar. Die dort definierte Kulisse von Ausschlussflächen wird übernommen. Einzig der Abstand zu Siedlungen wird von 100 m auf 200 m erhöht. Als nicht ausgeschlossene Flächen verbleiben Acker-, Grünland- und sonstige (Offenland-) Flächen. Weitere Ausschlusskriterien technischer und operativer Art, wie technisch schwierige Flächen (Steillagen, Verschattung, Ausrichtung, Zugänglichkeit für Baubetrieb und Wartung) können nicht abgebildet werden. Die technischen Flächenpotenziale aus den angepassten Ergebnissen der BBSR-Studie werden nun mit den Informationen zum Ertragspotenzial landwirtschaftlicher Standorte²⁰ überlagert. Daraus lässt sich später bestimmen, welche Flächen unterdurchschnittliche Ertragspotenziale aufweisen und somit raumverträglich sind. Abschließend wird das technische Flächenpotenzial mit zwei Ergebnissen der BBSR-Studie überlagert, die sich aus einer Reihe von Restriktionsflächen zusammensetzen (vgl. Tab. 7). In der BBSR-Studie wurden sog. ‚harte‘ und ‚weiche‘ Restriktionen definiert. Diese beinhalten naturschutzbezogene sowie raumordnerische Grundlagen. ‚Harte‘ Restriktionen führen im Einzelfall überwiegend zum Versagen einer Zulassung von PV-Freiflächenanlagen. ‚Weiche‘ Restriktionen bedeuten, dass in einzelnen Fällen der Bau einer PV-FFA unzulässig ist. Im Ergebnis werden Aussagen über Flächenpotenziale ohne Restriktionen vorgelegt.

¹⁹ BMVI (Hrsg.): Räumlich differenzierte Flächenpotentiale für erneuerbare Energien in Deutschland. BMVI-Online-Publikation 08/2015.

²⁰ Ackerbauliches Ertragspotential der Böden in Deutschland 1:1.000.000. Datenquelle: SQR1000 V1.0 © BGR, Hannover, 2013.

Tab. 7: Übersicht der Restriktionskategorien nach BBSR 2015

Flächenpotenzial	Restriktionskategorien
Flächen ‚harter‘ planerische Restriktionen	<p>Naturschutz: Naturschutzgebiete, Nationalpark, Natura2000-Gebiete, Biosphärenreservate Zone I+II, Wasserschutzgebiete Zone I+II</p> <p>Regionalplanung: Ziel Regionaler Grünzug, Ziel Forstwirtschaft, Ziel vorbeugender Hochwasserschutz, Grundsatz vorbeugender Hochwasserschutz, Ziel Oberflächennahe Rohstoffsicherung (ohne Bergbausanierung), 100m Abstand zu Forst- und Waldflächen, 20m Abstand zu stehenden und fließenden Gewässern, 40 m Abstand zu Bundesautobahnen, Schienenwegen und Höchstspannungsleitungen</p>
Flächen ‚weicher‘ planerische Restriktionen	<p>Naturschutz: Naturpark, Landschaftsschutzgebiet, Biosphärenreservat Zone III, Biotopverbund</p> <p>Regionalplanung: Ziel Natur und Landschaft, Grundlage Natur und Landschaft, Grundsatz Regionaler Grünzug, Ziel Erholung, Grundsatz Erholung, Grundsatz Forstwirtschaft, Ziel und Grundsatz Windenergie, Ziel und Grundsatz Grund- und Oberflächenwasserschutz, Grundsatz Oberflächennahe Rohstoffsicherung (ohne Bergbausanierung), Ziel und Grundsatz Verteidigung, Ziel sonstiger Freiraumschutz (Vorranggebiet), Ziel sonstiger Freiraumschutz (nicht als Vorranggebiet bezeichnet), Grundsatz sonstiger Freiraumschutz, Ziel und Grundsatz Industrie und Gewerbe, Ziel und Grundsatz Landwirtschaft</p>

Im vorliegenden Gutachten werden folgende Datengrundlagen verwendet:

- Kulisse benachteiligter Gebiete der 13 Flächen-Bundesländer nach der Richtlinie 86/465/EWG in der Fassung der Entscheidung 97/172/EG
- Digitales Landschaftsmodell 1:250 000 © GeoBasis-DE / BKG 2018
- CORINE Land Cover 10 ha © GeoBasis-DE / BKG 2012
- Raumbewertung der BBSR-Studie © BMVI (Hrsg.): Räumlich differenzierte Flächenpotentiale für erneuerbare Energien in Deutschland. BMVI-Online-Publikation 08/2015.
- Ackerbauliches Ertragspotential, SQR1000 V1.0, © BGR, Hannover, 2013.

Im zweiten Pfad werden raumunabhängig eine Reihe von Annahmen zu den Flächenpotenzialen getroffen, die im Ergebnis zum raumverträglichen Potenzial führen. Unter Berücksichtigung regelmäßig auftretender umweltfachlicher, raumplanerischer, technologischer und wirtschaftlicher Restriktionen besitzt nur ein geringer Anteil des technischen Potenzials eine hohe Umsetzungswahrscheinlichkeit. Die Erkenntnisse aus durchgeführten Flächenanalysen als auch der Planungs- und Genehmigungspraxis legen nahe, dass letztlich zwischen 0,5-1 % des technischen Flächenpotenzials als raumverträglich mit hoher Realisierungswahrscheinlichkeit zur Verfügung stehen.

Berücksichtigt wird zuletzt auch, dass sich ein Teil des raumverträglichen Potenzials auf Agrarflächen innerhalb der benachteiligten Gebiete mit den raumverträglichen Potenzialen innerhalb der Korridore an Bundesautobahnen und Schienenwegen überlagert. Um herauszufinden, wie groß der sich überlagernde Anteil ist, wird zunächst untersucht, wie viele Agrarflächen innerhalb benachteiligter Gebiete und dem 110 m Korridor an Bundesautobahnen und Schienenwegen sowie dem 220 m Korridor und den arrondierbaren Flächen bis

maximal 500 m Abstand liegen. Darauf aufbauend wird abgeschätzt, welcher Anteil dieser Flächen ein unterdurchschnittliches Ertragspotenzial aufweist. Da keine flächenscharfe Analyse für die gesamte Fläche Deutschlands durchführbar ist, kann nur angenommen werden, dass es eben diese Flächen sind, die in beiden Kategorien als raumverträgliches Flächenpotenzial gelten. Innerhalb der 110 m Korridore beträgt der Anteil etwa 4 %, innerhalb des 220 m Korridors plus Flächenarrondierung bis maximal 500 m etwa 9 %. Der jeweilige Anteil wird vom Ergebnis des raumverträglichen Flächenpotenzials abgezogen, um doppelte Berechnungen zu vermeiden.

Ergebnisse

Im Ergebnis der GIS-gestützten Analyse und der Anwendung der Annahmen zur Raumverträglichkeit beträgt das Flächenpotenzial ohne Restriktionen für Deutschland etwa 1,6 % der Ackerflächen und 2,8 % der Grünlandflächen in benachteiligten Gebieten. In den Bundesländern mit aktiver Länderöffnungsklausel²¹ beläuft sich das Potenzial auf rund 2,5 % der Ackerfläche (1,8 % der Grünlandfläche) in benachteiligten Gebieten Baden-Württembergs und 2,6 % der Ackerfläche (1,8 % der Grünlandfläche) der benachteiligten Gebiete in Bayern. Da diese Analyse Restriktionen auf der operativen Ebene nicht berücksichtigen kann, wird ein zusätzlicher Abschlag mit einem Erfahrungswert zwischen 70-80 % dieses Potenzials eingerechnet. Es verbleibt ein raumverträgliches Potenzial von 0,3-0,5 % der Ackerflächen sowie 0,6-0,8 % der Grünlandflächen. Die Ergebnisse des ersten Analysepfades (GIS-gestützte Analyse) dienen als Korrektiv für die Annahmen des zweiten Analysepfades und untersetzen die getroffenen Festsetzungen.

Die statistische Auswertung des zweiten Analysepfades der benachteiligten Gebiete in den 13 Flächenbundesländern ergibt, unter Ausschluss möglicher Überlagerungen mit dem Flächenpotenzial in den 110 m Korridoren an Bundesautobahnen und Schienenwegen, ein raumverträgliches Flächenpotenzial von 38.980 – 77.960 ha (0,4-0,9 % der Acker- und Grünlandflächen). Davon entfallen rund zwei Drittel auf Ackerflächen, 27.250 – 54.500 ha, und 11.730 – 23.460 ha auf Grünlandflächen. Im Falle einer Erweiterung des 220 m Korridors um arrondierbare Flächen bis zu einem maximalen Abstand von 500 m, verringert sich das Potenzial aufgrund zusätzlicher Überschneidungen auf 36.950-73.900 ha (Ackerflächen: 25.850-51.700 ha; Grünlandflächen: 11.100-22.200 ha). Die Ergebnisse nach Bundesländern sind in Tab. 8 und Tab. 9 dargestellt.

In den beiden Bundesländern, Bayern und Baden-Württemberg, die bereits von der Länderöffnungsklausel Gebrauch gemacht haben, beträgt das raumverträgliche Flächenpotenzial unter heutigen EEG-Bestimmungen zwischen 14.550 ha und 27.100 ha (Ackerflächen: 9.300-18.600 ha; Grünlandflächen: 5.280-10.560 ha).

²¹ Zum Zeitpunkt der Berichterstellung hatten nur Baden-Württemberg und Bayern von der Länderöffnungsklausel Gebrauch gemacht.

Tab. 8: Spannen des zweiten Analysepfads der raumverträglichen Flächenpotenziale der Ackerflächen innerhalb landwirtschaftlich benachteiligter Gebiete nach Bundesländern (ohne Überlagerung mit Ackerflächen innerhalb von förderfähigen Korridoren)

Flächen-Bundesland	Ackerland in benachteiligten Gebieten (ohne Überlagerung 110 m Korridor) in ha	Ackerland in benachteiligten Gebieten (ohne Überlagerung 220 m Korridor plus Flächenarrondierung bis max. 500 m) in ha
Bundesrepublik Deutschland	27.250 – 54.500	25.850 – 51.700
Baden-Württemberg	3.000 – 6.000	2.850 – 5.700
Bayern	6.300 – 12.600	5.950 – 11.900
Brandenburg	4.100 – 8.200	3.900 – 7.800
Hessen	850 – 1.700	800 – 1.600
Mecklenburg-Vorpommern	1.550 – 3.100	1.450 – 2.900
Niedersachsen	4.400 – 8.800	4.150 – 8.300
Nordrhein-Westfalen	1.150 – 2.300	1.100 – 2.200
Rheinland-Pfalz	1.150 – 2.300	1.100 – 2.200
Saarland	150 – 300	150 - 300
Sachsen	1.150 – 2.300	1.100 – 2.200
Sachsen-Anhalt	850 – 1.700	800 – 1.600
Schleswig-Holstein	1.200 – 1.400	1.200 – 2.400
Thüringen	1.400 – 2.800	1.300 – 2.600

Tab. 9: Spannen des zweiten Analysepfads der raumverträglichen Flächenpotenziale der Grünlandflächen innerhalb landwirtschaftlich benachteiligter Gebiete nach Bundesländern (ohne Überlagerung mit Grünlandflächen innerhalb von förderfähigen Korridoren)

Flächen-Bundesland	Grünland in benachteiligten Gebieten (ohne Überlagerung 110 m Korridor) in ha	Grünland in benachteiligten Gebieten (ohne Überlagerung 220 m Korridor plus Flächenarrondierung bis max. 500 m) in ha
Bundesrepublik Deutschland	11.730 – 23.460	11.100 – 22.200
Baden-Württemberg	2.000 – 4.000	1.900 – 3.800
Bayern	3.280 – 6.560	3.100 – 6.200
Brandenburg	1.200 – 2.400	1.150 – 2.300
Hessen	550 – 1.100	500 – 1.000
Mecklenburg-Vorpommern	400 – 800	350 – 700
Niedersachsen	1.600 – 3.200	1.550 – 3.100
Nordrhein-Westfalen	400 – 800	400 – 800
Rheinland-Pfalz	650 – 1.300	600 – 1.200
Saarland	200 – 400	150 - 300
Sachsen	300 – 600	300 – 600
Sachsen-Anhalt	150 – 300	150 – 300
Schleswig-Holstein	600 – 1.200	600 – 1.200
Thüringen	400 – 800	350 – 700

4.2.2.2 Acker und Grünland unter Berücksichtigung qualitativer Bodeneigenschaften

Unter der Annahme, dass die Bestimmungen des EEG die Nutzung von landwirtschaftlichen Flächen grundlegend wieder erlauben, werden die raumverträglichen Potenziale abgeschätzt. Prämisse ist dabei, dass nur Flächen mit geringer Bedeutung für die Landwirtschaft in Anspruch genommen werden dürfen. So lassen sich Akzeptanzprobleme und Konflikte mit der Landwirtschaft vermeiden.

Vorgehensweise

Die Untersuchung der landwirtschaftlichen Acker- und Grünlandflächen erfolgt anhand von zwei Ansätzen. Zum einen werden länderspezifisch GIS-gestützte Analysen zur Ermittlung von Flächenanteilen der Ackerfläche mit geringer Bedeutung für die Landwirtschaft durchgeführt. Zum anderen werden anhand von Planungsbeispielen aus der Praxis Annahmen über die Wirkung der planerischen Steuerung auf die Inanspruchnahme von Ackerflächen für PV-FFA getroffen.

Agrarstandorte geringer Bedeutung werden definiert als solche, die ein je Bundesland unterdurchschnittliches Ertragspotenzial²² aufweisen. Die Rauminformationen zum Ertragspotenzial werden mit den landwirtschaftlich genutzten Flächen gem. CORINE Land Cover²³ überlagert. Anschließend werden je Bundesland die Flächenanteile von Ackerflächen geringer Bedeutung berechnet.

Um abschätzen zu können, welche Anteile der landwirtschaftlichen Flächen im Rahmen planerischer Steuerungsansätze als raumverträgliches Potenzial zur Verfügung stehen könnten, werden Fallbeispiele ausgewertet. Für die Annahme wird berücksichtigt, dass das EEG eine legitimierende Wirkung auf die Inanspruchnahme von landwirtschaftlichen Nutzflächen entfaltet. Welchen Einfluss diese Wirkung hat, kann jedoch nicht abschließend belegt werden.

Zur Ermittlung der Flächenpotenziale wird angenommen, dass zwischen 0,5-1 % der Agrarflächen raumverträglich verfügbar sind. Dabei weisen die Ackerflächen ein geringes, d.h. je Bundesland unterdurchschnittliches ackerbauliches Ertragspotenzial auf. Auf der Grundlage der Daten zur Landwirtschaftsstatistik 2016²⁴ wird eine statistische Auswertung durchgeführt.

Wie bereits bei den Untersuchungen zu landwirtschaftlichen Flächenpotenzialen für PV-FFA in benachteiligten Gebieten, wird auch hier der Anteil sich potenziell mit den 220 m Korridoren (einschließlich arrondierender Flächen bis max. 500 m Abstand) überlagernder Flächen berücksichtigt (9 % Überlagerung).

²² Ackerbauliches Ertragspotential der Böden in Deutschland 1:1.000.000. Datenquelle: SQR1000 V1.0 © BGR, Hannover, 2013.

²³ CORINE Land Cover 10 ha © GeoBasis-DE / BKG 2012.

²⁴ Landwirtschaftliche Betriebe und deren landwirtschaftlich genutzte Fläche (LF) nach Kulturarten - Jahr - regionale Ebenen. Agrarstrukturerhebung / Landwirtschaftszählung, Jahr: 2016 © Statistische Ämter des Bundes und der Länder, Deutschland, 2018.

Ergebnisse

Die statistische Auswertung der Kenndaten zur Agrarfläche weist ein bundesweites raumverträgliches Flächenpotenzial zwischen 53.500 und 107.000 ha für Ackerflächen und 21.350 bis 42.700 ha für Grünland aus. Das ermittelte Flächenpotenzial beträgt jeweils zwischen 0,45-0,9 % der Acker- und Grünlandfläche Deutschland.

Tab. 10: *Spannen der raumverträglichen Flächenpotenziale der landwirtschaftlichen Nutzflächen (Acker- und Grünland) nach Bundesländern (ohne Überlagerung von Flächen innerhalb förderfähiger 220 m Korridore und arrondierender Flächen bis zu einem Abstand von 500 m)*

Flächen-Bundesland	Grünland in ha	Ackerland in ha
Bundesrepublik Deutschland	21.350 – 42.700	53.500 – 107.000
Baden-Württemberg	2.500 – 5.000	3.700 – 7.400
Bayern	4.850 – 9.700	9.300 – 18.600
Brandenburg	1.350 – 2.700	4.600 – 9.200
Hessen	1.350 – 2.700	2.150 – 4.300
Mecklenburg-Vorpommern	1.200 – 2.400	4.900 – 9.800
Niedersachsen	3.150 – 6.300	8.600 – 17.200
Nordrhein-Westfalen	1.800 – 3.600	4.700 – 9.400
Rheinland-Pfalz	1.050 – 2.100	1.850 – 3.700
Saarland	200 – 400	150 – 300
Sachsen	850 – 1.700	3.200 – 6.400
Sachsen-Anhalt	800 – 1.600	4.550 – 9.100
Schleswig-Holstein	1.500 – 3.000	3.000 – 6.000
Thüringen	750 – 1.500	2.800 – 5.600

4.2.3 Konversionsflächen und sonstige bauliche Anlagen

Konversionsflächen, die gemäß EEG aus wirtschaftlicher, verkehrlicher, wohnungsbaulicher oder militärischer Vornutzung stammen und die gemäß Auslegung der EEG-Clearingstelle ein unbestimmtes, aber erhebliches Maß an umweltrelevanter Beeinträchtigung aufweisen müssen, umfassen eine große Spanne von Typen, die sich teilweise auch überlagern mit anderen ebenfalls EEG-relevanten Kategorien. Anlagenstandorte, die ehemals militärisch oder gewerblich genutzt wurden oder aus dem Bergbau stammen, sind in Teilen bereits versiegelt (Landebahnen, Abstellflächen) oder als bauliche Anlagen anzusprechen wie bspw. Deponien, Halden und Schutzwälle. Anlagen auf sonstigen baulichen Anlagen, die sich im landschaftlichen Außenbereich der Besiedlung befinden, sind im EEG-Kontext keine Freiflächenanlagen, sondern Solaranlagen auf gebäudeunabhängigen baulichen Anlagen. Die Kategorie ist aus diesen und weiteren Gründen statistisch schwer bis nicht bestimmbar, insbesondere die Sachverhalte bzgl. bestehender Umweltbeeinträchtigungen

lassen sich nur annähernd vermuten und sind keinesfalls Bestandteil amtlicher oder sonstiger einschlägiger Statistiken. Vorhandene Statistiken über ehemals militärisch genutzte Flächen oder gewerbliche und industrielle Brachflächen, ehemalige und aktuelle Bergbauflächen, Altlastenkataster etc. bilden eine theoretische Obergrenze, die unter Berücksichtigung verschiedener individueller Aspekte wieder reduziert werden muss. Im Rahmen dieser Studie wird daher von plausiblen Annahmen ausgegangen, die sich auf Erkenntnisse aus den Gutachten zum EEG-Erfahrungsbericht stützen.

Vorgehensweise und Ergebnisse

Die Ausgangsgröße für das bundesweite Potenzial an Konversionsflächen aus der militärischen Nutzung, die nicht militärisch bebaut werden und auch nicht der Vorrangnutzung Naturschutz unterstellt sind, beträgt mit deutlichen Schwerpunkten in den östlichen Bundesländern rd. 214.000 ha²⁵. Das Potenzial vor allem von Brachflächen in Industrie- und Gewerbegebieten, von Deponien und Halden und von Bergbaufolgeflächen ist nur näherungsweise anzugeben. Sogar einschlägige Projekte wie die Energieatlanten in Baden-Württemberg oder Nordrhein-Westfalen geben hier keine bzw. unzuverlässige Daten an. So wird bspw. für Nordrhein-Westfalen eine Größenordnung von 3.000 ha aus Halden und Deponien, Brachflächen und ehemaligen Bergbauflächen als installierbare Modulfläche angegeben²⁶; für Baden-Württemberg ist die Aussage zu finden, dass das entsprechende Potenzial ausgeschöpft sei²⁷. Im Angesicht der verschiedenen verfügbaren Informationen und dem Wissen über bisher noch gar nicht systematisch einbezogene Potenziale wie diejenigen in den deutschen Braunkohlerevieren wird nach überschlägiger Auswertung von Daten aus Bund und Ländern konservativ ein Wert von rd. 36.000 ha²⁸ angenommen.

Es wird angenommen, dass für dieses insgesamt recht hohe geschätzte Flächenpotenzial von 250.000 ha aus verschiedenen Gründen zwar von einer hohen, aber nicht von einer vollständigen Verfügbarkeit ausgegangen werden kann. Zwar sind die Naturschutzvorrangflächen (auf den militärischen Arealen) bereits herausgerechnet, Allerdings sind viele Standorten mit Wald bestockt, oder es fehlen die EEG-spezifisch relevanten schwerwiegenden Umweltbeeinträchtigungen. Beispielsweise dürften stillgelegte militärische Flugplätze zumindest in den Bereichen, die versiegelt sind (Landebahn, Abstell- und Parkflächen etc.) und deren Böden durch Schadstoffe belastet sind, unzweifelhaft als Konversionsflächen anerkannt werden, die Standorte vieler anderer Bereiche des Areals sind allerdings kaum beeinträchtigt. Unter Berücksichtigung möglicherweise entgegenstehender Belange geht die Potenzialbetrachtung davon aus, dass ein Anteil von 15-25 % der Kon-

²⁵ Naturstiftung DAVID (2016): Naturschutzrelevante Militärfächen und PV-Freiflächenanlagen, Vortrag 23.2.2016 im Bundeswirtschaftsministerium Berlin

²⁶ LANUV: Potenzialstudie Erneuerbare Energien NRW Teil 2 – Solarenergie LANUV-Fachbericht 40, download: https://www.lanuv.nrw.de/fileadmin/lanuvpubl/3_fachberichte/30040b.pdf

²⁷ <https://www.energieatlas-bw.de/sonne/freiflachen/hintergrundinformationen>

²⁸ Zum Vergleich: Ca. 61.000 ha ist der Wert für 1 % der Industrie- und Gewerbeflächen in Deutschland, s. DESTATIS, Bodenfläche nach Nutzungsarten und Bundesländern 31.12.2017. Stillgelegte Bergbauflächen

versionsflächen und baulichen Anlagen raumverträglich genutzt werden kann. In der Szenariovariante 4 ist davon auszugehen, dass im Zuge der planerischen Steuerung des Zubaus auch eine Reihe von Konversionsflächen, sonstigen baulichen Anlagen oder BlmA-Flächen nicht für PV-FFA vorgesehen werden. Auch unter Einbeziehung der BlmA-Flächen wird das raumverträgliche Potenzial geringfügig niedriger auf einen Anteil von 13-23 % eingeschätzt.

4.2.4 BlmA-Flächen

Liegenschaften der Bundesanstalt für Immobilienaufgaben (BlmA-Flächen) bilden eine eigene förderfähige Kategorie, die es ermöglicht, auch solche Liegenschaften für PV-Freiflächenanlagen zu nutzen, die nicht schon vorher als Konversionsflächen in der Förderung waren.

Im Ergebnis einer Potenzialstudie²⁹ kommt die BlmA zu dem Ergebnis, dass ca. zwei Prozent der eigenen Flächen für die Ausschreibungen gem. EEG zu PV-Freiflächenanlagen geeignet sind, das sind rd. 13.400 ha. Unter Berücksichtigung der in der BlmA-Potenzialstudie angewendeten Ausschlusskriterien kann davon ausgegangen, dass die wichtigsten entgegenstehenden Belange wie Naturschutzvorrangflächen, Waldflächen und eindeutig entgegenstehende raumordnerische Ziele bereits berücksichtigt sind. Darin begründet ist das vergleichsweise hoch eingeschätzte raumverträgliche Potenzial von 25-50 % für alle Szenarien, mit Ausnahme der Variante 4. In Variante 4 unterstellen wir, dass ohne eine entsprechende EEG-Bestimmung das BlmA-Kriterium aufgrund seiner hohen Übereinstimmungen im Kriterium Konversionsflächen und bauliche Anlagen aufgeht.

4.3 Flächenpotenziale außerhalb des EEG-Kontextes

Im Denkmodell einer vollständigen Aufhebung der EEG-Freiflächen-Bestimmungen, gibt das EEG die Vorgabe von Flächenkriterien für die Förderung des Freiflächensolarstroms auf. Die Verfügbarkeit von Flächen und die Entscheidung über deren Nutzung wird dadurch vollständig den gesamtplanerisch und raumordnerisch tätigen Institutionen auf kommunaler und regionaler Ebene der Länder überlassen. Dort stehen Steuerungsinstrumente zur Verfügung, die für eine geordnete städtebauliche, raumordnerische und auch freiraum- bzw. landschaftsbezogene Entwicklung Sorge tragen. Freiflächenanlagen unterliegen schon immer bauplanungsrechtlichen und weiteren fachrechtlichen Zulassungsbestimmungen, die in den geltenden Verfahren angewendet werden. Es ist anzunehmen, dass diese Steuerungsmechanismen mit dem Wegfall der entsprechenden „Vorsortierung“ durch das EEG verstärkt zur Anwendung kommen. Insbesondere im Bereich der Regional- und Flächennutzungsplanung bestehen die Ansatzpunkte, den Rahmen der im räumlichen Zuständigkeitsbereich erforderlichen Entwicklung des Zubaus von PV-FFA zu bestimmen.

²⁹ BIMA (BUNDESANSTALT FÜR IMMOBILIENAUFGABEN). Potenziale für Erneuerbare Energien – Forschungsprojekt zur Eignung von Flächen für Windkraft- und Photovoltaik-Freiflächenanlagen. [online]. 2016. [Zugriff am: 2. Juni 2017]. Verfügbar unter: www.dgs.de/fileadmin/newsletter/2016/Potenziale_fuer_EE_BlmA-Broschuere_Versand.pdf

Es wird unterstellt, dass die Entwicklung von städtebaulichen oder regionalplanerischen Konzepten zur Ermittlung geeigneter Konzentrationsflächen für die PV-Nutzung die zwangsläufige Konsequenz ist und entsprechend auch von den Planungsträgern befördert wird. Dabei ist nicht zwingend festzulegen, ob diese Aufgabe von der betroffenen Kommune oder von der übergeordneten regionalen Raumordnung übernommen werden soll. Es ist davon auszugehen, dass das seitens des EEG obligatorisch vorgeschriebene Bebauungsplanverfahren mit nachfolgender Baugenehmigung weiterhin auf kommunaler Ebene der Regelfall sein wird, dass aber die regelmäßig erfolgte Anpassung des konzeptionellen Flächennutzungsplans in Interessengebieten stärker frühzeitig und konzeptionell ausgerichtet werden wird. In diesen Verfahren werden alle relevanten Schutz- und Nutzungsbelange berücksichtigt und abgewogen, so etwa Umweltbelange anhand von Schutzgebieten und Schutzzwecken (wie Natura 2000-Gebiete, gesetzlich geschützte Biotope, Wildtierkorridore, Biotopverbund, Landschaftsbild), aber auch Belange der Landwirtschaft. Allerdings fehlt diesem Instrument aufgrund seines engeren örtlichen Bezuges die regionale Ausrichtung, d.h. eine überörtliche Steuerung kann ohne die regionale Planungsebene nicht zufriedenstellend erfolgen.

Bisher hat die Regionalplanung weitgehend darauf verzichtet, vergleichbar mit der Windenergie räumliche Festlegungen für die PV-Energie zu treffen, u.a. auch mit dem Verweis auf den obligatorischen Bebauungsplan. Mit Ausnahme einiger weniger Regionalplanungsstellen wie in Mittelhessen oder Heilbronn hat die Regionalplanung die Steuerung des Themas auf die weniger verbindliche textliche Ebene der Grundsätze beschränkt.

Mit dem Anheben des Zielniveaus zum Ausbau der erneuerbaren Energien bis 2030 und dem erwartbaren Anziehen des Flächenbedarfs für die Nutzung von Wind- und Sonnenenergie wächst die Notwendigkeit der raumordnerischen Steuerung auch für die PV-Freiflächen, insbesondere vor dem Hintergrund zukünftig vermehrt möglicher Anlagen ohne EEG-Förderung. Ein Blick zurück in das Jahr 2010: die damalige Entscheidung des Gesetzgebers, im Zuge der Anpassung des EEG die Freiflächenkategorie Ackerland aus der Vergütung zu nehmen, ist zurückzuführen auf eine äußerst dynamische Entwicklung von zahlreichen und zunehmend größeren Solarparkprojekten in der freien Agrarlandschaft. Seinerzeit machte sich die Erkenntnis breit, dass eine derartige Entwicklung eine zusätzliche gesamtplanerisch-konzeptionelle Standortpolitik erfordert, um die „Ordnung“ in diesem Sektor zu erhalten. Nach der EEG-Entscheidung jedoch, der später auch die Beschränkung der förderfähigen Anlagengröße auf 10 MW folgte, sind die Ansätze für regionalplanerische Zielkonzepte, z.T. auch mit der Ausweisung von Vorbehaltsflächen für PV-Freiflächenanlagen, vielfach nicht weitergeführt worden. Dabei waren in der Regel die Freiflächenkriterien des EEG übernommen und vor dem Hintergrund der jeweiligen planerischen Rahmenbedingungen konkretisiert worden; nur wenige Plankonzepte hatten Gebietsausweisungen vorgenommen, die nicht in Bezug zu konkreten Planungsabsichten standen.

Im Rahmen der Kurzstudie wurden Vorgehensweise und Ergebnisse der wenigen Regionalpläne ausgewertet, die sich möglichst unabhängig von den EEG-Bestimmungen mit der Ermittlung geeigneter Flächen befassten. Nachfolgende Ausführungen zum Regionalplan

Mittelhessen dokumentieren ein unserer Ansicht nach exemplarisches Modell für die künftige Vorgehensweise für eine möglichst konfliktminimierte Umsetzung der Energiewendeziele auf regionaler Ebene, die auch übertragbar ist auf kommunale Standortkonzepte.

Der 2017 genehmigte und beschlossene Teilregionalplan Energie der Region Mittelhessen³⁰ verfolgt als nach unserer Kenntnis erster Regionalplan auf diese Art sein raumordnerisches PV-Ziel (s. Abb. 5) mit der Begründung, dass Änderungen der einschlägigen EEG-Flächenkategorien ja nicht auszuschließen sind und auf diese Weise eine fundierte Position aus regionaler Sicht vertreten werden könne. Im Ergebnis werden 8 % der Regionsfläche für die Erzeugung von Windenergie, Biomasse und Solarstrom vorgehalten. Eine Teilmenge von 0,6 % wird für die PV-Freiflächenanlagen vorgesehen, womit das Regionale Energiekonzept nach Angaben der Autoren auch die geltenden Vorgaben von Bund und Land Hessen zu Klimaschutz und Energiewende erfüllt. Die Vorgehensweise und die Ergebnisse werden beispielhaft beschrieben.

2.3-1 (G)	Photovoltaik-Freiflächenanlagen sollen vorrangig in <i>Vorranggebieten Industrie und Gewerbe</i> errichtet werden, soweit für andere gewerbliche Entwicklungen Raum bleibt.
2.3-2 (G) (K)	Raumbedeutsame Photovoltaik-Freiflächenanlagen, die nicht in <i>Vorranggebieten Industrie und Gewerbe</i> errichtet werden können, sollen in den <i>Vorbehaltsgeländen für Photovoltaik-Freiflächenanlagen</i> errichtet werden. In diesen Vorbehaltsgeländen ist der Nutzung durch raumbedeutsame Photovoltaikanlagen bei der Abwägung mit konkurrierenden raumbedeutsamen Nutzungen ein besonderes Gewicht beizumessen.
2.3-3 (Z)	Raumbedeutsame Photovoltaik-Freiflächenanlagen in einem <i>Vorbehaltsgelände für Photovoltaik-Freiflächenanlagen</i> , das gleichzeitig <i>Vorranggebiet für Landwirtschaft</i> ist, müssen mit agrarstrukturellen Belangen vereinbar sein.
2.3-4 (Z)	Die Flächeninanspruchnahme durch Photovoltaik-Freiflächenanlagen ist innerhalb der einzelnen Gebietskörperschaft auf 2 % der Fläche der <i>Vorrang- und Vorbehaltsgelände für Landwirtschaft</i> zu begrenzen.

Abb. 5: Grundsätze und Ziele der Nutzung solarer Strahlungsenergie im Teilregionalplan Energie Mittelhessen 2016 (ebd. S.43).

Leitkriterien der durchgeführten systematischen Flächenermittlung waren dabei die Eigenschaften „möglichst konfliktarm“, „möglichst verbrauchsnahe“ und „keine wertvollen landwirtschaftlichen Flächen“. Die Nutzung von Dachflächen und die Nutzung von Gewerbe- und Industriearealen sowie versiegelten Flächen hat in den Zielen und Grundsätzen Priorität vor der Inanspruchnahme von Landschaft und Freiraum. Die Vorgehensweise entspricht im Grundsatz vergleichbaren Ansätzen bei der Ermittlung von Flächen für die Windenergie, wobei im Unterschied für die PV-Nutzung keine ernsthaften über den Anlagenstandort selbst weit hinausreichenden Auswirkungen berücksichtigt werden müssen. Nach Anwendung von Ausschluss- und Restriktionskriterien werden verbleibende Eignungsflächen mit einer Mindestgröße von 5 ha abgewogen, als mögliche Vorbehaltsgelände für PV-Freiflä-

³⁰ Regierungspräsidium Gießen (2017): Teilregionalplan Energie Mittelhessen 2016. Download: <https://rp-giessen.hessen.de/planung/regionalplanung/teilregionalplan-energie-mittelhessen>

chenanlagen ausgewählt und abschließend mit der Oberen Naturschutzbehörde abgestimmt. Im Regionalplan wird eine Obergrenze von 3.000 ha für die PV-Freiflächenanlagen gesetzt, um insgesamt vor allem die Inanspruchnahme von landwirtschaftlichen Flächen zu begrenzen. Die Vorgehensweise ist ausführlich im Umweltbericht zum Teilregionalplan beschrieben, eine ausführliche Wiedergabe des umfangreichen Kriteriensets würde hier allerdings zu weit führen.³¹

Als wichtiger Punkt sei aber der Umgang mit landwirtschaftlichen Flächen angeführt, die ca. 43,5 % der Regionsfläche ausmachen. Im Umweltbericht zum Regionalplan wird die Anwendung folgender wesentlicher Ausschlusskriterien in Bezug auf das Schutzgut Boden beschrieben (Fußnote 31, dort Tab. 4, S.20):

- Vorranggebiet für Landwirtschaft mit hohem bis sehr hohem Ertragspotenzial
- Vorranggebiet für Landwirtschaft (A1- und G1-Flächen lt. Standorteignungskarte)
- Dauergrünland gem. ATKIS 1

Damit entfallen mehr als 50 % der landwirtschaftlichen Flächen, teilweise auch in benachteiligten Gebieten der Region. Unter Anwendung von Eignungskriterien, hier vor allem die Begrenzung auf landwirtschaftliche Flächen, die nicht weiter als 500 m von bestimmten Strukturen (s.u.) entfernt liegen, ergibt sich im Ergebnis eine Kulisse von PV-Vorbehaltsgebieten, die anteilig im Bereich von 1 % der landwirtschaftlichen Nutzfläche liegen. Der Nutzung der so ermittelten Vorbehaltsgebiete, im Sinne des vorliegenden Gutachtens die „raumverträglichen“ Potenzialflächen, steht im Falle eines Investitionsinteresses kein wesentlicher regionalplanerischer Belang entgegen, auch wenn noch eine Schlussabwägung erforderlich wird. Mit der Schlussabwägung ist dann im Einzelfall die Einhaltung des Ziels 2.3-4 (Z) sicherzustellen, das im Sinne eines Überlastungsschutzes die Begrenzung der Flächeninanspruchnahme auf Ebene der Gebietskörperschaften anstrebt (s. Abb. 5). Die Flächeninanspruchnahme durch PV-FFA auf landwirtschaftlichen Flächen innerhalb einer Gebietskörperschaft soll auf maximal 2 % der Fläche der dort jeweils ausgewiesenen Vorrang- und Vorbehaltsgebiete für Landwirtschaft begrenzt werden. Damit verfolgt der Teilregionalplan die Strategie einer möglichst gleichmäßigen Anlagenverteilung in der Region, ebenso sollen damit erhebliche Beeinträchtigungen der örtlichen Agrarstruktur vermieden werden (Fußnote 30, dort S. 55). Tatsächlich hat der Teilplan Energie Vorbehaltsgebiete für PV-FFA mit einer Bandbreite von 0,1 bis 7,2 % der Vorrang- und Vorbehaltsgebiete für Landwirtschaft einer Gebietskörperschaft bei einem Mittelwert von 1,7 % ausgewiesen (Fußnote 31, dort S. 76).

Weitere Eignungsflächen orientieren sich an der Bevorzugung von Flächen mit bereits vorhandenen Belastungen (Gewerbe- und Industriestandorte, mindestens regional bedeutsame Verkehrswege, Abfallbeseitigungsanlagen etc.) einschließlich einer Abstandsfläche bis 500 m. Auch die Abstandsflächen bis 500 m um Siedlungsgebiete gehören zu den Eignungskriterien, allerdings unter Ausschluss der Abstandszone von 100 m. Aber auch potenzielle Netzanschlüsse, hier der Verlauf von Hochspannungsleitungen ebenfalls bis zu

³¹ Regierungspräsident Gießen (2017): Umweltbericht zum Teilregionalplan Energie Mittelhessen 2016.

einem Abstand von 500 m, werden als Eignungskriterium herangezogen. Hinzu kommen Konversionsflächen verschiedenster Art, Altdeponien etc. Die Flächen werden ab einer Größe von 5 ha im Regionalplan dargestellt.

Vorgehensweise

Die Variante 4 geht von der ausschließlichen Anwendung des geltenden Planungs- und Genehmigungsrecht aus, eine „Vorauswahl“ aufgrund der vergütungsrechtlichen Bestimmungen des EEG erfolgt nicht. Um die raumverträglichen Flächenpotenziale für diese Situation angemessen abschätzen zu können, werden Erfahrungen aus der Planungspraxis herangezogen.

Das geschilderte Beispiel aus Mittelhessen bestätigt die Annahme, dass die planerische Steuerung den Grundzügen der EEG-Flächenpolitik entspricht. Allerdings werden die dort geltenden Kriterien in modifizierter Weise als Eignungs- oder Gunstkriterien eingesetzt; z.B. werden weitere Verkehrswegetypen in ein flächenmäßig erweitertes Seitenrandkriterium einbezogen. Entgegenstehende Belange werden mit Hilfe von Ausschluss- und Restriktionskriterien dargestellt und berücksichtigt. Gleichzeitig wird das Flächenpotenzial der vorbelasteten Konversionsstandorte und derjenigen im Bereich von Verkehrswegen oder Leitungstrassen bevorzugt eingebracht. Die in Betracht kommenden Abstandsflächen zu bestimmten Nutzungskategorien wie Straßen, Schienenwegen, Industrie- und sonstigen Anlagen werden mit bis zu 500 m großzügiger genutzt, als es im EEG mit bisher 110 m an bestimmten Verkehrswegen erfolgt ist. Eine Orientierung an den vorhandenen technischen Netzanschlussmöglichkeiten mit der Angabe von gewünschten Abständen wird teilweise ebenfalls vorgenommen.

Anhand der Erkenntnisse aus der Planungspraxis wird eine Abschätzung der raumverträglichen Flächenpotenziale vorgenommen. Ausgangspunkt ist die Ableitung einer Spanne zwischen 0,2 % und 0,5 % der Landesfläche Deutschlands, aus den einschlägigen Planungen der Raumordnung und gutachterlicher Beurteilung der wahrscheinlichen Entwicklung der Planungspraxis. Diese Flächenanteile können als raumverträgliches Flächenpotenzial beansprucht werden. Es wird weiterführend angenommen, dass die Ausrichtung der räumlichen Steuerung auf vorbelastete Bereiche aufrechterhalten wird. Gleichzeitig bieten sich landwirtschaftliche Flächen als Standorte besonders an, so dass über die Hälfte der Flächenpotenziale auf landwirtschaftlichen Nutzflächen ausgewiesen wird. Dabei handelt es sich nur in sehr geringem Umfang um Dauergrünland und überwiegend um Ackerflächen. Die Flächen befinden sich in vorbelasteten Bereichen wie an Bundesautobahnen oder Schienenwegen, oder in Bereichen von minderer Qualität für die Landwirtschaft. Das zweite große Flächenpotenzial befindet sich auf Konversionsflächen, sonstigen baulichen Anlagen, Flächen der BImA und weiteren versiegelten Flächen. Im Vergleich zum EEG-getriebenen Flächenpotenzial nimmt der Umfang in diesem Bereich ab.

Ergebnisse

Ausgehend von der angenommenen Spanne von 0,2-0,5 % der Fläche Deutschlands beträgt das raumverträgliche Flächenpotenzial insgesamt rund 71.500 ha bis 179.000 ha. Damit nimmt das Potenzial einen geringeren Flächenumfang ein als im Fall stark gelockerter EEG-Restriktionen (Variante 2 und 3). Begründet ist dies im Wegfall der Gunstwirkung des EEG im Zuge einer konsequenten Anwendung der raumordnerischen Steuerung.

Von den Konversionsflächen, sonstigen baulichen Anlagen, BlmA-Flächen und weiteren versiegelten Flächen stehen im unteren Bereich der Spanne mit 32.500 ha etwas weniger als die Hälfte des Gesamtpotenzials zur Verfügung. Dieser Wert liegt etwas unterhalb des raumverträglichen Potenzials der Konversionsflächen und sonstigen baulichen Anlagen im EEG-Kontext und ist auf die insbesondere für die Erschließung von Konversionsstandorten hohen Aufwände zurückgeführt. Etwa die Hälfte (35.000 ha) des Flächenpotenzials im unteren Bereich der Spanne sind Ackerflächen. Sie nehmen etwa die Hälfte des Gesamtpotenzials von 71.500 ha ein. Ein geringer Anteil von 4.000 ha wird im Bereich des Dauergrünlands zur Verfügung gestellt.

Im oberen Bereich der Spanne verändern sich die Anteile der Flächenkategorien. Bei den Konversions- und sonstigen Flächen steigt das raumverträgliche Flächenpotenzial auf 52.000 ha an. Damit beträgt der Anteil der Flächenkategorie jedoch weniger als ein Drittel am Gesamtpotenzial. Es wird nicht erwartet, dass diese Flächenkategorie darüberhinausgehende Flächenpotenziale bereithält. Stärker steigt dagegen das Potenzial im Bereich der landwirtschaftlichen Nutzfläche. Ackerflächen werden im Umfang von rund 112.000 ha als raumverträglich zur Verfügung gestellt. Das sind weniger als 0,1 % der Ackerfläche in Deutschland. Das ausgewertete Beispiel des Regionalplans Mittelhessen zeigt allerdings, dass hier noch erheblich mehr Potenzial bereitgestellt werden kann, die Prognose damit den unteren Rand abbildet. Die Flächenpotenziale im Bereich von Dauergrünlandflächen verzeichnen ebenfalls einen stärkeren Zuwachs, die Beanspruchung verdreifacht sich auf nunmehr 15.000 ha.

4.4 Schlaglicht: Akzeptanz

Mangelnde Akzeptanz kann von Verzögerungen bis zur Blockierung von Bauprojekten führen. Im Bereich der erneuerbaren Energien trifft dies aktuell verstärkt auf den Bereich der Windenergienutzung sowie auf den Ausbau von Stromleitungen im Höchstspannungsnetz zu.

Die Akzeptanz von PV-Freiflächenanlagen spielt insbesondere im Kontext der landwirtschaftlichen Flächenkonkurrenz eine Rolle. In den Jahren 2009 und 2010, als der Ausbau von PV-FFA stark anstieg, kam es neben raumordnerischen Fehlentwicklungen und Steigerungen der Bodenpreise zunehmend zum Verlust der Akzeptanz vor Ort. Besonders betroffen war insbesondere Bayern, wo der weitaus größte Anteil von PV-FFA auf Ackerflächen errichtet wurde. Augenscheinlich konnte auch die planerische Steuerung in Form des obligatorischen Bebauungsplans diese Entwicklung nicht abfangen.

Die freie Verfügbarkeit landwirtschaftlicher Flächen für PV-FFA wurde mit dem EEG 2010 zurückgenommen. Im Zuge der weiteren Entwicklung erfolgte der Bau von PV-FFA vor allem auf Konversions- und gewerblichen Flächen und zunehmend in den Randstreifen von Autobahnen und Schienenwegen, wobei die Anlagengröße insgesamt auf max. 10 MW verringert wurde. Mit § 37c EEG 2017 eröffnete der Gesetzgeber den Bundesländern die Möglichkeit die Nutzung von landwirtschaftlichen Flächen innerhalb benachteiligter Gebiete per Rechtsverordnung zuzulassen. Diese Option wurde von einem Teil der Bundesländer abgelehnt. Niedersachsen, Sachsen-Anhalt, Thüringen, Nordrhein-Westfalen, Schleswig-Holstein und Brandenburg haben bisher relativ eindeutig ausgeschlossen, von der Öffnungsklausel Gebrauch zu machen. Gründe für diese Entscheidung liegen unter anderem darin, dass der ökonomische Druck auf landwirtschaftliche Nutzflächen nicht erhöht werden soll, so bspw. explizit Schleswig-Holstein³².

Seitens der Landwirtschaft bestehen ebenfalls Vorbehalte gegenüber Freiflächenanlagen. In seiner Pressemitteilung zum Kabinettsbeschluss vom 28.01.2015³³ fordert der Bauernverband beispielsweise „die Förderung des Ausbaus von Fotovoltaik auf versiegelte Flächen, Konversions- und Dachflächen zu beschränken.“ Sonst seien die Ziele der Energiewende mit dem Schutz der Agrarlandschaft nicht vereinbar, da diese Entwicklung „sich gegen den Schutz der Ressource ‚Boden‘ wendet und die Flächenkonkurrenz weiter anheizt.“

Von Seiten des Naturschutzes wird eine Öffnung der landwirtschaftlichen Flächen kritisch beurteilt. Konkret äußert sich der Landesnaturschutzverband Baden-Württemberg e.V. zur Anhörung der interessierten Kreise zur Verordnung zur Öffnung der Ausschreibung für Photovoltaik-Freiflächenanlagen für Gebote auf Acker- und Grünlandflächen in benachteiligten Gebieten in Baden-Württemberg³⁴. Er führt an, dass mit der Inanspruchnahme von Ackerflächen und Grünlandflächen insbesondere eine „technische Überprägung der Landschaft, die durch die Siedlungsentwicklung und Infrastruktureinrichtungen bereits ein kritisches Maß erreicht hat, nochmals verstärkt wird.“ Zudem sei ein weiterer Druck auf die Ressource Fläche zu vermeiden. Letztendlich wird die Inanspruchnahme intensiv genutzter Ackerflächen, u.a. auch hinsichtlich einer möglichen Notwendigkeit zur Umsetzung der Energiewende, aber von Seiten des Naturschutzes akzeptiert³⁵.

³² Schleswig-Holsteinischer Landtag. Kleine Anfrage der Abgeordneten Petra Nicolaisen (CDU) und Antwort der Landesregierung - Minister für Energiewende, Landwirtschaft, Umwelt und ländliche Räume. Nutzung von Acker- und Grünflächen in bestimmten Gebieten für den Ausbau von Photovoltaik; Drucksache 18/4636 [online]. Wahlperiode -09-23 2016. [Zugriff am: 19. November 2018]. Verfügbar unter: <https://kleineanfragen.de/schleswig-holstein/18/4636-nut-zung-von-acker-und-gruenflaechen-in-bestimmten-gebieten-fuer-den-ausbau-von-photo-voltaik.txt>

³³ Deutscher Bauernverband: Pressemitteilung - Fotovoltaik-Freiflächenanlagen auf Ackerland beschleunigen Flächenfraß. [Zugriff am: 22. November 2018]. Verfügbar unter: <https://www.bauernverband.de/fotovoltaik-freiflaechenanlagen-auf-ackerland-beschleunigen-flaechenfrass>

³⁴ Landesnaturschutzverband Baden-Württemberg e.V.: Stellungnahme zur Freiflächenöffnungsverordnung – FFÖ-VO. 27.01.2017. [Zugriff am: 26. November 2018]. Verfügbar unter: <https://lnv-bw.de/wp-content/uploads/2017/01/Um-ffoe-vo.pdf>

³⁵ Siehe u. a. Standpunkt des NABU zum naturverträglichen Ausbau der Photovoltaik. [Zugriff am: 11. Januar 2019]. Verfügbar unter: <https://www.nabu.de/umwelt-und-ressourcen/energie/erneuerbare-energien-energie-wende/solarenergie/04300.html>

Die Akzeptanz der erneuerbaren Energien und im Speziellen auch von PV-Freiflächenanlagen in der Bevölkerung wird zur Zeit im Forschungsvorhaben „Akzeptanzfördernde Faktoren erneuerbarer Energien“³⁶ untersucht. Erste Erkenntnisse legen nahe, dass PV-FFA grundsätzlich bei den Anwohnern akzeptiert werden. Lokale Anlagen werden leicht positiv bewertet. Fehlende Akzeptanz steht stärker mit den Themen Windenergie und Bioenergie in Verbindung.

³⁶ Vernetzung der F+E-Vorhaben zur naturschutzfachlichen Begleitung der Energiewende (Hrsg.) im Auftrag des Bundesamtes für Naturschutz. Stand 10/2018. S. 28-31.

5 Potenziale für PV-Anlagen auf und an Gebäuden

Neben den in Kapitel 4 dargestellten Potenzialen für PV-Freiflächenanlagen, existieren erhebliche technische Potenziale auf und an Gebäuden. Diese werden nachfolgend in Form einer Meta-Analyse getrennt nach Dach- und Fassadenpotenzialen untersucht.

*Dachflächenpotenziale*³⁷

Zur Einschätzung des PV-Dachflächenpotenzials wurden die wesentlichen Potenzial-Studien betrachtet. Eingegangen wird im Folgenden auf Kaltschmitt³⁸, Quaschnig³⁹, IWES⁴⁰, FfE⁴¹, BMVI⁴² sowie Fath⁴³. Darüber hinaus betrachtet wurden DLR⁴⁴, Enquete-Kommission⁴⁵, FfE⁴⁶, TUM⁴⁷, Wouters⁴⁸.

Kaltschmitt³⁸ schätzt den Bestand an Dachflächen für das Jahr 2010 auf Basis des vom Statistischen Bundesamt erfassten Bestands an Wohngebäuden und Nichtwohngebäuden. Hierbei werden für Wohngebäude Dachflächen von 3.037 km² (Flachdach: 222 km², Schrägdach: 2.915 km²), für Nichtwohngebäude von 1.038 km² (Flachdach: 635 km², Schrägdach: 403 km²) angegeben. Unter Berücksichtigung von bautechnischen Einschränkungen (z.B. durch Dachaufbauten) und der solartechnischen Eignung (z.B. Ausrichtung, Verschattung) ergeben sich potenziell für PV nutzbare Flächen von 742 km² (Flachdach: 193 km², Schrägdach: 549 km²). Nicht eingerechnet ist hierbei die Konkurrenz durch solarthermische Anwendungen, so dass die angegebene Fläche real zusätzlich ver-

³⁷ Der Textabschnitt zu Dachflächenpotenzialen ist im Wesentlichen entnommen aus: ZSW, Bosch & Partner: Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts gemäß § 97 Erneuerbare-Energien-Gesetz, Teilvorhaben II c: Solare Strahlungsenergie. Zwischenbericht, Februar 2018. Einige Teile wurden jedoch aktualisiert bzw. angepasst.

³⁸ Kaltschmitt, Martin. Erneuerbare Energien – Systemtechnik, Wirtschaftlichkeit, Umweltaspekte. 5., erweiterte Auflage. Berlin, Heidelberg, 2013

³⁹ Quaschnig, Volker. Systemtechnik einer klimaverträglichen Elektrizitätsversorgung in Deutschland für das 21. Jahrhundert. Düsseldorf, 2000.

⁴⁰ Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES). Vorstudie zur Integration großer Anteile Photovoltaik in die elektrische Energieversorgung – Studie im Auftrag des BSW - Bundesverband Solarwirtschaft e.V. – ergänzte Fassung vom 29.05.2012. 2012.

⁴¹ Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V. (FFE). Regionalisierung der dezentralen Stromerzeugung im Netzentwicklungsplan 2025 - Methodik und Ergebnisse. 2015.

⁴² BMVI (Hrsg.). Räumlich differenzierte Flächenpotenziale für erneuerbare Energien in Deutschland. 2015.

⁴³ Fath, Karoline. Technical and economic potential for photovoltaic systems on buildings. 2018.

⁴⁴ Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), Institut für Energie- und Umweltforschung (IFEU) und Wuppertal Institut für Klima, Umwelt und Energie. Ökologisch optimierter Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland – Langfassung. 2004

⁴⁵ Enquete-Kommission. „Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und der Liberalisierung“. 2002.

⁴⁶ Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V. (FFE). CO₂-Verminderungspotenzial bei Ausbau der Photovoltaik. Energiewirtschaftliche Tagesfragen. 2009. Jg. 59, Nr. 4

⁴⁷ TU München und Siemens AG. Abschätzung des Photovoltaik-Potentials auf Dachflächen in Deutschland. 2010.

⁴⁸ Wouters, Frank. Potentiale passiver und aktiver Solarenergienutzung in den Stadtraumtypen. *Solarer Städtebau. Vom Pilotprojekt zum planerischen Leitbild*. 2007.

mindert wird. Unter der Annahme von Wirkungsgraden für amorphe (ca. 7,25 %) und monokristalline (ca. 16 %) Solarmodule ergibt sich eine potenziell installierbare Leistung zwischen 52 und 119 GW.

Quaschnig³⁹ nimmt für seine Schätzung den Dachflächenbestand für das Jahr 1991 aus einer früheren Version von Kaltschmitt³⁸ aus dem Jahr 1993 als Basis und rechnet diesen anhand der Zunahme des Gebäudebestands auf das Jahr 1994 hoch. Dadurch ergeben sich auf Wohngebäuden Dachflächen von 2.345 km² (Flachdach: 164 km², Schrägdach: 2.181 km²), auf Nichtwohngebäuden 2.000 km² (Flachdach: 1.200 km², 800 km²). Es wird davon ausgegangen, dass ca. 40 % aller Dachflächen aufgrund baulicher Restriktionen, zu starker Verschattung und Dachaufbauten für eine Nutzung durch Solarenergie nicht geeignet sind. Bei Flachdächern wird wegen der notwendigen Aufständigung der Module und des daraus folgenden, notwendigen Abstands zwischen den Modulreihen von einem Flächennutzungsgrad von 50 % ausgegangen. Bei Schrägdächern werden nur Dächer berücksichtigt, deren Dachneigung kleiner 60° und deren Azimutwinkel kleiner 90° ist, sodass die Gesamtverluste der Einstrahlung unter 25 % bleiben. In Summe ergibt sich daraus eine Eignung von 30 % aller Dachflächen für die Nutzung durch Solarenergie, was einer Fläche von 1.304 km² (Wohngebäude: 703,5 km², Nichtwohngebäude: 600 km²) entspricht. Von diesem Dachflächenpotenzial werden 440 km² für die Nutzung durch Solarthermie vorgesehen, sodass für Photovoltaik 864 km² verbleiben. Unter der Annahme von Modulwirkungsgraden zwischen 14 % und 20 % wird das Potenzial der installierbaren Leistung zwischen 121 und 173 GW angegeben. Lässt man die Nutzung durch Solarthermie unberücksichtigt ergibt sich ein Potenzial von 182-261 GW.

IWES⁴⁰ aktualisiert die Zahlen von Quaschnig³⁹ und der früheren Version von Kaltschmitt³⁸ aus dem Jahr 1993 und rechnet diese anhand des durch die amtliche Statistik erfassten Gesamtgebäudebestands auf das Jahr 2009 hoch. Für Kaltschmitt wird dabei ein Skalierungsfaktor von 1,206 angegeben, mit einem resultierenden Flächenpotenzial von 965 km²; für Quaschnig ein Skalierungsfaktor von 1,1632 und ein entsprechendes Flächenpotenzial von 1.516 km². Neben der Hochrechnung der genannten Potenziale wird anhand der betrachteten Studien eine eigene Einschätzung vorgenommen. Demnach beträgt das Dachflächenpotenzial 1.200 km² sowie die installierbare Leistung zwischen 96 und 240 GW, je nach angenommenem Wirkungsgrad (8-20 %).

FfE⁴¹ unterscheidet in seiner Schätzung, die zur Potenzialermittlung im Netzentwicklungsplan der Übertragungsnetzbetreiber dient, nach Wohngebäuden, gewerblichen Gebäuden und landwirtschaftlichen Gebäuden. Für die Schätzung zu Wohngebäuden wird auf eine eigene Gebäudedatenbank zurückgegriffen, welche auf amtlichen Statistiken basiert und diese anhand weiterer Parameter in ein Gebäudemodell überführt. Durch Verschneidung mit Solardachkatastern und eine Untersuchung zu Dachaufbauten und -fenstern werden regional aufgelöste, geeignete Dachflächen auf Wohngebäuden ermittelt. Für gewerbliche Gebäude wird anhand von Openstreetmap-Daten in den Gemeinden, in denen diese verfügbar sind, in Kombination mit statistischen Daten das Verhältnis von Gewerbefläche zu Gebäudegrundflächen ermittelt und daraus das Dachflächenpotenzial von gewerblichen

Gebäuden ermittelt. Die Schätzung für landwirtschaftliche Gebäude beruht auf einem Gebäudemodell für diesen Sektor. Im Summe ergibt sich aus diesem Ansatz ein Dachflächenpotenzial von 206 GW im Jahr 2015 (Wohngebäude 113 GW, gewerbliche Gebäude 61 GW, landwirtschaftliche Gebäude, 32 GW).

In BMVI⁴² wird das PV-Dachflächenpotenzial anhand von Landes- und Bundesstatistiken zum Wohngebäudebestand ermittelt. Dabei wird je 100 m² Wohnfläche bei Einfamilienhäusern von 85 m² Dachfläche ausgegangen, bei Zweifamilienhäusern von 66 m² sowie von 33 m² bei Mehrfamilienhäusern. Die Dachfläche von Nichtwohngebäuden wird über den Faktor 1 m² Dachfläche auf Nichtwohngebäuden je 3 m² Dachfläche auf Wohngebäuden angenommen. Von der ermittelten Gesamtdachfläche werden 38 % als solar nutzbare Flächen angegeben, wodurch sich ein bundesweites Flächenpotenzial von 1050 km² ergibt, das bei 15 % Wirkungsgrad (7 m²/kW) einer Leistung von 150 GW entspricht bzw. einem Stromerzeugungspotenzial von rund 140 TWh pro Jahr.

Fath⁴³ kommt in einer sehr detaillierten Untersuchung des Gebäudebestands in Deutschland zu einer ungleich höheren Einschätzung des Photovoltaik-Potenzials. Anhand der Analyse von 3D-Modellen realer Gebäude und Stadtteile werden geeignete Gebäude- und Stadtteiltypen abgeleitet, für die typische Werte bspw. zur Einstrahlung und Verschattung auf den Gebäudeoberflächen ermittelt werden. Anhand von Statistiken und geographischen Daten wird der Gebäudebestand in Deutschland diesen Strukturdaten zugeordnet und daraus das Potenzial der Stromerzeugung durch PV auf Dachflächen und Fassaden berechnet. Vom Potenzial ausgeschlossen werden dabei Gebäudeoberflächen deren Einstrahlung unter 500 kWh/(m²*a) liegt. Als Ergebnis wird ein Stromerzeugungspotenzial von 2.923 TWh/a angegeben, davon 1.627 TWh/a auf Dachflächen sowie 1.296 TWh an Fassaden. Nach Gebäudetypen gegliedert befindet sich dieses Potenzial zu 27 % auf Wohngebäuden (790 TWh) und zu 73 % auf Nichtwohngebäuden (2.134 TWh). Zur Einordnung dieser Werte ist anzumerken, dass bauliche Einschränkungen z.B. durch Schornsteine, Dachfenster, Balkone und ähnliches aufgrund des Detaillierungsgrades der 3D-Daten nicht berücksichtigt werden, wodurch das reale Potenzial dieser Flächen niedriger liegt.

Tab. 11 fasst die geschilderten Potenzialangaben für PV-Anlagen auf Dachflächen zusammen:

Tab. 11: Vergleich der PV-Potenziale auf Dachflächen nach Kaltschmitt³⁸, Quaschning³⁹, IWES⁴⁰, FfE⁴¹, BMVI⁴² und Fath⁴³

Potenzialstudie	Betrachtungsjahr	Solarthermie berücksichtigt?	Dachflächenpotenzial [km ²]	pot. Leistung [GW]	pot. Stromerzeugung [TWh]
Kaltschmitt (2013)	2010	nein	742	52 - 119	47,5 - 108,7
Quaschning (2000)	1994	ja	864	121 - 173	94 - 151
Quaschning (2000)	1994	nein	1.304	(182 - 261) ¹	(142 - 228) ¹
IWES (2012) ²	2009	nein	965	77 - 193	-
IWES (2012) ³	2009	nein	1.516	121 - 303	-
FfE (2015)	2015	nein	-	206	-
BMVI (2015)	2015	nein	1.050	150	142
Fath (2018) ⁴	2015	nein	(11.426) ⁵	(1.713) ⁵	1.627

1 Eigene Berechnung basierend auf Annahmen von Quaschning (2000)

2 Hochrechnung Kaltschmitt 1993

3 Hochrechnung Quaschning 2000

4 bauliche Beschränkungen werden nicht berücksichtigt

5 Eigene Berechnung. Annahmen: 950 Volllaststunden, Wirkungsgrad 15 %

Die im Vergleich zu Kaltschmitt jeweils höheren Potenziale der Studie von Quaschning bzw. der darauf basierenden Hochrechnung von IWES haben ihre Ursache im Ausschluss von Anlagen auf Schrägdächern mit einem Azimutwinkel über 45° bei Kaltschmitt, während Quaschning Anlagen bis 90° berücksichtigt und in der Annahme eines geringeren Flächennutzungsgrades bei Flachdächern von 33 % (Kaltschmitt) gegenüber 50 % (Quaschning). Aus heutiger Sicht scheinen die Annahmen von Quaschning in diesem Zusammenhang praxisnäher zu sein. Die weitgehende Lösung des Verschattungsproblems von PV-Anlagen (Bypass-Dioden, entsprechende Verschaltung von Modulen, angepasste Regelung des Wechselrichters) ermöglicht einerseits eine höhere Flächenausnutzung auf Flachdächern und andererseits die Nutzung von Dachflächen mit höheren Verlusten durch Verschattung. Die Angaben von BMVI erscheinen aufgrund des späteren Bezugsjahres (6 bzw. 21 Jahre später) bei Nichtberücksichtigung von Flächen für Solarthermie eher niedrig. FfE liegt mit seiner Einschätzung im Bereich der von Quaschning und IWES angegebenen Spannbreiten, wobei der Wert aufgrund des späteren Bezugsjahres in der Tendenz ebenfalls eher niedrig erscheint. Zudem ist eine Nachvollziehbarkeit aufgrund des Verweises auf nicht näher beschriebene Gebäudemodelle nicht gegeben. Die von Fath angegebenen Potenziale liegen um eine Größenordnung über den sonstigen Potenzialberechnungen. Erklären lässt sich dies zum Teil daraus, dass bauliche Beschränkungen nicht berücksichtigt wurden. Ausgehend vom Flächennutzungsgrad der Betrachtung von Quaschning von

30 % für Dachflächen, in dem neben baulichen Restriktionen auch Verschattungen beinhaltet sind (diese werden bei Fath jedoch bereits berücksichtigt) kann als Näherung eines Vergleichswerts eine Stromerzeugung von rund 490 TWh (rd. 516 GW bei 950 Volllaststunden) angenommen werden. Dabei wird deutlich, dass auch das Potenzial des Vergleichswerts um den Faktor 2 bis 4 größer ist, als bisherige Potenzialschätzungen. Der Grund hierfür dürfte in dem bisher nicht erreichten Detaillierungsgrad der Studie liegen.

Fassadenpotenziale

Neben den PV-Potenzialen auf Dachflächen bestehen an den Fassaden von Gebäuden weitere, erhebliche Potenziale zur Stromerzeugung. Aus wirtschaftlichen Gründen (ungünstigerer Einstrahlungswinkel, schlechtere Standardisierbarkeit) und zum Teil ästhetischen Vorbehalten spielen solche Anlagen bisher eine untergeordnete Rolle. Für die künftige Nutzung von PV, vor allem in Städten könnte die Nutzung der Fassadenpotenziale jedoch zunehmend relevanter werden.

Quaschnig³⁹ geht in seiner Untersuchung von einer Fassadenfläche von über 6.660 km² aus, davon werden 3 % (200 km²) als durch PV nutzbar angesehen (bauliche Restriktionen, Fenster/Türen, Abschattung, Denkmalschutz, keine Südost- bzw. Südwestausrichtung). Unter Annahme einer mittleren Einstrahlung von 850 kWh/(m²*a) auf die vertikalen Flächen und Verlusten von 10 % durch Verschattung wird ein Stromerzeugungspotenzial zwischen 17,3 TWh/a (Modulwirkungsgrad 14 %) bis 27,7 TWh/a (Modulwirkungsgrad 20 %) angegeben bei einer installierten Leistung von 28 GW bis 40 GW.

Die Untersuchung von Kaltschmitt³⁸ zu Fassadenpotenzialen geht von einer verfügbaren Gesamtfläche von 5.350 km² aus, wovon 348 km² (6,5 %) für PV nutzbar sind. Dabei werden Abschattungen und bauliche Restriktionen berücksichtigt. Bei Annahme eines Wirkungsgrads von 16 % ergibt sich daraus eine installierbare Leistung von 56 GW sowie ein Stromerzeugungspotenzial von rund 36 TWh/a.

Fath⁴³ gibt unter Verwendung der im vorherigen Abschnitt beschriebenen Methode, ohne Berücksichtigung von baulichen Beschränkungen ein Fassadenpotenzial von 1.296 TWh an. Dies entspricht einer installierten Leistung von knapp 2.000 GW (eigene Annahme: 650 Volllaststunden). Um das angegebene Potenzial vergleichbar zu machen, müssen bauliche Restriktionen berücksichtigt werden. Geht man von den durch Quaschnig bzw. Kaltschmitt angegebenen Faktoren zur Nutzbarkeit der Flächen von 3 % bzw. 6,5 % aus, liegt der Vergleichswert bei einem Stromerzeugungspotenzial von rund 40 bis 85 TWh/a.

Tab. 12: Vergleich der PV-Potenziale an Fassaden nach Kaltschmitt³⁸, Quaschnig³⁹ und Fath⁴³

Potenzialstudie	Betrachtungsjahr	Flächenpotenzial [km ²]	pot. Leistung [GW]	pot. Stromerzeugung [TWh]
Quaschnig (2000)	1994	200	28 - 40	17,3 - 27,7
Kaltschmitt (2013)	2010	348	56	36
Fath (2018) ¹	2015	-	2.000	1.296

¹ bauliche Beschränkungen werden nicht berücksichtigt

Einordnung der technischen Potenziale und bestehende Hemmnisse

Zusammengefasst ist davon auszugehen, dass die technischen Potenziale von PV-Dachanlagen zwischen 120 GW und rund 500 GW liegen, mit einer potenziellen Stromerzeugung zwischen 100 TWh/a-490 TWh/a. Hinzu kommen Fassadenpotenziale von 30 GW-60 GW mit einem Stromerzeugungspotenzial zwischen 20 TWh/a und 85 TWh/a. Der derzeitige Bestand von PV-Anlagen auf und an Gebäuden von gut 30 GW ließe sich angesichts der technischen Potenziale also theoretisch ohne Engpässe vervielfachen. Den hohen technischen Potenzialen stehen in der Praxis jedoch verschiedene Hemmnisse entgegen, die dazu führen, dass ein großer Anteil an Gebäuden bisher nicht mit PV-Anlagen ausgestattet ist.

Ein Grund kann dabei in der fehlenden Wirtschaftlichkeit von Anlagen liegen, was insbesondere bei Fassadenanlagen der Fall ist. Aufgrund fehlender Standardisierung von Fassadenmodulen, der schwierigeren Planung und Montage und z.T. höheren Ansprüchen an das optische Erscheinungsbild sind diese Anlagen wesentlich teurer als Dachanlagen und bei gleichzeitig niedrigerer Einstrahlung auf die vertikalen Flächen bei bestehenden EEG-Vergütungssätzen in der Regel nicht wirtschaftlich. Ein weiterer, zwar in den angegebenen Potenzialstudien bereits z.T. berücksichtigter, Grund, der die Installation von PV-Anlagen verhindern kann, ist die Tragfähigkeit von Dächern. Dabei kann zum einen das Alter des Dachs eine Rolle spielen, zum anderen wird bei Industriehallen das Dach aus Kostengründen z.T. so konzipiert, dass neben den im Normalbetrieb auftretenden Lasten, z.B. Schneelasten, kein Spielraum mehr für zusätzliche Lasten bspw. durch PV-Module bleibt. Neben der Wirtschaftlichkeit gibt es weitere Hemmnisse bei PV-Gebäudeanlagen. Vielfach handelt es sich bei potenziellen Anlagenbetreibern um Einmalakteure, die sich in das im Lauf der Jahre zunehmend komplexer gewordene Regelwerk erst einarbeiten müssen. Es ist davon auszugehen, dass ein Teil der Akteure sich hiervon abschrecken lässt bzw. mit der Komplexität überfordert ist und von der Installation einer PV-Anlage absieht. Ein Hindernis kann auch in der Eigentümerstruktur der Gebäude liegen. Handelt es sich um Eigentümergemeinschaften, besteht bei der Installation der PV-Anlage i. d. R. eine Zustimmungspflicht von 75 % der Eigentümer, die über mindestens 50 % der Eigentumsanteile

verfügen müssen, was die Installation der Anlage nicht selten verhindert⁴⁹. Handelt es sich um Gebäude, die vermietet werden, entfällt die Personenidentität zwischen Anlagenbetreiber und Verbraucher, wodurch die Voraussetzung für den Eigenverbrauch des Anlagenstroms und die damit einhergehende, z.T. anteilige EEG-Umlagebefreiung entfällt. Da Eigenverbrauch die Wirtschaftlichkeit von Projekten z.T. erheblich steigern kann, wirkt dies ebenfalls hemmend auf den Zubau von Dachanlagen. Die Alternative des Direktverbrauchs durch die Mieter im Rahmen von Mieterstrommodellen führt zu erheblicher, zusätzlicher Komplexität und wird bisher wenig in Anspruch genommen (für den Zeitraum von Januar bis September 2018 sind lediglich knapp 5 MW Mieterstromanlagen bei der Bundesnetzagentur gemeldet). Ebenfalls eine hemmende Rolle kann der Zustand des Gebäudedachs spielen. Ist das Dach bereits älter und ist während der geplanten Betriebsdauer (20 bis 25 Jahre) der PV-Anlage die Notwendigkeit einer Sanierung absehbar, kann dies dazu führen, dass eine Investition nicht vorgenommen wird⁵⁰. Neben dem Alter des Daches ist auch das Alter der Eigentümer nicht unerheblich. Die Installation einer PV-Anlage wird häufig nicht vorgenommen werden, wenn die Betriebsdauer der PV-Anlage die Erwartung an die eigene verbleibende Lebensdauer übersteigt, so dass mit steigendem Alter der Eigentümer von einer abnehmenden Investitionsbereitschaft auszugehen ist⁵¹. Insbesondere bei Eigenheimbesitzern können hohe Ansprüche an das Aussehen des eigenen Gebäudes ebenfalls dazu führen, dass PV-Anlagen nicht realisiert werden.

Die genannten Hemmnisse tragen dazu bei, dass die bestehenden, technischen Gebäudepotenziale in der Praxis nicht vollständig ausgeschöpft werden. Um das Erreichen des 65 %-Ziels zu gewährleisten, ohne dabei überhöhte Anreize setzen zu müssen, ist es daher erforderlich, neben dem Ausbau von PV auf und an Gebäuden gleichzeitig die bestehenden Potenziale von Freiflächenanlagen zu nutzen.

⁴⁹ BH&W, Prognos (2017): Schlussbericht Mieterstrom - Rechtliche Einordnung, Organisationsformen, Potenziale und Wirtschaftlichkeit von Mieterstrommodellen (MSM), S. 34

⁵⁰ ebenda, S.85

⁵¹ ebenda

6 Ausbauszenarien für PV-Freiflächenanlagen

6.1 Analyse von Szenarien zum Ausbau der erneuerbaren Energien

Vorbereitend zur Entwicklung von Szenarien zum Ausbau von Freiflächenanlagen wurde zunächst eine Analyse ausgewählter bestehender Szenarien durchgeführt, die im aktuellen Kontext der Energie- und Klimapolitik auf Bundesebene als relevant angesehen werden. Dabei wurden nach Verfügbarkeit Szenarien ausgewählt, die einen Pfad abbilden, der das Ziel von 65 % erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung im Jahr 2030 erreicht⁵² (vgl. Tab. 13).

Tab. 13: *Untersuchte Szenarien mit entsprechendem Anteil der erneuerbaren Stromerzeugung am Bruttostromverbrauch im Jahr 2030.*

Abkürzung	Szenario	Anteil EE am Bruttostromverbrauch [%]
Agora	Agora Energiewende (2018): Stromnetze für 65 Prozent Erneuerbare bis 2030. Zwölf Maßnahmen für den synchronen Ausbau von Netzen und Erneuerbaren Energien.	65
BMWi-Basis	Basisszenario aus Fraunhofer ISI, Consentec und ifeu (2017): Langfrist- und Klimaszenarien - Studie im Auftrag des BMWi.	57* ¹
BMU KS 95	Klimaschutzszenario mit einer 95 %-THG-Minderung bis 2050 aus Öko-Institut, Fraunhofer ISI (2015): Klimaschutzszenario 2050 – Studie im Auftrag des BMU.	65
BDI 95%-Pfad	Klimapfad mit einer 95 %-THG-Minderung bis 2050 aus BCG und Prognos (2018): Klimapfade für Deutschland - Studie im Auftrag des BDI.	71* ²
BNetzA Szen B	Mittleres Szenario B 2030 aus BNetzA (2018): Genehmigung des Szenariorahmens 2019-2030.	65
dena EL 80	Elektrifizierungsszenario mit einer 80 % THG-Minderung bis 2050 aus ewi Energy Research & Scenarios (2018): dena-Leitstudie Integrierte Energiewende – Studie im Auftrag der dena	54* ²
dena TM 80	Technologiemixszenario mit einer 80 % THG-Minderung bis 2050 aus ewi Energy Research & Scenarios (2018): dena-Leitstudie Integrierte Energiewende – Studie im Auftrag der dena.	62* ²

*¹ Nettostromerzeugung aus erneuerbaren Energien zu Bruttostromverbrauch.

*² Nettostromerzeugung aus erneuerbaren Energien zu Nettostromverbrauch.

⁵² Im Koalitionsvertrag erfolgt keine Definition des 65%- Anteils an erneuerbaren Energien im Jahr 2030. Entsprechend der Zielsetzungen des EEG zum Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung wird nachfolgend von 65 % EE-Bruttostromerzeugung im Verhältnis zum gesamten Bruttostromverbrauch ausgegangen.

Relevant für die Bestimmung des 65 %-Beitrags und damit für den notwendigen EE-Zubau im Rahmen der vorliegenden Studie ist zum einen die Entwicklung des Bruttostromverbrauchs. Die Szenarien weisen hier deutlich unterschiedliche Entwicklungspfade auf. So wird in BMU-KS 95 eine Verbrauchsminderung um 112 TWh im Jahr 2030 im Vergleich zum Basisjahr ausgewiesen, während in Agora, BDI 95%-Pfad und BNetzA Szen B der Stromverbrauch nahezu unverändert im Vergleich zum heutigen Niveau bleibt. Deutliche Verbrauchssteigerungen weisen dagegen die betrachteten Szenarien der dena Leitstudie auf.

Wesentliche Einflussfaktoren auf die Entwicklung des Stromverbrauchs sind zum einen Effizienzsteigerungen im „klassischen“ Stromverbrauch. Hier zeigt sich eine deutliche Streuung der Szenarienergebnisse, wobei die Szenarien des BNetzA-Szenariorahmens 2019-2030 mit -30 TWh sich als Minimalwert und das BMU KS 95 -134 als Maximalwert positionieren. Verbrauchssteigernd wirkt die zunehmende Elektrifizierung im Wärme- und Verkehrsbereich mit einer Bandbreite des zusätzlichen Stromverbrauchs von rd. 30 bis 250 TWh in den betrachteten Szenarien. Hier weist das Elektrifizierungsszenarios dena EL 80 einen mehr als dreifachen Strombedarf der „neuen“ Verbraucher von 250 TWh auf, wozu die stärkere Elektrifizierung der Wärme wesentlich beiträgt.

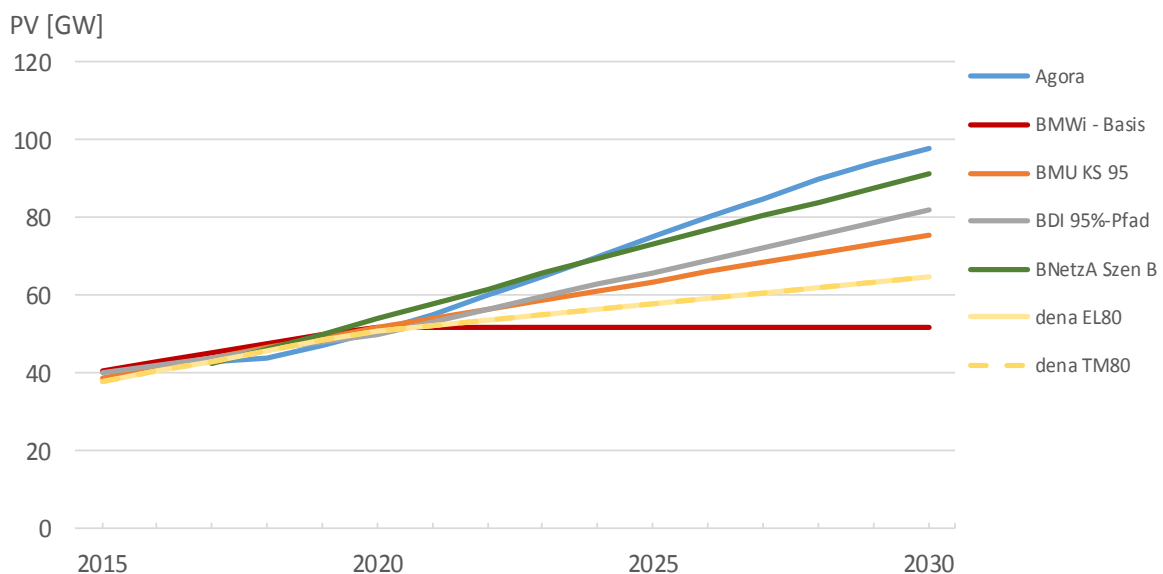


Abb. 6: Entwicklung der installierten Photovoltaikleistung im Szenarienvergleich. Eigene Darstellung auf Basis der jeweiligen Studienangaben. Fehlende Zwischenwerte wurden interpoliert.

Aufgrund begrenzter Potenziale von Biomasse und Wasserkraft sind Windenergie- und PV-Anlagen die wesentlichen Technologien zur Steigerung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien. Die Bandbreite der installierten Photovoltaik-Leistung der untersuchten Szenarien reicht im Jahr 2030 von 52 bis 98 GW. Dabei behält das BMWi-Basisszenario den 52 GW-Deckel bei. Der Höchstwert von 98 GW wird in Agora über einen mittleren Bruttozubau von 4,5 GW/a bis 2030 erreicht. Angaben zum Bruttozubau liegen zusätzlich nur in BMU KS 95 mit im Schnitt 3,0 GW/a und BNetzA Szen B mit 4,1 GW/a vor. Netto reicht die Bandbreite der Szenarien von 0,9 GW/a im BMWi Basisszenario bis 4,2 GW/a in Agora.

6.2 Ableitung eines Ausbauszenarios für PV-Anlagen

In Abstimmung mit dem Auftraggeber wurde das mittlere Szenario 2030 B aus der Genehmigung des Szenariorahmens 2019 bis 2030 für den Netzentwicklungsplan als Grundlage für die Ableitung von Ausbauszenarien für PV-Anlagen herangezogen. Der Bruttostromverbrauch bleibt dabei über den Betrachtungszeitraum nahezu konstant und liegt im Jahr 2030 bei 583 TWh. Für Biomasse wird ein leichter Rückbau auf 6 GW (-1,6 GW) angenommen. Die Leistung von Wasserkraft und sonstigen erneuerbaren Energien bleibt konstant. Ein wesentlicher Ausbau findet bei Windenergie statt, wo an Land von einer installierten Leistung von 81,5 GW im Jahr 2030 ausgegangen wird, während auf See 17 GW angenommen werden. Zur Erreichung des 65 %-Ziels ist demnach ein mittlerer jährlicher Bruttozubaubau bei PV von 4,1 GW notwendig. Die im Jahr 2030 installierte PV-Leistung beträgt damit rund 90 GW. Aus dem Bruttozubaubau des Szenarios und der installierten Leistung im Jahr 2030 ergibt sich ein durchschnittlicher, jährlicher Rückbau von Bestandsanlagen von 340 MW/a bzw. im Gesamtzeitraum bis 2030 eine zurückgebaute Leistung von rund 4,5 GW.

Zur Analyse der Kosten und der Flächeninanspruchnahme des Ausbaus der PV wird innerhalb des angesetzten Bruttozubaubaus die Zusammensetzung nach Dach- und Freiflächenanlagen variiert. Für den so genannten „Zubauschwerpunkt Freiflächen“ (SP FFA) wird davon ausgegangen, dass das heutige Zubauziel von 1,9 GW für Dachanlagen (2,5 GW Zielzubaubau abzüglich 600 MW Ausschreibungsvolumen) beibehalten und erreicht wird, während gleichzeitig die verbleibende Zubauleistung von 2,2 GW durch Freiflächenanlagen installiert wird. Für den „Zubauschwerpunkt Dachanlagen“ (SP Dach) wird davon ausgegangen, dass die Zubauanteile von Dach- und Freiflächenanlagen in den derzeitigen Zubauzielen gemäß EEG (1,9 GW Dachanlagen, 0,6 GW Freiflächenanlagen s.o.) fortbestehen, so dass sich bei höherem Bruttozubaubau für Freiflächenanlagen eine jährliche Installation von 1 GW ergibt und bei Dachanlagen von 3,1 GW.

7 Szenariobasierte Analyse der Auswirkungen von Flächenrestriktionen bzw. deren Lockerung

Zur Einschätzung der Flächeninanspruchnahme wird zunächst in Abschnitt 7.1.1 eine Annahme zur Entwicklung des spezifischen Flächenbedarfs für PV-FFA bis zum Jahr 2030 getroffen. In den Szenarien wird davon ausgegangen, dass die durchschnittlichen Flächenbedarfe für alle Flächenkategorien in etwa gleich sind. Als Basis für die Berechnung der Kosten des PV-Ausbaus wird in Abschnitt 7.1.2 ein Basispfad für die Entwicklung der Stromgestehungskosten (LCOE) bis zum Jahr 2030 hergeleitet. Ausgehend vom Basispfad werden in Abschnitt 7.1.3 vor dem Hintergrund der jeweiligen Flächenrestriktionen LCOE für die einzelnen Flächentypen im jeweiligen Szenario abgeleitet. In Wechselwirkung mit den abgeleiteten LCOE und den verfügbaren Potenzialen der Flächentypen werden zusätzlich Annahmen zur Verteilung des FFA-Zubaus auf die Flächentypen im Szenario getroffen. In Abschnitt 7.1.4 wird anschließend die angenommene Entwicklung des Marktwerts von Photovoltaikstrom bis zum Jahr 2030 erläutert. Die Abschnitte 7.3 bis 7.3 erläutern schließlich die Ergebnisse der durchgeführten Analysen.

7.1 Flächen- und Kostenannahmen bis 2030

Zur Analyse der Wirkungen des Ausbaus von PV-FFA auf die Flächeninanspruchnahme und die Kosten des PV-Ausbaus sind Annahmen zur Entwicklung von Flächeninanspruchnahme und Kosten von Neuanlagen erforderlich. Diese werden nachfolgend dargestellt und erläutert.

7.1.1 Entwicklung der spezifischen Flächeninanspruchnahme

Zur Bestimmung der Flächeninanspruchnahme des zukünftigen Zubaus von PV-FFA werden Annahmen zur weiteren Entwicklung der spezifischen Flächeninanspruchnahme getroffen. Der Blick auf die bisherige Entwicklung zeigt, dass ausgehend von spezifischen Werten in der Größenordnung von 3,5 bis 4 ha/MW bis zum Jahr 2017 erhebliche Effizienzfortschritte erzielt wurden (Abb. 7). Dies ist einerseits darauf zurückzuführen, dass sich die Wirkungsgrade von PV-Modulen kontinuierlich erhöht haben. Andererseits wurden und werden PV-FFA zunehmend flächenoptimiert errichtet, d.h. im Zuge eines betriebswirtschaftlichen Optimierungsprozesses und unter Berücksichtigung der jeweils einzuhaltenen Grundflächenzahl wird eine möglichst hohe Leistung bzw. ein hoher Stromertrag pro Fläche erreicht.

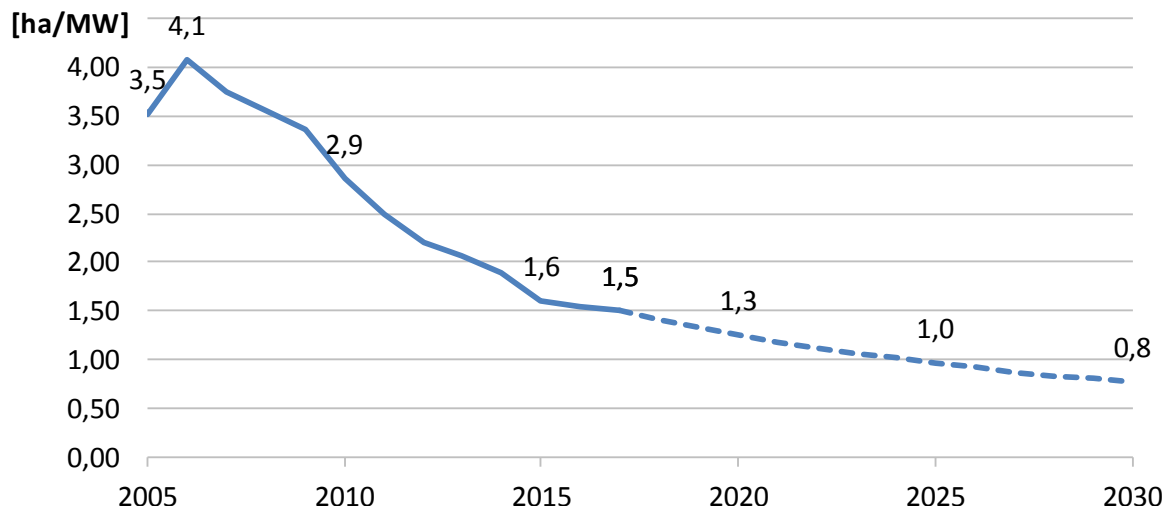


Abb. 7: Entwicklung der mittleren spezifischen Flächeninanspruchnahme bis 2017⁵³ und Fortschreibung bis zum Jahr 2030

Für die weitere Entwicklung der mittleren spezifischen Flächeninanspruchnahme wird angenommen, dass der Anteil der überbauten Grundfläche im Mittel auf 55 % steigt und sich die Moduleffizienz um weitere vier Prozentpunkte bis 2030 erhöht. Im Ergebnis sinkt die mittlere spezifische Flächeninanspruchnahme von neuen PV-FFA im Zeitverlauf von 1,5 ha/MW im Jahr 2017 auf 0,8 ha/MW.

Im Rahmen eines Exkurses wird in den Abschnitten 7.3 und 7.2 davon ausgegangen, dass sämtliche Freiflächenanlagen als Ost-West-Anlagen installiert werden, um die Auswirkungen dieses Anlagentyps auf die Flächeninanspruchnahme und die Kosten des Anlagenbaus im Vergleich darzustellen. Dabei wird für die spezifische Flächeninanspruchnahme derzeit von 0,71 ha/MW ausgegangen und einer Reduktion auf 0,53 ha/MW bis 2030. Neben der bereits angeführten Wirkungsgradsteigerung der Module wird im Zeitverlauf von einer Steigerung der überbauten Grundfläche auf 80 % ausgegangen.

7.1.2 Spezifische Investitionskosten und LCOE

Für die Abschätzung der Ausbaurkosten von PV-Anlagen müssen Annahmen zur Entwicklung der Stromgestehungskosten (LCOE) getroffen werden. Als Grundlage für die Kostenanalyse gelockerter Restriktionen bzw. einer Ausweitung der zulässigen Flächenkategorien wird zunächst ein Basispfad für die Stromgestehungskosten ermittelt. Dieser soll einen weiteren Ausbau im bestehenden System des EEG 2017 (Stand Oktober 2018) abbilden. Tab. 14 zeigt die angesetzten Annahmen. Als mittlere Freiflächenanlage wurde eine Anlage mit 5 MW angesetzt. Dies entspricht ungefähr der mittleren bezuschlagten Anlagengröße im Rahmen der PV-Ausschreibungen. Die Kosten für den Ausbau der Dachanlagen

⁵³ ZSW, Bosch & Partner: Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts gemäß § 97 Erneuerbare-Energien-Gesetz, Teilvorhaben II c: Solare Strahlungsenergie. Zwischenbericht, Februar 2018.

Der zwischenzeitliche Anstieg ist darauf zurückzuführen, dass in diesen Jahren ein spürbarer Anteil an nachgeführten Anlagen installiert wurde. Diese Anlagen erfordern größere Abstände zwischen den nachgeführten Modulreihen bzw. Trackern, damit die gegenseitige Verschattung minimiert wird.

werden anhand einer 30 kW-Anlage ermittelt. Diese Anlagengröße bildet ungefähr den Mittelwert der im Jahr 2018 bis August⁵⁴ bei der Bundesnetzagentur gemeldeten neuen Dachanlagen ab. Die mittleren spezifischen Investitionskosten werden für das Jahr 2019 als Einmaleffekt im Zuge der im Herbst 2018 weggefallenen Mindesteinfuhrpreise bzw. Strafzölle auf Module aus China abgesenkt. Für die Folgejahre bis 2030 wird angenommen, dass die Modulpreise jährlich um 2 % und die BOS-Kosten um 0,5 % (FFA) bzw. 1,5 % p.a. sinken. Diese Annahmen zur Entwicklung der spezifischen Investitionskosten sind aus heutiger Sicht konservative Setzungen.

Tab. 14: Annahmen zur Ermittlung der Stromgestehungskosten für PV-Anlagen

	FFA	FFA Ost/West	Dach
Leistung [kW]	5.000	5.000	30
Spez. Investition 2018 [Euro/kW, nominal, netto]	650	600	1.000
Spez. Investition 2019 (Einmaleffekt ¹)	600	550	935
Spez. Investition 2030 (2019-2030 linear)	530	480	780
WACC (Kalkulationszins, vor Steuern)	4 %		
Betriebskosten (Betriebsführung, Wartung, Instandhaltung, Pacht, etc.)	1,5 % p.a. bezogen auf die Investition, Steigerung 1,5 % p.a.		
Kalkulatorische Nutzungsdauer	25 Jahre		
Degradation	0,4 % p.a.		
Volllaststunden (1. Jahr)	1.000	900	950
Kosten Direktvermarktung [ct/kWh]	0,1	0,1	- ²

¹ Einmaleffekt durch Wegfall Mindesteinfuhrpreise/Strafzölle

² Mit der Abbildung des Dachanlagenmarktes über eine 30 kW-Referenzanlage wird vernachlässigt, dass im Dachanlagensegment auch direktvermarktungspflichtige Anlagen über 100 kW errichtet werden.

Abb. 8 zeigt die mit den obigen Annahmen ermittelten Stromgestehungskosten für Neuanlagen nach Inbetriebnahmejahren. Dabei wird ersichtlich, dass die Stromgestehungskosten für Dachanlagen rund 50 bis 60 % über denen von PV-Freiflächenanlagen liegen⁵⁵.

⁵⁴ Die Datenmeldungen werden von der Bundesnetzagentur mit einem Zeitverzug von zwei Monaten veröffentlicht.

⁵⁵ Die Stromgestehungskosten für Dachanlagen liegen in der vorliegenden Studie aufgrund des späteren Betrachtungszeitraums (d.h. geringeren Systempreisen) und insbesondere aufgrund der Kalkulationsdauer von 25 Jahren niedriger als in ZSW, Bosch & Partner: Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts gemäß § 97 Erneuerbare-Energien-Gesetz, Teilvorhaben II c: Solare Strahlungsenergie. Zwischenbericht, Februar 2018.

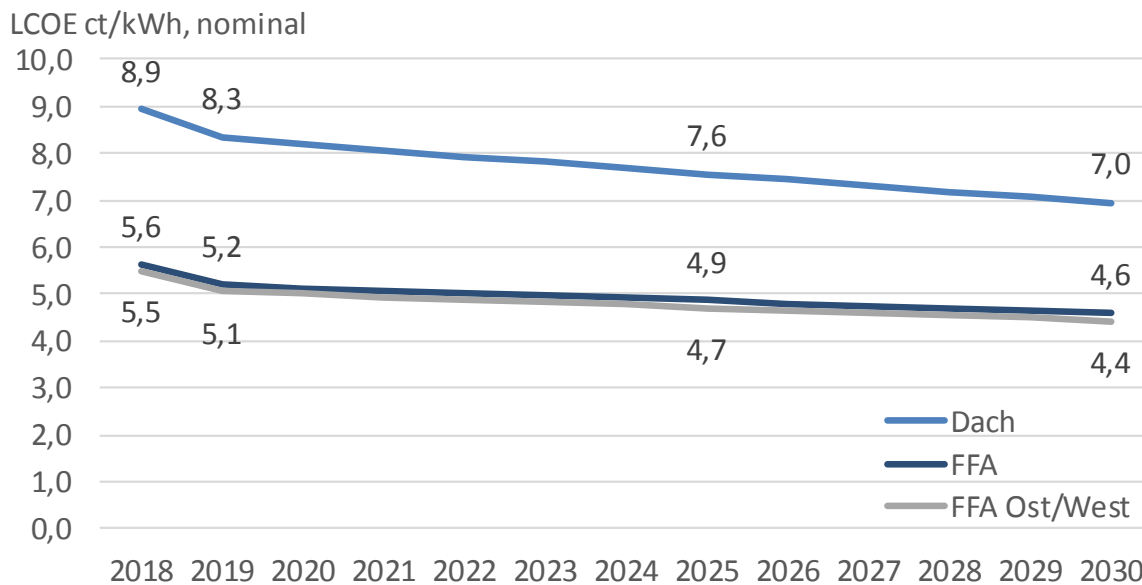


Abb. 8: Entwicklung der Stromgestehungskosten für PV-Anlagen nach Inbetriebnahmejahren

Abweichend von den Angaben für Süd-ausgerichtete Freiflächenanlagen, ergeben sich bei Ost-West-Anlagen die in Tab. 14 und Abb. 8 dargestellten Annahmen zur Entwicklung der Kosten und Volllaststunden. Die niedrigeren Volllaststunden resultieren aus der verringerten Einstrahlung auf die Modulebene durch die Ost-West-Ausrichtung. Den niedrigeren Volllaststunden stehen Einsparungen bei den Investitionskosten gegenüber. Die geringeren Investitionskosten resultieren aus der kleineren Dimensionierung der Wechselrichter sowie aus Einsparungen bei den Montagegestellen bzw. der Montage, der Umzäunung und Verkabelung.

7.1.3 Verteilung des Zubaus sowie Entwicklung der LCOE je Flächentyp im Referenzszenario und den Varianten 1 bis 4

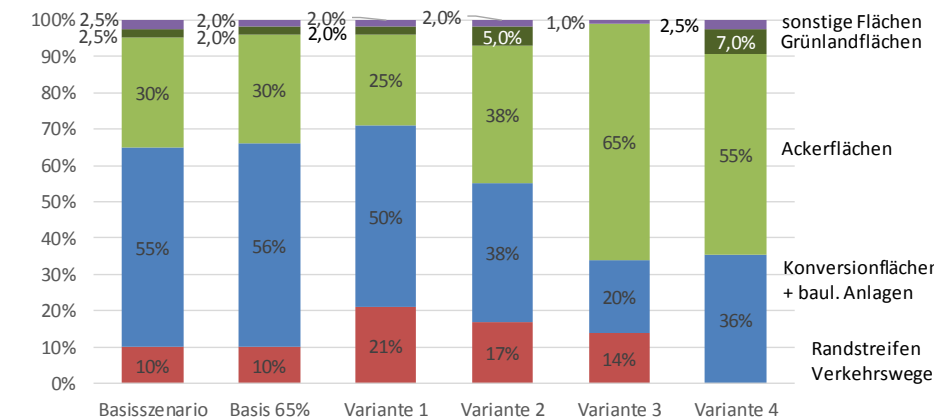
Auf der Grundlage der bisherigen Verteilung der in den PV-Ausschreibungen bezuschlagten Anlagen auf die Flächenkategorien (vgl. Kapitel 2), den verfügbaren Flächenpotenzialen (vgl. Kapitel 4) sowie den Annahmen zur Entwicklung der LCOE im Basispfad (vgl. Abschnitt 7.1.2) werden nachfolgend Annahmen getroffen, wie sich für die im Fokus stehenden politischen Varianten der Zubau auf die Flächenkategorien verteilt und wie sich die flächenspezifischen LCOE abweichend vom Basispfad darstellen. Tab. 15 zeigt eine Übersicht über die angenommenen LCOE je Flächentyp in den einzelnen Szenarien, Abb. 9 zeigt die angenommene relative und absolute Verteilung des Zubaus auf die Flächentypen. Die zugrundeliegenden Annahmen werden nachfolgend in Stichpunkten erläutert.

Für den Exkurs zu Ost-West-Anlagen wird bezüglich der LCOE nicht nach Flächentypen unterschieden, so dass sich hier nur Unterschiede zwischen den Zubauschwerpunkten Dach und Freifläche ergeben.

Tab. 15: Übersicht der in den einzelnen Szenarien angenommenen durchschnittlichen LCOE je Flächentyp. Rot: LCOE oberhalb Basispfad, Grün: LCOE unterhalb Basispfad, Grau LCOE gleich Basispfad / kein Wert

	Basissze- nario	Basis 65%		Variante 1		Variante 2		Variante 3		Variante 4	
		SP Dach	SP FFA	SP Dach	SP FFA	SP Dach	SP FFA	SP Dach	SP FFA	SP Dach	SP FFA
FFA Zubau [MW/a]	600	1000	2200	1000	2200	1000	2200	1000	2200	1000	2200
LCOE-Pfade [ct/kWh], ohne MwSt., nominal											
Korridore Verkehrswege 2018	5,6	5,9	6,2	5,5	5,7	5,1	5,3	5,0	5,2	-	-
Korridore Verkehrswege 2019	5,2	5,5	5,8	5,1	5,3	4,7	4,9	4,6	4,8	-	-
Korridore Verkehrswege 2030	4,6	4,9	5,2	4,5	4,7	4,1	4,3	4	4,2	-	-
Konversionsflächen + baul. Anlagen 2018	5,6	5,7	6,0	5,5	5,7	5,3	5,5	5,2	5,4	5,3	5,6
Konversionsflächen + baul. Anlagen 2019	5,2	5,3	5,6	5,1	5,3	4,9	5,1	4,8	5	4,9	5,2
Konversionsflächen + baul. Anlagen 2030	4,6	4,7	5	4,5	4,7	4,3	4,5	4,2	4,4	4,3	4,6
Ackerflächen 2018	5,6	5,7	6,0	5,7	5,9	5,1	5,3	4,8	5,0	5,0	5,3
Ackerflächen 2019	5,2	5,3	5,6	5,3	5,5	4,7	4,9	4,4	4,6	4,6	4,9
Ackerflächen 2030	4,6	4,7	5	4,7	4,9	4,1	4,3	3,8	4	4	4,3
Grünlandflächen 2018	5,6	5,7	6,0	5,7	5,9	5,1	5,3	-	-	5,2	5,5
Grünlandflächen 2019	5,2	5,3	5,6	5,3	5,5	4,7	4,9	-	-	4,8	5,1
Grünlandflächen 2030	4,6	4,7	5	4,7	4,9	4,1	4,3	-	-	4,2	4,5
sonstige Flächentypen 2018	5,6	5,9	6,2	5,8	6,0	5,6	5,8	5,6	5,8	5,6	5,9
sonstige Flächentypen 2019	5,2	5,5	5,8	5,4	5,6	5,2	5,4	5,2	5,4	5,2	5,5
sonstige Flächentypen 2030	4,6	4,9	5,2	4,8	5	4,6	4,8	4,6	4,8	4,6	4,9

Schwerpunkt Dachanlagen



Schwerpunkt Freiflächenanlagen

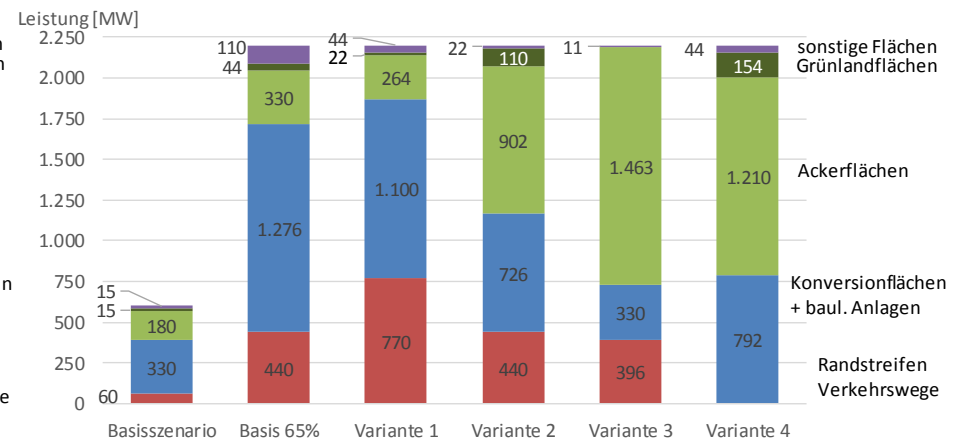
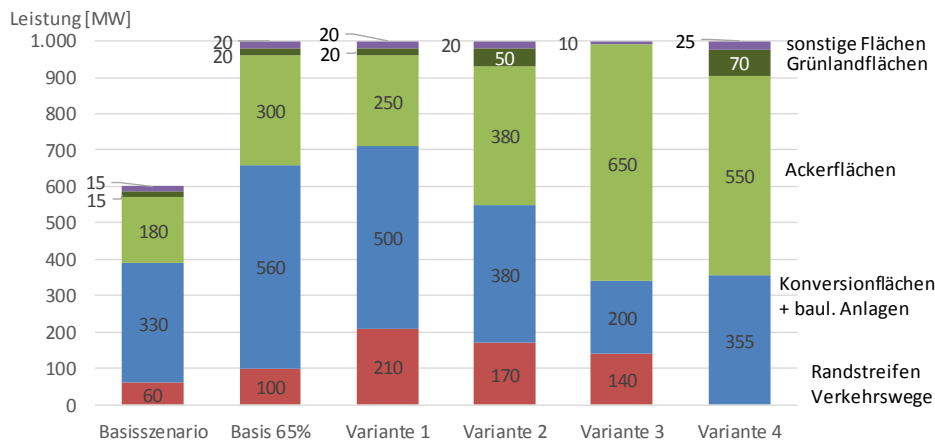
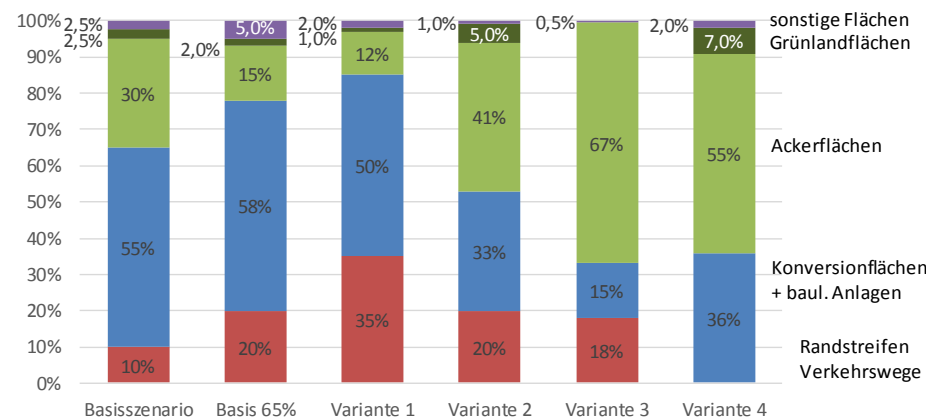


Abb. 9: Angenommene relative und absolute Verteilung auf die Flächentypen in den Szenarien

Die Erläuterung ist gegliedert nach den Varianten 1 bis 4, eingeleitet von den Annahmen für das 65 %-Basisszenario. Innerhalb der Varianten werden die Annahmen jeweils für die Zubaupfade „Schwerpunkt Dachanlagen“ (SP Dach) bzw. „Schwerpunkt Freiflächenanlagen“ (SP FFA) erläutert. Dabei werden die LCOE in allen Varianten für den Schwerpunkt FFA pauschal um 0,2 ct/kWh höher angesetzt. Hintergrund ist, dass bei gleichbleibenden Potenzialen ein deutlich erhöhter Zubau stattfindet, sodass in angenommenen Ausschreibungen, einer Kostenpotenzialkurve folgend, jeweils teurere Anlagen zum Zuge kommen. In der Realität weicht die Zuschlagshöhe bzw. der anzulegende Wert der Anlagen von den Stromgestehungskosten ab. Da die Modellierung von Ausschreibungen den Rahmen der vorliegenden Studie jedoch deutlich übersteigt⁵⁶, werden die Stromgestehungskosten in den durchgeführten Betrachtungen als Näherung des anzulegenden Wertes angenommen. Dies führt zu einer leichten, aber hinnehmbaren Unterschätzung der Förderkosten.

Für die Szenarien, in denen die mittlere Ausschöpfung des Flächenpotenzials (bezogen auf das raumverträgliche Potenzial, abzüglich Bestand) bis 2030 über 50 % liegt (vgl. Abb. 10), wird das LCOE-Niveau pauschal erhöht. Liegt die Potenzialausschöpfung über 60 %, werden die LCOE um 0,2 ct/kWh angehoben (Basis 65% SP FFA) bei einer mittleren Potenzialausschöpfung über 50 % um 0,1 ct/kWh (V1 SP FFA, V4 SP FFA). Bezugsgröße ist dabei das verbleibende Potenzial, also die in Abschnitt 3 dargestellten Potenzialzahlen, abzüglich des bereits durch Bestandsanlagen in Anspruch genommenen Potenzials (vgl. Abb. 2).

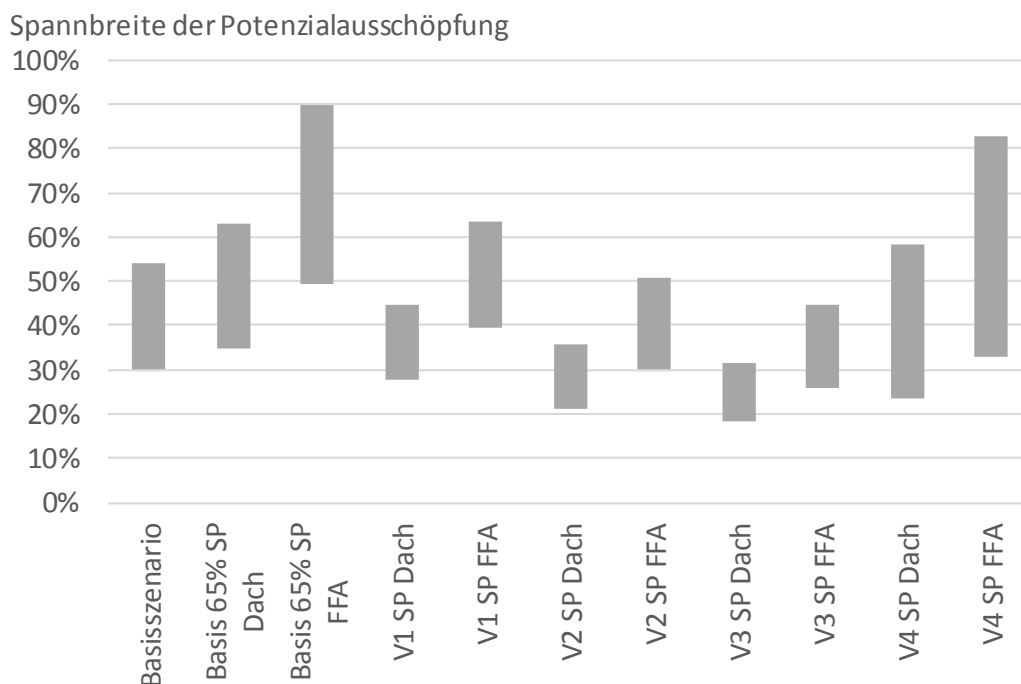
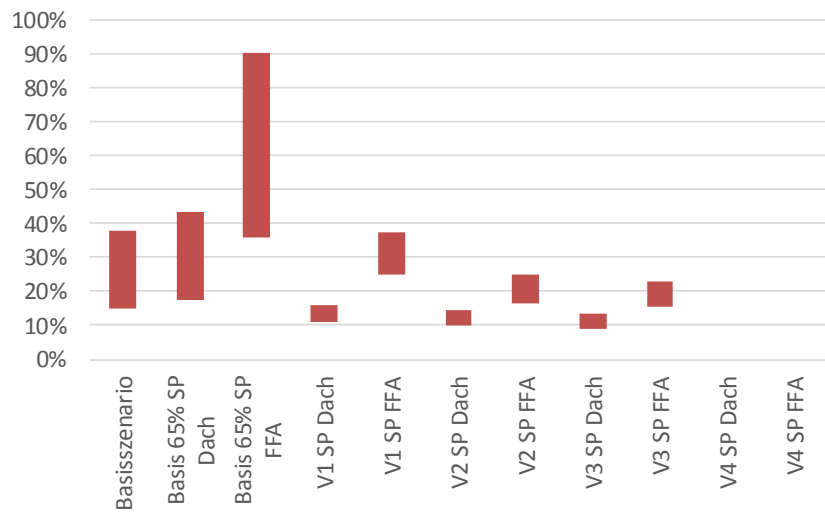


Abb. 10: Spannbreiten der Ausschöpfung des raumverträglichen Potenzials in den einzelnen Szenarien

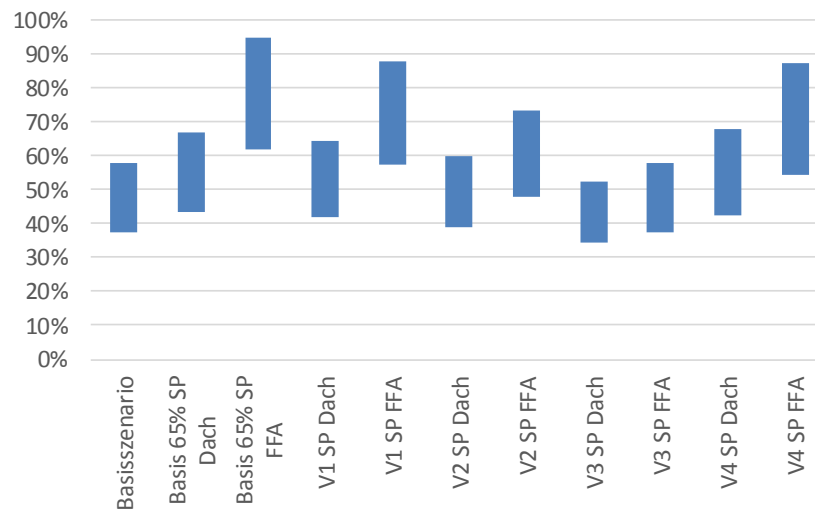
Ergänzend zur Gesamtübersicht der Potenzialausschöpfung sind in Abb. 11 die Spannbreiten der Potenzialausschöpfung der einzelnen Flächentypen dargestellt.

⁵⁶ Unter anderem müsste eine bundesweite Kostenpotenzialkurve potenzieller Projekte entwickelt werden

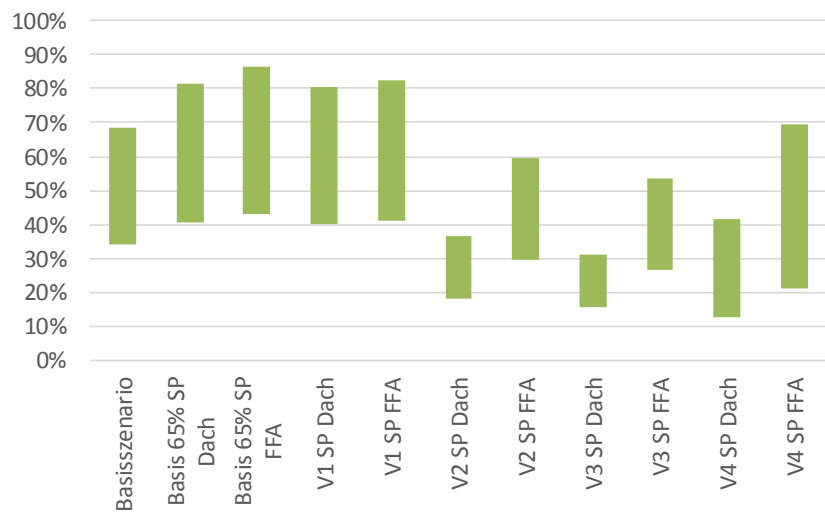
Korridore Verkehrswege



Konversionsflächen + baul. Anlagen



Acker- + Grünlandflächen



sonstigen Flächen

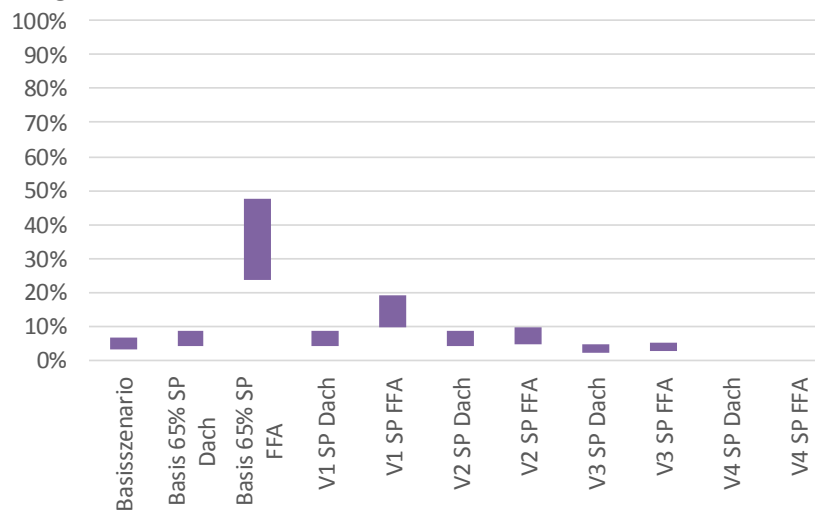


Abb. 11: Spannweiten der Ausschöpfung des raumverträglichen Potenzials in den einzelnen Szenarien nach Flächentyp

Basis 65 %

Die Basis 65 %-Varianten dienen als Vergleichsgrundlage für die Varianten 1 bis 4, um die Auswirkungen bei unveränderter Flächenkulisse zu verdeutlichen. Beim Zubauschwerpunkt FFA kommt es auf allen Flächentypen zu einer hohen Potenzialausschöpfung, die bei Annahme der unteren Spannbreite der Potenziale einen Großteil des verfügbaren raumverträglichen Flächenpotenzials ausnutzt.

Konversionsflächen und bauliche Anlagen:

- Der Flächentyp macht mit rund 50 % den größten Anteil des verbleibenden Potenzials (Gesamtpotenzial abzüglich Bestand) aus, wodurch die relative Knappheit des Flächentyps am geringsten ist.
- Ein großer Teil des Zubaus findet hier statt (SP Dach 56 %, SP FFA 58 %), da es sich zusammen mit Acker- und Grünland um den günstigsten Flächentyp handelt.

Acker- und Grünlandflächen:

- Das erhöhte Zubauniveau gegenüber dem Basispfad führt zur weitgehenden Ausschöpfung der jährlichen Kontingente in den benachteiligten Gebieten in Bayern und Baden-Württemberg bei beiden Zubauschwerpunkten.
- Neben Konversionsflächen macht der Flächentyp mit 19 % – 24 % am verbleibenden Potenzial einen ähnlich hohen Anteil aus wie Flächen an Verkehrswegen (19 – 25 %). Der geringere Potenzialanteil wird jedoch durch einfachere Flächenentwicklung ausgeglichen.
- SP FFA: Durch Ausschöpfung der Flächenkontingente in Bayern und Baden-Württemberg findet ein starker Rückgang des relativen Zubauanteils statt, bei leicht erhöhtem absoluten Zubau.

Korridore an Verkehrswegen:

- Flächen an Verkehrswegen weisen mit 19 % bis 25 % einen ähnlich hohen Anteil wie Ackerflächen vor.
- Die relative Knappheit und eher schwierige Flächenentwicklung (schlauchförmige Anlagen, hohe Anzahl an Grundstückseigentümern um auf Anlagengröße zu kommen etc., vgl. Variante 1) führen zu LCOE, die um 0,2 ct/kWh höher als das Grundniveau der Basis 65% - Variante liegen.
- Beim Zubauschwerpunkt Dachanlagen werden 10 % der Anlagen an Verkehrswegen gebaut. Der Anteil erhöht sich beim SP FFA durch die Begrenzung der Acker- und Grünlandflächen und die hohe Potenzialausschöpfung bei Konversionsflächen deutlich auf 20 %.

Sonstige Flächen:

- 7 % - 9 % Anteil am verbleibenden Gesamtpotenzial
- SP Dach: Der Anteil am Zubau bleibt wie bislang gering bei 2 %.
- SP FFA: Durch die hohe Ausschöpfung des Potenzials anderer Flächentypen erfolgt ein Anstieg des relativen Zubauanteils auf 5 %.

Variante 1

Angenommene Restriktionen: Erweiterung der Korridore an Verkehrswegen auf 220 m, Freigabe zusammenhängender Flächen, die in diesen Bereich hineinragen, bis 500 m, Wegfall der 10 MW-Größenbegrenzung auf Konversionsflächen.

Gegenüber dem Basis 65 %-Szenario ergeben sich bei gleichem Zubauniveau niedrigere LCOE. Diese zeigen sich vor allem bei Verkehrswegen (Potenzialausweitung) und Konversionsflächen (Streichung 10 MW-Deckel), jedoch ergeben sich durch das insgesamt höhere Potenzial auch bei den restlichen Flächentypen mit unveränderter Flächenkulisse leicht niedrigere LCOE.

Korridore an Verkehrswegen:

- Durch das stark erhöhte Potenzial und die gesteigerte Attraktivität des Flächentyps (breiterer Korridor und Arrondierung) kommt es zu einer Verringerung der LCOE um 0,4 ct/kWh gegenüber dem 65 %-Basispfad
- Die gesteigerte Attraktivität und die niedrigeren Kosten gegenüber dem Basispfad ergeben sich durch:
 - Vereinfachte Flächenakquise durch breiteren Korridor
 - Notwendige Anzahl an Grundstücken um auf Anlagengröße zu kommen nimmt ab, wodurch mit weniger Flächeneigentümern verhandelt werden muss
 - Anlagen sind weniger schlauchförmig, dadurch sinkt der Verkabelungsaufwand.
 - Gegebenenfalls verringerter Aufwand für die Herstellung des Netzanschlusses durch veränderte Anlagenform und daraus folgend geringere Abstände zur Netzinfrastruktur.
 - Ermöglichte größere Abstände zu Verkehrswegen erlauben gegebenenfalls eine andere Anlagenausrichtung. Blendwirkung und mögliche Blendgutachten lassen sich besser vermeiden.
- Der Anteil am Zubau erhöht sich auf 21 % (SP Dach) bzw. 35 % (SP FFA).
- Der erhöhte Zubau im SP FFA erfolgt primär an Verkehrswegen und auf Konversionsflächen.

Konversionsflächen und bauliche Anlagen:

- Der Wegfall der Größenbeschränkung von 10 MW führt zu erhöhter Attraktivität.
- Verringerung der durchschnittlichen LCOE gegenüber dem 65 %-Basispfad um 0,3 ct/kWh durch Kostenvorteile bei Großanlagen ohne 10 MW-Deckelung.
- Der Zubau findet vor allem auf Konversionsflächen in Ostdeutschland statt, wo die Globalstrahlung im Mittel durchschnittlich ist, sodass sich aufgrund der Einstrahlung keine Verbesserung der LCOE ergibt.
- Es wird absolut mehr Leistung installiert, der relative Zubauanteil sinkt jedoch, da parallel durch die höhere Attraktivität der günstigeren Anlagen an Verkehrswegen dort mehr Zubau erfolgt.

- SP FFA: Neben Verkehrswegen erfolgt der zusätzliche FFA-Zubau auf Konversionsflächen. Absolut wird eine höhere Leistung installiert als im SP Dach, relativ bleibt der Zubauanteil jedoch unverändert.

Acker- und Grünlandflächen, sonstige Flächen:

- Unveränderte Potenziale gegenüber dem Basisszenario führen bei höheren Zubau-mengen zu leicht steigenden LCOE gegenüber dem Basispfad bzw. leicht sinkenden LCOE gegenüber dem 65 % Basispfad (Entlastung durch höheres Gesamtpotenzial).
- Im Vergleich zu Konversionsflächen und Flächen an Verkehrswegen sind die LCOE höher, weswegen der Anteil am Zubau sich verringert.

Variante 2

Angenommene Restriktionen: Zusätzlich zu Variante 1 bundesweite Freigabe benachteiligter Gebiete

Die Erhöhung des Gesamtpotenzials (nach Abzug Bestand) um über ein Drittel gegenüber der Variante 1 führt zu einem insgesamt niedrigeren LCOE - Niveau.

Ackerflächen:

- Das Potenzial wird durch die bundesweite Freigabe benachteiligter Gebiete mehr als verdreifacht, was zu einem höheren relativen und absoluten Anteil am Zubau führt.
- Reduktion der LCOE um 0,6 ct/kWh (SP Dach) bzw. 0,7 ct/kWh (SP FFA) gegenüber dem 65 %-Basispfad
 - Die bundesweite Flächenkulisse erlaubt die Erschließung von Standorten mit geringeren Pachten. Gleichzeitig ist die Einstrahlung der hinzukommenden Standorte tendenziell geringer als in den derzeit freigegebenen benachteiligten Gebieten in BY und BW.
 - Die größere Flächenkulisse führt in der Tendenz zu mehr Standorten mit günstigeren Bedingungen für den Netzanschluss.

Grünlandflächen:

- Das höhere Potenzial führt wie bei Ackerflächen ebenfalls zur Erschließung günstigerer Standorte.
- SP Dach: Leichte Steigerung des relativen und absoluten Anteils.
- SP FFA: Gleichbleibender relativer Anteil und Steigerung des absoluten Zubaus durch die kostenseitige Parität mit Ackerflächen bei jedoch geringeren Potenzialen.

Korridore an Verkehrswegen:

- Die Anlagen sind durch gelockerte Restriktionen gegenüber dem Basisszenario kostenseitig vergleichbar mit den Anlagen auf Ackerflächen, wodurch sich der Zubauanteil im Vergleich zum Basisszenario erhöht. Gegenüber Variante 1 erfolgt jedoch ein leichter Rückgang wegen der Konkurrenz durch Acker- und Grünlandflächen.

- SP FFA: Gleichbleibender relativer Anteil und Steigerung des absoluten Zubaus. Zwar liegt kostenseitig die Parität mit Ackerflächen vor, die Potenziale sind jedoch geringer.

Konversionsflächen und bauliche Anlagen:

- Das Potenzial ist gleich hoch wie in Variante 1. Da andere Anlagentypen günstiger sind, verringert sich der relative Anteil um 12 % (SP Dach) bzw. 17 % (SP FFA).

Sonstige Flächen:

- Unveränderte Potenziale führen zu den insgesamt höchsten Kosten. Die Anteile am Zubau bleiben dadurch weiterhin sehr gering.

Variante 3

Angenommene Restriktionen: Zusätzlich zu Variante 1 (alternativ zu Variante 2) Freigabe von Ackerflächen mit geringer landwirtschaftlicher Güte und Größenbegrenzung zwischen 70 und 100 MW. Ausschluss von Grünlandflächen.

Die zusätzliche Ausweitung des Flächenpotenzials führt zu einer Steigerung des Potenzials (abzüglich Bestandsanlagen) um knapp 20 %. Da die Potenzialausschöpfung im Maximalfall jedoch insgesamt schon niedrig ist (max. 30 % SP Dach, max. 45 % SP FFA), führt dies nur zu einer leichten Verringerung des LCOE-Niveaus im Szenario.

Ackerflächen:

- Durch die zusätzliche Ausweitung des Potenzials im Vergleich zu Variante 2 (+ rund 50 %) kommt es zu einer zusätzlichen Kostensenkung (Begründung siehe Variante 2).
- Der Wegfall der Größenbeschränkung für alle Anlagen verstärkt diesen Effekt.
- Da Anlagen auf Ackerflächen deutlich günstiger sind als andere Anlagen, erhöht sich der relative Anteil am Zubau auf rund 65 %.
- SP FFA: Ein absoluter Zubau von 1,5 GW/a wird als Höchstgrenze für einen vieljährigen Zubau angenommen⁵⁷. Gründe sind dabei der notwendige Umfang der Flächenentwicklung einerseits sowie Akzeptanzprobleme bei einer zu starken bzw. schnellen Änderung des Landschaftsbildes in den betroffenen Regionen.

Grünlandflächen:

- Im Gegenzug zur weiteren Öffnung der Nutzung von Ackerflächen werden in Variante 3 Grünlandflächen, sofern sie sich nicht in den Korridoren an Verkehrswegen befinden, von einer Nutzung für FFA ausgeschlossen.

⁵⁷ Als Vergleichsgröße dient hier der Zubau auf Ackerflächen in den Jahren 2009 und 2010, in denen im Mittel knapp 2.700 ha pro Jahr zugebaut wurden. Dies entspricht bei heutiger Flächeninanspruchnahme 1,8 GW/a. Zwar erfolgte der Zubau damals fast ausschließlich in Bayern, jedoch war dieser durch die Streichung der Vergütungsfähigkeit für Neuanlagen auf Ackerflächen ab 2011 auf zwei Jahre begrenzt.

Korridore an Verkehrswegen:

- Großanlagen sind in den Korridoren an Verkehrsflächen kaum realisierbar, so dass es durch den Wegfall der Größenbeschränkung zu keiner weiteren Kostensenkung kommt.
- SP Dach: Der Anteil am Zubau geht aufgrund der Dominanz von Ackerflächen leicht zurück.
- SP FFA: Die bei Ackerflächen über 1,5 GW/a hinausgehenden Mengen werden an Verkehrswegen errichtet. Dadurch kommt es nur zu einem leichten Rückgang des Zubauanteils.

Konversionsflächen und sonstige bauliche Anlagen:

- Aufgrund der höheren Kosten kommt es zu einem weiteren Rückgang des Zubauanteils. Zwischen den Schwerpunkten Dach und Freiflächenanlagen findet nur ein leichtes absolutes Wachstum statt.

Sonstige Flächen:

- Der Kostennachteil im Vergleich zu anderen Flächentypen verstärkt sich gegenüber Variante 2 weiter. Dadurch findet ein weiterer Rückgang des Zubauanteils statt.

Variante 4

Angenommene Restriktionen: Vollständige Flächenfreigabe und Steuerung des Zubaus rein über Planungsrecht

Da die Flächenkategorien des EEG wegfallen, werden Flächen an Verkehrswegen den Ackerflächen zugerechnet. Weitere Annahmen:

Ackerflächen:

- Mit über 60 % bieten diese das höchste Potenzial (abzüglich Bestand) und sind damit der günstigste Flächentyp.
- Das im Mittel reduzierte Potenzial im Vergleich zu Variante 3 führt zu leicht höheren LCOE.

Konversionsflächen und bauliche Anlagen:

- Der Kostenabstand zu Ackerflächen ist im Vergleich zu Variante 3 geringer, wodurch sich der Anteil am Zubau erhöht.

Grünlandflächen:

- Kostenseitig sind Grünlandflächen konkurrenzfähig zu Konversionsflächen. Dadurch steigert sich der Zubauanteil gegenüber dem Basisszenario.

Sonstige Flächen:

- Die Kosten liegen weiter höher als auf anderen Flächentypen. Der Zubauanteil wird wie im Basisszenario festgelegt.

7.1.4 Marktwert PV

Für die Betrachtung der Förder- bzw. Differenzkosten in den Szenarien müssen Annahmen zur Entwicklung des Marktwerts von PV im Betrachtungszeitraum bis 2030 getroffen werden. Dies ist einerseits notwendig, da die Entwicklung der Förder- bzw. Differenzkosten unmittelbar von der Höhe des PV-Marktwerts abhängt und andererseits, weil es bei den angenommenen, sinkenden LCOE im Basispfad dazu kommen kann, dass diese den Marktwert von PV unterschreiten, wodurch die Anlagen zumindest temporär, in Abhängigkeit der weiteren Marktwertentwicklung, ohne Förderzahlungen (Marktprämie) auskommen⁵⁸.

Betrachtet man die Entwicklung des PV-Marktwerts seit 2012 (Abb. 12) zeigt sich zunächst, dass der Marktwert von PV grundsätzlich dem Verlauf des durchschnittlichen Preises an der Strombörse (EPEX-Base) folgt, jedoch häufig leicht ober- bzw. unterhalb liegt. Um das Verhältnis von Marktwert zu durchschnittlichem Börsenpreis darzustellen wird der Marktwertfaktor verwendet. Dieser zeigt ausgehend vom Jahr 2012 eine fallende Tendenz, was sich grundsätzlich mit der Erwartung deckt, dass ein höherer Anteil von PV am Strommarkt zu höheren Strommengen mit gleichzeitiger Einspeisung führt, wodurch der Preis in den Stunden mit PV-Einspeisung sinkt.

⁵⁸ Es wird explizit nicht untersucht, ob sich PV-FFA langfristig und dauerhaft ausschließlich über Markterlöse refinanzieren können. Dazu müsste das Marktwertniveau die Stromgestehungskosten für einen ausreichenden Zeitraum in ausreichender Höhe übersteigen. Abhängig ist dies unter anderem vom Marktanteil erneuerbarer Energien, von der Abschaltung konventioneller Kraftwerke, den Brennstoff- und CO₂-Preisen, dem Ausbau und Einsatz von Stromspeichern, der Verfügbarkeit von Angebots- und Nachfrageflexibilitäten, dem Netzausbau sowie der Marktkopplung. Es wird zudem vereinfachend angenommen, dass die Gebote für den anzulegenden Wert den LCOE entsprechen (die Erlöse nach Ablauf der EEG-Zahlungen wirkend mindernd auf das Gebot, ebenso hohe Strompreiserwartungen innerhalb des Zahlungszeitraums).

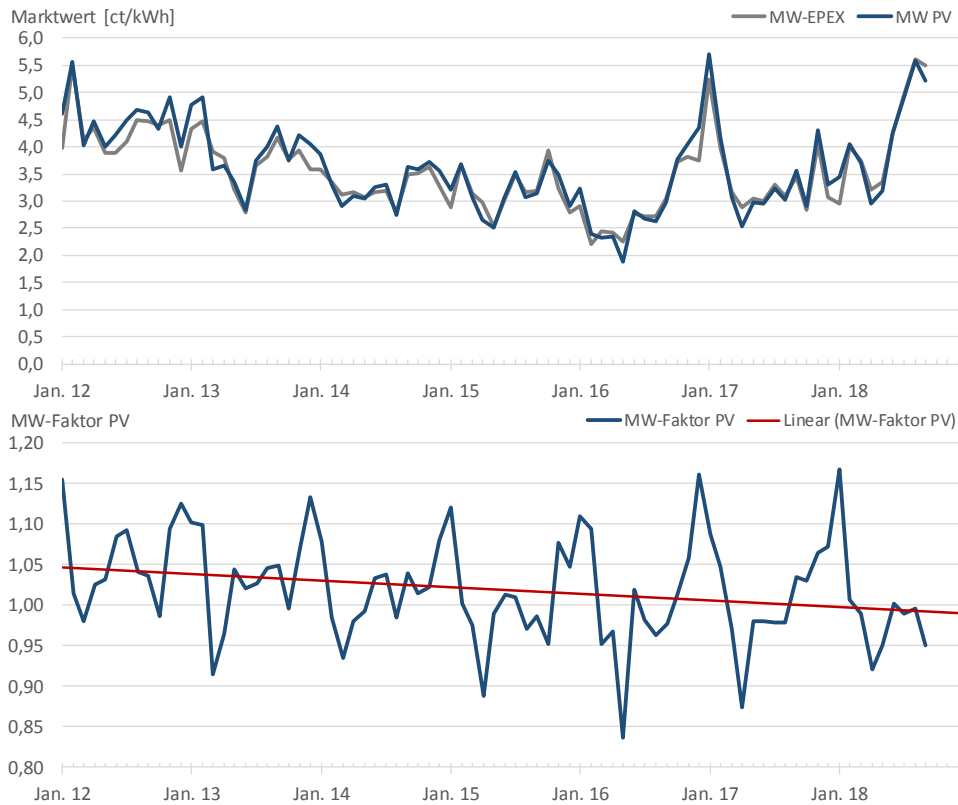


Abb. 12: Entwicklung des Marktwerts von PV, des durchschnittlichen Börsenstrompreises sowie des Marktwertfaktors von PV seit 2012

Für die künftige Entwicklung des Marktwertfaktors von PV wird deswegen von einem weiteren Absinken ausgegangen (vgl. Abb. 13).

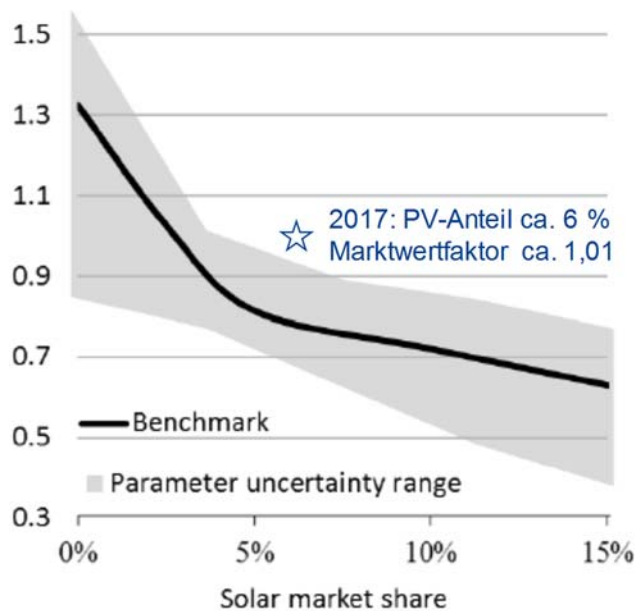


Abb. 13: PV-Marktwertfaktor in Abhängigkeit des Marktanteils von PV-Strom. (Grafik ergänzt, basierend auf 59)

⁵⁹ Hirth, Lion (2015): The Market Value of Solar Photovoltaics: Is Solar Power Cost-Competitive?

Vergleicht man die in Hirth (2015)⁵⁹ basierend auf Modellierungsergebnissen erwartete Absenkung des Marktwertfaktors mit der realen Entwicklung, wird deutlich, dass der Marktwertfaktor im Jahr 2017 bei einem PV-Stromanteil von rund 6 % im Durchschnitt knapp über 1 lag und damit leicht oberhalb der erwarteten Spannbreite. Mit zunehmender Marktdurchdringung von PV-Strom wird der Marktwertfaktor von PV - Strom weiter sinken, dabei ist jedoch unsicher in welchem Umfang. Für das Jahr 2030 ergibt sich aus dem gewählten Zubauszenario ein PV-Anteil an der Bruttostromerzeugung von rund 13 %. Dabei wird bis 2030 ein Rückgang der derzeitigen Bruttostromerzeugung um 5 % angenommen⁶⁰. Davon ausgehend, dass der reale Marktwert weiterhin am oberen Rand der Bandbreite der betrachteten Modellierungsergebnisse liegt, wird nachfolgend von einem Marktwertfaktor von 0,8 ausgegangen.

Da der Marktwertfaktor allein keine Aussage zur absoluten Höhe des Strompreisniveaus macht, ist es auch bei niedrigen Marktwertfaktoren denkbar, dass die LCOE unterhalb des Marktwertes liegen, falls der Strompreis insgesamt auf einem relativ hohen Niveau verbleibt (vgl. Einflussfaktoren in Fußnote 58). Als Annahme zur weiteren Entwicklung des durchschnittlichen Börsenstrompreises wird daher die Entwicklung aus Agora (2018)⁶¹ zugrunde gelegt.

Abb. 14 stellt die angenommene Entwicklung von Börsenstrompreis, PV-Marktwert und LCOE-Basispfad gegenüber. Während der Schnittpunkt des LCOE-Basispfads mit dem Börsenstrompreis bereits im Jahr 2024 stattfindet, steigt der Marktwert von PV erst im Jahr 2029 über das Niveau des LCOE-Basispfads. Da in den Szenarien jedoch auch niedrigere LCOE angenommen werden, als im Basispfad, gibt es in Einzelszenarien und Flächentypen z.T. schon deutlich früher Anlagen, die basierend auf den getroffenen Annahmen im Betrachtungszeitraum bis 2030 keine Förderzahlungen benötigen (vgl. jedoch Fußnote 58).

⁶⁰ Vgl. BCG, Prognos (2018): Klimapfade für Deutschland (Studie im Auftrag des BDI)

⁶¹ Agora Energiewende (2018): Stromnetze für 65 Prozent Erneuerbare bis 2030. Zwölf Maßnahmen für den synchronen Ausbau von Netzen und Erneuerbaren Energien

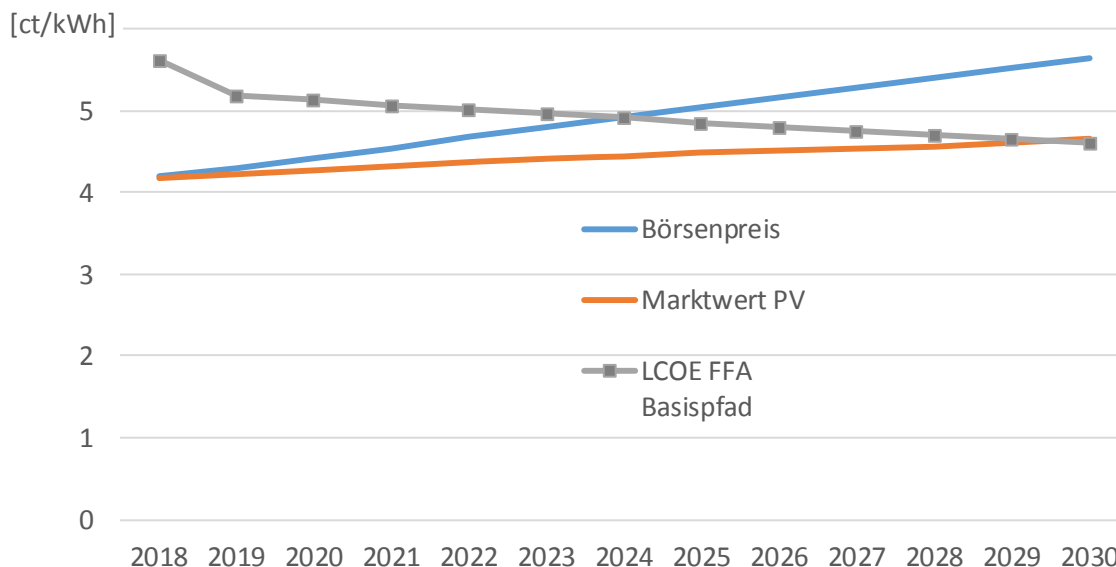


Abb. 14: Angenommene Entwicklung von Börsenstrompreis, PV-Marktwert sowie des Basispfads der LCOE von Freiflächenanlagen (für das jeweilige Inbetriebnahmejahr) in den Szenarien

7.2 Auswirkungen auf die Kosten des PV-Ausbaus

In den Szenarien ergeben sich, neben unterschiedlichen Auswirkungen auf die Flächeninanspruchnahme, unterschiedlich hohe Kosten des PV-Zubaus. Abb. 15 stellt dazu die kumulierten Kosten der Stromerzeugung des PV-Zubaus bis zum Jahr 2030 in den einzelnen Szenarien gegenüber. Die Kosten der Stromerzeugung ergeben sich dabei als Produkt der LCOE jedes Zubaujahrgangs mit der Stromerzeugung des Zubaujahrgangs in den Einzeljahren. Abgesehen vom Basisszenario, in dem aufgrund des geringeren Zubaus das 65 %-Ziel im Jahr 2030 nicht erreicht wird, zeigt sich, dass die Spannbreite zwischen dem günstigsten Freiflächenszenario sowie dem 65 %-Basisszenario mit Schwerpunkt Dach rund 3,5 Mrd. Euro beträgt. Innerhalb der Zubauschwerpunkte sind die Szenarien, in denen das angenommene Flächenpotenzial für Freiflächenanlagen am größten ist, die jeweils günstigsten. Dabei zeigt sich jedoch auch, dass das Optimierungspotenzial innerhalb der Zubauschwerpunkte begrenzt ist. Innerhalb des FFA-Szenarios beträgt der Kostenunterschied 1,73 Mrd. Euro (1,15 Mrd. Euro bei Referenzierung auf Nicht-Basisszenarien), was bedeutet, dass eine deutliche Ausweitung der Flächenkulisse wie sie in Variante 3 stattfindet, bei einem hohen FFA-Zubau-Anteil (2,2 GW/a von 4,1 GW/a) einen Kostenvorteil von rund 1,7 Mrd. Euro gegenüber einem vergleichbaren Zubau bei heutiger Flächenkulisse bewirken würde. Liegt der Schwerpunkt des Zubaus auf Dachanlagen, fallen die Effekte einer ausgeweiteten Flächenkulisse entsprechend geringer aus. Die Kostenunterschiede innerhalb des Dach-Szenarios liegen folglich niedriger bei 0,67 Mrd. Euro (0,54 Mrd. Euro bei Referenzierung auf Nicht-Basisszenarien).

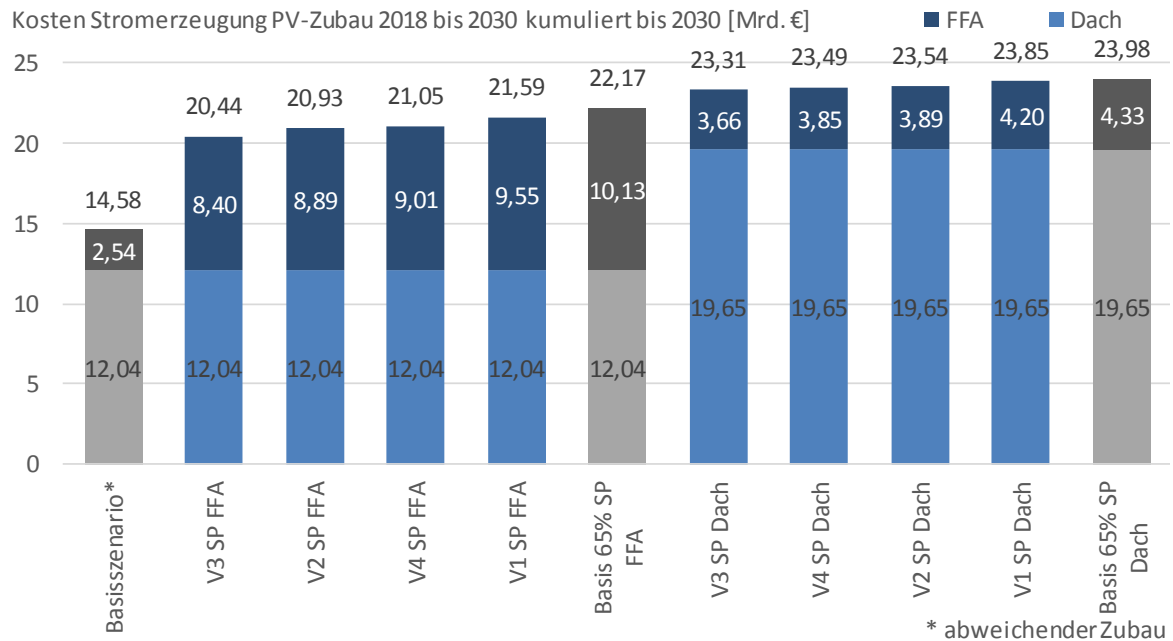


Abb. 15: Bis zum Jahr 2030 kumulierte Kosten der Stromerzeugung des PV-Zubaus zwischen 2018 und 2030 in den einzelnen Szenarien

Bezieht man die Stromerzeugungskosten auf die produzierte Strommenge ergibt sich ein ähnliches Bild (vgl. Abb. 16). Die maximale Differenz zwischen den Szenarien beträgt für die Nicht-Basis-Szenarien 1,14 ct/kWh. Das Basisszenario fällt in der spezifischen Betrachtung im Vergleich zur absoluten Betrachtung deutlich zurück, da aufgrund des niedrigeren Zubaus und des Nicht-Erreichens des 65 %-Ziels, die produzierte Strommenge aus PV deutlich geringer ist.

Ø Erzeugungskosten des Zubaus 2018 bis 2030 [ct/kWh]

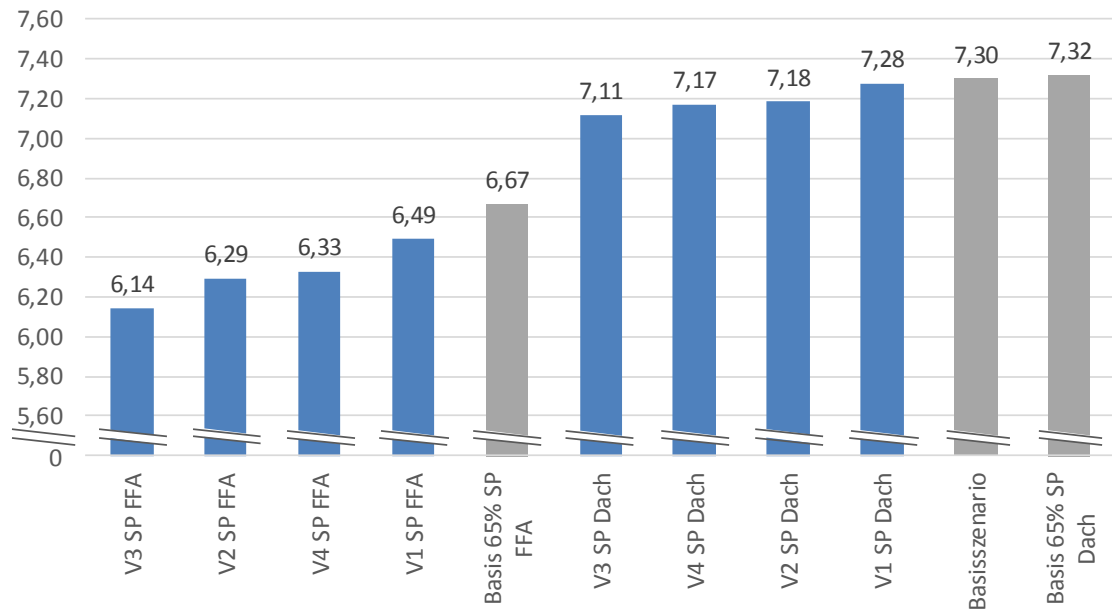


Abb. 16: Durchschnittliche, spezifische Kosten der Stromerzeugung des PV-Zubaus bis 2030 in den Szenarien

Aus volkswirtschaftlicher Perspektive und im Hinblick auf die Verteilungswirkung sind neben den Erzeugungskosten auch die Förderkosten des PV-Zubaus von Interesse. Zur Berechnung wird von den LCOE der einzelnen Inbetriebnahmejahrgänge der angesetzte Marktwert des jeweiligen Betriebsjahres abgezogen. Ist der Marktwert größer oder gleich den LCOE werden die Förderkosten des Inbetriebnahmejahrgangs des jeweiligen Flächentyps ab diesem Zeitpunkt mit Null angenommen. Eine Rückzahlung von Marktwerten (ähnlich einem Contract for Difference), bspw. um Förderkosten von anderen Flächentypen oder Dachanlagen auszugleichen, findet nicht statt. Da die LCOE im Gegensatz zur EEG-Systematik nicht über 20, sondern 25 Jahre berechnet werden, wird die Auswirkung auf die EEG-Umlage an dieser Stelle tendenziell unterschätzt. Die Ergebnisse dieser Berechnung sind also nicht als exakte Werte zu verstehen, sondern dienen lediglich der vergleichenden Einordnung der Förderkosten innerhalb der betrachteten Szenarien. In den Förderkosten ebenfalls nicht berücksichtigt wird der Selbstverbrauch von eigenerzeugtem PV-Strom, so dass die ausgewiesenen Kosten als Förderkosten im Fall einer Volleinspeisung zu verstehen sind. Dieses Vorgehen führt zu einer Überschätzung der EEG-Förderkosten bei Dachanlagen, da bei diesen im Gegensatz zum Freiflächensegment Eigenversorgung häufig anzutreffen ist. Basierend auf diesen Annahmen ergeben sich die in Abb. 17 dargestellten, kumulierten Förderkosten bei Volleinspeisung bis zum Jahr 2030. Die maximale Differenz zwischen den Szenarien liegt ähnlich wie bei den Kosten der Stromerzeugung bei rund 3,5 Mrd. Euro. Dies entspricht einer potenziellen Reduktion der Förderkosten um knapp 40% gegenüber dem 65%-Basisszenario mit Zubauschwerpunkt Dachanlagen.

Im Ergebnis kann ein stärkeres Gewicht auf Freiflächensolaranlagen in Kombination mit einer erweiterten Flächenkulisse dazu führen, dass die Erhöhung des Ausbauziels von 50 auf 65 Prozent in 2030 im Photovoltaik-Segment nahezu förderkostenneutral erfolgen kann.

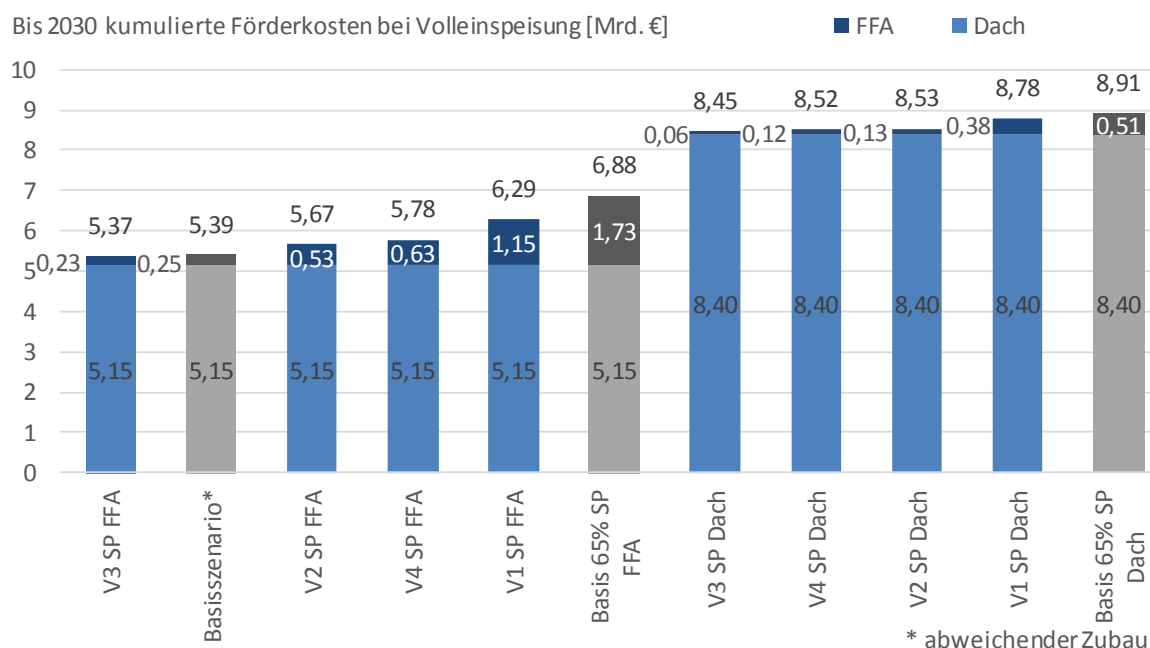


Abb. 17: Bis 2030 kumulierte Förderkosten des PV-Zubaus zwischen 2018 und 2030 in den Szenarien bei Volleinspeisung

In Abb. 18 werden die Förderkosten auf die jeweiligen Strommengen bezogen. Diese Darstellung ist nicht mit der Wirkung auf die EEG-Umlage gleichzusetzen, da die Bezugsmenge die erzeugte PV-Strommenge der jeweiligen Anlagen ist, während die EEG-Umlage auf den nicht privilegierten Letztverbrauch zu beziehen ist. Wie dargestellt ergibt sich zwischen den Szenarien ein Unterschied in den spezifischen Förderkosten von 1,1 ct/kWh. Die dargestellten Werte zeigen dabei ein gewichtetes Mittel zwischen den durchschnittlichen Förderkosten für Dachanlagen und Freiflächenanlagen. Die jeweiligen Mittelwert liegen in den Szenarien zwischen 1,62 ct/kWh (Dach: 3,43 ct/kWh, FFA: 0,12 ct/kWh) und 2,72 ct/kWh (Dach: 3,43 ct/kWh, FFA: 0,95 ct/kWh)⁶².

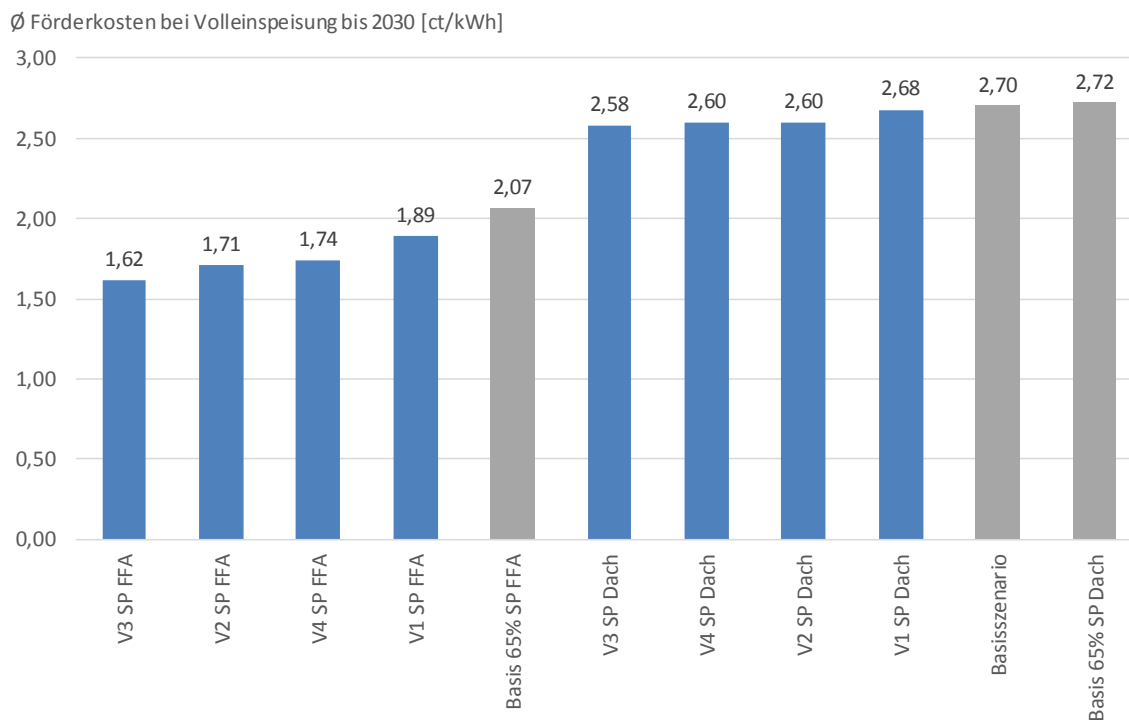


Abb. 18: Durchschnittliche, spezifische Förderkosten des PV-Zubaus bis 2030 in den Szenarien bei Volleinspeisung

Bezieht man die Förderkosten des Zubaus zwischen 2018 und 2030 im Jahr 2030 auf den nicht privilegierten Letztverbrauch, ergibt sich in den jeweiligen Szenarien die Wirkung auf die EEG-Umlage. Dabei wird angenommen, dass der nicht privilegierte Letztverbrauch von derzeit 344 TWh⁶³ bis zum Jahr 2030 auf 323 TWh sinkt. Der angesprochenen Überschätzung der Förderkosten durch die Nichtberücksichtigung des Eigenverbrauchs wirkt bei der Betrachtung der EEG-Umlage der Effekt entgegen, dass durch die Nichtberücksichtigung der Letztverbrauch nicht um die selbst verbrauchten Mengen verringert wird. In Summe

⁶² Zur Einordnung: Die spezifischen Förderkosten des PV-Bestands im Jahr 2017 lagen bei 26,3 ct/kWh. Ein Vergleich mit den oben ausgewiesenen Förderkosten im Jahr 2030 der Inbetriebnahmejahrgänge 2018 bis 2030 ist jedoch nur bedingt zulässig, da der Förderkostensockel 2017 aufgrund nach 2020 ausscheidender Zubaujahrgänge sowie steigendem Marktwert bis 2030 sinken wird.

⁶³ Fraunhofer ISI (2018): Mittelfristprognose zur deutschlandweiten Stromabgabe an Letztverbraucher für die Kalenderjahre 2019 bis 2023 – Studie im Auftrag der deutschen Übertragungsnetzbetreiber

gleichen sich diese Effekte in etwa aus⁶⁴. Wie aus Abb. 19 hervorgeht, liegt die Wirkung des PV-Ausbaus auf die EEG-Umlage in den Szenarien zwischen 0,2 ct/kWh und rund 0,4 ct/kWh. Der Hauptunterschied in den Szenarien liegt dabei vor allem im Zubauschwerpunkt. Demnach wäre die EEG-Umlage in den Dachszszenarien im Jahr 2030 um 0,07 ct/kWh – 0,14 ct/kWh höher als in den Freiflächenszenarien. Dabei zeigt sich auch, dass der Anteil der bis 2030 zugebauten Freiflächenanlagen an der EEG-Umlage gering bis sehr gering ist. Interessant ist in diesem Zusammenhang auch, dass die Wirkung des Basisszenarios auf die EEG-Umlage vergleichbar ist zur Wirkung der FFA-Szenarien. Bezogen auf den PV-Ausbau ist das verfehlte Erreichen des 65 %-Ziels im Jahr 2030 durch den EEG-Ausbaupfad im Basisszenario unter den getroffenen Annahmen folglich ebenso teuer wie das Erreichen der EE-Ziele mit einem erhöhten Ausbau bei Schwerpunktlegung auf Freiflächenanlagen.

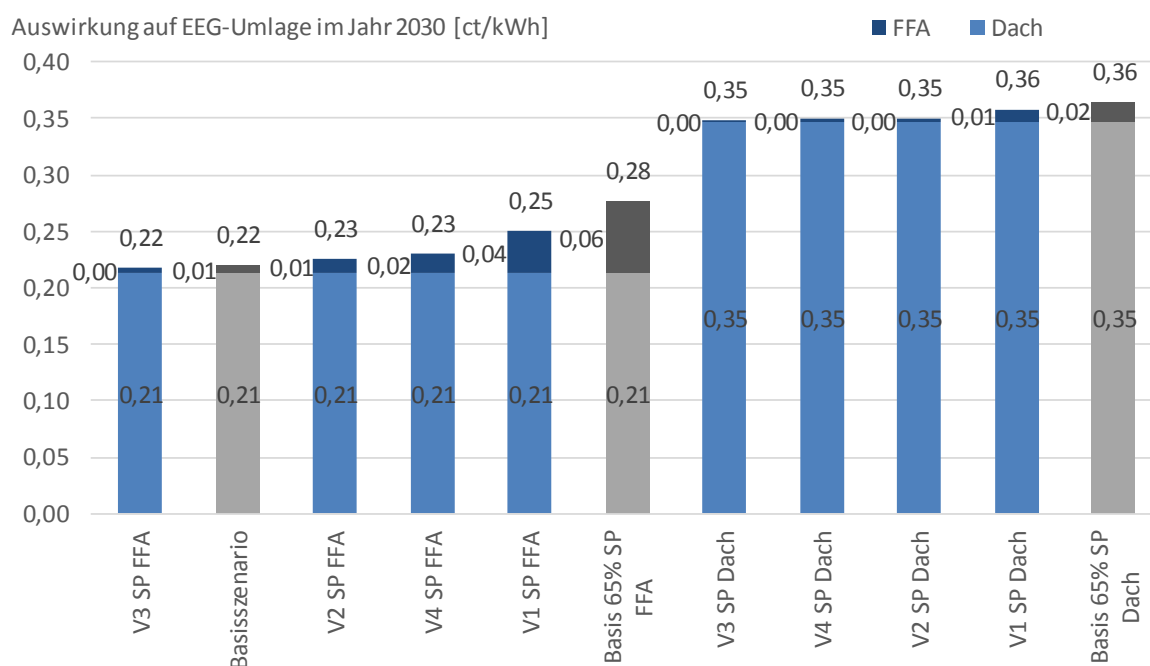


Abb. 19: Wirkung des PV-Zubaus bis 2030 auf die EEG-Umlage im Jahr 2030

Exkurs: Ost-West-Anlagen

Ost-West-Anlagen können u.a. dazu beitragen, die Flächeninanspruchnahme von PV-Freiflächenanlagen deutlich zu verringern. Wie bei der Flächeninanspruchnahme in Abschnitt 7.3 wird auch für die Kosten des PV-Ausbaus ein Extremszenario betrachtet, in dem der FFA-Zubau vollständig durch Ost/West-Anlagen erfolgt. Basierend auf den Annahmen in Abschnitt 7.1.2 zeigt sich, dass die Erzeugungskosten in den Ost/West-Szenarien am oberen Rand der Spannbreite der Südszenarien liegen.

⁶⁴ Anhand einer durchgeführten Übersichtsrechnung zeigt sich, dass die gegenläufigen Effekte insgesamt zu einer leichten Unterschätzung der Wirkung auf die EEG-Umlage führen. Diese liegt jedoch unterhalb von 0,05 ct/kWh.

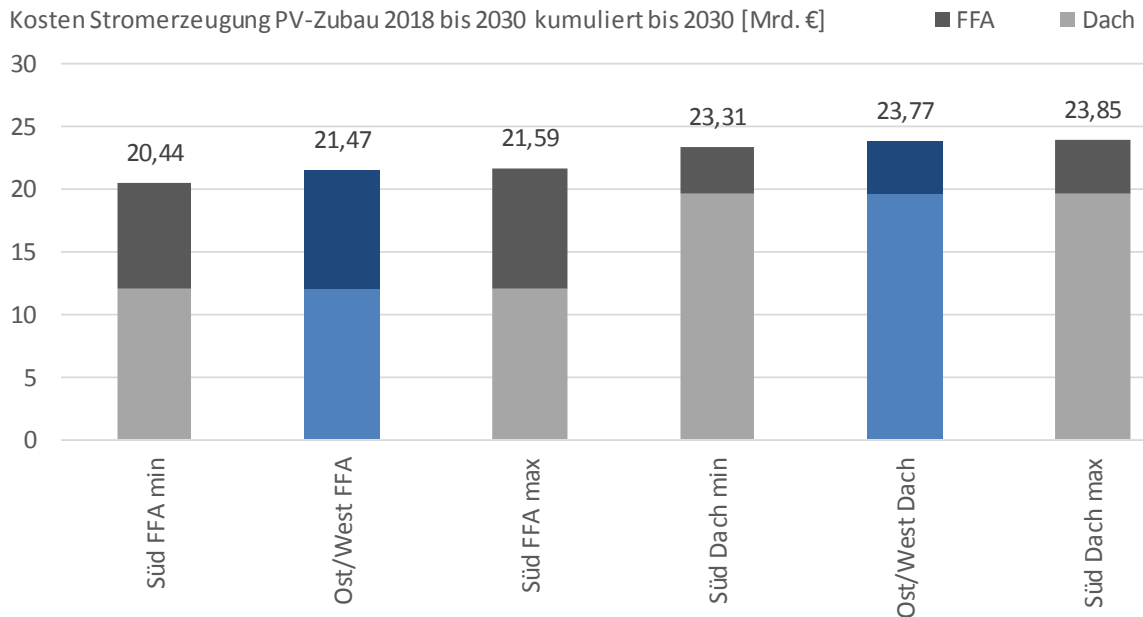


Abb. 20: Bis zum Jahr 2030 kumulierte Kosten der Stromerzeugung des PV-Zubaus zwischen 2018 und 2030 im Vergleich zwischen den Süd-Szenarien und dem Ost/West-Szenario

7.3 Auswirkungen auf die Flächeninanspruchnahme

Die Flächeninanspruchnahme unterscheidet sich in den betrachteten Varianten aufgrund der Annahme einer einheitlichen spezifischen Flächeninanspruchnahme unabhängig von den Flächenkategorien bzw. Restriktionen nur hinsichtlich der Zubauschwerpunkte Dach bzw. FFA. Abb. 21 zeigt die Flächeninanspruchnahme im Jahr 2030 für die Zubau-szenarien sowie für das Basisszenario.

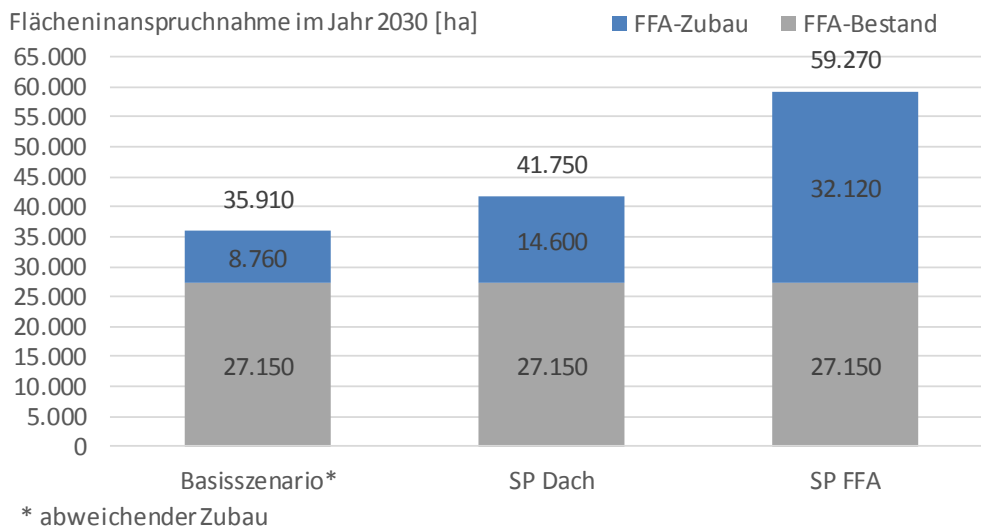


Abb. 21: Flächeninanspruchnahme durch PV-Freiflächenanlagen im Jahr 2030 in Abhängigkeit des Zubauszenarios einschließlich Bestandssockel 2017

Erwartungsgemäß liegt die Flächeninanspruchnahme bei erhöhtem FFA-Zubau höher und übersteigt die in Anspruch genommene Fläche gegenüber dem Szenario mit Zubauschwerpunkt Dachanlagen um gut 40 %. Gegenüber der Ende 2017 durch PV-Anlagen belegten Fläche von gut 27.000 ha kommt es im FFA-Szenario zu etwas mehr als einer

Verdopplung der Flächeninanspruchnahme. Gleichzeitig findet ausgehend von heute mehr als eine Verdreifachung der installierten FFA-Leistung statt. Im Szenario mit Zubauschwerpunkt Dachanlagen erhöht sich die Flächeninanspruchnahme entsprechend geringer um rund die Hälfte des heutigen Bestands. Aufgrund des geringeren Zubaus im Basisszenario (65 %-Ziel wird nicht erreicht) erhöht sich die mit FFA belegte Fläche dagegen nur um rund ein Drittel des Bestands. Wird die gesamte Flächeninanspruchnahme im Jahr 2030 von gut 59.000 Hektar in den Szenarien mit Zubauschwerpunkt Freiflächenanlagen auf die Gesamtfläche Deutschlands (35,76 Mio. Hektar) bezogen, ergibt sich ein Anteil von weniger als 0,2 %.

Eine besondere Rolle in der Flächendiskussion spielt die Inanspruchnahme von Ackerland, da diese Flächen überwiegend der Produktion von Nahrungsmitteln dienen, andererseits jedoch auch zu energetischen Zwecken genutzt werden (Strom aus Biomasse, Bio-Kraftstoffe, PV-Freiflächenanlagen, Windkraftanlagen). Setzt man die in den Szenarien belegten Flächen auf Ackerland sowie an Verkehrswegen (de facto handelt es sich in der überwiegenden Zahl der Fälle ebenfalls um Ackerflächen) ins Verhältnis zum heutigen Gesamtbestand an Ackerflächen von rund 11,7 Mio. ha⁶⁵, wird deutlich, dass die durch PV-FFA im Jahr 2030 beanspruchten Flächen in allen Szenarien nicht mehr als 0,32 % der Ackerflächen benötigen (vgl. Abb. 22). Erwartungsgemäß liegt der Anteil in den Szenarien mit Zubauschwerpunkt bei Freiflächenanlagen höher und erreicht in Variante 3, mit der stattfindenden deutlichen Verschiebung hin zu Ackerflächen, mit Abstand sein Maximum. Der hohe Anteil an Ackerflächen in Variante 3 zeigt sich auch beim Zubauschwerpunkt Dachanlagen, welches als einziges DachszENARIO mit dem Anteil der Ackerflächen innerhalb der Spannbreite der Freiflächenszenarien liegt.

⁶⁵ Statistisches Bundesamt (2018): Land- und Forstwirtschaft, Fischerei – Landwirtschaftliche Bodennutzung, Anbau auf dem Ackerland. Fachserie 3 Reihe 3.1.2, S.4

Anteil des durch PV belegten Ackerlandes im Jahr 2030

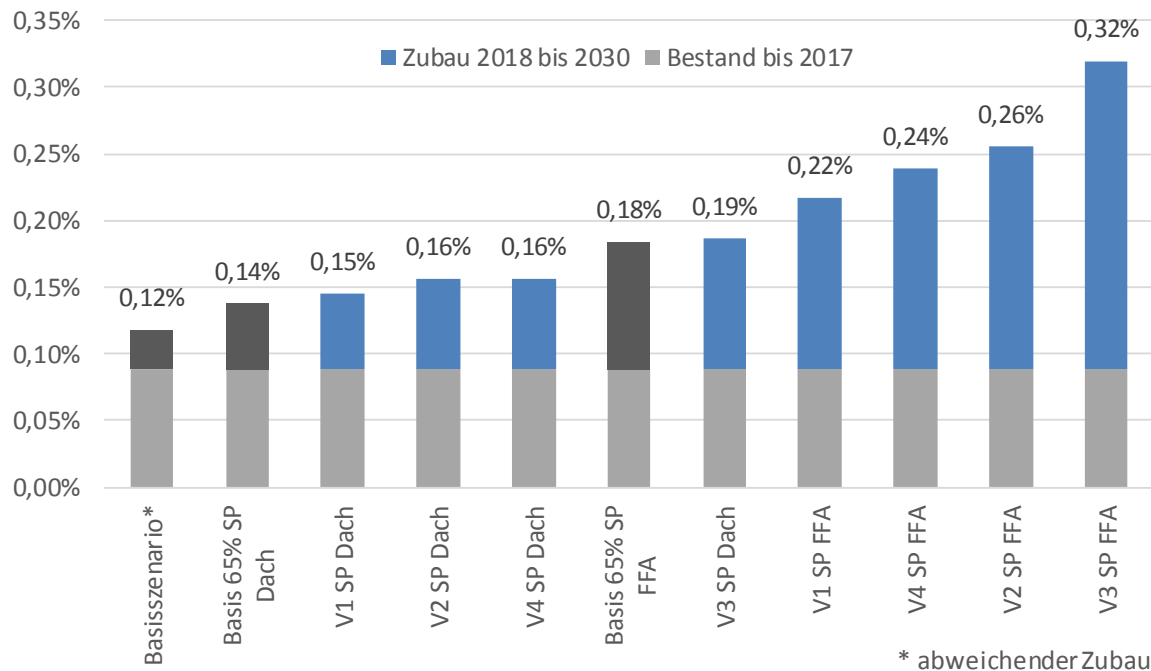


Abb. 22: Anteil des durch PV-FFA beanspruchten Ackerlands im Jahr 2030

Um die genannten Anteile von PV-FFA am Ackerland im Jahr 2030 einzuordnen, kann die Fläche herangezogen werden, die heute zur energetischen Nutzung für Biogas, Bioethanol und Biodiesel genutzt wird. Diese lag im Jahr 2016 bei rund 2,4 Mio. ha (Biogas 1,4 Mio. ha, Bioethanol 0,26 Mio. ha., Biodiesel 0,72 Mio. ha)⁶⁶ und macht damit rund 20 % der bundesweiten Ackerflächen aus.

Exkurs: Ost-West-Anlagen

Um die Auswirkungen von Ost/West-Anlagen auf die Ergebnisse der Szenarien zu untersuchen, wird in einem Extremszenario davon ausgegangen, dass der FFA-Zubau im Zeitraum 2018 bis 2030 vollständig durch Ost/West-Anlagen erfolgt. Basierend auf den Annahmen in Abschnitt 7.1.1 wird deutlich, dass die Flächeninanspruchnahme in diesem Fall um über ein Drittel niedriger liegt als in den Süd-Szenarien. Aufgrund der stärkeren Überbauung der Flächen ist jedoch anzumerken, dass die Belastung der Flächen in diesen Szenarien höher ist und eine ökologische Aufwertung in Abhängigkeit der Vornutzung nur zum Teil stattfindet.

⁶⁶ FNR (2018): Anbau und Verwendung nachwachsender Rohstoffe in Deutschland, S. 5

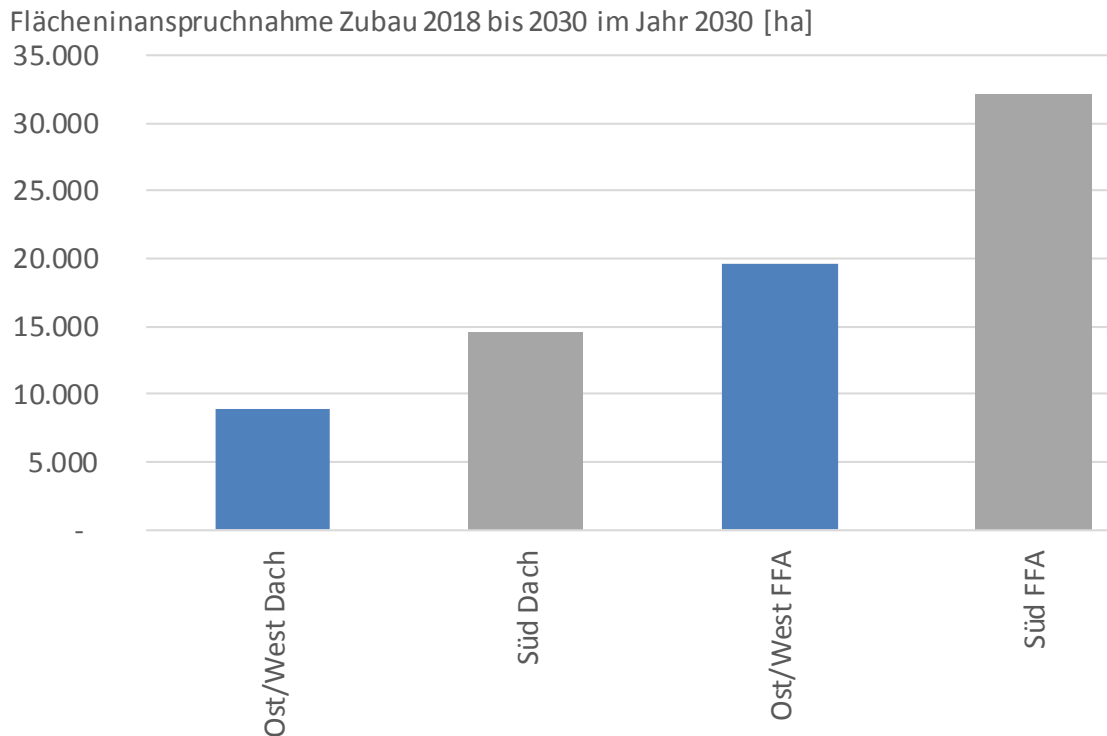


Abb. 23: Flächeninanspruchnahme durch PV-Freiflächenanlagen im Jahr 2030 im Vergleich zwischen den Süd-Szenarien und dem Ost/West-Szenario

7.4 Zusammenfassung zentraler Ergebnisse

Zur Erreichung eines EE-Anteils von 65 % an der Stromerzeugung im Jahr 2030 ist mit gut 4 GW/a ein deutlich höherer PV-Zubau erforderlich, als dies im EEG 2017 mit 2,5 GW/a vorgesehen ist. Dabei können durch einen höheren Anteil an Freiflächenanlagen die Ausbaurkosten sowie insbesondere auch die Förderkosten gesenkt werden. In den untersuchten Szenarien können bei bestehender Flächenkulisse die Förderkosten im Jahr 2030 durch eine Steigerung des FFA-Zubaus von 1 GW/a auf 2,2 GW/a um rund 280 Mio. Euro/a gesenkt werden, was einer Entlastung der EEG-Umlage im Jahr 2030 um 0,08 ct/kWh entspricht. Im Zeitraum zwischen 2018 und 2030 ließen sich die kumulierten Förderkosten dadurch um rund 2 Mrd. Euro bzw. 22 % (ggü. dem 65%-Basisszenario mit Schwerpunkt Dachanlagen) verringern.

Ausgehend von der heutigen Flächenkulisse führt ein erhöhter Zubau von Freiflächenanlagen aufgrund begrenzter Flächenpotenziale zu einer Steigerung der spezifischen Ausbaurkosten für Freiflächenanlagen. Die Kosteneffizienz des PV-Zubaus kann dabei gesteigert werden, indem die zulässige Flächenkulisse erweitert wird und Restriktionen beseitigt werden. Durch das vergleichsweise niedrige Niveau der LCOE von PV-FFA und weiteren Kostensenkungen bis zum Jahr 2030 fallen die möglichen Kosteneinsparungen innerhalb des FFA-Segments absolut betrachtet, mit einer möglichen Reduktion der kumulierten För-

derkosten von 1,5 Mrd. Euro bzw. 16% (bezogen auf das 65%-Basisszenario mit Schwerpunkt Dachanlagen), jedoch geringer als die Einsparungen, die sich durch eine Verschiebung des Zubaus vom Dachanlagen- in das FFA-Segment erreichen ließen⁶⁷.

Auch bei einem erhöhten FFA-Zubau von 2,2 GW/a bis zum Jahr 2030 kommt es gegenüber heute lediglich zu etwas mehr als einer Verdopplung der Flächeninanspruchnahme durch FFA, während sich die installierte Leistung gleichzeitig mehr als verdreifacht. Die Inanspruchnahme von Ackerflächen liegt im Jahr 2030 auch bei einem hohen Zubau von FFA und einem hohen Zubauanteil von Ackerflächen weiterhin auf einem niedrigen Niveau von maximal 0,32 % der gesamten Ackerflächen in Deutschland.

Setzt man den Mehrbedarf an Flächen von 17.520 Hektar bei einem höheren Anteil an Freiflächen ins Verhältnis zu den maximal erzielbaren Förderkosteneinsparungen bedeutet dies bis zum Jahr 2030 eine kumulierte Ersparnis in Höhe von rund 200.000 Euro je zusätzlichem Hektar und rund 15.000 Euro je zusätzlichem Hektar pro Jahr. Die Flächenpotenziale für FFA in Deutschland lassen sich nur schwer ermitteln und sind mit gewissen Unsicherheiten behaftet. Das derzeitige EEG stellt eine deutliche Begrenzung der Flächenpotenziale dar. Ohne Änderungen kann es bei höherem Zubau bis 2030 je nach Zubauschwerpunkt zu einer vergleichsweise hohen Inanspruchnahme der verfügbaren raumverträglichen Potenziale und damit zu kostensteigernden Effekten kommen. Von wesentlicher Bedeutung für den weiteren Zubau sind die Flächenkategorien Ackerflächen (bei denen die Flächenbegrenzung kostenseitig am stärksten wirkt) und Konversionsflächen (bei denen insbesondere die 10 MW-Deckelung die Ausschöpfung von Kostensenkungspotenzialen mindert).

Im Hinblick auf die Zeit nach 2030 – und damit über den Untersuchungszeitraum der vorliegenden Studie hinaus – ist angesichts der langfristigen Ausbauziele der erneuerbaren Energien ein weiterer Zubau von PV-Anlagen auf Freiflächenanlagen erforderlich. Die dann zunehmende Bedeutung des Repowerings von Bestandsanlagen mit höheren Leistungen auf gleicher Fläche dämpft dabei die Inanspruchnahme neuer Flächen.

⁶⁷ Dabei ist anzumerken, dass die absolute Höhe der Erzeugungs- und Förderkosten stark von den getroffenen Annahmen zum raumverträglichen Potenzial in den Szenarien, der einhergehenden relativen Knappheit der Flächen und den daraus resultierenden Kostenwirkungen geprägt ist.

8 Handlungsempfehlungen

- **Erhöhung des PV-Zubaus auf Freiflächen**

Um im Jahr 2030 einen EE-Anteil von 65 % zu erreichen, ist – neben einer Erhöhung des Beitrags von Windenergieanlagen – mit gut 4 GW/a ein deutlich höherer PV-Zubau erforderlich, als im EEG 2017 mit 2,5 GW/a angelegt. Innerhalb des PV-Segments können bei gegebenen Gesamtzubauzielen durch einen höheren Freiflächenanteil die Ausbaukosten und die Förderkosten gesenkt werden. Dies sollte bei der Festlegung der Ausschreibungsmengen im EEG berücksichtigt werden. Neben den höheren Kosten von PV-Dachanlagen bestehen im Dachanlagensegment – trotz theoretisch großer Potenziale – Restriktionen, u.a. aufgrund von Eigentümerstrukturen oder unzureichender Dachstatik.

- **Zubau von Freiflächenanlagen kosteneffizienter gestalten**

Durch den untersuchten Abbau von Restriktionen können in unterschiedlichem Ausmaß die Kosten für den Zubau von PV-FFA weiter gesenkt werden. Einen Beitrag zur Kosteneffizienz können insbesondere Großanlagen auf Konversionsflächen (vgl. die Empfehlungen zur Streichung des 10 MW-Deckels für diese Anlagen) sowie Anlagen auf Ackerflächen leisten. Aufgrund des vergleichsweise niedrigen Niveaus der Erzeugungskosten von PV-FFA und weiterer Kostensenkungen bis 2030 fallen die möglichen Kosteneinsparungen innerhalb des FFA-Segments im Vergleich zu den möglichen Einsparungen zwischen FFA- und Dachanlagensegment absolut betrachtet jedoch geringer aus.

- **Vergütungsfähigen Korridor von 110 m an Bundesautobahnen und Schienenwegen im EEG erweitern**

Die Begrenzung der Korridore auf strikt 110 m verhindert, dass tatsächlich geeignete Flächen nicht arrondiert werden können und führt so zu einer deutlichen Realisierungsbeschränkung. Im Falle angeschnittener Flurstücke kann dies auch zu Nachteilen bei der Bewirtschaftung der Restflächen führen. Der Gesetzgeber führt die PV-FFA mit seiner Regelung – so die Begründung – auf vorbelastete Bereiche entlang stark genutzter Infrastrukturtrassen. Die spezifische Belastung geht aber messbar über den Bereich von 110 m hinaus, interpretierbar durchaus bis in den Bereich von ca. 500 m vom Rand der Trasse. Die 110 m Abstandsfläche kann insbesondere an Autobahnen häufig nicht vollständig genutzt werden, da die Bauverbotszone von 40 m einzuhalten ist. Es wird daher empfohlen, eine Aufweitung der für Freiflächenanlagen zu nutzenden Abstandsflächen bis maximal 500 m vorzunehmen. Auch denkbar ist es, bis in diesen Bereich geeignete Flächenarrondierungen zuzulassen.

- **10 MW-Deckel für Anlagen auf Konversionsflächen im EEG streichen**

PV-FFA auf Konversionsflächen sind dann vergütungsfähig, wenn der ökologische Wert der Flächen auf mehr als der Hälfte der Fläche deutlich beeinträchtigt ist. Wünschenswert ist, derartige Flächen im Zuge des Bauvorhabens auch zu verbessern. Aufgrund der insgesamt gesunkenen Baukosten und der entsprechend niedrigen Vergütung sind derartige Vorhaben zunehmend unwirtschaftlich. Es ist davon auszugehen, dass derartige Maßnahmen bei Streichung des Größendeckels von 10 MW zumindest

eher in den Bereich der Wirtschaftlichkeit kommen. Es wäre in einem Gesamtkonzept, das mehr Freiheiten für die Anlagen auf Ackerflächen ermöglicht, dafür Sorge zu tragen, dass die Nutzung umweltpolitisch vorzuziehender Standorttypen, zu denen Konversionsflächen mit naturschutzfachlichem Entwicklungspotenzial gehören, nicht in das Hintertreffen gerät. Nicht zuletzt deshalb sollten Anlagen auf ehemaligem Acker- oder Grünland aus Akzeptanzgründen auch zukünftig auf maximal 10 MW begrenzt bleiben.

- **Steuernde Flächenpolitik auf regionaler und örtlicher Ebene vorsehen**

Mit dem 65 %-Ziel für 2030 steigt der Druck, geeignete und akzeptanzfähige Flächen für die Erzeugung von Wind- und Sonnenstrom anzubieten. Die Regionalplanung ist in der Windenergie das zentrale Steuerungsinstrument, das EEG in Verbindung mit der Bauleitplanung entsprechend wirksam bei den PV-Freiflächenanlagen. In dem Maße, wie das EEG die förderfähigen Flächenkriterien erweitert, wächst die Verantwortung in den Regionen, für eine verträgliche Erzeugung der erneuerbaren Energien Sorge zu tragen. Auch muss in den kommenden Jahren verstärkt damit gerechnet werden, dass Anlagen ohne die Förderung des EEG errichtet und betrieben werden. Sie entziehen sich damit auch der steuernden Wirkung der im EEG definierten Flächenkulisse. Für eine nachhaltige Steuerung der Raumannsprüche der Energiewende braucht es verstärkt die kommunale Flächennutzungsplanung und die Regionalplanung. Beide Instrumente bilden mit ihren Verfahren den örtlichen und regionalen politischen Willen im Sinne der gesetzlichen Zielsetzungen für eine nachhaltige städtebauliche und raumordnerische Entwicklung und unter Beteiligung der jeweiligen Öffentlichkeit ab. Sie sorgen dafür, dass die Energiewende und damit auch der Zubau von Energieanlagen ein verträgliches Maß einhält.

- **Eine bundesweite Erweiterung der im EEG zugelassenen Flächenkategorien um landwirtschaftliche Flächen kann das Flächenpotenzial erheblich steigern und die Ausbaurkosten für PV-FFA senken. Landwirtschaftliche Flächen für die Nutzung durch PV-FFA sollten jedoch primär in Regionen mit geringem Flächen- druck und an Orten mit geringem landwirtschaftlichem Nutzwert zugelassen werden. Je nach Gewichtung der Zielsetzungen kann es außerdem aus naturschutzfachlicher Sicht angebracht sein, Grünland von der Nutzung durch PV- FFA freizuhalten.**

Die raumverträglichen Potenziale zur Errichtung von PV-Freiflächenanlagen können erheblich erweitert werden, wenn die Nutzung von landwirtschaftlichen Flächen im EEG bundesweit zugelassen wird. In der öffentlichen Wahrnehmung steht der Bau von PV-Freiflächenanlagen auf landwirtschaftlichen Flächen immer im Wettbewerb mit der Produktion von Nahrungsmitteln und hat daher Akzeptanzprobleme. Der Bau von Freiflächenanlagen kann in Regionen, die aufgrund einer hohen Vieh- und/oder Biogasanlagendichte bereits einen sehr hohen Flächendruck aufweisen, zur weiteren Verschärfung führen. Dort kann es zum Verlust von Akzeptanz kommen. Diesem kann begegnet werden – und so macht es auch die Regionalplanung bzw. die Bauleitplanung, wenn sie sich des Themas annimmt – durch die Steuerung von potenziellen Bauflächen in Bereiche, die für die Landwirtschaft regional von geringerer Bedeutung sind bzw. eine

geringere Nutzungsdichte aufweisen. Insbesondere sollten Ackerflächen vorrangig dort genutzt werden, wo sie regional unterdurchschnittliche Nutzwerte bzw. Bodenqualitäten für die Landwirtschaft aufweisen. Damit werden potenzielle Konflikte mit der Landwirtschaft vermieden. Die Geschehnisse um das EEG bis 2010, als Ackerflächen als PV-Anlagenstandort vergütungsfähig waren, auch im Hinblick auf die Entwicklung der Bodenpreise, verdeutlichen das Erfordernis, hier steuernd einzugreifen. Außerdem sollten Grünlandflächen, dazu gehören Mäh- und Streuwiesen sowie Weiden, von der Nutzung durch PV-Freiflächenanlagen freigehalten werden. Sie werden intensiv oder extensiv bewirtschaftet und zur Nahrungs- und Futtermittelherstellung sowie zur Biomassegewinnung für die Energieerzeugung genutzt. Sie können darüber hinaus eine große Bedeutung für den Naturschutz, z.B. in Natura 2000-Gebieten, auf Moorstandorten, als gesetzlich geschützte Biotopflächen sowie in Auen und Niederungen haben. Weniger intensiv genutzte Grünlandflächen erfüllen wichtige ökologische Funktionen und besitzen eine besondere Bedeutung für die Biodiversität. Grünlandflächen in benachteiligten Gebieten sind überproportional häufig extensiv genutzt, d.h. besonders artenreich und für das ästhetische Landschaftsempfinden, die touristische Attraktivität sowie für die Erhaltung der traditionellen Kulturlandschaft von hoher Bedeutung. Der Flächenanteil von Grünland ist in Deutschland vor allem bedingt durch den Flächenverbrauch für Infrastruktur und Siedlung sowie intensive Landwirtschaft seit Jahren rückläufig. U.a. aufgrund dieser Aspekte ist die Inanspruchnahme von Grünland durch anderweitige Nutzungen ein sowohl politisch als auch gesellschaftlich sensibles Thema. Bestehendes Grünland würde durch den Bau der Anlage, die teilweise Überbauung durch Wege und Gestelle und die je nach Anlagentyp teilweise bis vollständige Verschattung verändert und beeinträchtigt werden.