

Abschlussbericht

Instrumentalanalyse und Maßnahmenentwicklung für eine klima-schutzkonforme
Transformation des Stromsektors in Baden-Württemberg bis 2030 – Fokus erneu-
erbare Energien

Kurztitel: EE-Ausbau BW 2030

von

Tobias Kelm, Henning Jachmann,
Laura Liebhart, Stefan Fidaschek

Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg

Förderkennzeichen: L75 21114

Laufzeit: 01.03.2021 – 31.12.2022

Die Arbeiten dieses Projekts wurden mit Mitteln
des Landes Baden-Württemberg gefördert

Dezember 2022



Baden-Württemberg

MINISTERIUM FÜR UMWELT, KLIMA UND ENERGIEWIRTSCHAFT

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	I
Abbildungsverzeichnis	III
Tabellenverzeichnis	V
1 Einleitung.....	7
1.1 Hintergrund und Zielsetzungen.....	7
1.2 Projektverlauf.....	7
2 Raum für erneuerbare Energien	9
2.1 Windenergie an Land.....	9
2.1.1 Datengrundlagen und Vorgehensweise	9
2.1.2 Versiegelte und teilversiegelte Fläche	10
2.1.3 Von Rotoren überstrichene Fläche	10
2.1.4 Fläche im Kippabstand	11
2.1.5 Abstandsellipsen	13
2.1.6 Von Windparks beanspruchte Fläche.....	14
2.1.7 Einordnung und Zwischenfazit zum spezifischen Flächenbedarf.....	18
2.1.8 Konvexe Hülle von Windparks.....	20
2.1.9 Umfang und Eignung ausgewiesener Flächen	22
2.2 Photovoltaik	29
2.2.1 Datengrundlagen und Vorgehensweise	29
2.2.2 Freiflächenanlagen nach Flächenkategorien.....	33
2.2.3 Freiflächenanlagen nach Wertstufen der Flurbilanz	37
2.2.4 Einordnung und Fazit	38
2.3 Flächenbedarf für Windenergie- und PV-Freiflächenanlagen bis 2030	39
2.3.1 Ausbaupfad bis 2030.....	39
2.3.2 Annahmen zur spezifischen Flächeninanspruchnahme	40
2.3.3 Entwicklung der Flächeninanspruchnahme bis 2030	42
3 Weiterbetrieb von Windenergie- und Photovoltaik-Anlagen nach dem Ende der EEG-Förderdauer.....	44
3.1 Rechtlicher Hintergrund	44
3.2 Betroffener Anlagenbestand im Zeitverlauf	45
3.3 Kosten des Weiterbetriebs und Erlösmöglichkeiten.....	48
3.4 Repowering von Windenergieanlagen	52
3.5 Befragung zu Weiterbetriebsstrategien für PV-Anlagen	54
3.6 Zwischenfazit	60

4	Neubau von Windenergie- und Photovoltaikanlagen ohne EEG-Förderung....	62
4.1	Ausgangslage und aktuelle Marktsituation	62
4.2	Wechselwirkungen mit den geförderten Anlagensegmenten	66
4.3	Einordnung und Fazit für ungeforderte Anlagen in Baden-Württemberg	67
5	Instrumente für erneuerbare Energien dezentral und lokal	69
5.1	Kriterienbeschreibung	69
5.2	Photovoltaik	71
5.2.1	Kurz-Steckbriefe der Vermarktungswege, Geschäftsmodelle und Anwendungsfälle für PV-Anlagen	71
5.2.2	Bewertung der PV-Vermarktungswege, -Geschäftsmodelle sowie - Anwendungsfälle	81
5.2.3	Fazit.....	87
5.3	Windenergie.....	95
5.3.1	Einleitende Problemdarstellung zu den Konzepten zur Unterstützung von Bürgerwindparks	95
5.3.2	Kurz-Steckbriefe der Unterstützungsmethoden von BEGs im Kontext der Windenergie an Land	96
5.3.3	Bewertung von Instrumenten zur Unterstützung von BEGs im Kontext der Windenergie an Land	115
5.3.4	Fazit.....	119
6	Fazit.....	121
6.1	Wesentliche Erkenntnisse	121
6.2	Empfehlungen zu Instrumenten seitens des Landes Baden-Württemberg....	124
6.3	Weiterer Forschungsbedarf	126
	Literaturverzeichnis	127
	Anhang	134

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Entwicklung der mittleren Rotorkreisfläche von Windenergieanlagen in Baden-Württemberg nach Inbetriebnahmejahren	11
Abbildung 2: Einfacher Kippabstand als (mutmaßlicher) Schutzabstand zu einer PV-Freiflächenanlage in der Gemeinde Steinheim am Albuch (Baden-Württemberg).	12
Abbildung 3: Entwicklung der mittleren Kippabstandsfläche von Windenergieanlagen in Baden-Württemberg nach Inbetriebnahmejahren	13
Abbildung 4: Ideale Anlagenplatzierung unter Einhaltung der 5D-3D-Abstandsregel... 14	
Abbildung 5: Windparkbezugsfläche und beanspruchte Fläche eines Beispielwindparks.....	15
Abbildung 6: Streudiagramm mit Regressionsgeraden zum Einfluss des mittleren Rotordurchmessers je Windpark (x-Achse) auf die beanspruchte Fläche je WEA (y-Achse).	16
Abbildung 7: Streudiagramm mit Regressionsgeraden zum Einfluss des mittleren Rotordurchmessers je Windpark (x-Achse) auf die beanspruchte Fläche je Megawatt installierter Leistung (y-Achse).....	17
Abbildung 8: Häufigkeitsverteilung zur beanspruchten Fläche in ha/MW	17
Abbildung 9: Konvexe Hülle eines Beispielwindparks	20
Abbildung 10: Histogramm zum spezifischen Flächenbedarf basierend auf der konvexen Hülle eines Windparks.....	21
Abbildung 11: Streudiagramm zu spezifischen Flächenbedarfen nach Bewertungsansatz.....	22
Abbildung 12: Histogramme zur Größe der auf Ebene der Regionalplanung ausgewiesenen Teilflächen (links: rechtsverbindlich, rechts: Planentwurf)	23
Abbildung 13: Ausdehnung von Freiflächenanlagen nach einer engen Definition (rotes Polygon, orientiert am Modulfeld) sowie einer weiten Definition (blaues Polygon, orientiert an äußerer Begrenzung)	30
Abbildung 14: Bruttoleistung von Freiflächenanlagen und sonstigen baulichen Anlagen in Baden-Württemberg ab 500 kW Einzelleistung nach Inbetriebnahmejahr (blau: in Stichprobe enthalten; grau: fehlt in Stichprobe).....	31
Abbildung 15: Streudiagramm zur Fläche der Polygone (weite Definition) im Vergleich zur Flächenangabe im MaStR (links), Histogramm der relativen Größenunterschiede (rechts), einzelne Ausreißer ausgeblendet.	32
Abbildung 16: Installierte Leistung in Megawatt von PV-Freiflächenanlagen in Baden-Württemberg nach Inbetriebnahmejahren und Flächenkategorien (vgl. auch Tabelle 23 im Anhang)	34

Abbildung 17: Spezifische Flächeninanspruchnahme (links) und spezifische Flächenleistung (rechts) von neuen PV-FFA in Baden-Württemberg nach Inbetriebnahmejahren	35
Abbildung 18: Flächeninanspruchnahme in Hektar (hochgerechnet) von PV-Freiflächenanlagen in Baden-Württemberg nach Inbetriebnahmejahren und Flächenkategorien (vgl. auch Tabelle 24 im Anhang)	35
Abbildung 19: Flächeninanspruchnahme aller PV-FFA in Baden-Württemberg Ende 2021 nach Flächenkategorien	36
Abbildung 20: Klassifizierung der von Freiflächenanlagen beanspruchten Flächen nach Wertstufen der Flächenbilanzkarte. Flächenanteile außerhalb der Flächenbilanzkarte als Sonstige ausgewiesen.....	37
Abbildung 21: Klassifizierung der von Freiflächenanlagen beanspruchten Flächen nach Wertstufen der Wirtschaftsfunktionskarte. Flächenanteile außerhalb der Wirtschaftsfunktionskarte als „Sonstige“ ausgewiesen	38
Abbildung 22: Entwicklung der zulässigen Grundflächenzahlen in Bebauungsplänen für PV-Freiflächenanlagen in Deutschland im Zeitverlauf	41
Abbildung 23: Fortschreibung der spezifischen Flächeninanspruchnahme neuer PV-Freiflächenanlagen in Baden-Württemberg.....	41
Abbildung 24: Installierte Leistung und mittlere Jahresarbeit von Windenergieanlagen in Baden-Württemberg nach dem Startjahr ihrer Weitebetriebsphase.....	46
Abbildung 25: Anlagenzahl und installierte Leistung von PV-Anlagen in Baden-Württemberg nach dem Startjahr ihrer Weitebetriebsphase.	47
Abbildung 26: Jahresarbeit von PV-Anlagen in Baden-Württemberg nach dem Startjahr ihrer Weitebetriebsphase.	48
Abbildung 27: Verteilung der Anlagengrößen der von der Befragung erfassten Anlagen (links) sowie der Anlagen der Grundgesamtheit (rechts, Anlagen mit Förderende zum Jahresbeginn 2021) in Baden-WürttembergQuelle: Eigene Befragung, EEG-Daten 2019	55
Abbildung 28: Angaben der Befragten zur (ggf. geplanten) Stilllegung ihrer Anlage in Baden-Württemberg	56
Abbildung 29: Häufigkeit des Wechselrichtertausch während der bisherigen Betriebsdauer	56
Abbildung 30: Verteilung der Zeitdauer (Jahre) seit dem letzten Wechselrichtertausch ..	57
Abbildung 31: Nutzung von Möglichkeiten zur Stromeinspeisung durch die Befragten ..	58
Abbildung 32: Konstellationen bei der Nutzung von Eigenversorgung	58
Abbildung 33: Nutzung von Stromverbrauchern im Rahmen der Eigenversorgung. Mehrfachantwort möglich.	59
Abbildung 34: Verteilung der geschätzten Weiterbetriebsdauer	60
Abbildung 35: Weiterbetriebsstrategie der Befragten.....	60
Abbildung 36: Monatsmarktwerte für Windenergieanlagen und Photovoltaikanlagen	65

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Status und Umfang der für die Windenergienutzung ausgewiesenen Flächen auf Ebene der Regionalplanung	23
Tabelle 2:	Umfang der für die Windenergienutzung ausgewiesenen Flächen auf Ebene der Flächennutzungsplanung.....	24
Tabelle 3:	Umfang der rechtsverbindlichen Regional- und Flächennutzungspläne (geometrische Vereinigung)	25
Tabelle 4:	Anteil von Vorranggebieten mit mindestens einer Windenergieanlage	25
Tabelle 5:	Restflächen auf Ebene der Regionalplanung.....	26
Tabelle 6:	Windpotenzialflächen je Region	27
Tabelle 7:	Eignung der auf Ebene der Regionalplanung ausgewiesenen Flächen und Restflächen	28
Tabelle 8:	Eignung der auf Ebene der Flächennutzungsplanung rechtsverbindlich ausgewiesenen Flächen und Restflächen.....	28
Tabelle 9:	Annahmen zur Entwicklung von Anlagenbestand und Bruttozubau bis 2030 gemäß [Quelle].....	39
Tabelle 10:	Entwicklung der Flächeninanspruchnahme von Windenergieanlagen und PV-Freiflächenanlagen in Baden-Württemberg bis 2030	42
Tabelle 11:	Einnahmebedarf von Windenergieanlagen ab 1 MW in der 3. Betriebsdekade in Abhängigkeit des Wartungs- und Instandhaltungskonzepts in ct/kWh.....	49
Tabelle 12:	Betriebskostenschätzungen für den Weiterbetrieb in ct/kWh.....	49
Tabelle 13:	Weiterbetriebskosten von PV-Anlagen in Abhängigkeit von der Anlagengröße.....	51
Tabelle 14:	Anzahl Windenergieanlagen im Bestand und innerhalb ausgewiesener Flächen auf Ebene der Regionalplanung (RP) und Flächennutzungsplanung (FNP) nach Regionen	53
Tabelle 15:	Installierte Windenergieanlagenleistung in MW im Bestand und innerhalb ausgewiesener Flächen auf Ebene der Regionalplanung (RP) und Flächennutzungsplanung nach Regionen	53
Tabelle 16:	Anzahl Windenergieanlagen innerhalb ausgewiesener Flächen (Diagonale), innerhalb der Schnittmenge zweier Flächen (unterhalb der Diagonale), innerhalb der Vereinigung zweier Flächen (oberhalb der Diagonale).....	54
Tabelle 17:	Neubau ungeförderter PV-Freiflächenanlagen in Deutschland und Baden-Württemberg in MW pro Jahr	63
Tabelle 18:	Stromgestehungskosten neuer Anlagen zur Nutzung von Windenergie an Land bzw. Photovoltaik	64
Tabelle 19:	Qualitative Bewertung der Vermarktungswege von PV-Anlagen	81

Tabelle 20:	Qualitative Bewertung der Geschäftsmodelle und Anwendungsfälle von PV-Anlagen	84
Tabelle 21:	Qualitative Bewertung der weiteren Geschäftsmodelle und Anwendungsfälle von PV-Anlagen	85
Tabelle 22:	Qualitative Betrachtung von Instrumenten zur Unterstützung von BEGs bei der Projektentwicklung	115
Tabelle 23:	Qualitative Betrachtung von Instrumenten zur Unterstützung von BEGs im Kontext der Ausschreibungen	117
Tabelle 24:	Installierte Leistung in Megawatt von PV-Freiflächenanlagen in Baden-Württemberg nach Inbetriebnahmejahren und Flächenkategorien	134
Tabelle 25:	Flächeninanspruchnahme in Hektar (hochgerechnet) von PV-Freiflächenanlagen in Baden-Württemberg nach Inbetriebnahmejahren und Flächenkategorien	135

1 Einleitung

1.1 Hintergrund und Zielsetzungen

Baden-Württemberg hat sich ambitionierte Ziele für den Ausbau der erneuerbaren Energien im Stromsektor gesetzt und nimmt mit seiner energie- und klimapolitischen Programmatik bundesweit eine Spitzenposition ein. Gleichzeitig wird der Zubau der erneuerbaren Stromerzeugung im Land diesen Zielsetzungen bislang nicht gerecht und die kommende Dekade bis 2030 bringt neue Herausforderungen mit sich. 20 Jahre nach Einführung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) gilt es u.a. einen gleitenden Übergang in den Markt zu gestalten, die erforderlichen Flächen bereitzustellen sowie mit neuen Geschäfts- und Beteiligungskonzepten die Akzeptanz für den Ausbau der erneuerbaren Energien zu wahren bzw. zu stärken.

Im Fokus des vorliegenden Vorhabens stehen Windenergie- und Photovoltaikanlagen, da für diese die größten Ausbaupotenziale bestehen und diese perspektivisch den mit Abstand größten Beitrag zur Strombereitstellung im Land leisten werden [1]. Um dafür die räumlichen Voraussetzungen zu schaffen, wurde in der Novelle des Klimaschutzgesetzes Baden-Württemberg vom Oktober 2021 neben der Verschärfung der Emissionsminderungsziele (mindestens 65 % Minderung bis 2030 gegenüber 1990 und Netto-Treibhausgasneutralität bis 2040) auch ein Landesflächenziel verankert. Demnach sollen in den „Regionalplänen Gebiete in einer Größenordnung von mindestens 2 Prozent der jeweiligen Regionsfläche für die Nutzung von Windenergie und Photovoltaik auf Freiflächen zur Erreichung des Klimaschutzziels für das Jahr 2040“ festgelegt werden.¹

Vor diesem Hintergrund werden ausgewählte Fragestellungen zur Umsetzung des erforderlichen Ausbaus der erneuerbaren Stromerzeugung in Baden-Württemberg für den Zeitraum bis 2030 untersucht. Im Einzelnen sind dies die Themen Raum für erneuerbare Energien (Kapitel 2), Weiterbetrieb nach dem EEG-Förderende (Kapitel 3), der Neubau von Anlagen ohne EEG-Förderung (Kapitel 4) und der EE-Ausbau „von unten“ (dezentral und lokal).

Im Verlauf des Forschungsvorhabens haben sich sowohl auf Bundes-, als auch auf Landesebene die Rahmenbedingungen äußerst dynamisch verändert, was im vorliegenden Vorhaben berücksichtigt wurde (vgl. dazu Kapitel 1.2).

1.2 Projektverlauf

Seit der Beantragung des Vorhabens haben sich die Randbedingungen schnell und einschneidend verändert. Bereits im Koalitionsvertrag der Regierungsparteien auf Bundesebene vom November 2021 wurden deutlich ambitioniertere Ziele für den Ausbau der erneuerbaren Ener-

¹ Zum Zeitpunkt der Berichtserstellung ist eine Anpassung des Landesflächenziels in Arbeit, die die Vorgaben des Bundes aus dem Windenergieflächenbedarfsgesetz (WindBG) berücksichtigt.

gien vorgesehen. Mit dem so genannten EEG-Sommerpaket wurden diese gesetzlich verankert und mit zahlreichen Neuregelungen bei der Förderung von PV- und Windenergieanlagen hinterlegt. Parallel wurde mit der Studie zu den Sektorzielen 2030 für Baden-Württemberg [1] deutlich, in welchem ambitioniertem Ausmaß der Ausbau von PV- und Windenergieanlagen angesichts der Zielsetzungen des Landesklimaschutzgesetzes beschleunigt werden muss. Eine der zentralen Voraussetzungen für den Ausbau von Windenergieanlagen und PV-Freiflächenanlagen (PV-FFA) sind geeignete Flächen. Der ursprünglich bereits vorgesehene Schwerpunkt auf Arbeitspaket 1 (Raum für erneuerbare Energien) hat sich deshalb noch weiter verstärkt. Deshalb wurden zusätzliche, umfangreiche Datensätze (GIS-Daten zur Flurbilanz, GIS-Daten der Pläne und Entwürfe der Regional- und Flächennutzungsplanung) analysiert und genutzt sowie neue Fragestellungen insbesondere zu den ausgewiesenen Flächen für Windenergieanlagen untersucht. Darüber hinaus wurde das Vorhaben kostenneutral verlängert. Dies erlaubte, einerseits die Ausbaupfade für Windenergie- und PV-Anlagen aus dem Teilbericht Sektorziele [1] und andererseits die neuen gesetzlichen Rahmenbedingungen für erneuerbare Energien zu berücksichtigen.

2 Raum für erneuerbare Energien

2.1 Windenergie an Land

Der Ausbau der Windenergie an Land ist in den zurückliegenden Jahren weit hinter den gesteckten Zielen zurückgeblieben. Dies gilt für den Bund wie auch für Baden-Württemberg. Die Liste der Ursachen ist lang. Neben langwierigen Genehmigungsverfahren sind es nicht zuletzt fehlende Flächen, die einen zielkonformen Ausbau verhindern. Baden-Württemberg hat das Ziel rechtlich verankert, dass mindestens 2 % seiner Landesfläche für den Ausbau der Windenergie und Photovoltaik zur Verfügung gestellt und damit die Voraussetzungen zum Erreichen des Klimaschutzziels für das Jahr 2040 geschaffen werden (siehe § 4b KSG BW). Ferner sollen im Rahmen einer Vermarktungsoffensive in den kommenden Jahren verstärkt Flächen im Staatswald für die Windenergienutzung bereitgestellt werden.

Vor diesem Hintergrund wurde im vorliegenden Forschungsvorhaben die Flächeninanspruchnahme von Windenergieanlagen an Land aus verschiedenen Blickwinkeln untersucht.

2.1.1 Datengrundlagen und Vorgehensweise

Wieviel Fläche eine einzelne Windenergieanlage bzw. ein gesamter Windpark beansprucht, hängt nicht nur vom Anlagentyp und dem konkreten Parklayout ab, sondern auch vom Bewertungsansatz. Während die tatsächlich überbaute Fläche relativ gering ausfällt, ist die „visuelle Flächeninanspruchnahme“ infolge stetig wachsender Nabenhöhen und Rotordurchmesser umso größer [2]. Mit Gesamthöhen von bis zu 250 m sind moderne Windenergieanlagen weiterhin sichtbar und prägen das Landschaftsbild. In Anlehnung an [2] wurden daher verschiedene Bewertungsansätze berücksichtigt, die das ganze Spektrum der Flächeninanspruchnahme abdecken. Die erste Stufe bilden die versiegelten und teilversiegelten Flächen. Hierzu zählen das Fundament, Kran- und Montageflächen sowie Zuwegungen. Flächen unterhalb der Rotorblätter sowie innerhalb des Kippabstands und der Abstandsflächen (5D-/3D-Abstandsellipsen) bilden die zweite, dritte und vierte Stufe. Mit einer GIS-Analyse wurde schließlich die von Windparks beanspruchte Fläche ermittelt. Hierzu wurden die Bestandsanlagen zu Windparks zusammengefasst und die eingenommene Fläche inklusive eines Puffers berechnet.

Als Datengrundlage für den Anlagenbestand diente ein Auszug aus dem öffentlich zugänglichen Energieatlas Baden-Württemberg vom 20. April 2021. Dieser umfasst 736 Windenergieanlagen mit einer Gesamtleistung von 1.607 MW und enthält neben allen wichtigen Anlagenparametern wie Generatorleistung, Nabenhöhe und Rotordurchmesser auch die Standortkoordinaten und das Inbetriebnahmedatum der Anlagen. Aufgrund der relativ hohen Qualität der im Energieatlas enthaltenden Daten wurden diese den Daten aus dem Marktstammdatenregister nach einer erfolgten Gegenüberstellung vorgezogen.

Ferner wurden Umfang und Eignung der aktuell für die Windenergienutzung in Baden-Württemberg ausgewiesenen Flächen untersucht. Grundlage für die durchgeführte GIS-Analyse waren Daten zur Flächenausweisung auf Ebene der Regional- und Flächennutzungsplanung,

die das Land für den ersten Länderbericht gemäß § 98 EEG 2021 [3] zusammengestellt hat. Die Eignung der ausgewiesenen Flächen wurde mit Hilfe der im Jahr 2019 ermittelten Potenzialflächen [4] bewertet.

2.1.2 Versiegelte und teilversiegelte Fläche

Beim Bau von Windenergieanlagen wird ein Teil der beanspruchten Fläche versiegelt. Wichtige Bodenfunktionen wie die Wasserdurchlässigkeit und die Bodenfruchtbarkeit gehen dabei teilweise oder vollständig verloren [5]. Die kreisförmigen Stahlbeton-Fundamente versiegeln den Boden vollständig und dauerhaft. Kran- und Montagefläche, die ebenfalls für die Gesamtdauer des Projekts benötigt werden, sind dagegen überwiegend geschottert und führen damit lediglich zu einer Teilversiegelung. Je nach Standort müssen zudem Zuwegungen geschaffen oder ausgebaut werden.

Der Umfang der (zusätzlichen) Bodenversiegelungen hängt von verschiedenen Faktoren ab und variiert stark von Projekt zu Projekt. Zu den Einflussfaktoren zählen unter anderem die Anlagengröße (Nabenhöhe, Rotordurchmesser), das an die örtlichen Gegebenheiten angepasste Konzept für Lager-, Montage- und Kranstellflächen sowie die Beschaffenheit des vorhandenen Wegenetzes [6]. Da zu den versiegelten und teilversiegelten Flächen keine anlagenscharfen Daten vorliegen, wurden im Rahmen einer Literaturrecherche typische Flächenverbräuche ermittelt.

Das Umweltbundesamt hat im Jahr 2020 eine Studie [7] zum Flächenrucksack von verschiedenen Gütern und Dienstleistungen veröffentlicht. Für das Fundament von Windenergieanlagen setzen die Autoren der Studie eine durchschnittliche Fläche von 380 m² (Bestandsanlagen, Durchmesser: 22 m) bzw. 491 m² (Neuanlagen, Durchmesser: 25 m) an. Hinzu kommen 1.500 m² für den Kranstellplatz (basierend auf [8]) sowie 1.000 m² für Zuwegungen bei Offenlandstandorten und 1.500 m² bei Waldstandorten. Der ebenfalls berücksichtigte Flächenbedarf für Trafostationen fällt mit 2 m² pro WEA im Vergleich zu den übrigen Kategorien kaum ins Gewicht.

Das Faktenpapier [6] des hessischen Ministeriums für Wirtschaft, Energie, Verkehr und Landesentwicklung beziffert die vom Fundament in Anspruch genommene Fläche auf 350 bis 600 m². Für den Kranstellplatz und die Zuwegung seien zudem zwischen 4.000 und 6.000 m² nötig.

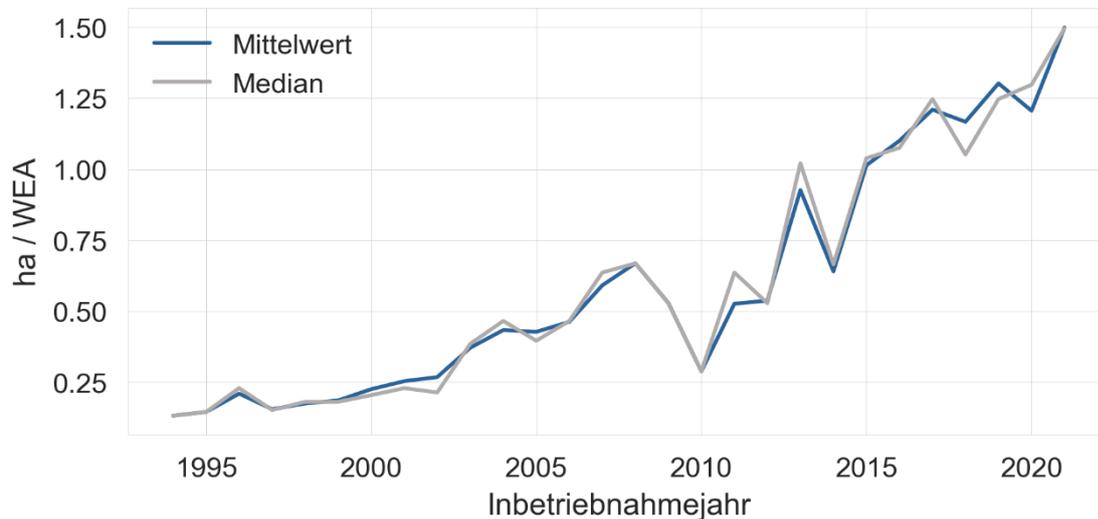
2.1.3 Von Rotoren überstrichene Fläche

Die Fläche unterhalb der Rotorblätter ist im Offenland – abseits von Fundament, Kranstellplatz und Zuwegung – landwirtschaftlich nutzbar. An Waldstandorten streichen die Rotorblattspitzen über die Baumwipfel hinweg, sodass abseits der für das Fundament und den Aufbau der Anlagen benötigten Flächen grundsätzlich keine Rodungen im Raum unter den Rotorblättern erfolgen muss. Wie dieser Raum hinsichtlich Flächenbelegung und Hemerobie² zu bewerten ist,

² Hemerobie ist ein Maß für den menschlichen Kultureinfluss auf Ökosysteme.

ist nach Auffassung von [7] nicht ganz leicht zu beantworten. Unstrittig sei jedoch, dass der von den Rotoren überstrichene Raum eine verringerte Naturnähe aufweist.

Die Fläche unterhalb der Rotorblätter nimmt mit dem Rotordurchmesser zu. Abbildung 1 zeigt hierzu die Entwicklung der mittleren Rotorkreisfläche von Windenergieanlagen in Baden-Württemberg nach Inbetriebnahmejahren. Bei den Bestandsanlagen ergibt sich eine Spanne von 0,01 bis 1,56 ha (Rotordurchmesser: 12 bis 141 m). In Summe beläuft sich die Fläche auf 556 ha (Stand: 20.04.2021), was 0,016 % der Landesfläche entspricht.



Eigene Darstellung. Quelle Anlagenstammdaten: LUBW [9]

Abbildung 1: Entwicklung der mittleren Rotorkreisfläche von Windenergieanlagen in Baden-Württemberg nach Inbetriebnahmejahren

2.1.4 Fläche im Kippabstand

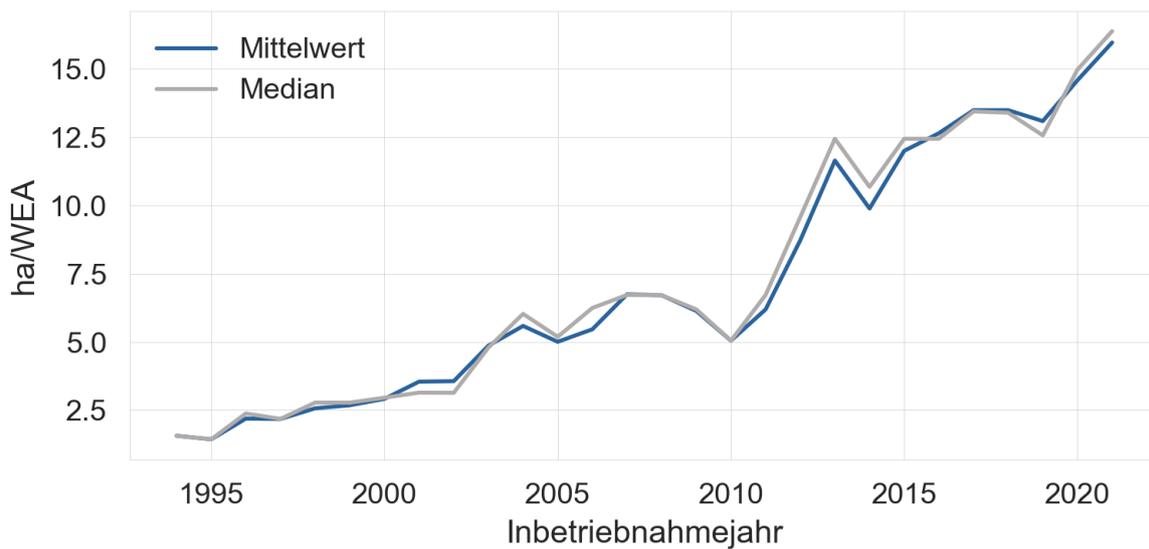
Der einfache Kippabstand berechnet sich aus der Nabhöhe und dem halben Rotordurchmesser und entspricht folglich der Gesamthöhe der Anlage bis zur oberen Blattspitze. In der Raumplanung wird der einfache Kippabstand zum Teil als Schutzabstand angelegt, z. B. zu Bundesstraßen [10] oder – wie in Abbildung 2 erkennbar – zu PV-Freiflächenanlagen.



Quelle: Google, GeoBasis-DE/BKG, GeoContent, Maxar Technologies; Bearbeitet mit QGIS

Abbildung 2: Einfacher Kippabstand als (mutmaßlicher) Schutzabstand zu einer PV-Freiflächenanlage in der Gemeinde Steinheim am Albuch (Baden-Württemberg).

Die Fläche im Kippabstand einer Windenergieanlage nimmt mit der Gesamthöhe zu. Abbildung 2 zeigt hierzu die Entwicklung der mittleren Kippabstandfläche von Windenergieanlagen in Baden-Württemberg nach Inbetriebnahmejahren. Die Spanne der Einzelwerte reicht von 0,4 bis 18,4 ha je WEA (Gesamthöhe: 36 bis 242 m). Die Gesamtfläche beläuft sich auf rund 6.520 ha und entspricht damit rund 0,18 % der Landesfläche.



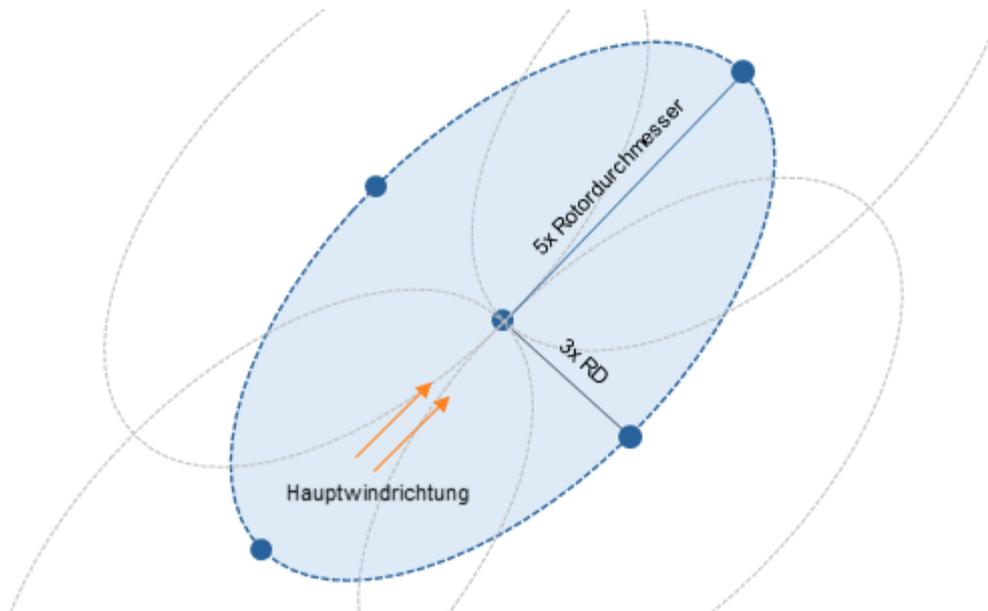
Eigene Darstellung. Quelle Anlagenstammdaten: LUBW [9]

Abbildung 3: Entwicklung der mittleren Kippabstandsfläche von Windenergieanlagen in Baden-Württemberg nach Inbetriebnahmejahren

2.1.5 Abstandsellipsen

Für die Abstände zwischen Windenergieanlagen eines Windparks hat sich in der Branche eine Faustformel etabliert. Demnach sollte der Abstand zwischen benachbarten Anlagen das 5-fache des Rotordurchmessers in Hauptwindrichtung und das 3-fache des Rotordurchmessers in Nebenwindrichtung nicht unterschreiten. Die Formel ist ein Kompromiss zwischen der Flächeninanspruchnahme und den Auswirkungen des turbulenten Nachlaufs auf benachbarte Anlagen. So nehmen sowohl die Verschattungsverluste als auch die mechanischen Lasten der im Nachlauf stehen Anlagen mit sinkenden Abständen zu. Andere Arten der Raumnutzung bleiben von den Abstandsellipsen unberührt.

Die Fläche der Abstandsellipsen steigt mit dem Rotordurchmesser und nimmt im Bestand Werte zwischen 0,7 und 93,7 ha/WEA ein (Rotordurchmesser: 12 bis 141 m). Da sich die Abstandsellipsen benachbarter Anlagen überschneiden, würde die Summe der Einzelflächen den Gesamtflächenbedarf deutlich überschätzen. Vielmehr lassen sich auf der Grundfläche einer Abstandsellipse im Prinzip bis zu fünf Windenergieanlagen platzieren: eine im Zentrum sowie vier auf dem äußeren Rand (siehe Abbildung 4) [11]. Der Platzbedarf jeder einzelnen Anlage läge in diesem idealisierten Modell somit bei einem Fünftel der Abstandsellipse. Angewendet auf den Anlagenbestand im Land ergäbe sich damit – rein rechnerisch, d. h. unter Vernachlässigung der tatsächlichen Anlagenplatzierung – eine Gesamtfläche von rund 6.670 ha (0,18 % der Landesfläche).



Eigene Darstellung basierend auf [11]

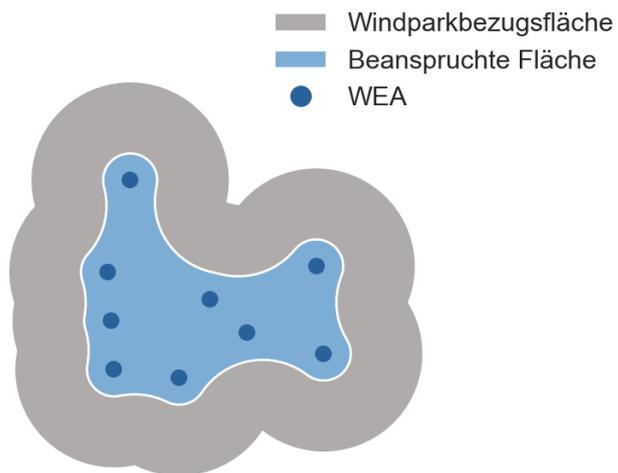
Abbildung 4: Ideale Anlagenplatzierung unter Einhaltung der 5D-3D-Abstandsregel

Die obigen Überlegungen folgen dem Verständnis, dass sich der Flächenbedarf eines Windparks vereinfacht aus der Fläche bemisst, die von den äußersten Anlagen umspannt wird [vgl. 11]. Dieser Ansatz wird im folgenden Abschnitt weitergeführt. Bereits jetzt sei darauf verwiesen, dass der tatsächliche Flächenbedarf in der Konsequenz entscheidend vom Zuschnitt der ausgewiesenen Fläche bzw. der Platzierung der Anlagen abhängt. So wird der Flächenbedarf des idealisierten Windparks in Abbildung 4 verschwindend gering, würden alle Anlagen (nahezu) auf einer Linie – vorzugsweise in Nebenwindrichtung – aufgereiht. Gleiches gilt für den Flächenbedarf einer einzelnen Anlage.

2.1.6 Von Windparks beanspruchte Fläche

Nach einer Methodik, entwickelt vom Bundesamt für Bauwesen und Raumordnung (BBR) [2], wurde mit Hilfe einer GIS-Analyse die von Windparks in Baden-Württemberg beanspruchte Fläche bestimmt. In einem ersten Schritt wurden hierzu Parkzugehörigkeiten ermittelt, indem um jede Windenergieanlage ein Puffer mit einem Radius von 500 m gezogen wurde.³ Sich berührende oder überschneidende Puffer wurden zusammengefasst. Zur Ermittlung der beanspruchten Fläche wurden im zweiten Schritt die resultierenden Windparkbezugsflächen soweit nach innen gepuffert, dass der verbleibende Puffer um die Anlagen dem mittleren Kippabstand des jeweiligen Parks entspricht. Abbildung 5 veranschaulicht das Vorgehen anhand eines Beispiels.

³ Mit einem Pufferradius von 500 m werden zwei WEA mit einem Abstand von maximal 1.000 m zu einem Windpark zusammengezogen. Dies entspricht dem 7-fachen Rotordurchmesser der Enercon E-141 EP4, der größten WEA im untersuchten Datenbestand.

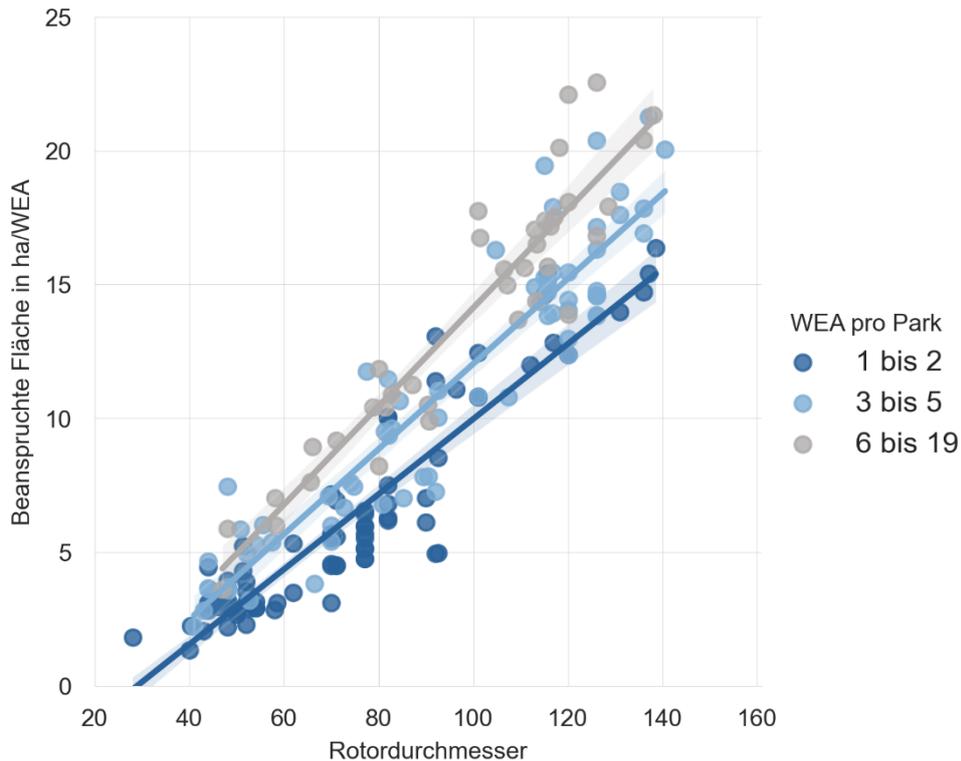


Eigene Darstellung.

Abbildung 5: Windparkbezugsfläche und beanspruchte Fläche eines Beispielwindparks

Auf Basis dieser Methodik wurden die 736 Bestandsanlagen 190 Windparks zugeordnet. Der kleinste Windpark besteht aus einer einzelnen Anlage und weist eine beanspruchte Fläche von 1,3 ha auf. Der größte Park umfasst 19 Anlagen und nimmt eine Fläche von 420 ha ein. Die Gesamtfläche beläuft sich auf rund 8.821 ha, was knapp 0,25 % der Landesfläche entspricht. Bezogen auf die installierte Bestandsleistung ergibt sich ein mittlerer Flächenbedarf von 5,5 ha/MW.

Wie in Abschnitt 2.1.5 dargelegt nehmen die Abstände zwischen den Anlagen eines Windparks mit dem Rotordurchmesser zu. Wie sich dies auf die beanspruchte Fläche auswirkt, ist in Abbildung 6 dargestellt. Die Abbildung zeigt ein Streudiagramm (inklusive Regressionsgeraden) mit dem mittleren Rotordurchmesser je Windpark auf der horizontalen Achse (x-Achse) und der beanspruchten Fläche je Windenergieanlage auf der vertikalen Achse (y-Achse). Es zeigt sich eine relativ starke Korrelation der beiden Größen (Korrelationskoeffizient: 0,92).

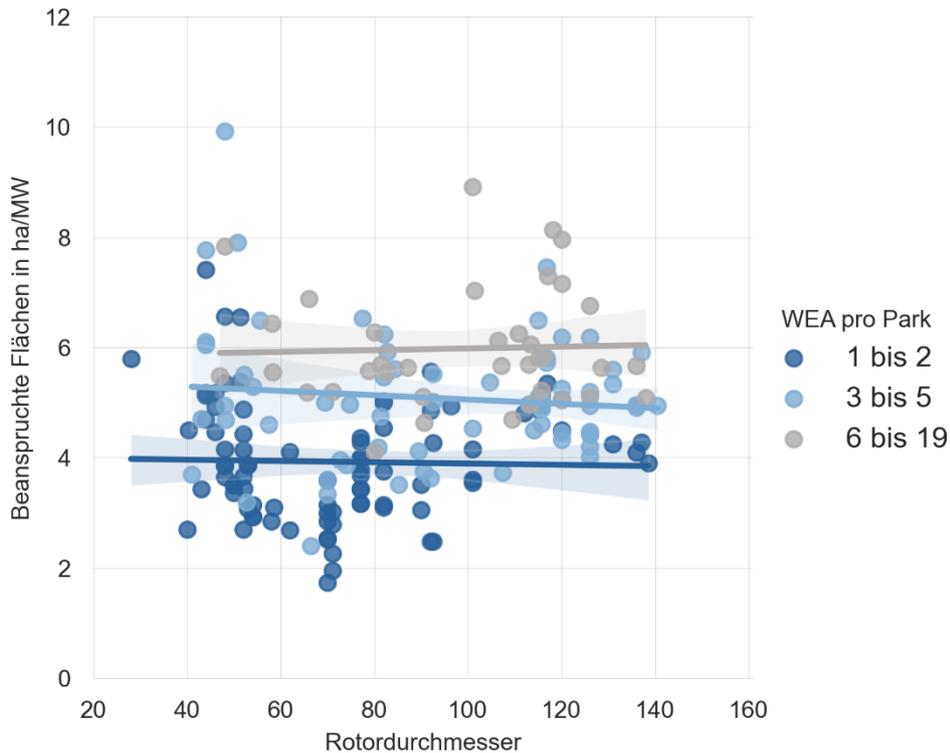


Eigene Darstellung.

Abbildung 6: Streudiagramm mit Regressionsgeraden zum Einfluss des mittleren Rotordurchmessers je Windpark (x-Achse) auf die beanspruchte Fläche je WEA (y-Achse).

Neben dem Einfluss des Rotordurchmessers zeigt sich zudem, dass die beanspruchte Fläche mit der Anzahl der Windenergieanlagen je Windpark steigt. Dieser Zusammenhang lässt sich darauf zurückführen, dass die Anlagen bei größeren Windparks nicht nur auf einer Linie (vorzugsweise in Nebenwindrichtung) platziert werden, sondern auch (in Hauptwindrichtung) hintereinander.

Da über die Jahre nicht nur der Rotordurchmesser, sondern auch die Leistung der Windenergieanlagen gestiegen ist, zeigt Abbildung 7 ergänzend den Zusammenhang zwischen Rotordurchmesser und der beanspruchten Fläche je Megawatt installierter Leistung. Die Korrelation der beiden Größen fällt mit einem Korrelationskoeffizienten von knapp 0,2 deutlich niedriger aus. Es ist kein eindeutiger Zusammenhang erkennbar. Aus der Beobachtung lässt sich schlussfolgern, dass der mit dem Rotordurchmesser steigende Flächenbedarf pro WEA durch die ebenfalls steigenden Nennleistungen der Anlagen kompensiert wird. Erhalten bleibt, dass die beanspruchte Fläche mit der Anzahl der Windenergieanlagen je Windpark wächst.



Eigene Darstellung.

Abbildung 7: Streudiagramm mit Regressionsgeraden zum Einfluss des mittleren Rotordurchmessers je Windpark (x-Achse) auf die beanspruchte Fläche je Megawatt installierter Leistung (y-Achse).

Die auf die installierte Leistung bezogene spezifische Flächeninanspruchnahme liegt im Mittel bei rund 5,5 ha/MW (= 8.821 ha / 1.607 MW). Der Durchschnittswert aus den windparkspezifischen Einzelwerten beträgt 4,7 ha/MW, der Median 4,8 ha/MW. Abbildung 8 zeigt ergänzend die Häufigkeitsverteilung.

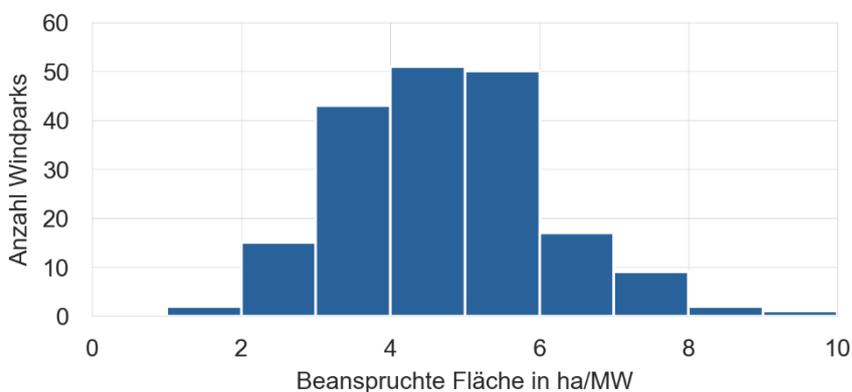


Abbildung 8: Häufigkeitsverteilung zur beanspruchten Fläche in ha/MW

2.1.7 Einordnung und Zwischenfazit zum spezifischen Flächenbedarf

Wieviel Fläche Windenergieanlagen an Land in Anspruch nehmen, hängt nicht zuletzt vom Bewertungsansatz ab. Mit einem Ansatz, entwickelt vom Bundesamt für Bauwesen und Raumordnung (BBR) [2] wurde die von Windparks in Baden-Württemberg beanspruchte Fläche bestimmt. Diese übersteigt die tatsächlich versiegelten Flächen für Fundament, Kranstellplatz und Zuwegung um ein Vielfaches und nimmt mit dem Rotordurchmesser zu. Durch die gleichzeitig wachsenden Nennleistungen wird der steigende Flächenbedarf je Windenergieanlage jedoch kompensiert. Ferner konnte gezeigt werden, dass der spezifische Flächenbedarf (ha/MW) tendenziell mit der Anzahl der Windenergieanlagen eines Parks zunimmt.

Im Folgenden werden die vorgestellten Ergebnisse mit denen anderer Arbeiten verglichen. Im Fokus stehen die Kennzahlen zum spezifischen Flächenbedarf. Dabei wird insbesondere auf die methodischen Unterschiede eingegangen und herausgearbeitet, wie die jeweiligen Ergebnisse im Kontext der planungsrechtlichen Ausweisung von Flächen und dem im Klimaschutzgesetz verankerten Flächenziel einzuordnen sind.

Gemäß der Potenzialanalyse 2019 [4] ist in Baden-Württemberg eine Fläche von rund 220.000 ha für die Nutzung der Windenergie geeignet. Weitere 199.000 ha erfüllen die Anforderungen an die Windhöflichkeit, sind jedoch mit Flächenrestriktionen behaftet. Mit Hilfe eines Simulationsverfahrens wurde abgeschätzt, dass sich auf den identifizierten Flächen unter Einhaltung gängiger Abstände (5D in Hauptwindrichtung, 3D in Nebenwindrichtung; vgl. Abschnitt 2.1.5) bis zu 12.000 bzw. 8.000 Windenergieanlagen errichten ließen. Als Referenz diente eine Anlage mit einem Rotordurchmesser von 150 m und einer Nennleistung von 4,2 MW. Aus der Potenzialfläche, der Anzahl der Windenergieanlagen und deren Nennleistung lässt sich die spezifische Flächeninanspruchnahme berechnen. Diese liegt im Fall der geeigneten Flächen bei 4,4 ha/MW und im Fall der bedingt geeigneten Flächen bei 5,9 ha/MW.

Eine Studie im Auftrag des Umweltbundesamtes hat 2019 die kurz- bis mittelfristig verfügbare Flächenkulisse in Deutschland untersucht und vergleichbar zu [4] mit Hilfe eines Platzierungsalgorithmus unter Einhaltung gängiger Abstände (5D/3D) das darauf theoretisch realisierbare Leistungspotenzial berechnet. Die Autoren der Studie unterstellten eine bundesweit einheitliche Nennleistung von 3,5 MW und variierten den Rotordurchmesser der verwendeten Referenzanlage – angepasst an die Windhöflichkeit sowie unter Berücksichtigung des 2017er Zubaus – zwischen 118 und 139 m. Das Ergebnis: Auf den bundesweit ausgewiesenen Windflächen im Umfang von 313.100 ha könnte langfristig – unter Vernachlässigung bestehender Windenergieanlagen („grüne Wiese“) – eine maximale Leistung von 80,7 GW realisiert werden. Daraus leitet sich ein spezifischer Flächenbedarf in Höhe von 3,9 ha/MW ab.

Im Rahmen des Folgevorhabens („Flächenverfügbarkeit und Flächenbedarfe für den Ausbau der Windenergie an Land“) hat das Umweltbundesamt den Flächenbedarf zur Erreichung verschiedener Ausbauziele berechnen lassen. Als Referenz für den Zubau nutzen die Autoren eine Anlage mit einem Rotordurchmesser von 165 m und einer Nennleistung von 6,2 MW an Starkwindstandorten bzw. 4,9 MW an Schwachwindstandorten [12]. Vorläufigen Ergebnissen

zufolge ist für eine installierte Leistung von 71 GW eine Fläche von rund 300.000 ha erforderlich [13]. Dies entspricht einem spezifischen Flächenbedarf von rund 4,2 ha/MW. Unter Berücksichtigung der getroffenen Annahme, dass 30 % der Fläche nicht nutzbar ist, sinkt die auf den verbleibenden Flächenanteil bezogene spezifische Flächeninanspruchnahme auf 3,0 ha/MW. Aus den Abschätzungen zu weiteren Ausbauzielen (80 GW, 130 GW und 155 GW) gehen vergleichbare spezifische (Netto-)Bedarfe hervor. Die Spanne reicht von 3,0 bis 3,2 ha/MW.

Bis hierhin lässt sich festhalten: Die spezifischen Flächenbedarfe, die sich aus den Ergebnissen der zitierten Arbeiten ableiten lassen, und die Bedarfe, die im vorliegenden Forschungsvorhaben unter Anwendung der Methodik aus [2] berechnet wurden (Mittelwert 5,5 ha/MW, vgl. Abschnitt 2.1.6), liegen in derselben Größenordnung, wenngleich sich im Detail Differenzen ergeben. Insbesondere die Zwischenergebnisse der jüngsten UBA-Studie legen geringere Flächenbedarfe nahe.

Methodisch bestehen dagegen deutliche Unterschiede. Der im vorliegenden Vorhaben angewendete Ansatz setzt auf bestehenden Windparks auf und berücksichtigt – vereinfacht ausgedrückt – die von den äußeren Anlagen umschlossene Fläche zuzüglich eines Schutzabstands (Kippabstandsflächen). Der Ausgangspunkt in den zum Vergleich herangezogenen Studien ist dagegen eine vorhandene Fläche, in die mit Hilfe eines Algorithmus möglichst viele Anlagen platziert werden. Der im vorliegenden Vorhaben angesetzte Kippabstand spielt dabei keine Rolle. Auch die in einigen Bundesländern geltende Vorgabe, dass die Rotorblattspitze innerhalb der ausgewiesenen Fläche liegen muss („Rotor-in-Planung“), wurde zumindest im Rahmen der UBA-Studien [13, 14] vernachlässigt.⁴ Die Türme können folglich am Rand einer Fläche platziert werden, sodass die Rotoren über die Fläche hinausragen. Gleichwohl bleiben je nach Zuschnitt und Ausrichtung der Flächen zwangsläufig (Rand-)Bereiche frei, die aufgrund der regelmäßig angesetzten Abstände zwischen Anlagen (5D/3D) nicht mit weiteren Anlagen besetzt werden können.

Welche Konsequenzen eine Rotor-in-Planung auf die nutzbare Fläche haben, zeigt eine Ad-hoc-Analyse [15] des bereits erwähnten UBA-Vorhabens „Flächenverfügbarkeit und Flächenbedarfe für den Ausbau der Windenergie an Land“. Demnach verringert sich die verfügbare Fläche durch eine Rotor-in-Planung bei der im Vorhaben genutzten Referenzanlage mit einem Rotordurchmesser von 165 m im Mittel um 40 %. Der Effekt hänge jedoch stark von der Größe der Einzelflächen ab. So wirke sich die Umrechnung von Rotor-in zu Rotor-out bei einer kleinen Fläche deutlich stärker auf die verbleibende Fläche aus.

Die Ad-hoc-Analyse [15] macht den Einfluss deutlich, der von einer Pufferung der Flächen ausgeht. Im Hinblick auf die Frage, wieviel Fläche für einen bestimmten Zubau ausgeschrieben werden muss, ist folglich zu vermuten, dass der im vorliegenden Vorhaben angesetzte Schutzabstand (Kippabstand) zu einer Überschätzung des spezifischen Flächenbedarfs führt.

⁴ Ob im Rahmen der Potenzialanalyse BW [4] eine entsprechende Vorgabe berücksichtigt wurde, geht aus der Dokumentation nicht eindeutig hervor.

Zudem ist anzumerken, dass die Analysen von [15] ergeben, dass die Flächeneffizienz mit zunehmendem Rotordurchmesser steigt. Ein Ergebnis, dass sich unter Verwendung des vom BBR entwickelten Bewertungsansatzes nicht zeigen ließ (vgl. Abbildung 7 in Abschnitt 2.1.6).

Im Hinblick auf das Flächenziel bzw. die zur Erreichung der Ausbauziele erforderlichen Flächen, gilt es ferner zu berücksichtigen, dass sich in der Regel ein Teil der ausgewiesenen Flächen später als nicht nutzbar erweist. Das vom Umweltbundesamt beauftragte Vorhaben kalkuliert diesbezüglich mit einem Anteil von 30 %. Die Analysen zur Eignung der in Baden-Württemberg ausgewiesenen Flächen deuten – zumindest historisch – auf einen noch höheren Anteil hin.

2.1.8 Konvexe Hülle von Windparks

Wie in Abschnitt 2.1.7 diskutiert führt die Berücksichtigung des Schutzabstandes im Ansatz des BBR [2] im vorliegenden Kontext potenziell zu einer Überschätzung des spezifischen Flächenbedarfs. Um dem Bedarf in einer Rotor-out-Planung näher zu kommen, wurde daher ein weiterer Bewertungsansatz herangezogen: Die konvexe Hülle eines Windparks. Analog zu Abschnitt 2.1.6 wurden die bestehenden Windenergieanlagen zunächst zu Windparks zusammengefasst, indem um jede Anlage ein Puffer von 500 m gezogen wurde (Windparkbezugsfläche). Um die Anlagen eines Windparks wurde dann eine konvexe Hülle gelegt und die Fläche mit einem pauschalen Turmfußradius von 7,5 m gepuffert.⁵ Abbildung 9 veranschaulicht das Vorgehen und den Unterschied zum Ansatz des BBR (gestrichelte Linie). Während die Kippabstandsflächen entfallen, werden an anderer Stelle zusätzliche Flächen von der konvexen Hülle eingeschlossen.

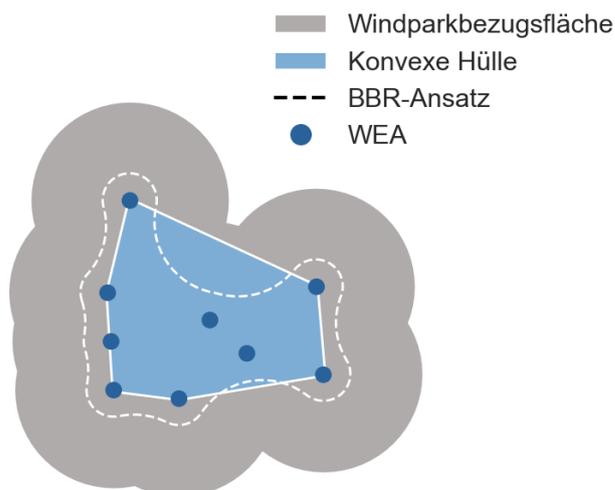


Abbildung 9: Konvexe Hülle eines Beispielwindparks

⁵ Die Pufferweite erfolgte in Anlehnung an [15] und vernachlässigt, dass der Turmfußradius mit der Gesamtdimension wächst.

In Summe nimmt der Flächenbedarf jedoch ab. Die Gesamtfläche aller Windparks sinkt von 8.821 ha (BBR-Ansatz) auf 6.010 ha (Konvexe Hülle). Der mittlere spezifische Flächenbedarf fällt von 5,5 auf 3,7 ha/MW (= 6.010 ha / 1.607 MW). Abbildung 10 zeigt die Verteilung der windparkspezifischen Einzelwerte, deren Mittelwert bei 1,8 ha/MW liegt (Median 0,7 ha/MW). Auffällig ist die hohe Anzahl von Windparks mit Werten kleiner 1 ha/MW, die aus dem Umstand resultiert, dass 60 % der bestehenden Windparks nicht mehr als drei Windenergieanlagen umfassen. Lediglich 20 % der Windparks weisen einen spezifischen Flächenbedarf oberhalb des (gewichteten) Mittelwerts von 3,7 ha/MW aus. Ihr Anteil an der Gesamtfläche beträgt dagegen knapp 80 %.

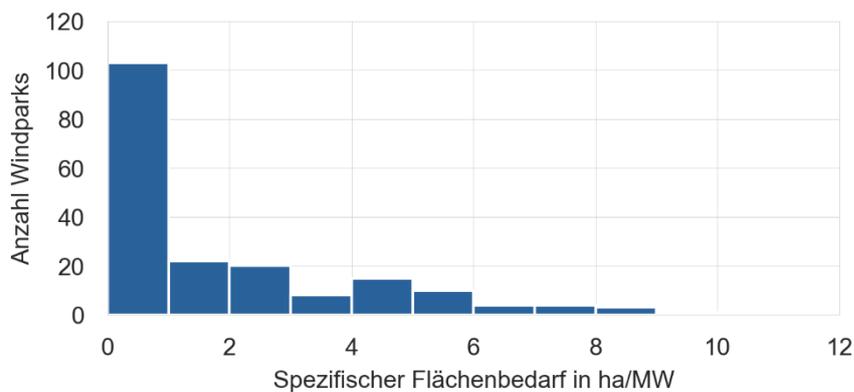


Abbildung 10: Histogramm zum spezifischen Flächenbedarf basierend auf der konvexen Hülle eines Windparks

Es wird deutlich, dass der Ansatz vor allem bei kleinen Windparks mit wenigen Anlagen erstens zu äußerst niedrigen spezifischen Flächenbedarfen führt (vgl. Abbildung 11) und zweitens zu Flächenzuschnitten, die kaum der Ausweisungspraxis entsprechen.

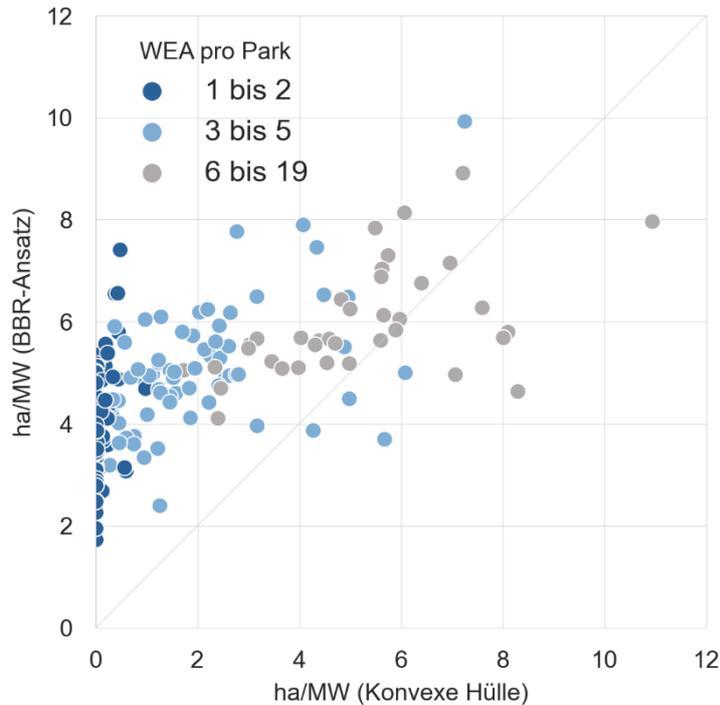


Abbildung 11: Streudiagramm zu spezifischen Flächenbedarfen nach Bewertungsansatz

2.1.9 Umfang und Eignung ausgewiesener Flächen

Ausgewiesene Flächen: Status quo

Die Regionalplanung in Baden-Württemberg liegt in den Händen der zwölf Regionalverbände. Seit der Änderung des Landesplanungsgesetzes (LplG) im Jahr 2012 dürfen Standorte für regional bedeutsame Windkraftanlagen nur noch in Form von Vorranggebieten ohne außer-gebietliche Ausschlusswirkung festgelegt werden (vgl. § 11 Absatz 7 LplG). Andere raumbedeutsame Nutzungen innerhalb dieser Gebiete sind in der Folge ausgeschlossen. Ausgenommen hiervon ist die grenzüberschreitende Region Donau-Iller. Gemäß Artikel 19 Absatz 3 des Staatsvertrags zwischen dem Land Baden-Württemberg und dem Freistaat Bayern vom 31. März 1973 müssen Standorte für regionalbedeutsame Windkraftanlagen als Vorranggebiete und die übrigen Gebiete der Region als Ausschlussgebiete festgelegt werden.⁶

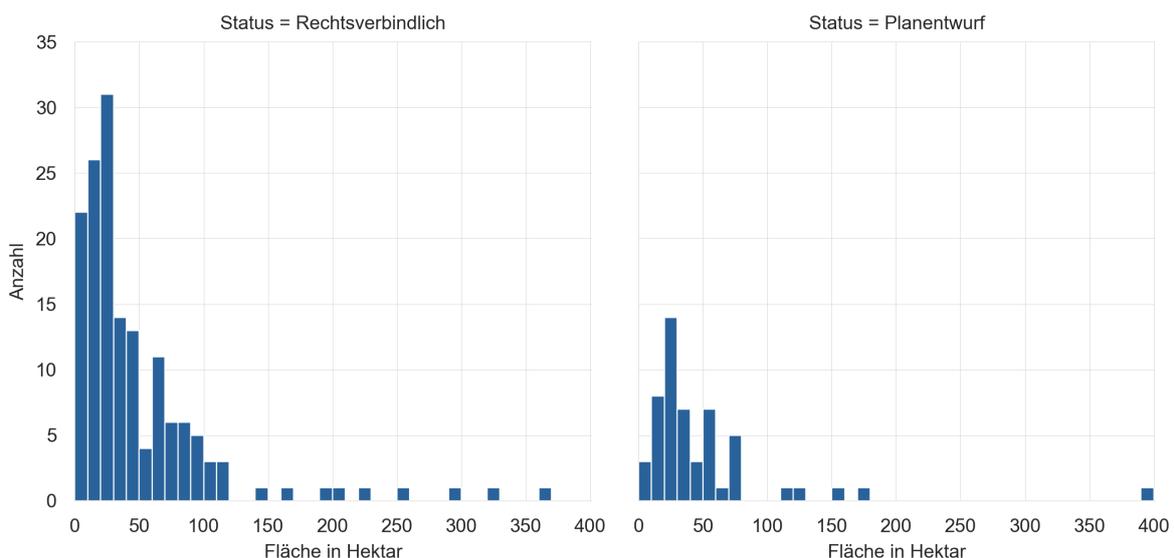
Zum 31. Dezember 2020 waren in sechs Regionalverbänden Regionalpläne mit Flächenausweisungen für die Windenergienutzung rechtskräftig. Die ausgewiesenen Vorranggebiete haben eine Gesamtfläche von rund 7.600 ha, was rund 0,2 % der Landesflächen entspricht. Davon entfallen rund 6.700 ha auf Vorranggebiete ohne Ausschlusswirkung und rund 900 ha auf Vorranggebiete mit Ausschlusswirkung. Die vorliegenden Planentwürfe der Regionen Rhein-Neckar und Stuttgart beinhalten Vorranggebieten im Umfang von rund 520 und 2.150 ha.

⁶ Staatsvertrag über die Zusammenarbeit bei der Landesentwicklung und über die Regionalplanung in der Region Donau-Iller vom 31. März 1973 (GVBl. S. 305, BayRS 01-1-7-W), der zuletzt durch Abkommen vom 17. Januar 2011 (GVBl. S. 430, 546) geändert worden ist.

Tabelle 1: Status und Umfang der für die Windenergienutzung ausgewiesenen Flächen auf Ebene der Regionalplanung

Region	Fläche in ha	Fläche in %	Status
Bodensee-Oberschwaben	-	-	-
Donau-Iller	885	0,31 %	Rechtsverbindlich
Heilbronn-Franken	1.624	0,34 %	Rechtsverbindlich
Hochrhein-Bodensee	487	0,18 %	Rechtsverbindlich
Mittlerer Oberrhein	-	-	-
Neckar-Alb	-	-	-
Nordschwarzwald	-	-	-
Ostwürttemberg	3.250	1,52 %	Rechtsverbindlich
Rhein-Neckar	516	0,21 %	Planentwurf
Schwarzwald-Baar-Heuberg	450	0,18 %	Rechtsverbindlich
Stuttgart	2.146	0,59 %	Planentwurf
Südlicher Oberrhein	901	0,22 %	Rechtsverbindlich
Gesamt	10.259	0,29 %	

Die ausgewerteten Regionalpläne enthalten insgesamt 114 rechtsverbindliche Vorranggebiete sowie 43 Vorranggebiete im Entwurfsstatus. Die Gebiete weisen eine Größe von 3,7 bis 671 ha auf, wobei sich einige von ihnen aus mehreren, räumlich getrennten Teilflächen zusammensetzen. Abbildung 12 zeigt ein Histogramm zur Größe der Teilflächen. Der Mittelwert beträgt rund 50 ha. Der Median liegt bei 30 ha.



Eigene Darstellung.

Abbildung 12: Histogramme zur Größe der auf Ebene der Regionalplanung ausgewiesenen Teilflächen (links: rechtsverbindlich, rechts: Planentwurf)

Auf der Ebene der Flächennutzungsplanung liegen grundsätzlich für alle Regionen Daten vor. Gemäß [3] ist jedoch nicht auszuschließen, dass einzelne Flächennutzungspläne, die vor Änderung des Landesplanungsgesetzes im Jahr 2012 erstellt wurden (sogenannte Alt-Flächennutzungspläne), fehlen. Zudem sei davon auszugehen, dass der überwiegenden Anzahl der Windflächennutzungspläne im Land eine Ausschlusswirkung nach § 35 Abs. 3 S. 3 BauGB zukommt. Bei Alt-Flächennutzungsplänen sei dies zumindest „meist“ der Fall. Ob eine Ausschlusswirkung besteht oder nicht, geht aus den vorliegenden GIS-Daten nicht hervor. Im Länderbericht an den Bund-Länder-Kooperationsausschuss [3] wird ferner darauf verwiesen, dass die in den GIS-Daten enthaltenen Flächennutzungspläne mehrheitlich von den Regierungspräsidien auf Grundlage von Planzeichnungen in Papierform oder im PDF-Format digitalisiert wurden. Daher seien geringfügige Lageabweichungen möglich. Diesbezüglich haben die Analysen eine systematische Verschiebung zwischen den Regional- und Flächennutzungsplänen in der Region Südlicher Oberrhein in der Größenordnung von 125 m ergeben.

Die rechtsverbindlichen Flächennutzungspläne umfassen eine Gesamtfläche von rund 12.960 ha, die Planentwürfe 28.950 ha.⁷ Tabelle 2 schlüsselt den Umfang der Flächen nach Regionen auf.⁸

Tabelle 2: Umfang der für die Windenergienutzung ausgewiesenen Flächen auf Ebene der Flächennutzungsplanung

Region	Rechtsverbindlich ausgewiesene Flächen		Flächen im Planentwurf in ha	
	[ha]	[%]	[ha]	[%]
Bodensee-Oberschwaben	1.599	0,46 %	2.884	0,82 %
Donau-Iller	281	0,10 %	4	0,00 %
Heilbronn-Franken	3.900	0,82 %	4.661	0,98 %
Hochrhein-Bodensee	485	0,18 %	1.886	0,68 %
Mittlerer Oberrhein	855	0,40 %	1.936	0,91 %
Neckar-Alb	423	0,17 %	2.714	1,07 %
Nordschwarzwald	531	0,23 %	1.465	0,63 %
Ostwürttemberg	2.196	1,03 %	1.299	0,61 %
Rhein-Neckar	331	0,14 %	1.934	0,79 %
Schwarzwald-Baar-Heuberg	776	0,31 %	2.079	0,82 %
Stuttgart	120	0,03 %	1.346	0,37 %
Südlicher Oberrhein	1.461	0,36 %	6.741	1,66 %
Gesamt	12.959	0,36 %	28.951	0,81 %

⁷ Die vorliegende Shape-Datei zu rechtsverbindlichen Flächennutzungsplänen weist einige ungültige Objekte auf. Nach Auflösung der Fehler durch eine geometrische Vereinigung aller Einzelflächen fällt die Gesamtfläche rund 1 % niedriger aus als in [3] angegeben (13.098 ha).

⁸ Für die Zuordnung der Flächen zu Regionen wurde der Datensatz mit einer Karte der Regionen vom Landesamt für Geoinformation und Landesentwicklung überlagert. Eine gewisse Unschärfe kann daher nicht ausgeschlossen werden.

Eine Überlagerung der rechtsverbindlichen Pläne ergibt, dass rund 0,45 % der Landesfläche (16.222 ha) entweder auf Ebene der Regionalplanung- oder auf Ebene der Flächennutzungsplanung für die Nutzung der Windenergie ausgewiesen ist.

Tabelle 3: Umfang der rechtsverbindlichen Regional- und Flächennutzungspläne (geometrische Vereinigung)

Region	Fläche [ha]	Fläche [%]
Bodensee-Oberschwaben	1.599	0,46%
Donau-Iller	959	0,33%
Heilbronn-Franken	4.357	0,92%
Hochrhein-Bodensee	800	0,29%
Mittlerer Oberrhein	855	0,40%
Neckar-Alb	423	0,17%
Nordschwarzwald	531	0,23%
Ostwürttemberg	3.376	1,58%
Rhein-Neckar	332	0,14%
Schwarzwald-Baar-Heuberg	961	0,38%
Stuttgart	120	0,03%
Südlicher Oberrhein	1.908	0,47%
Gesamt	16.222	0,45%

Belegung ausgewiesener Flächen

Im Hinblick auf den weiteren Ausbau der Windenergienutzung stellt sich die Frage, wie viele der ausgewiesenen Flächen bereits genutzt werden bzw. noch für neue Projekte zur Verfügung stehen. Hierzu wurde zum einen bestimmt, in wie vielen Vorranggebieten mindestens eine Windenergieanlage realisiert wurde, und zum anderen, wie groß das verbleibende Restpotenzial nach Abzug von Abstandsflächen um die bestehenden Windenergieanlagen ist.

Tabelle 4 gibt einen Überblick über den Anteil von Vorranggebieten mit mindestens einer Windenergieanlage. Demnach wird etwas mehr als die Hälfte (54,1 %) der Gebiete bereits in Anspruch genommen. Unter den rechtsverbindlichen ausgewiesenen Gebieten fällt der Anteil mit 62,3 % erwartungsgemäß etwas höher aus. Den höchsten Nutzungsgrad erreicht die Region Heilbronn-Franken mit 88,9 % (32 von 36 Gebieten), gefolgt von Ostwürttemberg mit 85,0 % (17 von 20 Gebieten).

Tabelle 4: Anteil von Vorranggebieten mit mindestens einer Windenergieanlage

Region	Vorranggebiete [Anzahl]	davon genutzt [Anzahl]	davon genutzt [Anteil]
Donau-Iller	19	7	36,8 %
Heilbronn-Franken	36	32	88,9 %
Hochrhein-Bodensee	7	3	42,9 %
Ostwürttemberg	20	17	85,0 %
Rhein-Neckar	9	5	55,6 %
Schwarzwald-Baar-Heuberg	14	6	42,9 %
Stuttgart	34	9	26,5 %
Südlicher Oberrhein	18	6	33,3 %
Gesamt	157	85	54,1 %

Auf Ebene der Flächennutzungsplanung werden 172 rechtsverbindlich ausgewiesene Flächen bereits genutzt. Dies entspricht einem Anteil von rund 44,9 %. Bei den Planentwürfen fällt der Anteil mit 8,0 % erwartungsgemäß deutlich niedriger aus.

Zur Ermittlung der Restflächen wurden Abstandsellipsen (5D/3D, vgl. Abschnitt 2.1.5) um bestehende Windenergieanlagen gelegt und von den ausgewiesenen Flächen abgezogen. Auf der Ebene der Regionalplanung ergaben sich dabei Restflächen im Umfang von rund 4.860 ha, was einem Anteil an der ausgewiesenen Fläche von rund 47,4 % entspricht (siehe Tabelle 5). Davon entfallen etwa 3.290 ha auf rechtsverbindlich ausgewiesene Vorranggebiete.

Tabelle 5: Restflächen auf Ebene der Regionalplanung

Region	Ausgewiesene Fläche [ha]	Restfläche [ha]	Restfläche [Anteil]
Donau-Iller	885	608	68,7 %
Heilbronn-Franken	1.624	280	17,2 %
Hochrhein-Bodensee	487	276	56,7 %
Ostwürttemberg	3.250	1.259	38,7 %
Rhein-Neckar	516	237	46,0 %
Scharzwald-Baar-Heuberg	450	328	72,8 %
Stuttgart	2.146	1.338	62,3 %
Südlicher Oberrhein	901	539	59,8 %
Gesamt	10.259	4.864	47,4 %

Bei den rechtsverbindlich ausgewiesenen Flächennutzungsplänen bleibt nach Abzug der Abstandsellipsen eine Fläche von 7.402 ha (57,1 %) bestehen, bei den Planentwürfen sind es rund 26.270 ha (90,7 %).

Eignung ausgewiesener Flächen

Um die Eignung der ausgewiesenen Flächen bewerten zu können, wurden diese mit den 2019 im Rahmen der Potenzialanalyse [4] ermittelten Windpotenzialflächen verschnitten. Tabelle 6 zeigt hierzu den Umfang der Potenzialflächen je Region. Die Potenzialflächen sind in zwei Klassen eingestuft: geeignet und bedingt geeignet. Die geeigneten Flächen weisen in 160 m

Höhe eine mittleren gekappten Windleistungsdichte von mindestens 215 W/m² auf und liegen außerhalb von Ausschluss- und Restriktionsflächen. Die bedingt geeigneten Flächen erfüllen dieselben Mindestanforderungen bezüglich der Windhöffigkeit, sind jedoch mit Flächenrestriktionen behaftet, die hinsichtlich der Eignungsbewertung eine Einzelfallprüfung nach sich ziehen.

Tabelle 6: Windpotenzialflächen je Region

Region	Geeignet		Bedingt geeignet	
	[ha]	[%]	[ha]	[%]
Bodensee-Oberschwaben	15.500	4,43 %	3.802	1,09 %
Donau-Iller	32.522	11,27 %	30.631	10,62 %
Heilbronn-Franken	77.027	16,18 %	28.194	5,92 %
Hochrhein-Bodensee	836	0,30 %	3.915	1,42 %
Mittlerer Oberrhein	10.208	4,78 %	21.821	10,22 %
Neckar-Alb	20.576	8,14 %	20.893	8,27 %
Nordschwarzwald	6.293	2,69 %	29.309	12,54 %
Ostwürttemberg	13.134	6,15 %	6.179	2,89 %
Rhein-Neckar	24.156	9,90 %	15.309	6,28 %
Schwarzwald-Baar-Heuberg	4.963	1,96 %	5.994	2,37 %
Stuttgart	8.747	2,40 %	14.906	4,08 %
Südlicher Oberrhein	6.666	1,64 %	18.488	4,54 %
Gesamt	220.629	6,17 %	199.440	5,58 %

Auf der Ebene der Regionalplanung ist rund die Hälfte (5.093 von 10.259 ha) der insgesamt ausgewiesenen Flächen für die Windenergienutzung geeignet (siehe Tabelle 7). Weitere 16 % der Flächen sind bedingt geeignet. Bei den Restflächen zeigt sich ein ähnliches Bild: 45 % der noch nicht belegten Flächen können als geeignet eingestuft werden, weitere 17 % als bedingt geeignet. Zwischen den Regionen zeigen sich jedoch größere Unterschiede. Bei den Restflächen liegt die Spanne zwischen 7 % (Hochrhein-Bodensee) und 89 % (Rhein-Neckar), bei den insgesamt ausgeschriebenen Flächen zwischen 21 % (Hochrhein-Bodensee) und 91 % (Rhein-Neckar).

Tabelle 7: Eignung der auf Ebene der Regionalplanung ausgewiesenen Flächen und Restflächen

Region	Ausgewiesene Flächen davon				Restflächen davon			
	geeignet		bedingt geeignet		geeignet		bedingt geeignet	
	[ha]	[%]	[ha]	[%]	[ha]	[%]	[ha]	[%]
Bodensee-Oberschwaben	-	-	-	-	-	-	-	-
Donau-Iller	475	54 %	180	20 %	416	68 %	119	20 %
Heilbronn-Franken	1.214	75 %	47	3 %	186	66 %	1	0 %
Hochrhein-Bodensee	103	21 %	194	40 %	19	7 %	111	40 %
Mittlerer Oberrhein	-	-	-	-	-	-	-	-
Neckar-Alb	-	-	-	-	-	-	-	-
Nordschwarzwald	-	-	-	-	-	-	-	-
Ostwürttemberg	1.616	50 %	131	4 %	688	55 %	31	2 %
Rhein-Neckar	468	91 %	6	1 %	212	89 %	6	3 %
Schwarzwald-Baar-Heuberg	97	22 %	72	16 %	77	23 %	54	16 %
Stuttgart	778	36 %	615	29 %	435	33 %	274	20 %
Südlicher Oberrhein	343	38 %	421	47 %	172	32 %	249	46 %
Gesamt	5.093	49,6 %	1.667	16,2 %	2.205	45,3 %	845	17,4 %

Auf Ebene der Flächennutzungsplanung erweisen sich rund 43 % (5.609 ha) der rechtsverbindlich ausgewiesenen Flächen als geeignet und weitere 14 % (1.761 ha) als bedingt geeignet. Von den Restflächen eignen sich 33 % (2.439 ha), während 15 % (1.110 ha) als bedingt geeignet einzustufen sind.

Tabelle 8: Eignung der auf Ebene der Flächennutzungsplanung rechtsverbindlich ausgewiesenen Flächen und Restflächen

Region	Ausgewiesen				Restflächen			
	geeignet		bedingt geeignet		geeignet		bedingt geeignet	
	[ha]	[%]	[ha]	[%]	[ha]	[%]	[ha]	[%]
Bodensee-Oberschwaben	462	29 %	2	0 %	462	29 %	2	0 %
Donau-Iller	108	38 %	29	10 %	56	51 %	27	24 %
Heilbronn-Franken	2897	74 %	107	3 %	724	64 %	41	4 %
Hochrhein-Bodensee	53	11 %	270	56 %	34	9 %	177	49 %
Mittlerer Oberrhein	135	16 %	152	18 %	135	16 %	152	18 %
Neckar-Alb	271	64 %	20	5 %	269	67 %	20	5 %
Nordschwarzwald	0	0 %	443	83 %	0	0 %	179	89 %
Ostwürttemberg	965	44 %	55	3 %	316	40 %	28	4 %
Rhein-Neckar	215	65 %	0	0 %	152	65 %	0	0 %
Schwarzwald-Baar-Heuberg	79	10 %	138	18 %	67	10 %	137	21 %
Stuttgart	4	3 %	73	61 %	-	-	45	73 %
Südlicher Oberrhein	421	29 %	472	32 %	225	22 %	301	29 %
Gesamt	5.609	43 %	1.761	14 %	2.439	33 %	1.110	15 %

2.2 Photovoltaik

Für Photovoltaik-Freiflächenanlagen in Baden-Württemberg wurden zwei Analysen durchgeführt. Zum einen eine Auswertung und Hochrechnung der Flächeninanspruchnahme nach Flächenkategorien auf Basis der Daten des Marktstammdatenregisters (MaStR). Zum anderen eine GIS-basierte Analyse zur Lage der Anlagen nach verschiedenen Kategorien der Flurbilanz. Letztere dient zur Bewertung nach natürlichen und landwirtschaftlichen Gesichtspunkten. In den folgenden Unterkapiteln werden zunächst die jeweiligen Methoden und Datenquellen erläutert, anschließend werden die Ergebnisse dargestellt und eingeordnet.

2.2.1 Datengrundlagen und Vorgehensweise

Vorgehensweise und Daten Marktstammdatenregisterauswertung

Das Marktstammdatenregister (MaStR) umfasst alle Anlagen zur Stromerzeugung in Deutschland. Je nach Technologie werden verschiedene charakteristische Anlagenmerkmale erfasst. Die Datenbasis erlaubt eine konsistente Auswertung des gesamten Anlagenbestandes der PV-Freiflächenanlagen nach Flächenkategorien und Flächeninanspruchnahme. Die Daten des MaStR werden direkt von den jeweiligen Anlagenbetreibern gemeldet. Wenngleich die Datenqualität in den meisten Fällen hoch ist, so gibt es trotz durchlaufener Netzbetreiberprüfung Datensätze, die für die vorliegende Fragestellung nicht plausibel sind. Dies betrifft zu meist die Angabe zur Flächeninanspruchnahme in Hektar, die entweder nicht enthalten ist oder einen nicht plausiblen Wert⁹ gemessen an der Anlagenleistung enthält. Bevor die Datensätze ausgewertet wurden, wurde deshalb zunächst eine Plausibilitätsprüfung durchgeführt. Die Plausibilitätsprüfung erfolgte auf Basis des Ansatzes in [16]. Demnach wurden Datensätze als nicht plausibel eingestuft, wenn sie ha/MW-Werte aufweisen, die weniger als 50 % beziehungsweise mehr als das doppelte (starre Anlagen) beziehungsweise dreifache (nachgeführte Anlagen) des mittleren Werts in der Literatur [17] betragen (für 2020/2021 wurden als mittlere Werte 1,1 ha/MW beziehungsweise 1,0 ha/MW angesetzt). Mittels der geschilderten Vorgehensweise wurden für alle Inbetriebnahmejahre und Flächenkategorien leistungsgewichtete spezifische ha/MW-Werte berechnet. Mit diesen Werten wurde die Flächeninanspruchnahme für Anlagen mit fehlender oder nicht plausibler Flächenangabe hochgerechnet.

Im Hinblick auf die im MaStR angegebenen Flächenkategorien muss darauf hingewiesen werden, dass diese im Einzelfall Unschärfen aufweisen können sowie abstrahiert von den EEG-Flächenkategorien zu betrachten sind. So gibt es beispielsweise ältere Anlagen, die der Kategorie Ackerland zugeordnet sind, obwohl diese zu einem Zeitpunkt installiert wurden, als diese Flächenkategorie im EEG nicht vergütungsfähig war. Dies kann aus Sicht des Anlagenbetreibers durchaus korrekt sein, weil es Überlappungen zwischen den Flächenkategorien gibt. Im beschriebenen Fall könnte die Anlage EEG-vergütungsrechtlich den Seitenrandstreifen zugeordnet sein, aber im eigentlich Sinn auf einer Ackerfläche stehen.

⁹ Z.B. entstehen Einheitenfehler aufgrund des Umrechnungsfaktors von 1 ha = 10.000 m².

Vorgehensweise und Daten GIS-Analyse

Zur Validierung der Flächenangaben (Hektar) im MaStR sowie zur weiteren Klassifizierung der von Freiflächenanlagen beanspruchten Flächen wurde eine GIS-Analyse durchgeführt. Da im MaStR lediglich Punktkoordinaten hinterlegt sind, wurde mit der freien Software QGIS die genaue Lage und Ausdehnung von Freiflächenanlagen über Orthofotos bestimmt und die resultierenden Polygon-Objekte den Einheiten im MaStR zugeordnet. Dabei wurden zwei verschiedene Definitionen für die Ausdehnung der Anlagen betrachtet: Eine enge Definition, orientiert am Modulfeld, sowie eine weite Definition, orientiert an äußeren Flächenbegrenzungen wie z. B. einem Zaun, der die Anlage umschließt (siehe Abbildung 13).



Google, Bilder © 2021 GeoBasis-DE/BKG, GeoContent, Maxar Technologies, Kartendaten © 2021 GeoBasis-DE/BKG (©2009)

Abbildung 13: Ausdehnung von Freiflächenanlagen nach einer engen Definition (rotes Polygon, orientiert am Modulfeld) sowie einer weiten Definition (blaues Polygon, orientiert an äußerer Begrenzung)

Um den Aufwand für die händisch, visuelle Bestimmung der Lage und Ausdehnung der Anlagen zu begrenzen, wurde die Auswertung grundsätzlich auf in Betrieb befindliche Freiflächenanlagen und sonstige bauliche Anlagen (ohne Gebäude) mit einer Bruttoleistung über 500 kW beschränkt. Einheiten bis 500 kW wurden berücksichtigt, sofern sie Teil größerer Anlagen sind.

Nicht für alle im Untersuchungsraum liegenden Anlagen/Einheiten ließ sich die Lage und Ausdehnung zweifelsfrei bestimmen. Die häufigsten Ursachen dafür waren falsche Koordinaten im MaStR sowie veraltete Orthofotos. Ferner hat die Existenz mehrerer Baustufen in Teilen eine zweifelsfreie Zuordnung der auf den Orthofotos identifizierten Anlagenteile zu den Einheiten im MaStR verhindert.

Insgesamt wurden rund 260 Polygon-Paare nach enger und weiter Definition erstellt und 326 Solareinheiten aus dem MaStR mit einer Gesamtleistung von 545 MW zugeordnet. Die zahlenmäßige Differenz zwischen Polygonen und Solareinheiten ergibt sich aus dem Umstand, dass die Polygone teilweise mehrere Solareinheiten (Baustufen einer örtlich zusammenhängenden Anlage) umfassen. Abbildung 14 gibt einen Überblick zur Vollständigkeit des erhobenen Datensatzes. Dargestellt ist die Bruttoleistung von PV-Freiflächenanlagen und sonstigen baulichen Anlagen in Baden-Württemberg ab einer Einzelleistung von 500 kW nach Inbetriebnahmejahr (MaStR Juli 2021). Die von den Polygonen abgedeckten Leistungsanteile (insgesamt 538 MW) sind in Blau abgebildet, die übrigen (59 MW) in Grau. Es zeigt sich, dass der generierte Datensatz die meisten Inbetriebnahmejahre (nahezu) vollständig abdeckt. Ab dem Jahr 2020 nimmt die Vollständigkeit jedoch spürbar ab, was in erster Linie am Fehlen aktueller Orthofotos liegt (siehe oben).

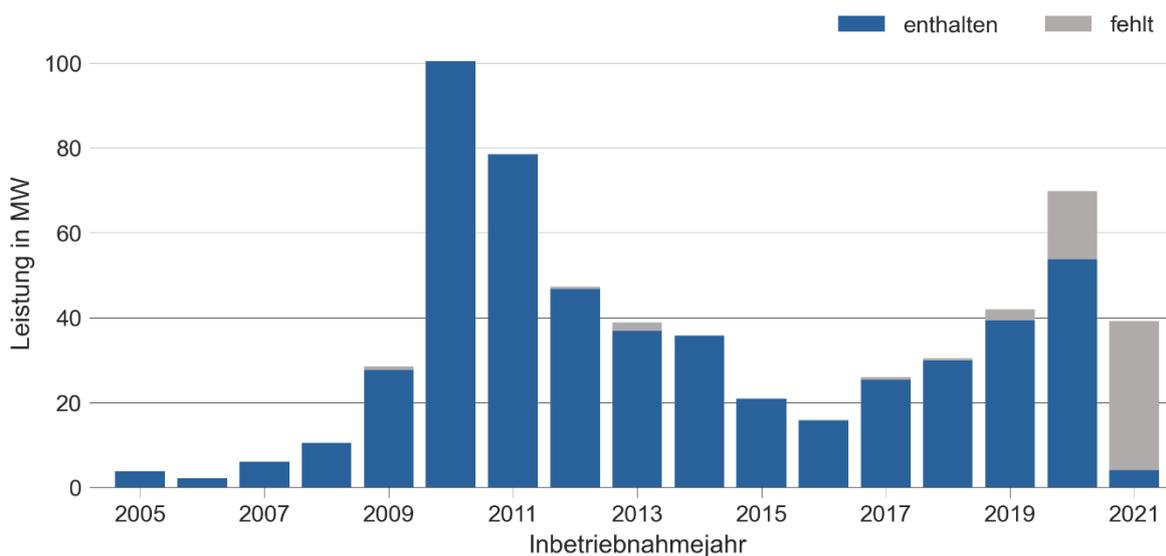


Abbildung 14: Bruttoleistung von Freiflächenanlagen und sonstigen baulichen Anlagen in Baden-Württemberg ab 500 kW Einzelleistung nach Inbetriebnahmejahr (blau: in Stichprobe enthalten; grau: fehlt in Stichprobe).

Die an äußeren Flächenbegrenzungen orientierten Polygone (weite Definition) fallen im Durchschnitt 30 % größer aus (Median 26 %). Eine Gegenüberstellung mit den Flächenangaben aus dem MaStR zeigt zudem, dass die weite Definition das allgemeine Verständnis der Flächeninanspruchnahme besser widerspiegelt. Abbildung 15 zeigt hierzu auf der linken Seite ein Streudiagramm mit den Flächenangaben aus dem MaStR auf der horizontalen Achse (x-Achse) und den Polygonflächen auf der vertikalen Achse (y-Achse). Auf der rechten Seite ist zudem ein Histogramm der relativen Größenunterschiede aufgetragen (Polygonfläche im Verhältnis zur Flächenangabe im MaStR). Mit einem Median von 0,98 weisen die beiden Größen im Mittel eine gute Übereinstimmung auf. Für die GIS-Analyse zur Flächeninanspruchnahme von Freiflächenanlagen nach Wertstufen der Flurbilanz (siehe Abschnitt 2.2.3) werden folglich die Polygone nach der weiten Definition herangezogen.

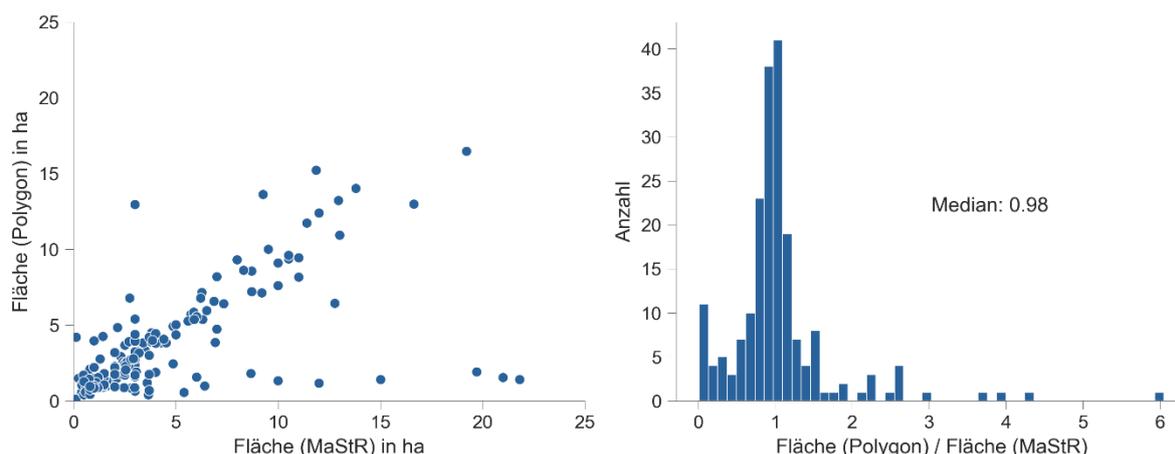


Abbildung 15: Streudiagramm zur Fläche der Polygone (weite Definition) im Vergleich zur Flächenangabe im MaStR (links), Histogramm der relativen Größenunterschiede (rechts), einzelne Ausreißer ausgeblendet.

Die **Flurbilanz** wird im Auftrag des Ministeriums für Ernährung, Ländlichen Raum und Verbraucherschutz Baden-Württemberg von der Landesanstalt für Landwirtschaft, Ernährung und Ländlichen Raum (LEL) in Zusammenarbeit mit den unteren Landwirtschaftsbehörden an den Landratsämtern sowie den Regierungspräsidien erstellt. Sie besteht zum Zeitpunkt der Bearbeitung¹⁰ aus zwei Teilen: Der Flächenbilanzkarte und der Wirtschaftsfunktionskarte.

Die **Flächenbilanzkarte** [19] enthält Informationen zur Bodengüte bzw. Ertragsfähigkeit eines Flurstücks. Die Flurstücke werden dabei auf Grundlage der Bodenschätzung (Acker- oder Grünlandzahl) sowie unter Berücksichtigung der Hangneigung einer von vier Wertstufen zugeordnet:

- *Vorrangfläche Stufe 1*: landbauwürdige Flächen mit guten bis sehr guten Böden,
- *Vorrangfläche Stufe 2*: landbauwürdige Flächen mit mittleren Böden,

¹⁰ Mit der weiterentwickelten Flurbilanz 2022 (Standorteignungskartierung) wird zukünftig sukzessive die Wirtschaftsfunktionskarte ersetzt. Die Flurbilanz weist dann eine Differenzierung nach 5 Wertstufen auf. Sie soll alle 5 Jahre aktualisiert werden. [18]

- *Grenzfläche*: Flächen mit schlechten Böden und
- *Untergrenzfläche*: Flächen mit ungeeigneten Böden.

Die Flächenbilanzkarte umfasst Flurstücke mit einer Gesamtfläche von rund 2,1 Millionen Hektar und deckt damit 58 % der baden-württembergischen Landesfläche ab. Auf Vorrangflächen der Stufe 1 und 2 entfallen 13,2 bzw. 49,6 % der Flächenbilanzkarte. Die Anteile der Grenzflächen und Untergrenzflächen liegen bei 13,9 % und 23,3 %.

Die **Wirtschaftsfunktionskarte** [20] grenzt landwirtschaftliche Vorrangfluren ab, die die ökonomische und strukturelle Grundlage einer nachhaltigen Landwirtschaft bilden und damit der Gesellschaft und den landwirtschaftlichen Betrieben vorbehalten bleiben sollen. Die Wirtschaftsfunktionskarte baut auf der Flächenbilanzkarte auf und berücksichtigt darüber hinaus Bewirtschaftungsmöglichkeiten und agrarstrukturelle Faktoren wie Wegenetze und Grundstücksgrößen. Wie bei der Flächenbilanzkarte werden die Flächen in vier Wertstufen eingeordnet:

- *Landwirtschaftliche Vorrangflur I*: beste Standorte, überwiegend landbauwürdige Flächen, Fremdnutzungen müssen ausgeschlossen sein,
- *Landwirtschaftliche Vorrangflur II*: gute Standorte, überwiegend landbauwürdige Flächen, Fremdnutzung sollten ausgeschlossen bleiben,
- *Grenzflur*: Grenzstandorte, überwiegend landbauproblematische Flächen und
- *Untergrenzflur*: Untergrenzstandorte, nicht landbauwürdige sowie abgestufte landbauproblematische Flächen.

Die Wirtschaftsfunktionskarte umfasst Flächen im Gesamtumfang von 1,7 Millionen Hektar, was rund 48 % der Landesfläche entspricht. 30,2 % der Fläche sind als Vorrangflur I klassifiziert, 50,5 % als Vorrangflur II. Auf Grenzfluren und Untergrenzfluren entfallen Anteile von 17,4 % und 1,9 %.

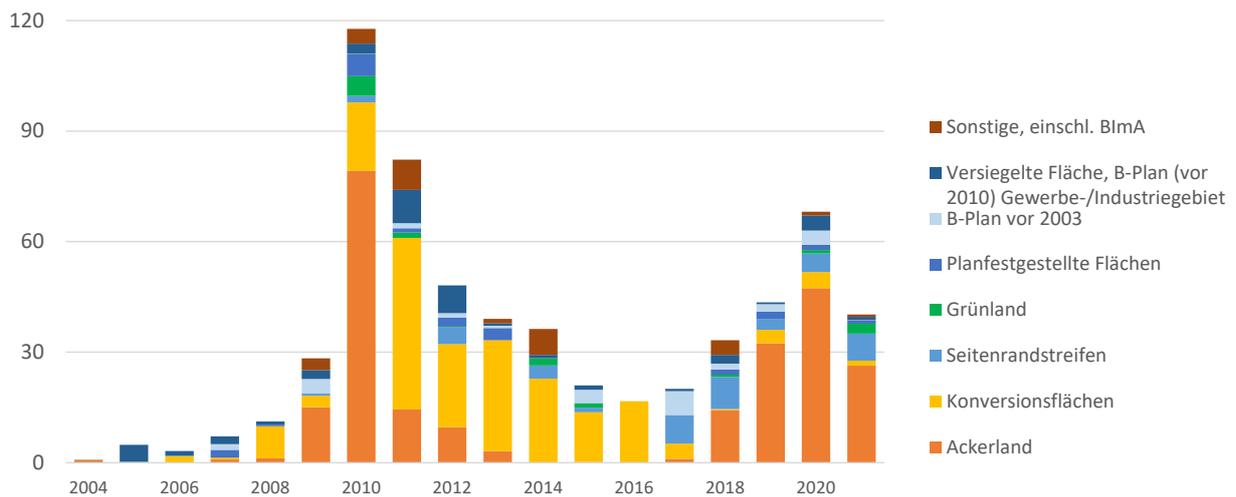
2.2.2 Freiflächenanlagen nach Flächenkategorien

Entwicklung seit 2004

Zum Jahresende 2021 waren in Baden-Württemberg PV-Freiflächenanlagen mit einer Gesamtleistung von rund 620 MW installiert. Die Verteilung des Anlagenbestands nach Inbetriebnahmejahren und Flächenkategorien ist in Abbildung 16 (und in Tabelle 24 im Anhang) dargestellt. Der Zubau ist innerhalb kurzer Zeit auf ein jährliches Maximum von knapp 120 MW Neuanlagen gestiegen und anschließend aufgrund von EEG-Änderung (keine Förderung neuer Anlagen auf Ackerflächen¹¹ ab 2010, Deckelung der maximalen Anlagengröße auf 10 MW ab 2012 und Absenkung der Fördertarife) deutlich gesunken. In den vergangenen Jahren war ein steigender Zubautrend zu verzeichnen, 2021 war der Zubau jedoch wieder rückläufig.

¹¹ Vgl. dazu die Erläuterungen zur Datengrundlage in Kapitel 2.2.1.

Leistung [MW] nach Inbetriebnahmejahren und Flächenkategorien (hochgerechnet)

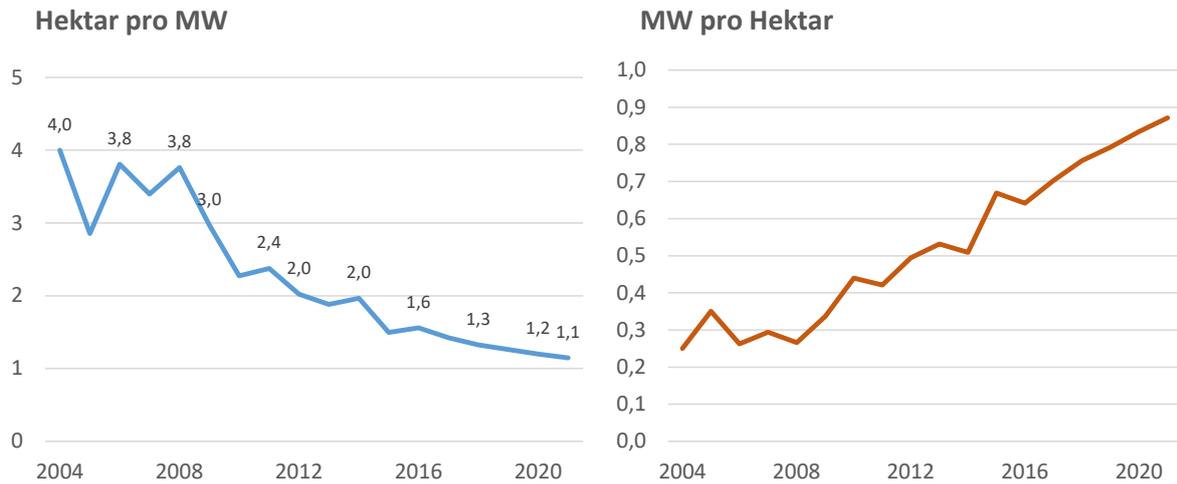


Eigene Berechnungen. Datenquellen: EEG-Daten 2020, Marktstammdatenregister (Datenstand Juli 2022)

Abbildung 16: Installierte Leistung in Megawatt von PV-Freiflächenanlagen in Baden-Württemberg nach Inbetriebnahmejahren und Flächenkategorien (vgl. auch Tabelle 24 im Anhang)

Bis und insbesondere im Jahr 2010 wurde ein großer Teil des Zubaus auf Ackerflächen realisiert. Mit der zwischenzeitlichen Herausnahme aus der EEG-Förderung für Neuanlagen verlagerte sich der Zubau stark auf Konversionsflächen. Im Gegensatz zur Bundesebene, wo insb. in Ostdeutschland sehr große und viele Konversionsflächen vorzufinden sind, sind diese in Baden-Württemberg weniger stark vertreten. Erst mit der zunehmenden Inanspruchnahme von Ackerflächen in benachteiligten Gebieten im Rahmen der Freiflächenöffnungsverordnung des Landes ist der Zubau seit 2018 wieder gestiegen. Daneben wurden, allerdings in geringerem Umfang, in den vergangenen Jahren auch versiegelte Flächen sowie Gewerbe- und Industriegebiete und die Seitenrandstreifen entlang von Autobahnen und Schienenwegen für PV-FFA genutzt. Die übrigen Flächenkategorien spielen in Baden-Württemberg insgesamt betrachtet eine vergleichsweise geringe Rolle.

Die Flächeninanspruchnahme der neu in Betrieb genommenen Anlagen hat sich in zunehmendem Maße von der installierten Leistung entkoppelt, weil neuere Anlagen effizientere Module einsetzen und die Flächen stärker überbaut wurden. Bis 2008 lag die spezifische Flächeninanspruchnahme von Neuanlagen im Bereich von 3 bis 4 ha/MW, 2021 war mit 1,1 ha/MW nur noch rund ein Drittel der Fläche für dieselbe Leistung erforderlich (vgl. Abbildung 17 links). Im Umkehrschluss ist heute pro Flächeneinheit mehr als die dreifache Leistung realisierbar (vgl. Abbildung 17 rechts).

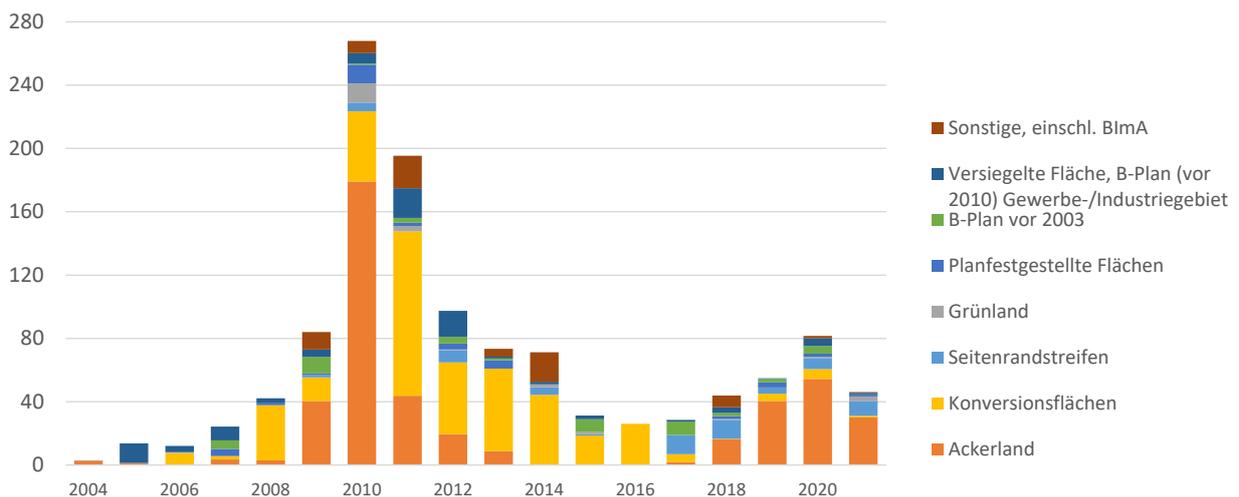


Eigene Berechnungen. Datenquellen: EEG-Daten 2020, Marktstammdatenregister (Datenstand Juli 2022)

Abbildung 17: Spezifische Flächeninanspruchnahme (links) und spezifische Flächenleistung (rechts) von neuen PV-FFA in Baden-Württemberg nach Inbetriebnahmejahren

Dementsprechend stark hat sich die Flächenneuanspruchnahme von der installierten Leistung entkoppelt (Abbildung 18). Der Anstieg der neu installierten Leistung zeigt sich dementsprechend abgeschwächt beim Blick auf die Flächeninanspruchnahme.

Flächeninanspruchnahme nach IBN-Jahren und Flächenkategorien (hochgerechnet)

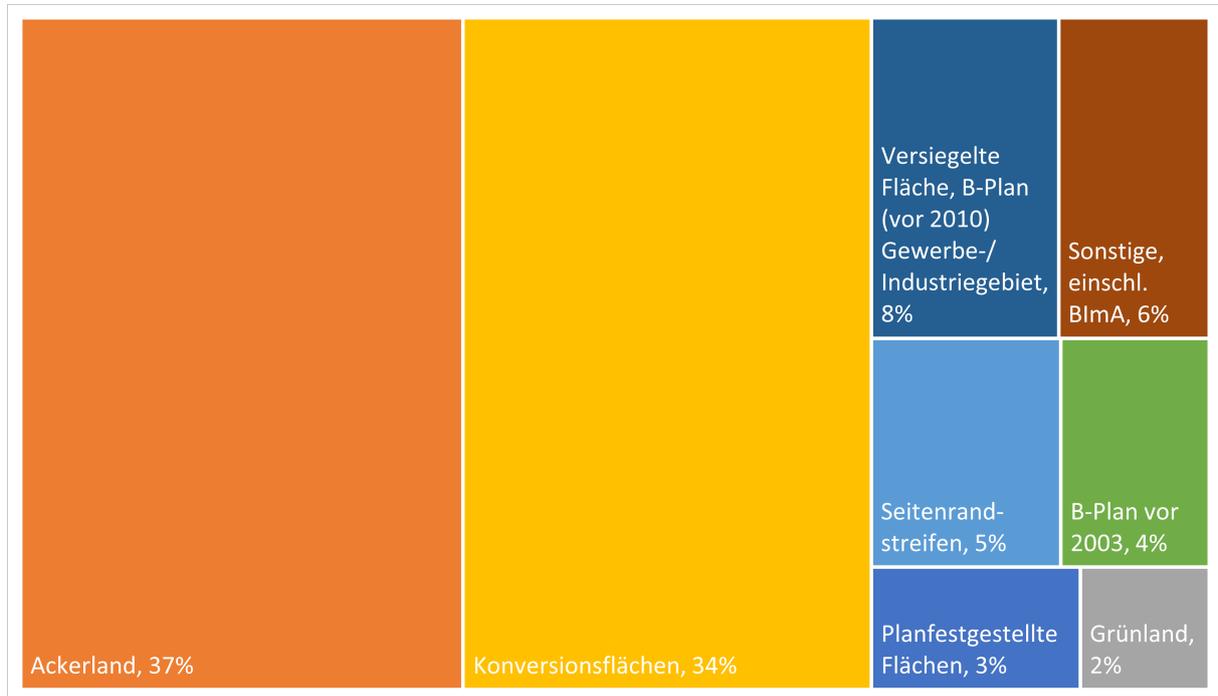


Eigene Berechnungen. Datenquellen: EEG-Daten 2020, Marktstammdatenregister (Datenstand Juli 2022)

Abbildung 18: Flächeninanspruchnahme in Hektar (hochgerechnet) von PV-Freiflächenanlagen in Baden-Württemberg nach Inbetriebnahmejahren und Flächenkategorien (vgl. auch

Tabelle 25 im Anhang)

Die Flächeninanspruchnahme der rund 620 MW PV-FFA in Baden-Württemberg Ende 2021 beläuft sich auf insgesamt 1.200 Hektar. Davon entfällt jeweils gut ein Drittel auf Ackerland sowie Konversionsflächen (Abbildung 19).



Eigene Berechnungen. Datenquellen: EEG-Daten 2020, Marktstammdatenregister (Datenstand Juli 2022)

Abbildung 19: Flächeninanspruchnahme aller PV-FFA in Baden-Württemberg Ende 2021 nach Flächenkategorien

Einordnung der Ergebnisse

Bezogen auf die Gesamtfläche Baden-Württembergs von 3,57 Mio. Hektar entsprechen PV-Freiflächenanlagen mit 1.200 Hektar einem Anteil von 0,03 Prozent.

Von den insgesamt 1.200 Hektar, die in Baden-Württemberg mit PV-Freiflächenanlagen belegt sind, entfällt mit rund 590 Hektar die Hälfte auf Flächen, die der Landwirtschaft zuzurechnen sind. Hierfür wurden die Flächenkategorien Ackerland, Grünland, Seitenrandstreifen und B-Plan vor 2003 berücksichtigt. Bezogen auf die gesamte landwirtschaftlich genutzte Fläche (LF) in Baden-Württemberg von 1,41 Mio. Hektar [21] entspricht dies einem Anteil von 0,04 %.

Der spezifische Flächenertrag liegt für alle PV-FFA des Anlagenbestandes im Land bei rund 520 MWh pro Hektar und Jahr. Für die Neuanlagen des Jahres 2021 liegt der Wert mit rund 870 MWh pro Hektar und Jahr nochmals deutlich höher. Zum Vergleich: auf einem Hektar Anbaufläche lassen sich mit einer Biogasanlage (nachwachsende Rohstoffe, Trockenfermen-

tation) pro Jahr rund 25 MWh Strom erzeugen [22]¹². Der Flächenertrag von PV-Freiflächenanlagen liegt damit um den Faktor 20 (FFA-Bestand 2021) bzw. 35 (Neuanlagen 2021) über dem von Biogasanlagen.

Absolut betrachtet nehmen PV-FFA mit 1.200 Hektar eine deutlich geringere Fläche als Energiepflanzen für Biogasanlagen mit insgesamt rund 134.000 Hektar [23] ein. Für Biogasanlagen wird also rund 100 Mal mehr Fläche in Baden-Württemberg benötigt, jedoch mit rund 2,8 TWh/a [24] nur knapp 5 Mal so viel Strom wie mit PV-FFA erzeugt. Ein anderer Betrachtungswinkel zeigt, dass lediglich 10 % der für Biogas genutzten Landesfläche ausreichen würde, um 13 GW PV-FFA mit einer Jahresstromerzeugung von 13 TWh zu realisieren.

2.2.3 Freiflächenanlagen nach Wertstufen der Flurbilanz

Im Rahmen einer GIS-Analyse wurden die von Freiflächenanlagen beanspruchten Flächen weiter klassifiziert. Wie unter 2.2.1 beschrieben wurde hierzu die Lage und Ausdehnung von Freiflächenanlagen in Baden-Württemberg mit einer Einzelleistung von mehr als 500 kW bestimmt und mit den Karten der Flurbilanz (Flächenbilanzkarte und Wirtschaftsfunktionskarte) verschnitten.

Demnach entfallen rund 56 % der kartierten Anlagenfläche auf Gebiete, die von der **Flächenbilanzkarte** erfasst sind. 44 % liegen außerhalb. 29,8 % der Anlagenfläche entfällt auf Vorrangflächen der Stufe 2 und 11,5 % auf Vorrangflächen der Stufe 1. Auf Grenzflächen und Untergrenzflächen entfallen Anteile von 10,1 und 4,5 %.

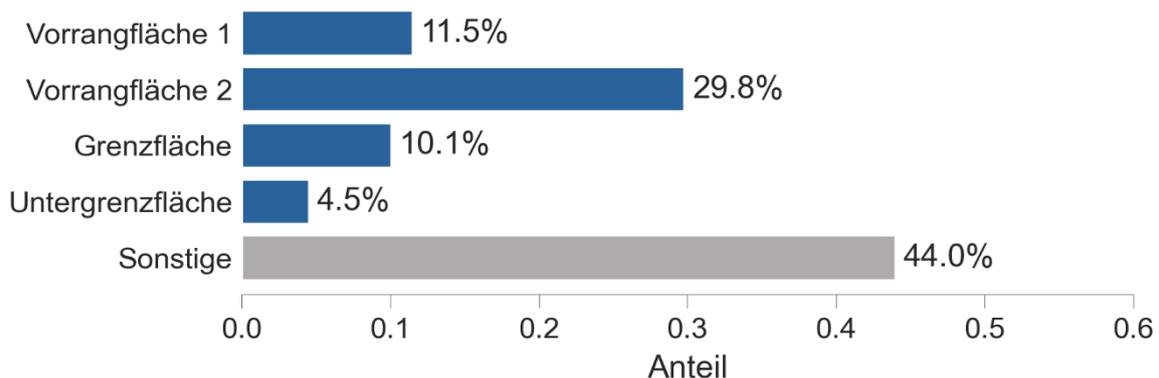


Abbildung 20: Klassifizierung der von Freiflächenanlagen beanspruchten Flächen nach Wertstufen der Flächenbilanzkarte. Flächenanteile außerhalb der Flächenbilanzkarte als Sonstige ausgewiesen

Die Verschneidung der kartierten Freiflächenanlagen mit der **Wirtschaftsfunktionskarte** ergab eine Schnittmenge von rund 630 ha, was einem Anteil der kartierten Anlagenfläche von

¹² Für den Vergleich der Flächeneffizienz der Stromerzeugung wurde die Nutzung der Abwärme der Biogasanlagen nicht berücksichtigt.

63 % entspricht. Rund 37 % der Anlagenfläche liegt folglich außerhalb des von der Wirtschaftsfunktionskarte umfassten Gebiets. Auf die Vorrangfluren der Stufe I entfällt ein Anteil von 13,4 %, auf Vorrangfluren der Stufe II 42,2 %. Die Inanspruchnahme von Grenzfluren und Untergrenzfluren fällt mit Anteilen von 5,8 und 1,7 % dagegen deutlich niedriger aus. Bezogen auf die insgesamt zuordenbaren Flächen (d.h. ohne Sonstige) ist die Nutzung von Grenzflur- und Untergrenzflurflächen für PV-FFA unterrepräsentiert. Dies gilt auch für die oben dargestellten Ergebnisse auf Basis der Flächenbilanzkarte, dort ist der Anteil der Nutzung der Grenz- und Untergrenzflächen jedoch höher.

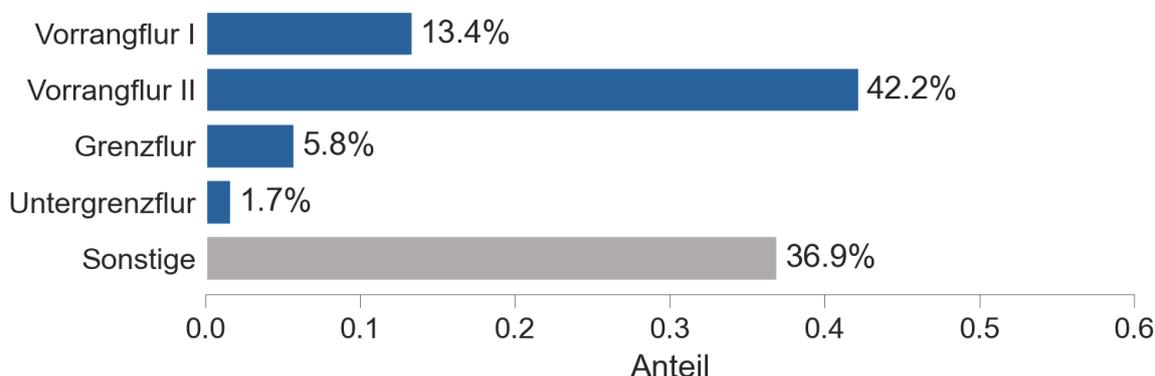


Abbildung 21: Klassifizierung der von Freiflächenanlagen beanspruchten Flächen nach Wertstufen der Wirtschaftsfunktionskarte. Flächenanteile außerhalb der Wirtschaftsfunktionskarte als „Sonstige“ ausgewiesen

Um die von der Flurbilanz nicht erfassten Flächen (Kategorie „Sonstige“ in Abbildung 20 und Abbildung 21) weiter zu klassifizieren, wurden die kartierten Freiflächenanlagen zusätzlich mit dem frei zugänglichen Datensatz „CORINE Land Cover 5 ha“ (CLC5 2018) verschnitten, der sowohl Aspekte der Landbedeckung als auch der Landnutzung abbildet. Der weit überwiegende Teil der Anlagenfläche entfällt demnach auf die CLC-Klasse 121 „Industrie und Gewerbeflächen, öffentliche Einrichtungen“. Die Klassifizierung dürfte sich in den meisten Fällen auf die Existenz der Freiflächenanlagen beziehen und damit keinen Aufschluss über die Beschaffenheit der Fläche vor der Errichtung geben. Zudem ist die Auflösung (Mindestobjektgröße 5 ha) vergleichsweise gering. Der Ansatz wurde aus diesem Grund nicht weiter verfolgt.

2.2.4 Einordnung und Fazit

In Baden-Württemberg waren zum Jahresende 2021 rund 620 MW PV-Freiflächenanlagen installiert. Diese belegen eine Fläche von insgesamt 1.200 Hektar. Davon entfällt jeweils gut ein Drittel auf Ackerland sowie Konversionsflächen. Die im Jahr 2021 im Land neu gebauten PV-FFA nutzen leistungsgewichtet 1,1 Hektar Fläche pro MW installierter Leistung.

Mittels einer GIS-Analyse wurde der Anlagenbestands von PV-Freiflächenanlagen der Wirtschaftsfunktionen sowie der Flächenbilanzkarte der Flurbilanz zugeordnet. Ca. 40 % der von den Anlagen belegten Fläche konnte jedoch keiner der in der Flurbilanz erfassten Kategorien zugeordnet werden. Von den zuordenbaren Anlagen befindet sich der Großteil der Fläche in

der zweiten bzw. ersten Kategorie (Vorrangfläche 2/1 bzw. Vorrangflur II/I) und damit – gemessen an der Verteilung der Flächen insgesamt – eher unterproportional auf den Grenz-/Untergrenzflächen bzw. -fluren. Eine abschließende Bewertung ist jedoch aufgrund des hohen Anteils nicht zuordenbarer Anlagen nicht möglich. Weitergehende Analysen zur Wertigkeit der Flächen mit dem CORINE Land Cover-Datensatz brachten keinen zusätzlichen Erkenntnisgewinn. Für belastbare Aussagen zur Wertigkeit der mit PV-Freiflächenanlagen belegten Flächen besteht deshalb weiterer Untersuchungsbedarf.

2.3 Flächenbedarf für Windenergie- und PV-Freiflächenanlagen bis 2030

Auf Basis der Erkenntnisse der vorangegangenen Arbeitsschritte wird ermittelt, wie sich die Flächeninanspruchnahme für Windenergie- und PV-Freiflächenanlagen bis zum Jahr 2030 entwickelt. Neben Annahmen zur Entwicklung der spezifischen Flächeninanspruchnahme pro Anlage bzw. Leistungseinheit sind die Annahmen zum Neubau von Anlagen zentral. Die getroffenen Annahmen und Ergebnisse werden nachfolgend erläutert.

2.3.1 Ausbaupfad bis 2030

Als Ausbaupfad bis 2030 wird auf die Studie „Sektorziele 2030 und klimaneutrales Baden-Württemberg 2040, Teilbericht Sektorziele 2030“ [1] zurückgegriffen. Die Studie enthält ein ambitioniertes Ausbauszenario für erneuerbare Energien und berücksichtigt die aktuellen energie- und klimapolitischen Zielsetzungen auf Bundes- und Landesebene.

Demnach steigt der Anlagenbestand von Windenergieanlagen bis zum Jahresende 2030 auf rund 6,1 GW, der von PV-Freiflächenanlagen auf 5,9 GW. Dafür erforderlich ist ein Aufwuchs der jährlich neu installierten Leistung (Bruttozubau) auf 700 MW Windenergieanlagen ab 2027 bzw. auf 1.100 MW PV-FFA ab 2030 (Tabelle 9).

Tabelle 9: Annahmen zur Entwicklung von Anlagenbestand und Bruttozubau bis 2030 gemäß [Quelle]

	Windenergieanlagen		PV-Freiflächenanlagen	
	Anlagenbestand [MW]	Bruttozubau [MW/a]	Anlagenbestand [MW]	Bruttozubau [MW/a]
2022	1.847	200	692	70
2023	2.113	300	827	135
2024	2.461	400	1.087	260
2025	2.900	500	1.537	450
2026	3.467	600	2.197	660
2027	4.121	700	2.967	770
2028	4.802	700	3.847	880
2029	5.480	700	4.836	990
2030	6.071	700	5.936	1.100

2.3.2 Annahmen zur spezifischen Flächeninanspruchnahme

Aufbauend auf den Ergebnissen und Schlussfolgerungen aus Abschnitt 2.1 wird für die Entwicklung der Flächeninanspruchnahme von **Windenergieanlagen an Land** bis 2030 ein spezifischer Flächenbedarf von 4,4 ha/MW unterstellt. Der Wert leitet sich aus der 2019 durchgeführten Potenzialanalyse für das Land Baden-Württemberg ab und ordnet sich zwischen den Ergebnissen der in Abschnitt 2.1.7 vorgestellten GIS-Analysen (Mittelwert 5,5 ha/MW) und den 2021 vom Umweltbundesamt veröffentlichten Zwischenergebnissen [13] aus dem Vorhaben „Flächenverfügbarkeit und Flächenbedarfe für den Ausbau der Windenergie an Land“ (3,0–3,2 ha/MW) ein. Zu den Annahmen und methodischen Unterschieden wird auf die Einordnung in Abschnitt 2.1.7 verwiesen.

Wie erläutert hängt der spezifische Flächenbedarf (ha/MW) nicht zuletzt von der Größe, dem Zuschnitt und der Ausrichtung der ausgewiesenen Fläche ab. Ein schmaler Streifen, in dem mehrere Windenergieanlagen in Nebenwindrichtung nebeneinander Platz finden, führt zu einem deutlich niedrigeren spezifischen Flächenbedarf als eine Fläche, auf der mehrere Anlagen unter Wahrung gebotener Abstände in zwei oder mehr Reihen stehen.

Die Untersuchungen des vom UBA beauftragten Vorhabens ergaben zudem, dass die Flächeneffizienz mit zunehmendem Rotordurchmesser steigt. Da für den Zusammenhang keine Analysen vorliegen, die das gesamte Spektrum der im Bestand verbauten Rotoren abbilden, wird der Wert aus der Potenzialanalyse vereinfachend für den gesamten Bestand und den Zubau bis 2030 angelegt.

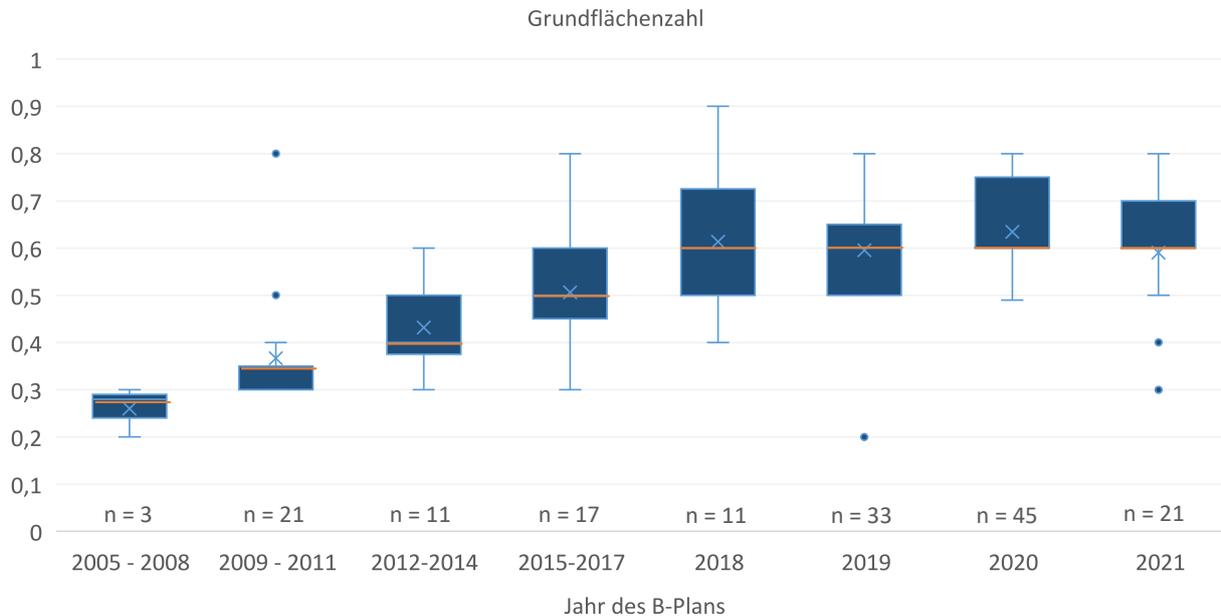
Die Erfahrung zeigt, dass ein Teil der ausgewiesenen Flächen nicht nutzbar ist – sei es aus genehmigungsrechtlichen, wirtschaftlichen oder privatrechtlichen Gründen [15]. Vor diesem Hintergrund sei darauf verwiesen, dass sich die im Folgenden abgeleiteten Werte auf die tatsächlich nutzbare Fläche bezieht.

Wie in Kapitel 2.2.2 gezeigt wurde, ist die spezifische Flächeninanspruchnahme für neue **PV-Freiflächenanlagen** deutlich gesunken und hat sich zuletzt einem Wert von einem Hektar pro MW angenähert. Für die spezifische Flächeninanspruchnahme von PV-Freiflächenanlagen werden zwei Pfade angesetzt:

- Pfad 1: Flächeneffizienz
- Pfad 2: steigender Anteil neuer Anlagenkonzepte

Für den Flächeneffizienzpfad wird davon ausgegangen, dass sich der in Kapitel 2.2.2 ausgewiesene Effizienztrend beim Bau neuer Anlagen fortsetzt. Für die Fortschreibung werden drei zentrale Einflussfaktoren berücksichtigt: erstens der Modulwirkungsgrad, für den eine Steigerung von rund 21 % (Jahr 2021) auf 24 % (2032) angesetzt wird [25], zweitens der Anstellwinkel der Module, der von 25 % auf 20 % sinkt (ermöglicht geringeren Reihenabstand) und drittens eine weitere Steigerung des Überbauungsgrads. Letzterer wird anhand der Entwicklung der vergangenen 10 Jahre bis 2030 fortgeschrieben (Aufwuchs des rückgerechneten Überbauungsgrads von 25 % auf 38 % bis 2021 und weiterer Anstieg auf gut 50 % im Jahr 2030). Der mittlere Überbauungsgrad 2030 liegt damit noch unterhalb heutiger Maximalwerte der

Grundflächenzahl in Bebauungsplänen für PV-Freiflächenanlagen: Die zulässigen Grundflächenzahlen in Bebauungsplänen für PV-Freiflächenanlagen haben sich in den vergangenen 10 bis 15 Jahren deutlich erhöht. Bis 2011 lag der Median bei maximal 0,35, seit 2018 beträgt der Median konstant 0,6 = 60 % (Abbildung 22).



Eigene Berechnungen. Datenquellen: diverse Bebauungspläne

Abbildung 22: Entwicklung der zulässigen Grundflächenzahlen in Bebauungsplänen für PV-Freiflächenanlagen in Deutschland im Zeitverlauf

Mit den geschilderten Annahmen lässt sich die spezifische Flächeninanspruchnahme für Neuanlagen bis 2030 fortschreiben (Abbildung 23). Ausgehend von 1,1 ha/MW im Jahr 2021 sinkt sie auf 0,96 ha/MW bis 2025 und auf 0,78 ha/MW bis 2030.

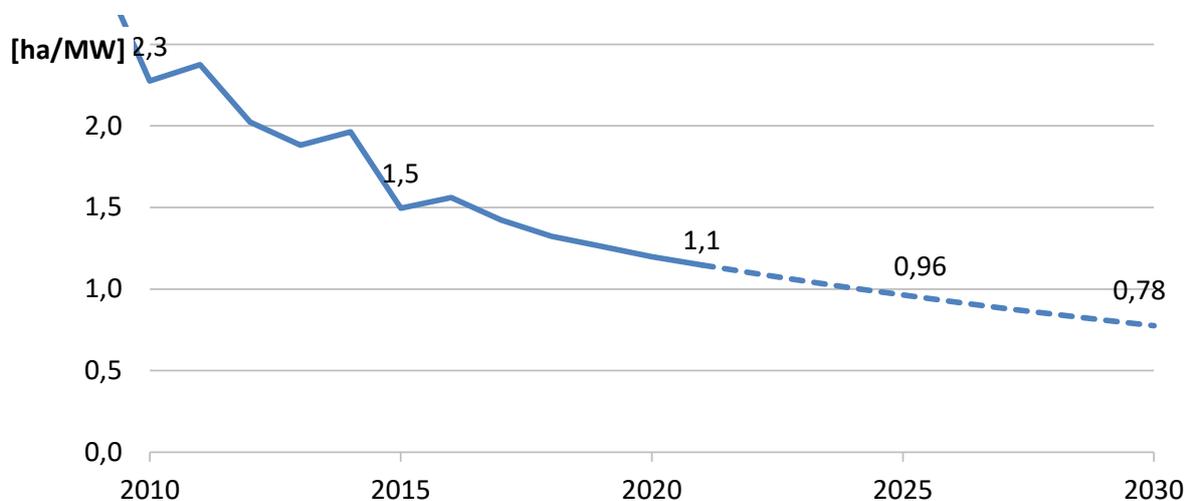


Abbildung 23: Fortschreibung der spezifischen Flächeninanspruchnahme neuer PV-Freiflächenanlagen in Baden-Württemberg

Pfad 2 impliziert, dass sich Agri-PV-Anlagen als relativ neues Anlagenkonzept in Zukunft stärker durchsetzen, obwohl diese teurer sind und mehr Fläche benötigen (die jedoch parallel landwirtschaftlich genutzt werden kann). Für Pfad 2 wird bis 2030 von einer konstanten spezifischen Flächeninanspruchnahme von 1 ha/MW ausgegangen. Wenn für Agri-PV-Anlagen von einer im Mittel doppelt so hohen Flächeninanspruchnahme von 2 ha/MW ausgegangen wird¹³, entspricht dies bis 2030 einem Anteil von rund 12 % am Zubau von PV-Freiflächenanlagen. Ob dies in der Praxis umsetzbar ist, hängt u.a. von der Ausgestaltung der Förderung ab (derzeitiger Bonus für Agri-PV-Anlagen deckt Mehrkosten nur anteilig ab) sowie vom Interesse der Landwirtschaft an der gleichzeitigen Nutzung der Fläche für Landwirtschaft und Photovoltaik.

Bislang wurden bundesweit nur vereinzelt Agri-PV-Anlagen errichtet. Bei Agri-PV-Anlagen gibt es verschiedene Anlagenkonzepte, die einen unterschiedlich hohen Überbauungsgrad der Fläche aufweisen. So gibt es einerseits Anlagen mit z. T. hoch aufgeständerten Anlagen, bei denen die landwirtschaftliche Nutzung unter der Modulfläche erfolgt (Ackerbau oder Anbau von Sonderkulturen wie Beeren). Andererseits gibt Agri-PV-Konzepte, bei denen die landwirtschaftliche Nutzung zwischen den Modulreihen erfolgt, entweder zwischen fest vertikal aufgeständerten oder nachführbaren Modulreihen [26]. Aus heutiger Sicht ist nicht klar, welches Konzept sich am Markt durchsetzen wird und in welchem Maße solche Anlagen in Deutschland bzw. Baden-Württemberg errichtet werden. Es besteht deshalb hohe Unsicherheit über die zukünftige Flächeninanspruchnahme dieser Anlagen.

2.3.3 Entwicklung der Flächeninanspruchnahme bis 2030

Auf Basis der getroffenen Annahmen zur Entwicklung des Anlagenbestands und zu den spezifischen Flächenbedarfen ergibt sich im Jahr 2030 eine kumulierte Flächeninanspruchnahme zwischen 32.508 ha (Pfad 1) und 33.221 ha (Pfad 2). Bezogen auf die Landesfläche von Baden-Württemberg entspricht dies einem Anteil von 0,91 bzw. 0,93 %. Davon entfallen 0,75 % (26.712 ha) auf die Windenergie und 0,16 % (5.795 ha, Pfad 1) bzw. 0,18 % (6.509 ha, Pfad 2) auf PV-Freiflächenanlagen.

Tabelle 10: Entwicklung der Flächeninanspruchnahme von Windenergieanlagen und PV-Freiflächenanlagen in Baden-Württemberg bis 2030

¹³ Die Spannweite der Flächeninanspruchnahme ist relativ groß, da bislang erst wenige Anlagen in Deutschland realisiert wurden und sich noch kein Konzept durchgesetzt hat.

	Windenergie- anlagen	PV-Freiflächen- anlagen		Insgesamt	
		Pfad 1	Pfad 2	Pfad 1	Pfad 2
Bestand 2021 im Jahr 2030 [ha] ¹⁴	5.592	1.194	1.194	6.786	6.786
Zubau 2022-2030 [ha]	21.120	4.601	5.315	25.721	26.435
Kumulierte Fläche 2030 [ha]	26.712	5.795	6.509	32.508	33.221
Anteil an Landesfläche BW	0,75 %	0,16%	0,18%	0,91%	0,93%

Nach 2030 wird der Flächenbedarf weiter steigen, weil der Ausbau von Windenergie- und PV-Anlagen weiter steigen soll. In der Klimaneutralitätsstudie Baden-Württemberg [1] wird davon ausgegangen, dass für den Ausbau von Windenergie- und PV-FFA bis 2040 insgesamt rund 2 % der Landesfläche erforderlich sind. Drei Viertel dieses Flächenanteils entfallen auf Windenergieanlagen.

¹⁴ Anlagen des Bestands 2021, die im Jahr 2030 unter Annahme einer technischen Nutzungsdauer von 25 Jahren bei PV-Freiflächenanlagen bzw. 22 Jahren bei Windenergieanlagen noch in Betrieb sind.

3 Weiterbetrieb von Windenergie- und Photovoltaik-Anlagen nach dem Ende der EEG-Förderdauer

Am 31. Dezember 2020 endete für die ersten Anlagen die 20-jährige Vergütungsdauer des EEG. Bis zum Jahr 2030 betrifft das Ende der Förderdauer einen wachsenden Teil des Anlagenbestandes. Nach einer kurzen Erläuterung des rechtlichen Hintergrunds wird der in Baden-Württemberg betroffene Anlagenbestand quantifiziert. Mittels eines Abgleichs von Kosten und Erlösmöglichkeiten werden die Anreize zum Weiterbetrieb abgeschätzt. Für den PV-Bereich wurde die Analyse ergänzt durch eine Betreiberbefragung, für den Windenergiebereich wird die Möglichkeit des Repowerings berücksichtigt.

3.1 Rechtlicher Hintergrund

Am 31. Dezember 2020 ist für die ersten Anlagen die 20-jährige Vergütungsdauer des EEG ausgelaufen. Um zu verhindern, dass die betroffenen Betreiber ihre Anlagen infolge der Vergütungsendes dauerhaft stilllegen, hat der Gesetzgeber im EEG 2021 verschiedene Anschlussregelungen verankert.

Für ausgeförderte Windenergieanlagen an Land sah das Gesetz zunächst einen bis zum 31. Dezember 2022 befristeten Anspruch auf eine Einspeisevergütung vor. Die Bundesnetzagentur sollte durch Ausschreibungen die Anspruchsberechtigten und die Höhe der Einspeisevergütung ermitteln. Die Regelung trat jedoch nicht in Kraft. Nach erfolglosen Verhandlungen mit der EU-Kommission zur beihilferechtlichen Genehmigung wurden die Weiterbetriebsausschreibungen im Juli 2021 wieder aus dem EEG gestrichen. Bestehen blieb – in modifizierter Form – eine Regelung, gemäß der ausgeförderte Windenergieanlagen an Land im Jahr 2021 eine Einspeisevergütung in Höhe des Monatsmarktwertes zuzüglich eines zeitlich gestaffelten Aufschlags in Anspruch nehmen konnten (siehe § 23 Abs. 2 EEG 2021). Für Strom, der vor dem 1. Juli 2021 erzeugt wurde, betrug dieser 1,0 ct/kWh und sank danach auf 0,5 ct/kWh (1. Juli 2021 bis 30. September 2021) und schließlich auf 0,25 ct/kWh (1. Oktober 2021 bis 31. Dezember 2021) ab. Der Aufschlag fiel unter die „Bundesregelung Kleinbeihilfen 2020“, wurde auf einen Höchstbetrag begrenzt und war an die Einhaltung bestimmter Kriterien gebunden.

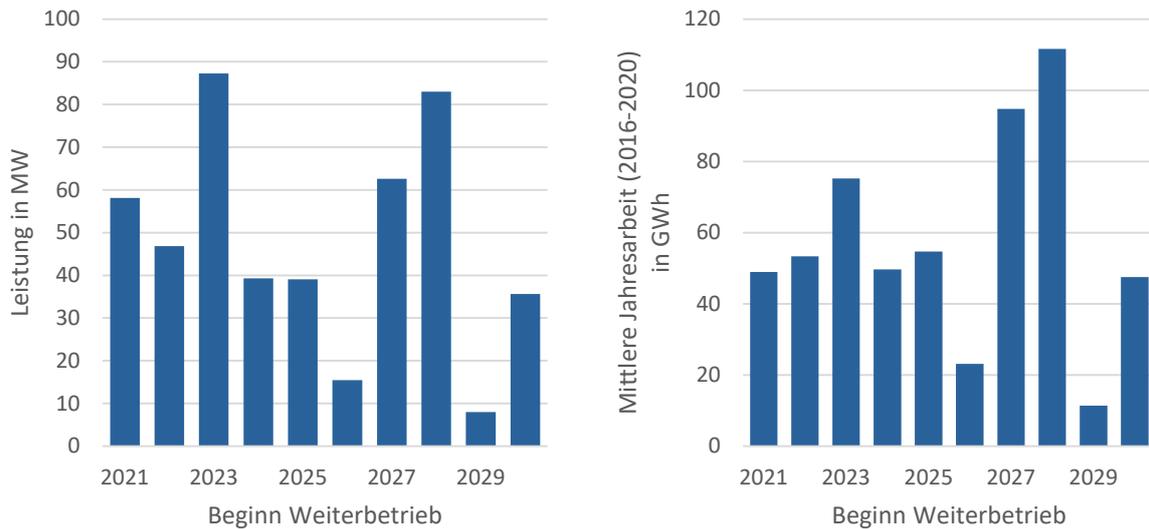
Für Photovoltaikanlagen wurde mit dem EEG 2021 eine Auffangregelung für ausgeförderte Anlagen eingeführt. Die Regelung ist bis Ende 2027 befristet und auf Anlagen mit einer Leistung bis 100 kW beschränkt. Die Anlagen erhalten den Jahresmarktwert abzüglich eines Vermarktungsbeitrags. Der Vermarktungsbeitrag wurde für 2021 auf 0,4 ct/kWh festgelegt. Für die Jahre ab 2022 wird er gemäß den Vermarktungskosten der Übertragungsnetzbetreiber ermittelt und liegt für 2022 bei 0,184 ct/kWh.

3.2 Betroffener Anlagenbestand im Zeitverlauf

Windenergie an Land

Gemäß den Stamm- und Bewegungsdaten der Übertragungsnetzbetreiber zur EEG-Jahresabrechnung 2020 ist die älteste noch in Betrieb befindliche Windenergieanlage in Baden-Württemberg bereits im Mai 1991 ans Netz gegangen. Wie bei allen Anlagen, die vor dem 1. Januar 2001 in Betrieb genommen wurden, lief ihr Vergütungsanspruch aus dem EEG zum 31. Dezember 2020 aus. Sie profitierte damit bis zuletzt von einer Regelung des EEG 2000, wonach für Altanlagen zur Bestimmung der Vergütungsdauer der 1. April 2000 als maßgeblicher Zeitpunkt der Inbetriebnahme galt. Für neuere Anlagen, die ihren Zahlungsanspruch nicht im Rahmen einer Ausschreibung erworben haben, endet die EEG-Vergütung grundsätzlich nach 20 Jahren zuzüglich des Jahres der Inbetriebnahme.

Abbildung 24 gibt einen Überblick über die installierte Leistung und die mittlere Jahresarbeit all jener Windenergieanlagen in Baden-Württemberg, deren Weiterbetriebsphase in den Jahren 2021 bis 2030 beginnt bzw. begonnen hat. Gemäß den Stamm- und Bewegungsdaten zur Jahresabrechnung 2020 schwankt die Leistung der pro Jahr betroffenen Anlagen zwischen 8 und 87 MW. Über den gesamten Zeitraum sind 339 Windenergieanlagen mit einer Leistung von 475 MW und einer mittleren Jahresarbeit in Höhe von 560 GWh betroffen. Auf Basis des Marktstammdatenregisters und der Daten des landeseigenen Energieatlas ergeben sich leicht abweichende Zahlen. So beträgt die Gesamtleistung der im selben Zeitraum betroffenen Anlagen gemäß MaStR 461 MW (364 WEA, Stand: Sep. 2022) und gemäß Energieatlas 443 MW (340 WEA, Stand: Apr. 2020). Die Differenzen zwischen den Datenquellen können verschiedene Ursachen haben. Dazu zählen unter anderem die Nicht- oder Doppelerfassung von Anlagen, die Zusammenfassung mehrerer Anlagen zu einem Datensatz, falsche geographische Zuordnungen sowie unterschiedliche Angaben bezüglich des Zeitpunkts der Inbetriebnahme.



Eigene Darstellung basierend auf den Stamm- und Bewegungsdaten zur EEG-Jahresabrechnung 2020.

Abbildung 24: Installierte Leistung und mittlere Jahresarbeit von Windenergieanlagen in Baden-Württemberg nach dem Startjahr ihrer Weiterbetriebsphase.

Sowohl auf Bundes- als auch auf Landesebene haben sich die meisten Betreiber für einen Weiterbetrieb ihrer ausgeförderten Windenergieanlagen entschieden. So wurden in Baden-Württemberg bislang lediglich drei Anlagen mit einer Gesamtleistung von 4,1 MW nach dem Ende ihrer Vergütungsdauer endgültig stillgelegt (Stand: September 2022).

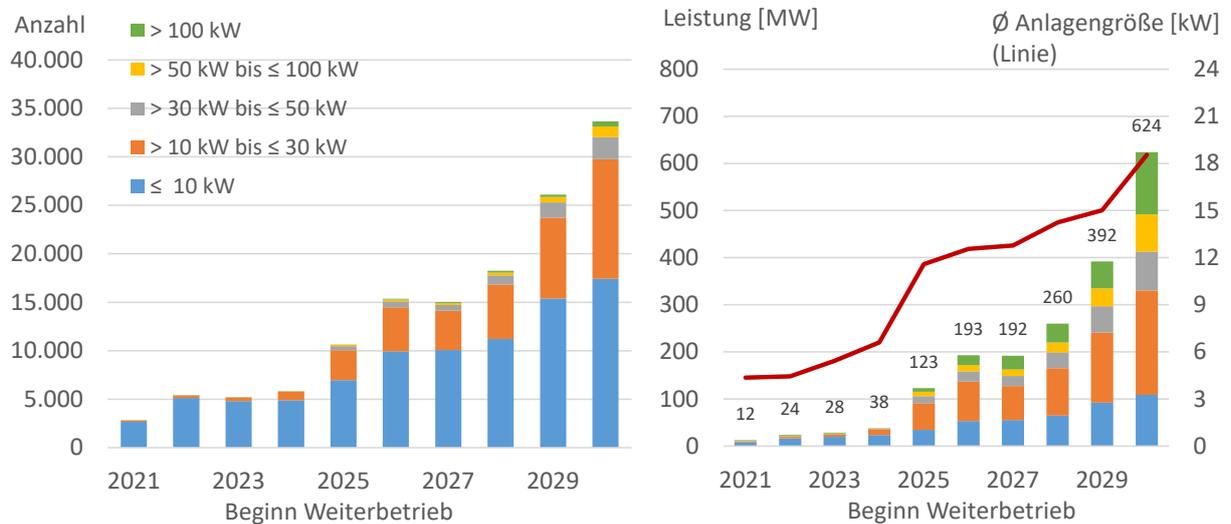
Gemäß den Stamm- und Bewegungsdaten zur EEG-Jahresabrechnung 2021 nahmen 28 Windenergieanlagen in Baden-Württemberg zumindest zeitweise die Einspeisevergütung für ausgeförderte Anlagen nach § 23b Absatz 2 EEG 2021 in Anspruch. Davon qualifizierten sich 11 Anlagen für den Bezug des zeitlich gestaffelten Aufschlags.

Seit dem 1. Januar 2022 müssen schließlich alle Betreiber den Strom ihrer ausgeförderten Anlagen, den sie nicht selber vor Ort verbrauchen, eigenständig im Rahmen der „sonstigen Direktvermarktung“ veräußern. Die meisten dürften hierzu die Dienstleistungen eines Direktvermarktungsunternehmens in Anspruch nehmen oder mit einem Energieversorger einen (langfristigen) Abnahmevertrag (Power Purchase Agreement) vereinbaren. Gemäß der monatlich aktualisierten Übersicht zur Direktvermarktung auf der Informationsplattform „netztransparenz.de“ waren im September 2021 insgesamt 95 ausgeförderte Windenergieanlagen in Baden-Württemberg mit einer Leistung von rund 90 MW der „sonstigen Direktvermarktung“ zugeordnet.

Photovoltaik

Die ersten Photovoltaik-Kleinanlagen in Baden-Württemberg wurden bereits in den 80er Jahren installiert. Erst das EEG 2000 beschleunigte die Installation der damals noch sehr teuren Anlagen. Mit einer weiteren Verbesserung der Förderkonditionen mit dem EEG 2004 wurden in zunehmendem Maße auch Anlagen im zwei- und dreistelligen kW-Bereich installiert.

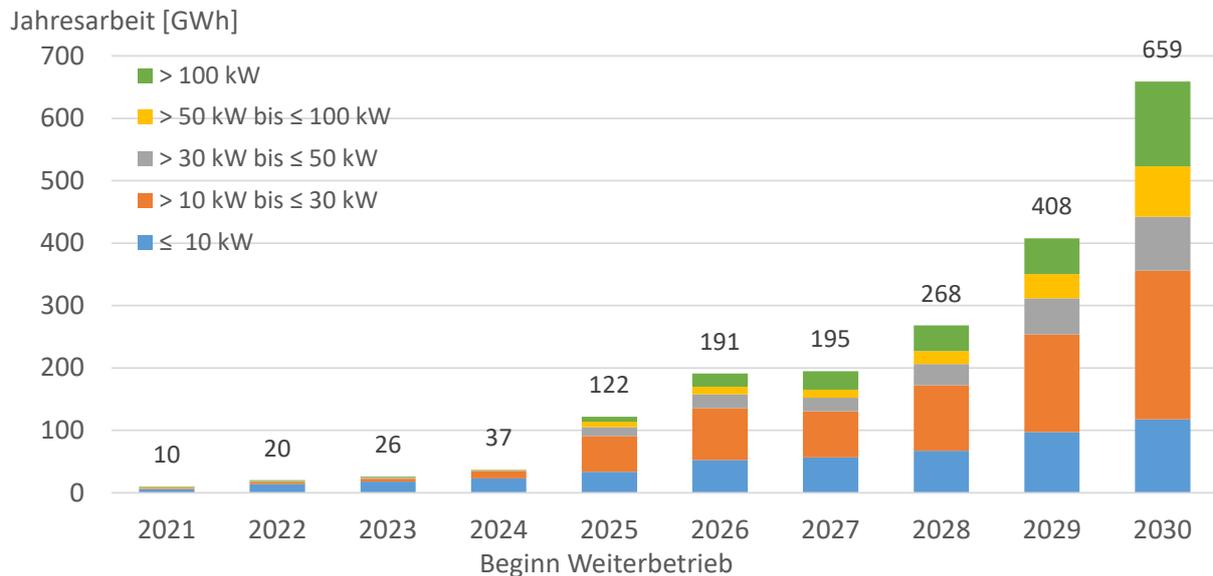
Zwischen 2021 und 2024 endet für insgesamt gut 19.000 PV-Anlagen in Baden-Württemberg die EEG-Förderung. Ab 2025 erhöht sich die jährlich betroffene Anzahl und Leistung deutlich, womit bis 2030 insgesamt 138.000 Anlagen mit einer kumulierten Gesamtleistung von 1,9 GW den EEG-Vergütungsanspruch verlieren. Davon entfällt gut die Hälfte der betroffenen Leistung auf die Jahre 2029 und 2030 (Abbildung 25). Bis zum Jahr 2004 sind hauptsächlich Klein- und Kleinstanlagen im einstelligen kW-Bereich betroffen. Ab 2005 steigt die mittlere Leistung der ausgeförderten Anlagen deutlich an.



Eigene Darstellung basierend auf den Stamm- und Bewegungsdaten zur EEG-Jahresabrechnung 2020.

Abbildung 25: Anlagenzahl und installierte Leistung von PV-Anlagen in Baden-Württemberg nach dem Startjahr ihrer Weitebetriebsphase.

Annähernd parallel zur betroffenen Leistung entwickelt sich die Strommenge der ausgeförderten PV-Anlagen (Abbildung 26). Kumuliert betrifft das Förderende bis 2030 eine Jahresarbeit von rund 1,9 TWh.



Eigene Darstellung basierend auf den Stamm- und Bewegungsdaten zur EEG-Jahresabrechnung 2020.

Abbildung 26: Jahresarbeit von PV-Anlagen in Baden-Württemberg nach dem Startjahr ihrer Weiterbetriebsphase.

In den Jahren 2020 und 2021 wurden laut Marktstammdatenregister 0,5 und 1,9 MW PV-Anlagen im Land stillgelegt. Die Daten lassen keine Aussage zu, ob die Anlagen aufgrund des anstehenden bzw. erfolgten Förderendes oder aus anderen Gründen (z. B. technischer Defekt) stillgelegt wurden. Die Daten des Marktstammdatenregisters lassen jedoch den Schluss zu, dass von den angeführten 2,4 MW lediglich 1,3 MW aufgrund der Nähe zu 20 Betriebsjahren – d. h. dem theoretischen Beginn des Weiterbetriebs ab 2021 oder 2022 (betrifft in Summe 36 MW) – tatsächlich aufgrund des Förderendes stillgelegt wurden.

3.3 Kosten des Weiterbetriebs und Erlösmöglichkeiten

Windenergie an Land

Bereits im Jahr 2017 hat sich Deutsche WindGuard im Auftrag des Bundesverband WindEnergie mit den Perspektiven für den Weiterbetrieb von Windenergieanlagen nach 2020 auseinandergesetzt [27]. Dabei analysierten die Autorinnen der Studie unter anderem den Einnahmebedarf von Anlagen ab einer installierten Leistung von 1 MW, die ihre technische Entwurfslebensdauer von 20 Jahren überschritten haben. Zur Abschätzung der Wartungs- und Instandhaltungskosten wurden Herstellern und Wartungsunternehmen interviewt. Die übrigen Betriebskosten leiteten die Autorinnen aus vorliegenden Daten zur zweiten Betriebsdekade ab. Im Hinblick auf die Wartungs- und Instandhaltungskosten wurde in der Studie zwischen drei Konzepten bzw. Strategien differenziert:

1. **Fortsetzung des Konzepts der zweiten Betriebsdekade:** Wartung und Instandhaltung sind auf einen längerfristigen Weiterbetrieb ausgerichtet. Es werden Rücklagen

für mögliche Reparaturen gebildet. Der Betrieb wird eingestellt, sobald ein Schaden an einer Großkomponente auftritt oder die Restlebensdauer erreicht ist.

2. **Optimiertes Konzept:** Wartung und Instandhaltung sind auf einen Weiterbetrieb über mehrere Jahre ausgerichtet. Kleinere bis mittlere Schäden werden repariert. Bei größeren Schäden, insbesondere an einer Großkomponente, wird der Betrieb eingestellt.
3. **Low Budget-Konzept:** Wartung und Instandhaltung werden auf ein Minimum reduziert (Schwerpunkt Standsicherheit). Es werden keine Rücklagen für Reparaturen gebildet. Beim ersten relevanten Schaden wird der Betrieb eingestellt.

Die mittleren spezifischen Kosten für die drei Wartungs- und Instandhaltungskonzepte reichen von 0,8 ct/kWh (Low Budget-Konzept) bis 1,6 ct/kWh (Konzept der 2. Dekade). Zusammen mit den übrigen Betriebskosten ergibt sich ein mittlerer Einnahmebedarf (vor Rendite) zwischen 2,1 und 2,9 ct/kWh. Unter Berücksichtigung einer erwarteten Mindestrendite, die Deutsche WindGuard in ihrer Studie auf 0,75 ct/kWh beziffert, steigt der mittlere Einnahmebedarf auf eine Spanne von 2,8 bis 3,6 ct/kWh (siehe Tabelle 11).

Tabelle 11: Einnahmebedarf von Windenergieanlagen ab 1 MW in der 3. Betriebsdekade in Abhängigkeit des Wartungs- und Instandhaltungskonzepts in ct/kWh

	Konzept der 2. Dekade	Optimiertes Konzept	Low Budget Konzept
Wartung und Instandhaltung	1,60 (1,4 – 1,8)	1,20 (1,0 – 1,4)	0,80 (0,6 – 1,0)
Pacht (Nutzungsentgelte)		0,40	
Kaufm. und techn. Betriebsführung		0,36	
Versicherungen		0,07	
Sonstige Betriebskosten		0,13	
Kosten für Weiterbetriebserlaubnis		0,33	
Einnahmebedarf vor Rendite	2,89 (2,69 – 3,09)	2,49 (2,29 – 2,69)	2,09 (1,89 – 2,29)
Mindestrendite-Erwartung		0,75	
Einnahmebedarf gesamt	3,64 (3,44 – 3,84)	3,24 (3,04 – 3,44)	2,84 (2,64 – 3,04)

Quelle: Deutsche WindGuard [27]

Ebenfalls im Jahr 2017 hat die FA Wind Betreiber zum Thema Repowering, Weiterbetrieb und Stilllegung von Windenergieanlagen nach dem Förderende befragt [28]. Dabei sollten die Betreiber unter anderem ihre Einschätzungen zu den Betriebskosten im Weiterbetrieb abgeben. Von den 106 Teilnehmern hatten 97 zum Zeitpunkt der Umfrage Windenergieanlagen in ihrem Bestand, deren Vergütung bis Ende 2025 ausläuft. 73 davon gaben eine Betriebskostenschätzung ab. Tabelle 12 fasst die Ergebnisse der Befragung differenziert nach Leistungsklassen zusammen. Für Anlagen kleiner 1 MW betrug der Median der Kostenschätzungen 4,50 ct/kWh, für Anlagen der Klasse 1-2 MW 4,00 ct/kWh und für Anlagen größer 2 MW 3,75 ct/kWh. Über alle Leistungsklassen hinweg reichte die Zwischenquartilspanne von 3,5 bis 5,0 ct/kWh. Lediglich fünf Werte überschritten die Marke von 6,0 ct/kWh.

Tabelle 12: Betriebskostenschätzungen für den Weiterbetrieb in ct/kWh

Leistungsklasse (Anzahl)	< 1 MW (n = 58)	1-2 MW (n = 40)	> 2 MW (n = 14)	Alle (n = 112)
Minimalwert	1,00	1,00	2,50	1,00
25 %-Quantil	4,00	3,45	3,31	3,50
Median	4,50	4,00	3,75	4,00
75 %-Quantil	5,00	4,5	4,00	5,00
Maximalwert	9,00	5,50	4,70	9,00
Mittelwert	4,60	3,90	3,63	4,23

Quelle: FA Wind [28]

Die von der FA Wind erhobenen Kostenschätzungen liegen zum Teil deutlich über den Werten der WindGuard-Studie. Unklar ist dabei, welche Kostenarten die Unterschiede verursachen, welche Konzepte für Wartung und Instandhaltung die Befragten bei ihren Antworten vor Augen hatten und ob die Angaben Aufschläge für eine erwartete Rendite beinhalten.

Nach Standorten differenzierte Kostenschätzungen liegen nicht vor. Es ist jedoch davon auszugehen, dass die Betriebskosten bezogen auf den Energietrag (ct/kWh) in windschwächeren Regionen wie dem Süden Deutschlands tendenziell etwas höher ausfallen.

Insgesamt ist festzustellen, dass die Betriebskosten ausgeförderter Windenergieanlagen – wie von Deutsche WindGuard aufgezeigt – stark von der individuellen Strategie abhängen. Dabei müssen die Betreiber gerade in der 3. Betriebsdekade mit einer Zunahme technischer Ausfälle und einer schwierigeren Versorgung mit Ersatzteilen rechnen [29]. Je länger die Anlagen über ihre technische Entwurfslebensdauer von in der Regel 20 Jahren betrieben werden sollen, desto mehr müssen die Betreiber folglich für Wartung und Instandhaltung aufbringen.

Für welche Betriebsstrategie sich die Betreiber entscheiden hängt nicht zuletzt von den Einnahmen ab. Während im Jahr 2020 viele Betreiber noch mit Sorge auf die Wirtschaftlichkeit des Weiterbetrieb blickten, hat sich die Ausgangssituation durch den Krieg in der Ukraine und die dadurch ausgelöste Energiekrise deutlich gewandelt. Die Monatsmarktwerte für Windenergieanlagen an Land haben im September 2021 erstmals die Marke von 10 ct/kWh überschritten und erreichten mit 46,1 ct/kWh im August 2022 ihren bisherigen Höchststand (vgl. Abbildung 36 in Abschnitt 4.1). Anzeichen dafür, dass die Marktwerte in den kommenden Jahren unter die Betriebskosten von Windenergieanlagen im Weiterbetrieb fallen, gibt es zudem nicht. So liegt das Preisniveau im Terminhandel Stand September 2022 für alle Frontjahre oberhalb von 100 Euro/MWh. Für Windenergieanlagen an Land bewertet Energy Brainpool den fairen Wert eines PPA mit einer Laufzeit von 5 Jahren (Fixpreis, Pay-as-Nominated) auf Basis der Settlementpreise vom 22. September 2022 zudem auf rund 25 ct/kWh.

Photovoltaik

Wie in Kapitel 3.2 gezeigt wurde, sind bis 2024 zunächst hauptsächlich PV-Kleinanlagen im einstelligen kW-Bereich vom EEG-Förderende betroffen. Die Lebensdauer der Module als Hauptkomponenten der PV-Anlage liegt deutlich über dem EEG-Vergütungszeitraum von 20 Jahren [17], womit die technischen Voraussetzungen für einen Weiterbetrieb gegeben sind. Je nach Anlagentalter und bereits erfolgten Reparaturen oder Ersatzinvestitionen (Wechsel-

richter) kann durchaus ein langjähriger Weiterbetrieb realisiert werden. In der Regel wird seitens des Anlagenbetreibers ein rentabler Anlagenbetrieb vorausgesetzt. Nachfolgend wird analysiert, ob die wirtschaftlichen Voraussetzungen gegeben sind.

Die Weiterbetriebskosten von kleinen PV-Anlagen liegen, je nach Anlagengröße und individuellen Voraussetzungen (z. B. dem Bedarf für einen Zählertausch) in der Größenordnung von 2,5 bis knapp 5 ct/kWh (Tabelle 13). Für einen kostendeckenden Weiterbetrieb müssen diese Kosten vollständig abgedeckt werden.

Tabelle 13: Weiterbetriebskosten von PV-Anlagen in Abhängigkeit von der Anlagengröße

Anlagengröße in kW	Weiterbetriebskosten in ct/kWh (ohne MwSt.)
5	3,0 – 4,7
10	2,7 – 4,4
20	2,6 – 4,1
30	2,5 – 3,9

Quelle: ZSW, SUER [30]

Technisch bestehen grundsätzlich zwei Möglichkeiten für einen Weiterbetrieb. Zum einen der Weiterbetrieb als Volleinspeiseanlage. Da die damaligen Vergütungssätze deutlich über den Haushaltsstromtarifen lagen, wurden diese Anlagen in der Regel als Volleinspeiseanlagen betrieben¹⁵. Zum anderen kann im Zuge des Weiterbetriebs ein Umbau zur anteiligen Eigenversorgung erfolgen, wofür ein Zählertausch erforderlich ist. Ob eine solche Umrüstung zur Eigenversorgungsanlage erfolgt, hängt von den jeweiligen Rahmenbedingungen und Zielsetzungen ab (Anlagengröße in Relation zum Stromverbrauch; Vorhandensein einer zweiten (neueren) PV-Anlage, die bereits als Eigenversorgungsanlage betrieben wird; Rückbau der Anlage und Ersatz durch eine Neuanlage).

Bei der Einspeisung (Teileinspeisung bei Eigenversorgungsanlagen bzw. Volleinspeisung) kann nach dem Vermarktungsweg unterschieden werden. Bevor die in Kapitel 3.1 beschriebene Regelung kurzfristig mit dem EEG 2021 eingeführt wurde, war der Weiterbetrieb angesichts von Monatsmarktwerten des Jahres 2020 in der Größenordnung von 0,9 bis 4,8 ct/kWh keinesfalls sichergestellt – zumal zu den oben dargestellten Weiterbetriebskosten zusätzliche Kosten für die Direktvermarktung des Stroms und die entsprechenden technischen Voraussetzungen hinzukämen. Vor diesem Hintergrund wurde mit dem EEG 2021 die „Marktwertdurchleitung“ abzüglich Vermarktungskosten eingeführt, um sowohl den Rückbau der Anlagen, als auch ein „wildes Einspeisen“ zu verhindern [31].

¹⁵ Nicht auszuschließen ist jedoch, dass im Einzelfall bereits vor dem Ablauf der EEG-Vergütungsdauer aus ideellen Gründen eine Umrüstung auf anteiligen Selbstverbrauch erfolgt ist, auch wenn die vermiedenen Strombezugskosten unterhalb des Fördersatzes lagen.

Die Marktwerte sind jedoch ab Mitte 2021 deutlich gestiegen (vgl. Kapitel 4.1), womit für 2021 ein Jahresmarktwert von 7,55 ct/kWh abzüglich des Vermarktungsbeitrags von 0,4 ct/kWh im Jahr 2021 resultierte. Die Erlöse lagen damit deutlich über den oben angeführten Weiterbetriebskosten. Im Falle einer anteiligen Eigennutzung des PV-Stroms sind, je nach Höhe des jeweiligen Strompreises und dem realisierbaren Selbstverbrauchsanteil höhere Erlöse möglich. Angesichts der Entwicklung der Marktwerte im Jahr 2022 (vgl. Kapitel 4.1) kann hier – wie oben für Windenergieanlagen – der Schluss gezogen werden, dass die Marktwerte absehbar nicht unter die Weiterbetriebskosten fallen werden und damit die wirtschaftlichen Voraussetzungen für einen Weiterbetrieb gegeben sind.

3.4 Repowering von Windenergieanlagen

Der Ersatz älterer Windenergieanlagen durch neue, leistungsfähigere Anlagen bringt in der Regel eine Reihe von Vorteilen mit sich. Die Nennleistung, der Rotordurchmesser und die Nabenhöhe von Windenergieanlagen ist seit den Anfängen der Windenergienutzung stetig gestiegen. Mit einem Repowering kann der Energieertrag daher meist um ein Vielfaches erhöht werden. Eine Neuanlage ersetzt dabei vielerorts mehrere Altanlagen. Aus raumplanerischer Sicht bietet das Repowering zudem Gelegenheit für eine Neuordnung der Anlagenstandorte. Vielfach wurden im Laufe der Jahre Pläne überarbeitet oder erstmals in Kraft gesetzt.

Neben dem technischen Zustand der Bestandsanlage und den wirtschaftlichen Rahmenbedingungen hängt die Entscheidung für ein Repowering folglich auch von der planungsrechtlichen Zulässigkeit ab. Aufbauend auf den GIS-Analysen und Daten aus Kapitel 2.1 wurde im vorliegenden Forschungsvorhaben daher der Frage nachgegangen, wie viele der in Baden-Württemberg betriebenen Windenergieanlagen innerhalb bzw. außerhalb planerisch ausgewiesener Flächen liegen.

Das Ergebnis: 517 der 736 Bestandsanlagen (70 %) stehen innerhalb rechtsverbindlich ausgewiesener Flächen. 290 Anlagen (39 %) mit einer Leistung von 688 MW (43 %) befinden sich innerhalb rechtsverbindlich ausgewiesener Vorranggebiete. Auf Ebene der Flächennutzungsplanung sind es 433 Anlagen (59 %) mit einer Leistung von 983 MW (61 %). Die folgenden Tabellen schlüsseln die Ergebnisse weiter nach Regionen auf (Tabelle 14 und Tabelle 15) bzw. geben einen Überblick darüber wie viele Anlagen innerhalb der Schnittmenge bzw. Vereinigung von zwei Flächenausweisungen auf unterschiedlicher Ebene (RP/FNP) bzw. mit unterschiedlichem Status (verbindlich/Entwurf) liegen.

Tabelle 14: Anzahl Windenergieanlagen im Bestand und innerhalb ausgewiesener Flächen auf Ebene der Regionalplanung (RP) und Flächennutzungsplanung (FNP) nach Regionen

Region	Bestand [WEA]	innerhalb RP verbindlich [WEA]	innerhalb RP Entwurf [WEA]	innerhalb FNP Verbindlich [WEA]	innerhalb FNP Entwurf [WEA]
Bodensee-Oberschwaben	12	0	0	2	0
Donau-Iller	45	29	0	18	0
Heilbronn-Franken	278	113	0	195	43
Hochrhein-Bodensee	14	9	0	5	3
Mittlerer Oberrhein	2	0	0	0	0
Neckar-Alb	9	0	0	6	0
Nordschwarzwald	38	0	0	32	12
Ostwürttemberg	131	107	0	88	52
Rhein-Neckar	36	0	18	29	16
Schwarzwald-Baar-Heuberg	49	12	0	18	14
Stuttgart	56	0	52	12	12
Südlicher Oberrhein	66	20	0	28	15
Gesamt	736	290	70	433	167

Tabelle 15: Installierte Windenergieanlagenleistung in MW im Bestand und innerhalb ausgewiesener Flächen auf Ebene der Regionalplanung (RP) und Flächennutzungsplanung nach Regionen

Region	Bestand	Innerhalb RP verbindlich	Innerhalb RP Entwurf	Innerhalb FNP verbindlich	Innerhalb FNP Entwurf
Bodensee-Oberschwaben	26	0	0	3	0
Donau-Iller	62	48	0	28	0
Heilbronn-Franken	648	242	0	455	129
Hochrhein-Bodensee	38	29	0	15	10
Mittlerer Oberrhein	4	0	0	0	0
Neckar-Alb	6	0	0	4	0
Nordschwarzwald	80	0	0	72	21
Ostwürttemberg	327	285	0	227	119
Rhein-Neckar	85	0	51	71	38
Schwarzwald-Baar-Heuberg	70	31	0	31	21
Stuttgart	115	0	108	13	19
Südlicher Oberrhein	147	53	0	65	40
Gesamt	1.607	688	159	983	396

Tabelle 16: Anzahl Windenergieanlagen innerhalb ausgewiesener Flächen (Diagonale), innerhalb der Schnittmenge zweier Flächen (unterhalb der Diagonale), innerhalb der Vereinigung zweier Flächen (oberhalb der Diagonale).

	RP verbindlich	RP Entwurf	FNP verbindlich	FNP Entwurf
RP verbindlich	290	360	517	379
RP Entwurf	0	70	474	219
FNP verbindlich	206	29	433	548
FNP Entwurf	78	18	52	167

RP = Regionalplanung, FNP = Flächennutzungsplanung

Nicht untersucht wurde, in wie vielen Fällen eine außergebietliche Ausschlusswirkung einem Repowering von Bestandsanlagen außerhalb ausgewiesener Flächen entgegenstünde. Hierzu müssten insbesondere auf Ebene der Flächennutzungsplanung zusätzliche Informationen erhoben (Ausschlusswirkung, Wirkungsbereich der Pläne) und weitergehende GIS-Analysen durchgeführt werden.

3.5 Befragung zu Weiterbetriebsstrategien für PV-Anlagen

Um herauszufinden wie die betroffenen PV-Anlagenbetreiber auf das Förderende ihrer Anlage reagieren, wurde zwischen dem 28.05.2021 und dem 20.07.2021 eine Onlinebefragung durchgeführt. Der Fragebogen war im Befragungszeitraum frei zugänglich und wurde über die Newsletter des pv magazine, der Deutschen Gesellschaft für Sonnenenergie, des Solarenergiefördervereins sowie den Photovoltaik Newsletter bekannt gemacht. Aus Baden-Württemberg waren in der Befragung 36 Teilnehmer mit einer Anlagenleistung von 148 kW vertreten. Dies entspricht einem Anteil von 1,6 % (Anzahl) bzw. 1,3 % (Leistung) der im Land vom Förderende betroffenen rund 2.250 Anlagen mit einer Leistung von 11,1 MW. Die durchschnittliche Anlagenleistung ist sowohl in der Befragung als auch insgesamt von Verzerrungen geprägt, die sich durch verhältnismäßig wenige größere Anlagen ergeben (vgl. Abbildung 27). Die Mediane der Befragung liegen jeweils um 0,5 kW über den Medianen der Grundgesamtheit. Die Befragung bildet somit in der Tendenz größere Anlagen ab, als dies im Anlagenbestand der Fall ist.

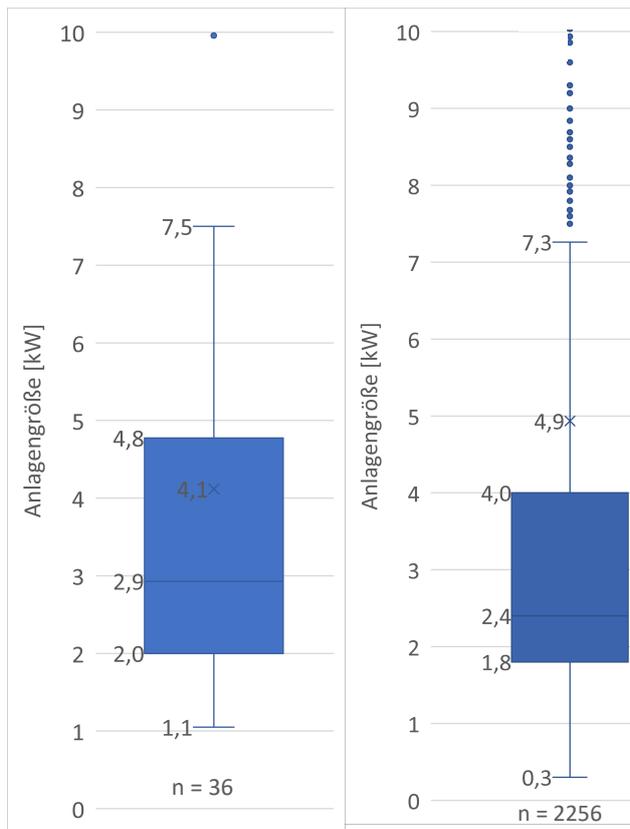


Abbildung 27: Verteilung der Anlagengrößen der von der Befragung erfassten Anlagen (links) sowie der Anlagen der Grundgesamtheit (rechts, Anlagen mit Förderende zum Jahresbeginn 2021) in Baden-WürttembergQuelle: Eigene Befragung, EEG-Daten 2019

Hinsichtlich der Repräsentativität der Befragung ist zu beachten, dass aufgrund der Bekanntmachung über Fachmedien davon ausgegangen werden muss, dass gegenüber der Grundgesamtheit der Betreiber ausgeförderter PV-Anlagen eine Verzerrung vorliegt, da Fachmedien vor allem von technisch interessierten Personen mit einer ggf. höheren Überzeugung bezüglich Photovoltaik gelesen werden.

Die Frage, ob die PV-Anlage nach Förderende stillgelegt wurde oder eine Stilllegung geplant ist, wurde von 77 % der Befragten verneint (n = 35, vgl. Abbildung 28).

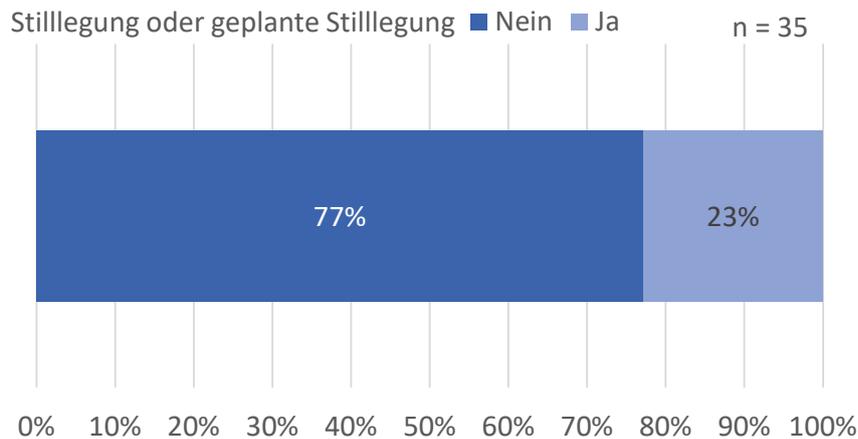


Abbildung 28: Angaben der Befragten zur (ggf. geplanten) Stilllegung ihrer Anlage in Baden-Württemberg

Von den 23 % der Anlagenbetreiber deren Anlage stillgelegt wurde bzw. wird, planen 50 % eine neue Anlage zu installieren, 25 % haben dies nicht vor, 25 % sind noch unentschlossen. Als Gründe für ihre Entscheidung gegen den Weiterbetrieb nennen 38 % der betreffenden Befragten eine zu geringe Vergütung für den eingespeisten Strom und fehlende Wirtschaftlichkeit bzw. keine Möglichkeit die Anlage auf Eigenversorgung umzurüsten. Bei weiteren 38 % werden defekte Module als Grund angegeben, 25 % nennen sonstige Gründe (in beiden Fällen Repowering). Aufgrund der in der Befragung eher geringen Anzahl betreffender Anlagenbetreiber (n = 8) ist die Aussagekraft dieser Ergebnisse jedoch stark eingeschränkt.

Eines der wesentlichen Entscheidungskriterien hinsichtlich des Weiterbetriebs ist die Frage, ob und wann ein Wechselrichtertausch bei der betreffenden Anlage ansteht. Bei der Kalkulation von Neuanlagen wurde und wird teils von einem Wechselrichtertausch innerhalb der 20-jährigen Förderdauer ausgegangen. Die Befragungsdaten bestätigen dies. Bei rund 74 % der in der Befragung erfassten Anlagen in Baden-Württemberg wurde der Wechselrichter einmal getauscht, gut 14 % mussten den Wechselrichter noch nie tauschen, ein zweimaliger Tausch war bei keinem der Befragten notwendig, jedoch gab es bei gut 11 % der Befragten bereits mehr als zweimal einen Tausch (vgl. Abbildung 29).

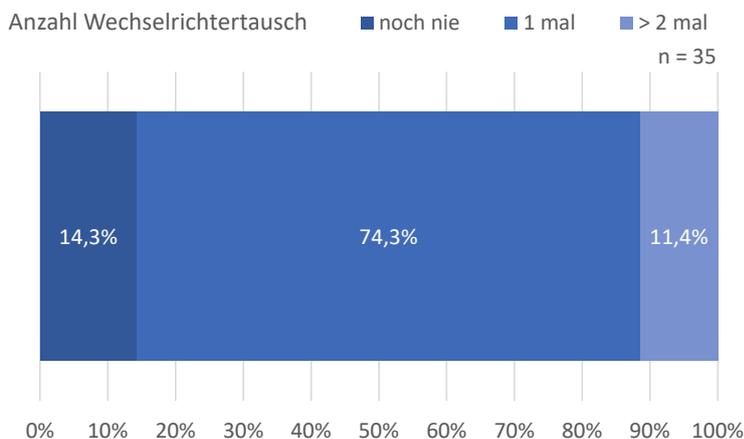


Abbildung 29: Häufigkeit des Wechselrichtertausch während der bisherigen Betriebsdauer

Für die Weiterbetriebsentscheidung wesentlich ist vor allem die Dauer seit dem letzten Wechselrichtertausch. Je länger die Zeitdauer, die seit dem letzten Wechselrichtertausch vergangen ist, desto höher ist die Wahrscheinlichkeit, dass der Wechselrichter in Kürze getauscht werden muss. Abbildung 30 zeigt die Verteilung der Zeitdauern seit dem letzten Wechselrichtertausch. Bei knapp einem Drittel der Anlagen wurde der Wechselrichter innerhalb der letzten fünf Jahre getauscht, bei knapp zwei Drittel der Anlagen sind seit dem letzten Wechselrichtertausch weniger als 10 Jahre vergangen. Ein Wechselrichtertausch in den ersten Weiterbetriebsjahren ist somit bei mindestens einem Drittel der Anlagen wahrscheinlich.

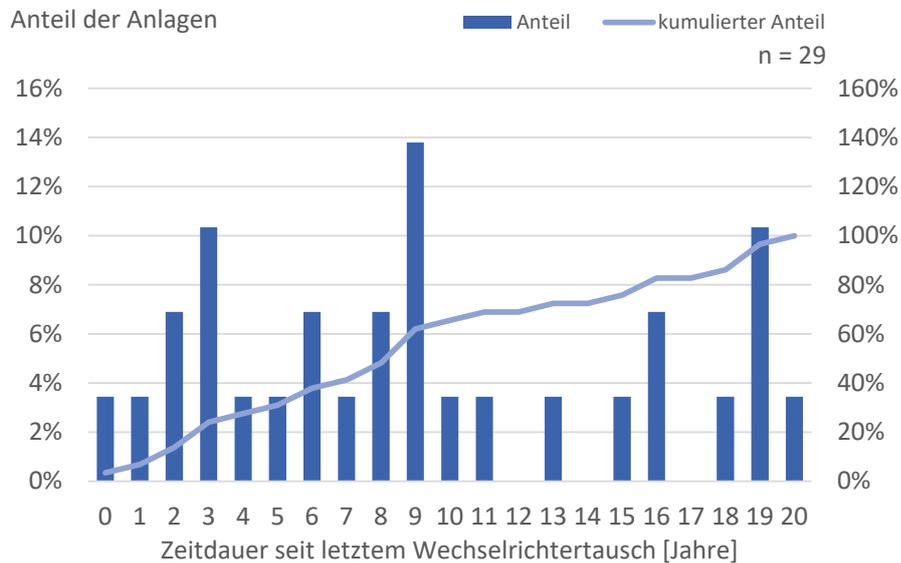


Abbildung 30: Verteilung der Zeitdauer (Jahre) seit dem letzten Wechselrichtertausch

Bei den Anlagen die weiter betrieben werden bestehen hinsichtlich der Stromeinspeisung verschiedene Möglichkeiten. Einerseits kann der Strom weiter an den Netzbetreiber abgegeben werden, wobei dieser den Jahresmarktwert abzüglich der Vermarktungskosten vergütet. 71 % der Befragten in Baden-Württemberg haben sich für diese Variante entschieden (vgl. Abbildung 31). Alternativ kann der Strom im Rahmen der sonstigen Direktvermarktung veräußert werden. Hierzu existieren Angebote für ausgeführte Anlagen durch Stromversorger/Stadtwerke (17 % der Befragten), bestimmte Direktvermarkter (0 %) sowie Anbieter von Strom-Clouds bzw. -Communities (0 %). Als weitere Option kann nicht selbst verbrauchter Strom abgeregelt werden. 13 % der Befragten, die ihre Anlage weiter betreiben, ziehen diese Möglichkeit gegenüber einer Einspeisung vor.

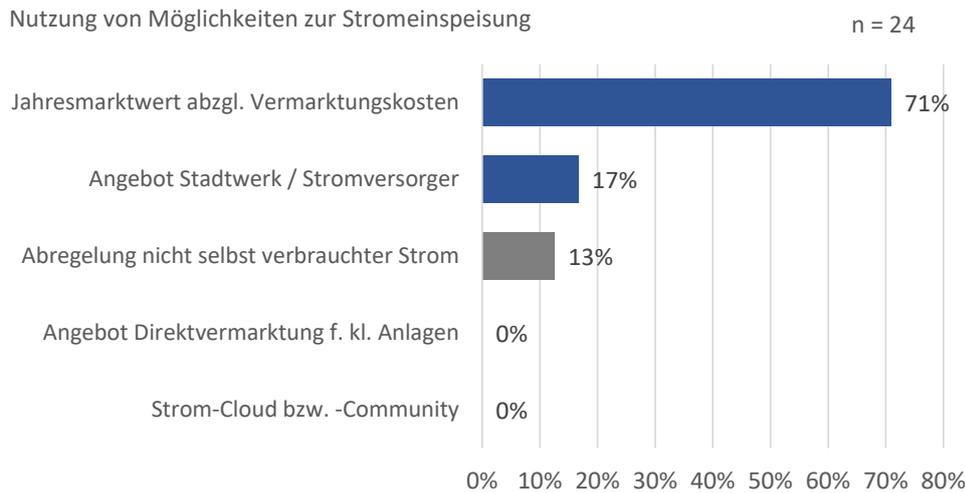


Abbildung 31: Nutzung von Möglichkeiten zur Stromeinspeisung durch die Befragten

Bei den Möglichkeiten zur Eigenversorgung findet bei drei Vierteln der Befragten in Baden-Württemberg eine Umrüstung auf Eigenversorgung statt. 63 % der Befragten nutzen hierbei keinen Batteriespeicher, 13 % installieren dagegen einen Batteriespeicher, knapp ein Viertel nutzt keine Eigenversorgung. Auf Dächern mit Anlagen aus der Anfangszeit des EEG wurde später oft eine weitere PV-Anlage zur Eigenversorgung errichtet. Das Potenzial zur zusätzlichen Eigenversorgung aus Post-EEG-Anlagen ist in diesen Fällen sehr gering. Vor diesem Hintergrund ist der Anteil der Befragten, die ihre Post-EEG-Anlage auf Eigenversorgung umgerüstet haben, obwohl bereits eine weitere Eigenversorgungsanlage existiert, unerwartet hoch (ohne Batteriespeicher 27 %, mit Batteriespeicher 100 %). Ein möglicher Grund hierfür könnte sein, dass bei den jeweiligen Anlagenbetreibern ein starker Fokus auf der Maximierung des Selbstverbrauchs liegt, wodurch das wirtschaftliche Optimum nicht immer Entscheidungsgrundlage ist.

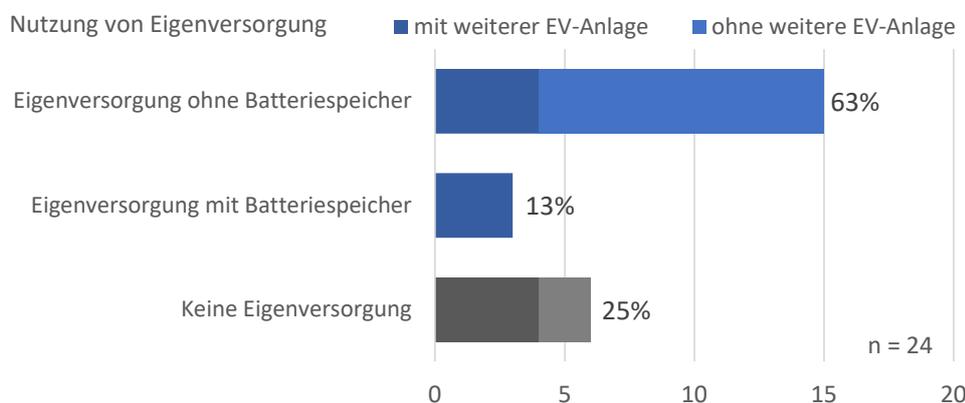


Abbildung 32: Konstellationen bei der Nutzung von Eigenversorgung

Hinsichtlich der Verbraucher, die im Rahmen der Eigenversorgung mit Strom versorgt werden, nutzen 28 % der Befragten in Baden-Württemberg eine Ladestation für E-Autos, 6 % einen Heizstab zur Warmwassererzeugung und keiner der Befragten eine Wärmepumpe. Zwei Drittel nutzen keinen dieser Verbraucher (vgl. Abbildung 33, Mehrfachantworten waren möglich).

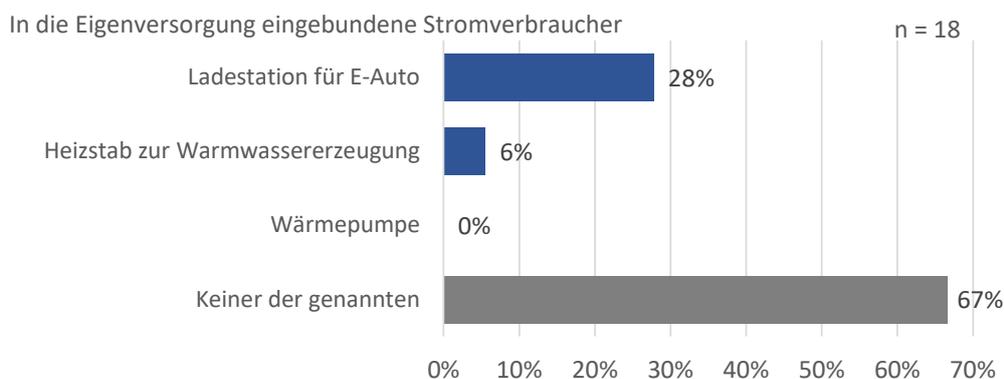


Abbildung 33: Nutzung von Stromverbrauchern im Rahmen der Eigenversorgung. Mehrfachantwort möglich.

Hinsichtlich der geschätzten Weiterbetriebsdauer in Bezug auf den technischen Zustand der eigenen Anlage ergibt sich eine relativ große Spannweite (Minimum: 5 Jahre, Maximum: 20 Jahre). Die meisten Anlagenbetreiber (rd. 58 %) gehen jedoch von einer Weiterbetriebsdauer von 10 Jahren aus (Mittelwert, 11,54 Jahre, Median 10 Jahre) (vgl. Abbildung 34). Zur Einordnung dieser Ergebnisse ist zu berücksichtigen, dass die Frage nur von den Anlagenbetreibern beantwortet wurde, die ihre Anlage bereits weiter betreiben bzw. die keine Stilllegung planen. Anlagen in schlechtem technischen Zustand sowie Anlagenbetreiber die eine geringere Bereitschaft zum Weiterbetrieb aufweisen, sind in den Antworten somit nicht vertreten. Aus den Angaben können somit keine Rückschlüsse über durchschnittliche Betriebsdauern von Anlagen gezogen werden.

Der eher hohe Schätzwert hinsichtlich der Weiterbetriebsdauer deckt sich mit der Weiterbetriebsstrategie, die die Befragten verfolgen. 46 % planen ihre Anlage so lange wie möglich zu betreiben und sind auch bereit größere Reparaturen oder Ersatzinvestitionen zu leisten. 54 % planen den Weiterbetrieb bis zur nächsten größeren Reparatur. Keiner der Befragten will die Anlage nur so lange betreiben, bis zusätzliche Kosten anfallen (vgl. Abbildung 35). Bei der Einordnung dieses Ergebnisses zeigt sich, dass die Befragten Anlagenbetreiber zu den Pionieren der PV-Installation in Deutschland zählen und in vielen Fällen aus Überzeugung handeln. Das wirtschaftliche Kalkül steht somit in vielen Fällen nicht im Vordergrund.

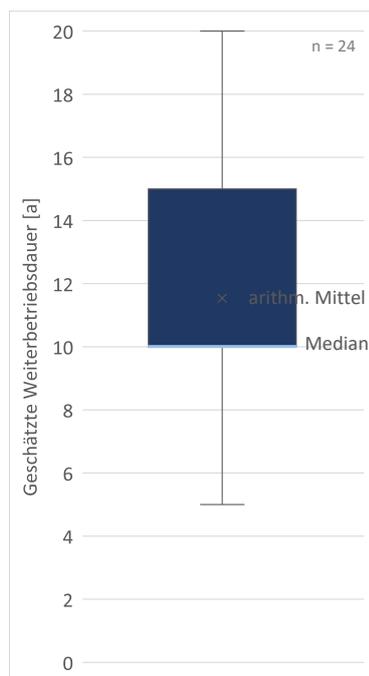


Abbildung 34: Verteilung der geschätzten Weiterbetriebsdauer

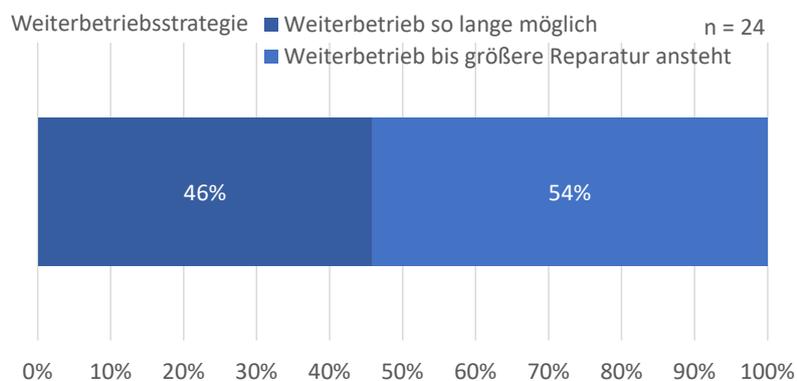


Abbildung 35: Weiterbetriebsstrategie der Befragten

3.6 Zwischenfazit

Auch für viele Bestandsanlagen in Baden-Württemberg endete zum 31.12.2020 der zwanzig-jährige EEG-Förderanspruch. Mit knapp 60 MW sind leistungsseitig zunächst überwiegend Windenergieanlagen betroffen. Parallel dazu endete für rund 2.800 PV-Anlagen die Förderung. Da es sich überwiegend um Klein- und Kleinstanlagen handelt, summiert sich die Leistung auf lediglich 12 MW.

Die Statistiken zu stillgelegten Anlagen bzw. zur sonstigen Direktvermarktung, zu der ausgeforderte Anlagen zugeordnet werden, geben keine Hinweise darauf, dass in größerem Umfang Anlagen stillgelegt wurden. Der weitaus größte Teil der Anlagen wird ohne Förderung weiterbetrieben. Eine bei PV-Anlagenbetreibern im Rahmen dieses Vorhabens durchgeführte

Befragung bestätigt diese Ergebnisse und zeigt, dass von einem Weiterbetrieb über zehn Jahre ausgegangen wird.

Die Kosten des Weiterbetriebs können im Rahmen der geltenden Regelungen (Marktwertdurchleitung für PV-Anlagen bis 100 kW bzw. sonstige Direktvermarktung für Windenergieanlagen) vollständig abgedeckt werden. Die hohen Marktwerte des Jahres 2022 erlauben darüber hinaus gehende zusätzliche Erlöse.

4 Neubau von Windenergie- und Photovoltaikanlagen ohne EEG-Förderung

Im vorliegenden Kapitel wird erörtert, wie sich die Anreizsituation für den Neubau von Windenergie- und Photovoltaikanlagen ohne EEG-Förderung darstellt. Es wird zunächst die aktuelle Lage für Neuanlagen ohne Förderung betrachtet (realisierte Anlagen, Kosten, Erlösmöglichkeiten), die anschließend mit den Regelungen der EEG-Ausschreibungen gespiegelt wird. Abschließend wird ein Fazit mit Blick auf Baden-Württemberg gezogen.

4.1 Ausgangslage und aktuelle Marktsituation

Aktueller Stand des Betriebs ungeförderter Anlagen

Für den bisherigen Zubau von Windenergie- und Photovoltaikanlagen war die finanzielle Förderung des EEG der zentrale Treiber. Ohne eine finanzielle Förderung wären die Anlagen nicht oder nur in sehr geringem Umfang errichtet worden, weil die Erzeugungskosten des Stroms die erzielbaren Erlöse am Strommarkt zum Teil deutlich überstiegen. Die Erzeugungskosten von Strom aus Windenergie- und PV-Anlagen sind in den vergangenen Jahren gesunken, besonders stark ausgeprägt war der Rückgang bei PV-Freiflächenanlagen/-Großanlagen [32]. Dies führte dazu, dass in den vergangenen Jahren zusätzlich zum finanziell mit dem EEG geförderten Zubau auch Anlagen außerhalb der Förderung realisiert wurden. Diese werden oft als PPA-Projekte bezeichnet¹⁶. Im Zeitraum 2019 bis November 2022 wurden bundesweit PV-Freiflächenanlagen mit einer Leistung von rund 1,6 GW ohne Förderung errichtet (Tabelle 17). Im Bereich der Windenergie an Land sind dagegen bislang keine ungefördernten Vorhaben bekannt. Vorreiter in dieser Hinsicht sind auf europäischer Ebene unter anderen Schweden und Finnland. Dort wurden in den letzten Jahren vermehrt Windenergieanlagen an Land in Betrieb genommen, deren Finanzierung über langfristige PPA-Verträge abgesichert ist.

In Baden-Württemberg wurde bislang acht förderfreie PV-FFA mit insgesamt 19 MW errichtet (Abbildung 17). Baden-Württemberg ist damit in diesem Marktsegment deutlich unterrepräsentiert. In ähnlicher Form ist dies bei den im Rahmen der EEG-Ausschreibungen geförderten Anlagen der Fall, wo der Anteil Baden-Württembergs am Zuschlagsvolumen aller bis Ende 2021 erfolgten Ausschreibungsrunden für PV-FFA bei lediglich rund 3 % lag [34]. Im Vergleich dazu liegt der Anteil Baden-Württembergs an den ungefördernten PV-FFA mit 1,2 % noch niedriger. Eine Erklärung dafür ist zunächst die im Vergleich zu anderen Bundesländern zögerliche Flächenausweisung. Ein zusätzlicher Erklärungsansatz für den geringen Anteil von Anlagen außerhalb der Förderung ist, dass es in Baden-Württemberg im Vergleich zu Bayern oder Ostdeutschland aufgrund der Besiedlungsstruktur in geringerem Maße große und zusammenhängende Flächen gibt, die sich besonders gut für Großanlagen eignen. Diese finden sich

¹⁶ Power Purchase Agreements sind Abnahmeverträge für Strom, in denen u.a. Menge, Preis, Laufzeit und bilanzielle Abwicklung geregelt sind. Siehe auch [33].

insbesondere in Ostdeutschland, weshalb dort bereits viele Großanlagen ohne Förderung realisiert wurden und in Planung sind [35].

Tabelle 17: Neubau ungeförderter PV-Freiflächenanlagen in Deutschland und Baden-Württemberg in MW pro Jahr

	Deutschland	Baden-Württemberg
2019	33	0
2020	288	2
2021	633	0
2022*	684	17

Quelle: Marktstammdatenregister, eigene Auswertungen, * Datenstand 28.11.2022

In Baden-Württemberg befindet sich seit 2019 ein Solarpark mit 70 MW in der Planung, der frühestens im Sommer 2023 in Betrieb genommen werden soll [36]. Diese Anlage wird die größte PV-Freiflächenanlage in Baden-Württemberg sein. Für die Anlage wird – zum Stand September 2022 – aufgrund ihrer Größe keine Teilnahme an den EEG-Ausschreibungen nach EEG 2023 möglich sein. In den Ausschreibungsrunden des Jahre 2023 sollen jedoch auch Anlagen bis 100 MW zulässig sein [37]. Ob für die Anlagen eine Ausschreibungsteilnahme erfolgt und ob die Anlage die größte PV-Anlage ohne Förderung in Baden-Württemberg sein wird, ist zum Stand der Berichterstellung unklar.

Bei der Interpretation der obigen Zahlen sind die Wechselwirkungen mit dem geförderten Marktsegment (EEG-Ausschreibungen) zu berücksichtigen (vgl. dazu die Ausführungen weiter unten). So waren die Ausschreibungen für PV-Freiflächenanlagen in den angeführten Jahren stets überzeichnet, das heißt es wurden Gebote für ein höheres Leistungsvolumen abgegeben, als ausgeschrieben war. Außerdem war bis Ende 2020 die maximale Anlagengröße auf 10 MW begrenzt (ab 2021: 20 MW). Damit bestand für Marktakteure ein Anreiz, auch Zubau außerhalb der Ausschreibungen ohne finanzielle EEG-Förderung zu realisieren. Im Bereich der Windenergieanlagen an Land waren jedoch fast alle Ausschreibungsrunden unterzeichnet. Damit bestanden Anreize, zum jeweils geltenden Höchstpreis zu bieten. Die wirtschaftliche Attraktivität und die sehr hohe Wahrscheinlichkeit für einen Zuschlag wirkten entsprechend dämpfend auf die Aktivitäten außerhalb der Windenergieausschreibungen.

Stromgestehungskosten von Neuanlagen

Die Stromgestehungskosten neuer Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien sind je nach Standort und den Annahmen zu Kosten und Betriebsparametern unterschiedlich hoch. Für Windenergieanlagen an Land und PV-Anlagen bestimmen insbesondere die Investitionskosten und die Volllaststunden die Stromgestehungskosten. Daneben wird das Ergebnis auch stark von der angenommenen Lebens- bzw. Kalkulationsdauer bestimmt.

Tabelle 18: Stromgestehungskosten neuer Anlagen zur Nutzung von Windenergie an Land bzw. Photovoltaik

Anlagentyp	Stromgestehungskosten *
Windenergieanlagen	Sehr gute Standorte: 3,9 ct/kWh Schlechte Standorte: 8,3 ct/kWh
Große Freiflächenanlagen (> 1 MW)	Süddeutschland: 3,1 bis 4,1 ct/kWh Norddeutschland: 4,3 bis 5,7 ct/kWh

* für Lebens-/Kalkulationsdauern von 25 Jahren (Windenergie) bzw. 30 Jahren (Photovoltaik)

Quelle: [38]

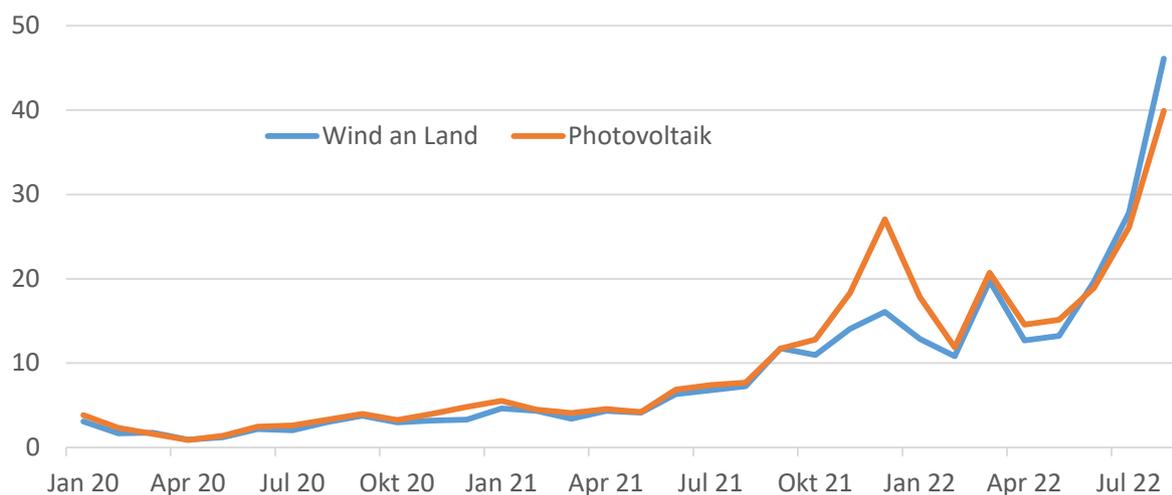
Bei der Nutzung der obigen Angaben muss berücksichtigt werden, dass diese aus einer Studie von Mitte 2021 stammen. Die seither zu beobachtenden Lieferkettenprobleme sowie die Teuerung, auch von Windenergie- und PV-Anlagen und nicht zuletzt die gestiegenen Zinsen und damit Finanzierungskosten führen zu höheren Stromgestehungskosten, die in den obigen Werten nicht abgebildet sind. Sie bieten dennoch eine geeignete Größenordnung zum Abgleich mit den nachfolgend thematisierten erzielbaren Marktwerten ab.

Erzielbare Markterlöse

Die erzielbaren Markterlöse erneuerbarer Energien werden üblicherweise als deren Marktwert bezeichnet. Wie die Begrifflichkeit nahelegt, spiegelt dies den Wert des Stroms am Markt, also an der Strombörse, wieder. Dabei ist der Marktwert neben dem Einspeiseprofil – also dem zeitlichen Verlauf der bereitgestellten Leistung pro Zeiteinheit – von einer Vielzahl von Faktoren abhängig, die vom Anlagenbetreiber bzw. Einspeiser selbst nicht beeinflussbar sind. Dazu zählen u. a. der jeweilige Marktanteil der erneuerbaren Energien, CO₂- und Brennstoffpreise, die Verfügbarkeit des konventionellen Kraftwerksparks und die Verfügbarkeit von Speichern und flexiblen Nachfrageoptionen [39].

Die Marktwerte für Windenergie- und PV-Anlagen bewegten sich lange Zeit in der Größenordnung von 3 bis 5 ct/kWh. Dargestellt sind in Abbildung 36 die Marktwerte seit Januar 2020. Ab Mitte 2021 sind die Börsenstrompreise – und damit auch die Marktwerte für erneuerbare Energien – im Zuge der Gaspreiskrise drastisch gestiegen. Die Marktwerte für Windenergieanlagen an Land und Photovoltaikanlagen lagen vor diesem Anstieg relativ nahe beieinander. In den Wintermonaten Ende 2021 lag der Monatsmarktwert für Photovoltaik kurzfristig nahezu beim doppelten des Werts von Windenergieanlagen, um sich anschließend wieder sehr eng an den von Windenergieanlagen anzukoppeln.

Monatsmarktwerte [ct/kWh]



Datenquelle: [40]

Abbildung 36: Monatsmarktwerte für Windenergieanlagen und Photovoltaikanlagen

Der Abgleich mit den oben angeführten Stromgestehungskosten zeigt, dass angesichts der derzeitigen Marktwerte überaus hohe Erlöspotenziale bestehen, insbesondere für PV-Freiflächenanlagen. Die angeführten Preise sind jedoch eine Momentaufnahme. Für eine Investitionsentscheidung müssen Marktakteure die zukünftige Entwicklung der Börsenstrompreis und der Marktwerte für erneuerbare Energien einschätzen. Dies ist mit hohen Risiken verbunden und führt in der Regel zu höheren Risikoprämien (ausgedrückt durch höhere Kreditzinsen bzw. höhere Eigenkapitalforderungen seitens der finanzierenden Banken), die wiederum die Stromgestehungskosten erhöhen.

Die Börsenstrompreise und erzielbaren Marktwerte sind in der Praxis nicht nur ein Anhaltspunkt für die direkte Vermarktung an der Strombörse, sondern auch für PPA, bei denen ein Vertrag zur Stromlieferung mit einem Unternehmen oder Energieversorger geschlossen wird. Dabei werden in der Regel weitere Preiskomponenten, insbesondere Risikokomponenten berücksichtigt und eingepreist [41].

Im Zuge der Verwerfungen auf dem europäischen Strommarkt werden zum Bearbeitungsstand im Herbst 2022 auch weitreichende regulatorische Eingriffe in den Strommarkt diskutiert (Preisdeckel, Gewinnabschöpfung). Ob und wie diese umgesetzt werden und wie sich dies auf die Erlöspotenziale von PPA-Anlagen auswirkt, kann zu diesem Zeitpunkt und an dieser Stelle nicht analysiert werden.

Ob und inwieweit die derzeitige Marktsituation zu höherem Neubau von Anlagen außerhalb der EEG-Förderung führt, steht darüber hinaus in engen Wechselwirkungen mit dem Fördersegment. Im Folgenden Abschnitt wird deshalb näher auf diese Abhängigkeiten eingegangen.

4.2 Wechselwirkungen mit den geförderten Anlagensegmenten

PV-Freiflächenanlagen ab 750 kW (ab 2023: 1 MW) bzw. Windenergieanlagen werden im Rahmen des EEG über Ausschreibungen gefördert. Der Grundgedanke eines Ausschreibungssystems ist, dass die Preisfindung wettbewerblich erfolgt. Eine Voraussetzung für Wettbewerb ist, dass dauerhaft ein höheres Volumen angeboten als ausgeschrieben wird und folglich nicht alle Bieter einen Zuschlag erhalten. Im umgekehrten Fall, wenn das Gebotsvolumen das Ausschreibungsvolumen unterschreitet, herrscht kein Wettbewerb. Alle Bieter kommen deshalb zum Zuge und haben bei regelmäßig erfolgenden Ausschreibungen wiederholt sehr hohe bis sichere Zuschlagschancen sowie den Anreiz zum Höchstwert zu bieten¹⁷.

In den EEG-Ausschreibungen waren bis Mitte 2022 konträre Entwicklungen bei PV-FFA und Wind an Land zu verzeichnen. Während die PV-Ausschreibungen stets (und z. T. sehr deutlich) überzeichnet waren, d. h. mehr Gebots- als Ausschreibungsvolumen vorlag, waren nahezu alle Ausschreibungsrunden für Windenergieanlagen an Land unterzeichnet (siehe [34] und Vorjahresberichte). Für Akteure im Bereich PV-FFA war das heimische Marktpotenzial somit begrenzt. Als limitierender Faktor kam hinzu, dass das EEG eine maximale Anlagengröße von PV-Projekten von 10 MW bzw. ab 2021 20 MW erlaubte. Größere Projekte konnten deshalb nicht im Rahmen der EEG-Förderung realisiert werden oder mussten unter Einhaltung zeitlicher Abstandregelungen (§ 24 EEG 2021) in kleinere Einheiten gesplittet werden. Vor diesem Hintergrund bestanden Anreize zum Bau und Betrieb von Anlagen außerhalb der EEG-Ausschreibungen.

In der Ausschreibungsrunde vom Juni 2022 waren die Ausschreibungen für PV-FFA erstmals unterzeichnet. Dies war im Ausschreibungssegment für Windenergieanlagen an Land in bisher nahezu allen Ausschreibungsrunden der Fall. Mit der im EEG 2023 festgelegten deutlichen Ausweitung der Ausschreibungsvolumina dürfte sich dies absehbar fortsetzen¹⁸. Angesichts dieser Wettbewerbssituation besteht für Windenergieanlagen an Land weiterhin kein Anreiz, eine Anlage außerhalb des EEG zu realisieren. Im Bereich der PV-FFA ist dies bis 20 MW auch der Fall, dort besteht oberhalb von 20 MW ein Anreiz, außerhalb des EEG zu realisieren¹⁹. In der Praxis bestehen Mischfälle, also Anlagen bei denen ein Teil über das EEG gefördert wird und ein anderer Teil anderweitig vermarktet wird²⁰.

Eine weitere Wechselwirkung zwischen dem geförderten und ungeförderten Markt für PV-FFA besteht im Hinblick auf die möglichen Flächen, auf denen Anlagen gebaut werden können.

¹⁷ Dies ist im Einzelnen Abhängig vom Grad der Unterzeichnung (Verhältnis von Gebots- zu Ausschreibungsvolumen), von der Höhe des Höchstwerts sowie vom Marktpotenzial für eine Steigerung des Gebotsvolumens.

¹⁸ Parallel dazu wurden Maßnahmen umgesetzt (Wind-an-Land-Gesetz, Aufnahme von Agri-PV-Anlagen und weiteren besonderen Solaranlagen in die Flächenkulisse für PV), um mehr Flächenausweisungen bzw. Anlagen anzureizen. Ob dies ausreichend ist, ist zumindest fraglich.

¹⁹ Denkbar ist, dass seitens des Gesetzgebers als Reaktion auf eine wiederholte Unterzeichnung der Ausschreibungen für PV-FFA die Größengrenze deutlich angehoben wird, um auch für größere Anlagen Gebote zu ermöglichen. Dies beschneidet jedoch das PPA-Segment und damit den perspektivisch wichtigen Markt ohne EEG-Förderung/-Absicherung.

²⁰ Siehe z.B. <https://www.solarserver.de/2021/08/30/photovoltaik-pfalzsolar-kombiniert-eeg-mit-ppa/>

EEG-geförderte Anlagen sind Restriktionen bei der Standortwahl unterworfen, weil das EEG nur bestimmte Flächen für geförderte Solarparks zulässt. Dies sind gemäß EEG 2023 beispielsweise Konversionsflächen, Flächen im Abstand von bis zu 500 m längs von Autobahnen und Schienenwegen oder Acker- bzw. Grünlandflächen in so genannten „benachteiligten Gebieten“. Für letztere muss das jeweilige Bundesland eine entsprechende Verordnung erlassen, was in Baden-Württemberg erfolgt ist. Dem gegenüber bestehen im Falle einer Realisierung außerhalb des EEG keine Restriktionen bei der Flächenauswahl (erforderlich ist jedoch i.d.R. ein entsprechender Bebauungsplan).

4.3 Einordnung und Fazit für ungeförderte Anlagen in Baden-Württemberg

Die Analyse der Ausgangslage (Stand Herbst 2022) zeigt, dass Marktchancen für PV-FFA und Windenergieanlagen an Land außerhalb des EEG bestehen. Die zu diesem Zeitpunkt vorherrschenden Marktwerte liegen deutlich über den Stromgestehungskosten von neuen Windenergie- oder PV-Freiflächenanlagen. Es bestehen jedoch hohe Unsicherheiten über die zukünftige Entwicklung der Marktwerte, da zahlreiche Einflussfaktoren auf diese einwirken. Die langfristigen Marktwertenerwartungen können von den Marktakteuren sehr unterschiedlich eingeschätzt werden.

Der Abgleich mit den Rahmenbedingungen des EEG 2023 zeigt, dass nur für PV-Freiflächenanlagen oberhalb von 20 MW Anreize dazu bestehen, diese außerhalb der Förderung zu realisieren. Für kleinere Solarparks und generell für Windenergieanlagen an Land bestehen aufgrund der absehbar fortbestehenden Unterzeichnung der Ausschreibungen keine derartigen Anreize.

Die weitere Entwicklung ist stark abhängig vom regulatorischen Rahmen. Sollte die Größenbegrenzung für PV-Freiflächenanlagen ausgehend von 20 MW zukünftig angehoben werden, verändert dies die Anreizsituation zu Teilnahme an den EEG-Ausschreibungen und würde dämpfend auf die Aktivitäten außerhalb des EEG wirken. Im Vergleich zu anderen Bundesländern und insbesondere Ostdeutschland ist das PPA-Segment in Baden-Württemberg jedoch noch sehr gering. Ob und inwieweit dieser Markt in Baden-Württemberg an Bedeutung gewinnt, hängt neben dem regulatorischen Rahmen insbesondere von geeigneten verfügbaren Flächen ab.

Als regulatorisches Risiko bestehen zum Bearbeitungsstand regulatorische Eingriffe in den europäischen Strommarkt (Preisdeckelung, Übergewinnsteuer). Ob und wie diese umgesetzt werden und wie sich dies auf die Erlöspotenziale von PPA-Anlagen auswirkt, kann zu diesem Zeitpunkt und an dieser Stelle nicht analysiert werden.

Eine Unsicherheit stellen die hohen Strompreise aus beihilferechtlicher Sicht für den Zubau im Rahmen der EEG-Ausschreibungen dar. So könnte seitens der EU überprüft werden, ob angesichts der derzeitigen Marktwerte überhaupt Bedarf für eine Förderung besteht. Eine finanzielle EEG-Förderung wird de facto bei den hohen Marktwerten seit Ende 2021 nicht gezahlt

(Marktprämie = 0, wenn Marktwert > anzulegender Wert), das EEG bietet jedoch mit der Gewährung eines anzulegenden Werts Finanzierungssicherheit und damit geringere Finanzierungskosten. Ob ohne EEG auf dieser Basis dauerhaft und in erforderlichem Umfang Anreize zur Investition in Neuanlagen bestehen, wäre jedoch zunächst zu prüfen.

Für Baden-Württemberg können insgesamt keine spezifischen Empfehlungen für das Segment der ungeforderten Anlagen abgeleitet werden. Angesichts des bundes- und landesweiten Zubaubedarfs sollten sich die Aktivitäten deshalb vielmehr darauf konzentrieren, die Ausweisung geeigneter Flächen voranzutreiben – unabhängig davon, ob die Anlagen mit oder ggf. ohne EEG-Förderung realisiert werden.

5 Instrumente für erneuerbare Energien dezentral und lokal

In den nachfolgenden Abschnitten werden verschiedene Instrumente im lokalen und dezentralen Kontext analysiert. Perspektivisch soll dabei aufgezeigt werden welche Betriebsmodelle für Photovoltaikanlagen für einen Ausbau „von unten“ geeignet erscheinen. Der Fokus für Windenergieanlagen liegt in der Identifikation von Konzepten zur Unterstützung von Bürgerwindparks. Für beide Technologien wurden passende Kriterien gesucht, welche im nachfolgenden Abschnitt erläutert werden. Aufgrund der teilweise veränderten Bedingungen durch das EEG 2023 und der Auswirkungen auf die einzelnen Vermarktungswege, Geschäftsmodelle und Anwendungsfälle und dadurch auch auf den lokalen und dezentralen EE-Ausbau, werden daraufhin die relevanten Konzepte beschrieben, bevor anschließend die Bewertung hinsichtlich der Potenziale für den lokalen Ausbau folgt.

5.1 Kriterienbeschreibung

Im Folgenden werden Bewertungskriterien aufgezeigt und erläutert. Anhand dieser erfolgt die detaillierte Bewertung der Vermarktungswege sowie Geschäftsmodelle und Anwendungsfälle (nachfolgend zusammengefasst abgekürzt als Vermarktungsmethoden) von Photovoltaik- und Windenergieanlagen.

Kosteneffizienz: Transaktionskosten/ Umsetzungsaufwand/ Administrierbarkeit

Unter diesem Kriterium wird diskutiert, welchen Aufwand die jeweilige Vermarktungsmethode (Bereich PV) bzw. Unterstützungsstrategie (Bereich Wind-BEGs) auf Seiten des Staates bzw. des Investors/Betreibers verursacht. Die Betrachtung erfolgt dabei auf beiden Ebenen.

- **Transaktionskosten/Administrierbarkeit (Staat):** Dieses Kriterium stellt heraus welchen administrativen Aufwand die jeweilige Vermarktungsmethode bzw. Unterstützungsstrategie für den Staat verursacht. Der Fokus liegt dabei auf dem Aufwand bei der Administration, insbesondere die Frage von Detailgrad und Kleinteiligkeit von Regelungen, z. B. im Hinblick auf Differenzierung von Förderhöhen und Ermittlung der Fördersätze, Überprüfung der Berechtigung zur Förderung, etc.
- **Transaktionskosten/Umsetzungsaufwand (Investor/Betreiber):** Dieses Kriterium betrachtet den Aufwand auf Seiten des Investors / Anlagenbetreibers, der für Gewährung einer Förderung oder Umsetzung einer Maßnahme notwendig ist, einschließlich ggf. erforderlicher Vermarktung. Ein Beispiel für solch einen Aufwand sind die Vorbereitung auf die Teilnahme an einer Ausschreibung inklusive der Gebotskalkulation unter Berücksichtigung von Privilegien für Vor-Ort-Versorgung, falls diese erlaubt sein sollte.

Kosteneffizienz: Förderkosten

Dieses Kriterium bewertet die Höhe und die Effizienz der eingesetzten Fördermittel. Dabei wird unterschieden zwischen direkten Förderkosten (bspw. EEG-Differenzkosten) und indirekt anfallenden Förderkosten (z. B. durch die Freistellung von Abgaben und Umlagen bei der Eigenversorgung).

Kosteneffizienz: Stromgestehungskosten

Hierunter wird diskutiert, ob die Instrumente dazu führen, dass in eher teure oder günstige Anlagen (in EUR/kW) bzw. Anlagen mit tendenziell niedrigen oder hohen Volllaststunden (und damit bei gleichen Anlagenkosten höheren oder niedrigen Stromgestehungskosten in ct/kWh) investiert wird. Unterschiede in den Kosten sind insbesondere von der Größe der Anlage abhängig, tendenziell sind größere Anlagen kostengünstiger als kleinere Anlagen.

Verteilungswirkungen

Dieses Kriterium zeigt welche Akteure / Akteursgruppen von dem jeweils betrachteten Instrument eher profitieren und welche (i. d. R. durch höhere zu tragende Kosten oder auch einem hohen Umsetzungsaufwand) eher benachteiligt werden. Die Bewertung dieses Kriteriums erfolgt durch das qualitative Aufzeigen von Wirkungen (wer wird be- bzw. entlastet) und durch die Einordnung in den Gesamtwirkungsmechanismus des Instruments.

Sicherheit der Finanzierung

Mit diesem Kriterium werden Unterschiede in Bezug auf die Risiken diskutiert, die die einzelwirtschaftlichen Akteure tragen. Hierbei ist für PV-Anlagen insbesondere relevant, dass Vermarktungsmethoden, bei denen die einzelwirtschaftliche Attraktivität von einer Begünstigung des Vor-Ort-Verbrauchs aus der PV-Anlage gegenüber dem Fremdbezug aus dem Netz abhängt, grundsätzlich mit einem höheren Risiko verbunden sind, da die zukünftige Höhe der Vor-Ort-Versorgungsprivilegien Unsicherheiten unterliegt. Für Windenergieanlagen, aber auch für PV-Anlagen, spielt hier vor allem eine Rolle, inwieweit die Finanzierung über das EEG gewährleistet ist und welche anderen Finanzierungsmodelle ansonsten Sicherheit verschaffen.

Effektivität/ Anreizwirkung

Dieses Kriterium diskutiert, ob mit dem Instrument die Erreichung vorgegebener Mengenziele bzw. die Erreichung der Ausbauziele angereizt wird oder ob das Instrument keine besonderen Beiträge zur Erreichung der jeweiligen ausgewiesenen Ziele beisteuert.

Parametrierungsrisiken

Mit diesem Kriterium wird bewertet, ob das Modell „Stellschrauben“ (durch die administrierende Stelle / den Normgeber vorzugebende Parameter der Instrumente) besitzt, auf deren Festlegung das Ergebnis (Menge des Zubaus, Anzahl der Zuschläge, Verteilungswirkungen, Kosteneffizienz) besonders sensibel reagiert und deren Festlegung erhebliches regulatorisches Wissen erfordert.

Unterstützung des dezentralen PV-Ausbaus

Durch dieses Kriterium wird die Auswirkung des jeweiligen Betriebsmodells auf den dezentralen Ausbau beschrieben.

Unterstützung des PV-Ausbaus in Ballungsräumen/Städten

Ob und wie das entsprechende Betriebsmodell in Ballungszentren und Städten funktioniert, wird im letzten Kriterium aufgezeigt.

5.2 Photovoltaik

5.2.1 Kurz-Steckbriefe der Vermarktungswege, Geschäftsmodelle und Anwendungsfälle für PV-Anlagen

Um einen Überblick über die aktuellen Vermarktungswege, Geschäftsmodelle und Anwendungsfälle für PV-Anlagen zu erhalten, werden diese nachfolgend kurz beschrieben und allgemein qualitativ bewertet. Daran anschließend findet eine detailliertere Bewertung der einzelnen Modelle anhand definierter Kriterien statt.

Volleinspeisekonzepte

<i>Beschreibung</i>	<ul style="list-style-type: none"> • PV-Anlagen, welche den kompletten erzeugten Strom über die gesamte Nutzungsdauer (bzw. zumindest über den Vergütungszeitraum) ins Stromnetz einspeisen. • Der Anlagenbetreiber erhält über den gesamten Vergütungszeitraum eine vorab fixierte feste Einspeisevergütung oder eine staatliche Marktprämie. • Die Vermarktung des eingespeisten Stroms (inkl. Prognose und Bilanzkreismanagement) wird von einer zentralen Stelle vorgenommen (Anlagen bis 100 kW) bzw. bei größeren Anlagen vom Betreiber oder Dienstleister.
<i>Allgemeine Bewertung</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Hohes Maß an Investitionssicherheit (nur ein Erlösstrom, der staatlich gesichert ist). • Vergleichsweise geringer Transaktionsaufwand auf Seiten des Anlagenbetreibers. • Relativ zielgenaue Steuerung der wirtschaftlichen Attraktivität über Vergütungshöhe möglich. • Es lassen sich Flächen nutzen bzw. Projekte realisieren, wenn Eigenversorgung nicht möglich ist bzw. Direktlieferung an Dritte zu komplex wäre → Simplizität als Vorteil. • Die verfügbaren Dachflächen werden tendenziell besser ausgenutzt und größere Anlagen errichtet, da kein Fokus auf Optimierung/Maximierung der Eigenversorgung gelegt wird. Im Gegenzug eher höhere Netzbelastung durch größere Einspeiseleistung. • Schafft die Voraussetzungen dafür, dass ein Dritter die Dachfläche pachten oder mieten kann und darauf eine PV-Anlage betreiben

kann, ohne dass Eigenversorgung oder Direktlieferung erforderlich ist.

- Relevant, um den PV-Ausbau in Ballungsgebieten (hoher Anteil an Mehrfamilienhäusern/vermieteten Gebäuden) voran zu bringen.
-

Teileinspeiseanlagen (Eigenversorgungskonzepte)

Beschreibung

- Eigenversorgung ist der Verbrauch des Stroms vor Ort ohne die Nutzung des öffentlichen Stromnetzes durch dieselbe natürliche oder juristische Person, die auch die Anlage betreibt.
 - Teileinspeiseanlagen sind oft auf einen hohen Eigenverbrauch optimiert bzw. dimensioniert und dienen der Einsparung von Strombezugskosten
 - Die Vergütung für den eingespeisten Strom von Eigenversorgungsanlagen ist nach EEG 2023 niedriger als diejenige von Volleinspeiseanlagen.
-

Allgemeine Bewertung

- Durch die Dimensionierung auf hohe Eigenverbrauchsquoten nutzen Eigenversorgungsanlagen die zur Verfügung stehende Dachfläche oft nicht vollständig aus. Dies widerspricht den aktuellen, ambitionierten Zielen zum allgemeinen Ausbau der Photovoltaik.
 - Hohe und weiter steigende Strompreise machen Eigenversorgungsanlagen attraktiver.
 - Weitere Treiber: Autarkiegedanke, Emotionalität des "Produktes", oft in Kombination mit einem Batteriespeicher (s. auch unter Geschäftsmodelle „Cloud Community-Modell“ und Pachtmodell) → Wirtschaftlichkeit teils nachrangig.
 - Eigenversorgungsprojekte sind in Mehrfamilienhäusern oft nicht umsetzbar und die Direktstromlieferung (s. unten) ist mit zusätzlichen Anforderungen des Energiewirtschaftsrechts verbunden. In Ballungsräumen (hoher Anteil Mehrfamilienhäuser) deshalb eher geringe Bedeutung.
-

Direktvermarktung mit gleitender Marktprämie

<i>Beschreibung</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Betreiber von Photovoltaikanlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 100 kW sind gemäß EEG verpflichtet, den Strom direkt zu vermarkten und haben Anspruch auf die Zahlung einer Marktprämie. Betreiber von Anlagen bis 100 kW können freiwillig das Marktprämienmodell in Anspruch nehmen. • Die Vermarktung des eingespeisten Stroms liegt im Verantwortungsbereich des Anlagenbetreibers. Dieser beauftragt i. d. R. einen Dienstleister (Direktvermarkter/Stromhändler) mit der Vermarktung. • Marktwert < anzulegender Wert: Zusätzlich zu den Erlösen aus der Vermarktung am Strommarkt erhält der Anlagenbetreiber eine gleitende Marktprämie als finanzielle Förderung, die das Delta zwischen dem Marktwert und dem anzulegenden Wert ausgleicht (eingepreist ist ein Vermarktungsaufschlag von 0,4 ct/kWh). • Marktwert > anzulegender Wert: der Anlagenbetreiber erhält den Marktwert. In diesem Fall fallen keine Förderkosten an.
<i>Allgemeine Bewertung</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Trotz des stärkeren Marktbezugs (gegenüber der festen Einspeisevergütung) bleibt im Fall der gleitenden Marktprämie ein hohes Maß an Investitionssicherheit erhalten. • Anreize zur Abregelung bei negativen Preisen: Anlagen ab 500 kW, welche nach dem 01.01.2021 gebaut wurden, erhalten innerhalb eines 4-Stunden-Fensters, in dem negative Börsenstrompreise vorherrschen, keine Marktprämie. • Die eigenständige Vermarktung führt auf Seiten des Anlagenbetreibers zu zusätzlichen Kosten. Diese sind bezogen auf die vermarktete Strommenge umso höher, je kleiner die Anlage ist. Die hemmende Wirkung dieser Kosten war nach der Absenkung der Direktvermarktungspflicht auf 100 kW zum 1. Januar 2016 deutlich an den Zubauzahlen im betroffenen Leistungssegment abzulesen. • Die Digitalisierung und Standardisierung der Vertrags- und Abwicklungsprozesse trägt zur Senkung der Transaktionskosten bei und erlaubt perspektivisch auch die Einbindung kleinerer Anlagen.

Direktstromlieferung

<i>Beschreibung</i>	<ul style="list-style-type: none"> • In Abgrenzung zur Direktvermarktung und Eigenerzeugung besitzt Direktlieferung drei wesentliche Charakteristika: <ol style="list-style-type: none"> 1. die Lieferung von Strom an einen Dritten 2. die unmittelbare räumliche Nähe zwischen Erzeugung und Verbrauch 3. keine Durchleitung durch ein Netz der öffentlichen Versorgung • Die Nutzung des Stroms vor Ort ohne Nutzung des öffentlichen Netzes ist durch die nicht anfallenden Netzentgelte, Abgaben und Umlagen wirtschaftlich attraktiv. • Mieterstrommodelle, auch die mit dem Mieterstromzuschlag geförderten PV-Mieterstromanlagen, sowie Onsite-PPA fallen im Kern unter die Direktstromlieferung. • Der Stromproduzent und -lieferant wird aus rechtlicher Sicht zum EVU (Energieversorgungsunternehmen). Die damit einhergehenden energierechtlichen Pflichten und Anforderungen umfassen hier u. a. Melde- und Anzeigepflichten und die Rechnungslegung und -gestaltung nach § 40 EnWG.
<i>Allgemeine Bewertung</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Die Aufwendungen für dieses Modell umfassen u. a. die Installation von weiteren (intelligenten) Zählern zur Energiemengenabrechnung, Vertriebskosten für die Ansprache und Gewinnung von Kunden oder Kosten für die Erweiterung der IT-Systeme, um eine automatisierte Abrechnung und Abbildung der Direktlieferung bei wiederholter Umsetzung automatisiert und standardisiert (im Unternehmen) vornehmen zu können. • Die Wirtschaftlichkeit ist derzeit von einer professionellen und effizienten Projektplanung sowie -umsetzung abhängig, allgemein jedoch stark begrenzt.[42]

Power Purchase Agreement (PPA)

<i>Beschreibung</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Ein PPA ist eine zivilrechtliche Abnahmevereinbarung für Strom. Sie wird i.d.R. langfristig zwischen zwei Akteuren, zumeist Stromproduzent und Stromabnehmer, geschlossen. Darin werden alle Konditionen geregelt, wie u. a. der zumeist feste Vergütungssatz, der vertraglich festgelegte Zeitraum, die zu liefernde Strommenge, die bilanzielle Abwicklung sowie eventuelle Pönalen.[43] • Die Stromlieferung kann dabei physisch oder bilanziell erfolgen. • Im Unterschied zur Direktvermarktung von Strom im Rahmen des Marktprämienmodells, ist die staatliche Förderung nicht Bestandteil eines PPA.
---------------------	---

- PPAs dienen u. a. der Reduzierung von Marktpreisrisiken und werden dadurch vornehmlich bei großen Stromverbrauchern sowie bei großen Investitionsvorhaben (Aufbau oder Weiterbetrieb von EE-Anlagen) eingesetzt.[44]

*Allgemeine
Bewertung*

- PPAs kommen vorwiegend bei Großprojekten zur Anwendung.
 - Herausforderungen bestehen insbesondere hinsichtlich des komplexen Vertragswerks und bei der Risikoabsicherung.
 - Bei On-Site PPA besteht die Herausforderung im Ausgleich oder der Nutzung der fluktuierenden Stromerzeugung. Bei bilanzieller Stromlieferung mindert sich die Wirtschaftlichkeit aufgrund der anfallenden Netzentgelte, Abgaben und Umlagen.
 - PPAs stellen für Wirtschaftsunternehmen eine Möglichkeit dar (direkt) nachhaltigen und wettbewerbsfähigen Strom zu beziehen. Dadurch kann deren Klimabilanz verbessert werden und eine meist langfristige Absicherung gegen steigende Strompreise stattfinden.
 - PPAs können zukünftig eine gesicherte Einnahmequelle für Großanlagen, welche aus dem EEG fallen, darstellen. Sie können jedoch auch eine Sicherheit für die Investition in Neuanlagen darstellen ohne dabei auf EEG-Vergütungen zurückzugreifen.[45]
 - Aus staatlicher Sicht wird keine oder zumindest nur ein geringer Anteil Förderung²¹ benötigt.
 - Es besteht das sog. Ausfallrisiko, welches Zahlungsausfälle beinhaltet (Risiko für den Lieferanten), aber auch das Wiederbeschaffungsrisiko (Risiko für Stromabnehmer → Stromzukauf an Börse, bei Ausfall; abhängig vom Börsenstrompreis).[41]
 - Aufgrund der Unsicherheiten bestehen höhere Finanzierungskosten und höhere Anforderungen an den Eigenkapitalanteil als bei finanziell über das EEG geförderten Anlagen.[46]
-

PV mit Bürgerbeteiligung (Bürgerenergiegesellschaften)

Beschreibung

- Die Finanzierung (und meist der Betrieb) erfolgt unter Beteiligung von Bürgern, z. B. via Bürgerenergiegenossenschaft (BEG). Dadurch ist eine direkte Teilhabe an der Energiewende allgemein möglich. Bei vielen Projekten übernehmen BEGs auch lediglich einen Teil der Finanzierung.
 - Bei der BEG gilt:
-

²¹ Teilweise werden Strommengen aus Anlagen, die einen Zuschlag im Rahmen der EEG-Ausschreibungen erlangt haben, im Rahmen eines PPA vermarktet.

- Jedes Genossenschaftsmitglied hat gleiches Stimmrecht, ungeachtet der Anteile.
- Der aktive Anteil der bestehenden BEGs lies in den letzten Jahren nach. 2018 planten noch 72 % den Bau neuer PV-Anlagen, 2021 nur noch 38 % [47].
- Nach EEG 2023 werden PV-Parks für Bürgerenergiegesellschaften zwischen 1 und 6 MW abseits der Ausschreibungen vergütet. Die Vergütung beläuft sich dabei auf den Durchschnitt der höchsten noch bezuschlagten Gebotswerte der PV-FFA-Projekte (Freiflächenanlagen) des Vorjahres.

*Allgemeine
Bewertung*

- Ein Hindernis für BEGs ist die steigende Komplexität für Gemeinschaftsanlagen, bspw. auf öffentlichen Gebäuden [47].
- Da es derzeit wenige Anlagemöglichkeiten mit relevanten Renditen für Privatpersonen gibt (bspw. geringe Zinssätze bei Banken), ist bei einer Erhöhung der Vergütung für Volleinspeiseanlagen mit einem hohen Ausbau durch Bürgerbeteiligungen zu rechnen.[48]
- Speziell für lokale Bürgerbeteiligungen stellen große PV- und Windparks mit Ausschreibungen eine Hürde dar [47]. Diese bedürfen höheren finanziellen Mitteln und gehobenen Möglichkeiten der Risikosteuerung, welche eher große, finanzstarke Bieter leisten können. Dies kommt bspw. durch zusätzliche Investitionsrisiken, wie der verspäteten Inbetriebnahme, unsicheren Vergütungen und Transaktionskosten, zustande. Zusätzlich erhöht sich der bürokratische Aufwand, welcher speziell von kleineren Akteuren schwer zu schultern ist.[49]
- Prinzipieller Treiber des Modells: Chance an Energiewende teilzunehmen und davon zu profitieren bspw. als nicht Hausbesitzer. Hierfür muss jedoch Anreiz (Wirtschaftlichkeit/Rendite) gegeben sein und Komplexität verhältnismäßig sein. Ebenso ist eine Professionalisierung von BEGs notwendig.

EEG-Mieterstrommodell

Beschreibung

- Beim Mieterstrommodell wird der lokal (im selben Gebäude oder Quartier) erzeugte Strom vom Wohnungsunternehmen oder dem Besitzer des Wohngebäudes oder von einem Dritten, bspw. einem Stadtwerk, an die Mieter verkauft.
- Der Anlagenbetreiber erhält dabei einen im EEG geregelten Mieterstromzuschlag (§ 48a EEG; zum Stand Oktober 2022 je nach Anlagengröße bis zu 2,82 ct/kWh).

- Der Mieterstromtarif muss dabei um 10 % unterhalb des Grundversorgungstarifs liegen.
- Es handelt sich bei diesem Modell um einen Spezialfall der Direktstromlieferung, welcher jedoch im EEG, wie oben vermerkt, nochmals gesonderten Regelungen unterliegt.

Allgemeine Bewertung

- Bundesweit bislang nur relativ wenige Projekte realisiert (2019/2020 jeweils rd. 20 MW, 2021 rd. 28 MW; eigene Auswertungen Marktstammdatenregister)
- Problematisch im ursprünglichen Gesetz war, dass die Vermieter (= Stromlieferanten) für ihre gesamten Einnahmen gewerbesteuerpflichtig zu werden drohten, dass kein Anrecht auf Mieterstromzuschlag bei Beauftragung von Dienstleistern bestand und dass die Systemgrenzen sehr eng gehalten wurden (keine Versorgung innerhalb des Quartiers möglich).[50]
- Dies wurde im EEG 2021 weitgehend ausgebessert. Daher ist nun das Lieferkettenmodell möglich, der räumliche Zusammenhang wurde erweitert (innerhalb Quartier möglich), der Mieterstromzuschlag wurde erhöht und Wohnungsunternehmen können bis zu 10 % der Einnahmen durch Mieterstrom generieren, ohne dass die Mieteinkünfte mit der Gewerbesteuer belastet werden.[51]
- Mit dem EEG 2023 erhalten zukünftig auch Anlagen über 100 kW den Mieterstromzuschlag, Dies begünstigt einen durch u.a. Elektromobilität und Wärmepumpen immer weiter steigenden Strombedarf in Quartieren.[52]
- Zu hohe Bürokratie bleibt jedoch ein oft genanntes Haupthindernis.[50]

Cloud-Community-Modell

Beschreibung

- Zur Teilnahme bei einer Cloud-Community kauft ein Hausbesitzer eine PV-Anlage und (zumeist) einen Speicher sowie evtl. eine Wallbox von einem Anbieter. Des Weiteren wird an diesen eine monatliche Gebühr bezahlt.
- Im Gegenzug erhält der Hausbesitzer i.d.R. ein Freistromkontingent und kann evtl. noch weitere Erlöse erzielen, indem der Anbieter den Speicher für Systemdienstleistungen (Regelleistung/-energie) verwenden darf.
- Teilweise bewerben Anbieter den Austausch des Stroms innerhalb der Cloud-Community → Ausgleich des innerhalb der Community erzeugten und verbrauchten Stroms.

<i>Allgemeine Bewertung</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Die Hardware muss komplett über einen Anbieter bzw. dessen Partner bezogen werden. Hier liegt auch die Hauptmarge für den Anbieter. • Den potenziellen Kunden wird die Wirtschaftlichkeit so präsentiert, dass vor allem der eher unrentable, aber für den Anbieter gewinnbringende (möglichst große) Speicher verkauft wird. Dies deckt sich oft nachfrageseitig mit Autarkiebestrebungen, bei denen Wirtschaftlichkeitserwägungen nachrangig sind. Durch die ab 2022 erheblich gestiegenen Strompreise hat sich die Anreizstruktur verändert, so dass sich die Wirtschaftlichkeit des Speichers deutlich verbessert. • Es kann nicht mehr frei unter Stromanbietern gewählt werden. • Vorteile für Käufer: "Alles aus einer Hand" sowie dauerhafter Ansprechpartner vorhanden. • Emotionale Motivation via Community-Gedanke. Es wird kommuniziert, dass der Strom innerhalb der Community erzeugt und verbraucht wird, was physikalisch nicht (uneingeschränkt) möglich ist. • Hinter den bekanntesten Anbietern stehen mittlerweile vorwiegend große Konzerne (SENEC GmbH von EnBW sowie Sonnen GmbH von Shell plc übernommen). Dadurch Marketing großflächig möglich und Insolvenzen eher unwahrscheinlich.
-----------------------------	---

Mietmodell

<i>Beschreibung</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Kein Kauf der Anlage bzw. weiterer Komponenten (z.B. Speicher, Wallbox) erforderlich. • Anlage (meist) mit optimiertem SV²²-Anteil (s. unter „Teileinspeiseanlagen“), aber Finanzierung (und Umsetzung) durch Unternehmen. Dachbesitzer zahlt (monatliche) Miete und kann dafür erzeugten Strom nutzen oder bekommt Einspeisevergütung.
---------------------	---

<i>Allgemeine Bewertung</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Je nach Anbieter unterschiedliche gute Transparenz über Kosten und Wirtschaftlichkeit aus Sicht des Anlagenmieters. • Finanzielle Tragfähigkeit des Modells → bei privaten HH können Schwierigkeiten bzgl. Zahlungsunfähigkeit auftreten. • PV-Pflicht in Baden-Württemberg bei Hausbau und Dachsanierungen: Hier könnte es teilweise möglich sein, dass Finanzierungen für PV-Anlagen, welche zusätzlich zum Neubau oder der Sanierung umgesetzt werden müssen, nicht ausreichen. Dadurch könnte das Mietmodell attraktiv werden (aber Dachflächenvermietung mit
-----------------------------	---

²² SV = Selbstverbrauch (auch: Eigenverbrauch)

Volleinspeisung ist hier ebenfalls denkbar und durch neue Vergütungssätze wirtschaftlich möglich).

Systemdienstleistungen

- | | |
|-----------------------------|---|
| <i>Beschreibung</i> | <ul style="list-style-type: none"> • Systemdienstleistungen sichern den Systembetrieb der Stromversorgung. Die Netzbetreiber (Übertragungsnetzbetreiber und Verteilnetzbetreiber) sind für die Systemdienstleistungen verantwortlich. Damit eine sichere Stromversorgung gewährleistet ist, müssen Frequenz, Spannung und Leistungsbelastung innerhalb bestimmter Grenzwerte bleiben. • I.d.R. sind PV-Anlagen diesbezüglich eher als Herausforderung zu sehen, da die Stromerzeugung stark von schwankenden Wetterlagen abhängig ist. Durch spezielle Betriebsweisen können jedoch auch Systemdienstleistungen von PV-Anlagen angeboten werden. Bspw.: Frequenzhaltung / Frequenzregelung, Spannungshaltung, Versorgungswiederaufbau, Betriebsführung und Engpassmanagement, Momentanreserve, Regelernergie, Abschaltbare Lasten, Blindleistung, Verlustenergie, Kurzschlussstrombeitrag, Schwarzstart und Redispatch.[53, 54] |
| <i>Allgemeine Bewertung</i> | <ul style="list-style-type: none"> • Allgemein ist der Umsetzungsaufwand eher als hoch einzustufen und die wirtschaftliche Attraktivität sowie das vorhandene Marktpotenzial eher als gering. • Bildeistung wird zwar von Stromerzeugungsanlagen bereits heute erbracht, hier besteht jedoch noch kein wirklicher Markt, da keine Vergütung dafür ausgezahlt wird.[42] |

Regionalstrom

- | | |
|---------------------|--|
| <i>Beschreibung</i> | <ul style="list-style-type: none"> • Als Regionalstrom gilt Strom, der in der Nähe des Erzeugungsorts – zum Beispiel innerhalb derselben Ortschaft – an Kunden verkauft, also nicht auf überregionalen Märkten gehandelt wird.[47] • Dies ist durch die sog. Regionalnachweise möglich. Dabei wird, zusätzlich zum Marktprämienmodell, ein Nachweis zum erzeugten Strom beigegeben, mit welchem der Strom an Kunden im Umkreis von 50 km (PLZ-Gebiete) verkauft werden kann. Die Marktprämie senkt sich dabei minimal um 0,1 Ct/kWh.[55] • Das Regionalnachweisregister (RNR) wird seit 2019 vom Umweltbundesamt betrieben. |
|---------------------|--|

*Allgemeine
Bewertung*

- Lt. kritischen Stimmen trägt Regionalstrom nicht dem Ausbau der Erneuerbaren bei, sondern adressiert lediglich Anlagen, welche bereits ins Netz einspeisen.[55]
 - Die Akzeptanz in der Bevölkerung könnte durch das Angebot jedoch erhöht werden, wodurch wiederum Genehmigungsprozesse erleichtert und Kommunen zur Flächenbereitstellung motiviert werden können.[55]
-

5.2.2 Bewertung der PV-Vermarktungswege, -Geschäftsmodelle sowie -Anwendungsfälle

In den nachfolgenden Tabellen werden die PV-Vermarktungsmethoden nach den zuvor erläuterten Kriterien bewertet, beginnend mit den Vermarktungswegen des erzeugten Stroms. Die Bewertung erfolgt auf Basis der gesetzlichen Rahmenbedingungen im Juli 2022, berücksichtigt also die Neuerung des EEG 2023.

Tabelle 19: Qualitative Bewertung der Vermarktungswege von PV-Anlagen

		Vermarktungswege		
		Einspeisung		Direktlieferung
Volleinspeisekonzepte		Teileinspeiseanlagen (Eigenversorgungs-konzepte)	Direktvermarktung mit gleitender Marktprämie	Direktstromlieferung (ohne Nutzung d. öffentl. Netzes)
Kosteneffizienz: Transaktionskosten/ Umsetzungsaufwand/ Administrierbarkeit	<p>Staat: Vergleichsweise geringer Aufwand; Vergütungshöhe für Anlagen unterhalb der Ausschreibungsgrenze relativ treffsicher parametrierbar, da nur ein Erlösstrom (Einspeisevergütung) vorliegt. Für Anlagen in der Ausschreibung wettbewerbliche Ermittlung der Vergütungshöhe, jedoch höherer staatlicher Aufwand (Durchführung der Ausschreibungen)</p> <p>Investor: Vergleichsweise (sehr) geringer Aufwand für Planung und Abrechnung. Bei Direktvermarktung ab 100 kW allerdings zusätzlicher Aufwand (s. hierzu Angaben zu Direktvermarktung) sowie für Anlagen im Rahmen der Ausschreibungen.</p>	<p>Staat: Angemessene Vergütungshöhe für die vielen unterschiedlichen Nutzungssegmente und -konzepte (große Heterogenität bei Selbstverbrauchsanteilen und vermiedenen Strombezugs-kosten) nur mit sehr hohem Aufwand und einer Vielzahl von Vorgaben möglich.</p> <p>Investor/Anlagenbauer: leicht erhöhter Aufwand bei Planung, da i.d.R. passende Auslegung zum Stromverbrauch</p>	<p>Staat: bei Anlagen > 100 kW und unterhalb der Ausschreibungsgrenze administrative Festlegung (s. unter Voll-/Teileinspeiseanlagen); Im Ausschreibungssystem Ermittlung der Marktprämie über wettbewerbliches Verfahren.</p> <p>Investor: höherer Aufwand bzw. Kosten durch Vermarktung; i.d.R. Abwicklung über Vermarktungsdienstleister</p>	<p>Staat: Für eingespeiste Strom-mengen vgl. Teileinspeiseanlagen.</p> <p>Anlagenbetreiber wird zum EVU nach EnWG. Damit verbunden sind Melde- und Mitteilungspflichten.</p> <p>Aufwand bei Umsetzung, wie bspw. Vertragsgestaltung, Abrechnung etc.</p>
Kosteneffizienz: Förderkosten	<p>Förderkosten: direkte Förderkosten für Staat hoch. Einspeisevergütung deckt (im Idealfall) alle Kosten über 20 Jahre ab. Förderkosten sind stark abhängig vom Niveau der Börsenstrompreise. Kosteneffizienz im Ausschreibungssystem höher, da keine administrative, sondern wettbewerbliche Bestimmung der Förderhöhe.</p>	<p>Direkte Förderkosten für Staat geringer aufgrund niedrigerer Vergütungssätze jedoch teilw. auf Landesebene zusätzliche Förderprogramm für Batteriespeicher. Zudem indirekte Förderung auf eigenverbrauchten Strom □</p>	<p>Abhängig vom Einspeisekonzept (s. Voll-/Teileinspeisung).</p>	<p>Indirekte Förderung: Befreiung von Abgaben und Umlagen, wenn für den Vor-Ort-Verbrauch kein öffentliches Stromnetz genutzt wird.</p>

Vermarktungswege

	Einspeisung		Direktlieferung
	Volleinspeisekonzepte	Teileinspeiseanlagen (Eigenversor- gungskonzepte)	Direktstromlieferung (ohne Nutzung d. öffentl. Netzes)
		geringere Einnahmen von Staat/Kommunen bei Stromsteuer/Konzessionsabgaben.	
Kosteneffizienz: Stromgestehungs- kosten	Sowohl große als auch kleine Anlagen werden angereizt mit unterschiedlichen Fördersätzen. Verglichen mit Teileinspeiseanlagen wird hier jedoch eher die potentielle (Dach-)Fläche ausgeschöpft. Ausschreibungen: durch wettbewerbliche Preisermittlung Anreiz für geringere Stromgestehungskosten (z. B. mittels größerer Anlage, besserem Standort) Direktvermarktung: Anreiz für systemdienlichere Auslegung (z. B. Ost-West-Anlagen), Abregelung bei negativen Strompreisen.	Anlagen oft auf Verbrauch ausgerichtet. Damit tendenziell kleinere und teurere Anlagen; Dachflächenpotenziale werden oft nicht ganz ausgenutzt.	s. unter Voll-/Teileinspeiseanlagen. Bietet zusätzlich Anreize zum Bau systemdienlicherer Anlagen (z.B. Ost-West-Anlagen) mit eher höheren LCOE.
Verteilungswirkungen	Direkte Belastung des Bundeshaushalts und damit keine direkten Verteilungswirkungen durch das EEG.	Belastung Bundeshaushalt: Einspeisevergütung hier geringer als bei Volleinspeisung. Da auf eigenverbrauchten Strom keine Netzentgelte und Abgaben/Umlagen anfallen, verteilen sich diese auf die übrigen Letztverbraucher, die dadurch höhere Kosten zu tragen haben.	Abhängig vom Einspeisekonzept (s. Voll-/Teileinspeisung). Bei Direktstromlieferung ohne öffentliches Netz fallen keine Abgaben und Umlagen an, daraus resultieren erhebliche Verteilungswirkungen (s. unter Teileinspeiseanlagen).
Sicherheit der Finanzierung	Sehr hoch, da sehr geringes Erlösrisiko besteht. Damit tendenziell geringere Finanzierungskosten.	Für die Einspeisung sehr sicher: Vergütung durch EEG zugesichert. Für selbst verbrauchte Strommengen höhere Erlösrisiken, da Abhängigkeit von der Höhe des Strompreises und aufgrund des hohen Anteils von Abgaben und Umlagen auch vom regulatorischen Rahmen. Grad der Sicherheit abhängig vom Anteil Einspeisung/Eigenversorgung.	Durch EEG-Marktprämie relativ sicher. Zusätzliche Erlöse möglich, wenn Marktwerte oberhalb des anzulegenden Wertes liegen. Aber: Erlösrisiken im Falle von Teileinspeisung. Relativ hohes Risiko für die Direktlieferung, z. B. falls Abnehmer den Vertrag kündigt, nicht bezahlt oder bei Leerstand. Aber: Einspeisung nach EEG-Konditionen sehr sicher.

Vermarktungswege

	Einspeisung			Direktlieferung
	Volleinspeisekonzepte	Teileinspeiseanlagen (Eigenversor- gungskonzepte)	Direktvermarktung mit gleitender Marktprämie	Direktstromlieferung (ohne Nutzung d. öffentl. Netzes)
Effektivität/ Anreizwirkung	Relativ direkte Steuerung der finanziellen Anreize möglich. Außerdem werden Dachflächen tendenziell besser ausgenutzt, als bei Teileinspeisemodellen.	Durch die Möglichkeit der eigenen Stromerzeugung Anreizwirkung zur Installation einer Anlage; Optimierung des Selbstverbrauchsanteils führt oft zu kleineren Anlagen, womit das Dachflächenpotenzial zumeist nicht in Gänze ausgeschöpft wird.	Anreizwirkung abhängig von der Höhe des anzulegenden Werts und vom Marktwert. Höherer Aufwand bei Anlagenbetreiber durch Vermarktung des Stroms an Börse bzw. Beauftragung von Direktvermarkter <input type="checkbox"/> teilweise werden Anlagen deshalb knapp unter der 100 kW-Grenze konzipiert.	Anreizwirkung aufgrund höherer Erlösrisiken und EVU-Pflichten geringer als bei Teileinspeiseanlagen.
Parametrierungsrisiken	Gering. Benötigte Vergütungshöhe relativ einfach kalkulierbar.	Hohe Parametrierungsrisiken. Vergütungshöhe muss Zusatzerlöse aus der Eigenversorgung berücksichtigen und damit die Höhe der vermiedenen Strombezugspreise über 20 Jahre für verschiedene Verbraucher (Haushalte, GHD, Industrie).	Abhängig vom Einspeisekonzept (Voll-/Teileinspeisung, s. dort).	s. Teileinspeiseanlagen
Unterstützung des dezentralen PV-Ausbaus	U.a. abhängig von Anlagengröße, aber allgemein weitgehend dezentraler Anlagenbau, welcher mit dem EEG 2023 wieder verstärkt wird.	Anlagen müssen nahe am Verbraucher gebaut werden, daher Dezentralität i. d. R. vorhanden.	Anlagen zwar zumeist mit über 100 kW weit größer als EFH-Anlagen, jedoch noch unterhalb der Ausschreibungspflicht und daher auch für große Gebäude (bspw. GHD) relevant.	Verbrauchsnahe und auf den Verbrauch ausgelegte Anlagen.
Unterstützung des PV-Ausbaus in Ballungsräumen/Städten	Kostendeckende Volleinspeisevergütung erlaubt die Erschließung der PV-Potenziale auf Mehrfamilienhäusern und damit insbesondere in Ballungsräumen.	Relevanz eher für EFH, aber auch GHD etc. Relevanz für MFH und damit für Ballungsräume jedoch gering.	Primär abhängig vom Einspeisekonzept (Teil-/Volleinspeisung), weniger von der Direktvermarktung.	Eingeschränkt gegeben durch die deutlich höhere Komplexität der Direktstromlieferung.

Es folgen nun in den nächsten beiden Tabellen die Bewertungen ausgewählter Geschäftsmodelle und Anwendungsfälle von PV-Anlagen.

Tabelle 20: Qualitative Bewertung der Geschäftsmodelle und Anwendungsfälle von PV-Anlagen

Geschäftsmodelle und Anwendungsfälle

	Power Purchase Agreement (PPA)	PV mit Bürgerbeteiligung (Bürgerenergiegesellschaften)	EEG-Mieterstrommodell	Cloud-Community-Modell
Kosteneffizienz: Transaktionskosten/ Umsetzungsaufwand/ Administrierbarkeit	Bei Staat kein Aufwand vorhanden. Hoher Aufwand bei Umsetzung zwischen Lieferant und Kunden (individuelle Vertragsgestaltung, Monitoring, Abrechnung, etc.).	Abhängig von Anlagengröße ggf. staatlicherseits Aufwand (s. obestehende Vermarktungswege). Aus Betreibersicht höherer Umsetzungsaufwand (Gründung und Verwaltung Bürgerenergiegesellschaft, Einwerbung des Eigenkapitals).	Staat: relativ hoher admin. Aufwand (unterschiedliche Vergütungssätze, gesetzliche Regelungen); Anbieter: hoher admin. Aufwand (Anlagen- und Zählerkonzept, Preisbildung max. 90 % des Grundversorgungstarifs, Kundenbindung)	Staat: s. unter Teileinspeiseanlage; Anbieter: relativ hoher Aufwand bei Marketing und Planung. Nutzer: i.d.R. komplexes Vertragswerk
Kosteneffizienz: Förderkosten	Keine Fördermittel benötigt.	Abhängig von Anlagengröße und Marktmodell.	Höhere direkte Förderkosten als bei Eigenversorgungsanlagen durch Mieterstromzuschlag. Zusätzlich indirekte Förderkosten (s. Teileinspeiseanlage)	s. unter Teileinspeiseanlage
Kosteneffizienz: Stromgestehungskosten	Eher geringe LCOE, da zumeist größere Anlagen.	Anlagen sind tendenziell kleiner und damit spezifisch teurer. Im Gegenzug eher geringere Renditeerwartung bei Privatanlegern gegenüber professionellen/ institutionellen Investoren.	Zumeist mittelgroße Anlagen, die durch Messtechnik, Zählerkonzept und Messung/Abrechnung deutlich teurer und komplexer zu planen, installieren und betreiben sind. Ab 2023 kann der Mieterstromzuschlag auch für Anlagen > 100 kW in Anspruch genommen werden.	LCOE hoch, da Anlagen eher klein; Zusätzlich wird i.d.R. mit ein Batteriespeicher installiert, wodurch Kosten erhöht werden.
Verteilungswirkungen	Keine Be- oder Entlastungen vorhanden. Bei Onsite-PPA ohne Nutzung des öffentlichen Netzes Verteilungswirkungen durch die Freistellung von Abgaben und Umlagen.	Je nach Anlagenkonzept, s. obestehende Vermarktungswege. Beteiligung auch ohne eigenes Dach möglich.	Entlastung bzw. Beteiligung von Mietparteien, welche ansonsten nicht (direkt) am PV-Markt partizipieren können. Belastung des Bundeshaushalts mit dem Mieterstromzuschlag. Verteilungswirkung durch Vor-Ort-Verbrauch.	s. Teileinspeiseanlagen. Durch die Integration von Batteriespeichern erhöht sich der Selbstverbrauch, womit stärkere Verteilungswirkungen entstehen.
Sicherheit der Finanzierung	Höhere Finanzierungskosten aufgrund höherer Unsicherheiten. Zahlungsausfälle der Stromabnehmer stellen u. a. ein finanzielles Risiko dar.	Einwerbung von Eigenkapital bereits für die Projektentwicklungsphase nötig.	Hohes Risiko des Anbieters: Kunden können (vergleichsweise schnell) wechseln. Falls der Grundversorger den Preis senken würde, muss der Anbieter nachziehen (auf max. 90 % des Preises).	s. Teileinspeiseanlagen. Abhängigkeit des Anlageneigentümers vom Anbieter bspw. bzgl. Freistrommenge o.ä., je nach Konzept.

Geschäftsmodelle und Anwendungsfälle

	Power Purchase Agreement (PPA)	PV mit Bürgerbeteiligung (Bürgerenergiegesellschaften)	EEG-Mieterstrommodell	Cloud-Community-Modell
	Insgesamt stark abhängig von der Vertragsgestaltung im Einzelnen und der Risikoallokation zwischen Betreiber/Investor und Abnehmer.		Evtl. Rückfall auf Volleinspeisung, falls alle Teilnehmer abspringen (Gesamtanlage jedoch durch Zählerkonzept, Messtechnik etc. teurer als normale Volleinspeiseanlage).	
Effektivität/ Anreizwirkung	Die Anreizwirkung ist einerseits abhängig von den am Strommarkt zu erlösenden Preisen, da sich PPA-Preise i.d.R. daran orientieren. Andererseits beeinflusst die Höhe von Abgaben, Umlagen und Netzentgelten die Anreizwirkung (sofern es sich nicht um einen On-site-PPA handelt).	Durch Beteiligungskonzepte kann (mehr) Akzeptanz geschaffen werden. Der höhere Aufwand für bspw. BEG schmälert jedoch die Anreizwirkung.	Komplexität sehr hoch. Daher geringe Anreizwirkung und wenig Projekte.	Durch Marketingkonzept höhere Anreizwirkung, der jedoch die höhere Komplexität der Verträge gegenübersteht.
Parametrierungsrisiken	Es bestehen keine Parametrierungsrisiken.	Es bestehen keine Parametrierungsrisiken.	s. Direktlieferung/Teileinspeisung	s. Teileinspeiseanlagen
Unterstützung des dezentralen PV-Ausbaus	Eher für große und sehr große Anlagen relevant. Lediglich bei (Bündelung von) Bestandsanlagen, welche aus dem EEG fallen, auch kleinere Anlagen denkbar.	Möglich, wird jedoch eher bei größeren Anlagen genutzt.	Anlagen werden am Ort des Verbrauchers errichtet. Zubauniveau jedoch bislang gering.	Zielgruppe EFH mit hohem Eigenverbrauchsanteil.
Unterstützung des PV-Ausbaus in Ballungsräumen/Städten	Nicht relevant.	Wenig relevant.	Eingeschränkt gegeben durch die sehr hohe Komplexität von EEG-Mieterstromprojekten.	Kaum, da Zielgruppe vorwiegend EFH in Randbezirken bzw. dünner besiedelten Gebieten.

Tabelle 21: Qualitative Bewertung der weiteren Geschäftsmodelle und Anwendungsfälle von PV-Anlagen

Mietmodell	Systemdienstleistungen	Regionalstrom
------------	------------------------	---------------

Kosteneffizienz: Transaktionskosten/ Umsetzungsaufwand/ Administrierbarkeit	Anbieter: teilweise hoher admin. Aufwand (speziell zum Start des Angebots). Mieter: i.d.R. komplexes Vertragswerk Staat: kein Unterschied zu (Teil-)Einspeiseanlagen	Relativ hoher Aufwand zur technischen und organisatorischen Erfüllung der Voraussetzungen (Präqualifikation).	Admin. Aufwand bzgl. EEG-Marktprämie, Regionalnachweisregister (UBA) sowie Marketing und Abrechnung bei Anbieter.
Kosteneffizienz: Förderkosten	s. unter Voll-/Teileinspeiseanlagen	SDL zielen nicht auf eine Förderung von EE-Anlagen ab.	EEG-Marktprämie abzüglich 0,1 ct/kWh.
Kosteneffizienz: Stromgestehungskosten	Stromgestehungskosten relativ hoch, da Anlagen eher klein und auf Eigenverbrauch ausgerichtet und nicht auf Ausnutzung der Flächen. Kosten/Marge für Anbieter erhöhen LCOE	Eher größere Anlagen. Evtl. bleibt jedoch eine mögliche Erzeugung aus (Bsp.: negative Regelenergie), was die LCOE erhöht.	Eher größere Anlagen, dadurch geringe LCOE.
Verteilungswirkungen	Be- und Entlastung s. Teileinspeiseanlagen.	Verteilungswirkungen in gleichem Umfang, wie bei anderen Anlagen zur Erbringung von Systemdienstleistungen.	Direkte Belastung des Bundeshaushalts durch Marktprämie (für Regionalstromanlagen marginal reduziert).
Sicherheit der Finanzierung	Risiko für Anbieter, dass Zahlungen ausbleiben. Risiko für Mieter, dass die tatsächlichen Erlöse bzw. vermiedenen Strombezugskosten unterhalb der kalkulierten Erlöse liegen.	Erlöse aus SDL sind Zusatzerlöse und dementsprechend von untergeordneter Bedeutung.	Risiko des Investors/ Anlagenbetreibers, dass Kunden wechseln (jedoch durch regionale Verbundenheit emotionale Bindung möglich) sowie Möglichkeit der Volleinspeisung (Direktvermarktung) vorhanden.
Effektivität/ Anreizwirkung	Durch Marketingkonzept höhere Anreizwirkung, der jedoch die höhere Komplexität der Verträge gegenübersteht	Systemdienstleistungen sollen den Betrieb des Stromsystems sichern und entsprechende Anreize setzen. Die Zielerreichung des EE-Ausbaus ist in diesem Kontext nicht relevant.	Prinzipiell dient dieses Modell der Zielerreichung: Dezentrale Stromerzeugung und regionaler Verbrauch, jedoch eher bilanzielle Betrachtungsweise. Ebenso ist weiterer Ausbau EE fraglich, da Anlagen bereits bestehen.
Parametrierungsrisiken	s. Voll-/Teileinspeiseanlagen	Keine.	Gering.
Unterstützung des dezentralen PV-Ausbaus	Anlagen direkt beim Verbraucher. Ausbau durch PV-Pflicht in unterschiedlichen Bundesländern evtl. zukünftig steigend (durch Verbindung der Verpflichtung und fehlende Finanzierungsmöglichkeiten).	Gering. Vorwiegend für größere Anlagen relevant.	Aufbau von Anlagen in der Nähe der Verbraucher (50-km-Radius). Auch Einbezug kleinerer bzw. mittelgroßer Anlagen möglich.
Unterstützung des PV-Ausbaus in Ballungsräumen/Städten	Bei Privatkunden Zielgruppe eher EFH. Allerdings auch für GHD relevant. Insgesamt jedoch vorwiegend für Randbezirke relevant.	Gering. Vorwiegend für größere Anlagen relevant.	Möglich.

5.2.3 Fazit

Mit dem EEG 2023 wurden bereits wichtige Änderungen der vorherigen Entwicklungen eingeleitet. Der Ausbau der Eigenversorgungsanlagen (auch Teileinspeiseanlagen) wird vermutlich weiterhin bestehen bleiben, da hier ein gewisser Idealismusgedanke mitschwingt und auch einige Geschäftsmodelle sich darauf stützen. Des Weiteren steigt hier die Rentabilität durch die fortlaufende Zunahme der Strompreise stetig an. Jedoch gewinnen durch das EEG 2023 speziell Volleinspeiseanlagen hinsichtlich einer höheren Vergütung, im Vergleich zu Teileinspeiseanlagen, wieder an Attraktivität, welche mit zuvor sinkenden Vergütungen (und teilweise steigenden Systemkosten) eine Zeitlang nicht mehr vorhanden war. Für den dezentralen Ausbau und speziell auch für den Ausbau in Ballungsgebieten, kann ein Wiedererstarken der Volleinspeiseanlagen eine wichtige Rolle spielen. Nicht nur können so (weitere) Einfamilienhäuser, welche eher in den Randgebieten angesiedelt sind, erschlossen werden, auch Mehrfamilienhäuser, bei welchen das immer noch zu komplexe Mieterstrommodell nicht zum Zuge kam, können durch die Einfachheit der Volleinspeiseanlagen am PV-Ausbau teilhaben.

Des Weiteren wurde die Bürgerenergie mit dem EEG 2023 gestärkt, indem u. a. Anlagen bis 6 MW nicht an den Ausschreibungen teilnehmen müssen. Abseits des EEG nimmt weiterhin die Errichtung von PPA-Anlagen, speziell in Ostdeutschland, aufgrund der hier vorhandenen großen zusammenhängenden Flächen, zu.

Die aufgeführten Punkte führen allesamt zu einem steigenden Flächenbedarf für Investoren bzw. Anlagenbetreiber sowie Bürgerenergiegenossenschaften. Für Dacheigentümer können, trotz nun vorhandener Wirtschaftlichkeit über 20 Jahre, Schwierigkeiten bei der Anfangsfinanzierung bestehen. Da die Flächen dennoch genutzt werden sollen und dadurch sogar anderweitige Einnahmen (Mieteinnahmen) für die Eigentümer möglich sind, könnten hier Maßnahmen zur Hebung dieser Potenziale ergriffen werden. Speziell die Erstellung bzw. Wiederbelebung einer Dachflächenbörse könnte Angebot und Nachfrage mit zuträglichem Aufwand zusammenbringen. Diese Maßnahme soll daher nachfolgend genauer betrachtet werden.

Exkurs: Diskussion und Ausgestaltungsmöglichkeiten einer PV-Dachflächenbörse

Mit dem „Osterpaket“ wurden die finanziellen Anreize für neue PV-Anlagen verbessert, insbesondere für Volleinspeiseanlagen. Damit dürfte die Nachfrage sowie die Aufmerksamkeit für die Photovoltaik-Technologie aller Voraussicht nach steigen. Da die Errichtung von Anlagen auf fremden Dächern mit dem neuen Volleinspeisetarif deutlich interessanter wird, dürfte auch die Nachfrage nach Dachflächen Dritter steigen. Hinsichtlich Dachflächen mangelt es in Baden-Württemberg mit 55 GW verbleibendem Dachflächenpotenzial (90 % vom gesamten technischen Dachflächenpotenzial) [56] nicht. Daher wäre eine Schnittstelle zur Kopplung von Angebot (Dachflächen) und Nachfrage (Betreiber) eine sinnvolle Ergänzung, um den PV-Ausbau voranzubringen. Daraus abgeleitet wird die Erstellung oder Wiederbelebung einer Dachflächenbörse vorgeschlagen.

Erfahrungen aus bisherigen Dachflächenbörsen

Die bisherigen Solardachbörsen weisen größtenteils eine eher schwache Nutzung auf. Dies wird in den nachfolgenden Abschnitten aufgezeigt. Durch die Problemidentifizierung könnte bei einer möglichen Neuaufsetzung ein besseres Ergebnis bzw. eine höher frequentierte Nutzung ermöglicht werden.

Für **Baden-Württemberg** existierte ab 2014 bereits eine Dachflächenbörse, welche über die LUBW bereitgestellt wurde²³. Diese wurde jedoch eingestellt. Daher lassen sich hierfür kaum mehr Einschätzungen zur Website selbst vornehmen. Bzgl. der Öffentlichkeitsarbeit lässt sich jedoch sagen, dass die Seite über eine Pressemitteilung öffentlich gemacht wurde und bspw. auf der LUBW-Seite beworben wurde [57].

Um weitere Informationen zu erhalten, wurde die LUBW kontaktiert, woraufhin folgendes zur Solardachbörse festgestellt werden konnte:

- Solardachbörse war von 2014 bis 2016 online und hatte in dieser Zeit max. 10 Anfragen/Anzeigen.
- Die Dachflächenbörse war ausschließlich über den Potenzialatlas aufrufbar. Jedoch wurden hier keine vorausgefüllten Daten übernommen. Dies könnte jedoch bei einer Neuaufsetzung umgesetzt werden.
- Die geringe Inanspruchnahme liegt lt. LUBW größtenteils an den Umständen der damaligen Zeit, bzw. der (eher geringen) politischen Aktivitäten und Wertschätzung von EE und des eher geringen politischen Drucks.
- Es besteht die Einschätzung, dass eine sinnvoll eingesetzte und neu aufgesetzte Solardachbörse mit dem passenden Einsatz an (personellen) Ressourcen mittlerweile erfolgreich betrieben werden könnte.
- Dabei sollte man sich nicht nur auf Ein- oder kleinere Mehrfamilienhäuser (Segment 0 - 30 kW_p) beschränken, sondern auch größere Gebäude (Gewerbe etc.) anvisieren.
- Ein Knackpunkt besteht bei datenschutzrechtlichen Fragestellungen: Wie wäre eine Umsetzung möglich ohne die „Einmischung“ einer dritten Partei? Also, dass der Kontakt direkt zwischen Dachanbietenden und Betreibern zustande kommt.
- Die Öffentlichkeitsarbeit bzw. Bekanntmachung stellt einen ausschlaggebenden Punkt dar. Hier könnte man sich am Vorgehen beim Solardachkataster der LUBW orientieren, welcher mit einer breiten Pressebekanntmachung veröffentlicht wurde.

Für die **Region Stuttgart** gibt es derzeit ebenfalls eine Solarflächenbörse²⁴. Diese wurde sowohl für Dach- als auch für Freiflächen konzipiert, wird jedoch kaum genutzt und weist zum aktuellen Zeitpunkt (Mai 2022) keine Einträge auf. Hier muss zur Angebots- oder Gesuchstellung eine Registrierung vorgenommen werden. Diese ist sogar zu Beginn, noch vor Eingabe der ersten flächenbezogenen Daten, notwendig. Da hier, wie genannt, auch keinerlei

²³ <https://www.energieatlas-bw.de/sonne/dachflachen> bzw. <https://www.energieatlas-bw.de/sonne/solardachbörse> [inaktiv]

²⁴ <https://zukunftsenergien.region-stuttgart.de/solardachboerse>

Angebote oder Gesuche geschaltet sind, lässt sich auch nicht absehen welche Daten in welcher Form dargestellt werden.

Auf Nachfrage bei der Wirtschaftsförderung Region Stuttgart wurden folgende Informationen kommuniziert:

- Die Flächenbörse war vor ca. 15 Jahren zum ersten Mal online.
- Da die Flächenbörse kaum genutzt wurde, wurde die Seite zunächst wieder offline genommen.
- Vor ca. 3,5 Jahren wurde die Seite erneut online gestellt, im Zuge des Projekts Photovoltaik-Netzwerk Baden-Württemberg.
- 2 - 3 Jahre wurde die Seite auch beworben.
- Es wurden insgesamt jedoch lediglich vier Einträge von Dachbesitzern vorgenommen.
- 2 - 3 kamen dabei sogar durch persönliche Kontakte zustande.
- Davon waren zwei gewerbliche und zwei private Anbieter.
- Die Flächenangebote wurden jeweils auch schnell, von sich darauf spezialisierten Anbietern, angenommen.
- Das Projekt Photovoltaik-Netzwerk Baden-Württemberg befindet sich derzeit in der zweiten Phase und geht noch ca. 2,5 Jahre. Solange soll auch die Flächenbörse aufrechterhalten werden.
- Die genannte Registrierung (sowie eine anschließende Prüfung von Einträgen) ist, der Wirtschaftsförderung Region Stuttgart nach, aus Datenschutzgründen nötig.
- Eine Bewerbung der Flächenbörse fand über Pressemitteilungen sowie durch die Zugabe der URL in Präsentationen, Print-Medien und weiteren Medien statt.

In Berlin besteht ab 2023 eine PV-Pflicht für neue Wohn- und Nicht-Wohngebäude. Hier wurde im Zuge dessen bereits zu Beginn 2022 ebenfalls eine Solardachbörse aufgesetzt²⁵.

Die Solardachbörse ist auf der Berliner Solarwende-Website²⁶ verlinkt. Jedoch hier, als ein Unterpunkt von vielen, nicht ganz einfach zu entdecken. Bislang wird auch diese nur sehr eingeschränkt genutzt. Mit Stand Mai 2022 sind lediglich acht Flächenangebote enthalten mit 20 – 700 m². Ebenfalls sind acht Gesuche online.

Hingegen ist die anschauliche Gestaltung der Berliner Solardachbörse positiv hervorzuheben, inklusive kartographischer Verortung der Angebote via OpenStreetMap. Ebenso werden potentiellen Nutzern mit einem gut strukturierten Fragen-und-Antworten-Bereich erste Unsicherheiten genommen sowie auf die Vorteile der Vermietung hingewiesen. Was dabei jedoch noch fehlt ist eine Aufklärung der rechtlichen Rahmenbedingungen (s. hierzu nachfolgenden Abschnitt „Mögliche Hindernisse bei der Dachflächenvermietung“). Bzgl. der Öffentlichkeitsarbeit wurde eine Pressemitteilung u. a. über das pv magazine [58] veröffentlicht.

²⁵ <https://www.solarwende-berlin.de/solardachboerse>

²⁶ <https://www.solarwende-berlin.de/startseite>

In einem Telefonat wurden die nachfolgenden Informationen aus der Berliner Senatsverwaltung für Wirtschaft, Energie und Betriebe zur Solardachbörse genannt:

- Im Zuge des BEK (Berliner Energie- und Klimaschutzprogramm) und des darin enthaltenen Projekts „Masterplan Solarcity“ wurden viele Maßnahmen erarbeitet. Der Vorschlag der Solardachbörse kam dabei von Berliner Energieakteuren zustande, wurde jedoch eher als zweite Priorität erachtet und daher etwas später umgesetzt.
- Eine erste Version der Solardachbörse war bereits vor über einem Jahr online, allerdings noch in einer eher rudimentären Form. Die jetzige Version wird seit Beginn 2022 beworben.
- Die Finanzierung läuft über das genannte BEK im Projekt „Masterplan Solarcity“.
- Bei der (fortlaufenden) Konzeption ist das Berliner SolarZentrum involviert. Die Umsetzung findet jedoch, wie die komplette übergeordnete Homepage²⁷ und deren Unterseiten, über eine Agentur / einen Dienstleister statt.
- Die Dachflächenbörse wird als Unterstützung der Bürgerinnen und Bürger für die kommende Solarpflicht gesehen.
- Die Öffentlichkeitsarbeit wird als ein Knackpunkt erachtet. Hier wurde bereits einiges gemacht und es liegt auch ein Kommunikationskonzept vor. Allerdings fehlt noch der letzte wichtige Schritt, um die Bürgerinnen und Bürger damit zu erreichen.
- Eine erhöhte Nutzung wird mit der PV-Pflicht ab 2023 erwartet. Dies wird auch als Grund gesehen die Dachflächenbörse nochmals prominenter zu bewerben, etwa via Social Media und Werbeblöcken auf diversen Internetseiten. Eine erhöhte Nutzung durch die erhöhten Vergütungen für Volleinspeiseanlagen sei möglich, wurde jedoch noch nicht weiter durchdacht.
- Datenschutzthematiken wurden beachtet. Eine Aufklärung diesbezüglich findet auch ohne Nutzerregistrierung statt. Hier wurde auch Unterstützung durch eine Rechtskanzlei hinzugezogen.
- Die Anzeigen werden vor dem online Stellen von Mitarbeitenden des Berliner Solar-Zentrums auf Plausibilität geprüft.

Das Grundkonzept kann in der Expertenempfehlung zum Masterplan Solarcity nachgelesen werden.²⁸

Auch für Gesamtdeutschland gibt es eine Solardachbörse²⁹. Diese wird vom IWR bereitgestellt. Auch hier ist eine eher geringe Anzahl an Einträgen vorhanden. Lediglich neun Angebote und zehn Gesuche für ganz Deutschland sind zu finden (Stand Mai 2022). Die Gestaltung der Hauptseite, vor allem aber auch der Unterseiten, ist visuell weniger ansprechend als bei der Berliner Dachflächenbörse, weshalb man sich hierbei eher nach letzterer richten kann. Bspw. werden die Angebote nicht auf einer Karte angezeigt. Zudem ist auf der Seite der Angebote

²⁷ <https://www.solarwende-berlin.de/startseite>

²⁸ https://www.berlin.de/sen/energie/energiepolitik/masterplan-solarcity/expertenempfehlung_masterplan_solarcity_berlin.pdf unter 4.1

²⁹ <http://www.solardachboerse.de/marktplatz>

Werbung geschaltet, welche einen weniger professionellen Eindruck vermittelt. Positiv ist die mögliche Einstellung von Chiffre-Angeboten oder -Gesuchen, um dadurch die Privatsphäre zu schützen. Allerdings kostet die Einstellung hierfür 50 Euro pro Monat, was erst im „Kleingedruckten“ unter der Dateneingabe zu lesen ist. Ebenfalls in diesem Bereich ist zu lesen, dass eine Löschung des Eintrags automatisch nach drei Monaten erfolgt.

Auf Anfrage beim IWR ließen sich folgende Punkte der Solardachbörse herausfinden:

- Die Solardachbörse ist seit ca. 15 Jahren online.
- Die Vermittlung geht meist relativ schnell. Falls ein Angebot bis Ende der Drei-Monats-Frist verbleibt, handelt es sich i.d.R. um eine nicht ideal nutzbare Fläche oder es stimmt sonst etwas mit dem Angebot nicht.
- Die Drei-Monats-Frist wurde aufgrund von Vermeidung von „Kartelleichen“ gesetzt.
- Das Chiffre-Angebot wird nicht genutzt. Falls Angebote anonym eingestellt werden, dann durch die Verwendung von E-Mail-Adressen ohne Klarnamen.
- Über die geschaltete Werbung werden keine oder kaum Einnahmen generiert. Das IWR betreibt die Seite eher aus Vernetzungsgründen zu deren anderen Seiten (bspw. Job-Börse).
- Bzgl. möglichem Ausbau bei Erhöhung der Einspeisevergütung: Nutzung der Flächenbörse geht eher in Wellen, es wird nicht mit mehr Nutzung der Seite aufgrund geänderter Einspeisevergütungen gerechnet. Es wird allgemein eher weiterhin mit einem hohen Fokus auf Eigenbedarfsanlagen gerechnet, u. a. aufgrund der derzeitigen Strompreisentwicklung, für welche die Flächenbörse keine Relevanz besitzt.

Weitere Fehler oder Versäumnisse der genannten Solarflächenbörsen können jedoch, gerade im Nachgang der möglichen Vorankündigungen und der Veröffentlichungen oder gar nach Absetzung der Website, nur schwer ausgemacht werden. Alles in allem sollte die Veröffentlichung der Dachbörsen-Webpage mit weitflächigen Ankündigungen und einer stringent geplanten Öffentlichkeitsarbeit einhergehen, sodass diese in der Bevölkerung und auch innerhalb der Branche eine ausreichende Bekanntheit erlangt. Zudem müssten auf der Webpage einige Punkte angesprochen werden. Genaueres hierzu im Abschnitt „Vorschläge für neue Solardachbörse“.

Grundlegend ist jedoch festzustellen, dass für eine erfolgreiche Dachflächenbörse auch die Rahmenbedingungen für einen wirtschaftlichen Betrieb von PV-Anlagen vorliegen müssen. Mit niedrigen und weiterhin sinkenden Einspeisevergütungen für PV-Anlagen war kein ausreichender Anreiz zum Betrieb einer Volleinspeiseanlage und damit auch dem unkomplizierten Betrieb einer Anlage auf einem gepachteten oder gemieteten Dach gegeben. Der Fokus lag daher in den vergangenen Jahren bei der Eigen- oder Direktversorgung. Mit den nun höheren Einspeisetarifen für Volleinspeiseanlagen entsteht eine neue Ausgangslage mit potenziell wieder gegebenem Bedarf für eine Dachflächenbörse.

Mögliche Vorbehalte bei der Dachflächenvermietung

Trotz eines weitgehend sicheren Betriebs von Photovoltaikanlagen, können seitens der Dacheigentümer Vorbehalte gegenüber der Dachvermietung für den PV-Anlagenbetrieb bestehen. Daher sollten für eventuelle Schadensfälle klare Regelungen getroffen werden. Dabei ist zu beachten, dass in Schadensfällen durch die Installation, den Betrieb oder die Wartung der Anlage alle möglichen Schäden vom Anlagenbetreiber übernommen werden. Dieser sollte hierfür eine Haftpflichtversicherung abschließen, welche dem Dacheigentümer eventuelle Schäden, die durch die Anlage entstehen könnten, begleicht.[59]

Ein entsprechender Informationsteil sollte bspw. in der Fragen-und-Antworten-Rubrik aufgezeigt sowie durch passende Regelungen im Mustervertrag größtenteils beseitigt werden. Der Mustervertrag sollte auch eine klare Regelung enthalten, welche dem Dacheigentümer das Recht einräumt Beweise für den Abschluss einer, wie zuvor genannten, Haftpflichtversicherung des Betreibers einzuholen. Ebenfalls könnte im Zuge der Öffentlichkeitsarbeit eine zusätzliche Informationskampagne erfolgen, welche die geringen Risiken aufzeigt und auf die frei zugänglichen Musterverträge hinweist. Des Weiteren könnte angeboten werden die Vertrauenswürdigkeit der Anlagenbetreiber durch eine zentrale, öffentliche Stelle prüfen zu lassen und sich bei Fragen im Prozess an diese Stelle zu wenden (s. hierzu auch den nachfolgenden Abschnitt mit Umsetzungsvorschlägen).

Vorschläge für neue Solardachbörse

Auf Grundlage der zusammengetragenen Erkenntnisse aus den bisherigen Flächenbörsen, lassen sich einige Punkte herausarbeiten, welche für einen erfolgreich(er)en Betrieb einer neu aufgelegten Seite benötigt werden. Jedoch ist die zwingend vorhandene Rentabilität für beide Seiten die absolute Priorität bei der Dachvermietung für PV-Anlagen. Diese ist mit den neuen Einspeisevergütungen weitgehend gegeben. Als wesentliche Erfolgsfaktoren konnten im Zuge der Bewertung der bestehenden Dachflächenbörsen und darauf aufbauend folgende Punkte identifiziert werden:

Gestaltung und Handhabung der Website

- Übersichtliche, für Bevölkerung klar verständliche Website
- → Orientierung am Berliner Konzept möglich. Speziell die klare und ansprechende Darstellung und der Aufbau der Seite sind vorbildhaft.
- Eine Verknüpfung mit „Solarpotenzial auf Dachflächen“³⁰ des LUBW-Energieatlas wäre sinnvoll, sodass hier hinterlegte Daten direkt als Angebot/Anzeige verwendet werden können sowie in einem Wirtschaftlichkeitsrechner potenzielle Mieterträge aufgezeigt werden, um den Anreiz zu erhöhen. Dadurch würden sich die Flächenstandorte auch kartographisch abbilden lassen, für eine bessere Veranschaulichung und vereinfachte Suche.

³⁰ <https://www.energieatlas-bw.de/sonne/dachflachen/solarpotenzial-auf-dachflachen>

- Es sollten auch teilanonymisierte Angebote, bspw. ohne konkrete Adressangabe, möglich sein. Mindestangaben sind jedoch erforderlich, wie potentielle m²- oder kWp-Anzahl, Ausrichtung und Neigung.
- Keine verpflichtende Registrierung, falls dies bzgl. Datenschutzvorgaben möglich ist. Ansonsten einfache, schnelle Registrierung mit möglichst wenigen Angaben. Eine Rechtsberatung zur Datenschutzthematik wird allgemein empfohlen.
- Für Anbieter sollte zu erkennen sein, wie die Angaben auf der Seite dargestellt werden. Im Fragen-und-Antworten-Bereich (s. u.) sollten Mustereinträge vorhanden sein, falls zeitweise keine richtigen Anzeigen vorhanden sein sollten.
- Fragen-und-Antworten-Bereich (s. Berliner Dachflächenbörse), in dem auch Vorteile der Vermietung sowie (unberechtigte aber auch berechnigte) Hemmnisse bzw. Vorbehalte erläutert werden.

Öffentlichkeitsarbeit und Bekanntmachung

- Weitflächige und regelmäßige Öffentlichkeitskampagne und -arbeit:
 - Bspw. Pressemitteilung via Umweltministerium, pv magazine, regionale Presse, LUBW/Energieatlas, regionale Energieagenturen, SolarclusterBW, Plattform EE BW, Photovoltaik-Netzwerk BW und weitere Branchenverbände.
 - Ansprache von Multiplikatoren wie z. B. Wohnungseigentümerverbände, Wohnungsbaugesellschaften und -genossenschaften, Städte und Kommunen sowie Energieagenturen, SolarclusterBW, Plattform EE BW, Photovoltaik-Netzwerk BW und weitere Branchenverbände.
- Informationskampagne im Zuge der Öffentlichkeitsarbeit, um eventuelle Vorbehalte zu schmälern (s. Abschnitt „Mögliche Vorbehalte bei der Dachflächenvermietung“).

Weitere wichtige Punkte

- Angebot von Musterverträgen zum freien Download.
- Die Einstellung von Anzeigen sollte kostenfrei sein.
- Vermeidung von Werbeanzeigen, da hierdurch die subjektiv wahrgenommene Seriosität schwindet.
- Es sollte keine Löschung der Einträge nach einer bestimmten Zeit vorgenommen werden oder es sollte sich um einen relativ langen Zeitraum bis zur Löschung handeln (bspw. ein Jahr), sodass den Anbietern und Nachfragern genügend Zeit eingeräumt wird den richtigen Betreiber oder Dacheigentümer zu finden.
- Zusammenführung von Angebot und Nachfrage:
 - Bei einer noch relativ geringen Anzahl von Anzeigen, ist davon auszugehen, dass Angebot und Nachfrage durch die Nutzer selbständig zusammengeführt werden.

- Bei einer größeren Anzahl von Anzeigen, könnte Bedarf für einen Matching-Algorithmus entstehen. Ein solcher würde, nach oder während der Eingabe der Daten, diese mit bereits vorhandenen Anzeigen automatisiert abgleichen und passende Vorschläge aufzeigen. Dieser kann auch nach dem Start der Flächenbörse nachgerüstet werden, sobald die quantitative Nutzung abgeschätzt werden kann.
- Einrichtung einer zentralen Stelle / Hotline für
 - Unterstützung bei der Erstellung eines Eintrags (für verfügbare Dachflächen)
 - Plausibilitäts- und Qualitätskontrolle der Eintragungen.
 - Beantwortung von Fragen während des Prozesses.

Insgesamt erscheint eine Dachflächenbörse ein geeignetes Instrument dafür zu sein, den Ausbau von PV-Dachanlagen voranzutreiben. Auf Basis der bereits vorliegenden Erfahrungen im Land mit einer Dachflächenbörse wird empfohlen, diese neu aufzusetzen, weil die heutigen (finanziellen) Rahmenbedingungen für PV-Anlagen eine höhere Inanspruchnahme einer solchen Plattform erwarten lassen.

5.3 Windenergie

5.3.1 Einleitende Problemdarstellung zu den Konzepten zur Unterstützung von Bürgerwindparks

Neben den unterstützenden Modellen zur Beschleunigung des PV-Ausbaus sind auch im Kontext der Windenergie lokale und dezentrale Modelle erforderlich, um die Akzeptanz für die Windenergie zu erhöhen und den Ausbau voranzutreiben. Dabei fällt den Bürgerenergiegesellschaften eine besondere Rolle zu. Um die Akteursvielfalt trotz Ausschreibungen zu erhalten, sah das EEG 2017 für Bürgerenergiegesellschaften zunächst weitreichende Ausnahmeregelungen vor (§ 36g Besondere Ausschreibungsbedingungen für Bürgerenergiegesellschaften). Da die Ausnahmen missbräuchlich genutzt wurden und in letzter Konsequenz zu einer geringen Realisierungsquote geführt haben, wurden bestimmte Ausnahmen ab 2018 vorübergehend außer Kraft gesetzt und später vollständig gestrichen, darunter die Möglichkeit, sich bereits vor der BImSchG-Genehmigung an den Ausschreibungen zu beteiligen, und die um 24 Monate verlängerte Realisierungsfrist.

Mit dem EEG 2023 hat der Gesetzgeber im Juli 2022 die Regelungen für Bürgerenergiegesellschaften grundlegend reformiert – und damit auch in Teilen die nachfolgende Instrumenten-Diskussion überholt. Stand November 2022 stehen weite Teile des EEG 2023 jedoch noch unter dem Vorbehalt der beihilferechtlichen Genehmigung.

So sieht das EEG 2023 keine besonderen Ausschreibungsbedingungen für Bürgerenergiegesellschaften mehr vor. Stattdessen wird für Windenergievorhaben bis zu einer Leistung von 18 MW die Teilnahmepflicht an den Ausschreibungen aufgehoben und ein eigenes Segment außerhalb der Ausschreibungen geschaffen. Wie bei Pilotwindenergieanlagen und Anlagen bis zu einer Leistung von 750 kW (EEG 2021) bzw. 1 MW (EEG 2023) berechnet sich die Höhe der Vergütung aus dem Durchschnitt der Gebotswerte des jeweils höchsten noch bezuschlagten Gebots der Gebotstermine im Vorvorjahr.

Die Definition bzw. die Voraussetzungen einer Bürgerenergiegesellschaft wurden angepasst. Als Bürgerenergiegesellschaft gilt demnach jede Genossenschaft oder sonstige Gesellschaft, die aus mindestens 50 natürlichen Personen als stimmberechtigte Mitglieder oder stimmberechtigte Anteilseigner besteht. Mindestens 75 % der Stimmrechte müssen bei natürlichen Personen liegen die in einem Postleitzahlengebiet gemeldet sind, welches sich ganz oder teilweise im Umkreis von 50 Kilometern um die geplante Anlage befinden (bei Windenergieanlagen wird der Abstand von der Turmmitte der jeweiligen Anlage gemessen). Damit sind auch landkreisübergreifende Projekte möglich. Des Weiteren ist für alle nicht natürlichen Anteilseigner festgelegt, dass es sich hierbei entweder um Kleinstunternehmen, KMUs oder kommunale Gebietskörperschaften handeln muss (gemäß der Empfehlung 2003/361/EG der Kommission). Nicht geändert hat sich die Bestimmung, dass kein Mitglied oder Anteilseigner mehr als 10 % der Stimmrechte an der Gesellschaft halten darf. [60]

Die Bundesregierung strebt mit den neuen Ausnahmen eine unbürokratischere Realisierung von Bürgerenergieprojekten sowie eine Stärkung der Akteursvielfalt, der Akzeptanz vor Ort

und der lokalen Wertschöpfung an. Gleichzeitig soll der Grundsatz einer kosteneffizienten Förderung gewahrt werden. Die Beschränkung auf Windenergievorhaben bis 18 MW ergibt sich dabei aus Vorgaben der Klima-, Umwelt- und Energiehilfeeitleitlinien der Europäischen Kommission.

Flankierend zu den Neuregelungen im EEG 2023 soll ein neues Förderprogramm beim BAFA aufgelegt werden, das Bürgerenergiegesellschaften mit Zuschüssen in der Planungs- und Genehmigungsphase unterstützt. Auf diesem Weg sollen die finanziellen Risiken, die mit der Entwicklung von Windenergievorhaben bis zur Erteilung der BImSchG-Genehmigung einhergehen, reduziert und die Akteursvielfalt gestärkt werden. [61] Gemäß einem Eckpunktepapier des BMWK sollen bis zu 70 % der Planungs- und Genehmigungskosten gefördert werden können – maximal jedoch 200.000 Euro. Der Zuschuss ist verpflichtend rückzahlbar, wenn eine EEG-Förderung registriert wurde oder wenn ein Zuschlag in einem EEG-Ausschreibungsverfahren erteilt wurde. Die Grundzüge des Förderprogramms ähneln dem im folgenden Abschnitt dargestellten Konzept des Risikoabsicherungsfonds. [62]

Ausgangsbasis für die Instrumenten-Diskussion ist der Rechtsrahmen vor Inkrafttreten des EEG 2023. Die Instrumente lassen sich in drei Unterstützungskategorien unterteilen. In einem ersten Abschnitt werden Instrumente beleuchtet, die das Finanzierungsrisiko während der Planung und Genehmigung reduzieren. Die Vorentwicklungskosten für Windenergieprojekte sind vergleichsweise hoch und stellen daher ein grundsätzliches Hemmnis dar, welches durch die beschriebenen Instrumente minimiert werden soll. Dabei lässt sich zwischen politischen Förderinstrumenten und marktgetriebenen Instrumenten unterscheiden. Der zweite Komplex beschäftigt sich mit Instrumenten, welche die Wettbewerbsfähigkeit von Bürgerenergiegesellschaften im Rahmen von Ausschreibungen stärken bzw. Ausnahmen vom Erfordernis der Ausschreibungsteile vorsehen. Der letzte Themenbereich umfasst diverse Instrumente und Modelle, die sich der Komplexität von Windenergievorhaben sowie dem politischen Kontext widmen.

5.3.2 Kurz-Steckbriefe der Unterstützungsmethoden von BEGs im Kontext der Windenergie an Land

Politische Instrumente zur Unterstützung von BEGs bei der Projektentwicklung

Risikoabsicherungsfonds bzw. Bürgerenergiefonds

Beschreibung

- Bereitstellung von Risikokapital für BEGs in Form eines zinslosen Darlehens in der Planungsphase mit einem festgelegten Höchstsatz pro Projekt [63].
- Rückzahlung der Zuschüsse bei Realisierung des Gesamtprojekts bzw. bei erfolgreichem Zuschlag (in einem zuvor festgelegten Zeitraum).
- Rückzahlung entfällt bei Nicht-Realisierung.
- Initiiert von einer staatlichen Einrichtung und Mittelbereitstellung eines öffentlichen Förderinstitutes.

- Nicht erfolgreiche Projekte können ihren Entwurf weiterverkaufen (Rückzahlung der Förderung) oder müssen das Scheitern des Zuschlags nachweisen.
- Ziel: Reduktion von Realisierungs- und Zuschlagsrisiken; Abschreckungseffekt vor der Teilnahme an einer Ausschreibung kann verringert werden.

*Beispiel***Schleswig-Holstein:**

- Unterstützung von BEGs in der Vorentwicklungsphase von bis zu 200.000 € (begrenzt durch De-minimis Beihilferegelung) zunächst zinsfrei für 2 Jahre. Danach wird ein jährlicher Zinssatz angewendet. [64]
- Rückzahlung der Zuschüsse bei erfolgreichem Zuschlag in einem Zeitraum von 2-3 Jahren.
- Dabei handelt es sich um die Bereitstellung von Risikokapital in Form eines bedingt rückzahlbaren, (un-)verzinslichen Zuschusses in der Planungsphase mit einem festgelegten Höchstsatz pro Projekt. [63]
- Ein Sondervermögen in Höhe von 5 Mio. € wurde hierfür eingerichtet.
- Ausgaben für Öffentlichkeitsarbeiten können bis zu einer Höhe von 25.000 € übernommen werden.
- Anmerkung: Es werden hierbei nicht nur BEG-Windenergieprojekte gefördert. [65]

*Allgemeine
Bewertung*

- Grundlegende Hemmnisse für BEG-Projekte bleiben zwar noch bestehen, aber es findet eine spezifische Beratung und effiziente Förderung statt.
- Lokale und regionale Wertschöpfung wird unterstützt und es werden bürgernahe Projekte vor Ort gefördert, die auf die Interessen des jeweiligen Standortes eingehen.
- Es wird dadurch eine nachhaltige Kommunal- und Regionalentwicklung in Landstrichen mit Windenergie unterstützt und einem möglichen Missbrauch kann gut vorgebeugt werden (Prüfmechanismen).
- Die Umsetzung des Konzeptes wäre außerhalb des EEGs, und vor allem auf regionaler Ebene, möglich. Es muss aber eine Doppelförderung vermieden werden. [66]

Zuschussmodell

<i>Beschreibung</i>	<ul style="list-style-type: none">• Gleiches Prinzip, wie beim Risikoabsicherungsfonds• Bürgerenergiegesellschaften erhalten aus staatlichen Mitteln einen Zuschuss in zuvor definierter Höhe, welcher der finanziellen Unterstützung in der Vorentwicklungsphase dienen soll.• Mittel sind an Aktivitäten im Zuge der Vorentwicklung gebunden.• Unterschied zu Risikoabsicherungsfonds ist jedoch, dass der erhaltene Zuschuss nicht zurückgezahlt werden muss.• Somit muss generell keine Rückerstattung durchgeführt werden, egal ob das Projekt erfolgreich ist oder nicht. [64]
<i>Beispiele</i>	<ul style="list-style-type: none">• Bisher keine bekannten Beispiele, bei denen von politischer Seite ein solches Zuschussmodell, ohne Rückzahlungsmodalität, gewählt wurde.
<i>Allgemeine Bewertung</i>	<ul style="list-style-type: none">• Zuschuss senkt zu einem gewissen Teil die Projektkosten und erhöht damit geringfügig die Wahrscheinlichkeit für einen Zuschlag im Zuge der Ausschreibungen. Jedoch macht der gewährte Zuschuss nur einen kleinen Teil der Gesamtprojektkosten aus.• Dennoch eher kritisch zu bewerten.<ul style="list-style-type: none">○ BEGs können den erhaltenen Zuschuss behalten, obwohl sich die Vorentwicklungskosten bei einer Bezuschlagung des jeweiligen Bürgerenergieprojektes durch den Betrieb des Projektes dann wieder amortisieren.○ Wenn der Zuschuss nicht erstattet werden muss, kann das Gebot in den Ausschreibungen auch niedriger ausfallen, um die Zuschlagswahrscheinlichkeit zu erhöhen. Dementsprechend sinkt auch der Förderbedarf in ct/kWh, da die Vorentwicklungskosten z.T. bereits finanziert sind.○ Liegen die Strompreise über den Stromgestehungskosten dann führt das Zuschussmodell tatsächlich zu zusätzlichen Förderkosten des Staates und zu einem Zusatzgewinn für die BEG. Somit sind Missbrauchsfälle und Möglichkeiten im Zuge eines solchen Konzeptes gegeben.[64]

Garantiefonds

<i>Beschreibung</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Ein staatlicher Garantiefonds dient zur Absicherung kommerzieller Kredite in der Vorentwicklungsphase (= staatliche Bürgschaft). Die Bürgschaft kann den Zugang zu einem Kredit erleichtern und die Kreditbedingungen verbessern (u. a. niedrigere Zinsen). (Geringere Risiken für die jeweilige Bank) • Umfang der Bürgschaft ist gedeckelt. • Vorab findet sowohl eine Beratung der Bürgerenergiegesellschaft als auch eine Prüfung der Voraussetzungen zum Erhalt einer Zahlung statt.[64] • Wird das Projekt nicht realisiert, greift die Bürgschaft: Der Garantiefonds übernimmt die Rückzahlung des Kredits bis zur Höhe des Bürgschaftsbetrags. [67]
<i>Beispiele</i>	<p>Dänemark: Regelung in § 21 VE-lov[68]:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Unterstützung von BEGs in der Vorentwicklung mit einer Bürgschaft. Durch diese soll es für BEGs leichter werden einen Kredit für die kostspieligen Voruntersuchungen zu erhalten • Entscheidung über die Bürgschaft liegt beim dänischen Energieministerium, welches das Projekt als „wahrscheinlich“ einstufen muss.[69] • Zu erfüllende Anforderungen sind unter anderem: <ol style="list-style-type: none"> 1. BEG muss aus mindestens 10 Mitgliedern bestehen und 2. Die Mehrheit der Mitglieder muss ihren Wohnort in der Gemeinde des geplanten Standortes haben oder im Umkreis von 4,5 km. 3. Gilt für Windenergieanlagen die größer als 25 kW sind und nicht für den Eigenverbrauch vorgesehen sind. (Achtung: Auch PV-Projekte und küstennahe WEAs werden gefördert.)[68] <p>Ontario (Kanada):</p> <p>Im Rahmen des „Community Energy Partnership“-Programms wurde ein staatlicher Fond etabliert, der Zuschüsse zu den Projektentwicklungskosten gewährt und sich explizit an lokale Genossenschaften wendet.[70]</p> <p>Weitere Länder (Schottland, England und die Niederlande) haben Fonds in ihre Maßnahmen mitaufgenommen. Diese sind meist als Beihilfe-zu-Darlehen Programme angelegt, damit das Investitionsrisiko für Bürgerenergieprojekte begrenzt wird.</p>
<i>Allgemeine Bewertung</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Eventuell niedrigere Zinsen können sich sowohl auf die Finanzierungskosten, als auch auf die Gebotspreise positiv auswirken. • Das Zuschlagsrisiko für BEGs kann zum Teil verringert werden.

- Der Erfolg der Risikominderung des Garantiefonds hängt unter anderem von der Kreditwürdigkeit der jeweiligen Institution ab, welche die Bürgschaft ausgibt (In Deutschland grundsätzlich kein Problem).
 - Umsetzung außerhalb des EEGs wäre möglich.
 - Bisherige Erfahrungen aus Dänemark zeigen, dass das Modell zwar genutzt wird, die Auswirkungen jedoch nur leicht positiv sind.
-

Partielle Kompensation

<i>Beschreibung</i>	<ul style="list-style-type: none">• Hierbei kann die BEG einen Teil der Vorfinanzierungskosten vom Staat rückerstattet bekommen, wenn kein Zuschlag nach mehreren Auktionsrunden erzielt werden kann.• Die Höhe der Rückerstattung ist dabei individuell festzulegen und kann nicht generell an einer bestimmten Höhe festgemacht werden.• Rechtliche Unsicherheiten sind damit verbunden.[64]
<i>Beispiele</i>	<ul style="list-style-type: none">• Auf politischer/gesetzlicher Ebene sind keine Umsetzungsbeispiele bekannt.
<i>Allgemeine Bewertung</i>	<ul style="list-style-type: none">• Positiv ist anzumerken, dass sowohl der Abschreckungseffekt vor einer Teilnahme an Ausschreibungen als auch das Zuschlagsrisiko verringert werden kann.• Möglichkeit, dass Projekte mit ungünstigen Konditionen eine Förderung erhalten ist hier größer.

Marktgetriebene Instrumente zur Unterstützung von BEGs bei der Projektentwicklung

Crowdfunding

<i>Beschreibung</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Langfristige Investition und Erträge stehen im Mittelpunkt dieses Instruments (beim Crowdfunding ist lediglich die Finanzierung vor-dergründig). • Investitionskriterien können bei Crowdfunding-Projekten frei gewählt werden (Eignung als REC nach RED II bleibt gewährt)[71]
<i>Beispiele</i>	<p>Bürgerwerke e.G.:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Privatpersonen konnten dabei über die nachhaltige Investmentplattform WIWIN ab einer Summe von 250 € in die Bürgerwerke e.G. investieren. • Das Unternehmen will mit Hilfe dieses Crowdfundings die Wirkung seines Geschäftsmodells innerhalb kurzer Zeit ausweiten und so noch mehr Menschen für die Vision einer Energiezukunft in Bürgerhand begeistern. • Es wird dabei ein digitales Wertpapier über WIWIN ausgegeben, welches mit jährlich 5,5 % verzinst wird. Somit werden Privatpersonen unmittelbar und selbstbestimmt an der Energiewende beteiligt.[72] • Mit dem eingesammelten Kapital über WIWIN sollen Dienstleistungen für Energiegenossenschaften erweitert werden, um den Ausbau von EE-Anlagen weiter zu beschleunigen. Zudem soll der Netzwerkcharakter gestärkt werden. • Geschäftsmodell eines Kreislaufs: Privatpersonen können sich über eine Mitgliedschaft in einer regionalen BEG an Erzeugungsanlagen beteiligen. Die BEG realisiert dann wiederum EE-Projekte. Der auf diese Art produzierte Ökostrom kann schließlich über die Bürgerwerke e.G. von den Bürgerinnen und Bürgern bezogen werden (diese müssen nicht Mitglied sein). <p>GLS-Bank z.B. Bürgerwind Kressberg:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Privatpersonen können dabei über die Crowdfundinginitiative der GLS Crowd in verschiedene Projekte, unter anderem EE-Projekte, investieren. • Das Projekt Bürgerwind Kressberg wurde zum einen über ein Fundingvolumen von 630.000 € und zum anderen über das Kapital der Kommanditisten sowie Förderdarlehen und Bankdarlehen finanziert. • Anleger erhalten mit Ihrem Investment ab 250 € eine Verzinsung in Höhe von 4 % pro Jahr bei einer Laufzeit von 9 Jahren.

-
- Es besteht zusätzlich die Möglichkeit einer jährlichen Bonuszinszahlung. [73]

*Allgemeine
Bewertung*

- Mittlerweile ein gängiges Instrument, welches in den verschiedensten Branchen zur Finanzierung von Vorhaben angewendet wird.
 - Der Erfolg des Crowdinvestings hängt zum einen von der Art des Projektes und von der generierten Aufmerksamkeit für das Projekt ab und ist oftmals auch emotionsgetrieben.
 - Eine generelle Bewertung ist daher nicht möglich, da es stark auf die projektspezifischen Charakteristika ankommt.[74]
-

Betriebsübernahme

<i>Beschreibung</i>	<ul style="list-style-type: none">• Professionelle Projektierer entwickeln, planen und errichten das jeweilige Projekt und tragen dabei das Vorentwicklungsrisiko. Das Projekt wird bis zur Inbetriebnahme vorangetrieben und kann dann schlüsselfertig durch die BEG übernommen bzw. gekauft werden, nachdem die eigentlichen Arbeiten durch den ursprünglichen Betreiber bzw. Bauherrn abgeschlossen wurden.• Der ursprüngliche Betreiber bzw. Bauherr kann weiterhin Wartung und Betrieb der Anlage übernehmen"
<i>Beispiele</i>	<ul style="list-style-type: none">• Diverse Anwendungsbeispiele (siehe u. a. [75])
<i>Allgemeine Bewertung</i>	<ul style="list-style-type: none">• Betriebsübernahmen sind in der Praxis ein gängiges Instrument• Projektierer können die Entwicklungsrisiken über mehrere Projekte streuen und verfügen über die notwendigen Erfahrungen und Ressourcen für eine effiziente und erfolgreiche Projektentwicklung.• Die Übernahme eines schlüsselfertigen Vorhabens kann daher eine zielführende Option für Bürgerenergiegesellschaften mit geringem Risikokapital und wenig Vorerfahrung sein.• Da der Projektierer die Risiken trägt, dürfte er in der Regel jedoch auch einen großen Teil der Rendite erwirtschaften. Rechtlich ist die Umsetzung unproblematisch.

Instrumente im Kontext der Ausschreibungen

Separate Ausschreibungen für BEGs

<i>Beschreibung</i>	Separate Ausschreibungen für Bürgerenergiegesellschaften, so dass keine Konkurrenzsituation mit großen Projektierern mehr besteht.
<i>Beispiele</i>	<p>Irland:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Eigenes Fördersegment für Energiegenossenschaften wurde geschaffen, so dass die Kooperativen nicht mit anderen großen Projektierern konkurrieren müssen. Das Reglement stellt sicher, dass die Projekte tatsächlich von lokalen Gemeinschaften betrieben werden.[76] • Die Ausschreibungen für solche Projekte umfassen jedoch nicht nur Windenergieprojekte, sondern generell Erneuerbare-Energien-Projekte. • Unter bestimmten Bedingungen sind BEGs von der Pflicht befreit eine Bietersicherheit zu hinterlegen, die bei anderen Projekten als Anreizwirkung zur raschen Realisierung von Projekten verlangt wird. • Wenn die Bürgerenergiegesellschaft trotzdem an einer Ausschreibung für Gemeinschaftsprojekte, also an den Standardausschreibungen, teilnimmt, dann muss sie keine Erfüllungsgarantie leisten.
<i>Allgemeine Bewertung</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Da BEG-Projekte nicht mit kommerziellen und großen Projektierern konkurrieren müssen, ist die Wahrscheinlichkeit eines erfolgreichen Zuschlages deutlich erhöht. • Geringer Wettbewerb bedeutet tendenziell höhere Zuschlagswerte und im Umkehrschluss eine geringe Förderkosteneffizienz

Bonusprogramme

<i>Beschreibung</i>	<ul style="list-style-type: none"> • EE-Projekte, die an Auktionen bzw. Ausschreibungen teilnehmen, erhalten im Fall einer Beteiligung lokaler Anwohner:innen oder Kommunen am Eigenkapital der Projektgesellschaft oder der Finanzierung durch deren Muttergesellschaft einen Bonus bei der Vergütung des erzeugten Stroms. • Dieser Bonus kann nicht nur kommerziell orientierte Entwickler motivieren lokale Anwohner:innen zu beteiligen, sondern auch helfen, die höheren Transaktionskosten für die Entwicklung von BEG-Projekten zu tragen.[77]
---------------------	--

Beispiele

Frankreich:

- Verpflichtet sich ein Bewerber (bzw. Teilnehmer an Ausschreibungen) zur Umsetzung einer bürgerschaftlichen Beteiligung entweder am Kapital der Projektgesellschaft oder an der Finanzierung des Projekts, wird ihm, im Falle eines Zuschlags, zusätzlich zu dem gebotenen Referenzwert und je nach der Art und Höhe der zugesagten Beteiligung, eine Prämie von bis zu 0,3 ct/kWh gewährt. [78]
- Das Modell wurde so gestaltet, dass es zwei unterschiedliche Kategorien umfasst:
 - Für eine Beteiligung von Gebietskörperschaften, Genossenschaften oder natürlichen Personen am Kapital der Projektgesellschaft in Höhe von mindestens 40 % wird ein Bonus von 0,3 ct/kWh gewährt.
 - Für eine Beteiligung an der Finanzierung des Projekts von mindestens 10 % liegt der Bonus bei 0,1 ct/kWh.

*Allgemeine
Bewertung*

- Ein Bonus für Bürgerenergiegesellschaften stärkt deren Wettbewerbsposition und kann damit das Hemmnis, das mit dem Zuschlagsrisiko einhergeht, reduzieren.
 - Die Parametrierung des Bonus stellt jedoch eine Herausforderung dar, da sich die Mehrkosten von BEGs nur schwer quantifizieren und pauschalieren lassen.
-

Eigenes Segment außerhalb der Ausschreibungen (EEG 2023)

<i>Beschreibung</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Einführung eines Fördersegments für Bürgerenergiegesellschaften außerhalb der Ausschreibungen. BEGs können (analog zu Pilotwindenergieanlagen und Kleinwindanlagen) ohne die Teilnahme an den Ausschreibungen einen gesetzlichen Zahlungsanspruch geltend machen. • Ausschreibungszwang für Bürgerenergie wurde von der EU abgeschafft (im Zuge des Green Deals). Diese Tatsache schafft die Möglichkeit Bürgerenergieprojekte außerhalb von Ausschreibungen voranzubringen.
<i>Beispiele</i>	<ul style="list-style-type: none"> • EEG 2023: Wind- und Solarprojekte von BEGs werden von den Ausschreibungen ausgenommen und können dadurch laut Bundesregierung unbürokratischer realisiert werden. Hierdurch werden die Akteursvielfalt und die Akzeptanz vor Ort gestärkt; die Kosteneffizienz bleibt gewährleistet.[61] • Einige Länder haben nach der Abschaffung des Ausschreibungszwangs auf EU-Ebene dies bereits in nationales Recht umgesetzt und somit Bürgerenergiegesellschaften wieder vom Ausschreibungszwang befreit.[79]
<i>Allgemeine Bewertung</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Mit der Umsetzung dieses neuen Umweltbeihilferahmens in nationales, deutsches Recht, kann es möglich werden, dass BEGs als Genossenschaften oder in anderen Rechtsformen bessere Grundlagen haben, um den Ausbau von erneuerbaren Energien Projekten in bürgerlicher Hand, wieder zu forcieren. • Stärkung der Akteursvielfalt ist positiv zu bewerten.[74]

Eigenes Segment außerhalb der Ausschreibungen (Listenmodell 2.0)

<i>Beschreibung</i>	<ul style="list-style-type: none"> • BEG-Projekte mit BImSchG-Genehmigung tragen sich in eine Liste der BNetzA für ein bestimmtes Jahr ein. • Bei der Eintragung gilt das Windhund-Prinzip. • Das Kontingent für BEGs über die Liste entspricht dabei 30 % des Ausschreibungsvolumens. • Zunächst erhalten alle BEGs, die die Kriterien erfüllen einen Listeneintrag für das jeweilige Jahr. Wenn das Kontingent überschritten wird, erfolgt die Eintragung in die Liste des Folgejahres. • Die BEGs, die auf der Liste des jeweiligen Jahres stehen, erhalten dann eine Förderzusage in einer der Ausschreibungsrunden des Jahres. (Es ist auch eine Streichung vor Bezuschlagung möglich. Dann rückt eine andere BEG nach.) • Im jeweiligen Jahr müssen die betroffenen BEGs dann ihren Listeneintrag in eine Förderzusage umwandeln.
<i>Beispiele</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Vorschlag des Bundesverbandes WindEnergie (BWE). • Modell lehnt sich an Regelungen zu Pilot-Windenergieanlagen an. • D.h. pro Jahr kann eine beschränkte Anzahl von BEGs die Aufnahme in eine jährlich neue Liste von BEG-Projekten beantragen. • Voraussetzungen: modifizierte BEG-Kriterien müssen erfüllt werden und es muss eine BImSchG-Genehmigung vorliegen. • Listenmodell ermöglicht es einer beschränkten Anzahl von BEGs pro Jahr eine gesicherte Vergütung zu erhalten. Die Vergütung entspricht dabei der Vergütungshöhe der jeweiligen Ausschreibungsrunde (nach EEG) zu welcher die BEG auf der Liste eingetragen war. • Es greifen die Festlegungen zu den Modalitäten von BEGs.[80]
<i>Allgemeine Bewertung</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Ziel ist die Erreichung eines Höchstmaßes an lokaler und kommunaler Wertschöpfung, ebenso wie das Ziel der bürgerlichen Projektbeteiligung durch Fördersicherheit für BEG-Projekte. • Einschränkungender Parameter ist das beschränkte zur Verfügung stehende Volumen für BEGs über das Listenmodell. • Notwendig für die Umsetzung wäre eine Änderung des § 36 EEG.

Sonstige unterstützende Modelle

Verbindliche BEG-Beteiligung am Gesamtausbauvolumen

<i>Beschreibung</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Vereinbarungen bzw. Absichtserklärungen von Ländern die (nicht bindende) Ziele zum Anteil von BEGs an erneuerbaren Energien Projekten enthalten.[74] Projekte müssen in solchen Fällen Beispielsweise zu 50 % im Besitz der örtlichen Gemeinschaft sein.
<i>Beispiele</i>	<p>Niederlande:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Wind- und Solarprojekte müssen sich zu 50 % im Besitz der örtlichen Gemeinschaft befinden (Schlussvereinbarung als nicht bindendes Ziel) • 2018 hat das Land Dialoge mit Interessengruppen geführt, um im Zuge des niederländischen Klimaabkommens Ziele festzulegen. • Darunter fiel auch der Punkt, dass ein gewisser Teil an EE-Projekten in lokalem gemeinschaftlichen Besitz sein soll, also über Bürgerenergieprojekte abgewickelt werden soll. • Das 50 %-Ziel dient als Grundlage für kommunale Planungen und fließt in die Planfeststellungsprozesse mit ein. • Durch die Festlegung wird sichergestellt, dass sich Projektierer mit Bürgerenergiegesellschaften, Kommunen und Anwohnern bzgl. einer möglichen Einbindung absprechen.[81] <p>Schottland:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Die schottische Regierung hat sich im Rahmen ihrer Klima- und Energiestrategie verpflichtet, bis 2020 bürgereigene EE-Anlagen mit einer gesamten Leistung von mind. 500 MW zu bauen. • Dieses Ziel diente als Grundlage, um eine Reihe von politischen und finanziellen Maßnahmen auf den Weg zu bringen. • Aufgrund des vorzeitigen Erreichens des Ziels wurde es auf 1 GW bis 2020 und 2 GW bis 2030 aufgestockt. • Des Weiteren wurde beschlossen, dass mindestens die Hälfte der neu genehmigten EE-Projekte ein Charakteristikum des gemeinschaftlichen Besitzes beinhalten muss.[81]
<i>Allgemeine Bewertung</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Durch die Abgabe einer politischen Willenserklärung, lassen sich der politische Pfad und mögliche aufkommende Entwicklungen ableiten. Politischer Handlungswille kann damit deutlich gemacht werden. • Es handelt sich jedoch um eine unverbindliche Vereinbarung, auf deren Basis in den seltensten Fällen Investitionsentscheidungen getroffen werden.

- Erfüllungscharakter müsste gegeben sein, um erfolgreich mit dem Konzept arbeiten zu können.
 - Sollte die Umsetzungsverpflichtung auf Seiten der BNetzA liegen (BNetzA dürfte nur einen gewissen Prozentsatz an nicht BEG-Projekten bezuschlagen), könnte dies den Ausbau unter Umständen ausbremsen.
 - Gangbarer ist es daher eher die Umsetzungsverpflichtung für Projektierer einzuführen, die dann gewährleisten müssten, dass sie entsprechende Gewinnbeteiligungen und die zuvor definierten Anteilseigner der BEG-Beteiligungsquote ausschüttet.
-

Kriterien für die Vergabe von staatlichen Flächen

<i>Beschreibung</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Kommunen schreiben die Entwicklung von EE-Projekten auf öffentlichen Flächen aus. Damit können dann politische Zielsetzungen mit Entwicklungszielen, wie der Einbindung von Bürger und die öffentliche Akzeptanz verknüpft werden. • Die Kommune kann dabei die Ausschreibungskriterien entsprechend in Richtung der BEGs hin festlegen. • Gängig ist es hierbei, dass anhand eines festgelegten Prozentsatzes ein gewisser Anteil des jeweiligen Projektes an Bürger*innen und/oder Gemeinden vergeben werden muss. • Die Beitragszahlung fließt in einen Unterstützungsfonds der Gemeinschaft, wodurch das Projekt finanziert wird. Die grundsätzliche Finanzierung des Projekts läuft jedoch weiterhin über das EEG bzw. bei einer entsprechenden Ausgestaltung über PPAs. • Es handelt sich bei dieser Maßnahme somit um ein Instrument, welches die faire Flächenvergabe gewährleisten möchte. • Ein ähnliches Modell wäre für Baden-Württemberg auch bei der Vergabe von Flächen im Staatswald denkbar.
<i>Beispiele</i>	<p>Belgien:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Kommunen können in Belgien die Entwicklung von EE-Projekten auf öffentlichen Flächen ausschreiben. Bspw. Eeklo-Ausschreibung für die Entwicklung eines Windparks (20 MW) gemäß dem vorliegenden Ausbauplan für diese Region • Ziel ist es hier eine Direktbeteiligung von mindestens 50 % durch die Kommune und die ortsansässigen Bürger zu erlangen. • Die Finanzierung läuft über einen jährlichen Beitrag der in einen Unterstützungsfonds fließt oder an die Kommune bezahlt wird. • Beitrag beläuft sich auf 5.000 €/Jahr. • Es werden soziale und gesellschaftliche Kriterien neben finanziellen Kriterien in der öffentlichen Ausschreibung berücksichtigt.[81] • Argumentation: Wind ist ein Gemeinwohl und gehört nicht nur dem Grundbesitzer, d.h. in jedem Projekt soll ein gewisser Anteil für die Bürger*innen reserviert werden. • Die Beteiligung läuft auf Basis von objektiven, transparenten und nicht diskriminierenden Kriterien ab.
<i>Allgemeine Bewertung</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Angepasste Ausschreibungskriterien ermöglichen eine gezielte Förderung und Bezuschlagung von BEGs. • Regionale Wertschöpfung steht im Vordergrund. • Kommunale Ausschreibungen sind nicht Teil der EEG-Ausschreibungen.

- Konzept bezieht sich oftmals nicht ausschließlich auf Windenergieanlagen.
 - Rechtliche sowie praktische Umsetzung kann problematisch sein, je nachdem an welcher Stelle die Kompetenzen verortet sind. Entsprechende Flächenausweisung in den Kommunen ist notwendig.
 - Im Gesamtkontext ist auf EU-Ebene bei dieser Maßnahme auch das Stichwort „local content“ anzuführen:
 - Für Deutschland wurden local-content Bestimmungen in Hinblick auf den EU-rechtlichen Prüfungsmaßstab als rechtlich problematisch eingestuft (Verstoß gegen das primär- und sekundär verankerte Diskriminierungsverbot).[82]
 - Es gibt aber auch Länder (beispielsweise Frankreich) in denen ein local-content Indikator in die Ausschreibungen von erneuerbaren Energien Projekten miteingebunden wurde.[83]
 - Für Baden-Württemberg kann ein solches Modell in Bezug auf die kommenden Flächenausweisungen im Staatsforst und die damit verbundenen Ausschreibungen und Vergabekriterien von Bedeutung sein.
-

Public Private Partnership (PPP) - Finanzierung

- | | |
|---------------------|---|
| <i>Beschreibung</i> | <ul style="list-style-type: none"> • Bei der Public Private Partnership-Finanzierung werden die BEGs durch andere Energiegemeinschaften und/oder Kommunen unterstützt.[84] • Damit wird der Netzwerkgedanke gestärkt und ein größerer lokaler Zusammenhang hergestellt. |
|---------------------|---|

- | | |
|------------------|---|
| <i>Beispiele</i> | <p>Belgien:</p> <ul style="list-style-type: none"> • In Belgien findet diese Art der Finanzierung in den beiden deutschsprachigen Kommunen Amel und Bülingen Anwendung. • In diesen Gemeinden wurde beschlossen, dass auf dem Gemeindegebiet ein großer Windpark errichtet wird. • Das Projekt wurde so gestaltet, dass es zu 60 % den Kommunen gehört (50:50 Aufteilung, d.h. 30 % Amel und 30 % Bülingen). • Die übrigen 40 % befinden sich im Privatbesitz zweier örtlicher Energiegenossenschaften. Zum einen Courant d'Air mit einem Anteil von 27 % und zum anderen Ecopower mit dem Anteil der restlichen 13 %.[81] • Für dieses Projekt wurde eigens eine Zweckgesellschaft gegründet, welche als Träger dieser öffentlich-bürgerschaftlichen Partnerschaft fungiert. <p>Würzburg:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Die Stadt Würzburg hat in der Vergangenheit in Zusammenarbeit mit verschiedenen Akteuren, diverse Energieprojekte initiiert und unterstützt. Diese Konzepte sind auf eine sehr große Akzeptanz gestoßen. |
|------------------|---|

- | | |
|-----------------------------|--|
| <i>Allgemeine Bewertung</i> | <ul style="list-style-type: none"> • Die Umsetzung der PPP-Finanzierung ist eine Einzelfallprüfung und Entscheidung, die in erster Linie von den Standortfaktoren getrieben ist. • Daher sind an dieser Stelle vor allem individuelle Umsetzungen zu erwarten und eine Generalisierung erscheint eher schwierig. • Bei einer erfolgreichen PPP-Finanzierung können jedoch Synergien genutzt, die Finanzierung sichergestellt und der regionale Gedanke gestärkt werden. • Aus rechtlicher Sicht bestehen keine Hürden bei der Umsetzung.[85] |
|-----------------------------|--|

Weitere Maßnahmen

<i>Beschreibung</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Diverse Maßnahmen sind denkbar BEGs bei ihrer Arbeit zu unterstützen: Bieterberatung, Qualitätskontrolle, Stärkung vorhandener Instanzen für die Schlichtung von Konflikten Vor-Ort, Bereitstellung von Mediationsplattformen etc. [74]
<i>Beispiele</i>	<p>Österreich:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Aufbau einer Koordinationsstelle für Energiegemeinschaften • Bei der Marktprämie gelten für BEGs besondere Bestimmungen. Innerhalb einer BEG erzeugte und nicht verbrauchte erneuerbare Strommengen, bis zu maximal 50 % der innerhalb der BEG insgesamt erzeugten Strommenge, können mittels Marktprämie gefördert werden. Für die Berechnung der Prämie wird nur die von der BEG eingespeiste und selbst vermarktete Strommenge betrachtet.[69] <p>England:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Bezuschussung von Machbarkeitsstudien und/oder Planungsarbeiten □ existiert so jedoch nicht mehr [86] <p>Schottland:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Das „CARES“-Forschungsvorhaben ist ein Konsortium verschiedener sozialer Unternehmen und Umweltorganisationen. CARES bietet eine Reihe von Unterstützungsmöglichkeiten in der Phase der Projektentwicklung. Diese beinhalten neben Beratungsleistungen auch eine Unterstützung bei der Finanzierung und zum Teil sogar Zuschüsse an.[69]
<i>Allgemeine Bewertung</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Generell sind Maßnahmen, die die Transparenz fördern und BEGs auf informeller Ebene unterstützen, gute Instrumente um Konzepte zu flankieren. • Als alleiniges Konzept bieten unterstützende Maßnahmen jedoch nicht genügend Durchschlagskraft.

5.3.3 Bewertung von Instrumenten zur Unterstützung von BEGs im Kontext der Windenergie an Land

Tabelle 22: Qualitative Betrachtung von Instrumenten zur Unterstützung von BEGs bei der Projektentwicklung

	Risikoabsicherungsfonds bzw. Bürgerenergiefonds	Zuschussmodelle	Garantie-Fonds	Partielle Kompensation
Kosteneffizienz: Transaktionskosten/ Umsetzungsaufwand/ Administrierbarkeit	<p>Staat: Förderprogramm aufsetzen, zuständige Stelle berufen und Personalressourcen bereitstellen (z. B. BAFA/KfW), Anträge bearbeiten, Aus- und Rückzahlungen tätigen/überprüfen</p> <p>BEG: Antrag stellen, ggf. Rückzahlung tätigen</p>	<p>Staat: Vergleichbar zu Risikoabsicherungsfonds, Abwicklung der Rückzahlungen entfällt.</p> <p>BEG: Vergleichbar zu Risikoabsicherungsfonds</p>	<p>Staat: Vergleichbar zu Risikoabsicherungsfonds, Abwicklung der Bürgschaft zwischen Banken und KfW statt Aus-/Rückzahlung.</p> <p>BEG: vergleichbar zu Risikoabsicherungsfonds.</p>	<p>Staat: Förderprogramm / Kriterien aufsetzen, Anträge bearbeiten/prüfen, Auszahlungen tätigen (Abwicklung über eine Bundesbank)</p> <p>BEG: Antrag auf Kostenerstattung stellen</p> <p>Interaktion zwischen Staat und BEG ggf. nur bei Nicht-Realisierung (je nach Ausgestaltung).</p>
Kosteneffizienz: Förderkosten	<p>Förderkosten (begrenzt auf Maximalwert pro Projekt) werden direkt aus den Mitteln des Landes/Bundes finanziert, Zuschüsse sind aber im Regelfall bei einer Bezuschlagung / Realisierung des Projekts zurückzuzahlen. Im Vergleich zu den anderen politischen Förderinstrumenten unterschiedliche Zahlungsströme.</p>	<p>Förderkosten in Höhe der Zuschüsse; Da keine Rückzahlung erfolgt, entstehen höhere Förderkosten als bei Risikoabsicherungsfonds. Der Vergütungsbedarf im Rahmen des EEGs nimmt im Gegenzug jedoch leicht ab.</p>	<p>Förderkosten belaufen sich auf dieselbe Höhe wie bei einem Risikoabsicherungsfonds. Zwischenfinanzierungskosten entfallen. Begrenzt auf die maximale Höhe der Bürgschaften für die Vorentwicklungsphase. Zahlung ausschließlich bei Ausfall des Kreditnehmers bzw. im Falle der Nicht-Realisierung.</p> <p>Im Vergleich zu den anderen Konzepten unterschiedliche Zahlungsströme.</p>	<p>Kosten der Förderungen hängen von der Höhe der Kompensation ab, sind aber in einem gewissen Umfang zu erwarten. Kosten sind begrenzt durch die Höhe erstattungsfähiger Vorentwicklungskosten. Rückzahlung ausschließlich im Falle der Nicht-Realisierung.</p>
Kosteneffizienz: Stromgestehungskosten	<p>Grundsätzlich keine Auswirkungen zu erwarten.</p>	<p>Grundsätzlich keine Auswirkungen zu erwarten.</p>	<p>Grundsätzlich keine Auswirkungen zu erwarten.</p>	<p>Grundsätzlich keine Auswirkungen zu erwarten.</p>
Verteilungswirkungen	<p>BEGs werden in der Vorentwicklungsphase entlastet und der Landes-/Bundeshaushalt entsprechend belastet, Umverteilung nach Zuschlag ermöglicht Fairness und Entlastung</p>	<p>Zuschüsse sind aus dem Landes/Bundeshaushalt zu finanzieren. Bedingte Gegenfinanzierung durch niederen Förderbedarf pro Kilowattstunde. Wahrscheinlichkeit von</p>	<p>Bürgschaft erleichtert BEGs den Zugang zu (ggf. günstigeren) Krediten in der Vorentwicklungsphase, Staat trägt Kreditausfallrisiko im Fall der Nicht-Realisierung</p>	<p>BEGs werden zwar entlastet, aber zunächst nicht klar in welchem Umfang; Erstattung von Vorentwicklungskosten belasten im Falle</p>

	Risikoabsicherungsfonds bzw. Bürgerenergiefonds	Zuschussmodelle	Garantie-Fonds	Partielle Kompensation
		Windfall-Profits durch Marktwerte über dem anzulegenden Wert steigt jedoch		der Nicht-Realisierung den Landes-/Bundeshaushalt
Sicherheit der Finanzierung	BEG muss weniger Risikokapital einwerben (Eigenkapital bzw. kommerzielle Kredite);	BEG muss weniger Risikokapital einwerben (Eigenkapital bzw. kommerzielle Kredite)	Zugang zu (Risiko-)Kapital wird erleichtert;	Sicherheit ist sowohl seitens der BEG als auch von politischer Seite aus in gleichem Umfang gegeben, aber Projekt ist dadurch nicht vollständig abgesichert und das Ausschreibungsrisiko ist vorhanden. Zugang zu (Risiko-)Kapital wird erleichtert, sofern Kapitalgeber die potenziellen Rückerstattungen als „Sicherheiten“ akzeptieren
Effektivität/ Anreizwirkung	Bedingt rückzahlbare Zuwendung kann die Initiierung neuer Projekte erleichtern/anreizen; bisherige Beispiele weisen gute Ergebnisse auf [87].	Zuschuss kann die Initiierung neuer Projekte erleichtern/anreizen. (Finanzieller Vorteil reizt ggf. Missbrauch an, vgl. BEG-Regelung in 2017)	Der leichtere Zugang zu Kapital kann die Initiierung neuer Projekte erleichtern/anreizen.	Anreiz im Vergleich geringer einzustufen, da erst nachträglich, d. h. im Falle der Nicht-Realisierung über Kompensation entschieden wird.
Parametrierungsrisiken	Höhe der Zuwendung, Kriterien für das Scheitern eines Projektes, Vermeidung von Doppelförderung	Höhe des Zuschusses, Kriterien für das Scheitern eines Projektes, Vermeidung von Doppelförderung	Höhe der Bürgschaft, Kriterien für das Scheitern eines Projektes	Höhe der Kompensation, Kriterien für das Scheitern eines Projektes

Tabelle 23: Qualitative Betrachtung von Instrumenten zur Unterstützung von BEGs im Kontext der Ausschreibungen

	Separate Ausschreibungen für BEGs	Bonusprogramme	Eigenes Segment außerhalb der Ausschreibungen	Listenmodell 2.0
Kosteneffizienz: Transaktionskosten/ Umsetzungsaufwand/ Administrierbarkeit	BEG: Teilnahme an Ausschreibungen (wie im bestehenden System)	Staat: Definition der Bonushöhe, allerdings keine separaten Ausschreibungen BEG: Teilnahme an Ausschreibungen (wie im bestehenden System), keine Mehrkosten zu erwarten	Staat: Definition der Vergütungshöhe bzw. Vergütungsregelung. Anlehnung an bestehende Regelungen (Pilot- und Kleinwind) möglich BEG: Keine Teilnahme an Ausschreibungen, dadurch reduzierte Verfahrenskosten	Staat: Zusätzliches Instrument für Vergabe von Zahlungsberechtigungen muss (neben dem bestehenden Ausschreibungsmodell) ausgestaltet und betreut werden BEG: Registrierung auf Liste
Kosteneffizienz: Förderkosten	Geringerer Wettbewerb führt im Vergleich zum bestehenden System zu tendenziell höheren Zuschlagswerten (insbesondere, sofern das Ausschreibungsvolumen von BEGs nicht ausgeschöpft wird. -> Gebote zum Höchstwert)	Förderkosten können je nach Bonushöhe variieren. Bei hinreichendem Wettbewerb preisen BEGs den Bonus bei der Gebotsabgabe ein (niedrigerer Gebotswert als in einer Situation ohne Bonus). Werden dadurch an sich günstigere Projekte verdrängt, sinkt die Förderkosteneffizienz	Förderkosten an Ausschreibungsergebnisse gekoppelt	Förderkosten an Ausschreibungsergebnisse gekoppelt
Kosteneffizienz: Stromgestehungskosten	Grundsätzlich keine Auswirkungen zu erwarten.	Grundsätzlich keine Auswirkungen zu erwarten.	Grundsätzlich keine Auswirkungen zu erwarten.	Grundsätzlich keine Auswirkungen zu erwarten.
Verteilungswirkungen	Potenziell höhere Erlösmöglichkeiten für BEG und geringeren Wettbewerb in separater Ausschreibung. Im Gegenzug höhere Differenzkosten und Belastung des Staatshaushaltes	BEGs profitieren durch zusätzliche Einnahmen, dadurch entstehen aber Mehrkosten für andere Akteure (Bundes-/Landeshaushalt)	BEGs profitieren von erleichterten Rahmenbedingungen. In der Theorie sind keine negativen Verteilungswirkungen erkennbar	BEGs profitieren von erleichterten Rahmenbedingungen. In der Theorie sind keine negativen Verteilungswirkungen erkennbar.
Sicherheit der Finanzierung	Zuschlagsrisiko durch tendenziell geringeren Wettbewerb in separaten Ausschreibungen reduziert.	Zuschlagswahrscheinlichkeit durch Bonus erhöht	Leichte Unsicherheiten in der Finanzierung des Gesamtprojektes, aber Sicherheit durch entsprechende gesetzliche Ausgestaltung, d.h. Projekte werden mit dem Durchschnitt aus den höchsten noch bezuschlagten Gebotswerten von Projekten des Vorjahres gefördert (EEG 2023)	Unsicherheit des Zahlungsanspruchs durch Wind-Hund-Prinzip (reduziert sich aber durch die Übertragbarkeit auf die kommende Liste), Zuschlagsrisiko aus dem Ausschreibungssystem entfällt jedoch
Effektivität/ Anreizwirkung	Geringere Wettbewerbsintensität und tendenziell höhere Zuschlagswerte können Anreize	Höhere Zuschlagswahrscheinlichkeit kann Anreize zur Initiierung neuer Projekte erhöhen	Wegfall des Zuschlagsrisikos kann Anreize zur Initiierung neuer Projekte erhöhen. Höhe	Wegfall des Zuschlagsrisikos kann Anreize zur Initiierung neuer Projekte erhöhen. Höhe

	Separate Ausschreibungen für BEGs	Bonusprogramme	Eigenes Segment außerhalb der Ausschreibungen	Listenmodell 2.0
	zur Initiierung neuer Projekte erhöhen		der Vergütung jedoch abhängig von Ausschreibungsergebnissen der Vorjahre	der Vergütung jedoch abhängig von Ausschreibungsergebnissen.
Parametrierungsrisiken	BEG-Definition; Höhe des Ausschreibungsvolumen: kein Wettbewerb bei zu hohem Volumen gegenüber zu hohem Wettbewerb und damit geringer Anreizwirkung bei zu geringem Volumen	BEG-Definition; Höhe des Bonus: Übervorteilung bei zu hohem Bonus, wirkungslos bei zu niedrigem Bonus	BEG-Definition; Definition der Vergütungshöhe bzw. des Kopplungsmechanismus	BEG-Definition; Definition der Vergütungshöhe bzw. des Kopplungsmechanismus

5.3.4 Fazit

Die Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land sind seit Jahren unterzeichnet. Gleichzeitig ist für die kommenden Jahre eine deutliche Ausweitung der Ausschreibungsvolumina für Windenergieanlagen an Land vorgesehen. Die Chancen für Bürgerenergiegesellschaften, in den Ausschreibungen einen Zahlungsanspruch zu erlangen, sind vor diesem Hintergrund grundsätzlich gut. Dennoch kann die verbleibende Unsicherheit in Verbindung mit dem zuletzt gestiegenen zeitlichen und finanziellen Aufwand für Planung und Genehmigung die Initiierung von neuen BEG-Projekten hemmen. Im Rahmen der Arbeit wurden daher verschiedene Instrumente zur Förderung von BEG-Projekten diskutiert.

Eine Unterstützung in der Planungs- und Genehmigungsphase kann die Initiierung neuer Projekte anreizen. Die diskutierten Instrumente (Bürgerenergiefonds, Zuschussmodell, Garantie-Fonds und partielle Kompensation) reduzieren die finanziellen Risiken. Sie unterscheiden sich vor allem in der Form der finanziellen Hilfe – Zuschuss mit/ohne Rückzahlung, Bürgschaft und Kostenerstattung – und haben damit individuelle Vor- und Nachteile.

Ferner wurden Anpassungen an den Förderbedingungen des EEG 2021 diskutiert: Separate Ausschreibungen, Bonus auf den Zuschlagswert und die Schaffung eines Fördersegments außerhalb der Ausschreibungen (EEG 2023 und Listenmodell 2.0).

Separate Ausschreibungen und die Gewährung eines Bonus sind grundsätzlich geeignet die Zuschlagschancen für Bürgerenergiegesellschaften zu erhöhen. Die Schaffung eines Fördersegments außerhalb der Ausschreibungen eliminiert dagegen die Zuschlagsrisiken und reduziert die Transaktionskosten für BEGs. Die Höhe des Zahlungsanspruchs ist in beiden Ansätzen (EEG 2023 und Listenmodell 2.0) an die Ergebnisse der Ausschreibungen gekoppelt, wenngleich im Detail Unterschiede bestehen.

Die Kopplung des Zahlungsanspruchs an die Ausschreibungsergebnisse reduziert die Transaktionskosten für den Staat, da eine regelmäßige Anpassung der Vergütungshöhe entfällt. Sie bringt jedoch Nachteile mit sich, die die Anreizwirkung berühren. So werden BEG-spezifische Mehrkosten wie fehlende Skaleneffekte beim Einkauf, geringere Erfahrung und erhöhte Transaktionskosten durch die Einbindung vieler Akteure ggf. nicht gedeckt, da das Ausschreibungsergebnis ohne die tendenziell teureren Vorhaben zustande kommt. Steigen die Zuschlagswerte zudem mit der Zeit, z. B. infolge einer starken Inflation, kann dies die Attraktivität und Anreizwirkung des Instruments erheblich schmälern.³¹

Wenngleich in der vorliegenden Arbeit die Definition des Begriffs Bürgerenergiegesellschaft nicht vertieft behandelt wurde, ist sie ein entscheidender Faktor für die Wirksamkeit der Instrumente. Je strikter die Kriterien ausfallen, desto geringer ist der potenzielle Kreis derer,

³¹ Vgl. Sprung des anzulegenden Werts für Kleinanlagen bis 750 kW und Pilotanlagen von 4,63 ct/kWh in 2019 auf 6,04 ct/kWh in 2020 infolge der Anpassung der besonderen Ausschreibungsbedingungen für Bürgerenergiegesellschaften ab 2018.

die von der Unterstützung profitieren und desto geringer ist folglich die Wirkung. Umgekehrt haben die Ergebnisse der 2017er Ausschreibungen gezeigt, dass eine „lückenhafte“ Definition in Verbindung mit der Gewährung von (Wettbewerbs-)Vorteilen Missbrauch begünstigt.

Mit der Reform des EEG 2023 hat der Gesetzgeber die Regelungen für Bürgerenergiegesellschaften grundlegende reformiert und die vorliegende Instrumenten-Diskussion damit in Teilen überholt. Analog zu Pilot- und Kleinwindanlagen hebt das EEG 2023 das Erfordernis der Ausschreibungsteilnahme für Bürgerenergiegesellschaften auf. Stand November 2022 steht die beihilferechtliche Genehmigung des EEG 2023 jedoch noch aus.

Flankierend hat die Bundesregierung die Auflage eines Förderprogramms beim BAFA angekündigt, dass in seinen Grundzügen dem diskutierten Bürgerenergiefonds entspricht und bereits in Schleswig-Holstein zur Anwendung kommt.

Mit dem EEG 2023 und dem geplanten Förderprogramm hat der Gesetzgeber die Weichen für Bürgerenergiegesellschaften neu gestellt. Die finanziellen Risiken des Planungs- und Genehmigungsprozesses werden gemindert und mit der Befreiung von der Teilnahme an den Ausschreibungen Transaktionskosten gesenkt. Ob die Maßnahmen ihre Wirkung entfalten, muss sich zeigen. Als Hemmnis könnte sich nicht nur die Bestimmung der Vergütungshöhe erweisen, sondern auch die verschärfte Begriffsbestimmung für Bürgerenergiegesellschaften, die mehrjährige „Sperrfrist“ für die Errichtung weiterer Anlagen und die Neugestaltung von § 24 EEG 2023, der die Zahlungsansprüche für Strom aus mehreren Anlagen regelt und sich auf die Einhaltung der De-minimis-Grenze von 18 MW auswirkt. [88]

6 Fazit

6.1 Wesentliche Erkenntnisse

Raum für erneuerbare Energien

Um die räumlichen Voraussetzungen für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Baden-Württemberg zu schaffen, hat die Landesregierung im Oktober 2021 ein Flächenziel im Klimaschutzgesetz verankert. Demnach sollen in den Regionalplänen mindestens 2 % der Landesfläche für die Windenergienutzung und den Bau von Photovoltaik-Freiflächenanlagen vorgesehen werden. Vor diesem Hintergrund wurde im Rahmen des Vorhabens der Flächenbedarf der beiden Technologien näher untersucht.

Wieviel Fläche Windenergieanlagen in Anspruch nehmen hängt von zahlreichen Faktoren ab – nicht zuletzt dem Bewertungsansatz. Die Fläche, die für Fundament, Kranstellplatz, Montageflächen und Zuwegungen benötigt wird, ist in der Regel um ein Vielfaches kleiner als die Fläche, die ein Windpark als Ganzes einnimmt. Im Vorhaben wurden daher verschiedene Bewertungsansätze berücksichtigt, die das ganze Spektrum der Flächeninanspruchnahme abdecken. Im Zentrum stand dabei ein vom Bundesamt für Bauwesen und Raumordnung (BBR) entwickelter Ansatz, der die Gesamtfläche eines Windparks inklusive eines Schutzabstandes in den Blick nimmt.

Das Ergebnis: Die von Windparks in Baden-Württemberg im Jahr 2021 beanspruchte Fläche beträgt rund 8.821 ha, was einem Anteil an der Landesfläche von knapp 0,25 % entspricht. Bei einer installierten Leistung von 1.607 MW ergibt sich daraus ein mittlerer spezifischer Flächenbedarf von rund 5,5 ha/MW. Der Flächenbedarf pro Windenergieanlage nimmt mit steigendem Rotordurchmesser zu. Durch die gleichzeitig wachsende Nennleistung der Generatoren wird dieser Trend jedoch kompensiert. Je mehr Windenergieanlagen ein Park umfasst, desto größer fällt der spezifische Flächenbedarf tendenziell aus. Dieser Zusammenhang lässt sich darauf zurückführen, dass Anlagen bei größeren Windparks unter Einhaltung erforderlicher Abstände nicht nur nebeneinander, sondern auch in zwei oder mehr Reihen hintereinander platziert werden.

In Bezug auf die Fragestellung, wieviel Fläche zur Erreichung der Ausbauziele in den kommenden Jahren ausgeschrieben werden muss, erweist sich der verwendete Bewertungsansatz des BBR lediglich als bedingt geeignet. Grund hierfür ist der angesetzte Schutzabstand um die Anlagen, der angesichts der überwiegenden Rotor-out-Planung in Baden-Württemberg tendenziell zu einer Überschätzung des Flächenbedarfs führen dürfte. So legen Studien, die eine vorgegebene Flächenkulisse zum Ausgangspunkt nahmen und mit Hilfe eines Platzierungsalgorithmus das darin realisierbare Leistungspotenzial berechneten, überwiegend niedrigere spezifische Flächenbedarfe nahe (UBA 2019 [14]: 3,9 ha/MW, UBA 2021 [13]: 3,0–3,2 ha/MW, LUBW 2019 [4]: 4,4 bzw. 5,9 ha/MW).

Neben dem Flächenbedarf wurde zudem die Belegung und Eignung der in Baden-Württemberg für die Windenergienutzung ausgewiesenen Flächen untersucht. Als Grundlage dienten Regional- und Flächennutzungspläne, die für den ersten Länderbericht gemäß § 98 EEG 2021 in digitaler Form zusammengestellt wurden. Demnach beläuft sich die zum 31. Dezember 2020 auf Ebene der Regionalplanung rechtsverbindlich ausgewiesene Fläche auf rund 7.600 ha, was ca. 0,2 % der Landesfläche entspricht. Nach Abzug der von Bestandsanlagen beanspruchten Flächen verbleibt ein Rest von rund 3.290 ha. Dabei steht in etwas mehr als 60 % der Vorranggebiete gegenwärtig mindestens eine Windenergieanlage. Eine Verschneidung mit den im Jahr 2019 auf Basis des neuen Windatlas ermittelten Potenzialflächen zeigt ferner, dass ein erheblicher Teil der ausgewiesenen Flächen die Eignungskriterien nicht erfüllt.

In Baden-Württemberg waren zum Jahresende 2021 rund 620 MW Photovoltaik-Freiflächenanlagen installiert. Diese belegen eine Fläche von insgesamt 1.200 Hektar. Davon entfällt jeweils gut ein Drittel auf Ackerland sowie Konversionsflächen. Die im Jahr 2021 im Land neu gebauten PV-FFA nutzen leistungsgewichtet 1,1 Hektar Fläche pro MW installierter Leistung.

Mittels einer GIS-Analyse wurde der Anlagenbestands von PV-Freiflächenanlagen der Wirtschaftsfunktionen sowie der Flächenbilanzkarte der Flurbilanz zugeordnet. Ca. 40 % der von den Anlagen belegten Fläche konnte jedoch keiner der in der Flurbilanz erfasste Kategorien zugeordnet werden. Von den zuordenbaren Anlagen befindet sich der Großteil der Fläche in der zweiten bzw. ersten Kategorie (Vorrangfläche 2/1 bzw. Vorrangflur II/I). Eine abschließende Bewertung ist jedoch aufgrund des hohen Anteils nicht zuordenbarer Anlagen nicht möglich. Weitergehende Analysen zur Wertigkeit der Flächen mit dem CORINE Land Cover Datensatz brachten keinen zusätzlichen Erkenntnisgewinn.

Zur Abschätzung der Flächeninanspruchnahme bis 2030 wurde auf Ausbau-Szenarien aus einem Teilbericht zum Vorhaben „Sektorziele 2030 und klimaneutrales Baden-Württemberg 2040“ aufgebaut. Demnach steigt die installierte Windenergieleistung ausgehend von rund 1,7 GW in 2021 auf 6,1 GW in 2030. Die Leistung der PV-Freiflächenanlagen legt im selben Zeitraum von 0,6 auf 5,9 GW zu. Auf Basis der getroffenen Annahmen zur Entwicklung der spezifischen Flächenbedarfe für Windenergieanlagen (4,4 ha/MW) und PV-Freiflächenanlagen (1,1-0,78 ha/MW bzw. 1,0 ha/MW) ergibt sich im Jahr 2030 eine kumulierte Flächeninanspruchnahme zwischen 32.500 und 33.200 ha, was einem Anteil an der Landesfläche von rund 0,9 % entspricht.

Weiterbetrieb nach dem Ende der EEG-Förderdauer

Für die ersten Bestandsanlagen in Baden-Württemberg endete zum 31.12.2020 der zwanzigjährige EEG-Förderanspruch. Mit knapp 60 MW sind leistungsseitig zunächst überwiegend Windenergieanlagen betroffen. Parallel dazu endete für rund 2.800 PV-Anlagen die Förderung. Da es sich überwiegend um Klein- und Kleinstanlagen handelt, summiert sich die Leistung auf lediglich 12 MW.

Die Statistiken zu stillgelegten Anlagen bzw. zur sonstigen Direktvermarktung, der ausgeführten Anlagen zugeordnet werden, geben keine Hinweise darauf, dass in größerem Umfang Anlagen stillgelegt wurden. Der weitaus größte Teil der Anlagen wird ohne Förderung weiterbetrieben. Eine bei PV-Anlagenbetreibern im Rahmen dieses Vorhabens durchgeführte Befragung bestätigt diese Ergebnisse und zeigt, dass von einem Weiterbetrieb über zehn Jahre ausgegangen wird.

Die Kosten des Weiterbetriebs können im Rahmen der geltenden Regelungen (Marktdurchleitung für PV-Anlagen bis 100 kW bzw. sonstige Direktvermarktung für Windenergieanlagen) vollständig abgedeckt werden. Die hohen Marktwerte des Jahres 2022 erlauben darüber hinaus gehende zusätzliche Erlöse.

Neubau von Windenergie- und Photovoltaikanlagen ohne Förderung

Die Analyse der Ausgangslage (Stand Herbst 2022) zeigt, dass Marktchancen für PV-FFA und Windenergieanlagen an Land außerhalb des EEG bestehen. Die zu diesem Zeitpunkt vorherrschenden Marktwerte liegen deutlich über den Stromgestehungskosten von neuen Windenergie- oder PV-Freiflächenanlagen. Es bestehen jedoch hohe Unsicherheiten über die zukünftige Entwicklung der Marktwerte, da zahlreiche Einflussfaktoren auf diese einwirken. Die langfristigen Marktwertenerwartungen können von den Marktakteuren sehr unterschiedlich eingeschätzt werden.

Die weitere Entwicklung ist stark abhängig vom regulatorischen Rahmen. Dabei ist festzustellen, dass sich neben der EEG-Förderung bislang kein Markt für Neuanlagen-PPAs im Bereich der Windenergie an Land entwickelt hat. Sollte die Größenbegrenzung für PV-Freiflächenanlagen ausgehend von 20 MW zukünftig angehoben werden, verändert dies die Anreizsituation zur Teilnahme an den EEG-Ausschreibungen und würde dämpfend auf die Aktivitäten außerhalb des EEG wirken. Im Vergleich zu anderen Bundesländern und insbesondere Ostdeutschland ist das PPA-Segment in Baden-Württemberg jedoch noch sehr gering. Ob und inwieweit dieser Markt in Baden-Württemberg an Bedeutung gewinnt, hängt neben dem regulatorischen Rahmen insbesondere von geeigneten verfügbaren Flächen ab.

Erneuerbare Energien dezentral und lokal

Für den Photovoltaikbereich wurden verschiedene Vermarktungswege, Geschäftsmodelle und Anwendungsfälle kriterienbasiert untersucht und verglichen. Mit dem EEG 2023 wurden die Rahmenbedingungen für PV-Dachanlagen deutlich verbessert, insbesondere der neu eingeführte Volleinspeisetarif adressiert ein zuletzt sehr stark rückläufiges Segment. Insgesamt sind die Rahmenbedingungen als deutlich besser gegenüber dem EEG 2021 einzustufen. Außerhalb des EEG bestehen darüber hinaus Marktchancen, die jedoch mit höheren Risiken verbunden sind.

Im Kontext der Windenergie an Land wurden verschiedene Ansätze zur Unterstützung von Bürgerenergiegesellschaften diskutiert und bewertet. Darunter auch zwei, die inzwischen auf Bundesebene auf den Weg gebracht wurden. So hat der Bund mit dem EEG 2023 und einem zusätzlichen Förderprogramm die Weichen für Bürgerenergiegesellschaften neu gestellt. So

können Bürgerenergiegesellschaften künftig ohne die Teilnahme an den Ausschreibungen einen Vergütungsanspruch geltend machen. Dies eliminiert die Zuschlagsrisiken und senkt Transaktionskosten. Mit der geplanten Förderung von Planungs- und Genehmigungskosten mindert der Bund zudem finanzielle Risiken und erleichtert damit Bürgerenergiegesellschaften den Projektstart. Ob die Maßnahmen ihre Wirkung entfalten, muss sich allerdings erst zeigen. Als Hemmnis könnte sich nicht nur die Bestimmung der Vergütungshöhe erweisen, sondern auch die verschärfte Begriffsbestimmung für Bürgerenergiegesellschaften, die mehrjährige „Sperrfrist“ für die Errichtung weiterer Anlagen und die Neugestaltung von § 24 EEG 2023, der die Zahlungsansprüche für Strom aus mehreren Anlagen regelt und sich auf die Einhaltung der De-minimis-Grenze von 18 MW auswirkt. [88]

6.2 Empfehlungen zu Instrumenten seitens des Landes Baden-Württemberg

Raum für erneuerbare Energien

Der Mangel an ausgewiesenen Flächen gilt in Baden-Württemberg als ein zentrales Hemmnis beim Ausbau der Windenergie an Land. Dem 2-%-Flächenziel aus dem Klimaschutzgesetz müssen daher möglichst zeitnah entsprechende Flächenausweisungen folgen. Auch der Bund hat diesbezüglich den Druck auf die Länder erhöht. So sieht das Windenergieflächenbedarfsgesetz (WindBG) verbindliche Flächenziele (Flächenbeitragswerte) für die Länder vor. Für Baden-Württemberg belaufen sich diese auf mindestens 1,1 % der Landesflächen zum 31. Dezember 2027 bzw. 1,8 % bis zum 31. Dezember 2032. Dem ambitionierten Ausbaupfad aus dem Teilbericht Sektorziele 2030 folgend könnte der Flächenbedarf für Windenergieanlagen bis 2030 auf rund 26.700 ha steigen, was ca. 0,75 % der Landesfläche entspricht. Dabei ist einzuplanen, dass sich ein Teil der ausgewiesenen Fläche aus wirtschaftlichen, genehmigungsrechtlichen oder privatrechtlichen Gründen nicht nutzen lassen wird.

Analog zur Windenergie ist für den im Teilbericht Sektorziele 2030 [1] ausgewiesenen Zielpfad zum **Photovoltaikausbau** in Baden-Württemberg für das Freiflächensegment bis 2030 insgesamt (einschließlich Bestandsanlagen) eine Fläche in der Größenordnung von 5.800 bis 6.500 Hektar erforderlich. Dies entspricht ca. einer Verfünfachung der Ende 2021 von PV-FFA in Anspruch genommenen Fläche. Von zentraler Bedeutung ist deshalb, dass seitens der Kommunen entsprechende bauplanungsrechtliche Aktivitäten durchgeführt werden und Flächen in den Bebauungsplänen vorgesehen werden. Von der Landesregierung wurde Mitte 2022 die Freiflächenöffnungsverordnung angepasst, womit eine zentrale Voraussetzung für eine verstärkte kommunale Flächenausweisung geschaffen wurde. So sind statt 100 MW zukünftig 500 MW Neuinstallationen pro Jahr auf landwirtschaftlichen Flächen in den so genannten „benachteiligten Gebieten“ förderfähig. Mittelfristig wird zu prüfen sein, ob und inwieweit der Zubau in diesen Gebieten erfolgt und wie stark das jährliche Volumen ausgeschöpft wird.

Für neue Photovoltaik-Dachanlagen werden die Bedingungen mit dem EEG 2023 deutlich verbessert, u.a. wird eine erhöhte und kostendeckende Vergütung für Volleinspeiseanlagen eingeführt. Damit sind die Voraussetzungen für verstärkte Aktivitäten auf solchen Dächern möglich, auf denen die Anlage von einem Dritten betrieben wird und Eigenversorgung nicht möglich oder gewollt ist³². Zur Unterstützung der Findung von Angebot (Anbieter einer Dachfläche) und Nachfrage (potenzieller Betreiber) wird vorgeschlagen, seitens des Landes eine Dachflächenbörse zu schaffen.

Weiterbetrieb ausgeförderter Windenergie- und PV-Anlagen

Die Statistiken zu stillgelegten Anlagen bzw. zur sonstigen Direktvermarktung, zu der die ausgeförderten Anlagen zugeordnet werden, geben keine Hinweise darauf, dass in größerem Umfang Anlagen stillgelegt wurden. Der weitaus größte Teil der Anlagen wird ohne Förderung weiterbetrieben.

Es ist nicht zu erwarten, dass die Markterlöse absehbar unter die Weiterbetriebskosten fallen. Die Kosten des Weiterbetriebs sind damit abgedeckt und es besteht kein zusätzlicher Unterstützungsbedarf ausgeförderter Windenergie- und PV-Anlagen.

Neubau ungeförderter Anlagen

Für Baden-Württemberg können insgesamt keine spezifischen Empfehlungen für das Segment der ungeförderter Anlagen abgeleitet werden. Angesichts des bundes- und landesweiten Zubaubedarfs sollten sich die Aktivitäten deshalb vielmehr darauf konzentrieren, die Ausweisung geeigneter Flächen voranzutreiben – unabhängig davon, ob die Anlagen mit oder ggf. ohne EEG-Förderung realisiert werden.

EE-Ausbau dezentral & lokal

Als unterstützendes Instrument, das seitens des Landes Baden-Württemberg implementiert werden könnte und den neu eingeführten Volleinspeisetarif für PV-Dachanlagen flankieren würde, wurde die Schaffung einer Dachflächenbörse untersucht. Diese könnte die Findung von Angebot und Nachfrage unterstützen und damit einen Beitrag zur Nutzung geeigneter Dachflächen leisten.

³² Vor dem Inkrafttreten des EEG 2023 war die Volleinspeisung nicht (mehr) wirtschaftlich darstellbar. Wenn Eigenversorgung nicht möglich war, kam deshalb nur eine Drittbelieferung nach EnWG, (dies umfasst auch den Spezialfall EEG-Mieterstrom) in Frage. In diesem Fall greifen die Anforderung des EnWG, z.B. wird der Stromlieferant zum „Energieversorgungsunternehmen“ mit entsprechenden Pflichten (u.a. Rechnungstellung, Stromkennzeichnung).

Mit dem EEG 2023 hat der Gesetzgeber erst jüngst die Förderbedingungen für Bürgerenergiegesellschaften grundlegend reformiert und für Windenergieanlagen an Land flankierend dazu ein Förderprogramm beschlossen. Konkreter Handlungsbedarf wird vor diesem Hintergrund nicht gesehen. Die Wirksamkeit der Instrumente sollte jedoch im Auge behalten werden.

6.3 Weiterer Forschungsbedarf

Repowering außerhalb ausgewiesener Flächen

Die Auswertung zur Lage bestehender Windenergieanlagen hat gezeigt, dass rund 30 % der Anlagen außerhalb verbindlich ausgewiesener Flächen (Regionalplanung und Flächennutzungsplanung) stehen. Nicht untersucht wurde dabei, in wie vielen Fällen eine außergebietliche Ausschlusswirkung einem Repowering dieser Anlagen entgegenstünde. Hierzu müssten insbesondere auf Ebene der Flächennutzungsplanung zusätzliche Informationen erhoben (Ausschlusswirkung, Wirkungsbereich der Pläne) und weitergehende GIS-Analysen durchgeführt werden.

Wertigkeit der von PV-Freiflächenanlagen belegten Flächen

Mit den verfügbaren GIS-Datensätzen (Flurbilanz, CORINE Land Cover) ist keine belastbare Zuordnung zur Qualität der belegten Flächen möglich, da in den Datensätzen ein größerer Teil der durch PV-Freiflächenanlagen belegten Flächen nicht bzw. nicht mehr den landwirtschaftlichen Kategorien zugeordnet wird. Für belastbare Aussagen zur Wertigkeit der mit PV-Freiflächenanlagen belegten Flächen besteht deshalb weiterer Untersuchungsbedarf. Zu prüfen ist, ob nach Fertigstellung der Digitalisierung der Bodenschätzung des Landes aus diesen Daten weitere Informationen generiert werden können.

Flächeninanspruchnahme von Agri-PV-Anlagen

Bislang wurden nur vereinzelt Agri-PV-Anlagen in Deutschland bzw. Baden-Württemberg errichtet, weshalb es kaum Empirie gibt. Bei Agri-PV-Anlagen gibt es verschiedene Anlagenkonzepte, die einen unterschiedlich hohen Überbauungsgrad der Fläche aufweisen. Aus heutiger Sicht ist nicht klar, welches Konzept sich am Markt durchsetzen wird und in welchem Maße solche Anlagen in Deutschland bzw. Baden-Württemberg errichtet werden. Erforderlich ist deshalb zum einen eine kontinuierliche Marktbeobachtung, aber auch eine vertiefte Untersuchung der zur Anwendung kommenden Konzepte und der Flächeninanspruchnahme dieser Anlagen.

Literaturverzeichnis

1. KELM, Tobias, BICKEL, Peter, JACHMANN, Henning, LIEBHART, Laura, BERGK, Fabian, FEHRENBACH, Horst, MELLWIG, Peter, STANGE, Helena, WIEGMANN, Kirsten, HENNENBERG, Klaus, BÜRGER, Veit, FLEITER, Tobias, MANZ, Pia, NEUWIRTH, Marius und SANDROCK, Matthias. *Sektorziele 2030 und klimaneutrales Baden-Württemberg 2040: Teilbericht Sektorziele 2030*. 2022.
2. SCHMITT, Maria, DOSCH, Fabian und BERGMANN, Eckhard. Flächeninanspruchnahme durch Windkraftanlagen. *Raumforschung und Raumordnung Spatial Research and Planning*. 30. September 2006. Jg. 64, Nr. 5, S. 405–412. DOI 10.1007/BF03184535.
3. MINISTERIUM FÜR UMWELT, KLIMA UND ENERGIEWIRTSCHAFT BADEN-WÜRTTEMBERG. *Länderbericht Baden-Württemberg gemäß § 98 EEG 2021 - Berichtsjahr 2021*. Stuttgart, 2021. Verfügbar unter: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/E/EEG-Kooperationsausschuss/2021/laenderbericht-baden-wuerttemberg-2021.pdf?__blob=publicationFile&v=4
4. LANDESANSTALT FÜR UMWELT BADEN-WÜRTTEMBERG. *Potenzialanalyse - Energieatlas*. 2022. Verfügbar unter: <https://www.energieatlas-bw.de/wind/potenzialanalyse>
5. UMWELTBUNDESAMT (UBA). Bodenversiegelung. *Umweltbundesamt*. 17. Januar 2022. Verfügbar unter: <https://www.umweltbundesamt.de/daten/flaeche-boden-land-oekosysteme/boden/bodenversiegelung>
6. HESSISCHES MINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT, ENERGIE, VERKEHR UND LANDES-ENTWICKLUNG. *Faktenpapier Windenergie in Hessen: Natur- und Umweltschutz*. 2016. Verfügbar unter: https://www.energieland.hessen.de/aktion/zukunftswerkstatt/fulda_darmstadt/Faktenpapier_Natur_und_Umweltschutz.pdf
7. *Flächenrucksäcke von Gütern und Dienstleistungen: Ermittlung und Verifizierung von Datenquellen und Datengrundlagen für die Berechnung der Flächenrucksäcke von Gütern und Dienstleistungen für Ökobilanzen (Teilbericht III: DATEN)*. 2021. Texte | 170/2021. Verfügbar unter: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/479/publikationen/texte_170-2021_flaechenrucksaecke_von_guetern_und_dienstleistungen_teilbericht_iii.pdf
8. FA WIND, Fachagentur Windenergie an Land. *Entwicklung der Windenergie im Wald*. Berlin, 2020. Verfügbar unter: <https://www.dstgb.de/themen/windenergie/aktuelles/analyse-der-windenergie-im-wald/fa-wind-analyse-wind-im-wald-5auflage-2020.pdf?cid=92w>
9. LANDESANSTALT FÜR UMWELT BADEN-WÜRTTEMBERG (LUBW). *Energieatlas BW - Erweitertes Daten- und Kartenangebot*. Verfügbar unter: <http://udo.lubw.baden-wuerttemberg.de/>
10. STADT DIEPHOLZ. Flächennutzungsplan Windenergie (60. Änderung). *Stadt Diepholz*. 2. März 2017. Verfügbar unter: <https://www.stadt-diepholz.de/portal/bekanntmachungen/flaechennutzungsplan-windenergie-60-aenderung--900000386-21770.html>
11. FA WIND. Überblick Windenergie an Land: Anlagenhöhe - Flächenbedarf - Turbinenanzahl. März 2019. Verfügbar unter: https://www.fachagentur-windenergie.de/fileadmin/files/Veroeffentlichungen/Faktenpapiere/FA_Wind_Hoehenbegrenzungen_Wind-an-Land_03-2019.pdf
12. BUND-LÄNDER-KOOPERATIONSAUSSCHUSS. *Bericht des Bund-Länder-Kooperationsausschusses gemäß § 98 EEG 2021 - Berichtsjahr 2021*. 2021. Verfügbar unter: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/E/EEG-Kooperationsausschuss/2021/bericht-bund-laender-kooperationsausschuss-2021.pdf?__blob=publicationFile&v=4
13. UBA. Flächen für die Windenergie an Land. *Umweltbundesamt*. 6. Oktober 2021. Verfügbar unter: <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/erneuerbare-energien/windenergie-an-land>

14. UBA, Navigant Energy Germany GmbH und Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik IEE im Auftrag des Umweltbundesamts. CLIMATE CHANGE 38/2019: *Analyse der kurz- und mittelfristigen Verfügbarkeit von Flächen für die Windenergienutzung an Land*. Abschlussbericht. Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt, 2019. Verfügbar unter: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/376/publikationen/climate_change_38_2019_flaechenanalyse_windenergie_an_land.pdf Since 2017, in Germany financial support for onshore wind turbines has been determined through auctions. The federal legislator controls the further expansion of wind energy by specifying annual auction volumes. Land use planning for onshore wind energy can be carried out at a regional planning level and on a municipal planning level. The question arises whether the land available for use for onshore wind energy in the short and medium-term is sufficient to guarantee a sufficient level of competition in the auctions. Moreover, the question how to achieve the target of increasing the share of renewable energies to 65 % by 2030 set by the federal government, requires attention.
15. BONS, Martin, PAPE, Carsten, SACH, Thobias und WEGNER, Nils. 41/2022: *Auswirkungen einer Rotor-in-Planung auf die Verfügbarkeit von Windflächen*. Umweltbundesamt, 2022. Climate Change. Verfügbar unter: <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/auswirkungen-einer-rotor-in-planung-auf-die>
16. GÜNNEWIG, Dieter, JOHANNWERNER, Esther, KELM, Tobias, METZGER, Jochen, WEGNER, Nils, MOOG, Caroline und KAMM, Johanna. *Umweltverträgliche Standortsteuerung von Solar-Freiflächenanlagen. Im Auftrag des Umweltbundesamtes. FKZ 3719 43 105 0*. 2022.
17. KELM, Tobias, METZGER, Jochen, JACHMANN, Henning und ANDERE. *Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts gemäß § 97 Erneuerbare-Energien-Gesetz, Teilvorhaben II c: Solare Strahlungsenergie, Teilbericht Mieterstrom*. Juli 2019. Verfügbar unter: https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/Berichte/vorbereitung-begleitung-erfahrungsbericht-gemaess-paragraph-97-eeg.pdf;jsessionid=B6B6FFAA5FF46156AAF9E8D351756C91?__blob=publicationFile&v=4
18. LANDESANSTALT FÜR LANDWIRTSCHAFT, ERNÄHRUNG UND LÄNDLICHEN RAUM SCHWÄBISCH GMÜND (LEL). Die Flurbilanz 2022. Verfügbar unter: <https://lel.landwirtschaft-bw.de/pb/,Lde/Startseite/Unsere+Themen/Die+Flurbilanz+2022>
19. LANDESANSTALT FÜR LANDWIRTSCHAFT, ERNÄHRUNG UND LÄNDLICHEN RAUM SCHWÄBISCH GMÜND (LEL). Die Flächenbilanzkarte. Verfügbar unter: <https://lel.landwirtschaft-bw.de/pb/,Lde/Startseite/Unsere+Themen/Die+Flaechenbilanzkarte>
20. LANDESANSTALT FÜR LANDWIRTSCHAFT, ERNÄHRUNG UND LÄNDLICHEN RAUM SCHWÄBISCH GMÜND (LEL). Die Wirtschaftsfunktionenkarte. Verfügbar unter: <https://lel.landwirtschaft-bw.de/pb/,Lde/Startseite/Unsere+Themen/Die+Wirtschaftsfunktionenkarte>
21. STATISTISCHES LANDESAMT BADEN-WÜRTTEMBERG. Landwirtschaftszählung 2020 – endgültige Ergebnisse zur Bodennutzung. 18. Juni 2021. Verfügbar unter: <https://www.statistik-bw.de/Presse/Pressemitteilungen/2021161>
22. UMWELTBUNDESAMT (HRSG.). *Biogaserzeugung und -nutzung: Ökologische Leitplanken für die Zukunft. Vorschläge der Kommission Landwirtschaft beim Umweltbundesamt (KLU)*. November 2013. Verfügbar unter: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/378/publikationen/biogaserzeugung_und_-nutzung_oekologische_leitplanken_fuer_die_zukunft.pdf
23. MESSNER, Jörg. Aktueller Stand der Biogasnutzung in Baden-Württemberg. August 2018. Verfügbar unter: https://lazbw.landwirtschaft-bw.de/pb/site/pbs-bw-new/get/documents/MLR.LEL/PB5Documents/lazbw_2017/lazbw_gl/Gr%C3%BCnlandwirtschaft_und_Futterbau/Biogas/Dokumente_Biogas/Aktueller_Stand_Biogasnutzung_2018.pdf?attachment=true
24. MINISTERIUM FÜR UMWELT, KLIMA UND ENERGIEWIRTSCHAFT. *Erneuerbare Energien in Baden-Württemberg 2019*. Stuttgart: Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft, 2020.

Verfügbar unter: https://www.baden-wuerttemberg.de/fileadmin/redaktion/m-um/intern/Dateien/Dokumente/2_Presse_und_Service/Publikationen/Energie/Erneuerbare-Energien-2019-bf.pdf

25. VDMA. *International Technology Roadmap for Photovoltaic (ITRPV) 2021 Results*. März 2022. Verfügbar unter: <https://www.vdma.org/international-technology-roadmap-photovoltaic>
26. TECHNOLOGIE- UND FÖRDERZENTRUM und IM KOMPETENZZENTRUM FÜR NACHWACHSENDE ROHSTOFFE (TFZ). *Agri-Photovoltaik. Stand und offene Fragen*. Mai 2021. Verfügbar unter: https://www.tfz.bayern.de/mam/cms08/rohstoffpflanzen/dateien/tfz_bericht_73_agri-pv.pdf
27. DEUTSCHE WINDGUARD. *Perspektiven für den Weiterbetrieb von Windenergieanlagen nach 2020*. 2017. Verfügbar unter: <https://www.wind-energie.de/presse/pressemitteilungen/2018/weiterbetrieb-repowering-oder-rueckbau-bis-2025-gut-16000-megawatt>
28. FA WIND. *Was tun nach 20 Jahren? Repowering, Weiterbetrieb oder Stilllegung von Windenergieanlagen nach Förderende*. 2018. Verfügbar unter: https://www.fachagentur-windenergie.de/fileadmin/files/Veroeffentlichungen/FA_Wind_Was_tun_mit_WEA_nach_20Jahren.pdf
29. BAYWA R.E. *Wirtschaftlicher Weiterbetrieb von Windenergieanlagen: Optimierung von Kosten und Erlösen*. . Potsdam. November 2019. Verfügbar unter: https://windenergetage.de/2019/wp-content/uploads/sites/4/2019/11/28WT0611_F01_1200_BayWa_Weiterbetrieb.pdf
30. METZGER, KELM, FUCHS, KAHLES und FIETZE. *Analyse der Stromeinspeisung ausgeführter Photovoltaikanlagen und Optionen einer rechtlichen Ausgestaltung des Weiterbetriebs*. 2020. Verfügbar unter: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/climate_change_10_2020_weiterbetrieb_ausgefoerderte_photovoltaik.pdf
31. BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND ENERGIE. *Wirtschaftspolitik im Fokus. EEG-Novelle ebnet den Weg zu den Klimazielen*. März 2021. Verfügbar unter: https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/Monatsbericht/Monatsbericht-Themen/2021/2021-03-im-fokus-eeg-novelle-ebnet-den-weg-zu-den-klimazielen.pdf?__blob=publicationFile&v=4
32. INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY (IRENA). *Renewable Power Generation Costs in 2021*. 2022. Verfügbar unter: https://irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2022/Jul/IRENA_Renewable_Power_Generation_Costs_2021.pdf
33. DEUTSCHE ENERGIE-AGENTUR (HRSG.). *Vertragswesen von Green Power Purchase Agreements. Ein Leitfaden für Stromerzeuger und -abnehmer*. 2022. Verfügbar unter: https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2022/Vertragswesen_von_Green_Power_Purchase_Agreements_MoEE.pdf
34. MINISTERIUM FÜR UMWELT, KLIMA UND ENERGIEWIRTSCHAFT BADEN-WÜRTTEMBERG (HRSG.). *Monitoring der Energiewende in Baden-Württemberg. Statusbericht 2021*. Dezember 2021. Verfügbar unter: https://um.baden-wuerttemberg.de/fileadmin/redaktion/m-um/intern/Dateien/Dokumente/2_Presse_und_Service/Publikationen/Energie/Monitoring-Energiewende-BW-2021-barrierefrei.pdf
35. PV MAGAZINE DEUTSCHLAND. *PPA-Photovoltaik-Projekte zeigen 2021 ein starkes Wachstum*. 27. September 2021. Verfügbar unter: <https://www.pv-magazine.de/2021/09/27/ppa-photovoltaik-projekte-zeigen-2021-ein-starkes-wachstum/>
36. Solarpark Langenenslingen-Wilflingen. 2022. Verfügbar unter: <https://www.enbw.com/erneuerbare-energie/solarenergie/solarpark-langenenslingen-wilflingen/>
37. PV MAGAZINE DEUTSCHLAND. *EnSiG-Novelle erlaubt aktives Repowering von Solarparks und Ausschreibungsanlagen bis 100 Megawatt*. 28. September 2022. Verfügbar unter: <https://www.pv-magazine.de/2022/09/28/ensig-novelle-erlaubt-aktives-repowering-von-solarparks-und-ausschreibungsanlagen-bis-100-megawatt/>

38. KOST, C., SHAMMUNGAM, S., FLURI, V., PEPER, D., MEMAR, A. und SCHLEGL, T. *Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien*. Juni 2021. Verfügbar unter: https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/DE2021_ISE_Studie_Stromgestehungskosten_Erneuerbare_Energien.pdf
39. WINKLER, Jenny, SENSFUSS, Frank und PUDLIK, Martin. *Analyse ausgewählter Einflussfaktoren auf den Marktwert Erneuerbarer Energien*. Juli 2015. Verfügbar unter: https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/leitstudie-strommarkt_analyse-ausgewaehlter-einflussfaktoren-auf-den-marktwert-erneuerbarer-energien.pdf?__blob=publicationFile&v=3
40. INFORMATIONSPLOTTFORM DER DEUTSCHEN ÜBERTRAGUNGSNETZBETREIBER. *Marktwertübersicht*. . 2022. Verfügbar unter: <https://www.netztransparenz.de/EEG/Marktpraemie/Marktwerte>
41. DENA - MARKTOFFENSIVE ERNEUERBARE ENERGIE. *Preisleitfaden Green PPA*. 2022. Verfügbar unter: https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2022/Preisleitfaden_Green_PPA.pdf
42. BET, ENERGIEAGENTUR RHEINLAND-PFALZ. *ATTRAKTIVE GESCHÄFTSMODELLE MIT PV-ANLAGEN*. 2017. Verfügbar unter: https://www.energieagentur.rlp.de/fileadmin/user_upload/pdf/Broschueren_zum_Download/Solarinitiative_Brosch_170526.pdf
43. VIRTUELLES KRAFTWERK. *Was ist ein Power Purchase Agreement? PPAs einfach erklärt*. 2021. Verfügbar unter: <https://www.interconnector.de/wissen/power-purchase-agreement-ppa/>
44. NEXT KRAFTWERKE GMBH. *Power Purchase Agreement (PPA): Was ist das?* 2018. Verfügbar unter: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/power-purchase-agreement-ppa>
45. MARKTOFFENSIVE ERNEUERBARE ENERGIEN. *PPA - langfristige Stromlieferverträge: Daten und Fakten*. 2022. Verfügbar unter: <https://marktoffensive-ee.de/daten-und-fakten-1/>
46. ULLRICH, Sven. *Bankenfinanzierung - „Wir müssen das Risiko mit einpreisen“ - ERNEUERBARE ENERGIEN*. . 29. Juli 2020. Verfügbar unter: <https://www.erneuerbareenergien.de/solar/bankenfinanzierung-wir-muessen-das-risiko-mit-einpreisen> In Zukunft werden immer mehr Solaranlagen auch in Deutschland mit Stromlieferverträgen gebaut – jenseits der Einspeisevergütung. Das schlägt sich auf
47. JANZING, Bernward. *Probleme mit der Energiewende: Bürgerenergie contra Bürokratie*. 2021. Verfügbar unter: <https://taz.de/!5814284/>
48. BAUR, Josef. *Anstehender Photovoltaik-Boom braucht Bürgerbeteiligung*. 2021. Verfügbar unter: <https://www.pv-magazine.de/2021/05/11/anstehender-photovoltaik-boom-braucht-buergerbeteiligung/>
49. BÜNDNIS BÜRGERENERGIE (BBEN) E.V. *BBEn-Hintergrundpapier Breite Mehrheit will Befreiung von Ausschreibungspflicht für Bürgerenergie und kleine Akteure*. November 2015. Verfügbar unter: https://www.buendnis-buergerenergie.de/fileadmin/user_upload/Hintergrundpapier_Stellungnahmen_Ausschreibungen_BBEn.pdf
50. STRATMANN, Klaus. *Energiewende: Mieterstrom-Flop: Wirtschaftsministerium räumt Nachbesserungsbedarf ein*. 2019. Verfügbar unter: <https://www.handelsblatt.com/politik/deutschland/energiewende-mieterstrom-flop-wirtschaftsministerium-raeuemt-nachbesserungsbedarf-ein/24869686.html>
51. CONTEXTCREW. *Mieterstrom-Dossier*. 2021. Verfügbar unter: <https://www.contextcrew.de/mieterstrom-hemmnisse-potenziale-und-ausblick/>
52. EEG 2023 hilft Mieterstrom nur teilweise - Gebäude-Energieberater. . 12. Juli 2022. Verfügbar unter: <https://www.geb-info.de/erneuerbare-energien/eeg-2023-hilft-mieterstrom-nur-teilweise>Keine

EEG-Umlage mehr, die 100-Kilowatt-Grenze fällt – trotzdem hält das neue Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG 2023) noch einige Hürden für

53. NEXT KRAFTWERKE GMBH. *Was sind Systemdienstleistungen?* 2019. Verfügbar unter: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/systemdienstleistungen>
54. ENGEL, Bernd. *Systemdienstleistungen der PV für das Verteilnetz - PDF Kostenfreier Download*. 2022. Technische Universität Braunschweig. Verfügbar unter: <https://docplayer.org/62615849-Systemdienstleistungen-der-pv-fuer-das-verteilnetz.html>
55. GEYER, Laura. *Faktencheck: Wie sinnvoll ist der Regionalstrom-Tarif der Belkaw?* 2021. Verfügbar unter: <http://in-gl.de/2021/12/17/faktencheck-wie-sinnvoll-ist-der-regionalstrom-tarif-der-belkaw/>
56. LANDESANSTALT FÜR UMWELT BADEN-WÜRTTEMBERG. *Solarpotenzial auf Dachflächen - Energieatlas*. 2021. Verfügbar unter: <https://www.energieatlas-bw.de/sonne/dachflächen/solarpotenzial-auf-dachflächen>
57. LANDESANSTALT FÜR UMWELT BADEN-WÜRTTEMBERG. *Solardachbörse Baden-Württemberg freigeschaltet*. 2014. Verfügbar unter: <https://www.lubw.baden-wuerttemberg.de/-/solardachbörse-baden-wuerttemberg-freigeschaltet->
58. ENKHARDT, Sandra. *Berlin startet „Solardachbörse“ für Angebote und Gesuche von Photovoltaik-Anlagen*. 2022. Verfügbar unter: <https://www.pv-magazine.de/2022/01/12/berlin-startet-solardachboerse-fuer-angebote-und-gesuche-von-photovoltaik-anlagen/>
59. Dachfläche vermieten: wer haftet bei Schäden? – SolarOn. . Verfügbar unter: <https://solaron-projekte.de/dachflaeche-vermieten-wer-haftet-bei-schaeden>
60. STIFTUNG UMWELTENERGIERECHT. *Synopse zur Novelle des Erneuerbare-Energien-Gesetz (Gegenüberstellung EEG 2023 und EEG 2021)*. 2022. Verfügbar unter: https://stiftung-umweltenergierecht.de/wp-content/uploads/2022/07/Synopse_EEG_2023_Novelle_Bundestagsabschluss_Stiftung_Umweltenergierecht_Stand_2022-07-14_V3.pdf
61. DEUTSCHER BUNDESTAG. *Entwurf eines Gesetzes zu Sofortmaßnahmen für einen beschleunigten Ausbau der erneuerbaren Energien und weiteren Maßnahmen im Stromsektor*. 2022. Verfügbar unter: <https://dserver.bundestag.de/btd/20/016/2001630.pdf>
62. BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND KLIMASCHUTZ. *Förderprogramm „Bürgerenergiegesellschaften“ bei Windenergie an Land*. 2022.
63. IB.SH. *Bürgerenergiefonds*. 2022. Verfügbar unter: <https://www.ib-sh.de/produkt/buergerenergiefonds/>
64. PALACIOS, Sebastian. *Förderprogramm für Bürgerenergiegesellschaften in der Vorentwicklungsphase*. 2021. Verfügbar unter: <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/foerderprogramm-fuer-buergerenergiegesellschaften>
65. SCHLESWIG-HOLSTEIN. *Land richtet Bürgerenergiefonds ein*. 2018. Verfügbar unter: http://www.schleswig-holstein.de/DE/Landesregierung/V/Presse/PI/2018/0718/180706_Buergerenergiefonds.html?nn=4c4dc9f6-9e80-4de8-9b9e-d1a41a4d154d
66. SONDERHAUS, Frank. *Bürgerenergiefonds - Bürgerenergie für mehr Akzeptanz vor Ort*. 2021. Fachagentur Windenergie an Land e.V. Verfügbar unter: https://www.fachagentur-windenergie.de/fileadmin/files/Veroeffentlichungen/Handlungsempfehlungen/FA_Wind_Handlungsempfehlung_6_Buergerenergiefonds_09-2021.pdf

67. PAPKE, Anna. *Die Regelungen zur Förderung der Akzeptanz von Windkraft in Dänemark - Würzburger Berichte zum Umweltenergierecht*. 2018. Stiftung Umweltenergierecht. Verfügbar unter: https://stiftung-umweltenergierecht.de/wp-content/uploads/2018/03/WueBerichte_32_Akzeptanzmodelle_in_Daenemark.pdf
68. KLIMA-, ENERGI- OG FORSYNINGSMINISTERIET. *Bekendtgørelse af lov om fremme af vedvarende energi*. 2019. Verfügbar unter: <https://www.retsinformation.dk/eli/lta/2019/356>
69. SCHMID, Benjamin. «POLITIKINSTRUMENTE ZUR FÖRDERUNG DER BÜRGER- ENERGI EWENDE» *ERFAHRUNGEN AUS FÜNF EUROPÄISCHEN LÄNDERN UND VORSCHLÄGE FÜR DIE SCHWEIZ*. 2021. Verfügbar unter: <https://www.energiestiftung.ch/files/energiestiftung/fliess-textbilder/Studien/2021%20Buergerenergie/2021%20SES-Studie%20Bu%CC%88rgerenergie-wende%20Schmid.pdf>
70. JACOBS, Dr David, PEINL, Hannes, GOTCHEV, Boris, SCHÄUBLE, Dr Dominik, MATSCHOSS, Dr Patrick, BAYER, Benjamin, KAHL, Dr Hartmut, KAHLES, Markus, MÜLLER, Thorsten und GOLDAMMER, Dr Kathrin. *Ausschreibungen für erneuerbare Energien in Deutschland – Ausgestaltungsoptionen für den Erhalt der Akteursvielfalt*. 2014. Verfügbar unter: https://www.iass-potsdam.de/sites/default/files/files/ly_paper_140922_dj.pdf
71. BUNDESVERBAND CROWDFUNDING. *Crowdfunding und Erneuerbare Energien – Bundesverband Crowdfunding*. Verfügbar unter: <https://www.bundesverband-crowdfunding.de/crowdfunding-und-erneuerbare-energien/>
72. BÜRGERWERKE E.G. *Öffentliches Bürgerwerke-Crowdinvesting 2022*. 2022. Verfügbar unter: <https://buergerwerke.de/crowd/>
73. Bürgerwind Kreßberg. *GLS Crowd*. Verfügbar unter: <https://www.gls-crowd.de/projekte/buergerwind-kressberg/>
74. KLEINER, Mara Marthe, ROSENKRANZ, Gerd und GRAICHEN, Patrick. *Akzeptanz und lokale Teilhabe in der Energiewende - Handlungsempfehlungen für eine umfassende Akzeptanzpolitik*. 2020. Agora Energiewende. Verfügbar unter: https://static.agora-energiende.de/fileadmin/Projekte/2020/2020_07_EE-Akzeptanz/182_A-EW_Akzeptanz-Energiewende_WEB.pdf
75. STADT + WERK. *Windpark für Bürgerenergie*. 2021. Verfügbar unter: https://www.stadt-und-werk.de/meldung_36552_Windpark+f%C3%BCr+B%C3%BCrgerenergie.html
76. AG, NATURSTROM. *Bürgerenergie in Europa: Dirk Vansintjan von REScoop im Interview*. 2020. Verfügbar unter: <https://www.energiezukunft.eu/meinung/nachgefragt/energiegemeinschaften-finanzierung-erleichtern/>
77. TIEDEMANN, Silvana, WIGAND, Fabian und KLESSMANN, Corinna. *Akteursvielfalt-Windenergie an Land*. 2015. Verfügbar unter: https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/wissenschaftliches-papier-ecofys-akteursvielfalt-windenergie-land.pdf?__blob=publicationFile&v=2
78. DEUTSCH-FRANZÖSISCHES BÜRO FÜR DIE ENERGIEWENDE. *Neuerungen in den französischen Lastenheften der PV- und Windausschreibungen 2021-2026 (Vergleich der Lastenhefte der letzten Förderperiode (2017-2021) mit den aktuellsten Lastenheften (2021-2026))*. 2021. Verfügbar unter: https://energie-fr-de.eu/de/systeme-maerkte/nachrichten/leser/memo-zu-den-neuerungen-in-den-lastenheften-der-pv-und-windausschreibungen-2021-2026.html?file=files/ofaenr/04-notes-de-synthese/02-acces-libre/04-systemes-et-marches/2021/DFBEW_Memo_Vergleich_Lastenhefte_Wind_PV_2112.pdf
79. FELL, Hans-Josef. *EU-Kommission schafft Ausschreibungszwang für Bürgerenergien ab*. 2021. Verfügbar unter: <https://www.sonnenseite.com/de/politik/eu-kommission-schafft-ausschreibungszwang-fuer-buergerenergien-ab/>

80. BUNDESVERBAND WINDENERGIE (BWE). *BWE-Vorschlag zur Unterstützung der direkten Beteiligung von Bürgern und Kommunen an Windenergieanlagen*. 2019. Verfügbar unter: https://www.wind-energie.de/fileadmin/redaktion/dokumente/publikationen-oeffentlich/20190315_BWE_Vorschlag_zur_Foerderung_direkter_Beteiligung_von_Buergern_und_Kommunen_an_WEA_01.pdf
81. BÜNDNIS BÜRGERENERGIE E.V., BUND, ENERGYCITIES, FRIENDS THE EARTH EUROPE, GREENPEACE und RESCOOP.EU. *Energiewende: Europa entfesselt*. 2019. Verfügbar unter: https://www.bund.net/fileadmin/user_upload_bund/publikationen/energiewende/energiewende_europa_entfesselt_broschuere.pdf
82. DEUTSCHER BUNDESTAG. *Kurzinformation Zur Zulässigkeit von sog. local-content-Ausschreibungen im Rahmen des EEG nach EU-Recht*. 2020. Verfügbar unter: <https://www.bundestag.de/resource/blob/686200/f6983ab372f80966b5a6e58c2c2ffd7b/PE-6-112-19-pdf-data.pdf>
83. Local Content Indikator in EE-Ausschreibungen eingeführt - dfbew. Verfügbar unter: <https://energie-fr-de.eu/de/systeme-maerkte/nachrichten/leser/local-content-indikator-in-ee-ausschreibungen-eingefuehrt.html>
84. WEBER, Hans-Peter. *Aktuelle Herausforderungen für Bürgerenergiegenossenschaften - BWGV*. 2021. Verfügbar unter: <https://www.wir-leben-genossenschaft.de/de/Aktuelle-Herausforderungen-fuer-Buergerenergiegenossenschaften-10337.htm>
85. BÜNDNIS BÜRGERENERGIE E.V. *Das Ökosystem der Bürgerenergie - Aus den Erfahrungen von Bürgerenergiegemeinschaften lernen*. 2020. Verfügbar unter: https://www.buendnis-buergerenergie.de/fileadmin/user_upload/News/2020/Broschu__re_Bu__rgerenergie_2020_WEB_final.pdf
86. GOV.UK. *Community Energy Strategy*. 2014. Verfügbar unter: <https://www.gov.uk/government/publications/community-energy-strategy>
87. HANKE, Steven. *Wie Bürgerenergie gefördert werden sollte*. 2016.
88. DEISSLER, Lena-Sophie und WEINKE, Daniel. *Bürgerenergiegesellschaften im EEG 2023. Kappellmann Rechtsanwälte*. 8. Juli 2022. Verfügbar unter: <https://www.kapellmann.de/de/beitraege/buergerenergiegesellschaften-im-eeeg-2023>

Anhang

Tabelle 24: Installierte Leistung in Megawatt von PV-Freiflächenanlagen in Baden-Württemberg nach Inbetriebnahmejahren und Flächenkategorien

	Seiten- rand- streifen	Acker- land	Grün- land	Konver- sions- flächen	Planfest- gestellte Flächen	B-Plan vor 2003	Versiegelte Flä- che, Gewerbe- /Industriegebiet	Sonstige, einsch. BlmA	Summe
2004	0	1	0	0	0	0	0	0	1
2005	0	0	0	0	0	0	5	0	5
2006	0	0	0	2	0	0	1	0	3
2007	0	1	0	0	2	2	2	0	7
2008	0	1	0	9	0	0	1	0	11
2009	0	15	0	3	0	4	2	3	28
2010	2	79	5	19	6	0	3	4	118
2011	0	14	1	47	1	1	9	8	82
2012	4	10	0	23	2	1	8	0	48
2013	0	3	0	30	3	1	1	1	39
2014	4	0	2	23	0	0	1	7	36
2015	1	0	1	14	0	4	1	0	21
2016	0	0	0	17	0	0	0	0	17
2017	8	1	0	4	0	6	1	0	20
2018	9	14	1	0	1	2	2	4	33
2019	3	32	0	4	2	2	1	0	44
2020	5	47	1	4	1	4	4	1	68
2021	7	26	3	1	1	0	1	1	40
Summe	44	246	14	199	21	26	42	29	622

Tabelle 25: Flächeninanspruchnahme in Hektar (hochgerechnet) von PV-Freiflächenanlagen in Baden-Württemberg nach Inbetriebnahmejahren und Flächenkategorien

	Seiten- rand- streifen	Acker- land	Grün- land	Konver- sions- flächen	Planfest- gestellte Flächen	B-Plan vor 2003	Versiegelte Flä- che, Gewerbe- /Industriegebiet	Sonstige, einsch. BlmA	Summe
2004	0	3	0	0	0	0	0	0	3
2005	0	1	0	0	0	0	12	0	14
2006	0	0	1	8	0	0	4	0	12
2007	0	4	0	2	4	5	9	0	24
2008	0	3	0	35	2	0	3	0	42
2009	2	41	0	15	1	10	5	11	84
2010	6	179	12	44	12	1	7	8	268
2011	0	44	3	104	2	3	19	20	195
2012	8	19	0	45	4	4	16	0	97
2013	0	9	0	52	5	1	1	5	74
2014	5	0	2	44	0	0	1	19	71
2015	1	0	1	19	0	8	2	0	31
2016	0	0	0	26	0	0	0	0	26
2017	12	2	0	5	0	9	1	0	29
2018	12	16	0	0	2	2	4	7	44
2019	4	40	0	5	3	2	1	0	55
2020	7	54	1	6	2	5	5	1	82
2021	9	30	3	1	1	0	1	0	46
Summe	65	446	24	411	38	51	90	72	1.197