Bundesministerium
für Wirtschaft
und Klimaschutz

Erfahrungsbericht der Bundesregierung zum Erneuerbare-Energien-Gesetz und Windenergie-auf-See-Gesetz

an den Bundestag

gemäß § 99 EEG

Berichtszeitraum 2018 – 2022/2023

bmwk.de

Impressum

Herausgeber
Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK)
Öffentlichkeitsarbeit
11019 Berlin
www.bmwk.de

Stand
Januar 2024

Diese Publikation wird ausschließlich als Download angeboten.

Gestaltung
PRpetuum GmbH, 80801 München

Zentraler Bestellservice für Publikationen der Bundesregierung:
E-Mail: publikationen@bundesregierung.de
Telefon: 030 182722721
Bestellfax: 030 18102722721

Diese Publikation wird vom Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz im Rahmen der Öffentlichkeitsarbeit herausgegeben. Die Publikation wird kostenlos abgegeben und ist nicht zum Verkauf bestimmt. Sie darf nicht zur Wahlwerbung politischer Parteien oder Gruppen eingesetzt werden.

Inhaltsverzeichnis

1. Einleitung ... 2

2. Auswirkungen des Ausbaus der erneuerbaren Energien ... 3
   a. Entwicklung der übrigen Stromerzeugung ... 3
   b. Entwicklung der Treibhausgasemissionen ... 4
   c. Strommarkt und Wechselwirkungen mit den europäischen Strommärkten ... 5
   d. Arbeitsplätze in der erneuerbaren Energiewirtschaft ... 8

3. Erfahrungen mit Ausschreibungen nach Teil 3 Abschnitt 3 EEG ... 9
   a. Solarenergie ... 9
      Ausschreibungen für PV-Freiflächenanlagen ... 9
      Ausschreibungen für PV-Aufdachanlagen ... 10
   b. Windenergie an Land ... 11
   c. Windenergie auf See ... 15
      Ausschreibungen im Übergangsmodell (2017 und 2018) ... 15
      Ausschreibungen im zentralen Modell (2021 und 2022) ... 15
      Ausschreibungen nach dem novellierten WindSeeG ... 15
   d. Biomasse ... 16
      Biomasse ... 17
      Biomethan ... 18
   e. Innovationsausschreibungen ... 18
   f. Gemeinsame Ausschreibungen für Wind an Land und PV ... 19

4. Mieterstrom – aktueller Stand, direkte und indirekte Vorteile sowie Kosten ... 20

5. Markt-, Netz- und Systemintegration der erneuerbaren Energien ... 22

6. Ausbaukosten der erneuerbaren Energien und ihrer Markt-, Netz- und Systemintegration ... 25

7. Erfahrungen mit der finanziellen Beteiligung der Kommunen nach § 6 EEG 2023 ... 26

8. Ausbau der erneuerbaren Energien ohne Förderung nach EEG ... 28

9. Biomasse: Wechselwirkungen und Konkurrenzen zu ihrer Nutzung im Verkehrs- und Wärmesektor ... 30

10. Schlussfolgerungen und Ausblick ... 32

1. Einleitung

Der vorliegende Bericht („Erfahrungsbericht“) fasst wesentliche Entwicklungen und Erfahrungen mit dem Ausbau der erneuerbaren Energien (EE) einschließlich der Windenergie auf See gemäß § 99 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG 2023) zusammen und knüpft damit an den zuletzt im Sommer 2018 erschienenen Erfahrungsbericht an.[1] Entsprechend erstreckt sich der Berichtszeitraum auf die Jahre 2018 – 2022[2] bzw. zum Teil auch das Jahr 2023, sofern entsprechende Daten bereits vorliegen.

Während die Einführung von Ausschreibungen und damit der wohl umfassendste Systemwechsel innerhalb der Förderung seit Einführung des EEG bereits gegen Ende des vergangenen Berichtszeitraums erfolgte, stellt dieser Bericht erstmals die Erfahrungen mit den zahlreichen seither durchgeführten Ausschreibungsrunden für die verschiedenen erneuerbaren Energieträger dar.

Weitere Themen und die Gliederung des Berichts ergeben sich im Einzelnen aus § 99 EEG 2023 und adressieren u. a. die Entwicklung der übrigen Stromerzeugung, der Treibhausgasemissionen, des Strommarktes, der Marktintegration der EE, ihre Förderkosten sowie die Frage, inwieweit der Ausbau ohne Förderung nach dem EEG erfolgt. Mit Blick auf die Nutzung der Biomasse zur Stromerzeugung wird schließlich auch zu Wechselwirkungen und Konkurrenzen zu ihrer Nutzung im Verkehrs- und im Wärmemarkt berichtet.

Zu einigen dieser technologieübergreifenden Aspekte gibt es bereits Plattformen und Prozesse, in denen die jeweiligen Fragestellungen diskutiert und weiterverfolgt werden. Mit Rücksicht auf die laufenden Überlegungen und Abstimmungen werden die betreffenden Punkte hier nur kursorisch dargestellt und im Übrigen auf die jeweils relevanten Fora und Dokumente verwiesen. Abweichend von der 2018 veröffentlichten Vorgängerversion adressiert dieser Bericht ausdrücklich nicht den aktuellen Stand und die Entwicklung der erneuerbaren Energien wie z. B. die installierte Leistung oder den Zubau, die bereits Gegenstand des zwischenzeitlich eingeführten jährlichen Monitoring-Berichts der Bundesregierung nach § 98 EEG sind.

Neben dem Ausschreibungssystem gibt es zahlreiche kleinere EE-Anlagen, die Anspruch auf eine Festvergütung nach dem EEG haben. Die jeweiligen Entwicklungen in diesen Anlagensegmenten werden in entsprechenden technologiespezifischen wissenschaftlichen Berichten dargestellt und bewertet, die Ende 2023/Anfang 2024 auf den Internetseiten des BMWK veröffentlicht werden.[3]

Der vorliegende Bericht greift einerseits auf öffentlich verfügbare Informationen der Bundesnetzagentur (BNetzA), der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien – Statistik (AGEE-Stat) beim Umweltbundesamt (UBA) und der Fachagentur (FA) Wind zurück. Darüber hinaus hat das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) eine Reihe von Vorhaben beauftragt, die dem kontinuierlichen Monitoring sowie der Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung des Erfahrungsberichtes dienen und deren Ergebnisse in den vorliegenden Bericht eingeflossen sind.[4]

1 Vgl. https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/bmwi_de/eeg-erfahrungsbericht.html.
2 Die Zahlen zu Beschäftigten in der Erneuerbaren-Energiewirtschaft lagen bei Redaktionsschluss nur bis einschließlich 2021 vor.
3 Vgl. https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Navigation/DE/Recht-Politik/Das_EEG/EEG-Erfahrungsberichte-und-Studien/eeg-erfahrungsberichte-und-studien.html (im Erscheinen).
4 Ebd.

2. Auswirkungen des Ausbaus der erneuerbaren Energien

a. Entwicklung der übrigen Stromerzeugung

Im Jahr 2022 betrug die gesamte Bruttostromerzeugung in Deutschland knapp 580 Terawattstunden (TWh), davon ca. 263 TWh aus erneuerbaren Quellen. Die Bruttostromerzeugung aus nicht erneuerbaren Energien ist in den letzten Jahren deutlich gefallen, während sich die Erzeugung aus erneuerbaren Energien gesteigert hat, dabei aber auch jährlichen Schwankungen aufgrund des Wetters unterliegt.

Tabelle 1: Jährliche gesamte Bruttostromerzeugung in TWh von 2018 bis 2022 und 1. Halbjahr 2023 sowie Bruttostromverbrauch und Anteil der erneuerbaren Energien

Gesamte Bruttostromerzeugung in TWh	2018	2019	2020	2021	2022	1.Hj 2023
Nicht erneuerbare Energien						
Kernenergie	76,0	75,1	64,4	69,1	34,7	7,2
Braunkohle	145,6	114,0	91,7	110,1	116,2	45,3
Steinkohle	82,6	57,5	42,8	54,6	63,8	23,9
Mineralöl	5,1	4,8	4,7	4,6	5,2	2,0
Erdgas	81,6	89,9	94,7	90,3	81,6	41,5
Sonstige (inkl. PSE)*	27,3	25,5	24,8	24,5	23,7	8,8
Summe nicht erneuerbar inkl. PSE	418,1	366,7	323,1	353,1	325,2	128,7
Erneuerbare Energien (EE)						
Wasserkraft	18,1	20,1	18,7	19,7	17,6	10,0
Biomasse	46,6	46,3	47,2	46,6	45,7	21,7
Geothermie	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1
Hausmüll	6,2	5,8	5,8	5,8	5,6	2,6
Wind onshore	90,5	101,1	104,8	89,8	99,7	56,6
Wind offshore	19,5	24,7	27,3	24,4	25,1	11,5
Photovoltaik	44,3	45,2	49,5	50,5	60,3	31,6
Summe erneuerbar	225,3	243,6	253,5	236,9	254,2	134,1
Bruttostromerzeugung inkl. PSE	**643,4**	**610,3**	**576,7**	**590,1**	**579,4**	**262,8**
Stromaußenhandel						
Stromeinfuhr	31,7	40,1	48,0	51,7	49,3	30,6
Stromausfuhr	80,5	72,8	66,9	70,3	76,6	32,6
Stromimportsaldo	-48,7	-32,7	-18,9	-18,6	-27,3	-2
Bruttostromverbrauch inkl. PSE	**594,7**	**577,6**	**557,8**	**571,5**	**552,1**	**260,8**
Anteil EE am Bruttostromverbrauch [%]	37,9	42,2	45,5	41,5	46,0	51,4

* Pumpspeicher (PSE): Pumpstromerzeugung; ohne Erzeugung aus natürl. Zufluss

Quelle: AGEE-Stat

Die fossile Stromerzeugung erreichte während der Corona-Pandemie 2020 einen Tiefstand. Im Folgejahr stieg die Erzeugung aufgrund der sich belebenden Wirtschaft wieder an. 2022 wurde mehr Strom für den Export produziert, weil viele französische Kernkraftwerke nicht in Betrieb waren. Die fossile Stromerzeugung wird im Jahr 2023 vsl. einen neuen Tiefststand erreicht haben. Der Anteil

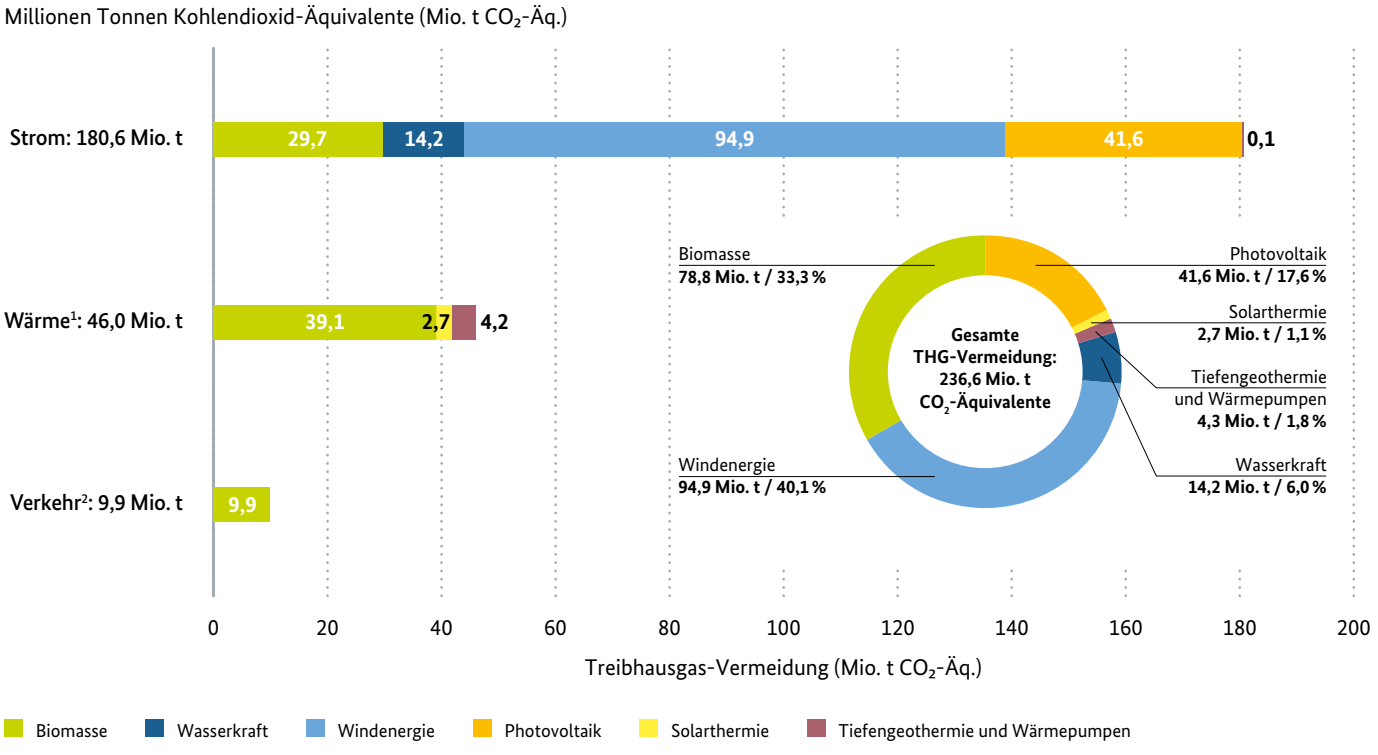
der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch betrug im ersten Halbjahr 2023 rund 51 %, nach 46 % im Jahr 2022 und knapp 42 % im Jahr 2021.

b. Entwicklung der Treibhausgasemissionen

Der Ausbau erneuerbarer Energien trägt wesentlich dazu bei, die Klimaschutzziele zu erreichen.[5]

Im Jahr 2022 wurden Treibhausgasemissionen von insgesamt über 236 Millionen Tonnen CO_2-Äquivalenten (Mio. t CO_2-Äq.) vermieden. Dabei wurden wiederum die meisten Treibhausgasemissionen durch die erneuerbare Stromerzeugung vermieden. Auf den gesamten Stromsektor entfielen Einsparungen von rd. 180 Mio. t, im Wärmebereich wurden 46 Mio. t und durch den Einsatz von Biokraftstoffen im Verkehrssektor etwa zehn Mio. t CO_2-Äq. weniger emittiert.[6]

Abbildung 1: Nettobilanz der vermiedenen Treibhausgasemissionen durch die Nutzung erneuerbarer Energien im Jahr 2022, vorläufige Angaben



1 ohne Berücksichtigung des Holzkohleverbrauchs

2 ausschließlich biogene Kraftstoffe im Verkehrssektor (ohne Land- und Forstwirtschaft, Baugewerbe sowie Militär und ohne Stromverbrauch des Verkehrssektors), basierend auf vorläufigen Daten der Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung (BLE) für das Jahr 2021 sowie den fossilen Basiswerten gemäß § 3 und § 10 der 38. BImSchV

Quelle: Umweltbundesamt (UBA) unter Verwendung von Daten der AGEE-Stat

5 Vgl. ausführlich, auch zur Methodik, den *Bericht des Umweltbundesamtes zur Bilanzierung der Netto-Treibhausgasvermeidung durch erneuerbare Energieträger* (2022), https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2022-12-09_climate-change_50-2022_emissionsbilanz_erneuerbarer_energien_2021_bf.pdf, sowie den Klimaschutzbericht der Bundesregierung, https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Klimaschutz/klimaschutzbericht.pdf?__blob=publicationFile&v=10.

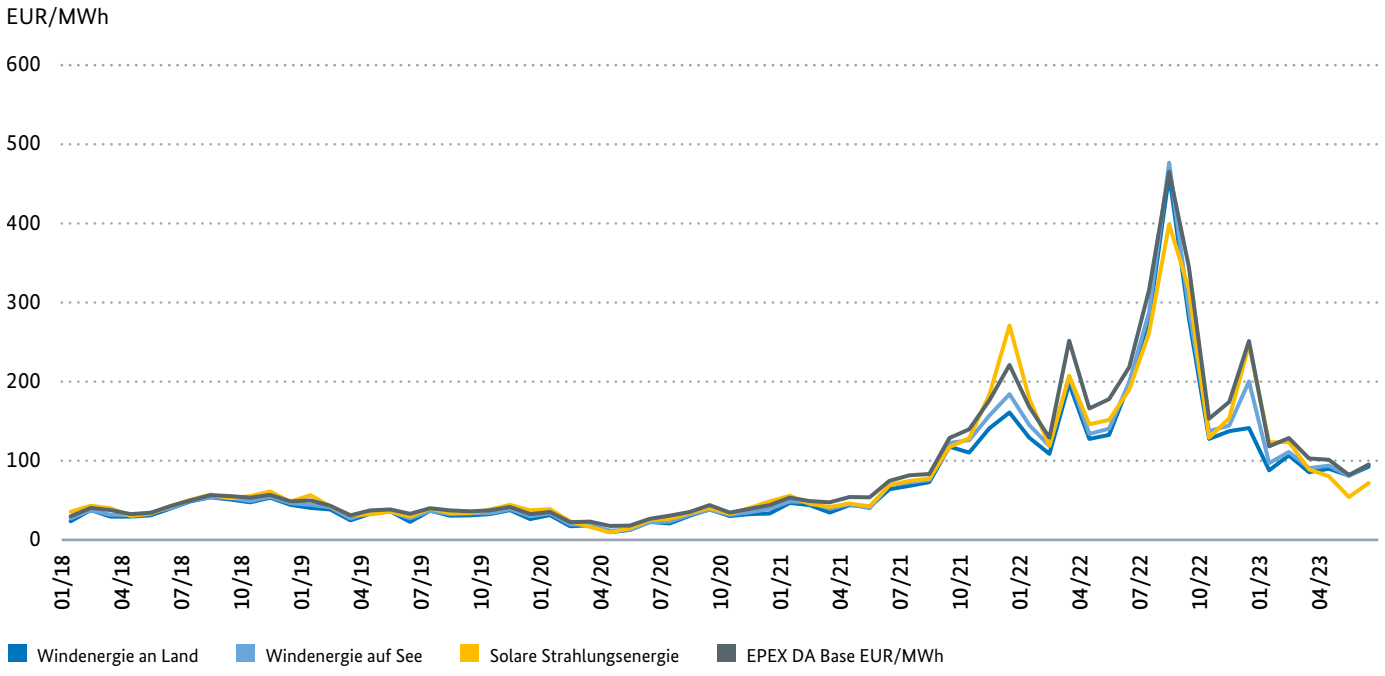
6 Vgl. https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/zeitreihen-zur-entwicklung-der-erneuerbaren-energien-in-deutschland-1990-2022.pdf?__blob=publicationFile&v=3.

Im Jahr 2021 wurden durch den Ausbau der erneuerbaren Energien Einsparungen von insgesamt rd. 219 Mio. t CO_2-Äq. erreicht, davon rd. 168 Mio. t. im Stromsektor; im Jahr 2020 betrug die Vermeidung insgesamt 230 Mio. t CO_2-Äq., davon 181 Mio. t. im Stromsektor; im Jahr 2019 betrug die Vermeidung insgesamt 220 Mio. t. CO_2-Äq. (Stromsektor: ca. 175 Mio. t.) und 2018 192 Mio. t. CO_2-Äq. (Strom: 147 Mio. t.).[7]

c. Strommarkt und Wechselwirkungen mit den europäischen Strommärkten

In den Jahren 2018 – 2020 lagen die spotpreisbasierten Marktwerte für Solar- und Windenergieanlagen analog zum Basepreis auf einem stabilen Preisniveau von deutlich unter 100 EUR je Megawattstunde (MWh) (vgl. Abb. 2). Während der Covid-19-Pandemie sanken die Preise in 2020 auf einen Tiefstand, ehe sie ab dem Herbst 2021 mit dem Beginn der Energiepreiskrise sehr stark anstiegen. Anschließend sanken die Preise bis ins zweite Quartal 2023 hinein wieder, verblieben jedoch oberhalb des Vorkrisenniveaus. Die beschriebene Strompreisentwicklung war dabei maßgeblich an die Entwicklung fossiler Commodity-Preise (v. a. Erdgas, Steinkohle, CO_2-Zertifikate) gekoppelt, da fossile Kraftwerke in den meisten Stunden preissetzend am Strommarkt wirkten. Der Ausbau erneuerbarer Energien wirkt dieser Kopplung entgegen, da fossile Kraftwerke in immer weniger Stunden zur Lastdeckung benötigt werden. Im Rückblick auf die Spotmarktpreise der Jahre 2018 – 2023 ist dieser Effekt jedoch aufgrund der historisch hohen Commodity-Preisvolatilität nicht eindeutig abgrenzbar.

Abbildung 2: Monatliche Marktwerte vs. Basepreis von 2018 bis 06/2023

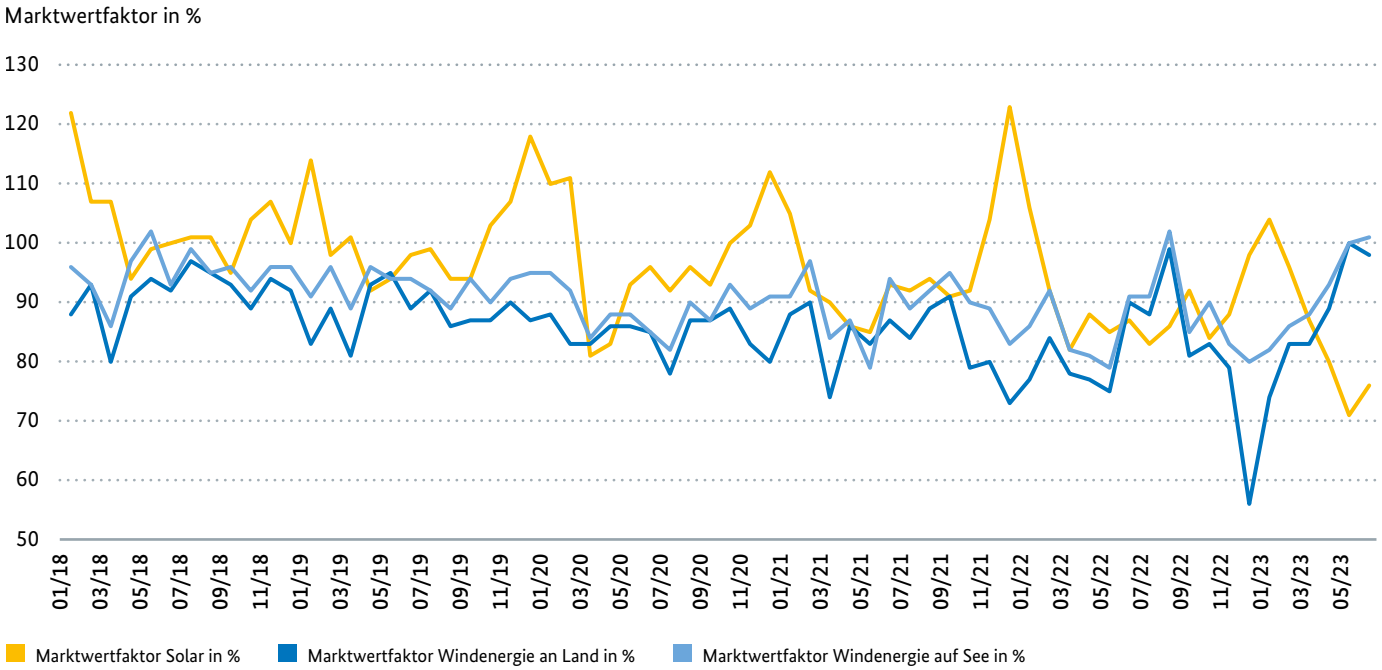


Quelle: Energy Brainpool nach EPEX Spot und netztransparenz.de

7 Vgl. UBA (2023), *Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland*, https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/zeitreihen-zur-entwicklung-der-erneuerbaren-energien-in-deutschland-1990-2022.pdf?__blob=publicationFile&v=4, Tabelle 8.1 auf S. 14.

Dennoch lässt sich der Einfluss erneuerbarer Energien auf die Strompreise zeigen, insbesondere der Wind- und Solarenergie. Setzt man den Marktwert einer EE-Technologie ins Verhältnis zum Durchschnittspreis (Basepreis) desselben Betrachtungszeitraums, so erhält man den Marktwertfaktor (vgl. monatliche Darstellung in nachfolgender Abbildung). Dieser zeigt, wie viel günstiger der Strom im Schnitt in windigen und sonnigen Stunden im Vergleich zum Durchschnitt aller Stunden ist. Aufgrund der starken Wetterabhängigkeit sind die Marktwertfaktoren grundsätzlich starken monatlichen Schwankungen unterworfen. So fiel zum Beispiel der Marktwertfaktor für Windenergie an Land im Dezember 2022 auf ein Allzeittief, weil eine Windfront rund um den Neujahrsfeiertag für sehr niedrige Windmarktwerte sorgte, während das allgemeine Strompreisniveau in den Vorwochen aufgrund von Windflauten und hohen Commodity-Preisen sehr hoch war. Dennoch kann der Abbildung 3 eine leichte, aber stetige Reduktion der Marktwertfaktoren über die Jahre hinweg entnommen werden. Der preisreduzierende Effekt der EE-Einspeisung hat mit dem Zubau der letzten Jahre folglich zugenommen.

Abbildung 3: Marktwertfaktor je Technologie von 2018 bis 06/2023



Quelle: Energy Brainpool nach EPEX Spot- und Einspeiseprofilen gemäß Übertragungsnetzbetreiber

Mit zunehmender EE-Einspeisung stellen sich in immer mehr Stunden niedrige Strompreise am Strommarkt ein. In Zeiten hoher Einspeisung aus Windenergie- und Solaranlagen sowie Must-Run-Kraftwerken[8] und insbesondere bei gleichzeitig sonn- und feiertagsbedingt niedriger Stromnach-

8 Must-Run-Kapazitäten sind Erzeugungskapazitäten, die aus wirtschaftlichen oder technischen Gründen auch zu Zeiten Strom produzieren und vermarkten, in denen der Strompreis unterhalb der eigenen Grenzkosten der Produktion liegt (z. B. bei stark negativen Preisen). Neben wärmegeführten Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK) und Anbietern negativer Regelenergie zählen hierzu auch einige konventionelle Kraftwerke, die anteilig eine inflexible Must-Run-Kapazität aufweisen. In Deutschland trifft dies insbesondere auf die Kernkraft sowie ältere Braunkohle-Kraftwerke zu.

frage stellen sich in einigen Stunden auch negative Preise am Strommarkt ein. Tabelle 2 stellt die Entwicklung der negativen Preise seit 2018 dar. Dabei ist anzumerken, dass auch dieser Indikator ähnlich zu den Marktwertfaktoren sehr starken wetter- und kalenderbedingten Schwankungen unterworfen ist.

Tabelle 2: Zusammenfassung wichtiger Kennzahlen zu negativen Preisen von 2018 bis 06/2023

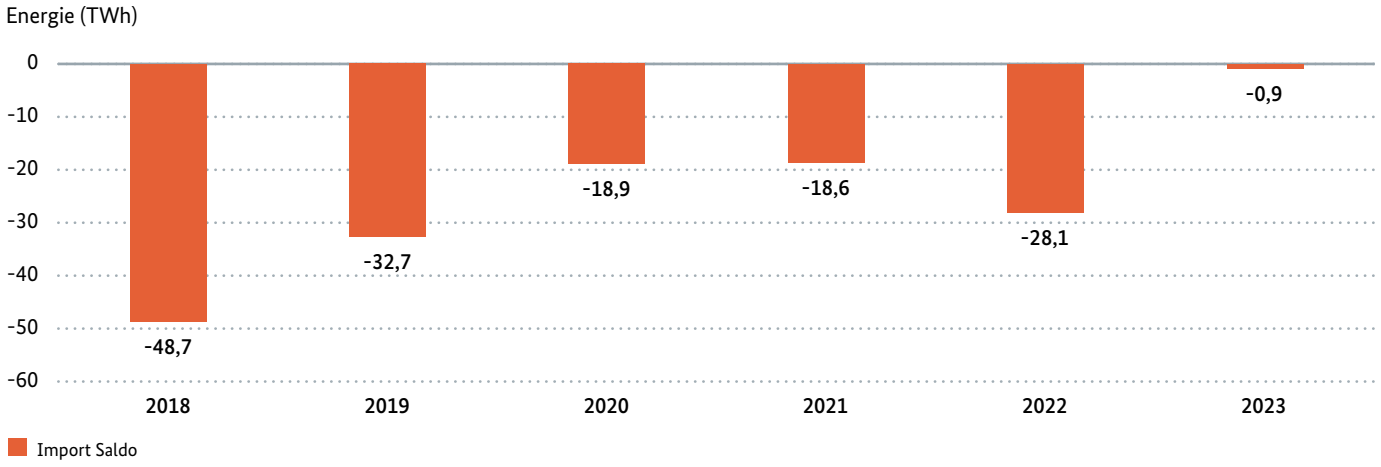
	2018	2019	2020	2021	2022	01 – 06/2023
Stunden mit negativen Preisen	133	211	298	139	70	111
Ø der negativen Preise in EUR/MWh	-13,80	-17,27	-15,51	-16,36	-2,13	-26,57

Quelle: Energy Brainpool nach EPEX Spot

Während die Anzahl negativer Preise bis ins Pandemiejahr 2020 aufgrund des EE-Zubaus stark zunahm, so nahm sie in 2021 und 2022 aufgrund des fortschreitenden Kohle- und Kernkraftausstiegs wieder ab. In 2023 ist bislang wieder eine Zunahme negativer Preise zu beobachten, was auf den zunehmenden Ausbau insbesondere von Solaranlagen und zufällige Wetter- und Kalendereffekte zurückzuführen ist.

Die Exportüberschüsse beim Strom sind von 2018 bis 2021 zurückgegangen.[9] 2022 gab es eine Steigerung der Exportüberschüsse aufgrund der schlechten Verfügbarkeit französischer Kernkraftwerke und den damit verbundenen höheren Strompreisen. Im Sommer 2023 waren die Preise für importierten Strom teilweise günstiger als eine fossile Eigenerzeugung, weshalb es vermehrt zu Importen kam.

Abbildung 4: Jährliche Importe (positiv) und Exporte (negativ) von Strom von 2018 bis 2022 und im ersten Halbjahr 2023[10]



Quelle: Fraunhofer ISE

9 Vgl. umfassend zum grenzüberschreitenden Handel Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt (2023), *Monitoringbericht 2022 von Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt*, S. 240ff., https://data.bundesnetzagentur.de/Bundesnetzagentur/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/monitoringberichtenergie2022.pdf.

10 Vgl. https://www.energy-charts.info/charts/energy/chart.htm?l=de&c=DE&chartColumnSorting=default&interval=year&year=-1&legendItems=01000000000000000000&sum=1&partsum=1.

d. Arbeitsplätze in der erneuerbaren Energiewirtschaft

Nach vorläufigen Hochrechnungen für das Jahr 2021 stiegen die Beschäftigungszahlen im EE-Sektor gegenüber dem Vorjahr leicht um 2 % oder rund 6.000 Personen auf rund 344.100 im Jahr 2021 an. Betrachtet man die Entwicklung der Beschäftigung getrennt nach Technologiesparten, so werden unterschiedliche Verläufe in den letzten Jahren deutlich, die vor allem mit dem Ausbauverlauf in den Sparten zusammenhängen. So stieg die Beschäftigung im Bereich der Windenergie an Land bis zum Jahr 2016 auf rund 138.000 Personen an und ging dann infolge der geringeren Installationszahlen in Deutschland innerhalb von drei Jahren um rund 38 % auf etwa 95.000 Beschäftigte zurück. Aufgrund der wieder leicht gestiegenen Installationszahlen von Windkraftanlagen in den letzten zwei Jahren stieg die Anzahl der Beschäftigten wieder auf rund 109.000 an. Bei Windenergie auf See zeigt sich bis zum Jahr 2016 der gleiche Trend. So stieg die Zahl der Beschäftigten bis dahin auf knapp 30.000 Personen an, ging dann in den letzten Jahren aufgrund des geringen Zubaus um rund 27 % auf etwa 21.700 Beschäftigte im Jahr 2021 zurück.

Die Biomassenutzung ist durch eine Vielzahl von Technologien geprägt, deren Entwicklung sich im Betrachtungszeitraum teilweise sehr unterschiedlich vollzog. Nach einem anfänglichen Anstieg verweilte die Beschäftigung in diesen Bereichen auf einem relativ konstanten Niveau und trug 2021 mit etwa 37 % (rund 114.000 Personen) zur Beschäftigung im Bereich der erneuerbaren Energien bei.

Die Beschäftigung im Bereich Solarenergie hat in dem Betrachtungszeitraum 2000 bis 2021 die größten Schwankungen erfahren. Nach einem sehr starken Anstieg der Beschäftigung bis zum Jahr 2011, als die Solarenergie mit 38 % (156.700 Personen) den größten Anteil der Beschäftigung im Bereich der erneuerbaren Energien ausmachte, ging diese bis zum Jahr 2017 um über 70 % zurück. Ab dem Jahr 2018 stiegen die Beschäftigtenzahlen wieder an, und im Jahr 2021 waren im Bereich Solarenergie rund 58.500 Personen beschäftigt.

Die Geothermie trug mit 10 % zur Beschäftigung im Jahr 2021 bei. Dabei war aufgrund der starken Nachfrage nach Wärmepumpen ein Anstieg um 20 % auf rund 36.000 Beschäftigte zu verzeichnen. Im Bereich Wasserkraft hingegen war die Beschäftigung eher rückläufig, da die Technologie und die dazugehörige Industrie im Jahr 2000 bereits einen sehr hohen Reifegrad hatten. Im Jahr 2021 trug die Wasserkraft mit 5.700 Personen nur etwa 2 % zur gesamten Beschäftigung im Bereich der erneuerbaren Energien bei.

Im Bereich Betrieb und Wartung von EE-Anlagen war im Jahr 2021 zum ersten Mal im Vergleich zu den letzten Jahren ein leichter Rückgang der Beschäftigungszahlen zu verzeichnen. Die Ursache sind hauptsächlich Sondereffekte, die durch die Corona-Pandemie (z. B. Kurzarbeit) entstanden. Im Jahr 2000 waren etwa 17.000 Personen in Betrieb und Wartung von Erneuerbare-Energien-Anlagen beschäftigt. Die Beschäftigungszahlen stiegen dann bis zum Jahr 2020 um das 5-Fache auf 87.700 an. Im Jahr 2021 sanken die Beschäftigungszahlen in diesem Bereich erstmals um rund 3 % auf insgesamt 85.400 Personen. Mit rund 32 % waren im Bereich Windenergie an Land die meisten Personen für die Wartung und Betrieb der Anlagen beschäftigt, gefolgt von Windenergie auf See mit 17 %, Photovoltaik (PV) und Biogasanlagen mit 13 %.

3. Erfahrungen mit Ausschreibungen nach Teil 3 Abschnitt 3 EEG

a. Solarenergie

Seit der Einführung von Ausschreibungen zur Ermittlung der finanziellen Förderung von PV-Anlagen im Jahr 2015 wurden im Rahmen verschiedener Formate zahlreiche Ausschreibungen durchgeführt. Die beiden wesentlichen Ausschreibungssegmente bilden Freiflächenanlagen (FFA) sowie Aufdachanlagen[11], die übergangsweise (2017 – 2020) auch in gemeinsamen Ausschreibungen bezuschlagt wurden.

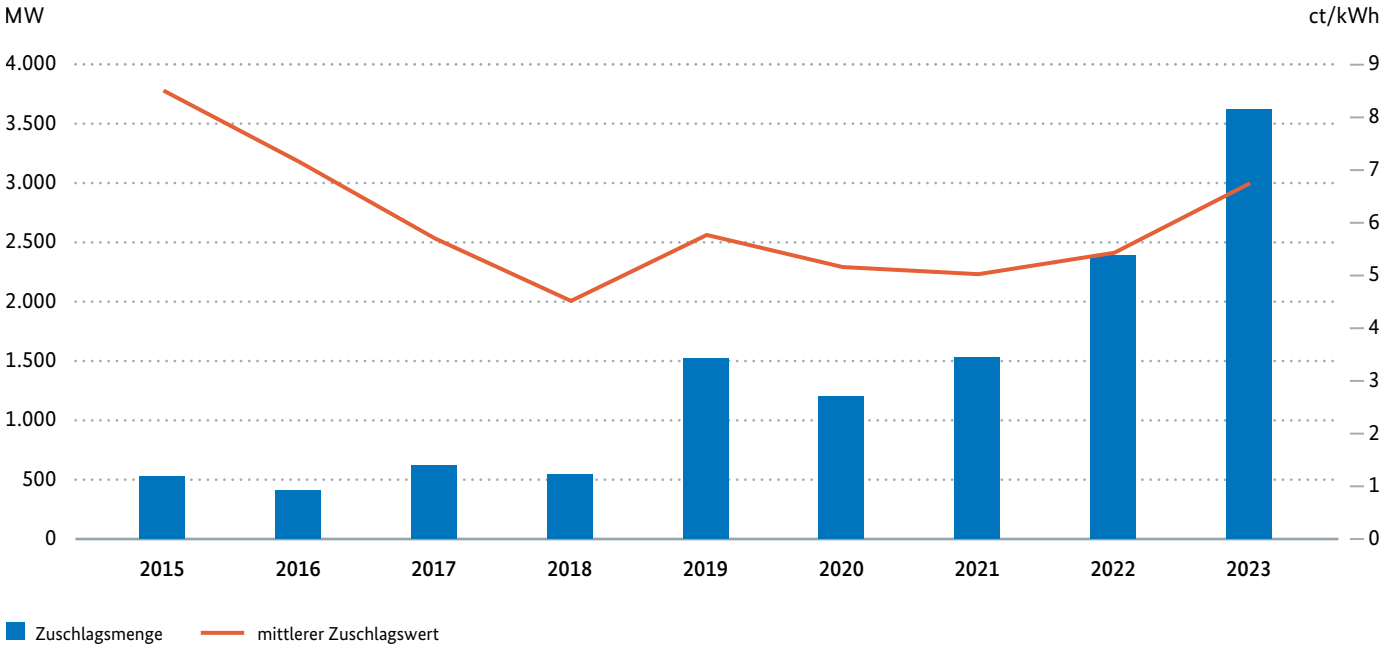
Ausschreibungen für PV-Freiflächenanlagen

Die Ausschreibungen für PV-FFA waren in den Jahren 2015 – 2020 deutlich überzeichnet, gefolgt von sinkenden Gebotsmengen in den Jahren 2021 und 2022. Bei den Gebotsterminen im Juni und November 2022 wurden für weniger als 80 % des ausgeschriebenen Volumens Gebote eingereicht. Infolge der Preissteigerungen für PV-Anlagen hob die BNetzA den für 2023 geltenden Höchstwert für PV-FFA um 25 % auf 7,37 ct je Kilowattstunde (kWh) an. Gründe für die Preissteigerungen waren Lieferkettenprobleme, gestiegene Baukosten und das gestiegene Zinsniveau. Die erste Ausschreibungsrunde 2023 war mit 2,9 Gigawatt (GW) Gebotsmenge bei einem deutlich angehobenen Ausschreibungsvolumen von 1,95 GW erheblich überzeichnet.[12] Ein möglicher Grund ist, dass seit 2023 Eigenverbrauch in den Ausschreibungen zugelassen ist und daher Gebote im Jahr 2022 zurückgehalten wurden. Erfahrungen mit Eigenverbrauch in den Ausschreibungen liegen aufgrund der nicht abgelaufenen Realisierungsfristen noch nicht vor.

Die gewichteten mittleren Zuschlagswerte haben sich in den ersten drei Jahren nach Einführung der Ausschreibungen mehr als halbiert. Ausgehend von 9,17 ct/kWh im April 2015 erreichten sie im Februar 2018 ein Allzeittief von 4,33 ct/kWh. In der Folge kam es zu einem Anstieg bis auf 6,59 ct/kWh in der ersten (stark unterzeichneten) Sonderausschreibung des Jahres 2019. In den Jahren 2020 und 2021 bewegten sich die mittleren gewichteten Zuschlagswerte stabil auf einem Niveau von 5,0 bis 5,3 ct/kWh. Infolge steigender Anlagenpreise sind die Zuschlagswerte ab 2022 wieder gestiegen und überschritten im April 2023 erstmals seit 2016 wieder die Marke von 7 ct/kWh.

11 PV-Aufdachanlagen umfassen PV-Anlagen auf, an oder in einem Gebäude oder einer Lärmschutzwand.
12 Hierbei ist zu berücksichtigen, dass in den Ausschreibungen 2023 die maximale Anlagenleistung von 20 auf 100 MW angehoben wurde.

Abbildung 5: Entwicklung der Zuschlagsmenge und des mittleren Zuschlagswertes in den PV-Freiflächenausschreibungen



Quelle: eigene Darstellung auf Basis von BNetzA-Daten, Ausschreibungen in 2023 nur bis Q3 berücksichtigt

Mit Werten über 90 % liegt die Realisierungsquote für die Ausschreibungen der Jahre 2015 – 2017 bis einschließlich des zweiten von drei Terminen in 2017 auf einem konstant hohen Niveau. Hingegen fällt die Realisierungsquote für Ende 2017 und sämtliche Ausschreibungstermine 2018 mit 35 – 83 % durchwachsen aus.[13] Seit 2019 bewegt sich die Realisierungsrate mit wenigen Ausnahmen wieder auf einem hohen Niveau von um bzw. über 90 %.

Ausschreibungen für PV-Aufdachanlagen

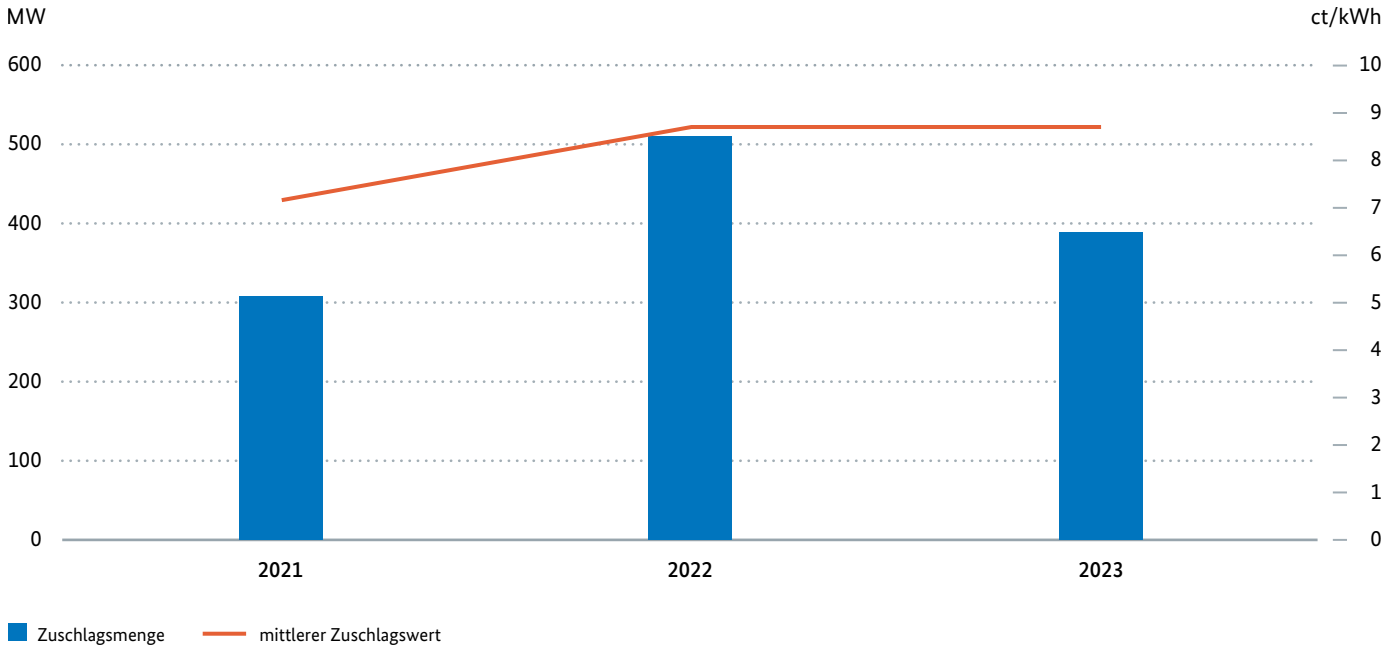
Mit dem EEG 2021 wurde der direkte Wettbewerb zwischen Freiflächen- und Aufdachanlagen aufgehoben, und die BNetzA führt für beide Anlagentypen separate Ausschreibungsrunden durch. Mit dem EEG 2023 wurde Eigenverbrauch in den Ausschreibungen zugelassen.

Das ausgeschriebene Volumen für Aufdachanlagen belief sich auf 300 Megawatt (MW) im Jahr 2021, 1.700 MW 2022 und 600 MW im Jahr 2023. Die Gebotstermine 2021 waren ca. 1,5-fach überzeichnet. Das infolge einer Sonderausschreibung deutlich ausgeweitete Volumen 2022 war hingegen massiv unterzeichnet. In 2023 waren die Ausschreibungen wieder überzeichnet.

Die gewichteten mittleren Zuschlagswerte stiegen in den ersten drei Ausschreibungen 2021 von 6,88 auf 8,53 ct/kWh, bewegten sich 2022 zwischen 8,5 und 8,7 ct/kWh nahe des damaligen Höchstwertes von 8,91 ct/kWh und stiegen in der ersten Ausschreibung 2023 auf 10,87 ct/kWh (neuer Höchstwert: 11,25 ct/kWh).

13 Die niedrige Realisierungsquote in der letzten Ausschreibungsrunde 2017 ist der Nichtrealisierung zweier Großprojekte zuzuschreiben, die später jedoch erneut bezuschlagt und realisiert wurden. Die niedrigen Realisierungsquoten der Gebotstermine 2018 dürften den vergleichsweise niedrigen Zuschlagswerten zuzurechnen sein.

Abbildung 6: Entwicklung der Zuschlagsmenge und des mittleren Zuschlagswertes in den Ausschreibungen für PV-Aufdachanlagen



Quelle: eigene Darstellung auf Basis von BNetzA-Daten. Ausschreibungen in 2023 nur bis Q3 berücksichtigt

Es bleibt abzuwarten, wie sich die Preis- und Wettbewerbssituation in den Ausschreibungen für Solaranlagen des zweiten Segments weiterentwickelt. Mit dem höheren Höchstwert wurde den Preissteigerungen Rechnung getragen, so dass größere Anreize zur Gebotsabgabe bestehen.

Insgesamt sind insbesondere die bisherigen Ausschreibungen für PV-FFA als erfolgreich einzustufen. Nach einer kurzzeitigen Unterzeichnung einiger Ausschreibungsrunden ab Ende 2021 konnte dieser Trend im Jahr 2023 trotz höheren Ausschreibungsvolumens durch die Anhebung der Höchstwerte umgekehrt werden.

b. Windenergie an Land

Die technologiespezifischen Ausschreibungen sind seit 2017 das zentrale Steuerungsinstrument für den Ausbau der Windenergie an Land. Die Ausschreibungsmengen wurden in den vergangenen Jahren wiederholt angepasst. Ausgehend von jährlich 2.800 MW in 2017 und 2018, stieg die ausgeschriebene Leistung bis 2021 auf jährlich 4.500 MW. Nach einer Verringerung auf 4.000 MW im Jahr 2022 folgte mit dem EEG 2023 eine erhebliche Ausweitung der Mengen auf 12.840 MW in 2023 sowie jährlich 10.000 MW im Zeitraum 2024 – 2028. Mit dem EEG 2021 wurde die sog. endogene Mengen-

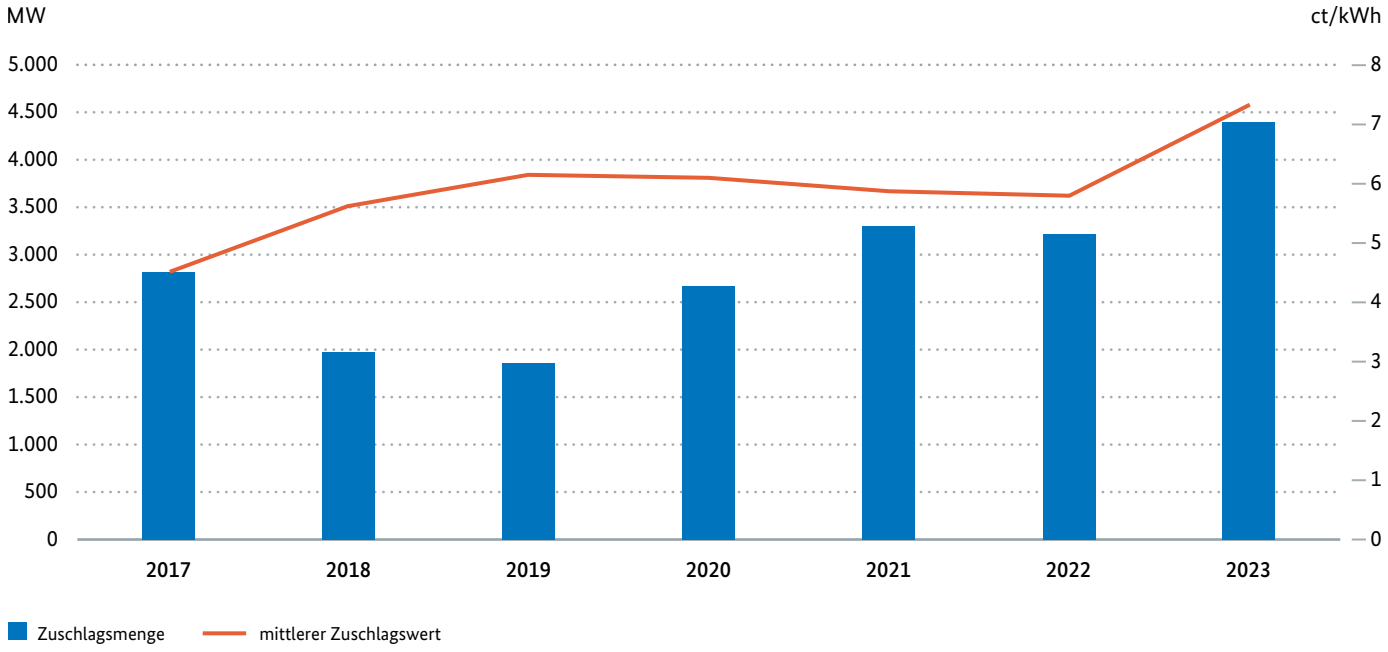
steuerung eingeführt, nach der die BNetzA die Ausschreibungsmenge zu reduzieren hat, wenn durch den Umfang der im Marktstammdatenregister zwischen zwei Gebotsterminen gemeldeten Genehmigungen eine Unterzeichnung des jeweils nächsten Gebotstermins droht. Mit dem EEG 2023 wurde aus der Muss- eine Kann-Bestimmung.

Von der Ausschreibungspflicht ausgenommen sind Pilotwindenergieanlagen, Anlagen von Bürgerenergiegesellschaften bis zu einem Leistungsvolumen von 18 MW und Anlagen mit einer installierten Leistung bis einschließlich 1 MW (bis 2022: 750 Kilowatt (kW)). Für diese Anlagen können Betreiber ohne Teilnahme an einer Ausschreibung einen Zahlungsanspruch aus dem EEG geltend machen. Neben den technologiespezifischen Windenergie-an-Land-Ausschreibungen konnten bzw. können Windenergieanlagen 2018 – 2020 an den gemeinsamen Ausschreibungen für Windenergieanlagen und PV-Anlagen bzw. seit 2020 an den Innovationsausschreibungen geboten werden. Beide alternativen Ausschreibungsformen wurden bislang jedoch von Bietern für Windenergieanlagen kaum genutzt.

Für die technologiespezifischen Windenergie-an-Land-Ausschreibungen galten bzw. gelten einige Besonderheiten. Gebote für Anlagenstandorte im sog. Netzausbaugebiet wurden 2017 – 2020 begrenzt, um eine weitere Verschärfung bestehender Netzengpässe in bestimmten nördlichen Landkreisen Deutschlands durch übermäßigen Zubau von Windenergieanlagen zu vermeiden. Das sog. Referenzertragsmodell (REM) trägt seit Einführung des EEG dem Umstand Rechnung, dass die witterungsbedingten Voraussetzungen für die Nutzung der Windenergie stark variieren, und ermöglicht Standorten mit niedrigerer Standortgüte und höheren Stromgestehungskosten die Abgabe wirtschaftlicher und wettbewerbsfähiger Gebote. Der Großteil der Projekte in Deutschland weist eine Standortgüte zwischen 60 und 85 % auf. Mit dem EEG 2023 wurde eine erneute Anpassung des REM vorgenommen, mit der die Förderbedingungen für windschwache Standorte – insbesondere im Süden Deutschlands – (sog. Südregion) – verbessert wurden.

Die Ausschreibungen waren ab Mai 2018 bis zum Jahr 2023 ganz überwiegend unterzeichnet, mit Ausnahme der Gebotstermine im Dezember 2019 und 2020, im September 2021 sowie im Februar 2022. Der mengengewichtete Mittelwert der Gebote in den jeweiligen Ausschreibungsrunden stieg von 4,73 ct/kWh und 5,73 ct/kWh im Februar 2018 bzw. Mai 2018 auf Werte von 6 bis 6,2 ct/kWh bis einschließlich Februar 2021 (einzige Ausnahme: Dezember 2020 mit 5,91 ct/kWh), um im weiteren Jahresverlauf 2021 auf unter 5,8 ct/kWh zu sinken. Für das Jahr 2022 wurde der Höchstwert infolge der im EEG 2021 angelegten jährlichen Degression von 2 % von 6,0 auf 5,88 ct/kWh abgesenkt. Der mengengewichtete Mittelwert aller Gebote lag bei der ersten, überzeichneten Ausschreibung des Jahres 2022 mit 5,76 ct/kWh auf dem niedrigsten Wert seit vier Jahren. Im weiteren Verlauf des Jahres 2022 stieg dieser Wert wieder und lag konstant über 5,8 ct/kWh, d. h. in der Nähe des zulässigen Höchstwertes.

Abbildung 7: Entwicklung der Zuschlagsmenge und des mengengewichteten Zuschlagswertes in den Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land



Quelle: eigene Darstellung auf Basis von BNetzA-Daten. Ausschreibungen in 2023 nur bis Q3 berücksichtigt

Infolge der Preissteigerungen auch für Windenergieanlagen hob die BNetzA den Höchstwert für das Jahr 2023 um 25 % auf 7,35 ct/kWh an. Auch hier waren Lieferkettenprobleme, gestiegene Baukosten und das gestiegene Zinsniveau ursächlich für die Preissteigerungen. Die durchschnittlichen mengengewichteten Zuschlagswerte der Ausschreibungsrunden in 2023 spiegeln sowohl die gestiegenen Stromgestehungskosten als auch das geringe Wettbewerbsniveau wider und bewegten sich sämtlich über 7,3 ct/kWh und damit nahe des Höchstwertes.

Angesichts der Verdreifachung der Ausschreibungsmengen im Jahr 2023 blieben auch in diesem Jahr alle vier Gebotstermine unterzeichnet, wobei das bezuschlagte Gebotsvolumen gegenüber den Vorjahren erheblich zunahm. Im Einklang mit § 28 Abs. 6 EEG 2023 wendete die BNetzA bei der Mai-, der August- sowie der November-Ausschreibung die endogene Mengensteuerung an und reduzierte das Ausschreibungsvolumen der drei Ausschreibungsrunden um ca. 300, 1.500 bzw. 1.100 MW. Die jährliche Zuschlagsmenge lag im ersten Ausschreibungsjahr 2017 bei knapp 3.000 MW und sank dann auf weniger als 2.000 MW im Jahr 2019. In den Jahren 2020 – 2022 bewegten sich die jährlichen Zuschläge bei rund 3.000 MW und sind im Jahr 2023 auf über 6.000 MW angestiegen.

In Summe konnten mangels ausreichender Gebote von 21.850 MW Windenergieleistung, welche die BNetzA in den Jahren 2017 bis 2022 auktioniert hat, Zuschläge für lediglich 16.200 MW erteilt werden. Die zugeteilte Leistungsmenge verteilt sich auf rund 3.900 Anlagen.

Die Umsetzungsfrist (i. d. R. 30 Monate) für erteilte Zuschläge ist bei 21 durchgeführten Ausschreibungen mittlerweile abgelaufen. Rund 9.800 MW Windenergieleistung, für die ein Vergütungsanspruch nach dem EEG im Rahmen der Ausschreibung ersteigert wurde, sind mit Stand Ende Oktober 2023 realisiert worden.

Die Realisierungsquote für die Ausschreibungen im Jahr 2017 fällt niedrig aus: 33 % der im Mai, 8 % der im August und nur 0,7 % der im November 2017 bezuschlagten Anlagen. Grund hierfür waren laut einer Analyse der FA Wind die niedrigen Zuschlagswerte von 4,28 ct/kWh (August 2017) bzw. 3,82 ct/kWh (November 2017), welche rund zwei Cent pro kWh niedriger lagen als in den darauffolgenden Ausschreibungsrunden. Somit bestand ein hoher wirtschaftlicher Anreiz, die Anlagen nicht zu den ursprünglichen Konditionen zu realisieren, sondern zu einem späteren Auktionstermin erneut zu bieten.[14] Dabei waren die äußerst niedrigen Gebotswerte nur möglich, weil für sogenannte Bürgerwindanlagen Gebote abgegeben werden konnten, die mit sehr starken Privilegien ausgestattet und gleichzeitig sehr geringem Realisierungsdruck ausgesetzt waren.

In den Folgejahren nahm die Realisierungsquote deutlich zu: Wurden von den Zuschlägen im Februar 2018 rund 65 % realisiert, waren es im Mai knapp 84 %, im August über 93 % und im Oktober desselben Jahres ca. 81 %. Ab Februar 2019 erreichte die Realisierungsquote bis einschließlich Dezember 2020 mit nur einer Ausnahme beständig mehr als 90 % – im März und Dezember 2020 sogar über 99 %. Für die Gebotstermine seit Mai 2021 war die Realisierungsfrist beim Verfassen dieses Berichtes noch nicht abgelaufen.[15]

In Summe zeigt sich, dass die Projektierer nach umstellungsbedingten Anlaufschwierigkeiten mit den Ausschreibungen gut zurechtkommen. So gibt es jeweils nur geringe Ausschlussmengen bei einzelnen Gebotsterminen. Dass die Auktionsmengen meist nicht ausgeschöpft wurden, hat mehrere Ursachen. Dazu hat in der Vergangenheit beigetragen, dass etwa jahrelang die Genehmigungszahlen in Schleswig-Holstein eingebrochen waren, nachdem dort durch die Gerichtsbarkeit sämtliche Windflächen annulliert worden waren und infolgedessen die Landesregierung ein Ausbaumoratorium verhängt hatte. Auch der hohe Anteil (rd. 20 %) von beklagten Genehmigungen schmälert die Gebotsmengen. Die Unterzeichnung im Jahr 2023 hingegen hängt ganz wesentlich auch mit der Verdreifachung der ausgeschriebenen Leistung zusammen. Dabei ist hervorzuheben, dass sich trotz Unterzeichnung die Zuschlagsmenge im Jahr 2023 im Vergleich zu den beiden Vorjahren etwa verdoppelt hat. Diese Dynamik ist insbesondere auf das deutliche Wachstum bei den Genehmigungsmengen u. a. aufgrund der umfassenden gesetzlichen Erleichterungen für Genehmigungsverfahren zurückzuführen. In Verbindung mit weiteren, in Umsetzung befindlichen Beschleunigungsmaßnahmen und den getroffenen Maßnahmen zur Ausweisung von mehr Flächen für Windprojekte ist auch im kommenden Jahr von einem deutlichen Aufwuchs der genehmigten Windprojekte und damit einem deutlichen Wachstum bei den Zuschlagsmengen auszugehen.

14 Vgl. FA Wind (2021): Tausend Windenergieanlagen mit Zuschlag aus der Ausschreibung in Betrieb, https://www.fachagentur-windenergie.de/fileadmin/files/Veroeffentlichungen/Analysen/FA_Wind_1000_WEA_mit_Zuschlag_in_Betrieb_07-2021.pdf, S. 8.

15 Vgl. https://www.fachagentur-windenergie.de/veroeffentlichungen/ausbauentwicklung/ausschreibungsergebnisse/.

c. Windenergie auf See

Zum 1. Januar 2017 ist das Gesetz zur Entwicklung und Förderung der Windenergie auf See (Windenergie-auf-See-Gesetz – WindSeeG) in Kraft getreten. Mit dem WindSeeG wurden Ausschreibungen zur wettbewerblichen Bestimmung der Marktprämie als Förderinstrument für die Windenergie auf See eingeführt. Zugleich wurde der gesetzliche Rahmen für das sogenannte zentrale Modell der Flächenentwicklung geschaffen.

Neben einem möglichen Anspruch auf Marktprämie in Höhe des bezuschlagten Gebots vermittelt der Zuschlag die exklusiven Rechte auf Netzanschluss und Netznutzung des Windparks und auf Durchführung eines Genehmigungsverfahrens für Bau und Betrieb eines Windparks auf der bezuschlagten Fläche.

Ausschreibungen im Übergangsmodell (2017 und 2018)

Im sogenannten Übergangsmodell wurden in Deutschland erstmals Marktprämien für bestehende Windenergieprojekte auf See wettbewerblich ermittelt. In zwei Ausschreibungsrunden im April 2017 und April 2018 wurden zehn Projekte mit einer Gesamtkapazität von 3,1 GW bezuschlagt.

Teilnahmeberechtigt waren ausschließlich Projekte, die in der Zeit vor Einführung des WindSeeG bereits einen gewissen Reifegrad im Genehmigungsverfahren erreicht hatten und zudem definierte geographische Voraussetzungen erfüllten. Soweit teilnahmeberechtigte Projektentwickler in diesen Ausschreibungen nicht erfolgreich waren, steht diesen regelmäßig ein Eintrittsrecht in künftigen Ausschreibungen bezogen auf die von ihnen vorentwickelte Fläche zu.

Ausschreibungen im zentralen Modell (2021 und 2022)

Die erste Ausschreibung im zentralen Modell fand zum 1. September 2021 statt. Dabei wurden drei zentral voruntersuchte Flächen mit einer Kapazität von insgesamt knapp 1 GW ausgeschrieben. Alle drei Flächen wurden mit 0 ct/kWh bezuschlagt, wobei für zwei Flächen mehrere 0-Cent-Gebote abgegeben wurden und der Zuschlag in der Folge per Losverfahren erteilt wurde. Gleichzeitig bestand für diese zwei Flächen jeweils ein Eintrittsrecht, das ausgeübt wurde. Die Zuschläge für diese zwei Flächen sind entsprechend auf die Inhaber der Eintrittsrechte übergegangen.

Zum Gebotstermin 1. September 2022 wurde eine Fläche mit einer Kapazität von knapp 1 GW ausgeschrieben. Auch diese Fläche wurde mit 0 ct/kWh bezuschlagt. Auch für diese Fläche bestand ein Eintrittsrecht, das ausgeübt wurde.

Ausschreibungen nach dem novellierten WindSeeG

Mit der Novelle des WindSeeG, die zum 1. Januar 2023 in Kraft getreten ist, wurden die Ausbauziele und damit auch die Ausschreibungsmengen für die Windenergie auf See massiv erhöht. Neben den zentral voruntersuchten Flächen werden zur Ausbaubeschleunigung auch nicht zentral voruntersuchte Flächen ausgeschrieben. Für beide Flächenkategorien wurde durch die Novelle das Ausschreibungsdesign weiterentwickelt, um die verbreiteten 0-Cent-Gebote aufzugreifen und ihre Differenzierung zu ermöglichen.

Die Ausschreibungsmenge von insgesamt 8,8 GW verteilte sich im Jahr 2023 auf vier zentral voruntersuchte Flächen (insg. 1,8 GW) und vier nicht zentral voruntersuchte Flächen (insg. 7 GW). Auf den unterschiedlichen Flächenkategorien kommen

nach den Vorgaben des WindSeeG unterschiedliche Ausschreibungsdesigns zur Anwendung. Auf zentral voruntersuchten Flächen kommen neben einer Zahlungskomponente des Bieters (60 % der Bewertung) vier qualitative Kriterien zur Anwendung (40 % der Bewertung). Auf nicht zentral voruntersuchten Flächen kommt im Falle mehrerer 0-Cent-Gebote ein dynamisches Gebotsverfahren um die höchste Zahlungsbereitschaft der Bieter zur Anwendung.

Die Flächen in der Ausschreibung 2023 wurden vollständig bezuschlagt. Insgesamt wurden mit den Zahlungskomponenten circa 13,3 Mrd. Euro als (künftige) Einnahmen erwirtschaftet. Die Ausschreibungen im Jahr 2023 waren die letzten Ausschreibungen, bei denen Eintrittsrechte vorheriger Projektentwickler zur Anwendung kamen.

Die Einnahmen fließen zu 90 % in die Dämpfung der Offshore-Netzumlage, zu 5 % in den Meeresnaturschutz und zu 5 % in die nachhaltige Fischerei. Die Einnahmen leisten somit einen Beitrag zur Senkung der Stromkosten und erhöhen die Akzeptanz des Ausbaus der Windenergie auf See, indem Belange des Naturschutzes und der Fischerei gestärkt werden.

Die Ausschreibungen für die Windenergie auf See sind als großer Erfolg einzustufen. Ab den Ausschreibungen im zentralen Modell hat kein bezuschlagter Bieter mehr eine Förderung nachgefragt. Die Offshore-Parks werden entsprechend ohne eine Förderung durch die gleitende Marktprämie realisiert. Seit der Novelle des WindSeeG werden durch die Ausschreibungen im Gegenteil sogar signifikante Einnahmen erzielt, deren Verwendungszwecke die Akzeptanz der Windenergie auf See stärken. Die ersten Parks aus den Ausschreibungen im Übergangsmodell sind zwischenzeitlich bereits in Betrieb gegangen und speisen Strom in das Netz ein.

d. Biomasse

Die Inanspruchnahme einer Zahlung für Strom aus neu in Betrieb genommenen Biomasseanlagen ist ab einer installierten Leistung von 151 Kilowatt bis 20 Megawatt grundsätzlich nur durch Ausschreibungen möglich. Bestehende Biomasseanlagen können auch mit einer geringeren installierten Leistung teilnehmen. Neu in Betrieb genommene Biomasseanlagen mit einer installierten Leistung von 150 kW oder weniger sind von der Ausschreibungspflicht ausgenommen und können nach den Bestimmungen des EEG gefördert werden. Biomasseanlagen über 20 MW werden nicht nach dem EEG gefördert mit Ausnahme von Biomethan: Im EEG 2023 wurde die 20-MW-Grenze für die Ausschreibung hochflexibler Biomethan-Verstromungsanlagen aufgehoben, so dass hier auch größere Standorte denkbar sind.

Mit dem EEG 2021 wurden die jährlichen Ausschreibungsmengen für Biomasseanlagen zunächst deutlich auf 600 MW erhöht, während das EEG 2023 sinkende Ausschreibungsvolumina vorsieht: von 600 MW (2023) auf 500 MW (2024) bzw. 400 MW (2025) und je 300 MW in den Jahren 2026 – 2028. Zusätzlich wurde mit dem EEG 2021 die Ausschreibung für neue hochflexible Biomethan-Kraftwerke im Süden Deutschlands eingeführt. Mit dem EEG 2023 wurden sowohl die jährlichen Ausschreibungsmengen neuer hochflexibler Biomethananlagen mit 600 MWel/a (2023 – 2028) als auch die Flex-Anforderungen durch die Reduktion der Bemessungsleistung (von 15 auf 10 %) erhöht, um stärker auf hochflexible Spitzenlastkraftwerke zu fokussieren.

Für Anlagen, welche sich an den EEG-Ausschreibungen für Biomasse beteiligen und welche eine Flexibilitätsprämie beziehen, gilt verpflichtend das Gebot der Direktvermarktung. Dies gilt – anders als z. B. für Wind- oder PV-Anlagen – nicht nur für

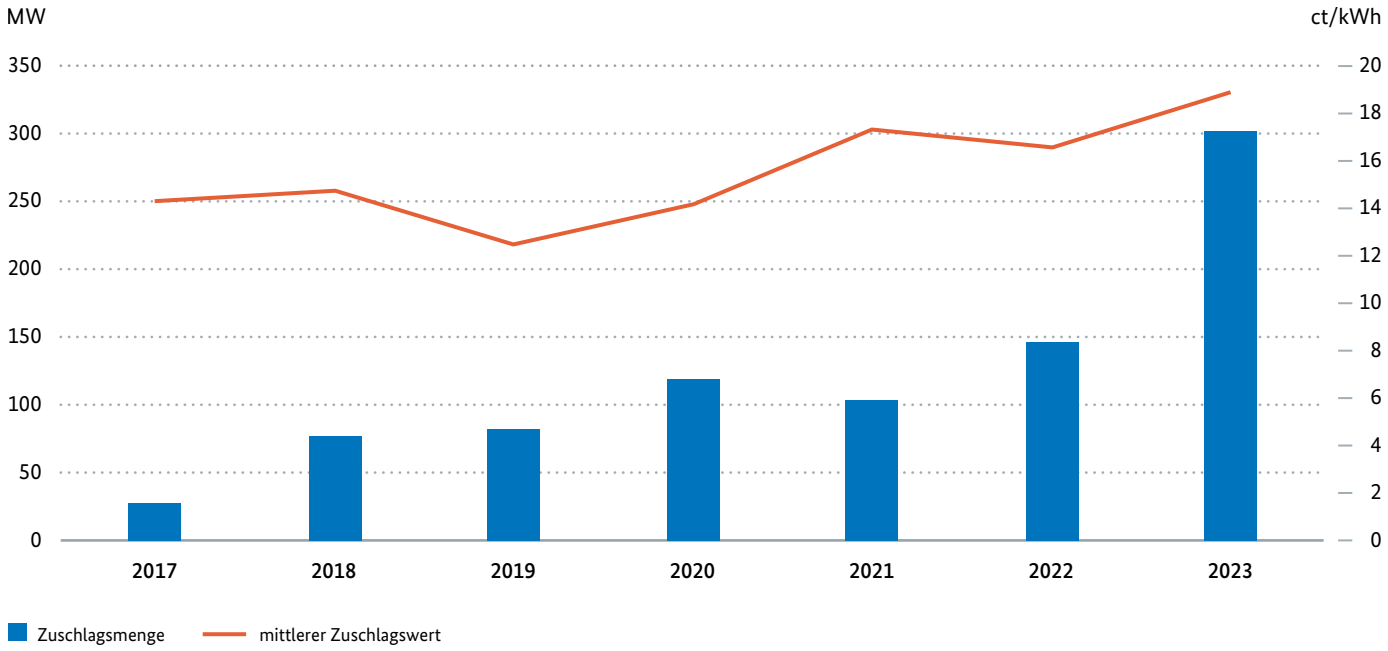
Neu-, sondern auch für Bestandsanlagen, die sich für weitere zehn Jahre über die EEG-Ausschreibungen eine EEG-Förderung sichern können.

Biomasse

Die bisherigen Ausschreibungsrunden für Biomasseanlagen im EEG waren seit Einführung der Ausschreibungen im Jahr 2017 unterzeichnet. Seit 2023 zeichnet sich eine starke Überzeichnung der Biomasseausschreibungen ab. Wesentlicher Grund dafür ist, dass sich auch Bestandsanlagen über die Ausschreibung eine 10-jährige Anschlussförderung sichern können. Der steigende Wettbewerbsdruck kommt jetzt von den Bestandsanlagen mit nur noch geringen Restförderjahren.

Die durchschnittlichen mengengewichteten Zuschlagswerte lagen bei den jeweils einzigen Gebotsterminen 2017 und 2018 bei 14,30 bzw. 14,73 ct/kWh und sanken im Jahr 2019 bei zwei weiteren Ausschreibungsrunden auf unter 12,5 ct/kWh. Im Jahr 2020 stieg der Wert wieder auf knapp 14 (1. Gebotstermin) bzw. 14,85 ct/kWh (2. Gebotstermin) und im Jahr 2021 auf über 17 ct/kWh. In zwei Ausschreibungen 2022 fiel der durchschnittliche Zuschlagswert zunächst auf 15,75 ct und stieg dann erneut auf 17,28 ct/kWh. Die April-Ausschreibung war mit einem Gebotsvolumen von über 530 MW und einem ausgeschriebenen Volumen von 300 MW deutlich überzeichnet. Die BNetzA hatte zuvor den Höchstwert für Neuanlagen von 16,24 auf 17,67 ct/kWh und für Bestandsanlagen von 18,22 auf 19,83 ct/kWh erhöht. Der durchschnittliche mengengewichtete Zuschlagswert überschritt erstmals die Marke von 18 und stieg auf 18,92 ct/kWh.

Abbildung 8: Entwicklung der Zuschlagsmenge und des mengengewichteten Zuschlagswertes in den Ausschreibungen für Biomasseanlagen



Quelle: eigene Darstellung auf Basis von BNetzA-Daten. Ausschreibungen in 2023 nur bis Q3 berücksichtigt

Ebenfalls im April 2023 fanden erstmals neue Regelungen für die Südregion Anwendung, wonach für eine Zuschlagsmenge von 50 % zunächst Gebote für Anlagen in der Südregion bevorzugt bezuschlagt werden. Der durchschnittliche, mengengewichtete Zuschlagswert lag bei 18,92 ct/kWh.

Biomethan

Mit dem EEG 2021 wurde erstmals eine separate Ausschreibung mit 150 MW ausgeschriebener Leistung jährlich für hochflexible Biomethan-Kraftwerke eingeführt. Im EEG 2023 können hochflexible Biomethan-Stromerzeugungsanlagen einen Förderanspruch erwerben, wenn diese sich ausschließlich im Süden Deutschlands befinden und für 10 % der Jahresvolllaststunden. Die Förderung der Flexibilität erfolgt hier mittels Flexibilitätszuschlag, welcher auf die installierte Leistung der Stromerzeugungsanlage abzielt.

Zudem wurde im EEG 2023 das Volumen für die separate Biomethanausschreibung auf 600 MW deutlich erhöht. In den letzten beiden Ausschreibungen in 2023 für Biomethan wurden keine Angebote eingereicht.

Wesentlicher Grund der Unterzeichnung der letzten zwei Ausschreibungen in 2022 und in 2023 von Biomethan in hochflexiblen BHKW ist der aktuelle Mangel an konkurrenzfähigem Biomethan im Markt. Durch die signifikant höhere Zahlungsbereitschaft im Kraftstoffsektor – insbesondere für Biomethan aus Wirtschaftsdüngern (Gülle, Mist), aber auch aus anderen Rest- und Abfallstoffen – kann momentan davon ausgegangen werden, dass alle freien, nicht vertraglich gebundenen Biomethanmengen aus diesen Substraten in den Kraftstoffsektor umgelenkt werden. Diese Mengen stehen somit für den Stromsektor im EEG auch absehbar in Zukunft nicht zur Verfügung. Schon in der Vergangenheit sind Biomethanmengen aus Rest- und Abfallstoffen i. d. R. in den Kraftstoffbereich geleitet worden. Dies wird sich nach aktuellen Marktentwicklungen verstärkt fortsetzen. Gleichzeitig sind noch nicht langfristig gebundene Biomethanmengen aus nachwachsenden Rohstoffen (NawaRo) in den letzten 2 Jahren, als die Erdgaspreise immer wieder sehr hoch lagen, als Erdgasersatz genutzt worden und stehen somit der KWK-Anwendung oder auch für die Hochflexibel-Biomethan-Ausschreibung kurzfristig nicht zur Verfügung. Diese Gründe sind Ursache für die derzeit nicht funktionierenden Biomethan-Ausschreibungen.

e. Innovationsausschreibungen

Im Jahr 2020 wurde mit der sogenannten Innovationsausschreibung ein zusätzliches Ausschreibungssegment eingeführt. Die Teilnahme an diesen Ausschreibungen ist nicht auf einzelne erneuerbare Energien beschränkt. Auch können Gebote für Kombinationen oder Zusammenschlüsse verschiedener erneuerbarer Energien abgegeben werden. Das jährliche Ausschreibungsvolumen bewegte sich in den Jahren 2020 – 2023 zwischen 500 und 800 MW. Bislang haben nahezu ausschließlich PV-Anlagen Zuschläge erhalten. Im ersten Jahr der Einführung war die Ausschreibung über-, 2021 erstmals knapp unterzeichnet. Im Dezember 2022 wurde nur ein einziges Gebot eingereicht und bezuschlagt. Die Ausschreibung im Mai 2023 war wieder erheblich unter-, die Ausschreibung im September 2023 dagegen leicht überzeichnet.

Im Rahmen der Innovationsausschreibung wurde die Förderung bis Dezember 2022 in Form einer fixen Marktprämie gewährt. Anders als bei den regulären technologiespezifischen Ausschreibungen wird diese Art der Förderung auf die Marktterlöse aufgeschlagen, so dass die gewichteten mittleren Zuschlagswerte nicht mit den Werten der Regelausschreibungen vergleichbar sind. Mit der Gebotsrunde im Dezember 2022 wurde von der fixen auf eine gleitende Marktprämie umgestellt. Diese wird wie bei den technologiespezifischen Ausschreibungen auch nur ausbezahlt, wenn der Marktwert des Stroms den in der Ausschreibung festgelegten anzulegenden Wert unterschreitet. Die gewichteten mittleren Zuschlagswerte stiegen von ca. 4,3 bis 4,55 ct/kWh in den Jahren 2020/2021 auf 5,42 ct/kWh im Jahr 2022 und auf 8,33 ct/kWh im September 2023.

f. Gemeinsame Ausschreibungen für Wind an Land und PV

In den Jahren 2018 – 2020 wurden neben den technologiespezifischen Ausschreibungen an zwei Gebotsterminen im Jahr gemeinsame Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land und Solaranlagen mit einem jährlichen Ausschreibungsvolumen von 400 MW durchgeführt. Dabei erhielten ausschließlich PV-Anlagen einen Zuschlag. Nach einem durchschnittlichen mengengewichteten Zuschlagswert von 4,67 ct/kWh beim ersten Gebotstermin im April 2018 bewegte sich dieser bei allen folgenden Gebotsterminen zwischen 5,27 und 5,66 ct/kWh. Sämtliche Gebotstermine waren erheblich überzeichnet. Diese Ausschreibungsvariante wurde mit Wirkung zum 1. Januar 2021 außer Kraft gesetzt.

4. Mieterstrom – aktueller Stand, direkte und indirekte Vorteile sowie Kosten

Bislang ist der Ausbau von Mieterstromanlagen deutlich hinter den Erwartungen zurückgeblieben. Eine vom BMWK beauftragte Studie zum Thema Mieterstrom aus dem Jahr 2017 kam zu dem Ergebnis, dass bis zu 3,8 Millionen Wohnungen grundsätzlich mit Mieterstrom versorgt werden könnten.[16] Das entspricht etwa 18 % der vermieteten Wohnungen. Nach Auswertungen des Marktstammdatenregisters waren bis Juni 2023 lediglich rund 6.700 PV-Mieterstromanlagen mit EEG-Mieterstromzuschlag mit einer kumulierten Leistung von rund 130 MW registriert.

Rund zwei Jahre nach seiner Einführung im Jahr 2017 hat die Bundesregierung den Mieterstromzuschlag evaluieren lassen. Die zentralen Ergebnisse dieser Evaluation sind im Mieterstrombericht der Bundesregierung nach § 99 EEG 2017 zusammengefasst[17] und in die Anpassungen durch das EEG 2021 eingeflossen. Weitere Verbesserungen gab es mit dem EEG 2023.

Das Mieterstrom-Modell ist ein Konzept, bei dem der vor Ort erzeugte Strom aus erneuerbaren Energien an die Letztverbraucher eines Wohngebäudes verkauft wird. Es ermöglicht den Hausbewohnenden, von günstigerem und umweltfreundlichem Strom zu profitieren, während der Betreiber der Mieterstromanlage eine zusätzliche Einnahmequelle hat und zur Energiewende beiträgt.

Mieterstrom-Modelle sind in der Praxis unterschiedlich ausgestaltet. Gemeinsam ist diesen Vermarktungsmodellen im Allgemeinen, dass

- der Strom vor Ort mit einer Solaranlage, einem BHKW oder einer ähnlichen Erzeugungsanlage erzeugt,
- vorrangig an die Hausbewohner (ohne Nutzung des öffentlichen Netzes) innerhalb der Kundenanlage geliefert und im Gebäude verbraucht sowie
- im Übrigen als „Überschusseinspeisung“ in das Netz gespeist wird.

Diese Modelle gibt es in verschiedenen Varianten mit und ohne EEG-Mieterstromförderung. Gemeinsam ist den Modellen, dass auf den innerhalb der Kundenanlage erzeugten, gelieferten und verbrauchten Strom keine Netzentgelte, Umlagen oder Abgaben anfallen. Ein wesentlicher Teil der Rentabilität resultiert in der Regel aus den vermiedenen Abgaben und Umlagen.

16 https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/P-R/plattform-strommarkt-ag3-12-sitzung-praesentation-mieterstrom-studie-prognos-und-bh-w.pdf?__blob=publicationFile&v=1.

17 Vgl. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, *Mieterstrombericht nach § 99 Erneuerbare-Energien-Gesetz 2017*, https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/Berichte/mieterstrombericht-eeg-2017.pdf?__blob=publicationFile&v=1. Der Mieterstrombericht wurde auf der Grundlage eines wissenschaftlichen Berichts des Zentrums für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW 2019) im Rahmen des EEG-Erfahrungsberichts erstellt, vgl. https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/Berichte/vorbereitung-begleitung-erfahrungsbericht-gemaess-paragraph-97-eeg.pdf?__blob=publicationFile&v=1.

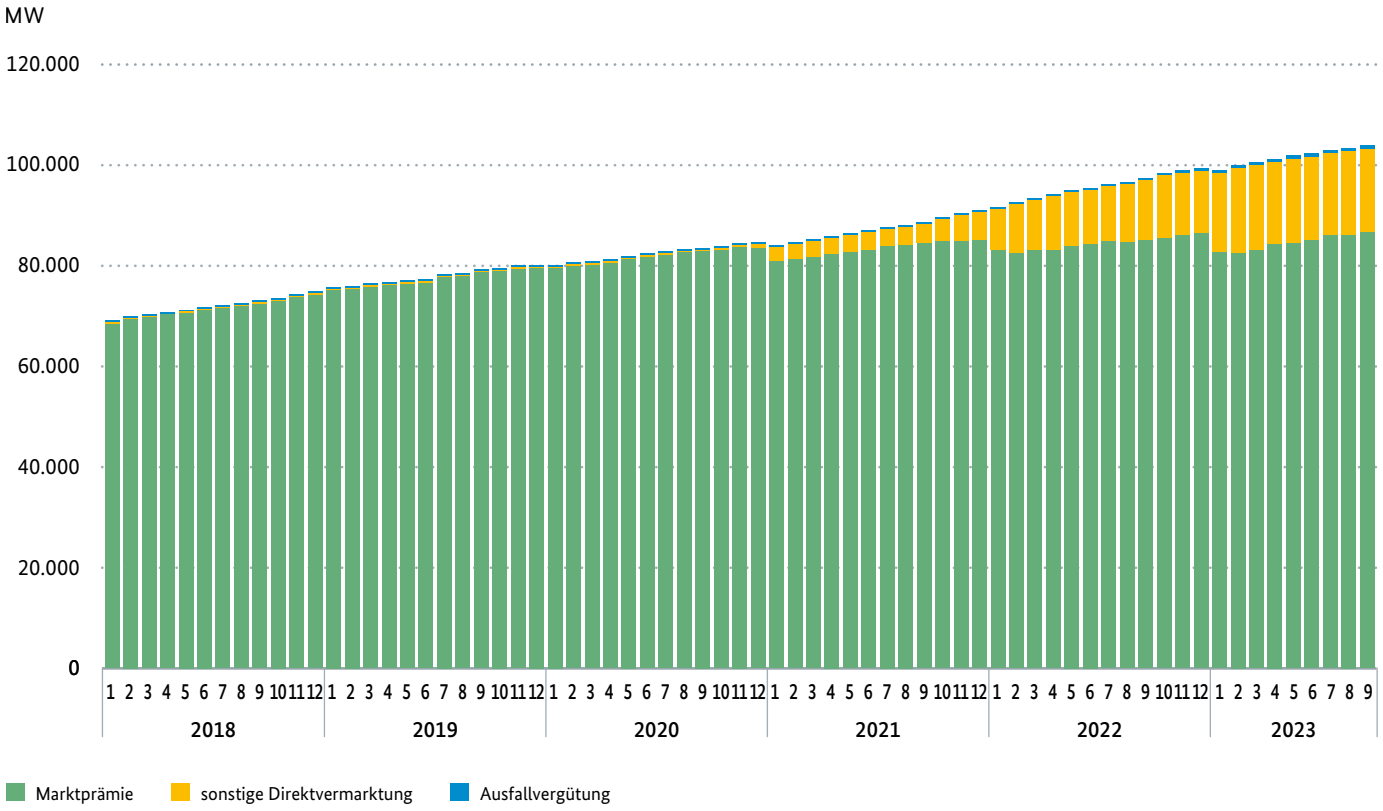
Die Höhe des Mieterstromzuschlags richtet sich nach dem Zeitpunkt der Inbetriebnahme der Anlage und gilt dann für 20 Jahre. Genau wie bei der Einspeisevergütung unterliegt der mögliche Betrag des Mieterstromzuschlags der Degression, d.h. er verringert sich kontinuierlich. Die jeweils aktuellen Mieterstromzuschläge werden von der BNetzA im Internet veröffentlicht.[18] Weitere Informationen zum Thema Mieterstrom finden sich auch auf den Internetseiten des BMWK[19] und der BNetzA[20]. Mit dem Solarpaket I soll die Mieterstromförderung weiterentwickelt und eine weitere Möglichkeit (gemeinschaftliche Gebäudeversorgung) geschaffen werden, durch die sich Hausbewohner einfacher mit Solarstrom versorgen können.

18 https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/ErneuerbareEnergien/EEG_Foerderung/start.html.
19 https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Navigation/DE/Recht-Politik/Mieterstrom/mieterstrom.html.
20 https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Vportal/Energie/Vertragsarten/Mieterstrom/start.html; https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/ErneuerbareEnergien/Solaranlagen/Solar_Mehrparteien/start.html#Anker2.

5. Markt-, Netz- und Systemintegration der erneuerbaren Energien

Im Januar 2018 wurden knapp 70 GW installierter Leistung aus erneuerbaren Energien über die Direktvermarktung finanziert. Der überwiegende Anteil entfiel hierbei auf das Marktprämienmodell und nur ca. 0,3 % auf die ungeförderte, sonstige Direktvermarktung. Falls es Anlagenbetreibern nicht möglich ist, ihre Strommengen zu vermarkten, können sie für einen begrenzten Zeitraum über die sogenannte Ausfallvergütung eine reduzierte Einspeisevergütung in Anspruch nehmen. Diese Option wird jedoch nur von einem sehr geringen Anteil der Anlagen genutzt (0,09 % der Anlagen in der Direktvermarktung im Januar 2018 und 0,3 % im Dezember 2022), wie Abb. 9 zeigt:

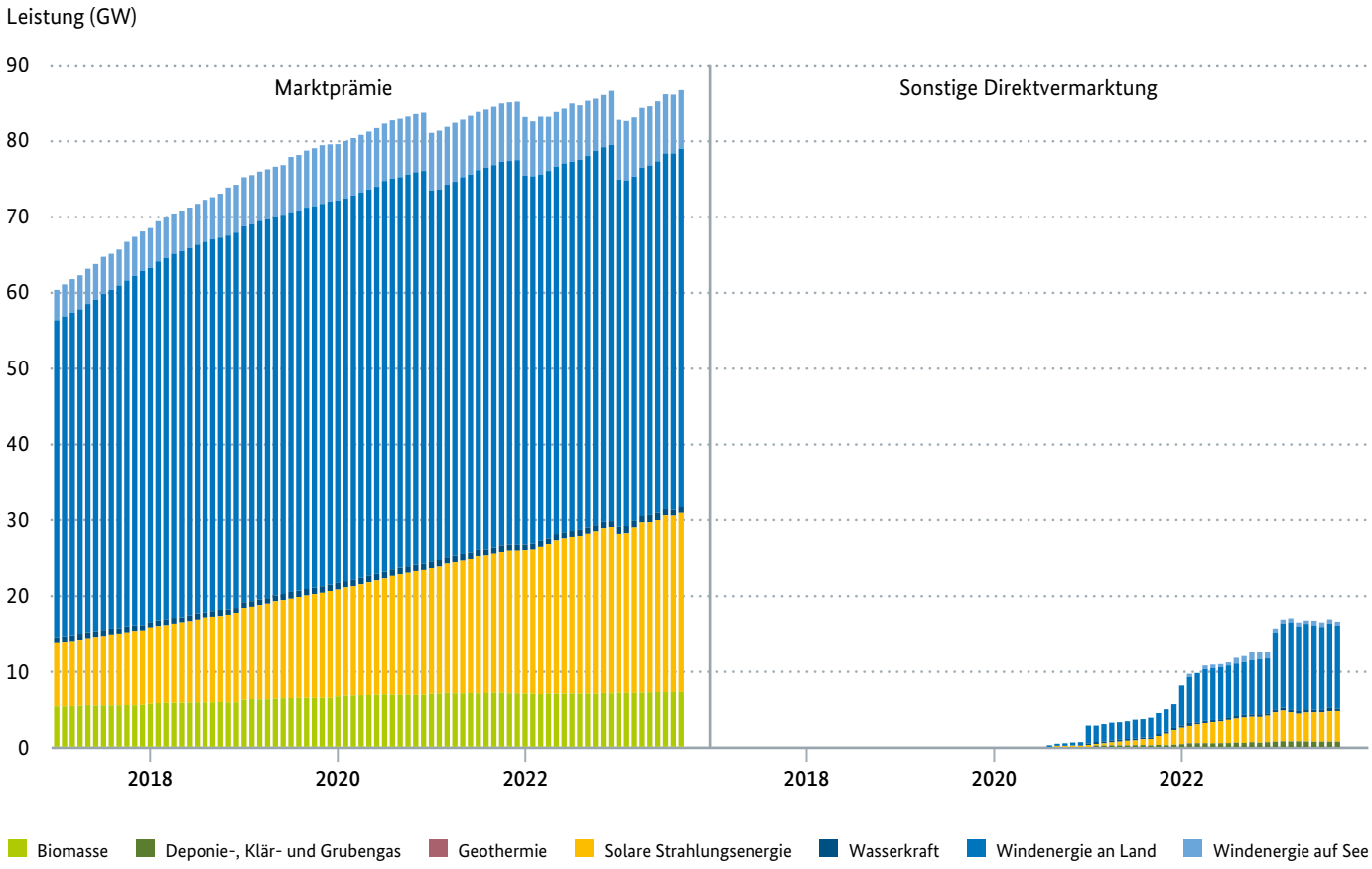
Abbildung 9: Entwicklung der installierten Leistung in den Vermarktungsformen Marktprämienmodell, sonstige Direktvermarktung und Ausfallvergütung



Quelle: Öko-Institut, basierend auf netztransparenz.de

Die Entwicklung in der Direktvermarktung lässt sich für den betrachteten Zeitraum in zwei Zeitabschnitte mit unterschiedlichen mittleren jährlichen Zubauraten aufteilen. Zwischen 2018 und 2020 erfolgte ein mittlerer jährlicher Zubau von 4,8 GW. Dieser ist fast ausschließlich auf Anlagen im Marktprämienmodell zurückzuführen. Im zweiten Zeitabschnitt, ab Januar 2021, steigerte sich der jährliche Zubau auf ca. 7 GW in 2021 und ca. 7,7 GW in 2022. Dabei zeigt sich eine steigende Relevanz von Anlagen in der sonstigen Direktvermarktung. Diese Entwicklung ist hauptsächlich auf zwei Ursachen zurückzuführen: Zum einen erreichten im Dezember 2020 die ersten Anlagen das Ende ihrer 20-jährigen Förderdauer und wurden danach größtenteils in der ungeförderten Direktvermarktung weiterbetrieben. Zum anderen machten hohe Börsenstrompreise oberhalb der anzulegenden Werte die sonstige Direktvermarktung attraktiver, auch weil hier zusätzlich zu den Vermarktungserlösen auch Einnahmen durch Herkunftsnachweiszertifikate generiert werden können.

Abbildung 10: Entwicklung der installierten Leistung in den Vermarktungsformen Marktprämienmodell und sonstige Direktvermarktung



Quelle: Öko-Institut, basierend auf netztransparenz.de

Die Leistungssprünge zum Jahresbeginn in der sonstigen Direktvermarktung wurden primär durch Windenergieanlagen an Land verursacht (vgl. Abb. 10). Dies sind hauptsächlich Anlagen, die nach 20 Jahren das Ende ihrer Förderperiode erreicht haben und aus der Marktprämie heraus in die sonstige Direktvermarktung gewechselt sind. Zum anderen trat ab dem vierten Quartal 2021 ein unterjähriger Zubau und Wechsel von PV-Anlagen aus anderen Vergütungsformen auf.[21] Zum Ende des Jahres 2022 machte die sonstige Direktvermarktung einen Anteil von 12,5 % an der Direktvermarktung aus. Auf Photovoltaik und Windenergie an Land entfallen die größten Anteile, sowohl im Marktprämienmodell als auch in der sonstigen Direktvermarktung. Hierbei erlangten PV-Anlagen im Marktprämienmodell eine steigende Relevanz. Ihr Anteil stieg von 14 % im Januar 2018 auf 25 % im Dezember 2022. Seit dem Jahr 2022 finden sich auch Offshore-Anlagen in der sonstigen Direktvermarktung.

System- und Netzintegration

Die Veränderung der Erzeugungsstruktur des Stromsystems hin zu dargebotsabhängigen erneuerbaren Energien stellt einen tiefgreifenden Systemwandel dar, von dem auch die Erbringung von Systemdienstleistungen sowie die erforderlichen Maßnahmen zur Gewährleistung der Systemstabilität für einen sicheren Betrieb des Stromnetzes betroffen sind.[22] So werden z. B. durch das Ausscheiden der konventionellen fossil betriebenen Kraftwerke auch deren inhärente stabilisierende Eigenschaften nicht mehr verfügbar sein. Die aus diesem Systemwandel resultierenden Fragestellungen und die übergeordnete Frage, wie ein sicherer und robuster Betrieb des Stromsystems auch mit 100 % erneuerbaren Energien möglich ist, sind Gegenstand der im Koalitionsvertrag vereinbarten und im Dezember 2023 von der Bundesregierung verabschiedeten „Roadmap Systemstabilität“ und werden deshalb hier nicht weiter behandelt. Die Roadmap zeigt einen Fahrplan zur Erreichung eines sicheren und robusten Systembetriebs mit 100 % erneuerbaren Energien auf.

21 Details zum Wechselverhalten in die sonstige Direktvermarktung können in den Monitoringberichten zur Direktvermarktung für die Jahre 2021 und 2022 nachgelesen werden: https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/Berichte/monitoring-der-direktvermarktung-jahresbericht-2021-und-ausblick-2022.html; https://www.energybrainpool.com/de/downloads.

22 Vgl. umfassend zum aktuellen Stand der Systemdienstleistungen Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt (2023), *Monitoringbericht 2022 von Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt,* S. 218ff., https://data.bundesnetzagentur.de/Bundesnetzagentur/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/monitoringberichtenergie2022.pdf.

6. Ausbaukosten der erneuerbaren Energien und ihrer Markt-, Netz- und Systemintegration

Der Finanzierungsbedarf für erneuerbare Energien stieg in den Jahren 2018 – 2020 um ca. 20 % von 23,6 auf 28,6 Mrd. €/a an. In den beiden darauffolgenden Jahren sank er hingegen stark ab und erreichte im Jahr 2022 mit 3,8 Mrd. €/a den niedrigsten Wert seit 2003. Diese Entwicklung ist in engem Zusammenhang mit der Entwicklung der Strompreise zu sehen. Der starke Anstieg des Preisniveaus im Jahr 2021 und besonders im Jahr 2022 führte zu einem Anstieg der Marktwerte auch erneuerbar erzeugten Stroms und somit zu einem Absinken des Finanzierungsbedarfs.

Gleichzeitig stieg die erneuerbar erzeugte und geförderte Strommenge in dem betrachteten Zeitraum leicht an. Über alle Vermarktungsformen hinweg war ein Zuwachs um ca. 10 % von 195 TWh/a im Jahr 2018 auf 220 TWh/a im Jahr 2022 zu beobachten. Aufgrund der oben diskutierten Entwicklungen sank der durchschnittliche Fördersatz im betrachteten Zeitraum von 12,2 ct/kWh im Jahr 2018 auf 1,7 ct/kWh im Jahr 2022.

Die hier konstatierten Preisentwicklungen stellen jedoch keinen Trend dar, dessen Fortsetzung im Jahr 2023 und den folgenden Jahren wahrscheinlich ist. Bereits in den ersten beiden Quartalen des Jahres 2023 ist der Strompreis gegenüber 2022 wieder deutlich gesunken.

In 2022 entfiel mit ca. 40 % der größte Anteil der Förderkosten auf Solare Strahlungsenergie, gefolgt von Biomasse und Windenergie an Land (jeweils ca. 20 – 25 %) und Windenergie auf See (10 – 15 %). Die Förderung der verbleibenden Energieträger (Wasserkraft, Geothermie sowie Deponie-, Klär- und Grubengase) trugen nur in sehr kleinem Maße zum gesamten Förderbedarf bei.

Um die steigenden Energiepreise abzufedern, hat die Bundesregierung die EEG-Umlage zum 1. Juli 2022 zunächst auf null gesenkt und zum 1. Januar 2023 mit Inkrafttreten des Energiefinanzierungsgesetzes (EnFG) vollständig abgeschafft. Damit wurde die EEG-Förderung über den Strompreis beendet. Der Finanzierungsbedarf für die erneuerbaren Energien wird künftig aus Haushaltsmitteln des Bundes finanziert. Dies entlastet private Haushalte und die Wirtschaft.

7. Erfahrungen mit der finanziellen Beteiligung der Kommunen nach § 6 EEG 2023

Das Instrument der finanziellen Beteiligung wurde auf Bundesebene erstmals mit dem EEG 2021 eingeführt und galt zunächst nur für neu errichtete Windenergieanlagen an Land. Mit dem EEG 2023 wurde die Regelung auf PV-Freiflächenanlagen sowie auf Bestandsanlagen erweitert. Ziel der Regelung ist es, die Akzeptanz bei Kommunen sowie bei Bürgerinnen und Bürgern für Windenergieanlagen und PV-Freiflächenanlagen vor Ort zu stärken. Wenn Gemeinden finanziell von der Errichtung und dem Betrieb der Anlagen profitieren, besteht ein erhöhter Anreiz, Genehmigungen zeitnah zu erteilen und Bebauungspläne zügig aufzustellen. Bürgerinnen und Bürger profitieren von zusätzlichen Investitionen der Kommunen, die hierdurch ermöglicht werden.

Nach § 6 EEG 2023 sollen Betreiber von Windenergieanlagen an Land und PV-Freiflächenanlagen die betroffenen Gemeinden in Höhe von 0,2 ct/kWh finanziell beteiligen. Bei Freiflächenanlagen dürfen die betroffenen Kommunen den Abschluss der Vereinbarungen davon abhängig machen, dass der Betreiber ein Konzept, das fachlichen Kriterien für die naturschutzverträgliche Gestaltung von Freiflächenanlagen entspricht, vorgelegt oder nachgewiesen hat, dass die Umsetzung dieser Kriterien nicht möglich ist.

Betroffene Gemeinden sind bei Windenergieanlagen an Land jene Gemeinden, deren Gemeindegebiet sich zumindest teilweise innerhalb eines um die Windenergieanlage gelegenen Umkreises von 2,5 km um die Turmmitte der Windenergieanlage befindet. Bei PV-Freiflächenanlagen gelten Gemeinden als betroffen, auf deren Gemeindegebiet sich die Freiflächenanlagen befinden. Die finanzielle Beteiligung steht dabei allen Anlagenbetreibern offen, unabhängig davon, ob sie eine Förderung nach dem EEG in Anspruch nehmen. Über den Netzbetreiber erhalten die Anlagenbetreiber eine Erstattung der an die Gemeinden geleisteten Beträge – allerdings nur für die Stunden, in denen sie tatsächlich eine Förderung nach dem EEG in Anspruch genommen haben. Anlagenbetreiber, die grundsätzlich keine Förderung erhalten, weil die Anlage beispielsweise über ein langfristiges Power-Purchase-Agreement (PPA) finanziert wird, erhalten diese Erstattung daher nicht. Gleiches gilt für Anlagenbetreiber, die zwar grundsätzlich eine Förderung erhalten können, aber sich (vorübergehend) entschieden haben, den Strom im Wege der ungeförderten, sonstigen Direktvermarktung zu veräußern.

Zwar wurde § 6 EEG mit dem EEG 2023 als Sollvorschrift ausgestaltet. Damit hat der Gesetzgeber seinen Willen zum Ausdruck gebracht, dass die finanzielle Beteiligung zum Regelfall werden soll. Allerdings handelt es sich hierbei nicht um eine gesetzliche Verpflichtung. Die Anlagenbetreiber haben weiterhin die Wahl, ob sie von der finanziellen Beteiligung Gebrauch machen.

Eine bundesrechtlich verpflichtende Ausgestaltung der finanziellen Beteiligung der Kommunen nach § 6 EEG wurde bisher vor allem aufgrund erheblicher finanzverfassungsrechtlicher Bedenken abgelehnt.

Das EEG enthält in § 22b (6) zugleich eine Öffnungsklausel, nach der die Länder weitergehende Bestimmungen zur Bürgerbeteiligung an Windenergie- und PV-Anlagen und zur Steigerung der Akzeptanz für den Bau von neuen Anlagen erlassen können, wovon sie in unterschiedlichem Maße Gebrauch machen.

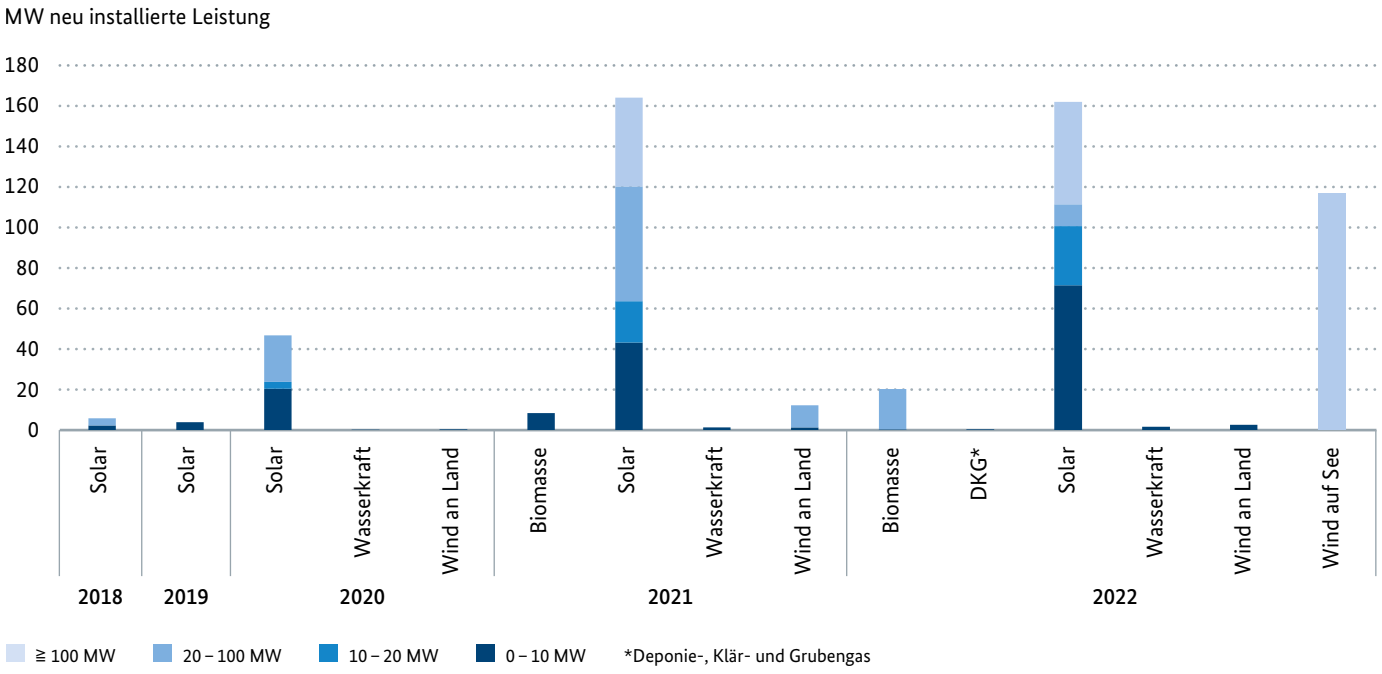
Aufgrund der Realisierungsdauer von Windenergieanlagen und dem Umstand, dass die Regelung für Bestandsanlagen erst seit Jahresbeginn in Kraft ist, liegen bislang keine quantitativen Auswertungen seitens der Netzbetreiber zur Nutzung der Regelung vor. Eine erste systematische Evaluierung ist im Jahr 2024 durch die FA Wind vorgesehen. Daher werden Erfahrungen mit der finanziellen Beteiligung erst zum nächsten Berichtsdatum vorliegen. Der Bericht der FA Wind wird jedoch bereits nach Abschluss der Evaluierung im Jahr 2024 veröffentlicht.

8. Ausbau der erneuerbaren Energien ohne Förderung nach EEG

Der Ausbau erneuerbarer Energien erfolgte in den Jahren 2018 bis 2022 zum Großteil über EEG-Fördermodelle wie das Marktprämienmodell oder die Festvergütung. Insgesamt wurden in diesem Zeitraum rund 550 MW an Neuanlagen von Beginn an über die förderfreie, sonstige Direktvermarktung vermarktet (vgl. Abb. 11). Bezogen auf den gesamten EE-Zubau von 35,7 GW ergibt sich so ein Anteil von 1,5 % förderfreien Zubaus im Betrachtungszeitraum. Im Zeitverlauf ergibt sich dabei ein steigender Trend. So stieg der Anteil des förderfreien EE-Zubaus von unter 0,1 % in 2018 auf 2,5 % in 2021 und 3,1 % in 2022. Die Gründe hierfür liegen im gestiegenen Strompreisniveau der Jahre 2021 und 2022 und der dadurch verbesserten Wirtschaftlichkeit von EE-Neuanlagen ohne Förderung. So konnten Anlagen in diesen Jahren zunehmend auch über PPAs finanziert werden.

Mit Blick auf die EE-Technologien wird deutlich, dass sich der förderfreie Zubau vorrangig auf die Solarenergie und seit 2022 die Windenergie auf See konzentriert. Im Bereich der Windenergie auf See handelt es sich dabei stets um Anlagen, deren Betreiber in der Ausschreibung im Rahmen des EEG-Marktprämienmodells mit einem Gebot von 0 ct/kWh bezuschlagt wurden. Die Anlagenbetreiber nahmen also an der EEG-Ausschreibung vorrangig zur Sicherung der Fläche und des Netzanschlusses teil, verzichteten aber auf einen Fördersatz in Erwartung ausreichend hoher Stromverkaufserlöse. Da für die Jahre nach 2022 die Ausschreibungsmengen durch die Novelle des WindSeeG stark angehoben wurden und weitere Windanlagen auf See mit Zuschlägen von 0 ct/kWh zu erwarten sind, ist hier von einer steigenden Entwicklung auszugehen.

Abbildung 11: Installierte Leistung der Neuanlagen, die jährlich neu über die sonstige Direktvermarktung vermarktet wurden, nach Größenklassen



Quelle: Auswertung des Öko-Instituts nach Marktstammdatenregister der BNetzA

Im Bereich der Solarenergie lässt sich der Zubau in der sonstigen Direktvermarktung grundsätzlich in zwei Kategorien aufteilen: Einerseits gibt es rein PPA-finanzierte Projekte, die aufgrund ihrer Größe oder der genutzten Fläche nicht an den EEG-Ausschreibungen teilnehmen können. Mit Blick auf die Größenklassen wurden im Betrachtungszeitraum einige regulatorische Veränderungen vorgenommen. So konnten bis Ende 2020 nur Solaranlagen (auf förderfähigen Flächen) mit einer Leistung bis einschließlich 10 MW an den Ausschreibungen teilnehmen. Mit dem EEG 2021 wurde diese Schwelle auf 20 MW erhöht, im EEG 2023 vorübergehend für das Jahr 2023 sogar auf 100 MW.

Auch Projekte, die sich aufgrund ihrer Größe und der genutzten Fläche für die Teilnahme an der EEG-Ausschreibung qualifizieren, können PPAs komplementär zur EEG-Förderung zur Finanzierung einsetzen. In der Regel wird dann der Zuschlag in der EEG-Ausschreibung zur Absicherung der Erlöse der späteren Betriebsjahre (bis zum 20. Jahr) genutzt, während die ersten Betriebsjahre über Fixpreis-PPA abgesichert werden. Insbesondere durch das gestiegene Strompreisniveau in 2021 und 2022 dürfte diese kombinierte Finanzierung an Dynamik gewonnen haben, da die neu in der sonstigen Direktvermarktung vermarktete Leistung von Solarneuanlagen unter 10 MW in diesen Jahren stark zugenommen hat. Auf Basis der vorliegenden Daten wird der Anteil der so finanzierten Solarparks am förderfreien Solarleistungszubau in 2018 – 2022 auf rund die Hälfte geschätzt. Jedoch kann dieser Zubau höchstens als teilweise förderfrei eingeordnet werden: Denn obwohl diese Anlagen in den ersten Betriebsjahren keine EEG-Förderung erhalten, spielt das Förderinstrument EEG bei der Finanzierung der späteren Betriebsjahre trotzdem eine entscheidende Rolle.

Die Frage, wie der ausreichende Ausbau und systemdienliche Betrieb von EE-Anlagen in einem THG-neutralen Stromsystem am effizientesten finanziert und abgesichert werden kann, ist Gegenstand von Diskussionen im Rahmen der sogenannten Plattform Klimaneutrales Stromsystem und daher nicht Bestandteil des vorliegenden Berichtes.[23]

Aktuell ist eine Fortsetzung der Vergütung nach Ablauf der Förderdauer von 20 Jahren nicht erforderlich. So bestehen verschiedene Vermarktungswege, die einen wirtschaftlichen Weiterbetrieb erlauben. Die Anlagen sind in der Regel vollständig abgeschrieben, sämtliches Fremdkapital getilgt und damit vergleichsweise geringe Betriebskosten zu erwarten. Neben dem Weiterbetrieb ergeben sich zudem wirtschaftliche Anreize durch Repowering, Modernisierung oder Nachrüstung, was je nach konkret vorliegendem Anlagentypus einen erneuten Förderanspruch ermöglicht.

Bei ausgeförderten Solaranlagen bis 100 kW übernimmt der Netzbetreiber die Direktvermarktung des Stroms. Die Erlöse werden abzüglich der Kosten für den Vermarktungsaufwand an die Anlagenbetreiber durchgeleitet. Eine Förderung des Stroms findet nicht statt.

Eine Ausnahme hierfür gilt lediglich für Biomasseanlagen, die eine 10-jährige Anschlussförderung erhalten können, wenn sie in den Ausschreibungen einen Zuschlag erhalten haben. Für Gülleklein-anlagen, deren ursprünglicher Zahlungsanspruch vor dem 01.01.2025 beendet ist, ist in den §§ 12a ff EEV ebenfalls eine 10-jährige Anschlussförderung geregelt.

23 Vgl. allgemein zur Plattform Klimaneutrales Stromsystem https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Dossier/plattform-klimaneutrales-stromsystem.html. Vgl. zur Diskussion über die künftige Finanzierung der erneuerbaren Energien den ersten Zwischenbericht; er findet sich unter https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/P-R/erster-bericht-ueber-die-arbeit-der-pkns.pdf?__blob=publicationFile&v=4, S. 29ff.

9. Biomasse: Wechselwirkungen und Konkurrenzen zu ihrer Nutzung im Verkehrs- und Wärmesektor

Biomasse ist eine wesentliche Säule der erneuerbaren Energien: 2022 wurden aus Biomasse rd. 266 TWh Energie gewonnen (davon 19 % Strom, 68 % Wärme, 13 % Biokraftstoffe).[24]

Die Anbaufläche für Energiepflanzen betrug rd. 2,3 Mio. ha, davon rd. 1,4 Mio. ha Energiepflanzen für Biogas, das im Wesentlichen zur Stromerzeugung genutzt wurde (rd. 30,5 TWh). Demgegenüber wurden feste Biomasse (10,3 TWh) und biogene Abfälle (5,6 Mrd. TWh) nur in deutlich geringerem Umfang zur Stromerzeugung verwendet.

Bei der Erzeugung von erneuerbarer Wärme dominiert die Biomasse mit rd. 85 %. Feste Biomasse/Holz liefert den weitaus größten Anteil an erneuerbarer Wärme (140,7 TWh), die jedoch nur zu einem geringen Teil aus Anbaubiomasse stammt (rd. 11.200 ha Festbrennstoffe, z. B. Miscanthus, Kurzumtriebsplantagen), der Rest entstammt der Waldbewirtschaftung (rd. 13,8 Mio. m^3 Energieholz). Flüssige Biobrennstoffe trugen 2,4 TWh, gasförmige Biomasse 22,4 TWh und biogener Abfall weitere 14,8 TWh zur Wärmeerzeugung bei.

Im Verkehr wurden rd. 41 TWh Energie aus erneuerbaren Quellen eingesetzt, davon etwa 6,1 TWh EE-Strom (+ 16 % ggü. 2021; + 1 % zum Gesamtenergieverbrauch im Verkehrssektor, Einsatz zu fast 90 % im Schienenverkehr). Die Menge der eingesetzten Biokraftstoffe stagnierte dagegen bei rd. 34 TWh, davon 24,8 TWh Biodiesel, rd. 9 TWh Bioethanol, rd. 1 TWh Biomethan und 0,02 TWh Pflanzenöl. Die Anbaufläche für Biodiesel und Bioethanol in Inland lag bei rd. 0,89 Mio. ha.

Bioenergie ist vielseitig und flexibel einsetzbar und kann sowohl im Hochtemperaturbereich (z. B. Prozessanwendungen in der Industrie) als auch als Ersatz für fossile Energieträger eingesetzt werden. Die Nutzung von Biomasse zur Energiegewinnung schneidet jedoch in Hinblick auf die Flächeneffizienz (in GWh nutzbare Energie je ha) viel schlechter ab als die Windkraft oder die Photovoltaik. Die Verwendung von Biomasse zur Energieerzeugung zieht deshalb einen großen Flächenbedarf nach sich, der in Konkurrenz zu alternativen Flächennutzungen steht, zum Beispiel der Lebensmittelproduktion. Die für die nachhaltige Erzeugung von Biomasse zur Verfügung stehenden Flächen sind begrenzt und werden – insbesondere bei zunehmenden klimatischen Herausforderungen und einer wachsenden Bevölkerung – primär der Erzeugung von Lebens- und Futtermitteln dienen müssen. Auch der zunehmende Bedarf an Biomasse zur stofflichen Nutzung, insbesondere als Ersatz fossiler Kohlenstoffquellen, wird die Konkurrenz um die verfügbare Biomasse zukünftig deutlich erhöhen.

24 Vgl. Umweltbundesamt (2023), Energiebereitstellung aus erneuerbaren Energieträgern 2022, https://www.umweltbundesamt.de/bild/energiebereitstellung-aus-erneuerbaren (Stand 09/2023, im Erscheinen).

Zur Erzeugung von Strom und Wärme wird angesichts der begrenzten Potenziale zukünftig eher weniger (Anbau-)Biomasse zur Verfügung stehen. Zudem ist mit Blick auf die energetische Biomassenutzung künftig auf eine Verschiebung der Biomassenutzung hin zu mehr Rest- und Abfallstoffen hinzuwirken. Im Energiesektor stehen grundsätzlich auch andere erneuerbare Technologien zur Verfügung, wie PV und Windenergie zur Stromerzeugung sowie (Groß-)Wärmepumpen, Solarthermie und Geothermie zur Wärmeerzeugung. Perspektivisch wird auch grüner Wasserstoff eine zentrale Rolle einnehmen. Biomasse sollte daher in der Energieerzeugung auf die Bereiche fokussiert werden, in denen absehbar keine technischen oder wirtschaftlichen Alternativen zur Verfügung stehen, bzw. als Rückfalloption für Spitzenlasten. Der fokussierte Einsatz von Bioenergie reduziert zudem die insbesondere bei der Verbrennung von Holz entstehenden hohen CO_2-Emissionen.

Die Transformation des Verkehrssektors umfasst sowohl die Implementierung neuer Mobilitätskonzepte als auch die Umstellung der bisherigen Technologien. Während der PKW- und große Teile des LKW-Verkehrs gut elektrifizierbar sind, stellen der Luft- und Seeverkehr sowie der Schwerlastverkehr auf der Langstrecke eine Herausforderung dar. Biobasierte Kraftstoffe (insb. aus Rest- und Abfallstoffen) können als Brückentechnologie zwar einen Beitrag zur Verbesserung der Klimabilanz im Verkehr erbringen, jedoch fossile Kraftstoffe nur zu einem geringen Anteil ersetzen. Durch die RED III wurde der Fokus der Biomasse für Biokraftstoffe auf Rest- und Abfallstoffe gesetzt, so dass sich die Nachfrage nach Biokraftstoffen aus Anbaubiomasse/Energiepflanzen möglicherweise reduzieren wird. Dies wird auch von der künftigen Entwicklung der CO_2-Preise abhängig sein. Die sich sukzessive verschärfende THG-Quote fördert zudem massiv die Nachfrage, so dass die Preise für Biomethan aus Rest- und Abfallstoffen aus dem Kraftstoffsektor zuletzt stark angestiegen sind, mit Auswirkungen auch auf die Biogasmärkte zur Energieerzeugung und die damit verbundene EEG-Förderung.

Die Rahmenbedingungen für eine nachhaltige Erzeugung und Nutzung der begrenzt verfügbaren Ressource Biomasse werden derzeit im Rahmen der Nationalen Biomassestrategie diskutiert.

10. Schlussfolgerungen und Ausblick

Der hier vorgelegte Erfahrungsbericht fasst die wichtigsten Ergebnisse insbesondere mit den Ausschreibungen für verschiedene erneuerbare Energieträger zusammen. Insgesamt lässt sich festhalten, dass das Ausschreibungssystem nach einigen, für eine derart erhebliche Systemumstellung nicht ungewöhnlichen Anlaufschwierigkeiten gut angenommen wurde.

So sind die bisherigen Ausschreibungen für PV-Freiflächenanlagen als erfolgreich einzustufen, ebenso wie die Ausschreibungen für Wind auf See und Wind an Land. Bei Solaranlagen des zweiten Segments (Dachanlagen) war zuletzt wieder eine Überzeichnung des gestiegenen Ausschreibungsvolumens zu beobachten. Mit dem höheren Höchstwert und der Zulassung von Eigenverbrauch wurde den Preissteigerungen Rechnung getragen, so dass größere Anreize zur Gebotsabgabe bestehen.

Bei Windenergie an Land waren die Ausschreibungen bislang über weite Strecken unterzeichnet. Es ist zu erwarten, dass die bereits gesetzlich umgesetzten Erleichterungen für Genehmigungsverfahren in Verbindung mit weiteren, in Umsetzung befindlichen Beschleunigungsmaßnahmen und den getroffenen Maßnahmen zur Ausweisung von mehr Flächen für Windprojekte zu einem deutlichen Aufwuchs der genehmigten Windprojekte und damit des Wettbewerbes und der Zuschlagsmengen in den kommenden Jahren führen. Hier sei auf die Ausführungen des jährlichen Monitoringberichtes zum Ausbau der erneuerbaren Energien im Strombereich nach § 98 Abs. 3 EEG und des jährlichen Fortschrittsberichtes Windenergie an Land nach § 99a EEG[25] sowie auf den Bericht des EEG-Kooperationsausschusses nach § 98 Abs. 2 hingewiesen.[26]

Die Ausschreibungen für die Windenergie auf See sind als großer Erfolg einzustufen. Ab den Ausschreibungen im zentralen Modell hat kein bezuschlagter Bieter mehr eine Förderung nachgefragt. Insbesondere zeigen auch die Ausschreibungen in 2023 nach dem novellierten WindSeeG die Effizienz sowie Attraktivität des Ausschreibungssystems und Marktes.

Als wesentlich für einen schnellen Ausbau der erneuerbaren Energien hat sich die Beschleunigung der Projektentwicklung und Projektumsetzung erwiesen. Im Bereich Windenergie wurde hier eine Vielzahl von Maßnahmen zur Flächenentwicklung, Planungs- und Genehmigungsbeschleunigung umgesetzt. Im Bereich der Solarenergie soll das Solarpaket I Hemmnisse und Bürokratie abbauen und weitere Impulse für einen Hochlauf des benötigten Zubaus geben. Der nächste Erfahrungsbericht ist gemäß § 99 EEG Ende 2027 vorzulegen. Herausforderungen und Hemmnisse werden fortlaufend identifiziert und bearbeitet. Die im Rahmen der Erstellung des Erfahrungsberichtes vom Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz im Einklang mit § 99 EEG beauftragten wissenschaftlichen Gutachten bilden hierfür unabhängig vom Veröffentlichungszeitpunkt des Erfahrungsberichtes eine wesentliche Quelle und werden in Kürze auf den Internetseiten des BMWK veröffentlicht.[27]

25 Im Erscheinen.
26 Vgl. https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/E/EEG-Kooperationsausschuss/2023/bericht-bund-laender-kooperationsausschuss-2023.pdf?__blob=publicationFile&v=10.
27 Vgl. Fn. 3.