

Unterrichtung

durch die Bundesregierung

Erfahrungsbericht zum Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG-Erfahrungsbericht)

Inhaltsverzeichnis

	Seite
1. Hintergrund	2
2. Stand und Entwicklung der erneuerbaren Energien im Stromsektor in Deutschland	3
Solarenergie.....	3
Windenergie an Land	4
Windenergie auf See	5
Biomasse	6
Wasserkraft.....	7
Geothermie.....	7
3. Vermiedene Emissionen und Einsparungen fossiler Energieträger und durch Einsatz erneuerbarer Energien	8
4. Marktintegration erneuerbarer Energien	10
5. Bisherige Erfahrungen mit der wettbewerblichen Ausschreibung der Förderhöhe	12
Solarenergie.....	12
Windenergie an Land	13
Windenergie auf See	15
Biomasse	16
Gemeinsame Ausschreibungen von Windenergieanlagen an Land und Solaranlagen	17
Grenzüberschreitende Ausschreibungen	18
6. Verteilung der Ausbaurkosten und Entwicklung der EEG-Umlage/ Besondere Ausgleichsregelung und Eigenverbrauch	19
Abkürzungsverzeichnis	20

Vorabfassung - wird durch die endgültige Fassung ersetzt.

1. Hintergrund

Die Rahmenbedingungen für die Energiewende haben sich in den letzten Jahren erheblich verändert. Die Reformen in den vergangenen Jahren im Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG 2017), im Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG) und im Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) haben wesentlich dazu beigetragen, dass die Energiewende für alle Beteiligten planbarer und kosteneffizienter geworden ist.

Die Einführung von Ausschreibungen im EEG zur Bestimmung der Förderhöhe für große Solaranlagen (> 750 Kilowatt), Windenergie an Land, Windenergie auf See und Biomasse markiert den wohl umfassendsten und grundsätzlichsten Systemwechsel innerhalb der Fördersystematik des EEG. Für weiterführende Erfahrungen und Schlussfolgerungen müssen die Wirkungen des neuen Instruments noch weiter beobachtet und evaluiert werden, bevor Handlungsempfehlungen abgegeben werden können. Dies gilt insbesondere für die Realisierung der bezuschlagten Projekte im Hinblick auf das Erreichen der EEG-Ausbauziele und Klimaschutzziele.

Die bisherigen Erfahrungen mit Ausschreibungen sind positiv zu beurteilen. Einen Sonderfall bildet hier die Bürgerenergieregulierung. Die als Ausnahme gedachten Ausschreibungsbedingungen für Bürgerenergiegesellschaften entwickelten sich zum Regelfall mit möglicherweise negativen Auswirkungen auf die Realisierungswahrscheinlichkeit und den Zubau von Windenergieanlagen an Land in den Jahren 2019 und 2020 sowie insbesondere die Erreichung des nationalen Klimaschutzziels für 2020.

Die Realisierungsraten der Projekte aus den ersten vier Ausschreibungen der Pilotphase der Freiflächen-Ausschreibungsverordnung (FFAV) für PV-Freiflächenanlagen sind positiv zu bewerten. Im Mittel liegen diese bei gut 95 Prozent. Auch die Marktintegration insbesondere über das

Instrument der gleitenden Marktprämie konnte in den letzten Jahren gestärkt werden. Der Kostenanstieg bei der EEG-Umlage wurde begrenzt, ebenso wie die Kosten für die Privilegien für Letztverbraucher im Rahmen der Besonderen Ausgleichsregelung.

Im Folgenden werden der Stand und die wichtigsten Entwicklungen der vergangenen Jahre bei den erneuerbaren Energien als EEG-Erfahrungsbericht zusammengefasst. Hierzu greift der Bericht einerseits auf frei verfügbare Informationen der Bundesnetzagentur¹ oder der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien – Statistik (AGEE-Stat) beim Umweltbundesamt² zurück. Darüber hinaus hat das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) eine Reihe von Vorhaben beauftragt, die dem kontinuierlichen Monitoring sowie der Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung des Erfahrungsberichtes dienen. Die Ergebnisse sind in den vorliegenden Bericht eingeflossen. Die wissenschaftliche Zwischenberichte der beauftragten Vorhaben wurden ergänzend zu diesem Bericht auf dem Themenportal Erneuerbare Energien des BMWi veröffentlicht.



WEITERE INFORMATIONEN

www.bmwi.de
www.erneuerbare-energien.de

1 <https://www.bundesnetzagentur.de>

2 https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/376/publikationen/180315_uba_hg_einzahlen_2018_bf.pdf

2. Stand und Entwicklung der erneuerbaren Energien im Stromsektor in Deutschland

Der Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch stieg im Jahr 2017 auf 36,2 Prozent. Dies ist der bislang stärkste Anstieg innerhalb eines Jahres. Gründe für diese Entwicklung sind einerseits der kräftige Zubau bei der Windenergie an Land und auf See sowie andererseits die deutlich besseren Windverhältnisse als im Jahr davor.

Insgesamt wurden im Jahr 2017 Anlagen mit einer installierten Leistung von 8,3 Gigawatt (GW) netto zugebaut. Davon entfielen

- ▶ rund 5 GW auf Windenergie an Land,
- ▶ rund 1,3 GW auf Windenergie auf See,
- ▶ rund 1,7 GW auf Solarenergie sowie
- ▶ rund 25 Megawatt (MW) auf Biomasse.

Der Zubau von Anlagen bei Wasserkraft und Geothermie liegt im einstelligen MW-Bereich und ist damit vernachlässigbar.

Die insgesamt im Jahr 2017 aus erneuerbaren Energien erzeugte Strommenge lag mit 218 Terrawattstunden (TWh) deutlich über der Strommenge Ende des Jahres 2016 (189,7 TWh).



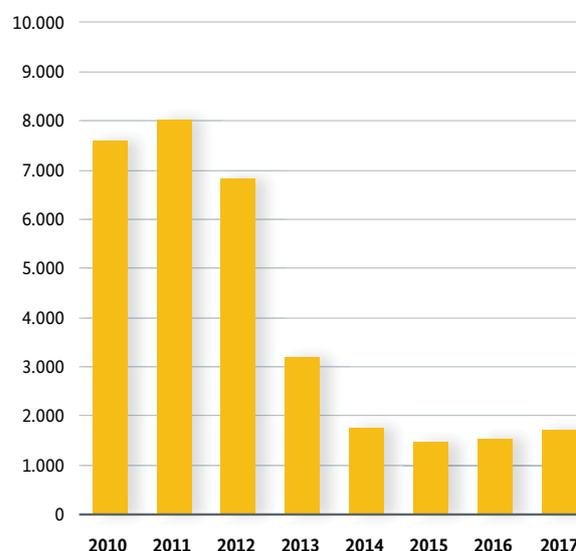
Solarenergie

Ende 2017 waren in Deutschland Solaranlagen mit insgesamt 42,5 GW installiert. Der Zubau lag im Jahr 2015 bei ca. 1,1 GW, im Jahr 2016 bei 1,5 GW und ist im Jahr 2017 weiter auf 1,7 GW angestiegen. Der Abwärtstrend beim Zubau seit 2011 setzt sich nach 2016 damit auch im Jahr 2017 nicht fort. Gleichwohl wird das im EEG definierte jährliche Ausbauziel von 2,5 GW das vierte Jahr in Folge nicht erreicht.

Im Jahr 2017 stieg die Stromerzeugung aus Solaranlagen auf rund 40 TWh an (2016: 38 TWh).

Gemessen am Anteil der gesamten Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien entspricht dies einem Anteil von 18,3 Prozent (6,6 Prozent am Bruttostromverbrauch).

Abbildung 1: Jährlicher Leistungszubau in MW, Solarenergie



Quelle: Fraunhofer IEE, IKEM, Fraunhofer ISI 2018: Wissenschaftlicher Gesamtbericht zur Vorbereitung und Begleitung des EEG-Erfahrungsberichts

Betrachtet man den Zubau nach Leistungsklassen, sind Vorzieheffekte erkennbar:

Im Juli und August 2015 wurden verstärkt Freiflächenanlagen aus dem Leistungssegment 500 bis 1.000 kW installiert, da im September im Zuge der Einführungen von Ausschreibungen der anzulegende Wert auf null reduziert wurde. Im Dezember 2015 wurden vermehrt Anlagen aus dem Leistungssegment 100 bis 500 kW zugebaut, um der ab 1. Januar 2016 geltenden Direktvermarktungspflicht für Anlagen ab 100 kW zu entgehen.

Ende 2016 wurde der Zubau von Dachanlagen mit über 750 kW forciert, die mit Inkrafttreten des EEG 2017 am 1. Januar 2017 am Ausschreibungssystem hätten teilnehmen müssen.

Windenergie an Land

Ende 2017 lag die installierte Leistung aus Windenergie an Land insgesamt bei rund 50 GW.

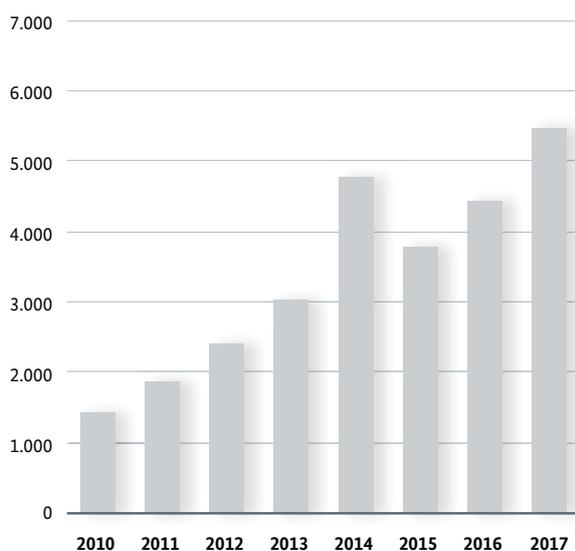
Der Bruttozubau belief sich

- ▶ im Jahr 2015 auf eine Leistung von 3,8 GW,
- ▶ im Jahr 2016 auf eine Leistung von 4,4 GW,
- ▶ im Jahr 2017 auf eine Leistung von 5,5 GW.

Die Anzahl der in 2017 neu zugebauten Anlagen liegt mit 1.775 zu 1.766 in 2014 dagegen nur knapp darüber, was aus der sich im Zeitverlauf steigernden Nennleistung der einzelnen Anlagen resultiert.

Bei einem Kapazitätsrückbau von insgesamt 179 MW (2015), 280 MW (2016) und 429 MW (2017) wurde der jährliche Ausbaupfad nach dem EEG 2014 von 2.500 MW (netto) und nach dem EEG 2017 von jährlich 2.800 MW (brutto) jeweils deutlich überschritten. Dies ging in den Jahren 2016 und 2017 mit einer durchgängig verstärkten Degression der anzulegenden Werte von 1,2 Prozent statt 0,4 Prozent jeweils zu Quartalsbeginn einher.

Abbildung 2: Jährlicher Leistungszubau in MW, Windenergie an Land seit 2010



Quelle: Fraunhofer IEE, IKEM, Fraunhofer ISI 2018: Wissenschaftlicher Gesamtbericht zur Vorbereitung und Begleitung des EEG-Erfahrungsberichts



Der starke Leistungszubau im Jahr 2017 und zum Ende des Jahres 2016 ließen im Zusammenspiel mit deutlich besseren Windverhältnissen als im Jahr 2016 die Stromerzeugung aus Windenergie an Land ansteigen. Im Jahr 2017 wurden fast 89 TWh (2016: rund 68 TWh) Strom aus Windenergie an Land erzeugt.

Gemessen am Anteil der gesamten Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien entspricht dies einem Anteil von 40,7 Prozent (14,7 Prozent am Bruttostromverbrauch).

Windenergie auf See

Bis Ende 2017 waren in Deutschland Windparks auf See mit einer Gesamtleistung von 5.387 MW installiert, davon 4.695 MW in der Nordsee und 692 MW in der Ostsee.

- ▶ Der größte Leistungszubau fand im Jahr 2015 statt, wo eine Leistung von ca. 1,8 GW innerhalb eines Jahres zugebaut wurde.
- ▶ In 2016 wurden 870 MW zugebaut.
- ▶ In 2017 lag der Zubau bei rund 1.200 MW, davon 845 MW in der Nordsee und 350 MW in der Ostsee.

Im EEG 2014 und EEG 2017 ist für 2020 als Ziel eine installierte Leistung von 6,5 GW (bzw. 7,7 GW Netzanbindungskapazität) und für 2030 von 15 GW installierte Leistung vorgegeben. Werden alle Projekte mit Netzanbindungskapazität realisiert, wird das Ziel für 2020 übertroffen, die installierte Leistung dürfte dann knapp über 7,5 GW betragen. Sie liegt damit aber noch innerhalb der maximal zu vergebenden Netzanbindungskapazität von 7,7 GW. Aufgrund der langen Vorlaufzeiten bei der Windenergie auf See greift die feste Mengensteuerung über Ausschreibungen erst für Inbetriebnahmen ab dem Jahr 2021. Die bereits im EEG 2014 vorgesehene Übergangsbestimmung für den Zubau bis 2020 sah u. a. auch aus Bestandsschutzgründen sowie Unsicherheiten bei der Realisierungsquote einen Puffer von zusätzlichen 1,2 GW auf 7,7 GW vor. Die über 6,5 GW hinausgehenden Mengen werden bei den Ausschreibungsvolumina bis 2030 gegengerechnet.

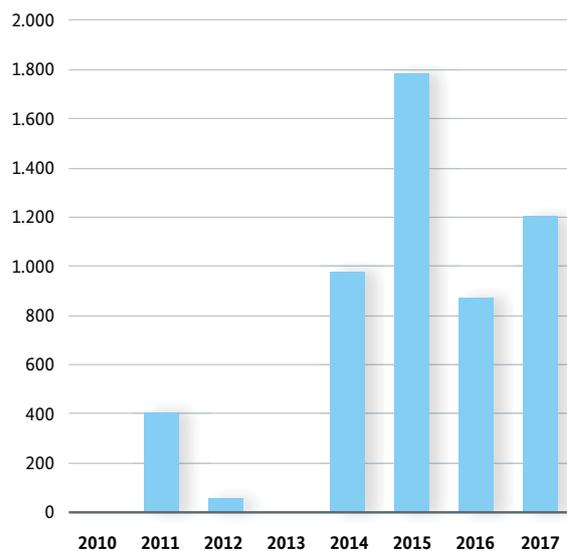
In der Zeit nach 2020 erfolgt der Zubau über Ausschreibungen. Im Rahmen der Übergangsphase wurden in den Jahren 2017 und 2018 in zwei Ausschreibungsrunden Offshore-Windparks mit einer Leistung von 3.100 MW ausgeschrieben. An diesen Ausschreibungen konnten sich weit fortgeschrittene Projekte in den Zonen 1 und 2 der Nordsee und in der Ostsee beteiligen. Diese Windparks werden im Zeitraum 2021 bis 2025 den Betrieb aufnehmen (siehe Kapitel 5, Windenergie auf See). Gleichzeitig erfolgt eine jährliche Mengensteuerung des Zubaus (2021 bis 2022 jeweils 500 MW, 2023 bis 2025 jeweils 700 MW). Davon ist für die Ostsee eine Mindestquote von 500 MW für die Jahre 2021 bis 2025 festgeschrieben. Ab dem Jahr 2026 ist eine jährliche Zubau-menge von 700 bis 900 MW vorgesehen. Die Ausschreibung erfolgt im Rahmen des zentralen Modells, in dem auf einer staatlich voruntersuchten Fläche die Bieter im Wettbewerb stehen. Bei aktueller Genehmigungs- und Realisierungslage sind im Jahre 2020 rund 30 TWh pro Jahr Stromerzeugung und bis 2030 rund 57 TWh pro Jahr Stromerzeugung zu erwarten.

Der Zubau der vergangenen Jahre sowie die günstigen Windverhältnisse führten auch bei der Windstromerzeugung auf See zu einem starken Anstieg. Sie erreichte rund 18 TWh und stieg damit um 46 Prozent gegenüber dem Vorjahr (2016: 12,3 TWh).

Gemessen am Anteil der gesamten Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien entspricht dies einem Anteil von gut 8 Prozent (3 Prozent am Bruttostromverbrauch).

Zusammen erzeugten Windenergie an Land und auf See im Jahr 2017 eine Strommenge von fast 107 TWh (Vorjahr rund 80 TWh). Dies ist fast die Hälfte der gesamten Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien. Der Anteil am deutschen Bruttostromverbrauch lag im Jahr 2017 bei 17,7 Prozent.

Abbildung 3: Jährlicher Leistungszubau in MW, Windenergie auf See seit 2010

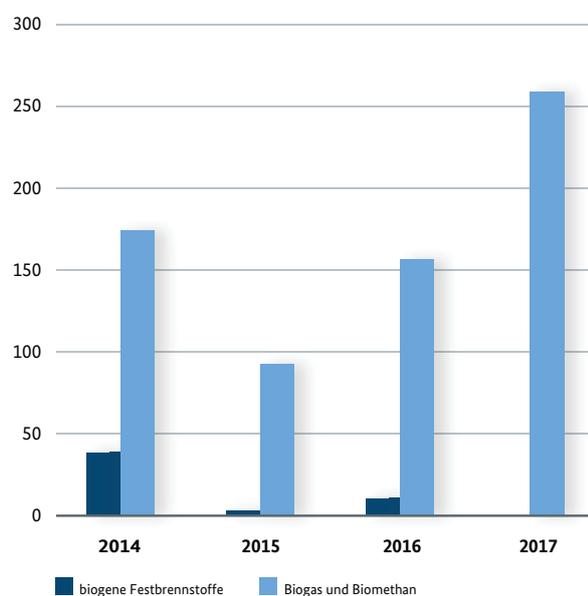


Quelle: Fraunhofer IEE, IKEM, Fraunhofer ISI 2018: Wissenschaftlicher Gesamtbericht zur Vorbereitung und Begleitung des EEG-Erfahrungsberichts

Biomasse

Ende 2017 waren in Deutschland Biomasseanlagen mit einer installierten Gesamtleistung von rund 7,6 GW installiert. Der Leistungszubau von Biogas- und Biomethananlagen lag im Jahr 2017 bei 260 MW. Davon entfallen 28 MW auf Neuanlagen und 232 MW auf Erweiterungen der installierten Kapazität bei bestehenden Anlagen.

Abbildung 4: Jährlicher Leistungszubau in MW, für biogene Festbrennstoffe sowie Biogas/Biomethan



Quelle: Fraunhofer IEE, IKEM, Fraunhofer ISI 2018: Wissenschaftlicher Gesamtbericht zur Vorbereitung und Begleitung des EEG-Erfahrungsberichts

Biogasanlagen mit biogenen Festbrennstoffen wurden 2017 nicht zugebaut. Im Hinblick auf die Installation von Neuanlagen wird das Ausbauziel von 100 MW im EEG unterschritten.

- ▶ Im Jahr 2014 (August bis einschließlich Dezember) wurden 44 Neuanlagen mit einer Leistung von 43 MW installiert.
- ▶ Im Jahr 2015 wurden 145 Anlagen mit einer Leistung von 33 MW hinzugemeldet.
- ▶ Im Jahr 2016 wurden 249 Anlagen mit einer Leistung von 31 MW hinzugemeldet und
- ▶ im Jahr 2017 wurden 155 Anlagen mit einer Leistung von 28 MW hinzugemeldet.

Die Stromerzeugung aus Biomasse einschließlich Klär- und Deponiegas sowie des erneuerbaren Anteils der Siedlungsabfälle lag im Jahr 2017 bei 51,4 TWh (2016: 50,9 TWh). Daran hatte Biogas (einschl. Biomethan) mit 32,5 TWh den größten Anteil.

Gemessen am Anteil der gesamten Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien entspricht dies einem Anteil von 23,6 Prozent (8,5 Prozent am Bruttostromverbrauch).



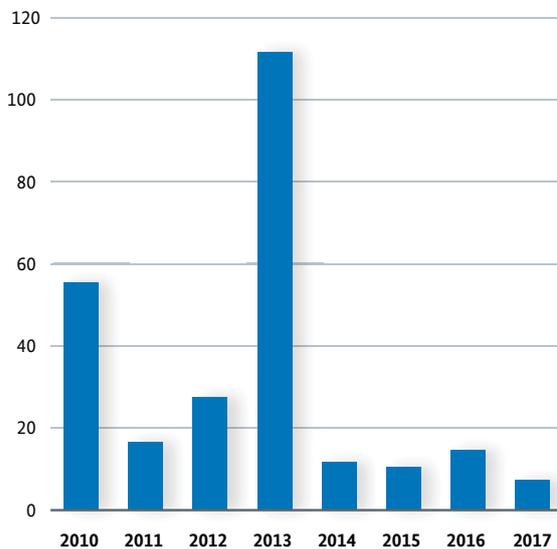
Wasserkraft

Ende 2017 waren unter Berücksichtigung von sieben Pumpspeicherkraftwerken mit natürlichem Zufluss 7.320 Wasserkraftanlagen mit einer Gesamtleistung von etwa 5,5 GW in Deutschland installiert. Von August 2014 bis Ende 2017 ist die installierte Leistung im Bereich der EEG-geförderten Wasserkraft um rund 35 MW angestiegen. Dies entspricht einem Zuwachs an der gesamten installierten Leistung von weniger als 1 Prozent.

- ▶ Davon entfielen etwa 2,9 MW auf das Restjahr 2014,
- ▶ etwa 10,7 MW auf das Jahr 2015,
- ▶ etwa 14,5 MW auf das Jahr 2016 und
- ▶ etwa 7,5 MW auf das Jahr 2017.



Abbildung 5: Jährlicher Leistungszubau in MW (netto, Neuinbetriebnahme, reaktivierte und ertüchtigte Anlagen), Wasserkraft seit 2010



Quelle: Fraunhofer IEE, IKEM, Fraunhofer ISI 2018: Wissenschaftlicher Gesamtbericht zur Vorbereitung und Begleitung des EEG-Erfahrungsberichts

Diese geringfügigen Leistungssteigerungen sind zu etwa 35 Prozent auf Neuinstallation bzw. Reaktivierungen und zu etwa 65 Prozent auf Leistungserhöhung von Bestandsanlagen zurückzuführen, die im Rahmen von Modernisierungen erreicht wurden. Insgesamt wurden seit August 2014 bis

Ende 2017 875 bestehende Anlagen modernisiert und 141 Anlagen neu gebaut bzw. reaktiviert.

Die Stromerzeugung aus Wasserkraft belief sich im Jahr 2016 auf rund 20 TWh und lag damit etwas unter dem Niveau des Vorjahres (rund 21 TWh).

Gemessen am Anteil der gesamten Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien entspricht dies einem Anteil von 3,4 Prozent am Bruttostromverbrauch. Trotz weitgehend konstant gebliebener installierter Gesamtleistung unterliegt die jährliche Wasserkrafterzeugung witterungsbedingt aufgrund unterschiedlicher Niederschläge und des Abflussverhaltens der Gewässer starken Schwankungen (von 2011 bis 2017 etwa von 17,5 TWh bis 22,5 TWh).

Geothermie

Die Geothermie spielt sowohl bei Zubau als auch bei der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien nur eine sehr geringe Rolle. Ende 2017 waren in Deutschland neun Geothermie-Anlagen mit einer installierten Leistung von rund 37,5 GW installiert. Hiermit wurden rund 155 GWh Strom produziert. Aktuell befindet sich ein weiteres Projekt in der Bohrphase. Im April 2017 konnte ein Vorhaben seine Bohrung erfolgreich abschließen. Ein Projekt in Rheinland-Pfalz wurde mit vorbereitender Öffentlichkeitsarbeit initiiert. Es wird allerdings mangels Akzeptanz aktuell nicht weiter vorangetrieben. Im Durchschnitt der letzten Jahre wird pro Jahr etwa ein Projekt realisiert.

3. Vermiedene Emissionen und Einsparungen fossiler Energieträger und durch Einsatz erneuerbarer Energien

Der Ausbau erneuerbarer Energien trägt wesentlich zur Erreichung der Klimaschutzziele bei. Im Jahr 2017 wurden Emissionen mit einem Treibhausgaspotenzial von insgesamt rund 180 Millionen Tonnen Kohlendioxid-Äquivalenten vermieden. Nach Berechnungen des Umweltbundesamtes entfielen auf den Stromsektor drei Viertel (118 Millionen Tonnen). Im Wärmebereich wurden rund 34 Millionen Tonnen und durch den Einsatz von Biokraftstoffen im Verkehrssektor rund 7 Millionen Tonnen Kohlendioxid-Äquivalente weniger emittiert (Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger unter Verwendung von Daten der AGEE-Stat, Stand 02/2018, vorläufige Werte für 2017).

Abbildung 6 stellt die Entwicklung der vermiedenen Treibhausgas-Emissionen durch die Nutzung erneuerbarer Energien für die Sektoren Strom, Wärme und Verkehr dar. Die größte Wachstumsdynamik geht hierbei von der erneuerbaren Stromerzeugung mit EEG-Vergütungsanspruch aus. So stiegen die vermiedenen Treibhausgas-Emissionen durch die Stromerzeugung mit EEG-Vergütungsanspruch von etwa 47 Millionen Tonnen im Jahr 2007 auf circa 120 Millionen Tonnen im Jahr 2017.

Abbildung 6: Vermiedene Treibhausgas-Emissionen durch die Bruttostromerzeugung aus erneuerbaren Energien

Jahr	Stromerzeugung mit EEG-Vergütungsanspruch	Stromerzeugung ohne EEG-Vergütungsanspruch	Endenergieverbrauch Wärme	Endenergieverbrauch Verkehr	Gesamt
in 1.000 Tonnen Kohlendioxid-Äquivalenten					
2007	47.032	19.383	24.619	8.518	99.552
2008	47.223	18.524	24.326	6.760	96.833
2009	50.005	17.033	27.340	5.991	100.369
2010	54.075	18.824	33.355	6.530	112.784
2011	72.073	17.862	32.867	6.460	129.262
2012	71.634	19.593	33.351	6.979	131.557
2013	75.660	20.567	33.457	6.423	136.107
2014	82.226	19.498	31.369	6.694	139.787
2015	99.177	19.510	32.582	6.297	157.566
2016	98.909	20.388	34.114	6.912	160.323
2017	118.187	19.645	33.770	7.008	178.610

Quelle: eigene Darstellung auf Basis UBA 2018

Abbildung 7: Vermiedene Treibhausgas-Emissionen durch die Bruttostromerzeugung aus erneuerbaren Energien

Jahr	Wasserkraft	Windkraft an Land	Windkraft auf See	Solarenergie	Biomasse	Geothermie	Gesamt
in 1.000 Tonnen Kohlendioxid-Äquivalenten							
2007	17.707	30.460	0	1.809	16.440	0	66.416
2008	16.013	29.088	0	2.969	17.666	10	65.746
2009	15.301	28.724	28	4.502	18.470	11	67.036
2010	16.742	27.835	128	7.988	20.189	16	72.898
2011	14.709	38.209	431	13.903	22.670	12	89.934
2012	16.862	34.139	497	16.387	23.328	14	91.227
2013	17.428	34.688	622	19.086	24.358	44	96.226
2014	14.790	38.029	993	22.113	25.745	54	101.724
2015	14.325	48.243	5.591	23.773	26.680	75	118.687
2016	15.508	45.115	8.283	23.387	26.905	99	119.297
2017	14.952	59.130	12.111	24.491	27.060	87	137.831

Quelle: eigene Darstellung auf Basis UBA 2018

Wie Abbildung 7 zeigt, waren hierbei insbesondere die Entwicklung der Windenergie (Anstieg von knapp 30 Millionen Tonnen), der Solarenergie (zusätzliche Vermeidung von gut 24 Millionen Tonnen) und der Biomasse (Steigerung von 16 Millionen Tonnen auf 27 Millionen Tonnen) maßgeblich. Im gleichen Zeitraum erhöhten sich die vermiedenen THG-Emissionen im Wärmesektor von gut 24 Millionen Tonnen auf rund 34 Millionen Tonnen. Etwa die Hälfte der zusätzlichen Emissionsvermeidung (ca. 6 Millionen Tonnen) geht auf die Wärmenutzung von biomassebasierten Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen mit EEG-Vergütungsanspruch zurück.

Die Berechnungen zur Emissionsvermeidung durch die Nutzung erneuerbarer Energien basieren auf einer Netto-Betrachtung. Dabei werden die durch die Endenergiebereitstellung aus erneuerbaren Energien verursachten Emissionen mit denen verrechnet, die durch die Substitution fossiler bzw. nuklearer Energieträger brutto vermieden werden. Vorgelagerte Prozessketten zur Gewinnung und Bereitstellung der Energieträger sowie für die Herstellung und den Betrieb der Anlagen (ohne Rückbau) werden dabei berücksichtigt.

Einsparung fossiler Energieträger

Abbildung 8 stellt die Einsparung fossiler Energieträger durch die Nutzung erneuerbarer Energien in den Bereichen Strom, Wärme und Verkehr im Jahr 2017 dar. Die Gesamteinsparung ist in den letzten Jahren kontinuierlich gestiegen. Da in Deutschland fossile, d. h. nicht erneuerbare, Energieträger wie Mineralöl, Erdgas und Steinkohle, zu einem hohen Anteil importiert werden, führen diese Einsparungen auch zu einer Senkung der deutschen Energieimporte. Als ressourcenarmes Land hat Deutschland im Jahr 2017 98 Prozent des Öls und 93 Prozent der Naturgas importiert. Energieimporte können je nach Herkunftsland mit Risiken verbunden sein. Diese umfassen sowohl Mengenrisiken (Ausfall eines Produzenten durch Katastrophe oder Krieg) als auch Preisrisiken in Form von unerwarteten Preisanstiegen. Erneuerbare Energien können diese Importabhängigkeiten reduzieren und die Energiesicherheit erhöhen.

Abbildung 8: Primärenergieeinsparung durch die Nutzung erneuerbarer Energieträger

	Braunkohle	Steinkohle	Erdgas	Mineralöl/ Heizöl	Dieselmotortreibstoff	Ottomotortreibstoff	Gesamt
Primärenergie (Mrd. kWh)							
Strom		306,5	146,0				452,5
Wärme	11,3	12,4	58,3	46,1	0,6		128,7
Verkehr			0,4		16,3	8,0	24,8
Gesamt	11,3	319,0	204,7	46,1	16,9	8,0	606,0
Primärenergie (PJ)							
Gesamt	40,8	1.148,2	737,0	165,8	60,9	28,9	2.181,8
das entspricht:	3,4 Mio. t	42,5 Mio. t	20.948 Mio. m ³	4.640 Mio. Liter	1.699 Mio. Liter	982 Mio. Liter	

4. Marktintegration erneuerbarer Energien

Seit der Einführung der verpflichtenden Direktvermarktung mit Förderung über die Marktprämie und der sonstigen Direktvermarktung werden die erneuerbaren Energien immer stärker in den Markt integriert. Die damit einhergehende technische Anbindung der Anlagen führt parallel zu einer verbesserten Systemintegration. Zudem wird die volle Bilanzkreisverantwortung für diese Anlagen wahrgenommen. Der Anteil der Anlagen, deren Betreiber eine Einspeisevergütung (auch in Form der Ausfallvergütung) erhalten, ist aktuell gering. Erkennbar ist, dass die Herabsetzung der Direktvermarktungsschwelle im Jahr 2016 für Anlagen zwischen 100 und 500 kW mit Herausforderungen verbunden war. Im Jahr 2017 verstärkte sich der Zubau im Segment ab 100 kW aber bereits wieder. Auch der Anteil dieses Segments in der Ausfallvergütung ist zurückgegangen.

EEG-förderfähiger Strom aus Anlagen über 100 kW, die nach dem 31. Dezember 2015 in Betrieb genommen worden sind bzw. werden, ist im Regelfall in der geförderten Direktvermarktung zu veräußern. Anlagen mit einer Nennleistung bis 100 kW dürfen weiterhin die Einspeisevergütung beanspruchen. Außerdem ist die Veräußerung des EE-Stroms in der sonstigen Direktvermarktung möglich, die allerdings keinen EEG-Zahlungsanspruch begründet. In Ausnahmesituationen kommt für Anlagen (> 100 kW) die Ausfallvergütung für drei Monate in Folge und höchstens sechs Monate pro Jahr in Betracht. Folge der Teilnahme der Anlagen an der geförderten oder sonstigen Direktvermarktung ist, dass sie insbesondere Bilanzkreisverantwortung tragen.

Der Vermarktungsanteil der installierten Leistung in der geförderten und sonstigen Direktvermarktung liegt mittlerweile (Stand Dezember 2017) bei über 63 Prozent.

Die in der geförderten und sonstigen Direktvermarktung veräußerte Gesamtstrommenge steigt seit 2012 stetig an. Das kann einerseits auf das schrittweise Absinken der Grenzwerte für die Direktvermarktungspflicht und andererseits auf den Wechsel von Bestandsanlagen in diese Veräußerungsform zurückgeführt werden. Die Mengen sind spartenspezifisch und im Zeitverlauf von 2012 bis 2017 auf gut 142.000 GWh angestiegen. Dies entspricht einem Anteil von 75 Prozent der in 2017 insgesamt im EEG vermarkteten Strommengen (ca. 188.000 GWh).

Abbildung 9: Energiemengen in GWh in der geförderten und sonstigen Direktvermarktung von 2014 bis 2017

	2014	2015	2016	2017
Wasser	3.214	2.903	3.280	3.700
Deponie/Klär/ Grubengas	1.022	906	1.038	1.200
Biomasse	25.499	29.475	31.197	31.500
Geothermie	45	53	157	180
Wind an Land	48.978	64.242	62.045	80.400
Wind auf See	1.299	8.140	12.092	17.400
Solarenergie	5.453	6.560	7.791	8.300
Gesamt	85.510	112.279	117.600	142.680

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis Fraunhofer IEE, IKEM, Fraunhofer ISI 2018

Die Entwicklung der Anlagenleistung in der geförderten Direktvermarktung verhält sich ebenso und liegt im Dezember 2017 bei insgesamt 68.099 MW.

Hiervon macht die Windenergie an Land mit 46.630 MW den größten Anteil aus.

Es folgen Solarenergie mit 9.779 MW und Biomasse mit 5.456 MW.

Während ersten Schätzungen zufolge im Jahr 2017 Windenergie fast vollständig, Strom aus Biomasse zu ca. 74 Prozent, vom EEG erfasste Wasserkraft ca. 50 Prozent und die sonstigen Energieträger zu 70 bis 90 Prozent direktvermarktet werden, kommt Solarenergie mittlerweile auf einen Anteil von über 20 Prozent. Dieser Anteil setzt sich weit überwiegend aus Solaranlagen mit einer Leistung über 1.000 kW zusammen. Ca. 5.700 MW installierter Solaranlagen-Leistung in der Direktvermarktung können dem Anlagensegment 2 bis 10 MW zugeordnet werden, das entspricht einem Anteil von knapp 60 Prozent; das Anlagensegment kleiner 1 MW trägt mit rund 1.400 MW bzw. zu knapp 15 Prozent installierter Leistung zur direkt vermarkteten Solaranlagen-Leistung bei. Das Anlagensegment 100 bis 500 kW nimmt nur mit einem geringen Anteil teil und wurde in den Jahren 2015 und 2016 auch deutlich weniger zugebaut, wobei sich der Zubau 2017 wieder erholt hat.

Da die Vorhaltung technischer Einrichtungen zur Fernsteuerbarkeit der Anlagen anspruchsbegründende Voraussetzung der Marktprämie ist, hat sich außerdem die Fernsteuerbarkeit und die Erfassung der aktuellen Erzeugung der Anlagen verbessert.

Die Wirtschaftlichkeit der Direktvermarktung wird aus Sicht der Direktvermarkter insbesondere von den Ausgleichsenergiekosten und damit von der Prognosegenauigkeit bei Wetter-, Last- und Börsenstrompreisentwicklung und der Fernsteuerungsfähigkeit der Anlagen beeinflusst. Für die flexible Fahrweise der steuerbaren Biogasanlagen können so situativ passende Fahrpläne aufgestellt und die Reaktionsfähigkeit hinsichtlich drohender negativer Preissituationen optimiert werden. Überdies kann durch Vertragsgestaltung z. B. der Verwaltungsaufwand und die (zunehmend standortabhängige) Tarifgestaltung beeinflusst werden. Seit der Einführung der Direktvermarktung hat sich eine große Akteursvielfalt bei den Direktvermarktern entwickelt, die mittlerweile erste Konsolidierungstendenzen zeigt. Insgesamt sind ca. 20 größere Direktvermarktungsakteure aktiv, die ein Portfolio im Gigawattbereich bewirtschaften.

Die reduzierte Ausfallvergütung kann zeitlich eingeschränkt beansprucht werden, wenn der Strom nicht (durch einen Direktvermarkter) direktvermarktet werden kann. Da sie wirtschaftlich vergleichsweise unattraktiv ist, wird sie insgesamt wenig beansprucht.

Im Dezember 2017 nutzten fünf Wind- und 87 Solaranlagen mit insgesamt 37 MW die Ausfallvergütung. In 2016 machte Leistung aus Windenergie an Land mit 67 Prozent den größten Anteil aus.

Im ersten Halbjahr 2017 waren es dagegen Solaranlagen mit 66 Prozent (durchschnittlich 20 MW).

Das Leistungssegment zwischen 100 und 500 MW ist spartenübergreifend die am meisten vertretene Anlagenklasse in dieser Vergütungsform.

Die Regelung des § 51 EEG 2017 zu negativen Preisen adressiert (zusammengefasste) Anlagen mit Inbetriebnahmedatum ab 1. Januar 2016 allgemein ab 500 kW. Auf Windenergieanlagen ist § 51 EEG 2017 erst ab 3 MW anwendbar. Treten an mindestens sechs aufeinanderfolgenden Stunden negative Börsenstrompreise auf, entfällt nach § 51 EEG 2017 der EEG-Zahlungsanspruch für diese Anlagen. Die betroffene Anlagenleistung liegt bei ca. 9.200 MW im Jahr 2017.

Der Erlösausfall für diese Anlagen wird 2017 auf ca. 2 bis 3 Prozent des Jahreserlöses geschätzt.

Die Anzahl der für § 51 EEG 2017 relevanten Stunden ist, verglichen mit dem Jahr 2016 mit 55 (von insgesamt 97) Stunden, im Jahr 2017 zwar auf 88 (von insgesamt 146) Stunden angestiegen.

Der Anstieg um 33 Stunden (knapp 60 Prozent) kann auf das relativ schwache Windjahr 2016 zurückgeführt werden, da die Strommengen aus Windenergie einen hohen Einfluss auf negative Preise haben.

Abbildung 10: Anzahl von Stunden und Perioden mit negativen Preisen im Zeitverlauf

		2013	2014	2015	2016	2017
Anzahl Stunden	< 6h	47	27	70	42	58
	min.d 6h	17	37	56	55	88
	Gesamtsumme der Stunden	64	64	126	97	146
Anzahl Perioden	< 6h	19	11	24	20	19
	mind. 6h	2	5	7	7	8

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis Fraunhofer IEE, IKEM, Fraunhofer ISI 2018

Im Vergleich zur Zubauentwicklung ist die Zunahme aber moderat, was mit einer weiter wachsenden Flexibilität des Gesamtsystems erklärt werden kann, die sich u. a. an einer niedrigeren Mindestleistung des konventionellen Kraftwerksparks zeigt. Deutlich wird auch in 2017, dass die Ereignisse nicht mehr allein von der Wind-, sondern auch von der Solarenergie beeinflusst werden. Die Ereignisse treten insbesondere deswegen mittlerweile ganzjährig und zu Zeiten auf, die sich durch eine verringerte Stromnachfrage auszeichnen. Das ist üblicherweise in den Nachtstunden bzw. an Wochenend- und Feiertagen der Fall.

In der sonstigen Direktvermarktung ist in 2017 vornehmlich Wasserkraft vermarktet worden. In sehr begrenztem Umfang waren auch einige Solar- und Windenergieanlagen dieser Vermarktungsform zugeordnet. Der Umfang der installierten Leistung ist mit durchgehend deutlich weniger als 200 MW in 2017 sehr gering. Die auf diesem Wege veräußerten Strommengen belaufen sich auf insgesamt 700 GWh in 2017. Die Anlagenleistung liegt typischerweise zwischen 250 kW und 2 MW.

Die durch die ÜNB vermarkteten Strommengen, für die die Einspeisevergütung beansprucht wurde, sind von 49.564 GWh in 2015 auf 43.880 GWh in 2016 zurückgegangen. Im Jahr 2017 stieg die Menge aufgrund des guten Windjahres und der Zunahme bei kleinen Solaranlagen auf 45.334 GWh an.

5. Bisherige Erfahrungen mit der wettbewerblichen Ausschreibung der Förderhöhe

Mit dem EEG 2017 wurde die Ermittlung der Förderhöhe für große Solaranlagen (> 750 MW), Windenergie an Land und auf See sowie für Biomasse auf Ausschreibungen umgestellt. Dies war der bisher größte und weitreichendste Systemwechsel bei der Förderung erneuerbarer Energien seit der Einführung des EEG im Jahr 2000. Bei der Entwicklung des Ausschreibungsdesigns wurden den unterschiedlichen Marktbedingungen und technologischen Anforderungen der jeweiligen Energieträger ausdrücklich Rechnung getragen. Das Ausschreibungsdesign ist das Ergebnis eines langen Diskussions- und Arbeitsprozesses in Wissenschaft, Verwaltung und Politik. Das System der Ausschreibungen wurde in einem ersten Schritt im EEG 2014 für Solar-Freiflächenanlagen erprobt (sechs Pilotausschreibungen nach der Freiflächenausschreibungsverordnung (FFAV) vom April 2015 bis Dezember 2016). Aus diesem Grund liegen für die Solarenergie von allen ausgeschriebenen Technologien die meisten Erfahrungen vor.

Solarenergie

Bisher waren alle Ausschreibungsrunden von einem hohen Wettbewerbsniveau gekennzeichnet. In allen Runden wurden deutlich mehr Gebote eingereicht, als jeweils an Menge ausgeschrieben wurden. In der Folge ist der durchschnittliche Zuschlagspreis von der ersten Ausschreibungsrunde im April 2015 von 9,17 Cent pro Kilowattstunde (ct/kWh) um gut 50 Prozent auf 4,33 ct/kWh in der Ausschreibungsrunde vom Februar des Jahres 2018 gesunken. Das niedrigste bezuschlagte Gebot lag im Februar 2018 bei 3,86 ct/kWh im Gegensatz zu 6,00 ct/kWh im Februar 2017 und 8,48 ct/kWh im April 2015. Die bezuschlagten Gebote weisen bis Juni 2017 mit leichten Schwankungen im Mittel ungefähr gleichbleibende Anlagengrößen auf, die sich zwischen 5,3 MW und 6,3 MW bewegen. Im Oktober 2017 wurde eine mittlere bezuschlagte Gebotsgröße von 11,1 MW erreicht. In dieser Ausschreibungsrunde wurde erstmals in größerem Umfang für Anlagen auf sonstigen baulichen Anlagen geboten, für die die sonst geltende Beschränkung der Gebotsgröße auf 10 MW nicht greift.

Mit Blick auf die ersten neun Ausschreibungsrunden der vollen Jahre 2015 bis 2017 entfallen knapp 36 Prozent der bezuschlagten Leistung auf die im Regelfall maximale Anlagengröße von 10 MW. Eine weitere Häufung ist bei der Anlagenanzahl des Anlagensegments zwischen 2 und 4 MW zu erkennen, das einen Anteil von über 33 Prozent der Zuschläge ausmacht (leistungsbezogen nur 20 Prozent). Unter-

halb von 1 MW waren in den ersten neun Ausschreibungsrunden lediglich zwei Zuschläge zu verzeichnen. Es wurden drei Gebote für Anlagen auf Gebäuden oder Lärmschutzwänden abgegeben, die aber keinen Zuschlag erhalten haben.

Für die Ausschreibungsrunden im Jahr 2015 und die erste Ausschreibungsrunde im Jahr 2016 ist die 2-jährige Realisierungsfrist bereits abgelaufen. Die Solarenergie ist bisher die einzige ausgeschriebene Technologie, zu der Erkenntnisse zur Realisierungsrate vorliegen. Der Trend ist positiv. Die Realisierungsquoten dieser Anlagen liegen bei rund 90 Prozent bezogen auf die Leistung in der zweiten und dritten sowie rund 99 Prozent in der ersten und vierten Runde. Im Mittel liegt die Realisierungsquote damit bisher bei rund 95 Prozent. Neben Modulpreissenkungen hat auch die Möglichkeit zur Übertragung von Zuschlägen auf andere Flächen zur bisher positiven Entwicklung der Realisierungsrate beigetragen. Eine Bieterbefragung hat ergeben, dass die Realisierungsrate für spätere Ausschreibungsrunden niedriger eingeschätzt wird.

Bei der bisherigen regionalen Verteilung der Zuschläge dominieren Bayern, Brandenburg, Mecklenburg-Vorpommern und Sachsen-Anhalt. Auf Brandenburg entfallen dabei fast 25 Prozent der bezuschlagten Leistung, auf Mecklenburg-Vorpommern und Bayern rund 22 Prozent sowie 10 Prozent auf Sachsen-Anhalt. Gegenüber der Verteilung unter der gesetzlich festgelegten Förderhöhe in den Jahren 2014 und 2015 steigt damit in den vier genannten Ländern der Anteil an der zugebauten Leistung weiter, während dieser in allen übrigen Bundesländern außer Schleswig-Holstein (Steigerung von 3 Prozent auf 5,6 Prozent) weiter zurückgeht. Hauptgrund hierfür ist weniger das Strahlungsangebot, sondern die Flächenverfügbarkeit. So sind in Ostdeutschland deutlich mehr geeignete große Konversionsflächen vorzufinden, die zum Teil auch als bauliche Anlagen eingestuft sind, als im Rest Deutschlands. Zuschläge im übrigen Deutschland konzentrieren sich deshalb mit 44 Prozent der bezuschlagten Leistung auf Anlagen auf Seitenrandstreifen der Verkehrswege sowie mit 40 Prozent auf Flächen in benachteiligten Gebieten, während Konversionsflächen nur rund 15 Prozent ausmachen. In den östlichen Bundesländern verhält sich die Situation dagegen fast umgekehrt: Der Anteil der Leistung auf Konversionsflächen bzw. sonstigen baulichen Anlagen an den Zuschlägen liegt hier bei 74 Prozent, Seitenrandstreifen und landwirtschaftliche Flächen machen dagegen nur ca. 22 Prozent aus.

Der Zubau von Freiflächenanlagen auf benachteiligten Gebieten (Acker- und Grünland) ist mit dem EEG nur noch möglich, sofern der Landesgesetzgeber dies über die Länderöffnungsklausel geregelt hat. Bisher haben nur Bayern (maximal 30 Anlagen pro Jahr) und Baden-Württemberg (maximal 100 MW pro Jahr) entsprechende Verordnungen erlassen. Diese Regelungen haben sich bemerkbar gemacht. In der Ausschreibungsrunde vom Juni 2017 entfallen 54 Prozent der bezuschlagten Leistung auf dieses Gebiet.

Die Auswirkungen des Systemwechsels zu Ausschreibungen auf die Akteursstruktur kann bei der Solarenergie aktuell nicht abschließend bewertet werden, da kaum Daten zur Akteursstruktur vor Einführung der Ausschreibungen vorliegen. Die typischerweise mit Bürgerenergieprojekten in Verbindung gebrachten Rechtsformen wie Gesellschaft bürgerlichen Rechts, Genossenschaften oder natürliche Personen spielen mit 9 von 264 Zuschlägen bisher nur eine untergeordnete Rolle. Eine Bürgerbeteiligung ist aber grundsätzlich in nahezu allen Rechtsformen möglich. Unterhalb der Ausschreibungsgrenze von 750 kW hat eine Vielzahl von



Akteuren im System der Festvergütung und Marktprämie die Möglichkeit, Solaranlagen zu installieren und wirtschaftlich zu betreiben.

Vor dem Hintergrund des hohen Wettbewerbsniveaus, das auch ein hohes Interesse an der Ausschreibung widerspiegelt, der sinkenden Zuschlagspreise und der hohen Realisierungsraten in den ersten drei bisher abgeschlossenen Ausschreibungsrunden wird keine Änderung des Ausschreibungsdesigns empfohlen.

Windenergie an Land

Im Bereich der Windenergie an Land wurden 2017 erstmalig Ausschreibungen durchgeführt. In drei Ausschreibungsrunden des Jahres 2017 (1. Mai 800 MW, 1. August 1.000 MW, 1. November 1.000 MW) wurden insgesamt 2.800 MW ausgeschrieben. Im Jahr 2018 fanden bisher zwei Ausschreibungsrunden statt (1. Februar 700 MW, 1. Mai 700 MW). Wesentliche Merkmale der Ausschreibungen in 2017 waren die sehr geringen Gebotsausschlüsse, eine hohe Nachfrage, deutlich sinkende mengengewichtete Zuschlagswerte, eine erhebliche Dominanz bei den Geboten und Zuschlägen von Bürgerenergieprojekten sowie eine Konzentration der Zuschläge auf Nord- und Ostdeutschland.

Die Nachfrage war 2017 durchgängig hoch. In allen drei Ausschreibungsrunden gingen insgesamt 747 Gebote ein (256 in der ersten, 281 in der zweiten und 210 Gebote in der dritten Runde). Die eingereichten Gebotsmengen lagen zwischen 2.137 MW bis 2.927 MW und lagen damit über den Ausschreibungsvolumina von 800 MW in der ersten und 1.000 MW in der zweiten und dritten Runde. Die geringe Ausschlussquote von 5 bis 6 Prozent unterstreicht, dass das gewählte Verfahren einfach und transparent ausgestaltet wurde und somit aus administrativer Sicht keine Markteintrittsbarriere darstellt. In den beiden bisherigen Ausschreibungsrunden des Jahres 2018 gingen die eingereichten Gebote sowie die Gebotsmenge zurück. Zum 1. Februar 2018 gingen 132 Gebote über 989 MW bei einem Ausschreibungsvolumen von 700 MW ein. Zum 1. Mai gingen 111 Gebote mit einem Umfang von 604 MW bei einem Ausschreibungsvolumen von 670 MW ein. Damit wurde erstmals weniger Volumen geboten, als ausgeschrieben wurde. In beiden Runden waren die Bürgerenergieprivilegien gegenüber den Ausschreibungen im Jahr 2017 eingeschränkt. Auch Bürgerwindprojekte konnten nur mit einem bereits genehmigten Windprojekt an der Ausschreibung teilnehmen.

Die Ausschreibungen im Jahr 2017 wurden geprägt durch die hohe Beteiligung von Bieter, die von den besonderen Ausschreibungsbestimmungen (ohne Vorlage einer Genehmigung nach dem Bundesimmissionsschutzgesetz, 54 statt 30 Monate Realisierungsfrist, gesonderte Preisregel) für Bürgerenergiegesellschaften nach § 36g EEG 2017 Gebrauch machten. Ihr Anteil am Gebotsvolumen stieg von 71 Prozent in der ersten Runde auf 89 Prozent in der dritten Runde, was auf erste Lerneffekte seitens der Bieter hindeutet. Die meisten Bürgerenergiegesellschaften nutzten die ihnen eingeräumten Spielräume aus und nahmen ohne eine Geneh-

migung an den Ausschreibungen teil. Nur in 5 Prozent der Fälle lag die Genehmigung zum Zeitpunkt der Ausschreibung für Bürgerenergiegesellschaften bereits vor.

Von den insgesamt 198 Zuschlägen, die die Bundesnetzagentur im Jahr 2017 erteilte, entfielen 185 auf Bürgerenergiegesellschaften. Bezogen auf das Zuschlagsvolumen entsprach dies einem Anteil von 97 Prozent. Auswertungen der Unternehmensverflechtungen zeigen, dass viele der erfolgreichen Bürgerenergiegesellschaften direkte oder indirekte Verbindungen zu wenigen etablierten Projektierern aufweisen und kurz vor den Gebotsterminen gegründet wurden. Auf einen Projektentwickler entfielen dabei allein 65 Zuschläge. Die Verflechtungen bzw. die öffentliche Debatte um ebendiese zeigen, wie schwer es in der Praxis fällt, das Thema Bürgerenergie formal abzugrenzen. Viele der erfolgreichen Bieter nutzten die vorhandenen Spielräume, um von den gewährten Sonderregelungen zu profitieren, zählten aber nicht zu den Fallkonstellationen, für die der Gesetzgeber die Regelung eigentlich vorgesehen hat. Die ursprünglich als Ausnahmen gedachten Ausschreibungsbedingungen für Bürgerenergiegesellschaften entwickelten sich damit zum Regelfall und führten zu Wettbewerbsverzerrungen innerhalb der Ausschreibungen.

Die durchschnittlichen, mengengewichteten Zuschlagswerte sanken von 5,71 ct/kWh in der ersten Runde auf 4,28 ct/kWh und auf 3,82 ct/kWh in der zweiten und dritten Runde. Im Jahr 2018 stieg der durchschnittliche mengengewichtete Zuschlagswert auf 4,73 ct/kWh in der ersten bzw. 5,73 ct/kWh in der zweiten Runde an. Damit liegt er auf dem Niveau der Ausschreibung von Mai 2017.

Begünstigt wurde die Entwicklung im Jahr 2017 nicht zuletzt durch den Verzicht einer Genehmigung nach dem Bundesimmissionsschutzgesetz und der damit verbundenen verlängerten Realisierungszeit von 54 Monaten für Bürgerenergiegesellschaften im Vergleich zu 30 Monaten bei herkömmlichen Projekten. Diese ermöglichte es den Bietern, die erwarteten Kosten- und Ertragsvorteile der nächsten, leistungsstärkeren Anlagengeneration (Marktreife ab 2020/21) in ihre Gebote einzupreisen.

Der Erfolg der Bürgerenergiegesellschaften zieht nach sich, dass sich ein Großteil der zugeschlagenen Projekte noch in einer frühen Planungsphase befindet und insofern keine Aussagen getroffen werden können, in welchem Umfang und zu welchem Zeitpunkt die Projekte überhaupt umgesetzt werden können. In Verbindung mit der um 24 Monate verlängerten Realisierungsfrist gefährdet der geringe Pla-

nungsfortschritt zum Zeitpunkt der Ausschreibungen die Kontinuität des Ausbaus. Es wird erwartet, dass der wesentliche Zubau der in 2017 bezuschlagten Projekte, sofern diese eine Genehmigung erlangen, erst in 2021/22 erfolgt. Dies hätte negative Implikationen auf den Ausbau von Windenergieanlagen an Land in den Jahren 2019 und 2020 sowie die Erreichung insbesondere des nationalen Klimaschutzziels für 2020. So ist ein industriepolitischer Fadenriss möglich, dessen Folgen für Projektierer, Zulieferer und Hersteller derzeit nicht abschließend beurteilt werden können.

Um den besonderen Herausforderungen bei der Netzintegration der erneuerbaren Energien zu begegnen, wurde eine vorübergehende Mengensteuerung für das Netzausbaugebiet im Norden eingeführt. Für das Netzausbaugebiet gelten individuelle Zuschlagsobergrenzen für die einzelnen Ausschreibungsrunden, die sich aus dem gesetzlich festgelegten Jahresvolumen von maximal 902 MW ableiten. Auf das gesamte Jahr 2017 betrachtet blieb die im Netzausbaugebiet zugeschlagene Leistung mit 706 MW unterhalb der zulässigen Grenze von 902 MW, lediglich in der ersten Ausschreibungsrunde griff die Maximalquote. In der zweiten und dritten Runde konnten sich Projekte im Netzausbaugebiet nicht durchsetzen, trotz der tendenziell besseren Windbedingungen in den küstennahen Regionen.

In den drei Ausschreibungsrunden des Jahres 2017 gingen für insgesamt zwölf Bundesländer Gebote bei der Bundesnetzagentur ein. Die Verteilung des Gebotsvolumens wies ein deutliches Übergewicht im Norden und in der Mitte Deutschlands auf. Zu den klaren Ausschreibungsgewinnern zählen die Bundesländer Brandenburg und Niedersachsen, die zusammen annähernd 50 Prozent des Zuschlagsvolumens auf sich vereinen konnten. Dahinter folgen mit etwas Abstand Mecklenburg-Vorpommern und Nordrhein-Westfalen. Weniger erfolgreich verliefen die ersten Ausschreibungen für die südlichen Bundesländer. An Projekte in Bayern fielen lediglich 2 Prozent des Volumens. Auf Baden-Württemberg entfiel kein Zuschlag.

Insgesamt ist festzustellen, dass das angestrebte Ziel, den Ausbau bundesweit zu verteilen, bei den Ausschreibungen 2017 nicht erreicht wurde. Zwar blieb das Zuschlagsvolumen im Netzausbaugebiet in der Summe unterhalb der angesetzten Grenze von 902 MW. Gleichzeitig wurden nur wenige Projekte im Süden bezuschlagt, bei einer deutlichen Ballung im Norden und in der Mitte Deutschlands. Vor allem Brandenburg und Niedersachsen dominierten das Ausschreibungsgeschehen im Jahr 2017.



Windenergie auf See

Die ersten beiden Ausschreibungsrunden für Wind auf See erfolgten im April 2017 und im April 2018 in der sogenannten Übergangsphase nach dem Windenergie-auf-See-Gesetz. Teilnahmeberechtigt waren ausschließlich weit fortgeschrittene Projekte mit einem Umfang von rund 6.000 bis 7.000 MW in der Nord- und Ostsee. Das Ausschreibungsvolumen lag insgesamt bei 3.100 MW. Infolge der hohen Wettbewerbsintensität in der Übergangsphase war insbesondere in der ersten Ausschreibungsrunde ein großer Preisdruck vorhanden. In der ersten Ausschreibung wurden vier Zuschläge mit einem Volumen von 1.490 MW erteilt. Der durchschnittliche mengengewichtete Zuschlagswert lag bei 0,44 ct/kWh. Der höchste Gebotswert, der noch einen Zuschlag erhalten hat, lag bei 6,00 ct/kWh. Demnach ergingen drei Zuschläge zu 0 ct/kWh. Diese mit 0 ct/kWh bezuschlagten Projekte erhalten zwar keine EEG-Förderung, haben aber Zugang zu einem für den Projektinhaber kostenfreien Netzanschluss. Der Netzanschluss wird vom Stromverbraucher über die Netzentgelte finanziert. Unterlegene Bieter dieser Ausschreibungsrunde konnten an der zweiten Ausschreibung im April 2018 erneut teilnehmen.

In der zweiten Ausschreibung wurden sechs Zuschläge mit einem Volumen von 1.610 MW erteilt. Das Wettbewerbsniveau war etwas geringer als in der ersten Runde, da nur bestehende Projekte teilnehmen konnten, für die noch freie

Netzkapazitäten verfügbar waren, und die in der ersten Runde keinen Zuschlag erhalten hatten. Darüber hinaus griff die so genannte „Ostseequote“, nach der mindestens 500 Megawatt an Projekten in der Ostsee bezuschlagt werden mussten. Der durchschnittliche mengengewichtete Zuschlagswert in der zweiten Runde lag bei 4,66 ct/kWh. Der höchste Gebotswert, der noch einen Zuschlag erhalten hat, lag bei 9,83 ct/kWh. Zwei Zuschläge wurden zu 0 ct/kWh erteilt. Der mittlere mengengewichtete Zuschlagswert über beide Runden liegt bei 2,3 ct/kWh.

Die Realisierungsfristen der bezuschlagten Projekte richten sich nach der Fertigstellung der Netzanbindungen und liegen überwiegend zwischen den Jahren 2021 und 2025. Die Realisierungswahrscheinlichkeit der Projekte, insbesondere derjenigen ohne EEG-Förderung, wird auch von der technologischen Weiterentwicklung der Anlagen und der langfristigen Entwicklung der Börsenstrompreise abhängen. Bei Nichtrealisierung ist eine Pönale in Höhe von 100 Euro pro kW Leistung fällig. Insgesamt wurden zehn Zuschläge erteilt. Die sieben bezuschlagten Projekte der ersten und zweiten Runde in der Nordsee befinden sich in den Clustern 1, 3, 4 und 7. Drei Zuschläge wurden für Ostsee-Projekte erteilt, die sich nordöstlich von Rügen befinden. Eines dieser Projekte liegt im Küstenmeer Mecklenburg-Vorpommerns.

Biomasse

In der ersten Biomasseausschreibung im September 2017 reichten die eingegangenen Gebote nicht aus, um die ausgeschriebene Menge zu erreichen. Auf die Ausschreibungsmenge von 122 MW gingen nur 24 zulassungsfähige Gebote mit einem Volumen von rund 28 MW ein. Folglich wurden alle 24 Gebote bezuschlagt.

An der Ausschreibung für Biomasseanlagen dürfen sich neue, EEG-konforme Anlagen sowie – abweichend zu den Bereichen Wind- und Solarenergie – auch Bestandsanlagen beteiligen, deren restliche Dauer der Förderung durch das EEG acht Jahre nicht übersteigt. Die Dauer der Förderung für in der Ausschreibung erfolgreiche Bestandsanlagen beträgt weitere zehn Jahre. In der Biomassebranche führte die Einführung des neuen wettbewerblichen Instruments in der ersten Runde verbunden mit einem ambitionierten Höchstwert zu einer Zurückhaltung bei der Gebotsabgabe. Die geringe Zahl an Geboten bestehender Biomasseanlagen, welche sich an dieser ersten Ausschreibung beteiligten, hängt wesentlich damit zusammen, dass für die Mehrheit der Bestandsanlagen das Ende der bisherigen EEG-Förderung noch einige Jahre entfernt ist, und die bestehende Festvergütung attraktiver ist als der geltende Höchstwert in der Ausschreibung.

Der mangelnde Wettbewerb wirkte sich auch auf die Gebots- und Zuschlagswerte aus. Die Gebotswerte reichten von

9,86 ct/kWh bis 16,9 ct/kWh. Der mengengewichtete Durchschnitt der Zuschlagswerte der Biomasseausschreibung für das Zuschlagsvolumen von 27,55 MW lag bei 14,3 ct/kWh und war damit nahe an den Höchstwerten. Diese betragen für Neuanlagen 14,88 ct/kWh und für Bestandsanlagen 16,9 ct/kWh. Von den 24 Zuschlägen entfielen 20 Zuschläge auf Bestandsanlagen und vier Zuschläge auf Neuanlagen. Die nächste Ausschreibung für Biomasse findet im September 2018 statt.

Bereits mit dem EEG 2012 wurde die Flexibilitätsprämie für eine bedarfsorientierte Einspeisung für Biogas- und Biomethananlagen eingeführt, die für Bestandsanlagen mit Inbetriebnahme bis zum Inkrafttreten des EEG 2014 auch im EEG 2014 sowie EEG 2017 Fortbestand hat. Die zusätzlich installierte Leistung, mit der seit August 2014 bestehende Anlagen erweitert wurden, wird auf den Förderdeckel in Höhe von 1.350 MW angerechnet. Insgesamt haben sich bis November 2017 gemäß Anlagenregister der Bundesnetzagentur 3.950 Betreiber mit einer Anlagenleistung von 2,8 GW für den Bezug der Flexibilitätsprämie angemeldet. Bezogen auf die gesamte installierte Biogas- und Biomethan-KWK-Anlagenleistung entspricht dies einem Anteil von über 60 Prozent. Demnach hat sich das Instrument der Flexibilitätsprämie für Bestandsanlagen etabliert. Der Förderdeckel in Höhe von 1.350 MW ist derzeit zu rund 37 Prozent ausgeschöpft.



Gemeinsame Ausschreibungen von Windenergieanlagen an Land und Solaranlagen

Zum 1. April 2018 lief die Gebotsfrist für die erste gemeinsame Ausschreibung von Windenergieanlagen an Land und Solaranlagen aus. Grundlage dafür ist die Verordnung zu den gemeinsamen Ausschreibungen von Windenergieanlagen an Land und Solaranlagen (GemAV). Diese sieht vor, dass in den Jahren 2018 bis 2020 jeweils 400 MW gemeinsam für beide Technologien ausgeschrieben werden. Die Technologien treten also in einen direkten Wettbewerb zueinander. Es finden jährlich zwei Ausschreibungstermine mit jeweils 200 MW statt. In den Ausschreibungen gelten grundsätzlich für jede Technologie dieselben Anforderungen wie in den technologiespezifischen Ausschreibungen, d. h. es gelten dieselben Präqualifikationsanforderungen etc. Allerdings können einige spezielle Regelungen nicht angewendet werden. Dazu zählen die Regelungen zur Bürgerenergie, zum Referenzertragsmodell bei Wind und zu den Höchstwerten. In letzterem Fall trifft die GemAV eine eigenständige Regelung.

Zusätzlich werden im Rahmen der GemAV zwei Komponenten erprobt, mit denen die Systemintegration des Zubaus von Wind- und Solaranlagen verbessert werden soll. Es wird eine so genannte Verteilernetzkomponente eingefügt, damit der Zubau möglichst dort stattfindet, wo noch Platz im Verteilernetz ist. Und es werden ab dem Jahr 2019 regional dif-

ferenzierte Höchstwerte gelten, damit auch ein Zubau in Mittel- und Süddeutschland stattfindet.

Insgesamt gingen 54 Gebote mit einem Volumen von 395 MW ein. Bei einer ausgeschriebenen Menge von 200 MW war das Wettbewerbsniveau hoch. Von den 54 Geboten entfielen 36 Gebote (241 MW) auf Solaranlagen und 18 Gebote (154 MW) auf Wind an Land.

Die Gebotswerte bei Windenergie lagen innerhalb einer Spannweite von 5,6 ct/kWh bis 8,76 ct/kWh.

Die Gebotswerte bei der Solarenergie zwischen 3,96 ct/kWh bis 6,16 ct/kWh.

Es wurden 32 Zuschläge für Gebote in einem Umfang von 210 Megawatt erteilt. Diese gingen ausschließlich an Solaranlagen. Die eingegangenen Gebote für Windenergieanlagen an Land konnten sich nicht durchsetzen. Der durchschnittliche, mengengewichtete Zuschlagswert betrug 4,67 ct/kWh. Er liegt damit etwa in der Mitte der durchschnittlichen Zuschlagspreise der technologiespezifischen Solarausschreibungen von Oktober 2017 (4,91 ct/kWh) und Februar 2018 (4,33 ct/kWh).

Abbildung 11: Ergebnisse der Gemeinsamen Ausschreibung zum 1. April 2018

	Wind an Land	Solar
Max. Gebotsgröße	keine Begrenzung	20 MW
Höchstwert	8,84 ct/kWh	8,84 ct/kWh
Zahl der Gebote	18	36
Zahl der Zuschläge	0	32
Niedrigstes Gebot	5,6 ct/kWh	3,96 ct/kWh
Höchstes Gebot	8,76 ct/kWh	6,16 ct/kWh
Durchschnittlicher Gebotswert	7,23 ct/kWh	4,82 ct/kWh
Niedrigster Zuschlagswert	-	3,96 ct/kWh
Höchster Zuschlagswert	-	5,76 ct/kWh
Durchschnittlicher mittlerer Zuschlagswert	-	4,67 ct/kWh

Quelle: Eigene Darstellung

Grenzüberschreitende Ausschreibungen

Dänemark und Deutschland haben im 4. Quartal 2016 gegenseitig geöffnete Pilotausschreibungen für Solar-Freiflächenanlagen durchgeführt. An diesen europaweit ersten grenzüberschreitenden Ausschreibungen konnten sich sowohl Solaranlagen in Deutschland als auch in Dänemark beteiligen. In Deutschland wurde eine geöffnete Ausschreibung mit einem Volumen von 50 MW von der BNetzA durchgeführt. Die Ausschreibung stieß auf große Resonanz sowohl in Deutschland als auch Dänemark: Mit einem Gebotsvolumen von 297 MW war sie mehr als fünffach überzeichnet, wobei sich das Gebotsvolumen ca. zur Hälfte auf Deutschland (143 MW) und Dänemark (154 MW) verteilte. Schlussendlich konnten sich in der Ausschreibung fünf Projekte mit Standort in Dänemark erfolgreich durchsetzen. Der durchschnittliche Zuschlagswert betrug 5,38 ct/kWh.

Zur Umsetzung der Pilotausschreibungen mit Dänemark waren umfangreiche Vorarbeiten erforderlich. So arbeitete die Bundesregierung mit der Unterstützung eines wissenschaftlichen Konsortiums in den Jahren 2015 und 2016 intensiv an detaillierten Konzepten zur Umsetzung grenzüberschreitender Ausschreibungen. Die Grundlinien des Öffnungskonzepts der Bundesregierung wurden in einem Eckpunktepapier vom März 2016 veröffentlicht und zur Diskussion gestellt. Auf Grundlage dieses Konzepts wurde im Juli 2016 die Grenzüberschreitende-Erneuerbare-Energien-Verordnung (GEEV) verabschiedet. Diese bildet die Rechtsgrundlage für die Durchführung grenzüberschreitender Ausschreibungen. Die Konzepte flossen zudem in die mit Dänemark im Sommer 2016 abgeschlossene Kooperationsvereinbarung über die Pilotausschreibungen ein. Da die bezuschlagten Anlagen im Berichtszeitraum noch nicht errichtet und in Betrieb waren, haben die gegenseitig geöffneten Ausschreibungen noch nicht zu einem statistischen Transfer zwischen den Partnerländern geführt.

Das am 1. Januar 2017 in Kraft getretene EEG 2017 sieht vor, dass 5 Prozent der jährlich zu installierenden Leistung für die Teilnahme von Anlagen in anderen Mitgliedstaaten offen stehen (rund 300 MW pro Jahr). Voraussetzung hierfür ist, dass eine entsprechende Kooperationsvereinbarung mit interessierten Partnerländern besteht, die Öffnung der Ausschreibungen zur grenzüberschreitenden Teilnahme dem Prinzip der Gegenseitigkeit entspricht und der „physikalische Import“ des Stroms nach Deutschland oder ein vergleichbarer Effekt auf dem deutschen Strommarkt nachgewiesen

werden kann. Im Sommer 2017 wurde die GEEV, die zuvor nur für Solaranlagen galt, überarbeitet und auf grenzüberschreitende Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land erweitert.

Die Bundesregierung strebt an, wie vom EEG 2017 vorgesehen, jährlich Ausschreibungen im Umfang von ca. 300 MW für die Teilnahme von Anlagen in anderen Mitgliedstaaten zu öffnen. Eine Fortsetzung der Kooperation mit dem Königreich Dänemark ist derzeit nicht geplant, da sich das Königreich Dänemark gegenüber der Europäischen Kommission nur zu einer einmaligen Öffnung der Ausschreibungen verpflichtet hatte. Die Bundesregierung führt jedoch intensive Gespräche mit anderen Mitgliedstaaten, um weitere Kooperationsvereinbarungen abzuschließen. So wird seit dem Sommer 2017 u. a. auch mit Frankreich die Möglichkeit grenzüberschreitender Ausschreibungen sondiert.

6. Verteilung der Ausbaurkosten und Entwicklung der EEG-Umlage/Besondere Ausgleichsregelung und Eigenverbrauch

Die EEG-Umlage ist zwischen 2014 und 2017 von 6,24 ct/kWh auf 6,88 ct/kWh angestiegen und im Jahr 2018 sodann auf 6,79 ct/kWh gesunken. Dies entspricht einem durchschnittlichen Anstieg von rund zwei Prozent pro Jahr im Zeitraum von 2014 bis 2018. Im Vergleich zu den Vorjahren, als die EEG-Umlage deutlich stärker stieg, konnte die Kostendynamik der EEG-Umlage somit spürbar abgebremst werden. Neben dem Rückgang der Börsenstrompreise und der von den Lieferanten beeinflussbaren Preisbestandteile hat auch die Entwicklung der EEG-Umlage dazu beigetragen, dass die Strompreise für private Haushalte zwischen 2014 und 2018 nur um etwa 0,2 Prozent pro Jahr und somit weniger als die allgemeine Inflation zugenommen haben.

Mit 2,71 ct/kWh hat Solarenergie den größten Anteil an der EEG-Umlage im Jahr 2018. Es folgen Biomasse mit 1,83 ct/kWh, Windenergie an Land mit 1,63 ct/kWh und Windenergie auf See mit 1,04 ct/kWh. Wasserkraft, Geothermie und Gase haben mit 0,11 ct/kWh nur einen geringen Anteil an der aktuellen EEG-Umlage. Der Anteil der Solarenergie an der jeweiligen Umlage sinkt jedoch seit 2012 kontinuierlich, weil die Kosten und Vergütungen für neue Anlagen drastisch gesunken sind. Demgegenüber hat der Anteil von Windenergie auf See deutlich zugenommen.

In dieser Betrachtungsweise ist der Einfluss der Besonderen Ausgleichsregelung nicht berücksichtigt. Die Besondere Ausgleichsregelung leistet einen unverzichtbaren Beitrag zum Erhalt des Industriestandorts Deutschland und liegt im gesamtwirtschaftlichen Interesse. Ohne diese Regelung für Teile des Letztverbrauchs wären die Differenzkosten allerdings gleichmäßig auf den gesamten Letztverbrauch zu verteilen, und die Umlage würde dadurch geringer ausfallen. Rein rechnerisch hätte die EEG-Umlage in einem solchen Fall im Jahr 2016 bei 4,89 ct/kWh statt 6,35 ct/kWh gelegen. Die Privilegierung hätte somit 1,46 ct/kWh ausgemacht. Dabei handelt es sich um eine statische Betrachtung, d. h. es wird ein gleichbleibender Stromverbrauch derselben begünstigten Unternehmen zugrunde gelegt. Sie geht davon aus, dass die energieintensive Industrie auf einen Anstieg ihrer Stromkosten dadurch, dass ohne Besondere Ausgleichsregelung die volle EEG-Umlage anfele, nicht mit einer Verringerung des Stromverbrauchs oder gar einer Verlagerung der Produktion reagieren würde. Eine rein statische Betrachtung kann somit nur als Maximalschätzung des Einflusses der Besonderen Ausgleichsregelung auf die EEG-Umlage angesehen werden.

Bei näherer Betrachtung der Besonderen Ausgleichsregelung zeigt sich, dass sowohl die privilegierte Strommenge als auch der Kreis der begünstigten Unternehmen in den vergangenen vier Jahren nahezu konstant geblieben ist. Während die Zahl begünstigter Unternehmen des produzierenden Gewerbes geringfügig von 2.068 im Jahr 2014 auf 1.955 im Jahr 2017 zurückging, stieg die Zahl begünstigter Schienenbahnen im gleichen Zeitraum von 72 auf 137. Die privilegierte Strommenge war mit 108 TWh im Jahr 2014 und 108,6 TWh im Jahr 2017 nahezu konstant. Das Entlastungsvolumen stieg Schätzungen zufolge geringfügig von 5 Milliarden Euro in 2014 auf 5,1 Milliarden Euro in 2016.

Bei der Eigenversorgung mit Strom gehen Schätzungen davon aus, dass die Strommengen in den Jahren 2014 bis 2016 von 43 auf 51 TWh gestiegen sind. Im Hinblick auf die EEG-Umlagepflicht hat insbesondere das EEG 2014 neue Rahmenbedingungen geschaffen, indem es für die Eigenversorgung und den Fremdbezug von Strom eine grundsätzliche Gleichbehandlung einführt. So werden neue, zusätzliche Anlagen, die keiner im EEG genannten Sonderregelungen unterliegen, seit 2014 mit der (anteiligen) EEG-Umlage belastet. Bisher stellen diese Anlagen noch eine Minderheit dar. Das Gros der Anlagen zur Eigenversorgung war in den Jahren 2014 bis 2017 nach § 61 Absatz 2 Satz 4 und Absatz 3 EEG 2014 nach wie vor von der EEG-Umlage befreit.

Abkürzungsverzeichnis

AGEE-Stat	Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien – Statistik
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
ct	Cent
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
FFAV	Freiflächen-Ausschreibungsverordnung
KWKG	Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz
GEEV	Grenzüberschreitende-Erneuerbare-Energien-Verordnung
GW	Gigawatt
GWh	Gigawattstunden
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunden
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunden
PV	Photovoltaik
TWh	Terrawattstunden
UBA	Umweltbundesamt

Bildnachweis

Fotolia
bidaya / S. 4
familie-eisenlohr.de / S. 7
fineart-collection / S. 6
Kletr / S. 16
KW-Photography / S. 15
mvtstockshot / S. 3

iStock
Alexandrumagurean / S. 13