

Wissenschaftlicher Gesamtbericht

EEG-Erfahrungsbericht



Erstellt im Auftrag des
Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie

Wissenschaftlicher Gesamtbericht

EEG-Erfahrungsbericht 2019

Vorbereitung und Begleitung bei der
Erstellung eines Erfahrungsberichts gemäß
§ 97 Erneuerbare-Energien-Gesetz 2017

**Fraunhofer-Institut für System-
und Innovationsforschung ISI**

Dr. Marian Klobasa
Benjamin Lux
Dr. Benjamin Pfluger

**Fraunhofer-Institut für Energiewirt-
schaft und Energiesystemtechnik IEE**

Michael von Bonin
Norman Gerhardt

**Institut für Klimaschutz,
Energie und Mobilität (IKEM)**

Johannes Antoni
Simon Schäfer-Stradowsky

Layout:
Dennis Nill (IKEM)

Im Unterauftrag:
Prof. Dr. Uwe Holzhammer
(Büro für EnergieSystemEffizienz ESE)

Karlsruhe/Kassel/Berlin, April 2019



6 Überblick



8 Entwicklung der erneuerbaren Energien im Strombereich in Deutschland sowie den Bundesländern

- 9 **Solare Strahlungsenergie**
- 9 Entwicklung in Deutschland
- 13 Entwicklung in den Bundesländern
- 15 **Wind an Land**
- 15 Entwicklung in Deutschland
- 19 Entwicklung in den Bundesländern
- 22 **Wind auf See**
- 25 **Biomasse**
- 29 **Wasserkraft**
- 33 **Geothermie**



35 Entwicklung der EEG-Umlage



40 Marktentwicklung und Stromgestehungskosten der einzelnen erneuerbaren Energieträger

- 41 **Überblick**
- 42 **Solare Strahlungsenergie**
- 42 Marktentwicklung
- 45 Stromgestehungskosten
- 49 Solar in der Ausschreibung
- 51 **Wind an Land**
- 51 Marktentwicklung
- 55 Kosten
- 60 Stromgestehungskosten
- 64 Wind an Land in der Ausschreibung



- 66 Wind auf See**
 - 66 Marktentwicklung
 - 68 Offshore-Netzanschlussysteme
 - 68 Stromgestehungskosten
- 72 Biomasse**
 - 72 Marktentwicklung
 - 73 Wärmenutzung und Flexibilität
 - 75 Stromgestehungskosten
 - 77 Biomasse in der Ausschreibung
- 80 Wasserkraft**
 - 80 Marktentwicklung
 - 81 Stromgestehungskosten
- 84 Geothermie**
 - 84 Marktentwicklung
 - 86 Stromgestehungskosten



89 Vermarktung EEG-förderfähigen Stroms, § 20 ff. EEG 2017



95 Besondere Ausgleichsregelung, §§ 63 ff. 2017 und Entfallen oder Verringerung der EEG-Umlage, § 61 EEG 2017

- 97 Besondere Ausgleichsregelung**
 - 97 Stromkostenintensive Industrie, § 64 EEG 2017:
 - 100 Schienenbahnen, § 65 EEG 2017:
 - 101 Entlastung und Mehrkosten aus der Besonderen Ausgleichsregelung:
- 103 Eigenversorgung**



107 Handlungsempfehlungen

- 108 Solare Strahlungsenergie**
- 110 Wind an Land**
- 113 Wind auf See**
- 116 Biomasse**



119 **Wasserkraft**

121 **Geothermie**

122 **Vermarktung EEG-förderfähigen Stroms, §§ 20 ff. EEG 2017**

123 **Besondere Ausgleichsregelung**



124 **Annex**



132 **Verzeichnisse**

133 **Abkürzungsverzeichnis**

135 **Abbildungen & Tabellen**

141 **Literaturverzeichnis**

Überblick



Überblick

Dieser dritte wissenschaftliche Gesamtbericht stellt überblicksartig und stark verkürzt, wesentliche Trends bei Zubau, Marktentwicklung und Stromgestehungskosten erneuerbarer Energien in Deutschland sowie bei der EEG-Umlage, Direktvermarktung, Besonderen Ausgleichsregelung, Eigenversorgung und Akteursvielfalt dar und fasst die Endergebnisse der Vorhaben zusammen. Daten- und Informationsgrundlage des Berichts sind neun wissenschaftliche Vorhaben, die das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie im Jahr 2016 zur Vorbereitung des EEG-Erfahrungsberichts in Auftrag gegeben hat.¹ Die Vorhaben sind damit inhaltlich abgeschlossen. Der EEG-Erfahrungsbericht der Bundesregierung wurde am 27. Juni 2018 im Kabinett beschlossen und am 28. Juni 2018 dem Deutschen Bundestag zugeleitet und veröffentlicht.² Die Zwischenberichte der Vorhaben wurden ebenfalls veröffentlicht.³

Der vorliegende Bericht ist wie folgt strukturiert: Das Kapitel „Entwicklung der erneuerbaren Energien im Strombereich in Deutschland sowie den Bundesländern“ skizziert den Zubau der einzelnen erneuerbaren Energieträger in Deutschland und seine Verteilung über die Bundesländer und zeigt die Potenziale auf. Das darauffolgende Kapitel stellt die Entwicklung der EEG-Umlage dar. Anhand einer Dekompositionsanalyse werden die wesentlichen Treiber der steigenden EEG-Umlage im Zeitraum 2011 bis 2019 im Vergleich zum Basisjahr 2010 analysiert. Das Kapitel „Marktentwicklung und Stromgestehungskosten der einzelnen erneuerbaren Energieträger“ widmet sich der Marktentwicklung und der Ermittlung der Stromgestehungskosten, um die Wirtschaftlichkeit des EEG-geförderten Anlagen-

betriebs bewerten zu können. Hier werden zudem Kostensenkungspotenziale bzw. Kostenrisiken aufgezeigt. Im Kapitel „Vermarktung EEG-förderfähigen Stroms, § 20 ff. EEG 2017“ wird dargestellt, wie und in welchem Umfang EEG-förderfähiger Strom derzeit vermarktet wird, um den Status quo und Herausforderungen bei der weiteren Marktintegration von Strom aus erneuerbaren Energien bewerten zu können. Abschließend wird die Besondere Ausgleichsregelung (BesAR) im EEG für stromkostenintensive Unternehmen im internationalen Wettbewerb und Schienenbahnen dargestellt. Die BesAR wurde mit der Novelle des Erneuerbaren-Energien-Gesetz 2014 (EEG 2014) umstrukturiert. Dies hatte Auswirkungen auf den Umfang der Umlageentlastung der Unternehmen und der Belastung nicht privilegierter Letztverbraucher. Eine weitere privilegierte Letztverbrauchergruppe sind die Eigenversorger. Hier stellt sich die Frage, welche (wirtschaftliche) Bedeutung die Eigenversorgung für bestimmte Letztverbrauchergruppen hat und welchen Einfluss die Privilegierung auf die EEG-Umlage insgesamt hat.

1 Vorhaben 1: Direktvermarktung und Koordinierung (Fraunhofer-ISI, Fraunhofer-IWES, IKEM); Vorhaben 2a: Biomasse (Fraunhofer-IEE); Vorhaben 2b: Geothermie (gec-co Global Engineering); Vorhaben 2c: Solar (ZSW/Bosch & Partner); Vorhaben 2d: Wasserkraft (Ingenieurbüro Floeckmühle/Fichtner/Consentec et al.); Vorhaben 2e: Wind an Land (Deutsche WindGuard/ZSW); Vorhaben 2f: Wind auf See (Prognos/Fichtner/BET); Vorhaben 3: EEG-Förderkosten und EEG-Umlage (Öko-Institut); Vorhaben 4: Besondere Ausgleichsregelung und Eigenversorgung (Prognos/Boos Hummel & Wegerich).

2 Bundesregierung, Unterrichtung des Bundestages: Erfahrungsbericht zum Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG-Erfahrungsbericht), BT-Drs. 19/3030.

3 www.erneuerbare-energien.de/EE/Navigation/DE/Recht-Politik/Das_EEG/EEG-Erfahrungsberichte-und-Studien/eeg-erfahrungsberichte-und-studien.html.

Entwicklung der erneuerbaren Energien im Strombereich in Deutschland sowie den Bundesländern



In diesem Kapitel werden insbesondere die insgesamt installierte Leistung, der jährliche Zubau und die erzeugte Strommenge für Deutschland überblicksartig dargestellt, Potenziale aufgezeigt und

soweit möglich ein Ausblick gegeben. Auf Entwicklungen in den Bundesländern wird ebenfalls eingegangen.

Solare Strahlungsenergie

Entwicklung in Deutschland:

Knapp **45,3 GW** Gesamtanlagenbestand (installierte Leistung) Ende 2018.

Jährlicher Bruttozubau (leistungsbezogen): 1,1 GW in 2015; 1,5 GW in 2016; 1,7 GW in 2017; **2,9 GW** in 2018 und damit erstmals seit 2013 wieder oberhalb des Bruttozubaupziels von 2.500 MW.

- Der Zubau zeigte Vorzieheffekte in 2015, 2016 und 2018 verursacht durch Absenkung der Direktvermarktungsschwelle auf 100 kW (1. Januar 2016), der 750 kW-Grenze zur verpflichtenden Teilnahme an Ausschreibungen (1. Januar 2017), sowie der Absenkung der Vergütungssätze in der Leistungsstufe oberhalb von 40 kW (1. Februar 2019).

- Mieterstrom: 402 Anlagen mit 8,8 MW von Juli 2017 bis Dezember 2018 installiert.

Die Bruttostromerzeugung ist im Jahr 2018 mit **46,2 TWh** auf einen neuen Höchstwert angestiegen (39,4 TWh in 2017, 38,1 TWh in 2016).

Ausreichend Potenziale auf Dächern, Fassaden und Freiflächen sind vorhanden:

- Dachflächen: ca. 1.200 km², d. h. ca. 96 bis 240 GW potenzielle Leistung, je nach angenommenem Wirkungsgrad von 8 bis 20 %
- Fassadenflächen: ca. 350 km², d. h. ca. 56 GW potenzielle Leistung bei einem Wirkungsgrad von 14 %
- Konversionsflächen: ca. 214.000 ha auf nicht mehr bebauten militärischen Flächen ohne Naturschutzrelevanz sowie 36.000 ha in deutschen Braunkohlerevierern (rd. 14,7 GW)

- Abgrabungen und Tagebauflächen (stillgelegt) als sonstige bauliche Anlagen: ca. 16.000 ha (rd. 10,5 GW)
- Seitenrandflächen: ca. 22.000 ha (rd. 15 GW)
- Flächen der BImA: näherungsweise 13.400 ha (rd. 8,9 GW)
- **Benachteiligte Gebiete:** bundesweit ca. 8,86 Mio. ha (allerdings inkl. für die Solarnutzung nicht geeigneter Waldflächen); näherungsweise Flächenpotenzial und Energiepotenzial der Bundesländer mit Verordnung nach § 37c Abs. 1 EEG 2017 (abzgl. Natura 2000-Gebiete/geschützte Biotop- und Schutzgebieten, in Bayern und Baden-Württemberg zusätzlich abzgl. Berggebieten):
 - Bayern: rd. 938.300 ha (rd. 626 GW)
 - Baden-Württemberg: rd. 388.400 ha (rd. 259 GW)
 - Hessen: rd. 114.400 ha (rd. 76 GW)
 - Rheinland-Pfalz: rd. 218.700 ha (rd. 146 GW)
 - Saarland: rd. 16.700 ha (rd. 11 GW)

Entwicklung in den Bundesländern:

Die neuen Bundesländer tragen seit 2011 überwiegend durch Freiflächenanlagen nennenswert zum Zubau bei.

Bayern, Baden-Württemberg, Saarland, Rheinland-Pfalz und Hessen haben von der VO-Ermächtigung nach § 37c Abs. 1 EEG 2017 für benachteiligte Gebiete Gebrauch gemacht.

Quelle: ZSW und Bosch & Partner 2019.

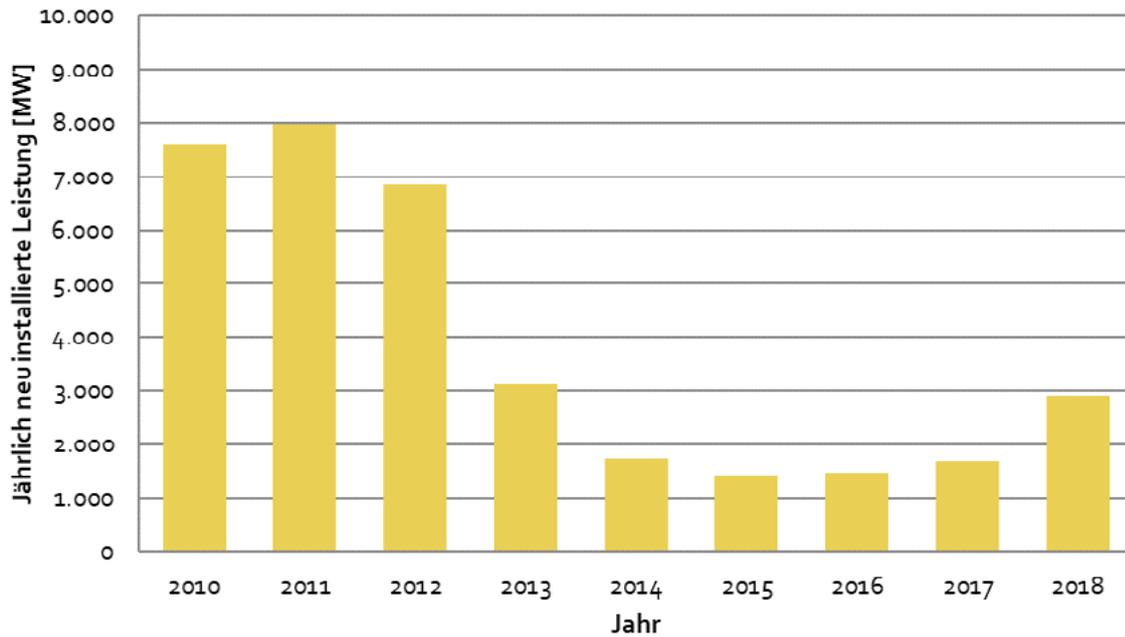
Entwicklung in Deutschland

Ende 2018 waren in Deutschland Solaranlagen mit **insgesamt 45,3 GW** installiert. Der **jährliche Zubau** lag im Jahr 2015 bei ca. 1,1 GW, im Jahr 2016 bei 1,5 GW, im Jahr 2017 bei 1,7 GW und ist im Jahr 2018 weiter auf **2,9 GW** angestiegen. Der Zubau überschreitet damit erstmals seit 2013 wieder das Brutto-Zubaupziel des EEG 2017 von 2.500 MW p. a. (s. *Abbildung 1*; zu den Anlagenzahlen mit entsprechender Entwicklung s. *Abbildung 2*).

Die **Menge erzeugter Energie aus Solaranlagen** hat in 2018 mit **46,2 TWh** einen neuen Höchstwert erreicht. Nachdem in 2016 die erzeugte Strommenge erstmals seit 1999 zurückgegangen war, was an

dem geringen bzw. späten Zubau und dem im Vergleich zum Vorjahr schwächeren Strahlungsjahr 2016 gelegen hat. Der Zuwachs in 2017, dass ein mit 2016 vergleichbares Strahlungsjahr war, resultiert aus in 2016 spät zugebauten Anlagen, die ihr erstes Betriebsjahr vervollständigen und dem gleichmäßigen Zubau über das Jahr 2017. Der Höchstwert in 2018 ist einerseits auf das ungewöhnlich gute Strahlungsjahr und andererseits auf den fortgesetzten und gestiegenen Anlagenzubau zurückzuführen.

Betrachtet man den **Zubau nach Leistungsklassen**, deuten sich Vorzieheffekte an: Im Juli und August 2015 wurden verstärkt Freiflächenanlagen aus

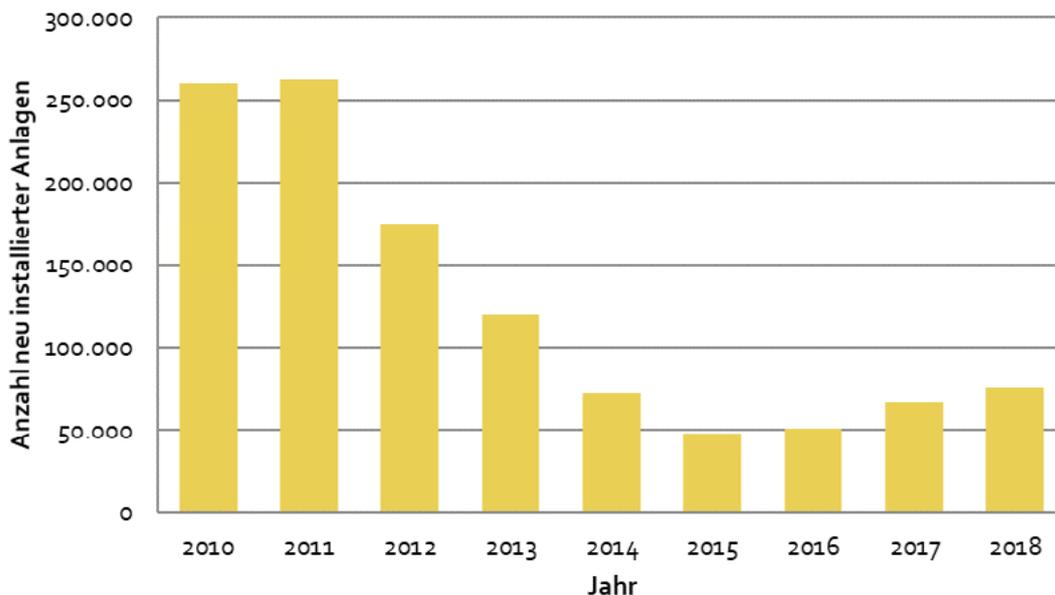


Datengrundlage: bis 2016: EEG-Stammdaten; ab 2017: Meldedaten BNetzA.

Quelle: ZSW und Bosch & Partner 2019.

Abbildung 1:

Jährlicher Leistungszubau in MW, Solar (Deutschland, 2010-2018; 2017 & 2018 vorläufig).



Datengrundlage: bis 2016: EEG-Stammdaten; ab 2017: Meldedaten BNetzA.

Quelle: ZSW und Bosch & Partner 2019.

Abbildung 2:

Jährlicher Anlagenzubau, Solar (Deutschland, 2010-2017; 2017 & 2018 vorläufig).

dem Leistungssegment 500 bis 1.000 kW installiert, da im Zuge der Solar-Pilotausschreibung alle Freiflächenanlagen an der Ausschreibung teilneh-

men mussten. Im Dezember 2015 wurden vermehrt Anlagen aus dem Leistungssegment 100 bis 500 kW zugebaut, um der ab 1. Januar 2016 gel-

tenden Direktvermarktungspflicht für Anlagen ab 100 kW zu entgehen. Ende 2016 wurde der Zubau von Aufdachanlagen mit über 750 kW forciert, die mit Inkrafttreten des EEG 2017 am Ausschreibungssystem hätten teilnehmen müssen. Bei den Freiflächenanlagen ist in 2018 mit rund 770 MW ein höherer Zubau als im Vorjahr zu verzeichnen, wengleich die Steigerungsrate gegenüber dem Dachanlagenzubau etwas geringer ausfällt. So ist ab 2017 und insbesondere im Jahr 2018 bei Anlagen zwischen 200 und 750 kW ein deutlich erhöhter Zubau zu verzeichnen. Im Januar 2019 ist der Zubau aller Anlagen bis 750 kW sehr stark angestiegen, was auf die ab 1. Februar 2019 stufenweise in Kraft getretene Absenkung der Vergütungssätze in der Leistungsstufe oberhalb von 40 kW zurückzuführen ist.

Potenziale für die Solarenergie werden auf Dach- und Freiflächen sowie an den Fassaden von Gebäuden gesehen. Auf Grundlage einer Metaanalyse wird für das Jahr 2015 von einem Potenzial für **Aufdachanlagen** von 1.200 km² ausgegangen, was bei einem Systemwirkungsgrad von 8 bis 20 % einer installierbaren Leistung zwischen 96 und 240 GW entspricht; die Solarthermie bleibt unberücksichtigt. Der derzeitige Solar-Dachflächenbestand von 32,7 GW nutzt das Potenzial zu ca. 10 %. Damit wird deutlich, dass auch unter Berücksichtigung des Flächenbedarfs für bestehende und künftige Solarthermieanlagen und schätzungsbedingter Unsicherheiten ein hohes Potenzial nutzbarer Flächen für einen weiteren Ausbau von Solar-Dachanlagen vorhanden ist.

Fassadenflächen spielen aus wirtschaftlichen Gründen (u.a. ungünstigerer Einstrahlungswinkel, schlechte Standardisierbarkeit) und ästhetischen Vorbehalten bisher eine untergeordnete Rolle. Das Potenzial an nutzbarer Fassadenfläche wurde für das Jahr 2010 bei ca. 350 km² (6,5 % der vorhandenen Fassadenfläche) mit einer potenziell installierbaren Leistung von 56 GW bei einem Wirkungsgrad von 16 % gesehen.

Die Bezifferung von **Flächenpotenzialen in der freien Fläche** ist aufgrund mangelnder oder sehr eingeschränkt aussagekräftiger Datengrundlage oder Überschneidungen förderfähiger Flächen schwierig und erlaubt je nach betrachteter Fläche lediglich schätzbare Aussagen. Insbesondere **Konversionsflächen** sind nur näherungsweise evaluierbar. Können diese ausgemacht werden, ist damit keine Aussage über deren Wertigkeit verbunden. Denn erst ab einer Beeinträchtigung der ökologischen Wertigkeit ab 50 % können förderfähige Anlagen darauf errichtet werden. Das mit rd. 214.000 ha bedeutendste Potenzial kommt nicht mehr beübten militärischen Flächen ohne Naturschutzrelevanz zu. Die Potenziale in deutschen Braunkohlerevieren werden auf ca. 36.000 ha, rd. 14,7 GW installierbare Leistung, abgeschätzt. Hinsichtlich des Flächenpotenziales von Abgrabungen und stillgelegten Tagebauen als sonstige bauliche Anlagen sind in 2016 ca. 16.000 ha, rd. 10,5 GW an rechnerisch installierbarer Leistung, ausgewiesen worden. **Seitenrandflächen** von Autobahnen und Schienenwegen bieten ein Potenzial, das relativ aussagekräftig beziffert werden kann. Es umfasst ca. 22.000 ha (rd. 15 GW), wobei der überwiegende Anteil auf Flächen entlang von Schienenwegen entfällt. **Flächen der BImA** sind realistisch nur zu ca. 2 %, d. h. ca. 13.400 ha, nutzbar (BImA, Bundesanstalt für Immobilienaufgaben 2016).

In der Ausschreibungsrunde vom 1. Oktober 2017 entfielen drei Viertel des bezuschlagten Ausschreibungsvolumens von 222 MW auf vier Großanlagen auf sonstigen baulichen Anlagen, in der darauf folgenden Ausschreibung mehr als die Hälfte der ausgeschriebenen Leistung. Anlagen auf dieser Flächenkategorie sind nicht auf 10 MW Maximalgröße beschränkt. Mit dem Rückgang des Leistungsanteils von sonstigen baulichen Anlagen ab Juni 2018 scheint sich dieser Trend vorerst nicht verstetigt zu haben. Großes Potenzial besteht weiterhin auf Acker- und Grünland in benachteiligten Gebieten.⁴ Entsprechende Länderverordnungen haben bislang Bayern (maximal 70 Anlagen pro Jahr), Baden-Würt-

⁴ Gemäß § 2 Nr. 2 der Freiflächenausschreibungsverordnung (FFAV) bzw. § 3 Nr. 7 EEG 2017 sind benachteiligte Gebiete die Gebiete nach der Richtlinie 86/465/EWG des Rates vom 14. Juli 1986 betreffend das Gemeinschaftsverzeichnis der benachteiligten landwirtschaftlichen Gebiete i. S. d. Richtlinie 75/268/EWG (ABl. (EG) Nr. L 273, S. 1) in der Fassung der Entscheidung der EU-Kommission 97/172/EG vom 10. Februar 1997 (ABl. (EG) Nr. L 72, S. 1); vertiefend: www.clearingstelle-eeg-kwkg.de/beitrag/2750.

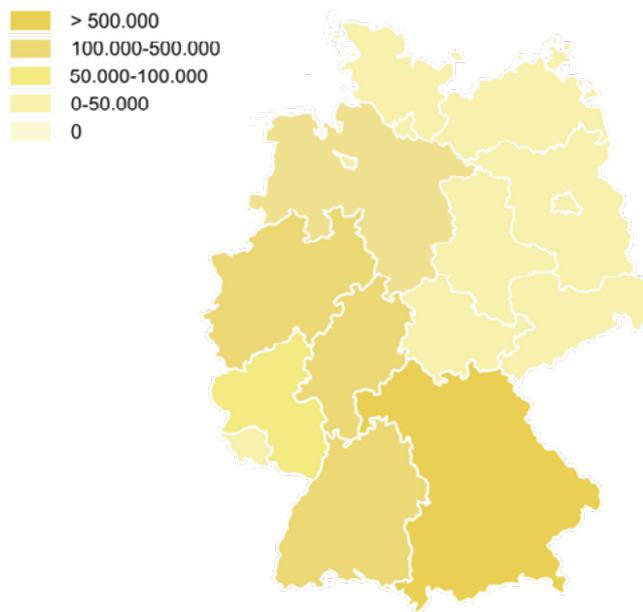
Tabelle 1: Flächenpotenzial auf Acker- und Grünland in benachteiligten Gebieten in Baden-Württemberg, Bayern, Hessen, Rheinland-Pfalz und Saarland.

Flächenpotenziale [ha]	Gesamtfläche benachteiligte Gebiete (> 1 ha)	Abzüglich Natura 2000-Gebiete/ geschützte Biotop verbleiben	Abzüglich Schutzgebiete, verbleiben	Abzüglich Grünland in Berggebieten, verbleiben	Sich daraus ergebende Energiepotenziale [GW]
Baden-Württemberg	866.231	866.231	392.477	388.443	259
Grünland	421.498	421.498	134.357	130.323	rd. 87
Ackerland	444.733	444.733	258.120	258.120	rd. 172
Bayern	2.245.169	2.071.640	1.095.069	938.301	626
Grünland	1.082.510	947.268	517.411	360.643	rd. 240
Ackerland	1.162.659	1.124.372	577.658	577.658	rd. 385
Hessen	343.630	343.630	114.536	114.536	76
Grünland	172.138	172.138	41.280	41.280	rd. 28
Ackerland	171.492	171.492	73.256	73.256	rd. 49
Rheinland-Pfalz	468.075	468.075	218.664	218.664	146
Grünland	256.452	256.452	96.678	96.678	rd. 64
Ackerland	211.623	211.623	121.986	121.986	rd. 81
Saarland	78.504	78.504	16.735	16.735	11
Grünland	42.752	42.752	8.429	8.429	rd. 6
Ackerland	35.752	35.752	8.305	8.305	rd. 6
Summe	4.001.609	3.828.080	1.837.480	1.676.678	1.118
Grünland	1.975.350	1.840.108	798.155	637.353	rd. 425
Ackerland	2.026.259	1.987.972	1.039.325	1.039.325	rd. 693

Quelle: ZSW und Bosch & Partner 2019.

temberg (maximal 100 MW pro Jahr), Hessen (maximal 35 MW pro Jahr), Rheinland-Pfalz (maximal 50 MW pro Jahr) und Saarland (maximal 100 MW bis zum Ende der Laufzeit der Verordnung Ende 2022) erlassen. Ausgehend von der Annahme, dass eine 750 kW-Anlage mindestens 1 ha benötigt, weist **Baden-Württemberg** ein Potenzial von rd. 866.000 ha in benachteiligte Gebiete aus (entspricht ca. 73 % des Grün- und 49 % des Ackerlandes im Bundesland) und zieht man davon Schutz- und Berggebiete ab, verbleibt ein nutzbares Potenzial von rd. **388.000 ha**. In **Bayern** werden ca. 2,2 Mio. ha benachteiligte Gebiete ausgewiesen, die sich relativ gleichmäßig auf Acker- und Grünland verteilen. Nach Abzug der Natura 2000-Gebiete, geschützten Biotopen und anderen Schutz- sowie Berggebieten verbleiben

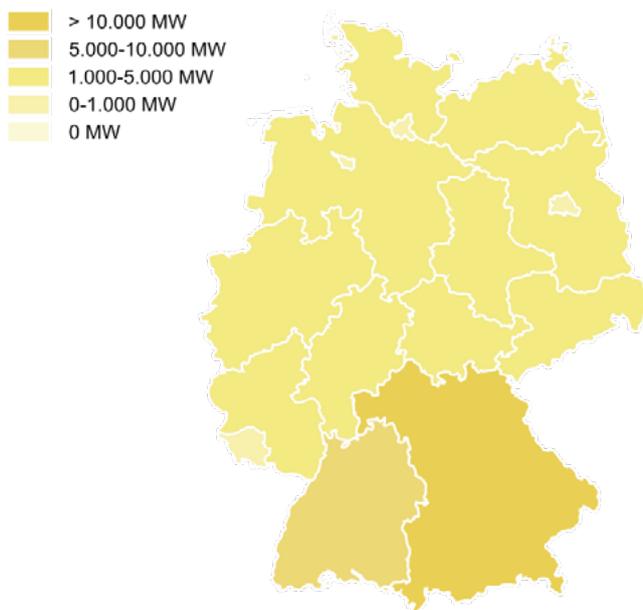
rd. **938.000 ha** potenziell nutzbarer Fläche (s. *Tabelle 1*). **Hessen** weist rd. 344.000 ha benachteiligte Gebiete aus, die sich ebenfalls gleichmäßig auf Grün- und Ackerland verteilen. Abzüglich aller geschützten Gebiete verbleibt hier ein Potenzial von rd. **115.000 ha**. In **Rheinland-Pfalz** werden ca. 344.000 ha, die zu 55 % auf Grün- und zu 45 % Ackerland entfallen, ausgewiesen. Nach Abzug der geschützten Gebiete verbleibt ein Potenzial von rd. **219.000 ha**, wobei sich das Verhältnis mit zwischen Grün- und Ackerfläche hier umkehrt. Im **Saarland** werden rd. 79.000 ha benachteiligte Gebiete ausgewiesen, von denen nach Abzug der geschützten Gebiete jedoch nur ein Potenzial von rd. **17.000 ha** verbleibt. Die dargestellten Potenziale sind als Näherungswerte zu verstehen.



Bundesland	Anzahl
Baden-Württemberg	327.908
Bayern	550.786
Berlin	7.488
Brandenburg	38.751
Bremen	2.138
Hamburg	3.627
Hessen	115.458
Mecklenburg-Vorpommern	17.596
Niedersachsen	162.115
Nordrhein-Westfalen	264.916
Rheinland-Pfalz	102.360
Saarland	23.686
Sachsen	41.185
Sachsen-Anhalt	29.610
Schleswig-Holstein	47.092
Thüringen	30.440

Eigene Darstellung. Quelle: BNetzA Register (01/2019).

Abbildung 3: Anlagenbestand Ende 2018 je Bundesland, Solar.



Bundesland	MW
Baden-Württemberg	5.811
Bayern	12.514
Berlin	105
Brandenburg	3.701
Bremen	44
Hamburg	45
Hessen	2.051
Mecklenburg-Vorpommern	1.877
Niedersachsen	3.929
Nordrhein-Westfalen	4.911
Rheinland-Pfalz	2.195
Saarland	465
Sachsen	1.882
Sachsen-Anhalt	2.499
Schleswig-Holstein	1.666
Thüringen	1.457

Eigene Darstellung. Quelle: BNetzA Register (01/2019).

Abbildung 4: Installierte Leistung in MW Ende 2018 je Bundesland, Solar.

Entwicklung in den Bundesländern

Ende 2018 waren in Deutschland fast 1,8 Mio. Solaranlagen installiert. In *Abbildung 3* und *Abbildung 4* wird der Solaranlagenbestand und die installierte Leistung Stand Ende 2018 je Bundesland veranschaulicht. Es zeigt sich, dass die beiden südlichsten Bundesländer deutlich hervorstechen.

Während Bayern mit einem Zubauanteil von ca. 45 % bis 2010 dominierte, nimmt der Anteil der neuen Bundesländer seit 2011 zu. Je nach Jahr entfallen die Hälfte oder zwei Drittel des Zubaus auf diese Länder. Dies ist zu einem großen Teil darauf zurückzuführen, dass in den vergangenen Jahren große Freiflächenanlagen auf Konversionsflächen in Ostdeutschland realisiert wurden.

Die Verteilung des Zuschlagsvolumens aller zwölf Solar-Ausschreibungsrunden (April 2015 bis Oktober 2018) auf die einzelnen Bundesländer deutet darauf hin, dass sich der (perspektivisch mögliche) **Zubau** von Anlagen über 750 kW-Nennleistung im **Ausschreibungssystem** mit steigender Tendenz und im Vergleich zum Zubau unter dem System der gesetzlich bestimmten EEG-Förderung sogar verstärkt weiterhin so verteilen kann.⁵ So entfallen fast 80 % des Zuschlagsvolumens auf die Bundesländer Bayern (rd. 29 %), Brandenburg (rd. 22 %) und Mecklenburg-Vorpommern (rd. 19 %) sowie Sachsen-Anhalt (rd. 8 %).

Zusammenfassend ergibt die Potenzialanalyse auch bei Berücksichtigung der Beschränkungskriterien eine immer noch sehr umfangreiche Flächendimension. Das Flächenpotenzial in den Bundesländern Baden-Württemberg, Bayern, Hessen, Rhein-

land-Pfalz und Saarland beträgt theoretisch auf Grünland rd. 637.000 ha bzw. rd. 425 GW, auf Ackerland rd. 1.039.000 ha bzw. rd. 693 GW. Mit einem angenommenen spezifischen Flächenverbrauch von 1,5 ha/MW ergibt sich daraus ein theoretisches Potenzial zur Realisierung von Solar-Freiflächenanlagen mit mehr als 1.100 GW. Der in den Landesverordnungen vorgesehene FFA-Zubau ist allerdings auf 300 MW p. a. (bzw. 450 ha p. a.) in Bayern, 100 MW p. a. (bzw. 150 ha p. a.) in Baden-Württemberg, 50 MW p. a. in Rheinland-Pfalz, 35 MW p. a. in Hessen und 100 MW bis zum Ende der Laufzeit der VO im Saarland beschränkt. Regional verteilt sich die Solar-Leistung seit 2011 und wohl auch im Ausschreibungssystem verstärkt auf die neuen Bundesländer, da hier deutlich mehr geeignete große Konversionsflächen vorzufinden sind, die zum Teil auch als bauliche Anlagen eingestuft sind.

⁵ Beachtlich ist, dass unter Inkaufnahme eines Abschlags auf den die EEG-Förderhöhe mitbestimmenden anzulegenden Wert um 0,3 ct/kWh die Anlagenrealisierung an einem anderen Standort und damit ggf. auch in einem anderen Bundesland erfolgen kann.

Wind an Land

Entwicklung in Deutschland

Ende 2018 wird die **installierte Leistung** aus Windenergie an Land insgesamt auf **rd. 53 GW** beziffert.⁶ Die **erzeugte Energiemenge** erreichte in 2018 mit **92,2 TWh** neuen Höchstwert. Der Bruttozubau stieg in den Jahren 2015 von einer Leistung von 3,8 GW über 4,4 GW in 2016 bis auf 5,5 GW in 2017. Verglichen zum Rekordjahr 2017 belief sich der Zubau in 2018 mit **2,5 GW** auf 55 % weniger Leistung und 59 % weniger installierten Anlagen (vgl. *Abbildung 5*). In 2017 lag der Anlagenzubau mit 1.884 zu 1.766 noch knapp über dem Wert von 2014, was aus der sich im Zeitverlauf steigenden Nennleistung⁷ der einzelnen Anlagen resultiert (s. *Abbildung 6*). Die Anzahl der in 2018 neu zugebauten Anlagen liegt mit 790 zwischen dem Anlagenzubau von 2010 und 2011 (701 bzw. 823) und bedeutet einen deutlichen Rückgang nach den vorangegangenen starken Zubaujahren 2014 bis 2017. Wurde bei einem Kapazitätsrückbau von insgesamt 179 MW (2015), 280 MW (2016) und 469 MW (2017) der jährliche Ausbaukorridor nach § 29 Abs. 1 Nr. 1 EEG 2014 von 2.400 bis 2.600 MW netto, aber auch von derzeit 2.800 MW p. a. brutto (vgl. § 4 Nr. 1 a) EEG 2017) jeweils noch deutlich überschritten, so wird er in 2018 bei einem Rückbau von 197 MW deutlich unterschritten. Die verstärkte Absenkung des anzulegenden Werts im **Übergangssystem nach §§ 46 Abs. 1, 46a Abs. 1 EEG 2017** im Vergleich zur regelmäßigen Degression in Höhe von 0,4 % macht sich damit bemerkbar. Die Degression erfolgte bis August 2017 monatlich, danach quartalsweise und jeweils zu Beginn des Quartals. In 2016 lag sie durchgehend bei 1,2 %. In 2017 erfolgte die Degression mit 1,05 %. Von Oktober 2017 bis Oktober 2018 lag die quartalsweise Absenkung bei 2,4 %. In 2015 lag der anzulegende Grundwert bei 4,95 ct/kWh und der Anfangswert bei 8,9 ct/kWh (§ 49 Abs. 1, 2

Entwicklung in Deutschland:

Ca. **53 GW** Gesamtanlagenbestand (leistungsbezogen) Ende 2018

Die Bruttostromerzeugung ist im Jahr 2018 mit **92,2 TWh** auf einen neuen Höchstwert angestiegen (88,0 TWh in 2017, 67,7 TWh in 2016).

Jährlicher Bruttozubau (leistungsbezogen): 3,8 GW in 2015; 4,4 GW in 2016; 5,5 GW in 2017; **2,5 GW** in 2018.

Rückbau: Die insgesamt stillgelegte Kapazität ist in 2018 mit 197 MW nach dem Hoch in 2017 mit 470 MW deutlich unter das Niveau von 2016 mit 280 MW gesunken; das Durchschnittsalter der stillgelegten Anlagen liegt mit rd. 17 Jahren in 2016 und 2017 sowie 18 Jahren in 2018 unter der 20-jährigen Entwurfslebensdauer und der 20-jährigen Höchstdauer der EEG-Zahlungsansprüche (§ 25 EEG 2017).

Entwicklung in den Bundesländern:

Über die Hälfte (56 % bzw. rd. 1,4 GW) der in 2018 installierten Windenergieleistung entfällt auf die Bundesländer Niedersachsen (30 % bzw. 740 MW), Nordrhein-Westfalen (14 % bzw. 349 MW) und Brandenburg (12 % bzw. 232 MW).

Die mit Abstand größte Zubaukonzentration (kW/km²) für ein Flächenland weist Schleswig-Holstein in 2016 auf; in 2018 kann der Zubau, wie auch im übrigen Bundesgebiet nicht an die Jahre 2016 und 2017 anknüpfen.

Die Zuschläge im Rahmen der acht Ausschreibungen seit Mai 2017 konzentrieren sich auf Norddeutschland: Brandenburg (23 % bzw. 1.299 MW), Niedersachsen (18 % bzw. 1.033 MW), Mecklenburg-Vorpommern (9 % bzw. 546 MW), Schleswig-Holstein (7 % bzw. 421 MW).

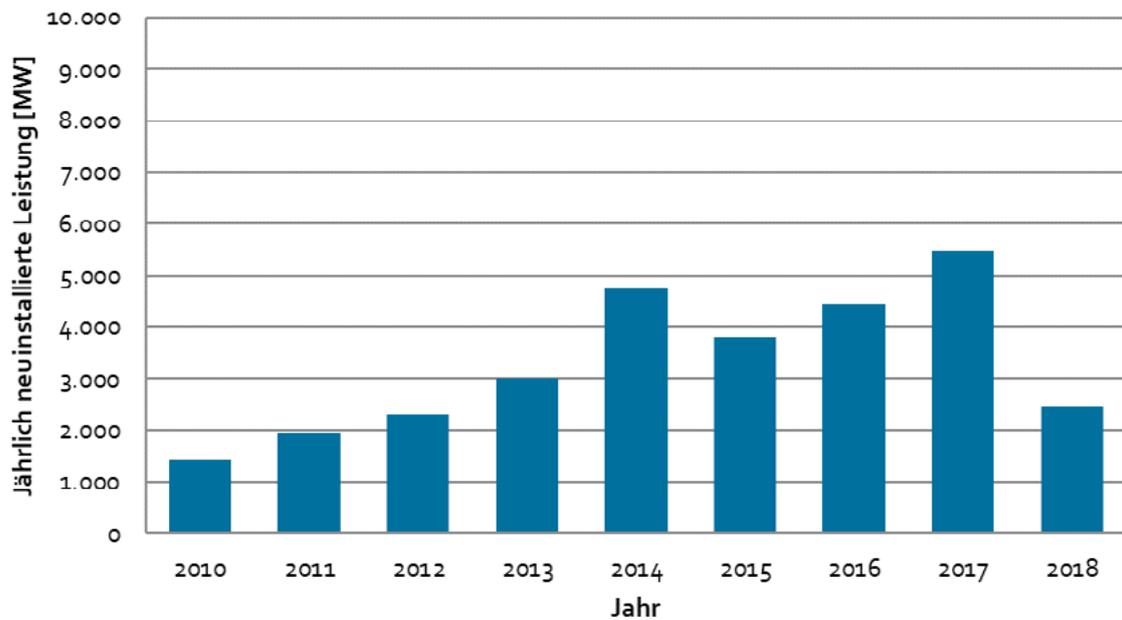
Quelle: Deutsche WindGuard GmbH & ZSW 2019.

EEG 2014). Wegen der weiteren Degression lag Ende 2018 der anzulegende Grundwert bei 3,87 ct/kWh und der Anfangswert bei 6,97 ct/kWh. Das entspricht einer Absenkung der anzulegenden Werte seit 2015 um mehr als 20 %. Zum 31. Dezember 2018 endete das Übergangssystem.

Für Windenergieanlagen, die ab dem 1. Januar 2019 in Betrieb genommen werden, gilt mit § 46b EEG 2017 eine neue Berechnung des anzulegenden Wertes, soweit dieser gesetzlich bestimmt wird. Hier entspricht der Zahlungsanspruch dem Durchschnitt aus den Gebotswerten des jeweils höchsten noch bezuschlagten Gebots der Ausschreibung

6 Erst seit der Einführung des Anlagenregisters im Jahr 2014 wird der Zu- und Rückbau von Windenergieanlagen systematisch erfasst. Für den Gesamtbestand existieren daher je nach Datenquelle (ÜNB-Daten, Betreiber-Datenbasis, Status des Windenergieausbaus) leicht unterschiedliche Angaben. Mit der Einführung des Marktstammdatenregisters zum 1. Juli 2017, soll diese Erfassungslücke geschlossen werden. Das MaStR-Webportal steht seit dem 31. Januar 2019 allen Marktakteuren und der Öffentlichkeit unter www.marktstammdatenregister.de zur Verfügung.

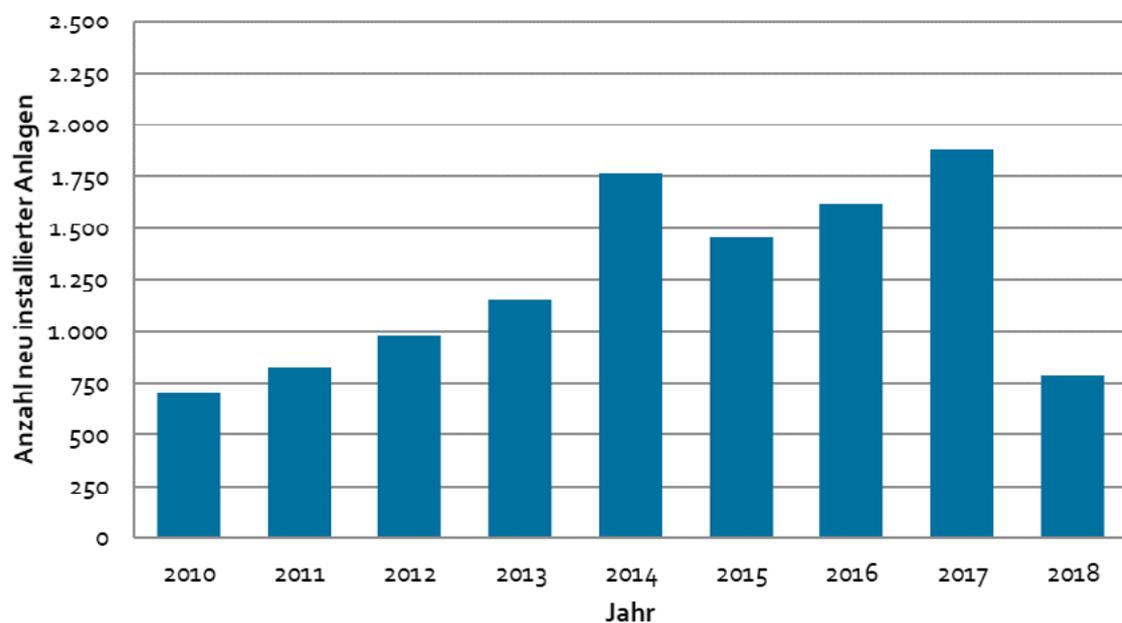
7 Die Nennleistung ist ein Indikator für die maximal erreichbare Einspeisung von Strom in das Netz.



Datengrundlage: BNetzA Register (01/2019). Datenquelle: Deutsche WindGuard & ZSW 2019.

Abbildung 5:

Jährlicher Leistungszubau in MW (brutto), Wind an Land (Deutschland, 2010-2018).



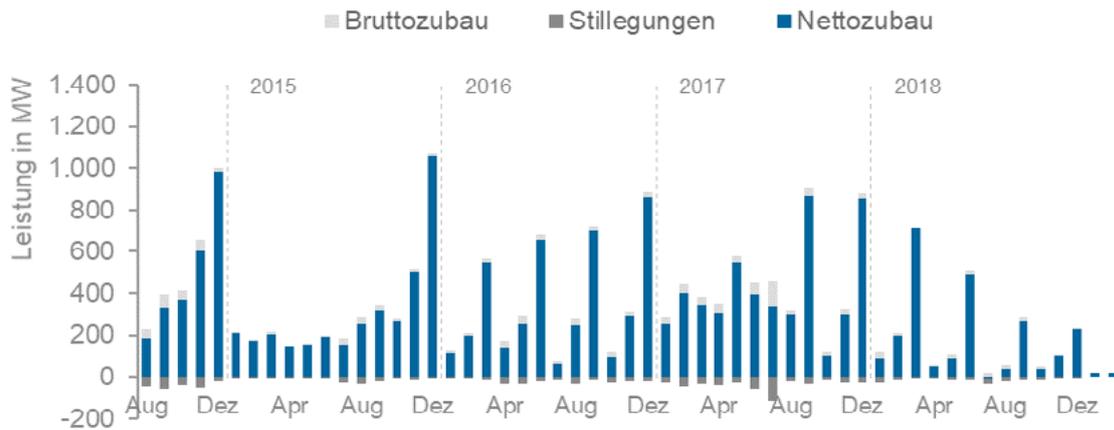
Datengrundlage: BNetzA Register (01/2019). Datenquelle: Deutsche WindGuard & ZSW 2019.

Abbildung 6:

Jährlicher Anlagenzubau (brutto) Wind an Land (Deutschland, 2010-2018).

im Vorjahr. Der anzulegende Wert für eine konkrete Anlage bestimmt sich dabei, wie im Rahmen des Ausschreibungssystems, durch Multiplikation mit dem standortspezifischen Korrekturfaktor. Für den 100 %-Referenzstandort beträgt die Vergütungshöhe im Jahr 2019 4,63 ct/kWh.

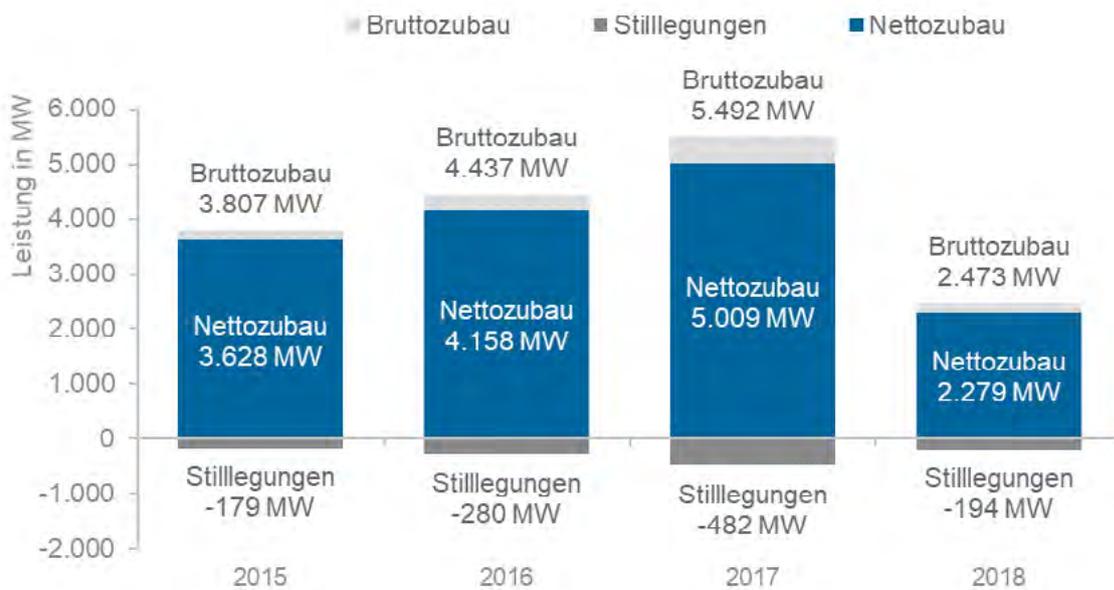
Die **Bruttostromerzeugung** aus Windenergieanlagen an Land hat sich seit Einführung des EEG vervielfacht: von 10 TWh im Jahr 2000 stieg sie mit leichten Schwankungen auf **92,2 TWh im Jahr 2018** an (AGEE-Stat, Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-



Datengrundlage: BNetzA Register (01/2019). Quelle: Deutsche WindGuard & ZSW 2019.

Abbildung 7:

Leistungszubau (brutto- und netto) sowie Stillungen nach Monaten von August 2014 bis Dezember 2018.



Datengrundlage: BNetzA Register (01/2019). Quelle: Deutsche WindGuard & ZSW 2019.

Abbildung 8:

Leistungszubau (brutto- und netto) sowie Stillungen nach Jahren (2015, 2016, 2017 und 2018).

Statistik 2019). Die Entwicklung reflektiert im Wesentlichen den Zubaufortschritt.

Gründe für den Rückbau EEG-förderfähiger Anlagen können bspw. in einem technischen oder wirtschaftlichen Totalschaden von Anlagen(-teilen) liegen. Beim flächenbedarfsbedingten Repowering wird dagegen eine Anlage abgebaut, um an ihrer Stelle eine leistungsstärkere Anlage zu errichten. Dies wurde bis zum Inkrafttreten des EEG 2014 durch EEG-förderseitige Berücksichtigung ange-

reizt. Der daraus resultierende „vorgezogene“ Rückbau bis Ende 2014 zeigte Effekt in einem verhaltenen Rückbau im ersten Halbjahr 2015. Die rückgebauten Anlagen hatten in den Jahren 2015/2016 eine durchschnittliche Nennleistung von gut 1 MW. In 2017, wie auch in 2018 wurden Anlagen mit einer mittleren Nennleistung von 1,3 MW abgebaut. Der Kapazitätsrückbau insgesamt nahm in 2017 gegenüber 2016 um 68 % zu und in 2018 gegenüber 2017 wieder um 68 % ab. Entsprechend lag die mittlere monatlich stillgelegte Leistung ge-

genüber 2016 mit 23,33 MW mit rd. 39 MW in 2017 deutlich darüber. Mit einer mittleren monatlich stillgelegten Leistung von rd. 16,42 MW in 2018 lag der Rückbau wieder auf einem mit 2015 vergleichbaren niedrigen Niveau. Der größte Rückbau erfolgte im Juli 2017, in dem 114 MW Kapazität abgebaut wurden (vgl. *Abbildung 7*). Das Anlagendurchschnittsalter beim Abbau betrug in 2016 und 2017 rund 17 Jahre. Im Jahr 2018 lag das es schon bei 18 Jahren, liegt aber damit weiterhin unter dem Entwurfslebensalter von regelmäßig 20 Jahren und der 20-jährigen Höchstdauer der EEG-Zahlungsansprüche (§ 25 EEG 2017).

Aus *Abbildung 8* ergibt sich für das Jahr 2015 ein Nettozubau von 3.623 MW p. a. Trotz einer Zunahme von Stilllegungen in 2016 und 2017 stieg der Nettozubau in 2016 auf 4.158 MW p. a. und in 2017 auf 5.015 MW p. a. an. In 2018 lag der Nettozubau bei nur 2.279 MW p. a. Damit wird, trotz eines deutlichen Rückgangs an Stilllegungen, erstmals weder das alte Nettozubauziel des EEG 2014 (2.500 MW), noch das Brutto-Zubauziel des EEG 2017 (2.800 MW) erreicht.

Aus derzeitiger Sicht zeichnet sich die **Zubauentwicklung bis 2030** wie folgt ab: Der Zubau in 2018 war noch von den Anlagen mitbestimmt, die im Rahmen der Übergangsregelungen des EEG 2017 und damit außerhalb des Ausschreibungssystems umgesetzt werden durften. Treibende Kraft beim Zubau war neben dem Fristablauf nach der Übergangsvorschrift Ende 2018 die quartalsweise Anpassung der Fördersätze.

Für 2019 wird mit etwa 2.000 bis 2.500 MW ein mit 2018 vergleichbarer geringer Zubau erwartet. Dies liegt in der Dominanz der Bürgerenergiegesellschaften in den ersten Ausschreibungsrunden des Jahres 2017 (auf sie entfallen 97 % des Ausschreibungsvolumens) begründet. Gem. § 36g EEG 2017 gilt für sie eine um 24 Monate verlängerte Realisierungsfrist von insgesamt 54 Monaten, die wohl insbesondere oft mangels vorliegender bundesemis-

sionsschutzrechtlicher Genehmigung und aus Gründen der Erlösmaximierung (z. B. aus technologischem Fortschritt) aller Voraussicht nach ausgeschöpft wird. Zudem ist zu berücksichtigen, dass Zuschläge für Projekte ohne Genehmigung größere Realisierungsrisiken bergen und einige der Projekte nicht umgesetzt werden könnten. Hinzu kommt, dass im Jahr 2018 aufgrund des geringen Teilnahmevervolumens weniger als die insgesamt ausgeschriebenen Menge bezuschlagt wurde. Der Zubau bis 2021 wird nach jetzigem Stand vornehmlich durch Anlagen bestimmt, die 2017 einen Zuschlag im Rahmen der Ausschreibungen erhalten haben (2.820 MW).

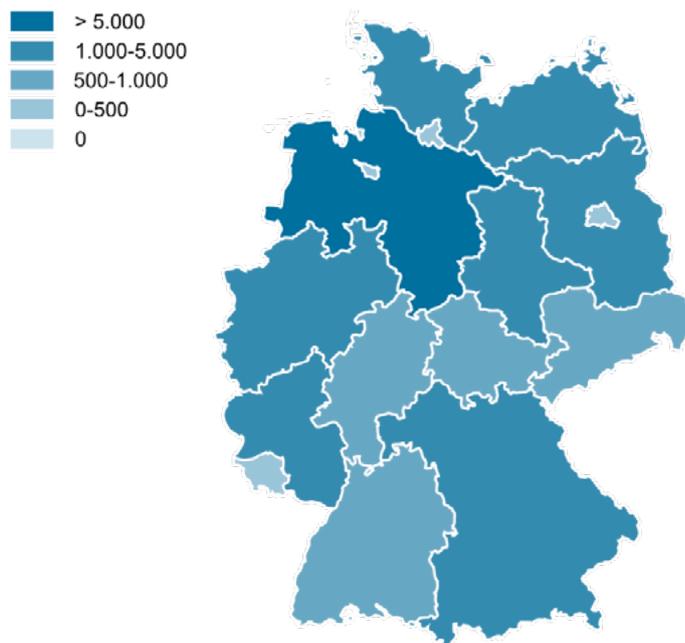
Wie im Koalitionsvertrag vorgesehen hat die Bundesregierung Ende 2018 im Bundestag und Bundesrat einen Gesetzentwurf⁸ eingebracht, der vom Bundestag und Bundesrat beschlossen wurde und am 21. Dezember 2018 in Kraft getreten ist. Danach ist in § 28 Abs. 1 S.2 EEG 2017 vorgesehen, dass bis 2021 je 4 GW Solaranlagen und Windenergieanlagen an Land zusätzlich in Sonderausschreibungen ausgeschrieben werden. Die zusätzlichen Ausschreibungsmengen sollen von 1 GW in 2019 über 1,4 GW in 2020 auf 1,6 GW in 2021 anwachsen.

Die Sonderregeln für Bürgerenergiegesellschaften bei der Ausschreibung von Windenergieprojekten an Land (§ 36g Abs. 1, 3 und 4 EEG 2017) sind mit Wirkung ab der Ausschreibungsrunde im August 2018 erst einmal bis zum 1. Juni 2020 ausgesetzt. Der Bundesrat hat am 8. Juni 2018 einen entsprechenden Änderungsvorschlags des Bundestages zum EEG 2017 zugestimmt, so dass die Änderung am 26. Juni 2018 in Kraft getreten ist.⁹

Langfristig wird der Zubau wesentlich über das gesetzlich vorgesehene jährliche Ausschreibungsvolumen gesteuert. Bei der Steuerung der Ausbaumengen ist auch zu berücksichtigen, dass nach dem Jahr 2020 bei unveränderten Rahmenbedingungen für Altanlagen, die ab diesem Zeitpunkt keine EEG-Förderzahlung mehr erhalten, mit einem deutlich erhöhten Rückbau zu rechnen ist.

8 Bundestag, Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes, des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes, des Energiewirtschaftsgesetzes und weiterer energierechtlicher Vorschriften vom 06. November 2018, BT-Drs. 19/5523.

9 Bundesrat, Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) vom 09. Januar 2018, BT-Drs. 3/18, abgeändert angenommen durch den Bundestag und Bundesrat am 08. Juni 2018 auf Grundlage der Beschlussempfehlung, BT-Drs. 19/2581.

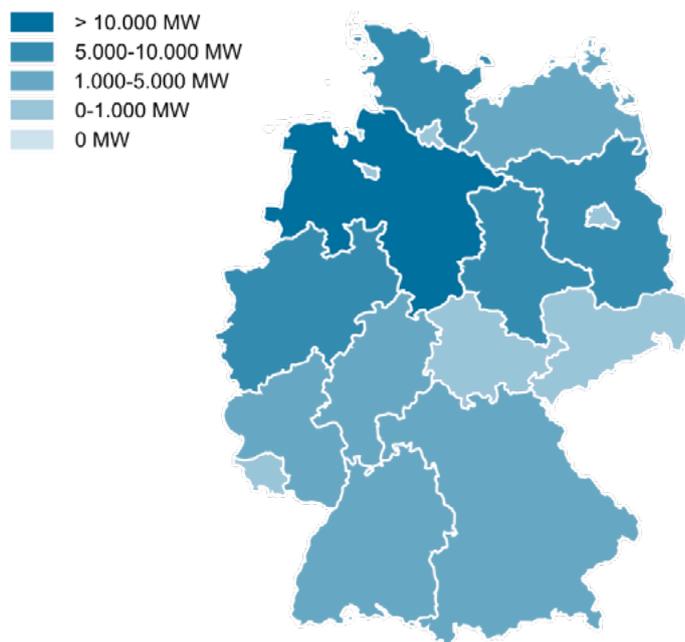


Bundesland	Anzahl
Baden-Württemberg	725
Bayern	1.161
Berlin	4
Brandenburg	3.821
Bremen	91
Hamburg	65
Hessen	1.159
Mecklenburg-Vorpommern	1.920
Niedersachsen	6.305
Nordrhein-Westfalen	3.726
Rheinland-Pfalz	1.748
Saarland	207
Sachsen	899
Sachsen-Anhalt	2.862
Schleswig-Holstein	3.661
Thüringen	859

Eigene Darstellung. Quelle: Deutsche WindGuard 2019, BNetzA Register (01/2019).

Abbildung 9:

Anlagenbestand Ende 2018 je Bundesland, Wind an Land.



Bundesland	MW
Baden-Württemberg	1.529
Bayern	2.515
Berlin	12
Brandenburg	7.081
Bremen	198
Hamburg	128
Hessen	2.201
Mecklenburg-Vorpommern	3.366
Niedersachsen	11.165
Nordrhein-Westfalen	5.773
Rheinland-Pfalz	3.589
Saarland	476
Sachsen	1.227
Sachsen-Anhalt	5.139
Schleswig-Holstein	6.964
Thüringen	1.567

Eigene Darstellung. Quelle: Deutsche WindGuard 2019, BNetzA Register (01/2019).

Abbildung 10:

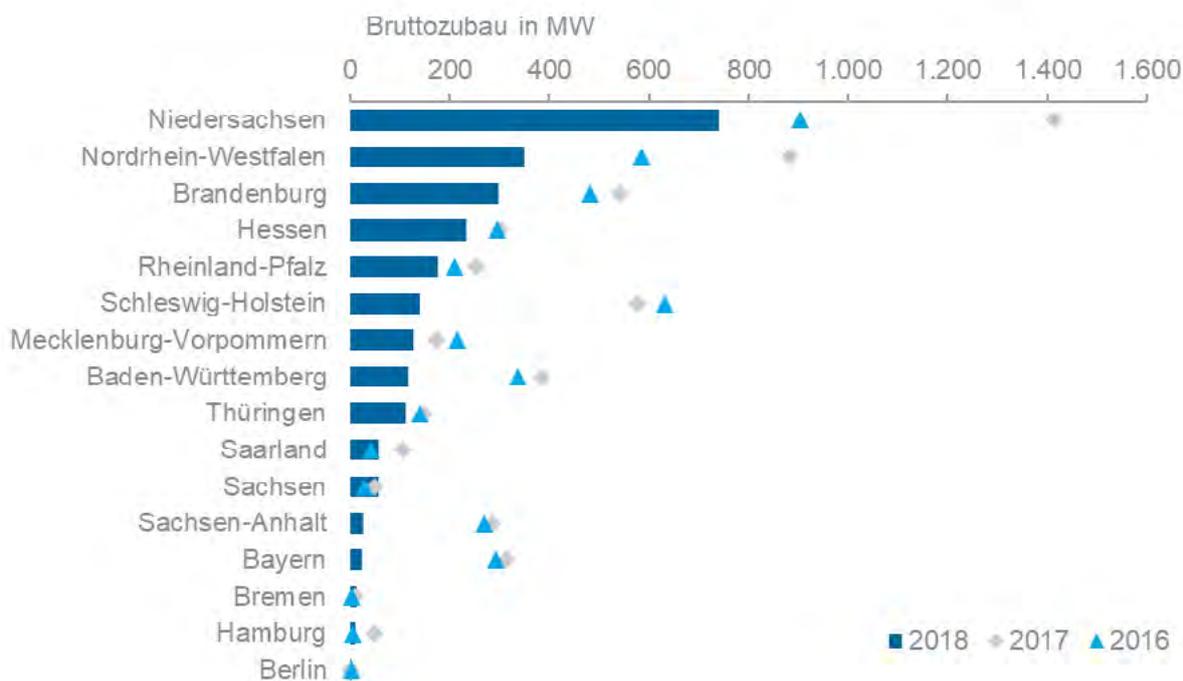
Installierte Leistung Ende 2018 in MW je Bundesland, Wind an Land.

Entwicklung in den Bundesländern

Die Verteilung des gesamten Anlagenbestands bzw. der installierten Leistung je Bundesland Ende 2018 wird in *Abbildung 9* und *Abbildung 10* dargestellt. Die Abbildungen visualisieren den bisher verstärkten Zubau im Norden Deutschlands. Niedersachsen, Brandenburg und Nordrhein-Westfalen haben im Landesvergleich die meisten Anlagen installiert.

Die Liste der Länder mit der insgesamt größten installierten Leistung wird ebenfalls von Niedersachsen und Brandenburg angeführt, hier gefolgt von Schleswig-Holstein.

Der Leistungszubau (brutto) in den Jahren 2016, 2017 und 2018 verhält sich in den Bundesländern wie in *Abbildung 11* dargestellt. Die Mehrheit der



Datengrundlage: BNetzA Register (01/2019). Quelle: Deutsche WindGuard & ZSW 2019.

Abbildung 11: Leistungszubau in den Bundesländern in den Jahren 2016, 2017 und 2018.

Bundesländer hat im Jahr 2018 einen geringeren Zubau als noch in 2016 und 2017 zu verzeichnen. Am stärksten ist der Kapazitätzzubau in 2018 in Niedersachsen mit 740 MW erfolgt, dahinter liegen Nordrhein-Westfalen (349 MW) und Brandenburg (297 MW). Damit lag der Brutto-Zubau in 2018 im Vergleich zu 2017 in Niedersachsen (1.414 MW) und Brandenburg (884 MW) um fast die Hälfte und in Schleswig-Holstein sogar um Dreiviertel niedriger.¹⁰ Zugelegt hat in dem Vergleich nur Sachsen (+ 9 %) und der Stadtstaat Bremen (+ 8 %).

Betrachtet man den **Zubau im Verhältnis zur Landesfläche** (kW/km²), weist Schleswig-Holstein im Jahr 2016 den stärksten Zubau mit rund 40 kW/km² und eine doppelt so hohe Konzentration des Zubaus wie in den übrigen Bundesländern auf. Im Jahr 2017 ist die Leistungsdichte in Schleswig-Holstein erneut hoch, der flächenbezogene Schwerpunkt des Zubaus verschob sich jedoch in die Länder Niedersachsen und Nordrhein-Westfalen. Aufgrund der kleinen Fläche bei einem sichtbaren Zubau ist

im Jahr 2017 bezogen auf die Landesfläche in Hamburg und Saarland der stärkste Zubau erfolgt. Im Jahr 2018 fällt der Zubau im ganzen Bundesgebiet gering aus. In Schleswig-Holstein kann der flä-

chenbezogene Zubau in 2018 nicht an die Jahre 2016 und 2017 anknüpfen. Der vergleichsweise stärkste Zubau erfolgt in Niedersachsen sowie in den kleinsten deutschen Bundesländern, in den Stadtstaaten Bremen und Hamburg sowie im Saarland. Im Südosten verharrt die Zubaukonzentration, insbesondere in Bayern und Sachsen, auf gleichbleibend niedrigeren Werten. Über den insgesamt betrachteten Zeitraum fällt insbesondere im Südosten Deutschlands der flächenbezogene Leistungszubau durchweg niedrig aus.

Die Ergebnisse der Ausschreibungsrunden von Mai 2017 bis Februar 2019 erlauben einen **Ausblick auf die mögliche Verteilung** der Anlagenkapazität, die ab Ende 2021 in Betrieb zu nehmen ist. Mehr als 40 % der Zuschlagsmenge (2.332 MW von 5.640 MW)

¹⁰ In Schleswig-Holstein gilt aktuell ein Planungsstopp aufgrund einer Neuaufstellung der Flächennutzungsplanung. Der hohe Zubau 2014 und 2015 resultiert aus Flächenzuweisungen und reflektiert eher eine Ausnahmesituation.

entfallen auf Brandenburg (1.299 MW bzw. 23 %) und Niedersachsen (1.033 MW bzw. 18 %). Im Süden (Bayern und Baden-Württemberg mit 179 MW/169 MW bzw. jeweils 3 %) zeichnet sich dagegen auch für diesen Betrachtungszeitraum ein sehr zurückhaltender Zubau ab. Zwar wird im Netzausbaugebiet das Höchstzuschlagsvolumen von 902 MW mit 706 MW in 2017 und 463 MW zuletzt deutlich unterschritten. Dennoch zeigt sich eine deutliche Ballung im Norden mit einer leichten Verschiebung zur Mitte Deutschlands.

Der Zubaufortschritt (leistungsbezogen, brutto) in den Jahren 2016 und 2017 war so groß, dass der Ausbaupfad von 2.800 MW in 2017 (§ 4 Nr. 1 a EEG 2017) wiederholt übertreten wurde. In 2018 würde das Brutto-Zubauziel deutlich unterschritten. Damit hat sich trotz eines deutlichen geringeren Rückbaus als in Jahr 2017, der Netto-Zubau in 2018 gegen über dem Vorjahr mehr als halbiert. Neben den Unsicherheiten aufgrund der Bürgerenergie-Regelungen, dürfte sich der starke Rückgang der Genehmigungszahlen in 2017 und 2018 zum Teil

auch mit dem Übergangssystem verbundenen Vorzieheffekten erklären lassen. Die Steuerungswirkung der Ausschreibungsvolumina dürfte perspektivisch eine Rückkehr auf den Ausbaupfad bewirken. Positiv dürften sich auch die gestiegenen Zuschlagswerte auswirken. Allerdings können unter den aktuellen Rahmenbedingungen auch Risiken ausgemacht werden, die den erforderlichen Zubau in Zukunft gefährden. Es bleibt abzuwarten ob die in der Politik aktuell geplanten Maßnahmen, wie insbesondere die 4 GW Sonderausschreibungen bis 2021 geeignet sind der erwartenden Zubaulücke in 2019 und 2020 zumindest nachträglich entgegensteuern können.

Regional verteilt sich die Zuschläge für Windenergie in 2018 weiterhin mit einem vergleichsweise starken Nord-Süd-Gefälle. Es kann zudem festgestellt werden, dass vom Ausschreibungssystem im Jahr 2018, wie auch schon in 2017, keine stärkere Lenkungswirkung für den künftigen Zubau jeden in Richtung Süddeutschland ausging.

Wind auf See

In *Abbildung 12* und *Abbildung 13* ist der Anlagenzubau sowie der Leistungszubau von 2010 bis 2018 dargestellt. Ende 2018 waren in Deutschland Windparks auf See mit einer Gesamtleistung von 6.190 MW installiert, wovon 5.116 MW auf die Nordsee und 1.074 MW auf die Ostsee entfallen. Davon waren Ende 2018 **5.734 MW** (4.460 MW in der Nordsee) im kommerziellen Betrieb.

Der größte Leistungszubau fand im Jahr 2015 statt, in dem eine Leistung von ca. 1.790 MW zugebaut und in Betrieb genommen wurde. Im folgenden Jahr 2016 wurden dann nur noch 870 MW zugebaut, im Jahr 2017 ist der Zubau wieder auf 1.195 MW gestiegen und lag 2018 bei 846 MW. Im Jahr 2018 wurden **ca. 19,3 TWh** (2017: 17,7 TWh) Strom aus Windkraft auf See erzeugt. In *Abbildung 14* und *Abbildung 15* sind die Anlagen im Küstenmeer und der ausschließlichen Wirtschaftszone und ihre installierte Leistung je Bundesland dargestellt. Die Zuordnung der Anlagen erfolgt abhängig davon, wo der jeweilige Netzverknüpfungspunkt an Land liegt bzw. in welchem Bundesland der Strom der Anlage an Land ankommt. Der größte Anteil (ca. 3.376 MW Leistung und 618 Anlagen) ist mit Niedersachsen verknüpft, gefolgt von Schleswig-Holstein (ca. 1.740 MW Leistung und 440 Anlagen) und Mecklenburg-Vorpommern (1.074 MW Leistung und 231 Anlagen).

Im EEG 2017 in Verbindung mit dem WindSeeG ist für 2020 als Ziel eine installierte Leistung von 6.500 MW und für 2030 von 15.000 MW vorgegeben. Werden alle Projekte mit einer unbedingten Netzanbindungszusage im Umfang von 2.295 MW (Nordsee: 1.910 MW, Ostsee 385 MW)¹¹ bis einschließlich 2020 realisiert, wird das im EEG 2017 formulierte Ziel für 2020 um etwa 1.145 MW übertroffen werden. Ab 2021 erfolgt der weitere Zubau über Ausschreibungen. Für 2021 und 2022 werden je 500 MW und 2023 bis 2025 sind je 700 MW jährlicher Zubau von der Bundesnetzagentur aus-

Die installierte und in Betrieb genommene Leistung beträgt Ende 2018 5.734 MW.*

- Davon entfallen 4.660 MW auf die Nordsee und 1.074 MW auf die Ostsee.
- Aktuell existieren Projekte mit unbedingten Netzanbindungszusagen mit weiteren ca. 2.295 MW (Nordsee: 1.910 MW, Ostsee 385 MW), die bis spätestens 31. Dezember 2020 vollständig in Betrieb genommen werden.

Die **Bruttostromerzeugung** ist im Jahr 2018 mit **19,3 TWh** auf einen neuen Höchstwert angestiegen (17,7 TWh in 2017, 12,3 TWh in 2016).

Ausblick:

- Bis **2020** sind ca. 7,7 GW installierte Leistung sehr wahrscheinlich, die gesetzlich vorgesehene Deckelkapazität für Wind auf See-Projekte bis zum Jahr 2020 ist bereits nahezu vollständig vergeben. Die Projekte aus Ausschreibungen in 2017 und 2018 im sogenannten Übergangssystem ermöglichen den Bau von weiteren 3,1 GW bis **2025**. Für das Jahr **2030** formuliert das EEG als Ausbauziel 15 GW installierte Leistung.
- Damit sind im Jahr 2020 ca. 30 TWh p. a., im Jahr 2025 ca. 41 TWh p. a. und bis 2030 ca. 58 TWh p. a. Stromerzeugung zu erwarten.

Die Verteilung des Zubaus bis 2025 zwischen Ost- und Nordsee ist gesetzlich vorgegeben (in § 27 WindSeeG) und sieht wie folgt aus:

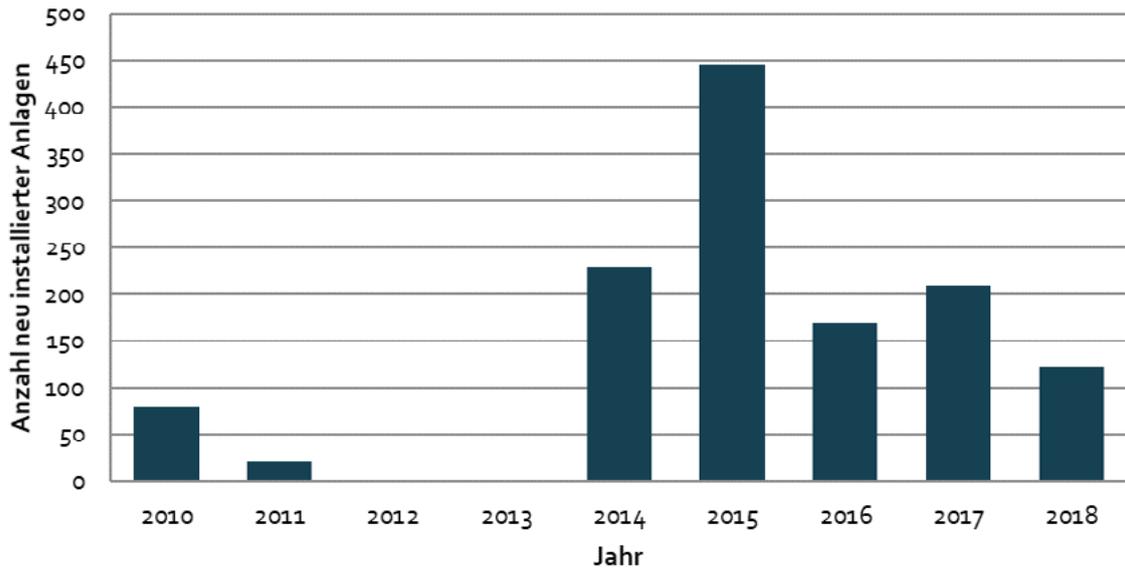
- 2021 soll der gesamte Zubau von 500 MW in der Ostsee erfolgen, 2022 können 500 MW Zubau in der Nord- oder Ostsee erfolgen.
- 2023 bis 2025 wird ein jährlicher Zubau von 700 MW ausgeschrieben, der in der Nordsee oder der Ostsee erfolgen kann.
- Bis 2030 würde bei Einhaltung der Ausbauziele eine installierte Gesamtleistung von 12,7 TWh in der Nordsee und 2,3 TWh in der Ostsee erreicht.

Quelle: Prognos AG, Fichtner GmbH & Co. KG, BET 2019.

* Die AGEE-Stat (Stand Februar 2019) gibt als installierte Leistung für 2018 eine Zahl von 6.417 MW an. Der Unterschied erklärt sich aller Wahrscheinlichkeit damit, dass die AGEE-Stat bereits installierte Anlagen (Merkur Offshore (396 MW) und Borkum Riffgrund 2 (450 MW)), die aber noch nicht kommerziell in Betrieb genommen wurden, mit einbezieht.

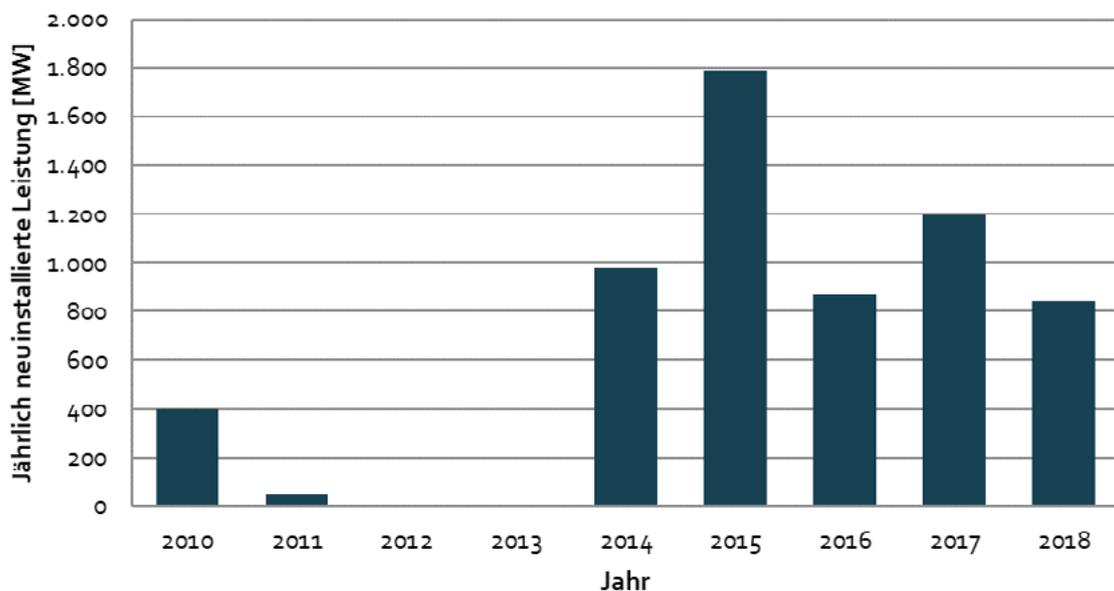
geschrieben (Übergangsmodell). Ab dem Jahr 2026 ist im WindSeeG ein jährlicher Rahmen für die Zubauemenge von 700 bis 900 MW vorgesehen. Für das Jahr 2021 sieht das Gesetz vor, den gesamten Zubau in der Ostsee zu realisieren. In den Jahren 2022 bis 2025 kann der Zubau je nach Ausschreibungsergebnis auf Nord- oder Ostsee fallen. Bei diesem Zubau (unter Annahme eines durchschnitt-

11 In der Nordsee sind davon sind bereits ca. 850 MW (Windpark Merkur Offshore und Borkum Riffgrund 2) vollständig installiert. Die auf die Ostsee entfallenden 385 MW (Windpark Arkona) sind am 16. April 2019 offiziell in Betrieb genommen worden.



Datengrundlage: 4C Offshore Database. Datenquelle: Prognos AG, Fichtner GmbH & Co. KG, BET 2019.

Abbildung 12: Jährlicher Anlagenzubau, Wind auf See (Deutschland, 2010 bis 2018).



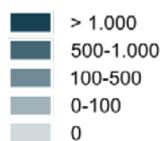
Datengrundlage: 4C Offshore Database. Datenquelle: Prognos AG, Fichtner GmbH & Co. KG, BET 2019.

Abbildung 13: Jährlicher Leistungszubau in MW, Wind auf See (Deutschland, 2010 bis 2018).

lichen jährlichen Zubaus von 800 MW ab 2026)¹² wäre bis 2030 eine kumulierte Leistung von ca. 14,96 GW (davon ca. 12,7 GW in der Nordsee und ca. 2,6 GW in der Ostsee) installiert. Bei aktueller Planungs- und Genehmigungslage ist bis 2021 eine Stromer-

zeugung von knapp 30 TWh p. a. und im Jahr 2030 von 58 TWh p. a. zu erwarten. Darüber hinaus können Netzanbindungskapazitäten für Pilotwindenergieanlagen ausgewiesen und diese im Umfang von jährlich 50 MW gefördert werden.

12 Nach den § 17 WindSeeG schreibt die BNetzA entsprechend der Festlegungen des Flächenentwicklungsplanes jeweils ein Ausschreibungsvolumen von 700 bis 900 MW aus. Eine genaue Festlegung des Volumens ab 2026 ist noch nicht erfolgt.

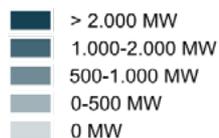


Bundesland	Anzahl
Baden-Württemberg	-
Bayern	-
Berlin	-
Brandenburg	-
Bremen	-
Hamburg	-
Hessen	-
Mecklenburg-Vorpommern	231
Niedersachsen	618
Nordrhein-Westfalen	-
Rheinland-Pfalz	-
Saarland	-
Sachsen	-
Sachsen-Anhalt	-
Schleswig-Holstein	440
Thüringen	-

Datengrundlage: BNetzA Register (01/2019). Quelle: Prognos AG, Fichtner GmbH & Co. KG, BET 2019.

Abbildung 14:

Anlagenanzahl Ende 2018 je Bundesland nach dem Netzverknüpfungspunkt an Land, Wind auf See.



Bundesland	MW
Baden-Württemberg	-
Bayern	-
Berlin	-
Brandenburg	-
Bremen	-
Hamburg	-
Hessen	-
Mecklenburg-Vorpommern	1.074
Niedersachsen	3.376
Nordrhein-Westfalen	-
Rheinland-Pfalz	-
Saarland	-
Sachsen	-
Sachsen-Anhalt	-
Schleswig-Holstein	1.740
Thüringen	-

Datengrundlage: BNetzA Register (01/2019). Quelle: Prognos AG, Fichtner GmbH & Co. KG, BET 2019.

Abbildung 15:

Installierte Leistung Ende 2018 in MW je Bundesland nach dem Netzverknüpfungspunkt an Land, Wind auf See

Biomasse

In *Abbildung 16* und *Abbildung 17* sind die Entwicklung des Neuanlagen- und des Leistungszubaus im Biomassebereich von 2010 bis November 2018 dargestellt. Ein Ziel der Novellierung des EEG 2014 war es, den Bruttozubau von Biomasseanlagen auf einen Ausbaupfad von jährlich 100 MW_{el} zu begrenzen. Das EEG sieht in § 4 Nr. 4 EEG 2017 als Ausbaupfad für 2017 bis 2019 einen jährlichen Zubau von bis zu 150 MW_{el} und 200 MW_{el} für 2020 bis 2022 vor. Der tatsächliche Zubau ist durchgehend hinter dem jährlichen Ausbaupfad von 100 MW_{el}, bzw. seit 2017 von 150 MW_{el} zurückgeblieben. Unter der Geltung des EEG 2014 und des EEG 2017 fand bis November 2018 ein Bruttozubau von 771 neuer Biomasseanlagen mit insgesamt ca. 180 MW_{el} statt. 2015 wurden ca. 39,0 MW_{el} (146 Anlagen), 2016 ca. 32,7 MW_{el} (251 Anlagen), 2017 ca. 33,5 MW_{el} (180 Anlagen) und **2018 ca. 28,2 MW_{el} (151 Anlagen) als Neuanlagen** hinzugebaut. Die seit 2014 neu in Betrieb gegangenen Biomasseanlagen produzieren jährlich **ca. 1 TWh_{el} Strom** und stellen somit ca. 2 % des EEG-Biomassestroms. Deutlich mehr Leistung wurde hinzugebaut, wenn die Kapazitätserweiterung von Bestandsanlagen zur Flexibilisierung der Stromproduktion im Rahmen der Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie¹³ mitberücksichtigt wird. So kamen im Jahr 2014 insgesamt ca. 35 MW_{el} hinzu. Im Jahr 2015 ca. 113 MW_{el}, im Jahr 2016 ca. 171 MW_{el}, und in den Jahren 2017 und 2018 kamen 244 bzw. 255 MW_{el} hinzu (s. *Abbildung 16* und *Abbildung 17*). Diese Anlagen stellen allerdings keine zusätzlichen Strommengen bereit, da die Höchstbemesungsleistung dieser Anlagen nach dem EEG 2014 und EEG 2017 nicht erhöht werden kann.

Der **künftige Zubau** bis 2020 bzw. 2022 wird mit dem jährlichen Zubauziel von 200 MW_{el} nach dem EEG 2017 wesentlich durch das Ausschreibungssystem mitbestimmt (vgl. Seite 89). Die Ergebnisse

Die **installierte Leistung** für Stromerzeugung aus Biomasse und Gasen betrug Ende 2018 ca. **8,0 GW_{el}** (ca. 7,6 GW_{el} entfallen auf Anlagen innerhalb des EEG) zzgl. 171 MW_{el} Deponie-, 256 MW_{el} Klär- und 226 MW_{el} Grubengas.

Die **Bruttostromerzeugung** aus Biomasse und Gasen (EEG und Nicht-EEG-Anlagen, inkl. Deponie- und Klärgas sowie inkl. Anteil biogener Abfälle in Abfallverbrennungsanlagen) betrug Ende 2018 **ca. 51,3 TWh_{el}** (in 2018 und 2017 ca. 50,9 TWh_{el}) zzgl. ca. 1 TWh_{el} Grubengas (Stand Ende 2017).

Die nach EEG 2017 geförderte Strommenge aus Biomasseanlagen lag im Jahr 2017 bei ca. 41 TWh_{el} (Prognose der ÜNB für 2018: 41,6 TWh_{el}). Davon wurden ca. drei Viertel im Rahmen der EEG-Direktvermarktung mit Marktprämie (§ 20 EEG 2017) veräußert.

Die installierte Leistung von Biogas- und Biomethan-KWK-Anlagen ist seit 2014 um ca. 108 MW_{el} bzw. ca. 580 neue Anlagen auf ca. 4.400 MW_{el} bei ca. 8.540 Anlagen zugebaut worden. In 2018 lag der Zubau von Neuanlagen bei rd. 20 MW_{el} Neuanlagen und 255 MW_{el} Leistungserweiterungen aufgrund von Flexibilisierungsmaßnahmen (Stand November 2018).

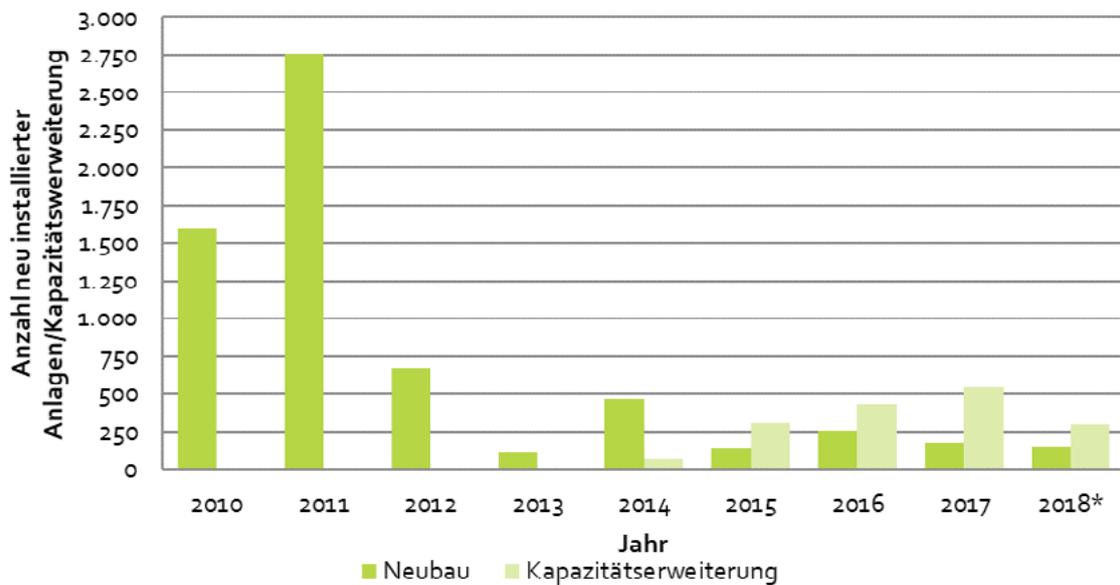
Biomasseanlagen, die biogene Festbrennstoffe einsetzen, wurden seit 2014 nur vereinzelt zugebaut (in 2017 ca. 2 MW_{el}). Insgesamt wurden seit 2014 ca. 31 MW_{el} bzw. 35 Anlagen zugebaut, während sieben Anlagen bzw. ca. 6,5 MW_{el} stillgelegt wurden. Ende 2018 sind 720 Biomasse-KWK einschließlich thermochemischer Holzvergaser mit einer installierten elektrischen Leistung von 1.514 MW_{el} in Betrieb.

Flüssige Biomasse wurde seit 2014 nahezu gleichbleibend in 884 Anlagen mit einer installierten Leistung von 123 MW_{el} genutzt (Stand November 2018).

Quelle: Fraunhofer IEE 2019.

der ersten Ausschreibungsrunde im September 2017 und der zweiten Ausschreibung im September 2018 können deshalb einen Ausblick auf einen perspektivisch möglichen Zubau von Anlagen geben. Im Jahr 2017 wurden von 33 angegebenen Geboten 24 mit einem Gesamtvolumen von 28 MW_{el} bezuschlagt, davon entfallen drei Viertel, rd. 22 MW, auf Bestandsanlagen. Die bezuschlagten Neuanlagen stellen 6 MW. Von dem in 2018 ausgeschriebenen Volumen von 226 MW_{el} gingen mit 66 von 79 bezuschlagten Gebote ein Volumen von 47 MW_{el} bzw. 62 % an Bestandsanlagen. Neuanlagen sind binnen der regelmäßigen Realisierungsfrist von 24 Monaten in Betrieb zu nehmen. Bei Bestandsanlagen wird die Neuinbetriebnahme spätestens

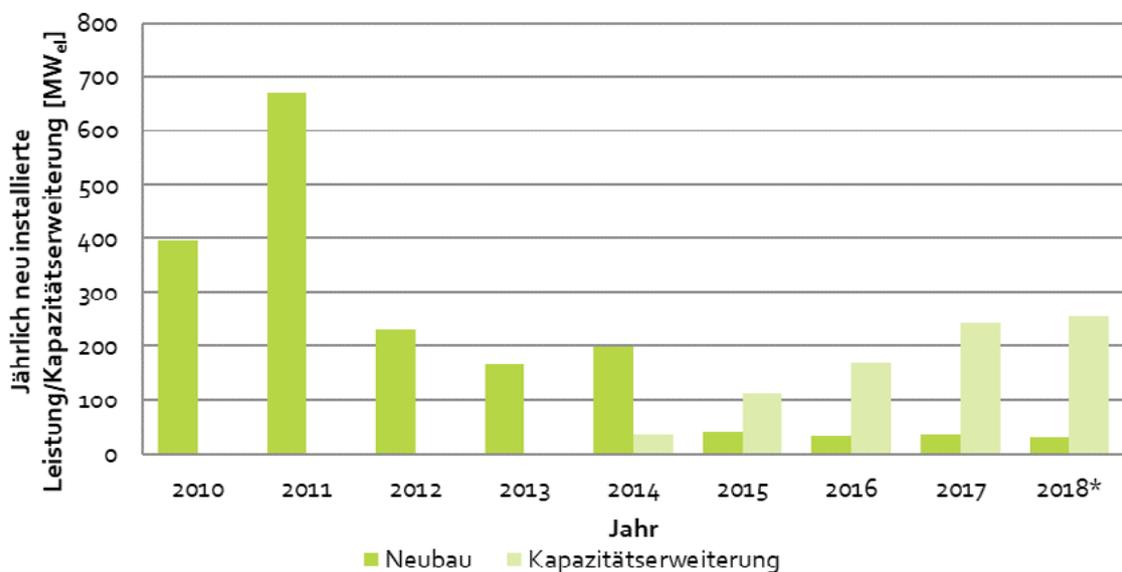
13 Die Flexibilitätsprämie ist eine mit dem EEG 2012 eingeführte finanzieller Anreiz für die Betreiber von Biogas- bzw. Biomethan-BHKW, die die installierte Leistung ihrer BHKW steigern, um nicht mehr in Grundlast durchgängig Strom zu erzeugen. Die Erweiterung der installierten Leistung, gekoppelt mit einem ausreichenden Gas- und Wärmespeicher kann Erzeugung von Strom flexibel gestoppt und auf einen späteren Zeitpunkt verschoben werden, umso mehr Biogas zu verstromen. Voraussetzung für die Gewährung der Flexibilitätsprämie ist die Teilnahme an der Direktvermarktung. Für die zusätzlich installierte Leistung wird je Kilowatt während eines Zeitraums von maximal zehn Jahren die Flexibilitätsprämie von 130 Euro gezahlt. Nachfolger ist der Flexibilitätszuschlag nach § 50a EEG 2017 für neue Anlagen.



*Stand bis einschließlich November 2018.

Datengrundlage: BNetzA Register (11/2018). Quelle: Fraunhofer IEE 2019.

Abbildung 16: Jährlicher Zubau von Biomasseneuanlagen (Deutschland, 2010 bis November 2018; Hinweis: 2010 bis 2013 Nettozubau) und Bestandsanlagen, die seit 2014 nach dem EEG 2014 eine Kapazitätserweiterung vorgenommen haben.



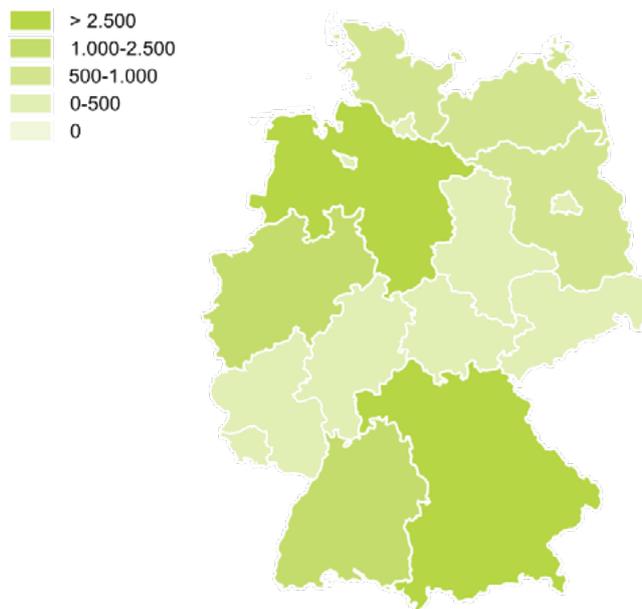
*Stand bis einschließlich November 2018.

Datengrundlage: BNetzA Register (11/2018). Quelle: Fraunhofer IEE 2019.

Abbildung 17: Jährlicher Leistungszubau in MWel, für Anlagen die Biomasse einsetzen (Deutschland, 2010 bis November 2018; Hinweis: 2010 bis 2013 Nettozubau) sowie die Leistungserhöhung, die Bestandsanlagen seit 2014 nach dem EEG 2014 vorgenommen haben.

nach Ablauf von 36 Monaten fingiert. Ab diesem Zeitpunkt hat der Anlagenbetreiber noch sechs Monate Zeit, das geforderte Umweltgutachten vorzulegen, sodass 42 Monate vergehen können,

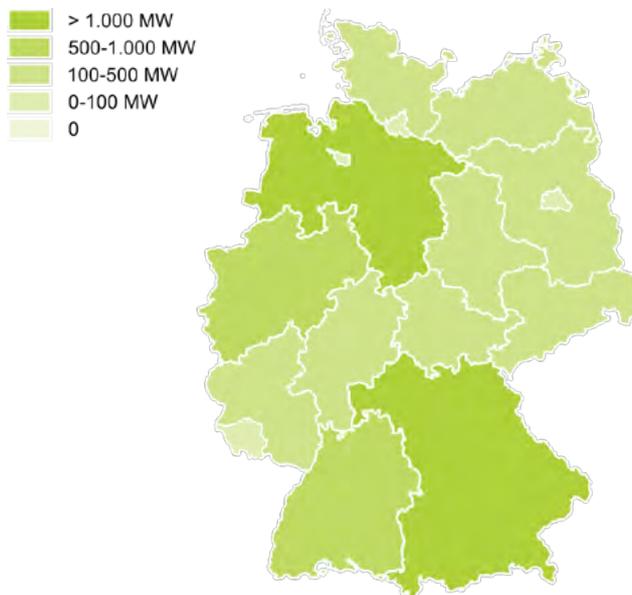
bis der für Bestandsanlagen erteilte Zuschlag erlischt. Anlagen aus der Ausschreibung in 2017 müssen bis spätestens März 2022 in den Betrieb nach dem EEG 2017 überführt werden. Neuanla-



Bundesland	Anzahl
Baden-Württemberg	1.794
Bayern	3.805
Berlin	89
Brandenburg	536
Bremen	11
Hamburg	45
Hessen	493
Mecklenburg-Vorpommern	563
Niedersachsen	2.880
Nordrhein-Westfalen	1.630
Rheinland-Pfalz	363
Saarland	42
Sachsen	498
Sachsen-Anhalt	460
Schleswig-Holstein	929
Thüringen	352

Datengrundlage: AGEE-Stat, BNetzA. Quelle: Fraunhofer IEE 2019.

Abbildung 18: Anlagenbestand Ende 2018 je Bundesland, Biomasse (Biogas und Biomethan, feste Biomasse, flüssige Biomasse).



Bundesland	MW
Baden-Württemberg	852
Bayern	1.755
Berlin	45
Brandenburg	444
Bremen	12
Hamburg	40
Hessen	266
Mecklenburg-Vorpommern	360
Niedersachsen	1.629
Nordrhein-Westfalen	845
Rheinland-Pfalz	171
Saarland	20
Sachsen	283
Sachsen-Anhalt	462
Schleswig-Holstein	542
Thüringen	254

Datengrundlage: AGEE-Stat, BNetzA. Quelle: Fraunhofer IEE 2019.

Abbildung 19: Gesamtleistung des Anlagenbestandes im Jahr 2018 in MW je Bundesland, Biomasse, inkl. Zusatzleistung aufgrund der Flexibilisierung.

gen aus der Ausschreibung in 2017 müssen bis Ende 2020 in Betrieb gegangen sein. Im Ergebnis bedeutet dies, dass die im Jahr 2017 bezuschlagten Anlagen nach dem EEG 2017 bis Ende 2020 und die in 2018 bis Ende 2021 in Betrieb gehen bzw. den Weiterbetrieb bis Anfang 2022 bzw. 2023 realisieren müssen.

Es zeichnet sich damit im Ausschreibungssystem ein möglicher Zubau ab, der überwiegend durch eine Betriebszeitverlängerung von Bestandsanlagen geprägt ist. Allerdings müssen diese Anlagen ebenfalls für einen bedarfsorientierten Einsatz geeignet sein, vergleichbar den Neuanlagen.



In *Abbildung 18* und *Abbildung 19* ist der Anlagenbestand sowie die installierte Leistung (Stand Ende 2018) für die jeweiligen Bundesländer dargestellt. Spitzenreiter unter den Bundesländern sind Bayern (1.755 MW_{el} mit 3.805 Anlagen) und Niedersachsen (1.629 MW_{el} mit 2.880 Anlagen) gefolgt von NRW (845 MW_{el} mit 1.630 Anlagen) und Baden-Württemberg (852 MW_{el} mit 1.794 Anlagen).

Wasserkraft

Ende 2017 waren unter Berücksichtigung von sieben Pumpspeicherkraftwerken mit natürlichem Zufluss etwa 7.074 Wasserkraftanlagen mit einer **Gesamtleistung** von etwa **5,6 GW** in Deutschland installiert.

Abbildung 20 und *Abbildung 21* zeigen die Entwicklung des Nettozubaus von Neuanlagen und zusätzlich installierter Leistung im Wasserkraftbereich von 2010 bis 2017. Der Zubau von neuen bzw. die Reaktivierung von Anlagen reduzierte sich seit dem Jahr 2015 auf unter 50 Anlagen. Unter dem EEG 2014 und dem EEG 2017 belief sich der **Zubau (netto)** an installierter Wasserkraftleistung auf etwa 24 MW. Dies entspricht einem Zuwachs der gesamten installierten Leistung von weniger als 1 %. Davon entfielen etwa 1,2 MW auf das Restjahr 2014, etwa 6,1 MW auf das Jahr 2015, etwa 10,4 MW auf das Jahr 2016 und 5,4 MW in 2017. Im Jahr **2018** kamen **6,3 MW** durch Kapazitätszubau (Leistungserhöhung) hinzu. Der Zubau resultiert damit im Wesentlichen aus Ertüchtigungen (vgl. *Tabelle 2*). Es wurden nur wenige neue Anlagen hinzugebaut. Von den ertüchtigten Anlagen ist hier nur der Anteil der Leistungserhöhung berücksichtigt.

Die gesamte erbrachte **Jahresarbeit (brutto)** betrug im Jahr 2018 **ca. 16,5 TWh**. Der Vergleich der Jahrescheiben zwischen 2011 und 2017 zeigt, dass trotz weitgehend konstant gebliebener installierter Gesamtleistung, die jährliche Wasserkrafterzeugung starken Schwankungen zwischen etwa 16,5 TWh (2018) und etwa 23 TWh (2013) unterliegt. Diese Schwankungen sind im Wesentlichen durch die wetterbedingt unterschiedlichen Niederschläge und das Abflussverhalten der Gewässer bedingt, wobei 2018 einen besonders trocknen Sommer hatte.

Neben Neuinstallationen und Reaktivierungen ehemaliger Anlagen erfolgte der Wasserkraftausbau zu etwa 68 % durch eine Ertüchtigung von Bestandsanlagen (vgl. *Tabelle 2*). Die höchste Aktivität ist hier mit etwa 77 % der Neuinbetriebnahmen bzw. Reaktivierungen und etwa 65 % der Ertüchtigun-

Entwicklung in Deutschland:

Im Jahr 2018 betrug die **installierte Wasserkraftleistung**, seit 2011 fast unverändert, **5,6 GW** (inkl. Pumpspeicherkraftwerke mit natürlichem Zufluss mit rd. 1,2 GW).

Die **Bruttostromerzeugung** ist im Jahr 2018 auf etwa **16,5 TWh** gesunken (20,2 TWh in 2017, 20,5 TWh in 2016).

Die installierte Leistung der nach EEG-geförderten Anlagen betrug im Jahr 2017 fast unverändert 1,6 GW mit einer Stromerzeugung (Jahresarbeit) von **5,7 TWh**.

Von August 2014 bis Ende 2018 belief sich der Nettozubau von Wasserkraft unter dem EEG 2014 und dem EEG 2017 auf rd. 24 MW (EEG-Anlagen). Dies entspricht einem Zuwachs an der gesamten installierten Leistung von weniger als 1 %. Dabei entfielen etwa 68 % auf die Ertüchtigung von Bestandsanlagen und etwa 32 % auf Neubauten und Reaktivierungen.

Die jährliche Bruttostromerzeugung liegt seit dem Jahr 2010 auf einem etwa gleichbleibenden Niveau, schwankt aber relativ stark um ca. ± 30 %. Die jährlichen Schwankungen sind im Wesentlichen durch wetterbedingt unterschiedliche Niederschläge und das Abflussverhalten der Gewässer bedingt (2017 zu 2018: 20%, wegen des trockenen Sommers).

Das technische Ausbaupotenzial wird auf etwa 4,6 TWh geschätzt.

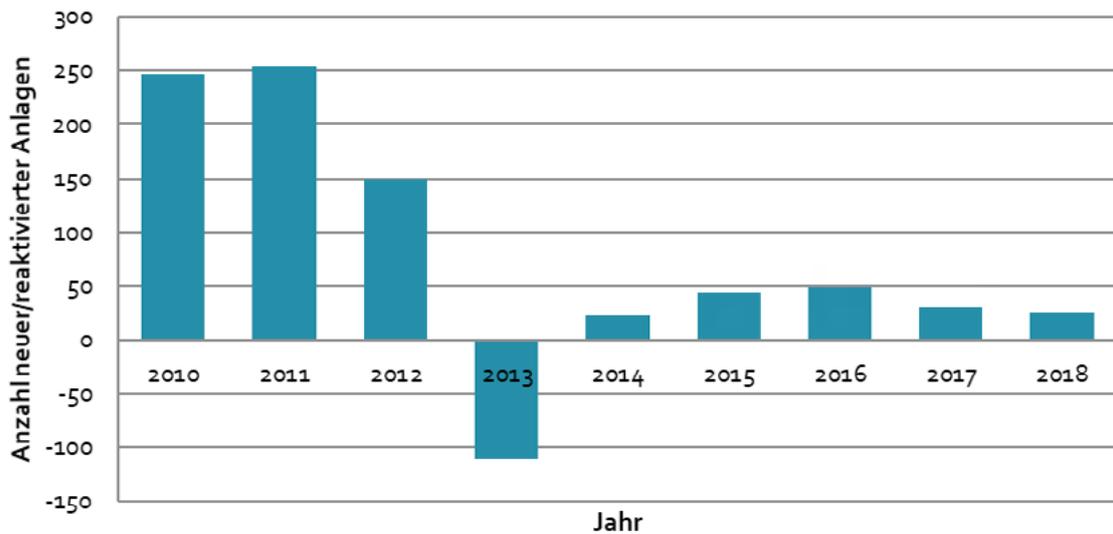
Entwicklung in den Bundesländern:

Bayern und Baden-Württemberg verfügten 2017 mit 607 MW bzw. 390 MW über die größten EEG-geförderten Anlagenkapazitäten und wiesen von August 2014 bis Ende 2017 den größten Nettozubau aus.

Quelle: IBFM 2019.

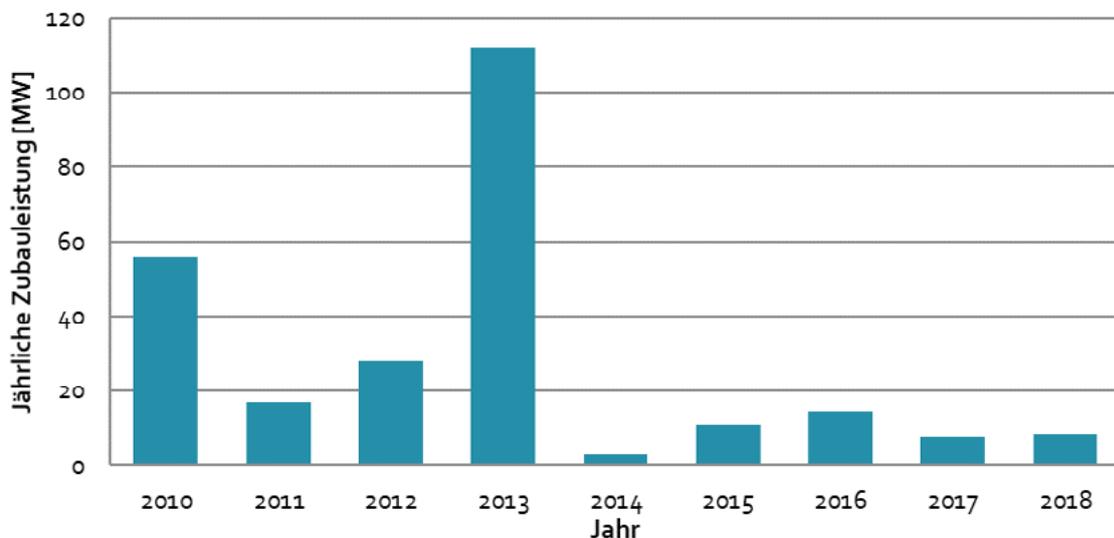
gen in der kleinsten Leistungsklasse bis 100 kW zu beobachten. Der größte Leistungszuwachs entfällt mit 10,7 MW (4,5 MW Neuinstallationen und 6,2 MW Ertüchtigungen) auf die Leistungsklasse 200-500 kW. In den Leistungssegmenten über 2 MW wurden keine neuen Wasserkraftanlagen installiert, aber 20 Anlagen (insgesamt um 9,2 MW) ertüchtigt.

Im Jahr 2017 wiesen Bayern (607 MW) und Baden-Württemberg (390 MW) die größten installierten Leistungen der nach EEG geförderten Anlagen aus (*Abbildung 22*). Der größte Nettoneuzubau (bzw. Reaktivierung) entfiel im Zeitraum von August 2014 bis Ende 2017 ebenfalls auf die Bundesländer Bayern (etwa 5 MW) und Baden-Württemberg (etwa 15 MW). Im selben Zeitraum erfolgte der größte Nettozubau durch Ertüchtigung in Bayern (etwa 7 MW), Baden-Württemberg (etwa 4 MW) und Sachsen (etwa 3,2 MW). In den Bundesländern Bremen, Saarland



Datengrundlage: BNetzA EEG in Zahlen (2010-2014), BNetzA Register (2/2018). Quelle: IBFM 2019.

Abbildung 20: Jährlicher Zubau von Wasserkraftanlagen (netto, neu in Betrieb genommene und reaktivierte EEG-geförderte Anlagen) in den Jahren 2010 bis 2018.



Datengrundlage: BNetzA EEG in Zahlen (2010-2014), BNetzA Register (2/2018). Quelle: IBFM 2019.

Abbildung 21: Jährlicher Leistungszubau Wasserkraft in MW (neu Inbetriebnahme, reaktivierte- und ertüchtigte EEG-geförderte Anlagen) in den Jahren (2010 bis 2018).

und Schleswig-Holstein wurden von 2015 bis Ende 2017 keine Ertüchtigungsmaßnahmen gemeldet. *Abbildung 22* und *Abbildung 23* zeigen die installierte Leistung und den Bestand von Wasserkraftanlagen mit EEG-Zahlungsanspruch Anfang 2019 je Bundesland.

Das **Ausbaupotenzial für Wasserkraft** in Deutschland insgesamt ist durch die Zahl der Querbauwerke,¹⁴ an denen eine neue Wasserkraftnutzung wirtschaftlich und ökologisch möglich ist, begrenzt. Die Errichtung zusätzlicher Querbauwerke ist aufgrund des Verschlechterungsverbots der Wasser-

¹⁴ Sind Gewässerbauwerke, die quer zur Fließrichtung des Wassers erstellt werden, z. B. Stauanlagen (Wehre, Talsperren und Staustufen) sowie Sohlenstufen (Grundschnellen, Abstürze, Absturztrepfen, Sohlgleiten) die z. B. der Energiegewinnung dienen.

Tabelle 2: Zubau (EEG-geförderte Anlagen) nach Leistungsklassen für neuinstallierte bzw. reaktivierte und ertüchtigte Wasserkraftanlagen gemäß Register der BNetzA (August 2014 bis Dezember 2018).

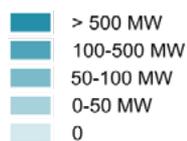
Leistungsklasse	Inbetriebnahme (neue bzw. reaktivierte Wasserkraftanlagen)		Ertüchtigung (bestehende Wasserkraftanlagen)		
	Anzahl	Zubau installierte Leistung [kW]	Anzahl	Installierte Leistung [kW]	Zubau installierte Leistung [kW]
< 100 kW	138	3.437	647	26.012	3.778
> 100 – 200 kW	13	2.044	105	15.216	2.121
> 200 – 500 kW	15	4.523	158	52.266	6.190
> 0,5 – 1 MW	4	3.294	52	36.349	4.038
> 1 – 2 MW	1	1.424	22	32.396	3.972
> 2 – 5 MW			13	45.836	2.754
> 5 – 10 MW			4	29.540	4.413
> 10 – 20 MW			2	23.800	2.050
Summe	171	14.722	1003	261.415	29.316

Datengrundlage: BNetzA Register (12/ 2018). Quelle: IBFM 2019.

rahmenrichtlinie¹⁵ nahezu ausgeschlossen. Daher ergibt sich das Ausbaupotenzial hauptsächlich aus der Modernisierung bestehender Anlagen und dem Neubau bzw. der Reaktivierung stillgelegter Anlagen an bereits bestehenden Querbauwerken. Das bisher nicht genutzte technische Erzeugungspo-

tenzial in Deutschland wird für große Gewässer auf etwa 4 TWh und für mittelgroße und kleine Gewässer auf etwa 0,6 TWh geschätzt (Anderer 2010). Die Berücksichtigung ökonomischer Aspekte kann das tatsächliche nutzbare Potenzial noch einmal erheblich reduzieren.

15 Richtlinie 2000/60/EG des Europäischen Parlamentes und des Rates vom 23. Oktober 2000 zur Schaffung eines Ordnungsrahmens für Maßnahmen der Gemeinschaft im Bereich der Wasserpolitik.



Bundesland	MW
Baden-Württemberg	390
Bayern	607
Berlin	0
Brandenburg	5
Bremen	10
Hamburg	0,11
Hessen	63
Mecklenburg-Vorpommern	3
Niedersachsen	59
Nordrhein-Westfalen	126
Rheinland-Pfalz	41
Saarland	11
Sachsen	215
Sachsen-Anhalt	28
Schleswig-Holstein	5
Thüringen	33

Datengrundlage: BNetzA EEG-Daten (2017), BNetzA Register (01/2019). Quelle: IBFM 2019.

Abbildung 22:

Installierte Leistung von Wasserkraftanlagen mit EEG-Zahlungsanspruch Ende 2017 je Bundesland.



Bundesland	Anzahl
Baden-Württemberg	1.576
Bayern	3.433
Berlin	0
Brandenburg	39
Bremen	1
Hamburg	1
Hessen	494
Mecklenburg-Vorpommern	27
Niedersachsen	244
Nordrhein-Westfalen	416
Rheinland-Pfalz	199
Saarland	27
Sachsen	330
Sachsen-Anhalt	57
Schleswig-Holstein	24
Thüringen	206

Datengrundlage: BNetzA Register (01/2019). Eigene Darstellung.

Abbildung 23:

Bestand an Wasserkraftanlagen (EEG und nicht EEG-Anlagen) Ende 2017 je Bundesland.

Geothermie

Im April 2019 existieren in Deutschland neun (Tiefe-) Geothermieanlagen (*Abbildung 25*) mit einer installierten Leistung von insgesamt **41,40 MW_{el}** (*Abbildung 24*). Die Bruttostromerzeugung liegt in 2018 bei **172 GWh_{el}**.

Aktuell befindet sich kein Projekt in der Bohrphase. Ende 2018 konnte ein Vorhaben seine Bohrung erfolgreich abschließen. Ein weiteres Projekt in Rheinland-Pfalz wurde mit vorbereitender Öffentlichkeitsarbeit initiiert, wird allerdings mangels Akzeptanz aktuell nicht weiter vorangetrieben. Im Durchschnitt wird aktuell ein Vorhaben pro Jahr realisiert.

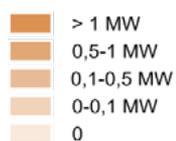
Regionale Steuerungsmechanismen haben praktisch keinen Einfluss. Der Zubau an geeigneten Standorten wird eher durch Akzeptanzfragen vor Ort beeinflusst.

Es gibt neun stromproduzierende Geothermie-Anlagen mit einer **installierten Leistung** von insgesamt **41,40 MW_{el}**, davon sind fünf Anlagen Heizkraftwerke mit angeschlossenem Wärmenetz.

Die Bruttostromerzeugung ist im Jahr 2018 wieder leicht auf **172 GWh_{el}** angestiegen (163 GWh_{el} in 2017, 175 GWh_{el} in 2016).

Quelle: gec-co 2019.

Petrothermale Geothermie spielt in Deutschland aktuell keine Rolle. Ein erstes Forschungsprojekt ist in Schneeberg (Sachsen) geplant. Die Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR) erarbeitet derzeit gemeinsam mit dem Freistaat Sachsen die wissenschaftlichen und bergrechtlichen Voraussetzungen für eine Forschungsbohrung. Geplant sind eine vier Kilometer tiefe Forschungsbohrung und ein Bohrbeginn im Jahr 2021.

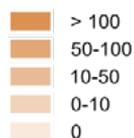


Bundesland	MW _{el}
Baden-Württemberg	0,44*
Bayern	33,4
Berlin	0
Brandenburg	0
Bremen	0
Hamburg	0
Hessen	0
Mecklenburg-Vorpommern	0
Niedersachsen	0
Nordrhein-Westfalen	0
Rheinland-Pfalz	8
Saarland	0
Sachsen	0
Sachsen-Anhalt	0
Schleswig-Holstein	0
Thüringen	0

*Steht schon längerer still.

Quelle: gec-co 2019.

Abbildung 24: Installierte Leistung Tiefer Geothermie in MWel April 2019 je Bundesland.



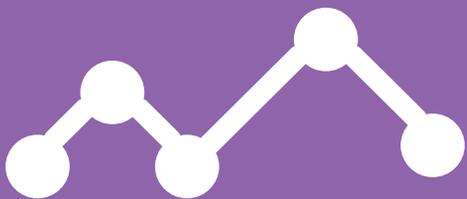
Bundesland	Anzahl
Baden-Württemberg	1*
Bayern	7
Berlin	0
Brandenburg	0
Bremen	0
Hamburg	0
Hessen	0
Mecklenburg-Vorpommern	0
Niedersachsen	0
Nordrhein-Westfalen	0
Rheinland-Pfalz	2
Saarland	0
Sachsen	0
Sachsen-Anhalt	0
Schleswig-Holstein	0
Thüringen	0

*Steht schon längerer still.

Quelle: gec-co 2019.

Abbildung 25: Anlagenbestand Tiefer Geothermie April 2019 je Bundesland.

Entwicklung der EEG-Umlage





Entwicklung der EEG-Umlage

Die EEG-Umlage dient der Förderung der Stromerzeugung aus Anlagen auf Basis erneuerbarer Energien und wird grundsätzlich beim Stromversorger erhoben (§ 60 Abs. 1 EEG 2017), der die Kosten im Regelfall über den Strompreis an den Endverbraucher von Strom, den sog. Letztverbraucher, weitergibt.

Im Jahr 2019 liegt die EEG-Umlage mit **6,405 ct/kWh** erstmals leicht unter dem Vorjahreswert von **6,79 ct/kWh**.¹⁶

Der Einfluss der erneuerbaren Energieträger auf den Anstieg der EEG-Umlage zwischen den Jahren 2010 bis 2019 beläuft sich auf **insgesamt 4,03 ct/kWh**.¹⁷ *Abbildung 26* zeigt Anstieg der EEG-Umlage und den Beitrag der jeweiligen erneuerbaren Energieträger zur Erhöhung der EEG-Umlage in den Jahren 2011 bis 2019 im Vergleich zu 2010. Den größten Anteil am Anstieg der EEG-Umlage bis zum Jahr 2019 entfällt auf die **Solarenergie mit 1,28 ct/kWh** bzw. gut 29 %. Seit 2015 trägt sie aber nicht mehr zum Anstieg der EEG-Umlage bei, vielmehr ist ihr Anteil gesunken. Den zweitgrößten Anteil macht in 2019 die **Windenergie auf See mit 1,05 ct/kWh** bzw. gut 24 % aus, deren Ausbau erst 2010 begonnen hat und deren Beitrag seit 2013 vergleichsweise schnell angestiegen ist. **Biomasse** hat in 2019 mit **0,90 ct/kWh** einen Anteil von knapp 21 %. Wie auch Ausbau von Wind an Land hat Biomasse schon vor 2010 Kosten für die EEG-Umlage verursacht, jedoch sind deren Anteile in den letzten Jahren nur langsam angestiegen. **Windenergie an Land mit 0,76 ct/kWh** macht gut 17 % des Zuwachses zwischen 2010 und 2019 aus. Ihr Anteil ist seit 2013 mit ca. 0,1 ct/kWh p.a. konstant, wenn auch auf niedrigem Niveau, gewachsen. Der ver-

EEG-Umlage 2019: 6,40 ct/kWh

Die EEG-Umlage ist seit 2010 (2,05 ct/kWh) bis 2018 stetig um 4,74 ct/kWh gestiegen und in 2019 erstmals leicht um 0,39 ct/kWh gesunken.

Die Entwicklung zwischen 2010 und 2019 ist auf folgende wesentliche Einflussfaktoren zurückzuführen:

- **Ausbaukosten der erneuerbaren Energien:** 3,91 ct/kWh (gut 82 %)
 - Solar: 1,28 ct/kWh (2018: 1,38 ct/kWh. Seit 2015 trägt sie nicht mehr zum Anstieg bei.
 - Wind auf See: 1,05 ct/kWh (2018: 0,93 ct/kWh)
 - Biomasse: 0,90 ct/kWh (2018: 0,89 ct/kWh)
 - Wind an Land: 0,76 ct/kWh (2018: 0,68 ct/kWh)
 - Wasserkraft, Geothermie, Gase in 2018: 0,03 ct/kWh
- **Entwicklung des Börsenstrompreises:** 0,39 ct/kWh (2018: 0,79 ct/kWh)
- **Besondere Ausgleichsregelung** (teilweise Entlastung stromkostenintensiver Industrieunternehmen und Schienenbahnen): 0,42 ct/kWh (2018: 0,46 ct/kWh)
- **Sonstige Kosten** (EEG-Kontoausgleich und sonstige Effekte): minus 0,44 ct/kWh (2018: 0,39 ct/kWh)

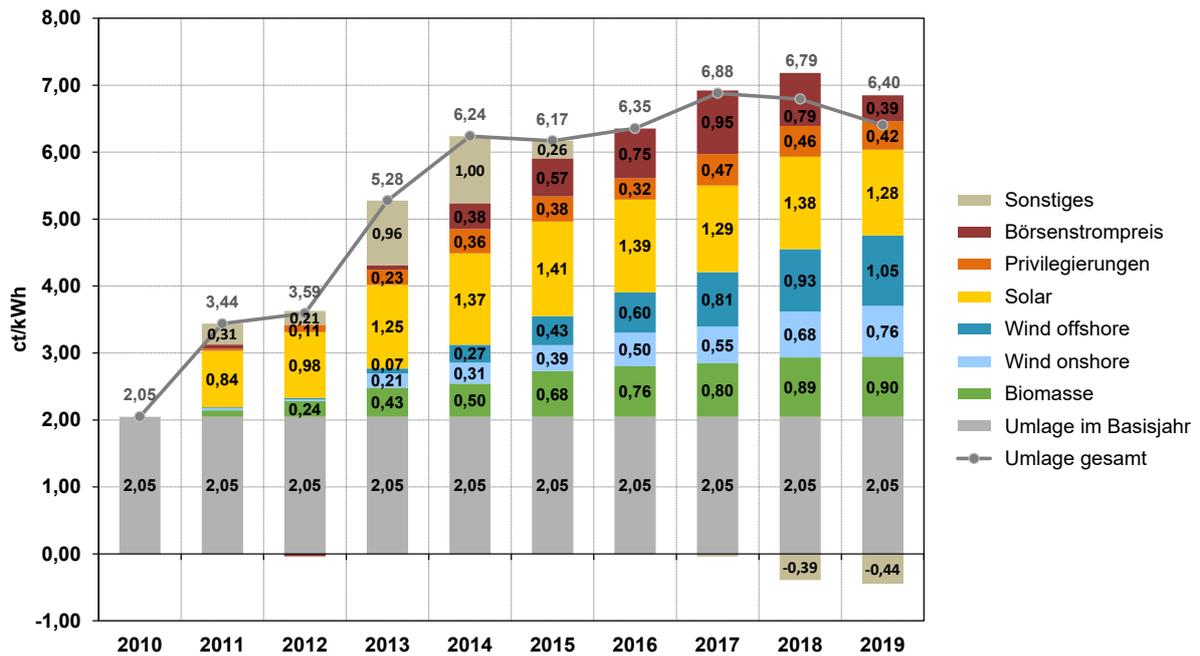
Quelle: Öko-Institut e.V. 2019.

gleichsweise geringe Einfluss kann einerseits darauf zurückgeführt werden, dass bereits vor 2010 Windenergie an Land in erheblichem Umfang zugebaut wurde. Andererseits zählt Windenergie an Land zu den günstigsten erneuerbaren Energieträgern mit einem entsprechend geringeren Einfluss auf die EEG-Umlage. Die übrigen erneuerbaren Energien (Wasserkraft, Geothermie und Gase) tragen zum Kostenanstieg mit 0,04 ct/kWh bzw. knapp 1 % im Jahr 2019 gegenüber 2010 bei und sind in der *Abbildung 26* und *Abbildung 27* der Position Sonstiges zugerechnet. Der geringe Anteil liegt vor allem an dem verhältnismäßig geringen Zubau dieser erneuerbaren Energien seit 2010.

Der für die EEG-Umlage angesetzte **Börsenstrompreis** ist im Jahr 2019 gegenüber dem Vorjahr wie-

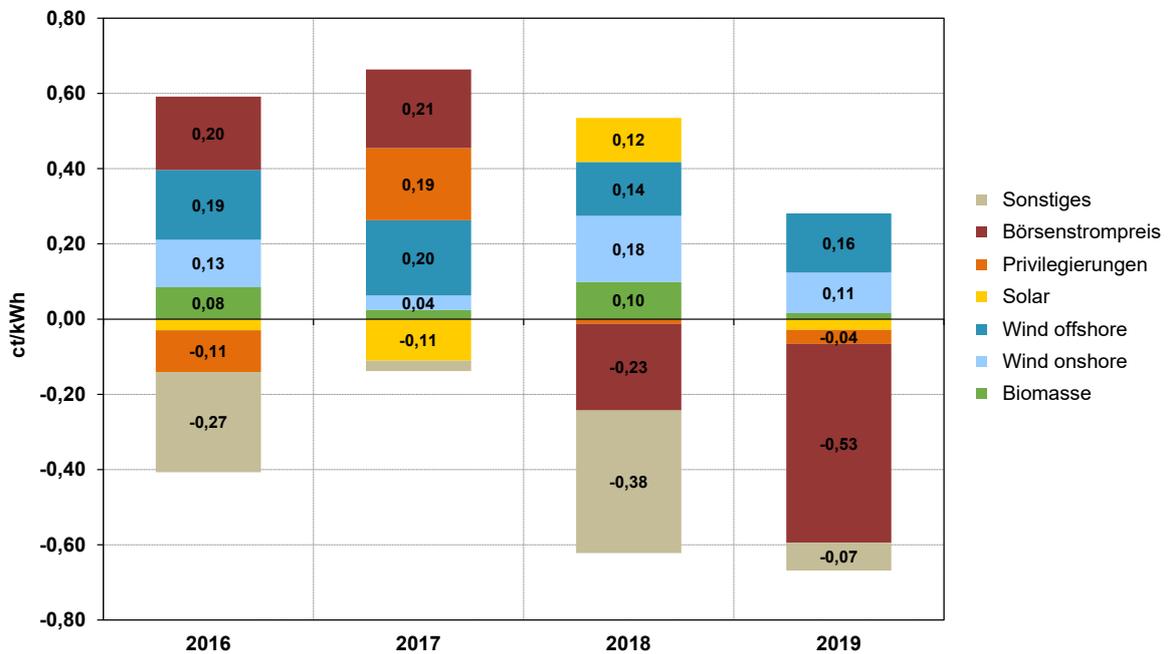
¹⁶ Die Umlage für 2018 basiert auf ca. 32 Mrd. € EEG-Förderzahlungen abzüglich ca. 6 Mrd. € Strombörsenerlöse = ca. 26 Mrd. € abzüglich 2 Mrd. € aus Kontoguthaben und vermiedenen Netzentgelten = knapp 24 Mrd. € EEG-Differenzkosten, welche auf einen voll umlagebelasteten Letztverbrauch von 350 TWh umgelegt werden.

¹⁷ Vgl. zu Mengen- und Preiseffekten Annex 6 auf S. 138.



Datengrundlage: ÜNB, Öko-Institut e.V. Quelle: Öko-Institut e.V. 2019.

Abbildung 26: Beitrag zur EEG-Umlage nach verschiedenen Technologien mit und ohne Privilegierung.

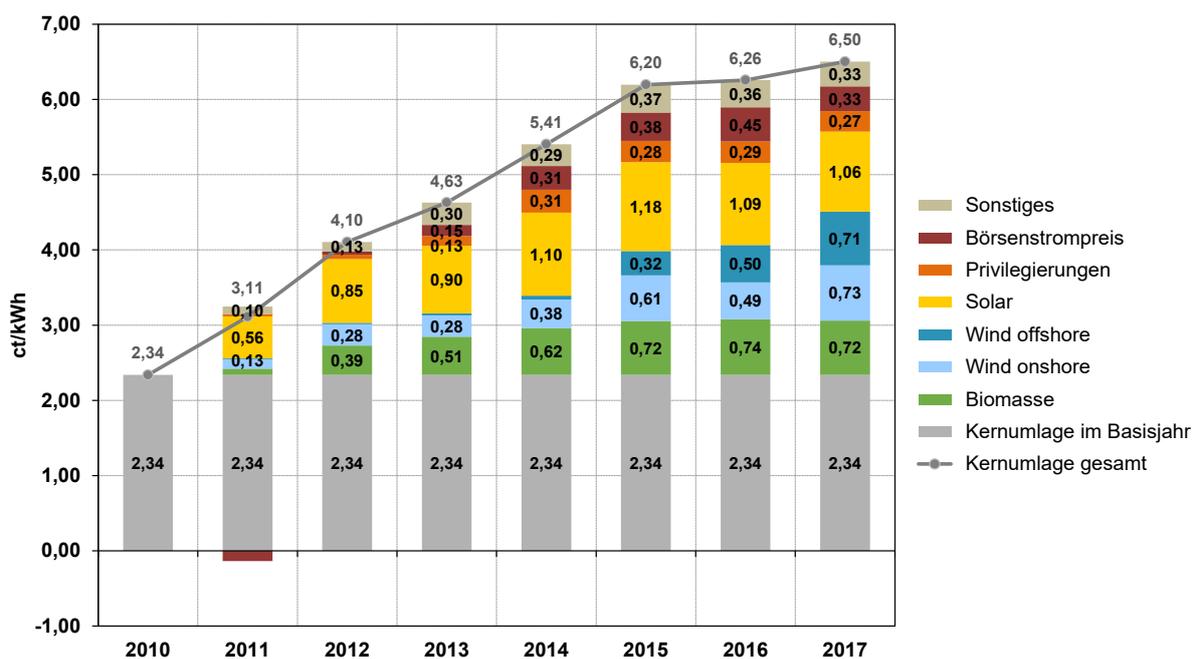


Datengrundlage: ÜNB. Quelle: Öko-Institut e.V. 2019.

Abbildung 27: Differenz der EEG-Umlage in den Jahren 2016 bis 2019 jeweils im Vergleich zum Vorjahr.

der angestiegen und wird mit 46,28 €/MWh veranschlagt. Damit ist der kostentreibende Effekt des sinkenden Börsenstrompreises für die EEG-Umlage in 2019 nicht mehr so stark wie in den vorangegangenen Jahren. So war der Börsenstrompreis

von rund 53,65 €/MWh in 2010 um rd. 60 % auf 32,22 €/MWh in 2017 gesunken. Dies hat zu Mindereinnahmen bei der Vermarktung des erneuerbaren Stroms und zu einer entsprechend höheren EEG-Umlage geführt. Der Rückgang des Börsen-



Datengrundlage: ÜNB; BMWi 2018, EXX 2018; Öko-Institut e.V. Quelle: Öko-Institut e.V. 2019.

Abbildung 28:

Beitrag einzelner Einflussfaktoren zur ex post ermittelten EEG-Kernumlage 2011 bis 2017 aus den Jahresabrechnungen im Vergleich zu 2010.

strompreises seit 2010 hatte in 2018 noch mit 0,79 ct/kWh und in 2019 nur noch mit annähernd 0,39 ct/kWh zum Anstieg der EEG-Umlage beigetragen.

Durch die Besondere Ausgleichsregelung, durch die besonders stromkostenintensive Industrieunternehmen und Schienenbahnen teilweise von der Zahlung der EEG-Umlage befreit sind und die andere Privilegierungsregelungen des EEG 2017 (inklusive der Regelungen für die Beteiligung des Eigenverbrauchs an der Umlage) steigt die EEG-Umlage für die übrigen nicht-privilegierten Stromverbraucher. Die Besondere Ausgleichsregelung wurde bereits 2004 eingeführt. Deshalb hat sie einen vergleichsweise geringen Einfluss auf den Anstieg der EEG-Umlage seit 2010. Im Vergleich zu 2018 ist der Beitrag der Privilegierungen seit 2010 in 2019 leicht auf 0,42 ct/kWh gesunken. Der Rückgang gegenüber dem Vorjahr ist unter anderem auf die etwas höhere Beteiligung von Eigenverbrauch an der EEG-Umlage zurückzuführen. Die Unterschiede im Vergleich der letzten drei Jahren zu den Jahren davor liegen weniger an einer tatsächlichen Ausweitung der Privilegierung, sondern vielmehr an von

Jahr zu Jahr sehr unterschiedlichen Prognosen für die privilegierten Strommengen im jeweiligen Folgejahr.

Im Wesentlichen werden unter Sonstiges insbesondere die Liquiditätsreserve und der EEG-Kontoausgleich berücksichtigt, die als Finanzpuffer bzw. nachträglicher Ausgleich für z. B. witterungsbedingte Prognoserisiken dienen. Die Entwicklung der sonstigen Kosten (v. a. EEG-Kontoausgleich, Liquiditätsreserve) hat seit 2010 zu einem umlagesenkenden Effekt von knapp - 0,44 ct/kWh im Jahr 2019 geführt. Dies resultiert aus dem Guthaben auf dem EEG-Konto, das in Form einer geringeren EEG-Umlage an die Stromversorger bzw. Stromverbraucher zurückgegeben wird.

Der Anstieg der EEG-Umlage seit 2010 ist zu ca. 80 % auf den Ausbau der erneuerbaren Energien, zu ca. 20 % auf die Entwicklung der Börsenstrompreise und den Privilegierungen des EEG 2017 sowie der Besondere Ausgleichsregelung zurückzuführen.

Die *Abbildung 27* veranschaulicht den Einfluss verschiedener Faktoren auf die Höhe der Umlage jeweils gegenüber dem Vorjahr. Daraus ergibt sich, dass die Senkung der EEG-Umlage bereits im Jahr 2018 im Wesentlichen auf Börsenstrompreis- und Kontostands-Effekte zurückzuführen war. Der weitere Ausbau erneuerbarer Energien führte in den betrachteten Jahren 2016 bis 2019 überwiegend zum Anstieg der Umlage. Eine Ausnahme bildet die Solarenergie insbesondere im Jahr 2017, als die Prognose für den Zubau gegenüber der Prognose des Vorjahres nach unten korrigiert wurde. In den Jahren 2016 und 2017 trug zudem der sinkende Börsenstrompreis deutlich zum Anstieg der Umlage gegenüber dem Vorjahr bei.

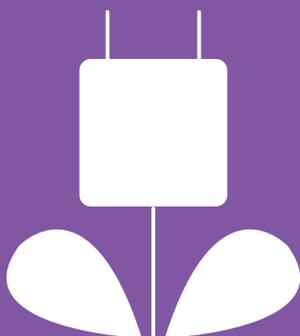
Die EEG-Umlage stieg von 2,05 ct/kWh in 2010 stetig um 4,74 ct/kWh auf 6,79 ct/kWh in 2018 an und sank in 2019 erstmals leicht auf 6,40 ct/kWh (s. *Abbildung 26*). Die Entwicklung bis 2019 ist ein Resultat vieler Einflussfaktoren, die sich teilweise überlagern oder verstärken. Die Evaluierung des Anstiegs und die Identifikation der maßgeblichen Treiber ist deshalb ein komplexes Unterfangen. Um den Einfluss von einzelnen Treibern zu isolieren, wird eine *Dekompositionsanalyse* durchgeführt. Mit ihrer Hilfe ist es einerseits möglich, Mengen- und Preisefekte zu separieren. Treten diese Effekte gleichzeitig auf, können sie sich stark überlagern: Steigt z. B. die Strommenge aufgrund des Zubaus, sinkt zugleich meist die Förderhöhe, da Anlagen im Zeitverlauf günstiger werden. Andererseits verzerrt die Reihenfolge, in der die einzelnen Effekte separiert werden, das Ergebnis. Wird beispielsweise erst der

Einfluss des Börsenstrompreises auf die EEG-Umlage untersucht, wird dessen Einfluss überschätzt und gleichzeitig der Einfluss des EE-Ausbaus unterschätzt. Die gewählte Methode minimiert diese Verzerrungseffekte.

In *Abbildung 28* wird, im Vergleich zur *Abbildung 26* die auf Prognosewerten der ÜNB beruht, der Beitrag einzelner Einflussfaktoren zur nachträglich (ex post) ermittelten EEG-Kernumlage 2011 bis 2017 aus den Jahresabrechnungen im Vergleich zu 2010 dargestellt. Die Beiträge der einzelnen Einflussfaktoren wurden mit Hilfe der Dekompositionsanalyse ex post aus den Jahresabrechnungen zur EEG-Umlage quantitativ bestimmt. Im Jahr 2010 betrug die ex post ermittelte Kernumlage 2,34 ct/kWh und ist bis im Jahr 2017 stetig auf 6,50 ct/kWh gestiegen, das ist ein Anstieg um knapp 4,17 ct/kWh. Davon entfallen insgesamt 3,26 ct/kWh auf den weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien seit 2010. Die übrigen 0,90 ct/kWh gehen auf das Konto der anderen Effekte (Strompreis, Privilegierungen, Letztverbrauch und sonstige Kosten).

Ähnlich wie auch in den Prognosen (s. *Abbildung 26*) gehen in den Abrechnungen (s. *Abbildung 28*) im Mittel zwischen 2011 und 2017 ca. 80 % des Anstiegs der Kernumlage seit 2010 auf den weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien zurück und zusammen ca. 20 % auf die Wirkungen des Börsenstrompreises, der Privilegierungsregelungen, der Höhe des gesamten Letztverbrauchs und sonstiger Kosten.

Marktentwicklung und Stromgestehungskosten der einzelnen erneuer- baren Energieträger





Überblick

In diesem Kapitel werden die Marktentwicklung und die Stromgestehungskosten für die einzelnen erneuerbaren Energieträger – Wind an Land und auf See, Solare Strahlungsenergie, Biomasse, Wasserkraft sowie Geothermie – betrachtet.

Die Betrachtung der **Marktentwicklung** umfasst die überblicksartige Darstellung der technologischen Entwicklung, der Marktanteile bestimmter Technologien eines Energieträgers und die dadurch beeinflusste Entwicklung der produzierten EE-Strommenge und, soweit möglich, das Aufzeigen von Trends. Darüber hinaus werden regionale Steuerungsinstrumente, sofern relevant, berücksichtigt.

Die **Stromgestehungskosten** weisen im Wesentlichen das Verhältnis der Investitions- und Betriebskosten zum Energieertrag einer Referenzanlage zu einem bestimmten Zeitpunkt aus. Beziffert werden sie hier in ct/kWh. Wesentliche Parameter sind: Die verwendete Technologie innerhalb des jeweiligen Energieträgers, die Investitionskosten, die Finanzierungskosten, die Betriebskosten über die gesamte Nutzungszeit der Anlage und der Energieertrag. Die zugrunde gelegten Annahmen müssen möglichst repräsentativ sein.

Die Berechnung der Stromgestehungskosten basiert auf dieser grundlegenden Formel:¹⁸

$$StGK = \frac{I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{A_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{M_{el}}{(1+i)^t}}$$

<i>Dabei ist:</i>	StGK	Durchschnittliche Stromgestehungskosten in Gesamtnutzungsdauer [€/MWh]
	I_0	Gesamtinvestition [€]
	A_t	Betriebskosten zum Zeitpunkt t [€]
	M_{el}	jährlicher Energieertrag [MWh]
	i	kalkulatorischer Zinssatz [%]
	n	Nutzungsdauer in Jahren
	t	Jahr der Nutzungsdauer

Die Gegenüberstellung der ermittelten mittleren Stromgestehungskosten einer Referenzanlage und der jeweiligen EEG-Förderung soll sodann die Bewertung der Wirtschaftlichkeit des Anlagenbetriebs erlauben.

¹⁸ Im Verlauf Projektes hat sich gezeigt, dass die Formel auf Geothermie nur eingeschränkt anwendbar ist. Daher wurden die Stromgestehungskosten anknüpfend an den EEG-Erfahrungsberichtes 2011 in Zusammenarbeit mit dem Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER) mit einem in Stuttgart entwickelt IER Tool für 2018 neu berechnet (s. u. Abbildung 49).



Solare Strahlungsenergie

Marktentwicklung:

Solarstrom wurde im Jahr 2018 zu rd. 69,6 % (rd. 72 % in 2017) im Rahmen des EEG fest vergütet und zu 23,4 % (23,5 % in 2017) gefördert direktvermarktet. 7,0 % (6,8 % in 2017) wurden im Rahmen der Eigenversorgung genutzt.

Eigenversorgung spielte bei Solar-Dachanlagen eine zunehmend wichtige Rolle.

- Im Jahr 2018 wurden ca. 3,1 TWh (2,6 TWh in 2017) Solarstrom selbst verbraucht.
- Im Kleinanlagensegment bis 10 kW muss davon ausgegangen werden, dass praktisch alle Neuanlagen einen Teil des Solarstroms selbst verbrauchen.
- Die statistisch auszuwertenden Daten für Anlagen oberhalb von 10 kW* zeigen, dass auf das mittlere Segment zwischen 10 und 250 kW mehr als ca. 62 % des Selbstverbrauchs entfällt (leistungsbezogen auf die Erzeugung, Betriebsjahr 2017). Auf Dachanlagen zwischen 250 und 500 kW bzw. über 500 kW entfallen leistungsbezogen jeweils nur rd. 3 % Eigenversorgung.
- Die Verteilung der selbst verbrauchten Solarstrommengen in 2017 nach Leistungsklassen zeigt, dass Solaranlagen bis 100 kW ca. 75 % des gesamten Solarselbstverbrauchs erzeugen. Lediglich ca. 25 % entfallen auf Anlagen über 100 kW.

Stromgestehungskosten (SGK) in ct/kWh (Inbetriebnahme 2019, Stand April 2019):

Die **mittleren SGK** für Anlagen außerhalb der Ausschreibungen liegen einschl. Direktvermarktungskosten zwischen 12,7 ct/kWh für kleine 5 kW-Dachanlage bis 8,5 ct/kWh für eine 750 kW-Freiflächenanlage. Für Systempreise $\pm 7\%$ wird eine Bandbreite ausgewiesen (11,79 bis 13,57 ct/kWh für 5 kW-Anlagen, 7,66 bis 8,82 ct/kWh für 750 kW-Freiflächenanlagen).

Wirtschaftlichkeit:

Für Kleinanlagen mit 5 kW ist die EEG-Förderung nicht kosten-deckend.

Für die Referenzanlagen mit 30 bis 60 kW liegt die EEG-Förderung im unteren Bereich der ausgewiesenen Bandbreite der SGK. Entsprechend liegt die EEG-Förderung für die Referenzanlagen mit 100 kW (Festvergütung) bzw. 101 kW (Direktvermarktung) bei einem 4,1 % Mischzins knapp unterhalb der ausgewiesenen Bandbreite der angesetzten SGK. Für Referenzanlagen ab 250 kW (mit einem 4,1 % Mischzins) liegt die EEG-Vergütung wieder knapp über dem unteren Rand der angesetzten Bandbreite der SGK.

Die mit dem Energiesammelgesetz eingeführte gestufte Sonderabsenkung für Leistungsstufen über 40 kW seit Februar 2019, die fortschreitende monatliche Degression des Fördersatzes von 1 % p. m. und die seit Herbst 2018 stagnierenden Modulpreise haben die Wirtschaftlichkeit von Volleinspeiseanlagen, die im Frühjahr 2019 in Betrieb gehen, eingeschränkt.

Mit (zunehmenden) Anlagenanteilen in der Eigenversorgung steigt die interne Verzinsung; die Ersparnisse aus dem vermiedenen Netzstrombezug übersteigen die entgangene EEG-Förderung z. T. deutlich.

Der Einsatz von (KfW-geförderten) Batteriespeichern hat trotz Steigerung des Eigenversorgungsanteils durchweg negativen Einfluss auf die interne Verzinsung.

Gesunkene Erzeugungskosten für Strom aus Solaranlagen bieten zunehmend mehr Möglichkeiten für einen Anlagenbetrieb ohne direkte EEG-Förderung (Einspeisevergütung, Marktprämie). Der ungeförderter Betrieb ist heute in den meisten Fällen nur mit einem großen Anteil von Eigenversorgung wirtschaftlich darstellbar.

Quelle: ZSW und Bosch & Partner 2019.

* Anlagen unter 10 kW weisen häufig keine zur Erfassung des Selbstverbrauchs geeigneten Messeinrichtungen auf, weswegen die selbst verbrauchten Mengen nur auf der Basis von Annahmen geschätzt werden können..

Marktentwicklung

Solarstrom wird gefördert veräußert bzw. im Rahmen der Eigenversorgung genutzt. Von den im Jahr 2018 insgesamt schätzungsweise erzeugten 46,2 TWh Solarstrom, wurden 3,1 TWh für die Eigenversorgung genutzt, 10,5 TWh gefördert direktvermarktet und für 31,1 TWh wurde Einspeisevergütung beansprucht (rd. 69,6 %).

Der Anteil der Strommengen in der **geförderten Direktvermarktung** ist in 2018 nach einem kontinuierlichen Anstieg seit 2012 (ca. 3,9 % in 2012 auf ca. 23,5 % in 2017) nicht weiter angestiegen und liegt stabil bei 23,4 %. Daraus ergibt sich insbesondere, dass sich auch die sich durch eine kleinteiligere Anlagenstruktur auszeichnende Solarsparte in kleinen Schritten weiter in den Markt integriert

hat. Dies dürfte auch auf die Absenkung der Direktvermarktungsschwelle zurückgeführt werden können. Die Absenkung der Grenze zur verpflichtenden Direktvermarktung von 500 auf 100 kW ab 1. Januar 2016 hatte zu einem vorübergehenden Einbruch des Zubaus im 100 bis 500 kW Anlagen-segment geführt. Während im Jahr 2015 der Anteil dieses Leistungssegments am jährlichen Gesamtzubau bei 20 % lag, betrug der Anteil am Gesamtzubau in 2016 lediglich 8 %. Berücksichtigt man den, durch Absenkung der Direktvermarktungsschwelle, „vorgezogenen“ Zubau im Dezember 2015 im Umfang von 87 MW und den daraus resultierenden Effekt für die Monate Januar und Februar 2016, steht dem mittleren monatlichen Zubau von 18 MW im Zeitraum Januar bis November 2015 ein monatlicher Zubau von 10 MW im Zeitraum von

März bis Dezember 2016 gegenüber. Im Vergleich 2016 zu 2015 sind die Neuinstallationen im betreffenden Leistungssegment um 60 % zurückgegangen. Gewachsen ist dagegen der Zubau des Anlagensegments 40 bis 100 kW: im Monatsmittel von 7 MW in 2015 auf 11 MW in 2016. Der Vorzieheffekt und die wirtschaftlich gute Lage für neue Solaranlagen (keine Degression des anzulegenden Werts von September 2015 bis Mai 2017 bei gleichzeitig sinkenden Modulpreisen) dürften außerdem für den großen Einfluss der Absenkung der Schwelle für die verpflichtende Direktvermarktung auf 100 kW sprechen.

Im Jahr 2017 erfolgte im Vergleich zu 2016 wieder ein verstärkter Zubau des 100 bis 500 kW-Leistungssegments: gut 20 MW im Monatsmittel. Dies kann darauf hindeuten, dass die aus Sicht der Beteiligten mit der verpflichtenden Direktvermarktung einhergehenden Hemmnisse kleiner geworden sind. Auf Anlagenbetreiberseite könnten Vorbehalte abgebaut worden sein. Aus Sicht der Direktvermarkter scheint sich das Interesse an diesen Anlagen erhöht zu haben. Neu gestaltete Produkte für Anlagen kleinerer Leistungssegmente (z. B. bis zu 800 kW) werden am Markt angeboten, die teilweise insbesondere kostengünstiger sind.¹⁹ Die Produktgestaltung kann z. B. so aussehen, dass der Anlagenbetreiber (skaliert) abgestuft nach Anlagensegmenten eine Pauschale bezahlt, bei der „vor dem Netz“ verbrauchte Strommengen unberücksichtigt bleiben. Eine Folge ist dann: Je größer die Strommenge ist, die dem Direktvermarkter nicht zur Vermarktung überlassen wird, oder je näher die individuelle Nennleistung an der jeweiligen Untergrenze der Tarifklasse liegt, desto teurer ist der Tarif auf die kWh gerechnet. Diese neuartigen Produkte können positiven Einfluss auf den wirtschaftlichen Anlagenbetrieb in der Direktvermarktung haben, wenn das pauschalierte Entgelt verteilt auf die kWh den vom EEG vorgesehenen Aufschlag zur Deckung der Direktvermarktungskosten und für die Vorhaltung der Vorrichtungen zur Fernsteuerbarkeit von 0,4 ct/kWh unterschreitet. Bei einem exemplarisch betrachteten Produkt überschritt das auf die kWh

anfallende Vermarktungsentgelt für direktvermarktete Anlagen bis ca. 280 kW diesen Wert.

Eine Vermeidung der Direktvermarktungspflicht im Vorhinein durch eine quasi künstliche Aufteilung der Anlage in 100 kW-Teilstücke und einen Zubau in 12-Monatsintervall (vgl. § 24 EEG 2017) kommt in der Praxis vor. Eine Kombination von Eigenverbrauch und Ausfallvergütung²⁰ wird ebenfalls diskutiert. Eindeutige Trends in diese Richtungen lassen sich gegenwärtig allerdings nicht aus der Zubauentwicklung des Leistungssegments bis 100 kW der letzten vier Jahre bzw. dessen Anteilen an der Ausfallvergütung ab 2016 ablesen.

Die Gesamtmenge des für die **Eigenversorgung aus Solaranlagen** selbst verbrauchten Stroms lag in 2016 bei rd. 2,3 TWh, in 2017 bei rd. 2,6 TWh und dürfte in 2018 auf **schätzungsweise 3,1 TWh** weiter angestiegen sein. Das entspricht einem Anteil von **7,0 % an der Gesamtstromerzeugung** aus solarer Strahlungsenergie. Der Anteil steigt damit seit 2010 kontinuierlich. In der Annahme, dass die Eigenversorgung auch bei neu zu installierenden Aufdachanlagen eine bedeutende Rolle spielt, dürfte der Trend sich fortsetzen. In Relation zur selbstverbrauchten Strommenge aller Erzeuger (z. B. KWK, Industriekraftwerke) von ca. 66 TWh im Jahr 2017 ist der Anteil der Eigenversorgung aus Solaranlagen mit um die 5 % allerdings gering. Die **Solaranlagen in der Eigenversorgung** lassen sich in drei Gruppen kategorisieren: Anlagen in der geförderten Eigenversorgung (EEG 2009 bis 2012 a. F.), in der ungeforderten Eigenversorgung (EEG 2012 n. F.) und in der anteilig EEG-umlagebelastete Eigenversorgung (ab EEG 2014). Kategorieübergreifend stammt der größte Anteil des für die Eigenversorgung genutzten Stroms in 2017 mit rd. 56 % aus den Anlagensegmenten bis 30 kW (1,4 TWh von 2,6 TWh). Der deutliche Anstieg der Strommenge in der Kategorie der grundsätzlich EEG-umlagebelasteten Eigenversorgung von 64 GWh in 2015 über 202 GWh in 2016 auf 345 GWh in 2017 resultiert einerseits aus dem Zubau in 2016 bis 2017 und andererseits aus dem ersten vollständigen Betriebsjahr der in 2015 bzw.

19 Informationen zur Höhe der Direktvermarktungsentgelte sind nur im Ausnahmefall frei einsehbar. Die hier exemplarisch überblicksartig dargestellten Produkte werden von Next Kraftwerke und EnBW angeboten.

20 Siehe zu den Charakteristika der Ausfallvergütung Seite 89 ff.

Tabelle 3:

Zusammensetzung der Solar-Eigenversorgungsstrommenge, Anteile der Anlagensegmente an den Solar-Eigenversorgungsstrommengen und Anteile der Dachanlagen mit Eigenversorgung (leistungsbezogen) nach Segmenten nach Eigenversorgungskategorien.

	Geförderte EV	Ungeförderte EV	Umlagebelastete EV	Gesamt
GWh in 2015	888 GWh	1.166 GWh	64 GWh	= 2,1 TWh
Anteil an Gesamtstrommenge	42 %	55 %	3 %	
GWh in 2016	870 GWh	1.261 GWh	202 GWh	= 2,3 TWh
Anteil an Gesamtstrommenge	37 %	54 %	9 %	
GWh in 2017	851 GWh	1.378 GWh	345 GWh	= 2,6 TWh
Anteil an Gesamtstrommenge	33 %	54 %	13 %	
Anteile der selbst verbrauchten Solar-Strommengen nach Leistungsklassen (erzeugungsbezogen (GWh), Betriebsjahr 2017)				
< 10 kW	28 %	43 %* **	- *	32 %
10-30 kW	39 %	16 %	19 %**	24 %
30-100 kW	21 %	15 %	34 %**	19 %
100-250 kW	8 %	11 %	24 %**	12 %
250-500 kW	4 %	7 %	15 %**	7 %
> 500 kW	-	4 %	6 %**	3 %
Freiflächenanlagen	-	5 %	2 %	3 %
Anteile der Anlagenleistung von Dachanlagen mit Selbstverbrauch (leistungsbezogen (kW), Betriebsjahr 2017)				
< 10 kW	46 %	-	-*	
10-30 kW	28 %	79 % - 88 % ^{oo}	73 %**	
30-100 kW	12 %	69 % - 78 %	63 %**	
100-250 kW	9 %	62 % - 72 %	57 %**	
250-500 kW	9 %	50 % - 67 %	39 %**	
> 500 kW	-	38 % - 67 %	13 %**	
Im Mittel	20 %	67 % - 78 %	47 %**	

*EEG-Umlage entfallen, **EEG-Umlage verringert.

^o Zusammenfassung von Anlagen, die jeweils geschätzt unter das EEG 2012 und EEG 2014/2017 fallen.

^{oo} Die Spannbreite ergibt sich aus einer unvollständigen Erfassung der Selbstverbrauchsmengen. In den EEG-Bewegungsdaten weisen im Jahr 2017 67 % der relevanten Anlagen Selbstverbrauchsmengen auf, 21 % der Anlagen speisen den über 90 % der Jahreserzeugung hinausgehenden Strom zum Marktwert ein, bei 12 % der Anlagen liegt in den erfassten Daten keine der im MIM notwendigen Veräußerungsformen vor. Für diese Anlagen wird davon ausgegangen, dass die Selbstverbrauchsmengen nicht erfasst wurden und es wird eine entsprechende Zuschätzung vorgenommen (vgl. Beschreibung oben).

Quelle: ZSW und Bosch & Partner 2019.

2016 in Betrieb genommenen Anlagen. Die statistisch auszuwertenden Daten für Anlagen oberhalb von 10 kW zeigen zudem, dass im mittleren Segment zwischen 10 und 250 kW mehr als die Hälfte der Anlagenkapazität im Betriebsjahr 2017 in der

umlagebelasteten Eigenversorgung genutzt wird (vgl. *Tabelle 3*).

Insgesamt lässt sich feststellen, dass in 2017 der Anteil der jeweiligen Anlagen, der für die Eigenversorgung genutzt wird, im Rahmen der ungeförder-

ten Eigenversorgung durchgehend am höchsten ist. Dies ist auf die hohen Anreize zum Selbstverbrauch zurückzuführen, die aus dem Marktintegrationsmodell resultieren. Während im Zeitverlauf die Selbstverbrauchsanteile bis einschließlich 2014 auf knapp 80 % gestiegen und dann bis 2016 wieder auf knapp 60 % gesunken sind, ist die neu hinzukommende absolute Leistung mit Selbstverbrauch – einhergehend mit der Abnahme des Gesamtzubaues – bereits seit 2012 jährlich gesunken und erst in 2017 wieder leicht auf 525 MW bzw. 58 % gestiegen.

Die in den vergangenen Jahren bei vielen Anlagen gestiegenen Anteile in der Eigenversorgung lassen sich einerseits mit der Förderstruktur des EEG (Stichworte: hohe Vergütungsabsenkung bzw. Degression im EEG 2012, Netzparität) und der zunehmenden Kombination mit mittlerweile kostengünstigeren Stromspeichern erklären. Insbesondere der Betrieb kleinerer Anlagen, deren EEG-Fördereinnahmen aus der Einspeisung nicht oder knapp die Stromgestehungskosten überschreiten, ist nur in Kombination mit der Eigenversorgung wirtschaftlich darstellbar. Daneben besteht bei einigen Betreibern das Hauptziel in einer möglichst hohen Autarkie, wodurch Speicher auch bei fehlender Wirtschaftlichkeit installiert werden. Vor diesem Hintergrund wurden und werden die Anlagen oft auf das Eigenversorgungskonzept optimiert, was allerdings dem Erreichen des EEG-Ausbaupfades nicht zuträglich ist, da die installierten Anlagen oft kleiner dimensioniert werden, als die Dachfläche es erlaubt und deren Potenzial insofern nicht voll ausgeschöpft wird.

Eine **regionale Steuerungswirkung** geht von der Determinierung von Flächen im EEG aus, auf denen EEG-förderfähiger Solarstrom erzeugt werden kann. Die in den vergangenen Jahren erfolgte Verschiebung des Zubaus von den südlichen in die neuen Bundesländer (vgl. Seite 13) dürfte weniger auf das Strahlungsdargebot, das im Süden durchschnittlich besser ist, als auf die Verfügbarkeit geeigneter Flächen im Rahmen der förderfähigen Flächenkulisse zurückzuführen sein. So findet man in Ostdeutschland deutlich mehr große Konversionsflächen, als im Rest Deutschlands vor. Betrachtet man die Verteilung des Zuschlagsvolumens einzel-

ner Ausschreibungsrunden in 2017 auf die Bundesländer, hat sich die vom EEG 2017 eingeräumte Befugnis zugunsten der Länder, benachteiligte Gebiete für die Erzeugung förderfähigen Solarstroms zu öffnen, im Juni 2017 stark bemerkbar gemacht. In der Ausschreibungsrunde vom Juni 2017 entfielen 62 % der bezuschlagten Leistung auf diese Gebiete. In der Ausschreibungsrunde vom Oktober 2017 zeigte sich ein anderes Bild. Hier entfielen 74 % des bezuschlagten Ausschreibungsvolumens von 222 MW auf vier Großanlagen, die auf sogenannten sonstigen baulichen Anlagen errichtet werden sollen. In der drauffolgenden Ausschreibungsrunde im Februar 2018 entfielen noch mehr als die Hälfte der ausgeschriebenen Leistung auf sogenannten sonstigen baulichen Anlagen. Ein Trend kann vorerst aber nicht erkannt werden, da die Zuschläge der Ausschreibung von Juni 2018 zu 49 % auf Flächen in benachteiligten Gebieten und die Zuschläge der Ausschreibung im Oktober 2018 wiederum zu 53 % auf Flächen in 110 Meter Randstreifen an Verkehrswegen entfielen.

Stromgestehungskosten

Die mittleren **Investitionskosten** für die Referenzanlagen setzen sich zusammen aus den Modulpreisen, den Wechselrichter- und Fixkosten für den Netzanschluss, der Verkabelung, dem Gerüst, der Planung und Montage, weiteren Anlagen- und Planungskomponenten bzw. -kosten sowie u. U. den Speicherkosten.

Die anlagenbezogenen Kosten werden für die folgenden **Referenzanlagen** ermittelt, die insbesondere die 100 kW-Grenze (verpflichtende Direktvermarktung), die 750 kW-Grenze (Teilnahme an Ausschreibungen) und den Einsatz von Stromspeichern abbilden (s. *Tabelle 4*).

Die **Module** werden auf dem Weltmarkt gehandelt und ihre Preise sind folglich stark von Entwicklungen auf dieser Ebene beeinflusst. Während die Module auf dem EU-Markt aufgrund europäischer Marktregulierungsmaßnahmen Ende 2017 auf dem Spotmarkt 0,38 €/W kosteten, konnten Module auf dem Weltmarkt für umgerechnet 0,27 €/W erworben werden. Nach dem Auslaufen der europäischen Marktregulierungsmaßnahmen sind die Modul-

Tabelle 4: Referenzanlagen nach Segmenten, Nutzergruppen, Batteriespeichern.

Einspeisevergütung	Direktvermarktung
5 kW-Dachanlage ohne/mit Batteriespeicher, Haushalt	250 kW-Dachanlage, Industrie
30 kW-Dachanlage, ohne/mit Batteriespeicher, Gewerbe	500 kW-Dachanlage, Industrie
60 kW-Dachanlage, ohne/mit Batteriespeicher, Gewerbe	750 kW-Freiflächenanlage
100 kW-Dachanlage, Gewerbe	

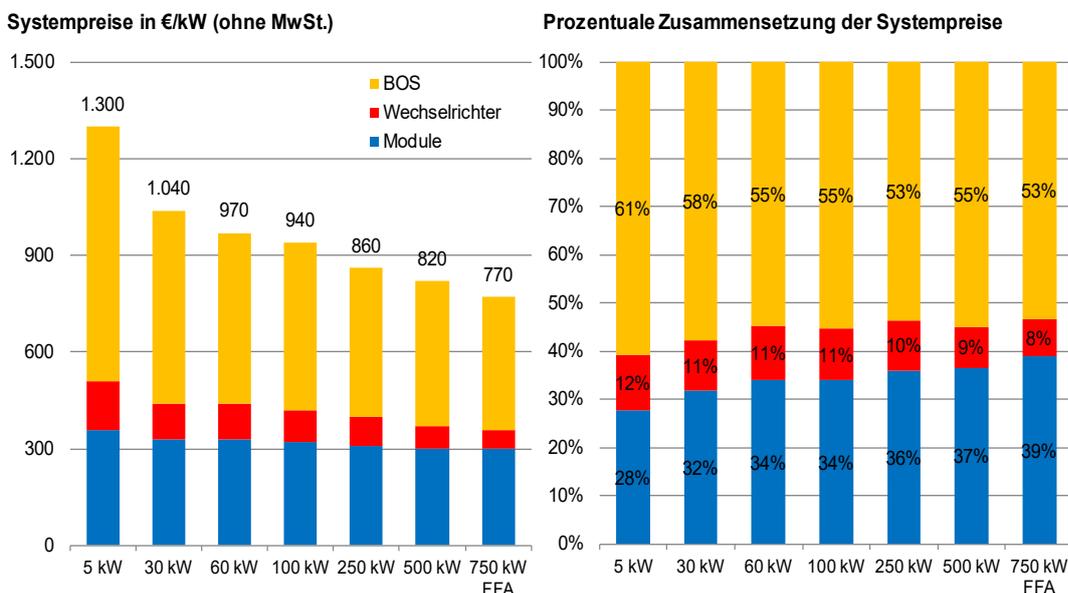
Quelle: ZSW und Bosch & Partner 2019.

preise im September 2018 gesunken und verharren seit Ende 2018 auf einem Niveau von knapp **0,30 €/W**.

Die ermittelten und in *Abbildung 29* linksseitig angegebenen, **mittleren Systempreise** für die Referenzanlagen stellen sich vor diesem Hintergrund so dar, dass kleinere Anlagen spezifisch teurer sind: 1.300 €/kW netto für die 5 kW-Aufdachanlage im Vergleich zu 770 €/kW netto für die 750 kW-Freiflächenanlage. Dies ist einerseits darauf zurückzuführen, dass sich Fixkosten (Netzanschluss, Gerüst, Planung) auf eine geringere Anlagenleistung verteilen. Andererseits sind die mit zunehmender Kapazität tendenziell geringeren Modulpreise auf günstigere Einkaufsbedingungen und die bewusste Wahl kostengünstiger Module zurückzuführen. Bei den angegebenen Systempreisen handelt es sich um Mittelwerte. Um die Vielfältigkeit der Anlagenkonstellationen und regionaler

Unterschiede in den Stromgestehungskosten berücksichtigen zu können, wird dieser Eingangsparmeter mit einer **Variation von $\pm 7\%$** bei der Ermittlung der Stromgestehungskosten berücksichtigt.

Der Einsatz von **Stromspeichern** wurde im Rahmen der Investitionskostenparameter nach den Angaben in *Tabelle 5* berücksichtigt. Die **Betriebskosten** (Wartung, Instandhaltung, Versicherung, Verwaltung, Pacht etc.) werden als Eingangsparmeter mit 1,5 % p. a. der jeweiligen Investitionskosten bei einer Lebensdauer von 20 Jahren festgesetzt, die zudem jährlich um 1,5 % p. a. ansteigen. Als weiterer laufender Kostenfaktor finden sich die **Direktvermarktungskosten** mit einem jährlich nominal konstanten Entgelt von 400 € für die 101 kW-, 650 € für die 250 kW-, 900 € für 500 kW- und 1.200 € für die 750 kW-Referenzanlage in den Eingangsparmetern wieder. Die Kosten für die obligatorische Fernsteu-



Datenquellen: BSW/EuPD, pvXchange, Branchenangaben. Quelle: ZSW und Bosch & Partner 2019.

Abbildung 29: Zusammensetzung der mittleren Systempreise für die Referenzanlagen (Stand März 2019).

**Tabelle 5:** Grundannahmen für die Berücksichtigung von Stromspeichern.

	Haushalt	Gewerbe	
Solaranlage	5 kW	30 kW	60 kW
Speicher, nutzbare Kapazität	5 kWh	20 kWh	40 kWh
Lebensdauer	20 Jahre		
Systemwirkungsgrad	90 %		
Eigenversorgungsanteil aus Solar	25 %	Vereinfacht:	
Einspeicherung, Anteil der Jahresstromerzeugung	28 %	Steigerung des EV-Anteils um 20 %-Punkte	
Investitionskosten (netto) €/nutzbare kWh	950	750	
Betriebskosten bezogen auf Investitionskosten	1,5 % p. a.		

Eigene Darstellung. Quelle: ZSW und Bosch & Partner 2019.

Tabelle 6: Annahmen zu Eigen- und Fremdkapitalanteilen sowie Zinssätzen für die Referenzanlagen (Stand März 2019)

	5 kW	30 kW	60 kW	100 kW	250 kW	500 kW	750 kW FFA
Kalkulatorischer Mischzins	3,9 %	4,3 %	4,2 %	4,1 %	4,1 %	4,1 %	4,1 %

Quelle: ZSW und Bosch & Partner 2019..

Tabelle 7: Gegenüberstellung der Bandbreite der Stromgestehungskosten mit den jeweiligen Vergütungssätzen bzw. anzulegenden Werten für die betrachteten Referenzanlagen (Stand April 2019).

[ct/kWh]	Festvergütung					Direktvermarktung*		
	5 kW	30 kW	60 kW	100 kW	101 kW	250 kW	500 kW	750kW FFA
Stromgestehungskosten (- 7 %)	11,79	10,42	9,82	9,50	9,96	9,16	8,75	7,66
Stromgestehungskosten Mittelwert	12,68	11,20	10,56	10,22	10,71	9,85	9,41	8,24
Stromgestehungskosten (+ 7 %)	13,57	11,98	11,30	10,94	11,46	10,54	10,07	8,82
Vergütungssatz	11,11	10,91	10,09	9,45	9,84	9,28	9,09	8,08

* Direktvermarktungskosten sind enthalten. Quelle: ZSW und Bosch & Partner 2019.

erbarkeit werden mit pauschal einmalig 350 € berücksichtigt.

Für Solaranlagen mit einer Leistung bis 30 kW samt Batteriespeicher, ist die Förderung nach dem KfW-Programm 275 Ende 2018 ausgelaufen. Für die betrachteten Neuanlagen wird daher keine Förderfähigkeit mehr berücksichtigt. Weiterhin sind etwaige zusätzliche Fördermöglichkeiten über Landesprogramme für Batteriespeicher nicht berücksichtigt.

Die Annahmen zur **Finanzierung** fallen für die Referenzanlagen auch bedingt durch die Akteursstruktur unterschiedlich aus. Anlagen aus dem unteren Leistungssegment werden oft auch vollständig mit Eigenkapital finanziert. Im Jahr 2017 wurden mehr als die Hälfte der Anlagen im Haushaltsbereich mit Batteriespeichern ausgestattet, sodass die KfW-Förderung und das damit verknüpfte Darlehen zu berücksichtigen waren. Da die Anlagenanteile (zunehmend) in Eigenversorgungskonzepte integriert

werden, sind daraus entstehende Risiken im Zeitverlauf (insbesondere erzielbarer Selbstverbrauchsanteil und Strompreisentwicklung sowie vermiedene staatlich veranlasste Kosten des Netzstrombezugs) in die Eigenkapitalverzinsung eingeflossen. Für die Referenzanlagen werden kalkulatorische Mischzinsen zwischen 3,9 % und 4,3 % (Ende 2017 noch bis 5,9 %) angesetzt (s. *Tabelle 6*).

Die mittleren jährlichen **Stromerträge** liegen unter Berücksichtigung einer **Degradationsrate** von 0,4 % p. a. bei den meisten Referenzanlagen bei 900 kWh/kW_p, bei der 5 kW-Anlage bei 930 kWh/kW_p und bei der 750 kW-Anlage bei 950 kWh/kW_p. Es wird von einer **Nutzungsdauer** von 20 Jahren ausgegangen.

Die mittleren Stromgestehungskosten für neue Solar-Dachanlagen liegen im Ergebnis (s. *Tabelle 7*) zwischen 8,08 ct/kWh bei der Freiflächenanlage mit 750 kW und 11,11 ct/kWh bei der 5 kW-Anlage. Zu Vergleichszwecken werden jeweils die EEG-Fördersätze angegeben.

Insgesamt zeigt sich, dass für Kleinanlagen mit 5 kW die Vergütung nicht kostendeckend ist. Für die Referenzanlagen mit 30 kW bis 60 kW liegt die EEG-Förderung im unteren Bereich der ausgewiesenen Bandbreite der Stromgestehungskosten. Entsprechend liegt die EEG-Förderung für die Referenzanlagen mit 100 kW (in der Festvergütung) bzw. 101 kW (in der Direktvermarktung) bei einem 4,1 % Mischzins knapp unterhalb der ausgewiesenen Bandbreite der angesetzten Stromgestehungskosten. Für Referenzanlagen ab 250 kW (mit einem 4,1 % Mischzins) liegt die EEG-Vergütung wieder knapp über dem unteren Rand der angesetzten Bandbreite der Stromgestehungskosten. Die erzielbaren Renditen für Volleinspeiseanlagen liegen damit unter den für die Ermittlung der Stromgestehungskosten angesetzten Kalkulationszinsen.

Beim Vergleich des Einspeisevergütungs- mit dem Direktvermarktungssegment oberhalb von 100 kW werden Unterschiede deutlich. Direkt an der Grenze zur Direktvermarktungspflicht zeigen sich aufgrund der zusätzlichen Kosten (Fernsteuerung,

jährliche Kosten der Direktvermarktung) um 0,5 ct/kWh höhere mittlere Stromgestehungskosten für eine 101 kW-Anlage im Vergleich zu einer 100 kW-Anlage außerhalb der Direktvermarktung. Die Differenz kann nicht vollständig durch den dafür vorgesehenen Aufschlag auf den EEG-Fördersatz von 0,4 ct/kWh abgedeckt werden.

Zur Bewertung der Wirtschaftlichkeit unter Einbeziehung aller Erlösströme ist es erforderlich, Strombezugspreispfade anzusetzen. Weiterhin muss ein Szenario zur Entwicklung der EEG-Umlage angenommen werden, da Strombezug, vgl. § 61a Nr. 4 EEG 2017, für die Eigenversorgung aus Anlagen ab 10 kW und einem jährlichen Eigenversorgungsumfang von mehr als 10 MWh mit 40 % der EEG-Umlage belastet ist.²¹ Die mit dem Energiesammelgesetz eingeführte gestufte Sonderabsenkung für Leistungsstufen über 40 kW seit Februar 2019 und die fortschreitende monatliche Degression des Fördersatzes von 1 % p. m. sowie seit Herbst 2018 stagnierende Modulpreise haben die Wirtschaftlichkeit von Volleinspeiseanlagen, die im Frühjahr 2019 in Betrieb gehen, verschlechtert.

Referenzanlagenübergreifend (s. *Tabelle 8*, *Tabelle 9* und *Tabelle 10*) lässt sich feststellen, dass die Wirtschaftlichkeit des Anlagenbetriebs durch höhere Eigenversorgungsanteile deutlich gesteigert werden kann. Die Einsparungen aus dem vermiedenen Netzstrombezug übersteigen die entgangene EEG-Förderung zum Teil deutlich. Mit zunehmender Bedeutung der Eigenversorgung für die Anlagenanteile (leistungsbezogen) nimmt die Steuerungswirkung der EEG-Fördersätze mithin ab. Der Einsatz von Speichern (auch der von KfW bis Ende 2018 geförderten) hat indes einen spürbar negativen Effekt auf die interne Verzinsung, obwohl eine Steigerung des Eigenversorgungsanteils um jeweils 20 %-Punkte angenommen wurde.

Mit Anlagen im Gewerbebereich mit 30 bis 100 kW können mit der Volleinspeisung Projektrenditen von 2,9 bis 3,9 % erwirtschaftet werden (s. *Tabelle 9*). Für Anlagen in der Industrie mit 250 bis 750 kW sind ähnliche Renditen wie beim Gewerbe mit 3,2

21 Annahmen zu Strompreis- und EEG-Umlagepfaden basieren auf den von Fraunhofer ISI et al. 2017 zur Verfügung gestellten Annahmen.

Tabelle 8:

Interne Verzinsung (vor Steuern) der 5 kW-Referenzanlage im Haushaltssektor für verschiedene Selbstverbrauchsanteile (Stand April 2019).

	5 kW, Haushalt
Volleinspeisung, 0 % Selbstverbrauch	2,1 %
25 % Selbstverbrauch	6,8 %
55 % Selbstverbrauch, mit Speicher (ohne Förderung)	2,7 %

Quelle: ZSW und Bosch & Partner 2019.

Tabelle 9:

Interne Verzinsung (vor Steuern) der 30 kW- und 100 kW-Referenzanlage im Gewerbe für verschiedene Selbstverbrauchsanteile (Stand April 2019).

	30 kW Gewerbe	60 kW Gewerbe	100 kW Gewerbe
Volleinspeisung, 0 % Selbstverbrauch	3,9 %	3,5 %	2,9 %
25 % Selbstverbrauch	8,0 %	8,2 %	8,0 %
50 % Selbstverbrauch	11,4 %	12,0 %	12,2 %
75 % Selbstverbrauch	14,4 %	15,4 %	15,8 %
45 % Selbstverbrauch, mit Speicher	4,4 %	4,6 %	-
70 % Selbstverbrauch, mit Speicher	7,1 %	7,5 %	-
95 % Selbstverbrauch, mit Speicher	9,5 %	10,1 %	-

Quelle: ZSW und Bosch & Partner 2019.

Tabelle 10:

Interne Verzinsung (vor Steuern) der 250 kW- und 500 kW-Referenzanlage in der Industrie und einer 750 kW-Freiflächenanlage für verschiedene Selbstverbrauchsanteile (Stand April 2019).

	250 kW Industrie	500 kW Industrie	750 kWFFA
Volleinspeisung, 0 % Selbstverbrauch	3,2 %	3,6 %	3,8 %
25 % Selbstverbrauch	6,7 %	7,3 %	-
50 % Selbstverbrauch	9,7 %	10,4 %	-
75 % Selbstverbrauch	12,4 %	13,2 %	-

Quelle: ZSW und Bosch & Partner 2019.

bis 3,8 % möglich (s. *Tabelle 10*). Mit höheren Selbstverbrauchsanteilen sind weitere Steigerungen der Rendite möglich; aufgrund des niedrigen Strompreisniveaus der Industrie jedoch nur im geringeren Maße, wie für Anlagen im gewerblichen Bereich.

Im Zuge gesunkener Erzeugungskosten für Strom aus Solaranlagen bieten sich zunehmend mehr Möglichkeiten für einen **Anlagenbetrieb ohne direkte EEG-Förderung**. Ein ungeförderter Anlagenbetrieb – in dem Sinne, dass weder eine feste Einspeisevergütung noch die gleitende Marktprämie

in Anspruch genommen wird – ist heute in den meisten Fällen jedoch nur dann wirtschaftlich darstellbar, wenn ein großer Teil bzw. der gesamte erzeugte Strom dauerhaft selbst verbraucht wird.

Solar in der Ausschreibung

Mit der Einführung von **Ausschreibungen** erfolgte ein grundlegender Systemwechsel in der EEG-Förderung, der an Solaranlagen bereits nach dem EEG 2014 erprobt wurde („Pilotausschreibungen“ nach FFAV). Der durchschnittliche **Zuschlagspreis** ist in den Ausschreibungsrunden von April 2015 bis Februar 2018 um rund 53 % von 9,17 ct/kWh auf

4,33 ct/kWh gesunken und in den folgenden Auktionen näherungsweise, bei leicht steigender Tendenz, auf diesem Niveau verblieben (s. u. Annex 5). Die höchsten abgegebenen Gebote sind bis Februar 2018 kontinuierlich auf 5,7 ct/kWh gesunken, in den Auktionsrunden ab Juni 2018 gab es wieder einen Anstieg auf rd. 8,7 ct/kWh. Hinsichtlich des niedrigsten abgegebenen Gebotes zeigt sich ein nahezu gleich großer Rückgang von 8,48 ct/kWh im April 2015 auf 3,86 ct/kWh im Februar 2018 und einen leichten Anstieg auf 4,11 ct/kWh im Februar 2019 (dabei sind die beiden nach der uniform-pricing-Regel durchgeführten Runden vom August und Dezember 2015 nicht berücksichtigt). Die bezuschlagten Gebote weisen bis Juni 2017 und von Juni 2018 bis Februar 2019 mit leichten Schwankungen im Mittel ungefähr gleichbleibende **Anlagengrößen** auf, die sich zwischen 5,3 und 7,4 MW bewegen. Im Oktober 2017 wurde eine mittlere bezuschlagte Gebotsgröße von 11,1 MW und im Februar 2018 von 8,4 MW erreicht. In der Ausschreibungsrunde im Oktober 2017 wurde erstmals in größerem Umfang für Anlagen auf sonstigen baulichen Anlagen geboten, für die die sonst maximal zulässig Gebotsgröße von 10 MW nicht gilt. Bezuschlagt wurden vier der sieben über 10 MW liegenden Gebote mit insgesamt 158 MW; insgesamt wurden **222 MW** bezuschlagt.

Mit Blick auf die ersten zwölf Ausschreibungsrunden (einschließlich Oktober 2018) entfallen rd. 36 % (auf die Anlagenanzahl bezogen nur rd. 22 %) der bezuschlagten Leistung auf die im Regelfall maximale Anlagengröße von 10 MW. Im Hinblick auf die Anlagenzahl ist eine Häufung bei dem Anlagen-

segment zwischen 2 und 4 MW zu erkennen, dass einen Anteil von über 36 % der Zuschläge ausmacht (leistungsbezogen nur knapp 17 %). Unterhalb von 1 MW sind lediglich zwei Zuschläge zu verzeichnen.

Wie hoch die **Realisierungsrate** liegt, kann in Anbetracht der Realisierungsfrist von bis zu 24 Monaten nur für die bis zum 1. Dezember 2016 bezuschlagten Anlagen und damit aller Ausschreibungen nach der FFAV bewertet werden. Die Realisierungsquoten dieser Anlagen liegen zwischen 92 % in der zweiten und dritten sowie 100 % in der vierten Runde. Von den insgesamt bis Ende 2016 bezuschlagten 929 MW wurden also 888 MW realisiert, was einer mittleren Realisierungsquote von rd. 96 % entspricht, das spricht für eine Angemessenheit der Realisierungsfrist. Umfrageergebnisse²² deuten auf weitere für die Realisierungsrate mitentscheidenden Faktoren hin. Danach wird die Realisierungsrate aus Sicht von 71 % der Befragten zumindest stark durch die Möglichkeit zur Übertragung der bezuschlagten Gebote auf andere Flächen beeinflusst. Der Einfluss von Pönalen wird dagegen als geringer eingeschätzt. In Abhängigkeit zum abnehmenden Zuschlagspreisniveau (besonders stark in 2017) sinken die Erwartungen der Befragten an die Realisierungsrate.

Ob es Auswirkungen des Systemwechsels zu Ausschreibungen auf die **Akteursstruktur** gibt, kann derzeit nicht beantwortet werden. Meistens stehen hinter den Geboten juristische Personen, deren Gesellschaftsform keine Rückschlüsse auf die dahinterstehenden (natürlichen) Personen zulässt.

22 Ergebnisse einer nicht repräsentativen Bieterbefragung von 140 BieterInnen, mit 28 verwertbaren Antworten (20 % Rücklaufquote; bezogen auf die gebotene Leistung 53 %), Dezember 2017/Januar 2018.

Wind an Land

Marktentwicklung:

Steigerung der Nabenhöhe und des Rotordurchmessers, Reduzierung der spezifischen Flächenleistung (Leistung pro Quadratmeter Rotorkreisfläche) trotz nach wie vor steigender Nennleistungen zu beobachten.

- Schwerpunktziel ist die Steigerung des Rotordurchmessers, mit dem eine gesteigerte Nabenhöhe einhergeht. Die mittlere Leistung stieg in den letzten Jahren von 2,69 MW in 2014 auf 3,23 MW in 2018 an. In den nächsten Jahren ist hier ein weiterer Anstieg durch die zunehmende Dominanz der nächstgrößeren 4 MW-Klasse zu erwarten.

Folgen:

- **Hauptinvestitionskosten** (€/kW) sind real im Mittel um ca. 4 % p. a. seit 2010 gesunken.
- **Investitionsnebenkosten** (€/kW) bewegen sich seit 2010 inflationsbereinigt tendenziell um einen Wert von 400€/kW herum.
- **Betriebskosten** (€/kW) reduzieren sich seit 2012 trotz tendenziell steigender Pachtzahlungen um durchschnittlich ca. 3 % p. a.

Technische Lebensdauer:

- Windenergieanlagen an Land verfügen im Regelfall über eine Entwurfslebensdauer von 20 Jahren. Ein Weiterbetrieb ist auf Basis eines entsprechenden Gutachtens regelmäßig möglich.
- Neuere Anlagentypen sind z. T. für eine Lebensdauer von 25-30 Jahren ausgelegt.

Eine allgemeine mittlere Weiterbetriebsdauer nach 20 Jahren kann nicht angegeben werden. Die Ergebnisse variieren stark nach Anlagentyp und Standort.

Mittlere Stromgestehungskosten (SGK) in ct/kWh bei hoher Standardabweichung bei allen Kosteneingangsparametern für:

Anlagen mit Inbetriebnahme im Übergangssystem bis 31. Dezember 2018 (Stand Ende 2018):

- 120 %-Standort: durchschnittlich 4,8 ct/kWh
- 100 %-Standort: durchschnittlich 5,5 ct/kWh
- 80 %-Standort: durchschnittlich 7,0 ct/kWh
- 60 %-Standort: durchschnittlich 8,9 ct/kWh

- Sensitivitätsanalysen ergeben, dass das Ergebnis besonders empfindlich auf Variationen folgender Eingangsparameter reagiert:

- *Hauptinvestitions- und Investitionsnebenkosten*
- *Berücksichtigung von EEG-Förderzahlungsausfällen in Negativpreissituationen (§ 51 EEG 2017)*
- *Einsatz der aus Wirtschaftlichkeitsgesichtspunkten optimalen Technologie*

Anlagen im Ausschreibungssystem mit Inbetriebnahme ab Ende 2020 (Abschätzung):

- 120 %-Standort: 4,4 ct/kWh
- 100 %-Standort: 5,1 ct/kWh
- 80 %-Standort: 6,1 ct/kWh
- 60 %-Standort: 7,7 ct/kWh

Wirtschaftlichkeit:

Übergangssystem: Windenergieanlagen an Land mit Inbetriebnahme bis Ende 2018 lassen sich im Regelfall wirtschaftlich betreiben. Ab einer Standortgüte von deutlich unter 80 %, die nicht der Standortdifferenzierung unterliegt, ist die Situation schwieriger. Die mittleren Kosten liegen aber auch hier im Regelfall innerhalb der Bandbreite der anzulegenden Werte. Erst ab einer Standortgüte von 60 % liegen die Stromgestehungskosten oberhalb der Bandbreite.

Ausschreibungssystem: Die geschätzten mittleren SGK (Auswertung der mittleren Zuschlagswerte in den Ausschreibungsrunden Mai 2017 bis Februar 2019) liegen im mittleren Bereich der beobachteten Bandbreite der mittleren anzulegenden Werte im Ausschreibungssystem. Zu beachten ist, dass die Bandbreite auch die Ergebnisse der Ausschreibungen in 2017 mit hohen Zuschlagsanteilen der mit langen Umsetzungsfristen kalkulierenden Bürgerwindenergieprojekten beinhaltet.

Ungeförderter Anlagenbetrieb: Windenergieanlagen, deren Investitionskosten abgeschrieben sind, können zu vergleichsweise niedrigen Kosten EE-Strom erzeugen. Mit Wegfall des EEG-Zahlungsanspruchs bei Erreichen der 20jährigen Höchstförderdauer, hängt ein wirtschaftlicher Weiterbetrieb davon ab, ob die laufenden Betriebskosten (inkl. Kosten zur Imitierung und Gewährleistung des Weiterbetriebs) durch die erzielbaren Erlöse für den erzeugten Strom abgedeckt werden können, so dass ein Gewinn zu erwarten ist. Anlagen, die nicht nur bis zu erstem Schadensfall weiterlaufen sollen, müssten potenziell mind. 3,6 ct/kWh bei Weiterbetriebskosten von > 1,4 ct/kWh Erlösen (Deutsche WindGuard, 2017).

Quelle: Deutsche WindGuard & ZSW 2019.

Marktentwicklung

Die **technologische Entwicklung** zeigt sich bisher am evidentesten beim Upscaling, d. h. der Leistungssteigerung durch Zunahme des Rotordurchmessers und der mittleren Nabenhöhe, die auch zu einer besseren Auslastung der Anlage und einem besseren kWh-Ertrag beiträgt. Die Entwicklung der durchschnittlichen Anlagenkonfiguration wird in **Tabelle 11** jeweils für die Zubaujahre 2000, 2010, 2016, 2017 und 2018 dargestellt. Dabei hat sich besonders der Rotordurchmesser erhöht; im Vergleich der Jahre 2010 zu 2018 um rd. 48 %.

Damit einher ging eine stetige Steigerung der Nennleistung. Die Anlagenkapazität ist damit von im Mittel 1,1 MW in 2000 auf im Mittel 3,2 MW in 2018 angestiegen. Gegenüber 2010 mit durchschnittlich 2 MW wurde bis 2017 eine Steigerung um 62 % erreicht.

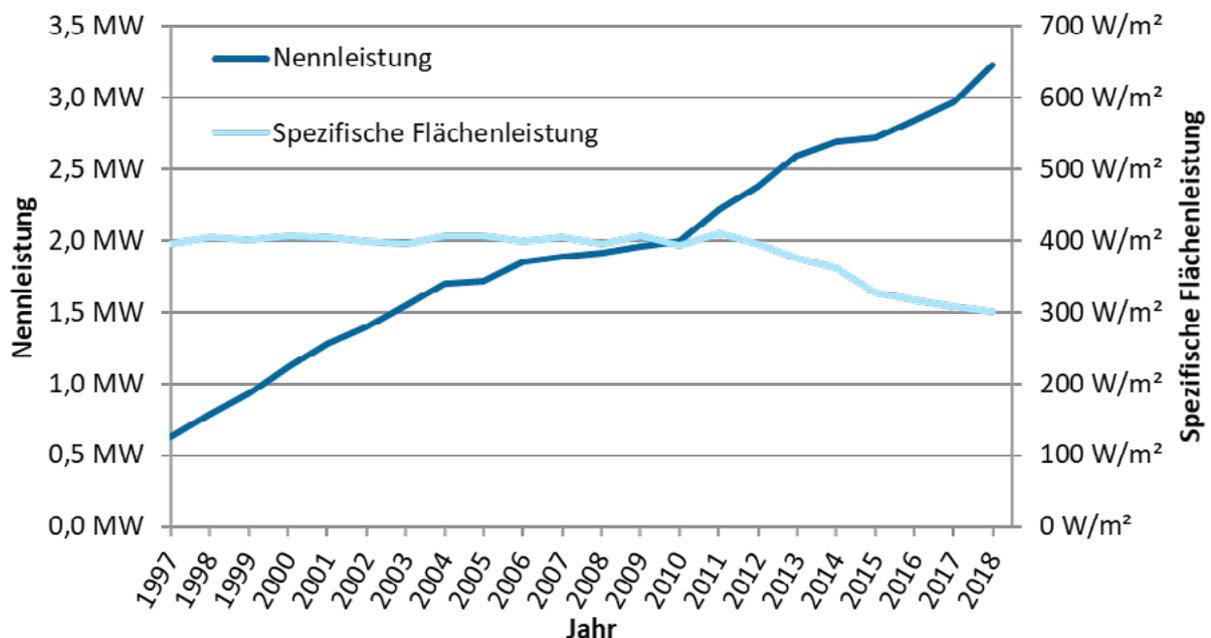
Die aufgezeigte Entwicklung spiegelt sich im bisherigen Anlagenzubau wider. Was die Leistungsklassen anbelangt, kann ein Trend dahingehend festgestellt werden, dass die Anlagenklasse mit der nächsthöheren Nennleistung die zuvor am deutschen Markt dominierende verdrängt: Ab dem

Tabelle 11:

Durchschnittlich Anlagenkonfiguration im jeweiligen Zubaujahr 2000, 2010, 2016, 2017 und 2018 (Nabenhöhe, Rotordurchmesser und Gesamthöhe).

	Ø Nabenhöhe	Ø Rotordurchmesser	Ø Gesamthöhe
2000	70,8 m	57,8 m	99,8 m
2010	98,7 m	80,0 m	138,7 m
2016	127,7 m	109,0 m	182,1 m
2017	128,1 m	112,8 m	184,2 m
2018	133,1 m = Steigerung von 34,9 % ggü. 2010	118,2 m = Steigerung um 47,8 % ggü. 2010	192,2 m = Steigerung um 38,6 % ggü. 2010

Eigene Darstellung. Quelle: Deutsche WindGuard & ZSW 2019.



Datengrundlage: 1996-2011: BDB; 2012-2014: Deutsche WindGuard, 2015-2019: BNetzA Register (01/2019). Quelle: Deutsche WindGuard & ZSW 2019.

Abbildung 30:

Entwicklung von Nennleistung und spezifischer Flächenleistung im Anlagenzubau in Deutschland zwischen 1997 und 2018.

Jahr 2000 wurde vornehmlich das Anlagensegment mit 1 MW, in den Jahren 2005 bis 2015 das Anlagensegment mit 2 MW und seither die Anlagenklasse mit 3 MW installiert. Seit Ende 2016 werden erste Anlagen mit 4 MW verzeichnet. Zum Ende des Jahres 2018 lag der Zubauanteil von 4 MW-Anlagen bei ca. 20 %, womit diese in den nächsten Jahren zum nächsten Standard werden dürften. Anlagen mit mehr als 5 MW wurden bisher vereinzelt errichtet und dürften sich perspektivisch durchsetzen. Die Marktanteile der Leistungssegmente belaufen sich in 2018 insgesamt auf rund: 10 % der

2 MW-Leistungs-kategorie, 70 % der 3 MW-Leistungs-kategorie und 20 % entfallen auf Anlagen mit 4 MW oder darüber liegende Leistungs-klassen.

Als Indikator für die erreichbaren Volllaststunden ist die **spezifische Flächenleistung** (Verhältnis von Nennleistung zu Rotorkreisfläche) neben der Nennleistung wichtig. Sie lag seit 1990 relativ konstant bei durchschnittlich 400 W/m². Seit 2012 ist ein Abwärtstrend um 25 % von ca. 400 W/m² auf im Mittel 300 W/m² im Jahr 2018 zu beobachten (s. *Abbildung 30*). Der Marktanteil der Anlagen mit einer

spezifischen Flächenleistung von weniger als 300 W/m² hat sich seit 2012 von unter 5 % auf ca. 70 % gesteigert.

Die **technologische Entwicklung der Anlagen in der Zukunft** wird nach derzeitiger Kenntnis weiter in Richtung Upscaling gehen. Der Anteil der Leistungsklasse der 4 MW-Anlagen dürfte größer werden. Angekündigt wurden in 2018 für den Markt für Windenergieanlagen an Land Anlagen von bis zu 5,6 MW und bis zu 162 m Rotordurchmesser. Aus produktionstechnischer Sicht könnte der Rotordurchmesser darüber hinaus gesteigert werden, was die Wind auf See-Branche zeigt. Als Teilkomponenten geliefert, können sie am Installationsort zusammengefügt werden. Auch durch diese Entwicklung bedingt, steigt grundsätzlich die Nabenhöhe. Es sind Nabenhöhen bis zu 166 m verfügbar und werden herstellerbedingt aus Stahl, Beton oder aus beiden Materialien gefertigt, angeboten. Die angekündigten Windenergieanlagen an Land erreichen bei Wahl der größten verfügbaren Nabenhöhen somit eine Gesamthöhe von 240 m und mehr.

Die **technische Lebensdauer** der Anlagen kann über den 20-jährigen Förderzeitraum hinausgehen. Allerdings nehmen die erreichbaren Vollaststunden bspw. wegen Verschleißerscheinungen bzw. Blattverschmutzung mit steigendem Anlagenalter tendenziell ab. Betrachtet man die seit 2014 stillgelegten Anlagen, ergeben sich Rückschlüsse auf die Technologien und das Anlagenalter. Fazit ist: Die in den Jahren 2014 bis 2018 zurückgebauten Anlagen wurden im Durchschnitt vor Ablauf ihres Entwurfsalters von 20 Jahren stillgelegt (vgl. Seite 15). Mit der technischen Lebensdauer kann der Rückbau nicht ohne Weiteres erklärt werden, vielmehr geben häufig wirtschaftliche Erwägungen – wie die bessere Ausnutzung des Standortes durch ein Repowering – den entscheidenden Ausschlag. Die Entwurfslebensdauer liegt der Typenprüfung zugrunde und beträgt bei Windenergieanlagen an Land in der Regel 20 Jahre. Wird die Anlage über die Entwurfslebensdauer weiterbetrieben, spricht man im Allge-

meinen vom Weiterbetrieb.²³ Erst in den letzten Jahren legen Hersteller vereinzelt auch Anlagen bereits mit der Typenprüfung für eine Betriebszeit von 25 bis 30 Jahren aus.

Eine große Anlagenanzahl überschreitet aber auch schon heute die angesetzte Betriebszeit von 20 Jahren. Es handelt sich dabei um Anlagen, die vor 2000 errichtet wurden. Obwohl ihr Inbetriebnahmedatum vor dem Zeitpunkt des Inkrafttretens des EEG 2000 liegt, wurde ihnen ein EEG-Zahlungsanspruch über 20 Jahre beginnend ab dem 1. Januar 2001 gewährt. Der Betrieb nach Ablauf des Entwurfsalters ist für diese Anlagen in der Regel wirtschaftlich sinnvoll, da die (Förder-)Einnahmen meist über den Betriebskosten liegen dürften. Der Weiterbetrieb von Windenergieanlagen mit Inbetriebnahmedatum ab 2000, die ab 2021 ihre regelmäßige Entwurfslebensdauer überschreiten und aus dem 20-jährigen EEG-Höchstförderzeitraum fallen, hängt dagegen maßgeblich davon ab, ob die laufenden Betriebskosten (inkl. Kosten zur Initiierung und Gewährleistung des Weiterbetriebs) leicht unter den am Markt erzielbaren Erlösen für den erzeugten Strom liegen. Die Erlösentwicklung dürfte sich am Börsenstrompreis orientieren. Insbesondere für Anlagen mit kleiner Nennleistung kann der Weiterbetriebsaufwand durchaus höher sein, da die anlagenbezogenen Fixkosten einem vergleichsweise geringen Energieertrag gegenüberstehen. Mit Abnahme der Nennleistung droht sukzessive der Rückbau entsprechender Anlagen.

Regional zeigt sich beim gegenwärtigen und möglicherweise auch künftigen Zubau von Windenergieanlagen an Land in Deutschland ein starkes Nord-Süd-Gefälle, wobei sich im Ausschreibungssystem eine leichte Verschiebung in die Mitte Deutschlands abzeichnet (vgl. Seite 15). Die ungleiche Verteilung zugunsten des Nordens kann auf mehreren Faktoren, die mitunter stark interdependent sind, beruhen. **Regionale Steuerungswirkung** geht insbesondere von den unterschiedlichen raumordnerischen Zielfestlegungen der Bundesländer gegenüber der Windenergienutzung aus, die ins-

23 Der Begriff des Weiterbetriebes wird auch im Zusammenhang mit dem Betrieb einer Anlage über das Ende der 20-jährigen Höchstförderdauer verwendet.

besondere in Entscheidungen zur Flächenzuweisung zum Ausdruck kommt.²⁴

Zentraler Steuerungsmechanismus seit dem EEG 2000 mit dem der Bundesgesetzgeber einen bundesweit gleichmäßigen Zubau fördern will, ist das mehrfach veränderte **Referenzertragsmodell im EEG**. Es soll dazu dienen, wirtschaftliche Nachteile an wind schwachen Standorten auszugleichen und eine Überförderung an windstarken Standorten zu vermeiden. Betrachtet man exemplarisch die mittleren Volllaststundenzahlen des gesamten Anlagenbestands unter Berücksichtigung des Jahres der Inbetriebnahme (Stichwort typische Anlagenkonfiguration im jeweiligen Zubaujahr) nach Bundesländern (Stichwort regionale Effekte) im Zeitraum 1995 bis 2014, zeigt sich, dass die Volllaststundenzahlen in den südlichen Bundesländern im Mittel tendenziell unter denen der nördlichen Bundesländer liegen.

Exemplarisch für Anlagen im Ausschreibungssystem wird die Funktion des Referenzertragsmodells wie folgt vereinfacht dargestellt: Seit dem EEG 2017 ist dieses nunmehr einstufig ausgestaltet. Auf Basis des Gebots auf den 100 %-Standort wird unter Inbezugnahme des Gütefaktors, der im Wesentlichen die realen Standortbedingungen (insb. Windhöflichkeit) widerspiegeln soll, der anzulegende Wert für den gesamten Förderzeitraum berechnet. Die Angemessenheit der anzulegenden Werte wird zu Beginn des sechsten, elften und 16. auf die Inbetriebnahme der Anlage folgenden Jahres überprüft. Ergeben sich zu viel oder zu wenig geleistete Zahlungen, sind sie unter bestimmten Voraussetzungen zu erstatten.

Vor dem Hintergrund des sich aus der Verteilung der bezuschlagten Leistungsanteile vom Ausschreibungsvolumen auf die Bundesländer weiterhin abzeichnenden Nord-Süd-Gefälles beim Zubau mit leichter Verschiebung in die geographische Mitte seit 2017 ist fraglich, welche Steuerungswirkung das Referenzertragsmodell entfalten konnte. Eine eindeutige Antwort kann nicht gegeben werden.

Ein Einflussfaktor ist bereits das Gebotsverhalten. Betrachtet man die regionale Verteilung des Gesamtgebotsvolumens von Mai 2017 bis Februar 2019 auf die Bundesländer, so zeigt sich, dass die Beteiligung im Süden mit im Mittel gebotenen 55 MW aus Baden-Württemberg und 34 MW aus Bayern deutlich geringer ist als in den mittig gelegenen Ländern mit den durchschnittlich höchsten Gebotsvolumina: Nordrhein-Westfalen (257 MW), Niedersachsen (238 MW) und Brandenburg (225 MW). Landespezifische regulatorische Besonderheiten, wie der Planungsstopp im sonst bisher beim Zubau erfolgreichen und nördlich gelegenen Schleswig-Holstein, sind hier ebenfalls von Einfluss.

Als mittig gelegenes Bundesland war insbesondere Brandenburg insgesamt im Ländervergleich von Mai 2017 bis Februar 2019 am erfolgreichsten. Von Einfluss können mehrere Aspekte sein. Mit dem drittgrößten Anteil am Gebots- und größten Anteil am Zuschlagsvolumen vom Gesamtausschreibungsvolumen zeigt sich eine vergleichsweise hohe und durchsetzungsstarke Beteiligung. Die Brandenburger Bieter heben sich auch mit der höchsten Zuschlagsquote (bezogen auf die bezuschlagte Leistung) von 72 % und der höchsten Zuschlagsmenge je Landesfläche von mit 44 kW/km² deutlich ab und waren überdurchschnittlich erfolgreich. Eine Rolle können hier die hinter den Geboten stehenden Akteure gespielt haben. Ein Sondereffekt dürfte sich aus den Ausschreibungsbedingungen für Bürgerenergiegesellschaften ergeben haben. Danach konnten diese Akteure geschickt kalkulieren und Risiken streuen (vgl. Seite 64). Dem Umstand, dass die Projekte in Brandenburg vermutlich im Schnitt nicht die Standortgüte wie bspw. an der Küste vorfinden,²⁵ kann mit einer angepassten Anlagenkonfiguration begegnet werden. Zumal die meist wirtschaftlich effizienteste Anlagentechnologie mit der niedrigsten spezifischen Flächenleistung regelmäßig ohnehin nicht auf die windstärksten Regionen ausgelegt ist. Wobei die beiden zuletzt genannten Aspekt natürlich nicht nur für Brandenburg gelten. Eine Auswertung der im Register der Bundesnetz-

24 S. bspw. Landesregierung Schleswig-Holstein, Windenergieplanung, www.schleswig-holstein.de/DE/Landesregierung/IV/_startseite/Artikel2019/I/190115_windplanung_drittesVerfahren.html; aufgerufen am 15.04.2019. Nachdem Schleswig-Holsteinische Oberverwaltungsgericht im Januar 2015 Teile der 2012 in Kraft getretenen Regionalplanfortschreibungen zur Windenergienutzung für unwirksam erklärt hat, wurde eine Neuaufstellung der Windenergieplanung nötig. So gilt seit 2015 ein Planungsstopp, wobei aktuell bereits der dritte Planentwurf erarbeitet wird.

25 Eine Auswertung der im Anlagenregister verzeichneten Standortgüten je Bundesland stützt die Annahme.

agentur verzeichneten Standortgütern ergibt, dass die Standortgüter in den mittig gelegenen Bundesländern im Schnitt recht vergleichbar sind, sodass der Wettbewerb hier eher durch andere Einflussfaktoren gekennzeichnet sein dürfte. Schließlich kann ein Einfluss des Referenzertragsmodells auf die Standortsteuerung nicht ausgeschlossen werden. Bei der Interpretation dürften die Umstände, dass das Referenzertragsmodell von anderen Effekten vermutlich teilweise überlagert wird und auf die Standortdifferenzierung zwischen der 70 %- und 150 %-Standortgüte begrenzt ist, beachtlich sein.

Nach dem EEG 2017 soll der gegenwärtigen Flächenkonzentration in den norddeutschen Ländern²⁶ perspektivisch im Rahmen der regulären Ausschreibungen durch eine regionenspezifische Einschränkung des Ausschreibungsvolumens (902 MW p. a. gem. § 11 EEA V) für sog. Netzausbaugelände (§ 36c EEG 2017) gegengesteuert werden. Dadurch soll der Systemkostenaspekt berücksichtigt werden. Mit im Jahr 2017 insgesamt 706 MW bezuschlagter Leistung wurde die Jahreshöchstgrenze von 902 MW für das Netzausbaugelände letztlich unterschritten. In 2018 unterschritten die insgesamt bezuschlagte Leistung mit 463 MW noch deutlicher die Jahreshöchstgrenze. Im Februar 2019 hingegen war die bezuschlagte Gebotsmenge mit 156,5 MW knapp über der Zuschlagsgrenze von 155 MW.

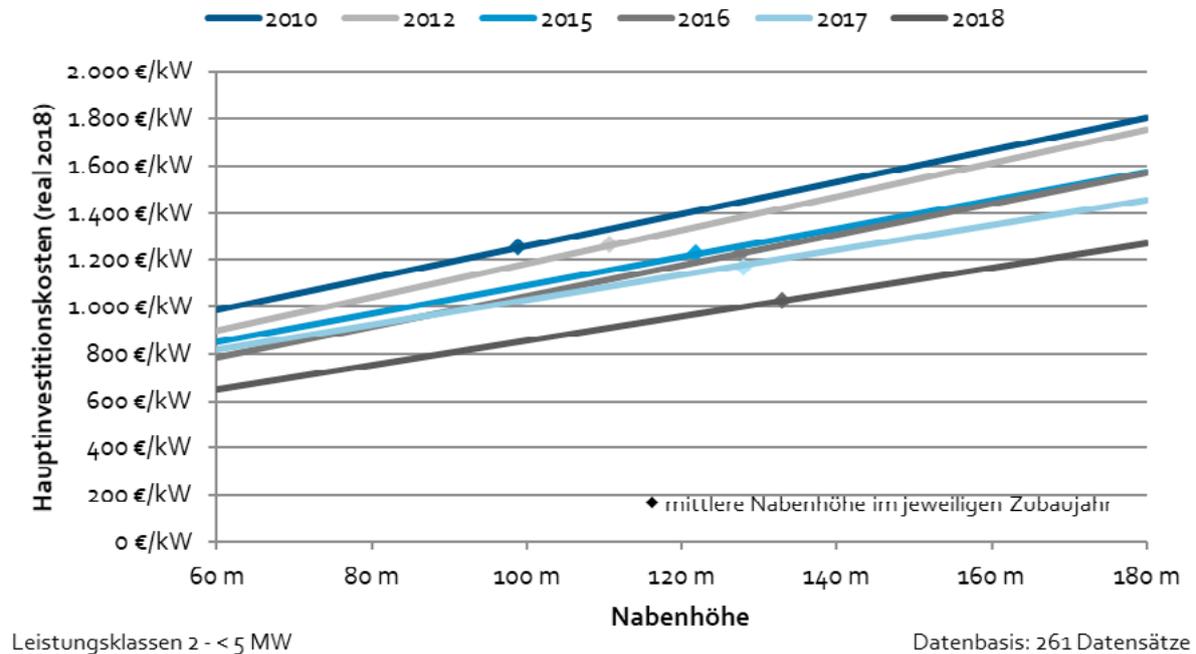
Ein anderer Mechanismus mit vergleichbarer Zielrichtung ist in den Regelungen zu Verteilernetzgebieten für die seit April 2018 zweimal jährlich durchgeführten „Gemeinsamen Ausschreibungen“ für Windenergie- und Solaranlagen (vgl. § 11 GemAV) zu finden.

Kosten

Die **Hauptinvestitionskosten** setzen sich aus den Kosten für die Windenergieanlage, Turm und Rotor, sowie Transport- und Installationskosten zusammen. Insbesondere die Anlagenleistung, die Nabenhöhe, der Rotordurchmesser und die Flächenleistung haben maßgeblichen Einfluss auf die Hauptinvestitionskosten, die sich auf die vorgehaltene Nenn-

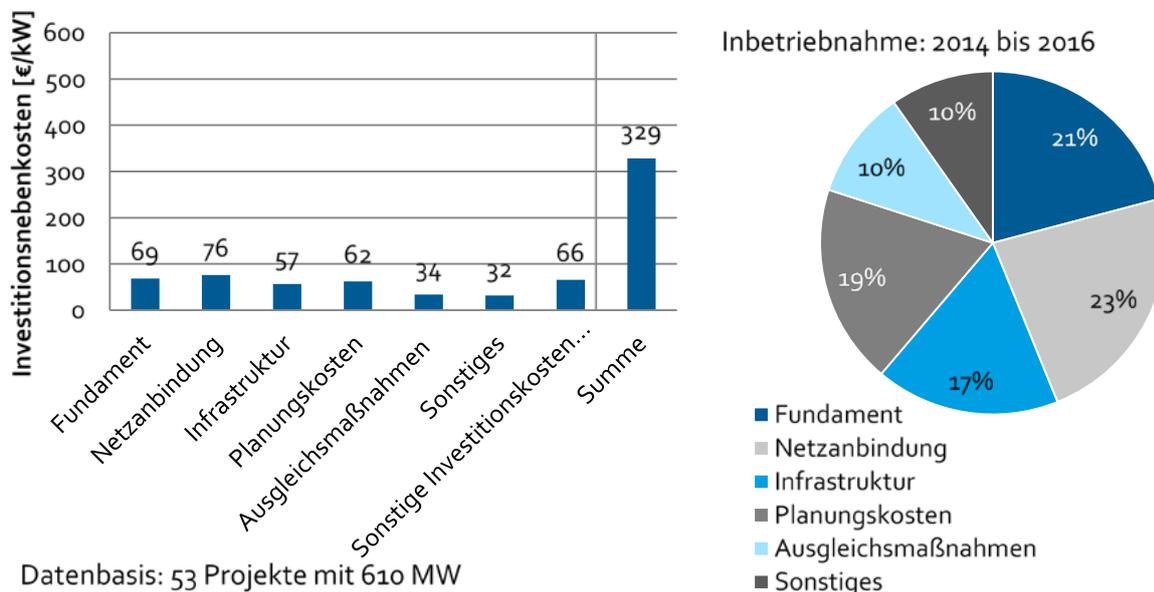
leistung (€/kW) verteilen. Die möglichen Variationen dieser Parameter ergeben ein breites Spektrum der verfügbaren Anlagenkonfigurationen. Legt man zu Vergleichszwecken beispielhaft Anlagentypen aus den Leistungsklassen 2 bis < 3 MW (durchschnittlicher Rotordurchmesser ca. 90 m), 3 bis < 4 MW (durchschnittlicher Rotordurchmesser ca. 120 m) und 4 bis < 5 MW (durchschnittlicher Rotordurchmesser ca. 135 m) nebeneinander, wobei die spezifische Flächenleistung im Schnitt in der 2 bis < 3 MW-Klasse am höchsten und in der 3 bis < 4 MW-Klasse am niedrigsten (knapp unter 200 W/m² bis fast 600 W/m²) ist, zeigt sich bei den Hauptinvestitionskosten folgendes: Kostenunterschiede sind hauptsächlich in Bezug auf die Nabenhöhe festzustellen. Mit steigender Nabenhöhe (und gleichzeitig leicht steigendem Rotordurchmesser) nehmen auch die spezifischen Hauptinvestitionskosten (€/kW) zu. Betrachtet man dagegen die spezifischen Kosten im Vergleich der Leistungsklassen, fallen diese Kosten bei gleichbleibender Nabenhöhe im Vergleich der Segmente von 2 bis < 3 MW und 3 bis < 4 MW nicht signifikant aus. Erst ab einer Anlagenleistung von > 4 MW ist für Nabenhöhen bis 140 m eine signifikante Kostenreduktion pro kW erkennbar. Vergleicht man dagegen Nabenhöhenklassen der Anlagenklassen zeigt sich, dass mit steigender Nabenhöhe (regelmäßig infolge gesteigerten mittleren Rotordurchmessers) auch die spezifischen Anlagenkosten spürbar steigen. Um die Investitionskosten realistisch beurteilen zu können, muss deshalb neben der Nennleistung und der Nabenhöhe die spezifische Flächenleistung (Indikator für die Kostenentwicklung pro m² überstrichener Rotorfläche) mitberücksichtigt werden. Mit zunehmender spezifischer Flächenleistung (W/m²) verringern sich in der Regel die Hauptinvestitionskosten. Theoretisch betrachtet, lässt sich damit durch eine Reduktion der spezifischen Flächenleistung zu gleichen Kosten eine größere Steigerung der Volllaststunden erreichen, als durch die Steigerung der Nabenhöhe. Im Zeitverlauf konnte seit 2010 durchschnittlich eine reale Kostensenkung für Anlagen der gleichen Nabenhöhenklasse um 4 % p. a. erreicht werden (vgl. *Abbildung 31*). Die größte Kostensenkung war zwi-

26 Aktuell sind das gem. § 10 EEA V bis zu Evaluierung durch die BNetzA (31. Juli 2019): Schleswig-Holstein, Mecklenburg-Vorpommern, Hamburg, Bremen und Teile Niedersachsens.



Quelle: Deutsche WindGuard & ZSW 2019.

Abbildung 31: Inflationsbereinigte spezifische Hauptinvestitionskosten in €/kW als Trendlinien über der Nabenhöhe im Zeitverlauf (auf das Jahr 2018 normiert).

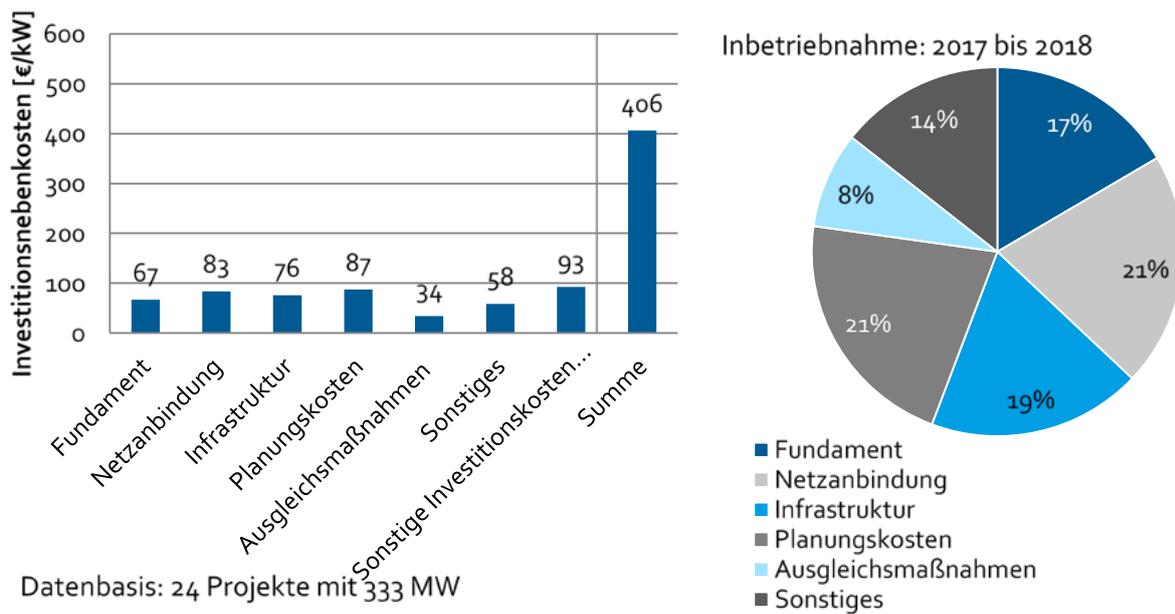


Quelle: Deutsche WindGuard & ZSW 2019.

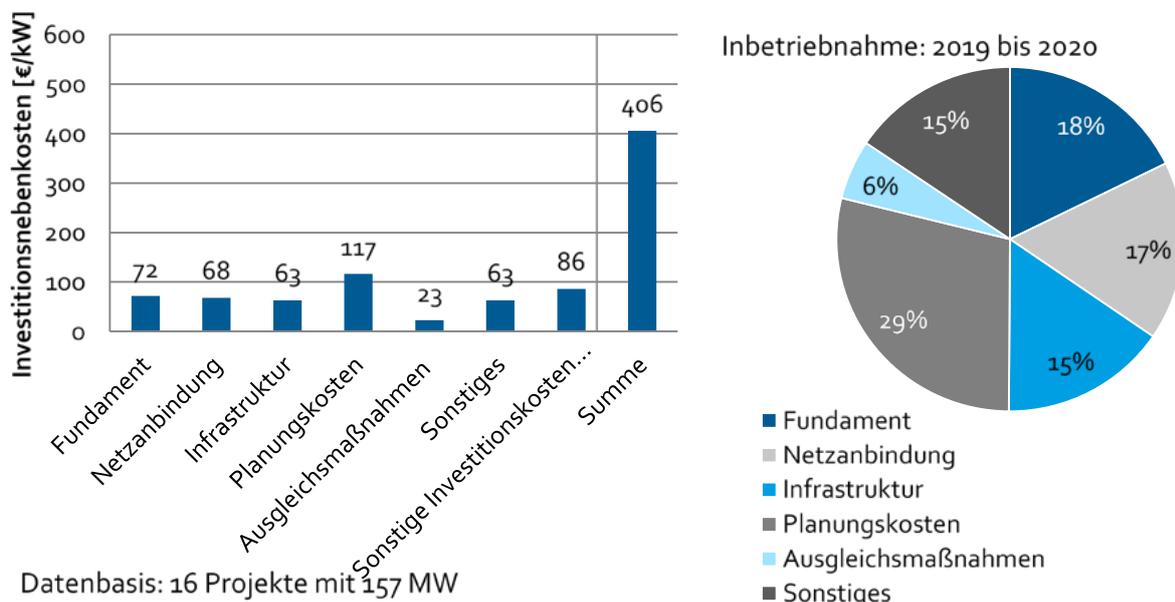
Abbildung 32: Spezifische Investitionsnebenkosten in €/kW sowie durchschnittliche Anteile der Kostenpositionen an den gesamten Investitionsnebenkosten bei Inbetriebnahme von 2014 bis 2016 (EEG 2014).

schen 2017 und 2018, mit im Mittel 14 %, zu beobachten, was sich vermutlich auf den aus dem Ausschreibungssystem ergebenden höheren Kostendruck sowie die zunehmende Verfügbarkeit neusten Anlagengeneration zurückzuführen lässt.

Die **Investitionsnebenkosten** umfassen das Fundament, Netzanbindung, Infrastrukturkosten, Planungskosten sowie Ausgleichskosten etc. Für Anlagen mit Inbetriebnahme in den Jahren 2014 bis 2016 (EEG 2014) lagen die größten Anteile der Investi-


Abbildung 33:

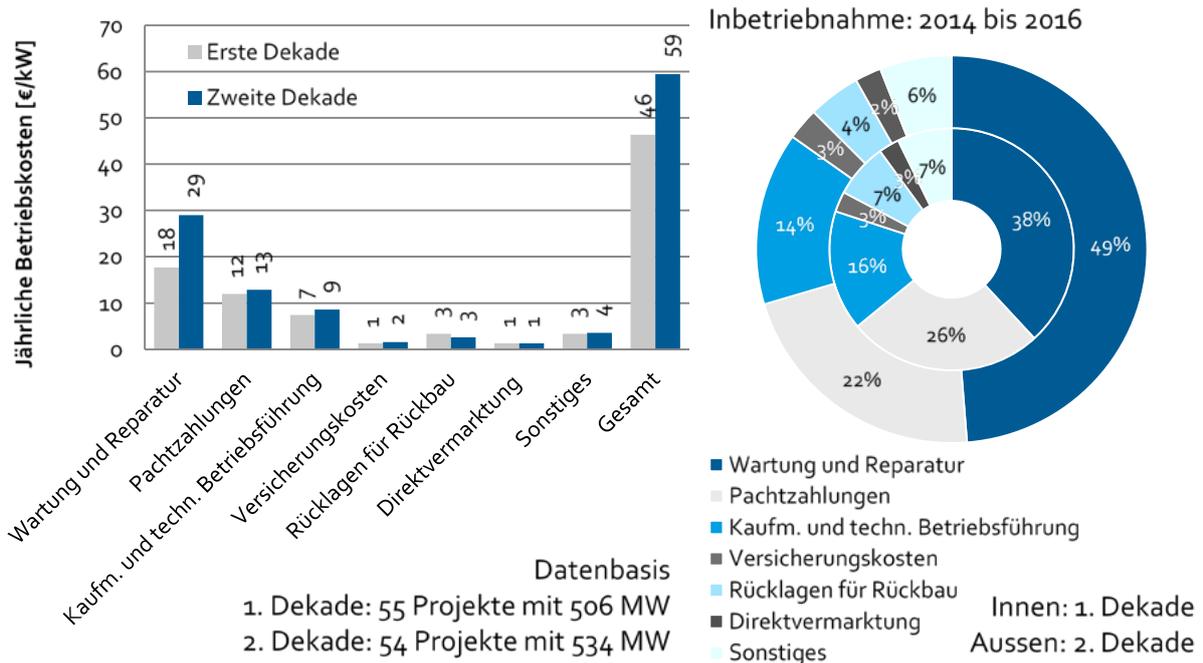
Spezifische Investitionsnebenkosten in €/kW sowie durchschnittliche Anteile der Kostenpositionen an den gesamten Investitionsnebenkosten bei Inbetriebnahme von 2017 bis 2018 (Übergangssystem EEG 2017).


Abbildung 34:

Spezifische Investitionsnebenkosten in €/kW sowie durchschnittliche Anteile der Kostenpositionen an den gesamten Investitionsnebenkosten bei Inbetriebnahme von 2019 bis 2020 (Ausschreibungen EEG 2017).

onsnebenkosten noch auf den Netzanbindungskosten (23 %) und den Fundamentkosten (21 %) (s. *Abbildung 32*). So sind diese Anteile für Inbetriebnahmen in den Jahren 2017 bis 2018 (Übergangssystem nach EEG 2017) auf 17 % bzw. 21 % gesunken, während der Anteil der Planungskosten auf 21 % und der Anteil der Infrastrukturkosten auf 19 %

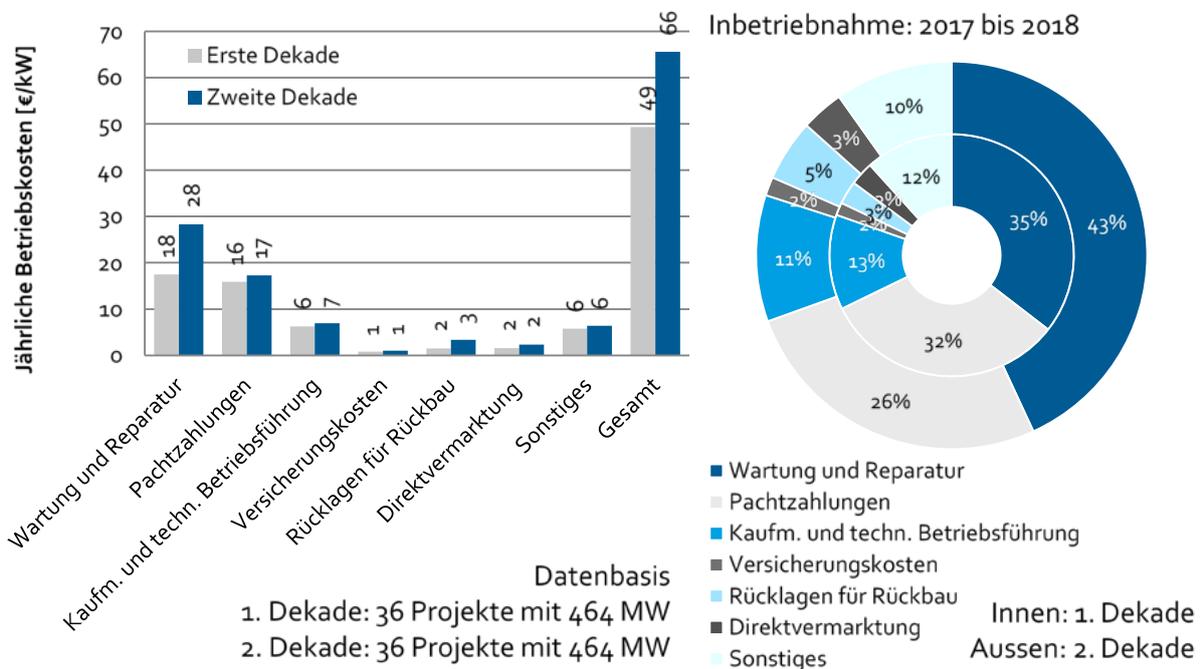
leicht angestiegen sind (s. *Abbildung 33*). Für Anlagen mit Inbetriebnahme in den Jahren 2019 bis 2020 (Ausschreibungen nach EEG 2017) setzt sich diese Entwicklung bei den Planungskosten fort, die mit 29 % den größten Anteil aus machen. Demgegenüber sinken der Anteil der Kosten für Netzanbindung (17 %) und der Anteil der Infrastrukturkosten



Quelle: Deutsche WindGuard & ZSW 2019.

Abbildung 35:

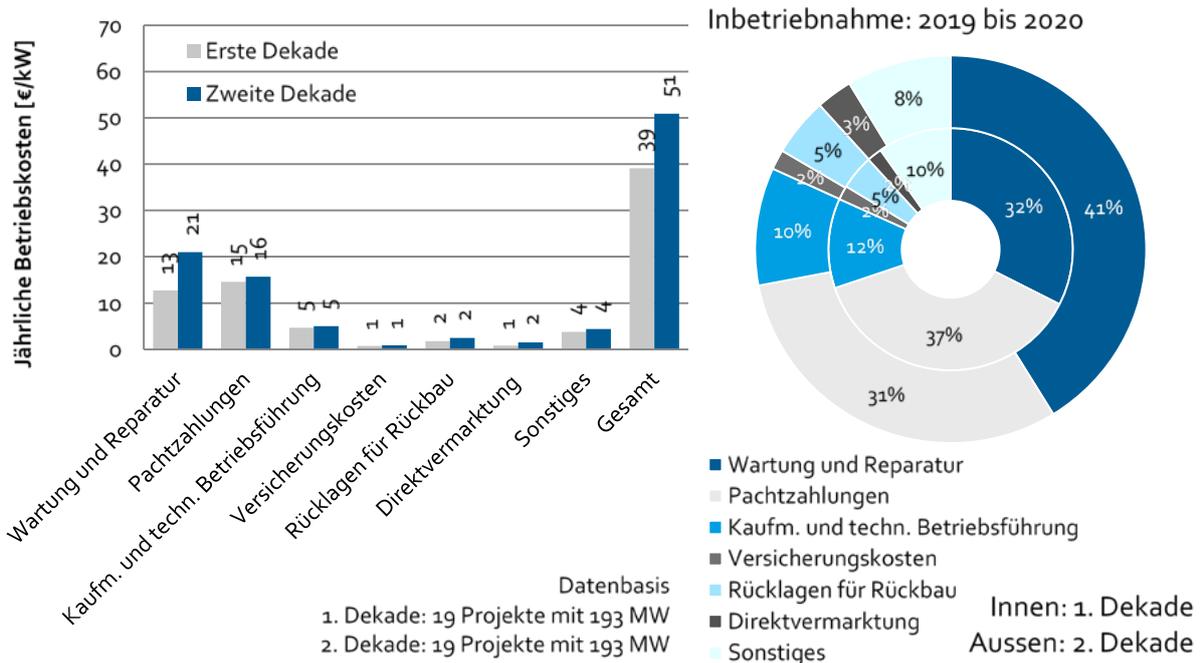
Durchschnittliche spezifische Betriebskosten in €/kW sowie durchschnittliche Anteile der Kostenpositionen an den gesamten Betriebskosten nach Dekaden bei Inbetriebnahme von 2014 bis 2016 (EEG 2014).



Quelle: Deutsche WindGuard & ZSW 2019.

Abbildung 36:

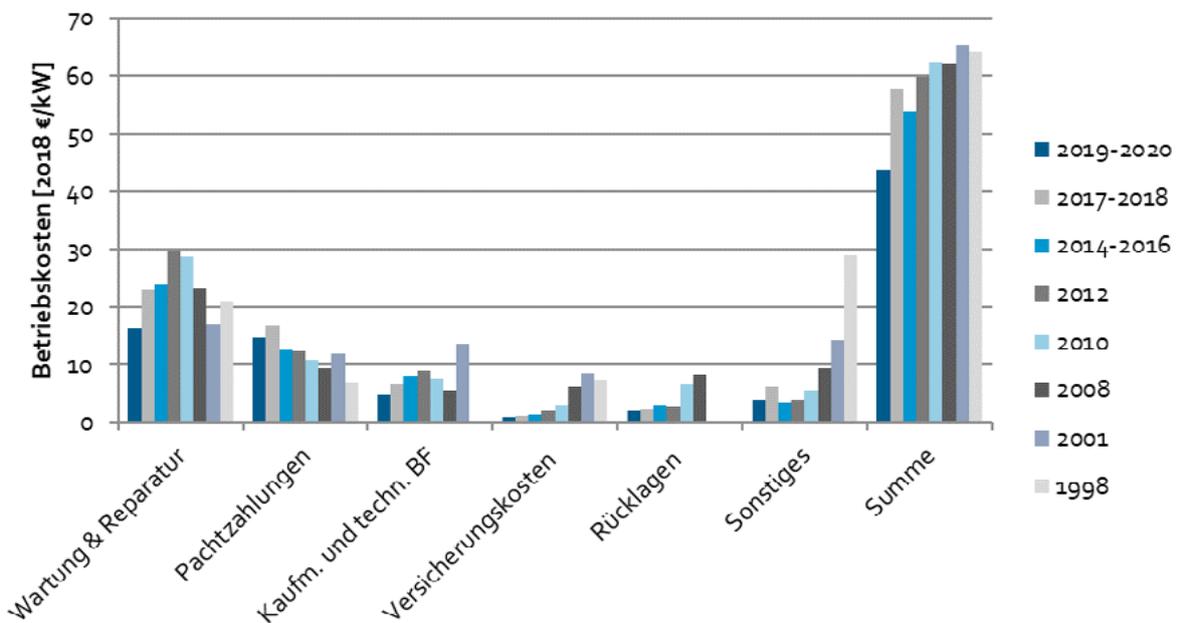
Durchschnittliche spezifische Betriebskosten in €/kW sowie durchschnittliche Anteile der Kostenpositionen an den gesamten Betriebskosten nach Dekaden bei Inbetriebnahme von 2017 bis 2018 (Übergangssystem EEG 2017).



Quelle: Deutsche WindGuard & ZSW 2019.

Abbildung 37:

Durchschnittliche spezifische Betriebskosten in €/kW sowie durchschnittliche Anteile der Kostenpositionen an den gesamten Betriebskosten nach Dekaden bei Inbetriebnahme von 2019 bis 2020 (Ausschreibungen EEG 2017).



Quelle: Deutsche WindGuard & ZSW 2019.

Abbildung 38:

Inflationbereinigte spezifische Betriebskosten in €/kW im Zeitverlauf (auf das Jahr 2018 normiert).

(15 %) deutlich und der Anteil der Fundamentkosten bleibt mit 18 % nahezu gleich (s. *Abbildung 34*). Der gestiegenen Planungskostenanteil könnte durch die längeren Planungszeiten, die zunehmenden Klageverfahren sowie zusätzlichen Aufwand für die Teilnahme den Ausschreibungen erklärt werden. In absoluten Zahlen sind die Investitionsnebenkosten seit 2016 auf ein seitdem gleichbleibendes Niveau von ca. 400 €/kW gestiegen. Im Vergleich zu den Inbetriebnahmen in den Jahren 2014 bis 2016, sind die inflationsbereinigten Kosten, nachdem sie seit 2012 durchschnittlich rd. 2 % p. a gesunken waren, erstmalig wieder gestiegen.

Zur Aufrechterhaltung des Anlagenbetriebs fallen stark projektspezifische **Betriebskosten** (Wartung, Reparatur, Pacht, kaufmännische und technische Betriebsführung, Versicherungskosten, Rücklagen für den Rückbau, Direktvermarktung und sonstige Betriebskosten (z. B. Vogel- und Fledermausüberwachung)) an. Die gemittelten Betriebskosten über 20 Jahre liegen zwischen 39 €/kW (Inbetriebnahme in den Jahren 2019 bis 2020) und 49 €/kW (Inbetriebnahme in den Jahren 2017 bis 2018) in der ersten und zwischen 51 €/kW (Inbetriebnahme in den Jahren 2019 bis 2020) und 66 €/kW (Inbetriebnahme in den Jahren 2017 bis 2018) in der zweiten Betriebsdekade (s. *Abbildung 35*, *Abbildung 36* und *Abbildung 37*). Über die gesamte Betriebsdauer machen die Kosten für Wartung und Reparatur, wenn auch mit abnehmender Tendenz, den mit Abstand größten Kostenanteil aus (2014 bis 2016: 38 % über 2017 bis 2018: 35 % zu 2019-2010: 32 % in der ersten Dekade und 2016 bis 2017: 49 % über 2017 bis 2018: 43 % zu 2019 bis 2010: 41 % in der zweiten Dekade. Auch die anderen einzelnen Positionen der Betriebskosten sind seit 2012 größtenteils gesunken. Eine Ausnahme stellen die Pachtzahlungen dar, für die sich bis 2017/18 ein fast durchgängiger Trend zu Kostenerhöhungen gezeigt hat und die im Erwartungswert für Projektumsetzungen 2019/20 wahrscheinlich nun erstmals ebenfalls abnehmen (s. *Abbildung 38*).

Zusammenfassend lässt sich feststellen, dass Stromerzeugung aus Windenergie an Land bisher in

kleinen aber steten Schritten grundsätzlich günstiger wurde (vgl. *Abbildung 38*). Das kann im Wesentlichen auf den technologischen Fortschritt und eine optimale standortspezifische Konfiguration der Anlagen zurückgeführt werden.

Stromgestehungskosten

Die Stromgestehungskosten stellen das Verhältnis zwischen den über die gesamte Nutzungsdauer einer Windenergieanlage anfallenden Kosten (Investitions- und Betriebskosten) und dem am Standort erzielbaren Energieertrag dar. Das heißt, sie weisen den im gesamten Lebenszyklus entstandenen Aufwand pro erzeugte Kilowattstunde aus. Entsprechend werden die Stromgestehungskosten im Folgenden in ct/kWh ausgewiesen.

Die **Eingangsparameter** zur Bestimmung der Stromgestehungskosten für Wind an Land wurden durch eine vollständige Neuerhebung von Daten bei den Branchenakteuren im Herbst 2016 und mehreren Aktualisierungen bis zuletzt Ende 2018 determiniert. Ergebnis ist, dass die ermittelten Daten eine Darstellung der Stromgestehungskosten im Übergangssystem des EEG 2017 (mit Inbetriebnahme in den Jahren 2017 bis 2018) sowie für Anlagen im Ausschreibungssystem des EEG 2017 (mit Inbetriebnahme in den Jahren 2019 bis 2020) zu ermöglichen.

Für die **Hauptinvestitionskosten**²⁷ (€/kW) sind die installierte Leistung, die Nabenhöhe und die Flächenleistung von zentraler Bedeutung. Die möglichen Variationen dieser Parameter ergeben ein breites Spektrum der verfügbaren Anlagenkonfigurationen. Auf Basis des Registers der Bundesnetzagentur wurden repräsentative Anlagenkonfigurationen und Volllaststunden in Abhängigkeit zur Standortgüte ermittelt. Die Grundannahmen für den 60- und den 120 %-Standort werden in *Tabelle 12* jeweils für das Übergangssystem und das Ausschreibungssystem des EEG 2017 dargestellt. Für die dazwischen liegenden Standortgüten werden die Werte gleitend variiert.

27 Zur Zusammensetzung der Hauptinvestitionskosten s. o. Seite 55.

Tabelle 12:

Grundannahmen der Anlagenkonfiguration, Kosten und Vollaststunden für die Standortgüten 60 und 120 % für Anlagen im Übergangssystem (Inbetriebnahme 2017-2018) und im Ausschreibungssystem (Inbetriebnahme 2019-2020) des EEG 2017.

	Übergangssystem EEG 2017 (Inbetriebnahme 2017-2018)		Ausschreibungssystem EEG 2017 (Inbetriebnahme 2019-2020)	
	60 %	120 %	60 %	120 %
Standortgüte	60 %	120 %	60 %	120 %
Nennleistung*	3,0 MW	3,3 MW	3,39 MW	3,3 MW
Nabenhöhe	132 m	128 m	142 m	127 m
Rotordurchmesser	116 m	111 m	125 m	115 m
Gesamthöhe*	190 m	184 m	205 m	184 m
Spezifische Flächenleistung	284 W/m ²	341W/m ²	271 W/m ²	323 W/m ²
Hauptinvestitionskosten	1.173 €/MW	1.121 €/MW	1.052 €/MW	1.000€/MW
Vollaststunden	2.067 h p. a.	3.904 h p. a.	2.113 h p. a.	3.839 h p. a.

*Nennleistung und Gesamthöhe ergeben sich aus Nabenhöhe, Rotordurchmesser und spezifischer Flächenleistung.
Eigene Darstellung. Quelle: Deutsche WindGuard & ZSW 2019.

Tabelle 13:

Grundannahmen des Eingangsparameters Betriebskosten unterschieden nach fixen und variablen Kosten.

	Übergangssystem EEG 2017 (Inbetriebnahme 2017-2018)		Ausschreibungssystem EEG 2017 (Inbetriebnahme 2019-2020)	
	1. Dekade	2. Dekade	1. Dekade	2. Dekade
	Fixkosten nach installierter Leistung	27 €/kW	36 €/kW	22 €/kW
Variable Kosten nach Energieertrag	0,9 ct/kWh	1,2 ct/kWh	0,7 ct/kWh	0,9 ct/kWh

Quelle: Deutsche WindGuard & ZSW 2019.

Die **Investitionsnebenkosten** sind weniger regional- als einzelfallabhängig. Die mittleren spezifischen Investitionsnebenkosten werden deshalb standortübergreifend mit im Mittel sowohl für Anlagen im Übergangssystem (Inbetriebnahme 2017-2018) als auch für Anlagen im Ausschreibungssystem (Inbetriebnahme 2019 bis 2020) mit **406 €/kWh** (vgl. o. *Abbildung 33* und *Abbildung 34*) angesetzt.

Im Rahmen der Ermittlung der Stromgestehungskosten wird zwischen variablen (nach Ertrag) und fixen (nach installierter Leistung) **Betriebskosten** differenziert. Auf diesem Wege kann der Einfluss der Standortgüte berücksichtigt werden. Die **Direktvermarktungskosten** werden als ebenfalls laufende Kostenposition im Rahmen dieses Eingangsparameters berücksichtigt. Die differenzierten Betriebskosten gehen, wie in *Tabelle 13* dargestellt in die Stromgestehungskostenermittlung ein:

Bei den Annahmen zu den **Finanzierungsbedingungen** wird nach standortgüteabhängigen und -unabhängigen Parametern jeweils für das Übergangssystem (Inbetriebnahme 2017-2018) und das Ausschreibungssystem (Inbetriebnahme 2019 bis 2020) unterschieden. Die Annahmen finden sich in *Tabelle 14* wieder:

Berechnet man die Stromgestehungskosten auf Grundlage der dargestellten Basisannahmen, die sich zum Teil durch hohe Standardabweichung auszeichnen, kommt man zu den in *Tabelle 15* aufgeführten durchschnittlichen **Ergebnissen** für die im deutschen Markt relevanten Standortgüten: z. B. 8,9 ct/kWh beim 60 %-, **5,5 ct/kWh beim 100 %-** und 4,8 ct/kWh beim 120 %-Standort für **Anlagen im Übergangssystem**, die von 2017 bis Ende 2018 in Betrieb genommen wurden; bzw. 7,7 ct/kWh beim 60 %-, **5,1 ct/kWh beim 100 %-** und 4,4 ct/kWh beim 120 %-Standort für **Anlagen im Ausschreibungssystem**.

Tabelle 14: Grundannahmen des Eingangsparameters Finanzierung.

	Übergangssystem EEG 2017 (Inbetriebnahme 2017-2018)		Ausschreibungssystem EEG 2017 (Inbetriebnahme 2019-2020)	
Unabhängig von der Standortgüte				
Fremdkapitalzinssätze	2,1 % mit 10-jähriger Zinsbindung 5 % in der Anschlussfinanzierung		2,3 % mit 10-jähriger Zinsbindung 5 % in der Anschlussfinanzierung	
Eigenkapitalverzinsung	8 %		8 %	
Abhängig von der Standortgüte				
	60 %	120 %	60 %	120 %
Eigenkapitalanteil	23 %	14 %	23 %	14 %
Fremdkapitalanteil	77 %	86 %	77 %	86 %
Tilgungsdauer	17 Jahre	15 Jahre	18 Jahre	16 Jahre

Quelle: Deutsche WindGuard & ZSW 2019.

Tabelle 15: Mittlere Stromgestehungskosten in Abhängigkeit zur Standortgüte im Übergangssystem (Inbetriebnahme 2017 bis Ende 2018) und im Ausschreibungssystem (Inbetriebnahme 2019 bis Ende 2020).

Standortgüte	60 %	70 %	80 %	90 %	100 %	110 %	120 %
ct/kW (Anlagen im Übergangssystem des EEG 2017, Inbetriebnahme 2017-2018)	8,9	7,8	7,0	6,0	5,5	5,1	4,8
ct/kW (Anlagen im Ausschreibungssystem des EEG 2017, Inbetriebnahme 2019-2020)	7,7	6,8	6,1	5,5	5,1	4,7	4,4

Eigene Darstellung. Quelle: Deutsche WindGuard & ZSW 2019.

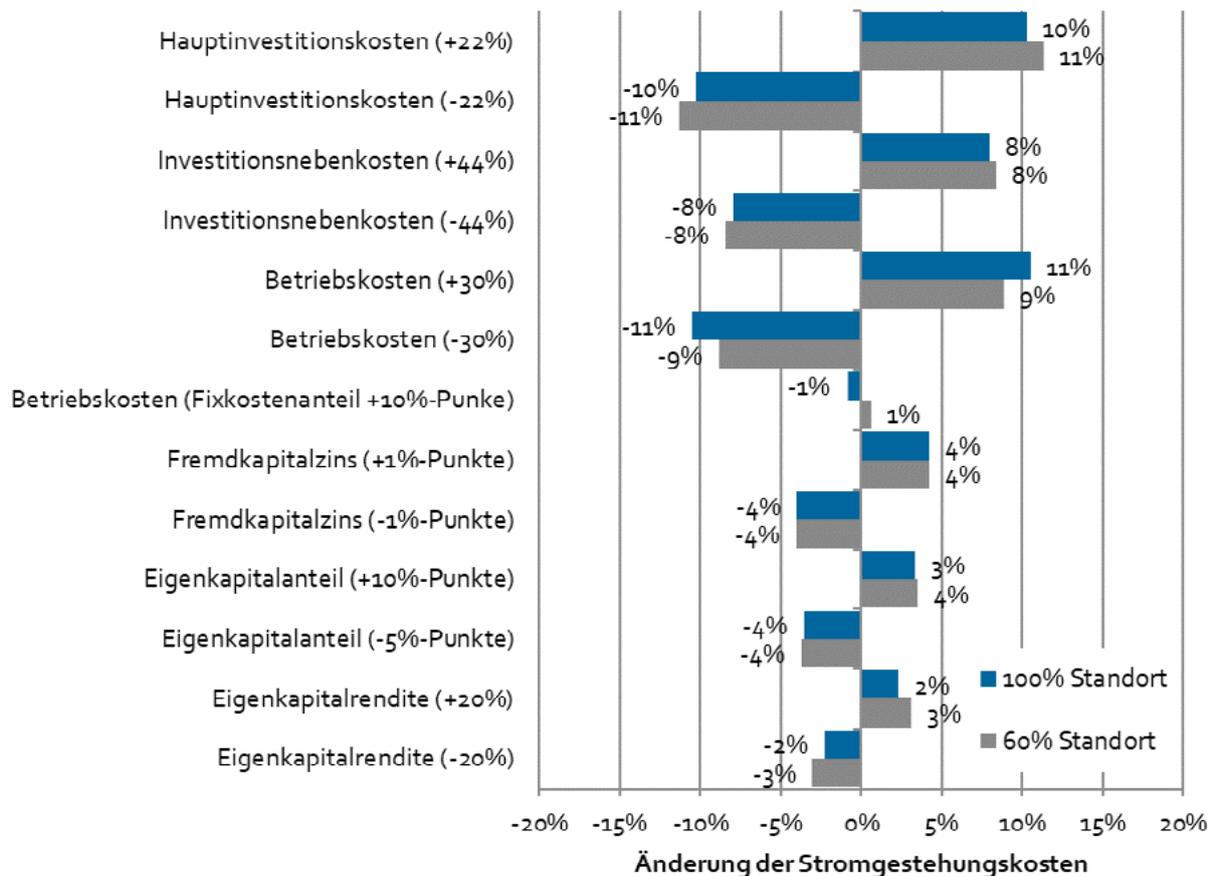
tem, die 2019 bis Ende 2020 in Betrieb genommen wurden oder noch werden.

Stellt man die Stromgestehungskosten der EEG-Förderung²⁸ gegenüber, ergibt sich, dass die EEG-Förderung grundsätzlich über den mittleren Stromgestehungskosten, der im **Übergangssystem** in Betrieb genommen Anlagen (2017 bis Ende 2018), liegt und ein **wirtschaftlicher Betrieb regelmäßig möglich** ist. Zusätzliche Erträge können ab einer Standortgüte von über 90 % erwirtschaftet werden, wobei die 110 %-Standortgüte am einträglichsten ist. Bei Vorhaben, die Standortgüten von deutlich unter 80 % aufweisen und nicht der Standortdifferenzierung unterliegen, kann die Situation schwieriger sein. Die mittleren Kosten liegen eher in der mittleren Bandbreite der anzulegenden Werte oder sogar darüber (60%-Standort).

Im **Ausschreibungssystem** liegen die geschätzten mittleren Stromgestehungskosten der zwischen in den Ausschreibungsrunden Mai 2017 bis Februar 2019 bezuschlagten Anlagen im mittleren Bereich der beobachteten Bandbreite der mittleren anzulegenden Werte des Ausschreibungssystems. Womit ein **wirtschaftlicher Betrieb möglich** erscheint. Zu beachten ist, dass die Bandbreite auch die Ergebnisse der Ausschreibungen in 2017 mit hohen Zuschlagsanteilen der mit langen Umsetzungsfristen kalkulierenden Bürgerwindenergieprojekten beinhaltet. Aufgrund des schwachen Wettbewerbs erfolgte in 2018 eine starke Orientierung der Gebote am Höchstwert und nicht an den tatsächlichen Kosten. Die ermittelten Stromgestehungskosten passen zu diesem Effekt.

Betrachtet man den **ungeförderten Anlagenbetrieb**, so ist festzustellen, dass Windenergieanlagen, de-

28 Da die gesetzlich bestimmten anzulegenden Werte, die die Höhe der EEG-Förderung über die Marktprämie mitbestimmen, einer steten Degression unterliegen, wird der Zeitpunkt der Inbetriebnahme nach EEG 2014 und EEG 2017 (für Anlagen im Übergangssystem) mitberücksichtigt.



Quelle: Deutsche WindGuard & ZSW 2019.

Abbildung 39: Sensitivitätsanalyse der mittleren Stromgestehungskosten hinsichtlich der Variation verschiedener Eingangsparameter.

ren Investitionskosten abgeschrieben sind, zu vergleichsweise niedrigen Kosten EE-Strom erzeugen können. Mit Wegfall des EEG-Zahlungsanspruchs bei Erreichen der 20jährigen Höchstförderdauer, hängt ein wirtschaftlicher Weiterbetrieb wesentlich davon ab, ob die laufenden Betriebskosten (inkl. Kosten zur Imitierung und Gewährleistung des Weiterbetriebs) durch die erzielbaren Erlöse für den erzeugten Strom abgedeckt werden können, so dass ein Gewinn zu erwarten ist. Anlagen die nicht nur bis zu erstem Schadensfall weiterlaufen sollen, müssten potenziell mind. 3,6 ct/kWh bei Weiterbetriebskosten von > 1,4 ct/kWh Erlösen (Deutsche WindGuard GmbH 2017).

Eine **Sensitivitätsanalyse** kann insbesondere zeigen, wie stark sich eine Modifikation von Eingangsparametern des Ausgangsfalls auf die Stromgestehungskosten auswirkt. Im Grundsatz gilt: Je größer die Abweichung im Ergebnis der Berechnung, des-

to entscheidender ist der Parameter für die Bewertung. Im Folgenden werden vor diesem Hintergrund Kostenparameter unter Inbezugnahme der Standortgüte variiert, eine optimierte Anlagentechnologie zugrunde gelegt und der Einfluss von Negativpreissituationen untersucht sowie eine Abschätzung der Stromgestehungskosten der Januar 2017 bis Februar 2019 bezuschlagten Anlagen angestellt.

Die Modifikationen der Hauptinvestitions-, Investitionsneben- und Betriebskosten sowie des Fremdkapitalzinses, des Eigenkapitalanteils und der -rendite erfolgt in einem Spektrum, das einzelne reale Projekte heute abbildet (Standardabweichung) bzw. mittelfristig denkbar ist. Es wurde jeweils ein Eingangsparameter modifiziert und die Auswirkungen auf die Stromgestehungskosten analysiert. In der Realität können durchaus mehrere Parameter vom Ausgangsfall abweichen. Die Ergebnisse werden

beispielhaft für einen 60- und einen 100 %-Standort abgebildet, um die Einflüsse an unterschiedlich windhöffigen Standorten zu verdeutlichen (s. *Abbildung 39*).

Die stärksten Effekte zeigten sich insbesondere bei den Hauptinvestitions- und Betriebskosten und wirken sich stark auf die berechneten Stromgestehungskosten aus. Es handelt sich um Standardabweichungen eines stark projektspezifischen Eingangsparameters, der bei der Interpretation der ermittelten durchschnittlichen Stromgestehungskosten generell mitgedacht werden sollte. Anlagen mit geringerer Standortgüte sind regelmäßig stärker von der Variation der Eingangsparameter betroffen. Die Standortgüte-abhängigen Veränderungen der Ergebnisse sind jedoch vergleichsweise gering und bewegen sich im Bereich um 1 %.

Der Ausgangsfall geht von einer durchgehenden EEG-Zahlung aus. Der EEG-Zahlungsanspruch entfällt jedoch u. a. für (zusammengefasste) Windenergieanlagen (ab 3 MW mit Inbetriebnahme ab Anfang 2016), wenn sechs oder mehr Stunden am Stück **negative Strombörsenpreise** vorliegen. In Jahr 2018 waren insgesamt 66 Stunden von der Rechtsfolge des § 51 EEG 2017 betroffen. Berücksichtigt man Ansichten, wonach die Stundenanzahl, für die der EEG-Zahlungsanspruch entfällt, perspektivisch deutlich ansteigt und den Umstand, dass es darauf ankommt, ob diese Phasen in windertragsreichen oder -schwachen Phasen auftreten, ergeben sich im Vergleich zum Ausgangsfall um **3 bis 10 %** höhere Stromgestehungskosten, die auf den wirtschaftlichen Betrieb von Einfluss sein können.

Wind an Land in der Ausschreibung

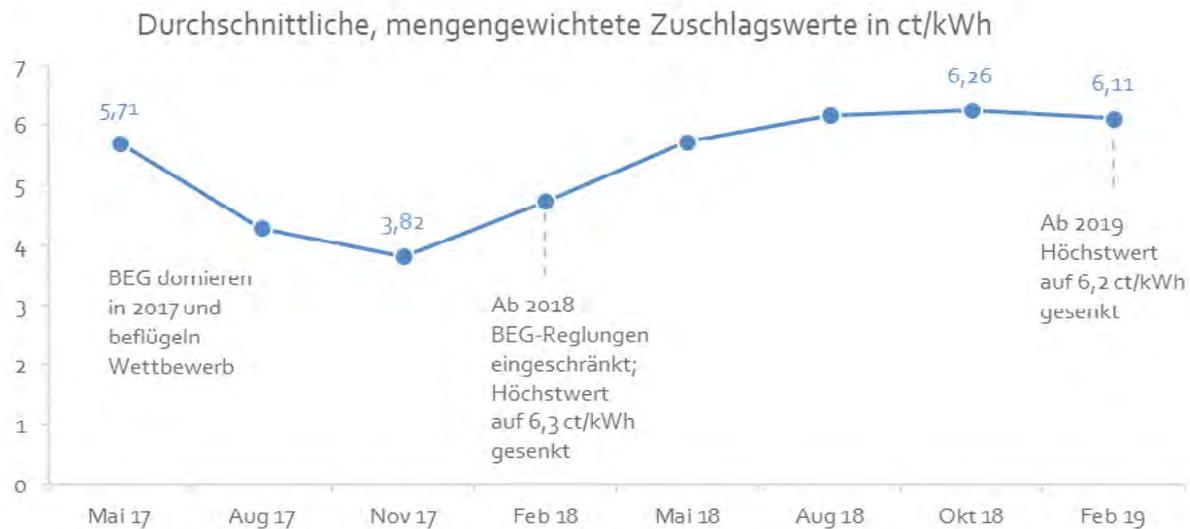
Die drei Ausschreibungsrunden von **Mai bis November 2017** waren durch eine hohe Wettbewerbsintensität geprägt, die sich insbesondere durch eine durchgehend deutliche Überzeichnung bemerkbar machte. Das Ausschreibungsvolumen für 2017 betrug 2.800 MW (800 MW in der Mai- und jeweils

1.000 MW in der August- und Novemberrauschreibung). Bezogen auf die Zuschlagmenge entfielen 97 % auf Bürgerenergiegesellschaften, weshalb die Zuschlagshöhe der Ausschreibungen 2017 zum großen Teil per uniform-pricing-Methode²⁹ ermittelt wurde und die meisten bezuschlagten Projekte bis zu 54 Monate (statt regelmäßig 30 Monate) für die Realisierung des Projektes Zeit haben.³⁰ Beide Aspekte dürften auf das Gebotsverhalten bzw. die dahinterstehende Kostenabschätzung, die auf einer antizipierten Preis- und Technologieentwicklung über meist 54 Monate basiert, von Einfluss gewesen sein. Die mengengewichteten durchschnittlichen Gebotswerte fielen von 5,83 ct/kWh im Mai über 4,64 ct/kWh im August auf 4,02 ct/kWh im November 2017, was einer Reduzierung um insgesamt 31 % entspricht. Sie reflektiert im Wesentlichen die hohe Wettbewerbsintensität. Die mengengewichteten durchschnittlichen Zuschlagswerte fielen von 5,71 ct/kWh im Mai auf 3,82 ct/kWh im November 2017 und liegen dicht am oder auf dem höchsten noch bezuschlagten Gebot (Stichwort „uniform-pricing-Regelung“). Eine auffällige Häufung ergibt sich bei Geboten und Zuschlägen für Kapazitäten von 12 bis 18 MW. Von den insgesamt 198 Zuschlägen im Jahr 2017 fielen 141 in dieses Leistungsspektrum. Sie repräsentieren 86 % des Zuschlagsvolumens. Die verstärkte Orientierung an der 18 MW-Grenze dürfte sich insbesondere auf den bis zu diesem Wert eröffneten Anwendungsbereich der Privilegierungsvorschrift für Bürgerenergiegesellschaften und das Bestreben nach maximaler Ausnutzung von Skaleneffekten zurückführen lassen. Hinter fast allen Bürgerenergiegesellschaften i. S. d. § 3 Nr. 15 EEG 2017 standen letztlich große etablierte **Branchenakteure**, die den rechtlichen Spielraum der Legaldefinition in zulässiger Weise ausnutzten.³¹ Der Normzweck der Privilegierungsvorschrift des § 36g EEG 2017 – Erhalt der Akteursvielfalt durch Schaffung von Beteiligungsmöglichkeiten im Ausschreibungssystem für kleinere Akteure – wurde insoweit konterkariert.

29 Ausschlaggebend ist gem. § 36g Abs. 5 S. 1 EEG 2017 abweichend vom regulären pay-as-bid-Ansatz das höchste noch bezuschlagte Gebot desselben Gebotstermins.

30 Vgl. zu den Auswirkungen der verlängerten Realisierungsfrist auf die Zubauentwicklung in 2019 (Stichwort Fadenriss) die Ausführungen auf Seite 15 ff.

31 Von 185 zugunsten von Bürgerenergiegesellschaften erfolgten Zuschlägen entfielen 65 auf die UKA GmbH & Co. KG, 19 auf die ENERTRAG AG, 16 auf die Prowind GmbH, 7 auf die eno energy GmbH, 5 auf WestWind ENERGY. 37 Zuschläge konnten nicht zugeordnet werden.



Quelle: Deutsche WindGuard & ZSW 2019.

Abbildung 40: Durchschnittliche, mengengewichtete Zuschlagswerte (Mai 2017 bis Februar 2019).

Im **Jahr 2018** ging die Beteiligung an den Ausschreibungen stark zurück. Trotz vorliegender Genehmigung sehen einige Akteure von einer Teilnahme an den Ausschreibungen ab. Im Februar 2018 sank die Überzeichnung auf 141 %, wobei den ausgeschriebenen 700 MW Gebote im Umfang von rund 989 MW gegenüberstanden. Seit Mai 2018 kam es wiederholt zu starken Unterzeichnungen, sodass bis einschließlich Februar 2019 fast alle Gebote einen Zuschlag erhielten. Bezogen auf die ausgeschriebene Menge wurde im Oktober 2018 der bisherige Tiefpunkt erreicht, als nur ca. 54 % nur der ausgeschriebenen Menge von 670 MW bezuschlagt werden konnte. In Summe beläuft sich das Zuschlagsdefizit nach den ersten acht Ausschreibungsrunden auf 571 MW.

Zum einen hatte der Gesetzgeber in Reaktion auf die Erfahrungen der Ausschreibungsrunden im Jahr 2017 die Ausnahmen für Bürgerenergiegesellschaften weitgehend eingeschränkt und damit die Möglichkeit aufgehoben, Gebote für noch nicht genehmigte Anlagen einzureichen. Daneben dürften die Gründe für den starken Rückgang der Gebote damit zu begründen sein, dass Dritte vermehrt Einsprüche gegen Genehmigungen erhoben haben

oder bereits genehmigten Projekte auf Grund der Aussicht auf geringer Stromgestehungskosten durch moderne Anlagen überarbeitet werden. Letztlich dürfte auch ein Teil des Rückgangs auf Projektaufgaben, z. B. wegen zu hoher Genehmigungsaufgaben und aus Gründen mangelnder Wirtschaftlichkeit, entfallen.

Auf Grund des starken Wettbewerbs in den ersten drei Ausschreibungen sowie begünstigt durch die Bürgerenergieregulungen (s. o.) gaben die mittleren Zuschlagswerte im Jahr 2017 von 5,71 ct/kWh auf 3,82 ct/kWh nach (s. *Abbildung 40*). Ab Februar 2018 drehte sich der Trend. Mit der Anpassung der Teilnahmevoraussetzungen für Bürgerenergiegesellschaften und dem nachlassenden Wettbewerb stiegen die durchschnittlichen, mengengewichteten Zuschlagswerte innerhalb weniger Ausscheidungsrunden auf über 6 ct/kWh. Die Gebotswerte orientierten sich wegen der starken Unterzeichnung damit zunehmend an den Höchstwerten von 6,3 ct/kWh im Jahr 2018 sowie 6,2 ct/kWh für das Jahr 2019. Aufgrund der veränderten Rahmenbedingungen sind die Zuschlagswerte des Jahres 2017 nicht direkt mit denen der Jahre 2018 und 2019 vergleichbar.

Wind auf See

Marktentwicklung:

Stand der Technik sind 4 bis 9,5 MW Turbinen, 105 bis 164 m Rotordurchmesser.

Monopiles mit 8 m Durchmesser auch für Standortbedingungen, bei denen sonst aufgelöste Strukturen (z. B. Tripods oder Jackets) verwendet worden sind.

- Trend: 10 bis 12 MW-Anlagen mit bis zu 220 m Rotordurchmesser, 70 m lange Monopiles mit 10 m Durchmesser.
- Für größere Wassertiefen kommen in Zukunft auch in Deutschland potenziell Gravity-Jackets, Suction Buckets und schwimmende Fundamente in Frage.

Kostenreduktionspotenziale:

- Technologiekosten: Größere Turbinenleistungen verringern die anlagenspezifischen Kosten (für Fundamente, Installation etc.); bei Jacket-Fundamenten: Automatisierte Fertigung und Verwendung von standardisierten Rohren, Suction-Bucket-Konzepte (die zum Teil schon verwendet werden).
- Installationskosten: Materialsparendes Design und Installationstechnik (insb. größere und schnellere Installationsschiffe.)

Ab einer Küstenentfernung von etwa 50 km ist eine Offshore-gestützte Wartung in der Regel wirtschaftlicher, in der Praxis hat sich jedoch gezeigt, dass dies sehr projektspezifisch zu betrachten ist.

Offshore Netzanbindungssysteme (OS-NAS):

Für kurze Distanzen und geringe Übertragungsleistungen werden HDÜ-Systeme eingesetzt.

Für längere Distanzen und höhere Übertragungsleistungen (insb. bei einer Bündelung von Windparks in räumlicher Nähe (Samelanbindungen)) werden HGÜ-Systeme eingesetzt. Sie werden gemäß den Vorgaben des Bundesfachplans Offshore in der Regel für

Übertragungsleistungen von 900 MW und mit einer DC-Spannung von ± 320 kV ausgeführt.

Etwaig effizientere Innovationen der Netzinfrastruktur werden diskutiert, ihnen stehen aber Markteintrittshürden gegenüber.

Stromgestehungskosten:

2015-2025: Kostensenkungen in der Größenordnung von 40 bis 45% sind realistisch von (11,6 auf 6,8 ct/kWh).

- Bei einer unterstellten Lebensdauer einer Windenergieanlage auf See von 25 Jahren ist eine Kostenreduktion von weiteren 0,5 ct/kWh denkbar (Windenergieanlagen auf See erhalten nach § 48 Abs. 7 WindSeeG seit Ende 2016 eine Betriebsgenehmigung (Planfeststellung oder Plangenehmigung) für 25 Jahre.
- Die Kosten sind bei einer Laufzeit von 25 Jahren international mit 4,9 ct/kWh noch geringer.
- Sehr geringe Zuschlagswerte bei Ausschreibungen in Deutschland und Europa unterstreichen die erheblichen Kostensenkungspotenziale.
- Deutsche Standorte sind im Vergleich zu DK, NL im Nachteil (trotz Null-Cent-Geboten in der letzten Ausschreibungsrunde).

Netzanbindung:

- Auf die Energiemenge bezogene Übertragungskosten (HGÜ) liegen heute bei 2,3 bis 3,0 ct/kWh ohne Offshore-Umspannwerk. Eine Kostenreduktion bis 2025 um 40 % auf 1,4 bis 1,8 ct/kWh erscheint aufgrund des technischen und kommerziellen Entwicklungspotenzials realistisch, setzt aber regulatorische Änderungen voraus.
- Es sind nur wenige öffentliche Quellen zu fundierten Daten zur Kostenstruktur der Netzanbindung verfügbar.
Quelle: Prognos AG, Fichtner GmbH & Co. KG, BET 2019.

Marktentwicklung

Die auf See verwendete Turbinen zeichnen sich im Gegensatz zu den an Land verwendeten in der Regel durch eine höhere Turbinenleistung und größeren Rotordurchmesser aus. Zurzeit häufig verwendete Turbinen liegen im Leistungsspektrum zwischen 4 und 8 MW und sind nachfolgend in *Tabelle 16* dargestellt. Getriebelose Anlagen besitzen in der Regel ein geringeres Gondelgewicht und haben aufgrund der wenigen beweglichen Teile einen geringeren mechanischen Verschleiß. Dennoch setzen zurzeit noch die meisten Hersteller auf Anlagen mit Getriebe. Derzeit ist nicht mit tiefgreifenden Veränderungen in der Anlagentechnik zu rechnen.

Die in näherer Zukunft installierten Anlagen werden keine konzeptionelle Neuerung, sondern eher eine **Optimierung bestehender Anlagenkonzepte** dar-

stellen. Anlagentypen, für die ein zeitnaher Markteintritt erwartet wird, sind nachfolgend in *Tabelle 17* dargestellt. Nach Aussagen in Veröffentlichungen und Pressemitteilungen von Branchenteilnehmern deutet einiges darauf hin, dass in den Jahren 2020 bis 2023 Weiterentwicklungen in der Anlagentechnologie zum Markteintritt von 10-MW-Plattformen führen können. Ab 2025 werden auch Anlagen in der Leistungsklasse 12 MW und darüber für möglich erachtet. Unter Berücksichtigung der rasanten Entwicklung im Leistungssegment zwischen 10-12 MW mit Serienfertigungen und Inbetriebnahmen ab 2022/2023 ist auch denkbar, dass bereits ab ca. 2030 Leistungsklassen von 15 MW und größer eingesetzt werden könnten.

Bei der Abschätzung der Entwicklung der **Nabenhöhe** ist zu berücksichtigen, dass der zu erwartende Windgradient/Höhenexponent zu keiner signifikan-

**Tabelle 16:** Aktuelle Anlagentypen (Dimensionen und Antriebskonzepte).

	Adwen*	GE	Senvion		
Anlagentyp	AD 5-135	Haliade 150-6MW	5.0M126	6.2M126	6.3M152
Turbinenleistung (MW)	5	6	5,075	6,15	6,33
Nabenhöhe (m)	standortabhängig	100 / standortabhängig	85-95 / standortabhängig	85-95 / standortabhängig	95-110 / standortabhängig
Rotordurchmesser (m)	135	150	126	126	152
Antriebskonzept	mit Getriebe	getriebeles	mit Getriebe	mit Getriebe	mit Getriebe
Offshore-Betrieb seit mind.	2017	2016	2007	2014	-
Beispielprojekt	Wikinger (D)	Block Island (USA)	Thornton Bank (BEL)	NordseeOst (D)	TWB II (D) (im Bau – IBN Q4/2019)
	Siemens			MHI Vestas	
Anlagentyp	SWT-4.0	SWT-6.0-154	SWT-7.0-154	V112-3,3	V164-8.0
Turbinenleistung (MW)	4	6	7**	3,3***	8****
Nabenhöhe (m)	90 m / standortabhängig	100 m / standortabhängig	standortabhängig	standortabhängig	standortabhängig
Rotordurchmesser (m)	120 / 130	154	105	112	164
Antriebskonzept	mit Getriebe	getriebeles	getriebeles	mit Getriebe	mit Getriebe
Offshore-Betrieb seit mind.	2015 / 2017	2015	2018	2016	2017
Beispielprojekt	Borkum Riffgrund 1 / Sandbank (D)	Westermost Rough (UK)	Nissum Bredning (DK)	Kentish Flats (UK)	BurboBank (UK)

* Turbinenproduktion wurde nach Übernahme durch Siemens-Gamesa im Oktober 2018 eingestellt. ** Basierend auf derselben Plattform wird ein Leistungsupgrade für diesen Anlagentyp auf 7,35 MW bereits in 2019 im Projekt Rentel (BEL) erwartet. *** Basierend auf der V112-3.0 Plattform - Betriebserfahrung seit 2013 im Windpark Kårehamn (Schweden) – Weiterentwicklung zur V112-3.45 im Bau befindlich im Windpark Rampion (UK). **** Basierend auf derselben Plattform wurde bereits ein Leistungsupgrade für diesen Anlagentyp auf 8,4 MW bzw. 8,8 MW in 2018 im Projekt Aberdeen Bay (UK) implementiert.

Quelle: Prognos AG, Fichtner GmbH & Co. KG, BET 2019.

ten Zunahme des Ertrags zwischen Nabenhöhen von 120 m und 200 m führt, so dass nicht davon ausgegangen wird, dass es bei Anlagen in der Leistungs-kategorie 12-14 MW zu einem sprunghaften Anstieg der Nabenhöhe kommen würde. Es gibt erste Hinweise darauf, dass die Nabenhöhen bis rd. 150 m steigen könnte. Zu beachten bleibt aber, dass die mit einer deutlich gesteigerten Nabenhöhe deutlich teurer werdende Turmstruktur nicht im Verhältnis zu dem zu erwartenden Mehrertrag stünde.

Für die **Fundamente** der Windenergieanlagen auf See in Deutschland werden zurzeit vor allem Monopiles aus Stahl verwendet. Vereinzelt kommen auch Tripods und Jackets zum Einsatz. Entgegen den Erwartungen in der Vergangenheit wird davon ausgegangen, dass Monopiles auch bei größeren Leis-

tungsklassen noch zum Einsatz kommen. Bereits heute finden sie Anwendung bei Bedingungen (Wassertiefe, Turbinengröße), für die in der Vergangenheit angenommen wurde, dass man aufgelöste Strukturen verwenden müsse. Gravity-Jackets oder schwimmende Fundamente sind in Deutschland bislang noch nicht verwendet worden und werden bislang nur in ausländischen Pilotprojekten getestet. Hingegen sind Suction-Bucket bereits erfolgreich als Prototypen in der Deutschen Bucht getestet und regulär bei im Windpark auf See Borkum Riffgrund 2 verbaut worden.

Für größere Küstenentfernungen hat sich bislang noch kein Wartungskonzept etabliert. Es wird aber davon ausgegangen, dass die Wartungsaktivitäten ab einer Küstenentfernung von 50 km offshore-ge-

Tabelle 17: Anlagentypen für die ein zeitnaher Markteintritt erwartet wird.

	MHI Vestas			Siemens-Gamesa		GE
Anlagentyp	V164-9.5	V164-10	V174-9.5	SG 8.0-167	SG 10.0-193	Haliade X 220
Turbinenleistung (MW)	9.5	10.0	10.0	8.0/8.4	10.0	12.0
Nabenhöhe (m)	standortabhängig	standortabhängig	standortabhängig	standortabhängig	standortabhängig	ca. 150m
Rotordurchmesser (m)	164	164	174	150	193	220
Antriebskonzept	mit Getriebe	mit Getriebe	mit Getriebe	getriebeles	getriebeles	getriebeles
Offshore-Betrieb Erwartet ab	2020	2022	2023	2020	2022	2022

Quelle: Prognos AG, Fichtner GmbH & Co. KG, BET 2019.

stützt wirtschaftlicher sind. In der Praxis hat sich gezeigt, dass dies sehr projektspezifisch zu betrachten ist und nicht allgemeingültig angenommen werden kann. Die Wartungskonzepte werden von der Industrie zurzeit noch optimiert und automatisiert.

Offshore-Netzanschlussysteme

Für die **parkinterne Verkabelung** werden derzeit typischerweise Inter-Array-Kabel mit einer Spannung von 33 kV eingesetzt. Mittlerweile sind auch 66 kV Kabel am Markt verfügbar, die den offensichtlichen Vorteil haben, dass sich in jeder Turbinenreihe etwa doppelt so viele Turbinen aufstellen ließen. Das **Offshore-Umspannwerk (OSS)** dient der Energieübertragung an Land oder bis zur Konverterplattform, an der der Strom mehrerer Windparks auf See gebündelt und dann gesammelt an Land übertragen wird. Die Hauptkomponenten (Transformator, Schaltanlage) sind bereits standardisiert und werden von mehreren Anbietern am Markt angeboten. Für die Stromübertragung an Land werden heute entweder **Hochspannungsgleichstromübertragungen (HGÜ)** oder **Hochspannungsdrehstromübertragungen (HDÜ)** verwendet. Bei kürzeren Distanzen und geringen Übertragungsleistungen werden HDÜ eingesetzt, bei größeren Übertragungsleistungen und längeren Distanzen werden in der Regel HGÜ eingesetzt. In der Ostsee sind alle realisierten Windparks mit der HDÜ-Technologie an die Küste angebunden. In der Nordsee kommen bis auf wenige Ausnahmen (Alpha Ventus, Riffgat und Nordergründe) wegen der größeren Küstenentfernungen HGÜ-Verbindungen zum Einsatz. Bei dem Konzept des HDÜ-Netzanschlussystems entfällt die Konver-

terplattform, so dass es kein Hoch- oder Höchstspannungsdrehstrom-Seekabel im Eigentum des ÜNB mehr gibt. Bei der HGÜ-Übertragung ist neben dem Umspannwerk in jedem Fall noch die Konverterplattform notwendig, an der der aus den Windparks auf See gewonnene Strom gebündelt und an Land übertragen wird. Gemäß den Vorgaben des Offshore-Netzentwicklungsplans und des Bundesfachplan Offshore erfolgt die Ausführung der Konverterplattform standardmäßig mit einer Leistung von 900 MW und der selbstgeführten sogenannten VSC-Technik. Mögliche Kosteneinsparungen könnten sich in Zukunft durch kompaktere Bauformen der Konverterplattform, gasisolierte Schaltanlagen sowie höheren Übertragungsleistungen (1.200 MW statt bisher 900 MW) und Übertragungsspannungen im AC-System realisieren lassen.

Stromgestehungskosten

Für die Berechnung der mittleren Stromgestehungskosten werden bei Windanlagen auf See 4.000 Volllaststunden unter Berücksichtigung von Verlusten und Nichtverfügbarkeiten erwartet. Es werden die Kosten für das Basisjahr 2015 und einem Referenzwindpark von 450 MW berechnet. Weiterhin werden die folgenden in **Tabelle 18** und **Tabelle 19** aufgeführten Anlagenparameter und Finanzierungsbedingungen betrachtet. Dabei ergeben sich für die jeweiligen betrachteten Inbetriebnahmejahre die in **Tabelle 20** dargestellten spezifischen Investitionskosten.

Aus den Annahmen folgt in der Berechnung, dass die mittleren Stromgestehungskosten bei einer Lebensdauer von 20 Jahren von 11,6 ct/kWh bei Inbe-

**Tabelle 18:** Betrachte Windpark- und Anlagenparameter.

	2015/16	2020	2025
Turbinengröße (MW)	6	8	10+
Windparkgröße (MW)	450	450	450
Wassertiefe (m)	35	35+	40+
Entfernung zum Hafen (km)	60	80	80+
Nabenhöhe (m)	100	110	120+
Rotordurchmesser (m)	140	170	200
Windgeschwindigkeit (m/s)	10,0	10,0	10,0
Gründung	Monopile	Monopile	Monopile
O&M Konzept	Land	Land/Auf See	Auf See

Quelle: Prognos AG, Fichtner GmbH & Co. KG, BET 2019.

Tabelle 19: Annahmen zu realen Finanzierungskosten bis zum Jahr 2025.

Inbetriebnahme	Variante	EK-Anteil	EK-Zins	FK-Zins	WACC
2015/16	Referenz	32,5 %	14,0 %	3,0 %	6,6 %
2020	Referenz	25,0 %	13,0 %	2,7 %	5,3 %
2020	Max	30,0 %	14,0 %	2,8 %	6,2 %
2020	Min	20,0 %	11,0 %	2,7 %	4,4 %
2025	Referenz	20,0 %	13,0 %	3,0 %	5,0 %
2025	Max	25,0 %	14,0 %	3,0 %	5,8 %
2025	Min	20,0 %	11,0 %	2,7 %	4,4 %

Quelle: Prognos AG, Fichtner GmbH & Co. KG, BET 2019.

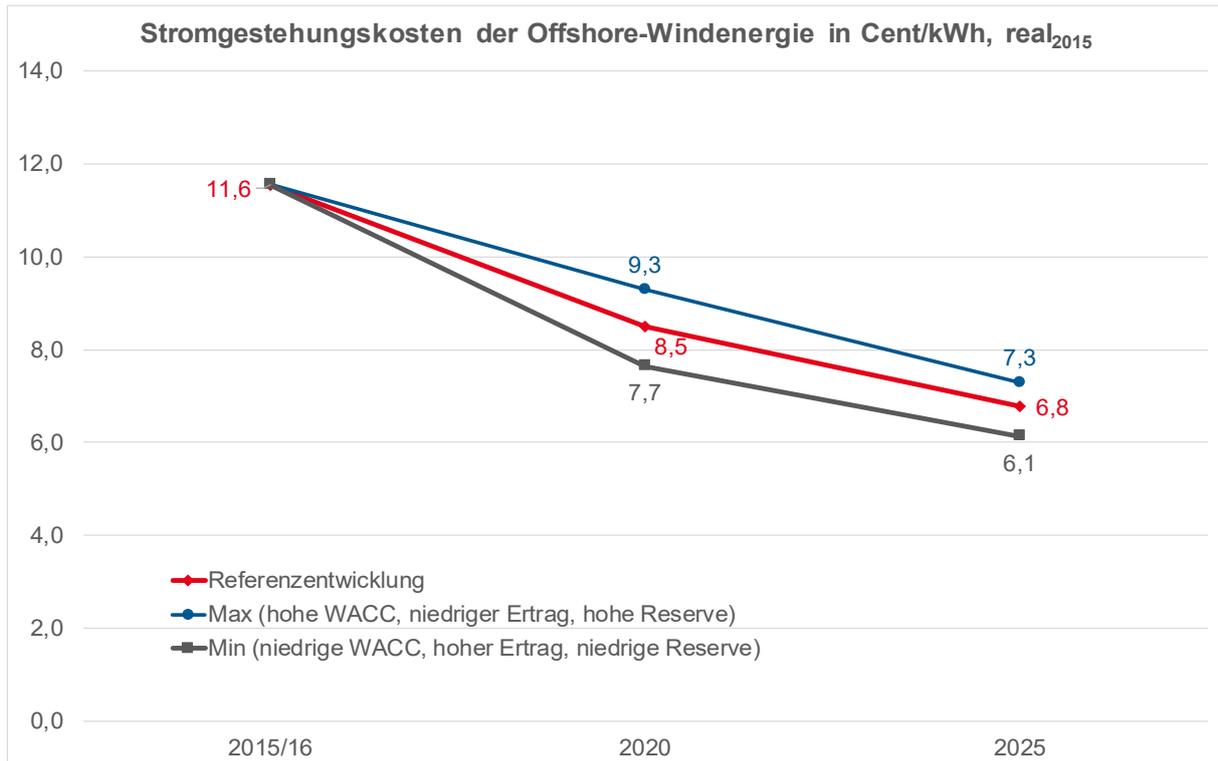
Tabelle 20: Annahmen zu den spezifischen Investitionskosten der Windenergie auf See in Deutschland in €/kW.

Inbetriebnahme	Genehmigungskosten und Versicherung	Technologiekosten	Installationskosten	Investitionskosten gesamt ohne Reserve
2015/16	367	2.389	554	3.310
2020	337	2.060	500	2.897
2025	320	1.560	400	2.280

Quelle: Prognos AG, Fichtner GmbH & Co. KG, BET 2019.

triebnahme im Jahr 2015/2016 um ca. 40-45 % auf etwa 6,8 ct/kWh in 2025 sinken dürften. Unterstellt man noch bessere Finanzierungs- und Windertragsbedingungen, können auch Kosten von unter 6,5 ct/kWh nach 20 Betriebsjahren realisiert werden. Im ungünstigen Fall würden die Kosten noch deutlich über 7 ct/kWh liegen.

Wird eine Lebensdauer von 25 Jahren angenommen (Windenergieanlagen auf See erhalten nach § 48 Abs. 7 WindSeeG seit Ende 2016 eine Betriebsgenehmigung für 25 Jahre), fallen die Stromgestehungskosten nochmals niedriger aus. Die Betriebskosten steigen für die letzten fünf Jahre (wegen des zunehmenden Anlagenalters) zwar deutlich bei gleichzeitig geringerer Verfügbarkeit der Anlagen.



Quelle: Prognos AG, Fichtner GmbH & Co. KG, BET 2019.

Abbildung 41: Entwicklung der Stromgestehungskosten der Windenergie auf See in Deutschland für eine Betrachtung über 20 Betriebsjahre.

Aber die Möglichkeit, die hohe Anfangsinvestitionen über mehr Jahre zu refinanzieren, lässt die Stromgestehungskosten dennoch sinken. In *Abbildung 41* ist die erwartete Entwicklung der Stromgestehungskosten von 2015 bis 2025 dargestellt.

Für den Zeitraum nach 2025 wird jedoch erwartet, dass die Kosten wieder steigen könnten. Das liegt zum einen daran, dass durch den höheren Kostendruck eine Marktkonsolidierung erfolgt sowie Investitionen in neue technische Entwicklungen ausbleiben. Zum anderen könnten die Fremdkapitalkosten bis zu diesem Zeitpunkt wieder steigen.

Im Ausland (Dänemark, Niederlande) findet man Standorte mit günstigeren Bedingungen, die deutlich niedrigere Stromgestehungskosten ermöglichen. Die Analysen ergeben, dass im internationalen Kontext Stromgestehungskosten von 5,3 ct/kWh bei einer Betriebsdauer von 20 Jahren bzw. 4,9 ct/kWh bei 25 Jahren Betriebsdauer als realistisch erscheinen. Als Gründe werden hierfür die teilweise Kos-

tenübernahme der Flächenentwicklung vom Staat, eine geringere Aufstellichte der Windparks auf See, bessere Standorte, größere Losgrößen und somit nutzbare Skaleneffekte sowie der Wegfall des parkinternen Umspannwerks durch andere Netzanbindungskonzepte genannt.

Für die **DC-Netzanbindung** ist eine hohe Streuung der technisch-wirtschaftlichen Kennzahlen zu verzeichnen. Bei insgesamt dreizehn in Betrieb genommenen Offshore-Netzanschlusssystemen (sieben HGÜ (AC), fünf HDÜ (DC)³²) ist die Grundgesamtheit an verfügbaren Daten für eine statistische Auswertung noch nicht ausreichend. Die Unterschiedlichkeit der Randbedingungen (Bodenbeschaffenheit, Wassertiefe, Küstenentfernung) verringert die statistische Aussagekraft noch weiter. Durch die weitere technische Entwicklung bestimmter Komponenten (insbesondere Konverterplattformen und Offshore-Umspannwerke) wird die technische Heterogenität weiterhin hoch bleiben.

32 Die sechse HDÜ – DolWin 3 – mit der Borkum Riffgrund 2 und Merkur Offshore angebunden werden, ist noch nicht offiziell in Betrieb genommen.

**Tabelle 21:**

Annahmen für die Berechnung der DC-Netzanbindungskosten.

Parameter	Wert
Inbetriebnahme	2015/2016
Installierte Kapazität	900 MW
Investitionskosten	1.000-1.300 €/kW
Betriebs- und Wartungskosten	Jährlich 2 % der Investitionskosten
Kalkulationsdauer	25 Jahre
Eigenkapitalquote	40 %
Fremdkapitalquote	60 %
Zins Eigenkapital	9,15 %
Zins Fremdkapital	2,5 %
Jährliche Auslastung	4.000 h

Quelle: Prognos AG, Fichtner GmbH & Co. KG, BET 2019.

Für die vorliegenden Berechnungen liegen die spezifischen Investitionskosten in einer Bandbreite zwischen 1.000 und 1.500 €/kW. Die Eigenkapitalrendite wird mit 9,15 % angenommen. Weitere Parameter zur Berechnung der DC-Netzanbindungskosten sind in *Tabelle 21* aufgeführt. Wird die Netzanbindung über 25 Jahre genutzt, ergeben sich strommengenbezogene Kosten von 2,3 bis 3,0 ct/kWh. Das parkinterne Umspannwerk ist dabei nicht berücksichtigt. Bei zunehmenden Küstenentfernungen erweist sich die kapazitive Eigenschaft von Drehstromkabeln als nachteilig.

Neben der DC-Übertragung existieren noch alternative Konzepte mit **AC-Netzanbindung**, um den Strom bei größerer Küstenentfernung an Land zu bringen, die teilweise als Alternative im europäischen Ausland realisiert werden. Bei der **Mittelpunkt-kompensation** erfolgt die Blindleistungskompensation nicht nur an den jeweiligen Enden der Übertragungsstrecke, sondern auch in der Mitte über eine eigene Plattform. Aus technischer Sicht

wird ein Anstieg der Übertragungslänge um 90 % bei gleicher übertragbarer Leistung abgeschätzt. Aus dieser Annahme ergibt sich, dass diese Technologie bei einer übertragbaren Leistung von bis zu 1.000 MW und einer maximalen Länge von 175 km der HVDC-Technik wirtschaftlich ebenbürtig ist.

Die andere Option ist, ein Drehstromsystem bei einer **niedrigeren Frequenz (low frequency alternating current – LFAC)** zu betreiben, da der kapazitive Ladestrom neben der Kabellänge auch proportional zur Netzfrequenz ist. Hier bietet sich eine Frequenz von 16,7 Hz an, wobei die Umrichtung auf 50 Hz an Land am Netzverknüpfungspunkt erfolgen würde. Aus der Literatur ergibt sich prinzipiell eine technische und wirtschaftliche Konkurrenzfähigkeit bei einer Leistung bis 1.000 MW und Übertragungslängen von ca. 200 km. Allerdings sind die notwendigen Komponenten in der Leistungsklasse ≥ 500 MW am Markt nicht verfügbar, sodass derzeit nicht von einem Einsatz in der deutschen ausschließlichen Wirtschaftszone ausgegangen werden kann.

Biomasse

Marktentwicklung

Die installierte elektrische Biomasseleistung (inkl. Klär- und Deponiegas, ohne die installierte Leistung thermischer Abfallverbrennungskapazitäten von 2 GW_{el}) beträgt Ende 2018 knapp ca. 8,4 GW_{el}, während die Stromerzeugung 2018 45,1 TWh_{el} betrug (EEG- und Nicht-EEG-Anlagen, inklusive Klär- und Deponiegas, ohne die installierte Leistung thermischer Abfallverbrennungskapazitäten von 6,2 TWh_{el}). Die installierte elektrische Leistung der Biomasseanlagen innerhalb des EEG beträgt nach Angaben der Bundesnetzagentur mit Stand Ende 2017 ca. 7,6 GW_{el}. Die Bruttostromerzeugung aus Biomasse und Gasen (mit und ohne EEG-Zahlungsanspruch) hat sich seit dem Jahr 2000 von 4,7 TWh_{el} auf 51,3 TWh_{el} (beide Werte inkl. Anteil biogener Abfälle in Abfallverbrennungsanlagen) im Jahr 2018 mehr als verzehnfacht. Hinzu kommt ca. 1 TWh_{el} Stromerzeugung aus Grubengas. Im Jahr 2017 betrug der Anteil der Stromerzeugung aus Biomasse am Bruttostromverbrauch in Deutschland etwa 8,6 % und etwa 24 % der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien. Auch wenn der größte Teil des Stroms über das EEG gefördert wird, so erfolgt die Stromproduktion auch außerhalb des EEG, zum Beispiel mittels biogener Anteile in Restmüll oder Klärschlamm.

Die Entwicklung der installierten Leistung und Bruttostromerzeugung von Biomasseanlagen und Anlagen zur Stromerzeugung aus Gasen in Deutschland mit und ohne EEG-Zahlungsanspruch ist in *Abbildung 42* dargestellt. Dabei wird differenziert zwischen Biogas-, Biomethananlagen und Anlagen, die feste oder flüssige Biomasse (feste inkl. Holzvergaseranlagen) nutzen. Bei Anlagen, die flüssige Biomasse einsetzen, ist seit Jahren kein Zubau bekannt. Neue Pflanzenöl-BHKWs werden seit dem EEG 2012 nicht mehr gefördert. Nach Beginn des EEG 2000 wurden in den ersten Jahren vor allem Anlagen, die feste Biomasse einsetzen, gebaut. Ab dem Jahr 2005 wurden dann insbesondere Anlagen hinzugebaut, die Biogas zur Stromerzeugung einsetzen. Biogasanlagen machen bis heute den größten Anteil der Stromerzeugung aus Biomasse aus.

Marktentwicklung:

Von insgesamt 14.490 installierten Biomasseanlagen mit rd. 8,0 GW_{el} (exkl. Klär- und Deponiegas) handelt es sich bei ca. 13.500 um Biogas- und Biomethananlagen mit 6.149 MW_{el}.

Seit Inkrafttreten des EEG 2014 sind neue Biomasseanlagen mit einer installierten Leistung von ca. 180 MW_{el} hinzugebaut worden. (August 2014 bis November 2018, Bruttozubaue).

Nach einer Betreiberumfrage in 2016 wird der größte Teil der veräußerten Wärmeenergie für den Fermenter verwendet (42 %), gefolgt von der Nutzung in öffentlichen Gebäuden (33 %) und Holz Trocknungen (14 %). Eine weitere Umfrage aus 2017 wird die Wärmeenergie hauptsächlich für Trocknung (42 %) und an zweiter Stelle für Wohngebäude (32 %) genutzt.

In der Betreiberumfrage aus 2016 wird ein durchschnittlicher Wärmepreis von 2,6 ct/kWh_{th} angegeben.

Im Zeitraum zwischen August 2014 und November 2017 sind im Rahmen von Flexibilisierungsmaßnahmen Anlagenweiterungen von Bestandsanlagen im Umfang von rd. 827 MW_{el} erfolgt. Die Anlagenweiterungen beinhalteten ausschließlich eine Leistungserhöhung, keine Erweiterung der Stromproduktionsmengen (im Einklang mit den gesetzlichen Vorgaben).

Insgesamt haben sich bis November 2018 etwa 4.600 Anlagen mit einer installierten Leistung von insgesamt 3,3 GW_{el} für die Nutzung der Flexibilitätsprämie angemeldet.

Stromgestehungskosten:

Für ausgewählte Modellanlagen ergeben sich folgende wärmeerlösbereinigte Stromgestehungskosten. Je nach individuellen Bedingungen in Bezug auf Standort, Wärmeerlöse, Substratbeschaffungskosten etc. kommt es z. T. zu relevanten Abweichungen gegenüber den angegebenen Werten.

Biogas, Neuanlage:

- 26,32 ct/kWh_{el} für Kleingülle-Biogasanlagen
- 21,41 ct/kWh_{el} für NawaRo-Biogasanlagen
- 18,08 ct/kWh_{el} für Abfallbiogasanlagen

Feste Biomasse, Neuanlage:

- 19,40 ct/kWh_{el} für Biomassevergasung mit BHKW
- 15,17 ct/kWh_{el} für ein Biomasse-Heizkraftwerk
- 6,83 ct/kWh_{el} für ein Altholzheizkraftwerk

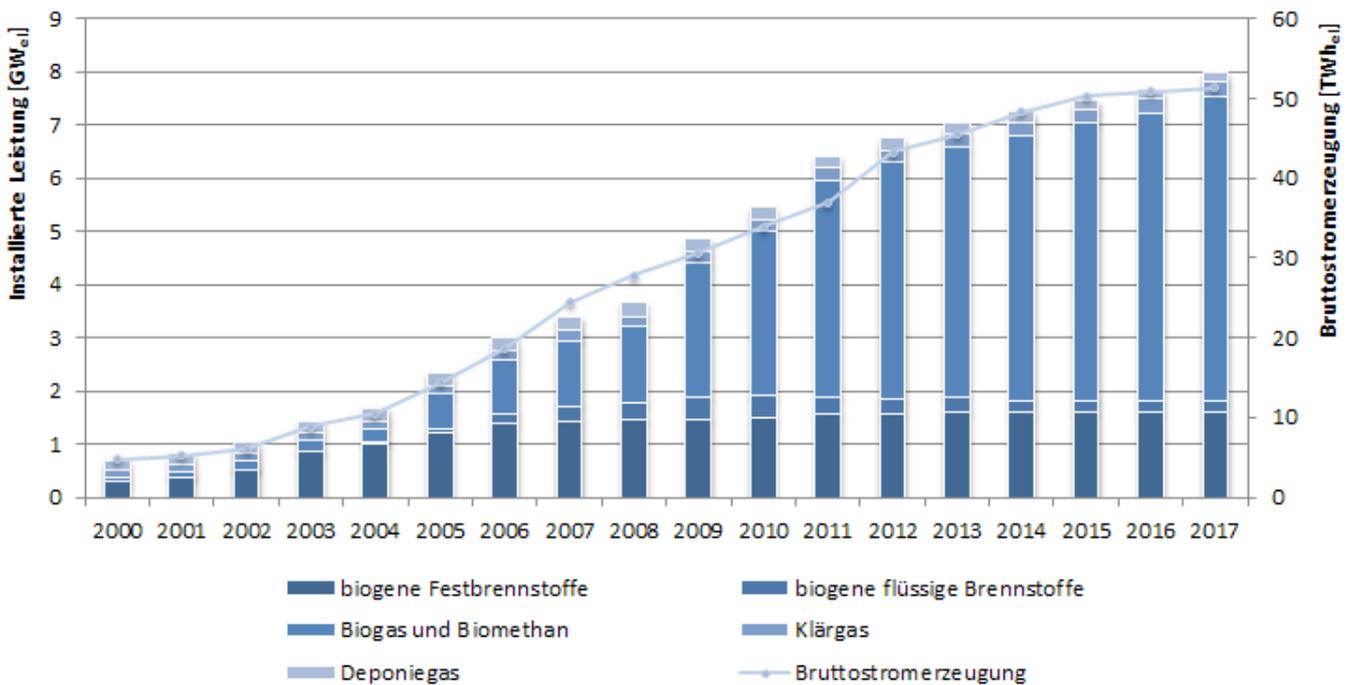
Bestandsanlagen:

- 17,53 ct/kWh_{el} für Kleingülle-Biogasanlagen,
- 17,86 ct/kWh_{el} auf 600 kW_{el} flexibilisierte NawaRo-Bestandsbiogasanlage
- 22,58-23,35 ct/kWh_{el} für 300 kW_{el}
- 10,29 ct/kWh_{el} für die Abfall-Biogasanlage

Quelle: Fraunhofer IEE 2019.

* Wachsende Rohstoffe (NawaRo).

Anlagen, die flüssige Biomasse einsetzen, wurden vor allem in den Jahren 2005 bis 2008 zugebaut. Der größte Teil des Zubaus von Biomasseanlagen erfolgte nach den jeweiligen EEG-Novellierungen aus den Jahren 2004 und 2009. Das in diesen Jah-



Quelle: Fraunhofer IEE 2019.

Abbildung 42:

Entwicklung der installierten elektrischen Leistung und Bruttostromerzeugung von Biomasseanlagen und Anlagen zur Stromerzeugung aus Gasen in Deutschland (EEG- und Nicht-EEG-Anlagen, inkl. Klärgas, Deponiegas und biogener Anteil des Abfalls); in Anlehnung an Daten der AGEE-Stat.

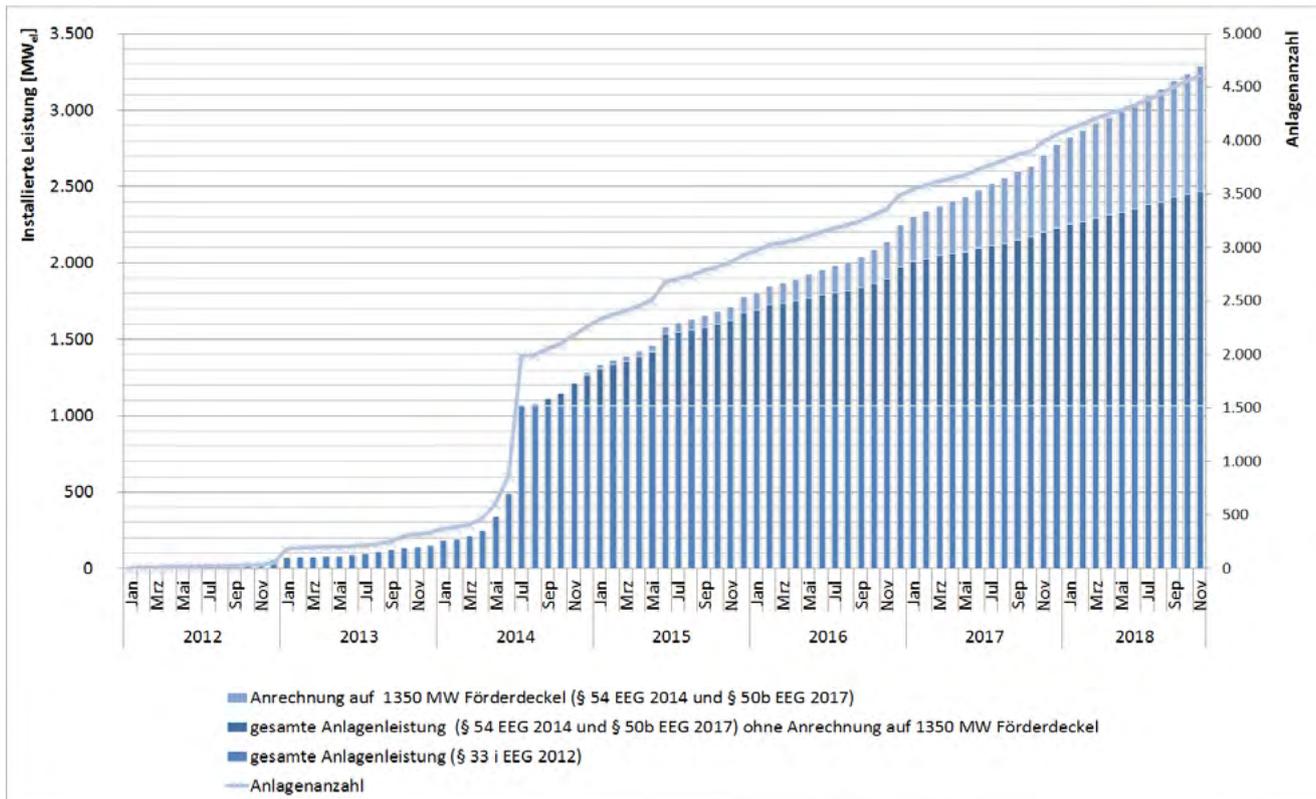
ren schnelle Wachstum der Branche wurde durch das EEG 2012 und EEG 2014 wieder deutlich abgebremst. Der aktuelle Zubau im Biogasbereich stützt sich auf kleine landwirtschaftliche Anlagen, die mit hohen Gülleanteilen betrieben werden. Die installierte Leistung von Biogas- und Biomethan-KWK-Anlagen ist von 2014 bis November 2018 um ca. 180 MW_{ei} bzw. 771 neue Anlagen auf ca. 4.400 MW_{ei} bei rd. 8.500 Anlagen gestiegen. In 2017 und 2018 lag der Zubau von Neuanlagen jeweils bei rd. 20 MW_{ei} und bei Leistungserweiterungen aufgrund von Flexibilisierungsmaßnahmen bei 244 bzw. 255 MW_{ei}. Biomasseanlagen, die biogene Festbrennstoffe einsetzen wurden seit 2014 nur vereinzelt zugebaut (in 2017 ca. 2 MW_{ei}). Insgesamt wurden seit 2014 ca. 31 MW_{ei} bzw. 35 Anlagen zugebaut, während sieben Anlagen bzw. ca. 6,5 MW_{ei} stillgelegt wurden. Ende 2018 sind 720 Biomasse-KWK einschließlich thermochemischer Holzvergaser mit einer installierten elektrischen Leistung von 1.514 MW_{ei} in Betrieb. Der geringe Zubau blieb hinter dem Ausbaupfad, von maximal 100 bzw. 150 MW_{ei} p. a., zurück.

Weiterhin ergeben Umfrageergebnisse unter den 21 Herstellern von Biogasaufbereitungsanlagen, dass bis Ende 2018 213 Aufbereitungsanlagen für Biomethan mit einer Aufbereitungskapazität von 242.189 m³ in Betrieb waren. 2017 wurden mindestens drei Anlagen in Betrieb genommen, in 2018 sind acht Neuinbetriebnahmen erfolgt.

Wärmenutzung und Flexibilität

Im Rahmen eines 2018 durchgeführten AGEE-Stat.-Fachgesprächs (DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH 2018) wurden für den Eigenwärmebedarf von Biogasanlagen Werte im Bereich von 21 % bis 31 % bzw. mit einem Erfahrungswert von 25 % beziffert.

In einer Umfrage aus unter insgesamt 602 Betreibern zur **Wärmenutzung** von Biogasanlagen in Deutschland (Fachverband Biogas e. V. 2016) – lässt man die Fermenterheizung außer Acht – wird die Beheizung von Wohngebäuden am häufigsten (81 % der Nennungen) genannt, gefolgt von Holzrocknungen (47 %), der Beheizung von gewerblich ge-



Datengrundlage: BNetzA Register (11/2018). Quelle: Fraunhofer IEE 2019.

Abbildung 43:

Entwicklung der Anlagenanzahl und -leistung von Biogas- und Biomethan-KWK-Anlagen, die den Bezug der Flexibilitätsprämie zwischen Januar 2012 bis einschließlich November 2018 bei der BNetzA angemeldet haben.

nutzten Gebäuden (45 %), der Getreidetrocknung (36 %) sowie schließlich sonstigen Nutzungspfaden (Beheizung öffentlicher Gebäude, Beheizung von Schulen oder Kindergärten, öffentlichen Schwimmbäder etc.). Bezogen auf die thermische Energiemenge wird neben den Fermentern mit 42 % der größte Teil für öffentliche Gebäude (33 %) und Holz Trocknungen (14 %) verwendet. Schulen oder Kindergärten, Wohngebäude, gewerblich genutzte Gebäude sowie die Getreidetrocknung spielen eine eher untergeordnete Rolle in Bezug auf diese Energiemenge. Für die Anlagen, bei denen die Wärme ungenutzt bleibt, beziehungsweise nur geringe Mengen genutzt werden, werden verschiedene Gründe vorgebracht. Am häufigsten genannt wird der Wärmebedarfsunterschied zwischen Sommer und Winter, gefolgt von dem absehbaren Auslaufen der EEG-Zahlungsansprüche. Aufgrund der zu kurzen Restlaufzeit der Anlagen ist eine Investition in Wärmenetze oft nicht mehr wirtschaftlich. Ebenfalls häufig angegeben werden die große Entfernung zum nächsten Nutzer, die fehlende Bereitschaft der Nutzer, einen angemessenen Preis für

die Wärme zu bezahlen und das generelle Zusatzrisiko durch hohe Investitionen. Die erzielten Arbeitspreise betragen laut der Umfrage im Mittel 2,6 ct/kWh_{th} und liegen bei einem Viertel der Nennungen zwischen 0 und 1 ct/kWh_{th}. In 20 % der Nennungen liegen die Arbeitspreise zwischen 3 und 4 ct/kWh_{th}. Preise über 6 ct/kWh_{th} werden lediglich in 5 % der Nennungen erreicht. Grundsätzlich ist der Wärmepreis stark vom hydraulischen Konzept (gesicherte Wärme oder Zusatzwärme) und von der Übergabe bzw. Messpunkt abhängig und variiert deshalb sehr stark.

Die Auswertung von Daten zu 787 Biogasanlagen (Umweltgutachter.de 2018) bezüglich ihrer externen Wärmenutzung, ergab eine Gesamtsumme von 866 GWh extern genutzter Wärme in 2017. Die wichtigsten externen Wärmenutzungsarten dieser Anlagen stellten der Einsatz von Wärme zu Trocknungszwecken (42 %) sowie zur Beheizung von Wohngebäuden (32 %) dar.

Tabelle 22:

Übersicht über die analysierten Modellbiogas- und Festbrennstoffanlagen.

Neuanlagen	Installierte Leistung [kW_{el}]	Abkürzung
Kleingüllebiogasanlage	75	Gülle-BGA
NawaRo Biogasanlage	1.000	NawaRo-BGA
Abfallbiogasanlage	1.200	Abfall-BGA
Biomassevergasungs-BHKW	30	BVG-BHKW
Biomasse Heizkraftwerk (NawaRo)	4.800	BM-HKW
Biomasse Heizkraftwerk (Altholz)	12.000	AH-HKW
Bestandsanlagen	Installierte Leistung [kW_{el}]	Abkürzung
Kleingüllebiogasanlage	75	Gülle-BGA B
NawaRo Biogasanlage	600	NawaRo-BGA 600-B
NawaRo Biogasanlage	300	NawaRo-BGA 300-B
Abfallbiogasanlage	1.200	Abfall-BGA B

Quelle: Fraunhofer IEE 2019.

Bereits mit dem EEG 2012 wurde die **Flexibilitätsprämie** 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. In *Abbildung 43* ist die installierte Leistung der Biogas- und Biomethananlagen, die dieses Anreizinstrument mindestens einmal in Anspruch genommen haben, aufgeführt. Die Daten, seit August 2014, entstammen dem Register der Bundesnetzagentur (Stand November 2018). Die zusätzlich installierte Leistung, mit denen seit August 2014 bestehende Anlagen erweitert wurden, wird auf den Förderdeckel in Höhe von $1.350 MW_{el}$ angerechnet. Insgesamt haben sich 4.600 Betreiber mit einer Anlagenleistung von $3,3 GW_{el}$ für den Bezug der Flexibilitätsprämie angemeldet. Dabei wurden zum Stand November 2018 ca. $827 MW_{el}$ auf den Förderdeckel angerechnet, was eine Ausschöpfung des Förderdeckels von knapp 61% bedeutet.

Für Neuanlagen ab einer installierten Leistung von $100 kW_{el}$ ist seit Inkrafttreten des EEG 2014 die Fähigkeit zur flexiblen Fahrweise von Biogas- und Biomethananlagen Anspruchsvoraussetzung der EEG-Förderung. Dazu wird die EEG-Förderung auf eine Höchstbemessungsleistung von 50% der installierten Leistung begrenzt. Ein fixer leistungsabhängiger Flexibilitätszuschlag adressiert die Kosten

der Flexibilisierung. Flexibilisierungsmaßnahmen tragen im Wesentlichen den leistungsbezogenen Zubau von Biogasanlagen. In dem Zeitraum seit dem Inkrafttreten des EEG 2014 sind ca. 580 Biogasanlagen mit einer kumulierten Leistung von ca. $108 MW_{el}$ installiert worden. Davon entfallen anlagenbezogen ca. 86% auf Güllekleinanlagen mit einer durchschnittlichen installierten Leistung von $75 kW_{el}$. Deren kumulierte installierte Leistung liegt bei etwa $36,5 MW_{el}$ und entspricht leistungsbezogen etwa 34% des Brutto-Zubaus von Biogasanlagen mit Vor-Ort-Verstromung im genannten Zeitraum. Weiterhin finden sich etwa 80 Neuanlagen (14%) mit einer kumulierten installierten Leistung von knapp $72 MW_{el}$ (66%), welche der Größenklasse von über $150 kW_{el}$ zuzuordnen sind

Stromgestehungskosten

Für die Untersuchungen der Stromgestehungskosten werden sechs Neuanlagen mit einer Inbetriebnahme im Jahr 2016 betrachtet, sowie drei Bestandsanlagen mit einer Inbetriebnahme im Jahr 2000, die für eine Anschlussförderung von zehn Jahren im Rahmen des Ausschreibungsverfahrens für Bestandsanlagen nach dem EEG 2017 in Betracht gezogen werden. In *Tabelle 22* sind die untersuchten Modellanlagen aufgeführt.

Tabelle 23: Eingangsparemeter der Stromerzeugung aus Biogasanlagen.

Eingangsparameter	Einheit	Gülle-BGA	NawaRo-BGA	Abfall-BGA	BVG-BHKW	BM-HKW
Installierte Leistung	kW _{el}	75	1.000	1.200	30	4.800
Betriebsstunden	h p. a.	7.800	4.380	4.380	6.500	8.000
Wärmeauskopplung	%	20	30	35	90	wärmegeführt
Kalk. Zinssatz	%	5,1	5,6	5,6	5,6	5,2
Spezifische Investition	€/kW _{el}	6.845	5.773	13.381	5.243	4.673
Wärmevergütung	ct/kWh _{th}	2	2	2	5	3

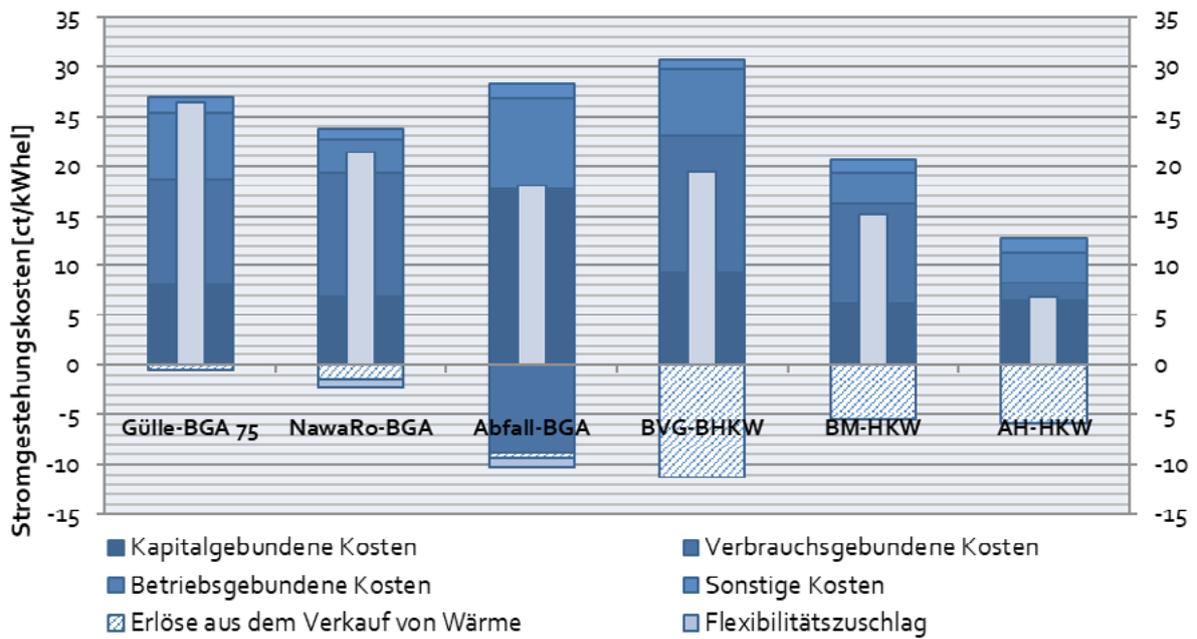
Eingangsparameter	Einheit	AH-HKW	Gülle-BGA B	NawaRo-BGA 300 B	NawaRo-BGA 600 B	Abfall-BGA B
Installierte Leistung	kW _{el}	12.000	75	300	600	1.200
Betriebsstunden	h p. a.	7.800	7.800	4.380	4.380	4.380
Wärmeauskopplung	%	wärmegeführt	20	50	30	35
Kalk. Zinssatz	%	5,8	2,4	3,2	3,2	3,2
Spezifische Investition	€/kW _{el}	4.552	1.758	3.095	2.999	7.532
Wärmevergütung	ct/kWh _{th}	3	2	2	2	2

Quelle: Fraunhofer IEE 2019.

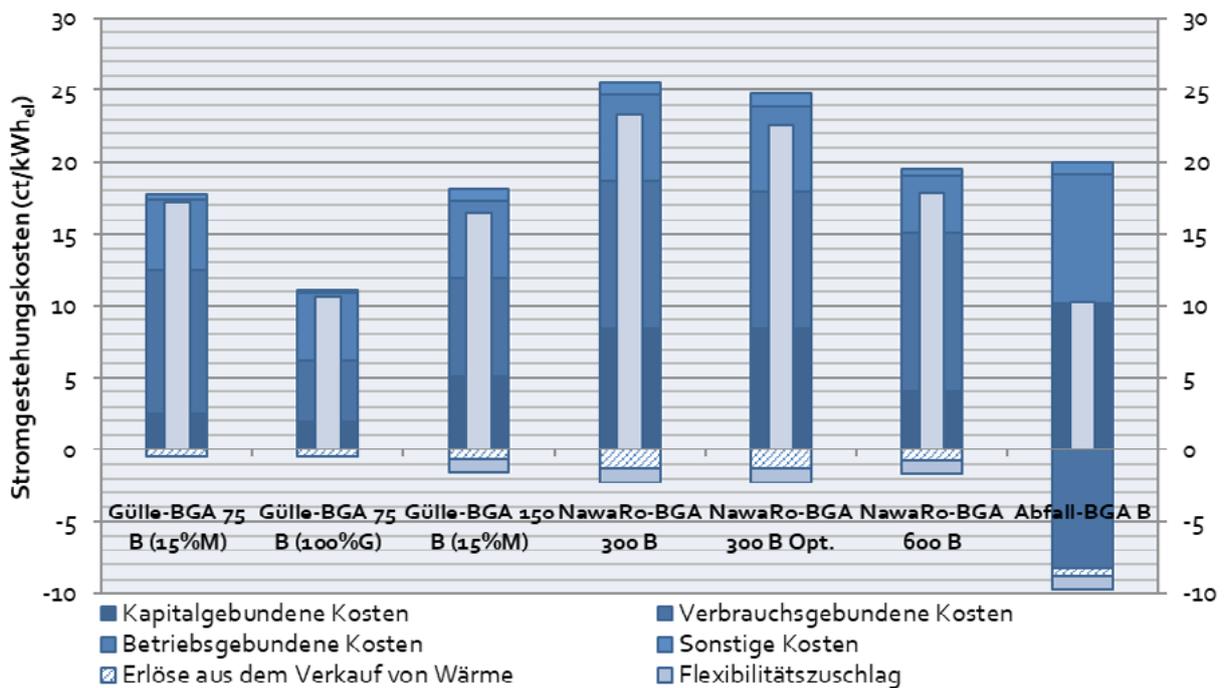
In *Tabelle 23* sind die Eingangsparameter für die Stromgestehungskosten von Biogasanlagen bzw. Festbrennstoffanlagen dargestellt.

Bei den ausgewiesenen Stromgestehungskosten wird unterschieden zwischen den Stromgestehungskosten vor und nach einer Verrechnung mit möglichen Wärmeerlösen. Die Ergebnisse für die Stromgestehungskosten der modellierten Referenzanlagen sind in *Abbildung 44* dargestellt. Die einzelnen Kosten- und Erlösbestandteile sind in Form von Balken grafisch dargestellt. Die schmale Säule in der Mitte der Balken ergibt die kumulierten Stromerzeugungskosten abzüglich der Gutschriften. Werden die Wärmeerlöse berücksichtigt, ergeben sich Stromgestehungskosten von 26,32 ct/kWh_{el} für die Kleingülle-Biogasanlagen, 21,41 ct/kWh_{el} für NawaRo-Biogasanlagen sowie 18,08 ct/kWh_{el} für Abfallbiogasanlagen. Bei Festbrennstoffanlagen für Biomassevergasung mit BHKW ergeben sich Stromgestehungskosten von 19,40 ct/kWh_{el} für das Biomasse Heizkraftwerke 15,17ct/kWh_{el} und beim Altholz Heizkraftwerk 6,83 ct/kWh_{el}.

In *Abbildung 45* sind die Ergebnisse der Berechnung der Stromgestehungskosten für Bestandsanlagen dargestellt. Entsprechend der ersten und zweiten Säule betragen die wärmeerlösbereinigten Stromgestehungskosten der „Gülle-BGA B“ 17,53 ct/kWh_{el}. Die Stromgestehungskosten betragen bei Berücksichtigung der Wärmeerlöse für die bereits auf 600 kW_{el} flexibilisierten NawaRo-Bestandsbiogasanlage 17,86 ct/kWh_{el}, für die 300 kW_{el} NawaRo-Anlage mit reduzierter Bemessungsleistung 23,35 ct/kWh_{el} ohne und 22,58 ct/kWh_{el} mit angenommener optimierter Substratnutzung. Für die Abfallbiogasanlage ergeben sich kumulierte Stromgestehungskosten von 10,29 ct/kWh. Bestandsabfallbiogasanlagen haben deshalb im Ausschreibungssystem gute Chancen auf einen Zuschlag für eine Anschlussförderung. Für Betreiber von Bestands-NawaRo-Biogasanlagen wird dies voraussichtlich nur unter attraktiveren Bedingungen in Bezug auf Standort, Substratkosten und Wärmeerlöse möglich sein.



Quelle: Fraunhofer IEE 2019.

Abbildung 44: Darstellung der Stromgestehungskosten mit Gutschriften der analysierten Modellanlagen (Neuanlagen).


Quelle: Fraunhofer IEE 2019.

Abbildung 45: Darstellung der Stromgestehungskosten mit Gutschriften der analysierten Modellbiogasanlagen (Bestandsanlagen).

Biomasse in der Ausschreibung

Im September 2017 fand die erste **Ausschreibungsrunde** für Biomasse (> 100 kW) statt. Das vom EEG 2017 jährlich vorgesehene Ausschreibungsvolumen beträgt in den **Jahren 2017 bis 2019 150 MW_{el}** und zwischen 2020 und 2022 200 MW_{el}. Wird das ausgeschriebene Volumen nicht ausgeschöpft, erhöht

sich im darauffolgenden Jahr das auszuschreibende Volumen einmalig um das gesamte Ausschreibungsvolumen, für das in dem jeweils vorangegangenen Kalenderjahr keine Zuschläge erteilt werden konnten (§ 28 Abs. 3a S. 2 EEG 2017). Werden dagegen Anlagen in Betrieb genommen, deren anzulegender Wert gesetzlich bestimmt wird, wird deren

Tabelle 24: Übersicht über die Ergebnisse der Ausschreibungsrunden (2017 bis April 2019) für die Lieferung elektrischer Energie durch Biomasseanlagen.

Ausschreibungsrunde		September 2017	September 2018	April 2019
Ausgeschriebene Menge (kW)		122 MW _{el}	226 MW _{el}	133 MW _{el}
Gebote* (Neuanlagen/Bestandsanlagen)		33 (10/23)	85 (14/71)	20**
Zuschläge		24	79	19
Ausschlüsse		9	6	1
Eingereichte Gebotsmenge		41 MW _{el}	89 MW _{el}	27 MW _{el}
Zuschlagsmenge		28 MW _{el}	77 MW _{el}	25 MW _{el}
Gebotsausschlussmenge		13 MW _{el}	12 MW _{el}	*
zulässiger Höchstwert	Neuanlagen	14,88 ct/kWh	14,73 ct/kWh	14,58 ct/kWh
	Bestandsanlagen	16,90 ct/kWh	16,73 ct/kWh	16,56 ct/kWh
durchschnittlicher, mengengewichteter Zuschlagswert		14,30 ct/kWh	14,73 ct/kWh	12,34 ct/kWh
höchster Gebotswert (mit Zuschlag)		16,90 ct/kWh	16,73 ct/kWh	16,56 ct/kWh
niedrigster Gebotswert (mit Zuschlag)		9,86 ct/kWh	10,00 ct/kWh	9,53 ct/kWh

*Gebote von Bestandsanlagen mit einer Gebotsmenge bis zu 150 kW nach dem Einheitspreisverfahren. **Bisher nicht ausgewertet.
Eigene Darstellung. Quelle: Fraunhofer IEE 2019; BNetzA 2019.

Kapazität grundsätzlich vom jährlichen Ausschreibungsvolumen des Folgejahres abgezogen (§ 28 Abs. 3a S. 1 EEG 2017). Eine Besonderheit der Biomasseausschreibung ist, dass sowohl Neu- als auch unter bestimmten Voraussetzungen Bestandsanlagen teilnehmen dürfen.

Das Ausschreibungsvolumen betrug in 2017 122 MW_{el}, in 2018 226 MW_{el} und in der ersten Ausschreibungsrunde im April 2019 133 MW_{el}. Vom jährlich vorgesehenen Ausschreibungsvolumen von 150 MW_{el} für das Jahr 2017 wurden die im Jahr 2016 installierten 28 MW_{el}³³ somit abgezogen. Den ausgeschriebenen 122 MW_{el} standen 24 gültige Gebote mit einer Leistung von insgesamt 28 MW_{el} gegenüber. Das in 2017 nicht ausgeschöpfte Volumen von knapp 95 MW_{el} wurde auf die nächste Ausschreibungsrunde im September 2018 übertragen und der der 2017 außerhalb des Ausschreibungssystems erfolgte Zubau von rd. 18 MW_{el} (vgl. Seite 25 ff.) entsprechend abgezogen. Im September 2018 erhielten 79 von 85 Geboten mit einem Gesamtvolumen von rd. 77 MW_{el} einen Zuschlag.

Für April und November 2019 sieht das Gesetz (gem. § 28 Abs. 3 S. 1 Nr. 1 EEG 2017) zwei Ausschreibungen mit einem Volumen von je 75 MW_{el} vor. Tatsächlich wurden in der ersten Ausschreibungsrunde im April 2019 133 MW_{el} ausgeschrieben. Von dem Volumen von 75 MW_{el} wurden gem. § 28 Abs. 3a EEG 2017 die außerhalb der Ausschreibung in 2018 installierten, nach EEG 2017 vergütete Anlagen mit einer Leistung von rd. 33 MW_{el} abgezogen und die Hälfte des in 2018 nicht bezuschlagten Volumens von rd. 75 MW_{el} addiert. Auch im April 2019 war die Ausschreibung wieder unterzeichnet. Es wurden 19 von 20 abgegebenen Geboten und einer Gebotsmenge von insgesamt 25,5 MW_{el} bezuschlagt. Damit zeichnet sich ab, dass auch die Ausschreibungen in 2020 wieder mit erhöhten Volumina erfolgen werden.

Im Jahr 2017 wurden drei Viertel der bezuschlagten Leistung (rd. 22 MW_{el}) und in 2018 ca. 60 % (rd. 47 MW_{el}) von Bestandsanlagen bereitgestellt, die mehrheitlich in den Jahren 2000 bis 2001 in Betrieb genommen worden waren und sich durch

33 Der Bruttozubau 2016 wurde in mit 33 MW angegeben (siehe Seite 25 ff.). Die Abweichung von 5 MW zu den von der BNetzA hier angenommenen 28 MW ist auf unterschiedliche Stände des Anlagenregisters zurückzuführen.



die erfolgreiche Ausschreibungsteilnahme einen EEG-geförderten 10-jährigen Weiterbetrieb gesichert haben. Bei den beiden Ausschreibungen 2017 und 2018 wurden mehrheitlich Biogasanlagen bezuschlagt. Außerdem wurden in 2017 zwei und in 2018 ein Heizkraftwerk bezuschlagt. Jedoch entfielen in 2018, bezogen auf das Gebotsvolumen, fast jeweils die Hälfte der Zuschläge auf Biomasse-HKW und Biogasanlagen.

Die Ergebnisse der bisherigen drei Ausschreibungsrunden sind der *Tabelle 24* zu entnehmen. Der mengengewichtete durchschnittliche Zuschlagswert

lag in 2017 mit 14,30 ct/kWh_{el} leicht unter und 2018 mit 14,73 ct/kWh_{el} auf dem Niveau des zulässigen Höchstwerts. Erst in der ersten Ausschreibungsrunde im April 2019 ist der mengengewichtete durchschnittliche Zuschlagswert auf 12,34 ct/kWh_{el} unter den zulässigen Höchstwert gesunken. Die erhöhte Anzahl der Gebote in 2018 kann damit erklärt werden, dass sich verstärkt Bestandsbiomasseanlagen, die vor dem Ende der 20-jährigen EEG-Förderdauer stehen, um eine Anschlussförderung bemüht haben. Eine relevante Beteiligung von Neuanlagen an der Ausschreibung wird aktuell nicht erwartet.

Wasserkraft

Marktentwicklung

Die Wasserkraft ist eine lange genutzte und technisch weitgehend ausgereifte Stromquelle. Neuanlagen erreichen heute Wirkungsgrade von bis zu 90 %. Weitere Steigerungen sind nur sehr begrenzt möglich. Bei alten Wasserkraftanlagen, die einen Großteil des Bestands ausmachen, bestehen hingegen durch Modernisierungen an Turbinen, Steuerungssystemen und Generatoren Optimierungspotenziale. Insbesondere bei kleinen Anlagen sind Wirkungsgradsteigerungen von 5-11 % erreichbar. Die weitere technologische Entwicklung konzentriert sich auf hydraulisch Strömungsmaschinen (ohne Aufstau), fischfreundliche Turbinen und die Nutzung geringer Fallhöhen.

In Kapitel ab Seite 29 wurde dargestellt, dass im Geltungszeitraum des EEG 2014 ein Großteil des Wasserkraftausbaus durch eine Ertüchtigung von Bestandsanlagen in den unteren Leistungssegmenten erfolgte. Motiviert wurden diese Ertüchtigungsmaßnahmen durch eine Veränderung der Förder Voraussetzungen mit dem EEG 2014. Seit dessen Inkrafttreten ist die Einhaltung des Wasserhaushaltsgesetzes (WHG) keine unmittelbare Anspruchsvoraussetzung mehr. Nicht zulassungspflichtige Ertüchtigungsmaßnahmen können demnach ab einer Erhöhung des Leistungsvermögens um 10 % und mehr auch ohne eine Prüfung der wasserrechtlichen Voraussetzungen und damit ohne die Umsetzung kostenintensiver ökologischer Maßnahmen einen EEG-Zahlungsanspruch nach EEG 2014 begründen. Bei wasserrechtlich zugelassenen Ertüchtigungen genügt jedwede Steigerung des Leistungsvermögens für einen Zahlungsanspruch. Es ist davon auszugehen, dass im Zuge des Genehmigungsverfahrens die Anforderungen des WHG zur Umsetzung festgeschrieben werden. Bei modernisierten Anlagen mit einer installierten Leistung über 5 MW wird nur die Stromerzeugung gefördert, die sich aus einer Leistungserhöhung ergibt.

Eine Auswertung des Registers der Bundesnetzagentur (Stand Januar 2019) ergab, dass lediglich

Marktentwicklung:

Seit August 2014 bis Ende 2018 sind vor allem kleineren Bestandsanlagen ertüchtigt worden; motiviert insbesondere im unteren Leistungssegment durch die Neustrukturierung des EEG 2014 und die Entkopplung der Anspruchsvoraussetzungen der EEG-Zahlungsansprüche von unmittelbaren Auflagen des Wasserhaushaltsgesetzes; insgesamt wurden 1.003 Anlagen um insgesamt **29,3 MW** erweitert.

Daneben sind im gleichen Zeitraum 171 Anlagen mit **insgesamt 14,7 MW neu installiert bzw. reaktiviert** worden.

Stromgestehungskosten und Wirtschaftlichkeit:

Die Stromgestehungskosten einer Leistungssteigerung bei kleineren Anlagen durch technische Ertüchtigungen liegen unter dem durchschnittlichen EEG-Fördersatz, wenn zum Zeitpunkt der Ertüchtigung keine ökologischen Maßnahmen durchgeführt werden müssen und ein durchschnittlicher Eigenverbrauch unterstellt wird. Dabei ist zu bedenken, dass die ökologischen Maßnahmen durch das Wasserhaushaltsgesetz (WHG) gefordert sind und entweder schon durchgeführt wurden, oder zu einem späteren Zeitpunkt umgesetzt werden müssen.

Im Bereich des Neubaus von Wasserkraftanlagen liegen die Stromgestehungskosten im unteren Leistungssegment tendenziell über der durchschnittlichen EEG-Fördersätzen.

Quelle: IBFM 2019.

20 % der gemeldeten Ertüchtigungsmaßnahmen an den 1.003 ertüchtigten Anlagen zulassungspflichtig waren. Etwa zwei Drittel des Zubaus aus Ertüchtigung ging mit einer Leistungssteigerung von 10 - 20 % einher. Attraktiv war eine Ertüchtigungsmaßnahme unter diesen geänderten regulatorischen Rahmenbedingungen insbesondere für Wasserkraftanlagen im unteren Leistungssegment, die bisher nach dem EEG 2000 gefördert wurden. *Tabelle 25* zeigt, dass die erfolgten Anlagenertüchtigungen und der damit einhergehende Wechsel in die Tarifstruktur des EEG 2014 für viele Anlagenbetreiber zu einer wesentlichen Erhöhung der EEG-Förderung führten. Im Leistungssegment bis 100 kW, in dem ein Großteil der Ertüchtigungsmaßnahmen stattfand, stieg der Fördertarif einer Gesamtanlage durch die Modernisierung um durchschnittlich 45 %. Über alle Leistungsklassen bis 2 MW gemittelt führten Ertüchtigungsmaßnahmen zu einer Steigerung der Fördersätze um 37 %.

Im Marktgeschehen spiegelt sich im Allgemeinen wider, dass aus Betreibersicht insbesondere die Ertüchtigung kleinerer Anlagen ohne Berücksichti-

Tabelle 25:

Verteilung der EEG Tarife vor und nach der Durchführung von Maßnahmen bzw. der Steigerung des Leistungsvermögens aus der Betreiberumfrage für P < 1 MW.

Leistungsklasse	Anzahl Rückmeldungen mit Tarifangaben	Mittelwert EEG Tarif vor der Maßnahme [ct/kWh]	Mittelwert EEG Tarif nach der Maßnahme [ct/kWh]	Steigerung [%]
< 100 kW	102	8,47	12,28	45,0
> 100 – 00 kW	52	9,64	12,62	30,9
> 0,5 – 1 MW	8	10,17	12,42	22,1
> 1 – 2 MW	3	9,00	12,49	38,8
Leistungsklassen gesamt	165	8,95	12,29	37,3

Datenquelle: Betreiberumfrage P < 1 MW; Auswertung: IBFM 2018.

gung besonderer Schutzpflichten attraktiv war. Lange Genehmigungsverfahren, Anforderungen aus der Umweltgesetzgebung und damit verbundene Investitionen und Erzeugungsverluste stellen dagegen regelmäßig hohe Hürden und finanzielle Risiken dar. Letztlich müssen jedoch alle Wasserkraftanlagen früher oder später die Anforderungen des WHG erfüllen.

Ein Preisverfall am Strommarkt wie im Jahr 2016 erschwert zudem den Betrieb von Anlagen, die keinen EEG-Zahlungsanspruch haben, also insbesondere Anlagen größer als 5 MW. Diese Anlagen erzeugen etwa zwei Drittel des Stroms aus Wasserkraft.

Stromgestehungskosten

Die Ermittlung der Stromgestehungskosten ist für Wasserkraft aus zwei Gründen herausfordernd: Erstens sind sowohl für den Neubau als auch für Ertüchtigungsmaßnahmen die Stromgestehungskosten von Wasserkraftanlagen in sehr starkem Maße standortabhängig. Ertüchtigungsmaßnahmen können zudem in technischer und ökologischer Hinsicht mannigfaltig ausgestaltet sein. Beides führt zu einer starken Streuung der den Stromgestehungskosten zugrundeliegenden spezifischen Investitionen. Deshalb stehen die im Folgenden dargestellten Kostenzahlen explizit nicht für repräsentative Modellfälle, sondern für exemplarische Anlagen verschiedener Leistungsklassen, die auf Betreiberumfragen basieren. Zweitens ist die An-

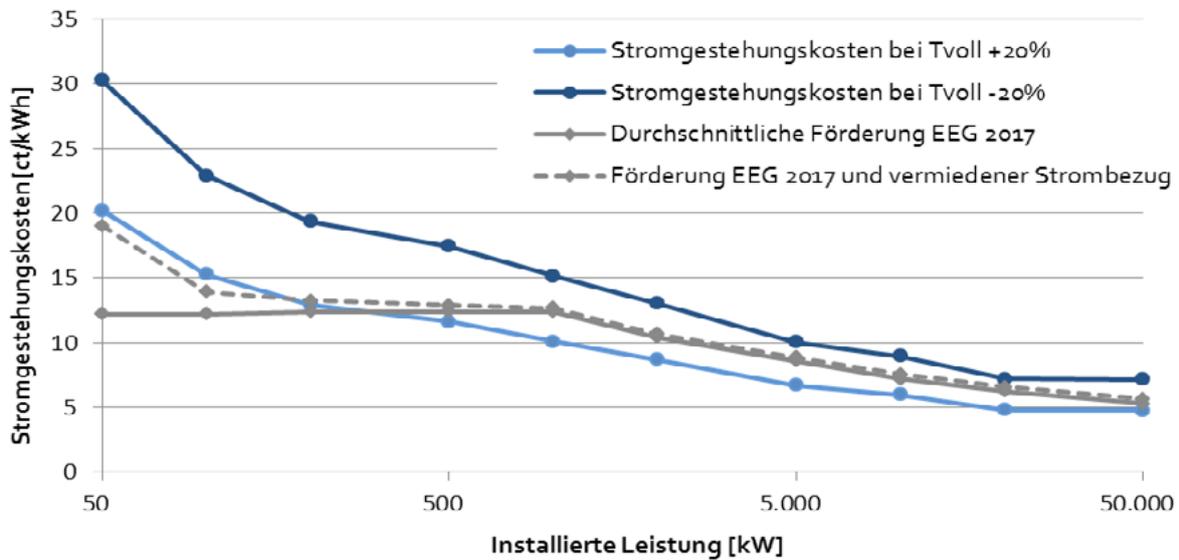
zahl der Neubauten und Modernisierungsmaßnahmen für Anlagen mit einer Leistung größer 500 kW im relevanten Zeitraum klein. Die Anzahl der Antworten, die sich aus den Betreiberumfragen im Rahmen des Wasserkraftvorhabens in diesen Leistungssegmenten ergaben, fiel gering aus, sodass sich keine gesicherten statistischen Aussagen treffen lassen.

Die vorhandenen Daten zum Eigenverbrauch weisen darauf hin, dass etwa die Hälfte der Wasserkraftanlagen keinen Strom zum Eigenverbrauch nutzt und dass der Anteil des Eigenverbrauchs mit der Größe der Anlage sinkt. Zur Ermittlung des Einflusses des Eigenverbrauchs auf die Wirtschaftlichkeit des Anlagenbetriebs, der insoweit eine Stromlieferung substituiert, wurde bei Anlagen unter 1 MW ein Netzstrombezugspreis von 29,28 ct/kWh³⁴ und von 17,09 ct/kWh³⁵ für Anlagen größer 1 MW unterstellt.

In *Abbildung 46* werden die mittleren Stromgestehungskosten und die durchschnittliche Vergütung für den **Neubau** von Wasserkraftanlagen mit Inbetriebnahmedatum in 2017 (mit Variation der Volllaststundenzahl um $\pm 20\%$) dargestellt. Für Neubauten wurde ein hoher ökologischer Standard unterstellt und Maßnahmen zur Erfüllung der Anforderungen nach den §§ 33-35 WHG (z. B. Bau einer Fischauf- bzw. Abstiegsanlage) in den Eingangsparametern berücksichtigt. Insbesondere im unteren Leistungssegment liegen die Stromgestehungskosten für den

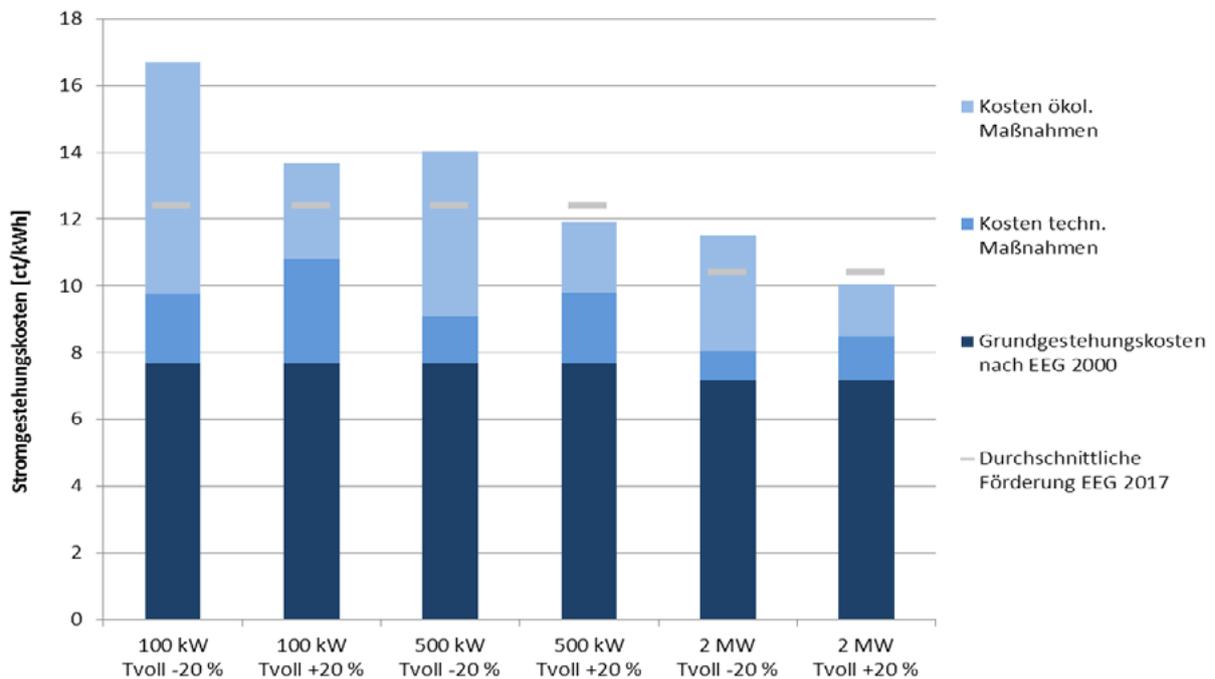
34 Entspricht dem durchschnittlichen Haushaltskundenstrompreis in 2017 (BDEW 2018).

35 Entspricht dem durchschnittlichen Industriestrompreis in 2017 (BDEW 2018).



Quelle: Erhebung IBMF 2018.

Abbildung 46: Stromgestehungskosten und durchschnittliche Förderung für den Neubau von Wasserkraftanlagen mit Variation der Volllaststunden (Tvoll) um $\pm 20\%$, Inbetriebnahme 2017.



Quelle: Erhebung IBMF 2018.

Abbildung 47: Stromgestehungskosten für die Modernisierung von Wasserkraftanlagen, differenziert nach Kosten ökologischen, technischen Maßnahmen und Grundgestehungskosten nach EEG 2000, Inbetriebnahme 2017.

Neubau der gewählten, exemplarischen Anlagen, über den EEG-Fördersätzen.

In *Abbildung 47* werden die Stromgestehungskosten für die **Modernisierung** von exemplarischen Was-

serkraftanlagen bis 2 MW mit Grundgestehungskosten nach EEG 2000, die in 2017 in Betrieb genommen wurden, dargestellt. Dabei wurde zwischen Grundgestehungskosten und Kosten für ökologische und technische Maßnahmen differenziert. Unter



Berücksichtigung der geänderten Fördervoraussetzung und Förderhöhe nach EEG 2014 (vgl. Seite 80 ff.) ist erkennbar, weshalb im unteren Leistungssegment eine substantielle Anzahl an Maßnahmen durchgeführt wurde: Die Gestehungskosten für eine technische Modernisierung (Grundgestehungskos-

ten ohne ökologische Maßnahmen) ist in allen Fällen niedriger als die Förderhöhe. Grundsätzlich sind die ökologischen Anforderungen aber auch bei diesen Anlagen zu erfüllen, so dass die Kosten hierfür zu einem späteren Zeitpunkt anfallen werden oder bereits angefallen sind.

Geothermie

Marktentwicklung

Mit Stand April 2019 produzieren in Deutschland neun Geothermie-Anlagen Strom; die Gesamtleistung beträgt 41,44 MW_{el}. Vier der Anlagen sind Kraftwerke ohne Wärmeauskopplung, während die übrigen Anlagen als Heizkraftwerke auch Wärme in Fernwärmenetze einspeisen. Bei allen reinen Kraftwerken ist eine zukünftige Wärmeauskopplung in Planung. Alle Anlagen nutzen hydrothermale Verfahren. Petrothermale Techniken kommen hingegen noch nicht zum Einsatz. Die meisten Anlagen setzen auf einen Organic-Rankine-Prozess (ORC), also den klassischen Kreisprozess. Eine Anlage nutzt den etwas aufwendigeren Kalinaprozess. Zum Stand Dezember 2018 sind sieben der Anlagen in der Direktvermarktung.

Aktuell befindet sich kein Projekt in der Bohrphase. Ende 2018 konnten ein Vorhaben die Bohrung erfolgreich abschließen. Ein Projekt in Rheinland-Pfalz wurde mit vorbereitender Öffentlichkeitsarbeit initiiert, wird allerdings mangels Akzeptanz aktuell nicht weiter vorangetrieben. Im Durchschnitt wird aktuell ein Vorhaben pro Jahr realisiert. Laut Bundesverband Geothermie befinden sich noch 30 weitere Anlagen in Planung.

Die technischen Potenziale der tiefen Geothermie wurden in mehreren Studien mit recht unterschiedlichen Ergebnissen abgeschätzt. Eine TAB-Studie aus dem Jahr 2003 schätzt das technische Angebotspotenzial der geothermischen Stromerzeugung auf ca. 300 TWh p. a.; jüngere Studien kommen teilweise zu niedrigeren Abschätzungen. Eine Studie der Geothermie-Allianz Bayern, durchgeführt von der TU München aus dem Jahr 2017 ermittelte ein technisches Potenzial der hydrothermalen Stromerzeugung von 11.547 TWh_{el}, sowie ein wirtschaftliches Potenzial von 8.696 TWh_{el}. Dies führt zu einem jährlichen, regenerativen und wirtschaftlichen Potenzial von 8,7 TWh_{el} p. a., bei einem angenommenem Nutzungszeitraum von 1.000 Jahren. Das viel größere Potenzial liegt nachweislich in der petrothermalen Geothermie. Klar ist, dass geothermi-

Neun Anlagen mit einer installierten Gesamtleistung von 41,40 MW_{el} produzieren derzeit in Deutschland Strom aus Geothermie. Bei allen Anlagen findet zusätzlich eine Auskopplung der Wärme statt oder ist geplant. Seit 2014 sind in Deutschland drei Geothermiekraftwerke hinzugekommen, ein weiteres befindet sich unmittelbar vor der Inbetriebnahme und ein Geothermiekraftwerk wurde endgültig stillgelegt.

Das Fortbestehen einer EEG-Förderung von 25,2 ct/kWh wäre in Kombination mit weiteren Förderungsmöglichkeiten (insbesondere Marktanzreizprogramm, KfW-Förderung) eventuell geeignet, einen weiteren Ausbau der Geothermie anzuregen. Die derzeit im EEG angelegte Degression von 5 % pro Jahr ab dem Jahr 2021 entspricht derzeit nicht der Lernkurve der Technologie. Die hohen Risiken und geringe Anzahl der realisierten Anlagen verhindern derzeit ein Absinken der Lernkurve.

Quelle: gec-co 2019.

sche Stromerzeugung in Deutschland ein sehr großes technisches Potenzial aufweist und dass die Gesamtpotenzialgrenzen derzeit keinen Engpass darstellen.

Tiefe Geothermie wird in Deutschland hauptsächlich über das EEG gefördert; daneben werden jedoch auch weitere Förderungen, insbesondere das Marktanzreizprogramm (für Wärmeprojekte, für Bohrungen, Mehraufwendungen bei Tiefbohrungen, Fündigkeitsrisiko und Wärmenetze) und KfW-Förderungen genutzt.

Im EEG 2017 wurden die Fördersätze des EEG 2014 beibehalten. Der Beginn der Degression wurde auf den 1. Januar 2021 verschoben, die Höhe von 5 % wurde nicht geändert. Dies ist vor dem Hintergrund der langen Projektlaufzeiten bei Geothermie problematisch. Projekte, die derzeit noch keine Genehmigung haben, laufen Gefahr, niedrigere EEG-Förderzahlungen zu erhalten. Neue Projekte werden daher zurzeit nicht begonnen.

Im Gegensatz zu den meisten erneuerbaren Energieträgern sah und sieht das EEG für Geothermie keine konkreten Ausbauziele vor. Des Weiteren gibt es keine Mechanismen zur regionalen Steuerung des Ausbaus; Projektstandorte hängen von den geologischen Potenzialen, der Wärmenachfrage in Fernwärmenetzen sowie ganz entscheidend von der lokalen Akzeptanz ab.

**Tabelle 26:** Tiefe-Geothermie-Kraftwerke in Deutschland.

Projekt	Region	Inst. Leistung	Anlagentyp	Eigentümer
Insheim	Oberrhingraben	4.800 kW _{el}	ORC	privat
Grünwald	Bay. Molassebecken	4.300 kW _{el}	ORC	Gemeinde
Sauerlach	Bay. Molassebecken	5.100 kW _{el}	ORC	Privat
Dürrnhaar	Bay. Molassebecken	6.000 kW _{el}	ORC	Privat
Kirchstockach	Bay. Molassebecken	6.000 kW _{el}	ORC	Privat
Traunreut	Bay. Molassebecken	4.300 kW _{el}	ORC	Privat
Landau	Oberrhingraben	3.200 kW _{el}	ORC	Privat
Bruchsal*	Oberrhingraben	440 kW _{el}	Kalina	Privat
Taufkirchen	Bay. Molassebecken	4.300 kW _{el}	Kalina	Privat
Holzkirchen	Bay. Molassebecken	3.400 kW _{el}	ORC	Gemeinde

*Nicht am Netz und steht schon längerer still.

Quelle: gec-co 2019.

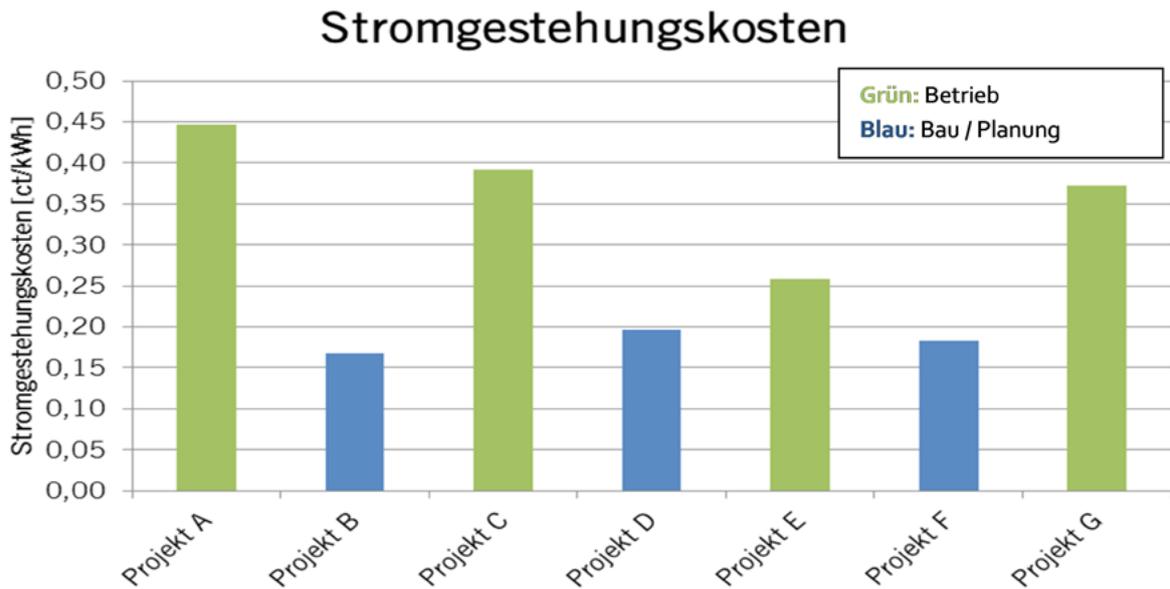
Tabelle 27: Vergütungssätze nach EEG 2014 und EEG 2017.

Jahr der Inbetriebnahme	Vergütungssatz nach EEG 2014 und EEG 2017 (ct/kWh)
2014	25,20
2015	25,20
2016	25,20
2017	25,20
2018	25,20 (Ursprünglicher Beginn der Degression nach EEG 2014)
2019	25,20
2020	25,20
2021	23,94 (Nun vorgesehener Beginn der Degression nach EEG 2017)
2022	22,74
2023	21,61
2024	20,53

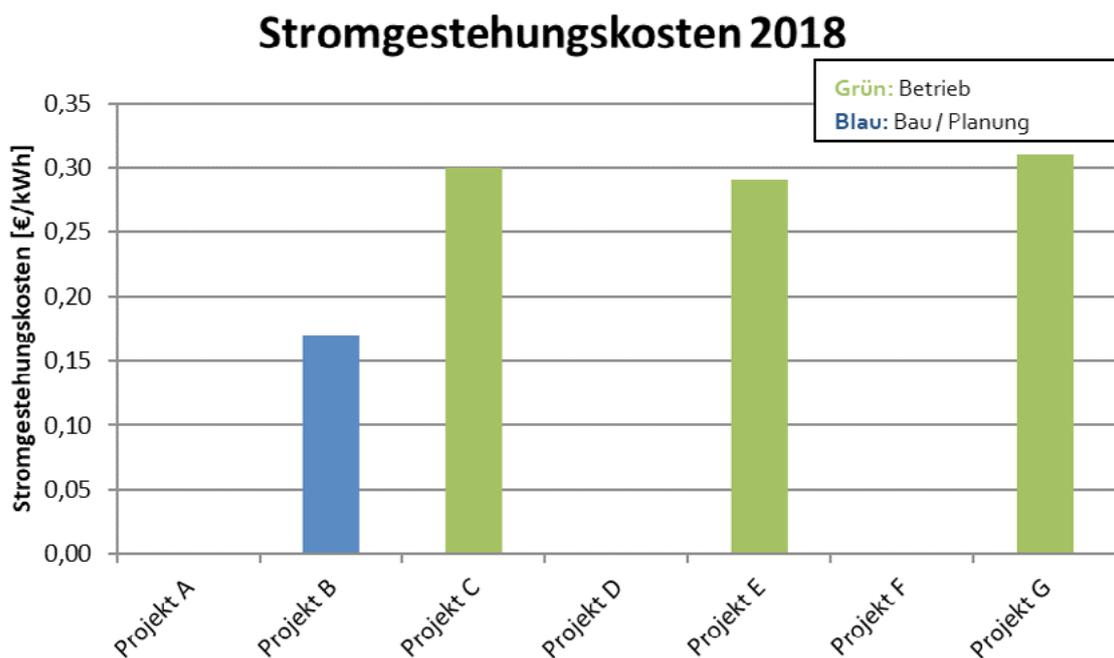
Quelle: gec-co 2019.

Die regulatorische und markttechnische Situation ist für Geothermieprojekte auch aus anderen Gründen schwierig. Zum einen ist die Projektfinanzierung herausfordernd: Derzeit gibt es nur eine Bank, die nach erfolgreichem Abteufen und Testen der Bohrungen Fremdkapital zuteilt. Andere Banken sind erst in noch späteren Projektphasen bereit, Kapital beizusteuern. Dadurch erfordern Geothermieprojekte hohe Eigenkapitalanteile von etwa 30 %, d. h. 15 bis 25 Mio. €. Die mit den Projekten verbundenen

Risiken aus Geologie und Absatz erscheinen mittlerweile beherrschbar; die mittlere Eigenkapitalrendite fällt in Mittel mit 3,5 % aber gerade bei Berücksichtigung der langen Kapitalbindung eher bescheiden aus. Eine Untersuchung zur Marktreife („Commercial Readiness Index“) von Geothermie in Deutschland ergab für hydrothermale Tiefe Geothermie einen Wert von 3,0 Commercial Scale up (Man kann hier noch nicht von einem wirklichen Markt für Geothermie sprechen). Die petrothermale Geother-



Quelle: gec-co 2019.

Abbildung 48: Stromgestehungskosten der Geothermie in 2017 auf Grundlage der Befragungsrückläufer.

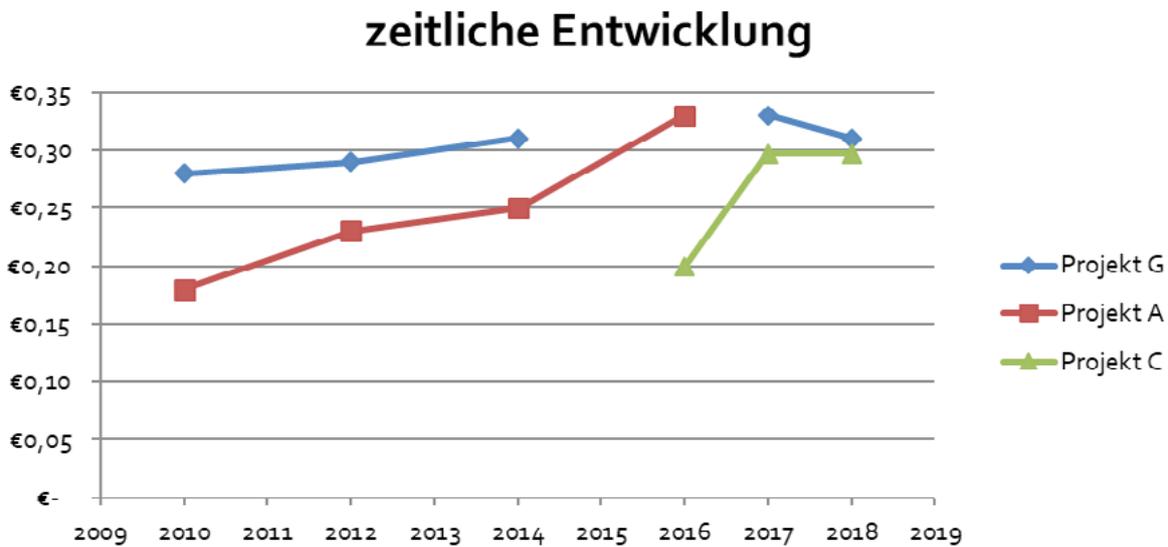
Quelle: gec-co 2019.

Abbildung 49: Stromgestehungskosten der Geothermie in 2018 auf Grundlage einer neuen Berechnung (IER-Tool).

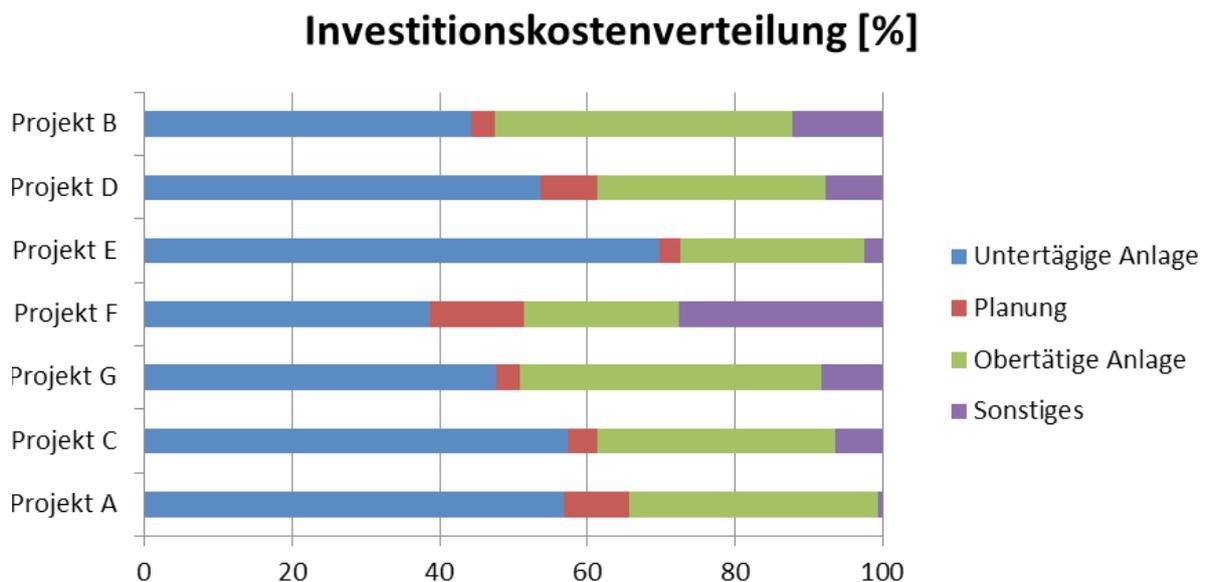
mie kann mangels realisierter (Test-)Anlagen noch nicht untersucht werden. Insgesamt sind daher noch weitere Maßnahmen erforderlich, um die Tiefe Geothermie im Strommix der Erneuerbaren Energien zu fördern.

Stromgestehungskosten

Im Rahmen des Erfahrungsberichts wurde eine Befragung zu Stromgestehungskosten durchgeführt, wobei sowohl die Anlagen im Betrieb als auch die in Planung angeschrieben wurden. Die Ergebnisse der Rückläufer sind in *Abbildung 48* nach den Formel im Kapitel ab Seite 41 und in *Abbildung 49* nach einem Tool des Institutes für Energiewirtschaft



Quelle: gec-co 2019.

Abbildung 50: Zeitliche Entwicklung der Stromgestehungskosten.


Quelle: gec-co 2019.

Abbildung 51: Investitionskostenverteilung der Geothermie.

und Rationelle Energieanwendung (IER) in Stuttgart³⁶ berechnet und dargestellt.³⁷ Die Stromgestehungskosten liegen nach der Neuberechnung im realen Betrieb in 2018 im Bereich von 29 bis 31 ct/kWh (Abbildung 49). Auffällig ist dabei, dass reale

Betriebsdateneindeutlich höhere Betriebskosten ergeben als die Projekte in früheren Umsetzungsstadien mit 17 bis 20 ct/kWh erwartet hatten.

36 Für die Berechnung der Stromgestehungskosten in 2017 wurde im vorherigen Bericht ein auf Excel basiertes Tool des Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES-Tool) verwendet (siehe Seite 40 ff.). Im weiteren Verlauf des Projektes hat sich dann jedoch gezeigt, dass das von IWES zur Verfügung gestellte Tool auf Geothermie nicht anwendbar ist und keine vernünftigen Ergebnisse liefert. Daher wurden alle Stromgestehungskosten mit einem zur „Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichtes 2011 gemäß § 65 EEG“ im Rahmen des Forschungsvorhabens „Stand und Entwicklungspotenziale geothermischer Stromerzeugung im Energiemarkt unter Berücksichtigung angemessener Förderwerkzeuge“ in Zusammenarbeit mit dem Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER) in Stuttgart entwickelt IER Tool für 2018 neu berechnet (s. Abbildung 49).

37 Bei Anlagen mit Wärmeauskopplung wurden die Kosten entsprechend der Vollnutzungsstunden auf die jeweilige Erzeugung aufgeteilt.



Dafür kann es im Wesentlichen drei Gründe geben:

- Die Kosten und Risiken eines Geothermie-Projektes werden im Vorfeld unterschätzt.
- Die Entwickler rechnen mit Kostensenkungen durch Lerneffekte.
- Die geplanten Projekte werden mit mehr als zwei Bohrlöchern geplant und sind dadurch wirtschaftlicher.

Für drei Geothermieprojekte können auch Aussagen zur Entwicklung der Stromgestehungskosten über einen längeren Zeitraum getätigt werden. Bei den anderen Projekten sind die Daten hierfür zu lückenhaft. Qualitativ kann bei allen Projekten festgestellt werden, dass es zu einer Erhöhung der Stromgestehungskosten gekommen ist. Dieser Ef-

fekt ist sowohl bei den in Betrieb befindlichen Kraftwerken als auch in abgeschwächt bei den geplanten Kraftwerken zu beobachten.

Abbildung 51 zeigt, wie sich in der Befragung die Kosten auf die einzelnen Aspekte verteilen. Im Schnitt haben die Projekte ein Volumen von 71 Mio. €. Die spezifischen Investitionen liegen zwischen 8.210 und 15.107 €/kW und durchschnittlich bei 9.782 €/kW. Der größte Teil der Investitionen fällt bei allen Projekten für den untertägigen Bereich an, der für durchschnittlich 55 % der gesamten Kosten verantwortlich ist. Den zweitgrößten Block stellen mit durchschnittlich 31 % die obertägigen Komponenten der Anlage. Für die Planung werden durchschnittlich 5 % der Gesamtinvestitionen ausgegeben, 8 % machen die sonstigen Kosten aus.

Vermarktung EEG- förderfähigen Stroms, § 20 ff. EEG 2017



Vermarktung EEG-förderfähigen Stroms, § 20 ff. EEG 2017

Seit der Einführung der verpflichtenden Direktvermarktung (vgl. § 20 Abs. 1 Nr. 1 EEG 2017) 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 Bilanzkreisverantwortung für diese Anlagen wahrgenommen. Der Anteil der (ausfall-)vergüteten Anlagen ist aktuell gering.

Für EEG-förderfähiger Strom aus EE-Anlagen über 100 kW und Inbetriebnahmedatum nach dem 31. Dezember 2015 sieht das EEG die Direktvermarktung als regelmäßige Veräußerungsform vor. Meist wird die geförderte Direktvermarktung mit Anspruch auf die Marktprämie gewählt, da die Veräußerungsform der sonstigen Direktvermarktung keinen EEG-Zahlungsanspruch begründet. Anlagen mit einer Nennleistung bis 100 kW dürfen weiterhin die Einspeisevergütung beanspruchen (vgl. § 21 Abs. 1 Nr. 1 EEG 2017). In Ausnahmesituationen kommt für Anlagen (> 100 kW) die Ausfallvergütung für drei Monate in Folge und höchstens sechs Monate pro Jahr in Betracht (§ 21 Abs. 1 Nr. 2 EEG 2017).

Der Vermarktungsanteil der **installierten Leistung in der geförderten und sonstigen Direktvermarktung** liegt mittlerweile (Stand März 2019) bei über 65 %.

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

Vermarktung des EE-Stroms:

Geförderte Direktvermarktung (seit EEG 2012):

- Die Anlagenleistung in der geförderten Direktvermarktung liegt insgesamt bei 75.245 MW_{el} (März 2019).
- Die **Gesamtstrommenge** in der geförderten und sonstigen Direktvermarktung ist auf schätzungsweise 160 TWh in 2018 angestiegen.
- Die Wirtschaftlichkeit ist wesentlich beeinflusst durch Prognosegenauigkeit, Negativpreissituationen, Fernsteuerbarkeit, Vertragsgestaltung und Marktwert.

Sonstige Direktvermarktung:

- Diese Veräußerungsform wird in relativ geringem Umfang genutzt: Die Anlagenleistung, überwiegend aus Wasserkraft, liegt im März 2019 bei 279 MW; die insgesamt vermarktete Strommenge lag in 2017 bei ca. 60 MW. Für 2018 rechnen die ÜNB mit steigenden Mengen.

Ausfallvergütung wird in geringem Umfang in Anspruch genommen.

Markintegration:

Der Vermarktungsanteil der installierten Leistung in der geförderten und sonstigen Direktvermarktung von mittlerweile über 65 % zeigt die Fortschritte bei der Markintegration der erneuerbaren Energien.

Derzeit breite Akteursstruktur auf Seiten der Direktvermarkter, Konsolidierungsentwicklungen sind erkennbar. Gleichzeitig findet eine Spezialisierung der Portfolios hinsichtlich der vermarkteten Anlagen statt.

Insbesondere der **Anlagentyp größer 500 kW** ist insgesamt gut in die Direktvermarktung integriert. Einige kleinere Anlagen sind in der Ausfallvergütung (u. a. Solaranlagen mit 100-500 kW).

Negative Preise:

Im Vergleich zum Zubaufortschritt moderate Zunahme der von EEG-Förderausfällen betroffenen 6h-Blöcke (von 55 Stunden in 2016 über 88 Stunden in 2017 auf 66 Stunden in 2018).

Werden seit 2016 sowohl von Wind als auch Solar mitverursacht, weshalb die Ereignisse ganzjährig auftreten können.

Betroffen sind von § 51 EEG 2017 ca. 15 GW installierte Leistung (Stand Dezember 2018); diesen Anlagen drohten Erlösausfälle von ca. 1-2 % p. a.

Quelle: Fraunhofer ISI et al. 2019.

spartenspezifisch und im Zeitverlauf von 2012 bis 2018 auf ca. 155.000 GWh angestiegen (s. *Tabelle 28*). Dies entspricht einem Anteil von 75 % der in

Tabelle 28: Energiemengen in GWh in der geförderten und sonstigen Direktvermarktung unter Berücksichtigung des Grünstromprivilegs von 2012 bis 2018.

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018*
Wasser	2.693	3.258	3.214	2.903	3.280	3.298	3.466
Deponie-, Klär-, Grubengas	1.191	1.247	1.022	906	1.038	1.010	920
Biomasse	9.967	16.707	25.499	29.475	31.197	32.382	31.222
Geothermie	0	12	45	53	157	158	173
Wind an Land	35.647	43.289	48.978	64.242	62.045	82.136	87.773
Wind auf See	640	905	1.299	8.140	12.092	17.414	22.564
Solar	1.025	3.526	5.453	6.560	7.791	8.921	9.067
Summe	51.163	68.944	85.510	112.279	117.600	145.319	155.185

Datengrundlage: netztransparenz.de, EEG-Jahresabrechnungen 2012-2017, *2018 geschätzt.
Quelle: Fraunhofer ISI et al. 2019.

2018 insgesamt im EEG vermarkteten Strommengen von geschätzt ca. 205.700 GWh.³⁸

Die Entwicklung der Anlagenleistung in der **geförderten Direktvermarktung** verhält sich ebenso und liegt im März 2019 bei insgesamt 75.245 MW, wovon die Windenergie an Land mit 49.433 MW den größten Anteil ausmacht, gefolgt von Solar mit 11.582 MW und Wind auf See mit 6.409 MW. Der stetige Zubau von Wind auf See führt dazu, dass die Biomasse mit 5.909 MW erst an vierter Stelle folgt. Während ersten Schätzungen zufolge in 2018 Energie aus Wind fast vollständig, Strom aus Biomasse zu ca. 76 %, vom EEG erfasste Wasserkraft ca. 44 % und die sonstigen zwischen 75 und 80 % direktvermarktet werden. Daneben kommt Solarenergie mittlerweile auf einen Anteil von knapp 26 % (in 2017 noch ca. 20%). Der Anteil der installierten Solarleistung in der Direktvermarktung setzt sich zu rd. 80 % bzw. ca. 9,3 GW aus Solaranlagen mit einer Leistung über 1.000 kW zusammen. Ca. 12 % bzw. rd. 1,4 GW entfallen auf Anlagen mit einer Leistung zwischen 500 und 1.000 kW. Das Anlagensegment über 100 bis 500 kW macht nur einen Anteil von ca. 8 % aus und wurde in den Jahren 2015 und 2016 auch deutlich weniger zugebaut, wobei sich der Zubau in 2017 wieder erholt hat.³⁹ Ein Grund für

die Entwicklung in den Jahren 2015 und 2016 dürfte der 100 kW-Schwellenwert sein, dessen Unterschreiten die Inanspruchnahme der Einspeisevergütung ermöglicht (vgl. Seite 42). Beim Biomasseanlagen-zubau (im Grunde fast ausschließlich landwirtschaftliche Biogasanlagen mit hohem Gülleanteil) lässt sich 2017 ebenfalls ein Trend zum Unterschreiten der 100 kW-Grenze erkennen.

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. Perspektivisch könnte sich insbesondere für die Anlagen mit einer Nennleistung von 100-500 kW die Situation in der geförderten Direktvermarktung verbessern, wenn geeignete und standardisierte Mess- und Steuerungssysteme implementiert würden.

Die **Wirtschaftlichkeit** der Direktvermarktung wird aus Direktvermarktersicht 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

³⁸ Die gesamte deutschlandweite EE-Stromerzeugung beträgt in 2018 ca. 226 TWh. Diese Summe umfasst über die nach den EEG-Veräußerungsformen (vgl. § 19 EEG 2017) vermarkteten Strommengen hinaus solche, die abseits des EEG veräußert werden (insbesondere aus Wasserkraftanlagen) sowie nicht in das Netz eingespeiste EE-Strommengen, die für den Eigenverbrauch genutzt (v.a. aus Solar-, Biomasse- und Wasserkraftanlagen) und unter die Bruttostromerzeugung (inkl. Kraftwerkseigenverbrauch) fallen.

³⁹ Vgl. hierzu die Ausführungen ab Seite 42.

Tabelle 29:

Anzahl Perioden und Anzahl Stunden mit negativen Preisen über mindestens 6 Stunden von 2012 bis einschließlich April 2019.

		Verhältnis gemittelt über die Jahre	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019*
Anzahl der Perioden	< 6 h	77%	14	19	11	24	20	19	28	17
	min. 6 h	23%	3	2	5	7	7	8	6	8
Anzahl der Stunden	< 6 h	48%	31	47	27	70	42	58	68	38
	min. 6 h	52%	25	17	37	56	55	88	66	71
	gesamt h		56	64	64	126	97	146	134	109

*Stand April 2019. Quelle: EPEX-Spot.

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 derzeit ca. 20 größere Direktvermarktungsakteure aktiv, die ein Portfolio im Gigawattbereich bewirtschaften. Hier haben sich z. T. spartenspezifische Spezialisierungen ergeben, die eine Vermarktung auch als sog. „white label“ für andere Direktvermarkter durchführen. Durch das Eintreten neuer Akteure bzw. der z. T. starken Bestrebungen, das eigene Vermarktungsportfolio auszuweiten, herrscht nach Betreiberangaben ein sehr intensiver Wettbewerb unter den Direktvermarktern.

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. Seit 2017 sind insbesondere Solaranlagen sowie eine sehr geringe Anzahl an Windenergieanlagen von der Ausfallvergütung betroffen. Die insgesamt betroffene Leistung macht im März 2018 weniger als 80 MW aus. In 2016 machte Leistung aus Wind an Land mit 67 % den größten Anteil aus. Im ersten Halbjahr 2017 waren es dagegen Solar-

anlagen mit 66 % (durchschnittlich 20 MW). Die 100 bis 500 MW-Anlage ist spartenübergreifend die am meisten vertretene Anlagenklasse in dieser Vergütungsform. Die starke Präsenz dieser Leistungsklasse könnte auf Herausforderungen bei der Kontrahierung eines Direktvermarkters hindeuten (s. o. Seite 42). Betrachtet man das Jahr 2016, in dem Solaranlagen des 100 bis 500 MW-Segments mit maximal 5 MW in der Vergütung in Ausnahmefällen waren – was ca. 4 % der insgesamt zugebauten Leistung dieses Segments entspricht – scheinen die Schwierigkeiten für die meisten Akteure handhabbar zu sein. In 2017 hat sich dieser leistungsbezogene Anteil bei den zugebauten Anlagen auf ca. 2,5 % verringert. Der Umstand, dass dieses Anlagensegment nur knapp 1 % an der geförderten Direktvermarktung ausmacht, kann ein Indiz dafür sein, dass es den Akteuren schwerfällt, diese Anlagengröße in der Direktvermarktung betriebswirtschaftlich umzusetzen. In 2017 hat es allerdings einzelne Direktvermarkter gegeben, die sich auf dieses Segment spezialisiert haben (vgl. Seite 42).

Die Regelung des § 51 EEG 2017 zu **negativen Preisen** adressiert (zusammengefasste) Anlagen mit Inbetriebnahmedatum ab 1. Januar 2016 allgemein ab 500 kW und speziell bei Windenergieanlagen ab 3 MW. Treten danach an mindestens sechs aufeinanderfolgende Stunden negative Börsenstrompreise am Stück auf, entfällt der EEG-Zahlungsanspruch für diese Anlagen. Die bis Ende Dezember 2018 betroffene Anlagenleistung liegt bei ca. 15.100 MW.

Davon entfallen über 3.000 MW auf Solaranlagen (Inbetriebnahme ab 2016, (zusammengefasste) installierte Leistung > 500 kW) und ca. 12.000 MW auf Windenergieanlagen (Inbetriebnahme ab 2016, (zusammengefasste) installierte Leistung > 3 MW). Der Erlösausfall für diese Anlagen wird 2018 auf ca. 1,7 % für Wind an Land, 1,3 % für Wind auf See und ca. 0,4 % für Solar des Jahreserlöses geschätzt. Die Anzahl der für § 51 EEG 2017 relevanten Stunden ergibt sich aus der Tabelle 29. Diese lag Ende 2016 bei 55 Stunden (von insgesamt 97) und ist 2017 auf 88 Stunden (von insgesamt 146) angestiegen und 2018 auf 66 Stunden (von insgesamt 134) gesunken.⁴⁰

Der Anstieg von um 33 Stunden von 2016 auf 88 Stunden in 2017 (entspricht einer Zunahme um 60 %) dürfte auch auf das relativ schwache Windjahr 2016 zurückgeführt werden können, da die Strommengen aus Wind hohen Einfluss auf die negativen Preise haben. Im Vergleich zur Zubauentwicklung erscheint die Zunahme 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 Windsondern auch durch die Solarenergie beeinflusst werden. In 2018 wurde hingegen mit 68 Stunden negativer Preise von mehr als sechs Stunden am Stück wieder ein leicht unter dem aus 2015 liegenden Wert erreicht. Die Ereignisse treten insbesondere deswegen mittlerweile ganzjährig auf und zu Zeiten, die sich durch eine verringerte Stromnachfrage auszeichnen, üblicherweise in den Nachtstunden bzw. an Wochenend- und Feiertagen.

In der **sonstigen Direktvermarktung** ist in 2018 vornehmlich Wasserkraft vermarktet worden. In sehr begrenztem Umfang waren auch einige Solar- und Windenergieanlagen in dieser Vermarktungsform. Der Umfang der installierten Leistung ist trotz einer Steigerung seit Oktober 2018 von 200 auf ca. 300 MW weiter sehr gering. Die auf diesem Wege veräußerten Strommengen belaufen sich auf in

2018 auf insgesamt ca. 530 GWh (700 GWh in 2017). Die Anlagenleistung liegt typischerweise zwischen 250 kW und 2 MW.

Die durch die ÜNB vermarktete Strommenge, für die die **Einspeisevergütung** beansprucht wurde, sind von 49.565 GWh in 2015 auf 42.129 GWh in 2017 zurückgegangen. In 2018 steigt sie aufgrund des sehr langen und sonnigen Sommers in Deutschland auf 45.851 GWh an.

Seit dem 25. Juli 2017 können Solaranlagen über den **Mieterstromzuschlag** bezuschusst werden. Dabei gilt, dass Anlagen mit maximal 100 kW auf, an oder in Wohngebäuden den Mieterstromzuschlag erhalten, wenn die Energie direkt an die Hausbewohner des Gebäudes geliefert wird. Das Erreichen des Förderdeckels vom 500 MW p. a. ist mit der schwachen Ausnutzung von ca. 1 % in 2018 in den nächsten Jahren nicht zu erwarten,⁴¹ zumal die Förderung durch den Mieterstromzuschlag mit dem Energiesammelgesetz weiter abgesenkt wurde.

Weitere Erlösoptionen können sich für EEG-förderfähige Anlagen auf **anderen Märkten** ergeben. Flexibel steuerbare Anlagen, die keine EEG-Einspeisevergütung beanspruchen, können insbesondere am Regelenergiemarkt (RLM) teilnehmen. Die realistisch erzielbaren Erlöspotenziale sind indes überschaubar und stellen nur eine Ergänzung zu den Einnahmen über den Strom- und Wärmemarkt und der EEG-Förderung dar und beeinträchtigen zudem die Flexibilität, die am Spotmarkt dann noch angeboten werden kann. Die seit 2014 immer weiter zurückgehenden Erlöspotenziale am RLM, mit Ausnahme der Sekundärregelleistung, sind wesentlich mit dem gestiegenen Wettbewerb begründbar. Zudem stellen die Präqualifikationsanforderungen regelmäßig ein Marktzugangshindernis dar. Es bleibt abzuwarten, ob und inwiefern die im Juni 2017 novellierten Präqualifikationsanforderungen für die Sekundär- und Tertiärregelleistung nach Ablauf der Übergangsfrist ab Mitte 2018 eine verstärkte Teilnahme der EE-Anlagen bei gleichzeitig

40 Stand April 2019 liegt die Anzahl relevanter Stunden mit 38 Stunden bereits über der Hälfte des Vorjahreswertes.

41 Zur vertiefenden Lektüre s. Prognos AG & Boos Hummel & Wegerich 2016. Mieterstrom – rechtliche Einordnung, Organisationsformen, Potenziale und Wirtschaftlichkeit von Mieterstrommodellen.

höherer Flexibilität am Spotmarkt anreizen (Fraunhofer ISI, Fraunhofer IWES, IKEM et al. 2017).

Für **Biogasanlagen** kommt eine Erlösoptimierung am Spot-, Regelleistungs- und Wärmemarkt über die Zurverfügungstellung gesteigerter Flexibilität und der Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie (vgl. § 50 ff. EEG 2017) in Betracht. Die Entscheidung, an welchen Märkten teilgenommen wird, hängt von der Wahrscheinlichkeit realisierbarer Mehrerlöse und den Erlösrissen ab. Zum einen können vertragliche Verpflichtungen im wirtschaftlich oft attraktiveren Wärme- oder Regelenergiemarkt die Anlagenbetreiber davon abhalten, Flexibilität anzubieten. Zum anderen ist bei der Bereitstellung von Flexibilität am Strommarkt im Regelfall der sog. dynamische Preisspread,⁴² der die Erlöshöhe am Spotmarkt beeinflusst, relevant. Das gegebenenfalls vorhandene technische Potenzial wird oft nicht vollständig genutzt, da der vom Strommarkt ausgehende Anreiz für viele Anlagen zu gering ist.⁴³ Der flexible Preisspread ist seit 2009 quasi durchgehend gefallen. In 2017 ist der Preisspread am Intraday-Markt sowie dem Day-Ahead-Markt deutlich um jeweils knapp 2 ct/kWh gestiegen und liegt mit etwa 8 ct/kWh höher als in den Jahren 2014 bis 2016. In 2018 stieg der Preisspread am DayAhead-Markt im Vergleich zum Vorjahr leicht an auf etwa 8 €/MWh. Der Preisspread am Intraday-Handel ist gesunken, so dass er ein ähnliches Niveau, wie der am DayAhead-Markt erreicht. Obwohl der Strompreis 2018 im Vergleich zu 2017 um 30 % gestiegen ist, hat sich der Preisspread nicht wesentlich geändert. Zudem liegt der Preisspread beim Intraday-Handel kaum höher als der der DayAhead-Auktion. Innerhalb des Jahres ist jedoch eine Korrelation mit dem Börsenstrompreis gut zu erkennen. Preisspreads lagen in der zweiten Jahreshälfte – hier ebenso wie die Strompreise – deutlich höher, wengleich der November 2018 hier eine Ausnahme zu machen scheint. Es kann somit nicht grundsätzlich einen Zusammenhang zwischen steigenden Strompreisen und dem steigenden Preisspread erkannt werden. Die Strompreissteigerung im Jahr

2018 im Vergleich zu den letzten Jahren hat nicht zu einer relevanten Änderung der Preisspreads zwischen hohen und niedrigen Preisen geführt.

Bis Ende November 2018 wurden 3,29 GW_{el} Leistung verteilt auf 4.608 Biogas- und Biomethan-KWK-Anlagen mindestens einmal für den Bezug der Flexibilitätsprämie angemeldet. Der zu rund 83 % ausgeschöpfte Förderdeckel stellt ein mögliches Investitionshemmnis dar. Die auf den Deckel anzurechnende Leistung betrug im August 2018 827 MW_{el}. Der Gesetzgeber hat auf die Bedenken der Branche vor einem Stillstand der Flexibilisierungsaktivitäten aufgrund einer sich andeutenden Erreichung des Fördervolumens durch eine Neuregelung im sogenannten „Energiesammelgesetz“⁴⁴ reagiert. Die Regelung aus dem EEG 2014 sah bei Erreichung des Deckels ein Förderende vor. Da die Projektentwicklungszeit zur Flexibilisierung von Biogas- und Biomethan-KWK-Standorten ca. 16 Monaten dauern, wurde befürchtet, dass es schon weit vor der Erreichung des Förderdeckels zu einer Investitionszurückhaltung kommt. Darauf wurde im Energiesammelgesetz ein entsprechender Planungshorizont für die Flexibilisierung geschaffen. Grundlage bleibt, wie schon im EEG 2014, das Förderziel der Flexibilisierung von 1.350 MW_{el} Zusatzleistung. Als Neuregelung ist vorgesehen, dass bei der Erreichung von 1.000 MW_{el} Zusatzleistung (im Vergleich zur Anlagenkapazität, welche vor dem 01. August 2014 installiert war) eine Art Umsetzungszeit von 16 Monaten garantiert wird. Während dieser Zeit dürfen alle realisierten Anlagen verbindlich die Flexibilitätsprämie beziehen. Eine Begrenzung der Förderung auf eine bestimmte zugebaute Leistung gibt es in dieser Zeit somit nicht. Der Gesetzgeber rechnet damit, dass am Ende dieser Zeit in etwa das gesamte Fördervolumen von 1.350 MW_{el} erreicht wird.

Mit dem Erreichen der 1.000 MW_{el} wird spätestens im zweiten Quartal 2019 gerechnet. Somit wäre im zweiten, spätestens jedoch im dritten Quartal 2020 das gesetzlich festgeschriebene Fördervolumen zur Flexibilisierung ausgeschöpft.

42 Dynamischer Preisspread: die gemittelte tägliche Differenz zwischen den 12 teuersten und den 12 günstigsten Stunden.

43 Einsatzmöglichkeiten für Anlagen an den verschiedenen Märkten werden insbesondere in den Quartalsberichten (06/2017) und (09/2017), Monitoring der Direktvermarktung; Fraunhofer ISI, Fraunhofer IEE und IKEM 2017, dargestellt.

44 Gesetz zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes, des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes, des Energiewirtschaftsgesetzes und weiterer energierechtlicher Vorschriften vom 17. Dezember 2018, BGBl. 2018, Teil I, vom 20. Dezember 2018, Seite 2549.

Besondere Ausgleichsregelung, §§ 63 ff. 2017 und Entfallen oder Verringerung der EEG-Umlage, § 61 EEG 2017



Besondere Ausgleichsregelung:

Wesentliche Änderungen mit Inkrafttreten des EEG 2014:

Stromkostenintensive Unternehmen, § 64 EEG 2017

- Umstellung der Tatbestandsvoraussetzungen:
 - *Mindeststrombezug*
 - *Vorhalten eines zertifizierten Energiemanagementsystems*
 - *Neue Zugangsvoraussetzung basierend auf Wirtschaftszweigklassifikation und hoher Stromkostenintensität; antragsberechtigt sind nur noch Unternehmen, deren Branchen im internationalen Wettbewerb stehen und explizit in den Branchenlisten in Anlage 4 des EEG 2017 genannt sind.*
- Umstellung der Rechtsfolge:
 - *Die reguläre Begrenzung der EEG-Umlage für den Strombezug über 1 GWh beträgt 15 % der EEG-Umlage.*
 - *Die EEG-Kosten der Unternehmen sind auf 4 % (Cap) bzw. 0,5 % (Supercap) der Bruttowertschöpfung gedeckelt.*
 - *Mindestens zu zahlen sind 0,1 ct/kWh, ausnahmsweise, z. B. in der Leicht- und Buntmetallindustrie 0,05 ct/kWh.*

Härtefallregelungen nach § 103 Abs. 4 EEG 2017: Übergangsregelungen für Unternehmen, die die neuen Zugangsvoraussetzungen nicht erfüllen bzw. durch die Umstellung eine sehr viel höhere EEG-Umlage zu zahlen hätten.

Schienenbahnen, § 65 EEG 2017:

- Tatbestand: Eine Herabsetzung der Zugangsschwelle von 10 GWh p. a. auf 2 GWh p. a.; Selbstbehalt ist nicht mehr vorgesehen.
- Rechtsfolge: Die Höhe der EEG-Kosten beträgt 20 % des EEG-Umlagesatzes, statt 0,05 ct/kWh im EEG 2012.

Auswirkungen der Neuregelungen:

- § 64 EEG 2017: Strategische Wechsel der Wirtschaftszweigklassifikation infolge der Novellierung in geringem Umfang beobachtbar. Insgesamt war die Zahl der begünstigten Abnahmestellen zwischen 2014 und 2018 nahezu gleichbleibend.
- § 65 EEG 2017: Absenkung der Zugangsschwelle bei Schienenbahnen führte zu einer deutlich höheren Zahl von Antragsstellern in diesem Segment (+ 90 % zwischen 2014 und 2018) und mithin zu einem Abbau von Verzerrungen im intramodalen Wettbewerb.
- §§ 64 und 65 EEG 2017: Stabilisierung der EEG-Kosten der regulär privilegierten Unternehmen, da der Anteil der Strommenge, der direkt an den vollen EEG-Satz gekoppelt ist, in 2017 nur bei etwa 15 % der gesamten privilegierten Strommenge (ohne Selbstbehalt) lag (§ 64 Abs. 2 Nr. 2 EEG 2017). Durch die Einführung eines neuen Begrenzungstatbestands in 2018 erhöht sich dieser Anteil für das Jahr 2018 leicht auf 17 %. In 2014 waren noch ca. 45 % der privilegierten Strommenge direkt vom EEG-Satz abhängig.

Wesentliche Änderungen durch das Energiesammelgesetz* Ende 2018:

Schaffung gesetzlicher Regelungen über die:

- Zuordnung geringfügiger Stromverbräuche Dritter (§ 62a EEG 2017) anhand folgender Tatbestandsvoraussetzungen:
- „Geringfügiger“ (Nummer 1) sogenannter Bagatellevverbrauch im Bereich des sozialadäquaten Verbrauchs (Jahresverbrauch oberhalb eines „gewöhnlichen Haushaltskunden“ ist in der Regel kein Bagatellfall mehr)“ liegt vor, wenn dieser üblicherweise nicht gesondert abgerechnet wird (Nummer 2)

und in den Räumlichkeiten etc. des Letztverbrauchers zu dessen gewerblichem Zweck stattfindet (Nummer 3).

- *Messung/Schätzung der Drittstrommengen (§ 62b EEG 2017).*

Entlastung und Mehrkosten aus der Besonderen Ausgleichsregelung, §§ 64 und 65 EEG 2017:

Durch die Umstrukturierung der Vorschriften im EEG 2014 sind den privilegierten Unternehmen im Jahr 2015 gegenüber 2014 rd. 184 Mio. € Mehrkosten entstanden (Steigerung um rd. 48 %).

Die Entlastung der privilegierten Unternehmen von den EEG-Kosten betrug 2014 etwa 5,0 Mrd. €, blieb zwischen 2014 und 2017 annähernd konstant,** stieg 2017 auf rd. 5,2 Mrd. € und sank nach der ÜNB-Mittelfristprognose in 2018 leicht auf 5,1 Mrd. €.

- Hiervon entfallen immer noch etwa 28 Mio. € auf etwa 50 Unternehmen, die unter Härtefallregelungen nach § 103 Abs. 4 EEG 2017 fallen und nach dem EEG 2017 nicht mehr antragsberechtigt wären.

Die EEG-Kosten der privilegierten Unternehmen betragen seit 2017 im Mittel 0,56 ct/kWh. Sie stiegen zwischen 2014 und 2017 proportional zum jeweils geltenden EEG-Umlagesatz.

Die EEG-umlagebezogenen Mehrkosten für nichtprivilegierte Letztverbraucher betragen 2018 ca. 1,63 ct/kWh. Auch die Mehrkosten stiegen in etwa proportional zum jeweils geltenden EEG-Umlagesatz.

Umlageprivilegierte Eigenversorgung:

Letztverbrauch für die Eigenversorgung, § 61 Abs. 1 Nr. 1 i. V. m. § 3 Nr. 19 EEG 2017:

- Grundsatz: Auf 40 % verringerte EEG-Umlage für Strom, der zur Eigenversorgung genutzt wird, wenn in dem Kalenderjahr in der Anlage ausschließlich erneuerbare Energien oder Grubengas eingesetzt worden sind (vgl. § 61b EEG 2017).
- Ausnahme: Entfallen der EEG-Umlage (§ 61a EEG 2017) für Kraftwerkseigenverbrauch, Stromautarkie, Inselssysteme, bei Unterschreiten der Bagatellgrenze.
- Für hocheffiziente KWK-Anlagen, die ausschließlich Strom auf Basis von gasförmigen Brennstoffen erzeugen, gilt nach §§ 61c und 61d EEG 2017 grundsätzlich weiterhin eine verringerte EEG-Umlage von 40 %, aber nur noch für die ersten 3.500 Vollbenutzungstunden der Eigenversorgung.

Eigenerzeugung, §§ 61e, 61f EEG 2017:

- Verringerung der EEG-Umlage auf 0 %; (nunmehr beschränkt auf Bestands- oder Altbestandsanlagen (§§ 61e, 61f EEG 2017).

Strommengen in der Eigenversorgung liegen bei insgesamt:

- Nach den Mittelfristprognosen der ÜNB bei 47,1 TWh in 2014, 59,8 TWh in 2015, 51,4 TWh in 2016, 64,7 TWh in 2017 und 66,3 TWh in 2018.
- Nach Bottom-up-Verfahren bei 43,4 TWh in 2014, 48,1 TWh in 2015, 52,3 TWh in 2016 und 54,5 TWh in 2017:
 - *Die Strommengen in der Eigenversorgung nehmen insbesondere in der Industrie zu; ein Trend zur Fortsetzung der Entwicklung zeichnet sich ab.*
 - *Die größten Strommengen für die Eigenversorgung entfallen auf die Industrie und stammen zum größten Teil aus KWK-Anlagen.*

Die **Wirtschaftlichkeit** des Anlagenbetriebs wird grundsätzlich durch die Konzeptintegration der Eigenversorgung verbessert.

Auswirkung der Eigenversorgung für die EEG-Umlage nicht privilegierter Letztverbraucher kann nur näherungsweise als maximaler Effekt dargestellt werden.

Quelle: Prognos AG, Boos Hummel & Wegerich 2019.

* Gesetz zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes, des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes, des Energiewirtschaftsgesetzes und weiterer energierechtlicher Vorschriften vom 17. Dezember 2018, BGBl. 2018, Teil I, vom 20. Dezember 2018, Seite 2549.

** Vgl. dazu die Gesetzesbegründung, BT-Drs. 19/5523, S. 83; BAFA Hinweisblatt zur Strommengenabgrenzung für das Antragsjahr 2019 vom 09. Mai 2019, S. 3.

*** Hinweis: Die Werte ergeben sich aus einer volkswirtschaftlichen statischen Betrachtung, die insbesondere nicht berücksichtigt, wie eine volle EEG-Umlage das Verhalten der Unternehmen (etwa hinsichtlich Verbrauchsreduzierung oder gar Verlagerung von Produktionsstandorten) vielleicht gesteuert hätte.

Besondere Ausgleichsregelung

Nach der Besonderen Ausgleichsregelung (§§ 63 ff. EEG 2017) können stromkostenintensive⁴⁵ Unternehmen bestimmter Branchen (vgl. Anlage 4 zum EEG 2017⁴⁶), die im internationalen Wettbewerb und Schienenbahnen, die im intermodalen Wettbewerb bestehen müssen, eine EEG-Umlagebegrenzung nach den Grundsätzen des § 63 EEG 2017 für ein Jahr beantragen (vgl. § 66 EEG 2017).

Stromkostenintensive Industrie, § 64 EEG 2017:

Zugunsten der **stromkostenintensiven Industrie** kommt eine Begrenzung der EEG-Umlage nach § 64ff. EEG 2017 und § 103 EEG 2017 in Betracht. Die Vorschriften wurden im Zuge der Novellierung durch das EEG 2014 in Abstimmung mit der Europäischen Kommission im Einklang mit den maßgeblichen Leitlinien⁴⁷ ausgestaltet. Die Begrenzung ist erst nach der ersten an einer Abnahmestelle selbst verbrauchten GWh genehmigungsfähig (sog. Selbstbehalt, § 64 Abs. 2 Nr. 1 EEG 2017). Für den Stromanteil über 1 GWh kann die EEG-Umlage in Abhängigkeit von Branchenzugehörigkeit respektive Stromkostenintensität auf 15 % reduziert werden, § 64 Abs. 2 Nr. 2 EEG 2017. Die Umlageentlastung ist in der Summe limitiert auf 4,0 % (Cap) oder 0,5 % (Super-cap) der Bruttowertschöpfung des Unternehmens.⁴⁸ Letztlich darf die Umlagebelastung nicht den bran-

chenabhängigen Wert von grundsätzlich 0,1 ct/kWh und ausnahmsweise 0,05 ct/kWh unterschreiten. Die Begrenzung erfasst außerdem erstmals auch die nach den §§ 61 ff. EEG 2017 anteilig umlagebelasteten Strommengen. Die Privilegierung kann seit Inkrafttreten des EEG 2014 gem. § 64 Abs. 5 S. 1 EEG 2017 analog auch für selbständige Unternehmensteile⁴⁹ in Betracht kommen.

Seit dem Inkrafttreten des EEG 2014 wird insbesondere die **Einordnung in Branchen** nach Anlage 4 EEG 2017 vorausgesetzt. Je nach Branchenzugehörigkeit zu den in der Anlage vorgesehenen Listen 1 oder 2 werden die Zugangsvoraussetzungen zu den Begrenzungstatbeständen modifiziert. Die Umstrukturierung des Unternehmens bzw. die Verlagerung des Schwerpunkts der unternehmerischen Tätigkeit kann die Zugehörigkeit zu den vorgesehenen Branchen ermöglichen und insofern beeinflusst werden. Dieser Umstand hat sich nach einer Auswertung der Anträge zu den Begrenzungsjahren 2014 und 2015 in überschaubarem Maße ausgewirkt. Der weit überwiegende Anteil hat keinen Wechsel vorgenommen (81,3 %). 41,1 % der Wechsler dürften aufgrund von Veränderungen ihrer Wirtschaftsaktivitäten neu zugeordnet worden sein. 35,7 % der wechselnden Unternehmen sahen sich durch die Normumstrukturierung erstmals ver-

45 § 64 Abs. 6 Nr. 3 EEG 2017 – „Stromkostenintensität“: das Verhältnis der maßgeblichen Stromkosten einschließlich der Stromkosten für nach § 61 voll oder anteilig umlagepflichtige selbst verbrauchte Strommengen zum arithmetischen Mittel der Bruttowertschöpfung in den letzten drei abgeschlossenen Geschäftsjahren des Unternehmens; hierbei werden die maßgeblichen Stromkosten berechnet durch die Multiplikation des arithmetischen Mittels des Stromverbrauchs des Unternehmens in den letzten drei abgeschlossenen Geschäftsjahren oder dem standardisierten Stromverbrauch, der nach Maßgabe einer Rechtsverordnung nach § 94 Nr. 1 ermittelt wird, mit dem durchschnittlichen Strompreis für Unternehmen mit ähnlichen Stromverbräuchen, der nach Maßgabe einer Rechtsverordnung nach § 94 Nr. 2 zugrunde zu legen ist; die durch vorangegangene Begrenzungsentscheidungen hervorgerufenen Wirkungen bleiben bei der Berechnung der Stromkostenintensität außer Betracht. (Vor dem Begrenzungszeitraum 2015 mindestens 16 %; ab dem Begrenzungszeitraum 2016 mindestens 17 %, § 64 Abs. 2 Nr. 2 a) aa) EEG 2017.)

46 Die Einordnung der jeweiligen Branche in Liste 1 und 2 beruht letztlich auf den Vorgaben der UEBLL (EU-KOM, Leitlinien für staatl. Umweltschutz und Energiebeihilfen 2014-2020, ABl. C 200, 28.06.2014, Anhang 3).

47 EU-KOM, Leitlinien für staatlichen Umweltschutz und Energiebeihilfen 2014-2020, ABl. C 200, 28.06.2014, S. 1.

48 § 64 Abs. 5 Nr. 2 EEG 2017: Die Bruttowertschöpfung des Unternehmens zu Faktorkosten nach der Definition des Statistischen Bundesamtes, Fachserie 4, Reihe 4.3, Wiesbaden 2007, ohne Abzug der Personalkosten für Leiharbeitsverhältnisse; die durch vorangegangene Begrenzungsentscheidungen hervorgerufenen Wirkungen bleiben bei der Berechnung der Bruttowertschöpfung außer Betracht.

49 Vgl. § 64 Abs. 5 S. 2 EEG 2017: Ein selbständiger Unternehmensteil liegt nur vor, wenn es sich um einen Teilbetrieb mit eigenem Standort oder einen vom übrigen Unternehmen am Standort abgegrenzten Betrieb mit den wesentlichen Funktionen eines Unternehmens handelt, der Unternehmensteil jederzeit als rechtlich selbständiges Unternehmen seine Geschäfte führen könnte, seine Erlöse wesentlich mit externen Dritten erzielt und über eine eigene Abnahmestelle verfügt. Für den selbständigen Unternehmensteil sind eine eigene Bilanz und eine eigene Gewinn- und Verlustrechnung in entsprechender Anwendung der für alle Kaufleute geltenden Vorschriften des Handelsgesetzbuchs aufzustellen. Die Bilanz und die Gewinn- und Verlustrechnung nach Satz 3 sind in entsprechender Anwendung der §§ 317 bis 323 des Handelsgesetzbuchs zu prüfen.

Tabelle 30: Finanzieller Anreiz im Begrenzungsjahr 2016 für Unternehmen, WZ-Wechsel nach Begrenzungsfall.

Begrenzungsfall	Strommenge	Bruttowertschöpfung	Anreiz	
	GWh	Mio. €	In Euro	in ct/kWh
15 % Begrenzung nach § 64 Abs. 2 Nr. 2 EEG 2014				
Beispiel 1a)	2	1,83	54.009	2,7
Beispiel 1b)	50	35,0	2.646.441	5,3
Beispiel 1c)	100	70,0	5.346.891	5,3
Höchstbetrag nach § 64 Abs. 2 Nr. 3 EEG 2014 („Cap/Super-Cap“)				
Beispiel 2a)	2	1,7	59.080	3,0
Beispiel 2b)	50	29,0	3.032.000	6,1
Beispiel 2c)	100	55,0	6.079.000	6,1
Mindestumlage nach § 64 Abs. 2 Nr. 4 EEG 2014 (0,1 ct/kWh)				
Beispiel 3a)	2	1,5	62.540	3,1
Beispiel 3b)	50	22,5	3.064.460	6,1
Beispiel 3c)	100	32,5	6.191.460	6,2

Quelle: Prognos AG, Boos Hummel & Wegerich 2019.

anlasst, sich einer von § 64 EEG 2017 berücksichtigten Branche zuzuordnen. Wesentliche Änderungen für stromkostenintensive Unternehmen durch das EEG 2017 haben sich bei den Tatbestandsvoraussetzungen ergeben. So wurde die Stromkostenintensität bzw. der festgesetzte Schwellenwert von 17 % auf 14 % für Unternehmen nach Liste 1 der Anlage 4 zum EEG 2017 abgesenkt, was erstmals im Begrenzungsjahr 2018 relevant war. Die Unternehmen nach Liste 1 der Anlage 4 die eine Stromkostenintensität von 17 % nur knapp verfehlen und nicht in den Anwendungsbereich der Härtefallregelungen in § 103 Abs. 4 EEG 2017 fallen, haben die Möglichkeit, eine Begrenzung der EEG-Umlage auf 20 % zu erhalten. Zudem greift seit dem 1. Januar 2017 ein neuer Abwicklungsmechanismus, wonach die Unternehmen die EEG-Umlage für begrenzte Abnahmestellen nunmehr direkt an den Übertragungsnetzbetreiber abführen müssen.

Ein strategischer Wechsel der Akteure in andere Wirtschaftszweige mit der Intention, ihre Zugangsvoraussetzungen zu verbessern, kommt bei lediglich 23,2 % der Wechsler (4,3 % der insgesamt ausgewerteten Unternehmen) zumindest in Betracht. Die Daten zeigen, dass sie einen Wechsel vollzogen haben, infolge dessen eine Verbesserung der

Zugangsvoraussetzung eintrat. Eine eindeutige Aussage zur Motivation dieser Wechsel ist jedoch anhand der Auswertungen des BAFA nicht möglich.

Eine veränderte Listenzugehörigkeit zu Liste 1 oder 2 der Anlage 4 EEG 2017 kann sowohl auf Tatbestands- als auch auf Rechtsfolgenseite relevant werden.

Die Begründung der Zugangsvoraussetzungen durch einen Wechsel zu einer Wirtschaftszweigklassifikation ist für Unternehmen ein entscheidender Anreiz, die entweder keiner Liste aus Anhang 4 EEG 2017 unterfallen oder bei Unternehmen der Liste 2, die eine Stromkostenintensität zwischen 17 und 20 % aufweisen. Auf Rechtsfolgenseite kann z. B. die Mindesthöhe der EEG-Umlage (0,05 oder 0,1 ct/kWh) beeinflusst werden. Bei einem Beispielunternehmen mit 2 GWh ist der finanzielle Vorteil mit 50 T€ indes vergleichsweise bescheiden und bietet im Vergleich weniger Anreiz. Zur Veranschaulichung der rechtsfolgenseitigen Anreizwirkung der Begrenzungsfälle im Vergleich erfolgen die Berechnungen für drei Beispielunternehmen unter Zugrundelegung der EEG-Umlage 2016 und einem Strompreis für den Abnahmefall „4.000 Vbh“ nach der Durchschnittsstrompreisverordnung (Tabelle 30).

Ergebnis ist, dass Unternehmen mit zunehmendem Stromverbrauch (und abnehmendem Einfluss des Selbstbehalts) am meisten profitieren.

Der Nachweis eines **Energie- und Umweltmanagementsystems** ist seit Inkrafttreten des EEG 2014 regelmäßig Anspruchsvoraussetzung (§ 64 Abs. 1 Nr. 3 Alt. 1 EEG 2017) und ab dem Begrenzungsjahr 2017 zwingend zu zertifizieren. Eine Bewertung der von der Regelung möglicherweise ausgehenden Steuerungswirkung in der Praxis ist eine Herausforderung. Bereits die Bestimmung eines Referenzsachverhalts fällt schwer, weil derzeit unklar bleibt, welche Effizienzmaßnahmen ohne die Verpflichtung von den Unternehmen ergriffen worden wären.

Betrachtet man die Anzahl der von den Unternehmen genutzten Zertifizierungen im Zeitverlauf der Begrenzungsjahre 2014 bis 2018 zeigt sich über alle zulässigen Zertifizierungsarten hinweg letztlich eine Zunahme; besonders von 2015 auf 2016 ist ein Sprung erkennbar. Er könnte durch das Greifen der Zertifizierungspflicht zum Begrenzungsjahr 2017 beeinflusst worden sein. Es ist denkbar, dass diese Entwicklung insbesondere aus Sicht von Unternehmen, die aus Wirtschaftlichkeitserwägungen sonst kein solches System implementiert hätten, durch die gesetzlichen Vorgaben beeinflusst wurde. Zusammen mit dem Spitzenausgleich im Rahmen der Energie- und Stromsteuer, gemäß dessen ebenfalls ein finanzieller Anreiz zur Einführung von Energiemanagementsystemen angeboten wird, und der Energieauditpflicht für Nicht-KMU nach Art. 8 der Energieeffizienzrichtlinie,⁵⁰ das als „Einstiegsprodukt“ für Energiemanagementsysteme betrachtet werden kann, ist die BesAR damit ein zentraler Treiber zur Implementierung von Energiemanagementsystemen in Deutschland.

Der für die Besonderen Ausgleichsregelungen maßgebliche Begriff der **Bruttowertschöpfung** wurde im Vergleich zum EEG 2012 in zweierlei Hinsicht wesentlich angepasst: Erstens wird die Bruttowertschöpfung zu Faktorkosten berechnet, d. h. insbesondere, dass indirekte Steuern (Gründerwerbs-

steuer bspw.) aufzuaddieren sind. Zweitens bleiben Kosten aus Leiharbeitsverhältnissen unberücksichtigt. Folgende **Optimierungspotenziale** beim Begriff der Bruttowertschöpfung wurden genauer betrachtet:

- Hinsichtlich der Personalkosten wird die Ansicht vertreten, dass sie insbesondere über die Auslagerung bestimmter Tätigkeiten an externe Dienstleister (u. U. sogar konzernintern) über Dienst- bzw. Werkverträge als Vorleistungen einbezogen werden und die Kennzahlen verringern können. Mit der im Juni 2017 in Kraft getretene Novellierung des Arbeitnehmerüberlassungsgesetzes (AÜG) ging allerdings eine restriktivere Abgrenzung von Werk- und Leiharbeitnehmerverträgen einher, die dieses Optimierungspotenzial einschränken kann.
- Gelingt es einem Konzern, einen energieintensiven Unternehmensteil zu „verselbständigen“, wird die Bruttowertschöpfung für den selbständigen Unternehmensteil berechnet und liegt damit deutlich unter den Werten, die für den Konzern ermittelt worden wären. Der so avisierter Entlastung stehen Kosten für die Unternehmensumstrukturierung gegenüber, was eine Einzelfallbewertung erforderlich macht.
- Für langfristig (≥ 1 Jahr) gemietete oder per operating-Leasing beschaffte Sachen ist es denkbar, dass sie als Posten „Mieten und Pachten“ vom Produktionswert abgezogen und reduzierend bei der Bruttowertschöpfungsberechnung in Ansatz gebracht werden. Überdies kann die Neuanschaffung von Sachen über Leasingverträge bzw. die Wiederbeschaffung bereits erworbener Sachen über sale-and-lease-back-Geschäfte letztlich zu einer Ausweisung als Produktionskosten führen. Die Leasingaufwendungen können als Vorleistung vorteilhaft berücksichtigt werden.

Für Unternehmen, die nach den Vorgaben des EEG 2012 eine Begrenzungsentscheidung erhalten haben und aufgrund der Novellierung des EEG 2014 aus dem Anwendungsbereich der Besonderen Ausgleichsregelung herausfallen, hat der Gesetzgeber in § 103 Abs. 4 EEG 2017 eine **Härtefallregelung** geschaffen. Sofern die Voraussetzungen des § 103 Abs. 4 EEG 2017 vorliegen, insbesondere muss die Stromkosten-

50 Richtlinie 2012/27/EU des Europäischen Parlaments und des Rates vom 25. Oktober 2012 zur Energieeffizienz, zur Änderung der Richtlinien 2009/125/EG und 2010/30/EU und zur Aufhebung der Richtlinien 2004/8/EG und 2006/32/EG Text von Bedeutung für den EWR.

intensität im letzten abgeschlossenen Geschäftsjahr nachweislich mindestens 14 % betragen haben, kann die EEG-Umlage für den Stromanteil über den Selbstbehalt von 1 GWh hinaus auf 20 % der regulären EEG-Umlage begrenzt werden. Gem. § 103 Abs. 3 EEG 2017 darf sich die EEG-Umlage im Vergleich zur EEG-Umlage, welche im dem Nachweisjahr vorangegangenen Jahr zu zahlen war, maximal verdoppeln. Die von § 103 Abs. 4 EEG 2017 erfasste Anzahl an Abnahmestellen und die privilegierte Strommenge betraf im Begrenzungsjahr 2017 noch 54 Unternehmen bzw. 557 GWh. Daneben gibt es weitere befristete Härtefall- und Übergangsregelungen nach § 103 Abs. 1 - 3 EEG 2017, die im Begrenzungsjahr 2017 etwa 300 Antragsteller bzw. 3,2 TWh privilegierte Strommenge betreffen.

Die nach § 64 und § 103ff EEG 2017 privilegierte Strommenge beläuft sich im Jahr 2018 auf rd. 97,8 TWh (s. u. Annex 7). Der Beitrag der stromkostenintensiven Unternehmen zur EEG-Umlage liegt bei rd. 433 Mio. €, was zu durchschnittlichen EEG-umlagebezogenen Kosten von 0,45 ct/kWh führt.

Schienenbahnen, § 65 EEG 2017:

Die EEG-Umlagebegrenzung gem. § 65 EEG 2017 für Schienenbahnen (§ 3 Nr. 40 EEG 2017) dient der Entlastung eines vergleichsweise umweltfreundlichen Verkehrsmittels im intermodalen Wettbewerb. Anspruchsberechtigt sind Unternehmen, die insbesondere unmittelbar zu Personen- und Güterverkehrszwecken mindestens 2 GWh Strom (ohne Rückspeiseenergie) im Geschäftsjahr an der Abnahmestelle selbst verbrauchen. Die jeweils geltende EEG-Umlage kann sodann auf 20 % begrenzt werden. Im EEG 2012 lag die Eintrittsschwelle noch bei 10 GWh p. a. Zudem war die Begrenzung der EEG-Umlage anders strukturiert. Die ersten 10 % des Jahresstromverbrauchs waren voll umlagepflichtig. Für die übrigen 90 % fiel eine EEG-Umlage von 0,05 ct/kWh an. **Zentrale Auswirkungen der Novellierung im Vergleich der Jahre 2014 bis 2015** sind: Die neue Begrenzung der EEG-Umlage auf 20 % hat dazu geführt, dass sich der Beitrag der privile-

gierten Schienenbahnunternehmen zur EEG-Umlage von 81,5 Mio. € p. a. auf 156,4 Mio. € p. a. annähernd verdoppelte. Die privilegierte Strommenge stieg dagegen um rd. 15 %, von 10,2 TWh p. a. auf 11,7 TWh p. a. Die Entlastung der Unternehmen von den EEG-Kosten stieg entsprechend von 603 Mio.€ auf 626 Mio.€ (rd. 4 %). Bemerkenswert ist, dass die Anzahl der anspruchsberechtigten Unternehmen durch die Senkung der Eintrittsschwelle im selben Zeitraum um gut 75 % gestiegen ist.

Im Jahr 2019 beläuft sich die nach § 65 EEG 2017 privilegierte Strommenge auf 12,6 TWh. Der Beitrag der Schienenbahnen zur EEG-Umlage liegt bei rd. 176 Mio. €; die mittleren EEG-Kosten sanken erstmal seit 2014 leicht von 1,27 ct/kWh (2017) auf 1,26 ct/kWh. Der Umfang der Entlastung von den EEG-Kosten beträgt im Jahr 2018 703 Mio. € und ist wesentlich auf die steigende jeweils geltende EEG-Umlage zurückzuführen.

Für eine Bewertung des § 65 EEG 2017 dahingehend, ob sich die gewährte Privilegierung dem Normzweck⁵¹ entsprechend ausgewirkt hat, werden im Wesentlichen die im Zeitverlauf 2003 bis 2017 erbrachten Verkehrsleistungen der im intermodalen Wettbewerb stehenden Verkehrsträger miteinander verglichen. Der Anteil des Schienenverkehrs an der Gesamtverkehrsleistung im Personenverkehr ist seit der ersten Fassung des EEG 2003 zunächst bis 2008 von 7 % auf etwa 8 % angewachsen, stellt sich seitdem als relativ konstant dar und lag 2017 bei 8,4 %. Der Marktvergleich erfolgt differenziert nach den Segmenten Personennah- und -fernverkehr sowie Güterverkehr.

- Der nach wie vor zu 99 % von der Deutschen Bahn AG erbrachte Schienenpersonenfernverkehr, der mit dem privaten PKW, dem Fernbus und auf Distanzen ab ca. 300 km mit dem Flugverkehr intermodal konkurriert, konnte seine Personenkilometer als Indikator für die Verkehrsleistung, zwischen 2003 und 2017 um 27,8 % auf 40,4 Mrd. Personenkilometer und damit auch den Marktanteil steigern.

51 Normzweck ist insbesondere die Unterstützung eines vergleichsweise umweltfreundlichen Transportmittels.

- Der **Schiene**personennahverkehr wird von mehreren Unternehmen bedient⁵² und ist zunehmend durch einen intra- und intermodalen Wettbewerb gekennzeichnet. Die Verkehrsleistung hat im Zeitraum 2003 bis 2017 kontinuierlich von 39,7 Mrd. Personenkilometern um 39,3 % auf 55,3 Mrd. Personenkilometer zugenommen, womit der Marktanteil des Schienenpersonennahverkehrs im Schnitt um 2,8 % p. a. gewachsen ist.
- Der **Schiene**güterverkehr weist im Vergleich den stärksten intramodalen Wettbewerb auf.⁵³ Er hat seit 2014 erheblich zugenommen und konkurriert u. a. mit der Binnenschifffahrt und ab mittleren Verkehrswegen mit dem LKW. Vor dem Hintergrund, dass insbesondere zeitsensitive Güter per Flugzeug transportiert werden, stagniert der an den erbrachten Tonnenkilometern bemessene Marktanteil des Schienengüterverkehrs seit Jahren bei (um ökonomische Einbrüche bereinigt) um die 18 %.

Die transportsegmentübergreifenden hohen Anteile des Straßenverkehrs sind auch unter Berücksichtigung der intermodalen Preisentwicklung zu interpretieren, die seit 2010 letztlich Kostenvorteile zugunsten des Straßenverkehrs aufweist.

Die Analyse der Entwicklung der Marktanteile der Schienenbahnen im intermodalen Wettbewerb seit 2003 lässt keine unmittelbaren Auswirkungen der Novellierung der Vorschrift erkennen. In den Transportsegmenten, in denen der Marktanteil der Schienenbahnen gestiegen ist, könnte dies auf einen Verursachungsbeitrag des § 65 EEG 2017 hindeuten. Der intramodale Wettbewerb hat sich mit Ausnahme des Personenfernverkehrs weiter intensiviert, was auf die Senkung der Zugangsschwelle durch das EEG 2014 auf 2 GW zurückgeführt werden kann, die den Kreis der Anspruchsberechtigten stark erweiterte (s. o.).

Entlastung und Mehrkosten aus der Besonderen Ausgleichsregelung:

Die durchschnittlichen **EEG-Kosten für die nach § 64 und § 65 i. V. m. § 103 EEG 2017 privilegierten Unternehmen** stiegen zwischen 2014 und 2015 von 0,35 auf 0,52 ct/kWh, verringerten sich 2016 auf 0,49 ct/kWh und liegen seit 2017 (ausgehend von

der privilegierten Strommenge) bei ca. **0,56 ct/kWh**. Im Vergleich der Jahre 2014 und 2015 erhöhten sich die EEG-Kosten der Unternehmen – also der Beitrag der BesAR-Unternehmen zur Finanzierung der EEG-Umlage – insgesamt von 380 Mio. € auf rd. 564 Mio. €, was einer Steigerung um rd. 48 % entspricht. Im Jahr 2016 sanken sie dann um rd. 35 Mio. €. In 2017 stiegen sie wieder deutlich um rd. 60 Mio. € auf rd. 589 Mio. € und lagen 2018 mit einer weiteren Steigerung von 20 Mio. € bei 609 Mio. € (s. u. Annex 9). Die **Kostenveränderungen** lassen sich auf mehrere Faktoren zurückführen. In den Fällen, in denen sich die Begrenzung am EEG-Umlagesatz bemisst (§ 64 Abs. 2 Nr. 2; § 65 Abs. 2 EEG 2017), ist die jährliche EEG-Umlagebemessung von Einfluss. Die insgesamt privilegierten Stromverbräuche sind bedingt durch die Zugangsvoraussetzungen sowie Anzahl der Antragsteller und der Einordnung ihrer Tätigkeit. Die Umstrukturierung der Zugangsvoraussetzungen mit dem EEG 2014 hat zu Verschiebungen von Strommengen geführt, die zum Begrenzungsjahr 2015 unter andere Privilegierungstatbestände fielen und von anderen Umlagebegrenzungen profitierten. Dieser Aspekt hatte im Jahr 2015 mit einem Kostenanstieg – d. h. mit einem Anstieg des Beitrags der BesAR-Unternehmen zur Finanzierung der EEG-Umlage – um rd. 184 Mio. € den größten Einfluss (vgl. *Tabelle 31*). In 2018 kam die Einführung eines neuen Begrenzungstatbestandes dazu.

Die jährliche **Entlastung der Unternehmen** lag in den Jahren 2014 bis 2018 in einem Spektrum zwischen ca. 4,7 und **5,2 Mrd. € (2017)**. Die Werte ergeben sich aus einer volkswirtschaftlichen Betrachtung auf Basis eines statischen Ansatzes, die insbesondere nicht berücksichtigt, wie eine volle EEG-Umlage das Verhalten der Unternehmen (etwa hinsichtlich Verbrauchsreduzierung und Verlagerung von Produktionsstandorten) vielleicht gesteuert hätte. Diese Entlastung muss von den nicht privilegierten Letztverbrauchern übernommen werden. Für sie bedeutete das EEG-umlagebezogene **Mehrkosten** in einem Spektrum von 1,41 ct/kWh (2015) bis zuletzt ca. **1,63 ct/kWh (2018)**. Die **2018** insge-

52 Die Wettbewerber der Deutschen Bahn AG waren im Jahr 2015 für 29,2 % der gefahrenen Zugkilometer verantwortlich (Wettbewerbsbericht DB 2016).

53 Die Wettbewerber der Deutschen Bahn AG waren im Jahr 2015 für 39,2 % der erbrachten Transportleistung verantwortlich (Wettbewerbsbericht DB 2016).

Tabelle 31:

Jahresweise Komponentenerlegung der Änderung der EEG-Kosten der Besonderen Ausgleichsregelung für den Zeitraum von 2014 bis 2018.

Mio. Euro	2014-2015	2015-2016	2016-2017	2017-2018
EEG-Kosten des Vorjahres	380,0	563,9	529,2	589,0
Änderung EEG-Umlage	-3,9	11,5	16,9	-10,3
Änderung nicht EEG-Umlagebezogener Begrenzungshöhen		-14,3	57,7	1,7
Änderung priv. Strommenge inkl. Selbstbehalt	-1,4	0,0	-17,5	21,6
Änderung Mengenanteile Begrenzungsstruktur	189,2	-31,9	2,7	7,1
EEG-Kosten des Folgejahres	563,9	529,2	589,0	609,0
Änderung gesamt	183,9	-34,7	59,8	20,0

Datengrundlage: Angaben des BMWi/BAFA (Stand 23. Juli 2018). Quelle: Prognos AG, Boos Hummel & Wegerich 2019.

samt privilegierte Strommenge von rd. 111 TWh bewegt sich leicht über dem Niveau der Vorjahre (seit 2014). Wertet man die Entwicklung der Strommenge nach Wirtschaftszweigen aus, sind im Zeitraum 2014 bis 2018 bei den Schienenbahnen die Strommengen um 18 % gewachsen. Etwa gleichauf dazu lag der Zuwachs in der Kokerei und Mineralölverarbeitung (+ 18 %), gefolgt von der Produktion von Holz-, Flecht-, Korb- und Korkwaren (+ 13 %). Auch bei den dominierenden Branchen Metallerzeugung und -bearbeitung (+ 8 %) und chemische Industrie (+ 6 %) zeigte sich eine überdurchschnittliche Zunahme. Rückläufig entwickelte sich die privilegierte Strommenge insbesondere in den Branchen, in denen ohnehin relativ geringe Strommengen privilegiert werden, wie in der Herstellung von Datenverarbeitungsgeräten, elektronischen und optischen Erzeugnissen (- 33 %) oder die Herstellung von Me-

tallerzeugnissen (- 23 %) und in der Glas-/Keramikindustrie (- 6 %). (s. u. Annex 8).⁵⁴

Abschließend ist festzustellen, dass die Umstrukturierung der Begrenzungstatbestände zu einer größeren Beteiligung der privilegierten Unternehmen an der EEG-Umlage führte, während die Zahl der Antragsteller in etwa auf gleichem Niveau verharrte. Die Ausgestaltung der Begrenzungsalternativen des § 64 EEG 2017 resultiert für einen Großteil der privilegierten Unternehmen in einer Entkopplung ihrer EEG-Kosten von der absoluten Höhe des jeweils geltenden EEG-Umlagesatzes. Zudem hat insbesondere die Absenkung der Zugangsschwelle auf 2 GW in § 65 EEG 2017 – mit Ausnahme des Schienenpersonenfernverkehrs – zu einem verstärkten intramodalen Wettbewerb geführt.

⁵⁴ Nach einer Mittelfristprognose für 2018-2022 kann sich die privilegierte Strommenge um schätzungsweise 3,93 TWh erhöhen infolge der Anpassung des Begrenzungsfalls in § 64 Abs. 2 Nr. 2 b) EEG 2017.

Eigenversorgung

Seit Inkrafttreten des EEG 2014 ist der Letztverbraucher für die Eigenversorgung grundsätzlich EEG-umlagebelastet (§ 61 Abs. 1 EEG 2014, strenger im EEG 2017). Dahinter steht ein Solidaritätsgedanke, nach dem die EEG-Umlage auf möglichst viele Schultern verteilt werden soll. Aus Bestandsschutzgründen sind Strommengen aus Bestands- und Altbestandsanlagen in der Eigenerzeugung⁵⁵ weiterhin nicht EEG-umlagebelastet, §§ 61e, 61f EEG 2017. Hinsichtlich der Ausgestaltung von Geschäftsmodellen in der Praxis ist daher entscheidend, ob es sich um eine Bestandsanlage (§ 61 Abs. 3 EEG 2014/ §§ 61e, 61f EEG 2017 – Eigenerzeugung vgl. § 61e Abs. 2 Nr. 1 a) EEG 2017), oder eine Anlage handelt, die die Erzeugung nach dem Stichtag des 31. Juli 2014 aufgenommen hat – Eigenversorgung nach § 3 Nr. 19 EEG 2017.

Zentrale Voraussetzungen des Letztverbrauchs für die **Eigenversorgung** ist die Identität der (juristischen) Person, die den Strom aus ortsfesten erneuerbaren (§ 61b EEG 2017)⁵⁶ oder hocheffizienten KWK-Anlagen (§§ 61c, 61d EEG 2017) erzeugt, mit der Person, die den Strom verbraucht (§ 61b i. V. m. § 3 Nr. 19 EEG 2017). Für hocheffiziente KWK-Anlagen, die ausschließlich Strom auf Basis von gasförmigen Brennstoffen erzeugen, gilt §§ 61c und 61d EEG 2017. Im Grundsatz darf bis zu einer elektrischen Leistung von 1 MW und über 10 MW weiterhin eine verringerte EEG-Umlage von 40 % auf die Stromeigenversorgungsmengen beansprucht werden (§ 61c Abs. 1 EEG 2017). Abhängig vom Datum der erstmaligen Eigenversorgung gilt die Verringerung nach § 61d EEG 2017, nur noch für die ersten 3.500 Vollbenutzungsstunden der Eigenversorgung. Für das Segment von 1 MW bis 10 MW entfällt die Privilegierung nach § 61c Abs. 1 EEG 2017 sogar vollständig, soweit die KWK-Anlage in einem Kalenderjahr eine Auslastung von mehr als 3.500 Vollbenutzungsstunden zur Eigenversorgung aufweist. Für strom-

kostenintensive Unternehmen gibt es nach § 61c Abs. 3 EEG 2017 eine Ausnahme. Unternehmen, die einer Branche der Liste 1 der Anlage 4 zum EEG 2017 gehören und eine KWK-Anlage betreiben, gilt die auf 40 % reduzierte EEG-Umlage ohne die Vollbenutzungsstundengrenze.

In § 61h EEG 2017 werden erstmals Ausnahmen vom Erfordernis der Personenidentität geregelt. Die Ausnahme gilt jedoch nur, wenn insbesondere durch einen Erbfall oder durch eine Rechtsnachfolge der Letztverbraucher, der die Anlage heute betreibt, nicht mehr personenidentisch ist mit der Person, die die Anlage ursprünglich in Betrieb genommen hat, die Anlage (mit Blick auf den Stichtag s. o.) aber dennoch weiter als Bestandsanlage gilt. Als weitere Voraussetzung müssen Erzeugung und Verbrauch zeitgleich und im unmittelbaren räumlichen Zusammenhang ohne Nutzung des allgemeinen Stromnetzes stattfinden. Die Gewährung der Privilegierung hängt außerdem von Nachweis- und Meldepflichten ab.

Ein vollständiges Entfallen der EEG-Umlage betrifft somit nur wenige Sonderfälle, § 61a EEG 2017. Besonders praxisrelevant dürften der Kraftwerkseigenverbrauch⁵⁷ und die im Verhältnis dazu gering ausfallende Eigenversorgung unterhalb der Bagatellgrenze (10 kW-Anlagen für bis zu 10 MWh p. a.) sein (vgl. Seite 45).

In Konzepten, die auf der **Eigenerzeugungskontellation** beruhen, können Strommengen nur EEG-umlageprivilegiert werden, wenn es sich insbesondere um Anlagen handelt, die den Anforderungen der umlagefreien Eigenerzeugung aus dem EEG 2012 zu einem bestimmten Zeitpunkt (insbesondere vor dem 1. August 2014 oder vor dem 1. Januar 2011) genügen. Die Personenidentität von Erzeuger und Verbraucher ist hier ebenfalls vorausgesetzt.

55 Im EEG 2017 gilt das Privileg nunmehr zeitlich eingeschränkt bis zur Modernisierung fort.

56 Im Frühjahr 2018 wurde zwischen der EU Kommission und Deutschland Einvernehmen über die Gestaltung und Fortführung der Reduzierung der EEG-Umlage für Eigenversorgung unter Nutzung neuer KWK-Anlagen erzielt. Die Einigung wurde durch das Energiesammelgesetz vom 17. Dezember 2018 in das EEG überführt.

57 Insbesondere relevant für Neben- und Hilfsanlagen einer Stromerzeugungsanlage, z. B. solche für die Wasseraufbereitung, Dampferzeugerwasserspeisung, Frischluftzufuhr, Brennstoffversorgung, kraftwerksinterne Brennstoffvorbereitung, Abgasreinigung oder Rauchgasreinigung.

Tabelle 32: Strommengen in der Eigenversorgung 2014 bis 2017.

Eigenversorgung in TWh	2014	2015	2016	2017
erneuerbare Energien (erfasste Anlagen)	3,0	3,6	3,7	4,2
Kondensationskraftwerke und KWK-Anlagen im Kondensationsbetrieb	9,4	10,2	11,7	11,7
Anlagen mit Kraft-Wärme-Kopplung	31,0	34,3	36,9	38,6
Allgemeine Versorgung	1,4	1,3	1,5	1,5
Industrielle Kraftwirtschaft ab 1 MW	25,0	27,8	29,6	31,2
BHKW unter 1 MW	3,9	4,3	4,9	5,0
Nicht erfasste biogene Anlagen	0,8	0,9	0,9	0,9
Summe Eigenversorgung bottom-up	43,4	48,1	52,3	54,5

Datengrundlage: Öko-Institut e.V. 2014; Statistisches Bundesamt 2014-2017, BNetzA Register (12/2017). Quelle: Prognos AG, Boos Hummel & Wegerich 2019.

Die in der Eigenversorgung letztverbrauchten **Strommengen** werden statistisch nicht erfasst und können nur näherungsweise sekundärstatistisch abgeleitet werden. Sie beliefen sich im Jahr 2017 (nach dem Bottom-up-Verfahren berechnet) in der Summe näherungsweise und vorläufig auf **54,5 TWh**.⁵⁸ *Tabelle 32* stellt die Strommengen im Zeitverlauf 2014 bis 2017 dar. Seit 2014 haben sie insbesondere in der Industrie zugenommen, wobei die Mittelfristprognose darauf hindeutet, dass sich dieser Trend fortsetzen kann.

Die **Verteilung der Strommengen** auf die jeweiligen Eigenversorger beruht wesentlich auf Wirtschaftlichkeitserwägungen. Die **Wirtschaftlichkeit der Eigenversorgung** lässt sich bei den EEG-förderfähigen EE-Strommengen unter Berücksichtigung der Stromgestehungskosten, der Höhe des EEG-Zahlungsanspruchs und der Kostenersparnis aus dem vermiedenen Netzstrombezug durch die Eigenversorgung bewerten. Im Allgemeinen lässt sich feststellen: Je höher der Netzstrombezugspreis und je niedriger die der Degression unterliegende EEG-Förderzahlung ist, desto wirtschaftlich attraktiver wird die Eigenversorgung. Exemplarisch wird hier auf die Eigenversorgung aus Solaranlagen eingegangen, bei der die Eigenversorgungsoptimierung eine große Rolle spielt. Sie ermöglicht im kleinsten Anlagensegment den wirtschaftlichen Betrieb und steigert in den übrigen Anlagensegmenten teilweise enorm

die interne Verzinsung (vgl. Seite 45). Dies gilt nicht nur für Verbrauchsgruppen, die Netzstrom zum Haushaltskundenstrompreis von im Mittel gut 30,22 ct/kWh (2019) beziehen (BDEW 2019). Letztverbraucher mit etwas günstigeren Strombezugspreisen (kleinere Industrie und Gewerbe) installieren Anlagen mit mehr Nennleistung, für deren Strom sie die EEG-Förderung in relativ geringer Höhe beanspruchen können. Allein für die besonders stromkostenintensiven Unternehmen rentiert sich die Eigenversorgung über besonders große Solaranlagen regelmäßig nicht auf diese Art, da ihr Netzstrombezugspreis durch eine Vielzahl von Privilegierungen unter den Stromgestehungskosten liegt. Dies ist ein Faktor, weshalb auch unter Berücksichtigung der anderen EE-Sparten, wie z. B. Deponie-, Klär- und Grubengas, der Anteil der EE-Strommengen in der Eigenversorgung mit insgesamt 4,2 TWh (2017) vergleichsweise gering ist.

In der Industrie kommen stattdessen meist KWK-Anlagen zum Einsatz, die Strom und Wärme flexibel bereitstellen und für die Produktionsprozesse optimiert werden. Lediglich unter den größeren industriellen Anlagen finden sich auch reine Kondensationskraftwerke und KWK-Anlagen, die zeitweise ohne Wärmeauskopplung im reinen Kondensationsbetrieb gefahren werden. Diese **ungekoppelte Stromerzeugung** zur Eigenversorgung wird mit einer Gesamtmenge von rd. 11,7 TWh insbesondere

58 Die Mittelfristprognose geht von 64,2 TWh für 2017 aus.

Tabelle 33: KWK-Eigenversorgung 2014-2017 nach Daten des Öko-Instituts.

Anteile der Eigenerzeugung		2012	2014	2015	2016	2017
Allgemeine Versorgung		3 %	3 %	3 %	3 %	3 %
Industrielle Kraftwirtschaft		84 %	84 %	84 %	84 %	84 %
BHKW unter 1 MW elektrischer Leistung		60 %	60 %	60 %	60 %	60 %
Nicht erfasste biogene Anlagen		5 %	5 %	5 %	5 %	5 %

Erzeugung	Stromerzeugung insgesamt					Davon Eigenerzeugung				
	2012	2014	2015	2016*	2017	2012	2014	2015	2016*	2017*
in KWK in TWh,	93,5	91,9	99,1	108,2	112,5	28,6	30,8	34,2	36,7	38,6
davon amtlich erfasst in	77,0	70,8	75,9	83,7	86,8	25,3	26,2	29,1	31,1	32,7
Allgemeine Versorgung	48,8	41,1	42,8	48,4	49,7	1,5	1,2	1,3	1,5	1,5
Industrielle Kraftwirtschaft	28,2	29,7	33,1	35,3	37,1	23,8	25,0	27,8	29,6	31,2
davon nicht amtlich erfasst, da	16,5	21,2	23,2	24,6	25,7	3,3	4,6	5,1	5,6	5,9
BHKW unter 1 MW*	4,5	6,5	7,2	8,0	8,4	2,7	3,9	4,3	4,8	5,0
Nicht erfasste biogene Anlagen*	12,0	14,7	16,0	16,6	17,3	0,6	0,7	0,8	0,8	0,9

* Daten des Öko-Instituts aus aktuellen Berechnungen zum KWK-Monitoring im Auftrag des BMWi.

Datengrundlage: Öko-Institut e.V. 2014, 2019; Statistisches Bundesamt 2014-2017. Quelle: Prognos AG, Boos Hummel & Wegerich 2019.

in der energieintensiven Industrie betrieben. Hier hat die Nutzung von Kuppelgasen eine lange Tradition, insbesondere in der Metallherzeugung (Hochofengas, Kokereigas). Destillations- und Konversionsrückstände sowie energiereiche Reststoffe werden häufig in Kraftwerken der Mineralölverarbeitung und Chemischen Industrie eingesetzt. Diese Eigenversorgung über die energetische Nutzung von Reststoffen und anderweitig nicht gleichwertig einsetzbaren Kuppelprodukten ist in der Regel wirtschaftlich.

Auf Anlagen mit **Kraft-Wärme-Kopplung** und einer elektrischen Leistung von mehr als 1 MW entfielen im Jahr 2017 insgesamt schätzungsweise **38,6 TWh** für die Eigenversorgung. Seit 2014 sind diese Strommengen damit um knapp ein Viertel (rd. 25 %) gestiegen. Der wirtschaftliche Anreiz für diese Betriebskonzepte ergibt sich einerseits aus dem (teilweisen) Entfallen der seit 2012 insgesamt quasi durchgehend steigenden staatlich veranlassten Strompreis-

bestandteile (Netzentgelte, EEG-Umlage etc.), die insbesondere beim Netzstrombezug erheblich ins Gewicht fallen. Andererseits steigert die Nutzung der gekoppelt erzeugten Wärme die Wirtschaftlichkeit. Der für die Eigenversorgung genutzte Anteil an der Gesamtstromerzeugung der KWK-Anlagen in den verschiedenen Einsatzbereichen variiert Studien des Öko-Instituts zufolge zwischen 3 und 84 % (*Tabelle 33*). Diese Anteile beziehen sich auf die jeweilige Gesamtstromerzeugung. Die niedrigen Werte für die allgemeine Versorgung und die nicht erfassten biogenen Anlagen erklären sich durch die geringe Fallzahl der Eigenversorgungskonzepte bezogen auf die Gesamtzahl der Betriebskonzepte. In Eigenversorgungskonzepten werden grundsätzlich hohe Eigenversorgungsquoten angestrebt. Die hohen Eigenversorgungsanteile in der Industrie können darauf hindeuten, dass der Kapazitätzubau im betrachteten Zeitraum schwerpunktmäßig zum Zweck der Eigenversorgung stattfand.

Tabelle 34: Abschätzung des maximalen Effekts der Eigenversorgung auf die EEG-Umlage 2014-2018.

	2014	2015	2016	2017	2018
Berechnungsgrundlage EEG-Umlage					
a) Für Berechnung der EEG-Umlage von den ÜNB im Vorjahr angesetzt nichtprivilegiierter Letztverbrauch [TWh]	377,9	353,6	360,0	348,5	350,1
b) Für die EEG-Umlage im Vorjahr von den ÜNB angesetzte Differenzkosten [Euro]	23.579	21.822	22.877	23.978	23.781
c) Für das betreffende Jahr in den jeweiligen Mittelfristprognosen ermittelter umlagebefreiter Eigenverbrauch [TWh]	47,1*	59,5**	51,3***	63,2****	64,2****
EEG-Umlage für das betreffende Jahr [ct/kWh] = b/a	6,240	6,170	6,354	6,880	6,792
Theoretische Maximaleffekte der Eigenversorgung auf die jeweilige EEG-Umlage					
Bei Belastung des Eigenverbrauchs mit 100 % der EEG-Umlage:					
Minimale EEG-Umlage [ct/kWh] = b/(a+c) °	5,55	5,28	5,56	5,82	5,74
Maximale Erhöhung EEG-Umlage [ct/kWh] °	0,69	0,89	0,79	1,06	1,05
Bei Belastung des Eigenverbrauchs mit 40 % der EEG-Umlage:					
Minimale EEG-Umlage [ct/kWh] = b/(a+0,4.c) °	5,94	5,78	6,01	6,41	6,33
Maximale Erhöhung EEG-Umlage [ct/kWh] °	0,30	0,39	0,34	0,47	0,46

° Unter der Annahme, dass der Eigenverbrauch nicht unter die Regelungen der BesAR fällt

* Energy Brainpool 10/2013, Prognose für 2014. ** Prognos AG 2014; Letztverbrauch 2019. *** Fraunhofer ISI 2015, Mittelfristprognosen 2016-2020. **** Prognos AG, 2016, Letztverbrauch 2021.

Datengrundlage: Quelle: Mittelfristprognosen, ÜNB: Prognose der EEG-Umlage 2014-2018. Quelle: Prognos AG, Boos Hummel & Wegerich 2019.

Da es sich auch im Jahr 2017 (noch) meist um Bestandsanlagen (§§ 61e, 61f EEG 2017) und wenige Anlagen mit einer Kapazität unterhalb der Bagatellgrenze von 10 kW (§ 61a Nr. 4 EEG 2017) handelt, sind die meisten Eigenversorgungsstrommengen letztlich EEG-umlagefrei.

Die Auswirkung der EEG-Umlageprivilegien der Eigenversorgung für die nicht umlageprivilegierten Letztverbraucher ist unter Berücksichtigung der unterschiedlichen Letztverbrauchergruppen und der unterschiedlichen Höhe der Entlastung (100 oder 60 %-Entlastung, besonders in Kombination mit der besonderen Ausgleichsregelung) schwer zu beziffern. Eine Angabe ist eher näherungsweise als Effekt und ohne Berücksichtigung der besonderen Ausgleichsregelung möglich. Würde man alle privilegierten Letztverbraucher in der Eigenversorgung rechnerisch um 40 oder 100 % mit der EEG-Umlage belasten, ergäbe sich für 2018 ein EEG-umlagebezogener Entlastungseffekt für die nicht privilegier-

ten Letztverbraucher in Höhe von 0,46 ct/kWh bzw. 1,05 ct/kWh. Es handelt sich allerdings um theoretische Maximalwerte, die in *Tabelle 34* dargestellt werden.

Zusammenfassend ist festzustellen, dass der Umfang der Eigenversorgung seit 2014 kontinuierlich zunahm. Es ist anzunehmen, dass diese Entwicklung sich weiter fortsetzt. Je höher die Netzstrombezugskosten, desto attraktiver ist die Integration der Eigenversorgung aus einer EE-Anlage in das Betriebskonzept. In der Industrie hat die Eigenversorgung einen hohen Stellenwert und eine lange Tradition zur Minimierung der Energiekosten. Die differenzierte Betrachtung und schließlich Quantifizierung der Auswirkungen der Eigenversorgungsprivilegien auf die nichtprivilegierten Letztverbraucher ist derzeit mit großen Unsicherheiten behaftet. Der Aufbau einer Datenbank könnte hier Abhilfe schaffen.

Handlungsempfehlungen





Im Folgenden werden konkrete Handlungsempfehlungen aus den jeweiligen Endberichten der Teilvorhaben basierend auf deren Analysen und Schlussfolgerungen sowie den festgestellten we-

sentlichen Hemmnissen für die weitere Entwicklung der erneuerbaren Energien zusammengefasst wiedergegeben.

Solare Strahlungsenergie

52 GW-Deckel

Unter Fortschreibung des Zubauniveaus aus dem Jahr 2018 sowie wahrscheinlichen Vorzieheffekten angesichts des drohenden Förderendes dürfte der 52 GW-Deckel noch im Jahr 2020 erreicht werden. Szenariobetrachtungen deuten darauf hin, dass bei Erreichen des 52 GW-Deckels – selbst mit einem erweiterten Eigenversorgungsbegriff einschließlich Direktversorgung – mit einem Zubauvolumen in der Größenordnung von lediglich 1 GW außerhalb der Ausschreibungen zu rechnen ist. Angesichts des Ziels, bis zum Jahr 2030 65 % Strom aus erneuerbaren Energien bereitzustellen und dem zur Umsetzung dieses Ziels notwendigen höheren Zubaus an solarer Strahlungsenergie ist neben einem verstetigten, höheren jährlichen Ausschreibungsvolumen ein erheblicher weiterer Zubau außerhalb der Ausschreibungen notwendig. Ohne eine Förderung des Dachanlagensegments, die über die Eigenverbrauchsprivilegien hinausgeht, wird dieser mit hoher Wahrscheinlichkeit nicht erreicht. Es wird daher empfohlen, den 52 GW-Deckel zu streichen.

Direktvermarktungspflicht für Anlagen ab 100 kW

Die Inanspruchnahme der Ausfallvergütung zur Umgehung der Direktvermarktungspflicht scheint derzeit eher gering zu sein, lässt sich jedoch nicht exakt beziffern. Die sukzessive Installation bzw. Inbetriebnahme von 100 kW-Abschnitten erleichtert die vollständige Belegung auch größerer Dachflächen für den Fall, dass Anlagenbetreiber den eingespeisten Strom nicht direkt vermarkten wollen. Aus Sicht des Gesetzgebers ist abzuwägen, ob der

Marktintegration von Solarstrom Vorrang einzuräumen ist und die Regelung zur Anlagenzusammenfassung schärfer gefasst wird. Eine mögliche Folge einer Verschärfung könnte jedoch sein, dass in diesem Fall die 100 kW-Schwelle wesentlich stärker markthemmend wirkt, weil viele Anlagen nur auf maximal 100 kW ausgelegt werden, selbst wenn die Dachfläche eine größere Anlage erlauben würde. Dem gegenüber steht eine Tolerierung der bisherigen Praxis, womit im Hinblick auf die Ausschöpfung von Dachflächen ein insgesamt höherer Zubau von Solaranlagen zu erwarten ist.

Ausschreibungen

Die zweijährige Realisierungsfrist erlaubt derzeit lediglich erste Aussagen und Empfehlungen. Eine kontinuierliche Analyse der realisierten Anlagen nach Ablauf der Realisierungsfrist ist deshalb unerlässlich.

Es wird empfohlen, die **finanziellen und materiellen Qualifikationsanforderungen** unverändert fortzuführen und die Realisierungsraten weiterhin zeitnah zu analysieren: Für die ersten sechs Ausschreibungsrunden ist eine hohe Realisierungsrate von insgesamt 96 % (leistungsgewichtet) zu verzeichnen. Vieles deutet darauf hin, dass neben Modulpreissenkungen auch die Möglichkeit zur Übertragung von Zuschlägen auf andere Flächen dazu beigetragen hat. Davon abgesehen bestehen derzeit keine Anhaltspunkte, dass die finanziellen und materiellen Qualifikationsanforderungen sich negativ auf die Realisierungsrate ausgewirkt haben.



Weiterhin sollte angesichts der bisherigen und auch weiterhin zu erwartenden Fortschritte bei der Flächeneffizienz, den geringen Kosten sowie ambitionierter EE-Ausbauziele auf die Anrechnung der ausschreibungsfreien Freiflächenanlagen auf die Ausschreibungsvolumina verzichtet werden.

Flächenkulisse moderat erweitern: Als ökologisch verträgliche Maßnahmen bietet sich eine Ausweitung der 110 m-Seitenrandstreifen auf 220 m samt Möglichkeiten zur Arrondierung im Bereich bis 500 m ebenso an wie die Streichung der 10 MW-Obergrenze für Anlagen auf Konversionsflächen (und damit die Gleichstellung mit Anlagen auf sonstigen baulichen Anlagen). Weitere erhebliche Potenziale könnten über eine bundesweite Freigabe von Flächen in benachteiligten Gebieten oder die Nutzungsmöglichkeit von landwirtschaftlichen Flächen, die im jeweiligen Bundesland als unterdurchschnittlich eingestuft werden, erschlossen werden.

Es könnte eine **Auffangbestimmung zu benachteiligten Gebieten** in das EEG aufgenommen werden: Zum 1. Januar 2019 gilt in den Bundesländern eine neue agrarpolitische Förderkulisse der benachteiligten Gebiete für die Ausgleichsabgabe. Im EEG wird noch auf die Vorversion Bezug genommen, um Planungssicherheit zu gewährleisten. Es könnte dem Bundesland, das über eine Verordnung die Nutzung der Acker- und Grünlandflächen in benachteiligten Gebieten öffnet, auch in diesem Rahmen überlassen werden, „seine“ neue Gebietskulisse zu Grunde zu legen. So würde das EEG selbst aus der unmittelbaren Regelungspflicht entlassen.

Die **Umweltwirkungen** sollten in den weiteren Ausschreibungsrunden aufmerksam verfolgt werden. Angesichts der großen Flächenkapazitäten auf Ackerland sollte das Grünland aus dem Kanon der Flächenkategorien des § 37 Abs. 1 EEG 2017 gestrichen werden: Wegen der starken Grünlandverluste infolge intensiver Landwirtschaft ist die Öffnung des Grünlandes als zulässiges Flächenkriterium gerade in den benachteiligten Gebieten ein naturschutzpolitisch negatives Signal. Der Schutz und Erhalt des Grünlandes ist ein herausragendes naturschutzpolitisches Ziel, so dass die Bebauung und damit Veränderung von artenreichen und extensiv genutzten Grünländereien, wie sie gerade in den agrarstrukturell benachteiligten Berggebieten stark vertreten sind, verhindert werden sollte. Bislang wurde diese Flächenkategorie in den Ausschreibungen mit insgesamt sechs Zuschlägen und einer Leistung von rd. 40 MW (von 15 zugelassenen Geboten mit 74 MW) im Vergleich zu den Ackerflächen noch nicht übermäßig stark in Anspruch genommen.

Um **Potenziale im Dachanlagensegment über 750 kW** zu mobilisieren, bietet sich ein eigenes Ausschreibungssystem für die betroffenen Anlagen an: Im Falle einer Einführung eines separaten Ausschreibungssystems für Dachanlagen über 750 kW kommt die Möglichkeit einer Trennung in Eigenversorgungsausschreibungen und Volleinspeiseausschreibungen in Betracht.

Wind an Land

Sektorziel für Wind an Land neu setzen

Das Sektorenziel für zukünftige Ausschreibungsmengen sollte auch den real zu erwartenden Rückbau (nach ersten Abschätzungen wird dieser voraussichtlich bei etwa 2.200 MW liegen) ausreichend berücksichtigen. Entsprechend müsste bis 2030 ein höherer Ausbaupfad als bisher festgelegt werden. Die langfristige Festlegung ausreichender Ausschreibungsmengen erhöht die Planungssicherheit der Branche und kann in Verbindung mit den zuletzt wieder gestiegenen Zuschlagswerten, die durch die Einschränkung der Ausnahmen für die Bürgerwindenergie nun wieder erreicht wurden, neue Planungsaktivitäten anreizen. Um die festgelegten Mengen langfristig auch tatsächlich zu erreichen, sollte die bereits in § 28 EEG 2017 aufgenommene Regelung, dass in den Kalenderjahren 2019 bis 2021 jährlich nicht bezuschlagte Volumen auf das Ausschreibungsvolumen des jeweils dritten darauffolgenden Kalenderjahrs zu übertragen, entfristet werden.

Rahmenbedingungen für Flächenverfügbarkeit verbessern

Damit zukünftige Ausschreibungsrunden nicht unterzeichnet sind, müssen ausreichend planungsrechtlich abgesicherte Flächen für Windenergieanlagen zu Verfügung stehen. Die Außenbereichsprivilegierung für Windkraft sollte beibehalten und die Länderöffnungsklausel nicht wieder aufgegriffen werden. Der Bund sollte sich mit den Ländern so abstimmen, dass sichergestellt wird, dass die auf Bundesebene festgelegten Ziele sich auch in den Landes- und Regionalplanungen wiederfinden. Die Rechtsicherheit von Regional- und Flächennutzungsplänen als zentrales Steuerungsinstrument ist zu stärken. Hierfür sollte die Arbeit der „Plattform Genehmigungssituation“ der Fachagentur genutzt werden. Um die Verfahren zu straffen und schneller Rechtssicherheit zu erlangen, könnte bspw. eine Orientierung an den im NABeG für vorrangige Maßnahmen des Netzausbaus angewendeten Regelungen geprüft werden (BWE; Bundesverband WindEnergie 2019), nach denen z. B. die Klagefrist

einen Monat nach Planfeststellungsbeschluss abläuft und eine Klage keine aufschiebende Wirkung hat.

Abstandsvorgaben und Höhenbegrenzungen

Pauschale Abstandsregelungen und zu restriktive Höhenbegrenzungen von Windenergieanlagen würden zu erheblichen Reduktionen der für die Windenergienutzung zur Verfügung stehenden Flächen führen und eine lokale Abwägung verhindern. Zudem betrifft dies unmittelbar die Erstellung von Regional- und Flächennutzungsplänen, indem es die Flächenauswahl stark begrenzt.

Dies könnte zu erhöhten Planungskosten und -zeiten auf Seiten der Regionalplanung sowie der weiteren betroffenen Akteure führen.

In der Diskussion um mögliche Höhenbegrenzungen sollte darauf geachtet werden, dass es nicht zu technologischen Rückschritten kommt (d. h. keine Festlegung unterhalb des status quo der Anlagentechnologie – bspw. lagen im Zubau 2018 bereits 75 % der Anlagen im Bereich von 200 bis 240 m Gesamthöhe) und Kostensenkungspotenziale weiter erfolgreich erschlossen werden können. Zudem sollten diesbezüglich unterschiedliche Regelungen in den Bundesländern vermieden werden, da dies insbesondere in Bundesländern mit weniger windhöffigen Bedingungen zu Wettbewerbsnachteilen führt. Insgesamt gilt es demnach, die Interessen aller Beteiligten angemessen zu berücksichtigen und den Spielraum für Einzelfallabwägungen zu erhalten.

Regionale Verteilung von Windenergieanlagen

Auswertungen im Rahmen des Vorhabens haben gezeigt, dass ein Teil der bereits heute genutzten Standortpotenziale aus dem Differenzierungsbereich des Referenzertragsmodells fällt. Die hieraus erwachsenden Wettbewerbsnachteile betreffen vor allem Projekte in Süddeutschland. Eine weitere Absenkung der Differenzierungsgrenze könnte die



Wettbewerbsposition der betroffenen Vorhaben stärken. Gleiches gilt für die bereits im Koalitionsvertrag angedachte Mindestquote für Projekte südlich des Netzengpasses. In beiden Fällen gilt es dabei zu berücksichtigen, dass länderspezifische Rahmenbedingungen wie Flächenausweisungen oder Abstandsregelungen die Projektentwicklung in erheblichem Umfang mit beeinflussen. Die regionale Verteilung von Windenergieanlagen ist zu beobachten und bei Bedarf zusätzlich zu adressieren.

Referenzertragsmodell

Das Referenzertragsmodell als ein elementarer Baustein der Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land ist mit unmittelbaren Auswirkungen auf die Wettbewerbsposition einzelner Bieter sowie ganzer Regionen verbunden. Eine zeitnahe und sachgerechte Evaluierung bis hin zur Weiterentwicklung des Instruments wird durch fehlende Meldepflichten deutlich erschwert. Daher empfiehlt es sich, den Katalog der verpflichtenden Angaben für die Registrierung von Genehmigungen im Marktstammdatenregister um Angaben zur erwarteten Standortgüte zu ergänzen. Die Angaben sind erforderlich, um ausgehend von den Zuschlagswerten die Vergütung (anzulegende Werte) zu bestimmen und um die Wirkung und Angemessenheit der Korrekturfaktoren bewerten zu können.

Bürgerenergie-Regelungen

Mit der weitgehenden Aussetzung der Bürgerenergie-Regelungen bis Juli 2020 ist eine zentrale Schwachstelle des Ausschreibungsdesigns vorerst geheilt. Im Sinne der Planungssicherheit ist die Bundesregierung nun aufgefordert, zeitnah den Fortbestand der Regelungen zu klären. Hierzu empfiehlt sich ein zweistufiges Vorgehen: Im Rahmen einer Sofortmaßnahme sollten die Befristung aufgehoben und die vorgenommenen Einschränkungen bis auf weiteres als generelle Bedingung festgelegt werden. Parallel sollte eine ergebnisoffene und wissenschaftlich unterstützte Diskussion über alternative Fördermöglichkeiten für Bürgerprojekte angestoßen werden. Dazu erscheint eine Konkretisierung des bisher eher allgemein formulierten Ziels des Erhalts der Akteursvielfalt, geboten.

Beschränkungen für Pilotwindenergieanlagen

Die Ausnahmen für Pilotwindenergieanlagen an Land erleichtern den Betrieb von Prototypen und unterstützen die Innovationskraft der Branche. Handlungsbedarf ergibt sich hinsichtlich der Leistungsbeschränkung auf 6 MW, da Windenergieanlagen auf See diese Grenze bereits heute überschreiten und auch der Test dieser Anlagen regelmäßig zunächst an Land erfolgt. Aufgrund der unterschiedlichen Nennleistungsbereiche, in denen sich On- und Offshore-Prototypen derzeit in der Regel bewegen, wird empfohlen, das Kontingent für an Land zu errichtende Prototypen differenziert nach Windenergieanlagentypen für den Einsatz an Land und auf See auszuweisen, um so eine angemessene Anzahl von Prototypen beider Einsatzarten zu ermöglichen. Die Meldung der Prototypen erst bei Inbetriebnahme und entsprechend hieran ausgerichteter Mengenkontrollen wird kritisch gesehen, da dies insbesondere die Finanzierung von Pilotwindenergieanlagen erschwert. Es empfiehlt sich daher eine Meldung bereits mit der Genehmigungserteilung vorzusehen und diese, ähnlich der Regelung bei regulären Projekten, mit einer 24-monatigen Umsetzungsfrist zu verbinden.

Alternativen zu § 51 EEG 2017 schaffen

Der § 51 EEG 2017 stellt Betreiber vor finanzielle Risiken, die sie selbst nur eingeschränkt beherrschen können (keine „effizienten“ Risiken). Insbesondere im Hinblick auf die Finanzierung von Windenergieprojekten könnte die Regelung zukünftig zu einem relevanten Hemmnis für den weiteren Zubau werden. Aller Voraussicht nach werden die damit verbundenen Risiken für Betreiber in Zukunft weiter steigen. Es empfiehlt sich daher, weitreichendere Maßnahmen bzw. Alternativen zu § 51 EEG 2017 zur Umgestaltung des Strommarkts zu schaffen, so dass Flexibilitäten angereizt und negative Preise vermieden werden.

Wahlfreiheit für Betreiber bei der bedarfsgerechten Nachtkennzeichnung (BNK)

Bei der Auswahl des BNK-Systems sollte dem Betreiber eine Wahlfreiheit ermöglicht werden. Es empfiehlt sich, die Formulierung des Gesetzes anzupassen, um eine Technologieoffenheit zu ge-



währleisten. Zurzeit werden die gesetzlichen Bestimmungen bereits allein durch den Einbau eines BNK-Systems erfüllt. Erfolgt die für einen Betrieb notwendige Änderung der Allgemeinen Verwaltungsvorschrift zur Kennzeichnung von Luftfahrt-Hindernissen (AVV) nicht, würde sich an der Befeuersituation gegenüber heute letztlich nichts verändern. Zu beachten ist auch, dass die Frist für Bestandsanlagen kaum einzuhalten ist und daher zeitlich nach hinten verschoben werden sollte.

Neue Abwägung zwischen Anwohnerschutz, Naturschutz und Klimaschutz

Es erscheint notwendig, eine neue und wissenschaftlich fundierte Diskussion zur Abwägung zwischen Anwohnerschutz, Naturschutz und Klimaschutz einzuleiten. Derzeit werden sehr viele Windenergieprojekte beklagt. Die damit verbundene Rechtsunsicherheit bezüglich bereits erteilter Genehmigungen führt letztlich zu den geringen Teilnehmerzahlen in den Ausschreibungen. Die zudem diskutierten restriktiveren Pauschalvorgaben im Bereich Abstandsvorgaben und Höhenbegrenzungen sind, soweit man die gesetzten Klimaschutzziele erreichen will, wenig förderlich. Gleiches gilt für die in Genehmigungen formulierten Auflagen, da sie zu immer größeren Ertragsverlusten führen, die nicht selten Größenordnungen von bis zu 10 % vom Jahresertrag erreichen, wodurch zum einen die Wirtschaftlichkeit und damit letztlich die Umsetzung der Projekte bedroht ist.

Stärkere Anstrengungen zur Erhaltung der Akzeptanz in der Bevölkerung

Hierzu empfiehlt es sich, eine Kommunikationsoffensive zu starten und den Informationsstand der Bürger über die Energiewende, die Zusammenhän-

ge beim Netzausbau und der Strompreisbildung sowie die Notwendigkeit eines weiteren Windenergieausbaus zu verbessern. Das Vertrauen in die Umsetzung ist zu erhöhen, indem die Notwendigkeit des Ausbaus und einzelner Maßnahmen für Anwohner erkennbar und nachvollziehbar ist, so dass diese im Zweifel bereit sind, die landschaftsverändernden Einschnitte zu akzeptieren. Zudem empfiehlt es sich, die finanziellen Beteiligungsmöglichkeiten sowohl von Bürgern vor Ort als auch der Kommunen (bspw. über entsprechende Abgaben) zu erweitern. Länderspezifische Regelungen sollten hier nach Möglichkeit vermieden werden, um ggf. daraus resultierende lokale Nachteile in den Ausschreibungen auszuschließen.

Netzintegration beschleunigen

Es sollten verstärkt alle Maßnahmen ausgeschöpft werden, die zur Verfügung stehen, um vorhandene Netze zu optimieren und dort neue Technologien anzuwenden (bspw. Hochtemperaturleiterseile, Temperaturmonitoring, Phasenschiebertransformatoren sowie Online-Assistenzsysteme). Hierdurch können Redispatch-Kosten gesenkt und eine Entzerrung von Windenergiezubau und Netzerweiterung erfolgen. Parallel sollte der Netzausbau vorausschauend vorangetrieben werden, um die Notwendigkeit von Einspeisemanagement zu reduzieren. Zudem wird empfohlen, Maßnahmen zu ergreifen, durch die Strom aus Windenergie zunehmend in den betreffenden Zeiten anders genutzt oder gespeichert werden kann. Hierzu muss der Stromsektor flexibler gestaltet (bspw. Flexibilisierung der Nachfrage) und der Weg für entsprechende Geschäftsmodelle geöffnet werden. Bestehende Hemmnisse für die Sektorenkopplung sind auszuräumen.

Wind auf See

Ersatz der Progression bei Pönalen durch konstante bzw. degressive Gestaltung

In der ersten Ausschreibungsrunde im April 2017 waren drei Projekte mit Volumen von knapp 1.400 MW und einem Zuschlagssatz von jeweils 0 ct/kWh erfolgreich. In der zweiten Ausschreibungsrunde im April 2018 wurden weitere Projekte mit mehr als 400 MW Geboten von 0 ct/kWh bezuschlagt. Berechnungen verdeutlichen, dass ein Windpark ein bestimmtes Strompreisniveau benötigt, um ohne eine zusätzliche Förderung wirtschaftlich betrieben werden zu können. Ferner reagieren die tatsächlichen Einnahmen eines Projektes sehr sensitiv auf die Strompreisentwicklung. Somit besteht die Gefahr, dass mit einem absehbaren Verfehlen des notwendigen Strompreisniveaus diese Projekte nicht realisiert werden. Um dies möglichst zu verhindern, sind in solchen Fällen Sanktionen in Form von Pönalzahlungen vorgesehen. Die derzeitigen Regelungen in § 59 und § 60 WindSeeG sehen vor, dass spätestens 24 Monate vor geplanter Inbetriebnahme Nachweise über eine bestehende Finanzierung in Form von Liefer- und Kaufverträgen vorgelegt werden müssen oder 30 % der Pönale geleistet werden muss. Der Anteil der zu zahlenden Pönale für die Nicht-Realisierung eines Projektes erhöht sich progressiv im weiteren Projektverlauf. Defacto bedeutet dies, dass Investoren, die sich gegen eine Realisierung des Projektes entscheiden nur 30 % der geleisteten Sicherheitszahlung als Pönale zahlen müssen. Dies könnte angesichts der verminderten Pönalhöhe bis zwei Jahre vor Inbetriebnahme zu spekulativem Verhalten bei der Gebotsabgabe führen. Daher erscheint der Wechsel zu einer konstanten oder degressiven Gestaltung der Pönale für eine Erhöhung der Realisierungswahrscheinlichkeit geboten. Allerdings sollten dabei auch mögliche auktionstheoretische Rückwirkungen berücksichtigt werden.

Höchstwertregelung nach § 22 WindSeeG überarbeiten

Nach dem derzeitigen Stand des § 22 WindSeeG ergibt sich für die Ausschreibung voruntersuchter

Flächen ein Höchstwert von 0 ct/kWh. In den Ausschreibungsrunden der Jahre 2017 und 2018 wurden jedoch neben 0 Cent-Geboten auch mehrere Gebote mit einem positiven Gebotswert bezuschlagt, wobei die Gebotsspanne unter den bezuschlagten Geboten in der Ausschreibung in 2017 bei 6 ct/kWh und in der Ausschreibung in 2018 sogar bei 9,83 ct/kWh lag. Dies und weitere Analysen lassen vermuten, dass auch weiterhin Projekte bestehen, die einen Förderbedarf für die ökonomisch erfolgreiche Realisierung aufweisen, zumal die Investitionskosten zukünftiger Windparks von vielen Faktoren beeinflusst werden und häufig aufgrund unterschiedlicher Standortgegebenheiten nicht direkt vergleichbar sind. Nach derzeitigem Kenntnisstand besteht im zentralen Modell weiterhin die Möglichkeit, dass auch Flächen ausgeschrieben werden, auf denen 0 Cent-Gebote wirtschaftlich nicht darstellbar wären. Es ist daher empfehlenswert, die bisherige Regelung zum Höchstwert nach § 22 WindSeeG anzupassen, auch um eine andernfalls drohende erhebliche Limitierung der Zahl der Bieter entgegen zu wirken.

Einführung von Gebotskomponenten

Eine weitere Herausforderung hinsichtlich zukünftiger 0 Cent-Gebote könnte sich bei der Auswertung der Gebote ergeben. Bisher werden Gebote mit dem gleichen Gebotswert anhand der Projektgröße aufsteigend gereiht. Dies könnte zur Abgabe zahlreicher unrealistischer Mindestgebotsmengen (im 1 MW-Bereich) mit sehr kleinen Leistungen führen. Aus diesem Grund existieren Überlegungen, eine zusätzliche Zahlung (beispielsweise für den Netzanschluss) als weitere Gebotskomponente einzuführen. Tiefere Ertragsberechnungen zeigen jedoch, dass die Einnahmen sehr sensitiv auf die angenommene Strompreisentwicklung reagieren. Aufgrund der bestehenden Unsicherheit bezüglich der zukünftigen Strompreisentwicklung muss eine solche Zahlung aus betriebswirtschaftlicher Sicht kritisch bewertet werden und würde zu einer Erhöhung des Risikos für den Investor führen.

Spielraum für die Projektentwickler bei Leistungsdichte des Windparks erhalten

Für das zentrale Ausschreibungsmodell ab 2021 ist derzeit vorgesehen, dass auf einer Fläche mit festgelegter Größe eine vordefinierte Leistung ausgeschrieben und so implizit die Leistungsdichte des Windparks in MW/km² festgelegt wird. Mit zunehmender Ausnutzung der Fläche steigen die Nachlaufverluste innerhalb des Offshore-Windparks, so dass der Energieertrag pro MW installierter Leistung bei Annäherung an die theoretisch möglichen maximalen Leistungsdichten zurückgeht, dafür steigt aber der absolute Energieertrag pro Fläche. Bei einer Vergrößerung der Rotorkreisfläche und gleichbleibender Generatorleistung reduziert sich der mögliche flächenspezifische Ertrag im Vergleich zu einer leistungsgleichen WEA mit kleinerem Rotor deutlich, da der größere Rotordurchmesser mit größeren absoluten Mindestabständen zwischen den WEA des Windparks einhergeht etc. Tiefergehende Ertragssimulationen ergeben, dass kein generelles Optimum zu finden ist, sondern dass insbesondere die genaue Flächenform und die eingesetzte Turbinengeneration einen entscheidenden Einfluss haben. Für die Leistungsdichte des Windparks sollte daher auch im zentralen Ausschreibungsmodell ein gewisser Spielraum für die Projektentwickler erhalten bleiben.

Flächenentwicklungspläne: Zusammenspiel von regulatorischen Vorgaben und Technologieentwicklung bei der Netzanbindung beachten

Die Entwicklung der Netzanbindung von Offshore-Windenergie in Deutschland und die dafür vorgesehenen technischen Rahmenbedingungen werden aktuell durch den bestätigten Offshore-Netzentwicklungsplan (O-NEP), den Bundesfachplänen Offshore für die deutsche ausschließliche Wirtschaftszone der Nord- und der Ostsee (BFO-N, BFO-O) und zukünftig durch den Flächenentwicklungsplan (FEP) übergeordnet geregelt. Es existiert sowohl für AC- als auch für DC-Netzanbindungen ein vielfältiges technisches Entwicklungspotenzial, welches zu deutlich sinkenden Kosten führen kann. Welche Technologien und Konzepte sich zukünftig durchsetzen werden, hängt von ihrer Weiterentwicklung und den regionalen Gegebenheiten wie z. B. der

Lage der Offshore-Windparks sowie der Definition der Schnittstelle zwischen ÜNB und Windpark-Betreiber ab. Ziel sollte es sein, dass möglichst alle Optionen in Wettbewerb zueinander treten können. Aus diesem Grund sollte bei der weiteren Entwicklung der Flächenentwicklungspläne besonderes Augenmerk auf das Zusammenspiel zwischen regulatorischen Vorgaben und Technologieentwicklung gelegt werden. Feste Vorgaben behindern grundsätzlich den Wettbewerb zwischen neuen und bereits eingesetzten technischen Konzepten verschiedener Hersteller.

Nutzung der 66-kV-Technik auch für das Übergangsmodell prüfen

Für das Übergangsmodell sollte überprüft werden, inwieweit die technischen und rechtlichen Vorgaben zur Netzanbindung so ausgelegt werden können, dass die Nutzung der 66-kV-Technik und die potenzielle Einsparung der OSS noch möglich ist. Um eine solche Technik womöglich für das zentrale Modell nutzen zu können, wären erste Erfahrungen bereits im Übergangsmodell wünschenswert. Es sollte mit den beteiligten Unternehmen nach den Ausschreibungsrunden für das Übergangsmodell erörtert werden, inwieweit hier Lösungen möglich sind.

Durchführung eines frühes Dialogverfahrens im Rahmen der Voruntersuchungen

Im Rahmen der Anhörung bei Einleitung des Verfahrens zur Flächenvoruntersuchung beim BSH sollte es für potentielle spätere Bieter möglich sein, Vorschläge für den Umfang und Detaillierungsgrad der Voruntersuchungen für ein konkretes Gebiet einzubringen. Da die Projekte im Offshore-Windbereich sehr individuell sind und das Ergebnis der Voruntersuchung auch Auswirkungen auf Art, Umfang und Lage der Bebauung auf dem Gebiet hat, sollte hier die Expertise und Projekterfahrung möglicher Entwickler frühzeitig mit einbezogen werden. Die Erfahrungen mit einem solchen frühen Dialogverfahren in Dänemark zeigen einen positiven Effekt auf die Akteursvielfalt. Wobei sich eine ausreichend große Beteiligung an den Ausschreibungsrunden als wesentlicher Treiber für niedrige Gebote erwiesen hat.



Ähnlich wie bei der Voruntersuchung von Flächen sollte für spätere Bieter auch bei den Details der Ausschreibungsbedingungen für ein konkretes Gebiet die Möglichkeit eingeräumt werden, sich rechtzeitig vor Bekanntgabe der endgültigen Ausschreibungsbedingungen in einem geordneten Dialogverfahren

mit Änderungsvorschlägen einzubringen. Dies ist bisher im EEG 2017 noch nicht vorgesehen. Hier sei insbesondere auf die genauen Daten und Fristen zur Gebotsabgabe sowie Festlegungen zu möglichen Realisierungsfristen verwiesen.

Biomasse

Zubaukorridor für Bioenergieanlagen anpassen

Die Ausschreibungsvolumina sollten auch für die Folgejahre nach 2022 gesetzlich festgelegt werden. Rechnerisch ist bei einer Fortführung des bis 2022 (aktuell noch nicht erfolgten) festgelegten Ausschreibungsvolumens von 200 MW_{el} davon auszugehen, dass der Bestand an Biomasseanlagen in der EEG-Förderung (langfristig) abnehmen wird.

Bei der Ausgestaltung der künftigen Ausschreibungsvolumina sollten nicht nur die EE-Stromerzeugungskosten eine Rolle spielen, sondern auch der Beitrag von Biomasseanlagen zur gesicherten Leistung sowie die Netzverträglichkeit einbezogen werden. Um die Dynamik der Entwicklungen berücksichtigen zu können, ist die Festsetzung weiterer Ausschreibungsvolumina nur für die nächsten 3 bis 5 Folgejahre und eine regelmäßige Neubewertung empfehlenswert.

Erhöhung der Fördergrenze für Biogasanlagen und biomethanbetriebene BHKW

Eine Mobilisierung des vorhandenen Potenzials für eine netzverträgliche, bedarfsorientierte Stromerzeugung kann durch eine Erhöhung des aktuell geltenden Förderdeckels von 1.000 MW_{el} für Biogas- und Biomethan-KWK-Bestandsanlagen mit Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie (Anlage 3 Abschnitt I Nummer 5 zu § 50b EEG 2017) erreicht werden. Im Rahmen der qualitativen Weiterentwicklung der Flexibilitätsprämie sollte die Möglichkeit der Erhöhung der aktuellen Fördergrenze überprüft werden.

Qualitätskriterium für bedarfsorientierten Stromproduktion durch Biogasanlagen

Zur Sicherstellung einer bedarfsorientierten Stromproduktion wird empfohlen ein überprüfbares Qualitätskriterium für Biogasbestandsanlagen einzuführen, die das Instrument der Flexibilitätsprämie zukünftig beanspruchen oder deren Gebot bei der Teilnahme an einer Ausschreibung zukünftig bezu-

schlagt wird. Anlagen, welche bereits die Flexibilitätsprämie nutzen oder erfolgreich an einer Ausschreibung teilgenommen haben, sind nicht betroffen (Bestandsschutz).

Die gesamte installierte elektrische Leistung (P_{Inst} nach EEG), welche aus mehr als einem BHKW am Anlagenstandort besteht, muss nachweislich gleichzeitig zu mindestens 85 % (Leistungsschwellenfaktor) innerhalb eines Zeitraums von 1.000 h im Jahr betrieben worden sein. Die Maximalleistung ist die Leistung am Anlagenstandort, welche zur Berechnung der Flexibilitätsprämie als installierte Leistung (P_{Inst}) angesetzt wird.

Förderung energiewirtschaftlich und umweltpolitisch sinnvoller Biogasanlagen

Zur Förderung des Klima- und Umweltschutzes sind Biogasanlagen, welche hauptsächlich Gülle und Mist oder andere organische Reststoffe einsetzen, besonders geeignet. Bestehende und künftige Anlagen mit Substratschwerpunkt Gülle/Mist weisen im wesentlichen Anlagengrößen um die 150 kW_{el} Bemessungsleistung auf. Für diese Anlagengröße erscheint eine flexible Stromproduktion aufgrund der spezifisch höheren Investitionskosten als kostenintensiv und eine Einbindung in den Stromhandel aufwendig. Ein freiwilliger Zugang zur Nutzung der Flexibilitätsprämie (Bestand) oder zum Flexibilitätszuschlag (Neuanlagen) könnte dennoch gewährt werden. Ziel sollte aber sein, die gesetzliche Festvergütung für diese Anlagen beizubehalten und Vergütungssätze zu überprüfen, um veränderten technischen Anforderungen oder auch veränderten Investitionskosten Rechnung tragen zu können.

Auch größere viehhaltende Betriebe könnten durch die Nutzung der tierischen Exkremente in Biogasanlagen durch erneuerbare Stromproduktion zum Klimaschutz beitragen. Aus dieser Überlegung heraus scheint eine Anhebung der Vergütungsgrenze von 75 kW_{el} Bemessungsleistung auf z. B. 150 kW_{el} (mit angepasster Vergütungshöhe) sinnvoll. Um

befürchtete negative Entwicklungen durch einen sogenannten „Güleetourismus“ zu begegnen, könnte mittels des Einsatzstoff-Tagebuchs der Biogasanlagen und eine festgelegte Transportentfernung der Substrate ein maximal zulässiges Einzugsgebiet für die Gülle eingefordert und überprüft werden, auch wenn dies einen höheren Verwaltungsaufwand mit sich bringt.

Beibehaltung der festen EEG-Vergütung für alle Bioabfallvergärungsanlagen

Im aktuellen EEG steht die Sondervergütungsklasse für Bioabfallvergärungsanlagen (§ 43 EEG 2017) im wesentlichen nur Anlagen offen, die eine installierte Leistung von weniger als 150 kW_{el} besitzen, da nach § 22 Abs. 4 EEG 2017 für Anlagen über 150 kW_{el} eine Ausschreibungspflicht besteht. Die Mehrzahl solcher Anlagen, welche Bioabfälle vergären, weisen jedoch höhere Bemessungsleistungen auf und müssen daher für eine Förderung an Ausschreibungen teilnehmen.

Neue Anlagen kommen mit den anzulegenden Höchstsätzen in den Ausschreibungen wirtschaftlich schwer zurecht. Zudem werden potentielle Investoren – zumeist Körperschaften des öffentlichen Rechts – in die notwendigen Vorarbeiten (Anlagenplanung, Genehmigung etc.) nicht investieren, wenn kein entsprechender Rückfluss der Gelder sichergestellt ist. Da diese Arbeiten aber vor Teilnahme an der Ausschreibung stattfinden müssen, ist unklar, ob die Kommune letztlich bei einer Ausschreibung einen Zuschlag erhält und damit die Investitionen refinanzieren kann. Dies könnten Gründe sein, warum sich nur eine Abfallvergärungsanlage (erfolgreich) in den beiden letzten Ausschreibungsrunden für Biomasseanlagen beworben hat. Soweit an dem Ziel der Bundesregierung, die Vergärung von Rest- und Abfallstoffen zu stärken, festgehalten werden soll, empfiehlt sich auch für größere Bioabfallvergärungsanlagen eine gesetzliche feste Vergütung vorzusehen.

Anreize für durchgängige Flexibilisierung von Heizkraftwerken

Über die Hälfte der Betreiber von Biomasse-HKW nehmen an der Direktvermarktung nach dem EEG teil. Diese Quote ist weiter ausbaufähig. Mit ver-

gleichsweise geringem technischem und finanziellem Aufwand ist auch ein Angebot negativer Minutenreserve und Sekundärregelleistung durch diese Anlagen möglich. Für größere Heizkraftwerke ist auch die zusätzliche (über die Anforderungen der MS-Richtlinie) Bereitstellung von Blindleistung zur Unterstützung der Verteilnetze denkbar. Ein großer Teil der Anlagenbetreiber erkennt noch nicht die technischen und finanziellen Möglichkeiten – hier ist weiter Aufklärungs- und Überzeugungsarbeit notwendig. Eine durchgängige Flexibilisierung von Heizkraftwerken sollte daher angereizt werden.

Flexibilitätsprämie/-zuschlags für Holzheizkraftwerke

Das EEG 2017 (§ 39h Abs. 2 S. 2 Nr. 2 EEG 2017) sieht auch für Holzheizkraftwerke (Altholz ausgenommen) eine verpflichtende Überbauung vor, indem maximal 80 % der installierten Leistung in Volllast vergütet wird. Diese Regelung gilt auch für Bestandsanlagen, die sich in einer Ausschreibung um einen Weiterbetrieb bewerben. Eine wesentliche Leistungssteigerung bzw. Flexibilisierung bestehender Holzheizkraftwerke kann in der Regel nur mit dem Zubau entweder eines (Hochtemperatur-)Speichers und einer weiteren Turbine oder einer Änderung der Steuerung und zusätzlicher Installation eines Wärmespeichers sowie einer Änderung der Wärmeleitung erreicht werden. Daraus entstünde ein erheblicher technischer und finanzieller Mehraufwand für diese Anlagen, der durch die zulässigen Höchstgebote nicht abgedeckt würde. Die Pflicht zur Flexibilisierung könnte somit tendenziell bei stark ausgelasteten Bestandsanlagen mit einer Reduzierung der Strom- und Wärmeenergieerzeugung realisiert werden und führt in diesen Fällen wiederum zu Erlösausfällen von rund 10 %. Deshalb sollten entweder die entgangenen Erlöse oder die zusätzlichen Aufwendungen durch einen Flexibilitätszuschlag ausgeglichen werden können oder die Anforderung an eine verpflichtende Überbauung für diese Anlagen gestrichen werden.

Länderübergreifende Erfassung der Wirtschaftsdüngernutzung in Biogasanlagen

Bisher liegt keine bundeseinheitliche und zentrale Erfassung des Wirtschaftsdüngereinsatzes (Gülle/



Mist) in Biogasanlagen vor. Im Rahmen des Genehmigungsverfahrens für Biogasanlagen findet eine Dokumentation des geplanten Substrateinsatzes sowie ein Flächennachweis für die Substratausbringung statt. Die Dokumentation der Wirtschaftsdüngermengen bereitet die Grundlagen für eine präzisere Lenkung dieser Stoffströme, insbesondere zum Grundwasserschutz und zur effizienteren Nutzung der Düngeleistung.

Eine Erfassung der in Biogasanlagen eingesetzten Wirtschaftsdüngerströme könnte analog bzw. im Rahmen der Datenerfassung der Verbringungsverordnung stattfinden und diese erfassten Daten von den Bundesländern an eine Bundesbehörde gemeldet werden. Alternativ könnte dies über die zentrale Erfassung von jährlich in Umweltgutachten dokumentierten Datenbeständen durch die Betreiber oder die Umweltgutachter selbst erfolgen.

Wasserkraft

Vergütungshöhe mindestens beibehalten

Die Ergebnisse zeigen, dass im unteren Leistungsbereich ein Missverhältnis zwischen Stromgestehungskosten und Fördersätzen im EEG besteht, das unter 500 kW mit abnehmender Leistung ansteigt. In die Stromgestehungskosten für den Neubau bzw. die Reaktivierung alter Anlagen ist der Aufwand für gewässerökologische Maßnahmen zur Gewährleistung von Fischaufstieg, Fischschutz und Fischabstieg eingepreist, denn der Bau dieser Wasserkraftanlagen erfolgt mit einer wasserrechtlichen Genehmigung unter Beachtung von WHG und Landeswassergesetzen. Die Fördersätze decken diese Investitionen jedoch nicht ab. In diesem Leistungsbereich hat es entsprechend nur einen geringfügigen Zubau gegeben. Vor dem Hintergrund der geringen Potenzialhebung (20 % Leistungssteigerung der Anlagen < 500 kW bewirken 1,7 % Leistungssteigerung der Wasserkraft überhaupt) wird empfohlen, die Vergütungshöhe und die Vergütungsdauer von 20 Jahren mindestens beizubehalten.

Vergütung für Modernisierung von Wasserkraftanlagen mindestens beibehalten

Eine umfassende Modernisierung von Anlagen kleiner 5 MW führt bei der dann modernisierten Anlage zu Stromgestehungskosten von 9 bis 22,5 ct/kWh. Damit liegen die Stromgestehungskosten im Anlagenbereich über 500 kW in etwa im Bereich der aktuellen Förderkosten. Im Leistungsbereich < 500 kW liegen die Stromerzeugungskosten in der Regel über den EEG-Fördersätzen. Nur wenn die ökologischen Maßnahmen gemäß §§ 33 bis 35 WHG nicht oder nicht in vollem Umfang umgesetzt werden müssen oder noch nicht umgesetzt worden sind und die Erwartungen an die Eigenkapitalrendite sehr gering sind oder die Erhöhungen des Leistungsvermögens/technische Maßnahmen mit geringem Aufwand umzusetzen sind, ist ein wirtschaftlicher Betrieb möglich. Daher sollte die Vergütung für die Modernisierung von Wasserkraftanlagen mindestens beibehalten werden.

Absenkung der erforderlichen Leistungsvermögenserhöhung auf 3 % prüfen

Es sollte diskutiert werden, ob im Leistungsbereich > 5 MW eine Senkung der erforderlichen Erhöhung des Leistungsvermögens (10 %-Grenze) auf einen niedrigeren Wert wie beispielsweise 3 % sinnvoll wäre. Anlagen in diesem Leistungsbereich sind technologisch ausgereift und in einem guten Zustand, wenn sie, wie das bisher meist der Fall war, regelmäßigen Revisionen unterzogen werden. Leistungsvermögenssteigerungen von 10 % können daher nur in seltenen Fällen erzielt werden. Im Vergleich zu kleinen Anlagen führen Modernisierungsmaßnahmen in diesem Leistungssegment auch bei geringer prozentualer Steigerung des Leistungsvermögens absolut zu einer großen Mehrerzeugung. Der Nachweis könnte sich am derzeitigen Verfahren für die 10 %-Leistungsvermögenserhöhung orientieren.

Angemessene Sofort-Maßnahmen (z. B. eine Grundvergütung) für Anlagen > 5 MW bei erneutem Absinken der Börsenpreise ergreifen

Bei einigen großen Wasserkraftanlagen gibt es nach Aussagen von Betreibern, Planern und Herstellern einen Modernisierungstau. Da diese Anlagen meist nicht durch das EEG gefördert werden, ist ihre Wirtschaftlichkeit in der Regel direkt von den Börsenpreisen anhängig, die Anfang 2016 unter die Grenzkosten dieser Anlagen fielen. Da an zahlreichen dieser Anlagen auch weitere Dienstleistungen durchgeführt werden, wie z. B. Hochwasserschutz, Flussunterhalt, Infrastrukturmaßnahmen (Wege, Brücken, Schleusen), ist der Erhalt der Anlagen auch aus volkswirtschaftlicher Sicht von Interesse. Daher sollten angemessene Sofort-Maßnahmen (z. B. eine Grundvergütung) für Anlagen > 5 MW ergriffen werden, falls es erneut zum Absinken der Börsenstrompreise kommt, um Investitionssicherheit zu schaffen.



Degression für Wasserkraftanlagen abschaffen

Es sind auch langfristig keine Lerneffekte und Kostendegressionen zu erwarten, sondern, u. a. durch Baupreissteigerungen und erhöhte Anforderungen an die Gewässerökologie, vielmehr Preissteigerungen zu verzeichnen. Daher sollte die Degression bei der Vergütung von Wasserkraftanlagen abgeschafft werden.

Überprüfung der Vermarktungskonditionen von Anlagen mit kleiner Leistung

Betreiber von Anlagen kleiner Leistung äußern entweder Probleme bei der Suche nach einem Direktvermarkter oder merken an, dass durchaus Direktvermarkter zu finden sind, aber die Konditionen keinen wirtschaftlichen Betrieb erlauben. Hier werden die Kosten für den Einbau der Regel- und Steuereinheit sowie ein erhöhter Aufwand zur Erfüllung der Melde- und Messpflichten angeführt. Hier sollte, auch im Zusammenhang mit den anderen Energieträgern, geprüft werden, wie die Aufnahme von Anlagen kleiner Leistung erfolgt und ob mit unkomplizierten und attraktiven Konditionen ein wirtschaftlicher Betrieb erreicht werden kann.

Erfassung des Eintrittsjahres in die Direktvermarktung

In den EEG-Daten eines Jahres kann die Auswertung der durch die verschiedenen EEG-Novellen geförderten Jahresstrommengen mit Einspeisevergütung anhand der Vergütungskategorien erfolgen, da diese eine Jahresangabe enthalten. Die

Vergütungskategorien der Direktvermarktung enthalten keine Angaben zum Jahr, in dem die Anlage in die Direktvermarktung eingetreten ist. Dadurch wird es schwieriger nachvollziehbar, wann die Anlage die 20-jährige Förderdauer erreichen wird.

Ökologische Maßnahmen fördern und Bestandsschutz nach Umsetzung schaffen

Besonders bei Anlagen mit einer installierten Leistung < 500 kW reicht die Vergütung nicht aus, um die ggf. nach WHG erforderlichen gewässerökologischen Anforderungen zu erfüllen. Zur Umsetzung der Wasserrahmenrichtlinie ist die ökologische Modernisierung der großen Anzahl an kleinen Anlagen aber erforderlich. Die Anforderungen an die Wirksamkeit ökologischer Maßnahmen sind teilweise noch nicht in entsprechenden Regelwerken festgelegt, wie z. B. für den Fischschutz und den Fischabstieg. Daher werden Genehmigungen mit einem Auflagenvorbehalt ausgesprochen, was zu Rechtsunsicherheit führt. So ist für Betreiber unklar wie verfahren wird, wenn sich bereits ergriffene Maßnahmen trotz gewissenhafter Erarbeitung und Umsetzung letztlich als nicht oder nur teilweise funktionstüchtig herausstellen. Teilweise wird der Rechtsunsicherheit mit öffentlich-rechtlichen Verträgen zwischen Betreibern und Behörde abgeholfen (Naumann et al. 2018). Es erscheint aber sinnvoll, dem Anlagenbetreiber für eine zu definierende Mindestbetriebsdauer, z. B. für einen Zeitraum, in dem die Investitionen in ökologische Maßnahmen abgeschrieben werden, grundsätzlich einen Bestandsschutz zu gewährleisten.

Geothermie

Es hat sich gezeigt, dass geothermische Kraftwerke bisher nur einen geringen Beitrag zur erneuerbaren Stromerzeugung und zur Reduktion von klimaschädlichen Treibhausgasen in Deutschland leisten können. Es wird empfohlen, die Planungssicherheit für Geothermie-Projekte zu erhöhen. Dies kann nach bisherigem Sachstand vor allem durch folgende Maßnahmen erfolgen:

Vergütungshöhe

Bisher ist es zu keiner relevanten Marktbildung, bzw. dem aufgezeigten Versagen des Marktes und somit auch in der Folge zu keinen kostensenkenden Effekten gekommen. Es besteht weiterhin eine Förderlücke. Insofern sollte der anzulegende Wert von 25,2 ct/kWh beibehalten werden.

Degression

Der aktuelle Degressionsmechanismus hat sich in der Vergangenheit als Ausbauhemmnis dargestellt. Eine Anpassung der Degressionsregelung auf Ausbauziele (wie auch bei anderen Erneuerbaren Energien) sollte geprüft werden. Derzeit sind ca. 38 MW geothermische Kraftwerksleistung am Netz. Bis zum Erreichen von 100 MW installierter Leistung könnte die Degression ausgesetzt werden. Danach wird die folgende Degression bei Erreichen folgender Werte vorgeschlagen:

- um 1,5 % des anzulegenden Werts ab 100 MW installierter Leistung;
- um 2,0 % des anzulegenden Werts ab 200 MW installierter Leistung;
- um 2,5 % des anzulegenden Werts ab 300 MW installierter Leistung;
- um 3,0 % des anzulegenden Werts für jede weiteren 100 MW installierter Leistung;
- um weitere 2,0 % sollte der jährliche Zubau einen Wert von 60 MW überschreiten.

Flexibilität

Es wurden im Forschungsbericht verschiedene Maßnahmen für eine verbesserte Flexibilität der geothermischen Stromerzeugung vorgeschlagen und detailliert ausgearbeitet:

1. Flexibilitätszuschlag: Ein Geothermieprojekt könnte sich einmalig für einen Flexibilitätszuschlag entscheiden.

2. Miniflexprämie: Zur Förderung kleiner flexibler Stromerzeugungsanlagen wird eine Miniflexprämie für Stromerzeugungseinheiten, die mit einem geothermisch betriebenen Wärmenetz gekoppelt sind und eine maximale elektrische Anschlussleistung von 2 MW haben, vorgeschlagen.

Festlegungszeitpunkt der Vergütung (§ 102 EEG 2014) wieder in EEG regeln

Es wird vorgeschlagen, die Vergütungshöhe nicht erst mit dem Inbetriebnahmedatum festzulegen, sondern bereits an die Genehmigung des Hauptbetriebsplans. Dies würde die Planungssicherheit stark erhöhen.

Risikoabsicherungen für Tiefengeothermie-Projekte

Eine Finanzierung für Tiefe-Geothermie-Projekte, insbesondere für die erste Bohrung, ist derzeit mit hohen Risiken verbunden. Dieses Risiko könnte über entsprechende Risikoabsicherungen verringert werden, wie sie z.B. in dem vor einigen Jahren existierenden aber wegen Nichtnutzung zwischenzeitlich abgeschafften KfW-Programm „Fündigkeitsrisiko Tiefengeothermie“ vorgesehen waren.

Vermarktung EEG-förderfähigen Stroms, §§ 20 ff. EEG 2017

Negative Preise (§ 51 EEG 2017)

Aus der aktuellen Regelung ergeben sich keine positiven energiewirtschaftlichen Wirkungen. Im Gegenzug dazu erhöhen sich gleichzeitig die Finanzierungskosten für neue Projekte, da die Risiken für die Erlösausfälle auch im Rahmen der Ausschreibungen der Höhe des anzulegenden Wertes mit eingepreist werden. Vor diesem Hintergrund wird eine Anpassung der Regelung empfohlen, um einen effizienten Einsatz sowie eine möglichst kosteneffiziente Förderung des EE-Zubaus zu gewährleisten.

Einbindung und Steuerbarkeit von Kleinanlagen, Verknüpfung mit Messtechnik

Mit der verpflichtenden Fernsteuerbarkeit als Anspruchsvoraussetzung auf die Marktprämie ist der bestehende Anlagenpark mit der entsprechenden Technik ausgestattet worden. Um die Integration neuer Anlagen kleiner 100 kW zu gewährleisten, ist eine Verknüpfung mit dem anstehenden Smart Meter Rollout sinnvoll. Hier sollte geprüft werden, wie die Vermarktung der Strommengen aus Neuanlagen unter 100 kW und Anlagen, die aus der EEG-Vergütung fallen, vereinfacht und standardisiert werden kann, um eine kostengünstige Integration in die Vermarktungsportfolien der Direktvermarkter zu ermöglichen.

Schwellenwerte zur verpflichtenden Direktvermarktung

Die derzeit geltenden Schwellenwerte für eine verpflichtende Direktvermarktung sind vor dem Hintergrund des aktuellen Stands der Marktintegration sowie der Kosten für die Marktanbindungen derzeit passfähig, so dass hier keine Änderung empfohlen wird. Zukünftig, d.h. nach erfolgtem Roll-out von Smart Metern ist zu prüfen, ob auf

Grund von deutlich gesunkenen Marktanbindungskosten auch die verpflichtende Direktvermarktung von Anlagen kleiner 100 kW effizient umgesetzt werden kann.

Integration fluktuierender Erneuerbarer Energien in den Regelleistungsmarkt

Auch nach der Änderung am Regelleistungsmarkt, die im Juli 2018 in Kraft getreten ist und eine Harmonisierung des Sekundärregelleistungsmarktes mit der Minutenreserve beinhaltet (tägliche Ausschreibung für 4 h-Zeitscheiben) ist die präqualifizierte Leistung von Windenergieanlagen mit 100 MW in der negativen Minutenreserve vernachlässigbar gering (Stand November 2018). Im Gegensatz dazu sind die Biomasseanlagen mit einer präqualifizierten Leistung von 1,6 bis 2,5 GW_{el} stark am Regelleistungsmarkt vertreten. Die Beteiligung von fluktuierender Erneuerbarer Erzeugung am Regelleistungsmarkt sollte weiter beobachtet werden und gegebenenfalls Anpassungen vorgenommen werden, um sie stärker zu integrieren.

Anreize für das Einhalten des Bilanzkreismanagements

Die Einführung des Mischpreisverfahrens (inkl. der Ermittlung des Ausgleichsenergiepreises (reBAB)) hat zu relevant gesunkenen Arbeitspreisen und gestiegenen Leistungspreisen am Regelleistungsmarkt geführt. Damit verbunden ist ein Absinken der Ausgleichsenergiepreise. Diese Preisentwicklung sorgt wiederum für eine Reduktion des Anreizes das Bilanzkreissaldo ausgeglichen zu halten, da das Risiko für den Direktvermarkter hohe Kosten für den Ausgleich des Bilanzkreises verbuchen zu müssen gesunken ist. Insbesondere für die effiziente Integration von stark fluktuierenden Strommengen in



das Portfolio mittels genauer Prognosen und entsprechend präzisen Allokation von Strommengen für das „Glattstellen“ der Bilanzkreise stellt dies einen Nachteil dar. Im Extremfall kann es zu höheren Schwankungen der Netzfrequenz kommen, wenn es zu regelmäßigen unausgeglichene Bilanzkreisen kommt. Seit Einführung des Mischpreisverfahrens kann ein häufigeres Abrufen von über 80 % der bezuschlagten Regelleistung beobachtet werden.

Stärkung des flexiblen Betriebs von Biomasseanlagen

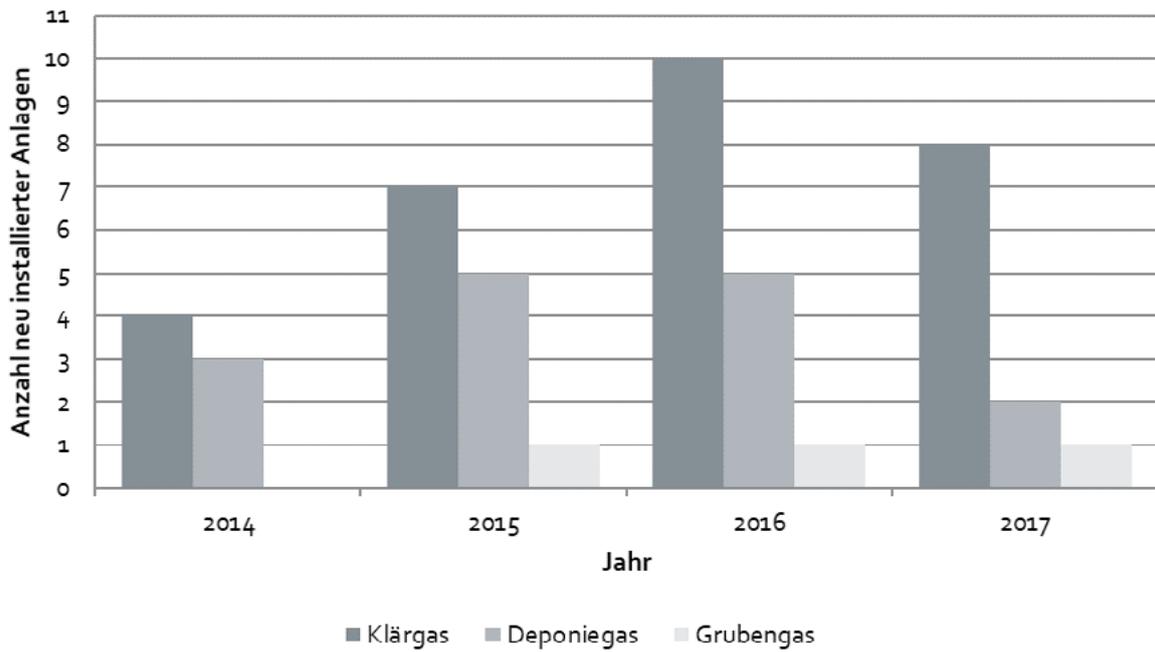
Auf Grund der geringen Preisspreads am Spotmarkt orientieren sich Biogasanlagen in ihrer Betriebsweise z.T. an Erlösen in anderen Märkten, wie z. B. dem Wärmemarkt oder dem Regelleistungsmarkt. Dadurch reduziert sich die Flexibilität, welche am Strommarkt eingebracht werden kann. Um die technisch mögliche Flexibilität der Biomasseanlagen, insbesondere der Biogasanlagen, stärker für das Stromversorgungssystem zu mobilisieren, sollte deren flexibler Betrieb gestärkt werden.

Besondere Ausgleichsregelung

Aus dem Teilvorhaben gingen bereits Arbeitsergebnisse in die Neuregelungen des EEG 2017 ein, so dass hier keine weiteren Handlungsempfehlungen formuliert wurden.

Annex

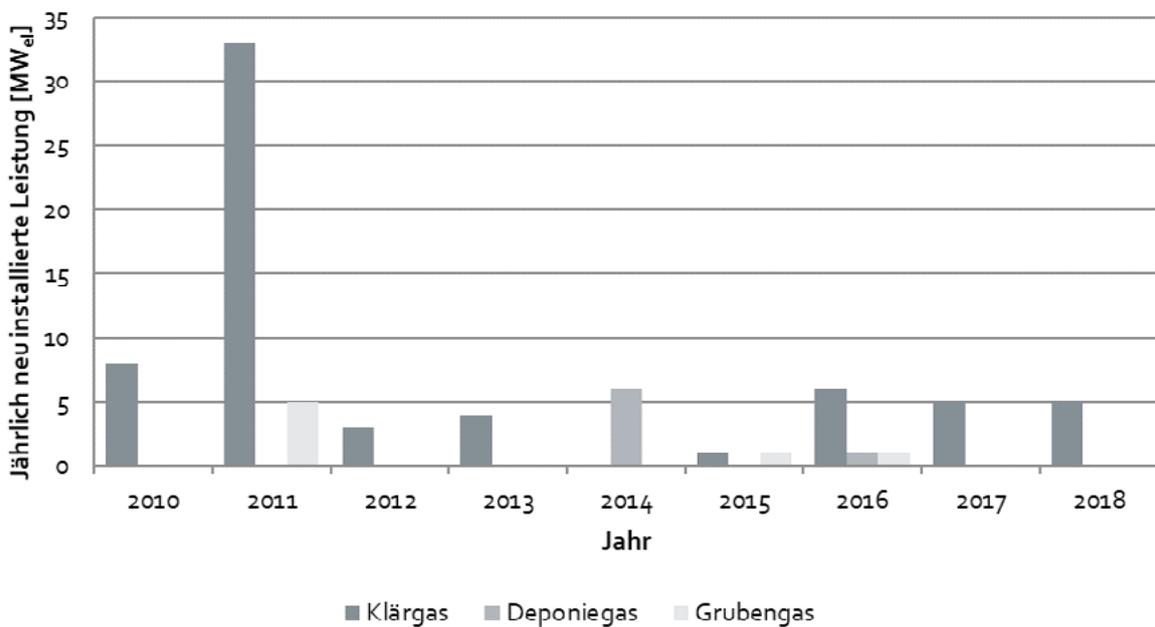




Datengrundlage: AGEE-Stat, BNetzA. Quelle: Fraunhofer IEE 2018.

Annex 1:

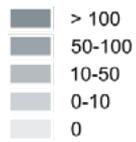
Jährlicher Anlagenzubau, Klär-, Deponie- und Grubengas (Deutschland, 2014-2017).



Datengrundlage: AGEE-Stat, BNetzA. Quelle: Fraunhofer IEE 2018.

Annex 2:

Jährlicher Leistungszubau in MWel, Klär-, Deponie- und Grubengas (Deutschland, 2010-2018).

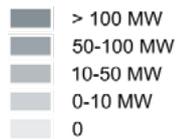


Bundesland	Anzahl
Baden-Württemberg	173
Bayern	109
Berlin	0
Brandenburg	27
Bremen	1
Hamburg	1
Hessen	70
Mecklenburg-Vorpommern	15
Niedersachsen	51
Nordrhein-Westfalen	190
Rheinland-Pfalz	34
Saarland	9
Sachsen	29
Sachsen-Anhalt	33
Schleswig-Holstein	17
Thüringen	17

Datengrundlage: BNetzA. Quelle: Fraunhofer IEE 2018.

Annex 3:

Anlagenbestand, Klär-, Deponie- und Grubengas je Bundesland, Stand Ende 2017.



Bundesland	MW
Baden-Württemberg	44
Bayern	36
Berlin	0
Brandenburg	31
Bremen	2
Hamburg	0
Hessen	30
Mecklenburg-Vorpommern	13
Niedersachsen	22
Nordrhein-Westfalen	255
Rheinland-Pfalz	10
Saarland	59
Sachsen	12
Sachsen-Anhalt	19
Schleswig-Holstein	11
Thüringen	6

Datengrundlage: BNetzA. Quelle: Fraunhofer IEE 2018.

Annex 4:

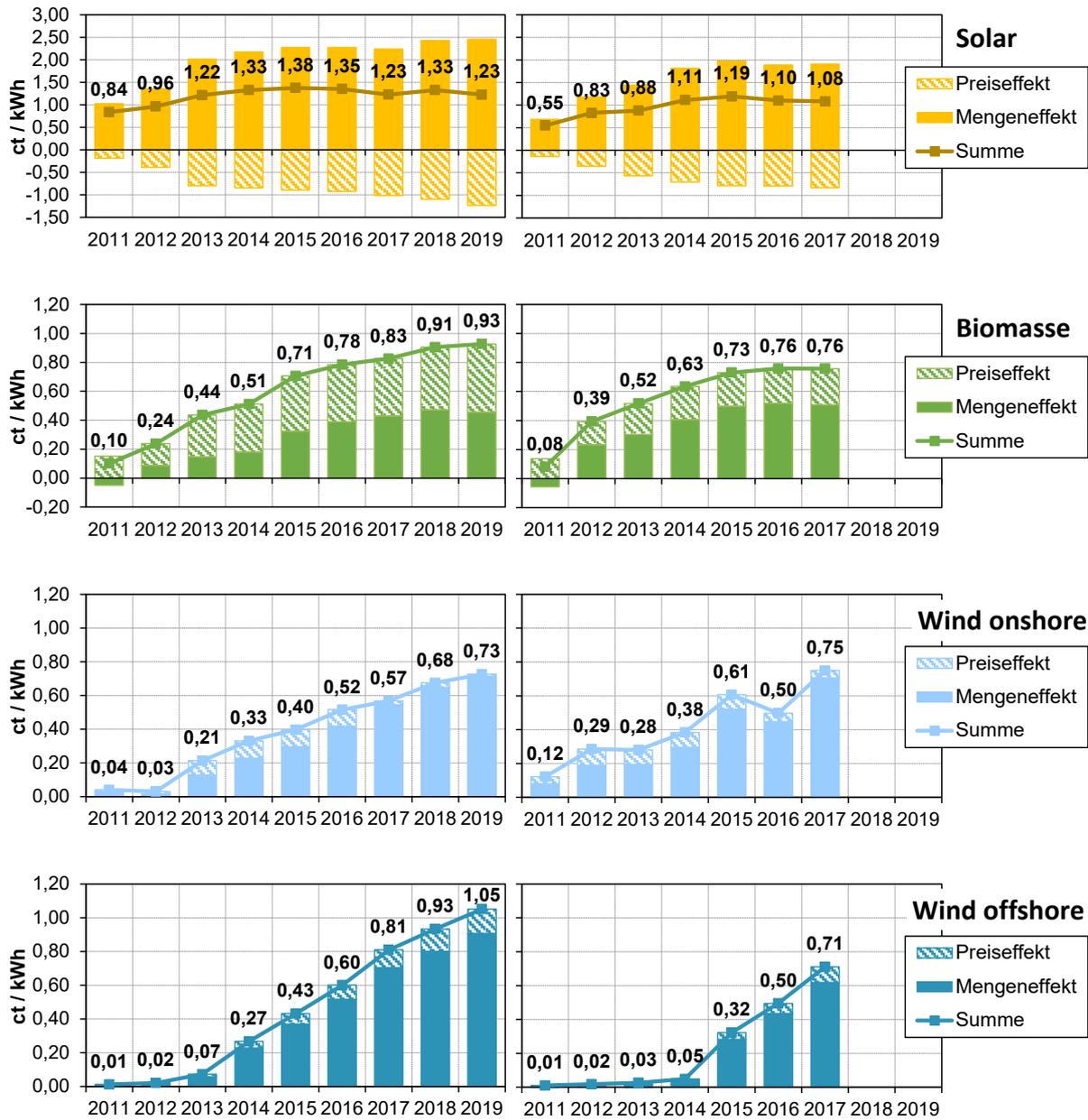
Installierte Leistung Ende 2017 in MW je Bundesland, Klär-, Deponie- und Grubengas.

**Annex 5:**

Ausschreibungsergebnisse der Solar-Ausschreibungsrunden April 2015 bis Februar 2019.

Gebotstermin	Preismechanismus	Ausgeschriebene Menge [MW]	Eingereichte Gebote [Anzahl]	Eingereichte Gebotsmenge [MW]	Zuschläge [Anzahl]	Zuschlagsmenge [MW]	Gebotsausschlüsse	Gebotsausschlussmenge [MW]	durchschnittl. Förderhöhe [ct/kWh]	Höchstwert [ct/kWh]	Frist zu Inbetriebnahme ohne Fördersatzreduktion	Frist zur Inbetriebnahme (Ausschlussfrist)
01.04.2015	Pay-as-bid	150	170	715	25	157	37	144	9,17	11,29	30.11.2016	06.05.2017
01.08.2015	Uniform Pricing	150	136	558	33	159	15	33	8,49	11,18	28.02.2017	20.08.2017
01.12.2015	Uniform Pricing	200	127	562	43	204	13	33	8,00	11,09	30.06.2017	18.12.2017
01.04.2016	Pay-as-bid	125	108	539	21	128	16	57	7,41	11,09	31.10.2017	18.04.2018
01.08.2016	Pay-as-bid	125	62	311	22	118	9	46	7,25	11,09	28.02.2018	12.08.2018
01.12.2016	Pay-as-bid	160	76	423	27	163	5	19	6,90	11,09	30.06.2018	15.12.2018
01.02.2017	Pay-as-bid	200	97	488	38	200	9	27	6,58	8,91	31.08.2018	15.02.2019
01.06.2017	Pay-as-bid	200	133	646	32	201	17	56	5,66	8,91	31.12.2018	21.06.2019
01.10.2017	Pay-as-bid	200	110	754	20	222	6	20	4,91	8,84	30.04.2018	31.10.2019
01.02.2018	Pay-as-bid	200	79	546	24	201	16	67	4,33	8,84	31.08.2019	27.02.2020
01.06.2018	Pay-as-bid	200	59	360	28	183	1	6	4,59	8,84	31.12.2019	20.06.2020
01.10.2018	Pay-as-bid	200	76	551	37	192	3	25	4,69	8,75	27.04.2020	26.10.2020
01.02.2019	Pay-as-bid	175	80	465	24	178	2	6	4,80	8,91	31.08.2020	22.02.2021

Quelle: BNetzA, Statistiken zu den Ausschreibungsverfahren für Solaranlagen, Stand Februar 2019.



Datengrundlage: Übertragungsnetzbetreiber, EEG-Umlage. Quelle: Öko-Institut e.V. 2019.

Annex 6:

Einfluss von Preiseffekt und Mengeneffekt auf die Entwicklung der EEG-Umlage (Prognosedaten, links) und die ex post ermittelte Kernumlage (Abrechnungsdaten, rechts).

**Annex 7:**

Privilegierte Strommenge und Inanspruchnahme der Besonderen Ausgleichsregelung 2014 bis 2018.

	2014	2015	2016	2017	2018
Anzahl Abnahmestellen der begünstigten Unternehmen	2.851	2.962	2.887	2.791	2.840
... des produzierenden Gewerbes	2.778	2.834	2.755	2.653	2.701
... Schienenbahnen	73	128	132	138	139
Privilegierte Strommenge in GWh gesamt	107.662	108.500	108.550	106.032	110.500
Davon Produzierendes Gewerbe nach Begrenzungsarten EEG 2014		95.826	96.091	93.397	97.571
15 % Begrenzung nach § 64 Abs. 2 Nr. 2 EEG 2014		3.826	3.015	3.322	4.065
Höchstbetrag nach § 64 Abs. 2 Nr. 3 EEG 2014		27.437	29.020	31.373	36.039
Mindestumlage nach § 64 Abs. 2 Nr. 4 EEG 2014		23.780	27.468	47.851	45.220
Doppelungsregel mit regulärer Begrenzung nach § 64 Abs. 2 i. V. m. § 103 Abs. 3 EEG 2014		34.460	31.882	5.783	6.394
Doppelungsregel nach § 103 Abs. 3 EEG 2014 (Bestandsschutz 1)		1.656	1.162	1.320	-
Härtefall und Doppelungsregel nach § 103 Abs. 4 EEG 2014 i. V. m. § 103 Abs. 3 EEG 2014 (Bestandsschutz 2)		4.667	3.565	3.747	3.750
20 % Begrenzung nach § 64 Abs. 2 Nr. 2 EEG 2017 i. V. m. § 103 Abs. 3 EEG 2014					2.103
nachrichtlich: Selbstbehalt (1 GWh)		2.53	2.523	2.476	2.609
Davon Produzierendes Gewerbe nach Begrenzungsarten EEG 2012	96.698				
10 % Begrenzung für Stromverbrauch zwischen 1 und 10 GWh nach § 41 Abs. 3 Nr. 1 b) EEG 2012	14.622				
1 % Begrenzung für Stromverbrauch zwischen 10 und 100 GWh nach § 41 Abs. 3 Nr. 1 c) EEG 2012	22.329				
0,05 ct/kWh für Stromverbrauch größer als 100 GWh nach § 41 Abs. 3 Nr. 1 d) EEG 2012	1.541				
0,05 ct/kWh für gesamten Stromverbrauch nach § 41 Abs. 3 Nr. 2 EEG 2012	58.205				
nachrichtlich: Selbstbehalt (1 GWh)	2.619				
Davon Schienenbahnen	10.964	12.674	12.460	12.635	12.929
0,05 ct/kWh nach § 42 Abs. 1 EEG 2012 (90 % des Stromverbrauchs)	10.964				
nachrichtlich: Selbstbehalt (10 % des Stromverbrauchs)	1.218				
Tatsächliche Inanspruchnahme der privilegierten Strommenge in GWh gesamt	107.341	111.850	112.576	115.914	
Davon Produzierendes Gewerbe		99.368	99.972	103.466	
Davon Schienenbahnen		12.482	12.604	12.448	

Datengrundlage: ÜNB: EEG-Jahresabrechnung 2014-2017; Angaben des BMWi/BAFA (Stand 23. Juli 2018).

Quelle: Prognos AG, Boos Hummel & Wegerich 2019.

**Annex 8:**

Privilegierte Strommenge in der Besonderen Ausgleichsregelung nach Wirtschaftsabteilungen für die Jahre 2014 bis 2018.

	2014	2015	2016	2017	2018
Privilegierte Strommenge (Vorgang)	107.662	108.500	108.572	106.032	110.500
05 Kohlenbergbau		1.197			
08 Gewinnung von Steinen und Erden, sonstiger Bergbau	622	522	519	500	642
10 Herstellung von Nahrungs- und Futtermitteln	4.519	4.051	3.847	3.731	4.087
11 Getränkeherstellung	363	362	364	337	334
13 Herstellung von Textilien	749	642	706	603	749
16 Herstellung von Holz-, Flecht-, Korb- und Korkwaren (ohne Möbel)	2.984	3.017	3.100	3.173	3.379
17 Herstellung von Papier, Pappe und Waren daraus	12.808	12.720	11.865	11.447	12.078
18 Herstellung von Druckerzeugnissen; Vervielfältigung von bespielten Ton-, Bild- und Datenträgern	405	352	353	364	350
19 Kokerei und Mineralölverarbeitung	2.702	2.950	3.099	3.284	3.196
20 Herstellung von chemischen Erzeugnissen	27.022	27.642	28.526	25.592	28.652
22 Herstellung von Gummi- und Kunststoffwaren	3.792	3.884	4.129	4.063	4.109
23 Herstellung von Glas und Glaswaren, Keramik, Verarbeitung von Steinen und Erden	8.821	8.420	8.296	7.766	8.352
24 Metallerzeugung und -bearbeitung	24.725	25.522	25.579	27.083	26.781
25 Herstellung von Metallerzeugnissen	2.018	1.612	1.586	1.548	1.558
26 Herstellung von Datenverarbeitungsgeräten, elektronischen und optischen Erzeugnissen	852	512	343	600	355
27 Herstellung von elektrischen Ausrüstungen	661	691	798	574	549
28 Maschinenbau	178	309	474	481	467
29 Herstellung von Kraftwagen und Kraftwagenteilen	298	318	326	309	199
31 Herstellung von Möbeln	28	26	39		
38 Sammlung, Behandlung und Beseitigung von Abfällen; Rückgewinnung		538	542	536	560
49 Landverkehr und Transport in Rohrfernleitungen [Schienenbahnen]	10.964	12.674	12.460	12.635	12.929
Sonstige	3.149	537	1.623	1.406	1.175

Hinweis: pro Jahr sind mindestens 5 Unternehmen enthalten

Datengrundlage: Angaben des BMWi/BAFA (Stand 23. Juli 2018).

Quelle: Prognos AG, Boos Hummel & Wegerich 2019.

**Annex 9:**

EEG-Kosten der Besonderen Ausgleichsregelung 2014 bis 2018.

	2014		2015		2016		2017		2018	
	Mio. €	ct/ kWh								
EEG-Kosten der Besonderen Ausgleichsregelung insgesamt (einschließlich Selbstbehalt)	380,0	0,35	563,9	0,52	529,2	0,49	589,0	0,56	609,0	0,56
Davon Produzierendes Gewerbe nach Begrenzungsarten EEG 2014			407,5	0,43	370,8	0,39	413,9	0,44	433,4	0,45
15 % Begrenzung nach § 64 Abs. 2 Nr. 2 EEG 2014			35,4	0,93	28,7	0,95	34,3	1,03	40,1	0,99
Höchstbetrag nach § 64 Abs. 2 Nr. 3 EEG 2014			54,1	0,20	63,2	0,22	65,8	0,21	70,8	0,20
Mindestumlage nach § 64 Abs. 2 Nr. 4 EEG 2014			21,2	0,09	23,6	0,09	42,8	0,09	40,2	0,09
Doppelungsregel mit Regulärer Begrenzung nach § 64 Abs. 2 i. V. m. § 103 Abs. 3 EEG 2014			48,6	0,14	43,9	0,14	22,1	0,38	32,1	0,50
Doppelungsregel nach § 103 Abs. 3 EEG 2014 (Bestandsschutz 1)			41,8	2,52	16,5	1,42	32,2	2,44		
Härtefall und Doppelungsregel nach § 103 Abs. 4 EEG 2014 i. V. m. § 103 Abs. 3 EEG 2014 (Bestandsschutz 2)			46,4	0,99	34,6	0,97	46,4	1,24	44,6	1,19
20 % Begrenzung nach § 64 Abs. 2 Nr. 2 EEG 2017 i. V. m. § 103 Abs. 3 EEG 2014									28,3	1,35
Selbstbehalt (1 GWh)			160,0	6,17	160,3	6,35	170,3	6,88	177,2	6,79
Davon Produzierendes Gewerbe nach Begrenzungsarten EEG 2012	298,5	0,31								
10 % Begrenzung für Stromverbrauch zwischen 1 und 10 GWh nach § 40 Abs. 3 Nr. 1 b) EEG 2012	91,2	0,62								
1 % Begrenzung für Stromverbrauch zwischen 10 und 100 GWh nach § 41 Abs. 3 Nr. 1 c) EEG 2012	13,9	0,06								
0,05 ct/kWh für Stromverbrauch größer als 100 GWh nach 41 Abs. 3 Nr. 1 d) EEG 2012	0,8	0,05								
0,05 ct/kWh für gesamten Stromverbrauch nach § 41 Abs. 3 Nr. 2 EEG 2012	29,1	0,05								
Selbstbehalt (1 GWh)	163,4	6,24								
Davon Schienenbahnen	81,5	0,74	156,4	1,23	158,4	1,27	175,1	1,38	175,6	1,36
0,05 ct/kWh nach § 42 Abs. 1 EEG 2012 (90 % des Stromverbrauchs)	5,4	0,05								
Selbstbehalt (10 % des Stromverbrauchs)	76,0	6,24								

Datengrundlage: Angaben des BMWi/BAFA (Stand 23. Juli 2018).

Quelle: Prognos AG und Fichtner GmbH & Co. KG 2019.

Verzeichnisse



Abkürzungsverzeichnis

Abzgl.	abzüglich	d. h.	das heißt
AC	alternating current / Wechselspannung	DV	Direktvermarktung
AGEE-Stat	Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik	EE	erneuerbare Energien
AÜG	Arbeitnehmerüberlassungsgesetz	EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
AWZ	Ausschließliche Wirtschaftszone	e1	elektrisch
BAFA	Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle	etc.	et cetera
BBergG	Bundesberggesetz	EV	Eigenversorgung
BesAR	Besondere Ausgleichsregelung	e. V.	eingetragener Verein
BFO-N/O	Bundesfachplan Offshore für die deutsche ausschließliche Wirtschaftszone der Nordsee / Ostsee	FFAV	Freiflächenausschreibungsverordnung
BHKW	Blockheizkraftwerk	ggü.	gegenüber
BImA	Bundesanstalt für Immobilienaufgaben	gem.	Gemäß
BImSchG	Bundesimmissionsschutzgesetz	GW	Gigawatt
BOS	Balance of System	GWh	Gigawattstunden
BNetzA	Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen	Ha	Hektar
BNK	bedarfsgerechte Nachtkennzeichnung	HDÜ	Hochspannungs-Drehstrom-Übertragung
bspw.	beispielsweise	HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung
bzw.	beziehungsweise	IBN	Inbetriebnahme
ca.	Circa	i. S. d.	im Sinne der / des
ct	Cent	i. V. m.	in Verbindung mit
€	Euro	inkl.	inklusive
DC	direct current / Gleichstrom	insb.	Insbesondere
		KFW	Kreditanstalt für Wiederaufbau
		KMU	kleine und mittlere Unternehmen.



kW	Kilowatt	s. o.	siehe oben
kWh	Kilowattstunden	s. u.	siehe unten
kWp	Kilowatt peak	SGK	Stromgestehungskosten
LFAC	Low frequency alternating current	sog.	Sogenannt(e)
M	Meter	SRL	Sekundärregelleistung
m²	Quadratmeter	th	thermisch
mind.	mindestens	TW	Terawatt
MW	Megawatt	TWh	Terawattstunde
MWh	Megawattstunden	u. a.	unter anderem
n. F.	neue Fassung	u. U.	unter Umständen
NawaRo	Nachwachsende Rohstoffe	ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
O-NEP	Offshore-Netzentwicklungsplan	v. a.	vor allem
ORC	Organic-Rankine-Prozess	vgl.	Vergleiche
OS-NAS	Offshore-Netzanschlussystem	VO	Verordnung
OSS	Offshore Substation / Umspannwerk	WHG	Wasserhaushaltsgesetz
p. a.	per anno (pro Jahr)	WindSeeG	Windenergie-auf-See-Gesetz
p. m.	per mensem (pro Monat)	z. B.	zum Beispiel
rd.	Rund	z. T.	zum Teil
Register	EEG-Register der Bundesnetzagentur (Anlagenregister, ab 1. Juli 2017 Marktstammdatenregister)	zzgl.	zuzüglich
RL	Regeleistung		
s.	Siehe		

Abbildungen & Tabellen

Entwicklung der erneuerbaren Energien im Strombereich in Deutschland sowie den Bundesländern

Abbildung 1:

Jährlicher Leistungszubau in MW, Solar (Deutschland, 2010-2018; 2017 & 2018 vorläufig). – Seite 10

Abbildung 2:

Jährlicher Anlagenzubau, Solar (Deutschland, 2010-2017; 2017 & 2018 vorläufig). – Seite 10

Tabelle 1:

Flächenpotenzial auf Acker- und Grünland in benachteiligten Gebieten in Baden-Württemberg, Bayern, Hessen, Rheinland-Pfalz und Saarland. – Seite 12

Abbildung 3:

Anlagenbestand Ende 2018 je Bundesland, Solar. – Seite 13

Abbildung 4:

Installierte Leistung in MW Ende 2018 je Bundesland, Solar. – Seite 13

Abbildung 5:

Jährlicher Leistungszubau in MW (brutto), Wind an Land (Deutschland, 2010-2018). – Seite 16

Abbildung 6:

Jährlicher Anlagenzubau (brutto) Wind an Land (Deutschland, 2010-2018). – Seite 16

Abbildung 7:

Leistungszubau (brutto- und netto) sowie Stillungen nach Monaten von August 2014 bis Dezember 2018. – Seite 17

Abbildung 8:

Leistungszubau (brutto- und netto) sowie Stillungen nach Jahren (2015, 2016, 2017 und 2018). – Seite 17

Abbildung 9:

Anlagenbestand Ende 2018 je Bundesland, Wind an Land. – Seite 19

Abbildung 10:

Installierte Leistung Ende 2018 in MW je Bundesland, Wind an Land. – Seite 19

Abbildung 11:

Leistungszubau in den Bundesländern in den Jahren 2016, 2017 und 2018. – Seite 20

Abbildung 12:

Jährlicher Anlagenzubau, Wind auf See (Deutschland, 2010 bis 2018). – Seite 23

Abbildung 13:

Jährlicher Leistungszubau in MW, Wind auf See (Deutschland, 2010 bis 2018). – Seite 23

Abbildung 14:

Anlagenanzahl Ende 2018 je Bundesland nach dem Netzverknüpfungspunkt an Land, Wind auf See. – Seite 24

Abbildung 15:

Installierte Leistung Ende 2018 in MW je Bundesland nach dem Netzverknüpfungspunkt an Land, Wind auf See – Seite 24

Abbildung 16:

Jährlicher Zubau von Biomasseneuanlagen (Deutschland, 2010 bis November 2018; Hinweis: 2010 bis 2013 Nettozubau) und Bestandsanlagen, die seit 2014 nach dem EEG 2014 eine Kapazitätserweiterung vorgenommen haben. – Seite 26

Abbildung 17:

Jährlicher Leistungszubau in MWel, für Anlagen die Biomasse einsetzen (Deutschland, 2010 bis November 2018; Hinweis: 2010 bis 2013 Nettozubau) sowie die Leistungserhöhung, die Bestandsanlagen seit 2014 nach dem EEG 2014 vorgenommen haben. – Seite 26

Abbildung 18:

Anlagenbestand Ende 2018 je Bundesland, Biomasse (Biogas und Biomethan, feste Biomasse, flüssige Biomasse). – Seite 27

Abbildung 19:

Gesamtleistung des Anlagenbestandes im Jahr 2018 in MWel je Bundesland, Biomasse, inkl. Zusatzleistung aufgrund der Flexibilisierung. – Seite 27

Abbildung 20:

Jährlicher Zubau von Wasserkraftanlagen (netto, neu in Betrieb genommene und reaktivierte EEG-geförderte Anlagen) in den Jahren 2010 bis 2018. – Seite 30

Abbildung 21:

Jährlicher Leistungszubau Wasserkraft in MW (neu Inbetriebnahme, reaktivierte- und ertüchtigte EEG-geförderte Anlagen) in den Jahren (2010 bis 2018). – Seite 30

Tabelle 2:

Zubau (EEG-geförderte Anlagen) nach Leistungsklassen für neuinstallierte bzw. reaktivierte und ertüchtigte Wasserkraftanlagen gemäß Register der BNetzA (August 2014 bis Dezember 2018). – Seite 31

Abbildung 22:

Installierte Leistung von Wasserkraftanlagen mit EEG-Zahlungsanspruch Ende 2017 je Bundesland. – Seite 32

Abbildung 23:

Bestand an Wasserkraftanlagen (EEG und nicht EEG-Anlagen) Ende 2017 je Bundesland. – Seite 32

Abbildung 24:

Installierte Leistung Tiefer Geothermie in MWel April 2019 je Bundesland. – Seite 34

Abbildung 25:

Anlagenbestand Tiefer Geothermie April 2019 je Bundesland. – Seite 34

Entwicklung der EEG-Umlage

Abbildung 26:

Beitrag zur EEG-Umlage nach verschiedenen Technologien mit und ohne Privilegierung. – Seite 37

Abbildung 27:

Differenz der EEG-Umlage in den Jahren 2016 bis 2019 jeweils im Vergleich zum Vorjahr. – Seite 37

Abbildung 28:

Beitrag einzelner Einflussfaktoren zur ex post ermittelten EEG-Kernumlage 2011 bis 2017 aus den Jahresabrechnungen im Vergleich zu 2010. – Seite 38

Marktentwicklung und Stromgestehungskosten der einzelnen erneuerbaren Energieträger

Tabelle 3:

Zusammensetzung der Solar-Eigenversorgungsstrommenge, Anteile der Anlagensegmente an den Solar-Eigenversorgungsstrommengen und Anteile der Dachanlagen mit Eigenversorgung (leistungsbezogen) nach Segmenten nach Eigenversorgungskategorien. – Seite 44

Tabelle 4:

Referenzanlagen nach Segmenten, Nutzergruppen, Batteriespeichern. – Seite 46

Abbildung 29:

Zusammensetzung der mittleren Systempreise für die Referenzanlagen (Stand März 2019). – Seite 46

Tabelle 5:

Grundannahmen für die Berücksichtigung von Stromspeichern. – Seite 47

Tabelle 6:

Annahmen zu Eigen- und Fremdkapitalanteilen sowie Zinssätzen für die Referenzanlagen (Stand März 2019) – Seite 47

Tabelle 7:

Gegenüberstellung der Bandbreite der Stromgestehungskosten mit den jeweiligen Vergütungssätzen bzw. anzulegenden Werten für die betrachteten Referenzanlagen (Stand April 2019). – Seite 47

Tabelle 8:

Interne Verzinsung (vor Steuern) der 5 kW-Referenzanlage im Haushaltssektor für verschiedene Selbstverbrauchsanteile (Stand April 2019). – Seite 49

Tabelle 9:

Interne Verzinsung (vor Steuern) der 30 kW- und 100 kW-Referenzanlage im Gewerbe für verschiedene Selbstverbrauchsanteile (Stand April 2019). – Seite 49

Tabelle 10:

Interne Verzinsung (vor Steuern) der 250 kW- und 500 kW-Referenzanlage in der Industrie und einer 750 kW-Freiflächenanlage für verschiedene Selbstverbrauchsanteile (Stand April 2019). – Seite 49

Tabelle 11:

Durchschnittlich Anlagenkonfiguration im jeweiligen Zubaujahr 2000, 2010, 2016, 2017 und 2018 (Nabenhöhe, Rotordurchmesser und Gesamthöhe). – Seite 52

Abbildung 30:

Entwicklung von Nennleistung und spezifischer Flächenleistung im Anlagenzubau in Deutschland zwischen 1997 und 2018. – Seite 52

Abbildung 31:

Inflationsbereinigte spezifische Hauptinvestitionskosten in €/kW als Trendlinien über der Nabenhöhe im Zeitverlauf (auf das Jahr 2018 normiert). – Seite 56

Abbildung 32:

Spezifische Investitionsnebenkosten in €/kW sowie durchschnittliche Anteile der Kostenpositionen an den gesamten Investitionsnebenkosten bei Inbetriebnahme von 2014 bis 2016 (EEG 2014). – Seite 56

Abbildung 33:

Spezifische Investitionsnebenkosten in €/kW sowie durchschnittliche Anteile der Kostenpositionen an den gesamten Investitionsnebenkosten bei Inbetriebnahme von 2017 bis 2018 (Übergangssystem EEG 2017). – Seite 57

Abbildung 34:

Spezifische Investitionsnebenkosten in €/kW sowie durchschnittliche Anteile der Kostenpositionen an den gesamten Investitionsnebenkosten bei Inbetriebnahme von 2019 bis 2020 (Ausschreibungen EEG 2017). – Seite 57

Abbildung 35:

Durchschnittliche spezifische Betriebskosten in €/kW sowie durchschnittliche Anteile der Kostenpositionen an den gesamten Betriebskosten nach Dekaden bei Inbetriebnahme von 2014 bis 2016 (EEG 2014). – Seite 58

Abbildung 36:

Durchschnittliche spezifische Betriebskosten in €/kW sowie durchschnittliche Anteile der Kostenpositionen an den gesamten Betriebskosten nach Dekaden bei Inbetriebnahme von 2017 bis 2018 (Übergangssystem EEG 2017). – Seite 58

Abbildung 37:

Durchschnittliche spezifische Betriebskosten in €/kW sowie durchschnittliche Anteile der Kostenpositionen an den gesamten Betriebskosten nach Dekaden bei Inbetriebnahme von 2019 bis 2020 (Ausschreibungen EEG 2017). – Seite 59

Abbildung 38:

Inflationsbereinigte spezifische Betriebskosten in €/kW im Zeitverlauf (auf das Jahr 2018 normiert). – Seite 59

Tabelle 12:

Grundannahmen der Anlagenkonfiguration, Kosten und Vollaststunden für die Standortgütern 60 und 120 % für Anlagen im Übergangssystem (Inbetriebnahme 2017-2018) und im Ausschreibungssystem (Inbetriebnahme 2019-2020) des EEG 2017. – Seite 61

Tabelle 13:

Grundannahmen des Eingangsparameters Betriebskosten unterschieden nach fixen und variablen Kosten. – Seite 61

Tabelle 14:

Grundannahmen des Eingangsparameters Finanzierung. – Seite 62

Tabelle 15:

Mittlere Stromgestehungskosten in Abhängigkeit zur Standortgüte im Übergangssystem (Inbetriebnahme 2017 bis Ende 2018) und im Ausschreibungssystem (Inbetriebnahme 2019 bis Ende 2020). – Seite 62

Abbildung 39:

Sensitivitätsanalyse der mittleren Stromgestehungskosten hinsichtlich der Variation verschiedener Eingangsparameter. – Seite 63

Abbildung 40:

Durchschnittliche, mengengewichtete Zuschlagswerte (Mai 2017 bis Februar 2019). – Seite 65

Tabelle 16:

Aktuelle Anlagentypen (Dimensionen und Antriebskonzepte). – Seite 67

Tabelle 17:

Anlagentypen für die ein zeitnaher Markteintritt erwartet wird. – Seite 68

Tabelle 18:

Betrachte Windpark- und Anlagenparameter. – Seite 69

Tabelle 19:

Annahmen zu realen Finanzierungskosten bis zum Jahr 2025. – Seite 69

Tabelle 20:

Annahmen zu den spezifischen Investitionskosten der Windenergie auf See in Deutschland in €/kW. – Seite 69

Abbildung 41:

Entwicklung der Stromgestehungskosten der Windenergie auf See in Deutschland für eine Betrachtung über 20 Betriebsjahre. – Seite 70

Tabelle 21:

Annahmen für die Berechnung der DC-Netzanbindungskosten. – Seite 71

Abbildung 42:

Entwicklung der installierten elektrischen Leistung und Bruttostromerzeugung von Biomasseanlagen und Anlagen zur Stromerzeugung aus Gasen in Deutschland (EEG- und Nicht-EEG-Anlagen, inkl. Klär- gas, Deponiegas und biogener Anteil des Abfalls); in Anlehnung an Daten der AGEE-Stat. – Seite 73

Abbildung 43:

Entwicklung der Anlagenanzahl und -leistung von Biogas- und Biomethan-KWK-Anlagen, die den Bezug der Flexibilitätsprämie zwischen Januar 2012 bis einschließlich November 2018 bei der BNetzA angemeldet haben. – Seite 74

Tabelle 22:

Übersicht über die analysierten Modellbiogas- und Festbrennstoffanlagen. – Seite 75

Tabelle 23:

Eingangsparameter der Stromerzeugung aus Bio- gasanlagen. – Seite 76

Abbildung 44:

Darstellung der Stromgestehungskosten mit Gut- schriften der analysierten Modellanlagen (Neuan- lagen). – Seite 77

Abbildung 45:

Darstellung der Stromgestehungskosten mit Gut- schriften der analysierten Modellbiogasanlagen (Be- standsanlagen). – Seite 77

Tabelle 24:

Übersicht über die Ergebnisse der Ausschrei- bungsrounden (2017 bis April 2019) für die Liefe- rung elektrischer Energie durch Biomasseanlagen. – Seite 78

Tabelle 25:

Verteilung der EEG Tarife vor und nach der Durch- führung von Maßnahmen bzw. der Steigerung des Leistungsvermögens aus der Betreiberumfrage für $P < 1$ MW. – Seite 81

Abbildung 46:

Stromgestehungskosten und durchschnittliche Förderung für den Neubau von Wasserkraftan- lagen mit Variation der Volllaststunden (Tvoll) um ± 20 %, Inbetriebnahme 2017. – Seite 82

Abbildung 47:

Stromgestehungskosten für die Modernisierung von Wasserkraftanlagen, differenziert nach Kos- ten ökologischen, technischen Maßnahmen und Grundgestehungskosten nach EEG 2000, Inbe- triebnahme 2017. – Seite 82

Tabelle 26:

Tiefe-Geothermie-Kraftwerke in Deutschland. – Seite 85

Tabelle 27:

Vergütungssätze nach EEG 2014 und EEG 2017. – Seite 85

Abbildung 48:

Stromgestehungskosten der Geothermie in 2017 auf Grundlage der Befragungsrückläufer. – Seite 86

Abbildung 49:

Stromgestehungskosten der Geothermie in 2018 auf Grundlage einer neuen Berechnung (IER-Tool). – Seite 86

Abbildung 50:

Zeitliche Entwicklung der Stromgestehungskos- ten. – Seite 87

Abbildung 51:

Investitionskostenverteilung der Geothermie. – Seite 87

Vermarktung EEG-förderfähigen Stroms, § 20 ff. EEG 2017

Tabelle 28:

Energiemengen in GWh in der geförderten und sonstigen Direktvermarktung unter Berücksichtigung des Grünstromprivilegs von 2012 bis 2018. – Seite 91

Tabelle 29:

Anzahl Perioden und Anzahl Stunden mit negativen Preisen über mindestens 6 Stunden von 2012 bis einschließlich April 2019. – Seite 92

Besondere Ausgleichsregel, §§ 63 ff. 2017 und Entfallen oder Verringerung der EEG-Umlage, § 61 EEG 2017

Tabelle 30:

Finanzieller Anreiz im Begrenzungsjahr 2016 für Unternehmen, WZ-Wechsel nach Begrenzungsfall. – Seite 98

Tabelle 31:

Jahresweise Komponentenzerlegung der Änderung der EEG-Kosten der Besonderen Ausgleichsregel für den Zeitraum von 2014 bis 2018. – Seite 102

Tabelle 32:

Strommengen in der Eigenversorgung 2014 bis 2017. – Seite 104

Tabelle 33:

KWK-Eigenversorgung 2014-2017 nach Daten des Öko-Instituts. – Seite 105

Tabelle 34:

Abschätzung des maximalen Effekts der Eigenversorgung auf die EEG-Umlage 2014-2018. – Seite 106

Annex

Annex 1:

Jährlicher Anlagenzubau, Klär-, Deponie- und Grubengas (Deutschland, 2014-2017). – Seite 125

Annex 2:

Jährlicher Leistungszubau in MWel, Klär-, Deponie- und Grubengas (Deutschland, 2010-2018). – Seite 125

Annex 3:

Anlagenbestand, Klär-, Deponie- und Grubengas je Bundesland, Stand Ende 2017. – Seite 126

Annex 4:

Installierte Leistung Ende 2017 in MW je Bundesland, Klär-, Deponie- und Grubengas. – Seite 126

Annex 5:

Ausschreibungsergebnisse der Solar-Ausschreibungsrunden April 2015 bis Februar 2019. – Seite 127

Annex 6:

Einfluss von Preiseffekt und Mengeneffekt auf die Entwicklung der EEG-Umlage (Prognosedaten, links) und die ex post ermittelte Kernumlage (Abrechnungsdaten, rechts). – Seite 128

Annex 7:

Privilegierte Strommenge und Inanspruchnahme der Besonderen Ausgleichsregelung 2014 bis 2018. – Seite 129

Annex 8:

Privilegierte Strommenge in der Besonderen Ausgleichsregelung nach Wirtschaftsabteilungen für die Jahre 2014 bis 2018. – Seite 130

Annex 9:

EEG-Kosten der Besonderen Ausgleichsregelung 2014 bis 2018. – Seite 131

Literaturverzeichnis

4C Offshore Limited

Offshore Turbine Database. März 2019.
www.4coffshore.com/windfarms/turbines.aspx
(Zugriff am 1. März 2019).

AGEE, Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen

„Bruttostromerzeugung in Deutschland ab 1990 nach Energieträgern.“ www.ag-energiebilanzen.de. März 2019. https://ag-energiebilanzen.de/index.php?article_id=29&fileName=20181214_brd_stromerzeugung1990-2018.pdf (Zugriff am 15. April 2019).

AGEE-Stat,

Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik

„Zeitreihen zur Entwicklung der Erneuerbaren Energien in Deutschland.“ www.erneuerbare-energien.de. Februar 2019. https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Navigation/DE/Service/Erneuerbare_Energien_in_Zahlen/Zeitreihen/zeitreihen.html (Zugriff am 15. April 2019).

Anderer, Pia et al.

„Das Wasserkraftspotenzial in Deutschland.“ *WasserWirtschaft* 100, Nr. 9, 2010: 12 ff.

BDB, Betreiber-Datenbasis

„Windenergieanlagen an Land Standortdaten, 12/17.“ Januar 2017.

BDEW, Bundesverband der Energie und Wasserwirtschaft e.V.

„BDEW Strompreisanalyse – Januar 2019, Haushalte und Industrie.“ www.bdew.de. 15. Januar 2019. https://www.bdew.de/media/documents/190115_BDEW-Strompreisanalyse_Januar-2019.pdf (Zugriff am 15. April 2019).

BIMA, Bundesanstalt für Immobilienaufgaben

„Potenziale für Erneuerbare Energien – Forschungsprojekt zur Eignung von Flächen für Windkraft- und Photovoltaik-Freiflächenanlagen.“ www.erneuerbare-energien.bundesimmobilien.de. 2016. <https://erneuerbare-energien.bundesimmobilien.de/1780826/potenziale-fur-erneuerbare-energien.pdf> (Zugriff am 15. April 2018).

BMWi,

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie

„EEG in Zahlen: Vergütungen, Differenzkosten und EEG-Umlage 2000 bis 2019.“ <http://www.erneuerbare-energien.de>. 15. Oktober 2018. <https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/eeg-in-zahlen-pdf.pdf> (Zugriff am 15. April 2019).

BNetzA, Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen

„EEG in Zahlen 2012.“ www.bundesnetzagentur.de. Juli 2015. https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatenInformationen/EEGinZahlen_2012.xls?__blob=publicationFile&v=2 (Zugriff am 05. Oktober 2017).

—. „EEG in Zahlen 2013.“ www.bundesnetzagentur.de. September 2015. https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatenInformationen/EEGinZahlen_2013.xls (Zugriff am 15. April 2019).

—. „EEG in Zahlen 2014.“ www.bundesnetzagentur.de. Dezember 2014. https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatenInformationen/EEGinZahlen_2014_BF.pdf (Zugriff am 15. April 2019).

—. EEG-Registerdaten und -Fördersätze (des Anlagenregisters, ab 1. Juli 2017 Marktstammdatenregister). 2019. https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Zahlen-DatenInformationen/EEG_Registerdaten/EEG_Registerdaten_node.html (Zugriff am 15. April 2019).

—. Ergebnisse der Ausschreibungsrunden für Biomasse-Anlagen 2017/2018/2019. April 2019. https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Ausschreibungen/Biomasse/BeendeteAusschreibungen/BeendeteAusschreibungen_node.html (Zugriff am 15. April 2019).

—. „Hintergrundpapier – Ergebnisse der Ausschreibung für Solaranlagen vom 1. Oktober 2017.“ www.bundesnetzagentur.de. 22. November 2017. https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Ausschreibungen/Hintergrundpapiere/Hintergrundpapier_01_10_2017.pdf (Zugriff am 15. April 2019).

—. „Leitfaden zur Eigenversorgung.“ <https://www.bundesnetzagentur.de>. 20. Juni 2016. https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Eigenversorgung/Finaler_Leitfaden.pdf (Zugriff am 15. April 2019).

BWE, Bundesverband WindEnergie

Ausbauzahlen für das Gesamtjahr 2018 in Deutschland: Windenergie an Land – Zubau bricht stark ein, Mittel- und Langfristperspektive muss jetzt gesetzlich fixiert werden. 29. Januar 2019. <https://www.wind-energie.de/presse/pressemitteilungen/detail/ausbauzahlen-fuer-das-gesamtjahr-2018-in-deutschland-windenergie-an-land-zubau-bricht-stark-ein-m/> (Zugriff am 15. April 2019).

Clearingstelle-EEG

Was sind »benachteiligte Gebiete« i.S.d. EEG und wo finde ich eine Übersicht der benachteiligten Gebiete Deutschlands? 15. Januar 2019. www.clearingstelle-eeg-kwkg.de/beitrag/2750 (Zugriff am 15. April 2019).

DBFZ, Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH

„AGEE-Stat Fachgespräch „Bilanzierung der Wärmenutzung von Biogasanlagen“.“ Umfang der Wärmenutzung von Biogasanlagen: aktuelle Befragungs- und Forschungsergebnisse. Berlin, 25. April 2018.

Deutsche WindGuard GmbH

Kostensituation der Windenergie in Deutschland. Dezember 2015. https://www.windguard.de/veroeffentlichungen.html?file=files/cto_layout/img/unternehmen/veroeffentlichungen/2015/Kostensituation%20der%20Windenergie%20an%20Land%20in%20Deutschland%20-%20Update.pdf (Zugriff am 15. April 2019).

—. Perspektiven für den Weiterbetrieb von Windenergieanlagen nach 2020. Dezember 2017. <https://www.wind-energie.de/fileadmin/redaktion/dokumente/publikationen-oeffentlich/themen/02-technik-und-netze/06-betrieb/perspektiven-fuer-den-weiterbetrieb-von-wea-nach-2020-v3c.pdf> (Zugriff am 15. April 2019).

—. Status des Windenergieausbaus an Land in Deutschland – Jahr 2018. 2018. https://www.wind-guard.de/veroeffentlichungen.html?file=files/cto_layout/img/unternehmen/veroeffentlichungen/2019/Status%20des%20Windenergieausbaus%20an%20Land%20-%20Jahr%202018.pdf (Zugriff am 15. April 2019).

—. Weiterbetrieb von Windenergieanlagen nach 2020. 2016. https://www.windguard.de/veroeffentlichungen.html?file=files/cto_layout/img/unternehmen/veroeffentlichungen/2017/Weiterbetrieb%20von%20Windenergieanlagen%20nach%202020.pdf (Zugriff am 15. April 2019).

—. Wirtschaftlichkeit unterschiedlicher Nabenhöhen von Windenergieanlagen. 2017. https://www.windguard.de/veroeffentlichungen.html?file=files/cto_layout/img/unternehmen/veroeffentlichungen/2017/Wirtschaftlichkeit%20unterschiedlicher%20Nabenh%C3%B6hen%20von%20Windenergieanlagen.pdf (Zugriff am 15. April 2019).

Deutsche WindGuard GmbH, Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW)

„Wissenschaftlicher Endbericht, Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts gem. § 97 EEG, Teilvorhaben V IIe): Wind an Land.“ Varel/Stuttgart, 2019.

EEG 2014

Erneuerbare-Energien-Gesetz 2014; Gesetz für den Ausbau Erneuerbarer Energien. (BGBl. I S. 1066); zuletzt geändert durch Art. 2 Abs. 10 des Gesetzes vom 21. Dezember 2015 (BGBl. I S. 2498), 2014.

EEG 2017

Erneuerbare-Energien-Gesetz 2017; Gesetz zur Einführung von Ausschreibungen für Strom aus Erneuerbaren Energien und zu weiteren Änderungen des Rechts der Erneuerbaren Energien. Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), zuletzt geändert durch Artikel 1 des Gesetzes vom 17. Dezember 2018 (BGBl. I S. 2549), 2017.

Energy Brainpool GmbH & Co. KG.

„Prognose der Stromabgabe an Letztverbraucher für das Kalenderjahr 2014.“ www.energybrainpool.com. Oktober 2013. https://www.netztransparenz.de/portals/1/Content/EEG-Umlage/EEG-Umlage%202014/EnergyBrainpool_Prognose_LV_2014.pdf (Zugriff am 15. April 2019).

Fachverband Biogas e. V.

„Wärmenutzung in Deutschland.“ www.biogas.org. 03. November 2016. [https://www.biogas.org/ed-com/webfvb.nsf/id/DE-Waermenutzung-von-Biogasanlagen-in-Deutschland/\\$file/Biogas%20Journal%201-2017_W%C3%A4rmestudie.pdf](https://www.biogas.org/ed-com/webfvb.nsf/id/DE-Waermenutzung-von-Biogasanlagen-in-Deutschland/$file/Biogas%20Journal%201-2017_W%C3%A4rmestudie.pdf) (Zugriff am 15. April 2018).

Fraunhofer IEE

„Wissenschaftlicher Endbericht, Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts gemäß § 97 EEG, Teilvorhaben IIa): Biomasse.“ Kassel, 2019.

Fraunhofer ISI et al.

2015. „Laufende Evaluierung der Direktvermarktung von Strom aus Erneuerbaren Energien, 13. Quartalsbericht.“ <https://www.erneuerbare-energien.de>. 01. Mai 2015. <https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/Berichte/laufende-evaluierung-direktvermarktung-strom-erneuerbare-energie-2015-mai.pdf> (Zugriff am 15. April 2019).

Fraunhofer ISI

„Mittelfristprognosen zur deutschlandweiten Stromabgabe an Letztverbraucher für die Kalenderjahre 2016 bis 2020.“ www.netztransparenz.de. Oktober 2015. https://www.netztransparenz.de/portals/1/Content/Erneuerbare-Energien-Gesetz/Jahres-Mittelfrist-Prognosen/Jahres-Mittelfrist-Prognose%202015/20151006_Abschlussbericht_LV_ISI.pdf (Zugriff am 15. April 2019).

Fraunhofer ISI, Fraunhofer IWES, IKEM et al.

„Monitoring der Direktvermarktung (Quartalsbericht 12/2017).“ <https://www.erneuerbare-energien.de>. Dezember 2017. <https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/Berichte/monitoring-direktvermarktung-strom-ee-quartalsbericht-12-2017.pdf> (Zugriff am 15. April 2019).

—. „Monitoring der Direktvermarktung (Quartalsbericht 12/2018).“ <https://www.erneuerbare-energien.de>. Dezember 2018. <https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/Berichte/monitoring-direktvermarktung-strom-ee-quartalsbericht-12-2018.pdf> (Zugriff am 15. April 2019).

gec-co , Global Engineering & Consulting-Company GmbH

„Wissenschaftlicher Endbericht, Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts gemäß § 97 EEG, Teilvorhaben IIb): Geothermie.“ Augsburg, 2019.

Geothermie Allianz-Bayern

„Potential der hydrothermalen Geothermie zur Stromerzeugung in Deutschland.“ 2017.

IBFM, Ingenieurbüro Floecksmühle GmbH et al.

„Wissenschaftlicher Endbericht, Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts gemäß § 97 EEG, Teilvorhaben II(d): Wasserkraft.“ Aachen, 2019.

izes gGmbH, LEUPHANA

„Beitrag des Monitoring Vorhabens zum EEG-Erfahrungsbericht nach § 97 EEG 2017: Akteursstrukturanalyse Windenergie an Land für die bislang erfolgten Ausschreibungsrunden Mai 2017, August 2017, November 2017 und Februar 2018.“ Berlin/Lüneburg, 2018.

Netztransparenz.de.

EEG-Jahresabrechnungen. 2016, 2017. <https://www.netztransparenz.de/EEG/Jahresabrechnungen> (Zugriff am 15. April 2019).

Öko-Institut e.V.

„Aktueller Stand der KWK-Erzeugung.“ www.oeko.de. September 2014. <https://www.oeko.de/oeko-doc/2118/2014-674-de.pdf> (Zugriff am 27. Juli 2017).

—. „Wissenschaftlicher Endbericht, Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts gem. § 97 EEG, Teilvorhaben III: Analyse der EEG-Umlage von 2010 bis 2019.“ Berlin, 2019.

Prognos AG

„Letztverbrauch 2019, Planungsprämissen für die Berechnung der EEG-Umlage, Dokumentation-Endbericht.“ <https://www.netztransparenz.de>. 05. November 2014. https://www.netztransparenz.de/portals/1/Content/Erneuerbare-Energien-Gesetz/Jahres-Mittelfrist-Prognosen/Jahres-Mittelfrist-Prognose%202014/Letzverbrauch_2019_fuer_UeNB_Veroeffentlichung_141105.pdf (Zugriff am 15. April 2019).

—. „Letztverbrauch 2021 Planungsprämissen für die Berechnung der EEG-Umlage, Dokumentation – Endbericht.“ www.netztransparenz.de. Oktober 2016. https://www.netztransparenz.de/portals/1/Content/EEG-Umlage/EEG-Umlage%202017/20161006_Abschlussbericht_LV_Prognos.pdf (Zugriff am 15. April 2018).

Prognos AG und Boos Hummel & Wegerich

„Mieterstrom – Rechtliche Einordnung, Organisationsformen, Potenziale und Wirtschaftlichkeit von Mieterstrommodellen.“ www.bmwi.de. 17. Januar 2016. <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/schlussbericht-mieterstrom.pdf> (Zugriff am 15. April 2018).

—. „Wissenschaftlicher Endbericht, Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts gem. § 97 EEG, Teilvorhaben IV, Evaluierung der Besonderen Ausgleichsregelung und der Umlagebefreiung in der Eigenversorgung und -erzeugung im EEG.“ Berlin, 2019.

Prognos AG, Fichtner GmbH & Co. KG und BET

„Wissenschaftlicher Endbericht, Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts gemäß § 97 EEG, Teilvorhaben V II(f): Windenergie auf See.“ Berlin/Stuttgart, 2019.

Statistisches Bundesamt

„Produzierendes Gewerbe – Stromerzeugungsanlagen der Betriebe im Verarbeitenden Gewerbe sowie im Bergbau und in der Gewinnung von Steinen und Erden, Fachserie 4 Reihe 6.4.“ www.destatis.de. 2015. <https://www.destatis.de/DE/Publikationen/Thematisch/Energie/Struktur/Stromerzeugungsanlagen2040640157004.pdf> (Zugriff am 27. Juli 2017).

—. „Produzierendes Gewerbe – Stromerzeugungsanlagen im Verarbeitenden Gewerbe sowie im Bergbau und in der Gewinnung von Steinen und Erden, Fachserie 4 Reihe 6.4.“ www.destatis.de. 2014. <https://www.destatis.de/DE/Publikationen/Thematisch/Energie/Struktur/Stromerzeugungsanlagen2040640147004.pdf> (Zugriff am 27. Juli 2017).

Übertragungsnetzbetreiber

„EEG-Jahresabrechnung 2012.“ www.netztransparenz.de. 26. Juli 2013. https://www.netztransparenz.de/portals/1/Content/Erneuerbare-Energien-Gesetz/Jahresabrechnungen/EEG-Jahresabrechnung_2012.pdf (Zugriff am 15. April 2019).

- „EEG-Jahresabrechnung 2013.“ <https://www.netztransparenz.de>. 25. Juli 2014. https://www.netztransparenz.de/portals/1/Content/Erneuerbare-Energien-Gesetz/Jahresabrechnungen/EEG-Jahresabrechnung_2013.pdf (Zugriff am 15. April 2019).
- „EEG-Jahresabrechnung 2014.“ www.netztransparenz.de. September 2015. https://www.netztransparenz.de/portals/1/Content/Erneuerbare-Energien-Gesetz/Jahresabrechnungen/EEG-Jahresabrechnung_2014.pdf (Zugriff am 2017).
- „EEG-Jahresabrechnung 2015.“ www.netztransparenz.de. September 2016. https://www.netztransparenz.de/portals/1/Content/Erneuerbare-Energien-Gesetz/Jahresabrechnungen/EEG-Jahresabrechnung_2015.pdf (Zugriff am 15. April 2019).
- „EEG-Jahresabrechnung 2016.“ www.netztransparenz.de. Juli 2017. https://www.netztransparenz.de/portals/1/Content/Erneuerbare-Energien-Gesetz/Jahresabrechnungen/EEG-Jahresabrechnung_2016.pdf (Zugriff am 15. April 2019).
- „EEG-Jahresabrechnung 2017.“ www.netztransparenz.de. Juli 2018. https://www.netztransparenz.de/portals/1/Content/Erneuerbare-Energien-Gesetz/Jahresabrechnungen/EEG-Jahresabrechnung_2017.pdf (Zugriff am 15. April 2019).
- „EEG-Mengentestat 2016 auf Basis von Prüfungsvermerken: Angaben zu Stromeinspeisemengen und Einspeisevergütungen nach EEG.“ www.netztransparenz.de. 28. Juli 2017. https://www.netztransparenz.de/portals/1/EEG-Jahresabrechnung_2016.pdf (Zugriff am 15. April 2019).
- „EEG-Umlage.“ www.netztransparenz.de. 2019. <https://www.netztransparenz.de/EEG/EEG-Umlage> (Zugriff am 15. April 2019).
- „Prognose der EEG-Umlage 2014 nach Ausgl-MechV.“ www.netztransparenz.de. Oktober 2013. https://www.netztransparenz.de/portals/1/Content/EEG-Umlage/EEG-Umlage%202014/Konzept_zur_Prognose_und_Berechnung_der_EEG-Umlage_2014_nach_AusglMechV.pdf (Zugriff am 27. Juli 2017).
- „Prognose der EEG-Umlage 2015 nach Ausgl-MechV.“ www.netztransparenz.de. Oktober 2014. <https://www.netztransparenz.de/portals/1/Content/EEG-Umlage/EEG-Umlage%202015/20141015-Veroeffentlichung-EEG-Umlage-2015.pdf> (Zugriff am 27. Juli 2017).
- „Prognose der EEG-Umlage 2016 nach Ausgl-MechV.“ www.netztransparenz.de. Oktober 2015. https://www.netztransparenz.de/portals/1/Content/EEG-Umlage/20151015_Veroeffentlichung-EEG-Umlage-2016.pdf (Zugriff am 27. Juli 2017).
- „Prognose der EEG-Umlage 2017 nach Ausgl-MechV.“ www.netztransparenz.de. Oktober 2016. https://www.netztransparenz.de/portals/1/Content/EEG-Umlage/EEG-Umlage%202017/20161014_Veroeffentlichung_EEG-Umlage_2017.pdf (Zugriff am 30. Oktober 2016).
- „Prognose der EEG-Umlage 2018 nach EEG.“ www.netztransparenz.de. 16. Oktober 2017. https://www.netztransparenz.de/portals/1/Content/EEG-Umlage/EEG-Umlage%202017/20171016_Veroeffentlichung_EEG-Umlage_2018.pdf (Zugriff am 15. April 2019).

Umweltgutachter.de

„Datensätze zu Biogasanlagen.“ 2018.

ZSW und Bosch & Partner

„Wissenschaftlicher Endbericht, Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts gem. § 97 EEG, Teilvorhaben IIc): Solare Strahlungsenergie.“ Stuttgart, Hannover, 2019.

