

Bundesrepublik Deutschland

Fortschrittsbericht nach Artikel 22 der Richtlinie 2009/28/EG zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen

INHALTSVERZEICHNIS

0	Einleitung und Zusammenfassung	7
1	Sektorspezifische Anteile und Gesamtanteil sowie tatsächlicher Verbrauch der Energie aus erneuerbaren Quellen in den vergangenen zwei Jahren (2017 und 2018).....	18
2	Auf nationaler Ebene in den vergangenen 2 Jahren ergriffene und/oder geplante Maßnahmen zur Förderung des Zuwachses an Energie aus erneuerbaren Quellen unter Berücksichtigung des indikativen Zielpfades für die nationalen Ziele im Bereich erneuerbare Energien gemäß dem NREAP	29
2.a.	Bitte beschreiben Sie die Fortschritte bei der Bewertung und Verbesserung der Verwaltungsverfahren zur Beseitigung rechtlicher und sonstiger Hindernisse für den Ausbau erneuerbarer Energien.....	46
2.b.	Bitte beschreiben Sie die Maßnahmen zur Übertragung und Verteilung von Strom aus erneuerbaren Energiequellen und zur Verbesserung des Rahmens bzw. der Regeln für die Übernahme und Teilung der Netzanschluss- und Netzverstärkungskosten.	46
2.b.1.	<i>Energiewirtschaftsgesetz</i>	<i>46</i>
2.b.2.	<i>Bundesbedarfsplangesetz</i>	<i>51</i>
2.b.3.	<i>Netzausbaubeschleunigungsgesetz Übertragungsnetz</i>	<i>51</i>
2.b.4.	<i>Erneuerbare-Energien-Gesetz.....</i>	<i>52</i>
2.b.5.	<i>Systemstabilitätsverordnung.....</i>	<i>53</i>
2.b.6.	<i>ACER: Rahmenleitlinien und Netzkodizes</i>	<i>53</i>
2.b.7.	<i>Ten-Year Network Development Plan und Projects of Common Interest</i>	<i>53</i>
3	Bitte beschreiben Sie die existierenden Fördermaßnahmen und sonstigen Maßnahmen zur Unterstützung der Energien aus erneuerbaren Energiequellen sowie etwaige Weiterentwicklungen von Maßnahmen gegenüber den im NREAP angeführten.	55
3.0.	Fördermaßnahmen	55
3.0.1	<i>Erneuerbare-Energien-Gesetz.....</i>	<i>55</i>
3.0.2	<i>Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz</i>	<i>85</i>
3.0.3	<i>Marktanreizprogramm zur Nutzung Erneuerbarer Energien im Wärmemarkt</i>	<i>85</i>
3.0.4	<i>KfW-Förderprogramme zum energieeffizienten Bauen und Sanieren (CO₂-Gebäudesanierungsprogramm)</i>	<i>86</i>
3.0.5	<i>Anreizprogramm Energieeffizienz (APEE)</i>	<i>87</i>

3.0.6	<i>Förderprogramm Heizungsoptimierung (HZO-Programm)</i>	88
3.0.7	<i>Energieeinsparverordnung</i>	88
3.0.8	<i>Nationales Effizienzlabel für Heizungsanlagen</i>	89
3.0.9	<i>Bauplanungsrechtliche und raumplanerische Maßnahmen - Änderung des Baugesetzbuches</i>	89
3.0.10	<i>Bundesbedarfsplangesetz (BBPlG)</i>	91
3.0.11	<i>Netzausbaubeschleunigungsgesetz (NABEG)</i>	91
3.0.12	<i>Energiewirtschaftsgesetz</i>	93
3.0.13	<i>Treibhausgasquote im Bundes-Immissionsschutzgesetz (BImSchG)</i>	95
3.0.14	<i>Nationale Plattform Elektromobilität, Regierungsprogramm Elektromobilität</i>	96
3.0.15	<i>Elektromobilitätsgesetz</i>	96
3.0.16	<i>Förderung des Absatzes von elektrisch betriebenen Fahrzeugen (Umweltbonus)</i>	97
3.0.17	<i>Sonstige Maßnahmen zur Förderung Erneuerbarer Energien</i>	97
3.1.	Bitte machen Sie Angaben dazu, wie die geförderte Elektrizität den Endverbrauchern zugeteilt wird (für die Zwecke des Artikels 3 Abs. 9 der Richtlinie 2009/72/EG).	101
4	Bitte machen Sie gegebenenfalls Angaben dazu, wie die Fördermaßnahmen strukturiert wurden, um auch Anwendungen erneuerbarer Energien zu berücksichtigen, die von zusätzlichem Nutzen, möglicherweise aber kostspieliger sind (z. B. Biokraftstoffe aus Abfällen, Reststoffen, zellulosehaltigem Non-Food-Material und lignozellulosehaltigem Material).	103
4.1.	Regelungen im EEG	103
4.2.	Kraft-Wärme-Kopplung	104
4.3.	Novelle der Biomasseverordnung	110
4.4.	37. Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (Verordnung zur Anrechnung von strombasierten Kraftstoffen und mitverarbeiteten biogenen Ölen auf die Treibhausgasquote - 37. BImSchV)	111
4.5.	38. Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (Verordnung zur Festlegung weiterer Bestimmungen zur Treibhausgasminderung bei Kraftstoffen - 38. BImSchV)	111
4.6.	Flankierende Maßnahmen	112
5	Bitte machen Sie Angaben zur Funktionsweise des Systems der Herkunftsnachweise für Elektrizität, Wärme und Kälte aus erneuerbaren	

	Energiequellen und die Maßnahmen, die zur Gewährleistung der Zuverlässigkeit des Systems und zu seinem Schutz vor Betrug ergriffen werden.	113
6	Bitte beschreiben Sie die Entwicklungen in den vergangenen 2 Jahren in Bezug auf Verfügbarkeit und Nutzung von Biomasseressourcen für die Energieerzeugung.	116
6.1.	Biomasse für die Erzeugung von Wärme und Elektrizität	120
6.1.1	<i>Holzbiomasse</i>	120
6.1.2	<i>Biomasse von Agrarflächen</i>	122
6.1.3	<i>Nebenerzeugnisse und Reststoffe aus der Landwirtschaft und Fischerei...</i>	123
6.1.4	<i>Biomasse aus Abfällen</i>	124
6.2.	Biomasse für den Verkehrssektor	125
6.2.1	<i>Gängige Feldkulturen</i>	125
6.2.2	<i>Energiepflanzen</i>	125
6.2.3	<i>Abfälle und Reststoffe</i>	125
7	Bitte machen Sie Angaben zu etwaigen Änderungen der Rohstoffpreise und der Flächennutzung in Ihrem Mitgliedstaat in den vergangenen 2 Jahren, die auf die verstärkte Nutzung der Biomasse und anderer Formen von Energie aus erneuerbaren Quellen zurückzuführen sind. Bitte nennen Sie die entsprechenden Unterlagen zu diesen Auswirkungen, soweit solche vorliegen.	127
7.1.	Flächennutzung durch erneuerbare Energien.....	127
7.1.1	<i>Bioenergie</i>	127
7.1.2	<i>Photovoltaik</i>	131
7.1.3	<i>Onshore Windenergie</i>	132
7.2.	Preisentwicklung	132
7.2.1	<i>Pacht- und Bodenpreise</i>	132
7.2.2	<i>Holzartige Biomasse</i>	138
7.2.3	<i>Pflanzenöle</i>	145
7.2.4	<i>Substrate zur Biogaserzeugung</i>	146
7.2.5	<i>Erzeugerpreise land- und forstwirtschaftlicher Produkte</i>	146
8	Bitte beschreiben Sie die Entwicklung und nennen Sie den Anteil von Biokraftstoffen, die aus Abfällen, Rückständen, zellulosehaltigem Non-Food-Material und lignozellulosehaltigem Material hergestellt werden.	148

9	Bitte machen Sie Angaben zu den geschätzten Auswirkungen der Erzeugung von Biokraftstoffen und flüssigen Biobrennstoffen auf die biologische Vielfalt, die Wasserressourcen sowie die Wasser- und Bodenqualität in Ihrem Land in den vergangenen 2 Jahren. Bitte erläutern Sie, wie diese Auswirkungen evaluiert wurden, mit Angabe relevanter Unterlagen.	150
10	Bitte geben Sie Schätzwerte dafür an, in welchem Umfang durch die Nutzung von Energie aus erneuerbaren Energiequellen Treibhausgasemissionen vermieden werden (Nettowerte).....	152
11	Bitte geben Sie für die vergangenen zwei Jahre den Überschuss/das Defizit bei der Produktion erneuerbarer Energie im Vergleich zum indikativen Zielpfad an, der/das in andere bzw. aus anderen Mitgliedstaaten und/oder Drittländer(n) transferiert werden könnte, und geben sie für die kommenden Jahre bis 2020 die hierfür geschätzten Werte an. Äußern Sie sich außerdem zum veranschlagten Potenzial für gemeinsame Projekte bis 2020.	154
11.1.	Bitte machen Sie Angaben zu statistischen Transfers, gemeinsamen Projekten und zu Entscheidungsregeln für gemeinsame Förderregelungen.	155
12	Bitte machen Sie Angaben dazu, wie der Anteil biologisch abbaubarer Abfälle an den für die Energieproduktion genutzten Abfällen geschätzt wurde und welche Schritte zur Verbesserung und Überprüfung dieser Schätzungen unternommen wurden.	157
13	Bitte geben Sie die Mengen von Biokraftstoff und flüssigem Biobrennstoff in Energieeinheiten (tausend t RÖE) entsprechend den einzelnen Kategorien der in Anhang VIII Teil A aufgelisteten Rohstoffgruppen an, die von diesem Mitgliedstaat im Hinblick auf das Erreichen der Ziele gemäß Artikel 3 Absätze 1 und 2 sowie Artikel 3 Abs. 4 Unter Abs. 1 berücksichtigt werden.	158
14	Bericht nach Biomassestrom- und Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung (Biomasse-Nachhaltigkeitsverordnungen)	159
14.1.	Erfüllung der Anforderungen nach den Biomasse-Nachhaltigkeitsverordnungen.....	159
14.2.	Auswirkungen der Herstellung der in Deutschland zur Stromerzeugung eingesetzten flüssigen Biobrennstoffe und der in Verkehr gebrachten Biokraftstoffe auf die Nachhaltigkeit.....	162
14.2.1	<i>Herkunft der in Deutschland zur Stromerzeugung eingesetzten flüssigen Biobrennstoffe und der auf die Quotenverpflichtung angerechneten Biokraftstoffe.....</i>	<i>162</i>

14.2.2	<i>Nachhaltigkeitsaspekte, die die Biomasse-Nachhaltigkeitsverordnungen adressieren</i>	178
14.2.3	<i>Nachhaltigkeitsaspekte, die die Biomasse-Nachhaltigkeitsverordnungen nicht adressieren</i>	180
14.2.4	<i>Bewertung, ob der Einsatz flüssiger Biobrennstoffe für die Stromerzeugung und die Verwendung von Biokraftstoffen sozial vertretbar ist</i>	184
15	Anhang	186
15.1	Abkürzungsverzeichnis	186
15.2	Abbildungs- und Tabellenverzeichnis	189
15.3	Referenzen	192

0 EINLEITUNG UND ZUSAMMENFASSUNG

Mit der Energiewende beschreitet die Bundesregierung den Weg in eine sichere, bezahlbare und umweltverträgliche Zukunft der Energieversorgung. Erneuerbare Energien werden in zunehmendem Maße zur Energieversorgung beitragen, zusammen mit einer konsequenten Steigerung der Energieeffizienz.

Drei Ziele leiten die deutsche Energiepolitik: Versorgungssicherheit, Bezahlbarkeit und Umweltverträglichkeit. Die Grundlage für dieses sog. Zieldreieck der Energiepolitik bilden das Energiekonzept der Bundesregierung von 2010 und die Energiewendebeschlüsse des Deutschen Bundestages von 2011. Der Ausbau der erneuerbaren Energien im Stromsektor sowie im Wärme- und Kältesektor ist bereits eine tragende Säule der Energiewende, die weiter an Bedeutung gewinnt.

Im Berichtszeitraum war gesetzlich festgelegt, dass der Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch auf 40 bis 45 % im Jahr 2025, auf 55 bis 60 % im Jahr 2035 und auf mindestens 80 % bis 2050 ansteigen soll¹. Gemäß dem im März 2018 unterzeichneten Koalitionsvertrag strebt die Bundesregierung bereits 2030 einen Anteil erneuerbarer Energien von 65 % an. Dies wurde mit den Beschlüssen des Klimakabinetts vom 20.09.2019 sowie der Verabschiedung des Klimaschutzprogramms 2030 der Bundesregierung vom 9.10.2019 bestätigt. Die erneuerbaren Energien übernehmen danach mittel- und langfristig die zentrale Rolle in der Stromerzeugung.

Insgesamt stieg (entsprechend den Berechnungsregeln nach RL 2009/28/EG) der Anteil erneuerbarer Energien am gesamten Bruttoendenergieverbrauch in Deutschland im Berichtszeitraum auf 15,5 % im Jahr 2017 und auf 16,5 % im Jahr 2018. Dabei erhöhte sich der (unter Berücksichtigung der Normalisierungsregeln ergebene) Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch im Berichtszeitraum von 34,6 % im Jahr 2017 auf 38,0 % im Jahr 2018.

Der wachsende Anteil erneuerbarer Energien hat die Strommärkte vor die Herausforderung gestellt, mehr Flexibilität bereit zu stellen. Gleichzeitig müssen die erneuerbaren Energien in die Strommärkte integriert werden, indem sie beispielsweise

¹ Die nationalen Zielsetzungen in §1 Erneuerbare-Energien-Gesetz sind nicht unmittelbar mit den nach dem NREAP gemeldeten und im Fortschrittsbericht aufgeführten Zahlen vergleichbar, da sie nicht den Berechnungsregeln gem. RL 29/2009/EG unterliegen.

Systemdienstleistungen für das Elektrizitätsversorgungssystem zur Verfügung stellen.

Zur weiteren Integration der erneuerbaren Energien in den Markt und einer besseren Synchronisation mit dem Netzausbau und der übrigen Stromversorgung erfolgte ein Umstieg auf die verpflichtende Direktvermarktung von erneuerbarem Strom sowie die wettbewerbliche Ausschreibung der Förderhöhe.

Durch Ausschreibungen wurde ein Wettbewerb um die kostengünstigsten Energieanlagen und Standorte eröffnet. In der Folge konnte eine Senkung der Vergütung (Zuschlagswerte als Ergebnis der wettbewerblichen Ausschreibungen) insbesondere bei der Photovoltaik beobachtet werden. Hier sank der durchschnittliche mengengewichtete Zuschlagswert von der ersten Runde der Pilotausschreibung im April 2015 von 9,17 ct/kWh auf 4,33 ct/kWh in der ersten Ausschreibungsrunde des Jahres 2018 nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz 2017 (EEG 2017). Der mittlere Zuschlagspreis des Jahres 2018 lag bei rd. 4,5 ct/ kWh. Bei Windenergie an Land sank der mengengewichtete Zuschlagswert in Höhe von 5,78 ct/kWh in der ersten Ausschreibungsrunde vom Mai 2017 auf 3,82 ct/kWh in der dritten Ausschreibungsrunde des Jahres 2017.

Mehr als 95% der Zuschlagsmengen aus den ersten drei Ausschreibungen bei Wind an Land entfielen auf Bürgerenergiegesellschaften. Bürgerenergiegesellschaften hatten 2017 im Ausschreibungsverfahren zwei Vorteile gegenüber anderen Akteuren: Zum einen konnten sie im Gegensatz zu sonstigen Bietern ein Gebot für einen Windpark auch ohne eine ansonsten erforderliche Genehmigung abgeben und erhielten zudem eine verlängerte Realisierungsfrist (54 statt 30 Monate). Zum anderen bemaß sich die Förderhöhe nicht nach dem Gebotspreis wie bei den sonstigen Akteuren, sondern am höchsten bezuschlagten Preis. Aufgrund der langen Realisierungsfrist konnten Bürgerenergiegesellschaften so zu Preisen bieten, die für in der Planung weiter fortgeschrittene Projekte nicht wettbewerbsfähig waren. Mit der starken Dominanz der Bürgerenergiegesellschaften geht die Unsicherheit einher, dass es zu einer Lücke beim Zubau von Windenergie an Land kommt. Verursacht wird dies durch die verlängerte Realisierungsfrist und ein erhöhtes Realisierungsrisiko wegen der Möglichkeit der Teilnahme ohne Genehmigung sowie Ausnahmen bei den Pönalen bei Nicht-Realisierung. Vor diesem Hintergrund wurden die Privilegien für Bürgerenergiegesellschaften im Sommer 2017 vorübergehend eingeschränkt.

Im Jahr 2018 waren die Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land unterzeichnet. Im Vergleich zum hohen Zubau im Jahr 2017 sank die Netto-Leistung neu installierter Windenergieanlagen um etwa 55 % auf nur noch 2.273 MW im Jahr 2018. Gründe hierfür sind u.a. Effekte bei der Einführung des Ausschreibungssystems, die o.g. Bürgerenergieregulierung sowie weitere Fragen zur Akzeptanz der Wind-

energieprojekte, die auch mit einem Rückgang der Genehmigungen einhergehen. In Bezug auf die Windenergie an Land wurden sowohl in den Beschlüssen des Klimakabinetts vom 20.09.2019 sowie dem Klimaschutzprogramm der Bundesregierung vom 9.10.2019 Maßnahmen skizziert, wie die Akzeptanz gestärkt werden kann; weiterhin sollen die Genehmigungs- und Planungsverfahren effizienter gestaltet werden.

Bei den Ausschreibungen für Biomasse im September 2017 und 2018 spiegelt das geringe Gebotsvolumen (33 % bezogen auf die ausgeschriebene Menge von 122 MW im Jahr 2017 und 40 % bezogen auf die ausgeschriebene Menge von 225 MW im Jahr 2018) eine geringe Wettbewerbsintensität wider. Dies wirkte sich auch auf die Gebots- und Zuschlagswerte aus. Die Gebotswerte reichten von 9,86 ct/kWh bis 16,9 ct/kWh. Der mengengewichtete Durchschnitt der Zuschlagswerte der Biomasseausschreibungen liegen im Mittel über beide Runden bei 14,5 ct/kWh und damit nahe an den Höchstwerten. Diese betragen für Neuanlagen im Jahr 2017 14,88 ct/kWh (2018: 14,73 ct/kWh) und für Bestandsanlagen im Jahr 2017 16,9 ct/kWh (2018: 16,73 ct/kWh).

Die Realisierungsrate ist ein wichtiger Indikator für erfolgreich durchgeführte Ausschreibungen: Für die ersten acht Runden der Photovoltaik-Ausschreibungen (davon sechs in der Pilotausschreibung) liegt die Realisierungsrate im Mittel bei rd. 95 %.

Der Netzausbau wurde von der Bundesregierung im Berichtszeitraum weiter vorangetrieben. Beispielsweise wurden 65 Leitungsvorhaben mit ca. 7.700 km gesetzlich festgelegt und die Planungs- und Genehmigungsverfahren gesetzlich beschleunigt. Ca. 2.400 km davon werden als große Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungsleitungen geplant. Das wird den Stromaustausch deutlich verbessern und soll auch die Loop-Flows zu unseren Nachbarn erheblich reduzieren. Viele dieser Leitungen werden als Erdkabel geplant, um die öffentliche Akzeptanz zu erhöhen.

Insgesamt investiert Deutschland ca. 50 Milliarden Euro bis 2030, um die Stromübertragungsnetze auszubauen.

Maßnahmen zur Systemintegration sind auch künftig notwendig. Der Ausbau der Erneuerbare-Energien muss weiter mit dem Netzausbau abgestimmt werden. Dazu gehört, den Netzausbau weiter zu beschleunigen, die Auslastung und Optimierung der Bestandsnetze zu verbessern, die erneuerbaren Energien besser regional zu steuern und durch weitere Maßnahmen die internen Engpässe zu reduzieren.

Bei alledem muss zugleich die preisgünstige Energieversorgung für die Verbraucherinnen und Verbraucher sowie für die Industrie jederzeit im Blick behalten werden.

Ein Baustein zur europäischen Integration des EEG war die teilweise Öffnung für grenzüberschreitende Ausschreibungen. Das EEG 2017 sieht vor, 5 % der jährlich zu installierenden Leistung grenzüberschreitend auszuschreiben und damit für die Teilnahme von Anlagen in anderen EU-Mitgliedstaaten zu öffnen. Deutschland befindet sich dazu in fortlaufenden Gesprächen mit seinen Nachbarstaaten. Dadurch soll der Erneuerbaren-Ausbau auch grenzüberschreitend integriert werden.

Mit Blick auf Überschüsse bei der Produktion erneuerbarer Energie im Vergleich zum indikativen Zielpfad ergeben sich für den Berichtszeitraum Überschüsse in Höhe von 3.945 ktRÖE in 2017 und 6.141 ktRÖE in 2018. Erste Abschätzungen für die weitere Nutzung der erneuerbaren Energien und die Entwicklung des Bruttoendenergieverbrauchs lassen für die verbleibenden Jahre 2019 und 2020 ebenfalls geringe Überschüsse erwarten.

Die Sektoren im Einzelnen

Das EEG ist das zentrale Instrument, um die Ziele für den Ausbau der erneuerbaren Energien im Stromsektor zu erreichen. Es wurde in den letzten Jahren kontinuierlich an die sich rasch beschleunigende Entwicklung der erneuerbaren Energien angepasst. Bereits mit der Novelle des EEG im Jahr 2014 wurden die Kosten begrenzt, der Ausbau der erneuerbaren Energien planvoll gesteuert und die erneuerbaren Energien weiter an den Markt herangeführt. Verschiedene Instrumente steuern seitdem die Mengen und konzentrieren den Zubau der erneuerbaren Energien auf die kostengünstigen Technologien. Insgesamt sinken damit die Kosten für die Erreichung der Ausbauziele, und die Energiewende wird für alle Akteure planbarer.

Vor allem sind die erneuerbaren Energien durch die Novellen des EEG in den vergangenen Jahren schrittweise in die Direktvermarktung und damit an den Markt herangeführt worden. Mit dem EEG 2012 wurde zunächst die optionale Marktprämie eingeführt. Die Betreiber konnten demnach wählen, ob sie ihren Strom selbst am Markt direkt vermarkten wollen oder ob sie den Strom an die Netzbetreiber gegen eine Einspeisevergütung liefern und die Netzbetreiber diesen Strom am Markt verkaufen. Mit dem EEG 2014 wurde die Direktvermarktung für größere Anlagen Pflicht. Damit tragen die Betreiber von Erneuerbare-Energien-Anlagen die volle Verantwortung für die Vermarktung ihres Stroms am Strommarkt. Sie müssen sich somit Abnehmer für den Strom am Markt suchen und tragen die volle Bilanzkreisverantwortung. Hiermit wurde zugleich ein Beitrag zur Sicherheit der Energieversorgung geleistet. Darüber hinaus wurde mit dem EEG 2014 der Weg zur Ermittlung der Förderhöhe am Markt bereitet. Zunächst wurde die Förderung von solaren Freiflächenanlagen 2015 auf Ausschreibungen umgestellt.

Mit dem EEG 2017 wurde die Umstellung auf Ausschreibungen auch für andere erneuerbare Energien vollzogen. Die Förderung von erneuerbaren Energien wird seit dem grundsätzlich über Ausschreibungen wettbewerblich ermittelt. Durch Ausschreibungen kann der Ausbau besser gesteuert werden. Auch wird die Reaktion auf unvorhersehbare Marktentwicklungen vereinfacht. Es verbessert außerdem die Planungssicherheit für die anderen Akteure der Stromwirtschaft. Die Umstellung auf Ausschreibungen entspricht damit schließlich auch dem Ansatz der Europäischen Kommission für eine marktnähere Förderung der erneuerbaren Energien.

Die Ausschreibung der gleitenden Marktprämie ist zudem ein Mechanismus, der dafür sorgt, dass keine Förderung mehr gezahlt wird, wenn die Anlagen sich über den Strommarkt refinanzieren können. Sobald die Gebote in den Ausschreibungen unterhalb der aktuellen monatlichen Börsenstrompreise liegen, wird automatisch keine Förderung mehr ausgezahlt. Im Bereich von Windenergieanlagen auf See und teilweise auch im Bereich von großen Solaranlagen sind die Gebotswerte bereits unter den heutigen Börsenstrompreisen, so dass diese Anlagen keine Förderung mehr erhalten und sich über die Markterlöse refinanzieren.

Konkret wurden durch das EEG 2017 Ausschreibungen für Biomasseanlagen (ab einer installierten Leistung von mehr als 150 kW), für Windenergieanlagen an Land und Solaranlagen (jeweils ab einer installierten Leistung von mehr als 750 kW) sowie für Windenergieanlagen auf See eingeführt. Dabei wurde das Ausschreibungsdesign für die einzelnen Technologien jeweils an die individuellen Marktbedingungen angepasst:

- Die Ermittlung der Förderhöhe von Photovoltaik-Freiflächenanlagen wurde bereits 2015 mit der Freiflächenausschreibungsverordnung (FFAV) auf Ausschreibungen umgestellt. Zunächst wurden 400 MW pro Jahr ausgeschrieben, ab 2017 wurde das Ausschreibungsvolumen auf 600 MW pro Jahr festgelegt. Die Flächenkulisse für Freiflächenanlagen wurde dahingehend erweitert, dass die Bundesländer ermächtigt wurden, die Bezuschlagung von Anlagen auf Ackerland oder Grünlandflächen in benachteiligten Gebieten durch Rechtsverordnung in ihrem Landesgebiet zuzulassen.
- Auch für Windenergieanlagen an Land wurden, mit Ausnahme von Prototypen und Anlagen bis 750 kW, Ausschreibungen eingeführt. Teilnehmen können grundsätzlich alle Anlagen, die über eine Genehmigung nach dem Immissionsschutzrecht verfügen. Ausgenommen von dem Genehmigungserfordernis waren 2017 die Projekte von Bürgerenergiegesellschaften. Daneben wurde das Referenzertragsmodell von einem zweistufigen in Richtung eines einstufigen Modells weiterentwickelt und in einem Netzausbaugebiet die maximale Zuschlagsmenge vorübergehend lokal begrenzt. Hierdurch soll ein möglichst bundesweiter Zubau neuer Windenergieanlagen erreicht werden.

- Für Windenergieanlagen auf See wurden ebenfalls Ausschreibungen eingeführt. Um ausreichenden Wettbewerb sicherzustellen, werden die Flächen für künftige Offshore-Windparks im sog. zentralen Modell ausgeschrieben. Dabei handelt es sich um staatlich voruntersuchte Flächen, die auf Ihre Eignung zum Offshore-Ausbau hin geprüft wurden. Zugleich wurden Flächenplanung und Raumordnung, Anlagengenehmigung, EEG-Förderung und Netzanbindung besser und kosteneffizienter miteinander verzahnt. Zu diesem Zweck wurden alle relevanten Regelungen in einem Gesetz zusammengeführt (Windenergie-auf-See-Gesetz). Um den langen Vorlaufzeiten für den Bau von Windparks und Netzanbindungen Rechnung zu tragen, wird dieser Systemwechsel allerdings erst für Anlagen wirksam, die ab 2026 in Betrieb genommen werden. Die Festlegung auf das zentrale Modell soll der Branche für die Zeit danach frühzeitig Planungssicherheit gewähren und einen „Fadenriss“, d.h. die abrupte Unterbrechung des Ausbaus der Windenergie auf See, bei dieser noch jungen Technologie verhindern. Für die Übergangszeit wurde der jährliche Ausbau durch Ausschreibungen in 2017 und 2018 gesteuert, an denen nur Windparks, die in ihrer Planung und Genehmigung weit fortgeschritten waren, teilnehmen konnten. Zu diesem Zweck wurden für Inbetriebnahmen in den Jahren 2021 bis 2025 zwei Ausschreibungsrunden durchgeführt.

- Für Biomasseanlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 150 kW wurden ebenfalls Ausschreibungen eingeführt. Das Ausschreibungssystem soll neben Neuanlagen insbesondere effizienten bestehenden Biomasseanlagen eine wirtschaftliche Anschlussperspektive bieten: In dem Zeitraum bis 2024 wird für insgesamt ungefähr 500 MW Biogasanlagen die bisherige Förderung auslaufen. Daher wurde das Ausschreibungsvolumen so festgesetzt, dass es den bestehenden Biogasanlagen mit ausreichendem zeitlichem Vorlauf rechnerisch eine faire Teilnahmechance sowie zugleich einen Zubau von Neuanlagen ermöglicht. An den Ausschreibungen können auch Anlagen für feste Biomasse teilnehmen. Anders als bei den anderen Technologien liegt die De-minimis-Grenze für Ausschreibungen bei Biomasseanlagen bei 150 kW.

Im Wärme- und Kältesektor soll bis 2050 ein nahezu klimaneutraler Gebäudebestand erreicht werden. In der Energieeffizienzstrategie Gebäude (ESG) der Bundesregierung aus dem Jahr 2015 wird aufgezeigt, dass dieses Ziel durch eine angemessene Kombination aus einem verstärkten Einsatz erneuerbarer Energien und einer Steigerung der Energieeffizienz von Gebäuden zu erreichen ist. Auch im Gebäudebereich wird deshalb das Prinzip „Efficiency first“ angewendet. Der Energieverbrauch im Wärme- und Kältesektor muss bis 2050 um bis zu 50 % sinken. Zudem braucht es eine weitere erhebliche Steigerung des Anteils erneuerbarer Energien auch nach 2020 bis 2050.

Um den Ausbau der erneuerbaren Energien im Wärme- und Kältesektor zu unterstützen, wurden zahlreiche Maßnahmen umgesetzt. Im Einzelnen:

- Das im Jahr 2009 in Kraft getretene und im Jahr 2011 überarbeitete Erneuerbare-Energien-Wärme-gesetz sieht vor, dass Bauherren bei Neubauten den Wärme- und Kälteenergiebedarf anteilig durch Nutzung von erneuerbaren Energien decken oder Ersatzmaßnahmen vornehmen, wie zusätzliche Dämmmaßnahmen oder die Nutzung von Kraft-Wärme-Kopplung / Fernwärme .
- Das Marktanreizprogramm zur Förderung der Nutzung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt (MAP) ist seit dem Jahr 2009 im Erneuerbaren-Energien-Wärme-Gesetz verankert. Mit dem Förderprogramm wird der Einbau unterschiedlicher Technologien im Bereich der erneuerbaren Energien im Gebäudesektor gefördert. Mit der Novellierung der MAP-Förderrichtlinie im April 2015 wurde die Förderung erweitert (z.B. um die ertragsabhängige Förderung bei Solarthermieanlagen) und stärker für den gewerblichen Bereich geöffnet. In den Förderjahren 2017 und 2018 wurden in den beiden Förderteilen (BAFA, KfW) des MAP insgesamt Fördermittel in Höhe von rd. 467 Mio. Euro ausgezahlt und damit schätzungsweise ein Investitionsvolumen in Höhe von rd. 2 Mrd. Euro ausgelöst. Im Einzelnen wurden in den Jahren 2017 und 2018 aus dem Zuschussteil des MAP (BAFA) Investitionszuschüsse in Höhe von rd. 392 Mio. Euro für 108.100 erneuerbare Heizungsanlagen überwiegend an Privatpersonen im Ein- und Zweifamilienhausbereich ausgezahlt. Des Weiteren wurde in den Jahren 2017 und 2018 im über die KfW administrierten Teil des MAP für insgesamt 3.341 Anlagen ein Darlehensvolumen in Höhe von rd. 214 Mio. Euro in Verbindung mit Tilgungszuschüssen in Höhe von rd. 75 Mio. Euro wertgestellt. Zusätzlich wurden Anträge für 3.846 neue Anlagen gestellt.
- Mit dem CO₂-Gebäudesanierungsprogramm wird energetisches Bauen und Sanieren mit zinsgünstigen Darlehen und Tilgungszuschüssen sowie Zuschüssen gefördert. Die Fördermittel für die über die KfW abgewickelten Programme wurden bis 2018 auf einem Niveau von 2 Mrd. Euro jährlich verstetigt. Darüber hinaus wurde im Jahr 2015 die Förderung im Bereich der Nichtwohngebäude erweitert.
- Das Anreizprogramm Energieeffizienz (APEE), welches im Jahr 2016 umgesetzt wurde, ist Teil des Nationalen Aktionsplans für Energieeffizienz. Mit dem Heizungs- und Lüftungspaket, das in das CO₂-Gebäudesanierungsprogramm und das MAP integriert wurde, ist die bestehende Förderlandschaft verstärkt worden. Als weiterer Bestandteil des APEE wird die Markteinführung der innovativen Brennstoffzellenheizung für Neubau und Bestandsgebäude seit August 2016 gefördert. In den Jahren 2017 und 2018 wurden im Rahmen des MAP für Heizungen auf Grundlage erneuerbarer Energien rund 21.700 Förderzusagen für den Heizungspaket-Bonus über das APEE erteilt.

Um den Anteil erneuerbarer Energien im Verkehrssektor zu erhöhen wurden im Berichtszeitraum insb. folgende Fördermaßnahmen umgesetzt bzw. weitergeführt:

- Zur Förderung des Einsatzes von Biokraftstoffen wurde 2015 eine Verpflichtung zur Treibhausgasminde-rung eingeführt (Biokraftstoffquote damit abgelöst). Danach be-

steht für das Inverkehrbringen von Otto-, Diesel- und Biokraftstoffen die Verpflichtung, dass deren THG-Emissionen in Summe um einen festen Prozentsatz gegenüber dem fossilen Referenzwert gemindert werden. Seit dem Jahr 2017 beträgt dieser Referenzwert 4 %.

- Die Nationale Plattform Elektromobilität (NPE), bestehend aus Vertretern aus Industrie, Wissenschaft und Politik, wurde 2010 gegründet. Deren Aufgabe ist es u.a. konkrete Umsetzungsschritte für das Voranbringen der Elektromobilität zu erarbeiten und vorzuschlagen. Empfehlungen wurden bspw. im Regierungsprogramm Elektromobilität aus dem Jahr 2011 aufgenommen. Im Jahr 2018 wurde zudem der Fortschrittsbericht zur Markthochlaufphase veröffentlicht. Mit Beendigung der NPE zum 31.12.2018 sind die Themen in die Nationale Plattform Zukunft der Mobilität (NPM) überführt worden.
- Zur Förderung elektrisch betriebener Fahrzeuge (Personenkraftwagen und leichte Nutzfahrzeuge) sieht das Elektromobilitätsgesetz (EmoG), seit dem 12. Juni 2015 Nutzungsvorteile auf öffentlichen Straßen oder Wegen sowie Ausnahmen von Zufahrtsbeschränkungen oder Durchfahrtsverboten durch die Kommunen vor. Zudem wurde 2016 ein sogenannter Umweltbonus eingeführt. Es handelt sich um ein Förderprogramm (Gesamthöhe 600 Mio. Euro), mit dem Prämien für die Neuanschaffung von Elektrofahrzeugen zur Verfügung gestellt werden. Für ein Batterieelektrofahrzeug bzw. Brennstoffzellenfahrzeug waren bis Ende 2019 rund 2.000 Euro und für ein von außen aufladbares Hybridelektrofahrzeug 1.500 Euro vorgesehen. Bis Ende 2018 wurden 91.498 Anträge gestellt. Anfang 2020 wurde die Förderrichtlinie geändert, die Fördersummen pro Fahrzeug angehoben und die Laufzeit bis Ende 2025 verlängert.

Erneuerbare Energien: Fortschritte im Berichtszeitraum

In Übereinstimmung mit den Anforderungen der Richtlinie 2009/28/EG liegt der Fokus dieses Berichts auf dem Zeitraum 1. Januar 2017 bis 31. Dezember 2018.

Insgesamt ist der Verbrauch von Energie aus erneuerbaren Quellen in Deutschland im Zeitraum 2005 bis 2018 von insgesamt 16.258 kt RÖE (Rohöleinheit) auf 36.804 kt RÖE gestiegen. Im Jahr 2017 betrug der Verbrauch 35.031 kt RÖE.

Insgesamt lag der Anteil erneuerbarer Energien am Bruttoendenergieverbrauch in Deutschland im Jahr 2017 bei 15,5 % und im Jahr 2018 bei 16,5 % und liegt damit leicht unter dem im Nationalen Aktionsplan für erneuerbare Energie (NREAP) prognostizierten Wert von 16,7 % (2018).

Der Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch (unter Berücksichtigung der Normalisierung) stieg im Berichtszeitraum von 34,6 % im Jahr 2017 auf 38,0 % im Jahr 2018 (mit knapp 224 TWh). Die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energie-

quellen übertrifft damit die Schätzungen des NREAP für das Jahr 2018 (191 TWh) um etwa 14 %.

Der Bruttoendenergieverbrauch für Wärme aus erneuerbaren Energien lag in beiden Berichtsjahren etwas über der Schätzung des NREAP (2017 bei 14.758 kt RÖE gegenüber der NREAP Schätzung von 13.071 kt RÖE und 2018 bei 14.877 kt RÖE gegenüber 13.524 kt RÖE in der Schätzung). Der Anstieg seit dem Jahr 2005 ist vor allem auf den Ausbau der Nutzung fester und gasförmiger Biomasse sowie die Zunahme bei der Umweltwärme und der oberflächennahen Geothermie zurückzuführen. Die Entwicklung des Ausbaus der Solarthermie und der tiefen Geothermie verlief gegenüber den Erwartungen des NREAP deutlich langsamer.

Die Menge erneuerbarer Energien im Verkehrssektor lag in den Berichtsjahren mit 2.875 kt RÖE im Jahr 2017 bzw. 3.022 kt RÖE im Jahr 2018 deutlich unter den Schätzwerten des NREAP. Die Menge der konventionellen Biokraftstoffe lag damit ebenfalls deutlich unter den Schätzungen des NREAP, die Nutzung reststoff- und abfallbasierter Biokraftstoffe blieb hingegen auch nach dem Wegfall der Doppelanrechnung deutlich über den im NREAP prognostizierten Werten.

Die für das Berichtsjahr 2017 und 2018 vorliegenden Daten sind zum Teil vorläufig. Im nächsten Fortschrittsbericht wird die Bundesregierung über eventuell aktualisierte Werte berichten.

Klimaschutz und sozio-ökonomische Effekte durch erneuerbare Energien

Im Jahr 2017 wurde durch die Nutzung von erneuerbaren Energien der Ausstoß von insgesamt 182 Mio. t CO₂-Äquivalenten (CO_{2, äq}) und im Jahr 2018 etwa 187 Mio. t CO_{2, äq} vermieden. Die höchste Treibhausgasvermeidung wurde hierbei im Stromsektor realisiert, im Jahr 2017 mit rund 139 Mio. t CO_{2, äq} und im Jahr 2018 mit rund 144 Mio. t CO_{2, äq}.

Im Sektor „Wärme und Kälte“ resultierten aus der Nutzung erneuerbarer Energien vermiedene Treibhausgasemissionen in Höhe von jeweils rund 35 Mio. t CO_{2, äq} in den Jahren 2017 und 2018.

Im Verkehrssektor (ohne den Kraftstoffverbrauch in der Landwirtschaft, dem Baugewerbe und Militär) lagen die errechneten Treibhausgasreduzierungen im Jahr 2017 bei rund 7,4 Mio. t CO_{2, äq} und im Jahr 2018 bei rund 7,7 Mio. t CO_{2, äq} (ohne Berücksichtigung indirekter Landnutzungsänderungen).

Deutschland importiert den überwiegenden Teil des verbrauchten Mineralöls, Erdgases, sowie Steinkohle. Diese fossilen Primärenergieträger werden zunehmend durch erneuerbare Energien ersetzt und senken damit die Importnachfrage Deutschlands.

Ohne erneuerbare Energien wäre die Importnachfrage nach fossilen Brennstoffen im Berichtszeitraum höher ausgefallen.

Die Beschäftigung im Bereich der erneuerbaren Energien in Deutschland ist zuletzt zurückgegangen. Für das Jahr 2017 lag die Bruttobeschäftigung bei rund 317.000 Beschäftigten (2016: 348.000). Eine positive Entwicklung seit 2014 konnte dabei insbesondere in den Bereichen der Windenergie auf See sowie der Umweltwärme und oberflächennahe Geothermie verzeichnet werden. In den übrigen Segmenten war dagegen eine rückläufige Entwicklung zu beobachten, insbesondere in den Branchen Wind an Land und Solarenergie (DIW, DLR, 2019).

Berichterstattung zu den Biomasse-Nachhaltigkeitsverordnungen der Bundesregierung

Deutschland hat sich in seinen Biomasse-Nachhaltigkeitsverordnungen (§ 64 Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung (Biokraft-NachV) bzw. § 72 Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung (BioSt-NachV)) dazu verpflichtet, im Rahmen der Fortschrittsberichte gegenüber der EU-Kommission über die Erfüllung der Anforderungen nach diesen Verordnungen zu berichten. Dies erfolgt ergänzend zum vorgegebenen Muster in Punkt 14 des Berichts und liegt somit außerhalb der Berichtspflicht des Fortschrittsberichtes selbst.

Berichterstattung im Rahmen des Monitoring-Prozesses „Energie der Zukunft“

Die Bundesregierung hat im Herbst 2011 den Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“ ins Leben gerufen. Das Monitoring dient dem Ziel, die Umsetzung der Maßnahmen zur Energiewende und des Energiekonzepts einschließlich der Ziele mit Blick auf eine sichere, wirtschaftliche und umweltverträgliche Energieversorgung zu überprüfen, um bei Bedarf nachsteuern zu können. Ein jährlicher Monitoring-Bericht stellt die Fakten dar und bewertet den Fortschritt bei der Zielerreichung und den Stand der Umsetzung. Grundsätzlich alle drei Jahre, so erstmals im Jahr 2014, wird ein umfassenderer Fortschrittsbericht erstellt, der auf einer mehrjährigen Datenbasis beruht und Gelegenheit für tiefer gehende Analysen bietet. Eine unabhängige Kommission aus Energieexperten begleitet den Monitoring-Prozess. Die Kommission gibt eine Stellungnahme zum Monitoring-Bericht der Bundesregierung ab. Die Stellungnahme wird im weiteren Monitoring-Prozess berücksichtigt.

Die in dem hier vorgelegten Fortschrittsbericht dargestellten Entwicklungen im Bereich der erneuerbaren Energien werden im Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“ ebenfalls beschrieben, allerdings in einem breiteren Kontext, der auch Bereiche wie Energieeffizienz, Versorgungssicherheit, Netzausbau, Kraftwerkspark oder Energiepreise und -kosten umfasst. Zuletzt wurde im Juni 2019 der 2. Fortschrittsbericht „Energie der Zukunft“ veröffentlicht.

Abfassung des Fortschrittsberichts

Im vorliegenden Fortschrittsbericht werden die nach Art. 22 der EU-Richtlinie 2009/28/EG erforderlichen Inhalte dargelegt. Dabei wurde das vorgegebene Muster zur Erstellung des Fortschrittsberichts genutzt. Über das Muster hinausgehende Informationen (z. B. die Berichterstattung zu den Biomassenachhaltigkeitsverordnungen oder weiterführende Anlagen) sind entsprechend gekennzeichnet.

1 SEKTORSPEZIFISCHE ANTEILE UND GESAMTANTEIL SOWIE TATSÄCHLICHER VERBRAUCH DER ENERGIE AUS ERNEUERBAREN QUELLEN IN DEN VERGANGENEN ZWEI JAHREN (2017 UND 2018)

(Artikel 22 Abs. 1 Buchstabe a der Richtlinie 2009/28/EG)

Die folgenden Ausführungen basieren weitgehend auf Werten, die mit dem von Eurostat entwickelten SHARES-Tool² ermittelt wurden. Wesentliche Grundlage sind die Ergebnisse der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik – AGEE-Stat – (BMWi 2019), die sich im Wesentlichen auf amtliche Daten sowie ergänzend auf wissenschaftliche Erhebungen, Modelle und teilweise Verbandsdaten stützen.

Alle Daten dieses fünften Fortschrittsberichts stimmen mit den Abgrenzungen und Berechnungsvorschriften für den Nationalen Aktionsplan für erneuerbare Energie (NREAP), wie sie in der Richtlinie 2009/28/EG festgelegt sind, überein. Die im Fokus dieses Berichts stehenden Jahre 2017 und 2018 sind besonders gekennzeichnet.

Bruttoendenergieverbrauch (BEEV)

Der BEEV in den einzelnen Sektoren sowie der gesamte BEEV sind in Tabelle A dargestellt. Der Gesamt-BEEV in Deutschland war im Zeitraum 2005 bis 2018 weitgehend unverändert, jedoch überlagert von konjunkturellen und temperaturbedingten Schwankungen. Während er im Jahr 2005 bei 226.597 Kilotonnen Rohöleinheiten (kt RÖE) lag, betrug er im Jahr 2017 – welches höhere Temperaturen als das Jahr 2005 aufwies – 226.410 kt RÖE. Im Jahr 2018 – das wesentlich wärmer als 2005 und auch wärmer als das Vorjahr war – lag der Gesamt-BEEV bei 223.305 kt RÖE. Im NREAP wurde im „Szenario mit weiteren Effizienzmaßnahmen“ (EFF) der BEEV im Jahr 2017 auf 206.984 kt RÖE und im Jahr 2018 auf 203.760 kt RÖE wesentlich niedriger geschätzt.

Im Sektor „Wärme und Kälte“ war im Zeitraum 2005 bis 2017 insbesondere temperaturbedingt ein Rückgang (-4.341 kt RÖE, das entspricht -3,8 %) auf 110.386 kt RÖE zu verzeichnen. Im Jahr 2018 lag der BEEV „Wärme und Kälte“ dann gleichfalls aufgrund der Temperaturverhältnisse und auch der Lagerbestandseffekte beim leichten Heizöl mit 109.162 kt RÖE (-4,9 % ggü. 2005) nochmals niedriger. Der NREAP-Wert (EFF) für das Jahr 2018 beträgt 97.449 kt RÖE (2017: 99.551 kt RÖE).

Der BEEV im Sektor „Elektrizität“ befand sich im Jahr 2017 mit 51.183 kt RÖE und im Jahr 2018 mit 50.580 kt RÖE 2,8 % bzw. 3,9 % unter dem des Jahres 2005

² Eurostat (2018), SHARES Tool Manual: <http://ec.europa.eu/eurostat/web/energy/data/shares>.

(52.634 kt RÖE). Im NREAP (EFF) waren 2018 (2017) insgesamt 49.346 kt RÖE (49.799 kt RÖE) veranschlagt.

Beim Endenergieverbrauch (EEV) „Verkehr“ war im Zeitraum 2005 bis 2013 keine wesentliche Veränderung zu beobachten. Seit dem Jahr 2014 stieg der Verbrauch kontinuierlich auf 56.451 kt RÖE im Jahr 2017 an, im Jahr 2018 lag er dann wieder deutlich niedriger bei 54.728 kt RÖE. Der korrespondierende Wert im NREAP (EFF) beträgt 50.034 kt RÖE (2017) bzw. 49.414 kt RÖE (2018).

Tabelle A: Entwicklung des (Brutto-)Endenergieverbrauchs in Deutschland in den Sektoren Wärme und Kälte, Elektrizität, Verkehr sowie des gesamten Bruttoendenergieverbrauchs (in kt RÖE/a)

	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
BEEV										
Wärme und Kälte ³	114.727	118.675	107.767	111.941	116.292	105.376	108.224	110.296	110.386	109.162
BEEV Elektrizität ⁴	52.634	52.648	51.893	51.735	51.653	50.564	51.084	51.104	51.183	50.580
EEV Verkehr ⁵	53.000	51.330	51.971	51.602	52.697	53.419	54.215	55.414	56.451	54.728
BEEV Insgesamt^{6,7,8}	226.597	229.748	218.337	222.589	227.968	216.522	220.614	224.465	226.410	223.305

Anteile erneuerbarer Energien am Bruttoendenergieverbrauch

Der Verbrauch von Energie aus erneuerbaren Quellen ist im Zeitraum 2005 bis 2017 von insgesamt 16.258 kt RÖE auf 35.031 kt RÖE gestiegen (+115 % ggü. 2005) und im Jahr 2018 auf 36.804 kt RÖE (+126 % ggü. 2005) weiter angewachsen (Tabelle 1a). Insgesamt ergibt sich damit eine mittlere jährliche Wachstumsrate von rund 6,6 % in den Jahren 2005 bis 2017 und 6,5 % im Zeitraum 2005 bis 2018. Im Vergleich der drei Sektoren zeigte der Stromsektor mit im Mittel rund 10,0 % pro Jahr die höchste Zuwachsrate im Zeitraum 2005 bis 2018. Im Sektor „Wärme und Kälte“ be-

³ Endenergieverbrauch aller Energieprodukte, mit Ausnahme von Strom, für andere Zwecke als den Verkehr, zuzüglich des Verbrauchs von Wärme für den Eigenbedarf in Strom- und Wärmekraftwerken sowie Wärmeverluste in Netzen (Punkte „2. Eigenverbrauch der Anlage“ und „11. Übertragungs- und Verteilungsverluste“, S. 23 und 24 der Verordnung über die Energiestatistik, ABl. L 304 vom 14.11.2008).

⁴ Bruttostromverbrauch: die nationale Bruttostromproduktion (einschließlich Eigenerzeugung), zuzüglich Importe, abzüglich Exporte sowie abzüglich Pumparbeit.

⁵ Verbrauch im Verkehrsbereich entsprechend der Definition in Artikel 3 Abs. 4 Buchstabe a der Richtlinie 2009/28/EG.

⁶ Entsprechend der Definition in Artikel 2 Buchstabe f der Richtlinie 2009/28/EG. Hierunter fällt der Endenergieverbrauch zuzüglich Netzverluste und Eigenverbrauch von Wärme und Strom in Strom- und Wärmekraftwerken (NB: hierzu gehört nicht der Stromverbrauch für die Pumpspeicherung oder die Umwandlung in elektrischen Kesseln oder Wärmepumpen in Fernheizkraftanlagen).

⁷ Die Luftverkehrsklausel nach Artikel 5 Abs. 6 kommt im Betrachtungszeitraum nicht zum Tragen, da der Anteil des Luftverkehrs am Brutto-Endenergieverbrauch in Deutschland in den Jahren 2015/2017 und 2016/2018 bei jeweils um 4,5 % bzw. 4,7 % und damit unter 6,18 % lag.

⁸ Der BEEV insgesamt ist insbesondere aufgrund der nur dort berücksichtigten Flugturbinenkraftstoffe höher als die Summe der drei Teilaggregate.

lief sich die jahresdurchschnittliche Steigerung von 2005 bis 2018 auf ca. 4,1 % und im Verkehrsbereich auf ca. 3,5 %.

Der Stromsektor trug auch absolut am stärksten zum Anstieg des Verbrauchs erneuerbarer Energien bei. Die Bruttostromerzeugung aus erneuerbaren Energien stieg von 2005 bis 2018 um 13.425 kt RÖE, was einer Steigerung um etwa 145 % entspricht. Der BEEV aus erneuerbaren Energiequellen für Wärme- und Kälteerzeugung wuchs im Zeitraum 2005 bis 2018 um 6.031 kt RÖE (+68 %). Der Endenergieverbrauch aus erneuerbaren Energien im Verkehrssektor erhöhte sich im selben Zeitraum um 1.087 kt RÖE (+56 %).

Aus dem Bruttoendenergieverbrauch gemäß Tabelle A und dem Verbrauch an erneuerbaren Energien in Tabelle 1a ergeben sich die Anteile erneuerbarer Energien am BEEV für die einzelnen Sektoren entsprechend Tabelle 1.

Der Anteil sämtlicher erneuerbarer Energien am gesamten BEEV stieg zwischen den Jahren 2005 und 2018 von 7,2 %⁹ auf 16,5 %; im Zuge des NREAPs wurden für das Jahr 2018 (2017) 16,7 % (15,7 %) abgeleitet.

Im Einzelnen erreichte der Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch im Sektor „Elektrizität“ unter Berücksichtigung der Normalisierung für Wind- und Wasserkraft im Jahr 2018 mit 38 % einen um 4,7 %-Punkte höheren Wert als im NREAP. Dies ist ausschließlich auf die höhere erneuerbare Stromerzeugung zurückzuführen. Im Sektor „Wärme und Kälte“ wurde im Jahr 2018 mit einem EE-Anteil von 13,6 % der Prognosewert des NREAP (13,9 %) um 0,3 %-Punkte verfehlt. Im Sektor „Verkehr“ lag im selben Jahr der Beitrag der erneuerbaren Energien mit 7,9 % deutlich unter der Schätzung des NREAP mit 9,4 %.

Im Jahr 2018 fand erstmalig ein Transfer von Energie aus erneuerbaren Quellen aus anderen Mitgliedsstaaten statt und zwar in Form mehrerer durch Deutschland in Dänemark geförderte Photovoltaik-Projekte. Insgesamt ist damit 2018 zusätzlich eine Energiemenge (Strommenge) von 2,7169 kt RÖE auf die deutsche Zielerreichung anrechenbar, das sind bezogen auf den gesamten Bruttoendenergieverbrauch im Jahr 2018 rund 0,001 % (siehe auch Kapitel 11).

⁹ Aufgrund neuerer statistischer Daten weicht der hier und der in Tabelle 1 angegebene Anteil erneuerbarer Energien am BEEV Deutschlands für das Jahr 2005 (7,1 %) von dem in Anhang I, Tabelle A der Richtlinie 2009/28/EG angegebenen Wert (5,8 %) ab.

Tabelle 1: Sektorspezifische Anteile (Wärme und Kälte, Elektrizität und Verkehr) und Gesamtanteil der Energie aus erneuerbaren Quellen¹⁰

	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	...	Ziele 2020
Erneuerbare Energien – Wärme und Kälte ¹¹ (%)	7,7	12,1	12,6	13,4	13,4	13,4	13,4	13,0	13,4	13,6		
Erneuerbare Energien – Elektrizität ¹² (%)	10,6	18,3	21,0	23,6	25,3	28,2	30,9	32,3	34,6	38,0		
Erneuerbare Energien – Verkehr ¹³ (%)	4,0	6,4	6,5	7,3	7,3	6,9	6,6	7,0	7,0	7,9		10,0
Anteil erneuerbarer Energien insgesamt¹⁴ (%)	7,2	11,7	12,5	13,6	13,8	14,4	14,9	14,9	15,5	16,5		18,0
davon über Kooperationsmecha- nismen ¹⁵ (%)			0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0		
Überschuss für Kooperationsme- chanismen ¹⁶ (%)			4,3	5,4	4,3	4,9	3,6	3,6	1,8	2,8		
<i>Nachrichtlich:</i> Anteil erneuerbarer Energien insge- samt nach indikativem Zielpfad gem. RL 2009/28/EG			8,2	8,2	9,5	9,5	11,3	11,3	13,7	13,7		18,0
Anteil erneuerbarer Energien insge- samt nach Nationalem Aktionsplan (NREAP)		10,1	10,8	11,4	12,0	12,8	13,5	14,4	15,7	16,7		19,6

¹⁰ Erleichtert den Vergleich mit Tabelle 3 und Tabelle 4a der NREAP.

¹¹ Anteil der erneuerbaren Energie an der Wärme- und Kälteerzeugung: Bruttoendenergieverbrauch aus erneuerbaren Quellen für Wärme und Kälte (entsprechend Artikel 5 Abs. 1 Buchstabe b und Artikel 5 Abs. 4 der Richtlinie 2009/28/EG), geteilt durch den Bruttoendenergieverbrauch für Wärme und Kälte. Es gilt die gleiche Methodik wie für Tabelle 3 der NREAP.

¹² Anteil der erneuerbaren Energie im Stromsektor: Bruttoendenergieverbrauch aus erneuerbaren Quellen für Elektrizität (entsprechend Artikel 5 Abs. 1 Buchstabe a und Artikel 5 Abs. 3 der Richtlinie 2009/28/EG), geteilt durch den Bruttoendenergieverbrauch von Elektrizität insgesamt. Es gilt die gleiche Methodik wie für Tabelle 3 der NREAP.

¹³ Anteil der erneuerbaren Energien im Verkehrssektor: Endenergieverbrauch aus erneuerbaren Quellen für den Verkehrssektor (s. Artikel 5 Abs. 1 Buchstabe c und Artikel 5 Abs. 5 der Richtlinie 2009/28/EG), geteilt durch den Endenergieverbrauch im Verkehrssektor von 1) Ottokraftstoff, 2) Dieselmotorkraftstoff, 3) im Straßen- und Schienenverkehr eingesetzten Biokraftstoffen und 4) im Landverkehr eingesetzter Elektrizität. Der Stromverbrauch aus erneuerbaren Energien im Straßenverkehr wird gem. Art. 3 Abs. 4c mit 2,5 multipliziert. Zudem wird der Beitrag von Biokraftstoffen, die aus Abfällen, Reststoffen, zellulosehaltigem Non-Food-Material und lignozellulosehaltigem Material hergestellt werden, gemäß ehemals Art. 21 Abs. 2 bei der Überprüfung der Zielerreichung im Verkehrssektor doppelt gewichtet gegenüber dem sonstiger Biokraftstoffe.

¹⁴ Anteil der erneuerbaren Energie am Bruttoendenergieverbrauch. Es gilt die gleiche Methodik wie für Tabelle 3 der NREAP (Zeile G der Tabelle 1a, geteilt durch Zeile 4 der Tabelle A).

¹⁵ Als Prozentpunkte des Gesamtanteils der erneuerbaren Energiequellen.

¹⁶ Der potenzielle Überschuss für Kooperationsmechanismen als Prozentpunkte des Gesamtanteils der erneuerbaren Energiequellen ergibt sich rein rechnerisch aus der Differenz zu den Mindestanteilen des indikativen Zielpfads gemäß RL 2009/28/EG.

Tabelle 1a: Berechnungstabelle für die Beiträge der einzelnen Sektoren zum Anteil erneuerbarer Energien am (Brutto-)Endenergieverbrauch (kt RÖE/a)¹⁷

	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
A) <i>BEEV von Energie aus erneuerbaren Quellen für die Wärme - und Kältebereitstellung</i>	8.846	14.305	13.546	15.018	15.593	14.130	14.537	14.374	14.758	14.877
B) <i>BEEV von Elektrizität aus erneuerbaren Energiequellen</i>	5.477	9.487	10.718	12.045	12.865	14.021	15.533	16.208	17.398	18.902
C) <i>EEV von Energie aus erneuerbaren Quellen im Verkehrssektor</i>	1.935	3.056	2.963	3.110	2.924	2.998	2.804	2.830	2.875	3.022
D) Bruttogesamtverbrauch von Energie aus erneuerbaren Quellen¹⁸	16.258	26.848	27.227	30.173	31.382	31.149	32.874	33.411	35.031	36.801
E) <i>Transfer von Energie aus erneuerbaren Quellen in andere Mitgliedstaaten</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
F) <i>Transfer von Energie aus erneuerbaren Quellen aus anderen Mitgliedstaaten und Drittländern</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3
G) Bruttogesamtverbrauch von Energie aus erneuerbaren Quellen nach Anpassung (D)-(E)+(F)	16.258	26.848	27.227	30.173	31.382	31.149	32.874	33.411	35.031	36.804

Stromsektor

Im Stromsektor¹⁹ übertraf der Bruttoendenergieverbrauch von Strom aus erneuerbaren Quellen (ohne erneuerbaren Hausmüll) unter Berücksichtigung der Normalisierungsregeln gemäß Anhang II der RL 2009/28/EG (normalisierter Verbrauch) im Jahr 2018 (217.567 GWh) die entsprechende Schätzung des NREAP (191.092 GWh) um knapp 14 %; im Jahr 2017 waren es etwa 11 % Unterschied (200.073 GWh ggü. 179.626 GWh im NREAP).

Aufgrund des starken Zubaus im Bereich Onshore-Windenergie insbesondere im Jahr 2017 mit 4.891 MW (im Jahr 2018: 2.273 MW) lag die installierte Windenergieleistung zum Jahresende 2018 mit etwa 52,4 GW insgesamt mehr als 17 GW über dem NREAP. Auch im Bereich der Offshore-Windenergie waren die beiden Berichtsjahre von einer vergleichsweise hohen Dynamik gekennzeichnet. So betrug der Leistungszubau im Jahr 2017 insgesamt 1.254 MW und im Jahr 2018 weitere 990 MW.

¹⁷ Erleichtert den Vergleich mit Tabelle 4a der NREAP. Die Unterschiede bei „Wärme und Kälte“ und „Strom“ zur Tabelle 1 b und 1 c ergeben sich durch die Einbeziehung des biogenen Siedlungsabfalls, der dort nicht berichtet wird/nicht zu berichten ist.

¹⁸ Gemäß Artikel 5 Abs. 1 der Richtlinie 2009/28/EG werden Gas, Elektrizität und Wasserstoff aus erneuerbaren Energiequellen nur einmal berücksichtigt. Sie dürfen nicht zweimal in die Berechnung eingehen.

¹⁹ Die Stromerzeugung auf Basis des biogenen Anteils des Abfalls wird an dieser Stelle nicht berücksichtigt, fließt jedoch beim BEEV EE (Tabelle 1 a) mit ein.

Zum Jahresende 2018 waren damit Offshore-Windkraftanlagen mit einer Gesamtleistung von 6,4 GW installiert (Tabelle 1.b-i).

Die normalisierte Gesamtwindstromerzeugung (Wind an Land und Wind auf See) betrug im Jahr 2018 mit 106.111 GWh insgesamt 16.901 GWh mehr, als im NREAP prognostiziert (Tabelle 1.b-ii).

Während der Photovoltaik-Zubau bis 2012 wesentlich dynamischer als im NREAP erfolgte, lag er im Jahr 2017 mit 1,6 GW_p und im Jahr 2018 mit etwa 2,9 GW_p – wie in allen Jahren seit 2013 – unter der NREAP-Schätzung (jeweils 3,5 GW_p Jahreszubau). Die installierte Leistung zum Jahresende 2018 lag mit 45,2 GW_p um etwa 0,4 GW_p leicht oberhalb des Wertes im NREAP. Die Stromerzeugung im Jahr 2018 belief sich u. a. aufgrund der besonders guten solaren Einstrahlung auf 45.784 GWh und damit mehr als 30 % über der Veranschlagung im NREAP (35.144 GWh).

Im Bereich der Biogasverstromung war in den Jahren 2009 bis 2014 ein sehr hoher Zubau im Vergleich zu den Schätzungen des NREAP zu verzeichnen (installierte Leistung 2014: 5,4 GW ggü. 3,0 GW im NREAP). In den Berichtsjahren 2017 und 2018 erfolgte – wie bereits 2015 und 2016 – jedoch nur noch ein geringer Leistungszubau (ca. 0,3 GW bzw. ca. 0,6 GW), insbesondere zur Anlagenflexibilisierung. Die Stromerzeugung blieb daher weitgehend konstant (2017: 33.879 GWh, 2018: 33.416 GWh).

Die Stromerzeugung aus fester Biomasse steigerte sich von 2005 bis 2010 deutlich und liegt seitdem auf ähnlicher Höhe (2017: 10.644 GWh, 2018: 10.827 GWh), die Stromerzeugung auf Basis flüssiger Biomasse (2017: 405 GWh und 2018: 463 GWh) lag im Berichtszeitraum ebenfalls auf einem Niveau wie bereits 2015/2016.

Des Weiteren waren seinerzeit – wie bereits in den Vorgängerberichten ausgeführt – die Schätzungen im NREAP zur installierten Leistung und zur Stromproduktion aus Wasserkraft aufgrund von Datenunsicherheiten konservativ, und es wurden später Anpassungen vorgenommen. Damit ist sowohl die gesamte installierte Leistung als auch die (normalisierte) Stromproduktion etwas höher als im NREAP veranschlagt.

Trotz großer technischer Potenziale (UBA 2010) entwickelt sich die geothermische Stromerzeugung in Deutschland aufgrund wirtschaftlicher Restriktionen deutlich langsamer als im NREAP angenommen (2018: 178 GWh im Vergleich zu 976 GWh im NREAP).

Die erneuerbare Bruttostrombereitstellung auf Basis von Kraft-Wärme-Kopplung²⁰ (ohne erneuerbaren Hausmüll) nahm ggü. 2015/2016 weiter leicht zu und erreichte im Jahr 2018 mit insgesamt 32.173 GWh einen Anteil von etwa 72 % an der gesamten KWK-fähigen Strombereitstellung aus Biomasse.

Tabelle 1.b-i Tatsächlicher Gesamtbeitrag (installierte Kapazität, in MW), der in Deutschland von jeder Technologie zur Nutzung erneuerbarer Energiequellen im Hinblick auf die verbindlichen Ziele für 2020 und die indikativen Zielpfade für den Anteil von Energie aus erneuerbaren Quellen im Stromsektor geleistet wurde²¹

	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Wasserkraft	10.858	11.218	11.436	11.257	11.239	11.234	11.255	11.207	11.120	10.940
<i>ohne Einsatz von Pumpen</i>	4.134	4.252	4.469	4.451	4.433	4.424	4.433	4.442	4.449	4.456
<i>mit Einsatz von Pumpen</i>	5.648	5.811	5.811	5.650	5.650	5.654	5.666	5.578	5.493	5.355
<i>Einsatz beider Verfahren²²</i>	1.076	1.155	1.156	1.156	1.156	1.156	1.156	1.187	1.178	1.129
Geothermie	0	7	6	16	26	29	29	33	32	36
Solarenergie	2.056	18.006	25.916	34.077	36.710	37.900	39.224	40.679	42.293	45.181
<i>Photovoltaik</i>	2.056	18.004	25.914	34.075	36.708	37.898	39.222	40.677	42.291	45.179
<i>Solarthermie (CSP)</i>	0	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Gezeiten, Wellen, sonst. Meeresenergie	0	0	0	0						
Windenergie	18.248	26.903	28.712	30.979	33.477	38.614	44.580	49.435	55.580	58.843
<i>landgestützt</i>	18.248	26.823	28.524	30.711	32.969	37.620	41.297	45.283	50.174	52.447
<i>offshore</i>	0	80	188	268	508	994	3.283	4.152	5.406	6.396
Biomasse	2.374	5.460	6.419	6.756	7.034	7.258	7.467	7.681	7.978	8.592
<i>feste Biomasse</i>	1.218	1.502	1.554	1.558	1.623	1.589	1.592	1.600	1.601	1.608
<i>Biogas</i>	1.096	3.548	4.520	4.921	5.148	5.437	5.643	5.850	6.147	6.754
<i>flüssige Biobrennstoffe²³</i>	60	410	345	277	263	232	232	231	230	230
Insgesamt	33.536	61.594	72.489	83.085	88.486	95.035	102.555	109.035	117.003	123.592
davon <i>Kraft-Wärme-Kopplung</i>	k. A.	k. A.	k. A.	k. A.						

²⁰ Bruttostromerzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplung. Dabei ist die KWK-Stromerzeugung, die mit der an weitere Verbraucher abgegebenen KWK-Wärme zusammenhängt, als auch teilweise die mit dem Wärmeeigenverbrauch (insbes. Fermenterbeheizung bei Biogasanlagen) korrespondierende KWK-Stromerzeugung berücksichtigt.

²¹ Erleichtert den Vergleich mit Tabelle 10a der NREAP. Die im Muster vorgegebene Tabelle 1b wurde zur besseren Übersicht in Tabelle 1b-i und 1b-ii aufgeteilt.

²² Gemäß der neuen Eurostat-Methodik.

²³ Nur diejenigen sind zu berücksichtigen, die die geltenden Nachhaltigkeitskriterien (s. Artikel 5 Abs. 1 letzter Unter Abs. der Richtlinie 2009/28/EG) erfüllen.

Tabelle 1.b-ii: Tatsächlicher Gesamtbeitrag (Bruttostromerzeugung, in GWh) der in Deutschland von jeder Technologie zur Nutzung erneuerbarer Energiequellen im Hinblick auf die verbindlichen Ziele für 2020 und die indikativen Zielpfade für den Anteil von Energie aus erneuerbaren Quellen im Stromsektor geleistet wurde

	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Wasserkraft²⁴	21.737	21.662	22.061	21.971	22.008	21.731	21.447	21.211	20.922	20.788
ohne Einsatz von Pumpen	20.906	20.889	21.310	21.236	21.285	21.042	20.794	20.574	20.332	20.242
mit Einsatz von Pumpen	6.779	6.400	5.840	6.094	5.784	5.857	5.921	5.588	6.005	6.170
Einsatz beider Verfahren	830	773	751	736	723	688	652	637	590	546
Geothermie	0	28	19	25	80	98	134	175	163	178
Solarenergie	1.282	11.729	19.599	26.380	31.010	36.056	38.726	38.098	39.401	45.784
Photovoltaik	1.282	11.729	19.599	26.380	31.010	36.056	38.726	38.098	39.401	45.784
Solarthermie (CSP)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gezeiten, Wellen, sonst. Meeresenergie	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Windenergie²⁵	27.217	44.833	48.222	50.801	53.522	59.623	72.852	81.431	94.659	106.111
landgestützt ²⁶	27.774	38.371	49.281	50.948	51.819	57.026	72.340	67.650	88.018	90.484
offshore ²⁷	0	176	577	732	918	1.471	8.284	12.274	17.675	19.467
Biomasse	11.340	27.899	32.126	38.154	40.089	42.210	44.548	44.963	44.928	44.706
feste Biomasse	7.479	10.351	10.516	10.693	10.555	10.798	11.034	10.798	10.644	10.827
Biogas ²⁸	3.861	17.548	21.237	27.314	29.255	31.086	33.098	33.711	33.879	33.416
flüssige Biobrennstoffe ²⁹	0	0	373	147	279	326	416	454	405	463
Insgesamt³⁰	61.576	106.151	122.027	137.332	146.708	159.717	177.705	185.878	200.073	217.567
davon Kraft-Wärme-Kopplung ³¹	6.664	19.168	20.457	23.619	25.552	28.106	30.859	31.791	32.496	32.173

Sektor „Wärme und Kälte“

Im Sektor „Wärme und Kälte“ lag der Verbrauch erneuerbarer Energien (ohne erneuerbaren Hausmüll) im Jahr 2017 mit 13.571 kt RÖE etwas höher als die Schätzung des NREAP (13.071 kt RÖE) und im Jahr 2018 mit 13.511 kt RÖE aufgrund der warmen Witterung auf NREAP-Niveau (13.524 kt RÖE) (Tabelle 1c). Ursächlich für den Anstieg seit dem Jahr 2005 war insbesondere der Ausbau der Nutzung von fester und gasförmiger Biomasse sowie die Zunahme bei der mittels Wärmepumpen nutzbar gemachten Umweltwärme und oberflächennahen Geothermie.

²⁴ Normalisiert gemäß der Richtlinie 2009/28/EG und der Eurostat-Methodik.

²⁵ Normalisiert gemäß der Richtlinie 2009/28/EG und der Eurostat-Methodik.

²⁶ Tatsächliche Bruttostromerzeugung (nicht normalisiert).

²⁷ Tatsächliche Bruttostromerzeugung (nicht normalisiert).

²⁸ Einschließlich der Stromerzeugung aus Klär- und Deponiegas.

²⁹ Nur Stromerzeugung aus flüssiger Biomasse, die die geltenden Nachhaltigkeitskriterien nach Richtlinie 2009/28/EG erfüllt.

³⁰ Ohne die Stromerzeugung aus Wasserkraft in reinen Pumpspeicherkraftwerken („mit Einsatz von Pumpen“)

³¹ Bruttostromerzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplung. Dabei ist die KWK-Stromerzeugung, die mit der an weitere Verbraucher abgegebenen KWK-Wärme zusammenhängt, als auch teilweise die mit dem Wärmeeigenverbrauch (insbes. Fermenterbeheizung bei Biogasanlagen) korrespondierende KWK-Stromerzeugung berücksichtigt.

Der Einsatz fester Biomasse (Holz und Holzkohle) zur Wärmeerzeugung in privaten Haushalten lag im Jahr 2018 mit 5.493 kt RÖE auch temperaturbedingt unter NRE-AP-Niveau (5.910 kt RÖE) und hatte damit einen Anteil von knapp 41 % am gesamten Verbrauch erneuerbarer Energien im Sektor „Wärme und Kälte“. Der weitere Ausbau der Solarthermie bewegte sich mit 675 kt RÖE im Jahr 2017 und 763 kt RÖE im Jahr 2018 jeweils deutlich unter den Schätzungen des NREAP (2017: 943 kt RÖE, 2018: 1.043 kt RÖE). Die Nutzung von Umweltwärme und oberflächennaher Geothermie mittels Wärmepumpen lag dagegen im Jahr 2017 mit 1.057 kt RÖE und im Jahr 2018 mit 1.152 kt RÖE leicht über der NREAP-Schätzung (2017: 938 kt RÖE, 2018: 1.007 kt RÖE). Ebenfalls über der NREAP-Prognose rangiert die extern genutzte Wärme aus Biogasanlagen, die sich seit dem Jahr 2005 – in Korrespondenz zur Biogasverstromung – mehr als verneunfacht hat (2018: 1.680 kt RÖE). Analog zum Stromsektor entwickelte sich tiefe Geothermie zur Wärmeerzeugung weiterhin deutlich langsamer als im NREAP angenommen (2018: 107 kt RÖE im Vergleich zu 505 kt RÖE im NREAP) (Tabelle 1c).

Tabelle 1c: Tatsächlicher Gesamtbeitrag (Endenergieverbrauch³²), der in Deutschland von jeder Technologie zur Nutzung erneuerbarer Energiequellen im Hinblick auf die verbindlichen Ziele für 2020 und die indikativen Zielpfade für den Anteil von Energie aus erneuerbaren Quellen im Wärme- und Kältesektor geleistet wurde (kt RÖE/a)³³

	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Geothermie³⁴	46	59	62	69	74	90	83	99	100	107
Solarenergie	260	481	549	571	576	620	663	661	675	763
Biomasse	7.719	12.600	11.607	12.881	13.125	11.536	11.796	11.547	11.738	11.489
<i>Feste Biomasse</i>	7.345	11.441	10.404	11.680	11.817	10.042	10.147	9.825	9.969	9.623
<i>Biogas</i>	270	870	1.026	1.025	1.149	1.322	1.481	1.561	1.603	1.680
<i>Flüssige Biobrennstoffe³⁵</i>	103	290	177	176	159	173	167	162	166	185
Erneuerbare Energien mittels Wärmepumpen³⁶	168	493	570	653	737	816	892	970	1.057	1.152
- <i>aerothermisch</i>	20	170	214	264	317	368	418	472	533	604
- <i>geothermisch</i>	117	263	291	318	344	369	390	410	432	453
- <i>hydrothermisch</i>	32	60	65	70	75	80	84	88	92	95
Insgesamt	8.193	13.633	12.789	14.173	14.513	13.063	13.433	13.277	13.571	13.511
<i>davon Fernwärme³⁷</i>	216	430	508	642	659	705	823	861	842	956
<i>davon Biomasse in privaten Haushalten³⁸</i>	4.490	6.819	6.107	7.254	7.506	5.974	5.979	5.503	5.664	5.493

³² Unmittelbarer Verbrauch und Fernwärme gemäß Artikel 5 Abs. 4 der Richtlinie 2009/28/EG.

³³ Erleichtert den Vergleich mit Tabelle 11 der NREAP. Die Unterschiede bei „Wärme und Kälte“ und „Strom“ zur Tabelle 1 b und 1 c ergeben sich durch die Einbeziehung des biogenen Siedlungsabfalls, der dort nicht zu berichten ist.

³⁴ Außer Niedertemperatur-Erdwärme in Wärmepumpenanwendungen.

³⁵ Nur diejenigen sind zu berücksichtigen, die die geltenden Nachhaltigkeitskriterien (s. Artikel 5 Abs. 1 letzter Unter Abs. der Richtlinie 2009/28/EG) erfüllen.

³⁶ enthält nur die durch Wärmepumpen nutzbar gemachte, erneuerbare Umweltwärme gem. RL 2009/28/EG.

³⁷ Fernwärme und -kälte als Teil des Gesamtverbrauchs erneuerbarer Energie für Wärme und Kälte. Als Fernwärme wird der in der amtlichen Energiestatistik erfasste Bruttoendenergieverbrauch Wärme aus Heizwerken und Heizkraftwerken für die Allgemeine Versorgung berichtet. Analog zum Shares-Tool wird jedoch „netto“ berichtet.

³⁸ Als Teil des Gesamtverbrauchs erneuerbarer Energie für Wärme und Kälte, beinhaltet Holz und Holzkohle

Verkehrssektor

Der Einsatz erneuerbarer Energien im Verkehrssektor (Tabelle 1d) lag im Jahr 2017 bei 2.875 kt RÖE und im Jahr 2018 bei 3.022 kt RÖE.

So belief sich im Jahr 2018 der Verbrauch von Biodiesel (inkl. HVO) auf 1.918 kt RÖE (2017: 1.804 kt RÖE) und der von Bioethanol (inkl. Bio-ETBE) auf 735 kt RÖE (Jahr 2017: 716 kt RÖE). Bei Biomethan war der Nutzungsumfang 38 kt RÖE im Jahr 2017 und 33 kt RÖE im Jahr 2018.

Auch nach dem Wegfall der Doppelanrechnung mit der Einführung der THG-Quote wurden – wie bereits in den Berichtsjahren 2015 und 2016 – in nennenswertem Umfang abfall- und reststoffbasierte Biokraftstoffe eingesetzt. Diese Menge lag im Jahr 2017 insgesamt bei ca. 740 kt RÖE und im Jahr 2018 nochmals deutlich höher, bei ca. 959 kt RÖE. Den größten Anteil daran hatten die unter Anhang IX, Teil B der RL 2009/28/EG gefassten Altspeiseöle und -fette (2017: 600 kt RÖE, 2018: 783 kt RÖE). Eine sehr geringe Bedeutung besaßen auch 2017 und 2018 dagegen Kraftstoffe auf Basis von Rohstoffen entsprechend Anhang IX, Teil A der RL 2009/28/EG (siehe Kap. 8). Im Vergleich dazu war (im Berichtszeitraum) der Verbrauch von Kraftstoffen gemäß Artikel 3 (4) e der RL 2009/28/EG deutlich höher.

Der Einsatz von Biokraftstoffen auf Basis von Energiepflanzen [Artikel 3 (4) d der RL 2009/28/EG] lag im Jahr 2017 bei ca. 1.818 kt RÖE und im Jahr 2018 bei ca. 1.727 kt RÖE.

Damit lag die Menge der konventionellen Biokraftstoffe deutlich unterhalb des Schätzwertes des NREAP und die Menge der abfall- und reststoffbasierten Biokraftstoffe wesentlich darüber.

Der Verbrauch von Strom aus erneuerbaren Quellen im Straßenverkehr belief sich im Jahr 2017 auf ca. 4 kt RÖE und im Jahr 2018 auf ca. 6 kt RÖE. Die Menge an Strom aus erneuerbaren Quellen, die 2018 im Schienenverkehr eingesetzt wurde, betrug rund 329 kt RÖE (2017: rund 313 kt RÖE).³⁹

Die Nutzung von Wasserstoff/Synthesegas aus erneuerbaren Energien im Verkehrssektor spielte nach wie vor nur eine sehr marginale Rolle. Abgesicherte Daten liegen dazu nicht vor.

³⁹ Die Bestimmung des Verbrauchs von Strom aus erneuerbaren Energiequellen im Schienen- und Straßenverkehr orientiert sich an der entsprechenden Methodik für die NREAPs: Hierbei wurde der nationale Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch zwei Jahre vor dem Berichtsjahr zugrunde gelegt, der u. a. mittels der normalisierten Wind- und Wasserstromeinspeisungen dieser Jahre berechnet wurde.

Tabelle 1d: Tatsächlicher Gesamtbeitrag, der in Deutschland von jeder Technologie zur Nutzung erneuerbarer Energiequellen im Hinblick auf die verbindlichen Ziele für 2020 und die indikativen Zielpfade für den Anteil von Energie aus erneuerbaren Quellen im Verkehrssektor geleistet wurde (kt RÖE/a)^{40, 41, 42}

	2017	2018
Bioethanol	716	735
Biodiesel (FAME)	1.772	1.892
hydrierte Pflanzenöle (HVO)	32	26
Biomethan	38	33
Fischer-Tropsch-Diesel	-	-
Bio-ETBE	in Bioethanol enthalten	in Bioethanol enthalten
Bio-MTBE	-	-
Bio-DME	-	-
Bio-TAEE	-	-
Biobutanol	-	-
Biomethanol	-	-
reines Pflanzenöl	0	0
Insgesamt nachhaltige Biokraftstoffe	2.558	2.686
<i>davon</i>		
<i>nachhaltige Biokraftstoffe aus den in Anhang IX Teil A aufgeführten Rohstoffen</i>	5	8
<i>sonstige nachhaltige Biokraftstoffe, die im Hinblick auf die Erreichung der Ziele gemäß Artikel 3 Abs. 4 Buchstabe e geeignet sind</i>	135	168
<i>nachhaltige Biokraftstoffe aus den in Anhang IX Teil B aufgeführten Rohstoffen</i>	600	783
<i>nachhaltige Biokraftstoffe, deren Beitrag im Hinblick auf die Erreichung des Ziels erneuerbare Energien gemäß Artikel 3 Abs. 4 Buchstabe d beschränkt ist</i>	1.818	1.727
<i>Einfuhren aus Drittländern</i>	749	1.238
Wasserstoff aus erneuerbaren Energiequellen	0	0
Elektrizität aus erneuerbaren Energiequellen	317	335
<i>davon</i>		
<i>im Straßenverkehr</i>	4	6
<i>im Schienenverkehr</i>	313	329
<i>in anderen Verkehrssektoren</i>	0	0
Sonstige (bitte angeben)	0	0
Sonstige (bitte angeben)	0	0
INSGESAMT	2.875	3.022

⁴⁰ Geänderte Berichterstattung zum Einsatz nachhaltiger Biokraftstoffe für den Zeitraum 2011-2016; eine direkte Vergleichbarkeit mit den von der BLE im Rahmen von § 63 Biokraft-NachV veröffentlichten Daten ist u.a. wegen der unterschiedlichen Berücksichtigung der außerhalb des Verkehrsbereichs eingesetzten Biokraftstoffe nicht möglich.

⁴¹ Erleichtert den Vergleich mit Tabelle 12 der NREAP.

⁴² Bei Biokraftstoffen sind nur diejenigen zu berücksichtigen, die die Nachhaltigkeitskriterien gemäß Artikel 5 Abs. 1 letzter Unter Abs. erfüllen.

2 AUF NATIONALER EBENE IN DEN VERGANGENEN 2 JAHREN ERGRIFFENE UND/ODER GEPLANTE MAßNAHMEN ZUR FÖRDERUNG DES ZUWACHSES AN ENERGIE AUS ERNEUERBAREN QUELLEN UNTER BERÜCKSICHTIGUNG DES INDIKATIVEN ZIELPFADES FÜR DIE NATIONALEN ZIELE IM BEREICH ERNEUERBARE ENERGIEN GEMÄß DEM NREAP

(Artikel 22 Abs. 1 Buchstabe a der Richtlinie 2009/28/EG))

(Berichterstattung gemäß Artikel 22 (1) a) der RL 2009/28/EG, wird ausführlich in den Punkten b-f der RL 2009/28/EG mit berücksichtigt)

Tabelle 2: Überblick über sämtliche wesentliche Strategien und Maßnahmen

Bezeichnung und Referenz der Maßnahme	Art der Maßnahme*	erwartetes Ergebnis**	Zielgruppe und/oder -tätigkeit***	existiert/ist geplant* ***	Zeitpunkt des Beginns und des Endes der Maßnahme	Änderungen zum NREAP
Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)	Gesetzgebend	Erhöhung des Anteils der erneuerbaren Energien an der Stromversorgung	Investoren, private Haushalte	Existiert	Beginn: April 2000 (als Nachfolgeregelung zu dem seit 1991 geltenden Stromeinspeisungsgesetz); Novellierungen 2004, 2009, 2012, 2014, 2017 und 2018; das Gesetz ist nicht befristet.	EEG-Novelle 2017 <ul style="list-style-type: none"> • Marktprämienmodell mit verpflichtender Direktvermarktung wird beibehalten. Die Höhe der Marktprämie wird nunmehr für Solare Strahlungsenergie, Wind an Land, Biomasse und Wind auf See grundsätzlich überwiegend wettbewerblich im Wege von spartenspezifischen Ausschreibungen bestimmt. • Ausschreibungen finden in bestimmten Umfang grenzüberschreitend statt. • Konkrete Ausbaupfade für Windenergie, Solare Strahlungsenergie und Bioenergie werden von den jährlich vorgesehenen Ausschreibungsvolumina flankiert. • Pilotausschreibungen, die Solare Strahlungsenergie und Wind an Land miteinander konkur-

Bezeichnung und Referenz der Maßnahme	Art der Maßnahme*	erwartetes Ergebnis**	Zielgruppe und/oder -tätigkeit***	existiert/ist geplant* ***	Zeitpunkt des Beginns und des Endes der Maßnahme	Änderungen zum NREAP
						<p>rieren lassen, sind im EEG 2017 angelegt und dienen der Erprobung spartenübergreifender Ausschreibungen von 2018 bis 2020.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Bestimmte (kleine) Akteure werden in der Ausschreibung privilegiert, um die Akteursvielfalt und Akzeptanz für die erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen zu erhalten. • Regionale Steuerungsmechanismen dienen der Berücksichtigung der Netz- und Systemintegrationskosten (z.B. Zubauobergrenze in Netzausbaugebieten, Regelungen für Wind auf See im Wind-SeeG). • Gewährleistung des Zubaus über Pönalen, die durch das Hinterlegen von Sicherheiten abgesichert werden • Einführung von Regionalnachweisen für geförderten direktvermarkteten Strom • Mieterstromgesetz vom 15.07.2017: Förderanspruch für Strom aus Solarer Strahlungsenergie, der außerhalb des öffentlichen Netzes direkt an Hausbewohner geliefert wird. • Energiesammelgesetz vom 21.12.2018:

Bezeichnung und Referenz der Maßnahme	Art der Maßnahme*	erwartetes Ergebnis**	Zielgruppe und/oder -tätigkeit***	existiert/ist geplant* ***	Zeitpunkt des Beginns und des Endes der Maßnahme	Änderungen zum NREAP
						8 GW Sonderausreibungen (je 4 GW Wind und PV) von 2019 bis 2021 Innovationsausreibungen im Jahr 2019 250 Megawatt, in 2020 400 Megawatt und in 2021 500 Megawatt mit neuen Preisgestaltungsmechanismen und für mehr Netzdienlichkeit.
KfW-Sonderprogramm „Offshore-Windenergie“	Finanziell	Beschleunigung des Ausbaus der Windenergie auf See	Projektgesellschaften, Investoren	Existiert	Beginn: Juni 2011; Programm endet, wenn das Fördervolumen aufgebraucht ist.	Unterstützung der Finanzierung von max. 10 Offshore-Windparks Gesamtkreditvolumen: 5 Mrd. €
Netzausbaubeschleunigungsgesetz (NABEG)	Gesetzgebend	Beschleunigung der Genehmigungsverfahren beim Netzausbau (Strom)	Übertragungsnetzbetreiber	Existiert	Seit 05.08.2011 in Kraft, zuletzt geändert durch das Gesetz zur Beschleunigung des Energieleitungsausbaus vom 13.05.2019. 27.07.2013 Inkrafttreten der Planfeststellungszuweisungsverordnung, zuletzt geändert durch das Gesetz zur Beschleunigung des Energieleitungsausbaus vom 13.05.2019.	Einführung einer Bundesfachplanung für länderübergreifende oder grenzüberschreitende Höchstspannungsleitungen, denen ein überragendes öffentliches Interesse zukommt sowie neue Regelungen für ein Planfeststellungsverfahren solcher Leitungen Übertragung der Zuständigkeit für die Genehmigungsverfahren der NABEG-Leitungen auf eine Bundesbehörde (BNetzA) Gebot, einen möglichst geradlinigen Verlauf eines Trassenkorridors zu erreichen In der aktuellen Novelle zum NABEG wurden u.a. folgende Punkte aufgegriffen: - vorausschauende Planung (bspw. durch

Bezeichnung und Referenz der Maßnahme	Art der Maßnahme*	erwartetes Ergebnis**	Zielgruppe und/oder -tätigkeit***	existiert/ist geplant* ***	Zeitpunkt des Beginns und des Endes der Maßnahme	Änderungen zum NREAP
						<p>Leerrohre)</p> <ul style="list-style-type: none"> - Vereinfachung der Verfahren, z.B. kann in bestimmten Fällen auf die Bundesfachplanung verzichtet werden - Erleichterung des Anzeigeverfahrens - vorzeitiger Baubeginn - Entschädigungen für Land- und Forstwirtschaft <p>Der Bundesfachplan Offshore, sowie ab Juni 2019 der Flächenentwicklungsplan des Windenergie-auf-See-Gesetzes sind bei Offshore-Anbindungsleitungen zu berücksichtigen.</p>
Energieleitungsausbau-gesetz (EnLAG)	Gesetzgebend	Beschleunigung des Stromnetzausbaus - dadurch, dass diese sogenannte Planrechtfertigung gesetzlich erfolgt.	Übertragungsnetzbetreiber	Existiert	<p>Am 26.08.2009 in Kraft getreten</p> <p>Zuletzt geändert durch das Gesetz zur Beschleunigung des Energieleitungsausbaus vom 13.05.2019.</p>	<p>Festlegung von 22 Netzausbauvorhaben (ursprünglich 24), die vordringlich realisiert werden sollen – Startnetz ggü. dann weiterem BBPIG-Vorhaben.</p> <p>Die Realisierung dieser Vorhaben ist aus Gründen eines überragenden öffentlichen Interesses und im Interesse der öffentlichen Sicherheit erforderlich.</p> <p>Sechs (ursprünglich vier) AC-Vorhaben können auf Teillabschnitten als Pilotvorhaben für den Einsatz von Erdkabeln auf der Höchstspannungsebene realisiert werden (zur Sammlung von Erfahrung mit dieser neuartigen Technik).</p> <p>Mögliche Erdverkabe-</p>

Bezeichnung und Referenz der Maßnahme	Art der Maßnahme*	erwartetes Ergebnis**	Zielgruppe und/oder -tätigkeit***	existiert/ist geplant* ***	Zeitpunkt des Beginns und des Endes der Maßnahme	Änderungen zum NREAP
						lung unter bestimmten Bedingungen (Mindestabstände zur Wohnbebauung, Arten- und Gebietschutz sowie die Querung großer Flüsse).
Bundesbedarfsplangesetz (BBPlG)	Gesetzgebend	Beschleunigung weiteren Stromnetzausbaus - zur Einbindung von Strom aus erneuerbaren Energiequellen, zur Interoperabilität der Stromnetze innerhalb der Europäischen Union, zum Anschluss neuer Kraftwerke oder zur Vermeidung struktureller Netzengpässe, ebenfalls sog. Planrechtfertigung wie im EnLAG.	Übertragungsnetzbetreiber	Existiert	Am 27.07.2013 in Kraft getreten Zuletzt geändert durch das Gesetz zur Beschleunigung des Energieleitungsausbaus vom 13.05.2019.	Festlegung von z.Zt. 43 Netzausbauvorhaben als Bundesbedarfsplan, für die die energiewirtschaftliche Notwendigkeit und der vordringliche Bedarf zur Gewährleistung eines sicheren und zuverlässigen Netzbetriebs bestehen. Die Realisierung dieser Vorhaben ist aus Gründen eines überragenden öffentlichen Interesses und im Interesse der öffentlichen Sicherheit erforderlich. Kennzeichnung der Leitungen, die nach dem NABEG zugelassen werden Kennzeichnung von Pilotprojekten (HGÜ, Hochtemperaturleiterseile, Erdkabel im Drehstrombereich) Erdkabel für Leitungen zur Höchstspannungs-Übertragung: Vorrang der Erdverkabelung bei Gleichstrom plus weitere fünf Pilotverfahren bei Drehstrom Verzicht auf Bundesfachplanung bei Vorhaben, die als besonders eilbedürftig gekennzeichnet sind. Vordringlicher Bedarf für Leerrohre bei gekennzeichneten

Bezeichnung und Referenz der Maßnahme	Art der Maßnahme*	erwartetes Ergebnis**	Zielgruppe und/oder -tätigkeit***	existiert/ist geplant* ***	Zeitpunkt des Beginns und des Endes der Maßnahme	Änderungen zum NREAP
						Vorhaben.
Systemstabilitätsverordnung (SysStabV)	Gesetzgebend	Lösung der 50,2 Hz- und der 49,5 Hz-Problematik (Gefahr gleichzeitiger Abschaltung von EE-Anlagen)	Verteilnetzbetreiber	Existiert	Verordnung zur Änderung der Systemstabilitätsverordnung vom 09.03.2015. In Kraft getreten am 14.03.2015. Geändert am 14.9.2016.	Regelung der Nachrüstung von EE und KWK-Anlagen, damit sich diese Anlagen nicht mehr zeitgleich bei einer Unterfrequenz von 49,5 Hz bzw. einer Überfrequenz von 50,2 Hz vom Netz trennen Ergänzung von Deponie-, Klär- sowie Grubengas.
Energiewirtschaftsgesetz (EnWG)	Gesetzgebend	Umsetzung von EU Verordnungen im Rahmen des Dritten Binnenmarktpaketes Energie, u.a. Entflechtung	Energieversorgungsunternehmen	Existiert	Energiewirtschaftsgesetz vom 7. Juli 2005, Novelle 14.12.2012, geändert 01.08.2014 Geändert am 21.12.2015. Geändert durch das Gesetz zur Beschleunigung des Energieleitungsbaus vom 13.05.2019.	Konkretisierung der Entflechtung (§ 6) Änderungen bei der Netzanbindung von Windenergieanlagen auf See (§ 17d) Zwei-Jahres-Turnus der Netzentwicklungsplanung für den Strom- und Gasbereich (zuvor jährlich)
Gesetz über den Messstellenbetrieb und die Datenkommunikation in intelligenten Messnetzen (MsbG)	Gesetzgebend	Rechtsgrundlage für ökonomisch sinnvolle Einführung „intelligenter Messsysteme“	Energieversorger, Netzbetreiber, Letztverbraucher	Existiert	Am 30.8.2016 in Kraft getreten.	Gleichzeitig wurde die Verordnungsermächtigung im EnWG aufgehoben.
Verordnungen zum Betrieb eines elektronischen Regionalnachweisregisters (Herkunfts- und Regionalnachweis-Durchführungsverordnung; HkRNDV)	Gesetzgebend	Umsetzung § 79a EEG 2017	Strommarkt	Existiert	Inkrafttreten der HkRNDV am 21.11.2018 Beginn des regulären Registerbetriebs am 01.01.2019.	Operationalisierung der Vorgaben des § 79 EEG in Form untergesetzlicher Verordnungen Stärkung der Akzeptanz der Energiewende vor Ort durch Zuordnung geförderter Strommengen an Letztverbraucher in der Region.
Verordnung über das zent-	Gesetzgebend	Aufbau eines zentralen elekt-	Strommarkt	Existiert	Inkrafttreten der MaStRV am 1. Juli	Operationalisierung der Vorgaben der

Bezeichnung und Referenz der Maßnahme	Art der Maßnahme*	erwartetes Ergebnis**	Zielgruppe und/oder -tätigkeit***	existiert/ist geplant* ***	Zeitpunkt des Beginns und des Endes der Maßnahme	Änderungen zum NREAP
rale Verzeichnis energie-wirtschaftlicher Daten (Marktstammdatenregisterverordnung; MaStRV)	risch	ronischen Verzeichnisses energiewirtschaftlicher Daten			2017, zuletzt geändert durch Verordnung vom 15.11.2018, seit 21.11.2018 in Kraft. Beginn des regulären Registerbetriebs 31.01.2019.	§§ 111e und 111f EnwG in Form einer untergesetzlichen Verordnung Aufbau einer umfangreichen Datenbasis über sämtliche Stammdaten des Elektrizitäts- und Gasmarktes Bündelung von Meldepflichten; Transparenz des Energiemarkts Anpassung der Fristregelungen zur Registrierung von Akteuren und Einheiten/Anlagen
Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV)	Gesetzgebend	Förderung der Biogaseinspeisung in das Erdgasnetz durch diesbezüglich speziellen Regelungen in Teil 6	Investoren, Biogasanlagenbetreiber	Existiert	Inkraftgetreten am 09.09.2010; zuletzt geändert durch Verordnung vom 11.08.2017 mit gestaffeltem Inkrafttreten der Änderungen.	Die Änderungen sind allgemeiner Art und betreffen nicht gezielt Biogas: <ul style="list-style-type: none"> • Wegfall der Berichtspflicht der Bundesnetzagentur zur Einspeisung von Biogas • Wegfall der Regelung zur Messung, welche nun im Messstellenbetriebsgesetz geregelt wird.
Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG)	Gesetzgebend	Neubau, Bestand und Modernisierung von KWK-Anlagen sowie Nachrüstung von konv. Anlagen sowie Neubau von Wärme- und Kältenetzen sowie Wärme- und Kältespeichern	Kraftwerksbetreiber, Energieversorger, Investoren	Existiert	Existiert seit 2002; Novellierungen 2008, 2012, 2015; 2016, 2017, 2018 letzte (sechste Änderung) Novellierung seit 17.12.2018 in Kraft.	KWKG-Novellen 2016, 2017 und 2018: <ul style="list-style-type: none"> • Das 25%-Ausbauziel an der Gesamtnetostromerzeugung wurde geändert in 110 TWh bis 2020 und 120 TWh bis 2025. Mit der Änderung der Zielgröße weicht die Bundesregierung auch von ihren Festlegungen im Koalitionsvertrag ab. • Mit der KWKG-Novelle 2016 wurde

Bezeichnung und Referenz der Maßnahme	Art der Maßnahme*	erwartetes Ergebnis**	Zielgruppe und/oder -tätigkeit***	existiert/ist geplant* ***	Zeitpunkt des Beginns und des Endes der Maßnahme	Änderungen zum NREAP
						<p>der Förderdeckel auf 1,5 Mrd. Euro angehoben und der Förderrahmen bis 2022 verlängert.</p> <ul style="list-style-type: none"> • KWK-Anlagen, die eine kohlebefeuerte KWK-Anlage ersetzen, erhalten einen Bonus. • Bestehende stilllegungsbedrohte Gas-KWK-Anlagen ab 2MW_{el} erhalten eine befristete Förderung bis 2019. • Die Fördersätze für neue und modernisierte Gas-KWK-Anlagen wurden gegenüber dem KWKG 2012 insgesamt deutlich erhöht. • Einführung einer Begrenzung der Eigenverbrauchsförderung auf kleine Anlagen (bis 100 kW_{el}) und energieintensive Betriebe • Mit der KWKG-Novelle 2017 wurden Ausschreibungen für KWK-Anlagen im Leistungsbereich zwischen 1 MW_{el} und 50 MW_{el} sowie für innovative KWK-Systeme eingeführt. • Harmonisierung der Privilegierungen von KWKG und EEG-Umlage. Anpassung der Begrenzung der Kosten der stromkostenintensiven Industrie in Anlehnung an die Besondere Ausgleichsregelung im EEG. <p>Änderung des KWKG</p>

Bezeichnung und Referenz der Maßnahme	Art der Maßnahme*	erwartetes Ergebnis**	Zielgruppe und/oder -tätigkeit***	existiert/ist geplant* ***	Zeitpunkt des Beginns und des Endes der Maßnahme	Änderungen zum NREAP
						<p>2018 aufgrund des EnSaG:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Neureglung des EEG-Umlageprivilegs für KWK-Anlagen in der Eigenversorgung • Begrenzung der Förderung von Bestandsanlagen, gestaffelte Absenkung der Fördersätze für Anlagen >50MW_{el} und Ausschluss der Bestandsförderung für Anlagen >300MW_{el} • Verlängerung des KWKG bis 2025.
Erneuerbare-Energien-Wärme-Gesetz (EEWärmeG)	Gesetzgebend	Erhöhter Anteil erneuerbarer Energien an der Wärme- und Kälteversorgung (Schwerpunkt Neubau von Gebäuden)	Gebäudeeigentümer (privat und öffentlich)	Existiert	Existiert seit Jan 2009; das Gesetz ist nicht befristet.	Zum EEWärmeG muss alle 4 Jahre ein Erfahrungsbericht erstellt werden. Der letzte Erfahrungsbericht wurde turnusmäßig Ende 2015 veröffentlicht. Insbesondere der Stand der Markteinführung von Anlagen zur Erzeugung von Wärme und Kälte aus erneuerbaren Energien ist Gegenstand des Erfahrungsberichtes.
Marktanreizprogramm zur Förderung der Nutzung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt (MAP)	Finanziell	Steigerung von Investitionen in Anlagen, die erneuerbare Energien zur Wärme- oder Kälteerzeugung nutzen sowie in Wärmenetze und Wärmespeicher	Private Haushalte, Unternehmen, Freiberufler, Kommunen, sonstige jur. Personen des Privatrechts	Existiert	Richtlinie existiert in verschiedenen Fassungen schon seit vielen Jahren, letzte wesentliche Novelle der Förderrichtlinie am 01.04.2015.	Das MAP wurde im Frühjahr 2015 letztendlich wesentlich novelliert. Die Förderung wurde erweitert, verbessert und stärker nach der Effizienz der Anlagen gestaffelt. Außerdem wurden neue Fördermöglichkeiten geschaffen wie die ertragsabhängige Förderung bei Solarthermie und die Förderung besonders effizienter Wärmepumpen

Bezeichnung und Referenz der Maßnahme	Art der Maßnahme*	erwartetes Ergebnis**	Zielgruppe und/oder -tätigkeit***	existiert/ist geplant* ***	Zeitpunkt des Beginns und des Endes der Maßnahme	Änderungen zum NREAP
						im Neubau.
CO₂-Gebäudesanierungsprogramm (KfW-Förderprogramme energieeffizientes Bauen und Sanieren)	Finanziell	Energieeffizienzmaßnahmen in Gebäuden	Private Haushalte, Wohnungsunternehmen, Wohnungseigentümergemeinschaften, gewerbliche Unternehmen, Kommunen, kommunale Unternehmen, soziale Einrichtungen	Existiert	Maßnahmenende nicht festgelegt.	Verbesserung der Förderkonditionen, Stärkung der Qualitätssicherung, Ausbau des Förderangebots für Nichtwohngebäude: Neue Programme für die energetische Sanierung und den Neubau von Gewerbegebäuden sowie Erweiterung der bestehenden Sanierungsprogramme um eine Neubauförderung von Gebäuden kommunaler und sozialer Einrichtungen.
KfW-Förderprogramm für Solar-Batteriespeicher	Finanziell	Förderung der systemdienlichen Einspeisung von Solar-Anlagen sowie der Markt- und Technologieentwicklung von stationären Batteriespeichersystemen	Privatpersonen, Freiberufler, Landwirte, gewerbliche Unternehmen und Unternehmen, an denen Kommunen, Kirchen und karitative Organisationen beteiligt sind.	Existierte im Berichtszeitraum	Laufzeit des Programms vom 01.03.2016 bis 31.12.2018. Das Programm wurde über 2018 hinaus nicht verlängert.	
Anreizprogramm Energieeffizienz (APEE)	Finanziell	Teil a): Energieeffizienzmaßnahmen in Gebäuden, Teil b): Steigerung von Investitionen in Anlagen, die erneuerbare Energien zur Wärmezeugung nutzen Teil c) Unterstützung der Markteinführung der Brennstoff-	Teil a): Private Haushalte, Wohnungseigentümergemeinschaft aus Privatpersonen Teil b): Private Haushalte, Unternehmen, Freiberufler, Kommunen,	Existiert	Maßnahmenende nicht festgelegt.	Als Alternative zu der im NAPE geplanten steuerlichen Förderung werden seit 2016 Mittel i.H.v. 165 Mio. € p.a. für das „Anreizprogramm Energieeffizienz (APEE)“ bereitgestellt. Das Programm startete zum 01.01.2016. Es ergänzt und verstärkt die bestehende Förderlandschaft und wurde in das CO ₂ -Gebäudesanierungs-

Bezeichnung und Referenz der Maßnahme	Art der Maßnahme*	erwartetes Ergebnis**	Zielgruppe und/oder -tätigkeit***	existiert/ist geplant* ***	Zeitpunkt des Beginns und des Endes der Maßnahme	Änderungen zum NREAP
		zellenheizung	sonstige jur. Personen des Privatrechts Teil c) Private Haushalte, Wohnungseigentümergemeinschaften, Freiberuflich Tätige, In- und ausländische Unternehmen, Contracting-Geber, Kommunen, kommunale Unternehmen und kommunale Zweckverbände, Gemeinnützige Organisationen und Kirchen.			programm und Markt-anreizprogramm (MAP) integriert.
Nationales Effizienzlabel für Heizungsanlagen	Gesetzgeberrisch/Informativ	Information durch Label und Flyer über Energieeffizienz von Heizkesseln älter als 15 Jahre	Eigentümer des Heizkessels oder Mieter der Wohnung	Existiert	In Kraft getreten 01.01.2016.	Umsetzung einer Sofortmaßnahme aus dem Nationalen Aktionsplan Energieeffizienz (NAPE).
Energieeinsparverordnung (EnEV)	Gesetzgeberrisch	Einhaltung bestimmter energetischer Anforderungen betreffend Gesamtenergieeffizienz (einzuhaltender Wert des Jahres-Primärenergiebedarfs und bestimmte Anforderungen an die Qualität der Gebäudehülle) bei Neubau	Gebäudeeigentümer (privat und öffentlich)	Existiert	Die geänderte Verordnung trat am 01.05.2014 in Kraft. Verschärfte energetische Anforderungen für Neubau wirksam ab 1. Januar 2016.	Verschärfung / Anpassung der EnEV 2009 an EU-Gebäuderichtlinie 2010/31/EU.

Bezeichnung und Referenz der Maßnahme	Art der Maßnahme*	erwartetes Ergebnis**	Zielgruppe und/oder -tätigkeit***	existiert/ist geplant* ***	Zeitpunkt des Beginns und des Endes der Maßnahme	Änderungen zum NREAP
		von Wohn- und Nichtwohngebäuden.				
Förderprogramm Heizungs-optimierung (HZO-Programm)	Finanziell	Förderung des Austausches von ineffizienten Pumpen und Optimierungsmaßnahmen am gesamten Heizsystem.	Privatpersonen, Unternehmen, freiberuflich Tätige, Kommunen, kommunale Gebietskörperschaften und kommunale Zweckverbände, sonstige juristische Personen des Privatrechts	existiert	01.08.2016 bis (derzeit geplant) 31.12.2020.	

Bezeichnung und Referenz der Maßnahme	Art der Maßnahme*	erwartetes Ergebnis**	Zielgruppe und/oder -tätigkeit***	existiert/ist geplant* ***	Zeitpunkt des Beginns und des Endes der Maßnahme	Änderungen zum NREAP
Wärmenetze 4.0	Finanziell	<p>systemische Förderung im Bereich der Wärmeinfrastruktur, die gesamte Versorgungssysteme in den Fokus nimmt</p> <p>Modul I: Förderung von Kosten für Machbarkeitsstudien, die die Umsetzbarkeit und Wirtschaftlichkeit eines Wärmenetzsystems 4.0 prüfen.</p> <p>Modul II: Förderung der weiteren Investitionskosten von Wärmenetzbetreibern, die entweder moderne Nieder-temperaturwärmenetze mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien und Abwärme (mind. 50 %; „Wärmenetze der 4. Generation“) neu errichten oder ihre Bestandswärmenetze zu modernen, CO₂-armen Netzen transformieren wollen.</p> <p>Modul III: Informationsmaßnahmen.</p> <p>Modul IV: regionale wissenschaftliche Kooperation</p>	Betreiber von Wärmenetzen (Unternehmen, kommunale Betriebe, kommunale Zweckverbände, eingetragene Vereine, eingetragene Genossenschaften, Contracting-Geber)	Existiert	Programmstart: Juli 2017, Förderrichtlinie wurde Ende 2019 überarbeitet, Laufzeit bis Ende 2022.	

Bezeichnung und Referenz der Maßnahme	Art der Maßnahme*	erwartetes Ergebnis**	Zielgruppe und/oder -tätigkeit***	existiert/ist geplant* ***	Zeitpunkt des Beginns und des Endes der Maßnahme	Änderungen zum NREAP
Regierungsprogramm Elektromobilität	Finanziell	Erhöhung des Anteils der Elektromobilität am Fahrzeugverkehr; Strategie zur Förderung der Forschung, Entwicklung und Markteinführung der Elektromobilität	Investoren, Wissenschaft, Industrie	Existiert	Die Umsetzung der angekündigten Maßnahmen hat 2011 begonnen.	Geplante Maßnahmen (Bsp.): <ul style="list-style-type: none"> • F&E Programm für beschleunigte Markteinführung • Aus- und Weiterbildung • Ladeinfrastruktur und Energieversorgung • Rohstoffe, Materialien und Recycling
Förderung des Abs.es von elektrisch betriebenen Fahrzeugen (Umweltbonus)	Finanziell	Erhöhung des Anteils der Elektromobilität am Fahrzeugverkehr	Privatpersonen, Unternehmen, Stiftungen, Körperschaften sowie Vereine	Existiert	Seit 02.06.2016 beantragbar. Anfang 2020 überarbeitet. Laufzeit bis Ende 2025.	Kaufprämie für erstzugelassene Elektrofahrzeuge (Pkw und Nutzfahrzeuge der Klassen N1 und N2).
Elektromobilitätsgesetz (EmoG)	Gesetzgebend	Erhöhung des Anteils der Elektromobilität am Fahrzeugverkehr	Fahrzeugführer	Existiert	in Kraft getreten am 12.06.2015.	Bevorrechtigung von Elektrofahrzeugen im Straßenverkehr (z.B. Parken, Parkgebühren, Nutzung von für besondere Zwecke bestimmte öffentliche Straßen oder Wegen).
Förderinitiative „Energiewende im Verkehr: Sektorkopplung durch die Nutzung strombasierter Kraftstoffe“	Finanziell	Technologieentwicklung und Demonstration: Herstellung und Nutzung von alternativen, strombasierten Kraftstoffen und der Einbindung der neuen Technologien in die Energiewirtschaft.	Wissenschaft, Industriekooperationen	Existiert	Förderbekanntmachung vom 27.02.2017. Projektstart war im Frühjahr 2019.	Förderinitiative im Rahmen des Energieforschungsprogramms der Bundesregierung.
Förderinitiative „Solares Bauen / Energieeffiziente Stadt“	Finanziell	Technologieentwicklung und Demonstration: Senkung Energieverbrauch, intelligente Vernetzung von Strom, Wärme	Wissenschaft, Industriekooperationen	Existiert	Programmstart: 01.10.2017.	Förderinitiative im Rahmen des Energieforschungsprogramms der Bundesregierung.

Bezeichnung und Referenz der Maßnahme	Art der Maßnahme*	erwartetes Ergebnis**	Zielgruppe und/oder -tätigkeit***	existiert/ist geplant* ***	Zeitpunkt des Beginns und des Endes der Maßnahme	Änderungen zum NREAP
		und Mobilität sowie Integration erneuerbarer Energien in Stadtquartieren				
Förderinitiative „Energiespeicher“	Finanziell	Technologieentwicklung und -optimierung, u.a. Erhöhung der Speicherkapazität für Strom- und Wärmespeicher, Systemintegration	Wissenschaft, Industriekooperationen	Existiert	In Kraft seit 17.05.2011 Erste Phase in 2016 abgeschlossen. Bericht der begleitenden Erfolgskontrolle veröffentlicht in 2017.	Förderinitiative im Rahmen des Energieforschungsprogramms der Bundesregierung.
Förderinitiative „Zukunftsfähige Stromnetze“	Finanziell	Entwicklung zukunftsfähiger Stromnetztechnologien, Verbesserung der Umweltverträglichkeit, Wirtschaftlichkeit und Ressourceneffizienz der Stromnetze und der Sicherheit der Stromversorgung	Wissenschaft, Industriekooperationen	existiert	In Kraft seit 11.01.2013.	Förderinitiative im Rahmen des Energieforschungsprogramms der Bundesregierung.
Gesetz zur Errichtung eines Sondervermögens "Energie- und Klimafonds" (EKFG)	Finanziell	Maßnahmen in den Bereichen Energieeffizienz, erneuerbare Energien, Energiespeicher- und Netztechnologien zur Förderung einer umweltschonenden, zuverlässigen und bezahlbaren Energieversorgung sowie des Klimaschutzes.	Programmträger und darüber die Antragsberechtigten.	Existiert	In Kraft getreten 01.01.2011 Novelle in Kraft getreten 29.07.2011 Zuletzt geändert durch Art. 3 des Gesetzes vom 12.12.2019	Weitere Maßnahmen: Mittel stehen ergänzend für die Entwicklung der Elektromobilität zur Verfügung. Zuschüsse für stromintensive Unternehmen ab 2013 als Ausgleich für emissionshandelsbedingte Strompreiserhöhungen. U.a. Finanzierung des CO ₂ -Gebäude-sanierungsprogramms und MAP.

* Bitte angeben, ob es sich (vorwiegend) um eine gesetzgeberische, finanzielle oder „weiche“ Maßnahme (z. B. Informationskampagne) handelt.

** Wird als Ergebnis eine Verhaltensänderung, installierte Kapazität (MW; t/Jahr), Energieerzeugung (tausend t RÖE) erwartet?

*** Welches ist die Zielgruppe: Investoren, Endnutzer, öffentliche Verwaltung, Planungsbüros, Architekten, Installateure usw.? Bzw. welches ist die Zieltätigkeit/der Zielsektor: Erzeugung von Biokraftstoffen, Energiegewinnung aus Tierdung usw.?

**** Ersetzt oder ergänzt diese Maßnahme Maßnahmen aus Tabelle 5 des NREAP?

Regelungen der Bundesländer und Kommunen

Im vorliegenden Fortschrittsbericht sind die Regelungen der Bundesregierung zur Förderung erneuerbarer Energien aufgeführt und im Vergleich zum NREAP aktualisiert. Die im NREAP aufgeführten, im Wesentlichen beispielhaften Maßnahmen der Bundesländer und Kommunen können aufgrund ihrer Vielzahl nicht in aktualisierter Form im Fortschrittsbericht dargestellt werden. Diese regionalen Maßnahmen und Zielsetzungen spielen aber weiterhin eine wichtige Rolle zur Erreichung der nationalen Ziele im Bereich erneuerbarer Energien.

2.a. Bitte beschreiben Sie die Fortschritte bei der Bewertung und Verbesserung der Verwaltungsverfahren zur Beseitigung rechtlicher und sonstiger Hindernisse für den Ausbau erneuerbarer Energien.

(Artikel 22 Abs. 1 Buchstabe e der Richtlinie 2009/28/EG)

Im Rahmen der Erarbeitung des EAG-EE wurde festgestellt, dass in Deutschland keine grundlegenden rechtlichen Hindernisse für den Ausbau erneuerbarer Energien vorliegen.

Zwar sind beispielsweise Anlagen zur Nutzung von Windenergie mit einer Gesamthöhe von mehr als 50 Metern grundsätzlich gemäß Anhang 1 Nummer 1.6 der 4. BImSchV genehmigungspflichtig, allerdings besteht bei Vorliegen der Genehmigungsvoraussetzungen ein Anspruch auf Erteilung der Genehmigung. Dennoch sind die Zahlen für neue Genehmigungen im Bereich der Windenergie an Land in den letzten Jahren zurückgegangen. Dies liegt insbesondere an derzeit lange andauernden Planungs- und Genehmigungsverfahren. Für den weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien sieht die Bundesregierung daher Optimierungsbedarf im Bereich der Planungs- und Genehmigungsverfahren, den sie identifizieren und umsetzen wird. Dies betrifft einerseits die Rolle des Arten- und Naturschutzes im Genehmigungsverfahren und andererseits die Beschleunigung von Planungsverfahren für die Bereitstellung von Flächen zur Nutzung von Windenergie an Land. Daneben wird zugleich an der Vereinbarkeit mit zivilen (z.B. Vorgaben zu zivilen Drehfunkfeuern) sowie militärischen Belangen der Luftfahrt (z.B. Luftraumüberwachung oder Tiefflugstrecken-Korridore) gearbeitet.

2.b. Bitte beschreiben Sie die Maßnahmen zur Übertragung und Verteilung von Strom aus erneuerbaren Energiequellen und zur Verbesserung des Rahmens bzw. der Regeln für die Übernahme und Teilung der Netzanschluss- und Netzverstärkungskosten.

(Artikel 22 Abs. 1 Buchstabe f der Richtlinie 2009/28/EG)

2.b.1. Energiewirtschaftsgesetz

Mit der Novelle des EnWG im Jahr 2011 wurde erstmals eine bundesweite Netzentwicklungsplanung auf der Höchstspannungsebene eingeführt. Im Dezember 2015 wurden die Regelungen dazu im EnWG angepasst. Danach sind die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) verpflichtet, alle zwei Jahre auf der Grundlage eines abgestimmten Szenariorahmens einen Netzentwicklungsplan Strom (NEP) zu entwickeln, der den bundesweiten Netzausbaubedarf auf der Höchstspannungsebene für die nächsten zehn bis fünfzehn Jahre bestimmt. Der aktuell von der Bundesnetzagentur zu prüfende Netzentwicklungsplan betrachtet das Jahr 2030.

Seit der Änderung vom 14. Dezember 2012 wurde die Reihenfolge der Netzanbindungen von Offshore-Windkraftanlagen ab 2013 in einem Offshore-Netzentwicklungsplan (O-NEP) festgelegt. Mit dem am 01.01.2017 in Kraft getretenen **Gesetz zur Entwicklung und Förderung der Windenergie auf See** (Windenergie-auf-See-Gesetz – WindSeeG) wird der O-NEP durch den sogenannten Flächenentwicklungsplan des Bundesamts für Seeschifffahrt und Hydrographie sowie durch Angaben im Netzentwicklungsplan (insbesondere zu Maßnahmen zum Ausbau der Offshore-Anbindungsleitungen einschließlich der Netzverknüpfungspunkte an Land) abgelöst. Die ÜNB konsultieren den NEP-Entwurf öffentlich und legen ihn anschließend der Bundesnetzagentur vor, die ihn prüft. Der NEP und der dazugehörige, von der Bundesnetzagentur verfasste Umweltbericht werden von der Behörde ebenfalls konsultiert und unter Berücksichtigung der Behörden- und Öffentlichkeitsbeteiligung bestätigt. Den bestätigten NEP übermittelt die BNetzA der Bundesregierung mindestens alle vier Jahre als Entwurf für einen Bundesbedarfsplan. In den Jahren, in denen kein NEP bestätigt wird, sind sogenannte Umsetzungsberichte von den ÜNB vorzulegen. Der erste Umsetzungsbericht wurde im September 2018 von den ÜNB der BNetzA vorgelegt. Die Öffentlichkeit konnte bis zum 09.12.2018 dazu Stellung nehmen.

Im **Strommarktgesetz** vom 26.07.2016 (BGBl. I S. 1786) wurden die Kosten des Netzausbaus im EnWG stärker in den Fokus gerückt. In § 1a EnWG wird der Grundsatz formuliert, dass Elektrizitätsversorgungsnetze bedarfsgerecht unter Berücksichtigung des Ausbaus der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien nach § 3 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes, der Versorgungssicherheit sowie volkswirtschaftlicher Effizienz ausgebaut werden sollen. Mit Wirkung vom 30.07.2016 wurden die Planungsvorgaben für die Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen geändert. Bei Berechnungen für ihre Netzplanung dürfen sie die Annahme zugrunde legen, dass die prognostizierte jährliche Stromerzeugung je unmittelbar an ihr Netz angeschlossener Anlage zur Erzeugung von elektrischer Energie aus Windenergie an Land oder solarer Strahlungsenergie um bis zu 3 % reduziert werden darf (Spitzenkappung). Die Betreiber von Übertragungsnetzen müssen im Rahmen der Erstellung des NEP diese Regelungen anwenden (§ 12b Abs. 1 S. 3). Diese Möglichkeit dient dem Aspekt der Wirtschaftlichkeit und Sozialverträglichkeit bei dem Ausbau der Verteiler- und Übertragungsnetze. Durch die Änderung soll das Netz nicht mehr für die Aufnahme der letzten Kilowattstunde ausgelegt, sondern der bedarfsgerechte Ausbau auf das volkswirtschaftlich sinnvolle Maß dimensioniert werden.

Mit dem **Gesetz zur Einführung von Ausschreibungen für Strom aus erneuerbaren Energien und zu weiteren Änderungen des Rechts der erneuerbaren Energien vom 13.10.2016 (EEG 2017)** wurden verschiedene Maßnahmen zur Stärkung des Netzmanagements und der Netzentwicklung für die Integration der neuen Ausschreibungsmodelle für EE-Anlagen eingeführt, die Möglichkeiten des Netzengpassmanagements verbessert und die Verteilung der Kosten für einen verspäteten Anschluss von Offshore-Anlagen an das Stromnetz angepasst. Gegenwärtig werden Erneuerbare-Energien-Anlagen, insbesondere Windenergieanlagen, wegen Engpäs-

sen vor allem im Übertragungsnetz in steigendem Umfang in Norddeutschland abge-regelt, weil der Strom nicht vor Ort verbraucht und nicht zu den großen Verbrauchs-zentren im Süden abtransportiert werden kann. Um die Netzengpässe nicht weiter zu verschärfen, werden künftig in den Ausschreibungen die Zuschläge für neue Wind-energieanlagen in einem sogenannten Netzausbauggebiet vorübergehend mengen-mäßig begrenzt werden. Zum Netzausbauggebiet gehören der nördliche Teil Nieder-sachsens sowie Bremen, Schleswig-Holstein, Hamburg und Mecklenburg-Vorpommern. Jährlich sind dort 58 % des durchschnittlichen Zubaus der Jahre 2013 bis 2015 zulässig. Die Erforderlichkeit der Regelungen wird erstmals zum 31.07.2019 und sodann alle zwei Jahre überprüft. Dabei werden die Fortschritte beim Netzaus-bau berücksichtigt. Unverändert gilt der Grundsatz fort, dass Netzbetreiber die Stromleitungen bedarfsgerecht ausbauen müssen, um den Strom aus erneuerbaren Energien zu integrieren. Auch in § 1 EEG 2017 wird klargestellt, dass der weitere Ausbau der erneuerbaren Energien stetig, kosteneffizient und netzverträglich erfol-gen soll.

Mit dem neuen Abs. 6a in § 13 EnWG wird die Möglichkeit eingeführt, KWK-Anlagen mit zuschaltbaren Lasten zu ergänzen und aktiver ins Netzengpassregime einzubin-den. Dafür gab es vorher keinen klaren Rechtsrahmen und keine geeigneten Pro- zesse. § 13 Abs. 6a EnWG sieht vor, zuschaltbare Lasten in das bestehende Redis- patch-Regime bei Engpässen auf der Übertragungsnetzebene im Netzausbauggebiet zu integrieren. Ziel der Regelung ist es, die Menge an Strom aus erneuerbaren Energien, die aufgrund von Engpässen im Übertragungsnetz abgeregelt wird, zu re- duzieren.

Zur Verbesserung des Netzengpassmanagements wurde § 13 EnWG ein neuer Abs. 10 angefügt. Auf Basis der abgestimmten Eingangsparameter der Systemanalysen nach § 3 Abs. 2 Netzreserveverordnung soll zukünftig eine Prognose des jährlichen Umfangs der Maßnahmen zur Netzengpassentlastung erfolgen, insbesondere des Redispatch und des Einspeisemanagements. Die Prognose muss eine Schätzung der voraussichtlichen Kosten enthalten.

Weiterhin wurden in § 19 Abs. 4 EnWG die technischen Anforderungen für den Netzanschluss von Erzeugungsanlagen mit Verweis auf die Vorgaben der Verord- nung (EU) 2016/631 der Kommission vom 14. April 2016 zur Festlegung eines Netz- kodex mit Netzanschlussbestimmungen für Stromerzeuger (ABl. L 112 vom 27.4.2016, S. 1) aktualisiert. Ziel war es, einschlägige technische Anforderungen an Stromerzeugungsanlagen als Voraussetzung für den Netzanschluss festzulegen, um so eine weitgehende Harmonisierung der technischen Netzanschlussregelungen zu erreichen. Die Vorgängerregelung stand nicht im Einklang mit dem vorgenannten europäischen Netzkodex und war deshalb aufzuheben.

Mit dem **Gesetz zur Änderung der Bestimmungen zur Stromerzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplung und zur Eigenversorgung** vom 22. Dezember 2016 (BGBl. I S. 3106) wurde auch das EnWG an verschiedenen Stellen geändert: Es wer-

den alle Hochspannungsnetzbetreiber verpflichtet, ihre Ausbauplanungen jährlich offenzulegen und so für alle Stakeholder transparent zu machen. Daher werden die Anforderungen an den bisherigen Netzausbaubericht der Betreiber von Hochspannungsnetzen mit einer Nennspannung von 110 Kilovolt angepasst. Der Netzbetreiber soll für das Gesamtnetz darstellen, wo sich Engpassprobleme ergeben und welche Erwartungen er an die künftige Entwicklung der Anschlussleistung von Einspeiseanlagen und Entnahmelasten hat. Die jährlich zu veröffentlichenden Netzkarten, auf denen Engpassregionen erkennbar sein sollen, dienen der besseren Übersichtlichkeit und Einschätzung der geplanten Maßnahmen. Die Hochspannungsnetzbetreiber haben zudem die für die nächsten fünf Jahre konkret geplanten Ausbau- oder Verstärkungsmaßnahmen detailliert auf ihrer Internetseite darzustellen. Zusätzlich sollen die Netzbetreiber eine Abschätzung über die Maßnahmen vornehmen, die für den Zeitraum zwischen fünf und zehn Jahren unter Berücksichtigung des sogenannten NOVA-Prinzips (Netz-Optimierung vor Verstärkung vor Ausbau) notwendig werden. Darüber hinaus leistet die Veröffentlichung der Annahmen des Verteilernetzbetreibers einen wichtigen Beitrag zur Koordinierung zwischen der Planung der Verteilernetzbetreiber und der Netzentwicklungsplanung der Übertragungsnetzbetreiber. Als weitere Neuerung soll auf eine Beschränkung auf einspeiseseitigen Netzausbau verzichtet werden. Zudem soll künftig keine Unterscheidung mehr zwischen dem durch konventionelle und dem durch erneuerbare Erzeugungsanlagen ausgelösten Netzausbau erfolgen.

Mit der Einführung des § 119 EnWG und der darauf basierenden SINTEG-Verordnung vom 14. Juni 2017 wurde der Rahmen zur Nutzung des Förderprogramms "Schaufenster intelligente Energie - Digitale Agenda für die Energiewende" (SINTEG) als Reallabor für die Energiewende erweitert. Damit können Projektteilnehmer neue Technologien, Verfahren und Geschäftsmodelle testen, z. B. zur Digitalisierung und Sektorkopplung, und bekommen ihnen hierdurch entstehende wirtschaftliche Nachteile weitgehend kompensiert. Das Förderprogramm zielt darauf ab, in großflächigen "Schaufensterregionen" skalierbare Lösungen für eine sichere, wirtschaftliche und umweltverträgliche Energieversorgung bei hohen Anteilen fluktuierender Stromerzeugung aus Wind- und Sonnenenergie zu entwickeln und zu testen.

Mit dem **Netzentgeltmodernisierungsgesetz** wurde mit Wirkung vom 22.07.2017 in § 24 S. 2 Nr. 4 lit. b) EnWG das Ziel aus lit. a) für die Übertragungsnetzbetreiber konkretisiert. Das Ziel in lit. a) sagt aus, dass die Kosten des Netzbetriebs, die zuordenbar durch die Integration von dezentralen Anlagen zur Erzeugung aus erneuerbaren Energiequellen verursacht werden, bundesweit umgelegt werden können. Mit der Regelung wird eine Verordnungsermächtigung zur Einführung bundeseinheitlicher Übertragungsnetzentgelte in das Gesetz aufgenommen. Die Angleichung soll schrittweise erfolgen. Sie soll zum 1. Januar 2023 abgeschlossen sein. Die Erlösobergrenzen der Übertragungsnetzbetreiber sollen aber auch nach einer Nutzung der Verordnungsermächtigung weiterhin unternehmensindividuell und kostenorientiert im Wege der Anreizregulierung nach § 21a bestimmt werden. In § 24a EnWG wird die Verordnungsermächtigung noch ergänzt. Sie enthält in Nr. 1 Beispiele, wie

eine solche Angleichung erreicht werden kann. In Nr. 2 wird auf die Übergangsregelung des § 118 Abs. 24 verwiesen. Sie bezieht sich auf den Belastungsausgleich für stromkostenintensive Industrie nach den Regeln der §§ 27 bis 29 des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes.

Mit der Verordnung zur schrittweisen Einführung bundeseinheitlicher Übertragungsnetzentgelte vom 20. Juni 2018 wurde die o.g. Verordnungsermächtigung umgesetzt. Die Verordnung, mit der die Stromnetzentgeltverordnung geändert wurde, sieht vor, dass die Netzentgelte für die Nutzung der Übertragungsnetze schrittweise bundesweit vereinheitlicht werden. Der Umsetzungsprozess umfasst, wie im Gesetz vorgesehen, den Zeitraum ab dem 1. Januar 2019 bis zum 1. Januar 2023. Die Angleichung erfolgt gem. § 32a Stromnetzentgeltverordnung in fünf gleich großen Schritten.

Auch wurde im Netzentgeltmodernisierungsgesetz den Übertragungsnetzbetreibern zudem die Möglichkeit eingeräumt, besondere netztechnische Betriebsmittel als Systemdienstleistung zu beschaffen, um einen angemessenen Betrieb des Übertragungsnetzes sicherzustellen. Mit dem Gesetz wurde § 120 EnWG eingefügt, der das schrittweise Auslaufen der vermiedenen Netzentgelte in das Energiewirtschaftsgesetz einführt und regelt. Diese Bestimmung konkretisiert insoweit die Verordnungsermächtigung des § 24 Satz 5 EnWG und setzt einen Rahmen für die Ausgestaltung der Berechnungsgrundlagen für vermiedene Netzentgelte. Zugleich normiert § 120 EnWG, für welche Anlagen und für welchen Zeitraum vermiedene Netzentgelte noch vorgesehen werden dürfen. Die Stromnetzentgeltverordnung wurde im Gesetz entsprechend angepasst.

Das **Mieterstromgesetz** (Gesetz zur Förderung von Mieterstrom und zur Änderung weiterer Vorschriften des Erneuerbare-Energien-Gesetzes vom 17. Juli 2017) hat einen speziellen Fördertatbestand „Mieterstrom“ geschaffen, um den Ausbau der Solarenergie auf Wohngebäuden voranzutreiben. In EnWG wurde dies mit der Einführung des § 42a begleitet, der sicherstellen soll, dass die Vorteile, die dem Verbraucher mit der Liberalisierung des Strommarktes erwachsen sind, auch bei einer Versorgung mit „Mieterstrom“ erhalten bleiben. Der geschaffene Rechtsrahmen soll einen angemessenen Ausgleich dieser beiden Interessenlagen ermöglichen, ohne die Privatautonomie über das notwendige Maß hinaus einzuschränken.

Mit dem **Gesetz zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes, des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes, des Energiewirtschaftsgesetzes und weiterer energierechtlicher Vorschriften vom 17.12.2018** wurden im EnWG die bislang unterschiedlichen Regime, nach denen die Netzbetreiber im Falle von Netzengpässen auf Erneuerbare-Energien- und KWK-Anlagen einerseits (sog. Einspeisemanagement) und konventionelle Kraftwerke andererseits (sog. Redispatch) zugreifen, zu einem einheitlichen Regime zusammengeführt. Damit soll die Netzführung optimiert und die Kosten für die Behebung von Netzengpässen gesenkt werden. Daneben wurde in § 118 Abs. 25 EnWG eine Übergangsfrist für Stromerzeugungsanlagen ge-

schaffen, die nach den bisherigen technischen Anschlussbedingungen geplant wurden und nach der Verordnung (EU) 2016/631 auf neue technische Standards umgerüstet werden müssten (gem. § 19 EnWG). Nach der Übergangsregelung können auch Anlagen, die nach dem 17. Mai 2018 gekauft wurden, nach den bisherigen technischen Anschlussregeln angeschlossen werden und müssen nicht nachgerüstet werden. Durch die Übergangsregelung sollen Nachrüstungen vermieden werden, die zur Systemstabilität nicht erforderlich sind.

Mit dem **Gesetz zur Beschleunigung des Energieleitungsausbaus vom 13.5.2019** wurden weitere gesetzgeberische Maßnahmen zur Beschleunigung der Zulassungsverfahren für Netzausbauvorhaben in das EnWG eingefügt.

2.b.2. Bundesbedarfsplangesetz

Das **Bundesbedarfsplangesetz (BBPIG)** in der Fassung, die am 31.12.2015 in Kraft trat, bildet den Abschluss der dritten Bedarfsermittlung. Gegenüber der früheren Fassung vom Juli 2013 wurde die Liste der energiewirtschaftlich notwendigen Vorhaben aktualisiert. Mit Verabschiedung des Bundesbedarfsplangesetzes durch den Bundesgesetzgeber werden die energiewirtschaftliche Notwendigkeit und der vorrangige Bedarf von Netzausbauvorhaben für die Planungsstufen Bundesfachplanung bzw. Raumordnungsverfahren und Planfeststellungsverfahren verbindlich. Darüber hinaus wurden im aktuellen Bundesbedarfsplangesetz auch die gesetzlichen Regelungen für den Einsatz von Erdkabeln geändert. So sind die speziell mit „E“ gekennzeichneten HGÜ-Leitungen vorrangig als Erdkabel statt wie bisher als Freileitung zu bauen. Für entsprechend gekennzeichnete Wechselstrom-Vorhaben werden die Möglichkeiten der Erdverkabelung maßvoll erweitert. Hier ist für einzelne Pilotvorhaben die abschnittsweise Realisierung als Erdkabel möglich. Das Bundesbedarfsplangesetz wurde zuletzt durch das Gesetz zur Beschleunigung des Energieleitungsausbaus vom 13.05.2019 angepasst. Die Änderungen vereinfachen und beschleunigen insbesondere die Verfahren für die Optimierung, die Verstärkung und den Bau von Stromleitungen im Höchstspannungsnetz.

2.b.3. Netzausbaubeschleunigungsgesetz Übertragungsnetz

Das **Netzausbaubeschleunigungsgesetz Übertragungsnetz (NABEG)** ist am 05.08.2011 in Kraft getreten. Das Gesetz sieht für länderübergreifende und grenzüberschreitende Höchstspannungsleitungen ein bundeseinheitliches Verfahren vor. Es wurde zuletzt durch das Gesetz zur Beschleunigung des Energieleitungsausbaus angepasst (Inkrafttreten am 17.05.2019). Mit dieser Novelle wurden weitere gesetzgeberische Maßnahmen zur Verfahrensvereinfachung und -beschleunigung eingefügt (z.B. Verzicht auf die Bundesfachplanung in bestimmten Fällen, Vereinfachung des Anzeigeverfahrens, vorausschauende Planung und Mitgenehmigung von Leerrohren).

2.b.4. Erneuerbare-Energien-Gesetz

Das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) ist seit seiner Einführung im Jahr 2000 wohl das bedeutendste gesetzlich vorgesehene Förderinstrument für Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern. Zum 1. Januar 2017 ist das EEG 2017 in Kraft getreten, das schon im Laufe des Jahres 2017 weitere Änderungen erfahren hat. Die umfangreichste Änderung im Jahr 2017 erfolgte durch das Mieterstromgesetz (MietStrFG).⁴³ Weitere wesentliche Änderungen sind durch das Energiesammelgesetz (EnSaG)⁴⁴ zum 20. Dezember 2018 in Kraft getreten (dazu im Folgenden an den entsprechenden Stellen). Förderseitig verfolgt das EEG 2017 die bereits das EEG 2014 prägenden Grundsätze weiter. Im Vordergrund stehen dementsprechend die Marktintegration des Stroms aus erneuerbaren Energien, der kosteneffiziente Zubau und die effektive Steuerung des Zubaus entlang des Ausbaukorridors.

Das Ausschreibungssystem (detailliert in Abschnitt 3.0.1) soll im Einklang mit dem vorgegebenen Ausbaupfad einen kontrollierten kosteneffizienten und zielgerechten Ausbau ermöglichen. Gesteuert wird der Zubau durch die in § 28 EEG 2017 festgeschriebenen spartenspezifischen Ausschreibungsvolumina pro Kalenderjahr, die (mit Ausnahme von Solaranlagen) dem jeweiligen Ausbaukorridor aus § 4 EEG 2017 entsprechen.

Der Erhalt der Akteursvielfalt war dem Gesetzgeber bei Implementierung des Ausschreibungssystems ein ausdrückliches Anliegen, § 2 Abs. 3 S. 2 EEG 2017. Das EEG hat zu einer Dezentralisierung der Stromerzeugung und die Energiewende insgesamt zur Dezentralisierung des Energiesystems geführt, was Mitgestaltungsoptionen für ganz neue Akteure bietet. So haben beispielsweise Bürger als Betreiber von Solaranlagen, aber auch Zusammenschlüsse von Bürgern in nennenswertem Umfang zum Ausbau erneuerbarer Erzeugungsanlagen beigetragen und durch ihr Engagement und durch die Wertschöpfung vor Ort oftmals zu einer höheren Akzeptanz in der Region gegenüber Maßnahmen zur Erreichung der Energiewendeziele beigetragen.

Im EEG 2017 wurden in den §§ 53 ff. EEG 2017 neue Regelungen getroffen, die eine Überförderung verhindern sollen. Zu diesem Zweck werden u.a. Stromsteuerbefreiungen und antizipierte Mehrerlöse durch den Einsatz von Regionalnachweisen (§ 79a EEG 2017) grundsätzlich bei der Höhe des Förderanspruchs reduzierend in Ansatz gebracht.

⁴³ Gesetz zur Förderung von Mieterstrom und zur Änderung weiterer Vorschriften des Erneuerbare-Energien-Gesetzes vom 17.07.2017, BGBl. I Nr. 49, S. 2532, m.W.z. 25.07.2017.

⁴⁴ Gesetz zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes, des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes, des Energiewirtschaftsgesetzes und weiterer energierechtlicher Vorschriften vom 17.12.2018, BGBl. I Nr. 47, S. 2549, m.W.z. 21.12.2018.

2.b.5. Systemstabilitätsverordnung

Seit dem 26. Juli 2012 ist die Verordnung zur Gewährleistung der technischen Sicherheit und Systemstabilität des Elektrizitätsversorgungsnetzes (Systemstabilitätsverordnung - SysStabV) in Kraft. Die Wechselrichter von Solarbestandsanlagen sind danach in der Weise umzurüsten, dass sich die Anlagen nicht alle bei einer Frequenz von 50,2 Hz, sondern bei unterschiedlichen Frequenzwerten ausschalten.

Es besteht aber auch Handlungsbedarf bei den bestehenden Windenergie-, Biomasse-, KWK- und kleinen Wasserkraftanlagen. Eine im Auftrag des Bundeswirtschaftsministeriums erstellte Studie ("Entwicklung einer Nachrüststrategie für Erzeugungsanlagen am Mittel- und Niederspannungsnetz zum Erhalt der Systemsicherheit bei Über- und Unterfrequenz") zeigt, dass sich bei Absinken der Netzfrequenz auf 49,5 Hz Anlagen mit einer installierten Leistung von insgesamt 27 GW automatisch abschalten. Sollte ein solcher Fall auftreten, könnten die Netzbetreiber das Stromnetz nicht mehr stabilisieren. Die Frequenzschutzeinstellungen dieser Anlagen müssen daher geändert werden. Seit dem 14. März 2015 ist die Änderung der Systemstabilitätsverordnung in Kraft, mit der die Betreiber der rund 21.000 betroffenen Bestandsanlagen verpflichtet werden, die Frequenzschutzeinstellungen ihrer Anlagen entsprechend den Vorgaben nachzurüsten.

Mit der Änderung vom 14. September 2016 wurden die Anlagen zur Erzeugung von Strom aus gasförmiger und flüssiger Biomasse, die nachzurüsten sind, ergänzt um Deponie-, Klär- sowie Grubengas.

2.b.6. ACER: Rahmenleitlinien und Netzkodizes

Die Bundesnetzagentur wirkt in der 2009 gegründeten Europäischen Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (ACER) mit. Aufgabe von ACER ist u.a. die Erarbeitung von Rahmenleitlinien mit Vorgaben für die Netzkodizes Strom, die vom European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E) erstellt werden. Die europäischen Netzkodizes haben in erster Linie das Ziel, mit einheitlichen Regeln für alle Marktteilnehmer die Umsetzung des europäischen Binnenmarktes für Strom zu fördern und Probleme bei der grenzüberschreitenden Netz- und Marktintegration zu überwinden.

2.b.7. Ten-Year Network Development Plan und Projects of Common Interest

ENTSO-E veröffentlichte im November 2018 den vierten rechtlich gültigen, europaweiten Zehn-Jahres-Netzentwicklungsplan (Ten-Year Network Development Plan – TYNDP), der Netzausbauprojekte von europäischer Bedeutung enthält. Er ist nicht bindend und soll eine größere Transparenz zum notwendigen Ausbau des gesamten EU-Übertragungsnetzes gewährleisten. Abermals spielt der Netzausbau in Deutschland eine große Rolle für den TYNDP.

Das Instrument der unionsweiten Liste von „Vorhaben von gemeinsamem Interesse“ (Projects of Common Interest - PCI), die alle zwei Jahre aktualisiert wird, ist in der seit 2013 geltenden EU-Verordnung 347/2013 zu Leitlinien für die europäische Energieinfrastruktur (TEN-E Verordnung) verankert. Die dritte und aktuell gültige Liste ist am 26. April 2018 in Kraft getreten. In der Unionsliste sind 13 PCI im Strombereich, zwei PCI im Erdölbereich und jeweils ein PCI in den Bereichen Gas, Smart-Grid und Kohlenstoffdioxid mit einem direkten Bezug zu Deutschland enthalten. Die Vorhaben aus dem Strombereich stehen größtenteils auch im Bundesbedarfsplangesetz (BBPIG) und im Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG). Hinzu kommen eine Offshore-Gas-Pipeline, genannt Baltic Pipe, durch die Ostsee sowie das britisch-dänische Projekt [Viking Link](#), welches durch die deutsche ausschließliche Wirtschaftszone verlaufen soll. Für die deutschen PCI ist die Bundesnetzagentur als zentraler Ansprechpartner (sogenannter One-Stop-Shop) zuständig.

Die Planungsansätze zum deutschen NEP sind mit den europäischen Ansätzen des TYNDP abgestimmt und die im TYNDP dokumentierten relevanten Netzausbauplanungen der europäischen Partner wurden im NEP berücksichtigt.

3 BITTE BESCHREIBEN SIE DIE EXISTIERENDEN FÖRDERMAßNAHMEN UND SONSTIGEN MAßNAHMEN ZUR UNTERSTÜTZUNG DER ENERGIEN AUS ERNEUERBAREN ENERGIEQUELLEN SOWIE ETWAIGE WEITERENTWICKLUNGEN VON MAßNAHMEN GEGENÜBER DEN IM NREAP ANGEFÜHRTEN.

(Artikel 22 Abs. 1 Buchstabe b der Richtlinie 2009/28/EG)

Im Rahmen der Energiewende ist – neben dem vollständigen Ausstieg aus der Nutzung der Kernenergie bis Ende 2022 – der beschleunigte Ausbau der erneuerbaren Energien ein zentrales Ziel. Der Anteil erneuerbarer Energien am Bruttoendenergieverbrauch für Strom soll gemäß NREAP auf 38,6 % im Jahr 2020 steigen. Mit dem Beschluss zur Energiewende werden die Ziele des Energiekonzeptes vom 28. September 2010 konkretisiert und beschleunigt umgesetzt. Gesetzlich ist bislang festgelegt, dass der Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch auf 40 bis 45 % im Jahr 2025, auf 55 bis 60 % im Jahr 2035 und auf mindestens 80 % bis 2050 ansteigen soll.⁴⁵ Gemäß dem im März 2018 unterzeichneten Koalitionsvertrag strebt die Bundesregierung bis 2030 einen weiteren zielstrebigen, effizienten, netzsynchronen und zunehmend marktorientierten Ausbau der Erneuerbaren Energien an. Unter diesen Voraussetzungen wird ein Anteil erneuerbarer Energien von etwa 65 % angestrebt.

Die folgenden Punkte thematisieren die im Energiewendepaket für den Bereich der erneuerbaren Energien beschlossenen Maßnahmen sowie Weiterentwicklungen von zentralen Maßnahmen, die im NREAP aufgeführt sind.

3.0. Fördermaßnahmen

3.0.1 Erneuerbare-Energien-Gesetz

Einleitung

Das am 1. Januar 2017 in Kraft getretene EEG 2017 wurde im Jahr 2017 durch das Mieterstromgesetz⁴⁶ und im Jahr 2018 mit dem zum 21. Dezember 2018 in Kraft getretenen Energiesammelgesetz⁴⁷ teils umfangreich geändert, wobei auf die wesentlichen Änderungen im Folgenden eingegangen wird.

⁴⁵ Die nationalen Zielsetzungen in §1 Erneuerbare-Energien-Gesetz sind nicht unmittelbar mit den nach dem NREAP gemeldeten und im Fortschrittsbericht aufgeführten Zahlen vergleichbar, da sie nicht den Berechnungsregeln gem. RL 29/2009/EG unterliegen.

⁴⁶ Gesetz zur Förderung von Mieterstrom und zur Änderung weiterer Vorschriften des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (MietStrFG) vom 17.07.2017, BGBl. I Nr. 49, S. 2532, m.W.z. 25.07.2017.

⁴⁷ Gesetz zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes, des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes, des Energiewirtschaftsgesetzes und weiterer energierechtlicher Vorschriften vom 17.12.2018, BGBl. I Nr. 47, S. 2549, m.W.z. 21.12.2018.

Das EEG 2017 dient der Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien. Im Rahmen der Regelungen zur Kostenverteilung (EEG-Umlage) setzt es darüber hinaus Anreize, den mit eigenen EE-Anlagen erzeugten Strom vor Einspeisung ins Netz direkt selbst zu nutzen (sog. Eigenerzeugung).

Das EEG enthält Mittel- und Langfristziele für den Ausbau der erneuerbaren Energien. Nach § 1 Abs. 2 soll der Anteil des aus erneuerbaren Energien erzeugten Stroms am Bruttostromverbrauch bis zum Jahr 2025 auf 40 bis 45 %, bis zum Jahr 2035 auf 55 bis 60 % und bis zum Jahr 2050 auf mindestens 80 % gesteigert werden.

Seit dem EEG 2014 wird vor dem Hintergrund der Europäischen Umwelt- und Beihilferichtlinien ein verstärkt an marktlichen Grundsätzen orientierter Fördermechanismus angestrebt. Um die in § 2 Abs. 2 EEG 2014/2017 ausdrücklich vorgesehene Marktintegration der erneuerbaren Energien weiter zu forcieren, wurde die Pflicht zur Direktvermarktung und eine Förderung über eine Marktprämie schrittweise ausgeweitet und dadurch die ursprünglich primär vorgesehene feste EEG-Einspeisevergütung in den Hintergrund gedrängt. Bereits unter dem EEG 2014 konnten Anlagen mit Inbetriebnahmedatum nach dem 31. Dezember 2015 nur noch mit einer Nennleistung von höchstens 100 kW die EEG-Vergütung beanspruchen, die zudem im Vergleich zur Summe aus Marktprämie und Markterlösen reduziert ausfiel. Das EEG 2017 übernimmt diese Einschränkungen, § 21 Abs. 1 Nr. 1 i. V. m. § 53 EEG 2017.

Wesentliche Änderungen ergeben sich darauf aufbauend im Bereich der geförderten Direktvermarktung durch die Einführung eines Ausschreibungssystems, womit die Marktintegration eine neue Stufe nimmt. Ein vorbereitendes Pilot-Ausschreibungssystem war bereits im EEG 2014 für Solar-Freiflächenanlagen vorgesehen. Mit dem EEG 2017 finden Ausschreibungen grundsätzlich für die Sparten Wind an Land, Wind auf See, Photovoltaik und Biomasse Anwendung. In den spartenspezifisch ausgestalteten Ausschreibungen wird durch den Zuschlag der EEG-Förderanspruch, in Form einer Marktprämie, wettbewerblich ermittelt. Die Höhe der Marktprämie wird dabei weiterhin durch das Prinzip des anzulegenden Wertes berechnet, der nunmehr (im Falle eines Zuschlags) dem Gebotswert entspricht. Durch das kalenderjährlich vorgeschriebene Ausschreibungsvolumen wird eine neue und effektive Steuerung des Zubaus erreicht. Bei Wind an Land werden zusätzlich regionale Gegebenheiten beim Zubau vorübergehend berücksichtigt, um Netz- und Systemintegrationsgesichtspunkten Rechnung zu tragen. Die Ausschreibungen ermöglichen einen an marktlichen Bedingungen orientierten Ausbau und eine wettbewerbliche Preisfindung und damit letztlich kosteneffiziente Stromerzeugung.

Trotz einfacher und transparenter Bedingungen stellt ein Ausschreibungssystem als Solches für einige, oft kleinere Akteure eine große Herausforderung dar. Gleichzeitig haben genau diese Akteure durch die aktive Mitgestaltung an Energiesystem und Wertschöpfung vor Ort einen nicht zu vernachlässigenden Beitrag zum Gelingen und

zur Akzeptanz der Energiewende geleistet. Diese Rolle sollen sie auch im Rahmen des Ausschreibungssystems weiterhin ausfüllen können. Der Gesetzgeber hat diesen Umstand im EEG 2017 berücksichtigt, im Rahmen der Grundsätze in § 2 Abs. 3 S. 2 EEG 2017 postuliert und durch konkrete Regelungen, wie zum Beispiel die Privilegierung von Bürgerenergiegesellschaften bei Ausschreibungen für Wind an Land in § 36g EEG 2017 adressiert. Im Ergebnis haben die Sonderregelungen dazu geführt, dass über 95 % der Zuschläge für Windenergieanlagen an Land in allen Ausschreibungen im Jahr 2017 an Bürgerenergiegesellschaften gingen. Der damit einhergehenden Gefahr einer Ausbaulücke aufgrund einer verlängerten Realisierungszeit und gesteigerten Realisierungsrisikos ist der Gesetzgeber mit Aussetzung der Privilegien im Sommer 2017 begegnet. Mit dem EnSaG wurde in § 36e Abs. 1 EEG 2017 die Realisierungsfrist für Windenergieanlagen an Land für die ersten drei Ausschreibungsrunden im Jahr 2019 von 30 auf 24 Monate verkürzt. Diese Verkürzung um 6 Monate gilt nach § 36g Abs. 3 S. 1 EEG 2017 auch für Bürgerenergiegesellschaften, womit sich deren Realisierungsfrist für die Ausschreibungen von 54 auf 48 Monate verkürzt. Diese kurzzeitige Anpassung der Realisierungsfrist soll der Befürchtung entgegenwirken, dass es in den Jahren 2019 und 2020 zu einer geringeren Realisierung von neuen Windenergieanlagen an Land kommt, indem eine gewisse Anzahl von Projekten schneller realisiert wird.

Neben der Einspeisevergütung kennt das EEG 2017 seit dem 25. Juli 2017 den Mieterstromzuschlag. Diese Förderung besteht nach § 21 Abs. 3 EEG 2017 nur für Solaranlagen bis 100 kW an oder auf Wohngebäuden. Zudem muss der Strom aus der Anlage innerhalb des Gebäudes oder in Wohn- und Nebengebäuden im unmittelbaren räumlichen Zusammenhang ohne Netzdurchleitung von Mietern (Letztverbrauchern) verbraucht werden. Dies soll es Mieterinnen und Mietern ermöglichen, sich unmittelbar an der Energiewende zu beteiligen und so weitere Impulse für den Ausbau der Stromerzeugung durch Solaranlagen setzen.

Zusätzlich zu den Herkunftsnachweisen kennt das EEG 2017 für regionalen, direkt vermarkteten EEG-finanzierten Strom ein weiteres Stromkennzeichnungsinstrument in Gestalt der Regionalnachweise (§ 79a EEG 2017). Diese dienen dazu, die Akzeptanz der Energiewende vor Ort zu erhöhen.

EEG-umlageseitig wurden die Umlagepflicht und -begrenzungen für Eigenversorgungskonzepte und die Privilegierungen für Unternehmen, die im internationalen Wettbewerb bestehen müssen, im Wesentlichen beibehalten. Der Anwendungsbereich des Speicherprivilegs wurde allerdings erweitert, um der drohenden Doppelbelastung einer zwischengespeicherten Strommenge besser begegnen zu können und dieses Investitionshindernis zu beseitigen.

Förderseitige Betrachtung

In diesem Kapitel werden die wesentlichen Änderungen im EEG 2017 aus Perspektive ihrer Förderwirkung überblicksartig dargestellt. Dazu gehören insbesondere För-

dermechanismen, die im Wechsel hin zu einem Ausschreibungssystem für bestimmte Technologien und Akteure angelegt sind sowie die Entwicklung der EEG-geförderten Mieterstromkonzepte.

Das Ausschreibungssystem

Das zentrale Ziel der Marktintegration von Strom aus erneuerbaren Energien wurde im EEG 2017 durch die Einführung des Ausschreibungssystems gestärkt. Die ursprünglich überwiegende feste EEG-Einspeisevergütung tritt weiter in den Hintergrund. Der Regelfall ist seit dem EEG 2014 die verpflichtende Direktvermarktung, § 2 Abs. 2 EEG 2014/2017. Die (Ausnahme-)Regelung, dass Anlagen mit einer Nennleistung bis höchstens 100 kW und Inbetriebnahmedatum nach dem 31. Dezember 2015 noch von einer vergleichsweise geringeren festen Einspeisevergütung profitieren können, findet sich jedoch in § 21 Abs. 1 Nr. 1 EEG 2017 im Wesentlichen unverändert wieder (s. Fortschrittsberichte von 2015 und 2017, Kapitel 3.0.2).

Das EEG 2017 betont weiter die geförderte Direktvermarktung als vorrangigen EEG-Fördermechanismus, der den Anspruch auf die Marktprämie begründet, vgl. §§ 20, 19 Abs. 1 Nr. 1 EEG 2017. Das Ausschreibungssystem setzt bei der Bestimmung der Anspruchsberechtigung und der Höhe der Marktprämie an: Die Marktprämie ist die Differenz zwischen anzulegendem Wert und Monatsmarktwert (ex-post ermittelter monatlicher durchschnittlicher energieträgerspezifischer Börsenstrompreis). Bis zum Inkrafttreten des EEG 2017 wurde der anzulegende Wert überwiegend gesetzlich bestimmt (entsprach dem Förderanspruch der festen Einspeisevergütung). Im Wege von spartenspezifischen Ausschreibungen wird er künftig grundsätzlich wettbewerblich ermittelt. Für die Zukunft sollen im Rahmen der Innovationsausschreibungen neue Preisgestaltungsmechanismen und Ausschreibungsverfahren erprobt werden können, die zu mehr Wettbewerb und mehr Netz- und Systemdienlichkeit führen können. Hierzu gehören unter anderem, dass in den Innovationsausschreibungen bei negativen Preisen keine Marktprämie mehr gezahlt wird, dass der Wettbewerb durch Wettbewerbsklauseln gesichert wird, nach denen nur maximal 80 % der abgegebenen Gebote bezuschlagt werden dürfen, sowie technologie neutrale fixe Marktprämien und Anforderungen an netzdienliches Verhalten.

Nach der erfolgreichen Erprobung von Ausschreibungen für Freiflächensolaranlagen wurden mit Inkrafttreten des EEG 2017 technologiespezifisch ausgestaltete Ausschreibungen generell für solare Strahlungsenergie, Wind an Land, Biomasse und Wind auf See eingeführt. Das Ausschreibungssystem soll im Einklang mit dem vorgegebenen Ausbaupfad einen kontrollierten kosteneffizienten und zielgerechten Ausbau ermöglichen. Gesteuert wird der Zubau durch die in § 28 EEG 2017 festgeschriebenen spartenspezifischen Ausschreibungsvolumina pro Kalenderjahr, die (mit Ausnahme von Solaranlagen) dem jeweiligen Ausbaukorridor aus § 4 EEG 2017 entsprechen.

Für die EEG-Förderung im Wege der geförderten Direktvermarktung bedeutet dies: Mit dem Wechsel zum Ausschreibungssystem wird für die davon erfassten Technologien und Anlagen der Förderanspruch durch Zuschlag begründet. Dessen Höhe wird durch den Gebotswert mitbestimmt, der als anzulegender Wert in die Berechnung der Marktprämie einfließt. Insofern wird die Berechnungsgrundlage wettbewerblich ermittelt und nicht mehr ausschließlich gesetzlich bestimmt, vgl. § 22 Abs. 1 EEG 2017. Gleichzeitig erfolgte damit auch ein Wechsel von einer preisgesteuerten zu einer mengengesteuerten Fördersystematik.

Solaranlagen nehmen grundsätzlich erst ab einer de minimis-Grenze von über 750 kW installierter Leistung an Ausschreibungen teil, § 22 Abs. 3 S. 2 EEG 2017. Dahinter steht insbesondere die Intention, die Akteursvielfalt unter den Betreibern kleinerer Solaranlagen zu erhalten und den administrativen Aufwand gering zu halten. Solaranlagen unter 750 kW können weiterhin unter den bekannten, bereits im EEG 2014 ab Januar 2016 greifenden Voraussetzungen von der EEG-Förderung profitieren und müssen nicht an den Ausschreibungen teilnehmen.

Für Windenergieanlagen an Land ist die verpflichtende Teilnahme an Ausschreibungen ebenfalls erst ab der Grenze von 750 kW installierter Leistung vorgesehen, § 22 Abs. 2 Nr. 1 EEG 2017. Die durchschnittliche Größe von neu installierten Windenergieanlagen an Land lag in 2018 bei 3,2 MW, womit diese Begrenzung, anders als bei Solaranlagen, nur eine sehr eingeschränkte Wirkung entfalten dürfte. Nach § 22 Abs. 2 Nr. 2 EEG 2017 war es zudem für Windenergieanlagen, die vor dem 1. Januar 2017 genehmigt wurden möglich, nicht am Ausschreibungssystem teilzunehmen. Dieser Ausnahmetatbestand ist allerdings durch Zeitablauf seit dem 1. Januar 2019, als spätestens mögliches Inbetriebnahmedatum, nicht mehr anwendbar. Die dritte Ausnahmeregelung betrifft Pilotwindenergieanlagen an Land i. S. d. § 3 Nr. 37 EEG 2017 und ist auf eine installierte Leistung von insgesamt bis zu 125 MW pro Jahr begrenzt, § 22 Abs. 2 Nr. 3 EEG 2017. Hintergrund der Vorschrift ist die Unterstützung der Entwicklung von Innovationen und neuen Technologien, die nicht durch eine Teilnahme an Ausschreibungen eingeschränkt werden soll.

Biomasseanlagen nehmen grundsätzlich ab einer installierten Leistung von über 150 kW an Ausschreibungen teil, § 22 Abs. 4 Nr. 1 EEG 2017. Bestandsanlagen, deren Förderung ausläuft, können sich an den Ausschreibungen beteiligen und so einen Anspruch auf eine einmalige 10-jährige Anschlussförderung erwerben, § 39g Abs. 3 EEG 2017. Für Anlagen, die vor dem 1. Januar 2017 genehmigt oder zugelassen worden sind und die vor dem 1. Januar 2019 in Betrieb genommen wurden, bestehen nach § 22 Abs. 4 Nr. 2 EEG 2017 Übergangsregelungen.

Das Ausschreibungsverfahren wird durch allgemeine Vorgaben nach den §§ 28 ff. EEG 2017 und daran anknüpfende technologiespezifische Vorgaben bestimmt. Es werden technologiespezifische jährliche Ausschreibungsvolumina festgeschrieben und (mit Ausnahme von Biomasse und Wind auf See) auf mehrere Aus-

schreibungsrunden pro Jahr verteilt. Das Ausschreibungsvolumen soll die gewünschte Knappheitssituation für den funktionsfähigen Markt herbeiführen und dadurch ein Konkurrenieren um Kapazitäten und Förderung initiieren. Für die Jahre 2019 bis 2021 sind nach dem EnSaG für Windenergieanlagen an Land und Solaranlagen zusätzliche Sonderausschreibungsvolumen von jeweils 4.000 MW vorgesehen (vgl. Tabelle 3.2 und Tabelle 3.4). Um den Wettbewerb zu erhöhen, werden die zusätzlichen Ausschreibungsmengen jeweils von 1 GW im Jahr 2019 über 1,4 GW im Jahr 2020 auf 1,6 GW im Jahr 2021 anwachsen. Ebenfalls sind Sonderausschreibungsvolumen für Windenergie auf See im Koalitionsvertrag geplant, aber noch nicht quantifiziert und umgesetzt worden. Zudem sind auch die regulären Ausschreibungsmengen durch das EnSaG angepasst worden (dazu im Folgenden).

Die Sonderausschreibungen stellen einen kurzfristigen Beitrag zur Erreichung des nationalen Klimaschutzziels 2020 und zur Vermeidung von Zubaulücken insbesondere im Bereich Windenergie an Land dar. So wird die installierte Leistung der in den Sonderausschreibungen bezuschlagten Solaranlagen nicht auf den 52-GW-Deckel angerechnet, § 48 Abs. 5 S. 2 EEG 2017. Die regulären Ausschreibungsvolumina verfolgen (mit Ausnahme von Solaranlagen) den in § 4 EEG 2017 vorgeschriebenen Ausbaupfad und entfalten dadurch ihre eigene Steuerungswirkung (vgl. Tabelle 3.1, Tabelle 3.3, Tabelle 3.5 und Tabelle 3.6). Zu beachten ist dabei, dass von den regulären Ausschreibungsmengen die Mengen der Innovationsausschreibungen (vgl. Tabelle 3.10) anteilig bei der jeweiligen EE-Sparte abgezogen worden sind, so dass eine entsprechende Reduzierung der Ausschreibungsmengen in § 28 Abs. 1 S. 1, Abs. 2 S. 1 EEG 2017 erfolgt ist.

Tabelle 3.1: Ausschreibungsvolumina und -runden für Wind an Land, § 28 Abs. 1 S. 1 EEG 2017.

Wind an Land	01.02.	01.05.2017 bis 2019; ab 2020: 01.06.	01.08.	01.11.2017; seit 2018: 01.10.	Gesamt
2017		800 MW	1.000 MW	1.000 MW	2.800 MW
2018	700 MW	700 MW	700 MW	700 MW	2.800 MW
2019	700 MW	650 MW	650 MW	675 MW	2.675 MW
2020	900 MW	900 MW		900 MW	2.700 MW
2021	900 MW	900 MW		850 MW	2.650 MW

ab 2022	1.000 MW	950 MW	950 MW	2.900 MW
----------------	----------	--------	--------	----------

Tabelle 3.2: Volumen und Runden der Sonderausschreibungen für Wind an Land, § 28 Abs. 1 S. 2 EEG 2017.

Wind an Land	01.03.	01.07.	01.09.	01.12.	Gesamt
2019			500 MW	500 MW	1.000 MW
2020	300 MW	300 MW	400 MW	400 MW	1.400 MW
2021	400 MW	400 MW	400 MW	400 MW	1.600 MW

Tabelle 3.3: Ausschreibungsvolumina und -runden für Solaranlagen, § 28 Abs. 2 S. 1 EEG 2017

Solar	01.02.	01.06.	01.10.	Gesamt
2017	200 MW	200 MW	200 MW	600 MW
2018	200 MW	200 MW	200 MW	600 MW
2019	175 MW	150 MW	150 MW	475 MW
2020	100 MW	150 MW	150 MW	400 MW
2021	150 MW	100 MW	100 MW	350 MW
ab 2022	200 MW	200 MW	200 MW	600 MW

Tabelle 3.4: Volumen und Runden der Sonderausschreibungen für Solaranlagen, § 28 Abs. 2 S. 2 EEG 2017.

Solar	01.03.	01.07.	01.09.	01.12.	Gesamt
2019	500 MW			500 MW	1.000 MW
2020	300 MW	300 MW	400 MW	400 MW	1.400 MW
2021	400 MW	400 MW	400 MW	400 MW	1.600 MW

Tabelle 3.5: Ausschreibungsvolumina und -runden für Biomasseanlagen, § 28 Abs. 3 EEG 2017.⁴⁸

Biomasse	Seit 2019: 01.04.	01.09. von 2017 bis 2018; seit 2019: 01.11.	Gesamt
2017		150 MW	150 MW
2018		150 MW	150 MW
2019	75 MW	75 MW	150 MW
2020	100 MW	100 MW	200 MW
2021	100 MW	100 MW	200 MW
2022	100 MW	100 MW	200 MW

⁴⁸ Das Ausschreibungsvolumen reduziert sich dabei um die installierte Leistung der jeweils im Vorjahr mit gesetzlicher Förderung in Betrieb genommenen Anlagen und erhöht sich um das im jeweiligen Vorjahr nicht bezuschlagte Ausschreibungsvolumen, § 28 Abs. 3a EEG 2017.

Tabelle 3.6: Ausschreibungsvolumina und -runden für Wind auf See, § 17/§§ 26, 27 WindSeeG.

Wind auf See	01.09. (erstmals in 2021, für voruntersuchte Flächen und Anlagen mit Inbetriebnahmedatum ab 01.01.2026)	01.04. (in 2017 und 2018, spezielle Ausschreibung der Übergangsphase für bestehende Projekte mit Inbetriebnahmedatum ab 01.01.2020)
2017		1.550 MW
2018		1.550 MW
ab 2021	700 bis 900 MW (Abhängig vom FEP, im Durchschnitt 840 MW pro Jahr)	

Tabelle 3.7: Ausbaupfade auf einen Blick, § 4 EEG 2017, §§ 1, 17, 27 WindSeeG.

	Wind an Land	Wind auf See	Solar	Biomasse
2017	2.800 MW		2.500 MW	150 MW
2018	2.800 MW		2.500 MW	150 MW
2019	2.800 MW		2.500 MW	150 MW
2020	2.900 MW		2.500 MW	200 MW
2021	2.900 MW	500 MW (Ausschl. Ostsee, § 27 Abs. 4 Nr. 1 WindSeeG)	2.500 MW	200 MW
2022	2.900 MW	500 MW (§ 27 Abs. 4 Nr. 2 WindSeeG)	2.500 MW	200 MW
2023 bis 2025	2.900 MW	700 MW (§ 27 Abs. 4 Nr. 3 bis 5 WindSeeG)	2.500 MW	

Tabelle 3.8: Steigerung der installierten Leistung von Windenergie auf See, § 4 EEG 2017, § 1 Abs. 2 WindSeeG.

Wind auf See	
bis 2020	6.500 MW
bis 2030 insgesamt	15.000 MW

Mit ihrem Beschluss zum Klimaschutzprogramm 2030 am 9. Oktober 2019 hat die Bundesregierung unter anderem beschlossen, das Ausbauziel von Wind auf See auf 20.000 MW bis 2030 zu erhöhen. Besonderheiten ergeben sich im Zusammenhang mit grenzüberschreitenden und gemeinsamen Ausschreibungen für das Ausschreibungsvolumen von Wind an Land und Solaranlagen:

Das EEG 2017 öffnet den Fördermechanismus im Rahmen des regulären Ausschreibungssystems für den Ausbau erneuerbarer Energien im Ausland nach der erfolgreichen Erprobung für Solar-Freiflächenanlagen. Nach § 5 EEG 2017 sollen auch Gebote für Solaranlagen und Wind an Land aus anderen Mitgliedstaaten der europäischen Union im Umfang von 5 % der jährlich zu installierenden Leistung bezuschlagt werden können. Wesentliche Voraussetzungen sind, dass der EE-Strom physikalisch nach Deutschland importiert wird oder zumindest einen vergleichbaren Effekt auf den deutschen Strommarkt hat. Die Option der Teilnahme von EE-Anlagen in anderen Mitgliedstaaten der Europäischen Union steht zudem unter dem Vorbehalt einer völkerrechtlichen Vereinbarung und des Prinzips der Gegenseitigkeit. Die in diesem Rahmen bezuschlagte Leistung reduziert das jeweilige jährliche Ausschreibungsvolumen für Wind an Land und Solar; § 28 Abs. 1a Nr. 1, Abs. 2a S. 2 Nr. 1 EEG 2017. Die Einzelheiten zu grenzüberschreitenden Ausschreibungen werden durch Verordnung auf Grundlage von § 88a EEG 2017 geregelt. Allgemein soll über Pönalen sichergestellt werden, dass bezuschlagte Gebote tatsächlich realisiert werden und der Zubaupfad für das Erreichen der Klimaschutzziele eingehalten wird. Insbesondere die ursprünglich für die Solar-Freiflächenpilotausschreibungen geltende Grenzüberschreitende-Erneuerbare-Energien-Verordnung wurde dafür novelliert und ihr Anwendungsbereich auf Windenergie an Land erweitert. Die Verordnung ist am 16. August 2017 in Kraft getreten.

Gemeinsame Ausschreibungen sind im EEG 2017 erstmals als Pilot angelegt, §§ 39i i. V. m. § 88c EEG 2017. Die zugehörige Verordnung, die Verordnung zu den gemeinsamen Ausschreibungen (GemAV), ist im am 18. August 2017 in Kraft getreten. Dabei sollen Solaranlagen und Windenergieanlagen an Land in der Ausschreibung miteinander konkurrieren. Im Rahmen des EnSaG wurden die gemeinsamen Ausschreibungen um ein Jahr verlängert, so dass die Erprobung nun im Zeitraum

2018 bis 2022 stattfindet. Die gesammelten praktischen Erfahrungen sollen bei künftigen gesetzgeberischen Tätigkeiten berücksichtigt werden. Für die gemeinsamen Ausschreibungen ist für den Zeitraum von 2019 bis 2021 ein jährliches Volumen von 400 MW zu installierender Leistung vorgesehen, § 28 Abs. 5 EEG 2017. Für das Jahr 2022 ist zusätzlich am 1. April eine Ausschreibung in Höhe des Volumens vorgesehen, dass im Jahr 2021 in der Innovationsausschreibung (§ 39j EEG 2017) nicht bezuschlagt wurde. Die 400 MW in den Jahren 2019 bis 2021 sind jeweils auf zwei Ausschreibungstermine verteilt. Ab dem Jahr 2020 sind die jeweils im vorangegangenen Jahr bezuschlagten Volumen der gemeinsamen Ausschreibung je zur Hälfte von den Ausschreibungsvolumina der regulären Ausschreibung von Wind an Land und Solar reduzierend in Ansatz zu bringen, § 28 Abs. 1a Nr. 3, Abs. 2a S. 2 Nr. 3 EEG 2017. Das Zuschlagsverfahren wird dabei für sogenannte „Verteilernetzausbaugebiete“ (§ 11 GemAV) modifiziert, § 7 GemAV. Durch einen Aufschlag bei der Gebotsreihung von verteilernetzausbaugebietsbezogenen Geboten soll der Netzausbaubedarf auf Verteilernetzebene bei der Bezuschlagung berücksichtigt werden. Durch diese sog. Verteilernetzkomponente (§ 10 GemAV) sollen die Netz- und Systemintegrationskosten berücksichtigt und eine örtliche Steuerungswirkung des Solar- und Wind-Onshore-Ausbaus erreicht werden. Die Definition der Verteilernetzausbaugebiete erfolgt in der Verordnung für die gemeinsamen Ausschreibungen und knüpft an die Rückspeiseleistung des Verteilernetzes in das vorgelagerte Höchstspannungsnetz an. Die spartenspezifischen Vorgaben zu den regulären Ausschreibungen bleiben (mit Ausnahme der hier unanwendbaren Teilnahmebedingungen für Bürgerenergiegesellschaften und des Referenzertragsmodells) regelmäßig unberührt.

Die Bundesnetzagentur wird am 1. September 2020 mit den ersten Innovationsausschreibungen starten. Bis 2021 werden Ausschreibungen mit einem Volumen von insgesamt 1.150 MW erfolgen (vgl. Tabelle 3.10). Dabei sind die Ausschreibungsmengen der Innovationsausschreibungen von dem regulären Volumen der jeweiligen Erzeugungssparte abgezogen worden, so dass eine entsprechende Reduzierung der Ausschreibungsmengen in § 28 Abs. 1 S. 1, Abs. 2 S. 1 EEG 2017 erfolgt ist.

Die Teilnahme an den Ausschreibungen ist technologieneutral und nicht auf einzelne erneuerbare Energien beschränkt. Zudem können auch Gebote für Kombinationen oder Zusammenschlüsse verschiedener erneuerbarer Energien abgegeben werden. Das nicht bezuschlagte Ausschreibungsvolumen wird auf das kommende Kalenderjahr übertragen. Eine Ausnahme bildet das Jahr 2021, dessen finale Restmenge auf das Volumen für die Gemeinsamen Ausschreibungen nach der GemAV übertragen wird, § 28 Abs. 6 S. 2 EEG 2017. Nach einer Änderung mit dem Energiesammelgesetz liegt der Schwerpunkt der Innovationsausschreibungen nun auf der Erprobung neuer Preisgestaltungsmechanismen und Ausschreibungsverfahren, die zu mehr Wettbewerb und mehr Netz- und Systemdienlichkeit führen sollen. Anlagen, die bei den Ausschreibungen im Jahr 2019 bezuschlagt werden, erhalten bei der Abrege-

lung aufgrund von Netzengpässen (Einspeisemanagement) abweichend von § 15 Abs. 1 S. 1 EEG 2017 keinen finanziellen Ausgleich für die entgangene Marktprämie. Auf Basis einer Evaluation der Innovationsausschreibungen sollen etwaige Erkenntnisse in das reguläre Ausschreibungssystem übernommen werden.

Tabelle 3.9: Ausschreibungsvolumina und -runden für gemeinsame Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land und Solaranlagen, § 28 Abs. 5 EEG 2017.

Solar & Wind an Land	01.04	01.11
2019	200 MW	200 MW
2020	200 MW	200 MW
2021	200 MW	200 MW
2022	Ausschreibungsvolumen aus den Innovationsausschreibungen im Jahr 2021, das nicht bezuschlagt wurde, § 28 Abs. 4 Nr. 2 EEG 2017.	

Tabelle 3.10: Ausschreibungsvolumina und -runden für die technologieneutralen Innovationsausschreibungen, § 28 Abs. 5 EEG 2017.

Technologieneutral	01.09
2019	250 MW
2020	400 MW
2021	500 MW
2022	Ausschreibungsvolumen aus den Innovationsausschreibungen im Jahr 2021, das nicht bezuschlagt wurde, wird in die gemeinsamen Ausschreibungen übertragen, § 28 Abs. 4 Nr. 2 EEG 2017.

Für die Jahre 2019 und 2020 werden in den gemeinsamen Ausschreibungen zudem regional differenzierte Höchstwerte für Wind an Land festgelegt, § 14 ff. GemAV. Drei Regionen werden hierfür in Abhängigkeit der Windverhältnisse festgelegt. Den in

§ 16 GemAV determinierten drei Regionen werden nach § 15 GemAV in Anlage 3 konkrete Landkreise zugeordnet. Dieser Mechanismus soll dem Umstand Rechnung tragen, dass das Referenzertragsmodell keine Anwendung im Rahmen gemeinsamer Ausschreibungen findet. Gleichwohl sollen wirtschaftliche Nachteile an windschwachen Standorten ausgeglichen und eine Überförderung an windstarken Standorten vermieden werden.

Tabelle 3.11: Gebotshöchstwerte für gemeinsame Ausschreibungen auf einen Blick in den gemeinsamen Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land und Solaranlagen.

Jahr/Höchstwert	Solar	Wind
2018	§ 12 GemAV: entspricht Höchstwert aus der letzten spartenspezifischen Ausschreibung Solar nach § 29 u. 37b Abs. 2 EEG 2017	§ 13: entspricht Höchstwerten nach § 12 GemAV
2019	s. 2018	§ 16 GemAV: gebietsspezifisch einheitlicher Höchstwert, ausgehend von § 36b EEG 2017
2020	s. 2018	§ 16 GemAV: gebietsspezifisch einheitlicher Höchstwert, ausgehend von § 36b EEG 2017

In den allgemeinen Vorschriften zu Ausschreibungen (§§ 28 ff. EEG 2017) werden zudem der Zeitpunkt der Ausschreibungsbekanntmachung durch die zuständige Stelle und deren Inhalt, d. h. insbesondere die Angabe des jeweiligen Gebotshöchstwerts (§ 29 EEG 2017), die Anforderungen an Gebote (§§ 30, 30a EEG 2017) sowie Bieter (§ 34 EEG 2017) festgelegt. Die Vorschrift in § 32 EEG 2017 zum Ausschreibungsverfahren beschreibt, wie die zulässigen Gebote in einem transparenten Prozess zu sortieren sind, um die erfolgreichen Bieter diskriminierungsfrei und transparent bestimmen zu können. Das WindSeeG modifiziert manche Regelungen für die Besonderheiten der Ausschreibungen bei Wind auf See, nimmt aber die meisten allgemeinen Vorschriften unverändert in Bezug.

Tabelle 3.12: Gebotshöchstwerte auf einen Blick

	Wind an Land	Solar	Biomasse	Wind auf See
2017	7 ct/kWh für den Referenzstandort nach Anl. 2	8,91 ct/kWh; 8,84 ct/kWh (zum 01.10.2017 analog § 49 EEG a. F. abgesenkt)	14,88 ct/kWh (16,9 ct/kWh bei Altanlagen)	12 ct/kWh bei bestehenden Projekten, § 33 WindSeeG
2018	6,3 ct/kWh für den Referenzstandort nach Anlage 2	8,84 ct/kWh	14,73 ct/kWh (16,73 ct/kWh bei Altanlagen)	10 ct/kWh bei bestehenden Projekten, § 33 WindSeeG
2019	6,2 ct/kWh für den Referenzstandort nach Anlage 2	7,50 ct/kWh (gilt seit 13.05.2019 wieder statisch, § 37b EEG 2017)	14,58 ct/kWh (16,56 ct/kWh bei Altanlagen)	
ab 2020	108 % des Durchschnitts der letzten höchsten bezuschlagten Gebote der letzten 3 Gebotstermine	7,50 ct/kWh	Reduktion des Vorjahreshöchstwerts jeweils um 1 %	Ab 2021 niedrigster Gebotswert zum Gebotstermin 01.04.2018, § 22 Abs. 1 WindSeeG; abweichend durch BNetzA, § 22 Abs. 2 WindSeeG

Zur Förderung und Sicherstellung des Erreichens der Ausbauziele sehen das EEG 2017 und das WindSeeG die Hinterlegung einer Sicherheit im Ausschreibungsverfahren vor (§ 31 EEG 2017). Sie ist grundsätzlich bis zum Gebotstermin zu hinterlegen und dient der Absicherung einer Pönale nach § 55 EEG 2017. Die Realisierung der Anlagen nach Bezuschlagung soll durch Strafzahlungen nach Ablauf einer dem regelmäßigen Realisierungszeitraum der Anlage entsprechenden, technologiespezifischen Frist sichergestellt werden. Die Höhe der zu hinterlegenden Sicherheit (X €/kW zu installierender Leistung) wird technologiespezifisch geregelt.

Tabelle 3.13: Höhe der Sicherheiten auf einen Blick

Wind an Land	Solar	Biomasse	Wind auf See
§ 36a EEG 2017	§ 37a EEG 2017	§ 39a EEG 2017	§ 21/§ 31 Wind-SeeG
Gebotsmenge x 30 €/kW zu installierender Leistung	Gebotsmenge x 50 €/kW zu installierender Leistung (Erstsicherheit 5 €/kW, Zweitsicherheit 45 €/kW; reduziert sich u.U. auf 20 €/kW bei Nachweis fortgeschrittenen Planungsstadiums)	Gebotsmenge x 60 €/kW zu installierender Leistung	Gebotsmenge x 200 €/kW zu installierter Leistung für voruntersuchte Flächen Gebotsmenge x 100 €/kW zu installierter Leistung für bestehende Projekte

Die allgemeinen Vorschriften zu Ausschreibungen werden durch technologiespezifische Vorgaben im Rahmen der §§ 36 bis 39h EEG 2017 und des WindSeeG modifiziert und ergänzt. Im Folgenden werden wesentliche Mechanismen dargestellt.

Windenergie an Land

Besondere Zuschlagsbedingungen sind im EEG 2017 für den Zubau von Windenergieanlagen an Land in sogenannten Netzausbaugebieten (die aktuell alle in Norddeutschland liegen) vorübergehend vorgesehen, um Netz- und Systemintegrationskosten bei Zubau berücksichtigen zu können (§§ 36c i. V. m. § 88b EEG 2017). Die Einzelheiten sind in den §§ 10 bis 13 der Verordnung zur Ausführung der Erneuerbaren-Energien-Verordnung (EEAV) geregelt. Im Wesentlichen soll durch die Festlegung einer Obergrenze für den Windenergieanlagenzubau in Netzausbaugebieten das Verhältnis zwischen den zahlreichen Erzeugungseinheiten und bereits überlasteter Netzinfrastruktur in den betroffenen Regionen verbessert werden. Die engere Verzahnung des erzeugungs- und netzseitigen Ausbaus soll einen kosteneffizienteren Umbau des Energiesystems fördern.

Die Ausschreibungsbedingungen für Windenergie an Land bestimmter Größe wurden zudem hinsichtlich der Teilnahmebedingungen für Bürgerenergiegesellschaften modifiziert, § 36g EEG 2017. Das EEG 2017 fördert durch die optionale Privilegierung von Bürgerenergiegesellschaften den Erhalt der Akteursvielfalt und soll so zur lokalen Akzeptanz der Energiewende beitragen. Aus Gründen der Missbrauchsprävention sind die objektiven und subjektiven Voraussetzungen restriktiv und detailliert ausgestaltet. Unter die Privilegierung fallende Bürgerenergiegesellschaften i. S. d.

§ 3 Nr. 15 EEG 2017 profitieren grundsätzlich von günstigeren Teilnahmebedingungen nach § 36g EEG 2017, die das Planungs-, Zuschlags- und Preisrisiko limitieren. . Erstens durch eine de minimis-Grenze, bei deren Unterschreiten die Ausschreibungsteilnahme nicht EEG-Förderanspruchsvoraussetzung ist. Und zweitens durch besondere Teilnahmebedingungen und eine besondere Preisregel für Bürgerenergiegesellschaften, die Windenergieanlagen an Land realisieren möchten, die unter das Ausschreibungsregime fallen. Bürgerenergiegesellschaften dürfen hierfür insbesondere bereits vor der zeit- und kostenintensiven Erteilung der Genehmigung nach dem Bundesimmissionsschutzgesetz (BImSchG) ein Gebot abgeben. Die Ernsthaftigkeit ihres Vorhabens darf durch ein Gutachten über den erwarteten Stromertrag, das den anerkannten Regeln der Technik entspricht, belegt werden, § 36g Abs. 1 S. 1 Nr. 1 EEG 2017. Die zu zahlende Sicherheit muss ebenfalls nicht bereits im Zeitpunkt der Gebotsabgabe vollständig hinterlegt werden, sondern ist auf zwei Raten aufgeteilt, § 36g Abs. 2 EEG 2017. Die Realisierungsfrist wird für Bürgerenergiegesellschaften zudem um 24 Monate verlängert, was insbesondere dem Umstand Rechnung trägt, dass die Erteilung der BImSchG-Genehmigung noch aussteht. Die Minderung des Preisrisikos wird durch die „uniform-pricing-Methode“ als Abweichung vom „pay-as-bid-Grundsatz“ erreicht. Demnach entspricht der Zuschlagswert für Gebote von Bürgerenergiegesellschaften dem höchsten noch bezuschlagten Gebot desselben Gebotstermins, § 36g Abs. 5 S. 1 EEG 2017.

Die Ausschreibungen für Windenergie an Land des Jahres 2017, in denen annähernd vollständig Gebote von Bürgerenergiegesellschaften bezuschlagt wurden, haben gezeigt, dass sich das Regel-Ausnahmeverhältnis von § 36 EEG 2017 zu § 36g EEG 2017 faktisch verkehrt hat. Als Folge wurden fast ausschließlich Bürgerenergiegesellschaften bezuschlagt. Um die Anreize zur Nutzung einer als Ausnahme vorgesehenen Regelung zu reduzieren und zum Zweck der Evaluierung der Auswirkungen der Vorschrift des § 36g EEG 2017 wird in den Ausschreibungsrunden zum 1. Februar 2018, 1. Mai 2018, 1. August 2018, 1. Oktober 2018, 1. Februar 2019, 1. Mai 2019, 1. August 2019, 1. Oktober 2019, 1. Februar 2020 und zum 1. Juni 2020 insbesondere nicht mehr auf die Vorlage der BImSchG-Genehmigung bei Gebotsabgabe verzichtet und die Realisierungsfrist entsprechend angepasst, § 36g Abs. 1, 3 und 4 EEG 2017, § 104 Abs. 8 EEG 2017. Die Befreiung der Bürgerenergiegesellschaften von der Pflicht eine Genehmigung nach dem Bundesimmissionsschutzgesetz (BImSchG) bei Auktionsteilnahme vorweisen zu müssen und die um 24 Monate verlängerten Inbetriebnahmefrist, führten dazu, dass die anderen Ausschreibungsteilnehmer mit künftiger Technologie konkurrieren mussten und so im Wettbewerb von vorneherein benachteiligt waren. Mit dem Koalitionsvertrag wurde vereinbart, die Akteursvielfalt auch zukünftig sicherzustellen, aber ausschließlich genehmigte Projekte an Ausschreibungen teilnehmen zu lassen.

Bei Windenergie an Land muss die Höhe des Förderanspruchs in der Ausschreibung nach § 36h EEG 2017 über die Berechnung des anzulegenden Werts aufgrund des

Zuschlagswerts ermittelt werden. Die Ermittlung verwendet das Referenzertragsmodell für die gesetzliche Bestimmung des anzulegenden Werts für Wind an Land (§ 46 EEG 2017). Durch das Referenzertragsmodell werden die unterschiedlichen Standortqualitäten berücksichtigt: wirtschaftliche Nachteile an windschwachen Standorten werden ausgeglichen und eine Überförderung an windstarken Standorten verhindert. Vom bis 2016 anzuwendenden zweistufigen Referenzertragsmodell abweichend ist die Berechnung nach § 36h EEG 2017 einstufig ausgestaltet, was bedeutet, dass nicht zwischen Grund- und Anfangsvergütung differenziert wird. Auf Basis des Gebots auf den 100 %-Standort wird unter Inbezugnahme des Gütefaktors, der im Wesentlichen die realen Standortbedingungen (insb. Windhöffigkeit) widerspiegeln soll, der anzulegende Wert für den gesamten Förderzeitraum berechnet. Die anzulegenden Werte werden zu Beginn des sechsten, elften und 16. auf die Inbetriebnahme der Anlage folgenden Jahres angepasst. Ergeben sich infolge der Überprüfung zu viel oder zu wenig geleistete Zahlungen, sind sie unter bestimmten Voraussetzungen zu erstatten.

Solaranlagen

Die Vorschriften zu Solaranlagen in der Ausschreibung (§§ 37 ff. EEG 2017) sehen insbesondere spezielle Regelungen bezüglich der nutzbaren Flächen und der zu hinterlegenden Sicherheit vor.

Der Zubau auf Acker- und (erstmalig vorgesehen) Grünflächen (§ 37 Abs. 1 Nr. 3 Buchst. i und h EEG 2017) in sogenannten „benachteiligten Gebieten“ wird besonders gesteuert. Benachteiligte Gebiete i. S. d. § 3 Nr. 7 EEG 2017⁴⁹ weisen relevante ständige natürliche Nachteile insbesondere aufgrund der Beschaffenheit des Bodens, der Hangneigung und einer verkürzten Vegetationszeit auf. Gebote, die sich auf diese Flächen beziehen, können nur bezuschlagt werden, wenn und soweit das betroffene Bundesland eine Rechtsverordnung dafür erlassen hat, § 37c Abs. 1 EEG 2017. Bisher haben Bayern, Baden-Württemberg, Rheinland-Pfalz, Hessen und das Saarland entsprechende Verordnungen erlassen. Parallel zum Gesetzgebungsverfahren zum EEG 2017 haben einige Länder relativ eindeutig ausgeschlossen, Äcker für Photovoltaik zu nutzen. Hierzu gehören Niedersachsen, Sachsen-Anhalt, Thüringen, Nordrhein-Westfalen und Brandenburg.

Privilegierungen für bestimmte Akteure sind in den technologiespezifischen Vorschriften zur Ausschreibung für Solaranlagen nicht vorgesehen. Über die de minimis-Grenze von 750 kW zu installierender Leistung hinaus dürfte sich für kleine Akteure jedoch die in § 37a EEG 2017 vorgesehene Hinterlegung der Sicherheitsleistung in

⁴⁹ § 3 Nr. 7 EEG 2017 verweist auf die den Begriff prägenden europäischen Richtlinien.

zwei Raten vorteilhaft auswirken. Vergleichbar mit den besonderen Vorschriften für Bürgerenergiegesellschaften, die Windenergieanlagen an Land errichten wollen, muss die Erstsicherheit zur Absicherung der Pönale (§ 55 Abs. 2 Nr. 1 EEG 2017) und des Insolvenzrisikos in geringer Höhe bei Gebotsabgabe und die Zweitsicherheit binnen zehn Werktagen nach Zuschlagsbekanntgabe hinterlegt werden. Erfolgreiche Bieter, die ein fortgeschrittenes Planungsstadium für Anlagen auf Freiflächen, versiegelten Flächen und baulichen Anlagen nachweisen, können zudem von einer reduzierten Zweitsicherheit profitieren, § 37a Nr. 2 HS. 2 EEG 2017. Diese – regelmäßig kleineren Projekten zugutekommende – Erleichterung ist dadurch gerechtfertigt, dass die Ernsthaftigkeit des Vorhabens und dessen Realisierung durch die Nachweisführung hinreichend zum Ausdruck kommt. Da Dachanlagen zumeist nicht genehmigungsbedürftig sind, kann ein Planungsnachweis – bspw. durch Vorlage eines Bescheids – nicht geführt werden, weshalb die Zweitsicherheit in diesem Fall in voller Höhe zu entrichten ist.

Biomasseanlagen

Das EEG 2017 schränkt im Vergleich zu früheren EEGs den Kreis der förderfähigen Biomasseanlagen in der Ausschreibung ein, um teilweise neue Ansätze zu verfolgen.

An der Ausschreibung teilnahmeberechtigte Anlagen müssen dem Gebot die Errichtungs- bzw. Betriebsgenehmigung beifügen, die den Realisierungswillen des Vorhabens belegt. Im EEG 2017 wird zudem das Vorhalten von flexibler Erzeugungskapazität nunmehr verpflichtend und nicht mehr lediglich über eine zusätzliche Zahlung für freiwillige Flexibilitätsbereitstellung (§ 50 EEG 2017) gefördert. Hierfür wird der im Ausschreibungsverfahren bezuschlagte anzulegende Wert nur bis zur Höchstbemessungsleistung, die bei Biogasanlagen 50 % und bei Feststoffbiomasseanlagen 80 % der Gesamtleistung beträgt, in voller Höhe berücksichtigt (§ 39h Abs. 2 EEG 2017). Auf diese Weise soll eine bedarfsorientierte Fahrweise angereizt werden.

Ein weiterer Unterschied der Ausschreibungsregelungen für Biomasseanlagen im Vergleich zu den anderen technologiespezifischen Regelungen ist, dass im EEG 2017 der Weiterbetrieb von Altanlagen förderfähig berücksichtigt wird, indem ihnen die Ausschreibungsteilnahme gestattet wird. Damit wird dem Umstand Rechnung getragen, dass manche Anlagen einen erneuten Investitionsbedarf vor Ablauf des Förderzeitraumes haben, etwa zur Nachrüstung, um eine flexible Fahrweise zu ermöglichen. Die zulässigen Höchstgebote für Altanlagen sind zudem höher als für Neuanlagen. Vergleichbar mit der Regelung zur Teilnahme von Bürgerenergiegesellschaften gilt für Altanlagen kleiner 150 kW zudem der „uniform pricing“-Grundsatz, sodass der Zuschlagswert des höchsten noch bezuschlagten Gebots maßgebend für die Höhe der Vergütung ist. Bezuschlagte Altanlagen gelten dann als Neuanlagen, werden also beim vorgesehenen Ausschreibungsvolumen berücksichtigt und können für höchstens zehn Jahre einen Anspruch auf die wettbewerblich ermittelte Marktprämie haben. Altanlagen müssen allerdings wie Neuanlagen ebenfalls die Flexibili-

sierungsanforderungen erfüllen und nachweisen, dass sie für einen bedarfsorientierten Betrieb technisch geeignet sind.

Windenergie auf See

Für Windenergie auf See sind ebenfalls besondere Ausschreibungsvorgaben festgelegt. Wesentliche Besonderheiten sind: in Ergänzung der Vorgaben des EEG 2017 wird Windenergie auf See in einem eigenen Gesetz, dem Windenergie-auf-See-Gesetz (WindSeeG), geregelt. Zunächst wird zwischen Ausschreibungen für voruntersuchte Flächen (§§ 16 ff., § 9 ff. WindSeeG) ab 2021 und Ausschreibungen für bestehende Projekte (§§ 26 ff. WindSeeG) in den Jahren 2017 und 2018 differenziert. Bestehende Projekte sind gem. § 26 Abs. 2 WindSeeG solche, für die vor dem 01. August 2016 nach den §§ 5 oder 17 Seeanlagenverordnung ein Plan festgestellt oder eine Genehmigung erteilt wurde, eine BImSchG-Genehmigung vorliegt oder ein Erörterungstermin durchgeführt wurde und die Anlagen in bestimmten Clustern (vgl. § 3 Nr. 1 WindSeeG) geplant sind. Die Differenzierung hat insbesondere Auswirkungen für den vorgegebenen Zubaupfad (s.

Tabelle 3.7), das Ausschreibungsvolumen und die Ausschreibungstermine (s. Tabelle 3.6), die Gebotshöchstwerte (s. Tabelle 3.12) und die zu hinterlegende Sicherheit (s. Tabelle 3.13) sowie die Anforderungen an Gebote, § 20 oder § 31 WindSeeG.

Der Ausschreibung für voruntersuchte Flächen geht eine Flächenentwicklung (§§ 9 ff. WindSeeG) auf Grundlage eines Flächenentwicklungsplans (§ 4 ff. WindSeeG) voraus. Zunächst werden in Betracht kommende Flächen identifiziert und die ausgewiesenen Flächen auf deren Eignung geprüft. Die Ergebnisse der Vorprüfung dienen auch potenziellen Bietern als Kalkulationsgrundlage eines Gebots auf die voruntersuchte Fläche.

Hervorzuheben ist sowohl für Ausschreibungen von voruntersuchten Flächen als auch für bestehende Projekte, dass die Rechtsfolge eines Zuschlags über die Anspruchs begründung auf die Marktprämie hinausgeht. In beiden Ausschreibungsvarianten wird zusätzlich ein Anspruch auf Anschluss der bezuschlagten Anlage an die festgelegte Anbindungsleitung begründet. Für Anlagen, die an Ausschreibungen für voruntersuchte Flächen teilnehmen, ergibt sich die passende Anbindungsleitung gem. § 24 Abs. 1 Nr. 3 WindSeeG aus dem Flächenentwicklungsplan i. S. d. Abschnitt 1 des WindSeeG. Bestehende Projekte müssen sich dagegen am Offshore-Netzentwicklungsplan (§§ 17b und 17c EnWG) orientieren, § 37 Abs. 1 Nr. 2 WindSeeG.

Gem. § 24 Abs. 1 Nr. 1 WindSeeG wird für erfolgreiche Bieter in der Ausschreibung für voruntersuchte Flächen außerdem ein Recht zur Durchführung eines Planfeststellungsverfahrens auf der bezuschlagten Fläche begründet.

Geförderte Direktvermarktung außerhalb des Ausschreibungssystems

Auch Neuanlagen, die aufgrund von Ausnahmegesetzen nicht an Ausschreibungen teilnehmen, Bestandsanlagen und Wasserkraft- und Geothermieanlagen werden weiterhin nach dem bekannten System der Direktvermarktung durch die Marktprämie gefördert. D. h. der anzulegende Wert ist jeweils gesetzlich festgelegt. Soweit es Änderungen seit der Einführung des EEG 2017 gab, werden diese im Folgenden für jede Technologie dargestellt.

Die schrittweise Absenkung der anzulegenden Werte bleibt erhalten und ist in den §§ 40 ff. EEG 2017 im Zusammenhang der jeweiligen Bestimmungen der anzulegenden Werte technologiespezifisch geregelt. Die sachnahe Regelung der Materie dient der besseren Übersichtlichkeit.

Solar

Die Vorschriften zu den anzulegenden Werten (aW) von Solaranlagen in der geförderten Direktvermarktung haben sich nach dem Inkrafttreten des EEG 2017 inhaltlich nicht wesentlich verändert. Die Regelung zum „atmenden Deckel“ ist in § 49 EEG 2017 (ehemals § 31 EEG 2014) ausgeführt und wurde im Rahmen des EnStG angepasst. Eine wesentliche Änderung seit dem Inkrafttreten des EEG 2017 ist, dass Anlagen, deren anzulegender Wert im Rahmen der Ausschreibungen bestimmt wird (einschließlich durch Sonderausschreibungen geförderte Anlagen), nicht mehr die Degression für die ausschreibungsfreien Anlagen beeinflussen. Die Basisdegression des anzulegenden Wertes von 0,5 % pro Monat greift seit dem 21. Dezember 2018 ab einem hochgerechneten Jahreszubau von über 1.700 MW bis 1.900 MW (vorher über 2.300 MW bis 2.500 MW). Die Abstände der darunter bzw. darüber befindlichen Zubaumengen und Degressionswerte wurden nicht geändert.

Tabelle 3.14: Anzulegende Werte Solar, von 1. Januar 2017 bis 01. April 2019, §§ 48, 49 EEG 2017.

Inbetriebnahme ab	Anzulegende Werte in ct/kWh für installierte Leistung bis				Degression ggü. dem aW des vorange- gangenen Kalender- monats
	Solaranlagen auf, an oder in Gebäuden			Frei- flächen- solar- anlagen	
	10 kW	40 kW	750 kW		
1. Januar 2017 bis 1. April 2017	12,70	12,36	11,09	10 MW	0,00 %

1. Mai 2017	12,67	12,33	11,06	8,89	0,25 %
1. Juni 2017	12,64	12,30	11,03	8,87	0,25 %
1. Juli 2017 bis 1. Juli 2018	12,60	12,27	11,01	8,84	0,25 %
1. August 2018	12,48	12,14	10,90	8,75	1,00 %
1. September 2018	12,35	12,02	10,79	8,67	1,00 %
1. Oktober 2018	12,23	11,90	10,68	8,58	1,00 %
1. November 2018	12,11	11,78	10,57	8,49	1,00 %
1. Dezember 2018	11,99	11,67	10,47	8,41	1,00 %
1. Januar 2019	11,87	11,55	10,36	8,33	1,00 %
1. Februar 2019	11,75	11,43	9,87	8,24	1,00 %
1. März 2019	11,63	11,32	9,39	8,16	1,00 %
1. April 2019	11,51	11,21	8,90	8,08	1,00 %
Graduelle Absenkung des aW bei Überschreiten von 2.500 MW (bis Ende 2018) bzw. 1.900 MW (ab 2019) um bestimmte Mengen im Spektrum 1 % bis 2,8 %, § 49 Abs. 2 EEG 2017					
Graduelle Verringerung der Absenkung des aW bei Unterschreiten von bestimmten Zubauwerten ab 200 MW im Spektrum 0,25 % bis 0 %, § 49 Abs. 3 Nr. 1 u. 2 EEG 2017; Ab einem Unterschreiten von 800 MW in Kombination mit einer einmaligen Erhöhung des aW auf 1,5 % oder 3 %, § 49 Abs. 3 Nr. 3 u. 4 EEG 2017.					
AW ist null, wenn 52.000 MW Leistung aus Solar zugebaut wurden, § 49 Abs. 5 EEG 2017					
Vergütungszeitraum: 20 Jahre zzgl. Inbetriebnahmejahr					

Wind an Land

Das bereits im EEG 2014 angepasste Referenzertragsmodell, das die unterschiedlichen Standortqualitäten berücksichtigt und über die Dauer der Gewährung der höheren Anfangsvergütung wirtschaftliche Nachteile an windschwachen Standorten ausgleichen soll, gilt im EEG 2017 fort und beugt weiterhin einer Überförderung an windstarken Standorten vor. Seit dem Jahr 2019 wird der anzulegende Wert analog den Grundsätzen des einstufigen Referenzertragsmodells nach § 36h EEG 2017 durch den Netzbetreiber berechnet, § 46b EEG 2017.

Die Absenkung des anzulegenden Werts wird in § 46a EEG 2017 (vormals in § 29 EEG 2014) geregelt und ist seit dem 1. Januar 2017 nicht geändert worden. Eine vergleichsweise erhebliche Degression des anzulegenden Werts hat im Zeitraum vom 1. Oktober 2017 bis zum 1. Oktober 2018 stattgefunden. Die Regelung nach § 46a EEG 2017 die für Windenergieanlagen an Land mit Inbetriebnahme bis 2018 galt, sollte den weiteren Zubau kurzfristig verlangsamen, da auch in den Jahren 2016 und 2017 der vorgeschriebene Zubaukorridor für Wind an Land deutlich überschritten wurde. Die vergangene Entwicklung deutet darauf hin, dass der im EEG 2014 erstmals vorgesehene „atmende Deckel“ nicht ausreichend Mengensteuerungswirkung entfalten konnte, was darauf zurückzuführen sein dürfte, dass die Kostensenkungspotenziale bzw. Niedrigzinssituation in den Werten nicht in ausreichendem Maße reflektiert wurden. Das EEG 2017 hat bei diesem an sich geeigneten Steuerungsmechanismus nachgebessert, um die Rückführung auf den Zubaupfad sicherstellen zu können. Dies war für diesen Zeitraum auch erforderlich, da sich die vom Ausschreibungsvolumen ausgehende Steuerungswirkung erst für Anlagen, die in den Jahren 2018/2019 errichtet werden, entfaltet. Seit dem Jahr 2019 bestimmt sich der anzulegende Wert für Windenergie an Land nach § 46b EEG 2017 und wird vom Netzbetreiber auf Grundlage der Ausschreibungsergebnissen des Vorjahres berechnet.

Tabelle 3.15: Anzulegende Werte Wind an Land, von 1. Januar 2017 bis 01. Oktober 2018, §§ 46 bis 46b EEG 2017.

Inbetriebnahme ab	Anzulegende Werte in ct/kWh		Degression ggü. dem aW des vorangegangenen Kalendermonats
	Grundwert, § 46 Abs. 1 EEG 2017	Anfangswert*, § 46 Abs. 2 S. 1 EEG 2017	
1. Januar 2017**	4,66	8,38	
1. März 2017	4,61	8,29	1,05 %***
1. April 2017	4,56	8,20	1,05 %***
1. Mai 2017	4,51	8,12	1,05 %***
1. Juni 2017	4,47	8,03	1,05 %***
1. Juli 2017	4,42	7,95	1,05 %***
1. August 2017	4,37	7,87	1,05 %***
1. Oktober 2017	4,27	7,68	2,40 %****
1. Januar 2018	4,17	7,49	2,40 %****
1. April 2019	4,07	7,31	2,40 %****
1. Juli 2018	3,97	7,14	2,40 %****
1. Oktober 2018	3,87	6,97	2,40 %****
Ab 2019 orientiert sich der aW an Ausschreibungsergebnissen (aus 2017 für aW in 2019, aus 2018 für aW in 2019, usw.), § 46b EEG 2017			
(Berechnung des aW analog § 36h: einstufiges Referenzertragsmodell, Zuschlagswert wird durch Durchschnitt aus den Gebotswerten des jew. Höchsten noch bezuschlagten Gebots der Gebotstermine aus dem Vorvorjahr ersetzt)			
2019		4,63	
2020		6,29	
*Der erhöhte Anfangswert wird fünf Jahre gewährt. Diese Zeit verlängert sich nach § 46 Abs. 2 S. 2 EEG 2017 um einen Monat je 0,36 % des Referenzertrages, um den der Ertrag der Anlage 130 % des Referenzertrages unterschreitet; zusätzlich Verlängerung um einen Monat je 0,48 % des Referenzertrages, um den der Ertrag			

der Anlage 100 % des Referenzertrages unterschreitet.

(Referenzertrag ist der errechnete Ertrag der Referenzanlage s. Anl. 2 EEG 2017 v. 31.12.2016, § 46 Abs. 2 S. 4 EEG 2017)

****Anzulegende Werte nach § 46 Abs. 1 und 2 EEG 2017**

*****Basisdegression nach § 46a Abs. 1 EEG 2017**

******Anzulegende Werte nach § 46a Abs. 2 u. 3 EEG 2017: Graduelle Erhöhung der Absenkung des aW bei Unterschreiten von bestimmten Zubauwerten im Spektrum 0,5 % bis 2,4 %.**

Vergütungszeitraum: 20 Jahre zzgl. Inbetriebnahmejahr

Biomasse

Die jeweils anzulegenden Werte für Strom aus Biomasse im Sinne der Biomasseverordnung und aus der Vergärung von Bioabfällen und Gülle haben sich infolge der weiter geltenden Degression verringert. Der Zubau wird seit dem EEG 2017 allein über das Ausschreibungsvolumen gesteuert; auf diesem Wege wird ein Abweichen vom Zubaupfad für Biomasse (150 MW Zubau pro Jahr bis 2019) verhindert.

Tabelle 3.16: Anzulegender Wert Biomasse, Vergärung von Bioabfällen und Gülle, ab 1. Januar 2017, § 42 bis 44a EEG 2017.

Inbetriebnahme ab	Anzulegende Werte in ct/kWh für installierte Leistung bis						
	Biomasse				Vergärung von Bioabfällen		Vergärung von Gülle
	150 kW	500 kW	5 MW	20 MW	500 kW	20 MW	75 kW
1. Januar 2017	13,32	11,49	10,29	5,71	14,88	13,05	23,14
1. April 2017	Degression jeweils zum 1. April und 1. Oktober eines Jahres um 0,5 %, § 44a EEG 2017						
1. April 2019	13,19	11,38	10,19	5,65	14,73	12,92	22,91
Vergütungszeitraum: 20 Jahre zzgl. Inbetriebnahmejahr							

Deponie- und Klärgas

Die einheitliche Regelung in § 41 EEG 2017 zu den anzulegenden Werten und dessen Degression für Deponie- und Klärgas (sowie Grubengas) wurde seit Einführung des EEG 2017 nicht verändert. Die anzulegenden Werte berücksichtigen die bisherige Degression. Sie unterliegen weiterhin einer jährlichen Degression von 1,5 % im Vergleich zu den anzulegenden Werten des jeweils vorangegangenen Kalenderjahres.

Tabelle 3.17: Anzulegender Wert Deponie-, Klär- und Grubengas, ab 1. Januar 2017, § 41 EEG 2017.

Inbetriebnahme ab	Anzulegende Werte in ct/kWh für installierte Leistung bis						
	Deponiegas		Klärgas		Grubengas		
	500 kW	5 MW	500 kW	5 MW	1 MW	5 MW	über 5 MW
1. Januar 2017	8,17	5,66	6,49	5,66	6,54	4,17	3,69
1. Januar 2018	Degression jährlich um 1,5 %, § 41Abs. 4 EEG 2017						
1. Januar 2019	7,93	5,49	6,30	5,49	6,35	4,05	3,58
Vergütungszeitraum: 20 Jahre zzgl. Inbetriebnahmejahr							

Wind auf See

Die Bestimmungen zur gesetzlich festgelegten Vergütung für Wind auf See haben sich seit der Einführung des EEG 2017 nicht verändert. Die Regelung zum Vertrauensschutz nach § 47 Abs. 1 S. 2 EEG 2017 besteht fort. Die anzulegenden Werte sind nach § 47 Abs. 5 bis 7 EEG 2017 weiter abgesenkt worden.

Tabelle 3.18: Anzulegende Werte Wind auf See, ab 1. Januar 2017, § 47 EEG 2017.

In- betrieb- nahme- jahr	Anzulegende Werte in ct/kWh				
	Grundwert, § 47 Abs. 1 S. 1 EEG 2017	Anfangswert *, § 47 Abs. 2 S. 1 EGG 2017	Degression der aW gem. § 47 Abs. 2 u. 3 S. 2 EEG 2017 zum Vorjahr in ct/kWh	Vergütung zu Beginn**, § 47 Abs. 3 EEG 2017	Degression des aW gem. § 47 Abs. 3 S. 1 EEG 2017 zum Vorjahr in ct/kWh
2017	3,90	15,40		19,40	
2018	3,90	14,90	0,5	18,40	1,0
2019	3,90	14,40	0,5	117,40	1,0
2020	3,90	13,40	1,0	17,40	
<p>*Der erhöhte Anfangswert wird die ersten 12 Jahren ab der Inbetriebnahme der Anlage gewährt. Er verlängert sich für jede über 12 Seemeilen hinausgehende volle Seemeile um 0,5 Monate und für jeden über eine Wassertiefe von 20 Metern.</p>					
<p>**Dieser erhöhte Wert wird auf Verlangen des Anlagenbetreibers die ersten acht Jahre ab der Inbetriebnahme gewährt. Er ist in Höhe von 15,40 ct/kWh analog § 47 Abs. 2 S. 2 EEG 2017 verlängerbar.</p>					
<p>Vergütungszeitraum: 20 Jahre zzgl. Inbetriebnahmejahr</p>					

Wasserkraft

Der anzulegende Wert für Wasserkraft wird in § 40 EEG 2017 bestimmt und ist seit Einführung des EEG 2017 nicht verändert worden. Er unterliegt weiterhin einer jährlichen Degression von 0,5 % im Vergleich zum anzulegenden Wert des jeweils vorangegangenen Kalenderjahres.

Tabelle 3.19: anzulegender Wert Wasserkraft, ab 1. Januar 2017, § 40 EEG 2017.

Inbetriebnahme ab	Anzulegende Werte in ct/kWh für installierte Leistung bis						
	500 kW	2 MW	5 MW	10 MW	20 MW	50 MW	über 50 MW
1. Januar 2017	12,40	8,17	6,25	5,48	5,29	4,24	3,47
1. Januar 2018	Degression jährlich um 0,5 %, § 40 Abs. 5 EEG 2017						
1. Januar 2019	12,28	8,09	6,19	5,43	5,24	4,20	3,44
Vergütungszeitraum: 20 Jahre zzgl. Inbetriebnahmejahr							

Geothermie

Der gesetzlich bestimmte anzulegende Wert für Geothermie liegt unverändert bei 25,20 ct/kWh, § 45 Abs. 1 EEG 2017. Die vorgesehene Degression von 5 % greift erst ab dem 1. Januar 2021 und ist unverändert in § 45 Abs. 2 EEG 2017 geregelt.

Tabelle 3.20: anzulegender Wert Geothermie, ab 1. Januar 2017, § 45 EEG 2017.

Inbetriebnahme ab	Anzulegender Wert in ct/kWh
1. Januar 2017-	25,20
ab 2021	Jährliche Degression um 5 % gemäß § 45 Abs. 2 EEG 2017
1. Januar 2021	23,94
Vergütungszeitraum: 20 Jahre zzgl. Inbetriebnahmejahr	

Verringerung des Förderanspruchs

In bestimmten Fällen kann sich der anzulegende Wert, teilweise auch nachträglich, verringern. Die Regelungen des EEG 2017 in Abschnitt 5, §§ 51 ff. EEG 2017 zu Voraussetzungen und Pflichtverletzungen, die eine Reduzierung des anzulegenden Wertes bis auf „null“ zur Folge haben können, gelten im Wesentlichen inhaltlich unverändert fort (s. inhaltliche Ausführungen Fortschrittsbericht 2017, Kapitel 3.0.2). Es wurde lediglich kleinere Anpassungen vorgenommen. So wurde zum Beispiel die Anwendbarkeit des § 53 EEG 2017 neben der Verringerung der Einspeisevergütung auch auf den, Mitte des Jahres 2017, neu eingeführten Mieterstromzuschlag erweitert.

Die Regelungen für die Verwendung von Regionalnachweisen nach § 79a EEG 2017 für Strom aus Anlagen, der in der geförderten Direktvermarktung außerhalb von Ausschreibungen veräußert wird, sieht § 53b EEG 2017 unverändert eine Reduktion des anzulegenden Werts von 0,1 ct/kWh vor. Hintergrund der Norm ist die Vermeidung einer Überförderung durch antizipierte Mehrerlöse aufgrund des Einsatzes von Regionalnachweisen.

Die Verringerung des anzulegenden Wertes nach § 53c EEG 2017 um die auf eine durch ein Netz geleitete Kilowattstunde Strom gewährte Stromsteuerbefreiung, dient unverändert dazu, eine Überförderung durch die zeitgleiche Inanspruchnahme einer Stromsteuerbefreiung und einer EEG-Förderung für die Kilowattstunde Strom zu vermeiden.

Die (rückwirkende) Verringerung des anzulegenden Werts bei Pflichtverstößen nach dem Katalog des § 52 EEG 2017 wurde lediglich um den neu geschaffenen § 9 Abs. 8 EEG 2017 erweitert. Hintergrund des § 9 Abs. 8 EEG 2017 ist die Sicherstellung der bedarfsgerechten Nachtkennzeichnung der Windenergieanlagen an Land unter Berücksichtigung der verfassungsrechtlich notwendigen Übergangsvorschriften für alle Windenergieanlagen und ist damit sowohl für Bestands- als auch Neuanlagen verpflichtend.

Auch die Regelungen zu Anlagenbetreibern, deren Anspruch im Wege der Ausschreibungen ermittelt wurde, bezüglich einer anteiligen Eigenversorgung (vgl. § 27a EEG 2017) gelten im Wesentlichen unverändert fort. Weiterhin darf in Situationen von Einspeisemanagementmaßnahmen nach § 14 EEG 2017 und in Zeiten negativer Strombörsenpreise i. S. d. § 51 EEG 2017 der Strom vor der Netzeinspeisung genutzt werden. Durch diese Ausnahmenvorschriften ermöglicht das EEG 2017 die Entwicklung sinnvoller Konzepte zur Nutzung von aus Netz- bzw. Marktsicht überschüssigen Strommengen vor der Netzeinspeisung. Dieser Strom würde sonst gegebenenfalls infolge von Abregelungen nicht erzeugt. Dieses Resultat steht im Einklang mit dem Grundsatz, dass Strom aus erneuerbaren Energien so umfassend und effizient wie möglich zu nutzen ist.

Regionalnachweise

Die Regelungen für die Verwendung von Regionalnachweisen nach § 79a EEG 2017 (s. inhaltliche Ausführungen Fortschrittsbericht 2017, Kapitel 3.0.2) gelten abgesehen einer Regelung zum Verwaltungsverfahren (§ 79a Abs. 11 EEG 2017) unverändert fort.

Mieterstromgesetz

Das Mieterstromgesetz ist am 25.07.2017 in Kraft getreten (s. inhaltliche Ausführungen im Fortschrittsbericht 2017, Kapitel 3.0.2). Es dient der Förderung der Partizipation von Mietern und der Verwirklichung des Ausbaupfades für Solaranlagen. Dem entsprechend soll für an die Hausbewohner gelieferten Strom aus neuen Solaranlagen künftig eine eigene Förderung beansprucht werden können. Eine Optimierung der Mieterstromregelungen wurde mit dem Koalitionsvertrag vereinbart und die Regelung wurde im Jahr 2019 evaluiert.

Die Förderung des Mieterstroms ist nach derzeitigen Erfahrungen nicht mit einem erheblichen (finanziellen) Mehraufwand für Umlagesysteme und Netzentgelte verbunden. Der Zubau von (Solar-)Mieterstromprojekten im Rahmen des Mieterstromgesetzes liegt weit unterhalb der gesetzlichen Obergrenze von 500 MW pro Kalenderjahr gem. § 23b Abs. 3 EEG 2017, auch wenn sich die Zubaugeschwindigkeit leicht erhöht hat. So wurden im Jahr 2017 88 Mieterstromprojekten mit knapp 2,2 MW (0,36 MW pro Monat) installiert, von Juli 2017 bis Ende 2018 wurden insgesamt 314 Projekte mit einer Leistung von rund 6,6 MW (0,55 MW pro Monat) installiert.

Mit dem neu eingefügten § 23b Abs. 1 S. 2 EEG 2017 wurde die Berechnung des Mieterstromzuschlags für Betreiber von Solaranlagen nach § 21 Abs. 3 EEG 2017 mit einer installierten Leistung über 40 kW in der Leistungsstufe über 40 kW mit Geltung ab dem 1. Januar 2019 angepasst. Der Abschlag beträgt nun lediglich 8 ct/kWh (vorher 8,5 ct/kWh). Diese Anpassung erfolgte, um die Auswirkung, die die Absenkung des anzulegenden Wertes für Solaranlagen nach § 48 Abs. 2 Nr. 3 EEG 2017 (vgl. Tabelle 3.14) auf den Mieterstromzuschlag hat, abzumildern. Die Verringerung des Mieterstromzuschlages nach § 53 S. 1 Nr. 2 EEG 2017 bleibt unberührt.

Der Zuschlag wird ausschließlich für Anlagen gewährt, die mit oder nach Inkrafttreten des Mieterstromgesetzes (25. Juli 2017) in Betrieb genommen worden sind oder werden. Die Europäische Kommission hat die EEG-Mieterstromförderung am 20. November 2017 beihilferechtlich genehmigt.

Finanzierung der Förderung über die EEG-Umlage

Die Regelungen zur EEG-Umlage dienen der Verteilung der Kosten, welche aus der Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien entstehen. Im Sinne des Solidaritätsgedankens ist dabei jeder Stromletzverbrauch zunächst mit der EEG-

Umlage belastet. Zudem werden über die teilweise Befreiung von dieser Last für bestimmte Konzepte bzw. Akteure – anders als bei der direkten Förderung – umlageseitig energie- und industriepolitische Ziele verfolgt. Privilegien im Bereich der Eigenversorgung und der besonderen Ausgleichsregelungen für stromkostenintensive Unternehmen sind seit in Kraft treten des EEG 2017 im Kern unverändert geblieben.

Eigenversorgung

Der Letztverbrauch für die Eigenversorgung (§ 3 Nr. 19 EEG 2017) unterliegt grundsätzlich wie jeder andere Stromverbrauch in Deutschland der EEG-Umlagepflicht in voller Höhe (§ 61 Abs. 1 Nr. 1 EEG 2017). Da es sich bei dem Ausbau der erneuerbaren Energien um eine gesamtgesellschaftliche Aufgabe handelt und die Lasten gleichmäßig unter allen Stromverbrauchern verteilt werden sollen, soll grundsätzlich auf jede in Deutschland verbrauchte Kilowattstunde Strom unabhängig von ihrer Herkunft die EEG-Umlage erhoben werden. Zudem sollen fremdbelieferte Letztverbraucher nicht gegenüber selbst erzeugenden Letztverbrauchern benachteiligt werden. Ziel ist vielmehr ein sogenanntes „Level-playing-field“, das der zentralen Bedeutung des Energy-only-Marktes für die effiziente Umsetzung der Energiewende gerecht wird (vgl. Strommarktgesetz). Wettbewerbsverzerrungen und Fehlanreize (wie das preisunelastische „Durchfahren“ von konventionellen Eigenversorgungs-Kraftwerken zulasten der Erzeugung aus erneuerbaren Energien) sollen vermieden werden.

Eigenversorgungskonstellationen werden allerdings nach dem EEG 2017 weiterhin umlageseitig privilegiert, wenn der Strom aus erneuerbaren Energien erzeugt wird. So hat die Eigenversorgung unter dem EEG 2014 und dem EEG 2017 stetig zugenommen.

Die vollständige Befreiung der Letztverbraucher mit Bestands- und Altbestandsanlagen von der Umlagezahlungspflicht unter den Voraussetzungen des § 61f EEG 2017 wurde aus Gründen des Bestandsschutzes fortgeführt und macht hinsichtlich des Volumens der Befreiungen weiterhin den weitaus größten Teil der Sonderregelungen aus. Diese Bestandsanlagen betreffen vor allem die traditionelle industrielle und gewerbliche Eigenerzeugung, die in Deutschland für das Jahr 2017 auf ca. 63 TWh geschätzt wird (vgl. Prognos, „Evaluierung der BesAR und der Umlagebefreiung von eigenerzeugtem und genutztem Strom im EEG Kernergebnisse des Vorhabens“, Berlin, 10.05.2019).

Besondere Ausgleichsregelungen

Die Regelungen zur sogenannten „Besondere Ausgleichsregelung“, durch die stromkostenintensive Unternehmen nur eine reduzierte EEG-Umlage zahlen müssen, wurden seit in Kraft treten des EEG 2017 nicht verändert (s. inhaltliche Ausführungen Fortschrittsbericht 2017, Kapitel 3.0.2).

3.0.2 Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz

Das am 1. Januar 2009 in Kraft getretene und auf Basis des EAG-EE Anfang 2011 geänderte EEWärmeG (unter anderem Erweiterung des Anwendungsbereichs von „Wärme“ auf „Wärme und Kälte“) adressiert mit seiner Nutzungspflicht erneuerbarer Energien die Wärme- und Kälteversorgung hauptsächlich beim Neubau von Gebäuden. Gemäß § 1 Abs. 2 EEWärmeG verfolgt das Gesetz das Ziel, dazu beizutragen, den Anteil an erneuerbaren Energien am Endenergieverbrauch für Wärme und Kälte in Deutschland bis zum Jahr 2020 auf 14 % zu erhöhen. Ende 2018 lag dieser Anteil bei 14,2 %. Gemäß § 18 des Gesetzes legt die Bundesregierung regelmäßig einen Erfahrungsbericht zu diesem Gesetz vor. In den EEWärmeG-Erfahrungsberichten (zuletzt: zweiter Erfahrungsbericht vom 18. November 2015) wurden jeweils der Stand der Markteinführung von Anlagen zur Erzeugung von Wärme und Kälte aus erneuerbarer Energien, die technische Entwicklung, die Kostenentwicklung und die Wirtschaftlichkeit dieser Anlagen, die durch das Gesetz eingesparten Mengen an fossilen Energien sowie die dadurch reduzierten Emissionen von Treibhausgasen untersucht. Weiterhin wurden die Vollzugserfahrungen der Bundesländer mit dem Gesetz dargestellt und Handlungsempfehlungen zur Fortentwicklung und weiteren Ausgestaltung des EEWärmeG gegeben, unter anderem zur Verzahnung des Gesetzes mit weiteren Instrumenten des Wärmemarktes (BMU 2012, BMWi 2015).

In dieser Legislaturperiode soll das Energieeinsparrecht für Gebäude novelliert und die Vorschriften des Energieeinsparungsgesetzes, der Energieeinsparverordnung und des Erneuerbare-Energien-Wärmegesetzes in einem neuen Gebäudeenergiegesetz zusammengeführt werden. Der Entwurf des Gebäudeenergiegesetzes befindet sich derzeit im parlamentarischen Gesetzgebungsverfahren. Dadurch werden Energieeffizienz und erneuerbare Energien in einem einheitlichen Anforderungssystem integriert.

3.0.3 Marktanreizprogramm zur Nutzung Erneuerbarer Energien im Wärmemarkt

Das Marktanreizprogramm zur Förderung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt (MAP) ist seit vielen Jahren ein wichtiges Instrument der Bundesregierung zur Förderung der Nutzung erneuerbarer Energien im Wärme- und Kältebereich und seit 2009 im EEWärmeG (§ 13 Fördermittel) verankert. Während der ordnungsrechtliche Ansatz des EEWärmeG den Gebäudeneubau adressiert, richtet sich die finanzielle Förderung des MAP primär an den Gebäudebestand.

Die Einzelheiten der MAP-Förderung sind in Förderrichtlinien geregelt. Diese „Richtlinien zur Förderung von Maßnahmen zur Nutzung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt“ werden je nach Bedarf an den Stand der Technik und an die aktuelle Marktentwicklung angepasst. Das Programm umfasst zwei Förderteile. Für Solarthermieanlagen, Wärmepumpen und Biomasseanlagen im kleineren Leistungsbereich werden über das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) Investitionszu-

schüsse gewährt. Größere Anlagen sowie Wärmenetze und -speicher werden im Rahmen des KfW-Programms Erneuerbare Energien (Premium) mit Tilgungszuschüssen zur vorzeitigen, anteiligen Tilgung von zinsgünstigen Darlehen der KfW gefördert.

Das MAP wurde zuletzt im Jahr 2015 inhaltlich novelliert, die neue Fassung der Förderrichtlinien ist seit dem 01. April 2015 in Kraft. Die Förderung wurde erweitert, verbessert und stärker nach der Effizienz der geförderten Anlagen gestaffelt. Außerdem wurden neue Fördermöglichkeiten geschaffen wie die ertragsabhängige Förderung bei Solarthermieanlagen und die Förderung besonders effizienter Wärmepumpen im Neubau. Zudem hat die Novelle das Programm noch stärker für den gewerblichen Bereich geöffnet.

In den Förderjahren 2017 und 2018 wurden in den beiden Förderteilen (BAFA, KfW) des MAP insgesamt Fördermittel in Höhe von rd. 467 Mio. € ausgezahlt und damit schätzungsweise ein Investitionsvolumen in Höhe von rd. 2 Mrd. € ausgelöst. Im Einzelnen wurden in den Jahren 2017 und 2018 aus dem Zuschussteil des MAP (BAFA) Investitionszuschüsse in Höhe von rd. 392 Mio. € für 108.100 erneuerbare Heizungsanlagen überwiegend an Privatpersonen im Ein- und Zweifamilienhausbereich ausgezahlt. Des Weiteren wurde in den Jahren 2017 und 2018 im über die KfW administrierten Teil des MAP für insgesamt 3.341 Anlagen ein Darlehensvolumen in Höhe von rd. 214 Mio. € in Verbindung mit Tilgungszuschüssen in Höhe von rd. 75 Mio. € wertgestellt. Zusätzlich wurden Anträge für 3.846 neue Anlagen gestellt.

3.0.4 KfW-Förderprogramme zum energieeffizienten Bauen und Sanieren (CO₂-Gebäudesanierungsprogramm)

Die KfW-Förderprogramme zum energieeffizienten Bauen und Sanieren werden aus den Mitteln des CO₂-Gebäudesanierungsprogramms finanziert und sind ein wesentliches Element zur Energieeinsparung im Gebäudebereich. Die Förderprogramme richten sich an alle Eigentümer von Wohngebäuden, Gewerbegebäuden und von Gebäuden kommunaler und sozialer Einrichtungen (Selbstnutzer, private Vermieter, Wohnungseigentümergeinschaften, Wohnungsunternehmen, Kommunen, kommunale und soziale Organisationen, gewerbliche Unternehmen). Gefördert werden energetische Sanierungen – hier sowohl einzelne Maßnahmen (Dämmung, Fensteraustausch, Heizungserneuerung) als auch umfassende Sanierungen – und der Neubau energieeffizienter Gebäude. Die Förderstandards gehen dabei über die Anforderungen der EnEV hinaus. Dabei gilt: Je energieeffizienter ein Gebäude wird, desto intensiver wird gefördert.

Die Förderung erfolgt im Wesentlichen über zinsverbilligte Kredite, die je nach Energieeffizienz mit einem Tilgungszuschuss von bis zu 27,5 % des Kreditbetrags kombiniert werden. Für eine energetische Sanierung von Wohngebäuden können private Ein- und Zweifamilienhausbesitzer oder Wohnungseigentümer (Selbstnutzer und

Vermieter) alternativ auch einen einmaligen Zuschuss bis zu 30 % der Investitionskosten erhalten.

Zinsverbilligte Kredite reduzieren dabei die Finanzierungskosten, Zuschüsse die Investitionskosten. Die Förderung kommt auch Mietern zugute, denn sie reduziert die umlagefähigen Kosten (Modernisierungsumlage).

Die Mittel des CO₂-Gebäudesanierungsprogramms wurden bis 2018 verstetigt und in 2019 auf 2 Milliarden Euro aufgestockt.

Seit 2006 bis Ende 2018 hat die Förderung die energieeffiziente Sanierung oder Errichtung von mehr als 5,3 Mio. Wohnungen mit einem Investitionsvolumen von rund 350 Mrd. € unterstützt. Ferner wurden seit 2007 Energieeinsparmaßnahmen an über 8.200 Gebäuden der gewerblichen, sozialen und kommunalen Infrastruktur gefördert. Durch die seit 2006 geförderten Investitionen reduziert sich der CO₂-Ausstoß jährlich um rund 10,9 Mio. Tonnen, und zwar über den 30-jährigen Nutzungszeitraum der Maßnahmen.

Am 01. Juli 2015 wurde ein neues KfW-Programm zur Förderung der energetischen Sanierung und des Neubaus von Gewerbegebäuden gestartet. Seit dem 01. Oktober 2015 wird neben der energetischen Sanierung auch der Neubau energieeffizienter Gebäude kommunaler und sozialer Einrichtungen gefördert.

3.0.5 Anreizprogramm Energieeffizienz (APEE)

Als Alternative zu der im NAPE geplanten steuerlichen Förderung werden seit 2016 insgesamt Bundesmittel i.H.v. 165 Mio. € p.a. für das „Anreizprogramm Energieeffizienz (APEE)“ bereitgestellt. Das APEE besteht aus drei investiven Förderkomponenten und dient der Steigerung von Energieeffizienzmaßnahmen im Gebäudebereich und Investitionen in Anlagen, die erneuerbare Energien zur Wärmezeugung nutzen sowie der Markteinführung der Brennstoffzellenheizung.

Die Energieeffizienzmaßnahmen im Gebäudebereich werden als Paketmaßnahmen über die KfW-Programme „Energieeffizient Sanieren“ gefördert. Die Paketmaßnahmen umfassen den Einbau von Lüftungsanlagen (Lüftungspaket) in Kombination mit einer Sanierungsmaßnahme an der Gebäudehülle und den Austausch ineffizienter Heizungen durch effiziente Heizungen (Heizungspaket); darin eingeschlossen sind Maßnahmen zur Optimierung des Heizsystems (Heizung und Wärmeverteilung). Für Eigentümer von Wohngebäuden steht eine Kredit- oder alternativ eine Zuschussvariante zu Verfügung. Bei der Kreditvariante wird ein zinsverbilligter Kredit in Verbindung mit einem Tilgungszuschuss von 12,5% gewährt. Die Höhe des alternativen Investitionszuschusses beträgt 15,0% der Investitionskosten.

Beim Einbau einer auf erneuerbaren Energien beruhenden Heizung, wie bspw. einer Pelletheizung, einer Wärmepumpe oder einer Solarthermieanlage, knüpft das APEE an das MAP an. Sind die Voraussetzungen des Heizungspakets erfüllt, ist für den Einbau der neuen Heizungsanlage eine zusätzliche Förderung i.H.v. 20% des normalen MAP-Förderbetrags möglich. Hinzu kommen pauschal 600 € für die gleichzei-

tige Optimierung des gesamten Heizungssystems. Diese zusätzliche Förderung kann von privaten Haushalten, Unternehmen, Freiberuflern, Kommunen und sonstigen jur. Personen des Privatrechts im Rahmen eines MAP-Antrags mit beantragt werden.

Die Markteinführung der innovativen Brennstoffzellenheizung für Neubau und Bestandsgebäude wird seit August 2016 über das KfW-Programm „Energieeffizient Bauen und Sanieren – Zuschuss Brennstoffzelle“ gefördert. Antragsberechtigt sind Eigenheimbesitzer, Wohnungseigentümergeinschaften, freiberuflich Tätige, in- und ausländische Unternehmen, Contracting-Geber, Kommunen, kommunale Unternehmen und kommunale Zweckverbände sowie gemeinnützige Organisationen und Kirchen, die eine Brennstoffzellenheizung in ein Wohn- oder Nichtwohngebäude einbauen. Für Brennstoffzellenheizungen mit einer elektrischen Leistung von 0,25 bis 5,0 Kilowatt kann ein Zuschuss - je nach Leistung i.H.v. bis zu 28.200 Euro - beantragt werden.

In den Jahren 2017 und 2018 wurden im Rahmen des MAP für Heizungen auf Grundlage erneuerbarer Energien rund 21.700 Förderzusagen für den Heizungspaket-Bonus über das APEE erteilt.

3.0.6 Förderprogramm Heizungsoptimierung (HZO-Programm)

Das Förderprogramm Heizungsoptimierung fördert den Austausch und die Installation von hocheffizienten „Umwälz- und Zirkulationspumpen“ für die Heizung oder die Warmwasserversorgung im Gebäudebereich; ferner den hydraulischen Abgleich des Heizungssystems sowie ergänzende niedriginvestive Maßnahmen. Förderfähige Maßnahmen müssen durch einen Fachbetrieb ausgeführt und per Rechnung nachgewiesen werden. Es handelt sich um ein niedrigschwelliges Förderangebot im Gebäude-Energie-Programm, das für einen breiten Adressatenkreis offen steht. Das Programm ist am 01.08.2016 gestartet und läuft bis Ende 2020 (derzeit geplant). Bislang wurden gut 160.000 Pumpenaustausche, über 30.000 hydraulische Abgleiche sowie über 50.000 begleitende Maßnahmen gefördert.

3.0.7 Energieeinsparverordnung

Zum 1. Januar 2016 sind verschärfte energetische Anforderungen für Neubauten wirksam geworden. In dieser Legislaturperiode sollen das Energieeinsparrecht für Gebäude novelliert und die Vorschriften des Energieeinsparungsgesetzes, der Energieeinsparverordnung und des Erneuerbare-Energien-Wärmegesetzes in einem neuen Gebäudeenergiegesetz zusammengeführt werden. Der Entwurf des Gebäudeenergiegesetzes befindet sich derzeit im parlamentarischen Gesetzgebungsverfahren. Dadurch werden Energieeffizienz und erneuerbare Energien in einem einheitlichen Anforderungssystem integriert.

3.0.8 Nationales Effizienzlabel für Heizungsanlagen

Ab September 2015 wird die EU-Energieverbrauchskennzeichnung für Heizgeräte, Warmwasserbereiter und -speicher gemäß der Verordnungen (EU) Nr. 811/2013 und Nr. 812/2013 verpflichtend. Sie gilt nur für neu in Verkehr gebrachte Produkte. Bislang nicht adressiert über die EU-Regelung sind die Effizienzpotentiale im Bestand. Ziel der nationalen Regelung ist es, die Motivation der Gebäudeeigentümer zum Austausch alter ineffizienter Heizgeräte zu stärken und damit die Austauschrate alter Heizkessel zu erhöhen. Die Umstellung einer alten ineffizienten Heizung auf effiziente Technologien und erneuerbare Energien benötigt ausreichend Vorlauf zur Planung, wozu Gebäudeeigentümer frühzeitig angestoßen werden müssen; beim Ausfall der alten Heizung ist in der Regel zu wenig Zeit, um erneuerbare Energien einzusetzen. Dies kann durch das nationale Heizungslabel gelöst werden, da das Label unabhängig von einer Reparatur oder Ersatzbeschaffung einen Anstoß zum Kesseltausch gibt.

Heizkessel, die älter als 15 Jahre sind, werden ab dem 1. Januar 2016 schrittweise mit dem neuen Effizienzlabel für Heizungsanlagen ausgestattet. So werden Verbraucher über den Effizienzstatus ihres Heizgerätes und über Energieberatungsangebote und Förderungen informiert. Heizungsinstallateure, Schornsteinfeger sowie bestimmte Energieberater sind ab 2016 berechtigt die Labels anzubringen - ab 2017 ist es Pflicht der Bezirksschornsteinfeger im Anschluss an die Feuerstättenschau, die Labels anzubringen.

Das Labeln wird über einen Zeitraum von acht Jahren gestreckt, um die dadurch erzeugte Nachfrage nach Energieberatungen und Heizungsoptimierungen gleichmäßig zu verteilen. Das Effizienzlabel für Heizungsanlagen soll bis 400 kW Nennleistung (Ein- bis Zweifamilienhäuser bis großer Mehrgeschosswohnungsbau) zum Einsatz kommen. Die Effizienzklasse des Kessels kann einfach über einen öffentlich zugänglichen Online- oder App-Rechner ermittelt werden, ohne Messungen oder Berechnungen anstellen zu müssen. Der Gesetzgebungsprozess für das nationale Effizienzlabel für Heizungsanlagen mit einer Änderung des Energieverbrauchskennzeichnungsgesetz (EnVKG) wurde im November 2015 abgeschlossen.

3.0.9 Bauplanungsrechtliche und raumplanerische Maßnahmen - Änderung des Baugesetzbuches

Deutschland hat auch im Bauplanungsrecht den Klimaschutz weiter gestärkt. Das Gesetz zur Stärkung der Innenentwicklung in den Städten und Gemeinden und weiteren Fortentwicklung des Städtebaurechts vom 11. Juni 2013 ist am 20. September 2013 in Kraft getreten. Gegenstand dieser Novelle ist die Stärkung der Innenentwicklung in Städten und Gemeinden im BauGB und Anpassungen in der BauNVO. Gleichwohl gibt es auch einige klimaschutzrelevante Änderungen:

Erleichterung der bauplanungsrechtlichen Zulässigkeit von Biogasanlagen

Die Außenbereichsprivilegierung der Anlagen zur Erzeugung von Biogas ist nicht mehr an die Feuerungswärmeleistung gebunden, sondern nur noch an eine Erzeugungskapazität von max. 2,3 Millionen Normkubikmeter Biogas pro Jahr. Dies ermöglicht einen flexibleren Anlagenbetrieb zum Ausgleich von Schwankungen anderer EE-Quellen.

Klimaschutz und Klimaanpassung als Auslöser für Städtebauliche Sanierungsmaßnahmen

Neben anderen städtebaulichen Missständen kann seit 2013 auch die ungenügende Erfüllung der Anforderungen des Klimaschutzes und der Klimaanpassung als Auslöser für städtebauliche Sanierungsmaßnahmen dienen. Durch die ausdrückliche Nennung der Belange des Klimaschutzes und der Klimaanpassung als Begründung für städtebauliche Sanierungsmaßnahmen in § 136 Abs. 2 Satz 2 Nr. 1 BauGB kann etwa die Errichtung von erneuerbaren Energienanlagen eine der Maßnahmen im Sanierungsgebiet sein.

Zulässigkeit von Photovoltaik- und solarthermischen Anlagen sowie KWK-Anlagen in Baugebieten

Untergeordnete Nebenanlagen zur Nutzung solarer Strahlungsenergie in, an oder auf Dach- und Außenwandflächen in Baugebieten sind ausdrücklich auch dann bauplanungsrechtlich als Nebenanlagen nach § 14 Abs. 1 Satz 1 BauNVO zulässig, wenn die erzeugte Energie vollständig oder überwiegend in das öffentliche Netz eingespeist wird (gewerbliche Nutzung). Die gleiche Einordnung kommt auch KWK-Anlagen zugute, wenn auch nur mit klarstellender Wirkung und aus Gründen der Gleichbehandlung mit Solaranlagen. Sie wurden bislang als Bestandteil des Gebäudes oder nach § 14 Abs. 1 BauNVO erfasst. Die im Berichtszeitraum liegenden Novellen des BauGB und der BauNVO haben keinen Bezug zu erneuerbaren Energien.

Daneben ist am 1. August 2014 das Gesetz zur Einführung einer Länderöffnungsklausel zur Vorgabe von Mindestabständen zwischen Windenergieanlagen und zulässigen Nutzungen vom 15. Juli 2014 in Kraft getreten. Es führte eine bis zum 31. Dezember 2015 befristete Befugnis der Länder ein, den bauplanungsrechtlichen Privilegierungstatbestand für Windenergieanlagen im Außenbereich von der Einhaltung bestimmter Abstände zu den im Landesgesetz bezeichneten zulässigen baulichen Nutzungen abhängig zu machen. Die Änderung ermöglichte länderspezifische Abstandsregelungen zwischen Windenergieanlagen und anderen zulässigen Nutzungen, wie etwa Wohnbebauung, und trug somit zur weiteren Flexibilisierung des Bauplanungsrechts bei.

Bund-Länder-Initiative Windenergie

Die Bundesregierung hat in ihrem Energiekonzept vom September 2010 beschlossen, gemeinsam mit den Ländern eine Initiative auf den Weg zu bringen, die das Ziel verfolgt, durch Weiterentwicklung der Raumordnungspläne neue Flächen für Windenergieanlagen auszuweisen. Es sollen Ansätze identifiziert und weiterentwickelt werden, die einen natur- und umweltverträglichen Ausbau der Windenergie ermöglichen und Akzeptanz in der Bevölkerung zu sichern. Seit Mai 2011 kommen Vertreterinnen und Vertreter von Bund und Ländern daher regelmäßig in der Bund-Länder-Initiative Windenergie zum Informations- und Erfahrungsaustausch zusammen. Diskutiert werden aktuelle Herausforderungen im Zusammenhang mit dem Ausbau der Windenergie an Land und mögliche Lösungsansätze besprochen.

3.0.10 Bundesbedarfsplangesetz (BBPIG)

Das Bundesbedarfsplangesetz stellt für die darin aufgeführten Um- und Ausbautvorhaben die energiewirtschaftliche Notwendigkeit und den vordringlichen Bedarf zur Gewährleistung eines sicheren und zuverlässigen Betriebs des Übertragungsnetzes fest.

Eine besondere Rolle nehmen die länderübergreifenden und grenzüberschreitenden Höchstspannungsleitungen ein, die entsprechend gekennzeichnet sind. Dies sind 16 von derzeit insgesamt 43 Vorhaben gemäß BBPIG. Für diese Vorhaben gilt in den folgenden Verfahrensschritten dann das Netzausbaubeschleunigungsgesetz Übertragungsnetz (NABEG).

Ebenfalls gekennzeichnet sind im BBPIG mögliche Pilotprojekte, bei denen die Netzbetreiber den Einsatz neuer Techniken erproben können (Hochspannung-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ), Hochtemperaturleiterseile, Erdkabel). Die dazu speziell gekennzeichneten HGÜ-Leitungen sind vorrangig als Erdkabel zu bauen.

3.0.11 Netzausbaubeschleunigungsgesetz (NABEG)

Der Um- und Ausbau der Stromnetzinfrastruktur ist wesentlich für den Transport des Stroms aus erneuerbaren Energieanlagen zu den Verbrauchern. Im August 2018 stellte der Bundeswirtschaftsminister den ambitionierten „Aktionsplan Stromnetz“ vor, der das Ziel verfolgt, den Netzausbau durch besseres Controlling und die Vereinfachung von Planungsverfahren zu beschleunigen und gleichzeitig mit neuen Technologien und Betriebskonzepten die Bestandsnetze zu optimieren. Im Zuge dessen wurde im Herbst 2018 der Referentenentwurf für die NABEG-Novelle („Gesetz zur Beschleunigung des Energieleitungsausbaus“) vorgelegt. Der Bundestag hat das Gesetz im April 2019 verabschiedet; es ist am 17. Mai 2019 in Kraft getreten.

Die Novellierung des NABEG sowie die flankierenden Änderungen in weiteren Gesetzen, insbesondere dem EnWG, hat zu einer Vereinfachung und Beschleunigung von Planungs- und Genehmigungsverfahren für Neubau, Verstärkung und Optimierung von Stromleitungen beigetragen. Beispielsweise wurden die Verzahnung der

verschiedenen Planungsschritte verbessert, in bestimmten Fällen soll auf einzelne Planungsschritte verzichtet werden, ein einheitlicher Rechtsrahmen für die Entschädigung der vom Netzausbau betroffenen Grundeigentümer geschaffen und den Netzbetreibern die Möglichkeit einer vorrausschauenden Planung durch die bedarfsweise Verlegung von Leerrohren unter bestimmten Voraussetzungen eingeräumt. Durch letztere können Mehrfacheingriffe und zusätzliche Verfahren vermieden und ein langfristig ausgerichtetes, bedarfsgerechtes Stromnetz auf dem Weg zu einer vollständig auf erneuerbaren Energien basierenden Stromversorgung ermöglicht werden.

Bei allen Verfahrensvereinfachungen bleiben die Prüfung und Abwägung der privaten und öffentlichen Belange sowie die bestehenden Schutz- und Vorsorgestandards im Hinblick auf elektrische und magnetische Felder unverändert erhalten. Umweltstandards werden nicht abgebaut.

Federal expert planning and Federal network plan

Auf Basis des NABEG können seit 2011 die Planungs- und Genehmigungsverfahren für länderübergreifende und grenzüberschreitende Höchstspannungsleitungen durch die Bundesnetzagentur durchgeführt werden.

Das Verfahren ist grundsätzlich zweistufig ausgestaltet: Zunächst werden in der Bundesfachplanung Trassenkorridore bestimmt, in denen die Leitung später verlaufen soll. Im zweiten Schritt, dem Planfeststellungsverfahren, wird der genaue Bau der jeweiligen Leitung geplant. Die Länder haben für das Planfeststellungsverfahren ihre Zuständigkeit durch die Planfeststellungszuweisungsverordnung auf die Bundesnetzagentur übertragen. Die Bundesnetzagentur ist der „one-stop-shop“ für die Verfahren nach dem NABEG. In allen Verfahrensschritten werden die Länder, die Träger öffentlicher Belange und die Öffentlichkeit einbezogen.

Durch Neuregelungen im NABEG kann in bestimmten Fällen, z.B. wenn durch eine vorhandene Leitung bereits eine Trasse vorgegeben ist, auf die Bundesfachplanung verzichtet und damit das Verfahren beschleunigt werden. Ein weiterer Ansatzpunkt zur Vereinfachung der Genehmigungsverfahren in den Netzoptimierungs- und Netzverstärkungskonstellationen ist eine Klarstellung zum Anzeigeverfahren im EnWG und im NABEG.

Network expansion for Offshore-Wind energy

Die geordnete und wirtschaftlich effiziente Anbindung von Offshore-Windparks bringt den Ausbau der Offshore-Windenergie voran. Ab Juni 2019 gilt hierfür der vom Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) erstellte Flächenentwicklungsplan (FEP). In diesem wird ein gestufter Planungs- und Ausschreibungsprozess für Windenergieanlagen auf See festgelegt. Dabei werden Vorgaben für einen räumlich geordneten, flächensparsamen Ausbau der Windenergie sowie für eine geordnete, effiziente und im Gleichlauf mit der Stromerzeugung erfolgende Nutzung und Auslas-

tung der Offshore-Anbindungsleistungen gemacht. In dem Verfahren werden auch die Vorgaben nach dem Umwelt- und Naturschutzrecht eingehalten. Das zentrale Modell, bei dem das BSH für die Voruntersuchung der Flächen und die Bundesnetzagentur (BNetzA) für die Ausschreibung verantwortlich ist, gilt für Inbetriebnahmen ab 2026. Der bisherige Bundesfachplan Offshore (BFO) und Teile des bisherigen von der BNetzA bestätigten Offshore-Netzentwicklungsplans (O-NEP) gehen im FEP auf.

3.0.12 Energiewirtschaftsgesetz

Das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) wurde mit Wirkung nach dem 1. Januar 2016 mehrfach geändert und ergänzt:

Mit dem **Strommarktgesetz** vom 26.07.2016 (BGBl. I S. 1786) wurden in das EnWG die Ziele und Grundprinzipien des weiterentwickelten Strommarktes („Strommarkt 2.0“) aufgenommen. Diese Regelungen sichern die freie wettbewerbliche Preisbildung ab und lassen Preisspitzen an den Strommärkten zu. Die Regelungen zur Bilanzkreisbewirtschaftung und zum Ausgleichsenergiesystem werden als zentrales Instrument für eine sichere Stromversorgung weiterentwickelt.

Dazu wurde auch die **Stromnetzzugangsverordnung** (StromNZV) geändert. Um bestehende Kapazitäten kosteneffizienter und umweltverträglicher einzusetzen, wurden Eintrittsbarrieren für Anbieter von Lastmanagementmaßnahmen und Erneuerbare-Energien-Anlagen im Regelleistungsmarkt abgebaut; dadurch wird der Einsatz von Flexibilitätsoptionen erleichtert.

Um die Versorgungssicherheit auch unter veränderten Bedingungen am Strommarkt zu gewährleisten, wurden die Rechtsgrundlagen für eine Kapazitätsreserve gelegt. Die Kapazitätsreserve dient der Absicherung der Stromversorgung. Zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit kommt sie zum Einsatz, wenn trotz freier Preisbildung an der Strombörse kein ausreichendes Angebot existiert, um einen Ausgleich zwischen Angebot und Nachfrage zu ermöglichen. Dazu werden Kapazitäten außerhalb des Strommarktes vorgehalten und bei Bedarf eingesetzt. Schließlich wird das Monitoring der Versorgungssicherheit aufgrund ihrer zentralen Bedeutung verbessert. Der **Bericht zur Versorgungssicherheit** an den Strommärkten erscheint mindestens alle zwei Jahre und betrachtet Deutschland auch im Kontext der europäischen Strommärkte. Dies trägt dem Umstand Rechnung, dass sich aus der zunehmenden Einbindung des Strommarktes in die europäischen Strommärkte reale Synergien ergeben. Im regionalen Verbund lassen sich Lastspitzen und Erzeugungskapazitäten viel besser ausgleichen, so dass insgesamt weniger Erzeugungskapazitäten benötigt werden.

Weiterhin wurden die **Regelungen der Netzreserve (Netzreserveverordnung)** über den 31. Dezember 2017 hinaus verlängert und die Regelungen zur Kostenerstattung angepasst. Im Rahmen der NABEG-Novellierung (siehe Abschnitt 3.0.11) wird die Netzreserve nach § 13 Abs. 1c EnWG in den Redispatch-Prozess integriert.

Die Neuregelung des Netzengpassmanagements (**Redispatch und Einspeisemanagement**) in § 13 EnWG bildet in der NABEG-Novellierung einen besonderen Schwerpunkt. Die bisher im EEG verankerten Regelungen zum Einspeisemanagement werden in die im EnWG verankerten Regelungen zum Redispatch überführt. Die Änderung soll ermöglichen, dass erneuerbare Energien und Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen sowie konventionelle Kraftwerke zukünftig in einem einheitlichen Regime zur Behebung von Netzengpässen durch die Netzbetreiber herangezogen werden, damit es künftig effizienter und kostengünstiger durchgeführt werden kann. Die Neufassung des bilanziellen Ausgleichs (Änderungen im EnWG, EEG und StromNZV) hat den Vorteil, dass Bilanzkreisrisiken, die bei der Abregelung von EE- und KWK-Anlagen auftreten, angemessen erstattet werden könnten.

Mit dem **Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende** vom 29. August 2016 (BGBl. I S. 2034) wurden die Rechtsgrundlagen für die ökonomische sinnvolle Einführung „intelligenter Messsysteme“ geschaffen. Die bisherige Verordnungsermächtigung im EnWG wurde zugunsten eines eigenen Gesetzes aufgegeben. Das dezentrale Stromversorgungssystem der Zukunft ist durch bidirektionale Informations- und Stromflüsse gekennzeichnet und passive Stromkonsumenten entwickeln sich mehr und mehr zu „Prosumern“, die aktiv an der Gestaltung des Stromversorgungssystems teilnehmen. In der Summe erhöhen diese Veränderungen insbesondere die Anforderungen an die einzusetzenden Mess- und Kommunikationstechnologien und Datenverarbeitungssysteme. Hierbei kommt intelligenten Messsystemen eine wichtige Rolle zu. Sie können je nach Ausstattung für Letztverbraucher, Netzbetreiber und Erzeuger die notwendigen Verbrauchsinformationen bereitstellen, zur Übermittlung von Netzzustandsdaten verwendet werden, sichere und zuverlässige Steuerungsmaßnahmen unterstützen sowie als eine Art Kommunikationsplattform im intelligenten Energienetz dienen. Dabei ist auch ein spartenübergreifender Einsatz der intelligenten Messsysteme angelegt, beispielsweise für Strom, Gas, Fernwärme und Heizwärme oder im Bereich Smart Home. So kann der Nutzen für die Verbraucher maximiert werden. Intelligente Messsysteme sind allerdings auch ein Instrument für mehr Energieeffizienz. Der Letztverbraucher erhält präzise Informationen über sein Verbrauchsverhalten. Zum anderen ermöglichen intelligente Messsysteme die Umsetzung variabler Tarife. Die Plattform-Kompatibilität und vor allem die Fertigung nach einem Privacy-by-design-Standard des Bundesamtes für Sicherheit in der Informationstechnik sind es, die intelligente Messsysteme von herkömmlichen Messsystemen (sog. „Smart Metern“) unterscheiden.

Für das **Gesetz zur Modernisierung der Netzentgeltstruktur** (Netzentgeltmodernisierungsgesetz) vom 17. Juli 2017, für das **Mieterstromgesetz** vom 17. Juli 2017 sowie das **Gesetz vom 17.12.2018**⁵⁰ siehe jeweils Abschnitt 2.b.1.

Mit dem **Gesetz zur Beschleunigung des Energieleitungsausbaus** (sog. NABEG-Novelle, siehe oben 3.0.11) wurden weitere gesetzgeberische Maßnahmen zur Beschleunigung der Zulassungsverfahren für Netzausbauvorhaben in das EnWG eingefügt.

Die §§ 111e und 111f EnWG sowie die darauf beruhende, am 1. Juli 2017 in Kraft getretene **Marktstammdatenregisterverordnung** bilden die Grundlagen zur **Einrichtung eines Marktstammdatenregisters (MaStR)**⁵¹ durch die BNetzA. Ziel ist die Verbesserung der Gewährleistung und Überwachung der Versorgungssicherheit, insbesondere des sicheren Betriebs von Energieversorgungsnetzen und des Monitorings der Versorgungssicherheit, sowie die Vereinfachung der energierechtlichen Meldepflichten durch Bündelung von Datenmeldungen. Dies soll Bürokratie bei der Erfassung der Daten abbauen und die Verfügbarkeit und Qualität energiewirtschaftlicher Stammdaten für verschiedene Akteure sicherstellen. Die Bundesnetzagentur betreibt das Marktstammdatenregister als online basierte Datenbank, die vollumfänglich seit dem 31. Januar 2019 nutzbar ist.

3.0.13 Treibhausgasquote im Bundes-Immissionsschutzgesetz (BImSchG)

Zentrales Förderinstrument für Biokraftstoffe war bis Ende 2014 die Biokraftstoffquote. Die Höhe und Ausgestaltung der Quotenregelung ist im Bundes-Immissionsschutzgesetz geregelt (§§ 37a bis 37g).

Ab dem Jahr 2015 wurde diese Verpflichtung auf eine Treibhausgasminderung umgestellt. Damit sollen Biokraftstoffe mit günstigerer THG-Bilanz stärker gefördert werden, sodass größere Beiträge der Kraftstoffe zur Erfüllung der Klimaschutzverpflichtungen geleistet werden. Verpflichtete haben demnach ab 2015 sicherzustellen, dass die THG-Emissionen der von ihnen in Verkehr gebrachten Kraftstoffe (Otto-, Diesel- und Biokraftstoffe) in Summe um einen festen Prozentsatz gegenüber dem fossilen Referenzwert gemindert werden. Dieser betrug für die Jahre 2015 und 2016 3,5 % und seit dem Jahr 2017 4 %. Ab dem Jahr 2020 ist ein weiterer Anstieg auf 6 % festgelegt.

Biokraftstoffe, die seit Januar 2011 zur Erfüllung der Biokraftstoffquote in Verkehr gebracht werden, müssen weiterhin die Nachhaltigkeitsanforderungen gemäß der Biokraft-NachV erfüllen.

⁵⁰ Gesetz zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes, des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes, des Energiewirtschaftsgesetzes und weiterer energierechtlicher Vorschriften (EEGuaÄndG) vom 17.12.2018 (BGBl. I S. 2549 (Nr. 47)).

⁵¹ Das MaStR ist online unter www.marktstammdatenregister.de einsehbar.

3.0.14 Nationale Plattform Elektromobilität, Regierungsprogramm Elektromobilität

Neben den im NREAP aufgeführten Informationsangeboten zum Einsatz erneuerbarer Energien hat das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi) gemeinsam mit dem Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI), dem Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF) sowie dem Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit (BMU) zum 1. Februar 2010 eine gemeinsame Geschäftsstelle Elektromobilität (GGEMO) eingerichtet, die weiterhin die einheitliche Anlaufstelle der Bundesregierung darstellt. Weiterhin wurde 2010 die Nationale Plattform Elektromobilität (NPE) gegründet. In der NPE arbeiten Vertreter aus Industrie, Wissenschaft und Politik eng zusammen. Es werden konkrete Umsetzungsschritte erarbeitet und vorgeschlagen, die dazu führen sollen, dass Deutschland sich als Leitmarkt und Leitanbieter für die Elektromobilität etabliert. Die NPE besteht aus einem Lenkungskreis sowie aus sechs Arbeitsgruppen mit je ca. 20 Mitgliedern.

Zwischen 2010 und 2012 übergab die NPE drei wichtige Berichte (Bestandsaufnahme der bisherigen Entwicklungen zur Elektromobilität in Deutschland / Chancen für den Standort Deutschland und die aus Sicht der NPE notwendigen Anstrengungen, um Leitmarkt und Leitanbieter zu werden / Bedeutung der Schaufensterprojekte und der Forschung und Entwicklung in der Phase der Marktvorbereitung).

Im Regierungsprogramm Elektromobilität vom Mai 2011 sind wesentliche Empfehlungen der NPE aufgegriffen und an deren Umsetzung gearbeitet worden. 2014 wurde der Fortschrittsbericht durch die NPE veröffentlicht, der die Marktvorbereitungsphase bilanziert und im Jahr 2018 der Fortschrittsbericht zur Markthochlaufphase veröffentlicht.

Die Arbeit der Nationalen Plattform Elektromobilität wurde zum 31.12.2018 beendet. Die Themen der NPE wurden in die Strukturen der Nationalen Plattform Zukunft der Mobilität (NPM) überführt.

3.0.15 Elektromobilitätsgesetz

Mit dem Elektromobilitätsgesetz (EmoG), das am 12. Juni 2015 in Kraft trat, sollte die Verbreitung der Elektromobilität gefördert werden. Elektrisch betriebene Fahrzeuge (Personenkraftwagen und leichte Nutzfahrzeuge) können damit bezüglich des Parkens, der Nutzung von für besondere Zwecke bestimmte öffentliche Straßen oder Wege und der Zulassung von Ausnahmen von Zufahrtsbeschränkungen oder Durchfahrtsverboten durch die Kommunen vor Ort bevorzugt werden. Anordnen können die zuständigen Behörden vor Ort die Bevorrechtigungen nach eigenem Ermessen.

3.0.16 Förderung des Absatzes von elektrisch betriebenen Fahrzeugen (Umweltbonus)

Zur Förderung der Elektromobilität kann seit 02. Juli 2016 eine Prämie für die Neuananschaffungen von Elektrofahrzeugen beantragt werden.⁵² Diese beträgt 2.000 Euro für ein Batterieelektrofahrzeug bzw. Brennstoffzellenfahrzeug und 1.500 Euro für ein von außen aufladbares Hybridelektrofahrzeug. Der Hersteller des Fahrzeugs muss dem Käufer mindestens den gleichen Betrag als Nachlass gewähren, damit die Förderung bewilligt wird. Für das Förderprogramm sind Bundesmittel in Höhe von 600 Mio. Euro vorgesehen (bis spätestens Juni 2019). Mit dieser Fördersumme sollten 300.000 Fahrzeuge gefördert werden können. Bis Ende 2018 wurden jedoch erst 91.498 Anträge gestellt. Die Förderrichtlinie zum Umweltbonus wurde Anfang 2020 geändert, die Fördersummen pro Fahrzeug erhöht und die Laufzeit bis Ende 2025 verlängert.

3.0.17 Sonstige Maßnahmen zur Förderung Erneuerbarer Energien

Stromnetz-Arbeitsgruppen

Nur mit leistungsfähigen und modernen Übertragungs- und Verteilernetzen können ein stabiler Netzbetrieb und eine zuverlässige Stromversorgung gewährleistet werden. In Arbeitsgruppen wird gemeinsam mit Netzbetreibern, Bundes- und Länderinstitutionen sowie Verbänden an Lösungen zur Modernisierung der Stromnetze gearbeitet.

- Die „AG Systemsicherheit“ befasst sich mit dem sicheren Netzbetrieb, beispielsweise mit Maßnahmen zur Einhaltung des Systemgleichgewichts (Systembilanz) in Starkwind- und Schwachlastsituationen oder den Auswirkungen steigender Übertragungsentfernungen und -mengen auf die Netzstabilität.
- Die „AG Intelligente Netze und Zähler“ begleitet die Einführung von intelligenten Messsystemen und Zählern sowie die Modernisierung der Verteilernetze zu einem leistungsfähigem, intelligenten Netz. In diesem Zusammenhang werden unter anderem technische, sozio-ökonomische, rechtliche und politische Rahmenbedingungen identifiziert und Handlungsnotwendigkeiten für den Aufbau eines intelligenten Netzes abgeleitet.

Energiewende-Plattform Gebäude

Ziel der Bundesregierung ist es, bis 2050 einen nahezu klimaneutralen Gebäudebestand zu erreichen. Um einen Beitrag für dieses Ziel zu leisten, wurde am 03. Juli

⁵² Richtlinie zur Förderung des Abs.es von elektrisch betriebenen Fahrzeugen (Umweltbonus) des Bundesministerium für Wirtschaft und Energie: <http://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/B/bekanntmachung-richtlinie-zur-foerderung-des-Abs.es-von-elektrisch-betriebenen-fahrzeugen.pdf>.

2014 die Energiewende-Plattform Gebäude gegründet (BMWi 2017d). Dort treffen sich relevante Interessensgruppen aus Wirtschaft, Zivilgesellschaft und Wissenschaft sowie Vertreter aus Bund und Ländern. In den Sitzungen werden aktuelle Entwicklungen vorgestellt und diskutiert. Im Rahmen der beiden Plattformen Gebäude und Energieeffizienz (siehe unten) kommen regelmäßig gemeinsame Arbeitsgruppen, deren Zwischenstände und Ergebnisse in die Arbeit der beiden Plattformen einfließen, zu folgenden Themen zusammen:

- Innovative Finanzierungskonzepte
- Rechtsrahmen/EDL
- Wettbewerbliche Ausschreibung
- Systemfrage
- Förderprogramme
- Beratung und Information

Plattform Energieeffizienz

Die Steigerung der Energieeffizienz ist eine Querschnittsaufgabe, die nur gesamtgesellschaftlich bewältigt werden kann. Sie liegt auch im Interesse der Energieverbraucher, da eine Erhöhung der Energieeffizienz wesentlich zu einer Senkung der Energiekosten beiträgt. Die Plattform Energieeffizienz will mit relevanten Stakeholdern aus Wirtschaft, Zivilgesellschaft, Wissenschaft und den betroffenen Ressorts sowie den Ländern gemeinsame Lösungen entwickeln und diskutieren (BMWi 2017a). Sie setzt sich aus einem Plenum und verschiedenen Arbeitsgruppen (siehe oben unter „Energiewende-Plattform Gebäude“) zusammen und tagt in regelmäßigen Abständen. Unter anderem begleitete sie die Entwicklung des Nationalen Aktionsplans Energieeffizienz (NAPE).

Plattform Forschung und Innovation

Die *Energiewende-Plattform Forschung und Innovation* (Ful-Plattform) führt unter Beteiligung aller betroffenen Ressorts auf Bundes- und Landesebene hochrangige Akteure aus Politik, Wissenschaft, Wirtschaft und Zivilgesellschaft zusammen. Gemeinsam diskutieren und bewerten sie aktuelle Entwicklungen und Forschungsstrategien. Fachliche Grundlage der Energiewende-Plattform Forschung und Innovation sind die *Forschungsnetzwerke Energie*. In den offenen Experten-Netzwerken wird von den rund 3.500 Mitgliedern ein Vernetzungsgewinn generiert, der die Qualität der Forschungsergebnisse sichert und einen kontinuierlichen Erkenntnisfortschritt und Praxistransfer begründet. Die acht *Forschungsnetzwerke Energie* repräsentieren die breite Forschungslandschaft zu den Themen Bioenergie, Gebäude und Quartiere, Energieeffizienz in Industrie und Gewerbe, Energiesystemanalyse, erneuerbare Energien, flexible Energieumwandlung und Stromnetze. Ein Start-up-Netzwerk soll jungen Unternehmen den Zugang zu Forschungs Kooperationen und Forschungsförderung erleichtern. Ein weiteres

Forschungsnetzwerk zu Wasserstoff befindet sich in Vorbereitung. Die Mitglieder der Forschungsnetzwerke können an der Gestaltung der Energieforschungspolitik partizipieren und Impulse geben: Dazu zählt beispielsweise die Identifikation neuer Trends und Forschungsbedarfe sowie der Input der Fachleute im breit angelegten Konsultationsprozess zum 7. Energieforschungsprogramm.

Fachagentur Windenergie an Land

Seit 2013 unterstützt die Fachagentur Windenergie an Land (FA Wind) den natur- und umweltverträglichen Ausbau der Windenergienutzung an Land in Deutschland durch die Erarbeitung übergreifender und praxisrelevanter Analysen und Handreichungen und die Durchführungen von Informationsveranstaltungen. Sie hat die Funktion einer allparteilichen Diskussionsplattform für Kommunen, Planungsverbände, Verwaltung und Politik und weitere Akteuren wie bspw. Dem behördlichen und verbandlichen Naturschutz. Die FA Wind ist als Verein organisiert, der von Bund, Ländern, kommunalen Spitzenverbänden, Unternehmen der Energiewirtschaft sowie Verbänden der Zivilgesellschaft getragen wird.

Forschungsforum Energiewende

Das „Forschungsforum Energiewende“ ist eine Dialogplattform, in der Vertreter aus Bund, Ländern, Universitäten und anderen wissenschaftlichen Einrichtungen sowie Wirtschaft und Gesellschaft zentrale Fragen zur Energiewende diskutieren. Die in der Wissenschaft erarbeiteten Optionen und Vorschläge werden bewertet und Empfehlungen sowie weiterer Forschungsbedarf daraus abgeleitet.

Energieforschung

Der von der Bundesregierung bis zum Jahr 2050 geplante Umbau der deutschen Energieversorgung in Richtung CO₂-Neutralität auf Basis hoher Effizienz und weitgehender Nutzung erneuerbarer Energien ist nur durch erhebliche technologische Innovationen erreichbar. Die Energieforschung ist daher ein strategisches Element der Energie- und Wirtschaftspolitik bei der Gestaltung der Energiewende. Mit dem im September 2018 verabschiedeten 7. Energieforschungsprogramm setzt die Bundesregierung neue Akzente und definiert Schwerpunkte für die Forschungsförderung und Innovationspolitik der kommenden Jahre. Im Fokus des neuen Programms steht der Technologie- und Innovationstransfer. Als zentrale Maßnahme zur Beschleunigung des Innovationstransfers wurden die Reallabore der Energiewende als neue Säule durch das BMWi etabliert. Zudem wurde mit dem 7. Energieforschungsprogramm die Ausrichtung der Projektförderung auf gesamtgesellschaftliche und systemische Fragen erweitert, um so große, übergeordnete Trends in den Fokus zu nehmen. Dazu zählen u. a. Sektorkopplung und Wasserstofftechnologien, CO₂-arme Industrieprozesse, Ressourceneffizienz und energierelevante Aspekte der Digitalisierung. Das Programm ist Ergebnis eines umfangreichen Konsultationsprozesses, an dem sich Akteure aus Verbänden und Unternehmen, Forschungs- und Wissen-

schaftsorganisationen, Mitglieder der Forschungsnetzwerke und Vertreter der Bundesländer beteiligt haben.

Beim Schwerpunktthema erneuerbare Energien stehen Fördermaßnahmen zu Technologien im Vordergrund, die der Stromerzeugung durch Wind und Photovoltaik dienen oder den Anteil erneuerbarer Energien im Wärmesektor erhöhen können. Hierbei werden auch systemische Fragen zur Integration erneuerbarer Energien in das Versorgungssystem berücksichtigt. Das BMWi verfolgt bei der Windenergie das Ziel, Ertrag und Zuverlässigkeit zu steigern und gleichzeitig die Kosten zu senken. Größere und höhere Windenergieanlagen stellen aufgrund ihres Gewichts erhebliche Anforderungen an die mechanische Belastbarkeit. Daher stehen robuste und umweltverträgliche Materialien und Verbundwerkstoffe, innovative Baukonzepte sowie an die erhöhten Massen und Kräfte angepasste Triebstränge im Zentrum von Forschung und Entwicklung. Bei der Förderung der Photovoltaik-Forschung stehen Kombinationen von bereits hoch entwickelten Silizium-Solarzellkonzepten mit anderen Halbleitermaterialien im Fokus. Perowskit-Solarmodule beispielsweise haben in wenigen Jahren den Sprung von der Grundlagenforschung in eine erste Pilotproduktion geschafft. Weitere wichtige Forschungsthemen sind innovative Produktionsanlagen, Verbesserungen von Lebensdauer, Recyclingfähigkeit und Ressourceneffizienz sowie die Gebäudeintegration von Photovoltaik-Anlagen. Anwendungsorientierte Forschungs- und Entwicklungsprojekte zu weiteren Themen werden ebenfalls gefördert: Bioenergie, Geothermie, solarthermische Kraftwerke, Niedertemperatur-Solarthermie, Wasserkraft und Meeresenergie.

Die Systemintegration erneuerbarer Energien ist eine zentrale Herausforderung der kommenden Jahre. Hierfür fördert BMWi die anwendungsnahe Energieforschung in den Bereichen Stromnetze, Stromspeicher und Sektorkopplung. Dazu gehört auch die Förderung von Wasserstoff-Technologien wie Elektrolyseverfahren, sowie Wasserstofflogistik und -transport. In der sektorübergreifenden Förderinitiative „Energie-wende im Verkehr“ fördert das BMWi Projekte zur Herstellung und Nutzung von alternativen, strombasierten Kraftstoffen und die Einbindung der neuen Technologien in die Energiewirtschaft. Neben der Forschungsförderung gehört die Forschungskommunikation zu den zentralen Aufgaben der Energieforschungspolitik der Bundesregierung, insbesondere um über Zukunftstrends und Forschungsinhalte zu berichten und den Transfer von Forschungsergebnissen in die Praxis zu befördern. Dafür hat die Bundesregierung ein zentrales Webportal www.energieforschung.de geschaffen. Mit dem jährlichen Bundesbericht Energieforschung schafft die Bundesregierung Transparenz über die Verwendung von Fördermitteln und die geförderten Energietechnologien.

3.1. Bitte machen Sie Angaben dazu, wie die geförderte Elektrizität den Endverbrauchern zugeteilt wird (für die Zwecke des Artikels 3 Abs. 9 der Richtlinie 2009/72/EG).

(Artikel 22 Abs. 1 Buchstabe b der Richtlinie 2009/28/EG)

Die über das EEG durch die Marktprämie, die Einspeisevergütung und den Mieterstromzuschlag geförderte Elektrizität aus erneuerbaren Energien wird von den ÜNB an der Strombörse oder von Anlagenbetreibern bzw. Dritten direkt vermarktet. Die Differenz zwischen den Vermarktungserlösen auf der einen und den Zahlungen von Einspeisevergütungen und Marktprämien auf der anderen Seite sowie die Kosten der Mieterstromförderung werden über die EEG-Umlage (§ 60 Abs. 1 EEG 2017) umgelegt, so dass jedes Elektrizitätsversorgungsunternehmen für jede an nicht privilegierte Letztverbraucher gelieferte Kilowattstunde Strom dieselben Kosten trägt. Ob und in welcher Höhe Elektrizitätsversorgungsunternehmen die Kosten an die Letztverbraucher weitergeben, ist nicht Gegenstand des EEG, sondern unterliegt den jeweiligen privatrechtlichen Vertragsverhältnissen, die jedoch in der Regel eine Weitergabe an die Letztverbraucher vorsehen.

§ 78 EEG 2017 und § 42 Abs. 1 und 5 EnWG⁵³ regeln, in welcher Form Elektrizitätsversorgungsunternehmen die EEG-Umlage gegenüber Letztverbrauchern ausweisen können und wie der nach dem EEG geförderte Strom in Stromrechnungen, im Internet und in Werbematerial gegenüber Letztverbrauchern gekennzeichnet werden muss. Elektrizitätsversorgungsunternehmen weisen den Letztverbrauchern entsprechend der von ihnen gezahlten Umlage einen Anteil an Elektrizität aus „Erneuerbaren Energien, finanziert aus der EEG-Umlage“ in ihren Stromrechnungen, im Internet sowie in Werbematerial aus.

Im Übrigen hat das Elektrizitätsversorgungsunternehmen die weiteren Bestandteile im Strommix und Umweltauswirkungen dem Endkunden in der Stromrechnung, im Internet und in Werbematerial „verbraucherfreundlich und in angemessener Größe in grafisch visueller Form darzustellen“ (§ 42 Abs. 2 EnWG⁵⁴). Zu ergänzen hat das Elektrizitätsversorgungsunternehmen die Durchschnittswerte des Strommixes und der Umweltauswirkungen in Deutschland. Dabei beinhaltet der Strommix die Energieträger Kernkraft, Kohle, Erdgas, sonstige fossile Energieträger, erneuerbare Energien, finanziert aus der EEG-Umlage, Mieterstrom, finanziert aus der EEG-Umlage und sonstige erneuerbare Energien. Zusätzlich darf seit Beginn des Jahres 2019 unter bestimmten Voraussetzungen für den EEG-Anteil in der Stromkennzeich-

⁵³ Geändert durch Artikel 2 Gesetz zur Förderung von Mieterstrom und zur Änderung weiterer Vorschriften des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (MietStrFG), v. 17. Juli 2017, BGBl. I S. 2532, m.W.v. 25. Juli 2017.

⁵⁴ Geändert durch Artikel 6 Gesetz zur Einführung von Ausschreibungen für Strom aus erneuerbaren Energien und zu weiteren Änderungen des Rechts der erneuerbaren Energien G. v. 13. Oktober 2016, BGBl. I S. 2258, m.W.v. 1. Januar 2017.

nung ausgewiesen werden, in welchem Umfang dieser Stromanteil in regionalem Zusammenhang zum Stromverbrauch erzeugt worden ist, § 42 Abs. 5 S. 2 EnWG, wenn die Regionalnachweise durch die zuständige Behörde nach § 79a Abs. 4 EEG 2017 entwertet wurden.

Im Fall der Belieferung von Letztverbrauchern mit Mieterstrom, für den ein Mieterstromzuschlag nach dem EEG gezahlt wird, ist dieser Stromanteil nach § 78 Abs. 7 S. 1 und 3 EEG 2017 dem jeweiligen Mieterstromkunden in der Stromkennzeichnung als „Mieterstrom, finanziert aus der EEG-Umlage“ auszuweisen. Nehmen in einem Mieterstromprojekt mehrere Letztverbraucher am Mieterstrommodell teil, ist der in einem Kalenderjahr verbrauchte Mieterstrom zu Zwecken der Stromkennzeichnung auf die jeweiligen Mieterstromkunden nach dem Verhältnis ihrer Jahresverbräuche zu verteilen und den Mieterstromkunden entsprechend auszuweisen (§ 78 Abs. 7 S. 2 EEG 2017).

4 BITTE MACHEN SIE GEGEBENENFALLS ANGABEN DAZU, WIE DIE FÖRDERMAßNAHMEN STRUKTURIERT WURDEN, UM AUCH ANWENDUNGEN ERNEUERBARER ENERGIEN ZU BERÜCKSICHTIGEN, DIE VON ZUSÄTZLICHEM NUTZEN, MÖGLICHERWEISE ABER KOSTSPIELIGER SIND (Z. B. BOKRAFTSTOFFE AUS ABFÄLLEN, RESTSTOFFEN, ZELLULOSEHALTIGEM NON-FOOD-MATERIAL UND LIGNOZELLULOSEHALTIGEM MATERIAL).

(Artikel 22 Abs. 1 Buchstabe c der Richtlinie 2009/28/EG)

4.1. Regelungen im EEG

Das EEG 2017 und das WindSeeG beinhalten Vorschriften, die auf die Förderung bestimmter Technologien gerichtet sind.

Neben den bereits im Abschnitt zu den Ausschreibungen (s.o. Kapitel 3.0.1) dargestellten Pilotwindenergieanlagen an Land, die u. U. von der Teilnahme an Ausschreibungen befreit sind, sind an dieser Stelle die sogenannten „Innovationsausschreibungen“ hervorzugeben. Dieses spezielle Ausschreibungsdesign verfolgt keinen sparten-, sondern einen technologieübergreifenden Ansatz. Es wurde eine entsprechende Verordnung zur Ausgestaltung im Detail erlassen. Ziel der Innovationsausschreibungen ist die Förderung innovativer system- bzw. netzdienlicher Anlagenkonzepte (§ 39j Abs. 3 EEG 2017). Erprobt werden sollen auch technologie neutrale fixe Marktprämien und der Ausschluss einer Zahlung bei negativen Preisen. Das für innovative system- bzw. netzdienliche Anlagenkonzepte vorgesehene Ausschreibungsvolumen beläuft sich nach einer Erhöhung im Rahmen des EnSaG und durch die 2020 verpasste Ausschreibung nunmehr im Jahr 2020 auf 650 MW und im Jahr 2021 auf 500 MW, § 28 Abs. 6 EEG 2017. Die Ausschreibungsmengen der Innovationsausschreibungen wurden von den regulären Volumina der jeweiligen Erzeugungssparte abgezogen. Dementsprechend sind die Ausschreibungsmengen in § 28 Abs. 1 S. 1, Abs. 2 S. 1 EEG 2017 reduziert worden.

Daneben werden Pilotwindenergieanlagen auf See in Teil 5, §§ 68 ff. WindSeeG besonders gefördert. Pilotwindenergieanlagen auf See sind gem. § 3 Nr. 6 1. Hs. WindSeeG die jeweils ersten drei Windenergieanlagen auf See eines Typs, mit denen nachweislich eine wesentliche, weit über den Stand der Technik hinausgehende Innovation erprobt wird. Die Eigenschaft einer Pilotwindenergieanlage auf See muss von Bundesamt für Schifffahrt und Hydrographie festgestellt werden, § 68 Abs. 1 S. 2 WindSeeG. Für sie kann - insbesondere beschränkt bis zu einer insgesamt installierten Leistung von 50 MW pro Kalenderjahr - grundsätzlich ein

EEG-Förderanspruch nach § 19 EEG 2017 geltend gemacht werden, obwohl sie insbesondere nicht an Ausschreibungen teilgenommen haben, § 69 WindSeeG.

Daneben wurde das WindSeeG⁵⁵ und das SeeAnIG⁵⁶ geändert, um einem rechtlichen Rahmen zur Erprobung neuer Konzepte der Offshore-Energieerzeugung zu schaffen. In eigens ausgewiesenen sog. Energiegewinnungsbereichen sollen andere Erzeugungsanlagen, als mit dem Netz verknüpfte Windenergieanlagen, errichtet werden können. Dass diese Erzeugungsanlagen keine Verbindung mit dem Netz haben, ist etwa für die Erprobung der Erzeugung von Wasserstoff auf See maßgeblich. Die Ermöglichung solcher Vorhaben wird planungsrechtlich forciert durch den angepassten Zweck des Flächenentwicklungsplans gem. § 4 Abs. 3 WindSeeG sowie die Aufnahme in den numerus clausus der Festlegungen in § 5 Abs. 2a WindSeeG.

4.2. Kraft-Wärme-Kopplung

Neben den Regelungen im EEG zur Wärmenutzung sowie im MAP-Programm, wurden KWK-Anlagen auch in den Berichtsjahren 2017 und 2018 über das KWKG vom 19. März 2002, zuletzt geändert am 17.12.2018, gefördert. Hier muss zwischen den alten Fördertatbeständen bis 31.12.2015 und den neuen Fördertatbeständen ab 01.01.2016, der Förderung von bestimmten Anlagen durch Ausschreibungen sowie Neuregelungen, die sich aus dem Energiesammelgesetz⁵⁷ ergeben, unterschieden werden.

Das KWKG 2012 förderte, zunächst unabhängig davon, ob auf Basis von erneuerbaren oder anderen Energiequellen betrieben, den Neubau und die Modernisierung hocheffizienter KWK-Anlagen ohne Größenbeschränkung, indem für den erzeugten Strom nach Größe und Alter der Anlage gestaffelt ein Zuschlag gezahlt wurde.

Der Neu- und Ausbau von Wärmenetzen wurde mit einer Investitionszulage gefördert. Der Bau von Kälte- und Wärmespeichern wurde mit der Novellierung des KWKG 2012 ebenfalls mit einer Investitionszulage gefördert. Insgesamt wurde der Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung im KWKG 2012 mit einer jährlichen Fördersumme in Höhe von maximal 750 Mio. EUR unterstützt, davon der Wärmenetzausbau mit bis zu 150 Mio. EUR. Mit der im August 2012 abgeschlossenen KWKG-Novelle wurde in Fortsetzung der Änderungen im Sommer 2011 (Erweiterung des Förderzeit-

⁵⁵ Geändert durch Art. 11 des Gesetzes zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes, des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes, des Energiewirtschaftsgesetzes und weiterer energierechtlicher Vorschriften (EEGuaÄndG) v. 17.12.2018, BGBl. I S. 2549, m.W.v. 25. Juli 2017.

⁵⁶ Eändert durch Art. 12 Gesetz zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes, des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes, des Energiewirtschaftsgesetzes und weiterer energierechtlicher Vorschriften (EEGuaÄndG) v. 17.12.2018, BGBl. I S. 2549, m.W.v. 25. Juli 2017.

⁵⁷ Gesetz zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes, des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes, des Energiewirtschaftsgesetzes und weiterer energierechtlicher Vorschriften vom 20.12.2018 (BGBl. I Nr. 47, S. 2522).

raums von 2016 auf 2020 und Aufhebung der bisherigen doppelten Deckelung durch die Begrenzung auf sechs Betriebsjahre bzw. vier für Industrie-KWK und zusätzlich jeweils höchstens 30.000 Vollbenutzungsstunden) die Förderung weiter verbessert. So wurde die Vergütung für sämtliche Anlagen um jeweils 0,3 ct/kWh erhöht. Anlagen, die unter den Emissionshandel fallen, erhalten weitere 0,3 ct/kWh zusätzlich. Des Weiteren wurden eine zusätzliche Vergütungsstufe (50 kW bis 250 kW mit 4 ct/kWh) eingeführt und die Anforderungen bei der Förderfähigkeit von Anlagen-Modernisierungen angepasst. Weitere Änderungen sind die Neuaufnahme der Förderung von Wärme- und Kältespeichern, von Kältenetzen sowie der KWK-Nachrüstung von Kondensationsanlagen, die Verbesserung der Förderbedingungen für Wärme- und Kältenetze mit kleinen Nennweiten sowie die Verfahrensvereinfachungen bei Wärmenetzen und KWK-Kleinanlagen.

Mit der KWKG-Novelle 2016 wurde der Förderdeckel auf 1,5 Mrd. Euro angehoben sowie eine Bestandsanlagenförderung für Anlagen der öffentlichen Fernwärmeversorgung eingeführt; eine moderate Erhöhung der Fördersätze (siehe Tabelle 4.1) soll einen weiteren Ausbau der KWK im aktuell schwierigen Marktumfeld ermöglichen. Mit der Fokussierung der Förderung auf den in das öffentliche Netz eingespeisten KWK-Strom, der verpflichtenden Direktvermarktung und weiteren Maßnahmen wie Förderung von Wärmespeichern kann die KWK flexibler auf die fluktuierende Einspeisung von erneuerbaren Energien im Stromsystem und in Wärmenetzen reagieren. Mit der KWK-Novelle 2017 wurde schließlich für KWK-Anlagen mit einer elektrischen Leistung zwischen 1 MW und 50 MW eine Festlegung der Fördersätze durch Ausschreibungen eingeführt. Zudem wurde eine neue Förderkategorie für sogenannte innovative KWK-Systeme geschaffen, deren Fördersätze ebenfalls im Wege der Ausschreibung ermittelt werden. Dabei bezeichnen innovative KWK-Systeme besonders energieeffiziente und treibhausgasarme Systeme, in denen KWK-Anlagen in Verbindung mit hohen Anteilen von Wärme aus erneuerbaren Energien KWK-Strom und -Wärme bedarfsgerecht erzeugen oder umwandeln. Die Flexibilität durch elektrische Wärmeerzeuger in innovativen KWK-Systemen erhöht die langfristige Systemdienlichkeit für das Stromsystem.

Damit das Ausbauziel der KWK zu den anderen Zielen der Energiewende passt, erfolgte schon mit dem KWKG 2016 eine Umstellung vom bisherigen 25%-Ziel bezogen auf die Nettostromerzeugung auf Mengenzielwerte von 110 TWh im Jahr 2020 und 120 TWh im Jahr 2025.

Tabelle 4.1: Fördertatbestände für KWK-Anlagenbetreiber für Neubau, Modernisierung oder Nachrüstung (Quelle: KWKG 2016, §7, in der Fassung vom 17.12.2018)

Elektrische Leistung		Netzeinspeisung		Eigenversorgung		
		§7(1)	§7(2) Bonuszahlung bei Ersatz einer Kohle-KWK-Anlage	§7(3) Nr.1	§7(3) Nr.2 Einspeisung in Kundenanlagen oder geschlossene Verteilernetze	§7(3) Nr.3 Stromkostenintensive Unternehmen
Bis einschließlich 1 MW und > 50 MW	KWK-Leistungsanteil (kW)/ Fall (Zuschlag in Cent/kWh)					
	bis 50	8,0	8,6	4,0	4,0	5,41
	50-100	6,0	6,6	3,0	3,0	4,0
	100-250	5,0	5,6	-	2,0	4,0
	250-2000	4,4	5,0	-	1,5	2,4
	>2000	3,1	3,7	-	1,0	1,8
1 MW bis einschließlich 50 MW		Ermittlung der Fördersätze durch Ausschreibung, zuzüglich Kohleersatzbonus i.H.v. 0,6 Cent bei Ersatz einer Kohle KWK-Anlage		Keine Förderung		

Die Versorgung durch KWK-Anlagen in Objekten und Quartieren bis 1 MW und > 50 MW wird weiterhin durch KWK-Zuschläge, deren Höhe leistungsabhängig gestuft ist, gefördert. Die Fördersätze für neue und modernisierte Gas-KWK-Anlagen wurden insgesamt deutlich erhöht.

Durch die Einführung eines Kohleersatz-Bonus soll der Ersatz von Kohle-KWK-Anlagen durch Gas-KWK-Anlagen gezielt angereizt werden. Bestehende stilllegungsbedrohte Gas-KWK-Anlagen der öffentlichen Fernwärmeversorgung ab 2 MW erhalten eine befristete Förderung bis 2019. Mit der Verlängerung der Gültigkeit des KWKG bis 2025 (im Rahmen der Änderung des KWKG vom 17.12.2018) wurde die Förderung ebenfalls bis 2025 verlängert.

Im KWKG 2016 wurde als Neuerung eine verpflichtende Direktvermarktung für KWK-Anlagen > 100 kW_{el} eingeführt. Hiermit soll eine stärkere Strommarktorientierung der

Anlagen erzielt werden, so dass die KWK-Anlagen besser auf die Einspeisung erneuerbarer Energien reagieren.

Im KWKG 2016 ist die Modernisierung von KWK-Anlagen auf ein Mindestalter von 10 Jahren hochgesetzt und die Leistungsklasse auf $> 50 \text{ kW}_{\text{el}}$ erweitert worden. Der Modernisierungstatbestand für Mini-KWK-Anlagen wird somit abgeschafft. Die Nachrüstung von Anlagen bis 2 MW_{el} wurde auf alle Anlagengrößen $> 50 \text{ kW}_{\text{el}}$ erweitert.

Mit dem KWKG 2017 wurde im Segment der Anlagen mit einer elektrischen Leistung von mehr als 1 bis einschließlich 50 MW die Ermittlung der Förderhöhen auf Ausschreibungen umgestellt. Wird durch eine per Ausschreibungszuschlag bezuschlagte Anlage eine bestehende Kohle-KWK-Anlage ersetzt erhöht sich die Zuschlagszahlung in Höhe des Gebotswertes um den Kohleersatzbonus. Innerhalb der Ausschreibungen werden lediglich Neuanlagen und modernisierte Anlagen mit einer Investitionstiefe von 50% oder mehr gefördert. Eigenversorgung ist innerhalb der Ausschreibung ausgeschlossen.

Zusätzlich wurde eine Förderung von innovativen KWK-Systemen eingeführt, deren Förderhöhe ebenfalls über Ausschreibungen ermittelt wird. Innovative KWK-Systeme sind besonders energieeffiziente und treibhausgasarme Systeme, in denen KWK-Anlagen in Verbindung mit hohen Anteilen von Wärme aus erneuerbaren Energien KWK-Strom und -Wärme bedarfsgerecht erzeugen oder umwandeln. Innovative KWK-Systeme beinhalten zur Flexibilisierung elektrische Wärmeerzeuger. Durch die verpflichtende Einbindung erneuerbarer Wärme in innovative KWK-Systeme wird die Dekarbonisierung der leitungsgebundenen Wärme adressiert.

Insgesamt werden bis zum Jahre 2021 jährlich in zwei Runden insgesamt 200 MW KWK-Leistung pro Jahr ausgeschrieben, wovon 150 MW auf herkömmliche KWK-Anlagen und 50 MW auf innovative KWK-Systeme entfallen. Für das Ausschreibungssegment der innovativen KWK-Systeme wurden bislang zwei Ausschreibungsrunden durchgeführt. Eine Übersicht der Ergebnisse der Ausschreibung für innovative KWK-Systeme ist in Tabelle 4.2 dargestellt. Bei der Ausschreibung zum 12.12.2018 wurden lediglich drei Gebote mit einem Umfang von 13 Megawatt abgegeben. Damit war die ausgeschriebene Menge von 29 Megawatt deutlich unterzeichnet. Die im Gebotspreisverfahren ermittelten Zuschläge liegen zwischen 7,99 ct/kWh und 11,97 ct/kWh, der durchschnittliche, mengengewichtete Zuschlagswert beträgt 11,31ct/kWh (Vorrunde 10,27 ct/kWh) und liegt damit nahe am Höchstwert in Höhe von 12 ct/kWh.

Tabelle 4.2: Ergebnisse der Ausschreibungsrunden für innovative KWK-Systeme⁵⁸

Zuschläge Ausschreibung	1. Runde (Juni 2018)	2. Runde (Dezember 2018)
Ausgeschriebene Menge	25,0 MW	29,1 MW
Eingereichte Angebote	27 MW	13 MW
Zuschlagsmenge	20,9 MW	13,0 MW
Anzahl eingereichte Angebot	7	3
Anzahl bezuschlagte Anlagen	5	3
Niedrigster Zuschlagswert	8,47 ct/kWh	7,99 ct/kWh
Höchster Zuschlagswert	10,94 ct/kWh	11,97 ct/kWh
Durchschnittlich mengengewichteter Zuschlagswert	10,3 ct/kWh	11,31 ct/kWh

Die Fördersätze für Wärmespeicher und Wärmenetze nach KWKG (§ 19) sind in Tabelle 4.3 abgebildet. Insgesamt wurde das Fördervolumen pro Projekt zwischen dem KWKG 2012 und der Novelle von 2016 von 5 auf 10 Mio. EUR (Wärmespeicher) bzw. von 10 auf 20 Mio. EUR (Wärmenetze) angehoben. Dadurch reagiert die Bundesregierung in Verbindung mit der verpflichtenden Direktvermarktung und der fokussierten Förderung von KWK-Strom, der ins Netz eingespeist wird, auf die Herausforderungen im Strommarkt und reizt eine flexiblere Fahrweise der KWK-Anlagen und deren Integration in eine volatile, erneuerbare Stromerzeugung an.

Tabelle 4.3: Förderung von Netzen und Speichern (Quelle: KWKG 2012/2016, in der Fassung vom 17.12.2018)

Art		Investitionszuschuss	KWKG 2012	KWKG 2016
Wärme- und Kältenetze	Kleine Verteilernetze (DM < DN 100)	100 EUR/m Leitung, max. 40 % der Kosten	10 Mio. EUR/Projekt	20 Mio. EUR/Projekt
	Große Verteilernetze	30 % der Kosten	10 Mio. EUR/Projekt	20 Mio. EUR/Projekt

⁵⁸https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Ausschreibungen/KWK/BeendeteAusschreibungen/BeendeteAusschreibungen_node.html.

	(DM > DN 100)			
Wärme- und Kältespeicher	Kleine Speicher (< 50 qm Volumen)	250 EUR/qm Volumen	5 Mio. EUR/Projekt	10 Mio. EUR/Projekt
	Große Speicher (> 50 m ³ Volumen)	250 EUR/qm Volumen; max. 30 % der Kosten	5 Mio. EUR/Projekt	10 Mio. EUR/Projekt

Die letzte Änderung des KWKG zum 17.12.2018 ging auf das Energiesammelgesetz (EnSaG; vgl. Kapitel 3.0.1) zurück. Neben einer Verlängerung der Gültigkeit des KWKG bis zum 31.12.2025 wird hiermit zum einen die Förderung von KWK-Bestandsanlagen begrenzt. Die Fördersätze für Anlagen > 50MW_{el} werden gestaffelt abgesenkt und die Bestandsförderung für Anlagen > 300MW_{el} abgeschafft. Der KWK-Zuschlag beträgt demnach für bestehende KWK-Anlagen mit einer elektrischen KWK-Leistung von mehr als 2 MW_{el} bis zu einer Leistung von 50 MW_{el} 1,5 Cent, für KWK-Anlagen mit einer elektrischen Leistung größer 50 MW_{el} bis 100 MW_{el} 1,3 Cent, für Anlagen mit einer elektrischen Leistung von mehr als 100 MW_{el} bis 200 MW_{el} 0,5 Cent und schließlich für KWK-Anlagen mit einer elektrischen Leistung von mehr als 200 MW_{el} bis einschließlich 300 MW_{el} 0,3 Cent.

Tabelle 4.4: Bestandsanlagenförderung nach KWKG § 13 (Quelle: KWKG 2016, in der Fassung vom 17.12.2018)

Elektrische Leistung	(Zuschlag in Cent/kWh)
2-50 MW	1,5
50-100 MW	1,3
100-200 MW	0,5
200-300 MW	0,3
>300 MW	entfällt

Das KWKG wird für kleine Anlagen im Rahmen der NKI durch die „Richtlinie zur Förderung von KWK-Anlagen bis 20 kW_{el} (Mini-KWK-Richtlinie)“ in der Fassung vom 15. Dezember 2014 flankiert.

Über das Marktanreizprogramm für erneuerbare Energien (KfW-Premium Teil) werden Biomasseanlagen zur kombinierten Wärme- und Stromerzeugung mit einer installierten Nennwärmeleistung von mehr als 100 kW und bis zu 2 000 kW gefördert, die z.B. Holzpellets, Scheitholz oder Holzhackschnitzel nutzen. Darüber hinaus ist die Errichtung und Erweiterung von Anlagen u.a. zur kombinierten Wärme- und

Stromerzeugung durch Nutzung der Tiefengeothermie (ab 400 m Bohrtiefe und einer Nennwärmeleistung von mindestens 4.000 kW_{th}) förderfähig.

Über das Marktanreizprogramm für erneuerbare Energien (KfW-Premium Teil) werden auch Wärmenetze, die aus erneuerbaren Energien gespeist werden, gefördert, insofern die Wärme fast ausschließlich aus hocheffizienter KWK, Abwärme oder erneuerbaren Energien oder Kombinationen dieser Wärmequellen stammt. Hier sind Anlagen und Netze ausgeschlossen, die bereits eine Förderung nach dem EEG oder KWKG erhalten.

Mit dem Mini-KWK-Impulsprogramm des BMU soll der Ausbau von KWK-Anlagen < 20 kW_{el} im Gebäudesektor gesteigert werden. Das Förderprogramm des Bundes unterstützt die dezentrale Erzeugung und Versorgung mit gekoppeltem Strom und Wärme im Ein- und Mehrfamilienhäusern sowie im Kleingewerbesektor. Die Richtlinie zur Förderung von KWK-Anlagen bis 20 kW_{el} trat erstmalig im April 2008 in Kraft und wurde zum 15. Dezember 2014 zuletzt novelliert. Mit Inkrafttreten der Richtlinie zum 1. Januar 2015 sollten zusätzliche Impulse für den breiteren Einsatz kleiner KWK-Anlagen gesetzt und eine Maßnahme aus dem „Aktionsprogramm Klimaschutz 2020“ umgesetzt (BMUB 2015) werden.

Aufgrund des abnehmenden Interesses an der Förderung stellt das BMU die Förderung zum 31. Dezember 2020 ein.

4.3. Novelle der Biomasseverordnung

Die Biomasseverordnung (BiomasseV) regelt für den Anwendungsbereich der Vergütungsregelungen des EEG, welche Stoffe vergütungsrechtlich als Biomasse anerkannt werden, welche technischen Verfahren zur Stromerzeugung aus Biomasse in den Anwendungsbereich des EEG fallen und welche Umweltauflagen bei der Erzeugung von Strom aus Biomasse einzuhalten sind.

Für EEG-Anlagen, die bis zum 31. Dezember 2011 in Betrieb genommen wurden, gilt die Biomasseverordnung in der ab 18. August 2005 geltenden Fassung (für die Stromerzeugung aus Altholz und für den Einsatz von Pflanzenölmethylester in bestimmten Bestandsanlagen gelten nach dem EEG 2012 abweichende Übergangsbestimmungen).

Mit Wirkung zum 1. Januar 2012 wurde die BiomasseV umfassend geändert. Sie regelt über die bisherigen Regelungsgegenstände hinaus auch, für welche Stoffe eine erhöhte einsatzstoffbezogene Vergütung nach dem EEG 2012 in Anspruch genommen werden kann, welche energetischen Referenzwerte für die Berechnung dieser Vergütung anzuwenden sind und wie die einsatzstoffbezogene Vergütung zu berechnen ist. Darüber hinaus fällt Altholz mit Ausnahme von Industrierestholz seither nicht mehr unter die im Sinne der BiomasseV anerkannte Biomasse.

Im Zuge der umfassenden Reform des EEG im Jahr 2014 wurde ebenfalls die Biomasseverordnung novelliert. Die Regelungen über einsatzstoffbezogene Vergütungen und die entsprechenden energetischen Referenzwerte wurden ersatzlos gestrichen. Auf diesem Weg wurde die erhöhte Förderung von bestimmten Biomasseeinsatzstoffen beendet (z. B. Mais, Zuckerrüben und Getreide in Biogasanlagen).

Mit der Novellierung des EEG 2017 wurde die BiomasseV zum 13.10.2016 nur in einem Punkt geändert: Ablaugen aus der Zellstoffherstellung fallen seither nicht mehr unter die im Sinne der BiomasseV anerkannte Biomasse.

4.4. 37. Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (Verordnung zur Anrechnung von strombasierten Kraftstoffen und mitverarbeiteten biogenen Ölen auf die Treibhausgasquote - 37. BImSchV)

Mit der im ersten Halbjahr 2017 beschlossenen Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (Verordnung zur Anrechnung von strombasierten Kraftstoffen und mitverarbeiteten biogenen Ölen auf die Treibhausgasquote - 37. BImSchV) werden insbesondere folgende Anpassungen vorgenommen:

- Strombasierter Kraftstoffe sollen künftig auf die Treibhausgasquote angerechnet werden, sofern der Strom, der zur Erzeugung dieser Kraftstoffe eingesetzt wurde, aus erneuerbaren Energien nicht-biogenen Ursprungs stammt.
- Darüber hinaus werden bis zum Verpflichtungsjahr 2020 auch mitverarbeitete biogene Öle (Co-Processing) auf Treibhausgasquote anrechenbar sein.

Die Verordnung diene insbesondere der Umsetzung der Richtlinie (EU) 2015/652.

4.5. 38. Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (Verordnung zur Festlegung weiterer Bestimmungen zur Treibhausgasminderung bei Kraftstoffen - 38. BImSchV)

Die im November 2017 vom Bundeskabinett beschlossene 38. Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (Verordnung zur Festlegung weiterer Bestimmungen zur Treibhausgasminderung bei Kraftstoffen - 38. BImSchV) dient der Umsetzung der Richtlinie (EU) 2015/652 (Durchführungsbestimmungen zur Kraftstoffqualitätsrichtlinie) sowie der Richtlinie (EU) 2015/1513 (Richtlinie zur Vermeidung indirekter Landnutzungsänderungen). Insbesondere wurden folgende Änderungen vorgenommen:

- Zur Vermeidung indirekter Landnutzungsänderungen wird künftig eine Obergrenze für konventionelle Biokraftstoffe in Höhe von 6,5 % eingeführt. Konventionelle Biokraftstoffe oberhalb der Obergrenze werden wie fossile Kraftstoffe behandelt.
- Für fortschrittliche Kraftstoffe wird eine Unterquote eingeführt (von 0,05 % seit 2020 ansteigend auf 0,5 % ab 2025).

- Die Werte für die Treibhausgasemissionen von fossilen Kraftstoffen sowie der Basiswert werden an die neuen Vorgaben angepasst.
- Elektrischer Strom, der in Straßenfahrzeugen mit Elektroantrieb verwendet wurde, kann künftig auf die Treibhausgasquote angerechnet werden.
- Die Definition von Biokraftstoffen wurde erweitert.
- Der Geltungsbereich der Treibhausgasquote wird künftig auch um weitere fossile Kraftstoffe, insbesondere Erdgas und Flüssiggas, erweitert. Außerdem wird biogenes Flüssiggas künftig auch auf die Quote anrechenbar sein.

4.6. Flankierende Maßnahmen

Unterstützung findet die Anwendung oben genannter Maßnahmen zusätzlich in „flankierenden Maßnahmen“ wie Investitionsförderung einzelner Anlagen und Förderung von Know-how (Studien, Wissenstransfer).

Als Beispiele für Investitionsförderungen gibt es Einzelanlagenförderung („Leuchtturmprojekte“), regionale Förderung bis hin zu größeren Fördersummen zu Forschungsthematiken (BtL, Holzvergasung, PtG, PtL).

5 BITTE MACHEN SIE ANGABEN ZUR FUNKTIONSWEISE DES SYSTEMS DER HERKUNFTSNACHWEISE FÜR ELEKTRIZITÄT, WÄRME UND KÄLTE AUS ERNEUERBAREN ENERGIEQUELLEN UND DIE MAßNAHMEN, DIE ZUR GEWÄHRLEISTUNG DER ZUVERLÄSSIGKEIT DES SYSTEMS UND ZU SEINEM SCHUTZ VOR BETRUG ERGRIFFEN WERDEN.

(Artikel 22 Abs. 1 Buchstabe d der Richtlinie 2009/28/EG)

Die Umsetzung der Vorgaben der Richtlinie 2009/28/EG hinsichtlich Herkunftsnachweisen für Elektrizität aus erneuerbaren Energiequellen erfolgt durch § 3 Nr. 29, § 79 EEG 2017 und folgenden auf diesem Gesetz beruhenden untergesetzlichen Verordnungen:

- Erneuerbare-Energien-Verordnung vom 17. Februar 2015, die einen Rahmen für Herkunftsnachweise setzt,
- Herkunfts- und Regionalnachweis-Durchführungsverordnung vom 8. November 2018, die Einzelheiten der Registrierung von Elektrizitätserzeugungsanlagen und Registerteilnehmern sowie der Ausstellung, Übertragung, Anerkennung und Entwertung von Herkunftsnachweisen regelt, sowie
- Herkunfts- und Regionalnachweis- Gebührenverordnung vom 8. November 2018.

Diese Rechtsgrundlagen sehen vor, dass das Umweltbundesamt (UBA) als zentrale staatliche Stelle das Herkunftsnachweisregister (HKNR) für Elektrizität aus erneuerbaren Energiequellen in Deutschland betreibt. Das UBA stellt auf Grundlage der erwähnten Vorschriften auf Antrag Herkunftsnachweise aus, entwertet sie, überträgt sie in Deutschland und ins Ausland und erkennt ausländische Herkunftsnachweise an. Hierfür richtete das UBA eine elektronische Datenbank (HKNR) ein, die die Ausstellung, Anerkennung, Übertragung und Entwertung von Herkunftsnachweisen registriert. Das HKNR ist am 1. Januar 2013 in Betrieb gegangen.

Das HKNR funktioniert wie ein Online-Bankingsystem: Betreiber von Anlagen, die Strom aus erneuerbaren Energien produzieren, können sich und ihre Anlagen im HKNR registrieren lassen. Für jede Megawattstunde Strom erhalten sie einen Herkunftsnachweis auf ihr Konto ausgestellt. Die produzierten Strommengen teilt der Netzbetreiber als unabhängiger und fachkundiger Dritter dem UBA mit. Die Herkunftsnachweise sind handelbar. Die Kontrolle der Daten und des Systems obliegt dem Umweltbundesamt. Ein elektronisches Kontrollsystem sichert die Zuverlässigkeit des Systems ab.

Das UBA stellte für das Produktionsjahr 2017 insgesamt 17 Mio. Herkunftsnachweise und für das Produktionsjahr 2018 bislang insgesamt 16,2 Mio.⁵⁹ Herkunftsnachweise aus.

Elektrizitätsversorgungsunternehmen, die in der Stromkennzeichnung Strom aus sonstigen erneuerbaren Energien (d.h. Strom aus erneuerbaren Energien, der nicht aus der EEG-Umlage finanziert ist) ausweisen möchten, müssen, soweit kein Fall des § 42 Abs. 5 Satz 1 Nummer 3 EEG 2017 (Anwendung des ENTSO-E-Mix auf Strom unbekannter Herkunft) vorliegt, gemäß § 42 Abs. 5 Satz 1 Nummer 1 EnWG für diesen Strom Herkunftsnachweise entwerfen. Gemäß § 42 Abs. 7 EnWG erhält das UBA Zugriff auf die Daten der Elektrizitätsversorgungsunternehmen zur Stromkennzeichnung, so dass das UBA die Stromkennzeichnung mit den ausgestellten und entwerteten Herkunftsnachweisen vergleichen kann und hierdurch die Möglichkeit erhält, den Handel mit Herkunftsnachweisen auf Betrug und Missbrauch zu kontrollieren. Die Möglichkeit zur Entwertung der Herkunftsnachweise hat ausschließlich ein Elektrizitätsversorgungsunternehmen. Im Jahr 2017 wurden im HKNR insgesamt 91,7 Mio. Herkunftsnachweise⁶⁰ entwertet, im Jahr 2018 wurden 99,9 Mio. Herkunftsnachweise entwertet.

Für den internationalen Handel nutzt das UBA die elektronische Schnittstelle der Association of Issuing Bodies (AIB). Dies erhöht die Zuverlässigkeit des deutschen Systems und des europäischen Marktes mit Herkunftsnachweisen. Im Jahr 2017 wurden insgesamt 87,3 Mio. Herkunftsnachweise importiert und 7,8 Mio. Herkunftsnachweise exportiert. Im Jahr 2018 wurden insgesamt 92 Mio. Herkunftsnachweise importiert und 12,5 Mio. Herkunftsnachweise exportiert.

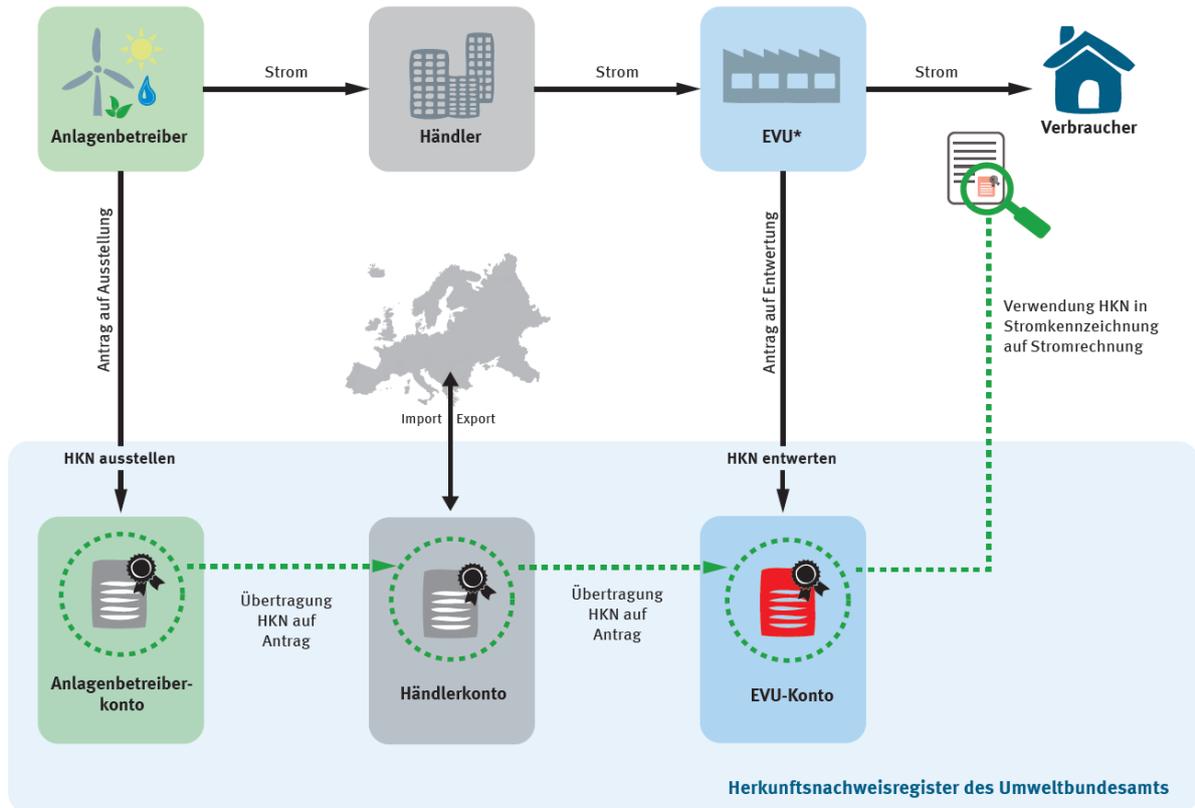
Um das HKNR-System in Deutschland betrugssicher und zuverlässig zu gestalten, macht das UBA viele Vorgaben. Dazu gehören unter anderem: Identitätsprüfung der teilnehmenden Akteure beim HKNR durch das PostIdent-Verfahren der Deutschen Post AG bzw. durch Prüfung der Personalausweise ausländischer Teilnehmer; Prüfung der Vertretungsbefugnis der sich anmeldenden Akteure; Vergabe von Benutzernamen und Passwort sowie Nutzung eines Captcha; Rollen- und Rechtekonzept; Abfrage der Umsatzsteueridentifikationsnummer zur besseren Aufdeckung möglichen Umsatzsteuerbetrugs; verschlüsselte elektronische Kommunikation; Nutzung von Umweltgutachtern zur Verifizierung von Anlagendaten und Strommengen.

Nach § 31 KWKG können auch Betreiber hocheffizienter KWK-Anlagen für Strom, der in Kraft-Wärme-Kopplung erzeugt wurde, beim Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle einen Herkunftsnachweis beantragen.

⁵⁹ Für das Jahr 2016 ist eine endgültige Aussage hierzu nicht möglich, da Ausstellungen noch bis Jahresende 2017 möglich sind. Der letzte Stand ist vom 30. Juni 2017.

⁶⁰ Jeweils gerundete Werte.

Abbildung 5.1: Das System der Herkunftsnachweise in Deutschland



* Elektrizitätsversorgungsunternehmen

6 BITTE BESCHREIBEN SIE DIE ENTWICKLUNGEN IN DEN VERGANGENEN 2 JAHREN IN BEZUG AUF VERFÜGBARKEIT UND NUTZUNG VON BIOMASSERESSOURCEN FÜR DIE ENERGIEERZEUGUNG.

(Artikel 22 Abs. 1 Buchstabe g der Richtlinie 2009/28/EG)

Die Verfügbarkeit von Biomasseressourcen resultiert aus dem Aufkommen, das unter Berücksichtigung von ökologischen, technischen und ökonomischen Restriktionen sowie konkurrierender Nutzungsansprüche bereitgestellt werden kann. Engpässe in der Verfügbarkeit und Knappheiten können statistisch unsichtbar bleiben, wenn einige Marktteilnehmer auf andere Rohstoffe ausweichen und dort Engpässe oder Verdrängungseffekte entstehen oder die Nutzung auf andere Zeitpunkte verschieben. Daher weisen Angaben zur Einschätzung der Verfügbarkeit von Biomasse Unsicherheiten auf.

Im Folgenden wird die Nutzung von Biomasseressourcen für die Energieerzeugung anhand der im Musterdokument für den Fortschrittsbericht vorgegebenen Kategorien beschrieben (Tabelle 4) und, wenn möglich, die Verfügbarkeit eingeschätzt.

Der Gesamtbilanz der energetischen Biomassenutzung liegen überwiegend amtliche Energiestatistiken und Ergebnisse aus Befragungen und speziellen Auswertungen zugrunde (u.a. Befragung zur Nutzung von Energieholz in Haushalten, Auswertung der EEG-Daten, Ergebnisse des Holzrohstoffmonitorings). Weitergehende Differenzierungen nach Art (z. B. Stückholz / Hackschnitzel / Pellets, gängige Feldkulturen / Energiepflanzen / Reststoff / Abfall) und insbesondere nach Herkunft der verschiedenen Biomassesortimente (z.B. Wald- bzw. Landschaftspflegeholz, einheimische Rohstoffe / Import) können jedoch auf Grundlage der Energiestatistik nicht oder nur sehr beschränkt abgeleitet werden. Im Folgenden wird daher zusätzlich auf aktuelle Ergebnisse des Thünen-Instituts (Thünen 2019) im Kontext des joint wood energy enquiry (UNECE/FAO 2019), Angaben der Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung im Zuge des jährlichen Evaluations- und Erfahrungsberichts (BLE 2018, BLE 2019) und Ergebnisse von regelmäßigen Betreiberbefragungen (DBFZ 2019a) zurückgegriffen. Die Erfassung der äußerst heterogenen und dezentralen energetischen Nutzung von Biomasse bleibt mit Unsicherheiten verbunden.

Insgesamt betrug, nach den Berechnungsergebnissen, die Primärenergienutzung aus Biomasse einschließlich des biogenen Anteils des Abfalls im Jahr 2017 25.657 kt RÖE und im Jahr 2018 25.274 kt RÖE (vgl. Tabelle 4). Hiervon wurden im Berichtszeitraum jeweils ca. 7-8 % aus dem EU-Ausland und ca. 5-6 % aus Nicht-EU-Ländern in Form von Rohstoffen oder Brenn- bzw. Kraftstoffen importiert. Den mit Abstand größten Anteil machte holzige Biomasse zur Nutzung für Wärme und Elektrizität aus (direkt für die Energieerzeugung genutzte Holzbiomasse, Rückstände und Nebenerzeugnisse der Holzindustrie und Altholz), gefolgt von gängigen Kulturen für Biogas und Biobrennstoffe und für die Nutzung im Verkehrssektor (siehe Tabelle 4).

Tabelle 4: Nutzung von Biomasse für die Energieerzeugung

	Menge einheimischer Rohstoffe (1000 m ³ für Forstwirtschaft; 1000 t _{FM} für Landwirtschaft)		aus einheimischen Rohstoffen gewonnene Primärenergie (tausend t RÖE)		Menge importierter Rohstoffe aus der EU (1000 m ³ für Forstwirtschaft; 1000 t _{FM} für Landwirtschaft)		aus importierten Rohstoffen (EU) gewonnene Primärenergie (tausend t RÖE)		Menge importierter Rohstoffe aus Nicht-EU-Ländern (1000 m ³ für Forstwirtschaft; 1000 t _{FM} für Landwirtschaft)		aus importierten Rohstoffen (nicht EU) gewonnene Primärenergie (tausend t RÖE)	
	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018
Nutzung von Biomasse für Wärme und Elektrizität:												
Direkt für die Energieerzeugung genutzte Holzbiomasse aus Wäldern und sonstigen bewaldeten Flächen (Holzeinschlag usw.) ⁶¹	28.439	27.417	6.165	5.947	528	506	108	104	857	798	161	152
Rückstände und Nebenerzeugnisse der Holzindustrie usw. ⁶²	13.257	12.853	2.666	2.590	2.001	1.741	404	352	720	645	130	118
Gängige Kulturen für Biogas und Biobrennstoffe (Mais, Gras, Getreide, Zuckerrüben, Raps, Ölpalme) ⁶³	61.193	61.428	4.855	4.876	58	84	20	28	239	0	79	83
Energiepflanzen (Gräser usw.) und schnell wachsende Bäume (bitte angeben)	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A

⁶¹ Berechnungen des Thünen-Instituts für Internationale Waldwirtschaft und Forstökonomie.

⁶² Inkl. Schwarzlaube; Berechnungen des Thünen-Instituts für Internationale Waldwirtschaft und Forstökonomie.

⁶³ Berechnung auf Basis der nach BMWi (2019) 2017 und 2018 genutzten flüssigen Biomasse und Biogas, der Substratanteile laut BLE (2019) für flüssige Biomasse und DBFZ (2019b) für Biogas, Umwandlungsfaktoren nach BioGrace für flüssige Biomasse und NREAP für Biogas und Energie- und Wassergehalten nach BioGrace und NREAP.

	Menge einheimischer Rohstoffe (1000 m ³ für Forstwirtschaft; 1000 t _{FM} für Landwirtschaft)		aus einheimischen Rohstoffen gewonnene Primärenergie (tausend t RÖE)		Menge importierter Rohstoffe aus der EU (1000 m ³ für Forstwirtschaft; 1000 t _{FM} für Landwirtschaft)		aus importierten Rohstoffen (EU) gewonnene Primärenergie (tausend t RÖE)		Menge importierter Rohstoffe aus Nicht-EU-Ländern (1000 m ³ für Forstwirtschaft; 1000 t _{FM} für Landwirtschaft)		aus importierten Rohstoffen (nicht EU) gewonnene Primärenergie (tausend t RÖE)	
	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018
Nebenerzeugnisse der Landwirtschaft / verarbeitete Rückstände sowie Nebenerzeugnisse der Fischerei: Exkremate und Landschaftspflegegras für Biogas ⁶⁴	70.240	61.285	1.160	1.013	0	0	0	0	0	0	0	0
Biomasse aus Abfällen (Siedlungsabfälle, Industrieabfälle, Klärschlamm usw.), inkl. Klärgas und Deponiegas ⁶⁵	N/A	N/A	6.690	6.677	1.719	1.496	331	288	50	23	10	4
Sonstige ⁶⁶	695	675	154	150	108	94	24	21	3	1	1	0

⁶⁴ Berechnung auf Basis des nach BMWi (2019) 2017 und 2018 genutzten Biogas, der Substratanteile laut DBFZ (2019b) und der Umwandlungsfaktoren sowie der Energie- und Wassergehalte nach NREAP.

⁶⁵ Deponiegas, Klärgas, biogener Anteil des Abfalls, sonstige feste Biomasse (Nichtwälder inkl. Klärschlamm) nach BMWi (2019), holzige Biomasse aus Abfällen laut Thünen (2019) und auf Abfällen basierender Anteil des Biogas und der flüssigen Biomasse; Berechnung des Biogasanteils auf Basis des nach BMWi (2019) genutzten Biogases, der Substratanteile laut DBFZ (2019b) sowie Umwandlungsfaktoren, Energie- und Wassergehalten nach NREAP; Berechnung des Anteils flüssiger Biomasse auf Basis der laut BMWi (2019) genutzten flüssigen Biomasse, der Substratanteile laut BLE (2019), der Umwandlungsfaktoren nach BioGrace und der Energie- und Wassergehalten nach BioGrace und NREAP.

⁶⁶ Das in Biomasseanlagen eingesetzte Sortiment „Sonstige“ gemäß Joint Wood Energy Enquiry (Thünen 2019).

	Menge einheimischer Rohstoffe (1000 m ³ für Forstwirtschaft; 1000 t _{FM} für Landwirtschaft)		aus einheimischen Rohstoffen gewonnene Primärenergie (tausend t RÖE)		Menge importierter Rohstoffe aus der EU (1000 m ³ für Forstwirtschaft; 1000 t _{FM} für Landwirtschaft)		aus importierten Rohstoffen (EU) gewonnene Primärenergie (tausend t RÖE)		Menge importierter Rohstoffe aus Nicht-EU-Ländern (1000 m ³ für Forstwirtschaft; 1000 t _{FM} für Landwirtschaft)		aus importierten Rohstoffen (nicht EU) gewonnene Primärenergie (tausend t RÖE)	
	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018
Nutzung von Biomasse für den Verkehrssektor:												
Gängige Feldkulturen für Biokraftstoffe (Raps, Ölpalme, Soja, Mais, Getreide, Zuckerrübe, Zuckerrohr) ⁶⁷	1.736	1.434	482	398	3.217	3.068	772	712	2.458	2.722	652	732
Energiepflanzen (Gräser usw.) und schnell wachsende Bäume für Biokraftstoffe	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Sonstige (Abfälle, Reststoffe, v.a. UCO (used cooking oil)) ⁶⁸	N/A	N/A	190	230	N/A	N/A	362	408	N/A	N/A	242	388

⁶⁷ Berechnung auf Basis der in Deutschland 2017 und 2018 in Verkehr gebrachte und als nachhaltig zertifizierte Biokraftstoffe auf Basis gängiger Feldkulturen (BLE 2019), Umwandlungsfaktoren nach BioGrace und Energie- und Wassergehalte nach BioGrace und NREAP.

⁶⁸ Berechnung auf Basis der in Deutschland 2017 und 2018 in Verkehr gebrachte und als nachhaltig zertifizierte Biokraftstoffe auf Basis von Abfällen (BLE 2019) und Umwandlungsfaktoren nach BioGrace.

6.1. Biomasse für die Erzeugung von Wärme und Elektrizität

6.1.1 Holzbiomasse

Holzbiomasse insgesamt. Die Werte zu den genutzten Holzbiomassen nach Herkunft für das Jahr 2017 (in Tabelle 4) basieren auf Arbeiten des Thünen-Instituts u.a. im Zuge des Joint Wood Energy Enquiry (JWEE) (UNECE/FAO 2019), die für 2018 wurden vom Thünen-Institut auf Basis des Jahres 2017 unter Berücksichtigung der Gesamtentwicklung in den verschiedenen Verbrauchssektoren abgeleitet (Thünen 2019). Geringe Abweichungen zum in Kapitel 1 publizierten Mengengerüst ergeben sich insbesondere aufgrund unterschiedlicher Daten zum Laugeinsatz. Hier wird für die Zukunft eine Harmonisierung angestrebt.

In den Berichtsjahren 2017 und 2018 wurden insgesamt rund 59,4 Mio. m³ bzw. 57 Mio. m³ Holzbiomasse (inklusive Altholz) zur Bereitstellung von Strom und Wärme genutzt. Zum Vergleich betrug die energetische Holznutzung im Jahr 2005 30,3 Mio. m³ und stieg bis zum Jahr 2009 auf ca. 65 Mio. m³ an. Seitdem liegt die energetisch verwendete Holzmenge relativ gleichbleibend zwischen 65 bis 70 Mio. m³/a. Die Schwankungen sind auf verschiedene Faktoren, wie z. B. das Wetter und Änderungen bei den Preisen fossiler Energieträger, zurückzuführen.

Im- und Exporte. Die Relation von der Verwendung heimischer Holzbiomassen und Holzimporten wurde teilweise auf Basis des Gesamtholzaufkommens und -handels abgeleitet, was abweichend zu den ausschließlich energetisch verwendeten Hölzern sein kann. Der Grund hierfür ist, dass belastbare Zahlen zum Außenhandel energetisch genutzter Holzsegmente nur sehr eingeschränkt (z. B. ausschließlich für Holzpellets) vorliegen, was vorwiegend darauf zurückzuführen ist, dass die Außenhandelsstatistik nicht nach der Verwendungsart der Holzsortimente unterscheidet.

Der beim für JWEE angenommene Import holziger Biomasse (Waldholz, Industrie- restholz und Altholz etc.) für die energetische Nutzung lag 2017 insgesamt bei ca. 10 % und für 2018 etwas darunter bei etwa 9 %. Importe aus Nicht-EU-Ländern waren vergleichsweise gering, während Importe aus der EU insbesondere bei Rückständen und Nebenerzeugnissen der Holzindustrie (insbesondere Sägenebenprodukte und Holzpellets) und holzigen Abfällen mit jeweils 13 % im Jahr 2017 und 11 % und 12 % im Jahr 2018: einen relevanten Anteil der Rohstoffbasis bildeten. Nur ca. 5 % der direkt für die Energieerzeugung genutzten Holzbiomasse aus Wäldern und sonstigen bewaldeten Flächen basierten 2017 und 2018 auf Importen. Für verschiedene Holzbrennstoffe finden laut Branchenangaben auch Exporte statt.

Nutzung direkt für die Energieerzeugung verfügbarer Holzbiomasse

Die Nutzung der direkt für die Energieerzeugung verfügbaren Holzbiomasse (Waldholz, Gartenholz und Landschaftspflegeholz) lag in 2017 und 2018 gleichauf mit der energetischen Nutzung von indirekt verfügbaren Holzbiomasse (Rückstände und Ne-

benerzeugnisse der Holzindustrie, holzigen Biomasse aus Abfällen und sonstige holzige Biomasse).

Eine genaue Differenzierung nach Holzsortimenten erfolgt auf Basis des JWEE nicht. Mantau, Döring et al. (2018) nahmen für die Jahre 2014 bzw. 2016 solch eine Differenzierung vor und identifizierte als wichtigste Holzsortimente für die direkte energetische Nutzung Derbholz⁶⁹ (ca. 55 %; überwiegend zur Beheizung von Wohngebäuden eingesetzt), Waldrestholz⁷⁰ und Rinde (ca. 30 %; vorrangig zur Beheizung von Wohngebäuden und in Biomasseheiz(kraft)werken eingesetzt) und Rückstände aus der Landschaftsgestaltung und -pflege (10 %; überwiegend in Biomasseheiz(kraft)werken eingesetzt). Etwa 5 % waren sonstige Sortimente.

Die Einschätzungen der Verfügbarkeit von Holz zur direkten energetischen Nutzung (Derbholz, Waldrestholz und Rinde, Landschaftspflegeholz) schwanken sehr stark und sind abhängig von den beachteten technischen, ökonomischen und ökologischen Restriktionen. Außerdem müssen das Aufkommen und Verwendungsmöglichkeiten von Kalamitätsholz in die Bewertung mit einbezogen werden.

Holz aus Kurzumtriebsplantagen (KUP) trug auch 2017 und 2018 nur zu einem sehr kleinen Anteil zur Bereitstellung von Holzbiomasse zur energetischen Nutzung bei und wird aufgrund der geringen Mengen im JWEE nicht gesondert ausgewiesen.

Nutzung indirekt verfügbarer Holzbiomasse

Unter dieser Biomasse-Kategorie werden in der JWEE-Systematik und gemäß EU-Statistikverordnung feste Rückstände der Holzindustrie, die vor allem in der Industrie, aber auch der Energiewirtschaft und dem privaten Bereich zur Bereitstellung von Strom und Wärme genutzt werden, und Laugen, die ausschließlich in der Industrie zur anteiligen betrieblichen Energieversorgung genutzt werden, subsumiert. Im Jahr 2017 machten Schwarzlauge ca. 30 %, Rinden und Hackschnitzel/Späne jeweils knapp 25 % und Holzreste etwas mehr 20 % der Energienutzung mittels Rückständen und Nebenerzeugnissen der Holzindustrie aus (UNECE/FAO 2019).

Nutzung holzige Biomasse aus Abfällen

Die energetische Nutzung holziger Siedlungs- und Industrieabfälle hatte 2017 einen Umfang von ca. 2,5 Mio. t RÖE, im Jahr 2018 waren es ca. 2,4 Mio. t RÖE (Thünen 2019). Altholzimporte hatten dabei einen Anteil von etwa 13 %.

⁶⁹ Derbholz: im Wesentlichen Holz, dessen Durchmesser > 7 cm ist.

⁷⁰ Waldrestholz: im Wesentlichen Holz, dessen Durchmesser < 7 cm ist, zuzüglich aussortiertem Derbholz.

6.1.2 Biomasse von Agrarflächen

Zur Bereitstellung von Wärme und Elektrizität wurde Biomasse von Agrarflächen im Berichtszeitraum zu 98% als Substrat für die Biogasproduktion, zu ca. 2% zur Erzeugung von Pflanzenöl und in sehr geringen Mengen zur Bereitstellung von Festbrennstoffen genutzt. Die Angaben in Tabelle 4 zur Nutzung gängiger Kulturen für Biogas und Biobrennstoffe leiten sich aus den AGEE-Stat Daten des in 2017 und 2018 genutzten Biogases und der flüssigen Biomasse ab (BMW 2019), wobei diese für Biogas mit den Anteilen des Substratinputs (DBFZ 2019a) und für flüssige Biomasse mit den Anteilen der genutzten Rohstoffe und Rohstoffimporten (BLE 2018, BLE 2019) verrechnet wurden. Der Import von Biogas-Substrat konnte auf Basis der verfügbaren Daten nicht ausgewiesen werden, insgesamt ist jedoch nur von einem sehr geringen Umfang von Importen von z.B. Maissilage in Grenznähe auszugehen (AFC 2016).

Zur Erzeugung von Biogas

Das Gros der Energiegewinnung für Wärme und Elektrizität aus Biogas basiert auf nachwachsenden Rohstoffen. Insgesamt wurden im Berichtszeitraum, bezogen auf den Energiegehalt des Substrateinsatzes, ca. 75-77 % des Biogases durch Vergärung gängiger nachwachsender Rohstoffe (NawaRo) gewonnen (DBFZ 2019a, DBFZ 2017). In den Jahren 2017 und 2018 wurden jeweils rund 61 Mio. t Frischmasse (t_{FM}) Biomasse von Agrarflächen zur Biogasproduktion und dessen Nutzung zur Erzeugung von Wärme und Elektrizität eingesetzt (Tabelle 4). Den größten energiebezogenen Beitrag unter den NawaRo lieferte mit etwa 72-75 % Maissilage. Mit weitem Abstand folgten u.a. Grassilage mit etwa 10-12 %, Getreidekorn und Getreide-Ganzpflanzensilage mit zusammengefasst ca. 9-10 % und Zuckerrüben mit ca. 4% (DBFZ 2019a). Andere Kulturen wie Zwischenfrüchte (ca. 1 %) und spezielle Energiepflanzen wie z.B. Hirsen, durchwachsene Silphie und Wildkräutermischungen (in Summe ca. 1%) hatten auch im Berichtszeitraum 2017 und 2018 nur eine sehr geringe Relevanz.

Zur Erzeugung von flüssigen Biobrennstoffen

Flüssige Biobrennstoffe werden fast ausschließlich in Blockheizkraftwerken unterschiedlicher Größe zur gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung genutzt (DBFZ 2015b). Anders als in den vorherigen Berichtszeiträumen trug Biodiesel in relevantem Umfang zu den flüssigen Biobrennstoffen bei und stieg 2017 auf rund 21 % (BLE 2018). Pflanzenöl machte aber mit 79 % weiter den größten Anteil der für die Strom- und Wärmeerzeugung eingesetzten flüssigen Biobrennstoffe aus, wovon mit 69 % im Jahr 2017 und 71 % im Jahr 2018 Palmöl den größten Anteil ausmachte, gefolgt von Rapsöl mit 31 % im Jahr 2017 und 24 % im Jahr 2018 (BLE 2018, BLE 2019). Im Vergleich zur Verwendung von Pflanzenöl im Kraftstoffsektor ist die in stationären Energieanlagen eingesetzte Menge sehr gering.

Zur Bereitstellung von Festbrennstoffen

Kulturen, die ausschließlich zur Bereitstellung von Wärme und Strom genutzt werden, wurden bisher nicht in nennenswertem Umfang angebaut. An verschiedenen Ackerstandorten werden u. a. Weiden und Pappeln im Kurzumtrieb (vgl. Kapitel 6.1.1) und Miscanthus für die Produktion von Festbrennstoffen angebaut. Der Anteil der Nutzung von Heu und speziellen Energiegräsern an der Bereitstellung von Wärme und Strom ist noch sehr gering und auch nur mit großen Unsicherheiten bestimmbar. Daher sind derzeit keine Angaben in Tabelle 4 möglich.

Die Abschätzung der Verfügbarkeit von Biomasse von Agrarflächen für die Wärme- und Stromproduktion ist in erster Linie eine Frage der verfügbaren Landfläche, der Entwicklung der Nutzungskonkurrenzen, insbesondere für die Ernährung und Futtermittelproduktion und der Folgen für die Biodiversität, die im Rahmen des Fortschrittsberichts nicht beantwortet werden.

6.1.3 Nebenerzeugnisse und Reststoffe aus der Landwirtschaft und Fischerei

Die in Tabelle 4 aufgeführte Nutzung von Nebenerzeugnissen und Reststoffen aus der Landwirtschaft und Fischerei spiegelt die Nutzung als Biogassubstrat wider. Die Berechnung dafür erfolgte analog der in Kapitel 6.1.2 beschriebenen Methode. Die Nutzung von Nebenerzeugnissen und Reststoffen aus der Landwirtschaft und Fischerei als Festbrennstoffe konnte nicht gesondert ausgewiesen werden und ist in den Abfällen enthalten, macht dort aber weniger als 1 % aus.

Zur Erzeugung von Biogas

Der maßgebliche Beitrag in diesem Segment entfällt auf Wirtschaftsdünger, der tierische Exkremente in Form von Gülle und Festmist umfasst. In den Jahren 2017 und 2018 wurden etwa 16-18 % des gesamten erzeugten Biogases aus Wirtschaftsdünger gewonnen (DBFZ 2019a). Rindergülle macht fast die Hälfte aus, gefolgt von Rinderfestmist, Schweinegülle, Geflügelmist, Hühnertrockenkot und Schweinefestmist (DBFZ 2017). Landschaftspflegematerial trägt zu etwa 0,5 % zu der gesamten Wärme- und Strombereitstellung auf Basis von Biogas bei (DBFZ 2017). Zum Einsatz von Ernterückständen (Stroh, Rübenblätter, etc.) in Biogasanlagen liegen keine detaillierten Daten vor. Aktuell wird ca. 1/3 des anfallenden Wirtschaftsdüngers zur Produktion von Biogas eingesetzt (Scholwin, Grope et al. 2018). Die Verfügbarkeit von Wirtschaftsdüngern zur energetischen Nutzung ist somit als höher anzusehen, hängt jedoch neben Tierhaltungszahl und -form auch von gesellschaftlichen Entwicklungen sowie technischen und ökonomischen Restriktionen ab.

Zur Bereitstellung von Festbrennstoffen

Stroh wird neben dem Einsatz in Biogasanlagen zur direkten Bereitstellung von Strom und v.a. Wärme genutzt (DBFZ 2015b), in Form einer kommerziellen, groß-

technischen Anlage und rund 100 kleineren Anlagen zum Heizen mit Stroh oder Strohpellets (FNR 2015b). Der gesamte Umfang dieser Strohnutzung ist gering und nur teilweise statistisch erfasst. In Tabelle 4 ist Stroh unter „Sonstige Abfälle und landwirtschaftliche Reststoffe (feste Biomasse, Nichthölzer)“ subsumiert. Stroh ist unter den landwirtschaftlichen Reststoffen die Biomasse mit der mengenmäßig größten Relevanz, deren Verfügbarkeit jedoch stark von alternativen Möglichkeiten, ausgeglichene Humusbilanzen zu gewährleisten abhängt.

6.1.4 Biomasse aus Abfällen

Abfallbiomasse wurde im Berichtszeitraum u.a. zu Biogas vergärt, in Feuerungsanlagen verwertet und als Ausgangsstoff für die Kraftstoffbereitstellung verwendet (vgl. Kapitel 6.2). Die Verbrennung von biogenen Abfällen, sowohl in Reinform (z. B. Althölzer, vgl. Kapitel 6.1.1) als auch als Stoffgemisch (z. B. Hausmüll), hat dabei mit Abstand die größte Bedeutung. In Tabelle 4 sind die zur Strom- und Wärmeproduktion eingesetzten Biomassen (biogene Abfälle aus Haushalten, Industrie, Gewerbe und Landwirtschaft, Klärschlamm, Klärgas und Deponiegas), die mit Hilfe von AGEE-Stat Daten (DBFZ 2019a, BLE 2018, BLE 2019) und (Thünen 2019) abgeleitet wurden, dargestellt.

Die **Erzeugung von Biogas** zur Nutzung für die Strom- und Wärmeproduktion basierte im Berichtszeitraum zu je ca. 3-4 % auf kommunalem Bioabfall und Reststoffen aus Industrie, Gewerbe und Landwirtschaft (DBFZ 2019a).

Neben Pflanzenölen kann zur Strom- und Wärmeproduktion auch **flüssige Abfallbiomasse** eingesetzt werden. Im Berichtszeitraum 2017 und 2018 wurden laut BLE keine Altspeisefette und -öle (sog. Used cooking oil, UCO) als Biobrennstoff eingesetzt für die Nachhaltigkeitszertifikate vergeben wurden (BLE 2018, BLE 2019).

Die Primärenergiebereitstellung aus dem **biogenen Anteil des Abfalls**, der im Wesentlichen in Müllverbrennungsanlagen eingesetzt wurde, betrug im Jahr 2017 insgesamt 3.217 kt RÖE und 2018 etwa 3.102 kt RÖE.

Die **Nutzung holziger Biomassen aus Abfällen** (Altholz) ist in Kapitel 6.1.1 beschrieben.

Durch biogene Abfälle, die in der Vergangenheit auf Deponien abgelagert wurden, entsteht energetisch nutzbares **Deponiegas**, welches im Wesentlichen verstromt wird. Aufgrund des Deponierungsverbots unbehandelter Restabfälle, das in Deutschland seit 2005 gilt, sinkt die Verfügbarkeit von Deponiegas weiter. Die entsprechende Primärenergiebereitstellung (Strom und Wärme) belief sich 2017 auf insgesamt 132 kt RÖE und reduzierte sich in 2018 auf 123 kt RÖE.

Die Primärenergiebereitstellung für Strom und Wärme auf Basis von **Klärgas** betrug 2017 etwa 460 kt RÖE und 2018 rund 493kt RÖE.

6.2. Biomasse für den Verkehrssektor

Die Daten zur Nutzung von Biomasse für den Verkehrssektor in Tabelle 4 wurden aus den Angaben des Evaluations- und Erfahrungsberichts der BLE zur Nutzung von Biokraftstoffen, eingesetzten Rohstoffen und Herkunft der Rohstoffe (BLE 2018, BLE 2019) sowie Umrechnungsfaktoren des NREAP und BioGrace abgeleitet. Dabei wurde angenommen, dass in Deutschland in den Jahren 2017 und 2018 keine Biokraftstoffe ohne Zertifizierung der Einhaltung der Nachhaltigkeitskriterien genutzt wurden (siehe dazu Kapitel 13). Aufgrund der starken internationalen Verflechtungen im Biokraftstoffsektor wird insbesondere hier auf Abschätzungen der Verfügbarkeit verzichtet.

6.2.1 Gängige Feldkulturen

Der dominante inländische Rohstoff für den in Deutschland auf die THG-Quote angerechneten Biokraftstoff auf Basis von Feldkulturen war Raps mit einer jährlichen Einsatzmenge von ca. 1,0 Mio. t_{FM} im Jahr 2017 und rund 0,9 Mio. t_{FM} im Jahr 2018. Weitere einheimische Rohstoffe waren verschiedene Getreidearten (zusammen ca. 603 kt_{FM} im Jahr 2017 und 490 kt_{FM} im Jahr 2018) und Zuckerrüben (ca. 90 kt_{FM} im Jahr 2017 und 83 kt_{FM} 2018) für das in Deutschland genutzte Bioethanol.

Auch unter den Importen aus EU-Ländern nahmen Getreide (ca. 1.126 kt_{FM} in 2017, ca. 1.227 kt_{FM} in 2018), Mais (ca. 1.014 kt_{FM} in 2017 und ca. 950 kt_{FM} in 2018), Raps (ca. 930 kt_{FM} in 2017 und 700 kt_{FM} in 2018) und Zuckerrüben (ca. 34 kt_{FM} in 2017, ca. 64 kt_{FM} in 2018) die größten Anteile der Rohstoffe ein. Die Importe aus Drittstaaten machten v.a. Palmöl (ca. 1.433 kt_{FM} in 2017, ca. 1.376 kt_{FM} in 2018), Mais (ca. 726 kt_{FM} in 2017, ca. 904 kt_{FM} in 2018) und Zuckerrohr (ca. 261 kt_{FM} in 2017, ca. 124 kt_{FM} in 2018) aus. Das als Kraftstoff verwendete Biomethan wurde im Berichtszeitraum ausschließlich auf Basis von Abfällen und Reststoffen hergestellt (BLE 2018, BLE 2019). Abfall- und Reststoffe wie Altspeisefette werden unter 6.2.3 betrachtet.

6.2.2 Energiepflanzen

Aus alternativen, mehrjährigen Energiepflanzen (sog. „dedicated bioenergy crops“) wie Gräsern oder schnellwachsenden Bäumen, wurden im kommerziellen Maßstab in Deutschland bisher keine Biokraftstoffe produziert.

6.2.3 Abfälle und Reststoffe

Eine differenzierte Darstellung der Abfälle und Reststoffe, die zur Herstellung der in Deutschland in Verkehr gebrachten Biokraftstoffe eingesetzt wurden, findet sich in Kapitel 8. Altspeiseöle und -fette machten dabei 2017 und 2018 rund 81 % der Rohstoffbasis für Biokraftstoffe aus Abfällen und Reststoffen aus, wovon größere Mengen aus anderen EU-Ländern und Drittländern importiert wurden (BLE 2018, BLE 2019). Die Produktion von Biomethan zur Nutzung im Verkehr basierte im Berichts-

zeitraum zum überwiegenden Teil auf Schlempe aus der Alkoholdestillation und in deutlich geringerem Umfang auf aus Abfällen bei der Zuckerherstellung, Biotonnenabfällen, Gülle, Klärschlamm sowie 2018 auch auf eine geringe Menge an Silomais. Der Hauptteil der Rohstoffe stammte im Berichtszeitraum aus Deutschland (BLE 2018, BLE 2019).

7 BITTE MACHEN SIE ANGABEN ZU ETWAIGEN ÄNDERUNGEN DER ROHSTOFFPREISE UND DER FLÄCHENNUTZUNG IN IHREM MITGLIEDSTAAT IN DEN VERGANGENEN 2 JAHREN, DIE AUF DIE VERSTÄRKTE NUTZUNG DER BIOMASSE UND ANDERER FORMEN VON ENERGIE AUS ERNEUERBAREN QUELLEN ZURÜCKZUFÜHREN SIND. BITTE NENNEN SIE DIE ENTSPRECHENDEN UNTERLAGEN ZU DIESEN AUSWIRKUNGEN, SOWEIT SOLCHE VORLIEGEN.

(Artikel 22 Abs. 1 Buchstabe h der Richtlinie 2009/28/EG)

7.1. Flächennutzung durch erneuerbare Energien

Flächen zur Erzeugung regenerativer Energien werden vor allem für den Anbau von Biomasse für die energetische Nutzung beansprucht und in wesentlich geringerem Umfang für Photovoltaikfreiflächenanlagen gefolgt von Windenergieanlagen. Anlagen zur Nutzung von Geothermie und Wasserkraft (außer Speicher und Talsperren) sind in ihrer Flächenbelegung nicht bedeutsam.

7.1.1 Bioenergie

Die Angaben zur Flächeninanspruchnahme durch Bioenergie in Tabelle 4a beziehen sich auf die Ackerflächen in Deutschland, die zur einheimischen Produktion von Bioenergeträgern genutzt wurden. Angaben zur Inanspruchnahme von Waldflächen für Bioenergie können anhand der aktuellen Datenbasis nicht gemacht werden.

Da zum Zeitpunkt des Anbaus die spätere Verwendung oft noch nicht feststeht, wird in den amtlichen Statistiken nicht zwischen dem Anbau für Nahrungs- oder Futtermittel und für die energetische Nutzung unterschieden. Infolgedessen sind für Angaben zur Flächennutzung für Bioenergie entsprechende Annahmen notwendig. Hier werden die Daten der (FNR 2019a) genutzt, die aus den für die einzelnen Früchte genutzten Flächen, Nettohandelsbilanzen und dem Rohstoffbedarf für die verschiedenen Anwendungen die Flächennutzung für die einheimische Produktion der einzelnen Bioenergeträger ableitet (AFC 2016). Die so ermittelten Flächen sind somit als rechnerische Größen zu verstehen, die die zur inländischen Produktion von z.B. Biokraftstoffen nötige Ackerfläche in Deutschland abschätzen. Entsprechend können sich Unterschiede zu dem Umfang der Flächen ergeben, die mit der inländischen Nutzung von Biokraftstoffen in Zusammenhang stehen, wie sie aus den BLE-Ergebnissen ableitbar sind (BLE 2018).

Die tatsächliche in Deutschland genutzte Fläche für Bioenergie-Anwendungen in Deutschland und dem Ausland ist auf der aktuellen Datenbasis nicht exakt ermittelbar. Auch die mit den importierten Bioenergieprodukten und -rohstoffen in Verbindung stehende Flächeninanspruchnahme wurde im Folgenden nicht betrachtet, kann in einigen Anwendungen aber einen erheblichen Anteil einnehmen.

Die Flächeninanspruchnahme des Energiepflanzenanbaus belief sich im Berichtszeitraum auf insgesamt ca. 2,2 Mio. ha. Der Rückgang um ca. 9% im Vergleich zum vor-

herigen Berichtszeitraum ist v.a. auf den Rückgang der Flächennutzung für Raps zur Biokraftstoffproduktion zurückzuführen. Den weitaus größten Flächenanteil des Energiepflanzenanbaus nahm weiterhin der Anbau von Mais ein (Körnermais für die Bioethanolproduktion und v.a. Silomais für die Biogasgewinnung).

Tabelle 4a: Für den einheimischen Energiepflanzenanbau genutzte landwirtschaftliche Flächen

Flächennutzung	Fläche (in ha)					Fläche (in ha)	
	2012	2013	2014	2015	2016	2017*	2018**
1. für gängige Feldkulturen gesamt	2.148.000	2.055.000	2.340.200	2.382.000	2.371.800	2.163.600	2.149.300
darunter:							
Raps für Biodiesel und Rapsöl	786.000	614.000	799.000	805.000	720.000	598.000	560.000
Pflanzen für Bioethanol	200.300	172.700	187.500	237.400	258.900	248.900	246.100
Pflanzen für Biogas	1.161.700	1.268.300	1.353.700	1.339.600	1.392.900	1.316.700	1.343.200
Darunter							
Mais(silage)	834.000	848.000	877.000	872.000	911.000	838.000	866.000
Ganzpflanzen(silage)	153.000	162.000	199.000	178.000	192.000	194.000	194.000
2. für andere Energiepflanzen	2.600	3.300	4.900	4.900	5.300	6.400	7.600
Darunter							
Silphie (für Biogas)	100	300	400	400	800	1.900	3.000
Miscanthus (Festbrennstoff)	2.500	3.000	4.500	4.500	4.500	4.500	4.600
3. für schnell wachsende Bäume (KUP)	5.000	6.000	6.000	6.630	6.630	6.630	6.630
Energetische Nutzung gesamt	2.155.600	2.064.300	2.351.100	2.393.530	2.383.730	2.176.630	2.163.530

* vorläufige Werte, ** geschätzte Werte

Quelle: (FNR 2019a)

Der aus Tabelle 4a ersichtliche deutliche Rückgang der Flächeninanspruchnahme für Raps zur Herstellung von Biokraftstoffen korrespondiert mit dem festgestellten rückläufigen Trend der Nutzung von Biokraftstoffen auf Basis von Raps insgesamt (BLE 2019). Auch der Rückgang der Zuckerrübenutzung für die Bioethanolproduktion spiegelt sich in den Daten zur Flächeninanspruchnahme wider, was in Tabelle 4a jedoch nicht sichtbar ist, da Getreide bei der Herstellung von Bioethanol dominiert (2018 wurden laut FNR (2019a) 205.000 ha für Getreide und 21.000 ha für Zuckerrüben für die Bioethanolherstellung genutzt). Die Flächeninanspruchnahme für Getreide für Bioethanol stieg bis 2016 an und blieb dann relativ konstant. Auch die Flä-

chennutzung von Körnermais für die Bioethanolherstellung blieb in den letzten Jahren konstant. Auf die Art und Herkunft der in Deutschland genutzten Biokraftstoffe wird in Kapitel 14.2.1 näher eingegangen, auf die ökologischen Auswirkungen in Kapitel 9.

Die Fläche für die Erzeugung von Substraten für die Biogasgewinnung blieb nach dem starken Anstieg bis 2012 (2009 waren es noch 530.000 ha, 2012 bereits 1.161.700 ha) und einem moderaten Anstieg bis 2014 (1.354.100 ha) seitdem relativ konstant bei 1,3 bis 1,4 Mio ha (AFC 2016, FNR 2019a). Unter den Biogassubstraten belegt Maissilage mit etwa 999.000 ha auch im Jahr 2018 die mit Abstand größte Fläche. Um die Nutzung von Mais als Biogassubstrat zu begrenzen, wurden für eine EEG Förderung seit dem EEG 2012 die zulässigen Anteile gekürzt („Maisdeckel“). Demnach sinkt der zulässige Einsatz pro Biogasanlage (gilt für Getreidekorn und Ganzpflanzenmais, Maiskorn-Spindel-Gemisch, Körnermais und Lieschkolbenschrot) schrittweise von 50 % in 2017 auf 44 % in 2021 ab. Die Anbaufläche von Silphie verachtachte sich seit 2015 auf 3.000 ha in 2018, trägt aber weiterhin nur marginal zur Bereitstellung von Biogassubstrat bei.

Für die Anbaufläche anderer „dedicated bioenergy crops“ (alternative, mehrjährige Energiepflanzen), wie schnellwachsende Hölzer in Kurzumtriebsplantagen (KUP) oder Miscanthus zum Einsatz als Festbrennstoff, wurden keine Änderungen dokumentiert. Insgesamt machten die „dedicated bioenergy crops“ KUP, Miscanthus und Silphie damit trotz des starken Anstiegs der Silphie-Fläche 2018 nur ca. 0,7% der gesamten Anbaufläche für die energetische Nutzung aus.

Umweltauswirkungen. In Regionen, in denen hohe Viehbestände mit einer hohen Biogasanlagendichte zusammenfallen, besteht die Problematik besonders hoher Nährstoffüberschüsse durch das hohe Aufkommen an organischen Düngemitteln (Wirtschaftsdünger und NawaRo-Gärreste). Dadurch wächst das Risiko von gasförmigen Nährstoffverlusten und Nitratauswaschung. Zudem ist die Erosionsgefahr durch den späten Bestandesschluss bei Mais erhöht. Mit hohen Maisanteilen in der Fruchtfolge sind in der Praxis häufig Belastungen der Luft mit Ammoniak und des Grundwassers mit Nitrat, sowie eine negative Humusbilanz, Schädlingsausfälle (vor allem durch Maiszünsler und Maiswurzelbohrer), eine Verarmung der agrarischen Biodiversität und eine Beeinträchtigung der landschaftlichen Ästhetik verbunden (BfN 2010b, TAB 2010, KLU 2013, MLNiedersachsen 2014). In einigen Gebieten in Niedersachsen mit hoher Biogas- und Viehdichte führte der großflächige Maisanbau für die Biogasproduktion und die Tierhaltung dazu, dass der Mais in einigen Gemeinden deutlich über 50 % der Ackerfläche einnimmt (MLNiedersachsen 2014, DMK 2018).

Grünlandnutzung und Nutzungsintensivierung. Aufgrund der Nachfrage nach Biomasse für die energetische Nutzung hat Grünland als Substratlieferant für die Biogasgewinnung an Bedeutung gewonnen. Damit kann eine Nutzungsintensivierung des Grünlandes einher gehen, durch die das Grünland qualitativ beeinflusst werden und seine Wertigkeit für die biologische Vielfalt verlieren kann. Da der Umbruch von

Grünland mit hohen CO₂-Emissionen infolge des Humusabbaus verbunden ist, unterliegt ein möglicher – und kompensationspflichtiger - Grünlandumbruch einem restriktiven Genehmigungsvorbehalt durch die zuständigen Landesbehörden. Umweltsensibles Dauergrünland in FFH-Gebieten unterliegt einem vollständigen Umbruchverbot. In 2013 wurden in Deutschland ca. 4,62 Mio. ha als Dauergrünland genutzt (Destatis 2015). Dies entsprach einem Grünlandanteil an der landwirtschaftlichen Fläche von knapp 28 %. Als Reaktion auf den zunehmenden Grünlandumbruch kam es im Rahmen der Gemeinsamen Agrarpolitik zu entsprechenden Verboten der Umnutzung (Pflug- und Umbruchverbot), sodass der Anteil von Dauergrünland an der landwirtschaftlichen Fläche relativ konstant blieb und auch 2018 rund 28% betrug (Destatis 2018a). Jedoch deuten die Entwicklungstendenzen der Grünlandbiotope darauf hin, dass der Anteil des intensiv genutzten Grünlands am Dauergrünland zunimmt (BfN 2017). Auch Schnitthäufigkeiten, Düngemiteleinsatz und Erntemengen deuten auf eine Intensivierung hin. (Die Erntemengen von Dauergrünland haben im Zeitraum 2010-2014 von 28,5 Mio. t auf 32,4 Mio. t (+ 14 %) zugenommen (Destatis 2015).)

Biodiversität. Negative Auswirkungen auf die Biodiversität haben die Nutzungsentensivierungen und der Verlust von landwirtschaftlichen Mikrostrukturen wie Hecken, nicht bewirtschaftete Feldraine und andere Grenzflächen. Zusätzlich sind Auswirkungen auf die Teilnahme an Agrarumweltmaßnahmen und die Erschwerung der Ausweisung und den Erhalt von Naturschutzflächen infolge des gestiegenen Flächen-drucks möglich. Daher werden die Förderkonditionen der Agrarumweltmaßnahmen in der Gemeinschaftsaufgabe „Verbesserung der Agrarstruktur und des Küstenschutzes“ möglichst attraktiv ausgestaltet, aber der Erfolg dieser Maßnahmen hängt ganz wesentlich davon ab, wie sie von den Landwirten in Anspruch genommen, d.h. aus einem Straus von Maßnahmen ausgewählt werden. Das wiederum hängt nicht nur von einer ausreichenden Förderung als Grundbedingung ab, sondern auch von anderen Bedingungen, z.B. von möglichen Restriktionen/Strafen bei nicht ordnungsgemäßer Umsetzung.

Wassermenge. Bisher gibt es keine Hinweise darauf, dass in Deutschland die Verfügbarkeit von Wasser durch den Anbau von Energiepflanzen negativ beeinträchtigt wird. Die Kulturen unterscheiden sich aber stark im Hinblick auf ihren Wasserbedarf. Für Pappeln und Weiden in KUP wurde berichtet, dass sie lokal zu verringerten Grundwasserneubildungsraten führen können (Richter, Jansen et al. 2014).

Wasserqualität. Nur ca. 7% der Fließgewässer und 26% der Seen in Deutschland erfüllten 2015 die Zielvorgaben der Wasserrahmenrichtlinie und waren in einem „guten Zustand“ (UBA 2017). Die Landwirtschaft ist wegen Nitrat- und Phosphoreinträ-

gen und tiefgreifenden Veränderungen der Hydromorphologie einer der Hauptverursacher für die Nichterreichung des „guten Zustands“. Auch zur Überschreitung des Nitratgrenzwertes von 50 mg/l im oberen Grundwasser an 28% der Messstellen des Belastungsmessnetzes⁷¹ trägt die Landwirtschaft maßgeblich bei (BMUB and BMEL 2017). Auch die zusätzlichen Nährstoffeinträge durch NawaRo-Gärreste verstärken das Problem.

Bodenqualität. Der Anbau nachwachsender Rohstoffe, welche unter anderem für die Bioenergieproduktion verwendet werden, kann sich folgendermaßen auf die Bodenqualität auswirken:

- Veränderung des Gehalts an organischer Bodensubstanz infolge veränderte Fruchtfolgen, Landnutzungen und Bewirtschaftungsintensitäten,
- Erhöhung des Erosionsrisikos durch Wind und Wasser,
- Erhöhung des Risikos der Schadverdichtung.

Eine flächendeckende Untersuchung zur Entwicklung des ökologischen Zustands der Böden der landwirtschaftlich genutzten Flächen in Deutschland liegt nicht vor, so dass keine abschließenden Aussagen über die Auswirkungen der Bioenergieproduktion auf die Bodenqualität möglich sind.

7.1.2 Photovoltaik

Die Flächeninanspruchnahme pro Megawatt neu in Betrieb gehender PV-Freiflächenanlagen hat sich infolge von Effizienzsteigerungen in der Modultechnologie sowie einer flächenoptimierten Anlagenauslegung in den vergangenen Jahren kontinuierlich verringert. Bei Inbetriebnahmen bis einschließlich 2010 wurden gemittelt rund 3,56 ha/MW beansprucht (ZSW, IWES et al. 2014). Freiflächenanlagen mit Inbetriebnahme in 2011 benötigten noch ca. 2,5 ha/MW. 2018 wurde schließlich ein Durchschnittswert von 1,34 ha/MW erreicht (ZSW, bosch&partner 2019).

Bis einschließlich dem Inbetriebnahmejahr 2018 wurden in Summe ca. 29.300 ha durch PV-Freiflächenanlagen beansprucht. Hiervon entfallen ca. 17.940 ha auf Konversionsflächen/versiegelte Flächen/Gewerbegebiete, ca. 3.840 ha auf Seitenflächen von Verkehrsanlagen und ca. 7.470 ha auf Ackerflächen. Da es sich bei den Seitenflächen von Verkehrsanlagen zumeist um ehemaligen Ackerflächen handelt, sind insgesamt landwirtschaftliche Flächen von rund 11.000 ha mit PV-Freiflächenanlagen belegt. Gemessen an insgesamt 18,2 Mio. Hektar landwirtschaftlicher Fläche in

⁷¹ Datenbasis (Berichtszeitraum 2012 bis 2014): 697 Messstellen des „Teilmessnetz Landwirtschaft“ innerhalb des neu konzipierten EU-Nitratmessnetzes, in deren Einzugsgebiet die Nutzungseinflüsse von Acker, Grünland und Sonderkulturen auf die Grundwassermessstellen dominieren.

Deutschland beläuft sich der Anteil der von PV-Freiflächenanlagen belegten Landwirtschaftsfläche auf 0,07 % (ZSW, bosch&partner 2019).

Laut EEG 2017 können die Bundesländer individuell durch Rechtsverordnung festlegen, ob und wieviel Ackerland und/oder Grünlandflächen in benachteiligten Gebieten für die Ausschreibungen für PV-Freiflächenanlagen in Betracht kommen sollen (Länderöffnungsklausel nach § 37 c EEG 2017). Solche Freiflächenöffnungsverordnungen sind derzeit in Bayern (bis zu 70 Anlagen/Jahr), Baden-Württemberg (bis zu 100 MW/Jahr, Evaluierung bis Ende 2022), Hessen (bis zu 35 MW/Jahr bis Ende 2025), Rheinland-Pfalz (bis zu 50 MW/Jahr), ausschließlich auf Grünlandflächen in benachteiligten Gebieten, bis Ende 2021) und dem Saarland (bis zu 100 MW bis Ende 2022) in Kraft (ZSW, bosch&partner 2019).

7.1.3 Onshore Windenergie

Aufgrund der vergleichsweise geringen Bedeutung der Flächeninanspruchnahme durch Windenergieanlagen wurde dieser Wert in Deutschland bislang nicht erfasst. Ausgehend von einem groben Schätzwert von rund 0,2 ha⁷² versiegelter Bodenfläche je Windenergieanlage kann für Ende 2018 angenommen werden, dass rund 5.850 ha⁷³ durch Windenergieanlagen versiegelt wurden. Zusätzlich berücksichtigt werden muss die Flächeninanspruchnahme, die durch ergänzende Infrastruktur wie bspw. Zuwegung und Stellplatzflächen eintritt. Dies gilt insbesondere für die Nutzung von Waldflächen für Windenergieanlagen. Insgesamt ist die Fläche, die durch Windenergieanlagen dauerhaft einer anderweitigen Nutzung entzogen wird, vergleichsweise gering.

7.2. Preisentwicklung

In den folgenden Unterkapiteln werden die Pacht- und Bodenpreise sowie die Preisentwicklungen der für die Erzeugung von Bioenergie in Deutschland relevanten Rohstoffe dargestellt, die nur teilweise auf die Bioenergienutzung zurückzuführen sind.

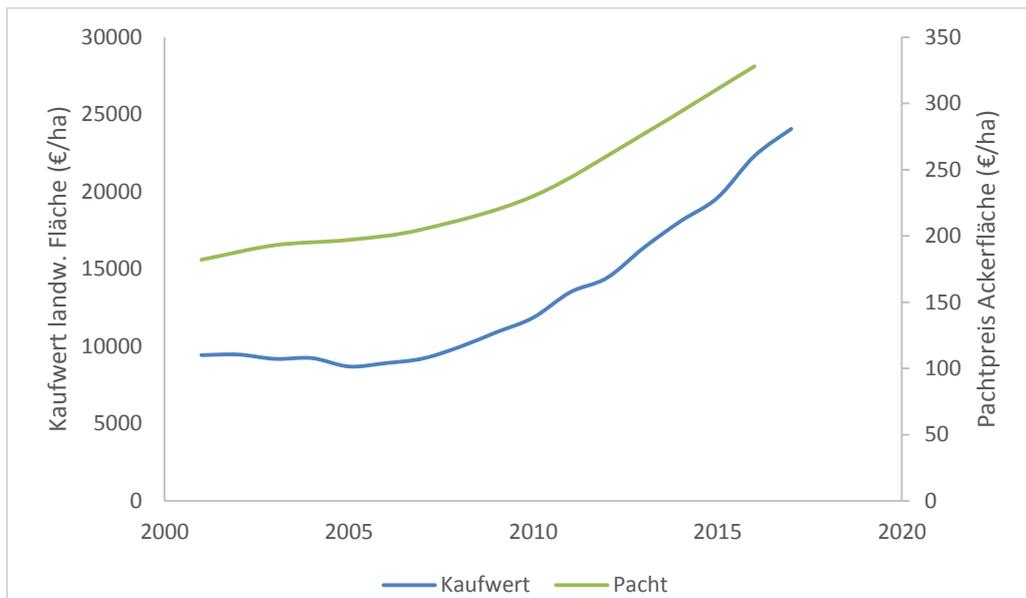
7.2.1 Pacht- und Bodenpreise

Seit einigen Jahren ist ein starker Anstieg der Kauf- und Pachtpreise für Flächen der landwirtschaftlichen Nutzung zu verzeichnen. Der Kaufwert stieg von 2007 bis 2017 um rund 160%, der Pachtpreis bis 2016 um 60% (Destatis 2017, Destatis 2018b).

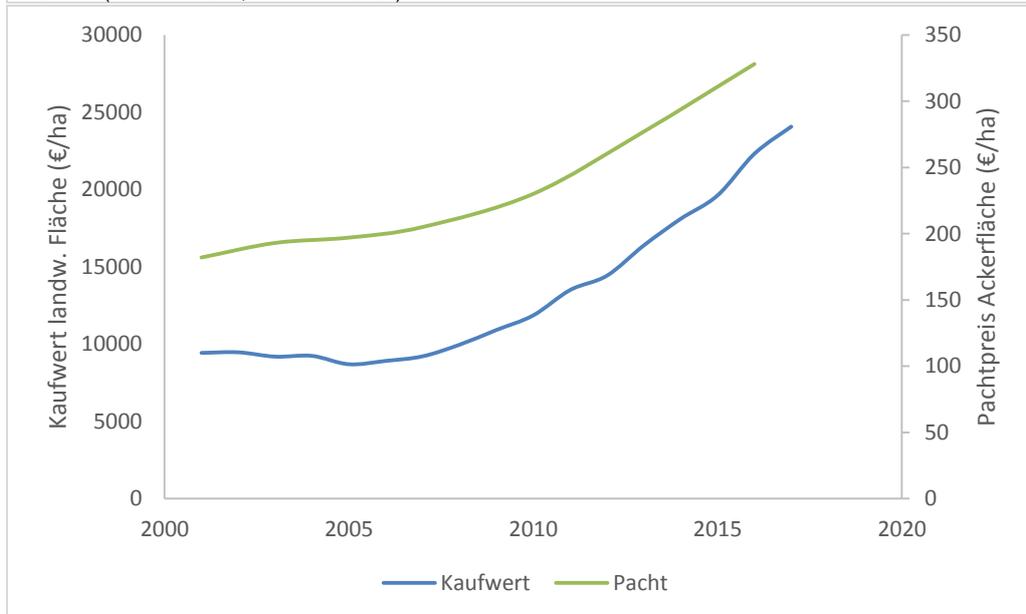
⁷² Die Berechnung von 0,2 ha/WEA trifft für moderne WEA zu und berücksichtigt die dauerhaft während der Betriebszeit der WEA versiegelte Fläche für Kranstellfläche und Fundament. Es wurden Daten für vier WEA-Typen ausgewertet, welche im Jahr 2016 die meisten Genehmigungen erhielten. Die Werte für die insgesamt versiegelte Fläche liegen bei diesen Anlagen zwischen 0,13 und 0,19 ha/WEA.

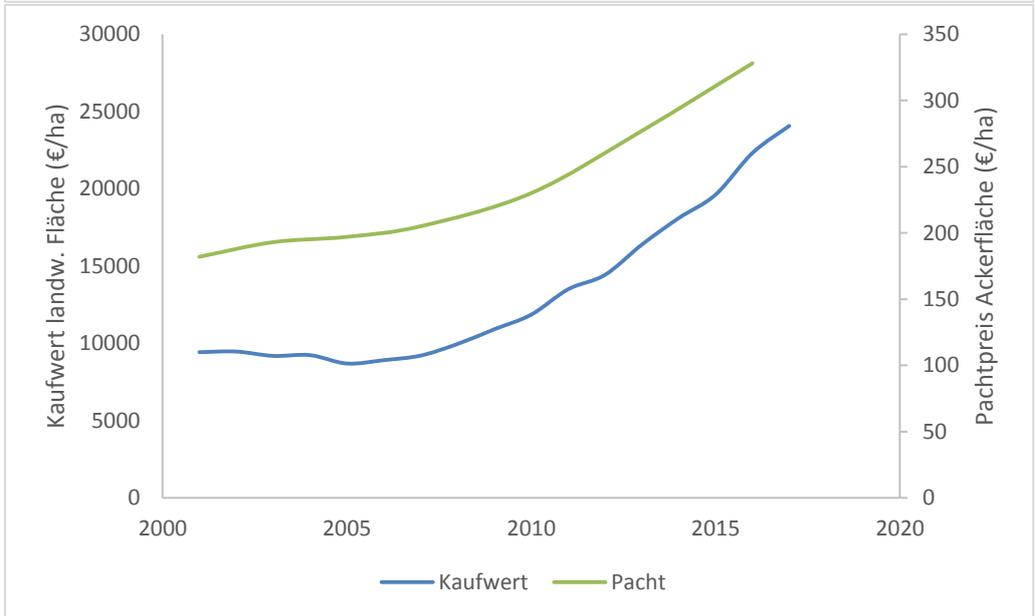
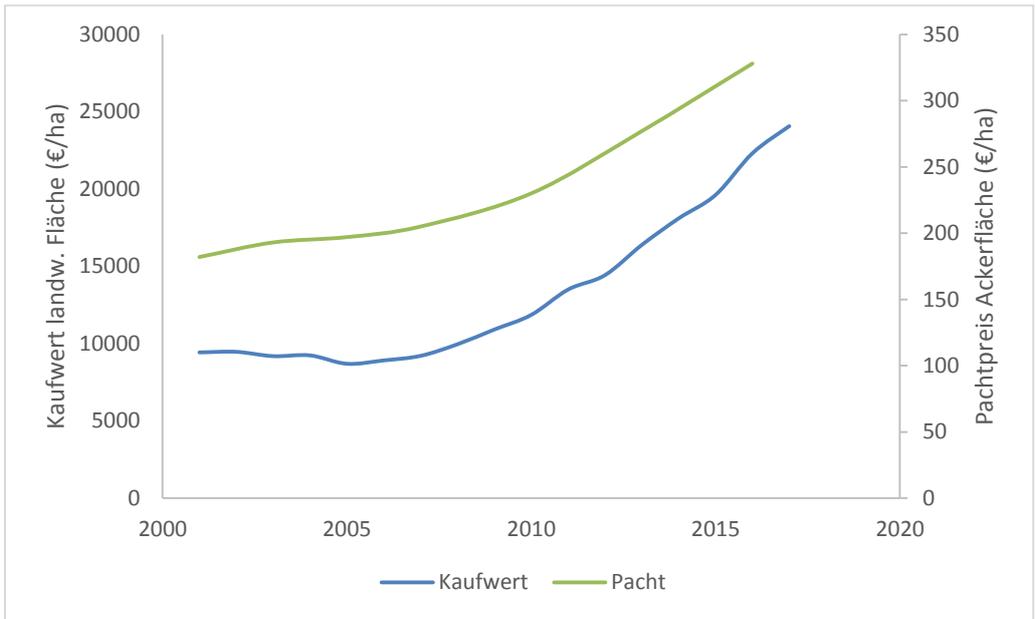
⁷³ Die Summe der durch WEA versiegelter Fläche beschreibt den gesamten Anlagenbestand, in welchem also auch die älteren Bestandsanlagen mit kleineren Fundamenten und Kranstellflächen enthalten sind. Da dennoch für alle Windenergieanlagen der Schätzwert von 0,2 ha herangezogen wurde, ist die berechnete versiegelte Fläche Ende 2018 als konservativ anzusehen.

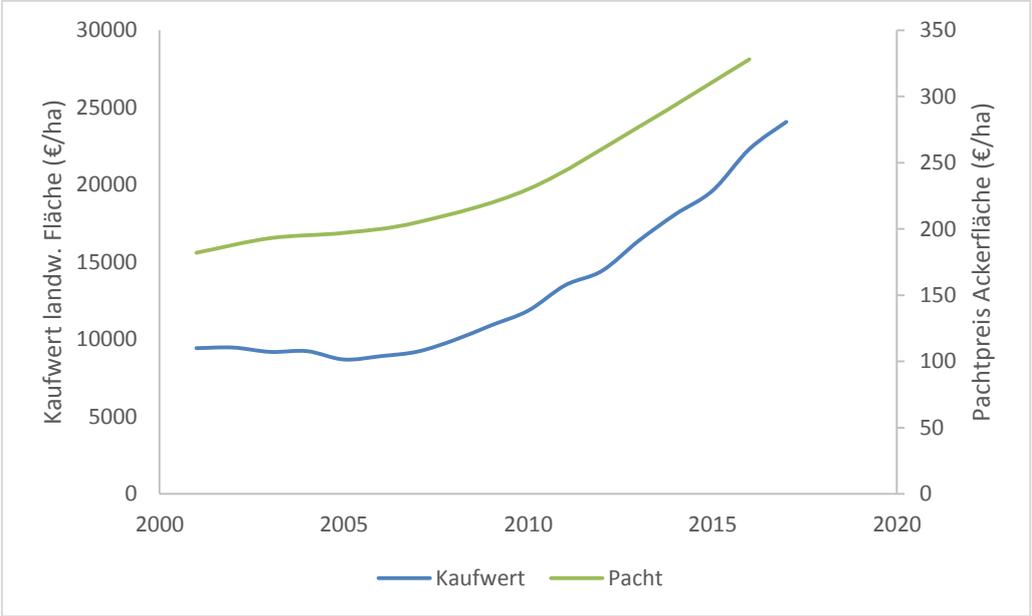
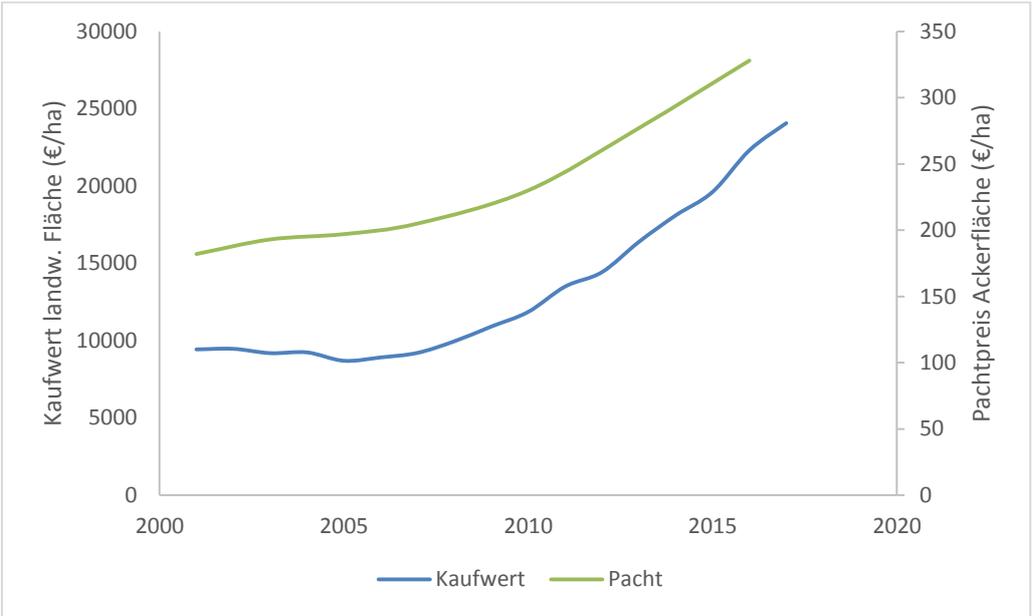
Abbildung 7.1: Entwicklung der Kaufwerte und Pachtpreise landwirtschaftlicher Flächen

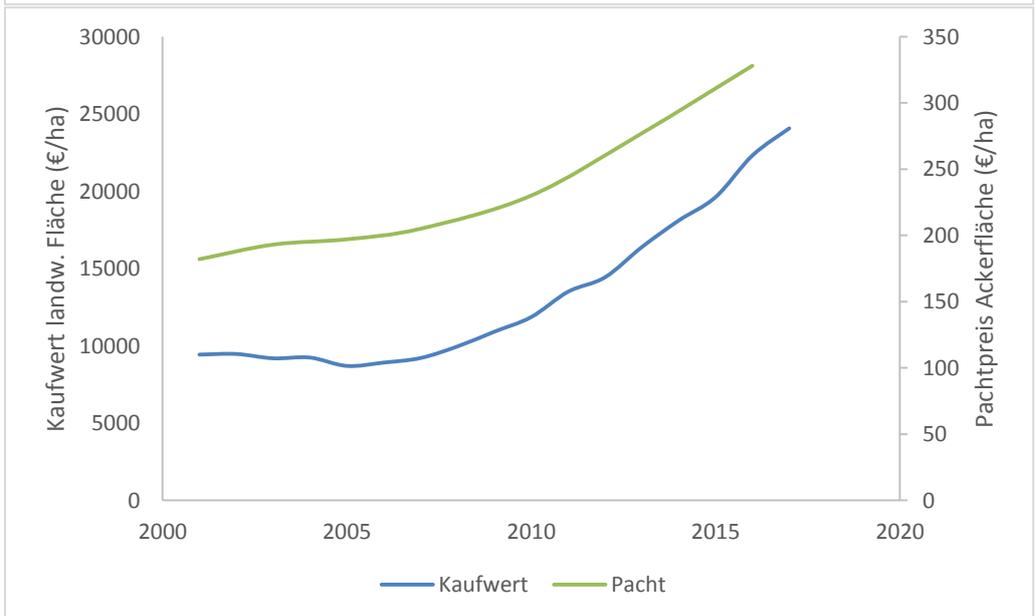
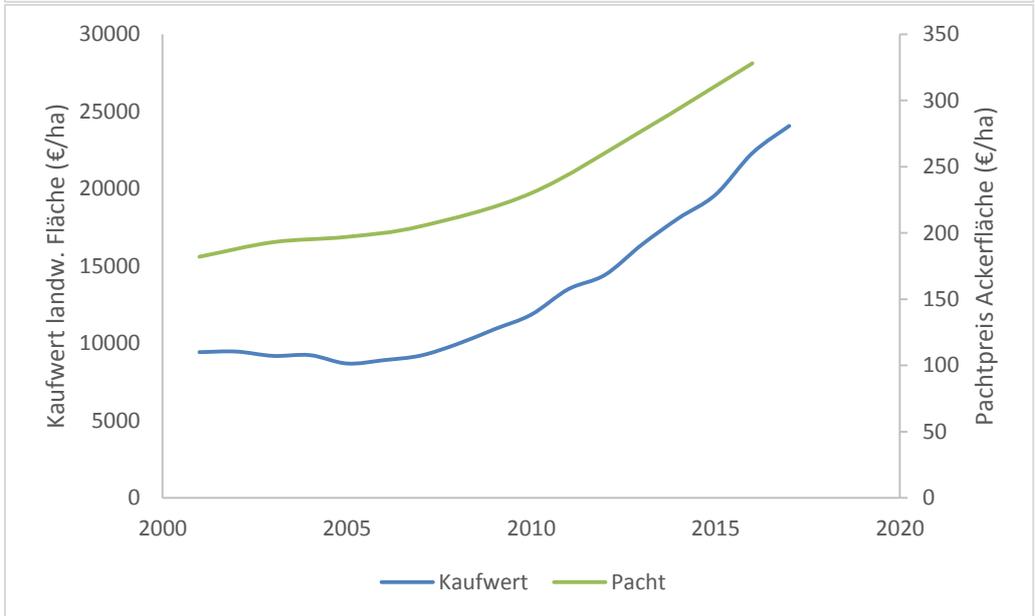
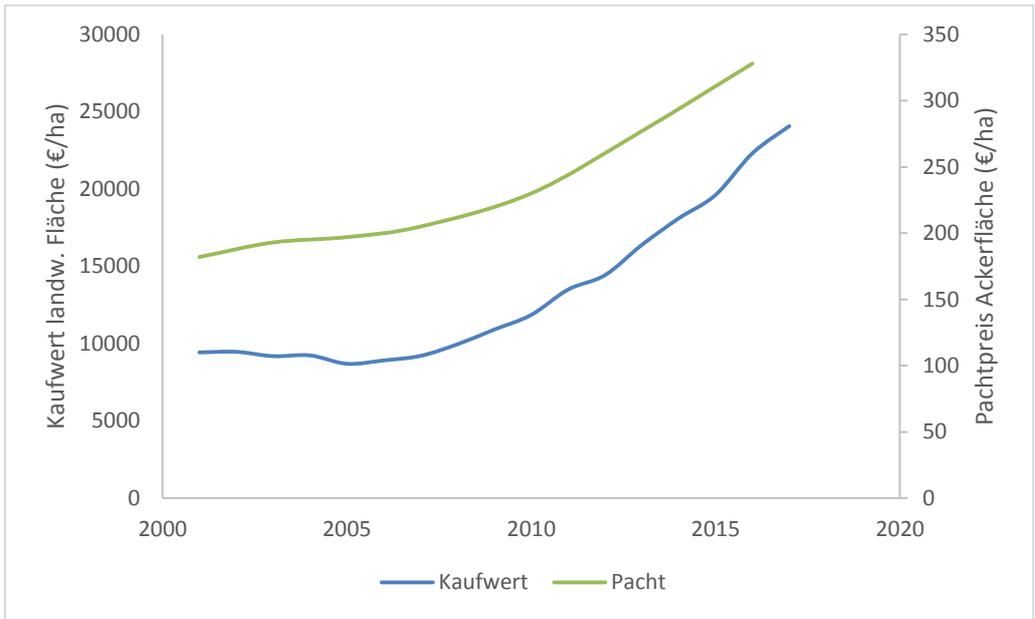


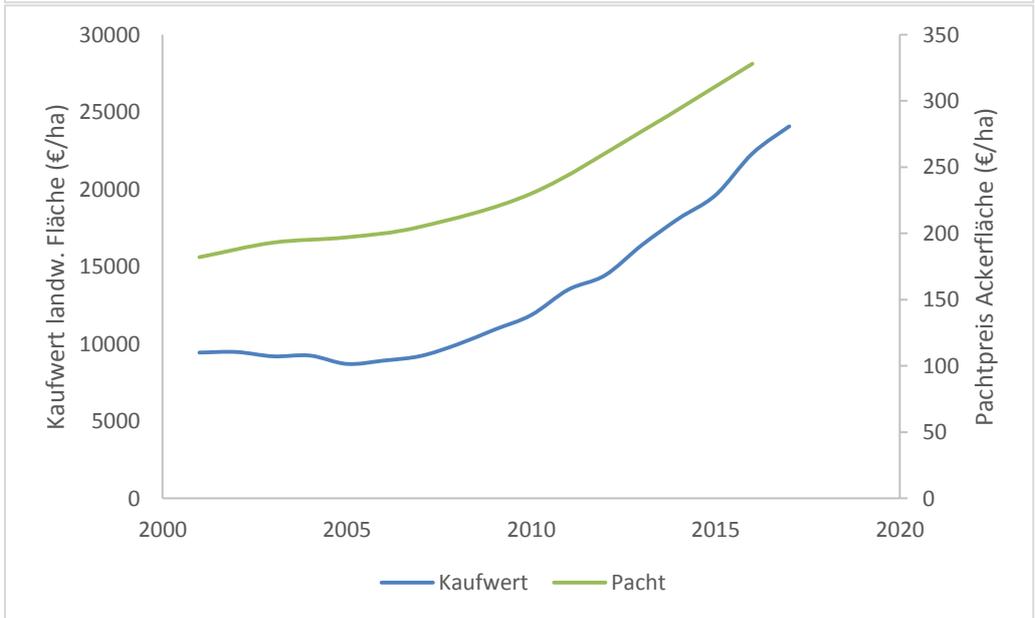
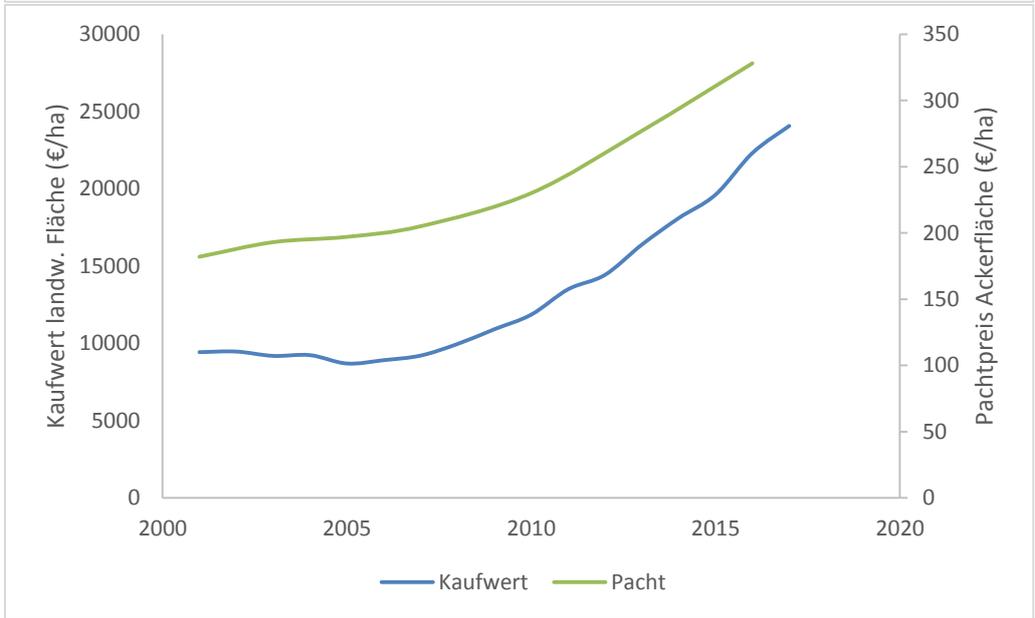
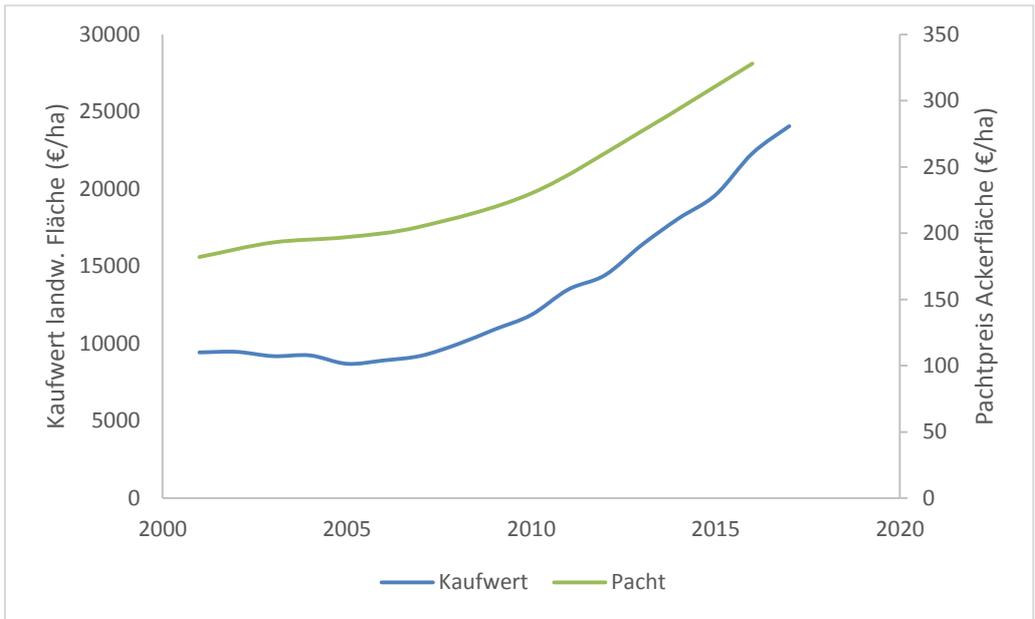
Quelle: (Destatis 2017, Destatis 2018b)











Auch hier sind die Auswirkungen nicht allein in der Bioenergienutzung zu suchen, sondern auch bei außerlandwirtschaftlichen Faktoren. Aus einigen Regionen mit einer hohen Biogasanlagendichte gibt es allerdings Meldungen, dass die erhöhte Flächennachfrage die Pachtpreise beeinflusst. In bestimmten Regionen mit einer hohen Dichte von Biogasanlagen kann deren erhöhte Flächennachfrage das Preisniveau bei Neuverpachtungen deutlich ansteigen lassen (MLNiedersachsen 2014). Dies betrifft beispielsweise Tierhaltungsregionen im Westen Niedersachsens, in denen das Pachtpreisniveau bereits überdurchschnittlich ist (MLNiedersachsen 2012, MLNiedersachsen 2014). Die hohen Pachtpreise liegen in diesen Extremfällen vor allem in der Kombination einer hohen Dichte von Veredelungsbetrieben (speziell Schweinemast) und von Biogasanlagen, die mit dem entsprechenden Flächenbedarf für Silo- und Energiemais aber auch für die Ausbringung von den anfallenden Wirtschaftsdüngern und Gärresten regionale Nutzungskonkurrenzen auslösen, die zu einem Anstieg von Bodenpreisen beitragen (LSN 2014, Garvert 2017).

7.2.2 Holzartige Biomasse

Die Nachfrage für die stoffliche Nutzung erfuhr 2009 einen Konjunkturerinbruch, stabilisierte sich anschließend jedoch. Seit 2010 liegen die stoffliche und energetische Holznutzung mengenmäßig etwa gleichauf. Für beide Nutzungen wurden 2016 ca. 65-70 Mio. m³ Holz (inkl. Waldholz, Industrierestholz und Altholz) verwendet (Mantau, Döring et al. 2018), wobei deutliche Unterschiede in den Holzsortimenten und der Dynamik, z.B. aufgrund der Temperatur im Winter, zu verzeichnen sind.

Holzhackschnitzel. Der Preis für Waldhackschnitzel hat sich von 2003 bis 2013 verdoppelt und stieg bis 2015 noch leicht weiter auf den vorläufigen Höchstwert von rund 32 €/MWh. Bis 2017 sank der Preis für Waldhackschnitzel auf rund 26 €/MWh und stieg 2018 wieder leicht auf rund 28 €/MWh an (CARMEN 2019c).

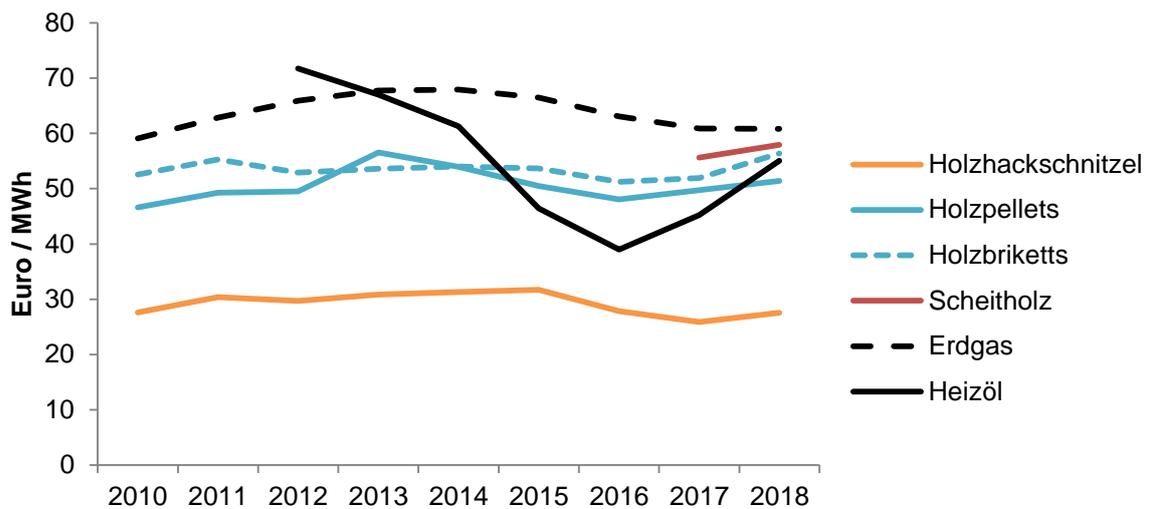
Holzpellets. Die Preise für Holzpellets werden stark von den Heizölpreisen beeinflusst. Nachdem die Preise bis Anfang 2014 stiegen (FNR 2017), was die steigende Nachfrage nach Pellets durch den deutlichen Zuwachs von Pelletfeuerungsanlagen in Deutschland widerspiegelte (Mantau 2012, DEPI 2015), sank der durchschnittliche Preis für Holzpellets vom Jahr 2014 zum Jahr 2016 um ca. 10% (CARMEN 2017) und stieg von 2016 bis 2018 wieder um ca. 7% auf rund 52 €/MWh (CARMEN 2019a).

Holzbriketts. Der Preis für Holzbriketts lag 2017 bei rund 52 €/MWh. Auch für Holzbriketts war nach einer Preisreduktion von 2014 bis 2016 im Berichtszeitraum eine erneute Preissteigerung zu beobachten. Der Preisanstieg von 2016 zu 2018 war mit ca. 10% jedoch etwas deutlicher als für Holzpellets, so dass 2018 Holzbriketts rund 56 €/MWh kosteten (CARMEN 2019b).

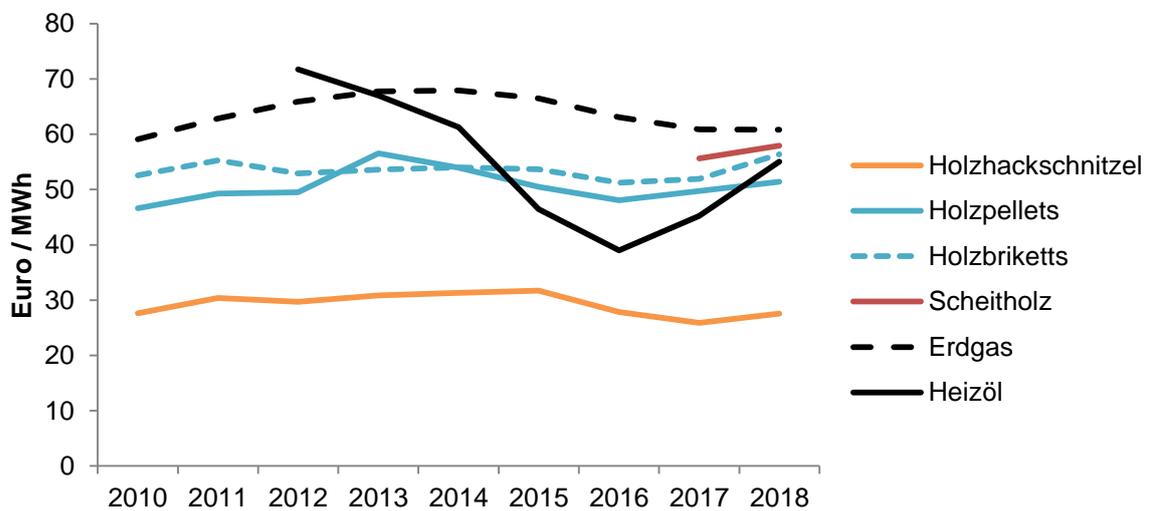
Scheitholz. Insgesamt war von 2011 bis 2014 ein ansteigender Preistrend zu beobachten (CARMEN 2015). Scheitholzpreise sind allerdings nur für den Teil der Verwender relevant, der Scheitholz aus dem Brennstoffhandel bezieht. Wichtigere

Beschaffungswege für Scheitholz sind nach wie vor der direkte Bezug von Waldbesitzern, Forstämtern, Landwirten oder Bekannten, die Selbstwerbung oder der Einschlag im eigenen Wald (Mantau, Döring et al. 2018). Die Abhängigkeit des Preises für Scheitholz von den Öl- und Gaspreisen ist nicht so deutlich wie bei z.B. Holzpellets ausgeprägt. Entsprechend erfolgte mit der Verringerung des Heizölpreises keine Preisreduktion, sondern der Scheitholzpreis stieg auch nach 2014 kontinuierlich an und erreichte Ende 2018 rund 58 €/MWh (FNR 2019b).

Abbildung 7.2: Preisentwicklung bei Brennstoffen



Quelle: Holzhackschnittel Holzpellets, Holzbriketts: Carmen e.V.; Scheitholz: FNR; Heizöl, Erdgas: Destatis



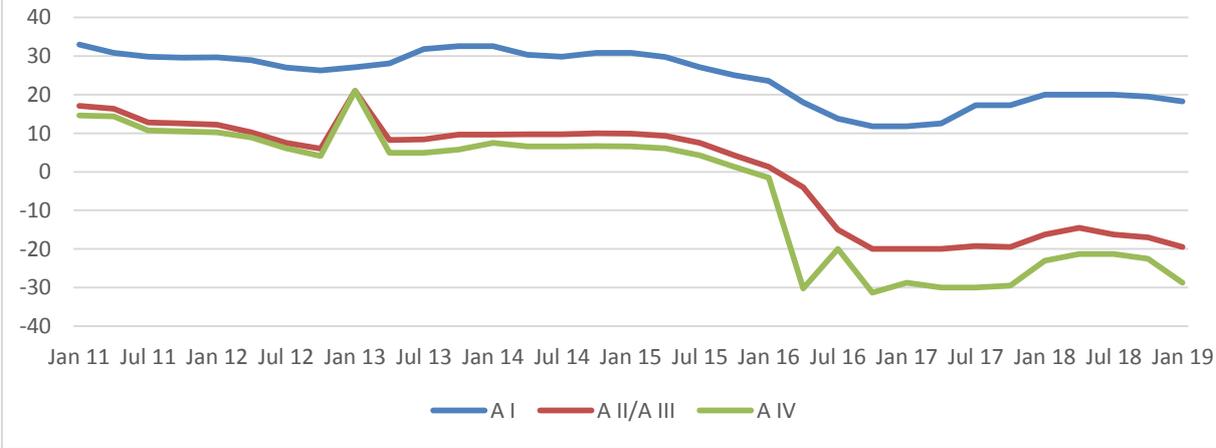
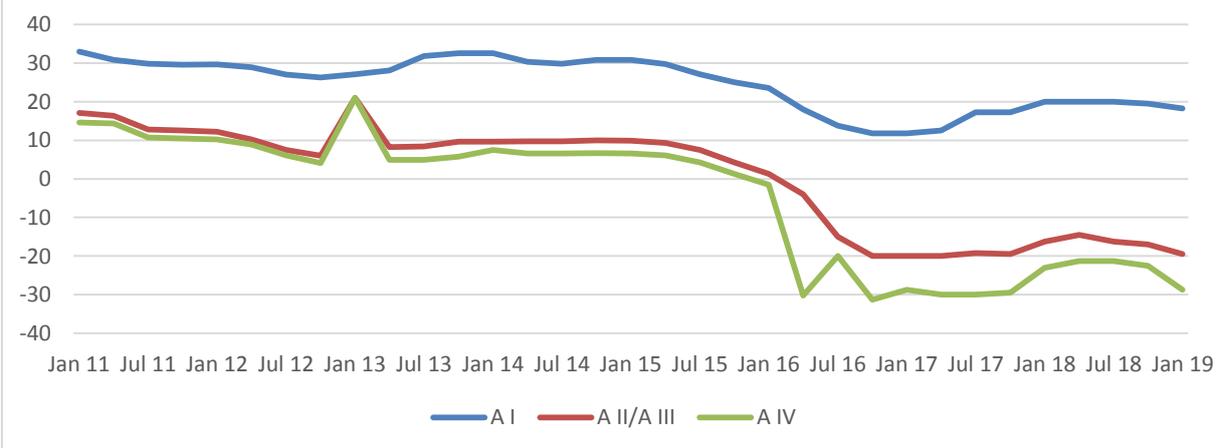
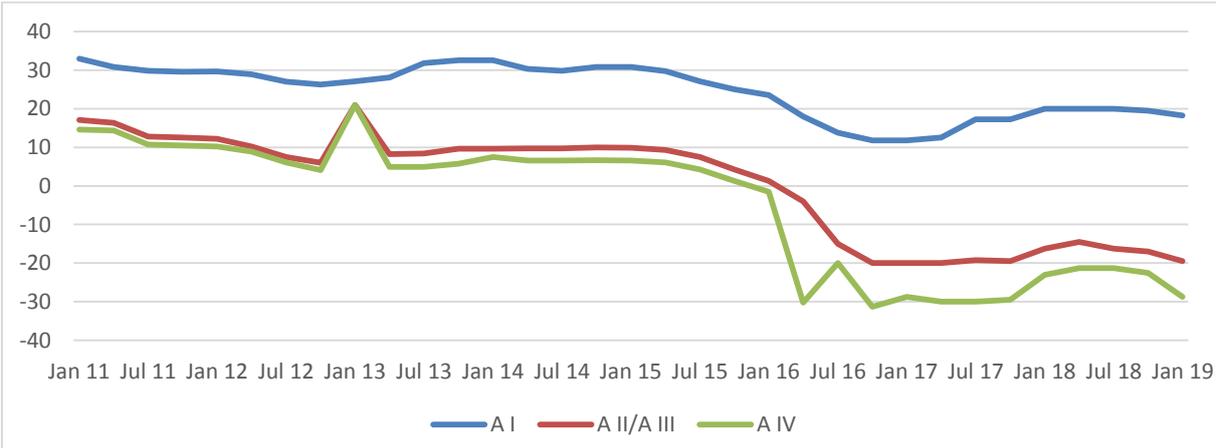
Quelle: Holzhackschnittel Holzpellets, Holzbriketts: Carmen e.V.; Scheitholz: FNR; Heizöl, Erdgas: Destatis

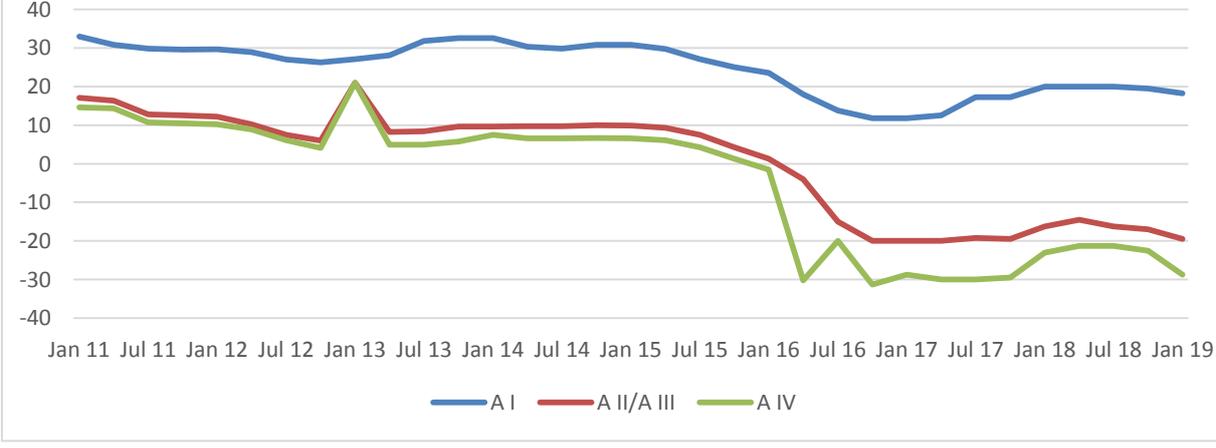
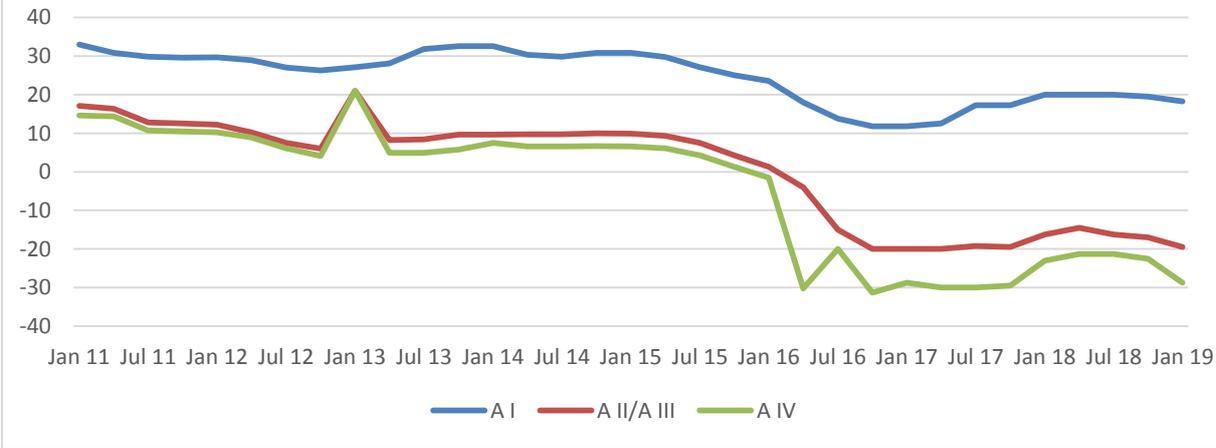
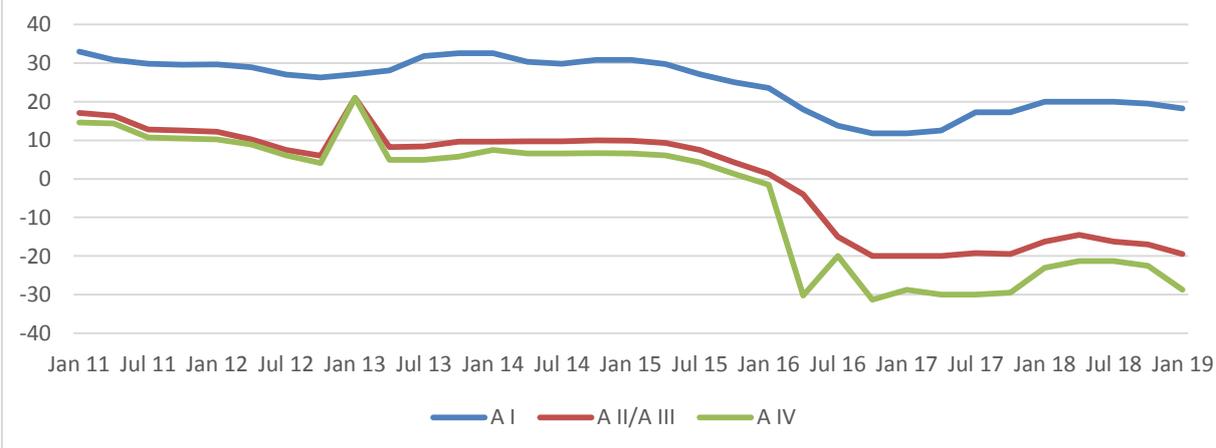
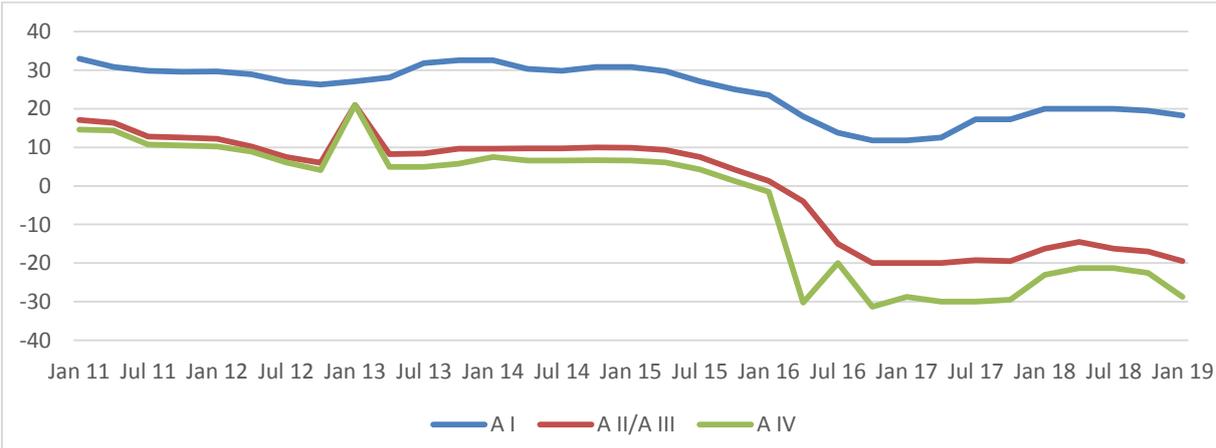
Altholz. Das Aufkommen von Altholz und damit auch der Preis sind gekoppelt an die Baukonjunktur und das Sperrholzaufkommen, die Nutzung an das Preisniveau von Abfällen für Müllverbrennungsanlagen, den Betrieb von Altholzkraftwerken und die Witterung. Nach dem starken Preisabfall in 2015 und 2016 stabilisierten sich die Preise für Althölzer im Berichtszeitraum 2017 und 2018 und stiegen je nach Kategorie und Region wieder leicht bis mäßig an. Bereits Anfang 2017 war durch die kalte Witterung und damit einem geringeren Altholzaufkommen und höheren Fernwärmebedarf das Überangebot an Altholz von 2016 beendet (EUWID 2017a). Obwohl in einigen Kraftwerken Knappheit befürchtet wurden stiegen die Preise kaum an. Auch im Verlauf des Jahres 2017 blieb das Altholzaufkommen hinter den Erwartungen zurück, was auch auf leicht gesunkene Importe und gestiegene Exporte zurückgeführt werden kann. Dennoch blieben die Preise für All-AIV-Holz 2017 weitgehend konstant, da der Altholzmarkt in weiten Teilen Deutschlands ausgeglichen und stabil war

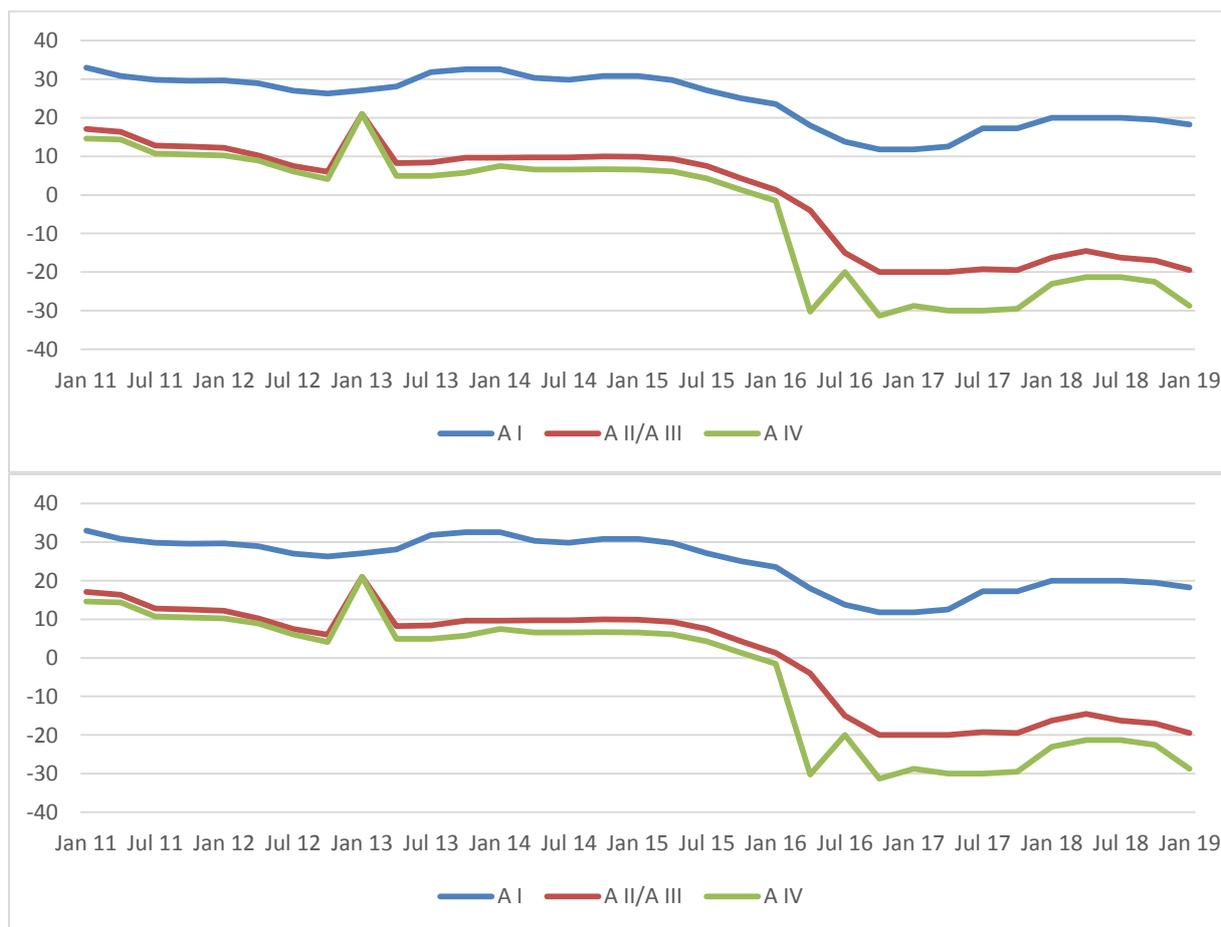
(EUWID 2017c, EUWID 2017b). Erst im Lauf von 2018 stieg der Preis für diese Sortimente an. Ende 2018 sanken sie v.a. im Süden aufgrund der sehr guten Versorgungslage durch gute Konjunktur und geringen Altholzbedarf im trockenen Sommer 2018 jedoch wieder (EUWID 2018). Der Preis für A I-Holz stieg korrespondierend mit der Nachfrage nach stofflichen Qualitäten bereits 2017 wieder an (EUWID 2017c, EUWID 2017a, EUWID 2017b). Sowohl 2017 als auch 2018 bewegten steigende Transportkosten und knappe Transportkapazitäten die Altholz-Branche. Da die Kosten jedoch meist an die Anfallstelle des Altholzes weitergegeben wurden, waren die Effekte auf die Altholz-Preise wahrscheinlich gering (EUWID 2017c).

Abbildung 7.3: Preisentwicklung von Altholzsortimenten





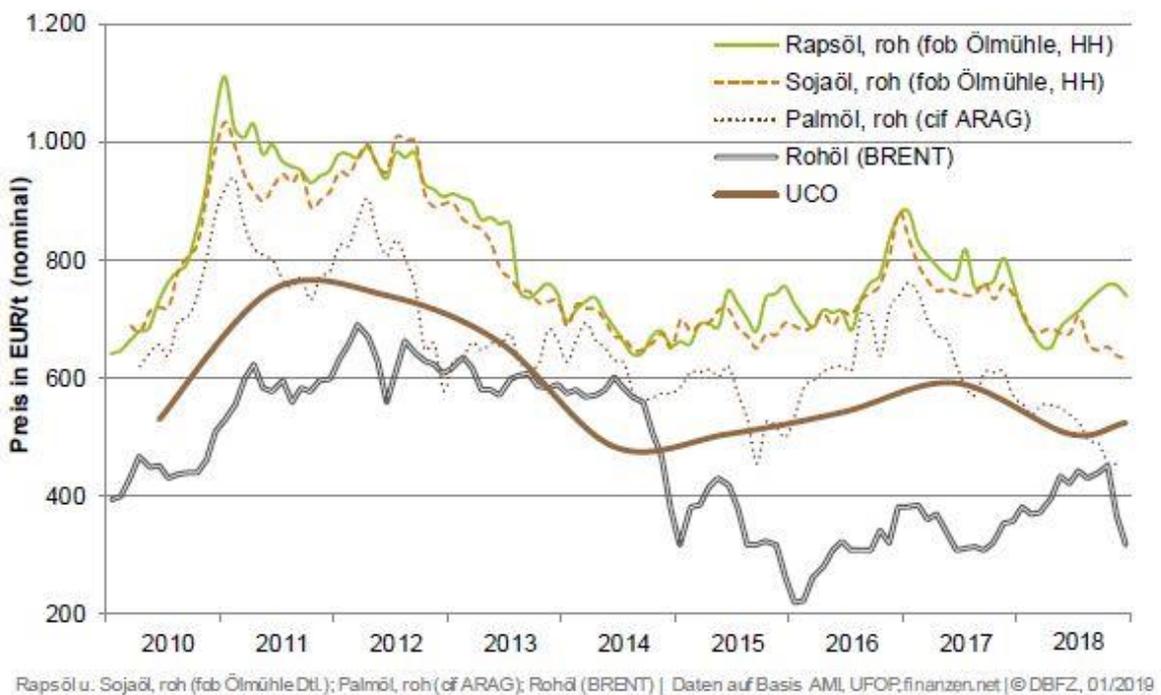




7.2.3 Pflanzenöle

Ölsaaten bzw. daraus gewonnene Pflanzenöle werden unter anderem sowohl im Verkehrsbereich als auch in Blockheizkraftwerken als Energieträger eingesetzt. Ihre Preise sind im Wesentlichen durch die Situation am Weltmarkt bestimmt, der wiederum abhängig ist von schwankendem Angebot (z.B. aufgrund der jeweiligen Ernte) und der Nachfrage in allen Nutzungssektoren (FNR 2015a, DBFZ 2019b). Die Preise für pflanzliche Öle sind von 2011 bis 2015 gefallen, 2016 jedoch wieder zwischenzeitlich gestiegen. Der Preis für rohes Palmöl sank im Berichtszeitraum um 44%. Statt 751 EUR wie im Dezember 2016 kostete eine Tonne Palmöl im Dezember 2018 nur noch 423 EUR (UFOP 2017b, UFOP 2018b). Als Gründe werden ein reichliches Rohstoffangebot durch Rekordproduktion in Indonesien und Malaysia und eine verhaltene Nachfrage auf dem Weltmarkt genannt. Auch der Preis für Sojaöl fiel während des Berichtszeitraums deutlich, da der hohen Produktion eine geringe globale Nachfrage u.a. aufgrund des Handelsstreits zwischen China und den USA gegenüber steht. Zudem wirkten sich die sinkenden Palmölpreise auch auf die Preise anderer Pflanzenöle aus. Allerdings stieg der Rapsölpreis von Mitte bis Ende des Jahres 2018 wieder an, da die Trockenheit in Europa und Australien zu geringen Ernten führte (UFOP 2017a, UFOP 2018a).

Abbildung 7.4: Entwicklung der Pflanzenölpreise



Quelle: (DBFZ 2019)

7.2.4 Substrate zur Biogaserzeugung

Die Preise für den überwiegenden Teil der Substrate zur Herstellung von Biogas sind kaum vom Weltmarkt abhängig, da sie aufgrund ihres hohen Wassergehaltes nur kurze Strecken transportiert werden. Folglich ist die Spannbreite der Substratkosten sehr hoch und die Kosten regional sehr unterschiedlich. Trotz der erheblichen regionalen Unterschiede spiegeln die durch eine Umfrage des Fachverbands Biogas erhobenen gemittelten Substratkosten den deutlichen Anstieg aufgrund der Trockenheit in 2018 wider. Im Vergleich zu 2016 stieg der Preis für Silomais frei Silo um ca. 6,5% auf 98,7 €/t_{TM} (oder 35,3 €/t_{FM}), für Grassilage sogar um rund 13% auf 93,7 €/t_{TM} (oder 33,5 €/t_{FM}). Lediglich die Preise für Zuckerrüben fielen weiter auf 109,7 €/t_{TM} frei Feld, was wahrscheinlich auf fallende Zuckerpreise zurückzuführen ist (Rauh 2019). Damit bleibt Maissilage, unter Berücksichtigung der Methanausbeute, mit rund 0,32 €/m³CH₄ abgesehen von Abfall- und Reststoffen das günstigste, Grassilage mit rund 0,36 €/m³CH₄ das zweitgünstigste Biogassubstrat. Allerdings lag der Maisertrag in einigen Bundesländern rund 40% unter dem ohnehin niedrigen Bundesdurchschnitt (Destatis 2019b), so dass mit regional erheblich unterschiedlichen Bedingungen zu rechnen ist.

7.2.5 Erzeugerpreise land- und forstwirtschaftlicher Produkte

Landwirtschaftliche Produkte. Der Index der Erzeugerpreise landwirtschaftlicher Produkte wird gegenüber dem Basisjahr 2010 gemessen. Im Jahr 2017 ist der Index um 15,5 % gegenüber dem Jahr 2010 angestiegen. Die Steigerung des Index für

pflanzliche Produkte (+15,0%) und tierische Produkte (+15,8 %) lag etwa gleich auf (Destatis 2018c). Im Jahr 2018 lag das Preisniveau mit Bezug zum Jahr 2010 um 15,2 % höher, vor allem aufgrund des Preisanstiegs pflanzlicher Produkte (Preisindex +23,6% gegenüber 2010, für tierische Produkte (+9,9 %) (Destatis 2019c).

Forstwirtschaftliche Produkte. Im Index der Erzeugerpreise forstwirtschaftlicher Produkte werden nachrichtlich zusätzlich Holzprodukte zur Energieerzeugung berichtet. Gegenüber dem Basisjahr 2010 sanken die Preise von Holzprodukten zur Energieerzeugung im Jahr 2017 um 3,5 % (Destatis 2018c). Der Preisabfall wurde zum Großteil von den reduzierten Preisen für Holz in Form von Plättchen und Schnitzeln (-9,2%) und Industrieholz (-6,2%) verursacht, was sicherlich noch auf die sehr gute Versorgung des Altholzmarktes zurückzuführen ist. Im Vergleich zu 2017 erholte sich der Preis von Holzprodukten zur Energieerzeugung im Jahr 2018 wieder, so dass der Index auf ähnlichem Niveau wie 2010 lag (-0,9%) (Destatis 2019c). Während die Preise für Brennholz (Buche) 2017 im Vergleich zum Vorjahr um 7,2% fielen, stiegen sie im Jahr 2018 wieder um 2,1% auf einen Preisindex von 152,7 und damit um 52,7% höher als noch 2010 (Destatis 2019c).

8 BITTE BESCHREIBEN SIE DIE ENTWICKLUNG UND NENNEN SIE DEN ANTEIL VON BIOKRAFTSTOFFEN, DIE AUS ABFÄLLEN, RÜCKSTÄNDEN, ZELLULOSEHALTIGEM NON-FOOD-MATERIAL UND LIGNOZELLULOSEHALTIGEM MATERIAL HERGESTELLT WERDEN.

(Artikel 22 Abs. 1 Buchstabe i der Richtlinie 2009/28/EG)

Statistische Informationen zur Herstellung von Biokraftstoffen auf Basis von Rohstoffen gemäß Anhang IX, Teil A und B der Richtlinie 2009/28/EG in Deutschland liegen nicht vor, jedoch können Angaben zu den Rohstoffen der in Deutschland auf die THG-Quote angerechneten Mengen an Biokraftstoffen anhand der bei der BLE vorliegenden Daten für die beiden Berichtsjahre gemacht werden (vgl. Tabelle 5).

Die Gesamtanrechnung (Verkehrssektor und Sonderverkehre⁷⁴) von Biokraftstoffen gemäß Anhang IX, Teil A der Richtlinie 2009/28/EG zur Erfüllung der THG-Quote lag im Jahr 2017 in Summe bei knapp 6 kt RÖE. Das entspricht einem Anteil von etwa 0,01 % am Gesamtkraftstoffverbrauch. Bedeutsam waren insbesondere Biokraftstoffe auf Basis von in privaten Haushalten getrennt gesammelten Bioabfällen, von Industrieabfällen sowie von Abwässern aus Palmölmühlen und leeren Palmfruchtbündeln. Auf Basis von gebrauchtem Speiseöl wurden im Jahr 2017 Biokraftstoffe in einem Umfang von 646 kt RÖE auf die Biokraftstoffquote angerechnet.

Im Jahr 2018 zeigt sich bei den Biokraftstoffen gemäß Anhang IX, Teil A der Richtlinie 2009/28/EG ein ähnliches Bild wie im Vorjahr: Die Gesamtnutzung betrug etwa 8 kt RÖE, was wiederum etwa 0,01 % am Gesamtkraftstoffverbrauch entspricht. Geprägt wurde diese Gesamtmenge abermals von Biokraftstoffen auf Basis von in privaten Haushalten getrennt gesammelten Bioabfällen, von Industrieabfällen sowie von Abwässern aus Palmölmühlen und leeren Palmfruchtbündeln. Die Menge der auf die THG-Quote angerechneten Biokraftstoffe auf Basis von gebrauchtem Speiseöl erhöhte sich im Jahr 2018 ggü. dem Vorjahr deutlich auf etwa 840 kt RÖE.

⁷⁴ Verkehr im Bereich der Land- und Forstwirtschaft, des Baugewerbes und des Militärs. Der dortige Kraftstoffeinsatz (inkl. Bioanteil) wird nicht im Verkehrssektor, sondern im Bereich „Wärme&Kälte“ verbucht. Daher unterscheiden sich die Werte im Kap. 1 (Verkehrssektor) von denen im Kapitel 8.

Tabelle 5: Entwicklung von Biokraftstoffen, die aus den in Anhang IX der Richtlinie 2009/28/EG aufgeführten Rohstoffen hergestellt wurden (tausend t RÖE)⁷⁵

Rohstoffe gemäß Anhang IX Teil A der Richtlinie 2009/28/EG	2017	2018
a) Algen, sofern zu Land in Becken oder Photobioreaktoren kultiviert		
b) Biomasse-Anteil gemischter Siedlungsabfälle, nicht jedoch getrennte Haushaltsabfälle, für die Recycling-Ziele gemäß Artikel 11 Abs. 2 Buchstabe a der Richtlinie 2008/98/EG gelten		
c) Bioabfall im Sinne des Artikels 3 Abs. 4 der Richtlinie 2008/98/EG aus privaten Haushalten, der einer getrennten Sammlung im Sinne des Artikels 3 Abs. 11 der genannten Richtlinie unterliegt	2,1	4,6
d) Biomasse-Anteil von Industrieabfällen, der ungeeignet zur Verwendung in der Nahrungs- oder Futtermittelkette ist, einschließlich Material aus Groß- und Einzelhandel, Agrar- und Ernährungsindustrie sowie Fischwirtschaft und Aquakulturindustrie und ausschließlich der in Teil B dieses Anhangs aufgeführten Rohstoffe	1,4	1,3
e) Stroh	0,0	
f) Gülle und Klärschlamm	0,1	
g) Abwasser aus Palmölmühlen und leere Palmfruchtbündel	1,9	1,2
h) Tallölpech	0,1	
i) Rohglyzerin		0,0
j) Bagasse		
k) Traubentrester und Weintrub	0,1	0,0
l) Nussschalen		
m) Hülsen		
n) entkernte Maiskolben		
o) Biomasse-Anteile von Abfällen und Reststoffen aus der Forstwirtschaft und forstbasierten Industrien, d. h. Rinde, Zweige, vorkommerzielles Durchforstungsholz, Blätter, Nadeln, Baumspitzen, Sägemehl, Sägespäne, Schwarzlauge, Braunlauge, Faserschlämme, Lignin und Tallöl		
p) anderes zellulosehaltiges Non-Food-Material im Sinne des Artikels 2 Abs. 2 Buchstabe s		1,3
q) anderes lignozellulosehaltiges Material im Sinne des Artikels 2 Abs. 2 Buchstabe r mit Ausnahme von Säge- und Furnierrundholz		
Rohstoffe gemäß Anhang IX Teil B der Richtlinie 2009/28/EG	2017	2018
a) gebrauchtes Speiseöl	646,0	840,5
b) tierische Fette, die in die Kategorien 1 und 2 der Verordnung (EG) Nr. 1069/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates eingestuft sind		

⁷⁵ Auswertung der nabisy-Datenbank der BLE, Stand Oktober 2019.

9 BITTE MACHEN SIE ANGABEN ZU DEN GESCHÄTZTEN AUSWIRKUNGEN DER ERZEUGUNG VON BIOKRAFTSTOFFEN UND FLÜSSIGEN BIOBRENNSTOFFEN AUF DIE BIOLOGISCHE VIelfALT, DIE WASSERRESSOURCEN SOWIE DIE WASSER- UND BODENQUALITÄT IN IHREM LAND IN DEN VERGANGENEN 2 JAHREN. BITTE ERLÄUTERN SIE, WIE DIESE AUSWIRKUNGEN EVALUIERT WURDEN, MIT ANGABE RELEVANTER UNTERLAGEN.

(Artikel 22 Abs. 1 Buchstabe j der Richtlinie 2009/28/EG)

Hinsichtlich der Auswirkungen der Erzeugung von Biokraftstoffen und flüssigen Biobrennstoffen auf die oben genannten Umweltindikatoren für den Zeitraum der vergangenen 2 Jahre liegen nur begrenzt Erkenntnisse vor, weswegen folgend eine allgemeine Beschreibung der Agrarproduktion und des Anbaus nachwachsender Rohstoffe, welche unter anderem für die Bioenergieproduktion verwendet werden, erfolgt.

Die Entwicklung der Agrarproduktion wird von diversen Faktoren beeinflusst. Dazu gehören die weltweite Bevölkerungszunahme, steigende Einkommen, ressourcenintensive Konsummuster in den Industriestaaten und sich verändernde Konsummuster mit steigendem Verzehr tierischer Produkte in den Entwicklungs- und Schwellenländern. Diese bedingen eine steigende Nachfrage nach Agrargütern (WBGU 2009). Zunehmend unberechenbare Ernteausfälle werden die Nutzungskonkurrenzen um das knappe Angebot voraussichtlich verschärfen. Der Anbau und die Vermarktung von Rohstoffen zur Herstellung von Biokraftstoffen ist ein weiterer Faktor, der die Nachfrage nach Agrarprodukten und die Agrarproduktion beeinflusst. Der Biokraftstoffproduktion direkt zuzuschreibende Auswirkungen auf das landwirtschaftliche Produktionssystem sind aufgrund der verschiedenen Einflussfaktoren insgesamt empirisch schwer zu quantifizieren. Dies gilt insbesondere vor dem Hintergrund, dass der deutsche Agrarmarkt eng in globale Märkte eingebunden ist.

Allgemein ist festzuhalten, dass der Nutzungsdruck aufgrund der genannten Einflussfaktoren auf landwirtschaftliche Flächen ansteigt. Eine Studie von Weishaupt et al. (2020) zeigt den Zusammenhang von steigender Tierproduktion mit einem Anstieg der Ratio von Viehbestand zu Land auf, denn neben Weidehaltung steigt der Bedarf an Futterpflanzen für die Tiere. In der EU sind das etwa 70% der landwirtschaftlichen Fläche. Schulp et al. (2019) modellieren anhand von vergangenen Landnutzungsänderungen in der EU, dass Urbanisierung, aber auch Intensivierung oder Vernachlässigung von Landwirtschaftlich genutzter Fläche zu einem Rückgang von Kulturlandschaften führen wird.

Die Anbaufläche für Energiepflanzen blieb in den letzten Jahren ähnlich: 2017 wurden 2.280.000 ha bebaut, 2018 waren es 2.426.000 ha, und laut Schätzung des BMEL waren es 2019 2.371.000 ha (BMEL 2020). Das sind 2019 etwa 14% der landwirtschaftlich genutzten Fläche Deutschlands (FNR 2019). Die Fläche, die für Pflanzen für Bioethanol und Biodiesel verwendet wird, lag 2017 bei 846.000 ha, 2018 waren es 806.000 ha und für 2019 liegen noch keine Zahlen vor (FNR 2019).

Die Intensivierung der Bewirtschaftung landwirtschaftlicher Flächen, welche unter anderem für die Produktion von Rohstoffen für Biokraftstoffe verwendet werden, wirkt sich nachteilig auf ökologische Schutzgüter aus. Mit der intensiveren Bewirtschaftung von landwirtschaftlichen Flächen in Deutschland sind grundsätzlich Risiken für die biologische Vielfalt, die Wasserressourcen und die Wasser- und Bodenqualität und den Zustand terrestrischer Ökosysteme verbunden (BfN 2010b, BfN 2015, UBA 2015, BfN 2017). So wirken sich z.B. die Verengung der Fruchtfolgen, die Beschränkung auf wenige besonders ertragreiche Sorten und der hohe Einsatz von Düngemitteln und Pflanzenschutzmitteln negativ auf die agrarische Biodiversität aus. Eine Analyse der wichtigsten Primärsektoren zeigt, dass die mit der Landwirtschaft zusammenhängenden Ursachen für 70 % des prognostizierten Rückgangs der terrestrischen Biodiversität verantwortlich sind (Diversity 2014). Auch der Verlust von agrarökologisch bedeutsamen Strukturen und Flächennutzungsformen wie extensiv genutztes Grünland, Brachen, Säume, ungenutzte Randbereiche von Schlägen infolge eines allgemein gestiegenen Nutzungsdrucks auf Agrarflächen (BfN 2010b) wirkt sich negativ auf die Biodiversität aus. Die Abnahme des Bestands repräsentativer Vogelarten im Agrarland spiegelt als Schlüsselindikator Nachhaltigkeitsdefizite wider (UBA 2017, UBA 2018). Zu den wichtigsten Folgen der intensiven Landwirtschaft für die Wasser- und Bodenqualität zählen u.a. Stickstoffeinträge in das Grundwasser, Nährstoffeinträge in Oberflächengewässer und Eutrophierung, Humusverlust, Bodenerosion, Schadverdichtungen und der Verlust der Biodiversität. Stickstoffemissionen in die Luft können zu Eutrophierung und Versauerung terrestrischer Ökosysteme führen. Die einzelnen Fruchtarten unterscheiden sich dabei hinsichtlich ihrer Einflüsse auf die Biodiversität, Wasserressourcen, Wasser- und Bodenqualität (KBU 2008a, KLU 2013).

Raps stellt sich trotz seiner Bedeutung in der Fruchtfolge und als Lieferant von Eiweißfutter in Bezug auf seine Umweltauswirkungen im direkten Vergleich mit anderen Kulturen wie Sonnenblume oder Wintergetreide häufig als ungünstiger dar (SRU 2007, BfN 2010b). So führt der Anbau von Raps häufig zu Stickstoffüberschüssen auf der Fläche und damit zu einem erhöhten Risiko der Gewässerbelastung durch Stickstoffverluste. Aufgrund der Anfälligkeit dieser Kultur für Insektenfraß und Pilzbefall ist Raps zudem mit einem relativ hohen Einsatz von Pflanzenschutzmitteln assoziiert (EEA 2007, vTI 2010). Die Humusbilanz hängt bei Raps maßgeblich davon ab, ob das Rapsstroh auf dem Feld verbleibt.

Der Anbau von Zuckerrüben hingegen weist stets eine deutliche Humuszehrung auf (EEA 2007, TAB 2010). Auch das Erosionsrisiko und die Schadverdichtung infolge des Einsatzes schwerer Erntetechnik sind im Zuckerrübenanbau sehr hoch.

Das Erosionsrisiko von Körnermais ist durch den späten Bestandsschluss erhöht. Ebenso ist der Körnermaisbau mit erhöhten Risiken der Nitratauswaschung verbunden und birgt, obwohl der Einsatz von Pflanzenschutzmitteln in der Regel geringer ist als z.B. beim Rapsanbau, aufgrund seiner Selbstverträglichkeit die Gefahr

enger Fruchtfolgen und damit negativen Auswirkungen auf die agrarische Biodiversität.

Perspektivisch stellt die Nutzung des Stroh zur Gewinnung von BtL-Kraftstoff ein Risiko für das Ziel einer ausgeglichenen Humusbilanz dar, sofern der Strohentzug nicht wirksam an die lokal spezifischen Bodenverhältnisse gebunden ist.

10 BITTE GEBEN SIE SCHÄTZWERTE DAFÜR AN, IN WELCHEM UMFANG DURCH DIE NUTZUNG VON ENERGIE AUS ERNEUERBAREN ENERGIEQUELLEN TREIBHAUSGASEMISSIONEN VERMIEDEN WERDEN (NETTOWERTE).

(Artikel 22 Abs. 1 Buchstabe k der Richtlinie 2009/28/EG)

Die Nutzung von erneuerbaren Energien führte im Jahr 2017 zu einer Nettovermeidung an Treibhausgasemissionen von 181,6 Mio. t CO₂-Äquivalenten. Der weitaus größte Teil davon wurde mit etwa 139 Mio. t CO₂-Äquivalenten durch die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen erzielt. Aus dem Verbrauch von erneuerbaren Energieträgern zur Bereitstellung von Wärme und Kälte resultierten Treibhausgasemissionen, die um 35,2 Mio. t CO₂-Äquivalente niedriger als die des substituierten fossilen Energieträgermixes ausfielen. Der Verbrauch von Biokraftstoffen führte (ohne Berücksichtigung indirekter Landnutzungsänderungen und unter Zugrundelegung des fossilen Referenzwertes der RL 2009/28/EG von 83,8 g CO₂-Äquivalenten/MJ) zu 7,4 Mio. t CO₂-Äquivalente geringeren Treibhausgasemissionen.

Im Jahr 2018 lagen die insgesamt netto vermiedenen Emissionen durch die Nutzung erneuerbarer Energien, korrespondierend mit der etwas höheren Nutzung im Jahr 2018 ggü. 2017, bei 186,9 Mio. t CO₂-Äquivalenten. Der Stromsektor trug mit 144 Mio. t CO₂-Äquivalenten, der Bereich „Wärme und Kälte“ mit 35,1 Mio. t CO₂-Äquivalenten und der Verbrauch von Biokraftstoffen im Verkehrsbereich (wiederum ohne Berücksichtigung indirekter Landnutzungsänderungen und unter Zugrundelegung des fossilen Referenzwertes der RL 2009/28/EG von 83,8 g CO₂-Äquivalenten/MJ) mit 7,7 Mio. t CO₂-Äquivalenten zur Gesamt-THG-Minderung bei.

Die Berechnung der vermiedenen Treibhausgasemissionen basiert auf der tatsächlichen, nichtnormalisierten Energiebereitstellung aus erneuerbaren Energien.⁷⁶ Die detaillierte Methodik und die verwendeten Datenquellen der Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger sind in UBA (2019) erläutert.

⁷⁶ Für die Schätzung der Treibhausgas-Emissionseinsparungen in den Jahren 2017 und 2018 wurde die Energiebereitstellung aus erneuerbaren Energien im Strom-, Wärme- und Verkehrssektor (dort nur die Biokraftstoffe, die ausschließlich im Verkehrssektor eingesetzt werden, ohne sonstige Verkehre) zugrunde gelegt; im Unterschied zu den Tabellen in Kap. 1 jedoch die tatsächliche Stromerzeugung aus Windenergie und Wasserkraft sowie der gesamte Endenergieverbrauch aus flüssiger Biomasse zur Strom- und Wärmebereitstellung. Auf die Ergebnisse der Treibhausgasbilanzierung hat das jedoch nur geringe Auswirkungen.

Tabelle 6: Geschätzte Treibhausgasemissionseinsparungen durch die Nutzung erneuerbarer Energie (Mio. t CO₂-Äquivalente)

Umweltaspekte	2017	2018
Geschätzte Einsparungen von Treibhausgasemissionen aufgrund der Nutzung erneuerbarer Energien insgesamt (Nettowert)⁷⁷	181,6	186,9
- geschätzte Netto-Treibhausgasemissionseinsparungen durch Strom aus erneuerbaren Energiequellen	139,0	144,0
- geschätzte Netto-Treibhausgasemissionseinsparungen durch den Verbrauch erneuerbarer Energien zur Wärme- und Kältebereitstellung	35,2	35,1
- geschätzte Netto-Treibhausgasemissionseinsparungen durch die Verwendung erneuerbarer Energiequellen im Verkehr ⁷⁸	7,4	7,7

⁷⁷ Anzugeben ist der Beitrag von Elektrizität, Wasserstoff und Gas aus erneuerbaren Energiequellen, je nach dem letztendlichen Verwendungszweck (Elektrizität, Wärme und Kälte, Verkehr); jeder Beitrag ist nur einmal auf den Gesamtwert der geschätzten Netto-Treibhausgasemissionseinsparungen anzurechnen.

⁷⁸ nur durch Nutzung der Biokraftstoffe im Verkehrssektor (ohne sonstigen Verkehr): Die Treibhausgas-Vermeidung durch den EE-Stromeinsatz im Verkehrssektor ist Bestandteil des Stromsektors. Die Zahlen sind kongruent mit denen der BLE (2019), nur der sonstige Verkehr (Größenordnung der THG-Minderung 0,4 Mio. t CO₂-Äquivalente/a) wurde herausgerechnet.

11 BITTE GEBEN SIE FÜR DIE VERGANGENEN ZWEI JAHRE DEN ÜBERSCHUSS/DAS DEFIZIT BEI DER PRODUKTION ERNEUERBARER ENERGIE IM VERGLEICH ZUM INDIKATIVEN ZIELPFAD AN, DER/DAS IN ANDERE BZW. AUS ANDEREN MITGLIEDSTAATEN UND/ODER DRITTLÄNDER(N) TRANSFERIERT WERDEN KÖNNTE, UND GEBEN SIE FÜR DIE KOMMENDEN JAHRE BIS 2020 DIE HIERFÜR GESCHÄTZTEN WERTE AN. ÄÜßERN SIE SICH AUßERDEM ZUM VERANSCHLAGTEN POTENZIAL FÜR GEMEINSAME PROJEKTE BIS 2020.

(Artikel 22 Abs. 1 Buchstaben l und m der Richtlinie 2009/28/EG)

Für den aktuellen Berichtszeitraum 2017/2018 sieht der indikative Zielpfad für Deutschland laut Richtlinie 2009/28/EG einen Mindestanteil an Energie aus erneuerbaren Quellen am Bruttoendenergieverbrauch (BEEV) von 13,7 % vor. Wie in Tabelle 1 dargelegt, betrug der tatsächliche EE-Anteil am BEEV im Jahr 2017 15,5 %, sowie im Jahr 2018 16,5 % und lag damit in beiden Jahren des Berichtszeitraumes deutlich über dem indikativen Zielpfad.

Mit den in Tabelle A ausgewiesenen Werten für den BEEV im Berichtszeitraum (2017: 226.410 kt RÖE, 2018: 224.000 kt RÖE) ergibt sich für das Jahr 2017 zur Erfüllung des Zielpfades ein Mindestverbrauch an Energie aus erneuerbaren Quellen von 31.086 kt RÖE, für 2018 einer von 30.666 kt RÖE. Gegenüber dem in Tabelle 1a ausgewiesenen tatsächlichen Verbrauch von 31.086 kt RÖE in 2017 bzw. 30.755 kt RÖE in 2018 ergeben sich somit Überschüsse für 2017 von 3.945 kt RÖE und für 2018 von 6.141 kt RÖE (Tabelle 7).

Der EE-Anteil Deutschlands lag, wie auch in den Vorjahren, bereits im Jahr 2016 mit 14,8 % über den Mindestwerten für die Berichtsperiode 2017/2018 (13,73 %). Mit einem EE-Anteil von 15,5 % am BEEV in 2017 und 16,5 % am BEEV in 2018 liegt Deutschland weiterhin auf Kurs, um sein verbindliches Ziel von 18% in 2020 zu erreichen. Die Schließung der bestehenden Lücke von 1,5 Prozentpunkten zum 18%-Ziel in 2020 erscheint nach ersten Daten für das Jahr 2019 und Prognosen für das Jahr 2020 realistisch.

Mit der Einführung des Ausschreibungsverfahrens im EEG 2017 existiert ein verlässliches Steuerungsinstrument zur Umsetzung des Ausbaurückbaus. Hier existieren Festlegungen zu jährliche Ausschreibungsmengen für Wind an Land, Wind auf See, Photovoltaik und Biomasseanlagen.

Tabelle 7: Tatsächlicher und geschätzter Überschuss/tatsächliches und geschätztes Defizit (-) bei der Produktion erneuerbarer Energie im Vergleich zum indikativen Zielpfad, der/das in andere/aus anderen Mitgliedstaaten und/oder Drittländer(n) transferiert werden könnte (tausend t RÖE)⁷⁹⁸⁰

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Tatsächlicher/geschätzter Überschuss oder tatsächliches/geschätztes Defizit bei der Produktion ⁸¹			9.236	11.831	9.816	10.666	7.967	8.069	3.945	6.141		3.065 ⁸²

Tabelle 7 stellt tatsächliche und geschätzte Überschüsse bei der Produktion erneuerbarer Energie im Vergleich zum indikativen Zielpfad gegenüber. Für den Berichtszeitraum ergeben sich Überschüsse in Höhe von 3.945 ktRÖE in 2017 und 6.141 kt RÖE in 2018.

Darauf aufbauend wird für das Zieljahr 2020 in kursiver Schrift der entsprechende Schätzwert der Tabelle 9 des NREAP aufgeführt. Dieser Wert beruht auf dem Szenario „EFF“ des NREAP von 2010. Die tatsächliche Entwicklung des BEEV liegt derzeit allerdings näher am Szenario „REF“ des NREAP. Legt man dieses zugrunde, ergäbe sich für 2020 ein niedrigerer Überschuss von dann noch 423 kt RÖE. Erste Abschätzungen für die weitere Nutzung der erneuerbaren Energien und die Entwicklung des Bruttoendenergieverbrauchs lassen für die verbleibenden Jahre 2019 und 2020 ebenfalls geringe Überschüsse erwarten.

11.1. Bitte machen Sie Angaben zu statistischen Transfers, gemeinsamen Projekten und zu Entscheidungsregeln für gemeinsame Förderregelungen.

Das am 01.01.2017 in Kraft getretene EEG 2017 sieht vor, dass fünf Prozent der jährlich zu installierenden Leistung für die Teilnahme von Anlagen in anderen Mitgliedsstaaten offen stehen. Voraussetzung hierfür ist, dass eine völkerrechtliche Kooperationsvereinbarung mit interessierten Partnerländern besteht, die Öffnung der Ausschreibungen zur grenzüberschreitenden Teilnahme dem Prinzip der Gegenseitigkeit entspricht und ein physikalischer Import des Stroms nach Deutschland stattfindet oder ein vergleichbarer Effekt auf dem deutschen Strommarkt nachgewiesen werden kann.

⁷⁹ Geben Sie bitte für die Überschussproduktion in den zwei Jahren vor Übermittlung des Berichts die tatsächlichen Zahlen an und für die folgenden Jahre bis 2020 Schätzwerte. Die Mitgliedstaaten haben die Möglichkeit, in jedem Bericht die Daten der vorangegangenen Berichte zu korrigieren.

⁸⁰ Kennzeichnen Sie beim Ausfüllen der Tabelle Produktionsdefizite bitte durch negative Zahlen (z. B. -x tausend t RÖE).

⁸¹ Bitte zwischen Arten erneuerbarer Energie und Ursprung/Bestimmungsort von Ein-/Ausführen unterscheiden.

⁸² Die kursiv angegebenen Werte beruhen auf dem Szenario „EFF“ des NREAP von 2010.

Im Sommer 2017 wurde zur Konkretisierung der Regelungen im EEG 2017 die Grenzüberschreitende-Erneuerbare-Energien-Verordnung (GEEV), die zuvor nur für PV-Anlagen galt, überarbeitet und auf grenzüberschreitende Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land erweitert.

Dänemark und Deutschland haben im 4. Quartal 2016 gegenseitig geöffnete Pilot-ausschreibungen für Photovoltaik-Freiflächenanlagen (PV-Freiflächenanlagen) durchgeführt. Insgesamt ist damit für das Jahr 2018 zusätzlich eine Strommenge von 2,7169 kt RÖE auf die deutsche Zielerreichung anrechenbar.

Die Bundesregierung hat im Berichtszeitraum im Hinblick auf die gemäß dem EEG beabsichtigte Öffnung weiterhin Gespräche mit anderen Mitgliedstaaten geführt, um weitere Kooperationsvereinbarungen abzuschließen. So wurde ab dem Sommer 2017 u.a. auch mit Frankreich und Luxemburg die Möglichkeit grenzüberschreitender Ausschreibungen sondiert.

12 BITTE MACHEN SIE ANGABEN DAZU, WIE DER ANTEIL BIOLOGISCH ABBAUBARER ABFÄLLE AN DEN FÜR DIE ENERGIEPRODUKTION GENUTZTEN ABFÄLLEN GESCHÄTZT WURDE UND WELCHE SCHRITTE ZUR VERBESSERUNG UND ÜBERPRÜFUNG DIESER SCHÄTZUNGEN UNTERNOMMEN WURDEN.

(Artikel 22 Abs. 1 Buchstaben n der Richtlinie 2009/28/EG)

Für die Bestimmung des Beitrags biologisch abbaubarer Abfälle zur Strom- und Wärmeerzeugung ist im Allgemeinen angesetzt, dass 50 % des Abfalls, der in Abfallverbrennungsanlagen verarbeitet wird, biologisch abbaubar sind. Dieser Wert ist das Resultat einer Studie (UBA 2011), in der detailliert die Abfallmengenströme ausgewählter Behandlungsverfahren des Abfalls untersucht wurden. Untersucht wurden kommunale Siedlungsabfälle (Restabfall, Sperrmüll, Bioabfall, Pappe, Papier, Kartonnagen, Leichtverpackungen, Altholz und Klärschlamm) sowie hausmüllähnliche Gewerbeabfälle. Für die einzelnen Abfallfraktionen konnte der Anteil biologisch abbaubaren Materials ermittelt werden. Über die Mengen der verschiedenen Abfallfraktionen lässt sich der durchschnittliche energiebezogene biogene Anteil des gesamten zur Verbrennung genutzten Abfalls berechnen. Die Methoden zur Bestimmung des biogenen Anteils werden kontinuierlich verbessert und auf ihre Praxistauglichkeit hin geprüft (z.B. C 14-Methode).

13 BITTE GEBEN SIE DIE MENGEN VON BIOKRAFTSTOFF UND FLÜSSIGEM BIOBRENNSTOFF IN ENERGIEEINHEITEN (TAUSEND T RÖE) ENTSPRECHEND DEN EINZELNEN KATEGORIEN DER IN ANHANG VIII TEIL A AUFGELISTETEN ROHSTOFFGRUPPEN AN, DIE VON DIESEM MITGLIEDSTAAT IM HINBLICK AUF DAS ERREICHEN DER ZIELE GEMÄß ARTIKEL 3 ABSÄTZE 1 UND 2 SOWIE ARTIKEL 3 ABS. 4 UNTER ABS. 1 BERÜCKSICHTIGT WERDEN.

Unter den in Anhang VIII Teil A der Richtlinie 2009/28/EG gelisteten Rohstoffen nahmen im Berichtszeitraum Ölpflanzen (Raps, Ölpalme, Sonnenblume, Soja, Äthiopischer Senf, Shea), die gemäß des Anhangs VIII mit den weitaus größten geschätzten Emissionen infolge von indirekten Landnutzungsänderungen verbunden sind, mit 64 % im Jahr 2017 und 62 % im Jahr 2018 den überwiegenden Anteil an Biokraftstoffen und flüssigen Biobrennstoffen, basierend auf gängigen Feldkulturen, ein. Aus der Kategorie „Getreide und sonstige Kulturpflanzen mit hohem Stärkegehalt“, worunter u.a. Mais, Weizen, Triticale, Roggen und Gerste fallen, stammten im Jahr 2017 etwa 34 % und 2018 etwa 36 %. Lediglich jeweils rund 2 % der Biokraftstoffe und flüssigen Biobrennstoffe in den Jahren 2017 und 2018 basierten auf Zuckerpflanzen (Zuckerrüben und Zuckerrohr).

Tabelle 13: Mengen von Biokraftstoff und flüssigem Biobrennstoff in Energieeinheiten (tausend t RÖE⁸³) entsprechend der Kategorien der in Anhang VIII Teil A aufgelisteten Rohstoffgruppen

Rohstoffgruppe	2017	2018
Getreide und sonstige Kulturpflanzen mit hohem Stärkegehalt ⁸⁴	669	690
Zuckerpflanzen ⁸⁵	46	37
Ölpflanzen ⁸⁶	1.265	1.196

⁸⁴ Laut BLE (2019) in Deutschland 2017 und 2018 in Verkehr gebrachte und als nachhaltig zertifizierte Biokraftstoffe und Biobrennstoffe auf Basis von Mais, Weizen, Triticale, Roggen und Gerste.

⁸⁵ Laut BLE (2019) in Deutschland 2017 und 2018 in Verkehr gebrachte und als nachhaltig zertifizierte Biokraftstoffe und Biobrennstoffe auf Basis von Zuckerrüben und Zuckerrohr.

⁸⁶ Laut BLE (2019) in Deutschland 2017 und 2018 in Verkehr gebrachte und als nachhaltig zertifizierte Biokraftstoffe und Biobrennstoffe auf Basis von Raps, Ölpalme, Sonnenblume, Soja und äthiopischer Senf.

Berichterstattung außerhalb des Musters zum Fortschrittsbericht

14 BERICHT NACH BIOMASSESTROM- UND BOKRAFTSTOFF-NACHHALTIGKEITSVERORDNUNG (BIOMASSE-NACHHALTIGKEITSVERORDNUNGEN)

Deutschland hat in § 64 seiner Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung (Biokraft-NachV) festgelegt, dass im Rahmen des Fortschrittsberichts nach Artikel 22 der Richtlinie 2009/28/EG an die EU-Kommission über die Erfüllung der Anforderungen nach der Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung und die Auswirkungen der Herstellung der in der Bundesrepublik Deutschland in den Verkehr gebrachten Biokraftstoffe auf die Nachhaltigkeit zu berichten ist. Im Bericht muss bewertet werden, ob die Verwendung von Biokraftstoffen sozial zu vertreten ist. Wegen der inhaltlichen Gleichbehandlung flüssiger Biomasse werden im Nachfolgenden Nachhaltigkeitsaspekte der in Deutschland auf die THG-Quote angerechneten Biokraftstoffe und zur Stromerzeugung eingesetzten flüssigen Biobrennstoffe gemeinsam berichtet. Der Bericht erfolgt zum Teil auf der Grundlage der Evaluations- und Erfahrungsberichte der Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung (BLE) für die Berichtsjahre 2017 (BLE 2018) und 2018 (BLE 2019).

14.1. Erfüllung der Anforderungen nach den Biomasse-Nachhaltigkeitsverordnungen

Die Biomasse-Nachhaltigkeitsverordnungen sind Ende 2009 in Kraft getreten und sind seit dem 1. Januar 2011 ohne Einschränkungen anzuwenden.

Die Biomasse-Nachhaltigkeitsverordnungen sehen vor, dass der Nachweis über die Erfüllung der Nachhaltigkeitsanforderungen (Nachhaltigkeitsnachweis) mit Hilfe von privaten Zertifizierungssystemen und Zertifizierungsstellen zu erbringen ist. Bestimmungen der Biomasse-Nachhaltigkeitsverordnungen werden im Wesentlichen von der BLE vollzogen. Bereits im Jahr 2010 erkannte die BLE zwei Zertifizierungssysteme (ISCC DE und REDcert DE) an, so dass sich Wirtschaftsbeteiligte bereits früh diesen Zertifizierungssystemen anschließen konnten, um den in Deutschland ab 1. Januar 2011 verpflichtenden Nachhaltigkeitsnachweis führen zu können. Insgesamt wurden 2010 vier Anträge auf Anerkennung von Zertifizierungssystemen bei der BLE eingereicht, was bis zum Ende 2018 unverändert blieb. Von diesen Anträgen wurden die zwei obengenannten Systeme anerkannt, die Anerkennung eines Zertifizierungssystems wurde abgelehnt und eine Anerkennung wurde wieder aufgehoben (BLE 2019). Neben diesen nationalen Systemen in Deutschland (DE-Systeme), räumt die RL 2009/28/EG der Europäischen Kommission zusätzlich die Möglichkeit ein, freiwillige nationale oder internationale Regelungen zur Nachhaltigkeitszertifizierung zuzulassen, die laut deutschen Biomasse-Nachhaltigkeitsverordnungen ebenfalls in Deutschland für den Nachhaltigkeitsnachweis anerkannt sind (im Folgenden „freiwillige Systeme“). Bis Ende 2018 wurden insgesamt 14 dieser freiwilligen Systeme von der Europäischen Kommission zugelas-

sen. Die Zulassung der freiwilligen Systeme ist jeweils für 5 Jahre gültig, sodass in 8 Fällen die Zulassung erneut erteilt wurde und in 6 weiteren Fällen bis Ende 2018 die Zulassung ausgelaufen ist, ohne dass sie bereits erneut vergeben wurde (BLE 2019). Weiterhin können europäische Mitgliedstaaten, adäquat zum DE-System der Nachhaltigkeitsnachweise, nationale Systeme einführen, die den Anforderungen der RL 2009/28/EG zum Nachweis der Einhaltung der Nachhaltigkeitskriterien dienen. Solche nationalen Systeme wurden bis Ende 2018 in Ungarn, Slowenien, Slowakei und Österreich eingerichtet. In der webbasierten staatlichen Datenbank Nachhaltige-Biomasse-Systeme (Nabisy) besteht eine Schnittstelle zur österreichischen Datenbank eINa und dort erstellte Nachhaltigkeitsnachweise können so ins deutsche System übertragen werden. Die anderen genannten nationalen Systeme sind analog zur Vorgehensweise bei den freiwilligen Systemen in Nabisy hinterlegt.

Zertifizierungsstellen übernehmen die Aufgabe, für eine bestimmte Menge von Biomasse die nachhaltige Herkunft entsprechend der Vorgaben der Nachhaltigkeitsverordnungen festzustellen. Zum Stichtag 31. Dezember 2018 waren durch die BLE 23 Zertifizierungsstellen dauerhaft und 45 vorläufig anerkannt. Insgesamt wurden 51 Anträge auf Anerkennung gestellt, davon wurden 6 abgelehnt und 22 Anerkennungen aufgehoben oder sind wegen Untätigkeit der Zertifizierungsstellen erloschen (BLE 2019). Die BLE führt grundsätzlich jährlich ein sog. Office-Audit bei den Zertifizierungsstellen vor Ort durch. Hierbei werden stichprobenartig die Geschäftsvorfälle der Zertifizierungsstelle geprüft. Je nach Ergebnis finden Office-Audits in kürzeren Intervallen statt. Darüber hinaus führt die BLE je nach Risikoeinstufung der jeweiligen Zertifizierungsstelle sogenannte Witness-Audits durch, d.h. die BLE begleitet die Auditoren zu den jeweiligen Schnittstellen und begutachtet deren Vorgehensweise (Prinzip der Kontrolle der Kontrolle). Diese Witness-Audits können jedoch nur durch die BLE durchgeführt werden, soweit die Staaten der Begleitbegutachtung auf ihrem Hoheitsgebiet zugestimmt haben. Einmal jährlich sind die Zertifizierungsstellen verpflichtet, der BLE einen Bericht über ihre Erfahrungen mit den von ihnen angewandten Zertifizierungssystemen zu liefern.⁸⁷

Weltweit wurden 2017 durch die von der BLE anerkannte Zertifizierungsstellen insgesamt 134 Betriebe, 2018 97 Betriebe unter den Vorgaben der DE-Systeme erst- und rezertifiziert, wovon der Großteil der Zertifikate (102 Zertifikate in 2017) an Betriebe in Deutschland ging. 2017 wurden weitere 24 Betriebe in anderen EU-Staaten zertifiziert und 8 Betriebe in Drittstaaten. In 2018 ging der „überwiegende“ Teil der Zertifikate an Betriebe in Deutschland (BLE 2018, BLE 2019). Im Vergleich zu 2014 ging die Anzahl der nach den Vorgaben der in DE-Systeme zertifizierten Betriebe

⁸⁷ Dieser Bericht enthält neben Aussagen zur Durchführbarkeit der Systemvorgaben auch Tatsachen, die für die Beurteilung von Bedeutung sind, ob die Zertifizierungssysteme geeignet sind, die gesetzlichen Vorgaben sicherzustellen.

2015 um 65% zurück und sank 2016 im Vergleich zu 2015 um weitere 18%, in 2018 ging die Anzahl um 28% zurück im Vergleich zum Vorjahr. Damit hielt der rückläufige Trend der Zertifizierungen nach den von der BLE anerkannten Systemen weiter an. Gleichzeitig mit dem Rückgang der Zertifizierungen in Deutschland steigt die Zahl der Betriebe, die eine Zertifizierung nach den Vorgaben freiwilliger Systeme erlangen (BLE 2018, BLE 2019). Wenn die Zertifizierungsstelle, die Zertifizierungen nach den Vorgaben von freiwilligen Systemen vornehmen, ihren Sitz oder ihre Niederlassung in Deutschland hat und die Zertifizierungsentscheidung in Deutschland erfolgt, sind die Zertifikate ebenfalls der BLE zu übermitteln. Im Jahr 2017 wurden der BLE 3.116 dieser Erst- und Rezertifizierungen gemeldet (BLE 2018), 2018 waren es 2.919 (BLE 2018, BLE 2019). Damit wurden durch von der BLE anerkannten Zertifizierungsstellen 2017 nur 4% der Betriebe nach den Vorgaben der DE-Systeme und 96% nach Vorgaben der freiwilligen Systeme zertifiziert.

Die BLE ist für die Verwaltung von Daten zur Nachhaltigkeit von Biokraftstoffen und flüssigen Biobrennstoffen über Nabisy zuständig. Die für den deutschen Markt relevanten Daten⁸⁸ zur Nachhaltigkeit von Biokraftstoffen und flüssigen Biobrennstoffen müssen von den Wirtschaftsbeteiligten in Nabisy eingegeben werden. Sie werden durch Nabisy dokumentiert und plausibilisiert. Auf Nabisy können die deutschen Hauptzollämter sowie die Biokraftstoffquotenstelle und ggf. die zuständigen Behörden der anderen Mitgliedstaaten der EU direkt zugreifen. Die Hauptzollämter können anhand der Daten aus Nabisy ihrer Aufgabe der steuerlichen Überwachung nach dem Energiesteuergesetz und die Biokraftstoffquotenstelle ihrer Aufgabe der Überwachung der Biokraftstoffquotenverpflichtung nach dem Bundesimmissionsschutzgesetz nachkommen. Der Austausch von Daten zur Nachhaltigkeit zwischen den zuständigen Behörden der Mitgliedstaaten ist erforderlich, um die Inanspruchnahme unzulässiger Vergünstigungen in mehreren Mitgliedstaaten für dieselbe Lieferung durch die Wirtschaftsbeteiligten zu verhindern. Mit Nabisy ist die notwendige institutionelle Voraussetzung für diesen Datenaustausch geschaffen worden und die BLE steht im Austausch mit Behörden anderer Mitgliedstaaten, um den erforderlichen Datenabgleich sicherzustellen.

Ein möglicher Ausschluss oder die Nichtanerkennung von Zertifikaten ist der einzige Hinweis, dass in überprüften Fällen für eine bestimmte Rohstoffmenge die Anforderungen des Nachhaltigkeitssystems nicht eingehalten werden und dies in Folge mit einem Systemausschluss sanktioniert wird. Hintergründe, die zu dem Ausschluss führen oder eine geographische Zuordnung können derzeit auf Grundlage der regelmäßig veröffentlichten Information nicht genannt werden. Als Ergebnis seiner Prü-

⁸⁸ Die Daten umfassen u.a. Art der verwendeten Rohstoffe, Menge, Energiegehalt, Anbauland, Einordnung als Abfall- oder Reststoff, Lieferantenkette und THG-Minderungspotenzial.

fung des EU-Systems zur Zertifizierung nachhaltiger Biokraftstoffe in 2015, mahnt der europäische Rechnungshof fehlende Transparenz und fehlende Kontrolle der freiwilligen Systeme an (Europäischer Rechnungshof 2016). In diesem Zusammenhang wurde z.B. darauf hingewiesen, dass auch nach Herausgabe von Leitlinien zur Transparenz freiwilliger Systeme im März 2015 (Europäische Kommission 2015c) weiterhin Informationslücken zur Funktionsweise der Systeme bestehen, die Führungsstrukturen einiger Systeme das Risiko von Interessenskonflikten bergen und die Funktionsweise anerkannter freiwilliger Systeme und die Einhaltung der Nachhaltigkeitskriterien (z.B. der EU-Umweltanforderungen) nicht von der Kommission überwacht werden. Die Ausweitung der Transparenz der gesamten Zertifizierungs- und Nachweiskette ist für die Glaubwürdigkeit und die Akzeptanz der Marktteilnehmer jedoch entscheidend. Mit dem Ziel der Erhöhung der Transparenz und Verbesserung der Aufsicht freiwilliger Systeme durch die Kommission ist korrespondierend dazu in der Richtlinie (EU) 2015/1513 eine regelmäßige Berichterstattung über die Aktivitäten im Rahmen der freiwilligen Systeme gefordert. Bisher wurden noch keine dieser Berichte veröffentlicht.

14.2. Auswirkungen der Herstellung der in Deutschland zur Stromerzeugung eingesetzten flüssigen Biobrennstoffe und der in Verkehr gebrachten Biokraftstoffe auf die Nachhaltigkeit

In den Biomasse-Nachhaltigkeitsverordnungen sind bei der Umsetzung der Richtlinie 2009/28/EG Aspekte einer nachhaltigen Biomasseerzeugung in Form von zu erfüllenden ökologischen Mindestkriterien formuliert (14.2.2). Andere Nachhaltigkeitsaspekte werden nicht von den Verordnungen abgedeckt (14.2.3).

14.2.1 Herkunft der in Deutschland zur Stromerzeugung eingesetzten flüssigen Biobrennstoffe und der auf die Quotenverpflichtung angerechneten Biokraftstoffe

Biokraftstoffe

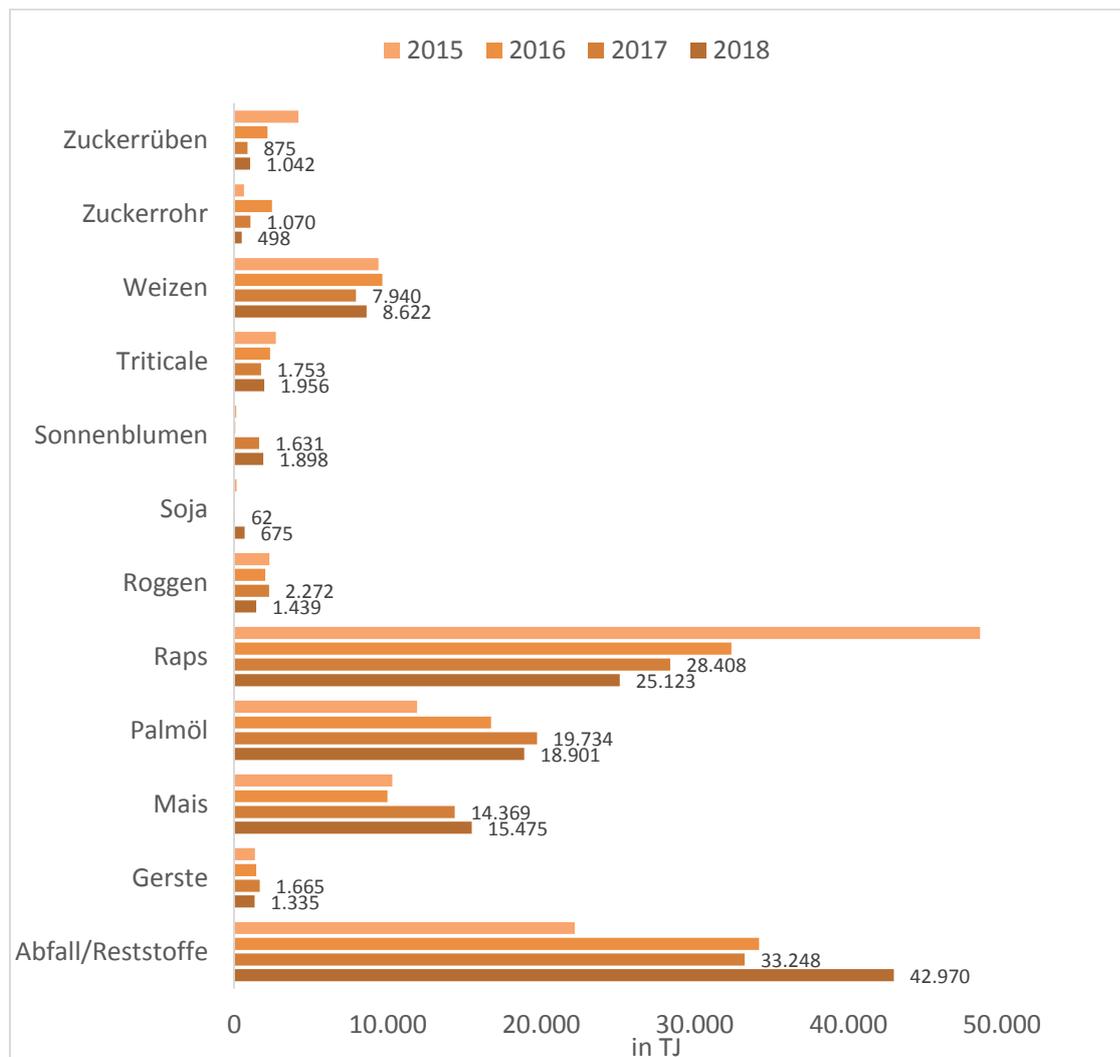
Die Menge der Biokraftstoffe, die für eine Anrechnung auf die Quotenverpflichtung oder eine Steuerentlastung bei der BLE vermerkt waren, ging 2017 im Vergleich zu den beiden Vorjahren weiter leicht zurück und erreichte im Jahr 2017 113.029 TJ, jedoch stieg diese 2018 auf 120.066 TJ leicht an (BLE 2019) (siehe auch Kap. 1 und 8). Ein wesentlicher Grund für die bis einschließlich 2017 rückläufige Tendenz ist in der Umstellung auf die Treibhausgas (THG)-Quote⁸⁹ und der Erreichung des Ziels

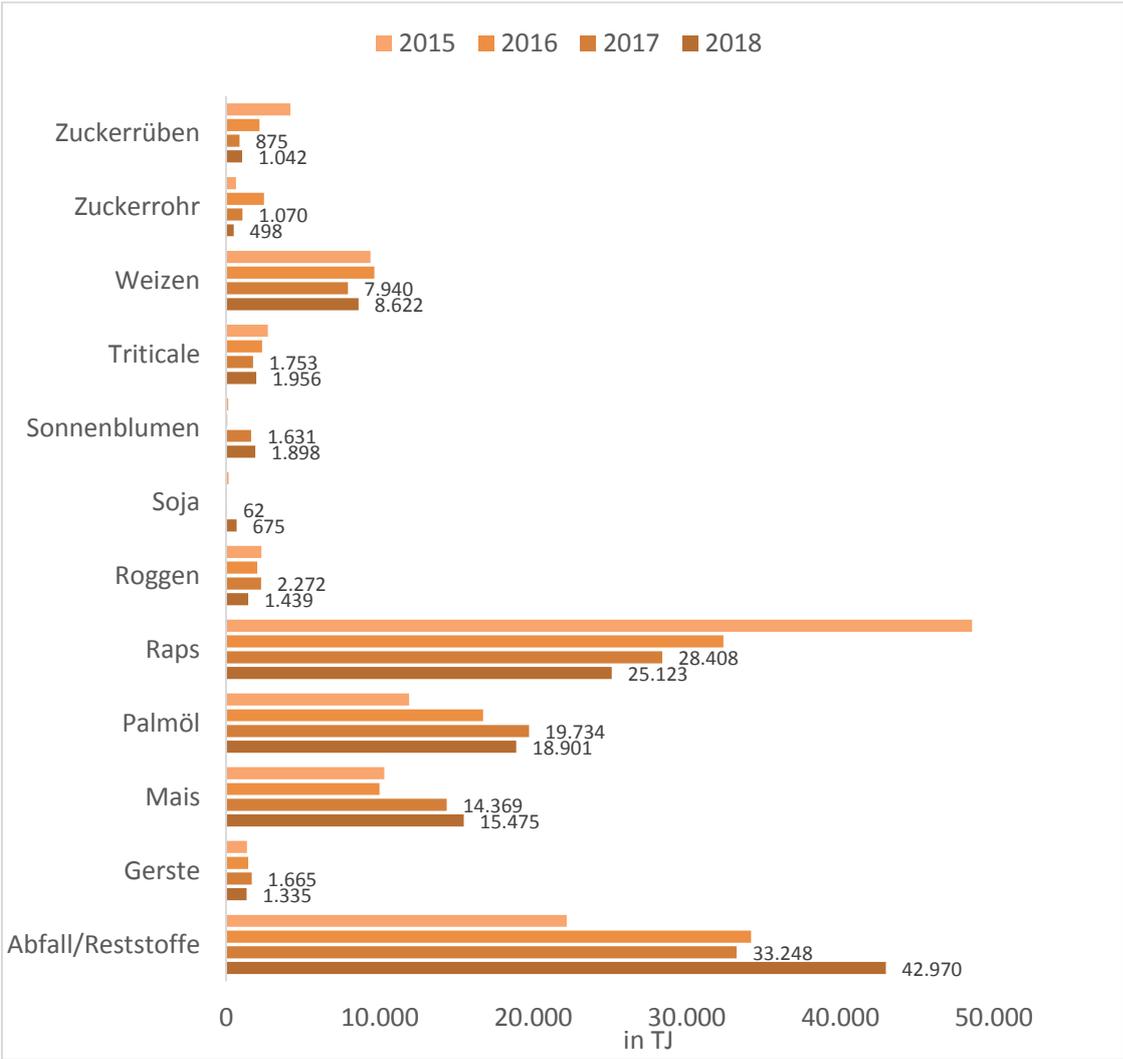
⁸⁹ Bis Ende 2014 war das zentrale Förderinstrument der Biokraftstoffe die Biokraftstoffquote. Seit 2015 gilt statt dieses Mengenziels gemäß §37a BImSchG ein THG-Minderungsziel („THG-Quote“). Verpflichtete haben demnach seit 2015 sicherzustellen, dass die THG-Emissionen der von Ihnen in Verkehr gebrachten Kraftstoffe (Otto-, Diesel- und Biokraftstoffe) in Summe um 3,5% und seit 2017 um 4 % gegenüber dem fossilen Referenzwert gemindert werden.

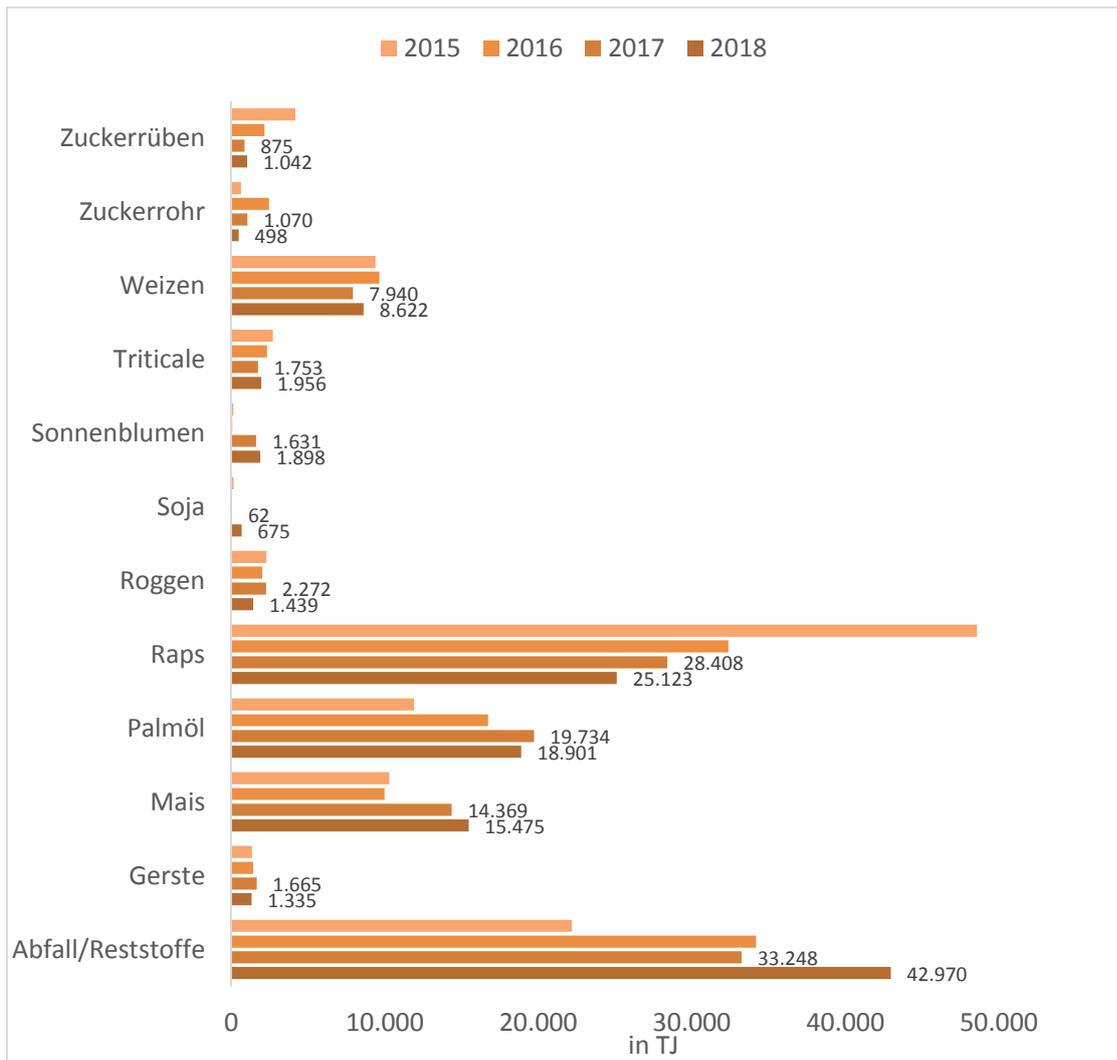
mit Biokraftstoffen mit besonders hohem THG-Einsparpotenzial zu sehen (BLE 2019). Entsprechend sind auch Veränderungen bei der Rohstoffbasis der Biokraftstoffverwendung erkennbar. So blieb die Nutzung von Abfall- und Reststoffen nach einem deutlichen Anstieg 2016 in 2017 auf einem ähnlichen Niveau, stieg dann aber 2018 weiter an. Der Anteil von Abfall/Reststoffen in der im Zuge der Anrechnung von Biokraftstoffen auf die deutsche THG-Quote erhöhte sich von 29,4 % in 2017 auf 35,8 % in 2018, die von Raps und Zuckerrüben war in Deutschland hingegen weiter rückläufig. Die Nutzung von Palmöl stieg nach den Jahren der Abnahme bis 2015 im Jahr 2018 wie schon 2017 wieder an und folgte damit dem EU-weiten Trend einer weiter steigenden Nutzung von Palmöl als Rohstoff für die Biodieselproduktion (Silhonen 2019).

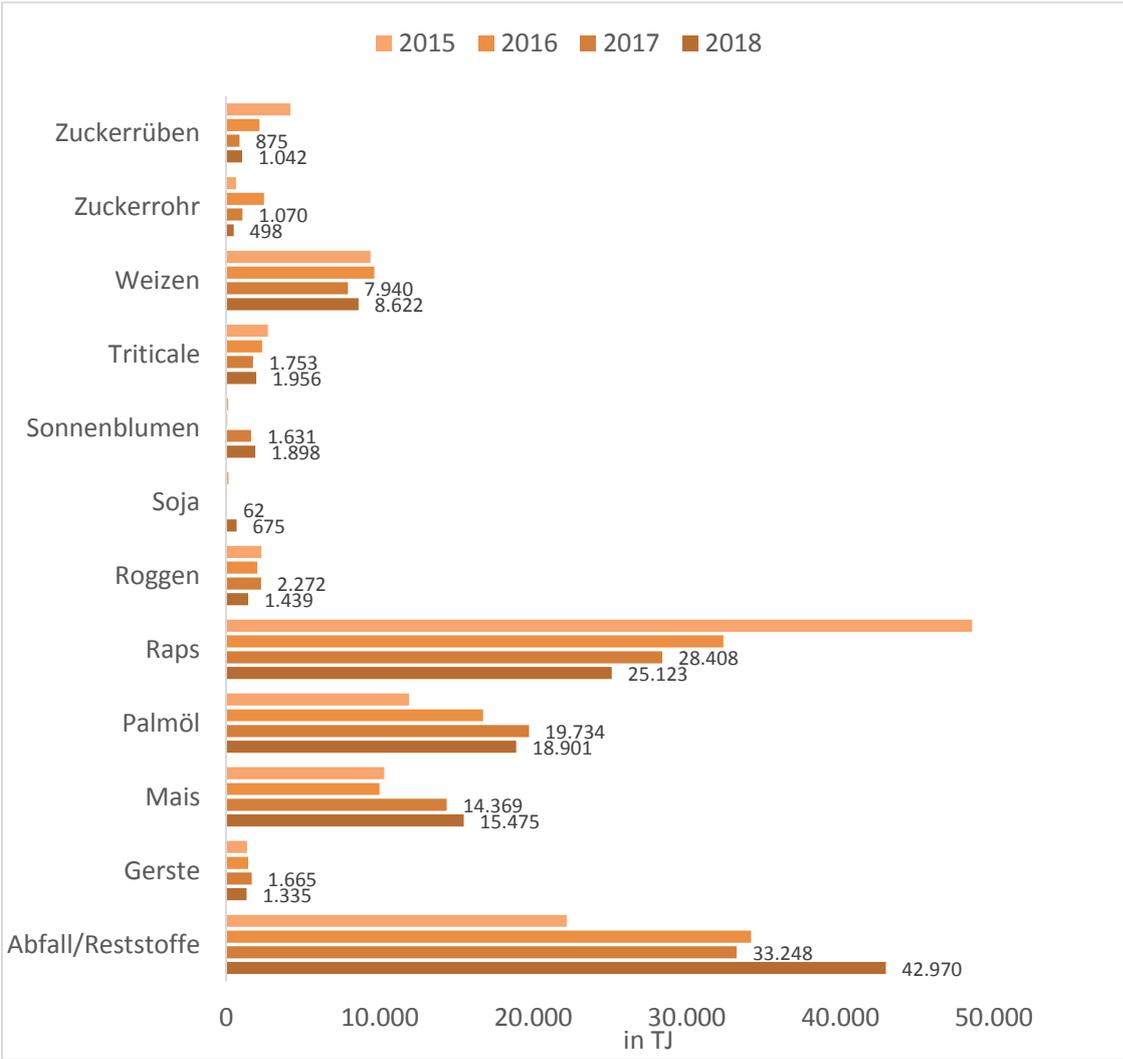
In Deutschland stieg der Anteil von Palmöl als Ausgangsstoff für alle Biokraftstoffarten von 2015 noch 10,5 % auf 17,5 % im Jahr 2017, dieser Trend setzte sich 2018 mit 15,7 % nicht weiter fort.

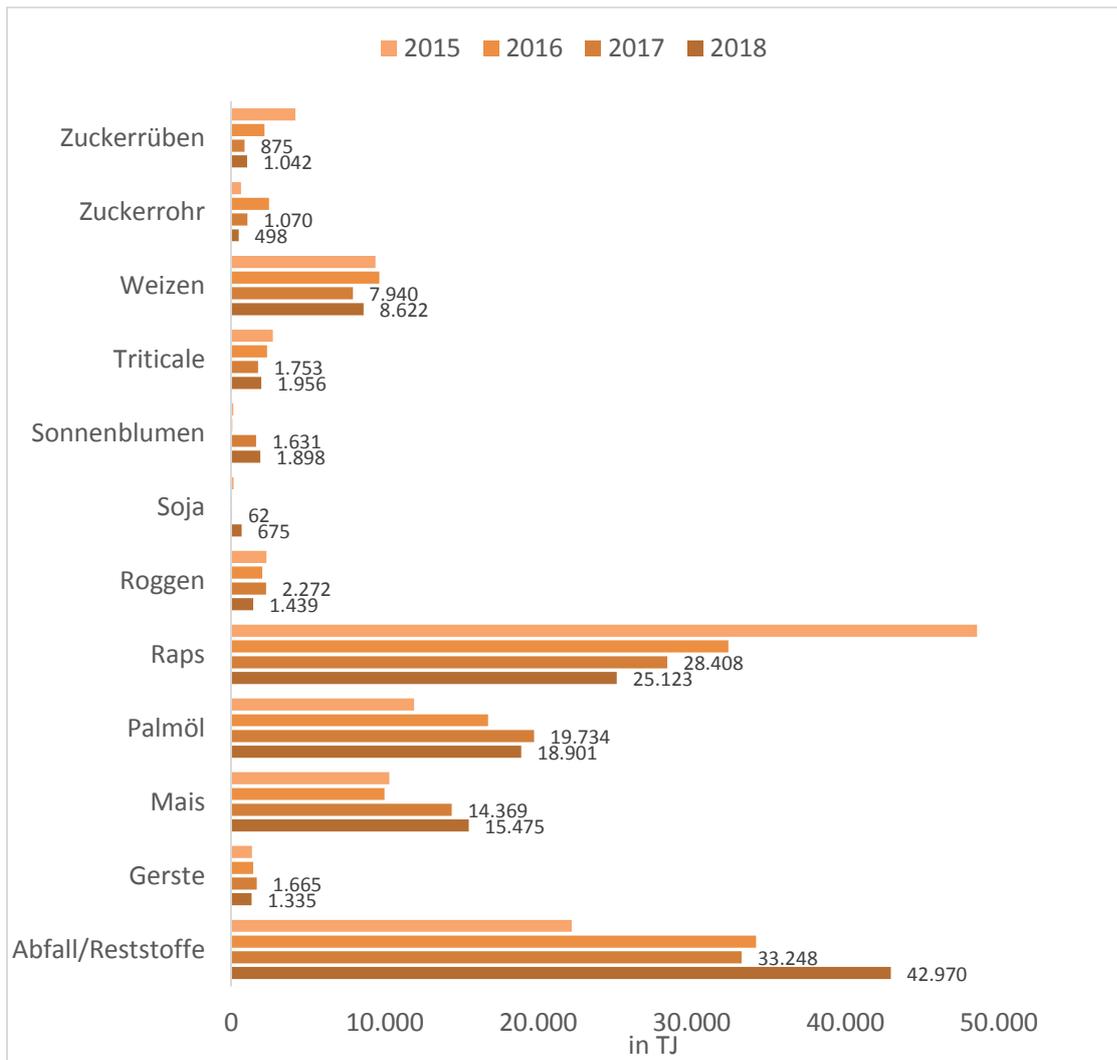
Abbildung 14.1: Rohstoffe der Biokraftstoffverwendung

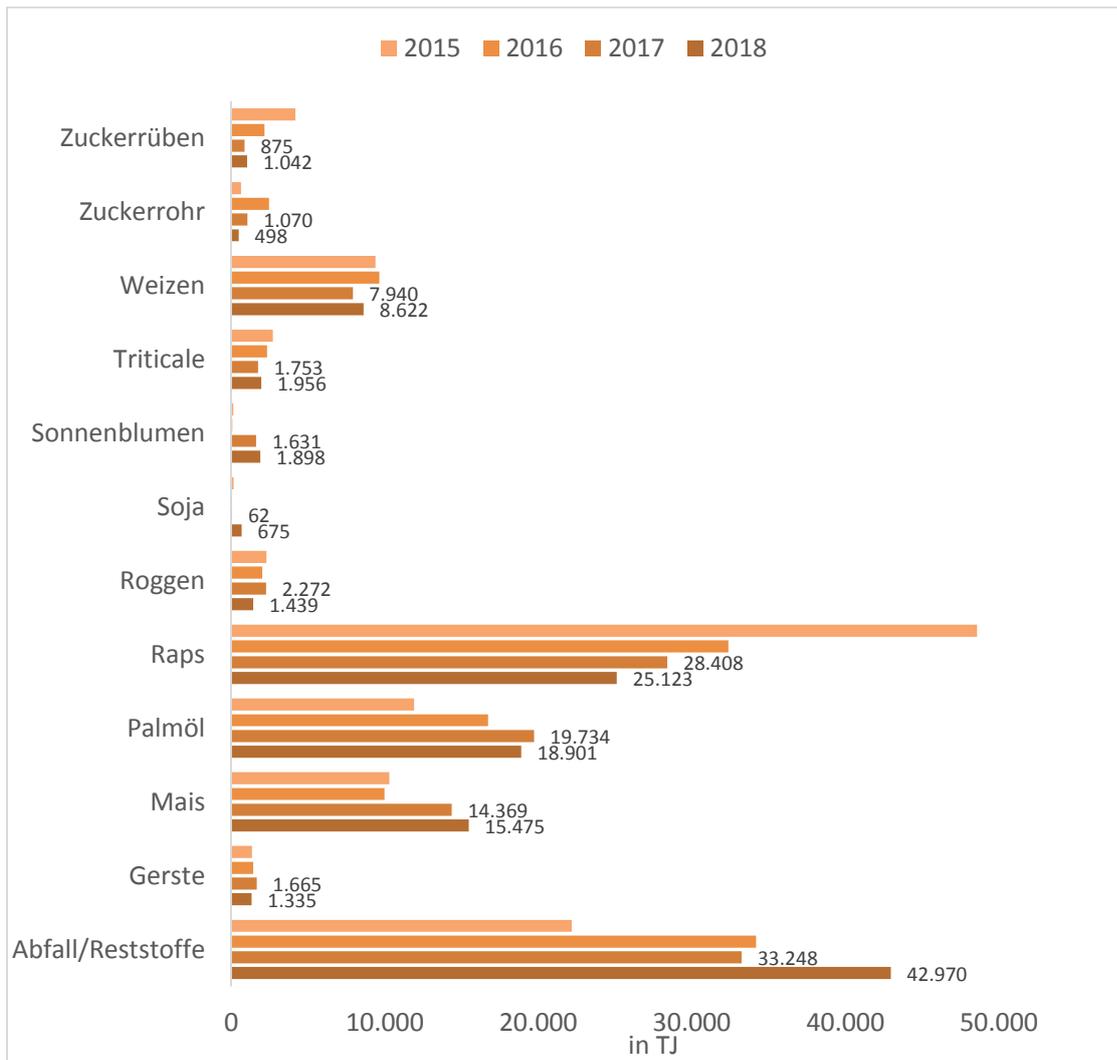


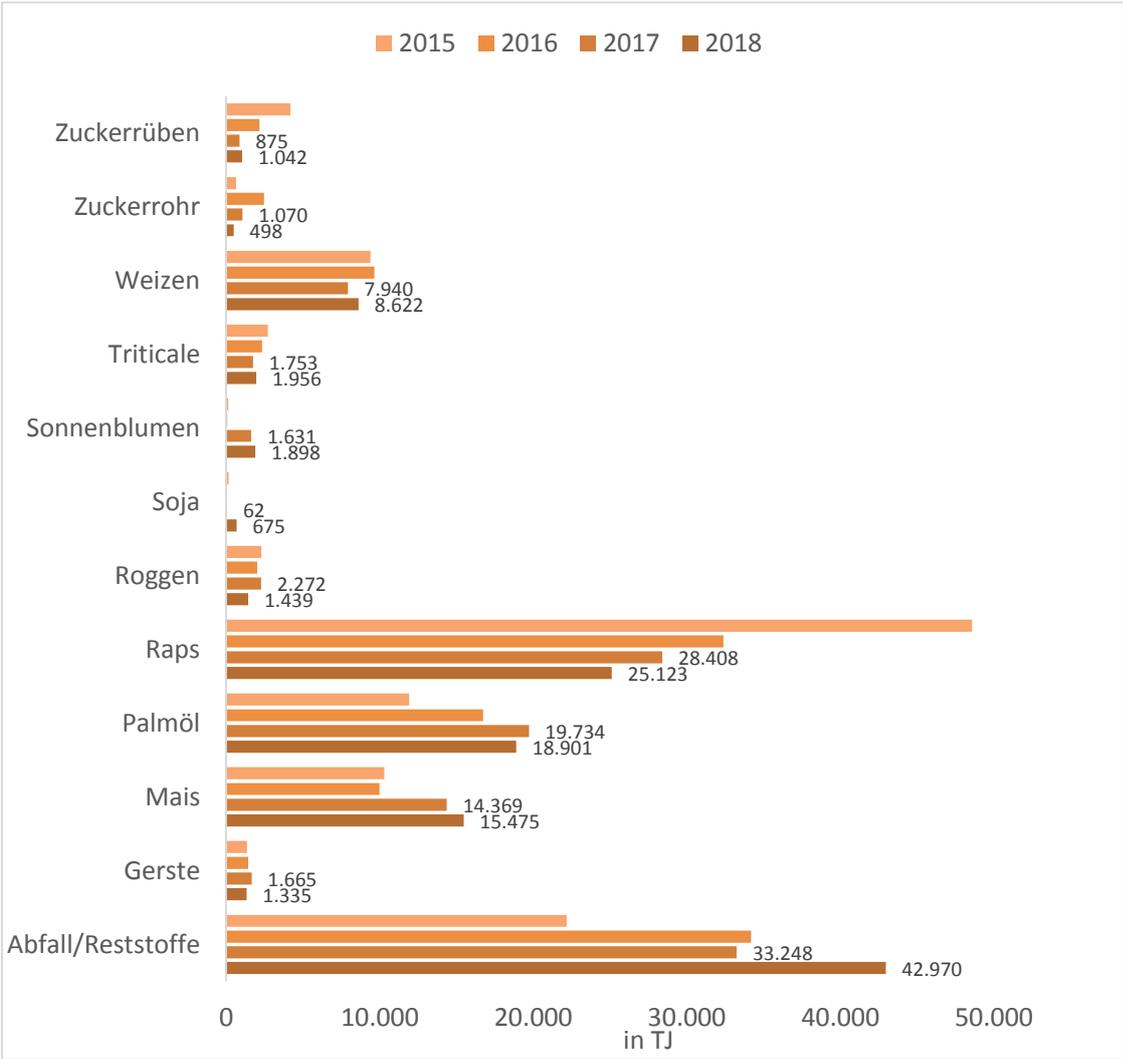


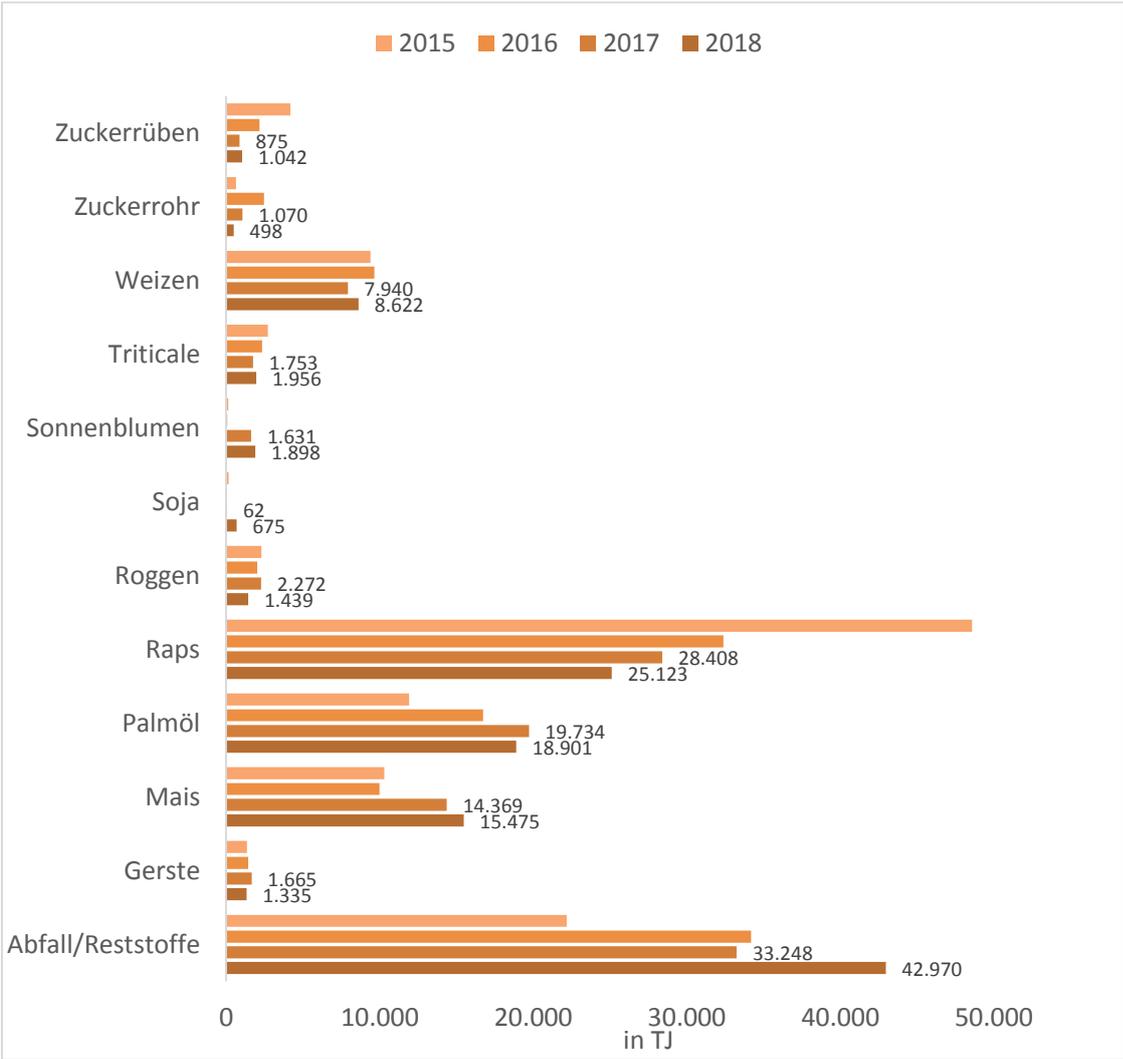


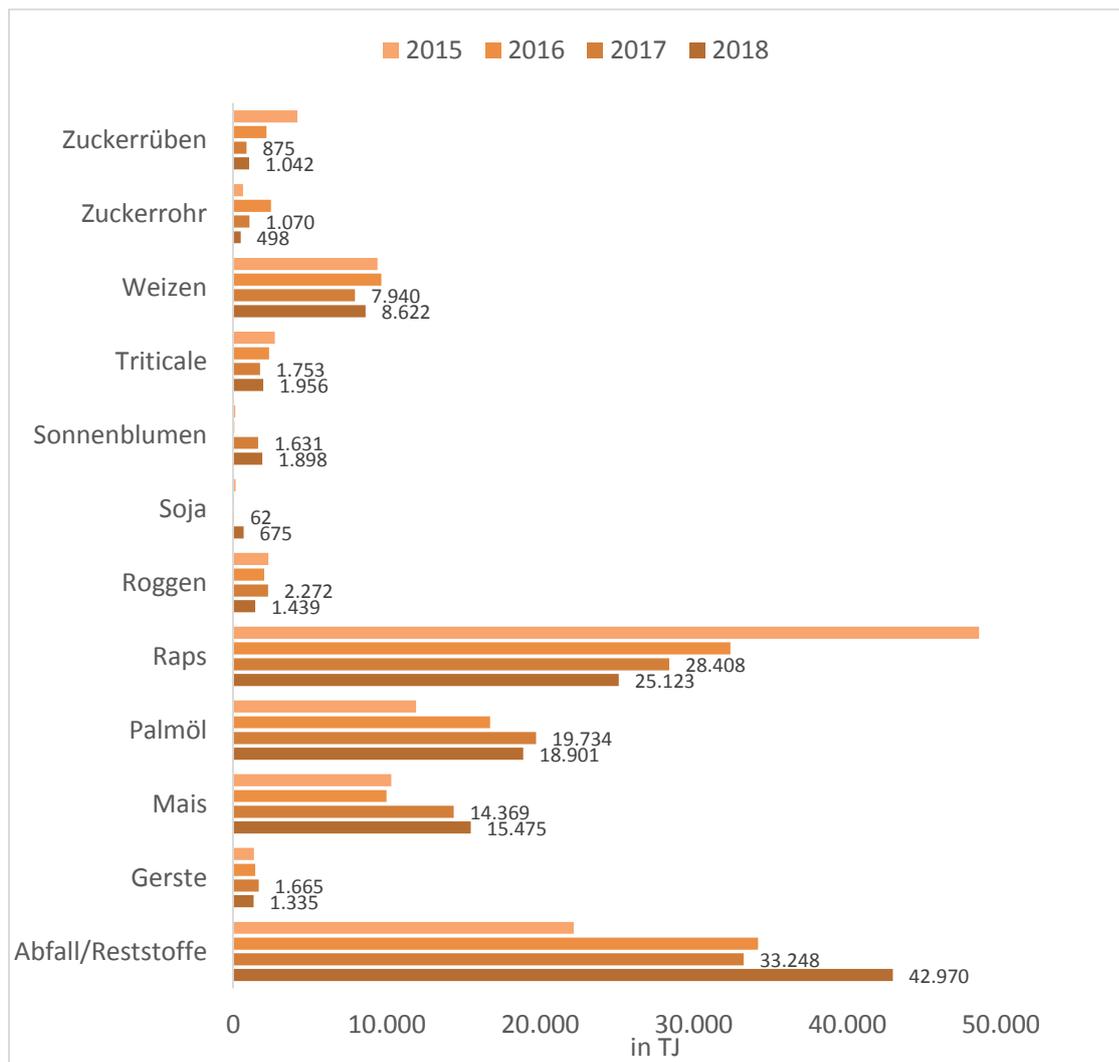


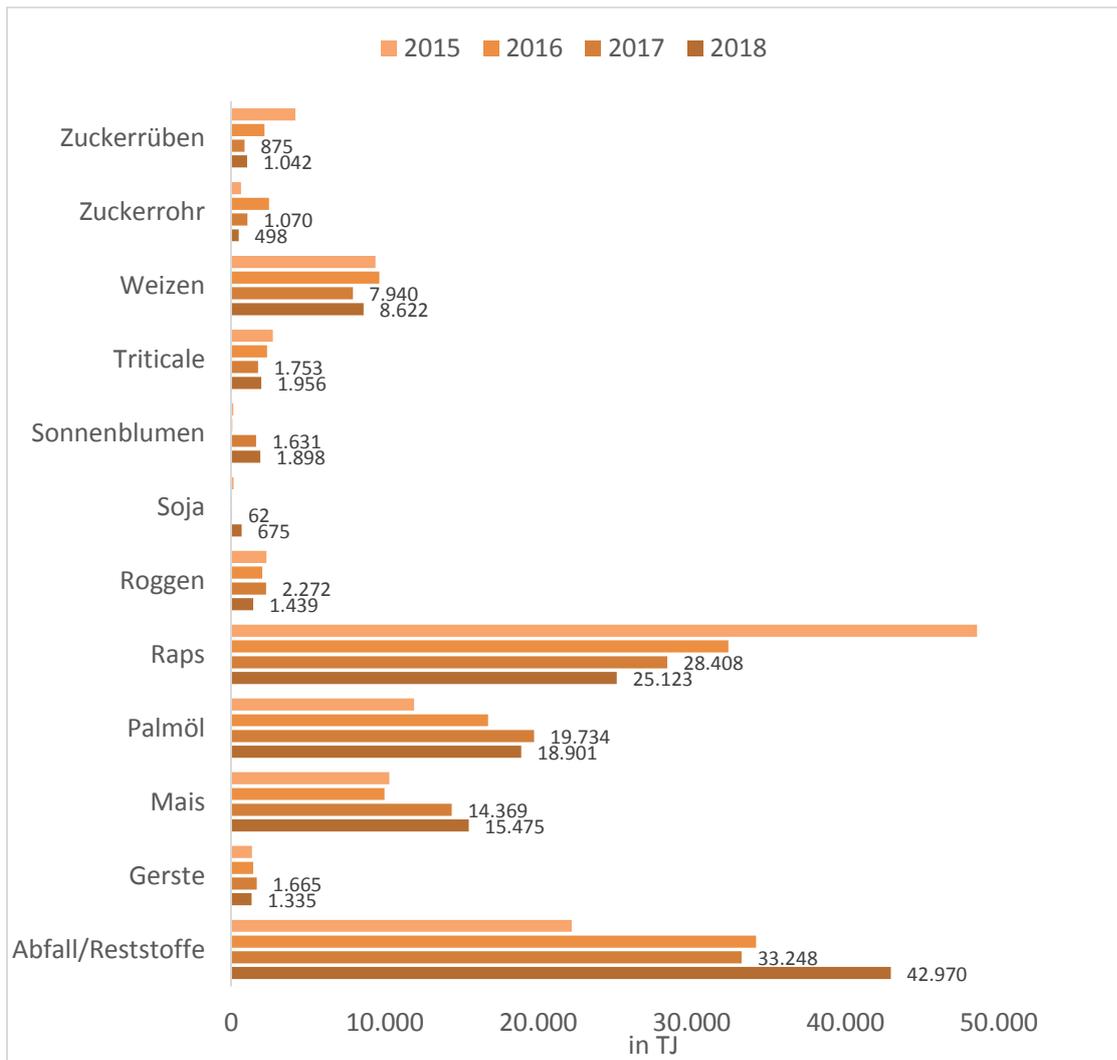


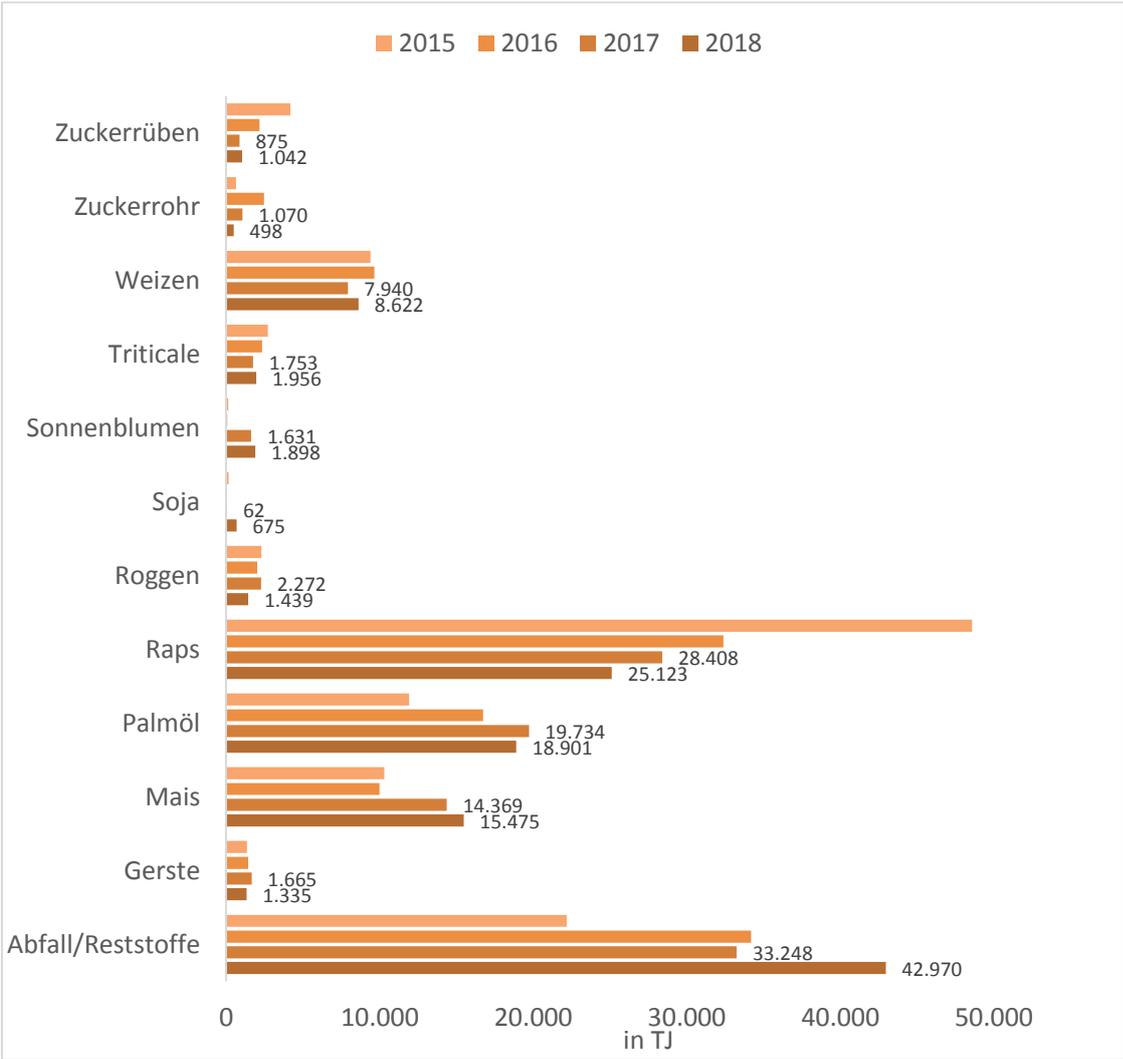


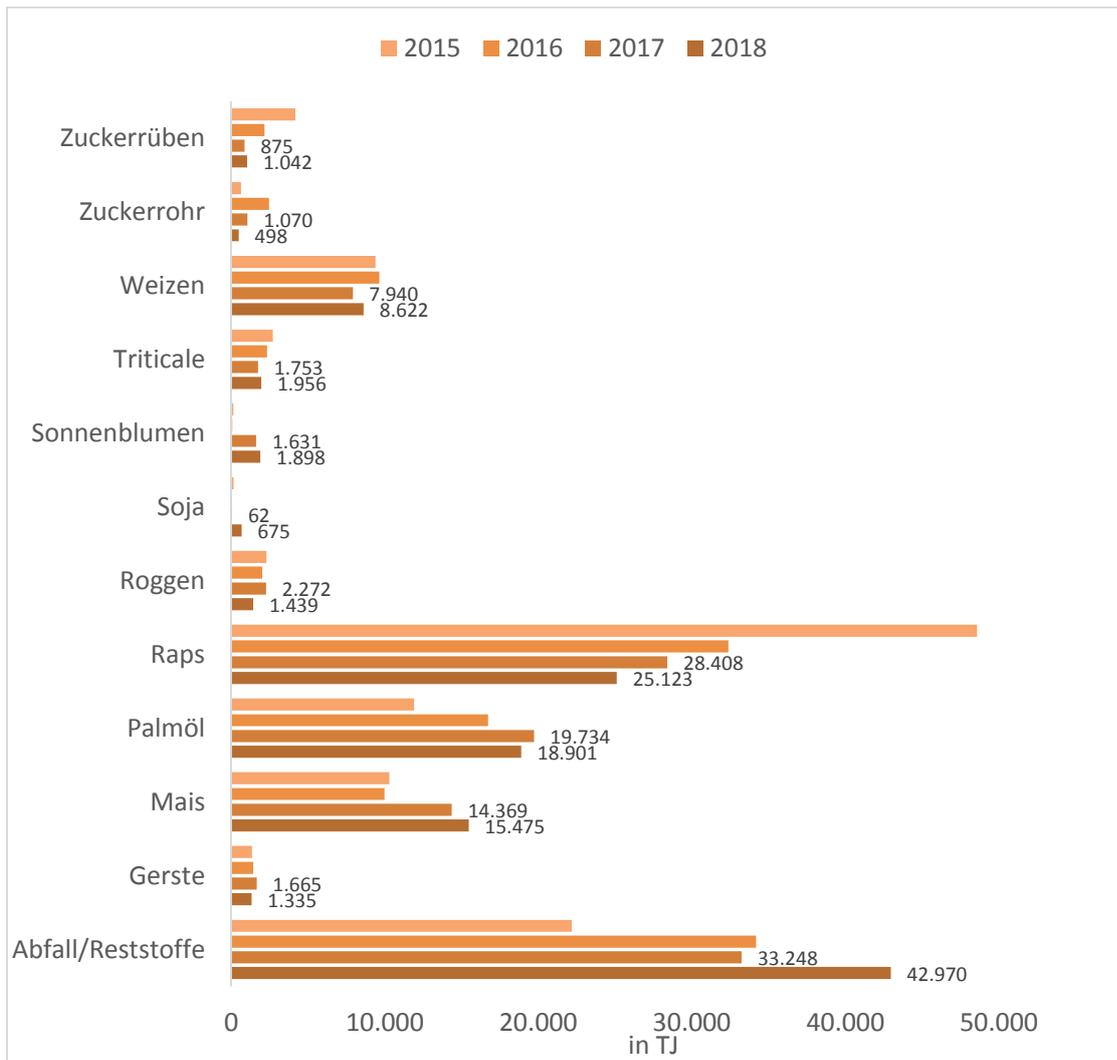








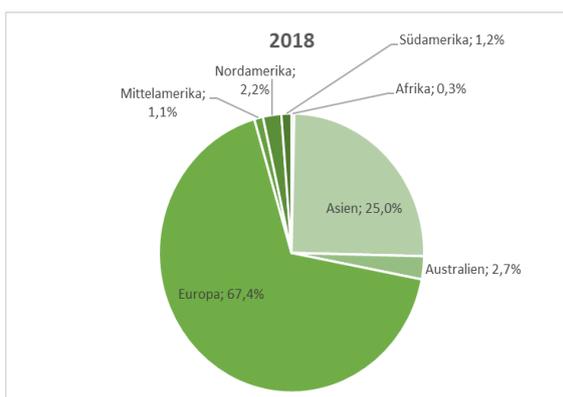
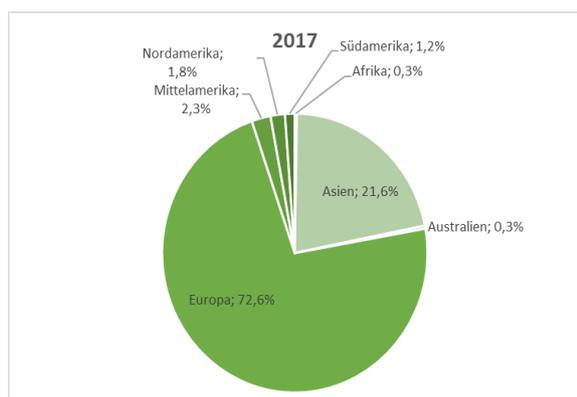




Seit dem Jahr 2013 müssen Nachhaltigkeitsnachweise zusätzlich die Angabe des Anbaulands umfassen. Nach einer Übergangszeit, in der noch Nachhaltigkeits(teil-)nachweise⁹⁰ in Nabisy ohne Herkunftsbezug entwertet wurden, ist seit 2015 eine Angabe der Herkunftszuordnung aller Nachhaltigkeitsnachweise möglich, so dass die Biomasse, die nach den Anforderungen der Nachhaltigkeitsysteme angebaut wurde, den entsprechenden Herkunftsländern lückenlos zugeordnet werden kann.

Abbildung 14.2: Herkunft nach Kontinenten

⁹⁰ Nachhaltigkeits-Teilnachweise entstehen im Zuge der Lieferkette von Biokraftstoffen, wenn die jeweiligen Mengen nachhaltiger Biokraftstoffe im Handel bedarfsgerecht geteilt oder zusammengefasst werden. Um diesen Vorgang abzubilden, können Nachhaltigkeitsnachweise aufgeteilt oder mit anderen zusammengefasst werden.



Der größte Anteil der Rohstoffe stammte auch in den Jahren 2017 (73%) und 2018 (67%) aus Europa, vor allem aus der EU (67% bzw. 64%). Der Anteil und die absolute Menge der auf Basis von Biomasse aus Europa in Deutschland in Verkehr gebrachten Biokraftstoffe blieb, nachdem in den Vorjahren ein deutlicher Rückgang zu verzeichnen war, im Vergleich zu 2016 relativ konstant (82.027 TJ in 2017, 80.954 TJ in 2018). Dabei setzte sich der Rückgang der aus Deutschland stammenden Rohstoffe aber auch 2017 (28.144 TJ bzw. -21% im Vergleich zu 2016) und 2018 (26.392 TJ bzw. -6% im Vergleich zu 2017) fort. Auffällig gestiegen ist hingegen der Beitrag der Rohstoffe aus europäischen Drittstaaten, der sich 2017 im Vergleich zu 2016 mehr als vervierfacht hat (2017 6.415 TJ). Hauptursache war Bioethanol auf Basis von Mais aus der Ukraine. Auch in 2018 stieg der Beitrag europäischer Drittstaaten weiter an auf 7.831 TJ (+22% im Vergleich zu 2017).

Mit einem Anteil von 22% im Jahr 2017 und 25% im Jahr 2018 trugen zudem Rohstoffe aus Asien maßgeblich zu der Bereitstellung von in Deutschland auf die THG-Quote angerechneten Biokraftstoffen bei. Im Vergleich zu 2016 stieg die Menge an Biokraftstoffen, die aus Ausgangsstoffen aus Asien (Palmöl und Abfälle zur Biodieselproduktion, Raps) hergestellt wurde, 2016 um 6%, 2018 um 23% gegenüber 2017 an. Die Steigerung lässt sich hauptsächlich durch einen Anstieg der Menge an Biokraftstoffen auf Basis von Abfällen und Reststoffen um 75% erklären. Deutlich stieg auch die Menge der aus Mittelamerika stammenden Rohstoffe zur Bereitstellung von in Deutschland auf die THG-Quote angerechneten Biokraftstoffen (2.606 TJ in 2017). Dies ist vor allem auf den Anstieg des mittelamerikanischen Palmöls zurückzuführen, dessen in Deutschland eingesetzte Menge sich 2017 im Vergleich zu 2016 mehr als versiebenfacht hat. Allerdings ging 2018 die Menge des Palmöls aus Mittelamerika auf 1.029 TJ zurück. Die Mengen an in Deutschland in Verkehr gebrachten Biokraftstoffen, deren Ausgangsstoffe aus Nord- und Südamerika stammten waren 2017 im Vergleich zu 2016 rückläufig (1.983 TJ aus Nordamerika und 1.335 TJ aus Südamerika in 2017), stieg jedoch 2018 auf 2.682 TJ aus Nordamerika (+35,2% zum Vorjahr) und 1.477 TJ aus Südamerika (+10,6%) an. Biokraftstoffe, deren Ausgangsstoffe aus Australien stammten stiegen stark an (3.198 TJ in 2018 gegenüber 379 TJ in 2017). Wie in den Vorjahren war ein weiterer leichter Anstieg bei Rohstoffen aus Afrika zu

verzeichnen, die 2017 und 2018 aber weiterhin nur einen sehr geringen Anteil der Gesamtmenge ausmachten (ca. 0,3% in 2017 und 0,3% in 2018) (BLE 2019).

Wie bereits angesprochen, setzte sich der Trend stark steigender Palmölnutzung von 2016 auch 2017 fort (Anstieg in 2017 im Vergleich zu 2016 17,9%) und blieb 2018 etwa auf diesem Niveau. Damit stieg auch der Anteil der Rohstoffe aus Asien weiter an, auch wenn 2017 neben Asien (ca. 88% des Palmöls) mit Honduras Mittelamerika (ca. 12% des Palmöls) zu einem wichtigen Lieferanten von Palmöl für die in Deutschland in Verkehr gebrachten Biokraftstoffe wurde. Das asiatische Palmöl hatte seinen Ursprung 2017 zu 92% und 2018 zu 96,2% in Indonesien und zu 8% bzw. 3,8% in Malaysia. Damit trägt Indonesien mit den bekannten ökologischen und sozialen Problemen des Palmölanbaus (Knöke and Inkermann 2015) den größten Anteil an Palmöl zur energetischen Verwertung bei. Im Jahr 2017 machte die Nutzung für Biokraftstoffe rund 52% der in Deutschland verbrauchten Menge an Palmöl aus (Hawighorst 2018) wobei der Import von Palmöl nach Deutschland für unterschiedliche Zwecke (Kraftstoff- und Lebensmittelsektor, chemische Industrie und technische Verwendung) laut OVID (2019) von 1,3 Mio. Tonnen in 2016 auf 0,9 Mio. Tonnen in 2018 sank. Der Anteil des als nachhaltig zertifizierten Palmöls, das in Deutschland in anderen Sektoren eingesetzt wird, steigt zwar langsam an (2017 26-85%), jedoch war auch 2017 nur rund ein Viertel des weltweit produzierten Palmöls als nachhaltig zertifiziert (Hawighorst 2018). Da zudem in den Hauptanbauländern der geschätzte Anteil energetisch genutzten Öls nur im einstelligen %bereich liegt, stellt sich die Frage, ob die fluktuierende Nachfrage des Kraftstoffsektors nach als nachhaltig zertifiziertem Palmöl eine messbare Wirkung in Richtung nachhaltiger Entwicklung der Gesamtproduktion hat. Die Vermutung liegt nahe, dass sich vorrangig die Betriebe, die ohnehin die Vorgaben der Nachhaltigkeitsverordnung einhalten können, um Zertifikate bemühen.

Die Menge des Einsatzes von Soja stieg 2017 wieder leicht an, macht aber weiterhin nur ca. 0,05% der gesamten Ausgangsstoffe für in Deutschland in Verkehr gebrachte Biokraftstoffe aus. Neben Südamerika (646 TJ, das bedeutet einen starken Anstieg gegenüber 27 TJ in 2017) trug 2018 auch Europa wieder zur Bereitstellung von Soja bei (19 TJ, in 2017 35 TJ). Nach einem starken Anstieg des Einsatzes südamerikanischen Zuckerrohrs 2016, sank dieser 2017 wieder deutlich um rund 63%. Dies setzte sich 2018 fort mit einer weiteren Verringerung um 66,4% (von 746 TJ in 2017 auf 251 TJ in 2018). Die deutliche Mehrheit dieses Zuckerrohrs stammte aus Peru (95 % des südamerikanischen bzw. 66% des gesamten Zuckerrohrs; keine Angaben zur Herkunft in 2018). Die Menge des als Ausgangsstoff für Biokraftstoff verwendeten Zuckerrohrs aus Mittelamerika sank auf 247 TJ in 2018 (324 TJ in 2017). Neu hinzugekommen ist die Nutzung von Äthiopischem Senf als Ausgangsstoff für Biokraftstoff (52 TJ in 2018) mit Ursprung in Südamerika.

Die Nutzung von Biokraftstoffen auf Basis von Raps war 2018 weiter deutlich rückläufig. Raps stellte 20,9% an der Gesamtmenge der in Deutschland genutzten Aus-

gangsstoffe, im Vorjahr waren es noch 25,1%. Raps machte 2017 ca. 34% und 2018 27,2% aller aus Europa stammenden Ausgangsstoffe aus und kam 2018 (2017) zu ca. 55% (53%) aus Deutschland, gefolgt von Frankreich, Polen, Ungarn, Rumänien und Bulgarien. Ca. 99% des in Deutschland in Biokraftstoffen eingesetzten Rapses stammte 2017 aus Europa (einschließlich Deutschland).

Nachdem die Nutzung von Zuckerrüben als Ausgangsstoff für Biokraftstoffe 2017 weiter deutlich sank (Vergleich zu 2016 -60%, im Vergleich zu 2013 -89%), blieb ihr Anteil 2018 ähnlich zum Vorjahr: 2018 stellten Zuckerrüben ca. 3,3 % der Ausgangsstoffe für Biokraftstoffe, 2017 waren es ca. 2,9 %. Der Anteil der Zuckerrüben an den aus Europa stammenden Ausgangsstoffen machte 2018 ebenso wie 2017 nur noch ca. 1% aus. Genauso wie bei Zuckerrüben stammte der gesamte für den deutschen Biokraftstoffmarkt eingesetzte Mais im Berichtszeitraum 2018 aus Europa. Der Einsatz von Mais ist 2017 im Vergleich zu 2016 deutlich gestiegen (+44%), was vor allem auf Bioethanol aus Mais aus der Ukraine (machte 2017 42 % des gesamten Mais-basierten Biokraftstoffs aus) zurückzuführen ist. In 2018 stieg die Menge des aus Europa stammenden Maises für die Produktion von Bioethanol auf Maisbasis von 14.369 TJ in 2017 auf 15.475 TJ weiter leicht an. Der Beitrag des Getreides zu den 2018 in Deutschland in Verkehr gebrachten Biokraftstoffen blieb relativ konstant, auch wenn der Anteil der Getreidearten sich etwas änderte (mehr Triticale und Weizen, weniger Roggen und Gerste als in 2017). Außerdem basierten im Jahr 2017 erstmals wieder relevante Mengen an Biodiesel aus Sonnenblumenöl (rund 1,5% der gesamten Biokraftstoffe), dies hielt 2018 an (ebenso 1,5%). 2018 stieg der Anteil an Sonnenblumenöl in Biodiesel um 16,4%.

Nach einem deutlichen Anstieg der Nutzung von Abfall- und Reststoffen für Biokraftstoffe in Deutschland, sank deren Einsatz 2017 minimal auf insgesamt 33.249 TJ, stieg aber 2018 wieder an auf 42.971 TJ. 2017 basierten rund 30% der Biokraftstoffe auf Abfall- und Reststoffen, 2018 waren mehr als ein Drittel. Auch die Herkunft der Abfall- und Reststoffe hat sich mit rund 63% aus Europa und rund 28% aus Asien leicht Richtung Asien verändert. Die Abfall- und Reststoffmenge aus Deutschland lag 2017 bei 7.962 TJ und stieg 2018 auf 9.626 TJ an (+20,9%). Asiatische Abfall- und Reststoffe waren 2017 zu 98% und 2018 zu 99,4% used cooking oil, v.a. aus China und Indonesien. Insgesamt wurden die Abfälle und Reststoffe aus Deutschland 2017 zu 95% und 2018 zu 85% zu Biodiesel verarbeitet. Der zweithäufigste Biokraftstoff auf Basis von Abfällen und Reststoffen war im Berichtszeitraum Biomethan, dessen Ausgangsstoffe ausschließlich aus Deutschland stammten. Weitere Angaben zur Art der Abfälle und Reststoffe, die zur Herstellung der in Deutschland in Verkehr gebrachten und als nachhaltig zertifizierten Biokraftstoffe genutzt wurden, sind in Kapitel 8 dargestellt. Auch hier ist die im Vergleich zu used cooking oil untergeordnete Rolle von Rohstoffen gemäß Anhang IX Teil A der Richtlinie 2009/28/EG auffällig.

Biobrennstoffe

In den Jahren 2017 und 2018 wurden laut BLE ähnlich viele Biobrennstoffe zur Verstromung und Einspeisung nach dem EEG angemeldet wie in den Vorjahren (31.287 TJ im Jahr 2017 und 30.388TJ im Jahr 2018). Die wichtigste Biobrennstoffart blieb 2017 und 2018 mit 87% bzw. 85% Biobrennstoff aus der Zellstoffindustrie (Dicklaug⁹¹), gefolgt von Pflanzenöl mit 10% bzw. 11%. Unter den Pflanzenölen verlor Palmöl gegenüber Rapsöl im Vergleich zu 2016 etwas an Bedeutung. Während 2016 noch ca. 85% des als Biobrennstoff genutzten Pflanzenöls Palmöl darstellte, waren es 2017 ca. 69% Palmöl und 31% Rapsöl. Dieses Verhältnis blieb mit 71% Palmöl und 24% Rapsöl in 2018 auf ähnlichem Niveau, während die Nutzung von Shea als Biobrennstoff hinzukam (ca. 5%). Die als Biobrennstoff eingesetzte Menge an FAME (Fettsäuremethylester) vervielfachte sich in 2017. Statt wie in den Vorjahren rund 0,1%, machte FAME 2017 rund 2,6% der Biobrennstoffe aus. Dieser Trend setzte sich 2018 fort mit einem Anteil von rund 4,1%.

14.2.2 Nachhaltigkeitsaspekte, die die Biomasse-Nachhaltigkeitsverordnungen adressieren

Treibhausgasemissionen. Die RL 2009/28/EG gibt eine festgelegte Methode vor, mit der die THG-Einsparungen durch den Einsatz der quoten- und steuerrechtlich geförderten Biokraftstoffe gegenüber fossilen Kraftstoffen ermittelt wird (vgl. Kap. 10), die sich in den Biomasse-Nachhaltigkeitsverordnungen wiederfindet. Dabei sind die direkten THG-Emissionen, die aus dem Anbau der Rohstoffe, dem Transport und der Verarbeitung resultieren, berücksichtigt. Auch Emissionen aus Landnutzungsänderungen, soweit sie direkt auf den Anbau von Kulturen zur Herstellung von Biokraftstoffen (oder flüssigen Energieträgern) zurückzuführen sind, werden gemäß der Methodik angerechnet. Da unzulässig hohe THG-Last aus direkten Landnutzungsänderungen bereits im Vorfeld einer Zertifizierung zum Ausschluss entsprechender Flächen führen, können keine Angaben über entsprechende Landnutzungsänderungen gemacht werden. Emissionen, die auf globalen, regionalen und lokalen Verlagerungseffekten (sog. indirekten Effekten) beruhen, sind in der Berechnungsmethodik für eine Zulassung der Biokraftstoffe zur Quotenanrechnung und für die Zahlung von Einspeisevergütungen im Fall von flüssigen Biobrennstoffen nicht enthalten (siehe 14.2.3). Daher können die Auswirkungen im Hinblick auf den Klimaschutz nicht abschließend beurteilt werden.

Durch die Umstellung von der Mengen- auf die Mindesttreibhausgasminderungsquote im Jahr 2015 hat sich die Bedeutung der Methode zur Berechnung der THG-Minderung stark erhöht, da seitdem nicht nur die Erfüllung der Mindestreduktion, sondern auch die berechnete Minderung an sich relevant ist. Auf die seitdem stattfin-

⁹¹ In der Energiestatistik, so auch in Kap. 1, wird Dicklaug als feste Biomasse geführt.

dende Verschiebung der Rohstoffbasis Richtung höhere THG-Minderungspotenziale wurde bereits hingewiesen (siehe 14.2.1).

Aufgrund der ausschließlich in Deutschland bestehenden THG-Quote ist hier der Anreiz überdurchschnittlich groß, vor allem Biokraftstoffe anrechnen zu lassen, die in besonders energieeffizienten Anlagen produziert wurden (häufig strom- und wärmeverbrauchsreduziert, stoffstromoptimiert und teilweise unter Einsatz von Strom und Wärme aus Biomasse-KWK-Anlagen) und auf Rohstoffen basieren, die mit geringen THG-Emissionen verbunden sind (vgl. dazu auch 14.2.1). Daher sind die für Deutschland dokumentierten THG-Minderungen keineswegs typisch für die in Europa oder weltweit produzierten und verwendeten Biokraftstoffe. Seit Einführung der THG-Quote stieg die berechnete THG-Einsparung durch die in Deutschland auf die Quote angerechneten Biokraftstoffe stark an, obwohl von keiner entsprechenden wesentlichen Änderung der Produktionsanlagen auszugehen ist. So betrug die durchschnittliche Einsparung (auf Basis des in den Biomasse-Verordnungen verankerten fossilen Referenzwertes von 83,8 g CO₂-Äquivalente beispielsweise von Biodiesel im Jahr 2017 80,8 % und 2018 80,6 % und von Bioethanol 2017 82,6 % und 2018 84,9 % und war damit wesentlich höher als im Jahr 2014 (50,7 % bzw. 54,6 %), dem letzten Jahr mit der energetischen Quote, oder auch noch im Jahr 2016 (78,7 % bzw. 75,4 %). Die Durchschnittswerte für 2017 und 2018 liegen damit auch deutlich höher als die seit 1. Januar 2017 bestehende Mindestanforderung von 50 % THG-Einsparung.

Die hohe THG-Einsparung beim Bioethanol ist vielfach auch Ergebnis von CO₂-Gutschriften für die externe Verwendung des prozessbedingt entstehenden biogenen CO₂. Da klare Bilanzierungsregeln dazu nicht vorliegen (Europäische Kommission 2017b), kann nicht ausgeschlossen werden, dass die Substitution von konventionellem CO₂ zu hoch ausfällt.

Der in den Ländern der Europäischen Union stattfindende Substratanbau zur Biokraftstoffherstellung wird typischerweise nicht selbst bilanziert, sondern das erfolgt i. d. R. auf Basis der NUTS2-Werte gemäß EE-RL-Artikel 19, Abs. 2. Diese beruhen auf Eingangswerten der Jahre 2006-2010 und entsprechen damit nicht dem Stand der Wissenschaft. Inwieweit eine Aktualisierung der Datenbasis sowie ein Methodenwechsel für die Berechnung der Lachgasemissionen zu abweichenden Ergebnissen führt, lässt sich zum gegenwärtigen Zeitpunkt nicht abschließend einschätzen und bedarf einer genaueren Analyse.

Deutlich wird zudem, dass die Warenmengen, die 2017 und 2018 auf Konten anderer Mitgliedstaaten ausgebucht wurden, wesentlich geringere Emissionseinsparungen hatten (BLE 2018, BLE 2019), was auch hier die Frage nach Verteilungseffekten, bzw. nach der effektiven Veränderung der gesamten Emissionsminderung europäischer und weltweiter Biokraftstoffnutzung aufwirft.

Schützenswerte Flächen. Die Biomasse-Nachhaltigkeitsverordnungen umfassen Anforderungen zum Schutz von Flächen mit einem hohen Wert für die biologische

Vielfalt⁹², zum Schutz von Flächen mit hohem Kohlenstoffbestand⁹³ und zum Schutz von Torfmoor. Sofern die Zertifizierung effektiv und flächenscharf vollzogen wird, wird die direkte Konversion von anerkannt schützenswerten Flächen zum Zweck der Produktion von Biokraftstoffen und flüssigen Biobrennstoffen nahezu ausgeschlossen. Die Definition von Grünland mit großer biologischer Vielfalt wurde von der Kommission erst im Dezember 2014 vorgenommen und galt ab 1. Oktober 2015⁹⁴. Zwischenzeitlich wurden drei freiwilligen Zertifizierungssystemen eine „partielle Anerkennung“ gewährt, die ausdrücklich den Schutz von Grünland mit großer biologischer Vielfalt ausschloss (Europäischer Rechnungshof 2016). Auch wenn nun, da die Definition von Grünland mit großer biologischer Vielfalt vorliegt, kein Grund für die Erteilung partieller Anerkennungen mehr besteht, bleibt die Beurteilung des Grünlandstatus eine Herausforderung für Auditoren. Die Kommission weist in einem Schreiben an die freiwilligen Systeme darauf hin, dass hierfür unabhängige Experten nötig sind (Europäische Kommission 2015a). Dieses Schreiben entspricht jedoch keiner rechtlich bindenden Vorgabe. Für alle schützenswerten Flächen bleibt die flächenscharfe Verifizierung eine wichtige Voraussetzung für die Erfüllung dieses Nachhaltigkeitskriteriums.

Landwirtschaftliche Bewirtschaftung innerhalb der EU. Zur Adressierung negativer Umwelteffekte, die von der landwirtschaftlichen Bewirtschaftung auf der Anbaufläche, insbesondere deren Intensivierung, ausgehen können, referenzieren die Biomasse-Nachhaltigkeitsverordnungen für Flächen in den Mitgliedstaaten der Europäischen Union die Regeln für Direktzahlungen im Rahmen der Gemeinsamen Agrarpolitik und die Mindestanforderungen an den guten landwirtschaftlichen und ökologischen Zustand (Cross compliance). Als Nachweis für deren Einhaltung gilt der Nachweis über den Erhalt von Agrarbeihilfen. Weitere Anforderungen oder zusätzliche Kontrollen zu den jährlich ca. 1% Vor-Ort-Kontrollen (BMEL 2019) sind nicht Gegenstand der Biomasse-Nachhaltigkeitsverordnungen.

14.2.3 Nachhaltigkeitsaspekte, die die Biomasse-Nachhaltigkeitsverordnungen nicht adressieren

Indirekte Effekte. Die Wirkungen der Produktion von Biokraftstoffen und flüssigen Biobrennstoffen treten nicht nur direkt auf der jeweiligen Anbaufläche der Rohstoffe auf. Vielmehr ist dieses konkrete Nachfragekontingent ein signifikanter Faktor, der

⁹² Flächen mit einem hohen Wert für die biologische Vielfalt im Sinne der Verordnungen sind a) Primärwälder und naturbelassene Wälder, b) Naturschutzzwecken dienende Flächen und c) Grünland mit großer biologischer Vielfalt.

⁹³ Flächen mit hohem Kohlenstoffbestand im Sinne der Verordnung sind a) Feuchtgebiete und b) kontinuierlich bewaldete Gebiete (> 1 ha und mit über 5 m hohen Bäumen).

⁹⁴ Verordnung (EU) Nr. 1307/2014 der Kommission vom 8. Dezember 2014 zur Festlegung der Kriterien und geografischen Verbreitungsgebiete zur Bestimmung von Grünland mit großer biologischer Vielfalt für die Zwecke des Artikels 7b Abs. 3 Buchstabe c der Richtlinie 98/70/EG des Europäischen Parlaments und des Rates über die Qualität von Otto- und Dieselmotoren und des Artikels 17 Abs. 3 Buchstabe c der Richtlinie 2009/28/EG des Europäischen Parlaments und des Rates zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen.

die globale Landnutzung insgesamt beeinflusst. Somit kann die Produktion von Biokraftstoffen und flüssigen Biobrennstoffen auch bei Einhaltung der Nachhaltigkeitsanforderungen über Verdrängungseffekte indirekt zu Landnutzungsänderungen und damit verbundenen Emissionen, Umbruch schützenswerter Flächen, Drainage von Moorböden usw. führen. Die Risiken von indirekten Landnutzungsänderungen (iLUC) werden von großen Teilen der Fachöffentlichkeit und auf verschiedenen politischen Ebenen seit einigen Jahren intensiv diskutiert. 2019 wurde die delegierte Rechtsakte C(2019)2055/1013409 verabschiedet, welche die Richtlinie (EU) 2018/2001 ergänzt. Rohstoffe mit hohem iLUC-Risiko sollen identifiziert werden und künftig nicht mehr auf Ziele für erneuerbare Energiequellen angerechnet werden können. Mit der Änderung der Richtlinien 98/70/EG und 2009/28/EG werden verschiedene Berichtspflichten in Bezug auf iLUC eingeführt. Zukünftig werden die Kraftstoffanbieter bei der Meldung u. a. der THG-Emissionen pro Energieeinheit auch die durchschnittlichen vorläufigen Schätzwerte für Emissionen infolge von iLUC berücksichtigen. Die Europäische Kommission bezog in ihrem letzten Fortschrittsbericht „Erneuerbare Energiequellen“ im Zuge der Berichterstattung zu den erzielten THG-Emissionseinsparungen die durchschnittlichen vorläufigen Schätzwerte zu iLUC in Anhang VIII der RL 2009/28/EG ebenfalls ein. Im Ergebnis verringerten sich die von den Mitgliedstaaten berichteten biokraftstoffbedingten THG-Einsparungen für das Jahr 2015 zwischen 40 und 80 % (Europäische Kommission 2017a). Zur Begrenzung der indirekten Effekte insgesamt wurde auf EU-Ebene mit Richtlinie (EU) 2015/1513 eine Änderung der Kraftstoffqualitäts- und Erneuerbare-Energien-Richtlinie beschlossen. Mit der 38. BImSchV⁹⁵, zu der im September 2016 ein Entwurf veröffentlicht wurde, sollen die entsprechenden Regelungen in deutsches Recht überführt werden. Die Richtlinie (EU) (EU) 2018/2001 des Europäischen Parlaments und des Rats sieht zur Begrenzung von iLUC eine Obergrenze für konventionelle Biokraftstoffe (höchstens einen Prozentpunkt höher als ihr Anteil am Endverbrauch von Energie im Bereich Straßen- und Schienenverkehr im Jahr 2020 in diesem Mitgliedstaat, wobei sein Anteil am Endenergieverbrauch im Bereich Straßen- und Schienenverkehr in diesem Mitgliedstaat höchstens 7 % betragen darf; ⁹⁶) und ab 2020 einen Mindestanteil fortschrittlicher Biokraftstoffe (0,2 % in 2022, mindestens 1 % in 2025 und mindestens 3,5 % bis 2030) vor. Es ist jedoch zu bedenken, dass auch fortschrittliche Biokraftstoffe nur dann frei von indirekten Effekten sind, wenn die Stoffe Abfälle im eigentlichen Sinn sind und durch ihre Nutzung zur Biokraftstoffherstellung nicht andere Nutzungen verdrängt werden, die wiederum auf Rohstoffe mit höheren Umweltkosten ausweichen (Searle, Pavlenko et al. 2017, Malins 2017). Auch diese Art von indirek-

⁹⁵ Referentenentwurf des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit zur Achtunddreißigste Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (Verordnung zur Festlegung weiterer Bestimmungen zur Treibhausgasmin- derung bei Kraftstoffen – 38. BImSchV).

⁹⁶ Richtlinie (EU) 2018/2001 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 11. Dezember 2018 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen. OJ L 328, 21.12.2018, p. 82–209.

ten Effekten wird von den Biomassenachhaltigkeitsverordnungen nicht adressiert. Laut dem letzten Evaluationsbericht der BLE (2019) verdoppelte sich die Menge an Rest/Abfallstoffen aus Asien, welche Basis für Biokraftstoffe darstellte. Diese Rest-/Abfallstoffe bestehen fast vollständig aus UCO (used cooking oil). Es ist nicht abschließend geklärt, ob der Import von UCO aus Asien Auswirkungen auf den lokalen Gebrauch hat, denn UCO wird vor Ort bereits als Rohstoff für Biokraftstoff genutzt um Palmöl zu ersetzen (Kharina et al. 2018). Auf diesem Gebiet ist weitere Forschung notwendig.

Auswirkungen auf Nahrungsmittelpreise. Schwankungen globaler und lokaler Preise für Nahrungsmittel werden von einem komplexen Faktorengewebe verursacht. Eine exakte Quantifizierung der Auswirkung der Herstellung der in Deutschland genutzten Biokraftstoffe und flüssigen Biobrennstoffe auf die globalen und lokalen Nahrungsmittelpreise und damit auf die Ernährungssicherheit ist aufgrund der hohen Komplexität schwierig. Nach Schätzungen der EU-Kommission bezüglich der Auswirkungen auf die Nahrungsmittelpreise hatte die EU-Biokraftstoffnachfrage global einen Preiseffekt in Höhe von 1-2 % bei Getreide (Bioethanol) im Zeitraum 2010/2011 und von 4 % bei Raps, Soja und Palmöl (Biodiesel) in den Jahren 2008 und 2010 (Europäische Kommission 2013; Europäische Kommission 2015b). In einer Meta-Untersuchung verschiedener Forschungsarbeiten zu diesem Thema wird deutlich, dass ein nachweisbarer Effekt auf Nahrungsmittelpreise durch den Anbau von Rohstoffen für die Biokraftstoffherstellung besteht, auch wenn Quantifizierungen des Effekts schwierig abzuleiten und mit relativ hohen Unsicherheiten verbunden sind (Europäische Kommission 2014; Bentivoglio and Rasetti 2015).

Achtung von Landnutzungsrechten. In verschiedenen Publikationen wird ein Zusammenhang zwischen dem steigenden Bedarf an Biomasse, unter anderem für die energetische Nutzung, und dem sogenannten *land grabbing* hergestellt. Ethisch bedenklich ist die in vielen Fällen dokumentierte Vertreibung der Landbevölkerung, die diese Flächen bis dato nutzten, aber keine eingetragenen Nutzungsrechte besitzen (Goeser 2011). Das enorme sozioökonomische Risiko, das mit solchen Transaktionen insbesondere in Entwicklungsländern verbunden ist, besteht somit im Entzug des Zugangs zu Land, Wasser und anderen natürlichen Ressourcen für die lokale Bevölkerung, was seinerseits das Hunger- und Armutrisiko erhöht (Ecofys, ISI et al. 2012; Colchester, Chao et al. 2013). Mit dem Landbesitz- und Eigentum hängen auch soziale Aspekte wie Sicherheit und Teilhabe zusammen, die im Zuge des *land grabbing* ebenfalls verloren gehen (Rao 2018). Direkte und quantifizierbare Zusammenhänge zwischen dem globalen Phänomen *land grabbing* und der Förderung der Biokraftstoffe und flüssigen Biobrennstoffe in Deutschland beziehungsweise in der EU sind bei derzeitiger Datenlage schwer abzuleiten, jedoch gibt es zahlreiche Hinweise auf *land grabbing* im Zusammenhang mit der Produktion von Biokraftstoff-Rohstoffen (Nolte, Ostermeier et al. 2014; Oxfam 2016). Laut Daten des Land Matrix Global Observatory, wurden bis 2016 mindestens 21% aller verzeichneter internationaler Landerwerbe im Rahmen von Biokraftstoff-Projekten getätigt, vor allem in Bra-

silien, Indonesien und Afrika (Nolte, Ostermeier et al. 2014). Problematisch ist auch die Situation, die durch nichtimplementierte Biokraftstoff-Projekte eintreten kann. Laut Nolte, Ostermeier et al. (2014) wurden 2014 etwa 38% der Kontrakte für reine Biokraftstoff-Projekte aufgegeben, jedoch unter Beibehaltung der neu aufgeteilten Landrechte. Dies kann nachteilig sein für lokale Gemeinschaften, die trotzdem ihren Zugang zu Land verlieren. Daten des Land Matrix Observatory von 2019 zeigen, dass 50 Projekte aufgegeben wurden, die den Anbau von Ausgangsstoffen für Biokraftstoffe beinhalten (bei 295 abgeschlossenen Verträgen). Die Europäische Kommission beauftragt regelmäßig Studien zur Untersuchung der sozioökonomischen Probleme der Biokraftstoffherstellung in den Anbauländern. Für das Thema illegale Landnahmen verweist eine Studie auf große Schwierigkeiten, einen durchweg belastbaren Nachweis zu diesem Problem zu führen. Eine Rolle spielen hier methodische Probleme hinsichtlich der Zuordnung und Zuschreibung des legalen Status von Flächen und sowohl die Verfügbarkeit von belastbarem Datenmaterial als auch Unsicherheiten in der Ableitung der betroffenen Flächen. Die Studie kommt zu dem Schluss, dass zwischen 60.000 ha und 600.000 ha problematischer Landnahmen im Zusammenhang mit der EU-Biokraftstoffförderung bestehen könnten (Ecofys 2014). In einer weiteren Studie aus dem Jahr 2013 werden weltweit insgesamt 180.000 ha Flächen identifiziert, die im Rahmen der europäischen Biokraftstoffpolitik der illegalen Landnahme unterworfen gewesen sein könnten (Ecofys 2013). Hierbei ist jedoch zu beachten, dass es sich dabei nur um solche Flächen handelt, die direkt für die Produktion von Biokraftstoffen und flüssigen Biobrennstoffen für den europäischen Markt akquiriert wurden. Der Effekt, der durch den zusätzlichen Druck auf die Fläche ausgelöst wird, ist nicht enthalten. Da großflächige Landakquisitionen bei vorhandener Intransparenz, unbefriedigender Datenlage und zahlreichen dokumentierten Vertreibungen ein reales und relevantes Problem mit schwerwiegenden Konsequenzen respektive hohen sozioökonomischen Risiken ist, erscheint weitere Forschung diesbezüglich geboten.

Arbeitsrechte und Kinderarbeit. Spezifische Aussagen zu Auswirkungen der Nachfrage nach Rohstoffen für den deutschen Bedarf an Biokraftstoffen und flüssigen Biobrennstoffen auf die Situation in den Ländern, aus denen diese Rohstoffe stammen, sind nach derzeitiger Datenlage nicht möglich. Ein Bericht über die Einhaltung acht grundlegender Übereinkommen der Internationalen Arbeitsorganisation (ILO)⁹⁷ in den Hauptexportländern (Ecofys, International et al. 2013) konstatiert, dass keine signifikante Änderung in Bezug auf die Ratifizierung der Arbeitsrechtskonventionen in

⁹⁷ Übereinkommen über: Zwangs- oder Pflichtarbeit (Nr. 29), Vereinigungsfreiheit und den Schutz des Vereinigungsrechtes (Nr.87), Anwendung der Grundsätze des Vereinigungsrechtes und des Rechtes zu Kollektivverhandlungen (Nr.98), Gleichheit des Entgelts männlicher und weiblicher Arbeitskräfte für gleichwertige Arbeit (Nr.100), Abschaffung der Zwangsarbeit (Nr. 105), Diskriminierung in Beschäftigung und Beruf (Nr.111), Mindestalter für die Zulassung zur Beschäftigung (Nr.138), Verbot und unverzügliche Maßnahmen zur Beseitigung der schlimmsten Formen der Kinderarbeit (Nr.182).

den Hauptproduzentenländern innerhalb der letzten Jahre zu verzeichnen war. Danach hat die überwiegende Zahl der Länder, die Biokraftstoffe und flüssige Biobrennstoffe in die EU exportieren, die grundlegenden Übereinkommen zwar ratifiziert, aber insbesondere in den Entwicklungs- und Schwellenländern ist der Vollzug schwach. In der jüngsten Studie der EU Kommission zur Nachhaltigkeit von Bioenergie (Europäische Kommission 2016) wird zwar darauf verwiesen, dass die Anwendung freiwilliger Systeme indirekt auch positive soziale Effekte wie den Schutz der Arbeiter haben könnte, allerdings gehörten nur zu einem der vier vom Europäischen Rechnungshof geprüften Systeme die Überprüfung sozioökonomischer Auswirkungen wie die Achtung von Arbeitsrechten (Europäische Kommission 2016).

Landwirtschaftliche Bewirtschaftung außerhalb der EU. Für Importe von Biokraftstoffen und flüssigen Biobrennstoffen aus dem außereuropäischen Ausland gelten die Anforderungen der europäischen Agrarpolitik nicht. In 2015 traf das auf rund 16% der Rohstoffe zu, in 2016 auf 24%, in 2018 stammten 36% der Ausgangsstoffe nicht aus der EU, wovon der Großteil Rohstoffe mit großen mit dem Anbau verbundenen ökologischen Risiken wie Palmöl, Zuckerrohr, Soja und Mais ausmachte. Die Umweltverträglichkeit des Anbaus dieser Rohstoffe hängt daher maßgeblich von den Regeln und der Praxis der Landbewirtschaftung des jeweiligen Exportlandes und den spezifischen Anforderungen des jeweiligen Zertifizierungssystems an die landwirtschaftlichen Anbausysteme ab.⁹⁸

Die Bundesregierung setzt sich in verschiedenen internationalen Gremien für eine Adressierung bekannter Nachhaltigkeitsprobleme der Biokraftstoffe bzw. Bioenergie insgesamt ein. Dazu gehört insbesondere die Global Bioenergy Partnership (GBEP). Besonderes Augenmerk des deutschen Beitrages liegt auf der Kompetenzbildung und Anwendung der durch die GBEP entwickelten Nachhaltigkeitsindikatoren⁹⁹ in den einzelnen Staaten. Dabei adressiert die Partnerschaft durch ihre 23 Mitgliedsländer und 15 internationale Partnerorganisationen sowie 43 Beobachter (Staaten und Organisationen) (Stand 2019) vor allem die Ebene länderspezifischer politischer Rahmensetzungen im Sinne einer nachhaltigen Bioenergieproduktion.

14.2.4 Bewertung, ob der Einsatz flüssiger Biobrennstoffe für die Stromerzeugung und die Verwendung von Biokraftstoffen sozial vertretbar ist

Ausschlaggebend für die Beurteilung, ob die Nutzung von Biokraftstoffen und flüssigen Biobrennstoffen unter sozialem Gesichtspunkten vertretbar ist, ist die Ein-

⁹⁸ Da die meisten EU-Zertifizierungssysteme Nachhaltigkeitsnachweise der Teilnehmer anderer EU-Zertifizierungssysteme grundsätzlich anerkennen, kann die Vorkette ganz oder teilweise von anderen Systemen zertifiziert werden als das Endprodukt.

⁹⁹ Jeweils acht Indikatoren zu den Bereichen Umwelt, Soziales und Ökonomie mit Deskriptoren und umfangreicher Methodenbeschreibung, s. <http://www.globalbioenergy.org/programmeofwork/task-force-on-sustainability/gbep-report-on-sustainability-indicators-for-bioenergy/en/>.

schätzung von Risiken und Nutzen für heutige und künftige Generationen, die mit dieser Nutzung einhergehen. Werden Biokraftstoffe und flüssige Biobrennstoffe aus in der EU produzierten Rohstoffen hergestellt, ist davon auszugehen, dass die sozialen Anforderungen für die direkt Betroffenen erfüllt sind. Darüber hinaus zu berücksichtigende Nutzen und Risiken sind insbesondere Auswirkungen auf die Nahrungsmittel- und Wasserversorgung in gefährdeten Ländern bzw. verletzbaren Regionen, Armutsbekämpfung durch die Generierung von zusätzlichem Einkommen, ländliche Entwicklung, Arbeitsplätze, Verdrängung traditioneller Nutzungsformen, z.B. infolge der Ausweitung von Anbauflächen, externe Effekte einer intensivierten Produktion.

Art, Umfang und Eintrittswahrscheinlichkeit der mit der Nutzung assoziierten Risiken und Nutzen hängen maßgeblich von den verwendeten Rohstoffen, vom Umfang in dem sie genutzt werden und dem Kontext der Nutzung ab. Bei wirksamer Umsetzung zählen hierzu beispielsweise die jeweilig geltenden Regularien zur Landnutzung und zum Schutz von traditionellen Landnutzungsrechten in den Anbauländern, aber auch Veränderung der Pro-Kopf-Ressourcenbeanspruchung und Wechselwirkungen mit anderen Nachfragesektoren (siehe 14.2). Im Fall von angebauter Biomasse für die energetische Nutzung, insbesondere aus bestimmten Drittländern, kann der Eintritt der potenziellen sozialen Risiken bisher nicht durch die in der EU etablierte Nachhaltigkeitszertifizierung ausgeschlossen werden. Analog kann das Eintreten des Nutzens nicht über EU-Regelungen sichergestellt werden. Insbesondere indirekte Effekte stellen vielfältige und potenziell hohe Risiken einer Nutzung von Biokraftstoffen und flüssigen Biobrennstoffen auf Basis eines Zuwachses von Anbaubiomasse dar. Diese Argumente sprechen für die verstärkte Nutzung von Rest- und Abfallstoffen zur Erzeugung von Biokraftstoffen wie sie in der Novelle der Erneuerbaren-Energie-Richtlinie RL 2009/28/EG und der Kraftstoffqualitätsrichtlinie RL 98/70/EG, insbesondere durch die Einführung einer Obergrenze für „konventionelle“ Biokraftstoffe, vorgesehen sind.

15.1 Abkürzungsverzeichnis

ACER: Europäische Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulationsbehörden

AIB: Association of Issuing Bodies

APEE: Anreizprogramm Energieeffizienz

AWZ: ausschließliche Wirtschaftszone

BAFA: Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle

BauGB: Baugesetzbuch

BauNVO: Baunutzungsverordnung

BBPIG: Bundesbedarfsplangesetz

BImSchG: Bundesimmissionsschutzgesetz

BImSchV: Bundesimmissionsschutzverordnung

Biokraft-NachV: Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung

BiokraftQuG: Biokraftstoffquotengesetz

BiomasseV: Biomasseverordnung

BioSt-NachV: Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung

BMU: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit

BMUB: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit

BMVI: Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur

BMWFi: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie

BNetzA: Bundesnetzagentur

BtL: Biomass-to-Liquid

EAG-EE: Gesetz zur Umsetzung der Richtlinie 2009/28/EG zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen

EE: Erneuerbare Energie

EEG: Erneuerbare-Energien-Gesetz

EEV: Endenergieverbrauch

EEWärmeG: Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz

EKFG-AndG: Gesetz (zur Änderung des Gesetzes) zur Errichtung eines Sondervermögens „Energie- und Klimafonds“)

EmoG: Elektromobilitätsgesetz

EnEV: Energieeinsparverordnung
EnLAG: Energieleitungsbaugesetz
EnLBRÄndG: Gesetz zur Änderung von Bestimmungen des Rechts des Energieleitungsbaus
ENTSO-E: European Network of Transmission System Operators for Electricity
EnVKG: Energieverbrauchskennzeichnungsgesetz
EnWG: Energiewirtschaftsgesetz
ESG: Energieeffizienzstrategie Gebäude
F&E: Forschung und Entwicklung
F&I: Forschung und Innovation
FA Wind: Fachagentur Windenergie
GasNZV: Gasnetzzugangsverordnung
GEEV: Grenzüberschreitende-Erneuerbare-Energien-Verordnung
GGEMO: Gemeinsame Gesellschaftsstelle Elektromobilität
HGÜ: Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung
HKNR: Herkunftsnachweisregister
KfW: Kreditanstalt für Wiederaufbau
kW_{el}: elektrische Leistung in Kilowatt
KWK: Kraft-Wärme-Kopplung
KWKG: Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz
kW_{th}: thermische Leistung in Kilowatt
MAP: Marktanreizprogramm zur Förderung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt
MaStR: Marktstammdatenregister
MaStRV: Marktstammdatenregisterverordnung
NABEG: Netzausbaubeschleunigungsgesetz
NAPE: Nationaler Aktionsplan für Energieeffizienz
NawaRo: nachwachsende Rohstoffe
NEP: Netzentwicklungsplan
NOVA: Netz-Optimierung vor Verstärkung vor Ausbau
NPE: nationale Plattform Elektromobilität
NREAP: National Renewable Energy Action Plan („Nationaler Aktionsplan für erneuerbare Energie“)

O-NEP: Netzentwicklungsplan Offshore
OWP: Offshore Windpark
PCI: Projects of Common Interest
PV: Photovoltaik
RÖE: Rohöleinheit
SysStabV: Systemstabilitätsverordnung
StromNZV: Stromnetzzugangsverordnung
 t_{FM} : Tonnen Frischmasse
THG: Treibhausgas
TYNDP: Ten-Year Network Development Plan
UBA: Umweltbundesamt
UCO: used cooking oil
ÜNB: Übertragungsnetzbetreiber
WindSeeG: Windenergie-auf-See-Gesetz

15.2 Abbildungs- und Tabellenverzeichnis

Abbildungsverzeichnis

<i>Abbildung 5.1: Das System der Herkunftsnachweise in Deutschland</i>	115
<i>Abbildung 14.1: Rohstoffe der Biokraftstoffverwendung</i>	163
<i>Abbildung 14.2: Herkunft nach Kontinenten</i>	174

Tabellenverzeichnis:

Tabellen nach dem Muster der Europäischen Kommission:

Tabelle 1: Sektorspezifische Anteile (Wärme und Kälte, Elektrizität und Verkehr) und Gesamtanteil der Energie aus erneuerbaren Quellen.....	21
Tabelle 1a: Berechnungstabelle für die Beiträge der einzelnen Sektoren zum Anteil erneuerbarer Energien am (Brutto-)Endenergieverbrauch (kt RÖE/a).....	22
Tabelle 1.b-i Tatsächlicher Gesamtbeitrag (installierte Kapazität, in MW), der in Deutschland von jeder Technologie zur Nutzung erneuerbarer Energiequellen im Hinblick auf die verbindlichen Ziele für 2020 und die indikativen Zielpfade für den Anteil von Energie aus erneuerbaren Quellen im Elektrizitätssektor geleistet wurde.....	24
Tabelle 1.b-ii: Tatsächlicher Gesamtbeitrag (Bruttostromerzeugung, in GWh) der in Deutschland von jeder Technologie zur Nutzung erneuerbarer Energiequellen im Hinblick auf die verbindlichen Ziele für 2020 und die indikativen Zielpfade für den Anteil von Energie aus erneuerbaren Quellen im Elektrizitätssektor geleistet wurde.....	25
Tabelle 1c: Tatsächlicher Gesamtbeitrag (Endenergieverbrauch, der in Deutschland von jeder Technologie zur Nutzung erneuerbarer Energiequellen im Hinblick auf die verbindlichen Ziele für 2020 und die indikativen Zielpfade für den Anteil von Energie aus erneuerbaren Quellen im Wärme- und Kältesektor geleistet wurde (kt RÖE/a)	26
Tabelle 1d: Tatsächlicher Gesamtbeitrag, der in Deutschland von jeder Technologie zur Nutzung erneuerbarer Energiequellen im Hinblick auf die verbindlichen Ziele für 2020 und die indikativen Zielpfade für den Anteil von Energie aus erneuerbaren Quellen im Verkehrssektor geleistet wurde (kt RÖE/a)	28
Tabelle 2: Überblick über sämtliche wesentliche Strategien und Maßnahmen	299
Tabelle 4: Nutzung von Biomasse für die Energieerzeugung.....	117
Tabelle 4a: Für den einheimischen Energiepflanzenanbau genutzte landwirtschaftliche Flächen	128

Tabelle 5: Entwicklung von Biokraftstoffen, die aus den in Anhang IX der Richtlinie 2009/28/EG aufgeführten Rohstoffen hergestellt wurden (tausend t RÖE).....	149
Tabelle 6: Geschätzte Treibhausgasemissionseinsparungen durch die Nutzung erneuerbarer Energie (Mio. t CO ₂ -Äquivalente).....	153
Tabelle 7: Tatsächlicher und geschätzter Überschuss/tatsächliches und geschätztes Defizit (-) bei der Produktion erneuerbarer Energie im Vergleich zum indikativen Zielpfad, der/das in andere/aus anderen Mitgliedstaaten und/oder Drittländer(n) transferiert werden könnte (tausend t RÖE).....	155
Tabelle 13: Mengen von Biokraftstoff und flüssigem Biobrennstoff in Energieeinheiten (tausend t RÖE) entsprechend der Kategorien der in Anhang VIII Teil A aufgelisteten Rohstoffgruppen.....	158

Ergänzende Tabellen:

Tabelle A: Entwicklung des (Brutto-)Endenergieverbrauchs in Deutschland in den Sektoren Wärme und Kälte, Elektrizität, Verkehr sowie des gesamten Bruttoendenergieverbrauchs (in kt RÖE/a).....	19
Tabelle 3.1: Ausschreibungsvolumina und -runden für Wind an Land, § 28 Abs. 1 S. 1 EEG 2017.....	60
Tabelle 3.2: Volumen und Runden der Sonderausschreibungen für Wind an Land, § 28 Abs. 1 S. 2 EEG 2017.....	61
Tabelle 3.3: Ausschreibungsvolumina und -runden für Solaranlagen, § 28 Abs. 2 S. 1 EEG 2017.....	61
Tabelle 3.4: Volumen und Runden der Sonderausschreibungen für Solaranlagen, § 28 Abs. 2 S. 2 EEG 2017.....	62
Tabelle 3.5: Ausschreibungsvolumina und -runden für Biomasseanlagen, § 28 Abs. 3 EEG 2017.....	62
Tabelle 3.6: Ausschreibungsvolumina und -runden für Wind auf See, § 17/§§ 26, 27 WindSeeG.....	63
Tabelle 3.7: Ausbaupfade auf einen Blick, § 4 EEG 2017, §§ 1, 17, 27 WindSeeG.....	63
Tabelle 3.8: Steigerung der installierten Leistung von Windenergie auf See, § 4 EEG 2017, § 1 Abs. 2 WindSeeG.....	64
Tabelle 3.9: Ausschreibungsvolumina und -runden für gemeinsame Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land und Solaranlagen, § 28 Abs. 5 EEG 2017.....	66

Tabelle 3.10: Ausschreibungsvolumina und -runden für die technologieneutralen Innovationsausschreibungen, § 28 Abs. 5 EEG 2017.	66
Tabelle 3.11: Gebotshöchstwerte für gemeinsame Ausschreibungen auf einen Blick in den gemeinsamen Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land und Solaranlagen.	67
Tabelle 3.12: Gebotshöchstwerte auf einen Blick	68
Tabelle 3.13: Höhe der Sicherheiten auf einen Blick	69
Tabelle 3.14: Anzulegende Werte Solar, von 1. Januar 2017 bis 01. April 2019, §§ 48, 49 EEG 2017.	74
Tabelle 3.15: Anzulegende Werte Wind an Land, von 1. Januar 2017 bis 01. Oktober 2018, §§ 46 bis 46b EEG 2017.	77
Tabelle 3.16: Anzulegender Wert Biomasse, Vergärung von Bioabfällen und Gülle, ab 1. Januar 2017, § 42 bis 44a EEG 2017.	78
Tabelle 3.17: Anzulegender Wert Deponie-, Klär- und Grubengas, ab 1. Januar 2017, § 41 EEG 2017.	79
Tabelle 3.18: Anzulegende Werte Wind auf See, ab 1. Januar 2017, § 47 EEG 2017.	80
Tabelle 3.19: anzulegender Wert Wasserkraft, ab 1. Januar 2017, § 40 EEG 2017.	81
Tabelle 3.20: anzulegender Wert Geothermie, ab 1. Januar 2017, § 45 EEG 2017.	81
Tabelle 4.1: Fördertatbestände für KWK-Anlagenbetreiber für Neubau, Modernisierung oder Nachrüstung (Quelle: KWKG 2016, §7, in der Fassung vom 17.12.2018)	106
Tabelle 4.2: Ergebnisse der Ausschreibungsrunden für innovative KWK-Systeme ...	108
Tabelle 4.3: Förderung von Netzen und Speichern (Quelle: KWKG 2012/2016, in der Fassung vom 17.12.2018)	108
Tabelle 4.4: Bestandsanlagenförderung nach KWKG § 13 (Quelle: KWKG 2016, in der Fassung vom 17.12.2018)	109

15.3 Referenzen

- AFC (2016). Erhebung und Aufbereitung sowie Analyse der Validität und Reliabilität statistischer Daten zu NawaRo - Projektendbericht. Gülzow, AFC Consulting Group AG.
- Aha, B. and J. Z. Ayity (2017). Biofuels and the hazards of land grabbing: Tenure (in)security and indigenous farmers' investment decisions in Ghana. Land Use Policy 60.
- Alexander, P., M. D. A. Rounsevell, C. Dislich, J. R. Dodson, K. Engström and D. Moran (2015). "Drivers for global agricultural land use change: The nexus of diet, population, yield and bioenergy." Global Environmental Change 35: 138-147.
- Amnesty International (2016): The great palm oil scandal - Labour abuses behind big brand names.
- BAFA (2015). Zuschuss für Mini-KWK-Anlagen, Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle.
- Bentivoglio, D. and M. Rasetti (2015). Biofuel sustainability: review of implications for land use and food price. Germany, Europe, Firenze University Press.
- BfN (2010a). Bioenergie und Naturschutz. Synergien fördern, Risiken vermeiden, Bundesamt für Naturschutz.
- BfN (2010b). Flächeneffektive Bioenergienutzung aus Naturschutzsicht, Bundesamt für Naturschutz.
- BfN (2015). Tiere und Pflanzen in Deutschland. Artenschutz-Report, Bundesamt für Naturschutz.
- BfN (2017). Agrar-Report 2017 - Biologische Vielfalt in der Agrarlandschaft. H. v. d. Decker, B. Jessel, A. Krug, B. Schuster and U. Stratmann. Bonn - Bad Godesberg, Bundesamt für Naturschutz.
- BLE (2016). Evaluations- und Erfahrungsbericht für das Jahr 2015. Bonn, Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung.
- BLE (2017). Evaluations- und Erfahrungsbericht für das Jahr 2016. Bonn, Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung.
- BLE (2018). Evaluations- und Erfahrungsbericht für das Jahr 2017. Bonn, Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung.
- BLE (2019). Evaluations- und Erfahrungsbericht für das Jahr 2018. Bonn, Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung.
- BMEL (2019). "Cross-Compliance." Retrieved 04.12.19., 2019, from <https://www.bmel.de/DE/Landwirtschaft/Foerderung-Agrarsozialpolitik/Texte/Cross-Compliance.html>.
- BMU (2012). Erfahrungsbericht zum Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz (EE-WärmeG-Erfahrungsbericht), Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit.
- BMUB (2015). Projektionsbericht 2015 gemäß Verordnung 525/2013/EU.
- BMUB and BMEL (2017). Nitratbericht 2016 - Gemeinsamer Bericht der Bundesministerien für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit sowie für Ernährung und Landwirtschaft.

- BMWi (2015). Zweiter Erfahrungsbericht zum Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz - Die Entwicklung des Wärme- und Kältemarktes in Deutschland. Die Energiewende – Ein gutes Stück Arbeit, Bundesministerium für Wirtschaft und Energie.
- BMWi (2017a). "Bundesministerium für Wirtschaft und Energie: Energiewende-Plattform Energieeffizienz." 27.09.2017, from <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Textsammlungen/Energie/energiewende-plattform-energieeffizienz.html>
- BMWi (2017b). "Bundesministerium für Wirtschaft und Energie: Energiewende-Plattform Energienetze." from <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/energiewende-plattform-energienetze.html>
- BMWi (2017c). "Bundesministerium für Wirtschaft und Energie: Energiewende-Plattform Forschung und Innovation." Retrieved 27.09.2017, from <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/Energieforschung/energieforschung-energiewende-plattform-forschung-und-innovation.html>
<https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/energiewende-plattform-energienetze.html>
- BMWi (2019). Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland – unter Verwendung von Daten der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat). . Stand: Dezember 2019. Berlin.
- BMWi (2017d). "Bundesministerium für Wirtschaft und Energie: Energiewende-Plattform Gebäude." Retrieved 27.09.2017, from <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Textsammlungen/Energie/energiewende-plattform-gebaeude.html>
- CARMEN (2015). Scheitholz.
- CARMEN (2017). Der Holzpellet-Preis-Index, Jahresmittelwerte
- CARMEN (2019a). Der Holzpellet-Preis-Index, Jahresmittelwerte
- CARMEN (2019b). Preisentwicklung bei Holzbriketts.
- CARMEN (2019c). Preisindex für KUP-Hackschnitzel.
- Colchester, M., S. Chao, J. Dallinger, S. M. Toh, C. Kiev, I. Saptaningrum, M. A. Ramirez and J. Pulhin (2013). Agribusiness large-scale land acquisitions and human rights in southeast Asia - Updates from Indonesia, Thailand, Philippines, Malaysia, Cambodia, Timor-Leste and Burma. S. Chao.
- DBFZ (2015a). Biomassepotenziale von Rest- und Abfallstoffen - Status quo in Deutschland. Schriftenreihe Nachwachsende Rohstoffe.
- DBFZ (2015b). Stromerzeugung aus Biomasse.
- DBFZ (2017). Optionen für Biogasbestandsanlagen bis 2030 aus ökonomischer und energiewirtschaftlicher Sicht - Zwischenbericht (Status Quo), Forschungsvorhaben für das Umweltbundesamt.
- DBFZ (2019a). Auswertung der Befragung der Biogasanlagenbetreiber für die Jahre 2017 und 2018.
- DBFZ (2019b). Monitoring Biokraftstoffsektor - 4. Auflage. DBFZ Report. Leipzig. 11.
- DEPI (2015). Verteilung Pelletheizungen in Deutschland, Deutsches Pelletinstitut.

- Destatis (2015). Feldfrüchte und Grünland. Dauergrünland nach Art der Nutzung im Zeitvergleich. S. Bundesamt.
- Destatis (2017). Land- und Forstwirtschaft, Fischerei - Eigentums- und Pachtverhältnisse, Agrarstrukturerhebung, Fachserie 3, Reihe 2.1.6.
- Destatis (2018a). Fachserie 3 Reihe 3.1.2 Land- und Forstwirtschaft, Fischerei - Bodennutzung der Betriebe (Landwirtschaftlich genutzte Flächen).
- Destatis (2018b). Land- und Forstwirtschaft, Fischerei; Kaufwerte für landwirtschaftliche Grundstücke; Fachserie 3 Reihe 2.4.
- Destatis (2018c). Preisindizes für die Land- und Forstwirtschaft. S. Bundesamt. Wiesbaden.
- Destatis (2019a). Feldfrüchte und Grünland - Anbaufläche ausgewählter Anbaukulturen im Zeitvergleich.
- Destatis (2019b). Land- und Forstwirtschaft, Fischerei - Wachstum und Ernte - Feldfrüchte - Fachserie 3, Reihe 3.2.1.
- Destatis (2019c). Preisindizes für die Land- und Forstwirtschaft. S. Bundesamt. Wiesbaden.
- Diversity, S. o. t. C. o. B. (2014). Global Biodiversity Outlook 4. Montréal: 155.
- DIW, DLR (2019): Ökonomische Indikatoren der Energiebereitstellung: Methode, Abgrenzung und Ergebnisse für den Zeitraum 2000 – 2017. Politikberatung kompakt Nr. 135.
- DMK (2018). %ualer Anteil des Maisanbaus an der Ackerfläche für Deutschland auf Kreisebene 2016, Deutsches Maiskomitee e.V. (DMK).
- Ecofys (2013). Land grabs for biofuels driven by EU biofuels policies. Project number: BIENL13469.
- Ecofys (2014). Renewable Energy Progress and Biofuels Sustainability. 3813991.
- Ecofys, F. ISI, B. B. Held, E. E. Group and W. International (2012). Renewable energy progress and biofuels sustainability. Report for the European Commission.
- Ecofys, W. International and IEEP (2013). Mandatory requirements in relation to air, soil, or water protection: analysis of need and feasibility. Utrecht.
- EEA (2007). Estimating the environmentally compatible bioenergy potential from agriculture. EEA Technical report, European Environment Agency. 12/2007.
- Europäische Kommission (2013). Renewable energy progress report. Report from the Commission to the European Parliament and the Council, Europäische Kommission. 175.
- Europäische Kommission (2014). Renewable Energy Progress and Biofuels Sustainability. 3813991.
- Europäische Kommission (2015a). Implementation of the recently adopted criteria and geographic ranges of highly biodiverse grassland. Brüssel, Europäische Kommission. 359294.
- Europäische Kommission (2015b). Renewable energy progress report. Report from the Commission to the European Parliament and the Council, Europäische Kommission. 293.
- Europäische Kommission (2015c). Update of Commission web site, notifications and transparency measures. Brussels, Europäische Kommission. 1094930.

- Europäische Kommission (2016). Sustainability of Bioenergy. Brüssel, Europäische Kommission. 418.
- Europäische Kommission (2017a). Bericht der Kommission an das Europäische Parlament, den Rat, den Europäischen Wirtschafts- und Sozialausschuss und den Ausschuss der Regionen. Brüssel, Europäische Kommission.
- Europäische Kommission (2017b). Note on the conducting and verifying actual calculations of GHG emission savings version 2.0. Brüssel, Europäische Kommission. 2122195.
- Europäische Kommission (2019). Renewable energy progress report. Report from the Commission to the European Parliament and the Council, Europäische Kommission. 225.
- Europäischer Rechnungshof (2016). Das EU-System zur Zertifizierung nachhaltiger Biokraftstoffe. Sonderbericht. Luxemburg, Europäischer Rechnungshof.
- Europäisches Parlament (2014). Palmöl und die Rodung von Regenwäldern. Entschließung des Europäischen Parlaments vom 4. April 2017 zu dem Thema „Palmöl und die Rodung von Regenwäldern“ (2016/2222(INI)), Europäisches Parlament.
- EUWID (2017a). "EUWID-Marktbericht für Altholz - "Der große Druck ist raus". " EUWID Neue Energie 2017(06): 18-19.
- EUWID (2017b). "EUWID-Marktbericht für Altholz - Ausgeglichener Altholz-Markt: "Kein Überhang, aber auch keine Unterdeckung". " EUWID Neue Energie 2017(18): 17-18.
- EUWID (2017c). "EUWID-Marktbericht für Altholz - Der Markt für Altholz zeigt sich derzeit weitgehend stabil und ausgeglichen." EUWID Neue Energie 2017(32): 18-19.
- EUWID (2018). "EUWID-Marktbericht für Altholz - Altholzbranche sieht dem Winter entspannt entgegen." EUWID Neue Energie 2018(45): 18-19.
- Fehrenbach, H., Giegrich, J., Köppen, S., Wern, B., Pertagnol, J., Baur, F., Hünecke, K., Dehoust, G., Bulach, W., Wiegmann, K. (2019). BioRest: Verfügbarkeit und Nutzungsoptionen biogener Abfall- und Reststoffe im Energiesystem (Strom-, Wärme- und Verkehrssektor). Retrieved 10.12.2019 from <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/bioreest-verfuegbarkeit-nutzungsoptionen-biogener>
- FNR (2015a). Erhebung statistischer Daten zu Preisen nachwachsender Rohstoffe. F. N. Rohstoffe.
- FNR (2017). Energiepreisentwicklung. A. 67.
- FNR (2019a). Anbau und Verwendung nachwachsender Rohstoffe in Deutschland: 15.
- FNR (2019b). Energiepreisentwicklung. A. 67.
- FNR (2015b). "Heizen mit Stroh - Wertschöpfung für Landwirtschaft und Kommunen." Retrieved 12.09.2017, from <https://veranstaltungen.fnr.de/strohheizung2015/>.
- Garvert, H. (2017). Determinanten der Pachtpreise in Deutschland – Biogasförderung und Direktzahlungen im Fokus. Dr. agr. Inaugural-Dissertation, Justus-Liebig-Universität Gießen.

- Goeser (2011). Land Grabbing. Ursachen, Wirkungen, Handlungsbedarf. Infobrief des Wissenschaftlichen Dienstes des Bundestages. Aktenzeichen WD 5 - 3010 - 204/11.
- Hawighorst, P. (2018). Der Palmölmarkt in Deutschland im Jahr 2017. Köln, Meo Carbon Solutions.
- KBU (2008a). Bodenschutz beim Anbau nachwachsender Rohstoffe - Empfehlungen der "Kommission Bodenschutz beim Umweltbundesamt".
- KBU (2008b). Empfehlungen der Kommission Bodenschutz am Umweltbundesamt „Bodenschutz beim Anbau nachwachsender Rohstoffe“.
- Kharina, A., Searle, S., Rachmadini, D., Kurniawan, D.D. and A. Prionggo (2018): Potential economic, health, and greenhouse gas benefits of incorporating used cooking oil into Indonesia's biodiesel. ICC White Paper, Washington.
- KLU (2013). Biogaserzeugung und -nutzung: Ökologische Leitplanken für die Zukunft. Vorschläge der Kommission Landwirtschaft beim Umweltbundesamt. Dessau-Roßlau, Kommission Landwirtschaft beim Umweltbundesamt.
- Knoke, I. and H. Inkermann (2015). Palmöl - der perfekte Rohstoff? : eine Industrie mit verheerenden Folgen, Bonn.
- LSN (2014). Pachtpreise für landwirtschaftlich genutzte Flächen sind deutlich gestiegen, Landesamt für Statistik Niedersachsen.
- Mantau (2012). Holzrohstoffbilanz Deutschland - Entwicklungen und Szenarien des Holzaufkommens und der Holzverwendung 1987 bis 2015. Hamburg, Universität Hamburg.
- Mantau, U., P. Döring, H. Weimar and S. Glasenapp (2018). Rohstoffmonitoring Holz - Mengenmäßige Erfassung und Bilanzierung der Holzverwendung in Deutschland. Schriftenreihe Nachwachsende Rohstoffe. Gülzow, Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V.
- Marlins, C. (2017): Waste not want not. Cerulogy and the International Council on Clean Transportation, London.
- MLNiedersachsen (2012). Biogas in Niedersachsen. Entwicklung, Stand und Perspektiven. L. Niedersächsisches Ministerium für Ernährung, Verbraucherschutz und Landesentwicklung and E. u. K. Niedersächsisches Ministerium für Umwelt.
- MLNiedersachsen (2014). Biogas in Niedersachsen. Inventur 2014. L. Niedersächsisches Ministerium für Ernährung, Verbraucherschutz und Landesentwicklung and E. u. K. Niedersächsisches Ministerium für Umwelt.
- Nolte, K., A. Ostermeier and K. Schultze (2014). "Food or fuel - the role of agrofuels in the rush for land." GIGA Focus International Edition English 05: 8.
- OVID (2019). Importe von Ölsaaten, Verband der Ölsaatenverarbeitenden Industrie in Deutschland.
- Oxfam (2016). Burning land, burning the climate - The biofuel industry's capture of EU bioenergy policy. M.-O. Herman and J. Mayrhofer. Oxford.
- Rao, J. (2018). Fundamental Functionings of Landowners: Understanding the relationship between land ownership and wellbeing through the lens of 'capability'. Land Use Policy 72.
- Rauh, S. (2019). "2018er Dürre wirkt preistreibend." Biogas Journal 2019(2): 40-43.

- Richter, F., M. Jansen and N. Lamersdorf (2014). Reduced groundwater recharge under short rotation coppice plantations - may agroforestry help to lessen enhanced water consumption ? Portugal, Europe, EURAF.
- Scholwin, F., J. Grope, A. Clinkscales, J. Daniel-Gromke, N. Rensberg, V. Denysenko, W. Stinner, F. Richter, T. Raussen, M. Kern, T. Turk and G. Reinhold (2018). Aktuelle Entwicklung und Perspektiven der Biogasproduktion aus Bioabfall und Gülle. EVUPlan des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie, Umweltbundesamt.
- Searle, S., N. Pavlenko, S. E. Takriti and K. Bitnere (2017). Potential greenhouse gas savings from a 2030 greenhouse gas reduction target with indirect emissions accounting for the European Union. icct.
- Silhvonen, J. (2019). The trend worsens: More palm oil for energy, less for food - Drivers burn more than half of palm oil imported into the EU - 2018 data, Transport & Environment.
- SRU (2007). Klimaschutz durch Biomasse. Sondergutachten, Sachverständigenrat für Umweltfragen.
- TAB (2010). Chancen und Herausforderungen neuer Energiepflanzen. Endbericht, Büro für Technikfolgenabschätzung beim Deutschen Bundestag.
- Thünen (2019). Thünen-Institut auf Basis JWEE, Thünen-Institut für Internationale Waldwirtschaft und Forstökonomie.
- UBA (2010). Energieziel 2050: 100% Strom aus erneuerbaren Quellen. Dessau-Roßlau, Umweltbundesamt.
- UBA (2011). Nutzung des Potenzials des biogenen Anteils im Abfall zur Energieerzeugung, IAA TU Dresden.
- UBA (2015). Reaktiver Stickstoff in Deutschland.
- UBA (2017). Daten zur Umwelt 2017 - Indikatorbericht.
- UBA (2018). Daten zur Umwelt - Umwelt und Landwirtschaft, Umweltbundesamt.
- UBA (2019). Umweltbundesamt: Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger – Bestimmung der vermiedenen Emissionen im Jahr 2018. Umweltbundesamt Climate Change. Dessau-Roßlau. Nr. 37/2019.
- UFOP (2017a). "Grafik der Woche 2017." Retrieved 06.09.2019, from <https://www.ufop.de/biodiesel-und-co/biodiesel/grafik-der-woche/archiv-grafiken-der-woche/>
- UFOP (2017b). UFOP - Marktinformation Ölsaaten und Biokraftstoffe Januar 2017. Berlin, Union zur Förderung der Oel- und Proteinpflanzen e.V.
- UFOP (2018b). UFOP - Marktinformation Ölsaaten und Biokraftstoffe Dezember 2018. Berlin, Union zur Förderung der Oel- und Proteinpflanzen e.V.
- UFOP. (2018a). "Grafik der Woche 2018." Retrieved 06.09.2019, from <https://www.ufop.de/biodiesel-und-co/biodiesel/grafik-der-woche/archiv-grafiken-der-woche/>.
- UNECE/FAO (2019). Joint Wood Energy Enquiry (JWEE). U. Nations. Geneva.
- vTI (2009). Auswertung von Daten des Integrierten Verwaltungs- und Kontrollsystems zur Abschätzung von Wirkungen der EU-Agrarreform auf Umwelt und Landschaft. Arbeitsberichte aus der vTI-Agrarökonomie. Braunschweig. 07/2009.

- vTI (2010). Aspekte des Gewässerschutzes und der Gewässernutzung beim Anbau von Energiepflanzen. Arbeitsbericht aus der vTI-Agrarökonomie. 03/2008.
- WBGU (2009). Welt im Wandel: Zukunftsfähige Bioenergie und nachhaltige Landnutzung, Wissenschaftlicher Beirat der Bundesregierung Globale Umweltveränderungen.
- ZSW, bosch&partner (2019). Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts gemäß § 97 EEG. Vorhaben IIc - Solare Strahlungsenergie.
- ZSW, F. IWES, bosch&partner and GfK (2014). Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichts 2014 gemäß § 65 EEG. Vorhaben IIc - Solare Strahlungsenergie.