

15 NawaRo

Die Nutzung von Anbaubiomasse aus agrarischer Produktion als nachwachsende Rohstoffe (NawaRo) hat sich weltweit als wichtiger Produktionssektor in der Landwirtschaft etabliert und gewinnt in vielen Regionen weiter an Bedeutung. Insbesondere im Energiesektor finden Agrarrohstoffe Verwendung. Die stark wachsende Nutzung von Biomasse für die Herstellung von Biotreibstoffen beflügelte in den zurückliegenden zwei Jahrzehnten die Nachfrage. Treiber ist neben ökonomischen Erwägungen in vielen Ländern auch der politische Wille, mit Hilfe von Biomasse als Energierohstoff eine gewisse Unabhängigkeit von fossilen Energieträgern aufzubauen. Vor allem Länder, die über ausreichend Rohstoffe verfügen, sei es Zucker, Mais oder Palmöl, bauen weiter auf diesen Weg. Aber auch das Thema Bioökonomie gewinnt zunehmend an Bedeutung. In einer Welt knapper werdender Ressourcen bei gleichzeitig wachsender Weltbevölkerung, Klimawandel und Rückgang der Artenvielfalt will man weg von einer Wirtschaftsform, die auf fossilen Ressourcen basiert, hin zu einer nachhaltigen, biobasierten Wirtschaftsweise – der Bioökonomie.

Die Bereitstellung von Getreide und Ölsaaten als Energieträger gehörte schon seit alters her, neben der Erzeugung von Lebens- und Futtermitteln, zu den Hauptaufgaben der Landwirtschaft. Verwendung fanden die NawaRo als Futter für die Zugtiere, in der industriellen Weiterverarbeitung sowie in der Erzeugung von Wärme, Strom und Kraftstoffen. Die Bedeutung von Agrarerzeugnissen als Rohstoff im Energiesektor hat sich aber nach der Jahrtausendwende erheblich gesteigert. Neben der traditionellen Nutzung als Wärmeträger werden heute Agrarrohstoffe als Ausgangsmaterial für Biokraftstoffe der ersten Generation sowie zur Erzeugung von Biogas eingesetzt. Zunehmend wird auch das Thema Bioökonomie diskutiert. In diesem Zusammenhang wird den NawaRo eine bedeutende Rolle im stofflichen Bereich als Rohstoffe für verschiedenste Anwendungen zugeschrieben.

Neben der Tatsache, dass sich Agrarrohstoffe vor allem im Energiesektor ökonomisch attraktiv verwerten lassen, werden drei Hauptargumente für deren Nutzung angeführt. Zum einen steht die Aussage, dass Energie oder Energieerzeugnisse aus NawaRo dem Klimaschutz dienen, da diese weitgehend CO₂-neutral seien oder zumindest gegenüber der Nutzung fossiler Energieträger eine günstigere CO₂-Bilanz aufweisen. Als zweiter Punkt wird angeführt, dass durch Bioenergie die Abhängigkeit von fossilen Brennstoffen, welche nicht unbegrenzt verfügbar sind, verringert werden kann. Drittens sei mit dem Anbau von NawaRo eine Stärkung der Land- und Forstwirtschaft und der ländlichen Räume verbunden, da insbesondere mit dem riesigen Nachfragepotential für Bioenergie ein dritter großer „Abnehmer“ landwirtschaftlicher Rohstoffe am Markt auftritt (die drei großen T: Teller, Trog, Tank; oder englisch die drei f: food, feed, fuel).

Bei der Frage der energetischen Verwendung von Agrarrohstoffen kommen insbesondere nationale Interessen zum Tragen. Länder, welche Agrargüter traditionell

in großem Umfang exportieren, nutzen mit der inländischen energetischen Verwertung die zuvor genannten Vorteile. So verarbeitet die weltweit wichtigste Getreideexportnation USA jährlich 40 bis 45 % ihrer Maisernte zu Bioethanol. Argentinien, eine der drei wichtigsten Exportnationen für Sojabohnen und -nachprodukte, verarbeitet zunehmend die Bohnen inländisch und erzeugt aus dem gewonnenen Sojaöl große Mengen an Biodiesel. In den Export gehen vorwiegend die Nachprodukte wie Schrote, Pflanzenöle und Biodiesel, wodurch erreicht werden soll, dass ein möglichst großer Teil der Wertschöpfung im Land bleibt. Ähnliche Tendenzen lassen sich in Brasilien erkennen. Aber auch die wichtigsten Erzeuger für Palmöl, Indonesien und Malaysia, setzen zunehmend auf den energetischen Verwertungspfad. Dort wuchs in den zurückliegenden Jahren parallel zur Produktion von Palmöl auch die Biodieselproduktion überproportional.

Der Blickwinkel traditioneller Importeure, insbesondere der ärmeren Regionen der Welt, zeigt naturgemäß ein völlig anderes Bild. Eine weiter steigende Verwendung von NawaRo im Energiesektor führt zu einer Verknappung und damit tendenziell zu einer Verteuerung des Angebots auf dem Weltmarkt. In Summe beinhaltet damit das Thema Bioenergie erhebliche politische Sprengkraft.

Die starken Preisanstiege bei Agrarrohstoffen in der Saison 2007/08, 2010/11 und erneut in 2012/13 bildeten den Nährboden für eine kontrovers geführte Diskussion. Das Schlagwort „Teller oder Tank“ umschreibt die Problematik. Viele Stimmen wurden laut, bei einem auf Dollarbasis in der Spitze um das dreifach gestiegene Weltmarkt-Preisniveau für Getreide und Ölsaaten der Nutzung von Agrarrohstoffen für die Ernährung den Vorrang einzuräumen. Mancher forderte gar das Einstellen von Bioenergieprogrammen. Insbesondere die Biokraftstoffe der ersten Generation stehen hierbei im Fokus der Kritik. Weltweit betrachtet tritt diese Diskus-

sion zwar aufgrund der inzwischen wieder soliden Versorgungslage sowohl im Getreide- als auch Ölsaatenbereich etwas in den Hintergrund. Ereignisse wie die wiederholte Trockenheit in weiten Teilen Deutschlands sowie in nord- und osteuropäischen Mitgliedstaaten in den Jahren 2018, 2019 und 2020 befeuern die Diskussionen allerdings erneut.

Ungeachtet solch regionaler Ereignisse hält weltweit die Politik am eingeschlagenen Weg fest. Die Gründe hierfür liegen auf der Hand. Die traditionellen Exporteure von Agrargütern sehen im Biosprit viele Vorteile: Verringerung der Abhängigkeit von Öl- und Gasimporten sowie eine höhere inländische Wertschöpfung durch die eigene Verarbeitung. Zudem wirkt die Angebotsverknappung preisstützend, was naturgemäß im Interesse der Exporteure und der dortigen Erzeuger liegt.

Unter Berücksichtigung des ständig wachsenden Bedarfs an Lebens- und Futtermitteln wird es für die Politik und die Gesellschaft künftig erforderlich sein, die weiteren Entwicklungen in zweierlei Hinsicht gewissenhaft zu verfolgen, zu prüfen und kritisch zu begleiten. Einerseits entfaltet eine Angebotsverknappung durch die Verwendung von Agrarrohstoffen für die Sektoren Energie und Bioökonomie ihre Wirkung auf die Weltmarktpreise für Lebens- und Futtermittel, andererseits verursachen sie einen zusätzlichen Flächenbedarf, was letztlich auch Fragen in Sachen Klima-, Umwelt- und Artenschutz aufwirft.

Die Europäische Kommission hat bereits Mitte 2015 zur Würdigung der Problematik einen ersten Schritt durch Änderung der Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RL 2009/28/EG) sowie der Kraftstoffqualitätsrichtlinie (RL 98/70/EG) gemacht. Es wurde festgelegt, dass aus Nahrungsmittelpflanzen gewonnene Biokraftstoffe nur bis zu 7 % auf das EU-Biokraftstoffziel 2020 von 10 % angerechnet werden können. Im Rahmen des Pakets „Saubere Energie für alle Europäer“ wurde Ende 2018 die neue Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED II; RICHTLINIE (EU) 2018/2001) in Kraft gesetzt, in welcher ein neuer Rahmen für die Biokraftstoffstrategie der EU bis 2030 formuliert wurde (s. Kap.15.1.3).

Der Verwendung agrarischer Rohstoffe im stofflichen Sektor (Bioökonomie) wird ebenfalls zunehmende Bedeutung zugeschrieben. Fasern, Öle, Stärke, Zucker und andere Rohstoffe pflanzlicher Herkunft weisen Eigenschaften auf, die eine Verwendung als chemische Grundstoffe, aber auch als Werkstoffe in Industrie, Kraftfahrzeugbau und anderen Branchen, interessant erscheinen lassen.

Die Betrachtungen in diesem Kapitel legen den Fokus auf die Erzeugung von NawaRo auf Acker- und Grünland mit den Schwerpunkten in den Bereichen der energetischen als auch der stofflichen Nutzung. Diese Bereiche des Biomasseanbaus haben in den vergange-

nen Jahren eine spürbare direkte Wirkung auf die verfügbaren Agrarbauflächen und die landwirtschaftlichen Märkte entwickelt. So hat eine ständig steigende Nachfrage nach Nahrungsmittel und Futter in Verbindung mit der Nachfragesteigerung nach Energierohstoffen über lange Strecken das Preisniveau auf den Agrarmärkten angehoben. Auf die Bereiche Forst oder sonstige traditionelle Nutzung von Biomasse (v.a. zu Koch- und Heizzwecken) wird nur am Rande eingegangen.

15.1 Energetische Nutzung

15.1.1 Vorbemerkung Förderpolitik und Förderinstrumente

Wärmeerzeugung aus nachwachsenden Rohstoffen wurde weltweit schon immer praktiziert. Die Energieerzeugung bzw. die Erzeugung von Energieträgern aus NawaRo in den Bereichen Stromerzeugung und Biokraftstoffe hat sich dagegen, unterstützt durch eine im Einzelfall mehr oder minder gezielte Förderpolitik, erst seit der Jahrtausendwende nennenswert entwickelt. Die Hintergründe der Entwicklungen sind vielschichtig. Zum einen hat sich das Energiepreisniveau, zumindest phasenweise, in den zurückliegenden zwei Jahrzehnten deutlich erhöht. Kostete ein Barrel Rohöl im Zeitraum zwischen 1990 bis 2000 rund 20-30 US-\$, so notierte das Barrel Öl im Juni 2008 bei knapp 144 US-\$. Nach einem beispiellosen Absturz der Preise in der 2. Jahreshälfte 2014 notierte Rohöl bis Ende 2017 in einem Band um 50 US-\$/Barrel (+/-10). Im Jahr 2018 war wieder ein leichter Aufwärtstrend erkennbar, der zwischenzeitlich aufgrund des schwelenden Handelsstreits zwischen USA und China sowie weiterer weltpolitischer Ereignisse wie des Handelsembargos der USA gegenüber dem Iran aber wieder gebrochen wurde. Die Corona-Pandemie im Jahr 2020 führte zu einem erneuten Einbruch der Ölpreise. Aktuell (September 2020) kostet ein Barrel Öl rund 45 US-\$.

Der phasenweise hohe Ölpreis in den zurückliegenden Jahren stimulierte vor allem die Entwicklungen im Bereich der Biokraftstoffe. Insbesondere stark exportorientierte Agrarregionen wie die USA, Kanada, die EU-28 oder auch Brasilien, Argentinien, Malaysia und Indonesien sahen im Ausbau der Biokraftstoffschiene einen attraktiven Absatzkanal für Agrarprodukte sowie die Chance auf eine Steigerung der inländischen Wertschöpfung. Für einige Länder spielt auch der Gedanke, bei dieser Entwicklung die Technologieführerschaft anzustreben, eine wichtige Rolle.

Die Energieerzeugung aus Biomasse hat durch eine Reihe einzelstaatlicher Fördermechanismen erhebliche Unterstützung erfahren. Förderung war und ist insbesondere deshalb von Nöten, da die Erzeugung von Biokraftstoffen gegenüber den fossilen Energieträgern nicht immer und überall voll wettbewerbsfähig ist. So

Tab. 15-1 Biokraftstoff-Beimischungsquoten ausgesuchter Länder

Land	Rohstoffbasis		Biokraftstoffquoten
	Bioethanol	Biodiesel	
Argentinien	Zuckerrohr Weizen Zuckerhirse	Pflanzenöle Tierische Fette	26% Beimischquote von Ethanol bei Benzin (ab 2017) 10% Beimischquote für Biodiesel bei Diesel
Brasilien	Zuckerrohr	Sojabohne Palmöl Rhizinus	27% Beimischquote: Ethanol bei Benzin (2016); 7% Beimischquote für Biodiesel (2014; 10% ab 2019)
Canada	Mais Weizen Stroh	Pflanzenöle Tierische Fette	5-8,5% Beimischquote von Ethanol bei Benzin; 2-4% Beimischquote für Biodiesel bei Diesel; unterschiedliche Quotenregelungen der Provinzen
China	Mais Weizen Maniok Zuckerhirse	Pflanzenöle (Importe; Altöle) Jatropha	Nationales Ethanol-Kraftstoff-Programm seit 2002. In 9 Provinzen 10% Beimischquote von Ethanol zu Benzin; Ziele wurden wegen der erforderlichen hohen Maisimporte leicht zurückgenommen.
EU	Weizen so. Getreide Zuckerrübe so. Alkohole	Raps Sonnenblume Sojabohne	bis 2020: 10% Biokraftstoffquote, dv. max. 7% aus lw. Biomasse (Kraftstoffe, Strom, Wasserstoff) bis 2030: 14% Kraftstoffanteil aus EE (RED II); Erfüllung durch BKS der 2. Generation; BKS aus Altfet- ten; Strom, Anteil BKS der 1. Generation ca. 2-4%
Indien	Molasse Zuckerrohr	Jatropha Palmöl (Import)	5% Beimischquote von Ethanol bei Benzin; gestecktes Ziel bis 2017: E20, B20 (Anmerkung: Ziele scheinen nicht erreichbar zu sein; Mangel an Rohstoffen und Verarbeitungskapazitäten)
Indonesien	Zuckerrohr Maniok	Palmöl Jatropha	3% Beimischquote von Ethanol bei Benzin; 20% Beimischquote bei Biodiesel (B20) ab 2016 (2020 erfolgreiche LKW-Straßentests mit B30)
Malaysia	.	Palmöl	10% Beimischquote für Biodiesel (ab 2017) Ziel: B15 ab 2020 oder später
Thailand	Molasse Zuckerrohr Maniok	Palmöl gebrauchte Pflanzenöle (Altöle)	7% (10% für LKW) Beimischquote für Biodiesel bei Diesel, Ziel: B20 für LKW ab 2020
USA; Vereinigte Staaten	überwiegend Mais	Sojabohne and. Ölsaaten tierische Fette Altfette u. -öle	Biokraftstoffziele (EISA und RFS) 2016: 58,8 Mio. m ³ Ethanol aus Mais; 16,2 Mio. m ³ Ethanolkraftstoffe der 2. Generation 7,6 Mio.m ³ Biodiesel + 1,2 Mio.m ³ Zellulosekraftstoff

Quellen: IEA, USDA; FAO; GBEP; OECD; Amber Waves; agrar-europe; EU-KOMMISSION; The Digest's (Jim Lane)

Stand: August 2020

notierte Gasöl, welches als Vorprodukt von Diesel/Heizöl börslich gehandelt wird, in den zurückliegenden 3 Jahren zwischen 300 bis 650 Euro pro Tonne. Eine Ausnahme machte der Preisabsturz durch Corona auf ein Tief knapp unter die 200er-Marke im 2.Quartal 2020, welches aber inzwischen überwunden scheint. Daraus errechnen sich Kosten für das Dieselvorderprodukt von 35 bis 55 Ct je Liter Diesel. Aber es gibt weltweit betrachtet durchaus Regionen und Länder mit ausgesprochen günstiger Kostenstruktur bei Biomasseerzeugung und -transformation. Dort ist es möglich, Biokraftstoffe zu wettbewerbsfähigen Kosten gegenüber ihren fossilen Alternativen zu erzeugen.

Die Mehrzahl der Regelungen zur Förderung von Bioenergie betreffen die Sektoren Biokraftstoffe (biofuels) und die Stromerzeugung. Aber auch die Förderung des Sektors Wärme/Kälte sowie das Thema Sektorkopplung nehmen an Bedeutung zu.

Als wichtige Instrumente mit direkter Wirkung auf die Märkte sind gesetzliche Einspeisevergütungen für Strom (häufig in Verbindung mit Netzzugangsregelungen), Steuerpolitik, Marktgarantien durch verpflichtende oder freiwillige Quoten, der Handel mit sogenannten „grünen Zertifikaten“ sowie staatliche Förderprogramme zu nennen. Aber auch gesetzliche Vorgaben, wie beispielsweise ein Mindestanteil an regenerativen Energieträgern bei der Wärmebereitstellung oder Vorgaben zur Gebäudedämmung werden als Instrumente eingesetzt. Flankierend dazu wird zunehmend auch über eine indirekte Förderung der EE durch eine breite Einführung einer CO₂-Steuer diskutiert.

Alle Staaten, die Erneuerbare Energien (EE) und insbesondere Energie aus NawaRo fördern, setzen dabei i.d.R. auf eine Mischung aus den genannten Instrumenten. Zusätzlich werden zunehmend Fördergelder in den Bereichen Forschung und Pilotprojekte eingesetzt.

Einspeisevergütungen - In der Praxis, so das GBEP Secretariat der FAO (Global Bioenergy Partnership) in Rom, haben sich Einspeisetarife, insbesondere dann, wenn sie differenziert auf die einzelnen Technologien der EE abgestimmt sind, als sehr effektives Instrument zur Förderung der EE erwiesen. Eine Differenzierung sei insbesondere deshalb notwendig, da sich ansonsten nur die aktuell wirtschaftlichste Variante entwickeln würde, und dies wäre in Deutschland im Stromsektor über lange Strecken lediglich die Windkraft gewesen, wobei der Pfad Photovoltaik aufgrund gefallener Herstellungskosten zwischenzeitlich stark aufgeholt hat. Die Festsetzung von Einspeisevergütungen bringt noch mit sich, dass das Instrument so eingerichtet werden kann, dass es sich für die Staatshaushalte weitgehend kostenneutral verhält. Die höheren Aufwendungen werden hier i.d.R. direkt auf den Verbraucher überwälzt. Die Erfahrungen mit Einspeisevergütungen im Bereich EEG in Deutschland zeigten in den vergangenen Jahren aber auch, dass zeitnahe Anpassungen an die Lernkurve der jeweiligen Technologie einerseits unabdingbar sind, andererseits aber auch wohl abgewogen werden müssen, um ins Rollen gekommene Entwicklungen nicht zu ersticken.

Steuern/Zölle - Steuervorteile werden nach wie vor als Förderinstrument eingesetzt, wenngleich deren Bedeutung abnimmt. Sowohl die Biomasseerzeugung und -transformation, als auch der Handel mit Biomasse /-energie können durch aktive Steuerpolitik gelenkt werden. Steuerliche Begünstigungen, wie teilweise oder vollständige Aussetzung z.B. der Mineralölsteuer, der Stromsteuer etc. oder zusätzliche Besteuerung nicht regenerativer Alternativen, können angewendet wer-

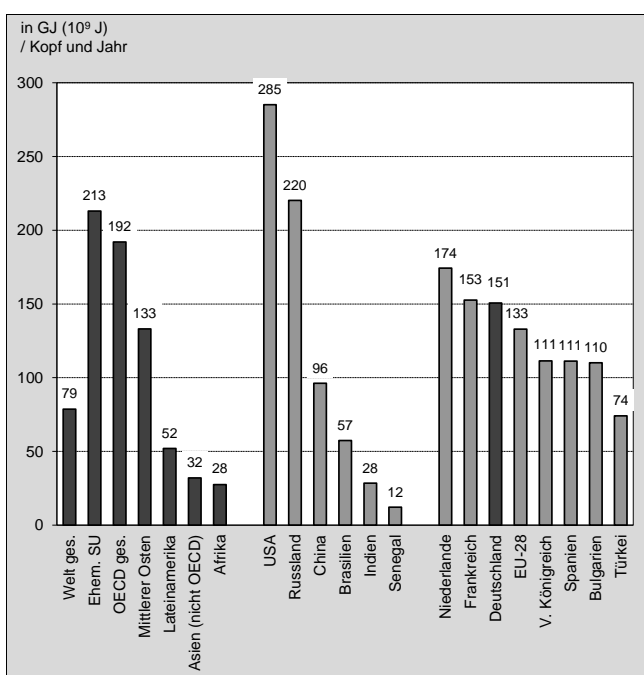
den. Trotz der Tatsache, dass sich Steuervergünstigungen als sehr effektives Instrument erwiesen haben, wurden sie in den vergangenen Jahren zunehmend durch andere Instrumente ergänzt oder ersetzt. Denn sie verursachen häufig nicht unerhebliche Belastungen für die Staatshaushalte. Beispielsweise wurde die Förderung von Biokraftstoffen in Deutschland 2006 von einem System der Steuerbefreiung weitgehend auf ein Quotensystem umgestellt. Nach 2006 noch gewährte Steuererleichterungen für einzelne Reinkraftstoffe (z.B. B100) liefen bis zum Jahr 2015 Schritt für Schritt aus.

Das jüngste Kind in Sachen Steuern ist die Diskussion um eine breit angelegte CO₂-Steuer in Deutschland, mit welcher man einerseits einen sparsamen Umgang mit Energieträgern, aber auch eine Förderung regenerativer Pfade erreichen möchte.

Als Beispiel für die Lenkung des Handels mittels Zöllen seien hier die Importzölle der EU für Bioethanol genannt. Bis zum Urteil des Europäischen Gerichtshofs (EuGH) Mitte März 2018, in welchem dieser die Zölle aufhob, boten die EU-Importzölle Schutz gegen Billigimporte von Biodiesel aus Argentinien (Soja) und Indonesien (Palmöl).

Auch die Festsetzung differenzierter Exportsteuersätze, wie von Argentinien für Sojabohnen, Sojaöl und Biodiesel über weite Strecken praktiziert, wirkt lenkend auf die Warenströme. Mit höheren Steuersätzen auf Sojaöl im Vergleich zu Biodiesel wird angestrebt die Wertschöpfung im Land zu halten. Argentinien exportiert Soja überwiegend als Schrot, der Export ganzer Bohnen beschränkt sich hingegen auf 10 bis 20 % der Jahresproduktion, welche sich zwischenzeitlich auf rund 50 Mio. t beläuft.

Abb. 15-1 Pro Kopf - Primärenergieverbrauch 2019



Quellen: IEA; BMWi

Stand: 03.09.2020


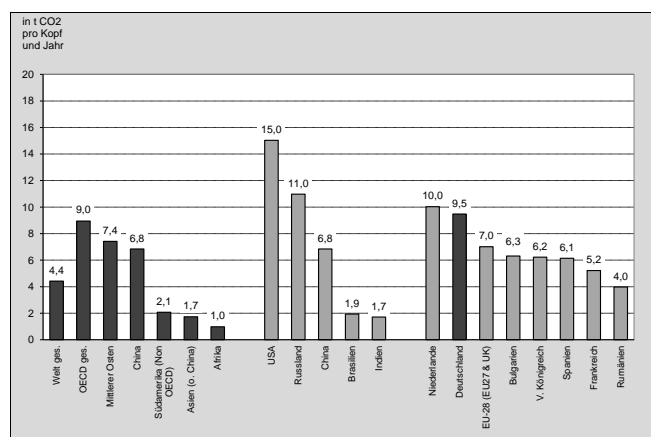
Quotensysteme -  **15-1** Nahezu alle Staaten, die erneuerbare Energien fördern, haben inzwischen Quoten in Bezug auf Anteile der EE am Kraftstoffverbrauch festgesetzt oder sind dabei dies zu tun. In vielen Fällen verbunden mit entsprechenden Sanktionsmechanis-

Abb. 15-2 CO₂- Emission pro Kopf 2018



Quellen: IEA; EEA

Stand: 02.09.2020

Tab. 15-2 Welt-Primärenergieverbrauch und Anteil Erneuerbarer Energien

	1973	2018		
	in EJ	in EJ	in %	in % v. EE
Gesamtverbrauch Primärenergie	257,0	598,0		
Öl	119,0	189,0	31,6	.
Gas	41,0	136,3	22,8	.
Kohle	62,5	160,9	26,9	.
Kernkraft	2,5	29,3	4,9	.
EE und Sonstige	32,0	82,5	13,8	.
Erneuerbare Energien (EE) gesamt	.	80,7	13,5	100,0
EE Biomasse gesamt	.	53,6	9,0	66,4
- Feste Biomasse	.	47,5	8,0	58,9
- Flüssige Biomasse	.	4,0	0,7	4,9
- Gasförmige Biomasse	.	1,4	0,2	1,7
- biogener Anteil des Abfalls	.	0,7	0,1	0,9
EE Wasserkraft	.	15,2	2,5	18,8
EE Windkraft	.	4,5	0,8	5,6
EE Geothermie	.	3,9	0,6	4,8
EE Solar, Gezeiten	.	3,6	0,6	4,4

1 EJ = 10¹⁸ J




Quelle: IEA

Stand: 02.09.2020

men. Quotensysteme haben, ähnlich wie Einspeisevergütungen, den Vorteil, dass sie für die Staatshaushalte weitgehend kostenneutral gestaltet werden können. Denn hier besteht ebenfalls die Möglichkeit die höheren Aufwendungen direkt auf die Verbraucher zu überwälzen.


Im Bereich der Stromerzeugung beschränken sich die Festlegungen hingegen meist auf unverbindliche Zielvorgaben, wobei hier immer ein Mix aus Sonne, Wasser, Wind, Biomasse und Geothermie zur Zielerreichung beitragen soll. Allerdings sind die Vorgaben oft nicht weniger ambitioniert als im Kraftstoffbereich.

15.1.2 Welt

Energieverbrauch -  15-2  15-1  15-2 Der weltweite Primärenergieverbrauch (PEV) hat sich in den vergangenen 40 Jahren von 257 EJ in 1973 auf 598 EJ im Jahr 2018 mehr als verdoppelt (Exa Joule = 10¹⁸ J). Die Steigerungsrate lag im Durchschnitt des Zeitraums bei gut 1,9 % jährlich. 2018 setzte sich der weltweite Energiemix zu 31,6 % aus Öl, zu 22,8 % aus Gas, 26,9 % Kohle/Torf, 4,9 % Kernenergie, 13,8 % erneuerbaren Energien (EE) und Sonstige zusammen. Für die Zukunft geht die IEA (International Energy Agency, Paris) von einer weiteren Steigerung des weltweiten Primärenergiebedarfs aus. Im Jahr 2030 soll in Abhängigkeit des jeweils unterstellten Szenarios der Primärenergieverbrauch zwischen 650 und 715 EJ (+10 bis 20 % gegenüber 2018) liegen. Das heißt die IEA geht auch zukünftig von einer jährlichen Steigerung von 1,8 bis 2,0 % aus.

Der Pro-Kopf-Verbrauch an Primärenergie, und damit auch die CO₂-Emission pro Kopf, sind in den Regionen und Ländern der Welt sehr unterschiedlich. In den

entwickelten Industriestaaten verbraucht heute jeder Bürger fünf bis zehnmal mehr Energie als ein Bürger der großen Schwellenländer wie beispielsweise Indien. Gegenüber noch schwächer entwickelten Regionen ist die Relation im Einzelfall noch höher. Mit der rasanten wirtschaftlichen Entwicklung insbesondere der Schwellenländer geht allerdings auch dort eine deutliche Zunahme des Energieverbrauchs einher. Verstärkend ins Gewicht fällt, dass China und Indien zusammen schon heute mehr als ein Drittel der Weltbevölkerung beheimaten. Alleine China zeichnete 2018 für rund 22,5 % (134,4 EJ; Vj. 21,6 %) des Weltenergieverbrauchs verantwortlich, und die IEA geht von einer weiteren Steigerung bis 2030 aus. Für Lateinamerika, Asien, Afrika und den mittleren Osten wird eine Verdoppelung des Verbrauchs erwartet, während der Verbrauch in den Industriestaaten sich weitgehend auf dem aktuellen Niveau halten soll.

Erneuerbare Energie -  15-2 Erneuerbare Energien trugen 2018 laut IEA (International Energy Agency) 80,7 EJ (Vj. 79,6) bzw. 13,5 % (Vj. 13,6) zur Deckung des Welt-Primärenergieverbrauchs bei. Die Biomasse hatte dabei mit 66,4 % den größten Anteil. Allein 58,9 % der EE entfielen hierbei auf die „traditionelle“, nicht kommerzielle Nutzung fester Biomasse zu Koch- und Heizwecken. 4,9 % des Anteils der EE entfielen 2018 auf den Bereich flüssige Biomasse (u.a. Kraftstoffe), 1,7 % auf gasförmige Biomasse (v.a. Nutzung von Biogas) und 0,9 % auf die Nutzung von Abfall zur Energiegewinnung. Die zweite Position nach der Biomasse nahm mit 18,8 % die Wasserkraft ein. Auf Rang 3 rangierte die Windkraft mit 5,6 %, es folgen die Geothermie (4,8 %) sowie Solar- und Gezeitenkraftwerke (4,4 %).

Tab. 15-3 Welt-Ölproduktion und -verbrauch, Kraftstoffverbrauch EU und Deutschland

(1 PJ = 10 ¹⁵ J)	2016	2017	2018	
	in Mtoe ²⁾	in Mtoe ²⁾	in Mtoe ²⁾	in PJ
Welt- Rohölproduktion	4.321	4.365	4.482	187.652
Welt- Ölverbrauch	3.908	3.985	4.051	169.607
- Transport	2.513	2.582	2.641	110.584
- Nichtenergetischer Verbrauch	649	642	677	28.324
- Sonstiger Verbrauch	442	438	442	18.487
- Industrie	305	323	292	12.212
EU-28 - Mineralölerzeugnisse (einschl. Biokraftstoffe)¹⁾				
Brutto- Inlandsverbrauch insgesamt	582,3	599,1	593,6	24.851
- Endenergieverbrauch Verkehr	312,4	318,1	319,4	13.372
- Nicht energetischer Verbrauch	80,1	85,9	82,1	3.439
- Endenergieverbrauch Sonstige Sektoren ³⁾	66,9	66,5	63,6	2.663
- Internationaler Flugverkehr	47,3	50,8	52,9	2.215
- Transformations- & Transportverluste & Eigenverbrauch Energiesektor	49,9	49,4	46,2	1.934
- Endenergieverbrauch Industrie	26,5	25,6	27,4	1.146
D - Mineralölerzeugnisse (einschl. Biokraftstoffe)¹⁾				
Brutto- Inlandsverbrauch insgesamt	113,4	115,9	111,3	4.660
- Endenergieverbrauch Verkehr	55,1	55,7	54,0	2.262
- Nicht energetischer Verbrauch	18,4	19,8	18,1	759
- Endenergieverbrauch Sonstige Sektoren ³⁾	18,8	18,6	15,8	662
- Internationaler Flugverkehr	8,6	9,5	9,8	411
- Transformations- & Transportverluste & Eigenverbrauch Energiesektor	9,3	9,5	8,8	370
- Endenergieverbrauch Industrie	2,4	2,1	3,7	153
(1 PJ = 10 ¹⁵ J)	2016	2017	2018	
	in Mtoe ²⁾	in Mtoe ²⁾	in Mtoe ²⁾	in PJ
EU-28 - Kraftstoffverbrauch (Verkehr, Industrie, Sonstige³⁾)				
Kraftfahrzeugdiesel & Heizöl (alle Sektoren) ¹⁾	283,94	294,56	288,04	.
- Anteil Biodiesel (alle Sektoren)	11,33	12,68	14,20	.
Motorbenzin und Flugbenzin (alle Sektoren) ¹⁾	81,26	83,01	81,63	.
- Anteil Bioethanol (alle Sektoren)	2,69	2,89	3,01	.
Petroleum und Fluggastturbinenkraftstoff	59,21	63,13	65,35	.
- Anteil Biokraftstoffe	0,00	0,00	0,00	.
EU-28 - Kraftstoffverbrauch (nur Sektor Verkehr)				
Kraftfahrzeugdiesel & Heizöl (Sektor Verkehr) ¹⁾	219,53	224,42	225,43	.
- Anteil Biodiesel (Sektor Verkehr)	10,91	11,98	13,66	.
Motorbenzin und Flugbenzin (Sektor Verkehr) ¹⁾	80,28	80,61	80,67	.
- Anteil Bioethanol (Sektor Verkehr)	2,68	2,80	2,99	.
D - Kraftstoffverbrauch (Verkehr, Industrie, Sonstige³⁾)				
Kraftfahrzeugdiesel & Heizöl (alle Sektoren) ¹⁾	54,99	55,58	52,85	.
- Anteil Biodiesel (alle Sektoren)	1,93	1,97	2,06	.
Motorbenzin und Flugbenzin (alle Sektoren) ¹⁾	17,99	18,21	17,58	.
- Anteil Bioethanol (alle Sektoren)	0,75	0,73	0,75	.
Petroleum und Fluggastturbinenkraftstoff	9,39	10,19	10,47	.
- Anteil Biokraftstoffe	0,00	0,00	0,00	.
D - Kraftstoffverbrauch (nur Sektor Verkehr)				
Kraftfahrzeugdiesel & Heizöl (Sektor Verkehr) ¹⁾	36,07	36,63	35,54	1.525,6
- Anteil Biodiesel (Sektor Verkehr)	1,79	1,83	1,92	.
Motorbenzin und Flugbenzin (Sektor Verkehr) ¹⁾	17,69	17,93	17,30	752,6
- Anteil Bioethanol (Sektor Verkehr)	0,75	0,73	0,75	.
1) incl. Beimischungsanteil Biokraftstoffe				
2) 1 Mtoe = 41,868 PJ; 1 Mtoe entspricht je nach Herkunft zwischen ca. 1,0 bis 1,08 t Crude Oil				
3) Sonstige Sektoren = Haushalte, Dienstleistungen, Agrar, Fischerei und Sonstige				

Quellen: IEA ; EUROSTAT; MWV


Stand:09.09.2020

Die größte Wachstumsrate seit 1990 weltweit betrachtet weist die Photovoltaik mit 36,5 % auf. Ebenfalls nachhaltig hohe Zuwachsraten sind bei Wind (23,0 %) und Biogas (11,5 %) zu verzeichnen.


Solarthermie (10,9 %) liegt auf Rang 4 beim Wachstum, flüssige Biokraftstoffe (9,7 %) auf Rang 5. Die Zuwachsraten bei Geothermie (3,6 %), Wasserkraft (2,4 %) und festen Biobrennstoffen (0,9 %) fallen dagegen, ähnlich wie in den Vorjahren, moderat aus. Insgesamt kann festgehalten werden: Trotz bemerkenswerter Wachstumsraten in einzelnen Sektoren ist der Weg zu einem höheren Anteil der EE noch weit. In der Summe wuchsen die erneuerbaren Energien seit 1990 mit jährlich 2,0 % nur geringfügig schneller als der weltweite Gesamtenergieverbrauch (1,8 %).

Wirft man den Blick auf die Staatengruppe der OECD lässt sich feststellen, dass die erneuerbaren Energien im Jahr 2018 gegenüber dem Vorjahr erneut zugelegt haben, insgesamt aber lediglich 10,8 % (Vj. 10,5) des Primärenergiebedarfs decken konnten. Der Anteil der EE setzte sich dabei wie folgt zusammen: Biomasse gesamt 52,4 % (Vj. 53,2), davon 35,0 % (Vj. 35,6) feste Biomasse; 10,9 % (Vj. 10,9) flüssige Biomasse; 2,7 % (Vj. 2,8) aus Abfällen und 3,8 % (Vj. 4,0) aus Biogas. Wasserkraft lag mit 20,8 % (Vj. 21,9) auf Platz 2, gefolgt von Wind (12,5 %; Vj. 11,4), Solar- und Gezeitenkraftwerke (7,2 %; Vj. 6,7) und Geothermie (7,0 %; Vj. 6,8). Die höchste durchschnittliche jährliche Wachstumsrate seit 1990 weist PV Solar mit 38,5 % aus, gefolgt von der Windkraftnutzung (19,5 %). Flüssige Biokraftstoffe folgen mit 15,9 % auf dem 3. Rang, Biogas liegt mit 7,5 % auf Rang 4. Solarthermie (5,5 %), Gezeiten (3,1 %), Siedlungsabfälle (3,1 %), feste Biomasse (1,5 %), Geothermie (1,5 %) und Wasserkraft (0,2 %) folgen auf den Plätzen.

Mit Blick auf die Diskussionen um den Klimaschutz ist die weltweite Entwicklungsgeschwindigkeit im Bereich der Erneuerbaren Energien als deutlich zu langsam zu bewerten. Denn nominal betrachtet wuchs der Welt-Primärenergiebedarf in den zurückliegenden 5 Jahren um 31 EJ von 567 EJ (2013) auf 598 EJ (2018). Im gleichen Zeitraum konnte der Beitrag der Erneuerbaren Energien lediglich um 4,2 EJ von 76,5 EJ (2013) auf 80,7 EJ (2018) gesteigert werden. Das bedeutet, dass der Zubau der Erneuerbaren weltweit betrachtet bei weitem nicht in der Lage ist, mit der nominalen Steigerung des jährlichen weltweiten Energiebedarfs Schritt zu halten.

Kraftstoffe -  **15-3** Weltweit wurden 2018 4,48 Mrd. t Rohöl gefördert. Die jährliche Ölförderung stieg trotz der Annahme, dass Peak-Oil, d.h. das Maximum der jährlichen Ölförderung in naher Zukunft wohl bald erreicht werden wird, in den zurückliegenden Jahren weiter. Den Welt-Ölverbrauch (netto) taxierte die IEA (International Energy Agency) für 2018 auf 4,05 Mrd. t (Vj. 3,99). Davon entfiel mit 65,2 % der

größte Anteil auf den Transportsektor. 7,2 % entfiel auf die Industrie, 16,7 % auf den nicht energetischen und 10,9 % auf den sonstigen Verbrauch. Die Rohölförderung soll sich 2019 nach ersten Schätzungen geringfügig höher auf 4,44 Mrd. t belaufen haben.

Biokraftstoffe -  **15-1** Der weltweit größte Bedarf „moderner“ Biomasse für erneuerbare Energien ergibt sich aus den sprunghaften Produktionssteigerungen im Bereich Biokraftstoffe seit der Jahrtausendwende. Zwar hat sich in einzelnen Nationen die Entwicklung etwas verlangsamt. Ein Ende ist jedoch noch nicht absehbar, zumal viele Staaten weiter ambitionierte Biokraftstoffquoten und -ziele formuliert haben. Tonangebend im Bereich Bioethanol sind die USA und Brasilien. Während in den USA kaum noch Wachstum für Bioethanol aus Mais erwartet wird verarbeitet Brasilien weiterhin jährlich mehr Zuckerrohr zu Biosprit. Im Bereich Biodiesel hat sich die Erzeugung in der EU verlangsamt, in den beiden Palmöl-Erzeugerländern Indonesien und Malaysia boomt jedoch der Sektor.

Für die weitere Entwicklung bei den Biokraftstoffen stellen sich aber immer mehr Fragen. Einerseits führten phasenweise hohe Agrarrohstoffpreise dazu, dass die Diskussion um Teller oder Tank zunehmend lauter geführt wird. Faktoren aus dem Energiesektor wie z.B. das „Fracking“ in den USA (Förderung von Erdöl und Erdgas aus unkonventionellen Vorkommen) oder die verstärkte Förderung der Elektromobilität üben ebenfalls Einfluss aus. Hinzu kommen Diskussionen um Klimaschutz, ILuC etc. Vor diesen Hintergründen ist erklärbar, dass Biokraftstoffziele mancherorts immer wieder neu überdacht werden.

Der Aufbau von Produktionskapazitäten sowie die Erzeugung von Biokraftstoffen der 1. Generation (dazu gehören reines Pflanzenöl, Biodiesel, Bioethanol auf Zucker- oder Stärkebasis) erlebte in den zurückliegenden 15 Jahren weltweit einen Boom. Allerdings kann derzeit, mit Ausnahme des weiteren Aufbaus von Anlagen im asiatischen Raum (Biodiesel aus Palmöl, Indonesien, Malaysia), festgestellt werden, dass nur noch wenige neue Anlagen zur Herstellung von Kraftstoffen der 1. Generation gebaut werden. Vielmehr soll nach dem Wunsch der Politik künftig der Focus auf der wesentlich energieeffizienteren Gruppe der Biokraftstoffe der 2. Generation liegen (dazu zählen BTL-Kraftstoffe = BiomassToLiquid, Biogas, Bioethanol auf Lignozellulose-Basis).

Unbeschadet der Diskussionen um Tank oder Teller streben unverändert vor allem diejenigen Staaten, welche bislang als die großen Exporteure an den Weltmärkten für Getreide, Ölsaaten oder pflanzliche Öle agierten, weiter eine hohe Verwertung von Agrarrohstoffen für Biokraftstoffe im eigenen Land an.

Bioethanol -  **15-4**  **15-5**  **15-3** Zur Herstellung von Ethanol finden derzeit vor allem zucker- und

Tab. 15-4 Bioethanolproduktion (Faustzahlen)

Rohstoffbasis		Ertrag je Einheit		Ertrag je Hektar		
		in t FM/ha	Ethanol in l/t FM	Ethanol in kg/ha	Ethanol in l/ha	Diesel- äquivalente in l/ha
Welt	Weizen	3,0	375	890	1.120	660
	Mais	5,0	395	1.560	1.970	1.160
	Reis	4,0	430	1.360	1.720	1.010
	Hirse	1,6	380	480	600	350
	Cassava (Maniok)	12,0	180	1.710	2.160	1.270
	Zuckerrohr	70,0	75	4.150	5.250	3.100
	Zuckerrübe	45,0	110	3.920	4.950	2.920
EU	Weizen	8,0	375	2.370	3.000	1.770
	Roggen	8,0	350	2.220	2.800	1.650
	Triticale	8,0	375	2.370	3.000	1.770
	Mais	9,0	395	2.810	3.550	2.100
	Zuckerrübe	60,0	110	5.220	6.600	3.900
Brasilien	Zuckerrohr	75,0	75	4.440	5.620	3.320
China	Mais	5,0	395	1.560	1.970	1.160
Indien	Zuckerrohr	70,0	75	4.150	5.250	3.100
USA	Mais	9,5	395	2.970	3.750	2.210

FM = Frischmasse

Quellen: FAO; USDA; BayWa AG; LEL (eigene Berechnungen)

stärkehaltige Rohstoffe (Zuckerrohr, Zuckerrübe, Melasse, Mais, Weizen und andere Getreidearten, Maniok/Cassava und Zuckerhirse) Verwendung.

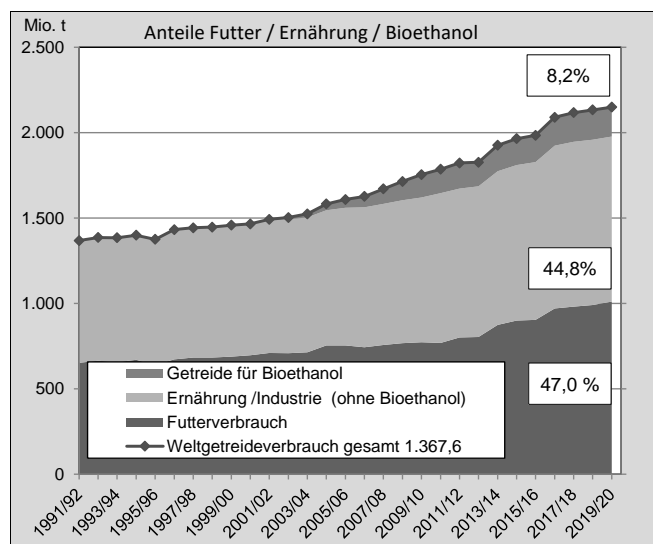
Insgesamt belief sich die Ethanolproduktion 2019 weltweit geschätzt auf 129,3 Mio. m³ (Vj. 127). Mit 59,8 Mio. m³ in den USA und 36,2 Mio. m³ in Brasilien stellen die beiden Länder zusammen gut 74 % der Weltproduktion. An dritter Stelle rangiert China mit 10,5 Mio. m³, gefolgt von der EU-28 mit 6,4 Mio. m³. Das dynamische Wachstum in den USA ist in den zurückliegenden Jahren zum Stillstand gekommen. Gründe hierfür sind einerseits politische Vorgaben, aber auch die Öl- und Gasproduktion mittels „Fracking“ stellt eine Konkurrenz dar. Zudem machte in den zurückliegenden Jahren der wieder schwächere Ölpreis der Biokraftstoffproduktion zu schaffen. In Brasilien war 2019 erneut ein starkes Wachstum zu erkennen, nachdem einige Jahre zuvor nahezu eine Stagnation der Bioethanolproduktion zu verzeichnen war. Die Bioethanolproduktion der EU-28 konnte 2019 zwar gegenüber dem Vorjahr leicht zulegen, in Summe ist jedoch seit Jahren ein eher stagnierendes Produktionsvolumen zwischen 6 bis 7 Mio. m³ zu beobachten.

Im Agricultural Outlook 2020-2029 prognostiziert die OECD dem Bioethanolsektor weiteres Wachstum. Bis 2029 wird damit gerechnet, dass weltweit 140,1 Mio. m³ Bioethanol erzeugt werden. Wachstumsraten werden dabei in Südamerika (Brasilien, Argentinien), Nordamerika (USA, Kanada) und Asien (China, Indien) gesehen, während für die EU und viele anderen Produzenten eher mit einer Stagnation gerechnet wird. USA, Brasilien, China und EU erzeugen nach den

Zahlen der OECD im Jahr 2029 knapp 121 Mio. m³. Dies entspricht rund 86 % der Weltproduktion.

2019 wurden nach Einschätzungen der OECD/FAO weltweit rund 204 Mio. t Getreide (22 - 25 Mio. ha), 14 Mio. t Zuckerrüben (ca. 220.000 ha) und 426 Mio. t Zuckerrohr (ca. 5,3 Mio. ha) zu Ethanol verarbeitet. Bezogen auf die Welt-Ackerfläche von rund 1.400 Mio. ha liegt damit der Flächenbedarf für Bioethanol aktuell bei geschätzt 2 bis 2,1 %.

Abb. 15-3 Verwendung der Weltgetreideernte 2019/20



Quellen: USDA; IGC

Stand: 11.08.2020

Tab. 15-5 Ethanolproduktion Welt - Europa - Deutschland

in Mio. m ³	2000	2017	2018 ^s	2019 ^s ▼
Welt-Ethanolproduktion (alle Verwendungen)	29,2	120,8	127,0	129,3
- USA	7,4	61,5	60,8	59,8
- Brasilien	10,7	27,7	33,9	36,2
- China	.	9,5	10,2	10,5
- EU-28	2,5	6,5	6,0	6,4
- Indien	1,5	2,0	2,8	3,1
- Kanada	0,3	1,9	1,8	1,9
Welt - Ethanolproduktion (nur FUEL)	.	101,5	108,6	109,9
- USA	.	60,3	60,9	59,7
- Brasilien	.	26,0	30,3	32,4
- Europa gesamt	.	5,3	5,4	5,5
- China	.	3,3	4,0	3,4
- Kanada	.	0,8	1,5	2,0
- Indien	.	1,8	1,8	1,9
EU- FUEL- Ethanolproduktion	0,1	5,2	5,2	.
- Frankreich	.	1,19	1,34	.
- Deutschland	.	0,81	0,80	.
- Ver. Königreich	.	0,56	0,60	.
- Ungarn	.	0,42	0,53	.
- Spanien	.	0,65	0,52	.
- Belgien/Lux.	.	0,37	0,39	.
- Österreich	.	0,28	0,25	.
- Polen	.	0,24	0,24	.
- Schweden	.	0,24	0,21	.

Quellen: OECD/FAO, RFA; EU-Kommission; ePURE; BDBe

Stand: 27.08.2020

Bezogen auf den Weltgetreideverbrauch 2019/20 (ohne Reis) von 2.150 Mio. t werden 9,5 % der Weltgetreideernte für die Ethanolproduktion (alle Verwendungen) aufgewendet.

Bezogen auf Ethanol für Kraftstoffe (fuel) liegt der Anteil unverändert bei 8,2 %. Bei Zuckerrohr beläuft sich der zur Ethanolherstellung verwendete Anteil der Weltenergieernte rechnerisch auf 20,2 %.

Bei der Diskussion um den Flächenverbrauch für Bioethanolherstellung darf allerdings nicht vergessen werden, dass am Ende des Verarbeitungsprozesses bei Getreide immer der Kraftstoff und zusätzlich 50 (bis 70) % des Ausgangsrohstoffs als proteinreiches Futtermittel in Form von Schlempe (DDGS = Dried Distillers Grains with Solubles) zur Verfügung steht.

In Summe betrachtet kann seit dem verstärkten Einstieg in die Bioethanolherstellung um die Jahrtausendwende eine deutliche Trendänderung beim Getreideverbrauch beobachtet werden. Stieg der weltweite Getreideverbrauch vor dem Jahr 2000 um durchschnittlich ca. 25 Mio. t jährlich, so veränderte sich der Trend danach auf 35 - 40 Mio. t. Der erhöhte jährliche Bedarf deckt sich weitgehend mit dem jährlichen Bedarfszuwachs für die Erzeugung von biofuels.

Für die beiden größten Erzeuger von Bioethanol sind nachfolgend weitere Informationen dargestellt.

USA - Für die Erzeugung von 59,8 Mio. m³ Ethanol im Jahr 2019 wurden in den USA geschätzt 148 Mio. t Mais und 5 Mio. t sonstiges Getreide verwendet. Bei einem Maisertrag von 10,5 t/ha in 2019/20 entspricht dies einer Maisanbaufläche von gut 14,0 Mio. ha. Damit wird heute ein Anteil von rund 40 % der US-Maisfläche (Maisfläche gesamt: 33 - 35 Mio. ha) für Bioethanol benötigt. Gemäß RFS (Renewable Fuel Standard vom Dezember 2007) war für 2015 eine Bioethanolproduktion von knapp 78 Mio. m³ geplant, davon knapp 57 Mio. m³ aus Mais. Der Maisanteil sollte nach 2015 nicht weiterwachsen. Der Flächenbedarf für „biofuel“- Maisanbau hat sich damit auf 13 - 15 Mio. ha eingependelt. Aufgrund der Stagnation der Ethanolproduktion in den letzten Jahren konnten die gesteckten Ziele nicht erreicht werden, da insbesondere die Ethanolproduktion aus zellulosehaltigen Rohstoffen den Erwartungen hinterherhinkt. Hinzu kommt, dass die Erdgas- (shale/tight gas) und Erdöl- (tight oil) Förderung aus unkonventionellen Vorkommen („Fracking“) in den USA in erheblichem Umfang ausgebaut wurde, so dass erwartet wird, dass die USA ab dem Jahr 2025 sogar zum Netto-Exporteur für Erdöl werden könnte.

Brasilien - Die Bioethanolproduktion Brasiliens nahm im Jahr 2019 mit 36,2 Mio. m³ geschätzt 4,9 Mio. ha Zuckerrohrfläche in Anspruch, legt man den Durchschnittsertrag von rund 70 t/ha der vergangenen Jahre zugrunde. Dies entspricht einem Anteil von knapp 50 % der rund 10,4 Mio. ha Zuckerrohrfläche in Brasilien.

Tab. 15-6 Biodieselproduktion Welt - Europa - Deutschland

in 1.000 t	2000	2004	2017	2018	2019
Welt- Biodieselproduktion¹⁾	720	2.060	34.130	38.560	41.200
- OECD	.	.	21.730	22.730	23.160
- Non-OECD	.	.	12.400	15.830	18.030
- Europa (OECD)	.	.	13.760	13.600	13.630
- USA	.	.	6.610	7.630	7.950
- Indonesien	.	.	2.430	5.040	6.490
- Brasilien	.	.	3.780	4.750	5.100
- Argentinien	.	.	2.870	2.430	2.200
- Thailand	.	.	1.230	1.380	1.540
EU-28 (Eurostat)²⁾	707	1.933	13.820	14.480	.
- Deutschland	220	1.035	3.203	3.337	.
- Frankreich	311	348	2.469	2.745	.
- Niederlande	.	.	1.922	1.832	.
- Spanien	.	13	1.804	1.760	.
- Polen	.	.	894	883	.
- Italien	80	320	690	749	.
- Großbritannien	.	.	467	476	.
- Portugal	.	.	356	362	.
- Finnland	.	.	348	317	.
- Schweden	.	1	75	292	.
- Belgien/Luxemburg	0	0	294	256	.
- Österreich	18	57	248	233	.
- Tschechien	67	60	157	194	.
- Rumänien	.	.	165	187	.
- Griechenland	.	.	157	170	.
- Ungarn	.	.	160	163	.
- Litauen	.	5	118	154	.
- Bulgarien	.	0	94	129	.
- Slowakei	.	15	117	118	.
- Lettland	.	.	53	94	.
- Irland	.	.	29	31	.
- Dänemark	.	.	0	0	.
- Zypern	.	.	1	0	.
- Slowenien	.	.	0	0	.
- Malta	.	.	0	0	.
- Kroatien


1) OECD (inkl. Unterpunkte)

2) EUROSTAT(inkl. Unterpunkte)

Quellen: OECD; EUROSTAT

Stand: 28.08.2020

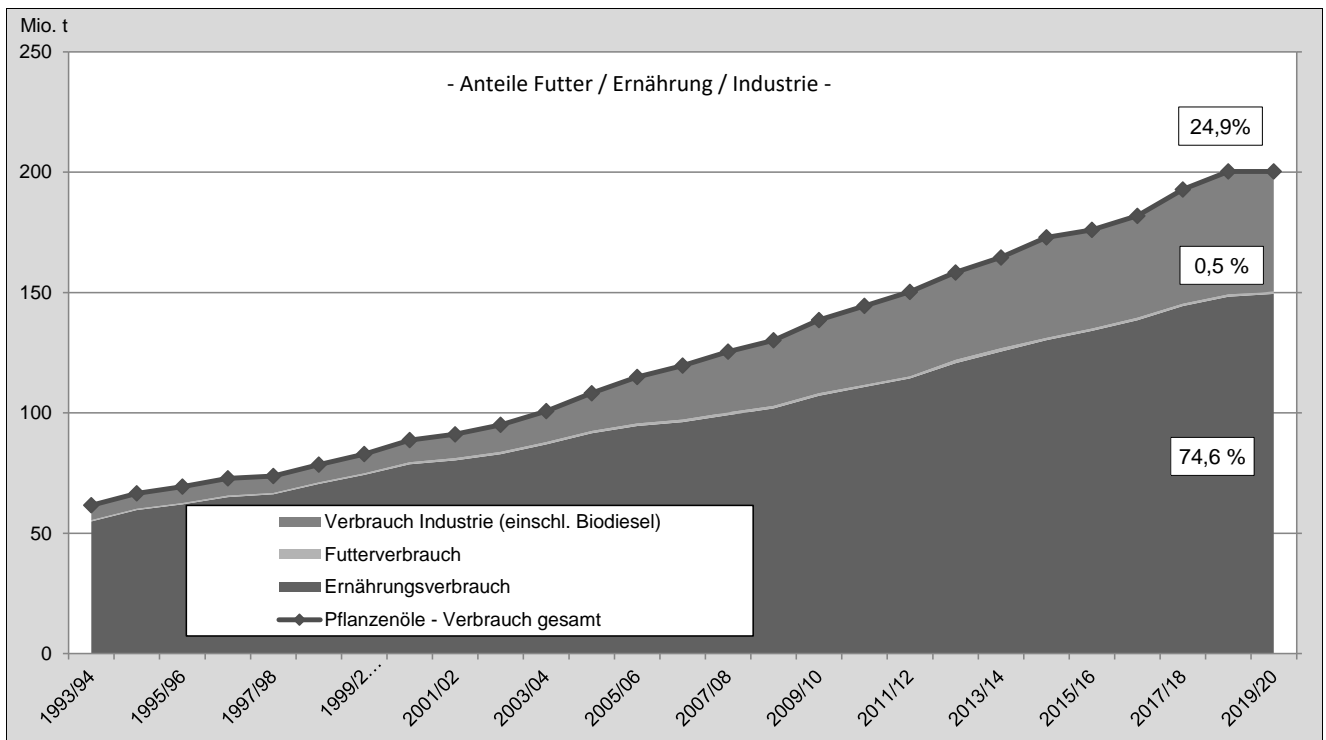
en. OECD/FAO gingen bislang von einer weiteren moderaten Ausdehnung der Zuckerrohrfläche aus. Die Jahre 2018 und 2019 zeigten jedoch, dass Brasilien Willens zu sein scheint diesen Sektor sehr offensiv auszubauen. In Summe wird der Bioethanolmarkt Brasiliens als zunehmend exportorientiert beschrieben. Allerdings verbraucht Brasilien weiter den Löwenanteil von über 90 % nach Zahlen der OECD im eigenen Land. Mit dem noch schwebenden Mercosur-Abkommen zwischen der EU und den Mercosur-Staaten (Argentinien, Brasilien, Paraguay, Uruguay) wären weitere Exportsteigerungen zu erwarten. Abzuwarten bleibt, ob die offensive Agrarpolitik von Präsident Bolsonaro neue Weichen stellt.

Biodiesel -  **15-6**  **15-7**  **15-4** Biodiesel lässt sich durch Veresterung aus pflanzlichen Ölen oder auch

tierischen Fetten herstellen. Als Rohstoffe finden weltweit Raps-, Soja-, Palm- und Sonnenblumenöl, Jatropha, Rhizinus u.a. Verwendung. Nach Angaben der OECD bildeten 2018 pflanzliche Öle die Rohstoffbasis für knapp 80 % der Biodieselherstellung. Pflanzliche und tierische Altöle sowie tierische Fette sind Beispiele für die Rohstoffe der restlichen gut 20 % der Produktionsmenge.

Die Weltproduktion 2018 an Biodiesel wird auf 43,8 Mio. m³ (≅ 38,6 Mio. t) geschätzt. 2019 soll die Erzeugung auf 46,8 Mio.m³ weiter steigen (+ 6,8 % zum Vorjahr). Mit 14,5 Mio. t wurde 2018 rund 35 % der Weltproduktion in Europa erzeugt, gefolgt von den USA (19,8 %), Indonesien (13,1 %) und Brasilien (12,3 %). In den letzten Jahren wuchs die Biodieselproduktion v.a. in den USA, Brasilien, Argentinien, Kolumbien, Indone-

Abb. 15-4 Verwendung Pflanzenöle 2019/20



Quelle: USDA

Stand: 11.08.2020

sien, Malaysia und Thailand. Diese Länder gehören zum Kreis der „Rohstoffbesitzer“, die pflanzliche Öle im eigenen Land zu Kraftstoff veredeln können. In der EU hingegen ist nur noch geringes Wachstum zu verzeichnen. Wichtigste Rohstoffbasis der Biodieselherstellung in der EU ist Rapsöl, während in den USA, Brasilien und Argentinien vorwiegend Sojaöl verwendet wird. In Indonesien und Malaysia wird nahezu ausschließlich Palmöl zu Biodiesel verarbeitet. Nach Einschätzung der OECD/FAO setzt sich die Rohstoffbasis der Welt-Biodieselproduktion 2019 wie folgt zusammen: Sojaöl (31 %); Rapsöl (29 %), Palmöl (19 %) und sonstige Öle wie Altfette etc. (21 %).

Ähnlich wie bei Getreide lässt sich auch bei Pflanzenölen eine Trendwende an der weltweiten Verbrauchskurve ab etwa dem Jahr 2000 erkennen. In 2000 wurden weltweit ca. 10 Mio. t Pflanzenöle in der Industrie verwendet. Der Verbrauch in diesem Sektor stieg zwi-

schen 1990 bis 2000 um rund 0,5 Mio. t jährlich. Zwischen 2000 und 2018 erhöhte sich der jährliche Verbrauchszuwachs auf rund 2 Mio. t. Heute liegt der industrielle Verbrauch von Pflanzenölen bei rund 51,9 Mio. t, der Anteil für die Biodieselherstellung wird auf gut 29,8 Mio. t geschätzt.

Im Agricultural Outlook 2020-2029 prognostiziert die OECD auch dem Biodieselsektor inzwischen eher Stagnation. Wurden 2019 rund 46,8 Mio.m³ (≅ 41,2 Mio. t) weltweit erzeugt, so soll die Produktion noch auf ca. 48,3 Mio.m³ steigen, dann aber bis zum Jahr 2029 auf 45,6 Mio.m³ zurückfallen. Als weiter auf Wachstumskurs wird die Erzeugung in den südamerikanischen Sojaregionen, insbesondere Brasilien und Argentinien, eingeschätzt. In Indonesien, Malaysia und Thailand geht die OECD jedoch von einer Stagnation auf hohem Niveau aus. In Europa, den USA und Kanada soll hingegen die Biodieselerzeugung bis 2029 rückläu-

Tab. 15-7 Biodieselerzeugung (Faustzahlen)



Rohstoffbasis	Ertrag je Einheit			Ertrag je Hektar		
	in t FM /ha	Ölgehalt in %	Ausbeute in kg/t FM	Ölertrag in kg / ha	Biodiesel in l/ha	Diesel-äquivalente in l/ha
Rapssaat	4,0	40-48	400	1.600	1.860	1.720
Sojabohnen	2,8	18-22	200	560	650	600
Palmöl ¹⁾	.	12-25	.	5.000	5.810	5.380

FM = Frischmasse
 1) Jahres- Ölerträge je nach Palmenart, Standort, Entwicklung und Pflege zwischen (2,5) - 4 - (6) t/ha

Quellen: FAO; USDA; LEL (eigene Berechnungen)

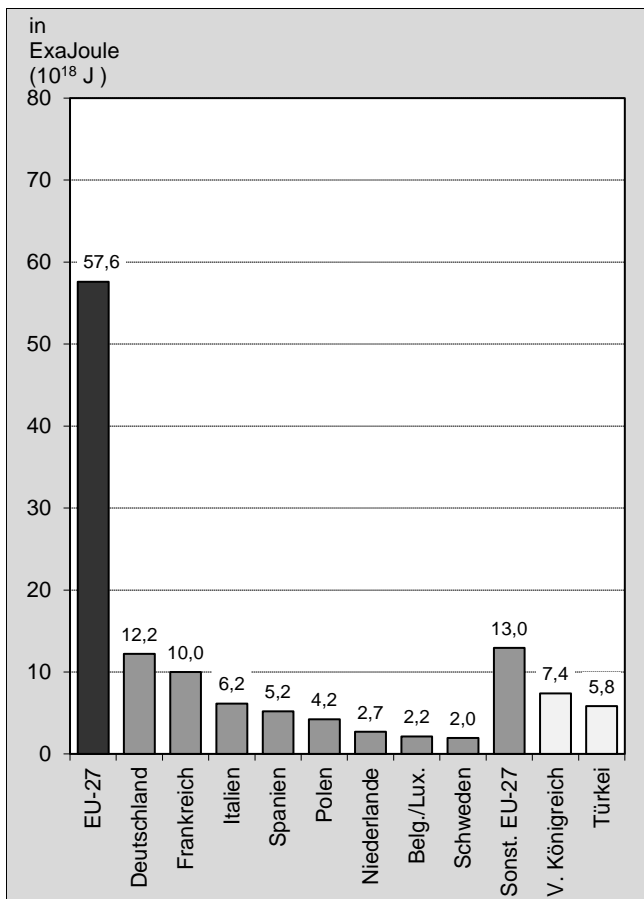
fig verlaufen. In Summe kann man damit festhalten: Die Rohstoffbesitzer (Soja- und Palmöl), insbesondere in Südamerika und Asien verfolgen auch künftig eine offensive Biodieselpolitik, auch wenn die Wachstumsraten nach oben gewisse Grenzen aufzeigen. In den Industriestaaten, insbesondere in Europa und Nordamerika macht sich hingegen Skepsis breit, ob Biodiesel als Biokraftstoff der ersten Generation tatsächlich in großem Umfang zukunftsfähig ist. Dies gilt insbesondere für die EU-27, zumal hier ein strukturelles Defizit an Ölsaaten,- schroten und Pflanzenölen vorliegt. Die EU muss mehr als 50% der konsumierten Ölsaaten und Ölsaatenprodukte importieren. Ihre Position als weltweit größter Biodieselhersteller verdankt die EU nur der Tatsache, dass bei der Herstellung eiweißhaltiger Futtermittel wie Soja- oder Rapsschrot große Mengen an Pflanzenöl anfallen, die nur zu einem Teil ihren Platz in der Lebensmittelversorgung finden. Vor der Jahrtausendwende musste ein Teil der bei der Verarbeitung von Ölsaaten anfallenden Pflanzenöle zu eher schwachen Preisen im Weltmarkt untergebracht werden. Erst eine wachsende Biodieselproduktion veränderte dies. Heute ist der Biodieselsektor in der EU so stark entwickelt, dass rund 11 Mio.t Pflanzenöle jährlich, auch für die Biodieselerzeugung, importiert werden.

Bei aller Diskussion um den Flächenverbrauch für Biokraftstoffe gilt festzuhalten: Auch bei der Biodieselherstellung stehen am Ende des Verarbeitungsprozesses der Ölsaaten immer der Kraftstoff und zusätzlich mindestens 50 %, je nach Rohstoff bis zu 80 % des Ausgangsmaterials als proteinreiches Futtermittel in Form von Ölkuchen oder Extraktionsschrot zur Verfügung.

Biogas -  15-2  15-8 Biogas entsteht durch anaeroben Abbau organischer Substanz, sei es beim Abbau der organischen Fraktion fester kommunaler Abfälle, anderer organischer Reststoffe und Abfälle, tierischer Exkrememente oder aber bei der gezielten Fermentation von Energiepflanzen. Das Gas enthält zwei Hauptkomponenten, den Energieträger Methan (45 - 65 %) sowie CO₂. Spurengase, welche Schwefel oder Stickstoff enthalten, kommen in der Regel nur in geringen Mengen (kleiner 2 %) vor. Nach dem Abbau durch verschiedene anaerobe Bakterienstämme finden sich ca. 90 % des Energiegehaltes der abgebauten organischen Substanz im Methan wieder.

Biogas wird weltweit bereits seit langem energetisch genutzt. Faulgase aus Klärwerken oder Deponiegase werden in vielen Ländern häufig in großen Anlagen zur Wärme- und Stromerzeugung eingesetzt. Klein- und

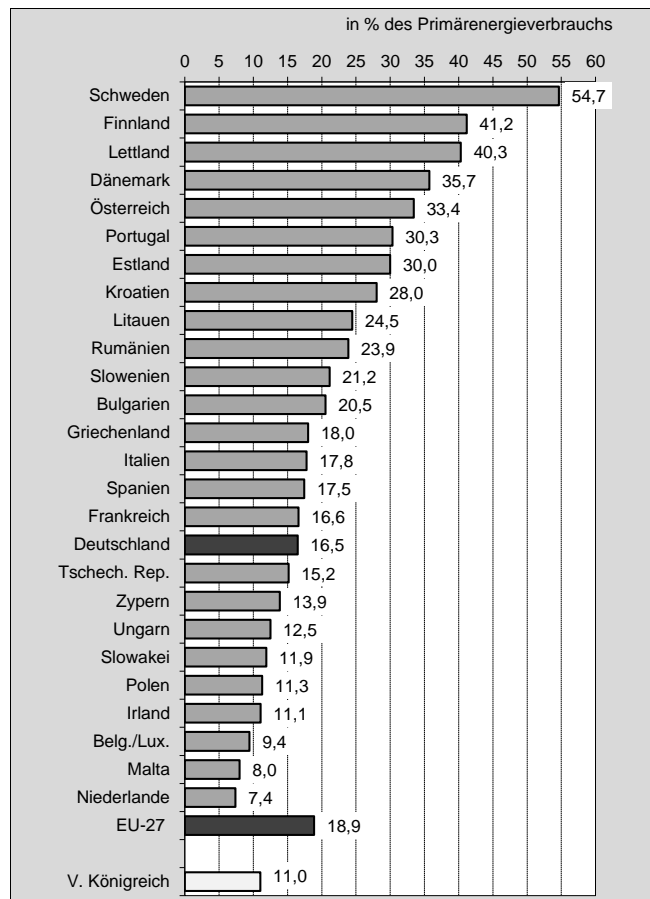
Abb. 15-5 Primärenergieverbrauch in Europa 2018 nach Ländern



Quellen: EUROSTAT; BMWi

Stand: 11.08.2020

Abb. 15-6 Anteil Erneuerbarer Energien am Brutto-Endenergieverbrauch 2018



Quelle: EUROSTAT

Stand: 11.08.2020

Kleinstanlagen decken in Nepal und China (geschätzt 10 Mio. Fermenter) den Energiebedarf zum Kochen und für Licht in Einzelhaushalten. Rohstoffbasis dieser Anlagen bilden organische Abfälle und Exkremamente.



Eine gezielte großtechnische Biogaserzeugung und -nutzung wird v.a. in Industrieländern, insbesondere in der EU, in besonderem Maße in Deutschland, betrieben. Allerdings ist inzwischen in vielen europäischen Staaten ein deutliches Wachstum in diesem Sektor zu beobachten, so in Großbritannien, Frankreich oder Italien. Rohstoffe sind v.a. organische Abfälle, in einigen Ländern auch Agrarrohstoffe, die gezielt als NawaRo für die Biogaserzeugung angebaut werden.

Nach Zahlen der Internationalen Energieagentur (IEA) hatte die weltweite Biogasproduktion 2018 einen Anteil von 1,7 % am Primärenergieaufkommen durch erneuerbare Energien und wird auf rund 1.400 PJ (Vj. 1.300) geschätzt. Zum Vergleich: Allein in der EU-28 belief sich die Biogaserzeugung 2018 auf 705 PJ.

15.1.3 EU

Energieverbrauch -  15-1  15-2  15-5 Der Primärenergieverbrauch der EU-27 belief sich in 2018 auf 57,6 EJ (EU-28 = 65,0 EJ). Dies entspricht einem Anteil von 9,6 % (EU-28 = 10,9%) des Weltenergiebedarfs in 2018. Damit zeigt sich der europäische Primärenergieverbrauch seit einigen Jahren nominal auf praktisch gleichbleibendem Niveau. Rückblickend auf die letzten 10 Jahre war der PEV in der EU in Summe leicht rückläufig. Den höchsten Energiebedarf verzeichnete 2018 (Bezug EU-28 = 65 Mio. EJ) erneut Deutschland (18,8 %), gefolgt von Frankreich (15,4 %), Großbritannien (11,4 %), Italien (9,5 %) und Spanien (8,0 %). Diese fünf bevölkerungsstärksten EU-Mitglieder benötigten mit 63,1 % (Vj. 63,4) knapp zwei Drittel des Primärenergiebedarfs.

Die CO₂-Emissionen im Jahr 2018 lagen in der EU-28 durchschnittlich bei 7,0 t CO₂/Kopf und Jahr (Vj. 7,2). Während in Deutschland pro Kopf 9,5 t CO₂ emittiert wurden, waren es beispielsweise in Bulgarien 6,3 t/Kopf, in Rumänien gar nur 4,0 t/Kopf. Aufgrund des unverändert hohen Anteils an Kernenergie im Strom-Mix liegen die CO₂-Emissionen Frankreichs mit 5,2 t CO₂/Kopf im Vergleich zu anderen EU-Mitgliedstaaten relativ niedrig. Im Vergleich dazu: Weltweit werden 4,4 t CO₂/Kopf emittiert. Insgesamt ist bei den Staaten mit derzeit niedrigem Energieverbrauch/Kopf eine Tendenz zu höherem Verbrauch erkennbar, während bei Mitgliedstaaten mit hohem Verbrauch eine entweder gleichbleibende Tendenz oder ein leicht rückläufiger Trend zu beobachten ist.

Erneuerbare Energien -  15-6  15-7 Der Anteil erneuerbarer Energien in der EU-27 am Brutto-Endenergieverbrauch lag 2018 bei 18,9 % (Vj. 18,5). Wichtigste erneuerbare Energiequelle ist weiterhin die

Biomasse mit einem Anteil von 58,9 % (Holz und Holzabfälle 41,4 %; Biogas 6,4 %, Siedlungsabfälle 4,1 %, Biotreibstoffe 7,1 %), gefolgt von der Wasser- und Gezeitenenergie mit 13,6 %, Windenergie mit 12,7 %, Geothermie einschl. Umgebungswärme (Wärmepumpen) mit 8,4 % und Solarenergie mit 6,3 %.

Rechtsrahmen in der EU – Im Jahr 2009 trat das „Klima- und Energiepaket 2020“ der EU in Kraft. Im Kern zielte das Paket darauf ab, das wichtigste Klimaziel zu erreichen: Die Begrenzung der Erderwärmung auf 2 °C bis zum Ende dieses Jahrhunderts. Auf einen übergeordneten Nenner gebracht sollten bis zum Jahr 2020 die sogenannten "20-20-20" Ziele umgesetzt werden. Im Einzelnen waren dies:

- Senkung der Treibhausgasemissionen bis 2020 um mindestens 20 % gegenüber dem Referenzjahr 1990.
- Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien am Energieverbrauch der EU auf 20 % bis 2020.
- Erhöhung der Energieeffizienz um 20 % bis 2020.

Die Umsetzung der Ziele beinhaltete eine Reihe von Maßnahmen, welche Zug um Zug in Form verschiedener Rechtsakte beschlossen wurden. Aus dem für die EU formulierten 20 %-Ziel in Bezug auf den Anteil erneuerbarer Energien ergab sich für jeden Einzelstaat ein spezifisches Ziel. Die Zielmarke für Deutschland lag bei 18 % Anteil von Energie aus erneuerbaren Quellen bis 2020. Verbindlich formuliert wurden diese Ziele in der Richtlinie 2009/28/EG zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen vom 23.04.2009.

Innerhalb des 20 %-Zieles zu den erneuerbaren Energien wurde für den Bereich der Kraftstoffe ein Unterziel formuliert. Bis 2020 sollten in der EU mindestens 10 % aller Kraftstoffe im EU-Verkehrssektor in Bezug auf den Endenergieverbrauch aus erneuerbaren Energien gewonnen werden. Dieser Anteil schließt sowohl Biokraftstoffe der ersten und zweiten Generation, als auch Wasserstoff und Strom ein, die alle aus erneuerbaren Quellen gewonnen werden.

Das gesetzte 10% Ziel in Verkehrssektor wurde ab Ende 2012 unter dem Aspekt der „Indirekte Landnutzungsänderungen“ (ILuC, Indirect Landuse Change) kontrovers diskutiert. Zuvor galt der Ansatz: Durch den Ersatz fossiler Kraftstoffe durch Biokraftstoffe werden Treibhausgas (THG)-Emissionen eingespart. Ab 2012 wurde die Frage gestellt: Verdrängt der Anbau von Weizen, Raps & Co. als Rohstoff für Biokraftstoffe weltweit den Anbau von Nahrungsmittelpflanzen von bestehenden Anbauflächen? Wenn „Ja“, werden aus diesem Grund zusätzliche bislang landwirtschaftlich nicht genutzte Flächen in Kultur genommen und können solche „indirekte Landnutzungsänderungen“ zu ei-

ner erheblichen Zunahme der Treibhausgasemissionen führen? Insbesondere wenn es sich bei den neuen Flächen um Böden mit hohem Kohlenstoffbestand handelt (z.B. Moore) können negative Effekte auftreten. Um diesem Problem gerecht zu werden war eine Änderung der Kraftstoffqualitäts-RL (Richtlinie 98/70/EG), in welcher die Mindestanforderungen an die Minderung der Treibhausgasemissionen formuliert sind, sowie in der Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RL 2009/28/EG), in welcher der maximale Biokraftstoffanteil aus Getreide und sonstigen stärkeähnlichen Pflanzen, Zuckerpflanzen und Ölpflanzen festgelegt ist, erforderlich.

Mitte 2015 wurden die beiden Richtlinien geändert und am 15.09.2015 im Amtsblatt (ABl. L239 v. 15.09.15) veröffentlicht. Für den anrechenbaren Biokraftstoffanteil „...aus Getreide und sonstigen Kulturpflanzen mit hohem Stärkegehalt, Zuckerpflanzen und Ölpflanzen und aus Hauptkulturen vorrangig für die Energiegewinnung auf landwirtschaftlichen Flächen angebauten Pflanzen...“ wurde ein Höchstbetrag von 7 % in der Erneuerbaren-Energien-Richtlinie (RL 2009/28/EG) festgelegt. In Sachen ILuC-Faktoren, die als Malus für europäische und nachhaltig hergestellte Biokraftstoffe gewirkt hätten, wurden in den beiden Richtlinien keine konkreten Vorgaben aufgenommen. Vielmehr wurden Nachhaltigkeitskriterien ausformuliert, in welchen beschrieben wird, auf welchen Flächenkategorien kein Anbau von Energiepflanzen erfolgen sollte. Biokraft-

stoffe aus Rohstoffen der genannten Flächenkategorien sind auf die zu erfüllenden Quoten nicht anrechenbar. In Bezug auf den Biomasseanbau in Ländern außerhalb Europas wird in den Richtlinien appelliert, mit den Rohstofflieferanten Vereinbarungen zu treffen, die den Vorgaben innerhalb Europas entsprechen.

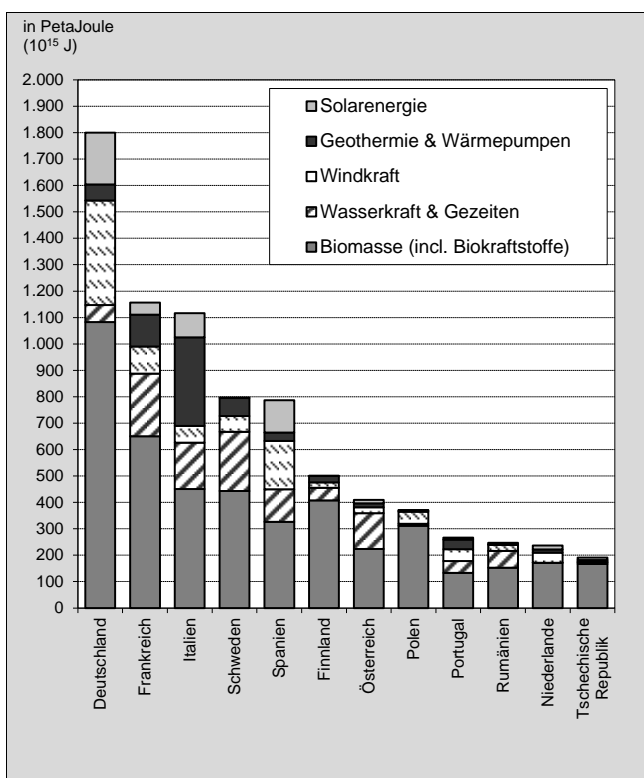
In der Kraftstoffqualitäts-RL (Richtlinie 98/70/EG) wurden die THG-Emissionseinsparungen festgelegt. Danach müssen Biokraftstoffe eine Mindesttreibhausgaseinsparung gegenüber fossilen Kraftstoffen (Referenz: THG = 100 %; Basiswert = 83,8 Kilogramm Kohlenstoffdioxid-Äquivalent pro Gigajoule) einhalten, um angerechnet werden zu können. Bis Ende 2017 galt für die jeweiligen Biokraftstoffpfade mindestens 35 % THG-Einsparungen, danach erhöhte sich der Wert auf 50 %. Für Biokraftstoffwerke mit Inbetriebnahme nach dem 31.12.2016 erhöhte sich der Wert ab 2018 auf 60 %.

Im Oktober 2014 beschlossen die Staats- und Regierungschefs den „Rahmen für die Klima- und Energiepolitik 2030“, welcher auf dem „Klima- und Energiepaket 2020“ aufbaute.

Als Ziele bis 2030 wurden formuliert:

- Senkung der Treibhausgasemissionen um mindestens 40 % gegenüber dem Referenzjahr 1990.
- Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien am Energieverbrauch der EU auf 27 %.
- Erhöhung der Energieeffizienz um 27 %.

Abb. 15-7 Primärerzeugung Erneuerbarer Energien 2018 in ausgewählten Ländern der EU-27



Quelle: EUROSTAT

Stand: 12.08.2020

Im Rahmen des Pakets „Saubere Energie für alle Europäer“, welches am 13.11.2018 vom europäischen Parlament verabschiedet wurde, wurden die Ziele nochmals höhergesteckt. Der Anteil erneuerbarer Energien am Bruttoendenergieverbrauch in der EU in 2030 wurde verbindlich auf 32 % festgelegt. Auf 32,5 % erhöht wurde das EU-Energieeffizienzziel.

Vor diesem Hintergrund musste eine Reihe von EU-Richtlinien angepasst werden. So wurde die Neufassung der „Richtlinie (EU) 2018/2001 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen“ (RED II) am 11. Dezember 2018 veröffentlicht. In ihr sind Maßnahmen zur Erreichung des Ziels „32 % erneuerbare Energien“ (2030) formuliert. Auf die einzelnen Sektoren bezogen nennt die RED II für 2030 nachfolgende Ziele. Anteil EE-Strom = 65%; Anteil EE-Wärme = 27%; Anteil EE-Kraftstoffe = 14%. Ab 2021 dürfen nur noch Kraftstoffe angerechnet werden, die mindestens eine 70%ige Treibhausgaseinsparung erfüllen. Anmerkung: Deutschland strebt für 2030 einen Anteil von 30% erneuerbaren Energien am Bruttoendenergieverbrauch an. Der Anteil soll im Zeitraum 2020 (Anteil 18%) bis 2030 (30%) linear ansteigen.

Tab. 15-8 Primärenergie-Erzeugung aus Biogas in Europa

in PJ	2017					2018				
	Deponie- gas	Klär- gas	sonst. Biogas ¹⁾	Biogas therm. ²⁾	gesamt	Deponie- gas	Klär- gas	sonst. Biogas ¹⁾	Biogas therm. ²⁾	gesamt ▼
EU-28 gesamt	108,22	61,49	522,20	10,90	702,81	101,70	63,17	526,47	13,67	705,00
- Deutschland	5,53	19,24	298,48	.	323,25	5,16	20,62	293,71	.	319,49
- Großbritannien	53,45	15,13	47,54	.	116,12	48,91	15,40	53,31	.	117,62
- Italien	14,65	2,24	62,30	0,27	79,45	13,96	2,16	62,80	0,28	79,21
- Frankreich	12,87	1,36	20,13	.	34,36	13,50	1,48	21,76	.	36,74
- Tschechische Republik	0,97	1,80	22,67	.	25,44	0,89	1,84	22,55	.	25,28
- Dänemark	0,20	0,98	9,88	5,13	16,18	0,17	1,00	12,24	7,06	20,47
- Niederlande	0,71	2,41	10,32	.	13,44	0,53	2,44	10,69	.	13,66
- Polen	2,01	4,81	4,92	.	11,74	1,63	4,86	5,59	.	12,07
- Spanien	6,28	2,71	0,95	1,00	10,94	6,25	2,78	1,01	1,06	11,10
- Belgien/Luxemburg	0,84	1,15	8,08	0,22	10,29	0,79	1,13	8,23	0,31	10,46
- Österreich	0,10	1,72	11,45	.	13,27	0,09	1,08	8,61	.	9,78
- Finnland	0,88	0,67	1,31	4,28	7,15	0,75	0,73	1,35	4,96	7,80
- Schweden	0,20	3,29	3,96	.	7,45	0,17	3,27	3,93	.	7,36
- Slowakei	0,41	0,52	5,45	.	6,38	0,28	0,56	5,39	.	6,23
- Griechenland	2,88	0,67	0,93	.	4,48	2,71	0,71	1,30	.	4,73
- Ungarn	0,63	1,21	2,30	.	4,14	0,53	1,19	2,13	.	3,85
- Lettland	0,34	0,10	3,46	.	3,90	0,32	0,08	3,24	.	3,65
- Portugal	3,08	0,13	0,36	.	3,56	2,84	0,25	0,37	.	3,45
- Kroatien	0,21	0,15	2,32	.	2,67	0,21	0,13	2,74	.	3,08
- Irland	1,63	0,39	0,30	.	2,32	1,40	0,38	0,33	.	2,11
- Litauen	0,21	0,30	0,83	.	1,35	0,42	0,29	0,85	.	1,55
- Slowenien	0,08	0,09	0,91	.	1,08	0,08	0,08	0,85	.	1,02
- Rumänien	0,00	0,00	0,75	.	0,75	0,00	0,00	0,87	.	0,87

PJ = 10¹⁵ Joule
1) dezentrale landwirtschaftliche Biogasanlagen, kommunale Abfallvergärung, zentrale Kofermentationsanlagen
2) Biogas aus thermischen Prozessen (z.B. Pyrolyse)

Quelle: EurObserver

Stand: 28.08.2020

Im Verkehrssektor definiert die RED II ein Unterziel von 14 % Anteil erneuerbarer Energie am Bruttoendenergieverbrauch bis 2030. Allerdings können Kraftstoffe aus bestimmten Rohstoffen (Altfette, Stroh etc.) doppelt, Strom für Elektromobilität im Straßenverkehr sogar vierfach angerechnet werden. Mit der Folge, dass erneuerbare Kraftstoffe der ersten Generation (aus Getreide und sonstigen Kulturpflanzen mit hohem Stärkegehalt, Zuckerpflanzen und Ölpflanzen) nur in überschaubarem Umfang von Bedeutung sein werden. Dennoch hofft die Biokraftstoffbranche angesichts der aktuellen Klimaschutzdiskussion, dass die Bundesregierung bei der nationalen Umsetzung der RED II ein entsprechend ambitioniertes Ziel formuliert, in welchem die Kraftstoffe erster Generation ihren Platz haben. Gewisse Zuversicht verbreitet auf nationaler Ebene aktuell die zum 01.01.2020 erfolgten Erhöhung der Treibhausgasreduzierungsquote von 4 auf 6 %.

Vor dem Hintergrund der Klimaschutzdiskussion hat die EU-Kommission darüber hinaus am 28. November 2018 ihre Langfriststrategie für eine „wohlhabende, moderne, wettbewerbsfähige und klimaneutrale Wirtschaft“ vorgelegt. Darin fordert sie, ganz im Sinne des Pariser Klimaabkommens von Dezember 2015, ein klimaneutrales Europa bis zum Jahr 2050. Im Dezember 2019 schließlich einigten sich die Staats- und Regierungs-


chefs auf das Ziel, die Klimaneutralität der EU bis 2050 anzustreben. Im Rahmen des gesamten Prozesses waren die Mitgliedstaaten dazu aufgefordert, bis Ende 2019 endgültige nationale Energie- und Klimapläne vorzulegen. Deutschland kam dieser Aufforderung mit dem Beschluss des „Integrierten Nationalen Energie- und Klimaplan“'s (NECP) durch das Bundeskabinett am 10. Juni 2020 nach.

Pariser Klimaabkommen: Die 21. Weltklimakonferenz im Dezember 2015 in Paris brachte in Sachen Weltklimavertrag einen deutlichen Fortschritt. Im Kern wurde das Ziel beschossen, die Erderwärmung unter 2 Grad zu begrenzen. Anzustreben sei ein Wert unter 1,5°C. Auch zur „Klimafinanzierung“ wurden Festlegungen getroffen. Die Industrieländer verpflichten sich, die Entwicklungsländer finanziell zu unterstützen. Ein Betrag von 100 Mrd. US-\$ soll ab 2020 dafür jährlich zur Verfügung stehen. Diese Verpflichtung wurde zunächst bis 2025 festgeschrieben. Am 4. November 2016 trat das Paris-Abkommen in Kraft. Das Jahr 2017 brachte allerdings einen herben Rückschlag, nachdem der US-amerikanische Präsident Trump den Ausstieg der USA aus dem Paris-Abkommen verkündete. Dennoch verfolgt die Weltgemeinschaft weiterhin die gesteckten Ziele von Paris.


Kraftstoffe -  **15-3** Der Brutto-Inlandsverbrauch an Mineralölerzeugnissen (einschl. Biokraftstoffe) in der EU-28 lag bei 593,6 Mio. t (Vj. 599,1) in 2018. 53,8 % davon entfiel auf den Endenergieverbrauch im Verkehrsbereich. An zweiter Stelle rangiert der nicht energetische Verbrauch von Mineralölerzeugnissen mit 13,8%. Auf Rang 3 folgt der Endenergieverbrauch in den sonstigen Sektoren (Haushalte, Dienstleistungen, Agrar, Fischerei, Sonstige) mit 10,7%, gefolgt vom industriellen Verbrauch mit 4,6%. Der Anteil der Verluste (Transformation, Transport) einschließlich des Eigenverbrauchs im Energiesektor beträgt rund 7,8%. Hinzu kommt noch der Verbrauch des Internationalen Flugverkehrs mit 8,9%. Die statistischen Differenzen werden von Eurostat mit < 1% beziffert.

Der Verbrauch von Motor- /Flugbenzin und Dieselmotorkraftstoffe/Heizöl (Sektoren Industrie, Verkehr, Sonstige) belief sich in Summe im Jahr 2018 auf 369,7 Mio.t bzw. 62,3% des Brutto-Inlandsverbrauchs an Mineralölerzeugnissen. Im Sektor Verkehr alleine lag der Verbrauch bei 306,1 Mio.t bzw. 51,6% des Brutto-Inlandsverbrauchs an Mineralölerzeugnissen.

Biokraftstoffe kommen nahezu ausschließlich im Sektor Verkehr zum Einsatz. Der Verbrauch von Motor- und Flugbenzin im Sektor Verkehr beläuft sich vergleichsweise konstant auf 81 bis 83 Mio.t jährlich. Festzustellen ist, dass der Verbrauch von Bioethanol in den Jahren 2016 bis 2018 um 10% zugelegt hat. Bioethanol (3 Mio.t, 3,7%) wird v.a. als Beimischungskomponente (E5, E10) eingesetzt. Rund 97 bis 98% des Bioethanols werden beigemischt, lediglich 2 bis 3% gelangen EU-weit als Kraftstoffsorte E85 (Bioethanolanteil bis 85 %) in den Handel. Der Verbrauch von Kraftfahrzeugdiesel und Heizöl (als Kraftstoff) im Sektor Verkehr legte auf EU-Ebene in den zurückliegenden Jahren 2016 bis 2018 weiter um rund 6 Mio.t auf 225,4 Mio.t zu. Dabei stieg der Verbrauch von Biodiesel im gleichen Zeitraum ebenfalls um 3 Mio.t auf 13,66 Mio.t (6,1%) im Jahr 2018. Ähnlich wie bei Bioethanol landet rund 96 bis 97% des Biodiesels in der Beimischung (B7). Lediglich 3 bis 4% werden EU-weit noch als Reinkraftstoff (B100) verwendet. Entgegen allen Spekulationen um die Auswirkungen des sog. „Dieselskandals“ setzt damit Dieselkraftstoff sein seit Jahren zu beobachtendes Wachstum fort.


Bioethanol -  **15-5** Die Ethanolproduktion in der EU-28 wird von der OECD auf rund 6,0 Mio. m³ in 2018 und 6,4 Mio. m³ in 2019 geschätzt. Der größte FUEL-Ethanolproduzent 2018 war Frankreich mit geschätzt 1,34 Mio. m³ (EUROSTAT). An 2. Stelle rangierte Deutschland mit 0,80 Mio. m³ vor Ungarn (0,60), Spanien (0,53) und dem Ver. Königreich (0,52). Die Palette der Rohstoffe in europäischen Ethanolfabriken umfasst praktisch alle Getreidearten sowie Zuckerrüben. Wichtigster Rohstoff war 2019 nach Zahlen von ePURE (eu-

ropean renewable ethanol) Mais (48,6 %), gefolgt von Weizen (21,1 %), sonstiges Getreide (6,7 %) sowie Zuckerrüben und Melasse (19,3 %). 4,3 % Ethanol wurde aus Lignozellulose und anderen Rohstoffen des Anhangs IX-A der RED hergestellt. ePURE nennt für Europa Produktionskapazitäten von rund 9,89 Mio. m³. In der EU-28 wurden nach Schätzungen der EU-Kommission in der Saison 2019/20 ca. 11,4 Mio. t Getreide zur Bioethanolherzeugung eingesetzt, davon rund 10,9 Mio. t zur FUEL-Produktion (ePURE). Dies entsprach einem Anteil von knapp 3,9 % der europäischen Getreideernte 2019/20. Bei einem angenommenen Ertragsdurchschnitt von 7,0 t/ha resultiert daraus ein Flächenbedarf von 1,6 Mio. ha. 2020/21 wird der Getreideverbrauch für die Ethanolproduktion mit ebenfalls 11,4 Mio. t als gleichbleibend prognostiziert.

Biodiesel -  **15-6** Die Herstellung von Biodiesel hat in der EU seit der Jahrtausendwende Tradition. Bereits im Jahr 2000 wurden rund 700.000 t hergestellt. Die weitere Entwicklung wurde insbesondere auch durch die Flächenstilllegungs-Regelungen der EU getragen. Hier war verankert, dass der Anbau nachwachsender Rohstoffe auf Stilllegungsflächen sich nicht negativ auf die Agrarprämienzahlungen auswirkt. Der NawaRo-Rapsanbau weitete sich nach und nach aus, die Ölfraktion der Ernte wurde zu Biodiesel verarbeitet. Die Verarbeitungskapazitäten wuchsen in den nachfolgenden Jahren, immer mehr EU-Staaten nahmen die Produktion auf. 2018 wurden in der EU-28 nach Angaben von EUROSTAT 14,5 Mio. t Biodiesel erzeugt.

Größter Hersteller ist unverändert Deutschland mit einem Anteil von 23,0 % der EU-Erzeugung. Frankreich baute seine Biodieselerzeugung erneut aus und liegt mit 19,0 % auf Rang 2. Es folgen die Niederlande (12,7 %) und Spanien (12,2 %). Mit Produktionsmengen unter 1°Mio.t liegen Polen, Italien, Großbritannien, Portugal, Finnland, Schweden, Belgien und Österreich auf den Plätzen 5 bis 12.

Die Produktionskapazitäten in Europa werden von UFOP für das Jahr 2018 auf 21,2 Mio. t beziffert, woraus sich eine durchschnittliche Auslastung der Fabriken von rund 68 % ergibt. Nach Jahren der Einschränkung der Kapazitäten stabilisierte sich der Anlagenbestand wieder. Wichtigster Rohstoff der europäischen Biodieselproduktion ist weiter Rapsöl mit 47 %. Palmöl ist nach Angaben des USDA auf Rang 2 der Rohstoffe mit 27 % aufgerückt. An dritter Stelle steht Sojaöl (8 %). Der Anteil der restlichen Pflanzenöle summiert sich auf 8 %. Etwa 10 % entfallen auf die Verarbeitung von Altölen und -fetten aus der Lebensmittelverarbeitung.

Biogas -  **15-8** Die Primärenergieerzeugung aus Biogas betrug 2018 in der EU 705 PJ (Vj. 703). Das entspricht einem Anteil von 1,22 % (Vj. 1,21) am Primärenergieverbrauch der Gemeinschaft. Größter Biogaserzeuger war Deutschland mit 320 PJ (Vj. 323).

Tab. 15-9 Endenergieverbrauch in Deutschland und Anteil Erneuerbarer Energien

in PJ	2018		2019	
	in %		in %	
Gesamtverbrauch Endenergie	8.963			
Steinkohle	360	4,0	.	.
Braunkohle	86	1,0	.	.
Mineralöle	3.351	37,4	.	.
- Kraftstoffe ¹⁾	2.693	30,0	.	.
- Heizöl schwer	11	0,1	.	.
- Heizöl leicht	542	6,0	.	.
Gase ²⁾	2.189	24,4	.	.
Strom	1.848	20,6	.	.
Fernwärme	394	4,4	.	.
Sonst. erneuerbare Energien	660	7,4	.	.
Sonstige ³⁾	76	0,8	.	.
Erneuerbare Energien	1.551,2	16,5⁴⁾	1.643,9	17,5⁴⁾
EE Wärme & Kälte ges.	612,8	14,3⁵⁾	635,1	14,5⁵⁾
- biogene Festbrennstoffe (Haushalte)	230,0		247,9	
- biogene Festbrennstoffe (GHD)	59,9		63,7	
- biogene Festbrennstoffe (Industrie)	88,3		85,6	
- biogene Festbrennstoffe (HW + HKW)	20,7		20,5	
- biogene Flüssigbrennstoffe	8,2		8,1	
- Biogas	47,3		48,2	
- Biomethan	11,5		11,7	
- Klärgas	9,0		8,9	
- Deponiegas	0,4		0,4	
- biogener Anteil des Abfalls	52,2		51,8	
- Solarthermie	32,0		30,5	
- tiefe Geothermie	4,7		4,7	
- oberflächennahe Geothermie & Umweltwärme	48,6		52,8	
EE Strom ges.	809,1	37,8⁶⁾	879,5	42,1⁶⁾
- Wasserkraft	64,7		72,7	
- Windenergie	395,8		453,5	
- Photovoltaik	164,8		171,1	
- biogene Festbrennstoffe	39,0		37,7	
- biogene Flüssigbrennstoffe	1,6		1,5	
- Biogas	104,2		105,1	
- Biomethan	9,4		9,6	
- Klärgas	5,6		5,6	
- Deponiegas	1,1		1,0	
- biogener Anteil des Abfalls	22,2		20,8	
- Geothermie	0,6		0,7	
EE Kraftstoffe ges.	129,3	5,6⁷⁾	129,3	5,6⁷⁾
- Biodiesel	80,4		81,0	
- Pflanzenöl	0,0		0,0	
- Bioethanol	31,3		30,7	
- Biomethan	1,4		2,4	
- EE-Stromverbrauch im Verkehr	16,4		18,7	
1 PJ = 10 ¹⁵ J				
1) Kraftstoff und übrige Mineralölprodukte				
2) Flüssiggas, Raffineriegas, Kokereigas, Gichtgas und Naturgase				
3) Brennholz, Brenntorf, Klärschlamm und Müll				
4) nach Energiekonzept der Bundesregierung				
5) bezogen auf den EEV für Raumwärme und sonstige Prozesswärme				
6) bezogen auf den Bruttostromverbrauch				
7) bezogen auf den Endenergieverbrauch Verkehr				

Quellen: : AG Energiebilanzen e.V. (AGEB); Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien (AGEE); BMU

Stand: 28.08.2020

An den Zahlen wird erkennbar, dass die Entwicklung der Biogaserzeugung in Deutschland stagniert. An 2. Stelle rangiert Großbritannien mit 118 PJ. Italien liegt

mit 79 PJ auf Rang 3. Die drei größten Erzeuger zeichnen für insgesamt gut 73 % der europäischen Biogaserzeugung verantwortlich. Es folgen mit Abstand Frank-

Tab. 15-10 Biokraftstoffquoten in Deutschland

energetische Bezugsgröße (in %)	Gesamt-Quote	Diesel-Quote	Benzin-Quote
2007	-	4,4	1,2
2008	-		2,0
2009	5,25		2,8
2010	6,25		2,8
2011	6,25	Unterquote gilt auch für die Folgejahre	Unterquote gilt auch für die Folgejahre
2012	6,25		
2013	6,25		
2014	6,25		
ab 2015	THG-Minderungsquote von 3,5 % für die gesamte Absatzmenge		
ab 2017	THG-Minderungsquote von 4,0 % für die gesamte Absatzmenge		
ab 2020	THG-Minderungsquote von 6,0 % für die gesamte Absatzmenge		
Volle Besteuerung in der Beimischung /Quotenerfüllung			

Quelle: BMU

Stand: 31.08.2020

reich, die Tschechische Republik, Dänemark, die Niederlande, Polen, Spanien, Österreich und Belgien. Während in der überwiegenden Zahl der Mitgliedstaaten der Schwerpunkt auf der Nutzung von Deponie- und Klärgas liegt, wird v.a. in Deutschland, aber auch in Italien, Großbritannien, Frankreich und den Niederlanden ein gewisser Schwerpunkt in der landwirtschaftlichen Biogasnutzung (Kategorie „Sonst. Biogas“) erkennbar.

Vor allem in Dänemark und Schweden wird das Konzept verfolgt, in Kooperation betriebenen größeren zentralen Anlagen Stallmist, Gülle und landwirtschaftliche Abfälle zu vergären. Zuletzt Mitte 2020 wurde die größte dänische Biogasanlage mit einer Produktionskapazität von 21 Mio.m³ aufbereitetem Biogas, welches ins Erdgasnetz eingespeist wird, eröffnet. Futterbasis sind v.a. Gülle, Stroh und Reststoffe, welche von einem Lieferverband von 86 Landwirten angedient werden. Diese zentrale Ko-Fermentation, so eine Studie der IEA (International Energy Agency), bei der eine Vielzahl von Substraten (organische Abfälle aus Industrie und Landwirtschaft, Energiepflanzen, etc.) vergoren werden, gewinnt weltweit an Bedeutung.

15.1.4 Deutschland

Primärenergieverbrauch (PEV) Deutschland - Der PEV in Deutschland belief sich 2018 auf 13.129 PJ. Für 2019 wird nach ersten Zahlen ein PEV von 12.782 PJ gesehen. Nachdem der PEV in den Jahren 1990 bis 2010 relativ konstant in einem Band zwischen 14.000 und knapp 15.000 PJ pendelte, lässt sich gerade in den letzten Jahren in Summe ein leicht abnehmender Trend beobachten. Die Gründe hierfür sind im Detail vielschichtig. Die wirtschaftliche Entwicklung sowie das Jahresklima wirken direkt auf den Energieverbrauch. Bemerkbar macht sich inzwischen aber auch, dass durch den Anstieg des Anteils Erneuerbarer Energien im Energiemix die Transformations- oder Umwandlungsverluste abnehmen. Denn bekanntlich wird zur Herstellung einer Kilowattstunde Strom (Endenergie)

aus fossilen Energieträgern knapp die dreifache Menge an Primärenergie benötigt.

Energieversorgung - Gedeckt wurde der PEV in Deutschland 2018 durch Mineralöl (33,9 %), Gase (23,5 %), Braunkohle (11,3 %), Steinkohle (10,9 %), Kernenergie (6,3 %), erneuerbare Energieträger (13,8 %) sowie sonstige Energieträger (1,7 %). Zu berücksichtigen ist bei der Statistik, dass ein Außenhandelsaldo für exportierten Strom in Abzug gebracht werden muss (-1,3 %). Insgesamt sind bei der Energiebereitstellung weiter steigende Anteile der erneuerbaren Energien zu beobachten. Dennoch konnten Braun- und Steinkohle auch 2018 ihre Position halten.

Endenergieverbrauch (EEV) Deutschland - 15-9

Der EEV, welcher sich aus dem Primärenergieverbrauch im Wesentlichen durch Abzug der nichtenergetischen Nutzung von Energieträgern (z.B. industrielle Verwendung von Erdöl zur Herstellung von Kunststoffen etc.) und den Umwandlungsverlusten (v.a. Wärmeverluste bei der Stromherstellung in Kraftwerken) errechnet, belief sich 2018 auf 8.963 PJ (Vj. 9.208). Der EEV schwankte in den zurückliegenden Jahren ab 2000 zwischen 8.665 PJ (2009) und 9.455 PJ (2001). 49,3 % des EEV entfielen 2018 auf Wärme, 30,1 % auf Kraftstoffe und gut 20,6 % auf Strom.

Erneuerbare Energien - 15-9

Der Anteil der erneuerbaren Energien am EEV stieg in den vergangenen Jahren stetig. 2018 belief er sich auf 16,5 %. Dabei betrug 2018 der Anteil der EE an der Stromerzeugung 37,8 %, bei Kraftstoffen 5,6 % und bei Wärme und Kälte 14,3 %. Im Jahr 2019 stieg nach ersten Zahlen der Anteil der Erneuerbaren Energien erneut auf 17,5 % an. Der Anteil an der Stromerzeugung stieg auf 42,1 %, bei Wärme ist ein leichter Anstieg auf 14,5 % zu verzeichnen. Im Verkehrssektor wird ein gleichbleibender Anteil der EE an den Kraftstoffen von 5,6 % gesehen.

Rechtsrahmen in Deutschland - In Deutschland bestehen aktuell eine Reihe rechtskräftiger Regelungen in den Bereichen Strom, Kraftstoffe und Wärme zur Förderung der erneuerbaren Energien. Ausgangspunkt dieser Regelungen war vielfach das im August 2007 in Meseberg auf den Weg gebrachte Integrierte Energie- und Klimaprogramm (IEKP). Das IEKP benannte insgesamt 29 Eckpunkte als Aktionsfelder. Anzumerken ist jedoch, dass die EU mit der Neufassung der „Richtlinie (EU) 2018/2001 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen“ (RED II) im Dezember 2018 neue konkrete Ziele ausgegeben hat. In Rahmen der nationalen Umsetzung verabschiedete das Bundeskabinett im Juni 2020 den „Integrierten Nationalen Energie- und Klimaplan“ (NECP) mit den neuen Zielen und Leitplanken bis 2030. Nachfolgend wird beispielhaft der aktuelle Stand einiger wichtiger Regelungen in den Sektoren Strom, Kraftstoffe und Wärme genannt. Einige Gesetze und Verordnungen wurden bereits neu verabschiedet, andere befinden sich derzeit noch in der Fortschreibung.

Strom - Das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) regelt die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (EE). Die im Jahr 2000 in Kraft getretene und 2004 grundlegend novellierte Vorschrift wurde 2009, 2012, 2014 und 2017 fortgeschrieben bzw. novelliert. Zum 01.01.2021 soll erneut eine novellierte Fassung des EEG, welche sich derzeit in der politischen Abstimmung befindet, in Kraft treten.

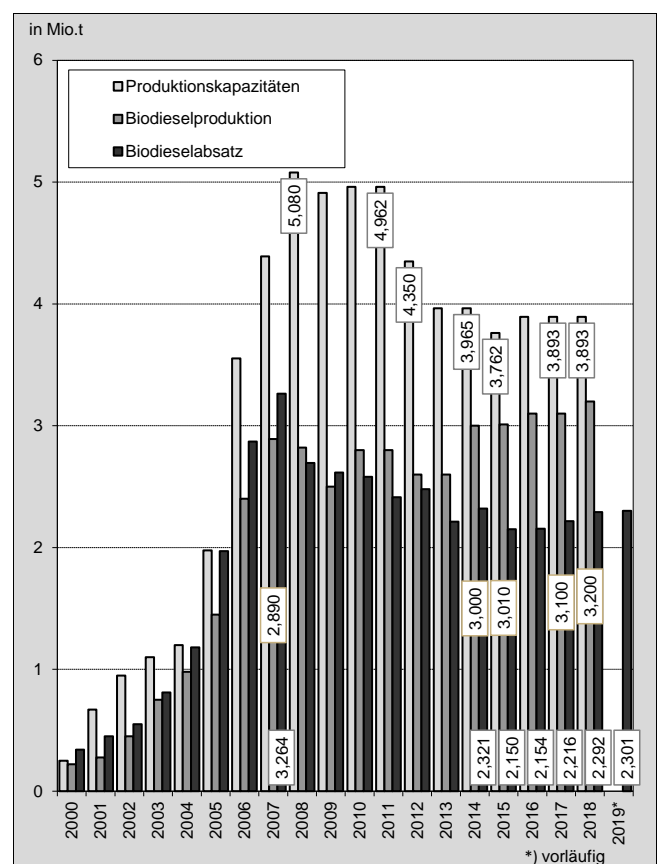
Das „alte“ EEG (Fassungen vor 2014) kombinierte im Wesentlichen zwei Mechanismen. Zum einen wurden für Strom aus EE Mindestvergütungssätze garantiert, die in der Höhe jeweils auf die Erfordernisse der Technologie zugeschnitten waren. Zusätzlich waren in allen Bereichen jährliche oder monatliche Absenkungen der Vergütungen für Neuanlagen vorgesehen, um damit dem technischen Fortschritt, d.h. der Lernkurve der Technologie, Rechnung tragen zu können. Flankierend regelte das Gesetz, dass dem Strom aus EE vorrangiger Netzzugang gewährt werden muss. Mit der Fassung von 2004 erlebten die EE eine rasante Entwicklung in allen Bereichen. Im Bereich Biomasse wurde vor allem ein erheblicher Neu- und Ausbau von Biogasanlagen und der Bau von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (Pflanzenöl-BHKW; Holz-Heizkraftwerke) in Gang gesetzt. Außerdem erfuhr die Stromerzeugung durch Photovoltaik einen Impuls. Bei den Novellierungen 2009 und 2012 wurden die Erfahrungen der jeweils zurückliegenden Jahre in das Gesetz eingebracht. In der grundlegenden Überarbeitung 2014 zum „EEG 2.0“ wurden zentrale Schwerpunkte (Biogaserzeugung, Photovoltaik, Wind an Land/auf See) verändert gesetzt. Ein Kernziel war es, die EE mit der Fassung vom 01.08.2014 schrittweise an den freien Markt heranzuführen. Im Brennpunkt der Überarbeitung stand auch die Begrenzung des Anstiegs der sogenannten EEG-Umlage, welche 2020 bei 6,756 Cent/Kilowattstunde liegt. Seit dem EEG 2017 müssen große Photovoltaik-,

Windkraft- und Biomasseanlagen ein Ausschreibungsverfahren durchlaufen. Die Vergütung des Stroms erfolgt für diese Ausschreibungsanlagen nicht mehr durch eine gesetzlich festgelegte Mindestvergütung, sondern der „Preis“ wird im Rahmen des Ausschreibungsverfahrens ermittelt. Damit unterliegt die Preisbildung den Kräften des freien Marktes, es kommen die günstigsten Bieter zum Zuge.

Mit dem KWKG (Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz) wurde im Strombereich darüber hinaus eine wichtige Regelung für eine effiziente Strom- und Wärmeerzeugung aus nicht erneuerbaren Energieträgern geschaffen. Auch hier wurde Ende 2016 eine Novellierung vorgenommen.

Kraftstoffe - **15-10** Anfänglich, zur Jahrtausendwende, wurde die Entwicklung der Biokraftstoffe in Deutschland vorwiegend durch das Instrument der Steuerbefreiung gefördert. 2004 kam hinzu, dass steuerbefreiter Biodiesel bis zu 5 % (volumetrisch) dem fossilen Diesel beigemischt werden konnte. Auf der Rohstoffseite wirkte stützend, dass Rapsanbau als NawaRo (Rohstoff für die Biodieselerzeugung) auf Stilllegungsflächen möglich war und Rapsöl, bzw. Pflanzenöl insgesamt, zu attraktiv niedrigen Preisen am Markt verfügbar waren. Die Produktionskapazitäten für

Abb. 15-8 Entwicklung des Biodieselmärktes in Deutschland 2000 - 2019



Quellen: VDB; EBB; FNR; BAFA; EUROSTAT

Stand: 12.08.2020

Tab. 15-11 Biogas - Erzeugung (Faustzahlen)

Rohstoffbasis	Substrat- menge in t FM / ha	Biogas- ertrag in Nm ³ /t	Methan- gehalt in %	Ertrag je Hektar bzw. je GV		
				Biogas in Nm ³ /ha	Methan in Nm ³ /ha	Diesel- äquivalente in l/ha
Maissilage	50,0	210	52	10.500	5.460	5.550
Ganzpflanzensilage Getreide	35,0	200	52	7.000	3.640	3.700
Getreide (Korn)	8,0	685	53	5.480	2.900	2.950
Grassilage (4 Nutz.)	35,0	185	54	4.630	2.500	2.610
	in t FM/GV	in Nm ³ /t	in %	in Nm ³ /GV	in Nm ³ /GV	in l/GV
Rindermist	10,0	90	55	900	500	500
Rindergülle	30,0	24	55	720	400	400
Schweinemist	6,4	83	60	530	320	320
Schweinegülle	13,6	20	60	270	160	170

FM = Frischmasse
Nm³ = Normkubikmeter

Quelle: KTBL; Staatl. Biogasberatung B.-W.; LEL

Biodiesel entwickelten sich entsprechend dynamisch. Im Jahr 2006 kam es zu einer grundlegenden Änderung der Förderpolitik für Biokraftstoffe in Deutschland. Mit dem Biokraftstoffquotengesetz wurden erstmals verpflichtende Beimischquoten für Biodiesel und Bioethanol festgelegt. Die Höhe der Quoten wurde im Bundes-Immissionsschutzgesetz (BImSchG) verankert. Die bis 31.12.2014 gültige Biokraftstoff-Quotenregelung verpflichtete die Kraftstoffindustrie dazu, mindestens 6,25 % (Bezugsgröße: Energiegehalt) des Kraftstoffs als Biokraftstoff zur Verfügung zu stellen. Für die Beimischung von Bioethanol (2,8 %) und Biodiesel (4,4 %) galten dabei Unterquoten.

Parallel zur Einführung der Quotenregelung wurde das Energiesteuergesetz geändert, in welchem die Steuerbefreiungen einzelner Biokraftstoffsegmente festgelegt sind. Dem vollen Steuersatz unterliegen seit dem Jahr 2006 Biodiesel- und Bioethanolkraftstoffe, die fossilen Kraftstoffen im Rahmen der Quote beigemischt werden. Für reinen Biodiesel (B100) und reines Pflanzenöl wurde 2006 ein Steuer-Stufenmodell eingeführt, welches diesen Biokraftstoffen bis 31.12.2012 eine anteilige Steuerbefreiung sicherte. Zum 01. Januar 2013 wurde die Steuerbefreiung für B100 und Pflanzenölkraftstoff abgeschafft. BTL-Kraftstoffe, reiner Bioethanol (B85) und Biomethan blieben bis 31.12.2015 als Kraftstoff von der Steuer befreit.

Sonderfall: Für land- und forstwirtschaftliche Betriebe besteht bis zum 31.12.2020 die Möglichkeit, im Rahmen des Agrardiesel-Antragsverfahrens eine Steuer-rückerstattung zu erhalten. Bei Verwendung der Reinkraftstoffe (B100, Pflanzenöl) kann die Steuerrückerstattung in nahezu voller Höhe beantragt werden (§ 57 EnergieStG). Allerdings läuft diese Regelung zur Jahresfrist aus, weshalb sich die landwirtschaftlichen Interessensverbände aktuell sehr darum bemühen, eine Verlängerung der Frist oder eine Gleichstellung von

Biodiesel und Agrardiesel zu erreichen. Durch die Verwendung von Biodiesel im Agrarsektor könnten nach deren Auffassung große CO₂-Einsparungspotentiale erzielt werden.

Zum 31.12.2014 endete die Quotenregelung. Seit 1.1.2015 verpflichtet das Bundes-Immissionsschutzgesetz (BImSchG) die Kraftstoffindustrie dazu eine „Klimaschutz-Quote“ zu erbringen. Diese kann z.B. dadurch erreicht werden, dass entsprechende Mengen an Biokraftstoffen, welche geringere THG-Emissionen aufweisen als fossiler Kraftstoff, dem in Verkehr gebrachten Kraftstoff beigemischt werden. Alternativ wäre auch eine Vermarktung reiner Biokraftstoffe denkbar. Ab 1.1.2015 musste die Kraftstoffindustrie Treibhausgas (THG)-Einsparungen von mindestens 3,5 % jährlich erbringen, ab 2017 stieg der Wert auf 4 %. Seit dem 01.01.2020 gelten 6 %. Mit der Klimaschutz-Quote setzte Deutschland als erstes Land die Vorgaben der EU-Kraftstoffqualitätsrichtlinie (RL 98/70/EG) um. Ergänzend zur geforderten THG-Minderung legt die Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung (Biokraft-NachV) fest, dass Biokraftstoffe derzeit nur dann zur Erfüllung der Klimaschutz-Quote angerechnet werden dürfen, wenn sie ein THG-Minderungspotential von mindestens 50 % aufweisen. Für Biokraftstoffwerke, die nach dem 05.10.2015 errichtet wurden, gilt, dass diese ab 2018 ein THG-Minderungspotential von mind. 60 % zu realisieren haben (lt. Änderung der Richtlinie zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen; RL 2009/28/EG und der Kraftstoffqualitäts-RL; Richtlinie 98/70/EG).

Mit Blick auf den Zeitraum 2020 bis 2030 gibt es in Sachen Weiterentwicklung des Verkehrssektors insbesondere im Bereich Biokraftstoffe noch eine Reihe ungeklärter Fragen. Zwar liegen mit der Ende 2018 verabschiedeten „Richtlinie (EU) 2018/2001 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen“

(RED II) die Vorgaben der EU für diesen Zeitraum vor. Das EU-Ziel für 2030 lautet auf 14% erneuerbare Kraftstoffe in 2030. Die Vorgaben der RED II müssen jedoch noch in nationales Recht umgesetzt werden. Das Bundeskabinett hat mit dem „Integrierten Nationalen Energie- und Klimaplan“ (NECP) Mitte Juni 2020 Ziele und Rahmen für künftige Regelungen verabschiedet. Die nationale Regelung des Biokraftstoffsektors steht derzeit allerdings noch aus. Nachfolgend eine Auswahl wichtiger Fragestellungen, die zu klären sind:

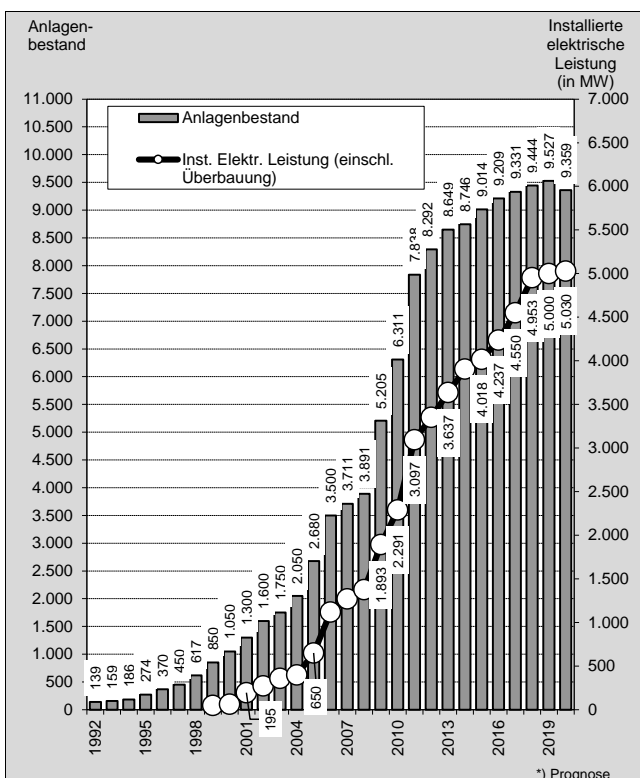
ILuC (Indirect Landuse Change) umschreibt einen möglichen Substitutionseffekt. Durch den Bedarf an Rohstoffen für die Biokraftstoffproduktion könnte eine Verlagerung von Nahrungs- und Futtermittelproduktion auf bislang ungenutzte Flächen stattfinden. Die durch diese Verlagerung indirekt entstehenden Treibhausgasemissionen sollten ursprünglich der Biokraftstoffproduktion in Form eines Treibhausgasaufschlages (auch iLUC-Wert, -Malus oder -Faktor) angerechnet werden. Die Diskussion um ILuC Faktoren scheint aber derzeit vom Tisch zu sein. Die RED II verzichtet auf Anrechnung von ILuC-Faktoren, da eine belastbare wissenschaftliche Grundlage im Moment noch fehlt. Insofern erfüllen Biodiesel, Bioethanol und Biomethan als Kraftstoffe der 1. Generation nach den von der BLE (Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung) veröffentlichten Treibhausgaseinsparungen die für 2020 geltende Zielmarke von mindestens 60 % Einsparungen, und auch die von der RED II ab 2021 geltende Zielmarke von 70%, überwiegend ohne Problem. Für Bioethanol nennt die

BLE eine mittlere Einsparung von 82,6 %, für Biodiesel (FAME) von 80,8 %, für Hydrierte Pflanzenöle (HVO) 64,6 % und für Biomethan von 90,7 % (Werte ohne Anrechnung von ILuC-Faktoren). Die Berechnungen beziehen sich dabei auf den Referenzwert von 83,8 g CO₂-Äquivalente/MJ, welcher für fossile Kraftstoffe angesetzt wird.

Gewissen Druck auf die Biokraftstoffe der 1. Generation übt eine im Januar 2018 verabschiedete nationale Verordnung zur Anrechnung von Upstream Emissionen (UERV) aus. Die Mineralölindustrie kann ab dem Jahr 2020 zur Erfüllung der THG-Quote von 6 % sogenannte UER (Upstream Emission Reduction) anrechnen. Bei den UER handelt es sich um Effekte, die durch Verringerung von Emissionen bei der Erdölförderung (Prozesse bevor der Rohstoff die Raffinerie erreicht) erzielt werden können. Max. bis zu 1,2 % der 6 %igen THG-Quote sollen damit erfüllt werden können. Die Konsequenz wäre, dass für emissionsarme Kraftstoffe, E-Mobilität, Biokraftstoffe, Wasserstoff oder Erdgas nur noch 4,8 % Quotenerfüllung übrigbliebe. Das Vorhaben wurde von vielen Seiten heftig kritisiert, da Befürchtungen bestehen, dass mit diesem „Bilanztrick“ die gesteckten Klimaziele außer Reichweite geraten könnten. Abzuwarten bleibt, wie sich die UERV im Bilanzjahr 2020 auswirkt.

Ebenfalls Druck auf die Biokraftstoffe 1. Generation aus deutscher und europäischer Produktion üben Biokraftstoff-Importe, v.a. aus Südamerika (Soja) und Indonesi-

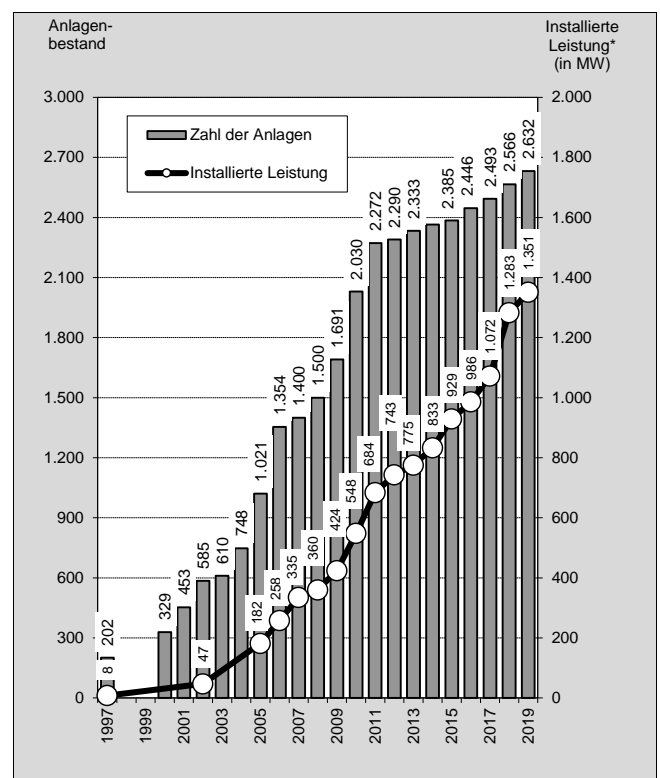
Abb. 15-9 Biogasnutzung in Deutschland



Quelle: Fachverband Biogas e. V.

Stand: 12.08.2020

Abb. 15-10 Biogasnutzung in Bayern



Quelle: Biogasberatung B-W

Stand: 12.08.2020

en/Malaysia (Palmöl) aus. So werden beispielsweise mit dem Abschluss des Mercosur-Handelsabkommens rund 800.000 m³ Biokraftstoffe schrittweise zollfreien Zugang aus den Mercosur-Staaten (Argentinien, Brasilien, Paraguay, Uruguay) zum europäischen Markt erhalten. Allerdings wird das Abkommen derzeit von den Agrarministern der Mitgliedsstaaten eher kritisch gesehen. Bislang ist es noch nicht in Kraft getreten.

In Summe bleibt abzuwarten, wie die Bundesregierung den „Integrierten Nationalen Energie- und Klimaplan“ (NECP) umsetzen wird. Konkrete Äußerungen gibt es derzeit dazu noch nicht. Die Biokraftstoffindustrie hofft weiter darauf, dass der Beitrag der Biokraftstoffe 1. Generation einsprechend Würdigung erfährt. Sollte dies nicht der Fall sein, so Befürchtungen, könnten Investitionen in die Biokraftstoffe der 2. Generation dadurch gehemmt sein.

Wärme - Der Bereich Wärme war auf Bundesebene bislang überwiegend durch Fördermaßnahmen (Marktanzreizprogramm) flankiert worden. Mit Erlass der EU-Gebäuderichtlinie (2010), welche den Niedrigstenergie-Standard für Neubauten ab 2019 für öffentliche und ab 2021 für privatwirtschaftliche Gebäude fordert, wurde die Förderschiene ergänzt durch im Wesentlichen 3 nationale gesetzliche Vorgaben. Zum 1.5.2011 wurde das EEWärmeG (Erneuerbare Energie Wärme-Gesetz, 2009) novelliert, welches für Neubauten die Nutzung erneuerbarer Energien in Mindestanteilen vorschreibt. D.h. jeder Gebäudeeigentümer ist verpflichtet einen Mindestanteil der benötigten Energie im Haus durch EE zu decken. Eine ähnliche Regelung bestand in Baden-Württemberg bereits seit Ende 2007. Das Landesgesetz umfasst allerdings im Gegensatz zum Bundesgesetz auch Regelungen zu Altbauten und Umbauten und wurde 2014 überarbeitet.

Zum 13.07.2013 trat das novellierte EnEG (Energieeinspargesetz) in Kraft, in welchem Themen wie Wärmeschutz, energiesparende Anlagentechnik oder Vorgaben zu Niedrigenergiegebäuden geregelt sind.

Ein weiteres wichtiges Regelwerk im Wärmebereich war die EnEV (Energieeinsparverordnung) aus dem Jahre 2009, in welcher weitreichende Mindestanforderungen in Bezug auf die Gebäudedämmung und -isolierung formuliert werden. Im Rahmen der fortlaufenden Aktualisierung trat zuletzt die EnEV 2016 zum 1. Januar 2016 in Kraft. Mittelfristig sollen v.a. Neubauten so ausgestaltet werden, dass der Gebäude-Wärmeenergiebedarf auf ein sehr niedriges Maß sinkt.

Als weiterer Meilenstein in der Umsetzung des „Integrierten Nationalen Energie- und Klimaplan“ (NECP) wurden die genannten drei Regelwerke zum Sektor Wärme (EnEG, EnEV und EEWärmeG) zum Gebäude-Energie-Gesetz (GEG) zusammengefasst. Das GEG wurde am 18. Juni 2020 vom Bundestag verabschiedet und tritt zum 01.11.2020 in Kraft. Damit sollen die von

der EU-Gebäuderichtlinie (2010) geforderten Niedrigstenergie-Standards für Neubauten: (ab 2019 für öffentliche; ab 2021 für privatwirtschaftliche Gebäude) in einer Vorschrift umgesetzt werden.

Über die genannten Vorgaben hinaus wurden in den zurückliegenden Jahren eine Reihe weiterer Regelungen geschaffen, die sich beispielsweise mit der Kennzeichnungspflicht für Energieverbraucher, dem Ausbau der Stromnetze oder der Elektromobilität beschäftigen.


Kraftstoffe -  **15-3** Der Brutto-Inlandsverbrauch an Mineralölerzeugnissen (einschl. Biokraftstoffe) war 2018 gegenüber dem Vorjahr um knapp minus 4 % auf 111,3 Mio. t leicht rückläufig. 48,5 % davon entfiel auf den Endenergieverbrauch im Verkehrsbereich. An zweiter Stelle rangiert der nicht energetische Verbrauch von Mineralölerzeugnissen mit 16,3%. Auf Rang 3 folgt der Endenergieverbrauch in den sonstigen Sektoren (Haushalte, Dienstleistungen, Agrar, Fischerei, Sonstige) mit 14,2%, gefolgt vom industriellen Verbrauch mit 3,3%. Der Anteil der Verluste (Transformation, Transport) einschließlich des Eigenverbrauchs im Energiesektor beläuft sich auf rund 7,9%. Hinzu kommt noch der Verbrauch des Internationalen Flugverkehrs mit 8,8%. Die statistischen Differenzen werden von Eurostat mit < 1 % beziffert.

Der Verbrauch von Motor-/Flugbenzin und Dieselmotoren/Heizöl (alle Sektoren: Industrie, Verkehr, Sonstige) belief sich in Summe im Jahr 2018 auf 70,4 Mio.t bzw. 63,3% des Brutto-Inlandsverbrauchs an Mineralölerzeugnissen. Gegenüber dem Vorjahr war der Verbrauch um minus 4,6% leicht rückläufig. Der Verbrauch von Flugturbinenkraftstoff hingegen war 2018 erneut leicht im Plus mit 10,5 Mio.t (Vj. 10,2).

Betrachtet man ausschließlich den Sektor Verkehr, so lag der Verbrauch von Motor-/Flugbenzin und Dieselmotoren/Heizöl in Summe bei 52,8 Mio.t bzw. 47,5% des Brutto-Inlandsverbrauchs an Mineralölerzeugnissen. Hier war ebenfalls eine rückläufige Tendenz festzustellen (minus 3,2 %). Der Verbrauch von Motor- und Flugbenzin im Sektor Verkehr sank um minus 3,5 % auf 17,3 Mio.t (Vj. 17,9). Bei Diesel war ein Rückgang um minus 3,0 % auf 35,5 Mio.t (Vj. 36,6) zu verzeichnen.

Biokraftstoffe kommen nahezu ausschließlich im Sektor Verkehr zum Einsatz. Weniger als 10% werden in den Sektoren Industrie und Sonstige verbraucht. Festzustellen ist, dass der Verbrauch von Bioethanol in Deutschland in den Jahren 2016 bis 2018 weitgehend konstant war. Bioethanol (0,75 Mio.t, 4,3%) wird in Deutschland praktisch ausschließlich als Beimischungs-komponente (E5, E10) eingesetzt. Während EU-weit noch 2-3% des Bioethanols als Kraftstoffsorte E85 (Bioethanolanteil bis 85 %) in den Handel gelangen konnte sich diese Variante, nicht zuletzt da die Steuerbefreiung für diesen Kraftstoff Ende 2015 wegfiel, nicht durchsetzen. Der Verbrauch von Biodiesel legte im



gleichen Zeitraum hingegen um 7 % auf 1,92 Mio.t zu. Biodiesel stellt damit volumetrisch einen Anteil von rund 5,4 % des Kraftfahrzeugdieselerverbrauchs von 35,5 Mio.t in Deutschland. Aufgrund der aktuellen Steuerpolitik im Biokraftstoffbereich (kompletter Wegfall der Steuerbegünstigungen für Biodiesel-Reinkraftstoff (B100) ab 2013) wird auch Biodiesel praktisch nur noch als Beimischungskomponente (B7) eingesetzt. Für 2018 weist die Statistik lediglich noch einen Biodieselerverbrauch von 2.700 t als Reinkraftstoff (B100) aus. Das entspricht einem Anteil von 0,15 %.

Bioethanol -  **15-5** Die Bioethanolproduktion 2019 belief sich nach Zahlen des BDBe in Deutschland auf rund 825.000 m³ (dv. 687.000 m³ Kraftstoffe) und lag damit unter dem Vorjahresniveau (954.000 m³; dv. 776.000 m³ Kraftstoffe; lt. Eurostat = 800.000 m³). 2019 waren nach Angaben des BDBe sieben Werke mit Standorten überwiegend im Osten und Norden Deutschlands in Betrieb. Deren Kapazität belief sich in der Summe auf rund 935.000 m³ (739.000 t) jährlich. Als Rohstoff wurde nach Angaben des BDBe 2019 ca. 86 % Getreide (Weizen, Mais, Roggen, Gerste und Triticale), aber auch Zuckerrüben (14 %) eingesetzt. Abfälle und sonstige Rohstoffe wurden nur in sehr geringem Umfang (< 1 %) als Rohstoff verwendet und statistisch nicht gesondert erfasst. Die Anbauflächen beziffert die FNR für das Jahr 2019 auf insgesamt 290 Tsd.ha Ackerfläche, davon rund 110 Tsd.ha Roggen, 88 Tsd.ha Weizen, 51 Tsd.ha sonstiges Getreide, 23 Tsd.ha Zuckerrüben und 18 Tsd.ha Körnermais.

Die „wechselhaften“ Vorgaben der Politik verursachen in der Branche Verunsicherung, es fehlt an Planungssicherheit für langfristige Entscheidungen (Diskussion ILuC, langfristige Perspektive für den Zeitraum 2020 bis 2030; Diskussion um Anrechenbarkeit der UER = „Upstream Emission Reductions“). Hinzu kommt, dass die Biokraftstoffproduktion durch den schon seit längerer Zeit auf schwachem Niveau notierenden Rohölpreis (aktuell 35 bis 45 US-\$/Barrel) ökonomisch stark unter Druck steht. So wurde die Zahl der Werke von 2014 auf 2015 von neun auf sieben verringert, die Kapazitäten von 939.000 auf 709.000 t/Jahr zurückgefahren. Die zum 1.1.2020 erfolgte Erhöhung der Treibgas-Minderungsquote von 4 auf 6% hat in der Branche gewisse Zuversicht gestreut. 2019 haben 2 Werke Kapazitätserweiterungen vorgenommen, so dass aktuell 739.000 t Produktionskapazität (+30.000 t zum Vorjahr) zur Verfügung steht. Werksschließungen sind derzeit nicht erkennbar. Weitere Anpassungsreaktionen werden erst nach der nationalen Umsetzung der Vorgaben durch die Erneuerbaren-Energien-Richtlinie (RED II) im Verkehrssektor erwartet.

Bioethanol wird in Deutschland praktisch ausschließlich zur Beimischung in Ottokraftstoff (E5, E10) eingesetzt. Nach Angaben des BAFA (Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle) wurden 2019 insgesamt 1,143 Mio. t Bioethanol abgesetzt. Davon wurden

1,055 Mio. t in der Beimischung und 88.100 t als ETBE verwendet. E85-Kraftstoff (85 % Ethanolanteil) wird praktisch nicht mehr abgesetzt und ist in der Statistik nicht mehr ausgewiesen. Nach den vorläufigen Dezemberzahlen ist davon auszugehen, dass der Absatz von Bioethanol 2019 gegenüber dem Vorjahr um minus 3,8 % rückläufig war, wobei der Absatz von Ottokraftstoffen in Summe um plus 0,7 % zugelegt hat. Während der ETBE-Anteil deutlich rückläufig war konnte der Anteil an Beimischungsethanol leicht zulegen.



Biodiesel -  **15-6**  **15-8** Die Biodieselproduktion 2019 belief sich in Deutschland nach Angaben des VDB geschätzt auf 3,4 Mio. t. Die theoretische Produktionskapazität 2019 wird auf 3,5 bis 3,9 Mio. t beziffert (2018: 3,9). Die Spitze der Produktionskapazität in Deutschland war 2008 mit 5,1 Mio.t zu verzeichnen. Inzwischen ist eine größere Anzahl von Anlagen stillgelegt worden. Die Auslastung der noch produzierenden Anlagen lag zwischen 80 bis 90 %. In Summe ist eine deutliche Konzentration der Standorte im Norden und Osten festzustellen. Als Rohstoffe für die Herstellung nannte der VDB für das Jahr 2019 unverändert vor allem Rapsöl (57 %), Sojaöl (11 %), Palmöl (2 %), Altspesiefette und Fette (25 %) sowie Andere (5 %). Die Anbauflächen beziffert die FNR auf rund 520 Tsd.ha Raps für Biodiesel/Pflanzenöl.

Der Inlandsverbrauch lag 2019 laut BAFA bei 2,301 Mio. t. Die Statistik weist inzwischen nur noch Biodiesel als Beimischungskomponente aus, da der Anteil von Biodiesel als Reinkraftstoff (B100) sowie von reinem Pflanzenölkraftstoff gegen Null tendiert. Gegenüber dem Vorjahr (2,323 Mio.t) war der Biodieselabsatz leicht rückläufig, trotz der Tatsache, dass der Kraftstoffdieselerverbrauch 2019 um rund 1,0 % auf 37,85 Mio.t gestiegen ist.

Zum Rückgang des Verbrauchs von Biodieselreinkraftstoff (B100) ist folgendes anzumerken. B100 erlebte in den zurückliegenden Jahren einen dramatischen Einbruch. Waren 2007 knapp über 1,82 Mio. t B100 verkauft worden, so waren es 2016 nur noch 400 t. Ab 2017 war die Menge so gering, dass diese statistisch nicht mehr separat ausgewiesen wurde. Auch der Verbrauch von Pflanzenöl als Kraftstoff liegt am Boden. Die letzte statistische Erfassung im Jahr 2016 weist einen Verbrauch von 3.600 t aus, danach wurden keine Werte mehr veröffentlicht. 2007 wurden hingegen noch rund 750.000 t Pflanzenölkraftstoff verbraucht. Auslöser für diesen starken Rückgang ist die seit 01.01.2013 gültige volle Besteuerung von B100 und Pflanzenöl-Kraftstoff nach dem Energiesteuergesetz sowie der Einbruch der Tankstellenpreise für fossile Kraftstoffe aufgrund des Einbruchs der Rohölnotierungen. Beide Produkte haben dadurch ihre Wettbewerbsfähigkeit gegenüber dem fossilen Diesel komplett eingebüßt. Für land- und forstwirtschaftliche Betriebe blieb allerdings die Möglichkeit einer nahezu vollständigen Steuerrückerstattung im Rahmen des Agrardieselantrags beim Einsatz

von B100 oder reinem Pflanzenöl in landwirtschaftlichen Maschinen bestehen. Hier, so das TFZ Straubing, läge eine Chance für die Landwirtschaft, dem Biodiesel oder dem Pflanzenölkraftstoff Bedeutung zukommen zu lassen. Allerdings stehen auch in diesem Bereich die Vorzeichen aktuell auf Rot. Denn die Befreiung für die Landwirtschaft läuft zum 31.12.2020 aus, und bislang gibt es noch keine Nachfolgeregelung.

Biogas - 15-11 15-12 15-13

 15-9  15-10 Bei der Biogasverwertung steht in Deutschland der Pfad „Stromerzeugung durch Kraft-Wärme-Kopplung“ weiterhin im Vordergrund. Vor allem in mittleren und kleineren Anlagen auf landwirtschaftlichen Betrieben ist dieses Konzept Standard. Die anfallende Wärme wird mittlerweile in vielen Anlagen genutzt, was deren Energieeffizienz verbessert. Hinzu kommt, dass die Anlagen zunehmend durch Ausstattung mit zusätzlicher BHKW-Kapazität als Regelenergie-Kraftwerke nutzbar gemacht werden. Das Nutzungskonzept „Methaneinspeisung ins Erdgasnetz“ hat in Deutschland ebenfalls an Bedeutung gewonnen. Vorteil dieser Technik ist, dass das Biogas aufbereitet und in der Regel ins Erdgasnetz eingespeist wird. Dadurch kann die Gasverwendung in Form von Kraft-Wärme-Kopplung direkt am Verbrauchsstandort der Wärme stattfinden. Mit diesem Konzept kann ein hoher Gesamt-Wirkungsgrad erzielt werden. Die Herstellung von „Bio-Flüssiggas als Kraftstoff“ stellt bislang in Deutschland noch eine Nische dar, die Verwendung von Biogas in „Brennstoffzellen“ befindet sich noch in der Entwicklung. Verschiedene Beispiele wie die Biogas-Kraftfahrzeugflotte in Schweden zeigen, dass solche Pfade durchaus erfolversprechend sein können. Im Gegensatz zu den bisherigen üblichen Nutzungsformen ist allerdings in vielen Fällen eine oft umfangreiche Aufbereitung des Gases erforderlich. Dies lässt sich umso effizienter und ökonomischer gestalten, wenn ausreichend große Mengen Roh-Biogas am Standort der Aufbereitung zur Verfügung stehen.

Die Biogasbranche in Deutschland entwickelte sich in den zurückliegenden 20 Jahren rasant. Insbesondere mit Inkrafttreten des novellierten Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) im Jahr 2004 wurde ein regelrechter Boom ausgelöst.

Der jährliche Anlagen-Zubau stieg ebenso steil wie die installierte elektrische Leistung je Einzelanlage. Nach einem etwas gebremsten Wachstum in den Jahren 2007 und 2008 erlebte die Branche nach der EEG Novellierung 2008 in den Jahren 2009 bis 2012 erneut einen Boom. Grund hierfür waren die Einführung des sogenannten „Güllebonus“ sowie eine attraktive Erhöhung der Prämie für die Verwendung von NawaRo's. Beflügelnd kam hinzu, dass die Preise für Agrarrohstoffe in den Jahren 2008 und 2009, nach der Preisspitze in 2007/08, nahezu wieder ins Bodenlose gefallen waren. Mit der Novellierung des EEG zu Jahresbeginn 2012 kam dann noch eine neue Anlagenklasse bis 75 kW el.

Leistung hinzu (sog. „Gülleanlagen“), die speziell darauf ausgerichtet ist, dass viehhaltende Betriebe einen Großteil der Biogasgewinnung aus dem anfallenden Wirtschaftsdünger zu attraktiven Konditionen bewerkstelligen können.

In vielen Anlagen in Deutschland steht heute dennoch die Biogaserzeugung aus Energiepflanzen im Vordergrund. Mit der Einführung einer 75 kW-Klasse wurde allerdings erneut der Wille verdeutlicht, Gülle, Mist und andere organische Reststoffe auf den landwirtschaftlichen Höfen sinnvoll zu verwerten.

Mit der Neureglung des EEG zum „EEG 2.0“ in 2014 flachte der Zubau neuer Biogasanlagen ab. Das EEG 2014 legte den Schwerpunkt auf die Nutzung von Abfällen und Reststoffen und fordert zunehmend eine flexible, netzdienliche Führung der Anlagen ein. Hinzu kam, dass ein Zubaukorridor von lediglich 100 MWel pro Jahr verankert war. Der Zubau von Neuanlagen hat sich daher in den zurückliegenden Jahren stark auf 75 kW-Anlagen konzentriert. Zeitgleich wurden in einer Vielzahl von Bestandsanlagen zusätzliche Blockheizkraftwerke und Gasspeicher gebaut, um an der Flexibilisierung teilnehmen und damit die Vorteile von Marktprämie und ggf. Flexibilitätsprämie nutzen zu können. Mit dem EEG 2017 kam noch die Ausschreibungspflicht für Biomasseanlagen hinzu. D.h. die Vergütungshöhe für Strom aus neuen Anlagen wird im Rahmen eines Ausschreibungsverfahrens bestimmt. Ausgenommen von der Ausschreibungspflicht sind allerdings Anlagen bis 75 kW und Bioabfall-Vergärungsanlagen. Das Ausschreibungsvolumen für die Jahre 2017 bis 2019 betrug max. 150 MWel pro Jahr, ab 2020 bis 2022 sind es jährlich 200 MWel.

Tab. 15-12 Anbau nachwachsender Rohstoffe in Deutschland

in 1.000 ha	2018 ^v	2019 ^s
		▼
Industriestärke	125,0	130,0
Industriezucker	12,3	12,3
technisches Rapsöl	138,0	130,0
techn. Sonnenblumenöl	7,0	8,1
technisches Leinöl	3,8	3,4
Faserpflanzen	3,2	3,6
Arznei- und Farbstoffe	12,0	12,0
Industriepflanzen gesamt	301,0*	299,0*
Raps (Biodiesel/Pflanzenöl)	589,0	520,0
Zucker/Stärke (Bioethanol)	266,0	290,0
Pflanzen für Biogas	1.560,0	1.550,0
Sonstiges (Agrarholz, Miscanthus, ..)	11,2	11,2
Energiepflanzen gesamt	2.426,0*	2.371,0*
NawaRo gesamt (Industrie + Energie)	2.727,0*	2.670,0*

* Summe gerundet auf signifikante Stellen

Quelle: FNR

Stand: 28.06.2020

Tab. 15-13 Anbau nachwachsender Rohstoffe nach Kulturarten in Deutschland

2019 in ha	Gesamt	Fest- brenn- stoff	Bio- diesel / Pfl.öl	Bio- ethanol	Biogas	Stärke / Industrie- stärke	Industrie- zucker	sonstige (Fasern, Öle, etc.)
	2.675.210	11.200	520.000	290.300	1.554.100	130.300	12.300	157.010
Raps	650.000		520.000					130.000
Sonnenblume	8.060							8.060
Lein	3.400							3.400
Getreide	641.600	k.A.		249.000	313.000	79.600		
Kartoffel	29.100					29.100		
Zuckerrüben	76.300			22.900	41.100		12.300	
Körnermais	40.000			18.400		21.600		
Maissilage	971.000				971.000			
Arznei- und Färbepflanzen	12.000							12.000
Pflanzenfasern	3.550							3.550
Miscanthus	4.600	4.600						
Silphie	3.000				3.000			
KUP	6.600	6.600						
Gras, Leguminosen, sonst. Raufutter	226.000				226.000			

Quelle: FNR

Stand: 11.09.2020

Die erneute Novellierung des EEG zum 01.01.2021 wird derzeit diskutiert. Zwar hat die Bundesregierung im „Integrierten Nationalen Energie- und Klimaplan“ für Biogas einen Ausbaupfad auf 8,4 MW (Bestand heute ca. 5 MW installierte Leistung) bis 2030 skizziert. Die Branche jedoch kritisiert, dass die derzeitigen Vorschläge zur Umsetzung im Entwurf des neuen EEG 2021 dieses Ziel in weite Ferne rücken. Die Branche kämpft weiter dafür, dass v.a. akzeptable Anschlussregelungen für die in den nächsten Jahren aus dem EEG fallenden Bestandanlagen getroffen werden. Zudem sollten Konzepte und Anreize geschaffen werden, noch mehr Gülle und Wirtschaftsdünger ins System zu bringen.

Ende 2019 waren in Deutschland nach Angaben des Fachverband Biogas e.V. 9.527 Biogasanlagen (Vj. 9.444) mit einer Gesamtleistung von 5.000 MWel (einschl. Überbauung; Vj. 4.952) in Betrieb. Die arbeitsrelevante Leistung betrug rund 3.800 MWel. Die Durchschnittsgröße der Anlagen liegt zwischenzeitlich bei 525 kWel (Vj. 525). In Summe verdeutlichen die Zahlen, dass der Ausbau des Biogassektors ins Stocken geraten ist. Während die Zahl der Anlagen 2019 nochmals um gut 80 zulegen konnte wuchs die installierte Leistung nur noch marginal. Der Zubau beschränkte sich weitgehend auf kleine Anlagen (75 kW Gülle). Ein gewisser Leistungszubau resultiert auch aus der Überbauung (Erhöhung der BHKW-Kapazitäten) bestehender Anlagen, um damit die Chancen der Flexibilisierung nutzen zu können.

Die Bruttostromerzeugung aus Biogas einschließlich Biomethan hat sich in Deutschland innerhalb der letzten 10 Jahre mehr als verdoppelt. Sie belief sich 2018 auf 31.554 GWh (113,6 PJ) und 2019 auf 31.881 GWh (114,8 PJ). Die Biogaserzeugung zeichnet damit für gut 13 % des durch erneuerbare Energien erzeugten Stroms verantwortlich. Allerdings ist der prozentuale

Anteil in den letzten Jahren leicht rückläufig, was zum einen an der starken Entwicklung der Windkraft sowie der Photovoltaik liegt, zum anderen aber auch daran, dass die Stromerzeugung aus Biogas in den letzten 5 Jahren nahezu stagniert.

Als Rohstoffe werden Gülle und Festmist sowie nach der EEG-Novellierung 2012 zunehmend auch industrielle und kommunale Reststoffe oder Abfälle eingesetzt. Von unverändert großer Bedeutung ist der Einsatz von Energiepflanzen. Insgesamt wurden 2019 nach vorläufigen Zahlen der FNR 1,55 Mio. ha Energiepflanzen zur Biogasherstellung angebaut. Der Löwenanteil davon entfällt auf Biogasmais-Silage (971 Tsd. ha), gefolgt von Gras-/Leguminosensilage (226 Tsd. ha), Getreidekorn (210 Tsd. ha) und Getreide-Silage (100 Tsd. ha), Zuckerrüben (41 Tsd. ha) und Sonstigen wie z.B. Silphie (3 Tsd. ha). Im Jahr 2018 waren es 1,56 Mio. ha.


Der Flächenbedarf für die Biogaserzeugung spiegelt sich in den zurückliegenden Jahren auch in den wachsenden Zahlen der Silomais-Anbauflächen wieder. 2019 belief sich die Silomaisfläche in Deutschland auf 2,223 Mio. ha. Die gesamte Maisfläche einschließlich Körnermais betrug 2,639 Mio. ha. Das stellt die größte jemals ins Deutschland beobachtete Flächenausdehnung von Mais dar. Im Durchschnitt der letzten fünf Jahre 2014 bis 2018 betrug die Silomaisfläche 2,125 Mio. ha, die gesamte Maisfläche 2,564 Mio. ha. Mais stellt einen Flächenanteil von weit über 50 % bei den Energiepflanzen für Biogas. Der Grund dafür liegt in seinem hohen Ertragspotential. Rechnerisch werden 0,4 bis 0,5 ha Maisanbaufläche benötigt, um das „Futter“ für 1 Kilowatt BHKW-Leistung über das Jahr bereit zu stellen (Berechnungsbasis: 7.500 Betriebsstunden jährlich). Zur „Fütterung“ der inzwischen installierten Leistung von 5.030 MWel ausschließlich mit Mais wä-

ren rechnerisch zwischen 2,0 bis 2,5 Mio. ha Silomaisanbaufläche erforderlich.

Die größte Anzahl an Biogasanlagen befindet sich in Bayern. 2.632 Anlagen mit einer installierten Leistung von 1.351 MWel (incl. 46 MWel äquiv. Leistung Methaneinspeisung) waren Ende 2019 dort am Netz. D.h. in Bayern stehen rund 28 % der deutschen Biogasanlagen und knapp 27 % der installierten elektrischen Leistung. Die durchschnittliche Anlagenleistung lag 2019 bei 515 kWel. Niedersachsen stellt die zweitgrößte Anzahl an Biogasanlagen. Ende 2018 waren es 1.689. Die installierte Leistung lag mit 1.236 MWel knapp unter der Leistung der bayerischen Anlagen. Die durchschnittliche Größe der Einzelanlage liegt dort mit über 732 kWel deutlich höher als im Süden. Baden-Württemberg lag Ende 2019 nach Nordrhein-Westfalen (1.114 Anlagen, 384 MWel) an 4. Stelle mit 978 Anlagen und einer installierten arbeitsrelevanten Leistung von 335 MWel (446 MWel einschl. Überbauung). Die durchschnittliche Anlagengröße in B.-W. betrug 343 kWel (bzw. 477 kW einschl. Überbauung).

Erste Prognosezahlen des Fachverbands Biogas gehen davon aus, dass die Zahl der Anlagen deutschlandweit im Jahr 2020 erstmals rückläufig sein wird (D: 9.359; minus 168 Anlagen), während davon ausgegangen wird, dass die installierte elektrische Leistung (5.030 MWh; incl. äquiv. Leistung aus Methaneinspeisung und Überbauung) nochmals marginal wächst.


15.2 Sonstige energetische Verwertungspfade

 **15-13** Neben den bisher genannten Pfaden zur energetischen Nutzung von Biomasse gibt es in Deutschland eine Reihe weiterer Entwicklungen, die allerdings aus heutiger Sicht nur geringe Marktbedeutung entfalten.

Strom (und Wärme) - Erzeugung mittels Pflanzenöl-BHKW - Die Entwicklungen im Bereich Pflanzenöl-BHKW waren nach anfänglicher Euphorie schnell zum Erliegen gekommen. Dies hatte im Wesentlichen zwei Gründe. Bereits kurz nach Einführung attraktiver Vergütungssätze für Kraft-Wärme-Kopplung mit Pflanzenöl als Energieträger durch das EEG 2004 verteuerten sich die Öle am Markt so sehr, dass ein ökonomischer Betrieb der Anlagen schnell in Frage gestellt war. Darüber hinaus hatte im Laufe der Jahre in diesem Bereich ein Umdenken der Politik stattgefunden. Mit dem EEG 2012 wurde die Förderung der Strom- und Wärmeerzeugung aus „flüssiger Biomasse“ faktisch eingestellt. Lediglich diejenige Menge flüssiger Biomasse, die im Rahmen der Anfahr-, Zünd- oder Stützfeuerung z.B. bei Zündstrahlmotoren in der Biogasverwertung nötig ist, kann auch weiterhin von der EEG Förderung profitieren.

Biokraftstoffe der 2. Generation - Die so genannten BTL-Kraftstoffe (biomass to liquid) befinden sich derzeit noch im Entwicklungsstadium. Die Erzeugung von BTL soll überwiegend aus Zellulose, d.h. Waldrestholz oder Getreidestroh erfolgen, so dass zunächst nicht von einem zusätzlichen Ackerflächenbedarf für diesen Verwertungspfad ausgegangen werden muss. Erste Schritte einer Praxiseinführung wurden zwischenzeitlich unternommen, allerdings musste das führende Unternehmen CHOREN in 2011 Insolvenz anmelden, so dass die Aktivitäten derzeit ins Stocken gekommen sind. Für die weitere Entwicklung erschwerend wirkt sich die zögerliche Haltung der Politik auch gegenüber Biokraftstoffen der 1. Generation aus. Die Akteure scheuen sich derzeit große Investitionen in diesem Bereich zu tätigen.

Getreide zur thermischen Nutzung - Seit Inkrafttreten der Verordnung über kleine und mittlere Feuerungsanlagen (1. BImSchV) im Januar 2010 ist die thermische Nutzung von Mindergetreide (nicht als Lebensmittel bestimmtes Getreide wie Getreidekörner oder Getreidebruchkörner) als Regelbrennstoff zugelassen. Der Einsatz ist allerdings beschränkt auf Anlagen bis 100 kW Nennleistung sowie auf einen eingeschränkten Nutzerkreis. Zu diesem gehören z.B. Betriebe der Landwirtschaft, des Gartenbaus und des agrargewerblichen Sektors wie Mühlen oder Agrarhandel. Mit der 1. BImSchV wurde damit zwar der gesetzliche Rahmen für eine legale thermische Verwertung von Getreide geschaffen. Dennoch entwickelte sich dieser Verwertungspfad in den vergangenen Jahren kaum. Bei Erzeugerpreisen knapp unter oder bei 200 €/t flachte das Interesse an der Getreideverbrennung stark ab, zumal für einen sicheren und langfristigen Betrieb solcher Anlagen auch noch nicht alle technische Fragestellungen vollständig beantwortet sind. Die aktuell niedrigen Getreidepreise könnten allerdings die Entwicklungen in diesem Bereich etwas befeuern. Mit einer massiven Nutzung von Getreide zur thermischen Nutzung rechnet man im Markt allerdings nicht. Man geht davon aus, dass es sich bei diesem Pfad allenfalls um eine Nische handelt.

 **15-13 Kurzumtriebsplantagen, Miscanthus und andere Biomasse zur thermischen Nutzung** - Derzeit ist nur eine überschaubare Anzahl von Ackerflächen in Deutschland mit Kulturen wie Kurzumtriebsplantagen (KUP), Miscanthus (Chinaschilf) oder anderer Biomasse zur thermischen Nutzung bepflanzt. Die anfängliche Euphorie in diesem Bereich scheint verflogen zu sein. Immer wieder hatten Pellethersteller Interesse signalisiert, der Nutzungspfad steckt jedoch nach wie vor in der Nische fest. Ein Grund dafür ist sicherlich, dass die Wirtschaftlichkeit des Anbaus nur bedingt darstellbar ist. Für Landwirte wirkt sich darüber hinaus hemmend aus, dass eine langfristige Bindung der Flächen erforderlich ist.

Tab. 15-14 Nachwachsende Rohstoffe Deutschland (Einsatzmengen Stoffliche Verwendung)

	2016 in t	2017 in t	2018 ^v in t
Einsatzmenge insgesamt	3.553.200	3.713.000	3.372.800
Pflanzliche Öle und Fette	1.044.000	1.150.000	979.000
Tierische Fette	183.000	185.000	191.000
Fette und Öle insg.	1.227.000	1.335.000	1.170.000
Papierstärke	686.000	706.000	713.000
Chemiestärke	297.000	311.000	257.000
Chemiezucker	157.000	148.000	133.000
Chemiezellstoff	380.000	426.000	406.000
Naturfasern	132.000	136.000	132.000
Kohlenhydrate insg.	1.652.000	1.727.000	1.641.000
Wachse, Harze, Gerbstoffe	104.000	91.400	90.600
Glycerin	200.000	196.000	142.000
Naturkautschuk	224.000	238.000	232.000
Kork	35.200	29.800	27.700
Andere	111.000	95.800	69.500
Sonstige insg.	674.200	651.000	561.800

Quelle: FNR

Stand: 11.09.2020

Deutschlandweit waren 2019 nach Schätzungen der FNR 6.600 ha mit KUP (Vj: 6.600) und 4.600 ha mit Miscanthus (Vj: 4.600) bepflanzt. Damit sind derzeit auf Bundesebene praktisch keine Veränderungen in diesem Nutzungspfad zu verzeichnen. In Baden-Württemberg wird die Anbaufläche 2019 auf 398 ha KUP (Vj: 400) und 425 ha Miscanthus (Vj: 419) geschätzt, in Bayern lag die Anbaufläche 2019 bei 1.460 ha KUP (Vj: 1.442) und 1.352 ha Miscanthus (Vj: 1.363).

15.3 Stoffliche Nutzung

Deutschland -  15-12  15-13  15-14 Zahlreiche Rohstoffe aus Land- und Forstwirtschaft sind aus der industriellen Verwendung nicht mehr weg zu denken. Nachwachsende Rohstoffe bieten in vielen Bereichen effektive und interessante Alternativen zu fossilen Rohstoffen. Zumal deren Vorräte auf mittlere Sicht betrachtet begrenzt sind.

Die stoffliche Nutzung wies in den vergangenen Jahren im Gegensatz zur energetischen Nutzung nur geringe Veränderungen auf. Insgesamt wurden 2019 nach Zahlen der FNR auf geschätzt 299.000 ha Fläche landwirtschaftliche Rohstoffe für die Industrie erzeugt (Vj 301.000). Knapp 44 % entfielen hiervon auf die Stärkeproduktion mit Schwerpunkt im Getreide-, Körnermais- und Kartoffelanbau. Technische Öle (Raps, Sonnenblumen und Leinsaat) stellen zusammen einen Anteil von gut 47 %. Die restlichen Anteile entfallen auf

Industriezucker, Pflanzenfasern sowie Arznei- und Färbepflanzen.

Die Verwendungsmöglichkeiten indes sind vielfältig. So werden Pflanzenöle im stofflichen Bereich nach einer von der Fachagentur für Nachwachsende Rohstoffe (FNR) in Auftrag gegebenen Studie („Sektorstudie zum Aufkommen und zur stofflichen und energetischen Verwendung von Ölen und Fetten in Deutschland“) in großem Umfang in der chemischen Industrie zur Herstellung von Wasch-, Pflege- und Reinigungsmittel, für Schmierstoffe, Polymere, Farben und Lacke sowie eine Reihe anderer Produkte eingesetzt. Die Palette der Anwendungen bei den Kohlenhydraten (Zucker, Stärke, Zellulose) ist noch breiter und „bunter“. Zucker findet Anwendung im Bereich Pharma&Kosmetik, in der Bauchemie, bei der Herstellung von Tensiden ebenso wie von PU-Schäumen. Aber auch in der Fermentation und zur Herstellung technischen Bioethanols wird Zucker eingesetzt. Stärke benötigt v.a. die Papier- und Wellpappenherstellung, aber auch die Chemie im Bereich Fermentation und zur Herstellung technischen Bioethanols. Zellulose letztlich wird vorwiegend zur Faserherstellung eingesetzt. In Summe stellt damit die stoffliche Nutzung von Biomasse ebenfalls eine interessante Alternative dar.

Nicht zuletzt lässt das aktive Aufgreifen und Fördern des Themas „Bioökonomie“ durch die Politik erwarten, dass sich gerade im Bereich der stofflichen Nutzung in den kommenden Jahren völlig neue Entwicklungen ergeben könnten.